

**ANÁLISIS PRELIMINAR DE LAS VARIABLES DE DENSIDAD API Y AZUFRE,
DE LOS CRUDOS QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE COMPENSACIÓN
VOLUMÉTRICA POR CALIDAD- CVC, EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE DEL
OLEODUCTO DEL ALTO MAGDALENA OAM**

PENÉLOPE GALENO SÁEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2019**

**ANÁLISIS PRELIMINAR DE LAS VARIABLES DE DENSIDAD API Y AZUFRE, DE
LOS CRUDOS QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE COMPENSACIÓN
VOLUMÉTRICA POR CALIDAD- CVC, EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE DEL
OLEODUCTO DEL ALTO MAGDALENA OAM**

PENÉLOPE GALENO SÁEZ

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN**

DIRECTOR:

SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

Magister Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2019

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	11
1. OBJETIVOS.....	13
1.1 OBJETIVO GENERAL	13
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	13
2. MARCO DE REFERENCIA.....	14
2.1 MARCO LEGAL	14
2.2 MARCO PRÁCTICO	16
3. REVISIÓN DE LA CVC DEL OAM, DESDE EL PUNTO DE VISTA REMITENTE	18
4. ANÁLISIS DE LA CVC SEGÚN LAS CALIDADES DE LOS CRUDOS INYECTADOS.....	31
4.1 AFERENTE ESTACIÓN TENAY – HOCOL	32
4.2 AFERENTES OAM- HOCOL.....	35
4.3 AFERENTES EN VASCONIA	41
ANÁLISIS DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR SISTEMA AFERENTE ..	44
5.1 COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA OAM.....	44
5.2 COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA GUADUAS - DORADA.....	47
5.3. COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA GUANDO – CHICORAL.....	49
5.3.1. Compensación volumétrica Tenay.....	50
6. ANÁLISIS TÉRMINOS CONTRACTUALES SISTEMA OAM.....	53
6.1. REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN UNA CVC	53
6.1 COMPRA A HOCOL EN VASCONIA.....	61
6.2 REPORTE DE PÉRDIDAS	62
6.3 BALANCE OFICIAL	63
6.4 BALANCE DIARIO	64
6.5 BALANCE SEMANAL	64
6.6 BALANCE MENSUAL	66

7. CONCLUSIONES	68
8. RECOMENDACIONES	70
BIBLIOGRAFÍA.....	71

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Procesos de Gestión de la cadena de suministro de Ecopetrol año 2019. ...	17
Figura 2. Aferentes sistema de transporte por oleoducto del OAM.	17
Figura 3. Sistemas de transporte de crudo Ecopetrol S.A.....	18
Figura 4. Cadena de Suministro de Ecopetrol S.A.	19
Figura 5. Distribución de inventarios de Ecopetrol año 2018.	20
Figura 6. Esquema de distribución típica de compensación volumétrica por Calidad en sistemas de transporte de Oleoducto	22
Figura 7. Pasos a seguir para elaborar los balances de cantidad que implican compensación por calidad en sistemas de transporte por oleoducto	23
Figura 8. Ecuaciones de Valoración por sistema de transporte Julio 2018	24
Figura 9. Métodos de valoración de crudos, cortes por destilación.....	26
Figura 10. Valoración de cortes por destilación Julio de 2018	27
Figura 11. Métodos de valoración más utilizados en el mundo.....	28
Figura 12. Método de valorización en Estados Unidos.	29
Figura 13. Método de valorización en Europa.....	29
Figura 14. Método de valorización en Canadá.....	30
Figura 15. Valoración crudo Dina año 2018-2019.....	35
Figura 16. Compensación volumétrica OAM año 2017 – agosto de 2018	44
Figura 17. Compensación volumétrica positiva por remitente en el OAM año 2018 ...	46
Figura 18. Calidad de crudos por remitente con CVC positiva en el OAM año 2018 ..	47
Figura 19. Compensación volumétrica Guaduas- Dorada año 2017 – agosto de 2018	48
Figura 20. Calidad de los crudos entrando al oleoducto Guaduas- Dorada año 2018.	49
Figura 21. Manejo de inventarios estación Tenay año 2018.	50
Figura 22. Análisis de préstamos en OAM Vs inventarios en tanques en Tenay año 2018.....	51
Figura 23. Prestamos de Ecopetrol en OAM año 2018	52
Figura 24. Arrastre de precios CVC OAM año 2018	56
Figura 25. Impacto de la valoración de crudo DINA en la CVC del OAM año 2018	58

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Calidad crudos San Francisco (promedio año 2018).	32
Tabla 2. Calidad crudos Babillas (promedio año 2018).....	33
Tabla 3. Calidad del crudo Yaguará (promedio año 2018).....	34
Tabla 4. Calidad del crudo La Hocha (promedio año 2018).	34
Tabla 5. Calidad promedio corriente Guaduas- Dorada.	36
Tabla 6. Calidad promedio corriente Guando- Chicoral.	37
Tabla 7. Calidad promedio corriente Lérida.	37
Tabla 8. Calidad promedio corriente Espinal- Saldaña.	38
Tabla 9. Calidad promedio OAM- Oleoducto Alto Magdalena.	39
Tabla 10. Calidad promedio OAM- Oleoducto Alto Magdalena.	40
Tabla 11. Control semanal de la propiedad de crudo de Ecopetrol en el OAM.	41
Tabla 12. Balance Planta Vasconia I.	42
Tabla 13. Balance segmento Vasconia - GRB.	43
Tabla 14. Calidad del crudo del OAM.	54
Tabla 15. Composición promedio en volumen mezcla Dina año 2018.	57
Tabla 16. Tendencia de compensación sistemas OAM (Año 2018).....	60
Tabla 17. Plantilla de Ecopetrol de reporte de balance semanal del OAM.....	66
Tabla 18. Relación de propietarios de sistemas de transporte OAM (año 2018).	67

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS PRELIMINAR DE LAS VARIABLES DE DENSIDAD API Y AZUFRE, DE LOS CRUDOS QUE INTERVIENEN EN EL PROCESO DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD- CVC, EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE DEL OLEODUCTO DEL ALTO MAGDALENA OAM**

AUTOR: PENÉLOPE GALENO SÁEZ††

PALABAS CLAVES: CVC, Oleoducto, Calidad.

La compensación volumétrica por cantidad – CVC es un proceso fundamental para los remitentes que movilizan hidrocarburos por Oleoductos, ya que con este reporte se materializan los volúmenes que se ganan o se pierden por efectos de cambios de calidad entre el punto de entrada y salida de los Oleoductos del país. Actualmente algunos contratos solicitan la generación de CVC y otros no, por lo que en Ecopetrol se dispone de un equipo de trabajo que represente a Ecopetrol como remitente en el transporte de hidrocarburos y genere la revisión y aprobación de CVC's, dicho equipo está ubicado en la Gerencia de Planeación Operativa. Este documento permite dar una introducción a la CVC del Oleoducto del Alto Magdalena – OAM actualmente operado por la empresa Hocol, en el cual Ecopetrol moviliza cerca de un 50% de propiedad y cuyo objetivo principal es garantizar el suministro de crudo mezcla a la Refinería de Barrancabermeja. Finalmente, es importante saber revisar la CVC del OAM para poder proponer mejoras en la calidad de la Refinería y optimizar los volúmenes de compensación, aportada por crudos pesados que entran al sistema.

** Trabajo de grado

†† Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

ABSTRAC

TITLE: PRELIMINARY ANALYSIS OF API AND SULFUR DENSITY VARIABLES, OF RAWS INVOLVED IN THE QUALITY VOLUMETRIC COMPENSATION PROCESS- CVC, IN THE OTOODUCT TRANSPORT SYSTEM OF ALTO MAGDALENA OAM^{##}

AUTHOR: PENÉLOPE GALENO SÁEZ^{§§}

KEYWORDS: CVC, Pipeline, Quality.

Volumetric compensation by quantity - CVC is a fundamental process for shippers that move hydrocarbons by pipelines, since this report materializes the volumes that are won or lost due to changes in quality between the point of entry and exit of the pipelines. Pipelines of the country. Currently some contracts request the generation of CVC and others do not, so that Ecopetrol has a work team that represents Ecopetrol as a shipper in the transport of hydrocarbons and generates the review and approval of CVC's, this team is located in the Management of Operational Planning. This document allows to give an introduction to the CVC of the Alto Magdalena Pipeline - OAM currently operated by the Hocol company, in which Ecopetrol mobilizes about 50% ownership and whose main objective is to guarantee the supply of crude oil to the Refinery of Barrancabermeja. Finally, it is important to know how to review the CVC of the OAM in order to propose improvements in the quality of the Refinery and optimize the volumes of compensation, contributed by heavy crudes that enter the system.

^{##} Bachelor Thesis

^{§§} Faculty of physicochemical engineering. School of petroleum engineering. Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

INTRODUCCIÓN

La compensación volumétrica por calidad – CVC, hace parte de los balances de cantidad oficial de los oleoductos, en los cuales se tiene producto de diferentes propietarios o remitentes y distintas calidades; por lo que se acuerda entre las Partes la elaboración de dicha compensación que permita que los propietarios de los crudos de mejor calidad reciban mayor volumen dada la pérdida de calidad en el transporte por oleoductos. Dichos balances son remitidos a los remitentes para su revisión y aprobación, en algunos casos cuando el remitente la rechaza puede generarse una reclamación formal.

La CVC es una información crítica para el proceso de programación y planeación, ya que permite la optimización de los sistemas de transporte de hidrocarburos en Ecopetrol, ayudando a definir qué productos mover en la red de transporte y cuanto producto se pierde o se gana por efecto de la calidad de los productos que entran en cada sistema.

Los balances de cantidad en oleoductos están enmarcados en la reglamentación nacional, resolución 72145 de 2014; en la cual se define que el crudo o petróleo que se transporta en los oleoductos, está sujeto a cambios en su calidad por la mezcla con otros crudos de distintas propiedades fisicoquímicas los cuales se encuentran en el oleoducto y en las instalaciones de manejo, almacenamiento y cargue de crudo.

Durante el mes de operación, los remitentes que entreguen crudos con mejor calidad, obtendrán una compensación en volumen, equivalente a la que asumirán los remitentes que entreguen crudos de calidad inferior a la de la mezcla al final del sistema de transporte, en forma tal, que los saldos volumétricos finales por este concepto sean iguales a cero. El transportador será el liquidador y mediador de las compensaciones para propiciar un ajuste. Los remitentes participantes en la mezcla podrán acordar entre ellos que no se aplique el mecanismo de compensación por calidad.

La compensación se calculará con base en el valor de los crudos entregados y recibidos por cada remitente. El transportador definirá en el manual el procedimiento de compensación volumétrica y señalará los mecanismos para los cálculos correspondientes, incluida la unidad de medida de los mismos.

Acorde a ésta regulación, las empresas de transporte por oleoductos remiten mensualmente a Ecopetrol las compensaciones volumétricas por calidad y los balances oficiales de todos los sistemas de transporte, a cada remitente que entra en el oleoducto; Ecopetrol actúa como Remitente (dueño) del crudo movilizado en la red de transporte.

En las compensaciones volumétricas se distribuye la propiedad, préstamos y las pérdidas por remitente, por ende, es de vital importancia poder describir en procedimientos internos para la compañía su respectiva revisión, análisis y gestión de requerimientos contables a la luz de los impactos financieros presentes.

En materia de calidad se evidencia la clara necesidad de disponer de bancos de calidad, referentes a la disponibilidad de Assay tipo II que permita la respectiva valoración de cada corriente de crudo o petróleo puro (no mezcla) y genere así el despliegue de los cálculos de CVC basados en la valoración de cada crudo. Estos Assay generan la necesidad de revisar con las áreas de análisis de calidad y de laboratorios físicoquímicos la correcta ejecución de los procesos de muestreo y análisis de calidad de laboratorio que inciden en las respectivas valoraciones que se definen en las CVC de cada sistema.

Actualmente OCENSA es quien regula todo el proceso de CVC en el segmento de transporte de grupo empresarial Ecopetrol, y se tiene un lineamiento de actualización de Assay cada vez que cambia la densidad API en más de dos grados.

Hoy en Ecopetrol la CVC se maneja volumétricamente como una entrada o salida del sistema en volumen no en dinero; en algunos lugares del mundo la CVC es un efecto financiero de dinero que ingresa o se descuenta de la operación.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Describir las generalidades del proceso de revisión de la compensación volumétrica por calidad- CVC en el sistema del Oleoducto del alto magdalena-OAM, desde el punto de vista de remitente; que permita la toma de decisiones en materia de medición de cantidad y calidad y a su vez retroalimente de manera eficaz los procesos internos de planeación y programación de oleoductos de Ecopetrol S.A.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar las cantidades y calidades de los crudos inyectados desde los campos de producción (puntos de entrada) hasta el punto de salida del oleoducto ubicados en la planta Vasconia; utilizando herramientas de Excel de manera gráfica.
- Describir los procesos de valoración de crudos y su impacto en la CVC.
- Validar los volúmenes reportados como pérdidas, límites de tolerancia y en general requerimientos de auditoria o inspección de equipos de medición de cantidad y calidad.
- Revisar los términos contractuales en cada oleoducto en lo referente a las cláusulas de medición de cantidad y calidad.
- Desarrollar la guía preliminar para revisión de la CVC- Compensación Volumétrica por Calidad desde el punto de vista remitente, en el sistema del OAM- Oleoducto del Alto Magdalena, que permita documentar dicho proceso según la Figura 1, como input a los procesos de balance de cantidad, logística y planeación y programación de la compañía; entre otros.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1 MARCO LEGAL

El Oleoducto de Alto Magdalena (OAM) es operado por Hocol, y cuenta con un manual de transporte en donde se detallan las normas generales de operación y transporte del ducto y describe el proceso de compensación volumétrica en su Anexo 5.

El transporte de crudo por oleoductos está regulado por el Ministerio de Minas y Energía según la regulación numero 18 1258 de Julio del 2010 que en su artículo 1º tiene como premisa: *Establecer la regulación general aplicable al transporte de crudo por oleoducto, con el fin de que se puedan asegurar los principios de libre acceso de terceros sin discriminación, como lo disponen los artículos 47 y siguientes del Código de Petróleos, o las normas que los modifiquen o sustituyan, y ofrecer a los distintos agentes de la cadena del crudo las condiciones regulatorias de esta actividad, que les permita disponer de dicho transporte a precios justos y razonables, conforme a la determinación de tarifas que expida el Ministerio de Minas y Energía mediante el acto correspondiente.*

Adicional, en su artículo 6 exige a los transportadores de crudo a contar con un Manual del transportador en donde debe definir:

1. Descripción del sistema de transporte.
2. Reglas y procedimientos para la atención de las solicitudes de conexión de terceros.
3. Reglas y procedimientos para atender las solicitudes de ampliación de capacidad cuando el sobrante efectivo de capacidad transportadora no sea suficiente para atender solicitudes de transporte de crudo de terceros.
4. Reglas y procedimientos para la elaboración del plan de transporte.

