

**REVISION Y ANALISIS DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS DEL TRANSPORTE
TERRESTRE DE CRUDO EN COLOMBIA – PACIFIC RUBIALES ENERGY 2012**

MARÍA CAMILA AMAR GIL

TRABAJO DE GRADO

**ADMINISTRACIÓN EN LOGÍSTICA Y PRODUCCIÓN
FACULTAD DE ADMINISTRACIÓN
COLEGIO MAYOR DE NUESTRA SEÑORA DEL ROSARIO**



**REVISION Y ANALISIS DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS DEL TRANSPORTE
TERRESTRE DE CRUDO EN COLOMBIA – PACIFIC RUBIALES ENERGY 2012**

MARÍA CAMILA AMAR GIL

DIRIGIDO POR

NICOLAS LEIVA ARANZALES

Coordinador Logístico Corporativo Pacific Rubiales Energy

SEGUIMIENTO UNIVERSIDAD DEL ROSARIO POR

ANDRES FELIPE SANTOS

Coordinador de Pregrado Administración en Logística y Producción

**ADMINISTRACIÓN EN LOGÍSTICA Y PRODUCCIÓN
FACULTAD DE ADMINISTRACIÓN
COLEGIO MAYOR DE NUESTRA SEÑORA DEL ROSARIO**



TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	1
MARCO TEORICO.....	3
1. GENERALIDADES	4
1.1 Características de los crudos	4
1.1.1 Refinación del Petróleo:.....	4
1.2 Crudo Colombiano:	6
2. PACIFIC RUBIALES ENERGY	8
2.1 Orígenes	8
2.2 La compañía:.....	9
2.3 Pacific En Cifras - 2011	9
2.4 Exploración.....	10
2.5 Operación.....	11
2.5.1 Pozos Productores	11
2.5.2 Oleoductos	19
2.5.3 Transporte Terrestre de Crudo	24
2.6 Expectativas para 2012	27
3. ANALISIS DEL SECTOR PETROLERO EN COLOMBIA.....	29
3.1 Proyecciones para 2012.....	30
4. ANALISIS DEL SECTOR TRANSPORTE EN COLOMBIA	32
4.1 Transporte Terrestre.....	32
4.1.1 Importancia del Sub-Sector de Transporte terrestre de carga en Colombia.	32
4.1.2 Marco Legal Vigente	33
4.2 Parque Automotor del país:	37
5. ANALISIS DE LA CADENA DE TRANSPORTE DE CRUDO EN COLOMBIA	39
5.1 Cadena de Abastecimiento del Crudo Pesado:	40

6. COSTOS DE OPERACIÓN DEL TRANSPORTE TERRESTRE	41
6.1 Los Fletes del Transporte de carga por carretera y el sector petrolero:	41
6.2 Sistema Integrado de Costos Eficientes (SICE - TAC).....	42
6.3 Estructura General:	44
7. DEFINICION DEL FLETE.....	46
7.1 Estructura de Costos sugerida para la operación de Transporte Terrestre de crudo de Pacific Rubiales.	47
7.2 Resumen de Fletes	48
8. RECOMENDACIONES	51
9. CONCLUSIONES.....	52
10. BIBLIOGRAFIA.....	54

ANEXOS (Cada anexo incluye: Estructura de costos, Mapa Geografico y Mapa Altimetrico para la ruta).

Anexo 1: Rubiales - Barranquilla

Anexo 2: Barranquilla - Rubiales

Anexo 3: Rubiales - Guaduas

Anexo 4: New Granada - Barranquilla

Anexo 5: New Granada - Rubiales

Anexo 6: Mani - Barranquilla

Anexo 7: Mani - Guaduas

Anexo 8: Trinidad - Rubiales

Anexo 9: Sabanero - Barranquilla

Anexo 10: Sabanero - Guaduas

Anexo 11: Sabanero – Rubiales

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Clasificación de los Crudos en Base al API - Elaboración propia en base a información PDVSA</i>	<i>4</i>
<i>Tabla 2: Derivados del Petróleo Clasificados según su API - Elaboración propia en base a información PRE</i>	<i>5</i>
<i>Tabla 3: Cuencas Petroleras Colombianas y su Participación en la producción total nacional - Elaboración propia en base a la Cámara Colombiana de Servicios Petroleros – CAMPETROL</i>	<i>6</i>
<i>Tabla 4: Presencia De PRE en territorio Colombiano y Peruano.....</i>	<i>9</i>
<i>Tabla 5: Total de barriles transportados por carrotanque en cada uno de los frentes de acción de Pacific Rubiales. Fuente PRE</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 6: Fuente ANH. Cálculos Correval – Informe de Expectativas 2012. PIB Colombiano Vs. PIB Sector Petrolero 2001 – 2011.</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 7: Normas Vigentes Para El Transporte Terrestre Automotor De Carga Por Carretera</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 8: Normas Técnicas Colombianas aplicables a la operación por carreteras de PRE.</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 9: Distribución del Parque Automotor Actual – Fuente de información COLFECAR.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 10: Distribución del Parque de Servicio Particular – Fuente de información COLFECAR</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 11: Distribución del Parque Automotor de Servicio Público – Fuente de información COLFECAR.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 12: Estructura de Costos creada y sugerida.</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 13: Resumen de Resultados Obtenidos</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 14: Porcentaje Diferencial del flete para rutas largas.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 15: Porcentaje Diferencial del flete para rutas cortas.</i>	<i>50</i>

INDICE DE IMAGENES

<i>Imagen 1: Esquema de Destilación del Petróleo - Fuente Wikipedia.....</i>	<i>5</i>
<i>Imagen 2: Campo Rubiales - Panorámica general del campo.....</i>	<i>13</i>
<i>Imagen 3: Piscinas de enfriamiento del crudo y tanques de almacenamiento Rubiales EBR.....</i>	<i>13</i>
<i>Imagen 4: Campo Quifa - Panorámica Bloques: Norte Norte NN – Sur Este SW. .</i>	<i>14</i>
<i>Imagen 5: Atardecer Campo La Creciente</i>	<i>15</i>
<i>Imagen 6: Estación de Gas La Creciente</i>	<i>15</i>
<i>Imagen 7: Cargue de Carrotanques en Campo Abanico.</i>	<i>16</i>
<i>Imagen 8: Tanques de Almacenamiento en Campo Abanico</i>	<i>16</i>
<i>Imagen 9: Estación de conexión en Guaduas con el oleoducto OGD.</i>	<i>17</i>
<i>Imagen 10: A la derecha - Tanques de Almacenamiento Campo Moriche</i>	<i>18</i>
<i>Imagen 11: A la Izquierda- Torre de Perforación Campo Moriche.....</i>	<i>18</i>
<i>Imagen 12: Fuente: Gerencia Transporte PRE - Esquema de la ubicación de los pozos de terceros con participación directa en la operación de Pacific Rubiales.</i>	<i>19</i>
<i>Imagen 13: Fuente ECOPETROL - Recorrido Oleoducto Caño Limón Coveñas</i>	<i>20</i>
<i>Imagen 14: Fuente ECOPETROL - Recorrido Oleoducto del Alto Magdalena...</i>	<i>20</i>
<i>Imagen 15: Fuente ECOPETROL - Recorrido Oleoducto de Colombia.....</i>	<i>21</i>
<i>Imagen 16: Fuente ECOPETROL - Recorrido Oleoducto Central OCENSA.....</i>	<i>21</i>
<i>Imagen 17: Fuente ECOPETROL - Recorrido Oleoducto Central de los Llanos</i>	<i>22</i>
<i>Imagen 18: Fuente OCENSA - Mapa de Oleoductos Colombianos.....</i>	<i>24</i>
<i>Imagen 19: Grafico de Barras - Comparación Primer Trimestre (1Q) 2011 – Primer Trimestre (1Q) 2012. Fuente PRE.</i>	<i>26</i>

ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Bbl - Barriles

MMboe - Millones de Barriles de Petróleo Equivalente

Bbl/d - Barriles por Día

Boe - Barriles de Petróleo Equivalente

Boe/d - Barriles de Petróleo Equivalente por Día

Mbbl - Miles de Barriles

MMbbl - Millones de Barriles **US\$**

Mboe - Miles de Barriles de Petróleo Equivalente

GLOSARIO

TERMINOS NO – TECNICOS

PRE – es Pacific Rubiales Energy.

Alange - es Alange Energy Corp.

ANH - es la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la entidad gubernamental en la República de Colombia con la responsabilidad de otorgar contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Contrato de Asociación - es el contrato celebrado con Ecopetrol, y sus enmiendas, que otorga derechos a la Compañía para explorar y explotar hidrocarburos propiedad del estado colombiano con derechos de participación para Ecopetrol y excluye aquellos derechos de superficie, servidumbres y permisos usados, útiles o que se mantienen para ser usados en relación con dicho contrato.

BVC - significa la Bolsa de Valores de Colombia.

Ecopetrol - es Ecopetrol S.A., una compañía cuyo accionista mayoritario es el estado colombiano, dedicada a la exploración y explotación de hidrocarburos.

OAM - es Oleoducto Alta Magdalena.

OBC - es Oleoducto Bicentenario de Colombia.

OCENSA - significa Oleoducto Central S.A. **ODC**
- es Oleoducto de Colombia S.A.

ODL - es Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.

OGD - es el oleoducto Guaduas-La Dorada.

RHL - significa Rubiales Holdings Corp., una compañía debidamente constituida bajo las leyes de Panamá y subsidiaria directa, totalmente propia de la Compañía Pacific Rubiales Energy.

Campo Petrolero Rubiales - es el campo petrolero productor de la Compañía localizado dentro de las concesiones Rubiales y Piriri.

TSX - es la Bolsa de Valores de Toronto (incluida cualquier bolsa antecesora de ésta).

TERMINOS TECNICOS

Barril - es la unidad de medida de volumen de hidrocarburos líquidos equivalente a cuarenta y dos (42) galones americanos, corregido a condiciones estándar (a una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60°F)).

Hidrocarburos - son todos los compuestos orgánicos principalmente compuestos por la mezcla natural de carbón e hidrogeno, al igual que aquellas sustancias que los acompañan o derivan de estos.

Gas Natural - es la mezcla de Hidrocarburos en estado gaseoso, bajo condiciones estándar (a una temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60° F), compuesta por los miembros más volátiles de la serie de parafinas de los Hidrocarburos.

Reservas - son las reservas estimadas de gas natural, líquidos de gas natural y petróleo crudo.

Reacondicionamiento - es una operación llevada a cabo en las paredes de un pozo después de haber sido completado para asegurar, restaurar o mejorar la producción en una zona actualmente abierta a producción en el pozo. Dichas operaciones incluyen pero no están limitadas a la estimulación de pozos, sin embargo excluyen cualquier reparación de rutina o trabajo de mantenimiento, perforación, desviación, profundización, completamiento, recompletamiento o retro-taponamiento de un pozo.

RESUMEN

Se espera que la producción de petróleo en Colombia supere para 2015 el millón de barriles por día. Sin embargo, a 2012, tres años antes de lo esperado, nos acercamos a la meta produciendo cerca de 900kbpd. Este progresivo crecimiento indica que es urgente fortalecer la infraestructura de transporte para crudo en el país, apoyándose en alternativas secundarias como el transporte de crudo por carrotanque para aliviar el sistema, siendo esta modalidad una “válvula de escape” para las petroleras.

Consientes de los retos que esto implica, es necesario encontrar una estructura de costos óptima que permita fijar fletes razonables y competitivos en el mercado de transporte de crudo, sabiendo que un flete de estas características fideliza y alinea a los proveedores (en este caso las empresas transportadoras prestadoras del servicio), a buscar el mismo objetivo: crecimiento.

De esta forma Pacific Rubiales, la segunda petrolera con mayor presencia en el país podrá abrazar su operación, estableciendo no solo una sólida estrategia de evacuación del crudo por los oleoductos, sino a su vez un sistema efectivo de transporte por tierra, donde todos los involucrados en la cadena de valor se encuentren altamente fidelizados y satisfechos con las condiciones de operación que brinde la empresa; Traduciéndolo en pocas palabras, a un esquema con una operación segura, confiable, rentable y donde todos ganan.

Es importante resaltar que la estructura actual para la definición de fletes, planteada por el gobierno a través del Software Sice, no se ajusta a la operación de petroleras como Pacific Rubiales, debido a las mismas características de la operación (ubicación de campos) y, a variables fijas en el sistema de información como: el real consumo y rendimiento del combustible en las rutas establecidas y, los costos de mantenimiento.

Palabras Clave:

Kbpd: Miles de Barriles por día.

Flete: Valor del traslado de mercancías en un transporte.

Infraestructura de transporte: Para el transporte de crudo se hace referencia a las líneas de Oleoductos, poliductos y gasoductos necesarios para la evacuación eficiente del petróleo.

Evacuación de crudo: Alternativas de retiro del crudo desde los pozos hasta las terminales de exportación y/o venta del mismo.

Cadena de Valor: Es la cadena de actividades de una empresa que opera en una industria específica.

ABSTRACT

It is expected that oil production in Colombia exceeding for 2015 a millions of barrels per day, however in 2012, three years earlier than expected we approach the goal of producing about 900kbpd. This progressive growth indicates that it is urgent to strengthen the transport infrastructure for oil in the country, relying on secondary alternatives as oil transport by tanker to lighten the system, this mode being an "Exhaust valve" for oil companies.

Aware of the challenges that it involve, it is necessary to find an optimal cost structure that allows to set reasonable and competitive freight in the oil transportation market, knowing that a freight of these features and aligns loyalty to suppliers (in this case firms carrier providers of the service), to search the same goal: growth.

In this way Pacific Rubiales, the second biggest oil company in Colombia, can get their operation, setting not only a solid strategy of evacuation of crude oil pipelines, but also at the same time an effective system of transportation by land, where all involved in the value chain are highly loyal and satisfied with the operating conditions to provide the company; Translated in short, a scheme with a safe, reliable, profitable operation, where everyone wins.

Is important to highlight the current structure for the definition of freight, raised by the government through Sice Software does not conform to the operation of oil companies like Pacific Rubiales, because the same operating characteristics (location field), and fixed variables in the information system as the real consumption and fuel efficiency in the established routes and maintenance costs.

