

**HERRAMIENTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE FLUJOS DE UN CRUDO
PESADO POR EL OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA BAJO
PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN, PRECIOS DE LA CANASTA DE
REFERENCIA Y LA TASA DE CAMBIO**

ENRIQUE GÓMEZ RESTREPO

**UNIVERSIDAD DE LA SABANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA EN DISEÑO Y GESTIÓN DE PROCESOS
CHÍA
2012**

**HERRAMIENTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE FLUJOS DE UN CRUDO
PESADO POR EL OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA BAJO
PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN, PRECIOS DE LA CANASTA DE
REFERENCIA Y LA TASA DE CAMBIO**

ENRIQUE GÓMEZ RESTREPO

**Trabajo de grado para optar por el título de
Magister en diseño y gestión de procesos**

Director: Cesar López

**UNIVERSIDAD DE LA SABANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA EN DISEÑO Y GESTIÓN DE PROCESOS
CHÍA
2012**

Nota de Aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Chía, enero de 2012

Dedicatoria

Dedico este trabajo en primer lugar a Dios por haberme permitido desarrollarlo con todo mi esfuerzo. Dios me ha concedido el privilegio de la vida y la educación y me ofrece todo lo necesario para lograr mis metas.

En segundo lugar lo dedico a mi mamá por sus consejos, su amor y por estar conmigo en los momentos más importantes.

A mi papá por su sabiduría y por su apoyo en mis estudios.

Este trabajo lo dedico también a Brenda por ser ejemplo, compañera e inspiración en mi vida y en mi trabajo.

A mi abuelo Arturo Gómez que nos mira y nos protege todos los días, a mi familia por su comprensión y amor.

Agradecimientos

Agradezco al ingeniero Cesar López, por su interminable cooperación en el desarrollo de este trabajo y los consejos sabios que dio y que permitió sacar adelante este trabajo.

Al ingeniero Javier Lenis Velandia por sus consejos y ayuda desde el inicio del proyecto y que permitió sacar adelante los estudios de maestría.

Al Ingeniero Gustavo Gómez por su colaboración en el desarrollo del proyecto y de la herramienta.

A la ingeniera Brenda Fernández Arboleda por su asistencia técnica en el desarrollo del documento y los artículos.

CONTENIDO

	Pág.
0. INTRODUCCIÓN	16
1. MARCO TEÓRICO	18
1.1 DEFINICIONES	18
1.2 ALCANCE	21
1.3 OBJETIVOS	21
1.4 METODOLOGÍA GENERAL UTILIZADA	22
2. LA CADENA DE SUMINISTRO DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA	24
2.1 EL CRUDO PESADO	25
2.2 SISTEMAS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO	28
2.3 CADENA DE SUMINISTRO DEL CRUDO EN COLOMBIA	30
2.3.1 Infraestructura del transporte de hidrocarburos en Colombia	32
2.3.2 Cifras en el transporte de hidrocarburos en Colombia	34
2.3.3 Oleoductos en Colombia	42
2.3.4 Terminales de despacho en Colombia	51
2.3.5 Precios de Hidrocarburos en Colombia	55
2.3.6 Tarifas de transporte de Oleoductos	55
2.3.7 Proyectos para Ampliación de Oleoductos y Poliductos en Colombia	57

2.4	EL OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA (OBC) - SISTEMA DE ESTUDIO.	58
3.	ESTIMACIÓN DE PRECIOS DEL CRUDO Y TASA DE CAMBIO CON UNA RED NEURONAL ARTIFICIAL	64
3.1	DETERMINACIÓN DEL PRECIO DEL CRUDO PESADO.	68
3.1.1	Esquema Netback Cracking	70
3.1.2	Esquema de Precios de Transferencia o Marcadores Internacionales	71
3.1.3	Esquema de la Canasta de Crudos	71
3.2	REDES NEURONALES PARA DETERMINAR EL PRECIO DEL CRUDO	71
3.2.1	Desarrollo de la red neuronal	73
3.2.2	Información de entrada	77
3.3	TASA DE REFERENCIA	105
3.3.1	Datos de entrada	106
3.4	RESULTADOS	110
3.4.1	Análisis de sensibilidad y número de neuronas escondidas.	111
3.4.2	Pronóstico a futuro de los datos de entrada	112
3.4.3	Resultados del pronóstico del precio de crudo pesado (U\$)	113
3.4.4	Resultados Tasa de referencia (COP\$)	117
3.4.5	Resultados Precio del crudo pesado en pesos (COP\$)	121

3.5	ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES	124
4.	MODELO DETERMINISTICO PARA DETERMINAR LA PROGRAMACIÓN DEL TRANSPORTE DE CRUDOS POR EL OLEODUCTO PARA OBTENER EL MAYOR INGRESO.	127
4.1	SUPOSICIONES PARA EL MODELO	127
4.2	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	128
4.3	ANTECEDENTES	131
4.4	EL MODELO	133
4.5	DATOS DE ENTRADA	138
4.5.1	Precio del crudo	138
4.5.2	Pronóstico de producción de crudo pesado en campo	139
4.5.3	Tasa de interés	139
4.5.4	Capacidades de almacenamiento	139
4.5.5	Flujos de otros crudos	140
4.6	RESULTADOS	140
4.6.1	Caso 1. Optimización de la ganancia por aumento en la infraestructura de almacenamiento	147
4.6.2	Caso 1. Optimización de la ganancia por aumento en la infraestructura de transporte.	149
4.7	CONCLUSIONES	151
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	154

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama para el marco teórico de la investigación.	23
Figura 2. Infraestructura petrolera en Colombia.	33
Figura 3. Transporte vs. Producción Porvenir –Vasconia.	35
Figura 4. Transporte vs. Producción Porvenir –Vasconia. (VIT - Ecopetrol, 2009)	35
Figura5. Transporte vs. Producción Rubiales – Porvenir. (VIT - Ecopetrol, 2009)	36
Figura 6. Crecimiento de la producción en Colombia.	37
Figura 7. Red de principales Oleoductos de Colombia.	42
Figura 8. Oleoducto Ocesa.	43
Figura 9. Oleoducto de Colombia.	45
Figura 10. Oleoducto Central de los Llanos.	46
Figura 11. Oleoducto Caño Limón – Coveñas.	49
Figura 12. Oleoducto del Alto Magdalena.	50
Figura13. Ubicación del Terminal Coveñas.	54
Figura14. Oleoducto bicentenario de Colombia	60
Figura15. Sistema Objeto para el Oleoducto bicentenario de Colombia	62
Figura 16. Esquema de una red neuronal artificial.	73
Figura 17. Esquema de la red neuronal artificial.	76
Figura 18. Esquema de la capa 1 de la red neuronal artificial	76

Figura 19. Esquema de la capa 2 de la red neuronal artificial	77
Figura 20. Resultados de la tasa de cambio en dólares (U\$)	116
Figura 21. Resultados de la tasa de cambio en pesos (COP\$)	120
Figura 22. Resultados del valor del crudo en pesos	124
Figura 23. Oleoducto Bicentenario	129
Figura 24. Esquema del sistema del modelo.	134
Figura 25. Herramienta para determinación de flujos de crudo pesado por OBC.	137

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Cifras de producción en Colombia 2010.	36
Tabla 2. Cifras de producción en Colombia a marzo 2011.	37
Tabla 3. Factor Phi para tarifas 2011.	56
Tabla 4. Tarifas Vigentes Transporte Oleoductos 2011.	57
Tabla 5. Capacidad de almacenamiento para el OBC en caso de estudio	61
Tabla 6. Ejemplos de efectos de variables económicas sobre el precio del crudo	74
Tabla 7. Textos patrón para búsqueda de valores cuantitativos	75
Tabla 8. Precio del oro por mes	78
Tabla 9. Inventario del crudo por mes	80
Tabla 10. Consumo de petróleo	83
Tabla 11. Consumo de petróleo China	86
Tabla 12. Índice S&P500 por mes	88
Tabla 13. Textos patrón y ejemplos.	91
Tabla 14. Cortes recientes programados por la OPEC	92
Tabla 15. Resultados texto patrón A “Open production cuts”	93
Tabla 16. Resultados texto patrón B “Cold Weather”	95
Tabla 17. Resultados texto patrón C “ <i>Natural Disaster</i> ”	96
Tabla 18. Resultados texto patrón D “ <i>Economic Crisis</i> ”	98
Tabla 19. Resultados texto patrón E “ <i>Terrorist Attack</i> ”	100
Tabla 20. Resultados texto patrón F “ <i>Non-conventional energy</i> ”	102
Tabla 21. Resultados texto patrón G “ <i>War</i> ”	104

Tabla 22. Valor IPC histórico por mes.	106
Tabla 23. Valor tasa federal histórico por mes.	108
Tabla 24. Resultados del análisis de sensibilidad para los datos de entrada de la red neuronal para la determinación del precio del crudo.	111
Tabla 25. Resultados del análisis de sensibilidad para los datos de entrada de la red neuronal para la determinación del precio de la tasa de cambio.	112
Tabla 26. Modelos para estimar valores futuros	112
Tabla 27. Resultados del pronóstico del precio de crudo pesado U\$	113
Tabla 28. Pesos de la red neuronal	116
Tabla 29. Resultados de la red neuronal - tasa de referencia COP\$	117
Tabla 30. Pesos de la Red neuronal	120
Tabla 31. Resultados para el valor del crudo pesado en pesos	121
Tabla 32. Modelos desarrollados en investigaciones anteriores.	131
Tabla 33. Valores del precio del crudo en la red neuronal	138
Tabla 34. Pronósticos de producción para el caso de estudio.	139
Tabla 35. Stock de capacidad de crudo pesado y capacidad máxima de almacenamiento	140
Tabla 36. Flujos mínimos y máximos estimados de otros crudos por el OBC	140
Tabla 37. Valores de entrada a la red neuronal producción de crudo pesado QP y precio de crudo pesado (PT)	141
Tabla 38. Valores de entrada a la red neuronal producción de crudo	142
Tabla 39. Resultados de la herramienta (programación lineal)	142
Tabla 40. Resultados de la herramienta (programación entera mixta)	143
Tabla 41. Resultados de la herramienta con políticas de almacenamiento mínimo	145
Tabla 42. Valores de entrada al modelo con aumento en almacenamiento	147

Tabla 43. Resultados del modelo con aumento en almacenamiento	147
Tabla 44. Datos de entrada con aumento en la capacidad de transporte	149
Tabla 45. Resultados aumento en la capacidad de transporte	150

ANEXOS

Pág.

Anexo A. Artículo: “Tecnologías para la producción y transporte de crudo pesado y sus perspectivas en Colombia – Overview”. Artículo en revisión por el profesor PHD. Oscar Vanegas Angarita como requisito de las revistas de investigación para la publicación de artículos review. (Revista CT&F - Ecopetrol) 170

Anexo B. Artículo: “Pronósticos del precio del crudo pesado y la tasa de cambio a través de una red neuronal entrenada.” Enviado y en formato para revisión revista ciencias estratégicas 28/11/2011. 170

Anexo C. Artículo: “Herramienta para la determinación de los flujos de crudo pesado en oleoducto durante circunstancias favorables de precio” Enviado y en formato para revisión revista ciencias estratégicas 28/11/2011. 170

0. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años, los pronósticos de producción de los campos en Colombia han cambiado debido al descenso en la producción de yacimientos tradicionales y al descubrimiento de nuevos yacimientos con grandes reservas de crudo pesado.

Los crudos pesados son fluidos que se caracterizan por sus viscosidades extremadamente altas en comparación con el crudo convencional (de 100 a 10,000 cP a temperatura de yacimiento). Por sus características, la producción de crudo pesado requiere una infraestructura especial, sistemas de mejoramiento para facilitar su producción y sistemas particulares de transporte. El suministro de crudo en Colombia es de gran interés, luego que una gran parte de las exportaciones y los ingresos de la nación están relacionados con la industria petrolera.

Debido a que los costos de producción de crudo pesado son más altos, y para mejorar la rentabilidad de la cadena productiva, es necesario llevar a cabo algunas tareas de gestión y optimización que permitan reducir los costos en la red de suministro y generar la mejor ganancia de venta. El objetivo de este trabajo es determinar los flujos de crudo pesado desde el centro de recolección hasta la terminal de venta por el oleoducto bicentenario, por medio de una herramienta de optimización y múltiples periodos que permita garantizar la mayor utilidad en la venta del crudo en terminal.

Por medio de una herramienta que utiliza una red neuronal entrenada para determinar los precios del crudo y la tasa de cambio, y un modelo de optimización lineal y programación entera mixta, se determinan los flujos por el oleoducto en

diferentes periodos que permita programar el despacho y el almacenamiento en el centro de recolección y en el punto de venta para obtener la mayor utilidad en pesos.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 DEFINICIONES

BACHE: Es un volumen de hidrocarburo con una composición determinada que se mueve en un periodo de tiempo determinado.

BSW (Basic Sediment and Water): Cantidad de Agua y Sedimento que se encuentra emulsificado o suspendido en el crudo, combustóleo u otro hidrocarburo pesado. Se debe determinar mediante pruebas de laboratorio o medidores electrónicos sobre una muestra representativa del fluido.

CADENA DE SUMINISTRO: Serie de procesos de extracción, producción, refinación y transporte entrelazadas entre sí, que tiene como objeto que un producto llegue a su cliente final, agregando valor en cada enlace de la cadena.

CORTE DE AGUA: Porcentaje de volumen de agua combinada en una corriente con hidrocarburo líquido y agua.

CRUDO: Es una mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida y en reservorio bajo tierra y que permanece en fase líquida a presión atmosférica después de haber sido tratado en facilidades de separación superficial.

CRUDO PESADO: cualquier crudo con un índice API inferior a 20 °lo que significa que su densidad es superior a 0.933

DUCTOS: El término ducto comprende no solo la tubería en sí misma, sino también las instalaciones necesarias para su explotación: depósitos de almacenamiento, estaciones de bombeo, red de transmisiones, conexiones y distribuidores, equipos de limpieza, control medioambiental, etc.

ESTACIÓN DE BOMBEO: Estaciones con unidades de bombeo, pueden ser estaciones iniciales o re-impulsadoras, su función principal es adicionar energía a los fluidos para moverlos de un lugar a otro.

ESTACIÓN INICIAL: Instalación que recibe productos de refinerías, campos petroleros, buque tanques y oleoductos. Instalación que tiene tanques e inicia el proceso de transporte por oleoducto mediante bombeo.

FACTOR DE RECOBRO: Es el porcentaje de petróleo o gas en sitio en un yacimiento que en última instancia puede ser retirado mediante técnicas primarias o secundarias.

GRAVEDAD API: es una medida de densidad que describe la densidad del hidrocarburo comparándolo con el agua. Si los grados API son mayores a 10, es más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en ésta:

$$\text{Gravedad API} = (141,5/\text{Gravedad Especifica a } 60 \text{ } ^\circ\text{F}) - 131,5 \quad (\text{Ecuación 1})$$

HIDROCARBUROS: Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólidos, líquidos o gaseosos que contienen carbono e hidrógeno (por ejemplo el carbón, el aceite crudo o el gas natural). Pueden estar formados por cadenas hidrocarbonadas abiertas (hidrocarburos alifáticos, por ejemplo el propano), o cerradas formando ciclos o anillos (hidrocarburos cíclicos, por ejemplo el ciclohexano).

INTERFASE: El transporte de hidrocarburos da lugar a interfaces de producto contaminado, resultado de la mezcla de los dos productos adyacentes que viajan a lo largo de los oleoductos. El tamaño de la interface depende del tiempo, la superficie de contacto, la naturaleza, la distancia de separación entre productos puros, el grado de turbulencia entre otros.

OLEODUCTOS: Conjunto de facilidades incluyendo tuberías, bombas y accesorios necesarios para transportar el crudo a grandes distancias. Típicamente se emplean para transportar el crudo desde el yacimiento hasta la refinería. Cuando son oleoductos de transporte de derivados de petróleo, se transportan los productos obtenidos de refinería a diferentes terminales.

POLIDUCTOS: Conjunto de facilidades incluyendo tuberías, bombas y accesorios necesarios para transportar multi-producto, tanto gas como líquido, gas natural licuado, dióxido de carbono e incluso carbón. El objetivo es controlar el desplazamiento, velocidad y tiempo de llegada de los diferentes productos como ACPM, Gasolina, Gasolina para avión, gas y establecer el momento de su entrada para el cambio de tanques de almacenamiento, de acuerdo con la clase de producto y la confirmación de que el proceso se desarrolla normalmente.

RATA DE FLUJO: Término que expresa la velocidad del fluido. Ej. Barriles por hora, galones por minuto, metros cúbicos por hora.

REFINADOS: Es una mezcla de hidrocarburos resultante de procesos de tratamiento petroquímicos, que existen en fase líquida a presión atmosférica.

REFINERÍA: Es una instalación industrial en la que se transforma el petróleo crudo en subproductos para distintas aplicaciones energéticas de otro tipo. El conjunto de las operaciones que se realizan en las refinerías para conseguir estos productos se llaman “procesos de refino”.

SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL: Es la serie de elementos computarizados para controlar los procesos de la cadena de suministro con el fin de sustituir a operadores humanos.

TERMINAL: Instalación que tiene tanques y donde termina un sistema. Normalmente tiene instalaciones para transferencia en custodia.

TRANSFERENCIA DE CUSTODIA: Cuando el hidrocarburo es entregado a un tercero para su manejo y custodia, a causa de la entrega y recibo entre áreas, bien sea a título de tenencia o a título de propiedad.

UNIDAD DE BOMBEO: Conjunto de motor y bomba para impulsar los fluidos elevado la presión.

1.2 ALCANCE

Desarrollar una herramienta que combine la capacidad de estimar precios futuros del crudo y la tasa de cambio con una herramienta de optimización de programación entera mixta que permita programar los flujos de crudo por el oleoducto bicentenario y almacenados en diferentes periodos para obtener la mayor utilidad.

1.3 OBJETIVOS

Determinar los flujos de crudo pesado desde el centro de recolección en Araguaney hasta la terminal en Coveñas por el oleoducto Bicentenario, por medio de una herramienta de optimización y múltiples periodos que garantiza la mayor utilidad en venta del crudo en terminal.

Para alcanzar el objetivo general se determinaron los siguientes objetivos específicos:

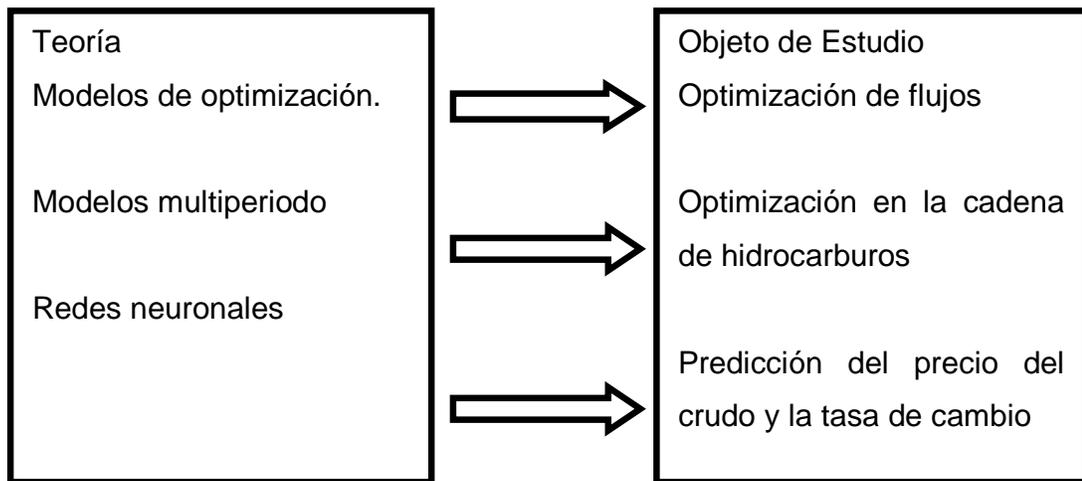
- Determinar los diferentes elementos de la cadena de suministro que permita formular un modelo que incluya las características del sistema de transporte de crudo pesado.
- Construir una herramienta de múltiples periodos que permitan estimar los precios futuros de crudo, la tasa referencial y determinar los flujos desde el centro de recolección hasta la terminal de despacho considerando la capacidad de almacenamiento y transporte del oleoducto.
- Analizar los resultados obtenidos por la herramienta y determinar su validez en el caso futuro de crudos por el Oleoducto Bicentenario de Colombia.

1.4 METODOLOGÍA GENERAL UTILIZADA

La optimización de las cadenas de suministro es un tema de considerable investigación en el sector académico y empresarial. Revisar el estado del arte del tema permitirá desarrollar la herramienta y seleccionar el modelo de optimización para el caso de transporte de crudos pesados.

Adicionalmente permitirá caracterizar los elementos de la cadena de suministro y las características del mercado de crudo pesado. La estrategia para construir el marco teórico en la presente investigación se presenta en el siguiente diagrama.

Figura 1. Diagrama para el marco teórico de la investigación.



Fuente: Gómez, 2011

Este trabajo se desarrolla en diferentes partes presentadas en cada capítulo: En el primer capítulo se determinan las características de los elementos del sistema de transporte de crudo pesado. Se determinan los límites de los centros, las características del crudo, las características del oleoducto y las características del mercado.

En el segundo capítulo se presenta el desarrollo de la red neuronal para determinar los precios de crudo y la tasa de referencia. Además se discuten los resultados de esta herramienta.

En la última parte se presenta el modelo logístico y la herramienta para determinar los flujos de crudo por el oleoducto y el crudo almacenado en diferentes periodos y se discuten sus resultados.

2. LA CADENA DE SUMINISTRO DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA

La información encontrada en la literatura no es clara sobre el momento exacto de pico de producción de petróleo. Tampoco es preciso el valor de las reservas actuales en el mundo debido a la falta de transparencia en la información por parte de los países productores. Se cree que es posible que aunque las reservas sean mayores, los datos que han sido suministrados pueden estar por debajo de los valores reales con el fin de mantener un precio elevado del crudo.

La industria del petróleo en las últimas décadas ha tenido que afrontar mayores retos entre los cuales se encuentra el decaimiento de yacimientos tradicionales y el aumento en la producción de crudos más pesados de mayor viscosidad, contenido de metales y azufre. La dependencia sobre el crudo pesado en Colombia y en el mundo está creciendo debido a la consumación de estos campos tradicionales de crudo liviano como último recurso de fuentes fósiles y materia prima de combustibles y productos petroquímicos.

Aunque es imposible de cuantificar con precisión la posibilidad de encontrar más crudo las expectativas son optimistas pues la mayoría de compañías han descubierto recursos dentro de sus reservas comprobadas. Las reservas de hidrocarburos no convencionales y los combustibles sintéticos como los crudos pesados y extrapesados han sido los responsables del aumento en las reservas locales y en la producción de crudo. (Kjarstad & Johnsson, 2009)

En este capítulo se analiza la cadena de suministro de crudo pesado y específicamente la cadena de crudo pesado en Colombia.

2.1 EL CRUDO PESADO

El crudo pesado es un crudo formado durante las edades de pleistoceno, plioceno y mioceno con una gravedad entre 22.3 a 10 °API y una viscosidad de 100 a 100,000 mPa.s (Curtis, y otros, 2002). El bitumen y el crudo extra pesado son crudos con gravedad menor a 10 °API y viscosidades por encima de los 100,000 mpa.s.

Los factores de recobro de los crudos pesados generalmente son del 1-4% y se mantienen por debajo del 10% debido a la alta energía que requiere levantar los fluidos de alta viscosidad. (Babwah, Dawe, & Mellowes, 2006) Gracias a los altos precios, se han generado grandes expectativas y fuentes de inversión para la producción de crudos pesados. Las tecnologías para la producción de crudo pesado han favorecido la optimización de las técnicas de sísmica, recuperación, perforación y completamiento; lo cual ha beneficiado el crecimiento de pozos exploratorios, productores y de inyección. (Mostafa, 2007)

La agencia internacional de energía IEA estima que globalmente las reservas de crudo pesado y extra pesado están alrededor de 6 billones de barriles (EIA, 2010). En Colombia, del millón trescientos mil barriles de petróleo por día estimados para el año 2015, se espera que más de la mitad del crudo producido corresponderá a crudos pesados y extra pesados (Ecopetrol, 2010). La producción de este tipo de crudos es más compleja y más costosa que la producción de crudos livianos. Los costos de producción por barril de crudo pesado pueden ser tres veces más altos que la producción de crudos livianos y las emisiones de CO₂ a partir de estos crudos pueden considerarse el doble que el de crudos livianos. (Jeters, 2008)

Es común que los crudos pesados se encuentren en yacimientos más profundos que los livianos debido a los efectos de movimiento gravitacional sobre el yacimiento por lo que los yacimientos inexplorados y que representan el mayor

porcentaje de yacimientos actuales se encuentran ubicados en zonas profundas y ultra profundas. (Khavari-Khorasani, Michelsen, & Dolson, 1998) Muchos de estos yacimientos de crudo pesado en el mundo todavía no se encuentran en explotación aguardando adelantos en las tecnologías de exploración, producción y transporte, que reduzca los precios de inversión y operación y los posibles riesgos ambientales.

Los costos de inversión de producir, transportar y refinar crudos pesados son mucho mayores por barril que el de los crudos livianos. No obstante el mundo no cuenta con mayores opciones debido a que las reservas de los crudos tradicionales son cada vez menores. (Olsen & Ramzel, 1992).

Existen grandes problemas en las etapas de la producción del crudo pesado. En la etapa de perforación la diferencia entre crudos pesados y tradicionales puede ser mínima. Pero con las tecnologías de extracción en yacimientos más profundos y en yacimientos tradicionales por pozos laterales, los costos se han reducido drásticamente. Adicionalmente se han logrado incluir tecnologías de última generación para el seguimiento del levantamiento y el desarrollo de tecnologías de recobro mejorado (Curtis, y otros, 2002).

Otro de los problemas en la producción de crudo pesado es el aumento en la emisión de gases contaminantes, sólidos y efluentes. El agua residual de producción de crudo pesado se encuentra enriquecida con algunas sustancias como polímeros, surfactantes e hidrocarburos. En muchos casos los residuos de crudo pesado en el agua van a parar a grandes depósitos de agua convirtiéndose en problemas ambientales y de salud pública. Aunque varios métodos físicos y químicos se han intentado, para el tratamiento total del agua de producción de crudo pesado, muchos métodos de tratamiento son difíciles de emplear debido a sus altos costos de construcción y operación. Recientemente han sido utilizados humedales construidos o piscinas especiales para el tratamiento de las aguas

residuales en crudos pesados. El tratamiento en estos humedales artificiales o piscinas de tratamiento ha permitido promover, junto con el uso de agentes, la biodegradación de los componentes de hidrocarburos y la biomasa residual. (Ji, Sun, & Ni, 2007)

Los costos de transporte de los crudos pesados y extra pesados también son mayores, debido a la presencia de sólidos y la alta viscosidad de los fluidos. Los oleoductos que se encontraban anteriormente en funcionamiento eran oleoductos típicos para transportar crudos livianos. Con el crecimiento de la demanda y la falta de infraestructura en oleoductos actuales para transportar crudos pesados, han sido necesarias grandes inversiones en sistemas y tecnologías para el transporte de crudo pesado, las cuales son costosas debido a que se requiere calentamiento o uso de diluyentes y/o emulsiones

Las refinerías actualmente se están adaptando a los crudos no convencionales, con mayores viscosidades y mayor contenido de contaminantes como metales, y azufre, desarrollando sus unidades más flexibles y complejas y mejorando la resistencia de los materiales usados. Se han desarrollado nuevas tecnologías derivadas del craqueo catalítico e hidro craqueo, entre ellas Residue Fluid Cat Cracking (RFCC) y Residue Hydrocracking (RHCU) que pueden manejar cargas más pesadas con mayores rendimientos. A pesar de los grandes sistemas de almacenamiento, las refinerías solicitan apenas la cantidad de crudo que puedan procesar para producir en la cantidad y cantidad de productos que se requieren. (Szkloa, Machado, Schaeffer, Simoes, & Barboza, 2006). Gracias al aumento en las reservas y las tecnologías de producción y transporte de crudo pesado han permitido reducir los precios de las materias primas o dietas y aumentar el espectro de inventarios para cualquier refinería.

El precio del crudo pesado contrasta entre los que lo extraen quienes quieren una margen de diferencia menor entre el precio de crudo pesado y el precio del crudo liviano y la de los refinadores que quieren un precio del crudo menor ya que su procesamiento es más costoso que el del crudo liviano. En la década de los 90 muy pocas refinerías estaban diseñadas para procesar crudo pesado y a pesar del bajo precio de esta materia prima, las refinerías buscaban crudos más livianos, que permitieran hacer uso de su infraestructura y cumplir apenas con los requerimientos de las actas ambientales. El crudo pesado y el combustible residual constituían 55% para producción de energía eléctrica. Hoy en día y gracias a los avances en estos procesos de refinación y petroquímica el crudo pesado puede ser transformado y aprovechado cada vez más para convertirlo en productos de mayor valor. (Dargay & Gately, 1995)

Las inversiones en tecnología para la extracción, procesamiento, transporte y refinación de crudo pesado debe ser uno de los principales objetivos de las compañías y los países productores para asegurar la producción de combustibles y materias primas durante las próximas décadas. Con estos cambios necesarios para acomodarse a las características del crudo pesado y la reducción en las reservas de crudo liviano tradicional, el crudo pesado permitirá que el sector hidrocarburos permita generar productos de mayor valor agregado y materias primas para otras industrias. (Pitty, Li, Adhitya, Srinivasan, & Karimi, 2008)

2.2 SISTEMAS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

Los crudos pesados desde cabeza de pozo se transportan generalmente en oleoducto o por carro tanque.

Existen diferentes métodos para el transporte de crudos pesados por oleoducto, casi todos incluyen el mejoramiento en las propiedades del crudo específicamente la reducción de su viscosidad y la reducción del contenido de asfaltenos. El

contenido de los asfaltenos es una de las causas principales de la alta viscosidad del crudo pesado. La importancia de los asfaltenos ha cobrado gran interés debido a la importancia del crudo pesado en la economía actual como remplazo de las fuentes fósiles convencionales de petróleo.

Los procesos más utilizados para facilitar el transporte de crudo pesado son calentamiento, dilución, las emulsiones, el transporte anular, y el cracking catalítico. El calentamiento junto con la dilución requiere costos adicionales, la formación de emulsiones reduce la calidad del producto y el cracking catalítico tiene costos de inversión altos.

Algunas investigaciones han determinado también la habilidad del crudo pesado de auto lubricarse mediante vórtices longitudinales donde el fluido menos viscoso y más caliente en el centro se desplaza a las paredes y reduce el rozamiento. (Chen, Wang, Pan, & Guo, 2009)

La presencia de gases y agua permiten también reducir la viscosidad y el rozamiento del crudo pesado: (Speight J. G., Petroleum Asphaltenes Part 2 The Effect of Asphaltenes and Resin Constituents on Recovery and Refining Processes, 2004)

- Alteración química de los constituyentes por procesos térmicos.
- Alteración de la distribución de los grupos funcionales polares por oxidación debida a la exposición con aire.

En el mundo se utilizan diferentes tipos de tecnologías de transporte de crudo pesado. En Canadá por ejemplo, para transportar bitumen se utilizan diluyentes como nafta o condensados de gas natural. En el Orinoco venezolano se utilizan también diluyentes para transportar el crudo extra pesado. El calentamiento se utiliza para transportar crudo pesado en Canadá, África y Suramérica. La emulsión

se utiliza Canadá y en el Orinoco Venezolano en forma de ORIMULSION®. Existen casos industriales de flujo anular en Siberia, Canadá y California.

En Colombia el crudo pesado se transporta desde el Valle del Magdalena medio por dilución y emulsión. Los métodos de producción y transporte de crudo pesado pueden revisarse en el *review paper* desarrollado para este proyecto y denominado: “Tecnologías para la producción y transporte de crudo pesado y sus perspectivas en Colombia – Overview”

2.3 CADENA DE SUMINISTRO DEL CRUDO EN COLOMBIA

La cadena de suministro del petróleo en Colombia comprende las actividades de exploración, producción, transporte para venta del crudo, refinación y transporte para venta de los derivados. La exploración y el desarrollo de nuevos campos dependen de la infraestructura en el área para la producción y el transporte de hidrocarburos. Para ello, el gobierno y específicamente ECOPETROL ha desarrollado grandes planes de inversión en exploración y producción, para aumentar el índice de recobro en los yacimientos actuales, así como la ampliación de la *infraestructura de transporte* para activar la producción de los nuevos hallazgos.

El costo de producción ha aumentado debido a los altos costos de las actividades encaminadas a aumentar la producción de campos existentes y la producción y transporte de los campos de crudos pesados. A pesar que la recesión mundial del año 2009 originó una caída en el consumo de hidrocarburos, por lo que los precios del petróleo y gas cayeron después de la alza en los últimos años, en Colombia, gracias al crecimiento económico mundial y al crecimiento de la economía del país, el consumo de energía e hidrocarburos se ha disparado. El petróleo continúa

siendo la fuente de energía más utilizada seguida por el gas natural y la electricidad.

En los últimos veinte años, la producción de crudo pesado en Colombia y en el mundo está animada por precios altos y por el efecto de reversibilidad incompleta del precio. Mientras que el precio del crudo crece, la demanda cae y posteriormente el precio. Sin embargo el precio del crudo no disminuye en la misma cantidad y se mantiene por encima de una margen, lo que permite mantener grandes utilidades a las compañías productoras. Los precios por encima de los U\$ 70 ha permitido la continua producción de crudos pesados en campos maduros y nuevos campos profundos, ultra profundos y offshore.

A pesar de los buenos precios del crudo, en Colombia los costos de producción y especialmente de transporte del crudo pesado son elevados debido a que se requiere diluir con productos de mayor precio, se requiere la instalación de grandes diámetros en las tuberías de transporte, altos consumos de energía o sistemas especiales de bombeo.

Desde hace años se han hecho grandes esfuerzos por mejorar la infraestructura de oleoductos de crudos en Colombia que permitiera disminuir los costos sobre el transporte de crudo pesado. Pero debido a la volatilidad de su precio, en muchas ocasiones el negocio pierde atractivo para las empresas involucradas en el negocio de extracción y transporte y los proyectos pierden rentabilidad. Con el crecimiento del número de procesos de extracción de crudos más pesados y los nuevos pronósticos de producción, se abren las perspectivas hacia proyectos de construcción de nuevos centros de producción, almacenamiento, mezcla, distribución y despacho que permitan reducir los costos de transporte e inventario.

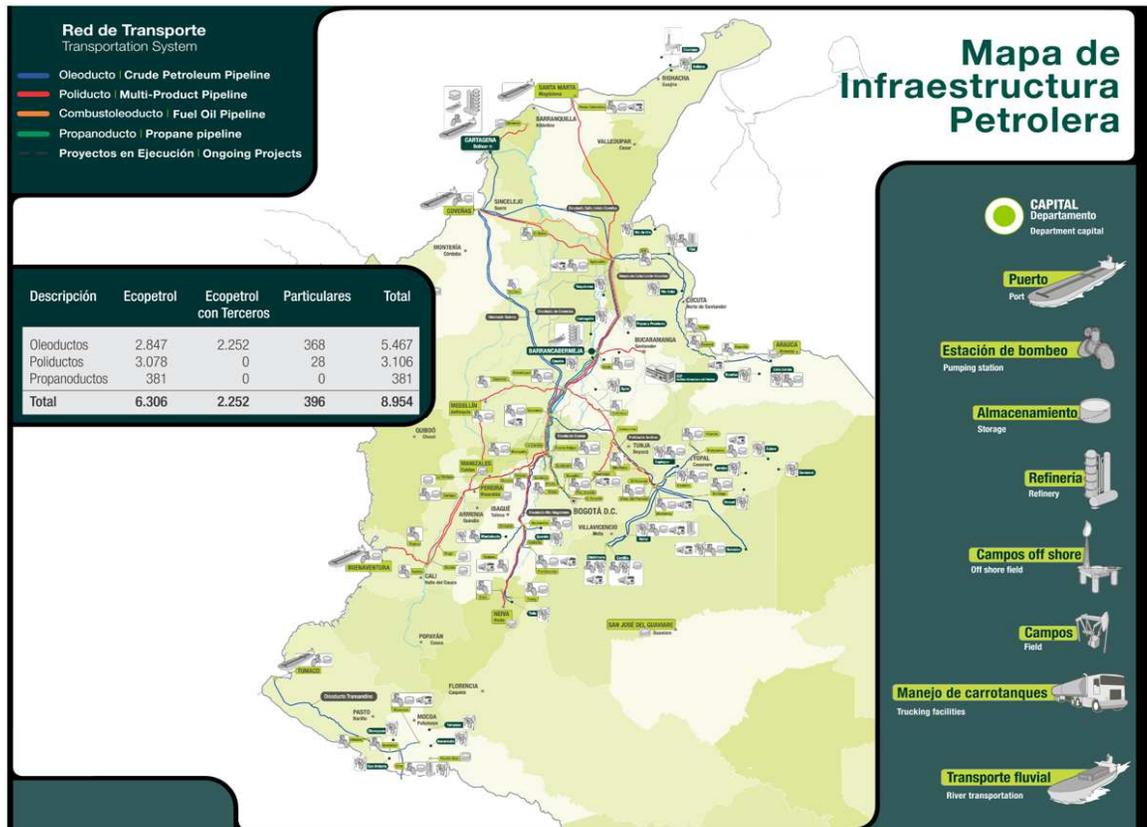
Colombia es ahora el cuarto país productor de petróleo en Latinoamérica, con recursos suficientes para el autoabastecimiento. La industria petrolera debe

afrontar retos como las necesidades de reducción de inventarios, la mejora en la calidad fuera de especificaciones, los tiempos de construcción de facilidades tempranas, las pérdidas de producción diferida, el bajo nivel de seguridad en las terminales de transporte, los altos costos de mantenimiento, acompañados de la demanda de nuevos mercados, el transporte de crudos pesados y la volatilidad de los precios del petróleo. Una de las grandes metas es convertirse en un país exportador clave, aumentando las actividades de explotación, producción, refinación y transporte de hidrocarburos. Para cumplir con los objetivos, además de incorporar nuevas reservas y desarrollar nuevas tareas exploratorias para lograr hallazgos importantes, son necesarias soluciones que permitan optimizar la gestión de sistemas de transporte de hidrocarburos mediante prácticas más rigurosas que permitan mantener la competitividad del negocio.

2.3.1 Infraestructura del transporte de hidrocarburos en Colombia

Colombia es un país con amplia diversidad topográfica. El país cuenta con una red de 9000 Kilómetros o más de oleoductos y poliductos, que surcan la topografía colombiana y convergen en los terminales de Coveñas y Santa Marta, en el Atlántico, y Buenaventura y Tumaco, en el Pacífico. Estas redes permiten la circulación de crudo, gas y los combustibles refinados, hasta llegar al consumidor final, ubicado a kilómetros de distancia de los campos de producción y refinación. Estos se evacuan por trayectorias que cruzan por zonas bajas (200 msnm - Apiay) y zonas muy elevadas (2960 msnm - Campo Las Flores).

Figura 2. Infraestructura petrolera en Colombia.



Fuente: (Ecopetrol, 2011).

La infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos se está convirtiendo en el cuello de botella de la exitosa política de exploración de hidrocarburos. ECOPETROL, la empresa más grande del país y cuarta en América Latina, invierte alrededor de 1.200 millones de dólares para actualizar oleoductos y sistemas de recibo de crudo. (Juan Guillermo Londoño/ Portafolio, 2009).

Existen preocupaciones en las restricciones de transporte, debido a las metas y a la demanda de crudos con mayor viscosidad para transportarse vía Oleoducto.

2.3.2 Cifras en el transporte de hidrocarburos en Colombia

2.3.2.1 Cifras de la producción en Colombia

Colombia empieza a ser un exportador pequeño de hidrocarburos desde el descubrimiento de los grandes campos petroleros de Caño Limón (1984), Cusiana (1991) y Cupiagua (1993). Las reservas desde los años 90 decayeron hasta el año 2008 cuando se lograron adiciones importantes gracias a reevaluaciones de las reservas existentes.

Confirmado por Minminas en el 2010, ahora las reservas probadas de petróleo en Colombia son aproximadamente 2000 millones de barriles de crudo, producción garantizada hasta el 2020 y de 4,7 billones de pies cúbicos de gas que alcanzan hasta el 2017 (Ricardo Santamaría Daza/ Portafolio, 2010), pero se seguirán aumentando las reservas de crudo y gas.

Los esfuerzos exploratorios para el descubrimiento de nuevos campos se concentra en los llanos orientales, el medio Magdalena, Catatumbo y Putumayo considerados como cuencas de menor riesgo; adicionalmente, el país ha emprendido una explotación más eficiente e intensiva de los campos maduros, así como la explotación de crudos pesados. (Jorge Sáenz V/ El Espectador, 2010).

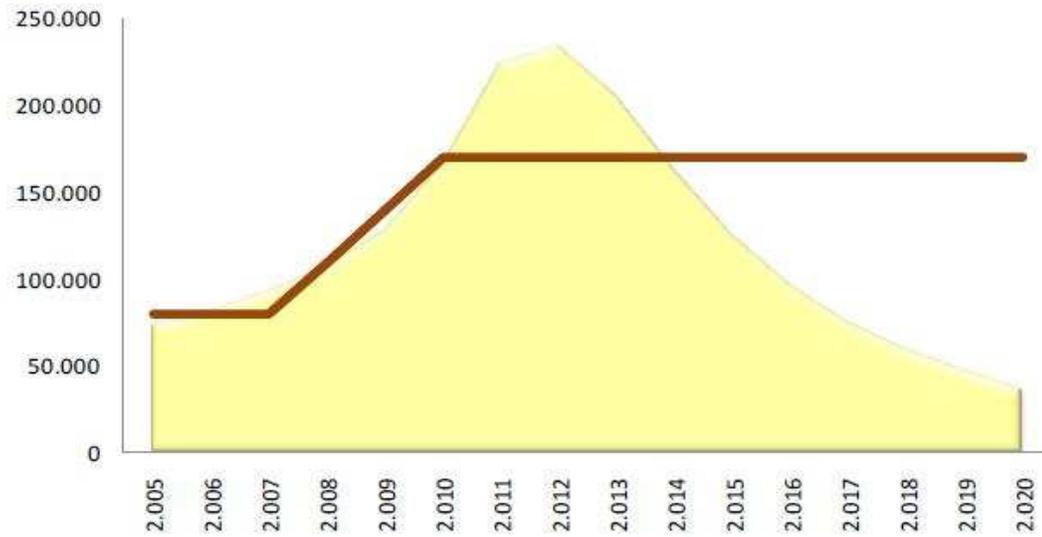
Las capacidades de transporte en muchos casos está comprometiendo la evacuación de los crudos y los esquemas de producción intensiva.

Figura 3. Transporte vs. Producción Porvenir –Vasconia.



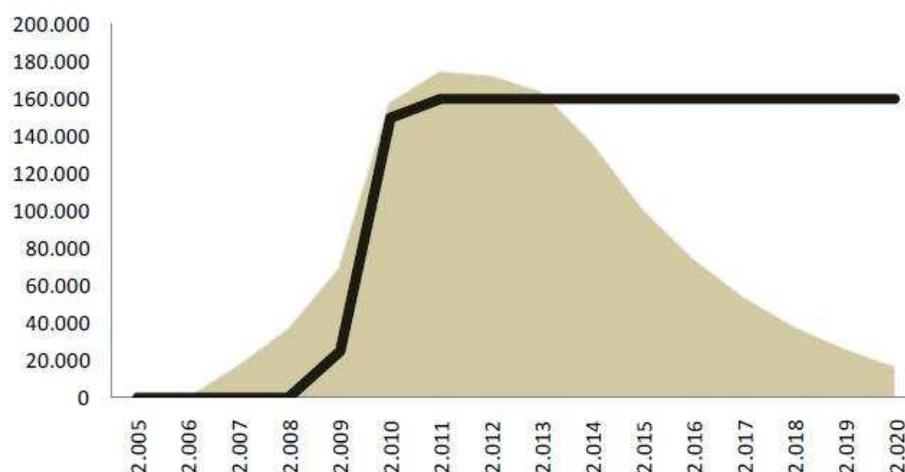
Fuente: (VIT - Ecopetrol, 2009)

Figura 4. Transporte vs. Producción Porvenir –Vasconia. (VIT - Ecopetrol, 2009)



Fuente: (VIT - Ecopetrol, 2009)

Figura5. Transporte vs. Producción Rubiales – Porvenir. (VIT - Ecopetrol, 2009)



Fuente: (VIT - Ecopetrol, 2009)

Tabla 1. Cifras de producción en Colombia 2010.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
Prod. Crudo ECP (kbpd)	666	670	672	680	685	701	700
Prod. Crudo ANH (kbpd)	76	89	94	97	91	82	83
Prod Crudo total (kbpd)	742	759	766	777	776	783	783
Gas ECP (mpcd)	1.057	1.075	1.056	1.097	1.046	979	942
Gas ANH (mpcd)	62	63	64	63	64	63	63
Gas total (mpcd)	1.119	1.138	1.120	1.160	1.110	1.042	1.005

	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Prod. Crudo ECP (kbpd)	713	719	715	736	738
Prod. Crudo ANH (kbpd)	75	81	85	85	91
Prod Crudo total (kbpd)	788	800	800	821	829
Gas ECP (mpcd)	996	1.067	991	1.008	1.015
Gas ANH (mpcd)	60	59	65	64	65
Gas total (mpcd)	1.056	1.126	1.056	1.072	1.080

Fuente: (ANH, 2011)

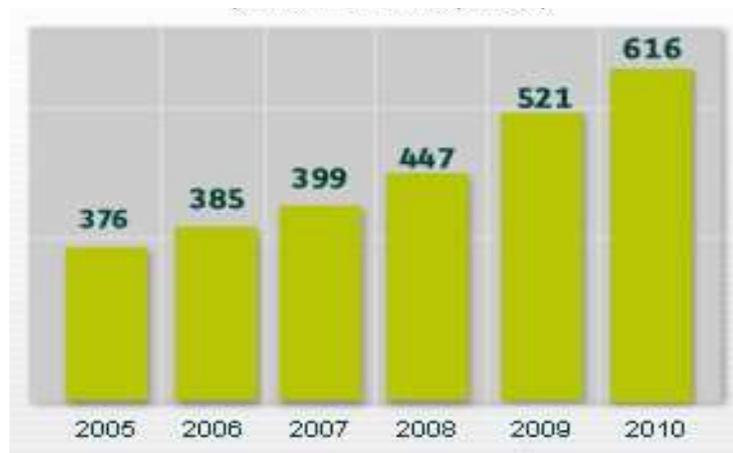
Tabla 2. Cifras de producción en Colombia a marzo 2011.

	Ene	Feb	Mar
Crudo ECP-Asoc (kbpd)	745	771	786
Crudo ANH (kbpd)	94	90	98
Crudo total (kbpd)	838	861	884
Gas ECP – Asoc (mpcd)	1.003	1.037	941
Gas ANH (mpcd)	64	66	66
Gas total (mpcd)	1.067	1.103	1.007

Fuente: (ANH, 2011).

La producción en marzo de 2011 de ECOPETROL alcanzó los 786.000 barriles diarios, que significa una tasa de crecimiento anual en producción de 16,9% con respecto a los 672.000 de marzo de 2010, indicó la ANH; gracias a los mayores factores de recobro y desarrollo comercial de campos maduros. (ANH, 2011).

Figura 6. Crecimiento de la producción en Colombia.



Fuente: (Ecopetrol, 2011).

El ministro de Minas y Energía, manifestó en el 2010 que se ha venido dando un aumento sustancial en la producción de petróleo; en gran medida ha tenido que

ver la seguridad democrática, los altos precios del petróleo y una buena gestión en política energética.

Este aumento en las reservas ha favorecido la inversión extranjera en Colombia y adicionalmente las nuevas políticas de actividades exploratorias han favorecido el crecimiento de capital, permitiendo al país crecer en infraestructura petrolera, y en campañas agresivas para la exploración y explotación de crudo y gas.

El crecimiento de la producción en Colombia y el desarrollo de los campos, necesariamente están acompañados del crecimiento de la infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos.

2.3.2.2 Cifras de las reservas en Colombia

De acuerdo con el ministerio de minas y energía, las reservas de petróleo probadas, probables y posibles en Colombia, hacia mediados del 2010, corresponden a 3100 millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe), (Reuters/ El Espectador, 2010).

ECOPETROL S.A. ha identificado la presencia de reservas importantes de crudos en Colombia, por lo cual el transporte de los diferentes tipos de crudos que se producen en Colombia constituye una actividad estratégica para la economía del país.

La alta viscosidad de los crudos, las grandes distancias entre los campos de producción, los sitios de aprovechamiento (refinerías y puertos de exportación) y la necesidad de asegurar la calidad de crudos livianos como el Cusiana, que se transportan por la misma red de oleoductos, plantean la necesidad de tomar acciones novedosas que permitan optimizar el transporte, asegurando la calidad de los crudos que se manejan.

2.3.2.3 Cifras en costos de infraestructura de Transporte

En 2010 ECOPETROL invirtió US\$735 millones en proyectos de infraestructura de transporte. Sumados a otros programas de evacuación de crudos que en compañía de otras empresas productoras las inversiones seguirán creciendo de manera considerable al 2020. (Andrea Bravo Puerta/ Ecopetrol, Abril - Junio 2010).

El indicador del barril/kilómetro transportado presenta un resultado real para el periodo enero-septiembre 2010 de COL\$7,95 BKM, inferior a los COL\$8,10 BKM registrados en el mismo periodo del 2009, debido al incremento en los volúmenes transportados y pese a las mayores actividades de mantenimiento y al mayor consumo de energía principalmente en las operaciones de oleoductos. (Ecopetrol, 2010).

2.3.2.4 Ampliación de infraestructura de transporte

El programa de Evacuación de Crudos desarrollado por ECOPETROL para el transporte de crudos en el país, ha generado importantes crecimientos en la capacidad de transporte de los siguientes sistemas: 1) Los Llanos Orientales con un aumento en la capacidad de transporte de Castilla-Apiay de 80 a 120 KBPD, 2) el Magdalena Medio con un incremento de la capacidad del sistema Vasconia-Barrancabermeja de 140 a 160 KBPD, y 3) aumento en la capacidad de bombeo entre Ayacucho y Coveñas de 40 a 48 KBPD 4) los proyectos de nuevos oleoductos como el oleoducto bicentenario de Colombia.

En relación con los proyectos en ejecución, se tiene la construcción del tanque de almacenamiento de 170.000 barriles en la estación Altos del Porvenir, la

ampliación de capacidad en los descargaderos de carrotanques en Ayacucho y Banadía y la construcción del poliducto Andino para el transporte de refinados.

Tanto en el oleoducto de los llanos (ODL) como en el oleoducto central (Ocensa), se continúan los esfuerzos con los proyectos de expansión. Los volúmenes transportados por Ocensa se han incrementado significativamente, tanto en el tramo Porvenir-Vasconia como en el tramo Vasconia-Coveñas. Adicionalmente, ECOPETROL ha constituido la nueva sociedad denominada Oleoducto Bicentenario de Colombia, para la cual se iniciaron trámites de adjudicación de licencias ambientales correspondientes a la primera fase (tramo Araguaney-Banadía).

El descubrimiento de pequeños pozos y el aumento de la recuperación en los campos maduros en 2010, saturaron la capacidad de transporte en Colombia, tanto así que el país está dejando de producir aprox. 80000 bpd por falta de oleoductos. (Nicolás Abrew/ La República, 2011).

2.3.2.5 Mercado internacional

La creciente producción de crudo y gas es la principal fuente de suministro para atender la operación de ECOPETROL, con un crecimiento de 17,4%, mientras que dentro de las compras, que crecieron un 2%, se destacaron la compra de crudos a terceros que se incrementaron en un 6,3% frente al 2009.

El incremento en las importaciones en el 15,9% obedeció a la compra de diesel de muy bajo azufre para abastecer la demanda nacional en las condiciones exigidas por la legislación hasta que se produjera la entrada en operación de las unidades de Hidrotratamiento de la Refinería de Barrancabermeja y a mayores volúmenes

de nafta importada con el fin de ser utilizada como diluyente para transportar la producción creciente de crudos pesados del país.

Los hechos más destacados de la actividad de comercio internacional en el tercer trimestre del 2010 fueron:

- Exportación de 6 cargamentos de crudo Castilla, cada uno con un volumen de un millón de barriles.
- Aumento en las exportaciones de gas a Venezuela.
- Incremento en ventas con destino a refinadores de Estados Unidos, pasando de 5,5 millones de barriles en el tercer trimestre de 2009 a 6,4 millones de barriles en el mismo periodo de 2010.
- Durante el 2010 se presentaron incrementos en las exportaciones de crudo hacia África, Canadá, Centro y Sur América y hacia el Caribe frente al 2009.

2.3.3 Oleoductos en Colombia

Figura 7. Red de principales Oleoductos de Colombia.



Fuente: (Ecopetrol, 2010).

Los principales oleoductos con los que cuenta el país son:

2.3.3.1 Oleoducto Central S.A. (Ocensa)

Figura 8. Oleoducto Ocensa.



Fuente: (Ecopetrol, 2010).

Tubería de 36" de diámetro y 837 kilómetros de longitud, transporta fundamentalmente los crudos del piedemonte llanero (Cusiana - Cupiagua) localizados en los municipios de Tauramena y Aguazul (Casanare) respectivamente, hasta el Terminal marítimo Coveñas. (Ecopetrol, 2010)

Cusiana y Cupiagua fueron dos de los descubrimientos petroleros más grandes del mundo en la década de los 90. La expectativa de cerca de 2000 millones de barriles de crudo en reservas, dio origen a la creación de Ocesa; en él confluyen importantes oleoductos que transportan los crudos del Alto Magdalena, los Llanos Orientales y el departamento del Meta.

El sistema de transporte de Ocesa consta de siete estaciones (Cusiana, Cupiagua, Porvenir, Miraflores, La Belleza, Vasconia y Coveñas); 830 kilómetros de tubería entre los campos de producción en el piedemonte llanero y el Terminal Marítimo en Coveñas, en el límite de los departamentos de Sucre y Córdoba. En su recorrido el oleoducto Ocesa atraviesa 45 municipios de los departamentos de Casanare, Boyacá, Santander, Antioquia, Córdoba y Sucre, una importante zona de influencia a lo largo del territorio nacional, entre ellos, atraviesa la zona montañosa de los Andes constituyéndose en la columna vertebral de la red de principales oleoductos de Colombia. (Ocesa, 2010).

2.3.3.2 Oleoducto de Colombia (ODC)

Figura 9. Oleoducto de Colombia.



Fuente: (Ecopetrol, 2010).

Tubería de 24" de diámetro y 438 Kms. de longitud, conecta la Estación Vasconia localizada en el municipio de Puerto Boyacá (Boyacá) con la Terminal Coveñas. A su vez, el ODC es alimentado por sendas tuberías provenientes de los Llanos Orientales y del Valle Superior del río Magdalena, respectivamente. Transporta un aproximado de 210.000 barriles por día(kbpd).ECOPETROL tiene el 42.5% de participación.

2.3.3.3 Oleoducto Central de los Llanos

El Oleoducto de los Llanos, de diferentes diámetros, busca conectar los campos de producción de Chichimene-Apiay, Maní-Santiago, Trinidad-Caño Garzas con la estación Porvenir, para buscar evacuación hacia refinería o exportación. (Ecopetrol, 2010).

Figura 10. Oleoducto Central de los Llanos.



Fuente: (Ecopetrol, 2010).

2.3.3.4 Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL)

Inició operaciones el 14 de septiembre de 2009, ha transportado más de 16.879.200 barriles de crudo diluido, el 88% de su capacidad la ocupa el petróleo proveniente de Campo Rubiales.

Gracias a la velocidad y capacidad de bombeo de grandes volúmenes de crudo que ofrece el oleoducto, Pacific Rubiales Energy pasó de transportar 60.000 bpd a 130.000, transporta 160.000 bpd a partir de abril de 2011 y su proyección futura puede llegar a los 360.000 bpd. (Ecopetrol, 2010).

Este oleoducto transporta crudo desde el campo Rubiales hasta la estación de bombeo Monterrey. Consta de una tubería de 24" de diámetro y 235 kilómetros de longitud y una capacidad actual de 160,000 BOPD.