5. Mecanismos, asignación de responsabilidades y reglas para llevar a cabo el proceso de nominación y coordinación de operaciones.
6. Reglamentación de sanciones entre los agentes operacionales por incumplimiento del programa de transporte.
7. Normas y procedimientos para la medición de las cantidades y calidad del crudo que se transporta.
8. Procedimientos de calibración de instrumentos de medición y estándares aplicables.
9. Especificaciones mínimas de calidad para el crudo que se transporta por el oleoducto y el procedimiento a seguir para el rechazo de los que no cumplan con estas especificaciones.
10. Mecanismos de compensación de calidad por la mezcla de crudos.
11. Procedimientos para los balances volumétricos del oleoducto, cálculo de las pérdidas en el transporte, lleno de línea en el sistema y volumen transportado.
12. Mecanismos para la atención de reclamos de los remitentes, y la atención de solicitudes de terceros, incluyendo términos para su presentación y para su respuesta por parte del transportador.
13. Procedimientos de coordinación de operaciones, comunicaciones y atención de emergencias.

PARÁGRAFO 1o. Este manual de transportador debe estar redactado en forma sencilla, de fácil entendimiento y en idioma castellano

PARÁGRAFO 2o. En tanto el manual del transportador no se encuentre disponible en el BTO dentro del término previsto en el presente artículo, el transportador deberá informar a los terceros que lo requieran sobre los puntos mínimos especificados en este artículo. Para ello dispondrá de cinco (5) días hábiles desde el momento de recibir el requerimiento de información.

El manual de transportador define los procedimientos del operador de transporte para ejecutar los balances, la operación y la distribución de pérdidas por ende se debe tener entendimiento de este documento antes de iniciar la labor de CVC.

2.2 MARCO PRÁCTICO

El sistema de transporte de oleoductos se debe estructurar conociendo las entradas y salidas del sistema, manejo de inventarios en tanques y líneas, las corrientes puras y las mezclas, los puntos donde se carga o descargan carrotanques, los procesos de conciliación de cifras, los procedimientos disponibles de manejo de conciliación de cifras, entre otras que permitan contar con todas las variables del balance de cantidad de la red de transporte.

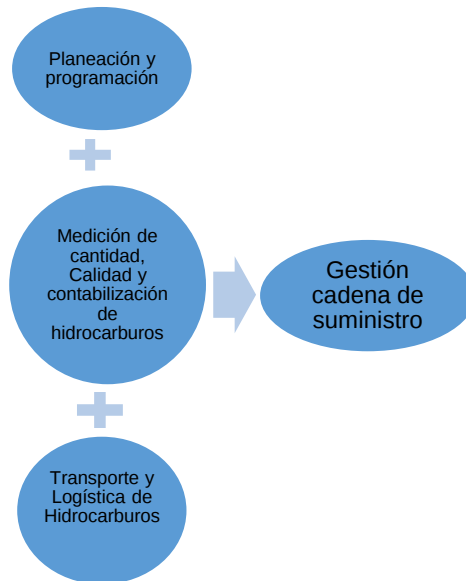
Actualmente, para Ecopetrol se realiza CVC en estos sistemas del OAM:

1. Espinal- Saldaña
2. Guaduas- Dorada
3. Lérica
4. San Francisco/Babillas- Tenay
5. Yaguará- Tenay
6. La Hocha – Los mangos
7. OAM

Hocol realiza mensualmente una compensación volumétrica por calidad – CVC que llega a los remitentes el mes siguiente al cual se generó la operación y Ecopetrol registra como ajustes las cifras reales que se transportan; previo a este registro se buscan como soporte la aprobación de balances de producción y regalías.

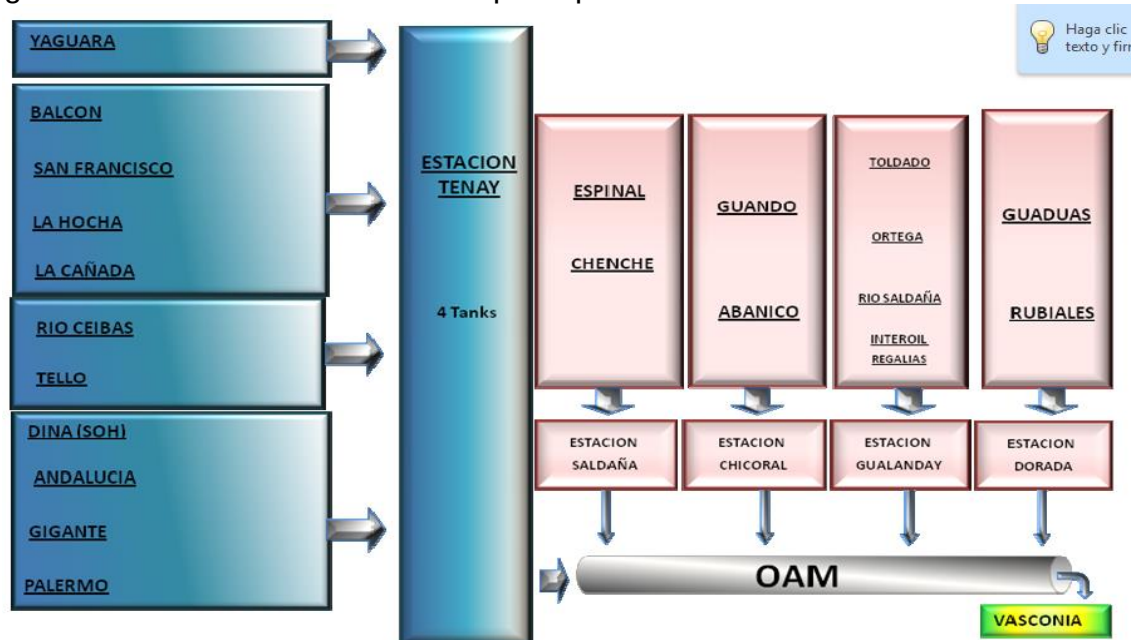
Durante el mes se revisa con las áreas de planeación y programación de Ecopetrol, los resultados de las CVC y los puntos o variables de impacto que pueden mitigarse. Dichos análisis se realizan un mes después al que se da debido a que así se ejecuta el proceso, Ver figura 1.

Figura 1. Procesos de Gestión de la cadena de suministro de Ecopetrol año 2019.



El OAM está compuesto de los siguientes puntos de entrada y salida:

Figura 2. Aferentes sistema de transporte por oleoducto del OAM.



Fuente. Hocol, Manual de transportador del OAM enero 2011.

3. REVISIÓN DE LA CVC DEL OAM, DESDE EL PUNTO DE VISTA REMITENTE

Actualmente el sistema del Oleoducto del Alto Magdalena- OAM, está compuesto de los siguientes sistemas de ductos, iniciando principalmente en la Planta Tenay definido como Punto de Entrada y con Punto de Salida en la Planta Vasconia, ver Figura 3:

1. San Francisco – Babillas- Tenay
2. Yaguara – La Hocha – Tenay
3. Tenay – Vasconia (OAM)
4. Guando – Chicoral (aferente al OAM)
5. Guaduas – Dorada (aferente al OAM)
6. Lérica (Descargadero de carrotanques) (aferente al OAM)
7. Espinal – Saldaña (aferente al OAM)
8. Toldado- Gualanday (aferente al OAM)

Figura 3. Sistemas de transporte de crudo Ecopetrol S.A.



Fuente: Cenit, Taller de Compensación Volumétrica. Octubre 2014.

En ECOPETROL S.A. la revisión de las compensaciones volumétricas por calidad en los oleoductos, cubre desde el proceso de producción de crudo hasta la comercialización (Ventas/compras), tal como se muestra en la Figura 4.

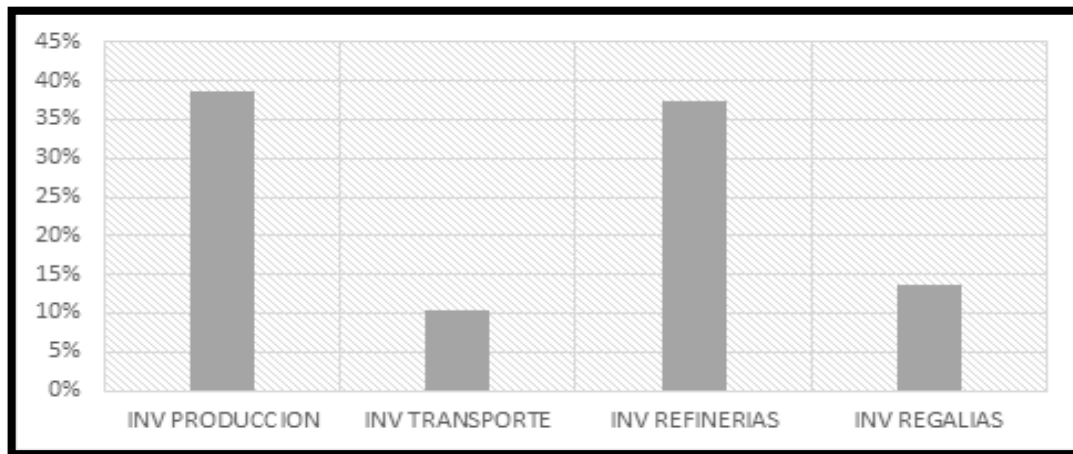
Figura 4. Cadena de Suministro de Ecopetrol S.A.



Fuente: Ecopetrol, Proyecto SIEH (Solución integral evacuación de crudos) año 2014.

Dado que los ductos de transporte de Ecopetrol son activos que pasaron a ser propiedad de CENIT hace unos años, la distribución actual de los inventarios de Ecopetrol a la fecha, se distribuye entre producción y las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, los inventarios de transporte equivalen a sistemas de transporte del área de producción. Ver Figura 5

Figura 5. Distribución de inventarios de Ecopetrol año 2018.



Fuente. ECOPETROL, sistema de información oficial SAP año 2018.

Los balances oficiales en donde se determina la propiedad del producto por remitente del mes n , es generado el día 21 del mes $n+1$ (periodo que requiere el transportador para generar la compensación volumétrica por calidad) originando que en el cierre volumétrico mensual, ejecutado los tres primeros días del mes n , se realicen estimaciones de volúmenes propiedad de Ecopetrol S.A. presentando a los estados financieros una aproximación de la propiedad del producto (inventarios, pérdidas de volumen y movimientos internos) a nivel nacional.

La documentación necesaria para revisar la CVC mensual que emite el transportador es:

1. Consolidación de las Formas 4 de la producción y entregas a sistemas de transporte.
2. Distribución de propiedad.
3. Listado de Precios remitido por OCENSA.
4. Actas de inspectores de cantidad y calidad de los campos de producción.
5. Reuniones de conciliación requeridas para el cierre de desbalances.
6. Acta de entrega por carrotanques, emitida por la coordinación de carrotanques de Ecopetrol.

Una vez se aprueba las CVC, éstas entran en los procesos comerciales de compra y venta, adicional a los requerimientos contractuales de pagos de tarifas de transporte establecidas contractualmente.

Conceptos básicos de una CVC: En la Figura 6 se muestra un esquema de distribución típica de compensación por calidad en sistemas de transporte de Oleoducto, en el cual entran dos corrientes llamadas A y B mezclándose dentro del sistema de transporte para generar la corriente C. Dado que las corrientes de entrada tienen cada una su valoración asociada, basados en esta se calcula la valoración de C y se realiza una distribución porcentual para determinar que corriente gana volumen lo cual significa que perdió calidad en términos de menor densidad API y que corriente pierde volumen es decir gana calidad en términos de mayor densidad API.

En el ejemplo el crudo A pierde 10 Barriles es decir compensa cediendo al sistema, y el crudo B gana los mismos 10 barriles es decir el sistema le cede volumen.

En la Figura 6, se muestran los pasos generales que se siguen por los transportadores, para elaborar los balances de cantidad que implican compensación por calidad en sistemas de transporte por oleoductos, este procedimiento es el modelo general que se aplica en todas las CVC; la única diferencia entre transportadores radica en la valoración de corrientes ya sea por densidad API y Azufre y/o arrastre de precios.

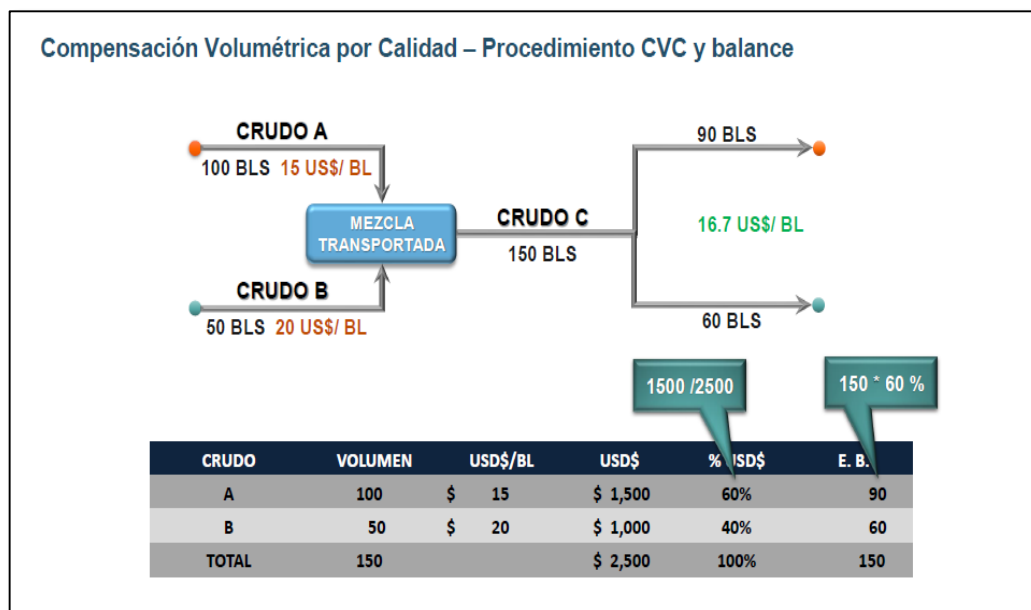
En la Figura 7, se muestran los pasos generales estándar entre transportadores, para determinar los volúmenes a compensar; el paso uno para determinar las entregas por remitente o dueño de cada corriente de entrada al sistema de transporte por ducto, se toman las formas 4 o los balances de producción, estos volúmenes se dan en Barriles.

Para el paso dos los precios de cada crudo o corriente de entrada corresponde a la estipulada en los listados de precios que entrega la compañía OCENSA según el assay de la mezcla o según la ecuación determinada por gravedad API y contenido de azufre en %peso, la valoración se da en \$USD/BBL y el precio sería $Q_i = \text{Valoración} \times E_i$.

En el paso 3 para determinar la fracción de costo de cada remitente se divide el costo de cada corriente (valoración por volumen de cada corriente de entrada, Q_i) entre el costo total (costo total de corrientes de entrada, Q_t).

