

**EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE ALTERNATIVAS PARA EL TRANSPORTE
POR OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS PRODUCIDOS EN LOS LLANOS
ORIENTALES**

LADY ZAMIRA CASTAÑEDA MONTENEGRO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

**EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE ALTERNATIVAS PARA EL TRANSPORTE
POR OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS PRODUCIDOS EN LOS LLANOS
ORIENTALES**

LADY ZAMIRA CASTAÑEDA MONTENEGRO

**Monografía para Optar al Título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director:

**MANUEL CABARCAS
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2014

A Dios, por su infinito amor.

**A mi familia y amigos por su incondicional
apoyo, sabios consejos, ejemplo de valores,
motivación y complicidad de cada día.**

Lady Zamira

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos a:

Escuela de Ingeniería de Petróleos, a todo el personal docente por los conocimientos compartidos y especialmente al personal administrativo por su valioso apoyo.

CONTENIDO

INTRODUCCCIÓN	16
1. GENERALIDADES	17
1.1 PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS	17
1.1.1 Densidad	18
1.1.2 Viscosidad	18
1.2 FUNDAMENTOS DEL FLUJO DE FLUIDOS	19
1.2.1 Clasificación de los Fluidos según su Comportamiento Reológico	20
1.2.2 Esfuerzo de Corte	21
1.2.3 Régimen de Flujo	22
1.2.4 Pérdidas de Presión	23
2. TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA	25
2.1 INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO	25
2.1.1 Oleoducto de los Llanos Orientales S.A – ODL	28
2.1.2 Oleoducto Central S.A – OCENSA	31
2.1.3 Oleoducto de Colombia S.A – ODC	36
2.1.4 Oleoducto Bicentenario	38
2.1.5 Oleoducto Caño Limón – Coveñas - OCLC	41
2.1.6 Sistemas de Oleoductos CENIT	45
2.2 PROYECTOS DE AMPLIACION EN INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE	47
2.3 ESTADISTICAS DE PRODUCCION Y TRANSPORTE DE CRUDO PESADO	50
3. TECNOLOGIAS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO	56
3.1 DILUCIÓN	56
3.1.1 Problemas asociados al proceso de dilución de Crudo Pesado	58
3.2 CALENTAMIENTO	59
3.2.1 Calentadores Eléctricos	59
3.2.2 Calentamiento con Vapor	60
3.2.3 Calentamiento con Aceite Térmico	60
3.2.4 Calentamiento con Hornos de Fuego Directo	60

3.3	LINEA CALIENTE	61
3.4	MEJORAMIENTO DEL CRUDO	61
3.4.1	Desasfaltado	62
3.4.2	Producción de crudo sintético (Adición de Hidrogeno)	62
3.4.3	Viscoreducción	63
3.5	EMULSIFICACION	63
3.5.1	Generalidades de las emulsiones	64
3.6	FLUJO ANULAR	65
3.7	ADICION DE ADITIVOS	66
3.7.1	Reductores de fricción	66
3.7.2	Depresores del punto de fluidez	67
3.8	IDENTIFICACIÓN DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TECNOLOGIAS PARA EL TRANSPORTE	67
4.	EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS	72
4.1	CRITERIOS DE EVALUACIÓN	72
4.2	MATRIZ DE EVALUACION	73
5.	CONCLUSIONES	77
6.	RECOMENDACIONES	79
	BIBLIOGRAFIA	80

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de crudos pesados	19
Figura 2. Viscosidad aparente en función de la tasa de deformación	20
Figura 3. Esfuerzo de corte en función de la tasa de corte	21
Figura 4. Balance de cantidad de movimiento sobre una tubería	22
Figura 5. Régimen de flujo	23
Figura 6. Flujo monofásico a través de una tubería	24
Figura 7. Red de Principales Oleoductos de Colombia	25
Figura 8. Localización Oleoducto de los Llanos Orientales	29
Figura 9. Localización Oleoducto Central	33
Figura 10. Localización Oleoducto de Colombia	37
Figura 11. Localización Oleoducto Bicentenario	40
Figura 12. Localización Oleoducto Caño Limón Coveñas	43
Figura 13. Localización Oleoducto de los Llanos Orientales	46
Figura 14. Localización Proyecto Oleoducto al Pacífico	49
Figura 15. Potencial de crudos pesados en Colombia	51
Figura 16. Relación reservas vs años de producción	52
Figura 15. Producción histórica anual promedio (miles bpd)	52
Figura 17. Participación de producción por cuenca	53
Figura 18. Producción histórica de crudo por departamento (bpd)	54
Figura 19. Producción histórica de crudo por empresa operadora y campo (bpd)	54
Figura 21. Producción de crudo pesado vs capacidad de oleoductos	55
Figura 22. Efecto de la dilución en la gravedad API del crudo pesado	57
Figura 23. Efecto de la dilución en la viscosidad del crudo pesado	57
Figura 24. Flujo anular	66
Figura 25. Matriz de comparación por pares	74
Figura 26. Matriz de evaluación de las alternativas	75

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Clasificación de crudo según su gravedad API	17
Tabla 2.	Características General de los Principales Oleoductos de la Infraestructura Colombia	26
Tabla 3.	Capacidad de almacenamiento y bombeo del sistema de transporte de ODL	30
Tabla 4.	Requisitos mínimos de calidad del crudo para transporte en ODL	31
Tabla 5.	Capacidad disponible para ODL	31
Tabla 6.	Capacidad de almacenamiento y bombeo del sistema de transporte de OCENSA	34
Tabla 7.	Requisitos mínimos de calidad del crudo para transporte en OCENSA	35
Tabla 8.	Capacidad disponible para OCENSA	35
Tabla 9.	Capacidad de almacenamiento y bombeo del sistema de transporte de ODC	38
Tabla 10.	Requisitos mínimos de calidad del crudo para transporte en ODC	38
Tabla 11.	Capacidad de almacenamiento y bombeo del sistema de transporte del Oleoducto Bicentenario	41
Tabla 12.	Requisitos mínimos de calidad del crudo para transporte en el Oleoducto Bicentenario	41
Tabla 13.	Capacidad de almacenamiento y bombeo del sistema de transporte de OCLC	44
Tabla 14.	Requisitos mínimos de calidad del crudo para transporte en OCLC	44
Tabla 15.	Capacidad disponible para OCLC	45
Tabla 16.	Requisitos mínimos de calidad del crudo para transporte en los sistemas de CENIT	47
Tabla 17.	Identificación de ventajas y desventajas de las tecnologías para transporte de crudo pesado por oleoducto	68

GLOSARIO

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

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

BTO. Boletín de Transporte por Oleoducto. Página Web de acceso público en que se pone a disposición de los agentes y demás interesados la información comercial y operacional y la capacidad disponible de un oleoducto.

CAPACIDAD DE DISEÑO. Es la capacidad de transporte de crudo prevista para el oleoducto con base en las propiedades del petróleo y las especificaciones de equipos y tuberías usadas para los cálculos de diseño del sistema.

CAPACIDAD EFECTIVA. Es la capacidad máxima promedio de transporte de la cual se podrá disponer efectivamente para el transporte de crudo en un período determinado. Se calcula como el producto de la capacidad nominal por el factor de servicio.

CAPACIDAD NOMINAL. Capacidad máxima de transporte entre una estación de bombeo y un terminal del oleoducto, o entre dos estaciones de bombeo, calculada considerando los equipos instalados en el sistema y la calidad prevista del crudo para un período determinado.

CENIT. Empresa filial de ECOPEPETROL creada en 2012, especializada en transporte y logística de hidrocarburos.

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

CRUDO MEZCLA O MEZCLA. Es la combinación de diferentes crudos antes y/o después de ser recibidos en el oleoducto para ser transportados.

CRUDO SEGREGADO. Es el crudo que, por acuerdo entre el transportador y un remitente, se decide transportar por el Oleoducto y/o almacenar sin mezclarse con otros crudos.

DILUYENTE. Es el producto natural o refinado que se mezcla con el crudo pesado para facilitar el transporte por el Oleoducto.

ECOPETROL. Empresa Colombiana de Petróleos S.A.

EMULSIÓN. Mezcla heterogénea de dos o más fluidos inmiscibles, donde uno de ellos se encuentra disperso en el otro en forma de gotas pequeñas.

FACTOR DE SERVICIO. Porcentaje efectivamente utilizable de la capacidad nominal, debido a las restricciones operacionales temporales y de mantenimiento del oleoducto y sus instalaciones conexas y complementarias, calculado para un período determinado, en el que se debe tener en cuenta los efectos de no disponibilidad de equipo mecánico, los programas de mantenimiento de línea y el número de días del período considerado.

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

LLENO DE LÍNEA. Volumen de crudo necesario para el llenado de las tuberías del oleoducto.

OCENSA. Oleoducto Central S.A.

OCLC. Oleoducto Caño Limón-Coveñas

ODC. Oleoducto de Colombia S.A.

ODL. Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.

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

PUNTO DE FLUIDEZ (Pour Point). Es la temperatura a la cual se cristalizan las partículas de cera en el aceite y que hacen que el fluido pierda su capacidad para moverse, es decir, es la temperatura mínima a partir de la cual un crudo puede fluir. Este puede determinarse bajo protocolos dispuestos en el ASTM D-97.

REOLOGÍA. Ciencia del flujo que estudia la deformación de un cuerpo sometido a esfuerzos externos. Su estudio es esencial en muchas industrias, combustibles, aceites lubricantes, pozos de perforación y en transporte de fluidos.

TARIFA DE TRANSPORTE. Valor monetario único, por barril transportado en un trayecto, que cobra el transportador a todos los remitentes en igualdad de condiciones y que es la base de la liquidación del impuesto de transporte.

TRANSFERENCIA DE CUSTODIA. Cambio de la propiedad sobre un determinado fluido (crudo, gas natural, producto refinado, etc.), mientras este es transferido desde el contenedor del primer propietario al contenedor del nuevo propietario.