La compañía construye actualmente una variante de 27 kilómetros de tubería que va desde El Viento, una de las siete válvulas de bloqueo ubicadas a lo largo de los 235 Km. que tiene el oleoducto Rubiales-Monterrey, hasta Cusiana. La primera fase de proyecto incluyó la construcción del oleoducto, la estación de Bombeo Rubiales (EBR) y obras en la estación de recibo de Monterrey.

La EBR cuenta con tres tanques de almacenamiento con capacidad para 400.000 barriles de crudo diluido y dos tanques para 100.000 barriles de diluyente. Incluye dos bombas en línea y una de respaldo, con capacidad para bombear 60.000 barriles de petróleo diarios, y un descargadero de carro tanques.

El oleoducto utilizó tecnología que garantiza una operación segura. Para ello se incorporaron sistemas lectores de presión y flujo para el monitoreo de las condiciones operativas, válvulas de emergencia y de alivio para evitar sobrepresiones. Así mismo, cuenta con sensores para el monitoreo de la presión

en la línea y detector de fugas conectados por un sistema de comunicaciones que facilita el control y cierre automático de las mismas.

El desarrollo de esta infraestructura y de su operación hizo necesaria la autogeneración de energía, razón por la cual los socios adquirieron una central de generación eléctrica con capacidad de 60.5 mega vatios, para atender las necesidades del campo y del oleoducto. Para llevar el oleoducto a su capacidad de transporte de 160.000 barriles de petróleo diarios, ODL inició a finales de 2009 la instalación de tres unidades de bombeo con mayor capacidad, y los sistemas de medición y control requerido para la operación.

ECOPETROL tiene una participación del 65 % y el restante 35 % es de Pacific Rubiales. El Gobierno de Colombia ha estimado las reservas en el campo en 596 millones de barriles, mientras que funcionarios del proyecto sostienen que las reservas probadas hasta el 2016 son de por lo menos 340 millones de barriles.

Para minimizar los costos de transporte y maximizar la capacidad de los oleoductos, la compañía ha venido desarrollando un proyecto llamado Llano mulsión, una fórmula especial para el transporte (petróleo en agua), que elimina la necesidad de diluyentes. Esta fórmula reduce la viscosidad del fluido a un tercio y por lo tanto incrementa la capacidad del oleoducto. Este proyecto tendrá una prueba industrial en ODL durante el último trimestre de 2010 cuando el nuevo ramal a Cusiana sea operacional. Si los resultados son positivos, solo será aplicable, por lo menos inicialmente, al oleoducto ODL (evitando la necesidad de transportar diluyentes desde Monterrey a Rubiales, ahorrándose cerca de US\$2 por barril) pero no al oleoducto de OCENSA, así que los diluyentes todavía serían necesarios para este segmento.

2.3.3.5 Oleoducto Caño Limón – Coveñas (ACN)

Tiene aproximadamente 780 kilómetros de longitud y a través de él se transportan los crudos provenientes de los campos de explotación localizados en el campo Caño Limón del departamento de Arauca hasta la Terminal marítimo de Coveñas, con diámetros de 18", 20" y 24".

Figura 11. Oleoducto Caño Limón – Coveñas.



Fuente: (Ecopetrol, 2010).

2.3.3.6 Oleoducto del Alto Magdalena (OAM)

Figura 12. Oleoducto del Alto Magdalena.



Fuente: (Ecopetrol, 2010).

Tubería de 20" de diámetro y 400 kilómetros aproximados de longitud, transporta los crudos que se obtienen desde el Valle Superior del Magdalena en el departamento del Huilade los campos Dina, Palagua, Guando hasta la estación Vasconia, con un aproximado de 110 kbpd. ECOPETROL participa con el 49%.

2.3.3.7 Oleoducto Bicentenario de Colombia

ECOPETROL anunció recientemente la creación de una nueva subsidiaria llamada "Oleoducto Bicentenario de Colombia", de 960 kilómetros, considerado uno de los más ambiciosos proyectos de infraestructura petrolera del país, cuyo

propósito específico será construir y operar un oleoducto de uso privado en la región de los Llanos Orientales, que se extenderá desde el departamento de Casanare hasta el puerto de Coveñas y que asegurará la exportación de los excedentes de producción de petróleo proveniente de la región de los llanos, considerada una de las más prospectivas del país. Aunque inicialmente tendrá como único accionista a Ecopetrol Pipelines International Limited, subsidiaria de ECOPETROL, posteriormente será capitalizada con los aportes de todos los productores interesados en hacer parte del proyecto; tentativamente la participación sería 65% para ECOPETROL, 35% para Pacific Rubiales y participación de otras compañías pequeñas.

La fase 1 entre Araguaney y Banadía (cerca de Caño Limón) tiene un costo estimado de US\$1,031 millones, similar en características al oleoducto ODL que conecta a Rubiales y Monterrey. El costo total del proyecto incluyendo la fase 2 (expansión del tramo Banadía - Ayacucho) y la fase 3 (expansión del tramo Ayacucho - Coveñas) sería cerca de US\$4,200 millones.

La capacidad final planeada para el oleoducto, será de 430 kbpd; ya está avanzando en su primera fase y estará en operación en un año. Con este importante paso se da inicio al que se considera uno de los hitos más trascendentales para viabilizar definitivamente la exportación de la creciente producción de petróleo proveniente de la región de los llanos. (Interbolsa/ Pacific Rubiales Energy, 2010).

2.3.4 Terminales de despacho en Colombia

2.3.4.1 Terminal Marítimo Coveñas

El Terminal Marítimo de Coveñas, ubicado en la Costa Caribe colombiana, en el Golfo de Morrosquillo, es el principal puerto de movimiento de hidrocarburos en

Colombia. Sus instalaciones en tierra comprenden sistemas de recibo, control de presión, medición, almacenamiento y despacho de diferentes crudos provenientes del interior del país.

El Terminal Coveñas es alimentado por los oleoductos Caño Limón Coveñas, Oleoducto de Colombia (ODC), Oleoducto Central (Ocensa). Para el transporte de la nafta procedente de la Refinería de Barrancabermeja se utilizan las líneas Galán - Ayacucho de 8" y 180 Km. de longitud, Ayacucho- Marquetalia de 14" y 26 Km. de longitud, y Marquetalia - Coveñas de 12" y 250 Km. de longitud. El petróleo crudo Caño Limón, proveniente de los oleoductos, pasa a través de una instalación conocida como Estación de Medición donde se controla presión y flujo y se mide para luego almacenarse en 2 tanques de capacidad neta de 350.000 barriles cada uno, de propiedad de la Asociación Cravo Norte. Para el almacenamiento de nafta se utilizan 6 tanques de capacidad nominal de 105.000 barriles cada uno.

El sistema de despacho y cargue a buque-tanques comprende: skid de medición dinámica provisto de "Probador", turbinas de desplazamiento positivo y accesorios de muestreo y monitoreo digital, cinco unidades de bombeo accionadas por motores eléctricos y diesel de una capacidad nominal de 10,000 barriles por hora (bph) cada una. Cuenta también con sistemas auxiliares, tanques de relevo y sistemas contra incendio entre otros.

Dentro de los servicios portuarios, se encuentra el despacho y recibo de hidrocarburos a través de monoboyas (SPM), con asistencia de remolcador obligatoria durante las maniobras de amarre, desamarre y cargue de los buque-tanques. Bajo circunstancias especiales se pueden recibir aguas aceitosas, (Slops), y sentinas (Sludges), residuos sólidos, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 15 del Reglamento Portuario y ceñidos a las recomendaciones Marpol y sus anexos. El Terminal funciona 24 horas diarias

durante todo el año, sujeto a las condiciones climáticas, salvo situaciones de fuerza mayor. El servicio de pilotaje lo coordina la Agencia Marítima. El muelle del puerto tiene una longitud de 460 metros y una profundidad del agua en su extremo de 7 metros, al cual llegan las embarcaciones de servicio del Terminal. El acceso del petróleo crudo y de nafta desde tierra a los puntos de cargue TLU1 y TLU3, se logra a través de un triángulo submarino cuyos vértices los conforman la Estación de Medición en tierra, la Monoboya TLU1 y la Monoboya TLU3.

Las tuberías submarinas están conectadas a las monoboyas a través de los PLEMs (Pipe Line EndManifold) y de mangueras submarinas flexibles configuradas a manera de "linterna china".

Las Unidades de Cargue de Buque-tanques TLU1 y TLU3 son boyas que están aseguradas al fondo con 6 cadenas y pilotes enterrados y se emplean como sistemas de cargue del Terminal. La primera con una profundidad media de mar de 25 metros y la segunda de 35 metros. (Ecopetrol, 2010).

La precisión es exigencia diaria, el control es base del éxito y la experiencia garantiza el mejor resultado, siendo el Terminal un enlace vital con los mercados internacionales.

Figura13. Ubicación del Terminal Coveñas.



Fuente: (Ecopetrol, 2010).

El TLU2 se encuentra operado por el Oleoducto Central S.A. Ocesa, quien lo opera desde 1997, para lo cual cuenta con tanques en tierra para almacenar 2,6 millones de barriles, 9400 caballos de fuerza y sistemas eléctricos, neumáticos e hidráulicos, un oleoducto submarino de 12 Km. que alimenta la monoboya o TLU2 diseñada para cargar buque tanques a una rata de 60000 bph.

2.3.4.2 Terminal Tumaco – Amarradero flotante

Construido por la Texas Petroleum Co., en 1969, para buque-tanques desde 25000 hasta 100000 DWT, el Amarradero flotante consta de 6 boyas de cuerpo cilíndrico con manhole, un gancho pelícano, ánodos de protección suspendida en el mar con una cadena enterrada en el fondo con su respectiva ancla. Tiene una rata de Cargue de 17.000 a 23.000 barriles/hora

2.3.5 Precios de Hidrocarburos en Colombia

El costo de producción de petróleo en Colombia ha aumentado gracias al alto precio de las actividades encaminadas a aumentar la producción de los campos existentes y la producción y transporte de los campos de crudos pesados. La recesión mundial del año 2009 originó una caída en el consumo de hidrocarburos, por lo tanto los precios del petróleo y gas cayeron después del alza en los últimos años. A pesar de esto, la demanda de los países asiáticos en crecimiento ha fortalecido la dependencia de la economía mundial en los combustibles fósiles.

En Colombia, gracias al crecimiento económico mundial y del país, el consumo de energía e hidrocarburos se ha disparado. El petróleo sigue siendo la fuente de energía más utilizada seguida por el gas natural y la electricidad.

2.3.6 Tarifas de transporte de Oleoductos

Mediante la Resolución 124 386 del Ministerio de Minas y Energía de julio de 2010 se determinó la metodología de fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Tabla 3. Factor Phi para tarifas 2011.

	Definición	2011
Fx =	Variación porcentual del índice de precios al productor (<i>Producer Price Index, PPI</i>) de los Estados Unidos de América, correspondientes a bienes de capital, entre las fechas de inicio y de terminación del año tarifario anterior al del año tarifario en consideración, según la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID:WPSSOP3200)	0,2545%
FI =	La relación anual entre los índices de precios al consumidor, IPC, según el Banco de la República, entre las fechas de inicio y de terminación del año tarifario anterior al del año tarifario en consideración.	1,0225
D =	La relación de los promedios de la tasa de cambio representativa del mercado, TRM, diaria, entre dos periodos consecutivos de doce (12) meses, en que el numerador es el promedio en el periodo más reciente, el cual termina al final del primer semestre del año tarifario en consideración, según el Banco de la República	0,8932
Ecuación =	$\text{Phi} = 1 + \{ 0,75 * Fx + 0,25 * (FI/D - 1) \}$ <p>El 0,75 de Res MME 124 386</p>	1,0381

Fuente: (Ecopetrol, 2010).

Tabla 4. Tarifas Vigentes Transporte Oleoductos 2011.

Descripción	<US\$14/B	US\$14/B - US\$18/B	US\$18/B - US\$22/B	US\$22/B - US\$26/B	>US\$26/B
Vasconia - Cib	0,2093	0,2361	0,2629	0,2987	0,3346
Coveñas – Cartagena	0,2552	0,2899	0,3246	0,4996	0,6745
Galán – Ayacucho 18”	0,1826	0,4097	0,6368	0,7039	0,7710
Ayacucho – Coveñas 16”	0,7756	1,2396	1,7035	1,8925	2,0815
Apiay – Porvenir	0,5039	0,5936	0,6834	0,8510	1,0187
Araguaney – Porvenir	0,6170	0,8423	1,0676	1,2264	1,5243
Toldado – Gualanday	0,3280	0,5575	0,9507	0,9619	1,2643
Tello – Dina	0,0228	0,0315	0,0403	0,0585	0,0768
Vasconia – Velásquez	0,0853	0,0909	0,0965	0,1273	0,1580
Ayacucho – Cib 14”	0,3615	0,5113	0,6611	0,8934	1,1257
Orito – Tumaco OTA	0,6973	1,2653	1,8334	2,3737	2,9141
San Miguel – Orito – OSO	0,0418	0,0603	0,0789	0,1088	0,1387
Nororiente – La Ye OMO	0,0803	0,2310	0,3817	0,4428	0,5040
Mansoya la YE					
Caño Limón - Coveñas					2,2511

Fuente: (Ecopetrol, 2010).

2.3.7 Proyectos para Ampliación de Oleoductos y Poliductos en Colombia

Dentro de los proyectos que se desarrollan actualmente para optimizar la infraestructura de transporte de crudo pesado en Colombia se encuentran:

- Incremento de capacidad del ODC (+40 KBPD)
- Incremento de capacidad del Vasconia – Barrancabermeja (+60 KBPD)

- Incremento de capacidad de Orensa a 560 (+100 KBPD)
- Incremento de capacidad del ODL (+200 KBPD)
- Oleoductos Caño Limón – Coveñas y Ayacucho – Coveñas(+240 KBPD)
- Poliducto Andino Sebastopol – Apiay (53 KBPD)

Los proyectos futuros incluyen:

- Incremento de capacidad Apiay – El Porvenir (450 KBPD, Febrero 2012)
- Incremento de capacidad Castilla – Chichimene - Apiay (390 KBPD, Dic 2012)
- Aumento capacidad poliducto Polioriente y Poliandino (120 KBPD, Dic 2012)
- Oleoducto Casanare –Coveñas ó Bicentenario de Col. (450 KBPD, Dic. 2012)
- Incremento de capacidad Orensa (>560 KBPD, fecha por definir)
- Expansión de Coveñas (Almacenamiento adicional de 3600 KBBLs, Dic. 2012)
- Incremento de capacidad Orito – Tumaco (85 KBPD en el 2011)
- Estudio de factibilidad Oleoducto al Pacífico

2.4 EL OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA (OBC) - SISTEMA DE ESTUDIO.

Actualmente los llanos orientales es la región de mayor crecimiento petrolero en Colombia en especial de crudos pesados de los campos Rubiales, Castilla y Chichimene.

EL crudo se extrae de los pozos utilizando métodos convencionales. Cuando la capacidad de estos métodos no es suficiente para extraer el crudo, se utilizan otros métodos más sofisticados (ver overview paper en anexos)

El crudo en superficie es tratado, se separan sus fases y se transporta vía carrotanque o tubería hasta la facilidad de bombeo en Araguañey. Generalmente en Araguañey se reciben crudos de varias locaciones y de diferente calidad. Los sistemas de producción en pozo y de transporte desde cabeza hasta la facilidad no se encuentran dentro del alcance de este trabajo, pues se deduce que se cumplirán con los pronósticos, independientemente de las características de los métodos de levantamiento en cada pozo y del sistema de transporte hacia la estación en Araguañey.

El oleoducto bicentenario es un proyecto que se planteo de oleoductos de capacidad de 420 KBOPD hasta 600 KBOPD de crudo que permitiría transportar el crudo que generado en los llanos Orientales hasta la terminal en Coveñas.

En este estudio se plantea el transporte de un crudo pesado Castilla, pero que en futuro podría representar otro tipo de crudos o una la mezcla que podría ser evacuada por el OBC, ya sea de los crudos actualmente producidos en la región, (Castilla, Rubiales, San Fernando) o la posibilidad de un crudo de un yacimiento inexplorado por el Oleoducto desde la estación Araguañey – Banadía, Ayacucho y Coveñas.

Los crudos transportados por el OBC serán de aquellos socios del oleoducto, y la tarifa de uso será determinada y de uso de sus accionistas.

Figura14. Oleoducto bicentenario de Colombia



Fuente: (Ecopetrol, 2010).

Debido a que la información concerniente al Oleoducto bicentenario, algunos datos del oleoducto se han inferido de información encontrada en la literatura y en los datos reportados por ECOPETROL.

Capacidad de Almacenamiento del crudo de estudio:

Tabla 5. Capacidad de almacenamiento para el OBC en caso de estudio

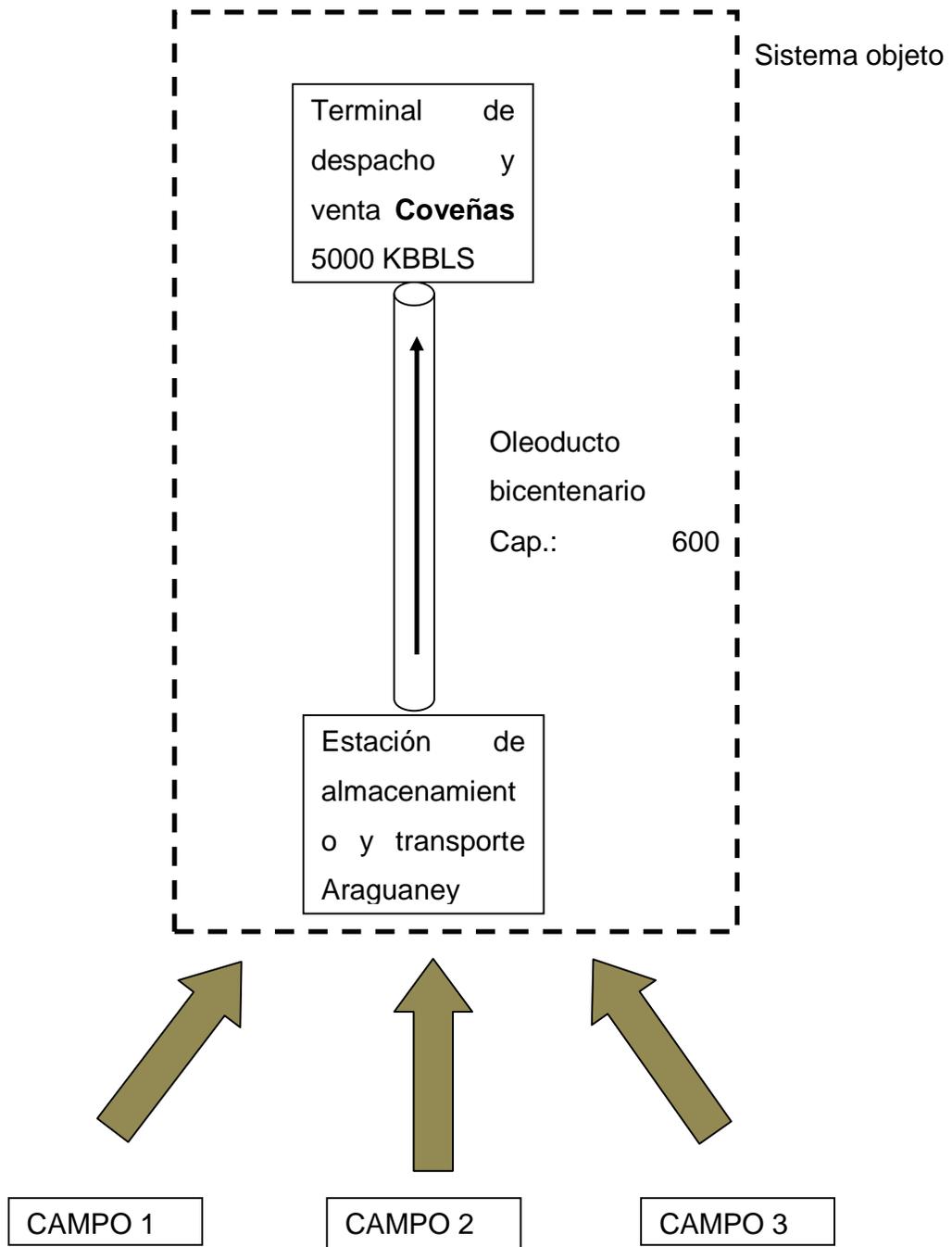
Estación	Capacidad de Almacenamiento
Estación de Araguaney	5000 KBBLs
Estación Banadía	-
Estación Ayacucho	-
Estación Coveñas	5000 KBBLs

Fuente: ECOPELROL , 2011

Se estima que a pesar que la capacidad de almacenamiento de la estación Banadía y Ayacucho es mayor a 100 KBBLs de crudo, para el propósito de este estudio la capacidad se considera insignificante, ya que esta el volumen de almacenamiento se considera como la cantidad suficiente para responder a los cambios operacionales (paradas y re arranque) de la operación del oleoducto bicentenario.

Los modelos presentados en este informe y las herramientas construidas, están desarrolladas para el transporte del crudo pesado con un pronóstico de producción o de entrada determinado, desde la estación de Araguaney, con una capacidad de almacenamiento de 5000 KBBLs del crudo, por el oleoducto bicentenario, con una capacidad máxima de transporte de 600 KBOPD, hasta la terminal de despacho y venta en Coveñas con una capacidad de almacenamiento de 5000 KBBLs.

Figura15. Sistema Objeto para el Oleoducto bicentenario de Colombia



Fuente: Gómez, 2011

La intención final es determinar los flujos de crudo por el OBC en diferentes periodos o el crudo almacenado en las estaciones Araguaney y Coveñas, que permita en el momento de venta en la terminal de Coveñas obtener la mayor utilidad en pesos.

Para determinar el ingreso en pesos por la venta de crudo se ha desarrollado una herramienta con una red neuronal para determinar los precios de crudo y la tasa de cambio de referencia. Una herramienta de optimización proporciona los flujos por periodo y permitiría:

- Desarrollar un programa de transporte de crudo pesado desde Araguaney por el OBC.
- Programar las tareas de mantenimiento preventivo del oleoducto.
- Integrar la cadena de producción y transporte para aumentar el beneficio y reducir el costo de paradas.

Los resultados de este capítulo se incluyeron en el artículo en el anexo A “Tecnologías para la producción y transporte de crudo pesado y sus perspectivas en Colombia – Overview”

3. ESTIMACIÓN DE PRECIOS DEL CRUDO Y TASA DE CAMBIO CON UNA RED NEURONAL ARTIFICIAL

La industria del petróleo en las últimas décadas ha crecido gracias al descubrimiento de yacimientos de crudo no convencional, el crudo pesado, extra pesado, bitumen, yacimientos offshore, profundos y ultra profundos. Gracias a que el precio se ha mantenido alto, se ha podido impulsar el crecimiento de la producción de crudos no convencionales y fuentes nuevas como los biocombustibles; sin embargo, el crudo pesado tiene menor precio que el crudo tradicional debido a su alta viscosidad y al contenido de contaminantes como metales y azufre, lo cual a su vez encarece sus procesos asociados.

Los precios del crudo han sido influenciados por el pesimismo en general que existe sobre los esfuerzos inconclusos de hallazgo de nuevos y grandes yacimientos de crudo liviano en el mundo; además estos altos precios han tenido efectos recíprocos sobre la economía mundial, porque mientras el precio del crudo llega a valores record, el precio de las materias primas aumenta, se desestimula la demanda e inmediatamente el precio del crudo baja hasta que la economía se estabiliza o hay marcadores de su crecimiento.

Siendo el precio del crudo uno de los principales hechos en la economía mundial, impacta el mercado de valores significativamente, es el caso de las estimaciones de estabilización de los mercados nueve meses después de los efectos adversos del aumento de los precios del crudo. En el sector industrial, el aumento de los precios reduce el margen de utilidad (Masih, Rumi, Peters, & De Mello, 2011), afectando negativamente el mercado de acciones.

En las últimas dos décadas otros efectos de carácter cíclico han aumentado el precio del petróleo en el mundo (Pirog, 2005), como el crecimiento del PIB de nuevos países actores, la reducción del precio del dólar, el precio de los combustibles, el cambio en los sistemas de producción de crudo, las políticas OPEP y la reducción en el nivel de inventarios.

La economía mundial actual se ve afectada día a día por la volatilidad de los precios del petróleo (Daniel, 2001); por una parte, los países productores ganan mientras el precio sube y por otra, los países que utilizan el crudo como materia prima para productos y servicios, sufren mientras los precios aumentan, impactando la demanda y las utilidades. Algunas de las principales causas de la volatilidad del precio del crudo son:

- El precio de las divisas. Mientras las políticas de los países industrializados sea reducir el precio de las divisas con el fin de impulsar la producción interna, el poder adquisitivo de la divisa se reduce, generando un aumento en el precio de los bienes internacionalmente con respecto al dólar.
- Eventos excepcionales como los conflictos en el medio oriente, los eventos separatistas en Rusia, la situación política en Venezuela, el conflicto armado en Nigeria y los desastres ambientales en EEUU y Japón, reducen también el precio del petróleo. Los eventos políticos en el medio oriente en países productores como Irán, producen ruptura en la producción y un eventual aumento del precio; es así que en el próximo futuro se espera un incremento disparado por la situación política en África del norte y el medio oriente (Eder, Gampfer, Hofmann, Petersen, & Schneider, 2011). Los eventos catastróficos ambientales como aquel ocurrido en Japón a principios de 2011, afectarían también el precio del crudo; a pesar que los precios aumentaron, los precios de los productos producidos no suben en la misma relación, disparando también pérdidas en las utilidades.

- Diferentes factores han demostrado tener efectos sobre el precio del crudo, como las cantidades producidas, los inventarios, las políticas de la OPEP para controlar los precios como la reducción de cuotas (Chevillon & Riffart, 2009), los factores macroeconómicos y el crecimiento de mercados emergentes. Así mismo, el aumento de precio de crudo afecta también el crecimiento económico del PIB de los países industrializados, en especial los países de mayor consumo como Estados Unidos y China.
- La especulación ha jugado un papel muy importante en la volatilidad del precio. Se dice que hoy en día el crudo es el commodity que más se negocia en el mercado y su precio varía no solo por la relación oferta/demanda sino también por factores como eventos irregulares, condiciones climáticas, comportamiento bursátil de las bolsas de valores, crecimiento del PIB, aspectos políticos y la especulación
- Los precios del petróleo se reducen en momentos de crisis, debido a la fluctuación de las tasas de cambio, las tasas de interés y las reservas internacionales. En Julio de 2008, se ocasionó una caída abrupta en el precio del petróleo (Song, 2010), debido al aumento en la inflación y los costos de producción en los países industrializados.
- En los próximos años se espera que mientras el precio del crudo liviano aumente, haya un incremento en la oferta de energías alternativas como el crudo pesado y el aumento en la producción de energía renovable (Widodo, Tontowi, & Subagyo, 2011).
- Igualmente se espera lograr mayores ajustes en el precio y el mercado de hidrocarburos, gracias a tecnologías de ahorro energético y combustibles, políticas sobre el mercado de valores y el suministro de formas alternativas de energía.

- La importancia de la economía china en el precio del petróleo debido a que se ha convertido en el segundo consumidor de crudo desplazando a Japón (Cong, Wei, Jiao, & Fan, 2008).

Desde hace décadas, los países consumidores vienen preparándose para alzas en el precio del crudo, generando políticas contra la especulación y desarrollando inmensas reservas estratégicas; sin embargo, el carácter impredecible del precio del petróleo surge en mayor parte debido a eventos sin precedentes, para los cuales es posible implementar las redes neuronales.

Los modelos de pronósticos de precios del petróleo se utilizan en el sector privado para determinar los precios de los bienes a producir, decidir tiempos de inversión, compra de combustible y derivados, generar políticas para predecir emisiones, diseñar políticas ambientales (Alquist, Kilian, & Vigfusson, 2010) y simular escenarios que permitan determinar las consecuencias y los riesgos.

Una de las soluciones que se ha tratado de implementar para evitar la volatilidad del precio, es la práctica de políticas gubernamentales para fijar el precio o estabilizarlo evitando los impactos sociales y económicos; sin embargo y gracias a los intereses de particulares de grandes inversionistas energéticos, la OPEP y productores privados, las políticas de estabilización del precio no han sido lo suficientemente efectivas y el precio todavía sufre por el corte de oferta, los eventos internacionales y la especulación en los mercados de valores.

Entre las teorías causantes de los altos precios del petróleo en 2008 están la especulación, demanda creciente, demoras en tiempo, limitantes geológicas, el sistema de precios de la OPEP (Hamilton, 2008). En los últimos años, los métodos de inteligencia artificial han sido utilizados cada vez más para pronósticos, gracias a la no linealidad y no estacionalidad del precio del crudo (Kaufmann & Ullman, 2009).

La determinación de precios bajos de crudo permitiría a ECOPETROL prever las reservas de venta de crudo, los periodos para el mantenimiento de los sistemas de producción y transporte y determinar las compras de crudo para aumentar las utilidades y desarrollar reservas de crudo más liviano.

3.1 DETERMINACIÓN DEL PRECIO DEL CRUDO PESADO.

A pesar de la importancia del precio del crudo, existen pocos estudios que permitan predecir el precio del petróleo en tiempo real (Baumeister & Kilian), principalmente por el trabajo que requiere la consecución de la información.

Uno de los más importantes métodos utilizados actualmente por el departamento de información energética de Estados Unidos, es el STEO (DOE, US Energy Information Administration, 2010) utilizado para desarrollar pronósticos de los precios del petróleo utilizando simulaciones basadas en el comportamiento del mercado y de la economía mundial. Sin embargo este método como muchos otros no tiene en cuenta acontecimientos extraordinarios que desencadenan aumentos precipitados o reducción en el precio del crudo.

Anteriormente, para predecir el precio del crudo se utilizaban técnicas matemáticas, de probabilidad y estadística como la regresión lineal, análisis de co-integración, modelos GARCH, auto regresiones y modelos de corrección (Yu, Wang, & Lai, 2008); ahora, una de las herramientas utilizada en los últimos años es un modelo promedio móvil integrado auto regresivo que provee unos resultados mejores – ARIMA (Fernandez, 1997). Estas herramientas son excelentes en los pronósticos para tiempos cortos de tiempo, pero debido a la volatilidad de la economía actual, se pueden generar errores en la aplicación real.

En los últimos años se han desarrollado varias investigaciones sobre los métodos cuantitativos para los pronósticos de precios, entre estos los métodos econométricos, modelos probabilísticos y semi-paramétricos. Otra técnica utilizada para realizar pronósticos de crudo son los módulos de minería de datos por medio de herramientas basadas en internet (Shouyang, Lean, & Lai, 2005). El modelo de red neuronal desarrollado en este trabajo toma como base la metodología aplicada mediante minería de datos por Shouyang y otros, como un módulo que permita predecir cambios abruptos o incorporar un sistema de alarma para grandes variaciones en los precios.

Debido a cambios abruptos a causa de cambios políticos, ambientales y sociales en el mundo, muchos de los algoritmos desarrollados en la literatura tienen como fin predecir el precio del crudo WTI en periodos cortos (Ghaffari & Zare, 2009); este es el problema más común encontrado en estos los modelos, pues los resultados pueden ajustarse a un periodo de prueba pero no aplican para un periodo mayor, como los modelos tradicionales de predicción vectores, ARIMA y otros, con los cuales se ha demostrado que tienen aplicabilidad para periodos de hasta tres meses.

Generalmente el precio de los crudos se determina de acuerdo al precio del crudo marcador definido para el producto; este concepto se introduce en el mercado en la década de 1970-1980 para referenciar fácilmente un precio para compradores y vendedores. Los trazadores más referenciados en la industria son (DOE, US Energy Information Administration, 2010):

- El West Texas Intermediate (WTI) es un marcador clave que presenta los precios del crudo mezcla producido en los campos de Texas. El valor WTI es el más aceptado mundialmente como referencia mundial del precio del petróleo.

- Brent Blend es una mezcla de crudos livianos característica producida en el mar del norte. Se utiliza para los precios de algunos crudos producidos en Europa, Africa y Oriente Medio
- Imported Refiner Acquisition Cost (IRAC) es el costo promedio de todos los crudos importados en Estados Unidos a su precio mundial
- Canasta OPEC fué introducido el 7 de junio 15- 2005 y se calcula como el promedio aritmético de siete corrientes de crudo: Mezcla Algeria's Sahara, Indonesia Minas, Nigeria Bonny Light, Saudi Arabia Arab Light, Dubai Fateh, Venezuela Tía Juana y México Isthmus
- Futuros NYMEX es el precio acordado por contrato de futuro del crudo en el mercado de Nueva York.

Para determinar el precio de un crudo por fuera de la canasta se utilizan diferentes esquemas:

- Netback Cracking
- Marcadores Internacionales
- Canastas de Crudo

3.1.1 Esquema Netback Cracking

Mide lo que obtiene el refinador por la producción de los derivados en un esquema básico de refinación. A partir del assay del crudo y mediante herramientas de simulación, se determinan los volúmenes de los productos obtenidos en una refinería conformada por una unidad de destilación, unidad de reforma y una planta de ruptura catalítica, localizada en la costa en el Golfo de México en los Estados Unidos (USGC).

Este esquema es muy popular en los clientes refinadores y se utiliza a gusto, conocimiento y aplicación del cliente.

3.1.2 Esquema de Precios de Transferencia o Marcadores Internacionales

Se utiliza para medir lo que obtendría el proveedor del crudo por su venta en el mercado internacional o el precio que debería pagar el comprador como ECOPETROL por un crudo de las características del ofrecido en ese mercado.

Bajo este esquema se suelen utilizar dos tipos de marcadores: Para crudos con $\%API > 19$, se utiliza como referencia un crudo similar tal como WTI, Brent, Cusiana ó Caño Limón en su sitio de Mercadeo. Para crudos con $\%API < 19$, se utiliza como referencia el FUEL OIL y depende del contenido de azufre en el crudo.

El precio de transferencia FOB Coveñas a comprar, se determina haciendo ajustes al precio del marcador debido a su gravedad API y el contenido de Azufre. Para crudos pesados con referencia al FUEL OIL, se descuenta el flete entre el golfo de en los Estados Unidos y la costa Colombiana.

3.1.3 Esquema de la Canasta de Crudos

Bajo este esquema, la canasta de crudos o el marcador debe reflejar el precio de crudo a negociar. Por lo tanto se utilizan precios mezclas de la canasta y esta representa o refleja la calidad del crudo.

3.2 REDES NEURONALES PARA DETERMINAR EL PRECIO DEL CRUDO

Una red neuronal es un sistema para el procesamiento de información inspirado en el comportamiento biológico de las neuronas.

La historia de las redes neuronales se desarrolla desde finales del siglo XIX cuando Alexander Bain y William James se dieron cuenta de la posibilidad de desarrollar sistemas de cómputo basados en modelos neuronales. A principios de 1950, se desarrolla la primera red neuronal digital por Belmont Farley y Wesley Clark, posteriormente algunos desarrollos siguieron en la misma década pero fue abandonada en 1960; durante los años 70 la investigación en redes neuronales continuó con el desarrollo por Stephen Grossberg de las teorías de comportamiento en grupo y de memoria adaptativa; en la década del 80, se desarrollaron las capacidades de cálculo de la herramienta y se popularizaron los algoritmos de propagación reversa; hoy en día las RNA son tema de investigación para matemáticos científicos e ingenieros (Priddy & Keller, 2005).

Las redes neuronales son herramientas que aprenden a partir de ejemplos y son conocidas como aproximadores universales de funciones, estas han sido utilizadas para pronosticar diferentes elementos del mercado y de la economía. Durante las dos últimas décadas se ha realizado gran número de investigaciones sobre la implementación de redes neuronales para el desarrollo de pronósticos, especialmente para negocios y finanzas; también se han desarrollado métodos híbridos de redes neuronales y otros métodos (Amin-Nazeri & Gacharech, 2009), siempre en la búsqueda de resultados más precisos.

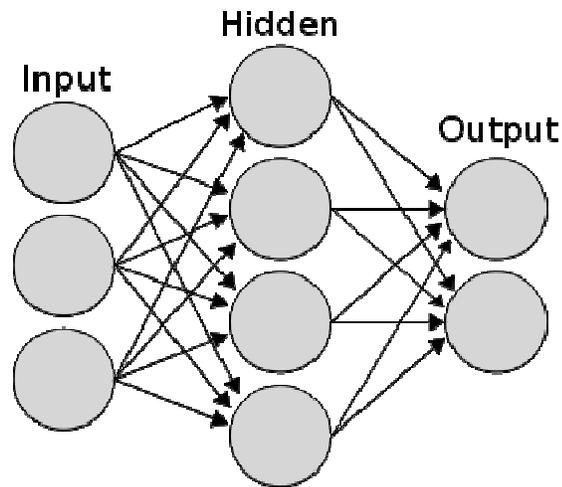
Los procesos que se desarrollan en las redes neuronales son:

- El procesamiento de información por cada neurona.
- La transmisión de la información entre nodos.
- La aplicación de funciones de transferencia.

Uno de los objetivos de las redes neuronales, es capturar los factores ocultos en series de valores de precios y determinar eficazmente los pronósticos, especialmente de aquellos que tienen comportamientos no lineales.

Para el diseño de la red neuronal, el número de neuronas y el número de capas se seleccionan utilizando el método de ensayo y error. Se han desarrollado también métodos híbridos de redes neuronales y otros métodos que permitirían tener mejores resultados.

Figura 16. Esquema de una red neuronal artificial.



Fuente: Gómez, 2011

Recientemente se han desarrollado investigaciones utilizando redes neuronales para predecir el precio del petróleo, entrenándolas mediante estrategias del mercado del crudo. Estas investigaciones han permitido obtener resultados en mayores periodos de tiempo hasta un año (Shambora & Rossiter, 2007).

3.2.1 Desarrollo de la red neuronal

Existen pocos o nulos ejemplos de la utilización de las redes neuronales para los pronósticos de los precios del crudo pesado. En este trabajo se desarrolla un sistema híbrido que considera variables cuantitativas para determinar una tendencia de los precios de acuerdo a datos macroeconómicos (Song, 2010) y datos cualitativos para ayudar a determinar un sistema de alerta que permita determinar las variaciones intempestivas que se generan debido a

acontecimientos en el mundo (Shouyang, Lean, & Lai, 2005). El comportamiento del crudo en los últimos años se basa en variables económicas descritas a continuación:

Tabla 6. Ejemplos de efectos de variables económicas sobre el precio del crudo

Efecto en el precio	Causa
Desde 1992 se ha visto un aumento continuo en el precio del crudo.	Aumento del consumo de crudo a nivel internacional, en especial países asiáticos.
Aumento en el precio del crudo desde septiembre de 2000.	Debido al incremento del consumo de crudo desde 1999.
Las caídas en el precio del crudo se han detectado desde principios de 1999, en diciembre de 2001 cayeron un 50%, en enero de 2007 cayeron un 40%, a inicios de 2009 cayeron más de un 70%.	Precauciones en el cambio de la demanda y las crisis económicas.

(Fuente: Filis, Degiannakis, & Floros, 2011)

El precio del crudo pesado y del marcador WTI se ve afectado por el comportamiento del consumo y la demanda de crudos, los inventarios actuales, el comportamiento en precio de otros commodities y los indicadores de mercado.

Los datos macroeconómicos base para el desarrollo de esta red neuronal son:

- El precio del Oro
- Los inventarios mundiales (millones de barriles),
- El Consumo de crudo en la OECD.
- El consumo de crudo en China
- El indicador S&P500

Como herramienta para determinar los valores cualitativos en eventos irregulares que han afectado el precio del crudo pesado, se utiliza la minería de datos, advirtiendo así cambios vertiginosos en el precio del crudo. Para este trabajo se

tomaron algunos de estos patrones como factores que han afectado en los últimos años el precio del crudo referencial y otros que deben afectar el precio del crudo pesado.

Los siguientes patrones se tomaron como base para generar una matriz que permita determinar los valores cualitativos:

Tabla 7. Textos patrón para búsqueda de valores cuantitativos

Grupo	Texto Patrón	Ejemplo
Reducción en la producción	"OPEC Production cut"	1998 OPEC agrees production cut
Invierno	"Cold Weather"	1995 Cold Weather in Europe and America
Desastre Natural	"Natural Disaster"	2011 Japan Natural Disaster
Economía mundial	"Economic Crisis"	2008 Economic crisis
Terrorismo	"Terrorist Attack"	2001 Terrorism Attack
Nuevas fuentes de energía	"Non-conventional energy"	2000 non- conventional energy plants in europe
Guerra	"War"	2003 Iraq War

Fuente: Gómez, 2011

Para determinar los valores de estos patrones, se utilizó como herramienta los históricos en motores de búsqueda que relacionan el número de artículos, noticias e hipervínculos sobre cada patrón. Para construir y entrenar la red neuronal, se utilizó MATLAB® y los resultados se analizaron por aparte.

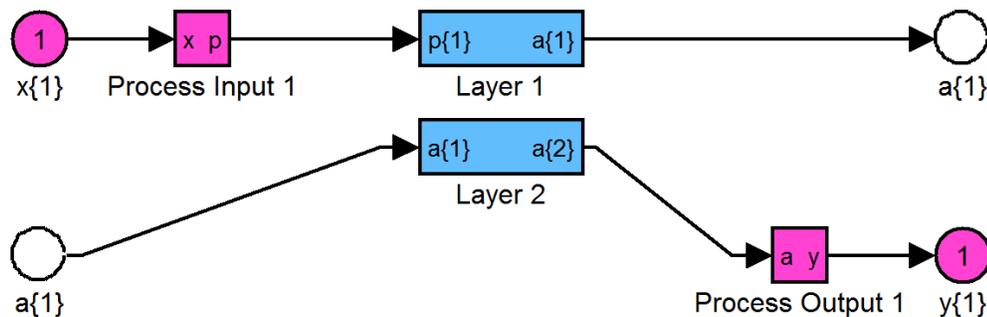
Por velocidad y simplicidad, la red utilizada en este trabajo es una red de dos capas feed-forward entrenada con el algoritmo Levenberg-Marquardt. Ni la topología, ni los algoritmos de entrenamiento de las redes neuronales artificiales son evaluados a profundidad en este trabajo, ya que las herramientas y la

información disponibles, determinan que la red seleccionada permite tener excelentes resultados.

Redes feed-forward: Este tipo de red neuronal es el más simple, donde la información se mueve en una sola dirección y no existen ciclos, también es el tipo de redes más popular y más utilizado en muchas aplicaciones prácticas; son conocidas también como “perceptrones multicapa” (multilayer perceptrons).

Algoritmo Levenmerg-Marquadt: El algoritmo de aprendizaje Levenmerg-Marquadt es una técnica que se interpola entre el algoritmo Gauss-Newton (GNA) y el método de descenso por gradientes; las ventajas de este algoritmo son la velocidad de aproximación, la rápida convergencia localmente y su robustez.

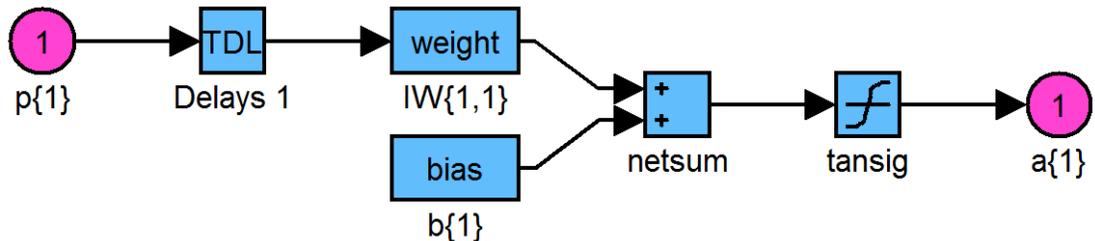
Figura 17. Esquema de la red neuronal artificial.



Fuente: Gómez, 2011

Donde la capa 1 tiene la siguiente forma:

Figura 18. Esquema de la capa 1 de la red neuronal artificial

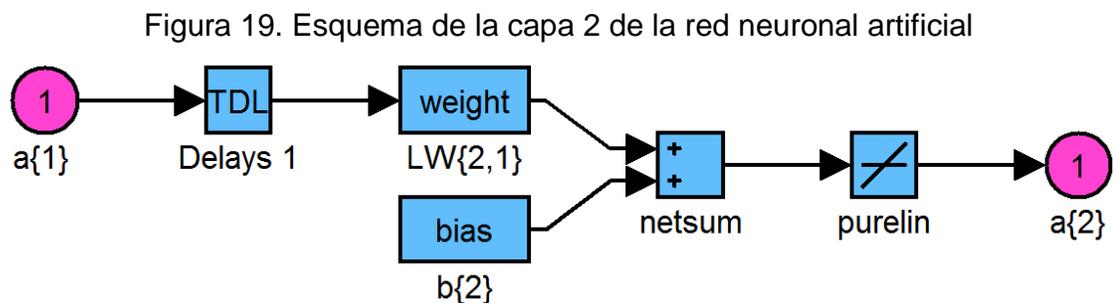


Fuente: Gómez, 2011

Esta capa contiene los valores de los pesos, los sesgos y la función de transferencia tangente sigmoidea

La función de transferencia tangente sigmoidea: La función de transferencia basada en la función tangente hiperbólica, calcula la salida de una capa con los valores de entrada. La función tangente sigmoidea es muy práctica donde la velocidad es importante más no la forma exacta de la función de transferencia.

Y la capa 2 tiene la siguiente forma:



Fuente: Gómez, 2011

Esta capa contiene los valores de los pesos, los sesgos y la función de transferencia lineal de transferencia; esta última se usa para permitir la convergencia del método de aprendizaje cuando se utilizan métodos negativos.

La red para la tasa de referencia utiliza la misma topología que esta y el mismo método de entrenamiento a pesar que los resultados son distintos.

3.2.2 Información de entrada

La información fue recolectada de diferentes fuentes entre las cuales se encuentran la Reserva Federal, el Fondo Monetario Internacional, la Asociación Internacional de Energía, la Agencia de Información Energética y el Banco de la República.

3.2.2.1 Precio del oro como otro *commodity*

El oro, como almacenamiento de la fortuna de un país y la garantía para promesas de los depositantes, también es objeto de inversión en las bolsas cuando el mercado es muy volátil o el precio de las acciones u otros *commodities* como el crudo, se disminuye.

Tabla 8. Precio del oro por mes

Fecha	Precio oro U\$/oz	Fecha	Precio oro U\$/oz	Fecha	Precio oro U\$/oz
ene-96	399,45	ene-01	265,49	ene-06	549,86
feb-96	404,76	feb-01	261,87	feb-06	555,00
mar-96	396,21	mar-01	263,03	mar-06	557,09
abr-96	392,85	abr-01	260,48	abr-06	610,65
may-96	391,93	may-01	272,36	may-06	675,39
jun-96	385,27	jun-01	270,23	jun-06	596,15
jul-96	383,47	jul-01	267,53	jul-06	633,71
ago-96	387,35	ago-01	272,39	ago-06	632,59
sep-96	383,14	sep-01	283,42	sep-06	598,19
oct-96	381,07	oct-01	283,06	oct-06	585,78
nov-96	377,85	nov-01	276,16	nov-06	627,83
dic-96	369,00	dic-01	275,85	dic-06	629,79
ene-97	355,11	ene-02	281,51	ene-07	631,17
feb-97	346,58	feb-02	295,50	feb-07	664,75
mar-97	351,81	mar-02	294,06	mar-07	654,90
abr-97	344,47	abr-02	302,68	abr-07	679,37
may-97	343,84	may-02	314,49	may-07	667,31

Fecha	Precio oro U\$/oz
jun-97	340,76
jul-97	324,10
ago-97	324,01
sep-97	322,82
oct-97	324,87
nov-97	306,04
dic-97	288,74
ene-98	289,10
feb-98	297,49
mar-98	295,94
abr-98	308,29
may-98	299,10
jun-98	292,32
jul-98	292,87
ago-98	284,11
sep-98	288,98
oct-98	295,93
nov-98	294,12
dic-98	291,68
ene-99	287,08
feb-99	287,33
mar-99	285,96
abr-99	282,62
may-99	276,44
jun-99	261,31
jul-99	256,08
ago-99	256,69

Fecha	Precio oro U\$/oz
jun-02	321,18
jul-02	313,29
ago-02	310,26
sep-02	319,14
oct-02	316,56
nov-02	319,07
dic-02	331,92
ene-03	356,86
feb-03	358,97
mar-03	340,55
abr-03	328,18
may-03	355,68
jun-03	356,35
jul-03	351,02
ago-03	359,77
sep-03	378,95
oct-03	378,92
nov-03	389,91
dic-03	406,95
ene-04	413,79
feb-04	404,88
mar-04	406,67
abr-04	403,26
may-04	383,78
jun-04	392,37
jul-04	398,09
ago-04	400,51

Fecha	Precio oro U\$/oz
jun-07	655,66
jul-07	665,38
ago-07	665,41
sep-07	712,65
oct-07	754,60
nov-07	806,25
dic-07	803,20
ene-08	889,60
feb-08	922,30
mar-08	968,43
abr-08	909,71
may-08	888,66
jun-08	889,49
jul-08	939,77
ago-08	839,03
sep-08	829,93
oct-08	806,62
nov-08	760,86
dic-08	816,09
ene-09	858,69
feb-09	943,00
mar-09	924,27
abr-09	890,20
may-09	928,65
jun-09	945,67
jul-09	934,23
ago-09	949,38

Fecha	Precio oro U\$/oz	Fecha	Precio oro U\$/oz	Fecha	Precio oro U\$/oz
sep-99	264,74	sep-04	405,28	sep-09	996,59
oct-99	310,72	oct-04	420,46	oct-09	1043,16
nov-99	293,18	nov-04	439,38	nov-09	1127,04
dic-99	283,07	dic-04	442,08	dic-09	1134,72
ene-00	284,32	ene-05	424,03	ene-10	1117,96
feb-00	299,86	feb-05	423,35	feb-10	1095,41
mar-00	286,39	mar-05	433,85	mar-10	1113,34
abr-00	279,69	abr-05	429,23	abr-10	1148,69
may-00	275,19	may-05	421,87	may-10	1205,43
jun-00	285,73	jun-05	430,66	jun-10	1232,92
jul-00	281,59	jul-05	424,48	jul-10	1192,97
ago-00	274,47	ago-05	437,93	ago-10	1215,81
sep-00	273,68	sep-05	456,05	sep-10	1270,98
oct-00	270,00	oct-05	469,90	oct-10	1342,02
nov-00	266,01	nov-05	476,67	nov-10	1369,89
dic-00	271,45	dic-05	510,10	dic-10	1390,55

(Fuente: indexmundi.com)

3.2.2.2 Inventario mundial del crudo

Con el aumento en la demanda y llegando al pico de producción petrolera, los inventarios mundiales son referencia del aumento del precio del petróleo.

Tabla 9. Inventario del crudo por mes

Fecha	Inventarios totales MMBIs	Fecha	Inventarios totales MMBIs	Fecha	Inventarios totales MMBIs
ene-96	3702	ene-01	3760	ene-06	4087
feb-96	3645	feb-01	3752	feb-06	4091

Fecha	Inventarios totales MMBIs
mar-96	3613
abr-96	3657
may-96	3691
jun-96	3713
jul-96	3730
ago-96	3741
sep-96	3751
oct-96	3743
nov-96	3730
dic-96	3737
ene-97	3749
feb-97	3710
mar-97	3777
abr-97	3768
may-97	3813
jun-97	3800
jul-97	3794
ago-97	3826
sep-97	3849
oct-97	3869
nov-97	3899
dic-97	3851
ene-98	3875
feb-98	3863
mar-98	3843
abr-98	3897
may-98	4014

Fecha	Inventarios totales MMBIs
mar-01	3779
abr-01	3816
may-01	3846
jun-01	3849
jul-01	3861
ago-01	3860
sep-01	3909
oct-01	3925
nov-01	3910
dic-01	3894
ene-02	3925
feb-02	3907
mar-02	3888
abr-02	3889
may-02	3922
jun-02	3945
jul-02	3936
ago-02	3933
sep-02	3876
oct-02	3887
nov-02	3857
dic-02	3796
ene-03	3762
feb-03	3684
mar-03	3761
abr-03	3784
may-03	3835

Fecha	Inventarios totales MMBIs
mar-06	4049
abr-06	4078
may-06	4125
jun-06	4118
jul-06	4168
ago-06	4201
sep-06	4232
oct-06	4214
nov-06	4183
dic-06	4143
ene-07	4164
feb-07	4106
mar-07	4084
abr-07	4113
may-07	4156
jun-07	4144
jul-07	4174
ago-07	4156
sep-07	4142
oct-07	4113
nov-07	4068
dic-07	4073
ene-08	4121
feb-08	4061
mar-08	4077
abr-08	4064
may-08	4089

Fecha	Inventarios totales MMBIs
jun-98	3997
jul-98	3998
ago-98	4055
sep-98	4038
oct-98	4049
nov-98	4037
dic-98	3984
ene-99	4036
feb-99	3969
mar-99	3921
abr-99	3956
may-99	4003
jun-99	3963
jul-99	3973
ago-99	3970
sep-99	3942
oct-99	3909
nov-99	3867
dic-99	3713
ene-00	3728
feb-00	3704
mar-00	3694
abr-00	3731
may-00	3750
jun-00	3781
jul-00	3842
ago-00	3807

Fecha	Inventarios totales MMBIs
jun-03	3886
jul-03	3918
ago-03	3934
sep-03	3954
oct-03	3934
nov-03	3943
dic-03	3897
ene-04	3887
feb-04	3870
mar-04	3857
abr-04	3873
may-04	3920
jun-04	3943
jul-04	3973
ago-04	3990
sep-04	3982
oct-04	3986
nov-04	4038
dic-04	3964
ene-05	3996
feb-05	3983
mar-05	3971
abr-05	4015
may-05	4100
jun-05	4082
jul-05	4127
ago-05	4097

Fecha	Inventarios totales MMBIs
jun-08	4105
jul-08	4151
ago-08	4177
sep-08	4163
oct-08	4169
nov-08	4194
dic-08	4201
ene-09	4239
feb-09	4253
mar-09	4277
abr-09	4277
may-09	4287
jun-09	4303
jul-09	4308
ago-09	4318
sep-09	4320
oct-09	4274
nov-09	4284
dic-09	4204
ene-10	4269
feb-10	4249
mar-10	4224
abr-10	4272
may-10	4303
jun-10	4309
jul-10	4307
ago-10	4326

Fecha	Inventarios totales MMBIs	Fecha	Inventarios totales MMBIs	Fecha	Inventarios totales MMBIs
sep-00	3816	sep-05	4097	sep-10	4270
oct-00	3805	oct-05	4137	oct-10	4284
nov-00	3824	nov-05	4122	nov-10	4256
dic-00	3778	dic-05	4049	dic-10	4200

(Fuente: Agencia de Información Energética, Diciembre 2010)

3.2.2.3 Consumo mundial de petróleo

El precio del crudo también es afectado por el consumo de los países que más producen bienes y servicios y consumen más crudo.