En el paso 4 para calcular los barriles equivalentes, es decir según la valoración; se multiplica la fracción de costo- F.C por el volumen total de entrada al sistema de transporte. Finalmente, para calcular el ajuste por compensación se resta a los barriles equivalentes los originales por remitente; como regla general la suma de todas las compensaciones del sistema de transporte analizado debe ser cero.

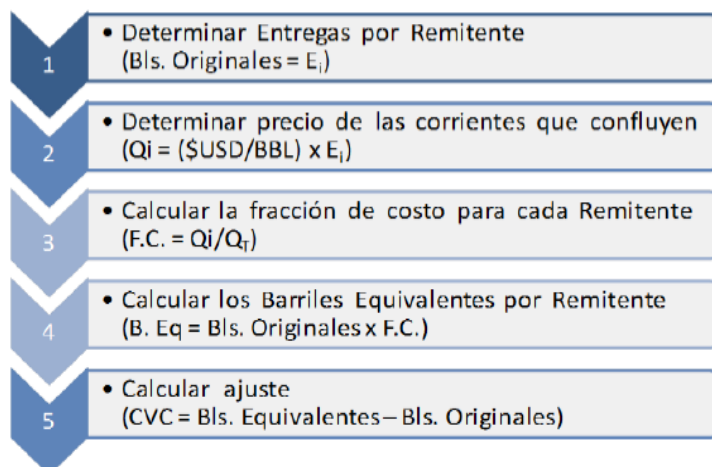
Figura 6. Esquema de distribución típica de compensación volumétrica por Calidad en sistemas de transporte de Oleoducto



Fuente: Presentación CENIT, Cesar Tovar; Julio 24 de 2018.

Figura 7. Pasos a seguir para elaborar los balances de cantidad que implican compensación por calidad en sistemas de transporte por oleoducto

Compensación Volumétrica por Calidad – Procedimiento CVC y balance



E_i: Entregas por remitente en el nodo de entrada.

Q_i: Precio de las corrientes que son entregadas en el nodo de entrada.

F.C.: Porcentaje de la relación entre el precio de las entregas por remitente y el precio total de las corrientes de todos los remitentes.

Fuente: CENIT Julio 24 de 2018.

Cuando para alguna corriente en el paso dos, no se tenga la valoración incluida en el listado de precios que remite OCENSA oficialmente, ésta valoración se debe calcular con la formula definida para el sistema, utilizando la densidad API y el contenido de azufre, dichas ecuaciones ejemplo para Julio son las de la Figura 8.

Estas ecuaciones parten del principio de linealizar la densidad API y el contenido de azufre para con éstas determinar el precio de cada corriente que ingresa al sistema de oleoductos y valorarlo para al final determinar la compensación por cada remitente; el coeficiente de correlación de cada ecuación incluye los efectos de variación de la bolsa de crudos utilizada para su determinación lo cual en la mayoría de casos muestra una variación que permite recomendar el uso de ecuaciones exponenciales que permitan disponer de ecuaciones que se acerquen mejor a la representación mencionada.

Figura 8. Ecuaciones de Valoración por sistema de transporte Julio 2018

Archivo de Valoración	Valoración O.A.M			Coeficiente
VALJUL18	b0	b1	b2	Correlación
	104.877925959	-31.772162135	-2.853122651	0.85
Archivo de Compensación	Valoración Llanos			Coeficiente
CMJUL18	b0	b1	b2	Correlación
	115.446880911	-42.270535978	-2.511195761	0.84
Mes en curso	Valoración O.D.C.			Coeficiente
JULIO DE 18	b0	b1	b2	Correlación
	112.309364727	-38.723875532	-3.113177161	0.86

Fuente. Ocesa, listado de Precios Julio 2018.

La recomendación actual para pasar de un sistema de oleoductos a otro es de arrastre de precios, el cual significa que al llegar al punto de salida del sistema al cual se determina CVC se realice un cálculo de precio según su volumen total y su valoración total por corriente; es decir que en el OAM al llegar a Vasconia, el cual es el punto de salida; se debe calcular la valoración con esta metodología y tomarla para los crudos que entran en el balance oficial de los ductos que continúan en el sistema es decir hacia ODC- Oleoducto de Colombia y Ocesa.

Para determinar la valoración de cada crudo, se utilizan dos metodologías:

1. Método de Propiedades básicas (Bulk Properties): Este método infiere el precio del crudo a partir de propiedades básicas del crudo y precios de referencia internacionales. Las propiedades básicas son aquellas que se determinan al crudo sin necesidad de realizar destilaciones ni transformaciones químicas.

Las propiedades básicas más utilizadas son:

- Gravedad API, y

- Contenido de azufre (% S)

2. Métodos de refinación: Existen dos métodos de valoración de crudos que se basan en las características de refinación.

- Mide lo que obtendría un refinador por la realización de los productos obtenidos del crudo a comprar, en un esquema básico de refinación.
- A partir de un Assay completo del crudo y mediante herramientas de simulación se determinan los volúmenes y calidades de los productos obtenidos del crudo evaluado, en una refinería localizada en la costa del golfo de los Estados Unidos de Norte América (USGC), conformada por una unidad de destilación y una de ruptura catalítica. Su costo típico de operación es de 1.20 us\$/bl.

Solo contempla la producción de líquidos (máx. rendimiento de líquidos del 96%, en función del tipo de crudo). Los gases se consumen en la operación.

El método de cortes por destilación determina el precio de un barril de crudo a partir de su comportamiento en un proceso de refinación y el precio internacional de los productos derivados que se obtengan, Ver Figura 9.

Figura 9. Métodos de valoración de crudos, cortes por destilación.

Precios internacionales de productos método cortes por destilación.

El precio que se asigna a cada uno de los cortes determinados anteriormente, corresponde a precios del mercado internacional, publicados en revistas especializadas, como Platt's y Argus. Los precios utilizados son los del USGC por ser este el principal mercado de los Crudos Colombianos.

PRODUCTO	PRECIO BASICO	UNIDAD	FUENTE
LPG & Lighter	LPG	¢/Gal	Argus
i-C4	Isobutane	¢/Gal	Argus
n-C4	Normal Butane	¢/Gal	Argus
NAFTA (C5-350)	Natural Gasoline	¢/Gal	Argus
	Domestic Naphtha	¢/Gal	OPIS
DI(360-650)	#2	¢/Gal	Argus
VGO(650-1000)	Lo S 0.5% S	¢/Gal	OPIS
	Hi S, >2.0% S	¢/Gal	OPIS
LCO, 50 VBN, .7S	Light Cycle Oil	¢/Gal	OPIS
Fuel Oil	1% Sulfur Fuel Oil (\$/Bbl.)	\$/Bbl	Argus (NYH)
	3% Sulfur Fuel Oil (\$/Bbl.)	\$/Bbl	Argus (NYH)

Precios internacionales de productos método cortes por destilación.

Mediante el uso de una canasta de Crudos de referencia se determinará la variación en precio con relación al Grado API y el contenido de azufre para los Crudos entregados al Oleoducto. El método se basa en el empleo de la regresión lineal de los precios de una canasta de Crudos de referencia entregados en la Costa del Golfo de los Estados Unidos con gravedad API y contenido de azufre.

PRECIOS (USGC)	FUENTE	CODIGO REFERENCIA	CALCULO DEL PRECIO
ASCI	ARGUS	ASCI=ARG	
Arab Light *	ARGUS		Indicador ASCI + Dif. Arab Ligth
Arab Medium *	ARGUS		Indicador ASCI + Dif. Arab Med
Arab Heavy *	ARGUS		Indicador ASCI + Dif. Arab Heavy
Castilla	PLATTS	AAVEQ00	Indicador Castilla + Flete Coveñas-USGC
LLS	ARGUS	LLSWAM1=ARG	Indicador LLS
Mars	ARGUS	MARSWAM1=ARG	Indicador MARS
Maya	PLATTS	/PDATS09	Indicador Maya + Flete Cayo Arcas-USGC
Napo	PLATTS	AAMCA00	Indicador Napo + Esmeraldas-USGC
Oriente	PLATTS	PCADE00	Indicador Napo + Esmeraldas-USGC
Vasconia	PLATTS	PCAGI00	Indicador Castilla + Flete Coveñas-USGC

Fuente: CENIT, Julio 24 de 2018.

Para Julio de 2018, los cortes por destilación reportados para la valoración se observan en la Figura 10, nótese los ajustes de azufre para destilados, VGO – Gasóleos y fuel oíl los cuales generan las correcciones a las ecuaciones de gravedad API y contenido de azufre de la Figura 8.

Los métodos de valoración más comunes en el mundo, se ilustran en la Figuras 10, nótese que en américa latina - Colombia se utilizan en combinación los métodos de destilación y gravedad API, %S. Actualmente, Ocesa se asesora con el IHS – respecto a las mejores metodologías de valoración que permitan hacer más preciso el cálculo de las compensaciones.

Las compensaciones se incluyen en la contabilidad de Ecopetrol en volumen como variables de entrada o salida de los sistemas, acorde a si el sistema cede o gana. En estas variables se evidencia que deben ser analizadas y validadas por las áreas de contabilización de los negocios de producción y la Gerencia de Planeación Operativa para que permitan optimizar el transporte de crudos a lo largo y ancho del país, reflejando mejores ingresos para la compañía y el grupo empresarial.

Figura 10. Valoración de cortes por destilación Julio de 2018

 PRECIOS PRODUCTOS PARA MES DE JULIO DE 2018							
Product	Price Basis	MAY	JUN	JUL	Average Reported	Units	US\$/bbl
LPG & Lighter	LPG	91.60	88.01	93.80	91.14	e/Gal	38.28
i-C4	Isobutane	131.70	134.65	120.70	129.02	e/Gal	54.19
n-C4	Normal Butane	102.74	103.39	124.57	110.23	e/Gal	46.30
NAFTA (C5-350)	Natural Gasoline	159.48	149.94	152.65	154.02	e/Gal	64.69
	Domestic Naphtha	187.35	180.63	188.35	185.44	e/Gal	77.89
DI(360-650)	#2	203.97	201.72	206.52	204.07	e/Gal	85.71
VGO(650-1000)	Lo S, 0.5% S	191.27	192.85	194.03	192.72	e/Gal	80.94
	Hi S, >2.0% S	190.49	189.97	190.06	190.17	e/Gal	79.87
LCO, 50 VBN, .7S	Light Cycle Oil	207.69	201.01	202.84	203.85	e/Gal	85.62
Fuel Oil	1% Sulfur Fuel Oil (\$/Bbl.)	64.52	64.02	68.84	65.79	\$/Bbl	65.79
	3% Sulfur Fuel Oil (\$/Bbl.)	63.64	63.55	66.06	64.42	\$/Bbl	64.42

Distillate Sulfur/Price Equation			
	Sulfur	Price	\$/Bbl
Distillate	0.2	204.07	85.71
	0.5	203.07	85.29
Slope			-1.40
Intercept			85.99

VGO Sulfur/Price Equation			
Lo S, 0.5% S	0.5	192.72	80.94
Hi S, >2.0% S	3	190.17	79.87
Slope			-0.43
Intercept			81.15

Fuel oil sulfur bonus equation	
Sulfur Bonus	0.69

Data Source	Argus
	Argus
	Argus
	Argus
	OPIS
	Argus
	OPIS
	OPIS
	OPIS
	Argus (NYH)
	Argus (NYH)

Fuente. Ocesa, Listado de Precios Julio 2018.

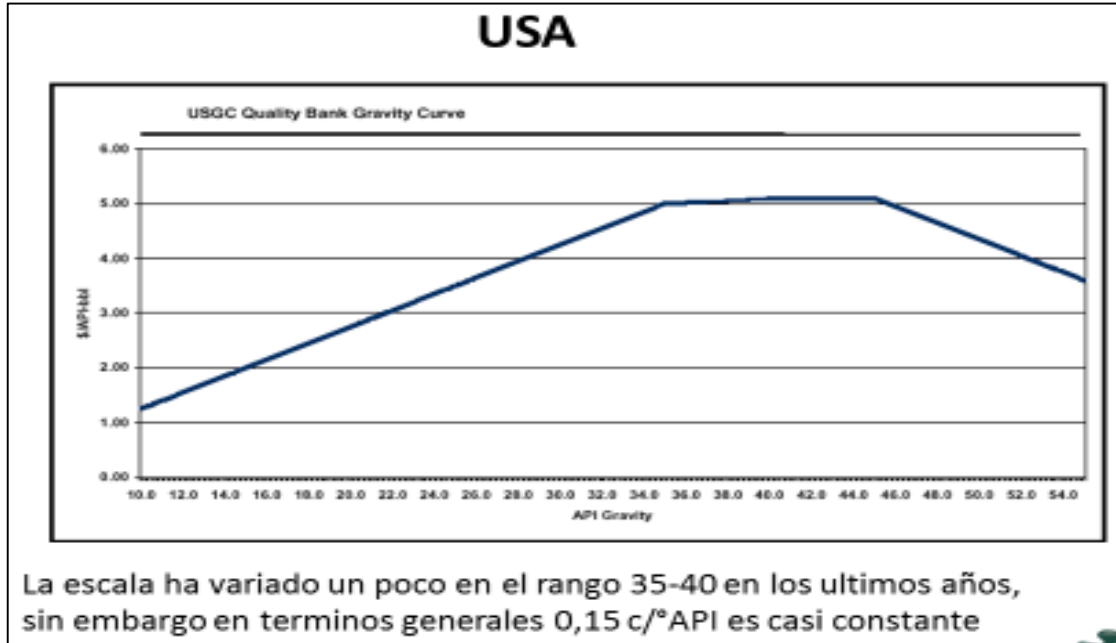
Figura 11. Métodos de valoración más utilizados en el mundo.

USA			
Oleoducto	Ubicación	Método	Comentario
Various Offshore	LA	Gravedad API	Basado en diferenciales API publicados
Various Offshore	LA	API + % S	Diferenciales de API publicados + \$1/bbl por % S
HOOPS, Offshore	TX	API + % S	Determinado por regresión de precio de crudos vs. API y % S
LOOP Terminal	LA	Destilación (4 cortes)	Inactivo, se transporta segregado.
East rockies	TX	API	Basado en diferenciales API publicados
Point Arguello	CA	API + % S	Regresión de publicación CA
Ventura	CA	API + % S	
Cook inlet	AK	API	Basado en diferenciales API publicados
TransAlaska (TAPS)	AK	Destilación (10 cortes)	En conflicto
Interprovincial	Canada	API + % S	Ajuste por S para separa los crudos dulces

En la figura 11, columna método, el método de valoración más utilizado en USA es densidad API y azufre y sigue el de destilación con 10 cortes en el assay.

El análisis de valoración por densidad API, alcanza un equilibrio para densidades mayores a 34,5 con el objetivo de no sobrevalorar mezclas de alta calidad.

Figura 12. Método de valorización en Estados Unidos.



El método de valoración más utilizado en Europa a diferencia de USA, es destilación.

Figura 13. Método de valorización en Europa.