Key Words:

Kbpd: Thousands of barrels per day.

Freight: Value of moving goods on transit.

Transport Infrastructure: For the carriage of crude refers to the lines of pipelines and gas pipelines necessities to do an efficient discharge of oil.

Disposal of oil: oil alternatives withdrawal from wells to export terminals and sale thereof.

Value Chain: Is a chain of activities for a firm operating in a specific industry.

INTRODUCCION

Colombia, el tercer productor de crudo de América Latina, experimenta un auge petrolero y en la inversión minera desde el año 2002, tras una ofensiva militar contra la guerrilla en cabeza del Ejército Nacional que ha permitido explorar regiones que antes controlaban estos grupos.

Sin embargo, las deficiencias en la infraestructura de transporte para hidrocarburos empezaron a ser un problema en 2011 cuando los expertos del sector, identificaron al transporte como el cuello de botella para el crecimiento expansionista de la industria petrolera en el país. Asegurando, que aunque Colombia cada vez se acerca más a la meta de producir un poco más del millón de barriles diarios, el problema es que “no hay como transportarlos”.

Es así, como para finales de 2011 se esperaban exportar 50 mil barriles adicionales, cerca de los 930 mil en total, pero para ello era necesario un mayor esfuerzo en la coordinación logística, un mayor número de carrotanques disponibles y, mejoras en las estaciones de bombeo. Con base en lo anterior, es como la necesidad de ampliar la flota de cisternas del país se hizo evidente, retumbando en muchos junto con la idea del Boom petrolero y las ganancias que este negocio supone, trayendo así, los carros necesarios para solidificar la flota ya existente.

Pacific Rubiales por su parte, empresa canadiense dedicada a la producción y explotación de crudo pesado y gas natural en Colombia. Se convirtió en el segundo mayor productor de gas y petróleo del país, mostrando gran dinamismo año tras año - casi duplicando el crecimiento de la producción desde el año 2007. La compañía a su vez, constituyó su estructura de transporte dividiendo la gerencia en tres frentes: Planeación del transporte, transporte por oleoductos y, transporte terrestre. La última de estas gerencias, pensada básicamente para soportar la operación y movilizar los barriles producidos de crudo que el sistema de oleoductos no recibía por nominación.

En ese orden de ideas, ha sido la gerencia de transporte terrestre, quien de la mano de planeación y oleoductos, ha debido asumir las falencias en la infraestructura de hidrocarburos Colombiana, planteando estrategias óptimas para el transporte de crudo, a la vez que asume y capotea los retos que representa trabajar con el gremio transportista y las cuestiones inherentes al mismo.

Es en este punto, donde hablamos de la fijación de fletes, inicialmente definidos por

el gobierno con serias deficiencias, y en la actualidad fijados en un esquema de libertad controlada con el que las empresas deben contar.

De esta forma, es como Pacific Rubiales Energy, consciente del papel que juegan las empresas transportistas prestadoras del servicio, ha identificado la necesidad de construir una estructura de costos solida, que permita definir fletes confiables y competitivos para fortalecer su operación. Una estrategia combinada de fidelización que logre aumentar la eficiencia en el transporte por tierra, incremente el apoyo de las empresas transportadoras ante cualquier eventualidad y comprometa a los conductores con la operación.

MARCO TEORICO

A mediados del siglo XIX, durante la época de la conquista, Gonzalo Jiménez de Quesada, Fundador de Santa Fé de Bogotá, fue el primero en reportar la presencia de “oro negro” en los afloramientos de petróleo en el Valle Medio del Río Magdalena, yacimiento que para la fecha fue nombrado Las Infantas, y que en la actualidad es reconocido de la misma forma.

Desde ese entonces, en Colombia, los recursos minerales, tanto del suelo como del sub suelo, han sido considerados como propiedad de la Nación y no de los dueños del terreno donde se encuentran los yacimientos. En consecuencia de ello, sólo el Estado puede autorizar contratos de explotación de estos recursos minerales y ceder concesiones para dicha actividad. Fue así como para finales del siglo XIX, se adjudicó la primera concesión minera a Jorge Isaacs autor de La María, quien en busca de carbón, descubrió petróleo.

Para finales del siglo XIX, en el año 1883, se perforó cerca a Barranquilla, el primer pozo de petróleo en Tubará (Atlántico) con la capacidad de producir 50 barriles por día. Sin embargo, el inicio de una explotación petrolera formal se hizo en la conocida Concesión de Mares, firmada por el señor Roberto de Mares, el 28 de noviembre de 1905, en representación de una filial de la Standard Oil, en el Valle Medio del Río Magdalena, en las inmediaciones de afloramientos de petróleo descubiertos en lo que hoy se conoce como Barrancabermeja. A la vez, que se construyó y se puso en marcha, en el año 1909, la primera refinería en Cartagena - Oil Refining Co. con una capacidad de 400 barriles por día, para procesar crudo importado. Contrato similar se firmó con el General Virgilio Barco Martínez, en las cercanías de la frontera con Venezuela en el Catatumbo. Para el año 1924 se habían perforado 17 pozos productores en el Campo Infantas, y paralelamente se descubrió la estructura de La Cira, cuyo primer pozo se perforó en 1926.

La actividad petrolera en el país se incrementó considerablemente y trajo como consecuencia el descubrimiento de campos como Casabe, Velásquez, Tibú, Llanito, etc., Las características fundamentales del Contrato de Concesión eran de una duración de 50 años, al término de los cuales, todos los bienes e instalaciones del concesionario revertían al Estado; los gastos e inversiones eran por cuenta del concesionario, y en contraprestación el país recibía una regalía correspondiente a aproximadamente de 11 % de la producción. Como consecuencia de esta reversión, el Gobierno Colombiano creó, el 25 de agosto de 1951, para hacerse cargo de estas instalaciones, la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPEL. (Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleo; Asociación Latinoamericana de la Industria del Petróleo, Junio de 2010)

1. GENERALIDADES

1.1 Características de los crudos:

La actividad humana no tendría la velocidad actual si no fuera por la energía que brota del crudo, materia orgánica extraída de las profundidades del suelo y reconocida a nivel mundial como elemento fundamental para las economías del globo y como actor principal para la generación de riqueza y poder.

En el lenguaje petrolero corriente, los crudos se clasifican como livianos, medianos, pesados o extrapesados. Esta clasificación esta vinculada a las características específicas de cada uno de los crudos, en especial de su API¹, la propia clasificación nos da una idea de la viscosidad o fluidez de cada crudo.

Tipo de Crudo	API
Crudos Livianos	30° – 40° API
Crudos Medianos	22° – 22,9° API
Crudos Pesados	10° - 21,9° API
Crudos Extrapesados	Menos de 10°API

Tabla1: Clasificación de los Crudos en Base al API - Elaboración propia en base a información PDVSA

*** RELACION: Entre más cercano el API a 0° mayor viscosidad y menor fluidez del crudo. Entre más cercano el API a 100° menor viscosidad y mayor fluidez del crudo.*

Estos crudos son vendidos comercialmente para posteriormente ser sometidos a procesos de refinamiento, debido a que con sus propiedades físicas iniciales no pueden utilizarse prácticamente en ninguna aplicación comercial.

1.1.1 Refinación del Petróleo:

Este proceso incluye el fraccionamiento y transformación química del petróleo para producir derivados comercializables. En el proceso, los diversos compuestos hidrocarbonados van separándose a medida que se van desplazando a través de las torres donde se hace el proceso, hacia arriba o hacia abajo dependiendo de las diferencias de volatilidad de los compuestos, grado de separación

¹ La gravedad API, es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua.

estrechamente ligado al punto de ebullición de cada uno.

El lugar al que ingresa el petróleo en la torre o columna se denomina "Zona Flash" y es aquí donde empiezan a separarse los componentes del petróleo. Los compuestos más volátiles, es decir los que tienen menor punto de ebullición, ascienden por la torre y viceversa.

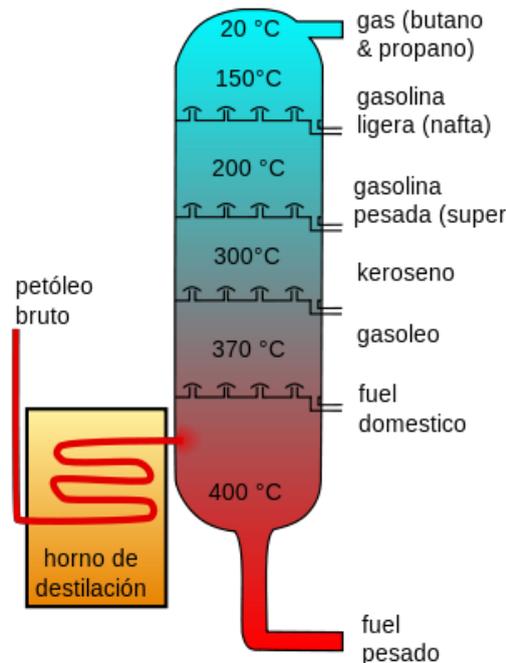


Imagen 1: Esquema de Destilación del Petróleo - Fuente Wikipedia

Los siguientes, son los derivados más comunes que suelen ser obtenidos en las torres de destilación. Todos ordenados desde el compuesto más ligero hasta el más pesado:

Derivado	API
Gasolina Natural	70° – 90° API
Naftenico	50° - 70° API
Kerosene	30° – 50° API
Diesel	20° - 30° API
Residuos	Menos de 20°API

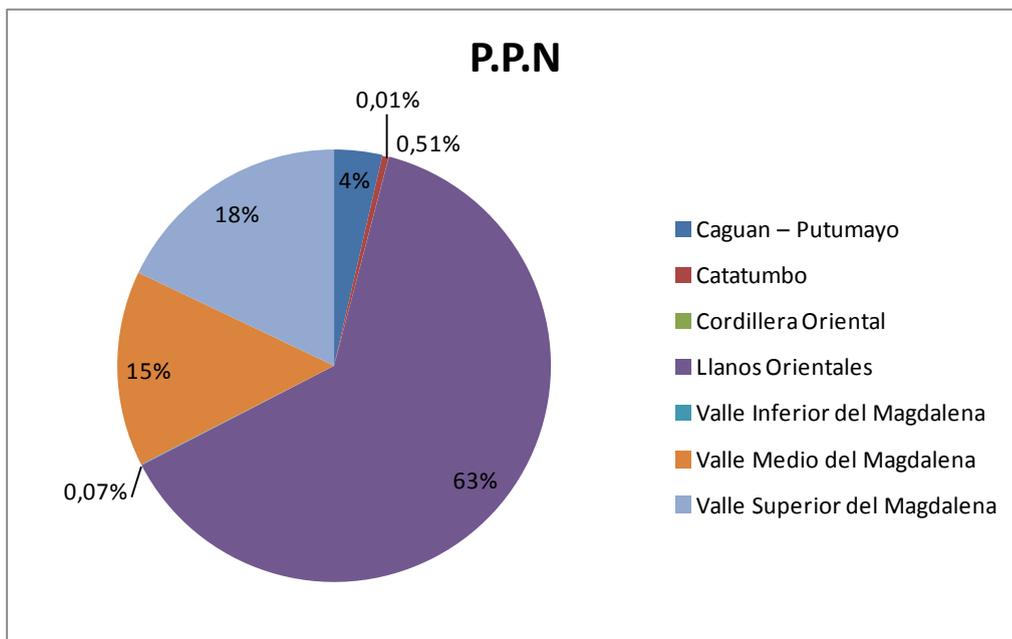
Tabla 2: Derivados del Petróleo Clasificados según su API - Elaboración propia en base a información PRE

Las características de cada uno de los derivados definen su uso y comercialización, así como sus limitantes y restricciones.

1.2 Crudo Colombiano:

Las cuencas de producción de petróleo en el país se encuentran principalmente en los llanos orientales y el magdalena. Cada una de estas cuencas esta en la posibilidad de producir crudos livianos, medianos y pesados. La clasificación de los crudos encontrados en estas cuencas varía desde los 63° API, crudo hallado en el campo Cerro Gordo, ubicado en la cuenca del Catatumbo en el departamento de Norte de Santander, hasta los 0,92° API, crudo hallado en el campo Valdivia-Almagro, ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales en el departamento del Meta.

A continuación tabla resumen con las cuencas petroleras colombianas:



P.P.N: Participación en la producción total nacional.

Tabla 3: Cuencas Petroleras Colombianas y su Participación en la producción total nacional - Elaboración propia en base a la Cámara Colombiana de Servicios Petroleros – CAMPETROL

Sin embargo, la producción interna de petróleo se caracteriza por la extracción de crudo pesado con una gravedad API de alrededor de 16,42° a 2012, siendo que para 2009 se caracterizaba por la extracción de crudo mediano con una

gravedad API de alrededor de 26,71°. (Camara Colombiana de Servicios Petroleros - CAMPETROL, Septiembre de 2009)

La participación nacional para cada uno de los diferentes tipos de crudo es la siguiente:

- Crudos Livianos: Tienen una participación promedio total de petróleo en el país del 25%. (Disminuyendo paulatinamente su participación en la canasta de crudos extraídos en el país en el periodo 2006 - 2012).
- Crudos Medianos: Su participación en la producción total de crudos del país ha sido en promedio del 35,3%. La participación de este tipo de crudo se ha mantenido en promedio en una tasa de crecimiento del 8% a lo largo del periodo comprendido entre 2006 -2012.
- Crudos Pesados: han tenido una participación promedio en la producción total de petróleo de alrededor del 39%. Es importante señalar que la participación de estos tipos de crudo ha venido aumentando año tras año, pasando del 43.5% en 2009 al 60,2% en lo corrido de 2012.

2. PACIFIC RUBIALES ENERGY

2.1 Orígenes

Aunque desde 1995 los líderes de la compañía se habían asomado al país con inversiones mineras, fue solo desde hace ocho años que se dio el primer paso en firme en el país.