Tabla 10. Consumo de petróleo

Fecha	Consumo OECD KBIs	Fecha	Consumo OECD KBIs	Fecha	Consumo OECD KBIs
ene-96	46807	ene-01	49612	ene-06	50331
feb-96	48851	feb-01	49553	feb-06	51265
mar-96	47079	mar-01	49028	mar-06	51109
abr-96	44982	abr-01	47076	abr-06	48008
may-96	44044	may-01	47042	may-06	48182
jun-96	44130	jun-01	47100	jun-06	49748
jul-96	45456	jul-01	47923	jul-06	49061
ago-96	45623	ago-01	48789	ago-06	50051
sep-96	45306	sep-01	47361	sep-06	49316
oct-96	47398	oct-01	48041	oct-06	49718
nov-96	47247	nov-01	48793	nov-06	50539
dic-96	47840	dic-01	48802	dic-06	50574
ene-97	48021	ene-02	48669	ene-07	49370

Fecha	Consumo OECD KBIs	Fecha	Consumo OECD KBIs	Fecha	Consumo OECD KBIs
feb-97	48024	feb-02	49178	feb-07	51070
mar-97	45738	mar-02	48040	mar-07	49895
abr-97	46660	abr-02	47248	abr-07	48506
may-97	44723	may-02	46122	may-07	48392
jun-97	45956	jun-02	47033	jun-07	49141
jul-97	47273	jul-02	48365	jul-07	49231
ago-97	45640	ago-02	47952	ago-07	49564
sep-97	47208	sep-02	47908	sep-07	49170
oct-97	47940	oct-02	48537	oct-07	50183
nov-97	47200	nov-02	49410	nov-07	50513
dic-97	49663	dic-02	50193	dic-07	50188
ene-98	46668	ene-03	49493	ene-08	49632
feb-98	48090	feb-03	51368	feb-08	50218
mar-98	47935	mar-03	48730	mar-08	48010
abr-98	46177	abr-03	48070	abr-08	48736
may-98	44192	may-03	47157	may-08	47300
jun-98	46839	jun-03	47745	jun-08	47058
jul-98	47475	jul-03	48338	jul-08	47842
ago-98	46482	ago-03	47901	ago-08	46588
sep-98	46912	sep-03	48889	sep-08	46448
oct-98	47279	oct-03	49526	oct-08	48030
nov-98	48056	nov-03	48614	nov-08	46593
dic-98	50128	dic-03	51289	dic-08	47846
ene-99	47345	ene-04	49625	ene-09	46725
feb-99	49913	feb-04	50971	feb-09	47050
mar-99	50434	mar-04	50573	mar-09	46361
abr-99	46767	abr-04	49097	abr-09	45302

Fecha	Consumo OECD KBIs	Fecha	Consumo OECD KBIs	Fecha	Consumo OECD KBIs
may-99	44694	may-04	47133	may-09	43703
jun-99	47525	jun-04	48997	jun-09	45466
jul-99	47278	jul-04	49429	jul-09	45307
ago-99	47541	ago-04	49219	ago-09	44876
sep-99	47961	sep-04	49671	sep-09	45607
oct-99	47908	oct-04	49695	oct-09	45990
nov-99	48829	nov-04	50448	nov-09	45517
dic-99	51823	dic-04	51993	dic-09	47083
ene-00	47036	ene-05	50297	ene-10	44667
feb-00	49861	feb-05	51918	feb-10	46899
mar-00	48987	mar-05	51551	mar-10	46631
abr-00	45993	abr-05	49002	abr-10	45570
may-00	47022	may-05	48284	may-10	44575
jun-00	47563	jun-05	50022	jun-10	46207
jul-00	46884	jul-05	48994	jul-10	46356
ago-00	49501	ago-05	50717	ago-10	46624
sep-00	48559	sep-05	49364	sep-10	47400
oct-00	48057	oct-05	48282	oct-10	45894
nov-00	48561	nov-05	50741	nov-10	47022
dic-00	50380	dic-05	52503	dic-10	47915

(Fuente: Agencia de Información Energética, Diciembre 2010)

3.2.2.4 Consumo de petróleo en China

La segunda economía del mundo con las tasas de consumo más altas, es de los países que han generado alzas permanentes en la demanda debido a su alto consumo de crudo.

Tabla 11. Consumo de petróleo China

Fecha	Consumo China KBIs	Fecha	Consumo China KBIs	Fecha	Consumo China KBIs
ene-96	3363	ene-01	4796	ene-06	6695
feb-96	3384	feb-01	4806	feb-06	6743
mar-96	3404	mar-01	4816	mar-06	6790
abr-96	3425	abr-01	4826	abr-06	6837
may-96	3445	may-01	4836	may-06	6885
jun-96	3466	jun-01	4847	jun-06	6932
jul-96	3487	jul-01	4857	jul-06	6979
ago-96	3507	ago-01	4867	ago-06	7027
sep-96	3528	sep-01	4877	sep-06	7074
oct-96	3548	oct-01	4887	oct-06	7121
nov-96	3569	nov-01	4898	nov-06	7169
dic-96	3590	dic-01	4908	dic-06	7216
ene-97	3610	ene-02	4918	ene-07	7263
feb-97	3636	feb-02	4938	feb-07	7286
mar-97	3661	mar-02	4958	mar-07	7308
abr-97	3687	abr-02	4979	abr-07	7331
may-97	3712	may-02	4999	may-07	7354
jun-97	3738	jun-02	5019	jun-07	7376
jul-97	3763	jul-02	5039	jul-07	7399
ago-97	3789	ago-02	5060	ago-07	7421
sep-97	3814	sep-02	5080	sep-07	7444
oct-97	3840	oct-02	5100	oct-07	7466
nov-97	3865	nov-02	5120	nov-07	7489
dic-97	3891	dic-02	5140	dic-07	7512

Fecha	Consumo China KBIs	Fecha	Consumo China KBIs	Fecha	Consumo China KBIs
ene-98	3916	ene-03	5161	ene-08	7534
feb-98	3932	feb-03	5195	feb-08	7558
mar-98	3948	mar-03	5230	mar-08	7581
abr-98	3964	abr-03	5265	abr-08	7605
may-98	3979	may-03	5300	may-08	7628
jun-98	3995	jun-03	5335	jun-08	7652
jul-98	4011	jul-03	5369	jul-08	7676
ago-98	4027	ago-03	5404	ago-08	7699
sep-98	4043	sep-03	5439	sep-08	7723
oct-98	4058	oct-03	5474	oct-08	7746
nov-98	4074	nov-03	5509	nov-08	7770
dic-98	4090	dic-03	5543	dic-08	7793
ene-99	4106	ene-04	5578	ene-09	7817
feb-99	4127	feb-04	5650	feb-09	7859
mar-99	4149	mar-04	5721	mar-09	7902
abr-99	4170	abr-04	5793	abr-09	7944
may-99	4192	may-04	5865	may-09	7986
jun-99	4213	jun-04	5936	jun-09	8028
jul-99	4235	jul-04	6008	jul-09	8071
ago-99	4256	ago-04	6079	ago-09	8113
sep-99	4278	sep-04	6151	sep-09	8155
oct-99	4299	oct-04	6223	oct-09	8197
nov-99	4321	nov-04	6294	nov-09	8240
dic-99	4342	dic-04	6366	dic-09	8282
ene-00	4364	ene-05	6437	ene-10	8324
feb-00	4400	feb-05	6459	feb-10	8328
mar-00	4436	mar-05	6480	mar-10	8332

Fecha	Consumo China KBIs	Fecha	Consumo China KBIs	Fecha	Consumo China KBIs
abr-00	4472	abr-05	6502	abr-10	8336
may-00	4508	may-05	6523	may-10	8340
jun-00	4544	jun-05	6545	jun-10	8344
jul-00	4580	jul-05	6566	jul-10	8348
ago-00	4616	ago-05	6588	ago-10	8351
sep-00	4652	sep-05	6609	sep-10	8355
oct-00	4688	oct-05	6631	oct-10	8359
nov-00	4724	nov-05	6652	nov-10	8363
dic-00	4760	dic-05	6674	dic-10	8367

(Fuente: Agencia de Información Energética, Diciembre 2010)

3.2.2.5 Valor S&P500

El índice S&P500 es generado desde 1957 y representa el valor de las acciones de las 500 empresas más valiosas del mercado; este podría presentar la caída en producción, la reducción en las utilidades y posterior reducción en la demanda.

Tabla 12. Índice S&P500 por mes

Fecha	Valor S&P500	Fecha	Valor S&P500	Fecha	Valor S&P500
ene-96	615,93	ene-01	1314,95	ene-06	1249,48
feb-96	636,02	feb-01	1320,28	feb-06	1254,42
mar-96	640,43	mar-01	1366,01	mar-06	1248,29
abr-96	645,50	abr-01	1239,94	abr-06	1280,08
may-96	654,17	may-01	1160,33	may-06	1280,66
jun-96	669,12	jun-01	1249,46	jun-06	1302,88
jul-96	670,63	jul-01	1255,82	jul-06	1310,61
ago-96	639,95	ago-01	1224,42	ago-06	1270,05

Fecha	Valor S&P500	Fecha	Valor S&P500	Fecha	Valor S&P500
sep-96	651,99	sep-01	1211,23	sep-06	1270,06
oct-96	687,31	oct-01	1133,58	oct-06	1278,53
nov-96	705,27	nov-01	1040,94	nov-06	1303,80
dic-96	757,02	dic-01	1059,78	dic-06	1335,82
ene-97	740,74	ene-02	1139,45	ene-07	1377,76
feb-97	786,16	feb-02	1148,08	feb-07	1400,63
mar-97	790,82	mar-02	1130,20	mar-07	1418,03
abr-97	757,12	abr-02	1106,73	abr-07	1437,90
may-97	801,34	may-02	1147,39	may-07	1406,80
jun-97	848,28	jun-02	1076,92	jun-07	1420,83
jul-97	885,14	jul-02	1067,14	jul-07	1482,37
ago-97	954,29	ago-02	989,82	ago-07	1530,62
sep-97	899,47	sep-02	911,62	sep-07	1504,66
oct-97	947,28	oct-02	916,07	oct-07	1455,18
nov-97	914,62	nov-02	815,28	nov-07	1473,96
dic-97	955,40	dic-02	885,76	dic-07	1527,29
ene-98	970,43	ene-03	936,31	ene-08	1545,79
feb-98	980,28	feb-03	879,82	feb-08	1479,63
mar-98	1049,34	mar-03	855,70	mar-08	1467,97
abr-98	1101,75	abr-03	841,15	abr-08	1378,60
may-98	1111,75	may-03	848,18	may-08	1330,45
jun-98	1090,82	jun-03	916,92	jun-08	1326,41
jul-98	1133,84	jul-03	963,59	jul-08	1385,97
ago-98	1120,67	ago-03	974,50	ago-08	1399,62
sep-98	957,28	sep-03	990,31	sep-08	1276,69
oct-98	1017,01	oct-03	1008,01	oct-08	1269,42
nov-98	1098,67	nov-03	995,97	nov-08	1287,83
dic-98	1163,63	dic-03	1050,71	dic-08	1164,17

Fecha	Valor S&P500	Fecha	Valor S&P500	Fecha	Valor S&P500
ene-99	1229,23	ene-04	1058,20	ene-09	968,67
feb-99	1279,64	feb-04	1111,92	feb-09	888,61
mar-99	1238,33	mar-04	1131,13	mar-09	902,99
abr-99	1286,37	abr-04	1144,94	abr-09	823,09
may-99	1335,18	may-04	1126,21	may-09	729,57
jun-99	1301,84	jun-04	1107,30	jun-09	793,59
jul-99	1372,71	jul-04	1120,68	jul-09	872,74
ago-99	1328,72	ago-04	1140,84	ago-09	923,26
sep-99	1320,41	sep-04	1101,72	sep-09	920,82
oct-99	1282,71	oct-04	1104,24	oct-09	990,22
nov-99	1362,93	nov-04	1114,58	nov-09	1019,52
dic-99	1388,91	dic-04	1130,20	dic-09	1054,91
ene-00	1469,25	ene-05	1173,78	ene-10	1036,18
feb-00	1394,46	feb-05	1211,92	feb-10	1098,89
mar-00	1366,42	mar-05	1181,27	mar-10	1116,56
abr-00	1498,58	abr-05	1203,60	abr-10	1073,89
may-00	1452,43	may-05	1180,59	may-10	1105,36
jun-00	1420,60	jun-05	1156,85	jun-10	1171,23
jul-00	1442,39	jul-05	1191,50	jul-10	1188,58
ago-00	1454,60	ago-05	1191,33	ago-10	1087,30
sep-00	1430,83	sep-05	1234,18	sep-10	1031,10
oct-00	1517,68	oct-05	1220,33	oct-10	1107,53
nov-00	1436,52	nov-05	1228,81	nov-10	1049,72
dic-00	1429,40	dic-05	1207,01	dic-10	1143,49

(Fuente: NYMEX, 2011)

3.2.2.6 Valores cuantitativos

A raíz de los eventos súbitos en el mundo, el precio del petróleo y del crudo pesado puede cambiar inesperadamente.

En algunos modelos, por ejemplo el de Shouyang y otros como “*Crude oil price forecasting with TEI@I methodology*”, se tiene como herramienta la minería de datos para pronosticar el precio del crudo y advertir cambios vertiginosos. Para este trabajo se tomaron algunos de estos patrones como factores que han afectado en los últimos años el precio del crudo referencial y otros que deben afectar el precio específico del crudo pesado. Con un conjunto de palabras que representan eventos, se realizó la búsqueda de patrones que pueden afectar el precio del crudo pesado:

Tabla 13. Textos patrón y ejemplos.

#	Grupo	Texto Patrón	Ejemplo
A	Reducción en la producción	OPEC Production cut	1998 OPEC AGREES production cut
B	Invierno	Cold Weather	1995 Cold Weather in Europe and America
C	Desastre natural	Natural Disaster	2011 Japan Natural Disaster
D	Economía mundial	Economic Crisis	2008 Economic crisis
E	Terrorismo	Terrorist Attack	2001 Terrorism Attack
F	Nuevas fuentes de energía	Non-conventional energy	
G	Guerra	War	2003 Iraq War

Fuente: (Shouyang, Lean, & Lai, 2005)

Se dice que la volatilidad de los precios debido a la especulación, se relaciona en gran medida con los eventos particulares en diferentes zonas del mundo.

Cortes de la OPEC en la producción.

Desde su creación, la OPEC ha decidido mantener el precio del crudo en un margen favorable para incrementar las utilidades. A pesar que el valor de los inventarios en el mundo son altos y la producción en sectores no pertenecientes a este grupo han crecido, las decisiones sobre cortes de producción han afectado el precio del crudo; estos cortes casi siempre se deciden durante las reuniones del grupo y por lo general el rumor de corte afecta el precio previamente. Algunos de los cambios en la producción de crudo se presentan a continuación:

Tabla 14. Cortes recientes programados por la OPEC

Fecha	Reunión
April 1998	Riyadh
July 1998	Amsterdam/Vienna
April 1999	The Hague/Vienna
February 2001	Vienna
April 2001	Vienna
September 2001	by phone
January 2002	Cairo
November 2003	Vienna
April 2004	Algiers
November 2006	Doha
February 2007	Abuja
September 2008	Vienna
October 2008	Vienna
December 2008	Oran

Fuente: NYMEX, 2011

Los datos sobre el texto patrón “OPEC Production cut” se obtuvieron a partir de la búsqueda histórica por meses y años desde enero de 1996 de hiperlinks y noticias en un motor de búsqueda, cuyos resultados se presentan a continuación:

Tabla 15. Resultados texto patrón A “Open production cuts”

Mes	***	Mes	***	Mes	***	Mes	***	Mes	***
ene-96	0	ene-99	46	ene-02	279	ene-05	411	ene-08	505
feb-96	0	feb-99	53	feb-02	157	feb-05	303	feb-08	797
mar-96	3	mar-99	501	mar-02	238	mar-05	306	mar-08	529
abr-96	9	abr-99	190	abr-02	233	abr-05	152	abr-08	394
may-96	23	may-99	101	may-02	118	may-05	173	may-08	611
jun-96	31	jun-99	46	jun-02	94	jun-05	182	jun-08	911
jul-96	9	jul-99	114	jul-02	67	jul-05	121	jul-08	556
ago-96	8	ago-99	84	ago-02	84	ago-05	185	ago-08	518
sep-96	13	sep-99	140	sep-02	157	sep-05	260	sep-08	1100
oct-96	3	oct-99	67	oct-02	79	oct-05	99	oct-08	2670
nov-96	20	nov-99	116	nov-02	76	nov-05	138	nov-08	1690
dic-96	4	dic-99	75	dic-02	219	dic-05	250	dic-08	3380
ene-97	6	ene-00	166	ene-03	187	ene-06	326	ene-09	1480
feb-97	3	feb-00	261	feb-03	102	feb-06	209	feb-09	1040
mar-97	7	mar-00	797	mar-03	189	mar-06	230	mar-09	1580
abr-97	5	abr-00	168	abr-03	324	abr-06	181	abr-09	563
may-97	3	may-00	48	may-03	145	may-06	231	may-09	862
jun-97	21	jun-00	176	jun-03	178	jun-06	194	jun-09	394
jul-97	7	jul-00	143	jul-03	90	jul-06	105	jul-09	303
ago-97	4	ago-00	83	ago-03	74	ago-06	139	ago-09	318
sep-97	5	sep-00	330	sep-03	288	sep-06	507	sep-09	377
oct-97	2	oct-00	129	oct-03	270	oct-06	1630	oct-09	241
nov-97	22	nov-00	120	nov-03	130	nov-06	753	nov-09	208

Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**
dic-97	32	dic-00	134	dic-03	163	dic-06	919	dic-09	404
ene-98	56	ene-01	555	ene-04	92	ene-07	1120	ene-10	184
feb-98	41	feb-01	121	feb-04	331	feb-07	513	feb-10	155
mar-98	246	mar-01	289	mar-04	703	mar-07	367	mar-10	310
abr-98	58	abr-01	121	abr-04	575	abr-07	226	abr-10	157
may-98	51	may-01	123	may-04	395	may-07	244	may-10	170
jun-98	221	jun-01	93	jun-04	230	jun-07	189	jun-10	148
jul-98	49	jul-01	247	jul-04	97	jul-07	244	jul-10	108
ago-98	42	ago-01	100	ago-04	178	ago-07	188	ago-10	158
sep-98	61	sep-01	222	sep-04	147	sep-07	560	sep-10	187
oct-98	31	oct-01	265	oct-04	131	oct-07	314	oct-10	222
nov-98	143	nov-01	697	nov-04	123	nov-07	642	nov-10	145
dic-98	160	dic-01	568	dic-04	641	dic-07	515	dic-10	338

** No. Histórico/ mes de *hipervínculos* con el texto patrón A “Open production cuts”. Fuente: Google, 2011

Invierno

Generalmente, durante el invierno o en climas excepcionalmente fríos, la demanda de combustibles aumenta y el precio aumenta; estos cambios son mayores en el hemisferio norte donde se encuentran la mayor cantidad de países productores. Los datos sobre el texto patrón “*Cold Weather*” se obtuvieron a partir de la búsqueda histórica por meses y años desde enero de 1996 de hiperlinks y noticias en un motor de búsqueda, cuyos resultados se presentan a continuación:

Tabla 16. Resultados texto patrón B “Cold Weather”

Mes	#**								
ene-96	1580	ene-99	1690	ene-02	1760	ene-05	2750	ene-08	3870
feb-96	1640	feb-99	670	feb-02	1020	feb-05	1500	feb-08	2550
mar-96	845	mar-99	520	mar-02	955	mar-05	1360	mar-08	1530
abr-96	842	abr-99	543	abr-02	736	abr-05	1100	abr-08	1480
may-96	507	may-99	321	may-02	600	may-05	816	may-08	951
jun-96	267	jun-99	279	jun-02	376	jun-05	588	jun-08	693
jul-96	252	jul-99	283	jul-02	326	jul-05	502	jul-08	697
ago-96	269	ago-99	247	ago-02	367	ago-05	701	ago-08	776
sep-96	365	sep-99	401	sep-02	445	sep-05	740	sep-08	930
oct-96	641	oct-99	671	oct-02	831	oct-05	1330	oct-08	1470
nov-96	937	nov-99	798	nov-02	1310	nov-05	2000	nov-08	2380
dic-96	1180	dic-99	1130	dic-02	1950	dic-05	2990	dic-08	3990
ene-97	1800	ene-00	1550	ene-03	3050	ene-06	2210	ene-09	5350
feb-97	629	feb-00	901	feb-03	1910	feb-06	1910	feb-09	2260
mar-97	395	mar-00	464	mar-03	1300	mar-06	1530	mar-09	1480
abr-97	882	abr-00	591	abr-03	1230	abr-06	1040	abr-09	1230
may-97	429	may-00	381	may-03	634	may-06	664	may-09	793
jun-97	318	jun-00	242	jun-03	459	jun-06	584	jun-09	694
jul-97	264	jul-00	276	jul-03	436	jul-06	581	jul-09	708
ago-97	212	ago-00	299	ago-03	475	ago-06	627	ago-09	688
sep-97	367	sep-00	554	sep-03	672	sep-06	826	sep-09	893
oct-97	873	oct-00	835	oct-03	1140	oct-06	1590	oct-09	1980
nov-97	912	nov-00	1240	nov-03	1520	nov-06	1990	nov-09	1640
dic-97	1080	dic-00	2520	dic-03	1800	dic-06	2660	dic-09	4560
ene-98	897	ene-01	2090	ene-04	3350	ene-07	3960	ene-10	7390
feb-98	573	feb-01	1020	feb-04	1660	feb-07	4030	feb-10	2750
mar-98	760	mar-01	809	mar-04	875	mar-07	1740	mar-10	1830

Mes	***								
abr-98	517	abr-01	753	abr-04	791	abr-07	2610	abr-10	1290
may-98	252	may-01	411	may-04	551	may-07	1010	may-10	1300
jun-98	246	jun-01	319	jun-04	453	jun-07	793	jun-10	848
jul-98	243	jul-01	247	jul-04	462	jul-07	731	jul-10	778
ago-98	235	ago-01	298	ago-04	569	ago-07	833	ago-10	810
sep-98	346	sep-01	450	sep-04	651	sep-07	908	sep-10	709
oct-98	634	oct-01	783	oct-04	1090	oct-07	1420	oct-10	1010
nov-98	711	nov-01	1050	nov-04	1430	nov-07	2200	nov-10	2180
dic-98	1550	dic-01	1470	dic-04	2570	dic-07	2890	dic-10	5940

** No. Histórico/ mes de *hipervínculos* con el texto patrón B “Cold weather”.

Fuente: Google, 2011

Desastre Naturales

Los desastres naturales en las zonas consumidoras y productoras afectan la oferta y la demanda; por ejemplo, durante el desastre natural de Japón, la demanda de crudo se redujo, siendo en ese momento el segundo consumidor de crudo en el mundo. Los datos sobre el texto patrón “*Natural Disaster*” se obtuvieron a partir de la búsqueda histórica por meses y años desde enero de 1996 de hiperlinks y noticias en un motor de búsqueda, cuyos resultados se presentan a continuación:

Tabla 17. Resultados texto patrón C “*Natural Disaster*”

Mes	***	Mes	***	Mes	***	Mes	***	Mes	***
ene-96	150	ene-99	179	ene-02	205	ene-05	2760	ene-08	779
feb-96	112	feb-99	127	feb-02	166	feb-05	704	feb-08	713
mar-96	106	mar-99	198	mar-02	181	mar-05	629	mar-08	615
abr-96	90	abr-99	154	abr-02	195	abr-05	516	abr-08	790
may-96	135	may-99	189	may-02	190	may-05	443	may-08	2140

Mes	#**								
jun-96	142	jun-99	146	jun-02	218	jun-05	746	jun-08	1140
jul-96	161	jul-99	169	jul-02	215	jul-05	857	jul-08	908
ago-96	87	ago-99	269	ago-02	321	ago-05	2780	ago-08	957
sep-96	105	sep-99	402	sep-02	260	sep-05	6840	sep-08	1430
oct-96	102	oct-99	338	oct-02	203	oct-05	2310	oct-08	727
nov-96	79	nov-99	244	nov-02	195	nov-05	1260	nov-08	776
dic-96	88	dic-99	557	dic-02	192	dic-05	1220	dic-08	657
ene-97	161	ene-00	181	ene-03	221	ene-06	983	ene-09	728
feb-97	125	feb-00	140	feb-03	274	feb-06	885	feb-09	1080
mar-97	138	mar-00	227	mar-03	325	mar-06	936	mar-09	682
abr-97	159	abr-00	177	abr-03	243	abr-06	850	abr-09	675
may-97	195	may-00	189	may-03	269	may-06	876	may-09	880
jun-97	149	jun-00	158	jun-03	260	jun-06	804	jun-09	607
jul-97	135	jul-00	147	jul-03	245	jul-06	993	jul-09	555
ago-97	144	ago-00	169	ago-03	266	ago-06	1290	ago-09	644
sep-97	112	sep-00	204	sep-03	412	sep-06	912	sep-09	700
oct-97	118	oct-00	147	oct-03	293	oct-06	680	oct-09	832
nov-97	102	nov-00	170	nov-03	245	nov-06	606	nov-09	685
dic-97	111	dic-00	150	dic-03	247	dic-06	590	dic-09	695
ene-98	192	ene-01	210	ene-04	274	ene-07	782	ene-10	2180
feb-98	146	feb-01	191	feb-04	272	feb-07	672	feb-10	1060
mar-98	177	mar-01	179	mar-04	288	mar-07	782	mar-10	991
abr-98	162	abr-01	138	abr-04	276	abr-07	745	abr-10	953
may-98	114	may-01	153	may-04	321	may-07	865	may-10	874
jun-98	155	jun-01	199	jun-04	320	jun-07	839	jun-10	742
jul-98	183	jul-01	143	jul-04	291	jul-07	725	jul-10	689
ago-98	186	ago-01	135	ago-04	402	ago-07	1180	ago-10	1720
sep-98	199	sep-01	399	sep-04	795	sep-07	784	sep-10	1010

Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**
oct-98	184	oct-01	237	oct-04	436	oct-07	962	oct-10	716
nov-98	228	nov-01	197	nov-04	280	nov-07	779	nov-10	638
dic-98	185	dic-01	140	dic-04	1580	dic-07	707	dic-10	996

** No. Histórico/ mes de *hipervínculos* con el texto patrón C “Natural Disaster”.

Fuente: Google, 2011

Crisis económica

Las crisis económicas se han presentado mundialmente por ciclos y han afectado la producción industrial y el consumo. Los datos sobre el texto patrón “*Economic Crisis*” se obtuvieron a partir de la búsqueda histórica por meses y años desde enero de 1996 de hiperlinks y noticias en un motor de búsqueda, cuyos resultados se presentan a continuación:

Tabla 18. Resultados texto patrón D “*Economic Crisis*”

Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**
ene-96	134	ene-99	1130	ene-02	879	ene-05	270	ene-08	1140
feb-96	105	feb-99	812	feb-02	568	feb-05	232	feb-08	830
mar-96	122	mar-99	969	mar-02	547	mar-05	307	mar-08	1420
abr-96	116	abr-99	857	abr-02	577	abr-05	320	abr-08	1320
may-96	171	may-99	634	may-02	447	may-05	298	may-08	1030
jun-96	107	jun-99	645	jun-02	434	jun-05	308	jun-08	1270
jul-96	120	jul-99	531	jul-02	559	jul-05	315	jul-08	1680
ago-96	119	ago-99	444	ago-02	590	ago-05	315	ago-08	1370
sep-96	114	sep-99	412	sep-02	448	sep-05	363	sep-08	5320
oct-96	116	oct-99	368	oct-02	518	oct-05	300	oct-08	16100
nov-96	148	nov-99	409	nov-02	583	nov-05	318	nov-08	16200
dic-96	144	dic-99	366	dic-02	563	dic-05	280	dic-08	14900

Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**
ene-97	211	ene-00	514	ene-03	629	ene-06	266	ene-09	16800
feb-97	194	feb-00	376	feb-03	501	feb-06	237	feb-09	19200
mar-97	146	mar-00	320	mar-03	551	mar-06	385	mar-09	20400
abr-97	109	abr-00	434	abr-03	541	abr-06	387	abr-09	15200
may-97	172	may-00	343	may-03	501	may-06	512	may-09	11800
jun-97	176	jun-00	375	jun-03	409	jun-06	396	jun-09	11000
jul-97	659	jul-00	329	jul-03	427	jul-06	356	jul-09	9410
ago-97	243	ago-00	273	ago-03	413	ago-06	282	ago-09	6980
sep-97	268	sep-00	321	sep-03	388	sep-06	413	sep-09	7910
oct-97	335	oct-00	373	oct-03	383	oct-06	398	oct-09	7220
nov-97	629	nov-00	375	nov-03	332	nov-06	346	nov-09	6570
dic-97	956	dic-00	332	dic-03	334	dic-06	413	dic-09	6390
ene-98	1630	ene-01	305	ene-04	336	ene-07	408	ene-10	5460
feb-98	1280	feb-01	376	feb-04	336	feb-07	457	feb-10	4670
mar-98	1170	mar-01	422	mar-04	316	mar-07	617	mar-10	5320
abr-98	879	abr-01	373	abr-04	247	abr-07	466	abr-10	4490
may-98	1460	may-01	294	may-04	340	may-07	429	may-10	4850
jun-98	1380	jun-01	315	jun-04	265	jun-07	510	jun-10	4440
jul-98	1370	jul-01	443	jul-04	254	jul-07	593	jul-10	3730
ago-98	1760	ago-01	388	ago-04	310	ago-07	695	ago-10	3280
sep-98	2450	sep-01	479	sep-04	291	sep-07	619	sep-10	3520
oct-98	2370	oct-01	425	oct-04	288	oct-07	616	oct-10	3410
nov-98	1630	nov-01	466	nov-04	288	nov-07	570	nov-10	3600
dic-98	1450	dic-01	915	dic-04	319	dic-07	583	dic-10	2870

** No. Histórico/ mes de *hipervínculos* con el texto patrón D "Economic Crisis".

Fuente: Google, 2011

Ataques Terroristas

Los conflictos socio políticos están llegando a todos los lugares del mundo; los ataques en Nueva York, Tokio y Madrid han afectado las condiciones económicas de los mercados y el precio del crudo. Los datos sobre el texto patrón “*Terrorist Attack*” se obtuvieron a partir de la búsqueda histórica por meses y años desde enero de 1996 de hiperlinks y noticias en un motor de búsqueda, cuyos resultados se presentan a continuación:

Tabla 19. Resultados texto patrón E “*Terrorist Attack*”

Mes	#**								
ene-96	73	ene-99	164	ene-02	2480	ene-05	1060	ene-08	1200
feb-96	138	feb-99	143	feb-02	1780	feb-05	1080	feb-08	1010
mar-96	149	mar-99	159	mar-02	2110	mar-05	1310	mar-08	1210
abr-96	156	abr-99	108	abr-02	1590	abr-05	1130	abr-08	929
may-96	105	may-99	111	may-02	2500	may-05	1010	may-08	845
jun-96	212	jun-99	104	jun-02	1980	jun-05	1090	jun-08	1140
jul-96	625	jul-99	116	jul-02	1820	jul-05	4130	jul-08	1340
ago-96	197	ago-99	175	ago-02	1520	ago-05	1740	ago-08	1070
sep-96	102	sep-99	183	sep-02	3830	sep-05	2710	sep-08	1530
oct-96	55	oct-99	185	oct-02	2780	oct-05	1650	oct-08	1020
nov-96	75	nov-99	134	nov-02	1970	nov-05	1650	nov-08	2240
dic-96	105	dic-99	319	dic-02	1810	dic-05	1630	dic-08	2320
ene-97	119	ene-00	206	ene-03	1710	ene-06	1320	ene-09	1370
feb-97	59	feb-00	80	feb-03	3210	feb-06	1300	feb-09	822
mar-97	165	mar-00	88	mar-03	3380	mar-06	1240	mar-09	1800
abr-97	190	abr-00	141	abr-03	1660	abr-06	1230	abr-09	1020
may-97	105	may-00	120	may-03	2030	may-06	1250	may-09	1030

Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**	Mes	#**
jun-97	165	jun-00	151	jun-03	1410	jun-06	1480	jun-09	1020
jul-97	139	jul-00	138	jul-03	1270	jul-06	1440	jul-09	1040
ago-97	200	ago-00	180	ago-03	2210	ago-06	2010	ago-09	1110
sep-97	187	sep-00	161	sep-03	2160	sep-06	2760	sep-09	1200
oct-97	100	oct-00	1460	oct-03	1460	oct-06	1500	oct-09	1230
nov-97	230	nov-00	348	nov-03	1370	nov-06	1010	nov-09	1410
dic-97	123	dic-00	263	dic-03	1670	dic-06	896	dic-09	2470
ene-98	103	ene-01	324	ene-04	1450	ene-07	1220	ene-10	2200
feb-98	100	feb-01	315	feb-04	1300	feb-07	1130	feb-10	1150
mar-98	119	mar-01	186	mar-04	3120	mar-07	1140	mar-10	1060
abr-98	121	abr-01	190	abr-04	2070	abr-07	1080	abr-10	799
may-98	110	may-01	294	may-04	1910	may-07	1280	may-10	1250
jun-98	114	jun-01	397	jun-04	1820	jun-07	1220	jun-10	850
jul-98	122	jul-01	391	jul-04	2190	jul-07	2140	jul-10	941
ago-98	660	ago-01	375	ago-04	2430	ago-07	1350	ago-10	1090
sep-98	184	sep-01	20400	sep-04	130	sep-07	1750	sep-10	1390
oct-98	260	oct-01	7600	oct-04	1960	oct-07	1430	oct-10	1150
nov-98	131	nov-01	4000	nov-04	1240	nov-07	1040	nov-10	1080
dic-98	164	dic-01	3260	dic-04	1370	dic-07	1160	dic-10	1340

** No. Histórico/ mes de *hipervínculos* con el texto patrón E "Terrorist Attack".

Fuente: Google, 2011

Fuentes no convencionales de energía

Se cree que la competencia entre el petróleo y los combustibles convencionales contra nuevas fuentes energéticas más económicas como los biocombustibles y las tecnologías renovables, permitirá reducir la dependencia única sobre el petróleo y reducir sus precios. Los datos sobre el texto patrón "*non-conventional*

energy” se obtuvieron a partir de la búsqueda histórica por meses y años desde enero de 1996 de hiperlinks y noticias en un motor de búsqueda, cuyos resultados se presentan a continuación:

Tabla 20. Resultados texto patrón F “*Non-conventional energy*”

Mes	#**								
ene-96	0	ene-99	5	ene-02	14	ene-05	15	ene-08	14
feb-96	0	feb-99	7	feb-02	7	feb-05	13	feb-08	27
mar-96	1	mar-99	9	mar-02	23	mar-05	14	mar-08	13
abr-96	1	abr-99	5	abr-02	14	abr-05	15	abr-08	23
may-96	1	may-99	5	may-02	17	may-05	27	may-08	21
jun-96	2	jun-99	3	jun-02	19	jun-05	12	jun-08	15
jul-96	0	jul-99	3	jul-02	11	jul-05	22	jul-08	17
ago-96	0	ago-99	1	ago-02	11	ago-05	28	ago-08	27
sep-96	0	sep-99	1	sep-02	8	sep-05	22	sep-08	32
oct-96	0	oct-99	4	oct-02	21	oct-05	14	oct-08	8
nov-96	0	nov-99	3	nov-02	11	nov-05	28	nov-08	7
dic-96	1	dic-99	2	dic-02	8	dic-05	26	dic-08	24
ene-97	1	ene-00	5	ene-03	17	ene-06	31	ene-09	21
feb-97	0	feb-00	4	feb-03	15	feb-06	24	feb-09	24
mar-97	2	mar-00	2	mar-03	12	mar-06	41	mar-09	16
abr-97	2	abr-00	5	abr-03	17	abr-06	22	abr-09	17
may-97	1	may-00	3	may-03	12	may-06	27	may-09	21
jun-97	0	jun-00	7	jun-03	17	jun-06	30	jun-09	21
jul-97	3	jul-00	7	jul-03	9	jul-06	21	jul-09	28
ago-97	2	ago-00	6	ago-03	14	ago-06	37	ago-09	34
sep-97	2	sep-00	7	sep-03	16	sep-06	28	sep-09	26
oct-97	2	oct-00	4	oct-03	24	oct-06	23	oct-09	16
nov-97	0	nov-00	4	nov-03	3	nov-06	18	nov-09	27

Mes	#**								
dic-97	2	dic-00	7	dic-03	11	dic-06	21	dic-09	23
ene-98	2	ene-01	3	ene-04	17	ene-07	20	ene-10	24
feb-98	0	feb-01	4	feb-04	14	feb-07	17	feb-10	22
mar-98	1	mar-01	10	mar-04	14	mar-07	20	mar-10	24
abr-98	1	abr-01	3	abr-04	15	abr-07	31	abr-10	22
may-98	6	may-01	5	may-04	14	may-07	22	may-10	25
jun-98	4	jun-01	1	jun-04	14	jun-07	17	jun-10	33
jul-98	3	jul-01	7	jul-04	12	jul-07	19	jul-10	28
ago-98	8	ago-01	4	ago-04	24	ago-07	36	ago-10	32
sep-98	4	sep-01	10	sep-04	14	sep-07	22	sep-10	17
oct-98	6	oct-01	2	oct-04	15	oct-07	34	oct-10	24
nov-98	7	nov-01	3	nov-04	12	nov-07	27	nov-10	26
dic-98	3	dic-01	9	dic-04	22	dic-07	23	dic-10	48

** No. Histórico/ mes de *hipervínculos* con el texto patrón F “Non-conventional Energy”. Fuente: Google, 2011

Guerra

Los conflictos internos y las guerras especialmente en regiones productoras como el medio oriente, son causantes de la volatilidad en precios. Los datos sobre el texto patrón “*non-conventional energy*” se obtuvieron a partir de la búsqueda histórica por meses y años desde enero de 1996 de hiperlinks y noticias en un motor de búsqueda cuyos resultados se presentan a continuación:

Tabla 21. Resultados texto patrón G "War"

Mes	***	Mes	***	Mes	***	Mes	***	Mes	***
ene-96	23900	ene-99	31700	ene-02	58100	ene-05	83600	ene-08	128000
feb-96	23600	feb-99	29700	feb-02	52300	feb-05	74900	feb-08	130000
mr-96	26200	mr-99	37700	mr-02	57400	mr-05	84000	mr-08	135000
abr-96	25200	abr-99	43600	abr-02	52600	abr-05	89300	abr-08	147900
my-96	26600	my-99	42600	my-02	56400	my-05	91700	my-08	138000
jun-96	24300	jun-99	38800	jun-02	52500	jun-05	88600	jun-08	141000
jul-96	24400	jul-99	35100	jul-02	51400	jul-05	88600	jul-08	138000
ago-96	25800	ago-99	32800	ago-02	50600	ago-05	93700	ago-08	159000
sep-96	26600	sep-99	33700	sep-02	69300	sep-05	89600	sep-08	154900
oct-96	25100	oct-99	36600	oct-02	74300	oct-05	89400	oct-08	142000
nov-96	25800	nov-99	35700	nov-02	63400	nov-05	98700	nov-08	147000
dic-96	23900	dic-99	37200	dic-02	63600	dic-05	92800	dic-08	138000
ene-97	24700	ene-00	37400	ene-03	81400	ene-06	91000	ene-09	153000
feb-97	22900	feb-00	34300	feb-03	100000	feb-06	86700	feb-09	139000
mr-97	26100	mr-00	37500	mr-03	226000	mr-06	108000	mr-09	150000
abr-97	25400	abr-00	36300	abr-03	139000	abr-06	94800	abr-09	144000
my-97	28900	my-00	41000	my-03	88800	my-06	105000	my-09	153000
jun-97	27000	jun-00	58900	jun-03	73200	jun-06	105000	jun-09	145000
jul-97	27100	jul-00	35200	jul-03	78200	jul-06	113000	jul-09	145000
ago-97	24300	ago-00	35300	ago-03	66600	ago-06	118000	ago-09	142000
sep-97	24900	sep-00	37100	sep-03	72600	sep-06	121000	sep-09	149000
oct-97	27100	oct-00	40200	oct-03	75100	oct-06	122000	oct-09	152000
nov-97	27700	nov-00	38800	nov-03	76000	nov-06	129000	nov-09	157000
dic-97	25900	dic-00	34600	dic-03	74300	dic-06	112000	dic-09	149000
ene-98	25800	ene-01	38800	ene-04	74000	ene-07	126000	ene-10	149000

Mes	##	Mes	##	Mes	##	Mes	##	Mes	##
feb-98	29000	feb-01	35400	feb-04	72300	feb-07	117000	feb-10	148000
mr-98	28000	mr-01	38900	mr-04	84700	mr-07	130000	mr-10	163800
abr-98	27300	abr-01	38000	abr-04	80700	abr-07	123000	abr-10	155000
my-98	31900	my-01	43000	my-04	91100	my-07	134000	my-10	160000
jun-98	29700	jun-01	39300	jun-04	88100	jun-07	127000	jun-10	162000
jul-98	29800	jul-01	39400	jul-04	82300	jul-07	127000	jul-10	160000
ago-98	30300	ago-01	37600	ago-04	80300	ago-07	122000	ago-10	149000
sep-98	28900	sep-01	102000	sep-04	89500	sep-07	130000	sep-10	162400
oct-98	31300	oct-01	75700	oct-04	95400	oct-07	129000	oct-10	165000
nov-98	31400	nov-01	67500	nov-04	87600	nov-07	129000	nov-10	174000
dic-98	31200	dic-01	58400	dic-04	77600	dic-07	116000	dic-10	166600

** No. Histórico/ mes de *hipervínculos* con el texto patrón G "War". Fuente:

Google, 2011.

3.3 TASA DE REFERENCIA

El desarrollo de la red neuronal para la tasa de referencia tiene las mismas características que para el precio del crudo pesado, variables cualitativas y macroeconómicas:

Variables macroeconómicas:

- Indicador S&P500
- Indicador IPC
- Tasa Reserva Federal

Como patrones de búsqueda para la minería de datos se seleccionaron:

- Crisis Económica
- Terrorismo
- Guerra

3.3.1 Datos de entrada

Indicador S&P 500

La información del indicador S&P500 se encuentra en la Tabla 12. Índice S&P500 por mes.

Índice Precios al Consumidor Colombia (IPC)

Obtenido del Banco de la República, el IPC es un dato que afecta indirectamente el valor de la tasa de referencia.

Tabla 22. Valor IPC histórico por mes.

Fecha	IPC	Fecha	IPC	Fecha	IPC
ene-96	32	ene-01	62,6	ene-06	84,56
feb-96	33,3	feb-01	63,8	feb-06	85,11
mar-96	34	mar-01	64,8	mar-06	85,71
abr-96	34,7	abr-01	65,5	abr-06	86,1
may-96	35,2	may-01	65,8	may-06	86,38
jun-96	35,6	jun-01	65,8	jun-06	86,64
jul-96	36,2	jul-01	65,9	jul-06	87
ago-96	36,6	ago-01	66,1	ago-06	87,34
sep-96	37	sep-01	66,3	sep-06	87,59
oct-96	37,4	oct-01	66,4	oct-06	87,46
nov-96	37,7	nov-01	66,5	nov-06	87,67
dic-96	38	dic-01	66,7	dic-06	87,87
ene-97	38,6	ene-02	67,3	ene-07	88,54
feb-97	39,8	feb-02	68,1	feb-07	89,58
mar-97	40,5	mar-02	68,6	mar-07	90,67
abr-97	41,1	abr-02	69,2	abr-07	91,48
may-97	41,8	may-02	69,6	may-07	91,76
jun-97	42,3	jun-02	69,9	jun-07	91,87

Fecha	IPC	Fecha	IPC	Fecha	IPC
jul-97	42,6	jul-02	69,9	jul-07	92,02
ago-97	43,1	ago-02	70	ago-07	91,9
sep-97	43,7	sep-02	70,3	sep-07	91,97
oct-97	44,1	oct-02	70,7	oct-07	91,98
nov-97	44,4	nov-02	71,2	nov-07	92,42
dic-97	44,7	dic-02	71,4	dic-07	92,87
ene-98	45,5	ene-03	72,2	ene-08	93,85
feb-98	47	feb-03	73	feb-08	95,27
mar-98	48,2	mar-03	73,8	mar-08	96,04
abr-98	49,6	abr-03	74,7	abr-08	96,72
may-98	50,4	may-03	75	may-08	97,62
jun-98	51	jun-03	75	jun-08	98,47
jul-98	51,3	jul-03	74,9	jul-08	98,94
ago-98	51,3	ago-03	75,1	ago-08	99,13
sep-98	51,4	sep-03	75,3	sep-08	98,94
oct-98	51,6	oct-03	75,3	oct-08	99,28
nov-98	51,7	nov-03	75,6	nov-08	99,56
dic-98	52,2	dic-03	76	dic-08	100
ene-99	53,3	ene-04	76,7	ene-09	100,6
feb-99	54,2	feb-04	77,6	feb-09	101,4
mar-99	54,8	mar-04	78,4	mar-09	101,9
abr-99	55,2	abr-04	78,7	abr-09	102,3
may-99	55,5	may-04	79	may-09	102,3
jun-99	55,6	jun-04	79,5	jun-09	102,2
jul-99	55,8	jul-04	79,5	jul-09	102,2
ago-99	56,1	ago-04	79,5	ago-09	102,2
sep-99	56,2	sep-04	79,8	sep-09	102,1
oct-99	56,4	oct-04	79,8	oct-09	102
nov-99	56,7	nov-04	80	nov-09	101,9
dic-99	57	dic-04	80,2	dic-09	102
ene-00	57,7	ene-05	80,9	ene-10	102,7
feb-00	59,1	feb-05	81,7	feb-10	103,6
mar-00	60,1	mar-05	82,3	mar-10	103,8
abr-00	60,7	abr-05	82,7	abr-10	104,3
may-00	61	may-05	83	may-10	104,4
jun-00	61	jun-05	83,4	jun-10	104,5

Fecha	IPC	Fecha	IPC	Fecha	IPC
jul-00	61	jul-05	83,4	jul-10	104,5
ago-00	61,2	ago-05	83,4	ago-10	104,6
sep-00	61,4	sep-05	83,8	sep-10	104,5
oct-00	61,5	oct-05	84	oct-10	104,4
nov-00	61,7	nov-05	84,1	nov-10	104,6
dic-00	62	dic-05	84,1	dic-10	105,2

(Fuente: Banco de la República, 2011)

Tasa Reserva Federal

Durante los últimos años, las tasa de las reservas han afectado el valor de la divisa en los gobiernos de los países industrializados.

Tabla 23. Valor tasa federal histórico por mes.

Fecha	Tasa Fed. (%)	Fecha	Tasa Fed. (%)	Fecha	Tasa Fed. (%)
ene-96	5,56	ene-01	5,98	ene-06	4,29
feb-96	5,22	feb-01	5,49	feb-06	4,49
mar-96	5,31	mar-01	5,31	mar-06	4,59
abr-96	5,22	abr-01	4,8	abr-06	4,79
may-96	5,24	may-01	4,21	may-06	4,94
jun-96	5,27	jun-01	3,97	jun-06	4,99
jul-96	5,4	jul-01	3,77	jul-06	5,24
ago-96	5,22	ago-01	3,65	ago-06	5,25
sep-96	5,3	sep-01	3,07	sep-06	5,25
oct-96	5,24	oct-01	2,49	oct-06	5,25
nov-96	5,31	nov-01	2,09	nov-06	5,25
dic-96	5,29	dic-01	1,82	dic-06	5,24
ene-97	5,25	ene-02	1,73	ene-07	5,25
feb-97	5,19	feb-02	1,74	feb-07	5,26
mar-97	5,39	mar-02	1,73	mar-07	5,26
abr-97	5,51	abr-02	1,75	abr-07	5,25
may-97	5,5	may-02	1,75	may-07	5,25
jun-97	5,56	jun-02	1,75	jun-07	5,25

Fecha	Tasa Fed. (%)	Fecha	Tasa Fed.(%)	Fecha	Tasa Fed. (%)
jul-97	5,52	jul-02	1,73	jul-07	5,26
ago-97	5,54	ago-02	1,74	ago-07	5,02
sep-97	5,54	sep-02	1,75	sep-07	4,94
oct-97	5,5	oct-02	1,75	oct-07	4,76
nov-97	5,52	nov-02	1,34	nov-07	4,49
dic-97	5,5	dic-02	1,24	dic-07	4,24
ene-98	5,56	ene-03	1,24	ene-08	3,94
feb-98	5,51	feb-03	1,26	feb-08	2,98
mar-98	5,49	mar-03	1,25	mar-08	2,61
abr-98	5,45	abr-03	1,26	abr-08	2,28
may-98	5,49	may-03	1,26	may-08	1,98
jun-98	5,56	jun-03	1,22	jun-08	2
jul-98	5,54	jul-03	1,01	jul-08	2,01
ago-98	5,55	ago-03	1,03	ago-08	2
sep-98	5,51	sep-03	1,01	sep-08	1,81
oct-98	5,07	oct-03	1,01	oct-08	0,97
nov-98	4,83	nov-03	1	nov-08	0,39
dic-98	4,68	dic-03	0,98	dic-08	0,16
ene-99	4,63	ene-04	1	ene-09	0,15
feb-99	4,76	feb-04	1,01	feb-09	0,22
mar-99	4,81	mar-04	1	mar-09	0,18
abr-99	4,74	abr-04	1	abr-09	0,15
may-99	4,74	may-04	1	may-09	0,18
jun-99	4,76	jun-04	1,03	jun-09	0,21
jul-99	4,99	jul-04	1,26	jul-09	0,16
ago-99	5,07	ago-04	1,43	ago-09	0,16
sep-99	5,22	sep-04	1,61	sep-09	0,15
oct-99	5,2	oct-04	1,76	oct-09	0,12
nov-99	5,42	nov-04	1,93	nov-09	0,12
dic-99	5,3	dic-04	2,16	dic-09	0,12
ene-00	5,45	ene-05	2,28	ene-10	0,11
feb-00	5,73	feb-05	2,5	feb-10	0,13
mar-00	5,85	mar-05	2,63	mar-10	0,16
abr-00	6,02	abr-05	2,79	abr-10	0,2
may-00	6,27	may-05	3	may-10	0,2

Fecha	Tasa Fed. (%)	Fecha	Tasa Fed. (%)	Fecha	Tasa Fed. (%)
jun-00	6,53	jun-05	3,04	jun-10	0,18
jul-00	6,54	jul-05	3,26	jul-10	0,18
ago-00	6,5	ago-05	3,5	ago-10	0,19
sep-00	6,52	sep-05	3,62	sep-10	0,19
oct-00	6,51	oct-05	3,78	oct-10	0,19
nov-00	6,51	nov-05	4	nov-10	0,19
dic-00	6,4	dic-05	4,16	dic-10	0,18

(Fuente: Federal Reserve of United States, 2011)

Los valores de los datos de entrada de los valores del texto patrón se encuentran en 3.2.2.6.

3.4 RESULTADOS

Para desarrollar los pronósticos de los precios del crudo pesado y las tasas de cambio, se utilizaron redes feed-forward de una capa escondida que por su simplicidad facilita su entrenamiento y descubrir más rápidamente sus resultados.

Se utilizó como algoritmo de entrenamiento Levenberg-Marquardt gracias a su rapidez de convergencia.

Se seleccionó una red neuronal de dos capas, una capa escondida y una capa de salida, que permite aproximar arbitrariamente las funciones de un campo finito a otro; antes de realizar los ensayos, fueron normalizadas las variables de carácter cualitativo o de texto patrón.

Posteriormente se realizaron algunos análisis de sensibilidad sobre las variables de entrada a las redes neuronales que permitieron seleccionar el número de neuronas en la capa escondida.

3.4.1 Análisis de sensibilidad y número de neuronas escondidas.

Como primera medida, se probó la red neuronal con los datos de entrada y su pertinencia sobre los resultados. Luego, se realizó un estudio sobre los datos macroeconómicos (el precio del oro, los inventarios mundiales, el consumo de la OECD, el consumo de China y el indicador S&P500) para determinar la pertinencia de estos datos. Posteriormente se desarrollo el mismo procedimiento para los datos de patrón texto.

Los resultados se presentan a continuación:

Tabla 24. Resultados del análisis de sensibilidad para los datos de entrada de la red neuronal para la determinación del precio del crudo.

No de Neuronas Escondidas	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Variables	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Solo Cuantitativas	0,453	0,519	0,244	0,766	0,056	0,256	0,704	0,605	0,728
Cualitativas	0,625	0,415	0,559	0,543	0,116	0,344	0,259	0,274	0,108
Todas	0,95	0,953	0,957	0,971	0,972	0,973	0,994	0,962	0,895

Fuente: Gómez, 2011

No se realizaron más pruebas para el número de neuronas, ya que el resultado es aceptable para 7 neuronas y se considera que la precisión se reduce con un número mayor.

La misma operación se realizó con los datos para la tasa de cambio:

Tabla 25. Resultados del análisis de sensibilidad para los datos de entrada de la red neuronal para la determinación del precio de la tasa de cambio.

No de Neuronas Escondidas	1	2	3	4	5	6
Variables	R	R	R	R	R	R
Solo Macroeconómicas	0,49	0,95	0,97	0,973	0,98	0,96
Cualitativas	0,7193	0,799	0,8	0,93	0,9299	0,88

Fuente: Gómez, 2011.

El número de neuronas escondidas para esta red fue de 4 neuronas.

3.4.2 Pronóstico a futuro de los datos de entrada

Para determinar los valores de los datos de entrada a futuro, es posible apoyarse en métodos de regresiones lineales, polinomiales o con redes de menor tamaño:

Tabla 26. Modelos para estimar valores futuros

Patrón texto A	Red neuronal combinada a la fecha (Estos datos se pueden estimar por los eventos o extrapolar por búsqueda por días)
Patrón texto B	
Patrón texto C	
Patrón texto D	
Patrón texto E	
Patrón texto F	
Patrón texto G	
Precio del oro (U\$)	Regresión polinomial: $y = 0,063x^2 - 6,816x + 441,853$ $R^2 = 0,980$
Inventario de petróleo mundial (Millones de barriles)	Red Neuronal
Consumo OECD	Red Neuronal
Consumo CHINA	Regresión polinomial: $y = 0,055x^2 + 20,496x + 3.291,097$ $R^2 = 0,992$
S&P500	Red Neuronal

Fuente: Gómez, 2011

No es objeto de este estudio determinar las funciones o redes neuronales para determinar valores futuros, ya que estos pueden depender también del valor del precio a futuro del crudo o de la tasa de cambio, resultados de este estudio.

3.4.3 Resultados del pronóstico del precio de crudo pesado (U\$)

A continuación se presentan los resultados de la red neuronal para el pronóstico del precio del crudo pesado en dólares:

Tabla 27. Resultados del pronóstico del precio de crudo pesado U\$

Fecha	Precio Histórico crudo pesado (U\$/Bbl)	Precio RNA crudo pesado (U\$/ Bbl)	Fecha	Precio Histórico Crudo Pesado (U\$/Bbl)	Precio RNA crudo pesado (U\$/ Bbl)
ene-96	18,12	20,28	jul-03	29,52	27,72
feb-96	18,33	20,15	ago-03	30,32	28,21
mar-96	20,46	20,59	sep-03	27,15	28,83
abr-96	22,62	22,25	oct-03	29,11	28,33
may-96	20,36	19,95	nov-03	29,85	28,51
jun-96	19,60	20,26	dic-03	30,84	26,15
jul-96	20,44	20,77	ene-04	32,87	32,52
ago-96	21,06	21,57	feb-04	33,34	33,70
sep-96	23,05	22,84	mar-04	35,26	34,73
oct-96	23,90	23,49	abr-04	35,25	35,38
nov-96	22,67	23,32	may-04	38,68	35,20
dic-96	24,36	23,09	jun-04	36,51	36,06
ene-97	24,16	22,63	jul-04	39,19	38,78
feb-97	21,30	21,89	ago-04	43,12	40,30
mar-97	20,14	21,60	sep-04	44,09	41,31
abr-97	18,92	19,81	oct-04	51,12	42,83
may-97	20,00	19,46	nov-04	46,51	43,63
jun-97	18,40	19,51	dic-04	41,50	42,54
jul-97	18,84	19,41	ene-05	44,95	44,86
ago-97	19,12	19,48	feb-05	46,04	48,78
sep-97	18,98	20,02	mar-05	52,00	50,81
oct-97	20,40	20,05	abr-05	50,84	51,42
nov-97	19,30	19,25	may-05	47,82	54,42

Fecha	Precio Histórico crudo pesado (U\$/Bbl)	Precio RNA crudo pesado (U\$/ Bbl)
dic-97	17,57	17,95
ene-98	16,03	15,44
feb-98	15,42	14,39
mar-98	14,51	12,47
abr-98	14,71	12,84
may-98	14,30	13,31
jun-98	13,16	12,71
jul-98	13,56	12,41
ago-98	12,86	12,37
sep-98	14,38	12,37
oct-98	13,84	12,43
nov-98	12,44	12,19
dic-98	10,86	10,38
ene-99	11,85	10,31
feb-99	11,51	11,47
mar-99	13,79	14,94
abr-99	16,54	16,13
may-99	17,04	17,21
jun-99	17,01	17,55
jul-99	19,09	18,71
ago-99	20,32	19,50
sep-99	22,58	20,83
oct-99	22,02	21,81
nov-99	24,06	22,70
dic-99	24,98	22,96
ene-00	26,15	23,34
feb-00	28,04	25,65
mar-00	28,72	26,00
abr-00	24,75	24,86
may-00	27,63	26,52
jun-00	30,59	28,94
jul-00	28,77	29,98
ago-00	30,06	30,24
sep-00	32,53	30,99
oct-00	31,73	31,29
nov-00	33,00	29,87
dic-00	27,26	28,01

Fecha	Precio Histórico Crudo Pesado (U\$/Bbl)	Precio RNA crudo pesado (U\$/ Bbl)
jun-05	54,13	56,32
jul-05	56,32	59,77
ago-05	62,36	58,93
sep-05	62,92	59,05
oct-05	59,87	60,06
nov-05	55,95	57,72
dic-05	57,03	53,26
ene-06	62,86	50,05
feb-06	59,16	55,04
mar-06	60,37	59,11
abr-06	66,76	63,22
may-06	68,09	65,63
jun-06	68,09	62,85
jul-06	71,42	62,67
ago-06	70,12	63,37
sep-06	61,27	63,39
oct-06	56,50	64,22
nov-06	56,76	65,15
dic-06	59,52	59,21
ene-07	52,07	55,87
feb-07	56,88	55,51
mar-07	58,18	56,82
abr-07	61,38	62,66
may-07	60,91	65,10
jun-07	64,79	64,53
jul-07	71,17	66,58
ago-07	69,48	72,94
sep-07	76,71	75,99
oct-07	82,46	80,43
nov-07	90,97	86,27
dic-07	87,71	86,56
ene-08	89,26	86,71
feb-08	91,56	91,60
mar-08	101,25	98,13
abr-08	108,12	108,11
may-08	120,36	120,54
jun-08	128,57	120,91

Fecha	Precio Histórico crudo pesado (U\$/Bbl)	Precio RNA crudo pesado (U\$/ Bbl)	Fecha	Precio Histórico Crudo Pesado (U\$/Bbl)	Precio RNA crudo pesado (U\$/ Bbl)
ene-01	28,34	28,54	jul-08	128,04	126,75
feb-01	28,39	27,56	ago-08	111,97	111,61
mar-01	26,15	26,96	sep-08	99,78	99,70
abr-01	26,28	24,57	oct-08	73,55	73,91
may-01	27,47	24,23	nov-08	55,00	56,00
jun-01	26,46	24,47	dic-08	39,78	41,55
jul-01	25,38	23,83	ene-09	40,07	39,67
ago-01	26,35	22,59	feb-09	37,58	40,59
sep-01	24,57	21,98	mar-09	46,06	42,03
oct-01	21,29	20,91	abr-09	47,82	48,16
nov-01	18,81	20,06	may-09	56,76	59,37
dic-01	18,54	17,51	jun-09	66,80	65,94
ene-02	18,90	20,20	jul-09	61,57	67,39
feb-02	19,89	19,70	ago-09	68,22	68,81
mar-02	23,40	23,38	sep-09	66,66	67,43
abr-02	25,19	23,22	oct-09	72,74	72,38
may-02	25,96	24,25	nov-09	74,88	75,52
jun-02	24,49	24,53	dic-09	71,51	85,91
jul-02	25,84	23,88	ene-10	75,21	81,30
ago-02	27,24	23,58	feb-10	73,25	79,27
sep-02	28,48	24,53	mar-10	78,00	77,35
oct-02	27,70	25,74	abr-10	81,12	70,45
nov-02	25,50	25,94	may-10	70,79	71,63
dic-02	28,26	26,88	jun-10	72,34	73,15
ene-03	31,63	30,68	jul-10	73,11	72,66
feb-03	34,37	31,77	ago-10	73,54	71,64
mar-03	31,99	30,41	sep-10	72,25	73,42
abr-03	26,97	29,54	oct-10	78,62	78,46
may-03	27,00	29,62	nov-10	80,82	81,58
jun-03	29,48	29,66	dic-10	85,65	89,46

Fuente: Gómez, 2011.