EUROPA

<u>System Method</u>	<u>Brenden/Norsan 4 Cut Distillation</u>	<u>Ekotisk 3 Cut Distillation</u>	<u>Hotta 5 Cut Distillation</u>	<u>Horties 4 Cut Distillation</u>	<u>Useburg 5 Cut Distillation</u>	<u>I roll 5 Cut Distillation</u>
Light Ends	X		X	X	X	X
Naphtha	X	X	X	X	X	X
Kerosene					X	X
Gasoil	X	X	X	X	X	X
Vacuum Gasoil			X			
Residue	X	X	X	X	X	X
Quality Adjustments						
Kerosene s.g.					X	X
Gasoil s.g.			X	X	X	X
VGO sulfur content			X			
Residue sulfur content	X	X	X	X	X	X
Residue viscosity	X		X	X	X	X
Residue s.g.		X				

En Europa Todos lo métodos utilizan destilación dado que en el mar del norte no hay un sistema de colocación establecido (Posting System)

En Canadá muy similar al caso de USA, el método de valoración es por ajuste de densidad API y azufre, incluyendo un ajuste por contenido de azufre, así:

Figura 14. Método de valorización en Canadá.

CANADA		
CANADIAN INDUSTRY EQUALIZATION SCALE		
	Gravity Adjustment (\$US/°API-Bbl)	Sulfur Adjustment (\$US/% Sul-Bbl)
July 1995 - June 1996	0.077	(0.36)
July 1996 - June 1997	0.065	(0.63)
July 1997 - June 1998	0.080	(0.79)
July 1998 - June 1999	0.075	(1.05)
July 1999 - June 2000	0.071	(0.71)
July 2000 - June 2001	0.070	(0.69)
July 2001 - June 2002	0.010	(0.99)
July 2002 - present	0.020	(1.52)

Embridge, IPL, expresan los precios de los crudos en términos de un crudo de 40 °API y 0,5 % S. Anualmente se actualizan los ajustes.

Fuente. Cenit, Julio 2018.

4. ANÁLISIS DE LA CVC SEGÚN LAS CALIDADES DE LOS CRUDOS INYECTADOS

La variable del balance que reporta los volúmenes compensados, ingresa a la ecuación de balance con su signo, positivo si gana volumen y negativo si pierde volumen. Así:

$$E - S + I_o - I_f + PI + C = \text{Desbalance} \quad (\text{Ecuación 1})$$

E= Entradas

S= Salidas

I_o = Inventarios iniciales (ductos y/o tanques)

I_f = Inventarios finales

PI= Pérdidas identificadas (Hurtos, ilícitos, drenajes, evaporación en tanques)

C= Compensación

La compensación depende de la calidad de cada crudo que entra al sistema de transporte, algunos entran puros y otros entran como mezcla de varios crudos; la valoración de las corrientes se realiza por componentes puros en ambos casos. La valoración es la que permite calcular los llamados barriles equivalentes, que son los volúmenes equivalentes en términos de calidad.

En el caso analizado del OAM, el crudo que llega a la Planta Vasconia operada por CENIT, se transporta con destino a la Refinería de Barrancabermeja como carga de crudo mezcla, responsable de la obtención de productos valiosos que impactan el margen de refinación toda vez que mientras tengamos crudos más pesados o menor carga disponible no se obtendrán los mismos beneficios económicos. Por ende, es de fundamental importancia garantizar la calidad de carga a refinería que impacta al margen de refinación del segmento de refinación.

Adicionalmente, hoy en la Planta Vasconia como remitente Ecopetrol dispone de tanques para segregar crudos pesados, permitiendo realizar una mejor mezcla antes de despachar a Refinería y también dispone de un descargadero de carro tanques que permite la operación de transporte vía terrestre. Por ende, es importante tener en cuenta que estas facilidades operativas otorgan flexibilidad al manejo de las corrientes de proceso.

El OAM tiene compromiso contractual de entrega a Vasconia con densidad > 21 °API; al final los remitentes compensan volumen en base a la calidad final de la mezcla, es decir que los que estén con densidades menores a los de la mezcla final entregaran volumen y los que tengan crudos con densidades superiores a las de mezcla final, ganarán volumen. La descripción de cada aferente al sistema OAM de manera general es la siguiente según el ítem 6 de este documento.

4.1 AFERENTE ESTACIÓN TENAY – HOCOL

1. Planta San Francisco: Esta facilidad de producción es operada por Ecopetrol y entran los campos de producción propiedad 100% con un volumen aproximado de 220 Kbls mes, los campos aferentes son: San Francisco Satélite, Monal y Balcón. Estos crudos entran puros al oleoducto propiedad de Ecopetrol San Francisco – Tenay. La Calidad de los crudos esta entre 26 y 32 grados API, lo cual es bastante favorable para el sistema, Ver tabla 1:

Tabla 1. Calidad crudos San Francisco (promedio año 2018).

CRUDO	CALIDAD		
	°API	%S	SG
San Francisco Bateria Satelite	26.6	0.40	0.8950
San Francisco Bateria Monal	26.2	0.40	0.8973
Balcon	32.3	0.35	0.8639

Fuente: CVC OAM año 2018.

2. Descargadero Babillas: Este descargadero es propiedad de Hocol y operado por la misma compañía. En babillas se reciben crudos de varios remitentes especialmente crudos del sur, área Putumayo tales como Cohembi, Quinde, Quillacinga, Puli, entre otros, dependiendo de las necesidades de evacuación que evalúan las áreas de planeación y programación de Ecopetrol y de cada remitente. Los crudos de este descargadero entran al sistema de transporte por oleoducto San Francisco – Tenay. En este sistema se recibe compensación y la Calidad de los crudos que comúnmente se llevan a este descargadero esta entre 17 a 29 grados API, ver tabla 2:

Tabla 2. Calidad crudos Babillas (promedio año 2018).

	CALIDAD		
	°API	%S	SG
RIO LORO	20.4	1.93	0.9315
Pacande ECP	29.4	0.88	0.8794
Quinde Babillas	19.3	2.14	0.9383
Cohembi Vetra	17.7	2.07	0.9484
Toldado ECP	19.4	3.03	0.9377
Chenche en Babillas	34.1	0.68	0.8545
Quillacinga en Babillas ECP	27.3	0.64	0.8911

Fuente: CVC OAM año 2018.

3. Yaguará: Estación de transporte propiedad de CENIT y operada por la misma compañía, se reciben crudos de los campos con el mismo nombre Yaguará. Este crudo es transportado por el oleoducto Yaguará - Tenay operado por CENIT. De este sistema se recibe CVC y aproximadamente 55 Kbls mes con una densidad API de 22, ver tabla 3:

Tabla 3. Calidad del crudo Yaguará (promedio año 2018).

CRUDO	CALIDAD		
	API	% S	S.G.
YAGUARA	22.1	1.95	0.9212

Fuente: CVC OAM año 2018.

- La Hocha: Estación de transporte propiedad de Hocol operada por la misma compañía, a partir de mayo de 2018. Por este sistema Ecopetrol solo transporta regalías provenientes del campo la Hocha y Cañada Norte, cada uno con una densidad de 16 y 29.5 gravedad API en promedio respectivamente y en total aproximadamente 5 Kbls mes. Este crudo es transportado por el oleoducto La Hocha- Los Mangos propiedad de Hocol y luego inyecta al paso al oleoducto Yaguará – Tenay. De este sistema se recibe CVC, ver tabla 4:

Tabla 4. Calidad del crudo La Hocha (promedio año 2018).

CRUDO	CALIDAD		
	API	% S	S.G.
HOCHA	16	2.55	0.9593
MEZCLA CAÑADA	29.6	0.90	0.8783

Fuente: CVC OAM año 2018.

- Dina: El campo Dina es propiedad Ecopetrol operada por la misma compañía, entra al sistema de transporte Dina- Tenay y es el resultado de una mezcla de crudos, por lo que la valoración se determina según lo descrito en la Figura 12.

En esta valoración primero se buscan los volúmenes de cada corriente de crudo con su calidad (densidad API y azufre) y utilizando la ecuación del oleoducto OAM se calcula la valoración de cada crudo; y posterior utilizando

las actas de los inspectores de cantidad y calidad de la estación Dina, con estas actas se calcula la valoración de la mezcla en el tanque de entrada.

La calidad teórica de la mezcla con su mezcla se compara con la emitida por inspectores y se define de la valoración a aplicar de la mezcla con ayuda de Hocol. La mezcla Dina está conformada con crudos de densidad API entre 17 y 35 gravedad API y adicional se mezcla con gasolina en un volumen promedio de 2500 Bls mes.

Figura 15. Valoración crudo Dina año 2018-2019.

Campo	API	S	Volumen	G.E	\$	PXQ
Tello + Loma Larga + La Jagua	19.72	2.2	297,226.63	0.9357	69.011	20,511,900
Tempranillo + Tempranillo Norte	34.9	0.3	13,653.18	0.8504	77.327	1,055,756
Tenay	35.65	0.36	6,701.06	0.8465	77.241	517,595
Terciarios CPI	17.85	0.5	109,098.81	0.9474	74.063	8,080,150
Dina Norte	18.89	2.08	14,487.25	0.9409	69.250	1,003,241
Gasolina	71.5	0	2,424.09	0.6970	82.432	199,822
TOTAL	20.2	1.68	443,591.02	0.9326	70.715	31,368,464
Precio resultante Mezcla Por arrastre de crudos						70.715
	21.4	1.6	443.591,02	0.925	71.185	71.185
Valoración O.A.M						
b0		b1	b2			
101.332973160		-27.116325308	-3.158469525			

FUENTE: Ecopetrol, cálculo de valoración mezcla Dina.

Para este caso la valoración de la mezcla dio 70.71 USD/BlS mientras que con la calidad emitida por el inspector desde tanques es de 71.18 USD. Esta valoración es la que oficialmente se emite en el OAM.

4.2 AFERENTES OAM- HOCOL

1. Guaduas: ésta facilidad es operada por Frontera Energy (antes Pacific rubiales) llegan crudos por carrotanques y Ecopetrol opera con el crudo Guaduas de densidad API de 18.6, otros remitentes operan con crudos de rangos API entre 10 y 39 y se realizan mezclas con condensados de densidades de 50 a 70 gravedad API.

Actualmente el contrato de transporte con Frontera especifica crudos con densidad > 18. Estos crudos entran puros al oleoducto propiedad de la asociación Frontera – Ecopetrol, llamado Guaduas – Dorada; la estación Dorada en la inyección al OAM cuenta con sistemas de medición dinámica. Este sistema maneja 2700 Bls mes promedio, entre regalías y producción. Se emite una CVC para este sistema, ver tabla 5:

Tabla 5. Calidad promedio corriente Guaduas- Dorada.

	CALIDAD		
CRUDO	°API	%S	SG
GUADUAS	18.6	0.54	0.94270486

Fuente: CVC OAM año 2018.

2. Guando: Esta facilidad es operada por Perenco, se manejan los crudos de los campos Guando, Guando SW y Abanico (propiedad Frontera), actualmente el contrato de transporte con Perenco especifica crudos con densidad entre 22 y 28 gravedad API. Estos crudos entran puros al oleoducto propiedad de la asociación Perenco – Ecopetrol, llamado Guando - Chicoral; la estación Chicoral en la inyección al OAM cuenta con sistemas de medición dinámica. Este sistema maneja 230 Bls mes promedio, entre regalías y producción. Se emite una CVC para este sistema, ver tabla 6:

Tabla 6. Calidad promedio corriente Guando- Chicoral.

CRUDOS	CALIDAD		
	°API	%S	SG
GUANDO + G96	28.05	0.508	0.8869
GUANDO SW	23.97	0.508	0.9101
ABANICO	22	1.5	0.9218

Fuente: CVC OAM año 2018.

3. Lérída: Este descargadero de carro tanques es operado por Hocol, llegan crudos de Mana, Ambrosia, Toqui- Toqui, Puli etc., según se programen. Se emite una CVC para este sistema. La Calidad de los crudos esta entre 14 y 29 grados API acorde a los requerimientos de evacuación disponibles, ver tabla 7:

Tabla 7. Calidad promedio corriente Lérída.

CRUDO	CALIDAD		
	°API	%S	SG
MANA COMERCIAL ECP	25.2	0.91	0.903
MANA COMERCIAL VOL MUERTO	25.1	0.91	0.904
AMBROSIA VOL MUERTO	24.1	0.953	0.909
AMBROSIA ECP	24.1	0.953	0.909
TOTARE ECP	21.4	0.987	0.925
TOQUI-TOQUI ECP	22.3	1.0846	0.920
TOLDADO ECP	19.5	3.031	0.937
PACANDE ECOPETROL	29.2	0.8135	0.881
ORTEGA ECP	28	0.934	0.887
PULI ECP	33.6	0.503	0.857
RIO SALDANA ECP	15.5	3.6478	0.963
TIGANA ECP	14.3	1.77	0.971
CORRALES ECP	24.5	1.35	0.907

Fuente: CVC OAM año 2018.

4. Espinal: Esta facilidad es operada por Hocol y Ecopetrol, solo transporta regalías, Los crudos que entran en este sistema son Matachín Sur,

Purificación y Matachín Norte, con una gravedad API entre 27 y 33 y con un volumen total aproximado de 17 – 21 Kbls mes. Estos crudos puros entran al oleoducto Espinal- Saldaña, se mezclan en una única corriente llamada Espinal y finalmente entran al OAM medidos con sistemas de medición dinámica. Se emite una CVC para este sistema, ver tabla 8:

Tabla 8. Calidad promedio corriente Espinal- Saldaña.

Crudo	°API	%S
Matachin Norte	27.2	1.00
Matachin Sur	30.1	0.85
Total Matachin		0.97
Purificación	33.8	0.60

Fuente: CVC OAM año 2018.

5. Toldado: Esta facilidad es operada por Hocol, entran los campos de Toldado, Pacande y Ortega. Anteriormente entraban al oleoducto Toldado-Gualanday que entra al OAM pero este ducto se encuentran en hibernación debido a integridad mecánica por lo que se transportan únicamente vía carro tanques.

6. Planta Vasconia: La planta Vasconia recibe crudos de Hocol y de Ocesa, internamente entra a Vasconia I y utilizando el oleoducto Vasconia – GRB propiedad 100% Ecopetrol operado por CENIT, se entrega crudo a la refinería de Barrancabermeja – GRB, como carga de crudo mezcla liviana. Cerca del 70% de los crudos que ingresan a la Refinería de Barrancabermeja -GRB como carga de crudo mezcla son provenientes del OAM.

El OAM tiene nominación propiedad Ecopetrol aproximadamente entre 35 – 38 Kbls mes sin embargo a la fecha se tiene déficit de volumen ya que se transportan para Ecopetrol 32 – 33 Kbls mes, incluida la compra que se realiza a Hocol, la cual también ha disminuido.

La planta Vasconia cuenta también internamente con la estación Vasconia II con destino a ODC, alguna veces el OAM reporta propiedad Ecopetrol en Vasconia II pero estas entregas deben ser autorizada por las áreas de planeación y programación vía nominación ya que generalmente Ecopetrol no nomina en ODC, pues tiene 100% dedicación hacia Refinería Barrancabermeja.

