

**PROPUESTA DE ESTRATEGIAS DE COMERCIALIZACION DE CRUDO PARA
LA EMPRESA GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA**

URIEL TORRES SERRANO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

**PROPUESTA DE ESTRATEGIAS DE COMERCIALIZACION DE CRUDO PARA
LA EMPRESA GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA**

URIEL TORRES SERRANO

**Trabajo de Investigación para optar al título de
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

**Director
FERNANDO PEREZ AYA
Ingeniero de Petróleos
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016**

AGRADECIMIENTOS

Quiero dar un especial agradecimiento muy especial a mi esposa e hijas, por su apoyo durante el desarrollo de esta monografía.

A mi director de monografía por su apoyo, recomendaciones, compromiso y guía para poder desarrollar esta monografía bajo la perspectiva de la industria en este momento de coyuntura económica.

A Gran Tierra Energy., quienes me brindaron todo el apoyo en la búsqueda de este objetivo y quienes me apoyaron económicamente con el fin de desarrollar y encontrar oportunidades de mejora en el proceso de comercialización y transporte de la empresa

Muy especialmente agradezco a Dios la oportunidad de alcanzar cada día un nuevo logro que me permite crecer como profesional pero ante todo como ser humano

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
2. JUSTIFICACION	15
3. OBJETIVOS	16
3.1. OBJETIVO GENERAL	16
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
4. REVISION BIBLIOGRAFICA (MARCO TEÓRICO)	17
5. FACTORES CLAVES A DESARROLLAR Y RECOMENDACIONES	18
5.1. PRECIOS	18
5.1.1 Metodología	18
5.1.2 Platts	18
5.1.3 Argus Media	19
5.2. MARCADORES INTERNACIONALES	21
5.2.1 Brent	21
5.2.2 WTI	23
5.2.3 Castilla	24

5.2.4	Caño Limón	24
5.2.5	South Blend	25
5.2.6	Vasconia	25
5.2.7	Magdalena	25
5.2.8	Comportamiento del Mercado	26
5.3	BANCO DE CALIDAD	27
5.4	PRINCIPALES TRADERS EN COLOMBIA	29
5.4.1	Gunvor	29
5.4.2	Trafigura	31
5.4.3	Vitol	34
5.5	Producto	35
5.5.1	Características	35
5.5.2	Propiedades de los crudos en Gran Tierra	37
5.6	ASPECTOS A EVALUAR EN NEGOCIACIONES PARA CRUDOS DEL BLOQUE CHAZA	39
5.7	Principales Puertos Petroleros en Colombia	41
5.7.1	Coveñas	41
5.7.2	Tumaco	42
5.8	Transporte	42
5.8.1	Oleoductos	43
5.8.2	Tracto Camiones	47

5.8.3	Nominaciones	52
6.	CONCLUSIONES	53
	BIBLIOGRAFIA	55

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. EJEMPLOS DE REFERENCIAS BRENT PUBLICADOS POR PLATTS	22
TABLA 2. EJEMPLOS DE REFERENCIAS WTI PUBLICADOS POR PLATTS	24
TABLA 3. EJEMPLOS DE REFERENCIAS CASTILLA PUBLICADOS POR PLATTS	24
TABLA 4. EJEMPLO DE REFERENCIA VASCONIA PUBLICADO POR PLATTS	25
TABLA 5. EJEMPLOS DE REFERENCIAS CASTILLA PUBLICADOS POR PLATTS	25
TABLA 6. CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS SEGÚN API	35

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
FIGURA 1. REPORTE DE PRECIOS DE PLATTS	19
FIGURA 2. REPORTE DE PRECIOS DE ARGUS	20
FIGURA 3. COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS DE CRUDO DURANTE EL 2015	21
FIGURA 4. COMPORTAMIENTO DE MARCADOR BRENT Y EL MARCADOR VASCONIA DESDE EL AÑO 2014	27
FIGURA 5. PRESENCIA DE GUNVOR A NIVEL GLOBAL	29
FIGURA 6. PRINCIPALES LÍNEAS DE NEGOCIO EN GUNVOR A NIVEL GLOBAL.	30
FIGURA 7. INFRAESTRUCTURA EN PANAMÁ	31
FIGURA 8. PRESENCIA DE TRAFIGURA A NIVEL GLOBAL	31
FIGURA 9. PROYECTO RIO MAGDALENA	32
FIGURA 10. DISEÑO TERMINAL IMPALA EN BARRANCABERMEJA	33
FIGURA 11. INFRAESTRUCTURA PARA CARGUE Y DESCARGUE EN BARRANCABERMEJA	34
FIGURA 12. PARTICIPACIÓN DE VITOL EN LOS OLEODUCTOS OCENSA Y ODC	35
FIGURA 13. ASSAY CRUDO COSTAYACO	37
FIGURA 14. ASSAY CRUDO MOQUETÁ	38
FIGURA 15. UBICACIÓN DE POZOS Y PRINCIPALES RUTAS DE EVACUACIÓN DE CRUDO	43
FIGURA 16. ÍNDICE DE COSTOS DE TRANSPORTE DE CARGA POR CARRETERA	50
FIGURA 17. VARIACIÓN Y RESULTADOS DEL ÍNDICE DE COSTOS PARA ABRIL DE 2016)	51
FIGURA 18. VARIACIÓN POR CLASE DE COSTO	51

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA DE ESTRATEGIAS DE COMERCIALIZACION DE CRUDO PARA LA EMPRESA GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA*.

AUTOR: URIEL TORRES SERRANO**

PALABRAS CLAVE: Brent, WTI, Vasconia, Castilla, Napo, Costayaco.

DESCRIPCION: En la actual crisis económica derivada de la caída de precios de los hidrocarburos a nivel mundial, se hace necesario desarrollar estrategias que permitan reducir los costos de la operación, sin embargo la reducción de costos tiene límites para no afectar el desarrollo normal de las operaciones, es por esto que la comercialización cobra importancia por ser una fuente de ingreso que optimizada puede aportar en forma importante al Net back de la compañía, normalmente las compañías dejan las actividades de comercialización en manos de terceros cuando los precios son lo suficientemente altos y las variaciones no se perciben, sin embargo la economía de la industria ha dado un vuelco total obligándonos a apreciar cada centavo de dólar que podemos capturar con el único fin de hacer una industria sostenible a largo plazo

La comercialización de hidrocarburos involucra una larga cadena que va desde el precio fijado por la refinería como destino final hasta los sistemas de transporte asociados o necesarios para llegar a dichas refinerías. El estudio de cada una de las variables de esta cadena permitirá escoger la más viable en términos de rentabilidad

El tema del petróleo es y seguirá siendo asunto de impacto para las grandes compañías de Hidrocarburos que sin duda tendrán la tarea de crecer con base en la tecnología para ampliar sus estados financieros, reducción de costos y preservación del capital entre otros. Esta investigación es apenas una puerta abierta para otras investigaciones que tendrán que lidiar con la problemática del crudo en Colombia, partiendo de la competitividad en el mercado energético.

* Trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Fernando Pérez Aya

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL OF CRUDE OIL MARKETING STRATEGIES FOR GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA*.

AUTHOR: URIEL TORRES SERRANO**

KEYWORDS: Brent, WTI, Vasconia, Castilla, Napo, Costayaco.

DESCRIPTION: In the current economic crisis caused by falling oil prices worldwide, is necessary to develop strategies to reduce operating costs, however cost reduction has limits as to not affect the normal development of operations, which is why marketing becomes important as a source of income that optimized can contribute significantly to the Net back of the company, companies usually stop marketing activities in the hands of third parties when prices are high enough and variations are not seen, but the economics of the industry has long-term total turnaround forcing us to appreciate every penny we can capture the sole purpose of making a sustainable industry

Marketing involves a long chain hydrocarbons ranging from the price fixed by the refinery to final destination or systems necessary associated transportation to these refineries. The study of each of the variables in this chain allow you to choose the most viable in terms of profitability

The oil issue is and will remain a matter of impact for large companies Hydrocarbons undoubtedly have the task of growing based technology to expand its financial statements, cost reduction and capital preservation among others. This research is just one open to other research that will have to deal with the problem of oil in Colombia, based on competitiveness in the energy market door.

* Research Work

** Faculty of Physico-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Specialization in Management of Hydrocarbons. Director: Fernando Pérez Aya

INTRODUCCIÓN

El cambio sustancial que ha venido atravesando la economía colombiana pasando de percibir sustanciales ingresos por parte del petróleo, generando empleo, directo e indirecto a tener una economía rezagada y que está afrontando serias dificultades para poder subsistir

La incertidumbre en países como China (segunda economía más grande) para mantener un ritmo de crecimiento económico cercano al 7%, que a su vez tiene relación directa sobre los consumos de hidrocarburos, el exceso de petróleo impulsado por la OPEP (OPEP) tratando de recuperar el terreno perdido con los productores de petróleo no convencionales, principalmente en América del Norte, han sido algunos de los factores que han llevado a la caída en el precio del petróleo llegando a niveles mínimos en los últimos 11 años, generando una caída directa sobre las acciones de las principales empresas petroleras del país, quienes en su intento por subsistir han venido tomando medidas desesperadas para lograr mantenerse vivos dentro del mercado. La reducción de costos a todos los niveles ha sido el común denominador de todas las compañías quienes han identificado en sus contabilidades aquellos rubros más significativos con el fin de reducirlos, no obstante además de disminuir costos y gastos se debe pensar en maximizar los ingresos, es por esto que esta monografía cobra valor como fuente de optimización en la búsqueda de estrategias que permitan mejorar las estrategias actuales de comercialización de la compañía

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Con la actual crisis en la industria petrolera derivada de la baja en el precio internacional del barril de petróleo se deben buscar alternativas adicionales a la reducción en costos para mejorar el Net Back. Aunque existe un precio de referencia internacional para la comercialización del barril de petróleo (Brent o WTI) el proceso comercial en Colombia por el cual se fija el precio de comercialización incluye variables adicionales como el destino final del crudo, también variables asociadas al transporte de producto, la calidad de la mezcla de referencia y la capacidad del agente comercializador, de estas variables enunciadas no existe un estudio o una herramienta en Colombia que permita comparar las diferentes alternativas en el momento de comercializar y así escoger la más rentable para la compañía con el fin de lograr el mejor ingreso, de continuar con este problema se perderán ingresos importantes para la compañía que hoy se han vuelto más críticos considerando la baja del precio por barril del crudo

2. JUSTIFICACION

Evaluar alternativas de comercialización que contribuyan a mejorar los ingresos de la empresa Gran Tierra Energy Colombia, contribuyendo de esta forma a la sostenibilidad de la compañía durante estos tiempos de crisis que se vienen afrontando por la caída del precio del petróleo.

Con el desarrollo de la presente monografía se pretende documentar las acciones que permitan desarrollar negocios de forma más eficiente dentro de las actividades de comercialización de hidrocarburos en Gran Tierra Energía Colombia.