Los pesos de esta red neuronal se presentan a continuación:

Tabla 28. Pesos de la red neuronal

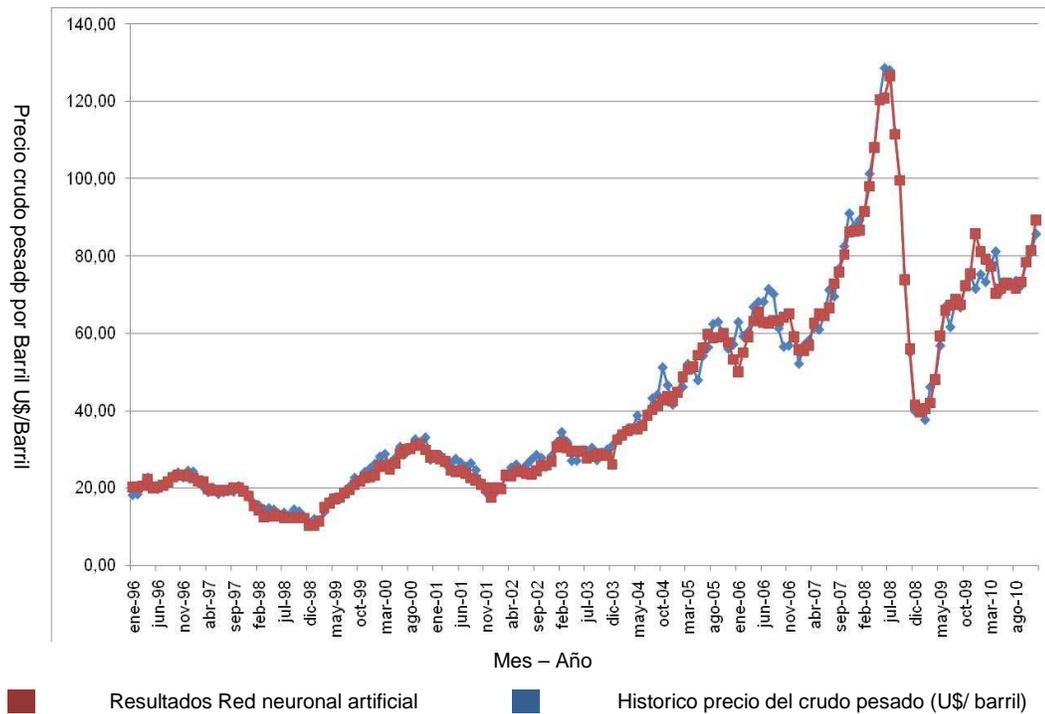
0	0,02	0	-0,01	0,02	-0,01	0,07	257	3607	44090	3311	654
0,62	0,52	0,2	0,94	0,11	0,63	0,72	1256	4276	51565	8763	1498

Los datos de correlación y MSE (Error Cuadrático Medio) para esta red son:

$$MSE = 1612,6$$

$$\text{Coeficiente de correlación} = 0,994$$

Figura 20. Resultados de la red neuronal para el precio del crudo pesado (U\$/ Barril)



Fuente: Gómez, 2011

3.4.4 Resultados Tasa de referencia (COP\$)

A continuación se presentan los resultados de la red neuronal para el valor del dólar:

Tabla 29. Resultados de la red neuronal - tasa de referencia COP\$

Fecha	Precio Histórico (COP\$)	Precio RNA (COP\$)	Fecha	Precio Histórico (COP\$)	Precio RNA (COP\$)
ene-96	1011,19	990,62	jul-03	2858,82	2852,41
feb-96	1029,64	989,34	ago-03	2867,29	2793,59
mar-96	1044,98	996,14	sep-03	2840,08	2836,24
abr-96	1050,93	998,27	oct-03	2876,20	2872,24
may-96	1066,24	1003,79	nov-03	2844,55	2894,57
jun-96	1071,96	1008,29	dic-03	2807,20	2862,74
jul-96	1064,10	1017,26	ene-04	2749,14	2780,19
ago-96	1044,84	1018,37	feb-04	2717,94	2710,21
sep-96	1040,84	1028,38	mar-04	2670,80	2696,07
oct-96	1015,78	1031,76	abr-04	2639,60	2666,58
nov-96	998,18	1041,11	may-04	2719,43	2701,09
dic-96	1000,79	1044,99	jun-04	2716,56	2664,48
ene-97	1027,06	1041,71	jul-04	2653,32	2613,94
feb-97	1074,24	1052,08	ago-04	2598,59	2599,32
mar-97	1062,16	1078,06	sep-04	2552,78	2549,10
abr-97	1060,65	1102,13	oct-04	2580,70	2561,08
may-97	1075,18	1120,89	nov-04	2530,19	2508,72
jun-97	1082,37	1138,89	dic-04	2411,37	2460,43
jul-97	1102,40	1145,28	ene-05	2362,96	2399,15
ago-97	1132,70	1162,69	feb-05	2340,49	2346,80
sep-97	1222,49	1189,30	mar-05	2353,71	2339,77
oct-97	1262,89	1205,46	abr-05	2350,01	2323,13
nov-97	1294,56	1228,89	may-05	2339,22	2310,56
dic-97	1296,70	1235,42	jun-05	2331,79	2310,89
ene-98	1323,16	1231,14	jul-05	2323,38	2309,19
feb-98	1346,12	1289,12	ago-05	2306,19	2298,19
mar-98	1357,10	1317,33	sep-05	2294,52	2295,82
abr-98	1360,65	1357,89	oct-05	2292,55	2287,67

Fecha	Precio Histórico (COP\$)	Precio RNA (COP\$)
may-98	1386,28	1415,13
jun-98	1386,61	1468,32
jul-98	1371,54	1489,92
ago-98	1390,46	1514,74
sep-98	1520,52	1579,84
oct-98	1587,38	1502,53
nov-98	1562,71	1473,73
dic-98	1524,56	1472,45
ene-99	1570,01	1442,15
feb-99	1567,07	1498,35
mar-99	1550,15	1598,84
abr-99	1574,67	1630,06
may-99	1641,33	1649,22
jun-99	1693,99	1693,50
jul-99	1818,63	1744,93
ago-99	1876,93	1815,63
sep-99	1975,64	1893,02
oct-99	1978,71	1960,53
nov-99	1944,64	2007,52
dic-99	1888,46	2009,96
ene-00	1923,57	1920,99
feb-00	1950,64	1997,47
mar-00	1956,25	2049,57
abr-00	1986,77	2003,76
may-00	2055,69	2080,80
jun-00	2120,17	2178,85
jul-00	2161,34	2134,79
ago-00	2187,38	2144,39
sep-00	2213,76	2175,81
oct-00	2176,61	2189,46
nov-00	2136,63	2217,60
dic-00	2186,21	2220,37
ene-01	2241,40	2204,62
feb-01	2243,42	2191,81
mar-01	2278,78	2184,74
abr-01	2323,10	2229,77

Fecha	Precio Histórico (COP\$)	Precio RNA (COP\$)
nov-05	2279,85	2286,87
dic-05	2278,91	2298,98
ene-06	2273,66	2284,28
feb-06	2256,24	2295,40
mar-06	2262,36	2314,36
abr-06	2334,29	2349,83
may-06	2417,99	2376,28
jun-06	2542,24	2397,18
jul-06	2511,74	2390,88
ago-06	2389,65	2420,19
sep-06	2398,88	2424,03
oct-06	2364,29	2362,46
nov-06	2290,46	2174,92
dic-06	2261,34	2269,36
ene-07	2237,06	2144,36
feb-07	2227,63	2233,90
mar-07	2201,39	2078,98
abr-07	2144,60	2118,58
may-07	2007,91	2088,95
jun-07	1923,76	2106,28
jul-07	1950,87	2082,05
ago-07	2058,28	2042,61
sep-07	2117,05	2041,81
oct-07	2003,26	2043,78
nov-07	2047,72	2027,84
dic-07	2014,20	2016,46
ene-08	1980,59	1950,87
feb-08	1903,27	1880,32
mar-08	1846,90	1879,13
abr-08	1796,13	1879,96
may-08	1778,01	1881,93
jun-08	1712,28	1882,59
jul-08	1783,09	1879,28
ago-08	1844,29	1878,20
sep-08	2066,04	1890,81
oct-08	2289,17	2150,87

Fecha	Precio Histórico (COP\$)	Precio RNA (COP\$)	Fecha	Precio Histórico (COP\$)	Precio RNA (COP\$)
may-01	2346,93	2297,25	nov-08	2329,16	2272,99
jun-01	2305,66	2282,65	dic-08	2252,72	2230,85
jul-01	2304,28	2311,10	ene-09	2252,98	2354,87
ago-01	2288,90	2351,28	feb-09	2513,74	2436,71
sep-01	2328,23	2322,98	mar-09	2477,21	2522,70
oct-01	2320,65	2337,66	abr-09	2379,36	2171,28
nov-01	2310,47	2381,95	may-09	2229,95	2188,44
dic-01	2306,90	2326,70	jun-09	2090,04	2157,20
ene-02	2274,96	2253,61	jul-09	2052,68	2032,63
feb-02	2286,70	2299,87	ago-09	2018,97	2020,56
mar-02	2282,33	2370,49	sep-09	1980,77	1973,29
abr-02	2263,11	2417,55	oct-09	1904,86	1943,37
may-02	2310,24	2440,55	nov-09	1973,57	1934,98
jun-02	2364,25	2491,98	dic-09	2017,05	1935,77
jul-02	2506,72	2542,49	ene-10	1978,19	1949,88
ago-02	2647,22	2608,06	feb-10	1952,89	1903,75
sep-02	2751,23	2704,76	mar-10	1909,10	1900,69
oct-02	2827,86	2781,16	abr-10	1940,36	1895,06
nov-02	2726,66	2765,27	may-10	1984,36	1895,03
dic-02	2814,89	2768,62	jun-10	1925,90	1891,93
ene-03	2913,00	2777,52	jul-10	1874,52	1888,99
feb-03	2951,86	2852,64	ago-10	1819,06	1894,42
mar-03	2959,01	2919,29	sep-10	1805,60	1895,84
abr-03	2926,62	3027,01	oct-10	1808,46	1890,73
may-03	2858,94	2835,76	nov-10	1863,67	1892,06
jun-03	2826,95	2789,73	dic-10	1925,86	1885,54

Fuente: Gómez, 2011

Los pesos de esta red neuronal se presentan a continuación:

Tabla 30. Pesos de la Red neuronal

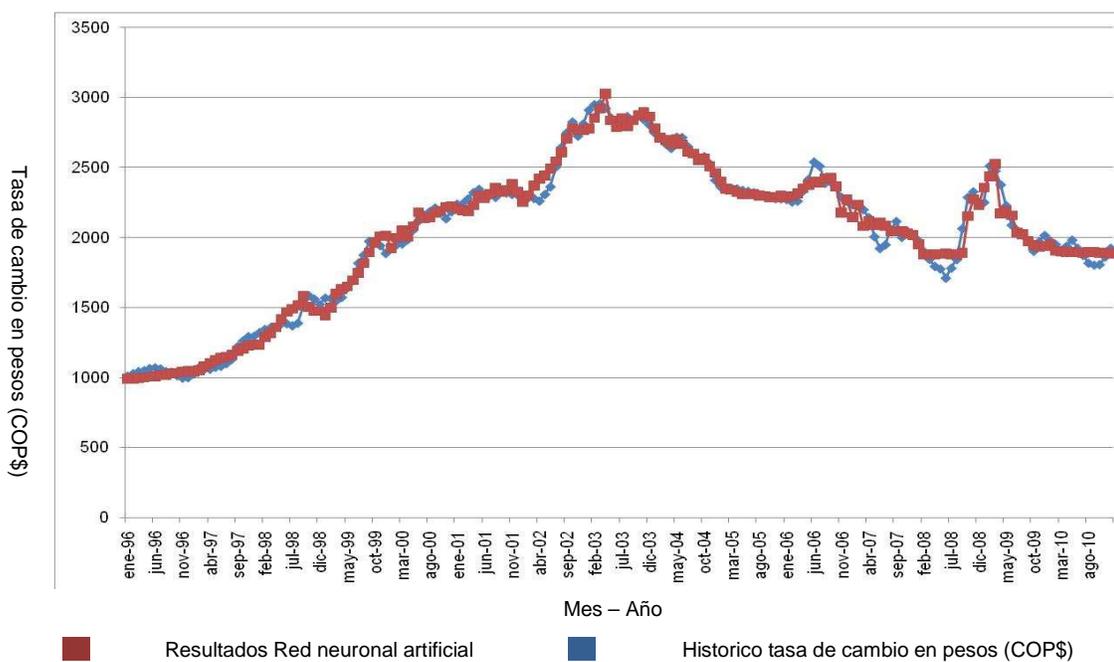
1	1	0,01	0	0,1	615,93	32,02	0,11
12	180	1	1	1	1545,8	105,24	6,54

Los datos de correlación y MSE (Error Cuadrático Medio) para esta red son:

$$MSE = 759002,8$$

$$\text{Coeficiente de correlación} = 0,992$$

Figura 21. Resultados de la tasa de cambio en pesos (COP\$)



Fuente: Gómez, 2011

3.4.5 Resultados Precio del crudo pesado en pesos (COP\$/bbl)

A continuación se presentan los resultados de la red neuronal para el valor del crudo pesado en pesos COP\$

Tabla 31. Resultados para el valor del crudo pesado en pesos

Fecha	Precio Histórico (COP\$/ Bbl)	Precio RNA (COP\$/ bbl)	Fecha	Precio Histórico (COP\$/bbl)	Precio RNA (COP\$/bbl)
ene-96	18318	20088	jul-03	84392	79064
feb-96	18870	19939	ago-03	86927	78800
mar-96	21378	20512	sep-03	77105	81771
abr-96	23770	22210	oct-03	83718	81382
may-96	21710	20022	nov-03	84900	82532
jun-96	21014	20429	dic-03	86561	74870
jul-96	21749	21132	ene-04	90365	90407
ago-96	22007	21969	feb-04	90618	91344
sep-96	23991	23487	mar-04	94175	93621
oct-96	24281	24231	abr-04	93049	94334
nov-96	22624	24276	may-04	105183	95065
dic-96	24374	24124	jun-04	99178	96079
ene-97	24817	23576	jul-04	103976	101373
feb-97	22884	23035	ago-04	112060	104752
mar-97	21393	23283	sep-04	112559	105305
abr-97	20069	21838	oct-04	131925	109695
may-97	21500	21808	nov-04	117684	109447
jun-97	19919	22217	dic-04	100074	104655
jul-97	20775	22231	ene-05	106208	107629
ago-97	21661	22651	feb-05	107760	114488
sep-97	23202	23809	mar-05	122400	118895
oct-97	25763	24171	abr-05	119478	119446
nov-97	24980	23660	may-05	111856	125733
dic-97	22780	22174	jun-05	126230	130148
ene-98	21213	19007	jul-05	130860	138022
feb-98	20754	18551	ago-05	143818	135421
mar-98	19686	16426	sep-05	144368	135566
abr-98	20011	17434	oct-05	137245	137387

Fecha	Precio Histórico (COP\$/ Bbl)	Precio RNA (COP\$/ bbl)	Fecha	Precio Histórico (COP\$/bbl)	Precio RNA (COP\$/bbl)
may-98	19829	18837	nov-05	127555	131990
jun-98	18250	18660	dic-05	129974	122450
jul-98	18591	18491	ene-06	142924	114331
ago-98	17887	18744	feb-06	133468	126339
sep-98	21866	19542	mar-06	136589	136808
oct-98	21974	18678	abr-06	155833	148563
nov-98	19443	17971	may-06	164648	155949
dic-98	16553	15278	jun-06	173108	150662
ene-99	18599	14875	jul-06	179399	149835
feb-99	18038	17193	ago-06	167558	153368
mar-99	21370	23889	sep-06	146973	153662
abr-99	26046	26297	oct-06	133573	151712
may-99	27968	28389	nov-06	130018	141696
jun-99	28817	29724	dic-06	134595	134379
jul-99	34726	32641	ene-07	116485	119795
ago-99	38145	35397	feb-07	126708	123997
sep-99	44608	39435	mar-07	128068	118137
oct-99	43576	42750	abr-07	131641	132760
nov-99	46783	45571	may-07	122306	135985
dic-99	47172	46144	jun-07	124641	135926
ene-00	50302	44837	jul-07	138852	138633
feb-00	54699	51234	ago-07	143019	148990
mar-00	56190	53287	sep-07	162407	155153
abr-00	49170	49820	oct-07	165197	164391
may-00	56796	55181	nov-07	186280	174941
jun-00	64847	63063	dic-07	176657	174542
jul-00	62184	64008	ene-08	176789	169159
ago-00	65747	64841	feb-08	174273	172240
sep-00	72023	67429	mar-08	187001	184404
oct-00	69059	68498	abr-08	194189	203235
nov-00	70499	66236	may-08	213993	226849
dic-00	59605	62195	jun-08	220153	227615
ene-01	63519	62912	jul-08	228315	238200
feb-01	63684	60402	ago-08	206513	209635
mar-01	59591	58910	sep-08	206154	188505
abr-01	61040	54780	oct-08	168358	158973

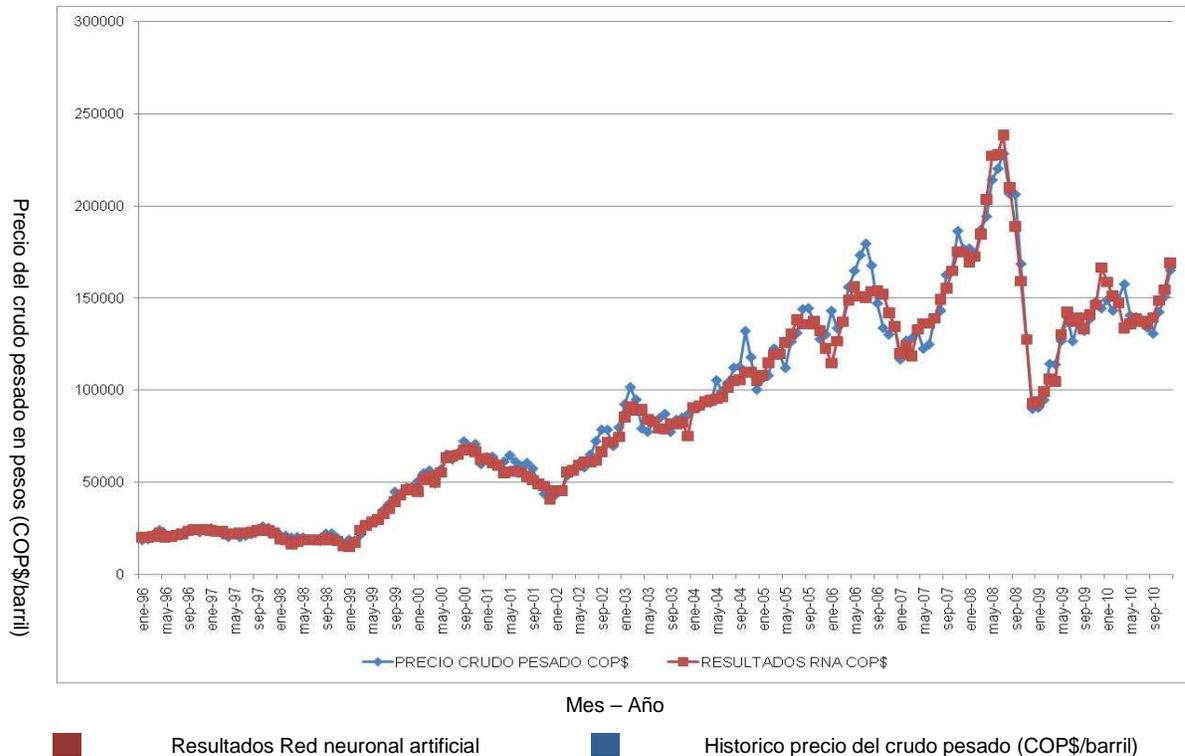
Fecha	Precio Histórico (COP\$/ Bbl)	Precio RNA (COP\$/ bbl)	Fecha	Precio Histórico (COP\$/bbl)	Precio RNA (COP\$/bbl)
may-01	64460	55656	nov-08	128100	127280
jun-01	61002	55847	dic-08	89619	92692
jul-01	58488	55085	ene-09	90278	93409
ago-01	60317	53106	feb-09	94476	98904
sep-01	57196	51069	mar-09	114102	106017
oct-01	49413	48881	abr-09	113775	104560
nov-01	43452	47773	may-09	126561	129938
dic-01	42764	40751	jun-09	139608	142245
ene-02	43002	45514	jul-09	126393	136970
feb-02	45485	45309	ago-09	137729	139036
mar-02	53417	55412	sep-09	132043	133056
abr-02	57009	56133	oct-09	138558	140654
may-02	59970	59180	nov-09	147781	146123
jun-02	57900	61130	dic-09	144240	166294
jul-02	64782	60720	ene-10	148773	158516
ago-02	72098	61501	feb-10	143045	150912
sep-02	78364	66351	mar-10	148910	147027
oct-02	78320	71586	abr-10	157402	133515
nov-02	69523	71720	may-10	140474	135737
dic-02	79556	74419	jun-10	139312	138398
ene-03	92144	85219	jul-10	137053	137253
feb-03	101450	90641	ago-10	133766	135717
mar-03	94650	88789	sep-10	130454	139186
abr-03	78920	89430	oct-10	142188	148340
may-03	77205	83982	nov-10	150626	154361
jun-03	83343	82754	dic-10	164952	168679

Los datos de correlación y MSE (Error Cuadrático Medio) para esta red son:

$$MSE = 9,216E+09$$

$$R = 0,992$$

Figura 22. Resultados del valor del crudo en pesos



3.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

La red entrenada para determinar el comportamiento del crudo pesado entregó buenos resultados con los valores determinados para su entrenamiento.

Para el entrenamiento de la red neuronal se utilizó además de los valores macroeconómicos descritos en otros artículos de pronósticos del precio del petróleo y la tasa de cambio mediante redes neuronales, valores de patrones cualitativos como crisis económica, terrorismo, guerra y energía no convencional.

Los valores de estos datos de patrones se determinaron mediante la extrapolación de búsquedas diarias de los patrones en motores de búsqueda de hipervínculos y noticias en internet. Los resultados para el precio del crudo pesado y la tasa de cambio, tienen mayor incertidumbre, a pesar de utilizar el mismo método que para el precio en dólares del crudo pesado.

El resultado de esta red neuronal para el precio del crudo en dólares es bueno y asemeja el comportamiento real del precio del crudo. El factor de correlación de la red neuronal frente a valores reales del precio del crudo es $0,994$. El resultado de la red neuronal para el valor de la tasa de cambio también representa el comportamiento real del valor de la divisa con un factor de correlación de $0,992$. Esto permite concluir que el modelo de red neuronal presentado tiene un buen desempeño con los datos de entrada determinados cuantitativos determinados en este trabajo.

Para la implementación en casos reales, los valores de los patrones deben ser normalizados y actualizados hasta la fecha, pues no existe evidencia que una red entrenada pueda predecir algún evento que pueda afectar el precio del petróleo a futuro; sin embargo, el valor de los patrones de texto para estos eventos puede pronosticarse con redes de menor tamaño o determinarse con regresiones mes por mes mediante búsquedas diarias.

El valor de los datos macroeconómicos a futuro puede determinarse también con regresiones polinomiales o con redes neuronales de menor tamaño. El resultado y la forma de estos pronósticos no es objeto de este estudio, pero puede desarrollarse en trabajos posteriores.

Se recomienda en un próximo trabajo, validar la red neuronal con precios futuros del crudo pesado, la tasa de cambio y precisar el valor del crudo pesado sobre el

método de estimación (fijado por el comprador o el vendedor) y sobre el marcador utilizado, ya que en los próximos años el marcador Brent será utilizado como índice base para el precio del crudo en Colombia.

Los resultados de esta red pueden mejorar los métodos de negociación del crudo pesado, programando la producción, transporte y venta del crudo, con el propósito de obtener mayor utilidad y prever las actividades de parada y mantenimiento para reducir los costos por lucro cesante o producción diferida.

Los resultados de este capítulo se presentan en el artículo “Pronósticos del precio del crudo pesado y la tasa de cambio a través de una red neuronal entrenada”, incluidos en el anexo B.

Los resultados de esta red neuronal permitirán realizar trabajos futuros relacionados:

- Aplicación de la red neuronal para periodos futuros de tiempo para los precios de las divisas y para el precio del crudo pesado en Colombia.
- Aplicar los resultados de la red neuronal de precios de las divisas en otro tipo de investigaciones relacionadas con modelos económicos específicos de otras industrias.
- Desarrollar investigación y modelos de riesgos para producción y transporte de hidrocarburos.
- Permitirá realizar pruebas con modelos financieros y económicos más complejos que permitan describir más exactamente la cadena de comercialización del crudo.
- Desarrollar modelos de pronósticos para otros métodos de negociación de crudos.
- Desarrollar modelos de pronósticos para precios de otros minerales como el carbón, el gas natural, metales y posteriormente para productos derivados.

4. MODELO DETERMINISTICO PARA DETERMINAR LA PROGRAMACIÓN DEL TRANSPORTE DE CRUDOS POR EL OLEODUCTO PARA OBTENER EL MAYOR INGRESO.

El objetivo principal de este trabajo es desarrollar un modelo que permita determinar la programación de Transporte de crudo pesado, que puede transportarse directamente sin utilizar ningún método de mejoramiento de las propiedades (dilución, emulsión o calentamiento) desde Araguaney hasta Coveñas por el oleoducto Bicentenario.

4.1 SUPOSICIONES PARA EL MODELO

Las suposiciones para este modelo son:

- No hay restricción en demanda.
- El crudo se vende inmediatamente llega a Coveñas.
- El crudo se vende de acuerdo a un modelo con una reducción del 4% sobre el precio internacional del marcador
- Los crudos de otros productores se transportan por el oleoducto en forma aleatoria en un rango de valor máximo y mínimo.
- No se consideran en este modelo las estaciones intermedias de bombeo, previendo que la capacidad de almacenamiento en estas se utiliza para las operaciones de parada y puesta en marcha del oleoducto y que se cuenta con una capacidad neta de bombeo determinada para todo el oleoducto.

4.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los costos de producción de crudo pesado en Colombia junto a sus precios y tasa de cambio, actualmente fluctúan afectando la rentabilidad del negocio.

El objetivo de este trabajo es diseñar un programa que permita determinar los flujos en la cadena de suministro del crudo pesado, que pueda transportarse directamente sin utilizar ningún método de mejoramiento de las propiedades como dilución, emulsión o calentamiento, desde Araguaney hasta Coveñas por el Oleoducto Bicentenario, mientras las condiciones en el precio del hidrocarburo y la tasa de cambio permitan obtener la mayor utilidad por venta.

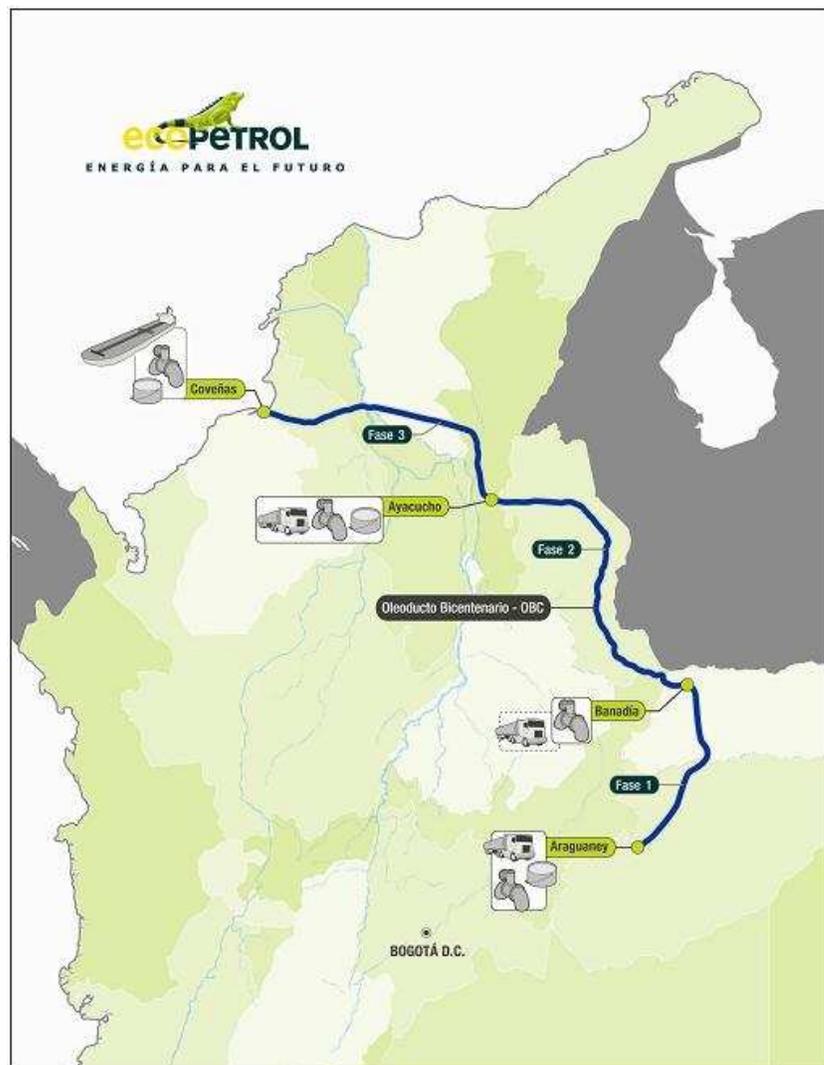
Se han hecho grandes esfuerzos por optimizar la infraestructura de oleoductos de crudos, que permita disminuir los costos sobre el transporte de crudo pesado.

Debido a la volatilidad del precio del crudo pesado, en muchas ocasiones el negocio pierde atractivo para las empresas involucradas en el negocio de extracción y transporte; sin embargo, con el crecimiento del número de procesos de extracción de crudos más pesados y los nuevos pronósticos de producción, se abren las perspectivas hacia proyectos de construcción de nuevos centros de producción, almacenamiento, mezcla, distribución y despacho, que permitirán a su vez, reducir los costos de transporte e inventario.

El crudo pesado objeto de estudio, se produce en un campo ubicado en el oriente del departamento de Meta donde es extraído y separado del gas y el agua. Este crudo actualmente se produce según el pronóstico de producción determinado y se transporta por carro tanque hasta un punto de venta intermedio. Con la construcción del nuevo Oleoducto Bicentenario, se pretende enviar el crudo objeto de estudio hacia Coveñas, ampliando la capacidad de transporte y reduciendo los costos de suministro.

El oleoducto Bicentenario de Colombia contará con un centro de almacenamiento y recolección en Araguaney en los Llanos Orientales donde el crudo será diluido con nafta; también contará con la tubería de transporte, sistemas de bombeo y centro de almacenamiento, despacho y venta en el terminal Coveñas. Desde el centro de recolección en Araguaney, se adelanta un sistema de almacenamiento de aproximadamente 50000 Barriles para el crudo pesado que se transportará con otras mezclas de crudo liviano y pesado.

Figura 23. Oleoducto Bicentenario



(Fuente: ECOPETROL 2010)

El pronóstico de producción y transporte al centro de almacenamiento en Araguaey esta determinado, es decir, tiene un valor fijo en cada periodo y la demanda en el centro de Coveñas es infinita. Para generar la mayor utilidad en la venta del crudo extrapesado, el crudo puede almacenarse en los centros en Araguaey y en Coveñas por un periodo de tiempo mientras el precio del crudo sube; sin embargo, ya que el oleoducto tiene una capacidad determinada, el crudo debe diluirse y transportarse por el oleoducto. Por lo tanto, debe determinarse cuanto crudo se almacena en Araguaey en el periodo “ t ” o cuanto se diluye y transporta hacia Coveñas.

En la estación de almacenamiento de Araguaey, el crudo se diluirá para facilitar su transporte; la cantidad de diluyente que debe suministrarse, puede fijarse en un valor determinado o determinarse de acuerdo al flujo a enviar hacia Coveñas.

Se plantea desarrollar un modelo de optimización determinístico de múltiples periodos que permita establecer un programa de almacenamiento estratégico y suministro del crudo pesado en el Oleoducto Bicentenario y el centro de recolección en Araguaey hasta la terminal de despacho en Coveñas, teniendo en cuenta la capacidad del sistema de transporte, los pronósticos de producción de campo, las características del crudo, las capacidades de los elementos de la red de transporte y las condiciones de mercado como los precios de la canasta de referencia. La determinación de los flujos permitirá también programar las labores de mantenimiento preventivo y correctivo y realizar las paradas de planta con los menores costos por lucro cesante.

La hipótesis aquí planteada es una herramienta de optimización y predicción de los precios de crudo y tasa de cambio, que permita determinar los flujos del crudo pesado transportados por el Oleoducto Bicentenario, que generen un mayor beneficio en la venta del crudo pesado en el terminal de Coveñas.

4.3 ANTECEDENTES

En la cadena de suministro del petróleo, existen varios ejemplos de herramientas para su optimización. En 1993, se presentó uno de los primeros modelos computacionales para la optimización de la planeación del suministro, transformación y distribución en la industria del petróleo (Sear, 1993) y aunque el modelo que desarrolla es prácticamente único para la cadena de derivados, desde ese momento los avances en modelos han permitido integrar las decisiones entre las diferentes etapas de la cadena involucrando los elementos del mercado y la planeación de las operaciones logísticas. Algunos de los modelos antecedentes para esta investigación se presentan a continuación:

Tabla 32. Modelos desarrollados en investigaciones anteriores.

Autor – Año	Nombre y descripción
(Sear, 1993)	<p>“<i>Logistics Planning in the downstream oil industry</i>”. Aunque el modelo que desarrolla es prácticamente único para la cadena de derivados, desde ese momento los avances en modelos han permitido integrar las decisiones entre las diferentes etapas de la cadena involucrando los elementos del mercado y la planeación de las operaciones logísticas.</p> <p>El modelo desarrollado por Sears, aunque es desarrollado para downstream o refinados contiene elementos que se pueden aplicar para el problema planteado en este trabajo</p>
(Escudero, Quintana, & Salmerón, 1999)	<p>Presentan un modelo para las distintas etapas de la cadena de suministro de petróleo. Debido al grande tamaño del problema, una solución determinística tradicional no representa el comportamiento real de la situación.</p> <p>Este modelo es excelente ejemplo y referencia para toda la cadena de suministro. Sin embargo es aplicado a un caso específico</p>
(Neiro & Pinto, 2004)	Modelo más reciente sobre un marco general para

Autor – Año	Nombre y descripción
	<p>modelar la cadena de suministro resultante en un modelo multi-periodo de minimización en programación lineal y con resultados aplicables a casos reales.</p> <p>Los profesores Neiro y Pinto de la universidad de la universidad de Sao Pablo son unos de los mayores referentes del tipo de modelos como el desarrollado en este trabajo. Sin embargo el problema tratado en este trabajo requiere de un modelo de múltiples periodos</p>
(Kuo & Chang, 2008)	<p>Otro tipo de modelo es el que presentan <i>Kuo y Chang</i> para mantener los niveles ideales de inventarios que permitan abastecer la suficiente materia prima y entregar los el producto procesado en los tiempos deseados.</p> <p>Una de las suposiciones del problema descrito en este trabajo es que los insumos para los nodos en la cadena son suficientes.</p>
(B., Lababidi, Alatiqi, & Al-Shayji, 2008)	<p>Al-othman et. Al. Desarrollan un modelo multi-periodo estocástico bajo incertidumbres en las cifras del mercado para la planeación de la cadena de suministro de una organización para la producción de hidrocarburos (B., Lababidi, Alatiqi, & Al-Shayji, 2008)</p> <p>El modelo desarrollado por Al-othman, permite desarrollar una planeación de la cadena, pero para demandas determinadas sin considerar un pronóstico de precios.</p>
(Hull, 2002)	<p>El artículo revisa el flujo de información a través de un diagrama de flujo de datos para incrementar la efectividad. Se analiza la aplicabilidad del diagrama a una cadena de suministro del crudo en Alaska.</p> <p>Este tipo de diagrama puede ser utilizado en el problema mediante la determinación de las condiciones actuales y futuras de los elementos.</p>
(Laftah, Abdul Aziz, & Bogle, Identifying Added Value in Integrated Oil Supply Chain Companies – a Case Study, 2007)	<p>Presentan una metodología para ayudar a determinar en cuál sección de la cadena de suministro de crudo tiene mayor valor.</p> <p>Esta metodología permitirá posteriormente con el modelo desarrollado en este trabajo determinar focos y puntos focales en el desarrollo estratégico de una compañía</p>

Autor – Año	Nombre y descripción
	como ECOPETROL.
(Neiro & Pinto, Supply chain optimization of petroleum refinery complexes, 2003)	<p>Presenta un modelo extenso a múltiples refinерías que pueden conectarse por medio de tuberías de suministro.</p> <p>Este modelo de los profesores Neiro y Pinto aplicado a upstream permitirían incluir variables operacionales sobre el modelo desarrollado en este trabajo.</p>
(Neiro & Pinto, A general modeling framework for the operational planning of petroleum supply chains, 2004)	<p>En 2004 Neiro y Pinto presentan una herramienta que permite modelar la cadena complicada de suministro de crudo. El modelo propuesto se aplica a un caso real de almacenamiento transporte y refinación.</p>
(Pitty, Li, Adhitya, Srinivasan, & Karimi, Decision support for integrated refinery supply chains. , 2008)	<p>Presenta un modelo para planear la distribución de crudo dentro de una planta de refinación.</p> <p>Este modelo es claramente un ejemplo de los modelos soporte. Sin embargo este está aplicado a una cadena de refinación.</p>
(Rejowski & Pinto, 2008)	<p>Se presenta un modelo basado en programación lineal que permite programar el transporte vía poliducto de productos desde centros de producción a mercados, como el desarrollado en este trabajo. Sin embargo no permite la inclusión de los pronósticos de precios del crudo.</p>
(Relvas, Matosa, Barbosa-Póvoab, & Fialho, 2008)	<p>El desarrollo de un modelo de programación lineal que describe la distribución a través de un poliducto desde la refinерía hasta una central de almacenamiento que suministrará un mercado local.</p> <p>Este modelo puede ser aplicado al sector upstream pero no permite una programación a múltiples periodos con pronósticos de precios.</p>

Fuente: Gómez, 2011

4.4 EL MODELO

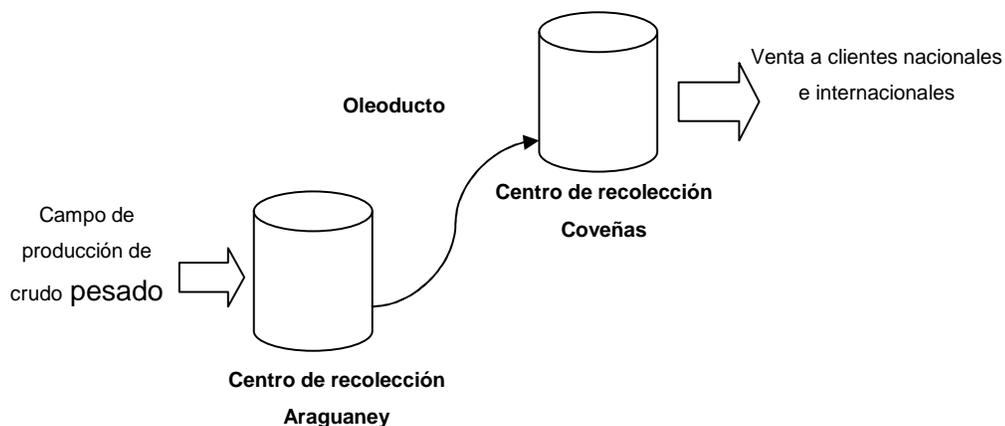
A pesar que el Oleoducto Bicentenario es una realidad, no existen datos exactos de la cantidad y los tipos de crudo que se transportarán por el oleoducto. Para este trabajo se asumió la posibilidad de transportar todo el crudo producido en el campo castilla desde Araguaney hasta Coveñas.

El Oleoducto Bicentenario cuenta también con estaciones intermedias de rebombeo, como las estaciones Banadía y Ayacucho, pero estas no se evalúan en este trabajo, ya que se considera que el crudo no será almacenado en estas.

El objeto de trabajo es obtener los flujos desde la estación de Araguaney a Coveñas y los volúmenes almacenados, que permitan vender la mayor cantidad de crudo mientras el precio es favorable bajo las condiciones de capacidad de almacenamiento y transporte y obtener el mayor valor en pesos por la venta.

El sistema de estudio tiene la siguiente forma:

Figura 24. Esquema del sistema del modelo.



Fuente: Gómez, 2011

Un volumen de crudo pesado producido en el campo es enviado al centro de recolección Araguaney donde puede ser almacenado o transportado por el oleoducto hacia el centro de recolección Coveñas, en el cual, este crudo puede ser almacenado o vendido mediante bombas a carrotanques o monoboia flotador a buques tanqueros. Adicionalmente el oleoducto transporta también otros tipos de crudos, que como no se conocen datos de otros campos, se considera aleatorio entre unos valores mínimos y máximos.

Se consideró un sistema de periodos múltiples con las siguientes premisas:

- La cadena tiene una estructura abierta con una entrada y una salida, con una estación de almacenamiento en cada punto.
- La demanda ocurre al final de la cadena después del punto de almacenamiento.
- Se consideraron periodos de tiempo de un mes, ya que se dispone de la información de producción/ transporte por mes en campo.
- En periodo $t=0$ el inventario en los puntos A y C es igual al volumen de inventario mínimo de seguridad.
- La capacidad venta en la terminal C es independiente de la demanda.

NOTA:

En este trabajo no se consideraron los costos por operación del oleoducto o por las modificaciones evaluadas, ya que no se encuentra dentro del alcance por lo que se asume que el margen con estos costos no disminuye con el aumento en la capacidad del sistema.

El modelo cuenta con las siguientes variables:

t :	Periodo de tiempo
i :	Tasa de interés
P_t :	Precio del crudo pesado en el periodo t (\$ o U\$)
QP_t :	Crudo producido en campo en el periodo (bbls)
QT_t :	Crudo transportado en el periodo t (bbls)
IA_t :	Inventario de crudo pesado en A en periodo t
IC_t :	Inventario de crudo pesado en C en periodo t
IA_0 :	Stock de seguridad en Arguaney (bbls)
IC_0 :	Stock de seguridad en Coveñas (bbls)
QV_t :	Flujo de crudo pesado vendido en periodo t
QOt :	Flujo de otros crudos por el oleoducto (bbls/periodo)
$CAPT$:	Capacidad de transporte por el oleoducto (bbls/ periodo)
$QOMIN$:	Capacidad mínima de transporte de otros crudos (bbls otros crudos)
$QOMAX$:	Flujo máximo de transporte de otros crudos (bbls otros crudos)
IAm_{ax} :	Capacidad máxima de almacenamiento en A (bbls/periodo)
ICm_{ax} :	Capacidad máxima de almacenamiento en C (bbls/periodo)
QVm_{ax} :	Capacidad máxima de trasiego a venta (bbls/periodo)
$QVmin$:	Capacidad mínima de trasiego a venta (bbls/periodo)

Con la notación determinada la función objetivo para el modelo es:

$$MaxF = \sum_{t=1}^T (1+i)^{T-t} * QV_t * P_t - \sum_{t=1}^T t * P_t * (IA_t + IC_t) \quad (\text{Ecuación 2})$$

Las condiciones en cada periodo t:

$$QP_t + IA_{t-1} - IA_t = QT_t \quad (\text{Ecuación 3})$$

$$QT_t + IC_{t-1} - IC_t = QV_t \quad (\text{Ecuación 4})$$

$$\therefore QP_t - IA_t - QV_t - IC_t = -IA_{t-1} - IC_{t-1} \quad (\text{Ecuación 5})$$

Las restricciones por capacidad son:

$$QT_t + QO_t \leq CapT \quad \forall t = 1,2,3 \dots T \quad (\text{Ecuación 6})$$

Las restricciones de inventario son:

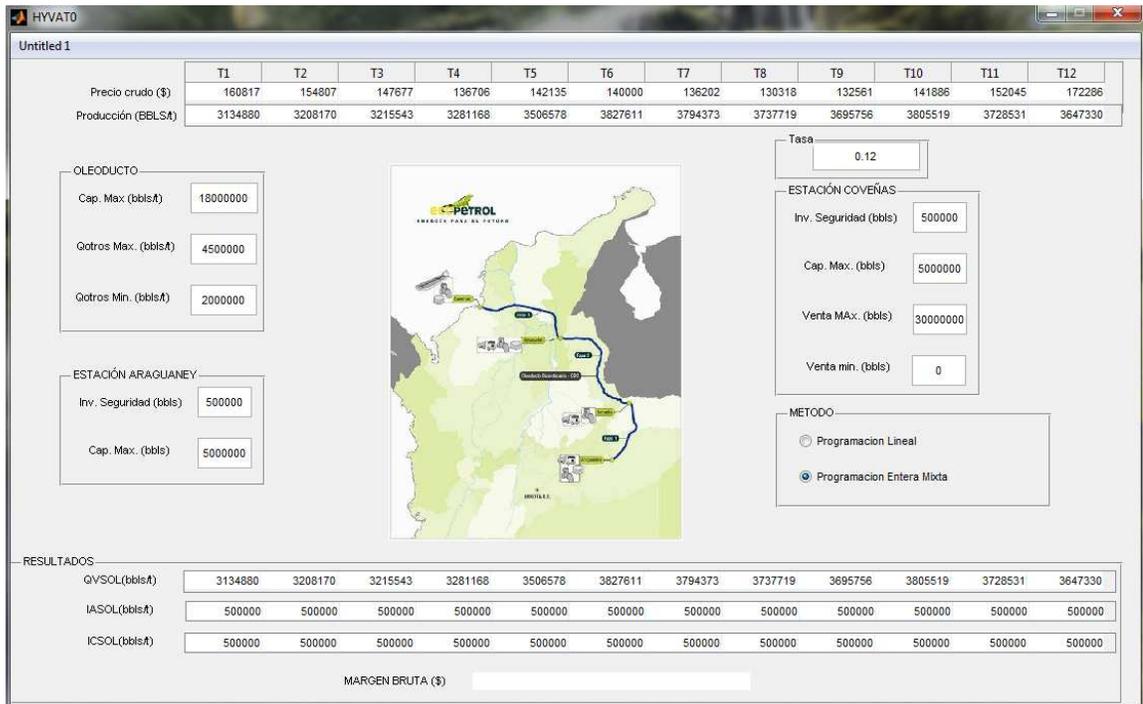
$$SSA \leq IA_t \leq CapIA \quad \forall t = 1,2,3 \dots T \quad (\text{Ecuación 7})$$

$$SSc \leq IC_t \leq CapIC \quad \forall t = 1,2,3 \dots T \quad (\text{Ecuación 8})$$

$$QV_t, QT_t, IA_t, IC_t \geq 0 \quad \forall t = 1,2,3, \dots T \quad (\text{Ecuación 9})$$

Como algoritmos de optimización se utilizaron el *LINPROG* de programación lineal y el *MILP* desarrollado para programación entera mixta, ambos basados en el lenguaje de *MATLAB*.

Figura 25. Herramienta para determinación de flujos de crudo pesado por OBC.



Fuente: Gómez, 2011

4.5 DATOS DE ENTRADA

Datos de entrada: Precios de crudo (\$), Producción (bbls/periodo), Capacidad máxima de transporte (bbls/periodo), Flujo otros crudos (bbls/periodo), Inventario mínimo de seguridad en A (bbls), Capacidad máxima de almacenamiento en A (bbls), Tasas de interés, Inventario de seguridad en C (bbls), Capacidad máxima de almacenamiento (bbls), Capacidad máxima de venta en C (bbls/periodo), Demanda o venta mínima en C (bbls)

4.5.1 Precio del crudo

Para el precio del crudo se tomaron los valores arrojados en pesos por la red neuronal entrenada (ver 4); los valores estimados son:

Tabla 33. Valores del precio del crudo en la red neuronal

t (mes)	Precio crudo (COP\$/Barril)
1	160817
2	154807
3	147677
4	136706
5	142135
6	140883
7	136202
8	130318
9	132561
10	141886
11	152045
12	172286

Fuente: Gómez, 2011

4.5.2 Pronóstico de producción de crudo pesado en campo

Para el pronóstico de producción se tomaron los valores obtenidos para el campo y que se presentan a continuación:

Tabla 34. Pronósticos de producción para el caso de estudio.

t (mes)	Pronóstico de producción (bbls/mes)
1	3134880
2	3208170
3	3215543
4	3281168
5	3506578
6	3827611
7	3794373
8	3737719
9	3695756
10	3805519
11	3728531
12	3647330

Fuente: Gómez, 2011

4.5.3 Tasa de interés

La tasa de interés y oportunidad que se utiliza para los proyectos de construcción de infraestructura en ECOPETROL S.A. equivale al 12% E.A.

4.5.4 Capacidades de almacenamiento

Para las estaciones de Arguaney y Coveñas se tomó la siguiente capacidad de almacenamiento para el crudo pesado:

Tabla 35. Stock de capacidad de crudo pesado y capacidad máxima de almacenamiento

Estación	Araguaney	Coveñas
Stock de seguridad crudo pesado (bbls)	500.000	500.000
Capacidad máxima de almacenamiento de crudo (bbls)	5.000.000	5.000.000

Fuente: ECOPETROL, 2011

4.5.5 Flujos de otros crudos

Los campos del oriente colombiano son campos con muchas perspectivas. Debido a que existe actualmente gran actividad exploratoria y de producción, no se tienen valores actualizados exactos de la producción de otros crudos y de la demanda del sistema de transporte para los crudos que actualmente se producen o se producirán por otras operadoras; para el caso de estudio se tomó como valor para la evaluación un valor aleatorio uniforme entre un valor máximo y uno mínimo:

Tabla 36. Flujos mínimos y máximos estimados de otros crudos por el OBC

Crudo	Mínimo flujo por el OBC	Máximo flujo por el OBC
Flujo (bbls/mes)	2.000.000	4.500.000

Fuente: Gómez, 2011

4.6 RESULTADOS

Datos de salida o resultados: Flujos de venta en C, Inventario por meses en A, Inventario por meses en C.

Con los datos de producción, capacidades de almacenamiento y transporte se realizaron varias simulaciones para validar la respuesta de la herramienta y el resultado en varias condiciones de precios y tasas.

Los valores para la herramienta es el pronóstico de producción para el año 2012 del crudo pesado y los resultados de la herramienta de pronóstico de precios de una red neuronal entrenada (Gómez, López 2011):

Tabla 37. Valores de entrada a la red neuronal producción de crudo pesado QP y precio de crudo pesado (PT)

Crudo transportado (BBLs/mes)	Precio del crudo pesado (COP\$/bbl)
3134880	160817
3208170	154807
3215543	147677
3281168	136706
3506578	142135
3827611	140883
3794373	136202
3737719	130318
3695756	132561
3805519	141886
3728531	152045
3647330	172286

Fuente: Gómez, 2011

Se considero una tasa similar a la utilizada para otros proyectos de hidrocarburos. La información de Almacenamiento, capacidad de transporte, y capacidad de venta se determino por la infraestructura operativa esperada en las facilidades.

Tabla 38. Valores de entrada a la red neuronal producción de crudo

Información de entrada	Valor
Tasa i	0.12
iA0 (bbls)	500000
iC0 (bbls)	500000
CAPT (bbls)	18000000
QOMIN (bbls)	4500000
QOMAX (bbls)	2000000
IAMAX (bbls)	5000000
ICMAX (bbls)	5000000
QVMAX (bbls)	30000000
QVMIN (bbls)	0

Fuente: Gómez, 2011

Los flujos de otros crudos son aproximados a la producción del área para otros tipos de crudos, de distintas compañías operadoras.