La mezcla OAM tiene generalmente la siguiente contribución resumen, por cada corriente aferente al sistema (ver tabla 9):

Tabla 9. Calidad promedio OAM- Oleoducto Alto Magdalena.

LINEA TENAY-VASCONIA								
CRUDO	VOLUMENES MENSUALES				CALIDAD		VALOR USD/BL	% contribución
	PROD.	CONS.	REG.	ENTREGA	API	S.G.		
TENAY				852,086.43	22.4	0.9194	\$71.76	46%
ESPINAL				57,691.09	28.5	0.8844	\$75.42	3%
CHICORAL				292,436.38	26.5	0.8956	\$77.33	16%
TOLDADO-ORTEGA								
GUADUAS				464,544.50	19.5	0.9371	\$72.88	25%
LERIDA				203,643.79	18.0	0.9465	\$72.46	11%
TOTAL	-			1,870,402.19	22.0			

Fuente. Hocol, CVC remitida a Ecopetrol del sistema de transporte OAM agosto 2018.

Nótese que casi el 50% de los volúmenes transportados por el OAM, son aportados en la Planta Tenay, en la tabla 10 se valida que la corriente DINA propiedad 100% Ecopetrol es la corriente más importante del sistema completo, por ende, la primera recomendación es analizar la preparación de la mezcla DINA, que en promedio reporta una densidad API de 21 – 22.

Adicionalmente los volúmenes en Tenay definen la propiedad de Ecopetrol en el OAM, por ende, otra recomendación de este sistema es el control de la nominación (volúmenes comprometidos a transportar) que permita evitar los préstamos a nombre de Ecopetrol ya que no se tiene control de inventarios ni en Tenay ni en OAM, por lo que los volúmenes que se prestan son adeudados a otros remitentes y no tienen respaldo contractual para definir cuentas por pagar o cobrar, por esto se recomienda realizar control semanal entre Ecopetrol y Hocol acorde a la tabla 10.

Tabla 10. Calidad promedio OAM- Oleoducto Alto Magdalena.

ESTACION TENAY					
CRUDO	CALIDAD			VALOR	DISTRIBUCION
	ENTREGA	API	S.G.	USD/BL	ECOPE-TROL
SAN FCO-BALC	295,581	24.7	0.9059	\$72.87	229,099.51
DINA (GAM)	443,098	21.4	0.9254	\$71.18	405,220.95
YAGUARA	111,301.71	23.0	0.9159	\$71.09	56,579.54
TOTAL	849,981				690,900

Fuente. Hocol, CVC remitida a Ecopetrol del sistema de transporte OAM agosto 2018.

Según la tabla 11, se espera que las entregas del OAM en este caso 34700 BPD sean siempre mayores a lo tomado por Refinería en este caso 36525 BPD, para que no se presenten préstamos. En este caso se tenían en promedio 1825 BPD de préstamo; la acción que se toma por parte de las áreas de planeación y programación es bajar carga a Refinería y controlar así la no existencia de préstamos.

Sin embargo, al bajar carga en GRB generalmente se genera un aumento de inventarios en tanques en Tenay, el cual solo se puede conocer hasta que llega la CVC, es decir un mes después a ocurrida la operación real; esto debido a que el balance total en Tenay se cierra contra inventarios en tanque.

Actualmente se ha solicitado a Hocol la definición oficial de las reglas de propiedad y manejo de inventarios en tanques en Tenay que permita tomar decisiones más acertadas en el sistema. Para este caso a pesar de reportar préstamos se reportaban en tanque existencias por 91 Kbls.

Tabla 11. Control semanal de la propiedad de crudo de Ecopetrol en el OAM.



Fuente. Hocol, control semanal remitido a Ecopetrol del 23 de agosto de 2018.

4.3 AFERENTES EN VASCONIA

En Vasconia I se reciben crudos provenientes de OCENSA y OAM, distribuidos como crudo mezcla – CMZ y crudo mezcla liviana CML. La contribución del OAM es del 55% seguida de OCENSA y campo Palagua Ver tabla 12.

Desde Vasconia I se programa la entrega a la Refinería Barrancabermeja, con la siguiente distribución, en donde se puede validar que el 70% del crudo mezcla es proveniente del OAM.

Lo anterior genera la recomendación a las áreas de planeación y programación de Ecopetrol, sobre la importancia de controlar la calidad del OAM y optimizar los márgenes de refinación previstos en Refinería GRB.

Tabla 12. Balance Planta Vasconia I.

COMPañÍA	CMZ ECOPETROL S A	CML ECOPETROL S A	contribución %	TOTAL	
MOVIMIENTO	BLS	BLS		BLS	
Inventario Inicial Planta	71,922	28,090	-	100,012	
TOTAL INVENTARIO INICIAL PLANTA	71,922	28,090	-	100,012	
Recibo Carrotanques	3,445	473	-	3,918	
Recibos de jazmin-vasconia 20"	88,650		5%	88,650	
Recibos de Palagua	221,110	-	12%	221,110	
Recibos de Palagua Compras	-			-	
Recibos de porvenir - coveñas ocs	544,048	428,370	28%	972,418	
Recibos de tenay-vasconia ecp	1,054,065	-	55%	1,054,065	
Recibos de tenay-vasconia ecp Compras	-			-	
TOTAL RECIBOS PLANTA	1,911,318	428,843	-	2,340,161	
Entradas Planta	20	-	-	20	PORCENTAJE PERDIDAS
Salidas Planta	-	-	-	-	
P.I. Planta	-	-	-	-	
P.N.I. Planta	1,818.16	427.78	-	2,246	2,246 0.10%
Interfaz Planta Vasconia	782	-782	-	0	
Volumen Disponible para Bombeo	1,981,442	456,506	-	2,437,947	
Despachos a Vasconia-GCB 20"	1,902,834.98	429,018	-	2,331,853	
Despachos a Porvenir - Coveñas ocs	-	-	-	-	
Despachos a Vasconia - Velasquez 26	-	-	-	-	
Entregas a Vasconia - ODC	-	-	-	-	
Inventario Final Planta	79,389	26,705	-	106,094	
TOTAL INVENTARIO FINAL PLANTA	79,389	26,705	-	106,094	

Fuente: CENIT, Balance oficial Planta Vasconia mes Agosto 2018.

En la tabla 13 se describen las entregas a Refinería de Barrancabermeja - GRB, las cuales son las más críticas para el OAM, ya que su uso está establecido para asegurar carga a Refinería y optimizar la calidad del crudo mezcla que permita asegurar los ingresos al segmento de refinación de Ecopetrol. Por lo anterior, es clave el debido análisis de la planeación y programación del OAM en paralelo a las necesidades de cantidad y calidad de la Refinería GRB.

Tabla 13. Balance segmento Vasconia - GRB.

COMPAÑÍA	CMZ ECOPETROL S A	MZC ECOPETROL S A	CML ECOPETROL S A	contribución %	TOTAL	
MOVIMIENTO	BLS	BLS	BLS		BLS	
Inventario Inicial L18"	174,184	-	26,830		201,014	
Total Inventario Inicial	174,184	-	26,830	-	201,014	
Rebombeos de la belleza - vasconia ocs	880,346	107,717	157,372	32%	1,145,435	
Despachos Vasconia CENIT-GRB 20"	1,902,835	-	429,018	68%	2,331,853	
Despachos de Vasconia ODC-GCB 20"	-	-	-		-	
					-	
Total Despachos Vasconia I	2,783,181	107,717	586,390	-	3,477,288	
Entradas línea de 20"	-	-	-		-	
Salidas línea de 20"	20	-	-		20	
P.I. L 20"	-	-	-		-	
P.N.I. L 20"	1,923	74	405		2,402	
Interfaz L 20"	-3,385	8,018	-4,633		-0	
Recibos en GCB	2,833,832	83,159	557,874		3,474,865	
Inventario Final L20"	118,205	32,502	50,308		201,014	
Total Inventario Final	118,205	32,502	50,308	-	201,014	

PORCENTAJE PERDIDAS	
-	0.00%
2,402	0.07%

Fuente: CENIT, Balance oficial Planta Vasconia mes de agosto 2018.

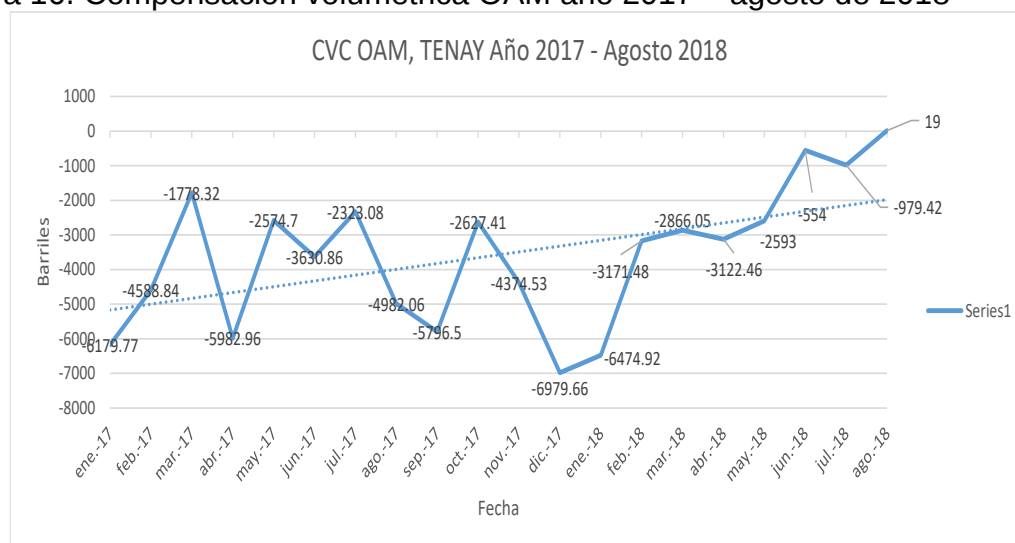
5. ANÁLISIS DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR SISTEMA AFERENTE

Es importante analizar cuáles son los remitentes que ganan compensación y cuáles son los crudos que transportan, con el objetivo de validar al interior de la compañía con las áreas de comercialización posibles compras o cambios en los puntos de compra.

5.1 COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA OAM

Durante el año 2017 puede verse en la Figura 13, que el OAM cedió un promedio de 5 a 6 Kbls mes, significa que se perdió dicho volumen como entregas adicionales con destino a Refinería Barrancabermeja; pero en el año 2018 disminuyó a 2 - 3 Kbls mes. Esta reducción se debió principalmente a los siguientes análisis de las calidades en la CVC y balances oficiales realizados con lo descrito en este documento.

Figura 16. Compensación volumétrica OAM año 2017 – agosto de 2018



Fuente: Ecopetrol, Sistema de información SAP año 2018.

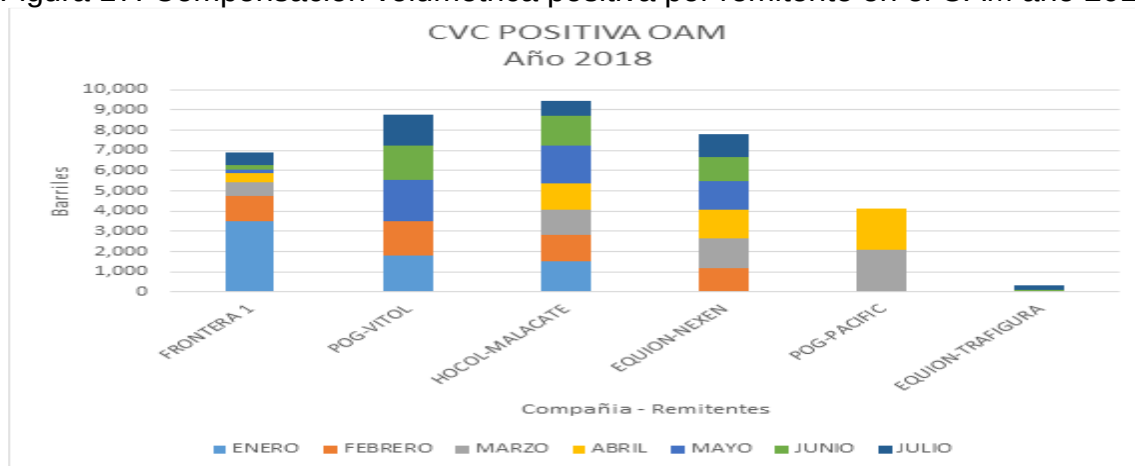
Los análisis de optimización de compensaciones en OAM tuvieron los siguientes puntos de referencia, los cuales hacen parte de las oportunidades de mejora a trabajar:

1. Se analizó que, dado que la corriente de más impacto es DINA, se generó la recomendación de mantener la mezcla en densidades API de 21 y 22, adicionalmente se realizó un análisis de la valoración, verificándose que en el listado de precios de OCENSA se tenía un assay de mezcla y no de componentes puros por lo que se decidió valorar la corriente por formula de densidad API y contenido de azufre.
2. En agosto se realizó un traslado de nafta a Lérica lo cual evidencio un requerimiento general de validar la metodología de valoración de la nafta ya que al entrar pura entra como la corriente mejor valorada lo cual incide en compensaciones a favor.
3. Se realizaron varios análisis en el descargadero Babillas, generando la recomendación de evitar llevar crudos Castilla de densidad API 18 y Tigana de densidad API 15. Las áreas de programación llevaron el crudo castilla por carrotanques a Vasconia I donde Ecopetrol tiene tanque especial para crudo pesado y el crudo Tigana se segregó hacia Planta Santiago donde no se compensa.
4. Se evidencio en abril que Frontera estaba incorporando crudos pesados en Guaduas mezclados con condensados, esto hacia que Ecopetrol compensara volumen por mejoras de la calidad, en términos de dilución con livianos. Se realizó con las áreas de planeación y programación una prueba de segregación de crudos desde Guaduas, suspendiendo el bombeo a Refinería por 3 a 4 horas y se muestreo en Refinería, evidenciando una mejora en la densidad API

de casi 2 puntos adicionales; es decir con crudo Guaduas la densidad API del OAM era de 21 y sin crudo Guaduas se llegó a una densidad API de 23.

