

**SELECCIÓN DE UN MÉTODO DE COMPENSACIÓN VOLUMETRICA POR
CALIDAD PARA EL TRANSPORTE POR OLEODUCTO DE CUATRO TIPOS DE
CRUDOS DE CAMPOS EN LA CUENCA DEL CAGUÁN-PUTUMAYO**

**ANDRÉS FELIPE GARCÉS GAITÁN
CAMILA ANDREA SÁNCHEZ CORREDOR**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2017**

SELECCIÓN DE UN MÉTODO DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD PARA EL TRANSPORTE POR OLEODUCTO DE CUATRO TIPOS DE CRUDOS DE CAMPOS EN LA CUENCA DEL CAGUÁN-PUTUMAYO.

**ANDRÉS FELIPE GARCÉS GAITÁN
CAMILA ANDREA SÁNCHEZ CORREDOR**

**Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
HERNANDO ENRIQUE BARRIOS CALDERÓN
Ingeniero civil**

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2017**

Nota de aceptación

Presidente de jurados
Juan David Rengifo

Jurado
Nadim Elias Escaño

Jurado
Dany José Cardenas

Bogotá D.C Junio de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA- PEÑA

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios de ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

Primero que todo quiero agradecer a Dios por permitirme culminar esta etapa de mi vida con éxito.

Dedico este proyecto a mi familia por brindarme todo el apoyo incondicional durante este proceso, sin ellos no hubiera sido posible. A mi madre Carlota Gaitán que siempre ha sido mi pilar y mi fuerza durante toda mi vida.

A mi abuelita Lilia que siempre ha estado pendiente de mí en todo momento brindándome su apoyo incondicional, a todas aquellas personas que me acompañaron durante este proceso y aportaron de una manera u otra para que esto fuera posible. Muchas gracias.

Andrés Felipe Garcés Gaitán.

Quiero darle gracias a Dios por darme la oportunidad de culminar otra gran etapa de mi vida con éxito. Dedico este proyecto a mi papá Francisco Sánchez, quien siempre ha estado para apoyarme y alentarme a seguir adelante en mis proyectos de vida sin importar lo difícil que pueda ser, a mi mamá Gloria Corredor que a su manera ha sabido también apoyarme durante este camino y a mis hermanos que siempre han estado apoyándome incondicionalmente.

Le dedico este logro al ángel que desde el cielo envía las mejores bendiciones para mí y que estaría inmensamente orgulloso de cada uno de mis logros, a mi abuelita Ana y mi tía Ana Rosa, dos mamás más en mi vida que también han hecho parte de mis logros y a mis amigos que han hecho de este un camino más feliz porque no podría elegir mejores que ellos.

Camila Andrea Sánchez Corredor.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de América y sus directivas por siempre brindarnos el apoyo académico necesario para culminar este proyecto.

A la empresa Oleoducto de Colombia S.A. por brindarnos la confianza de poder llevar a cabo este proyecto y brindarnos la mayor atención posible para poder cumplir todos los objetivos planteados.

Un agradecimiento muy especial a nuestro director de proyecto Hernando Enrique Barrios Calderón que siempre estuvo pendiente de nosotros para cualquier problema que se nos presentara brindándonos su conocimiento y experiencia para sacar adelante este proyecto.

A nuestro Co-Director Jaime Fernando Amariz que siempre nos atendió en todo momento sin importar la hora ni el lugar para ayudarnos en lo que necesitáramos.

A nuestro asesor técnico Juan David Rengifo que siempre nos brindó su conocimiento para poder realizar el proyecto de la mejor manera.

A todos los docentes de la universidad América que nos ayudaron a solucionar dudas e inconvenientes que tuvimos durante la realización del proyecto y aportaron de una manera u otra para que todo saliera adelante.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	22
OBJETIVOS	23
1. GENERALIDADES DEL OLEODUCTO	24
1.1 UBICACIÓN	24
1.2 TOPOGRAFÍA	27
1.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	29
1.3.1 Estación Vasconia	29
1.3.2 Estación Caucasia	31
1.3.3 Estación Coveñas	33
2. GENERALIDADES DE LOS MÉTODOS DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD	35
2.3 MÉTODO DE CORTES POR DESTILACIÓN	40
2.4 MÉTODO DE REFINACIÓN	43
2.5 NORMATIVIDAD VIGENTE PARA LA COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD EN TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	44
3. PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS CRUDOS	47
3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL CRUDO	47
3.2 CRUDO COHEMBÍ	50
3.3 CRUDO COSTAYACO	52
3.4 CRUDO QUINDE	54
3.5 CRUDO CAPELLA	56
4. PRUEBAS DE LOS MÉTODOS DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD	58
4.1 CRUDO COHEMBÍ	58
4.1.1 Método de API y azufre	58
4.1.2 Método de cortes por destilación	58
4.1.3 Método de refinación	60
4.2 CRUDO COSTAYACO	62
4.2.1 Método de api y azufre	62
4.2.2 Método de cortes por destilación	62
4.2.3 Método de refinación	63
4.3 CRUDO QUINDE	65
4.3.1 Método de api y azufre	65
4.3.2 Método de cortes por destilación	65

4.3.3 Método de refinación	66
4.4 CRUDO CAPELLA	67
4.4.1 Método de api y azufre	67
4.4.2 Método de cortes por destilación	68
4.4.3 Método de refinación	69
5. VALIDACIÓN Y SELECCIÓN DEL MÉTODO MÁS PRECISO DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD	71
5.1 REALIZACIÓN DE LA PLANTILLA EN EXCEL	71
5.2 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS DE LOS CRUDOS	76
5.3 SELECCIÓN DEL MÉTODO MÁS PRECISO DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD PARA LOS CRUDOS DE LOS CAMPOS EN LA CUENCA DEL PUTUMAYO	78
6. ANÁLISIS FINANCIERO	97
7. CONCLUSIONES	87
8. RECOMENDACIONES	89
BIBLIOGRAFÍA	90

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización Oleoducto de Colombia	25
Figura 2. Trazado general de la ruta del Oleoducto de Colombia	28
Figura 3. Área de facilidades Estación Vasconia	30
Figura 4. Área de facilidades Estación Caucasia	32
Figura 5. Área de facilidades Terminal Coveñas	34
Figura 6. Ejemplo de criterios de Compensación Volumétrica por Calidad	38
Figura 7. Secuencia actividades en proceso de valoración	39
Figura 8. Esquema de cálculos de la Compensación Volumétrica por Calidad	39
Figura 9. Esquema de destilación	41
Figura 10. Vista esquemática de la destilación del petróleo crudo y el procesamiento desde su origen	44
Figura 11. Localización Campo Cohembí	50
Figura 12. Localización Campo Costayaco	52
Figura 13. Localización Campo Quinde	54
Figura 14. Localización Campo Capella	56
Figura 15. Flujo de efectivo para el proceso actual	85
Figura 16. Flujo de efectivo para el proceso nuevo	85

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características de la tubería	29
Tabla 2. Parámetros operacionales Estación Vasconia	31
Tabla 3. Parámetros operacionales Estación Caucasia	31
Tabla 4. Parámetros operacionales Estación Coveñas	33
Tabla 5. Especificaciones mínimas de calidad	36
Tabla 6. Rangos de destilación de cada corte	41
Tabla 7. Precios fuente para valoración de cortes	42
Tabla 8. Cálculos para valoración de cortes	43
Tabla 9. Rango de grados API	48
Tabla 10. Propiedades fisicoquímicas promedio del crudo Cohembí	51
Tabla 11. Propiedades fisicoquímicas promedio del crudo Costayaco	53
Tabla 12. Propiedades fisicoquímicas promedio del crudo Quinde	55
Tabla 13. Propiedades fisicoquímicas promedio del crudo Capella	57
Tabla 14. Precio crudo mezcla Vasconia	58
Tabla 15. API y azufre crudos	58
Tabla 16. Resultados precios crudo Cohembí	58
Tabla 17. Componentes Cortes por destilación	59
Tabla 18. Precio de los componentes	59
Tabla 19. Precio de barril crudo Cohembí método de cortes por destilación	60
Tabla 20. Componentes de refinación	60
Tabla 21. Precio de los componentes	61
Tabla 22. Precio de barril de crudo Cohembí método de refinación	62
Tabla 23. Precio crudo mezcla Vasconia	62
Tabla 24. API y azufre crudos	62
Tabla 25. Resultados precios crudo Costayaco	62
Tabla 26. Componentes cortes por destilación	63
Tabla 27. Precios de los componentes	63
Tabla 28. Precio carril de crudo Costayaco método de cortes por destilación	63
Tabla 29. Componentes de Refinación	64
Tabla 30. Precio de los componentes	64
Tabla 31. Precios de barril Costayaco método de refinación	64
Tabla 32. Precio crudo mezcla Vasconia	65
Tabla 33. API y Azufre crudos	65
Tabla 34. Resultados precios crudo Quinde	65
Tabla 35. Componentes Cortes por destilación	65
Tabla 36. Precio de los componentes	66
Tabla 37. Precio de barril crudo Quinde método de cortes por destilación	66
Tabla 38. Componentes de refinación	66
Tabla 39. Precio de los componentes	67
Tabla 40. Precio barril de crudo Quinde método de refinación	67
Tabla 41. Precio crudo mezcla Vasconia	67

Tabla 42. API y azufre crudos	68
Tabla 43. Resultados precios crudo Capella	68
Tabla 44. Componentes de cortes por destilación	68
Tabla 45. Precio de los componentes	68
Tabla 46. Precio barril de crudo Capella método de cortes por destilación	69
Tabla 47. Componentes de Refinación	69
Tabla 48. Precio de los componentes	69
Tabla 49. Precios de barril Capella método de refinación	70
Tabla 50. Propiedades de los crudos de interés	71
Tabla 51. Condiciones API y Azufre	72
Tabla 52. Resultados método API y Azufre	72
Tabla 53. Precio de los componentes	73
Tabla 54. Precio cortes crudo Cohembí	73
Tabla 55. Precio cortes crudo Costayaco	73
Tabla 56. Precio cortes crudo Quinde	73
Tabla 57. Precio cortes crudo Capella	73
Tabla 58. Resultados precio barril	74
Tabla 59. Precio de los componentes	74
Tabla 60. Precio cortes crudo Cohembí	74
Tabla 61. Precio cortes crudo Costayaco	75
Tabla 62. Precio cortes crudo Quinde	75
Tabla 63. Precio cortes crudo Capella	75
Tabla 64. Resultados precio barril	75
Tabla 65. Comparación de precios por método para cada tipo de muestra	77
Tabla 66. Promedio ponderado y delta de precios	78
Tabla 67. Resultados método seleccionado CVC	79
Tabla 68. Inversión para la implementación método API y Azufre	81
Tabla 69. Costo de inversión para el método de API y Azufre	81
Tabla 70. Costos de operación Bimestrales proceso de cortes por destilación	82
Tabla 71. Costos de operación para el proceso actual	82
Tabla 72. Costos de operación para el método de API y Azufre	82
Tabla 73. Costos de operación para el proceso propuesto	83

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cálculo precio de barril API y Azufre	40
Ecuación 2. Corrección contenido de Azufre	40
Ecuación 3. Cálculo de gravedad específica	47
Ecuación 4. Cálculo de gravedad API	48
Ecuación 5. Cálculo precio corte	59
Ecuación 6. Cálculo precio barril método de Cortes por destilación	59
Ecuación 7. Cálculo precio barril método de refinación	61
Ecuación 8. Valor Presente Neto (VPN)	83
Ecuación 9. Conversión de la tasa de interés de oportunidad	84

ABREVIATURAS

°API	Grados API (American Petroleum Institute).
BBL	Barril.
BLS	Barriles.
BPH	Barriles por hora.
BSW	Basic sediments and water (contenido de agua y sedimentos).
BTO	Boletín del transportador.
°C	Grados Centígrados.
CCQC	Cohembí-Costayaco-Quinde-Capella-.
cP	Centipoise.
CPI	Contrato de Producción Incremental.
CST	Centistoke.
ρ	Densidad.
DCS	Distributed Control System (Sistema de control distribuido).
DI	Diesel.
DT	Despacho total de crudo.
EEUU	Estados Unidos.
ET	Entregas totales.
°F	Grados Fahrenheit.
g/CM3	Gramos por centímetro cúbico.
Gal	Galón.
gpm	Galones por minuto.
GE	Gravedad Específica.

IF	Inventario Final.
IIT	Inventario inicial total.
KBPD	Miles de barriles por día.
Kg/M3	Kilogramo por metro cúbico.
Km	Kilometro.
Kpa	Kilopascal.
KV	Kilovoltio.
KVA	Kilovoltioamperio.
Lb/BBL	Libras por barril.
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Gas Licuado de Petróleo).
m	Metro.
OAM	Oleoducto Alto Magdalena.
ODC	Oleoducto de Colombia.
OCENSA	Oleoducto Central.
PI	Pérdidas identificables.
PNI	Pérdidas no Identificables.
%	Porcentaje.
%S	Porcentaje de azufre.
PSIG	Pounds per Square Inch Gauge (Libras por pulgada cuadrada).
PTB	Libras de sal por cada 1000 barriles.
”	Pulgadas.
RC	Retiros de crudo.
RT	Retiros totales.
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition.

TA	Tanque.
TLU	Tanker Loading Unit.
US\$/BBL	Dolar por Barril.
USGC	US Gulf Coast.
VB	Vacuum Bottoms.
VGO	Vacuum Gas Oil.
VOL	Volumen.
Yi	Fracción de componente.

GLOSARIO

ALQUILACIÓN: es un proceso que se realiza para la producción de un componente de gasolinas de alto octanaje y es en el cual se une un alcano ramificado al doble enlace de un alqueno.

ASSAY: destilación de una muestra de crudo en un laboratorio para realizar posteriormente su caracterización fisicoquímica detallada así como la caracterización de las fracciones obtenidas de este y su contenido en el crudo de interés.

BALANCE VOLUMÉTRICO: es el balance que hace la empresa transportadora al finalizar cada mes operativo, con el fin de establecer las cantidades y calidades de crudo transportado y así mismo, establecer si se generaron pérdidas en el proceso.

BARRIL: es la unidad de volumen para hidrocarburos igual a 42 galones de los Estados Unidos de América. Cada galón es equivalente a 3.7853 litros.

BOLETÍN DEL TRANSPORTADOR: es la página web de acceso público que cada empresa transportadora debe tener, en la cual los agentes y demás interesados pueden obtener información requerida y que está regulada por las resoluciones 72145 y 72146 que regulan el transporte por oleoductos en Colombia.

CADENA PISADA: medición que se realiza poniendo el instrumento de medición sobre el suelo para asegurar que la medida realizada sea exacta y siga el trayecto del oleoducto.

CALIDAD DE CRUDO: es el conjunto de características fisicoquímicas que tiene el volumen de crudo y sus mezclas y que son necesarias para la empresa transportadora antes de iniciar el proceso de transporte.

CRUDO: es mezcla natural de hidrocarburos y otros compuestos orgánicos que existe en yacimientos subterráneos.

CRUDO MEZCLA O MEZCLA: son crudos que se mezclan entre ellos para su respectivo transporte y a la vez pueden estar mezclados con alguna otra sustancia para efectos de transporte.

CRUDO SEGREGADO: es el crudo que por un acuerdo mutuo entre el transportador y remitente se decide transportar por el oleoducto sin mezclarse con otros crudos.

DESTILACIÓN: procedimiento que se realiza para separar los componentes del petróleo por medio del calor dentro de las torres de fraccionamiento.

DESULFURADO: procedimiento mediante el cual se retira el contenido de azufre de una sustancia para obtener otros subproductos del petróleo.

MANUAL DE TRANSPORTADOR: es el documento en el cual consta de información de procedimientos operacionales y administrativos del transportador que tiene como objeto regular el funcionamiento del Oleoducto.

NODO DE ENTRADA: es el conjunto de instalaciones ubicadas en un área geográfica determinada en donde el remitente entrega el crudo y en el cual se inicia el trayecto de un oleoducto.

NODO DE SALIDA: es el conjunto de instalaciones ubicadas en un área geográfica determinada donde el Oleoducto pone a disposición del remitente el crudo y en el cual termina el trayecto.

OLEODUCTO: son todas las instalaciones necesarias para el transporte de crudo desde los nodos de entrada hasta los nodos de salida en donde están incluidas las unidades de bombeo, la tubería, los sistemas de control y las estaciones de medición

OPERADOR: es el transportador o la persona encargada de ejecutar las labores de operación del Oleoducto.

PÉRDIDAS IDENTIFICABLES: son las pérdidas de crudo que se pueden localizar en un punto específico del oleoducto, cuya cantidad es establecida mediante medición directa y son atribuibles a eventos determinados como roturas, derrames, atentados, hurtos, fuerza mayor y en general a cualquier evento justificado.

PÉRDIDAS NO IDENTIFICABLES: son las perdidas normales de crudo que están inherentes a la operación de transporte y están corresponden a contracciones volumétricas por efectos de la mezcla, escapes en los equipos, evaporación, drenajes y otras razones originadas en el manejo del Oleoducto.

PLATT'S: son los reportes de los precios base de los derivados de petróleo publicados por un ente especializado en el manejo de precios e información de mercadeo de crudo y sus derivados.

PUNTO DE ENTRADA: es el punto exacto del Oleoducto ubicado en el Nodo de Entrada, en el cual el transportador asume la custodia del crudo entregado por el remitente.

PUNTO DE SALIDA: es el punto exacto del oleoducto en el cual el remitente efectúa el retiro del crudo entregado por el transportador en el punto de salida.

REFORMADO: es un proceso químico importante en la producción de gasolina. El objetivo del procedimiento es aumentar el número de octanos de la nafta pesada obtenida en procesos anteriores mediante la transformación de parafinas y naftenos en isoparafinas.

REMITENTE: es la parte propietaria del crudo que contrata el servicio de transporte.

VALORACIÓN: es el proceso mediante el cual se calcula el precio de un crudo.

RESUMEN

Durante el desarrollo de este proyecto de grado comienza con la descripción detallada del Oleoducto de Colombia, ubicación, reseña histórica y un resumen de las principales características físicas y técnicas de dicho Oleoducto y posteriormente, se hizo una breve introducción de las generalidades de la compensación volumétrica por calidad, posteriormente se describieron los métodos de compensación: API y azufre; cortes por destilación y refinación; existentes en la industria del Transporte de Hidrocarburos y por último se referencia la normatividad que regula éste procedimiento a nivel nacional e internacional.

Se hizo una descripción general de las propiedades fisicoquímicas del crudo y se realizó una introducción de los campos Cohembí, Costayaco, Quinde y Capella, ubicados en la Cuenca del Caguán-Putumayo para realizar la descripción detallada de las propiedades de éstos crudos. Con los datos de cada crudo, se realizó la prueba de cada método de compensación volumétrica por calidad y se observaron los resultados de cada una de estas pruebas.

Se diseñó una plantilla en Excel en la que se apreciaron los resultados de las pruebas de cada método de Compensación Volumétrica por Calidad y posteriormente se seleccionó el método API y Azufre, que presentaba menor variación teniendo en cuenta los precios históricos de 6 meses del barril de crudo Mezcla Vasconia.

Se realizó el análisis financiero mediante la metodología valor presente neto, para corroborar que la selección del método API y Azufre fue la adecuada para el transporte de los crudos trabajados representando una mayor equidad en cuanto a precio de transporte y precio de barril para la empresa transportadora y las empresas interesadas en transportar

Palabras clave

- Compensación volumétrica calidad.
- Oleoducto Colombia.
- Campos Cohembí, Costayaco, Quinde, Capella.
- Cuenca Caguán-Putumayo.
- Matriz selección.
- Valor presente neto.

INTRODUCCIÓN.

En el transporte de hidrocarburos por oleoductos en Colombia se realizan procedimientos de Compensación Volumétrica por Calidad para poder asegurar a cada remitente que el volumen de crudo entregado en una corriente o instalación para ser transportado mantiene su valor y este valor será devuelto por la compañía transportadora al final del trayecto del oleoducto.

Debido a que no existe un estándar establecido para la aplicación de los métodos de Compensación Volumétrica por Calidad y a la autonomía de las empresas transportadoras para seleccionarlo, se tienen distintas opciones y es en donde se evidencian las grandes diferencias económicas, que se prestan para futuros conflictos. La idea de este proyecto de grado es llenar ese vacío existente, brindar información a las partes interesadas y ofrecer un conocimiento básico para evitar diferencias que se puedan presentar en la práctica de este método.

