

OPTIMIZACIÓN DE UN MODELO DE CADENA DE SUMINISTRO EN EL
SECTOR DE HIDROCARBUROS MEDIANTE PROGRAMACIÓN LINEAL
ESTOCÁSTICA



MAURO GONZÁLEZ FERNANDES

PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA INDUSTRIAL
BOGOTÁ D.C.
2014-1

OPTIMIZACIÓN DE UN MODELO DE CADENA DE SUMINISTRO EN EL
SECTOR DE HIDROCARBUROS MEDIANTE PROGRAMACIÓN LINEAL
ESTOCÁSTICA

MAURO GONZÁLEZ FERNANDES

Trabajo de grado

Director:
JUAN CARLOS GARCÍA DÍAZ
Ingeniero Industrial

PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA INDUSTRIAL
BOGOTÁ D.C.
2014-1

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
JUSTIFICACIÓN	5
OBJETIVOS	8
1. Objetivo general	8
2. Objetivos específicos	8
MARCO TEÓRICO.....	8
1. Programación lineal estocástica	8
1.1. Programación estocástica de doble etapa	9
1.2. Análisis económico para modelo de doble etapa estocástico.....	11
CAPÍTULO 1: CARACTERIZACIÓN DE LA RED LOGÍSTICA PROPUESTA	12
1. Resumen general.....	12
2. Características de la red	14
2.1.1. Nodos de referencia:.....	14
2.1.2. Producción de los nodos	14
2.1.3. Nodo de exportación	16
2.2. Nodo de refinería	17
2.2.1. Capacidad operacional de la refinería	17
2.2.2. Transformación de producto	18
2.3. Nodos de centros de distribución	19
2.3.1. Demanda de los nodos de centros de distribución	19
2.4. Caracterización de los ductos	20
2.4.1. Oleoductos de producción.....	21
2.4.2. Ductos de distribución	23
2.5. Caracterización de los carros tanque.....	24
3. Costos y precios de la operación	25
3.1. Costos de transporte.....	25
3.1.1. Transporte por ductos	25
3.1.2. Transporte por carro tanques	26
3.2. Costos de producción	26
3.3. Costos de refinación	27
3.4. Precios de venta de bienes.....	27
3.4.1. Precio de venta petróleo crudo.....	27
3.4.2. Precio de venta productos refinados	28

4. Definición de parámetros estocásticos.....	29
CAPÍTULO 2: PLANTEAMIENTO DEL MODELO DE PROGRAMACIÓN LINEAL	33
1. Planteamiento del modelo determinista	33
1.1. Conjuntos	33
1.2. Variables de decisión.....	34
1.3. Parámetros	34
1.4. Función objetivo.....	35
1.5. Restricciones	35
2. Generación de escenarios	36
2.1. Análisis de variación de precios.....	37
2.1.1. Precios de crudos	38
2.1.2. Precios de refinados	44
2.1.3. Relación entre precios de crudos y refinados.....	50
2.2. Análisis de variación de demanda.....	52
2.3. Definición de escenarios.....	59
3. Planteamiento del modelo estocástico.....	62
3.1. Conjuntos	63
3.2. Variables de decisión.....	64
3.3. Parámetros	64
3.4. Función objetivo.....	65
3.5. Restricciones	65
CAPÍTULO 3: RESULTADOS DE LOS MODELOS PLANTEADOS	67
1. Resultados para el modelo determinista.....	69
2. Resultados para el modelo estocástico.....	71
3. Extensión del uso del modelo: Planeando diferentes meses	72
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS	79
1. Análisis resultados deterministas.....	79
1.1. Análisis pozos de producción.....	80
1.2. Análisis de oleoductos	81
1.3. Análisis de nodo de exportación	82
1.4. Análisis de refinería	83
1.5. Análisis de poliductos	84
1.6. Análisis de centros de distribución.....	85
2. Análisis económico modelo estocástico.....	86
2.1. Valor esperado de la información perfecta (EVPI)	86
2.2. Valor de la solución estocástica (VSS).....	88

3. Análisis general de los resultados obtenidos	90
CONCLUSIONES	93
RECOMENDACIONES	96
BIBLIOGRAFÍA	98
ANEXOS	100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Variables de entrada y de salida del modelo	4
Figura 2. Esquema general cadena de suministro de petróleos	12
Figura 3. Cadena de suministro propuesta para análisis	13
Figura 4. Cadena de suministro propuesta con nomenclatura de oleoductos	21
Figura 5. Variación histórica barriles de refinados demandados 2013 (Barriles/mes)	30
Figura 6. Variación histórica precio de crudos 2011-2013 (US\$/Barril)	30
Figura 7. Variación histórica precios de refinados 2011-2013 (US\$/Barril)	31
Figura 8. Cadena de suministro propuesta para el trabajo	33
Figura 9. Variación histórica mes a mes de precios de crudos 2011-2013	38
Figura 10. Segmentación de precios crudo Brent	42
Figura 11. Segmentación de precios crudo Dubái Fateh	42
Figura 12. Segmentación de precios crudo Maya	43
Figura 13. Variación histórica mes a mes de precios de refinados 2011-2013	45
Figura 14. Segmentación de precios gasolina corriente	48
Figura 15. Segmentación de precios diésel	48
Figura 16. Segmentación de precios gasolina Jet A1	49
Figura 17. Variación histórica barriles de refinados demandados 2013 (Barriles/mes) ..	53
Figura 18. Segmentación de demanda de gasolina corriente (Barriles/mes)	56
Figura 19. Segmentación de demanda de diésel (Barriles/mes)	56
Figura 20. Segmentación de demanda de gasolina para aviación (Barriles/mes)	57
Figura 21. Árbol de escenarios	62
Figura 22. Utilidad (Z) para cada escenario determinista (US\$)	70
Figura 23. Utilidades para escenarios deterministas y estocástico con datos actualizados enero 2014	76

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Principales consumidores de petróleo en el mundo (2012)	2
Tabla 2. Clasificación de crudos según grados API	15
Tabla 3. Producción promedio diaria de crudos (barriles por día) Junio 2013	16
Tabla 4. Producción promedio diaria de crudos (barriles por día) Julio 2013	16
Tabla 5. Producción promedio diaria de crudos (barriles por día) Agosto 2013	16
Tabla 6. Producción mensual máxima (barriles por mes)	16
Tabla 7. Categorización de productos refinados	17
Tabla 8. Producción promedio estimada para Barrancabermeja con participación porcentual	18
Tabla 9. Capacidad operacional máxima refinería del modelo (barriles/día)	18
Tabla 10. Porcentaje de mezclas de crudos para producción de refinados	18
Tabla 11. Demanda productos refinados año 2013 (barriles de petróleo)	20
Tabla 12. Porcentaje de demanda de cada bien por nodos (%)	20

Tabla 13. Capacidad de transporte oleoductos de producción para el modelo propuesto	22
Tabla 14. Capacidad de transporte ductos de distribución para el modelo propuesto ...	23
Tabla 15. Costos de transporte de crudos oleoductos de producción (US\$/Barril)	25
Tabla 16. Costos de transporte de refinados ductos de distribución (US\$/Barril)	26
Tabla 17. Costo de producción de petróleo crudo (US\$/Barril).....	27
Tabla 18. Precios de venta crudos para diciembre 2013 (referencias exportación)	28
Tabla 19. Precios de venta productos refinados.....	28
Tabla 20. Resultados pruebas de correlación entre precios de crudos.....	40
Tabla 21. Cálculo de % de ocurrencias para intervalos de precios de crudos	44
Tabla 22. Caracterización y probabilidades de eventos referentes a precios de crudos	44
Tabla 23. Resultados prueba de correlación precios de refinados.....	46
Tabla 24. Cálculo de % de ocurrencias para cada intervalo de precios de refinados	49
Tabla 25. Caracterización y probabilidades de eventos referentes a precios de refinados	49
Tabla 26. Caracterización y probabilidades eventos de precios	52
Tabla 27. Resultados prueba de correlación demanda de bienes refinados.....	54
Tabla 28. Cálculo de porcentaje de ocurrencia para cada intervalo de demanda de refinados (%).....	57
Tabla 29. Caracterización y probabilidades eventos demandas de refinados.....	58
Tabla 30. Caracterización y probabilidades de escenarios	60
Tabla 31. Valores esperados para parámetros estocásticos	69
Tabla 32. Resultados principales para modelos deterministas	70
Tabla 33. Resultados principales modelo estocástico	71
Tabla 34. Valores de precios y demandas para enero 2014.....	74
Tabla 35. Caracterización y probabilidades de escenarios (actualizados con datos reales de enero 2014).....	74
Tabla 36. Porcentaje de demanda de cada bien por nodos (%) actualizado con datos enero 2014.....	75
Tabla 37. Resultados principales modelos deterministas y estocásticos, actualizado con datos enero 2014	77
Tabla 38. Valor esperado de la información perfecta (EVPI)	87
Tabla 39. Valor de la solución estocástica (VSS)	89

INTRODUCCIÓN

Las organizaciones de hoy en día, vistas desde un contexto global y de alta competencia, no pueden ser vistas como entes que trabajan individualmente y que logran sobresalir sin relacionarse con otras entidades. En las condiciones actuales, para que una empresa se destaque en su industria y logre ser altamente competitiva requiere, no sólo entender cuáles otras entidades apoyan su misión (proveedores, distribuidores, entre otros), sino que debe buscar tener una sólida relación con éstos, y buscar la mejora continua no sólo en sus procesos internos, sino también en los procesos que involucran a toda su cadena de suministro.

Al entender esto es posible enfocar esfuerzos en plantear mejoras para toda una cadena de suministro, pues se entiende la validez e importancia de esto para el desarrollo empresarial. La competencia hoy en día no se limita a una empresa versus otra empresa de la misma industria, sino a la competencia entre las cadenas de suministro de cada una, pues es claro que por más que una compañía logre ofrecer un producto altamente deseable y rentable, si su cadena de suministro no es efectiva ni eficiente, este producto no estará en el mercado (o al menos no bajo las condiciones ideales), y por tanto no estará generando ningún ingreso para la entidad.

Existen diferentes herramientas para analizar y poder plantear mejoras a cadenas de suministros. Dependiendo del área de donde se estudie, diferentes tipos de propuestas y planes de acción pueden surgir con el objetivo de hacer que una cadena de suministro funcione de la mejor manera. Idealmente cualquier propuesta de mejora debe buscar dar apoyo a la cadena como un todo, y no apenas buscar beneficiar a algunos eslabones de la cadena sin tener en consideración otros.

De acuerdo con lo anterior, se presenta una herramienta bien estudiada por la ingeniería industrial que sirve de apoyo para la toma de decisiones: programación lineal. Esta puede ser utilizada en diferentes contextos y ayudar a aquellos encargados de tomar decisiones para tener un panorama más claro de cómo actuar en distintos escenarios. La programación lineal puede ser usada tanto en procesos internos de una empresa como para los procesos alrededor de esta, dependiendo de los objetivos planteados por la organización que la usa. Esta herramienta puede usar como datos de entrada parámetros que se asumen conocidos, sin embargo en la realidad esto no es común, por lo cual surge una rama de la programación lineal donde se usan datos estocásticos en lugar de deterministas.

Más específicamente, se desea hacer uso de esta herramienta para proponer mejoras en la cadena de suministro del petróleo (también referido como hidrocarburo) haciendo un análisis desde la perspectiva de una entidad encargada del transporte del mismo. Al entender la importancia de este recurso natural, no sólo como fuente de energía en muchos países sino también como materia prima para una alta variedad de bienes, es que se desean enfocar esfuerzos sobre propuestas para su cadena de suministro. De esta manera se estará dando uso de una valiosa herramienta que hace parte de la ingeniería industrial para proponer planes de acción basados en la teoría para una empresa transportadora de petróleo, de manera que se formulen maneras de optimizar su desempeño y en consecuencia el de la cadena de suministro para este producto.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Sobre el contexto global y competitivo que existe en la actualidad, se torna más importante para las compañías planear sobre sus operaciones teniendo en cuenta que hacen parte de una red de suministros donde cada miembro debe interactuar de la mejor manera, teniendo como objetivo principal satisfacer o exceder las demandas del cliente final. Debido a esto, se ha incrementado la importancia dada al estudio de la cadena de abastecimiento, pues se ve en esta una herramienta particularmente fuerte para obtener ventaja competitiva. Específicamente, resulta relevante trabajar sobre la industria petrolera, pues ésta es de mayor importancia para el desarrollo de la economía global. El petróleo es un recurso natural limitado que sirve como fuente de energía, y como compuesto para productos que son de uso común a nivel global: gasolina, plásticos, envases y otra gran variedad de derivados del mismo. Para tener una idea de la demanda por este producto, la tabla 1 muestra la cantidad consumida de este bien por las 5 regiones que más la demandan.

Tabla 1. Principales consumidores de petróleo en el mundo (2012)

País / Región	Consumo diario de petróleo (barriles)
Estados Unidos	19,150,000
Unión Europea	13,730,000
China	9,057,000
Japón	4,452,000
India	3,182,000

Fuente: Prospectiva del petróleo crudo 2012-2026, secretaría de energía, México¹

Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos², en Colombia, para el año 2012, se registró un promedio anual de producción de 944 kbpd (miles de barriles por día calendario), y una comercialización de 1,155 kbpd. Esto muestra que aunque aún se esté relativamente lejos de ser uno de los principales consumidores a nivel mundial, en Colombia la demanda por el producto es considerable, y esto debe llevar a que las compañías encargadas de ofrecer este bien deban hacer un esfuerzo en todos sus niveles para poder abastecer el mercado, pues esto las llevará a ser líderes y poder generar mayores ganancias.

Para esto, una cadena de abastecimiento efectiva y eficiente es fundamental para la industria, y es por eso que se profundiza en su análisis. Este tema en hidrocarburos ha sido ampliamente revisado por diversos autores, y un análisis de algunas de las propuestas hechas hasta el momento se revisan en el marco teórico. Básicamente, se suele dividir a la cadena de abastecimiento de una empresa de hidrocarburos en actividades de nivel superior (upstream) e inferior (downstream). Las actividades de nivel superior se componen de la exploración, producción y transporte de petróleo crudo hasta el punto donde será transformado, mientras que las actividades de nivel inferior son las que se refieren a procesar el crudo en refinerías y de la distribución y mercadeo necesario del producto obtenido.

¹ Secretaría de Energía. (2012). *Prospectiva de petróleo crudo 2012-2026*. México D.F.: SENER p.35

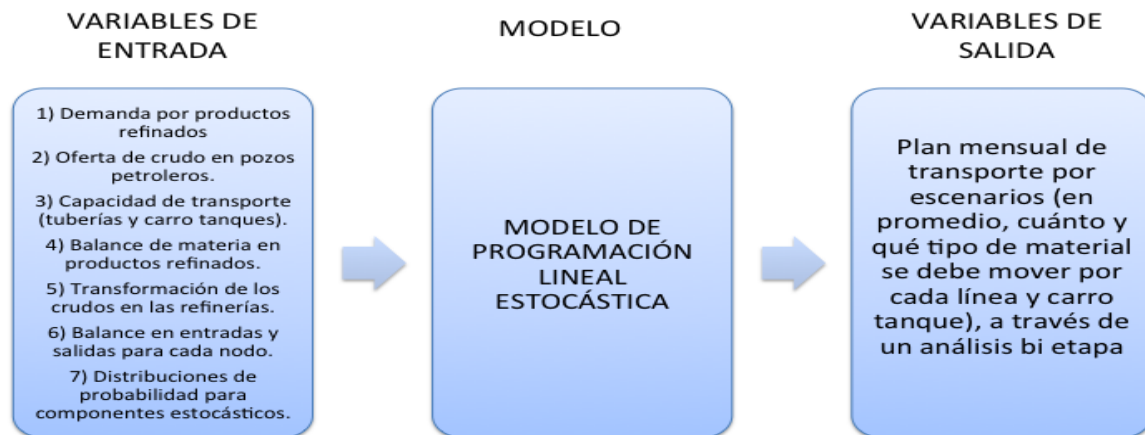
² Agencia Nacional De Hidrocarburos. (2005). *ANH en datos*. Visto Agosto 10, 2013, de <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=8>

Teniendo en cuenta la necesidad de proponer mejoras al desempeño de la cadena de abastecimiento para hidrocarburos, se plantea una red logística específica que modela de forma general una configuración que puede presentarse en empresas del sector. Tal configuración puede abordar la cadena total o parcialmente, moviendo el producto desde el nivel más alto hasta el más bajo. Para estas actividades se, puede hacer uso de diferentes modos de transporte: Vía tuberías, y transporte terrestre. Cada modo presentará sus características y sus ventajas y desventajas, y cabe a la empresa decidir sobre de qué manera logra alcanzar sus objetivos de manera eficiente y efectiva, y esto frecuentemente suele llevar a problemas para decidir sobre como asignar los recursos de la mejor forma. Teniendo en cuenta esto, se presenta una red logística teórica, que se enfoca en las operaciones desde extracción del crudo hasta la distribución del petróleo procesado a unos primeros centros de distribución, haciendo uso de los modos de transporte previamente mencionados. Esta se presentara en el capítulo 1 del contenido del presente trabajo.

Particularmente, se requieren tomar decisiones respecto a cantidades de hidrocarburo a transportar entre los nodos señalados, sea por tuberías o por carro tanques (estos serán los únicos modos de transporte a ser considerados). Estos hidrocarburos se dividirán de la siguiente manera: se manejarán 3 tipos de *crudos*: livianos, intermedios y pesados, y 3 tipos de *refinados*: gasolina, diésel, y gasolina para aviación. Se desea lograr obtener una planeación mensual de transporte de manera que se minimicen los costos existentes en la operación y se logre satisfacer la demanda en los centros de distribución. Para la situación formulada, será necesario tener en cuenta restricciones como: demanda de los diferentes productos en cada nodo, oferta de crudo de los pozos de petróleo, capacidad de transporte de las tuberías, capacidad de transporte en los carro tanques, periodos de mantenimiento en pozos de petróleo, balance de materia en los productos refinados, transformación de los crudos en las refinerías, y balance de entrada y salida en cada nodo, entre otras restricciones que puedan presentarse durante el desarrollo de la modelación. Cabe observar que el modo de transporte terrestre con carro tanques estaría presente dado el caso que los oleoductos no logren cubrir la demanda requerida en algún nodo. Esta configuración se plantea porque, con algunas variaciones, es frecuente para cadenas de suministro de esta industria. Particularmente, hace referencia en gran instancia a parte de la red logística de una empresa real del sector, de la cual se tomaran datos de entrada para el modelo. La figura 1 ilustra las variables de entrada y de salida que se contemplarán durante el proyecto.

Parámetros estocásticos: Dado que para el proyecto se desea tener en cuenta la incertidumbre inherente a ciertos aspectos, se plantea inicialmente considerar la demanda existente por productos refinados en distintos centros de distribución como el principal parámetro estocástico a ser abordado. Sin embargo, como fase inicial del desarrollo del proyecto se plantea hacer un análisis del contexto de transporte de hidrocarburos, y a partir del cual podría definirse algún otro parámetro como estocástico, complementando al anteriormente mencionado.

Figura 1. Variables de entrada y de salida del modelo



Fuente: Autor.

Ya teniendo el modelo de cadena de suministro específico y teniendo en cuenta las potenciales necesidades que podría tener de mejorar sus operaciones, surge la cuestión de cuáles herramientas podrían ayudar con este objetivo, pues se busca ser competitivo y sobresalir en la industria. Es aquí donde surge como opción la ingeniería industrial, la cual cuenta con los métodos cuantitativos para el diseño y mejora de procesos (entre otras herramientas), particularmente, con la investigación de operaciones.

Dentro de la investigación de operaciones se encuentra la programación lineal, que a su vez puede clasificarse como estocástica o determinística. La diferencia entre ambas es que una tiene en cuenta la incertidumbre, mientras que en la otra se asumen parámetros conocidos exactos. Para trabajar sobre problemas lineales estocásticos se puede hacer una formulación mediante modelo bi etapa o multi etapa. Ramos y Cerisola³ mencionan que el tamaño de un problema incrementará linealmente con el número de etapas que se consideran, volviéndolo más complejo. Tal es el nivel de complejidad que para poder trabajar sobre problemas multi etapa se recurre a la descomposición. Los mismos autores⁴ mencionan que, por la naturaleza de las descomposiciones que se deban hacer, es requerido el uso de múltiples CPUs o múltiples ordenadores para dar solución a problemas en tiempos razonables. De acuerdo a lo anterior, hacer uso de formulación multi etapa resulta altamente avanzado, razón por la cual no se abordará esta formulación, y si su forma bi etapa, la cual los autores⁵ mencionados consideran útil, pues, aunque aborde simultáneamente solo 2 etapas, esto suele ser suficiente para dar solución a varias situaciones planteadas.

Ahora, tras enunciar la manera como se formulará el problema planteado (mediante programación lineal bi etapa), se requiere examinar las formas para dar solución a este.

³ RAMOS, A., & CERISOLA, S. (2010). *Optimización Estocástica*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas, p.16.

⁴ Ibid. p.18.

⁵ Ibid. p.15.

Para tales fines se ha planteado el uso de métodos exactos o heurísticos. Se usa una u otra metodología de acuerdo a la complejidad del problema. Normalmente se da prioridad a los métodos exactos por ser estos capaces de llegar a soluciones óptimas, mientras que algoritmos heurísticos no siempre podrán llegar a esto. Sin embargo, los métodos heurísticos son ampliamente utilizados, pues no todos los problemas de programación lineal pueden llegar a soluciones exactas en tiempos razonables (algunas veces no llegan a esa solución en absoluto) debido, entre otras cosas, a la cantidad de variables que manejan, razón por la cual se recurre a estos algoritmos. Laftah, Aziz y Bogle⁶ hicieron uso de metodología exacta para dar solución a su caso de estudio que cuenta con 20 nodos y 660 variables de decisión. Así mismo, Guajardo, Kylinger y Ronnqvist⁷ usan metodología exacta para abordar su caso de estudio con 59 nodos, 83000 variables de decisión y 8000 restricciones. Igualmente, Al-Othman, Lababidi, Alatiqi y Al-Shayji⁸ usaron metodología exacta para trabajar en su caso de estudio estocástico con 37 nodos, 26000 variables de decisión y 8821 restricciones. Estos estudios sirven como soporte y evidencia a la decisión de abordar el problema planteado y la formulación que de él sea hecha mediante metodología exacta, pues se considera que su complejidad no será más alta que la de los estudios referenciados, y por lo tanto deberá ser posible obtener solución utilizando estos métodos. Al tener en cuenta todo lo anterior se concreta la pregunta a ser respondida por el proyecto desarrollado:

¿Cómo hacer uso de la investigación de operaciones, más específicamente, de la programación lineal estocástica para dar apoyo a la toma de decisiones en las operaciones de una red logística específica de hidrocarburos, desde extracción de crudo hasta primer punto de distribución de refinado, de manera que se pueda satisfacer demandas inciertas, ser más competitivo en cuanto al uso óptimo de recursos y en últimas, generar un modelo ajustable a este tipo de redes logísticas que tenga en cuenta la incertidumbre inherente al medio?

JUSTIFICACIÓN

Entendiendo la importancia que tienen las cadenas de suministro para la competitividad de las empresas, surge la necesidad de enfocar esfuerzos en mejoras para esta área, pues esto traerá como consecuencia beneficios de varios tipos para las mismas. Si una cadena de suministro no funciona adecuadamente y no es capaz de cumplir con lo que el mercado demanda, los resultados para los miembros que la componen pueden ser desastrosos, pues no les están dando ningún valor a los clientes, y por tanto no podrán generar ningún ingreso, volviéndose insostenibles.

⁶ LAFTAH, Z., AZIZ, T. A., & BOGLE, I. (2007). Identifying Added Value in Integrated Oil Supply Chain Companies - a Case Study. *Computer Aided Chemical Engineering* , 20, 769-774.

⁷ GUAJARDO, M., KYLINGER, M., & RONNQVIST, M. (2013). Speciality oils supply chain optimization: From a decoupled to an integrated planning approach. *European Journal of Operational Research* , 10, 540-551.

⁸ AL-OTHMAN, W. B., LABABIDI, H. M., ALATIQUI, I. M., & AL-SHAYJI, K. (2007). Supply chain optimization of petroleum organization under uncertainty in market demands and prices. *European Journal of Operational Research* , 189, 822-840.

Al hacer este énfasis en la importancia de las cadenas de suministros, es posible dar una sólida justificación al desarrollo del proyecto desde diferentes perspectivas. En primer lugar, a nivel del modelo de red logística que se plantea, se estarán usando herramientas cuantitativas para justificar la toma de decisiones operacionales, lo cual debe llevar a mejores resultados, pues se están considerando factores que, usando simple intuición para tomar decisiones, pueden ser ignorados. Estos mejores resultados se podrían traducir eventualmente en menores costos, mayores ganancias y potencial para ser más competitivo en la industria.

Específicamente, se ha elegido usar la programación lineal estocástica como herramienta cuantitativa para la planeación que se llevará a cabo. Aunque existan una gran variedad de herramientas disponibles para la planeación de operaciones logísticas, se tomó esta principalmente con base en los resultados obtenidos por varios autores en sus trabajos. Neiro y Pinto⁹ hacen uso de programación lineal para representar una cadena de suministro del sector de petróleos, y tras aplicarla con datos reales de las operaciones en Brasil, concluyen que su modelo ha resultado ser una herramienta eficiente para asistir en la planeación de una gran cadena de suministro, y que este tipo de formulaciones tienen gran potencial para apoyar a la toma de decisiones. Awudu y Zhang¹⁰ muestran en su estudio sobre programación lineal estocástica para la planeación de la cadena de suministro de biocombustible que los resultados de llevar a cabo modelación estocástica fueron considerablemente mejores a los resultados deterministas, por lo que vislumbran el valor de agregar análisis de la aleatoriedad del medio. Por otro lado, Al-Othman et al¹¹. plantean programación lineal (usan enfoque tanto determinista como estocástico) para cadenas de suministro del sector de hidrocarburos, y comentan lo siguiente sobre los resultados de usar esta herramienta: A través de los resultados óptimos de planeación se demuestra las capacidades que tiene la modelación determinística para hacer planes extensivos a un año que aseguran el uso óptimo de los activos de la organización, utilización máxima de sus recursos y máxima utilidad. Además, la formulación estocástica demostró ser efectiva para hacer planes óptimos de producción que minimizan los riesgos aleatorios del medio que normalmente ocurren. Por último, Escudero et al¹²., quienes plantean un marco de modelación estocástica para cadenas de suministro de petróleos, hablan de la optimización como una de las herramientas para la toma de decisiones más confiable que existe. A este comentario agregan que la optimización estocástica con el uso del análisis de escenarios es una metodología poderosa para la resolución de problemas STD (Supply, Transformation and Distribution), que es justamente el tipo de problema sobre el que se quiere llevar a cabo todo el análisis.

Esto no necesariamente implica que no se puedan hacer estudios que usen otras metodologías y que también arrojen buenos resultados; sin embargo, basándose en los resultados de los estudios anteriores, se justifica el uso de programación lineal

⁹ NEIRO, S. M., & PINTO, J. M. (2004). A general modeling framework for the operational planning of petroleum supply chains. *Computers and Chemical Engineering* , p. 894.

¹⁰ AWUDU, I., & ZHANG, J. (2012). Stochastic production planning for a biofuel supply chain under demand and price uncertainties. *Applied Energy* , 103, p. 196.

¹¹ AL-OTHMAN, W. B. et al. , Op. Cit. p. 839.

¹² ESCUDERO, L., QUINTANA, F. J., & SALMERÓN, J. (1998). CORO, a modeling and an algorithmic framework for oil supply, transformation and distribution optimization under uncertainty . *European Journal of Operational Research* , P. 643.

estocástica como medio para revisar la cadena de suministros planteada, pues se han evidenciado los potenciales resultados positivos que arroja.

En segundo lugar, se desea resaltar la importancia de plantear la optimización de recursos en la red logística planteada, pues esta se representa mediante una configuración que puede ser observada en la realidad, y que, por lo tanto, en otras instancias, los resultados y modelos obtenidos podrían ser llevados a un ámbito real. Adicionalmente, este tipo de cadenas como la modelada no solo se limita al sector de hidrocarburos, sino que tal estructura puede presentarse de manera similar en otras industrias. Por ejemplo, Xie, Lu, Wang y Quadrioglio¹³ plantean un caso de transporte de material de riesgo en el cual plantean un sistema de distribución parecido al planteado, y por lo tanto trabajar sobre el modelo planteado podría eventualmente llevarse a industrias diferente a la de petróleo.

En tercer lugar, a nivel de la cadena se suministró, contar con una red logística eficiente y capaz de cumplir con la misión de conectar de la mejor forma a todos los miembros de la cadena traerá beneficios en la competitividad de la misma, pues la hará capaz de responder al mercado de la mejor manera, y contribuirá a su mejor funcionamiento. Avella, Boccia y Sforza¹⁴ han mostrado que hacer uso de técnicas de planeación de distribución puede generar ahorros de entre 5% y 25% sobre los costos operacionales en que se incurre. Todos los miembros que hacen parte de esta se beneficiarán igualmente de posibles mayores ingresos, menores costos y potencial de crecimiento permanente, pues como mencionan estos autores¹⁵, transporte representa entre el 10% y 25% del costo del producto final.

En cuarto lugar, el modelo planteado tendrá en cuenta incertidumbre en el medio, lo cual se ajusta más a la realidad. En variadas ocasiones, asumir que todos los parámetros son determinísticos no es una buena aproximación a la situación real, y por lo tanto los resultados obtenidos al trabajar con estos modelos pueden no tener la precisión necesaria para el problema sobre el que se trabaja. Awudu y Zhang¹⁶ prueban en su modelo de biocombustibles que un enfoque estocástico da mejores resultados que uno determinístico. De esta manera se le estará dando valor agregado a este tipo de estudios, pues en diversas ocasiones no se tiene en cuenta la aleatoriedad del medio.

En quinto lugar, y a manera personal y académica, el desarrollo de la cuestión planteada ayudará a profundizar en la herramienta de programación lineal que es tan usada por ingenieros industriales, pues se aborda una perspectiva de esta que no se ha tenido la oportunidad de trabajar durante el desarrollo del pregrado, y potencialmente abrirá camino para futuras investigaciones de una mayor complejidad y/o en casos reales de la industria para transformar lo aprendido en la carrera en acciones de manera a contribuir al desarrollo económico y social del país.

¹³ XIE, Y., LU, W., WANG, W., & QUADRIFOGLIO, L. (2012). A multimodal location and routing model for hazardous materials transportation. *Journal of Hazardous Materials* , 135-141. P. 138.

¹⁴ AVELLA, P., BOCCIA, M., & SFORZA , A. (2004). Solving a fuel delivery problem by heuristic and exact approaches . *European Journal of Operational Research* , 152, 170-179, p.1.

¹⁵ Ibid., p.1.

¹⁶ AWUDU, I., & ZHANG, Op.Cit. p. 196.

OBJETIVOS

1. Objetivo general

Desarrollar un modelo de programación lineal estocástica que, haciendo uso de datos reales de la industria de hidrocarburos en Colombia, asista en la toma de decisiones de la red logística de hidrocarburos planteada, de manera que se pueda optimizar el desarrollo de sus operaciones y cumpla con los requerimientos de todos los miembros considerados en la cadena de suministro.

2. Objetivos específicos

- Determinar los parámetros que conformarán el modelo, así como cuáles serán tratados sobre incertidumbre y cuáles no, a través de un análisis del contexto de transporte de hidrocarburos del país.
- Plantear el modelo de programación lineal estocástica en su forma bi-etapa, teniendo claridad en la función objetivo a abordar, así como las variables de decisión, restricciones y distribuciones de probabilidad de los datos considerados estocásticos.
- Resolver el modelo propuesto utilizando el software de programación lineal LP Solve, con el fin de llegar a la solución óptima del mismo.
- Analizar los resultados obtenidos, discutiendo sus implicaciones teóricas y prácticas en un marco económico, y compararlos con los resultados de un modelo determinístico que represente la cadena de suministro estudiada, de manera que se pueda vislumbrar el aporte del estudio propuesto.

MARCO TEÓRICO

Para sustentar y poder comprender mejor el desarrollo de la investigación, es válido revisar las teorías que fundamentan el conocimiento sobre los temas abordados.

1. Programación lineal estocástica

Se ha estudiado en programación lineal cómo formular problemas compuestos de objetivo, variables de decisión y restricciones, en los cuáles se asumen parámetros conocidos y constantes. Esto puede no resultar ser una muy buena aproximación de la realidad, pues muchas veces se desconoce de antemano el verdadero valor de un parámetro (como por ejemplo, la demanda por un bien). La programación lineal estocástica surge de la necesidad de responder a aquellos parámetros que componen una formulación de programación lineal en los cuales asumir valores constantes y conocidos no representa un buen modelo de la realidad. Se trata a algunos o todos los parámetros en términos probabilísticos (cada uno tendrá alguna distribución de probabilidad). Básicamente, se busca incluir la incertidumbre inherente a varias situaciones formuladas.

En general, la programación estocástica sirve para solucionar problemas matemáticos del tipo:

$$\begin{aligned} & \text{Optimizar } Z = cf(X) \\ & \text{Sujeto a } Ag_i(X) \leq b, i = 1, 2, \dots, n \end{aligned}$$

$$X \geq 0$$

En donde algunos componentes sean de la función objetivo (vector c) o de las restricciones (matriz A o vector b) son variables aleatorias con distribución de probabilidad conocida. Ramos y Cerisola¹⁷ definen dos tipos básicos de modelos en programación lineal estocástica: Decisiones de tipo *aquí y ahora*, es decir, decisiones que se deben tomar con base en una información inicial, antes de la ocurrencia de eventos aleatorios y con respecto a situaciones futuras, un modelo activo; o *esperar y ver*, que es un modelo pasivo, donde se puede tomar una decisión después de que los sucesos aleatorios ocurren, y por lo tanto, cuando esta se toma, el problema se puede ver de manera determinística. Dada la naturaleza del problema planteado, se desea trabajar sobre los modelos activos, pues en variadas ocasiones será necesario tomar decisiones antes de que ciertos hechos ocurran. Para formular y dar solución a estos problemas, distintos enfoques se han dado, de los cuáles se destacan la programación estocástica de doble etapa, programación estocástica multi etapa, técnicas de descomposición y simulación y reducción de varianza, entre otros.

1.1. Programación estocástica de doble etapa

Como su nombre lo dice, consiste en analizar el problema de programación lineal en 2 etapas: una de ellas previa a la ocurrencia de los eventos aleatorios, y la siguiente etapa, posterior a estos eventos. Según el enfoque dado por Prawda Witenberg¹⁸ se tiene el programa lineal:

$$\begin{aligned} \text{Max } Z &= cX \\ \text{Sujeto a: } AX &\leq b; X \geq 0 \end{aligned}$$

Donde los vectores c , b y la matriz A tienen total o parcialmente componentes aleatorios; se debe obtener el valor esperado de la función objetivo, pues al ser función de c , Z se convierte en una variable aleatoria, con lo que se tiene:

$$E[Z] = E[cX] = \sum_{i=1}^n E(c_i)X$$

Ahora, se debe asumir que se tiene conocimiento total o parcial de los valores que toman las variables aleatorias, así como sus correspondientes probabilidades (en este caso, funciones de probabilidad discreta, por una mayor simplicidad del modelo). Se define la matriz M como:

$$M = \begin{bmatrix} c & 0 \\ A & b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} c_1 & \cdots & c_n & 0 \\ a_{11} & \cdots & a_{1n} & b_1 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ a_{m1} & \cdots & a_{mn} & b_m \end{bmatrix}$$

Sea $M^k, k = 1, 2, \dots, r$ una matriz particular de M donde las variables toman valores preestablecidos:

$$M^k = \begin{bmatrix} c^k & 0 \\ A^k & b^k \end{bmatrix}$$

Sea $p_k, k = 1, 2, \dots, r$ la probabilidad de que M se convierta en M^k , cumpliéndose que $\sum_{k=1}^r p_k = 1$. Se debe encontrar el vector X tal que:

¹⁷ RAMOS, A., & CERISOLA, S. (2010). *Optimización Estocástica*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas, p.3.

¹⁸ PRAWDA WITENBERG, J. (1980). *Métodos y modelos de investigación de operaciones* (Vol. 2). México D.F.: Editorial Limusa, p. 464.

$$\begin{aligned} \text{Max } E[Z] &= \sum_{k=1}^r p_k c^k X \\ \text{Sujeto a: } &A^k X \leq b^k, k = 1, 2, \dots, r \\ &X \geq 0 \end{aligned}$$

Para dar solución a esto mediante el modelo de doble etapa, Prawda Witenberg¹⁹ define: No es necesario obtener todo el vector solución X antes de que ocurran los sucesos aleatorios; es decir, ciertas componentes X_j de X pueden tomar un valor previo a la ocurrencia de los hechos. Ahora, para cada valor $j, j = 1, 2, \dots, n$ sea $M_j^k, k = 1, 2, \dots, r$ la matriz obtenida de M^k al reemplazar por * (interpretando * como un elemento desconocido) las componentes X_j del vector X que no se conocerán con anticipación, esto es, todos los coeficientes aleatorios que acompañan a X_j . En otras palabras, si M se convierte en M^k, M_j^k debe incluir la parte de M^k que se conoce una vez obtenida una realización final en X_j . Así, el valor que se asigna a X_j dependerá de cuál matriz $M_j^k, j = 1, \dots, n; k = 1, \dots, r$ se esté observando. Defínase X_{jk} el valor que se asigna a X_j cuando se observa M_j^k : La variable X_{jk} se convertirá en el nuevo parámetro de decisión. Así se tiene el siguiente vector definido:

$$X^k = \begin{bmatrix} X_{1k} \\ X_{2k} \\ \vdots \\ X_{nk} \end{bmatrix}, k = 1, 2, \dots, r$$

Dado el caso que algunas variables se repitan ($X_{jk_1} = X_{jk_2}$ cuando $M_j^{k_1} = M_j^{k_2}$) se debe dejar tan solo una variable y evitar esta repetición, pues esto permitirá que en el procedimiento se identifique la información conocida y la desconocida. Entonces, el problema de programación lineal se formulará:

$$\begin{aligned} \text{Max } E[Z] &= \sum_{k=1}^r p_k c^k X^k \\ \text{Sujeto a: } &A^k X^k \leq b^k, k = 1, 2, \dots, r \\ &X^k \geq 0, k = 1, 2, \dots, r \end{aligned}$$

Este es básicamente el modelo de doble etapa, y Prawda Witenberg²⁰ reconoce su diseño a Madansky. Se deben hacer las siguientes suposiciones en este modelo:

El valor de cada variable aleatoria no depende de los niveles de todas las variables de decisión $X_j, j = 1, 2, \dots, n$; y existe un número finito Q de posibles valores de las variables aleatorias c_j, a_{ij}, b_{qi} dados por las ternas c_{qj}, a_{qij}, b_{qi} con una probabilidad $p_q, q = 1, 2, \dots, Q$ de ocurrencia para cada q tal que $\sum_{q=1}^Q p_q = 1$. Ya con estas condiciones, el problema de programación lineal se debe resolver por medio de su equivalente determinístico:

$$\text{Max } Z = \sum_{q=1}^Q p_q * \sum_{j=1}^n c_{qj} X_{qj}$$

¹⁹ *Ibíd.*, p.466.

²⁰ *Ibíd.*, p.469.

$$\text{Sujeto a: } \sum_{j=1}^n a_{qij} X_{qj} = b_{qi}, i = 1, 2, \dots, m; q = 1, 2, \dots, Q; X_{qj} \geq 0$$

Donde $X_{qj}, j = 1, 2, \dots, n$ son niveles asociados con los valores c_{qj}, a_{qij}, b_{qi} .

Adicionalmente a esto, teniendo en cuenta que algunas variables de decisión se determinan antes de conocer los efectos de las variables aleatorias, se deben insertar restricciones adicionales que indiquen que ciertas variables de decisión deben ser idénticas para un dado conjunto. Esto es: Si X_1 se debe determinar antes de que los efectos aleatorios ocurran, se deben adicionar las siguientes restricciones:

$$X_{11} = X_{21} = \dots = X_{q1}, q = 1, 2, \dots, Q$$

Las decisiones de primera etapa sólo utilizan la información que se tiene en el momento presente, y no dependen del escenario que ocurra. Esto define lo llamado propiedad de no anticipatividad de las decisiones. Ramos, Alonso-Ayuso y Pérez²¹ muestran que esto básicamente consiste en una técnica de análisis de escenarios. Como principio se conoce el conjunto finito de parámetros estocásticos dentro del conjunto de todos los parámetros, considerando un número discreto y finito de posibilidades. Los mismos autores definen escenario como "...una realización de los parámetros inciertos y deterministas a lo largo de las diversas etapas del horizonte temporal"²². Un resumen del estado del arte en el estudio de planeación de operaciones para el sector de hidrocarburos puede observarse en el anexo 15 en la página XLVI.

1.2. Análisis económico para modelo de doble etapa estocástico

Ahora, es relevante poder distinguir si vale la pena utilizar una modelación estocástica ante la existencia de incertidumbre, o si una aproximación determinística es suficiente para abordar el problema. Para esto, Ramos, Alonso-Ayuso y Pérez²³ definen el valor esperado de la información perfecta (EVPI) que representa la cantidad máxima que el decisor estaría dispuesto a pagar por conocer con anterioridad todo lo que va a suceder en el futuro. Se calcula a partir de la suma ponderada de la diferencia entre la solución del problema estocástico para cada escenario y la solución con información perfecta en dicho escenario. Cuanto más grande resulte EVPI, se puede decir que es más importante el papel que juega la incertidumbre en el problema. Igualmente, sea el valor de la solución estocástica (VSS) vista como la diferencia entre la función objetivo del valor esperado de la solución del valor medio de los parámetros estocásticos (EEV) y la solución del problema estocástico RP (de "recourse problem"). Si tanto EVPI como VSS son cero, se puede concluir que las soluciones óptimas no son sensibles a los cambios que se puedan presentar en los elementos aleatorios, lo cual llevaría a concluir que no es necesario hacer uso de la programación lineal estocástica para resolver el problema, y el enfoque determinístico será suficiente.

²¹ RAMOS, A., ALONSO-AYUSO, A., & PEREZ, G. (2011). *Optimización bajo incertidumbre*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas, p.22.

²² *Ibid.*, p.22.

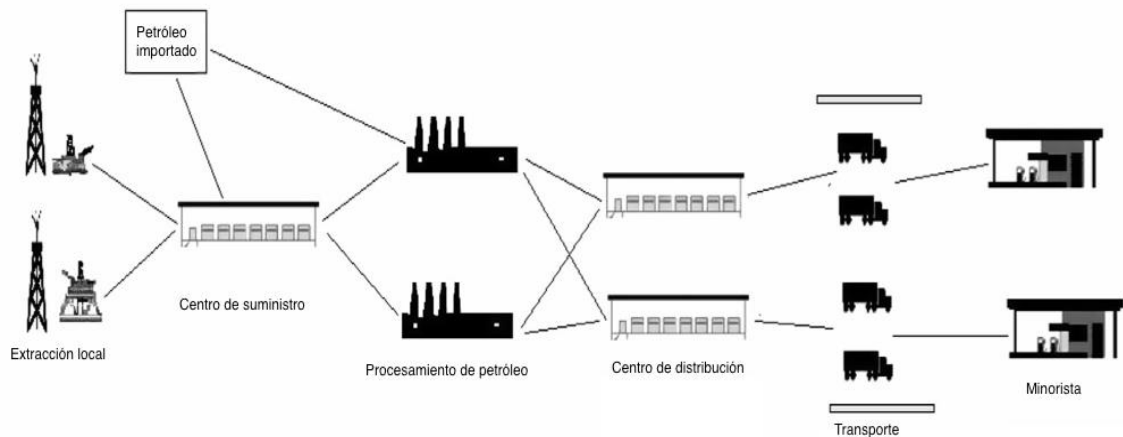
²³ *Ibid.*, p.39.

CAPÍTULO 1: CARACTERIZACIÓN DE LA RED LOGÍSTICA PROPUESTA

1. Resumen general

En general, las redes logísticas de transporte de hidrocarburos suelen ser esquematizadas a través de nodos. Comúnmente se tienen nodos de producción, exportación, centros de refinamiento y centros de distribución, como se muestra en la figura 2.

Figura 2. Esquema general cadena de suministro de petróleos



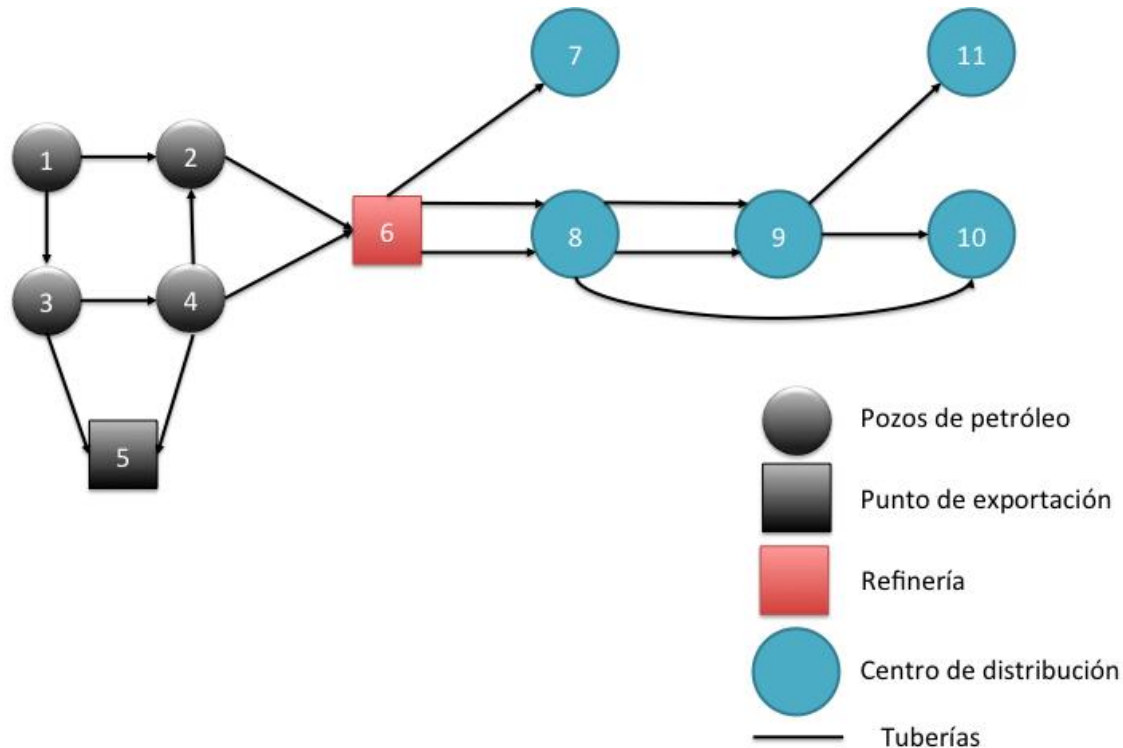
Fuente: Agent oriented petroleum supply chain coordination: Co-evolutionary Particle Swarm Optimization based approach²⁴

Este tipo de redes es relativamente similar para distintas entidades encargadas del transporte de hidrocarburos, pero que pueden diferenciarse en términos de las cantidades de nodos que se manejan, distancias entre los nodos, o capacidades de los medios de transporte, entre otros factores. En general, en los puntos de extracción se obtiene la materia prima (petróleo crudo) que es posteriormente procesada (refinamiento), para producir distintos derivados y posteriormente distribuirlos a clientes específicos. En cualquier caso particular, resulta relevante desarrollar planes de transporte de petróleo (sea crudo o refinado) que sean capaces de cubrir demandas de la manera más eficiente, y respetando las restricciones que el medio presente.

Para el estudio a llevar a cabo, se ha propuesto realizar el análisis de planeación sobre la red logística teórica mostrada en la figura 3. En esta se evidencian los nodos que componen los puntos de producción, de exportación, refinería, y centros de distribución, así como las tuberías que los conectan y el sentido de flujo de material. Aunque esta red sea tratada como un caso general (no está replicada de manera exacta de una red real existente), resulta enriquecedor para el estudio contrastarla con una cadena de suministro real.

²⁴ SINHA, A. K., ADITYA, H., & CHAN, F. (2010). Agent oriented petroleum supply chain coordination: Co-evolutionary Particle Swarm Optimization based approach. *Expert Systems with Applications* , 38, 6132-6145, p. 4.

Figura 3. Cadena de suministro propuesta para análisis



Fuente: Autor.

En otras palabras, se plantea hacer uso de la información disponible de una red logística existente para caracterizar la cadena de suministro propuesta, y determinar así los parámetros que eventualmente compondrán el modelo de programación lineal. Esto se hace con el fin de darle una mayor validez a los resultados que eventualmente se obtendrán del análisis, pues se estarán usando datos provenientes de una empresa real que desarrolla la mayor parte de sus operaciones en Colombia. Se han tomado como referencia datos de esta empresa por la accesibilidad a los mismos, sin embargo, cabe aclarar que se podrían usar datos de otra entidad en otra región del mundo, pues, como ya se mencionó, el modelo propuesto para el estudio es teórico y basado en la forma general de las cadenas de suministro en el sector de transporte de hidrocarburos.

De acuerdo a lo anterior, se llevará a cabo la caracterización de la red teórica en los siguiente incisos, agrupándolos de la siguiente manera: Nodos de producción y exportación, nodo de refinería, nodos de centros de distribución, caracterización de las tuberías para zona de producción, caracterización de las tuberías para zona de distribución de productos refinados y caracterización de carro tanques. Posterior a esta caracterización, se muestran los costos y precios relevantes para el análisis. Es relevante aclarar que en el momento de usar los datos reales para aplicarlos al modelo, se deben llevar a cabo simplificaciones y modificaciones que permitan ajustar la información histórica al alcance y forma del modelo. Estas simplificaciones se irán detallando en cada inciso.

2. Características de la red

2.1. *Nodos de producción y exportación*

Consisten en los nodos cuya actividad primaria es la extracción y producción de petróleo en sus diferentes variedades (ligero, intermedio o mediano, y pesado). Se debe resaltar que el nodo de exportación no es considerado como punto de producción, sino únicamente como punto de salida de petróleo crudo al exterior.

2.1.1. *Nodos de referencia:*

En el anexo 1 en la página I se muestra un mapa de la red de oleoductos actual en Colombia. Con base en lo observado en el mapa (viendo cuáles son los puntos de producción), y con la sugerencia directa de funcionario de la empresa proveedora de los datos (y quien adicionalmente tiene amplia experiencia y conocimiento sobre las operaciones de la misma), se determinó usar los siguientes puntos como referencia para cada nodo de producción (pozos de petróleo) de la figura 3:

- Nodo 1: Caño limón.
- Nodo 2: Ayacucho.
- Nodo 3: Apiay, Rubiales, Castilla y Arguaney.
- Nodo 4: Vasconia y Tenay.
- Nodo 5 (punto de exportación): Coveñas.

La determinación de usar estos campos de producción y de exportación como referencia para los nodos a considerar en el modelo viene dado como una simplificación a la distribución geográfica de los puntos de producción en Colombia. Como se mencionó anteriormente, el modelo propuesto es teórico, y no está hecho con base en una distribución real particular, lo que lleva a la necesidad de ajustar los datos que se disponen del sector real a la forma del modelo. Estos ajustes llevan a que algunos de los puntos de producción mostrados en el mapa o en tablas anexas no se incluyan en el modelo, o que otros sean agrupados como uno solo. Por ejemplo, como se observa para el nodo 3, se han tenido en cuenta más de uno de los puntos de producción mostrados en el mapa, y como criterio para este agrupamiento se consideraron 3 factores: Cercanía geográfica relativa, existencia de oleoductos conectando los puntos, y la disponibilidad de datos de producción.

2.1.2. *Producción de los nodos*

Conociendo cuales son los puntos de extracción de petróleo reales a partir de los cuales se caracteriza cada nodo, se procede a determinar la información sobre su producción.

La información fue obtenida de la siguiente manera: Los datos que se disponen sobre producción en el sector real de hidrocarburos en Colombia (ver anexo 2, página II) se dividen en nodo de proveniencia

(que van de acuerdo a los nodos definidos en el inciso anterior), campos de producción (se refiere a cada sub-punto de producción específico dentro del nodo), y el promedio de barriles de petróleo por día (bpd) para los meses de junio, julio y agosto de 2013. De esta tabla se puede obtener la cantidad promedio de bpd para esos 3 meses para cada campo. Sin embargo, se requiere hacer la división para los tipos de crudo, pues se han considerado 3 para el modelo teórico: ligero, intermedio o mediano, y pesado.

Para hacer esta división, se debe tener en cuenta la columna “Campos de producción” del anexo 2, pues este, además de indicar el sub-punto de producción dentro del nodo, indica el nombre específico dado al crudo por parte de la entidad. Al observar esto, se puede entonces remitir al anexo 3 en la página V donde se muestra cada uno de los diferentes crudos con sus grados API particulares. Los grados API (siglas provenientes del American Petroleum Institute) son un parámetro internacional usado para medir la calidad de los hidrocarburos, y es una escala basada en su peso específico (con relación al agua)²⁵. Su clasificación, usando los grados API se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Clasificación de crudos según grados API

Tipo de crudo	Grados API
Pesado	10.0 – 22.29
Intermedio	22.3 – 31.09
Ligero	31.1 – 39.0

Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo. *Tipos de petróleo*. Vista el 16 de diciembre de 2013, de página web IMP :<http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>

A partir de los anexos 2 y 3, y usando la clasificación de la tabla 1, así como de los nodos de referencia determinados en el inciso 2.1.1. del presente capítulo, y haciendo las operaciones apropiadas, se obtienen las tablas 3, 4, 5 y 6²⁶ donde se muestra nodo a nodo las cantidades de cada tipo de hidrocarburo producidas para el modelo propuesto, y resaltando que las unidades mostradas son barriles de petróleo por día (bpd), unidad comúnmente utilizada en el sector.

²⁵ Ecopetrol. El petróleo y su mundo. Visto el 16 de diciembre de 2013, de página web Ecopetrol: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/sumundo2.htm>

²⁶ Para la tabla 6, el máximo mensual se calcula tomando el mayor valor para cada nodo y tipo de crudo entre las tablas 3, 4 y 5, y multiplicando ese valor por 30

Tabla 3. Producción promedio diaria de crudos (barriles por día) Junio 2013

Tipo de crudo	Promedio diario Junio 2013 (bpd)			
	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4
Pesado	-	3,038	413,052	35,945
Intermedio	70,496	1,171	10,076	36,609
Ligero	-	699	44,482	5,105

Fuente: Autor.

Tabla 4. Producción promedio diaria de crudos (barriles por día) Julio 2013

Tipo de crudo	Promedio diario Julio 2013 (bpd)			
	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4
Pesado	-	3,005	416,502	36,390
Intermedio	69,936	1,358	9,827	36,177
Ligero	-	696	40,427	5,008

Fuente: Autor.

Tabla 5. Producción promedio diaria de crudos (barriles por día) Agosto 2013

Tipo de crudo	Promedio diario Agosto 2013 (bpd)			
	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4
Pesado	-	2,978	423,013	36,313
Intermedio	69,465	1,589	9,858	35,583
Ligero	-	692	39,523	4,917

Fuente: Autor.

Tabla 6. Producción mensual máxima (barriles por mes)

Tipo de crudo	Producción mensual máxima (bpm)			
	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4
Pesado	-		91,140	12,690,390
Intermedio	2,114,880		47,670	302,280
Ligero	-		20,970	1,334,460
				153,150

Fuente: Autor.

2.1.3. *Nodo de exportación*

Al observar la figura 3, se nota la presencia de un nodo con forma cuadrada y color negro, con el número 5. Este representa un nodo de exportación (y el único considerado en el presente modelo). En este nodo no se produce ningún tipo de crudo, sino que se demandan crudos. Para el caso del presente modelo (y también una situación común en el escenario real), todo el crudo que no se use, o en otras palabras, que sea producido por algún campo pero no demandado, será enviado para exportación, sin importar el tipo de producto que sea (ligero, medio o pesado). Así, se podría entonces afirmar que la demanda de este nodo será el petróleo crudo sobrante (si es que lo hay) tras haber cumplido con las demandas de los centros de distribución.

2.2. *Nodo de refinería*

Continuando con la caracterización de la red propuesta, se procede a detallar información sobre el nodo de refinería. Este se observa en la figura 3 como un punto intermedio entre los nodos de producción y los de distribución (tiene el número 6). En este nodo básicamente se reciben los distintos tipos de crudos, se transforman combinándolos de acuerdo a criterios que serán detallados posteriormente, y se obtienen productos refinados que, por lo general, es lo que los clientes finales o distribuidores desean.

Para el presente modelo se tendrán en cuenta 3 tipos de productos refinados: gasolina, diésel y gasolina para aviación. Se escogió trabajar sobre estos productos ya que son los más comúnmente demandados y más relevantes para muchas empresas del sector. En particular, de la fuente de datos del presente modelo, los productos que se demandan pueden llegar a clasificarse en alguna de esas 3 categorías, y por lo tanto usarlas es una buena representación de la realidad.

Se puede observar en el anexo 4 desde la página VIII, para la empresa que se está usando como referencia para obtener los datos, la demanda por productos refinados para todo 2013, mes a mes, y para enero de 2014. En este anexo se observa una amplia variedad de productos refinados, sin embargo, como ya se mencionó, estos productos se pueden clasificar en las 3 categorías anteriormente mencionadas. La agrupación realizada se muestra en la tabla 7, y se hizo de acuerdo a lo sugerido por el funcionario de Ecopetrol que da apoyo al desarrollo del trabajo.

Tabla 7. Categorización de productos refinados

PRODUCTOS	CATEGORÍA
GMR, GPR	Gasolina
B2, B2E, B2EI, B100, B4	Diésel
K, Jet	Gasolina para aviación

Fuente: Autor.

Usando la clasificación mostrada en la tabla anterior es como se trabajará la demanda por productos refinados. Así, por ejemplo, si algún nodo demanda ACPM bajo azufre, esto será considerado como una demanda por Diésel. Esto ayuda a simplificar el modelo propuesto, y a la vez mantener cercanía con lo que sucede en un ámbito real.

2.2.1. *Capacidad operacional de la refinería*

La refinería del modelo toma como referencia a la refinería de Barrancabermeja, en el territorio colombiano (ver mapa en el anexo 1 en la página I). En Colombia existen 2 refinerías principales (Barrancabermeja y Cartagena), que tienen una capacidad instalada respectiva de 250 y 80 kbpd²⁷. Esto indica que, para fines del presente trabajo, se puede afirmar que en la refinería de

²⁷ Ecopetrol. *Refinación*. Visto Enero 25 de 2014, de Ecopetrol web site: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=46&conID=37668>

Barrancabermeja se produce 76% de los productos refinados del país.

Ahora, se observa en el anexo 5 en la página XXI una tabla que muestra, para el año 2012, el total de *producción* diaria promedio para ambas refinerías de gasolina, diésel y jet fuel o gasolina para aviación (las otras referencias mostradas en esa tabla no serán tomadas en cuenta, de acuerdo con el alcance del modelo planteado). De esa tabla se puede entonces afirmar que, de los valores mostrados para los 3 tipos de refinados evaluados en el presente trabajo, el 76% corresponde a producción de Barrancabermeja, con lo que se obtiene la tabla 8. En esta tabla se muestra la producción promedio estimada de gasolina, diésel y gasolina para aviación en Barrancabermeja, así como la participación porcentual de cada producto sobre la producción total de la refinería.

Tabla 8. Producción promedio estimada para Barrancabermeja con participación porcentual

Producción estimada Barrancabermeja (barriles/día)		
Producto	Barriles/día	Participación porcentual
Gasolina	71,272.8	40.1%
Diesel	57,623.2	32.4%
Gasolina para aviación	49,035.2	27.6%
TOTAL		100.0%

Fuente: Autor.

Conociendo la participación porcentual de estos productos, y recordando que se tiene una capacidad instalada de 250 kbpd, se llega a la tabla 9, donde es muestra la *capacidad* de producción para cada producto refinado en la refinería del modelo propuesto.

Tabla 9. Capacidad operacional máxima refinería del modelo (barriles/día)

Capacidad operacional máxima refinería del modelo (barriles/día)		
Producto	Barriles/día	Participación porcentual
Gasolina	100,141	40.1%
Diesel	80,963	32.4%
Gasolina para aviación	68,896	27.6%
TOTAL	250,000	

Fuente: Autor.

2.2.2. Transformación de producto

Como se mencionó anteriormente, los productos refinados se obtienen a través de combinaciones específicas de los distintos tipos de petróleos crudos. Así, se requiere conocer las mezclas específicas que se deben llevar a cabo para obtener cada uno de los productos finales. Tal combinación se muestra en la tabla 10.

Tabla 10. Porcentaje de mezclas de crudos para producción de refinados

% MEZCLAS DE CRUDO PARA PRODUCTOS REFINADOS
--

Tipo de crudo	Producto refinado		
	Gasolina	Diésel	Gasolina aviación
Ligero	46.1%	27.5%	21.7%
Intermedio	34.4%	37.3%	30.4%
Pesado	19.5%	35.3%	47.8%
TOTAL	100%	100%	100%

Fuente: RAMOS, A., ALONSO-AYUSO, A., & PEREZ, G. (2008). *Optimización bajo incertidumbre*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas. Página 375.

2.3. *Nodos de centros de distribución*

Estos nodos (los que se muestran en color azul en la figura 3) representan los puntos donde se demandan productos refinados. Al igual que como se trabajó sobre los nodos de producción, los datos para este inciso se toman usando como referencia la información que se tiene sobre la empresa del sector de hidrocarburos en Colombia. Así, se parte de los datos sobre algunos de los centros de distribución que se muestran en el mapa del anexo 1 en la página I. Usando esta referencia, además de la guía directa de un funcionario de Ecopetrol en el área de transporte, se determinó que para cada nodo de distribución se usarán los siguientes puntos de referencia:

- Nodo 7: Bucaramanga.
- Nodo 8: Sebastopol, 60% de la demanda de Cartago, Buga, Mulalo, La Pintada, Medellín y Girardota.
- Nodo 9: Puerto Salgar, 40% de la demanda de Cartago, Gualanday, Mariquita, Neiva, Pereira, Manizales y Belmonte.
- Nodo 10: Yumbo
- Nodo 11: Bogotá (Puente Aranda) y Mansilla.

La determinación de usar estos centros de distribución como referencia para los nodos a considerar en el modelo viene dado como una simplificación a la distribución geográfica de los puntos de demanda de refinados en Colombia. Como se mencionó anteriormente, el modelo propuesto es teórico, y no está hecho con base en una distribución exacta y real particular, lo que lleva a la necesidad de ajustar los datos que se disponen del sector real a la forma del modelo. Estos ajustes llevan a que algunos de los centros de distribución mostrados en el mapa o en tablas anexas no se incluyan en el modelo, o que otros sean agrupados como uno solo, o que el total de su demanda sea dividida en más de un nodo. Como criterio para este agrupamiento se consideraron 3 factores: Cercanía geográfica relativa, existencia de poliductos conectando los puntos, y la disponibilidad de datos sobre demanda, así como la asesoría directa del funcionario de Ecopetrol que da apoyo al trabajo desarrollado.

2.3.1. *Demanda de los nodos de centros de distribución*

Ya conociendo cuales de los puntos geográficos reales sirven de referencia para cada nodo, se procede entonces a tomar datos sobre su demanda para cada uno de los productos refinados del presente trabajo:

Gasolina, diésel y gasolina para aviación. Para tomar estos datos se partió del anexo 4 en la página VIII, donde se muestran las demandas de distintos productos refinados para distintos puntos en el territorio colombiano, mes a mes para todo el 2013 y para enero de 2014. Cabe recordar la categorización mostrada en la tabla 7, en la cual se agrupan los productos demandados en las 3 clases definidas para el análisis. A partir de estos datos, se obtuvieron las tablas 11 y 12, en las cuales se muestra la demanda total del año 2013 de cada nodo para cada uno de los productos refinados, y el porcentaje de cada producto demandado por cada centro de distribución, respectivamente. Así, por ejemplo, para obtener la demanda de gasolina del nodo 7, se debe remitir al anexo mencionado de las demandas, y sumar, para Bucaramanga, lo referente a las columnas GMR y GPR para todos los meses; para obtener el porcentaje de la tabla 12, se divide la demanda de gasolina del nodo 7 (1,498,735) por el total de gasolina demandada (19,621,671).

Tabla 11. Demanda productos refinados año 2013 (barriles de petróleo)

Demanda total 2013 (barriles)						
Centro de distribución						
Producto refinado	Nodo 7	Nodo 8	Nodo 9	Nodo 10	Nodo 11	TOTAL
Gasolina	1,498,735	6,001,532	3,854,105	2,559,548	5,707,751	19,621,671
Diesel	1,876,136	3,037,082	4,715,861	2,705,093	5,736,134	18,070,306
Gasolina para aviación	0	1,260,022	16,515	116,712	4,290,575	5,683,824

Fuente: Autor.

Tabla 12. Porcentaje de demanda de cada bien por nodos (%)

Proporción demandada de productos por cada nodo (%)						
Centro de distribución						
Producto refinado	Nodo 7	Nodo 8	Nodo 9	Nodo 10	Nodo 11	TOTAL
Gasolina	7.6%	30.6%	19.6%	13.0%	29.1%	100%
Diesel	10.4%	16.8%	26.1%	15.0%	31.7%	100%
Gasolina para aviación	0.0%	22.2%	0.3%	2.1%	75.5%	100%

Fuente: Autor.

Esta agrupación de la demanda para obtener el porcentaje de participación es una simplificación hecha que permitirá un manejo más simple del modelo en etapas posteriores, y que aún se mantiene como una buena aproximación de la realidad. Posteriormente, en el capítulo 2, se dará más detalle sobre el uso y aplicación de esta agrupación realizada.

2.4. Caracterización de los ductos

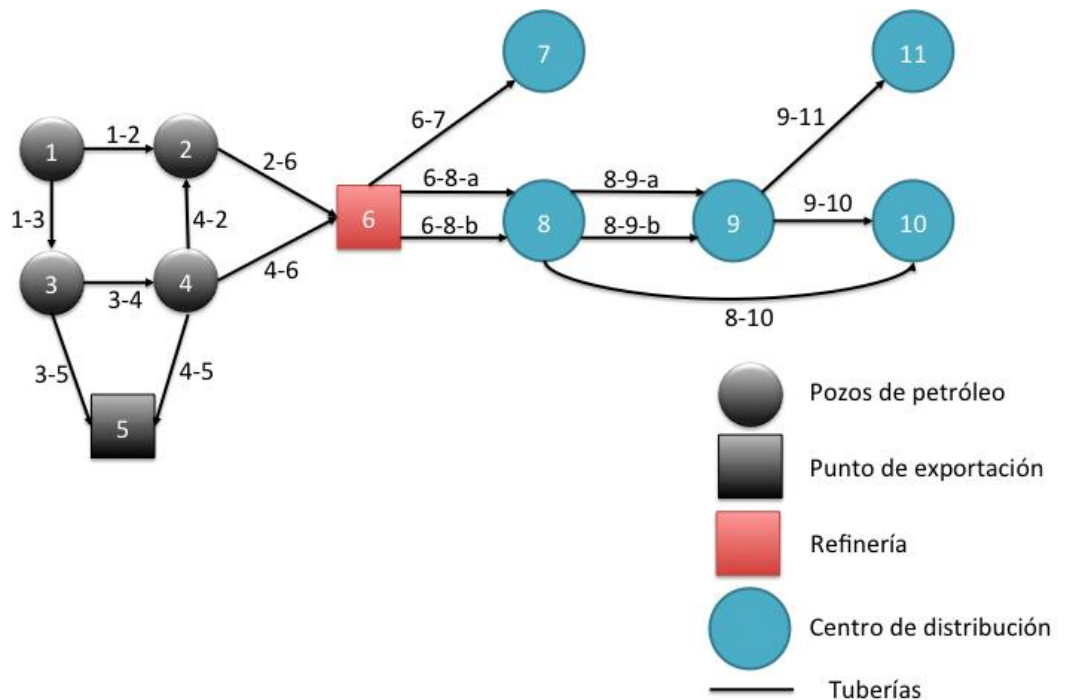
En general, en el sector de hidrocarburos, el medio de transporte más utilizado (sea para crudo o refinado) son los oleoductos. Estos representan la manera más práctica y eficiente para el transporte de este bien²⁸, además de ser el modo de transporte más económico para este producto, y con ventajas de accesibilidad en territorios remotos donde se dificulta por ejemplo construir carreteras o vías férreas. Por estas razones, este es el principal medio de transporte a considerar en el

²⁸ Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). *Transporte de hidrocarburos*. Vista Enero 19, 2014, de Página Web PDVSA: http://www.pdvs.com/PESP/Pages_pesp/aspectostecnicos/transporte/transporte_hidro.html

presente modelo (aunque, como se mencionó en el anteproyecto²⁹, también se tomará en cuenta el uso de carro tanques como medio de transporte secundario).