Inicialmente, se tenía presencia en el país a través de la explotación gasífera del campo La Creciente (San Pedro, Sucre) cuya producción comenzó a crecer a un ritmo constante. Fue en ese momento cuando la compañía decidió expandir sus actividades a otros frentes de la producción gasífera, involucrándose profundamente en el sector. Pero, fue solo hasta 2007, cuando se decidió apostar definitivamente por la exploración de petróleo en el país, iniciando las actividades en El Dorado (Puerto Gaitán, Meta).

Sin embargo, la configuración de la compañía que hoy en día se conoce como Pacific Rubiales Energy, se remonta a 1985 con su empresa matriz: Agincourt Explorations AGX, empresa consolidada en la TSX Venture Exchange², quien para 1995 se convirtió en Agincourt Explorations Resources Corp., una compañía de exploración mineral centrada en Brasil y Canadá.

Fue entonces como en 2007, AGX decide vincularse con la empresa Petro Rubiales Energy Corp., petrolera Colombiana constituida desde 1982, quien en 2008 se fusiona con Pacific Stratus Energy Ltd., provocando el cambio de nombre a Pacific Rubiales Energy Corp.

Es así como Pacific Rubiales Energy inicia su operación en Colombia con el Campo petrolero Rubiales (para ese momento con una producción escasa) la cual gracias a la experiencia de los propietarios de la compañía en petroleras como Pdvsa (petrolera venezolana), lograron en un solo año perforar 71 pozos con las más modernas técnicas de la industria petrolera y convertir a Rubiales en el principal activo de la compañía y en el de mayor expansión en Colombia.

Más tarde, en 2008 Pacific Rubiales Energy adquiere a Kappa Energy, una compañía Colombia, con licencias para la exploración de tierra que incluían partes del bajo, medio y alto Magdalena, el Catatumbo, y las cuencas de los Llanos, inversión que le significó una gran expansión en el territorio Colombiano, para finalmente en 2009 constituirse y operar como una compañía totalmente integrada,

² TSX Venture Exchange: Bolsa de valores de Canadá.

con activos productivos de gas y petróleo y una exploración potencial significativa.

2.2 La compañía:

- La compañía se dedica a la exploración y explotación de petróleo y gas natural.
- La casa matriz se encuentra ubicada en Toronto (Canadá) y las oficinas principales en Bogotá (Colombia).
- Cuenta con operaciones en Colombia y Perú que le representan numerosas propiedades incluyendo 38 bloques de explotación entre ambos países.

COLOMBIA	PERU
Llanos Orientales Magdalena Alto, Medio y Bajo Valle del Cesar Rancheria Putumayo	Ucuyali Marañon

Tabla 4: Presencia De PRE en territorio Colombiano y Peruano.

- Desde octubre de 2010, comenzó a trabajar en 2 nuevos bloques de exploración ubicados en la cuenca del Petén (Guatemala)³.
- Adelanta su operación a través de las subsidiarias Meta Petroleum Limited, Pacific Stratus Energy y CI Pacific Fuels. La primera de ellas, en los campos petroleros Rubiales, Pirirí y Quifa, de donde extrae crudos pesados. La segunda, en el campo gasífero La Creciente y los campos petroleros de Guaduas y Abanico. Y la tercera, quien a comienzos de 2010 incursiono en Colombia, enfocándose inicialmente en el desarrollo del mercado bunker⁴ dentro del país, al dedicarse a la distribución de combustible para buques en la ciudad de Cartagena.

2.3 Pacific En Cifras - 2011

- Para 2011 se duplicaron los principales indicadores financieros de la compañía, logrando una ganancia neta de \$1,02 billones, lo que resulto ser más del doble de lo reportado en el 2010.
- Los ingresos crecieron de igual forma llegando hasta los \$6,25 billones, en comparación con los \$3,06 billones registrados en 2010.

³ Bloque compartido con Iamingo Energy Investment Ltd, Chx Guatemala Ltd y la Compañía Petrolera del Atlántico), quienes comparten la propiedad conjunta de muchos campos de petróleo y proyectos de exploración en Colombia con Ecopetrol y en el Perú con Petrodorado.

⁴ Venta de combustible para buques.

- El Ebitda⁵, se duplicó, siendo de \$3,6 billones, lo que es un significativo aumento en contraste con la cifra en 2010 de \$1,7 billones.
- La inversión ascendió a los \$2,04 billones, de los cuales \$868 mil millones fueron destinados a la expansión y la construcción de infraestructura de producción; \$493 mil millones invertidos en la exploración en Colombia, Perú y Guatemala, y \$116 millones, en la adquisición del 49.9% de Maurel & Prom Colombia BV⁶. De los \$563 mil millones restantes, \$382 mil millones fueron destinados para perforación de desarrollo y \$181 mil millones en otros proyectos, como la tecnología Star⁷.
- El éxito en la exploración llegó a un 84%, con 69 perforaciones en pozos exploratorios, de los cuales 58 fueron exitosas.
- 2011 marcó el inicio de un importante proyecto en el que Pacific Rubiales tiene una participación del 32,9%: la primera fase del Oleoducto Bicentenario (OBC)⁸.

Estos resultados para el año inmediatamente anterior se debieron, en parte, al aumento en la cantidad de barriles diarios que la empresa extrajo, llegando a los 86.497 barriles, lo que represento un 52% más que la cantidad alcanzada en 2010. (Pacific Rubiales Energy Corp.)

2.4 Exploración

El portafolio actual de la Empresa cubre 18.723.075 acres (brutos), que incluye 1.693.437 acres adicionales incorporados a raíz de la reciente adquisición del 49.99% de los intereses de Maurel y Prom (Euronext Paris: MAU.FP) en los bloques exploratorios de Sabanero, Muisca, SSJN-9, CPO-17 y COR-15, ubicados en Colombia.

Durante los primeros cuatro meses de 2011, la Empresa continuó su actividad exploratoria en Colombia y Perú, con un total de 34 pozos exploratorios, estratigráficos y de avanzada perforados en los bloques Rubiales-Piriri, Quifa, CPE-6, La Creciente, Abanico, Dindal-Rio Seco y Buganviles (incluyendo 7 pozos que iniciaron perforación en Diciembre, 2010); y con la adquisición de 857,5 km de sísmica 2D equivalente en los bloques Perú 138, Arrendajo, y SSJN-3. A la fecha, de estos 34 pozos, 4 aún están en actividades de perforación o pruebas de producción, 3 han sido abandonados y declarados pozos secos y 3 pozos mostraron columnas de hidrocarburos consideradas no

⁵ Indicador financiero representado mediante un acrónimo que significa en inglés "Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization", (Beneficio antes de Intereses, Impuestos, Depreciaciones y Amortizaciones).

⁶ Filial Colombiana de la Empresa Francesa Maurel & Prom, con amplia experiencia para operar con gasoleo (gas y aceite).

⁷ STAR - Siglas en inglés de: Recuperación Adicional Térmica Sincronizada. Permite aumentar significativamente la tasa de recuperación de crudo pesado del campo.

⁸ Nuevo Oleoducto Colombiano, se espera su apertura para finales de 2012. Inicia en el departamento de Arauca y atraviesa el departamento de Norte de Santander con un recorrido aproximado a los 363 kilómetros.

económicas. Dos de los pozos actualmente en perforación han mostrado manchamiento de aceite (Pagina Web Pacific Rubiales Energy, 2011).

2.5 Operación

La operación de Pacific Rubiales como la de cualquier otra petrolera en Colombia se realiza a través de la red de oleoductos nacional. El esquema de operación se debe señar a las restricciones propias del sistema, haciendo un esquema transversal que integra las áreas de producción, operaciones, transporte y comercio.

La producción de crudo está estrechamente ligada a:

1. La capacidad de almacenamiento en los campos productores (también conocida como capacidad de tancaje).
2. Las facilidades y recursos disponibles para transportar y evacuar los tanques ya sea por oleoducto (teniendo en cuenta la nominación⁹ respectiva para cada sistema, obedeciendo unos porcentajes de utilización de las tuberías previamente establecido con las demás petroleras que hacen uso del mismo) o por los carrotanques en los cuales se despacha la producción que no puede ser enviada por oleoducto.
3. Las ventanas comerciales en las cuales se realizan las ventas del crudo y que por ende son las fechas límite para que los volúmenes exactos de crudo vendido se encuentren disponibles en los terminales de despacho.

En base a estos factores es como se definen los componentes claves para cada operación. Pacific Rubiales se encarga entonces de mover su crudo jugando con las capacidades de cada uno de sus sistemas (con carácter finito) y planteando estrategias de optimización de los mismos.

2.5.1 Pozos Productores

En aproximadamente 90 años de exploración en Colombia se han descubierto alrededor de 7.900 millones de barriles equivalentes de petróleo; el 70% de los 162 campos comerciales descubiertos es menor de 20 millones de barriles y sólo cuatro campos (Cusiana- Cupiagua, La Cira-Infantas, Caño Limón, Chuchupa-Ballena) tienen reservas de más de 500 millones.

Adiciones de más de 240 millones de barriles equivalentes ocurren, en promedio,

⁹ El proceso de Nominación de Transporte de Crudo por Oleoducto se realiza con el fin de establecer los volúmenes a transportar en el Sistema y para realizar la programación de operaciones del Oleoducto.

cada nueve años. Cerca de 1.100 pozos exploratorios se han perforado en Colombia y la cifra más citada es 15% de éxito, es decir una probabilidad de éxito de uno en siete - por cada siete pozos explorados uno es productor. (ECOPETROL, 2011)

Pacific Rubiales por su parte adelanta importantes exploraciones de las diferentes cuencas petroleras del país, teniendo como principal objetivo aumentar sus reservas de petróleo y los hallazgos exitosos en pozo.

En la actualidad, la empresa cuenta con 6 pozos productores importantes, que alimentan su operación. Sin embargo, debe adquirir crudos de otros pozos (pozos de terceros), de los cuales se extrae crudo con características diferentes a las del crudo rubiales, crudos mucho más livianos que le sirven de soporte a la operación. O como también ocurre, haciendo presencia en pozos de terceros no en calidad de propietario de la carga, sino como responsable del transporte de los crudos allí producidos (desde el pozo productor hasta el sistema de oleoducto más cercano o según la necesidad de los terceros).

2.5.1.1 Pozos Propios:

2.5.1.1.1 Campo Rubiales:

Campo Rubiales comprende los bloques Rubiales y Piriri en la cuenca oriental de los llanos y es el mayor contribuidor a la producción de petróleo en Colombia. Este campo representa aproximadamente el 85% del total de la producción de la compañía y es el más grande en Colombia, además está compuesto de arenas basales, que producen crudo pesado de aproximadamente 12.5° API. El socio estratégico para este activo es Ecopetrol, quien posee un 50% de interés en el bloque Piriri y 60% en Rubiales. En la actualidad tiene una producción de 170.000bbl/d netos de producción diaria. (Pacific Rubiales Energy Corp.)



Imagen 2: Campo Rubiales - Panorámica general del campo.



Imagen 3: Piscinas de enfriamiento del crudo y tanques de almacenamiento Rubiales EBR.

2.5.1.1.2 Quifa:

Este bloque está localizado en la cuenca de los llanos y rodea Campo Rubiales; el crudo que allí se produce es de 13.5° API.

En este bloque Pacific tiene un interés del 60% mientras que Ecopetrol tiene el 40% restante, para el mismo se firmó un contrato de explotación el cual culmina en el año 2031.

La importancia de este bloque radica en su gran proyección, además de tener a su favor su ubicación, pues al estar muy cerca a las instalaciones de Campo Rubiales, tiene fácil acceso a transporte e infraestructura que facilitarán su desarrollo a futuro.

De esta manera, se planea desarrollar agresivamente este bloque durante los próximos años, ya que se constituye como un activo clave que permitirá mantener el continuo crecimiento en producción de Pacific. En la actualidad tiene una producción de 45.000bbl/d netos entre sus bloques Quifa Norte NN y Quifa Este/Oeste SW. (Pacific Rubiales Energy Corp.)



Imagen 4: Campo Quifa - Panorámica Bloques: Norte Norte NN – Sur Este SW.

2.5.1.1.3 La Creciente:

El campo La Creciente ha sido el mayor descubrimiento de gas natural durante los últimos años en el país. Pacific tiene un interés del 100% en este activo de gas natural que está localizado en la cuenca del valle del Bajo Magdalena (departamento de Sucre).

Este campo está compuesto por una estación de facilidades, seis (6) pozos productores de gas, un gasoducto de 9,5 Km. y una estación de medición y entrega a Promigas ubicada en la vereda San Mateo.

En 2010, la producción de La Creciente fue en promedio 60.3 millones de pies cúbicos por día de gas natural lo que equivale a 10.055 boe/d, un incremento del 36% comparado a la producción del año 2009 que fue de 7,382 boe/d. (Pacific Rubiales Energy Corp.)



Imagen 5: Atardecer Campo La Creciente



Imagen 6: Estación de Gas La Creciente

2.5.1.1.4 Abanico:

El proyecto Asociación Campo Abanico (ubicado en el departamento del Tolima, Municipio de El Espinal), corresponde al bloque Abanico que se encuentra en la cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena y está localizado al suroccidente de la ciudad de Bogotá D.C, a una distancia aproximada de 150 km.

Kappa Resources Colombia Ltd. adquirió la operación del Campo Abanico en 2003. En ese momento el campo poseía dos pozos (Abanico 1 y 2),. Cuando Kappa fue adquirida en 2008 por Pacific Rubiales se convirtió en una unidad de negocio del grupo corporativo. En el 2009 se realiza la perforación de los pozos Ab-20, 33, 34, 35, 36 y a finales del 2010 el Ab-38 todos en el área Norte del bloque.

Su producción es 901bbl/d netos. (Pacific Rubiales Energy Corp.)



Imagen 7: Cargue de Carrotanques en Campo Abanico.



Imagen 8: Tanques de Almacenamiento en Campo Abanico

2.5.1.1.5 Guaduas:

El campo Guaduas se encuentra ubicado en la parte noroccidental del Departamento de Cundinamarca, Colombia, a una distancia aproximada de 110 km de la ciudad de Bogotá, perteneciente a la cuenca del Valle del Magdalena Medio.