Los negocios de comercialización se deben analizar como un todo que involucre las variables principales y secundarias que día a día están cambiando desde el punto de vista de regulación, procedimientos, comportamiento de la economía global, política mundial y que finalmente reflejan su efecto en los precios del petróleo crudo como fuente principal de energía a nivel mundial

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar una propuesta de estrategias de comercialización de crudo para la empresa Gran Tierra Energy Colombia fundamentada en el análisis de variables relacionadas con comportamientos de precios de hidrocarburos, valoración de la calidad frente a los marcadores de referencia, costos de transporte por oleoducto y por carretera, costos de puertos, ubicación geográfica de los puntos de venta comparados con los pozos de producción

Desarrollar un estudio que enmarque las diferentes alternativas de comercialización de crudo en Colombia y que permita así tomar la que garantice el mejor Net Back para la compañía

3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ◆ Identificar opciones de optimización en los procesos de comercialización que permitan aumentar el net back de la compañía
- ◆ Documentar y realizar un análisis operacional y económico de las alternativas que presentan una mejor opción comercial para la compañía
- ◆ Realizar una matriz de alternativas de comercialización

4. MARCO TEORICO

Colombia es un país con diversas fuentes de petróleo de diferentes características que tienen como destino el mercado nacional e internacional

La regulación y las condiciones geográficas del país permiten llegar al mercado nacional e internacional en forma fácil, adicional al cambio de regulación en materia de tarifas de transporte por oleoducto no se esperan cambios en la regulación para los próximos años.

Actualmente hay un exceso de oferta de transporte de crudo por oleoducto y por tracto camión para los próximos años en Colombia.

Actualmente existen pocos productores de crudo liviano en el país lo cual ha demandado la necesidad de importar diluyentes que han incrementado los costos de transporte en el país haciéndolo menos competitivo.

Existen incentivos para los productores de crudo pesado que permiten mejorar las condiciones de competitividad frente a los crudos medios o livianos

Existen campos que no están conectados al sistema de transporte por oleoducto pero lo hacen de forma técnica y organizada a través de tracto camiones

Gran Tierra puede aprovechar estos incentivos con el fin de desarrollar sus campos de crudo pesado en Colombia.

Una oportunidad para contribuir en la regulación de las tarifas de transporte por oleoducto fue abierta no solo para los dueños de oleoductos sino también para los productores

5. FACTORES CLAVES A ANALIZAR Y RECOMENDACIONES

La decisión para obtener el mejor precio durante la venta debe estar basada en el conocimiento de toda la cadena incluyendo el mercado internacional de destino, por consiguiente es importante desarrollar un estricto análisis del comportamiento de todas las variables que de una u otra forma agregan valor

5.1 PRECIOS

5.1.1. Metodología. Se deben hacer esfuerzos para construir metodologías que reflejen la forma en que el mercado se va a comportar con el objetivo de producir estimaciones de precios que sean fiables indicadores de los valores de mercado de los productos básicos, libres de distorsión y representativos de los valores del mercado al contado. Como resultado, las monedas específicas, unidades de volumen, lugares y otros detalles de una evaluación se determinan por consenso de la industria para facilitar una información fiable. En los mercados de crudo se debe conocer típicamente el mercado físico los precios en toda la jornada como una baja y alza de las transacciones realizadas, y en algunos mercados un promedio ponderado por volumen de las transacciones realizadas.

En este estudio recomendamos a Argus y Platts como las dos agencias más importantes de comunicación de precios de mercado del petróleo y quienes en la actualidad publican los precios de las corrientes de crudo producido en Colombia.

5.1.2 Platts. Es una división de la multinacional McGraw-Hill. Esta división es la sociedad rectora (dirige y gestiona) del mercado financiero de futuros y opciones de productos derivados que son negociados (contratación y liquidación) en los mercados de origen de los productos energéticos de todo el mundo. Por ello es la única entidad que suministra información sobre futuros y opciones de los productos derivados energéticos en todo el mundo, exigiendo para ello una cláusula de confidencialidad de los datos suministrados y el pago de una suscripción anual.

En economía se entiende por precios Platts a los precios estándar o de referencia a nivel mundial de una muy extensa variedad de productos básicos para la manufactura de la industria. Así, basándose en los precios Platts, se establecen en todo el mundo los precios de compra y venta de los diferentes recursos obtenidos del petróleo, la electricidad, el gas natural, el carbón, la energía nuclear, la refinación petroquímica y la explotación de los metales; como por ejemplo: gasóleos, gasolinas, megavatio eléctrico, megavatio eólico, gas propano, antracita, benceno, metanol, oro, aluminio, y otros productos energéticos en general.

El precio Platts de un producto se establece con la cotización más alta del mismo al cierre del mercado del día anterior. En la globalización de la economía mundial de hoy en día, el acceso a estos datos suponen una gran ventaja para las empresas al conocer con un día de antelación los precios de compra de las materias con las que trabajan.

Figura 1. Reporte de Precios de Platts

PLATTS SARUS									
Date Loaded:	23-jul-15	Unit:	As Reported	Final Part-Month Average:					
Start Date:	01-ene-76	Average:	Straight	Final Part-Week Average:					
End Date:	22-jul-15	Frequency:	Daily						
Date	ICLL001=C ICE Brent Set. 1st Nby CI	ICLL002=C ICE Brent Set. 2nd Nby CI	PCAGI00=C Vasconia FOB Colombia CI	AAXBP00=C Latin America WTI strip CI	PCAGR00=C Vasconia FOB Colombia vs Latin America WTI strip CI	AAXBR00=C Latin America Dated Brent strip CI	AAXBN00=C Vasconia FOB Colombia vs Latin America Dated Brent Strip CI	AAXBQ00=C Latin America Brent Futures strip CI	AAXCB00=C Vasconia FOB Colombia vs Latin America Brent Futures strip CI
22-jul-15	56,130	56,490	51,620	49,540	2,080	55,580	-3,960	56,470	-4,850
21-jul-15	57,040	57,450	52,615	51,155	1,460	56,630	-4,015	57,515	-4,900
20-jul-15	56,650	57,000	52,075	50,645	1,430	56,130	-4,055	56,975	-4,900
17-jul-15	57,100	57,470	52,635	51,380	1,255	56,650	-4,015	57,485	-4,850
16-jul-15	57,510	56,920	52,535	51,535	1,000	56,655	-4,120	57,435	-4,900
15-jul-15	57,050	57,120	52,475	51,970	0,505	56,565	-4,090	57,425	-4,950
14-jul-15	58,510	58,680	53,875	53,465	0,410	58,010	-4,135	58,925	-5,050
13-jul-15	57,850	58,150	53,625	52,870	0,755	57,715	-4,090	58,625	-5,000
10-jul-15	58,730	59,000	54,020	53,360	0,660	58,375	-4,355	59,220	-5,200
09-jul-15	58,610	58,880	54,020	53,490	0,530	58,430	-4,410	59,220	-5,200

5.1.3. Argus Media Ltd (anteriormente conocida como Petroleum Argus Ltd).

Es un medio de comunicación independiente con más de 700 empleados a tiempo completo. Tiene su sede en Londres, Inglaterra, y tiene oficinas en cada uno de los centros principales de energía del mundo. Sus principales actividades

comprenden informes de mercado editoriales que contienen evaluaciones de precios, comentarios y noticias, y los informes de inteligencia de negocios que analizan las tendencias del mercado y de la industria.

Más de la mitad del personal de Argus son periodistas de las materias primas que se especializan en la transmisión de noticias y el precio de información relacionada con la energía física y los mercados de productos relacionados.

Operan de acuerdo con una editorial rigurosa, código de conducta y una política de ética que se alinean con las mejores prácticas periodísticas, incluyendo la prevención de conflictos de intereses. Argus es un proveedor líder de datos sobre los precios y los fundamentos, noticias, análisis, y servicios de consultoría para el mundial de petróleo crudo, productos derivados del petróleo, gas natural, electricidad, carbón, emisiones, la bioenergía, fertilizantes, petroquímica, metales y las industrias de transporte. Datos proporcionados por Argus son ampliamente utilizados para la indexación del comercio físico. Las empresas, los gobiernos y las agencias internacionales también utilizan la información Argus para fines de análisis y de planificación. La compañía también crea una serie de conferencias y eventos que proporcionan información sobre el comportamiento del mercado, el desarrollo y la actividad comercial.

Argus cuenta con 19 oficinas en todo el mundo, incluyendo Londres, Houston, Washington, Nueva York, Calgary, Río de Janeiro, Singapur, Dubái, Beijing, Tokio, Sídney, Moscú, Astana y otros centros clave de la industria de la energía. Argus fue fundada en 1970 y es una compañía privada registrada en el Reino Unido.