Este proyecto tiene como fin brindar información al sector petrolero sobre la Compensación Volumétrica por Calidad y se realizó pensando en la necesidad de información sobre este procedimiento que tiene la industria; al mismo tiempo se brinda a la Universidad un documento en donde se evidencian los distintos métodos utilizados a nivel Colombia y el mundo, resaltando la importancia que tiene el transporte de hidrocarburos en la industria petrolera.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

Seleccionar un método de compensación volumétrica por calidad para el transporte por oleoducto de cuatro tipos de crudos de campos en la Cuenca del Caguán-Putumayo.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

1. Describir las generalidades del oleoducto utilizado en el transporte de hidrocarburos de los cuatro campos que serán evaluados de la Cuenca del Caguán-Putumayo.
2. Describir las generalidades de los diferentes métodos de compensación volumétrica por calidad que hay en la industria, teniendo en cuenta la normatividad vigente que rige los procedimientos de transporte de hidrocarburos en Colombia.
3. Describir las propiedades fisicoquímicas de los crudos que serán utilizados.
4. Realizar las pruebas de los métodos de compensación teniendo en cuenta la información recolectada.
5. Seleccionar el mejor método de compensación volumétrica por calidad para los crudos estudiados.
6. Evaluar la viabilidad financiera mediante la metodología del Valor Presente Neto (VPN) del método de compensación volumétrica por calidad seleccionado anteriormente.

1. GENERALIDADES DEL OLEODUCTO

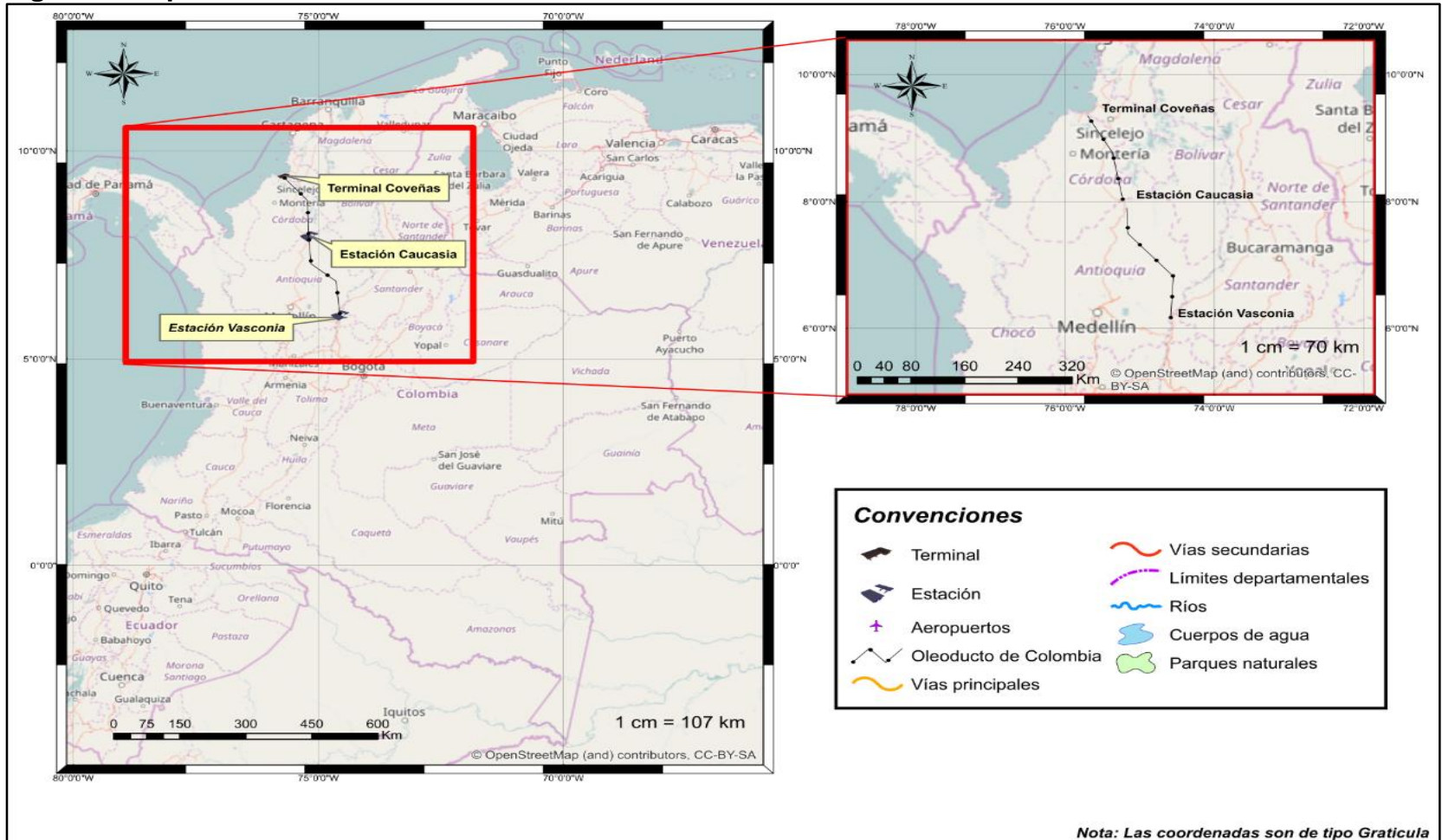
1.1 UBICACIÓN

El Oleoducto de Colombia hoy en día se constituye como uno de los principales ductos del país contando con una estación inicial (Vasconia) ubicada en el Municipio de Puerto Boyacá; Departamento de Boyacá, una estación de refuerzo (Caucasia) ubicada en el Municipio de Caucasia; Departamento de Antioquia y una terminal en tierra (Coveñas) ubicada en la subregión de Morrosquillo; Municipio de Coveñas; Departamento de Sucre (Descripción general del Oleoducto de Colombia, 2014, p1).

La extensión del oleoducto es de 480,303 km de longitud total medidos a cadena pisada abarcando los departamentos de Boyacá, Antioquia, Córdoba y Sucre. Se encarga de trasladar el petróleo de las áreas operativas del Alto/Medio Magdalena, Piedemonte Llanero y Llanos Orientales solucionando las necesidades de transporte, y a su vez tiene la capacidad de realizar el despacho del crudo de exportación hacia la unidad de carga de tanqueros (TLU) localizada Costa Afuera o se envía el crudo a la refinería de Cartagena mediante el cambio de custodia hacia Ecopetrol S.A. (Descripción general del Oleoducto de Colombia, 2014, p1).

En la Figura 1, se observa la localización del Oleoducto de Colombia en el mapa de Colombia y su respectivo trayecto.

Figura 1. Mapa de localización Oleoducto de Colombia.



Fuente. ArcGIS for Desktop Version 10 3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en <<http://www.esri.com/>>. Creado por los autores.

1.1.1 Reseña histórica. El Oleoducto de Colombia S.A. fue constituido el 10 de Julio de 1989, como una Sociedad Anónima de nacionalidad Colombiana, de economía mixta, indirecta, del orden nacional, vinculada al Ministerio der Minas y Energía, sociedad que fue autorizada por la Ley 59 de 1987y el decreto 756 de abril 22 de 1988¹.

La idea del Oleoducto de Colombia, nace como parte del plan de desarrollo 2000 en el año de 1986, en el cual Ecopetrol S.A. proyecta la construcción de un sistema de transporte de crudo entre Vasconia (Boyacá) y Coveñas (Sucre) y que más tarde en 1987 se decide dividir en dos tramos: el primero entre Dina en el Departamento de Huila y Puerto Boyacá en el Departamento de Boyacá, y el segundo tramo que constituiría el Oleoducto de Colombia, entre Puerto Boyacá y Coveñas en el departamento de Sucre, pero es solo hasta el 10 de Julio de 1989 que fue creado Oleoducto de Colombia a través de una sociedad entre Ecopetrol, Hocol S.A., ESSO Colombiana Limited, BP Exploration Company Colombia LTDA., Lasmo Oil Colombia LTDA., ELF Aquitaine Colombie S.A., Total Exploratie en Productie Maatschappij B.V., y LL & E. Colombia INC.(www.oleoductodecolombia.com, historia, 2016).

El Oleoducto de Colombia se construye entre los años de 1990 a 1992, pero el cronograma se ve afectado por problemas de orden público, una vez superados estos inconvenientes fue hasta el 13 de junio de 1992 en donde el oleoducto recibe el primer barril de crudo en la estación Vasconia, y posteriormente el 7 de Julio comienza la operación del oleoducto entre Vasconia y Coveñas y en Agosto de ese mismo año, se carga el primer buque-tanque con 362.400 barriles de crudo con un API de 27,4 grados. (www.oleoductodecolombia.com, historia, 2016).

En 1993, British Petroleum (BP) propone aumentar la capacidad de transporte diario del Oleoducto por lo cual el Ministerio de Minas y Energía aprueba la construcción de la estación Caucasia. En el año 1994, se aumenta la capacidad de almacenamiento en el terminal de Coveñas con dos tanques adicionales de 250.000 barriles cada uno y en 1995 para consolidar la capacidad incrementada de barriles por día en el Oleoducto, entra en operación la estación Caucasia. Los principales objetivos de Oleoducto de Colombia siempre han sido la proyección, construcción y ejercicio de actividades propias del funcionamiento y explotación comercial de un sistema de oleoducto. Hoy en día Ecopetrol S.A cuenta con el 42.5% de participación y el restante es repartido entre Hocol S.A, Petroleo Brasileiro S.A (Petrobras) y Perenco Colombia Limited. La sociedad tendrá una vigencia de 51 años a partir de la fecha de constitución de la Sociedad (10 de Julio de 1989 – 10 de Julio de 2040) sin embargo, por decisión de la Asamblea General podrá prorrogarse antes del vencimiento o disolverse de acuerdo con la ley y los estatutos. (www.oleoductodecolombia.com, historia, 2016).

¹ Presentación resumen Oleoducto de Colombia. Oleoducto de Colombia S.A. 2014.

1.2 TOPOGRAFÍA

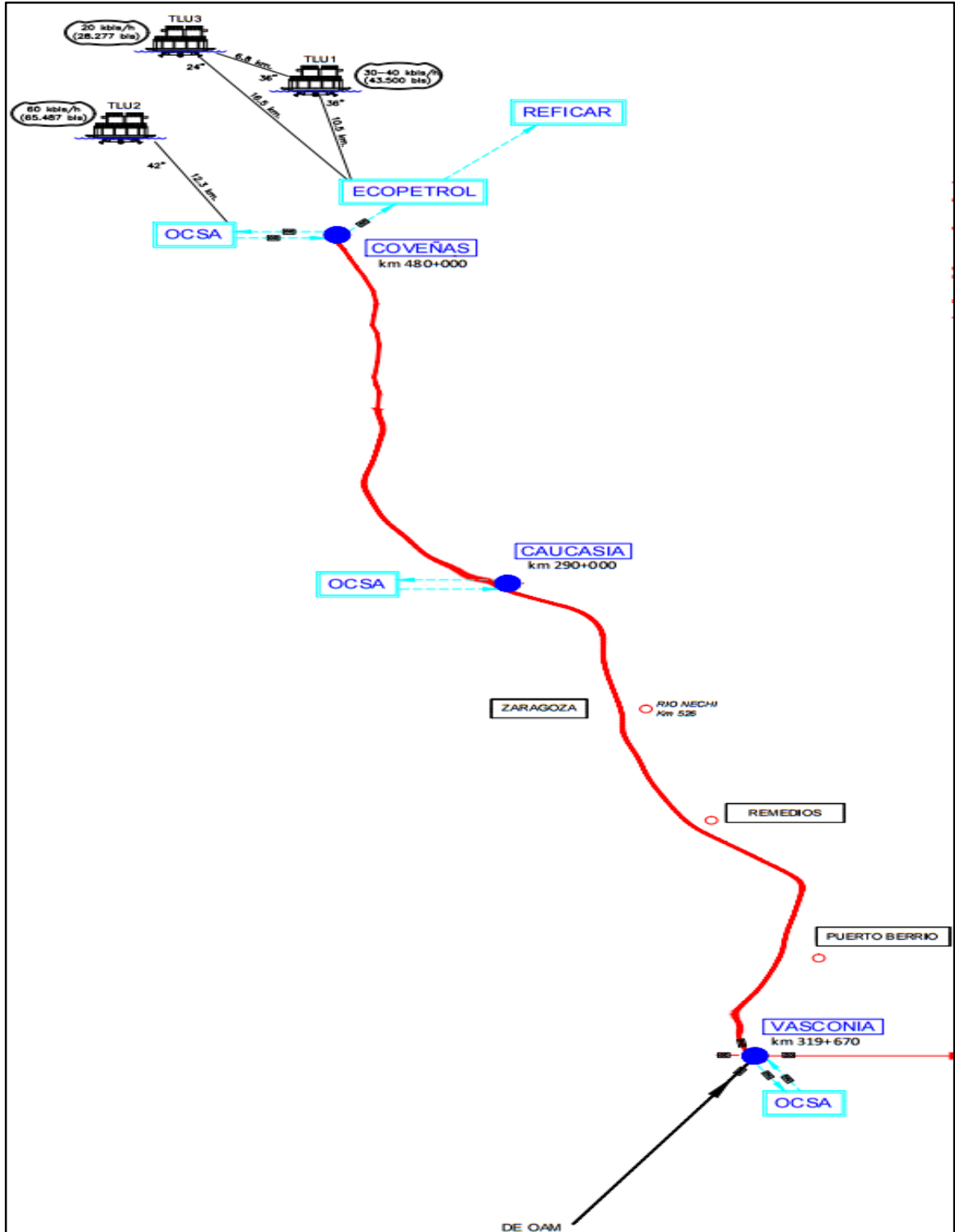
1.2.1 Definición y trazado de la ruta. La Estación Vasconia, se encuentra localizada a 18 km de la población de puerto Boyacá; Departamento de Boyacá, esta es la estación inicial del oleoducto a una elevación de 150 metros sobre el nivel del mar y con una temperatura media de 27.9 °C. (Presentación resumen Oleoducto de Colombia, 2014, s10).

La estación Caucaasia que está construida en cercanías de la población de Caucaasia en el departamento de Antioquia a una elevación de 67.47 m sobre el nivel del mar, con una temperatura media de 27°C y se encuentra a 290 km de la estación Vasconia por la línea del oleoducto. (Presentación resumen Oleoducto de Colombia, 2014, s13).

El Terminal en Tierra de Coveñas, este se encuentra localizado en el municipio de Coveñas donde se exportan los crudos por medio de una de las 2 TLU o por la TLU de Orensa, por la vía que conduce de este puerto a Montería, en la intersección con la vía que conduce a Guayabal en el Departamento de Sucre, se ubica a una altura de 10 m sobre el nivel del mar, con una temperatura media de 28.9°C y humedad relativa media de 86%, se encuentra a 483 km de la estación de Vasconia por la línea del oleoducto. (Presentación resumen Oleoducto de Colombia, 2014, s17).

En la Figura 2, se presenta el trazado general de la ruta del Oleoducto de Colombia desde su inicio en Vasconia hasta el fin en Coveñas.

Figura 2. Trazado general de la ruta del Oleoducto de Colombia.



Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Descripción general del sistema Oleoducto de Colombia. 2014. p10.

1.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

El oleoducto tiene una longitud total de 480.303 m (medidos de cadena pisada) y está compuesto por dos tramos de tubería de 24" API 5LX-65 con un espesor que varía entre 0.500" a 0.281". A continuación, en la Tabla 1, se observan las características técnicas correspondientes al Oleoducto de Colombia como son: diámetro, rango de espesor y longitud.

Tabla 1. Características de la tubería.

SECTOR	DÌAMETRO (")	RANGO DE ESPESOR (")	LONGITUD (m)
Vasconia– Caucasia	24	0.500-0.281	290954
Caucasia- Coveñas	24	0.469-0.281	179046

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Presentación resumen Oleoducto de Colombia, 2014, s8.

A continuación, se describirán las estaciones que hacen parte del oleoducto así como también la terminal, y se especificarán algunas características técnicas y la vista de planta de cada una.

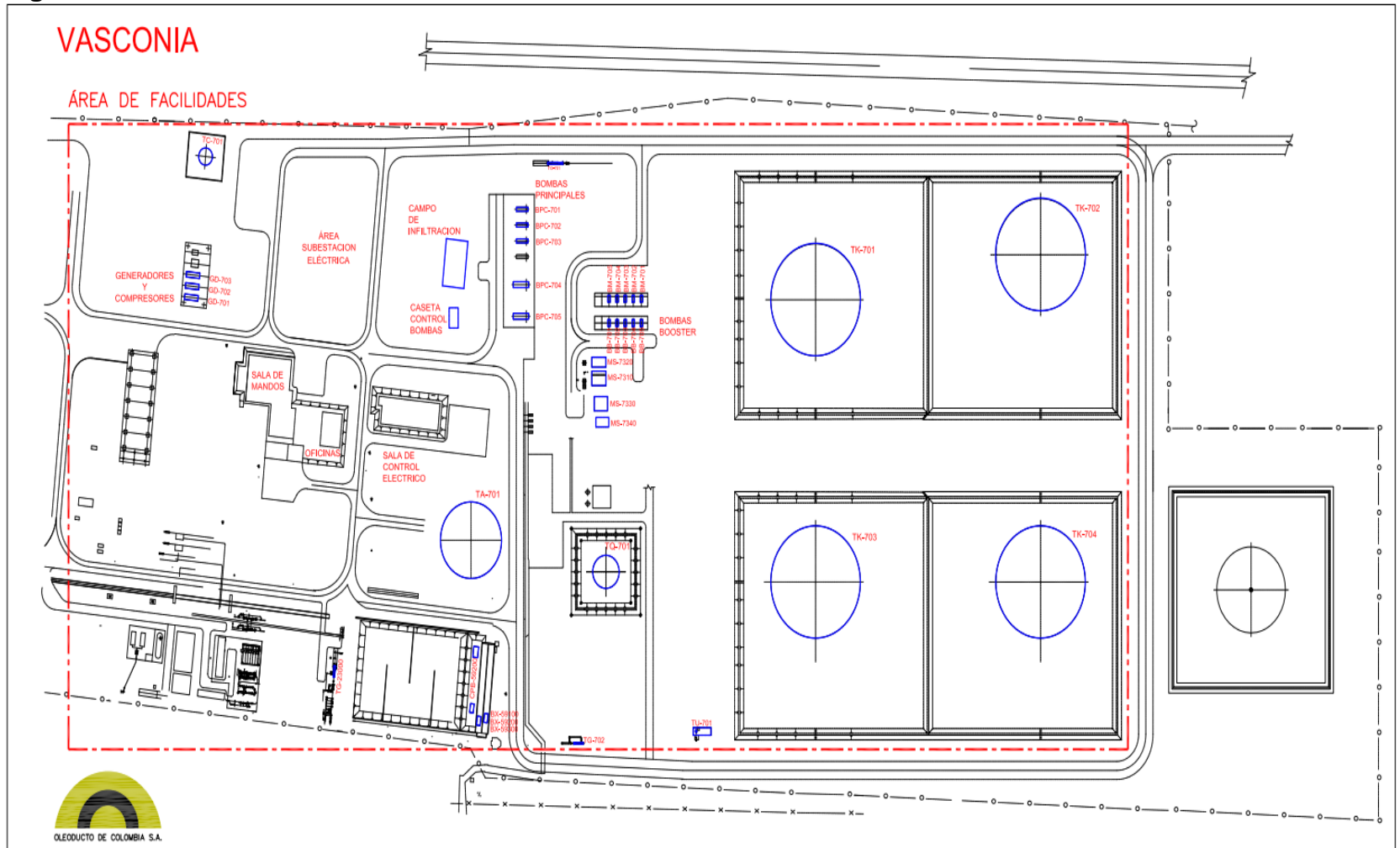
1.3.1 Estación Vasconia. La Estación Vasconia es el punto de partida de la operación, donde se recibe el petróleo del Alto/Medio Magdalena y de los Llanos Orientales. Inicialmente se almacenan los crudos pesados y mezcla que se reciben en cuatro tanques de 120.000 bbl de capacidad, para luego bombearlo a través del sistema enviándolos al terminal de Coveñas, como parte del oleoducto de Colombia. (Presentación resumen Oleoducto de Colombia, 2014, s10).

La capacidad de transporte del sistema es de 236 KBPD de una combinación de 50% entre crudo mezcla y crudo pesado y se compone de las siguientes áreas:

- Área de recibo, pre filtración.
- Área de Medición (cambio de custodia).
- Área de Almacenamiento (Tanques).
- Caseta de bombas Booster.
- Caseta de bombas principales.
- Área de despacho.
- Subestación eléctrica.

En la Figura 3, se muestra el área de la estación de Vasconia y los espacios que dispone.