De acuerdo a lo anterior, se desea en el presente inciso caracterizar los oleoductos del modelo. Especificaciones de la nomenclatura de los oleoductos se muestran en la figura 4. Esta caracterización se hará en 2 partes: Primero, para los oleoductos de producción (aquellos que están antes del nodo de refinería figura 4) y, segundo, para los oleoductos de distribución (se encuentran en una fase posterior al nodo de refinería en la figura 4).

Figura 4. Cadena de suministro propuesta con nomenclatura de oleoductos



Fuente: Autor.

2.4.1. Oleoductos de producción

En el sector de hidrocarburos, cuando se ha establecido un campo de producción petrolera, se instala maquinaria para su extracción (torres de bombeo, inyectoras, entre otros). La instalación y operación de toda esta maquinaria especializada debe seguir ciertos parámetros para lograr obtener la mayor cantidad de petróleo de manera rentable. Debido a la formación y estructura del terreno donde se extrae petróleo, hay limitaciones en cuanto a cantidades de crudo que se pueden llevar a la superficie en un cierto periodo de tiempo³⁰.

²⁹ GONZALEZ FERNANDES, M. (2013). *Optimización de un modelo de cadena de suministro en el sector de hidrocarburos mediante programación lineal estocástica*. Bogotá. Proyecto de grado. Página 6.

³⁰ Earth Works Action. *Hydraulic Fracturing*. Vista Enero 19, 2014, de Earth Works protect the environment: http://www.earthworksaction.org/issues/detail/hydraulic_fracturing_101#.UtwVt2Tv7R0

Considerando los nodos de producción que se han usado como referencia para el modelo (ver inciso 2.1.1.), se pueden obtener las capacidades de transporte para cada oleoducto a través de simplificaciones y ajustes de los datos reales que hay. En el anexo 6 en la página XXI se muestra las capacidades diarias (barriles por día) de transporte entre diferentes oleoductos en territorio nacional. De acuerdo a lo anterior, y revisando el mapa (anexo 1) y los nodos propuestos, se determinó usar las referencias mostradas en la tabla 13 para cada oleoducto. Esta tabla a su vez muestra la capacidad de transporte (barriles por día) de los oleoductos.

Tabla 13. Capacidad de transporte oleoductos de producción para el modelo propuesto

CAPACIDAD OLEODUCTOS DE PRODUCCIÓN		
OLEODUCTO MODELO	OLEODUCTO DE REFERENCIA	CAPACIDAD (BPD)
1-2	Caño Limon - Banadia 24	250,000
1-3	Araguaney – Banadia OBC - 42	171,000
3-4	OCENSA – 2 Porvenir Vasconia 30-36	595,200
4-2	Vasconia I – Velasquez 26 16	40,500
3-5	Vasconia II – Coveñas ODC 24	240,000
4-5	OCENSA – 3 Vasconia Coveñas 30	408,240
2-6	Ayacucho – Coveñas – ACN 24	255,000
4-6	Vasconia I – GRB 20	180,000

Fuente: Base de datos Ecopetrol, Capacidad Ductos CP, vice presidencia de transportes. 2013.

Los oleoductos de referencia fueron escogidos con base en la estructura, conectividad y proximidad geográfica de los puntos de producción usados como referencia. Algunos puntos que en el modelo presentado tienen conexión directa, no la tienen en la estructura de la empresa colombiana real (por ejemplo, Caño Limón que es el nodo 1 en el modelo, y Ayacucho que es el nodo 2, no tienen un oleoducto que los conecte directamente, por lo tanto se toma como referencia el oleoducto que va desde Caño Limón hacia Banadia, por ser lo más aproximado a Ayacucho). Siendo así, se vuelve a hacer énfasis en que el modelo del trabajo no copia de manera exacta la estructura real de la empresa proveedora de los datos, sino que se ajusta la estructura de manera que se pueda hacer uso de algunos de los datos que se tienen y aproximar el modelo lo más posible a un caso real.

Es importante mencionar que las capacidades mostradas en la tabla 13 representan un total. Es decir, no distinguen entre el tipo de crudo que se está transportando. Dado que el objetivo del presente trabajo incluye llevar a cabo una planeación mensual global, es conveniente realizar la simplificación que en un mismo oleoducto se pueden transportar a la vez los 3 tipos de crudos. Se debe respetar el límite de transporte diario del oleoducto, pero se asumirá que es posible

llevar los 3 crudos al mismo tiempo. Así, por ejemplo, es posible que en oleoducto 3a haya 150.000 barriles de cada tipo de crudo siendo transportados en un mismo instante dado. Por lo general, cuando se lleva a cabo la planeación y se ha determinado cuantos barriles de cada producto deben transportarse en un día en particular, se procede a una programación diaria de en qué orden se deben mover los productos, pero este tema está fuera del alcance del presente trabajo.

2.4.2. Ductos de distribución

Siguiendo la lógica aplicada para los ductos de producción, se usan criterios de cercanía geográfica y conectividad (viendo el anexo 1 en la página I) para relacionar ductos existentes en la vida real con los propuestos en el modelo. Para hacer este análisis se usa la tabla del anexo 7 en la página XXII que muestra las capacidades de ductos para refinados en el territorio colombiano. Así, se llega a la tabla 14 que resume las capacidades (en barriles por día) de los ductos del modelo. Al igual que para los oleoductos de producción, se asume que se pueden transportar en un mismo instante los 3 tipos de productos refinados en el ducto de distribución, respetando su capacidad máxima diaria.

Tabla 14. Capacidad de transporte ductos de distribución para el modelo propuesto

CAPACIDAD DUCTOS DE DISTRIBUCIÓN		
DUCTO EN MODELO	DUCTO DE REFERENCIA (NOMBRE DE LÍNEA)	CAPACIDAD (BD)
6-7	Galán - Bucaramanga	25,300
6-8-a	Galán – Sebastopol 12 “	70,490
6-8-b	Galán – Sebastopol 16 “	125,310
8-9-a	Sebastopol – Puerto Salgar 8”	8,100
8-9-b	Sebastopol – Puerto Salgar 12”	35,960
9-11	Puerto Salgar – Mansilla – Bogotá (Puente Aranda) ³¹	81,550
9-10	Puerto Salgar - Cartago – Yumbo ³²	23,000
8-10	Sebastopol – Medellín – Cartago – Yumbo ³³	51,800

Fuente: Ecopetrol. Listado de infraestructura a proteger. Visto el 5 de febrero de 2014. URL: <http://contratos.ecopetrol.com.co/Anexos%20de%20Procesos/50037241/ANEXO%204%20LISTADO%20DE%20INFRAESTRUCTURA%20A%20PROTEGER.pdf>

³¹ Para obtener la capacidad de esta línea para el modelo, se promediaron las capacidades de las líneas Salgar – Mansilla y Mansilla – Bogotá (Puente Aranda). Esto es un ajuste hecho para considerar no solo la línea hasta mansilla, sino también el poliducto que va hasta Bogotá, de manera que se haga uso de la mayor cantidad de datos reales posibles.

³² Igual que en el caso anterior, se promediaron las capacidades de las líneas Salgar – Cartago – Yumbo, con el fin de ajustar la geografía al modelo.

³³ Para obtener la capacidad de esta línea para el modelo, se hizo un promedio entre las líneas Sebastopol-Medellín, Medellín-Cartago y Cartago-Yumbo. Esto es una simplificación y ajuste para que el modelo quede parecido a lo que se presenta en cuanto a distribución geográfica de los poliductos en el territorio colombiano.

Se observa que los últimos 3 ductos listados en la anterior tabla fueron tomados de una combinación de varios de los ductos existentes en la red real vista para el presente trabajo, y no únicamente tomando un ducto como referencia. Para obtener las capacidades de estos, se hizo lo siguiente:

Obsérvese por ejemplo el nodo 11, que fue contrastado con los centros de distribución de Mansilla y Puente Aranda. Dentro del modelo planteado, se está asumiendo al nodo 11 como un punto agrupador de esos dos lugares. Ahora, la red que conecta al punto 9 con el 11 (el 9 siendo representado por Puerto Salgar) podría ser tomada simplemente como el oleoducto Puerto Salgar – Mansilla, pero en este caso, se estaría dejando de considerar la conexión existente entre Mansilla y Puente Aranda (observar el anexo 1 en la página I para detallar la forma de la red real). Para que se incluya el poliducto que conecta a Mansilla con Puente Aranda dentro del análisis se propone entonces obtener un promedio entre las capacidades de las tuberías Puerto Salgar – Mansilla y Mansilla Puente Aranda, pues, si se considerara únicamente la capacidad de alguno de estos ductos, se estaría dejando de considerar datos que afectan a los diferentes puntos de referencia que se usaron para caracterizar los nodos.

Se podría considerar usar como referencia al ducto con menor capacidad de transporte entre los poliductos involucrados, sin embargo, esto trae consigo el problema de que no necesariamente todo el producto va para Mansilla o para Puente Aranda (en el caso del nodo 11), pues una parte se queda en cada lugar. Entonces, la manera que se usa para repartir de forma general todo el producto que viene del nodo 9 al 11 es promediando las capacidades de los ductos involucrados, pues solo usar al ducto con capacidad mínima o el ducto con capacidad máxima no estaría reflejando el hecho de que el producto refinado iría hacia cualquiera de los 2 puntos tomados como referencia, y no solo a uno. Si Puente Aranda no estuviera considerado en el análisis, entonces valdría la pena únicamente usar el ducto que va de Puerto Salgar a Mansilla como ducto 9-11, pero Puente Aranda si está siendo considerado. Este mismo análisis se extiende a los poliductos 9-10 y 8-10.

2.5. Caracterización de los carros tanque

Como se mencionó anteriormente, en el modelo se contempla otro modo de transporte diferente a los oleoductos: el terrestre. Particularmente, se está hablando de carro tanques, cada uno con capacidad de transportar 200 barriles. Tal y como se observará en la parte correspondiente a costos, este medio es más caro que mover el producto mediante oleoductos, sin embargo, será utilizado en caso de que los ductos lleguen a su capacidad máxima (es decir, se da prioridad al uso de oleoductos). Estos carro tanques podrán moverse entre cualquier nodo del modelo, asumiendo entonces que existen vías terrestres que conectan todos los nodos presentados. En principio, se sabe que es

posible sub contratar flotas de carro tanques, razón por la cual no se tendrá un número limitado de camiones disponibles, y se asumirá que se pueden contratar tantos carros como sea necesario para satisfacer la demanda, manteniendo rentable la operación.

3. Costos y precios de la operación

3.1. Costos de transporte

Mover hidrocarburos (sean crudos o refinados) conlleva a diferentes costos monetarios. Por lo general, estos costos variaran de acuerdo con el medio usado, la cantidad transportada, y la distancia considerada. Siendo así, se dividirá el análisis de costos de acuerdo con el modo usado para llevar el bien de un punto a otro.

3.1.1. Transporte por ductos

Para determinar el costo de transporte de petróleo, se usan datos provenientes de la empresa usada como referencia para el presente trabajo.

3.1.1.1. Zona de producción

Para el área de producción de petróleo crudo, se debe remitir al anexo 8 en la página XXIII. En este se muestra, para el mes de julio de 2013, la tarifa (en dólares) de transportar un barril de petróleo (sin importar el tipo) a través de diferentes ductos. Así, se obtiene la tabla 15 con los costos relevantes, tomando los oleoductos del modelo con sus respectivos oleoductos de referencia usados.

Tabla 15. Costos de transporte de crudos oleoductos de producción (US\$/Barril)

Costos de transporte oleoductos producción (US\$/ Barril)		
Oleoducto modelo	Oleoducto referencia	Costo (US\$/Barril) 2013
1-2	Caño Limón - Banadia 24	\$ 0.76
1-3	Araguaney - Banadia OBC -42	\$ 0.83
3-4	OCENSA 2 - Porvenir - Vasconia 30-36	\$ 0.56
4-2	Vasconia I - Velasquez 26-16	\$ 0.11
3-5	Vasconia II - Coveñas ODC 24	\$ 0.52
4-5	OCENSA 3 Vasconia - Coveñas 30	\$ 0.49
2-6	Ayacucho - Coveñas - ACN - 24	\$ 0.88
4-6	Vasconia I - GRB 20	\$ 0.50

Fuente: Base de datos Ecopetrol, Costo Transporte CP, vice presidencia de transportes. 2013.

3.1.1.2. Zona de distribución

Para el área de distribución de productos refinados, se tiene el anexo 9 en la página XXIV como referencia. Aquí se muestra, para el año 2013, las tarifas de transportar producto refinado (sin importar cual tipo de producto) entre distintos puntos dentro del territorio colombiano, en \$/galón. Cabe recordar que un barril de petróleo equivale a 42 galones. Así, se llega a un costo de transporte de bienes refinados para el modelo presente, y estos se muestran en la tabla 16. Estos costos se

muestran en US\$/barril³⁴, de manera que se tengan las mismas unidades para el análisis.

Tabla 16. Costos de transporte de refinados ductos de distribución (US\$/Barril)

Costos de transporte ductos distribución (US\$/ Barril)		
Ducto modelo	Ducto de referencia	Costo (US\$/Barril) 2013
6-7	Galán - Bucaramanga	\$ 2.93
6-8-a	Galán - Sebastopol 12"	\$ 3.31
6-8-b	Galán - Sebastopol 16"	\$ 3.31
8-9-a	Sebastopol - Puerto Salgar 8"	\$ 1.25
8-9-b	Sebastopol - Puerto Salgar 12"	\$ 1.25
9-11	Puerto Salgar - Mansilla - Bogotá (Pte Aranda)	\$ 2.77
9-10	Puerto Salgar - Cartago - Yumbo	\$ 3.77
8-10	Sebastopol - Medellín - Cartago - Yumbo	\$ 8.68

Fuente: Ecopetrol. *Precios vigentes: Tarifas de transporte por poliducto*. Visto en Enero 25, 2014, de Ecopetrol Web Site: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=192&conID=36336&pagID=128026>

3.1.2. Transporte por carro tanques

Para determinar el costo de transportar petróleo a través de carro tanques, se recurre a un precio promedio dado, pues esto simplifica el análisis, sin restarle validez al modelo. Según la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (Acipet) el costo promedio de transportar un barril de petróleo por carretera es de 15US\$ (para el año 2010)³⁵. Teniendo en cuenta los índices de inflación para los años 2010-2012 (3.17%, 3.73%, y 2.44%, respectivamente³⁶), el precio estimado para 2013 sería de aproximadamente 16 US\$ por barril. Este será el costo usado como referencia para el transporte de petróleo (sea crudo o refinado) por medio de carro tanques para el modelo propuesto.

3.2. Costos de producción

Cada campo de producción (en este modelo particular, viéndolos como nodos) tiene sus costos por extraer crudo. En el anexo 10 en la página XXIV se muestran los costos de producción de crudos para distintos campos en el territorio colombiano, dados en US\$ por barril. De las cifras dadas en el anexo, se extraen las relevantes para este modelo, de acuerdo con la asignación que se hizo a cada nodo. Para aquellos nodos que usan más de 1 campo de producción como referencia (por ejemplo, el nodo 4, que tiene a Vasconia y Tenay) se hace un promedio ponderado en el precio dándole, en este ejemplo, 50% de peso a cada campo. Siguiendo esta lógica se obtiene la tabla 17 con los costos de producción (se considera indiferente el tipo de crudo que se produce, es

³⁴ Para la fecha en que se llevo a cabo la determinación de estos costos (25 de enero de 2013) la tasa de cambio registrada fue: 1,994 \$COP / 1 \$US. La tasa se obtuvo de: <http://www.bloomberg.com/quote/USDCOP:CUR>

³⁵ AHUMADA, O. G. (2010, Junio 23). Mover un barril de petróleo en Colombia es más caro que producirlo. *El Tiempo*. Acceso web: <http://m.eltiempo.com/economia/negocios/mover-un-barril-de-petroleo-en-colombia-es-mas-carro-que-producirlo/10746765/1>

³⁶ Tomado de: <http://www.dane.gov.co/index.php/indices-de-precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc>. Visto el 25 de enero de 2014.

decir, se asume el mismo costo para cada tipo de crudo) en US\$ por barril.

Tabla 17. Costo de producción de petróleo crudo (US\$/Barril)

Costos de producción petróleo crudo (US\$/Barril)		
Nodo	Campo de referencia	Costo Producción (US\$/Barril)
1	Caño Limon	\$ 51.03
2	Ayacucho	\$ 35.57
3	Apiay, Rubiales, Castilla y Araguaey	\$ 41.75
4	Vasconia y Tenay	\$ 52.50

Fuente: Base de datos Ecopetrol, Costo Producción CP, vice presidencia de transportes. 2013.

3.3. Costos de refinación

En el modelo se tiene solo una refinería. Los procesos para transformar el crudo en los 3 productos considerados son aproximadamente parecidos (y hasta comparten algunas operaciones de todo el proceso)³⁷. Por lo tanto, se puede suponer costos iguales para producir los diferentes productos refinados. Al salir al mercado estos productos tienen precios de venta diferentes, y esto se suele ligar a las diferentes combinaciones de materia prima necesarias. El costo de refinación de un barril se tomara como 8.87 US\$, que es un costo de referencia dado por Ecopetrol³⁸, de acuerdo a un análisis hecho por analistas del sector.

3.4. Precios de venta de bienes

Los diferentes productos que se manejan en el modelo deben suplir una demanda. Como intercambio por estos productos, se recibe un ingreso monetario por parte de las entidades que los demandan, y este dependerá del tipo de producto, y otros factores económicos. En últimas, estos precios de venta representan entonces ingresos para las compañías que hacen parte de la cadena de abastecimiento de hidrocarburos.

3.4.1. Precio de venta petróleo crudo

Los petróleos crudos manejados en el modelo pueden ser exportados. En el sector real en Colombia, por lo general se exportan productos que sobran, es decir, solo se mandan a exportar productos crudos cuando se ha suplido la demanda local. Para el caso del presente modelo se usará esa aproximación. De lo anterior se hace necesario obtener el precio de venta de productos crudos. En la tabla 18 se muestran los precios referentes a diciembre de 2013 como un ejemplo para tener de referencia.

³⁷ En el anexo 11 en la página XXV se observa un esquema del producto de refinamiento, donde se observa las operaciones compartidas para producir distintos productos refinados.

³⁸ Razon Pública. 2013, Septiembre 13. ¿Por qué cuesta tanto la gasolina y como hacerla más barata? Razón Pública. Obtenido de: <http://www.razonpublica.com/index.php/internacional-temas-32/7085-venezuela-en-la-encrucijada.html>.

Tabla 18. Precios de venta crudos para diciembre 2013 (referencias para exportación)

PRODUCTO (CRUDO)	CRUDO DE REFERENCIA	PRECIO DE VENTA EXPORTACIÓN (US\$/Barril)
Ligero	Crudo Brent	\$110.63 ³⁹
Intermedio	Crudo Dubai Fateh	\$107.94 ⁴⁰
Pesado	Crudo Maya	\$88.35 ⁴¹

Fuente: Autor.

3.4.2. Precio de venta productos refinados

Para conocer los precios de venta de los productos refinados que se manejan en el modelo (gasolina, diésel y gasolina para aviación), se usarán como referencia los precios de Colombia. En el modelo se asume que los nodos de distribución corresponden a nodos mayoristas, y no directamente a consumidores finales, por lo que los precios de referencia serán los correspondientes a precio de venta para el productor. Por lo general, los precios dados vienen en pesos por galón, pero aquí se pasarán a dólares por barril⁴², de manera que se mantenga una unidad única para el manejo del modelo. En la tabla 19 se muestran los precios referentes a diciembre de 2013 como un ejemplo para tener de referencia (más adelante se hará uso de datos de otros meses).

Tabla 19. Precios de venta productos refinados

PRODUCTO (REFINADO)	PRECIO DE VENTA MÁXIMO MAYORISTA (US\$/Barril)
Gasolina	\$97.42 ⁴³
Diésel	\$111.71 ⁴⁴
Gasolina para aviación	\$123.01 ⁴⁵

Fuente: Autor.

³⁹ Precio para el crudo Brent (38 grados API) para diciembre de 2013. Obtenido de: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-brent>

⁴⁰ Precio para el Dubai Fateh (31 grados API) para diciembre de 2013. Obtenido de: http://ycharts.com/indicators/fateh_crude_oil_spot_price

⁴¹ Precio para el crudo Maya (21.8 grados API) para diciembre 2013. Obtenido de: <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=p&s=imx2810004&f=m>

⁴² Para la fecha en que se llevo a cabo la determinación de estos precios (25 de enero de 2013) la tasa de cambio registrada fue: 1,994 \$COP / 1 \$US. La tasa se obtuvo de: <http://www.bloomberg.com/quote/USDCOP:CUR>

⁴³ Precio obtenido el 25 de enero de 2014 de: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=79512>, sección combustibles.

⁴⁴ Precio obtenido el 25 de enero de 2014 de: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=79512>, sección combustibles.

⁴⁵ Precio obtenido el 25 de enero de 2014 de: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=79512>, sección Jet A1.

4. Definición de parámetros estocásticos

Se ha planteado, como parte de los objetivos del presente trabajo, no sólo modelar una red logística del sector de petróleos y usar programación lineal para proponer una planeación, basado en datos de una empresa real, sino darle un valor agregado al análisis al considerar y evaluar la aleatoriedad en ciertos eventos (algo que frecuentemente ocurre en el entorno real).

En general, se podría afirmar que todos los parámetros hasta aquí considerados (niveles de producción, costos, demandas, precios, entre otros) tienen componentes aleatorios y por lo tanto tendrán ciertas variaciones inesperadas que pueden cambiar el ritmo y objetivos de la planeación hecha. Sin embargo, tratar cada uno de los parámetros como aleatorios aumenta la complejidad del análisis y la planeación de manera exponencial, y en diversas ocasiones el valor agregado no es considerablemente mayor al caso de haber trabajado con parámetros deterministas⁴⁶. Por esto, se justifica evaluar cuáles parámetros tienen justificación sólida para ser vistos como aleatorios.

Dado que lo que se desea es obtener resultados que contribuyan a realizar la planeación mensual de transporte de bienes en el modelo, el criterio para determinar cuáles parámetros deberían ser tratados con aleatoriedad debe considerar aquellos factores que mes a mes tengan variaciones significativas. En este orden de ideas, se considera que mes a mes la demanda por productos (refinados principalmente), así como el precio de venta de los productos, tiende a variar considerablemente. A diario se observa en los medios de comunicación información acerca del valor en que se cotiza el petróleo, y esto a su vez puede tener efecto en la demanda que se tiene por los productos. Otros parámetros como niveles de producción, costos de producción, o costos de transporte no suelen variar considerablemente entre meses, pues para hacer cambios en valores de estos parámetros generalmente se requieren inversiones y obras en infraestructura que suelen ser de largo plazo (considerando largo plazo periodos mayores a un año). Por lo anterior, para el presente análisis se consideraran estocásticos los siguientes parámetros:

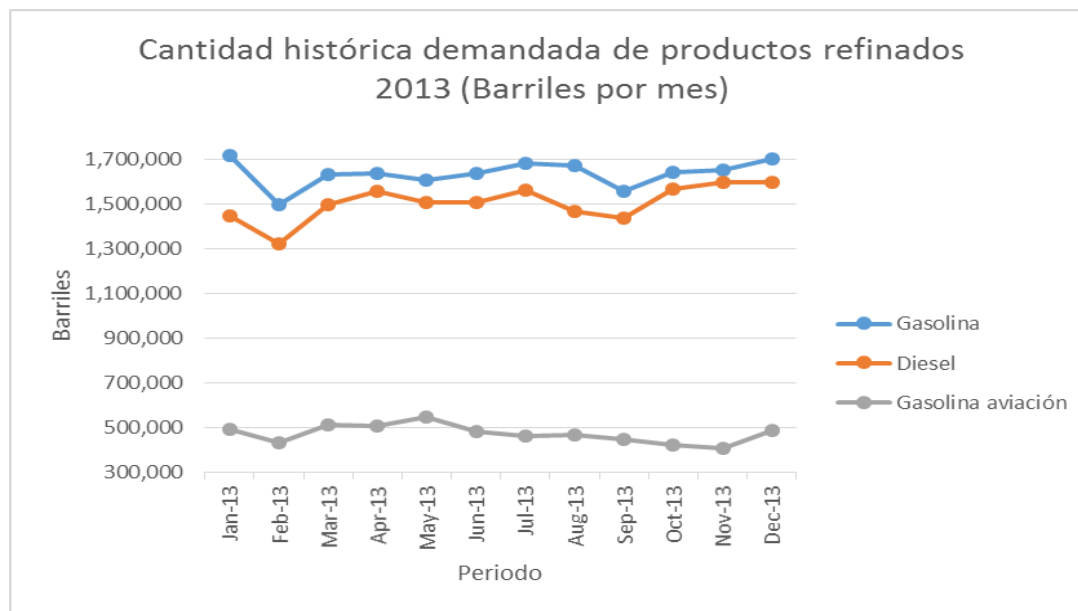
- Cantidad demandada (barriles) de petróleo refinado por parte de los distribuidores (como el petróleo refinado se hace a partir de petróleo crudo, cambios en la demanda del producto refinado implican cambios en la oferta de producto crudo).
- Precio del petróleo crudo.
- Precio del petróleo refinado.

Para hacer más evidente la variación que tienen mes a mes los anteriores parámetros, es válido mostrar gráficas que muestren su comportamiento histórico. Así, las figuras 5, 6 y 7 exponen, respectivamente, comportamientos históricos para la demanda de productos refinados, precio de petróleo crudo, y precio de bienes refinados. Los datos correspondientes para obtener las gráficas se pueden observar en los anexos 4 y 12 en las páginas VIII y XXVI, donde se

⁴⁶ RAMOS, A., & CERISOLA, S. (2010). *Optimización Estocástica*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas. P. 16.

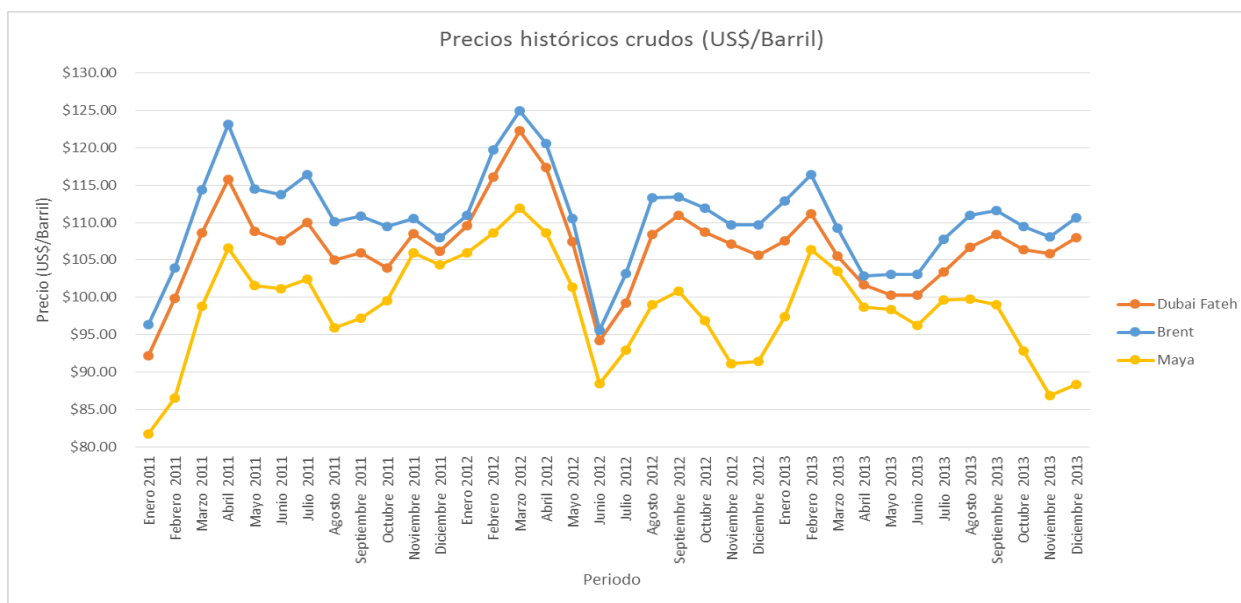
encuentran tablas de: las demandas de productos refinados (anexo 4) y de los precios para crudos y refinados (anexo 12). Para la demanda se usan solo los datos que componen los nodos de distribución del presente modelo.

Figura 5. Variación histórica barriles de refinados demandados 2013 (Barriles/mes)



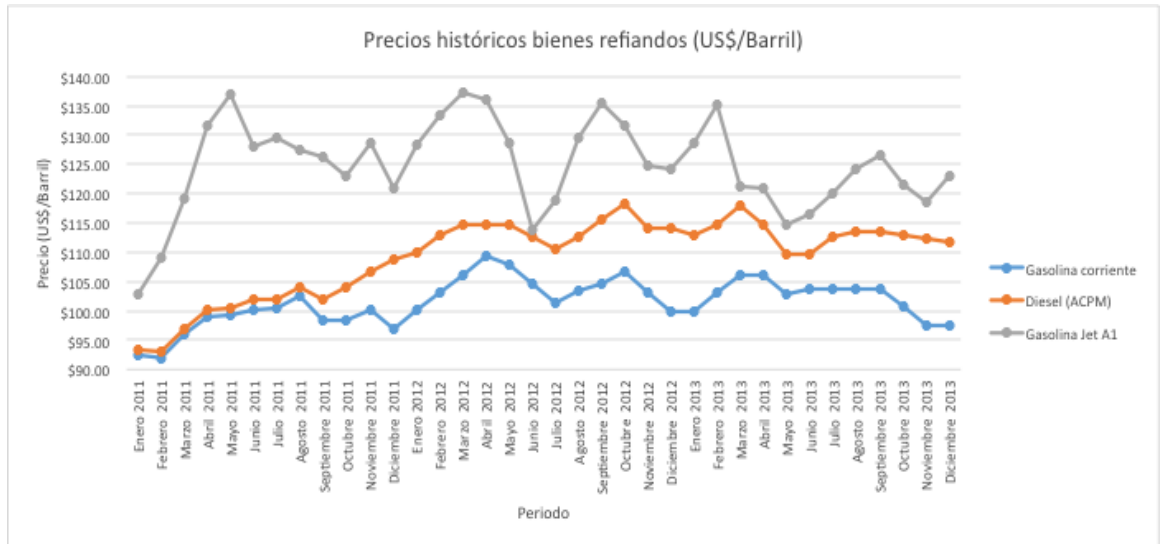
Fuente: ECOPEPETROL: Vice presidencia de transportes. Entrega de productos refinados. Enero a Diciembre de 2013. Visto el 10 de febrero de 2014.

Figura 6. Variación histórica precio de crudos 2011-2013 (US\$/Barril)



Fuente: Para el Brent: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-brent&months=60>; Para el Dubai Fateh: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-dubai&months=60>; Maya: <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.aspx?n=p&s=imx2810004&f=m>. Todos vistos el 10 de febrero de 2014.

Figura 7. Variación histórica precios de refinados 2011-2013 (US\$/Barril)



Fuente: Para Gasolina corriente y Diésel: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=79512>, sección combustibles. Para Gasolina Jet A-1: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=79512>, sección Jet A-1. Vistos el 25 de enero de 2014.

Se ve en la figura 5 una variación relativamente similar entre gasolina y diésel, pero en cuanto a gasolina de aviación no se nota una variación parecida. Adicionalmente, la magnitud demandada de gasolina para aviación difiere considerablemente de la demanda para los otros 2 productos refinados. Por la escala en que se encuentra la figura, la variación puede no verse considerablemente amplia, sin embargo, al verlas individualmente (como se mostrará en el capítulo 2), se ve una variación notable que lleva a tratar el parámetro de demanda como estocástico.

Se observa así mismo en la figura 6 la variación para cada uno de los diferentes crudos considerados, y cómo los 3 crudos analizados siguen un comportamiento muy parecido (variaciones similares). En la figura 7 se observan comportamientos parecidos entre la gasolina corriente y el diésel, pero el comportamiento de precio histórico del jet a-1 parece diferir (en amplitud de la variación) de los otros 2 productos. De cualquier manera, se observan variaciones considerables mes a mes, razón por la cual se considerarán estos parámetros como estocásticos para el restante análisis del modelo.

Por otro lado, los otros parámetros se consideran como constantes. Esto se puede sustentar de la siguiente manera:

- Para niveles de producción de crudos, al ver el anexo 2 en la página II se observan, para cada nodo, cada campo y cada fecha, cifras similares de producción (barriles por día). Esto indica que cada campo de producción tiene un límite particular de producción (cada campo tiene una presión de yacimiento particular, la cual tiende a disminuir desde que se extrae petróleo por primera vez hasta que se agota, o hasta que deja de ser rentable la

extracción)⁴⁷, y para sobrepasarlo (si el campo lo permite) se requerirían inversiones tecnológicas que suelen tomar periodos mayores a un año para tener efecto⁴⁸. Por lo tanto, es válido tomar la capacidad de producción de crudo para cada campo como un parámetro constante. Adicionalmente, se considerará como nivel de producción máximo para cada nodo y cada crudo el valor máximo mostrado entre las tablas 3, 4 y 5 en el inciso 2.1.2. por ejemplo, para el nodo 2, el máximo de producción de crudo intermedio será 1589 barriles por día (47,670 barriles por mes), dado que es el valor máximo mostrado para este crudo, en este nodo, para los periodos de los cuales se tiene información.

- Para capacidades de tuberías (ductos u oleoductos), así como capacidades de carro tanques, se observan en los anexos 6 y 7 en las páginas XXI y XXII las capacidades máximas operacionales para cada tubería. Se ve que para diferentes meses, la capacidad de transporte es la misma, y esto se da porque modificar las capacidades de tubería entre meses no es común, ya que requiere obras de cambio de infraestructura que suelen tomar por lo menos 1 año para ser completadas. Igualmente, para carro tanques, se usa únicamente los comunes para la industria, que tienen capacidad de 200 barriles de petróleo.
- En cuanto a la capacidad de la refinería, se tiene el valor máximo de producción de esta. Para modificarla, sería necesario cambios de infraestructura, en procesos, o ampliaciones, lo cual requiere cierto tiempo para ser hecho (periodos mayores a un año). Por esta razón se considera constante esta capacidad máxima.
- Para los costos de transporte y producción, se pueden observar los anexos 8 y 10 en las páginas XXIII y XXIV. Por un lado (anexo 8), se nota que el costo de transporte de crudos por oleoductos se mantiene constante durante los 3 meses mostrados (es decir, no tiende a variar mes a mes), y por el otro lado (anexo 10), se percibe que el costo de producción de crudos se mantiene constante para todo el 2013. Así mismo, se puede mostrar cómo los costos de transporte de productos refinados se han mantenido constantes por varios periodos⁴⁹. Por último, los costos de producción de bienes refinados dados se consideran constantes, pues a no ser que se invierta en modificaciones de proceso, maquinaria o infraestructura, estos no tenderán a modificarse en el corto plazo (menos de 1 año), y por lo tanto se pueden asumir que no varía aleatoriamente mes a mes.

⁴⁷ González Cruz, Diego. ¿Por qué declina la producción de petróleo y gas?. Caracas, 2007. <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/BPNo.21.pdf>. Página 6. Visto el 10 de febrero de 2014.

⁴⁸ Si se consulta el archivo Excel contenido en <http://www.acipet.com/portal/noticias.php?idnoticia=71>, que muestra niveles históricos de producción en diferentes campos petroleros alrededor del país hasta el año 2012, se nota que, en cada campo, las cifras son relativamente constantes, e indican el límite de producción del campo.

⁴⁹ ECOPETROL. (2008). *Tarifas por ductos, poliductos y oleoductos*. Bogotá: ECOPETROL S.A. Vicepresidencia de transportes. Slides 4-14.

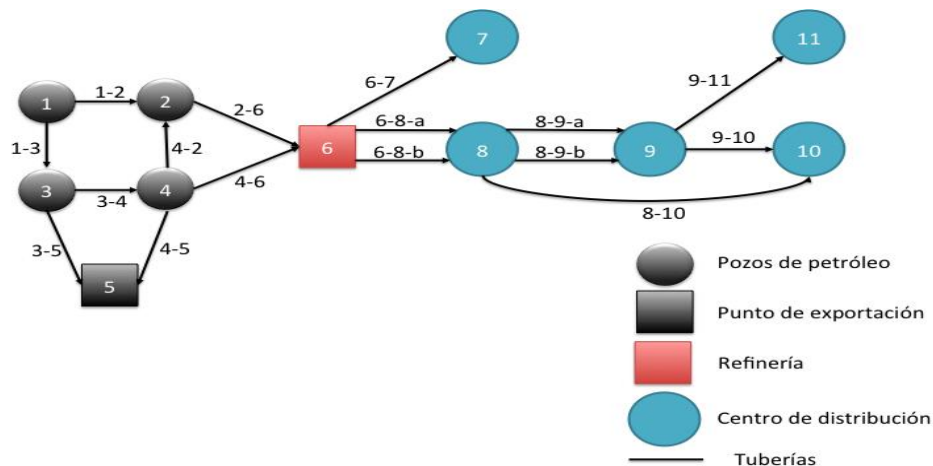
CAPÍTULO 2: PLANTEAMIENTO DEL MODELO DE PROGRAMACIÓN LINEAL

Ya conocida la caracterización de la red logística propuesta, se procede a darle forma al modelo de programación lineal. Este conllevará más adelante a resultados que contribuirán para la toma de decisiones en cuanto a planeación mensual de las operaciones de la red logística.

En una primera instancia, se planteará el modelo en su forma determinista (esto es, sin considerar ningún parámetro como estocástico), en forma compacta. Posteriormente, se definirá claramente las probabilidades de ocurrencia de ciertos eventos para los parámetros considerados estocásticos en el capítulo 1, inciso 4, de manera que se llegue a la definición de escenarios relevantes. Como última parte del presente capítulo, se planteará el modelo de programación lineal en su forma estocástica bi-etapa (una vez que se conocen los escenarios) de manera que se pueda posteriormente llevar a LP Solve (capítulo 3).

Dado que el objetivo del trabajo se relaciona con la planeación para el mes de operaciones, tanto parámetros como variables de decisión vienen consideradas para este periodo de tiempo. Así por ejemplo, cuando se habla de demanda de refinado en algún nodo, se está haciendo referencia a la demanda mensual. En el capítulo anterior varios de los datos fueron dados en unidades por día (barriles por día, mayormente), así que para pasarlo a meses se multiplican los valores dados por 30, pues para el modelo se considera que hay operaciones en todos los días calendario (no solo en días hábiles). Es válido retomar la configuración del modelo (figura 8), para recordar la numeración de los nodos, así como de los ductos.

Figura 8. Cadena de suministro propuesta para el trabajo



Fuente: Autor.

1. Planteamiento del modelo determinista

1.1. Conjuntos

Se definen los siguientes conjuntos para poder llevar a cabo la compactación del problema formulado

I : Conjunto que define los nodos de origen i ;
 $I = \{1,2,3, \dots, 9\}$
 J : Conjunto que define los nodos de destino j ;
 $J = \{1,2,3, \dots, 9\}$
 K : Conjunto que define los tipos de crudos existentes k ;
 $K = \{C1, C2, C3\}$, donde $C1$: Pesado, $C2$: Intermedio, $C3$: Ligero
 H : Conjunto que define los tipos de productos refinados h ;
 $H = \{R1, R2, R3\}$, donde $R1$: Gasolina, $R2$: Diesel, $R3$: Gasolina para aviación

Sub-conjuntos: Se definen los siguientes sub-conjuntos de apoyo al modelo:

PPO : Sub – conjunto de pozos de petróleo como origen; $PPO \subset I$,
 $PPO = \{1,2,3,4,5\}$

PPD : Sub – conjunto de pozos de petróleo como destino; $PPD \subset J$,
 $PPD = \{1,2,3,4,5\}$

CDO : Sub – conjunto de centros de distribución como origen;
 $CDO \subset I, CDO = \{6,7,8,9,10,11\}$

CDD : Sub – conjunto de centros de distribución como destino;
 $CDD \subset J, CDD = \{7,8,9,10,11\}$

1.2. Variables de decisión

Se definen las siguientes variables de decisión, que básicamente representan las variables sobre las cuales se tiene control dentro del modelo:

v_i^k : Cantidad de crudo k (barriles) a producir en el nodo i

x_{ij}^k : Cantidad de crudo k (barriles) a transportar del nodo i al j
a través de oleoductos

b^k : Cantidad de crudo k (barriles) en el nodo de exportación

a^k : Cantidad de crudo k (barriles) en el nodo de refinería

cu^{kh} : Cantidad de crudo k (barriles) a usar para producir el refinado h

t^h : Cantidad de refinado h (barriles) a producir en refinería

y_{ij}^h : Cantidad de refinado h (barriles) a transportar del nodo i al j
a través de oleoductos

c_j^h : Cantidad de refinado h (barriles) en el nodo j

zc_{ij}^k : Cantidad de crudo k (barriles) a transportar por carro tanque de i a j

zr_{ij}^h : Cantidad de refinado h (barriles) a transportar por carro tanque de i a j

1.3. Parámetros

P_i^k : Producción máxima de crudo k en el nodo i $\left(\frac{\text{barriles}}{\text{mes}}\right)$

R^h : Producción máxima de refinado h $\left(\frac{\text{barriles}}{\text{mes}}\right)$

D^h : Cantidad de refinado h demandado en el mes $\left(\frac{\text{barriles}}{\text{mes}}\right)$

RD_j^h : Porcentaje de refinado h asignado al nodo j (%)

T^{kh} : Porcentaje (%) de barril de crudo k por barril de refinado h

CTC_{ij} : Costo de transporte de crudo de i a j $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$ por oleoducto

CTR_{ij} : Costo de transporte de refinado de i a j $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$ por poliducto

$CTCT_{ij}$: Costo de transporte de crudo de i a j $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$ por carro tanque

$CTRT_{ij}$: Costo de transporte de refinado de i a j $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$ por carro tanque

CPC_i : Costo de producción de crudo en el nodo i $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$

CPR^h : Costo de producción de refinado h $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$

PC^k : Precio de venta del crudo k $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$

PR^h : Precio de venta del refinado h $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$

S_{ij} : Capacidad de transporte de oleoductos desde el nodo i al j $\left(\frac{barriles}{mes}\right)$

M_{ij} : Capacidad de transporte de poliductos desde el nodo i al j $\left(\frac{barriles}{mes}\right)$

1.4. Función objetivo

Para el presente análisis se pretende maximizar la utilidad de la operación mensual:

$$Max Z = \left(\sum_{\forall k} b^k * PC^k + \sum_{\forall h} t^h * PR^h \right) - \left(\sum_{\forall i} \sum_{\forall k} v_i^k * CPC_i + \sum_{\forall i} \sum_{\forall j} \sum_{\forall k} x_{ij}^k * CTC_{ij} + \sum_{\forall h} t^h * CPR^h + \sum_{\forall i} \sum_{\forall j} \sum_{\forall h} y_{ij}^h * CTR_{ij} + \sum_{\forall i} \sum_{\forall j} \sum_{\forall k} z_{ij}^k * CTCT_{ij} + \sum_{\forall i} \sum_{\forall j} \sum_{\forall h} z_{ij}^h * CTRT_{ij} \right)$$

1.5. Restricciones

Se tienen las siguientes restricciones para el sistema:

Límite producción crudos: $v_i^k \leq P_i^k ; \forall i, \forall k$

Balance de materia para zona crudos :

$$v_i^k + \sum_{ppo \in PPO} x_{ppo,j}^k + \sum_{ppop \in PPO} z_{ppo,j}^k = \sum_{ppd \in PPD} x_{i,ppd}^k + \sum_{ppd \in PPD} z_{i,ppd}^k ; \forall i \in I, j = i, \forall k \in K$$

Balance de materia para zona exportación (nodo 5):

$$\sum_{ppo \in PPO} x_{ppo,j}^k + \sum_{ppop \in PPO} z_{ppo,j}^k = b^k + \sum_{ppd \in PPD} z_{i,ppd}^k ; i = 5, j = 5, \forall k \in K$$

Balance de materia de entradas para refinaria (nodo 6):

$$\sum_{\forall i} x_{ij}^k + \sum_{\forall i} z_{ij}^k = a^k ; j = 6, \forall k$$

Transformación de crudo a refinado: $cu^{kh} = t^h * T^{kh} ; \forall k, \forall h$

Total de crudo a usar para cada refinado: $\sum_{\forall h} cu^{kh} = a^k ; \forall k$

Límite producción refinados: $t^h \leq R^h ; \forall h$

Balance de materia de salidas para refinaria (nodo 6):

$$t^h = \sum_{\forall j} y_{ij}^h + \sum_{\forall j} zr_{ij}^h; \quad i = 6, \forall h$$

Balance de materia zona distribución:

$$\sum_{cdo \in CDO} y_{cdo,j}^h + \sum_{cdo \in CDO} zr_{cdo,j}^h = c_j^h + \sum_{cdd \in CDD} y_{i,cdd}^h + \sum_{cdd \in CDD} zr_{i,cdd}^h; \quad i = j, \forall j \in J, \forall h \in H$$

Demanda de productos refinados en centros de distribución:

$$c_j^h = D^h * RD_j^h; \quad \forall j, \forall h$$

Capacidad límite de transporte oleoductos: $\sum_{\forall k} x_{ij}^k \leq S_{ij}; \quad \forall i, \forall j$

Capacidad límite de transporte poliductos: $\sum_{\forall h} y_{ij}^h \leq M_{ij}; \quad \forall i, \forall j$

Restricciones de transporte de crudos por carro tanque (1):

$$\sum_{j=7}^{11} zc_{ij}^k = 0; \quad \forall i, \forall k$$

Restricciones de transporte de crudos por carro tanque (2):

$$\sum_{\forall j} zc_{ij}^k = 0; \quad i = 6,7,8,9,10,11, \forall k$$

Restricciones de transporte de refinados por carro tanque (1):

$$\sum_{j=1}^6 zr_{ij}^h = 0; \quad \forall i, \forall h$$

Restricciones de transporte de refinados por carro tanque (2):

$$\sum_{\forall j} zr_{ij}^h = 0; \quad i = 1,2,3,4,5 \forall h$$

No negatividad: Todas las variables de decisión deben ser mayores o iguales a 0

2. Generación de escenarios

Parte relevante del presente análisis tiene que ver con la inclusión de la aleatoriedad existente en el medio al modelo propuesto. Como se mostró en el inciso 4 del capítulo 1, se consideran demanda de bienes refinados y precios (para crudos y refinados) como parámetros estocásticos. Esto se justificó a través de un análisis gráfico de sus variaciones históricas mes a mes, en el cual se evidenciaron sus movimientos a través del tiempo, los cuales no presentan un comportamiento constante. Adicionalmente, otros autores como Awudu y Zhang⁵⁰ afirman en su modelo estocástico para la cadena de abastecimiento de biocombustibles que la demanda y precio son los principales tipos de incertidumbres que suelen afectar cadenas de suministro.

Teniendo en cuenta lo anterior, se vuelve necesario especificar la forma en que estos parámetros serán evaluados en el modelo. Escudero et al⁵¹ afirma en su estudio que estas situaciones se pueden abordar de 3 maneras diferentes:

⁵⁰ AWUDU, I., & ZHANG, Op. Cit. P. 192.

⁵¹ ESCUDERO, L., QUINTANA, F. J., & SALMERÓN, J. (1998, Junio 1). CORO, a modeling and an algorithmic framework for oil supply, transformation and distribution optimization under uncertainty. *European Journal of Operational Research*, P. 643.

Usando un valor promedio para los parámetros; hacer la evaluación de acuerdo con la distribución de probabilidad particular para cada parámetro; o usar una colección representativa de escenarios. La primera aproximación (valor promedio) es considerada vaga por el autor, pues no llega a ser representativa de la realidad en varios casos. Para los mismos autores, la segunda aproximación, aunque bastante realista, suele complicar ampliamente el modelo, pues, además de implicar hacer el estudio para determinar la distribución de probabilidad para cada parámetro, se requiere alto conocimiento sobre: Las relaciones entre las variables, un extenso registro histórico de los datos, y conocimiento de algoritmos avanzados para resolver el modelo.

Finalmente, los autores ⁵² muestran que la mejor manera para incluir incertidumbre en este tipo de problemas es a través del análisis de escenarios, y para esto, el usuario puede definir cada uno de los escenarios, o también puede definir cómo se compone un escenario básico y la variabilidad de los parámetros, de manera que se cree sistemáticamente un árbol de escenarios relevantes. Así mismo, esta aproximación permite al usuario definir las relaciones existentes entre los parámetros en el tiempo. A cada escenario definido se le da un peso relativo, que en últimas indicará la probabilidad de que éste pase.

Este enfoque por escenarios es ampliamente usado en la literatura sobre optimización estocástica para cadenas de suministro de hidrocarburos⁵³. Por esta razón y en concordancia con lo propuesto en el proyecto de grado⁵⁴, la parte estocástica será analizada de esta manera. Para definir todos los escenarios a tener en cuenta, se analizará, en primer lugar, como varían los precios (tanto de crudos como refinados) de manera que se llegue a probabilidades de ocurrencia para ciertos eventos definidos, y posteriormente se hará lo mismo para las demandas de productos refinados. Finalmente, se llevarán a cabo relaciones entre precios y demandas, de manera que se creen diferentes escenarios. Se debe aclarar que para el ejercicio propuesto es necesario llevar a cabo varias simplificaciones y supuestos, aunque siempre buscando mantener el modelo lo más cercano posible a la realidad. Muchas de estas simplificaciones y ajustes se hacen siguiendo la metodología usada por varios autores en el tema, así como por asesoría directa de funcionario del sector de transporte de hidrocarburos en Colombia. Éstas se irán explicando en detalle en el transcurrir del presente inciso.

2.1. *Análisis de variación de precios*

En esta parte se desea revisar cómo están variando los precios de productos crudos y refinados, de manera que se puedan determinar relaciones internas (entre cada producto crudo o entre cada producto

⁵² *Ibíd.* P. 649.

⁵³ ESCUDERO, Op. Cit. p. 638-656.

AL-OTHMAN et al., Op. Cit. p. 822-840.

RIBAS, G., LEIRAS, A., & HAMACHER, S. (2011, Agosto). Tactical planning of the oil supply chain: Optimization under uncertainty. *Simposio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, 1-12.

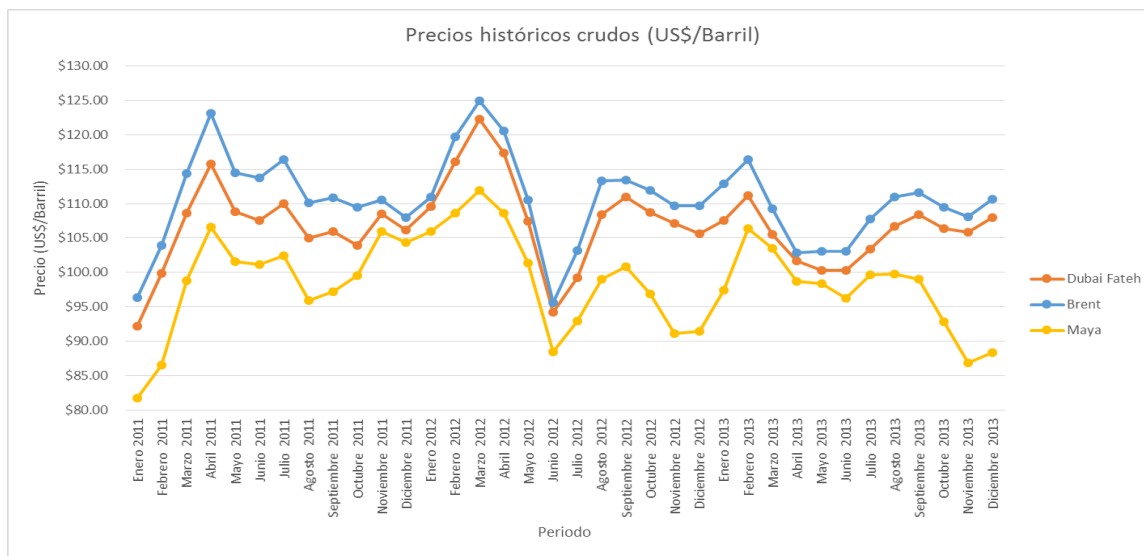
⁵⁴ GONZALEZ FERNANDES, M. (2013). *Optimización de un modelo de cadena de suministro en el sector de hidrocarburos mediante programación lineal estocástica*. Bogotá. Proyecto de grado. Página 28.

refinado, según corresponda) y relaciones que existan entre precios de productos crudos y refinados. Así mismo, se mostrarán probabilidades de ocurrencia de ciertos eventos definidos a partir de las relaciones encontradas y que posteriormente servirán para definir escenarios.

2.1.1. Precios de crudos

Para el presente análisis, se han tomado como referencia los crudos Brent (para ligero), Dubái Fateh (para intermedio) y Maya (para pesado), para determinar los precios de venta para exportación del bien. Varios factores macroeconómicos a nivel mundial suelen afectar el precio diario de estos crudos (por ejemplo, atentados en oriente medio, crecimiento económico, aumento de la demanda global por crudo, entre otros tantos factores⁵⁵). Debido a estos efectos que en general no son simples de controlar, se presentan variaciones en su precio de venta, el cual difícilmente se mantiene constante entre un mes y otro. Se puede observar en la figura 9 el comportamiento histórico mes a mes del precio (US\$/Barril) de estos crudos durante el periodo 2011-2013.

Figura 9. Variación histórica mes a mes de precios de crudos 2011-2013



Fuente: Para el Brent: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-brent&months=60>; Para el Dubai Fateh: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-dubai&months=60>; Maya: <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=p&t=s&imx2810004&f=m>. Todos vistos el 10 de febrero de 2014.

Se observa una variación relativamente amplia (hasta 30 US\$/Barril) en los precios de los bienes analizados, lo cual evidencia que considerar precios de crudos para exportación constantes puede no ser una buena aproximación a la realidad. Adicionalmente a esto, es posible notar cómo las formas en que varían los precios de cada

⁵⁵ U.S. Energy Information Administration. 2014. An analysis of 7 factors that influence oil markets, with chart data updated monthly and quarterly . *What drives crude oil prices?* Washington : EIA. P. 3-7.

crudo son similares entre sí, es decir, cuando el precio de uno de ellos (por ejemplo, del Brent) crece, el del otro crudo (por ejemplo, Maya) también tiende a crecer, con algunas excepciones puntuales.

Esto resulta ampliamente relevante para el análisis, pues esta tendencia está indicando, en cierta manera, que los comportamientos de los precios de estos crudos no son independientes entre sí, y algún tipo de relación existe entre estos. Fattouh⁵⁶ muestra en su estudio sobre dinámicas de diferenciales de los precios de crudos que, efectivamente, las diferentes referencias de precio de petróleo en el mercado están ligadas, y por lo tanto se puede ver el mercado del petróleo como un todo. Adicionalmente, la EIA⁵⁷ (Energy Information Administration) de Estados Unidos afirma que los precios del petróleo se *mueven de manera conjunta* debido al arbitraje⁵⁸.

Para complementar la afirmación de que existe relación entre los precios de los crudos estudiados, se llevó a cabo una prueba de correlación con los datos históricos que se tienen (simbolizado como ρ , el coeficiente de correlación es una medida de la relación lineal existente entre 2 variables cuantitativas). Básicamente se prueban las siguientes hipótesis:

$$H_0: \rho = 0$$
$$H_A: \rho \neq 0^{59}$$

En esta hipótesis se está probando esencialmente si el coeficiente de correlación ρ difiere significativamente de cero, en cuyo caso se estaría indicando que existe relación lineal entre los factores analizados. En caso de no rechazarse la hipótesis nula, se estaría infiriendo que no existe, estadísticamente hablando, una relación lineal entre las variables, pero esto no implica que no exista algún otro tipo de relación. Esta prueba específica se hace para ver la relación entre 2 variables aleatorias, así que para el presente análisis se debe llevar a cabo la prueba 3 veces, viendo la relación existente entre el precio de los crudos por pares (Brent y Dubái Fateh, Brent y Maya, Dubái Fateh y Maya). Los resultados de las prueba se muestran en la tabla 20 (se usó el software SPSS para llevar a cabo las pruebas de hipótesis).

Se puede observar en los resultados de las pruebas llevadas a cabo que, a un nivel de significancia de 5%, se rechaza la hipótesis nula

⁵⁶ FATTOUH, B. (2008). *The Dynamics of Crude Oil Price Differentials*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies. P. 3.

⁵⁷ U.S. Energy Information Administration. 2014. An analysis of 7 factors that influence oil markets, with chart data updated monthly and quarterly . *What drives crude oil prices?* Washington : EIA. P. 3.

⁵⁸ Arbitraje, en economía, consiste en la transacción simultanea de un bien en 2 o más mercados, con el objetivo de obtener beneficio de la diferencia entre precios (definición tomada de: <http://www.economia48.com/spa/d/arbitraje/arbitraje.htm>); visto el 21 de febrero de 2014

⁵⁹ En el anexo 13 en la página XXVIII se muestran las pruebas de normalidad para las variables de precio de crudos.

para cada una de las relaciones entre pares de precios de crudos (el valor p para cada comparación se encuentra en la fila referente a “Sig. (2-tailed)”). Esto indica que el coeficiente de correlación es significativamente diferente de cero para cada par de precios de crudos. Por lo tanto, se puede inferir que existe relación lineal entre los precios de los crudos tomados en cuenta para el estudio dentro de los intervalos de tiempo estudiados), lo cual es consistente con lo mencionado por autores citados anteriormente en cuanto a la no independencia entre precios de crudos referencia. Se debe notar que en la diagonal principal de la tabla 20 no se muestra ningún dato relevante, y por lo tanto no debe ser tenida en cuenta.

Tabla 20. Resultados pruebas de correlación entre precios de crudos

		Correlaciones precios de crudos		
		Brent	Dubai_Fateh	Maya
Brent	Pearson Correlation	1	.970**	.737**
	Sig. (2-tailed)		.000	.000
	N	36	36	36
Dubai_Fateh	Pearson Correlation	.970**	1	.761**
	Sig. (2-tailed)	.000		.000
	N	36	36	36
Maya	Pearson Correlation	.737**	.761**	1
	Sig. (2-tailed)	.000	.000	
	N	36	36	36

** . Correlation is significant at the 0.01 level (2-tailed).

Fuente: Autor.

Al considerar que existe relación entre los precios de estos bienes, se puede entonces proceder a crear 3 eventos particulares sobre los cuales enmarcar el comportamiento de las variables de una manera conjunta (sin diferenciar por precios de cada crudo):

- PCA: Precio de crudo alto,
- PCM: Precio de crudo medio
- PCB: precio de crudo bajo.

Esta es una generalización del comportamiento de los precios que es común en el trabajo de varios autores (Al-Othman et al⁶⁰, Ribas et al⁶¹, quienes trabajan sobre estos 3 eventos para definir los precios de crudos, refinados y demandas), y que además modela la realidad

⁶⁰ AL-OTHMAN et al., Op. Cit. p. 822-840.

⁶¹ RIBAS et al. Op. Cit. P. 1-12.

de una manera aproximada. Estos eventos básicamente indican que se puede resumir el comportamiento de los precios en alto, medio y bajo.

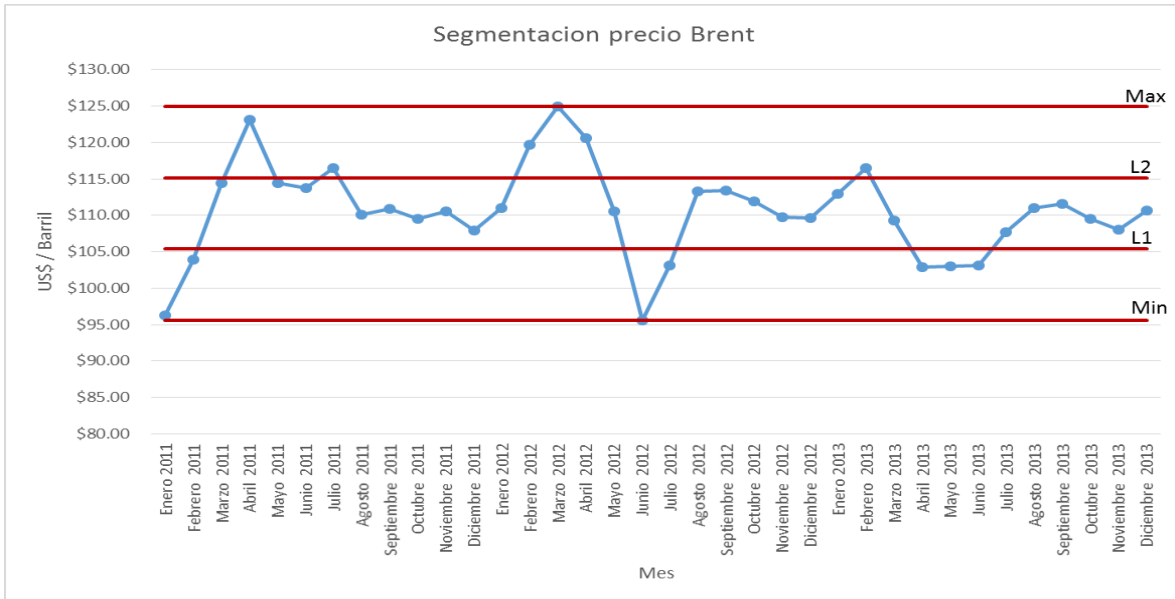
Agrupar los 3 crudos estudiados dentro de cada evento resulta como una buena aproximación al comportamiento real, pues los datos históricos muestran como tendencia que si el precio de uno de ellos sube, ocurrirá lo mismo con el de los otros crudos; esto hace que se puede realizar la simplificación de asumir que, cuando uno de los precios de estos crudos esté en su estado alto, los otros también lo estarán.

De lo anterior se procede entonces a determinar las probabilidades de ocurrencia de cada uno de los eventos definidos. Esto se hace de la siguiente manera:

- I. Se toma, por separado, cada una de las tablas de datos (anexo 12, página XXVI) y gráficas de comportamiento histórico del precio de cada crudo, y se calculan valor máximo, valor mínimo, y rango (valor máximo – valor mínimo).
- II. El rango calculado se divide en 3 (pues se definieron 3 eventos), y el valor resultante será la amplitud de cada uno de los 3 intervalos.
- III. Al valor mínimo (que a su vez es el límite inferior para el intervalo más bajo) se le suma la amplitud de intervalo anteriormente calculada, de manera que se tenga el límite superior del intervalo más bajo (que también es el límite inferior del intervalo o evento medio). Este se llamara L1.
- IV. Al límite L1 se le adiciona la amplitud de intervalo, de manera que se obtiene un nuevo límite llamado L2. Si a L2 se le suma la amplitud del intervalo, se debe obtener como resultado el valor máximo calculado en el primer paso.
- V. De los pasos anteriores, se obtienen las gráficas de variación histórica de precios para cada crudo divididas en 3 intervalos iguales (de misma amplitud), y que se muestran en las figuras 10, 11 y 12. Estas graficas son básicamente una segmentación de precios. Para cada una de las gráficas, el intervalo inferior se considera como precio bajo, el intervalo medio como precio medio, y el intervalo superior como precio alto.
- VI. Para cada una de las gráficas, se cuenta el número de puntos dentro de cada intervalo. Cada valor obtenido se divide en 36 (número de datos para cada grafica), y se obtiene entonces el porcentaje de datos dentro de cada intervalo (bajo, medio y alto) para cada crudo. Por ejemplo, observando la figura 10, se observan 6 puntos en su intervalo superior, es decir, 16.7% de las observaciones de precio de crudo Brent están en el nivel alto. Es de esperar que al comparar los porcentajes obtenidos para cada intervalo entre los distintos

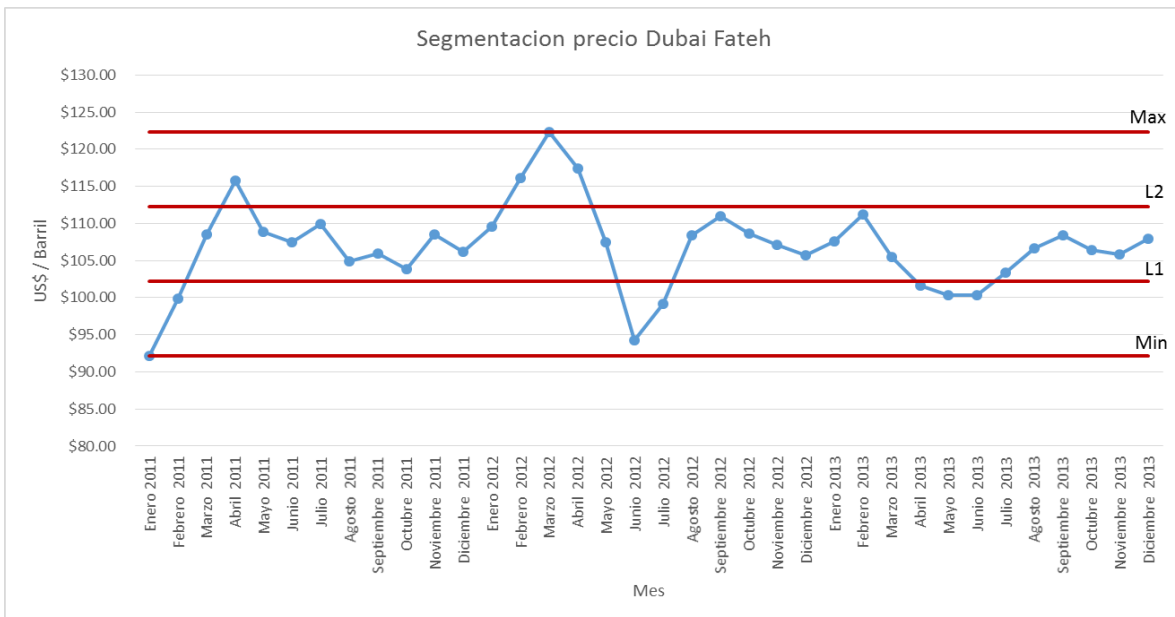
crudos, los valores sean relativamente similares. Los resultados de este paso se muestran en la tabla 21.

Figura 10. Segmentación de precios crudo Brent



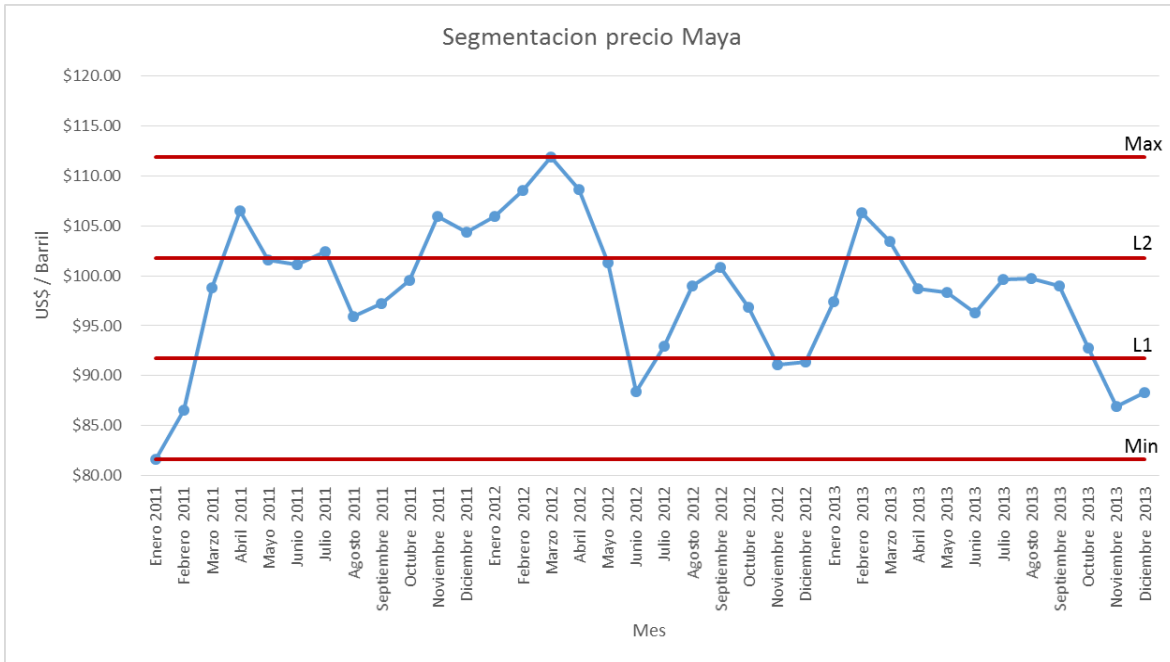
Fuente: Autor. Datos para precios de Brent: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-brent&months=60>; visto el 10 de febrero de 2014.

Figura 11. Segmentación de precios crudo Dubái Fateh



Fuente: Autor. Datos para precios de Dubái Fateh: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-dubai&months=60>; Visto el 10 de febrero de 2014

Figura 12. Segmentación de precios crudo Maya



Fuente: Autor. Datos para precios de Maya: <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pets&s=imx2810004&f=m>. visto el 10 de febrero de 2014.