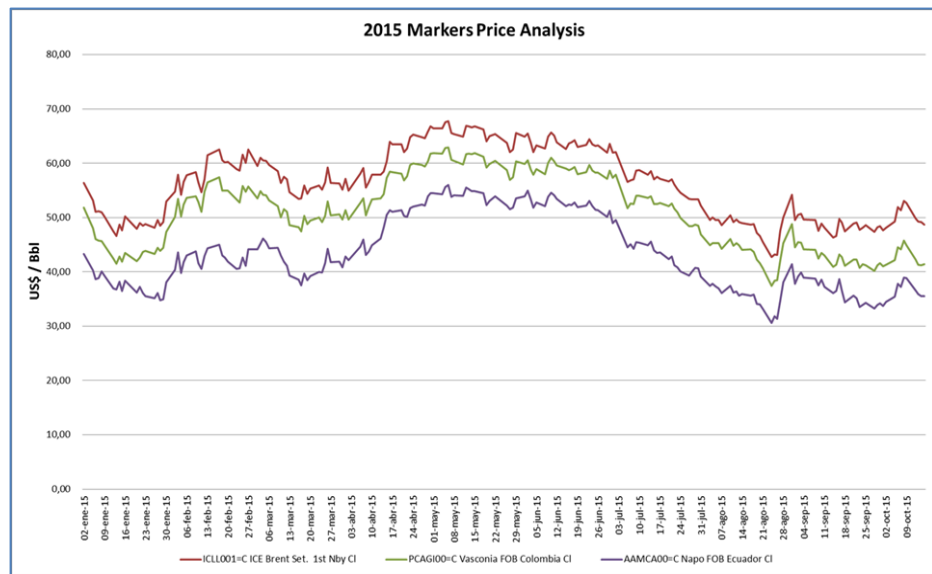
Figura 2. Reporte de Precios de Argus

Date	Timing Ice Brent month 1	settlement Ice Brent month 1	Timing Nymex WTI futures month 1 Houston close, USD/bl	settlement Nymex WTI futures month 1 Houston close, USD/bl	Timing WTI month 1	midpoint WTI month 1	Timing Vasconia Houston close	midpoint Vasconia Houston close	Timing Maya USGC Houston close	diff midpoint Maya to WTI USGC Houston close
21 dic 2015	Feb-2016	36,35	Jan-2016	34,74	Jan-2016	34,740	dated	30,200	dated	-8,07
18 dic 2015	Feb-2016	36,88	Jan-2016	34,73	Jan-2016	34,730	dated	30,770	dated	-7,72
17 dic 2015	Feb-2016	37,06	Jan-2016	34,95	Jan-2016	34,950	dated	30,820	dated	-7,68
16 dic 2015	Jan-2016	37,19	Jan-2016	35,52	Jan-2016	35,520	dated	31,190	dated	-8,47
15 dic 2015	Jan-2016	38,45	Jan-2016	37,35	Jan-2016	37,350	dated	32,280	dated	-8,85
14 dic 2015	Jan-2016	37,92	Jan-2016	36,31	Jan-2016	36,310	dated	31,260	dated	-8,76
11 dic 2015	Jan-2016	37,93	Jan-2016	35,62	Jan-2016	35,620	dated	31,520	dated	-8,21
10 dic 2015	Jan-2016	39,73	Jan-2016	36,76	Jan-2016	36,760	dated	33,310	dated	-8,00
09 dic 2015	Jan-2016	40,11	Jan-2016	37,16	Jan-2016	37,160	dated	33,190	dated	-8,20
08 dic 2015	Jan-2016	40,26	Jan-2016	37,51	Jan-2016	37,510	dated	33,090	dated	-8,33
07 dic 2015	Jan-2016	40,73	Jan-2016	37,65	Jan-2016	37,650	dated	33,690	dated	-8,31
04 dic 2015	Jan-2016	43,00	Jan-2016	39,97	Jan-2016	39,970	dated	36,000	dated	-8,40
03 dic 2015	Jan-2016	43,84	Jan-2016	41,08	Jan-2016	41,080	dated	37,030	dated	-8,57
02 dic 2015	Jan-2016	42,49	Jan-2016	39,94	Jan-2016	39,940	dated	35,860	dated	-8,32
01 dic 2015	Jan-2016	44,44	Jan-2016	41,85	Jan-2016	41,850	dated	36,840	dated	-8,57
30 nov 2015	Jan-2016	44,61	Jan-2016	41,65	Jan-2016	41,650	dated	36,990	dated	-7,84

5.2 PRINCIPALES MARCADORES

Cuando se trate de hacer negocios de comercialización se deben atar siempre a una referencia de precio internacional y nacional, es por esto que se debe conocer y hacer seguimiento diario al comportamiento de los principales marcadores de referencia en el mercado internacional dentro de los cuales los inversores pueden elegir y están en función de la zona de producción de esta materia prima y del mercado hacia el cual se exporta. Los tipos de petróleo más generalizados en los mercados se llaman Brent y WTI por West Texas Intermediate. Todo crudo producido en Colombia tiende a ser comparado contra estas dos referencias y es premiado o castigado dependiendo de qué tan lejos o cerca se encuentren los parámetros de calidad con los cuales se valora el crudo en el mercado

Figura 3. Comportamiento de los precios de Crudo durante el 2015



5.2.1 Brent. El Brent es un tipo de petróleo que se extrae principalmente del Mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos. El crudo Brent es un petróleo liviano, contiene aproximadamente un 0,39% de azufre, siendo así considerado como petróleo dulce. El Brent es ideal para la producción de gasolina. Se suele refinar en los países de Europa Noroccidental, pero cuando los precios de mercado son lo suficientemente bajos para exportarlo, las refinerías del área

mediterránea y la costa este de EE. UU. También lo procesan. Este tipo de petróleo es de los más pobres con respecto a su poder calorífico.

La producción petrolífera de Europa, África y Oriente Medio tiende a venderse al precio que marca el barril de crudo Brent, es decir, marca un precio recomendado o estándar para un 78% de las diferentes variedades de crudo mundial, las cuales lo toman como referente.

El barril de Brent (42 galones estadounidenses, unos 159 litros) cotizaba en el Internacional Petroleum Exchange (IPE) de Londres mediante opciones y futuros. La unidad monetaria en la que cotiza es el USD.

El petróleo Brent se comercializaba originalmente en la International Petroleum Exchange de Londres, pero desde 2005 ha sido comercializada en el electrónico Intercontinental Exchange (ICE) con el símbolo B, 1 y en el New York Mercantile Exchange (NYMEX) con el símbolo BZ.2

El crudo Brent recibe su nombre del yacimiento Brent, en el Mar del Norte, que a su vez fue nombrado según la costumbre de la compañía Shell de poner a sus yacimientos nombres de aves acuáticas por orden alfabético. El nombre del yacimiento y del crudo corresponde a la barnacla carinegra, en inglés Brent goose. A su vez, el nombre Brent prestó sus letras para nombrar las cinco formaciones geológicas características de los yacimientos del Mar del Norte: Broom, Rannoch, Etive, Ness y Tarbert

Tabla 1. Ejemplos de Referencias Brent Publicados por Platts

BRENT		
Grupo	Símbolo	Descripción
FK	AABRM05	ICE Brent at London MOC Mo05
CL	AAXBQ00	Latin America Brent Futures strip
TJ	ICLL001	ICE Brent Settlement Mo01
TJ	AAIHY00	ICE BWAVE (Brent Wtd Avg) Weekly
RI	AALDF00	Med Dated Brent Strip 13-28 Day
RI	AAMVY00	Brent EFP Mo04
RU	AAQBF00	Americas Dated Brent
FK	AAQBG00	ICE Brent at Houston MOC Mo01
RI	AAUFI00	BTC Dated Brent Strip
RI	AAWXV00	Brent NX EFP Mo01
RI	AAWXV03	Brent NX EFP Mo01 MAvg
RI	AAWXW00	Brent NX EFP Mo02
RI	AAWXW03	Brent NX EFP Mo02 MAvg
RI	AAWXY00	Brent NX EFP Mo03
RI	AAWXY03	Brent NX EFP Mo03 MAvg

5.2.2 WTI. El West Texas Intermediate, más generalmente representado por la sigla WTI, algunos agentes bursátiles lo llaman a veces Texas Light Sweet. En realidad, se trata de una clase de petróleo bruto que los economistas utilizan como valor estándar para determinar el precio del petróleo bruto como materia prima en los mercados de intercambio, en el marco de contratos a largo plazo. Esta cotización se realiza en el New York Mercantile Exchange, que es la bolsa principal de las materias primas mundiales.

Se cuentan a través del mundo tres grandes tipos de petróleo bruto que sirven de referencia al precio del petróleo en función de su zona de producción. Así pues, para el petróleo europeo, el Brent del mar del Norte es el que sirve de referencia, mientras que para los países de la OPEP, el bruto de Dubái es el que se privilegia para determinar los precios.

El petróleo bruto WTI se cita en casi todas las comunicaciones económicas de este sector en los Estados Unidos y Norteamérica.

Las características detalladas del West Texas Intermediate:

Una de las particularidades del petróleo bruto WTI es que es mucho menos pesado que el Brent. También se le llama Texas Light Sweet debido a su bajo contenido en azufre (0.24%), que lo convierte en realidad en un petróleo bruto suave. Desde el punto de vista técnico, el petróleo WTI tiene una densidad API de 39.6 y una densidad específica en torno a 0.827.

La mayor parte del tiempo, el WTI se refina directamente en Estados Unidos, principalmente en el Midwest y cerca de la Costa del Golfo, por razones prácticas puesto que los centros de producción están cerca.

Se tienen en cuenta varios indicadores en el cálculo del precio del barril de WTI. Evidentemente, la ley de la oferta y la demanda es la que influye en las cotizaciones, pero otros factores fundamentales también pueden tener un efecto más o menos importante, pero toda la actualidad geopolítica relacionada con la producción de petróleo influye también en los precios del WTI.

Tabla 2. Ejemplos de Referencias WTI Publicados por Platts

WTI		
Grupo	Simbolo	Descripción
MDC	Symbol	Description
RU	AAEJK00	WTI Calendar Delta
RU	AAFCT00	WTI Cushing Pplus PAvg
RU	AAFCV00	WTI Cushing Mo01 PAvg
RU	AAFCY00	WTI Midland Mo01 PAvg
FK	AATWM03	NYMEX WTI at London MOC Mo03
FK	AATWQ02	NYMEX WTI at London MOC Qr02
RI	AAWFJ00	WTI 16:30 London Eur/Bbl Mo02
CL	AAXBPO0	Latin America WTI strip
RU	AAXXF00	WTI Midland Mo02 vs WTI Mo02
RU	AAYBA00	WTI FOB Houston
FK	NYCRM01	NYMEX WTI at Houston MOC Mo01
FK	NYCRM02	NYMEX WTI at Houston MOC Mo02
RU	PCACG00	WTI Cushing Mo01

5.2.3 Marcador Castilla. Es un tipo de crudo pesado Colombiano con un API de 18.8° y 1.97% de Azufre que resulta de la mezcla del crudo de Castilla con otros crudos pesados producidos en campos de la región de los Llanos, al cual se agrega nafta virgen como diluyente para transportarlo utilizando el sistema de oleoductos hacia Coveñas. Este crudo se exporta a través del puerto de Coveñas, el cual se encuentra a lo largo del Golfo de Morrosquillo en la Costa Atlántica.

Tabla 3. Ejemplos de Referencias CASTILLA Publicados por Platts

CASTILLA		
Grupo	Simbolo	Descripción
CL	AAVEQ00	Castilla Blend FOB Colombia
CL	AAVEQ01	Castilla Blend FOB Colombia vs Latin America WTI strip
CL	AAVEQ03	Castilla Blend FOB Colombia MAvg

5.2.4 Marcador Caño Limón. Es un tipo de crudo intermedio con un API de 29.1° y 0.5% de Azufre, producido en la Cuenca de los Llanos Orientales. Este crudo se transporta por el oleoducto Caño Limón - Coveñas hasta la línea costera del caribe colombiano.

5.2.5 Marcador South Blend. Es un tipo de crudo proveniente de los campos de producción de la región suroeste de Colombia. Presenta una calidad de 28.6° API y 0.72% de Azufre. Este crudo se exporta a través del Puerto de Tumaco en la Costa del Pacífico, cuya capacidad de carga es de 400 mil barriles, a una tasa de carga de hasta 24,000 barriles por hora. South Blend tiene una producción actual de 33 000 barriles por día, y en su mayoría se exporta.

5.2.6 Marcador Vasconia. El crudo de Vasconia con API de 24.3° y 0.83% de Azufre es el resultado de la mezcla de crudos producidos en los campos de los llanos y las regiones del Magdalena Alto, cuyas corrientes se unen en la Estación de Vasconia, de donde obtienen su nombre. Este crudo se exporta a través del puerto de Coveñas, el cual se encuentra a lo largo del Golfo de Morrosquillo en la Costa Atlántica.