Figura 3. Área de facilidades Estación Vasconia.



Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Descripción general del sistema Oleoducto de Colombia. 2014. p11.

Los principales parámetros de operación de la terminal Vasconia se encuentran a continuación en la Tabla 2.

Tabla 2. Parámetros operacionales Estación Vasconia.

PARÁMETRO	VALOR
Caudal de recibo normal	211 KBD
Caudal de recibo mínimo	73 KBD
Presión de recibo	1200 PSI
Temperatura de recibo	80 ° F
Presión de Despacho	200 PSIG
Tanques	4 TA de 120000 bls
Capacidad de operación máxima	480000 bls
Trampa de recibo de línea	20"

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Descripción general del sistema Oleoducto de Colombia. 2014. P3.

1.3.2 Estación Caucasia. La función de la estación Caucasia dentro de Oleoducto de Colombia es recibir los crudos provenientes de la estación Vasconia, e incrementar la presión en el oleoducto para que llegue a Coveñas. (Presentación resumen Oleoducto de Colombia, 2014, s13).

En la Figura 4, se observan las áreas en las que se encuentra distribuida la estación Caucasia.

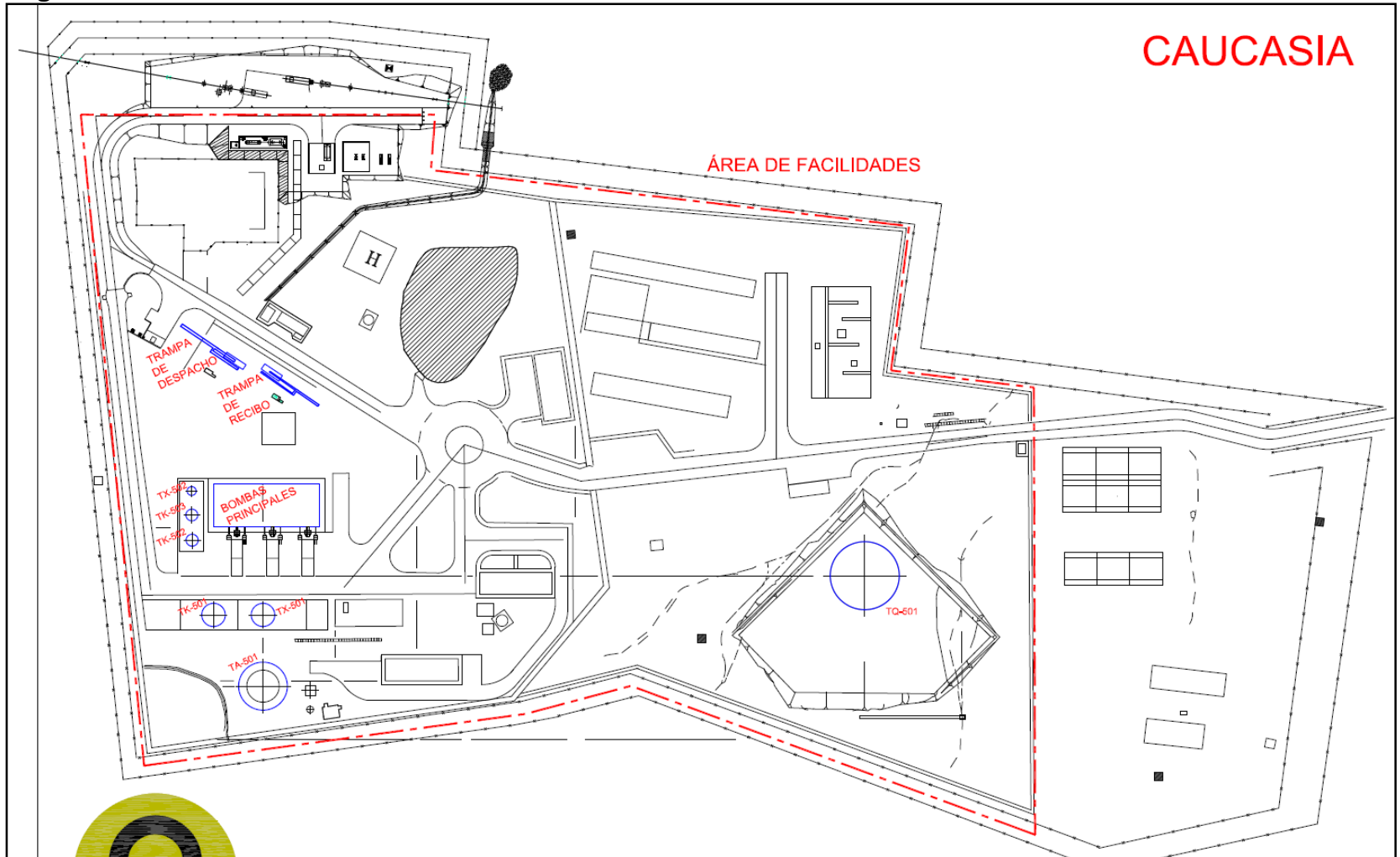
Los principales parámetros operacionales de la estación Caucasia se encuentran a continuación en la Tabla 3.

Tabla 3. Parámetros operacionales Estación Caucasia.

PARÁMETRO	VALOR
Caudal de recibo normal	210KBD
Caudal de recibo mínimo	100 KBD
Presión de recibo	100 PSIG
Temperatura de recibo	80 ° F
Presión de Despacho	200 PSIG
Temperatura de despacho	70 ° F
Trampa de recibo de línea	24 "

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Descripción general del sistema Oleoducto de Colombia. 2014. p6.

Figura 4. Área de facilidades Estación Caucasia.



Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Descripción general del sistema Oleoducto de Colombia. 2014. p12.

1.3.3 Estación Coveñas. El Terminal en Tierra de Coveñas es la Estación Terminal del Oleoducto de Colombia (ODC). En él se recibe el crudo proveniente de la Estación Vasconia pasando por la Estación Intermedia Caucasia, también se reciben los crudos de Cenit, Oleoducto Caño Limón u OCENSA, los crudos recibidos son filtrados, medidos y analizados antes de ser almacenados, para los crudos provenientes de Vasconia se les realiza una etapa de pre-filtración.

El Terminal cuenta igualmente con una sección de transferencia, compuesta por bombas y sistemas de filtración, medición y análisis. Mediante la sección de transferencia se puede efectuar el trasiego entre tanques y el envío de crudo hacia las bombas principales de Cenit para su despacho a Cartagena, o hacia los tanques del Terminal de Cenit, OCENSA Caño Limón (Presentación resumen Oleoducto de Colombia, 2014, s17). En la Figura 5, se observa el área de facilidades de la estación Coveñas con sus respectivas secciones.

Los principales parámetros operacionales del terminal Coveñas se encuentran a continuación en la Tabla 4.

Tabla 4. Parámetros operacionales Estación Coveñas.

PARÁMETRO	VALOR
Caudal de recibo normal	236 KBD
Caudal de recibo mínimo	100 KBD
Presión de recibo	100 PSIG
Temperatura de recibo	80 ° F
Trampa de recibo de línea	24 "
Sistema de almacenamiento	2 TA de 350 KB 5 TA de 250 KB
Sistema de bombeo	30 KBPD
Capacidad operacional máxima	1950 KB

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Descripción general del sistema Oleoducto de Colombia. 2014. p8.

Figura 5. Área de facilidades Terminal Coveñas.



Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Descripción general del sistema Oleoducto de Colombia. 2014. p13.

2. GENERALIDADES DE LOS MÉTODOS DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD

Dentro del transporte de Hidrocarburos por Oleoductos, se deben cumplir ciertos requisitos previos a la entrega del crudo por parte de las empresas operadoras a la empresa transportadora, que son tenidos en cuenta para realizar el plan de transporte del mismo y que son necesarios también para la realización de la compensación volumétrica por calidad de forma eficiente. Los requisitos son descritos a continuación.

Cada septiembre del año anterior al transporte del crudo se deben entregar los siguientes reportes a la empresa transportadora:

- a)** Se debe presentar un pronóstico del volumen de crudo que va a ser transportado en el Oleoducto, expresado en barriles brutos a 60° F por día.
- b)** Se debe presentar un reporte de características del crudo tales como: viscosidad a 85°, 100° y 140°F; Gravedad API a 60°F; contenido de azufre; contenido de sal y BSW.
- c)** Se debe entregar un reporte de las características del crudo que puedan generar corrosión o taponamientos en cualquiera de los equipos del Oleoducto como: punto de fluidez; contenidos de sal o sedimentos.
- d)** Se deben especificar los componentes del crudo que puedan afectar la calidad y el valor comercial de la mezcla de la sociedad como: contenido de contaminantes metálicos y azufre.
- e)** Reportar temperatura y presión de vapor en el momento de recibo, que puedan afectar el manejo del crudo en el oleoducto.
- f)** Gravedad API, viscosidad o contenido de agua que puedan determinar ineficiencias de la operación, no compensables por los costos operacionales.

Además de las especificaciones mencionadas anteriormente, se tienen requerimientos específicos y mínimos de calidad que cada Remitente debe cumplir al momento del recibo del crudo para poder transportarlo por el Oleoducto y que se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Especificaciones mínimas de calidad.

Análisis	Estándar	Valor
Contenido de Agua y Sedimento	ASTM D-4377/API Cap. 10 Sec. 7 ASTM D-473 / API Cap. 10 Sec. 1	<0.50% Vol.
Densidad a 15 C	ASTM D-1298/API Cap. 9 Sec. 1	<946 Kg/m ³ >18° API
Viscosidad	ASTM D-445	<250 cSt
Presión de Vapor	ASTM D-323	<103 Kpa
Contenido de Sal	ASTM D-3230	<20 P.T.B.

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Manual del transportador. 2014. p48.

2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD

En el punto de entrada del Oleoducto, cada Remitente entrega un volumen de crudo para ser transportado que será valorado según las especificaciones de calidad generales mencionadas anteriormente por una empresa especialista en certificación de cantidad y calidad independiente aceptada por el Oleoducto; que le darán al crudo el valor comercial y a su vez, determinan si el crudo puede ser o no transportado por la empresa transportadora (Oleoducto de Colombia, Manual del transportador, p60).

Los volúmenes de crudo entregados por cada Remitente tienen características de composición y de calidad diferentes entre sí y mientras la junta directiva no autorice el transporte de un crudo segregado, todos los crudos entregados en el punto de entrada son transportados como mezcla por el Oleoducto. Por efecto de la mezcla de los crudos, cada Remitente recibe en el punto de salida un crudo con una calidad distinta a la del crudo entregado en el punto de entrada.

En cualquier Nodo de Entrada del Oleoducto donde confluyan dos corrientes de petróleo con el fin de ser transportadas, se debe establecer un Ajuste por Compensación Volumétrica por Calidad². La Compensación Volumétrica por Calidad, es un método que se realiza para establecer equidad a la hora de hacer la entrega de los volúmenes de crudo a cada Remitente en el punto de salida del Oleoducto, y a su vez, para mantener a cada uno de los Remitentes en una posición

² OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA S.A.S. Manual del transportador. 2014

sustancialmente equivalente a la que tendrían si se transportara el crudo de forma segregada.

El propósito de la Compensación Volumétrica por Calidad es establecer un sistema que permita compensar en volumen a aquellos Remitentes que reciban un Crudo de menor calidad, descontándoles volumen a aquellos Remitentes que reciban un Crudo de mejor calidad que la entregada. La suma de los volúmenes acreditados y descontados entre los Remitentes debe ser igual a cero, con lo cual los ajustes por compensación se realizan entre los Remitentes, y el operador del Oleoducto no percibe ningún ingreso o egreso de volumen por este procedimiento³.

Este proceso, se lleva a cabo teniendo en cuenta los volúmenes y calidades iniciales y finales de los crudos y el cálculo de los precios del barril en cada mes para hacer la relación al final y entregar a cada Remitente lo equivalente a su inversión en crudo.

La Compensación Volumétrica por Calidad, se realiza cada mes calendario por la empresa transportadora y tiene las siguientes características (Manual del transportador Oleoducto de Colombia, 2014, p64):

- a)** En cada mes calendario, se realiza un balance volumétrico del crudo de cada Remitente, teniendo en cuenta los volúmenes y calidades entregados; retirados y en tránsito.
- b)** Los Remitentes que hayan entregado en el nodo de entrada del Oleoducto, un crudo con una calidad más alta que el crudo mezcla que se entrega a la salida del Oleoducto, recibirán una compensación en volumen equivalente a la que tendrán a su cargo los Remitentes que entreguen en el nodo de entrada crudo con calidad inferior que el crudo mezcla resultante.
- c)** El procedimiento de Compensación Volumétrica por Calidad, será interno entre los Remitentes y la empresa transportadora, de manera que los saldos volumétricos finales sean igual a cero y la empresa transportadora será mediadora, reguladora, liquidadora y responsable de la distribución de las compensaciones y por esto no tendrá que pagar ni cobrar volumen alguno por ese concepto.
- d)** El procedimiento no hace parte de la tarifa de transporte pues el balance volumétrico siempre será conciliado en crudo por lo que los Remitentes no podrán ser compensados dentro de la tarifa impuesta.
- e)** El Remitente indemnizará, liberará y mantendrá indemne al Transportador por todo costo, acción, reclamo, procedimientos intentados por terceras partes, pérdidas y todos los daños y obligaciones incurridos inherentes en la mezcla de

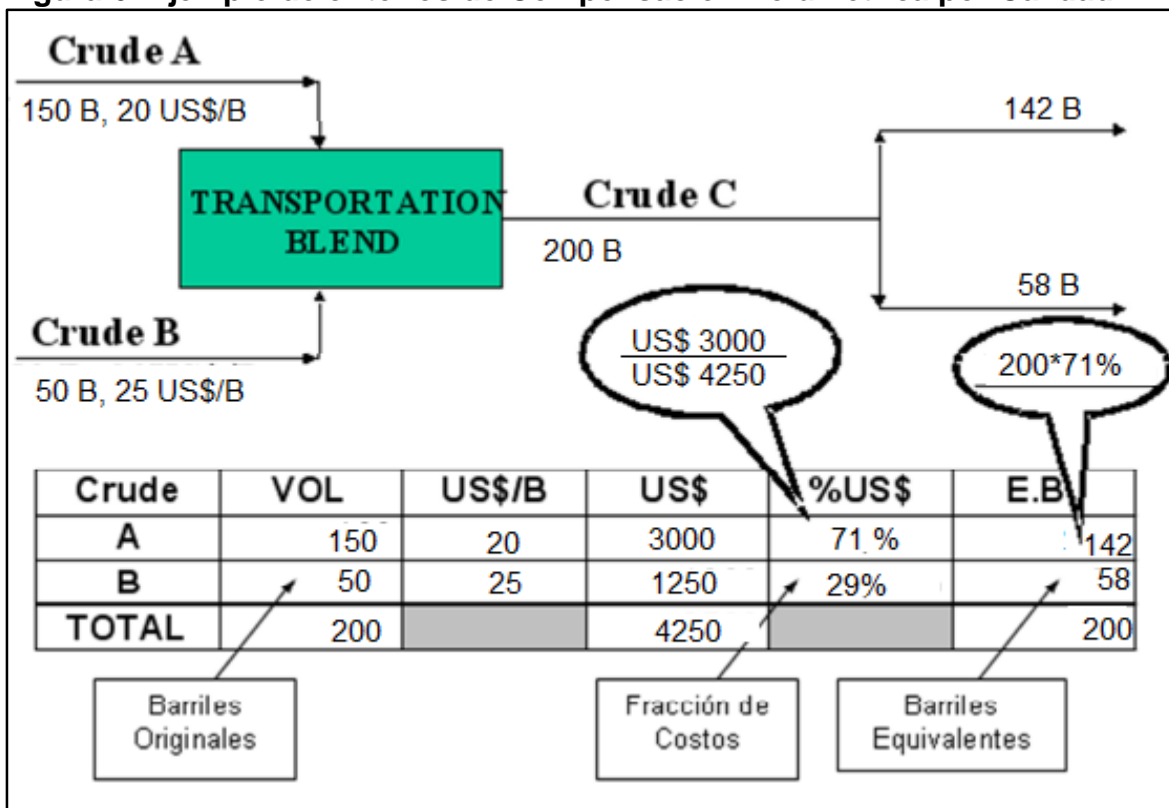
³ CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S. Manual del transportador. 2013. 59p.

hidrocarburos en el proceso de transporte y de la Compensación Volumétrica por Calidad.⁴

- f) En cualquier momento el procedimiento de Compensación Volumétrica por Calidad puede ser modificado por el transportador según sea necesario y en previo acuerdo con los Remitentes.
- g) Cualquiera de los Remitentes, puede acordar con el transportador, que a su crudo no se le realice el procedimiento de Compensación Volumétrica por Calidad, siempre y cuando esto no afecte el crudo de otro Remitente y en acuerdo previo de toda la sociedad.
- h) Todos los Remitentes en acuerdo con el transportador pueden decidir no aplicar Compensación Volumétrica por Calidad al crudo mezcla que será transportado, y por consiguiente aplicar cualquier otro método seleccionado para realizar la compensación a cada miembro de la sociedad.

En la Figura 6, se muestra un ejemplo de los criterios que se tienen en cuenta para realizar el procedimiento de Compensación Volumétrica por Calidad.

Figura 6. Ejemplo de criterios de Compensación Volumétrica por Calidad.

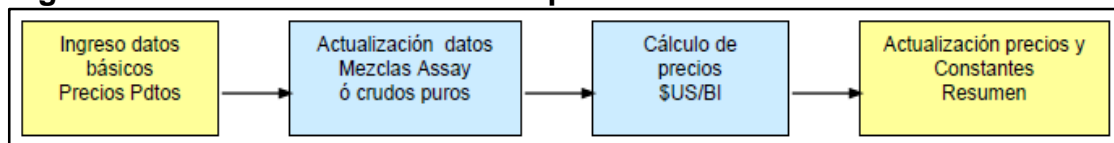


Fuente. Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. Manual del transportador. 2014. Modificado por los autores (2017).

⁴ CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S. Manual del transportador. 2013. 28p.

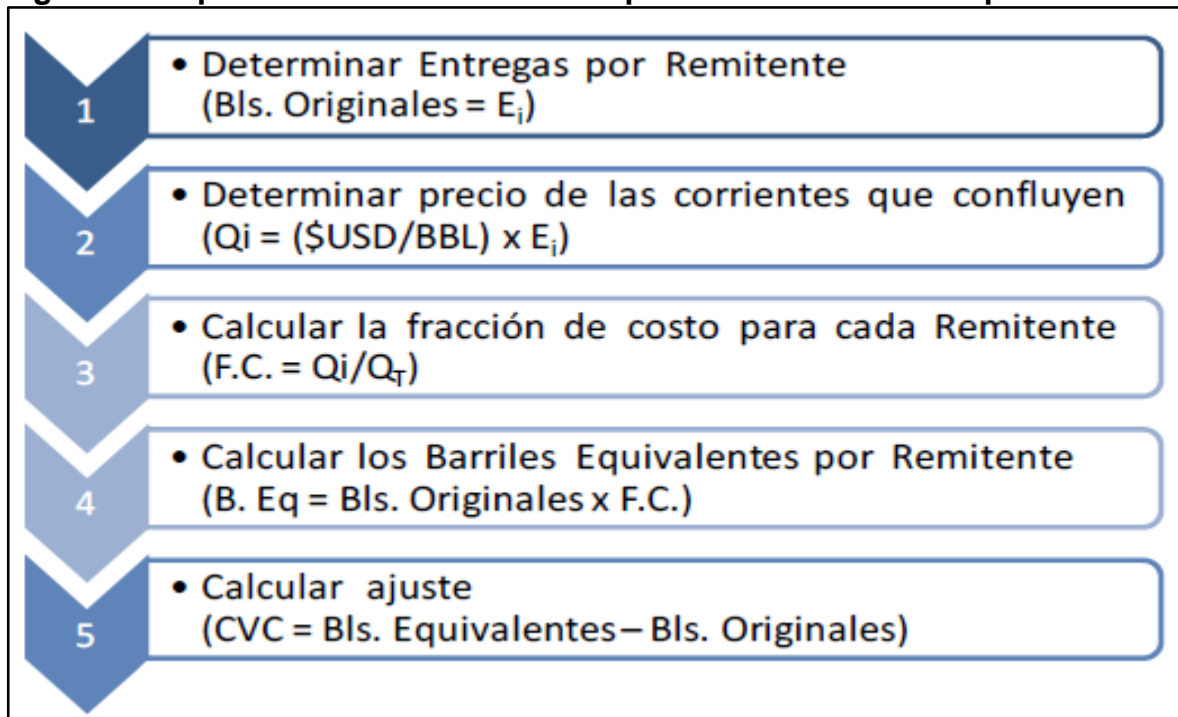
Existen tres métodos trabajados en la industria que son utilizados para realizar la Compensación Volumétrica por Calidad: API y Azufre; Cortes por Destilación y Refinación, que tienen en cuenta algunas de las propiedades fisicoquímicas de los crudos y, además, lo que el crudo es capaz de producir como subproducto. También para el procedimiento se deben tener en cuenta los precios de dichos subproductos en el mercado y el histórico de precios del barril que se maneja mensualmente en la industria para el cálculo del nuevo precio y la selección del método más acertado que arroje menor variación y en consecuencia un mejor ajuste para los Remitentes. El proceso sintetizado de la valoración del crudo y de los pasos en el procedimiento de Compensación Volumétrica por Calidad se puede apreciar en las Figuras 7 y 8:

Figura 7. Secuencia actividades en proceso de valoración.



Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Manual del transportador. 2014. p66.

Figura 8. Esquema de cálculos de la Compensación Volumétrica por Calidad.



Fuente. Cenit transporte y logística de Hidrocarburos S.A.S. Manual del transportador. 2014. p60.

2.2 MÉTODO DE API Y AZUFRE

Este método utiliza las características API y azufre de los crudos entregados por los Remitentes y sus precios por barril en el mercado, y por medio de un castigo o bonificación teniendo en cuenta los valores del crudo Mezcla Vasconia que es el crudo base, se aplican las siguientes formulaciones para el cálculo del precio de barril de crudo por mes. (Manual del transportador Oleoducto de Colombia, 2014, p68).

Ecuación 1. Cálculo precio de barril API y Azufre.

$$PRECIO\ BARRIL = Precio\ crudo\ base \pm (\Delta^{\circ}API * F) \pm K$$

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A.

En donde:

- $\Delta^{\circ}API$: Diferencial de grados API entre los crudos.
- F: 0.43 (factor promedio de 6 meses del impacto en precios de $1^{\circ}API$ en los crudos que ingresan a Vasconia).
- K: corrección por contenido de azufre que se define como:

Ecuación 2. Corrección contenido de Azufre.

$$K = \Delta S * 0.1US\$$$

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A.

En donde:

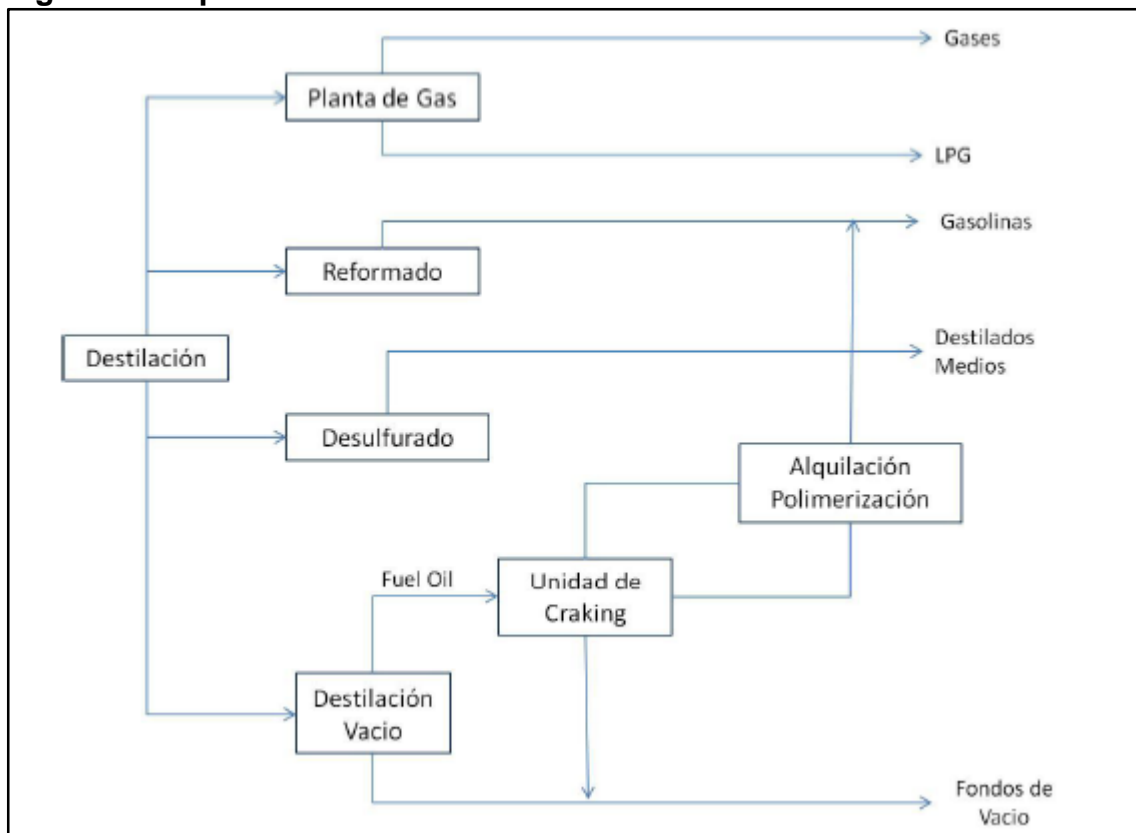
- ΔS : diferencial de porcentaje de azufre entre el crudo mezcla Vasconia (0.8%) y el porcentaje de azufre del crudo de interés.

2.3 MÉTODO DE CORTES POR DESTILACIÓN

Este método utiliza una destilación hecha en laboratorio, que modela el comportamiento de cada uno de los procesos de refinación realizados al crudo. Después de la destilación realizada, se combina el resultado de dicho fraccionamiento del crudo con el precio en el mercado de EEUU de los productos refinados para conocer el precio del barril de crudo en el mismo mercado (Manual del transportador Oleoducto de Colombia, 2014, P69).

En la Figura 9, se muestra el esquema de destilación usado por Oleoducto de Colombia S.A para obtener los subproductos del crudo transportado y calcular el precio del barril:

Figura 9. Esquema de destilación.



Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Manual del transportador. 2014. p67.

Dentro del procedimiento de destilación, se realizan cierto tipo de cortes específicos que son analizados y tenidos en cuenta para la valoración del crudo, y que son especificados en la Tabla 6.

Tabla 6. Rangos de destilación de cada corte.

FRACCION		RANGO DE DESTILACION
GASES	FOE	GASES LIVIANOS: METANO + PROPANO
	NORMAL PROPANO	
	ISO-BUTANO	
	NORMAL-BUTANO	
NAFTA		160°F A 350°F
DIESEL		350°F A 650°F
VACUUM GAS OIL (VGO)		650°F-1000°F
VACUUM BOTTOMS (VB)		1000°F +

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Manual del transportador. 2014. p67.

De los cortes anteriormente mencionados, se pueden conocer características tales como:

- Rendimiento volumétrico de cada fracción.
- API y azufre.
- Viscosidad de los fondos.

A las características anteriormente mencionadas, se les conoce internacionalmente como ASSAY. Además de estas características específicas, también se pueden determinar características generales de los crudos como el factor K entre otras.

En este método de Compensación Volumétrica por Calidad se utilizan referentes internacionales de precios para valorar cada corte realizado. Dichos precios de cada corte por lo general, son publicados por revistas reconocidas y especializadas como: Platt's y Opis o en ocasiones los del USGC, por ser el principal mercado de los crudos colombianos, pero en general, se utilizan los precios del mercado internacional (Oleoducto de Colombia, Manual del transportador, p68).

En la Tabla 7, se pueden observar las fuentes de los precios para la valoración de los cortes realizados en la destilación del método:

Tabla 7. Precios fuente para valoración de cortes.

PRODUCTOS INTERMEDIOS	FUENTE	PRECIO BASE
LPG	PLATT'S	MONT BELVIEU SPOT, LOW
ISOBUTANO		
NORMAL BUTANO		
GASOLINA NATURAL		
NAFTA DOMESTICA	OPIS	US GULF COAST
DIESEL # 2	PLATT'S	SPOT PIPELINE, LOWS
VGO BAJO CONTENIDO DE AZUFRE	OPIS	US GULF COAST
VGO ALTO CONTENIDO DE AZUFRE		
ACEITE LIVIANO DE CICLO FO 1% AZUFRE FO 3% AZUFRE	PLATT'S	SPOT WATERBORNE, LOWS

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Manual del transportador. 2014. p68.

En la Tabla 8, se muestran los detalles del cálculo de los precios para los cortes realizados teniendo en cuenta sus rendimientos volumétricos y los precios bases referenciados anteriormente:

Tabla 8. Cálculos para valoración de cortes.

Corte	Formula de valoración	Observaciones
LPG & Lighter	$Y_{(FOE+C3)} * \$ \text{LPG}$	Los rendimientos es la suma de C ₁ , C ₂ y C ₃ .
i-C ₄	$Y_{i-C4} * \$ \text{Iso Butano}$	
n-C ₄	$Y_{n-C4} * \$ \text{Normal Butano}$	
NAFTA(C5-350)	$Y_N * \$ \text{Nafta Doméstica}$	
DI(360-650)	$Y_{\text{Diesel}} * \$ \text{Diesel}$	
VGO	$Y_{\text{VGO}} * \$ \text{VGO}$	
VB	$Y_{\text{VB}} * \$ \text{VB}$	

Fuente. Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. Manual del transportador. 2014. p50.

En donde Y_i , es el rendimiento volumétrico de cada uno de los cortes resultantes del proceso de destilación.

El método de cortes por destilación tiene en cuenta los cortes de gas como uno solo, mientras que como se verá a continuación, el método de refinación tiene en cuenta cada componente del gas como un corte independiente para realizarlos cálculos.

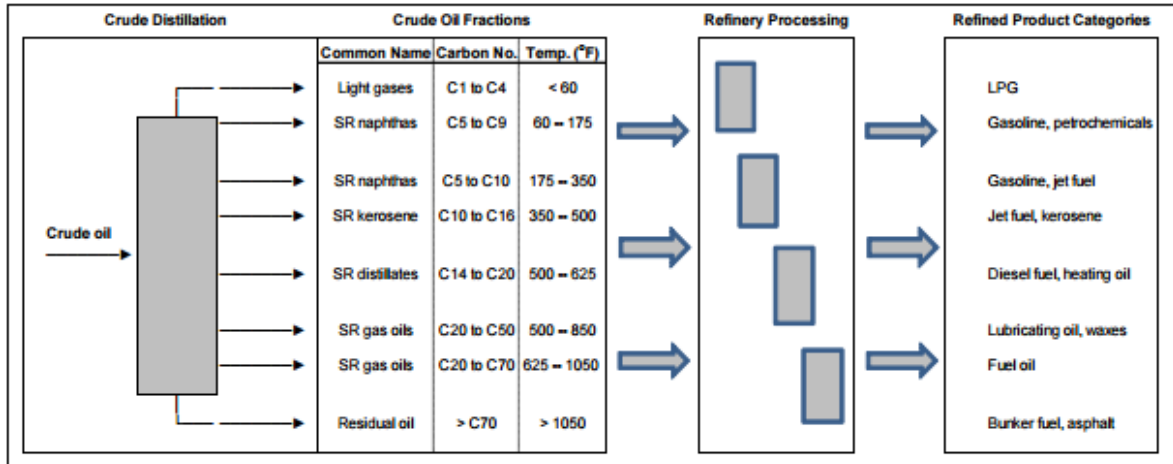
2.4 MÉTODO DE REFINACIÓN

Este método de Compensación Volumétrica por Calidad tiene un funcionamiento similar al método de cortes por destilación, ya que tiene en cuenta los subproductos que se pueden obtener del crudo después de realizarse diferentes procedimientos. Sin embargo, en este método como su nombre lo indica, se tiene en cuenta la refinación del crudo que arroja resultados de cortes más pequeños y un reporte mucho más detallado de lo que el crudo puede producir. De esta manera, al hacer la valoración del crudo, se tienen en cuenta fracciones más pequeñas de subproductos y se realiza el mismo procedimiento que se muestra en la Tabla 8, para realizar la valoración de cada refinado y al final realizar la valoración del barril de crudo. (Manual del transportador Oleoducto de Colombia, 2014, P69).

En este método los cortes del gas se tienen en cuenta de manera independiente para realizar los cálculos y de esta manera arroja resultados mucho más detallados de la composición y de los precios de los cortes.

En la Figura 10, se muestra un esquema en el que se referencian los procesos de destilación y refinación de una compañía y que muestra la diferencia en términos de subproductos resultantes de cada procedimiento:

Figura 10. Vista esquemática de la destilación del petróleo crudo y el procesamiento desde su origen.



Fuente. The International Council of clean transportation. Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diésel con contenido ultra bajo de azufre. 2011.

2.5 NORMATIVIDAD VIGENTE PARA LA COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD EN TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

La industria del transporte de Hidrocarburos por Oleoductos, y en general el transporte de Hidrocarburos, se rige a nivel nacional e internacional por cierta normatividad que asegura el buen manejo del crudo, la determinación de los precios del barril, la regulación de la calidad, los deberes de cada parte involucrada, los deberes de las empresas transportadoras con el estado; los clientes y el medio ambiente, entre otros aspectos que deben ser seguidos para un buen funcionamiento.

La normatividad que rige el negocio del transporte de Hidrocarburos en Colombia y en el mundo es:

- **Resolución 72146 del 7 de Mayo de 2014:** en esta resolución se estipula la metodología para la fijación de tarifas por transporte de crudos por oleoductos.

Dentro de los capítulos de esta resolución se especifican temas como: tipo de trayecto que debe tener tarifa de transporte por oleoducto (existente, ampliado o nuevo), la unidad monetaria en que la se expresa la tarifa de transporte que en este caso es el dólar Estadounidense, se especifica la metodología para cada tipo de trayecto. También se habla dentro de la resolución sobre las inversiones

y los costos a reconocer a los transportadores dentro de la tarifa de transporte como: amortización del capital invertido en la construcción; gastos de administración, sostenimiento y explotación; y la ganancia equitativa para la empresa.

Se estipula además la revisión de las tarifas que se debe hacer cada periodo tarifario teniendo en cuenta los costos anteriormente mencionados; la negociación de las tarifas que tiene en cuenta ciertos principios como: apertura en el cual se publica el Boletín de Transporte por Oleoducto para que todos los interesados tengan la información de la empresa, transparencia y formalidad que se refiere a la divulgación equitativa de la información a todos los interesados, igualdad de oportunidades y de trato que se refiere a la equidad que debe existir en el trato para todos los participantes y la misma oportunidad de formular ofertas dentro del proceso y uniformidad que se refiere a la información documentada disponible para consulta; uso y contratación por parte de todos los participantes.

Luego de realizar la explicación del cálculo de la tarifa para cada trayecto, la resolución propone las disposiciones finales dentro de las cuales se encuentran: el informe anual en el cual cada transportador debe dar cuenta detallada de todos sus trayectos, el factor anual de actualización tarifaria por medio del cual se acuerdan los incrementos en las tarifas de transporte, la aplicación de las tarifas en la cual se hace el cálculo de la tarifa por concepto de transporte, condiciones monetarias que contienen tablas en las que se especifican los descuentos o sobrecargos que se pueden hacer sobre la tarifa de transporte y el impuesto de transporte que debe ser recaudado por la empresa transportadora.

- **Resolución 72145 del 7 de mayo de 2014:** en esta resolución se estipula la reglamentación para el transporte de crudo por Oleoductos.

Dentro de los capítulos de esta resolución se estipulan en primer lugar, las funciones del ministerio de minas, las obligaciones de los remitentes y de la empresa transportadora, la descripción del oleoducto; teniendo en cuenta que información es de acceso público y de acceso a los remitentes o terceros o la confidencialidad que se maneje con respecto a la información. Posteriormente, se estipulan las reglas sobre accesos al oleoducto, conexiones o ampliaciones, detalles sobre la actividad del transporte y el plan de transporte que tiene la empresa transportadora.

Enseguida, se presenta la reglamentación para los balances de calidad y cantidad de los crudos entre las cuales se tienen en cuenta: aceptación del crudo para transporte teniendo en cuenta su calidad y cantidad determinadas y los balances mensuales que debe realizar el transportador. Se mencionan los lineamientos bajo los cuales se realiza el proceso de Compensación Volumétrica

por Calidad a los crudos entregados por los remitentes y los balances volumétricos para que cada remitente reciba lo equivalente a u entrega al final del trayecto de transporte y además se hace referencia a las pérdidas que pueden existir durante el transporte del crudo especificando cuando la empresa transportadora se hace cargo y cuando no para después realizar el balance para los remitentes, en el cual se especifica el volumen entregado por cada uno; las pérdidas que existieron durante el proceso; el balance realizado y las entregas finales que se harán a cada remitente.

A continuación se presentan las disposiciones finales de la resolución, que tienen en cuenta los contratos de transporte; las reclamaciones; la intervención que deba hacer el ministerio de minas y energía y la separación de actividades del transporte en relación con la exploración, perforación o producción.

3. PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS CRUDOS

3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DEL CRUDO

El crudo se conforma por Hidrocarburos, que son compuestos de hidrogeno y carbono, también se conforman por parafinas, naftenos y aromáticos, que son componentes característicos del petróleo. Puede tener cantidades variables de derivados como azufre, oxígeno y nitrógeno hidrocarbonado, cantidades de gas disuelto y proporciones pequeñas de componentes metálicos, así como agua en suspensión, emulsiones o sales.

Las características químicas y físicas propias de cada crudo hacen que la calidad de este sea mayor o menor, y teniendo en cuenta cada una de estas propiedades se valora el crudo para realizar su posterior comercialización.

Los componentes que no son deseados del petróleo y que hacen disminuir su calidad son eliminados mediante procesos fisicoquímicos realizados durante los procedimientos de refinación.

Durante el proceso de refinación se realizan distintas pruebas a los crudos para obtener su valor en el mercado. Para poder darle el precio al crudo se realiza el procedimiento de destilación que permite identificar los componentes que poseen estos detalladamente. El resultado del procedimiento se compila en un informe final que tiene por nombre ASSAY. Una vez teniendo este informe se observan los distintos componentes y mediante información de revistas internacionales tales como Platt's y Opis mencionadas anteriormente y de los referentes utilizados en la industria Colombiana para valorar cada componente del informe, se le da la valoración correspondiente al crudo (www.petroinemasu.blogstop.com.co).

Algunas de las propiedades más importantes del crudo que son valoradas durante la destilación y que pueden variar su calidad o rendimiento son:

- **GRAVEDAD API:** es una escala de gravedad específica desarrollada para medir la densidad relativa de los componentes líquidos del crudo y se expresa en grados. Esta es una medida de la densidad de los productos con respecto a la densidad del agua (www.biodisol.com). Las formulaciones usadas para calcular la gravedad API son las siguientes:

Ecuación 3. Cálculo de gravedad específica.

$$GE = \frac{\rho_{crudo}}{\rho_{h2o}}$$

Ecuación 4. Cálculo de gravedad API.

$$API = \frac{141,5}{GE} - 131,5$$

En donde:

- GE: Gravedad específica del crudo.

Teniendo en cuenta esto valores mayores a 10° API indican que el producto es más liviano que el agua y flota sobre ella. Los rangos de esta medida se presentan a continuación:

Tabla 9. Rango de grados API.

Aceite Crudo	Densidad (g/cm ³)	Gravedad API
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Fuente. <http://www.biodisol.com/que-es-el-petroleo-west-texas-intermediate-petroleo-brent-clasificacion-del-crudo/>

- **VISCOSIDAD:** es una medida de la resistencia interna del flujo, es decir, la resistencia que opone el fluido a fluir; o la oposición del fluido a las deformaciones tangenciales. La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos para los factores operacionales como producción, transporte, refinación y petroquímica ya que también de esta depende la calidad del crudo y su posterior clasificación y depende de la temperatura, presión y densidad que posea el fluido (www.atmosferis.com). La viscosidad se puede clasificar en:
 1. **Viscosidad Dinámica:** o también llamada viscosidad absoluta, es el resultado del tiempo que tarda en fluir un fluido a través de un tubo capilar a una temperatura determinada. Las unidades en las que se reporta la viscosidad dinámica son los poises (gr/cm*seg) o centipoises.
 2. **Viscosidad cinemática:** este tipo de viscosidad representa solamente las propiedades del fluido sin tener en cuenta las fuerzas que producen movimiento en este. Se obtiene de la división de la viscosidad dinámica entre la densidad del crudo y la unidad en la que se reporta es el Stoke (cm²/seg) o Centistoke.