A diferencia, se observa en la Figura 14, que el remitente que más volumen ganó en el semestre del año 2018 es Hocol- Malacate seguido por POG-VITOL y EQUION NEXEN

Figura 17. Compensación volumétrica positiva por remitente en el OAM año 2018

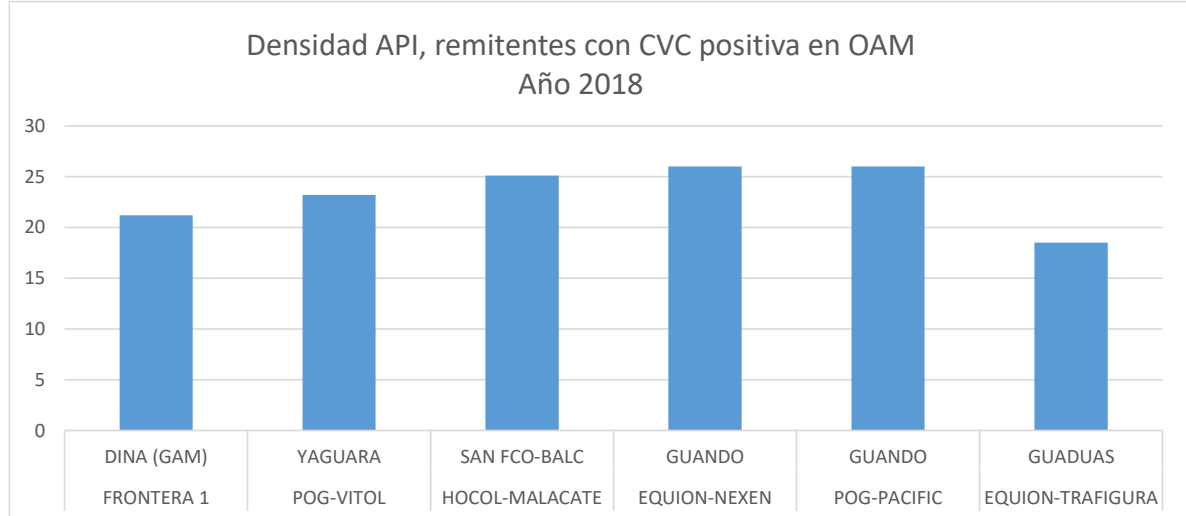


Fuente: Ecopetrol, CVC OAM año 2018.

Ahora al revisar las calidades de los crudos transportados por estas 3 compañías, se reporta respectivamente una densidad API de 25, 23 y 28; en volumen mayor cantidad para Hocol Malacate, seguida de POG-VITOL por ende es consistente el ejercicio.

En la Figura 15 se describen la ganancia en CVC según el crudo, y puede observarse que esto permite tomar decisiones sobre que crudo debería adquirirse en prioridad frente a otros, este es el caso de Guando, San Francisco- Balcón, Yaguara, Dina y Guaduas que indican adicional una mejora en calidad por ende un beneficio en la carga a Refinería GRB.

Figura 18. Calidad de crudos por remitente con CVC positiva en el OAM año 2018



Fuente: Ecopetrol, CVC OAM año 2018.

5.2 COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA GUADUAS - DORADA

Ecopetrol mueve regalías y producción propiedad Ecopetrol, en promedio con una densidad API constante de 18.6; adicional en este sistema Ecopetrol gana volumen por efecto de compensación, es decir que los demás remitentes tienen crudos más pesados.

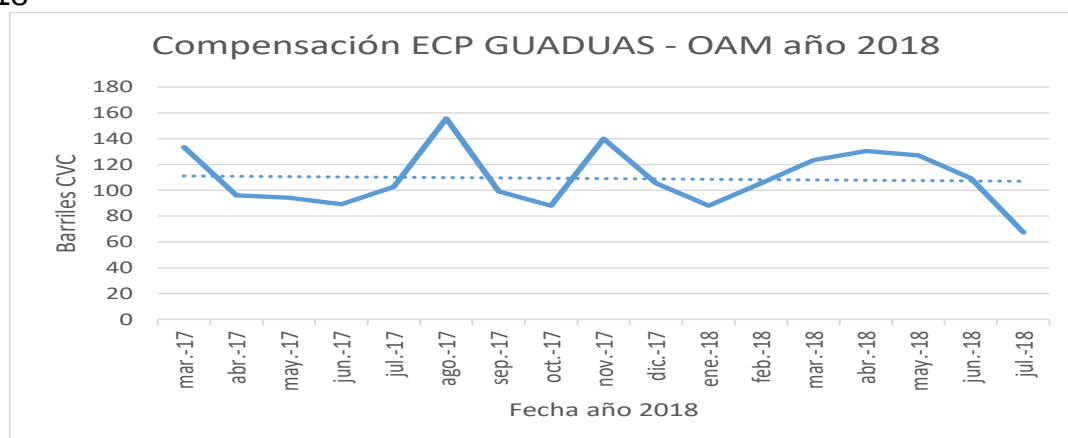
Entre abril y Julio de 2018 se evidencio una fuerte reducción de los volúmenes compensados por Ecopetrol pasando de un promedio de ganar 110 Bls mes a menos de 65 Bls en julio, es decir 45 Bls menos; al validar con Frontera se identificó la entrada de crudos más pesados en su mayoría propiedad de Transfigura.

Se realizó una prueba operacional en la cual se suspendieron los despachos desde Guaduas al OAM por un periodo de 5 horas, y tomando muestras a la llegada de Refinería, encontrándose un aumento de dos puntos en la gravedad API pasando de 21 a 23. Con esto se confirmó la entrada de crudos más pesados desde Guaduas.

En la Figura 17 se puede observar al aumento de volúmenes de crudos más pesados a el del crudo Guaduas de densidad API 18, el rango oscilan densidades entre 10 y 16 gravedad API principalmente Tigana y Jacana; lo cual genera a su vez la entrada de mayor volumen de condensado, a su vez con mayor densidad API ejemplo Petromag Gunvor que tiene gravedad API de casi 80. Esto simula un efecto de dilución resultante en una mejor valoración en el oleoducto es decir una mayor compensación en volumen, que no es real en términos de que un crudo diluido no necesariamente significa un crudo de mejores propiedades hablando desde el proceso de destilación utilizado como principio de valoración de crudos.

Esto sugiere la necesidad de analizar mejores métodos de valoración de mezclas de crudo y mezclas de éstos con diluyentes, los cuales mitiguen los efectos de la compensación a favor de los remitentes que inyectan crudos más pesados al sistema; ejemplo según la figura 16, Ecopetrol perdió volumen compensado y adicional perdía también calidad de la mezcla final enviada a Refinación.

Figura 19. Compensación volumétrica Guaduas- Dorada año 2017 – agosto de 2018

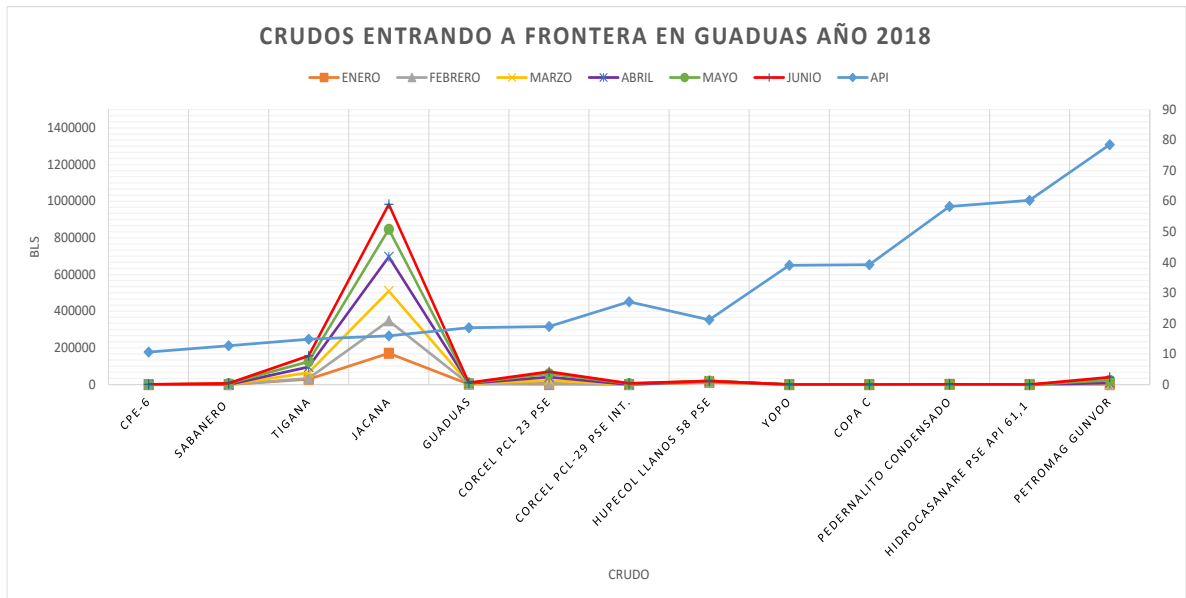


Fuente: Ecopetrol, Sistema de información SAP año 2018.

En la Figura 17, realizando un análisis detallado de los crudos que entran al sistema OAM desde Guaduas, puede verse que se ha ido aumentando la inyección de condensados y diluyentes que mejoran la densidad de la mezcla final

y por ende la valoración; pero que visto desde el proceso de valoración no benefician en mayor medida la carga disponible a Refinería.

Figura 20. Calidad de los crudos entrando al oleoducto Guaduas- Dorada año 2018.



FUENTE: Ecopetrol, CVC Guaduas año 2018.

5.3. COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA GUANDO – CHICORAL

En el oleoducto Guando- Chicoral, Ecopetrol transporta actualmente el 75% del volumen total transportado; sigue Perenco con un 13%, nexen y frontera respectivamente.

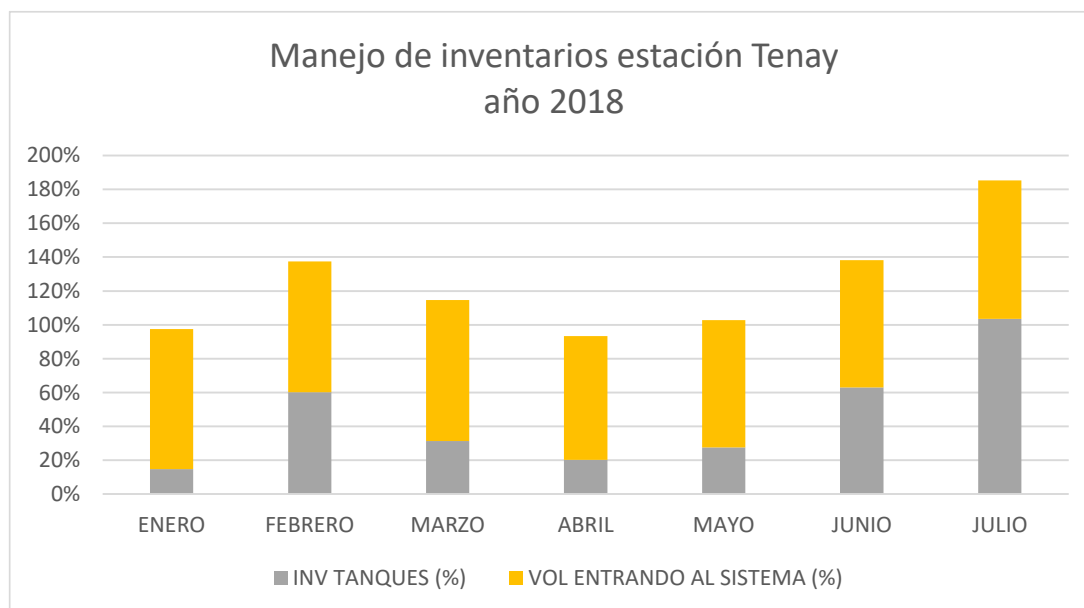
En este sistema Ecopetrol siempre gana volumen, y la recomendación es tratar de movilizar la mayor cantidad de crudos Guando y en menor cantidad crudo Abanico.

5.3.1. Compensación volumétrica Tenay: En la estación Tenay operada por Hocol, punto de entrada al OAM confluyen principalmente las corrientes segregadas de San Francisco, Monal, Babillas, Yaguara y la Hocha.

Adicionalmente se dispone de tanques de almacenamiento, en el cual se almacenan crudos de los diferentes propietarios; las reglas de manejo de estos inventarios no están claramente definidas y a la fecha se cierra el balance contra estos inventarios manejando como regla general cero entregas de Ecopetrol a Vasconia II; esto debido a que Ecopetrol no nomina volúmenes con destino Vasconia II por acuerdos contractuales establecidos.

La distribución de propiedad desde la estación Tenay asegura en gran medida la disponibilidad de propiedad para Ecopetrol que define a su vez la carga a Refinería, es por esto que ha sido de gran importancia no dejar inventarios altos en Tenay con el objetivo de maximizar entregas. Sin embargo, nótese en la Figura 18 el manejo de inventarios año 2018:

Figura 21. Manejo de inventarios estación Tenay año 2018.



Fuente: Ecopetrol, Sistema de información SAP año 2018.

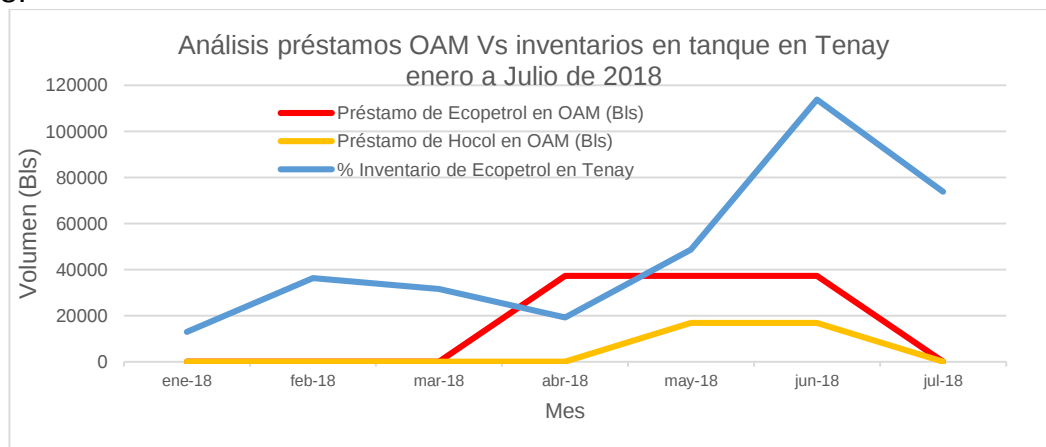
A pesar de disponer de inventarios en Tenay, es frecuente tener préstamos en el OAM lo cual nuevamente sugiere especial atención para la definición de reglas en el manejo de inventarios en OAM que maximice las entregas y disminuya los inventarios en Tenay.

En la figura 19 puede verse que se reportan préstamos en OAM a pesar de existir inventarios en tanque propiedad Ecopetrol, y según se valida con Hocol actualmente se cierran entregas a cero en Vasconia II contra estos inventarios en Tenay, por lo que no se tienen reglas definidas para manejo de estos inventarios.

Algunas veces se reportan prestamos en Tenay contra tanques, pero esto genera un reporte de inventarios mayor al real operativo lo cual no es lógico obtener y por esto puede generar hallazgos de auditoria, adicionalmente sugiere la utilización de volúmenes que no son propiedad Ecopetrol que requieren finalmente contar con un contrato de compra y venta entre remitentes, lo cual a hoy no se tiene; Ecopetrol solo tiene contrato de compra con Hocol y en Vasconia.

Por lo anterior, los préstamos generalmente quedan en el OAM y registrados como inventario del lleno de línea propiedad Ecopetrol, teniendo en cuenta que los requerimientos contractuales.