Tabla 4. Ejemplo de Referencia VASCONIA Publicado por Platts

VASCONIA		
Grupo	Simbolo	Descripción
CL	PCAGI00	Vasconia FOB Colombia

5.2.7 Marcador Magdalena. La Mezcla del Magdalena es un crudo agrio pesado con un API de 20.4° y 1.6% de Azufre que resulta de la mezcla de algunas corrientes de crudo agrio producido en la cuenca del Magdalena Medio y el crudo de Castilla, producido en la cuenca de los Llanos Orientales.

Tabla 5. Ejemplos de Referencias CASTILLA Publicados por Platts

MAGDALENA		
Grupo	Simbolo	Descripción
CL	AAWFR00	Magdalena FOB Colombia \$/Bbl
CL	AAWFR03	Magdalena FOB Colombia \$/Bbl MAvg

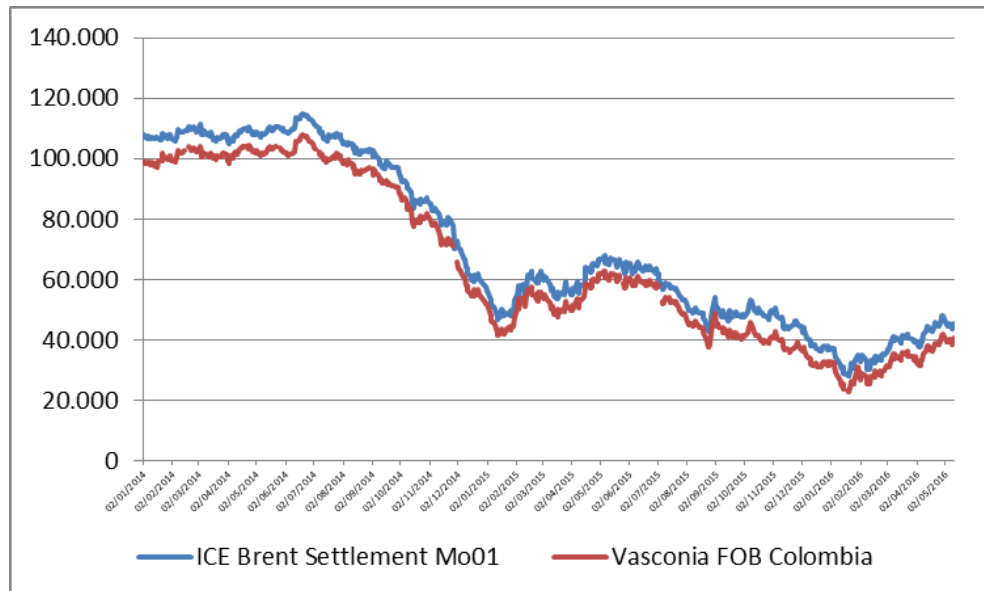
5.2.8 Comportamiento del Mercado. Como es conocido a nivel de la industria el comportamiento de los precios internacionales de crudo ha dependido de factores geopolíticos que han llevado a sobreofertas siendo así un conector directo que influencia el comportamiento de los precios nacionales con los cuales se comercializa el crudo de GTEC

Según especialistas como Argus se espera que el petróleo Brent y WTI mantengan una diferencia que se nivele aproximadamente 4.00 USD\$/bbl a largo plazo, también se espera que el diferencial entre el Brent y el WTI esté en un promedio de 0.35 USD\$/bbl en 2016 y 2.15 USD\$/bbl en 2017, estabilizándose en 4.00 USD\$/bbl a largo plazo

La causa raíz de este estrecho comportamiento entre Brent y WTI es el gran aumento en el almacenamiento y de oleoductos para llevar la capacidad desde el interior de Texas hasta la costa en los últimos años que a su vez se han infrautilizados debido a la desaceleración producción

Aunque muchos piensan que los precios locales se pueden optimizar están en lo cierto pero no se puede negar la relación directa que tienen en el mercado internacional más aun considerando que la mayor parte de la producción de crudo en Colombia se exporta, otra gran pregunta al momento de comercializar es como escoger el marcador que más nos conviene, sin embargo cada crudo tienen unas condiciones que los limitan y siempre existe una relación entre los dos marcadores más reconocidos a nivel mundial (Brent y WTI) con nuestros marcadores locales, estos son más conocidos como diferenciales que por lo general hay que monitorear en forma estricta antes de hacerlos parte de las fórmulas de precios en los contratos de compraventa pues en algunas ocasiones algunos diferenciales benefician más que otros, pero no se puede llegar a pensar que este comportamiento siempre será el mismo

Figura 4. Comportamiento de Marcador Brent y el Marcador Vasconia desde el año 2014



5.3 BANCO DE CALIDAD.

En el momento de realizar un negocio que incluya transporte de crudo por oleoducto se debe conocer cuáles y cuantos serán los bancos de calidad que se aplicarán en dicha corriente, pues los bancos de calidad son procedimientos utilizados para compensar a los remitentes de crudo por oleoducto por diferencias de valor entre corrientes comunes y la calidad despachada por cada remitente

Un remitente que ingresa un crudo de mejor especificación a una corriente de menor calidad recibe una indemnización por parte del banco de la calidad. Un remitente que ingresa a una corriente con una menor calidad que la de la corriente debe pagar a la corriente por la afectación que está ocasionando

Los recibos de crudo deben equilibrar exactamente con los desembolsos, el administrador del oleoducto proporciona servicios administrativos para el banco de la calidad, pero no tiene intereses financieros en el banco de la calidad

Criterios Claves para Bancos de Calidad

Método

Deben estar orientadas hacia el marcador de referencia y al mercado y en concordancia con la práctica general de la industria, mide con precisión la calidad basada en los principales factores responsables de las variaciones en precio de mercado de la corriente común

Debe ser transparente y basado en la información disponible y verificable de todas las partes con un mínimo de subjetividad

Debe ser administrativamente factible y adaptable a los cambios en las condiciones del mercado

Los coeficientes de API y azufre se deben determinar mensualmente tomando como referencia los precios de una canasta internacional de crudos utilizando un precio promedio móvil de 3 meses

Los métodos de análisis más comunes para determinar los coeficientes de API y los coeficientes de azufre están determinados a partir de análisis de regresión múltiple

Propiedades a granel vs. Corte de destilación

Métodos de propiedad a granel son aceptables cuando:

- Los petróleos crudos son químicamente similares
- Cuando existe un mercado transparente
- Cuando hay definidos límites en métodos de propiedades a granel
- Cuando los métodos de propiedad a granel son típicamente lineales en un rango discreto
- Cuando los enfoques lineales no son aplicables para aceites crudos por encima de 40 ° API

Método de Coeficientes

- Cuando hay criterios establecidos para una canasta de crudos
- Los crudos tienen una química base inusual
- Cuando hay transacciones transparentes basada en cotizaciones de mercado

Recomendaciones

Enfocado en la comercialización de petróleo crudo de los productores de todos los tamaños y especializado en gestionar su comercio, el almacenamiento, la financiación y el suministro a las contrapartes y clientes en forma consistentemente en más de un millón de barriles por día, y con acceso a más de 10 millones de barriles de capacidad de almacenamiento estratégicamente ubicados.

Tiene especialistas en la comercialización de petróleo crudo en las oficinas de todo el mundo. Con gran conocimiento de primera mano y experiencia en los mercados, con el fin de mantener relaciones a largo plazo con los participantes clave del mercado-productores, refinadores, empresas de logística y almacenamiento participan activamente en el desarrollo de proyectos relacionados con los flujos de crudo existentes y nuevos.

Figura 6. Principales Líneas de Negocio en Gunvor a Nivel Global



La posición estratégica en Panamá le ha brindado la oportunidad a los clientes en Colombia de comercializar crudos tanto en el mar pacifico como en el atlántico de un modo que anteriormente era comercialmente impracticable

Figura 7. Infraestructura en Panamá



5.4.2 Trafigura. Es una de las mayores empresas independientes del mundo de petróleo y productos derivados del petróleo que combinan un profundo conocimiento del mercado, experiencia operativa, infraestructura global y logística avanzada para satisfacer las necesidades del cliente.

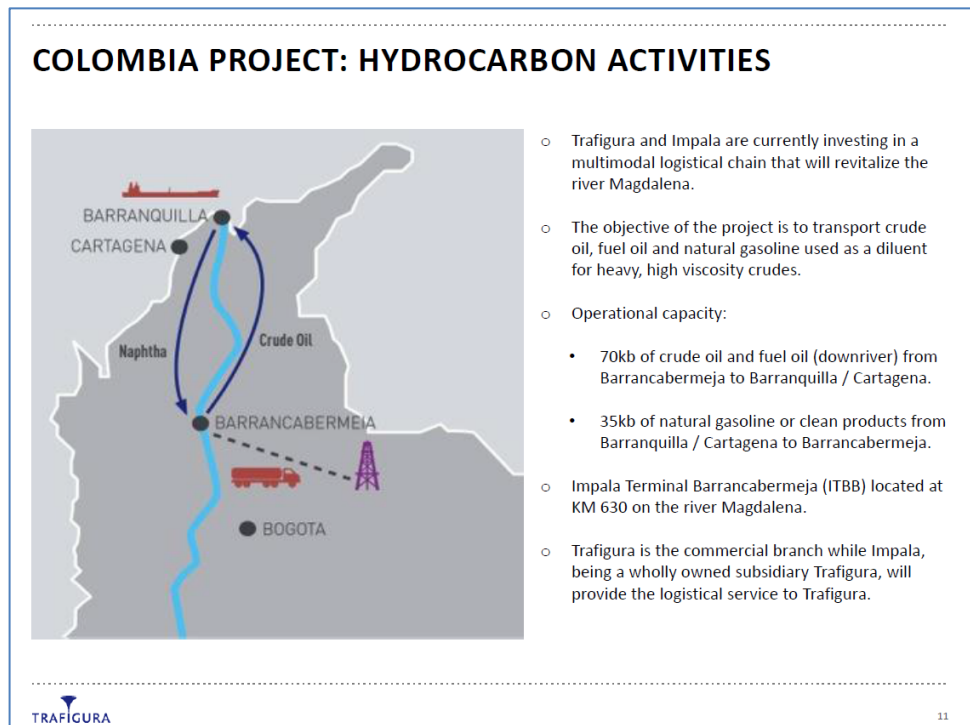
Figura 8. Presencia de Trafigura a Nivel Global



Trafigura e Impala están invirtiendo en una cadena logística multimodal que revitalizará el río Magdalena en Colombia.

El objetivo del proyecto es la de transportar el petróleo crudo, fuel oil y gasolina natural que se utiliza como diluyente para los crudos pesados, de viscosidad alta.