- VII. Como se determinó considerar los eventos de precios altos, medios y bajos de manera conjunta, es necesario agrupar los porcentajes obtenidos en el anterior paso en uno solo. Para esto, se obtiene un promedio dentro de cada intervalo (por ejemplo, para precio alto, se suman los porcentajes de precio alto para cada uno de los crudos, y se dividen en 3). Esto lleva a un porcentaje “global” de precios para crudos, que representan la probabilidad de los eventos definidos PCB, PCM y PCA.
- VIII. Por último, se requiere definir, para cada evento, cual es el precio de referencia a usar para cada crudo. Para determinar esto, se calcula un promedio de precio dentro de cada intervalo para cada crudo. Por ejemplo, al calcular, para el crudo Brent, el promedio de los valores en su intervalo inferior, se obtiene 101.14 US\$/Barril. Esto indica que, cuando se esté hablando de precios de crudos en su nivel bajo, el Brent se tomara como 101.14 US\$/Barril. Los resultados de los pasos VII y VIII se muestran en la tabla 22, en las columnas “probabilidad” y “valor usado (US\$/Barril)”, respectivamente.

Tabla 21. Cálculo de % de ocurrencias para intervalos de precios de crudos

Calculo de % de ocurrencias para precios de crudos						
	Brent		Dubai Fateh		Maya	
Intervalos	Conteo	%	Conteo	%	Conteo	%
Inferior: Min-L1	7	19.4%	7	19.4%	7	19.4%
Medio: L1-L2	23	63.9%	25	69.4%	19	52.8%
Superior: L2-Max	6	16.7%	4	11.1%	10	27.8%
TOTAL	36	100.0%	36	100%	36	100%

Fuente: Autor.

Tabla 22. Caracterización y probabilidades de eventos referentes a precios de crudos

Caracterizacion y Probabilidades eventos de precios crudos			
Evento	Valor usado (US\$/Barril)		Probabilidad
Precio Crudo Bajo: PCB	Brent	\$ 101.14	19.4%
	Dubai-Fateh	\$ 98.26	
	Maya	\$ 87.77	
Precio Crudo Medio: PCM	Brent	\$ 110.95	62.0%
	Dubai-Fateh	\$ 107.40	
	Maya	\$ 98.26	
Precio Crudo Alto: PCA	Brent	\$ 120.22	18.5%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	
	Maya	\$ 106.42	
		TOTAL	100.0%

Fuente: Autor.

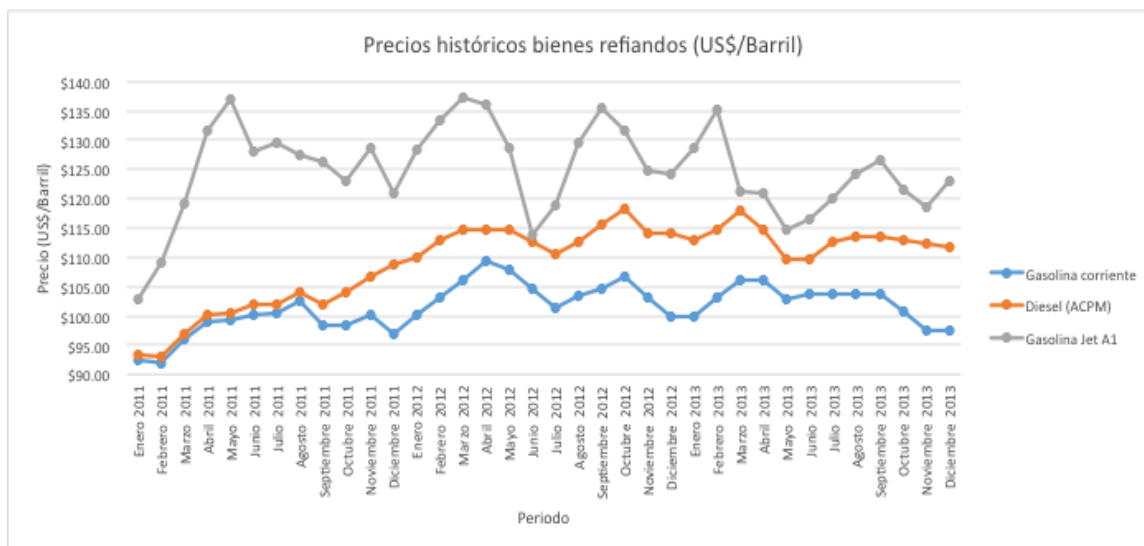
De esta manera, se han obtenido las probabilidades para los diferentes eventos definidos dentro de precios de crudos. Para esto, debió recurrirse a agrupaciones, las cuales tienen como fin facilitar la creación de los escenarios que se tendrán en cuenta para el modelo estocástico (y que se mostraran posteriormente). De no llevar a cabo agrupaciones y considerar individualmente los precios de cada crudo, la complejidad del problema escalaría considerablemente (y por esta razón, varios autores como Al-Othman et al realizan este ajuste para diseñar su modelo). Estas mismas relaciones y agrupaciones serán consideradas para los precios de productos refinados y para la demanda de los mismos, como se detallará en los incisos correspondientes. Cabe aclarar que los escenarios que compondrán el problema se construirán a través de los distintos eventos determinados.

2.1.2. Precios de refinados

Para el presente análisis, se han tomado como referencia los refinados gasolina, diésel (también llamado ACPM) y gasolina para aviación, para determinar los precios de venta para distribuidores mayoristas. Estos precios también suelen presentar variaciones

ligadas a precios de crudos (como se verá más adelante), y a otras condiciones de la región donde se comercializan (por ejemplo, producción local de crudo, cantidad de crudo importado, o capacidades y desarrollo tecnológico de refinerías, entre otros). Se puede observar en la figura 13 el comportamiento histórico mes a mes del precio (US\$/Barril) de estos productos refinados durante el periodo 2011-2013.

Figura 13. Variación histórica mes a mes de precios de refinados 2011-2013



Fuente: Para Gasolina corriente y Diésel: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=79512>, sección combustibles. Para Gasolina Jet A-1: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=79512>, sección Jet A-1. Vistos el 25 de enero de 2014.

Se observa una variación relativamente amplia (hasta más de 30 US\$/Barril) en los precios de algunos de los bienes analizados, lo cual evidencia que considerar precios de refinados constantes puede no ser una buena aproximación a la realidad. Se observan en general precios de Jet A1 más altos que las otras referencias, así como precios de diésel mayores a los de gasolina corriente (con excepción de inicios del año 2011). Al observar la anterior gráfica se puede notar en varios intervalos de tiempo un comportamiento similar entre los diferentes precios, es decir, tendencias a crecer o decrecer entre mismos periodos. Sin embargo, estas variaciones tienden a presentar diferentes magnitudes entre los diferentes productos refinados, y eventuales diferencias con respecto al mes en que las inflexiones (pasar de crecer a decrecer, o viceversa) ocurren.

A priori, esta tendencia está indicando, en cierta manera, que los comportamientos de los precios de estos refinados no son independientes entre sí, y algún tipo de relación existe entre estos (tal y como se analizó para los precios de crudos).

Para reforzar la afirmación de que existe alguna relación entre los precios de los refinados considerados, se llevó a cabo la misma

prueba de correlación del anterior inciso, en la cual básicamente se prueban las siguientes hipótesis:

$$H_0: \rho = 0$$

$$H_A: \rho \neq 0^{62}$$

En esta hipótesis se está probando básicamente si el coeficiente de correlación ρ difiere significativamente de cero, en cuyo caso se estaría indicando que existe relación lineal entre los factores analizados. En caso de no rechazarse la hipótesis nula, se estaría infiriendo que no existe, estadísticamente hablando, una relación lineal entre las variables, pero esto no implica que no exista algún otro tipo de relación. Esta prueba específica se hace para ver la relación entre 2 variables aleatorias, así que para el presente análisis se debe llevar a cabo la prueba 3 veces, viendo la relación existente entre el precio de los refinados por pares (gasolina y diésel, gasolina y jet A1, diésel y jet A1). Los resultados de las prueba se muestran en la tabla 23 (se usó el software SPSS para llevar a cabo las pruebas de hipótesis).

Tabla 23. Resultados prueba de correlación precios de refinados

		Correlaciones de precios de refinados		
		Gasolina_corriente	Diésel	JetA1
Gasolina_corriente	Pearson Correlation	1	.790**	.494**
	Sig. (2-tailed)		.000	.002
	N	36	36	36
Diésel	Pearson Correlation	.790**	1	.365*
	Sig. (2-tailed)	.000		.029
	N	36	36	36
JetA1	Pearson Correlation	.494**	.365*	1
	Sig. (2-tailed)	.002	.029	
	N	36	36	36

** . Correlation is significant at the 0.01 level (2-tailed).

* . Correlation is significant at the 0.05 level (2-tailed).

Fuente: Autor.

Se puede observar en los resultados de las pruebas llevadas a cabo que, a un nivel de significancia de 5%, se rechaza la hipótesis nula para cada una de las relaciones entre pares de precios de refinados (el valor p para cada comparación se encuentra en la fila referente a "Sig. (2-tailed)"). Esto indica que el coeficiente de correlación es

⁶² En el anexo 13 en la página XXVIII se muestran las pruebas de normalidad para las variables de precio de refinados.

significativamente diferente de cero para cada par de precios de refinados. Por lo tanto, se puede inferir que existe relación lineal entre los precios de los refinados tomados en cuenta para el estudio (dentro de los intervalos de tiempo estudiados), lo cual apoya las observaciones hechas a partir de la gráfica de comportamiento histórico del precio. Se debe notar que en la diagonal principal de la tabla 23 no se muestra ningún dato relevante, y por lo tanto no debe ser tenida en cuenta.

Al considerar que existe relación entre los precios de estos bienes, se procede entonces a crear 3 eventos particulares sobre los cuales enmarcar el comportamiento de las variables de una manera conjunta (sin diferenciar por precios de cada refinado):

- PRA: Precio de refinado alto,
- PRM: Precio de refinado medio
- PRB: precio de refinado bajo.

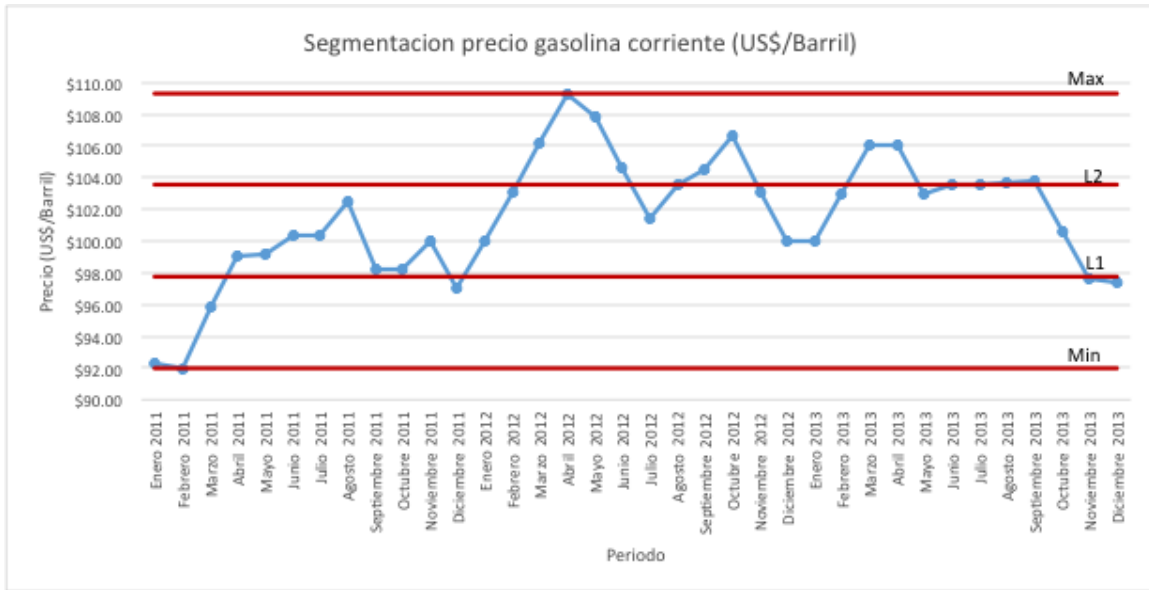
Esta generalización se hace siguiendo el mismo procedimiento y lógica aplicada a los datos de precios crudos, y sigue siendo algo común en el trabajo de los autores mencionados en el inciso anterior. Estos eventos básicamente indican que se puede resumir el comportamiento de los precios en alto, medio y bajo.

Agrupar los 3 refinados estudiados dentro de cada evento resulta como una buena aproximación al comportamiento real, pues, como se mencionó anteriormente, en general los datos históricos muestran como tendencia que si el precio de uno de ellos sube, ocurrirá lo mismo con el de los otros refinados; esto hace que se pueda realizar la simplificación de asumir que, cuando uno de los precios de los refinados esté en su estado alto, los otros también lo estarán.

De lo anterior se procede entonces a determinar las probabilidades de ocurrencia de cada uno de los eventos definidos. Esto se hace siguiendo el instructivo mostrado en la página 39 seguido para el cálculo de probabilidades para los eventos de precios de crudos.

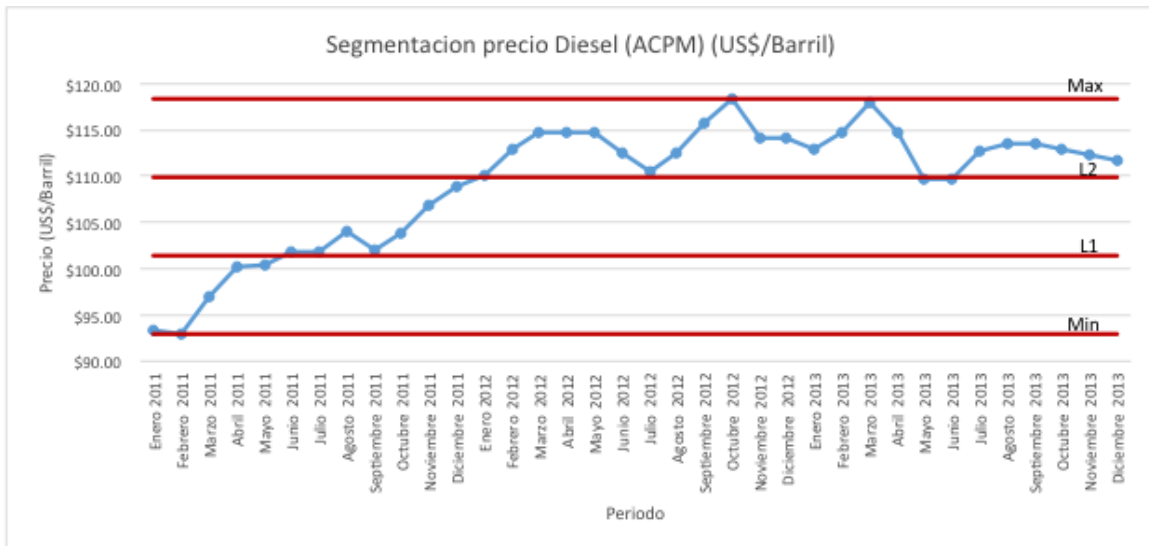
Al seguir estos pasos, se obtienen las figuras 14, 15 y 16 donde se segmentan los precios de manera individual para cada producto refinado. Cabe recordar que para cada una de las gráficas, el intervalo inferior se considera como precio bajo, el intervalo medio como precio medio, y el intervalo superior como precio alto. De la misma manera, al seguir los pasos del instructivo se obtienen las tablas 24 y 25 donde se muestra la proporción de puntos dentro de cada intervalo definido, y las probabilidades para cada evento, respectivamente.

Figura 14. Segmentación de precios gasolina corriente



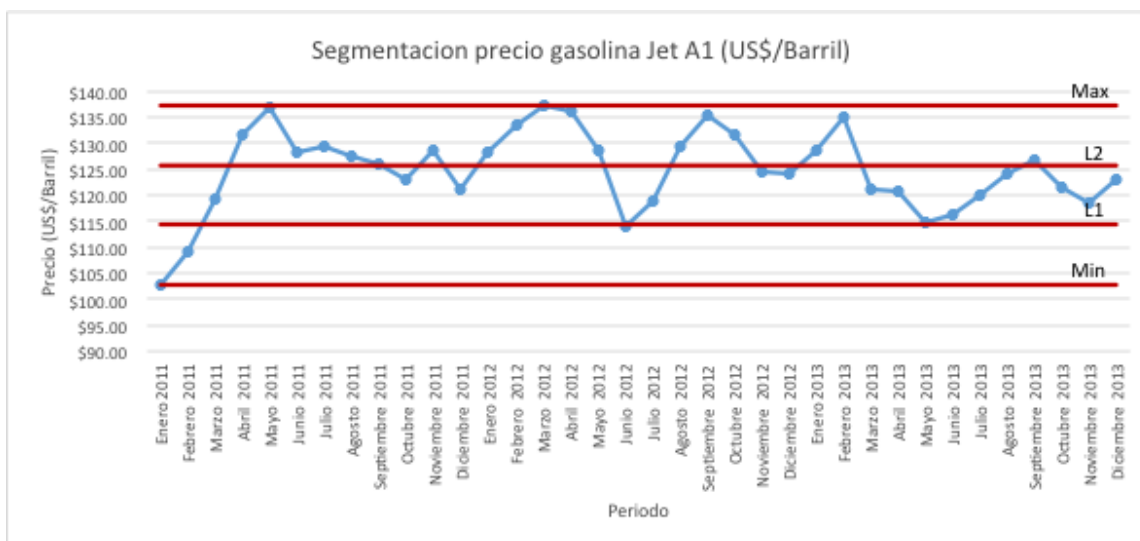
Fuente: Autor. Datos tomados de: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=79512>, sección combustibles. Vistos el 25 de enero de 2014.

Figura 15. Segmentación de precios diésel



Fuente: Autor. Datos tomados de: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=79512>, sección combustibles. Visto el 25 de enero de 2014

Figura 16. Segmentación de precios gasolina Jet A1



Fuente: Autor. Datos tomados de: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=79512>, sección Jet A-1. Vistos el 25 de enero de 2014.

Tabla 24. Cálculo de % de ocurrencias para cada intervalo de precios de refinados

Intervalos	Calculo de % de ocurrencias para precios de refinados					
	Gasolina corriente		Diesel		Gasolina Jet A1	
	Conteo	%	Conteo	%	Conteo	%
Inferior: Min-L1	6	16.7%	5	13.9%	3	8.3%
Medio: L1-L2	17	47.2%	9	25.0%	15	41.7%
Superior: L2-Max	13	36.1%	22	61.1%	18	50.0%
TOTAL	36	100.0%	36	100%	36	100%

Fuente: Autor.

Tabla 25. Caracterización y probabilidades de eventos referentes a precios de refinados

Caracterizacion y Probabilidades eventos de precios refinados			
Evento	Valor usado (US\$/Barril)		Probabilidad
Precio Refinado Bajo: PRB	Gasolina corriente	\$ 95.38	13.0%
	Diesel	\$ 96.72	
	Gasolina Jet A1	\$ 108.63	
Precio Refinado Medio: PRM	Gasolina corriente	\$ 100.72	38.0%
	Diesel	\$ 105.40	
	Gasolina Jet A1	\$ 120.73	
Precio Refinado Alto: PRA	Gasolina corriente	\$ 105.33	49.1%
	Diesel	\$ 113.70	
	Gasolina Jet A1	\$ 131.09	
TOTAL			100.0%

Fuente: Autor.

De esta manera, se han obtenido las probabilidades para los diferentes eventos definidos dentro de precios de refinados. Para esto, debió recurrirse a agrupaciones (tal y como se hizo en el inciso

anterior para precios de crudos), las cuales tienen como fin facilitar la creación de los escenarios que se tendrán en cuenta para el modelo estocástico (y que se mostraran posteriormente). De no llevar a cabo agrupaciones y considerar individualmente los precios de cada producto refinado, la complejidad del problema escalaría considerablemente. Cabe aclarar que los escenarios que compondrán el problema se construirán a través de los distintos eventos determinados, como se mostrará en el inciso correspondiente.

2.1.3. *Relación entre precios de crudos y refinados*

En los dos incisos anteriores se ha considerado por separado las variaciones y eventos para precios de productos crudos y refinados. Sin embargo, ver estas dos variables como totalmente independientes puede no ser una suposición muy cercana a la realidad.

En primer lugar, es común ver en los medios de información noticias que relacionan una variación en precios de crudo con una eventual variación en precios de productos refinados. Por ejemplo, se puede observar en el diario Portafolio⁶³ noticias que tratan del tema, y que por lo general anuncian un alza en el precio local de combustibles debido a un incremento en el precio de cotización del crudo. En segundo lugar, la EIA declara que “los precios del crudo son el principal conductor de los precios de productos derivados”⁶⁴, lo cual apoya la afirmación de que existe relación entre estas dos variables.

En tercer lugar, se puede llevar a cabo una comparación entre las gráficas que muestran las fluctuaciones de los precios para crudos y refinados (figuras 9 y 13), y observar similitudes en su comportamiento: Se nota que en intervalos de tiempo donde el precio de los crudos está en aumento, también se presentan aumentos en el precio de refinados (aunque en diferentes magnitudes). Igualmente, se observa que en los intervalos donde los precios de crudos caen considerablemente (marzo-junio 2012 y febrero-junio 2013), los precios de los productos refinados también tienden a caer, aunque en magnitudes diferentes cuando se compara gasolina y diésel con gasolina jet A1. En periodos de oscilación (subida y bajada de precio) para crudos, se observa que, en general, cuando el precio aumenta, también se presentan aumentos en los precios de refinados, pero cuando el precio del crudo cae, los precios de refinados se mantienen más o menos iguales, o hasta aumentan; esto puede deberse a lo que concluyen Uribe Gil y Ulloa Villegas, quienes muestran en su estudio que existen efectos asimétricos de los cambios en el precio

⁶³ Un ejemplo es: Portafolio. 2010, Enero 27. En febrero subirá el precio de combustibles por alza en el petróleo. *Portafolio*. link: http://www.portafolio.co/detalle_archivo/MAM-3811531

⁶⁴ U.S. Energy Information Administration. 2014. An analysis of 7 factors that influence oil markets, with chart data updated monthly and quarterly. *What drives crude oil prices?* Washington : EIA. P. 4.

de petróleo: “las respuestas son significativas ante incrementos del precio, y no así ante sus descensos”⁶⁵.

Todas las razones mencionadas anteriormente sirven para concluir que los precios de crudos tienen un comportamiento similar al de los precios de derivados. Más particularmente en el caso colombiano se afirma que “[...] hay que explicar que la fórmula para fijar los precios de los combustibles en Colombia está amarrada a la cotización internacional del petróleo, y como éste ha subido en los últimos meses, su impacto se ha trasladado al precio en Colombia”⁶⁶. En este mismo artículo se declara que “Tener como referencia el precio internacional del crudo tiene una explicación que, según el gobierno, es lo que técnicamente se llama en economía costo de oportunidad. Es decir, qué precio obtendría el país si exportara el combustible o, en otras palabras, a cuánto le costaría importarlo si no fuera productor.”⁶⁷. Esto muestra la razón por la cual en Colombia, a pesar de ser un país con capacidad de producir suficiente bienes refinados para satisfacer la demanda interna, existe estrecha relación con los precios de crudos a nivel mundial.

Igualmente, se tiene que “Actualmente, la fórmula para establecer el costo de la gasolina y el ACPM en Colombia funciona con base en el ingreso al productor, que depende del precio internacional del petróleo y la tasa de cambio”⁶⁸. De acuerdo a estas afirmaciones, al menos en Colombia (que es un país productor y exportador de crudos), el comportamiento de los precios de crudos a nivel internacional tiene efecto directo sobre los precios de los productos derivados, lo que genera que sus comportamientos sean similares. En países que sean netamente importadores de crudos, los precios de bienes refinados estarán aún más ligados a las cotizaciones internacionales de crudos, pues será necesario adquirir la materia prima a precios internacionales, para posteriormente procesarla (o en otros casos, obtener el producto ya refinado). Esto hace que la relación entre precios internacionales de crudos y de bienes derivados para estos casos pueda ser aún más evidente.

De todo lo anterior se propone entonces unir los eventos definidos para precios de crudos y refinados como eventos globales de precios:

⁶⁵ URIBE GIL, J. M., & ULLOA VILLEGAS, I. M. (2011). *Otro país exportador neto de petróleo y sus reacciones macroeconómicas ante cambios del precio: Colombia*. Cali: Cidse - Facultad de Ciencias Sociales y Económicas. P. 25.

⁶⁶ RESVISTA SEMANA. (2014, Abril). *La cruda realidad del precio de la gasolina*. Visto Abril 26, 2014, de Semana sección Economía: <http://m.semana.com/economia/articulo/la-cruda-realidad-del-precio-gasolina/255979-3>

⁶⁷ *Ibíd.*

⁶⁸ UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. *Dinámica del costo de la gasolina en Colombia*. (2013, Octubre 21). *Agencia de noticias*. Visto Abril 26, 2014, de Agencia de noticias UN: <http://www.agenciadenoticias.unal.edu.co/ndetalle/article/dinamica-del-costode-la-gasolina-en-colombia.html>

- PA: Precios altos.
- PM: Precios medios.
- PB: Precios bajos.

Se asume entonces que cuando el precio del crudo esté en un nivel específico, el precio del bien refinado también estará en ese nivel. Esta agrupación se hace como una simplificación al comportamiento histórico de precios tanto de crudos como de refinados, pero que se mantiene coherente con las relaciones existentes entre estas variables. Igualmente, se toman como referencia las investigaciones hechas por Al-Othman et al⁶⁹ y Ribas et al⁷⁰, quienes también agrupan los eventos de variaciones de precios en sus modelos, declarando que esta es una simplificación que mantiene la validez del ejercicio, y que además fue consultada con expertos en el sector de hidrocarburos.

Así, se procede entonces a obtener las probabilidades de los 3 eventos definidos para precios. Esto se hace juntando los resultados de las tablas 22 y 25, donde hay eventos de precios para crudos y refinados por separado. Se puede calcular la probabilidad de cada evento obteniendo un promedio entre las probabilidades individuales para los precios de cada tipo de producto. Por ejemplo, para obtener la probabilidad de precio medio (PM), se promedian las probabilidades de precio crudo medio (PCM) y precio refinado medio (PRM). Los resultados de este ejercicio se muestran en la tabla 26. Los datos obtenidos en esta tabla servirán para la posterior construcción de escenarios, y definen, para el presente modelo, el comportamiento de los precios.

Tabla 26. Caracterización y probabilidades eventos de precios

Caracterización y Probabilidades eventos de precios					
Evento	Valor usado crudos (US\$/Barril)		Valor usado refinados (US\$/Barril)		Probabilidad
Precio Bajo: PB	Brent	\$ 101.14	Gasolina corriente	\$ 95.38	16.2%
	Dubai-Fateh	\$ 98.26	Diesel	\$ 96.72	
	Maya	\$ 87.77	Gasolina Jet A1	\$ 108.63	
Precio Medio: PM	Brent	\$ 110.95	Gasolina corriente	\$ 100.72	50.0%
	Dubai-Fateh	\$ 107.40	Diesel	\$ 105.40	
	Maya	\$ 98.26	Gasolina Jet A1	\$ 120.73	
Precio Alto: PA	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	33.8%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.70	
	Maya	\$ 106.42	Gasolina Jet A1	\$ 131.09	
				TOTAL	100.0%

Fuente: Autor.

2.2. Análisis de variación de demanda

En este inciso se desea revisar más detalladamente la forma en que varía la demanda de los productos refinados por parte de los

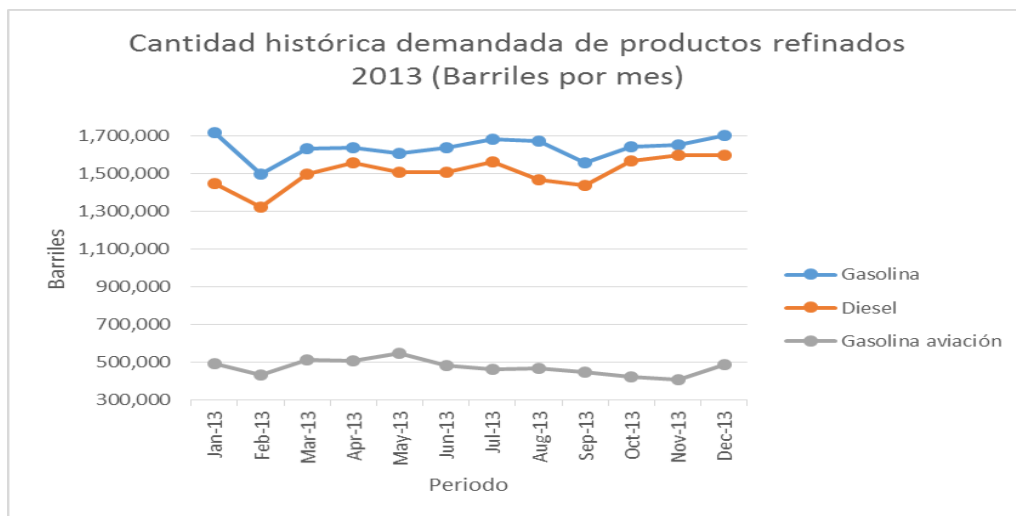
⁶⁹ AL-OTHMAN et al., Op. Cit. P. 822-840.

⁷⁰ RIBAS, G et al., Op. Cit. p. 1-12.

distribuidores mayoristas. Este análisis se lleva a cabo considerando la demanda de manera general, es decir, sin verla individualmente para cada centro de distribución. Así, se estará revisando cómo varía la sumatoria de la demanda de todos los nodos de distribución para cada producto, pues esto ayuda a simplificar el análisis sin alejarse considerablemente de la realidad.

Ribas et al, a pesar de manejar varios nodos de distribución, los considera como uno solo a la hora de estudiar cómo varía la demanda⁷¹. A partir de esto, se puede revisar la figura 17, donde se ve la variación mes a mes en el año 2013 de la demanda de todos los nodos sumada para cada producto.

Figura 17. Variación histórica de barriles de refinados demandados 2013 (Barriles/mes)



Fuente: ECOPETROL: Vice presidencia de transportes. Entrega de productos refinados. Enero a Diciembre de 2013. Visto el 10 de febrero de 2014.

Se observa que, para gasolina y diésel, parece haber un comportamiento parecido de demanda; por otro lado, la demanda por gasolina para aviación no tiende a seguir el mismo patrón que los otros 2 productos, lo cual puede ser un indicio de independencia entre los eventos. Siguiendo la lógica usada en el análisis de precios, se procedió a llevar a cabo una prueba de hipótesis sobre la correlación entre las variables:

$$H_0: \rho = 0$$

$$H_A: \rho \neq 0^{72}$$

Se llevó a cabo esta prueba por pares de variables, y se obtuvieron los resultados de la tabla 27. Se observa en las cifras obtenidas que, a un nivel de significancia de 5%, se rechaza la hipótesis nula para las variables demanda de gasolina corriente y demanda de diésel, de lo cual se infiere que existe relación lineal significativa entre estas dos variables. Para la demanda de jet A1, al compararla con los otros 2 productos, no

⁷¹ *Ibíd.* P.9.

⁷² En el anexo 13 en la página XXVIII se muestran las pruebas de normalidad para los datos de demanda de refinados.

se rechaza la hipótesis nula, de lo cual se concluye que no hay relación lineal significativa entre estas variables.

Tabla 27, Resultados prueba de correlación demanda de bienes refinados

		Correlaciones demandas de refinados		
		Demanda_Gasolina_corriente	Demanda_Diésel	Demanda_JetA1
Demanda_Gasolina_corriente	Pearson Correlation	1	.665*	.213
	Sig. (2-tailed)		.018	.506
	N	12	12	12
Demanda_Diésel	Pearson Correlation	.665*	1	.046
	Sig. (2-tailed)	.018		.886
	N	12	12	12
Demanda_JetA1	Pearson Correlation	.213	.046	1
	Sig. (2-tailed)	.506	.886	
	N	12	12	12

*. Correlation is significant at the 0.05 level (2-tailed).

De los resultados obtenidos se concluye entonces que hay una relación entre las demandas de gasolina corriente y diésel, pero que la demanda por gasolina de aviación se comporta de manera independiente; así, se puede proceder a crear los siguientes 9 eventos:

- D1: Demanda de gasolina y diésel baja, y de gasolina para aviación baja.
- D2: Demanda de gasolina y diésel baja, y de gasolina para aviación media.
- D3: Demanda de gasolina y diésel baja, y de gasolina para aviación alta.
- D4: Demanda de gasolina y diésel media, y de gasolina para aviación baja.
- D5: Demanda de gasolina y diésel media, y de gasolina para aviación media.
- D6: Demanda de gasolina y diésel media, y de gasolina para aviación alta.
- D7: Demanda de gasolina y diésel alta, y de gasolina para aviación baja.
- D8: Demanda de gasolina y diésel alta, y de gasolina para aviación media.
- D9: Demanda de gasolina y diésel alta, y de gasolina para aviación alta.

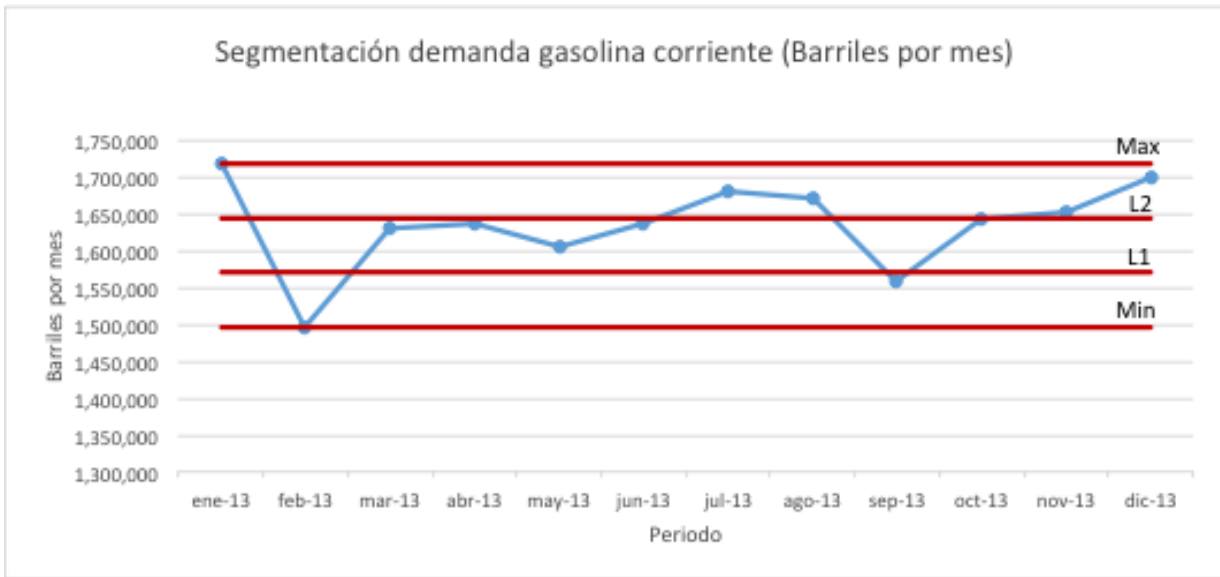
Esta es una generalización del comportamiento de la demanda por estos bienes refinados. Estos eventos básicamente indican que se puede resumir el comportamiento de las demandas en 9 casos, que agrupan los productos gasolina y diésel como uno solo, y la gasolina para aviación con comportamiento independiente de estos. Así, es posible tener la demanda por gasolina y diésel en un nivel, mientras la demanda por gasolina jet A1 está en otro nivel.

Esta agrupación resulta como una buena aproximación al comportamiento real, pues, como se mencionó anteriormente, en general los datos históricos muestran como tendencia que la demanda de gasolina corriente y diésel se comportan similar, mientras que la de gasolina jet A1 sigue otra tendencia.

De lo anterior se procede entonces a determinar las probabilidades de ocurrencia de cada uno de los eventos definidos. Esto se hace siguiendo el instructivo mostrado en la página 39 seguido para el cálculo de probabilidades para los eventos de precios de crudos, pero con algunas modificaciones: En primer lugar, para el paso I, se toman las tablas referentes a datos históricos de demanda en el anexo 4 en la página VIII; en segundo lugar, para el paso VI, la división no se hace por 36, sino por 12 (por tener datos apenas para 12 meses, y no 36). En tercer lugar, en el paso VII, para obtener las probabilidades de cada evento, se obtiene un promedio entre los porcentajes obtenidos para demanda de gasolina corriente y diésel en cada intervalo, y posteriormente se le multiplica el porcentaje del intervalo de interés para la demanda de gasolina jet A1. Así, por ejemplo, para la probabilidad del evento D2, se obtiene un promedio de los porcentajes de los intervalos inferiores de gasolina corriente y diésel, y se multiplica por el porcentaje del intervalo medio de la demanda de gasolina jet A1.

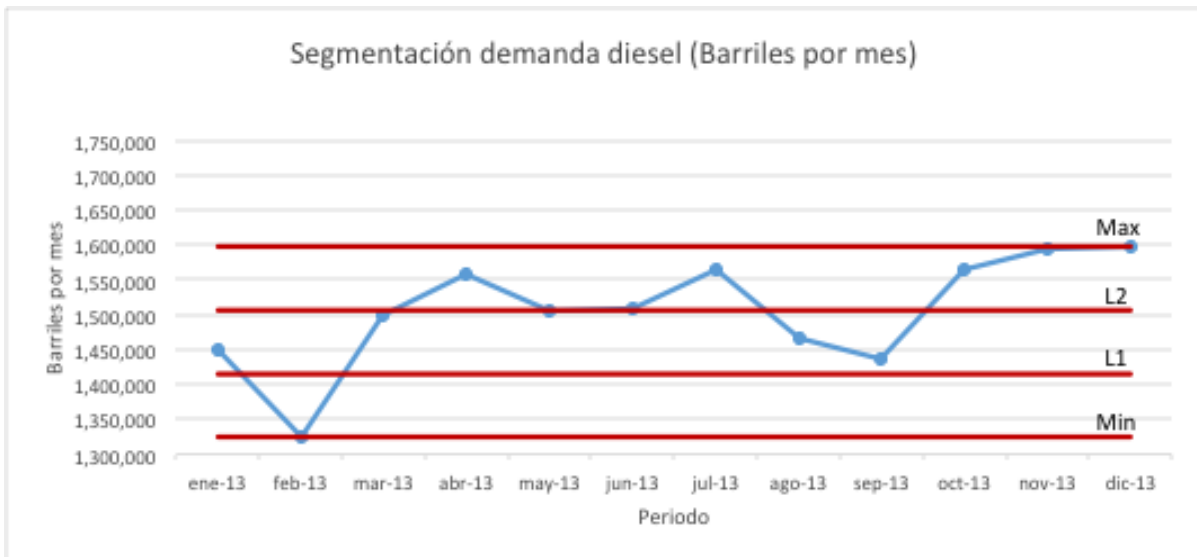
Al seguir estos pasos, se obtienen las figuras 18, 19 y 20 donde se segmentan las demandas de manera individual para cada producto refinado. Cabe recordar que para cada una de las gráficas, el intervalo inferior se considera como demanda baja, el intervalo medio como demanda media, y el intervalo superior como demanda alta. De la misma manera, al seguir los pasos del instructivo se obtienen las tablas 28 y 29 donde se muestra la proporción de puntos dentro de cada intervalo definido, y las probabilidades para cada evento, respectivamente. En la tabla 29 también se muestran los valores que se le da a cada demanda para cada evento (estos datos se calcularon a través de promedios condicionales).

Figura 18. Segmentación de demanda de gasolina corriente (Barriles/mes)



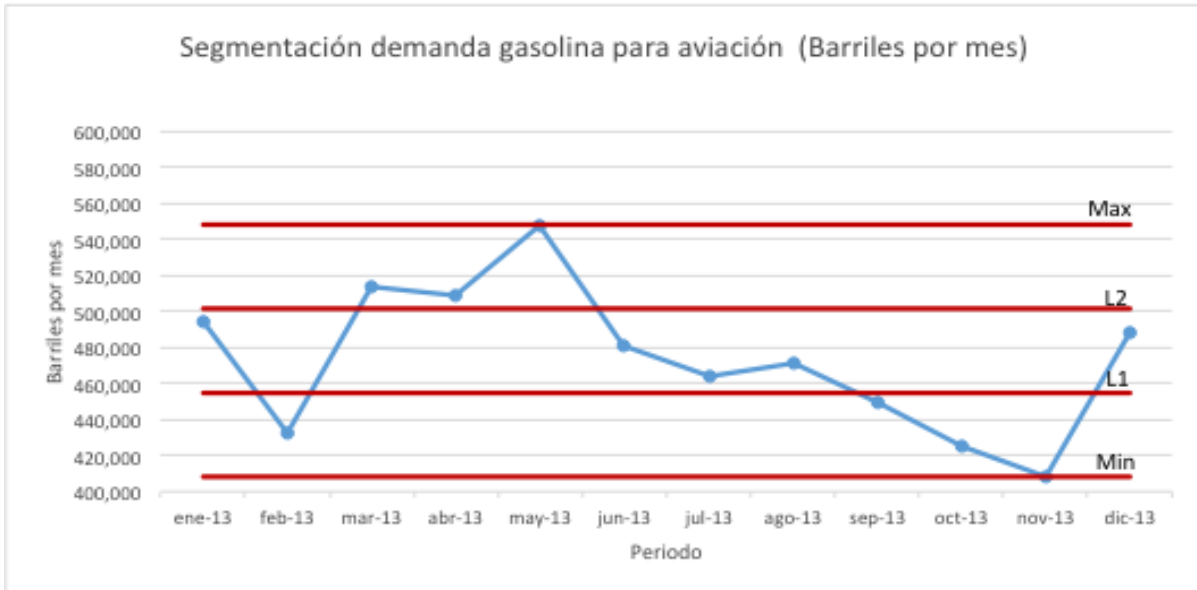
Fuente: ECOPETROL: Vice presidencia de transportes. Entrega de productos refinados. Enero a Diciembre de 2013. Visto el 10 de febrero de 2014.

Figura 19. Segmentación de demanda de diésel (Barriles/mes)



Fuente: ECOPETROL: Vice presidencia de transportes. Entrega de productos refinados. Enero a Diciembre de 2013. Visto el 10 de febrero de 2014.

Figura 20. Segmentación de demanda de gasolina para aviación (Barriles/mes)



Fuente: ECOPETROL: Vice presidencia de transportes. Entrega de productos refinados. Enero a Diciembre de 2013. Visto el 10 de febrero de 2014.

Tabla 28. Cálculo de porcentaje de ocurrencia para cada intervalo de demanda de refinados (%)

Intervalos	Calculo de % de ocurrencias para demandas de refinados					
	Gasolina corriente		Diesel		Gasolina Jet A1	
	Conteo	%	Conteo	%	Conteo	%
Inferior: Min-L1	2	16.7%	1	8.3%	4	33.3%
Medio: L1-L2	5	41.7%	4	33.3%	5	41.7%
Superior: L2-Max	5	41.7%	7	58.3%	3	25.0%
TOTAL	12	100.0%	12	100.0%	12	100.0%

Fuente: Autor.

De los resultados de la tabla 29, se puede notar que la demanda para cada bien está dada como un total por mes, es decir, no diferencia entre demandas para cada uno de los nodos del modelo. Esta agrupación se hizo de manera que se generalizara el comportamiento de la demanda para todos los lugares, en lugar de verlos individualmente. De tratarlos individualmente, aumentaría la complejidad del análisis (pues se requeriría un análisis por cada nodo), y se podrían llegar a numerosos eventos, que podrían o no ser independientes, lo que implicaría hacer estudios de relaciones individualmente. Por esta razón es normal en este tipo de análisis hacer un estudio general de la demanda: Al-Othman et al⁷³, Escudero et al⁷⁴ y Ribas et al⁷⁵ consideran los cambios en demanda de manera grupal, y no por cada nodo de destino que manejan.

⁷³ AL-OTHMAN et al., Op. Cit. P. 829

⁷⁴ ESCUDERO et al., Op. Cit. p. 643

⁷⁵ RIBAS et al., Op. Cit. p. 9

Tabla 29. Caracterización y probabilidades eventos demandas de refinados

Caracterización y Probabilidades eventos de demandas de refinados			
Evento	Valor usado (Barriles por mes)		Probabilidad
Demanda G y D Baja, y GA Baja: D1	Gasolina corriente	1,526,535.50	4.2%
	Diesel	1,323,522.00	
	Gasolina Jet A1	428,937.50	
Demanda G y D Baja, y GA Media: D2	Gasolina corriente	1,526,535.50	5.2%
	Diesel	1,323,522.00	
	Gasolina Jet A1	479,490.80	
Demanda G y D Baja, y GA Alta: D3	Gasolina corriente	1,526,535.50	3.1%
	Diesel	1,323,522.00	
	Gasolina Jet A1	523,540.00	
Demanda G y D Media, y GA Baja: D4	Gasolina corriente	1,629,919.00	12.5%
	Diesel	1,463,223.75	
	Gasolina Jet A1	428,937.50	
Demanda G y D Media, y GA Media: D5	Gasolina corriente	1,629,919.00	15.6%
	Diesel	1,463,223.75	
	Gasolina Jet A1	479,490.80	
Demanda G y D Media, y GA Alta: D6	Gasolina corriente	1,629,919.00	9.4%
	Diesel	1,463,223.75	
	Gasolina Jet A1	523,540.00	
Demanda G y D Alta, y GA Baja: D7	Gasolina corriente	1,683,801.00	16.7%
	Diesel	1,556,269.86	
	Gasolina Jet A1	428,937.50	
Demanda G y D Alta, y GA Media: D8	Gasolina corriente	1,683,801.00	20.8%
	Diesel	1,556,269.86	
	Gasolina Jet A1	479,490.80	
Demanda G y D Alta, y GA Alta: D9	Gasolina corriente	1,683,801.00	12.5%
	Diesel	1,556,269.86	
	Gasolina Jet A1	523,540.00	
TOTAL			100%

Fuente: Autor.

Ahora, en el momento de trabajar sobre el modelo propuesto, es necesario de alguna forma repartir esa demanda total entre cada nodo de manera que se ajuste con los datos reales. Para esto entonces se debe remitir a la tabla 12 en el capítulo 1, en el cual se muestran los porcentajes de cada uno de los productos que se manejan en cada nodo. Estos porcentajes se estimaron con base en el total de demanda anual del año 2013 para cada nodo. Estas cifras serán usadas como referencia para hacer la distribución de la demanda total de cada producto por mes entre los diferentes nodos del modelo. Así, por ejemplo, al nodo 8 le corresponde 16.8% del total de diésel demandado en un mes dado. Por todo lo anterior se vuelve necesario incluir dentro de la formulación del modelo un parámetro que se encargue de repartir la demanda entre nodos, tal y como se muestra en el inciso 1 del presente capítulo, y en la formulación estocástica que se hará posteriormente.

Así, los datos obtenidos en la anterior tabla servirán para la posterior construcción de escenarios, y definen, para el presente modelo, el comportamiento de la demanda de los productos refinados.

2.3. *Definición de escenarios*

Una vez determinadas las variaciones y relaciones de precios y demandas, se puede proceder entonces a determinar los escenarios que compondrán el presente modelo.

Defínanse los conjuntos de eventos de precios y de demandas, tratados en los anteriores incisos. Cada escenario es dado por la combinación de eventos de estos dos grupos. Para llevar a cabo esta combinación, se asume independencia entre los conjuntos de eventos, siguiendo la línea de trabajo de Ribas et al⁷⁶ y de Al-Othman⁷⁷, quienes asumen esta independencia, apoyados por el conocimiento de funcionarios del sector de hidrocarburos. Así mismo, Dahl⁷⁸ estima en su estudio sobre elasticidades precio-demanda de la gasolina para Colombia un valor de -0.04, que es bastante aproximado a 0 (recordando que cuando el resultado es 0, la demanda se considera inelástica al precio), lo que implica que asumir independencia entre precio y demanda de este bien no se aleja mucho de la realidad.

Así, al hacer este supuesto, se puede entonces definir cada escenario y calcular su probabilidad; esta se calcula multiplicando la probabilidad del evento referente a precios (PB, PM o PB, según corresponda) por la probabilidad del evento referente a demandas (D1, D2,..., D9, según corresponda). Por ejemplo, para el escenario 2, que se compone de los eventos PB (para precios) y D2 (para demandas) se multiplican las probabilidades de ocurrencia, respectivamente, 16.2% y 5.2%. Esto da como resultado la probabilidad de ocurrencia del escenario 2 (0.8%, en este caso). Así, se generan en total 27 escenarios (3*9). En la tabla 30 se muestra cada escenario, los valores que toman los precios y las demandas en ese escenario, los eventos que lo componen y la probabilidad de ocurrencia del escenario.

⁷⁶ *Ibíd.* p. 10.

⁷⁷ AL-OTHMAN, Op. Cit. P. 829

⁷⁸ DAHL, C. A. (2010). Measuring global gasoline and diésel price and income elasticities. *Energy Policy*, p. 4.

Tabla 30. Caracterización y probabilidades de escenarios

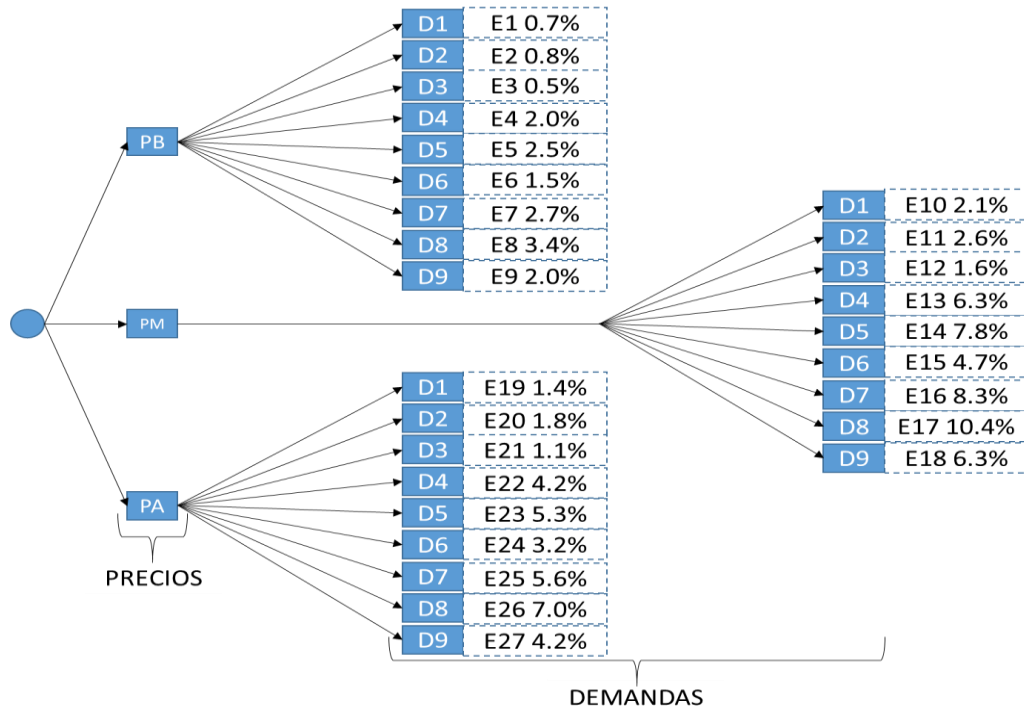
Caracterización y Probabilidades de escenarios									
Escenario	Valor precios crudos (US\$/Barril)		Valor precios refinados (US\$/Barril)		Evento (para precios)	Valor demanda (Barriles por mes)		Evento (para demandas)	Probabilidad
1	Brent	\$ 101.14	Gasolina corriente	\$ 95.38	PB	Gasolina corriente	1,526,535.50	D1	0.7%
	Dubai-Fateh	\$ 98.26	Diesel	\$ 96.72		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 87.77	Gasolina Jet A1	\$ 108.63		Gasolina Jet A1	428,937.50		
2	Brent	\$ 101.14	Gasolina corriente	\$ 95.38	PB	Gasolina corriente	1,526,535.50	D2	0.8%
	Dubai-Fateh	\$ 98.26	Diesel	\$ 96.72		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 87.77	Gasolina Jet A1	\$ 108.63		Gasolina Jet A1	479,490.80		
3	Brent	\$ 101.14	Gasolina corriente	\$ 95.38	PB	Gasolina corriente	1,526,535.50	D3	0.5%
	Dubai-Fateh	\$ 98.26	Diesel	\$ 96.72		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 87.77	Gasolina Jet A1	\$ 108.63		Gasolina Jet A1	523,540.00		
4	Brent	\$ 101.14	Gasolina corriente	\$ 95.38	PB	Gasolina corriente	1,629,919.00	D4	2.0%
	Dubai-Fateh	\$ 98.26	Diesel	\$ 96.72		Diesel	1,463,223.75		
	Maya	\$ 87.77	Gasolina Jet A1	\$ 108.63		Gasolina Jet A1	428,937.50		
5	Brent	\$ 101.14	Gasolina corriente	\$ 95.38	PB	Gasolina corriente	1,629,919.00	D5	2.5%
	Dubai-Fateh	\$ 98.26	Diesel	\$ 96.72		Diesel	1,463,223.75		
	Maya	\$ 87.77	Gasolina Jet A1	\$ 108.63		Gasolina Jet A1	479,490.80		
6	Brent	\$ 101.14	Gasolina corriente	\$ 95.38	PB	Gasolina corriente	1,629,919.00	D6	1.5%
	Dubai-Fateh	\$ 98.26	Diesel	\$ 96.72		Diesel	1,463,223.75		
	Maya	\$ 87.77	Gasolina Jet A1	\$ 108.63		Gasolina Jet A1	523,540.00		
7	Brent	\$ 101.14	Gasolina corriente	\$ 95.38	PB	Gasolina corriente	1,683,801.00	D7	2.7%
	Dubai-Fateh	\$ 98.26	Diesel	\$ 96.72		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 87.77	Gasolina Jet A1	\$ 108.63		Gasolina Jet A1	428,937.50		
8	Brent	\$ 101.14	Gasolina corriente	\$ 95.38	PB	Gasolina corriente	1,683,801.00	D8	3.4%
	Dubai-Fateh	\$ 98.26	Diesel	\$ 96.72		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 87.77	Gasolina Jet A1	\$ 108.63		Gasolina Jet A1	479,490.80		
9	Brent	\$ 101.14	Gasolina corriente	\$ 95.38	PB	Gasolina corriente	1,683,801.00	D9	2.0%
	Dubai-Fateh	\$ 98.26	Diesel	\$ 96.72		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 87.77	Gasolina Jet A1	\$ 108.63		Gasolina Jet A1	523,540.00		
10	Brent	\$ 110.95	Gasolina corriente	\$ 100.72	PM	Gasolina corriente	1,526,535.50	D1	2.1%
	Dubai-Fateh	\$ 107.40	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 98.26	Gasolina Jet A1	\$ 120.73		Gasolina Jet A1	428,937.50		
11	Brent	\$ 110.95	Gasolina corriente	\$ 100.72	PM	Gasolina corriente	1,526,535.50	D2	2.6%
	Dubai-Fateh	\$ 107.40	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 98.26	Gasolina Jet A1	\$ 120.73		Gasolina Jet A1	479,490.80		
12	Brent	\$ 110.95	Gasolina corriente	\$ 100.72	PM	Gasolina corriente	1,526,535.50	D3	1.6%
	Dubai-Fateh	\$ 107.40	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 98.26	Gasolina Jet A1	\$ 120.73		Gasolina Jet A1	523,540.00		
13	Brent	\$ 110.95	Gasolina corriente	\$ 100.72	PM	Gasolina corriente	1,629,919.00	D4	6.3%
	Dubai-Fateh	\$ 107.40	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,463,223.75		
	Maya	\$ 98.26	Gasolina Jet A1	\$ 120.73		Gasolina Jet A1	428,937.50		
14	Brent	\$ 110.95	Gasolina corriente	\$ 100.72	PM	Gasolina corriente	1,629,919.00	D5	7.8%
	Dubai-Fateh	\$ 107.40	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,463,223.75		
	Maya	\$ 98.26	Gasolina Jet A1	\$ 120.73		Gasolina Jet A1	479,490.80		

15	Brent	\$ 110.95	Gasolina corriente	\$ 100.72	PM	Gasolina corriente	1,629,919.00	D6	4.7%
	Dubai-Fateh	\$ 107.40	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,463,223.75		
	Maya	\$ 98.26	Gasolina Jet A1	\$ 120.73		Gasolina Jet A1	523,540.00		
16	Brent	\$ 110.95	Gasolina corriente	\$ 100.72	PM	Gasolina corriente	1,683,801.00	D7	8.3%
	Dubai-Fateh	\$ 107.40	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 98.26	Gasolina Jet A1	\$ 120.73		Gasolina Jet A1	428,937.50		
17	Brent	\$ 110.95	Gasolina corriente	\$ 100.72	PM	Gasolina corriente	1,683,801.00	D8	10.4%
	Dubai-Fateh	\$ 107.40	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 98.26	Gasolina Jet A1	\$ 120.73		Gasolina Jet A1	479,490.80		
18	Brent	\$ 110.95	Gasolina corriente	\$ 100.72	PM	Gasolina corriente	1,683,801.00	D9	6.3%
	Dubai-Fateh	\$ 107.40	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 98.26	Gasolina Jet A1	\$ 120.73		Gasolina Jet A1	523,540.00		
19	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,526,535.50	D1	1.4%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.70		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 106.42	Gasolina Jet A1	\$ 131.09		Gasolina Jet A1	428,937.50		
20	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,526,535.50	D2	1.8%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.70		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 106.42	Gasolina Jet A1	\$ 131.09		Gasolina Jet A1	479,490.80		
21	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,526,535.50	D3	1.1%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.70		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 106.42	Gasolina Jet A1	\$ 131.09		Gasolina Jet A1	523,540.00		
22	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,629,919.00	D4	4.2%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.70		Diesel	1,463,223.75		
	Maya	\$ 106.42	Gasolina Jet A1	\$ 131.09		Gasolina Jet A1	428,937.50		
23	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,629,919.00	D5	5.3%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.70		Diesel	1,463,223.75		
	Maya	\$ 106.42	Gasolina Jet A1	\$ 131.09		Gasolina Jet A1	479,490.80		
24	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,629,919.00	D6	3.2%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.70		Diesel	1,463,223.75		
	Maya	\$ 106.42	Gasolina Jet A1	\$ 131.09		Gasolina Jet A1	523,540.00		
25	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,683,801.00	D7	5.6%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.70		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 106.42	Gasolina Jet A1	\$ 131.09		Gasolina Jet A1	428,937.50		
26	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,683,801.00	D8	7.0%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.70		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 106.42	Gasolina Jet A1	\$ 131.09		Gasolina Jet A1	479,490.80		
27	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,683,801.00	D9	4.2%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.70		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 106.42	Gasolina Jet A1	\$ 131.09		Gasolina Jet A1	523,540.00		
								TOTAL	100%

Fuente: Autor.

Estos constituyen los escenarios que serán considerados para el modelo, y que serán el reflejo del comportamiento de los parámetros considerados estocásticos. Una visualización gráfica de la tabla anterior se puede contemplar a través de un árbol de escenarios, como el mostrado en la figura 21. En este se muestran los 27 diferentes escenarios que se crearon (denotados con la letra E y el número del escenario), y las probabilidades de ocurrencia de cada uno de ellos, así como el precio y demanda que los componen.

Figura 21. Árbol de escenarios



Fuente: Autor.

3. Planteamiento del modelo estocástico

Una vez se han descrito los escenarios, y se han calculado las probabilidades relevantes para éstos, se procede a plantear el modelo en su forma estocástica. Se debe recordar que, para el presente trabajo, se planteó usar la metodología bi etapa, que recibe su nombre por involucrar toma de decisiones en 2 momentos diferentes: Unas antes de que los eventos aleatorios ocurran (decisiones de primera etapa), y otras decisiones posteriores a estos eventos (decisiones de segunda etapa).

Las decisiones de primera etapa no dependen del resultado de los eventos aleatorios, es decir, se tomarán independientemente del escenario que vaya a ocurrir (son *no anticipativas*). Por otro lado, las decisiones de segunda etapa dependerán del escenario que se presenta, y son tomadas entonces cuando ya se conoce el resultado de los eventos aleatorios. Para el presente modelo, las decisiones que se tomen (en otras palabras, los resultados obtenidos) corresponderán a las especificaciones de operación y transporte para un mes (todos los parámetros y decisiones están formuladas para un mes). Se toma como referencia un único mes al tener en cuenta que, si se diera un análisis de varios periodos sobre incertidumbre, un enfoque bi etapa no modelaría adecuadamente la dinámica de los procesos de decisión. Para tratar con enfoque de múltiples periodos, Zanjani et al⁷⁹ afirman que modelos multi etapa permiten una mejor revisión de las decisiones, pues consideran una mayor gama

⁷⁹ ZANJANI, M. K., NOURELFATH, M., & AIT-KADI, D. (2009). A Multi-Stage Stochastic Programming Approach for Production Planning with Uncertainty in the Quality of Raw Materials and Demand. *Research Centre on Enterprise Networks, Logistics and Transportation*, p. 2.

de información sobre las incertidumbres, y dan una mayor flexibilidad cuando se comparan con el enfoque bi etapa. Sin embargo, como se mencionó en el proyecto de grado⁸⁰, el enfoque de múltiples etapas no será tratado en el presente trabajo, debido entre otras cosas a su complejidad.

Para el modelo particular, se considera como decisiones de primera etapa la cantidad de cada tipo de crudo que se producirá en cada pozo de petróleo, así como cuanto crudo se transportara al nodo de refinería; el resto de decisiones (cuanto transportar de refinados, hacia donde transportar los refinados, que productos transportar, que medio usar) son consideradas de segunda etapa, y se tomarán de acuerdo al escenario ocurrido. Esto se decidió usando como referencia el trabajo de Escudero et al⁸¹, Ribas et al⁸², Al-Othman⁸³ et al y Awudu y Zhang⁸⁴, quienes en sus respectivos modelos, toman como decisión de primera etapa la cantidad a producir (o, en algunos casos, comprar) de crudos, y las decisiones restantes las toman como de segunda etapa.

Adicional a esto, resulta justificable hacer esta división de decisiones de esta manera, pues se está llevando a cabo una planeación táctica donde se requiere cierto periodo de tiempo entre la ocurrencia de hechos aleatorios y la producción de bienes; esto implica que el producto crudo se debe empezar a producir y transportar antes de conocerse la demanda y los precios, pues de esperar a que los hechos ocurran y producir después de estos, podrá ocurrir que, cuando ya se tenga el producto listo, los puntos de demanda (centros de distribución, en este caso) hayan decidido obtener el producto de otro lado, pues no estaban dispuestos a esperar cierto periodo para obtener los bienes. Se desea entonces tener el producto listo para ser refinado, anticipando lo que podría ser la demanda, para así poder satisfacer en el menor tiempo posible a los centros de distribución, y evitar así pérdidas originadas por cancelación de órdenes.

De acuerdo a lo anterior, se plantea el modelo en su forma estocástica con sus 2 etapas:

3.1. Conjuntos

Se definen los siguientes conjuntos para poder llevar a cabo la compactación del problema formulado en su forma bi etapa

I: Conjunto que define los nodos de origen i;

$$I = \{1,2,3, \dots, 9\}$$

J: Conjunto que define los nodos de destino j;

$$J = \{1,2,3, \dots, 9\}$$

K: Conjunto que define los tipos de crudos existentes k;

K = {C1, C2, C3}, donde C1: Pesado, C2: Intermedio, C3: Ligero

H: Conjunto que define los tipos de productos refinados h;

H = {R1, R2, R3}, donde R1: Gasolina, R2: Diesel, R3: Gasolina para aviación

G: Conjunto de escenarios de eventos g;

⁸⁰ GONZALEZ FERNANDES, M, Op. Cit. p. 8.

⁸¹ ESCUDERO et al., Op. Cit. p. 643.

⁸² RIBAS et al., Op. Cit. p. 6-7.

⁸³ AL-OTHMAN et al., Op. Cit. P. 829.

⁸⁴ AWUDU, ZHANG, Op. Cit. P. 190.

$$G = \{E1, E2, E3 \dots, E27\}$$

Sub-conjuntos: Se definen los siguientes sub-conjuntos de apoyo al modelo:

PPO: Sub – conjunto de pozos de petróleo como origen; $PPO \subset I$,
 $PPO = \{1,2,3,4,5\}$

PPD: Sub – conjunto de pozos de petróleo como destino; $PPD \subset J$,
 $PPD = \{1,2,3,4,5\}$

CDO: Sub – conjunto de centros de distribución como origen;
 $CDO \subset I, CDO = \{6,7,8,9,10,11\}$

CDD: Sub – conjunto de centros de distribución como destino;
 $CDD \subset J, CDD = \{7,8,9,10,11\}$

3.2. Variables de decisión

Se definen las siguientes variables de decisión, que básicamente representan las variables sobre las cuales se tiene control dentro del modelo:

v_i^k : Cantidad de crudo k (barriles) a producir en el nodo i

x_{ij}^k : Cantidad de crudo k (barriles) a transportar del nodo i al j
a través de oleoductos,

b^{kg} : Cantidad de crudo k (barriles) en el nodo de exportación,
dado el escenario g

a^k : Cantidad de crudo k (barriles) en el nodo de refinería

cu^{khg} : Cantidad de crudo k (barriles) a usar para producir el refinado h ,
dado el escenario g

t^{hg} : Cantidad de refinado h (barriles) a producir en refinería,
dado el escenario g

y_{ij}^{hg} : Cantidad de refinado h (barriles) a transportar del nodo i al j
a través de oleoductos, dado el escenario g

c_j^{hg} : Cantidad de refinado h (barriles) en el nodo j , dado el escenario g

zc_{ij}^k : Cantidad de crudo k (barriles) a transportar por carro tanque
de i a j

zr_{ij}^{hg} : Cantidad de refinado h (barriles) a transportar por carro tanque
de i a j , dado el escenario g

3.3. Parámetros

P_i^k : Producción máxima de crudo k en el nodo i $\left(\frac{\text{barriles}}{\text{mes}}\right)$

R^h : Producción máxima de refinado h $\left(\frac{\text{barriles}}{\text{mes}}\right)$

D^{hg} : Cantidad de refinado h demandado en el mes $\left(\frac{\text{barriles}}{\text{mes}}\right)$,
para el escenario g

RD_j^h : Porcentaje de refinado h asignado al nodo j (%)

T^{kh} : Porcentaje (%) de barril de crudo k por barril de refinado h

CTC_{ij} : Costo de transporte de crudo de i a j $\left(\frac{\text{US\$}}{\text{Barril}}\right)$ por oleoducto

CTR_{ij} : Costo de transporte de refinado de i a j $\left(\frac{\text{US\$}}{\text{Barril}}\right)$ por poliducto

$CTCT_{ij}$: Costo de transporte de crudo de i a j $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$ por carro tanque

$CTRT_{ij}$: Costo de transporte de refinado de i a j $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$ por carro tanque

CPC_i : Costo de producción de crudo en el nodo i $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$

CPR^h : Costo de producción de refinado h $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$

PC^{kg} : Precio de venta del crudo k $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$, para el escenario g

PR^{hg} : Precio de venta del refinado h $\left(\frac{US\$}{Barril}\right)$, para el escenario g

PSC^g : Probabilidad de ocurrencia del escenario g (%)

S_{ij} : Capacidad de transporte de oleoductos desde el nodo i al j $\left(\frac{\text{barriles}}{\text{mes}}\right)$

M_{ij} : Capacidad de transporte de poliductos desde el nodo i al j $\left(\frac{\text{barriles}}{\text{mes}}\right)$

3.4. Función objetivo

Para el presente análisis se pretende maximizar la utilidad esperada de la operación mensual:

$$\begin{aligned} \text{Max } Z = & \left(\sum_{\forall k} \sum_{\forall g} PSC^g b^{kg} * PC^{kg} + \sum_{\forall h} \sum_{\forall g} PSC^g t^{hg} * PR^{hg} \right) - \left(\sum_{\forall i} \sum_{\forall k} v_i^k * CPC_i + \sum_{\forall i} \sum_{\forall j} \sum_{\forall k} x_{ij}^k * \right. \\ & CTC_{ij} + \sum_{\forall h} \sum_{\forall g} PSC^g t^{hg} * CPR^h + \sum_{\forall i} \sum_{\forall j} \sum_{\forall h} \sum_{\forall g} PSC^g y_{ij}^{hg} * CTR_{ij} + \sum_{\forall i} \sum_{\forall j} \sum_{\forall k} z_{ij}^k * CTCT_{ij} + \\ & \left. \sum_{\forall i} \sum_{\forall j} \sum_{\forall h} \sum_{\forall g} PSC^g z_{ij}^{hg} * CTRT_{ij} \right) \end{aligned}$$

3.5. Restricciones

Se tienen las siguientes restricciones para el sistema:

Límite producción crudos: $v_i^k \leq P_i^k$; $\forall i, \forall k$

Balance de materia para zona crudos :

$$v_i^k + \sum_{ppo \in PPO} x_{ppo,j}^k + \sum_{ppo \in PPO} z_{ppo,j}^k = \sum_{ppd \in PPD} x_{i,ppd}^k + \sum_{ppd \in PPD} z_{i,ppd}^k; \forall i \in I, j = i, \forall k \in K$$

Balance de materia para zona exportación (nodo 5):

$$\sum_{ppo \in PPO} x_{ppo,j}^k + \sum_{ppo \in PPO} z_{ppo,j}^k \geq b^{kg} + \sum_{ppd \in PPD} z_{i,ppd}^k; i = 5, j = 5, \forall k \in K, \forall g \in G$$

Balance de materia de entradas para refinaria (nodo 6):

$$\sum_{\forall i} x_{ij}^k + \sum_{\forall i} z_{ij}^k = a^k; j = 6, \forall k \in K$$

Transformación de crudo a refinado: $cu^{khg} = t^{hg} * T^{kh}$; $\forall k, \forall h, \forall g$

Total de crudo a usar para cada refinado: $\sum_{\forall h} cu^{khg} \leq a^k$; $\forall k, \forall g$

Límite producción refinados: $t^{hg} \leq R^h$; $\forall h, \forall g$

Balance de materia de salidas para refinaria (nodo 6):

$$t^{hg} = \sum_{\forall j} y_{ij}^{hg} + \sum_{\forall j} z_{ij}^{hg}; i = 6, \forall h, \forall g$$

Balance de materia zona distribución:

$$\sum_{cdo \in CDO} y_{cdo,j}^{hg} + \sum_{\substack{cdo \in CDO \\ \in H, \forall g \in G}} z_{cdo,j}^{hg} = c_j^{hg} + \sum_{cdd \in CDD} y_{i,cdd}^{hg} + \sum_{cdd \in CDD} z_{i,cdd}^{hg}; i = j, \forall j \in J, \forall h$$

Demanda de productos refinados en centros de distribución:

$$c_j^{hg} = D^{hg} * RD_j^h; \forall j, \forall h, \forall g$$

Capacidad límite de transporte oleoductos: $\sum_{\forall k} x_{ij}^k \leq S_{ij}; \forall i, \forall j$

Capacidad límite de transporte poliductos: $\sum_{\forall h} y_{ij}^{hg} \leq M_{ij}; \forall i, \forall j, \forall g$

Restricciones de transporte de crudos por carro tanque (1):

$$\sum_{j=7}^{11} z_{ij}^k = 0; \forall i, \forall k$$

Restricciones de transporte de crudos por carro tanque (2):

$$\sum_{\forall j} z_{ij}^k = 0; i = 6,7,8,9,10,11, \forall k$$

Restricciones de transporte de refinados por carro tanque (1):

$$\sum_{j=1}^6 z_{ij}^{hg} = 0; \forall i, \forall h, \forall g$$

Restricciones de transporte de refinados por carro tanque (2):

$$\sum_{\forall j} z_{ij}^{hg} = 0; i = 1,2,3,4,5, \forall h, \forall g$$

No negatividad: Todas las variables de decisión deben ser mayores o iguales a 0

Así, se presenta el modelo de programación lineal en su forma estocástica; se puede observar que en la función objetivo, todos los términos, a excepción de los costos de producción de crudos, y costos de transporte de crudos (decisiones de primera etapa) se multiplican por el parámetro de las probabilidades de ocurrencia de cada evento. Esto indica que en la función objetivo se está calculando el ingreso total esperado, y se le resta el costo total esperado, que incluye los costos de primera etapa (a estos no se les obtiene el valor esperado, pues se deciden antes de que ocurran los sucesos aleatorios) y los de segunda etapa. Entonces, la función objetivo estará calculando la *utilidad esperada* de la operación logística.