VISCOSIDAD. La viscosidad de un líquido es una medida de la fricción interna o de la resistencia al flujo, es decir, es la disposición a fluir cuando actúe sobre él una fuerza externa.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE ALTERNATIVAS PARA EL TRANSPORTE POR OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS PRODUCIDOS EN LOS LLANOS ORIENTALES*

AUTOR: LADY ZAMIRA CASTAÑEDA MONTENEGRO[†]

PALABRAS CLAVE: Crudo Pesado, Oleoducto, Dilución, Viscosidad, Transporte, Tecnología.

DESCRIPCIÓN

El reciente crecimiento en la producción de crudos pesados y la necesidad de ajustar sus propiedades para cumplir con los requerimientos de transporte a través de los sistemas existentes generan la oportunidad de evaluar la factibilidad de aplicación de nuevas tecnologías.

Este trabajo presenta una evaluación conceptual de alternativas para transportar a través de oleoducto crudos pesados producidos en los Llanos Orientales de Colombia, teniendo en cuenta las características principales del fluido que influyen en el transporte, las generalidades de la infraestructura de oleoductos en Colombia, las expectativas de producción de crudo pesado en los Llanos Orientales y las características de las diferentes tecnologías disponibles.

En el documento se hace una descripción general de los principales oleoductos y una comparación de su capacidad actual de transporte con respecto a los reportes de producción de crudo pesado de los campos localizados en el área de interés. Se presenta la identificación de problemas asociados al método de dilución actualmente empleado, para modificar las propiedades de transporte del crudo y se hace una descripción general de las tecnologías alternativas a evaluar, identificando las ventajas y desventajas de su aplicación.

Por último, se definen los criterios para la construcción de la matriz de evaluación, en donde se involucran aspectos ambientales, constructivos y operativos, entre otros. La evaluación de las tecnologías se hace con base en los criterios definidos, en primer lugar mediante un análisis de comparación por pares y finalmente utilizando una matriz que evalúa el cumplimiento de cada tecnología con respecto a los criterios establecidos.

* Monografía.

[†] Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: Manuel Cabarcas.

ABSTRACT

TITLE: CONCEPTUAL EVALUATION OF ALTERNATIVES FOR TRANSPORTATION OF HEAVY CRUDE OIL PRODUCED IN THE EASTERN PLAINS BY PIPELINE *

AUTHOR: LADY ZAMIRA CASTAÑEDA MONTENEGRO[†]

KEY WORDS: Heavy Crude Oil, Pipeline, Dilution, Viscosity, Transport, Technologies.

DESCRIPTION

Recent increment of heavy crude oil production and necessity to modify their properties to meet the transportation requirements of existing systems generates an opportunity to evaluate feasibility to apply new technologies.

This work presents a conceptual assessment of alternatives to pipeline transportation of heavy crude oils produced on the Eastern Plains of Colombia, including a review of the main transportation properties, an overview of the pipeline infrastructure in Colombia, production expectations and characteristics of different technologies available.

This document provides a description of main pipelines and a comparison of their current transportation capacity with respect the heavy crude oil production reports of fields located in the interesting area. It presents an identification of problems associated with dilution method, which is currently use to modify the crude transportation properties, and a general description of alternative technologies to be evaluated, including identification of advantages and disadvantages of their application.

Finally, it defines some criteria to build an evaluation matrix, which include environmental, construction and operating aspects, among others. The evaluation of technologies was based on defined criteria, first through a pairs comparative analysis and then using a matrix that evaluates the performance of each one with respect to the criteria mentioned.

* Project of Degree.

[†] School of Physicochemical Engineer. Specialization in Production of Hydrocarbons. Director: Manuel Cabarcas

INTRODUCCIÓN

El reciente incremento en la producción de crudos pesados, especialmente de campos localizados en la cuenca de los Llanos Orientales, sumado a los esfuerzos sostenidos en materia de exploración y a la necesidad de asegurar y mejorar los procesos de tratamiento y transporte hasta su destino final en refinería o puertos de embarque, generan la necesidad de identificar, monitorear, evaluar y optimizar las variables y diferentes aspectos involucrados en la cadena productiva, siendo el transporte por oleoducto el área sobre la cual se enfocará el análisis en este trabajo, puesto que comparado con la alternativa de transporte en carrotaques es la más económica y segura social y ambientalmente, considerando las particularidades del entorno colombiano.

El crudo pesado producido en la región de los Llanos Orientales, especialmente en los campos de Rubiales y Castilla, actualmente necesita someterse a procesos de dilución con diferentes productos como crudos livianos, naftas, condensados y gasolinas para acondicionarse a los requerimientos establecidos para su transporte por oleoducto.

Los riesgos asociados al suministro de los diluyentes en las instalaciones donde se realiza la dilución, así como cambios en las condiciones operativas del proceso debidos a la variabilidad en las características de los productos diluyentes suministrados pueden afectar la calidad y/o el alcance de las especificaciones requeridas para el transporte.

Lo anterior, sumado a las expectativas en el crecimiento de la producción de crudos pesados generan la necesidad de revisar los procesos empleados y las alternativas existentes que permitan flexibilizar las operaciones, optimizar los procesos y recursos disponibles, soportar la demanda en infraestructura y disminuir los riesgos presentes en la infraestructura de transporte existente.

En este trabajo se realiza un diagnóstico de la situación actual de producción vs. la capacidad de transporte en la red de oleoductos instalada, se describen diferentes tecnologías aplicables para facilitar el transporte del crudo pesado por oleoducto y se identifican sus ventajas y desventajas a partir de las cuales se generan recomendaciones técnicas generales que pueden ser aplicadas y objeto de evaluación en casos particulares.

1. GENERALIDADES

Los crudos tienen características físicas y químicas muy variables de un campo de producción a otro e incluso dentro de un mismo yacimiento. Diferencias que afectan las condiciones de producción, transporte, almacenamiento y refinación, las cuales deberán adaptarse al producto al que se enfrentan, de ahí la necesidad de conocer y entender sus propiedades y comportamiento. Esencialmente son una mezcla de hidrocarburos y otros componentes, que resultan de la descomposición de materia orgánica de origen animal y vegetal.

Existen varias clasificaciones para los crudos según el criterio que se considere, ya sea lugar de origen, composición química, presencia de azufre o densidad; esta última es comúnmente utilizada en la industria. La densidad, expresada en términos de grados API (American Petroleum Institute), está relacionada con la gravedad específica y es una medida que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparado con el agua. De acuerdo con este parámetro los crudos pueden clasificarse de la siguiente manera.

Tabla 1. Clasificación de crudo según su gravedad API

Tipo de Crudo	API
Extrapesado	< 9.9
Pesado	10 – 21.9
Mediano	22 – 29.9
Liviano	>30

Fuente. Paris, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009

1.1 PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

El crudo pesado es un sistema compuesto entre otros por partículas de asfáltenos, que constituyen la fracción polar más aromática y pesada del crudo. Están compuestos por anillos aromáticos, con cadenas alifáticas que contienen grupos polares en sus extremos que tienen alto peso molecular y son solubles en solventes aromáticos como benceno, tolueno y xileno, e insolubles en alcanos o parafinas de bajo peso molecular. Algunas de las propiedades características de los crudos pesados son:

- La alta viscosidad, la cual es atribuida principalmente a la superposición de los asfáltenos presentes.
- Baja gravedad API. Según algunas clasificaciones, se denomina crudo pesado a aquellos con gravedad API menor a 20.
- Alto punto de fluidez (pour point).

- Alto contenido de metales pesados como níquel y vanadio.
- Alto contenido de azufre y nitrógeno.
- Alto contenido de sal
- Baja relación gas – aceite

1.1.1 Densidad

La densidad se define como la razón entre la masa de una unidad de volumen de crudo una determinada presión y temperatura, mientras que la gravedad específica o densidad relativa se define como la razón entre la densidad del petróleo y la densidad del agua, medidas a 60 °F y a 1 atm de presión.

La gravedad específica representa un número adimensional que relaciona las densidades de los fluidos a 60°F (condiciones estándar).

Aunque la densidad y gravedad específica son variables comúnmente utilizadas, la gravedad API es la escala preferida para referirse a la densidad del crudo relativa al agua.

$$API = \frac{141.5}{SG} - 131.5$$

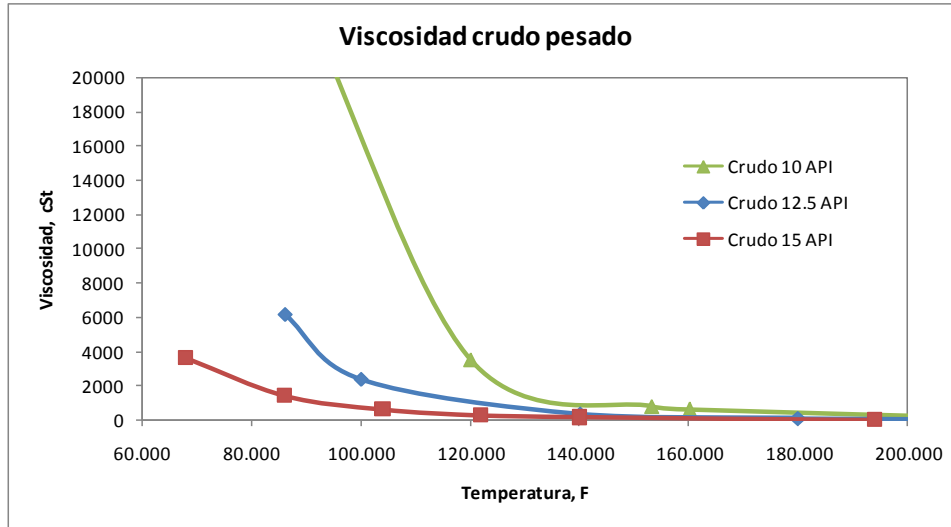
1.1.2 Viscosidad

La viscosidad de un líquido es una medida de la fricción interna o de la resistencia al flujo, es decir, es la disposición a fluir cuando actúe sobre él una fuerza externa.