Los resultados de los flujos de venta (QV), volumen almacenado en A (IA), volumen almacenado en C (IC), y volumen transportado fueron:

Tabla 39. Resultados de la herramienta (programación lineal)

t (mes)	Crudo venta (10 ⁶ Bbls)	Vol. almacenado en A (10 ⁶ Bbls)	Vol. almacenado en C (10 ⁶ Bbls)	Volumen transportado (10 ⁶ Bbls)
1	3,135	0,5	0,5	3,135
2	3,208	0,5	0,5	3,208
3	3,216	0,5	0,5	3,216
4	0	2,075	2,207	1,707

t (mes)	Crudo venta (10⁶ Bbls)	Vol. almacenado en A (10⁶ Bbls)	Vol. almacenado en C (10⁶ Bbls)	Volumen transportado (10⁶ Bbls)
5	6,788	0,5	0,5	5,081
6	3,828	0,5	0,5	3,828
7	3,794	0,5	0,5	3,794
8	0	2,346	2,392	1,892
9	0	4,207	4,226	1,834
10	2,239	5	5	3,013
11	3,729	5	5	3,729
12	12,647	0,5	0,5	8,147

Fuente: Gómez, 2011

El resultado tiene una ganancia bruta de:

RESULTADO (BILLONES DE PESOS)	6.792,82
--	----------

Para la simulación con programación entera mixta:

Tabla 40. Resultados de la herramienta (programación entera mixta)

t (mes)	Crudo venta (10⁶ Bbls)	Vol. almacenado en A (10⁶ Bbls)	Vol. almacenado en C (10⁶ Bbls)	Volumen transportado (10⁶ Bbls)
1	3,135	0,5	0,5	3,135
2	3,208	0,5	0,5	3,208
3	3,216	0,5	0,5	3,216

t (mes)	Crudo venta (10 ⁶ Bbls)	Vol. almacenado en A (10 ⁶ Bbls)	Vol. almacenado en C (10 ⁶ Bbls)	Volumen transportado (10 ⁶ Bbls)
4	0	2,064	2,217	1,717
5	6,788	0,5	0,5	5,071
6	3,828	0,5	0,5	3,828
7	3,794	0,5	0,5	3,794
8	0	2,345	2,393	1,893
9	0	4,206	4,227	1,834
10	2,239	5	5	3,012
11	3,729	5	5	3,729
12	12,647	0,5	0,5	8,147

Fuente:Gómez, 2011

Ganancia por venta:

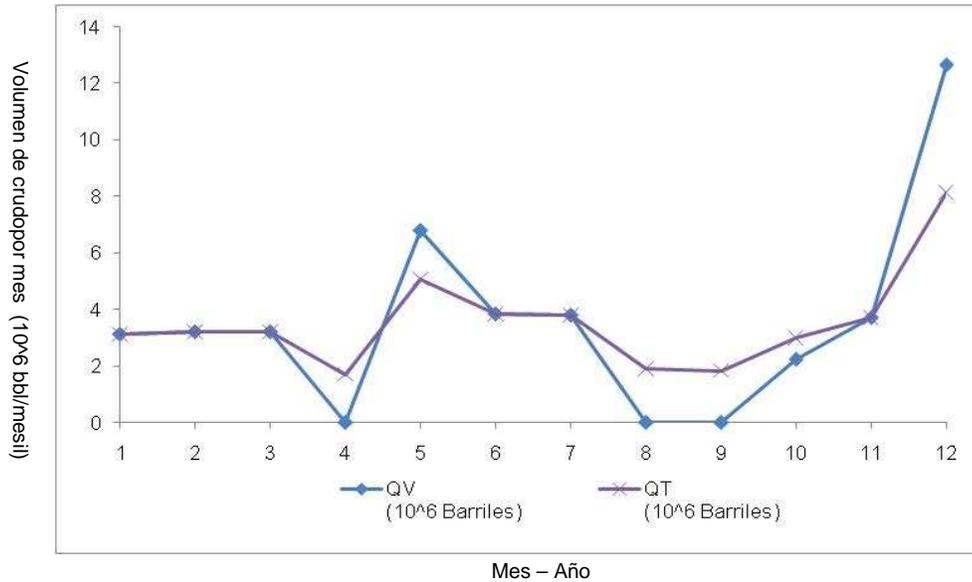
RESULTADO
(BILLONES DE PESOS) 6.792,80

Desarrollando un análisis estadístico se determina que los resultados con programación lineal o programación entera mixta son prácticamente iguales:

Coeficiente correlación = 0.9999

Por lo tanto, para los casos 1 y 2 se presenta el resultado de programación entera o programación lineal

Gráfica 1. Resultados de crudo transporte y venta con el modelo.



■ Volumen de crudo transportado 10⁶ bbl/mes
 ■ Volumen de crudo vendido 10⁶ bbl/mes

Fuente: Gómez, 2011

Comparando con los resultados para flujos con políticas mínimo almacenamiento:

Tabla 41. Resultados de la herramienta con políticas de almacenamiento mínimo

t (mes)	QV (10 ⁶ Bbls)	IA (10 ⁶ Bbls)	IC (10 ⁶ Bbls)	QT (10 ⁶ Bbls)
1	3,135	0,5	0,5	3,135
2	3,208	0,5	0,5	3,208
3	3,216	0,5	0,5	3,216
4	3,281	0,5	0,5	3,281
5	3,507	0,5	0,5	3,507
6	3,828	0,5	0,5	3,828
7	3,794	0,5	0,5	3,794
8	3,738	0,5	0,5	3,738
9	3,696	0,5	0,5	3,696

t (mes)	QV (10 ⁶ Bbls)	IA (10 ⁶ Bbls)	IC (10 ⁶ Bbls)	QT (10 ⁶ Bbls)
10	3,806	0,5	0,5	3,806
11	3,729	0,5	0,5	3,729
12	3,647	0,5	0,5	3,647

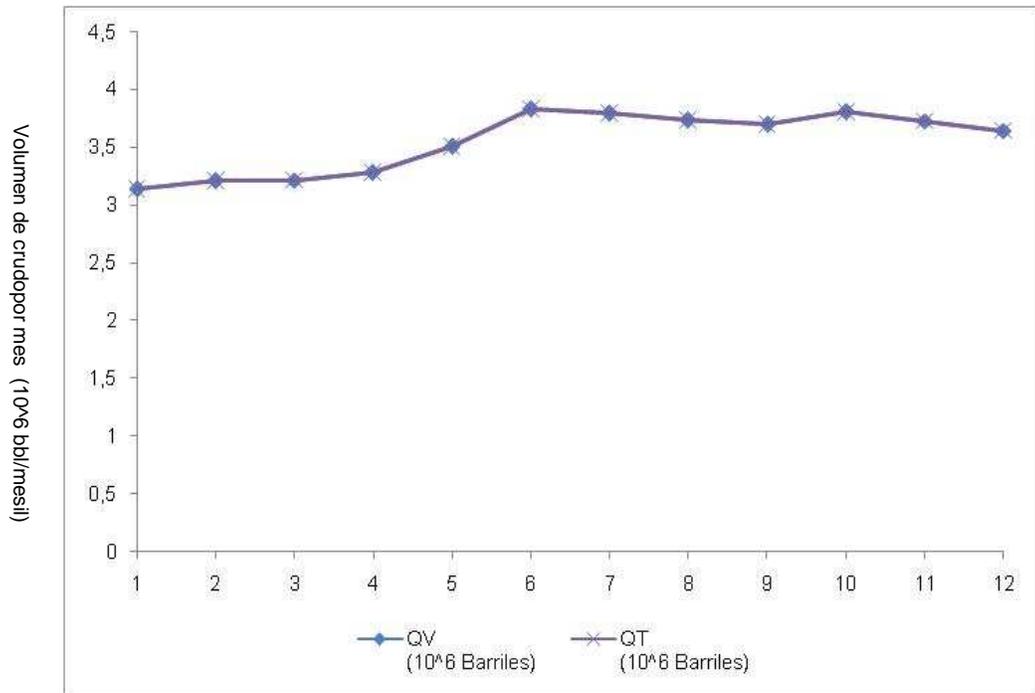
Fuente: Gómez, 2011.

La ganancia es:

Resultado 6.512,00
(Billones DE PESOS)

Los mismos resultados se obtienen con programación lineal o entera mixta.

Gráfica 2. Resultados de crudo transporte y venta sin modelo.



■ Volumen de crudo transportado 10⁶ bbl/mes
 ■ Volumen de crudo vendido 10⁶ bbl/mes

Fuente: Gómez, 2011

Mediante la herramienta se puede obtener una margen sobre el valor normal sin política de almacenamiento de hasta 280 billones de pesos al año.

4.6.1 Caso 1. Optimización de la ganancia por aumento en la infraestructura de almacenamiento

Aumentando los sistemas de almacenamiento, el margen de ganancia también puede ser incrementado. En este caso se incrementa al doble la capacidad de almacenamiento:

Tabla 42. Valores de entrada al modelo con aumento en almacenamiento

Datos de entrada	Valor
Tasa i	0.12
iA0 (bbls)	500000
iC0 (bbls)	500000
CAPT (bbls)	18000000
QOMIN (bbls)	4500000
QOMAX (bbls)	2000000
IAMAX (bbls)	10000000
ICMAX (bbls)	10000000
QVMAX (bbls)	30000000
QVMIN (bbls)	0

Fuente: Gómez, 2011

Los valores de crudo producido y los precios son los mismos que en las simulaciones anteriores. Los resultados para los nuevos datos son:

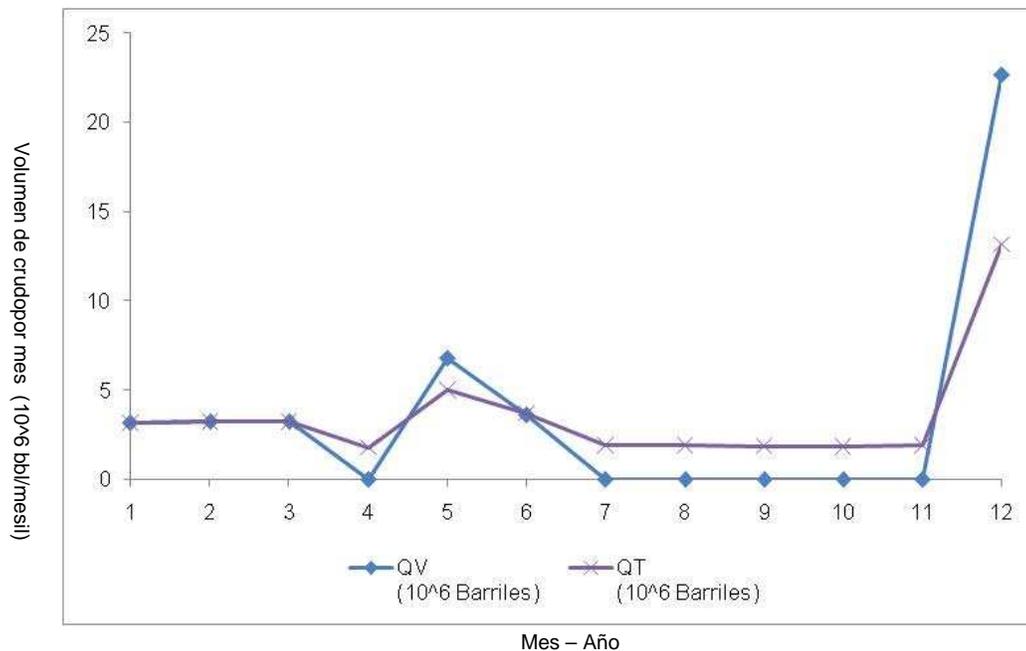
Tabla 43. Resultados del modelo con aumento en almacenamiento

t (mes)	QV (10 ⁶ Bbls)	IA (10 ⁶ Bbls)	IC (10 ⁶ Bbls)	QT (10 ⁶ Bbls)
1	3,135	0,5	0,5	3,135
2	3,208	0,5	0,5	3,208
3	3,216	0,5	0,5	3,216

t (mes)	QV (10 ⁶ Bbls)	IA (10 ⁶ Bbls)	IC (10 ⁶ Bbls)	QT (10 ⁶ Bbls)
4	0	1,99	2,291	1,791
5	6,788	0,5	0,5	4,997
6	3,59	0,618	0,62	3,71
7	0	2,509	2,524	1,903
8	0	4,358	4,412	1,888
9	0	6,2	6,265	1,853
10	0	8,182	8,09	1,824
11	0	10	10	1,91
12	22,647	0,5	0,5	13,147

Fuente: Gómez, 2011

Gráfica 3. Resultados del modelo con aumento en la infraestructura de almacenamiento.



■ Volumen de crudo transportado 10⁶ bbl/mes
 ■ Volumen de crudo vendido 10⁶ bbl/mes

Fuente: Gómez, 2011

Los resultados con programación lineal y entera son los mismos. La margen en este caso es 207 billones de pesos, mayor que con la infraestructura actual.

Resultado 6.999,70
(BILLONES DE PESOS)

4.6.2 Caso 1. Optimización de la ganancia por aumento en la infraestructura de transporte.

En este caso se considera una infraestructura de transporte con una capacidad hasta el doble de la que se tiene estimada actualmente:

Tabla 44. Datos de entrada con aumento en la capacidad de transporte

Datos de entrada	Valor
Tasa i	0.12
iA0 (bbls)	500000
iC0 (bbls)	500000
CAPT (bbls)	36000000
QOMIN (bbls)	4500000
QOMAX (bbls)	2000000
IAMAX (bbls)	5000000
ICMAX (bbls)	5000000
QVMAX (bbls)	30000000
QVMIN (bbls)	0

Fuente: Gómez, 2011

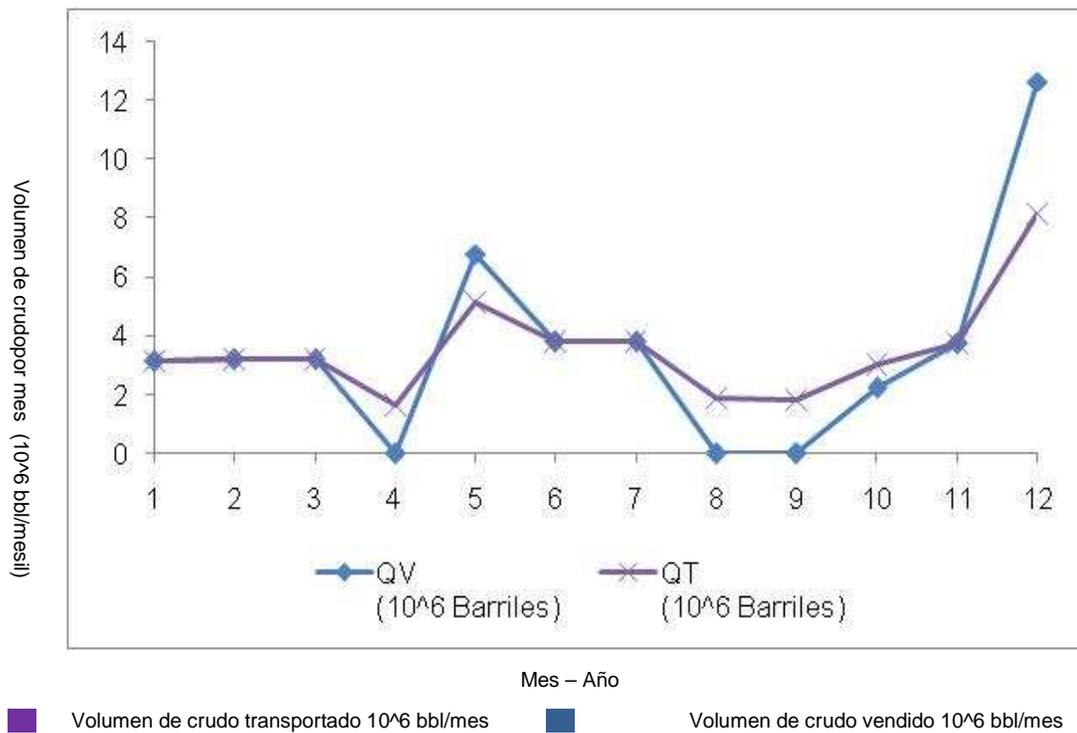
Los resultados son similares a los casos base optimizados:

Tabla 45. Resultados aumento en la capacidad de transporte

t (mes)	QV (10⁶ Bbls)	IA (10⁶ Bbls)	IC (10⁶ Bbls)	QT (10⁶ Bbls)
1	3,135	0,5	0,5	3,135
2	3,208	0,5	0,5	3,208
3	3,216	0,5	0,5	3,216
4	0	2,13	2,152	1,652
5	6,788	0,5	0,5	5,136
6	3,828	0,5	0,5	3,828
7	3,794	0,5	0,5	3,794
8	0	2,346	2,391	1,891
9	0	4,21	4,224	1,832
10	2,239	5	5	3,015
11	3,729	5	5	3,729
12	12,647	0,5	0,5	8,147

Fuente: Gómez, 2011.

Gráfica 4. Resultados de con aumento en la infraestructura de transporte.



Fuente: Gómez, 2011

El resultado es

Resultado 6.792,80
(BILLONES DE PESOS)

4.7 CONCLUSIONES

La herramienta permitirá utilizar la infraestructura de almacenamiento y transporte, para obtener mayor margen de ganancias por la venta en el crudo en los momentos cuando es más favorable. El caso aplicado en el oleoducto bicentenario con valores determinados en las condiciones del sistema, permite obtener un margen 6.792,82 billones de pesos, 280 billones de pesos mayor que el resultado

obtenido si se transporta normalmente el crudo producido por mes dentro del modelo de negociación y comercialización descrito.

A pesar que los costos operativos por mes descartando eventos especiales pueden ser fijos, el esfuerzo para el transporte de mayor crudo en periodos determinados puede aumentar los costos operativos y reducir el margen de ganancia total en la cadena.

En caso de aumentarse la capacidad de almacenamiento en los centros intermedios, los resultados muestran que podría existir un aumento en la venta del crudo pesado utilizando la herramienta para desarrollar un programa de transporte con una margen de 7000 billones de pesos. Esto permitiría almacenar mayor cantidad de crudo, mientras el precio se encuentra en un valor menor y enviar a los centros de despacho cuando este valor aumente.

Mientras que el margen puede aumentar incrementando los centros de almacenamiento, este permanece constante por el incremento en capacidad de transporte. El valor de la margen en este caso permanece en 6.792 billones de pesos. Es decir, el cálculo también permitió establecer que la capacidad del oleoducto para las condiciones actuales es óptima y permite transportar la mayor cantidad cuando el precio aumente.

Las alternativas para el incremento en los sistemas de almacenamiento, transporte y venta, deben ser evaluadas para su aplicación en una perspectiva holística donde se incluyan factores como el incremento en los costos de operación, los costos de capital y operación de las nuevas facilidades, los factores sociales y ambientales y las restricciones por demanda fija.

Esta herramienta permitirá también reducir las pérdidas por lucro cesante mientras se realicen paradas programadas por proyectos o mantenimiento, coordinando la parada en momentos que el precio del crudo sea menor.

Los resultados de este capítulo están presentados en el artículo “Herramienta para la determinación de los flujos de crudo pesado en oleoducto durante circunstancias favorables de precio” incluido en el anexo C.

Una de las principales conclusiones académicas es la importancia que deben tener la selección de datos de entrada para las redes neuronales y los modelos determinístico con el fin de obtener buenos resultados.

Los resultados del modelo de red neuronal y el modelo determinístico permiten reconocer la aplicación de las redes neuronales como aproximadores universales y reconocer también la aplicación de este tipo de modelos para el sector petróleo y gas. Adicionalmente los resultados del modelo permitirán:

- Desarrollar modelos y programas de mantenimiento que permitan reducir los costos por lucro cesante durante trabajos de mantenimiento general de los sistemas de producción y transporte.
- Incorporar el modelo para otras cadenas de suministro de crudo pesado o oleoductos como el oleoducto de los llanos orientales y aplicarlo para diferentes métodos de transporte como el de dilución y emulsión fuerte.
- Desarrollar nuevos modelos para la optimización del transporte por ducto de otros tipos de fluidos como crudos livianos, sus derivados, gas natural y etanol.
- Desarrollar investigaciones y modelos para otras cadenas productivas que permitan a través de pronósticos de precios determinar inventarios estratégicos y programas de transporte.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se ha desarrollado un modelo y una herramienta que permite realizar un programa de transporte de crudos desde el centro de almacenamiento en Araguaney hasta Coveñas, para incrementar el margen de venta mientras las condiciones en el precio de crudo y la tasa de cambio son favorables.

El modelo consta de dos partes: La primera parte del modelo permite establecer a futuro o predecir el precio del crudo pesado y la tasa de cambio (dólar-peso) a partir de factores del mercado tales como el PIB, los marcadores bursátiles y el precio de otros *commodities*; adicionalmente se utilizaron datos cualitativos obtenidos con búsquedas por periodos de patrones representativos de eventos como: reducción en la producción, invierno, desastre natural, economía mundial, terrorismo, nuevas fuentes de energía y guerra.

Los resultados de la red neuronal para el precio del crudo y el valor de la tasa de cambio en dólares son buenos y asemejan el comportamiento real en los valores históricos. Los factores de correlación de la red neuronal frente a valores reales del precio del crudo y del valor de la divisa son 0,994 y 0,992 respectivamente.

La segunda parte del modelo permite determinar los flujos hasta el terminal Coveñas en el programa de transporte por el OBC, a través de un modelo determinístico con programación lineal y programación entera mixta para generar el mayor ingreso por venta del crudo en Coveñas.

La herramienta para establecer los precios y la tasa de cambio se desarrolló mediante una red neuronal artificial entrenada bajo el software MATLAB. Los resultados permiten establecer que con los datos de entrada, la herramienta tiene

una buena precisión para determinar los precios del crudo pesado y el valor de la tasa de cambio; sin embargo para próximos trabajos se recomienda utilizar una interfaz más amigable que permita actualizar los datos de internet sobre los valores cualitativos.

Con los resultados de la red neuronal se alimentó el modelo determinístico de los flujos de crudo por el oleoducto y volúmenes almacenados en las estaciones; adicionalmente se utilizaron datos de campo como el pronóstico de producción y las capacidades. Estos valores son preliminares sobre el diseño del OBC y de las estaciones Araguaney y Coveñas y deberán ser confirmados una vez el oleoducto entre en operación el próximo año.

La herramienta desarrollada es específica a un sistema objeto con las siguientes características:

- Sistema de una entrada una salida.
- Modelo de venta de crudo por referencia de canasta de crudos – precio mes.
- No se consideran los costos operativos actuales o de modificaciones.
- La demanda es muy alta, pero está limitada por la infraestructura de venta en Coveñas.

Los resultados del modelo permiten concluir:

- Los resultados del modelo y un programa de transporte y almacenamiento en el sistema del Oleoducto Bicentenario en las condiciones asumidas en el estudio, permitirían un saldo bruto mayor por la venta del crudo pesado en condiciones favorables de precios y tasas de cambio.
- La herramienta permite utilizar la infraestructura de almacenamiento y transporte, para obtener mayor margen de ganancias por la venta en el

crudo en los momentos cuando es más favorable. El caso aplicado en el oleoducto bicentenario con valores determinados en las condiciones del sistema, permite obtener un margen 6.792,82 billones de pesos, 280 billones de pesos mayor que el resultado obtenido si se transporta normalmente el crudo producido por mes dentro del modelo de negociación y comercialización descrito.

- El modelo permitió determinar que en caso de aumentarse la capacidad de almacenamiento en los centros intermedios, los resultados muestran que podría existir un aumento en la venta del crudo pesado utilizando la herramienta para desarrollar un programa de transporte con una margen de 7000 billones de pesos. Esto permitiría almacenar mayor cantidad de crudo, mientras el precio se encuentra en un valor menor y enviar a los centros de despacho cuando este valor aumente.
- Mientras que el margen puede aumentar incrementando los centros de almacenamiento, este permanece constante por el incremento en capacidad de transporte. El valor de la margen en este caso permanece en 6.792 billones de pesos. Es decir, el cálculo también permitió establecer que la capacidad del oleoducto para las condiciones actuales es óptima y permite transportar la mayor cantidad cuando el precio aumente.
- El margen puede aumentar si se desarrollan proyectos de almacenamiento mayor que permita almacenar una mayor cantidad de crudo en las estaciones Araguaney y Coveñas o en estaciones intermedias.
- La capacidad del OBC es óptima y un aumento en la capacidad de transporte no repercute en el incremento del margen por venta de crudo pesado.
- En el desarrollo de modelos de optimización de flujos y pronóstico de precios, se puede concluir que la determinación de los datos de entrada es tan importante como el desarrollo de la herramienta o la topología del modelo.

Futuros trabajos permitirían analizar los costos asociados a la operación de los elementos y a los costos de construcción y operación de nuevas modificaciones que permitan aumentar el margen neto de ganancia, utilizar herramientas inteligentes que actualicen la información de mercado para precios, costos, la información de capacidades y cuellos de botella del sistema; permitirían también evaluar nuevos proyectos de la cadena desde la producción en el campo, aplicable a otros campos de producción, transporte y almacenamiento de crudo y adicionalmente planear las paradas programadas reduciendo los riesgos y los costos por lucro cesante aprovechando los periodos de crudo a menor precio.

Esta herramienta está desarrollada de tal forma que permitirá utilizarse para diferentes campos y crudos en la industria y con posibles modificaciones para diferentes modelos de venta. Puede permitir establecer una optimización al modelo de negociación del crudo y utilizarse en otros productos distintos al crudo.

Los resultados del modelo de red neuronal permiten reconocer la aplicación de las redes neuronales como aproximadores universales y reconocer también la aplicación de este tipo de modelos para el sector petróleo y gas. Adicionalmente reconocer la importancia de establecer programas de transporte e inventario en el sector con el que permitiría incrementar la ganancia neta.

Los resultados del modelo desarrollado de este trabajo permitirá desarrollar futuros trabajos sobre:

- Desarrollar nuevos modelos económicos y financieros donde se apliquen los resultados de la red neuronal de precios de las divisas en otro tipo de investigaciones.
- Modelos de pronósticos para otros métodos de negociación de crudos.
- Desarrollar modelos de pronósticos para precios de otros minerales como el carbón, el gas natural, metales y posteriormente para productos derivados.

- Programas de mantenimiento que permitan reducir los costos por lucro cesante durante trabajos de mantenimiento general de los sistemas de producción y transporte.
- Incorporar el modelo para otras cadenas de suministro de crudo pesado o oleoductos como el oleoducto de los llanos orientales y aplicarlo para diferentes métodos de transporte como el de dilución y emulsión fuerte.
- Desarrollar nuevos modelos para transporte por ducto de otros tipos de fluidos como crudos livianos, sus derivados, gas natural y etanol.
- Desarrollar investigaciones y modelos para otras cadenas productivas que permitan a través de pronósticos de precios determinar inventarios estratégicos y programas de transporte.

6. BIBLIOGRAFÍA

- Abivin, P., Henaut, I., Chaudemanche, C., Argillier, J. F., Chinesta, F., & Moan, M. (2009). Dispersed Systems in Heavy Crude Oils. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 64 No. 5 , 557-570.
- Adhitya, A., Srinivasan, R., & Karimi, I. A. (2007). A model-based rescheduling framework for managing abnormal supply chain events. *Computers and Chemical Engineering* 31 , 496–518.
- Alquist, R., Kilian, L., & Vigfusson, R. J. (2010). *Handbook of economic forecasting*. Michigan, EUA: Grahamm Elliot and Allan Timmermann.
- Amin-Nazeri, M. R., & Gacharech, E. A. (2009). A hybrid artificial intelligence approach to monthly forecasting of crude oil price time series. *Tarbiat Modares University* .
- Andrea Bravo Puerta/ Ecopetrol. (Abril - Junio 2010). En las arterias de la iguana. *Carta petrolera No. 122* .
- ANH. (2011). <http://www.anh.gov.co>. Recuperado el 2011, de Agencia Nacional de Hidrocarburos en datos - Cifras y Estadísticas a 2011: <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=8>
- ARGONNE. (2008). *Water issues associated with heavy oil production*. Chicago: Uargonne.
- Arney, M. S., Ribeiro, G. S., Guevara, E., Bai, R., & Joseph, D. D. (1996). Cemented-lined pipes for water lubricated transport of heavy oil. *Multiphase Flow Vol. 22, No. 2* , 207-221.
- Ashish, J. (2008). Case Study HMR-BB Pipeline Automation for IOCL. *L&T Automation News* .
- Ashrafizadeh, S. N., & Kamran, M. (2010). Emulsification of heavy crude oil in water for pipeline transportation. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 71 , 205-211.
- Aue, H. R., Paeper, S. R., Brown, B. R., Humphreys, M. K., & Sutherland, J. D. (2007). High-Quality Geometry Module Data for Pipeline Strain Analyses. *Pigging Products and Services Association* .
- B., A.-O., Lababidi, H. M., Alatiqi, I. M., & Al-Shayji, K. (2008). Supply chain optimization of petroleum organization under uncertainty in market demands and prices. *European Journal of Operational Research* 189 , 822–840.
- Babadagli, T. (2003). Evaluation of EOR methods for heavy-oil recovery in naturally fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 37 , 25-37.

- Babwah, J. A., Dawe, R., & Mellowes, W. (2006). Foamy Oil Production in Trinidad. *West Indian Journal of Engineering* , 1-12.
- Bajus, M. (2003). Hydrocarbo technologies. *Petroleum and Coal, Vol. 45* , 10-18.
- Ballesio, J. A., Patel, H. A., Revenga, A. A., & Rynn, P. P. (2009). Risk Assessment and Technology Qualification Process for Offshore LNG Pipelines. *Offshore Technology Conference OTC 20301* , Presentation at the 2009 Technology Conference held in Houston, Texas, USA, 4-7 May 2009.
- Bannwart, A. C. (2001). Modeling aspects of oil–water core–annular flows. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 32 , 127-143.
- Baumeister, C., & Kilian, L. (s.f.). Real-Time Forecasts of the Real Price of Oil (Paper in work). 2010 .
- Bauquis, P. R. (2001). A Reappraisal of Energy Supply and Demand in 2050. *Oil & Gas Science and Technology Vol. 56 No. 4* , 389-402.
- Baviere, M., Glenat, P., Plazanet, V., & Labrid, J. (1994). Improvement of the efficiency/cost ratio of chemical eor processes by using surfactants, polymers, and alkalis in combination. *SPE/DOE Ninth Symp. on Imp. Oil Rec., Tulsa, OK, April 17– 20* (pág. SPE Paper 27821.). Tulsa, OK: SPE/DOE.
- Bensakhria, A.; Peysson, Y.; Antonini, G.;. (2004). Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59 No. 5* , 523-533.
- Besson, C. (2005). *Resources to reserves: oil & gas technologies for the energy markets of the future*. Paris, Francia: OECD Publishing.
- Bossworth, S., Saad, H. A.-s., Gamal, I., Hervé, O., Stracke, M., West, C., y otros. (1998). Key Issues in multilateral technology. *Oilfield Review* , 14-28.
- Brothers, L. (2008). Global Oil Choke Points. *Energy and Power Integrated Oil* .
- Brownman, C. (2010). Hazardous Liquids Pipelines – Regulation and Due Diligence. *American Bar Association* .
- Bryan, J., & Kantza, A. (2007). Enhanced Heavy-Oil Recovery by Alkali-Surfactant Flooding. *SPE Annual Technical Conference and Exhibit*. Anaheim, California, U.S.A.: Society of Petroleum Engineers.
- Burger, J., Sourieau, P., & Combarous, M. (1985). *Thermal Methods of Oil Recovery*. Paris: Technip.
- Bybee, K. (2010). A Systematic Workflow Process for Heavy-Oil Characterization. *Technology Focus* .
- Bybee, K. (2010). Alaskan Heavy Oil: First CHOPS at an Untapped Arctic Resource. *Technology Focus* .

- Carvajal-Osorio, H. (1992). An advanced nuclear power plant for heavy oil exploitation in the Venezuelan Orinoco Oil Belt . *Nuclear Engineering and Design, Volume 136, Issues 1-2* , 219-227.
- Castellanos Díaz, O., Modaresghazani, J., Satyro, M. A., & Yarranton, H. W. (2010). Modeling the Phase Behavior of Heavy Oil and Solvent Mixtures. *Fluid phase equilibria* , Revised Manuscript.
- Castellanos Díaz, O., Moderesghazani, J., Satyro, M. A., & Yarranton, H. W. (2010). Modeling the Phase Behavior of Heavy Oil and Solvent Mixtures. *Fluid Phase Equilibria* , Revised Manuscript.
- Chen, Q., Wang, M., Pan, N., & Guo, Z.-Y. (2009). Optimization Principle for Variable Viscosity Fluid Flow and Its Application to Heavy Oil Flow Drag Reduction. *Energy Fuels* 23 , 4470–4478.
- Chevillon, G., & Riffart, C. (2009). Physical market determinants of the price of crude oil and the market premium. *Energy Economics* 31 , 537–549.
- Chilingar, G. V., & Yen, T. F. (1978). *Bitumens, asphalts, and tar sands*. Nueva York: Elsevier.
- Choi¹, Y. S., Park, H. D., & Sunwoo, C. (XXXX). *Multi-Criteria Evaluation and Least Cost Path Analysis for Optimal Haulage Routing in Open-Pit Mines*. XXXX: XXXX.
- Cong, R.-G., Wei, Y.-M., Jiao, J.-L., & Fan, Y. (2008). Relationships between oil price shocks and stock market: An empirical analysis from China. *Energy Policy* 36 , 3544– 3553.
- Cuginia, A. V., Rothenberger, K. S., Krastmana, D., Cioccob, M. V., Thompson, R. L., & Gardner, T. J. (1998). The use of coal liquefaction catalysts for coal/oil coprocessing and heavy oil upgrading. *Catalysis Today* 43 , 291-303.
- Curtis, C., Decoster, E., Guzman Garcia, A., Huggins, C., Minner, M., Kupsch, N., y otros. (2002). Heavy Oil Reservoirs. *Oilfield Review* , 1-50.
- Curtis, C., Decoster, E., Guzman, A., Huggins, C., Knauer, L., Minner, M., y otros. (2002). Heavy Oil Reservoirs. *Oilfield Review Autumm* , 1-15.
- Daniel, J. (2001). *Hedging government oil price risk*. New York: International Monetary Fund.
- Dargay, J., & Gately, D. (1995). The imperfect price reversibility of non-transport oil demand in the OECD. *Energy Economics Vol. 17. No. 1.* , 59-71.
- DOE. (s.f.). <http://www.netl.doe.gov>.
- DOE. (June de 2010). *US Energy Information Administration*. Recuperado el 25 de May de 2011, de <http://tonto.eia.doe.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=11&t=6>
- Doorhy, J. (2011). Real-Time Pipeline Leak Detection And Location Using Volume Balancing. *Pipeline Gas J* 238 no2 , 65-66.

- Ecopetrol. (2010). *Comunicado de prensa - Resultados tercer trimestre enero - septiembre de 2010*. Recuperado el 2010, de <http://ideasinversion.com: http://ideasinversion.com/blog/wp-content/uploads/2010/10/BALANCEECOPETROLTERCERTRIMESTRE2010.pdf>
- Ecopetrol. (2010). <http://www.ecopetrol.com.co>. Recuperado el 2010, de Quienes Somos> Qué Hacemos> Transportar: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=82&conID=37995>
- Ecopetrol. (2010). <http://www.ecopetrol.com.co>. Recuperado el 2010, de Redes de Transporte - Infraestructura Petrolera de Colombia: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=127&conID=36123&pagID=127171>
- Ecopetrol. (2011). <http://www.ecopetrol.com.co>. Recuperado el 2011, de Mapa Infraestructura: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/mapa_infraestructura.htm
- Ecopetrol. (2011). <http://www.ecopetrol.com.co>. Recuperado el 2011, de Boletines 2011 - Ecopetrol presenta sus resultados para el cuarto trimestre y el año 2010 : <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=148&conID=46143&pagID=133260>
- Eder, G., Gampfer, B., Hofmann, T., Petersen, A.-K., & Schneider, R. (2011). *Economic forecast 2011/2012*. ECONOMIC RESEARCH & CORPORATE DEVELOPMENT.
- Emadi, A., Sohrabi, M., Amiolahmady, M., Ireland, S., & Robertson, G. (2010). Reducing heavy oil carbon foot print and enhancing production through CO2 injection. *Chemical Engineering Research and Design* .
- Escudero, L., Quintana, F., & Salmerón, J. (1999). CORO, a modeling and an algorithmic framework for oil supply, transformation and distribution optimization under uncertainty. *European Journal of Operational Research* 114 , 638-656.
- Fernandez, V. (1997). *Forecasting commodity prices by classification methods: The cases of crude oil and natural gas spot prices*. Santiago, Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Filis, G., Degiannakis, S., & Floros, C. (2011). Dynamic correlation between stock market and oil prices: The case of oil-importing and oil-exporting countries. *International Review of Financial Analysis* 20 , 152–164.
- Freek van Dijk and Keat Choon Goh, S. G. (2008). Closing the Loop for Improved Oil and Gas Production Management. *SPE International* , Intelligent Energy Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, 25-27 February 2008.
- Galarraga, F., Márquez, G., & Permanyer, A. (2010). Effects of Steam Soak on the Two Eocene Heavy Crude Oils from the Urdaneta District (Venezuela). *Petroleum Science and Technology*, 28 , 294–307.

- Gateau, P., Hénaut, I., Barré, L., & Argillier, J. F. (2004). Heavy oil dilution. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59 No. 5* , 503-509.
- Ghaffari, A., & Zare, S. (2009). A novel algorithm for prediction of crude oil price variation based on soft computing. *Energy Economics* 31 , 531–536.
- Greaves, M., Xia, T. X., Rathbone, R. R., & Bentaher, A. H. (2006). Experimental Study of a Novel In Situ Gasification Technique for Improved Oil Recovery From Light Oil Reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology* .
- Hamilton, J. D. (2008). *Understanding Crude Oil Prices*. Cambridge MA: National Bureau of Economic research.
- Hauge, E. N., Morten Aamo, O. N., & Morten Godhavn, J. S. (2009). Model-Based Monitoring and Leak Detection in Oil and Gas Pipeline. *SPE Projects, Facilities & Construction* , 53-60.
- Heins, B., Xiao, X., & Deng-chao, Y. (2008). New technology for heavy oil exploitation wastewater reused as boiler feedwater. *Petroleum exploration and development Volume 35, Issue 1* , 113-117.
- Hongfu, F., Yongjian, L., Liying, Z., & Xiaofei, Z. (2002). The study on composition changes of heavy oils during steam stimulation processes. *Fuel* 81 , 1733-1738.
- Hull, B. (2002). A structure for supply-chain information flow and its application to the alaskan crude oil supply chain. *Logistics information management* 15 , 8-23.
- Interbolsa/ Pacific Rubiales Energy. (9 de Septiembre de 2010). Cuello de botella en infraestructura de transporte. *Interbolsa* .
- Jeters, D.-J. (2008). *Energy use and CO2 emissions of bitumen and oil shale based liquid fuel production – explorations in TIMER*. Utrecht, Holanda: Utrecht University.
- Ji, G. D., Sun, T. H., & Ni, J. R. (2007). Surface flow constructed wetland for heavy oil-produced. *Bioresource Technology* 98 , 436–441.
- Jorge Sáenz V/ El Espectador. (15 de Octubre de 2010). Colombia pasó de presunto boom petrolero a ser sólo un 'país minero'. *El Espectador* , pág. Sección Economía.
- Joseph, D. D., Bai, R., Mata, C., Sury, K., & Grant, C. (1999). Self-lubricated transport of bitumen froth. *Journal of Fluid Mechanics* 386 , 127-148.
- Juan Guillermo Londoño/ Portafolio. (2 de Julio de 2009). Petróleo abunda en Colombia pero no hay infraestructura para almacenarlo. *Portafolio* , pág. Sección Economía.
- Jukes, P., Wang, J., Duron, B., & Kenny, I. J. (2008). Solving Pipeline Technology Challenges in the GoM by Innovation, Advanced Analysis Tools, and Engineering Competency. *Offshore Technology Conference OTC 19504* , This paper was

prepared for presentation at the 2008 Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 5–8 May 2008.

Kaufmann, R. K., & Ullman, B. (2009). Oil prices, speculation, and fundamentals: Interpreting causal relations among spot and futures prices. *Energy Economics* 31 , 550–558.

Kazinform, Review, W. P., Pravda, Novosti, R., (AFP), A. F.-P., United States Department of Energy (USDOE), E. I., y otros. (2007). Eurasia: the hot heartland of the world. *LMD - Le Monde Diplomatique* .

Khavari-Khorasani, G., Michelsen, J. K., & Dolson, J. C. (1998). The factors controlling the abundance and migration of heavy vs. light oils, as constrained by data from the Gulf of Suez. Part II. The significance of reservoir mass transport processes. *Organic geochemistry vol. 29* , 283-300.

Kjarstad, J., & Johnsson, F. (2009). Resources and future supply of oil. *Energy Policy* 37 , 441–464.

Kok, M. V., & Acar, C. (Feasibility Study of Heavy Oil Field). Feasibility Study of Heavy Oil Field. *Energy Sources, Part A*, 30 , 189–199.

Kokal, S., & Al-Kaabi, A. (2010). Enhanced oil Recovery: Challenges and Opportunities. *World Petroleum Council. Official Publication* , 64-69.

Korenbaum, V. I., & Tagiltsev, A. A. (2010). Effect of Ultrasonic Oscillations on the Fluidity of Heavy Oil Products at Low Temperatures. *Acoustical Physics, Vol. 56, No. 5* , 734-738.

Kuo, T.-H., & Chang, C.-T. (2008). Optimal planning strategy for the supply chains of light aromatic compounds in petrochemical industries. *Computers and Chemical Engineering* 32 , 1147–1166.

Laftah, Z., Abdul Aziz, T. Z., & Bogle, I. (2007). Identifying Added Value in Integrated Oil Supply Chain Companies – a Case Study. *17th European Symposium on Computer Aided Process Engineering* (págs. 769-774). Bucarest, Rumania: Elsevier.

Laftah, Z., Abdul Aziz, T. Z., & Bogle, I. (2007). Identifying Added Value in Integrated Oil Supply Identifying Added Value in Integrated Oil Supply. *17th European Symposium on Computer Aided Process Engineering* (págs. 769-774). Bucharest, Romania: Elsevier.

Langevin, D., Poteau, S., Hénaut, I., & Argi, J. F. (2004). Crude Oil Emulsion Properties and their Application to Heavy Oil Transportation. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59 No. 5* , 511-521.

Laumer, J. (2006). Alberta Tar Sands: A North American Overview. *SCIENCE & TECHNOLOGY (alternative energy)* .

- Lebel, J. P., & Moriyama, R. T. (1997). History Match of a Mature Cyclic Steam Stimulation Process at Cold Lake. *Heavy oil Symposium* (págs. 307-321). Bakersfield, California: Society of Petroleum Engineers.
- Liu, X., Zhao, G., & Jin, Y. C. (2006). Coupled reservoir/wormholes model for cold heavy oil production wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 50 , 258– 268.
- Luo, P., Yang, C., & Gu, Y. (2007). Enhanced solvent dissolution into in-situ upgraded heavy oil under different pressures. *Fluid Phase Equilibria* 252 , 143– 151.
- M. Beller, N. S. (2007). Pipeline Inspection Utilizing Ultrasound Technology: On the Issue of Resolution. *Pigging Products and Services Association* .
- Mailybaev, A. A., Bruining, J., & Marchesin, D. (2011). Analysis of in situ combustion of oil with pyrolysis and vaporization. *Combustion and Flame* 158 , 1097-1108.
- Masih, Rumi, Peters, S., & De Mello, L. (2011). Oil price volatility and stock price fluctuations in an emerging market: Evidence from South Korea. *Energy Economics* xxx , xxx–xxx.
- Matthews, C. (2010). Heavy Oil. *Technology Focus March* , 1-20.
- Miki, Y., Yamadaya, S., Oba, M., & Sugimoto, Y. (1983). Role of Catalyst in Hydrocracking of Heavy Oil. *Journal of Catalysis* 83 , 371-383.
- Moore, R. G., Laureshen, C. J., Belgrave, J. D., Ursenbach, M. G., & Mehta, S. A. (1995). In situ combustion in Canadian heavy oil reservoirs. *Fuel* 74 , 1169-1175.
- Mostafa, S. (2007). Challenges of Heavy Oil Production. *OAPEC – IFP SEMINAR Improved Oil Recovery (IOR) Techniques and their Role in Boosting the Recovery Factor*, (págs. 1-10). Rueil, Malmaison, France.
- Neiro, J., & Pinto, J. (2004). A general modeling framework for the operational. *Computers and Chemical Engineering* 28 , 871-896.
- Neiro, S., & Pinto, J. M. (2004). A general modeling framework for the operational planning of petroleum supply chains. *Computers and Chemical Engineering* 28 , 871-896.
- Neiro, S., & Pinto, J. M. (2003). Supply chain optimization of petroleum refinery complexes. *Foundations of computer aided process operations* (págs. 1-14). Coral Springs: FOCAPO2003.
- Nicolás Abrew/ La República. (14 de Enero de 2011). El país deja de producir 80.000 barriles al día por falta de oleoductos . *La República* .
- Noik, C., Malot, H., Dalmazzone, C., & Mouret, A. (2004). Encapsulation of Crude Oil Emulsions. *Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP*, Vol. 59, No. 5 , 535-546.

- Ocensa. (2010). <http://www.oleoductocentralisa.com>. Recuperado el 2010, de Oleoducto Central S.A.: http://www.oleoductocentralisa.com/empresa_ocensa.php
- Olsen, D. K., & Ramzel, E. B. (1992). Heavy oil refining and transportation: effect on the feasibility of increasing domestic. *IIT Research Institute, National Institute for Petroleum and Energy Research* .
- Olsen, J. N.-R. (2011). Advances In Wireless Monitoring Increase Intelligence Of Assets. *Pipeline and Gas Journal* 238 no2 , 52-53.
- P K Scott, B. H. (2007). Cathodic Protection Monitoring Via In-line Inspection. *Pigging Products and Services Association* .
- Palmer-Jones, R. P., Turner, S. P., & Dr Hopkins, P. P. (2009). A new approach to risk-based pipeline integrity management. *The Journal of Pipeline Engineering* , 229-240.
- Pang, Z. X., Liu, H. Q., & Liu, X. L. (2010). Characteristics of Formation Damage and Variations of Reservoir Properties during Steam Injection in Heavy Oil Reservoir. *Petroleum Science and Technology*, 28 , 477–493.
- Papageorgiou, L. G. (2009). Supply chain optimisation for the process industries: Advances and opportunities. *Computers and Chemical Engineering* 33 , 1931–1938.
- Patrick, A. J. (2005). ILI Tool Validation - Feature Assessment and Mapping. *Pigging Products and Services Association* .
- Peachey, B. (2005). *Conventional Heavy Oil R&D Needs Including GHG Intensity Reduction*. Calgary, Alberta, Canadá.: Petroleum Technology Alliance Canada.
- Pfefferle, W. C. (2007). *Patente nº US2007/0187094 A1*. Madison, CT, US.
- Phlint, L. (2005). *Bitumen recovery technology*. Alberta, Canadá: LENEFF CONSULTING.
- Pierre, C., Barré, L., Pina, A., & Moan, M. (2004). Composition and Heavy Oil Rheology. *Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP*, Vol. 59 No. 5 , 489-501.
- Pirog, R. (2005). *World Oil Demand and its Effect on Oil Prices CRS Report for Congress*. Washington, USA: Congressional Research Service ~ The Library of Congress".
- Pitty, S. S., Li, W., Adhitya, A., Srinivasan, R., & Karimi, I. A. (2008). Decision support for integrated refinery supply chains Part 1. Dynamic simulation . *Computers and Chemical Engineering* 32 , 2767–2786.
- Pitty, S. S., Li, W., Adhitya, A., Srinivasan, R., & Karimi, I. (2008). Decision support for integrated refinery supply chains. . *Computers and Chemical Engineering* 32 , 2767-2786.
- Platts. (Sep, 2010). Oilgram Price Report. *Platts - The Mc Graw Hill Companies* .

- Priddy, K. L., & Keller, P. E. (2005). *Artificial neural networks: an introduction*; Bellingham, Washington.: SPIE Press.
- Qiansheng, Y., Shujie, L., & Xingjin, X. (2010). Drilling fluid technology for horizontal wells to protect the formations in unconsolidated sandstone heavy oil reservoirs. *Petroleum exploration and development Volume 37, Issue 2* .
- Rana, M. S., Samanob, V., Ancheyta, J., & Díaz, J. A. (2007). A review of recent advances on process technologies for upgrading of heavy oils and residua. *Fuel 86* , 1216–1231.
- Rangel-Germana, E. R., Schembrea, J., Sandberg, C., & Kavsceka, A. R. (2004). Electrical-heating-assisted recovery for heavy oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering 45* , 213– 231.
- Reed, S., Steptoe, & Johnson, L. (2009). History of Oil Pipeline Regulation. *AOPL - Association of Oil Pipe Lines*. San Diego, CA: 2009 Annual Business Conference.
- Rejowski, R., & Pinto, J. (2008). A novel continuous time representation for the scheduling of pipeline systems with pumping yield rate constraints. *Computers and Chemical Engineering 32* (, 1042–1066.
- Relvas, S., Matosa, H. A., Barbosa-Póvoas, A. P., & Fialho, J. (2008). Oil products pipeline scheduling with tank farm inventory management. *18th European Symposium on Computer Aided Process Engineering* (págs. 277-282). Lyon, France: Elsevier.
- Reuters/ El Espectador. (3 de Mayo de 2010). Colombia certifica 3.100 millones de barriles de reservas de crudo. *El Espectador* .
- Ricardo Santamaría Daza/ Portafolio. (6 de Septiembre de 2010). Apenas somos un país con petróleo: Minminas. *Portafolio* , pág. Sección Economía.
- Rieder, M. I. (2008). Upgrading old pipeline systems to the state-of-the-art. *The Journal of Pipeline Engineering* , 140 - 145 (Evaluation and Rehabilitation of Pipelines Conference held in Prague in October,2008. Organized by Clarion Technical Conferences and Scientific Surveys Ltd.).
- Rodenburg, L. (2005). Alternative Energy Sources in Alberta's Oil Sands: The Viability of Nuclear Energy. *University of Alberta* .
- Sanier, A., Hénaut, I., & Argillier, J. (2004). Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge. *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP, Vol. 59* , 455 - 466.
- Saniere, A., Hénaut, I., & Argillier, J. F. (2004). Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59* , 455-466.
- Sato, T., Adschiria, T., Araia, K., Rempelb, G. L., & Ng, F. T. (2003). Upgrading of asphalt with and without partial oxidation in supercritical water. *Fuel 82* , 1231–1239.

- Sear, T. (1993). Logistics Planning in the downstream oil industry. *Journal of Operational Research Society* 44 , 9-17.
- Shambora, W. E., & Rossiter, R. (2007). Are there exploitable inefficiencies in the futures market for oil? *Energy Economics* 29 , 18–27.
- Shouyang, W., Lean, Y., & Lai, K. K. (2005). CRUDE OIL PRICE FORECASTING WITH TEI@I METHODOLOGY. *Journal of Systems Science and Complexity Vol. 18 No. 2* , 145-166.
- Silva, A. C., Fernandes, J., Ohishi, T., Mendes, A., Franca, F. A., & Delgado, E. A. *Intelligent control of oil transportation in a pipeline network by genetic algorithm and simplex method*. Borrador.
- Song, W. (2010). Building an early warning system for crude oil price using neural network (Working Paper). *Journal of East Asian Economic Integration Vol. 14, No. 2* , 79-110.
- Speight, J. (2009). *Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands*. Gulf.
- Speight, J. G. (2004). Asphaltenes, Resins and the Structure of Petroleum. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59 No. 5* , 467-477.
- Speight, J. G. (2004). Petroleum Asphaltenes Part 2 The Effect of Asphaltenes and Resin Constituents on Recovery and Refining Processes. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59 No. 5* , 479-488.
- Steele, D. F. (2010). Pipeline Operators Gains By Wirelessly Monitoring Cathodic Protection. *Pipeline and Gas Journal* 237 no6 , 43-45.
- Stelacchio, R. J., Booker, D. D., & Chan, H. C. (2004). *Patente nº US 6,773,630 B2*. San Ramón, U.S.A.
- Szkloa, A. S., Machado, G., Schaeffera, R., Simoesa, A. F., & Barboza, J. (2006). Placing Brazil's heavy acid oils on international markets. *Energy Policy* 34 , 692–705.
- Tchambak, E., Oyenehin, B., & Oluyemi, G. (2010). CO2 Injection Studied For Deepwater Heavy Oil Reservoir. *Pipeline and gas journal Vol 37. No. 12* , 63-67.
- Thomas, S. A., County, H., Gilbert, W. W., Gilbert, K., & Huffman, A. R. (2002). *Patente nº US 6,427,774 B2*. United States.
- Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil & Gas Science Technology Rev. IFP Vol. 63* , 9-19.
- Trujillo, M., Mercado, D., Maya, G., Castro, R., Soto, C., Pérez, H., y otros. (2010). Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced-Oil-Recovery Methods. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Lima, Peru: Society of Petroleum Engineers.
- Tubb, R. -M. (2011). 2011 Worldwide Pipeline Construction Report. *Pipeline & Gas Journal* , 26-34.

- UPME. (2009). *Cadena del Petróleo 2009*. Recuperado el 2010, de Ministerio de Minas y Energía - Unidad de Planeación Minero Energética UPME: http://www.upme.gov.co/Docs/CADENA_PETROLEO_2009.pdf
- Vaezi, M., Passandideh-Fard, M., Moghiman, M., & Charmchi, M. (2011). Gasification of heavy fuel oils: A thermochemical equilibrium approach. *Fuel* 90 , 878–885.
- VIT - Ecopetrol. (2010). Cadena de Comercialización de Combustibles Líquidos en Colombia.
- VIT - Ecopetrol. (2010). Operación Centralizada.
- VIT - Ecopetrol. (2009). Visión sobre transporte, almacenamiento y manejo de crudos.
- Widodo, I., Tontowi, A. E., & Subagyo. (2011). A Model of Product Performance Forecasting: A Hybrid. *Global Journal of Computer Science and Technology* , 1-9.
- WRC. (2008). <http://www.wrcplc.co.uk>. Recuperado el 2010, de UK - Expert Witness For Pipeline Failure Litigation: <http://www.wrcplc.co.uk/default.aspx?item=113>
- Xia, T. X., & Greaves, M. (2006). In Situ Upgrading of Athabasca Tar Sand Bitumen Using THAI. *Chemical Engineering Research and Design*, 84 , 856–864.
- Yu, L., Wang, S., & Lai, K. K. (2008). Forecasting crude oil price with an EMD-based neural network ensemble learning paradigm. *Energy Economics* 30 , 2623–2635.
- Zagrivnyi, E. A., Kozyaruk, A. E., Malarev, V. I., & Mel'nikova, E. E. (2010). Prospects of Applying Bottom-Hole Electrothermal Complexes to Increase Oil Recovery of Layers with High-Viscosity Oil. *Russian Electrical Engineering Vol. 81 No. 1* , 31-36.
- Zaitoun, A., Tabary, R. F., & Boyle, T. (1998). Implementing a Heavy-Oil Horizontal-Well Polymer Flood in Western Canada. *7th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands*, (págs. 1-9). Beijing, China.
- Ze-xia, F., Teng-Fei, W., & Yu-Hai, H. (2009). Upgrading and viscosity reducing of heavy oils by [BMIM][AlCl₄] ionic liquid. *Journal of fuel chemistry and technology* 37 Issue 6 , 690-693.

ANEXOS

Anexo A. Artículo: "Tecnologías para la producción y transporte de crudo pesado y sus perspectivas en Colombia – Overview". Artículo en revisión por el profesor PHD. Oscar Vanegas Angarita como requisito de las revistas de investigación para la publicación de artículos review. (Revista CT&F - Ecopetrol)

Anexo B. Artículo: "Pronósticos del precio del crudo pesado y la tasa de cambio a través de una red neuronal entrenada." Enviado y en formato para revisión revista ciencias estratégicas 28/11/2011.

Anexo C. Artículo: "Herramienta para la determinación de los flujos de crudo pesado en oleoducto durante circunstancias favorables de precio" Enviado y en formato para revisión revista ciencias estratégicas 28/11/2011.

Tecnologías para la producción y transporte de crudo pesado y sus perspectivas en Colombia - Overview

Heavy Oil Production and Transportation Technologies and its Perspectives in Colombia - Overview

Enrique Gómez Restrepo

Departamento de Ingeniería – Universidad de la Sabana, Chía, Cundinamarca, Colombia

Cesar López

Profesor Departamento de Ingeniería – Universidad de la Sabana, Chía, Cundinamarca, Colombia

RESUMEN

Debido al descenso en las reservas de crudo liviano tradicional en Colombia y en el mundo, el crudo pesado es y será una de las fuentes más importantes como fuente energética y para el desarrollo económico de varias regiones del país. Algunos de los obstáculos en la producción y transporte de los crudos pesados es el contenido de sólidos desde el pozo, la precipitación de sólidos y su alta viscosidad. En este artículo se realiza una revisión de las tecnologías actuales y en investigación para la producción y transporte de crudo pesado, y las perspectivas de su utilización en los campos de producción y sistemas de transporte de crudo pesado en Colombia.

ABSTRACT

Heavy oil is and will be one of the most important sources of energy and capital for the economic development of various regions in Colombia, due to the downgrade in conventional reservoirs in Colombia and the world. Some obstacles in the production and transportation of heavy oil are its solids content from downhole, solids precipitation and high viscosity. This paper presents the current technologies for the production and transportation of heavy oil and some that have been under investigation and the perspectives of their use in the production fields and transportation systems in Colombia.

1 INTRODUCCIÓN

El crudo pesado es un crudo formado durante las edades de pleistoceno, plioceno y mioceno (Curtis, y otros, 2002) con una gravedad entre 22.3 a 10 °API y una viscosidad de 100 a 100000 mPa.s. El bitumen y el crudo extrapesado son crudos con gravedad menor a 10 °API y viscosidades por encima de los 100000 mpa.s. La agencia internacional de energía IEA estima que globalmente las reservas de crudo pesado y extra pesado están alrededor de 6 billones de barriles.