Figura 9. Proyecto Rio Magdalena



Capacidad Operacional

70kb de petróleo crudo y fuel oil (río abajo) de Barrancabermeja a Barranquilla / Cartagena.

35kb de la gasolina natural o productos de limpieza de Barranquilla / Cartagena a Barrancabermeja.

Impala Terminal Barrancabermeja (ITBB), ubicado en el kilómetro 630 en el río Magdalena.

Figura 10. Diseño Terminal Impala en Barrancabermeja



Trafigura es la rama comercial, mientras que impala, que es una filial de propiedad total de Trafigura y quien proporcionará el servicio logístico a Trafigura.

El proyecto inició con una fase de operación temprana en Marzo del año 2015 con una producción diaria de 13.000 barriles por día de petróleo crudo y 15.000 barriles por día de gasolina natural. Contaba en su momento con tanques horizontales temporales con una capacidad de almacenamiento de 15.000 barriles y adicionalmente en Puerto Bahía, Cartagena: 300.000 barriles de capacidad de almacenamiento de diluyente.

En la fase 2 en diciembre el año 2015 inició con 6 tanques, cada uno con 120kb de capacidad operativa. Bahías de 26 posiciones de camiones; 18 para la descarga y 8 para la carga, con 100,000 bpd rendimiento diario.

Figura 11. Infraestructura para Cargue y Descargue en Barrancabermeja

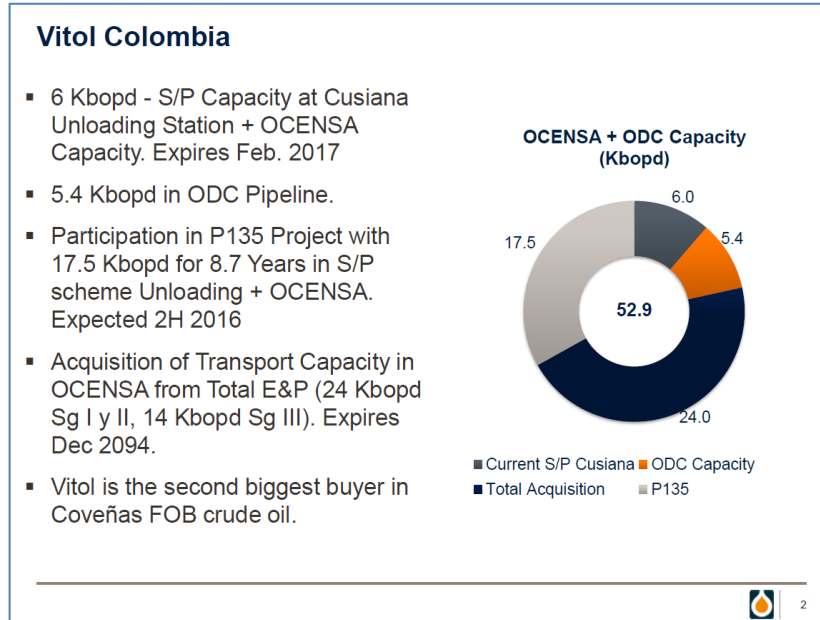


5.4.3 Vitol. Vitol es uno de los principales traders en Colombia y se ha enfocado en fortalecer su capacidad de transporte por oleoductos, es por esto que cuenta con capacidad para transporte en los oleoductos Ocesa y ODC, también en el proyecto de ampliación en Ocesa conocido como P135

Vitol tiene presencia global, que opera alrededor de 3 millones de barriles / día de petróleo crudo en todo el mundo cada año, cuenta con un equipo de expertos, con un promedio de 10 años de experiencia, demuestra una consistente ejecución y confiabilidad respaldado por su experiencia en logística, estableció relaciones con los productores y las refinerías a nivel mundial

Cuenta con la experiencia y las instalaciones para mezclar crudos, permitiendo a los productores capturar valor adicional

Figura 12. Participación de Vitol en los oleoductos Ocensa y ODC



5.5 Producto

5.5.1 Características. Existe una clasificación mundial con la cual se ha venido realizando la valoración del crudo y contra la cual se debe comparar cualquier oferta de crudo en el mercado, sin embargo el precio final está basado en la valoración realizada por la refinería dentro de su análisis de precios de los subproductos derivados de este crudo y de los costos de producirlos

Tabla 6. Clasificación de los Crudos según API

Tipo de Crudo	Limites
Extra Liviano	Mas ligero que 40 API
Liviano	Entre 35 - 40 API
Medio	Entre 28 - 35 API
Pesado	Entre 22 - 28 API
Extra Pesado	Mas pesado que 22 API

Medianos y Livianos

Por lo general los crudos de grados medio y ligero están mejor valorados en el mercado pues están en el grupo de crudos para propósitos generales y la mayoría de los refinadores son capaces de procesarlos con el fin de obtener mayores valores, este grupo al cual pertenecen los crudos producidos por Gran Tierra Energy en Putumayo

Pesados y Extra pesados

Los crudos que entran en la categoría de pesados y extra pesados se clasifican como "Nicho", ya que normalmente requieren una refinería específica (conversión profunda o asfalto) que es capaz de procesarlos y tener sentido económico

Consideraciones operacionales

Refinerías con fines generales tienden a comprar barriles al contado. Se recomienda establecer relaciones a largo plazo con refinerías mediante la firma de un contrato

Consideraciones para lograr buenos marcadores de crudo:

Transparencia: Las transacciones se confirman y se mantienen dentro de los niveles mínimos aceptables para considerarlos relevantes

Operado abiertamente: Debe existir un buen número de participantes

Relevancia: debe existir un buen volumen dentro de las transacciones habituales del mercado

Independencia: la producción y la logística no están en las manos de unos pocos jugadores

Metodología: la forma cómo los datos se recogen y son manejados por las páginas oficiales de los precios es muy relevante

Prioridad: No concentrarse en producción y dejar la comercialización en manos de terceros

5.5.2 Propiedades de los crudos en Gran Tierra. El crudo proveniente del Bloque Chaza ubicado en el departamento del Putumayo es un crudo Medio con un API que va desde 28 a 29,5 API y con un contenido de azufre que no supera el 0,25 %, lo que lo ubica dentro del mercado como un producto competitivo y de buena calidad

Adicionalmente el mercado de crudo en Colombia lo ha reconocido como una oportunidad para mezclar crudos pesados lo que a nivel comercial le ha reconocido un Premium por calidad, siendo un producto de más calidad que la mezcla Vasconia

A nivel Putumayo el crudo de GTEC es el principal proveedor de crudo South Blend para ser comercializado a través del puerto de Tumaco, a continuación se presenta el ASSAY oficial para los crudos provenientes del bloque Chaza

Figura 13. ASSAY Crudo Costayaco

ANÁLISIS		UNIDAD	CRUDO	NAFTA LIV (CS-71.1°C)	NAFTA PES (71.1-176.6°C)	DIESEL (176.6-343.3°C)	VGO (343.3-537.7°C)	VB 537.7+°C	TBP	
Rendimiento	% m		3.95	15.06	28.63	29.29	21.72		% VOL	T (°C)
Rendimiento	% vol		5.06	16.82	29.54	27.89	18.64		2.52	30.0
API	*API		29.8	31.7	34.5	34.9	22.1	6.9	3.46	45.0
Densidad 15°C	kg/m ³		876.8	853.6	760.5	849.9	920.6	1021.0	5.33	60.0
% Azufre	% m		0.415	<0.010	<0.010	0.133	0.545	0.978*	7.07	71.1
Presión de Vapor Reid	psi		6.51						8.94	90.0
BSW	%vol		0.00						12.42	107.2
Sedimentos por extracción	%m		0.02						14.43	120.0
Punto Fluidez	°C		-18						17.10	135.0
Punto Inflamación	°C		<-60.0						20.18	151.6
Viscosidad 40°C	cSt		8.83						21.79	164.0
Viscosidad 50°C	cSt		6.71						24.20	177.0
Viscosidad 100°C	cP						14640.0		25.00	185.0
Viscosidad 120°C	cP						785.0		28.01	198.9
Número de ácido	mg KOH/g		<0.100						29.48	210.0
Factor K			11.80	12.59	11.81	11.58	11.68		31.02	221.1
VGC			0.849						33.16	235.0
Sal	lb/1000lbs		1.68						35.57	248.8
Cenizas	% m		0.008						38.38	260.0
Residuo de Carbón Micro	% m		5.24						40.89	270.0
Destilación			Simulada	D - 86	D - 1160	Simulada			41.93	280.0
IBP			-2.5	91.7	194.3	296.7	507.3		42.93	288.0
5%			69.1	40.1	104.3	210.5	355.9	535.3	46.08	300.0
10%			102.5	+1.8	107.7	215.3	360.5	551.2	47.41	310.0
20%			159.4	+5.7	112.2	224.6	381.4	576.4	48.45	315.5
30%			219.0	+5.7	116.8	234.1	400.1	600.1	50.83	330.0
40%			272.1	+8.2	121.9	245.6	409.2	626.2	53.44	343.3
50%			326.5	50.7	128.1	257.5	422.5	655.5	53.44	350.0
60%			387.4	53.2	134.6	269.4	427.3	692.6	55.76	369.8
70%			450.6	56.2	141.6	281.4	434.0	-	58.09	376.4
80%			524.3	60.1	149.1	293.0	462.1	-	60.42	388.6
90%			-	64.3	157.3	306.0	489.3	-	62.75	401.9
95%			-	66.3	162.6	315.4	507.2	-	65.08	423.7
TDReg.			557.9	73.1	170.9	319.7	524.9	717.9	67.41	435.1
Residuo %			16.0	3.5	1.0	1.3	1.0	32.4	69.73	448.5
Contenido de Metales									72.06	463.9
Vanadio	ppm		15.91						74.39	488.6
Niquel			13.59						76.72	500.7
GASES									79.05	518.6
Densidad	kg/m ³		557.1						81.37	530.8
C2	%vol		0.000						81.84	537.7
C3			0.483							
iC4			0.307							
nC4			1.253							

TDReg.: Temperatura de destilación final registrada
* El análisis de azufre para el fondo de vacío se realizó por dilución de la muestra según método azufre Horiba ASTM D-4294.