Es una propiedad afectada por la temperatura, la presión y la velocidad de deformación ejercida sobre el fluido, siendo la temperatura la de mayor influencia para el caso de los líquidos.

La viscosidad de un líquido decrece con el aumento en la temperatura, al aumentar la temperatura del crudo se disminuye su viscosidad debido al incremento de la velocidad de las moléculas y, por ende, a la disminución de su fuerza de cohesión y disminución de la resistencia molecular. Un crudo pesado o extrapesado, por lo general, es bastante difícil de deformar cuando está frío, lo cual indica que tiene una alta viscosidad, y a medida que la temperatura aumente, la viscosidad disminuye notablemente. La figura 1 esquematiza el impacto de la temperatura sobre la viscosidad de diferentes crudos pesados.

Figura 1. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de crudos pesados



Fuente. El autor

Debido a que es una propiedad que influencia el diseño de las líneas y bombas para el transporte de crudo, es deseable conocer como se afecta con los cambios de temperatura con información de mediciones realizadas en laboratorio. Sin embargo, ante la ausencia o incertidumbre de la información es común emplear diferentes correlaciones desarrolladas, que varían en complejidad y aproximación según el tipo de dato disponible o hacer uso del procedimiento presentado en la norma ASTM para productos petroleros líquidos a partir de dos valores de viscosidad conocidos.

- **Viscosidad Absoluta (Dinámica)**

Es la medida de la resistencia de un fluido al esfuerzo de corte o a la deformación angular. Las fuerzas de fricción de un fluido resultan del intercambio de cohesión y momentum entre las moléculas del fluido. Se reporta normalmente en unidades de centipoises (cP).

- **Viscosidad Cinemática**

Está definida como el cociente de la viscosidad absoluta y la gravedad específica del fluido a la temperatura en la cual la viscosidad es medida. Se reporta normalmente en unidades de centistokes (cSt).

1.2 FUNDAMENTOS DEL FLUJO DE FLUIDOS

Para analizar la problemática del transporte de crudo pesado a través de tuberías, además de conocer el comportamiento de las propiedades físicas del fluido, es

fundamental conocer los principales factores que gobiernan el comportamiento del flujo.

1.2.1 Clasificación de los Fluidos según su Comportamiento Reológico

Un fluido se define como una sustancia que se deforma continuamente bajo la aplicación de esfuerzos de corte. De acuerdo con la respuesta presentada al esfuerzo de aplicado, los fluidos se clasifican en Newtonianos y no Newtonianos.

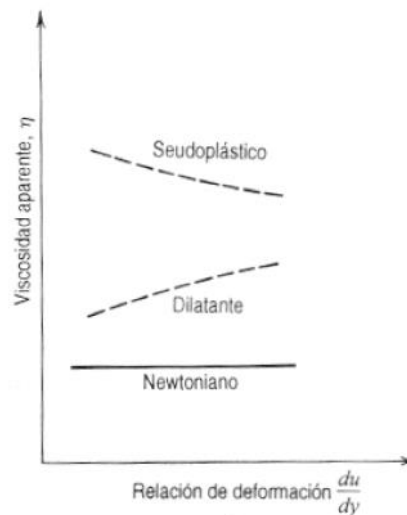
- **Fluidos Newtonianos**

Se denomina fluido newtoniano a aquellos donde la viscosidad absoluta es función exclusivamente de la condición del fluido, en particular de su temperatura a cualquier gradiente de velocidad al que se encuentre sometido el fluido.

- **Fluidos No Newtonianos**

Se consideran fluidos no newtonianos aquellos donde la viscosidad del fluido depende de la velocidad de deformación, además de las condiciones de temperatura y presión. En la siguiente figura se puede observar como se comportan los fluidos newtonianos y no newtonianos.

Figura 2. Viscosidad aparente en función de la tasa de deformación



Fuente. González, Curso de diseño de oleoductos para crudos pesados y extrapesados, 2010

Los fluidos no newtonianos se pueden clasificar según su comportamiento con respecto al tiempo en independientes del tiempo y dependientes del tiempo.

Los fluidos independientes del tiempo tienen una viscosidad a cualquier tasa de corte, que no varía con el tiempo y dentro de ellos se pueden definir tres tipos de fluidos:

- Seudoplástico. Tienen una alta viscosidad aparente inicialmente, la cual disminuye a medida con el aumento de la velocidad de deformación.
- Dilatante. Inician con una viscosidad aparente relativamente baja que va en aumento a medida que se incrementa la velocidad de deformación.
- Plástico de Bingham. Estos fluidos requieren el desarrollo de un nivel significativo de tensión de corte antes de comenzar a deformarse.

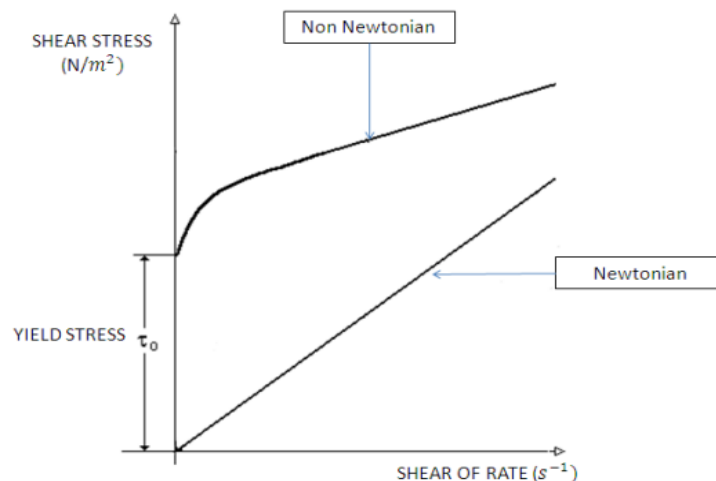
La viscosidad de los fluidos dependientes del tiempo, cambiará con el tiempo, así como con el gradiente de velocidad y la temperatura. En esta clasificación se pueden definir dos tipos:

- Tixotrópicos. A igual esfuerzo de corte, el fluido presenta mayor velocidad de deformación en el transcurso del tiempo. La viscosidad decrece durante la aplicación del esfuerzo.
- Reopécticos. La viscosidad aumenta con el tiempo y con la velocidad de deformación y presentan una histéresis inversa.

1.2.2 Esfuerzo de Corte

El esfuerzo de corte (τ_c) se define como la presión mínima requerida que debe aplicarse sobre un fluido detenido en una tubería para restaurar nuevamente el flujo (figura 3).

Figura 3. Esfuerzo de corte en función de la tasa de corte

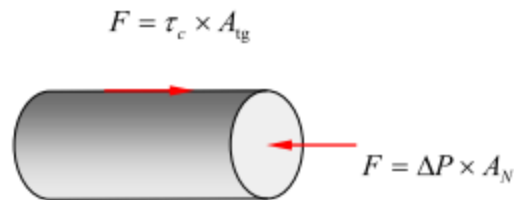


Fuente. González, Curso de diseño de oleoductos para crudos pesados y extrapesados, 2010

Después de realizar un balance de cantidad de movimiento para un fluido incompresible sobre una tubería (figura 4), la presión necesaria es función del esfuerzo de corte, la longitud y diámetro de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\Delta P = \frac{4 \times \tau_c \times L}{D}$$

Figura 4. Balance de cantidad de movimiento sobre una tubería



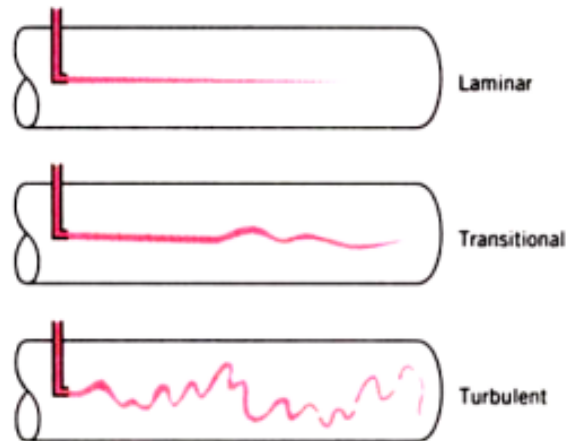
Fuente. González, Curso de diseño de oleoductos para crudos pesados y extrapesados, 2010

1.2.3 Régimen de Flujo

Uno de los parámetros a considerar en flujo de fluidos en tuberías es el régimen de flujo desarrollado, el cual depende del diámetro de la tubería, densidad y viscosidad del fluido y velocidad del flujo. El número de Reynolds es una combinación de estas variables y es la referencia adoptada usualmente para establecer el régimen del flujo. Aunque no existe un rango completamente definido, puede emplearse los siguientes para su aplicación (figura 5):

- Régimen laminar para $Re < 2100$
- Régimen transitorio para $2100 < Re < 4000$
- Régimen turbulento para $Re > 4000$

Figura 5. Régimen de flujo



Fuente. González, Curso de diseño de oleoductos para crudos pesados y extrapesados, 2010

- **Régimen Laminar**

Se caracteriza por presentar una velocidad media del fluido baja, inferior a la velocidad crítica. Este régimen se caracteriza por el deslizamiento de capas cilíndricas concéntricas una sobre otra de manera ordenada. La velocidad del fluido es máxima en el eje de la tubería y disminuye rápidamente hasta anularse en la pared de la tubería.

- **Régimen Transitorio**

El régimen de transición se caracteriza porque el flujo es impredecible, cambiando constantemente entre laminar y turbulento o viceversa.