El Campo Guaduas tuvo su pico máximo de producción de petróleo en enero de 2002 alcanzando 11.294 BOPD; la producción de crudo y el gas producido se incrementó sensiblemente lo que obligó a cerrar algunos pozos para optimizar la energía del yacimiento. El crudo producido en el campo Guaduas es de gravedad API 18.5°. (Pacific Rubiales Energy Corp.)

Campo Guaduas tuvo mucho que ver en el desarrollo acelerado de Campo Rubiales, pues éste último tenía grandes limitaciones en transporte de crudo, el cual se hacía por carretera a la costa, es por esto que en la estación PF1, a partir de noviembre de 2007, empezó a recibir crudo proveniente de Rubiales para ser transportado por el oleoducto Guaduas (PF-1) – La Dorada, con una capacidad de transferencia de 40.000 BPD.



Imagen 9: Estación de conexión en Guaduas con el oleoducto OGD.

2.5.1.1.6 Moriche:

Moriche se localiza en los Llanos Orientales, al sur del departamento del Casanare con una producción completa de crudo liviano. En 2009 la compañía redujo los compromisos exploratorios firmados con Petrodorado, una compañía canadiense de E&P. Con esta reducción de los compromisos exploratorios de los próximos 2 años, se permitió que los recursos de la compañía estén disponibles para avanzar en otros activos. En 2010 la producción promedio bruta fue de 76 bbl/d netos antes de regalías. (Pacific Rubiales Energy Corp.)



Imagen 10: A la derecha - Tanques de Almacenamiento Campo Moriche

Imagen 11: A la Izquierda- Torre de Perforación Campo Moriche

2.5.1.2 Pozos de Terceros:

Pozos ubicados en su gran mayoría en el Casanare, constituyen elementos secundarios para la operación de Pacific Rubiales.



Imagen 12: Fuente: Gerencia Transporte PRE - Esquema de la ubicación de los pozos de terceros con participación directa en la operación de Pacific Rubiales.

2.5.2 Oleoductos

Este sistema es utilizado para movilizar los crudos de los campos de producción hasta las refinerías o puertos de embarque.

Actualmente Ecopetrol cuenta con 53 estaciones a través de las cuales se bombean los crudos. Este sistema de transporte cuenta con 8.500 kilómetros de redes principales entre oleoductos y poliductos que convergen en la costa Atlántica en los terminales de Coveñas y Santa Marta; y en los terminales de la costa Pacífica en Buenaventura y Tumaco.

2.5.2.1 Oleoductos de Colombia:

Las redes principales de oleoductos del país se encuentran distribuidas de la siguiente manera (Fuente – ECOPETROL)¹⁰:

- Oleoducto Caño Limón - Coveñas: Tiene 770 kilómetros de longitud a través de los cuales se transportan todos los crudos producidos en el Campo Caño Limón en Arauca. (ECOPETROL)



Imagen 13: Fuente ECOPETROL - Recorrido Oleoducto Caño Limón Coveñas

- Oleoducto del Alto Magdalena (OAM): Transporta los crudos que se obtienen en el valle superior del Magdalena. (ECOPETROL)



Imagen 14: Fuente ECOPETROL - Recorrido Oleoducto del Alto Magdalena

¹⁰ Tomado de: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=127&conID=36123&pagID=127171>

- Oleoducto de Colombia (ODC): Tiene 481 Kilómetros y conecta la estación de Vasconia con el puerto de Coveñas. (ECOPETROL)



Imagen 15: Fuente ECOPETROL - Recorrido Oleoducto de Colombia

- Oleoducto Central S.A (OCENSA): Con 790 kilómetros de longitud, transporta fundamentalmente los crudos del piedemonte llanero que convergen en la estación de Cusiana en el Casanare, hasta terminar en el terminal marítimo de Coveñas. (ECOPETROL)



Imagen 16: Fuente ECOPETROL - Recorrido Oleoducto Central OCENSA

- Oleoducto Central de los Llanos: Transporta crudo desde los pozos productores ubicados en el Casanare hasta las principales estaciones de bombeo que conectan con OCENSA. (ECOPETROL)



Imagen 17: Fuente ECOPETROL - Recorrido Oleoducto Central de los Llanos

2.5.2.2 Red de oleoductos para Pacific Rubiales:

2.5.2.2.1 Oleoductos con Alta Participación:

- Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL)

La Compañía posee una participación del 35% en el ODL una compañía con objetivos especiales establecida para construir el Oleoducto ODL entre el campo Rubiales y la Estación Monterrey en el departamento de Casanare, el cual es una parte integral del sistema de transporte de crudo de Colombia y que se encuentra conectado con la red del Oleoducto Central S.A. (OCENSA). El restante 65% de participación en el ODL pertenece a Ecopetrol. (Pacific Rubiales Energy Corp., Marzo de 2011)

- Oleoducto Bicentenario de Colombia (OBC)

Durante el tercer trimestre del 2010, la Compañía obtuvo una participación en el capital del 32.88% en OBC, la compañía que construirá, será propietaria y operará el Oleoducto OBC en Colombia. OBC es un vehículo con objetivos especiales promocionada por Ecopetrol que tiene una participación del 55.97% junto con sus afiliadas, con la participación de otros productores de petróleo que operan en Colombia, que controlarán la participación restante del 11.15%. El oleoducto correrá desde Araguaney, en el departamento de

Casanare, hasta la Terminal de Exportaciones de Coveñas en el Caribe. La ejecución del Oleoducto OBC está planeada en cuatro fases (Pacific Rubiales Energy Corp., Marzo de 2011):

- Fase 0: planta de descarga de camiones en Banadia con una capacidad de 40,000 bb/d.
- Fase 1: Oleoducto Araguaney – Banadia, 120,000 bbl/d.
- Fases 2-3: Oleoducto Banadia – Coveñas, 330,000 bbl/d.

2.5.2.2.2 Otras Participaciones en Oleoductos

La Compañía posee una participación del 90.6 % en el oleoducto Guaduas-La Dorada (“OGD”) y una participación minoritaria en dos oleoductos troncales, Oleoducto de Colombia (“ODC”) y Oleoducto Alto Magdalena (“OAM”) con una capacidad de 110,000 bbl/d. El OGD es un oleoducto que recorre 63 Km desde las instalaciones de producción en el campo Guaduas hasta el oleoducto OAM en la Dorada con una capacidad de 40,000 bbl/d. El oleoducto ODC recorre 481 Km desde Vasconia hasta la terminal de Coveñas y tiene una capacidad de hasta 210,000 bbl/d.

Durante el último trimestre de 2009, la Compañía también firmó dos contratos con OCENSA para asegurar la capacidad de transporte para su parte de la producción desde el yacimiento Rubiales. Los acuerdos otorgan a la Compañía (*PRE 2011 - Formulario Anual de Información*):

- Una capacidad firme de descargar hasta 10,000 bbl/d de diluyente en la estación Cusiana durante un período de cinco años a partir de abril del 2010 como así también el uso del sistema de OCENSA desde la estación Cusiana hasta la terminal de exportación de Coveñas.
- La capacidad firme de transportar hasta 160 millones de barriles de crudo desde la estación Cusiana hasta la terminal de exportación de Coveñas durante un período de 10 años a partir de febrero de 2010, con un límite de 50,000 bbl/d durante el 2010, 60,000 bbl/d entre enero del 2011 y enero del 2017 y 20,000 bbl/d entre febrero del 2017 y enero del 2020 (Pacific Rubiales Energy Corp., Marzo de 2011).



Imagen 18: Fuente OCENSA - Mapa de Oleoductos Colombianos

2.5.3 Transporte Terrestre de Crudo

Pacific Rubiales terceriza la operación de transporte terrestre de crudo. En la actualidad se encuentra en manos de 21 empresas del sector con un amplio reconocimiento y experiencia en el transporte de carga peligrosa y de líquidos en especial. Sin embargo, el control sobre la operación y los movimientos de la misma se ejercen directamente por la compañía, quien es la encargada de exigir la programación de los carrotanques para las movidas diarias de transporte y, la que determina cuantos y de qué forma harán el abastecimiento en las terminales de crudo.

Entre las principales responsabilidades del transporte de crudo por tierra se encuentran:

- Extraer de campo Rubiales el excedente de la producción que no puede ser llevado por oleoducto. Esta producción puede ser movilizada hasta la estación de Guaduas en Cundinamarca desde donde el crudo es inyectado al oleoducto Guaduas – La dorada donde es transportado hasta Coveñas. O por otra parte, llevado directamente a las terminales de recibo/despacho en la Costa Atlántica (ya sea en Cartagena al terminal AOT o a Barranquilla al terminal TELBA).
- Alimentar las necesidades de crudo para la industria colombiana.

- Movilizar el crudo desde Rubiales hasta Cartagena para alimentar la operación de CI Pacific Fuels International (CIPFI) con su mercado de Bunkers (crudo para la movilización de buques) en el país.
- Recoger de los tanques de Gasolina Natural en la Costa Atlántica el diluyente para ser llevado hasta Campo Rubiales donde sirve como elemento de mezcla para el transporte del crudo por oleoducto.
- Recoger de los campos de terceros (Alange, Tilodiran, Sabanero, Toqui Toqui, Lewis, New Granada, Emerald, Mani, Perex, Mauritia, Rancho Hermoso, La punta, Acacia, Baul, Columbos). Crudo de características diferentes al crudo Rubiales, con el fin de soportar la operación en campo y/o ser movilizados por el Oleoducto de los Llanos.

A continuación el cuadro comparativo de la operación de transporte terrestre de crudo de Pacific Rubiales en relación al primer trimestre (1Q) de 2012 frente al primer trimestre (1Q) de 2011.

COMPARACION 4Q 2011/1Q 2012	2.011	2.012	DIFERENCIAS
CRUDOS CIPFI	-	72.762	72.762
INDUSTRIA E IFOS	132.610	135.435	2.825
EXPORTACION GUADUA S	945.663	783.160	(162.503)
EXPORTACION COSTA	799.108	105.363	(693.745)
GASOLINA NATURAL	505.514	660.740	155.226
ALANGE	239.312	20.263	(219.049)
TILODIRAN IPP	4.154	2.462	(1.692)
SABANERO	10.491	70.924	60.433
TOQUI - TOQUI	2.179	907	(1.271)
LEWIS	157.849	86.891	(70.958)
NEW GRANADA	-	32.586	32.586
EMERALD	-	34.091	34.091
MANI	-	2.176	2.176
VIGIA	24.295	-	(24.295)
PEREX	65.985	-	(65.985)
MAURITIA	11.625	-	(11.625)
TOTAL	2.898.784	2.007.758	(891.026)

Tabla 5: Total de barriles transportados por carrotanque en cada uno de los frentes de acción de Pacific Rubiales. Fuente PRE

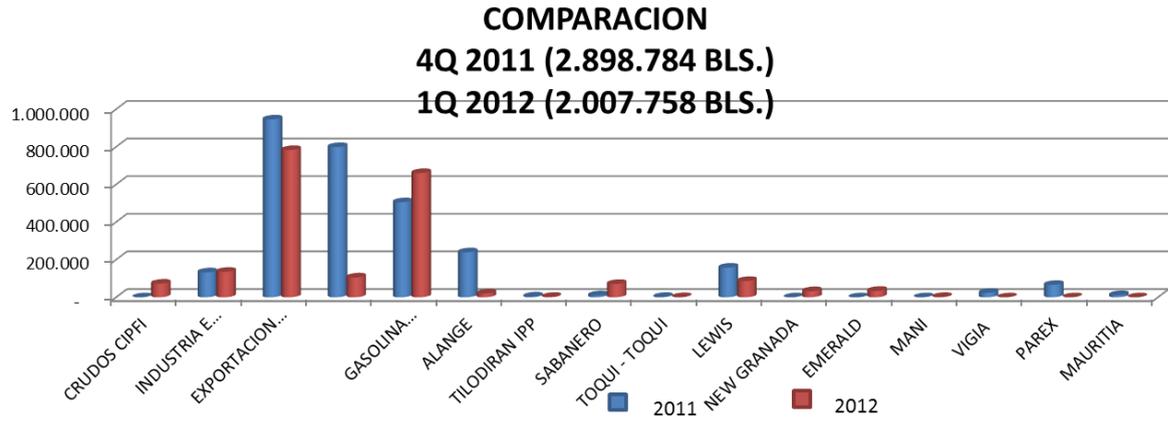


Imagen 19: Grafico de Barras - Comparación Primer Trimestre (1Q) 2011 – Primer Trimestre (1Q) 2012. Fuente PRE.

2.6 Expectativas para 2012

La Compañía espera un crecimiento de producción de entre 15 a 35% en el 2012, con unos gastos de capital de alrededor de US\$ 1.2 millardos¹¹. Adicional a lo anterior, se operará aproximadamente el 60% del total de los proyectos de inversión y el 95% de la producción. (Pacific Rubiales Energy Corp., Mayo de 2012)

Los gastos de capital en el 2012 están enfocados en:

- La expansión de la producción de la Compañía en los campos petroleros insignias: Rubiales/Piriri y Quifa SW (Sur - Este).
- El crecimiento de la producción en los campos petroleros recién entrados en operación: Quifa NN (Norte-Norte) y Sabanero.
- Llevar el bloque CPE-6 (Meta), hacia la producción comercial de petróleo.
- Continuar la perforación y actividades sísmicas en el extenso portafolio de exploración en Colombia, Perú y Guatemala.

Los hitos del programa para el 2012 incluyen:

- Crecimiento de la producción esperada de 15 a 35% contra un estimado de 86 Mboe/d netos producidos en el 2011, principalmente impulsado por un aumento de producción en los campos de petróleo pesado de Quifa, Sabanero y Rubiales.
- Gastos de inversión totales de US\$ 1.2 millardos (un pequeño aumento con relación al 2011), donde la exploración constituirá aproximadamente 30% del total. El plan de inversiones se espera sea totalmente financiado por fondos generados internamente y efectivo disponible, en un ambiente con un precio del petróleo de \$80 a \$90 WTI¹².
- US\$ 340 millones de inversiones de exploración, un nivel similar al del 2011, con perforación de aproximadamente 60 pozos brutos (32 netos) y la adquisición de datos sísmicos. De aquellos, aproximadamente 14 pozos de exploración brutos (9 netos) tienen como objetivo prospectos de alto impacto, incluyendo los primeros pozos de la Compañía en Perú. Se planea una importante actividad de perforación de exploración avanzada para los bloques de petróleo pesado Quifa Norte, Sabanero, CPE-6, y CPO-12.
- US\$ 285 millones serán invertidos en perforar 285 pozos de desarrollo brutos

¹¹ Un millardo es el número natural equivalente a (100000000) mil millones.