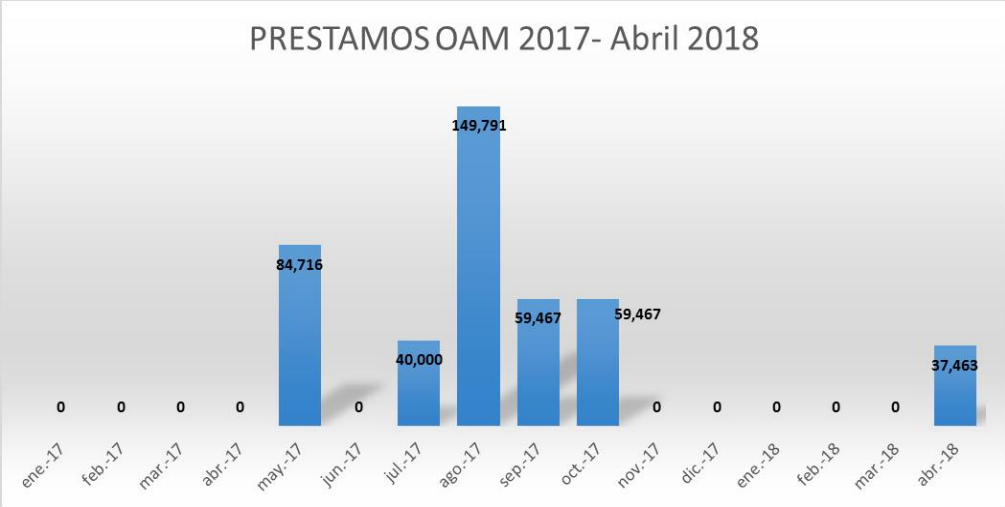
Figura 22. Análisis de préstamos en OAM Vs inventarios en tanques en Tenay año 2018.



Fuente: Ecopetrol, Sistema de información SAP año 2018.

Los préstamos de Ecopetrol en OAM se presentan debido a la planeación y los controles de la programación del oleoducto, los cuales se validó requieren de un seguimiento y control semanal, que permitan cerrar el mes con préstamos en cero.

Figura 23. Prestamos de Ecopetrol en OAM año 2018



Fuente: Ecopetrol, Sistema de información SAP año 2018.

Cuando se presente Préstamos, se debe gestionar el pago o el cobro de éstos con el área de planeación y programación de GOP y semanalmente durante el mes en que ocurre y si este continua hasta el cierre mensual o anual continuar la gestión de cierre. Estos préstamos se registran en SAP con la transacción PRESTAMOS POR ACUERDO.

6. ANÁLISIS TÉRMINOS CONTRACTUALES SISTEMA OAM

Con el propósito de desarrollar la guía preliminar para revisión de la CVC-Compensación volumétrica por calidad, desde el punto de vista remitente del OAM- Oleoducto del alto magdalena, y documentar el proceso de registro de balances de cantidad, en los sistemas de información de Ecopetrol, los cuales son un insumo a analizar con los procesos de logística de transporte, planeación y programación de la compañía, en los cuales es fundamental lograr optimizar los sistemas de transporte para comercialización, evacuación de crudos de campos de producción y cargue a refinerías, a la fecha se recomienda especial análisis en:

6.1. REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN UNA CVC

Volumen y Calidad por remitente: Esta información se valida con el área de producción ya sea en formas cuatro para operación directa o según los balances oficiales del líder de activo, para operación asociada.

En el caso de regalías, la información es la suministrada por el operador del sistema de transporte y se reenvía al área de VCM compra de crudos para aplicar los ajustes y validar contra la factura de la ANH.

La calidad de cada remitente define el ajuste por compensación de calidad y la calidad total del OAM define la calidad de entrega a la Refinería de Barrancabermeja. Por lo anterior es importante hacer seguimiento a la calidad de la mezcla total del OAM y a la de cada corriente del OAM, en especial el crudo DINA que es el crudo que entra en mayor proporción al OAM y es 100% propiedad Ecopetrol.

El crudo DINA tiene una calidad entre 21 y 22 API y azufre entre 1.2 y 1.7 %, sin embargo en el manual de transportador del OAM define la siguiente calidad de la mezcla así, ver tabla 14:

Tabla 14. Calidad del crudo del OAM.

Los valores mínimos de calidad que debe cumplir el Crudo entregado por los Remitentes o Terceros para ser aceptados para su transporte en el Oleoducto son:

**OLEODUCTO ALTO MAGDALENA
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CRUDO**

PARAMETRO DE PRUEBA	VALOR DEL PARAMETRO	ESTANDAR DE PRUEBA
Gravedad API a 60°F	Mínimo 18° a 60°F	ASTM D1298-12b
Sedimento y agua o partículas	Máximo 0.5% en Volumen	Sedimentos ASTM D473-07 (2012) Agua – Karl Fisher ASTM D4377-00 (2011)
Salinidad en Crudos	Máximo 20 PTB, (Libras por cada 1.000 Barriles)	ASTM D3230-13
Viscosidad @ a la Temperatura de referencia.	Máximo 2.500 SSU (Segundos Saybolt) @ 80°F	ASTM D445-12
Presión de Vapor	Maximo 11 lb/pulgada cuadrada @ 100°F Reid Vapour Pressure	ASTM D323-08
Punto de Fluidez	Máximo 55°F	ASTM D5853-09
Temperatura de Recibo	Máximo 120°F	

FUENTE. Manual del transportador OAM- HOCOL, Enero de 2011.

Es importante que Ecopetrol realice una actualización sobre los requerimientos de assay asociados a la mezcla que se transporta en el OAM, para no delimitar el requerimiento a densidad API teniendo en cuenta el impacto del margen de refinación en la Refinería de Barrancabermeja, lo anterior dado que se ha validado en las CVC que es muy probable que el cumplimiento de la densidad API en 18 se dé a base de mezclas con naftas que no proporcionan el mismo rendimiento de productos, impactando el beneficio económico de carga en Refinería.

A. La propiedad por remitente en el caso de Ecopetrol se revisa así:

1. San Francisco, Balcón, y Yaguara, se le solicita a VDP-VRS remitir las formas cuatro con el líder volumétrico.

2. En La Hocha a la fecha se movilizan actualmente volúmenes de regalías de campo la Hocha y campo cañada norte.
3. En Dina, VDP-VRS realiza un balance de distribución por propiedad con Frontera el cual se toma como base para la valoración de la mezcla final entregada al OAM.
4. En Babillas y en Lérica, se cruza la información con TRA con el área de logística POL- GOP
5. En Guaduas y Guando, VDP-VAS realiza la aprobación de propiedad Ecopetrol. En Guando Ecopetrol tiene propiedad en los inventarios del oleoducto que aún no han sido representados en la contabilidad en el PR GUANDO- CHICORAL.
6. Toldado – Gualanday es un oleoducto propiedad de producción y se les está colaborando con los temas de representación contable de cifras.
7. En Tenay y OAM no se tiene balance oficial para el cierre, por lo que se ajusta contra inventarios y si el volumen no es suficiente se analiza al siguiente día.

Es importante documentar los porcentajes de propiedad de Ecopetrol en el sistema del OAM incluido el análisis de los oleoductos propiedad Ecopetrol, que permita el registro de inventarios en ductos, tanques y regalías; a la fecha estos procesos son liderados por el área de producción y la propiedad es aprobada por los líderes de activo de cada punto.

B. Valoración por producto y de la mezcla total

- Valoración por producto: La valoración de cada crudo es emitida por OCENSA y enviada a los transportadores y remitentes hacia el día 10 de

cada mes, en la valoración se remiten precios y la ecuación de cálculo por gravedad API y contenido de azufre en % peso.

Para el OAM a la fecha, más del 97% de los precios vienen reportados en la Valoración, la ecuación solo se utiliza aproximadamente en el 3% de los casos. Lo anterior significa que más del 97% de los crudos aferentes al OAM disponen de assay y son valorados mediante esta técnica, la cual es recomendada según normas internacionales.

Es importante mantener actualizados los bancos de calidad dentro de las recomendaciones que OCENSA maneja de +/- 2 °API debe actualizarse un assay.

- Valoración de la mezcla: La valoración de la mezcla se obtiene dividiendo el costo de la mezcla total entre el volumen total transportado el sistema, este precio de cada corriente aferente se arrastra hasta la CVC del OAM según la Figura 21:

Figura 24. Arrastre de precios CVC OAM año 2018

LINEA TENAY-VASCONIA							
CRUDO	VOLUMENES MENSUALES				CALIDAD		VALOR USD/BL
	PROD.	CONS.	REG.	ENTREGA	API	S.G.	
TENAY				972,322.52	22.6	0.9182	\$71.88
ESPINAL				60,741.40	28.6	0.8838	\$75.19
CHICORAL				318,747.97	26.4	0.8961	\$75.65
TOLDADO-ORTEGA							
GUADUAS				551,955.16	20.2	0.9328	\$72.99
LERIDA				245,727.50	18.5	0.9433	\$71.84
TOTAL	-			2,149,494.55	22.2		

arrastre de
precios

FUENTE. CVC del OAM, Julio 2018.

En Dina se tiene una mezcla de diferentes corrientes por lo que la valoración de este crudo no está incluida en la Valoración que envía OCENSA y se calcula manualmente en aras de obtener la mejor valoración para Ecopetrol. Este cálculo se realiza mensualmente contactando al profesional volumétrico de VDP-VRS completando la información en la tabla 15:

Tabla 15. Composición promedio en volumen mezcla Dina año 2018.

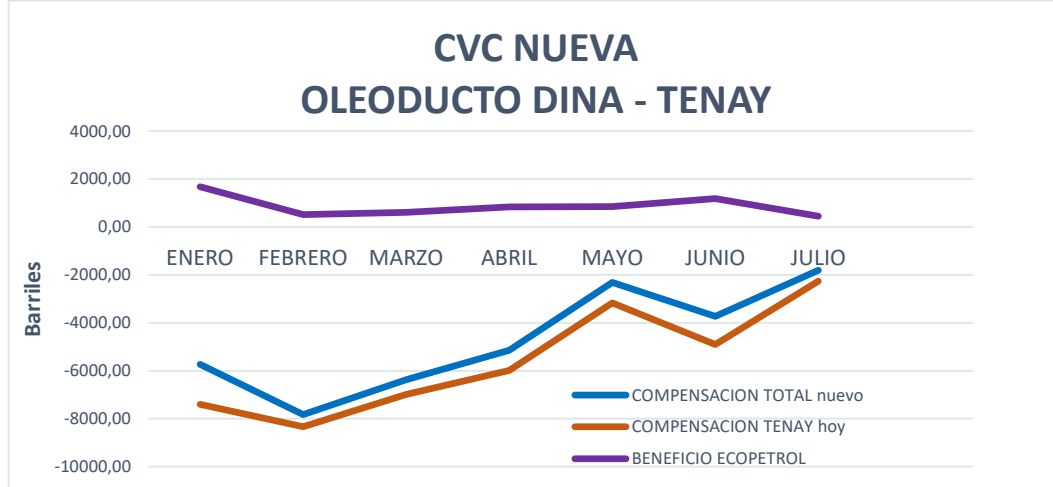
Campo	°API	%S (peso)	Volumen (Bl/Mes)
Tello + Loma Larga + La Jagua	19.7	2.2	307279.60
Tempranillo + Tempranillo Norte	34.2	0.3	13532.07
Tenay	35.4	0.4	8631.69
Terciarios CPI	17.7	0.5	117724.11
Dina Norte	18.8	2.1	15964.70
Gasolina	72.1	-	2417.26

Fuente: CVC OAM año 2018.

La figura 22, muestra como la compensación de Tenay con la nueva valoración genera un beneficio debido a que se compensa o entrega al sistema un menor volumen, esto debido a que se solicitó a OCENSA la revisión de la valoración y con Hocol se generaron los planes de trabajo descritos:

Los beneficios de la valoración de DINA según composición de corrientes puras son de aproximadamente 500 -600 Bls por mes, que se dejan de compensar en el OAM, esto en términos económicos se refleja en mayor disponibilidad volumen de carga en Refinería.

Figura 25. Impacto de la valoración de crudo DINA en la CVC del OAM año 2018



FUENTE. SAP Ecopetrol.

La valoración de DINA se realiza con Hocol, comparando tres métodos:

- Precio mezcla por componente, calculando precio de la mezcla dividido el volumen total de la mezcla
- Precio mezcla teórica, utilizando ecuación de valoración del OAM por gravedad API y contenido de azufre
- Precio mezcla real reportada por el inspector de cantidad y calidad de DINA, utilizando ecuación de valoración del OAM por gravedad API y contenido de azufre

Se tiene pendiente con el área de producción un plan de trabajo en año 2019 para entrega de assay de cada corriente que entra a la mezcla DINA y así poder disponer de una valoración por componente más precisa.

Por ahora se validó con OCENSA que el uso de la ecuación de valoración por gravedad API y contenido de azufre se puede utilizar como mejor aproximación al cálculo de precio de la mezcla.

En el sistema Guando- Chicoral operado por Perenco se viene trabajando desde abril de 2018 en la aplicación de un método similar a DINA de compensación por productos puros, para esto Perenco ya entrego los assay a OCENSA pero aún no

se han reportado los precios dentro de los listados de valoración. A la fecha se viene calculando la valoración según el reporte de mezcla de crudo con la valoración de OCENSA. En este sistema se movilizan entre 7 a 8 KBPD propiedad Ecopetrol.

En Lérica y Babillas, la recomendación actual a las áreas de Planeación y Programación es evitar la entrada de crudo castilla y tigrina que influyen en los volúmenes compensados en el sistema, por lo que generalmente estos crudos se envían en carro tanques a Vasconia donde Ecopetrol tiene almacenamiento de crudos pesados y no compensa. Adicional a los efectos de baja calidad que repercuten hacia Refinería GRB.

En Guaduas el crudo que se transporta es el crudo Guaduas de gravedad API 18.6, el sistema Guaduas – Dorada es operado por Frontera y aproximadamente se movilizan 80 KBPD propiedad Ecopetrol, se realizan entregas por parte de otros remitentes: Frontera, Gunvor, Transfigura; estos crudos de los demás remitentes contienen productos condensados y nafta que mejoran la densidad final y en el mes de Julio por ejemplo afectaron la compensación volumétrica del sistema Guaduas – Dorada:

Es importante hacer seguimiento con Frontera sobre el método de valoración de estos livianos y el aumento de la inclusión de crudos más pesados en el sistema que afectan el volumen que Ecopetrol GANA en el sistema, toda vez que adicional a desmejorar la calidad de la mezcla final del OAM, nos hace ceder volumen.