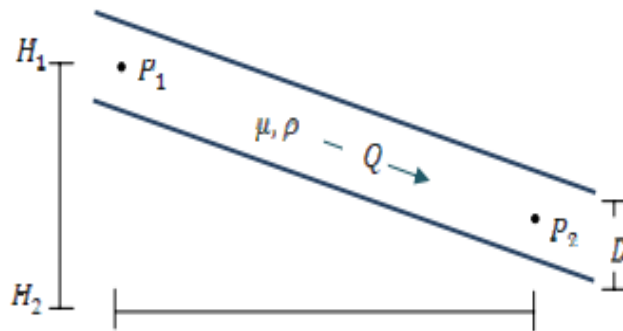
- **Régimen Turbulento**

Se presenta a velocidades mayores que la crítica. Se caracteriza por el movimiento irregular e indeterminado de las partículas del fluido en direcciones transversales a la dirección principal del flujo. La distribución de velocidades en el régimen turbulento es más uniforme a través del diámetro de la tubería que en régimen laminar.

1.2.4 Pérdidas de Presión

Considerando un fluido incompresible, con viscosidad μ y densidad ρ , que fluye a través de una tubería de diámetro D , con un caudal Q , desde un punto 1 a un punto 2 (figura 6).

Figura 6. Flujo monofásico a través de una tubería



Fuente. Beggs, Production Optimization Using Nodal Analysis, 1991

El gradiente de presión a través de la tubería estará dado por:

$$\Delta P = \frac{\Delta P}{\Delta L}$$

Este gradiente conformado por tres componentes: un componente asociado a la fricción, el segundo debido a la gravedad y el tercero a la aceleración del fluido.

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{friccion} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{gravedad} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{aceleracion}$$

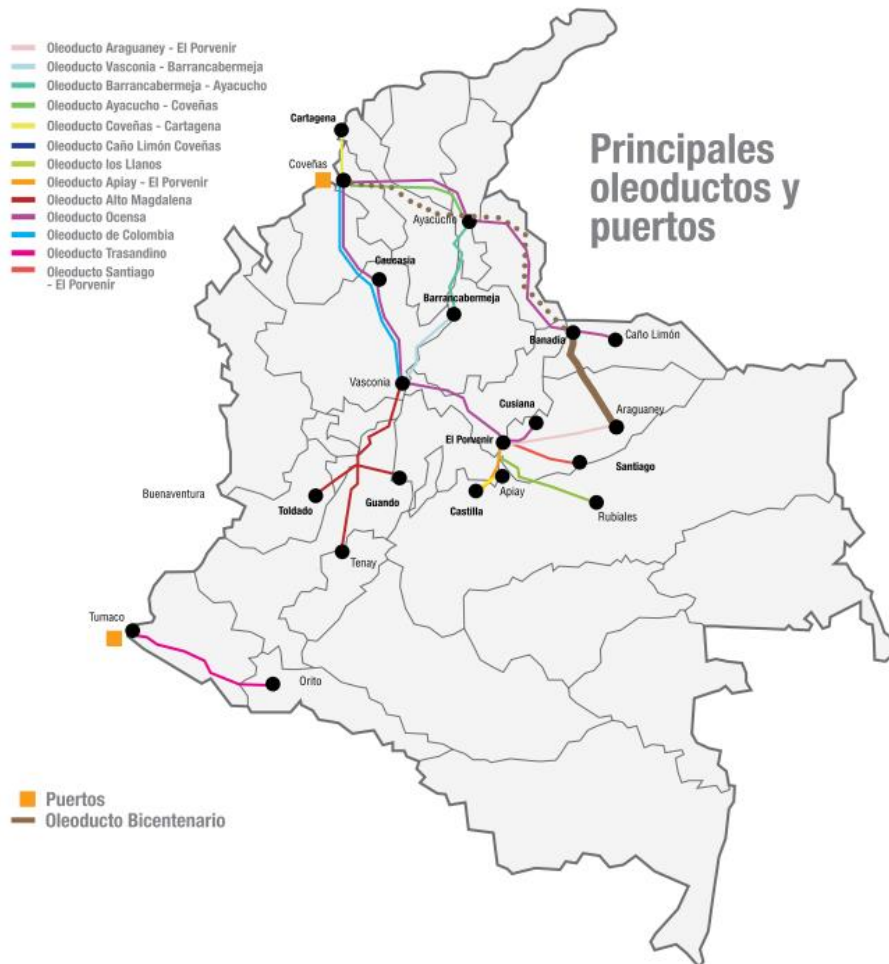
El mayor aporte a la caída de presión en tuberías, está dado por los componentes de gravedad si existen diferencias de elevación muy marcadas, y el componente de fricción el cual depende del caudal, propiedades del fluido, longitud del trayecto y rugosidad de la tubería. El factor de fricción requerido para determinar las pérdidas ocasionadas por este fenómeno puede ser estimado por un gran número de correlaciones aplicables según las condiciones de flujo.

2. TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA

2.1 INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO

La red de Oleoductos de Colombia (Figura 7), comprende alrededor de 5300 km de tuberías que recorren todo el territorio nacional atravesando por zonas con una topografía muy diversa, permitiendo la conducción del crudo desde los campos de producción a los sitios de destino en refinería o en los puertos de exportación en Coveñas en el Atlántico, y Buenaventura y Tumaco en el Pacífico.

Figura 7. Red de Principales Oleoductos de Colombia



Fuente: Colombia Energía, Infraestructura para una industria en transformación y crecimiento, 2013

En la siguiente tabla se indican los principales oleoductos que hacen parte del sistema.

Tabla 2. Características General de los Principales Oleoductos de la Infraestructura Colombia

Sistema	Diámetro - Longitud	Operador	Crudo	Estación Inicial	Estación Final
Trasandino (OTA)	10", 14" 18" – 307 km	CENIT	Crudos de la zona sur	Orito	Tumaco
Alto Magdalena (OAM)	20" – 400 km	HOCOL	Crudos del valle superior del Magdalena	Tenay	Vasconia
Chichimene - Apiay	10" – 56	CENIT	Chichimene	Chichimene	Apiay
Apiay – Porvenir	20" – 120 km 16" – 120 km	CENIT	Castilla (campos Castilla, Chichimene)	Apiay	Monterrey
Araguaney – Porvenir	14", 12" – 104 km	CENIT	Mezcla (campos del área estación Araguane y)	Araguaney	Porvenir
Oleoducto Santiago-Porvenir	10" – 78 km	CENIT	Mezcla (campos del área)	Santiago	Porvenir
Llanos Orientales (ODL)	24" – 270 km	ODL	Rubiales (campos Rubiales, Quifa)	Rubiales	Monterrey Cusiana
Central (OCENSA)	30" – 836 km	OCENSA	Cupiagua Cusiana Castilla (campos Castilla, Chichimene) Rubiales Mezcla (campos de los Llanos)	Cupiagua Cusiana Porvenir	Terminal Coveñas Vasconia (entrega hacia Refinería de Barrancabermeja y ODC)
Colombia (ODC)	24" – 483 km	ODC	Castilla (campos Castilla, Chichimene) Mezcla (campos del medio y Alto Magdalena)	Vasconia	Terminal Coveñas

Sistema	Diámetro - Longitud	Operador	Crudo	Estación Inicial	Estación Final
Bicentenario	42" – 230 km (fase 1)	Bicentenario	Mezcla en fase 1 (campos de los Llanos) Castilla en fase posterior Rubiales en fase posterior	Estación Araguaney	Banadía para integrarse con el Oleoducto Caño Limón Coveñas en fase 1 Terminal Coveñas en fase posterior
Caño Limón	18", 20", 24" – 771 km	Occidental	Caño Limón Mezcla y crudos pesados con el inicio de operación de Bicentenario	Caño Limón	Terminal Coveñas
Vasconia-Barrancabermeja	20" – 172 km	CENIT	Mezcla	Estación Vasconia	Casa Bombas 8 Refinería Barrancabermeja
Galán - Ayacucho	18" – 187 km	CENIT	Mezcla Combustóleo	Galán	Ayacucho
Ayacucho-Coveñas	16" – 281 km	CENIT	Crudo de refinería Combustóleo	Ayacucho	Coveñas
Coveñas – Cartagena	18" – 123 km	CENIT	Crudo a refinería Combustóleo	Coveñas	Refinería Cartagena

Fuente. El autor

ECOPETROL a través de su filial CENIT¹, constituida en 2012 y cuya operación inicio en abril de 2013 (Ecopetrol, 2013), tiene a su cargo la gestión de la participación de los activos en ODL, OCENSA, ODC y Bicentenario, y de todos los sistemas de transporte propios de ECOPETROL. La creación de CENIT busca concentrar los esfuerzos en las actividades del sector que permitan fortalecer y ampliar la red con altos estándares de seguridad industrial, confiabilidad y contribuir a la preservación del medio ambiente, lo que se traducirá en una significativa disminución del deterioro de las vías por causa del transporte terrestre.

La producción de crudo pesado de los Llanos se transporta principalmente utilizando la capacidad de los oleoductos ODL, OCENSA, ODC y los sistemas Chichimene – Apiay, Apiay – Porvenir, que recogen el crudo de los campos Castilla, Chichimene, Suria y cercanos. A partir de la entrada en operación del oleoducto Bicentenario, este se ha constituido en una alternativa que flexibiliza el sistema para la evacuación de la producción hacia Coveñas, empleando la capacidad sobrante del Oleoducto Caño Limón – Coveñas y los trabajos de reversión ejecutados recientemente en el sistema Araguaney-Porvenir.

A continuación se presentara una descripción de los sistemas principales empleados para la evacuación de la producción de los Llanos Orientales.

2.1.1 Oleoducto de los Llanos Orientales S.A – ODL

El oleoducto de los Llanos Orientales cuyos objetivos son construir, operar y mantener sistemas de transporte de hidrocarburos, actualmente tiene una participación accionaria del 65% para CENIT y 35% perteneciente a Petro Rubiales Corp.