Figura 14. ASSAY Crudo Moquetá


	EVALUACIÓN ASSAY TIPO II - CRUDO MOQUETA LINEA SALIDA LLENADERO		
	SERVICIOS DE LABORATORIO Y PLANTAS PILOTO LABORATORIO DE CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE CRUDOS		
	UST-UST-F-001	Elaborado 31/10/2011	Versión 3

Tabla 2. Caracterización Crudo Moqueta Línea Salida Llenadero
 Fecha de muestreo: Agosto 25 de 2012
 Sitio de muestreo: Estación Costayaco - Línea Salida Llenadero, Villagarzón (Putumayo)
 Submission: 100126909

ANÁLISIS	UNIDAD	CRUDO	NAFTA LIV	NAFTA PES	DIESEL	VGO	VB	TBP CRUDO		
			(C5-71.1°C)	(71.1-176.6°C)	176.6-343.3°C	343.3-537.7°C	537.7+°C	% VOL	T (°C)	
Rendimiento	% m		2.56	13.21	27.23	28.65	27.05	2.10	15.0	
Rendimiento	% vol		3.37	15.07	28.47	27.68	23.35	2.57	30.0	
API	°API	27.5	82.9	54.0	34.7	22.1	5.8	3.27	45.0	
Densidad 15°C	kg/m³	889.6	659.6	762.4	850.9	920.5	1029.3*	4.08	60.0	
% Azufre	% m	0.545	<0.010	<0.010	0.163	0.630	1.17	5.37	71.1	
Presión de Vapor Reid	psi	3.94						6.60	90.0	
BSW	%vol	0.00						9.40	107.2	
Sedimentos por extracción	%m	0.02						11.56	120.0	
Punto Fluidez	°C	-15						14.07	135.0	
Punto Inflamación	°C	<-60.0						16.64	151.6	
Viscosidad 40°C	cSt	14.05						18.74	164.0	
Viscosidad 50°C	cSt	10.50						20.61	177.0	
Viscosidad 100°C	cP						25600	21.78	185.0	
Viscosidad 120°C	cP						4419	24.11	198.9	
Número de ácido	mg KOH/g	<0.100						25.43	210.0	
Factor K		11.77	12.66	11.75	11.61	11.77		27.62	221.1	
WGC		0.854						29.19	235.0	
Sal	lb/1000Bls	1.64						32.00	248.8	
Cenizas	% m	0.013						33.78	260.0	
Residuo de Carbón Micro	% m	6.41						35.36	270.0	
Destilación		Simulada	D - 86			D - 1160		Simulada		
TBP		-2.8	35.5	91.1	196.1	284.5	494.8	38.86	288.0	
5%		79.5	41.2	102.5	214.4	372.4	530.0	41.49	300.0	
10%		113.7	42.5	105.6	220.2	378.7	547.7	43.38	310.0	
20%		175.0	44.2	110.0	230.5	388.1	576.2	44.46	315.5	
30%		240.4	45.7	114.4	240.4	399.7	603.2	47.33	330.0	
40%		296.2	47.4	119.6	252.6	415.9	632.5	49.37	343.3	
50%		351.9	49.5	125.4	264.8	433.4	665.3	49.37	350.0	
60%		413.9	51.8	132.1	277.0	448.6	702.0	51.90	369.8	
70%		476.7	54.9	139.4	289.3	465.6		54.43	376.4	
80%		551.5	58.8	147.2	299.7	482.9		56.96	388.6	
90%		-	63.3	155.6	311.9	503.5		59.50	401.9	
95%		-	65.6	161.0	320.2	515.9		62.03	423.7	
TDFreq.		559.6	76.5	175.8	323.9	530.6	718.7	64.56	435.1	
Residuo %		19.0	0.8	0.8	1.0	1.0	34.6	67.09	448.5	
Contenido de Metales								69.62	463.9	
Vanadio	ppm	29.3						72.15	488.6	
Niquel		23.6						74.69	500.7	
GASES								77.22	518.6	
Densidad	kg/m³	550.4						79.75	530.8	
C2	%vol	0.041						80.25	537.7	
C3		0.508								
iC4		0.407								
nC4		1.097								

TDFreq.: Temperatura de destilación final registrada

* El análisis de azufre para el fondo de vacío se realizó por dilución de la muestra según método azufre Hürba ASTM D-4294.

5.6 ASPECTOS A EVALUAR DURANTE LAS NEGOCIACIONES PARA LOS CRUDOS DEL BLOQUE CHAZA

El crudo Costayaco y Moquetá por su cercanía al mar pacifico tiene como una de sus principales alternativas la opción de ser vendido a Ecopetrol a través del OTA, para lo cual se recomienda tener en cuenta las siguientes consideraciones

- El punto de venta es en el puerto de Tumaco
- Banco de calidad aplica para el transporte a través de los oleoductos Uchupayaco Santana (Operado por Ecopetrol), Mansoya Orito y Oleoducto Transandino (Operados por Cenit)
- Marcador es South Blend
- Almacenamiento en el puerto de Tumaco es 900 Kbbbl
- Riesgo del campo a Tumaco: se asumen las pérdidas en los oleoductos Uchupayaco Santana, Mansoya Orito y Oleoducto Trans Andino debido al alto número de válvulas ilícitas y atentados terroristas
- El único volumen comprometido corresponde a las nominaciones M-2
- Precio está compuesto por un marcador South Blend - Operación de puerto US \$ 3.6431 / barril – Tarifa de comercialización US \$ 1,5 / barril.
- Nominación mensual
- La nominación se debe hacer con dos meses de antelación, Ecopetrol define las fechas de los embarques por ser este un puerto privado y operado exclusivamente por Ecopetrol

Existen opciones adicionales que pueden ser utilizadas como lo es la opción de transportar por camión hacia estaciones de recibo hacia el norte del país como:

- Babillas operada por Hocol
- Dina Operada por Ecopetrol
- Lérida Operada por Hocol
- Guaduas operada por Pacific
- Vasconia operada por Ecopetrol
- Barranquilla operada por Gunvor
- Refinerías Barranca y Cartagena operadas por Ecopetrol
- Puerto de Barranca operados por Trafigura
- Puerto de Cartagena operado por Pacific y Trafigura

En todo case se deben analizar en forma detallada para cada una de estas opciones aspectos como:

Puntos de Transferencia

- Punto de entrega el cual es fundamental para definir responsabilidades, transferencia de propiedad y custodia y facturación
- Estación de descargue
- Punto de Venta

Utilización de camiones

- Ruta
- Plan de contingencia aprobado por la autoridad ambiental de la zona donde se produce el crudo
- Kilómetros
- Flete en \$/gl o \$/km/gl
- Plan estratégico de seguridad vial
- Condiciones de pago en fletes
- Capacidad de almacenamiento en puntos de descargue
- Rata de cargue

Marcador de precios

- Marcador internacional, especificando página de publicación (Platts o Argus) y código asociado
- Marcador Nacional, por lo general se asocia directamente o se establece un diferencial reconocido en el mercado especificando página de publicación (Platts o Argus) y código asociado
- Primas
- Prima por calidad

Oleoductos

- Tarifas
- Bancos de calidad que aplican
- Perdidas en el transporte
- Métodos de control físicos y contractuales
- Vigencia de las tarifas

Puertos

- Capacidad de almacenamiento en puertos
- Tamaño de embarcaciones que se pueden cargar

5.7 Principales Puertos Petroleros en Colombia

Los puertos marítimos tienen un papel fundamental en el desarrollo de las operaciones comerciales, el 51% de las exportaciones nacionales son petroleras. Colombia cuenta con 4 puertos para atender las exportaciones o importaciones de petróleo y refinados. Estos son:

5.7.1 Puerto de Coveñas. El Terminal Marítimo de Coveñas es el principal puerto de movimiento de hidrocarburos en Colombia. Ubicado en la Costa Caribe colombiana, en el Golfo de Morrosquillo. Cuenta con recibo de crudo, control de presión, medición, almacenamiento y despacho de crudos

Al terminal de Coveñas llegan tres oleoductos con crudo procedente de los campos petroleros del país:

- ◆ Oleoducto Caño Limón-Coveñas
- ◆ Oleoducto de Colombia (ODC)
- ◆ Oleoducto Central S.A (Ocensa)

Las unidades de carga de tanqueros son unas mono boyas de amarre y cargue de hidrocarburos para buques petroleros, tiene una rata máxima de bombeo de 10.000 a 40.000 barriles por hora (BPH) con capacidad para soportar tanqueros de 145.000 toneladas de desplazamiento.

Coveñas cuenta con 3 Mono boyas

5.7.2 Puerto de Tumaco. Principal puerto petrolero colombiano sobre el océano pacífico. Ubicado en el departamento de Nariño.

En Tumaco dispone de tanques de almacenamiento para 900 mil barriles. Al puerto de Tumaco llega el crudo procedente del Oleoducto Trasandino tiene una capacidad de bombeo de 60.000 mil barriles diarios de crudo a través de 310 kilómetros.

Conocido como la PERLA DEL PACIFICO, es el segundo puerto más importante en la exportación e importación de hidrocarburos del país.

Este puerto acepta embarcaciones de hasta 110 mil toneladas máximas de desplazamiento. Capacidad de carga de 400.000 Barriles y una rata de carga de hasta 24.000 (BPH) con 6 kilómetros en línea submarina, en total cuenta con seis boyas del terminal petrolero

Una de las características más importantes que se deben conocer de los puertos es la capacidad que tiene para cargar barcos, es decir no todos los puertos admiten barcos del mismo tamaño y esto tiene una incidencia directa en el flete de transporte, entre más grande sea el buque la posibilidad de un mejor flete es mayor, los principales barcos que llegan a los puertos de Colombia son Panamax, Aframax, Suezmax, esporádicamente también llegan VLCC (Very Large Crude Carrier) y ULCC (Ultra Large Crude Carrier)

5.8 TRANSPORTE

A continuación se muestra la ubicación de los campos de Gran Tierra Energy en Putumayo y las rutas de evacuación de crudo, también se relaciona la ubicación de los principales Puertos y puntos de entrega resaltando aquellas Traders que pueden comprar a Gran Tierra su producción proveniente del Putumayo

Figura 15. Ubicación de Pozos y Principales rutas de Evacuación de Crudo



5.8.1 Oleoductos. Uno de los aspectos más importantes que está afrontando la industria es el incremento sustancial en las tarifas de transporte que a precios actuales pueden llegar a representar hasta un 40 % del precio de venta por lo cual es necesario conocer antes de comprometer negocios a largo plazo adquiriendo en especial obligaciones de Ship or Pay o Take or Pay

Ante la actual situación de precios el Ministerio de Minas y Energía, teniendo en cuenta la situación actual del precio del petróleo y la competitividad de los sistemas de transporte de hidrocarburos por Oleoductos, ha considerado “Que la caída significativa de los precios del crudo a nivel mundial podría afectar la producción y por consiguiente los volúmenes transportados por oleoductos, y en

tal sentido, se hace necesario tomar medidas para mantener la competitividad de ese modo de transporte.”, que el Ministerio de Minas y Energía en virtud de lo anterior, expidió la Resolución No. 31325 de 2015 por medio de la cual modifica la Resolución No. 72146 de 2014, incluyendo una etapa de negociación entre el transportador y los remitentes en el proceso de fijación de la tarifas de crudo por oleoducto. Que mediante la Resolución 31489 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía estableció que el período de negociación entre transportador y remitentes para la fijación de tarifas por oleoducto por el periodo tarifario 2015-2019 culminaría el 30 de octubre de 2015.