¹² West Texas Intermediate WTI: Es un promedio, en cuanto a calidad, del petróleo producido en los campos occidentales del estado de Texas (Estados Unidos). Se emplea como precio de referencia para fijar el precio de otros petróleos crudos producidos en medio oriente o el mar del Norte (Petróleo Brent).

(140 netos), un aumento significativo con relación al 2011, con actividades impulsadas por el desarrollo de los campos Quifa y Sabanero, y la continuación de la perforación inter-espaciada en Rubiales/Piriri.

- \$560 millones de inversión en infraestructura, con aproximadamente 40% dirigido a Quifa, 30% a Rubiales/Piriri, y el restante a Sabanero, con provisión para el avance y progreso en CPE-6.

3. ANALISIS DEL SECTOR PETROLERO EN COLOMBIA

Como parte fundamental de la política del Gobierno Nacional para la competitividad del país en materia petrolera, y con el fin de promover su decisivo desarrollo, en diciembre de 2005 se expidió el Decreto 4743, mediante el cual se otorgaron exenciones arancelarias a las importaciones de maquinaria, equipo y repuestos destinados a la explotación, beneficio, transformación, transporte por ductos y refinación de hidrocarburos. Este Decreto dio continuidad a los beneficios del Plan Vallejo que desde 1967 fueron otorgados a las mencionadas actividades, y permitió mantener las exenciones como parte integral de las políticas diseñadas con el objeto de procurar que el país se convirtiera en un escenario atractivo para las inversiones en el sector petrolero, estimulando su competitividad, y aportando al crecimiento social y económico del país.

Estos incentivos -Plan Vallejo y Decreto 4743- han sido pieza fundamental para que las inversiones en este sector crecieran en forma sostenida. La inversión extranjera directa en el sector petrolero creció más de 5 veces al pasar de USD 449 millones en el 2002 a USD 2,633 millones en el año 2009, con un crecimiento del 586%. Adicional a lo anterior, las exportaciones pasaron de USD 3,275 millones a USD 10,268 millones en el período 2002 a 2009, con un crecimiento medio anual del 30%. El beneficio social y económico por otro lado fueron evidentes, pues este sector incremento en forma sostenida sus aportes a los ingresos del Gobierno Central por concepto de impuestos y aportes a las regiones, especialmente por regalías.

En este sentido, los impuestos pagados por el sector petrolero crecieron de \$3 billones pagados en el año 2004, a \$ 7,9 billones en 2009 (aprox. 1,6 % del PIB del país), es decir, el Gobierno Nacional Central incrementó 2,7 veces su recaudo de impuestos provenientes del sector de hidrocarburos. Los ingresos a las regiones por regalías del sector petrolero se duplicaron, pasando de \$1,7 billones causados en el 2004, a cerca de \$3,7 billones en el 2009 (con un pico de \$5,4 billones alcanzado en el año 2008, que representó el 1,3% del PIB Nacional). Durante el 2011 se registró un incremento de un 17,4 % en diciembre, llegando a los 980 barriles por día (bpd), situación positiva que promete llevar al país a la meta de producción esperada por el gobierno de un millón de barriles diarios en los primeros meses de 2012. (Consejo Integral de Minería de Colombia; Asociación Colombiana del Petróleo; Asociación Nacional de Comercio Exterior; Cámara Asomínero de la ANDI; Cámara Colombiana de Servicios Petroleros., Marzo de 2011)

Esta dinámica de producción de crudo es el resultado de la exitosa política para atraer inversión extranjera. Con este ritmo el país llegaría a producir 1,2 millones de barriles diarios en promedio para el 2015. Para lograrlo, es necesaria la estabilidad de las condiciones para la inversión extranjera, que es la principal fuente para acometer la exploración y el desarrollo de los yacimientos petroleros.

Recapitulando las cifras, entre 2004 y 2009 se invirtieron US\$ 7.500 millones para exploración, los cuales permitieron aumentar en 400 millones de barriles las reservas probadas de petróleo. Para 2011 el total de las reservas probadas en Colombia fue de 2.058 millones de barriles y de igual forma, se estimó que cerca de 47 mil millones de barriles de petróleo se encuentran distribuidos en las cuencas sedimentarias del país.

Entre 2010 y 2011 se perforaron 292 pozos. Esta exploración fue financiada en un 87 por ciento por empresas extranjeras. A principios de 2011 se programó perforar 125 pozos exploratorios. Hasta octubre la actividad exploratoria cumplía en un 84 por ciento la meta programada inicial al haber perforado 105 pozos, lo que significa que la actividad exploratoria se dinamizará considerablemente, teniendo en cuenta que entre 1994-2003 el promedio de pozos perforados por año era de 15, y entre 2004 y 2009 era de 67.

Actualmente, la actividad de exploración se concentra en los llanos orientales, Valle del Magdalena, Piedemonte Llanero y Costa Atlántica, pero se espera ampliar las fronteras geológicas en Departamentos como Vichada, Putumayo y Caquetá, según lo expresado por el Ministerio de Minas y Energía.

3.1 Proyecciones para 2012

Aunque se espera que la crisis europea afecte la marcha de la economía de Colombia, en el 2012, la posición económica seguramente se mantendrá favorable, y se traducirá en más empleo y mayor bienestar para los ciudadanos.

Para el 2012 se espera que la economía colombiana crezca en un 4,9 por ciento, acompañada y empujada por el desarrollo del boom petrolero. La oferta del sector se verá favorecida por los altos precios de los commodities, entre otras por la creciente demanda de crudo de las economías emergentes, especialmente de China e India.

Es así como a 2012 la tendencia de crecimiento en el sector continua, apareciendo en todos los pronósticos y proyecciones para el futuro desarrollo del país. La modernización y la fuerte inversión que se están haciendo en el sector dejan ver el crecimiento y productividad del mismo.

A pesar de los déficits en el transporte y que no se han registrado grandes hallazgos, la producción de petróleo sigue con su buena marcha. La Agencia Nacional de Hidrocarburos reveló que la extracción de crudo llegó a los 839.000 barriles de petróleo en enero. Esta cifra representa un incremento del 13 por ciento frente a la cifra de doce meses atrás.

Con este número, Colombia escaló hasta la tercera posición en la lista de los países productores de crudo en Suramérica y se presagia que alcanzará anticipadamente sus metas de producción en uno o dos años. Es decir, se llegaría a superar el millón de barriles en 2013.

Inclusive el ex director de la ANH, Armando Zamora, informó que la nación se acercaba a los dos millones de barriles equivalentes, número que no parece tan descabellado teniendo en cuenta que en 2011 el número de los pozos exploratorios ascendió considerablemente. Además, se atrevió a decir que las reservas podrían llegar a los tres mil millones de barriles.

Excedido o no, lo cierto es que Colombia, sin tener un gran campo, será un actor que jugará un papel determinante en el negocio. De hecho, ya es de las naciones no OPEP¹³ que está comandando el abastecimiento de crudo en el mundo.

A continuación, se muestra el comportamiento del sector petrolero en Colombia en comparación al PIB total desde el año 2001. (Asociación Colombiana de Petróleo, Septiembre de 2011).

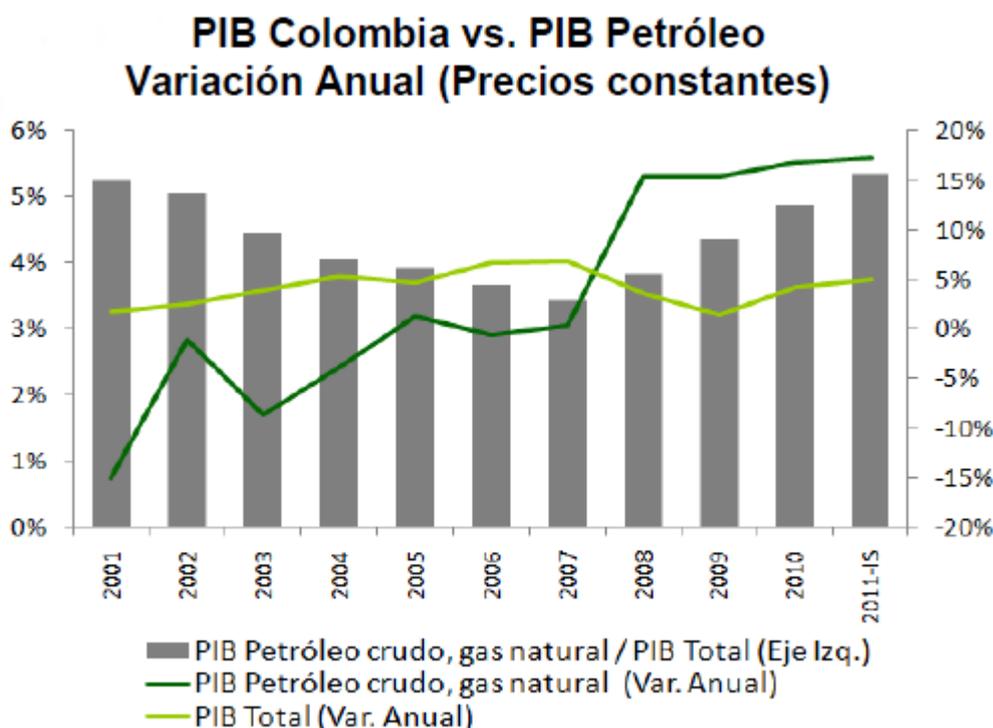


Tabla 6: Fuente ANH. Cálculos Correval – Informe de Expectativas 2012. PIB Colombiano Vs. PIB Sector Petrolero 2001 – 2011.

¹³ Organización de países Exportadores de Petróleo OPEP: Quizás la función más importante es proteger a los países miembros de la organización de las empresas petroleras que actúan a su propio beneficio. La OPEP sirve para ayudar a sus miembros en caso de que no puedan satisfacer la cuota de producción; y regula el nivel de explotación para la buena administración del recurso; además, evita una posible guerra de precios y competencias.

4. ANALISIS DEL SECTOR TRANSPORTE EN COLOMBIA

4.1 Transporte Terrestre

Colombia cuenta con una precaria logística de transporte, situación que dificulta y entorpece cualquier tipo de operación si se tienen en cuenta los altos costos en los que se incurre por transporte y las largas distancias que se recorren por las carreteras demorando las cargas y exponiendo el producto.

La mayor parte del petróleo del país se encuentra concentrado en algunas de las zonas más apartadas de este, con una red vial que en la mayoría de casos presenta tramos no óptimos para la operación de transporte de crudos. Distancias de más de 1500 kilómetros se tienen que recorrer por carretera para movilizar una porción significativa del total de la torta de barriles producidos diariamente.

4.1.1 Importancia del Sub-Sector de Transporte terrestre de carga en Colombia.

Sin duda alguna, el transporte terrestre de carga se ha convertido en el medio más utilizado de movilización de mercancía tanto en el comercio interno como en materia de importaciones y exportaciones. Ello debido al desarrollo en los últimos años de las carreteras en todo el país y el relevo de ésta modalidad frente a modos como el ferroviario o el fluvial.

Si se evalúa detenidamente, puede inferirse que la adecuación de carreteras para cualquier clase de vehículo ha sido aceptable gracias a la gestión de cada departamento, contribuyendo en el desarrollo económico de las ciudades, y reflejándose en la economía del país y en la apertura hacia nuevos mercados.

Sin embargo, el crecimiento no se ha dado de manera constante. A pesar de la apertura económica de la década del noventa y la ampliación de la estructura terrestre, la falta de seguridad a raíz de los conflictos sociales internos y las continuas luchas de poder, desencadenó a mediados de la década de los noventa, la desaceleración de la economía como consecuencia de la imposibilidad de llevar de forma segura y a tiempo la mercancía a su lugar de destino, siendo este la fuente principal de ingresos netos y crecimiento del país.

No obstante, a través de una serie de reformas y cambios en los gobiernos de turno, la situación ha mejorado de manera significativa, sin dejar de lado, que aún se presentan inconvenientes en materia de seguridad, pero que permiten, la consecución permanente de la movilidad de transporte de carga para el desarrollo sostenible de la nación.

4.1.2 Marco Legal Vigente

El gobierno Colombiano ha implementado diferentes conceptos sobre la estructura empresarial del transporte a través de las diferentes leyes y reglamentaciones que ha expedido. A continuación se presenta un breve resumen de aquellas disposiciones que regulan la generalidad del transporte terrestre en el país:

- **1993: Ley 105** - Por la cual se dictan disposiciones básicas sobre el transporte, se distribuyen competencias y recursos entre la Nación y las Entidades Territoriales, se reglamenta el sector transporte y se dictan otras disposiciones-. Establece los principios fundamentales constitucionales, indica los principios del transporte público.
- **1995: Decreto 105** -Por el cual se reglamenta la Ley 105 de 1993-. Determina los factores que deben tener en cuenta las autoridades competentes del orden metropolitano, distrital y municipal para la fijación de tarifas.
- **1996: Ley 336** - Por la cual se adopta el Estatuto Nacional de Transporte-. Unifica los principios y los criterios que servirán de fundamento para la regulación y reglamentación del Transporte Público Aéreo, Marítimo, Fluvial, Férreo, Masivo, Terrestre y su operación en el Territorio Nacional, de conformidad con la Ley 105 de 1993, y con las normas que la modifiquen o sustituyan.
- **1999: Decreto 149** -Por el cual se reglamenta el registro de operadores de transporte Multimodal-.
- **2001: Decretos 170 a 176**, -Por los cuales se reglamentan los diferentes servicios públicos de Transporte Terrestre Automotor (Colectivo Metropolitano, distrital y municipal de pasajeros; pasajeros por carretera; individual de pasajeros en vehículos tipo taxi; carga; especial; mixto); y del régimen de sanciones. Reglamentan la habilitación de las empresas de servicio público terrestre automotor y la prestación por parte de estas, de un servicio eficiente, seguro, oportuno y económico, bajo los criterios básicos de cumplimiento de los principios rectores del transporte, como el de la libre competencia y el de la iniciativa privada, a las cuales solamente se aplicarán las restricciones establecidas por la Ley y los Convenios Internacionales.
- **2001: Ley 688** - Crea el Fondo de Reposición del parque automotor-.
- **2001: Resolución 7811** -Establece libertad de horarios en carretera-.
- **2003: Decreto 2053** -Modifica la estructura del Ministerio de Transporte, y se dictan otras disposiciones. Se reasignan competencias y se crea la Dirección de Transporte y Tránsito, cubre todos los modos exceptuando el modo aéreo y el marítimo internacional.