Nótese que Frontera ha aumentado el ingreso de crudos pesados de gravedad API < 20 al sistema y adicional el uso de diluyentes con gravedad API de 40 a 60; actualmente Frontera se adhiere a la valoración que OCENSA utiliza para crudos con gravedad API mayor a 37.5. Sin embargo, Ecopetrol continúa movilizand el mismo crudo y continua cediendo cada vez más crudo al sistema en Junio se cedieron entre 30 a 40 Bls lo cual es bastante alto si lo comparamos con nuestras

entradas al sistema que son menores a 3 Kbls por mes; por lo que es importante realizar un análisis con el grupo empresarial de transporte para:

- Analizar las metodologías de valoración de nafta y diluyentes en los sistemas de transporte, que permita la estandarización y la correcta compensación de crudos en el sistema en aras de no desfavorecer o favorecer a ninguno de los remitentes.
- Disponer de una revisión semanal o mensual del programa que Frontera tiene definido en el oleoducto, permitiendo validar con los remitentes la optimización del transporte de crudo y cuál es la compensación esperada.

C. Reporte de ajuste por compensación

Se debe realizar especial seguimiento a los volúmenes que se ceden en el sistema ya que estos volúmenes del OAM están destinados a mezcla hacia Refinería de Barrancabermeja, por ende, es recomendable optimizar los volúmenes propiedad Ecopetrol. El comportamiento de la compensación por cada ducto, actualmente sigue la siguiente tendencia según la tabla 16:

Tabla 16. Tendencia de compensación sistemas OAM (Año 2018)

SISTEMA	Ajuste por compensación (tendencia)
SAN FRANCISCO – BABILLAS	Depende de los crudos que lleguen por babillas cede o gana
YAGUARA	CEDE
LA HOCHA	GANAN
GUANDO	GANAN
GUADUAS	GANAN
LERIDA	Depende de los crudos que lleguen cede o gana
ESPINAL	PIERDE
OAM	Generalmente CEDE

Fuente: CVC OAM año 2018.

Notese que el OAM es un oleoducto que por lo general tiende a ceder volumen de crudo, por ende es importante hacer revision de la calidad de cada crudo que entra al sistema y la calidad de la mezcla final entregada en Vasconia que soporte la compensacion que refleja el balance de la compensación. Igualmente realizar un análisis de banco de calidad por corriente de entrada que confirme el Assay que Refineria necesita para maximizar margen de refinación, teniendo en cuenta que el OAM tiene como objetivo garantizar la carga de crudo mezcla a Refinería, en cantidad y calidad.

6.1 COMPRA A HOCOL EN VASCONIA

La compra a Hocol se realiza en la estación Vasconia como Crudo Mezcla Compuesta, la compra tiene destino OAM y OCENSA. El área de compra de crudos realiza pago contra nominación, no contra volumen real por lo que se debe realizar un seguimiento cada 10 días (según lo estipula el contrato de compra) del volumen de la nominación, con el objetivo de controlar el ajuste de la compra.

Generalmente se cierra la compra contra inventario de tanques en Tenay, sin superar el inventario operativo reportado en SINOPER. Se debe tener cuidado con la premisa de que los inventarios en SINOPER no tiene propiedad, adicionalmente a la fecha Hocol no tiene descrito en su Manual de Transportador la distribución de inventarios y se ha observado en los procesos mensuales de CVC que se ajusta siempre contra inventarios.

Adicionalmente, una de las premisas para Hocol es que la propiedad de Ecopetrol desde OAM hacia Vasconia II es cero, a no ser que exista alguna novedad notificada por medio de los programadores de la Gerencia de Planeación Operativa.

En los ajustes el área de compras reporta el ajuste de compras y en el cierre lo que se hace es distribuir la compra con destino Vasconia I, con dos entradas así:

un traslado desde OCENSA (Porvenir -Coveñas) y otro desde OAM (Tenay-Vasconia).

6.2 REPORTE DE PÉRDIDAS

Las pérdidas identificadas son reportadas según clasificación como hurtos, ilícitos, evaporaciones, quemas, derrames, etc. según corresponde al manual de transportador.

Las pérdidas no identificadas- PNI se calculan totales en el sistema de transporte y se distribuyen por remitente según las entradas, es decir las pérdidas no identificadas totales multiplicadas por las entradas de Ecopetrol y divididas las entradas totales del sistema de transporte da como resultado el volumen de Pérdidas no identificadas que asume Ecopetrol.

Estas PNI se deben llevar también a porcentaje, dividiendo las PNI en volumen entre el volumen total por remitente y hacerle seguimiento mensual que permita evidenciar sesgos o desviaciones fuera del rango promedio del último trimestre.

Se recomienda programar inspecciones de medición periódicas, priorizando los puntos que manejan mayor volumen. La gestión de pérdidas y los informes de inspecciones de medición y balances, se socializan en los comités de balances liderados por la coordinación de información volumétrica.

Notese que las PNI cambiaron desde marzo el comportamiento pasando de perder a ganar, por lo que se recomienda analizar:

- El aseguramiento metrológico de los sistemas de medición de Guando, Guando SW y Abanico, éste último campo inyecta al paso y es operado por Frontera.

- Realizar un análisis operativo de la inyección al paso desde Abanico.

D. Entregas a otros sistemas

Las entregas a los demás sistemas son calculadas en base a la ecuación del balance según el Manual de medición de Hidrocarburos de Ecopetrol:

$$E - S + I_o - I_f + PI = PNI \quad (\text{Ecuación 2})$$

E= Entradas S= Salidas I= Inventario inicial y final PI= Pérdidas identificadas PNI= Pérdidas no identificadas

En caso de que el balance no cierre, puede deberse a un préstamo en el sistema ya sea de entrada o salida, el cual debe confirmarse con el área de Planeación y programación de GOP o contactando directamente a la persona responsable por Hocol.

6.3 BALANCE OFICIAL

La representación en SAP Ecopetrol de los Balances de cantidad, se realiza en los siguientes centros logísticos:

1. TR BABILLAS
2. TR ESPINAL
3. TR GUADUAS DORADA
4. TR LERIDA
5. TR LA HOCHA LOS MANGOS
6. TR YAGUARA

7. TR VASCONIA ECP
8. TR VASCONIA GRB
9. TR TENAY
10. TR TENAY – VASCONIA OAM

Estos centros logísticos se deben cerrar en el orden que se describen para lograr determinar el estimado de los préstamos registrándolos en Tenay o en OAM, la definición se da definiendo bien los estimados de volúmenes de compra con Hocol antes del cierre mensual.

6.4 BALANCE DIARIO

En el Oleoducto del Alto Magdalena se dispone de inspectores de cantidad y Calidad en cada punto de transferencia de custodia y se centraliza la información desde Tenay para todos los aferentes; dicha información es consolidada en un único reporte que HOCOL reenvía por correo electrónico según solicitud, a todos los remitentes que requieran tener dicha información. Para que llegue el correo se debe solicitar a HOCOL copia de esta comunicación.

El reporte diario suministra información de volúmenes totales, es decir no contiene propiedad por remitente. Incluye adicional la calidad de la gravedad API, contenido de sal, agua y sedimentos y azufre por corriente. Actualmente la propiedad de producción Ecopetrol es reportada semanalmente en el sistema de información volumétrico y en los precierres semanales, los cuales no migran a SAP. Solo los balances mensuales son migrados a SAP.

6.5 BALANCE SEMANAL

Actualmente se realizan pre-cierres semanales entre lunes y miércoles, en estos pre-cierres se dispone de la propiedad Ecopetrol. Estos pre-cierres semanales se socializan en una sesión de trabajo con el área de planeación y programación con el objetivo de validar las entregas del OAM y la existencia o no de préstamos en el sistema.

HOCOL remite por correo electrónico un seguimiento semanal del OAM que permite comparar los balances y entregas contra los balances internos. Esta información HOCOL la envía a solicitud, es importante solicitarles enviarla cuando la información no ha llegado y hacer especial énfasis en las entregas de OAM a Vasconia II, ya que por lo general deben ser cero, pero a veces se presentan entregas que no tenemos contempladas al interior de Ecopetrol.

Se debe consultar al área de compras de crudo de la Vicepresidencia Comercial – VCM sobre el control de la nominación de compra a Hocol en Vasconia I, que nos envíen el volumen definido cada 10 días según se estipula contractualmente; esta compra se factura según lo nominado y no según el volumen real entregado por ende es requerido coordinar este seguimiento para que la nominación y el volumen real sea el mismo.

El volumen operativo total de Tenay se reporta en SINOPER como total operativo, pero no está distribuido con propiedad por remitente, actualmente Hocol no ha entregado las reglas de balance completas dado que reportan que mensualmente el balance se cierra contra el inventario de Tenay. El balance semanal de ECOPETROL en OAM actualmente se integra por parte del equipo volumétrico en una plantilla que se alimenta del sistema de información volumétrico SIV según la tabla 17:

Tabla 17. Plantilla de Ecopetrol de reporte de balance semanal del OAM

TENAY					DIAS DE LECTURA		27.00	
CRUDO	VOLUMENES MENSUALES							
	PROD.	CONS.	REG.	ENTREGA				
SANFCO-BALC				133,726.44				
DINA (GAM)				353,165.47				
YAGUARA				89,619.36				
TOTAL	-	-	-	576,511.28				

	INVENTARIO INICIAL	ENTREGAS	RETIROS	DESPACHOS A LINEA	TA DE INVENTARIO	INV FINAL	FONDOS TANQUES	PNI
	BLS	BLS	BLS	BLS	BLS	BLS	BLS	BLS
ECOPETROL	138,388.49	576,511.28		616,688.73	4,552.04	93,659.00	11,760.00	864.77

Punto de Inyección/Compañía	DISTRIBUCIÓN DE PROPIEDAD DE LINEA - OAM						
	TENAY	ESPINAL	CHICORAL	TOLDADO-ORTEGA	GUAQUAS	LERIDA	TOTAL
ECOPETROL	616,688.73	-	182,511.69	-	2,230.82	6,179.11	807,610.35

ENTREGAS A LINEA						
	VASCONIA 1	PI	PNI	INV INICIAL OAM	INV FINAL OAM	PRESTAMO
	BLS	BLS	BLS	BLS	BLS	SIN PRESTAMO
ECOPETROL	904,481.13			237,206.64	241,938.89	
COMPRAS	-					
TOTAL	904,481.13		1,356.72			

COMPRAS	111,807.00	BPD OAM ECP	34,052.49	
		BPD GRB	33,499.30	
		DELTA	553.19	

Fuente: Balances oficiales año 2018 Penélope Galeno - GOP, Ecopetrol S.A.

6.6 BALANCE MENSUAL

Al igual que el balance semanal, corresponde al cierre mensual que se reporta por parte de los negocios en los sistemas de información volumétrica.

Los ajustes mensuales del OAM están conciliados con las siguientes áreas internas de Ecopetrol:

1. Ajustes de producción operación directa y asociada.
2. Ajustes de compra a Hocol con VCM- Compra de crudos.
3. Ajuste de regalías con VCM- Compra de crudos.

4. Los ajustes de la CVC (valoración, préstamos, compensación y pérdidas) son revisados por el Departamento de medición y contabilización de GOP-VEA. Previa validación con el área de Planeación y Programación en especial sobre los temas de préstamos y compras a Hocol.

Los balances mensuales se ajustan cuando llegan los balances oficiales, es decir en el mes siguiente y las CVC de parte de los transportadores, se reciben según la tabla 18:

Tabla 18. Relación de propietarios de sistemas de transporte OAM (año 2018).

SISTEMA	TRANSPORTADOR
CVC La Hocha	HOCOL
CVC Espinal	HOCOL
CVC Yaguara*	CENIT
CVC Lérida	HOCOL
CVC San Francisco – Babillas*	HOCOL
CVC Guando	PERENCO
Balance VASCONIA GRB	CENIT
CVC Guaduas	FRONTERA
CVC OAM***	HOCOL

*Se requiere que VDP-VRS entregue las formas 4 antes del día 10 del mes y se reenvíen a HOCOL y CENIT.

** Se requiere que VDP-VRS entregue la distribución de propiedad de DINA y componentes de la mezcla DINA.

Cuando llegan las CVC se reenvían a los líderes de activo de producción para su revisión del reporte de volumen propiedad Ecopetrol y calidad reportada en formas ministeriales, para aprobación inicial.

Se debe hacer seguimiento mensual de las pérdidas reportadas en las CVC y balances mensuales con el objetivo de alertar al profesional de medición y al gestor del contrato de transporte o contrato de asociación respectivo sobre algún comportamiento atípico o fuera de tolerancias establecidas. En los comités de balances se tiene un escenario disponible para socializar las gestiones de pérdidas y análisis de compensaciones de los sistemas de transporte.

7. CONCLUSIONES

El modelo propuesto en este trabajo de grado permite:

- La ejecución de un análisis de las diferentes CVC que componen la CVC del OAM, con un modelo documentado más exacto, permitiendo así tomar decisiones con información confiable y ajustada a la realidad operativa.
- Ser un medio de análisis de las desviaciones de los volúmenes planeados Vs los volúmenes reales en el OAM, permitiendo realizar feedback a los procesos de planeación y programación, en lo referente a los crudos cargados a la Refinería de Barrancabermeja.
- El planteamiento de un esquema de control y revisión de calidades de crudos a transportar por el OAM, según requerimientos de carga de Refinería GRB que mejoren los rendimientos de refinación cumpliendo y mejorando el margen de refinación esperado dentro de los indicadores financieros de la compañía.
- Un modelo de seguimiento y control de pérdidas de volumen de crudo, que permitan asegurar los temas de medición de cantidad y calidad en cada punto y hacer seguimiento a los indicadores de pérdidas de producto de la Compañía.

- La disponibilidad de mejores estimados volumétricos, es decir menores ajustes de inventario los cuales son auditables dentro de los indicadores de precisión de inventario de Revisoría fiscal.
- Gestionar los riesgos para generar la actualización de las cláusulas contractuales de transporte y optimizar el uso de los sistemas de transporte.
- Establecer un modelo estándar documentado de la validación de CVC, para disponer de trazabilidad entre los sistemas de información y los documentos fuente operativos, generando consistencia en los informes reportados a los diferentes grupos de interés.

8. RECOMENDACIONES

- Continuar los procesos de documentación de la compañía en materia de CVC y fortalecer la interrelación de los procesos de balance de cantidades y de planeación y programación, que permitan optimizar el uso de los sistemas de transporte en toda la cadena de valor de Ecopetrol.
- Fortalecer los bancos de calidad de crudos y establezca una estrategia con las compañías del grupo empresarial, esto permite disponer de mejores estimados.
- Revisar los modelos de valoración de mezcla de crudo y nafta, con el objetivo de disponer de métodos estándar entre todos los transportadores.
- Estandarizar los procesos o metodologías de CVC entre las compañías del grupo empresarial, con el objetivo de disponer de las mismas condiciones y beneficios en todos los sistemas de transporte.
- Realizar análisis de requerimientos de carga a Refinería GRB en paralelo a los análisis de calidad de los crudos inyectados al OAM.
- Disponer de herramientas de análisis de CVC más automatizadas que optimicen los tiempos de reporte en los sistemas de transporte, para los procesos de planeación y programación.

BIBLIOGRAFÍA

PEREZ, Martha Ilce; CALDERON, Zuly. Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado de ingeniería. Primera Edición. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011.

Universidad Corporativa Ecopetrol, Curso básico de balances y gestión Volumétrica. Bogotá (Colombia). Mayo 28-29, 2013.