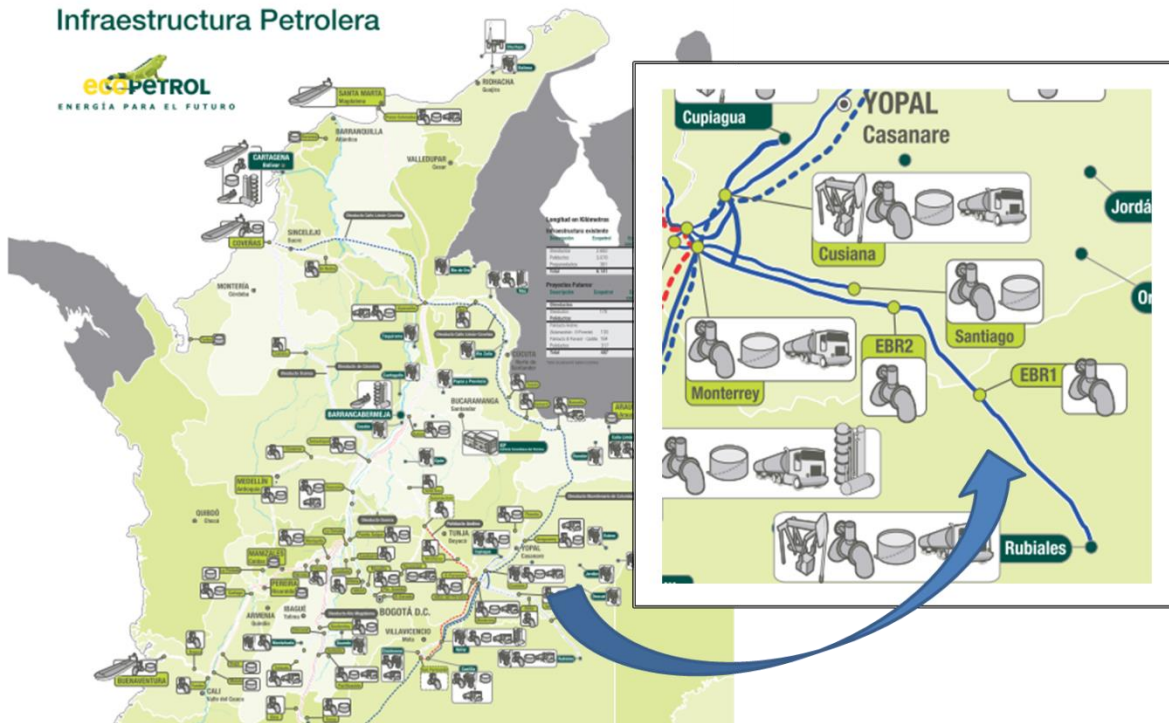
Inicio sus operaciones en septiembre de 2009 para el transporte de los crudos de los campos Rubiales, Pirirí y Quifa, así como de otros crudos extraídos en el área, con una capacidad inicial de 160 kbpd. Sin embargo, durante 2010 se inició la ampliación del sistema y se llevó a una capacidad de 340 kbpd en diciembre de 2011.

El oleoducto inicia en la Estación de Bombeo Rubiales, en el departamento del Meta y tiene dos puntos de entrega en el departamento de Casanare, uno en la Estación Monterrey de ECOPETROL y otro en la Estación Cusiana perteneciente a OCENSA, donde realiza la transferencia en custodia del crudo transportado respectivamente.

¹ Filial de ECOPETROL que tiene como fin atender las crecientes necesidades de la industria petrolera nacional derivadas del aumento de la producción de hidrocarburos y de las mayores ventas de crudos y refinados, tanto en Colombia como en los mercados internacionales.

El oleoducto tiene un diámetro de 24” en toda su extensión y una longitud de 235 kilómetros desde la Estación Rubiales hasta su punto de entrega la Estación Monterrey. En el kilómetro 200 de su recorrido principal tiene una derivación que se extiende en 25 km hasta el CPF de Cusiana donde se localiza su segundo punto de entrega (Figura 8).

Figura 8. Localización Oleoducto de los Llanos Orientales



Fuente: Modificado de Ecopetrol, Mapa Infraestructura Petrolera, 2011

En la Estación de Bombeo Rubiales se lleva a cabo el proceso de dilución para llevar el crudo pesado a condiciones adecuadas para su transporte por el oleoducto. Esta estación dispone de facilidades de recibo y medición de crudo pesado, descargue de diluyente llevado en carrotanques, dilución, almacenamiento y bombeo de crudo hacia el sistema de transporte.

Las Estaciones de Recibo Monterrey y Cusiana están compuestas principalmente de sistema de filtración, control de presión y sistema de medición dinámico para la transferencia de custodia del crudo. Adicionalmente, en las instalaciones del CPF de Cusiana, ODL cuenta con facilidades para el recibo y almacenamiento de diluyente a través de descargadero y un sistema de dilución para ajustar la calidad del crudo transportado por el oleoducto a las condiciones de entrega al sistema de OCENSA.

El proyecto de ampliación del oleoducto ejecutado en 2011, construyó dos estaciones de rebombeo localizadas en los kilómetros 86 y 174, respectivamente. En estas estaciones se dispone principalmente de sistemas de bombeo para el reforzamiento de presión del crudo transportado por el oleoducto.

La capacidad nominal del sistema es de 290 kbpd de crudo Rubiales diluido a 18 API con la operación de la Estación de Rebombeo Corocora (km 86), y de 340 kbpd de crudo Rubiales diluido a 18 API con la operación de la Estación de Rebombeo Jagüey (km 174), sin inyección de DRA. En la tabla 3, se resume la capacidad de almacenamiento y bombeo disponible en el sistema.

Tabla 3. Capacidad de almacenamiento y bombeo del sistema de transporte de ODL

Estación	Función	Capacidad almacenamiento (bbt)	Unidades de bombeo principal	Crudo Transportado
Rubiales	Bombeo	600000 4 tanques	6	Rubiales
Corocora	Bombeo	-	4	Rubiales
Jagüey	Bombeo	-	4	Rubiales
Monterrey	Entrega de Crudo	-	-	Rubiales
Cusiana	Entrega de Crudo	-	-	Rubiales

Fuente: Oleoducto de los Llanos Orientales, www.odl.com.co

La tarifa de transporte vigente al 30 de junio de 2014 es de US\$3.8688 / barril transportado.

Las características del crudo aceptado para transporte por el sistema de ODL se presentan en la tabla 4.

Tabla 4. Requisitos mínimos de calidad del crudo para transporte en ODL

Parámetro	Valor	Método de Ensayo
Temperatura	Inferior a 180 F	-
Viscosidad	Inferior a 300 cSt @ 86 F	ASTM D445
Agua y sedimento	Inferior a 0.5% en volumen	Agua – Karl Fisher ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Contenido de sal	Inferior a 20 lb/1000 bbl	ASTM D3230
Presión de vapor	Reid: Inferior a 7 psia Inferior a 11 psia @ T operación	ASTM D323
Gravedad API a 60 F	Superior a 18 API Inferior a 50 API	ASTM D1298
Punto de fluidez	Máximo 12 C	ASTM D93
Contenido de azufre	Reportar	ASTM D4294 Espectrometría de Fluorescencia

Fuente: Oleoducto de los Llanos Orientales, www.odl.com.co

De acuerdo con el BTO, la capacidad disponible estimada para ODL se indica en la tabla 5.

Tabla 5. Capacidad disponible para ODL

Año	Capacidad disponible (bpd)
2014	
Junio	20377
Julio	14121
Agosto	14081
Septiembre	1334
Octubre	29814
Noviembre	14115
2013	71567
2014	29384
2015	7400
2016	46210
2017	77700

Fuente: Oleoducto de los Llanos Orientales, www.odl.com.co

2.1.2 Oleoducto Central S.A – OCENSA

El Oleoducto Central es actualmente el sistema de transporte más extenso y con mayor capacidad en Colombia, el cual conecta los Llanos Orientales con la Costa

Atlántica y transporta aproximadamente el 60% de la producción de crudo, lo cual corresponde alrededor del 67% del crudo que se exporta en el Terminal de Coveñas. El principal accionista es CENIT con una participación del 73%.