El crudo pesado parece ser una alternativa mientras los yacimientos de crudo convencional en el mundo se agotan. Es muy probable que la terminación de la era del petróleo no se realice con el fin de reducir los problemas ambientales debido al consumo de combustibles fósiles, sino debido al descenso de las reservas naturales no renovables. En el punto en el que las reservas sean mínimas, el precio de los combustibles fósiles será tan alto que será necesario encontrar alternativas de producción energética (Bauquis, 2001)

Gracias a la apertura de nuevas zonas internacionales para exploración y producción, todavía persisten grandes yacimientos de crudo convencional; existen también denominaciones de antiguos crudos no convencionales como fuentes convencionales y la posibilidad de extraer más crudo en los depósitos descubiertos gracias a las nuevas de recobro secundario y terciario (Bauquis, 2001). Sin embargo, no es

suficiente; la industria del petróleo en las últimas décadas ha tenido que afrontar varios retos entre los cuales se encuentra el decaimiento de estos yacimientos tradicionales y consumación de crudo liviano como último recurso de fuentes fósiles y materia prima de combustibles y productos petroquímicos, así como el aumento en la producción de crudos más pesados y con mayores contenidos de azufre, lo cual ha incrementado la dependencia sobre el crudo pesado en Colombia y en el mundo.

La información encontrada acerca del momento exacto de pico de producción de petróleo es contradictoria. Tampoco es preciso el valor de las reservas actuales en el mundo debido a la falta de transparencia en la información por parte de los países productores. Aunque las reservas sean mayores, los datos que se suministren estén por debajo de los valores reales con el fin de mantener un precio elevado del crudo.

Aunque es imposible de cuantificar con precisión la posibilidad de encontrar más crudo las expectativas son optimistas pues la mayoría de compañías han descubierto recursos dentro de sus reservas comprobadas. También se espera que las reservas de hidrocarburos no convencionales y los combustibles sintéticos impulsen un crecimiento en las reservas y la producción de crudo. (Kjarstad & Johnsson, 2009)

En estos últimos años, la producción de crudo pesado está animada por precios altos y por el efecto de reversibilidad incompleta del precio. Mientras que el precio del crudo crece,

la demanda cae y posteriormente el precio. Sin embargo el precio del crudo no disminuye en la misma cantidad y se mantiene por encima de un margen, lo que permite mantener grandes utilidades a las compañías productoras. Los precios por encima de los U\$ 70 han alentado la producción de crudos pesados en campos maduros y nuevos campos profundos, ultra profundos y offshore.

La producción de crudo pesado y extra pesado es más compleja y más costosa que la producción de crudos livianos. Los costos de producción por barril de crudo pesado pueden ser tres veces más altos que la producción de crudos livianos y las emisiones de CO₂ a partir de estos crudos pueden considerarse el doble que el de crudos livianos. (Jeters, 2008)

Es común que los crudos pesados se encuentren en yacimientos más profundos que los livianos debido a los efectos de movimiento gravitacional sobre el yacimiento por lo que los yacimientos inexplorados y que representan el mayor porcentaje de yacimientos actuales se encuentran ubicados en zonas profundas y ultra profundas. (Khavari-Khorasani, Michelsen, & Dolson, 1998) Muchos de estos yacimientos de crudo pesado en el mundo todavía no se encuentran en explotación aguardando adelantos en las tecnologías de exploración, producción y transporte, que reduzca los precios de inversión y operación y los posibles riesgos ambientales.

En la etapa de perforación la diferencia entre crudos pesados y tradicionales puede ser mínima. Pero con las tecnologías de extracción en yacimientos más profundos y en yacimientos tradicionales por pozos laterales, los costos se han reducido drásticamente. Adicionalmente se están utilizando tecnologías de última generación para el seguimiento del levantamiento y el desarrollo de tecnologías de recobro mejorado (Curtis, y otros, 2002).

Los factores de recobro de los crudos pesados generalmente son del 1-4% y se mantienen por debajo del 10% debido a la alta energía que requiere levantar los fluidos de alta viscosidad. (Babwah, Dawe, & Mellows, 2006) Gracias a los altos precios, se han generado grandes expectativas y fuentes de inversión para la producción de crudos pesados. La tecnología para la producción de crudo pesado han crecido en las técnicas de sísmica, técnicas de recuperación, perforación y completamiento. Esto ha beneficiado el crecimiento de pozos exploratorios, productores y de inyección. (Mostafa, 2007)

Otro de los problemas en la producción de crudo pesado es el aumento en la emisión de gases contaminantes, sólidos y efluentes. El agua residual de producción de crudo pesado se encuentra enriquecida con algunas sustancias como polímeros, surfactantes e hidrocarburos. En muchos casos los residuos de crudo pesado en el agua van a parar a grandes depósitos de agua convirtiéndose en problemas ambientales y de salud pública. Aunque varios métodos físicos y químicos se han intentado, para el tratamiento total del agua de producción de crudo pesado, muchos métodos de tratamiento son difíciles de emplear debido a sus altos costos de construcción y operación. Recientemente se están utilizando humedales construidos o piscinas especiales para el tratamiento de las aguas residuales en crudos pesados. El tratamiento en estos humedales artificiales o

piscinas de tratamiento puede promover, junto con el uso de agentes, la biodegradación de los componentes de hidrocarburos y la biomasa residual. (Ji, Sun, & Ni, 2007)

Los costos de transporte de los crudos pesados y extra pesados también son mayores, debido a la presencia de sólidos y la alta viscosidad de los fluidos. Los oleoductos que se encontraban anteriormente en funcionamiento eran oleoductos típicos para transportar crudos livianos. Con el crecimiento de la demanda y la falta de infraestructura en oleoductos actuales para transportar crudos pesados, han sido necesarias grandes inversiones en sistemas y tecnologías para el transporte de crudo pesado.

Anteriormente el crudo pesado y el combustible residual constituían 55% para producción de energía eléctrica. Hoy en día y gracias a los avances en procesos de refinación y petroquímica el crudo pesado puede ser transformado y aprovechado cada vez más para convertirlo en productos de mayor valor. (Dargay & Gately, 1995)

El precio del crudo pesado contrasta desde los que lo extraen quienes quieren un margen de diferencia menor entre el precio de crudo pesado y el precio del crudo liviano y la de los refinadores que quieren un precio del crudo menor ya que su procesamiento es más costoso que el del crudo liviano. En la década de los 90s muy pocas refinerías estaban diseñadas para procesar crudo pesado y a pesar del bajo precio de esta materia prima, las refinerías buscaban crudos más livianos, que permitieran hacer uso de su infraestructura y cumplir apenas con los requerimientos de las actas ambientales.

Las refinerías actualmente se están adaptando a los crudos no convencionales, con mayores viscosidades y mayor contenido de contaminantes como metales, y azufre, desarrollando sus unidades más flexibles y complejas y mejorando la resistencia de los materiales usados. A pesar de los grandes sistemas de almacenamiento, las refinerías solicitan apenas la cantidad de crudo que puedan procesar para producir en la cantidad y cantidad de productos que se requieren. (Szkloa, Machado, Schaeffera, Simoesa, & Barboza, 2006)

El aumento de las reservas y las tecnologías de producción y transporte de crudo pesado pueden reducir los precios de las materias primas o dietas y aumentar el espectro de inventarios para la refinería. Con los cambios necesarios para acomodarse a las características del crudo pesado y la reducción en las reservas de crudo liviano tradicional, el crudo pesado permitirá que las refinerías permanezcan generando productos de mayor valor agregado y materias primas. (Pitty, Li, Adhitya, Srinivasan, & Karimi, 2008)

Los costos de inversión de producir, transportar y refinar crudos pesados son mucho mayores por barril que el de los crudos livianos. Sin embargo en este momento hay pocas opciones debido a que las reservas de los crudos tradicionales son cada vez menores. (Olsen & Ramzel, 1992). Las inversiones en tecnología para la extracción, procesamiento, transporte y refinación de crudo pesado debe ser uno de los principales objetivos de las compañías y los países productores

para asegurar la producción de combustibles y materias primas durante las próximas décadas.

2 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO.

El desarrollo de sistemas innovadores de producción de crudo, podría ayudar al autoabastecimiento y a reducir la volatilidad de los precios. Los elevados costos de producción y transporte, la falta de mano de obra calificada, los riesgos sociales y los estándares ambientales han afectado el crecimiento de la cadena de suministro de crudo pesado. Aun así, la producción de crudos pesado crecerá en el último quinquenio obligando a la industria a adaptarse a las características de este crudo. (Olsen & Ramzel, 1992).

Las tecnologías para la producción de crudo pesado se han favorecido gracias a los avances en las tecnologías de prospección, especialmente en sísmica, técnicas de recuperación, perforación y completamiento. Estos avances han facilitado la producción, el monitoreo, reducido los costos de producción atrayendo más inversiones para la producción de crudos pesados.

Los métodos primarios y secundarios de recuperación manejan el crudo que es móvil, mientras que las técnicas de recobro mejorado se realizan para crudos inmóviles o que no pueden retirarse por la capilaridad de la formación o la viscosidad de los fluidos. (Kokal & Al-Kaabi, 2010)

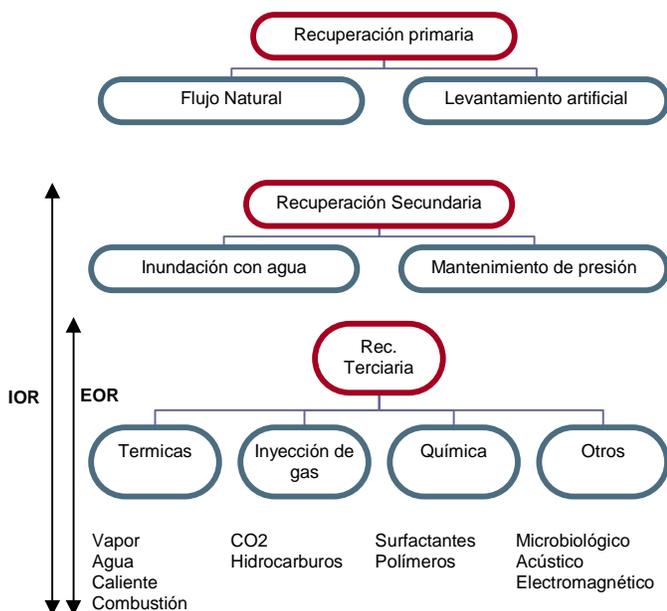


Figura 1. Métodos de recobro mejorado EOR/IOR. Fuente: (Kokal & Al-Kaabi, 2010)

Hoy en día existen varias técnicas de producción de crudo pesado que han sido desarrolladas desde técnicas de levantamiento de crudo liviano y otros métodos que están siendo investigados. La industria busca métodos eficientes de extracción de producción fría, producción por inundación con

agua, producción con métodos térmicos y producción con procesos de inundación con solvente.

Las tecnologías de producción actuales y en investigación de crudos pesados están siendo asistidas por herramientas que permiten monitorear el pozo y sus fluidos que incluyen tecnologías como la Resonancia Magnética Combinable y la Resonancia magnética nuclear.

En Canadá uno de los mayores productores de crudos pesados y extra pesados, los tratamientos térmicos son los más típicos en la producción de crudo pesado. Sin embargo no todas las formaciones se ajustan para procesos de tratamiento térmico como SAGD o estimulación cíclica. En estos casos el uso de métodos fríos está siendo usado efectivamente

Otro asunto importante en los procesos de producción de crudo pesado son los procesos involucrados con la selección de los fluidos de perforación, fluidos de barrido y solventes. Los fluidos de perforación utilizados en este tipo de yacimientos deben ser capaces de limpiar el fondo, lubricar y mantener la estabilidad del pozo. Por lo tanto deben permanecer sin sólidos, y deben tener capacidad de viscosificación.

El fluido ideal para la perforación de pozos de crudo pesado debe ser libre de sólidos y tener buena compatibilidad con los fluidos de yacimiento. Existen varios factores que causan daño en la perforación de yacimientos de crudo pesado: invasión de sólidos a los fluidos de perforación, incompatibilidad entre el fluido y el crudo, la deshidratación y la expansión de minerales de arcilla. Debido a que las arenizas de los yacimientos no consolidados de crudos pesados tienen la alta porosidad y alta permeabilidad, los sólidos de los fluidos de perforación pueden fácilmente entrar en el yacimiento. (Qiansheng, Shujie, & Xingjin, 2010)

La incorrecta selección de fluidos de perforación puede afectar el tamaño y la geometría de las gargantas de la formación y dificultar el control del flujo del fluido hacia el yacimiento. La expansión de materiales de arcilla podría taponar los poros del yacimiento y podría generar precipitación lo que podría taponar los poros de la formación. Se están desarrollando nuevas mezclas de lodos de perforación que permitan generar una mejor operación de perforación en yacimientos de crudo pesado o arenizas no consolidadas. (Qiansheng, Shujie, & Xingjin, 2010)

Otras técnicas se encuentran hasta ahora en investigación y desarrollo para poder aplicarse de forma directa. Cada método tiene sus ventajas por las características de la formación, el yacimiento, los fluidos, el equipo de levantamiento y el completamiento.

Una de las soluciones planteadas para elevar la producción de crudos pesados a menores costos de inversión y operación es combinar métodos de producción convencionales con métodos de última tecnología. (Curtis, y otros, 2002)

2.1 Minería a cielo abierto. (Open Pit Mining)

La producción de crudo pesado y bitumen por minería a cielo abierto es posible económicamente hasta 100 metros de profundidad. La minería a cielo abierto se realiza llevando a cabo técnicas de minería tradicionales que se realizaba a otros minerales. Existen evidencias que estas técnicas a cielo abierto permiten recuperar hasta el 80% del crudo pesado que se encuentra en el yacimiento.

Los hidrocarburos de mina son extraídos y procesados de forma similar a los crudos de pozo. Sin embargo el producto que se extrae de estas minas está cubierto de grava, arena y agua por lo que es necesario una etapa adicional de separación y posteriormente un mejoramiento o dilución para reducir su alta viscosidad.

Oil Sands Extraction: Surface Mining & Refining

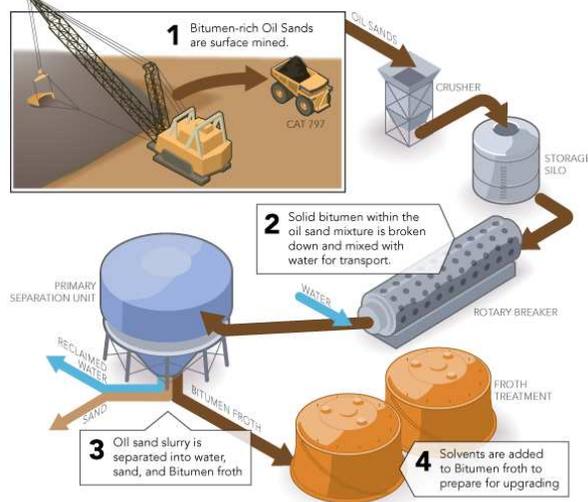


Figura 1. Proceso de extracción a cielo abierto de bitumen.
Fuente: <http://www.bantrel.com/>

El método de minería a cielo abierto incluyen los siguientes procesos: (Phlint, 2005)

- Remoción de la capa vegetal y las capas de mineral en la parte superior.
- Disposición del material de las capas superiores en llenaderos.
- Minería con excavadoras.
- Transporte del mineral.
- Trituración de material hasta partículas de 12"

Con la tecnología tradicional de perforación grandes máquinas excavan y extraen el mineral o las arenas impregnadas de crudo. El material es reducido en molinos y almacenado. Se añade agua caliente a las arenas impregnadas y se reduce de nuevo el material. En este momento el hidrocarburo sólido puede transportarse por tubería con el agua hacia los sistemas

de extracción donde se separan las fases sólida, acuosa y aceitosa. El agua es reciclada al proceso. El Bitumen es lavado con solventes industriales y transportado hacia refinería con un solvente. El solvente se separa y se recicla de nuevo hacia la planta de extracción de bitumen

Los costos de este tipo de extracción dependen del mineral, la cantidad, la separación de las capas y la profundidad, la distancia hasta los centros de procesamiento, los costos energéticos, los costos de insumos, la disponibilidad de recursos y el mantenimiento de equipos.

Ya se ha implementado en escala industrial, su desarrollo temprano y los menores costos de operación, y se ha demostrado que la tecnología de cielo abierto tiene muchas ventajas ante otros métodos de extracción. A pesar de estas ventajas, el impacto geológico y ambiental del método de producción a cielo abierto es mayor sobre otros métodos de producción.

2.2 Producción en frío utilizando pozos horizontales y multilaterales

Los pozos multilaterales se usan para exploración para tener mayor probabilidad de interceptar fracturas y yacimientos y en pozos productores para aumentar la producción y la recuperación de crudo.

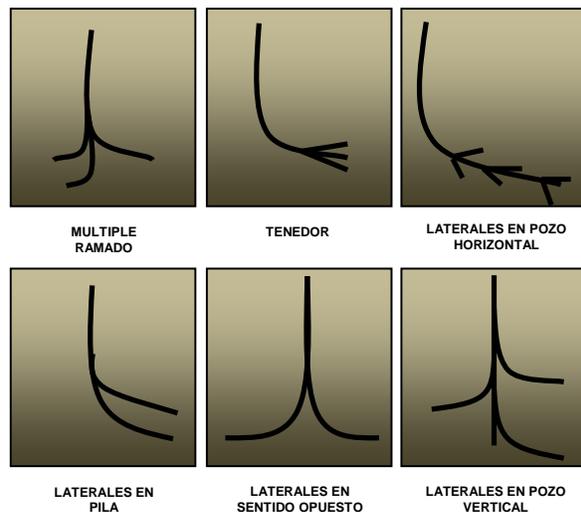


Figura 2. Formas comunes de pozos multilaterales.

En un pozo multilateral se utiliza una misma apertura para acceder en profundidad a varios pozos. Los pozos multilaterales pueden tener varias formas desde pozos en forma de tenedor, laterales opuestos o con ramas como se muestra en la figura.

Los pozos multilaterales empezaron a desarrollarse desde la década de 1930 hasta su primera aplicación industrial en Rusia en 1953. (Bossworth, y otros, 1998) En la producción de crudo pesado los pozos horizontales y multilaterales han permitido aumentar la producción, implementar nuevas técnicas de recuperación mejorada e incrementar los factores de recobro de campos maduros. Los pozos multilaterales y horizontales

requieren generalmente baja viscosidad de los fluidos, contenido de gas de solución, alta temperatura de formación y alta permeabilidad.

Los nuevos avances en las tecnologías de pozos multilaterales incluyen nuevos materiales para el completamiento y para los sellos de los fluidos de perforación y de producción. Otros de los avances que se están realizando y se esperan en los últimos años es el desarrollo de mejores herramientas para el monitoreo de la perforación y producción de hidrocarburos específicamente para la medición de las condiciones en los sistemas de recuperación mejorada. (Bossworth, y otros, 1998)

2.3 Producción fría de crudo pesado (CHOP)

Los procesos conocidos como *Cold Heavy Oil Production* (CHOP) son aquellos con los cuales se producen los fluidos de pozo sin necesidad de calentamiento de fluidos para reducir la viscosidad del crudo pesado. Estos procesos en frío requieren generalmente bajas viscosidades o altas temperaturas en fondo.

La producción de crudo pesado y el bitumen con arenas bajo procesos de solución con gas son procesos de recuperación mejorada o producción fría (CHOP). LA capacidad de recuperación de estos métodos es muy baja por lo que se combinan con procesos térmicos de recuperación.

Otros que pueden incluirse dentro de los procesos de recuperación en frío incluyen los procesos de VAPEX y la recuperación cíclica con solvente

Otro método de producción CHOP es la inyección de CO₂. Esta es una técnica novedosa que tiene ventajas energéticas y ambientales sobre otros métodos de recuperación de crudo pesado. La técnica de inyección de CO₂ permite aumentar la producción de crudo pesado hasta en condiciones extremas como yacimientos offshore ultraprofundos. (Tchambak, Oyenyin, & Oluyemi, 2010) Sin embargo se requieren facilidades especiales y grandes presiones para transportar el CO₂ requerido hasta las facilidades de inyección. Además se requiere tener suficientes cantidades a costos resonables de CO₂ en superficie.

La inyección de CO₂ puede servir en yacimientos profundos donde los métodos térmicos son poco prácticos por la pérdida de temperatura. La inyección de crudo pesado se mejora con la inyección de CO₂ gracias a la reducción de viscosidad y a otros factores que incluyen la reducción de IFT e hinchamiento de la fase. La inyección de CO₂ a yacimiento no ha sido investigada completamente pues efectos de inyección de CO₂ tienen efectos distintos en etapas secundaria y terciaria. Sin embargo y de acuerdo de algunas investigaciones se predice que la inyección de CO₂ serviría para mejorar la producción de crudo pesado y aumentar el valor de las reservas comprobadas aumentando el factor de recobro. (Emadi, Sohrabi, Amiolahmady, Ireland, & Robertson, 2010)

La técnica de inyección permitiría reducir la cantidad de CO₂ generado por la producción de hidrocarburos y la utilización de los combustibles y productos. Los dificultades de esta técnica es la miscibilidad en los fluidos, la posibilidad de

escapes tóxicos y la necesidad de materiales especiales debido a la corrosión de la mezcla CO₂ agua.

Se cree también que la utilización de las técnicas CHOP podrían generar agujeros de gusano en el yacimiento que permitirían generar conductos para los fluidos. Estos agujeros permitirían aumentar la capacidad de producción bajo el riesgo de perjudicar la estabilidad de la formación. (Liu, Zhao, & Jin, 2006)

2.4 Inyección de solventes

El objetivo de los métodos de solventes es reducir la viscosidad y permitir la precipitación de asfaltenos. La ventaja de los métodos con solventes es que no requieren agua ni el tratamiento necesario para generar vapor. (Luo, Yang, & Gua, 2007). Para favorecer el flujo por las estructuras porosas de la formación el solvente se inyecta generalmente en estado gaseoso.

Las mezclas que generalmente se usan en el proceso de inyección son gases como el metano enriquecidos con fracciones más pesadas de propano o butano. El método de solventes permite inhibir algunas reacciones que los métodos térmicos pueden generar a altas temperaturas. El solvente debe ser compatible y soluble en el crudo pesado, debe estar disponible y no debe ser costoso.

Para la selección del solvente, las características de los tiempos de remojo, flujos y equipos, generalmente se realizan pruebas piloto que permitan predecir el comportamiento de la tecnología.

Uno de los métodos más usados es la inyección cíclica de solvente (CSI) para la extracción de crudo pesado. Con esta técnica se inyecta una cantidad de solvente durante un periodo y se deja empapar, similarmente al método de estimulación cíclica con vapor (CSS).

La tecnología de fluidos supercríticos como el agua supercrítica, propano o CO₂ permite extraer los asfaltenos, los componentes más livianos y aumentar la producción de crudo pesado.

El método de inyección de solventes requiere una buena permeabilidad en la roca de la formación y puede ser favorecido por la existencia de gas en yacimiento

Durante la disolución con solventes, las propiedades fisicoquímicas de la mezcla crudo-solvente, la temperatura y la presión afectan la velocidad de disolución del solvente y la cantidad disuelta. (Luo, Yang, & Gu, 2007)

2.5 Inundación con polímeros

Una de las técnicas de levantamiento mejorado que se está investigando y que ha tenido excelentes resultados es la técnica de inundación con polímeros es una estrategia que puede ser utilizada con éxito y que ha seguido siendo investigada y utilizada.

La inyección de una solución de polímeros permite desplazar los fluidos de fondo y presurizar el yacimiento mientras se minimiza el riesgo de canalización de polímeros. La inyección de polímeros también permite aumentar la eficiencia del barrido en pozos horizontales y reducir la permeabilidad de la roca al agua. (Zaitoun, Tabary, & Boyle, 1998)

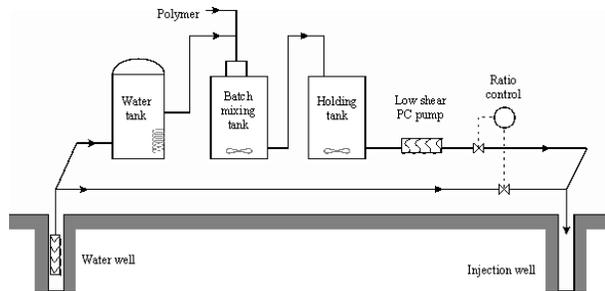


Figura 6. Proceso inundación con polímeros. Fuente: (Zaitoun, Tabary, & Boyle, 1998)

2.6 Estimulación cíclica con vapor (CSS)

El vapor es inyectado en un pozo hacia el yacimiento de crudo pesado para transmitir calor a los fluidos y permitir periodos de empapamiento. Esto permite reducir la viscosidad del crudo y permitir producirlo por el mismo pozo. El proceso puede repetirse hasta que la operación de los sistemas de producción sea rentable

La inyección cíclica con vapor incluye los procesos de estimulación de los pozos inyectando una cantidad específica de vapor por periodos de 2 a 3 semanas, el empapamiento del yacimiento por 5 días y la producción posterior por temporadas de 6 meses. (Galarraga, Márquez, & Permanyer, 2010)

El proceso de inyección cíclica con vapor comprende varios mecanismos que incluyen la reducción de viscosidad, transmisión de gas, aumento del volumen de los fluidos del yacimiento, drenaje por gravedad entre otros. Por la complejidad y lo esporádico del proceso es necesaria el monitoreo sobre el proceso, el yacimiento y la formación. (Lebel & Moriyama, 1997).

Mientras se utilizan la producción natural o métodos fríos de extracción como el bombeo electro-sumergible o el gas lift los factores típicos de recobro del crudo pesado son de 1 al 10%, los procesos de producción caliente que incluyen los procesos de estimulación cíclica y la inundación con vapor pueden llegar a factores de recobro del 20% al 40%.

En pozos profundos y muy profundos se requiere vapor de mayor presión y temperatura. Recientemente se han realizado muchos estudios que muestran como el proceso de inyección cíclica con vapor puede producir reacciones de los fluidos en el yacimiento afectando la formación y los procesos de transporte y levantamiento. (Hongfu, Yongjian, Liying, & Xiaofei, 2002)

2.7 Inundación con vapor

El proceso de inundación con vapor permite reducir la viscosidad de los fluidos del crudo pesado y levantarlo más fácilmente aumentando la capacidad de producción y los factores de recobro. Se sabe que el vapor puede generar daños permanentes en el yacimiento gracias a las reacciones e interacciones con los fluidos y la formación.

El vapor se genera desde superficie y se inyecta por pozos de inyección al yacimiento. El vapor desde los generadores tienen un pH alcalino (por encima de 12) que puede generar la disolución de las paredes, la incrustación, el taponamiento y reacciones del crudo en el yacimiento. (Pang, Liu, & Liu, 2010)

Ya que la inundación de vapor se realiza casi siempre en yacimientos superficiales de arenisca no consolidada la producción de arena es mayor. En estos yacimientos con mucha arena se utilizan pantallas para prevenir la su formación y levantamiento. En los sistemas de levantamiento, la producción de arena se ha controlado también con *liners* de pantalla y con la inyección de resinas para recubrir la fractura.

Otras técnicas de prevención en los métodos de inundación con vapor son la acidificación, y el *sand-jetting*. Las técnicas de *jet blasting* se utilizan frecuentemente para reducir los efectos de las areniscas en la tubería de producción.

Gracias a la pérdida de temperatura del vapor desde el punto de inyección hasta el yacimiento, en pozos profundos y muy profundos se requiere vapor de mayor presión y temperatura. También se utiliza el *tracing* eléctrico para mantener la temperatura del vapor en el sistema de inyección y del crudo en la tubería de levantamiento.

En los pozos productores con la tecnología de inundación con vapor también es típica la producción de gases tóxicos como CO₂ con H₂S. debido al desplazamiento y a las reacciones a altas temperaturas.

Los métodos térmicos durante los procesos cíclicos y altas temperaturas, pueden generar también daños mecánicos del *casing* de cemento y generar reacciones con los fluidos del yacimiento lo que compromete la integridad del pozo, la estabilidad de los componentes y del completamiento. Para prevenir esto, nuevos materiales sintéticos y cemento se han utilizado efectivamente.

La inundación con vapor al igual que la estimulación cíclica, puede ser mejorada con métodos miscibles como la inyección de vapor. Esto resulta en el aumento de la producción de crudo pesado o al aumento del factor de recobro del crudo, gracias a la creación de zonas de baja viscosidad.

2.8 Drenaje gravitacional asistido con vapor SAGD

El método de drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD) es un proceso de recuperación in situ que utiliza pares

de pozos. Un pozo horizontal es equipado como el productor de crudo se localiza cerca del fondo del yacimiento. El vapor es inyectado en un segundo pozo horizontal ubicado aproximadamente cinco metros por encima y paralelo al pozo productor. El vapor se inyecta continuamente en el yacimiento por el pozo superior. Después de formar una cámara de vapor, calentando el crudo y permitiéndole fluir verticalmente, el crudo y el vapor condensado, son drenados por la gravedad al pozo horizontal inferior. Estos fluidos son producidos por el pozo hacia la superficie. Para ayudar al levantamiento de los fluidos de crudo pesado se utilizan bombas eléctricas o con gas natural.

La tecnología de SAGD permite recuperar el crudo hasta en yacimientos con bajas permeabilidades, con zonas de transición inferior de agua. EL objetivo de las tecnologías SAGD es aumentar el factor de recobro, disminuyendo la energía requerida para el levantamiento, la cantidad de vapor y de sistemas de disposición de agua.

SAGD es una tecnología joven, que demora en desarrollarse en un campo, pero tiene mínimos efectos en el terreno y medio ambiente en el paisaje. Este proceso puede tener altas tasas de recuperación de crudo y altos índices OSR.

En pozos profundos y muy profundos se requiere vapor de mayor presión y temperatura del vapor de inyección

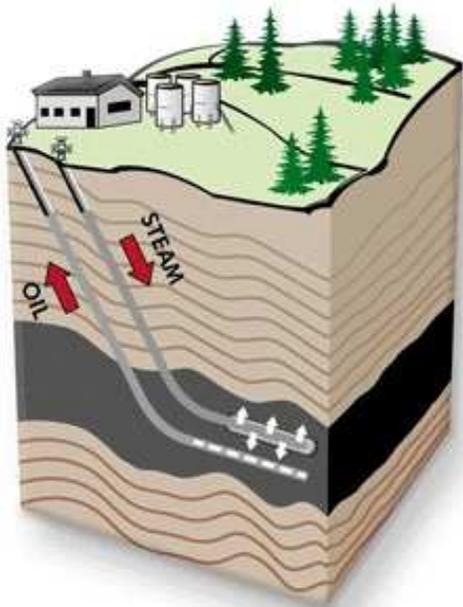


Figura 3. Drenaje por Gravedad Asistido con vapor. Fuente: (Laumer, 2006)

2.9 VAPEX

El método VAPEX o extracción de petróleo asistida con vapor es un método similar a SAGD sin embargo se utiliza un solvente de mezcla de hidrocarburos que es inyectado en el pozo horizontal superior. El crudo pesado se disuelve y fluye al pozo horizontal inferior donde es extraído.

Las grandes dificultades de este proceso es la inyección de solvente y energía a la formación y los métodos de recuperación de solvente.

Las propiedades críticas más determinantes para la selección del solvente es la solubilidad y la difusividad en el tipo de crudo. El desasfaltado del crudo in situ puede presentarse con la utilización de métodos como el VAPEX en el cual se han observado mejoramiento del crudo in situ a presiones altas de yacimiento. (Luoa, Yang, & Gua, 2007)

EL propano el cual reduce significativamente la viscosidad del crudo pesado puede ser utilizado como solvente en los procesos VAPEX, a altas presiones de yacimiento. (Luoa, Yang, & Gua, 2007)

La inundación por álcalis y surfactantes es una técnica convencional de inyección que permite reducir la tensión interfacial y permitir la formación de emulsiones en fondo, reducir la viscosidad y la caída de presión en la tubería de levantamiento. (Bryan & Kantza, 2007)

2.10 Combustión in-situ

En este método se inyecta aire al yacimiento y los vapores calientes van desplazando los fluidos de la formación. Este método no requiere gas pero tiene varios problemas como el riesgo de altas temperaturas de los equipos de superficie y las reacciones por oxidación del material.

Además de reducir la viscosidad del crudo pesado, como producto del método, los componentes más pesados del crudo se convierten en coque que permiten continuar el proceso de combustión. Otros compuestos del crudo se vaporizan, craquean parcialmente, o se convierten en compuestos más livianos. (Mailybaev, Bruining, & Marchesin, 2011)

La combustión in-situ es iniciada por medio del calentamiento por medio de un quemador de gas de la arena alrededor del pozo o por la inyección de un fluido caliente al yacimiento. Con la combustión producida gracias a la inyección de aire se da paso a un proceso de oxidación conocido como oxidación por alta temperatura. (HTO).

Las regiones que pueden identificarse durante el proceso de combustión in-situ son:

- Zona quemada
- Zona de combustión
- Región de craqueo y vaporización
- Zona de vapor
- Frente de condensación

- Yacimiento nativo.

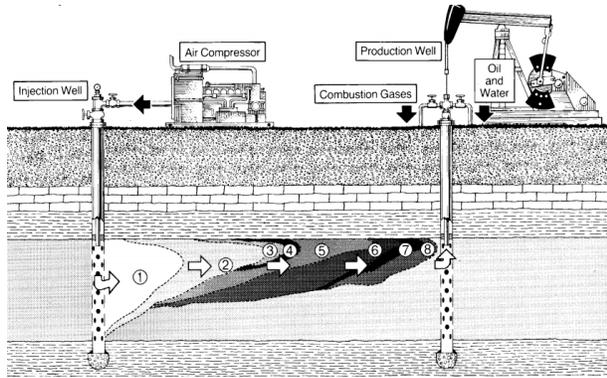


Figura 4. Proceso de combustión in-situ. Fuente: <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/eordrawings/BW/>

En la práctica la combustión in-situ es más eficiente que los procesos de inyección de vapor, sin embargo los riesgos del proceso incluyen el venteo de gases de combustión, NOx, y H₂S, ruptura de la formación, formación de arena en el pozo, formación de fluidos corrosivos y destrucción del completamiento por altas temperaturas y presiones. (Moore, Laureshen, Belgrave, Ursenbach, & Mehta, 1995)

2.11 Gasificación

Mediante el proceso de gasificación el bitumen o crudo pesado se convierte a una mezcla de CO, CO₂, H₂ y Metano conocida como gas de síntesis. La gasificación in situ como método para mejorar la producción de crudo es una técnica que se aplica en yacimientos de crudo y por la cual se utiliza un equipo DHG o de gasificación en fondo para producir gas de síntesis y se libera hacia la formación de cima para incrementar la producción. (Greaves, Xia, Rathbone, & Bentaher, 2006)

En superficie, el gas natural se utiliza para combustión y calentamiento y para la generación de H₂. La producción de gas de síntesis tiene ventajas, pues su combustión es más eficiente que el combustible original, reduce el nivel de emisiones y puede utilizarse para la generación de combustibles sintéticos o utilizarse en plantas de ciclo combinado por gasificación integrado IGCC. (Vaezi, Passandideh-Fard, Moghiman, & Charmchi, 2011)

Existen varias patentes de la tecnología de gasificación in-situ, las cuales incluyen el pre-calentamiento, la inyección de vapor supercalentado e hidrógeno a la formación, separación en superficie del crudo sintético y la fracción de residuo y la oxidación parcial del residuo para producir combustible, hidrógeno y electricidad.

La producción y transporte del hidrógeno, las extremas condiciones de operación, la complejidad en los procesos y los elevados costos de instalación y operación son peculiaridades

del método de gasificación que dificultan su implantación comercial e industrial.

2.12 Calentamiento eléctrico

EL objetivo del proceso de calentamiento eléctrico es reducir la viscosidad del crudo mediante el calentamiento de los fluidos de yacimiento.

Mediante este método se introducen sondas eléctricas de calentamiento al yacimiento con el objetivo de aumentar la temperatura del crudo pesado y de esa forma reducir la viscosidad de los fluidos.

Se han realizado pruebas del método de calentamiento eléctrico en fondo para recuperación mejorada desde la década del 60. Uno de los mecanismos que más se utiliza son los cables aislados minerales que permiten calentar a través de los flujos de corriente alterna a través de los conductores empacados.

La tecnología de calentamiento eléctrico es posible, pero son pocos los casos exitosos comercialmente de esta técnica, debido a los costos de operación involucrados a los sistemas de generación eléctrica y transmisión de calor. (Rangel-Germana, Schembrea, Sandberg, & Kavsceka, 2004)

2.13 Plantas nucleares

Las plantas nucleares permitirían ofrecer vapor de alta presión y temperatura y electricidad para reducir la viscosidad del crudo pesado mediante la cogeneración en reactores nucleares. (Carvajal-Osorio, 1992)

Esta tecnología demostró no ser económicamente viable en años pasados (Rodenburg, 2005) pero podría ser viable mientras el objeto principal de la central nuclear sea el abastecimiento eléctrico de la región y se aproveche su operación para los procesos de extracción de crudo pesado.

Los desastres nucleares en Chernobyl 1986, three Mile Island 1979 y Fukushima 2011, impedirían en las próximas décadas que esta tecnología crezca a un mayor ritmo y que sea utilizado para la explotación de recursos no renovables.

2.14 Generación de vapor en fondo

La tecnología de generación en fondo utiliza sistemas eléctricos para producir vapor en fondo y facilitar el levantamientos de crudos de alta viscosidad ya sean crudos pesados o crudos en regiones antárticas (Zagrivnyi, Kozyaruk, Malarev, & Mel'nikova, 2010)

Esta tecnología permitirán realizar trabajos cíclicos mejor regulados desde superficie como la estimulación cíclica con vapor a través de la inserción an fondo de equipos eléctricos.

Esta tecnología ha sido probada pero no es utilizada industrialmente debido a sus altos costos requeridos para instalación y operación de los sistemas de calentamiento eléctrico

2.15 THAI™ Toe to Heel Air Injection.

La tecnología THAI o Inyección de Aire desde Dedo A Talón, es una tecnología que incluye la combustión in-situ y los pozos horizontales

La combustión desde el punto de inyección o dedo pozo productor se propaga a través del pozo de producción hasta el talón.

El principio de operación de la tecnología THAI es el mismo que la combustión in situ, pero la forma de propagación es específica para este método.

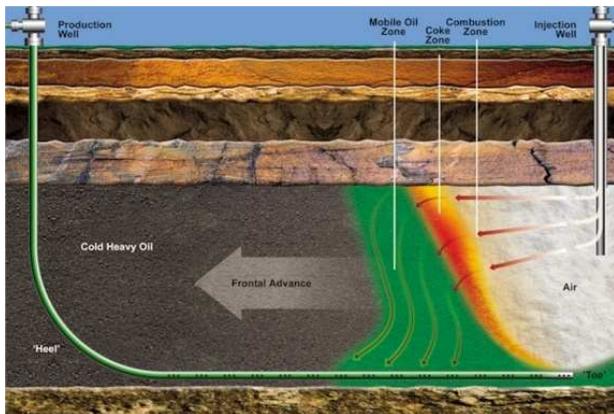


Figura 6. Toe to Heel Air Injection Fuente:
<http://www.petrobank.com/hea-thaitechnology.html>

2.16 Oxidación parcial supercrítica.

EL agua supercrítica o SCW es un solvente efectivo para para la extracción y descomposición de crudos pesados. (Sato, Adschiria, Araia, Rempelb, & Ng, 2003) En el proceso de de oxidación parcial supercrítica, se realiza combustión del crudo pesado en presencia de agua supercrítica, lo que reduce su viscosidad y permite la solubilización d e los asfaltos.

2.17 Drenaje por gravedad asistido por combustión. CAGD

Es un método similar al método de drenaje por gravedad asistido con vapor (SAGD), pero se realiza una combustión controlada mientras se incorporan volúmenes de oxígeno, reduciendo la viscosidad de los fluidos y permitiendo un barrido hacia la tubería de levantamiento. La cantidad de vapor requerido por barril (ÓSR) producido por esta técnica es mucho menor que en SAGD o CSS (Pfefferle, 2007)

2.18 Métodos biológicos y recobro mejorado por microorganismos (MEOR)

Los procesos biotecnológicos para el proceso de producción de crudo actualmente se concentran en los métodos de recuperación mejorada, el tratamiento de efluentes, la bioremediación de suelos y biodesulfuración. (Bajus, 2003)

Desde 1980 se están utilizando métodos para el mejoramiento in situ del combustible que incluye la generación de surfactantes y solventes. Esto ha sido posible en pequeña escala debido a la dificultad de añadir nutrientes, el posible taponamiento, la competencia con otros microorganismos en la formación y la dificultad de controlar el cultivo.

Existen varios procesos de MEOR, entre los cuales se encuentran la estimulación de microorganismos que se encuentran en yacimientos, la colonización con microorganismos externos, reduciendo la viscosidad del crudo y favoreciendo su flujo. El crecimiento de microorganismos en fondo también permite utilizarlos para crear barreras para permitir un barrido con vapor o con agua. (Besson, 2005)

2.19 Estimulación electromagnética y acústica.

El método de ultrasonido u oscilaciones ultrasónicas es un método bajo investigación que pretende reducir la resistencia de fluidez del crudo mediante la aplicación de oscilaciones armónicas de ultra sonidos. (Korenbaum & Tagiltsev, 2010)

La estimulación por pulsos electromagnéticos y electrohidráulico que viajan por el yacimiento a altas velocidades permiten estimular un volumen de fluidos y movilizarlo hacia los pozos productores. Este método podría aplicarse con otros como la inyección de CO₂, inundación con agua, inundación con surfactantes e inundación con solventes. (Thomas, County, Gilbert, Gilbert, & Huffman, 2002)

2.20 Sistemas de separación crudo-agua

Los sistemas de producción post levantamiento han avanzado también para la producción de crudo pesado. La separación de fases puede mejorarse mediante el uso de tecnologías de internos en los separadores convencionales. Las tecnologías más comunes son las tecnologías de ciclones. Con estas tecnologías de ciclones se puede reducir la formación de espuma y mejorar la separación de fases líquido-gas, solido-gas y solido liquido..

Además de los separadores líquido gas existen actualmente tecnologías de separación de sólidos en línea diferente a la tecnología de filtración. Estos separadores en línea utilizan fuerzas centrífugas para separar efectivamente los sólidos en las mezclas de crudo pesado-agua. Con estos dispositivos la separación de grandes cantidades de sólidos es efectiva con bajos costos de instalación y operación.

Los sistemas de coalescencia eléctrica permiten el crecimiento de las gotas de agua en mezcla, para facilitar su separación a través de campos eléctricos. Generalmente los equipos que se utilizan en esta separación son recipientes de

separación horizontales pero hoy en día se consiguen también separadores electrostáticos en línea.

Las tecnologías de separación sub oceánica permiten reducir la generación de potencia, reducir la necesidad de inyección de metanol para evitar la generación de hidratos y reducir los costos necesarios para gas lift.

3 MÉTODOS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO.

Los crudos pesados desde cabeza de pozo se transportan generalmente en oleoducto o por carro tanque.

Existen diferentes métodos para el transporte de crudos pesados por oleoducto, casi todos incluyen el mejoramiento en las propiedades del crudo específicamente la reducción de su viscosidad y la reducción del contenido de asfaltenos.

El contenido de los asfaltenos es una de las causas principales de la alta viscosidad del crudo pesado. La importancia de los asfaltenos ha cobrado gran interés debido a la importancia del crudo pesado en la economía actual como remplazo de las fuentes fósiles convencionales de petróleo.

Los procesos más utilizados para facilitar el transporte de crudo pesado son calentamiento, dilución, las emulsiones, el transporte anular, y el cracking catalítico. El calentamiento junto con la dilución requiere costos adicionales, la formación de emulsiones reduce la calidad del producto y el cracking catalítico tiene costos de inversión altos.

Algunas investigaciones han determinado también la habilidad del crudo pesado de auto lubricarse mediante vórtices longitudinales, el fluido menos viscoso y más caliente en el centro se desplaza a las paredes y reduce el rozamiento. (Chen, Wang, Pan, & Guo, 2009)

La presencia de gases y agua permiten también reducir la viscosidad y el rozamiento del crudo pesado. Algunos factores pueden alterar y aliviar los gases que se encuentra disueltos son: (Speight, Petroleum Asphaltenes Part 2 The Effect of Asphaltenes and Resin Constituents on Recovery and Refining Processes, 2004)

- Alteración química de los constituyentes por procesos térmicos.
- Alteración de la distribución de los grupos funcionales polares por oxidación debida a la exposición con aire.

En el mundo se utilizan diferentes tipos de tecnologías de transporte de crudo pesado.

- En Canadá, para transportar bitumen se utilizan diluyentes como nafta o condensados de gas natural.

- En el Orinoco venezolano se utilizan también diluyentes para transportar el crudo extra pesado el cuál es reciclado para el sistema de transporte.
- El calentamiento se utiliza para transportar crudo pesado en Canadá, África y Suramérica.
- La emulsión se utiliza Canadá y en el Orinoco Venezolano en forma de ORIMULSION®.
- Existen casos industriales de flujo anular en Siberia, Canadá y California. (Saniere, Hénaut, & Argillier, 2004)

3.1 Método de calentamiento

El método de calentamiento es una de las técnicas más importantes para el transporte por oleoducto. Es posible gracias a la reducción exponencial de la viscosidad del fluido gracias al aumento de la temperatura en el crudo.

Los costos energéticos de los tratamientos térmicos de producción y transporte por calentamiento, SAGD y generación de vapor son demasiado altos. El agua producida de los procesos de tratamiento generalmente contiene alto contenido de sodio, cloruros, sílices y son altamente alcalinas. Hoy existe la tecnología para realizar el tratamiento al agua de producción para generar un agua con una gran calidad para utilizarse en procesos térmicos.

El tratamiento convencional incluye separación de fases, ablandamiento, filtración e intercambio iónico. Adicionalmente como el agua está cargada con cloruros y Sodio, aproximadamente un 20% del agua tratada se convierte en salmuera que debe ser tratada y dispuesta.

Los procedimientos tradicionales de tratamiento de agua requieren un gran número de personal y elevados costos. El procedimiento de tratamiento de agua para tratamientos térmicos está siendo remplazado por un proceso de evaporación y condensación que permite reducir costos, aumentar la eficiencia y reducir el numero de personal para su operación. (Heins, Xiao, & Deng-chao, 2008)

EL método de calentamiento es posible en yacimientos superficiales y donde existan los recursos para realizar el calentamiento, como la fuente energética, la fuente de agua y los sistemas de transporte de la fuente.

3.2 Flujo anular

La tecnología de flujo anular se viene considerando en la producción de crudo pesado desde los estudios realizados en Canadá por Charles en 1959 y 1960. Una de las ventajas del flujo anular es que requiere menor flujo de agua por barril de crudo y por lo tanto menor energía que otras tecnologías.

Las primeras indicaciones de flujo anular desde 1904 con una patente de Isaacs y Speeds que mezclan el flujo de crudo lubricado con agua. En la figura se muestran los diferentes patrones de flujo de agua crudo que se pueden presentar en el

flujo con agua. El flujo anular es el régimen que menor caída de presión presenta en los patrones de flujo presentados.

La caída de presión en este tipo de tecnología es comparable a la caída de presión en una línea de agua por lo que puede ser una tecnología muy eficiente. El transporte de crudos pesados puede realizarse también utilizando la tecnología de flujo anular. En este caso el fluido de mayor viscosidad se desliza en la parte central del anulo mientras que el fluido de menor viscosidad protege las paredes de la tubería.

La tecnología de flujo anular inicia en la industria desde principios del siglo XX. Existen varios casos donde su utilización ha sido posible como en California en la línea de Shell desde la formación North Midway Sunset hasta el CPF y en san Tome Venezuela.

Otro mecanismo de flujo anular es la utilización de líneas cementadas con lubricación de agua que permite reducir el ensuciamiento, corrosión y taponamiento de los oleoductos. Además permitiría en ciertos casos facilitar enormemente el re arranque de líneas que hayan parado momentáneamente. La tecnología de líneas cementadas y lubricadas sigue aún siendo investigada, pues sus costos de construcción y mantenimiento son cercanos o mayores a aquellos con otras tecnologías.

El flujo anular requiere una mínima diferencia de densidades entre el crudo y el agua, esto se ve mejorado en crudos pesados y extra pesados pero perjudicados por largas longitudes de tubería. Sin embargo los resultados de la utilización de la tecnología de flujo anular se ven afectados por varios factores. El efecto de flotación del centro más liviano, la generación de oleaje cambia las condiciones de diseño y las caídas de presión en las líneas.

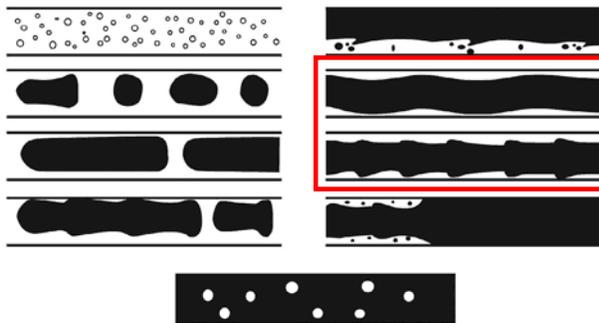


Figura 5. Patrones de flujo crudo – agua y flujo anular.

Todavía existen investigaciones sobre la estabilidad del flujo anular. El flujo anular en la mezcla crudo-agua persiste, en una franja estrecha de parámetros. Esta franja de parámetros requiere que tenga atención sobre las dimensiones de la tubería y los equipos de bombeo, las velocidades de las fases, la geometría del sistema y sobre el procedimiento y las precauciones en los rearranques. Los efectos de flotación del fluido con menor viscosidad generan que el anulo se desplace verticalmente hacia arriba causando rozamiento por parte del fluido mas viscoso con las paredes de la tubería. Para reducir

estos efectos la velocidad del fluido lubricante debe ser muy alta generando que se mantenga la posición del núcleo en el centro del anulo. Con la lubricación, la reducción de la caída de presión en el anulo se reduce hasta en un 90%. (Bensakhria, A.; Peysson, Y.; Antonini, G.;, 2004)

En los procesos de lubricación generalmente hay una velocidad crítica por encima de la cual el flujo de crudo aumenta intempestivamente lo que podría presumir que después de una velocidad de flujo, las caídas de presión en la línea se reducen significativamente. En líneas de gran tamaño como las que se usan industrialmente uno de los grandes problemas podría encontrarse en la estratificación de las fases debido a la precipitación en velocidades bajas. Algunos problemas en los procesos de transporte por flujo anular son la separación de agua debido a la formación de olas, la reducción e fase acuosa por la integración en el crudo. el requerimiento de geometrías específicas y el posible calentamiento de las fases debido a la fricción. (Joseph, Bai, Mata, Sury, & Grant, 1999)

3.3 Conversión

La conversión in-situ incluye los procesos para mejorar la calidad del crudo reduciendo los asfaltenos y las resinas. Los sistemas de conversión in-situ permiten generar vapor o gases para el levantamiento, mejorar la calidad del producto y reducir los costos para el transporte.

Tecnologías de otros procesos se han intentado para el procesamiento del crudo pesado. Por ejemplo los procesos de licuefacción y gasificación del carbón se están utilizando para convertir el crudo pesado en destilados de menor viscosidad y mayor valor. Los catalizadores permiten realizar las reacciones de hidrogenación, licuefacción o gasificación en menor tiempo, a menores costos, pues la selectividad aumenta.

En las refinерías el método más usado para procesar el crudo pesado es el craqueo térmico. Estos procesos térmicos generan gran cantidad de CO₂. Este CO₂ generado en otros procesos puede inyectarse directamente para reducir la viscosidad del crudo pesado hasta en dos magnitudes.

Las tecnologías de licuefacción del carbón han sido aplicadas experimentalmente al crudo pesado con éxito. Sin embargo todavía es necesario evaluar más a fondo los costos de los procesos industriales sobre cada caso. Adicionalmente en el caso de la licuefacción se requiere generar y transportar como materia prima H₂. (Cuginia, Rothenberger, Krastmana, Cioccob, Thompson, & Gardner, 1998)

Hydrocracking es un proceso en el cual se hidrogena o se incluye un hidrogeno en los enlaces carbono-carbono y de esa forma convertir moléculas de alto peso molecular a bajo peso molecular. Los procesos industriales más comunes son: *isocracking, uncracking H2, HDC unibon, H-G hydrocracking, H-oil, IFP-BASF hydrocracking y LC fining*. Estos procesos se utilizan en crudos ya procesados. El crudo pesado contiene contaminantes como el azufre, nitrógeno oxígeno y metales que contaminan el proceso de *hydrocracking*, tienen efectos

perjudiciales en los equipos y descargan sustancias contaminantes como SOx y NOx. Por lo tanto para que sea factible la utilización de las tecnologías de hidrocracking deben realizarse procesos de tratamiento preliminares al crudo pesado. (Miki, Yamadaya, Oba, & Sugimoto, 1983)

Los procesos de *hydrocracking* no han sido muy exitosos no solo por la economía del proceso sino también porque los elementos que contiene el crudo deterioran el catalizador. En algunos casos cuando el catalizador no se encuentra funcionando entonces el proceso de *hydrocracking* y las altas temperaturas pueden generar productos de mayor peso molecular. El tipo de catalizador es crucial para el *hydrocracking* para favorecer algunas reacciones en presencia de ciertos elementos o dependiendo de las características de la dieta.

El hidrotreatmento es un proceso para reducir el contenido de azufre en los combustibles y en el crudo. Se han realizado grande trabajo para la generación de nuevos catalizadores para hidrotreatmento. El crudo pesado tiene características similares a los residuos o fondos de la columna de destilación. Algunas de las tecnologías podrían servir para el tratamiento y transporte del hidrocarburo:

La conversión térmica es un proceso en el cual se transfiere hidrogeno de las moléculas más pesadas a las moléculas livianas esto puede inducir la producción de coque (Rana, Samanob, Ancheyta, & Díaz, 2007).

Gasificación. En este proceso se convierten los productos en estado gaseoso. El proceso de gasificación se realiza a alta temperatura y sus productos son gas sintético, carbón y cenizas. Este proceso puede utilizarse efectivamente en los procesos de generación eléctrica con mínimos residuos. (Rana, Samanob, Ancheyta, & Díaz, 2007)

Delayed coking. Es una de las tecnologías preferidas para mejoramiento de fondos. El proceso provee esencialmente rechazo de metales y carbón mientras provee conversión parcial a productos líquidos. (Rana, Samanob, Ancheyta, & Díaz, 2007)

Fluidcoquing y *flexicoquing* son procesos desarrollados de las tecnologías FCC. Estas tecnologías reciclan el calor del coque de nuevo al reactor los tiempos más cortos en el reactor pueden que producir mayor cantidad de productos pero de menor calidad. (Rana, Samanob, Ancheyta, & Díaz, 2007)

Visbreaking. Es un proceso en el cual el crudo es calentado en un horno y craqueado durante poco tiempo, a temperatura y presiones moderadas. Después de craqueado el producto se mezcla con gasóleo para parar la reacción. La conversión puede generar más sedimento. (Rana, Samanob, Ancheyta, & Díaz, 2007)

Craqueo catalítico: o FCC es un proceso para craqueo en lechos fijos o fluidizados de catalizador. Sin embargo este proceso requiere de una buena calidad de materia prima por lo que no es conveniente para procesar crudos pesados con alto

contenido de azufre y metales. (Rana, Samanob, Ancheyta, & Díaz, 2007)

Hidroprocesamiento. El hidroprocesamiento consume una gran cantidad de hidrogeno y sus costos de inversion y operación son mayores que otros procesos térmicos. El hidroprocesamiento permite obtener mejores productos y calidades deseadas de productos. (Rana, Samanob, Ancheyta, & Díaz, 2007).