Posteriormente, mediante Resolución 31586 de 2015 amplió dicho plazo hasta el 30 de junio de 2016. Con el fin de avanzar en la etapa de negociación, las partes negociadoras consideraron pertinente contratar de manera conjunta un consultor que los apoye en la búsqueda de mecanismos que permitan llegar a un acuerdo para fijar la tarifa de transporte de crudo por oleoducto para el periodo tarifario 2015-2019.

Para el caso específico de los productores del Putumayo en donde se encuentra ubicado GTEC se resalta que la continuidad del único oleoducto colombiano disponible para atender los mercados internacionales a través del Océano Pacífico, el Oleoducto Trasandino – OTA, se encuentra en duda debido a los ataques terroristas y al aumento sistemático de válvulas ilícitas. Sólo en el año 2014, la pérdida de hidrocarburos por instalación de válvulas ilícitas y ataques terroristas alcanzó un total de 386.055 barriles, equivalente al 4.47% del volumen total transportado por el sistema, representando un costo adicional para las operadoras de US\$ 4.00 por barril transportado y vendido. Adicionalmente y no menos importante, es la contaminación ocasionada por las refinerías artesanales e ilegales detectadas en el Putumayo y Nariño, donde procesan el crudo hurtado y vierten los desechos residuales sin ninguna consideración con el medio ambiente.

Aunado a lo anterior, el incremento tarifario que potencialmente se puede dar en el proceso de revisión que actualmente cursa en la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, afectará sin lugar a dudas la rentabilidad de los proyectos petroleros y la economía regional al forzar a los productores del Putumayo a utilizar mecanismos alternos de transporte.

OLEODUCTOS Y CARACTERÍSTICAS:

Oleoducto Caño Limón-Coveñas.

Tiene 770 kilómetros de longitud y a través de él se transportan los crudos producidos en el campo Caño Limón (Arauca).

Oleoducto del Alto Magdalena.

Transporta los crudos que se obtienen en el Valle Superior del Magdalena y en el cual Ecopetrol participa con el 49%.

Oleoducto de Colombia.

Tiene 481 kilómetros y conecta la estación de Vasconia con el puerto de Coveñas. Ecopetrol tiene el 42.5% de participación.

Oleoducto Central S.A. (Ocensa).

Con 790 kilómetros de longitud, transporta fundamentalmente los crudos del Piedemonte Llanero (Cusiana- Cupiagua) hasta el terminal marítimo de Coveñas.

Oleoducto Trasandino.

Con 306 kilómetros, transporta petróleo desde Ecuador hasta el puerto de Tumaco, sobre el Océano Pacífico.

Los oleoductos incluyen todas las instalaciones físicas necesarias para el transporte de crudo fiscalizado desde los nodos de entrada hasta los nodos de salida incluyendo, entre otros, la tubería, las unidades de bombeo, las estaciones de medición, los sistemas de control y los tanques que se usan para la operación del sistema de transporte

El transporte por ductos, constituido por varios oleoductos conectados entre sí, forma un sistema o red cuyo servicio de transporte se utiliza para llevar el crudo tanto a los centros de refinación y a los puntos de embarque para ser exportado.

La necesidad de oleoductos para el transporte de crudo, frente a otras opciones como lo es el uso de carro tanques, surge de las grandes distancias existentes entre los yacimientos y los centros de tratamiento y consumo del crudo.

La capacidad de los oleoductos, está condicionada al volumen de producción de los yacimientos y a la cantidad de reservas asociadas a estos. El desarrollo de la infraestructura utilizada para el transporte de crudo responde a los hallazgos de reservas de crudo en el país y a los requerimientos de las refinerías. Estas redes de ducto se caracterizan por ser el medio de transporte más económico dadas las grandes distancias que debe recorrer el crudo para llegar a su destino, aun cuando su desarrollo "...involucra costos hundidos e inversiones específicas que no tiene usos alternativos.

La red nacional de oleoductos está diseñada, fundamentalmente, para llevar el crudo hacia los puertos de exportación de Coveñas, en el mar Caribe y las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena

Esta red de oleoductos está conformada por dos tipos de oleoductos, unos considerados como secundarios, entendidos estos como aquellos que inician su trayecto en los centros de explotación, y que posteriormente se conectan con oleoductos denominados para efectos de este estudio primarios, cuya capacidad para transportar el crudo es mayor y son los que conducen este a los centros de refinación y exportación.

Esta red de oleoductos surge como infraestructura necesaria para la extracción del crudo por parte de las empresas que lo explotan. Solo existe en Colombia un oleoducto cuyo origen radicó en la iniciativa empresarial de constituir un transportador puro, cuyo objeto se centró únicamente en el transporte de crudo y no realiza actividad diferente dentro de la industria de hidrocarburos, este es el oleoducto Central (Ocensa)

Las condiciones de acceso a los oleoductos.

El marco regulatorio que rige a los servicios de transporte de crudo se encuentra incorporado en el Código de Petróleos de 1953, reformado en 1963. Este código declara de utilidad la industria del petróleo y confiere a su transporte rango de servicio público. Además, establece los requisitos, procedimientos y obligaciones que se deben cumplir respecto al transporte de crudos por oleoductos, dictando entre otras una libertad de acceso y construcción de oleoductos. Igualmente indica cuales son de uso privado, y el derecho de preferencia del Estado por los oleoductos privados, previo pago de regalías, así como los de uso público que son considerados como un servicio público de transporte y donde se reconoce un derecho de preferencia para el uso del servicio por parte del Estado.

Los cambios normativos sobre el transporte de crudo por oleoductos y sobre la fijación de tarifas respectivamente, establecen nuevos mecanismos que disciplinan la conducta de los agentes que conforman este mercado. Ellos son:

- Acceso sin discriminación al servicio público de transporte, a las conexiones y ampliaciones de los oleoductos.
- Obligación de celebrar acuerdos de transporte entre transportadores y remitentes especificando claramente las obligaciones de cada uno y los mecanismos de solución de controversias.
- Obligación de implementar y publicar el Manual del Transportador y de publicarlo en el BTO, además de presentar informes al MME con información de los oleoductos. Al exigirse la publicación del Manual del Transportador en el BTO, se da mayor claridad en las reglas para determinar el precio del servicio y las condiciones de su prestación dada la mayor asimetría en la información que poseen los agentes.

5.8.2 Tracto Camiones. Dentro del marco regulatorio Colombiano se ha establecido para su estricto cumplimiento el Plan de seguridad Vial que para el transporte de crudo en Carro tanques se ha vuelto esencial siendo este un material peligroso. Mediante la Resolución 0001565 del 6 de junio del 2014 por la cual se expide la Guía Metodológica para la elaboración del plan estratégico de seguridad vial. Con el fin de asegurar la efectividad del Plan de seguridad vial, se debe contar con la guía del PROGRAMA CONTROL OPERACIONAL en el cual se determina el procedimiento de trabajo seguro para la actividad de conducción de vehículos.

Además de la Guía de Seguridad Vial se debe exigir a las empresas transportadoras de hidrocarburos las siguientes reglamentaciones esenciales para el transporte de Hidrocarburos por Carretera:

Ley 769 del 6 de Agosto de 2002. Código Nacional de Tránsito Terrestre y se dictan otras disposiciones.

Ley 1242 del 5 de Agosto de 2008. Código Nacional de Navegación y Actividades Portuarias Fluviales.

Decreto 3075 del 23 de Diciembre de 1997 expedido por el Ministerio de Salud

Decreto 174 del 5 de Febrero de 2001 expedido por el Ministerio de Transporte

Decreto 1609 del 31 julio DE 2002. Por la cual se reglamenta el manejo y transporte terrestre automotor de mercancías peligrosas por carretera

Resolución 1555 del 27 de Junio de 2005 Min. Transporte. Reglamenta el Procedimiento para obtener el certificado de aptitud físico/mental y coordinación motriz para conducir.-

Resolución 3027 del 26 de Julio de 2010 Por la cual se actualiza la codificación de las infracciones de tránsito, de conformidad con lo establecido en la Ley 1383 de 2010, se adopta el Manual de Infracciones y se dictan otras disposiciones

Ley 105 del 30 de Diciembre de 1993. Artículo 9°, Infraestructura del transporte.

NTC 4702-3 Norma Técnica Colombiana CLASE 3 Corresponde a Líquidos Inflamables.

Norma Técnica Colombiana 1692 Transporte de mercancías peligrosas, clasificación, etiquetado y rotulado.

Norma Técnica Colombiana 2880 Mercancías peligrosas clase 2. Condiciones de transporte terrestre

Norma Técnica Colombiana 3853 Equipo, accesorios, manejo y transporte de G.L.P (Gas Licuado de Petróleo)

Norma Técnica Colombiana 4435 Transporte de mercancías. Hojas de seguridad para materiales. Preparación

Norma Técnica Colombiana 4532 Transporte de mercancías peligrosas. Tarjeta de emergencia para transporte de materiales. Elaboración.

Norma Técnica Colombiana NTC 5773

Norma Técnica Colombiana NTC 4702

Norma Técnica Argentina NAGE 402 y NAGE 406.

Guía RUC de Transporte del 7 de Marzo de 2011

Resolución 1282 de 2012

Tarifas de Transporte de Crudo por Carro tanque

Siendo el transporte de crudo por carro tanque el medio alternativo para competir contra los oleoductos es necesario establecer el método más adecuado para regular las tarifas del mismo, es por esto que cobra gran relevancia el ICTC cuya base es una investigación estadística que permite medir la variación porcentual promedio de los precios de un conjunto representativo de bienes y servicios necesarios, para garantizar la movilización de un vehículo prestador del servicio del transporte de carga por carretera en el país, a lo largo del tiempo.

El Índice de Costos del Transporte de Carga por Carretera –ICTC– es una operación estadística resultado de una investigación del sector realizada por el DANE en el marco del CONPES 3489 de 2007, que permite medir la variación porcentual promedio de precios de un conjunto representativo de bienes y servicios necesarios, para garantizar la movilización de un vehículo prestador del servicio del transporte de carga por carretera en el país, a lo largo del tiempo.

Es un indicador especializado que permite la toma de decisiones por parte de entidades del gobierno y empresas privadas del sector.