- **FLASH POINT:** el punto de inflamación o flash point del crudo, es la temperatura a la cual los vapores que contiene el crudo son liberados y son capaces de generar una combustión al aplicarse una llama a la muestra.
- **BSW:** esta propiedad corresponde al porcentaje de agua libre y sedimentos que están presentes en el crudo, se toma como un porcentaje de volumen del flujo de producción y debe ser un valor bajo para garantizar que la calidad del crudo sea mayor y que se presenten menos problemas a la hora de procesar el mismo.
- **POUR POINT:** también llamado punto de congelación o de vertido, es la temperatura más baja a la cual el crudo es capaz de fluir cuando se enfría bajo condiciones específicas. Esta propiedad también es usada para conocer el contenido de parafinas del crudo teniendo en cuenta que estas tienen un pour point mayor que los naftenos.
- **CONTENIDO DE AZUFRE:** el contenido de azufre es una de las características más importantes del crudo debido a que determina en gran porcentaje la calidad de este pues se traslada casi en su totalidad a los productos del refino y debido a esto, los procesos para retirarlo encarecen las operaciones. Los crudos con un porcentaje alto de contenido de azufre ($>0,5\%$), se denominan crudos agrios; mientras que los crudos con menor porcentaje de contenido de azufre ($<0,5\%$), se conocen como crudos dulces.
- **CONTENIDO DE SAL:** este parámetro, es uno de los más importantes dentro de los procedimientos de producción, transporte, refinación y venta del crudo. El contenido de sal en el crudo es importante debido a que altos valores de esta puede provocar corrosión u obstrucciones durante los procedimientos mencionados, y por esto es necesario retirarla para cumplir los valores estándares especificados. El contenido de sal es medido en lb/1000 bls de crudo y el máximo permitido según la normatividad es de 20 lb/1000 bls.
- **ASFALTENOS:** los asfaltenos son compuestos aromáticos de cadenas extensas de carbono que se encuentran dispersos dentro del crudo, en mayor proporción en los crudos pesados. Este parámetro es importante debido a que al igual la sal disuelta en el crudo puede provocar problemas durante las operaciones, ciertas condiciones de presión o temperatura pueden precipitar los asfaltenos y causar obstrucciones en las líneas o en el medio poroso o durante la refinación. Es por esto que se debe conocer el porcentaje en masa que el crudo posee.

Los parámetros anteriormente mencionados, son considerados por la industria petrolera entre otros los más importantes para conocer la calidad y el rendimiento del crudo y son los reportados en el informe ASSAY que se presenta de cada muestra, pero también dentro del informe se pueden presentar resultados de otras

pruebas realizadas dependiendo de los requerimientos de las empresas interesadas en el análisis.

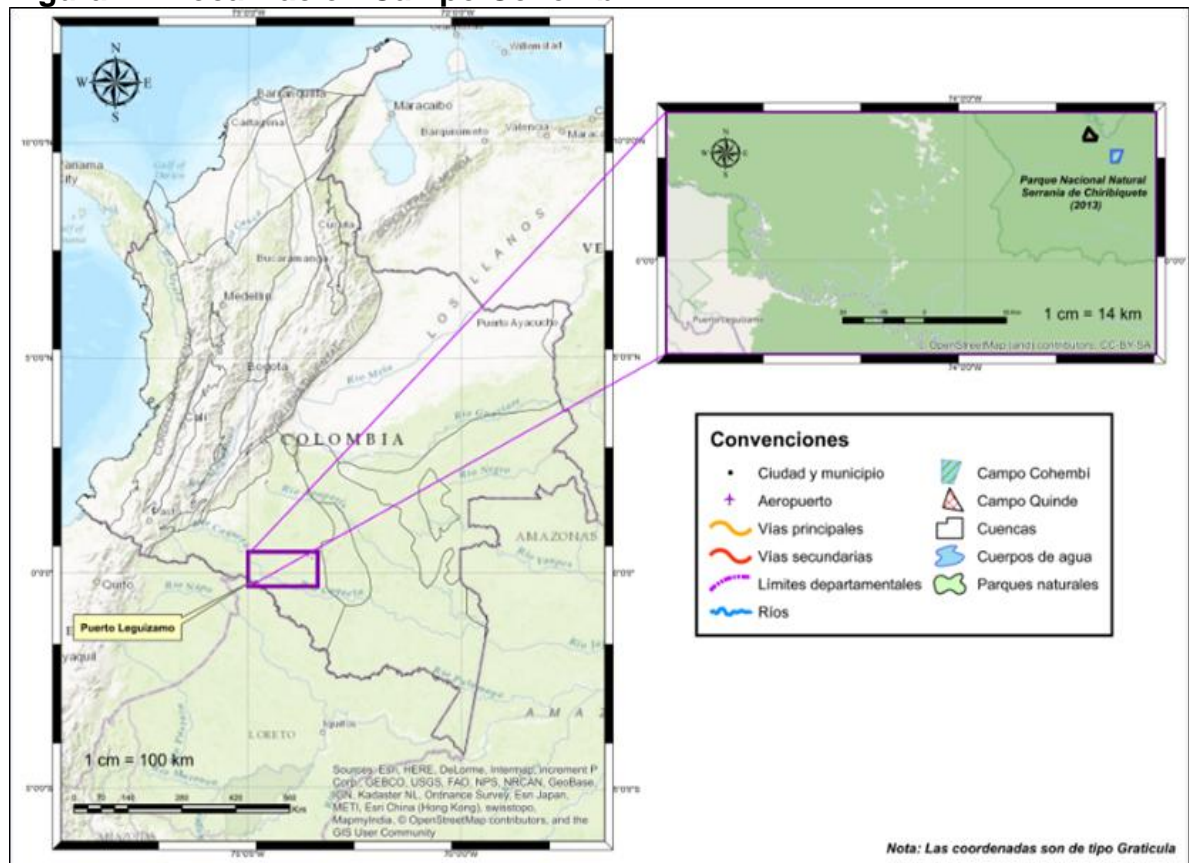
3.2 CRUDO COHEMBÍ

- **Reseña del campo:**

El Campo Cohembí, se encuentra localizado en la Cuenca del Caguán-Putumayo, ciudad de Mocoa, Departamento del Putumayo. Se inició la perforación del primer pozo del campo llamado Cohembí 1 en el año 1989 y se encuentra dentro del Contrato de Producción Incremental (CPI) en el área Suroriente suscrito por las empresas Ecopetrol S.A y el consorcio Colombia Energy.

En la Figura 11, se observa la localización precisa del campo Cohembí.

Figura 11. Localización Campo Cohembí.



Fuente. ArcGIS for Desktop Version 10 3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en <<http://www.esri.com/>>. Creado por los autores.

Teniendo en cuenta el ASSAY realizado al crudo del Campo Cohembí por medio de una destilación, a continuación en la Tabla 10, se resumen las principales propiedades fisicoquímicas del crudo producido que permiten conocer el desempeño del mismo:

Tabla 10. Propiedades fisicoquímicas promedio del crudo Cohembí.

PROPIEDAD	UNIDAD	VALOR
Gravedad API	°API	18,21
BSW	%	<0,025
Viscosidad Dinámica a 80°F	cPs	306
Viscosidad Cinemática a 40°C	cSt	853
Flash Point	°F	37
Pour Point	°F	9
Asfaltenos	%	10,67
Contenido de Sal	PTBs	6,73
Contenido de Azufre	%	2.1
FOE	%	0.0280
n-C3	%	0.2530
i-C4	%	0.1640
n-C4	%	0.7350
SR(C5-160)	%	2.15
NAFTA (C5-350)	%	8.33
DI(350-650)	%	22.76
VGO(650-1000)	%	26.09
VB(1000+)	%	39.49

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A.ASSAY crudo Cohembí. 2016.

A partir de los resultados del ASSAY, se puede concluir que el crudo Cohembí es un crudo pesado con bajo porcentaje de agua y sedimentos. Debido a que es un crudo pesado, los valores de la viscosidad son altos pues presenta mayor resistencia al flujo, también se observa un porcentaje estándar de contenido de asfaltenos y bajo contenido de sal teniendo en cuenta lo máximo permitido para operaciones en campo y transporte.

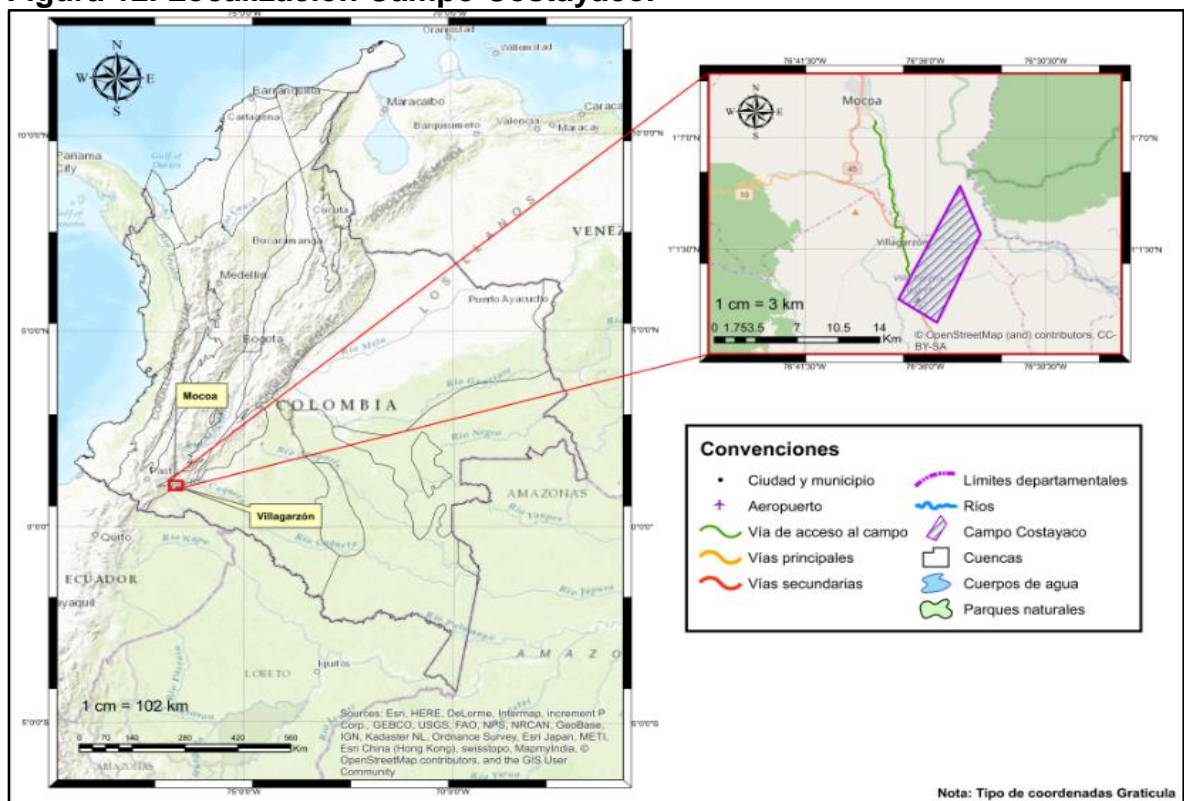
3.3 CRUDO COSTAYACO

- **Reseña del Campo:**

El campo Costayaco, se encuentra localizado en la cuenca del Caguán-Putumayo, municipio de Villa Garzón, Departamento del Putumayo. Se encuentra dentro del área de contrato de exploración y producción Chaza, ubicado en el piedemonte de la Cordillera Oriental y que se encuentra en jurisdicción de los municipios de Mocoa y Villa Garzón.

En la Figura 12, se observa la localización precisa del campo Costayaco.

Figura 12. Localización Campo Costayaco.



Fuente. ArcGIS for Desktop Version 10 3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en <<http://www.esri.com/>>. Creado por los autores.

Teniendo en cuenta el ASSAY realizado al crudo del Campo Costayaco por medio de una destilación, a continuación en la Tabla 11, se resumen las principales propiedades fisicoquímicas del crudo producido que permiten conocer el desempeño del mismo:

Tabla 11. Propiedades fisicoquímicas promedio del crudo Costayaco.

PROPIEDAD	UNIDAD	VALOR
Gravedad API	°API	29,8
BSW	%	0,00
Viscosidad Dinámica a 100°F	cPs	--
Viscosidad Cinemática a 40°C	cSt	8,83
Flash Point	°F	<-60,0
Pour Point	°F	-18
Contenido de Sal	PTBs	1,68
Contenido de Azufre	%	0,402
FOE	%	0.0270
n-C3	%	0.3210
i-C4	%	0.2360
n-C4	%	0.9610
SR(C5-160)	%	4.86
RN(160-350)	%	17.64
DI(350-650)	%	31.91
VGO(650-1000)	%	28.47
VB(1000+)	%	15.58

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. ASSAY crudo Costayaco. 2016.

A partir de los resultados del ASSAY, se puede concluir que el crudo Costayaco es un crudo mediano con contenido nulo de agua y sedimentos y debido a que es un crudo mediano opone una menor resistencia a fluir. También se puede observar que

tiene un contenido muy bajo de sal teniendo en cuenta los estándares y que el porcentaje de azufre que posee podría considerarse casi nulo, por lo que este crudo se considera de acuerdo a los estándares de la industria del petróleo, anteriormente explicados, con alto nivel de calidad y rendimiento.

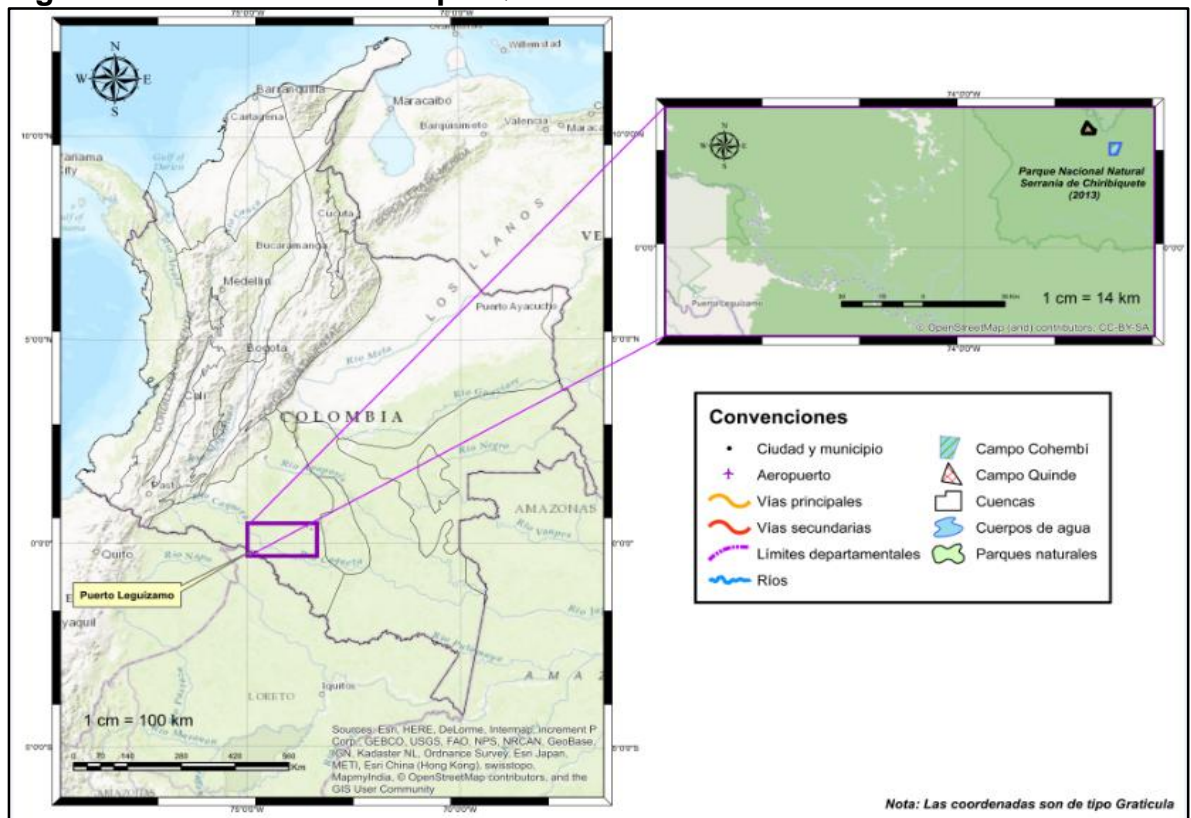
3.4 CRUDO QUINDE

El Campo Quinde está localizado en la Cuenca del Caguán- Putumayo, Municipio de Puerto Asís, Departamento del Putumayo. El Campo se encuentra en dirección sur occidente del municipio de Puerto Asís a aproximadamente a 11 km.

El campo fue descubierto en el año 2006 pero solo hasta el 2013 el ministerio de Minas y Energía indico una producción; Aunque el campo produce petróleo y gas, el gas es quemado debido a la baja producción.

En la Figura 13, se observa la localización precisa del campo Quinde.

Figura 13. Localización Campo Quinde.



Fuente. ArcGIS for Desktop Version 10 3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en <<http://www.esri.com/>>. Creado por los autores.

Teniendo en cuenta el ASSAY realizado al crudo del Campo Quinde por medio de una destilación, a continuación en la Tabla 12, se resumen las principales propiedades fisicoquímicas del crudo producido que permiten conocer el desempeño del mismo:

Tabla 12. Propiedades fisicoquímicas promedio del crudo Quinde.

PROPIEDAD	UNIDAD	VALOR
Gravedad API	°API	19,27
BSW	%	0,1
Viscosidad Dinámica a 80°F	cPs	197
Viscosidad Cinemática a 40°C	cSt	265,2
Flash Point	°F	<23
Pour Point	°C	-15
Contenido de Sal	PTBs	13,66
Contenido de Asfaltenos	%	18,37
Contenido de azufre	%	1.55
FOE	%	0.0150
n-C3	%	0.0860
i-C4	%	0.0810
n-C4	%	0.2970
SR(C5-160)	%	1.94
RN(160-350)	%	8.62
DI(350-650)	%	20.91
VGO(650-1000)	%	24.15
VB(1000+)	%	43.90

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. ASSAY crudo Quinde. 2016.

A partir de los resultados del ASSAY, se puede concluir que el crudo Quinde es un crudo pesado con contenido nulo de agua y sedimentos y debido a que es un crudo pesado tiene valores altos de viscosidad pues opone una mayor resistencia a fluir. También se puede observar que tiene un contenido alto de sal teniendo en cuenta los estándares y que el porcentaje en masa de asfaltenos que posee es alto.

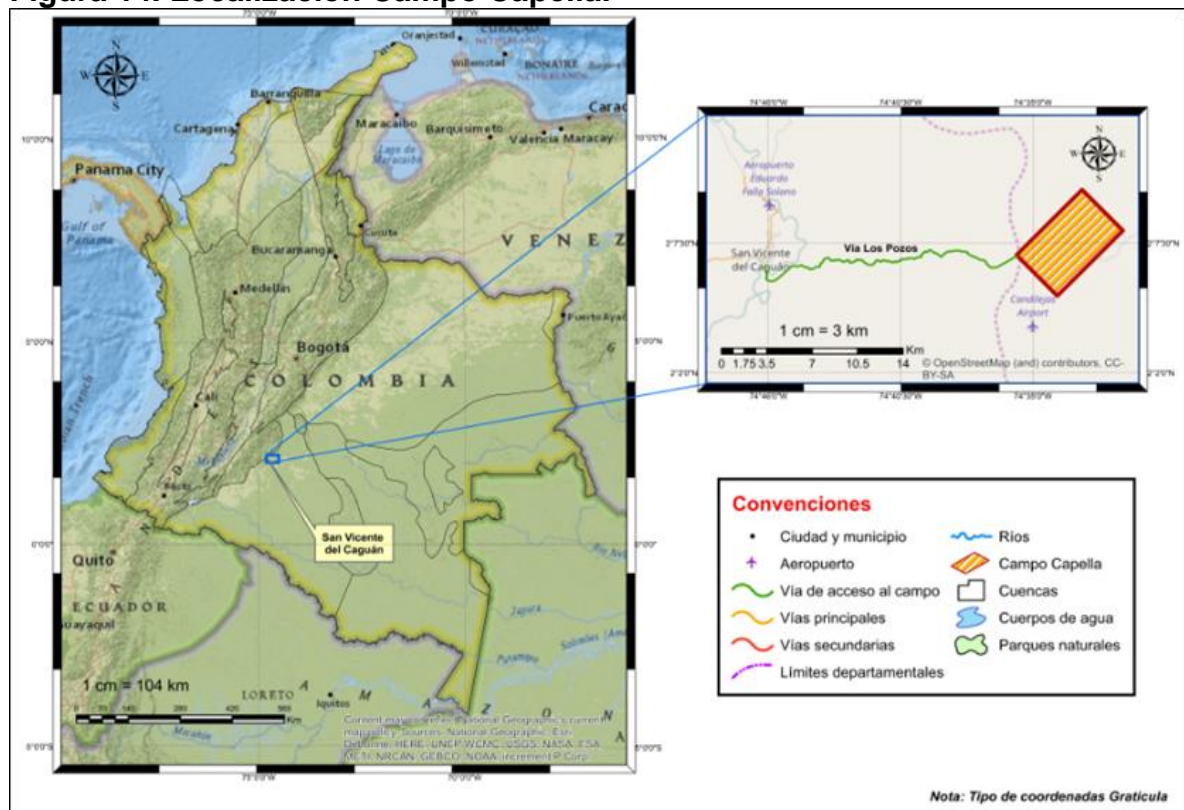
3.5 CRUDO CAPELLA

El Campo Capella se encuentra ubicado en la Cuenca del Caguán- Putumayo, Caquetá, 28 Km al norte de San Vicente del Caguán, Departamento del Putumayo.