Igualmente, se observa que todas las variables de decisión (a excepción de la referente a producción y transporte de crudos) de les agrega el conjunto de escenarios, pues se deben analizar para cada uno de los posibles resultados de los eventos aleatorios.

Este es el modelo que se pondrá en LP Solve para trabajar la parte estocástica, y el modelo mostrado en el inciso 1 del presente capítulo de usará para hacer los análisis deterministas de cada escenario de manera independiente (esto se hace, entre otras cosas, para comparar el valor que da haber considerado la aleatoriedad).

CAPÍTULO 3: RESULTADOS DE LOS MODELOS PLANTEADOS

En el presente capítulo se desea tomar los modelos propuestos en el capítulo anterior, incluirles datos numéricos de los parámetros que los caracterizan, y darles solución a través del uso de software especializado. Para este caso, se plantea hacer uso de LP Solve 5.5.2.0 como programa de apoyo para llegar a las soluciones de los problemas planteados.

En problemas de programación lineal estocástica como el trabajado por Ribas et al⁸⁵ y Al-Othman⁸⁶ et al, a la hora de obtener resultados, se trabaja tanto con el modelo determinista como con el estocástico. En primer lugar, se da solución al problema en su forma determinista para cada uno de los escenarios identificados, además de darle solución a un problema que tome, para los parámetros aleatorios, valores medios (valores esperados). En segundo lugar, se da solución al problema estocástico, en el cual se incluye el conjunto referente a escenarios. Se trabaja sobre ambos problemas (determinista y estocástico) para poder analizarlos, y posteriormente compararlos, de manera que se obtengan indicadores de la utilidad de haber considerado la aleatoriedad para analizar el problema.

En el presente trabajo se llevará a cabo el mismo proceso, dándole solución, en primer lugar, a cada uno de los 27 escenarios en el modelo determinista, y al problema determinista con valores esperados. Así, se llegara a 28 respuestas diferentes. En segundo lugar se da solución al modelo estocástico (en el cual se consideran conjuntamente todos los escenarios). Por último, se correrá otro conjunto de datos en el modelo para poder hacer una extensión del uso del modelo propuesto (detalles de esto se mostraran más adelante en el capítulo). Para cada corrida que se haga del modelo, se mostraran el número total de variables obtenidas, el número de restricciones, el tiempo para llegar a la solución, y el valor obtenido de la función objetivo (Z). Adicionalmente, se muestra el resultado de todas aquellas variables cuyo valor sea diferente de cero en el anexo 14 en la página XXXI, de manera que se presente, para cada escenario, la propuesta de operación mensual del modelo. En el capítulo 4 se hará un análisis general de los resultados, así como sus implicaciones teóricas y prácticas, y se analizara el valor de haber considerado la aleatoriedad del medio.

Se debe tener en cuenta cuáles son los valores que compondrán los parámetros de los modelos. Estos se obtienen de los diferentes incisos en los capítulos 1 y 2, y se encuentran en las siguientes tablas:

- Producción máxima de crudo k en el nodo i (P_i^k): Se toma de la tabla 6 en la página 15. Se definió C1 como crudo pesado, C2 como crudo intermedio, y C3 como crudo ligero.
- Producción máxima de refinado h (R^h): Se toman de la tabla 9 en la página 17 (se debe multiplicar por 30, pues el modelo se considera para un intervalo mensual). Se definió R1 como gasolina, R2 como diésel, y R3 como gasolina para aviación.
- Cantidad de refinado h demandado en el mes (D^h o D^{hg}): Se toman de la tabla 30 en la página 57; para el modelo determinista, se hace escenario por

⁸⁵ RIBAS, Op. Cit. p. 10.

⁸⁶ AL-OTHMAN, Op. Cit. P. 829.

- escenario, y para el estocástico, se toman todos de manera conjunta. Se definió R1 como gasolina, R2 como diésel, y R3 como gasolina para aviación.
- Porcentaje de refinado h asignado al nodo j (RD_j^h): Se toma de la tabla 12 en la página 19.
 - Porcentaje de barril de crudo k por barril de refinado h (T^{kh}): Se toma de la tabla 10 en la página 17.
 - Costo de transporte de crudo de i a j (CTC_{ij}): Se toma de la tabla 15 en la página 23.
 - Costo de transporte de refinado de i a j (CTR_{ij}): Se toma de la tabla 16 en la página 24.
 - Costos de transporte de refinado/crudo por carro tanque de i a j ($CTCT_{ij}$ o $CTRT_{ij}$): se toma del inciso 3.1.2 en el capítulo 1, en la página 24.
 - Costo de producción de crudo en el nodo i (CPC_i): Se toma de la tabla 17 en la página 25.
 - Costo de producción de producto refinado h (CPR^h): Se toma del inciso 3.3 en el capítulo 1, en la página 25.
 - Precio de venta del crudo k (PC^k o PC^{kg}): Se toman de la tabla 30 en la página 57; para el modelo determinista, se hace escenario por escenario, y para el estocástico, se toman todos los precios de manera conjunta.
 - Precio de venta del refinado h (PR^h o PR^{hg}): Se toman de la tabla 30 en la página 57; para el modelo determinista, se hace escenario por escenario, y para el estocástico, se toman todos los precios de manera conjunta.
 - Capacidades de transporte de oleoductos/poliductos del nodo i al j (S_{ij} para oleoductos o M_{ij} para poliductos): Se toman de la tabla 13 (oleoductos) y 14 (poliductos) en las páginas 21 y 22, respectivamente. Los valores de esas tablas deben multiplicarse por 30, para que queden en la unidad mensual. Para los poliductos 6-8 y 8-9, para los cuales hay división a y b , se sumaron los valores de capacidad diaria entre sus divisiones; en otras palabras, se consideró 6-8- a y 6-8- b como un solo poliducto, obteniendo su capacidad total mensual al sumar las capacidades diarias de ambos ductos y multiplicándola por 30 (lo mismo se hizo con los ductos de 8-9).

Ahora, dado que las respuestas dadas por el modelo corresponderán a las acciones a tomar en un mes dado, surge la cuestión sobre a cuál mes se está haciendo referencia, y sobre cómo se podría extender el uso del modelo para planear otros meses. Para el primer punto, dado que los escenarios se hicieron generalizando el comportamiento histórico de precios y demandas hasta diciembre de 2013, entonces se considera que los resultados iniciales del modelo servirán como referencia para la planeación del mes de enero de 2014. Sin embargo, la utilidad del modelo no debe estar solo en su funcionalidad para un único momento, sino que se propone usarlo para cada mes, actualizando los datos relevantes. Esto corresponde a la segunda cuestión, sobre extender el uso del modelo. Para esto, se propondrá hacer ligeros cambios en los datos históricos para modificar probabilidades de los escenarios, y así volver a correr el modelo de manera que se obtengan resultados válidos para febrero de 2014. Esto servirá como generalización de la forma en que se puede hacer uso del modelo (que planea las operaciones de un mes) para ir planeando varios periodos con el pasar del tiempo. Los detalles de las modificaciones que se harán se irán mostrando en el desarrollo del capítulo.

1. Resultados para el modelo determinista

Se corrió en LP Solve el modelo determinista planteado, modificando los parámetros de demanda y precios para cada uno de los 27 escenarios creados. Adicional a esto, se calculó el valor esperado para cada uno de los precios y para las demandas (ver tabla 31), y se corrió el modelo determinista usando estos valores. Esta última parte se hace como una de las operaciones necesarias para comprobar el valor de haber considerado la aleatoriedad del medio para el análisis. Tomar el valor esperado para los parámetros corresponde a tomar decisiones “promedio” como forma de hacer frente a lo desconocido.

Así, se tendrán en total 28 diferentes corridas, cada uno con un resultado y tiempo de corrida. A las soluciones de cada una de estas corridas individuales deterministas se les llama “decisiones *Wait-and-see*”, pues corresponderían a decisiones tomadas en caso de que la entidad decidiera esperar a la ocurrencia de los eventos aleatorios y actuara una vez que los ha conocido. En la tabla 32 se muestra el valor de la función objetivo, el tiempo para llegar a la solución, número de variables y de restricciones para cada uno de los escenarios. Se debe recordar que estas respuestas corresponderán a las operaciones propuestas para enero de 2014.

Tabla 31. Valores esperados para parámetros estocásticos

Valores esperados parámetros estocásticos					
Precios crudos (US\$/Barril)		Precios refinados (US\$/Barril)		Demandas refinados (Barriles al mes)	
Brent	\$ 112.49	Gasolina corriente	\$ 101.41	Gasolina corriente	1,643,937.06
Dubai-Fateh	\$ 109.47	Diesel	\$ 106.80	Diesel	1,492,284.08
Maya	\$ 99.32	Gasolina Jet A1	\$ 122.27	Gasolina Jet A1	473,652.00

Fuente: Autor.

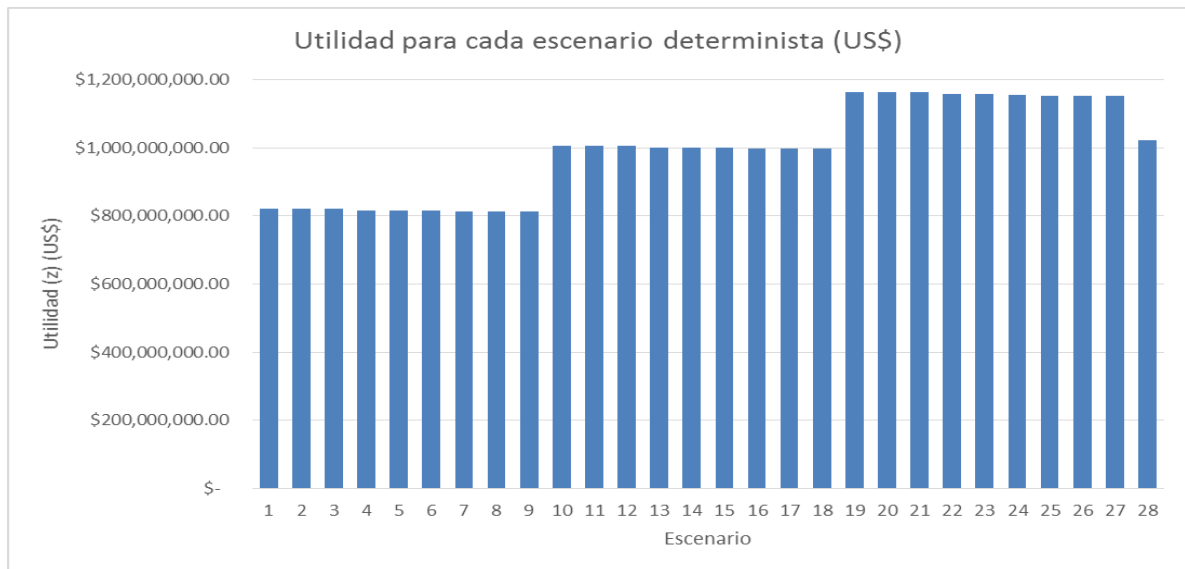
Como se puede observar en la tabla 32 (siguiente página), los valores de la función objetivo varían entre \$812 millones de dólares, y \$1.162 millones de dólares por la operación mensual. En general, los escenarios que presentan menores valores de utilidad son aquellos donde los precios están en sus niveles bajos (escenarios 1 a 9), y los más altos son los referentes a precios altos (escenarios 19 a 27). Esto tiende a indicar que existe sensibilidad del modelo a los parámetros estocásticos (si está cambiando la variable de decisión), y que la variación y aleatoriedad de los precios tiene un mayor impacto sobre la función objetivo que la variación de la demanda. Se pueden contemplar gráficamente las variaciones en la utilidad máxima para cada escenario en la figura 22 (el escenario 28 en esta grafica corresponde al de valores esperados). Los tiempos de solución no pasaron de 1 segundo, pues cada modelo determinista individualmente no presenta un alto número de variables y restricciones que demanden más tiempo de procesamiento por parte de LP Solve.

Tabla 32. Resultados principales para modelos deterministas

Resultados principales modelos deterministas				
ESCENARIO	# Variables	# Restricciones	Tiempo de solución (seg)	Z (US\$)
1	1,536	458	0.425	\$ 820,679,215.07
2	1,536	458	0.422	\$ 820,323,280.40
3	1,536	458	0.430	\$ 820,013,139.68
4	1,536	458	0.419	\$ 815,894,782.45
5	1,536	458	0.421	\$ 815,538,847.79
6	1,536	458	0.422	\$ 815,228,707.06
7	1,536	458	0.426	\$ 813,022,832.52
8	1,536	458	0.444	\$ 812,666,897.86
9	1,536	458	0.426	\$ 812,356,757.13
10	1,536	458	0.439	\$ 1,006,340,023.63
11	1,536	458	0.435	\$ 1,006,094,216.80
12	1,536	458	0.433	\$ 1,005,880,035.05
13	1,536	458	0.435	\$ 1,000,945,731.35
14	1,536	458	0.444	\$ 1,000,699,924.52
15	1,536	458	0.437	\$ 1,000,485,742.77
16	1,536	458	0.429	\$ 997,733,066.32
17	1,536	458	0.133	\$ 997,487,259.50
18	1,536	458	0.139	\$ 997,273,077.75
19	1,536	458	0.138	\$ 1,162,643,390.55
20	1,536	458	0.138	\$ 1,162,461,228.81
21	1,536	458	0.137	\$ 1,162,302,503.68
22	1,536	458	0.140	\$ 1,156,600,681.45
23	1,536	458	0.137	\$ 1,156,418,519.71
24	1,536	458	0.140	\$ 1,156,259,794.59
25	1,536	458	0.139	\$ 1,153,028,975.30
26	1,536	458	0.142	\$ 1,152,846,813.56
27	1,536	458	0.138	\$ 1,152,688,088.44
Valor esperado	1,536	458	0.136	\$ 1,022,437,240.72

Fuente: Autor.

Figura 22. Utilidad (Z) para cada escenario determinista (US\$)



Fuente: Autor.

En el anexo 14 en la página XXXI se muestra, para cada escenario y para el modelo con valores esperados, los valores que toman las variables de decisión que dan mayores a cero. Al observar estos valores, se nota que, para todos los escenarios, las variables de decisión diferentes de cero son las mismas. Esto indica, entre otras cosas, que, sin importar el escenario, se están usando los mismos medios de transporte en el mes: en general se están usando todos los oleoductos y poliductos que hacen parte del modelo, y carro tanques únicamente para transportar bienes refinados desde la refinería hasta el nodo 11. Entre cada escenario se están activando las mismas variables de decisión, variando únicamente la magnitud de cada una de estas. En el caso de los carro tanques, se necesitan entre 2559 camiones (en los escenarios donde las demandas de refinados son las más bajas) y 3973 (en los escenarios de demandas altas) para poder satisfacer las demandas de los centros de distribución en el mes.

Adicionalmente, se observa que en los pozos de petróleo se están produciendo crudos a niveles máximos, no solo con el objetivo de satisfacer las demandas de los centros de distribución, sino también para obtener ganancia por el petróleo que se puede exportar en el nodo 5. Esto ocurre porque, independientemente del nivel de precio en que se encuentren los crudos, siempre habrá ganancia por exportarlos (el costo promedio de producir y llevar un barril de crudo al nodo de exportación será de aproximadamente 50\$US, y se podrá vender como mínimo a 87\$US, en el presente modelo). De tener costos de producción y transporte más elevados, o precios menores de venta de crudo (hasta un punto donde no haya ganancia por exportar), no habría incentivo para producir crudos hasta la capacidad máxima del campo, y entonces se produciría apenas lo suficiente para satisfacer la demanda por productos refinados.

2. Resultados para el modelo estocástico

En el anterior inciso se mostraron las soluciones para modelos deterministas, que son los que incluyen decisiones “wait-and-see”. Aunque existan situaciones y contextos donde el tomador de decisiones pueda darse el lujo de esperar y tomar acciones después de ciertos eventos, en la realidad suele requerirse tomar algunas decisiones (o, en ciertos casos, todas las decisiones) antes de que ocurran los eventos. Estas últimas se llaman “decisiones here-and-now”, y corresponden a las de primera etapa en un modelo estocástico. En la tabla 33 se muestra los resultados relevantes para la corrida del modelo estocástico (recordando que las decisiones de primera etapa son: Cuanto crudo producir y transportar (por cualquiera de los medios) hacia la refinería. Cabe recordar que, para el modelo estocástico, se está calculando el *valor esperado* de la utilidad, pues se involucran las probabilidades de ocurrencias de escenarios, sin tener certeza sobre cuál de ellos ocurrirá. Se debe tener en cuenta que estas respuestas corresponderán a las operaciones propuestas para enero de 2014.

Tabla 33. Resultados principales modelo estocástico

Resultados principales modelo estocástico			
# Variables	# Restricciones	Tiempo de solución (seg)	E[Z] (US\$)
21,660	6,646	14.545	\$ 971,995,434.08

Fuente: Autor.

Con respecto a los resultados de los modelos deterministas, se observa un aumento considerable en el tiempo de corrida del modelo, pues en este último se maneja un número considerablemente mayor de variables y de restricciones. Igualmente, se puede observar que el valor esperado de la función objetivo se encuentra entre los rangos de valores de los escenarios en su forma determinista, lo cual es algo coherente.

Se puede observar en el anexo 14 en la página XXXI resultados de las variables de decisión de *primera etapa* para la corrida del modelo estocástico. Aquí se nota que el modelo propone producir crudos en su nivel máximo para todos los pozos de petróleo, y enviar determinadas cantidades de esa producción para la refinería. Igualmente, el modelo propone hacer uso de todos los oleoductos (menos el 4-2), especificando la cantidad de barriles a transportar de cada tipo de crudo. Se observa que no se requiere el uso de carro tanques, y que, bajo estas condiciones, los oleoductos son suficientes para la operación. Cabe hacer la aclaración que, para los modelos estocásticos, las decisiones de primera etapa son las que suelen implementarse, pues al llegar a la segunda etapa, las condiciones de los parámetros aleatorios pueden cambiar y modificar consigo la forma de los escenarios; así, en general, la información referente a la segunda etapa (variables de segunda etapa) es tomada en cuenta únicamente como apoyo para formar las decisiones de primera etapa (que se tienen que tomar here-and-now), pero no son implementadas como tal⁸⁷.

3. Extensión del uso del modelo: Planeando diferentes meses

Como se planteó al inicio del capítulo, resulta de interés hacer uso del modelo para poder planear operaciones en diferentes meses. En la forma en que se formula, el modelo contempla las operaciones para un mes (y no para n periodos, para lo cual podría resultar útil el uso de métodos multi etapa de programación lineal estocástica); sin embargo, se podría hacer uso del modelo cada mes, de manera que se planea el periodo posterior. Para hacer esto sin dejar de considerar la aleatoriedad del medio, y sin asumir que las probabilidades para los escenarios considerados serán siempre iguales (estas deberían ir cambiando con el pasar del tiempo), se pueden hacer ligeros ajustes sobre los cálculos hechos para la formación de escenarios, y esto dará mayor validez a la aplicación del modelo en otros periodos.

En otras palabras, lo que se plantea es que el modelo se corra durante cada mes para planear las operaciones del mes inmediatamente siguiente. Para esto, se debe llevar a cabo una actualización sobre los parámetros aleatorios, incluyéndole datos que antes no se conocían, pero que en algún momento pasaron a ser conocidos. Lo mostrado en los incisos anteriores constituye una planeación de la operación para enero de 2014 (asumiendo que se está en diciembre de 2013, y que, por lo tanto, se desconocen precios y demandas para enero de 2014). Sin embargo, cuando ya se llegue al mes de enero, estos parámetros tendrán un valor conocido, y podrán incluirse como datos históricos de precio y demanda; así, se podrá llevar a cabo una planeación de las

⁸⁷ ESCUDERO et al., Op. Cit. p. 649.

operaciones de febrero de 2014, dado que ahora se conocen los sucesos de enero.

Para llevar a cabo estas modificaciones en los escenarios, se propone lo siguiente:

- Para precios, tomar los valores del mes de enero 2014 (asumiendo que este mes ya paso) e incluirlos a los datos históricos que se tienen de los precios. Se tenían 36 datos de precios (mes a mes, desde enero de 2011 hasta diciembre de 2013), pero ahora se puede remover el valor más lejano (enero de 2011) e incluir los valores reales ocurridos en enero de 2014. Así, se mantendrán los mismos 36 periodos históricos para el análisis de eventos de precios. Al tener esto, se procede a llevar a cabo el instructivo de la página 39 (todo lo que se hizo en el inciso 2.1 del capítulo 2), para recalcular las probabilidades de los eventos de precio alto, medio y bajo, así como los valores de las variables que representan a cada uno de estos eventos.
- Para demanda, se toman los valores del mes de enero 2014 (asumiendo que este mes ya paso) y se incluyen a los datos históricos que ya se tienen. En este caso, como se tienen apenas 12 periodos de datos históricos, se puede simplemente adicionar el nuevo dato, sin necesidad de eliminar ninguno de los anteriores (esto con el fin de tener información de los mismos meses para diferentes años, pues podrían indicar algún patrón de comportamiento). Tras esto, se procede a llevar a cabo el mismo procedimiento del inciso 2.2 del capítulo 2, de manera que se calculen probabilidades y valores de las variables para los eventos de demanda definidos.

Así, se habrán actualizado las probabilidades de los escenarios, así como los valores que tomarán los parámetros, con datos de enero 2014. Con esto, se podrá hacer uso del mismo modelo ya propuesto para planear las operaciones de febrero 2014, habiendo incluido información real sobre el mes inmediatamente anterior. Este proceso se puede ir haciendo sucesivamente con el pasar del tiempo, incluyendo datos que antes no se conocían y que luego pasan a ser conocidos, de manera que se pueda ir usando el modelo para planear las operaciones de cada mes.

A continuación se llevará a cabo este ejercicio para la inclusión de los datos históricos para los parámetros estocásticos del mes de enero de 2014, proyectando así una planeación para las operaciones logísticas del mes de febrero de 2014. De esta manera, se tendrá otro conjunto de datos que usan el modelo estocástico planteado, y que ayudaran a corroborar su validez y valor. Como ya se detalló en el capítulo 2 cómo llevar a cabo el proceso para calcular probabilidades de eventos y de escenarios, en esta parte se mostrara únicamente los resultados finales de la actividad. Así, se muestra en la tabla 35 la caracterización y probabilidades de los escenarios ya definidos⁸⁸, pero actualizados con los nuevos datos y cambios correspondientes, teniendo en cuenta que, para enero de 2014, los precios y demandas fueron los que se observan en la tabla 34.

⁸⁸ Se siguen manteniendo los mismos supuestos considerados en el capítulo 2 para la generación de escenarios

Tabla 34. Valores de precios y demandas para enero 2014

Precios y demandas reales para enero de 2014					
Precios crudos (US\$/Barril)		Precios refinados (US\$/Barril)		Demandas refinados (Barriles al mes)	
Brent	\$ 107.57	Gasolina corriente	\$ 100.34	Gasolina corriente	1,772,461.00
Dubai-Fateh	\$ 104.19	Diesel	\$ 114.14	Diesel	1,482,503.00
Maya	\$ 87.17	Gasolina Jet A1	\$ 122.93	Gasolina Jet A1	507,536.00

Fuentes: Para precios de productos refinados: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=80967>; para precios de crudos: http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/petro/eprecpromcrureg_esp.pdf y <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-brent&months=12>; para demanda, ver Anexo 4, página VIII.

Tabla 35. Caracterización y probabilidades de escenarios (actualizados con datos reales de enero 2014)

Caracterización y Probabilidades de escenarios (Actualizado con datos de enero 2014)									
Escenario	Valor precios crudos (US\$/Barril)		Valor precios refinados (US\$/Barril)		Evento (para)	Valor demanda (Barriles por mes)	Evento (para)	Probabilidad	
1	Brent	\$ 101.95	Gasolina corriente	\$ 95.99	PB	Gasolina corriente	1,526,535.50	D1	0.6%
	Dubai-Fateh	\$ 99.86	Diesel	\$ 97.59		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 89.51	Gasolina Jet A1	\$ 113.53		Gasolina Jet A1	428,937.50		
2	Brent	\$ 101.95	Gasolina corriente	\$ 95.99	PB	Gasolina corriente	1,526,535.50	D2	0.7%
	Dubai-Fateh	\$ 99.86	Diesel	\$ 97.59		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 89.51	Gasolina Jet A1	\$ 113.53		Gasolina Jet A1	479,490.80		
3	Brent	\$ 101.95	Gasolina corriente	\$ 95.99	PB	Gasolina corriente	1,526,535.50	D3	0.6%
	Dubai-Fateh	\$ 99.86	Diesel	\$ 97.59		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 89.51	Gasolina Jet A1	\$ 113.53		Gasolina Jet A1	519,539.00		
4	Brent	\$ 101.95	Gasolina corriente	\$ 95.99	PB	Gasolina corriente	1,643,990.88	D4	2.5%
	Dubai-Fateh	\$ 99.86	Diesel	\$ 97.59		Diesel	1,467,079.60		
	Maya	\$ 89.51	Gasolina Jet A1	\$ 113.53		Gasolina Jet A1	428,937.50		
5	Brent	\$ 101.95	Gasolina corriente	\$ 95.99	PB	Gasolina corriente	1,643,990.88	D5	3.1%
	Dubai-Fateh	\$ 99.86	Diesel	\$ 97.59		Diesel	1,467,079.60		
	Maya	\$ 89.51	Gasolina Jet A1	\$ 113.53		Gasolina Jet A1	479,490.80		
6	Brent	\$ 101.95	Gasolina corriente	\$ 95.99	PB	Gasolina corriente	1,643,990.88	D6	2.5%
	Dubai-Fateh	\$ 99.86	Diesel	\$ 97.59		Diesel	1,467,079.60		
	Maya	\$ 89.51	Gasolina Jet A1	\$ 113.53		Gasolina Jet A1	519,539.00		
7	Brent	\$ 101.95	Gasolina corriente	\$ 95.99	PB	Gasolina corriente	1,729,711.33	D7	1.9%
	Dubai-Fateh	\$ 99.86	Diesel	\$ 97.59		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 89.51	Gasolina Jet A1	\$ 113.53		Gasolina Jet A1	428,937.50		
8	Brent	\$ 101.95	Gasolina corriente	\$ 95.99	PB	Gasolina corriente	1,729,711.33	D8	2.4%
	Dubai-Fateh	\$ 99.86	Diesel	\$ 97.59		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 89.51	Gasolina Jet A1	\$ 113.53		Gasolina Jet A1	479,490.80		
9	Brent	\$ 101.95	Gasolina corriente	\$ 95.99	PB	Gasolina corriente	1,729,711.33	D9	1.9%
	Dubai-Fateh	\$ 99.86	Diesel	\$ 97.59		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 89.51	Gasolina Jet A1	\$ 113.53		Gasolina Jet A1	519,539.00		
10	Brent	\$ 110.81	Gasolina corriente	\$ 100.69	PM	Gasolina corriente	1,526,535.50	D1	1.8%
	Dubai-Fateh	\$ 107.44	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 99.10	Gasolina Jet A1	\$ 122.55		Gasolina Jet A1	428,937.50		
11	Brent	\$ 110.81	Gasolina corriente	\$ 100.69	PM	Gasolina corriente	1,526,535.50	D2	2.3%
	Dubai-Fateh	\$ 107.44	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 99.10	Gasolina Jet A1	\$ 122.55		Gasolina Jet A1	479,490.80		
12	Brent	\$ 110.81	Gasolina corriente	\$ 100.69	PM	Gasolina corriente	1,526,535.50	D3	1.8%
	Dubai-Fateh	\$ 107.44	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 99.10	Gasolina Jet A1	\$ 122.55		Gasolina Jet A1	519,539.00		
13	Brent	\$ 110.81	Gasolina corriente	\$ 100.69	PM	Gasolina corriente	1,643,990.88	D4	7.9%
	Dubai-Fateh	\$ 107.44	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,467,079.60		
	Maya	\$ 99.10	Gasolina Jet A1	\$ 122.55		Gasolina Jet A1	428,937.50		
14	Brent	\$ 110.81	Gasolina corriente	\$ 100.69	PM	Gasolina corriente	1,643,990.88	D5	9.9%
	Dubai-Fateh	\$ 107.44	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,467,079.60		
	Maya	\$ 99.10	Gasolina Jet A1	\$ 122.55		Gasolina Jet A1	479,490.80		

15	Brent	\$ 110.81	Gasolina corriente	\$ 100.69	PM	Gasolina corriente	1,643,990.88	D6	7.9%
	Dubai-Fateh	\$ 107.44	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,467,079.60		
	Maya	\$ 99.10	Gasolina Jet A1	\$ 122.55		Gasolina Jet A1	519,539.00		
16	Brent	\$ 110.81	Gasolina corriente	\$ 100.69	PM	Gasolina corriente	1,729,711.33	D7	6.1%
	Dubai-Fateh	\$ 107.44	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 99.10	Gasolina Jet A1	\$ 122.55		Gasolina Jet A1	428,937.50		
17	Brent	\$ 110.81	Gasolina corriente	\$ 100.69	PM	Gasolina corriente	1,729,711.33	D8	7.6%
	Dubai-Fateh	\$ 107.44	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 99.10	Gasolina Jet A1	\$ 122.55		Gasolina Jet A1	479,490.80		
18	Brent	\$ 110.81	Gasolina corriente	\$ 100.69	PM	Gasolina corriente	1,729,711.33	D9	6.1%
	Dubai-Fateh	\$ 107.44	Diesel	\$ 105.40		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 99.10	Gasolina Jet A1	\$ 122.55		Gasolina Jet A1	519,539.00		
19	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,526,535.50	D1	1.2%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.72		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 106.86	Gasolina Jet A1	\$ 131.94		Gasolina Jet A1	428,937.50		
20	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,526,535.50	D2	1.4%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.72		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 106.86	Gasolina Jet A1	\$ 131.94		Gasolina Jet A1	479,490.80		
21	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,526,535.50	D3	1.2%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.72		Diesel	1,323,522.00		
	Maya	\$ 106.86	Gasolina Jet A1	\$ 131.94		Gasolina Jet A1	519,539.00		
22	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,643,990.88	D4	5.0%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.72		Diesel	1,467,079.60		
	Maya	\$ 106.86	Gasolina Jet A1	\$ 131.94		Gasolina Jet A1	428,937.50		
23	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,643,990.88	D5	6.2%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.72		Diesel	1,467,079.60		
	Maya	\$ 106.86	Gasolina Jet A1	\$ 131.94		Gasolina Jet A1	479,490.80		
24	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,643,990.88	D6	5.0%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.72		Diesel	1,467,079.60		
	Maya	\$ 106.86	Gasolina Jet A1	\$ 131.94		Gasolina Jet A1	519,539.00		
25	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,729,711.33	D7	3.8%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.72		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 106.86	Gasolina Jet A1	\$ 131.94		Gasolina Jet A1	428,937.50		
26	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,729,711.33	D8	4.8%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.72		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 106.86	Gasolina Jet A1	\$ 131.94		Gasolina Jet A1	479,490.80		
27	Brent	\$ 120.22	Gasolina corriente	\$ 105.33	PA	Gasolina corriente	1,729,711.33	D9	3.8%
	Dubai-Fateh	\$ 117.89	Diesel	\$ 113.72		Diesel	1,556,269.86		
	Maya	\$ 106.86	Gasolina Jet A1	\$ 131.94		Gasolina Jet A1	519,539.00		
								TOTAL	100%

Fuente: Autor.

En la anterior tabla se ven los escenarios y sus probabilidades y valores actualizados (asumiendo que se quiere planear operaciones para febrero 2014, y se conoce lo ocurrido en enero de 2014). Ahora, se debe tener en cuenta que, con el nuevo dato de demanda, se puede presentar una ligera modificación en la repartición de los productos refinados entre los centros de distribución (lo mostrado en la tabla 12 en la página 19). De acuerdo a esto, se vuelve necesario obtener una actualización de esta tabla, de manera que se incluyan los nuevos datos. Así, se llega a la tabla 36 con estos nuevos porcentajes de repartición de los bienes refinados.

Tabla 36. Porcentaje de demanda de cada bien por nodos (%) actualizado con datos enero 2014

Producto refinado	Proporción demandada de productos por cada nodo (%) (actualizado)					TOTAL
	Centro de distribución					
	Nodo 7	Nodo 8	Nodo 9	Nodo 10	Nodo 11	
Gasolina	7.7%	30.6%	19.8%	13.0%	28.9%	100%
Diesel	10.6%	16.8%	26.0%	14.8%	31.7%	100%
Gasolina para aviación	0.0%	22.5%	0.3%	2.1%	75.2%	100%

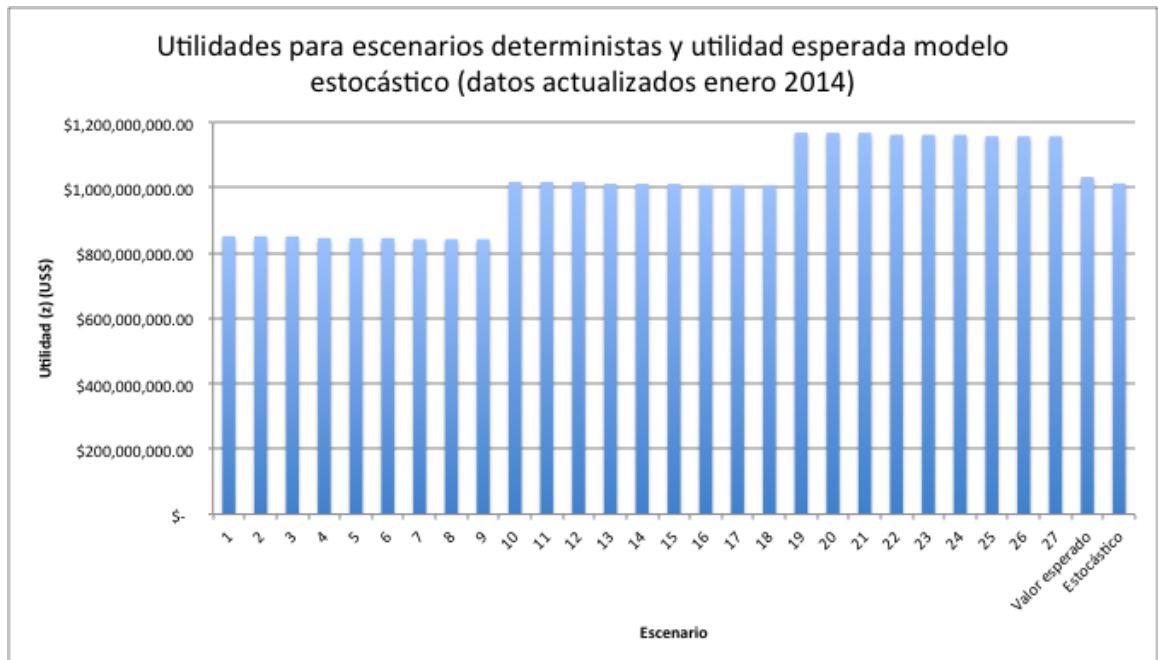
Fuente: Autor.

Esto último constituye el parámetro RD_j^h del modelo, ajustado con los nuevos datos. Una vez hechas las actualizaciones en los parámetros, se vuelve a correr el modelo planteado en LP Solve para planear las operaciones correspondientes

a febrero de 2014. Se obtienen los resultados (utilidades) para cada escenario en su forma determinista (perspectiva *wait-and-see*), además de los resultados para los valores esperados. Igualmente, se obtienen los resultados del modelo estocástico (perspectiva *here-and-now*), tomando las mismas variables de decisión de primera etapa enunciadas anteriormente. La tabla 37 en la siguiente página muestra de manera conjunta todos estos resultados.

Se observan tiempos de solución similares a los presentados en la tabla 32, y ligeras variaciones respecto a los valores de las respuestas. Igualmente, se observa en la figura 23 como las respuestas siguen siendo mayormente influenciadas por la variación en precios que por la variación en demanda (recordando que los primeros 9 escenarios corresponden a precios bajos, los siguientes 9 a precios medios, y los últimos 9 a precios altos).

Figura 23. Utilidades para escenarios deterministas y estocástico con datos actualizados enero 2014



Fuente: Autor.

Las soluciones de los modelos deterministas varían entre \$1.169 millones de dólares, y \$842 millones de dólares. Igualmente, el valor esperado de utilidad para este caso da mayor que el valor esperado para el análisis de planeación de operaciones para enero de 2014 (US\$971,995,434.08). En cuanto a valores de variables de decisión, siguen estando activas (siendo diferentes de cero) las mismas variables del análisis para enero. Los niveles de producción de crudos continúan al máximo, y se usa carro tanque apenas para mover producto refinado desde la refinería hacia el nodo 11.

Tabla 37. Resultados principales modelos deterministas y estocásticos, actualizado con datos enero 2014

Resultados principales modelos deterministas (actualizado con datos de enero 2014)				
ESCENARIO	# Variables	# Restricciones	Tiempo de solución (seg)	Z (US\$)
1	1,536	458	0.149	\$ 851,518,271.88
2	1,536	458	0.141	\$ 851,336,013.09
3	1,536	458	0.133	\$ 851,191,628.11
4	1,536	458	0.131	\$ 846,212,742.02
5	1,536	458	0.135	\$ 846,030,483.22
6	1,536	458	0.139	\$ 845,886,098.25
7	1,536	458	0.146	\$ 842,640,518.53
8	1,536	458	0.132	\$ 842,458,259.73
9	1,536	458	0.134	\$ 842,313,874.75
10	1,536	458	0.139	\$1,018,020,423.04
11	1,536	458	0.139	\$1,017,848,731.90
12	1,536	458	0.142	\$1,017,712,718.60
13	1,536	458	0.136	\$1,012,140,816.36
14	1,536	458	0.134	\$1,011,969,125.22
15	1,536	458	0.14	\$1,011,833,111.92
16	1,536	458	0.134	\$1,008,162,697.47
17	1,536	458	0.138	\$1,007,991,006.33
18	1,536	458	0.139	\$1,007,854,993.03
19	1,536	458	0.136	\$1,168,770,794.85
20	1,536	458	0.14	\$1,168,622,456.81
21	1,536	458	0.141	\$1,168,504,943.78
22	1,536	458	0.144	\$1,162,196,794.04
23	1,536	458	0.142	\$1,162,048,455.99
24	1,536	458	0.142	\$1,161,930,942.96
25	1,536	458	0.139	\$1,157,725,995.33
26	1,536	458	0.137	\$1,157,577,657.29
27	1,536	458	0.139	\$1,157,460,144.25
Valor esperado	1,536	458	0.138	\$1,032,858,718.74
Estocástico	21,660	6,646	14.55	\$1,013,324,438.75

Fuente: Autor.

En cuanto a las variables de decisión de *primera etapa* para la corrida del modelo estocástico, el modelo propone producir crudos en su nivel máximo para todos los pozos de petróleo, y enviar determinadas cantidades de esa producción para la refinería. Igualmente, el modelo propone hacer uso de todos los oleoductos (menos el 4-2), especificando la cantidad de barriles a transportar de cada tipo de crudo. Se observa que no se requiere el uso de carro tanques, y que, bajo estas condiciones, los oleoductos son suficientes para la operación.

Mayor detalle de los resultados para cada modelo se puede observar al correrlos en LP Solve (ver CD con modelos). De esta manera, se ha extendido el uso del modelo de un mes para otro, una vez se ha conocido información que era previamente desconocida. Se puede continuar usando esta extensión y determinar, por ejemplo, los valores para la planeación de operaciones del mes

de marzo, una vez se han conocido los datos reales de febrero, y así sucesivamente. En el próximo capítulo se dará un mayor análisis a las respuestas obtenidas, y se calcularán y compararán indicadores que ayudan a determinar la utilidad de haber usado una aproximación estocástica para abordar el problema dado.

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el anterior capítulo se observaron los resultados más importantes con respecto a los modelos planteados. Se observaron resultados para cada uno de los escenarios bajo un contexto determinista (enfoque *wait-and-see*) y bajo el contexto estocástico (*here-and-now*). Igualmente, se ejemplificó el uso de los modelos con conjuntos de datos (uno correspondiente a datos para predicciones de operaciones para enero de 2014, y otro para febrero). En el presente capítulo se plantea hacer un mayor análisis de los resultados obtenidos, empezando por una revisión de los modelos en su forma determinista, y posteriormente llevando a cabo un análisis económico del modelo, comparando los resultados de las aproximaciones determinista y estocástica con indicadores relevantes para el estudio.

1. Análisis resultados deterministas

Se llevaron a cabo un total de 56 corridas para modelos deterministas (54 para cada escenario, sumando planeaciones para enero y febrero, y 2 de valor esperado). En general, para todos estos modelos, las variables de decisión activas (diferentes de cero) fueron las mismas 72. El único cambio que hubo fue que, entre los modelos de enero y febrero, se usó un oleoducto diferente: Para enero, se movía cierta cantidad de crudo intermedio entre los nodos 3 y 4, y no entre 3 y 5. Para febrero, no se mueve crudo intermedio entre 3 y 4, pero sí entre los nodos 3 y 5. El restante de variables de decisión activas son las mismas entre ambos conjuntos de datos.

Para todos los modelos, las variables referentes a producción de crudos toman sus valores máximos permitidos para cada campo de producción. Esto se debe a que, después de satisfacer la demanda de los centros de distribución, el crudo restante se envía en su totalidad para exportación, pues resulta conveniente en términos de utilidad. Si los precios de venta de crudos para exportación se redujera a menos de lo que cuesta producirlos y transportarlos, en el campo se produciría apenas lo que se requiere en la refinería.

Por ejemplo, si el crudo Maya llegara a venderse a menos de 42US\$ (costo de producirlo y llevarlo hasta el nodo de salida) por barril, en el nodo 3 dejaría de producirse crudo pesado en exceso para la exportación, pues dejaría de ser rentable hacerlo.

Se puede llevar a cabo un análisis para el comportamiento general de los parámetros relevantes, de manera que se entienda qué tanto efecto tendrían variaciones de éstos sobre el modelo. Esta revisión se lleva a cabo de una manera general para los modelos deterministas tratados, de manera que se den guías sobre como analizar los resultados, en caso de que se deseara profundizar en el análisis de un escenario dado. Para los modelos estocásticos, los diferentes autores usados como referencia en el presente trabajo proponen otro tipo de análisis (el económico, en términos de ver el valor de haber considerado la aleatoriedad), pero cuando se trata de análisis de sensibilidad, utilizan los modelos deterministas. Esta línea de trabajo presentada es la misma que se llevara a cabo en el presente capítulo.

1.1. Análisis pozos de producción

Se pudo observar que, para todos los modelos deterministas, la producción de crudos se hace al máximo, teniendo en cuenta los límites de cada pozo. Como se mencionó anteriormente, esto no indica necesariamente que se requiera de todo el crudo disponible para satisfacer la demanda de los centros de distribución, sino que gran parte de los crudos se envían a exportación (hacer esto no es obligatorio dentro del modelo, pero se hace debido a lo benéficos que resultan los precios de exportación).

Revisando el análisis de sensibilidad al correr el modelo dentro de LP Solve, se puede obtener mayor información. Si se revisa, por ejemplo, el modelo determinista de valor esperado para la planeación de la producción en enero 2014, se observan los costos máximos de producción de crudos que mantendrían los valores de las variables aleatorias iguales. Estos se observan en la columna “from” del análisis de sensibilidad. Por ejemplo, para la producción en el nodo 1, el costo de producir crudo intermedio puede ir desde 0US\$/Barril hasta 107.59US\$/Barril (actualmente se encuentra en 51.03US\$/Barril), y la variable de decisión referente a la producción de crudo intermedio en ese nodo se mantendrá igual (aunque la función objetivo se modificara). Si el costo superara ese valor, el valor de esta variable de decisión cambiaría. Estas conclusiones se pueden extrapolar a los otros nodos de producción, basta apenas observar los valores de la columna “from” del análisis de sensibilidad en LP solve para las variables v_i^k , en la cual se muestran los límites superiores (para el caso de maximización) hasta los cuales puede variar el costo de producción, sin que se modifique la variable de decisión correspondiente.

Para el escenario de valor esperado para enero 2014, la máxima variación de costo admitida se da en el nodo 2 para la producción de crudo ligero (hasta 111.62US\$/Barril). Sin embargo, para este modelo, cabe recordar que los costos de producción están dados por nodo, y no por nodo y crudo. Por lo tanto, si se ve de manera general el nodo 2, a partir de los 98.45US\$/Barril ya habrá modificaciones en las variables de decisión v_2^k , específicamente, en la producción de crudo pesado (crudo 1).

Otra parte relevante del análisis de sensibilidad está en los precios sombra. Estos reportan cuánto aumentará la función objetivo (para el caso de maximización) al incrementar en una unidad la capacidad de cierto parámetro restrictivo. Para el caso de los pozos de producción, el precio sombra dice cuánto aumentaría (o disminuiría) la utilidad, en caso de que se aumente (o se reduzca) la capacidad de producción del pozo. Para el caso del modelo de valor esperado para enero de 2014 (ver modelos deterministas de enero en cd), se observa en Lp Solve, en la parte Dual del análisis de sensibilidad, que si se aumenta en 1 unidad (barril, en este caso) la capacidad de producción de crudo intermedio en el nodo 1, la utilidad subirá 56.56US\$ (ver columna “value”). Igualmente, si se reduce la capacidad, la utilidad se reducirá en la misma magnitud. Estos precios sombra son válidos entre ciertos límites, que se muestran en las columnas “from” y “till”. Para el nodo 1 por ejemplo, este precio sombra se mantiene siempre que la capacidad mensual de producción de crudo intermedio este entre 1,218,456.52 y 6,228,061.77 barriles de petróleo (actualmente está en 2,114,880 barriles por mes). Este mismo análisis de

precios sombra se puede expandir para otros pozos de petróleo, para los diferentes crudos. Para el escenario de valores esperados en enero, el mayor precio sombra en nodos de producción es el de límite de producción de crudo ligero en el nodo 2, que modifica la función objetivo en 76.05US\$ por cada barril adicional de este tipo que permita producir.

Otra forma de ver el precio sombra es como el máximo que se debería estar dispuesto a pagar para aumentar la producción. En otras palabras, tomando el ejemplo anterior, si quisiera aumentar la producción de crudo ligero en el nodo 2 (dado que existen los recursos naturales), debería invertir como máximo 76.05US\$ por barril adicional que se pueda producir, pues de invertir más, se estaría incurriendo en pérdidas (por ejemplo, si al adicionar nueva tecnología para poder extraer más crudo ligero se pagara 80US\$ por barril adicional, esta inversión no valdría la pena, pues reduciría la utilidad).

Todo el análisis anterior (tanto para la variación de los costos de producción, como los precios sombras y variación de capacidades de producción) aplica siempre que se cumpla la suposición de que todo lo demás se mantenga constante. Adicionalmente, se puede hacer el mismo análisis para cada uno de los modelos deterministas realizados, obteniendo las conclusiones ajustadas a cada posible escenario.

1.2. *Análisis de oleoductos*

Para los modelos deterministas, en cuanto a los oleoductos, se está planteando usar todas las rutas disponibles, excepto por la 4-2. Adicionalmente, aun en escenarios con la mayor demanda, para el transporte de crudos se recurre apenas al uso de oleoductos, lo que indica que este medio de transporte es suficiente para los productos que se mueven.

El oleoducto 3-5 es usado a su máxima capacidad en todos los escenarios, mientras que los demás son sub utilizados. Esta holgura en cuanto a la utilización de oleoductos puede ser una guía para realizar mantenimientos preventivos en los funcionamientos de los oleoductos (algo común en la industria de transporte de hidrocarburos). Por ejemplo, tomando como referencia el escenario de valor esperado para planeación de enero, se nota que el oleoducto 2-6 transporta en total 1,378,236.52 barriles de petróleo por mes (de todas las clases), siendo que su capacidad es de más de 7 millones de barriles al mes. Esto representa una oportunidad para que, dentro de las programaciones de transporte hechas en el día a día, se pueda determinar dejar de usar este oleoducto por un periodo (por ejemplo, una semana), y en la semana posterior enviar una mayor cantidad de crudo (pues se tiene la capacidad) y así cumplir la demanda del mes. En este periodo que no se use el oleoducto, se pueden llevar a cabo mantenimientos, que son necesarios para asegurar el funcionamiento correcto y el flujo adecuado para los hidrocarburos. En Colombia, por ejemplo, es común que algunos oleoductos sean vulnerables a atentados, y estén fuera de servicio durante ciertos periodos.

Adicional a esto, en el modelo presentado, las exportaciones de crudo no representan una necesidad (aunque financieramente parecen representar grandes beneficios), así que los oleoductos dirigidos hacia el nodo 5 pueden

pasar mayores periodos de mantenimiento, sin necesidad de que esto afecte el cumplimiento de la demanda en centros de distribución (aunque con amplios efectos en la utilidad generada, de hasta 700 millones de dólares por mes). Además, se da la posibilidad del uso de carro tanques, que, aunque tengan un mayor costo de transporte por barril, aun sirven para llevar los productos a su destino.

Ahora, observando el análisis de sensibilidad en LP Solve (viñeta "Sensitivity", dentro de la viñeta "Result"), para el modelo de valor esperado para enero, se pueden determinar cuánto pueden variar los costos de transporte por barril en los diferentes oleoductos, sin afectar los valores que toman las variables de decisión respectivas. Por ejemplo, para el oleoducto 1-3, los costos pueden variar entre 0.76 y 12.96 US\$/Barril, y la variable de decisión x_{13}^{C2} mantendrá su mismo valor (aunque la utilidad tendrá cierta variación). Este análisis puede extenderse para las otras variables de transporte por oleoductos, y para los diferentes escenarios deterministas planteados.

En cuanto a precios sombra, debe observarse el oleoducto 3-5, que es el único que está usándose a su capacidad mensual máxima. La viñeta "Duals" dentro de "Sensitivity" en el modelo de LP Solve, indica que, si se quisiera aumentar la capacidad de este oleoducto, debería como máximo pagarse 0.53US\$ por cada barril adicional que se pueda transportar. Pagar más de esto no sería rentable para la operación. Esta conclusión es válida siempre que el límite de transporte del oleoducto este entre los 3,086,818.22 y los 12,927,954.4 barriles por mes. Para el resto de oleoductos, como no están siendo usados hasta su capacidad máxima, su precio sombra es de 0. Todas estas conclusiones son válidas siempre que se mantenga constante el restante de elementos. Se puede extender este análisis para los otros modelos deterministas presentados.

1.3. *Análisis de nodo de exportación*

A los nodos de exportación llega todo el crudo disponible que no se ha ido a la refinería para satisfacer las demandas de los centros de distribución. Esto se da así porque, en primer lugar, se tienen los medios para transportar estas cantidades de crudos, y en segundo lugar, porque los precios de venta de exportación de crudos son suficientemente altos para generar utilidad sin importar de donde provenga el crudo ni cual tipo de crudo sea.

Revisando el modelo de valor esperado, se puede observar que si el precio de cualquiera de los crudos bajara de 53US\$ por barril (lo equivalente a producir un barril de crudo cualquiera en el nodo 4 y transportarlo por oleoducto hasta el punto de exportación, lo cual representa el máximo costo incurrido en producir y llevar por ducto un crudo al nodo de exportación), se dejaría de producir exceso de este crudo en el nodo, y se produciría apenas el suficiente para alimentar la refinería. Así, se concluye entonces que los precios de exportación son los que realmente empujan a que se produzca crudos al máximo, pero que si en algún momento estos precios se redujeran drásticamente (o los costos de producción aumentaran en gran magnitud), esta producción en los nodos cambiaría. Para esto se asume que la demanda en los nodos de exportación es infinita (lo cual no es algo irreal, pues los hidrocarburos son ampliamente demandados a nivel

mundial). Basta ver en la tabla 1 en la página 2 como en Estados Unidos se consumen más de 19 millones de barriles al día (mucho más de lo que los diferentes modelos aquí mostrados muestran que se exporta en un mes).

Ahora, si en la restricción de demanda en el modelo, en lugar de obligarla a ser igual (=) a lo que pide cada centro de distribución, se le permitiera ser mayor o igual (\geq) a esto (lo cual implica asumir que los centros de distribución están dispuestos a comprar cualquier cantidad de productos refinados que se les ofrezca al precio establecido), el modelo de valor esperado sugeriría que se produzca gasolina para aviación al máximo (usando la máxima capacidad de la refinería), pues éste es el producto que da mayor ganancia. Aquí el factor limitante pasaría a ser el crudo ligero, pues se usaría todo el que se puede producir en los diferentes campos para hacer la gasolina para aviación, y entonces no se exportaría nada de este crudo. Para que se escogiera exportar crudo ligero, en vez de emplearlo todo para producir gasolina de aviación al máximo, el modelo de valor esperado sugiere que el precio de exportación debe ser superior a 134.62US/Barril.

Este análisis es válido para todos los escenarios, pues hasta en aquellos de precios bajos, los valores de exportación son suficientemente altos para llevar todo el crudo sobrante a este nodo de salida.

1.4. Análisis de refinería

A la refinería del modelo, para todos los casos, llega toda la cantidad de crudo demandada. Estos productos son después transformados, de acuerdo a la composición de cada uno de los bienes refinados existentes. En los escenarios de demanda alta es donde llega la mayor cantidad de crudos desde los diferentes nodos de producción. Sin embargo, inclusive en los casos de demanda alta, la capacidad mensual de la refinería es suficiente para las producciones solicitadas (para el escenario de valor esperado, se está utilizando la refinería al casi 50% de su capacidad). Esto permitiría, tal y como en el análisis hecho para oleoductos, hacer la planeación de operaciones del día a día considerando periodos (por ejemplo, de una semana) en los cuales se pueda detener la producción y llevar a cabo mantenimientos preventivos para asegurar que se está fabricando producto de la calidad solicitada, y compensando posteriormente la cantidad de producción en las otras semanas del mes, pues se tiene la capacidad.

Dado que no se está utilizando la refinería al máximo de su capacidad, su precio sombra es cero. Este precio tendrá un valor mayor de cero una vez se haya llegado al límite en su capacidad de producción para alguno de los productos refinados. Como esta es la única refinería del modelo, independientemente del costo de producción de refinado (actualmente en 8.87US\$/Barril, sin importar el refinado), siempre se hará el producto necesario para satisfacer la demanda. Es claro que si este precio escalara demasiado (por ejemplo, hasta 30US\$/Barril), la utilidad del ejercicio se reduciría considerablemente, y valdría la pena revisar si está siendo rentable toda la operación, o no. Este exceso en la capacidad de la refinería sirve para futuros aumentos en demanda de productos refinados por los centros de distribución existentes, y también podría servir en caso de que se

creen nuevos puntos de demanda de estos bienes (o que, por ejemplo, se decida importar estos bienes).

1.5. *Análisis de poliductos*

Para los modelos deterministas, en cuanto a los poliductos, se está planteando usar todas las rutas disponibles. Para el transporte de productos refinados se recurre no solo al uso de los poliductos, sino que también se emplea carro tanques para mover refinados desde la refinería hasta el nodo 11. Se debe recordar que las rutas 6-8 y 8-9 cuentan con 2 diferentes poliductos, y, por simplicidad, en el planteamiento del problema de programación lineal, se consideraron como 1 solo, sumando el total de las capacidades.

Los poliductos 8-9 son usados en su capacidad máxima, mientras que el restante de ductos no son usados en su totalidad. La holgura en la utilización de los poliductos puede también ser una guía para realizar mantenimientos preventivos en los funcionamientos de los poliductos (algo común en la industria de transporte de hidrocarburos). Por ejemplo, tomando como referencia el escenario de valor esperado para planeación de enero, se nota que el poliducto 8-10 transporta en total 448,671.41 barriles de refinados por mes (de todas las clases), siendo que su capacidad es de más de 1.5 millones de barriles al mes. Esto representa una oportunidad para que, dentro de las programaciones de transporte hechas en el día a día, se pueda determinar dejar de usar este poliducto por un periodo (por ejemplo, una semana), y en la semana posterior enviar una mayor cantidad de refinados (pues se tiene la capacidad) y así cumplir la demanda del mes. Durante el periodo que no se usa el poliducto, se pueden llevar a cabo mantenimientos, que son necesarios para asegurar el funcionamiento correcto y el flujo adecuado de los productos. Factores externos como los atentados terroristas o condiciones climáticas desfavorables pueden afectar la operación de estos medios de transporte.

De cualquier forma, se debe tener en cuenta que, dado el caso que se desee hacer mantenimiento de un poliducto que requiere ser usado al máximo la mayor parte del tiempo, aún se disponen de los carros tanque. Aunque sean considerablemente más caros, pueden llevar grandes cantidades de productos. Analizándolo en el contexto colombiano, sin embargo, hay varios puntos donde puede ser que no hayan carreteras, o estén en condiciones pobres, lo que dificultaría bastante hacer uso de este modo. De cualquier manera, para el presente modelo, se asumió que existe conexión entre todos los nodos presentados. Específicamente, en el modelo de valor esperado, se requerirían 3502 carro tanques (recordando que cada uno de ellos puede transportar 200 barriles de producto) para satisfacer toda la demanda de bienes refinados.

Ahora, observando el análisis de sensibilidad en LP Solve (viñeta "Sensitivity", dentro de la viñeta "Result"), para el modelo de valor esperado para enero, se pueden determinar cuánto pueden variar los costos de transporte por barril en los diferentes poliductos, sin afectar los valores que toman las variables de decisión respectivas. Por ejemplo, para el poliducto 6-7, los costos pueden variar entre 3.31 y 8 US\$/Barril, y la variable de decisión y_{67}^{R1} mantendrá su mismo valor (aunque la utilidad tendrá cierta variación). Este análisis puede extenderse

para las otras variables de transporte por poliductos y_{ij}^h , y para los diferentes escenarios deterministas planteados.

En cuanto a precios sombra, debe observarse el poliducto 8-9, que es el único que está usándose a su capacidad mensual máxima. La viñeta "Duals" dentro de "Sensitivity" en el modelo de LP Solve, indica que, si se quisiera aumentar la capacidad de este poliducto, debería como máximo pagarse 8.67US\$ por cada barril adicional que se pueda transportar. Pagar más de esto no sería rentable para la operación. Esta conclusión es válida siempre que el límite de transporte del oleoducto este entre los 1,070,726.02 y los 1,543,780.1 barriles por mes. Para el resto de poliductos, como no están siendo usados hasta su capacidad máxima, su precio sombra es de 0. Todas estas conclusiones son válidas siempre que se mantenga constante el restante de elementos. Se puede extender este análisis para los otros modelos deterministas presentados.

1.6. *Análisis de centros de distribución*

Para cada uno de los modelos, se cumple la demanda de bienes refinados para todos los centros de distribución considerados. Esto se da porque se tiene la suficiente materia prima (crudos), la suficiente capacidad de producción (refinería) y los medios de transporte necesarios para llevar la cantidad de producto pedida (ductos y/o carro tanques). Se observa en los resultados de los modelos que, en aquellos escenarios donde los precios son altos, las utilidades tienden a ser mayores, pues se le está obteniendo una mayor ganancia a cada producto.

Ahora, se pueden revisar los precios sombras correspondientes a la demanda, y su interpretación. Se toma como ejemplo el modelo de valor esperado para el mes de enero. Al revisar el análisis de sensibilidad planteado por LP Solve, se observan precios sombra diferentes para las demandas: aquí se observa que, por ejemplo, por cada unidad extra demandada de gasolina para aviación en el nodo 8, la utilidad total aumentará en 5US\$/Barril (esto será válido hasta una demanda máxima de 1,199,917.61 barriles de gasolina para aviación). Así, cualquier esfuerzo por aumentar la demanda de este refinado en el nodo 8 no debería costar más de 5US\$/Barril, pues no sería rentable. Hay otros precios sombra en las demandas que son negativos, por ejemplo, el de la demanda de gasolina corriente por parte del nodo 7. Este indica que, por cada aumento unitario en la demanda por este producto en este punto, la utilidad caerá en 19.2US\$/Barril. Esto ocurre por lo ventajoso que resulta exportar producto, ya que es mucho más rentable, según este modelo, que refinarlo y venderlo. Al principio esto puede parecer contraproducente, pero es una situación que ocurre en el contexto real de Colombia. Se puede observar el artículo escrito por Francy Elena Chaguendo para comprender un poco más sobre el manejo de precios de hidrocarburos en Colombia, y como se llevan a cabo compensaciones por parte del estado para incentivar a los productores de petróleo en el país para que lo comercien localmente, en lugar de exportarlo⁸⁹.

⁸⁹ CHAGUENDO, F. E. (2013, Septiembre 15). Le explicamos las razones por las que la gasolina en Colombia es tan costosa. *El País*.

2. Análisis económico modelo estocástico

Tras haber revisado los resultados del modelo en su forma determinista, se procede a hacer una revisión de los resultados del modelo estocástico. Los resultados generales de la corrida de los modelos estocásticos para enero y febrero fueron revisados en el anterior capítulo; en este inciso lo que se busca es llevar a cabo el análisis económico que normalmente se le hace a este tipo de modelos.

Este análisis económico consiste en revisar el valor que tuvo haber considerado la aleatoriedad dentro del contexto sobre el que se trabajó. En otras palabras, se está considerando si realmente valió la pena el esfuerzo hecho por considerar ciertos parámetros como aleatorios, y tomarlos por escenarios de manera que se construya un modelo de programación lineal estocástica, o si limitarse a usar enfoques deterministas hubiera sido suficiente. La forma propuesta para llevar a cabo esta medición se da a través de 2 indicadores particulares: Valor esperado de la información perfecta (EVPI) y valor de la solución estocástica (VSS). Cada uno de estos indicadores tiene un significado diferente, pero juntos ayudan a evaluar la contribución de haber considerado aleatoriedad en el medio. Este análisis con estos indicadores es usado por autores como Ribas et al⁹⁰., Al-Othman et al⁹¹., y Ramos y Cerisola⁹², en sus respectivos trabajos, y en todos ellos se usa como parte de la revisión del modelo estocástico.

2.1. Valor esperado de la información perfecta (EVPI)

El primer indicador, EVPI, se define como “medición de la pérdida de utilidad por la presencia de incertidumbre, o la medida de la cantidad máxima que el tomador de decisiones estaría dispuesto a pagar para obtener información exacta sobre eventos futuros”⁹³. En otras palabras, la EVPI indica cuánto dinero valdría la pena invertir en tecnología que ayudara a hacer pronósticos exactos del futuro. Entre menor sea este valor, el modelo estocástico estará acomodando de mejor manera la incertidumbre considerada, pues se estará indicando que la solución estocástica se acerca a la utilidad esperada si se tuviera información perfecta (un EVPI cercano a cero indicaría que no se requeriría pagar tanto por conocer de antemano lo que sucederá, lo que indica que las decisiones tomadas a través del modelo estocástico serían suficientes para generar una utilidad razonablemente alta).

Para problemas de maximización, como el mostrado en el presente trabajo, el EVPI se calcula como la diferencia entre el valor esperado con información perfecta (EVWPI) y la solución dada por el problema estocástico (también llamada “Recourse Problem” o RP). El EVWPI es la suma ponderada de cada una de las soluciones de los problemas deterministas, multiplicándolas por sus probabilidades de ocurrencia. Al EVWPI también se le llama solución ponderada Wait-and-see (WS). Lo que se está calculando es entonces cuánto se espera

⁹⁰ RIBAS et al., Op. Cit. p. 11.

⁹¹ AL-OTHMAN et al., Op. Cit. P. 835.

⁹² RAMOS, A., & CERISOLA, S, Op. Cit. P. 10.

⁹³ RIBAS et al., Op. Cit. p. 5.

ganar, si se tuviera información perfecta (EVWPI) y substraerle lo que se espera ganar, usando lo propuesto por el modelo estocástico (RP). Entonces, el EVPI será:

$$EVPI = EVWPI - RP = \left(\sum_{\forall g} PSC^g * Z_g \right) - RP$$

Donde PSC^g es la probabilidad de ocurrencia del escenario g , Z_g representa la utilidad del escenario g , y RP es la utilidad esperada dada por el modelo estocástico. Dado que se llevaron a cabo corridas con 2 conjuntos de datos (uno para planear operaciones en enero de 2014, y otro para febrero de 2014), se calcularán 2 EVPI de manera independiente. Al llevar a cabo los cálculos respectivos, se obtienen los EVPI mostrados en la tabla 38.

Tabla 38. Valor esperado de la información perfecta (EVPI)

Periodo planeado	EVWPI	RP	EVPI	% de EVWPI
Enero 2014	\$ 1,022,401,984.06	\$ 971,995,434.08	\$ 50,406,549.98	4.93%
Febrero 2014	\$ 1,032,855,832.30	\$ 1,013,324,438.75	\$ 19,531,393.55	1.89%

Fuente: Autor.

Se observa que para el modelo de enero, el EVPI es considerablemente mayor que el de febrero (más del doble). Para una mejor interpretación del indicador, se obtiene el porcentaje de EVPI sobre el valor EVWPI. En ambos casos, este porcentaje es menor a 5%, lo que indica que, si se pudiera pagar por obtener información perfecta sobre sucesos futuros, este pago no excedería 5% de la ganancia que se obtendría si se pudiera “esperar y ver”.

Por lo tanto, se concluye que el EVPI es relativamente bajo, al ser comparado con el EVWPI. Así, se puede afirmar que, desde la perspectiva de este indicador, el modelo estocástico está acomodando adecuadamente la incertidumbre considerada. En otras palabras, la solución estocástica (RP) se está acercando bastante a la solución que se tendría con información perfecta (EVWPI), indicando que no se está perdiendo tanta utilidad usando el enfoque estocástico, y que se puede generar una utilidad esperada suficientemente alta. Vale la pena recordar que, al usar el modelo estocástico para guiar las operaciones, solo se suelen implementar las soluciones de primera etapa, ya que las de segunda etapa sirven como referencia para la construcción de todo el modelo, y serán decididas realmente cuando se conozcan los eventos inciertos.