La utilización de estas tecnologías en campo seria viable en proyectos macros de producción de crudo pesado. De esta forma alta inversión de costos se veria reflejada en mejores productos. Otro aspecto que influiría en la investigación de estas tecnologías es la utilización de energías como la nuclear para generar grandes temperaturas para los procesos de tratamiento termico. También las tecnologías de celdas de Hidrogeno para reducir los costos operativos de los hidroprocesamientos. (Rana, Samanob, Ancheyta, & Díaz, 2007)

El proceso de producción de crudo sintético o *syncrude* es una de las alternativas para mejorar las condiciones del crudo pesado y facilitar el transporte. El proceso de producción incluye los procesos de separación del bitumen de la arena con procesos con agua y vapor, y la mejora del bitumen a crudo liviano dulce por los procesos de *fluid coking*, hidroprocesamiento, hidrotreatmento y mezcla. (Chilingar & Yen, 1978) En el proceso de producción de crudo sintético se utilizan grandes cantidades de gas natural para añadir moléculas de hidrogeno al crudo. En el tratamiento de las arenas y la producción de crudo sintético se requieren grandes cantidades de agua y se generan emisiones de CO₂, SO₂, NO_x, H₂S, CO, O₃, VOCs, y grandes cantidades de residuos sólidos y líquidos.

3.4 Aditivos

La explotación de crudos pesados se dificulta no solo por su alta viscosidad sino también por su contenido de parafinas y asfaltenos. Se ha encontrado que el crudo pesado puede reducirse su viscosidad por medio de *acuatermolisis* a través de reacciones de desulfurización y desnitrificación. Sin embargo esas reacciones deben realizarse en superficie ya que requieren temperaturas por encima de 200 °C.

Hoy en día se utilizan líquidos iónicos para reducción de la viscosidad gracias a su solubilidad en los crudos y al gran espectro de trabajo que tienen. Por ejemplo el [BMIM][AlCl₄] es un líquido iónico que puede trabajar a temperatura hasta de 90C . Los líquidos iónicos deben sintetizarse por medio de reacciones controladas y procesos específicos.

Sin embargo como estos líquidos iónicos son específicos, reaccionan de forma diferente a cada tipo y mezcla de crudo, por lo que la concentración de agua, S, N, sólidos y otros materiales pueden variar su comportamiento sobre la reducción de viscosidad en el crudo pesado. (Ze-xia, Teng-Fei, & Yu-Hai, 2009)

Otra de las opciones para reducir la viscosidad del crudo es la utilización de resinas que experimentalmente tienen un efecto positivo reduciendo la viscosidad del crudo considerablemente.

Las reservas de crudos pesados son casi del mismo tamaño que las de los crudos convencionales. La alta viscosidad del crudo pesado se debe al solapamiento de las moléculas de asfaltenos. La NMR o resonancia magnético-nuclear puede usarse para medir in-situ la viscosidad del crudo. Los maltenos pueden usarse para desasociar los asfaltenos. Los compuestos polares tienen grandes efectos en los asfaltenos. Podría utilizarse etanol en nafta como disolvente del crudo pesado. (Pierre, Barré, Pina, & Moan, 2004)

3.5 Desasfaltado de crudo con solvente

Los asfaltenos son los componentes de mayor peso molecular y los más polares del crudo pesado. Los asfaltenos son constituyentes solubles en líquidos con tensiones superficiales por encima de 25 dynas cm^{-1} tal como piridina, tetra cloruro de carbono y benceno. También son insolubles en gases de petróleo licuados como metano, propano y etano. Durante la refinación los asfaltenos permanecen en el residuo.

Los problemas con la presencia de los asfaltenos en el crudo pesado incluyen el taponamiento y deposición en tubería contaminación del agua y formación de emulsiones, sedimentación durante el almacenamiento que puede ocurrir por oxidación de los asfaltenos. Los sólidos formados por asfaltenos y sólidos en suspensión desde el yacimiento pueden taponar la formación, el pozo y las facilidades de producción.

Los asfaltenos degradados son hidrocarburos aromáticos y menos solubles. El cambio de medio durante *blending* puede causar la desestabilización de los componentes de asfaltenos. Un contenido por encima de 6% puede causar demora en la ignición y *fouling* en las calderas durante la refinación del crudo pesado, disminuyendo la capacidad de transferencia de calor, emisiones y corrosión. (Speight, 2004)

Durante el proceso de desasfaltado de crudo con solvente se reduce el contenido de asfaltenos del crudo pesado. El residuo se separa por gravedad. Durante el desasfaltado o SDA el crudo se mezcla con un solvente parafínico y posteriormente se lleva a un proceso de separación de asfaltenos por gravedad. Después de esto el solvente es purificado de nuevo y reciclado. El crudo desasfaltado tiene una viscosidad muy inferior al del crudo pesado. (Rana, Samanob, Ancheyta, & Díaz, 2007)

El proceso de desasfaltado con solvente requiere un gran número de equipos para la separación de fracciones, por lo que los costos de capital y operación son muy altos.

3.6 Dilución

Para el transporte de hidrocarburos una viscosidad clásica deseada para el transporte es hasta 400 cP. A pesar de las tecnologías en emulsiones y anular todavía no se encuentran en avances técnicos importantes como para usarse industrialmente

en la mayoría de los casos. En la dilución otro fluido se mezcla al crudo pesado para reducir su viscosidad. Generalmente se utilizan fluidos como nafta o crudos más livianos.

El transporte de crudos pesados en Canadá se realizaba gracias a la dilución de condensados del gas de producción. Se estima que los condensados extraídos de los procesos de gas no son suficientes para diluir y transportar el crudo pesado. Uno de los percances de usar condensados es la posibilidad de la floculación de asfaltenos y la segregación en línea. (Gateau, Hénaut, Barré, & Argillier, 2004)

Otro método de dilución es utilizar crudos livianos con viscosidades de 35 a 42 API. Los crudos pesados son menos eficientes para reducir la viscosidad y pueden ser un problema en términos de disponibilidad y compatibilidad con los asfaltenos del crudo pesado. (Gateau, Hénaut, Barré, & Argillier, 2004)

Una de las mejores alternativas para dilución del crudo es la nafta. La nafta es un diluyente ideal gracias a su alta gravedad API, que la hace compatible con los asfaltenos encontrados en el crudo pesado. Las reglas simples de viscosidad no funcionan en la mezcla crudo pesado – disolvente.

Otros disolventes utilizados para la dilución del crudo pesado y que se encuentran actualmente en investigación son compuestos usados para aumentar el octanaje en la gasolina tales como el Methilterbutil Eter (MTBE) y el Teramil Metil Eter (TAME). Algunos alcoholes como el pentanol son más eficientes para la reducción de crudos pesados que especies como el kerosene. (Gateau, Hénaut, Barré, & Argillier, 2004)

Durante algunas investigaciones al respecto se ha establecido que el poder de dilución del solvente o la eficiencia para reducir la viscosidad aumenta junto con la presencia de grupos polares en la molécula del solvente por lo tanto puede aplicarse la ley de Hansen que dice que a mayor polaridad del solvente mayor su capacidad de dilución. Sin embargo estos diluyentes deben transportarse junto al crudo y ser recuperados en las refinerías o centros de procesamiento. Uno de los grandes candidatos como solvente polar es la Metiletil Cetona.

Sin embargo el poder de los solventes se ve reducido por la acción de los puentes de hidrogeno cuando se usan con nafta. Una de las grandes alternativas para este caso sería utilizar como solvente mezclas de diluyentes polares y nafta lo que permite mayor disponibilidad, transporte y compatibilidad con los asfaltenos.

Como la viscosidad es proporcional al flujo en una tubería de una geometría determinada y un equipo de bombeo fijo, el flujo para crudos pesados con alta viscosidad es bajo por lo tanto su extracción a precios bajos del crudo es anti económico. La dilución es la forma más común para reducir la viscosidad del crudo pesado. Sin embargo su utilización es poco práctica pues el diluyente que se utiliza para reducir la viscosidad del crudo debe extraerse finalmente de la mezcla o adquirirse de nuevo para transportarlo al sitio de producción (Bensakhria, A.; Peysson, Y.; Antonini, G., 2004).

3.7 Formación de emulsiones

La producción de crudo pesado está relacionada generalmente con la producción de sólidos. Cuando se introduce la bomba electro-sumergible los sólidos pueden ayudar a que se formen naturalmente emulsiones de cierta estabilidad, por lo que es necesaria la adición de químicos que permita precipitar los sólidos en emulsión. Durante los procesos de extracción y transporte, el gas en los crudos pesados permanece disperso desde la formación lo que favorece también la formación de espuma.

Así mismo durante la producción del crudo y gracias a surfactantes como los asfaltenos, ácidos nafténicos y resinas, se generan emulsiones crudo - agua o emulsiones. Este fenómeno de espuma así como la formación emulsiones permite en ciertos casos facilitar la producción y el transporte del crudo pesado.

Utilizar la fase acuosa como medio dispersante tiene como beneficios la reducción en la viscosidad de la solución y de esta forma reduciendo las caídas de presión en las líneas y reducir el contacto entre el crudo y la tubería lo que reduce la erosión y la precipitación. (Ashrafzadeh & Kamran, 2010)

En el método de emulsiones la fase aceitosa queda dispersa en la acuosa gracias a la ayuda de algunos surfactantes específicos para cada emulsión. Los surfactantes para cada tipo de crudo son específicos y muchas veces hasta patentados. El método de generación de emulsiones es efectivo en zonas frías donde las viscosidades pueden reducirse desde 1000 cP hasta 50 cP. Las fases del proceso de emulsión son la generación de la emulsión, el transporte de la emulsión y finalmente su separación. Sin embargo en algunos casos la emulsión es el producto final y se utiliza en ciclos combinados para generación eléctrica. (Ashrafzadeh & Kamran, 2010)

Para la emulsificación se utilizan técnicas como la homogenización y se encuentran en estudio algunas con o la emulsificación por membranas y por onda ultrasónicas.

Durante las investigaciones realizadas se ha hallado que no solo la cantidad sino la forma de las partículas en las fases afectan el comportamiento reológico de las emulsiones y del crudo pesado. Por ejemplo los trabajos de Abivin y otros (Abivin, Henaut, Chaudemanche, Argillier, Chinesta, & Moan, 2009) demuestran como las burbujas o las gotas de agua de una forma determinada permiten reducir la viscosidad multifásica.

Después de su transporte la emulsión puede romperse por procesos de desemulsificación térmica, electro-desemulsificación, desemulsificación química, método freeze-thaw y desemulsificación por membranas. (Ashrafzadeh & Kamran, 2010)

En yacimientos de bitumen, el hidrocarburo se transporta en mezcla con agua o en emulsión. El efecto de auto lubricación por la liberación de agua puede ser un método para transportar el crudo pesado desde los sitios de producción sin embargo existen dificultades para esto. Una de las dificultades se encuentra el ensuciamiento de la línea pues el crudo tiende a

ensuciar las paredes de la tubería y esto se ve favorecido con pequeñas porciones de agua. Adicionalmente. Los materiales con cuales se construyen los oleoductos son materiales oleofílicos. El ensuciamiento de la tubería se ve favorecido por la presencia de asfaltenos en los crudos pesados y extra pesados. (Joseph, Bai, Mata, Sury, & Grant, 1999) La estabilidad de la emulsión depende del contenido de medio dispersante, el tipo y cantidad del surfactante, las temperaturas, los sólidos en suspensión e inclusive el pH. Por lo que la formación de la emulsión tiene un grado técnico de complejidad y costos asociados a su preparación, homogenización y posterior separación. (Ashrafzadeh & Kamran, 2010)

EL ensuciamiento es mayor en sitios y ocasiones determinadas. Por ejemplo en estaciones de rebombeo donde las presiones son mayores y existe la presencia de un número mayor de accesorios, uniones, codos y otros. Adicionalmente el procesos de ensuciamiento y precipitación se ve favorecido gracias a las situaciones de re arranque. (Joseph, Bai, Mata, Sury, & Grant, 1999)

Se están realizando grandes avances e investigaciones en sobre las emulsiones. Lo que se sabe es que algunas moléculas como los ácidos grasos, los asfaltenos, los ácidos nafténicos tienen la capacidad de reorganizar las moléculas de agua para formar emulsiones. (Langevin, Poteau, Hénaut, & Argi, 2004)

Para el transporte las moléculas de emulsión se estabilizan con surfactantes. Adicionalmente se sabe que algunas sustancias en el crudo también pueden afectar la estabilidad de la emulsión. Por ejemplo las resinas pueden solubilizar los asfaltenos, las ceras y los ácidos grasos pueden mejorarla pero requieren la colaboración de otros agentes. EL tamaño de las partículas, la geometría y la ubicación es crucial en la formación y estabilización de las emulsiones. Mientras que las partículas de maños mayores a 10 μ m ayudan a la formación, las partículas de menor tamaño son cruciales en su estabilización

Aunque algunas partículas solidas quien viene del yacimiento son hidrofóbicas, durante el tiempo pueden convertirse en hidrofílicas y ayudar a la formación y la estabilización de las emulsiones. EL proceso de adsorción de los surfactantes es rápido pero para crudos pesados con asfaltenos es largo y casi siempre es irreversible. (Langevin, Poteau, Hénaut, & Argi, 2004)

La interacción de la emulsión con el crudo es importante, pues gran cantidad de los crudos pesados vienen de formaciones con gran cantidad de solidos o de formaciones como la canadiense donde el crudo se extrae den cielo abierto. Hace mas de un siglo Bancroft propuso la formacion de emulsiones de fase continua es donde el surfactante es mas soluble. Existen varias tecnicas para emulsificacion como agitacion simple, mezcla con sistemas de rotor, inyección líquida a través de membranas porosas sistemas de alta presión homogenizadores, jets liquidos etc. esto permite estirar la interfase y romperla en diferentes formas.

La desestabilización de las emulsiones pueden ocurrir por diferentes mecanismos como el crecimiento de las partículas de

la fase dispersa en la fase continua, sedimentación, cremaje o coalescencia. (Langevin, Poteau, Hénaut, & Argi, 2004)

Las emulsiones de crudo a partir de surfactantes (no-iónicos generalmente) se producen mediante un balance hidrofóbico hidrofílico y activar los surfactantes que se encuentran en la composición del crudo pesado ionizándolos con bases fuertes como la soda caústica. (Langevin, Poteau, Hénaut, & Argi, 2004)

La aplicación hoy en día más importante de las emulsiones es la ORIMULSION™ de PDVSA la cual es una emulsión acuosa de 30% de agua y 70% de crudo pesado que se suministra para la generación en plantas termoeléctricas. (Langevin, Poteau, Hénaut, & Argi, 2004)

En conclusión para mejorar las emulsiones o crear nuevas emulsiones debe haber un mejor entendimiento de las propiedades de los sistemas de asfaltenos y ácidos fracos para entender las relaciones microscópicas y macroscópicas entre los diferentes agentes y las propiedades de la emulsión. (Langevin, Poteau, Hénaut, & Argi, 2004)

3.8 Calentamiento de líneas

El calentamiento de líneas permite mantener una temperatura alta del crudo, reduciendo la viscosidad del crudo pesado o de los fluidos de pozo, mediante la transferencia de calor con un anillo exterior de vapor o eléctrico llamado *tracing*. En la parte exterior de la tubería un fluido a alta temperatura o un conductor eléctrico, permiten elevar la temperatura y mantener la temperatura de los fluidos. En la parte exterior de la tubería un recubrimiento térmico permite que el fluido de calentamiento o el *tracing* eléctrico no pierda su energía al ambiente.

El *tracing* con vapor tiene algunos inconvenientes que incluyen la pérdida temprana de temperatura, la condensación en la línea, la corrosión por vapor y los sistemas necesarios para generar vapor para el calentamiento.

El *tracing* eléctrico es un sistema que puede auto regularse, que es fácil de instalar y puede instalarse en tubería existente. Sin embargo los costos de instalación, operación y mantenimiento del *tracing* en largas longitudes de tuberías son demasiado altos.

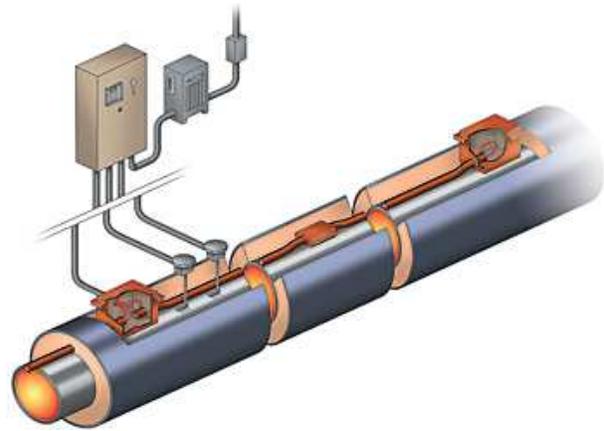


Figura 6. Tracing eléctrico. Fuente www.tycothermal.com

3.9 Encapsulación

Un proceso en estudio para transporte de hidrocarburos es la encapsulación del crudo. La encapsulación es un proceso reversible en el cual una partícula se envuelve dentro de una membrana por la polimerización interfacial para emulsiones. Esta técnica permitiría reducir la viscosidad de los fluidos a través de la formación de membranas para proteger el crudo pesado y preservar las características del crudo pesado evitando la formación de emulsiones fuertes. (Noik, Malot, Dalmazzone, & Mouret, 2004)

4 APLICACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA

Para cumplir con las metas de producción de crudo en Colombia, una de las grandes fuentes es el crecimiento de la producción de crudo pesado. Dentro de los objetivos de producción se encuentran el desarrollo de tecnologías para mejorar el recobro y ampliar las facilidades de procesamiento de crudos pesados

El potencial de explotación de crudos pesados en Colombia es de aproximadamente 320 KBOPD. Los campos de producción de crudo pesado más importantes son:

- El campo Nare-Teca con un potencial de producción de crudos pesados 70 KBOPD

- El campo rubiales con un potencial de producción de crudos pesados de 100 KBOPD y
- El campo Castilla con un potencial de producción de crudos pesados de 150 KBOPD.

En total Las reservas en los llanos orientales están por 1300 MBLS y 200 MBLS en el Magdalena medio.

Dentro de las actividades de *upstream* para el crecimiento de la cadena de suministro se han realizado grandes esfuerzos en la exploración de nuevos campos y la exploración de campos maduros. En *downstream* el mejoramiento de los procesos de transporte de crudo pesado y los sistemas de refinación.

Se han realizado grandes inversiones en Colombia para aumentar la producción de crudos en los diferentes campos. Las inversiones en el campo Castilla se han realizado las facilidades de tratamiento, las estaciones de bombeo. Otras inversiones incluyen el desarrollo de la cuenca de los llanos orientales en los campos Apiay-Suria-Reforma y Chichimene.

En *downstream* el país se prepara en el desarrollo de tecnologías para el mejoramiento de crudos como el *delayed coking* en Vasconia y los proyectos de optimización de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena para el procesamiento de crudos pesados.

A pesar de que la producción de crudo pesado y el bitumen no es tan lucrativa como la producción de crudos livianos convencionales, esta industria permite aumentar las reservas y ayudar al mantenimiento económico de las regiones donde se produce. En Colombia las zonas de producción de crudo pesado han sido beneficiadas con oportunidades de trabajo, regalías para la recuperación de infraestructura e inversiones sociales.

Los sistemas de producción y transporte actualmente utilizados en los diferentes campos incluyen métodos tradicionales de producción:

- En Castilla se utiliza la dilución como método de producción y transporte.
- En el campo Nare se realiza inyección de vapor, y el transporte se realiza gracias a la dilución con nafta.
- En el campo Rubiales se están desarrollando tecnologías para emulsión del crudo con estimulación inyección de vapor, y se están realizando pruebas para utilizar combustión in situ y tecnología SAGD.

La utilización de los métodos de producción y transporte deben acompañarse en su selección tecnológica e industrial por la etapa experimental, que permite simular las características del método, las condiciones en pozo y las actividades entre el método y los fluidos de pozo.

Para mejorar la eficiencia de los métodos de producción y transporte, su operación debe acompañarse con procesos de seguimiento y monitores con tecnologías electrónica, micro sísmica, métodos de medición electromagnética y los muestreos periódicos de los fluidos para determinar viscosidad, PVT,

composición entre otros, sin embargo para yacimientos de crudo pesado es extremadamente difícil la consecución de muestras de fluidos con viscosidades extremas y en ambientes con gran contenido de sólidos. Deben obtenerse muestras de crudo vivo de estado para determinar GOR, composición del gas, composición de la fase líquida y composición global. Experimentos CCE para determinar el punto de burbuja, compresibilidades, volumen de fases y densidad. Estos estudios son difíciles de realizar debido al largo tiempo que requiere para vaporizar o generar vapor y la alta viscosidad del crudo pesado. (Bybee, A Systematic Workflow Process for Heavy-Oil Characterization, 2010)

El mejor método de extracción y transporte de hidrocarburos debe seleccionarse dependiendo de las características del yacimiento, las propiedades de los fluidos, los recursos disponibles y las características de la cadena desde la producción del crudo, su transporte y refinación.

En Colombia los métodos de producción actuales han tenido repercusiones ambientales, económicas y sociales:

- La utilización de solventes requiere altos costos de transporte y genera también problemas sociales por hurto de combustibles.
- En otros métodos son necesarias grandes cantidades de agua para la generación de vapor y emulsiones. Los procesos de tratamiento y recuperación del agua para reutilización o vertimiento son muy costosos y generan problemas ambientales además de la reducción de los recursos hídricos en las regiones.
- Los métodos de calentamiento requieren grandes cantidades de energía y el tratamiento de agua para generación de vapor.

Algunos asuntos que se deben tener en cuenta en los procesos de producción de crudos pesados en Colombia son:

- Monitoreo continuo de los recursos naturales y de las fuentes de generación de vapor.
- Reducción de emisiones contaminantes, residuos y efluentes.
- Monitoreo de corrosión en los equipos de producción
- Desarrollo de soluciones para la movilidad del crudo pesado desde los campos más lejanos.
- Monitoreo de la producción de arena
- Mejorar los problemas de acceso y consecución de terrenos para la producción y transporte
- Desarrollo de nuevos métodos de recobro mejorado
- Investigación y desarrollo de mejores métodos de separación de Crudos pesado - agua.

Se han realizado evaluaciones de costos sobre los sistemas de recuperación mejorada (Baviere, Glenat, Plazanet, & Labrid,

1994) y evaluaciones sobre los métodos EOR de crudo pesado. Badabagli (Badabagli, 2003) en los cuales puede concluirse:

- Con vapor y agua caliente, los índices de recuperación son mayores que la recuperación con químicos y surfactantes, en yacimientos fracturados.
- La adición de químicos a los sistemas de inyección de vapor no representa mejora en los resultados de recuperación.
- Una alternativa para recuperación puede ser utilizando solventes como el método VAPEX que tiene resultados similares a los métodos con inundación con vapor.

Otros autores (Kok & Acar, Feasibility Study of Heavy Oil Field) afirman las ventajas económicas que tiene el método de inyección de CO₂ frente a los métodos de inundación con vapor, frente a costos de operación y la reducción de emisiones.

Con el margen tan grande gracias al precio elevado del petróleo, uno de los factores determinantes sobre las tecnologías de producción es la determinación que esta sea comercial en el área y que haya sido probada industrialmente, además de los resultados técnicos que permitan aumentar la producción y reducir los impactos ambientales.

La selección temprana y adecuada de la tecnología permitirá definir las características técnicas, la localización, y el desarrollo de la ingeniería para los sistemas de levantamiento, monitoreo, transporte y conversión del crudo pesado.

Los sistemas de producción y transporte de producción de crudo pesado requieren grandes cantidades de agua, no solo para la utilización en los procesos industriales como para el lavado, generación de vapor, tratamiento de residuos, inyección, sino también el agua necesaria para el mantenimiento de las herramientas, los equipos y el personal en las facilidades de levantamiento, procesamiento y transporte. (ARGONNE, 2008). La selección de este método para producción y transporte debe evaluarse sobre la disponibilidad hídrica en el área y los permisos requeridos para su utilización.

Los sistemas que no utilizan agua como los solventes, inyección de CO₂, polímeros o conversión permitirán los costos relacionados con la consecución, tratamiento, reinyección o vertimiento del agua y reducir el impacto ambiental que incluye la reducción de los recursos hídricos en la región y los efluentes relacionados con la operación.

La selección de los métodos de producción y transporte pueden realizarse gracias a herramientas multicriterio de evaluación. Estos métodos permiten seleccionar la técnica que tenga mejores condiciones técnicas, económicas, ambientales y sociales y reducir los riesgos. Además permiten seleccionar características de la cadena de suministro que reduzcan costos en el total de la cadena de suministro.

5 CONCLUSIONES

El mejor método de extracción y transporte de hidrocarburos debe seleccionarse dependiendo de las características del yacimiento y las propiedades e los fluidos. Para seleccionar este método es necesaria la selección a partir de la información tomada de la formación, el yacimiento, las características del entorno y las tecnologías disponibles.

Existen varios factores clave para el desarrollo de proyectos de tecnologías de para la producción y transporte de crudos pesados en Colombia:

- Desarrollo de tecnologías para reducir el impacto ambiental de la producción y transporte
- Desarrollo y selección las tecnologías que mejor impacto tenga en las industrias locales para desarrollar economías sustentables
- Desarrollo de infraestructura para el crecimiento de la industria y la región.
- Desarrollo de nuevos sistemas de refinación para que el procesamiento del crudo sea comercial y operacional
- Definición de la disponibilidad de la tecnología , los recursos y el personal calificado,
- Desarrollo nuevas tecnologías e inversión en investigación para ser aplicadas a escala industrial
- Desarrollo de la industria del gas para ayudar a la generación más limpia de calor, potencia y vapor para la producción de crudo pesado.
- Capacitación del personal de operación y mantenimiento para los sistemas de producción de crudo pesado

Los métodos de producción y transporte deben ser evaluados en capacidad financiera, mano de obra, permisos ambientales, los recursos disponibles y permisos locales para la utilización de recursos.

Algunos factores para la selección de las tecnologías de recuperación mejorada de crudo pesado incluyen: la eficiencia del método, la probabilidad de éxito, la experiencia de este método en casos similares, la disponibilidad de la tecnología y de los recursos para efectuarla, los riesgos que requiere el uso de este tipo de técnicas, la compatibilidad con el yacimiento y con los fluidos, la economía de los procesos.

La revisión de las tecnologías disponibles y las herramientas de selección permitirán contar a corto plazo con la tecnología apropiada para explotar, transportar, manejar, acondicionar y procesar crudos pesados y extrapesados, mejorando la calidad del producto final, con el propósito de maximizar la rentabilidad de los proyectos de inversión.

Las propiedades de los fluidos y del campo también afectan la distribución de las facilidades en superficie. Por ejemplo

cuando se está utilizando el mismo método de extracción como solventes, el diseño de facilidades de procesamiento central favorece la economía de los proyectos.

La inversión en nuevas tecnologías de producción y transporte, puede ser afectada en Colombia por diferentes factores:

- Altos precios del petróleo.
- Crecimiento en reservas comprobadas de crudo pesado.
- Aumento en el desarrollo e investigación de tecnologías.
- Aseguramiento del suministro de insumos.
- Acceso a mercados internacionales.

Para mejorar el desarrollo en las tecnologías de producción de crudo pesado deberán realizarse esfuerzos en tecnología, investigación y desarrollo.

Seleccionar la tecnología correcta para la extracción y transporte y continuar con la investigación en tecnologías que permitan reducir los costos económicos, sociales y ambientales que tienen las tecnologías de dilución y emulsión. Continuar con la inversión en tecnologías de conversión que permita producir productos de mayor valor agregado. En Colombia existen herramientas para la selección de tecnologías de producción de crudo pesado que permitirían aplicar la tecnología que mejor resultados en producción de crudo pesado y recobro de crudo para métodos de recuperación mejorada. (Trujillo, y otros, 2010)

Es necesaria la evaluación de los métodos de recuperación terciaria y el desarrollo de métodos de evaluación de sensibilidad para determinar el método que permita el mejor resultado en términos técnicos y financieros.

A pesar que dentro de la cadena de suministro diferentes entes controlan las etapas de producción y transporte, los métodos aplicados en la cadena de suministro pueden afectar otras etapas de procesamiento. Por ejemplo, la aplicación de métodos de dilución para maximizar la producción de crudo pesado permitiría reducir también los costos de transporte en superficie.

Uno de los problemas que afronta el país y la industria petrolera es la socialización del conocimiento y la transferencia de tecnología. Se han hecho grandes investigaciones en la producción del crudo pesado pero la mayoría de información no se divulga totalmente a los investigadores y profesionales del sector.

El tiempo que se emprende para adquirir y entender las propiedades de los fluidos y de la formación ayudan significativamente a seleccionar el mejor método de levantamiento artificial y de transporte de fluidos en campos de crudo pesado

La utilización de cadenas que tengan la mejor sinergia entre los sistemas de producción y transporte permitirá mejorar la eficiencia y reducir los costos.

NOMENCLATURA Y GLOSARIO

<i>AQT</i>	<i>Aquatermolysis</i> . Es un proceso en el cual a altas temperaturas el agua actúa como un solvente Orgánico. El agua opera como catalizador, reactante y solvente en el proceso.
<i>KBOPD</i>	Miles de barriles de crudo por día.
<i>SAGD</i>	<i>Steam Assisted Gravity Drainage</i> . Drenaje por gravedad asistido con vapor.
<i>MBLS</i>	Miles de barriles.
<i>BBLS</i> <i>PVT</i>	Barriles. Análisis en laboratorio del crudo a diferente Presión, Volumen y Temperatura.
<i>CHOPS</i>	<i>Cold Heavy Oil Production</i> Producción de crudo pesado en frío
<i>CSS</i>	<i>Cyclic Steam Stimulation</i> Estimulación Cíclica de Vapor
<i>CSI</i>	Cyclic Solvent Injection Estimulación Cíclica con Solvente.
<i>IGCC</i>	Ciclo combinado de gasificación combinado
<i>API</i>	<i>American Petroleum Institute</i> Instituto Americano del Petroleo
$^{\circ}$ API	Grados API. Medida de la densidad del crudo.
<i>EOR</i>	<i>Enhanced Oil Recovery</i> Recobro de crudo mejorado.
<i>FCC</i>	<i>Fluid Catalytic Cracking</i> Craqueo catalítico fluidizado
<i>ORIMULSION</i>	Emulsión generada por PDVSA para el crudo pesado del Orinoco venezolano.
<i>SUPOX</i>	<i>Supercritical partial oxidation</i> Oxidación parcial supercrítica
<i>OSR</i>	Oil- Steam Ratio Relación crudo producido vapor necesario para su recuperación.
<i>DHG</i>	<i>Downhole Gasification</i> Gasificación en profundidad.

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos a la ingeniera Brenda Fernández por su colaboración técnica en el tema de métodos de producción y transporte.

REFERENCES

- Abivin, P., Henaut, I., Chaudemanche, C., Argillier, J. F., Chinesta, F., & Moan, M. (2009). Dispersed Systems in Heavy Crude Oils. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 64 No. 5*, 557-570.
- Adhitya, A., Srinivasan, R., & Karimi, I. A. (2007). A model-based rescheduling framework for managing abnormal supply chain events. *Computers and Chemical Engineering 31*, 496–518.
- ARGONNE. (2008). *Water issues associated with heavy oil production*. Chicago: Uargonne.
- Arney, M. S., Ribeiro, G. S., Guevara, E., Bai, R., & Joseph, D. D. (1996). Cemented-lined pipes for water lubricated transport of heavy oil. *Multiphase Flow Vol. 22, No. 2*, 207-221.
- Ashrafizadeh, S. N., & Kamran, M. (2010). Emulsification of heavy crude oil in water for pipeline transportation. *Journal of Petroleum Science and Engineering 71*, 205-211.
- Babadagli, T. (2003). Evaluation of EOR methods for heavy-oil recovery in naturally fractured reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering 37*, 25-37.
- Babwah, J. A., Dawe, R., & Mellowes, W. (2006). Foamy Oil Production in Trinidad. *West Indian Journal of Engineering*, 1-12.
- Bajus, M. (2003). Hydrocarbo technologies. *Petroleum and Coal, Vol. 45*, 10-18.
- Bannwart, A. C. (2001). Modeling aspects of oil–water core–annular flows. *Journal of Petroleum Science and Engineering 32*, 127-143.
- Bauquis, P. R. (2001). A Reappraisal of Energy Supply and Demand in 2050. *Oil & Gas Science and Technology Vol. 56 No. 4*, 389-402.
- Baviere, M., Glenat, P., Plazanet, V., & Labrid, J. (1994). Improvement of the efficiency/cost ratio of chemical eor processes by using surfactants, polymers, and alkalis in combination. *SPE/DOE Ninth Symp. on Imp. Oil Rec., Tulsa, OK, April 17– 20* (p. SPE Paper 27821.). Tulsa, OK: SPE/DOE.
- Bensakhria, A.; Peysson, Y.; Antonini, G.; (2004). Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59 No. 5*, 523-533.
- Besson, C. (2005). *Resources to reserves: oil & gas technologies for the energy markets of the future*. Paris, Francia: OECD Publishing.
- Bossworth, S., Saad, H. A.-s., Gamal, I., Hervé, O., Stracke, M., West, C., et al. (1998). Key Issues in multilateral technology. *Oilfield Review*, 14-28.
- Bryan, J., & Kantza, A. (2007). Enhanced Heavy-Oil Recovery by Alkali-Surfactant Flooding. *SPE Annual Technical Conference and Exhibit*. Anaheim, California, U.S.A.: Society of Petroleum Engineers.
- Burger, J., Sourieau, P., & Combarnous, M. (1985). *Thermal Methods of Oil Recovery*. Paris: Technip.
- Bybee, K. (2010). A Systematic Workflow Process for Heavy-Oil Characterization. *Technology Focus*.
- Bybee, K. (2010). Alaskan Heavy Oil: First CHOPS at an Untapped Arctic Resource. *Technology Focus*.
- Carvajal-Osorio, H. (1992). An advanced nuclear power plant for heavy oil exploitation in the Venezuelan Orinoco Oil Belt. *Nuclear Engineering and Design, Volume 136, Issues 1-2*, 219-227.
- Castellanos Días, O., Modaresghazani, J., Satyro, M. A., & Yarranton, H. W. (2010). Modeling the Phase Behavior of Heavy Oil and Solvent Mixtures. *Fluid phase equilibria*, Revised Manuscript.
- Castellanos Días, O., Modaresghazani, J., Satyro, M. A., & Yarranton, H. W. (2010). Modeling the Phase Behavior of Heavy Oil and Solvent Mixtures. *Fluid Phase Equilibria*, Revised Manuscript.
- Chen, Q., Wang, M., Pan, N., & Guo, Z.-Y. (2009). Optimization Principle for Variable Viscosity Fluid Flow and Its Application to Heavy Oil Flow Drag Reduction. *Energy Fuels 23*, 4470–4478.
- Chilingar, G. V., & Yen, T. F. (1978). *Bitumens, asphalts, and tar sands*. Nueva York: Elsevier.
- Choi, Y. S., Park, H. D., & Sunwoo, C. (XXXX). *Multi-Criteria Evaluation and Least Cost Path Analysis for Optimal Haulage Routing in Open-Pit Mines*. XXXX: XXXX.
- Cuginia, A. V., Rothenberger, K. S., Krastmana, D., Ciocob, M. V., Thompson, R. L., & Gardner, T. J. (1998). The use of coal liquefaction catalysts for coal/oil coprocessing and heavy oil upgrading. *Catalysis Today 43*, 291-303.
- Curtis, C., Decoster, E., Guzman Garcia, A., Huggins, C., Minner, M., Kupsch, N., et al. (2002). Heavy Oil Reservoirs. *Oilfield Review*, 1-50.
- Curtis, C., Decoster, E., Guzman, A., Huggins, C., Knauer, L., Minner, M., et al. (2002). Heavy Oil Reservoirs. *Oilfield Review Autumn*, 1-15.
- Dargay, J., & Gately, D. (1995). The imperfect price reversibility of non-transport oil demand in the OECD. *Energy Economics Vol. 17. No. 1*, 59-71.
- Emadi, A., Sohrabi, M., Amiolahmady, M., Ireland, S., & Robertson, G. (2010). Reducing heavy oil carbon foot print and enhancing production through CO2 injection. *Chemical Engineering Research and Design*.
- Energy, U. D. (n.d.). <http://www.netl.doe.gov>.

- Galarraga, F., Márquez, G., & Permanyer, A. (2010). Effects of Steam Soak on the Two Eocene Heavy Crude Oils from the Urdaneta District (Venezuela). *Petroleum Science and Technology*, 28 , 294–307.
- Gateau, P., Hénaut, I., Barré, L., & Argillier, J. F. (2004). Heavy oil dilution. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 59 No. 5 , 503-509.
- Greaves, M., Xia, T. X., Rathbone, R. R., & Bentaher, A. H. (2006). Experimental Study of a Novel In Situ Gasification Technique for Improved Oil Recovery From Light Oil Reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology* .
- Heins, B., Xiao, X., & Deng-chao, Y. (2008). New technology for heavy oil exploitation wastewater reused as boiler feedwater. *Petroleum exploration and development Volume 35, Issue 1* , 113-117.
- Hongfu, F., Yongjian, L., Liying, Z., & Xiaofei, Z. (2002). The study on composition changes of heavy oils during steam stimulation processes. *Fuel* 81 , 1733-1738.
- Jeters, D.-J. (2008). *Energy use and CO2 emissions of bitumen and oil shale based liquid fuel production – explorations in TIMER*. Utrecht, Holanda: Utrecht University.
- Ji, G. D., Sun, T. H., & Ni, J. R. (2007). Surface flow constructed wetland for heavy oil-produced. *Bioresource Technology* 98 , 436–441.
- Joseph, D. D., Bai, R., Mata, C., Sury, K., & Grant, C. (1999). Self-lubricated transport of bitumen froth. *Journal of Fluid Mechanics* 386 , 127-148.
- Khavari-Khorasani, G., Michelsen, J. K., & Dolson, J. C. (1998). The factors controlling the abundance and migration of heavy vs. light oils, as constrained by data from the Gulf of Suez. Part II. The significance of reservoir mass transport processes. *Organic geochemistry vol. 29* , 283-300.
- Kjarstad, J., & Johnsson, F. (2009). Resources and future supply of oil. *Energy Policy* 37 , 441–464.
- Kok, M. V., & Acar, C. (Feasibility Study of Heavy Oil Field). Feasibility Study of Heavy Oil Field. *Energy Sources, Part A*, 30 , 189–199.
- Kokal, S., & Al-Kaabi, A. (2010). Enhanced oil Recovery: Challenges and Opportunities. *World Petroleum Council. Official Publication* , 64-69.
- Korenbaum, V. I., & Tagiltsev, A. A. (2010). Effect of Ultrasonic Oscillations on the Fluidity of Heavy Oil Products at Low Temperatures. *Acoustical Physics, Vol. 56, No. 5* , 734-738.
- Langevin, D., Poteau, S., Hénaut, I., & Argi, J. F. (2004). Crude Oil Emulsion Properties and their Application to Heavy Oil Transportation. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 59 No. 5 , 511-521.
- Laumer, J. (2006). Alberta Tar Sands: A North American Overview. *SCIENCE & TECHNOLOGY (alternative energy)* .
- Lebel, J. P., & Moriyama, R. T. (1997). History Match of a Mature Cyclic Steam Stimulation Process at Cold Lake. *Heavy oil Symposium* (pp. 307-321). Bakersfield, California: Society of Petroleum Engineers.
- Liu, X., Zhao, G., & Jin, Y. C. (2006). Coupled reservoir/wormholes model for cold heavy oil production wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 50 , 258– 268.
- Luo, P., Yang, C., & Gu, Y. (2007). Enhanced solvent dissolution into in-situ upgraded heavy oil under different pressures. *Fluid Phase Equilibria* 252 , 143–151.
- Mailybaev, A. A., Bruining, J., & Marchesin, D. (2011). Analysis of in situ combustion of oil with pyrolysis and vaporization. *Combustion and Flame* 158 , 1097-1108.
- Matthews, C. (2010). Heavy Oil. *Technology Focus March* , 1-20.
- Miki, Y., Yamadaya, S., Oba, M., & Sugimoto, Y. (1983). Role of Catalyst in Hydrocracking of Heavy Oil. *Journal of Catalysis* 83 , 371-383.
- Moore, R. G., Laureshen, C. J., Belgrave, J. D., Ursenbach, M. G., & Mehta, S. A. (1995). In situ combustion in Canadian heavy oil reservoirs. *Fuel* 74 , 1169-1175.
- Mostafa, S. (2007). Challenges of Heavy Oil Production. *OAPEC – IFP SEMINAR Improved Oil Recovery (IOR) Techniques and their Role in Boosting the Recovery Factor*, (pp. 1-10). Rueil, Malmaison, France.
- Noik, C., Malot, H., Dalmazzone, C., & Mouret, A. (2004). Encapsulation of Crude Oil Emulsions. *Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP*, Vol. 59, No. 5 , 535-546.
- Olsen, D. K., & Ramzel, E. B. (1992). Heavy oil refining and transportation: effect on the feasibility of increasing domestic. *IIT Research Institute, National Institute for Petroleum and Energy Research* .
- Pang, Z. X., Liu, H. Q., & Liu, X. L. (2010). Characteristics of Formation Damage and Variations of Reservoir Properties during Steam Injection in Heavy Oil Reservoir. *Petroleum Science and Technology*, 28 , 477–493.
- Peachey, B. (2005). *Conventional Heavy Oil R&D Needs Including GHG Intensity Reduction*. Calgary, Alberta, Canada.: Petroleum Technology Alliance Canada.
- Pfefferle, W. C. (2007). *Patent No. US2007/0187094 A1*. Madison, CT, US.
- Phlint, L. (2005). *Bitumen recovery technology*. Alberta, Canada: LENE CONSULTING.
- Pierre, C., Barré, L., Pina, A., & Moan, M. (2004). Composition and Heavy Oil Rheology. *Oil & Gas Science and Technology Rev. IFP*, Vol. 59 No. 5 , 489-501.
- Pitty, S. S., Li, W., Adhitya, A., Srinivasan, R., & Karimi, I. A. (2008). Decision support for integrated refinery supply chains Part 1. Dynamic simulation . *Computers and Chemical Engineering* 32 , 2767–2786.
- Qiansheng, Y., Shujie, L., & Xingjin, X. (2010). Drilling fluid technology for horizontal wells to protect the formations in unconsolidated sandstone heavy oil reservoirs. *Petroleum exploration and development Volume 37, Issue 2* .

- Rana, M. S., Samanob, V., Ancheyta, J., & Díaz, J. A. (2007). A review of recent advances on process technologies for upgrading of heavy oils and residua. *Fuel* 86 , 1216–1231.
- Rangel-Germana, E. R., Schembrea, J., Sandberg, C., & Kovscka, A. R. (2004). Electrical-heating-assisted recovery for heavy oil. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 45 , 213– 231.
- Rodenburg, L. (2005). Alternative Energy Sources in Alberta's Oil Sands: The Viability of Nuclear Energy. *University of Alberta* .
- Saniere, A., Hénaut, I., & Argillier, J. F. (2004). Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59* , 455-466.
- Sato, T., Adschiria, T., Araia, K., Rempelb, G. L., & Ng, F. T. (2003). Upgrading of asphalt with and without partial oxidation in supercritical water. *Fuel* 82 , 1231–1239.
- Speight, J. (2009). *Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands*. Gulf.
- Speight, J. G. (2004). Asphaltenes, Resins and the Structure of Petroleum. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59 No. 5* , 467-477.
- Speight, J. G. (2004). Petroleum Asphaltenes Part 2 The Effect of Asphaltenes and Resin Constituents on Recovery and Refining Processes. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59 No. 5* , 479-488.
- Stelacchio, R. J., Booker, D. D., & Chan, H. C. (2004). *Patent No. US 6,773,630 B2*. San Ramón, U.S.A.
- Szkloa, A. S., Machadoa, G., Schaeffera, R., Simoesa, A. F., & Barboza, J. (2006). Placing Brazil's heavy acid oils on international markets. *Energy Policy* 34 , 692–705.
- Tchambak, E., Oyeneyin, B., & Oluyemi, G. (2010). CO₂ Injection Studied For Deepwater Heavy Oil Reservoir. *Pipeline and gas journal Vol 37. No. 12* , 63-67.
- Thomas, S. A., County, H., Gilbert, W. W., Gilbert, K., & Huffman, A. R. (2002). *Patent No. US 6,427,774 B2*. United States.
- Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil & Gas Science Technology Rev. IFP Vol. 63* , 9-19.
- Trujillo, M., Mercado, D., Maya, G., Castro, R., Soto, C., Pérez, H., et al. (2010). Selection Methodology for Screening Evaluation of Enhanced-Oil-Recovery Methods. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Lima, Peru: Society of Petroleum Engineers.
- Vaezi, M., Passandideh-Fard, M., Moghiman, M., & Charmchi, M. (2011). Gasification of heavy fuel oils: A thermochemical equilibrium approach. *Fuel* 90 , 878–885.
- Xia, T. X., & Greaves, M. (2006). In Situ Upgrading of Athabasca Tar Sand Bitumen Using THAI. *Chemical Engineering Research and Design*, 84 , 856–864.
- Zagrivnyi, E. A., Kozyaruk, A. E., Malarev, V. I., & Mel'nikova, E. E. (2010). Prospects of Applying Bottom-Hole Electrothermal Complexes to Increase Oil Recovery of Layers with High-Viscosity Oil. *Russian Electrical Engineering Vol. 81 No. 1* , 31-36.
- Zaitoun, A., Tabary, R. F., & Boyle, T. (1998). Implementing a Heavy-Oil Horizontal-Well Polymer Flood in Western Canada. *7th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands*, (pp. 1-9). Beijing, China.
- Ze-xia, F., Teng-Fei, W., & Yu-Hai, H. (2009). Upgrading and viscosity reducing of heavy oils by [BMIM][AlCl₄] ionic liquid. *Journal of fuel chemistry and technology* 37 Issue 6 , 690-693.

Pronósticos del precio del crudo pesado y la tasa de cambio a través de una red neuronal entrenada.

Heavy oil price and exchange rate forecast using trained neuronal network.

Enrique Gómez Restrepo

Msc.(c) En Diseño y gestión de procesos. Departamento de Ingeniería –
Universidad de la Sabana, Chía, Cundinamarca, Colombia.

egomezre@gmail.com

Msc. Prof. Cesar López

Departamento de Ingeniería – Universidad de la Sabana, Chía, Cundinamarca,
Colombia. Grupo de investigación en sistemas logísticos.

cesar.lopez@unsiabana.edu.co

Palabras clave: Red neuronal, Pronostico precios.

Keywords: Neural Network, Price forecast

RESUMEN

El presente artículo es el resultado de investigación del proyecto “Herramienta para la optimización de un crudo pesado por el Oleoducto Bicentenario de Colombia bajo pronósticos de producción, precios en la canasta de referencia y la tasa de cambio” del grupo de investigación en sistemas logísticos de la Universidad de la Sabana. En este se presenta un método utilizado para predecir el precio del crudo pesado y el valor de la tasa de cambio de referencia en pesos utilizando una red neuronal artificial entrenada de doble capar a partir de información macroeconómica de entidades oficiales y de los resultados de textos patrones en un motor de búsqueda por internet.

ABSTRACT

The current paper is result of “Tool for the optimization of heavy oil by the Bicentenario Oil Pipeline under production forecasts, petroleum prices and exchange rates” research project of the Universidad de la Sabana logistical systems research group. A Trained neural network to forecast heavy oil prices and exchange rates is presented using macroeconomic information from official entities and results from search engine of related pattern search.

1 INTRODUCCIÓN

Es un hecho que la economía moderna es conclusión y consecuencia de la industria y de los precios del petróleo. Mientras que los países productores ganan mientras el precio sube, los países que utilizan el crudo como materia prima para productos y servicios, deben resistir mientras los precios aumentan, afectando la demanda y las utilidades. (Daniel, 2001) El aumento de los precios de crudo tiene dos efectos negativos en los países industrializados, reduce el

margen de utilidad y afecta enormemente el mercado de acciones. (Masih, Rumi, Peters, & De Mello, 2011)

La volatilidad del precio del petroleo

Se dice que hoy en día el crudo es el *commodity* que más se negocia en el mercado. Generalmente su precio varía por la relación oferta/demanda pero también está afectado por factores como eventos irregulares, condiciones climáticas, comportamiento bursátil de las bolsas de valores, crecimiento del PIB, aspectos políticos, la especulación y otros.

Muchos efectos de carácter cíclico están vinculados con la variación del precio del petróleo en el mundo como lo son el crecimiento en la demanda de nuevos países actores, la reducción del precio del dólar, el precio de los combustibles, el cambio en los sistemas de producción de crudo, las políticas OPEP y la reducción en el nivel de inventarios. (Pirog, 2005) Con consecuencias claras sobre las economías, los países consumidores se prepararán para los cambios en el precio del crudo, generando políticas contra la especulación y desarrollando inmensas reservas estratégicas.

Diferentes factores también se han demostrado tener efectos sobre el precio del crudo. Tales como la variación en la producción, el desarrollo de inventarios, las políticas de la OPEP para controlar los precios, el comportamiento del mercado, el crecimiento de mercados emergentes y la reducción de las cuotas por la OPEP. (Chevillon & Riffart, 2009) . El crecimiento en el consumo por la economía china, es un factor importante en la variación de precio del petróleo. (Cong, Wei, Jiao, & Fan, 2008)

En periodos de crisis el precio del crudo varía notablemente debido al cambio en las tasas de cambio, las tasas de interés y las reservas internacionales. En Julio de 2008 debido al aumento en la inflación y los costos de producción en los países industrializados, una caída abrupta en el precio del petróleo. (Song, 2010) El carácter impredecible del precio del petróleo surge en mayor parte debido a estos eventos sin precedentes, en los cuales se pueden utilizar las redes neuronales.

Los eventos políticos en el medio oriente, específicamente en los países productores como Iran, Iraq o Libia producen ruptura en la producción y un eventual aumento del precio. Es así que en el próximo futuro se espera un aumento en el precio de crudo disparado por la situación política en África del norte y el medio oriente. (Eder, Gampfer, Hofmann, Petersen, & Schneider, 2011) Las desastres ambientales, como aquel ocurrido en Japón a principios de 2011, afectarían también el precio del crudo. A pesar que los precios aumentaron, los precios de los productos producidos no suben en la misma relación disparando también pérdidas en las utilidades.

La especulación juega hoy un papel, con las condiciones sociales en el medio oriente y la situación política en algunos países productores como Rusia, Venezuela y Nigeria. (Pirog, 2005). Se estima que los mercados de valores se estabilizan 9 meses después de los efectos adversos del aumento de los precios del crudo. Eventos excepcionales como los conflictos en el medio oriente, los eventos separatistas en Rusia, la situación política en Venezuela, el conflicto armado en Nigeria, los eventos catastróficos ambientales en Estados Unidos y Japón reducen también el precio del petróleo.

Una de las opciones para reducir la volatilidad del precio es la práctica de políticas gubernamentales para fijar el precio, o para aminorar los impactos

sociales y económicos. Sin embargo y gracias a grupos particulares entre los cuales se encuentra grandes inversionistas energéticos, la OPEP y productores privados, las políticas de estabilización del precio no han sido lo suficientemente efectivas y el precio todavía sufre por el corte de oferta, los eventos internacionales y la especulación en los mercados de valores.

Se espera en los próximos años debido al incremento en la oferta de energías alternativas como el crudo pesado y el aumento en la producción de energía renovable, los precios de crudo se estabilicen. (Widodo, Tontowi, & Subagyo, 2011) Más aún, mayores ajustes en el precio y el mercado de hidrocarburos se esperan lograr gracias a las tecnologías de ahorro energéticas y combustibles, políticas sobre el mercado de valores y el suministro de formas alternativas de energía.

Modelos de para el pronóstico de precios

Los pronósticos de los precios del petróleo se utilizan en el sector privado para determinar los precios de los bienes a producir, para decidir tiempos de inversión, compra de combustible y derivados, generar políticas para predecir emisiones y diseñar políticas ambientales. (Alquist, Kilian, & Vigfusson, 2010) Estos modelos de pronósticos, permiten también desarrollar las políticas de reducción de efectos por aumento del precio del crudo, políticas de estimulación económica y simular escenarios que permitan determinar las consecuencias y los riesgos.

Anteriormente para predecir el precio del crudo se utilizaban técnicas matemáticas, de probabilidad y estadística como la regresión lineal, análisis de co-integración, modelos GARCH, auto regresiones y modelos de corrección. (Yu, Wang, & Lai, 2008) En la década de los 70 y 80s, existían contados estudios que permitieran determinar los precio del petróleo en tiempo real,

principalmente debido al trabajo que requiere la consecución de la información y por la limitada capacidad de computación. (Baumeister & Kilian)

En los últimos años se han desarrollado varias investigaciones sobre los métodos cuantitativos para los pronósticos de precios. Entre estos los métodos econométricos, modelos probabilísticos y semi- paramétricos. Los módulos de minería de datos por medio de herramientas basadas en internet es otra técnica que es utilizada para realizar pronósticos de crudo. (Shouyang, Lean, & Lai, 2005). El problema más común encontrado en estos modelos es que los resultados pueden acomodarse a un periodo de prueba pero no para otro periodo mayor. Se ha demostrado que los modelos tradicionales de predicción como los vectores, ARIMA y otros tienen aplicabilidad para periodos de hasta tres meses.

Una de las herramientas que se han utilizado en los últimos años es un modelo promedio móvil integrado auto regresivo que provee unos resultados mejores (Fernandez, 1997).

Uno de los más importantes métodos utilizados actualmente por el departamento de información energética de Estados unido, es STEO utilizado para desarrollar pronósticos de los precios del petróleo utilizando simulaciones basadas en el comportamiento del mercado y de la economía mundial.

La determinación de precios bajos de crudo, permitirá a las empresas productoras, decidir las reservas de venta de crudo, los periodos para el mantenimiento de los sistemas de producción y transporte y determinar las compras de crudo para aumentar las utilidades y desarrollar reservas de crudo más liviano.

Debido a los cambios abruptos por factores políticos, ambientales y sociales en el mundo, muchos de los algoritmos desarrollados en la literatura tienen como fin predecir el precio del crudo WTI en periodos cortos. (Ghaffari & Zare, 2009)

Para contrarrestar los efectos causantes de los altos precios del petróleo en 2008 por la especulación, la demanda creciente, las demoras en tiempos de transporte, las limitantes geológicas y los sistema de precios de la OPEP. (Hamilton, 2008), se han desarrollado en los años recientes los métodos de inteligencia artificial que permiten obtener mejores resultados. (Kaufmann & Ullman, 2009)

Algunos de los modelos desarrollados en los últimos años son:

Autores	Palabras Clave
Abramson & Finizza, 1995	Redes de Confianza
Alvarez-Ramirez y otros, 2003	Teoria del Caos, Multifractales
Amin-Naseri & Esfahanian, 2006	Redes Neuronales Artificiales
Bernabe y Otros, 2004	Caos
Dées y Otros, 2007	Econometría Estructural
Ghouri, 2006	Regresión Lineal
Gori y Otros, 2007	Regresión, Caos
Gulen, 1998	Análisis de Cointegración
Kaboudan, 2001	Programación genética y redes neuronales.
Lanza y Otros, 2005	Corrección de error
Mirmirani y Otros, 2004	Autoregresión por vector (VAR) Redes Neuronales Artificiales (RNA)
Morana, 2001	Modelo generalizado autoregresivo de heteroscedasticidad condicional GARCH)

Autores	Palabras Clave
Rehrl y Friedrich, 2006	Escenarios de a largo plazo
Sadorsky, 2006	GARCH
Shambora y Rossiter , 2007	RNA
Tang & Hammoudeh, 2002	Regresión no-lineal
Wang y otros, 2004	Marcos híbridos de inteligencia Artificial
Ye y otros, 2006	Regresión lineal
Yousefi y otros, 2005	Ondulas

En este trabajo se desarrolla un modelo que considera el resultado de patrones de un motor de búsqueda y datos cuantitativos macroeconómicos para determinar una tendencia en los precios del crudo.

2 LA RED NEURONAL

Una red neuronal es un sistema para el procesamiento de información inspirado en el comportamiento biológico de las neuronas. La historia de las redes neuronales se desarrolla desde finales del siglo XIX cuando Alexander Bain y William James se dieron cuenta de la posibilidad de desarrollar sistemas de cómputo basados en modelos neuronales.