Se descubrió en el 2008 fecha a partir de la cual se empezó a producir.

En la Figura 14, se observa la localización precisa del campo Capella.

Figura 14. Localización Campo Capella.



Fuente. ArcGIS for Desktop Version 10 3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en <<http://www.esri.com/>>. Creado por los autores.

Teniendo en cuenta el ASSAY realizado al crudo del Campo Capella por medio de una destilación, a continuación en la Tabla 13, se resumen las principales

propiedades fisicoquímicas del crudo producido que permiten conocer el desempeño del mismo:

Tabla 13. Propiedades fisicoquímicas promedio del crudo Capella.

PROPIEDAD	UNIDAD	VALOR
Gravedad API	°API	9,2
BSW	%	0,50
Viscosidad Dinámica a 100°F	cPs	31.521,2
Flash Point	°F	98
Pour Point	°C	24
Contenido de Sal	PTBs	12,9
Contenido de Azufre	%	2,85
Contenido de Asfaltenos	%	11,1
FOE	%	0.0010
n-C3	%	0.0010
i-C4	%	0.0500
n-C4	%	0.2600
SR(C5-160)	%	2.40
RN(160-350)	%	2.09
DI(350-650)	%	17.55
VGO(650-1000)	%	30.01
VB(1000+)	%	47.64

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. ASSAY crudo Capella. 2016.

A partir de los resultados del ASSAY, se puede concluir que el crudo Capella es un crudo Extrapesado con contenido nulo de agua y sedimentos y debido a que es un crudo Extrapesado tiene valores extremadamente altos de viscosidad pues opone una mayor resistencia a fluir. También se puede observar que tiene un contenido normal de sal teniendo en cuenta los estándares y que el porcentaje de asfaltenos que posee es estándar.

4. PRUEBAS DE LOS MÉTODOS DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD

A continuación, se presenta la aplicación de los métodos de Compensación Volumétrica por Calidad anteriormente definidos a cada tipo de crudo previamente detallada.

4.1 CRUDO COHEMBÍ

4.1.1 Método de API y azufre

Tabla 14. Precio crudo mezcla Vasconia.

PRECIOS MEZCLA VASCONIA PARA CVC US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
35.40	39.75	42.19	45.19	44.57	44.18

Tabla 15. API y azufre crudos.

CRUDO	API	AZUFRE
VASCONIA	24.4	0.8
COHEMBÍ	17.7	2.1
COSTAYACO	29.7	0.402
QUINDE	19.27	1.55
CAPELLA	9.2	2.58

Teniendo en cuenta los datos contenidos en la Tabla 14 y 15, se realizan los cálculos para obtener los precios de barril de cada mes y crudo haciendo uso de las Ecuaciones 1 y 2, y los resultados se presentan en la tabla 16.

Tabla 16. Resultados precios crudo Cohembí.

PRECIOS CRUDO COHEMBÍ MÉTODO API/AZUFRE US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
32.39	36.74	39.18	42.18	41.56	41.17

4.1.2 Método de cortes por destilación. Teniendo en cuenta los conceptos del método de cortes por destilación y la formulación propuesta, la aplicación de este método para el crudo Cohembí se representa de la siguiente manera:

Tabla 17. Componentes Cortes por destilación.

CORTE	FRACCIÓN
GAS	0.0333
NAFTA	0.0833
DIESEL	0.2276
VGO	0.2609
VB	0.3949

Tabla 18. Precio de los componentes.

COMPONENTE	PRECIO DEL COMPONENTE POR MES (US\$)					
	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
GAS	26.28	29.41	29.75	28.43	28.04	28.38
NAFTA	44.87	50.20	50.24	46.58	47.60	47.90
DIESEL	45.07	52.26	56.21	50.08	51.98	51.12
VGO	48.99	54.27	55.53	51.67	51.37	52.37
VB	47.53	52.8	53.97	50.58	49.93	50.96

Con los datos representados en la Tabla 17 y 18, la forma para obtener el precio de cada corte por mes y por barril de crudo se representa por medio de la siguiente ecuación general:

Ecuación 5. Cálculo precio corte.

$$US\$ Y_i = Y_i * US\$ i$$

Fuente. Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. Manual del transportador. 2014. p50.

En donde:

- US\$ Y_i : precio del corte por barril.
- Y_i : fracción del componente.
- US\$ i : precio de referencia en el mercado del componente.

Posterior a los cálculos realizados con la Ecuación 5, se realiza el cálculo del precio del barril de crudo Cohembí para cada uno de los meses de la siguiente manera:

Ecuación 6. Cálculo precio barril método de Cortes por destilación.

$$US\$ Barril = US\$ Gas + US\$ Nafta + US\$ Diesel + US\$ VGO + US\$ VB$$

En donde:

- US\$ Gas: Precio del corte de gas.
- US\$ Nafta: Precio del corte de Nafta.
- US\$ Diesel: Precio del corte de Diesel.
- US\$ VGO: Precio del corte de VGO.
- US\$ VB: Precio del corte de VB.

Reemplazando los valores en la ecuación y realizando los cálculos, los resultados de los precios del barril del crudo Cohembí se presentan en la Tabla 19:

Tabla 19. Precio de barril crudo Cohembí método de cortes por destilación.

PRECIO DEL BARRIL POR MES (US\$)						
CRUDO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
COHEMBÍ	46.42	52.07	53.77	49.68	49.85	50.36

4.1.3 Método de refinación. Teniendo en cuenta los conceptos del método Refinación y la formulación propuesta, la aplicación de este método para el crudo Cohembí se representa de la siguiente manera:

Tabla 20. Componentes de refinación.

CORTE	FRACCIÓN
FOE	0.00028
n-C3	0.00253
i-C4	0.00164
n-C4	0.00735
SR(C5-160)	0.0215
NAFTA	0.0833
DIESEL	0.2276
VGO	0.2609
VB	0.3949

Tabla 21. Precio de los componentes.

PRECIO DEL COMPONENTE POR MES (US\$)						
COMPONENTE	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
FOE	11.03	13.46	14.86	14.365	15.01	13.74
n-C3	19.11	21.67	21.16	20.05	18.87	20.17
i-C4	23.84	27.83	28.13	27.72	26.95	26.89
n-C4	23.75	27.48	27.41	26.06	25.49	26.04
SR(C5-160)	38.41	40.65	42.31	39.9	40.84	40.42
NAFTA	44.87	50.20	50.24	46.58	47.60	47.90
DIESEL	45.07	52.26	56.21	50.08	51.98	51.12
VGO	48.99	54.27	55.53	51.67	51.37	52.37
VB	47.53	52.8	53.97	50.58	49.93	50.96

Con los datos representados en la Tabla 20 y 21, la forma para obtener el precio de cada corte por barril de crudo se representa por medio de la Ecuación 5.

Posterior a los cálculos realizados anteriormente, se realiza el cálculo del precio del barril de crudo Cohembí para cada uno de los meses de la siguiente manera:

Ecuación 7. Cálculo precio barril método de refinación.

$$US\$ \text{ Barril} = US\$FOE + US\$n - C3 + US\$i - C4 + US\$n - C4 + US\$SR(C5 - 160) + US\$Nafta + US\$Diesel + US\$VGO + US\$VB$$

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A. Manual del transportador. p68.

En donde:

- US\$ FOE: Precio del corte de FOE.
- US\$ n-C3: Precio del corte de n-C3.
- US\$ i-C4: Precio del corte de i-C4.
- US\$ n-C4: Precio del corte de n-C4.
- US\$ SR (C5-160): Precio del corte de SR (C5-160).
- US\$ Nafta: Precio del corte de Nafta.
- US\$ Diesel: Precio del corte de Diesel.
- US\$ VGO: Precio del corte de VGO.
- US\$ VB: Precio del corte de VB.

Reemplazando los valores en la ecuación y realizando los cálculos, los resultados de los precios de barril del crudo Cohembí se presentan en la Tabla 22.

Tabla 22. Precio de barril de crudo Cohembí método de refinación.

PRECIO DEL BARRIL POR MES (US\$)						
CRUDO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
COHEMBÍ	46.64	52.27	53.99	49.88	50.08	50.57

4.2 CRUDO COSTAYACO

4.2.1 Método de api y azufre

Tabla 23. Precio crudo mezcla Vasconia.

PRECIOS MEZCLA VASCONIA PARA CVC US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
35.40	39.75	42.19	45.19	44.57	44.18

Tabla 24. API y azufre crudos.

CRUDO	API	AZUFRE
VASCONIA	24.4	0.8
COHEMBÍ	17.7	2.1
COSTAYACO	29.7	0.402
QUINDE	19.27	1.55
CAPELLA	9.2	2.58

Teniendo en cuenta los datos contenidos en la Tabla 23 y 24, se realizan los cálculos para obtener los precios de barril de cada mes y crudo haciendo uso de las Ecuaciones 1 y 2, y los resultados se presentan en la tabla 25.

Tabla 25. Resultados precios crudo Costayaco.

PRECIOS CRUDO COSTAYACO MÉTODO API/AZUFRE US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
37.72	42.07	44.51	47.51	46.89	46.50

4.2.2 Método de cortes por destilación. Teniendo en cuenta los conceptos del método de cortes por destilación y la formulación propuesta, la aplicación de este método para el crudo Costayaco se representa de la siguiente manera:

Tabla 26. Componentes cortes por destilación.

CORTE	FRACCIÓN
GAS	0.0641
NAFTA	0.1763
DIESEL	0.3191
VGO	0.2847
VB	0.1558

Tabla 27. Precios de los componentes.

PRECIO DEL COMPONENTE POR MES (US\$)						
COMPONENTE	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
GAS	26.28	29.41	29.75	28.43	28.04	28.38
NAFTA	44.87	50.20	50.24	46.58	47.60	47.90
DIESEL	45.07	52.26	56.21	50.08	51.98	51.12
VGO	48.99	54.27	55.53	51.67	51.37	52.37
VB	47.53	52.8	53.97	50.58	49.93	50.96

Con los datos representados en la Tabla 26 y 27, la forma para obtener el precio de cada corte por mes y por barril de crudo se representa por medio de la Ecuación 5.

Posterior a los cálculos realizados anteriormente, se realiza el cálculo del precio del barril de crudo Costayaco para cada uno de los meses haciendo uso de la Ecuación 6.

Reemplazando los valores en la ecuación y realizando los cálculos, los resultados de los precios del barril del crudo Costayaco se presentan en la Tabla 28:

Tabla 28. Precio carril de crudo Costayaco método de cortes por destilación.

PRECIO DEL BARRIL POR MES (US\$)						
CRUDO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
COSTAYACO	45.33	51.09	52.92	48.61	49.18	49.43

4.2.3 Método de refinación. Teniendo en cuenta los conceptos del método Refinación y la formulación propuesta, la aplicación de este método para el crudo Costayaco se representa de la siguiente manera:

Tabla 29. Componentes de Refinación.

CORTE	FRACCIÓN
FOE	0.00027
n-C3	0.00325
i-C4	0.00236
n-C4	0.00962
SR(C5-160)	0.0486
NAFTA	0.1763
DIESEL	0.3191
VGO	0.2847
VB	0.1558

Tabla 30. Precio de los componentes.

PRECIO DEL COMPONENTE POR MES (US\$)						
COMPONENTE	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
FOE	11.03	13.46	14.86	14.365	15.01	13.74
n-C3	19.11	21.67	21.16	20.05	18.87	20.17
i-C4	23.84	27.83	28.13	27.72	26.95	26.89
n-C4	23.75	27.48	27.41	26.06	25.49	26.04
SR(C5-160)	38.41	40.65	42.31	39.9	40.84	40.42
NAFTA	44.87	50.20	50.24	46.58	47.60	47.90
DIESEL	45.07	52.26	56.21	50.08	51.98	51.12
VGO	48.99	54.27	55.53	51.67	51.37	52.37
VB	47.53	52.8	53.97	50.58	49.93	50.96

Con los datos representados en la Tabla 29 y 30, la forma para obtener el precio de cada corte por barril de crudo se representa por medio de la Ecuación 5.

Posterior a los cálculos realizados anteriormente, se realiza el cálculo del precio del barril de crudo Costayaco para cada uno de los meses haciendo uso de la Ecuación 7.

Reemplazando los valores en la ecuación y realizando los cálculos, los resultados de los precios de barril del crudo Costayaco se presentan en la Tabla 31.

Tabla 31. Precios de barril Costayaco método de refinación.

PRECIO DEL BARRIL POR MES (US\$)						
CRUDO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
COSTAYACO	45.86	51.58	53.47	49.11	49.74	49.95

4.3 CRUDO QUINDE

4.3.1 Método de api y azufre

Tabla 32. Precio crudo mezcla Vasconia.

PRECIOS MEZCLA VASCONIA PARA CVC US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
35.40	39.75	42.19	45.19	44.57	44.18

Tabla 33. API y Azufre crudos.

CRUDO	API	AZUFRE
VASCONIA	24.4	0.8
COHEMBÍ	17.7	2.1
COSTAYACO	29.7	0.402
QUINDE	19.27	1.55
CAPELLA	9.2	2.58

Teniendo en cuenta los datos contenidos en la Tabla 32 y 33, se realizan los cálculos para obtener los precios de barril de cada mes y crudo haciendo uso de las Ecuaciones 1 y 2, y los resultados se presentan en la tabla 34.

Tabla 34. Resultados precios crudo Quinde.

PRECIOS CRUDO QUINDE MÉTODO API/AZUFRE US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
33.12	37.47	39.91	42.91	42.29	41.90

4.3.2 Método de cortes por destilación. Teniendo en cuenta los conceptos del método de cortes por destilación y la formulación propuesta, la aplicación de este método para el crudo Quinde se representa de la siguiente manera:

Tabla 35. Componentes Cortes por destilación.

CORTE	FRACCIÓN
GAS	0,0242
NAFTA	0,0862
DIESEL	0,2091
VGO	0,2415
VB	0,439

Tabla 36. Precio de los componentes.

PRECIO DEL COMPONENTE POR MES (US\$)						
COMPONENTE	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
GAS	26.28	29.41	29.75	28.43	28.04	28.38
NAFTA	44.87	50.20	50.24	46.58	47.60	47.90
DIESEL	45.07	52.26	56.21	50.08	51.98	51.12
VGO	48.99	54.27	55.53	51.67	51.37	52.37
VB	47.53	52.8	53.97	50.58	49.93	50.96

Con los datos representados en la Tabla 35 y 36, la forma para obtener el precio de cada corte por barril de crudo se representa por medio de la Ecuación 5.

Posterior a los cálculos realizados anteriormente, se realiza el cálculo del precio del barril de crudo Quinde haciendo uso de la Ecuación 6.

Reemplazando los valores en la ecuación y realizando los cálculos, los resultados de los precios del barril del crudo Quinde se presentan en la Tabla 37:

Tabla 37. Precio de barril crudo Quinde método de cortes por destilación.

PRECIO DEL BARRIL POR MES (US\$)						
CRUDO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
QUINDE	46.62	52.25	53.91	49.86	49.98	50.52

4.3.3 Método de refinación. Teniendo en cuenta los conceptos del método Refinación y la formulación propuesta, la aplicación de este método para el crudo Quinde se representa de la siguiente manera:

Tabla 38. Componentes de refinación.

CORTE	FRACCIÓN
FOE	0,00015
n-C3	0,00086
i-C4	0,00082
n-C4	0,00297
SR(C5-160)	0,0194
NAFTA	0,0862
DIESEL	0,2091
VGO	0,2415
VB	0,439

Tabla 39. Precio de los componentes.

PRECIO DEL COMPONENTE POR MES (US\$)						
COMPONENTE	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
FOE	11.03	13.46	14.86	14.365	15.01	13.74
n-C3	19.11	21.67	21.16	20.05	18.87	20.17
i-C4	23.84	27.83	28.13	27.72	26.95	26.89
n-C4	23.75	27.48	27.41	26.06	25.49	26.04
SR(C5-160)	38.41	40.65	42.31	39.9	40.84	40.42
NAFTA	44.87	50.20	50.24	46.58	47.60	47.90
DIESEL	45.07	52.26	56.21	50.08	51.98	51.12
VGO	48.99	54.27	55.53	51.67	51.37	52.37
VB	47.53	52.8	53.97	50.58	49.93	50.96

Con los datos representados en la Tabla 38 y 39, la forma para obtener el precio de cada corte por barril de crudo se representa por medio de la Ecuación 5.

Posterior a los cálculos realizados anteriormente, se realiza el cálculo del precio del barril de crudo Quinde para cada uno de los meses haciendo uso de la Ecuación 7.

Reemplazando los valores en la ecuación y realizando los cálculos, los resultados de los precios de barril del crudo Quinde se presentan en la Tabla 40.

Tabla 40. Precio barril de crudo Quinde método de refinación.

PRECIO DEL BARRIL POR MES (US\$)						
CRUDO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
Quinde	46.84	52.45	54.13	50.06	50.21	50.74

4.4 CRUDO CAPELLA

4.4.1 Método de api y azufre

Tabla 41. Precio crudo mezcla Vasconia.

PRECIOS MEZCLA VASCONIA PARA CVC US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
35.40	39.75	42.19	45.19	44.57	44.18

Tabla 42. API y azufre crudos.

CRUDO	API	AZUFRE
VASCONIA	24.4	0.8
COHEMBÍ	17.7	2.1
COSTAYACO	29.7	0.402
QUINDE	19.27	1.55
CAPELLA	9.2	2.58

Teniendo en cuenta los datos contenidos en la Tabla 42 y 41, se realizan los cálculos para obtener los precios de barril de cada mes y crudo haciendo uso de las Ecuaciones 1 y 2, y los resultados se presentan en la tabla 43.

Tabla 43. Resultados precios crudo Capella.

PRECIOS CRUDO CAPELLA MÉTODO API/AZUFRE US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
28.69	33.03	35.48	38.48	37.86	37.47

4.4.2 Método de cortes por destilación. Teniendo en cuenta los conceptos del método de cortes por destilación y la formulación propuesta, la aplicación de este método para el crudo Capella se representa de la siguiente manera:

Tabla 44. Componentes de cortes por destilación.

CORTE	FRACCIÓN
GAS	0,0271
NAFTA	0,0209
DIESEL	0,1755
VGO	0,3001
VB	0,4764

Tabla 45. Precio de los componentes.

PRECIO DEL COMPONENTE POR MES (US\$)						
COMPONENTE	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
GAS	26.28	29.41	29.75	28.43	28.04	28.38
NAFTA	44.87	50.20	50.24	46.58	47.60	47.90
DIESEL	45.07	52.26	56.21	50.08	51.98	51.12
VGO	48.99	54.27	55.53	51.67	51.37	52.37
VB	47.53	52.8	53.97	50.58	49.93	50.96

Con los datos representados en la Tabla 44 y 45, la forma para obtener el precio de cada corte por mes y por barril de crudo se representa por medio de la Ecuación 5.

Posterior a los cálculos realizados anteriormente, se realiza el cálculo del precio del barril de crudo Capella para cada uno de los meses haciendo uso de la Ecuación 6.

Reemplazando los valores en la ecuación y realizando los cálculos, los resultados de los precios del barril del crudo Capella se presentan en la Tabla 46:

Tabla 46. Precio barril de crudo Capella método de cortes por destilación.

PRECIO DEL BARRIL POR MES (US\$)						
CRUDO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
Capella	46.90	52.46	54.10	50.14	50.08	50.74

4.4.3 Método de refinación. Teniendo en cuenta los conceptos del método Refinación y la formulación propuesta, la aplicación de este método para el crudo Capella se representa de la siguiente manera:

Tabla 47. Componentes de Refinación.