Se pudo notar que para la planeación de operaciones de febrero, el EVPI fue considerablemente menor. Esto tiene que ver con el ajuste que se le hizo a los escenarios tras conocer lo que realmente había ocurrido en el mes de enero. Particularmente en los precios, donde se agregó un nuevo dato y se eliminó el más antiguo, se observa un cambio notable en los valores tomados, pues el dato que era el más antiguo (enero de 2011) era relativamente bajo comparado con el restante de valores. Al remover este valor de la construcción de escenarios, los niveles de precios tendieron a subir, y, como este es el factor aleatorio que más afecta al modelo, se notaron incrementos en las utilidades esperadas, lo que hizo que el valor RP estuviera más próximo al EVWPI.

2.2. Valor de la solución estocástica (VSS)

En el anterior inciso se analizó el EVPI, y se dieron las interpretaciones relevantes a ese indicador. Sin embargo, en un ámbito más real, adquirir información perfecta es prácticamente imposible, pues, incluso si la compañía estuviese dispuesta a pagar por esta, no existe un ente capaz de predecir de manera exacta cuáles serán los precios y demandas de crudos y refinados. Estos factores los determinan varios factores a nivel global, y muchos de ellos no son controlables (por ejemplo, cambios climáticos pueden mover la demanda de hidrocarburos, y esto a la vez afectar su precio). Así, en un contexto más realista, varios autores proponen analizar cuál es el *valor* de haber incluido incertidumbre para el análisis, para lo que se usa el valor de la solución estocástica (VSS).

Para problemas de maximización, el VSS se calcula partiendo del supuesto que el tomador de decisiones tiene 2 opciones: Hacer todo el ejercicio de estimar el comportamiento de las variables aleatorias y construir el modelo estocástico para la toma de decisiones, o simplemente tomar decisiones suponiendo que pasará el escenario promedio (es decir, asumir que todos los parámetros aleatorios tomarán su valor promedio). Así, el VSS busca calcular si la inclusión de incertidumbre (es decir, haberse tomado toda la tarea de hacer un modelo estocástico) provee una mayor utilidad esperada que si simplemente se hubiese asumido que ocurrirán valores promedios, lo cual puede ser una simplificación que comúnmente se lleve a cabo. La interpretación que se le puede dar al VSS es “el beneficio esperado por el tomador de decisiones que decidió tomar la incertidumbre en cuenta, o como la pérdida esperada por parte del tomador de decisiones que optó por usar un enfoque determinista usando los valores promedios de los parámetros”⁹⁴. De acuerdo a lo anterior, valores positivos de VSS indicarán un mayor valor agregado por haber incluido la incertidumbre en el análisis (para problemas de maximización).

Así, para modelos cuya función objetivo sea maximizar, el VSS será la diferencia entre la utilidad esperada dada por el modelo estocástico (RP) y el promedio ponderado de todas las soluciones de los escenarios deterministas, pero forzando que las variables de decisión que fueron definidas de primera etapa tomen los valores del modelo de valor esperado. Esto quiere decir que se debe hallar, tal y como se hizo para el EVPI, el promedio ponderado de las soluciones de cada uno de los 27 escenarios en su forma determinista, pero, a diferencia del cálculo para el EVPI, se debe forzar a que las variables que se consideraron de primera etapa ($a^k, v_i^k, x_{ij}^k, zc_{ij}^k$) tomen los valores que da el modelo de valor esperado. Al hacer esto se está calculando lo que sucedería si el tomador de decisiones decidiera simplemente actuar tomando los valores promedios (o esperados) como referencia. A este valor obtenido como solución ponderada usando valores promedios se le denota como EEV. Así, el VSS viene dado por:

$$VSS = RP - EEV$$

⁹⁴ RIBAS et al., Op. Cit. p. 5.

Entonces, para hallar el EEV, se deben correr de nuevo los 27 escenarios, tanto para la planeación de operaciones de enero como de febrero, pero adicionándole las restricciones de los valores que deben tomar las variables anteriormente mencionadas. Para ver los valores que deben tomarse en cuenta, se puede remitir al anexo 14 en la página XXXI , y observar, tanto para enero como para febrero, los resultados de los modelos de valor esperado. Es por eso que, en el capítulo 3, se llevó a cabo, además de los 27 escenarios, una corrida para valores esperados de los parámetros. Es claro que, al incluir estas restricciones en algunos de los modelos, a principio se tendrá solución no factible, por lo que se debe relajar la restricción de la demanda, y pasar de obligarla a ser igual a menor o igual, de manera que se llegue a soluciones factibles. Así, EEV vendrá dado por:

$$EEV = \sum_{\forall g} PSC^g * Z_g^a$$

Donde PSC^g es la probabilidad de ocurrencia del escenario g, y Z_g^a representa la utilidad del escenario g al agregar las restricciones “a” (es decir, al forzar las variables definidas como de primera etapa $a^k, v_i^k, x_{ij}^k, zc_{ij}^k$ a tomar los resultados dados por el modelo de valor esperado). Al llevar a cabo los cálculos respectivos, se obtienen los VSS mostrados en la tabla 39, tanto para enero como para febrero.

Tabla 39. Valor de la solución estocástica (VSS)

Periodo planeado	RP	EEV	VSS	% sobre EVWPI
Enero 2014	\$ 971,995,434.08	\$ 950,546,411.06	\$ 21,449,023.02	2.10%
Febrero 2014	\$ 1,013,324,438.75	\$ 998,501,813.70	\$ 14,822,625.05	1.44%

Fuente: Autor.

Los VSS obtenidos fueron positivos, lo que indica que existe un beneficio por haber tenido en cuenta la incertidumbre del medio. En otros términos, se obtendría una ganancia por usar el enfoque estocástico, en lugar de limitarse a usar valores promedios para llevar a cabo la planeación mensual. Para enero, el beneficio esperado sería de US\$21.5 millones, y para febrero sería de US\$14.8 millones.

Para febrero, se observa que tanto RP como EEV aumentan, y esto se debe a una subida general en el nivel de los precios, pues, al actualizar los datos para ajustar los escenarios, se remueven precios relativamente bajos (los de enero de 2011) y se agregan precios de mayores magnitudes (los de enero de 2014). Como el EEV aumentó en mayor magnitud que RP, el VSS se reduce considerablemente de un periodo al otro, aunque aún se mantiene positivo.

El VSS también suele compararse con respecto al EVWPI (el que se usó para el cálculo del EVPI). Para este caso, los VSS representan menos del 2.1% de la solución esperada si se pudiera tener información perfecta (EVWPI), lo que no es un porcentaje muy alto. Ribas et al. Obtuvieron un porcentaje de 13.76% en su análisis numérico de su cadena de abastecimiento, y consideraron esto como un valor alto⁹⁵. Así, en cuanto a porcentaje, el VSS del presente trabajo no

⁹⁵ RIBAS et al., Op. Cit. p. 11.

resultó ser un valor muy elevado; sin embargo, el valor fue positivo, lo que muestra que de cualquier manera, se obtendría beneficio de operar a partir de lo propuesto por el modelo estocástico, en lugar de limitarse a operar de manera “promedio”. Igualmente, si se siguiera actualizando el modelo mes a mes a partir de datos que se van conociendo, podrá ocurrir que en otros periodos el VSS aumente con respecto al EVWPI, aumentando así el valor del porcentaje. De cualquier forma, mientras el VSS siga manteniéndose positivo en el largo plazo, la ganancia por considerar incertidumbre será visible y resultará útil para la compañía que se encarga de operar la red logística propuesta en este trabajo.

3. Análisis general de los resultados obtenidos

En los dos incisos anteriores se mostró un análisis de los resultados obtenidos en modelos deterministas y estocásticos. Particularmente, en el análisis de los modelos estocásticos, se revisaron 2 indicadores principales que hablan sobre el valor de llevar a cabo el ejercicio de hacer una formulación estocástica. En este inciso se busca revisar, de acuerdo a los resultados obtenidos, posibles beneficios que podrían tenerse en un ámbito más real. En otras palabras, si realmente existiera una empresa operando la red logística propuesta (y que los datos usados para caracterizar la red apliquen para esta empresa), se busca ver qué tanto serían los beneficios que ésta podría tener al hacer uso e implementación del modelo.

El VSS obtenido (se toma éste indicador como referencia, dado que se ajusta más a un ambiente real que el EVPI), al ser visto como porcentaje de EVWPI, no resultó ser muy alto (porcentajes menores a 2.1%). Si se compara el VSS obtenido con la magnitud de los ingresos que se manejan dentro de esta red teórica, la ganancia parece no ser muy alta, y aún más si se tienen en cuenta los costos de llevar a cabo todo el desarrollo (estos costos no están incluidos dentro de la modelación). Viéndolo desde el punto de vista de una organización encargada de la operación de esta red, puede ocurrir que los resultados presentados por el modelo estocástico no resulten atractivos para su implementación, pues, aunque haya ganancia con respecto a un enfoque determinista, las magnitudes representan porcentajes bajos de los ingresos que se manejan. Adicionalmente, para el presente análisis se mostrarían apenas 2 meses de planeación, y no se tiene seguridad sobre qué ocurrirá en los próximos meses (puede ser que el VSS pase a ser negativo). Una planeación de varios periodos de manera simultánea a través de otras metodologías podría ayudar a contrarrestar este problema, aunque esto se encuentra fuera del alcance del presente trabajo.

Varias razones pueden hacer que éste VSS no sea lo suficientemente alto en términos de porcentajes como para llegar a ser implementado por parte de una empresa. Una de ellas puede tener que ver con la forma en que se han generado los escenarios en el presente modelo. Tal y como se ha planteado en el recorrer del trabajo, el definir escenarios alto, medio y bajo para generalizar los valores de los parámetros ha sido ampliamente usado en la literatura del tema, y ha arrojado resultados satisfactorios para quienes han llevado a cabo estudios. Aquí se construyeron escenarios usando este mismo enfoque, pero la manera en que se ha determinado los estados alto, medio y bajo no

necesariamente ha seguido los mismos lineamientos de otros trabajos. Aunque la creación de escenarios para estos casos particulares no tenga una metodología específica estandarizada (Escudero et al.⁹⁶ muestran en su estudio general sobre uso de modelos estocásticos para la planeación en el sector de hidrocarburos que el usuario es quien acaba definiendo y construyendo los escenarios), es posible que la división en partes iguales que se hizo no refleje de la mejor manera las tendencias de comportamiento de los parámetros. Estudios macroeconómicos de mayor profundidad, así como análisis de pronósticos y series de tiempo pueden servir como mejores metodologías para creaciones de escenarios, y quedan entonces abiertas como forma de profundización para futuros trabajos. Esto puede causar que los escenarios hechos no estén reflejando el comportamiento de los parámetros estocásticos de la mejor manera, y que por eso no se llegue a valores VSS altos.

Otra posible causa podría ser que la variabilidad en el tiempo de los parámetros considerados estocásticos no sea lo suficientemente notable como para ameritar la implementación del modelo estocástico llevado a cabo. Sin embargo, al observar gráficamente las variaciones de estos elementos en el tiempo (figuras 9, 13 y 17) sí hay variaciones con magnitud considerable (magnitudes de hasta US\$40 de variación en precios de crudos, y US\$50 en precios de refinados, y de hasta 200 mil barriles de refinados por mes), lo cual no apoya la afirmación anterior. Además, los parámetros escogidos como estocásticos en el presente análisis también han sido comúnmente considerados de la misma manera en el trabajo de otros autores mencionados, lo cual sirve de soporte para la escogencia hecha.

Una razón adicional para justificar el VSS obtenido y las implicaciones que puede tener esto a nivel real, se relaciona con las simplificaciones que se han llevado a cabo. Por ser una primera aproximación al modelamiento de este tipo de redes, se han hecho ajustes que pueden estar afectando a gran escala los resultados obtenidos, como por ejemplo, los puntos de referencia que fueron usados como nodos de distribución para el modelo. Otra simplificación hecha que pudo afectar significativamente los resultados obtenidos puede tener que ver con los nodos de producción y sus puntos de referencia, pues posiblemente se tomaron puntos cuyos niveles de producción sobrepasan notablemente la cantidad de producto final que es demandado. Esto hace que se tengan cantidades considerablemente altas de crudos “sobrando” (es decir, que no son necesarios para satisfacer la demanda por bienes refinados), que son enviados a exportación y que hacen que la ganancia obtenida por esta actividad esté siendo sobreestimada, comparada con un contexto real. Puede ocurrir entonces que al sobreestimar esta ganancia, no se esté logrando vislumbrar un mayor valor otorgado por la inclusión de incertidumbre en el lado de la demanda por bienes refinados. Si las capacidades de producción fueran menores, las ganancias por exportaciones deben disminuir considerablemente, y es posible que se pueda apreciar de mejor manera las ganancias que se obtienen por analizar la incertidumbre inherente a la demanda de los centros de distribución, lo que podría traducirse en un mayor VSS; podría llegarse a un VSS tal que se justifique la implementación del modelo propuesto por parte de la empresa teórica que opera la red.

⁹⁶ ESCUDERO et al., Op. Cit. P. 649.

Todas las razones anteriormente mencionadas constituyen potenciales factores que afectan los resultados del modelo estocástico obtenido. Viéndolo como una empresa del sector encargada de la operación de esta red, las utilidades en términos monetarios del modelo estocástico, aunque existan, pueden no ser suficientemente elevadas. Esto no necesariamente implicaría hacer caso omiso e todo el ejercicio llevado a cabo, sino que más bien debe ser visto como una oportunidad para hacer revisiones y otros ajustes al mismo. Además, como se ha visto extensivamente en el desarrollo del trabajo (por ejemplo, se puede referir al anexo 15 en la página XLVI), diversos autores han abordado el tema con esta metodología, y han obtenido resultados considerablemente positivos (varios han usado datos de empresas reales, y concluyen sobre como los resultados han sido notables), mostrando el valor del uso de esta herramienta.

Finalmente, se puede afirmar que monetariamente sí habrían beneficios (al menos para los periodos planeados) por el uso de la modelación estocástica para la empresa que en teoría conduce la red logística planteada; pero estos beneficios no necesariamente son tan elevados como la organización podría esperarlo, dado el esfuerzo invertido en la generación del modelo. Esto, como se dijo anteriormente, debe constituir una oportunidad de mejora para revisar a qué puntos se les podría expandir el análisis de manera que se vislumbren mejores resultados que lleven a una empresa hipotética operando ésta red a implementar la modelación propuesta.

CONCLUSIONES

- 1) Se logró adquirir conocimientos acerca del sector de hidrocarburos, específicamente acerca del funcionamiento de una red logística típica con 4 participantes principales: Zona productora, zona exportadora, zona de refinamiento y clientes iniciales. En particular, se desarrolló conocimiento acerca de cómo funciona esta red en el contexto colombiano, pues se adaptó (con varias simplificaciones) la cadena de suministro planteada a la estructura real colombiana, y se usó información real, confiable y actualizada del sector. Así mismo, se nota que, aunque las cifras sean aproximadas, en el sector de hidrocarburos las inversiones, costos y ganancias son considerablemente elevadas, lo que hace que este sector sea tan importante para la economía mundial.
- 2) Con el objetivo de aplicar la red planteada durante el anteproyecto al contexto colombiano, fue necesario llevar a cabo varias simplificaciones y asunciones, de manera que el modelo de red planteado se acercara lo más posible (dentro del alcance que fue planteado) a la realidad. Este tipo de generalizaciones y modelaciones se lleva a cabo comúnmente en varios trabajos y estudios de ciertos fenómenos, pues replicar situaciones exactamente igual a la realidad es algo altamente complejo y costoso, y puede no resultar rentable. En variadas ocasiones, un modelo aproximado puede ser suficiente para describir una situación particular, siempre que los principales factores sean tenidos en cuenta, se comprendan las limitaciones de la modelación hecha, y se tenga un conocimiento amplio o asesoría de expertos en el tema, de manera que no se hagan ajustes que invaliden lo planteado.
- 3) Se observó el comportamiento de varios de los parámetros que compusieron el modelo propuesto, y de acuerdo a los datos históricos, se evidenció que asumir valores constantes de estos para ciertos intervalos de tiempo no es una simplificación muy válida. Particularmente, datos como precios y demandas para el sector de hidrocarburos están en constante cambio, pues existen varios factores (controlables y no controlables) que los hacen variar considerablemente a diario. Al entender esto se puede vislumbrar la importancia de incluir incertidumbre para la planeación de las operaciones, pues, de no incluirse, muchas de las conclusiones resultantes pueden no ser válidas ya que, por ejemplo, fueron hechas con base en ciertos valores de precios, pero al momento de aplicarlos, estos valores han cambiado con respecto al que se consideró inicialmente.
- 4) Hacer uso de una metodología exacta (programación lineal) funcionó para el problema planteado. A pesar del elevado número de variables y restricciones (principalmente en el modelo estocástico), se hallaron soluciones factibles y óptimas en tiempos reducidos. Posiblemente, si se aumentara la complejidad del problema, al agregarle más variables o restricciones, así como aumentando la red logística, la metodología exacta podría no ser suficiente, y sería entonces necesario recurrir a metodologías heurísticas para llegar a soluciones factibles de los problemas planteados.

- 5) Fue posible profundizar en el conocimiento sobre programación lineal, pues, no solo se aplicó lo aprendido sobre el tema durante el desarrollo de la carrera, sino que se trabajó sobre el sub tema de programación lineal estocástica, que es algo que, de momento, no hace parte de lo visto en el pregrado. De esta manera se ahondó en el conocimiento sobre una de las herramientas de la ingeniería industrial, y se ha hecho una aplicación teórica de la misma, que deja abierto el camino para futuros usos en ámbitos reales, pues se notó el valor de la misma.
- 6) Dado que esta fue una primera aproximación al uso de programación lineal estocástica, se aplicó en una de sus formas más básicas: Modelación estocástica bi etapa. Se considera que, para la red logística que fue planteada y para el alcance dado, esta aproximación ha sido suficiente para vislumbrar los resultados de incluir incertidumbre al análisis. Para poder aplicar adecuadamente esta modelación fue necesario recurrir no solo a textos que explican el tema, sino también a trabajos hechos por otros autores, de manera que las bases teóricas del uso de la programación lineal bi etapa fuesen mantenidas y usadas correctamente.
- 7) Se logró entender la aplicación que se hace tras hacer uso del modelo estocástico bi etapa. El planteamiento de esta modelación conlleva a planear decisiones que se tomarán antes de la ocurrencia de ciertos eventos (primera etapa), pero las decisiones a tomar posterior a estos eventos no necesariamente son dadas por el modelo hecho. Como se mostró en el capítulo 3, las decisiones de segunda etapa sirven como guía para las decisiones de primera etapa, pero no necesariamente se aplicarán en un dado momento, pues los parámetros estocásticos están sujetos a tomar cualquier valor, y no se limitan únicamente a los valores planteados en los diferentes escenarios. Esta es una limitación que debe ser tenida en cuenta, pues indica que la planeación no se acaba una vez se ha corrido un modelo estocástico dado, sino que posteriormente se debe estar preparado para planear las acciones que se tomarán tras la ocurrencia de los eventos definidos. De cualquier manera, lo importante es que esta herramienta sirva de apoyo para la toma de decisiones que contribuyan a la rentabilidad de la operación de la cadena de suministro sobre la cual se está trabajando.
- 8) Se vislumbró en términos financieros las ventajas de haber tenido en cuenta aleatoriedad en el medio. Esto se notó con el apoyo del EVPI y del VSS, que se han usado en la literatura para evaluar la utilidad de haber hecho el ejercicio de considerar ciertos parámetros como estocásticos. Aunque el valor del VSS no fue comparativamente elevado, aun así fue positivo, es decir, habría ganancia por el uso del modelo estocástico. En un ámbito real, cabría a la organización encargada del manejo de la red logística evaluar si la ganancia esperada obtenida es suficientemente buena para ser considerada y aplicada, o si no es suficiente y se prefiere abordar la planeación de otra manera. Para el problema planteado se da valor al hecho de haber obtenido ganancia por el uso del modelo estocástico, pues se está corroborando la importancia de incluir la incertidumbre dentro de los análisis.
- 9) El uso de programación lineal en su forma determinista para la planeación de operaciones es una metodología que se usa en la empresa real que sirvió de referencia para la mayor parte del presente trabajo. Como valor agregado a la

operación actual de esta empresa real, aquí se ha planteado una formulación que va más allá del enfoque determinista, y se propone un análisis estocástico. Esto quiere decir que se está planteando una nueva formulación que puede ser, en teoría, más avanzada, pues debe aproximarse más a la manera como ocurren determinados eventos en un contexto real. Así, el trabajo y la formulación realizada pueden servir como punto de partida para que a dicha empresa le interese planear sus operaciones logísticas mediante programación lineal estocástica, analizando cómo acomodarla a su red real, y vislumbrando potenciales ganancias que se podrían tener, siempre que se hagan los ajustes necesarios al modelo.

Por otro lado, se debe notar que esta formulación hecha a través de un modelo teórico específico, aunque haya usado datos reales, puede no tener el mismo nivel de complejidad manejado en la organización referencia. Sin embargo, es posible que varias organizaciones del sector de hidrocarburos a nivel mundial no tengan herramientas estandarizadas para la planeación de sus operaciones logísticas, o que sus herramientas no tengan en cuenta la aleatoriedad presente en el medio. El presente trabajo y toda la modelación llevada a cabo tiene como valor y ventaja adicional el poder ser ajustada a otras redes a nivel mundial, y no necesariamente tener que limitarse a la red colombiana. Por ejemplo, si existiera una empresa encargada del transporte de hidrocarburos operando en Brasil y cuya planeación operacional no use técnicas avanzadas de planeación (por ejemplo, haciéndose únicamente con base en la experiencia de un funcionario), el trabajo hecho introduciría un marco para que dicha organización pueda incluir la programación lineal estocástica a sus operaciones, ajustando el modelo a las condiciones particulares de la red que cubre, pues todo se encuentra ya formulado. Al hacer este ajuste, se podrá llevar a cabo un análisis de las posibles ganancias que se puedan obtener haciendo uso de la herramienta y, de ser suficientemente altas (a criterio de la empresa evaluadora), se podrá proceder a implementarla.

RECOMENDACIONES

- 1) El modelo planteado desde el inicio representa una red logística de hidrocarburos de manera general. Para todo el análisis hecho, se ajustó la red de transporte y producción de hidrocarburos de una empresa real en Colombia al modelo planteado, y todas las conclusiones obtenidas tuvieron que ver con la información provista por esta empresa. Todo esto fue hecho con apoyo de un funcionario de la empresa con alto conocimiento sobre las operaciones de la misma. Este modelo es general, y se podrían usar para describir otras redes logísticas reales, siempre que se hagan los ajustes necesarios. Para cualquier red logística que se quiera analizar será entonces necesario llevar a cabo ciertos cambios o simplificaciones específicas. Cabe a los tomadores de decisiones y funcionarios relevantes revisar cuáles modificaciones son necesarias de manera que las conclusiones que obtengan sean válidas y aplicables dentro de su contexto.
- 2) La formulación hecha contempló restricciones básicas como demanda, capacidades de transporte y producción. Otros modelos más avanzados manejan restricciones adicionales, como por ejemplo, ambientales. Así, se plantea la posibilidad de ampliar la gama de restricciones, de manera que se acerquen más a la realidad de la cadena de suministro que se está analizando. Esto dependerá de cuantos recursos se tengan para diseñar el modelo, y cuál es el nivel de detalle deseado por los encargados de la toma de decisiones.
- 3) Para la modelación de escenarios se llevó a cabo un análisis histórico de varios datos, y se definieron ciertos comportamientos siguiendo el trabajo hecho por diversos autores. Esto llevó a una generalización del comportamiento de precios y demanda que puede no haber sido la más exacta. Para futuras profundizaciones y mejoras del modelo propuesto, se plantea modelar el comportamiento de estos parámetros teniendo en cuenta tendencias macroeconómicas que afectan estos valores (por ejemplo, factores que están afectando la oferta y demanda de crudos a nivel mundial) de manera que la construcción de escenarios sea consistente con la realidad mundial. Igualmente, se podría llevar a cabo un estudio profundo sobre pronósticos de precios y demandas en el sector de hidrocarburos que sustenten sólidamente la escogencia y formación de escenarios que se haga, haciendo todo lo anterior para acercar el modelo lo más posible a la realidad.
- 4) Los escenarios planteados fueron considerados con distribuciones empíricas de probabilidad discreta. En la literatura sobre programación lineal estocástica, esta forma de abordar la aleatoriedad es común. Sin embargo, se podría hacer más real el análisis si se identificaran los modelos teóricos de distribuciones de probabilidad que describen el comportamiento real de los parámetros. Esto implicaría hacer un estudio más profundo sobre los comportamientos de los parámetros, y haría más complejo la forma de plantear al modelo estocástico, pues abordar el problema por escenarios podría dejar de ser válido. De llevarse a cabo esta aproximación, cabría al final hacer el análisis y determinar si la utilidad obtenida es considerablemente mayor y compensa todo el trabajo investigativo que requiera hacerse.

- 5) A través del modelo bi etapa se logró hacer planeaciones de un periodo a otro (para el presente caso, se usaron meses). Sin embargo, existen modelaciones que consideran simultáneamente varias etapas, y que pueden entonces resultar útiles para planear desde un mismo momento la operación de varios periodos de tiempo. La modelación multi etapa es una aproximación útil para esto, aunque esta requiere estudios más extensivos, así como el uso de descomposiciones para poder dar solución a los problemas, lo que aumenta considerablemente su complejidad. Para estudios futuros, se podría profundizar el modelo planteado y abordar este problema con múltiples etapas, de manera que las conclusiones que se obtengan sean válidas para periodos de largo plazo, y que se tomen en cuenta las variaciones de parámetros entre varias etapas.

BIBLIOGRAFÍA

- AHUMADA, O. G. (2010, Junio 23). Mover un barril de petróleo en Colombia es más caro que producirlo. *El Tiempo* .
- AL-OTHTMAN, W. B., LABABIDI, H., ALATIQUI, I. M., & AL-SHAYJI, K. (2007, Julio 16). Supply chain optimization of petroleum organization under uncertainty in market demands and prices . *European Journal of Operational Research* , 822-840.
- AWUDU, I., & ZHANG, J. (2012, Octubre 13). Stochastic production planning for a biofuel supply chain under demand and price uncertainties. *Applied Energy* , 189-196.
- CHAGUENDO, F. E. (2013, Septiembre 15). Le explicamos las razones por las que la gasolina en Colombia es tan costosa. *El País* .
- DAHL, C. A. (2010). Measuring global gasoline and diesel price and income elasticities. *Energy Policy* , 2-13.
- Earth Works Action. (n.d.). *Hydraulic Fracturing*. Retrieved Enero 19, 2014, from Earth Works protect the environment:
http://www.earthworksaction.org/issues/detail/hydraulic_fracturing_101#.UtwVt2Tv7R0
- ECOPETROL. (2008). *Tarifas por ductos, poliductos y oleoductos*. Bogotá: ECOPETROL S.A. Vicepresidencia de transportes.
- ECOPETROL. 2013. *Bases de datos 1*. Vicepresidencia de transportes. Datos actualizados a Julio de 2013.
- ECOPETROL. *Refinación*. Visto el 25 de enero de 2014, de Ecopetrol web site:
<http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=46&conID=37668>
- ECOPETROL. *El petróleo y su mundo: Proceso de refinación*. Visto el 26 de enero de 2014, from Página web Ecopetrol:
<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/refinacion2.htm>
- Ecopetrol. (n.d.). *Precios vigentes*. Visto el 25 de Enero de 2014, from Ecopetrol Web Site:
<http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=192&conID=36336&pagID=128026>
- ESCUDERO, L., QUINTANA, F. J., & SALMERÓN, J. (1998, Junio 1). CORO, a modeling and an algorithmic framework for oil supply, transformation and distribution optimization under uncertainty . *European Journal of Operational Research* , 638-656.
- FATTOUH, B. (2008). *The Dynamics of Crude Oil Price Differentials*. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies.
- Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia. (n.d.). *Biocombustibles hoy No. 100*. Retrieved Enero 25, 2014, from Fedebiocombustibles:
<http://www.fedebiocombustibles.com/v3/nota-web-id-1626.htm>
- GONZALEZ FERNANDES, M. (2013). *Optimización de un modelo de cadena de suministro en el sector de hidrocarburos mediante programación lineal estocástica*. Bogotá: Proyecto de grado.
- GUAJARDO, M., KYLINGER, M., & RONNQVIST, M. (2013). Speciality oils supply chain optimization: From a decoupled to an integrated planning approach. *European Journal of Operational Research* , 540-551.
- LAFTAH, Z., AZIZ, T. A., & BOGLE, I. (2007). Identifying Added Value in Integrated Oil Supply Chain Companies - a Case Study. *Computer Aided Chemical Engineering* , 769-774.

- NEIRO, S. M., & PINTO, J. M. (2004). A general modeling framework for the operational planning of petroleum supply chains. *Computers and Chemical Engineering* , 871-896.
- Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA). (n.d.). *Transporte de hidrocarburos*. Retrieved Enero 19, 2014, from Página Web PDVSA: http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespectostecnicos/transporte/transporte_hidro.html
- Portafolio. (2010, Enero 27). En febrero subirá el precio de combustibles por alza en el petróleo. *Portafolio* .
- PRAWDA WITENBERG, J. (1980). *Métodos y modelos de investigación de operaciones* (Vol. 2). México D.F.: Editorial Limusa.
- RAMOS, A., & CERISOLA, S. (2010). *Optimización Estocástica*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.
- RAMOS, A., ALONSO-AYUSO, A., & PEREZ, G. (2008). *Optimización bajo incertidumbre*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.
- Razon Pública. (2013, Septiembre 13). ¿Por qué cuesta tanto la gasolina y como hacerla más barata? *Razón Pública* .
- RESVISTA SEMANA. (2014, Abril). *La cruda realidad del precio de la gasolina*. Retrieved Abril 26, 2014, from Semana sección Economía: <http://m.semana.com/economia/articulo/la-cruda-realidad-del-precio-gasolina/255979-3>
- RIBAS, G., LEIRAS, A., & HAMACHER, S. (2011, Agosto). Tactical planning of the oil supply chain: Optimization under uncertainty. *Simposio Brasileiro de Pesquisa Operacional* , 1-12.
- SINHA, A., ADITYA, H., & CHAN, F. (2010). Agent oriented petroleum supply chain coordination: Co-evolutionary Particle Swarm Optimization based approach. *Expert Systems with Applications* , 38, 6132-6145.
- UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. (2013, Octubre 21). *Agencia de noticias*. Retrieved Abril 26, 2014, from Agencia de noticias UN: <http://www.agenciadenoticias.unal.edu.co/ndetalle/article/dinamica-del-costo-de-la-gasolina-en-colombia.html>
- U.S. Energy Information Administration . (2014). An analysis of 7 factors that influence oil markets, with chart data updated monthly and quarterly . *What drives crude oil prices?* Washington : EIA.
- URIBE GIL, J. M., & ULLOA VILLEGAS, I. M. (2011). *Otro país exportador neto de petróleo y sus reacciones macroeconómicas ante cambios del precio: Colombia*. Cali: Cidse - Facultad de Ciencias Sociales y Económicas.
- XIE, Y., LU, W., WANG, W., & QUADRIFOGLIO, L. (2012). A multimodal location and routing model for hazardous materials transportation. *Journal of Hazardous Materials* , 135-141.
- ZANJANI, M. K., NOURELFATH, M., & AIT-KADI, D. (2009). A Multi-Stage Stochastic Programming Approach for Production Planning with Uncertainty in the Quality of Raw Materials and Demand. *Research Centre on Enterprise Networks, Logistics and Transportation* , 1-24.

ANEXOS

ANEXO 1: MAPA REDES OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS COLOMBIA



Fuente: Base de datos Ecopetrol, Configuración, Vice presidencia de transportes. 2013.
 (Para observar mapa con más detalle, se puede observar el archivo "Red hidrocarburos Colombia" en el CD adjunto)

ANEXO 2: PRODUCCIÓN HIDROCARBUROS POR NODOS CON DATOS REALES, PARA JUNIO, JULIO Y AGOSTO 2013

Nodo 1: Caño Limon					
Campos produccion (nombres de crudos)	jun-13	jul-13	ago-13	Grados API	Tipo de crudo
RONDON-CALAMARO(P.E)	0	0	0	30	Intermedio
RONDON-CALAMARO	0	0	0	30	Intermedio
CHIPIRON-CHIPIRON-T(P.E.)	0	0	0	30	Intermedio
RONDON-CAÑO RONDON ESTE(P.E.)	0	0	0	30	Intermedio
CHIPIRON-CHIPIRON	2910	2823	2738	30	Intermedio
CRAVO NORTE - CAÑO LIMON	36332	36469	36984	30	Intermedio
CRAVO NORTE - REDONDO	940	931	921	30	Intermedio
CRAVO NORTE - CAÑO YARUMAL	6650	6484	6322	30	Intermedio
CRAVO NORTE - REDONDO ESTE	69	68	68	30	Intermedio
CRAVO NORTE - TONINA	0	0	0	30	Intermedio
CHIPIRON - MATANEGRA OESTE (S.R)	21	21	21	30	Intermedio
OPERACION DIRECTA - ARAUCA	252	254	252	30	Intermedio
CHIPIRON - PASTORA (S.R)	30	29	29	30	Intermedio
RONDON - CAÑO RONDON (S.R)	0	0	0	30	Intermedio
RONDON - CARICARE	10011	9411	8846	30	Intermedio
CHIPIRON - JIBA	23	22	22	30	Intermedio
CHIPIRON - ARAGUATO	213	207	201	30	Intermedio
CHIPIRON - JIBA	0	0	0	30	Intermedio
COSECHA - COSECHA G	1413	1357	1303	30	Intermedio
COSECHA - CANAGUEY	3325	3159	3001	30	Intermedio
RONDON-CAÑO RONDON	7412	7841	7929	30	Intermedio
SIRIRI-GIBRALTAR	0	0	0	30	Intermedio
CHIPIRON-JIBA UNIFICADO	360	352	345	30	Intermedio
COSECHA-MORROCOY	535	508	483	30	Intermedio

Nodo 2: Ayacucho					
Campos produccion (nombres de crudos)	jun-13	jul-13	ago-13	Grados API	Tipo de crudo
TISQUIRAMA-QUERUBIN	163	160	158	22.2	Pesado
TISQUIRAMA - LOS ANGELES	1343	1334	1325	13.3	Pesado
TISQUIRAMA - SANTA LUCIA	406	403	400	18.6	Pesado
BOLIVAR - CATALINA (S.R)	33	32	32	13.3	Pesado
LEBRIJA - DOÑA MARIA (S.R)	31	31	31	25.9	Intermedio
OPERACION DIRECTA - TISQUIRAMA	974	960	947	22.2	Pesado
OPERACION DIRECTA - SAN ROQUE	1127	1315	1546	22.7	Intermedio
OPERACION DIRECTA - EL DIFICIL	0	0	0	24.3	Intermedio
BOCACHICO - TORCAZ (S.R)	0	0	0	20.4	Pesado
PAVAS-CACHIRA - PAVAS	19	18	18	18.6	Pesado
BARRANCA LEBRIJA - BARRANCA LEBRIJA	13	12	12	22.7	Intermedio
PAVAS-CACHIRA - CACHIRA	49	48	48	20.7	Pesado
TOCA - TOCA	51	50	50	22	Pesado
OPERACION DIRECTA - BOQUETE	0	0	0	42.1	Ligero
OPERACION DIRECTA - CICUCO	699	696	692	42.1	Ligero

Nodo 3: Apiay, Castilla, Rubiales, Araguaey					
Campos produccion (nombres de crudos)	jun-13	jul-13	ago-13	Grados API	Tipo de crudo
OPERACION DIRECTA - GAVAN	2424	2534	3141	21	Pesado
OPERACION DIRECTA P.I - APIAY	4388	4201	4090	21	Pesado
OPERACION DIRECTA P.I - APIAY ESTE	233	224	215	12.8	Pesado
OPERACION DIRECTA P.I - GUATIQUEIA	2805	2817	2698	19.1	Pesado
OPERACION DIRECTA - APIAY T2	2845	2764	3096	7.3	Pesado
OPERACION DIRECTA - GUATIQUEIA T2	1738	1656	1580	7.3	Pesado
OPERACION DIRECTA - GAVAN T2	439	421	404	7.3	Pesado
OPERACION DIRECTA - APIAY ESTE T2	74	71	68	7.3	Pesado
OPERACION DIRECTA-SAURIO T2	131	126	120	7.3	Pesado
OPERACION DIRECTA - LIBERTAD	106	100	96	32.5	Ligero
OPERACION DIRECTA P.I - LIBERTAD NORTE	31	41	131	28.7	Intermedio
OPERACION DIRECTA - LIBERTAD NORTE T2	80	78	76	7.3	Pesado
OPERACION DIRECTA - AUSTRAL	0	0	0	21	Pesado
OPERACION DIRECTA P.I - SURIA	3473	3333	3180	28.7	Intermedio
OPERACION DIRECTA P.I - GUAYURIBA	41	39	38	28.7	Intermedio
OPERACION DIRECTA P.I - POMPEYA	13	13	12	32.9	Ligero
OPERACION DIRECTA P.I - SURIA SUR	1795	1777	1965	28.7	Intermedio
OPERACION DIRECTA - LA REFORMA T2	128	127	125	21.2	Pesado
OPERACION DIRECTA - SURIA T2	2256	2145	2040	7.3	Pesado
OPERACION DIRECTA - SURIA SUR T2	494	478	462	7.3	Pesado
OPERACION DIRECTA - VALDIVIA	267	265	262	22.2	Pesado
OPERACION DIRECTA - ALMAGRO	500	485	471	22.2	Pesado
PRODUCCION CON RIESGO - CAMOA	44	42	41	18.3	Pesado
OPERACION DIRECTA P.I - CASTILLA NORTE	56429	59271	63339	10.7	Pesado
OPERACION DIRECTA P.I - CASTILLA	64564	65548	67149	12.8	Pesado
OPERACION DIRECTA P.I - CASTILLA ESTE	424	398	407	12.8	Pesado
OPERACION DIRECTA - CASTILLA T2	23	23	27	12.6	Pesado
OPERACION DIRECTA - CASTILLA NORTE T2	0	0	0	11.2	Pesado
CAÑO SUR-MITO (P.E)	796	873	1091	12.9	Pesado
CAÑO SUR-FAUNO(P.E)	0	0	0	13.4	Pesado
CAÑO SUR-CAÑO SUR ESTE(P.E)	0	0	0	12.8	Pesado
QUIFA-CAJUA	4006	4284	5194	12.9	Pesado
PIRIRI - RUBIALES	50925	50407	50717	12.9	Pesado
RUBIALES - RUBIALES	159147	159711	159453	12.9	Pesado
QUIFA-QUIFA	53766	53230	52448	12.9	Pesado
GUACHIRIA-GUAHIBOS	133	127	123	39.5	Ligero
CAMPO RICO-LOS POTROS	70	63	56	35.5	Ligero
CAMPO RICO-ACACIAS	160	153	148	16.4	Pesado
OPERACION DIRECTA P.I - RANCHO HERMOSO	0	0	0	34.6	Ligero
PRODUCCION CON RIESGO - ENTRERRIOS MIRA	146	145	143	16.1	Pesado
TAPIR - MATEGUAFA (S.R)	18	18	17	17.2	Pesado
CAMPO RICO - CAMPO RICO	560	550	539	16.4	Pesado
PRODUCCION CON RIESGO - ENTRERRIOS UBAC	25	24	24	16.1	Pesado
CAMPO RICO - CENTAURO SUR	142	139	136	16.1	Pesado
AP CASANARE - RANCHO HERMOSO - RANCHO H	7453	6787	6293	34.6	Ligero
GUACHIRIA-PRIMAVERA (P.E)	77	76	74	44.1	Ligero
GUACHIRIA-LOS ACEITES (P.E)	360	341	323	44.1	Ligero
CAMPO RICO-VIGIA	450	432	415	21.6	Pesado
CAMPO RICO-LOS POTROS(P.E)	0	0	0	22.5	Intermedio
COROCORA-COREN	144	141	138	35.5	Ligero
CASANARE-LA GLORIA NORTE(P.E)	0	0	0	15.9	Pesado
OROCUE - GUARILAQUE	1760	1732	1697	25.3	Intermedio
CASANARE - LA GLORIA NORTE	279	268	258	16.1	Pesado
CASANARE - LA GLORIA	2346	2594	2619	16.1	Pesado
CASANARE - LA FLORA	353	349	344	33.3	Ligero
CASANARE - MORICHAL	1844	1757	1658	39.2	Ligero
CASANARE - TOCARIÁ	480	470	450	34.6	Ligero
CASANARE - BARQUERENA	261	259	256	32.5	Ligero
CASANARE - CAÑO GARZA NORTE	459	454	450	34.1	Ligero
CASANARE - CAÑO GARZA ESTE	109	107	105	30	Intermedio
CASANARE - CAÑO GARZA	86	76	70	31.2	Ligero
CASANARE - CRAVO SUR	0	0	0	32.1	Ligero
COROCORA - CAÑO DUJA	74	72	71	25.6	Intermedio
ESTERO - TOROS	99	96	93	32	Ligero
ESTERO - ABEJAS	245	240	235	35.5	Ligero
ESTERO - CHAPARRITO	196	192	188	35.5	Ligero
ESTERO - GUANAPALO	106	102	98	25.3	Intermedio
GARCERO - GUASAR	722	709	696	25.3	Intermedio
GARCERO - JORDAN	693	675	661	27.4	Intermedio
GARCERO - PARAVARE	284	278	277	25.3	Intermedio
GARCERO - PALMARITO	298	292	286	35.5	Ligero
GARCERO - SIRENAS	42	40	40	35.5	Ligero
GARCERO - SARDINAS	910	886	863	25.3	Intermedio
CASANARE - CRAVO ESTE	538	518	498	32.1	Ligero
GARCERO - JORDAN NORTE	0	0	0	24.4	Intermedio
YALEA - TRINIDAD	1331	1291	1252	31.3	Ligero
COROCORA - CAÑO GANDUL	328	323	318	35.5	Ligero
COROCORA - COROCORA	744	730	716	35.5	Ligero
COROCORA - REMACHE SUR	350	343	336	35.5	Ligero
GARCERO - PIRITO	43	42	42	25.3	Intermedio
COROCORA - REMACHE NORTE	830	813	797	35.5	Ligero
GARCERO -CANDALAY	18	18	18	24.8	Intermedio
GARCERO - JORDAN ESTE	0	0	0	25.2	Intermedio
GARCERO - JORCAN (S.R)	17	16	16	25.4	Intermedio
PIEDEMONTÉ-FLOREÑA MIRADOR	0	0	0	25.9	Intermedio
PIEDEMONTÉ - FLOREÑA	6438	8247	8106	49.1	Ligero
PIEDEMONTÉ - PAUTO	21204	16289	16315	49.1	Ligero
PIEDEMONTÉ - PAUTO SUR (P.E)	0	0	0	38.9	Ligero
RECETOR - DELE	0	0	0	49	Ligero
PIEDEMONTÉ-FLOREÑA (PE)	0	0	0	40.7	Ligero

Nodo 4: Vasconia y Tenay					
Campos produccion (nombres de crudos)	jun-13	jul-13	ago-13	Grados API	Tipo de crudo
PALAGUA-CAIPAL CPI - CAIPAL	476	476	475	14.8	Pesado
LAS QUINCHAS - ACACIA	0	0	0	23.2	Intermedio
PALAGUA-CAIPAL CPI - PALAGUA	5827	5822	5817	14.8	Pesado
OPERACION DIRECTA-TOTARE	80	78	77	22.9	Intermedio
OPERACION DIRECTA-TOQUI TOQUI	678	669	660	22.9	Intermedio
OPERACION DIRECTA-PULI	149	147	145	32.2	Ligero
PULI - PULI (S.R)	0	0	0	28.3	Intermedio
RIO OPIA - RIO OPIA	75	73	70	22.9	Intermedio
AMBROSIA - AMBROSIA	38	37	37	20	Pesado
MANA - MANA	1065	1273	1479	22.9	Intermedio
NARE - NARE	297	301	298	12.3	Pesado
NARE - BAJO RIO	3536	3851	3813	12.3	Pesado
OPERACION DIRECTA-AREA TECA-COCORNA	1396	1424	1509	12.3	Pesado
OPERACION DIRECTA-TECA	0	0	0	12	Pesado
OPERACION DIRECTA-YAGUARA	2445	2431	2416	22.0	Pesado
OPERACION DIRECTA-SAN FRANCISCO	6472	6433	6423	26.6	Intermedio
OPERACION DIRECTA-BALCON	1880	1868	1857	32.7	Ligero
RIO PAEZ - LA HOCHA-1 (S.R)	1376	1498	1468	16.3	Pesado
SAN JACINTO - CAÑADA NORTE	2818	2928	2969	20.1	Pesado
OPERACION DIRECTA-RIO CEIBAS	1530	1507	1484	25.3	Intermedio
OPERACION DIRECTA-ESPINO	19	18	18	11.3	Pesado
BLOQUE TELLO - TELLO	5118	5087	5057	19.7	Pesado
BLOQUE TELLO - LA JAGUA	50	49	49	19.7	Pesado
OPERACION DIRECTA-PALERMO	211	209	208	16.5	Pesado
OPERACION DIRECTA - PIJAO	314	312	310	22.2	Pesado
OPERACION DIRECTA - LOMA LARGA	442	436	429	20.8	Pesado
OPERACION DIRECTA P.I - DINA CRETACEO	554	550	547	22.2	Pesado
OPERACION DIRECTA P.I - CEBU	280	279	277	20.0	Pesado
OPERACION DIRECTA P.I - BRISAS	273	272	270	22.2	Pesado
OPERACION DIRECTA P.I - PALOGRANDE	1079	1073	1067	20.0	Pesado
OPERACION DIRECTA P.I - SANTA CLARA	1041	1034	1028	16.5	Pesado
OPERACION DIRECTA - TENAY	891	885	880	20.0	Pesado
MATAMBO - GIGANTE	3062	2979	2902	32.7	Ligero
OPERACION DIRECTA - ANDALUCIA SUR	97	96	95	30.8	Intermedio
OPERACION DIRECTA-TEMPRANILLO	366	364	361	29.8	Intermedio
OPERACION DIRECTA-ARRAYAN	2784	2767	2751	29.8	Intermedio
OPERACION DIRECTA-TEMPRANILLO NORTE INF	194	193	192	29.8	Intermedio
NEIVA CPI - DINA TERCIARIO	5598	5565	5531	22.2	Pesado
DINA TERCIARIOS ECP-DINA TERCIARIOS ECP	162	161	160	22.2	Pesado
BUGANVILES-DELTA (S.R)	14	14	13	44.1	Ligero
BOQUERON-GUANDO SOUTH WEST(P.E)	255	239	224	28.4	Intermedio
BOQUERON - GUANDO	12535	12341	12147	27.6	Intermedio
ABANICO - ABANICO-50	1094	1068	1041	22.9	Intermedio
CHIPALO - SAMARKANDA (S.R)	0	0	0	21.3	Pesado
LAS QUINCHAS-BAUL(P.E)	0	0	0	23.4	Intermedio
DINDAL - GUADUAS (S.R)	500	495	490	18.3	Pesado
ESPINAL - PURIFICACION	64	63	62	27.6	Intermedio
ESPINAL - MATACHIN NORTE	6192	5966	5548	27.6	Intermedio
ESPINAL - MATACHIN SUR	1632	1559	1491	27.6	Intermedio
PRODUCCION CON RIESGO - CHENCHE	40	40	40	27.6	Intermedio
ORTEGA CPI-DON PEDRO NORTE CPI	35	35	34	24.5	Intermedio
TOLIMA - RIO SALDAÑA (S.R)	0	0	0	26.0	Intermedio
ORTEGA CPI - ORTEGA	239	237	236	27.6	Intermedio
ORTEGA CPI - PACANDE	764	760	755	27.6	Intermedio
OPERACION DIRECTA - TOLDADO	797	792	788	18.1	Pesado
OPERACION DIRECTA - TOY	157	156	155	18.1	Pesado
OPERACION DIRECTA - QUIMBAYA	250	249	247	18.1	Pesado
TOLIMA - RIO SALDAÑA	418	416	413	26.0	Intermedio

Fuente: Base de datos Ecopetrol, Captura VIT, vice presidencia de transportes. 2013.

ANEXO 3: GRADOS API PARA CAMPOS (CRUDOS) POR NODO

Nodo 1: Caño Limon	Grados API
RONDON-CALAMARO	30
RONDON-CALAMARO	30
CHIPIRON-CHIPIRON	30
RONDON-CANO RONDON	30
CHIPIRON-CHIPIRON	30
CRAVO NORTE - CANO LIMON	30
CRAVO NORTE - REDONDO	30
CRAVO NORTE - CANO YARUMAL	30
CRAVO NORTE - REDONDO ESTE	30
CRAVO NORTE - TONINA	30
CHIPIRON - MATANEGRA OESTE	30
OPERACION DIRECTA - ARAUCA	30
CHIPIRON - PASTORA (S.R)	30
RONDON-CANO RONDON	30
RONDON - CARICARE	30
CHIPIRON - JIBA	30
CHIPIRON - ARAGUATO	30
CHIPIRON - JIBA	30
COSECHA - COSECHA G	30
COSECHA - CANAGUEY	30
RONDON-CANO RONDON	30
SIRIRI-GIBRALTAR	30
CHIPIRON-JIBA UNIFICADO	30
COSECHA-MORROCOY	30

Nodo 2: Ayacucho	Grados API
TISQUIRAMA-QUERUBIN	22.2
TISQUIRAMA - LOS ANGELES	13.3
TISQUIRAMA - SANTA LUCIA	18.6
BOLIVAR - CATALINA (S.R)	13.3
LEBRIJA - DOÑA MARIA (S.R)	25.9
OPERACION DIRECTA - TISQUIRAMA	22.2
OPERACION DIRECTA - SAN ROQUE	22.7
OPERACION DIRECTA - EL DIFICIL	24.3
BOCACHICO - TORCAZ (S.R)	20.4
PAVAS-CACHIRA - PAVAS	18.6
BARRANCA LEBRIJA - BARRANCA LEBRIJA	22.7
PAVAS-CACHIRA - CACHIRA	20.7
TOCA - TOCA	22
OPERACION DIRECTA - BOQUETE	42.1
OPERACION DIRECTA - CICUCO	42.1

Nodo 3: Araguañey, Apiay, Castilla, Rubiales	Grados API
OPERACION DIRECTA - GAVAN	21
OPERACION DIRECTA P.I - APIAY	21
OPERACION DIRECTA P.I - APIAY ESTE	12.8
OPERACION DIRECTA P.I - GUATIQUEIA	19.1
OPERACION DIRECTA - APIAY T2	7.3
OPERACION DIRECTA - GUATIQUEIA T2	7.3
OPERACION DIRECTA - GAVAN T2	7.3
OPERACION DIRECTA - APIAY ESTE T2	7.3
OPERACION DIRECTA-SAURIO T2	7.3
OPERACION DIRECTA - LIBERTAD	32.5
OPERACION DIRECTA P.I - LIBERTAD NORTE	28.7
OPERACION DIRECTA - LIBERTAD NORTE T2	7.3
OPERACION DIRECTA - AUSTRAL	21
OPERACION DIRECTA P.I - SURIA	28.7
OPERACION DIRECTA P.I - GUAYURIBA	28.7
OPERACION DIRECTA P.I - POMPEYA	32.9
OPERACION DIRECTA P.I - SURIA SUR	28.7
OPERACION DIRECTA - LA REFORMA T2	21.2
OPERACION DIRECTA - SURIA T2	7.3
OPERACION DIRECTA - SURIA SUR T2	7.3
OPERACION DIRECTA - VALDIVIA	22.2
OPERACION DIRECTA - ALMAGRO	22.2
PRODUCCION CON RIESGO - CAMOA	18.3
OPERACION DIRECTA P.I - CASTILLA NORTE	10.7
OPERACION DIRECTA P.I - CASTILLA	12.8
OPERACION DIRECTA P.I - CASTILLA ESTE	12.8
OPERACION DIRECTA - CASTILLA T2	12.6
OPERACION DIRECTA - CASTILLA NORTE T2	11.2
CAÑO SUR-MITO (P.E)	12.9
CAÑO SUR-FAUNO(P.E)	13.4
CAÑO SUR-CAÑO SUR ESTE(P.E)	12.8
QUIFA-CAJUA	12.9
PIRIRI - RUBIALES	12.9
RUBIALES - RUBIALES	12.9
QUIFA-QUIFA	12.9
GUACHIRIA-GUAHIBOS	39.5
CAMPO RICO-LOS POTROS	35.5
CAMPO RICO-ACACIAS	16.4
OPERACION DIRECTA P.I - RANCHO HERMOSO	34.6
PRODUCCION CON RIESGO - ENTRERRIOS MIRADOR	16.1
TAPIR - MATEGUAFA (S.R)	17.2
CAMPO RICO - CAMPO RICO	16.4
PRODUCCION CON RIESGO - ENTRERRIOS UBAQUE	16.1
CAMPO RICO - CENTAURO SUR	16.1
AP CASANARE - RANCHO HERMOSO - RANCHO HERMOSO	34.6
GUACHIRIA-PRIMAVERA (P.E)	44.1
GUACHIRIA-LOS ACEITES (P.E)	44.1
CAMPO RICO-VIGIA	21.6
CAMPO RICO-LOS POTROS(P.E)	22.5
COROCORA-COREN	35.5
CASANARE-LA GLORIA NORTE(P.E)	15.9
OROCUE - GUARILAQUE	25.3
CASANARE - LA GLORIA NORTE	16.1
CASANARE - LA GLORIA	16.1
CASANARE - LA FLORA	33.3
CASANARE - MORICHAL	39.2
CASANARE - TOCARIA	34.6
CASANARE - BARQUERENA	32.5
CASANARE - CAÑO GARZA NORTE	34.1
CASANARE - CAÑO GARZA ESTE	30
CASANARE - CAÑO GARZA	31.2
CASANARE - CRAVO SUR	32.1
COROCORA - CAÑO DUYA	25.6
ESTERO - TOROS	32
ESTERO - ABEJAS	35.5
ESTERO - CHAPARRITO	35.5
ESTERO - GUANAPALO	25.3
GARCERO - GUASAR	25.3
GARCERO - JORDAN	27.4
GARCERO - PARAVARE	25.3
GARCERO - PALMARITO	35.5
GARCERO - SIRENAS	35.5
GARCERO - SARDINAS	25.3
CASANARE - CRAVO ESTE	32.1
GARCERO - JORDAN NORTE	24.4
YALEA - TRINIDAD	31.3
COROCORA - CAÑO GANDUL	35.5
COROCORA - COROCORA	35.5
COROCORA - REMACHE SUR	35.5
GARCERO - PIRITO	25.3
COROCORA - REMACHE NORTE	35.5
GARCERO - CANDALAY	24.8
GARCERO - JORDAN ESTE	25.2
GARCERO - JORCAN (S.R)	25.4
PIEDEMONTE-FLOREÑA MIRADOR	25.9
PIEDEMONTE - FLORENA	49.1
PIEDEMONTE - PAUTO	49.1
PIEDEMONTE - PAUTO SUR (P.E)	38.9
RECETOR - DELE	49
PIEDEMONTE-FLOREÑA (PE)	40.7

Nodo 4: Vasconia	Grados API
PALAGUA-CAIPAL CPI - CAIPAL	14.8
LAS QUINCHAS - ACACIA	23.2
PALAGUA-CAIPAL CPI - PALAGUA	14.8
OPERACION DIRECTA-TOTARE	22.9
OPERACION DIRECTA-TOQUI TOQUI	22.9
OPERACION DIRECTA-PULI	32.2
PULI - PULI (S.R)	28.3
RIO OPIA - RIO OPIA	22.9
AMBROSIA - AMBROSIA	20
MANA - MANA	22.9
NARE - NARE	12.3
NARE - BAJO RIO	12.3
OPERACION DIRECTA-AREA TECA-COCORNA	12.3
OPERACION DIRECTA-TECA	12
OPERACION DIRECTA-YAGUARA	22
OPERACION DIRECTA-SAN FRANCISCO	26.6
OPERACION DIRECTA-BALCON	32.7
RIO PAEZ - LA HOCHA-1 (S.R)	16.3
SAN JACINTO - CAÑADA NORTE	20.1
OPERACION DIRECTA-RIO CEIBAS	25.3
OPERACION DIRECTA-ESPINO	11.3
BLOQUE TELLO - TELLO	19.7
BLOQUE TELLO - LA JAGUA	19.7
OPERACION DIRECTA-PALERMO	16.5
OPERACION DIRECTA - PIJAO	22.2
OPERACION DIRECTA - LOMA LARGA	20.8
OPERACION DIRECTA P.I - DINA CRETACEO	22.2
OPERACION DIRECTA P.I - CEBU	20
OPERACION DIRECTA P.I - BRISAS	22.2
OPERACION DIRECTA P.I - PALOGRANDE	20
OPERACION DIRECTA P.I - SANTA CLARA	16.5
OPERACION DIRECTA - TENAY	20
MATAMBO - GIGANTE	32.7
OPERACION DIRECTA - ANDALUCIA SUR	30.8
OPERACION DIRECTA-TEMPRANILLO	29.8
OPERACION DIRECTA-ARRAYAN	29.8
OPERACION DIRECTA-TEMPRANILLO NORTE INFERIOR	29.8
NEIVA CPI - DINA TERCARIO	22.2
DINA TERCARIOS ECP-DINA TERCARIOS ECP	22.2
BUGANVILES-DELTA (S.R)	44.1
BOQUERON-GUANDO SOUTH WEST(P.E)	28.4
BOQUERON - GUANDO	27.6
ABANICO - ABANICO-50	22.9
CHIPALO - SAMARKANDA (S.R)	21.3
LAS QUINCHAS-BAUL(P.E)	23.4
DINDAL - GUADUAS (S.R)	18.3
ESPINAL - PURIFICACION	27.6
ESPINAL - MATACHIN NORTE	27.6
ESPINAL - MATACHIN SUR	27.6
PRODUCCION CON RIESGO - CHENCHE	27.6
ORTEGA CPI-DON PEDRO NORTE CPI	24.5
TOLIMA - RIO SALDAÑA (S.R)	26
ORTEGA CPI - ORTEGA	27.6
ORTEGA CPI - PACANDE	27.6
OPERACION DIRECTA - TOLDADO	18.1
OPERACION DIRECTA - TOY	18.1
OPERACION DIRECTA - QUIMBAYA	18.1
TOLIMA - RIO SALDAÑA	26

Fuente: Base de datos Ecopetrol, Prop Calidad Campos CP, vice presidencia de transportes. 2013.

ANEXO 4: DEMANDA PRODUCTOS REFINADOS PARA DISTINTOS CENTROS DE DISTRIBUCIÓN (MES A MES)

ENERO:

SISTEMA		GMR	GPR	JET	K	B2	B2E	B100	B4	B2EI	TOTAL
AYACUCHO - REF	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11642
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	375
BARRANQUILLA	Diario	0	0	7605	0	0	0	0	0	0	7605
	Acumulado	33339	6107	143446	0	0	0	132497	0	0	315389
BELMONTE	Promedio	1075	197	4626	0	0	0	4275	0	0	10173
	Diario	2881	0	0	0	0	0	0	0	0	2881
BUCARAMANGA	Acumulado	31946	0	0	949	29461	0	0	0	0	62356
	Promedio	1030	0	0	31	951	0	0	0	0	2012
BUENAVENTURA	Diario	1253	0	0	0	0	0	0	0	0	11163
	Acumulado	115421	11891	0	0	133255	0	0	0	0	311289
BUGA	Promedio	3723	383	0	0	4296	0	0	0	0	10039
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	245
CARTAGO	Acumulado	0	0	0	0	23000	0	0	0	0	27616
	Promedio	0	0	0	0	742	0	0	0	0	890
CONSORCIO	Diario	0	0	0	0	9901	0	0	0	0	9901
	Acumulado	23187	0	0	0	55280	0	0	0	0	78467
DORADA	Promedio	750	0	0	0	1783	0	0	0	0	2533
	Diario	811	0	0	0	6200	0	0	0	0	7011
GALAPA	Acumulado	65212	2742	0	0	87988	0	0	0	0	161596
	Promedio	2102	88	0	0	2836	0	0	0	0	5208
GIRARDOTA	Diario	3699	0	9252	0	7454	2192	0	0	0	22597
	Acumulado	338140	6020	40966	0	328160	96485	0	0	0	809771
LIZAMA	Promedio	10910	195	1321	0	10585	3112	0	0	0	26123
	Diario	0	0	0	0	13313	0	0	0	0	13313
LA PINTADA	Promedio	0	0	0	0	430	0	0	0	0	430
	Acumulado	64603	4599	0	0	0	0	79904	0	0	149106
GUALANDAY	Promedio	2085	149	0	0	0	0	2577	0	0	4811
	Diario	2997	0	0	0	0	0	0	0	0	2997
GIRARDOTA	Acumulado	46435	2533	0	0	0	53953	0	0	0	102921
	Promedio	1498	82	0	0	0	1739	0	0	0	3319
GUALANDAY	Diario	2484	0	0	0	7759	0	0	0	0	10243
	Acumulado	79127	3531	0	0	116724	0	0	0	0	199382
LA PINTADA	Promedio	2549	113	0	0	3769	0	0	0	0	6431
	Diario	0	0	0	0	989	0	0	0	0	989
LIZAMA	Acumulado	9078	0	0	0	15261	0	0	0	0	24339
	Promedio	294	0	0	0	493	0	0	0	0	787
MANIZALES	Diario	1110	0	0	0	10459	0	0	0	0	11569
	Acumulado	56213	0	0	0	183323	0	0	0	0	239536
MANSILLA	Promedio	1813	0	0	0	5913	0	0	0	0	7726
	Diario	1297	0	0	0	0	0	0	0	0	1297
MEDELLIN	Acumulado	26691	0	0	0	20953	0	0	0	0	65969
	Promedio	882	0	0	0	675	0	0	0	0	2128
MANSILLA	Diario	0	0	9115	0	0	0	0	0	0	9115
	Acumulado	0	0	224914	0	0	0	0	0	0	235656
MEDELLIN	Promedio	0	0	7255	0	0	0	0	0	0	7601
	Diario	8917	0	0	0	0	3561	0	0	0	12478
MULALO	Acumulado	282650	25848	42114	0	193875	0	0	0	0	544487
	Promedio	9117	833	1358	0	6254	0	0	0	0	17562
NEIVA	Diario	5501	0	0	0	0	0	0	0	0	5501
	Acumulado	84823	1528	48192	0	66244	0	0	0	0	200787
PEREIRA	Promedio	2736	49	1555	0	2135	0	0	0	0	6475
	Diario	218	0	0	0	10961	0	0	0	0	11179
POZOS COLORADOS	Acumulado	100637	3897	0	0	117123	0	0	0	0	221657
	Promedio	3246	125	0	0	3780	0	0	0	0	7151
PTO BERRIO	Diario	4717	0	0	0	0	0	0	0	0	4717
	Acumulado	59899	4382	0	723	51373	0	0	0	0	122990
RIO SOGAMOSO	Promedio	1931	142	0	23	1658	0	0	0	0	3968
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	3821	13948
SALGAR	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	11774	378879
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	3607	12226
PUENTE ARANDA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	16919	0	0	0	23192	0	0	0	0	40111
RIO SOGAMOSO	Promedio	546	0	0	0	746	0	0	0	0	1292
	Diario	2620	1024	0	0	12717	33520	0	0	0	49881
SALGAR	Acumulado	477107	18088	166633	0	226312	241440	0	0	0	1129580
	Promedio	15390	583	5375	0	7300	7787	0	0	0	36435
SEBASTOPOL	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	1504	0	0	0	9300	0	0	0	0	10804
TERPEL MARIQUITA	Promedio	48	0	0	0	300	0	0	0	0	348
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5951
YUMBO	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	88940
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2870
YUMBO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	499
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9288
YUMBO	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300
	Diario	2947	0	0	0	25	0	0	0	0	2972
YUMBO	Acumulado	31111	0	0	0	38091	0	0	0	0	69202
	Promedio	1004	0	0	0	1231	0	0	0	0	2235
TOTAL	Diario	15250	0	0	0	18354	0	0	0	0	33604
	Acumulado	206154	3243	8773	2114	189139	0	0	0	0	458990
TOTAL	Promedio	6651	105	283	69	6099	0	0	0	0	14806
	Diario	56702	1024	25972	0	84819	39273	0	0	3821	238343
TOTAL	Acumulado	2150196	94409	675038	3786	1727492	585753	0	212401	111774	6084063
	Promedio	69360	3044	21773	123	55722	18892	0	6852	3607	196254

FEBRERO:

SISTEMA		GMR	GPR	JET	K	B2	B2E	B100	B4	B2EI	TOTAL
AYACUCHO - REF	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQUILLA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	28056	2524	107453	0	0	0	0	128845	0	264878
BELMONTE	Promedio	1002	90	3839	0	0	0	0	4531	0	9462
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUCARAMANGA	Acumulado	28667	0	0	0	24187	0	0	0	0	52854
	Promedio	1024	0	0	0	865	0	0	0	0	1889
BUENAVENTURA	Diario	2848	0	0	0	0	0	0	0	0	2848
	Acumulado	96418	5665	0	0	132430	0	0	0	0	234513
BUGA	Promedio	3444	202	0	0	4730	0	0	0	0	8376
	Diario	0	0	0	0	3000	0	0	0	0	3000
CARTAGO	Acumulado	0	0	0	0	23000	0	0	0	0	23000
	Promedio	0	0	0	0	821	0	0	0	0	821
CONSORCIO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	291039	9391	26716	0	381332	115622	0	0	0	824300
DORADA	Promedio	10395	335	953	0	13616	4136	0	0	0	29437
	Diario	7258	0	0	0	11812	0	0	0	0	19070
GALAPA	Promedio	259	0	0	0	422	0	0	0	0	681
	Acumulado	59017	4299	0	0	0	0	0	73394	0	136710
GIRARDOTA	Promedio	2109	154	0	0	0	0	0	2620	0	4883
	Diario	0	0	0	0	0	6835	0	0	0	6835
GUALANDAY	Acumulado	30875	802	0	0	0	61655	0	0	0	93332
	Promedio	1103	29	0	0	0	2201	0	0	0	3333
LA PINTADA	Diario	3308	763	0	0	187	0	0	0	0	4258
	Acumulado	62926	2857	0	0	100333	0	0	0	0	166116
LIZAMA	Promedio	2249	102	0	0	3583	0	0	0	0	5934
	Diario	0	0	0	0	1089	0	0	0	0	1089
MANIZALES	Acumulado	8415	0	0	0	13974	0	0	0	0	22389
	Promedio	300	0	0	0	499	0	0	0	0	799
MANSILLA	Diario	0	0	0	0	12520	0	0	0	0	12520
	Acumulado	51580	0	0	0	238616	0	0	0	0	290196
MEDELLIN	Promedio	1844	0	0	0	8520	0	0	0	0	10364
	Diario	0	0	0	0	533	0	0	0	0	533
MULALO	Acumulado	21054	0	0	0	13997	0	0	0	0	35051
	Promedio	754	0	0	0	502	0	0	0	0	1256
NEIVA	Diario	0	0	9817	0	0	0	0	0	0	9817
	Acumulado	0	0	189389	0	3412	0	0	0	0	192801
PEREIRA	Promedio	0	0	6764	0	122	0	0	0	0	6886
	Diario	2621	0	8372	0	0	17059	0	0	0	28052
POZOS COLORADOS	Acumulado	220908	27545	66901	0	0	235577	0	0	0	550931
	Promedio	7889	985	2388	0	0	8415	0	0	0	19677
PTO BERRIO	Diario	4955	0	0	0	4152	0	0	0	0	9107
	Acumulado	98369	2678	38465	0	67073	0	0	0	0	206585
RIO SOGAMOSO	Promedio	3514	96	1375	0	2397	0	0	0	0	7382
	Diario	5943	0	0	0	0	0	0	0	0	5943
SALGAR	Acumulado	92247	1488	0	0	101206	0	0	0	0	194941
	Promedio	3297	54	0	0	3616	0	0	0	0	6969
SEBASTOPOL	Diario	4	0	0	0	29	0	0	0	0	33
	Acumulado	42880	2618	0	1005	42759	0	0	0	0	89063
TERPEL MARIQUITA	Promedio	1525	94	0	36	1527	0	0	0	0	3182
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	3272	0	3272
YUMBO	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	96204	0	96204
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	3434	0	3434
BARRANQUILLA	Diario	3252	0	0	0	0	0	0	0	0	3252
	Acumulado	14325	0	0	0	31452	0	0	0	0	45777
BUENAVENTURA	Promedio	512	0	0	0	1124	0	0	0	0	1636
	Diario	25295	0	0	0	16732	4002	0	0	0	46029
BUENAVENTURA	Acumulado	432378	16953	126046	0	231572	231548	0	0	0	1038497
	Promedio	15443	604	4502	0	8271	8269	0	0	0	37089
BUENAVENTURA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	6132	0	0	0	15323	0	0	0	0	21455
BUENAVENTURA	Promedio	219	0	0	0	548	0	0	0	0	767
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUENAVENTURA	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUENAVENTURA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUENAVENTURA	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Diario	26	0	0	0	5919	0	0	0	0	5945
BUENAVENTURA	Acumulado	19949	0	0	0	37020	0	0	0	0	56969
	Promedio	713	0	0	0	1324	0	0	0	0	2037
BUENAVENTURA	Diario	3569	0	0	0	0	0	0	0	0	3569
	Acumulado	204959	2749	8857	1908	154328	0	0	0	0	372801
BUENAVENTURA	Promedio	7321	98	317	68	9514	0	0	0	0	13318
	Diario	58409	1823	18189	0	74540	27896	0	0	3272	184129
TOTAL	Acumulado	1887685	81675	563827	2914	1723439	644602	0	200239	96204	5200585
	Promedio	67432	2918	20138	104	61562	23021	0	7151	3434	165760