A principios de 1950 se desarrolla la primera red neuronal digital por Belmont Farley y Wesley Clark. Algunos desarrollos siguieron en la misma década y fue abandonada en 1960. Durante los años 70 la investigación en redes neuronales continuó con el desarrollo por Stephen Grossberg de las teorías de comportamiento en grupo y de memoria adaptativa. En la década del 80 se desarrollan las capacidades de cálculo de la herramienta y se popularizan los algoritmos de propagación reversa. Hoy en día las RNA son tema de investigación para matemáticos científicos e ingenieros. (Priddy & Keller, 2005)

Las redes neuronales son herramientas que aprenden del ejemplo y son conocidos como aproximadores universales de funciones. Las redes neuronales han sido utilizadas para pronosticar diferentes elementos del mercado y de la economía. Durante las dos últimas décadas se han realizado también gran número de investigaciones sobre el uso de redes neuronales para el desarrollo de pronósticos, especialmente para negocios y finanzas. Se han desarrollado también métodos híbridos de redes neuronales y otros métodos que han permitido tener mejores resultados. (Amin-Nazeri & Gacharech, 2009)

Los procesos de las redes neuronales incluyen:

- El procesamiento de información por cada neurona.
- La transmisión de la información entre nodos.
- La aplicación de funciones de transferencia.

Una de las claves de las redes neuronales es capturar los factores ocultos en series de valores de precios y determinar eficazmente los pronósticos especialmente de aquellos que tienen comportamientos no lineales

Para el diseño de la red neuronal, el número de neuronas y el número de capas se selecciona utilizando el método de ensayo y error. Se han desarrollado también métodos híbridos de redes neuronales y otros métodos que permitirían tener mejores resultados.

Más recientemente se han desarrollado investigaciones utilizando redes neuronales para predecir el precio del petróleo, entrenándolas mediante estrategias del mercado del crudo. Estas investigaciones han permitido obtener

resultados en mayores periodos de tiempo hasta un año. (Shambora & Rossiter, 2007)

Una red neuronal es un sistema para el procesamiento de información inspirado en el comportamiento biológico de las neuronas. La historia de las redes neuronales se desarrolla desde finales del siglo XIX cuando Alexander Bain y William James se dieron cuenta de la posibilidad de desarrollar sistemas de cómputo basados en modelos neuronales.

A principios de 1950 se desarrolla la primera red neuronal digital por Belmont Farley y Wesley Clark. Algunos desarrollos siguieron en la misma década y fue abandonada en 1960. Durante los años 70 la investigación en redes neuronales continuó con el desarrollo por Stephen Grossberg de las teorías de comportamiento en grupo y de memoria adaptativa. En la década del 80 se desarrollan las capacidades de cálculo de la herramienta y se popularizan los algoritmos de propagación reversa. Hoy en día las RNA son tema de investigación para matemáticos científicos e ingenieros. (Priddy & Keller, 2005)

Las redes neuronales son herramientas que aprenden del ejemplo y son conocidos como aproximadores universales de funciones. Las redes neuronales han sido utilizadas para pronosticar diferentes elementos del mercado y de la economía. Durante las dos últimas décadas se han realizado también gran número de investigaciones sobre el uso de redes neuronales para el desarrollo de pronósticos, especialmente para negocios y finanzas. Se han desarrollado también métodos híbridos de redes neuronales y otros métodos que han permitido tener mejores resultados. (Amin-Nazeri & Gacharech, 2009)

Los procesos de las redes neuronales incluyen:

- El procesamiento de información por cada neurona.
- La transmisión de la información entre nodos.
- La aplicación de funciones de transferencia.

Una de las claves de las redes neuronales es capturar los factores ocultos en series de valores de precios y determinar eficazmente los pronósticos especialmente de aquellos que tienen comportamientos no lineales

Para el diseño de la red neuronal, el número de neuronas y el número de capas se selecciona utilizando el método de ensayo y error. Se han desarrollado también métodos híbridos de redes neuronales y otros métodos que permitirían tener mejores resultados.

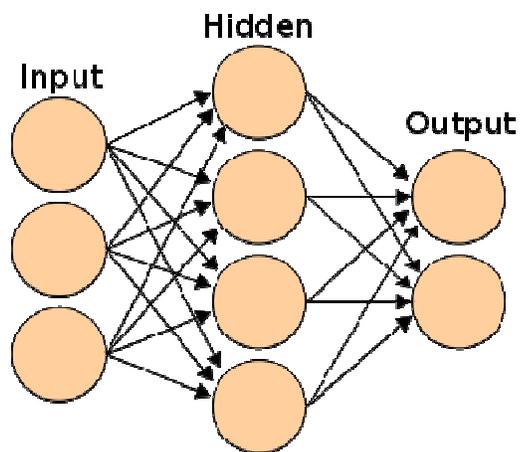


Figura 16. Esquema de una red neuronal artificial.

Más recientemente se han desarrollado investigaciones utilizando redes neuronales para predecir el precio del petróleo, entrenándolas mediante estrategias del mercado del crudo. Estas investigaciones han permitido obtener resultados en mayores periodos de tiempo hasta un año. (Shambora & Rossiter, 2007)

3 METODOLOGÍA

En este trabajo se desarrolla un sistema híbrido con una red neuronal artificial entrenada que considera datos macroeconómicos y el resultado de información disponible de palabras patrón en un motor de búsqueda para desarrollar una herramienta de alerta que permita determinar las variaciones intempestivas que se generan debido a acontecimientos en el mundo. (Shouyang, Lean, & Lai, 2005)

El comportamiento del crudo en los últimos años se describe por variables económicas se describe a continuación:

Efecto en el precio	Causa
Desde 1992 se ha visto un aumento continuo.	Aumento consumo internacional en especial países asiáticos.
Aumento desde septiembre de 2000.	Debido al incremento del consumo desde 1999.
Las caídas se han observado en principios de 1999, diciembre 2001 cayeron 50%, enero de 2007 donde cayeron 40%, inicios de 2009 donde cayeron más de 70%.	Las causas han sido debido a precauciones en el cambio de la demanda, las crisis económicas.

Tabla 6. Ejemplos de los Efectos de las variables económicas sobre el precio del crudo

El precio del crudo pesado y del marcador WTI es afectado por el comportamiento del consumo y la demanda de crudos, los inventarios actuales,

el comportamiento en precio de otros commodities y los indicadores de mercado.

Los datos macroeconómicos que se tomaron para el desarrollo de esta red neuronal son:

- El precio del Oro,
- Los inventarios mundiales (millones de barriles),
- El Consumo de la OECD,
- El consumo de China
- El indicador S&P500

Otros eventos irregulares han afectado el precio del crudo pesado. Para determinar los valores cualitativos que determine los efectos de estos eventos irregulares se utiliza la minería de datos y así advertir cambios vertiginosos en el precio del crudo. Para este trabajo se tomaron algunos de estos patrones como factores que han afectado en los últimos años el precio del crudo referencial y otros que deben afectar el precio específicamente del crudo pesado.

Los siguientes patrones se tomaron como base para generar una matriz que permita determinar los valores cualitativos:

Grupo	Texto Patrón	Ejemplo
Reducción en la producción	"OPEC Production cut"	1998 OPEC agrees production cut
Invierno	"Cold Weather"	1995 Cold Weather in Europe and America
Desastre Natural	"Natural Disaster"	2011 Japan Natural Disaster

Grupo	Texto Patrón	Ejemplo
Economía mundial	“Economic Crisis”	2008 Economic crisis
Terrorismo	“Terrorist Attack”	2001 Terrorism Attack
Nuevas fuentes de energía	“Non-conventional energy	2000 non- conventional energy plants in europe
Guerra	“War”	2003 Iraq War

Tabla 7. Textos patrón para búsqueda valores cuantitativos

Para determinar los valores de estos patrones se utilizó como herramienta los históricos en motores de búsqueda que relacionan el número de artículos, noticias e hipervínculos sobre cada patrón.

Para construir y entrenar la red neuronal se utilizó MATLAB® y los resultados se analizaron por aparte.

3.1 Información de entrada.

La información se recolecto de diferentes fuentes entre los cuales se encuentran la reserva federal, el fondo monetario internacional, la asociación internacional de energía, la agencia de información energética y el banco de la república.

3.1.1 Para pronóstico del precio del crudo (U\$)

Precio del oro: El precio del oro, como el almacenamiento de la fortuna de un país y la garantía para promesas de los depositantes. El oro también es objeto de inversión en las bolsas cuando el mercado es muy volátil o el precio de las acciones u otros *commodities* como el crudo se disminuye.

Inventario del crudo: Con el aumento en la demanda y llegando al pico de producción petrolera, los inventarios mundiales son referencia del aumento del precio del petróleo.

Consumo mundial del crudo: El precio del crudo también es afectado también por el consumo de los países con que más producen bienes y servicios y consumen más crudo.

Consumo de petróleo por china: La segunda economía del mundo y con las tasas de consumo más altas es de los países que han generado debido a su alto consumo de crudo, alzas permanentes en la demanda,

Valor S&P500: El índice S&P500 es un índice generado desde 1957 que representa el valor de las acciones de las 500 empresas más valiosas del mercado. El índice S&P500 podría presentar la caída en producción, la reducción en las utilidades y posterior reducción en la demanda.

Valores Cuantitativos: Debido a eventos súbitos en el mundo el precio del petróleo y del crudo pesado pueden cambiar inesperadamente.

En algunos modelos por ejemplo el de Shouyang y otros "*Crude oil price forecasting with TEI@I methodology*" (Shouyang, Lean, & Lai, 2005) como herramienta para el pronóstico del precio del petróleo, se utiliza la minería de datos para advertir cambios vertiginosos en el precio del crudo. Para este trabajo se tomaron algunos de estos patrones como factores que han afectado en los últimos años el precio del crudo referencial y otros que deben afectar el precio específicamente del crudo pesado.

Con un conjunto de palabras que representan eventos, se buscaron patrones que pueden afectar el precio del crudo pesado:

#	Grupo	Testo Patrón	Ejemplo
A	Reducción en la producción	OPEC Production cut	1998 OPEC AGREES production cut
B	Invierno	Cold Weather	1995 Cold Weather in Europe and America
C	Desastre natural	Natural Disaster	2011 Japan Natural Disaster
D	Economía mundial	Economic Crisis	2008 Economic crisis
E	Terrorismo	Terrorist Attack	2001 Terrorism Attack
F	Nuevas fuentes de energía	non-conventional energy	
G	Guerra	War	2003 Iraq War

Se dice que en gran medida la volatilidad de los precios debido a la especulación, se relaciona con los eventos particulares en diferentes zonas del mundo.

Cortes de la OPEC en la producción: Desde su creación la OPEC se ha decidido mantener el precio del crudo en un margen favorable para incrementar las utilidades. A pesar que el valor de los inventarios en el mundo son altos y la producción en sectores no pertenecientes a este grupo han crecido, las decisiones sobre los cortes de producción han afectado el precio del crudo. Los cortes de producción casi siempre se deciden durante las reuniones del grupo y casi siempre el rumor de corte afecta el precio preliminarmente. Algunos de los cambios en la producción de crudo se presentan a continuación:

Fecha	Reunión
April 1998	Riyadh
July 1998	Amsterdam/Vienna
April 1999	The Hague/Vienna
February 2001	Vienna
April 2001	Vienna
September 2001	by phone
January 2002	Cairo
November 2003	Vienna
April 2004	Algiers
November 2006	Doha
February 2007	Abuja
September 2008	Vienna
October 2008	Vienna
December 2008	Oran

Tabla 14. Cortes recientes programados por la OPEC

Invierno: Casi siempre durante el invierno o en climas excepcionalmente fríos la demanda de combustibles aumenta y el precio aumenta. Estos cambios son mayores en el hemisferio norte donde se encuentran la mayor cantidad de países productores.

Desastre Naturales: Los desastres naturales en las zonas consumidoras y productoras afectan la oferta y la demanda. Por ejemplo durante el desastre natural de Japón la demanda de crudo se redujo, siendo en ese momento el segundo consumidor de crudo en el mundo.

Crisis económica: Las crisis económicas se han presentado mundialmente por ciclos y han afectado la producción industrial y el consumo.

Ataques Terroristas: Los conflictos socio políticos están llegando a todos los lugares del mundo. Los ataques en Nueva York, Tokio y Madrid han afectado las condiciones económicas de los mercados y el precio del crudo.

Fuentes no convencionales de energía: Se piensa que la competencia entre el petróleo y los combustibles convencionales contra nuevas fuentes más económicas como los biocombustibles y las tecnologías renovables, permitirá reducir la dependencia única sobre el petróleo y reducir sus precios.

Guerra: Los conflictos internos y las guerras especialmente en regiones productoras como el medio oriente, son causantes de la volatilidad en precios.

3.1.2 Para el pronóstico de tasa de referencia

El desarrollo de la red neuronal para la tasa de referencia tienen las mismas características que para el precio del crudo pesado, variables cualitativas y macroeconómicas:

VARIABLES MACROECONÓMICAS:

- Indicador S&P500
- Indicador IPC
- Tasa Reserva Federal

Indicador S&P 500: Al S&P 500 se le considera el índice más representativo de la situación real del mercado bursátil.

Índice Precios al Consumidor Colombia (IPC): Obtenido de los datos por el banco de la república el IPC es un dato que afecta indirectamente el valor de la tasa de referencia.

Tasa reserva federal: Durante los últimos años los gobiernos de los países industrializados, las tasa de las reservas han afectado el valor de la divisa.

4 RESULTADOS

Para desarrollar los pronósticos de los precios del crudo pesado y las tasas de cambio se utilizaron redes feed-forward de una capa escondida que por su simplicidad facilita su entrenamiento y descubrir más rápidamente sus resultados.

Se utilizó como algoritmo de entrenamiento Levenberg-Marquardt gracias a su rapidez de convergencia.

Para el caso se selecciono una red neuronal de dos capas, una capa escondida y una capa de salida que permite aproximar arbitrariamente las funciones de un campo finito a otro. Antes de realizar los ensayos las variables de carácter cualitativo o de texto Patrón se normalizaron.

Posteriormente se realizaron algunos análisis de sensibilidad sobre las variables de entrada a las redes neuronales y seleccionar el número de neuronas en la capa escondidas.

4.1 Análisis de sensibilidad

Preliminarmente se probó la red neuronal con los datos de entrada y su pertinencia sobre los resultados.

Se realizó un estudio primero sobre los datos macroeconómicos (el precio del Oro, los inventarios mundiales, el Consumo de la OECD, el consumo de China y el indicador S&P500) para determinar la pertinencia de estos datos.

Posteriormente se desarrollo el mismo procedimiento para los datos de patrón texto.

Los resultados se presentan a continuación:

No de Neuronas Escondidas	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Variables	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Solo Cuant	0,453	0,519	0,244	0,766	0,056	0,256	0,704	0,605	0,728
Cualitativas	0,625	0,415	0,559	0,543	0,116	0,344	0,259	0,274	0,108
Todas	0,95	0,953	0,957	0,971	0,972	0,973	0,994	0,962	0,895

No se realizaron más pruebas para el numero de neuronas, ya que que el resultado es aceptable para 7 neuronas y considerando que la precisión se reduce con un número mayor.

La misma operación se realizó con los datos para la tasa de cambio:

No de Neuronas Escondidas	1	2	3	4	5	6
Variables	R	R	R	R	R	R
Solo Macroeconómicas	0,49	0,95	0,97	0,973	0,98	0,96
Cualitativas	0,719	0,799	0,8	0,93	0,93	0,88

El número de neuronas escondidas para esta red fue de 4 neuronas.

4.2 Pronósticos a futuro de los datos de entrada

De acuerdo a la forma se realizaron algunos cálculos para cómo se pueden realizar los pronósticos de los valores de los datos de entrada a futuro. Algunos datos de entrada a futuro se pueden estimar con regresiones lineales, polinomiales o con redes de menor tamaño:

Patrón texto A	Red neuronal combinada a fecha (Estos datos se pueden estimar por los eventos o extrapolar por búsqueda por días)
Patrón texto B	
Patrón texto C	
Patrón texto D	
Patrón texto E	
Patrón texto F	
Patrón texto G	
Precio del oro (U\$)	Regresión polinomial: $y = 0,063x^2 - 6,816x + 441,853$ $R^2 = 0,980$
Inventario de petróleo mundial (Millones de barriles)	Red Neuronal
Consumo OECD	Red Neuronal
CONSUMO CHINA	Regresión polinomial: $y = 0,055x^2 + 20,496x + 3.291,097$ $R^2 = 0,992$
S&P500	Red Neuronal

4.3 Resultados precio del crudo pesado

A continuación se presentan los resultados de la red neuronal para el precio del crudo pesado en dólares:

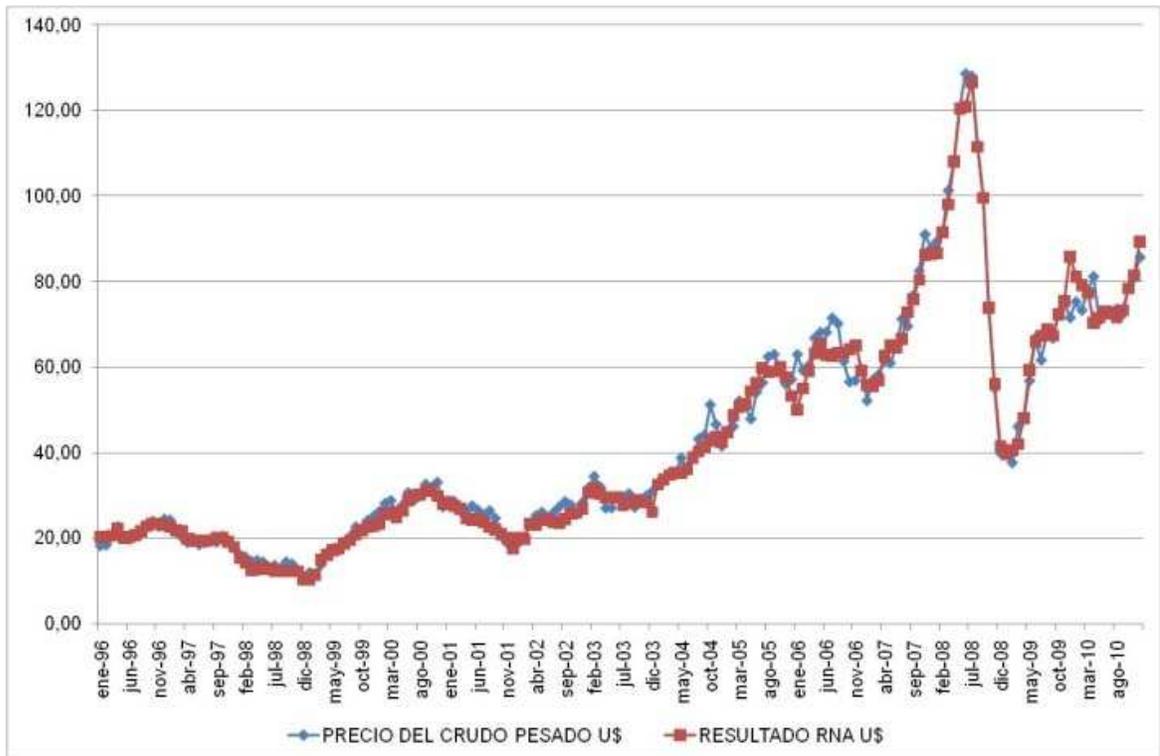


Figura 1. Resultados de la tasa de cambio en pesos (COP\$)

Los datos de correlación y MSE para esta red son:

$$MSE = 1612,6$$

$$\text{Coeficiente de correlación} = 0,994$$

4.4 Resultados Tasa de referencia (COP\$)

A continuación se presentan los resultados de la red neuronal para el valor del dólar:



Los datos de correlación y MSE para esta red son:

$$MSE = 759002,8$$

$$\text{Coeficiente de correlación} = 0,992$$

4.5 Resultados Precio del crudo pesado en pesos (COP\$)

A continuación se presentan los resultados de la red neuronal para el precio del crudo pesado en pesos



Los datos de correlación y MSE para esta red son:

$$MSE = 9,216E+09$$

$$R = 0,992$$

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La red entrenada para determinar el comportamiento del crudo pesado dio buenos resultados con los valores determinados para su entrenamiento.

Para el entrenamiento de la red neuronal se utilizó además de los valores macroeconómicos descritos en otros artículos de pronósticos del precio del petróleo y la tasa de cambio mediante redes neuronales, valores de patrones

cualitativos como crisis económica, terrorismo, guerra y energía no convencional.

Los valores de estos datos de patrones se determinaron mediante la extrapolación de búsquedas diarias de los patrones en motores de búsqueda de hipervínculos y noticias en internet.

Los resultados para el precio del crudo pesado y la tasa de cambio dejan dudas a pesar de utilizar el mismo método que para el precio en dólares del crudo pesado.

Sin embargo para su utilización en casos reales los valores de los patrones deben ser normalizados y actualizados hasta la fecha, pues no existe evidencia que una red entrenada pueda predecir algún evento que pueda afectar el precio del petróleo a futuro. Sin embargo el valor de los patrones texto para estos eventos puede pronosticarse con redes de menor tamaño o determinarse con regresiones al mes de búsquedas diarias.

El valor de los datos macroeconómicos a futuro puede determinarse también con regresiones polinomiales o con redes neuronales de menor tamaño. El resultado y la forma de estos pronósticos no es objeto de este estudio pero puede desarrollarse en trabajos posteriores.

Se recomienda en el próximo trabajo validar la red neuronal con precios futuros del crudo pesado, la tasa de cambio y precisar el valor del crudo pesado sobre el método de estimación (fijado por el comprador o el vendedor) y sobre el marcador utilizado, ya que en los próximos años el marcador Brent será utilizado como índice base para el precio del crudo en Colombia.

Los resultados de esta red pueden mejorar los métodos de negociación del crudo pesado, programar la producción el transporte y venta del crudo para obtener mayor utilidad y programar las actividades de parada y mantenimiento para reducir los costos por lucro cesante.

REFERENCES

Alquist, R., Kilian, L., & Vigfusson, R. J. (2010). *Handbook of economic forecasting*. Michigan, EUA: Grahamm Elliot and Allan Timmermann.

Amin-Nazeri, M. R., & Gacharech, E. A. (2009). A hybrid artificial intelligence approach to monthly forecasting of crude oil price time series. *Tarbiat Modares University* .

Baumeister, C., & Kilian, L. (n.d.). Real-Time Forecasts of the Real Price of Oil (Paper in work). 2010 .

Chevillon, G., & Riffart, C. (2009). Physical market determinants of the price of crude oil and the market premium. *Energy Economics* 31 , 537–549.

Cong, R.-G., Wei, Y.-M., Jiao, J.-L., & Fan, Y. (2008). Relationships between oil price shocks and stock market: An empirical analysis from China. *Energy Policy* 36 , 3544– 3553.

Daniel, J. (2001). *Hedging government oil price risk*. New York: International Monetary Fund.

Eder, G., Gampfer, B., Hofmann, T., Petersen, A.-K., & Schneider, R. (2011). *Economic forecast 2011/2012*. ECONOMIC RESEARCH & CORPORATE DEVELOPMENT.

Fernandez, V. (1997). *Forecasting commodity prices by classification methods: The cases of crude oil and natural gas spot prices*. Santiago, Chile: Pontificia Universidad Catolica de Chile.

Filis, G., Degiannakis, S., & Floros, C. (2011). Dynamic correlation between stock market and oil prices: The case of oil-importing and oil-exporting countries. *International Review of Financial Analysis* 20 , 152–164.

Ghaffari, A., & Zare, S. (2009). A novel algorithm for prediction of crude oil price variation based on soft computing. *Energy Economics* 31 , 531–536.

Hamilton, J. D. (2008). *Understanding Crude Oil Prices*. Cambridge MA: National Bureau of Economic research.

Kaufmann, R. K., & Ullman, B. (2009). Oil prices, speculation, and fundamentals: Interpreting causal relations among spot and futures prices. *Energy Economics* 31 , 550–558.

Malik, F., & Nasereddin, M. (2006). Forecasting output using oil prices: A cascaded artificial neural network approach . *Journal of Economics and Business* 58 , 168–180.

Masih, Rumi, Peters, S., & De Mello, L. (2011). Oil price volatility and stock price fluctuations in an emerging market: Evidence from South Korea. *Energy Economics* xxx , xxx–xxx.

Pirog, R. (2005). *World Oil Demand and its Effect on Oil Prices CRS Report for Congress*. Washington, USA: Congressional Research Service ~ The Library of Congress".

Priddy, K. L., & Keller, P. E. (2005). *Artificial neural networks: an introduction*;. Bellinghan, Washington.: SPIE Press.

Shambora, W. E., & Rossiter, R. (2007). Are there exploitable inefficiencies in the futures market for oil? *Energy Economics* 29 , 18–27.

Shouyang, W., Lean, Y., & Lai, K. K. (2005). CRUDE OIL PRICE FORECASTING WITH TEI@I METHODOLOGY. *Journal of Systems Science and Complexity* Vol. 18 No. 2 , 145-166.

Song, W. (2010). Building an early warning system for crude oil price using neural network (Working Paper). *Journal of East Asian Economic Integration* Vol. 14, No. 2 , 79-110.

Widodo, I., Tontowi, A. E., & Subagyo. (2011). A Model of Product Performance Forecasting: A Hybrid. *Global Journal of Computer Science and Technology* , 1-9.

Yu, L., Wang, S., & Lai, K. K. (2008). Forecasting crude oil price with an EMD-based neural network ensemble learning paradigm. *Energy Economics* 30 , 2623–2635.

Herramienta para la determinación de los flujos de crudo pesado en oleoducto durante circunstancias favorables de precio

Tool to determine heavy crude oil flows through pipeline during favorable circumstances of price

Enrique Gómez Restrepo

Msc.(c) En Diseño y gestión de procesos. Departamento de Ingeniería – Universidad de la Sabana, Chía, Cundinamarca, Colombia.
egomezre@gmail.com

Msc. Prof. Cesar López

Departamento de Ingeniería – Universidad de la Sabana, Chía, Cundinamarca, Colombia. Grupo de investigación en sistemas logísticos.
cesar.lopez@unsiabana.edu.co

Palabras clave: Crudo pesado, Optimización de flujos, oleoducto.

Keywords: Heavy oil, flow optimization, oil pipeline.

RESUMEN

El presente artículo es el resultado de investigación del proyecto “Herramienta para la optimización de un crudo pesado por el Oleoducto Bicentenario de Colombia bajo pronósticos de producción, precios en la canasta de referencia y la tasa de cambio” del grupo de investigación en sistemas logísticos de la Universidad de la Sabana. En este se presenta el desarrollo de una herramienta mediante MATLAB y su interfaz de usuario gráfica para determinar los flujos de crudo pesado por el oleoducto y almacenados en las dos

estaciones ubicadas en los extremos del sistema de transporte mientras el precio se mantiene en un valor para garantizar la mayor ganancia

ABSTRACT

The current paper is result of “Tool for the optimization of heavy oil by the Oleoducto Bicentenario de Colombia pipeline under production forecasts, petroleum prices and exchange rates” research project of the Universidad de la Sabana logistical systems research group. a method to heavy oil prices forecasting is presented using neural networks. This paper presents the development of the MATLAB tool to determine the flows through the oil pipeline ant volume stocked to optimize inputs while price is high.

1 INTRODUCCIÓN

Una cadena de suministro es una red de unidades y mecanismos de distribución que cumple con las funciones de procura, transformación del material a productos finales y la distribución de los productos a sus clientes (Papageorgiou, 2009). El objetivo de las tareas de optimización de la cadena es reducir los costos de operación, aumentar ganancias o reducir los riesgos.

La volatilidad del precio de los hidrocarburos debido a grandes demandas de materias primas y crecimientos de economías industrializadas, hace cada vez más necesario la protección de recursos, reducción de costos a través de modelos que permitan mantener vigente los modelos de flujos en las cadenas de suministro.

En este trabajo se utiliza la programación lineal como herramienta para determinar los flujos a través un oleoducto hasta el punto de venta, y los volúmenes almacenados para conservar el recurso y sacar la mayor ganancia mientras el precio es favorable, utilizando los elementos de transporte y almacenamiento.

2 REVISIÓN DE LITERATURA

En la cadena de suministro del petróleo, existen varios ejemplos de herramientas y modelos computacionales para la optimización de la cadena de suministro. En 1993, se presentó uno de los primeros modelos computacionales para la optimización de la planeación del suministro, transformación y distribución en la industria del petróleo (Sear, 1993). Algunas de las más importantes investigaciones en el área se tomaron como referencia para el desarrollo del modelo:

Autor – Año	Nombre y descripción
(Sear, 1993)	<p><i>“Logistics Planning in the downstream oil industry”.</i></p> <p>Aunque el modelo que desarrolla es prácticamente único para la cadena de derivados, desde ese momento los avances en modelos han permitido integrar las decisiones entre las diferentes etapas de la cadena involucrando los elementos del mercado y la planeación de las operaciones logísticas.</p>
(Escudero, Quintana, & &	

Autor – Año	Nombre y descripción
Salmerón, 1999)	Presentan un modelo para las distintas etapas de la cadena de suministro de petróleo. Debido al grande tamaño del problema, una solución determinística tradicional no representa el comportamiento real de la situación.
(Neiro & Pinto, 2004)	Modelo más reciente sobre un marco general para modelar la cadena de suministro resultante en un modelo multi-periodo de minimización en programación lineal y con resultados aplicables a casos reales.
(Kuo & Chang, 2008)	Otro tipo de modelo es el que presentan <i>Kuo</i> y <i>Chang</i> para mantener los niveles ideales de inventarios que permitan abastecer la suficiente materia prima y entregar los el producto procesado en los tiempos deseados.
(B., Lababidi, Alatiqi, & Al-Shayji, 2008)	Al-othman et. Al. Desarrollan un modelo multi-periodo estocástico bajo incertidumbres en las cifras del mercado para la planeación de la cadena de suministro de una organización para la producción de hidrocarburos (B., Lababidi, Alatiqi, & Al-Shayji, 2008)
(Hull, 2002)	El artículo revisa el flujo de información a través de un diagrama de flujo de datos para incrementar la efectividad. Se analiza la aplicabilidad del diagrama a una cadena de suministro del crudo en Alaska.
(Laftah, Abdul Aziz, &	Presentan una metodología para ayudar a

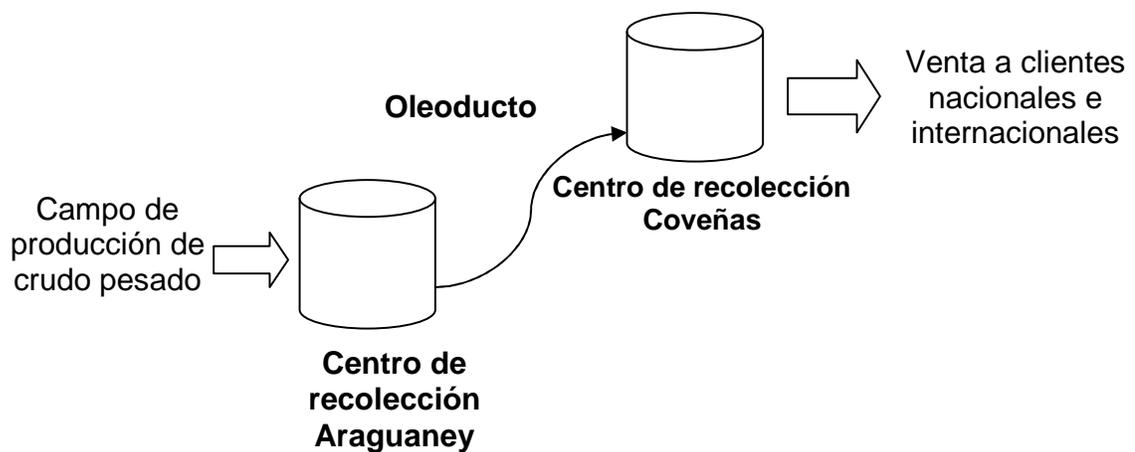
Autor – Año	Nombre y descripción
Bogle, Identifying Added Value in Integrated Oil Supply Chain Companies – a Case Study, 2007)	determinar en cuál sección de la cadena de suministro de crudo tiene mayor valor.
(Neiro & Pinto, Supply chain optimization of petroleum refinery complexes, 2003)	Presenta un modelo extenso a múltiples refinерías que pueden conectarse por medio de tuberías de suministro.
(Neiro & Pinto, A general modeling framework for the operational planning of petroleum supply chains, 2004)	En 2004 Neiro y Pinto presentan una herramienta que permite modelar la cadena complicada de suministro de crudo. El modelo propuesto se aplica a un caso real de almacenamiento transporte y refinación.
(Pitty, Li, Adhitya, Srinivasan, & Karimi, 2008)	Presenta un modelo para planear la distribución de crudo dentro de una planta de refinación.
(Rejowski & Pinto, 2008)	Se presenta un modelo basado en programación lineal que permite programar el transporte vía poliducto de diferentes productos desde los centros de producción a los mercados.
(Relvas, Matosa, Barbosa-Póvoa, & Fialho, 2008)	El desarrollo de un modelo de programación lineal que describe la distribución a través de un poliducto desde la refinерía hasta una central de almacenamiento que suministrará un mercado local.

Particularmente debido a las márgenes del negocio, y a la volatilidad del precio algunos investigadores han buscado analizar el comportamiento de la cadena del petróleo crudo, que permita determinar situaciones o sectores de negocio favorables.

Debido a la complejidad de los sistemas, encontrar el modelo apropiado o la herramienta de optimización es una de las inconvenientes más difíciles que se afronta en este tipo de problemas. En este trabajo se utilizará un problema multiperiodo

3 EL MODELO

El sistema de estudio tiene la siguiente forma:



Un volumen de crudo pesado producido en el campo es enviado al centro de recolección Araguaney donde puede ser almacenado o transportado por el oleoducto hacia el centro de recolección Coveñas. En el centro de recolección Coveñas este crudo puede ser almacenado o vendido mediante bombas a carrotanques o monoboya flotador a buques tanqueros. Adicionalmente el oleoducto transporta también otros tipos de crudos, que debido a que no se conocen datos de otros campos se considera aleatorio entre un valor mínimo y un valor máximo.

Se consideró un sistema de periodos múltiples con las siguientes propiedades:

- La cadena tiene una estructura tipo pitillo una entrada y una salida, con una estación de almacenamiento en cada punto.
- La demanda ocurre al final de la cadena después del punto de almacenamiento.
- Se consideraron periodos de tiempo de un mes, ya que se dispone de la información de producción por mes en campo.
- En periodo $t=0$ el inventario en los puntos A y C es igual al volumen de inventario.
- La capacidad venta en la terminal C es independiente de la demanda.

Para el modelo se utilizará la siguiente notación:

Con la notación determinada la función objetivo para el modelo es:

t :	periodo de tiempo
i :	Tasa de interés
P_t :	Precio del crudo pesado en el periodo t (\$ o US\$) ¹
QP_t :	Crudo producido en campo en el periodo (bbls)
QT_t :	Crudo transportado en el periodo t (bbls)
IA_t :	Inventario de crudo pesado en A en periodo t
IC_t :	Inventario de crudo pesado en C en periodo t
IA_0 :	Stock de seguridad en Araguañey (bbls)
IC_0 :	Stock de seguridad en Coveñas (bbls)
QV_t :	Flujo de crudo pesado vendido en periodo t .
QOt :	flujo de otros crudos por el oleoducto (bbls/periodo)
$CAPT$:	Capacidad de transporte por el oleoducto (bbls/ periodo)
$QOMIN$:	Capacidad mínima de transporte de otros crudos (bbls (otros crudos) / periodo)
$QOMAX$:	Flujo máxima de transporte de otros crudos (bbls (otros crudos) / periodo)
$IAMax$:	Capacidad máxima de almacenamiento en A. (bbls/periodo)
$ICmax$:	Capacidad máxima de almacenamiento en C (bbls/periodo)
$QVmax$:	Capacidad máxima de trasiego a venta (bbls/periodo)
$QVmin$:	Capacidad mínima de trasiego a venta (bbls/periodo)

$$MaxF = \sum_{t=1}^T (1 + i)^{T-t} * QV_t * P_t - \sum_{t=1}^T i * P_t * (IA_t + IC_t)$$

Las condiciones en cada periodo t :

¹ Precio del crudo futuro determinado por la red neuronal basada en datos cuantitativos del mercado e información cualitativa y descritos en Gomez, Lopez "Red Neuronal Entrenada para pronósticos del precio del crudo pesado y la tasa de cambio"

$$QP_t + IA_{t-1} - IA_t = QT_t$$

$$QT_t + IC_{t-1} - IC_t = QV_t$$

$$\therefore QP_t - IA_t - QV_t - IC_t = -IA_{t-1} - IC_{t-1}$$

Las restricciones por capacidad son:

$$QT_t + QO_t \leq CapT \quad \forall t = 1, 2, 3 \dots T$$

Las restricciones de inventario son:

$$SSA \leq IA_t \leq CapIA \quad \forall t = 1, 2, 3 \dots T$$

$$SSc \leq IC_t \leq CapIC \quad \forall t = 1, 2, 3 \dots T$$

$$QV_t, QT_t, IA_t, IC_t \geq 0 \quad \forall t = 1, 2, 3, \dots T$$

Como algoritmo de optimización se utilizaron el algoritmo *linprog* de programación lineal y el algoritmo *milp* de programación entera mixta, ambos basados en el lenguaje de MATLAB.

4 RESULTADOS

Con los datos de producción, capacidades de almacenamiento y transporte se realizaron varias simulaciones para validar la respuesta de la herramienta y el resultado en varias condiciones de precios y tasas.

Los valores para la herramienta es el pronóstico de producción para el año 2012 del crudo pesado y los resultados de la herramienta de pronóstico de precios de una red neuronal entrenada (Gómez, Lopez 2011):

QP (BBLs)	PT (\$)
3134880	160817
3208170	154807
3215543	147677
3281168	136706
3506578	142135
3827611	140883
3794373	136202
3737719	130318
3695756	132561
3805519	141886
3728531	152045
3647330	172286

Se considero una tasa similar a la utilizada para otros proyectos de hidrocarburos. La información de Almacenamiento, capacidad de transporte, y capacidad de venta se determino por la infraestructura operativa esperada en las facilidades.

Los flujos de otros crudos son aproximados a la producción del área para otros tipos de crudos, de distintas compañías operadoras.

Tasa i	0.12
iA0 (bbls)	500000
iC0 (bbls)	500000
CAPT (bbls)	18000000
QOMIN (bbls)	4500000
QOMAX (bbls)	2000000

Tasa i	0.12
IAMAX (bbls)	5000000
ICMAX (bbls)	5000000
QVMAX (bbls)	30000000
QVMIN (bbls)	0

Los resultados de los flujos de venta (QV), volumen almacenado en A (IA), volumen almacenado en C (IC), y volumen transportado fueron:

t (mes)	QV (10 ⁶ Barriles)	IA (10 ⁶ Barriles)	IC (10 ⁶ Barriles)	QT (10 ⁶ Barriles)
1	3,135	0,5	0,5	3,135
2	3,208	0,5	0,5	3,208
3	3,216	0,5	0,5	3,216
4	0	2,075	2,207	1,707
5	6,788	0,5	0,5	5,081
6	3,828	0,5	0,5	3,828
7	3,794	0,5	0,5	3,794
8	0	2,346	2,392	1,892
9	0	4,207	4,226	1,834
10	2,239	5	5	3,013
11	3,729	5	5	3,729
12	12,647	0,5	0,5	8,147

El resultado tiene una ganancia bruta de:

RESULTADO (BILLONES DE PESOS)	6.792,82
-------------------------------------	----------

Para la simulación con programación entera mixta:

t (mes)	QV (10 ⁶ Barriles)	IA (10 ⁶ Barriles)	IC (10 ⁶ Barriles)	QT (10 ⁶ Barriles)
1	3,135	0,5	0,5	3,135
2	3,208	0,5	0,5	3,208
3	3,216	0,5	0,5	3,216
4	0	2,064	2,217	1,717
5	6,788	0,5	0,5	5,071
6	3,828	0,5	0,5	3,828
7	3,794	0,5	0,5	3,794
8	0	2,345	2,393	1,893
9	0	4,206	4,227	1,834
10	2,239	5	5	3,012
11	3,729	5	5	3,729
12	12,647	0,5	0,5	8,147

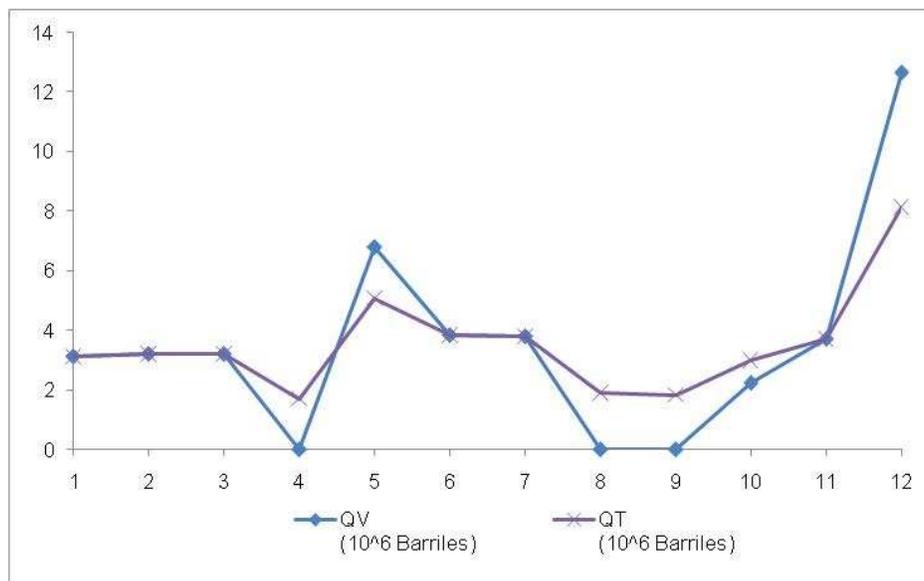
Ganancia por venta:

RESULTADO (BILLONES DE PESOS)	6.792,80
----------------------------------	----------

Desarrollando un análisis estadístico se determina que los resultados con programación lineal o programación entera mixta son prácticamente iguales:

Coeficiente correlación = 1

Por lo tanto, para los casos 1 y 2 se utiliza presenta el resultado de programación entera o programación lineal



Gráfica 1. Resultados de crudo transporte y venta con el modelo.

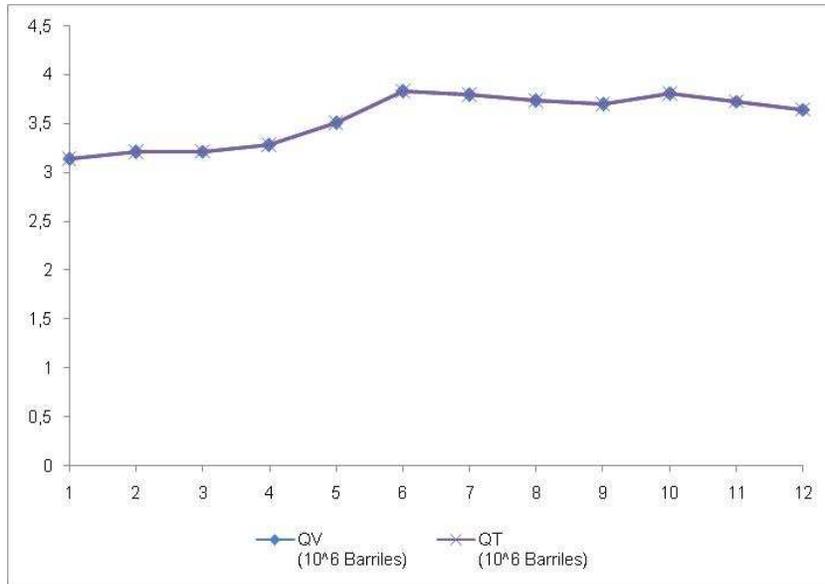
Comparando con los resultados para los flujos con políticas de mínimo almacenamiento:

t (mes)	QV (10 ⁶ Barriles)	IA (10 ⁶ Barriles)	IC (10 ⁶ Barriles)	QT (10 ⁶ Barriles)
1	3,135	0,5	0,5	3,135
2	3,208	0,5	0,5	3,208
3	3,216	0,5	0,5	3,216
4	3,281	0,5	0,5	3,281
5	3,507	0,5	0,5	3,507
6	3,828	0,5	0,5	3,828
7	3,794	0,5	0,5	3,794
8	3,738	0,5	0,5	3,738
9	3,696	0,5	0,5	3,696
10	3,806	0,5	0,5	3,806
11	3,729	0,5	0,5	3,729
12	3,647	0,5	0,5	3,647

La ganancia es:

Resultado (Billones DE PESOS)	6.512,00
----------------------------------	----------

Los mismos resultados se obtienen con programación lineal o programación entera mixta.



Gráfica 2. Resultados de crudo transporte y venta sin modelo.

Mediante la herramienta se puede obtener una margen sobre el valor normal sin política de almacenamiento de hasta 280 billones de pesos al año.

4.1 Caso 1. Optimización de la ganancia por aumento en la infraestructura de almacenamiento

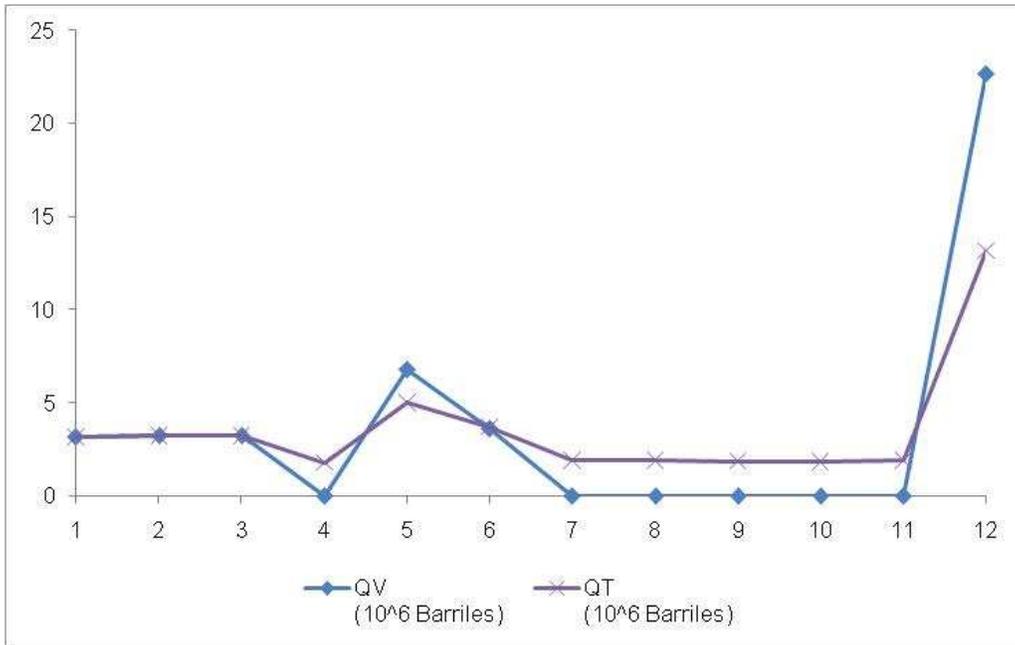
Aumentando los sistemas de almacenamiento la margen de ganancia también puede ser incrementada. En este caso se incrementa al doble la capacidad de almacenamiento:

Datos de entrada	Valor
Tasa i	0.12
iA0 (bbls)	500000
iC0 (bbls)	500000

Datos de entrada	Valor
CAPT (bbls)	18000000
QOMIN (bbls)	4500000
QOMAX (bbls)	2000000
IAMAX (bbls)	10000000
ICMAX (bbls)	10000000
QVMAX (bbls)	30000000
QVMIN (bbls)	0

Los valores de crudo producido y los precios son los mismos que en las simulaciones anteriores. Los resultados para los nuevos datos son:

t (mes)	QV (10 ⁶ Barriles)	IA (10 ⁶ Barriles)	IC (10 ⁶ Barriles)	QT (10 ⁶ Barriles)
1	3,135	0,5	0,5	3,135
2	3,208	0,5	0,5	3,208
3	3,216	0,5	0,5	3,216
4	0	1,99	2,291	1,791
5	6,788	0,5	0,5	4,997
6	3,59	0,618	0,62	3,71
7	0	2,509	2,524	1,903
8	0	4,358	4,412	1,888
9	0	6,2	6,265	1,853
10	0	8,182	8,09	1,824
11	0	10	10	1,91
12	22,647	0,5	0,5	13,147



Gráfica 3. Resultados de con aumento en la infraestructura de almacenamiento.

Los resultados con programación lineal y entera son los mismos. La margen en este caso es 207 billones de pesos mayor que con la infraestructura actual.

Resultado (BILLONES DE PESOS)	6.999,70
----------------------------------	----------

4.2 Caso 1. Optimización de la ganancia por aumento en la infraestructura de transporte.

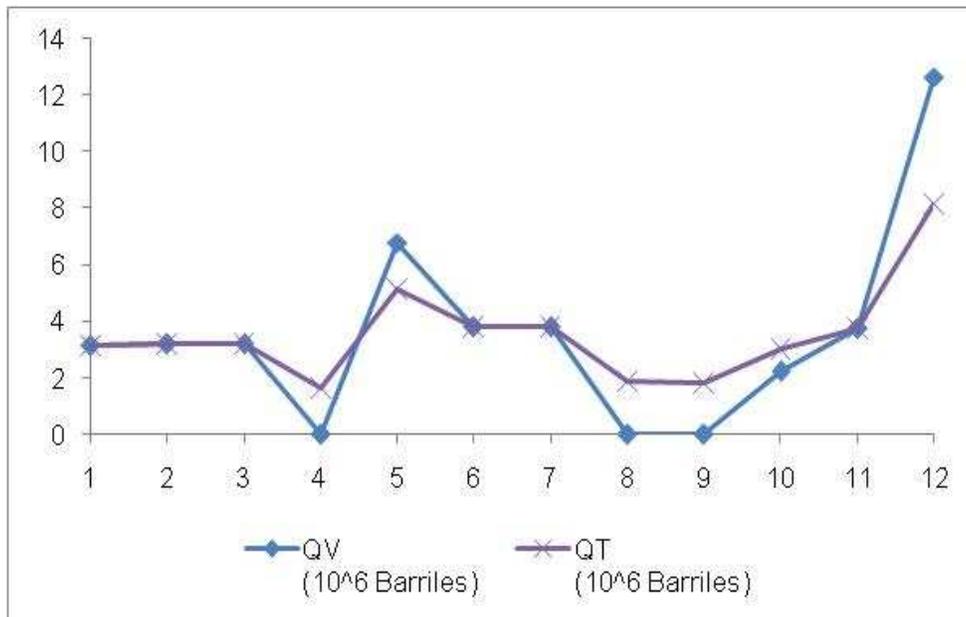
En este caso se considera una infraestructura de transporte con una capacidad hasta el doble de la que se tiene estimada actualmente:

Datos de entrada	Valor
Tasa i	0.12
iA0 (bbls)	500000
iC0 (bbls)	500000
CAPT (bbls)	36000000
QOMIN (bbls)	4500000
QOMAX (bbls)	2000000
IAMAX (bbls)	5000000
ICMAX (bbls)	5000000
QVMAX (bbls)	30000000
QVMIN (bbls)	0

Los resultados son similares a los casos base optimizados:

t (mes)	QV (10 ⁶ Barriles)	IA (10 ⁶ Barriles)	IC (10 ⁶ Barriles)	QT (10 ⁶ Barriles)
1	3,135	0,5	0,5	3,135
2	3,208	0,5	0,5	3,208
3	3,216	0,5	0,5	3,216
4	0	2,13	2,152	1,652
5	6,788	0,5	0,5	5,136
6	3,828	0,5	0,5	3,828
7	3,794	0,5	0,5	3,794

t (mes)	QV (10 ⁶ Barriles)	IA (10 ⁶ Barriles)	IC (10 ⁶ Barriles)	QT (10 ⁶ Barriles)
8	0	2,346	2,391	1,891
9	0	4,21	4,224	1,832
10	2,239	5	5	3,015
11	3,729	5	5	3,729
12	12,647	0,5	0,5	8,147



Gráfica 4. Resultados de con aumento en la infraestructura de transporte.

El resultado es

Resultado	
(BILLONES DE	6.792,80

PESOS)	
--------	--

5 CONCLUSIONES

La herramienta permite utilizar la infraestructura de almacenamiento y transporte, para obtener mayor margen de ganancias por la venta en el crudo en los momentos cuando es más favorable. El caso aplicado en el oleoducto bicentenario con valores determinados en las condiciones del sistema permite obtener un margen de hasta 280 billones de pesos.

A pesar que los costos operativos por mes descartando eventos especiales, pueden ser fijos, el esfuerzo para el transporte de mayor crudo en periodos determinados puede aumentar los costos operativos y reducir la margen de ganancia total en la cadena.

En caso de aumentarse la capacidad de almacenamiento en los centros intermedios, los resultados muestran que podría existir un aumento en la venta del crudo pesado. Esto permitiría almacenar mayor cantidad de crudo mientras el precio se encuentra en un valor menor y enviar a los centros de despacho cuando este valor aumente.

Mientras que el margen puede aumentar incrementando los centros de almacenamiento, esta permanece constante por el incremento en capacidad de transporte. Es decir el cálculo también permitió establecer que la capacidad del oleoducto para las condiciones actuales es óptima y permite transportar la mayor cantidad cuando el precio aumente.

Las alternativas para el incremento en los sistemas de almacenamiento, transporte y venta deben ser evaluadas para su aplicación en una perspectiva holística donde se incluyan factores como el incremento en los costos de

operación, los costos de capital y operación de las nuevas facilidades, los factores sociales y ambientales y las restricciones por demanda fija.

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos a la ingeniera Brenda Fernández por su colaboración técnica en el desarrollo de esta investigación.

REFERENCES

B., A.-O., Lababidi, H. M., Alatiqi, I. M., & Al-Shayji, K. (2008). Supply chain optimization of petroleum organization under uncertainty in market demands and prices. *European Journal of Operational Research* 189 , 822–840.

Escudero, L., Quintana, F., & Salmerón, J. (1999). CORO, a modeling and an algorithmic framework for oil supply, transformation and distribution optimization under uncertainty. *European Journal of Operational Research* 114 , 638-656.

Hull, B. (2002). A structure for supply-chain information flow and its application to the alaskan crude oil supply chain. *Logistics information management* 15 , 8-23.

Kaufmann, R. K., & Ullman, B. (2009). Oil prices, speculation, and fundamentals: Interpreting causal relations among spot and futures prices. *Energy Economics* 31 , 550–558.

Kuo, T.-H., & Chang, C.-T. (2008). Optimal planning strategy for the supply chains of light aromatic compounds in petrochemical industries. *Computers and Chemical Engineering* 32 , 1147–1166.

Laftah, Z., Abdul Aziz, T. Z., & Bogle, I. (2007). Identifying Added Value in Integrated Oil Supply Chain Companies – a Case Study. *17th European Symposium on Computer Aided Process Engineering* (pp. 769-774). Bucarest, Rumania: Elsevier.

Laftah, Z., Abdul Aziz, T. Z., & Bogle, I. (2007). Identifying Added Value in Integrated Oil Supply Identifying Added Value in Integrated Oil Supply. *17th European Symposium on Computer Aided Process Engineering* (pp. 769-774). Bucharest, Romania: Elsevier.

Neiro, J., & Pinto, J. (2004). A general modeling framework for the operational. *Computers and Chemical Engineering* 28 , 871-896.

Neiro, S., & Pinto, J. M. (2004). A general modeling framework for the operational planning of petroleum supply chains. *Computers and Chemical Engineering* 28 , 871-896.

Neiro, S., & Pinto, J. M. (2003). Supply chain optimization of petroleum refinery complexes. *Foundations of computer aided process operations* (pp. 1-14). Coral Springs: FOCAPO2003.

Papageorgiou, L. G. (2009). Supply chain optimisation for the process industries: Advances and opportunities. *Computers and Chemical Engineering* 33 , 1931–1938.

Pitty, S. S., Li, W., Adhitya, A., Srinivasan, R., & Karimi, I. (2008). Decision support for integrated refinery supply chains. . *Computers and Chemical Engineering* 32 , 2767-2786.

Rejowski, R., & Pinto, J. (2008). A novel continuous time representation for the scheduling of pipeline systems with pumping yield rate constraints. *Computers and Chemical Engineering* 32 (, 1042–1066.

Relvas, S., Matosa, H. A., Barbosa-Póvoab, A. P., & Fialho, J. (2008). Oil products pipeline scheduling with tank farm inventory management. *18th*

European Symposium on Computer Aided Process Engineering (pp. 277-282).
Lyon, France: Elsevier.

Sear, T. (1993). Logistics Planning in the downstream oil industry. *Journal of Operational Research Society* 44 , 9-17.

Silva, A. C., Fernandes, J., Ohishi, T., Mendes, A., Franca, F. A., & Delgado, E. A. *Intelligent control of oil transportation in a pipeline network by genetic algorithm and simplex method*. Borrador.