4.1.2.1 Marco Legal Aplicado al Transporte para la operación de Pacific Rubiales

Las operaciones de transporte terrestre generadas por Pacific Rubiales deben estar soportadas en una serie de normas, a las cuales debe ceñirse estrictamente. A continuación la tabla con las normas vigentes para el transporte terrestre automotor de carga por carretera

NORMA	CONTENIDO
Ley 769 de 2007	Código Nacional de Transporte
Ley 055 de 1993	Seguridad en la utilización de los productos químicos en el trabajo (capacitación, entrenamiento y seguridad).
Ley 336 de 1996	“Por la cual se adopta el estatuto nacional de transporte”
Decreto 1609 del 2002	Por el cual se reglamenta el manejo y transporte terrestre automotor de mercancías peligrosas por carretera. En este decreto se analiza todo lo referente a definiciones dentro del manejo de mercancías peligrosas, las disposiciones del vehículo y de la carga, el registro para el transporte, las obligaciones de los actores dentro del transporte, los sistemas de control y los seguros, las medidas de seguridad y las normas de transición que contempla este tipo de mercancías.
Decreto 173 de 2001	Por el cual se reglamenta el Servicio Público de Transporte Terrestre Automotor de Carga”
Decreto 101 de 2000	Supertransporte –Ejercerá la función de inspección, vigilancia y control en materia de tránsito, transporte y su infraestructura.
Decreto 1910 de 1996	Es por el cual se reglamenta el contrato de transporte y el cobro de “stand by” ¹⁴ .
Decreto 321 de 1999	Lineamientos establecidos por el plan nacional de contingencias contra derrame de hidrocarburos en aguas marinas, fluviales y cuerpos hídricos menores.
Decreto 034 de 2009	Por el cual se establecen condiciones para el tránsito de vehículos de carga en el área urbana del Distrito Capital y se dictan otras disposiciones.

¹⁴ Stand By: Tiempo que se paga a un vehículo de carga, si el contenido que transporta no es descargado en los tiempos acordados previamente

Decreto 1521 de 1998	Reglamenta el manejo, almacenamiento y distribución de combinados líquidos derivados del petróleo para estaciones de servicio.
Decreto 0283 de 1990	Se reglamenta el manejo, almacenamiento, transporte, distribución de combinados líquidos derivados del petróleo y el transporte por carro tanques de petróleo crudo.
RESOLUCION 5776 de 2007	En esta se establece todas las normas para el tránsito de los camiones en las vías Colombianas. En dicha resolución se dan las restricciones de tránsito y las vías por las cuales los camiones no pueden transitar. Esta resolución es modificable en la medida que el ministerio lo requiera y dependiendo de las festividades que se tengan.
RESOLUCIONES 3175, 3382, 2663 Y 5250	Son en su orden las resoluciones que han regulado los fletes en Colombia. En la actualidad ninguna de estas está vigente.
RESOLUCIONES 4100, 1782 y 2888	Son las resoluciones que dan los límites de pesos y dimensiones de los vehículos de transporte terrestre de carga por carretera

Tabla 7: Normas Vigentes Para El Transporte Terrestre Automotor De Carga Por Carretera

De igual manera, Pacific Rubiales Energy debe cumplir con todas las disposiciones legales que el gobierno impone para la ejecución segura de la operación de transporte al interior de la empresa. Sin importar las especificaciones del transporte a que tenga lugar (carga seca, líquidos, pasajeros, etc).

Para los efectos de análisis del estudio actual enfocado en el transporte terrestre de crudo, la normatividad debe trascender las generalidades para dirigirse a las especificaciones técnicas.

- Mercancía: Peligrosa
- Tipo: Líquido/Inflamable
- Nominación (Dependiendo de especificaciones del producto): Crudo Pesado
Nafta
Gasolina Natural
Gas Natural

A continuación, la tabla con las normas técnicas Colombianas aplicables a la operación de transporte de crudos de Pacific Rubiales. (Superintendencia de Transporte).

NORMA	CONTENIDO
NTC 1692 Anexo 1	<p>Transporte de Mercancías peligrosas, clasificación, etiquetado y rotulado.</p> <p>“Rótulo, Etiquetado, Embalaje y Envases de mercancías peligrosas”. Pruebas de Ensayo, marcado y requisitos de los envases y embalajes de mercancía peligrosa que deben ser realizadas por entidades debidamente acreditadas ante la superintendencia de industria y comercio de acuerdo a los procesos establecidos dentro del sistema nacional de normalización-certificación y metrología.</p>
NTC 2801	Identifica y condiciona su uso y transporte (CLASE 3-Líquidos Inflamables)

Tabla 8: Normas Técnicas Colombianas aplicables a la operación por carreteras de PRE.

4.2 Parque Automotor del país:

Parque Automotor Actual:

El parque automotor colombiano de carga a 2011 está constituido por aproximadamente 326.377 vehículos. (Federación Colombiana de Transportadores de carga por Carretera).

Distribución	% de Participación en el parque automotor	Total Vehículos
Vehículos Rígidos (C2, C3, C4)	85,53%	279.142
Vehículos Articulados (C2S,	14,47%	47.325

Tabla 9: Distribución del Parque Automotor Actual – Fuente de información COLFECAR

Parque automotor de servicio particular:

Al desagregar el parque automotor colombiano de carga a 2011 se encuentra que 91.598 vehículos corresponden a servicio particular, es decir el 28,07% del total del parque automotor existente. (Federación Colombiana de Transportadores de carga por Carretera).

Así mismo, dicho parque automotor se encuentra distribuido de la siguiente manera:

Distribución	% de Participación en el parque automotor	Total Vehículos
Vehículos Rígidos (C2, C3, C4)	98,63%	90.340
Vehículos Articulados (C2S,	1,38%	1.258

Tabla 10: Distribución del Parque de Servicio Particular – Fuente de información COLFECAR

Parque automotor de servicio público:

A 2011 se encuentra conformado por 234.779 vehículos, es decir el 71,93% del total del parque existente. (Federación Colombiana de Transportadores de carga por Carretera). Distribuidos de la siguiente forma:

Distribución	% de Participación en el parque automotor	Total Vehículos
Vehículos Rígidos (C2, C3, C4)	80,42%	188.800
Vehículos Articulados (C2S,	19,58%	45.978

Tabla 11: Distribución del Parque Automotor de Servicio Público – Fuente de información COLFECAR

- Evolución del parque automotor:

El comportamiento histórico del parque automotor de servicio público a partir del año 2000, nos muestra una marcada tendencia creciente en el número de vehículos de carga, el parque automotor ha crecido en un 124,07% en un lapso de poco más de 10 años, desde el año 2000 hasta el 2011 y ha registrado una variación promedio anual del 8,41%. Por otro lado, la evolución vehicular de carga por tipo de configuración en el periodo 2000 - 2011 nos muestra que los vehículos articulados tuvieron el mayor crecimiento con un 127,49% a pesar de que para el 2011 solo participan con el 19,58% de los vehículos de carga.

Entre tanto los camiones sencillos (C2) los cuales representan la mayoría de los vehículos de carga (73,19%) crecieron 124,93% durante los últimos 11 años y los vehículos C3 y C4 presentaron un crecimiento del 107,56%. (Federación Colombiana de Transportadores de carga por Carretera).

5. ANALISIS DE LA CADENA DE TRANSPORTE DE CRUDO EN COLOMBIA

La ineficiente red de carreteras del país y la falta de cobertura de los oleoductos, mantiene caro el petróleo colombiano, restándole beneficios a las regiones, vía regalías, y a las compañías que se dedican a la explotación del crudo. El costo promedio de extraer un barril de crudo en el país es de cinco dólares, pero el valor de transportarlo por carretera asciende a 15 dólares, situación que le resta competitividad al auge petrolero actual. (Asociación Colombiana de Petróleo, Septiembre de 2011).

Hoy en día los oleoductos están en condiciones de bombear alrededor de 900.000 barriles diarios y el faltante es movilizad por carrotanques, alternativa que genera un efecto colateral muy negativo porque congestiona las vías, genera una necesidad de inversión adicional en infraestructura de carreteras, pero sobre todo porque es ineficiente y costosa. Sin embargo, cabe anotar que es necesario optar por el transporte terrestre de crudo no solo como alternativa sino como necesidad primaria al no contar con las condiciones óptimas para el transporte de crudo a nivel nacional.

A esto se suma la falta actual de alternativas para la salida del crudo a los mercados internacionales, pues todo el producto sale por el puerto de Coveñas (Sucre) que de sufrir algún imprevisto sencillamente entorpece el dinamismo de las exportaciones del mismo. Es por este motivo que se comienza a hablar de la construcción de un puerto de características similares al de Coveñas pero con salida al Pacífico.

Mientras la construcción del oleoducto se materializa, el Gobierno y las empresas trabajan en opciones más próximas para darle la salida a la creciente producción. Entre ellas:

1. Oleoducto Bicentenario: entraría en operación a finales de 2012, con una capacidad de 120.000 barriles entre Araguaney (Casanare) y Banadía (Arauca), para luego conectarse al oleoducto Caño Limón–Coveñas.
2. Proyecto de Puerto Bahía: entraría en operación a mediados de 2013, con una capacidad inicial de movilización de 300.000 barriles por día y de 3 millones de barriles en almacenamiento entre Cartagena y Coveñas.
Proyecto San Miguel – Lago Agrio: con el que se busca promover y facilitar el transporte de hidrocarburos producidos entre Colombia y Ecuador, por la red oleoductos a través de la conexión existente entre la estación San Miguel (Colombia) y Lago Agrio (Ecuador), esta última con una capacidad total de 450.000 barriles por día.

El optimismo del gobierno en materia de producción, pretendiendo alcanzar el millón de barriles diarios para este año, contrasta con las inquietudes en materia de transporte de hidrocarburos. Pues no se trata de llegar al millón de barriles ni al millón y medio en el 2015. La principal preocupación es la capacidad de respuesta y evacuación del transporte para que no se generen cuellos de botella dentro del sistema petrolero.

Es así, como el sector petrolero presiona constantemente al gobierno, quien en calidad de administrador debe proporcionar todas las herramientas para garantizar la fluidez de las economías. Es así, como el tema de infraestructura tanto vial como de oleoductos y poliductos figura entre las necesidades más apremiantes del país.

5.1 Cadena de Abastecimiento del Crudo Pesado:

En los últimos años el interés por la explotación y manejo de los crudos pesados en el país ha venido creciendo entre las petroleras. Sin embargo el tema más preocupante es el transporte de los mismos y adicional a ello, como garantizar que su extracción desde los pozos productores sea rápida, segura y eficiente.

El transporte de crudo pesado por su parte significa un reto, pues al tener un API tan alto genera dificultades a la hora de ser movilizado dentro de los oleoductos. La viscosidad y densidad del crudo hacen que su flujo sea muy difícil sin la ayuda de diluyentes que lo adelgacen, por lo que es necesario mezclarlo con gasolinas o naftas (API por encima de los 70°), con el fin de diluirlo para poder ser enviado finalmente por la red de tuberías del país.

La logística de soporte para esta operación involucra entonces, el importar los diluyentes de otros países refinadores del crudo, los cuales ya en puerto son movilizados por medio de carrotanques hasta los pozos productores. Desde allí, la nueva mezcla (crudo pesado más diluyente) es bombeada en el oleoducto, para iniciar su viaje hasta la costa atlántica, donde finalmente es entregado a quienes lo compran. Cabe aclarar, que las estrategias de uso de los oleoductos para el transporte de pesado permiten la optimización del uso de diluyentes con ahorros sustanciales para las compañías en los costos de transporte.

6. COSTOS DE OPERACIÓN DEL TRANSPORTE TERRESTRE

6.1 Los Fletes del Transporte de carga por carretera y el sector petrolero:

La tabla de fletes, impuesta inicialmente en 1997, es un listado de precios mínimos a pagar al transportador. Surgió como respuesta a protestas de los transportadores tradicionales por la tendencia sostenida de los precios a la baja. A su vez, esta tendencia surgió como consecuencia de las altas tasas de entrada de camiones nuevos en el contexto de la liberalización de importaciones, que incrementaron la oferta presionando los precios a la baja. La nueva regulación parecía responder a las demandas de los transportadores al asegurarles una rentabilidad mínima. Sin embargo, el remedio sólo empeoró la enfermedad. La caída de los precios representaba el freno natural al creciente incremento de la capacidad de carga; al detenerla, la tabla de fletes estimuló aún más la entrada de nuevos camiones. De otro lado, en el contexto de creciente oferta de capacidad de carga se aumentaron también los incentivos a la prestación informal del servicio, pues para competir por la clientela muchos transportadores optaron por saltarse la regulación y cobrar tarifas por debajo de la tabla de fletes.

Por otro lado, a la par que se generaba esta controversia en torno a la regulación de los fletes en el país, 2008 experimento el inicio del llamado “Boom Petrolero” el cual prometía llevar al país a producir un poco más del millón de barriles diarios en el año 2015, un nivel que superaba incluso los volúmenes alcanzados cuando estaban en pleno rendimiento grandes pozos como Cusiana o Caño Limón, y que se traducían en contribuciones de alrededor de los US\$8.000 millones a la balanza cambiaria para ese año, si los precios del petróleo se mantenían en los niveles actuales. Con lo que no se contaba, era que para 2011 la meta del millón de barriles estaría próxima a alcanzarse, situación que no solo significo el empoderamiento del sector petrolero en el país, sino además el ser consientes de las necesidades en infraestructura que se demandan para sacar el mejor provecho de la bonanza del crudo.