MARZO:

SISTEMA		GMR	GPR	JET	K	B2	B2E	B100	B4	B2E1	TOTAL
AYACUCHO - REF	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQUILLA	Diario										0
	Acumulado	30292	2490	107886	0	0	0	0	129338	0	270006
BELMONTE	Promedio	976	80	3482	0	0	0	0	4173	0	8711
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUARAMANGA	Acumulado	26605	0	0	0	31713	0	0	0	0	58318
	Promedio	858	0	0	0	1022	0	0	0	0	1880
BUENAVENTURA	Diario	8011	0	0	0	5957	0	0	0	0	13968
	Acumulado	131890	10921	0	0	181294	0	0	0	0	324105
BUGA	Promedio	4256	352	0	0	5848	0	0	0	0	10456
	Diario										
CARTAGO	Acumulado	27377	0	0	0	38383	0	0	0	0	65760
	Promedio	884	0	0	0	1238	0	0	0	0	2122
CONSORCIO	Diario	0	0	0	0	2120	0	0	0	0	2120
	Acumulado	18761	0	0	0	56507	0	0	0	0	75268
DORADA	Promedio	605	0	0	0	1823	0	0	0	0	2428
	Diario	1483	0	0	0	2100	0	0	0	0	3583
GALAPA	Acumulado	59245	1183	0	0	86555	0	0	0	0	146983
	Promedio	1912	38	0	0	2791	0	0	0	0	4741
GIRARDOTA	Diario	11498	0	0	0	0	2439	0	0	0	13937
	Acumulado	351203	5744	32276	0	375357	152192	0	0	0	916772
GUALANDAY	Promedio	11327	185	1041	0	12107	4910	0	0	0	29570
	Diario	6344	0	0	0	9407	0	0	0	0	15751
LIZAMA	Acumulado	205	0	0	0	303	0	0	0	0	508
	Promedio	60132	2454	0	0	0	0	0	102949	0	165535
MANIZALES	Diario	1941	79	0	0	0	0	0	3320	0	5340
	Acumulado	27971	2231	0	0	0	51948	0	0	0	82150
MEDELLIN	Promedio	903	71	0	0	0	1674	0	0	0	2648
	Diario	676	0	0	0	0	0	0	0	0	676
MANSILLA	Acumulado	72533	2612	0	0	115278	0	0	0	0	190423
	Promedio	2338	84	0	0	3720	0	0	0	0	6142
MANSILLA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	7904	0	0	0	15477	0	0	0	0	23381
MANSILLA	Promedio	254	0	0	0	459	0	0	0	0	753
	Diario	1176	0	0	0	0	0	0	0	0	1176
MANSILLA	Acumulado	48441	0	0	0	187518	0	0	0	0	235999
	Promedio	1564	0	0	0	6049	0	0	0	0	7613
MANSILLA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	23151	0	0	0	24745	0	0	0	0	47876
MANSILLA	Promedio	745	0	0	0	798	0	0	0	0	1543
	Diario	0	0	6397	0	0	0	0	0	0	6397
MANSILLA	Acumulado	0	0	217319	0	0	0	0	0	0	217319
	Promedio	0	0	7011	0	0	0	0	0	0	7011
MANSILLA	Diario										
	Acumulado	283680	27708	66580	0	0	221293	0	0	0	599261
MANSILLA	Promedio	9151	894	2149	0	0	7141	0	0	0	19335
	Diario	3227	0	0	0	3139	0	0	0	0	6366
MANSILLA	Acumulado	98509	2498	32056	0	73519	0	0	0	0	206582
	Promedio	3178	80	1033	0	2371	0	0	0	0	6682
MANSILLA	Diario	1146	0	0	0	0	0	0	0	0	1146
	Acumulado	94672	3139	0	0	91535	0	0	0	0	189346
MANSILLA	Promedio	3054	101	0	0	2952	0	0	0	0	6107
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MANSILLA	Acumulado	44101	3137	0	1716	56257	0	0	0	0	105211
	Promedio	1421	100	0	55	1814	0	0	0	0	3390
MANSILLA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	1746	1746
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	160715	160715
MANSILLA	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	5184	5184
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MANSILLA	Acumulado	8052	0	0	0	47186	0	0	0	0	55238
	Promedio	260	0	0	0	1522	0	0	0	0	1782
MANSILLA	Diario	21472	0	0	0	6525	7733	0	0	0	35730
	Acumulado	457290	18413	190272	0	235799	216439	0	0	0	1118213
MANSILLA	Promedio	14753	595	6137	0	7607	6982	0	0	0	36074
	Diario	1720	0	0	0	14	0	0	0	0	1734
MANSILLA	Acumulado	7201	0	0	0	28657	0	0	0	0	35858
	Promedio	231	0	0	0	926	0	0	0	0	1157
MANSILLA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MANSILLA	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MANSILLA	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MANSILLA	Diario	0	0	0	0	3951	0	0	0	0	3951
	Acumulado	16058	0	0	0	37220	0	0	0	0	53278
MANSILLA	Promedio	518	0	0	0	1201	0	0	0	0	1719
	Diario	12765	0	0	0	1797	0	0	0	0	14562
MANSILLA	Acumulado	190988	5063	4774	1003	217387	0	0	0	0	419215
	Promedio	6162	163	154	32	7014	0	0	0	0	13525
MANSILLA	Diario	63174	0	6397	0	25603	12135	0	1746	109055	
	Acumulado	2092380	87593	651163	2719	1909794	641872	0	232287	160715	5778523
MANSILLA	Promedio	67496	2822	21007	87	61695	20707	0	7493	5184	186401

ABRIL:

SISTEMA		GMR	GPR	JET	K	B2	BZE	B100	B4	BZEI	TOTAL
AYACUCHO - REF	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQUILLA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	11586	0	11586
	Acumulado	38981	4335	98728	0	0	0	0	127351	0	269395
BELMONTE	Promedio	1300	145	3292	0	0	0	0	4244	0	8981
	Diario	1907	0	0	0	1224	0	0	0	0	3131
BUCARAMANGA	Acumulado	29007	0	0	0	28612	0	0	0	0	57619
	Promedio	969	0	0	0	955	0	0	0	0	1924
BUENAVENTURA	Diario	1884	0	0	0	0	0	0	0	0	1884
	Acumulado	114805	9647	0	0	160861	0	0	0	0	285313
BUGA	Promedio	3826	322	0	0	5361	0	0	0	0	9509
	Diario	0	0	0	0	6000	0	0	0	0	6000
CARTAGO	Acumulado	0	0	0	0	35685	0	0	0	0	35685
	Promedio	0	0	0	0	1190	0	0	0	0	1190
DORADA	Diario	0	0	0	0	1621	0	0	0	0	1621
	Acumulado	19325	0	0	0	48537	0	0	0	0	67862
GIRARDOTA	Promedio	645	0	0	0	1618	0	0	0	0	2263
	Diario	2088	0	0	0	2811	0	0	0	0	4899
CONSORCIO	Acumulado	58378	2383	0	0	78732	0	0	0	0	139493
	Promedio	1949	80	0	0	2626	0	0	0	0	4655
DORADA	Diario	11569	0	0	0	11920	0	0	0	0	23489
	Acumulado	312339	6724	24910	0	361369	108073	0	0	0	813415
GALAPA	Promedio	10409	224	831	0	12046	3602	0	0	0	27112
	Acumulado	0	0	0	0	16338	0	0	0	0	16338
GIRARDOTA	Promedio	0	0	0	0	544	0	0	0	0	544
	Diario	69764	6483	0	0	0	0	0	92660	0	168907
LIZAMA	Promedio	2326	216	0	0	0	0	0	3088	0	5630
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	1656	0	1656
MANIZALES	Acumulado	30007	649	0	0	0	0	0	53040	0	83696
	Promedio	1001	22	0	0	0	0	0	1769	0	2792
MEDELLIN	Diario	2141	0	0	0	0	0	0	0	0	2141
	Acumulado	70068	2924	0	0	119582	0	0	0	0	192574
NEIVA	Promedio	2336	97	0	0	3986	0	0	0	0	6419
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PASTO	Acumulado	7870	0	0	0	18580	0	0	0	0	26450
	Promedio	263	0	0	0	620	0	0	0	0	883
PEREIRA	Diario	0	0	0	0	11404	0	0	0	0	11404
	Acumulado	44888	0	0	0	231886	0	0	0	0	276554
RISARALDA	Promedio	1495	0	0	0	7721	0	0	0	0	9216
	Diario	2000	0	0	0	0	0	0	0	0	2000
SALGAR	Acumulado	26919	0	0	0	24017	0	0	0	0	50936
	Promedio	897	0	0	0	800	0	0	0	0	1697
SANTAFÉ	Diario	0	0	7644	0	0	0	0	0	0	7644
	Acumulado	0	0	220646	0	0	0	0	0	0	220646
TOLIMA	Promedio	0	0	7355	0	0	0	0	0	0	7355
	Diario	12478	0	0	0	0	14038	0	0	0	26516
VALPARAISO	Acumulado	293107	23737	64422	0	0	239073	0	0	0	620339
	Promedio	9770	792	2149	0	0	7968	0	0	0	20679
VILLAVIEJA	Diario	3727	0	0	0	0	0	0	0	0	3727
	Acumulado	114999	2749	43558	0	75146	0	0	0	0	236452
YAMBO	Promedio	3834	91	1453	0	2506	0	0	0	0	7884
	Diario	4757	0	0	0	0	0	0	0	0	4757
ZARAGOZA	Acumulado	97783	3169	0	0	112855	0	0	0	0	213847
	Promedio	3283	105	0	0	3764	0	0	0	0	7132
BARRANQUILLA	Diario	1790	0	0	0	774	0	0	0	0	2564
	Acumulado	55346	2993	0	913	52543	0	0	0	0	111795
BOGOTÁ	Promedio	1845	100	0	30	1752	0	0	0	0	3727
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	4042	4042
CARTAGO	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	123026	123026
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	4103	4103
CARTAGO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	9342	0	0	0	20938	0	0	0	0	30280
CARTAGO	Promedio	312	0	0	0	699	0	0	0	0	1011
	Diario	5745	1940	10807	0	14647	19313	0	0	0	52452
CARTAGO	Acumulado	425996	17675	168495	0	240643	273061	0	0	0	1125870
	Promedio	14200	590	5617	0	8021	9101	0	0	0	37529
CARTAGO	Diario	0	0	0	0	2983	0	0	0	0	2983
	Acumulado	9016	0	0	0	37551	0	0	0	0	46567
CARTAGO	Promedio	299	0	0	0	1252	0	0	0	0	1551
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARTAGO	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARTAGO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARTAGO	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Diario	1968	0	0	0	26	0	0	0	0	1994
CARTAGO	Acumulado	21178	0	0	0	39102	0	0	0	0	60280
	Promedio	707	0	0	0	1304	0	0	0	0	2011
CARTAGO	Diario	5609	2356	0	0	2320	0	0	0	0	10285
	Acumulado	199800	5225	8484	2407	223407	0	0	0	0	439323
CARTAGO	Promedio	6661	175	283	80	7445	0	0	0	0	14644
	Diario	57663	4296	18451	0	55730	35007	0	12134	4042	187323
TOTAL	Acumulado	2048898	88693	629243	3320	1926224	673247	0	220011	123026	5712662
	Promedio	68307	2959	20980	110	64210	22440	0	7332	4103	190441

MAYO:

SISTEMA		GMR	GPR	JET	K	B2	B2E	B100	B4	B2E1	TOTAL
AYACUCHO - REF	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQUILLA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	1791	0	1791
	Acumulado	31991	5317	98624	0	0	0	0	132518	0	268450
BELMONTE	Promedio	1031	172	3181	0	0	0	0	4273	0	8657
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	25917	0	0	844	30939	0	0	0	0	57700
	Promedio	836	0	0	27	958	0	0	0	0	1861
BUCARAMANGA	Diario	2478	0	0	0	6568	0	0	0	0	9046
	Acumulado	100300	4624	0	0	162333	0	0	0	0	267257
BUENAVENTURA	Promedio	3235	149	0	0	5235	0	0	0	0	8619
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	32731	0	0	0	0	32731
	Promedio	0	0	0	0	1056	0	0	0	0	1056
BUGA	Diario	1919	0	0	0	0	0	0	0	0	1919
	Acumulado	20259	0	0	0	49480	0	0	0	0	68739
	Promedio	655	0	0	0	1561	0	0	0	0	2216
	Diario	6966	0	0	0	5114	0	0	0	0	12080
CARTAGO	Acumulado	62949	1056	0	0	84496	0	0	0	0	148501
	Promedio	2030	34	0	0	2725	0	0	0	0	4789
CONSORCIO	Diario	3794	0	0	0	25378	17145	0	0	0	46317
	Acumulado	338575	11070	40673	0	334891	134650	0	0	0	859659
DORADA	Promedio	10526	357	1312	0	10796	4343	0	0	0	27734
	Acumulado	0	0	0	0	25462	0	0	0	0	25462
GALAPA	Promedio	0	0	0	0	821	0	0	0	0	821
	Acumulado	63445	4978	0	0	0	0	0	84832	0	153255
GIRARDOTA	Promedio	2045	161	0	0	0	0	0	2738	0	4944
	Diario	2001	0	0	0	0	0	0	0	0	2001
	Acumulado	31637	2140	0	0	0	0	53381	0	0	87158
	Promedio	1023	69	0	0	0	0	1723	0	0	2815
GUALANDAY	Diario	4476	1877	0	0	2830	0	0	0	0	9183
	Acumulado	78827	3387	0	0	122644	0	0	0	0	204858
LA PINTADA	Promedio	2542	110	0	0	3956	0	0	0	0	6608
	Diario	0	0	0	0	1951	0	0	0	0	1951
	Acumulado	7452	0	0	0	16038	0	0	0	0	23490
	Promedio	240	0	0	0	518	0	0	0	0	758
LIZAMA	Diario	0	0	0	0	11629	0	0	0	0	11629
	Acumulado	43039	0	0	0	230988	0	0	0	0	274027
MANIZALES	Promedio	1389	0	0	0	7452	0	0	0	0	8841
	Diario	5	0	0	0	1202	0	0	0	0	1207
	Acumulado	24060	0	0	0	21927	0	0	0	0	45987
	Promedio	773	0	0	0	706	0	0	0	0	1479
MANSILLA	Diario	0	0	8712	0	0	0	0	0	0	8712
	Acumulado	0	0	250791	0	0	0	0	0	0	250791
	Promedio	0	0	8089	0	0	0	0	0	0	8089
	Diario	12934	0	0	0	0	0	0	0	0	12934
MEDELLIN	Acumulado	249611	29829	66404	0	0	239675	0	0	0	585519
	Promedio	8050	963	2142	0	0	7732	0	0	0	18887
MULALO	Diario	6447	0	3170	0	2670	0	0	0	0	12287
	Acumulado	92960	1399	47540	0	77375	0	0	0	0	219274
NEIVA	Promedio	2999	45	1532	0	2497	0	0	0	0	7073
	Diario	1603	0	0	0	9081	0	0	0	0	10684
	Acumulado	99452	2816	0	0	105756	0	0	0	0	208024
	Promedio	3210	91	0	0	3413	0	0	0	0	6714
PEREIRA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	48905	4428	0	1916	54746	0	0	0	0	109995
POZOS COLORADOS	Promedio	1578	142	0	62	1765	0	0	0	0	3547
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	128934	128934
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	4159	4159
PTO BERRIO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	6148	0	0	0	23185	0	0	0	0	29333
	Promedio	198	0	0	0	747	0	0	0	0	945
	Diario	27954	0	0	0	15823	13502	0	0	0	57679
PUENTE ARANDA	Acumulado	474028	16417	169454	0	236014	239928	0	0	0	1135841
	Promedio	15290	530	5465	0	7613	7739	0	0	0	36637
RIO SOGAMOSO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	2007	0	0	0	16623	0	0	0	0	18630
	Promedio	65	0	0	0	537	0	0	0	0	602
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SALGAR	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEBASTOPOL	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Diario	0	0	0	0	25	0	0	0	0	25
TERPEL MARIQUITA	Acumulado	14464	0	0	0	24820	0	0	0	0	39284
	Promedio	487	0	0	0	801	0	0	0	0	1288
YUMBO	Diario	4977	0	0	0	18978	0	0	0	0	23955
	Acumulado	206018	2701	8517	2509	220204	0	0	0	0	439949
	Promedio	6647	87	275	81	7104	0	0	0	0	14194
	Diario	75554	1877	11882	0	101249	31047	0	1791	0	223400
TOTAL	Acumulado	2022044	90162	682003	5269	1869452	667634	0	217350	128934	5682848
	Promedio	65229	2910	21996	170	60301	21537	0	7011	4159	183313

JUNIO:

SISTEMA		GMR	GPR	JET	K	B2	BZE	B100	B4	BZEI	TOTAL
AYACUCHO - REF	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQUILLA	Acumulado	39695	2506	116629	0	0	0	0	165088	0	323918
	Promedio	1324	84	3887	0	0	0	0	5506	0	10801
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BELMONTE	Acumulado	27695	0	0	0	26776	0	0	0	0	54471
	Promedio	923	0	0	0	892	0	0	0	0	1815
	Diario	0	0	0	0	11503	0	0	0	0	11503
BUCARAMANGA	Acumulado	106056	9943	0	0	172597	0	0	0	0	288596
	Promedio	3537	331	0	0	5450	0	0	0	0	9318
	Diario	0	0	0	0	8265	0	0	0	0	8265
BUENAVENTURA	Acumulado	17622	0	0	0	31265	0	0	0	0	48887
	Promedio	587	0	0	0	1043	0	0	0	0	1630
	Diario	2096	0	0	0	0	0	0	0	0	2096
BUGA	Acumulado	19671	0	0	0	47674	0	0	0	0	66345
	Promedio	624	0	0	0	1590	0	0	0	0	2214
	Diario	0	0	0	0	6620	0	0	0	0	6620
CARTAGO	Acumulado	51844	2958	0	0	87494	0	0	0	0	142296
	Promedio	1726	99	0	0	2451	0	0	0	0	4276
	Diario	3946	0	0	0	14263	0	0	0	0	18209
CONSORCIO	Acumulado	317190	6571	23903	0	344584	125617	0	0	0	817865
	Promedio	10573	220	797	0	11486	4188	0	0	0	27264
	Acumulado	0	0	0	0	16576	0	0	0	0	16576
DORADA	Promedio	0	0	0	0	553	0	0	0	0	553
	Acumulado	62475	2846	0	0	0	0	0	81845	0	147166
	Promedio	2084	95	0	0	0	0	0	2728	0	4907
GIRARDOTA	Diario	0	0	0	0	0	1979	0	0	0	1979
	Acumulado	29572	1008	0	0	0	55928	0	0	0	86508
	Promedio	986	34	0	0	0	1864	0	0	0	2884
GUALANDAY	Diario	0	0	0	0	11475	0	0	0	0	11475
	Acumulado	63886	3066	0	0	137689	0	0	0	0	204411
	Promedio	2123	102	0	0	4591	0	0	0	0	6816
LA PINTADA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	8122	0	0	0	10884	0	0	0	0	19006
	Promedio	272	0	0	0	363	0	0	0	0	635
LIZAMA	Diario	3907	0	0	0	4510	0	0	0	0	8417
	Acumulado	45272	0	0	0	228260	0	0	0	0	273532
	Promedio	1509	0	0	0	7609	0	0	0	0	9118
MANIZALES	Diario	0	0	0	0	1992	0	0	0	0	1992
	Acumulado	24702	0	0	0	22758	0	0	0	0	47460
	Promedio	823	0	0	0	759	0	0	0	0	1582
MANSILLA	Diario	0	0	9422	0	0	0	0	0	0	9422
	Acumulado	0	0	232305	0	0	0	0	0	0	232305
	Promedio	0	0	7746	0	0	0	0	0	0	7746
MEDELLIN	Diario	19989	7129	0	0	0	5981	0	0	0	33099
	Acumulado	280569	31285	58983	0	0	236539	0	0	0	607376
	Promedio	9353	1043	1967	0	0	7884	0	0	0	20247
MULALO	Diario	8992	0	0	0	4214	0	0	0	0	13106
	Acumulado	119395	2365	35614	0	72003	0	0	0	0	229377
	Promedio	3980	79	1187	0	2401	0	0	0	0	7647
NEVA	Diario	1300	0	0	0	6449	0	0	0	0	7749
	Acumulado	106746	2819	0	0	103890	0	0	0	0	213455
	Promedio	3560	94	0	0	2796	0	0	0	0	6450
PEREIRA	Diario	0	0	0	0	8530	0	0	0	0	8530
	Acumulado	48026	3606	0	1977	51080	0	0	0	0	104889
	Promedio	1599	120	0	66	1701	0	0	0	0	3486
POZOS COLORADOS	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	7249	7249
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	105124	105124
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	3505	3505
PTO BERRIO	Diario	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	1000
	Acumulado	9946	0	0	0	22457	0	0	0	0	32403
	Promedio	330	0	0	0	748	0	0	0	0	1078
PUENTE ARANDA	Diario	42533	0	12477	0	5210	0	0	0	0	60220
	Acumulado	443698	17756	140582	0	253779	203033	0	0	0	1058848
	Promedio	14791	593	4685	0	7127	6788	0	0	0	33964
RIO SOGAMOSO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	5172	0	0	0	23054	0	0	0	0	28226
	Promedio	171	0	0	0	769	0	0	0	0	940
SALGAR	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEBASTOPOL	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TERPEL MARIQUITA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	14111	0	0	0	22320	0	0	0	0	36431
	Promedio	469	0	0	0	745	0	0	0	0	1214
YUMBO	Diario	3660	0	0	0	3843	0	0	0	0	7503
	Acumulado	214019	3608	8668	3014	233173	0	0	0	0	462482
	Promedio	7135	120	289	100	7773	0	0	0	0	15417
TOTAL	Diario	87323	7129	21899	0	86674	7960	0	0	7249	218434
	Acumulado	2054284	90337	616684	4981	1825194	621117	0	246933	105124	5564664
	Promedio	68479	3014	20558	166	60647	20704	0	8234	3505	18507

JULIO:

SISTEMA		GMR	GPR	JET	K	B2	BZE	B100	B4	BZEI	TOTAL
AYACUCHO - REF	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQUILLA	Diario	6495	0	0	0	0	0	0	4365	0	10860
	Acumulado	43399	3152	161401	0	0	0	0	127509	0	335461
	Promedio	1398	102	5206	0	0	0	0	4113	0	10819
BELMONTE	Diario	0	0	0	0	1713	0	0	0	0	1713
	Acumulado	27773	0	0	291	35078	0	0	0	0	63142
	Promedio	896	0	0	9	1131	0	0	0	0	2036
BUCARAMANGA	Diario	0	0	0	0	12235	0	0	0	0	12235
	Acumulado	123185	6432	0	0	165609	0	0	0	0	295226
	Promedio	3973	207	0	0	5344	0	0	0	0	9524
BUENAVENTURA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	22805	0	0	0	30914	0	0	0	0	53719
	Promedio	736	0	0	0	998	0	0	0	0	1734
BUGA	Diario	2069	0	0	0	2012	0	0	0	0	4081
	Acumulado	19501	0	0	0	52944	0	0	0	0	72445
	Promedio	629	0	0	0	1707	0	0	0	0	2336
CARTAGO	Diario	319	0	0	0	0	0	0	0	0	319
	Acumulado	64640	1790	0	0	85347	0	0	0	0	151777
	Promedio	2085	57	0	0	2753	0	0	0	0	4895
CONSORCIO	Diario	22130	0	3511	0	6296	2630	0	0	0	34567
	Acumulado	341822	11363	31146	0	297896	146026	0	0	0	828043
	Promedio	11027	366	1005	0	9601	4711	0	0	0	26710
DORADA	Acumulado	11629	0	0	0	25017	0	0	0	0	36646
	Promedio	375	0	0	0	809	0	0	0	0	1184
GALAPA	Acumulado	80801	5297	0	0	0	0	0	111960	0	198058
	Promedio	2606	171	0	0	0	0	0	3613	0	6390
GIRARDOTA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	26677	1005	0	0	0	51061	0	0	0	78743
	Promedio	861	32	0	0	0	1648	0	0	0	2541
GUALANDAY	Diario	2325	0	0	0	8463	0	0	0	0	10788
	Acumulado	83759	2476	0	0	121075	0	0	0	0	207310
	Promedio	2703	80	0	0	3605	0	0	0	0	6688
LA PINTADA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	7531	0	0	0	14745	0	0	0	0	22276
	Promedio	243	0	0	0	476	0	0	0	0	719
LIZAMA	Diario	1922	0	0	0	3011	0	0	0	0	4933
	Acumulado	47169	0	0	0	208816	0	0	0	0	255985
	Promedio	1520	0	0	0	6736	0	0	0	0	6256
MANIZALES	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	25680	0	0	0	22658	0	0	0	0	48338
	Promedio	828	0	0	0	731	0	0	0	0	1559
MANSILLA	Diario	0	0	7921	0	0	0	0	0	0	7921
	Acumulado	0	0	208902	0	0	0	0	0	0	208902
	Promedio	0	0	6739	0	0	0	0	0	0	6739
MEDELLIN	Diario	13192	0	0	0	0	0	0	0	0	13192
	Acumulado	269683	24312	75804	0	0	251367	0	0	0	621166
	Promedio	8702	783	2446	0	0	8109	0	0	0	20040
MULALO	Diario	0	0	0	0	1773	0	0	0	0	1773
	Acumulado	90839	2984	47820	0	79396	0	0	0	0	221039
	Promedio	2930	96	1542	0	2562	0	0	0	0	7130
NEIVA	Diario	6655	0	0	0	3680	0	0	0	0	10335
	Acumulado	104453	3864	0	0	103758	0	0	0	0	212075
	Promedio	3367	124	0	0	3349	0	0	0	0	6840
PEREIRA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	44667	2810	0	2587	36281	0	0	0	0	85345
	Promedio	1440	91	0	83	1171	0	0	0	0	2785
POZOS COLORADOS	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	10492	10492
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	189179	189179
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	6103	6103
PTO BERRIO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	5701	0	0	0	69943	0	0	0	0	75644
	Promedio	183	0	0	0	2256	0	0	0	0	2430
PUENTE ARANDA	Diario	22376	2827	0	0	9762	20921	0	0	0	55886
	Acumulado	467546	19379	118633	0	227001	294864	0	0	0	1125423
	Promedio	15081	624	3761	0	7321	9510	0	0	0	36297
RIO SOGAMOSO	Diario	1019	1888	0	0	13	0	0	0	0	2720
	Acumulado	10309	2691	0	0	23386	0	0	0	0	36386
	Promedio	331	86	0	0	751	0	0	0	0	1168
SALGAR	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEBASTOPOL	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TERPEL MARIQUITA	Diario	1964	0	0	0	24	0	0	0	0	1988
	Acumulado	13653	0	0	0	19530	0	0	0	0	33183
	Promedio	441	0	0	0	631	0	0	0	0	1072
YUMBO	Diario	7319	0	0	0	12966	0	0	0	0	20285
	Acumulado	238338	8226	8764	2607	246017	0	0	0	0	501952
	Promedio	7887	201	283	84	7935	0	0	0	0	16190
TOTAL	Diario	92699	4515	11432	0	61948	23551	0	12567	10492	217204
	Acumulado	2171580	93781	650470	5485	1865201	743318	0	239469	189179	5958463
	Promedio	70042	3020	20982	176	60167	23978	0	7726	6103	192194

AGOSTO:

SISTEMA		GMR	GPR	JET	K	B2	BZE	B100	B4	BZEI	TOTAL
AYACUCHO - REF	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQUILLA	Diario	0	0	17972	0	0	0	0	4953	0	22625
	Acumulado	43227	3924	197655	0	0	0	0	120801	0	365607
	Promedio	1394	127	6378	0	0	0	0	3896	0	11795
BELMONTE	Diario	2299	0	0	0	3001	0	0	0	0	5210
	Acumulado	29249	0	0	0	31632	0	0	0	0	60881
	Promedio	943	0	0	0	1020	0	0	0	0	1963
BUARAMANGA	Diario	328	0	0	0	1284	0	0	0	0	1612
	Acumulado	127004	9910	0	0	126220	0	0	0	0	263134
	Promedio	4098	319	0	0	4072	0	0	0	0	8489
BUENAVENTURA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	24295	0	0	0	0	24295
	Promedio	0	0	0	0	783	0	0	0	0	783
BUGA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	16352	0	0	0	54751	0	0	0	0	71103
	Promedio	528	0	0	0	1764	0	0	0	0	2292
CARTAGO	Diario	2960	0	0	0	2005	0	0	0	0	4965
	Acumulado	60796	2043	0	0	82515	0	0	0	0	145354
	Promedio	1961	66	0	0	2665	0	0	0	0	4692
CONSORCIO	Diario	3771	1582	4242	0	6941	0	0	0	0	16536
	Acumulado	307321	7195	35316	0	361565	125296	0	0	0	836693
	Promedio	9916	232	1139	0	11665	4042	0	0	0	26994
DORADA	Acumulado	6710	0	0	0	33656	0	0	0	0	40366
	Promedio	217	0	0	0	1066	0	0	0	0	1303
GALAPA	Acumulado	82913	4702	0	0	0	0	0	103337	0	190962
	Promedio	2676	152	0	0	0	0	0	3333	0	6161
GIRARDOTA	Diario	0	0	0	0	0	3032	0	0	0	3032
	Acumulado	37746	1630	0	0	0	52394	0	0	0	91770
	Promedio	1218	52	0	0	0	1690	0	0	0	2960
GUALANDAY	Diario	4617	0	0	0	3311	0	0	0	0	7928
	Acumulado	66267	2858	0	0	134621	0	0	0	0	203746
	Promedio	2137	92	0	0	4339	0	0	0	0	6568
LA PINTADA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	6166	0	0	0	11118	0	0	0	0	17284
	Promedio	199	0	0	0	359	0	0	0	0	558
LIZAMA	Diario	0	0	0	0	8711	0	0	0	0	8711
	Acumulado	52173	0	0	0	204891	0	0	0	0	257064
	Promedio	1683	0	0	0	6609	0	0	0	0	8292
MANIZALES	Diario	0	0	0	0	936	0	0	0	0	936
	Acumulado	26086	0	0	0	21124	0	0	0	0	47210
	Promedio	842	0	0	0	682	0	0	0	0	1524
MANSILLA	Diario	0	0	5349	0	0	0	0	0	0	5349
	Acumulado	0	0	206267	0	0	0	0	0	0	206267
	Promedio	0	0	6656	0	0	0	0	0	0	6656
MEDELLIN	Diario	9371	0	0	0	0	632	0	0	0	10003
	Acumulado	301200	30702	51176	0	0	250721	0	0	0	833799
	Promedio	9716	990	1650	0	0	8088	0	0	0	20444
MULALO	Diario	0	0	6521	0	3688	0	0	0	0	10209
	Acumulado	100729	2486	42482	0	90540	0	0	0	0	236237
	Promedio	3249	80	1369	0	2921	0	0	0	0	7619
NEIVA	Diario	0	0	0	0	1434	0	0	0	0	1434
	Acumulado	90177	2909	0	0	92331	0	0	0	0	185417
	Promedio	2910	93	0	0	2979	0	0	0	0	5982
PEREIRA	Diario	2009	0	0	0	5590	0	0	0	0	7599
	Acumulado	46090	3591	0	1920	51171	0	0	0	0	102772
	Promedio	1484	116	0	62	1650	0	0	0	0	3312
POZOS COLORADOS	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	9446	9446
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	312741	312741
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	10090	10090
PTO BERRIO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	6840	0	0	0	17801	0	0	0	0	24641
	Promedio	220	0	0	0	573	0	0	0	0	793
PUENTE ARANDA	Diario	32463	2569	12625	0	2939	9097	0	0	0	59693
	Acumulado	453124	18166	163535	0	208911	224705	0	0	0	1068441
	Promedio	14618	587	5276	0	6739	7249	0	0	0	34469
RIO SOGAMOSO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	7414	231	0	0	22129	0	0	0	0	29774
	Promedio	238	7	0	0	713	0	0	0	0	958
SALGAR	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEBASTOPO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TERPEL MARIQUITA	Diario	1396	0	0	0	8925	0	0	0	0	8321
	Acumulado	12274	0	0	0	21967	0	0	0	0	34241
	Promedio	397	0	0	0	709	0	0	0	0	1106
YUMBO	Diario	1783	0	0	0	15554	0	0	0	0	17337
	Acumulado	220291	3031	3758	1705	255488	0	0	0	0	484273
	Promedio	7106	98	121	55	8243	0	0	0	0	15623
TOTAL	Diario	63499	4151	46709	0	66275	12761	0	4953	9446	207794
	Acumulado	2100149	93378	700189	3625	1846726	653116	0	224138	312741	5934062
	Promedio	67750	3011	22589	117	59671	21069	0	7229	10090	191426

SEPTIEMBRE:

SISTEMA		GMR	GPR	JET	K	BZ	BZE	B100	B4	BZEI	TOTAL
AYACUCHO - REF	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQUILLA	Diario	4357	0	0	0	0	0	0	0	0	4357
	Acumulado	33401	3151	143938	0	0	0	0	117945	0	298435
BELMONTE	Promedio	1113	105	4799	0	0	0	0	3930	0	9947
	Diario	0	0	0	0	3948	0	0	0	0	3948
BUCARAMANGA	Acumulado	25942	0	0	0	33344	0	0	0	0	59286
	Promedio	867	0	0	0	1111	0	0	0	0	1978
BUENAVENTURA	Diario	0	0	0	0	11971	0	0	0	0	11971
	Acumulado	108127	8686	0	0	137132	0	0	0	0	253945
BUGA	Promedio	3605	290	0	0	4571	0	0	0	0	8468
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARTAGO	Acumulado	24278	0	0	0	31662	0	0	0	0	55940
	Promedio	809	0	0	0	1055	0	0	0	0	1964
CONSORCIO	Diario	0	0	0	0	1985	0	0	0	0	1985
	Acumulado	19655	0	0	0	49235	0	0	0	0	67890
DORADA	Promedio	623	0	0	0	1640	0	0	0	0	2263
	Diario	189	0	0	0	8297	0	0	0	0	8486
GALAPA	Acumulado	59407	1588	0	0	87421	0	0	0	0	148416
	Promedio	1981	53	0	0	2914	0	0	0	0	4948
GIRARDOTA	Diario	9300	0	0	0	3465	3201	0	0	0	10596
	Acumulado	322390	5308	28222	0	300360	117543	0	0	0	773813
LIZAMA	Promedio	10747	177	939	0	10014	3918	0	0	0	25795
	Diario	25	0	0	0	28425	0	0	0	0	28450
LA PINTADA	Promedio	1	0	0	0	948	0	0	0	0	949
	Acumulado	73583	5674	0	0	0	0	92293	0	0	171550
MANIZALES	Promedio	2453	189	0	0	0	0	3076	0	0	5718
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDELLIN	Acumulado	32328	1806	0	0	0	46796	0	0	0	80928
	Promedio	1079	60	0	0	0	1560	0	0	0	2699
MULALO	Diario	1455	790	0	0	0	0	0	0	0	2245
	Acumulado	74989	3838	0	0	124320	0	0	0	0	203147
NEIVA	Promedio	2499	127	0	0	4145	0	0	0	0	6771
	Diario	0	0	0	0	1964	0	0	0	0	1964
PTO BERRIO	Acumulado	8425	0	0	0	12427	0	0	0	0	20852
	Promedio	281	0	0	0	413	0	0	0	0	694
PUENTE ARANDA	Diario	5819	0	0	0	2951	0	0	0	0	8470
	Acumulado	50078	0	0	0	136578	0	0	0	0	186654
RIO SOGAMOSO	Promedio	1668	0	0	0	4551	0	0	0	0	6219
	Diario	651	0	0	0	1677	0	0	0	0	2328
SALGAR	Acumulado	22250	0	0	0	21702	0	0	0	0	43952
	Promedio	742	0	0	0	723	0	0	0	0	1465
SEBASTOPOL	Diario	0	0	6624	0	0	0	0	0	0	6624
	Acumulado	0	0	194117	0	0	0	0	0	0	194117
TERPEL MARIQUITA	Promedio	0	0	6474	0	0	0	0	0	0	6474
	Diario	17417	6267	0	0	0	19	0	0	0	23703
YUMBO	Acumulado	269370	25245	58741	0	0	225172	0	0	0	578528
	Promedio	8979	841	1959	0	0	7505	0	0	0	19284
ZONA FRANCIA	Diario	11032	0	0	0	0	0	0	0	0	11032
	Acumulado	88997	2218	41921	1259	57916	0	0	0	0	182311
LA ESTRELLA	Promedio	2968	74	1398	42	1932	0	0	0	0	6412
	Diario	4425	0	0	0	0	0	0	0	0	4425
LA ESTRELLA	Acumulado	90738	3259	0	0	83546	0	0	0	0	177543
	Promedio	3028	108	0	0	2767	0	0	0	0	5921
LA ESTRELLA	Diario	0	0	0	0	2802	0	0	0	0	2802
	Acumulado	39800	2009	0	906	43457	0	0	0	0	86172
LA ESTRELLA	Promedio	1327	67	0	30	1448	0	0	0	0	2872
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	6847	6847
LA ESTRELLA	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	221146	221146
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	7373	7373
LA ESTRELLA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	8053	0	0	0	25864	0	0	0	0	33917
LA ESTRELLA	Promedio	268	0	0	0	863	0	0	0	0	1131
	Diario	0	0	0	0	0	18895	0	0	0	18895
LA ESTRELLA	Acumulado	438681	15232	142508	0	203857	257530	0	0	0	1057808
	Promedio	14624	509	4750	0	6796	8583	0	0	0	35262
LA ESTRELLA	Diario	996	0	0	0	0	0	0	0	0	996
	Acumulado	13227	3779	0	0	9723	0	0	0	0	26729
LA ESTRELLA	Promedio	438	128	0	0	323	0	0	0	0	887
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LA ESTRELLA	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LA ESTRELLA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LA ESTRELLA	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LA ESTRELLA	Acumulado	16226	0	0	0	15774	0	0	0	0	32000
	Promedio	541	0	0	0	527	0	0	0	0	1068
LA ESTRELLA	Diario	4430	0	0	0	541	0	0	0	0	4971
	Acumulado	193992	5526	7735	2607	255692	0	0	0	0	465552
LA ESTRELLA	Promedio	6468	184	258	87	8524	0	0	0	0	15521
	Diario	65622	7057	6624	0	39301	22115	0	0	6847	147566
LA ESTRELLA	Acumulado	2012948	87319	617182	4772	1658435	647041	0	210238	221146	5459081
	Promedio	67105	2910	20577	159	55285	21566	0	7006	7373	181981

OCTUBRE:

SISTEMA		GMR	GPR	JET	K	B2	BZE	B100	B4	BZEI	TOTAL
AYACUCHO - REF	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQUILLA	Diario	397	6249	0	0	0	0	0	6922	0	13568
	Acumulado	32305	179064	0	0	0	0	0	134572	0	349087
BELMONTE	Promedio	1043	102	5780	0	0	0	0	4343	0	11268
	Diario	2050	0	0	0	0	0	0	0	0	2050
BUARAMANGA	Acumulado	28902	0	0	767	28777	0	0	0	0	58446
	Promedio	931	0	0	25	928	0	0	0	0	1884
BUENAVENTURA	Diario	5999	0	0	0	9054	0	0	0	0	15053
	Acumulado	117476	4970	0	0	151551	0	0	0	0	273997
BUGA	Promedio	3791	160	0	0	4889	0	0	0	0	8840
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARTAGO	Acumulado	24890	0	0	0	36460	0	0	0	0	61350
	Promedio	803	0	0	0	1176	0	0	0	0	1979
CONSORCIO	Diario	0	0	0	0	7660	0	0	0	0	7660
	Acumulado	19732	0	0	0	76249	0	0	0	0	95981
DORADA	Promedio	637	0	0	0	2458	0	0	0	0	3095
	Diario	6275	0	0	0	0	0	0	0	0	6275
GALAPA	Acumulado	58957	1964	0	0	79603	0	0	0	0	140524
	Promedio	1902	63	0	0	2568	0	0	0	0	4533
GIRARDOTA	Diario	3846	0	0	0	0	2761	0	0	0	6607
	Acumulado	337579	10797	0	0	321651	148419	0	0	0	818446
GUALANDAY	Promedio	10868	348	0	0	10376	4787	0	0	0	26399
	Acumulado	11822	0	0	0	32831	0	0	0	0	44653
LA PINTADA	Promedio	382	0	0	0	1057	0	0	0	0	1439
	Acumulado	70042	5692	0	0	0	0	0	102854	0	178588
MANIZALES	Promedio	2258	184	0	0	0	0	0	3319	0	5761
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MEDELLIN	Acumulado	30328	2216	0	0	0	57739	0	0	0	90283
	Promedio	978	71	0	0	0	1862	0	0	0	2911
MULALO	Diario	8153	1286	0	0	1707	0	0	0	0	11146
	Acumulado	73629	2757	0	0	138456	0	0	0	0	212842
NEIVA	Promedio	2375	88	0	0	4401	0	0	0	0	6864
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEREIRA	Acumulado	7438	0	0	0	16971	0	0	0	0	24409
	Promedio	241	0	0	0	548	0	0	0	0	789
PTO BERRIO	Diario	2465	0	0	0	0	0	0	0	0	2465
	Acumulado	81920	0	0	0	201326	0	0	0	0	283246
RIO SOGAMOSO	Promedio	1999	0	0	0	6492	0	0	0	0	8491
	Diario	952	0	0	0	1895	0	0	0	0	2847
SALGAR	Acumulado	26781	0	0	0	20850	0	0	0	0	47631
	Promedio	863	0	0	0	674	0	0	0	0	1537
TERPEL MARIQUITA	Diario	0	0	8681	0	0	0	0	0	0	8681
	Acumulado	0	0	184200	0	0	0	0	0	0	184200
YUMBO	Promedio	0	0	5939	0	0	0	0	0	0	5939
	Diario	16569	3763	0	0	0	0	0	0	0	20332
BUCARAMANGA	Acumulado	266324	28357	59163	0	0	270428	0	0	0	624272
	Promedio	8591	914	1909	0	0	8726	0	0	0	20140
BARRANQUILLA	Diario	6967	0	0	0	0	0	0	0	0	6967
	Acumulado	100055	2693	46269	2205	76445	0	0	0	0	227667
BUENAVENTURA	Promedio	3228	87	1493	71	2466	0	0	0	0	7345
	Diario	8839	0	0	0	3421	0	0	0	0	12260
CARTAGO	Acumulado	98575	2481	0	0	116096	0	0	0	0	217152
	Promedio	3180	80	0	0	3745	0	0	0	0	7005
CONSORCIO	Diario	2025	0	0	0	825	0	0	0	0	2850
	Acumulado	41593	2716	0	0	59458	0	0	0	0	103787
DORADA	Promedio	1341	88	0	0	1919	0	0	0	0	3348
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GALAPA	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	140193	140193
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	4522	4522
LA PINTADA	Diario	0	0	0	0	3000	0	0	0	0	3000
	Acumulado	10963	0	0	0	23866	0	0	0	0	34829
PTO BERRIO	Promedio	354	0	0	0	771	0	0	0	0	1125
	Diario	2109	0	0	0	0	0	0	0	0	2109
BUENAVENTURA	Acumulado	486023	18999	121191	0	235846	246556	0	0	0	1109515
	Promedio	15678	641	3809	0	7609	7953	0	0	0	35790
BUENAVENTURA	Diario	1021	1513	1491	0	0	0	0	0	0	4025
	Acumulado	8591	3525	35886	0	15059	0	0	0	0	63061
BUENAVENTURA	Promedio	277	113	1162	0	483	0	0	0	0	2035
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUENAVENTURA	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUENAVENTURA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUENAVENTURA	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUENAVENTURA	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUENAVENTURA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	10259	0	0	0	22610	0	0	0	0	32869
BUENAVENTURA	Promedio	332	0	0	0	731	0	0	0	0	1063
	Diario	4185	0	0	0	8881	0	0	0	0	13066
BUENAVENTURA	Acumulado	205278	3248	9076	2517	231375	0	0	0	0	451494
	Promedio	6621	105	293	81	7463	0	0	0	0	14563
BUENAVENTURA	Diario	76693	8562	16421	0	36443	2761	0	12883	0	151783
	Acumulado	2129462	94461	634849	5489	1883480	723142	0	237426	140193	5848502
BUENAVENTURA	Promedio	68693	3044	20485	177	60754	23326	0	7662	4522	186665

NOVIEMBRE:

SISTEMA		GMR	GPR	JET	K	B2	BZE	B100	B4	BZEI	TOTAL
AYACUCHO - REF	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQUILLA	Diario	0	0	12818	0	0	0	0	4437	0	17255
	Acumulado	40583	4372	179441	0	0	0	0	108521	0	332917
BELMONTE	Promedio	1353	146	5980	0	0	0	0	3618	0	11097
	Diario	3006	0	0	0	0	0	0	0	0	3006
BUCARAMANGA	Acumulado	28543	0	0	0	29257	0	0	0	0	55800
	Promedio	884	0	0	0	978	0	0	0	0	1860
BUENAVENTURA	Diario	0	0	0	0	7012	0	0	0	0	7012
	Acumulado	117696	10939	0	0	141876	0	0	0	0	270511
BUGA	Promedio	3921	365	0	0	4732	0	0	0	0	9018
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARTAGO	Acumulado	0	0	0	0	35367	0	0	0	0	35367
	Promedio	0	0	0	0	1178	0	0	0	0	1178
CONSORCIO	Diario	3704	0	0	0	0	0	0	0	0	3704
	Acumulado	20783	0	0	0	61731	0	0	0	0	82514
DORADA	Promedio	692	0	0	0	2059	0	0	0	0	2751
	Diario	5250	0	0	0	3335	0	0	0	0	8585
GALAPA	Acumulado	60905	1756	0	0	78451	0	0	0	0	141112
	Promedio	2034	59	0	0	2616	0	0	0	0	4709
GIRARDOTA	Diario	3680	0	0	0	7403	6373	0	0	0	17456
	Acumulado	317526	6611	0	0	382140	151299	0	0	0	857576
GUALANDAY	Promedio	10585	220	0	0	12736	5041	0	0	0	28582
	Diario	3798	0	0	0	35798	0	0	0	0	39596
LA PINTADA	Promedio	127	0	0	0	1194	0	0	0	0	1321
	Acumulado	74629	4721	0	0	0	0	102805	0	0	182155
GIRARDOTA	Promedio	2488	157	0	0	0	0	3428	0	0	6073
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GUALANDAY	Acumulado	27540	1610	0	0	0	52069	0	0	0	81219
	Promedio	917	54	0	0	0	1736	0	0	0	2707
LA PINTADA	Diario	3559	0	0	0	0	0	0	0	0	3559
	Acumulado	78318	3239	0	0	128062	0	0	0	0	209619
LIZAMA	Promedio	2610	108	0	0	4268	0	0	0	0	6986
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MANIZALES	Acumulado	6204	0	0	0	13260	0	0	0	0	19464
	Promedio	207	0	0	0	442	0	0	0	0	649
MEDELLIN	Diario	0	0	0	0	8235	0	0	0	0	8235
	Acumulado	46753	0	0	0	183909	0	0	0	0	230662
MANIZALES	Promedio	1560	0	0	0	6132	0	0	0	0	7692
	Diario	5	0	0	0	774	0	0	0	0	779
MANSILLA	Acumulado	26200	0	0	0	20971	0	0	0	0	47171
	Promedio	874	0	0	0	701	0	0	0	0	1575
MEDELLIN	Diario	0	0	8454	0	0	0	0	0	0	8454
	Acumulado	0	0	160382	0	3683	0	0	0	0	164045
MANSILLA	Promedio	0	0	5348	0	123	0	0	0	0	5471
	Diario	11160	0	0	0	0	1398	0	0	0	12558
MULALO	Acumulado	249638	24934	7380	0	0	272262	0	0	0	620634
	Promedio	8321	832	2461	0	0	9075	0	0	0	20689
NEIVA	Diario	6979	0	0	0	7285	0	0	0	0	14264
	Acumulado	110869	1948	34600	1317	95097	0	0	0	0	243831
PEREIRA	Promedio	3699	65	1154	44	3169	0	0	0	0	8131
	Diario	4691	0	0	0	785	0	0	0	0	5476
POZOS COLORADOS	Acumulado	101605	2979	0	0	127734	0	0	0	0	232318
	Promedio	3387	100	0	0	4258	0	0	0	0	7745
PTO BERRIO	Diario	2495	0	0	0	4125	0	0	0	0	6620
	Acumulado	50710	3480	0	0	63881	0	0	0	0	118071
PUENTE ARANDA	Promedio	1690	116	0	0	2131	0	0	0	0	3937
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	2050	2050
RIO SOGAMOSO	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	130639	130639
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	4355	4355
SEBASTOPOL	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	12475	0	0	0	32410	0	0	0	0	44885
TERPEL MARIQUITA	Promedio	417	0	0	0	1082	0	0	0	0	1499
	Diario	22360	0	11657	0	15863	0	0	0	0	53880
YUMBO	Acumulado	482475	17005	132144	0	235743	285047	0	0	0	1132414
	Promedio	16083	567	4406	0	7859	8835	0	0	0	37750
YUMBO	Diario	0	0	2005	0	11255	0	0	0	0	13260
	Acumulado	7117	321	49298	0	46475	0	0	0	0	103211
YUMBO	Promedio	236	11	1640	0	1548	0	0	0	0	3435
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YUMBO	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YUMBO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YUMBO	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YUMBO	Acumulado	13164	0	0	0	25102	0	0	0	0	38266
	Promedio	440	0	0	0	838	0	0	0	0	1278
YUMBO	Diario	6681	0	0	0	4533	0	0	0	0	11214
	Acumulado	207738	3974	4972	801	243793	0	0	0	0	461278
TOTAL	Promedio	6927	133	166	27	8125	0	0	0	0	15378
	Diario	73570	0	34934	0	83011	7771	0	14007	2050	215343
TOTAL	Acumulado	2083289	87889	634617	2118	1984740	740677	0	211326	130639	5875275
	Promedio	69452	2933	21155	71	66167	24687	0	7046	4355	195866

DICIEMBRE:

SISTEMA		OMR	GPR	JET	K	B2	B2E	B100	B4	BZEI	TOTAL
ATACUCHO - REF	Acumulado										
	Promedio										
BARRANQUILLA	Diario	0	0	7794	0	0	0	0	4875	0	12669
	Acumulado	34431	3546	161078	0	0	0	0	95921	0	294976
	Promedio	1111	114	5195	0	0	0	0	3091	0	9511
	Diario	3899	0	0	0	3013	0	0	0	0	6912
BELMONTE	Acumulado	26784	0	0	0	36053	0	0	0	0	62817
	Promedio	863	0	0	0	1163	0	0	0	0	2026
BUCARAMANGA	Diario	4851	0	0	0	8031	0	0	0	0	12882
	Acumulado	135367	11362	0	0	210978	0	0	0	0	357707
	Promedio	4368	368	0	0	6806	0	0	0	0	11538
	Acumulado	24832	0	0	0	38415	0	0	0	6902	70149
BUENAVENTURA	Promedio	801	0	0	0	1240	0	0	0	223	2264
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUGA	Acumulado	21011	0	0	0	65286	0	0	0	0	86297
	Promedio	679	0	0	0	2108	0	0	0	0	2787
CARTAGO	Diario	909	0	0	0	12421	0	0	0	0	13330
	Acumulado	61530	2517	0	0	88112	0	0	0	0	152159
	Promedio	1985	81	0	0	2843	0	0	0	0	4909
	Diario	6892	0	0	0	8256	20870	0	0	0	36018
CONSORCIO	Acumulado	422087	8705	26743	0	417763	192908	0	0	0	1068206
	Promedio	13614	281	863	0	13477	6224	0	0	0	34459
DORADA	Acumulado	3750	0	0	0	24584	0	0	0	0	28334
	Promedio	121	0	0	0	793	0	0	0	0	914
GALAPA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	8011	0	8011
	Acumulado	80489	5455	0	0	0	0	0	98350	0	184294
	Promedio	2597	176	0	0	0	0	0	3173	0	5946
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GIRARDOTA	Acumulado	40283	1953	0	0	0	94586	0	0	0	136822
	Promedio	1301	63	0	0	0	1763	0	0	0	3127
GUALANDAY	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	78569	2767	0	0	132179	0	0	0	0	213515
	Promedio	2533	89	0	0	4264	0	0	0	0	6886
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LA PINTADA	Acumulado	7939	0	0	0	14664	0	0	0	0	22603
	Promedio	257	0	0	0	473	0	0	0	0	730
LIZAMA	Diario	2869	0	0	0	0	0	0	0	0	2869
	Acumulado	62141	0	0	0	204547	0	0	0	0	266688
	Promedio	2006	0	0	0	6598	0	0	0	0	8604
	Diario	1662	0	0	0	0	0	0	0	0	1662
MANIZALES	Acumulado	27722	0	0	0	26564	0	0	0	0	54286
	Promedio	865	0	0	0	858	0	0	0	0	1753
MANSILLA	Diario	0	0	7390	0	0	0	0	0	0	7390
	Acumulado	0	0	205158	0	0	0	0	0	0	205158
	Promedio	0	0	6617	0	0	0	0	0	0	6617
	Diario	19908	7015	0	0	0	0	0	0	0	26923
MEDELLIN	Acumulado	334600	33586	75199	0	0	256557	0	0	0	699942
	Promedio	10785	1084	2428	0	0	28275	0	0	0	42580
MULALO	Diario	20	0	0	0	0	0	0	0	0	20
	Acumulado	113084	2471	35820	1617	96529	0	0	0	0	251521
	Promedio	3649	80	1156	52	2598	0	0	0	0	7535
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NEIVA	Acumulado	105776	4598	0	0	129557	0	0	0	0	239931
	Promedio	3412	149	0	0	4179	0	0	0	0	7740
PEREIRA	Diario	2072	0	0	0	2286	0	0	0	0	4358
	Acumulado	53208	2014	0	0	61687	0	0	0	0	116909
	Promedio	1719	66	0	0	1991	0	0	0	0	3776
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
POZOS COLORADOS	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PTO BERRIO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	21773	0	0	0	25319	0	0	0	0	47092
	Promedio	703	0	0	0	815	0	0	0	0	1518
	Diario	4902	0	15380	0	7650	4790	0	0	0	32722
PUENTE ARANDA	Acumulado	454827	19595	158712	0	210049	289362	0	0	0	1132545
	Promedio	14671	633	5122	0	6774	8043	0	0	0	35243
RIO SOGAMOSO	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	10805	2913	0	0	39944	0	0	0	0	53662
	Promedio	347	94	0	0	1286	0	0	0	0	1727
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SALGAR	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEBASTOPOL	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TERPEL MARIQUITA	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Acumulado	12903	0	0	0	25251	0	0	0	0	38154
	Promedio	418	0	0	0	815	0	0	0	0	1233
YUMBO	Diario	0	0	0	0	2110	0	0	0	0	2110
	Acumulado	221906	5473	8034	3108	235090	0	0	0	0	473811
	Promedio	7157	176	259	101	6778	0	0	0	0	14471
	Diario	47884	7015	30564	0	43767	25660	0	12886	0	167876
TOTAL	Acumulado	2355797	106955	670744	4725	2041571	753413	0	194271	6902	6134378
	Promedio	76000	3452	21638	153	65859	24305	0	6264	223	197894

ENERO (2014):

SISTEMA		GMR	GPR	JET	K	B2	B2E	B100	B4	B2E1	TOTAL
AVACUCHP - REF	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQUILLA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	12289	0	12289
	Acumulado	45990	4129	13666	0	0	0	0	84492	0	278277
BELMONTE	Promedio	1483	133	4635	0	0	0	0	2725	0	8976
	Diario	5	0	0	0	2000	0	0	0	0	2005
BUCARAMANGA	Acumulado	29501	0	0	0	24485	0	0	0	0	53986
	Promedio	951	0	0	0	789	0	0	0	0	1740
BUENAVENTURA	Diario	6965	0	0	0	5322	0	0	0	0	22248
	Acumulado	146528	8211	0	0	205843	0	0	0	0	432409
BUGA	Promedio	4714	265	0	0	6639	0	0	0	0	13949
	Diario	0	0	0	0	8000	0	0	0	0	8000
CARTAGO	Acumulado	0	0	0	0	30841	0	0	0	0	35896
	Promedio	0	0	0	0	994	0	0	0	0	157
CONSORCIO	Diario	0	0	0	0	8521	0	0	0	0	8521
	Acumulado	25282	0	0	0	69144	0	0	0	0	94426
DORADA	Promedio	816	0	0	0	2230	0	0	0	0	3046
	Diario	2670	0	0	0	4624	0	0	0	0	7294
GALAPA	Acumulado	66840	2199	0	0	66281	0	0	0	0	135320
	Promedio	2155	71	0	0	2140	0	0	0	0	4366
GIRARDOTA	Diario	30557	0	0	0	15894	0	0	0	0	46451
	Acumulado	363050	9760	26634	0	433297	170012	0	0	0	1E+06
GUALANDAY	Promedio	11711	314	858	0	13979	5486	0	0	0	32348
	Diario	1428	0	0	0	28647	0	0	0	0	40075
LA PINTADA	Acumulado	369	0	0	0	923	0	0	0	0	1292
	Promedio	85872	4731	0	0	0	0	0	94615	0	185219
LIZAMA	Diario	2771	153	0	0	0	0	0	3051	0	5975
	Acumulado	0	0	0	0	0	4585	0	0	0	4585
MANIZALES	Promedio	36424	2495	0	0	0	52859	0	0	0	91778
	Diario	1175	80	0	0	1705	0	0	0	0	2960
MANSILLA	Acumulado	2653	0	0	0	2707	0	0	0	0	5360
	Promedio	85648	4266	0	0	12836	0	0	0	0	202750
MEDELLIN	Diario	2764	138	0	0	3640	0	0	0	0	6542
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MULALO	Promedio	5304	0	0	0	13427	0	0	0	0	22731
	Diario	300	0	0	0	434	0	0	0	0	734
NEIVA	Acumulado	2852	0	0	0	0	0	0	0	0	2852
	Promedio	74206	0	0	0	223382	0	0	0	0	297588
POZOS COLORADOS	Diario	2395	0	0	0	7206	0	0	0	0	9601
	Acumulado	0	0	0	0	997	0	0	0	0	997
PUENTE ARANDA	Promedio	28357	0	0	0	22177	0	0	0	0	67552
	Diario	917	0	0	0	714	0	0	0	0	2179
RIO SOGAMOSO	Acumulado	0	0	12576	0	3856	0	0	0	0	16432
	Promedio	0	0	215788	0	3856	0	0	0	0	242857
SEBASTOPOL	Diario	0	0	6960	0	124	0	0	0	0	7833
	Acumulado	0	0	8427	0	0	12433	0	0	0	20860
TERPEL MARIQUITA	Promedio	28201	24286	83437	0	0	247680	0	0	0	637421
	Diario	9096	783	2692	0	0	7990	0	0	0	20561
YUMBO	Acumulado	2752	0	0	0	932	0	0	0	0	8184
	Promedio	123583	3733	46857	1569	70656	0	0	0	0	246398
LA PINTADA	Diario	3988	121	1511	51	2280	0	0	0	0	7951
	Acumulado	7593	0	0	0	0	0	0	0	0	7593
MANIZALES	Promedio	110713	2632	0	0	11912	0	0	0	0	232507
	Diario	3572	85	0	0	3845	0	0	0	0	7502
MANSILLA	Acumulado	8	0	0	0	6773	0	0	0	0	6781
	Promedio	58627	4786	0	0	48344	0	0	0	0	119760
MEDELLIN	Diario	890	155	0	0	1558	0	0	0	0	3862
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11886
MANSILLA	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	295793
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9540
MANSILLA	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	7081	0	0	0	11926	0	0	0	0	23277
MANSILLA	Diario	227	0	0	0	521	0	0	0	0	748
	Acumulado	32910	3924	0	0	1497	11700	0	0	0	55031
MANSILLA	Promedio	445496	20399	148834	0	198140	252219	0	0	0	1E+06
	Diario	14373	658	4801	0	6389	8136	0	0	0	34357
MANSILLA	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio	6058	3966	0	0	20906	0	0	0	0	30930
MANSILLA	Diario	196	128	0	0	672	0	0	0	0	996
	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1749
MANSILLA	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	133019
	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3325
MANSILLA	Acumulado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1300
	Promedio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14983
MANSILLA	Diario	0	0	0	0	0	0	0	0	0	482
	Acumulado	0	0	0	0	2970	0	0	0	0	2970
MANSILLA	Promedio	19110	0	0	0	20021	0	0	0	0	39201
	Diario	620	0	0	0	647	0	0	0	0	1267
MANSILLA	Acumulado	13188	0	0	0	8802	0	0	0	0	22000
	Promedio	226193	6170	9068	2003	125063	0	0	0	0	491200
MANSILLA	Diario	7297	199	292	65	6292	0	0	0	0	15840
	Acumulado	106805	3924	21003	0	72895	33718	0	20325	0	283666
MANSILLA	Promedio	2286969	10763	674264	3572	1922704	722770	0	179108	0	6E+06
	Diario	73780	3283	21749	116	62016	23317	0	5776	0	209129

Fuente: Base de datos Ecopetrol, Nominaciones, vice presidencia de transportes. 2013/2014.

ANEXO 5: PRODUCCIÓN ESTIMADA REFINERÍAS BARRANCABERMEJA Y CARTAGENA.

Oferta Nacional de Producto	Barriles/día al 2012
Gasolina	93.780
Diesel	75.820
Jet Fuel	27.930
GLP	14.970
Fuel Oil	64.520
Nafta	19.759

Fuente: Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia. *Biocombustibles hoy* No. 100. Visto Enero 25, 2014, de Fedebiocombustibles: <http://www.fedebiocombustibles.com/v3/nota-web-id-1626.htm>

ANEXO 6: CAPACIDADES PARA OLEODUCTOS

Nodo Origen	Linea	julio-	agosto-	septiembre-
Castilla	Castilla-Apiay 16	232500	232500	232500
Apiay	Apiay-Monterrey 16	0	0	0
Castilla	Castilla-SanFernando 16	0	0	0
Apiay	Apiay-Monterrey 30	0	0	0
Apiay	Apiay-Monterrey 20	245520	245520	279000
Rubiales	Rubiales-ElViento-ODL 24	324000	324000	324000
Monterrey	Monterrey-Altos-Porvenir 20	432000	432000	432000
Monterrey	Monterrey-Porvenir-12 A	54000	54000	54000
Monterrey	Monterrey-Porvenir-12 B	54000	54000	54000
Monterrey	Monterrey-Araguaney 12-14	81000	81000	81000
Monterrey	Monterrey-Cusiana 30	0	0	0
Araguaney	Araguaney-Monterrey 14-12	0	0	0
Araguaney	Araguaney-Banadia-OBC 42	171000	171000	171000
CanoLimon	CanoLimon-Banadia 24	250000	250000	250000
Banadia	Banadia-Ayacucho 24	250000	250000	250000
Tenay	Tenay-Vasconia II OAM 20	108000	108000	108000
Porvenir	OCENSA-2 Porvenir Vasconia 30-36	595200	595200	595200
Vasconia-III	OCENSA-3 Vasconia Covenas 30	408240	408240	408240
Vasconia-II	Vasconia II-Covenas ODC 24	240000	240000	240000
Vasconia-I	Vasconia I-GRB 20	180000	180000	180000
Vasconia-I	Vasconia I-Velasquez26 16	40500	40500	40500
Ayacucho	Ayacucho-Galan 8	18000	18000	18000
Ayacucho	Ayacucho-Covenas-VIT 16	72000	72000	72000
Ayacucho	Ayacucho-Covenas-ACN 24	255000	255000	255000
Vasconia-III	Medidor Vasconia III-Vasconia II	565000	565000	565000
Vasconia-II	Multiple Vasconia II-Vasconia I	565000	565000	565000
Vasconia-III	Medidor Vasconia III-Vasconia I	565000	565000	565000

Fuente: Base de datos Ecopetrol, Capacidad Ductos CP, vice presidencia de transportes. 2013.