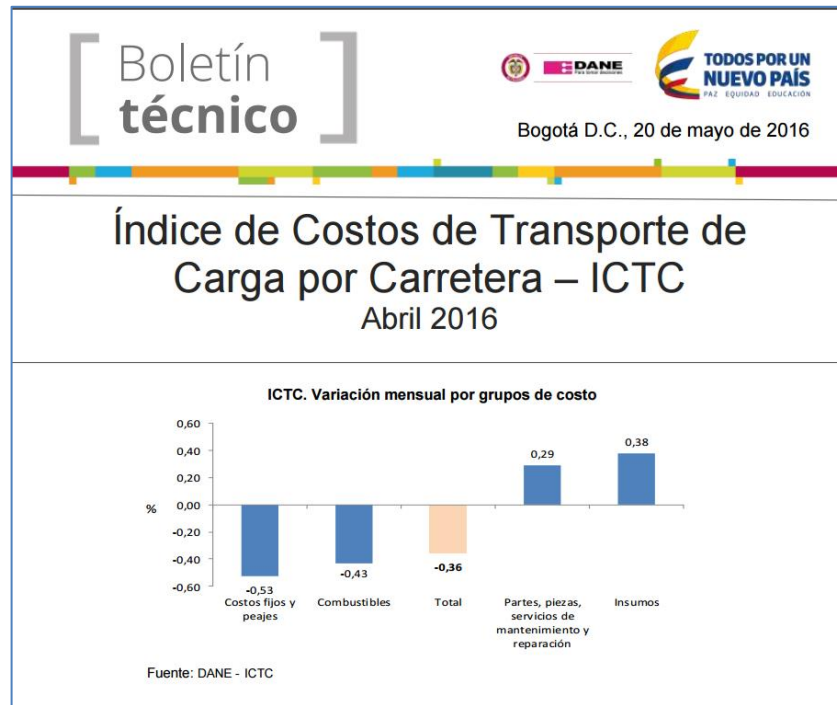
Los propósitos de uso de la información del ICTC, permiten:

Actualizar la estructura de costos operativos del transporte de carga por carretera en Colombia.

- Servir de guía en el establecimiento de las condiciones económicas de los contratos celebrados en el sector.
- Medir la incidencia de la variación de precios de los combustibles, insumos, factores (impuestos, seguros, mano de obra, costos de capital y peajes) y partes, piezas, servicios de mantenimiento y reparación, dentro de la estructura de costos operativos del transporte de carga por carretera.

Dentro del proceso de diseño del ICTC, se han conservado las recomendaciones internacionales sobre la construcción de índices de precios y costos, contenidas dentro del Manual del Índice de Precios al Consumidor y del Fondo Monetario Internacional- FMI. Igualmente, se contó con la participación permanente de actores institucionales y expertos nacionales e internacionales (Statistics Canada).

Figura 16. Índice de Costos de Transporte de Carga por Carretera



Después de continuas mesas de trabajo con el Ministerio de Transporte, y en atención a la necesidad de actualizar la estructura media de costos de los vehículos prestadores del servicio de transporte de carga por carretera, el DANE suscribió el convenio interadministrativo 136 de 2015, que le permite entre otros, sumar esfuerzos con el Ministerio para actualizar la información básica relacionada con el sector del transporte de carga y aplicar un re-diseño al ICTC. A partir de abril de 2016 se produce información para el total nacional y según 8 corredores de carga, calculando el índice con las ponderaciones obtenidas en 2014, que reflejan los costos de la estructura productiva de los vehículos de carga en Colombia. La base del índice es actualizada a diciembre de 2015, y se publicarán resultados mensualmente. Los usuarios pueden acceder a la información mediante la página WEB del DANE.

Figura 17. Variación y Resultados del Índice de Costos para Abril de 2016

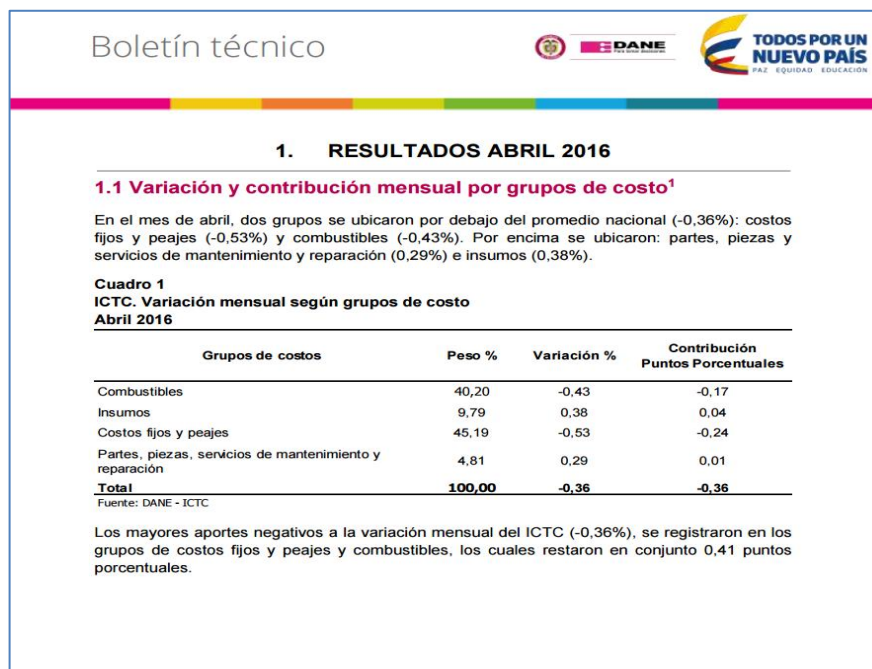
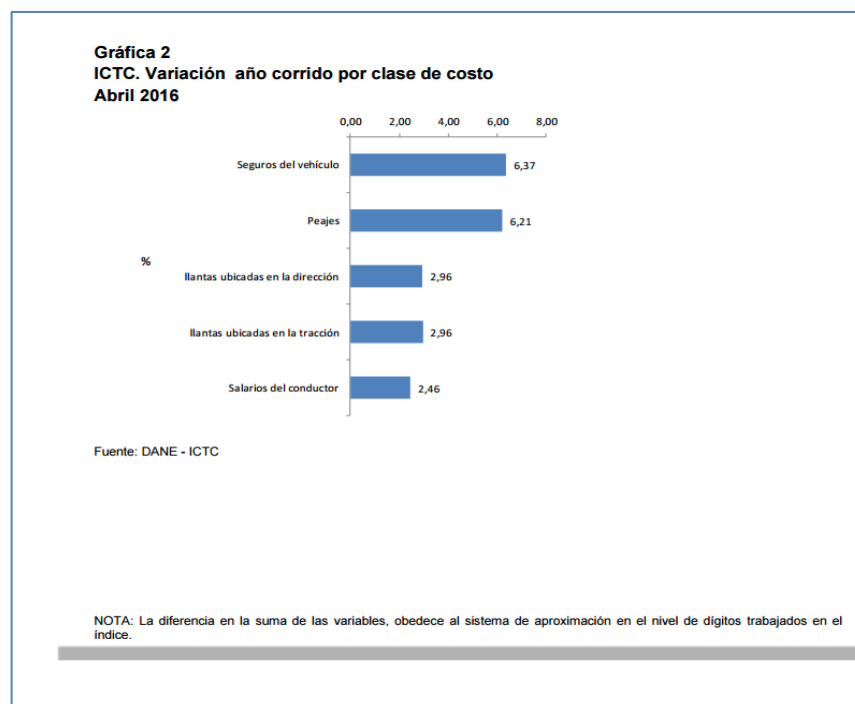


Figura 18. Variación por Clase de Costo



5.8.3 Nominaciones. La nominación de petróleo crudo se lleva a cabo de acuerdo con los procedimientos de transporte, dicha nominación genera un compromiso para la empresa y el transportador

El denominado “proceso de nominación” (para los propietarios de los oleoductos, los remitentes propietarios o no propietarios) entendido este como la solicitud del servicio para el mes de operación, en donde se especifica el volumen de transporte requerido, el nodo, de entrada y de salida, y la cantidad de crudo que se transporta. Esto regula la relación entre las partes que celebran el acuerdo, además de establecer normas relativas a balance, calidad, cantidad de crudo, responsabilidad por pérdidas identificables y no identificables y el procedimiento a seguir en caso de desacuerdo para que el MME intervenga y medie discrepancias existentes inter partes.

6 CONCLUSIONES

Las variaciones en precios obedecen a factores geopolíticos que son difíciles de predecir y controlar localmente, sin embargo un conocimiento adecuado de la geopolítica global permite prever el comportamiento del mercado

Es importante conocer y comparar las variaciones de los marcadores locales en relación a los marcadores internacionales antes de establecer contratos, es decir el marcador Brent y WTI normalmente tienen diferenciales que no son iguales y si son significativos al momento de definir las fórmulas de precios

Se debe establecer en el contrato la página de publicación de precios, el código de referencia de cada precio, el periodo que se toma en relación al B/I

No siempre se valora la calidad de la misma forma en referencia a un sistema de oleoductos, por consiguiente se debe hacer un análisis de los puntos de compensación por calidad dentro de una corriente y compararlos contra las demás opciones disponibles en el mercado

Es fundamental conocer el detalle de la operación de comercialización que aplica cada trader, los recursos con que cuenta en el país y fuera del país, la capacidad económica que tiene para desembolsarlos pagos pues en ocasiones y sin comprometer volúmenes se pueden lograr pagos por anticipado con precios de referencia mientras se conocen los precios reales que corresponden al periodo acordado de precios

La calidad del producto solo se valora si se conoce las condiciones de la refinería final a la que llega el crudo, ara el caso específico de los crudos de Gran Tierra este es un crudo que posee características muy valoradas en las refinerías de Chile y de la costa del golfo

Cuando se evalúa un negocio se debe tener en cuenta siempre el marcador internacional, el diferencial que hay contra el marcador nacional, los Premium por calidad que se puedan recibir, el periodo a tomar para precio y ara diferencial, el punto de entrega, el punto de venta, los costos por tracto camión, la TRM a utilizar, los costos de descargue, los costos por oleoducto, los costos de puerto, los impuestos, el fee de comercialización, el responsable en caso de perdidas, los bancos de calidad a aplicar, el tamaño del buque en el cual se va a exportar

Las tarifas de transporte por oleoducto están reguladas por ser este un servicio público, por consiguiente se debe conocer el comportamiento de las mismas antes de firmar compromisos a largo plazo más aún si se adquieren compromisos ship or pay o take or pay, se recomienda en las condiciones actuales del mercado no hacer compromisos a largo plazo hasta que finalice el periodo de negociación de oleoductos para el periodo 2015 - 2019

La situación actual del mercado de transporte en tracto camión permite obtener tarifas competitivas por dos factores básicos que son la actual TRM y la disponibilidad de camiones en el país, se debe hacer un análisis juicioso para comparar opciones logísticas considerando los puntos de cargue y descargue del país

BIBLIOGRAFIA

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 124386 [15 de julio de 2010]. Por la cual se determina la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos. Bogotá: El Ministerio, 2010.

-----. Resolución No. 31325 de 2015 (Junio 30) Por la cual se modifica la Resolución número 72 146 del 7 de mayo de 2014, mediante la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos. Bogotá: El Ministerio, 2015

-----. Resolución 31489 (25 de septiembre de 2015) Por la cual se modifica la resolución N 72 146 del 7 de mayo de 2014, mediante la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos. Bogotá: El Ministerio, 2015