CORTE	FRACCIÓN
FOE	0,00002
n-C3	0,00008
i-C4	0,0005
n-C4	0,0026
SR(C5-160)	0,024
NAFTA	0,0208
DIESEL	0,1755
VGO	0,3001
VB	0,4764

Tabla 48. Precio de los componentes.

PRECIO DEL COMPONENTE POR MES (US\$)						
COMPONENTE	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
FOE	11.03	13.46	14.86	14.365	15.01	13.74
n-C3	19.11	21.67	21.16	20.05	18.87	20.17
i-C4	23.84	27.83	28.13	27.72	26.95	26.89
n-C4	23.75	27.48	27.41	26.06	25.49	26.04
SR(C5-160)	38.41	40.65	42.31	39.9	40.84	40.42
NAFTA	44.87	50.20	50.24	46.58	47.60	47.90

COMPONENTE	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
DIESEL	45.07	52.26	56.21	50.08	51.98	51.12
VGO	48.99	54.27	55.53	51.67	51.37	52.37
VB	47.53	52.8	53.97	50.58	49.93	50.96

Con los datos representados en la Tabla 47 y 48, la forma para obtener el precio de cada corte por barril de crudo se representa por medio de la Ecuación 5.

Posterior a los cálculos realizados anteriormente, se realiza el cálculo del precio del barril de crudo Capella para cada uno de los meses haciendo uso de la ecuación 7. Reemplazando los valores en la ecuación y realizando los cálculos, los resultados de los precios de barril del crudo Capella se presentan en la Tabla 49.

Tabla 49. Precios de barril Capella método de refinación.

PRECIO DEL BARRIL POR MES (US\$)						
CRUDO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
Capella	47.19	52.72	54.39	50.40	50.38	51.01

En la tabla 65, se evidencian los resultados de cada una de las pruebas aplicadas a los crudos de los campos estudiados.

5. VALIDACIÓN Y SELECCIÓN DEL MÉTODO MÁS PRECISO DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD

5.1 REALIZACIÓN DE LA PLANTILLA EN EXCEL

Después de todos los cálculos realizados a los crudos de los Campos Cohembí, Costayaco, Quinde y Capella, las formulaciones y los resultados de cada método quedan consignados en la siguiente plantilla de Excel en la cual se podrán ingresar las propiedades no solo de los crudos de estos Campos, sino que además de los crudos que requieran ser transportados y que arrojaran los resultados para seleccionar el método que menor variación presente en comparación con el histórico de precios del barril y de tal manera evitar pérdidas para la empresa transportadora y las empresas operadoras.

En la plantilla de Excel se presenta cada uno de los métodos estudiados, los parámetros que estos requieren para ser aplicados y las formulaciones requeridas para arrojar los resultados. Después de obtener la información de cada método se encuentran en la plantilla los datos del precio del barril de 6 meses con los cuales se podrá realizar la comparación de los resultados y hacer la selección del método.

A continuación se presentan las figuras que muestran el esquema de la plantilla realizada para la validación de este proyecto:

- En primer lugar, se presenta una tabla que compila las propiedades de los crudos y sus valores.

Tabla 50. Propiedades de los crudos de interés.

PROPIEDAD	CRUDO			
	COHEMBÍ	COSTAYACO	QUINDE	CAPELLA
API	17.7	29.7	19.27	9.2
Total Sulfur %	2.1	0.402	1.55	2.58
CORTES % VOL				
FOE	0.0280	0.0270	0.0150	0.0010
n-C3	0.2530	0.3250	0.0860	0.0010
i-C4	0.1640	0.2360	0.0810	0.0500
n-C4	0.7350	0.9620	0.2970	0.2600
SR(C5-160)	2.15	4.86	1.94	2.40
Nafta(160-350)	8.33	17.63	8.62	2.09
DI(350-650)	22.76	31.91	20.91	17.55
VGO(650-1000)	26.09	28.47	24.15	30.01
VB(1000+)	39.49	15.58	43.90	47.64
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00

- A continuación, se presenta el formato del método de API y azufre con las formulaciones requeridas y los resultados para cada crudo.

Tabla 51. Condiciones API y Azufre.

Mezcla Vasconia		Cohembi		Costayaco	
API	24.4	API	17.7	API	29.7
Azufre	0.8	Azufre	2.1	Azufre	0.402

Quinde		Capella	
API	19.27	API	9.2
Azufre	1.55	Azufre	2.58

Tabla 52. Resultados método API y Azufre.

Precios mezcla Vasconia para CVC US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
35,40	39,75	42,19	45,19	44,57	44,18
Precios Crudo Cohembi Metodo API/Azufre US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
32,39	36,74	39,18	42,18	41,56	41,17
Precios Crudo Costayaco Metodo API/Azufre US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
37,72	42,07	44,51	47,51	46,89	46,50
Precios Crudo Quinde Metodo API/Azufre US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
33,12	37,47	39,91	42,91	42,29	41,90
Precios Crudo Capella Metodo API/Azufre US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
28,69	33,03	35,48	38,48	37,86	37,47

- Posteriormente, se presenta el formato del método de Cortes por destilación con los cortes que se tienen en cuenta, las formulaciones y los resultados para cada crudo.

Tabla 53. Precio de los componentes.

COMPONENTE	PRECIO DEL COMPONENTE POR MES (US\$)					
	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
GAS	26.28	29.41	29.75	28.43	28.04	28.38
NAFTA	44.87	50.20	50.24	46.58	47.60	47.90
DIESEL	45.07	52.26	56.21	50.08	51.98	51.12
VGO	48.99	54.27	55.53	51.67	51.37	52.37
VB	47.53	52.8	53.97	50.58	49.93	50.96

Tabla 54. Precio cortes crudo Cohembi.

PARÁMETROS	CORTES POR DESTILACIÓN						
	COHEMBÍ						
Volume %	FRACCIÓN (YI)	PRECIO FRACCIÓN ABRIL (US\$)	PRECIO FRACCIÓN MAYO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN JUNIO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN JULIO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN AGOSTO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN SEPTIEMBRE (US\$)
GAS	0.0333	0.88	0.98	0.99	0.95	0.93	0.95
NAFTA	0.0833	3.74	4.18	4.18	3.88	3.97	3.99
DIESEL	0.2276	10.26	11.89	12.79	11.40	11.83	11.63
VGO	0.2609	12.78	14.16	14.49	13.48	13.40	13.66
VB	0.3949	18.77	20.85	21.31	19.97	19.72	20.12
SUMATORIA	1						

Tabla 55. Precio cortes crudo Costayaco.

PARÁMETROS	CORTES POR DESTILACIÓN						
	COSTAYACO						
Volume %	FRACCIÓN (YI)	PRECIO FRACCIÓN ABRIL (US\$)	PRECIO FRACCIÓN MAYO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN JUNIO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN JULIO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN AGOSTO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN SEPTIEMBRE (US\$)
GAS	0.0641	1.68	1.89	1.91	1.82	1.80	1.82
NAFTA	0.1763	7.91	8.85	8.86	8.21	8.39	8.44
DIESEL	0.3191	14.38	16.68	17.94	15.98	16.59	16.31
VGO	0.2847	13.95	15.45	15.81	14.71	14.63	14.91
VB	0.1558	7.41	8.23	8.41	7.88	7.78	7.94
SUMATORIA	1						

Tabla 56. Precio cortes crudo Quinde.

PARÁMETROS	CORTES POR DESTILACIÓN						
	QUINDE						
Volume %	FRACCIÓN (YI)	PRECIO FRACCIÓN ABRIL (US\$)	PRECIO FRACCIÓN MAYO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN JUNIO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN JULIO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN AGOSTO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN SEPTIEMBRE (US\$)
GAS	0.0242	0.64	0.71	0.72	0.69	0.68	0.69
NAFTA	0.0862	3.87	4.33	4.33	4.02	4.10	4.13
DIESEL	0.2091	9.42	10.93	11.75	10.47	10.87	10.69
VGO	0.2415	11.83	13.11	13.41	12.48	12.41	12.65
VB	0.439	20.87	23.18	23.69	22.20	21.92	22.37
SUMATORIA	1						

Tabla 57. Precio cortes crudo Capella.

PARÁMETROS	CORTES POR DESTILACIÓN						
	CAPELLA						
Volume %	FRACCIÓN (YI)	PRECIO FRACCIÓN ABRIL (US\$)	PRECIO FRACCIÓN MAYO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN JUNIO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN JULIO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN AGOSTO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN SEPTIEMBRE (US\$)
GAS	0.0271	0.71	0.80	0.81	0.77	0.76	0.77
NAFTA	0.0209	0.94	1.05	1.05	0.97	0.99	1.00
DIESEL	0.1755	7.91	9.17	9.86	8.79	9.12	8.97
VGO	0.3001	14.70	16.29	16.66	15.51	15.42	15.72
VB	0.4764	22.64	25.15	25.71	24.10	23.79	24.28
SUMATORIA	1						

Tabla 58. Resultados precio barril.

CRUDO	PRECIO DEL BARRIL POR MES (US\$)					
	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
COHEMBÍ	46.42	52.07	53.77	49.68	49.85	50.36
COSTAYACO	45.33	51.09	52.92	48.61	49.18	49.43
QUINDE	46.62	52.25	53.91	49.86	49.98	50.52
CAPELLA	46.90	52.46	54.10	50.14	50.08	50.74

- Se presenta a continuación, el formato del método de refinación con los cortes que se tienen en cuenta, las formulaciones requeridas y los resultados obtenidos para cada crudo.

Tabla 59. Precio de los componentes.

COMPONENTE	PRECIO DEL COMPONENTE POR MES (US\$)					
	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
FOE	11.03	13.46	14.86	14.37	15.01	13.74
n-C3	19.11	21.67	21.16	20.05	18.87	20.17
i-C4	23.84	27.83	28.13	27.72	26.95	26.89
n-C4	23.75	27.48	27.41	26.06	25.49	26.04
SR(C5-160)	38.41	40.65	42.31	39.9	40.84	40.42
NAFTA	44.87	50.20	50.24	46.58	47.60	47.90
DIESEL	45.07	52.26	56.21	50.08	51.98	51.12
VGO	48.99	54.27	55.53	51.67	51.37	52.37
VB	47.53	52.8	53.97	50.58	49.93	50.96

Tabla 60. Precio cortes crudo Cohembí.

PARÁMETROS	REFINACIÓN						
	COHEMBÍ						
	FRACCIÓN (YI)	PRECIO FRACCIÓN ABRIL(US\$)	PRECIO FRACCIÓN MAYO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN JUNIO(US\$)	PRECIO FRACCIÓN JULIO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN AGOSTO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN SEPTIEMBRE (US\$)
Volume %							
FOE	0.00028	0.003	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
n-C3	0.00253	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
i-C4	0.00164	0.04	0.05	0.05	0.05	0.04	0.04
n-C4	0.00735	0.17	0.20	0.20	0.19	0.19	0.19
SR(C5-160)	0.0215	0.83	0.87	0.91	0.86	0.88	0.87
NAFTA	0.0833	3.74	4.18	4.18	3.88	3.97	3.99
DIESEL	0.2276	10.26	11.89	12.79	11.40	11.83	11.63
VGO	0.2609	12.78	14.16	14.49	13.48	13.40	13.66
VB	0.3949	18.77	20.85	21.31	19.97	19.72	20.12
SUMATORIA	1						

Tabla 61. Precio cortes crudo Costayaco.

PARÁMETROS	REFINACIÓN						
	COSTAYACO						
	FRACCIÓN (YI)	PRECIO FRACCIÓN ABRIL(US\$)	PRECIO FRACCIÓN MAYO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN JUNIO(US\$)	PRECIO FRACCIÓN JULIO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN AGOSTO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN SEPTIEMBRE (US\$)
FOE	0.00027	0.003	0.004	0.004	0.004	0.004	0.004
n-C3	0.00325	0.06	0.07	0.07	0.07	0.06	0.07
i-C4	0.00236	0.06	0.07	0.07	0.07	0.06	0.06
n-C4	0.00962	0.23	0.26	0.26	0.25	0.25	0.25
SR(C5-160)	0.0486	1.87	1.98	2.06	1.94	1.98	1.96
NAFTA	0.1763	7.91	8.85	8.86	8.21	8.39	8.44
DIESEL	0.3191	14.38	16.68	17.94	15.98	16.59	16.31
VGO	0.2847	13.95	15.45	15.81	14.71	14.63	14.91
VB	0.1558	7.41	8.23	8.41	7.88	7.78	7.94
SUMATORIA	1						

Tabla 62. Precio cortes crudo Quinde.

PARÁMETROS	REFINACIÓN						
	QUINDE						
	FRACCIÓN (YI)	PRECIO FRACCIÓN ABRIL(US\$)	PRECIO FRACCIÓN MAYO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN JUNIO(US\$)	PRECIO FRACCIÓN JULIO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN AGOSTO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN SEPTIEMBRE (US\$)
FOE	0.00015	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
n-C3	0.00086	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
i-C4	0.00082	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
n-C4	0.00297	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
SR(C5-160)	0.0194	0.75	0.79	0.82	0.77	0.79	0.78
NAFTA	0.0862	3.87	4.33	4.33	4.02	4.10	4.13
DIESEL	0.2091	9.42	10.93	11.75	10.47	10.87	10.69
VGO	0.2415	11.83	13.11	13.41	12.48	12.41	12.65
VB	0.439	20.87	23.18	23.69	22.20	21.92	22.37
SUMATORIA	1						

Tabla 63. Precio cortes crudo Capella.

PARÁMETROS	REFINACIÓN						
	CAPELLA						
	FRACCIÓN (YI)	PRECIO FRACCIÓN ABRIL(US\$)	PRECIO FRACCIÓN MAYO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN JUNIO(US\$)	PRECIO FRACCIÓN JULIO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN AGOSTO (US\$)	PRECIO FRACCIÓN SEPTIEMBRE (US\$)
FOE	0.00002	0.0002	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003	0.0003
n-C3	0.00008	0.002	0.0017	0.002	0.002	0.002	0.002
i-C4	0.0005	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
n-C4	0.0026	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
SR(C5-160)	0.024	0.92	0.98	1.02	0.96	0.98	0.97
NAFTA	0.0208	0.93	1.04	1.04	0.97	0.99	1.00
DIESEL	0.1755	7.91	9.17	9.86	8.79	9.12	8.97
VGO	0.3001	14.70	16.29	16.66	15.51	15.42	15.72
VB	0.4764	22.64	25.15	25.71	24.10	23.79	24.28
SUMATORIA	1						

Tabla 64. Resultados precio barril.

CRUDO	PRECIO DEL BARRIL POR MES (US\$)					
	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
COHEMBÍ	46.64	52.27	53.99	49.88	50.08	50.57
COSTAYACO	45.86	51.58	53.47	49.11	49.74	49.95
QUINDE	46.84	52.45	54.13	50.06	50.21	50.74
CAPELLA	47.19	52.72	54.39	50.40	50.38	51.01

5.2 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS PRUEBAS DE LOS CRUDOS

Después de realizadas las plantillas de Excel que contienen las formulaciones y los resultados de cada método de Compensación Volumétrica por Calidad, se presentan los cuadros comparativos en los que se pueden evidenciar los resultados obtenidos en comparación con el precio histórico del crudo mezcla Vasconia de los 6 meses propuestos, como se muestra en la Tabla 65.

Tabla 65. Comparación de precios por método para cada tipo de muestra.

Precios mezcla Vasconia para CVC US\$/B																	
API	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre											
24.4	35.40	39.75	42.19	45.19	44.57	44.18											
COHEMBI																	
Cortes Destilacion			Refinacion				API/Azufre										
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
46.42	52.07	53.77	49.68	49.85	50.36	46.64	52.27	53.99	49.88	50.08	50.57	32.39	36.74	39.18	42.18	41.56	41.17
COSTAYACO																	
Cortes Destilacion			Refinacion				API/Azufre										
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
45.33	51.09	52.92	48.61	49.18	49.43	45.86	51.58	53.47	49.11	49.74	49.95	37.72	42.07	44.51	47.51	46.89	46.50
QUINDE																	
Cortes Destilacion			Refinacion				API/Azufre										
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
46.62	52.25	53.91	49.86	49.98	50.52	46.84	52.45	54.13	50.06	50.21	50.74	33.12	37.47	39.91	42.91	42.29	41.90
CAPELLA																	
Cortes Destilacion			Refinacion				API/Azufre										
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
46.9	52.46	54.1	50.14	50.08	50.74	47.19	52.72	54.39	50.4	50.38	51.01	37.72	42.07	44.51	47.51	46.89	46.50

Posteriormente, se realiza el promedio ponderado para la mezcla de crudo CCQC, teniendo en cuenta los volúmenes que transportan y poder realizar la comparación con el crudo mezcla Vasconia. Una vez teniendo los resultados del promedio ponderado, se realiza una tabla comparativa entre los diferenciales que existen entre el crudo mezcla Vasconia y el crudo mezcla CCQC para a su vez poder realizar la selección del método de Compensación Volumétrica por Calidad para el transporte por Oleoducto de cuatro tipos de crudos de los campos de interés en la Cuenca del Caguán-Putumayo, como se observa en la Tabla 66.

Tabla 66. Promedio ponderado y delta de precios.

Ponderado Mezcla CCQC Cortes por Destilación						Ponderado Mezcla CCQC Refinación						Ponderado Mezcla CCQC API/Azufre					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
45.82	51.52	53.29	49.08	49.47	49.84	46.23	51.90	53.72	53.72	49.91	50.25	36.13	40.47	42.92	45.92	45.29	44.90
Precios mezcla Vasconia para CVC US\$/B						Precios mezcla Vasconia para CVC US\$/B						Precios mezcla Vasconia para CVC US\$/B					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
35.40	39.75	42.19	45.19	44.57	44.18	35.40	39.75	42.19	45.19	44.57	44.18	35.40	39.75	42.19	45.19	44.57	44.18
Delta de precios entre Mezcla Vasconia y CCQC Cortes por destilación						Delta de precios entre Mezcla Vasconia y CCQC Cortes Refinación						Delta de precios entre Mezcla Vasconia y CCQC Cortes API/Azufre					
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
10.41	11.78	11.10	3.89	4.90	5.66	10.83	12.16	11.53	8.53	5.34	6.07	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72

5.3 SELECCIÓN DEL MÉTODO MÁS PRECISO DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD PARA LOS CRUDOS DE LOS CAMPOS EN LA CUENCA DEL PUTUMAYO

Haciendo la comparación de todos los resultados obtenidos en el proyecto al comparar y hallar los respectivos diferenciales, como se observa en la Tabla 67, se puede concluir que el método de Compensación Volumétrica por Calidad que más se ajusta a los requerimientos de la empresa teniendo en cuenta las propiedades de los crudos transportados, es el método de API y Azufre, ya que cuenta con un diferencial promedio de 0.724 centavos de dólar con respecto al precio histórico del crudo mezcla Vasconia, por ende es el método más preciso para realizar la compensación.

Tabla 67. Resultados método seleccionado CVC.

Ponderado Mezcla CCQC API/Azufre						
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	
36,13	40,47	42,92	45,92	45,29	44,90	
Precios mezcla Vasconia para CVC US\$/B						
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	
35,40	39,75	42,19	45,19	44,57	44,18	
Delta de precios entre Mezcla Vasconia y CCQC Cortes API/Azufre						
Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	
0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	

6. ANÁLISIS FINANCIERO

En Colombia se realizan procedimientos de Compensación volumétrica por calidad que le garantizan a las empresas operadoras que están haciendo uso del servicio del oleoducto que al final del trayecto del crudo, recibirán en volumen de crudo un valor equivalente al inicialmente entregado. En la metodología se conjugan variables como la cantidad y calidad, en esta última factores como la gravedad API, azufre en porcentaje de masa, sal en PTB y rendimiento que cada crudo tiene en refinados livianos, medios y pesados.

El proyecto tiene como objetivo realizar el estudio e identificar los diferentes métodos de compensación volumétrica por calidad (API y Azufre; cortes por destilación y refinación) y seleccionar el método más acertado para cuatro tipos de crudos de campos en la Cuenca del Caguán-Putumayo, transportados por la compañía transportadora Oleoducto de Colombia S.A., teniendo en cuenta los datos históricos manejados, con el fin de evitar pérdidas de dinero para las empresas productoras. También los resultados obtenidos del proyecto, plasmados en una plantilla de Excel, tienen como fin generar una estandarización del procedimiento para que pueda ser usado por las empresas en operaciones futuras y generar conocimiento para profesionales y estudiantes del sector.