ANEXO 7: CAPACIDADES PARA POLIDUCTOS

VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE Y LOGÍSTICA- GERENCIA DE OPERACIÓN CENTRAL REDES DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS REFINADOS												
Reporte de Capacidades y Longitudes con corte a Octubre 01 de 2013												
ESTACION INICIAL	ESTACION FINAL	DIAMETRO (in)	LONGITUD (km)	Capacidad a comprometer (kbd)	Capacidad operativa (kbb)	Factor de servicio para ofrecer capacidad	factor de servicio según datos reales	capacidad comprometida (kbb)	cap. comprometida /cap. ofrecida (%)	Otros Proprietarios	% Propiedad de Terceros	Observaciones
DUCTOS PROPIEDAD DE TERCEROS												
Medellin	Rionegro	6	28.00	7.00							100%	Terpel
TOTAL			28.00	7.0								
DUCTOS PROPIEDAD DE CENIT												
Pozos Colorados	Ayacucho	14	321.05	87.0	96.8	0.90	0.898		0.0	n.a.	100%	Con DRA. Cuello de botella: Válvulas de alivio en Pozos, Restricción de maquinaria por RPM
Ayacucho	Galán	14	190.70	85.0	96.8	0.90	0.878		0.00	n.a.	100%	Con DRA. Cuello de botella: Maquinaria de Ayacucho-II
Galán	Salgar	16	249.12	145.8	168.4	0.90	0.866		0.00	n.a.	100%	Con DRA. cuello de botella: límites operativos Refinería, integridad de línea y maquinaria en Sebastopol. Se tiene en cuenta límite de alivio en Sebastopol
Galán	Salgar	12	252.24	60.0	75.8	0.90	0.792		0.00	n.a.	100%	Cuello de Botella: integridad de línea. Se tiene en cuenta límite de alivio en Sebastopol. Si se opera con unidades en paralelo en galán y con DRA: 80 kbd.
Pto.Salgar	Mansilla	10/12	108.74	87.0	94.7	0.90	0.919		0.00	n.a.	100%	Sin DRA. Si se usa DRA: 105 kbd y el cuello de botella es el sistema de marcación en Mansilla
Mansilla	Pte. Aranda	10	43.64	65.0	68.4	0.90	0.950		0.00	n.a.	100%	
Pte Aranda	El Dorado	6	9.71	12.0	12.6	0.90	0.950		0.00	n.a.	100%	Sin DRA. Cuello de botella: maquinaria Puente Aranda, programación
Pto Salgar	Guilanday	12	169.82	25.0	26.3	0.90	0.950		0.00	n.a.	100%	
Guilanday	Nieva	8/6	162.50	11.4	12.0	0.90	0.950		0.00	n.a.	100%	
Pto. Salgar	Cartago	8/6	212.10	20.0	26.3	0.90	0.760		0.00	n.a.	100%	Con DRA. Cuello de botella. Integridad de línea tramo Manizales-Pereira.
Cartago	Yumbo	6/8/10	159.87	18.7	19.7	0.90	0.950		0.00	n.a.	100%	
Buenaventura	Yumbo	6/8/12	99.92	21.0	22.1	0.90	0.950		0.00	n.a.	100%	Sin DRA
Sebastopol	Medellin	12/10	163.56	60.0	68.4	0.90	0.877		0.00	n.a.	100%	Sin DRA. Cuello de botella: Maquinaria Sebastopol
Medellin	Cartago	10	236.07	32.0	49.1	0.90	0.652		0.00	n.a.	100%	Sin DRA. Cuello de botella: Disponibilidad de rebombio en Cartago (piernas muertas)
Cartago	Yumbo	10	159.44	32.0	37.9	0.90	0.844		0.00	n.a.	100%	Sin DRA
Galán	Bucaramanga	12/6/4	94.95	22.0	25.3	0.90	0.870		0.00	n.a.	100%	Sin DRA. Cuello de botella: Corriente de Motores en Planta Galán
Cartagena	Baranoa	12	103.69	29.4	30.9	0.90	0.950		0.00	n.a.	100%	Sin DRA.
Sebastopol	Tocancipa	20/16	276.28	65.0	75.8	0.90	0.858		0.00	n.a.	100%	Sin DRA. Cuello de botella: MAWP Santa Rosa. Sin flujo compartido a Aplay.
Salgar	Palanquero	6	8.00	8.0	8.4	0.90	0.950		0.00	n.a.	100%	
Salgar km. 3.8	Planta Dorada	6/8	4.50							n.a.	100%	Pendiente revisión de integridad de línea
Sutamarchan	Aplay	16	258.98	50.00	53.0	0.90	0.943		0.00	n.a.	100%	Sin DRA. Cuello de botella: MAWP tramo Monterrey-Aplay
Aplay	Chichimene	10	40.40	32.0	36.0	0.90	0.800		0.00	n.a.	100%	Sin DRA. Cuello de botella: Máxima presión de despacho Aplay 300 psig (Ausencia de Rebombio) con recibo en Chichimene 50 psig.
TOTAL			3325.28	365.2								
Longitud propiedad de CENIT (km)			3325.28						11876.0%			
Longitud propiedad de ECOPETROL (km)			0.00						0.0%			
Longitud de TERCEROS (km)			28.00						100.0%			
LONGITUD TOTAL (km)			28.00						100%			
Capacidad de evacuación de refinados (kbd)			379.70									(Pozos Colorados - Galán) + (Galán - Salgar 12") + (Galán - Salgar 16") + (Galán - Salgar 8") + (Cartagena - Baranoa) + (Buenaventura - Yumbo) + (Galán - Bucaramanga)

INFRAESTRUCTURA A PROTEGER									
ÁREA	TIPO DE DUCTO	Nombre Sistema	Nombre Línea	Diámetro	Longitud (km)	Capacidad operativa promedio (kbd)	vel corr Grral Max (mpg)	vel corr local Max (mpg)	
PAN	POLIDUCTOS	Poliducto Salgar - Mansilla	Alban - Mansilla	10	16,932	73.40	0.69	9.70	
PAN	PROPANODUCTO	Propanoducto Salgar - Vista Hermosa	Salgar - Alban	8	91,380	1.40	-	-	
PNO	OLEODUCTO	Oleoducto Ayacucho - Galán	Ayacucho - Galán	8	190,538	13.00	-	-	
PNO	OLEODUCTO	Combustoleoducto Ayacucho - Coveñas	Since - Coveñas 12"	12	64,913	59.40	-	-	
PNO	OLEODUCTO	Oleoducto Ayacucho - Galán	Ayacucho - Galán	14	189,000	19.40	-	-	
POC	POLIDUCTOS	Poliducto Buenaventura - Yumbo	Buenaventura - Galineros	8	13,660	5.30	0.20	30.60	
POC	POLIDUCTOS	Poliducto ODECA	Manizales - Cartago	8	84,869	11.30	-	-	
POC	POLIDUCTOS	Poliducto ODECA	Lucerna - Guacarí	10	63,361	3.90	0.51	8.90	
POR	POLIDUCTOS	Poliducto Galán - Chimita	Galán - Lizama	12	40,100	20.30	-	-	
POR	POLIDUCTOS	Poliducto Galán - Salgar de 16"	Galán - Sebastopol 16"	16	114,324	125.31	0.61	10.90	
POR	POLIDUCTOS	Poliducto Galán - Salgar de 12"	Galán - Sebastopol 12"	12	115,501	70.49	0.62	9.10	
PSA	POLIDUCTOS	Poliducto Salgar - Mansilla	Mansilla - Puente Aranda	10	43,306	37.50	0.32	22.90	
PSU	OLEODUCTO	OMO - Mansoya - Orto	Mansoya - Santa Ana	6	35,000	22.10	-	-	
PSU	OLEODUCTO	OTA - Orto - Tumaco	El Guabó - Junín	14	52,387	29.50	-	-	
PSU	OLEODUCTO	OTA - Orto - Tumaco	Guayacana - Tumaco	14	76,379	29.50	-	-	
PSU	OLEODUCTO	OSO - San Miguel - Orto	Colón - Orto	12	60,550	27.00	-	-	
PTQ	POLIDUCTOS	Poliducto Medellín/Medellín - Cartago	Medellín - Cartago	12	236,960	21.40	0.22	30.40	
PTQ	POLIDUCTOS	Poliducto Sebastopol - Medellín	Estación Cisneros Antigua - Medellín	12	66,710	44.10	0.51	16.20	
PTQ	POLIDUCTOS	Poliducto Galán - Salgar de 12"	Sebastopol - Salgar 12"	12	136,780	35.96	-	-	
PTQ	PROPANODUCTO	Propanoducto Galán - Salgar de 8"	Sebastopol - Salgar 8"	8	142,494	8.10	-	-	
PMO	OLEODUCTO	Tumaco - Plem	Tumaco - Plem	36	7,024	29.50	-	-	
PMR	POLIDUCTOS	Línea Submarina Pozos Colorados	Terminal PLEM Monoboya	24	7	81.10	0.38	21.00	
PMV	OLEODUCTO	Triángulo Coveñas	Coveñas TLU1	36	10,000	276.50	0.86	32.30	

Fuente: Ecopetrol. Listado de infraestructura a proteger. Visto el 5 de febrero de 2014. URL: <http://contratos.ecopetrol.com.co/Anexos%20de%20Procesos/50037241/ANEXO%20%20LISTADO%20DE%20INFRAESTRUCTURA%20A%20PROTEGER.pdf>

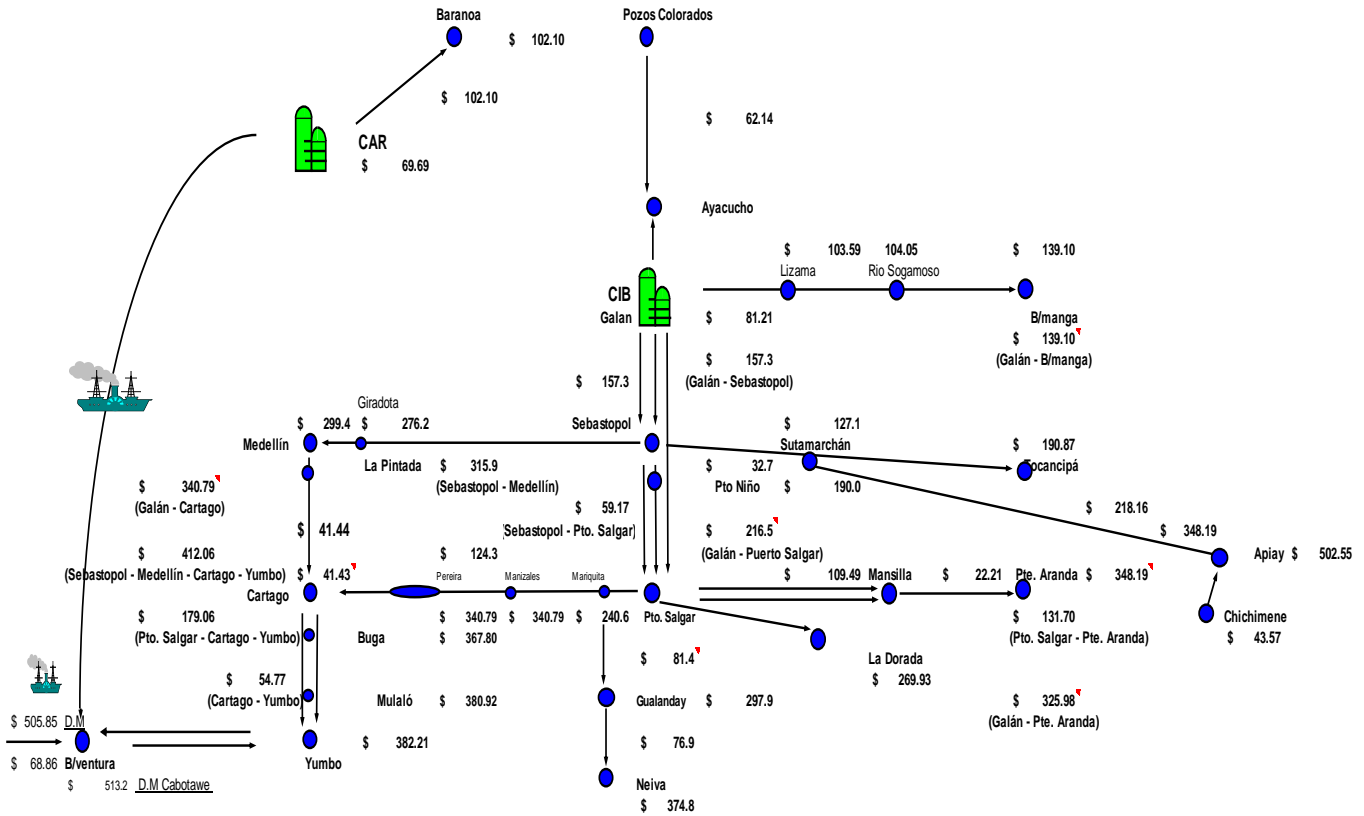
ANEXO 8: COSTOS DE TRANSPORTE CRUDOS POR OLEODUCTOS

Ruta	Costo (U\$/Barril)		
	junio-13	agosto-13	septiembre-13
Apiay-Monterrey-1	0.3430	0.3430	0.3430
Apiay-Monterrey-2	0.3430	0.3430	0.3430
Araguaney-Banadia-OBC	0.8330	0.8330	0.8330
Araguaney-Monterrey	0.3920	0.3920	0.3920
Monterrey-Araguaney	0.3920	0.3920	0.3920
Ayacucho-Covenas-VIT	0.7035	0.7035	0.7035
Ayacucho-CovenasACN-OBC	0.8785	0.8785	0.8785
Ayacucho-Galan-8	0.3780	0.3780	0.3780
Banadia -Ayacucho-OBC	1.7955	1.7955	1.7955
CanoLimon-Banadia	0.7595	0.7595	0.7595
Castilla-Apiay	0.1120	0.1120	0.1120
Chichimene-Apiay	0.1120	0.1120	0.1120
Chichimene-Castilla	0.5005	0.5005	0.5005
Covenas-VIT-Reficar	0.2275	0.2275	0.2275
ElViento-Cusiana-ODL	0.6195	0.6195	0.6195
Galan-Ayacucho-14	0.3780	0.3780	0.3780
Galan-Ayacucho-18	0.2590	0.2590	0.2590
Santiago-Monterrey	0.0798	0.0798	0.0798
Monterrey-Porvenir-6	0.1225	0.1225	0.1225
Monterrey-Porvenir-12	0.1225	0.1225	0.1225
Monterrey-Altos-Porvenir	0.1225	0.1225	0.1225
OCENSA-0	-	-	-
OCENSA-1	0.8470	0.8470	0.8470
OCENSA-2	0.5565	0.5565	0.5565
OCENSA-3	0.4935	0.4935	0.4935
OCENSA-4-TLU-2	0.1400	0.1400	0.1400
Covenas-TLU-3-ODC	0.5250	0.5250	0.5250
Orito-Tumaco-OTA	0.9835	0.9835	0.9835
Rubiales-ElViento-ODL	0.6195	0.6195	0.6195
ElViento-Monterrey-ODL	0.6195	0.6195	0.6195
Vasconia-GRB 20	0.4956	0.4956	0.4956
Vasconia-Covenas-24-ODC	0.5215	0.5215	0.5215
Vasconia-Galan	0.1120	0.1120	0.1120
Vasconia-Velasquez-Galan	0.1120	0.1120	0.1120
Covenas-ACN-TLU-1-OBC	0.1400	0.1400	0.1400
Chichimene-SanFernando	-	-	-
Castilla-SanFernando-16	-	-	-
SanFernando-Apiay	-	-	-
Miramonte-Ayacucho	0.6192	0.6192	0.6192
Cusiana-Araguaney-ODL	0.7000	0.7000	0.7000
Monterrey-Cusiana	0.8750	0.8750	0.8750

Fuente: Base de datos Ecopetrol, Costo Transporte CP, vice presidencia de transportes. 2013.

ANEXO 9: Costos de transporte refinados 201

TARIFA DE TRANSPORTE DE REFINADOS 2013 \$/GL



Fuente: Ecopetrol. Precios vigentes: Tarifas de transporte por poliducto. Visto en Enero 25, 2014, de Ecopetrol Web Site:

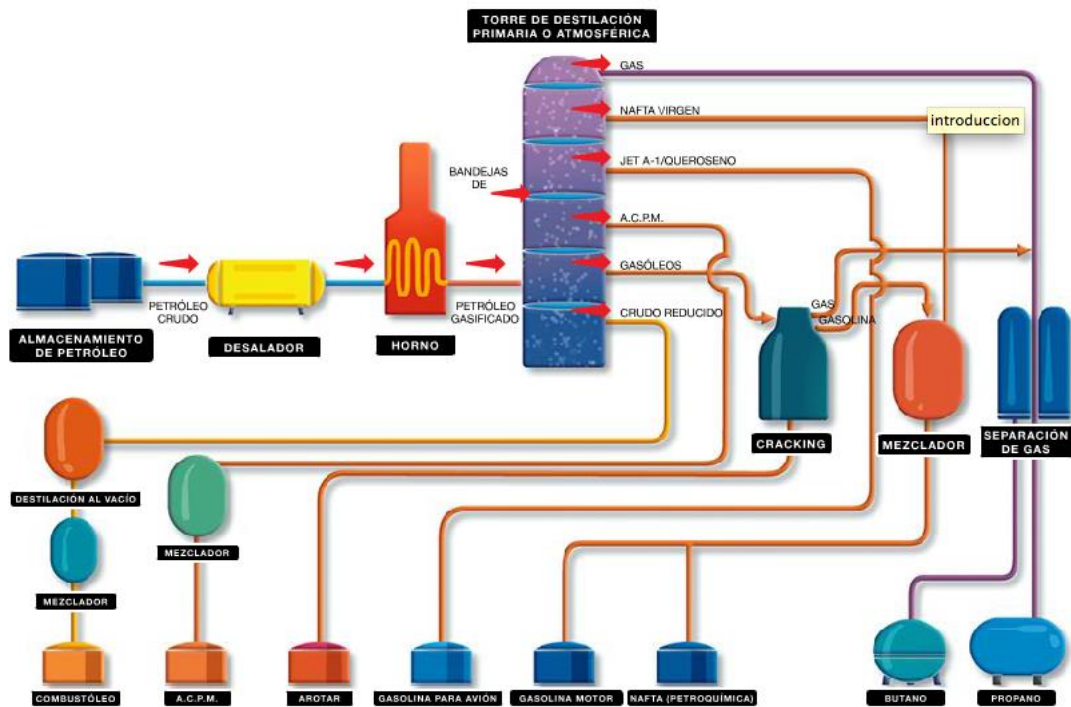
<http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=192&conID=36336&pagID=128026>

ANEXO 10: COSTOS DE PRODUCCIÓN PARA CADA CAMPO PETROLERO

Nodo	COSTO DE PRODUCCIÓN (US\$/BARRIL)											
	enero-13	febrero-13	marzo-13	abril-13	mayo-13	junio-13	julio-13	agosto-13	septiembre-13	octubre-13	noviembre-13	diciembre-13
Apaiy	35.78	35.78	35.78	35.78	35.78	35.78	35.78	35.78	35.78	35.78	35.78	35.78
Araguaney	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94
Ayacucho	35.57	35.57	35.57	35.57	35.57	35.57	35.57	35.57	35.57	35.57	35.57	35.57
Ayacucho	51.75	51.75	51.75	51.75	51.75	51.75	51.75	51.75	51.75	51.75	51.75	51.75
CanoLimon	51.03	51.03	51.03	51.03	51.03	51.03	51.03	51.03	51.03	51.03	51.03	51.03
Castilla	46.1	46.1	46.1	46.1	46.1	46.1	46.1	46.1	46.1	46.1	46.1	46.1
Chichimene	46.67	46.67	46.67	46.67	46.67	46.67	46.67	46.67	46.67	46.67	46.67	46.67
Cupiagua	45.59	45.59	45.59	45.59	45.59	45.59	45.59	45.59	45.59	45.59	45.59	45.59
Cusiana	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8	40.8
Vasconia	48.62	48.62	48.62	48.62	48.62	48.62	48.62	48.62	48.62	48.62	48.62	48.62
Refineria-Barrancabermeja	42.79	42.79	42.79	42.79	42.79	42.79	42.79	42.79	42.79	42.79	42.79	42.79
Refineria-Barrancabermeja	52.8	52.8	52.8	52.8	52.8	52.8	52.8	52.8	52.8	52.8	52.8	52.8
Vasconia	57.33	57.33	57.33	57.33	57.33	57.33	57.33	57.33	57.33	57.33	57.33	57.33
Tenay	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67	47.67
Monterrey	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6
Porvenir	57.07	57.07	57.07	57.07	57.07	57.07	57.07	57.07	57.07	57.07	57.07	57.07
Porvenir	43.23	43.23	43.23	43.23	43.23	43.23	43.23	43.23	43.23	43.23	43.23	43.23
Rubiales	47.18	47.18	47.18	47.18	47.18	47.18	47.18	47.18	47.18	47.18	47.18	47.18
Orito	53.29	53.29	53.29	53.29	53.29	53.29	53.29	53.29	53.29	53.29	53.29	53.29
Araguaney	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94	37.94

Fuente: Base de datos Ecopetrol, Costo Producción CP, vice presidencia de transportes. 2013.

ANEXO 11. PROCESO DE REFINAMIENTO DEL PETRÓLEO



Fuente: Ecopetrol. (n.d.). *El petróleo y su mundo: Proceso de refinación*. Visto el 26 de Enero de 2014 de Ecopetrol web site:
<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/refinacion2.htm>

ANEXO 12: VALORES HISTÓRICOS DE PARÁMETROS ESTOCÁSTICOS
(PRECIOS DE CRUDOS Y REFINADOS; PARA DEMANDAS, REMITIRSE AL
ANEXO 4)

PRECIOS DE VENTA CRUDOS:

Año	Mes	Precios de venta crudos para exportación (US\$/Barril)		
		Brent	Dubai Fateh	Maya
2011	Enero 2011	\$ 96.29	\$ 92.19	81.66
	Febrero 2011	\$ 103.96	\$ 99.88	86.56
	Marzo 2011	\$ 114.44	\$ 108.58	98.77
	Abril 2011	\$ 123.15	\$ 115.76	106.55
	Mayo 2011	\$ 114.46	\$ 108.84	101.56
	Junio 2011	\$ 113.76	\$ 107.52	101.11
	Julio 2011	\$ 116.46	\$ 109.98	102.47
	Agosto 2011	\$ 110.08	\$ 104.96	95.89
	Septiembre 2011	\$ 110.88	\$ 106.00	97.25
	Octubre 2011	\$ 109.47	\$ 103.88	99.59
	Noviembre 2011	\$ 110.50	\$ 108.52	105.99
	Diciembre 2011	\$ 107.97	\$ 106.21	104.34
2012	Enero 2012	\$ 110.99	\$ 109.54	105.91
	Febrero 2012	\$ 119.70	\$ 116.15	108.59
	Marzo 2012	\$ 124.93	\$ 122.28	111.90
	Abril 2012	\$ 120.59	\$ 117.38	108.63
	Mayo 2012	\$ 110.52	\$ 107.45	101.32
	Junio 2012	\$ 95.59	\$ 94.24	88.42
	Julio 2012	\$ 103.14	\$ 99.22	92.95
	Agosto 2012	\$ 113.34	\$ 108.39	99.00
	Septiembre 2012	\$ 113.38	\$ 110.96	100.83
	Octubre 2012	\$ 111.97	\$ 108.68	96.83
	Noviembre 2012	\$ 109.71	\$ 107.10	91.10
	Diciembre 2012	\$ 109.64	\$ 105.67	91.42
2013	Enero 2013	\$ 112.93	\$ 107.54	97.42
	Febrero 2013	\$ 116.46	\$ 111.22	106.36
	Marzo 2013	\$ 109.24	\$ 105.48	103.49
	Abril 2013	\$ 102.88	\$ 101.66	98.74
	Mayo 2013	\$ 103.03	\$ 100.30	98.36
	Junio 2013	\$ 103.11	\$ 100.33	96.26
	Julio 2013	\$ 107.72	\$ 103.36	99.63
	Agosto 2013	\$ 110.96	\$ 106.66	99.74
	Septiembre 2013	\$ 111.62	\$ 108.40	98.96
	Octubre 2013	\$ 109.48	\$ 106.39	92.78
	Noviembre 2013	\$ 108.08	\$ 105.85	86.87
	Diciembre 2013	\$ 110.63	\$ 107.94	88.35

Fuente: Para el Brent: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-brent&months=60>;
Para el Dubai Fateh: <http://www.indexmundi.com/commodities/?commodity=crude-oil-dubai&months=60>;
Maya: <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=p&s=imx2810004&f=m>. Todos vistos el 10 de febrero de 2014.

PRECIOS DE REFINADOS:

Precios de venta refinados al distribuidor mayorista (US\$/Barril)				
Año	Mes	Gasolina corriente	Diesel (ACPM)	Gasolina Jet A1
2011	Enero 2011	\$ 92.32	\$ 93.24	\$ 102.77
	Febrero 2011	\$ 91.99	\$ 92.91	\$ 109.21
	Marzo 2011	\$ 95.88	\$ 96.98	\$ 119.11
	Abril 2011	\$ 99.02	\$ 100.13	\$ 131.63
	Mayo 2011	\$ 99.21	\$ 100.34	\$ 136.93
	Junio 2011	\$ 100.32	\$ 101.88	\$ 128.16
	Julio 2011	\$ 100.34	\$ 101.90	\$ 129.48
	Agosto 2011	\$ 102.52	\$ 104.09	\$ 127.63
	Septiembre 2011	\$ 98.25	\$ 101.91	\$ 126.18
	Octubre 2011	\$ 98.25	\$ 103.91	\$ 122.89
	Noviembre 2011	\$ 100.04	\$ 106.78	\$ 128.64
	Diciembre 2011	\$ 97.04	\$ 108.90	\$ 121.06
2012	Enero 2012	\$ 100.04	\$ 110.03	\$ 128.34
	Febrero 2012	\$ 103.04	\$ 112.94	\$ 133.52
	Marzo 2012	\$ 106.13	\$ 114.70	\$ 137.25
	Abril 2012	\$ 109.31	\$ 114.70	\$ 136.19
	Mayo 2012	\$ 107.83	\$ 114.70	\$ 128.67
	Junio 2012	\$ 104.59	\$ 112.59	\$ 113.90
	Julio 2012	\$ 101.45	\$ 110.49	\$ 118.77
	Agosto 2012	\$ 103.56	\$ 112.59	\$ 129.45
	Septiembre 2012	\$ 104.50	\$ 115.75	\$ 135.34
	Octubre 2012	\$ 106.60	\$ 118.28	\$ 131.64
	Noviembre 2012	\$ 103.10	\$ 114.02	\$ 124.67
	Diciembre 2012	\$ 100.01	\$ 114.02	\$ 124.35
2013	Enero 2013	\$ 100.01	\$ 112.96	\$ 128.74
	Febrero 2013	\$ 103.01	\$ 114.64	\$ 135.16
	Marzo 2013	\$ 106.10	\$ 117.85	\$ 121.15
	Abril 2013	\$ 106.10	\$ 114.64	\$ 120.88
	Mayo 2013	\$ 102.91	\$ 109.62	\$ 114.60
	Junio 2013	\$ 103.60	\$ 109.62	\$ 116.40
	Julio 2013	\$ 103.60	\$ 112.69	\$ 119.98
	Agosto 2013	\$ 103.67	\$ 113.60	\$ 124.07
	Septiembre 2013	\$ 103.76	\$ 113.42	\$ 126.67
	Octubre 2013	\$ 100.65	\$ 112.81	\$ 121.40
	Noviembre 2013	\$ 97.63	\$ 112.24	\$ 118.59
	Diciembre 2013	\$ 97.42	\$ 111.71	\$ 123.01

Fuente: Para Gasolina corriente y Diesel: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=79512>, sección combustibles. Para Gasolina Jet A-1: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=488&conID=79512>, sección Jet A-1. Vistos el 25 de enero de 2014.

ANEXO 13: PRUEBAS DE NORMALIDAD

Para los datos de precios de crudos y refinados, así como la demanda por productos refinados, se llevó a cabo la siguiente prueba de hipótesis

$$H_0: \text{Los datos siguen una distribución normal}$$

$$H_a: \text{Los datos no siguen una distribución normal}$$

Se usaron las pruebas Kolmogorov-Smirnov y Shapiro-Wilk en SPSS, obteniendo los siguientes resultados (la columna 'Sig.' Indica el p-value obtenido de la prueba):

Test de normalidad precio de crudo Brent

	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Statistic	df	Sig.	Statistic	df	Sig.
Brent	.138	36	.079	.959	36	.201

a. Lilliefors Significance Correction

Test de normalidad precio de crudo Dubai Fateh

	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Statistic	df	Sig.	Statistic	df	Sig.
Dubai_Fateh	.142	36	.065	.951	36	.113

a. Lilliefors Significance Correction

Test de normalidad precio Maya

	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Statistic	df	Sig.	Statistic	df	Sig.
Maya	.104	36	.200*	.975	36	.590

a. Lilliefors Significance Correction

*. This is a lower bound of the true significance.

Test de normalidad precio de gasolina corriente

	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Statistic	df	Sig.	Statistic	df	Sig.
Gasolina_corriente	.112	36	.200*	.973	36	.521

a. Lilliefors Significance Correction

*. This is a lower bound of the true significance.

Test de normalidad precio de diesel

	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Statistic	df	Sig.	Statistic	df	Sig.
Diesel	.090	36	.200*	.876	36	.016

a. Lilliefors Significance Correction

*. This is a lower bound of the true significance.

Test de normalidad precio de gasolina para aviación

	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Statistic	df	Sig.	Statistic	df	Sig.
JetA1	.080	36	.200*	.966	36	.324

a. Lilliefors Significance Correction

*. This is a lower bound of the true significance.

Test de normalidad demanda gasolina corriente

	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Statistic	df	Sig.	Statistic	df	Sig.
DemandaGasolina_corriente	.218	12	.120	.922	12	.301

a. Lilliefors Significance Correction

Test de normalidad demanda Diesel

	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Statistic	df	Sig.	Statistic	df	Sig.
Demanda_Diesel	.157	12	.200*	.915	12	.250

a. Lilliefors Significance Correction

*. This is a lower bound of the true significance.

Test de normalidad demanda gasolina Jet A1

	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Statistic	df	Sig.	Statistic	df	Sig.
Demanda_JetA1	.095	12	.200*	.987	12	.999

a. Lilliefors Significance Correction

*. This is a lower bound of the true significance.

Fuente: Autor.

Como se observa, para cada uno de los grupos de datos, a un nivel de significancia del 5%, no se rechaza la hipótesis nula. Por lo tanto, se puede inferir que cada uno de los precios y demandas tiene una distribución normal, lo cual es requisito para dar validez a las pruebas de correlación hechas en el desarrollo del trabajo.

**ANEXO 14: RESULTADOS DE LAS CORRIDAS DE LOS MODELOS
MODELOS REFERENTES A LA PLANEACION DE OPERACIONES PARA ENERO DE 2014:
DETERMINISTAS:**

Descripción	Resultados escenario 1		
	Variables	Resultado	
	Utilidad (Z)	\$ 820,679,215.07	
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	969,909.81	
	a[C2]	1,149,198.92	
	a[C3]	1,160,780.85	
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,903,320.19	
	b[C2]	2,413,901.08	
	b[C3]	347,799.15	
Cantidad de barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1_C1]	297,674.42	
	cu[R1_C2]	525,128.21	
	cu[R1_C3]	703,732.87	
	cu[R2_C1]	467,203.27	
	cu[R2_C2]	493,673.71	
	cu[R2_C3]	363,968.55	
	cu[R3_C1]	205,032.13	
	cu[R3_C2]	130,397.00	
	cu[R3_C3]	93,079.44	
Cantidad de barriles de refinado h en el nodo j	c[10_R1]	199,976.15	
	c[10_R2]	198,528.30	
	c[10_R3]	8,578.75	
	c[11_R1]	444,221.83	
	c[11_R2]	419,556.47	
	c[11_R3]	323,847.81	
	c[7_R1]	116,016.70	
	c[7_R2]	137,646.29	
	c[8_R1]	467,119.86	
	c[8_R2]	222,351.70	
	c[8_R3]	95,224.13	
	c[9_R1]	299,200.96	
	c[9_R2]	345,439.24	
	c[9_R3]	1,286.81	
	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,526,535.50
t[R2]		1,323,522.00	
t[R3]		428,937.50	
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[1_C2]	2,114,880.00	
	v[2_C1]	91,140.00	
	v[2_C2]	47,670.00	
	v[2_C3]	20,970.00	
	v[3_C1]	12,690,390.00	
	v[3_C2]	302,280.00	
	v[3_C3]	1,334,460.00	
	v[4_C1]	1,091,700.00	
	v[4_C2]	1,098,270.00	
v[4_C3]	153,150.00		
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[1_2_C2]	1,101,528.92	
	x[1_3_C2]	1,013,351.08	
	x[2_6_C1]	91,140.00	
	x[2_6_C2]	1,149,198.92	
	x[2_6_C3]	20,970.00	
	x[3_4_C1]	7,153,820.23	
	x[3_4_C3]	986,660.85	
	x[3_5_C1]	5,536,569.77	
	x[3_5_C2]	1,315,631.08	
	x[3_5_C3]	347,799.15	
	x[4_5_C1]	7,366,750.42	
	x[4_5_C2]	1,098,270.00	
	x[4_6_C1]	878,769.81	
	x[4_6_C3]	1,139,810.85	
	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[6_7_R1]	116,016.70
y[6_7_R2]		137,646.29	
y[6_8_R1]		1,222,461.83	
y[6_8_R2]		1,185,875.71	
y[6_8_R3]		105,089.69	
y[8_10_R1]		199,976.15	
y[8_10_R2]		198,528.30	
y[8_10_R3]		8,578.75	
y[8_9_R1]		555,517.47	
y[8_9_R2]		764,995.72	
y[8_9_R3]		1,286.81	
y[9_11_R1]		256,316.51	
y[9_11_R2]		419,556.47	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque		z[r[6_11_R1]	187,905.32
		z[r[6_11_R3]	323,847.81

Descripción	Resultados escenario 2		
	Variables	Resultado	
	Utilidad (Z)	\$ 820,323,280.40	
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	994,074.29	
	a[C2]	1,164,567.12	
	a[C3]	1,171,750.92	
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,879,155.71	
	b[C2]	2,398,532.88	
	b[C3]	336,829.08	
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1_C1]	297,674.42	
	cu[R1_C2]	525,128.21	
	cu[R1_C3]	703,732.87	
	cu[R2_C1]	467,203.27	
	cu[R2_C2]	493,673.71	
	cu[R2_C3]	363,968.55	
	cu[R3_C1]	229,196.60	
	cu[R3_C2]	145,765.20	
	cu[R3_C3]	104,049.50	
Barriles de refinado h en el nodo j	c[10_R1]	199,976.15	
	c[10_R2]	198,528.30	
	c[10_R3]	9,589.82	
	c[11_R1]	444,221.83	
	c[11_R2]	419,556.47	
	c[11_R3]	362,015.55	
	c[7_R1]	116,016.70	
	c[7_R2]	137,646.29	
	c[8_R1]	467,119.86	
	c[8_R2]	222,351.70	
	c[8_R3]	106,446.96	
	c[9_R1]	299,200.96	
	c[9_R2]	345,439.24	
	c[9_R3]	1,438.47	
	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,526,535.50
t[R2]		1,323,522.00	
t[R3]		479,490.80	
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[1_C2]	2,114,880.00	
	v[2_C1]	91,140.00	
	v[2_C2]	47,670.00	
	v[2_C3]	20,970.00	
	v[3_C1]	12,690,390.00	
	v[3_C2]	302,280.00	
	v[3_C3]	1,334,460.00	
	v[4_C1]	1,091,700.00	
	v[4_C2]	1,098,270.00	
v[4_C3]	153,150.00		
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[1_2_C2]	1,116,897.12	
	x[1_3_C2]	997,982.88	
	x[2_6_C1]	91,140.00	
	x[2_6_C2]	1,164,567.12	
	x[2_6_C3]	20,970.00	
	x[3_4_C1]	7,127,481.96	
	x[3_4_C3]	997,630.92	
	x[3_5_C1]	5,562,908.04	
	x[3_5_C2]	1,300,262.88	
	x[3_5_C3]	336,829.08	
	x[4_5_C1]	7,316,247.67	
	x[4_5_C2]	1,098,270.00	
	x[4_6_C1]	902,934.29	
	x[4_6_C3]	1,150,780.92	
	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[6_7_R1]	116,016.70
y[6_7_R2]		137,646.29	
y[6_8_R1]		1,222,461.83	
y[6_8_R2]		1,185,875.71	
y[6_8_R3]		117,475.25	
y[8_10_R1]		199,976.15	
y[8_10_R2]		198,528.30	
y[8_10_R3]		9,589.82	
y[8_9_R1]		555,365.81	
y[8_9_R2]		764,995.72	
y[8_9_R3]		1,438.47	
y[9_11_R1]		256,164.85	
y[9_11_R2]		419,556.47	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque		z[r[6_11_R1]	188,056.98
		z[r[6_11_R3]	362,015.55

	Resultados escenario 3	
	Variables	Resultado
Descripción	Utilidad (Z)	\$820,013,139.68
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,015,129.81
	a[C2]	1,177,958.08
	a[C3]	1,181,309.60
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,858,100.19
	b[C2]	2,385,141.92
	b[C3]	327,270.40
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	297,674.42
	cu[R1,C2]	525,128.21
	cu[R1,C3]	703,732.87
	cu[R2,C1]	467,203.27
	cu[R2,C2]	493,673.71
	cu[R2,C3]	363,968.55
	cu[R3,C1]	250,252.12
	cu[R3,C2]	159,156.16
	cu[R3,C3]	113,608.18
Barriles de refinado h en el nodo j	c[10,R1]	199,976.15
	c[10,R2]	198,528.30
	c[10,R3]	10,470.80
	c[11,R1]	444,221.83
	c[11,R2]	419,556.47
	c[11,R3]	395,272.70
	c[7,R1]	116,016.70
	c[7,R2]	137,646.29
	c[8,R1]	467,119.86
	c[8,R2]	222,351.70
	c[8,R3]	116,225.88
	c[9,R1]	299,200.96
	c[9,R2]	345,439.24
	c[9,R3]	1,570.62
	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]
t[R2]		1,323,522.00
t[R3]		523,540.00
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[1,C2]	2,114,880.00
	v[2,C1]	91,140.00
	v[2,C2]	47,670.00
	v[2,C3]	20,970.00
	v[3,C1]	12,690,390.00
	v[3,C2]	302,280.00
	v[3,C3]	1,334,460.00
	v[4,C1]	1,091,700.00
	v[4,C2]	1,098,270.00
v[4,C3]	153,150.00	
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[1,2,C2]	1,130,288.08
	x[1,3,C2]	984,591.92
	x[2,6,C1]	91,140.00
	x[2,6,C2]	1,177,958.08
	x[2,6,C3]	20,970.00
	x[3,4,C1]	7,104,532.33
	x[3,4,C3]	1,007,189.60
	x[3,5,C1]	5,585,857.67
	x[3,5,C2]	1,286,871.92
	x[3,5,C3]	327,270.40
	x[4,5,C1]	7,272,242.52
	x[4,5,C2]	1,098,270.00
Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[6,7,R1]	116,016.70
	y[6,7,R2]	137,646.29
	y[6,8,R1]	1,222,329.68
	y[6,8,R2]	1,185,875.71
	y[6,8,R3]	128,267.30
	y[8,10,R1]	199,976.15
	y[8,10,R2]	198,528.30
	y[8,10,R3]	10,470.80
	y[8,9,R1]	555,233.66
	y[8,9,R2]	764,995.72
	y[8,9,R3]	1,570.62
	y[9,11,R1]	256,032.71
y[9,11,R2]	419,556.47	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[6,11,R1]	188,189.12
	zr[6,11,R3]	395,272.70

	Resultados escenario 4	
	Variables	Resultado
Descripción	Utilidad (Z)	\$815,894,782.45
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,039,384.31
	a[C2]	1,236,871.59
	a[C3]	1,246,858.63
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,833,845.69
	b[C2]	2,326,228.41
	b[C3]	261,721.37
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	317,834.21
	cu[R1,C2]	560,692.14
	cu[R1,C3]	751,392.66
	cu[R2,C1]	516,517.98
	cu[R2,C2]	545,782.46
	cu[R2,C3]	402,386.53
	cu[R3,C1]	205,032.13
	cu[R3,C2]	130,397.00
	cu[R3,C3]	93,079.44
Barriles de refinado h en el nodo j	c[10,R1]	213,519.39
	c[10,R2]	219,483.56
	c[10,R3]	8,578.75
	c[11,R1]	474,306.43
	c[11,R2]	463,841.93
	c[11,R3]	323,847.81
	c[7,R1]	123,873.84
	c[7,R2]	152,175.27
	c[8,R1]	498,755.21
	c[8,R2]	245,821.59
	c[8,R3]	95,224.13
	c[9,R1]	319,464.12
	c[9,R2]	381,901.40
	c[9,R3]	1,286.81
	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]
t[R2]		1,463,223.75
t[R3]		428,937.50
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[1,C2]	2,114,880.00
	v[2,C1]	91,140.00
	v[2,C2]	47,670.00
	v[2,C3]	20,970.00
	v[3,C1]	12,690,390.00
	v[3,C2]	302,280.00
	v[3,C3]	1,334,460.00
	v[4,C1]	1,091,700.00
	v[4,C2]	1,098,270.00
v[4,C3]	153,150.00	
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[1,2,C2]	1,189,201.59
	x[1,3,C2]	925,678.41
	x[2,6,C1]	91,140.00
	x[2,6,C2]	1,236,871.59
	x[2,6,C3]	20,970.00
	x[3,4,C1]	6,980,069.78
	x[3,4,C3]	1,072,738.63
	x[3,5,C1]	5,710,320.22
	x[3,5,C2]	1,227,958.41
	x[3,5,C3]	261,721.37
	x[4,5,C1]	7,123,525.46
	x[4,5,C2]	1,098,270.00
Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[6,7,R1]	123,873.84
	y[6,7,R2]	152,175.27
	y[6,8,R1]	1,187,044.46
	y[6,8,R2]	1,311,048.48
	y[6,8,R3]	105,089.69
	y[8,10,R1]	213,519.39
	y[8,10,R2]	219,483.56
	y[8,10,R3]	8,578.75
	y[8,9,R1]	474,769.86
	y[8,9,R2]	845,743.33
	y[8,9,R3]	1,286.81
	y[9,11,R1]	155,305.74
y[9,11,R2]	463,841.93	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[6,11,R1]	319,000.69
	zr[6,11,R3]	323,847.81

Descripción	Resultados escenario 5	
	Variables	Resultado
	Utilidad (Z)	\$815,538,847.79
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,063,548.79
	a[C2]	1,252,239.80
	a[C3]	1,257,828.69
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,809,681.21
	b[C2]	2,310,860.20
	b[C3]	250,751.31
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	317,834.21
	cu[R1,C2]	560,692.14
	cu[R1,C3]	751,392.66
	cu[R2,C1]	516,517.98
	cu[R2,C2]	545,782.46
	cu[R2,C3]	402,386.53
	cu[R3,C1]	229,196.60
	cu[R3,C2]	145,765.20
	cu[R3,C3]	104,049.50
Barriles de refinado h en el nodo j	c[10,R1]	213,519.39
	c[10,R2]	219,483.56
	c[10,R3]	9,589.82
	c[11,R1]	474,306.43
	c[11,R2]	463,841.93
	c[11,R3]	362,015.55
	c[7,R1]	123,873.84
	c[7,R2]	152,175.27
	c[8,R1]	498,755.21
	c[8,R2]	245,821.59
	c[8,R3]	106,446.96
	c[9,R1]	319,464.12
c[9,R2]	381,901.40	
c[9,R3]	1,438.47	
Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,629,919.00
	t[R2]	1,463,223.75
	t[R3]	479,490.80
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[1,C2]	2,114,880.00
	v[2,C1]	91,140.00
	v[2,C2]	47,670.00
	v[2,C3]	20,970.00
	v[3,C1]	12,690,390.00
	v[3,C2]	302,280.00
	v[3,C3]	1,334,460.00
	v[4,C1]	1,091,700.00
v[4,C2]	1,098,270.00	
v[4,C3]	153,150.00	
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[1,2,C2]	1,204,569.80
	x[1,3,C2]	910,310.20
	x[2,6,C1]	91,140.00
	x[2,6,C2]	1,252,239.80
	x[2,6,C3]	20,970.00
	x[3,4,C1]	6,953,731.51
	x[3,4,C3]	1,083,708.69
	x[3,5,C1]	5,736,658.49
	x[3,5,C2]	1,212,590.20
	x[3,5,C3]	250,751.31
	x[4,5,C1]	7,073,022.72
	x[4,5,C2]	1,098,270.00
x[4,6,C1]	972,408.79	
x[4,6,C3]	1,236,858.69	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[6,7,R1]	123,873.84
	y[6,7,R2]	152,175.27
	y[6,8,R1]	1,186,892.80
	y[6,8,R2]	1,311,048.48
	y[6,8,R3]	117,475.25
	y[8,10,R1]	213,519.39
	y[8,10,R2]	219,483.56
	y[8,10,R3]	9,589.82
	y[8,9,R1]	474,618.20
	y[8,9,R2]	845,743.33
	y[8,9,R3]	1,438.47
	y[9,11,R1]	155,154.08
y[9,11,R2]	463,841.93	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[6,11,R1]	319,152.35
	zr[6,11,R3]	362,015.55

Descripción	Resultados escenario 6	
	Variables	Resultado
	Utilidad (Z)	\$815,228,707.06
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,084,604.31
	a[C2]	1,265,630.75
	a[C3]	1,267,387.37
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,788,625.69
	b[C2]	2,297,469.25
	b[C3]	241,192.63
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	317,834.21
	cu[R1,C2]	560,692.14
	cu[R1,C3]	751,392.66
	cu[R2,C1]	516,517.98
	cu[R2,C2]	545,782.46
	cu[R2,C3]	402,386.53
	cu[R3,C1]	250,252.12
	cu[R3,C2]	159,156.16
	cu[R3,C3]	113,608.18
Barriles de refinado h en el nodo j	c[10,R1]	213,519.39
	c[10,R2]	219,483.56
	c[10,R3]	10,470.80
	c[11,R1]	474,306.43
	c[11,R2]	463,841.93
	c[11,R3]	395,272.70
	c[7,R1]	123,873.84
	c[7,R2]	152,175.27
	c[8,R1]	498,755.21
	c[8,R2]	245,821.59
	c[8,R3]	116,225.88
	c[9,R1]	319,464.12
c[9,R2]	381,901.40	
c[9,R3]	1,570.62	
Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,629,919.00
	t[R2]	1,463,223.75
	t[R3]	523,540.00
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[1,C2]	2,114,880.00
	v[2,C1]	91,140.00
	v[2,C2]	47,670.00
	v[2,C3]	20,970.00
	v[3,C1]	12,690,390.00
	v[3,C2]	302,280.00
	v[3,C3]	1,334,460.00
	v[4,C1]	1,091,700.00
v[4,C2]	1,098,270.00	
v[4,C3]	153,150.00	
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[1,2,C2]	1,217,960.75
	x[1,3,C2]	896,919.25
	x[2,6,C1]	91,140.00
	x[2,6,C2]	1,265,630.75
	x[2,6,C3]	20,970.00
	x[3,4,C1]	6,930,781.88
	x[3,4,C3]	1,093,267.37
	x[3,5,C1]	5,759,608.13
	x[3,5,C2]	1,199,199.25
	x[3,5,C3]	241,192.63
	x[4,5,C1]	7,029,017.57
	x[4,5,C2]	1,098,270.00
x[4,6,C1]	993,464.31	
x[4,6,C3]	1,246,417.37	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[6,7,R1]	123,873.84
	y[6,7,R2]	152,175.27
	y[6,8,R1]	1,186,760.66
	y[6,8,R2]	1,311,048.48
	y[6,8,R3]	128,267.30
	y[8,10,R1]	213,519.39
	y[8,10,R2]	219,483.56
	y[8,10,R3]	10,470.80
	y[8,9,R1]	474,486.05
	y[8,9,R2]	845,743.33
	y[8,9,R3]	1,570.62
	y[9,11,R1]	155,021.93
y[9,11,R2]	463,841.93	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[6,11,R1]	319,284.50
	zr[6,11,R3]	395,272.70

Descripción	Resultados escenario 7	
	Variables	Resultado
	Utilidad (Z)	\$813,022,832.52
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,082,736.58
	a[C2]	1,290,113.20
	a[C3]	1,297,285.91
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,790,493.42
	b[C2]	2,272,986.80
	b[C3]	211,294.09
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	328,341.20
	cu[R1,C2]	579,227.54
	cu[R1,C3]	776,232.26
	cu[R2,C1]	549,363.26
	cu[R2,C2]	580,488.66
	cu[R2,C3]	427,974.21
	cu[R3,C1]	205,032.13
	cu[R3,C2]	130,397.00
	cu[R3,C3]	93,079.44
Barriles de refinado h en el nodo j	c[10,R1]	220,577.93
	c[10,R2]	233,440.48
	c[10,R3]	8,578.75
	c[11,R1]	489,986.09
	c[11,R2]	493,337.55
	c[11,R3]	323,847.81
	c[7,R1]	127,968.88
	c[7,R2]	161,852.07
	c[8,R1]	515,243.11
	c[8,R2]	261,453.34
	c[8,R3]	95,224.13
	c[9,R1]	330,025.00
c[9,R2]	406,186.43	
c[9,R3]	1,286.81	
Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,683,801.00
	t[R2]	1,556,269.86
	t[R3]	428,937.50
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[1,C2]	2,114,880.00
	v[2,C1]	91,140.00
	v[2,C2]	47,670.00
	v[2,C3]	20,970.00
	v[3,C1]	12,690,390.00
	v[3,C2]	302,280.00
	v[3,C3]	1,334,460.00
	v[4,C1]	1,091,700.00
v[4,C2]	1,098,270.00	
v[4,C3]	153,150.00	
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[1,2,C2]	1,242,443.20
	x[1,3,C2]	872,436.80
	x[2,6,C1]	91,140.00
	x[2,6,C2]	1,290,113.20
	x[2,6,C3]	20,970.00
	x[3,4,C1]	5,701,684.09
	x[3,4,C2]	1,174,716.80
	x[3,4,C3]	1,123,165.91
	x[3,5,C1]	6,988,705.91
	x[3,5,C3]	211,294.09
	x[4,5,C1]	5,801,787.51
	x[4,5,C2]	2,272,986.80
x[4,6,C1]	991,596.58	
x[4,6,C3]	1,276,315.91	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[6,7,R1]	127,968.88
	y[6,7,R2]	161,852.07
	y[6,8,R1]	1,156,810.25
	y[6,8,R2]	1,394,417.79
	y[6,8,R3]	105,089.69
	y[8,10,R1]	220,577.93
	y[8,10,R2]	233,440.48
	y[8,10,R3]	8,578.75
	y[8,9,R1]	420,837.55
	y[8,9,R2]	899,523.98
	y[8,9,R3]	1,286.81
	y[9,11,R1]	90,812.55
y[9,11,R2]	493,337.55	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[6,11,R1]	399,021.88
	zr[6,11,R3]	323,847.81

Descripción	Resultados escenario 8	
	Variables	Resultado
	Utilidad (Z)	\$812,666,897.86
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,106,901.06
	a[C2]	1,305,481.40
	a[C3]	1,308,255.98
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,766,328.94
	b[C2]	2,257,618.60
	b[C3]	200,324.02
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	328,341.20
	cu[R1,C2]	579,227.54
	cu[R1,C3]	776,232.26
	cu[R2,C1]	549,363.26
	cu[R2,C2]	580,488.66
	cu[R2,C3]	427,974.21
	cu[R3,C1]	229,196.60
	cu[R3,C2]	145,765.20
	cu[R3,C3]	104,049.50
Barriles de refinado h en el nodo j	c[10,R1]	220,577.93
	c[10,R2]	233,440.48
	c[10,R3]	9,589.82
	c[11,R1]	489,986.09
	c[11,R2]	493,337.55
	c[11,R3]	362,015.55
	c[7,R1]	127,968.88
	c[7,R2]	161,852.07
	c[8,R1]	515,243.11
	c[8,R2]	261,453.34
	c[8,R3]	106,446.96
	c[9,R1]	330,025.00
c[9,R2]	406,186.43	
c[9,R3]	1,438.47	
Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,683,801.00
	t[R2]	1,556,269.86
	t[R3]	479,490.80
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[1,C2]	2,114,880.00
	v[2,C1]	91,140.00
	v[2,C2]	47,670.00
	v[2,C3]	20,970.00
	v[3,C1]	12,690,390.00
	v[3,C2]	302,280.00
	v[3,C3]	1,334,460.00
	v[4,C1]	1,091,700.00
v[4,C2]	1,098,270.00	
v[4,C3]	153,150.00	
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[1,2,C2]	1,257,811.40
	x[1,3,C2]	857,068.60
	x[2,6,C1]	91,140.00
	x[2,6,C2]	1,305,481.40
	x[2,6,C3]	20,970.00
	x[3,4,C1]	6,850,062.62
	x[3,4,C3]	1,134,135.98
	x[3,5,C1]	5,840,327.38
	x[3,5,C2]	1,159,348.60
	x[3,5,C3]	200,324.02
	x[4,5,C1]	6,926,001.56
	x[4,5,C2]	1,098,270.00
x[4,6,C1]	1,015,761.06	
x[4,6,C3]	1,287,285.98	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[6,7,R1]	127,968.88
	y[6,7,R2]	161,852.07
	y[6,8,R1]	1,156,658.59
	y[6,8,R2]	1,394,417.79
	y[6,8,R3]	117,475.25
	y[8,10,R1]	220,577.93
	y[8,10,R2]	233,440.48
	y[8,10,R3]	9,589.82
	y[8,9,R1]	420,837.55
	y[8,9,R2]	899,523.98
	y[8,9,R3]	1,438.47
	y[9,11,R1]	90,812.55
y[9,11,R2]	493,337.55	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[6,11,R1]	399,173.54
	zr[6,11,R3]	362,015.55

	Resultados escenario 9	
	Variables	Resultado
Descripción	Utilidad (Z)	\$812,356,757.13
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,127,956.58
	a[C2]	1,318,872.36
	a[C3]	1,317,814.65
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,745,273.42
	b[C2]	2,244,227.64
	b[C3]	190,765.35
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	328,341.20
	cu[R1,C2]	579,227.54
	cu[R1,C3]	776,232.26
	cu[R2,C1]	549,363.26
	cu[R2,C2]	580,488.66
	cu[R2,C3]	427,974.21
	cu[R3,C1]	250,252.12
	cu[R3,C2]	159,156.16
	cu[R3,C3]	113,608.18
Barriles de refinado h en el nodo j	c[10,R1]	220,577.93
	c[10,R2]	233,440.48
	c[10,R3]	10,470.80
	c[11,R1]	489,986.09
	c[11,R2]	493,337.55
	c[11,R3]	395,272.70
	c[7,R1]	127,968.88
	c[7,R2]	161,852.07
	c[8,R1]	515,243.11
	c[8,R2]	261,453.34
	c[8,R3]	116,225.88
	c[9,R1]	330,025.00
c[9,R2]	406,186.43	
c[9,R3]	1,570.62	
Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,683,801.00
	t[R2]	1,556,269.86
	t[R3]	523,540.00
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[1,C2]	2,114,880.00
	v[2,C1]	91,140.00
	v[2,C2]	47,670.00
	v[2,C3]	20,970.00
	v[3,C1]	12,690,390.00
	v[3,C2]	302,280.00
	v[3,C3]	1,334,460.00
	v[4,C1]	1,091,700.00
v[4,C2]	1,098,270.00	
v[4,C3]	153,150.00	
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[1,2,C2]	1,271,202.36
	x[1,3,C2]	843,677.64
	x[2,6,C1]	91,140.00
	x[2,6,C2]	1,318,872.36
	x[2,6,C3]	20,970.00
	x[3,4,C1]	5,681,155.35
	x[3,4,C2]	1,145,957.64
	x[3,4,C3]	1,143,694.65
	x[3,5,C1]	7,009,234.65
	x[3,5,C3]	190,765.35
	x[4,5,C1]	5,736,038.77
	x[4,5,C2]	2,244,227.64
	x[4,6,C1]	1,036,816.58
	x[4,6,C3]	1,296,844.65
Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[6,7,R1]	127,968.88
	y[6,7,R2]	161,852.07
	y[6,8,R1]	1,156,526.44
	y[6,8,R2]	1,394,417.79
	y[6,8,R3]	128,267.30
	y[8,10,R1]	220,577.93
	y[8,10,R2]	233,440.48
	y[8,10,R3]	10,470.80
	y[8,9,R1]	420,705.40
	y[8,9,R2]	899,523.98
	y[8,9,R3]	1,570.62
y[9,11,R1]	90,680.40	
y[9,11,R2]	493,337.55	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[6,11,R1]	399,305.69
	zr[6,11,R3]	395,272.70

	Resultados escenario 10	
	Variables	Resultado
Descripción	Utilidad (Z)	\$1,006,340,023.63
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	969,909.81
	a[C2]	1,149,198.92
	a[C3]	1,160,780.85
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,903,320.19
	b[C2]	2,413,901.08
	b[C3]	347,799.15
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	297,674.42
	cu[R1,C2]	525,128.21
	cu[R1,C3]	703,732.87
	cu[R2,C1]	467,203.27
	cu[R2,C2]	493,673.71
	cu[R2,C3]	363,968.55
	cu[R3,C1]	205,032.13
	cu[R3,C2]	130,397.00
	cu[R3,C3]	93,079.44
Barriles de refinado h en el nodo j	c[10,R1]	199,976.15
	c[10,R2]	198,528.30
	c[10,R3]	8,578.75
	c[11,R1]	444,221.83
	c[11,R2]	419,556.47
	c[11,R3]	323,847.81
	c[7,R1]	116,016.70
	c[7,R2]	137,646.29
	c[8,R1]	467,119.86
	c[8,R2]	222,351.70
	c[8,R3]	95,224.13
	c[9,R1]	299,200.96
c[9,R2]	345,439.24	
c[9,R3]	1,286.81	
Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,526,535.50
	t[R2]	1,323,522.00
	t[R3]	428,937.50
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[1,C2]	2,114,880.00
	v[2,C1]	91,140.00
	v[2,C2]	47,670.00
	v[2,C3]	20,970.00
	v[3,C1]	12,690,390.00
	v[3,C2]	302,280.00
	v[3,C3]	1,334,460.00
	v[4,C1]	1,091,700.00
v[4,C2]	1,098,270.00	
v[4,C3]	153,150.00	
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[1,2,C2]	1,101,528.92
	x[1,3,C2]	1,013,351.08
	x[2,6,C1]	91,140.00
	x[2,6,C2]	1,149,198.92
	x[2,6,C3]	20,970.00
	x[3,4,C1]	7,153,820.23
	x[3,4,C3]	986,660.85
	x[3,5,C1]	5,536,569.77
	x[3,5,C2]	1,315,631.08
	x[3,5,C3]	347,799.15
	x[4,5,C1]	7,366,750.42
	x[4,5,C2]	1,098,270.00
	x[4,6,C1]	878,769.81
	x[4,6,C3]	1,139,810.85
Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[6,7,R1]	116,016.70
	y[6,7,R2]	137,646.29
	y[6,8,R1]	1,222,613.49
	y[6,8,R2]	1,185,875.71
	y[6,8,R3]	105,089.69
	y[8,10,R1]	199,976.15
	y[8,10,R2]	198,528.30
	y[8,10,R3]	8,578.75
	y[8,9,R1]	555,517.47
	y[8,9,R2]	764,995.72
	y[8,9,R3]	1,286.81
y[9,11,R1]	256,316.51	
y[9,11,R2]	419,556.47	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[6,11,R1]	187,905.32
	zr[6,11,R3]	323,847.81

	Resultados escenario 11			Resultados escenario 12	
	Variables	Resultado		Variables	Resultado
Descripción	Utilidad (Z)	\$1.006,094,216.80	Descripción	Utilidad (Z)	\$1,005,880,035.05
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	994,074.29	Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,015,129.81
	a[C2]	1,164,567.12		a[C2]	1,177,958.08
	a[C3]	1,171,750.92		a[C3]	1,181,309.60
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,879,155.71	Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,858,100.19
	b[C2]	2,398,532.88		b[C2]	2,385,141.92
	b[C3]	336,829.08		b[C3]	327,270.40
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1, C1]	297,674.42	Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1, C1]	297,674.42
	cu[R1, C2]	525,128.21		cu[R1, C2]	525,128.21
	cu[R1, C3]	703,732.87		cu[R1, C3]	703,732.87
	cu[R2, C1]	467,203.27		cu[R2, C1]	467,203.27
	cu[R2, C2]	493,673.71		cu[R2, C2]	493,673.71
	cu[R2, C3]	363,968.55		cu[R2, C3]	363,968.55
	cu[R3, C1]	229,196.60		cu[R3, C1]	250,252.12
	cu[R3, C2]	145,765.20	cu[R3, C2]	159,156.16	
	cu[R3, C3]	104,049.50	cu[R3, C3]	113,608.18	
Barriles de refinado h en el nodo i	c[f10, R1]	199,976.15	Barriles de refinado h en el nodo i	c[f10, R1]	199,976.15
	c[f10, R2]	198,528.30		c[f10, R2]	198,528.30
	c[f10, R3]	9,589.82		c[f10, R3]	10,470.80
	c[f11, R1]	444,221.83		c[f11, R1]	444,221.83
	c[f11, R2]	419,556.47		c[f11, R2]	419,556.47
	c[f11, R3]	362,015.55		c[f11, R3]	395,272.70
	c[f7, R1]	116,016.70		c[f7, R1]	116,016.70
	c[f7, R2]	137,646.29		c[f7, R2]	137,646.29
	c[f8, R1]	467,119.86		c[f8, R1]	467,119.86
	c[f8, R2]	222,351.70		c[f8, R2]	222,351.70
	c[f8, R3]	106,446.96		c[f8, R3]	116,225.88
	c[f9, R1]	299,200.96		c[f9, R1]	299,200.96
	c[f9, R2]	345,439.24		c[f9, R2]	345,439.24
c[f9, R3]	1,438.47	c[f9, R3]	1,570.62		
Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,526,535.50	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,526,535.50
	t[R2]	1,323,522.00		t[R2]	1,323,522.00
	t[R3]	479,490.80		t[R3]	523,540.00
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1, C2]	2,114,880.00	Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1, C2]	2,114,880.00
	v[f2, C1]	91,140.00		v[f2, C1]	91,140.00
	v[f2, C2]	47,670.00		v[f2, C2]	47,670.00
	v[f2, C3]	20,970.00		v[f2, C3]	20,970.00
	v[f3, C1]	12,690,390.00		v[f3, C1]	12,690,390.00
	v[f3, C2]	302,280.00		v[f3, C2]	302,280.00
	v[f3, C3]	1,334,460.00		v[f3, C3]	1,334,460.00
	v[f4, C1]	1,091,700.00		v[f4, C1]	1,091,700.00
v[f4, C2]	1,098,270.00	v[f4, C2]	1,098,270.00		
v[f4, C3]	153,150.00	v[f4, C3]	153,150.00		
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1, 2, C2]	1,116,897.12	Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1, 2, C2]	1,130,288.08
	x[f1, 3, C2]	997,982.88		x[f1, 3, C2]	984,591.92
	x[f2, 6, C1]	91,140.00		x[f2, 6, C1]	91,140.00
	x[f2, 6, C2]	1,164,567.12		x[f2, 6, C2]	1,177,958.08
	x[f2, 6, C3]	20,970.00		x[f2, 6, C3]	20,970.00
	x[f3, 4, C1]	7,127,481.96		x[f3, 4, C1]	7,104,532.33
	x[f3, 4, C3]	997,630.92		x[f3, 4, C3]	1,007,189.60
	x[f3, 5, C1]	5,562,908.04		x[f3, 5, C1]	5,585,857.67
	x[f3, 5, C2]	1,300,262.88		x[f3, 5, C2]	1,286,871.92
	x[f3, 5, C3]	336,829.08		x[f3, 5, C3]	327,270.40
	x[f4, 5, C1]	7,316,247.67		x[f4, 5, C1]	7,272,242.52
	x[f4, 5, C2]	1,098,270.00		x[f4, 5, C2]	1,098,270.00
	x[f4, 6, C1]	902,934.29		x[f4, 6, C1]	923,989.81
x[f4, 6, C3]	1,150,780.92	x[f4, 6, C3]	1,160,339.60		
Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	v[f6, 7, R1]	116,016.70	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	v[f6, 7, R1]	116,016.70
	v[f6, 7, R2]	137,646.29		v[f6, 7, R2]	137,646.29
	v[f6, 8, R1]	1,222,461.83		v[f6, 8, R1]	1,222,329.68
	v[f6, 8, R2]	1,185,875.71		v[f6, 8, R2]	1,185,875.71
	v[f6, 8, R3]	117,475.25		v[f6, 8, R3]	128,267.30
	v[f8, 10, R1]	199,976.15		v[f8, 10, R1]	199,976.15
	v[f8, 10, R2]	198,528.30		v[f8, 10, R2]	198,528.30
	v[f8, 10, R3]	9,589.82		v[f8, 10, R3]	10,470.80
	v[f8, 9, R1]	555,365.81		v[f8, 9, R1]	555,233.66
	v[f8, 9, R2]	764,995.72		v[f8, 9, R2]	764,995.72
	v[f8, 9, R3]	1,438.47		v[f8, 9, R3]	1,570.62
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[f6, 11, R1]	188,056.98	Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[f6, 11, R1]	188,189.12
	zr[f6, 11, R3]	362,015.55		zr[f6, 11, R3]	395,272.70

	Resultados escenario 13			Resultados escenario 14	
	Variables	Resultado		Variables	Resultado
Descripción	Utilidad (Z)	\$1,000,945,731.35	Descripción	Utilidad (Z)	\$1,000,699,924.52
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,039,384.31	Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,063,548.79
	a[C2]	1,236,871.59		a[C2]	1,252,239.80
	a[C3]	1,246,858.63		a[C3]	1,257,828.69
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,833,845.69	Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,809,681.21
	b[C2]	2,326,228.41		b[C2]	2,310,860.20
	b[C3]	261,721.37		b[C3]	250,751.31
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	317,834.21	Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	317,834.21
	cu[R1,C2]	560,692.14		cu[R1,C2]	560,692.14
	cu[R1,C3]	751,392.66		cu[R1,C3]	751,392.66
	cu[R2,C1]	516,517.98		cu[R2,C1]	516,517.98
	cu[R2,C2]	545,782.46		cu[R2,C2]	545,782.46
	cu[R2,C3]	402,386.53		cu[R2,C3]	402,386.53
	cu[R3,C1]	205,032.13		cu[R3,C1]	229,196.60
	cu[R3,C2]	130,397.00		cu[R3,C2]	145,765.20
	cu[R3,C3]	93,079.44		cu[R3,C3]	104,049.50
Barriles de refinado h en el nodo i	c[f0,R1]	213,519.39	Barriles de refinado h en el nodo i	c[f0,R1]	213,519.39
	c[f0,R2]	219,483.56		c[f0,R2]	219,483.56
	c[f0,R3]	8,578.75		c[f0,R3]	9,589.82
	c[f1,R1]	474,306.43		c[f1,R1]	474,306.43
	c[f1,R2]	463,841.93		c[f1,R2]	463,841.93
	c[f1,R3]	323,847.81		c[f1,R3]	362,015.55
	c[f7,R1]	123,873.84		c[f7,R1]	123,873.84
	c[f7,R2]	152,175.27		c[f7,R2]	152,175.27
	c[f8,R1]	498,755.21		c[f8,R1]	498,755.21
	c[f8,R2]	245,821.59		c[f8,R2]	245,821.59
	c[f8,R3]	95,224.13		c[f8,R3]	106,446.96
	c[f9,R1]	319,464.12		c[f9,R1]	319,464.12
	c[f9,R2]	381,901.40		c[f9,R2]	381,901.40
c[f9,R3]	1,286.81	c[f9,R3]	1,438.47		
Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,629,919.00	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,629,919.00
	t[R2]	1,463,223.75		t[R2]	1,463,223.75
	t[R3]	428,937.50		t[R3]	479,490.80
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00	Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00
	v[f2,C1]	91,140.00		v[f2,C1]	91,140.00
	v[f2,C2]	47,670.00		v[f2,C2]	47,670.00
	v[f2,C3]	20,970.00		v[f2,C3]	20,970.00
	v[f3,C1]	12,690,390.00		v[f3,C1]	12,690,390.00
	v[f3,C2]	302,280.00		v[f3,C2]	302,280.00
	v[f3,C3]	1,334,460.00		v[f3,C3]	1,334,460.00
	v[f4,C1]	1,091,700.00		v[f4,C1]	1,091,700.00
v[f4,C2]	1,098,270.00	v[f4,C2]	1,098,270.00		
v[f4,C3]	153,150.00	v[f4,C3]	153,150.00		
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,189,201.59	Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,204,569.80
	x[f1,3,C2]	925,678.41		x[f1,3,C2]	910,310.20
	x[f2,6,C1]	91,140.00		x[f2,6,C1]	91,140.00
	x[f2,6,C2]	1,236,871.59		x[f2,6,C2]	1,252,239.80
	x[f2,6,C3]	20,970.00		x[f2,6,C3]	20,970.00
	x[f3,4,C1]	6,980,069.78		x[f3,4,C1]	6,953,731.51
	x[f3,4,C3]	1,072,738.63		x[f3,4,C3]	1,083,708.69
	x[f3,5,C1]	5,710,320.22		x[f3,5,C1]	5,736,658.49
	x[f3,5,C2]	1,227,958.41		x[f3,5,C2]	1,212,590.20
	x[f3,5,C3]	261,721.37		x[f3,5,C3]	250,751.31
	x[f4,5,C1]	7,123,525.46		x[f4,5,C1]	7,073,022.72
	x[f4,5,C2]	1,098,270.00		x[f4,5,C2]	1,098,270.00
	x[f4,6,C1]	948,244.31		x[f4,6,C1]	972,408.79
x[f4,6,C3]	1,225,888.63	x[f4,6,C3]	1,236,858.69		
Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	v[f6,7,R1]	123,873.84	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	v[f6,7,R1]	123,873.84
	v[f6,7,R2]	152,175.27		v[f6,7,R2]	152,175.27
	v[f6,8,R1]	1,031,738.73		v[f6,8,R1]	1,186,892.80
	v[f6,8,R2]	1,142,506.40		v[f6,8,R2]	1,311,048.48
	v[f6,8,R3]	428,937.50		v[f6,8,R3]	117,475.25
	v[f8,10,R1]	213,519.39		v[f8,10,R1]	213,519.39
	v[f8,10,R2]	219,483.56		v[f8,10,R2]	219,483.56
	v[f8,10,R3]	8,578.75		v[f8,10,R3]	9,589.82
	v[f8,9,R1]	319,464.12		v[f8,9,R1]	474,618.20
	v[f8,9,R2]	677,201.25		v[f8,9,R2]	845,743.33
	v[f8,9,R3]	325,134.63		v[f8,9,R3]	1,438.47
	v[f9,11,R2]	295,299.85		v[f9,11,R1]	155,154.08
	v[f9,11,R3]	323,847.81		v[f9,11,R2]	463,841.93
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[f6,11,R1]	474,306.43	Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[f6,11,R1]	319,152.35
	zr[f6,11,R2]	168,542.08		zr[f6,11,R3]	362,015.55