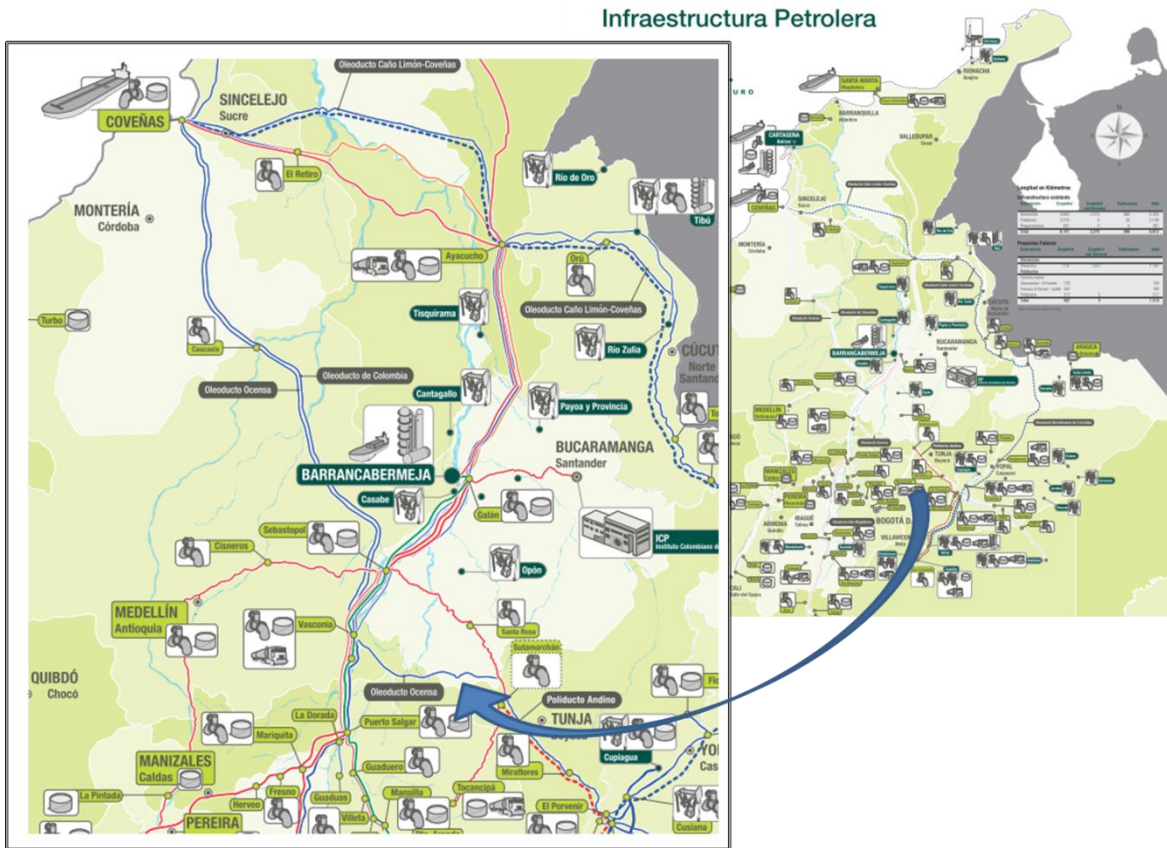
El hallazgo de los campos Cusiana y Cupiagua en Casanare en la década de los 90 con el cual el país aumento sus reservas en 2000 millones de barriles, promovió la creación de OCENSA con el objeto de diseñar, construir, operar, administrar y explotar comercialmente un sistema de transporte petróleo. Su operación dio inicio en febrero de 1998 transportando los crudos livianos de Cusiana y Cupiagua hasta el puerto de exportación en Coveñas.

A partir del crecimiento de producción de crudo pesado en los campos Castilla y Rubiales y la declinación de la producción en Cupiagua y Cusiana, el sistema ha tenido adecuaciones continuas para transportar crudo de diversas densidades en baches con mínimos frentes de contaminación. Desde el inicio de su operación al año 2012 ha alcanzado un record de transporte de 2285 millones de barriles (Colombia Energía 2013).

El oleoducto bombea alrededor de 600 kbpd de crudo, de los cuales el 80% corresponde a crudo pesado y el 20% a crudo mezcla.

El diámetro de la línea que conecta Cupiagua con Cusiana es de 16" y a partir de este punto el diámetro del oleoducto es de 30", tiene una longitud de 836 kilómetros en tierra y 12 kilómetros costa afuera, atraviesa 45 municipios y los departamentos de Casanare, Boyacá, Santander, Antioquia, Córdoba y Sucre, desde las Estaciones de Cupiagua y Cusiana, en el piedemonte llanero, hasta el puerto de Coveñas, en el límite de los departamentos de Córdoba y Sucre. OCENSA está compuesto por 6 estaciones de bombeo y 1 estación de control de presión (Figura 9).

Figura 9. Localización Oleoducto Central



Fuente: Modificado de Ecopetrol, Mapa Infraestructura Petrolera, 2011

El Centro de Procesamiento de Cupiagua recoge, procesa y envía los crudos hacia la Estación Cusiana, donde adicionalmente se recibe el crudo Rubiales proveniente del sistema de ODL y crudo de otros campos ubicados en los departamentos de Meta y Casanare para bombearse hacia la estación El Porvenir.

La estación El Porvenir recibe los crudos enviados desde Cusiana y los crudos de los campos de Apiay (Meta), Aruaney y Santiago (Casanare) para impulsarlos a la estación Miraflores, donde tiene facilidades de rebombeo para facilitar el cruce del Alto de las Flores (punto más alto en el recorrido del oleoducto a 2970 msnm) y permitir la llegada a la estación La Belleza, la cual opera como controladora de presión que asegura el descenso seguro por las pendientes de la cordillera oriental hasta llegar a la estación Vasconia.

En la estación Vasconia se recibe el crudo bombeado desde Cusiana y también crudos de los campos del Alto Magdalena. Desde allí, el crudo destinado para el consumo interno es impulsado hacia la Refinería de Barrancabermeja y el

destinado a exportación bombeado hacia la estación Caucasia, la cual rebombea hasta el terminal marítimo de Coveñas.

En Coveñas el crudo es almacenado y posteriormente transportado por una línea marítima hasta la monoboja para el cargue de los buquetanques.

La capacidad nominal del sistema es de 220 kbpd para el segmento 0, 622 kbpd para el segmento 1 y 2, y 444 kbpd para el segmento 3 con base en la canasta de crudos transportados actualmente. En la tabla 6, se resume la capacidad de almacenamiento y bombeo disponible en el sistema.

Tabla 6. Capacidad de almacenamiento y bombeo del sistema de transporte de OCENSA

Estación	Función	Capacidad almacenamiento (bbl)	Unidades de bombeo principal	Crudo Transportado
Cupiagua	Bombeo	50000 1 tanque	4	Cupiagua
Cusiana	Bombeo	950000 5 tanques	4	Cusiana Cupiagua Castilla/Rubiales Mezcla
El Porvenir	Bombeo	260000 4 tanques	10	Cusiana Cupiagua Castilla/Rubiales Mezcla
Miraflores	Bombeo	-	10	Cusiana Cupiagua Castilla/Rubiales Mezcla
La Belleza	Control de Presión	-	-	Cusiana Cupiagua Castilla/Rubiales Mezcla
Vasconia	Bombeo	-	4	Cusiana Cupiagua Castilla/Rubiales Mezcla
Caucasia	Bombeo	-	4	Cusiana Castilla/Rubiales Mezcla
Coveñas	Entrega de Crudo	2550000 10 tanques	4	Cusiana Cupiagua Castilla/Rubiales Mezcla

Fuente: Oleoducto Central, www.ocensa.com.co

La tarifa de transporte vigente al 30 de junio de 2014 es de US\$0.2087 / barril transportado para el segmento 0, US\$1.2236 / barril transportado para el segmento 1, US\$3.3736 / barril transportado para el segmento 2 y US\$2.9587 / barril transportado para el segmento 3.

Las características del crudo aceptado para transporte por el sistema de OCENSA se presentan en la tabla 7.

Tabla 7. Requisitos mínimos de calidad del crudo para transporte en OCENSA

Parámetro	Valor		Método de Ensayo
	Crudo Pesado	Crudo Liviano o Mediano	
Temperatura	Maxim 105 F	Máximo 105 F	-
Viscosidad	Máximo 300 cSt @ 30 C	Máximo 200 cSt @ 30 C	ASTM D445
Agua y sedimento	Máximo 0.8% en volumen	Máximo 0.5% en volumen	Agua – Karl Fisher ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Contenido de sal	Máximo 20 PTB	Máximo 20 PTB	ASTM D3230
Presión de vapor	Reid: Máximo 9 psia	Reid: Máximo 9 psia	ASTM D323
Gravedad API a 60 F	Superior o igual a 18 API Inferior a 21.1 API	Superior o igual a 21.1 API	ASTM D1298
Punto de fluidez	Menor o igual a 6 C	Menor o igual a 12 C	ASTM D93
Contenido de azufre	Menor o igual a 2% en peso	Menor o igual a 1.2% en peso	ASTM D4294 Espectrometría de Fluorescencia
TAN (Numero de acidez total)	Menor o igual a 0.8 mg KOH/ g	Menor o igual a 0.8 mg KOH/ g	ASTM D664

Fuente: Oleoducto Central, www.ocensa.com.co

De acuerdo con el BTO, la capacidad disponible estimada para OCENSA se indica en la tabla 8.

Tabla 8. Capacidad disponible para OCENSA

Año	Capacidad disponible (bpd)			
	Segmento 0	Segmento 1	Segmento 2	Segmento 3
2014				
Junio	0	17000	17000	30000
Julio	0	17000	17000	25000