En concordancia con lo anterior, para el 2011, el sector petrolero obedeció a un aumento en su producción del 18,6%. Cifra que sostuvo luego de conocerse los estados de resultados de las principales empresas del sector hidrocarburos del país, los cuales, en general, fueron positivos apoyados por un aumento significativo del precio del petróleo, el cual, en promedio se situó en el 2011 en los U\$99,41 frente a los U\$86,05 del 2010. Como resultado, la producción promedio anual bruta del Grupo Empresarial Ecopetrol alcanzó 724,1 kbpd, con un crecimiento de 17,6 % frente al promedio de producción de 2010. Mientras, Pacific Rubiales, segundo mayor productor de crudo en Colombia, presentó avances significativos en su producción bruta al producir 218,4 kbpd.

Sin embargo, los expertos en el tema aseguran que aunque Colombia cada vez se acerca más a la meta de producir un millón de barriles diarios, el problema es que no hay como transportarlos, pues aunque se cuenta con una red de oleoductos, gasoductos y poliductos estable, la capacidad de esta infraestructura no es la suficiente, haciendo que parte de la producción de hidrocarburos se mueva por carrotanque desde los pozos de yacimiento hasta los puertos del Caribe.

Es así como el gremio de transportistas para finales de 2011 comienzos de 2012, confiado en las ambiciosas cifras de crecimiento del sector petrolero Colombiano y en vista de los grandes rendimientos vistos en la operación del transporte terrestre de crudo, comienzan a jalar el mercado para incentivar a los inversionistas a comprar vehículos especializados en el transporte de líquidos, generando una sobreoferta del parque automotor.

El gobierno por su parte, consciente de que la tabla de fletes estimulaba la sobreoferta y la informalidad, elimino su configuración, dando paso al Sistema Integrado de Costos Eficientes SICE –TAC (Para mayor información, consultar ítem 6.2), software mediante el cual, la empresas transportadoras e interesados, pueden calcular sus tarifas de acuerdo a criterios previamente definidos, y el gobierno a su vez, vigila y monitorea el comportamiento diario del mercado de fletes a través de los reportes electrónicos obligatorios que las empresas están en el deber de reportar al sistema.

Es así como surgen las primeras incompatibilidades del sistema planteado por el gobierno con las empresas, pues: ¿Realmente se ajusta a la operatividad de las mismas?.

De esta forma, se hace evidente la necesidad de establecer fletes competitivos, de acuerdo no a modelos preestablecidos, sino a estructuras de costos solidas, amoldadas a las necesidades y características de las empresas y sus áreas de negocio. En el caso particular de nuestro tema de estudio, de la petrolera Pacific

Rubiales Energy y la flota de carrotanques que transporta sus crudos.

6.2 Sistema Integrado de Costos Eficientes (SICE - TAC)

El sistema de información SICE-TAC, permite medir o calcular los costos de la operación del transporte de acuerdo a las características propias de cada viaje: tipo de vehículo, tipo de carga, origen/destino, horas estimadas de espera, cargue y descargue. Esta herramienta a la vez que facilita los cálculos y medición de fletes, también permite el control y vigilancia de los mismos llevando estadísticas exactas de las fluctuaciones de las tarifas en el mercado.

Como se menciono anteriormente, el Sistema Integrado de Costos Eficientes sirvió como alternativa para eliminar la tabla de fletes, brindándole al sector transporte la oportunidad de manejar sus tarifas por viaje en función de la oferta y la demanda.

A simple vista pareciera una herramienta eficiente, y en términos generales lo es. Sin embargo, las excepciones empiezan a salir a la vista cuando se hacen cálculos en viajes que no están estipulados dentro de los parámetros del mismo, o cuando no se calculan las probabilidades del riesgo al que se expone la carga haciendo la discriminación por tipo de producto a transportar, su costo real en el mercado y las características de este (producto controlado), según las especificaciones de cada operación.

En el caso concreto del transporte de crudos, el sistema SICE presenta 3 serias falencias descritas a continuación:

1. Los campos productores de crudo se encuentran en su gran mayoría alejados de los cascos urbanos y poblaciones intermedias por donde esta trazada la red vial del país. Situación que no contempla el sistema y que restringe de entrada su correcta implementación en el negocio petrolero. El Sice por su parte, solo arroja los valores entre rutas preestablecidas que se trazan a través de las principales ciudades del país y las conexiones existentes con las ciudades intermedias y poblaciones de menor tamaño pero con gran influencia sobre los corredores viales por su atractivo turístico. Esto implica que el sistema no calcule la cantidad exacta de kilómetros a recorrer en el trayecto. Desde su origen real hasta su destino o viceversa.
2. Por tratarse de lugares alejados en la geografía nacional, los pozos productores de petróleo en su gran mayoría, no cuentan con vías de acceso optimas (pavimentadas). El Sice, trabaja únicamente con la red de rutas trazada por las carreteras principales y las carreteras secundarias del país. Razón por la cual, los cálculos de rendimiento de los combustibles y lubricantes, los costos por mantenimiento y los tiempos estimados para completar los viajes no son los óptimos ni los reales, impactando directamente en el flete que arroja por un determinado recorrido.
3. Las empresas petroleras por su parte suelen tercerizar el transporte de sus crudos, entregando la responsabilidad a diferentes empresas del sector. De acuerdo a la metodología del Sice, cada empresa transportadora debería hacer la evaluación de sus fletes según la ruta a utilizar y, el sistema de información se encargaría de hacer un seguimiento a esa tarifa y de calcular unos rangos aproximados para la ruta en estudio; sin embargo, el rango mantendría cierto nivel de tolerancia, permitiendo que cada una de las empresas transportadoras ofrecieran un flete diferente por el servicio. De ser

así, las empresas contratantes en este caso las petroleras, deberían acomodarse a los diferentes fletes establecidos por las transportadoras, manejando para una misma ruta tantos fletes como número de empresas tuviese contratadas para su operación; perdiendo así su poder de negociación.

Por estas razones, el Sice no es considerado un mecanismo de consulta de fletes competitivo para el sector petrolero, pues la información que este arroja no se acomoda a la realidad operativa de esta clase de negocio. Que a decir verdad, de ser implementado a cabalidad, traería consigo grandes pérdidas económicas, si se tiene en cuenta que los fletes para el transporte de crudo son medidos por la cantidad de galones transportados sobre kilómetro recorrido, y se sabe que la gran mayoría de pozos petroleros se encuentran ubicados en el interior del país, lejos de las costas desde donde son exportados una vez se han vendido.

6.3 Estructura General:

Para cualquier estructura de costos lo principal es definir la razón de ser del negocio, teniendo como principio que el objetivo de cualquier compañía llámese Pacific Rubiales o de cualquier otra forma, es la maximización del rendimiento de los activos comprometidos en el negocio.

Es así como se establece la Clasificación de los Costos según su naturaleza:

- Costos Variables: son aquellos que se generan por la movilización del vehículo. Están dentro de estos costos, los combustibles, el mantenimiento y reparaciones, las llantas, los peajes, los lubricantes, el lavado y engrase y los imprevistos.
- Costos Fijos: son aquellos en los que incurre el propietario del vehículo independientemente de si está en operación o no. Están dentro de estos costos, los salarios y prestaciones básicas (seguridad social), los seguros, el parqueadero, los impuestos y la recuperación de capital.
- Otros Costos: son los que dependen de la facturación del viaje que se va a realizar. Están dentro de estos costos, las comisiones y prestaciones, el factor de administración, la reterfuente y el retelCA (estos últimos impuestos).

Además de los costos antes mencionados, es conveniente resaltar que existen elementos normalmente desapercibidos que influyen en la determinación del precio del transporte como:

- La duración y distancia real del servicio.

- El factor ruta y su geografía.
- El grado de utilización de la capacidad instalada.
- El periodo de operación - ¿Cuántos días al mes se opera generando ingresos?. La intensidad del uso de la flota.

Por otro lado, se deben tener en cuenta todos los activos y capital de trabajo que hacen parte de la empresa de transportes y que conforman la inversión.

- Activos Fijos: Tipo de Vehículo de transporte (camiones, tractos, remolques, etc.); equipos (máquinas de maniobra, bombas de lavado, engrasadoras, etc.); inmuebles, (terrenos, infraestructura, instalaciones, etc.); Activos de apoyo, (sistema radial, GPS, vehículo de supervisión, etc.).
- Capital de Trabajo: Parte de la inversión destinada a dotar de liquidez para asegurar en el corto plazo la operación de la empresa. (Combustibles, remuneraciones, reparaciones y otros gastos administrativos).

En todo caso pueden sintetizarse en: Costos de operación, Costos Administrativos, Costos de ventas, Costos Financieros y Otros costos del servicio.

7. DEFINICION DEL FLETE

El ritmo de crecimiento actual que la compañía Pacific Rubiales Energy ha demostrado tener, los volúmenes movilizados dentro de su operación, las grandes proyecciones del sector petrolero en el país y el crecimiento y búsqueda de bloques para exploración y explotación en el territorio colombiano y en países vecinos, exigen tener un conocimiento real de las estructuras que establecen las tarifas para la prestación de cualquiera de los servicios vinculados dentro del negocio.

Es así como surge la necesidad de este proyecto de tesis, buscando establecer la estructura de costos más acertada para la definición de fletes en las rutas de transporte terrestre claves para la operación de la petrolera a través de carrotanques.

Esta necesidad identificada por la gerencia de transporte terrestre de Pacific Rubiales Energy, llevo a un estudio detenido de los sectores petrolero y de transportes en Colombia con el fin de definir el clima actual del negocio y los factores claves para la definición de estas tarifas en el presente año. Esta información, permitió configurar la ruta para determinar la necesidad e importancia de construir una estructura de costos propia eficiente y confiable que reuniera la información precisa para obtener un flete real y competitivo que fuese definido y fijado por Pacific Rubiales y aceptado por las empresas transportadoras, y no al contrario como anteriormente sucedía, cuando los fletes de las rutas que la compañía salía a cotizar eran definidos entre las transportadoras y aceptados por la compañía.

Es así como en base a la información arrojada por el análisis actual, se llegó a la construcción y configuración de la estructura de costos que a continuación se mostrara y que inicialmente arroja el flete para las rutas:

- *Campo Rubiales – Barranquilla*
- *Barranquilla – Campo Rubiales*
- *Campo Rubiales – Guaduas*
- *New Granada – Barranquilla*
- *New Granada – Campo Rubiales*
- *Maní - Barranquilla*
- *Maní – Guaduas*
- *Trinidad – Campo Rubiales*
- *Campo Sabanero – Barranquilla*
- *Campo Sabanero – Guaduas*
- *Campo Sabanero – Campo Rubiales*

7.1 Estructura de Costos sugerida para la operación de Transporte Terrestre de crudo de Pacific Rubiales.

		ESTRUCTURA DE COSTOS		
RUTA				
ORIGEN / DESTINO				
TIPO DE CAMION		TRACTOCAMION		
KMS		RUTA	CICLO	KILOMETROS MES
PROMEDIO VIAJES MES				-
VALOR COMBUSTIBLE				
RENDIMIENTO COMBUSTIBLE				

COSTOS FIJOS		\$/KM
DEPRECIACION VEHICULO		
SOAT		
TANQUE		
POLIZA HIDROCARBUROS		
RESPONSABILIDAD CIVIL EXTRA CONTRACTUAL		
TOTAL SEGUROS		
BASICO CONDUCTOR		
FACTOR PRESTACIONAL 47%		
TOTAL NOMINA		
G.P.S. Y CELULAR		
TOTAL COSTOS FIJOS		
TOTAL COSTOS FIJOS/MES		

COSTOS VARIABLES		\$/KM
COMBUSTIBLES		
LUBRICANTES		
LLANTAS		
MANTENIMIENTO		
PEAJES		
SUELDO VARIABLE CONDUCTOR		
VIATICOS		
SERVICIOS ESTACION		
TOTAL COSTOS VARIABLES		
TOTAL COSTOS VARIABLES/MES		

TOTAL COSTOS (FIJO+VARIABLE)	\$	-
TOTAL COSTOS (FIJO+VARIABLE)/MES	\$	-
FLETE ESTRUCTURA		AIU
COSTO DEL FLETE		
FLETE ACTUAL		
ECONOMIA DE FLETES		

Tabla 12: Estructura de Costos creada y sugerida.

7.2 Resumen de Fletes

Como resultado de la implementación de la estructura de costos sugerida para la definición de fletes por parte de Pacific Rubiales en su operación de Transporte de crudo por tierra y en las rutas anteriormente mencionadas, se obtuvo lo siguiente:

N°	RUTA	FLETE ACTUAL	FLETE ESTRUCTURA	Economía de Fletes
1	RUBIALES / BARRANQUILLA	\$ 1.210	\$ 1.292	\$ (82)
2	BARRANQUILLA / RUBIALES	\$ 650	\$ 646	\$ 4
3	RUBIALES / GUADUAS	\$ 670	\$ 608	\$ 62
4	NEW GRANADA / BARRANQUILLA	\$ 1.210	\$ 1.288	\$ (78)
5	NEW GRANADA / RUBIALES	\$ 360	\$ 413	\$ (53)
6	MANI / BARRANQUILLA	\$ 1.250	\$ 1.276	\$ (26)
7	MANI / GUADUAS	\$ 650	\$ 600	\$ 50
8	TRINIDAD / RUBIALES	\$ 700	\$ 622	\$ 78
9	SABANERO / BARRANQUILLA	\$ 1.210	\$ 1.288	\$ (78)
10	SABANERO / GUADUAS	\$ 670	\$ 607	\$ 63
11	SABANERO / RUBIALES	\$ 250	\$ 328	\$ (78)

Tabla 13: Resumen de Resultados Obtenidos

** Flete Actual: Valor del flete para el 2011

** Flete Estructura: Valor del Flete arrojado por la Estructura de Costos sugerida para la operación.

** Economía de Fletes:

ENTIENDASE: Ruta Barranquilla – Rubiales: Flete de Compensación¹⁵

La estructura de costos en movimiento, mapas de ruta y altimetría de las mismas, puede verse en detalle en el aparte de Anexos contenido al final de este documento.