Para realizar la evaluación financiera de este proyecto se da un enfoque desde el punto de vista de una compañía transportadora de Hidrocarburos. Se utilizó la metodología del Valor Presente Neto (VPN), como unidad monetaria de valor constante el dólar Americano (USD) y una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 8,3% efectivo anual, que es comúnmente utilizada en los proyectos desarrollados por Oleoducto de Colombia S.A., el período de evaluación del proyecto es de un año dividido en seis períodos bimestrales.

En el presente análisis se determinaron los costos de inversión (CAPEX) para la implementación del método de API y Azufre para el transporte por oleoducto de los crudos de interés (Cohembí; Costayaco; Quinde y Capella), se establecieron los costos de operación (OPEX) para el método actual de transporte por oleoducto de los crudos (Proceso actual: cortes por destilación) y para el nuevo proceso (API y Azufre) propuesto para cumplir con la misma función.

ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSION (CAPEX)

Hace referencia a la inversión inicial que debe realizarse con el objetivo de adquirir o mejorar los bienes de capital de una compañía, a partir de esto se espera obtener una rentabilidad en periodo un determinado.

Proceso actual: cabe indicar que si la compañía continúa empleando el mismo sistema y método para el transporte del crudo a través de oleoductos no requiere ningún tipo de inversión.

Proceso nuevo: en el análisis de inversión para el método seleccionado como método de compensación volumétrica por calidad (API y Azufre), es necesario adquirir cambios de bases, realizar capacitaciones, estudios y difusiones. La Tabla 68, presenta los costos de inversión requeridos para la implementación de este proceso.

Tabla 68. Inversión para la implementación método API y Azufre.

DESCRIPCIÓN DE INVERSIÓN	USD
Costo de estudio.	8.652,17
Cambio de bases.	4.200,00
Capacitaciones.	2.630,26
Difusión.	1.695,82
INVERSION TOTAL	17.178,25

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A.

En la Tabla 69, se presenta el resumen de la inversión requerida para la implementación del proceso nuevo.

Tabla 69. Costo de inversión para el método de API y Azufre.

PERÍODO (AÑO)	DESCRIPCIÓN	USD
0	Inversión para método de API y Azufre	17.178,25

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A.

ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Son los desembolsos asociados con la ejecución de un proyecto, tales como: el mantenimiento de equipos, gastos de consumibles, remediación de trabajos y otros gastos de funcionamiento necesarios para el desarrollo del proyecto. Para el análisis de costos de operación de este proyecto se debe tener en cuenta los servicios profesionales, la adquisición de la información, inspecciones de calidad y pruebas de ensayo.

Proceso actual: En la Tabla 70, se presentan los costos de operación para el método de cortes por destilación, proceso actual de transporte de crudos en Oleoducto de Colombia en un mes. Por otra parte en la Tabla 119 se observan los costos de operación en un bimestre.

Tabla 70. Costos de operación Bimestrales proceso de cortes por destilación.

DESCRIPCIÓN DE COSTO	CADA MES	NÚMERO DE MESES	USD
Servicios profesionales	3.460,87	2	6.921,74
Adquisición información	2.076,52	2	4.153,04
Inspección de calidad	5.912,99	2	11.825,98
Pruebas de ensayo	1.207,65	2	2.415,30
COSTO TOTAL BIMESTRAL	12.658,03	2	25.316,06

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A.

Tabla 71. Costos de operación para el proceso actual.

PERÍODO (BIMESTRE)	DESCRIPCIÓN	USD
1	Cortes por destilación	25.316,06
2	Cortes por destilación	25.316,06
3	Cortes por destilación	25.316,06
4	Cortes por destilación	25.316,06
5	Cortes por destilación	25.316,06
6	Cortes por destilación	25.316,06

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A.

Proceso nuevo. Con la implementación del método de API y Azufre para el transporte por oleoducto de cuatro tipos de crudo en la Cuenca del Caguán – Putumayo, los costos de servicios profesionales e inspección de calidad disminuyen ya que para este método no hay la necesidad de emplear la misma cantidad de personal ni realizar el mismo número de inspecciones como si se realiza en el proceso actual. A continuación, en la Tabla 72, se presentan los costos de operación para este proceso y en la Tabla 73 se observan los costos de operación totales en cada bimestre evaluado.

Tabla 72. Costos de operación para el método de API y Azufre.

DESCRIPCIÓN DE COSTO	CADA MES	NÚMERO DE MESES	USD
Servicios profesionales	1.800,36	2	3.600,72
Adquisición información	2.076,52	2	4.153,04
Inspección de calidad	4.300,00	2	8.600,00
Pruebas de ensayo	1.207,65	2	2.415,30
COSTO TOTAL BIMESTRAL	9.384,53	2	18.769,06

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A.

Tabla 73. Costos de operación para el proceso propuesto.

PERÍODO (BIMESTRE)	DESCRIPCIÓN	USD
1	API y Azufre	18.769,06
2	API y Azufre	18.769,06
3	API y Azufre	18.769,06
4	API y Azufre	18.769,06
5	API y Azufre	18.769,06
6	API y Azufre	18.769,06

Fuente. Oleoducto de Colombia S.A.

EVALUACIÓN FINANCIERA

El capítulo tiene como objetivo establecer la viabilidad financiera mediante la metodología del Valor Presente Neto (VPN) del método de compensación volumétrica por calidad seleccionado anteriormente. El resultado de la metodología del Valor Presente Neto, indica a dólares de hoy, cuanto le cuesta a la empresa el proyecto. Para realizar la evaluación financiera de este proyecto se tiene en cuenta la inversión requerida para la implementación del método de API y Azufre y los costos de operación asociados a este proceso y al actual.

- **Valor Presente Neto:** “Es el equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto”⁵.
- **Tasa de Interés de Oportunidad:** es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión, esta tasa es la encargada de descontar el monto capitalizado de interés del total de ingresos a percibir en el futuro.

La Ecuación 8, ilustra el método indicado para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) para este proyecto.

Ecuación 8. Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN(i) = \sum -A + (F/(1+i)^n)$$

Fuente: CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la construcción. 2011. p.7. Modificado por los autores.

En donde:

- **VPN:** Valor Presente Neto a determinar.
- **A:** inversión realizada.

⁵ VILLAREAL. Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión.2001. p.67.

- **F:** valor del flujo de caja neto.
- **i:** Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)
- **N:** número de periodos que existen para la evaluación del proyecto.

La Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) utilizada para el proyecto es del 8,3% efectivo anual, debido a esto se realiza la conversión de la tasa de interés , ya que los periodos del proyecto son bimestres, y para esto se hace uso de la Ecuación 9, presentada a continuación.

Ecuación 9. Conversión de la tasa de interés de oportunidad.

$$i \text{ Anual} = (1 + i \text{ bimestral})^n - 1$$

En donde:

- **i Anual:** tasa de interés anual establecida de 8,3%.
- **i Bimestral:** tasa de interés bimestral a encontrar.
- **n:** número de periodos en que se divide la evaluación, para este caso es de 6.

Para conocer la tasa de interés bimestral se debe despejar de la Ecuación 2 la tasa de interés bimestral quedando de la siguiente manera.

$$i \text{ Bimestral} = (1,083)^{1/6} - 1$$

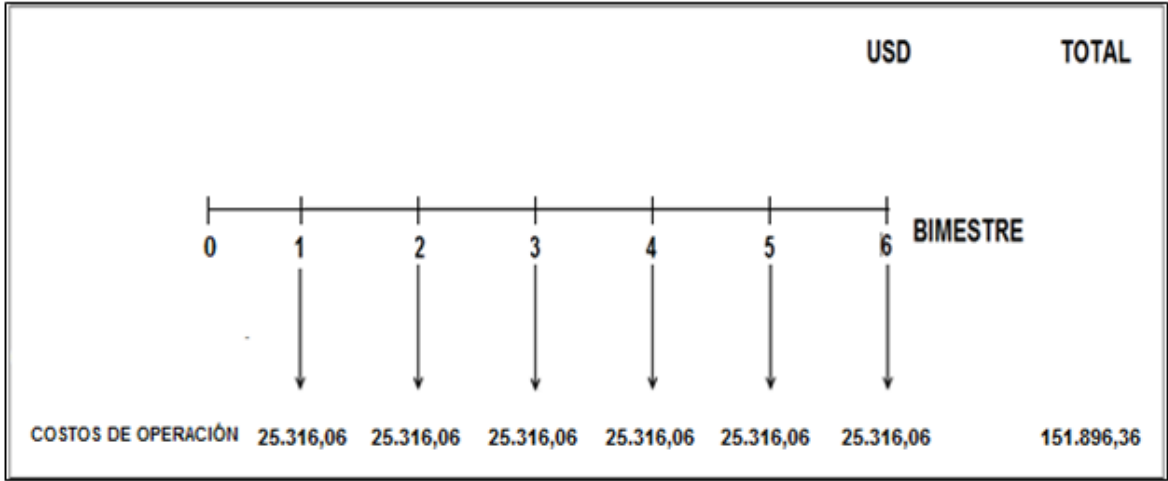
A partir del cálculo se obtiene el siguiente resultado.

$$i \text{ Bimestral} = 0,01337 = 1,33\%$$

- **Flujo de Caja:** es la representación gráfica de los ingresos y egresos en una línea horizontal correspondiente al período de tiempo, donde los ingresos se ubican en la parte superior de la línea y los egresos en la parte inferior de la línea.

Proceso actual: La Figura 15, ilustra los flujos de efectivos para el proceso actual de transporte de crudos, los cuales muestran el plan de egresos proyectados utilizando este proceso en la Cuenca Caguán – Putumayo; igualmente dentro de este numeral se presenta la operación matemática y el resultado obtenido para el Valor Presente neto.

Figura 15. Flujo de efectivo para el proceso actual.

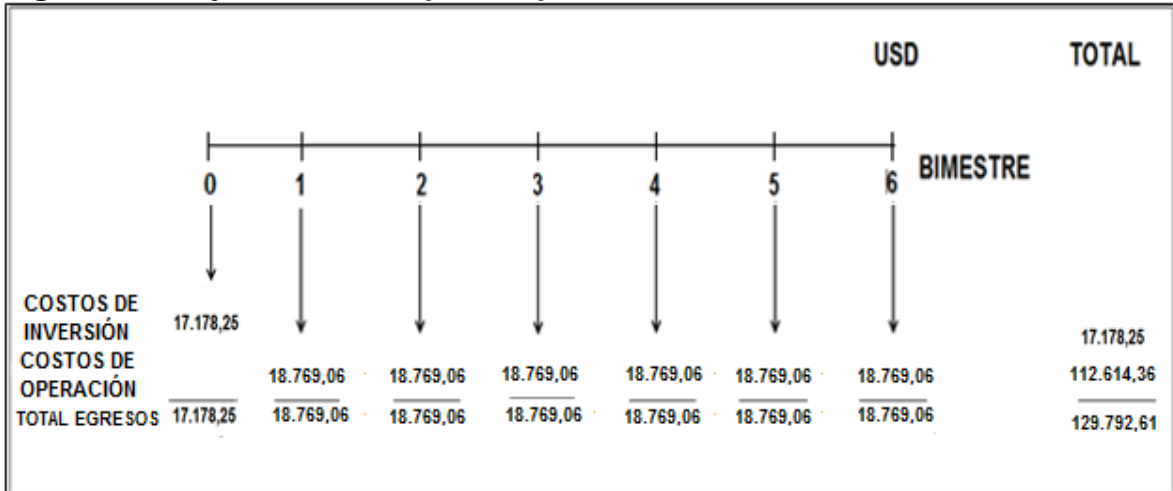


$$VPN(0,0133) = - \frac{25.316,06}{(1+0,0133)^1} - \frac{25.316,06}{(1+0,0133)^2} - \frac{25.316,06}{(1+0,0133)^3} - \frac{25.316,06}{(1+0,0133)^4} - \frac{25.316,06}{(1+0,0133)^5} - \frac{25.316,06}{(1+0,0133)^6}$$

VPN (0,0133) = - 145.069,05

Proceso nuevo: La Figura 16, ilustra los flujos de efectivos para el proceso de API y Azufre de transporte de crudos, los cuales muestran el plan de egresos proyectados utilizando este proceso en la Cuenca Caguán – Putumayo; igualmente dentro de este numeral se presenta la operación matemática y el resultado obtenido para el Valor Presente neto.

Figura 16. Flujo de efectivo para el proceso nuevo.



$$\text{VPN (0,0133)} = - 17.178,25 - \frac{18.769,06}{(1+0,0133)^1} - \frac{18.769,06}{(1+0,0133)^2} - \frac{18.769,06}{(1+0,0133)^3} - \frac{18.769,06}{(1+0,0133)^4} - \frac{18.769,06}{(1+0,0133)^5} - \frac{18.769,06}{(1+0,0133)^6}$$

$$\text{VPN (0,0133)} = - 90.374,42$$

CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la mejor opción para la compañía es implementar el método de compensación volumétrica por calidad propuesto que corresponde al método de API y Azufre para el transporte por oleoducto de cuatro tipos de crudos de la Cuenca del Caguán – Putumayo debido a que le representan un ahorro en el próximo año del 37,70% (54.694,63 USD) a dólares de hoy, con respecto al proceso actual para el transporte de los crudos que corresponde al método de cortes por destilación, este ahorro se origina en la disminución de los costos en servicios profesionales y en los costos de inspección de calidad.

7. CONCLUSIONES

- El ASSAY, que contiene detalladamente las propiedades fisicoquímicas de cada uno de los crudos de interés, es el factor de mayor importancia para la empresa operadora y transportadora ya que sin él no sería posible valorar el crudo para hacer el balance del volumen que se transporta y que se debe entregar al final del transporte.
- Una de las principales diferencias entre el método de Cortes por destilación y el método de Refinación, es que el método de cortes por destilación considera como un solo corte el gas presente dentro del crudo, mientras que el método de refinación considera cada fracción de gas que contiene el crudo como un corte independiente para realizar el cálculo de su valoración, por lo cual es más detallado.
- En la valoración de los crudos se deben considerar factores como el cambio de precio de los componentes mes a mes, que corresponde a los cambios que se dan en el mercado internacional que es el estándar también para Colombia y que se evidencia en la variabilidad del precio de barril con respecto a los históricos del crudo mezcla Vasconia.
- Se pudo observar que en los métodos de cortes por destilación y refinación el diferencial de los precios del barril del crudo mezcla CCQC con respecto a los precios históricos del crudo mezcla Vasconia, varía desde 5 hasta casi 13 dólares debido a la variación de los precios de cada corte mes a mes.
- Teniendo en cuenta las propiedades fisicoquímicas del crudo Capella como los grados API y el contenido de azufre, se observó que este crudo presenta la variación más grande en el precio del barril con respecto a los otros crudos estudiados, debido a que es un crudo extrapesado con alto contenido de azufre y por tal motivo se penaliza en mayor proporción.
- Financieramente, el método de API y Azufre, seleccionado como el método de compensación volumétrica por calidad para los crudos de interés, genera un ahorro del 37,70% (54.694,63 USD) en los costos operacionales que tiene Oleoducto de Colombia S.A.
- Actualmente, el método de Compensación Volumétrica por Calidad realizado por Oleoducto de Colombia S.A. es el de cortes por destilación. Con el estudio realizado, se pudo concluir que el nuevo método a implementar es el de API y Azufre, ya que genera mejor equidad en cuanto a precio de transporte y precio

de barril para las empresas interesadas en transportarlo y la empresa transportadora. Además,

- la diferencia de este método con el precio histórico del crudo mezcla Vasconia es de 0.724 centavos de dólar, lo que indica que este método es el más preciso para realizar la valoración de los crudos de interés.

8. RECOMENDACIONES

- Evaluar si otro método volumétrico puede estimar un valor más exacto y además permita disminuir las pérdidas económicas de las empresas interesadas.
- Utilizar el método de API y Azufre como base para la venta de hidrocarburo ya que el resultado es el más aproximado al precio histórico del crudo mezcla Vasconia.
- Para la empresa Oleoducto de Colombia S.A. es recomendable que además apliquen el método de API y Azufre, debido a que representan un ahorro en el próximo año del 37,70% (54.694,63 USD), con respecto al proceso actual para el transporte.
- Realizar una Compensación Volumétrica por Calidad para otro oleoducto para verificar si aplica el mismo método con crudos de diferentes características.
- Evaluar la viabilidad de transportar el crudo del Campo con una mayor calidad que el crudo mezcla, de manera segregada debido a las propiedades fisicoquímicas que este contiene, para no castigar tan severamente su costo por barril y de esta manera sacar mejor rentabilidad del crudo transportado.

BIBLIOGRAFÍA

ASCHE. F. GJOLBERG. O. VOLKER. T. Energy Economics. Price relationships in the petroleum Market: An analysis of crude oil and refined product prices. 2013.

BACA CURREA. Guillermo. Ingeniería económica. 6a edición. Bogotá. 2000.

BACON. R. TORDO. S. Energy Sector. Management Assistance Programme (ESMAP). Crude Oil Price Differentials and Differences in Oil Qualities: A Statistical Analysis. 2011.

CAICEDO WADNIPAR. Vladimir. Empleo de estimulación electromagnética para recobro de crudos pesados en los Campos Cohembi, Quinde y Cedral. Bogotá, 1995. Trabajo de grado. Universidad de America.

CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S. Manual de transportador. 2013.

EXXON MOBIL PIPELINE COMPANY. WILLIAMS OIL GATHERING L.L.C. Quality bank policy applying on crude petroleum. Houston, Texas. 2001.

UNITED STATES OF AMERICA. FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. Quality bank. 2014.

HASTENREITER. L. PETROBRAS. HAMACHER. S. PUC-Rio. MONTECHIARI. J. PUC-Rio. The Relationship between Operational Costs and Oil Prices: A Contribution for Probabilistic Economic Assessment. SPE-169845-MS. 2014

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. TRABAJOS ESCRITOS: Presentación y referencias bibliográficas. BOGOTÁ D.C.: ICONTEC, 2008. NTC 1486.

_____ Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 1998.

_____ Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 1998.

_____ Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 72145. Reglamentación del transporte de Hidrocarburos por Oleoductos. 2014.

MINISTERIOS DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 72146. Fijación de tarifas para el transporte de Hidrocarburos por Oleoductos. 2014.

OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA S.A.S., “Manual del transportador” [En línea]. (27 de septiembre de 2016) disponible en: (http://bto.bicentenario.com.co/modulos/manual_transportador/Clausula16.aspx)

OLEODUCTO DE COLOMBIA S.A., “Manual del transportador” [En línea]. (15 de septiembre de 2016) disponible en: (<http://www.oleoductodecolombia.com/bto/Documents/MANUALTRANSPORTADO RODCCAMBIOSFECHANOMINACIONESSept30-2014SeccinPBAblica.pdf>).

_____ Descripción general del sistema Oleoducto de Colombia. Bogotá. 2014.

_____ Assays crudos Cohembí, Costayaco, Quinde, Capella. 2016.


OCENSA OLEODUCTO CENTRAL S.A., “Manual del transportador” [En línea]. (15 de octubre de 2016) disponible en: (<https://bto.ocensa.com.co/Documents/MANUALDELTRANSPORTADORCONANEXOSmarzode2014.pdf>).

PÉREZ LEAL. José. “ASESORÍA DE TESIS Y TRABAJO DE GRADO” [En línea]. (15 de agosto de 2016) disponible en: (<http://asesoriatesis1960.blogspot.com.com/2010/10/el-problema-de-investigacion.html>).

PLATT’S. Methodology and specifications guide North Sea sulfur De-Escalator. En: S&P global Platt’s.2017.

SALINAS SÁNCHEZ. Elizabeth. Evaluación del daño de formación generado por los fluidos de perforación y completamiento en el Campo Costayaco. Bogotá, 2009. Trabajo de grado. Universidad de America.

VILLAMIZAR GOMEZ. Laura Camila. Evaluación de los parámetros de perforación en la selección 8 1/2, en el campo Cohembí en la cuenca del Caguán-Putumayo mediante sensores de vibración. Bogotá, 2014. Trabajo de grado. Universidad de America.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros Andrés Felipe Garcés Gaitán y Camila Andrea Sánchez Corredor en calidad de titulares de la obra **selección de un método de Compensación Volumétrica por Calidad para el transporte por oleoducto de cuatro tipos de crudos de Campos en la Cuenca del Caguán-Putumayo**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que me(nos) corresponde(n) y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:


AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación		

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicará (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, D.C, a los 11 días del mes de Agosto del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Andrés Felipe	Garcés Gaitán
Documento de identificación No	Firma
1020786884	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Camila Andrea	Sánchez Corredor
Documento de identificación No	Firma
1022389481	