Fuente: Oleoducto Central, www.ocensa.com.co

2.1.3 Oleoducto de Colombia S.A – ODC

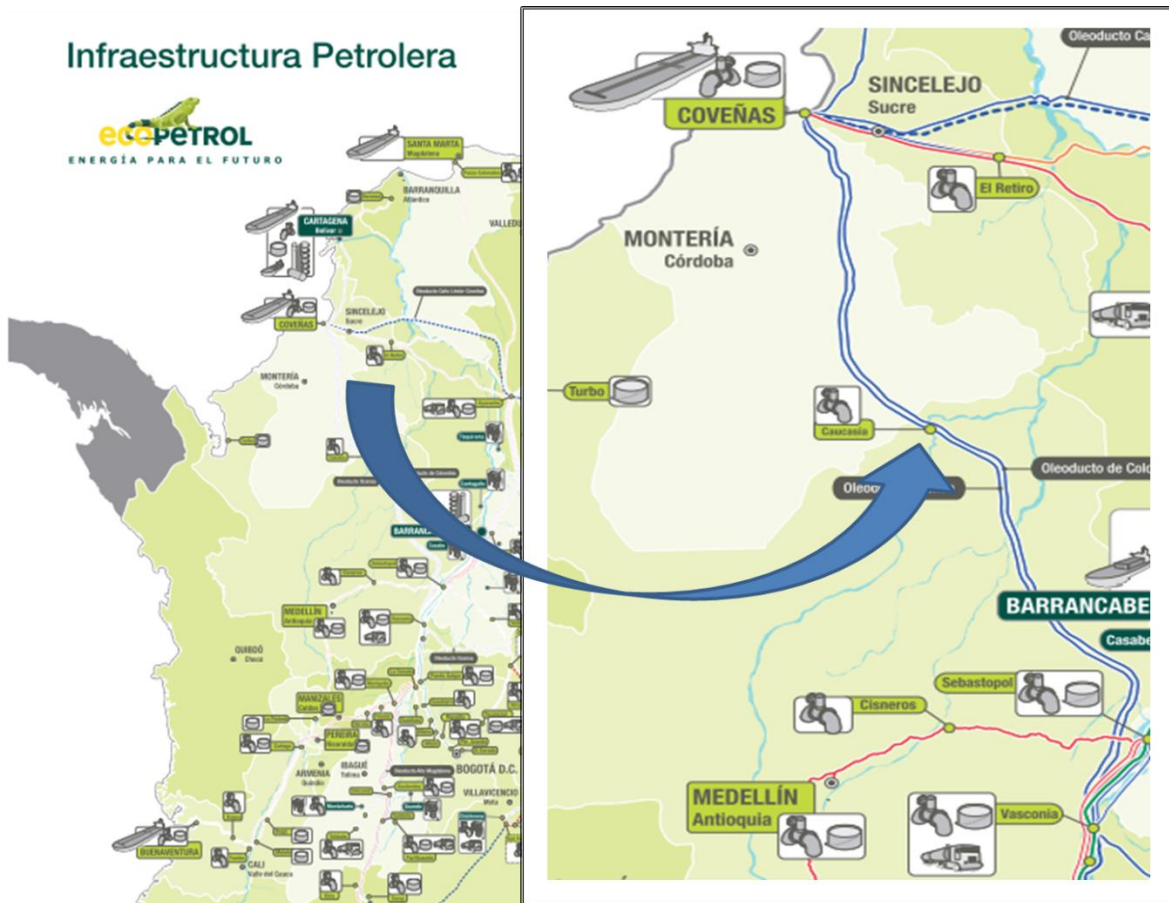
El Oleoducto de Colombia es una empresa de economía mixta, cuya actividad principal es el transporte del crudo que producen sus accionistas y atender las necesidades de otras compañías en cuanto a transporte y almacenamiento de crudo y cargue de buque-tanques. Las empresas con participación accionaria actualmente son: Equion Energy, Tepma, Cenit, Pacific Rubiales Energy, Petrobras, Perenco y Hocol. Su mayor accionista es Cenit con una participación del 43%.

Inició sus operaciones en junio de 1992 transportando crudo de 27.4 API entre Vasconia y Coveñas. Actualmente opera transportando en baches crudos livianos de campos en el Alto y Medio Magdalena recibidos a través del OAM y crudos pesados de los Llanos Orientales recibidos a través del sistema de OCENSA.

El oleoducto inicia en la Estación Vasconia, en Puerto Boyacá y realiza sus entregas en el puerto de exportación más importante del país en Coveñas. Transporta un aproximado de 210kbpd de crudo, de los cuales el 50% a crudo pesado y el 50% a crudo mezcla.

El oleoducto tiene un diámetro de 24” en toda su extensión y una longitud de 483 kilómetros paralelo al trazado de OCENSA. Atraviesa los departamentos de Boyacá donde se localiza la estación Vasconia, Antioquia donde se ubica la Estación Caucasia, y Córdoba y Sucre en cuyo límite se encuentra el Terminal Marítimo de Coveñas (Figura 10).

Figura 10. Localización Oleoducto de Colombia



Fuente: Modificado de Ecopetrol, Mapa Infraestructura Petrolera, 2011

En la estación Vasconia se realiza la recepción, almacenamiento y bombeo de los crudos provenientes de los sistemas OAM y OCENSA. La presión de bombeo debe ser suficiente para facilitar el cruce más alto del trazado y permitir la llegada a la estación Caucaasia donde se efectúa el rebombeo para impulsar el crudo hasta su punto de entrega para exportación en Coveñas.

En Coveñas el crudo es almacenado y posteriormente bombeado por línea marítima hasta dos monoboyas para el cargue de los buquetanques. En esta estación también se recibe la producción proveniente a través del sistema Caño Limón-Coveñas.

La capacidad nominal del sistema es de 210 kbpd con base en crudo de 24 API (60 F) con una viscosidad de referencia de 100 cSt a 85 F. En la tabla 9, se resume la capacidad de almacenamiento y bombeo disponible en el sistema.

Tabla 9. Capacidad de almacenamiento y bombeo del sistema de transporte de ODC

Estación	Función	Capacidad almacenamiento (bb)	Unidades de bombeo principal	Crudo Transportado
Vasconia	Bombeo	690000 4 tanques	5	Castilla Mezcla
Caucasia	Bombeo Control de Presión	-	3	Castilla Mezcla
Coveñas	Entrega de Crudo	2650000 8 tanques	5	Castilla Mezcla Caño Limón

Fuente: Oleoducto de Colombia, www.oleoductodecolombia.com

La tarifa de transporte vigente al 30 de junio de 2014 es de US\$1.7705 / barril transportado.

Las características del crudo aceptado para transporte por el sistema de ODC se presentan en la tabla 10.

Tabla 10. Requisitos mínimos de calidad del crudo para transporte en ODC

Parámetro	Valor	Método de Ensayo
Viscosidad	Inferior a 250 cSt @ 86 F	ASTM D445
Agua y sedimento	Inferior a 0.5% en volumen	Agua – Karl Fisher ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Contenido de sal	Inferior a 20 PTB	ASTM D3230
Presión de vapor	Inferior a 103 kPa	ASTM D323
Densidad a 15 C	Inferior a 946 kg/m ³	ASTM D1298

Fuente: Oleoducto de Colombia, www.oleoductodecolombia.com

2.1.4 Oleoducto Bicentenario

En agosto de 2010 se constituyó la sociedad Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. con el objetivo de construir y operar una infraestructura de transporte que permita aliviar las restricciones en la capacidad de transporte de los crudos provenientes de la cuenca de los Llanos Orientales, desde Casanare hasta Coveñas, para soportar reciente crecimiento en la producción y las exportaciones, escenario bajo el cual se presentaban cuellos de botella en el sistema de transporte. Entre los participantes de la sociedad inicial se cuenta con: Ecopetrol

(Cenit), Pacific Rubiales Energy, Petrominerales, Hocol, C&C Energía, Rancho Hermoso S.A. –Canacol Energy Ltd. y Vetra Exploración & Producción Colombia S.A.S. La filial Cenit cuenta con una participación del 55%.

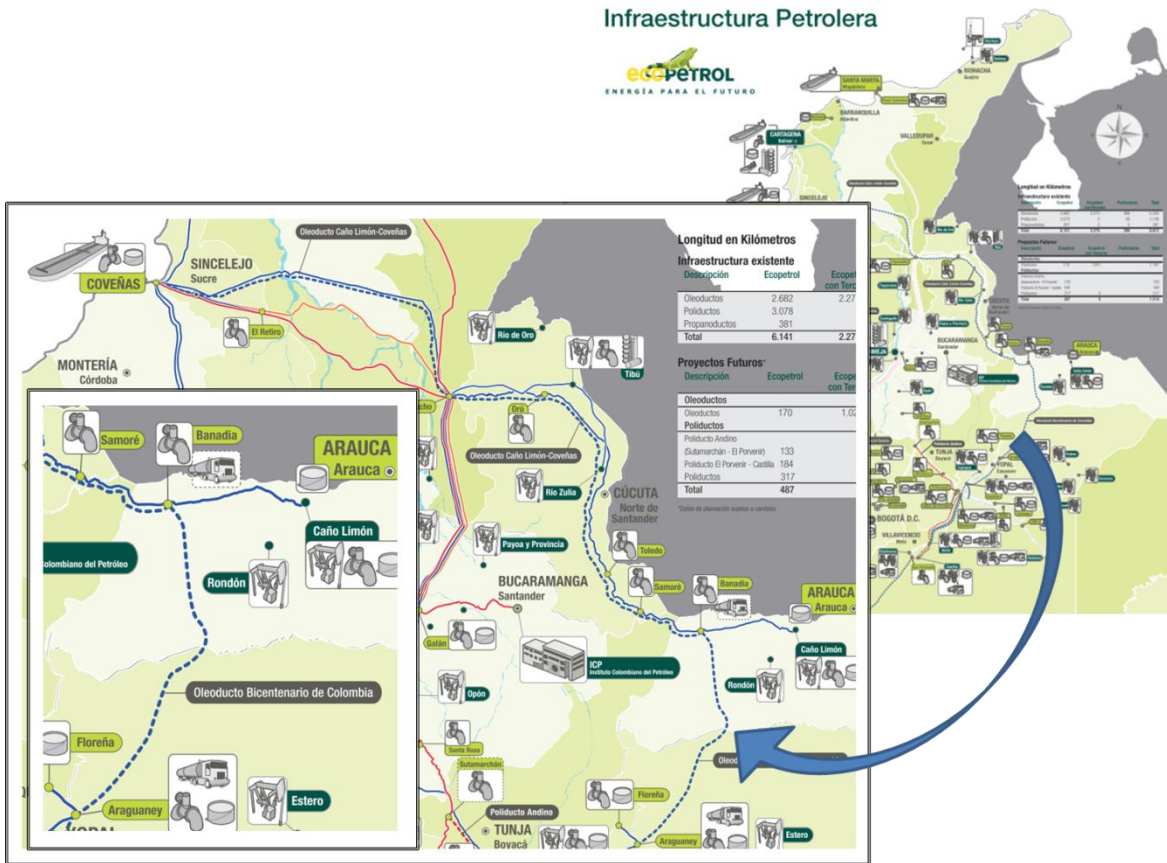
El proyecto contempla 4 fases de desarrollo y construcción de un oleoducto de 960 kilómetros para movilizar hasta 600 kbpd de crudo, de las cuales se encuentran en operación las fases 0 y 1.