Descripción	Resultados escenario 15		Descripción	Resultados escenario 16			
	Variables	Resultado		Variables	Resultado		
	Utilidad (Z)	\$1,000,485,742.77		Utilidad (Z)	\$997,733,066.32		
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,084,604.31	Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,082,736.58		
	a[C2]	1,265,630.75		a[C2]	1,290,113.20		
	a[C3]	1,267,387.37		a[C3]	1,297,285.91		
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,788,625.69	Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,790,493.42		
	b[C2]	2,297,469.25		b[C2]	2,272,986.80		
	b[C3]	241,192.63		b[C3]	211,294.09		
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	317,834.21	Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	328,341.20		
	cu[R1,C2]	560,692.14		cu[R1,C2]	579,227.54		
	cu[R1,C3]	751,392.66		cu[R1,C3]	776,232.26		
	cu[R2,C1]	516,517.98		cu[R2,C1]	549,363.26		
	cu[R2,C2]	545,782.46		cu[R2,C2]	580,488.66		
	cu[R2,C3]	402,386.53		cu[R2,C3]	427,974.21		
	cu[R3,C1]	250,252.12		cu[R3,C1]	205,032.13		
	cu[R3,C2]	159,156.16		cu[R3,C2]	130,397.00		
	cu[R3,C3]	113,608.18		cu[R3,C3]	93,079.44		
Barriles de refinado h en el nodo j	c[f10,R1]	213,519.39	Barriles de refinado h en el nodo j	c[f10,R1]	220,577.93		
	c[f10,R2]	219,463.56		c[f10,R2]	233,440.48		
	c[f10,R3]	10,470.80		c[f10,R3]	8,578.75		
	c[f11,R1]	474,306.43		c[f11,R1]	489,986.09		
	c[f11,R2]	463,841.93		c[f11,R2]	493,337.55		
	c[f11,R3]	395,272.70		c[f11,R3]	323,847.81		
	c[f7,R1]	123,873.84		c[f7,R1]	127,968.88		
	c[f7,R2]	152,175.27		c[f7,R2]	161,852.07		
	c[f8,R1]	498,755.21		c[f8,R1]	515,243.11		
	c[f8,R2]	245,821.59		c[f8,R2]	261,453.34		
	c[f8,R3]	116,225.88		c[f8,R3]	95,224.13		
	c[f9,R1]	319,464.12		c[f9,R1]	330,025.00		
	c[f9,R2]	381,901.40		c[f9,R2]	406,186.43		
	c[f9,R3]	1,570.62		c[f9,R3]	1,286.81		
	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]		1,629,919.00	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,683,801.00
t[R2]		1,463,223.75	t[R2]	1,556,269.86			
t[R3]		523,540.00	t[R3]	428,937.50			
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00	Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00		
	v[f2,C1]	91,140.00		v[f2,C1]	91,140.00		
	v[f2,C2]	47,670.00		v[f2,C2]	47,670.00		
	v[f2,C3]	20,970.00		v[f2,C3]	20,970.00		
	v[f3,C1]	12,690,390.00		v[f3,C1]	12,690,390.00		
	v[f3,C2]	302,280.00		v[f3,C2]	302,280.00		
	v[f3,C3]	1,334,460.00		v[f3,C3]	1,334,460.00		
	v[f4,C1]	1,091,700.00		v[f4,C1]	1,091,700.00		
	v[f4,C2]	1,098,270.00		v[f4,C2]	1,098,270.00		
	v[f4,C3]	153,150.00		v[f4,C3]	153,150.00		
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,217,960.75	Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,242,443.20		
	x[f1,3,C2]	896,919.25		x[f1,3,C2]	872,436.80		
	x[f2,6,C1]	91,140.00		x[f2,6,C1]	91,140.00		
	x[f2,6,C2]	1,265,630.75		x[f2,6,C2]	1,290,113.20		
	x[f2,6,C3]	20,970.00		x[f2,6,C3]	20,970.00		
	x[f3,4,C1]	6,930,781.88		x[f3,4,C1]	5,701,684.09		
	x[f3,4,C3]	1,093,267.37		x[f3,4,C2]	1,174,716.80		
	x[f3,5,C1]	5,759,608.13		x[f3,4,C3]	1,123,165.91		
	x[f3,5,C2]	1,199,199.25		x[f3,5,C1]	6,988,705.91		
	x[f3,5,C3]	241,192.63		x[f3,5,C3]	211,294.09		
	x[f4,5,C1]	7,029,017.57		x[f4,5,C1]	5,801,787.51		
	x[f4,5,C2]	1,098,270.00		x[f4,5,C2]	2,272,986.80		
	x[f4,6,C1]	993,464.31		x[f4,6,C1]	991,596.58		
	x[f4,6,C3]	1,246,417.37		x[f4,6,C3]	1,276,315.91		
	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	v[f6,7,R1]		123,873.84	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	v[f6,7,R1]	127,968.88
v[f6,7,R2]		152,175.27	v[f6,7,R2]	161,852.07			
v[f6,8,R1]		1,186,760.66	v[f6,8,R1]	1,156,810.25			
v[f6,8,R2]		1,311,048.48	v[f6,8,R2]	1,394,417.79			
v[f6,8,R3]		128,267.30	v[f6,8,R3]	105,089.69			
v[f8,10,R1]		213,519.39	v[f8,10,R1]	220,577.93			
v[f8,10,R2]		219,463.56	v[f8,10,R2]	233,440.48			
v[f8,10,R3]		10,470.80	v[f8,10,R3]	8,578.75			
v[f8,9,R1]		474,486.05	v[f8,9,R1]	420,989.21			
v[f8,9,R2]		845,743.33	v[f8,9,R2]	899,523.98			
v[f8,9,R3]		1,570.62	v[f8,9,R3]	1,286.81			
v[f9,11,R1]		155,021.93	v[f9,11,R1]	90,964.21			
v[f9,11,R2]		463,841.93	v[f9,11,R2]	493,337.55			
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque		zr[f6,11,R1]	319,284.50	Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque		zr[f6,11,R1]	399,021.88
		zr[f6,11,R3]	395,272.70			zr[f6,11,R3]	323,847.81

	Resultados escenario 17			Resultados escenario 18	
	Variables	Resultado		Variables	Resultado
Descripción	Utilidad (Z)	\$997,487,259.50	Descripción	Utilidad (Z)	\$997,273,077.75
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,106,901.06	Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,127,956.58
	a[C2]	1,305,481.40		a[C2]	1,318,872.36
	a[C3]	1,308,255.98		a[C3]	1,317,814.65
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,766,328.94	Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,745,273.42
	b[C2]	2,257,618.60		b[C2]	2,244,227.64
	b[C3]	200,324.02		b[C3]	190,765.35
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	328,341.20	Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	328,341.20
	cu[R1,C2]	579,227.54		cu[R1,C2]	579,227.54
	cu[R1,C3]	776,232.26		cu[R1,C3]	776,232.26
	cu[R2,C1]	549,363.26		cu[R2,C1]	549,363.26
	cu[R2,C2]	580,488.66		cu[R2,C2]	580,488.66
	cu[R2,C3]	427,974.21		cu[R2,C3]	427,974.21
	cu[R3,C1]	229,196.60		cu[R3,C1]	250,252.12
	cu[R3,C2]	145,765.20		cu[R3,C2]	159,156.16
	cu[R3,C3]	104,049.50		cu[R3,C3]	113,608.18
Barriles de refinado h en el nodo i	cf[10,R1]	220,577.93	Barriles de refinado h en el nodo i	cf[10,R1]	220,577.93
	cf[10,R2]	233,440.48		cf[10,R2]	233,440.48
	cf[10,R3]	9,589.82		cf[10,R3]	10,470.80
	cf[11,R1]	489,986.09		cf[11,R1]	489,986.09
	cf[11,R2]	493,337.55		cf[11,R2]	493,337.55
	cf[11,R3]	362,015.55		cf[11,R3]	395,272.70
	cf[7,R1]	127,968.88		cf[7,R1]	127,968.88
	cf[7,R2]	161,852.07		cf[7,R2]	161,852.07
	cf[8,R1]	515,243.11		cf[8,R1]	515,243.11
	cf[8,R2]	261,453.34		cf[8,R2]	261,453.34
	cf[8,R3]	106,446.96		cf[8,R3]	116,225.88
	cf[9,R1]	330,025.00		cf[9,R1]	330,025.00
	cf[9,R2]	406,186.43		cf[9,R2]	406,186.43
	cf[9,R3]	1,438.47		cf[9,R3]	1,570.62
	Barriles de refinado h a producir en refinería	tf[R1]		1,683,801.00	Barriles de refinado h a producir en refinería
tf[R2]		1,556,269.86	tf[R2]	1,556,269.86	
tf[R3]		479,490.80	tf[R3]	523,540.00	
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[1,C2]	2,114,880.00	Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[1,C2]	2,114,880.00
	v[2,C1]	91,140.00		v[2,C1]	91,140.00
	v[2,C2]	47,670.00		v[2,C2]	47,670.00
	v[2,C3]	20,970.00		v[2,C3]	20,970.00
	v[3,C1]	12,690,390.00		v[3,C1]	12,690,390.00
	v[3,C2]	302,280.00		v[3,C2]	302,280.00
	v[3,C3]	1,334,460.00		v[3,C3]	1,334,460.00
	v[4,C1]	1,091,700.00		v[4,C1]	1,091,700.00
	v[4,C2]	1,098,270.00		v[4,C2]	1,098,270.00
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[1,2,C2]	1,257,811.40	Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[1,2,C2]	1,271,202.36
	x[1,3,C2]	857,068.60		x[1,3,C2]	843,677.64
	x[2,6,C1]	91,140.00		x[2,6,C1]	91,140.00
	x[2,6,C2]	1,305,481.40		x[2,6,C2]	1,318,872.36
	x[2,6,C3]	20,970.00		x[2,6,C3]	20,970.00
	x[3,4,C1]	5,690,714.02		x[3,4,C1]	5,681,155.35
	x[3,4,C2]	1,159,348.60		x[3,4,C2]	1,145,957.64
	x[3,4,C3]	1,134,135.98		x[3,4,C3]	1,143,694.65
	x[3,5,C1]	6,999,675.98		x[3,5,C1]	7,009,234.65
	x[3,5,C3]	200,324.02		x[3,5,C3]	190,765.35
	x[4,5,C1]	5,766,652.97		x[4,5,C1]	5,736,038.77
	x[4,5,C2]	2,257,618.60		x[4,5,C2]	2,244,227.64
	x[4,6,C1]	1,015,761.06		x[4,6,C1]	1,036,816.58
	x[4,6,C3]	1,287,285.98		x[4,6,C3]	1,296,844.65
	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[6,7,R1]		127,968.88	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto
y[6,7,R2]		161,852.07	y[6,7,R2]	161,852.07	
y[6,8,R1]		1,156,658.59	y[6,8,R1]	1,156,526.44	
y[6,8,R2]		1,394,417.79	y[6,8,R2]	1,394,417.79	
y[6,8,R3]		117,475.25	y[6,8,R3]	128,267.30	
y[8,10,R1]		220,577.93	y[8,10,R1]	220,577.93	
y[8,10,R2]		233,440.48	y[8,10,R2]	233,440.48	
y[8,10,R3]		9,589.82	y[8,10,R3]	10,470.80	
y[8,9,R1]		420,837.55	y[8,9,R1]	420,705.40	
y[8,9,R2]		899,523.98	y[8,9,R2]	899,523.98	
y[8,9,R3]		1,438.47	y[8,9,R3]	1,570.62	
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[6,11,R1]	399,173.54	Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[6,11,R1]	399,305.69
	zr[6,11,R3]	362,015.55		zr[6,11,R3]	395,272.70

	Resultados escenario 19			Resultados escenario 20			
	Variables	Resultado		Variables	Resultado		
Descripción	Utilidad (Z)	\$1,162,643,390.55	Descripción	Utilidad (Z)	\$1,162,461,228.81		
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	969,909.81	Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	994,074.29		
	a[C2]	1,149,198.92		a[C2]	1,164,567.12		
	a[C3]	1,160,780.85		a[C3]	1,171,750.92		
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,903,320.19	Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,879,155.71		
	b[C2]	2,413,901.08		b[C2]	2,398,532.88		
	b[C3]	347,799.15		b[C3]	336,829.08		
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	297,674.42	Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	297,674.42		
	cu[R1,C2]	525,128.21		cu[R1,C2]	525,128.21		
	cu[R1,C3]	703,732.87		cu[R1,C3]	703,732.87		
	cu[R2,C1]	467,203.27		cu[R2,C1]	467,203.27		
	cu[R2,C2]	493,673.71		cu[R2,C2]	493,673.71		
	cu[R2,C3]	363,968.55		cu[R2,C3]	363,968.55		
	cu[R3,C1]	205,032.13		cu[R3,C1]	229,196.60		
	cu[R3,C2]	130,397.00		cu[R3,C2]	145,765.20		
	cu[R3,C3]	93,079.44		cu[R3,C3]	104,049.50		
Barriles de refinado h en el nodo j	c[f0,R1]	199,976.15	Barriles de refinado h en el nodo j	c[f0,R1]	199,976.15		
	c[f0,R2]	198,528.30		c[f0,R2]	198,528.30		
	c[f0,R3]	8,578.75		c[f0,R3]	9,589.82		
	c[f1,R1]	444,221.83		c[f1,R1]	444,221.83		
	c[f1,R2]	419,556.47		c[f1,R2]	419,556.47		
	c[f1,R3]	323,847.81		c[f1,R3]	362,015.55		
	c[f7,R1]	116,016.70		c[f7,R1]	116,016.70		
	c[f7,R2]	137,646.29		c[f7,R2]	137,646.29		
	c[f8,R1]	467,119.86		c[f8,R1]	467,119.86		
	c[f8,R2]	222,351.70		c[f8,R2]	222,351.70		
	c[f8,R3]	95,224.13		c[f8,R3]	106,446.96		
	c[f9,R1]	299,200.96		c[f9,R1]	299,200.96		
	c[f9,R2]	345,439.24		c[f9,R2]	345,439.24		
	c[f9,R3]	1,286.81		c[f9,R3]	1,438.47		
	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]		1,526,535.50	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,526,535.50
t[R2]		1,323,522.00	t[R2]	1,323,522.00			
t[R3]		428,937.50	t[R3]	479,490.80			
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00	Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00		
	v[f2,C1]	91,140.00		v[f2,C1]	91,140.00		
	v[f2,C2]	47,670.00		v[f2,C2]	47,670.00		
	v[f2,C3]	20,970.00		v[f2,C3]	20,970.00		
	v[f3,C1]	12,690,390.00		v[f3,C1]	12,690,390.00		
	v[f3,C2]	302,280.00		v[f3,C2]	302,280.00		
	v[f3,C3]	1,334,460.00		v[f3,C3]	1,334,460.00		
	v[f4,C1]	1,091,700.00		v[f4,C1]	1,091,700.00		
	v[f4,C2]	1,098,270.00		v[f4,C2]	1,098,270.00		
v[f4,C3]	153,150.00	v[f4,C3]	153,150.00				
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,101,528.92	Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,116,897.12		
	x[f1,3,C2]	1,013,351.08		x[f1,3,C2]	997,982.88		
	x[f2,6,C1]	91,140.00		x[f2,6,C1]	91,140.00		
	x[f2,6,C2]	1,149,198.92		x[f2,6,C2]	1,164,567.12		
	x[f2,6,C3]	20,970.00		x[f2,6,C3]	20,970.00		
	x[f3,4,C1]	7,153,820.23		x[f3,4,C1]	7,127,481.96		
	x[f3,4,C3]	986,660.85		x[f3,4,C3]	997,630.92		
	x[f3,5,C1]	5,536,569.77		x[f3,5,C1]	5,562,908.04		
	x[f3,5,C2]	1,315,631.08		x[f3,5,C2]	1,300,262.88		
	x[f3,5,C3]	347,799.15		x[f3,5,C3]	336,829.08		
	x[f4,5,C1]	7,366,750.42		x[f4,5,C1]	7,316,247.67		
	x[f4,5,C2]	1,098,270.00		x[f4,5,C2]	1,098,270.00		
	x[f4,6,C1]	878,769.81		x[f4,6,C1]	902,934.29		
	x[f4,6,C3]	1,139,810.85		x[f4,6,C3]	1,150,780.92		
	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[f6,7,R1]		116,016.70	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[f6,7,R1]	116,016.70
y[f6,7,R2]		137,646.29	y[f6,7,R2]	137,646.29			
y[f6,8,R1]		966,296.97	y[f6,8,R1]	966,296.97			
y[f6,8,R2]		1,118,344.41	y[f6,8,R2]	1,080,025.01			
y[f6,8,R3]		428,937.50	y[f6,8,R3]	479,490.80			
y[f8,10,R1]		199,976.15	y[f8,10,R1]	199,976.15			
y[f8,10,R2]		198,528.30	y[f8,10,R2]	198,528.30			
y[f8,10,R3]		8,578.75	y[f8,10,R3]	9,589.82			
y[f8,9,R1]		299,200.96	y[f8,9,R1]	299,200.96			
y[f8,9,R2]		697,464.42	y[f8,9,R2]	659,145.02			
y[f8,9,R3]		325,134.63	y[f8,9,R3]	363,454.03			
y[f9,11,R2]		352,025.18	y[f9,11,R2]	313,705.77			
y[f9,11,R3]		323,847.81	y[f9,11,R3]	362,015.55			
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque		zrf[6,11,R1]	444,221.83	Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque		zrf[6,11,R1]	444,221.83
		zrf[6,11,R2]	67,531.30			zrf[6,11,R2]	105,850.70

	Resultados escenario 21			Resultados escenario 22			
	Variables	Resultado		Variables	Resultado		
Descripción	Utilidad (Z)	\$1,162,302,503.68	Descripción	Utilidad (Z)	\$1,156,600,681.45		
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,015,129.81	Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,039,384.31		
	a[C2]	1,177,958.08		a[C2]	1,236,871.59		
	a[C3]	1,181,309.60		a[C3]	1,246,858.63		
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,858,100.19	Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,833,845.69		
	b[C2]	2,385,141.92		b[C2]	2,326,228.41		
	b[C3]	327,270.40		b[C3]	261,721.37		
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	297,674.42	Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	317,834.21		
	cu[R1,C2]	525,128.21		cu[R1,C2]	560,692.14		
	cu[R1,C3]	703,732.87		cu[R1,C3]	751,392.66		
	cu[R2,C1]	467,203.27		cu[R2,C1]	516,517.98		
	cu[R2,C2]	493,673.71		cu[R2,C2]	545,782.46		
	cu[R2,C3]	363,968.55		cu[R2,C3]	402,386.53		
	cu[R3,C1]	250,252.12		cu[R3,C1]	205,032.13		
	cu[R3,C2]	159,156.16		cu[R3,C2]	130,397.00		
	cu[R3,C3]	113,608.18		cu[R3,C3]	93,079.44		
Barriles de refinado h en el nodo j	c[f0,R1]	199,976.15	Barriles de refinado h en el nodo j	c[f0,R1]	213,519.39		
	c[f0,R2]	198,528.30		c[f0,R2]	219,483.56		
	c[f0,R3]	10,470.80		c[f0,R3]	8,578.75		
	c[f1,R1]	444,221.83		c[f1,R1]	474,306.43		
	c[f1,R2]	419,556.47		c[f1,R2]	463,841.93		
	c[f1,R3]	395,272.70		c[f1,R3]	323,847.81		
	c[f7,R1]	116,016.70		c[f7,R1]	123,873.84		
	c[f7,R2]	137,646.29		c[f7,R2]	152,175.27		
	c[f8,R1]	467,119.86		c[f8,R1]	498,755.21		
	c[f8,R2]	222,351.70		c[f8,R2]	245,821.59		
	c[f8,R3]	116,225.88		c[f8,R3]	95,224.13		
	c[f9,R1]	299,200.96		c[f9,R1]	319,464.12		
	c[f9,R2]	345,439.24		c[f9,R2]	381,901.40		
	c[f9,R3]	1,570.62		c[f9,R3]	1,286.81		
	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]		1,526,535.50	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]	1,629,919.00
t[R2]		1,323,522.00	t[R2]	1,463,223.75			
t[R3]		523,540.00	t[R3]	428,937.50			
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00	Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00		
	v[f2,C1]	91,140.00		v[f2,C1]	91,140.00		
	v[f2,C2]	47,670.00		v[f2,C2]	47,670.00		
	v[f2,C3]	20,970.00		v[f2,C3]	20,970.00		
	v[f3,C1]	12,690,390.00		v[f3,C1]	12,690,390.00		
	v[f3,C2]	302,280.00		v[f3,C2]	302,280.00		
	v[f3,C3]	1,334,460.00		v[f3,C3]	1,334,460.00		
	v[f4,C1]	1,091,700.00		v[f4,C1]	1,091,700.00		
	v[f4,C2]	1,098,270.00		v[f4,C2]	1,098,270.00		
v[f4,C3]	153,150.00	v[f4,C3]	153,150.00				
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,130,288.08	Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,189,201.59		
	x[f1,3,C2]	984,591.92		x[f1,3,C2]	925,678.41		
	x[f2,6,C1]	91,140.00		x[f2,6,C1]	91,140.00		
	x[f2,6,C2]	1,177,958.08		x[f2,6,C2]	1,236,871.59		
	x[f2,6,C3]	20,970.00		x[f2,6,C3]	20,970.00		
	x[f3,4,C1]	7,104,532.33		x[f3,4,C1]	5,752,111.37		
	x[f3,4,C3]	1,007,189.60		x[f3,4,C2]	1,227,958.41		
	x[f3,5,C1]	5,585,857.67		x[f3,4,C3]	1,072,738.63		
	x[f3,5,C2]	1,286,871.92		x[f3,5,C1]	6,938,278.63		
	x[f3,5,C3]	327,270.40		x[f3,5,C3]	261,721.37		
	x[f4,5,C1]	7,272,242.52		x[f4,5,C1]	5,895,567.06		
	x[f4,5,C2]	1,098,270.00		x[f4,5,C2]	2,326,228.41		
	x[f4,6,C1]	923,989.81		x[f4,6,C1]	948,244.31		
	x[f4,6,C3]	1,160,339.60		x[f4,6,C3]	1,225,888.63		
	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[f6,7,R1]		116,016.70	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[f6,7,R1]	123,873.84
y[f6,7,R2]		137,646.29	y[f6,7,R2]	152,175.27			
y[f6,8,R1]		966,296.97	y[f6,8,R1]	1,031,738.73			
y[f6,8,R2]		1,046,635.72	y[f6,8,R2]	1,142,506.40			
y[f6,8,R3]		523,540.00	y[f6,8,R3]	428,937.50			
y[f8,10,R1]		199,976.15	y[f8,10,R1]	213,519.39			
y[f8,10,R2]		198,528.30	y[f8,10,R2]	219,483.56			
y[f8,10,R3]		10,470.80	y[f8,10,R3]	8,578.75			
y[f8,9,R1]		299,200.96	y[f8,9,R1]	319,464.12			
y[f8,9,R2]		625,755.72	y[f8,9,R2]	677,201.25			
y[f8,9,R3]		396,843.32	y[f8,9,R3]	325,134.63			
y[f9,11,R2]		280,316.48	y[f9,11,R2]	295,299.85			
y[f9,11,R3]		395,272.70	y[f9,11,R3]	323,847.81			
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque		zr[f6,11,R1]	444,221.83	Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque		zr[f6,11,R1]	474,306.43
		zr[f6,11,R2]	139,239.99			zr[f6,11,R2]	168,542.08

	Resultados escenario 23			Resultados escenario 24	
	Variables	Resultado		Variables	Resultado
Descripción	Utilidad (Z)	\$1,156,418,519.71	Descripción	Utilidad (Z)	\$1,156,259,794.59
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,063,548.79	Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,084,604.31
	a[C2]	1,252,239.80		a[C2]	1,265,630.75
	a[C3]	1,257,828.69		a[C3]	1,267,387.37
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,809,681.21	Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,788,625.69
	b[C2]	2,310,860.20		b[C2]	2,297,469.25
	b[C3]	250,751.31		b[C3]	241,192.63
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	317,834.21	Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	317,834.21
	cu[R1,C2]	560,692.14		cu[R1,C2]	560,692.14
	cu[R1,C3]	751,392.66		cu[R1,C3]	751,392.66
	cu[R2,C1]	516,517.98		cu[R2,C1]	516,517.98
	cu[R2,C2]	545,782.46		cu[R2,C2]	545,782.46
	cu[R2,C3]	402,386.53		cu[R2,C3]	402,386.53
	cu[R3,C1]	229,196.60		cu[R3,C1]	250,252.12
	cu[R3,C2]	145,765.20		cu[R3,C2]	159,156.16
	cu[R3,C3]	104,049.50	cu[R3,C3]	113,608.18	
Barriles de refinado h en el nodo j	c[f10,R1]	213,519.39	Barriles de refinado h en el nodo j	c[f10,R1]	213,519.39
	c[f10,R2]	219,483.56		c[f10,R2]	219,483.56
	c[f10,R3]	9,589.82		c[f10,R3]	10,470.80
	c[f11,R1]	474,306.43		c[f11,R1]	474,306.43
	c[f11,R2]	463,841.93		c[f11,R2]	463,841.93
	c[f11,R3]	362,015.55		c[f11,R3]	395,272.70
	c[f7,R1]	123,873.84		c[f7,R1]	123,873.84
	c[f7,R2]	152,175.27		c[f7,R2]	152,175.27
	c[f8,R1]	498,755.21		c[f8,R1]	498,755.21
	c[f8,R2]	245,821.59		c[f8,R2]	245,821.59
	c[f8,R3]	106,446.96		c[f8,R3]	116,225.88
	c[f9,R1]	319,464.12		c[f9,R1]	319,464.12
	c[f9,R2]	381,901.40		c[f9,R2]	381,901.40
	c[f9,R3]	1,438.47		c[f9,R3]	1,570.62
	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]		1,629,919.00	Barriles de refinado h a producir en refinería
t[R2]		1,463,223.75	t[R2]	1,463,223.75	
t[R3]		479,490.80	t[R3]	523,540.00	
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00	Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00
	v[f2,C1]	91,140.00		v[f2,C1]	91,140.00
	v[f2,C2]	47,670.00		v[f2,C2]	47,670.00
	v[f2,C3]	20,970.00		v[f2,C3]	20,970.00
	v[f3,C1]	12,690,390.00		v[f3,C1]	12,690,390.00
	v[f3,C2]	302,280.00		v[f3,C2]	302,280.00
	v[f3,C3]	1,334,460.00		v[f3,C3]	1,334,460.00
	v[f4,C1]	1,091,700.00		v[f4,C1]	1,091,700.00
	v[f4,C2]	1,098,270.00		v[f4,C2]	1,098,270.00
	v[f4,C3]	153,150.00		v[f4,C3]	153,150.00
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,204,569.80	Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,217,960.75
	x[f1,3,C2]	910,310.20		x[f1,3,C2]	896,919.25
	x[f2,6,C1]	91,140.00		x[f2,6,C1]	91,140.00
	x[f2,6,C2]	1,252,239.80		x[f2,6,C2]	1,265,630.75
	x[f2,6,C3]	20,970.00		x[f2,6,C3]	20,970.00
	x[f3,4,C1]	6,953,731.51		x[f3,4,C1]	6,930,781.88
	x[f3,4,C3]	1,083,708.69		x[f3,4,C3]	1,093,267.37
	x[f3,5,C1]	5,736,658.49		x[f3,5,C1]	5,759,608.13
	x[f3,5,C2]	1,212,590.20		x[f3,5,C2]	1,199,199.25
	x[f3,5,C3]	250,751.31		x[f3,5,C3]	241,192.63
	x[f4,5,C1]	7,073,022.72		x[f4,5,C1]	7,029,017.57
	x[f4,5,C2]	1,098,270.00		x[f4,5,C2]	1,098,270.00
	x[f4,6,C1]	972,408.79		x[f4,6,C1]	993,464.31
x[f4,6,C3]	1,236,858.69	x[f4,6,C3]	1,246,417.37		
Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	v[f6,7,R1]	123,873.84	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	v[f6,7,R1]	123,873.84
	v[f6,7,R2]	152,175.27		v[f6,7,R2]	152,175.27
	v[f6,8,R1]	1,031,738.73		v[f6,8,R1]	1,031,738.73
	v[f6,8,R2]	1,104,187.00		v[f6,8,R2]	1,070,797.71
	v[f6,8,R3]	479,490.80		v[f6,8,R3]	523,540.00
	v[f8,10,R1]	213,519.39		v[f8,10,R1]	213,519.39
	v[f8,10,R2]	219,483.56		v[f8,10,R2]	219,483.56
	v[f8,10,R3]	9,589.82		v[f8,10,R3]	10,470.80
	v[f8,9,R1]	319,464.12		v[f8,9,R1]	319,464.12
	v[f8,9,R2]	638,881.85		v[f8,9,R2]	605,492.56
	v[f8,9,R3]	363,454.03		v[f8,9,R3]	396,843.32
	v[f9,11,R2]	256,980.45		v[f9,11,R2]	223,591.16
v[f9,11,R3]	362,015.55	v[f9,11,R3]	395,272.70		
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[f6,11,R1]	474,306.43	Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[f6,11,R1]	474,306.43
	zr[f6,11,R2]	206,861.48		zr[f6,11,R2]	240,250.77

	Resultados escenario 25			Resultados escenario 26	
	Variables	Resultado		Variables	Resultado
Descripción	Utilidad (Z)	\$1,153,028,975.30	Descripción	Utilidad (Z)	\$1,152,846,813.56
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,082,736.58	Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,106,901.06
	a[C2]	1,290,113.20		a[C2]	1,305,481.40
	a[C3]	1,297,285.91		a[C3]	1,308,255.98
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,790,493.42	Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,766,328.94
	b[C2]	2,272,986.80		b[C2]	2,257,618.60
	b[C3]	211,294.09		b[C3]	200,324.02
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	328,341.20	Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	328,341.20
	cu[R1,C2]	579,227.54		cu[R1,C2]	579,227.54
	cu[R1,C3]	776,232.26		cu[R1,C3]	776,232.26
	cu[R2,C1]	549,363.26		cu[R2,C1]	549,363.26
	cu[R2,C2]	580,488.66		cu[R2,C2]	580,488.66
	cu[R2,C3]	427,974.21		cu[R2,C3]	427,974.21
	cu[R3,C1]	205,032.13		cu[R3,C1]	229,196.60
	cu[R3,C2]	130,397.00		cu[R3,C2]	145,765.20
	cu[R3,C3]	93,079.44		cu[R3,C3]	104,049.50
Barriles de refinado h en el nodo i	c[f10,R1]	220,577.93	Barriles de refinado h en el nodo i	c[f10,R1]	220,577.93
	c[f10,R2]	233,440.48		c[f10,R2]	233,440.48
	c[f10,R3]	8,578.75		c[f10,R3]	9,589.82
	c[f11,R1]	489,986.09		c[f11,R1]	489,986.09
	c[f11,R2]	493,337.55		c[f11,R2]	493,337.55
	c[f11,R3]	323,847.81		c[f11,R3]	362,015.55
	c[f7,R1]	127,968.88		c[f7,R1]	127,968.88
	c[f7,R2]	161,852.07		c[f7,R2]	161,852.07
	c[f8,R1]	515,243.11		c[f8,R1]	515,243.11
	c[f8,R2]	261,453.34		c[f8,R2]	261,453.34
	c[f8,R3]	95,224.13		c[f8,R3]	106,446.96
	c[f9,R1]	330,025.00		c[f9,R1]	330,025.00
	c[f9,R2]	406,186.43		c[f9,R2]	406,186.43
	c[f9,R3]	1,286.81		c[f9,R3]	1,438.47
	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]		1,683,801.00	Barriles de refinado h a producir en refinería
t[R2]		1,556,269.86	t[R2]	1,556,269.86	
t[R3]		428,937.50	t[R3]	479,490.80	
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00	Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00
	v[f2,C1]	91,140.00		v[f2,C1]	91,140.00
	v[f2,C2]	47,670.00		v[f2,C2]	47,670.00
	v[f2,C3]	20,970.00		v[f2,C3]	20,970.00
	v[f3,C1]	12,690,390.00		v[f3,C1]	12,690,390.00
	v[f3,C2]	302,280.00		v[f3,C2]	302,280.00
	v[f3,C3]	1,334,460.00		v[f3,C3]	1,334,460.00
	v[f4,C1]	1,091,700.00		v[f4,C1]	1,091,700.00
	v[f4,C2]	1,098,270.00		v[f4,C2]	1,098,270.00
	v[f4,C3]	153,150.00		v[f4,C3]	153,150.00
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,242,443.20	Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,257,811.40
	x[f1,3,C2]	872,436.80		x[f1,3,C2]	857,068.60
	x[f2,6,C1]	91,140.00		x[f2,6,C1]	91,140.00
	x[f2,6,C2]	1,290,113.20		x[f2,6,C2]	1,305,481.40
	x[f2,6,C3]	20,970.00		x[f2,6,C3]	20,970.00
	x[f3,4,C1]	6,876,400.89		x[f3,4,C1]	6,850,062.62
	x[f3,4,C3]	1,123,165.91		x[f3,4,C3]	1,134,135.98
	x[f3,5,C1]	5,813,989.11		x[f3,5,C1]	5,840,327.38
	x[f3,5,C2]	1,174,716.80		x[f3,5,C2]	1,159,348.60
	x[f3,5,C3]	211,294.09		x[f3,5,C3]	200,324.02
	x[f4,5,C1]	6,976,504.31		x[f4,5,C1]	6,926,001.56
	x[f4,5,C2]	1,098,270.00		x[f4,5,C2]	1,098,270.00
	x[f4,6,C1]	991,596.58		x[f4,6,C1]	1,015,761.06
	x[f4,6,C3]	1,276,315.91		x[f4,6,C3]	1,287,285.98
Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[f6,7,R1]	127,968.88	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	y[f6,7,R1]	127,968.88
	y[f6,7,R2]	161,852.07		y[f6,7,R2]	161,852.07
	y[f6,8,R1]	1,065,846.03		y[f6,8,R1]	1,065,846.03
	y[f6,8,R2]	1,161,534.19		y[f6,8,R2]	1,123,214.79
	y[f6,8,R3]	428,937.50		y[f6,8,R3]	479,490.80
	y[f8,10,R1]	220,577.93		y[f8,10,R1]	220,577.93
	y[f8,10,R2]	233,440.48		y[f8,10,R2]	233,440.48
	y[f8,10,R3]	8,578.75		y[f8,10,R3]	9,589.82
	y[f8,9,R1]	330,025.00		y[f8,9,R1]	330,025.00
	y[f8,9,R2]	666,640.38		y[f8,9,R2]	628,320.98
	y[f8,9,R3]	325,134.63		y[f8,9,R3]	363,454.03
		y[f9,11,R2]		260,453.95	
	y[f9,11,R3]	323,847.81		y[f9,11,R3]	362,015.55
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	z[f6,11,R1]	489,986.09	Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	z[f6,11,R1]	489,986.09
	z[f6,11,R2]	232,883.60		z[f6,11,R2]	271,203.00

	Resultados escenario 27			Resultados escenario VE	
	Variables	Resultado		Variables	Resultado
Descripción	Utilidad (Z)	\$1,152,688,088.44	Descripción	Utilidad (Z)	\$1,022,437,240.72
Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,127,956.58	Barriles crudo en nodo 6 (refinería)	a[C1]	1,073,749.66
	a[C2]	1,318,872.36		a[C2]	1,266,126.52
	a[C3]	1,317,814.65		a[C3]	1,271,015.59
Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,745,273.42	Barriles crudo en nodo 5 (exportación)	b[C1]	12,799,480.34
	b[C2]	2,244,227.64		b[C2]	2,296,973.48
	b[C3]	190,765.35		b[C3]	237,564.41
Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	328,341.20	Barriles de crudo k a usar para producir el refinado h	cu[R1,C1]	320,567.73
	cu[R1,C2]	579,227.54		cu[R1,C2]	565,514.35
	cu[R1,C3]	776,232.26		cu[R1,C3]	757,854.98
	cu[R2,C1]	549,363.26		cu[R2,C1]	526,776.28
	cu[R2,C2]	580,488.66		cu[R2,C2]	556,621.96
	cu[R2,C3]	427,974.21		cu[R2,C3]	410,378.12
	cu[R3,C1]	250,252.12		cu[R3,C1]	226,405.66
	cu[R3,C2]	159,156.16		cu[R3,C2]	143,990.21
	cu[R3,C3]	113,608.18		cu[R3,C3]	102,782.48
Barriles de refinado h en el nodo j	c[f10,R1]	220,577.93	Barriles de refinado h en el nodo j	c[f10,R1]	215,355.75
	c[f10,R2]	233,440.48		c[f10,R2]	223,842.61
	c[f10,R3]	10,470.80		c[f10,R3]	9,473.04
	c[f11,R1]	489,986.09		c[f11,R1]	478,385.68
	c[f11,R2]	493,337.55		c[f11,R2]	473,054.05
	c[f11,R3]	395,272.70		c[f11,R3]	357,607.26
	c[f7,R1]	127,968.88		c[f7,R1]	124,939.22
	c[f7,R2]	161,852.07		c[f7,R2]	155,197.54
	c[f8,R1]	515,243.11		c[f8,R1]	503,044.74
	c[f8,R2]	261,453.34		c[f8,R2]	250,703.73
	c[f8,R3]	116,225.88		c[f8,R3]	105,150.74
	c[f9,R1]	330,025.00		c[f9,R1]	322,211.66
	c[f9,R2]	406,186.43		c[f9,R2]	389,486.14
	c[f9,R3]	1,570.62		c[f9,R3]	1,420.96
	Barriles de refinado h a producir en refinería	t[R1]		1,683,801.00	Barriles de refinado h a producir en refinería
t[R2]		1,556,269.86	t[R2]	1,492,284.08	
t[R3]		523,540.00	t[R3]	473,652.00	
Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00	Barriles de crudo k a producir en el nodo i	v[f1,C2]	2,114,880.00
	v[f2,C1]	91,140.00		v[f2,C1]	91,140.00
	v[f2,C2]	47,670.00		v[f2,C2]	47,670.00
	v[f2,C3]	20,970.00		v[f2,C3]	20,970.00
	v[f3,C1]	12,690,390.00		v[f3,C1]	12,690,390.00
	v[f3,C2]	302,280.00		v[f3,C2]	302,280.00
	v[f3,C3]	1,334,460.00		v[f3,C3]	1,334,460.00
	v[f4,C1]	1,091,700.00		v[f4,C1]	1,091,700.00
	v[f4,C2]	1,098,270.00		v[f4,C2]	1,098,270.00
v[f4,C3]	153,150.00	v[f4,C3]	153,150.00		
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,271,202.36	Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto	x[f1,2,C2]	1,218,456.52
	x[f1,3,C2]	843,677.64		x[f1,3,C2]	896,423.48
	x[f2,6,C1]	91,140.00		x[f2,6,C1]	91,140.00
	x[f2,6,C2]	1,318,872.36		x[f2,6,C2]	1,266,126.52
	x[f2,6,C3]	20,970.00		x[f2,6,C3]	20,970.00
	x[f3,4,C1]	5,681,155.35		x[f3,4,C1]	5,727,954.41
	x[f3,4,C2]	1,145,957.64		x[f3,4,C2]	1,198,703.48
	x[f3,4,C3]	1,143,694.65		x[f3,4,C3]	1,096,895.59
	x[f3,5,C1]	7,009,234.65		x[f3,5,C1]	6,962,435.59
	x[f3,5,C3]	190,765.35		x[f3,5,C3]	237,564.41
	x[f4,5,C1]	5,736,038.77		x[f4,5,C1]	5,837,044.75
	x[f4,5,C2]	2,244,227.64		x[f4,5,C2]	2,296,973.48
Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	x[f4,6,C1]	1,036,816.58	Barriles de refinado h a transportar de i a j por ducto	x[f4,6,C1]	982,609.66
	x[f4,6,C3]	1,296,844.65		x[f4,6,C3]	1,250,045.59
	v[f6,7,R1]	127,968.88		v[f6,7,R1]	124,939.22
	v[f6,7,R2]	161,852.07		v[f6,7,R2]	155,197.54
	v[f6,8,R1]	1,065,846.03		v[f6,8,R1]	1,040,612.16
	v[f6,8,R2]	1,089,825.50		v[f6,8,R2]	1,115,106.46
	v[f6,8,R3]	523,540.00		v[f6,8,R3]	473,652.00
	v[f8,10,R1]	220,577.93		v[f8,10,R1]	215,355.75
	v[f8,10,R2]	233,440.48		v[f8,10,R2]	223,842.61
	v[f8,10,R3]	10,470.80		v[f8,10,R3]	9,473.04
	v[f8,9,R1]	330,025.00		v[f8,9,R1]	322,211.66
	v[f8,9,R2]	594,931.68		v[f8,9,R2]	640,560.12
v[f8,9,R3]	396,843.32	v[f8,9,R3]	359,028.22		
Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[f6,11,R1]	489,986.09	Barriles de refinado h a transportar de i a j por carro tanque	zr[f6,11,R1]	478,385.68
	zr[f6,11,R2]	304,592.30		zr[f6,11,R2]	221,980.08

ESTOCÁSTICO: (Resultados de primera etapa, planeación para Enero de 2014)

	Resultados Estocástico	
	Variables	Resultado
Descripción	Utilidad esperada (E[Z])	\$971,995,434.08
Barriles crudo en nodo 6 (primera etapa)	a[C1]	1,127,956.58
	a[C2]	1,318,872.36
	a[C3]	1,317,814.65
Barriles de crudo k a producir en el nodo i (primera etapa)	v[1,C2]	2,114,880.00
	v[2,C1]	91,140.00
	v[2,C2]	47,670.00
	v[2,C3]	20,970.00
	v[3,C1]	12,690,390.00
	v[3,C2]	302,280.00
	v[3,C3]	1,334,460.00
	v[4,C1]	1,091,700.00
v[4,C2]	1,098,270.00	
v[4,C3]	153,150.00	
Barriles de crudo k a transportar de nodo i a j por oleoducto (primera etapa)	x[1,2,C2]	1,271,202.36
	x[1,3,C2]	843,677.64
	x[2,6,C1]	91,140.00
	x[2,6,C2]	1,318,872.36
	x[2,6,C3]	20,970.00
	x[3,4,C1]	5,681,155.35
	x[3,4,C2]	1,145,957.64
	x[3,4,C3]	1,143,694.65
	x[3,5,C1]	7,009,234.65
	x[3,5,C3]	190,765.35
	x[4,5,C1]	5,736,038.77
	x[4,5,C2]	2,244,227.64
	x[4,6,C1]	1,036,816.58
x[4,6,C3]	1,296,844.65	

Fuente: Autor. Desarrollo de modelos en LP Solve. Ver archivos en carpetas "Modelos Deterministas" y "Modelos Estocásticos" en CD adjunto.

ANEXO 15: ESTADO DEL ARTE EN PLANEACIÓN DE REDES DE HIDROCARBUROS A TRAVÉS DE PROGRAMACIÓN LINEAL

Título y autores	Objetivo del estudio y resultados	Resumen del modelo	Aportes al proyecto
<p>1. Identifying added value in integrated oil supply chain companies – a case study</p> <p>Zaid Laftah, Tengku Zeti Tengku Abdul Aziz, I.D.L. Bogle</p>	<p>Determinar los puntos en la cadena de abastecimiento de petróleo donde se agrega valor, de manera que inversionistas puedan tomar mejores decisiones de inversión.</p> <p>Particularidades del caso: Se hace el modelo sobre 13 campos de extracción de petróleo, 2 refinерías, un centro de exportación y 5 centros de distribución locales, transportando 7 derivados del crudo más el crudo mismo, en 6 periodos. El estudio se hace sobre PETRONAS, en Malasia.</p> <p>Resultados: Invertir en las operaciones de campos de petróleo es lo que dará mayor retorno, seguido de la distribución de producto refinado, mientras que las operaciones hechas en refinерía no brindan un retorno tan elevado, pues no tienen gran impacto en la reducción de costos de la compañía.</p>	<p>Objetivo: Minimizar los costos de: producción, transporte y distribución de petróleo en diferentes fases de la cadena de abastecimiento.</p> <p>Variables de decisión: Petróleo a producir, a transportar, y a tener en inventario para todos los periodos.</p> <p>Sujeto a: Capacidades de producción y demanda del mercado.</p> <p>Cantidad de elementos: 660 variables de decisión; no se especifica la cantidad de restricciones.</p> <p>Técnica utilizada: Se llevó a cabo programación lineal para un modelo general y para modelos descompuestos en campos de extracción, centro de distribución y operaciones de refinерía, usando GAMS (Sistemas de modelación algebraica generales) para esto.</p>	<p>Saber en qué miembros de la cadena de suministro se deben priorizar inversiones, pues esto ayuda a enfocar mayores esfuerzos en estas partes dada su importancia estratégica.</p> <p>El modelo planteado en el caso de estudio presenta una mayor cantidad de campos de extracción, más refinерías, igual número de centros de distribución, mayor número de derivados de crudo, y un periodo de 6 meses, cuando comparado con el modelo propuesto en el proyecto. Se usó GAMS (no se menciona cuál software en específico), lo cual conduce a soluciones óptimas exactas. Esto sirve de referencia para considerar el uso de métodos exactos para la solución del modelo que se presentará.</p>
<p>2. Speciality oils supply chain optimization: From a decoupled to an</p>	<p>Obtener conclusiones sobre la planeación táctica en una cadena de abastecimiento de productos de</p>	<p>Objetivos: 1. Minimizar costos de producción, inventario y distribución.</p>	<p>Entender que en ciertos casos traerá mejores resultados estudiar el</p>

<p>integrated planning approach</p> <p>Mario Guajardo, Martin Kylinger, Mikael Ronnqvist</p>	<p>petróleo divergente</p> <p>Particularidades del estudio: Se hace un modelo con 2 refinerías, 2 centros de distribución, 15 departamentos de distribución secundaria, 40 clientes y en 12 periodos. Se usan, además del petróleo crudo, 2 petróleos básicos y 4 refinados a ser transportados. Se trabaja sobre un periodo de 3 meses divididos semanalmente.</p> <p>Resultados: Al integrar los dos objetivos se obtuvieron mejores resultados que al tratarlos separadamente, por lo tanto la importancia de llevar un enfoque integrado para trabajar sobre la cadena de abastecimiento de petróleo.</p>	<p>2. Maximizar ingresos por ventas sobre el periodo planeado, asumiendo que siguen su pronóstico.</p> <p>Variables de decisión: Cantidad de producto a vender, cantidad de producto a transportar, cantidad de producto refinado, cantidad de producto especializado producido, cantidad de producto almacenado.</p> <p>Sujeto a: Niveles de inventario requeridos, cantidad de producto que se puede refinar, demanda estimada requerida, restricciones de flujo de petróleo</p> <p>Cantidad de elementos: 83000 variables de decisión y 8000 restricciones.</p> <p>Técnica utilizada: AMPL en CPLEX 10.0 para resolver las programaciones lineales propuestas.</p>	<p>problema de cadena de abastecimiento holísticamente, aunque se debe comprender que descomponerlo puede ayudar a simplificar cálculos.</p> <p>El tamaño del modelo propuesto en el artículo es considerablemente mayor al propuesto en el proyecto. Se usó una metodología de solución exacta, lo cuál sirve de guía para la forma de solución del problema planteado en el presente proyecto.</p>
<p>3. Agent oriented petroleum supply chain coordination: Co-evolutionary Particle Swarm Optimization based approach</p> <p>Ashesh K. Sinha, H.K. Aditya, M.K. Tiwari, F.T.S. Chan</p>	<p>Proponer una plataforma eficiente y efectiva para la gestión de la cadena de abastecimiento del petróleo.</p> <p>Particularidades del estudio: El modelo usa centro de producción local e internacional, sistema de tuberías, camiones y trenes para el transporte de los bienes, una refinería de crudo, terminal de almacenamiento de bienes</p>	<p>Objetivo: Minimizar los costos combinados de operación y flujo de información en la cadena de abastecimiento de hidrocarburos.</p> <p>Variables: Cuanta fuente (de producto o información) requiere un sub-agente dado de otro agente.</p> <p>Sujeto a: Capacidad de cada sub-</p>	<p>Entender que existen variadas formas de abordar la cadena de abastecimiento de petróleo, y no solo verlos desde el flujo de material sino también entender que se puede ver por relaciones entre agentes.</p>

	<p>refrigerados, terminal subterráneo de almacenamiento, minoristas, agricultores y pequeñas y grandes industria como clientes finales. Se transporta crudo, petróleo refinado, y gas LP.</p> <p>Resultados: Con la tecnología de agentes se puede mejorar el desempeño de toda la cadena de abastecimiento de hidrocarburos en términos de una reducción de los niveles de inventario de petróleo en refinerías. Igualmente, se da un incremento en la ganancia experimentada por cada agente analizado.</p>	<p>agente, demanda mínima límite</p> <p>Cantidad de elementos: No se especifica.</p> <p>Técnica utilizada: Algoritmo Co-Evolutionary Particle Swarm Optimization, pues de acuerdo a los autores, esta sigue una metodología robusta para problemas de optimización en cadenas de suministro.</p>	<p>Se compara PSO con una aproximación Cauchy y una Gaussiana, para saber cuál da mejores resultados. En la cadena de suministros propuesta en el artículo se manejan agentes desde productores hasta consumidores finales, lo que la hace considerablemente compleja y lleva a el uso de PSO.</p>
<p>4. Supply chain optimization of petroleum organization under uncertainty in market demands and prices</p> <p>Wafa B.E. Al-Othman, Haitham M.S. Lababidi, Imad M. Alatiqi, Khawla Al-Shayji</p>	<p>Planear sobre el desarrollo de la cadena de suministro de petróleos teniendo en cuenta la aleatoriedad en demandas de mercado y los precios.</p> <p>Particularidades del estudio: Se usan 10 centros de producción de petróleo, 3 refinerías, 2 plantas petroquímicas y 1 planta química; para crudo se tienen 4 clientes, para productos refinados 11, para productos petroquímicos 3 clientes y otros 3 para productos químicos. Se maneja el producto crudo (3 tipos), refinado (6 tipos), bienes químicos y petroquímicos (3 tipos).</p> <p>Resultados: El modelo determinístico entrega planes razonablemente manejables, mientras que la</p>	<p>Objetivo: Minimizar los costos totales de producción y logística.</p> <p>Variables: Cantidades de petróleo a producir, a almacenar, a transportar a los puntos de demanda, demanda pérdida y devoluciones.</p> <p>Sujeto a: Balance de material, mínima demanda, límites de producción, flujo en refinerías, máxima producción de químicos, capacidades de almacenamiento.</p> <p>Cantidad de elementos: Para el modelo determinístico: 8669 variables de decisión y 2957 restricciones; para el modelo estocástico: 26000 variables de</p>	<p>Ambas aproximaciones (determinista y estocástica) pueden ser utilizadas, sin embargo, bajo las condiciones de mercado para hidrocarburos resulta más cercano a la realidad y por lo tanto más preciso un enfoque estocástico.</p> <p>Dado el tamaño del modelo presentado (que maneja un número considerablemente mayor de parámetros en comparación con el que se proyecta), se constata la factibilidad del uso de métodos exactos para llegar a soluciones óptimas.</p>

	<p>programación estocástica ayuda a minimizar los riesgos dados por fluctuaciones del mercado.</p>	<p>decisión y 8821 restricciones.</p> <p>Técnica utilizada: Inicialmente, aproximación determinista usando programación lineal. Posteriormente, método bi-etapa de programación lineal estocástica, haciendo análisis de escenarios. Se usa CPLEX 7.5 como software para solución exacta.</p>	
<p>5. CORO, a modelling and an algorithmic framework for oil supply transformation and distribution optimization under uncertainty</p> <p>Laureano F. Escudero, Francisco J. Quintana, Javier Salmerón</p>	<p>Presentar un modelo para la optimización del suministro, transformación y distribución (STD) de petróleo sobre incerteza de demanda, costo de suministrar y precio de venta en puntos finales</p> <p>Particularidades del estudio: en este caso, al tratarse apenas de dar el marco para un modelo (sin ninguna implementación) se trabaja con conjuntos de valores no especificados de: operadores, productos, departamentos, tiempos, modos de transporte y tecnologías de transformación de crudo.</p> <p>Resultados: El resultado es un modelo para analizar la planeación de tiempos de STD para la industria de petróleo. Como tal, el modelo no es aplicado a ningún caso particular, y se vuelve apenas una referencia para quienes estudian el tema.</p>	<p>Objetivos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Minimizar la no-factibilidad de las restricciones. 2. Minimizar el costo total de STD satisfaciendo la demanda del producto. <p>Variables: Cantidad de producto a suministrar a operadores, cantidad de producto a almacenar, cantidad de producto a transportar y a almacenar</p> <p>Sujeto a: Balance de producto, formas de transportar el producto, límites de transformación y de suministro de producto.</p> <p>Cantidad de elementos: dado que es apenas un marco a seguir, no se presenta un número específico de variables de decisión o restricciones.</p> <p>Técnica utilizada: Se propone llevar a cabo un análisis bi-etapa, haciendo uso de descomposición</p>	<p>Se puede tomar este modelo propuesto y, dadas algunas simplificaciones acordes con el alcance del proyecto, usarlo como referencia principal para el desarrollo del mismo. Se tendrá la ventaja para el proyecto que se hará uso de datos reales, y por lo tanto el modelo propuesto podrá ser validado bajo ciertos límites.</p> <p>Se proponen técnicas de descomposición para la solución de problemas que siguen este modelo propuesto. Sin embargo, y como se mencionó anteriormente, estas técnicas presentan un nivel de complejidad fuera del alcance del presente proyecto.</p>

		Lagrangiana, y descomposición de Benders para dar solución a problemas que usen este modelo como referencia.	
6. A general modelling framework for the operational planning of petroleum supply chains Sergio M.S. Neiro, José M. Pinto	<p>Presentar un marco general para modelar cadenas de abastecimiento de petróleos.</p> <p>Particularidades del estudio: se utilizan 4 refinerías, 5 centros de almacenamiento, y 2 redes de tubería para suministrar el petróleo crudo a las refinerías. Se trabaja con 20 tipos de petróleo diferentes para este caso.</p> <p>Resultados: El modelo dado se presenta como una herramienta para asistir en la planeación de grandes cadenas de suministro en hidrocarburos. Se usa un caso de PETROBRAS como ejemplo de aplicación del modelo.</p>	<p>Objetivo: Minimizar costos del funcionamiento de la cadena de abastecimiento de petróleos, en diferentes periodos de tiempo.</p> <p>Variables: Selección de tipos de petróleos, niveles de producción, variables operacionales en refinerías y planeación de la distribución de producto.</p> <p>Sujeto a: Requerimientos de demanda, calidad, límites de suministro y de almacenamiento</p> <p>Cantidad de elementos: 2544 variables de decisión, con 2304 restricciones.</p> <p>Técnica utilizada: Programación lineal, que es resuelta mediante el uso de GAMS, DICOPT, y CPLEX; y programación no lineal, haciendo uso de CONOPT2 para poder llegar a la solución</p>	Se debe tener en cuenta que, dependiendo de la complejidad de la cadena de abastecimiento, algunos problemas pueden involucrar ecuaciones no lineales, lo que aumenta la complejidad de la investigación. Así mismo, este modelo sirve para referenciar la cadena de abastecimiento que se tiene planeada para trabajar en el proyecto.
7. Stochastic production planning for a biofuel supply chain under demand and Price uncertainties Iddrisu Awudu, Jun Zhang	<p>Proponer un modelo estocástico de planeación de la producción y funcionamiento de la cadena de suministro para biocombustibles, teniendo en cuenta la incerteza en demanda y precio existentes.</p> <p>Particularidades del estudio: 4</p>	<p>Objetivo: Maximizar el beneficio esperado de todas las operaciones</p> <p>Variables: Cantidad de materia prima comprada de cada proveedor, cantidad de productos usados, cantidad de productos vendidos, cantidad de materia</p>	La formulación estocástica dada por el modelo usa variables de decisión relativamente sencillas de entender, y que pueden servir de referencia para el proyecto.

	<p>proveedores de biomasa, 2 bio refineras, 2 centros de distribución. Se usan camiones como medio de transporte. Se producen 3 tipos de producto en las bio refineras. Se usan 3 escenarios de demanda (la cual es estocástica, y sigue una distribución normal).</p> <p>Resultados: Se compara el modelo estocástico hecho con uno determinístico, obteniendo mejores resultados con el primero. Adicionalmente, se deja la posibilidad de aplicar el modelo en otras cadenas de suministro de biocombustibles provenientes de biomasa.</p>	<p>prima consumida e inventario para producto final y materia prima</p> <p>Sujeto a: restricciones de capacidad, de demanda, de balance de inventario, y balance entre venta, demanda y producción</p> <p>Cantidad de elementos: No se especifica.</p> <p>Técnica utilizada: Uso de descomposición de Benders junto con simulación de Monte Carlo usando GAMS y MATLAB.</p>	<p>Se usa descomposición de Benders para simplificar el problema estocástico, sin embargo, como se discutió anteriormente, el grado de complejidad de esta metodología está fuera del alcance del presente proyecto.</p>
<p>8. A multimodal location and routing model for hazardous materials transportation</p> <p>Xie Y, Lub W, Wang W, Quadrioglio L.</p>	<p>Presentar un modelo de transporte de material de riesgo (HAZMAT) que optimice la localización de módulos de transferencia y rutas de transporte</p> <p>Particularidades del estudio: Se presentan 15 módulos de transferencia, 25 puntos de origen/destino, 630 vías férreas, 568 autopistas interestatales. La demanda es aleatoria (distribución uniforme).</p> <p>Resultados: Se presentan potenciales localizaciones para módulos de transferencia y las vías a usar en diferentes escenarios</p>	<p>Objetivo: Optimizar la localización de módulos de transferencia y rutas de transporte</p> <p>Variables: Cantidad de HAZMAT demandado, cantidad de HAZMAT a transportar de un punto a otro por la ruta y modo especificado.</p> <p>Cantidad de elementos: Dependen del escenario manejado, yendo desde 6081 hasta 727816 variables de decisión y desde 3778 hasta 307228 restricciones.</p> <p>Sujeto a: Diseño de las vías férreas y terrestres, presupuesto, riesgo de transportar el HAZMAT</p> <p>Técnica utilizada: Programación</p>	<p>Aunque trate más del diseño cadenas de suministro para HAZMAT, es relevante conocer estudios en el tema, pues, aunque el tipo de material transportado es diferente, es una referencia en cuanto a programación lineal para problemas de distribución y transporte.</p> <p>El uso de CPLEX para llegar a soluciones óptimas exactas sirve como referencia para el problema planteado en el presente proyecto.</p>

		lineal mediante CPLEX, analizando por escenarios de demandas.	
<p>9. On the applicability and solution of bilevel optimization models in transportation science: A study on the existence, stability and computation of optimal solutions to stochastic mathematical programs with equilibrium constraints</p> <p>Michael Patriksson</p>	<p>Extender el foco de modelos de tráfico de dos niveles de manera que consideren variaciones en los datos en forma estocástica</p> <p>Particularidades del estudio: en este caso, no se da un número particular de nodos o puntos de origen y destino, pues se busca mostrar la teoría que constituye a programas estocásticos de tráfico de cualquier tipo de bien en 2 niveles.</p> <p>Resultados: Los resultados de las demostraciones matemáticas propuestas por el autor son propuestas para ser aplicadas a modelos de transporte con parámetros estocásticos, de manera que varias propuestas surgen en este campo.</p>	<p>Aquí se dan modelos matemáticos tanto de minimización como de maximización de manera a entender la teoría fundamental de cómo se construyen los programas lineales estocásticos de tráfico en 2 niveles</p> <p>Técnica utilizada: Penalización inexacta y enfoque de discretización.</p>	<p>Aunque no se mencione específicamente que el modelo es para transporte de hidrocarburos, es necesario ver que este enfoque puede ser aplicado a esta cadena de abastecimiento si se quiere elevar el nivel de complejidad e información manejada en el problema.</p>
<p>10. A linear programming approach for designing a herbaceous biomass delivery system</p> <p>Cundiff J., Dias N., Sherali H</p>	<p>Desarrollar un modelo para determinar la cantidad de biomasa mensual apropiada a transportar y configuración de capacidad para cada productor.</p> <p>Particularidades del estudio: Se trabaja en el periodo de un mes, con 3 plantas centrales, 3 escenarios diferentes de climas, y 45 productores de biomasa.</p> <p>Resultados: Se propone un modelo de programación lineal mediante el cual se logra minimizar los costos de transferencia de biomasa desde los productores hasta las plantas centrales,</p>	<p>Objetivo: Minimizar costos de transporte y el costo de expansión de capacidad de productores</p> <p>Variables: Cantidad de producción subcontratada, cantidad de biomasa yendo de cada productor a cada planta central, capacidad de almacenamiento cubierta y abierta, violación de demanda</p> <p>Cantidad de elementos: No se especifica la cantidad de variables de decisión ni de restricciones, pues se hace énfasis es en los</p>	<p>Aunque no trate específicamente de la cadena de suministro de hidrocarburos, se trabaja sobre una red logística para biomasa, considerando incertidumbre climática. Se trata de un problema de distribución y transporte resuelto por un enfoque de programación lineal, que puede ser referencia para el presente trabajo.</p>

	<p>teniendo en cuenta incertidumbre climática.</p>	<p>resultados (costos totales)</p> <p>Sujeto a: Capacidad de oferta, demanda, y capacidad de almacenamiento.</p> <p>Técnica utilizada: Programación lineal usando CPLEX 3.1 para llegar a una solución exacta para cada escenario climático.</p>	
--	--	--	--

Fuente: GONZALEZ FERNANDES, M. (2013). *Optimización de un modelo de cadena de suministro en el sector de hidrocarburos mediante programación lineal estocástica*. Bogotá. Proyecto de grado. Página 16.

**ANEXOS BIBLIOTECA
ANEXO 2**

**CARTA DE AUTORIZACIÓN DE LOS AUTORES
(Licencia de uso)**

Bogotá, D.C., Mayo de 2014

Señores
Biblioteca Alfonso Borrero Cabal S.J.
Pontificia Universidad Javeriana
Ciudad

El suscrito:

Mauro González Fernandes, con C.C. No 1.125.598.292
_____, con C.C. No _____
_____, con C.C. No _____

En mi (nuestra) calidad de autor (es) exclusivo (s) de la obra titulada:
Optimización de un modelo de cadena de suministro en el sector de hidrocarburos mediante programación lineal estocástica

(por favor señale con una "x" las opciones que apliquen)

Tesis doctoral Trabajo de grado Premio o distinción: Si No

cual: _____
presentado y aprobado en el año 2014, por medio del presente escrito autorizo (autorizamos) a la Pontificia Universidad Javeriana para que, en desarrollo de la presente licencia de uso parcial, pueda ejercer sobre mi (nuestra) obra las atribuciones que se indican a continuación, teniendo en cuenta que en cualquier caso, la finalidad perseguida será facilitar, difundir y promover el aprendizaje, la enseñanza y la investigación.

En consecuencia, las atribuciones de usos temporales y parciales que por virtud de la presente licencia se autorizan a la Pontificia Universidad Javeriana, a los usuarios de la Biblioteca Alfonso Borrero Cabal S.J., así como a los usuarios de las redes, bases de datos y demás sitios web con los que la Universidad tenga perfeccionado un convenio, son:

AUTORIZO (AUTORIZAMOS)	SI	NO
1. La conservación de los ejemplares necesarios en la sala de tesis y trabajos de grado de la Biblioteca.	X	
2. La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca)	X	
3. La consulta electrónica - on line (a través del catálogo Biblos y el Repositorio Institucional)	X	
4. La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer	X	
5. La comunicación pública por cualquier procedimiento o medio físico o electrónico, así como su puesta a disposición en Internet	X	
6. La inclusión en bases de datos y en sitios web sean éstos onerosos o gratuitos, existiendo con ellos previo convenio perfeccionado con la Pontificia Universidad Javeriana para efectos de satisfacer los fines previstos. En este evento, tales sitios y sus usuarios tendrán las mismas facultades que las aquí concedidas con las mismas limitaciones y condiciones	X	

De acuerdo con la naturaleza del uso concedido, la presente licencia parcial se otorga a título gratuito por el máximo tiempo legal colombiano, con el propósito de que en dicho lapso mi (nuestra) obra sea explotada en las condiciones aquí estipuladas y para los fines indicados, respetando siempre la titularidad de los derechos patrimoniales y morales correspondientes, de acuerdo con los usos honrados, de manera proporcional y justificada a la finalidad perseguida, sin ánimo de lucro ni de comercialización.

De manera complementaria, garantizo (garantizamos) en mi (nuestra) calidad de estudiante (s) y por ende autor (es) exclusivo (s), que la Tesis o Trabajo de Grado en cuestión, es producto de mi (nuestra) plena autoría, de mi (nuestro) esfuerzo personal intelectual, como consecuencia de mi (nuestra) creación original particular y, por tanto, soy (somos) el (los) único (s) titular (es) de la misma. Además, aseguro (aseguramos) que no contiene citas, ni transcripciones de otras obras protegidas, por fuera de los límites autorizados por la ley, según los usos honrados, y en proporción a los fines previstos; ni tampoco contempla declaraciones difamatorias contra terceros; respetando el derecho a la imagen, intimidad, buen nombre y demás derechos constitucionales. Adicionalmente, manifiesto (manifestamos) que no se incluyeron expresiones contrarias al orden público ni a las buenas costumbres. En consecuencia, la responsabilidad directa en la elaboración, presentación, investigación y, en general, contenidos de la Tesis o Trabajo de Grado es de mí (nuestro) competencia exclusiva, eximiendo de toda responsabilidad a la Pontificia Universidad Javeriana por tales aspectos.

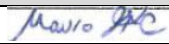
Sin perjuicio de los usos y atribuciones otorgadas en virtud de este documento, continuaré (continuaremos) conservando los correspondientes derechos patrimoniales sin modificación o restricción alguna, puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación de los derechos patrimoniales derivados del régimen del Derecho de Autor.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “*Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores*”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables. En consecuencia, la Pontificia Universidad Javeriana está en la obligación de RESPETARLOS Y HACERLOS RESPETAR, para lo cual tomará las medidas correspondientes para garantizar su observancia.

NOTA: Información Confidencial:

Esta Tesis o Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica, secreta, confidencial y demás similar, o hace parte de una investigación que se adelanta y cuyos resultados finales no se han publicado. Si No

En caso afirmativo expresamente indicaré (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se mantenga la restricción de acceso.

NOMBRE COMPLETO	No. del documento de identidad	FIRMA
Mauro González Fernandes	1.125.598.292	

FACULTAD: Ingeniería
 PROGRAMA ACADÉMICO: Ingeniería Industrial

ANEXO 3
BIBLIOTECA ALFONSO BORRERO CABAL, S.J.
DESCRIPCIÓN DE LA TESIS O DEL TRABAJO DE GRADO
FORMULARIO

TÍTULO COMPLETO DE LA TESIS DOCTORAL O TRABAJO DE GRADO						
OPTIMIZACIÓN DE UN MODELO DE CADENA DE SUMINISTRO EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS MEDIANTE PROGRAMACIÓN LINEAL ESTOCÁSTICA						
SUBTÍTULO, SI LO TIENE						
AUTOR O AUTORES						
Apellidos Completos			Nombres Completos			
González Fernandes			Mauro			
DIRECTOR (ES) TESIS O DEL TRABAJO DE GRADO						
Apellidos Completos			Nombres Completos			
García Díaz			Juan Carlos			
FACULTAD						
Ingeniería						
PROGRAMA ACADÉMICO						
Tipo de programa (seleccione con "x")						
Pregrado	Especialización	Maestría	Doctorado			
X						
Nombre del programa académico						
Ingeniería Industrial						
Nombres y apellidos del director del programa académico						
Olga Lucía Araoz Cajiao						
TRABAJO PARA OPTAR AL TÍTULO DE:						
Ingeniero Industrial						
PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o tener una mención especial):						
No						
CIUDAD		AÑO DE PRESENTACIÓN DE LA TESIS O DEL TRABAJO DE GRADO			NÚMERO DE PÁGINAS	
Bogotá		2014			101	
TIPO DE ILUSTRACIONES (seleccione con "x")						
Dibujos	Pinturas	Tablas, gráficos y diagramas	Planos	Mapas	Fotografías	Partituras
SOFTWARE REQUERIDO O ESPECIALIZADO PARA LA LECTURA DEL DOCUMENTO						
<p>Nota: En caso de que el software (programa especializado requerido) no se encuentre licenciado por la Universidad a través de la Biblioteca (previa consulta al estudiante), el texto de la Tesis o Trabajo de Grado quedará solamente en formato PDF.</p>						
LP Solve						

MATERIAL ACOMPAÑANTE					
TIPO	DURACIÓN (minutos)	CANTIDAD	FORMATO		
			CD	DVD	Otro ¿Cuál?
Vídeo					
Audio					
Multimedia					
Producción electrónica					
Otro ¿Cuál? Modelos LP Solve	N/A	58 subprogramas de LP Solve	X		
DESCRIPTORES O PALABRAS CLAVE EN ESPAÑOL E INGLÉS					
Son los términos que definen los temas que identifican el contenido. <i>(En caso de duda para designar estos descriptores, se recomienda consultar con la Sección de Desarrollo de Colecciones de la Biblioteca Alfonso Borrero Cabal S.J en el correo biblioteca@javeriana.edu.co, donde se les orientará).</i>					
ESPAÑOL			INGLÉS		
Programación lineal determinista			Deterministic Linear Programming		
Programación lineal estocástica			Stochastic Linear Programming		
Red de hidrocarburos			Hydrocarbons network		
Formulación bi etapa			Two-stage formulation		
Planeación logística			Logistics planning		
RESUMEN DEL CONTENIDO EN ESPAÑOL E INGLÉS (Máximo 250 palabras - 1530 caracteres)					
<p>En el trabajo de grado se lleva a cabo una planeación de una red logística teórica del sector de hidrocarburos haciendo uso de programación lineal estocástica. Se usan algunos datos reales de la industria colombiana como referencia. Específicamente, se usa la metodología bi etapa para dar solución al problema planteado, y se llega a una planeación mensual donde se anuncian cuáles decisiones se deben tomar dentro de las operaciones de la red logística (producción de crudos, transporte, distribución) de manera que se maximice la ganancia esperada de la red. Finalmente, se lleva a cabo una comparación del uso de formulación estocástica versus un enfoque determinístico, de manera que se vislumbren las ganancias de tener en cuenta la aleatoriedad existente en el medio.</p>					
<p>On this graduation dissertation, a logistics planning is proposed for a theoretical supply chain network from the hydrocarbons sector, using a stochastic linear programming approach. Some real data from the Colombian industry is used as reference. To solve the proposed problem, a two-stage methodology is applied, and the output of the analysis is a monthly planning for the supply chain basic operations (production, transportation and distribution) that maximizes the expected profit. Finally, the stochastic approach is compared to the deterministic approach (usually applied in real hydrocarbon companies) in order to visualize the benefits of including randomness to the overall analysis.</p>					