Es importante resaltar que el flete arrojado por la estructura de costos, beneficia considerablemente la operación de Pacific Rubiales. Si se observa detenidamente el Resumen de Resultados Obtenidos (Tabla 12), encontramos lo siguiente:

¹⁵ Flete de Compensación: Constituye un flete diferencial para la movilización de un producto/mercancía en una ruta con ciclo, es decir con ida y vuelta, en ambas direcciones con carga. (Sin vacíos de regreso). Se paga sobre el 50% - 60% del flete original de la ruta.

1. La estructura permite actualizar las tarifas de fletamento que se estaban manejando en la empresa y las cuales no se ajustaban desde el año 2010. Con este ajuste se puede tener una noción más cercana al costo operativo real del transporte a la fecha.
2. En las rutas largas (1, 2, 4, 6, 9) – Con excepción del flete de compensación entre la ruta Barranquilla / Rubiales -, los fletes actuales se encontraban por debajo de los arrojados por la estructura de fletes propuesta, este resultado se debe básicamente a iniciativas comerciales por medio de las cuales las empresas transportistas manejan fletes comerciales inferiores a los fletes reales operativos, con el fin de no perder los contratos de permanencia establecidos con Pacific Rubiales. En este orden de ideas, no se compensan los adicionales generados por el alza anual de los precios y el ajuste de costos/gastos a la compañía, sino que por el contrario son en su mayoría cargados a clientes más pequeños con un poder de negociación en mercados de menor impacto o menor rentabilidad para sus operaciones, ya sea en el transporte de carga de líquidos, seca, maquinaria o cualquiera de las modalidades que estas empresas transportistas manejen. (Ver tabla 13)
3. Los fletes para los recorridos largos están en promedio un 5% por debajo del real operativo para el año 2012. A continuación el impacto porcentual de ajuste (reducción y alza) de los fletes en cada una de las rutas largas trabajadas.

N°	RUTA	FLETE ACTUAL	FLETE ESTRUCTURA	% Diferencial del Flete
1	RUBIALES / BARRANQUILLA	\$ 1.210	\$ 1.292	-6%
2	BARRANQUILLA / RUBIALES	\$ 650	\$ 646	1%
4	NEW GRANADA / BARRANQUILLA	\$ 1.210	\$ 1.288	-6%
6	MANI / BARRANQUILLA	\$ 1.250	\$ 1.276	-2%
9	SABANERO / BARRANQUILLA	\$ 1.210	\$ 1.288	-6%

Tabla 14: Porcentaje Diferencial del flete para rutas largas.

4. En las rutas más cortas (3, 7, 8, 10) – Con excepción de las rutas 5 y 11 -, los fletes establecidos se encontraban a diferencia de los fijados para las rutas más largas, muy por debajo de los valores reales operativos (Ver Tabla 14). Sin embargo hay que tener en cuenta dos cosas:
 - Los fletes actuales no estaban actualizados, por lo que se infiere que en los años 2010 y 2011 el precio que Pacific Rubiales pago por viaje en cada una de las rutas estuvo un 10% por encima del valor real.
 - Los acuerdos comerciales mantuvieron el flete en proporciones

aparentemente inferiores, suponiendo que los trayectos cortos permitían una cantidad mayor de ciclos mensuales.

5. Los fletes pagados en las rutas 5 y 6 se encuentran en promedio un 18% por debajo del valor real operativo. A continuación el impacto porcentual de ajuste (reducción y alza) de los fletes en cada una de las rutas cortas trabajadas.

N°	RUTA	FLETE ACTUAL	FLETE ESTRUCTURA	% Diferencial del Flete
3	RUBIALES / GUADUAS	\$ 670	\$ 608	10%
5	NEW GRANADA / RUBIALES	\$ 360	\$ 413	-13%
7	MANI / GUADUAS	\$ 650	\$ 600	8%
8	TRINIDAD / RUBIALES	\$ 700	\$ 622	13%
10	SABANERO / GUADUAS	\$ 670	\$ 607	10%
11	SABANERO / RUBIALES	\$ 250	\$ 328	-24%

Tabla 15: Porcentaje Diferencial del flete para rutas cortas.

8. RECOMENDACIONES

1. Los fletes establecidos para las rutas analizadas dependen de una serie de variables que pueden ser modificables en el tiempo. Es por este motivo, que la actualización de los datos más sensibles dentro de la estructura de costos es de vital importancia para garantizar la veracidad de las tarifas.
2. Variables como el costo del vehículo, los ciclos de la ruta y el porcentaje de utilidad que como operador (Pacific Rubiales Energy) se define dar a las empresas transportadoras sobre el valor real del flete, son de altísima sensibilidad y por ende de exhaustiva revisión, pues cambiar los valores de estas variables modifica de forma sustancial el valor definitivo de la tarifa que arroja la estructura. Es así como esta herramienta puede servir además para establecer los límites superior e inferior dentro de los cuales se quiere posicionar un flete para ser negociado con el gremio transportador, un flete que entre otras cosas se ajuste a la realidad del sector y no a la definición teórica que una estructura de costos como esta arroja en primera instancia.
3. Debe tenerse en cuenta que la depreciación de la flota y los pagos de leasing y préstamos para la compra de tractocamiones es la variable que mayor peso tiene dentro de la estructura. En la realidad, muchas de las empresas transportadoras aprovechan este margen adicional que le da a la definición de un flete el costo del vehículo para poner a trabajar los camiones más viejos y que sea con ese margen de ganancia extra que les da un camión totalmente depreciado, que se pague la flota más nueva, situación que se traduce en un margen de ganancia adicional para las transportadoras al definido o deseado por la empresa operadora.
4. Los fletes arrojados por esta estructura son una guía fundamental para definir los rangos más altos y más bajos dentro de los cuales puede oscilar un flete dependiendo del destino asignado. Sin embargo, el resultado que arroja no debe ser considerado como el ideal, sin antes analizar otra serie de variables que involucran no solo los análisis numéricos sino el ambiente del negocio en el cual están inmersas las empresas transportadoras.

9. CONCLUSIONES

El presente trabajo cumplió a cabalidad su objetivo, debido a que se generó un análisis real y detallado de la estructura de costos para el transporte terrestre de crudo de la operación de Pacific Rubiales Energy, segunda mayor petrolera de Colombia y una de las cinco más importantes en América Latina en la actualidad.

Este trabajo es el resultado de un análisis no solo de los componentes estructurales de la matriz de costos del transporte, sino además de un análisis detallado de los sectores petrolero y de transporte colombianos, con el fin de conocer el clima actual del negocio en el país y determinar las condiciones en que se encuentra el entorno y las influencias que han ejercido sobre el mismo las especulaciones y movimientos naturales del Boom Petrolero.

La aplicación de esta herramienta permitirá a la empresa tener un conocimiento real y detallado del valor del flete a pagar por un determinado trayecto, dándole la posibilidad de conocer los techos reales para el establecimiento de los mismos ya sea por iniciativa propia o por fletes fijados a través de sus empresas transportistas contratadas.

A su vez, el impacto de este trabajo garantizara en mayor proporción, la fidelización de las empresas transportistas y del personal más sensible dentro de la operación, los conductores. Impacto que se traducirá en otros frentes de la operación como lo son la seguridad (tanto de la carga como del recurso humano implicado en su desplazamiento), el cumplimiento, desempeño y fluidez de los cargues y descargues de producto y el dinamismo que se genera gracias a las buenas compensaciones salariales para el gremio transportador.

Sin embargo, aunque estas medidas favorecerán al sub sector de transporte terrestre en el mercado de los crudos, se debe tener claro el nuevo rumbo que empieza a tomar el país en materia de infraestructura, cambio que le significara al sector la reducción considerable del uso de flota terrestre para el movimiento de los crudos, trayendo consigo la construcción de nuevos oleoductos que hagan frente a la creciente producción nacional, y de alternativas en este momento consideradas como de tercer lugar (Transporte férreo y fluvial), que por su considerable disminución de los costos de transporte y del impacto ambiental, se posicionan con firmeza entre las opciones más acertadas para el futuro transporte alternativo de crudo.

Por otro lado, el desarrollo del presente trabajo, genero cuestionamientos frente a las políticas vigentes en cuestión de controles para el establecimiento de fletes para el sector petrolero, debido a que se pueden notar las fuertes falencias del

sistema propuesto por el gobierno denominado SICE –TAC en cuanto a hidrocarburos se refiere.

Dentro de los principales cuestionamientos estarían: ¿Que tan reales son los fletes que arroja el sistema de costos eficientes propuesto por el estado?, ¿Aplica realmente el uso de este sistema para la definición de fletes en las rutas petroleras por excelencia?

Son estos cuestionamientos, las incógnitas clave para los actores a los cuales está dirigido este trabajo, puesto que depende no solo de las políticas fijadas por el estado para la fijación de fletes sino, de la facilidad que tengan las empresas petroleras para plantear estrategias efectivas frente a las posiciones del estado y dar soluciones acertadas para garantizar la fluidez de la operación y el beneficio de quienes viven de ella. De allí, la importancia de analizar cómo se mueve actualmente este sector y como se lograría el mayor beneficio para todos los interesados.

La estructura de costos sugerida para la fijación de fletes dentro de la operación de transporte de crudo de Pacific Rubiales, deberá servir como herramienta para el análisis y verificación de los fletes ofrecidos por las empresas transportadoras prestadoras del servicio, estableciendo un nivel máximo para la fijación del flete en cada una de las rutas que maneja la compañía y sirviendo como instrumento de control y vigilancia para las mismas.

10. BIBLIOGRAFIA

- Pagina Web Pacific Rubiales Energy.* (2011). From <http://www.pacificrubiales.com/operations/Colombia/operationscolombiaexploration.html>
- Alexander Tobon, D. G. (Julio de 2009). *Analisis sobre la evolucion reciente del sector de transporte en Colombia.* Medellin: Universidad de Antioquia.
- Asociacion Colombiana de Ingenieros de Petroleo; Asociacion Latinoamericana de la Industria del Petroleo. (Junio de 2010). *Historia del Petroleo en Colombia.* Bogota.
- Asociacion Colombiana de Petroleo. (Septiembre de 2011). *La inversion en el sector petroleo fue el pilar del crecimiento economico en 2011.* Bogota.
- Camara Colombiana de Servicios Petroleros - CAMPETROL. (Septiembre de 2009). *La Produccion de los Distintos Tipos de Crudo en Colombia.* Bogota.
- Consejo Integral de Minería de Colombia; Asociacion Colombiana del Petroleo; Asociacion Nacional de Comercio Exterior; Camara Asominero de la ANDI; Camara Colombiana de Servicios Petroleros. (Marzo de 2011). *Sector Minero y Petrolero en Colombia. Documento Tecnico Prorroga Aranceles.* Bogota D.C.
- ECOPETROL. (2011). Geografia para el millon de Barriles Limpios. *Carta Petrolera.*
- ECOPETROL. (n.d.). *ECOPETROL.* From Redes de Transporte - Caño Limon - Coveñas:
<http://www.ecoeptrrol.com.co/contenido.aspx?catID=127&conID=36123&pagID=127174>
- ECOPETROL. (n.d.). *ECOPETROL.* From Redes de Transporte Alto Magdalena:
<http://www.ecoeptrrol.com.co/contenido.aspx?catID=127&conID=36123&pagID=127175>
- ECOPETROL. (n.d.). *ECOPETROL.* From Redes de Transporte Old.Colombia:
<http://www.ecoeptrrol.com.co/contenido.aspx?catID=127&conID=36123&pagID=127178>
- ECOPETROL. (s.f.). *ECOPETROL.* Obtenido de Redes de Transporte OCENSA:
<http://www.ecoeptrrol.com.co/contenido.aspx?catID=127&conID=36123&pagID=127177>

- ECOPETROL. (s.f.). *ECOPETROL*. Obtenido de Redes de Transporte Llanos:
<http://www.ecoeptrol.com.co/contenido.aspx?catID=127&conID=36123&pagID=127176>
- Esplunasa, R. (Octubre de 2005). *Marco Institucional del Sector Petrolero de Colombia*. Bogota : Universidad de los Andes.
- Federacion Colombiana de Transportadores de carga por Carretera. (s.f.). *COLFECAR*. Obtenido de <http://colfecar.org.co/noticias2.asp.htm>
- Oficina Asesora de Planeacion. (Agosto de 2010). *Diagnostico del Sector Transporte*. Bogota.
- Oficina asesora de planeacion. (Febrero de 2005). *Caracterizacion del Transporte en Colombia. Diagnostico y Proyectos de Transporte e Infraestructura*. Ministerio de Transporte, Grupo Planificacion Sectorial, Bogota.
- Ospina, G. (Septiembre de 2004). *Colombia: Desarrollo Economico reciente en Infraestructura. Balanceando las necesidades sociales y productivas de infraestructura. Sector Transporte*. Documento del Banco Mundial.
- Pacific Rubiales Energy Corp. (n.d.). *Expectativas y pronosticos de Pacific Rubiales para el 2012*. From <http://www.pacificrubiales.com> Expectativas -y- pronosticos- de-pacific-rubiales-para- el-2012-.
- Pacific Rubiales Energy Corp. (s.f.). *Intranet Corporativo Gente Pacific*. Obtenido de Nuestros Campos: <http://gentepacific/paginas/nuestros-campos.aspx>.
- Pacific Rubiales Energy Corp. (Marzo de 2011). *Formulario Anual de Informacion para el periodo 2010 - 2011*. Toronto.
- Pacific Rubiales Energy Corp. (Mayo de 2012). *Formulario Anual de Informacion para el periodo 2011 - 2012*. Bogota.
- Superintendencia de Transporte. (s.f.). *Regimen Normativo Sector Transporte*. Obtenido de www.supertransporte.gov.co/super/index.php?option...es
- Vargas, C. (Febrero de 2012). *Potencial de Hidrocarburos en Colombia*. Bogota: Universidad Nacional.
- Vicepresidencia de Asuntos Economicos. Asociacion Colombiana de Petroleo. (Noviembre de 2010.). *Resultados Definitivos Ronda Colombia 2010*. Bogota.