La fase cero (0) correspondiente a la construcción de un descargadero de carrotanques y tanques de almacenamiento de crudo en la estación Banadía. La fase uno (1), cuya operación inicio en noviembre de 2013, comprende un oleoducto de 230 kilómetros de longitud y 42” de diámetro entre las estaciones Arguaney y Banadía, las correspondientes adecuaciones en las estaciones y la construcción de 2 tanques de almacenamiento de 600000 barriles de capacidad en Coveñas. Desde allí, en esta fase se contempla la conexión al Oleoducto Caño Limón-Coveñas.

Las fases posteriores de desarrollo contemplan la expansión del tramo Banadía-Ayacucho y el tramo Ayacucho-Coveñas, además de las adecuaciones en las estaciones de bombeo.

La capacidad de diseño para el trayecto Arguaney – Banadía es de 450 kbpd, sin embargo, el desarrollo en fases del sistema contempla la operación con una capacidad nominal menor y las conexiones con el OCLC para aprovechar la capacidad sobrante en este. La primera fase del oleoducto cruza 5 municipios en el departamento de Casanare y 2 municipios en el departamento de Arauca (Figura 11).

Figura 11. Localización Oleoducto Bicentenario



Fuente: Modificado de Ecopetrol, Mapa Infraestructura Petrolera, 2011

En la estación Araguaey se reciben crudos de Casanare a través de líneas menores y descargadero de carrotanques, y crudo de campos en el Meta a través de un oleoducto de 14”/16” que conecta la estación Araguaey con las estaciones Monterrey y Porvenir, sobre el cual se hicieron adecuaciones para permitir su operación en doble sentido.

La estación Araguaey, cuenta adicionalmente con tanques para almacenamiento y el sistema de bombeo con el cual el crudo es impulsado hacia la estación Banadía, donde se tienen facilidades de almacenamiento y las facilidades requeridas para la integración al OCLC.

La capacidad nominal del sistema para la fase 1, es de 133 kbpd de crudo mezcla de 24 API y viscosidad de referencia de 21 cSt a 30 C. En la tabla 11, se resume la capacidad de almacenamiento y bombeo disponible en el sistema.

Tabla 11. Capacidad de almacenamiento y bombeo del sistema de transporte del Oleoducto Bicentenario

Estación	Función	Capacidad almacenamiento (bbl)	Unidades de bombeo principal	Crudo Transportado
Araguaney	Bombeo	800000 3 tanques	2	Mezcla
Banadía	Bombeo	150000 3 tanques	Existente en OCLC	Mezcla
Coveñas	Recibo de Crudo	1200000 2 tanques	-	Mezcla

Fuente: Oleoducto Bicentenario, www.bicentenario.com.co

Las características del crudo aceptado para transporte por el sistema del Oleoducto Bicentenario se presentan en la tabla 12.

Tabla 12. Requisitos mínimos de calidad del crudo para transporte en el Oleoducto Bicentenario

Parámetro	Valor		Método de Ensayo
	Definitiva (Fase final)	Fase Operativa (Fase 1)	
Temperatura	Máximo 120 F	Máximo 120 F	-
Viscosidad	Inferior a 300 cSt @ 30 C	Superior a 21cSt @ 30 C	ASTM D445
Agua y sedimento	Máximo 0.5% en volumen	Máximo 0.5% en volumen	Agua – Karl Fisher ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Contenido de sal	Máximo 20 PTB	Máximo 20 PTB	ASTM D3230
Presión de vapor	Reid: Maximo11psia	Reid: Maximo11psia	ASTM D323
Gravedad API a 60 F	Superior a 18 API Inferior a 50 API	Superior a 24 API Inferior a 50 API	ASTM D1298
Punto de fluidez	Máximo 12 C	Máximo 12 C	ASTM D93

Fuente: Oleoducto Bicentenario, www.bicentenario.com.co

2.1.5 Oleoducto Caño Limón – Coveñas - OCLC

El Oleoducto Caño Limón Coveñas es el segundo más extenso del país y a través del cual se han transportado mas de 1200 millones de barriles de crudo del campo Caño Limón, desde su entrada en operación en diciembre de 1985, bajo la

coordinación y operación de Occidental. La asociación constituida para la construcción del oleoducto fue la Asociación Cravo Norte compuesta por Occidental de Colombia, Occidental Andina y Ecopetrol.

Desde el año 2011, Ecopetrol asumió el control del OCLC, lo cual le permite disponer de la capacidad excedente del oleoducto, después de atender los requerimientos de transporte del crudo Caño Limón, que tiene una producción en descenso, para fortalecer la evacuación de la creciente producción de crudo de los Llanos Orientales.

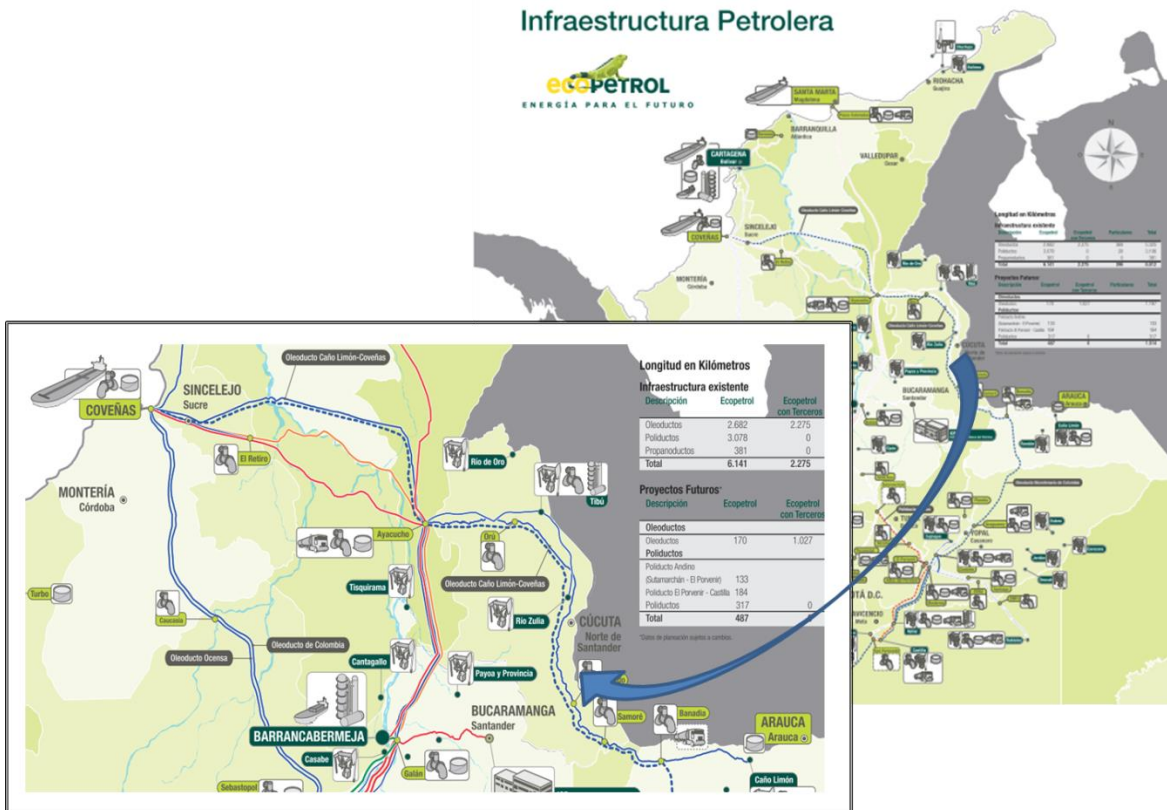
El Oleoducto Caño Limón – Coveñas tiene una longitud de 771 kilómetros y su capacidad máxima es de 220 kbpd de crudo. Está conformado por tubería con diámetros de 18”, 20 y 24”, y cuenta con 5 estaciones de bombeo, 1 estación con facilidades de limpieza, 1 estación de medición y facilidades en el Terminal de Coveñas. En su trayectoria atraviesa 36 municipios de oriente a occidente por la zona norte del país en los departamentos de Arauca, Boyacá, Norte de Santander, Cesar, Magdalena, Bolívar y Sucre.

Dependiendo de las presiones de cada tramo, la línea cambia de diámetro de la siguiente manera:

- Trayecto Caño Limón – Banadía – Samoré en 18”
- Trayecto Samoré – Toledo en 20”
- Trayecto Toledo – Río Zulia en 18”
- Trayecto Río Zulia – Orú - Ayacucho - Coveñas en 24”

Los puntos de mayor altura se encuentran en el Cerro Mejué (zona sur del Oleoducto en Norte de Santander) ubicado aproximadamente a 2300 msnm y el Cerro Chapinero (zona norte del Oleoducto en el sector del Catatumbo) ubicado aproximadamente a 2000 msnm (Figura 12).

Figura 12. Localización Oleoducto Caño Limón Coveñas



Fuente: Modificado de Ecopetrol, Mapa Infraestructura Petrolera, 2011

El oleoducto inicia en la estación Caño Limón, localizada en el municipio de Arauquita, departamento de Arauca, desde allí el crudo del campo es bombeado al sistema hacia la estación Banadía. En esta última estación las obras del Oleoducto Bicentenario construyeron tanques de almacenamiento y conexiones para integrar los crudos transportados a través de la línea de 42”.

Las estaciones siguientes en el sistema OCLC son Samoré, Toledo y Orú donde se cuenta con unidades para el rebombeo del crudo de acuerdo con los requerimientos de presión generados por la topografía del trazado. La estación Rio Zulia es intermedia entre Toledo y Orú, donde se tienen instaladas las facilidades de recibo y lanzamiento de raspadores para limpieza del oleoducto.

Después de la estación Orú, se encuentra la estación Ayacucho donde existen facilidades para medición del crudo transportado, y desde la cual se direcciona el crudo al puerto de exportación en Coveñas o a la Refinería de Barrancabermeja, según las necesidades de la operación. En Coveñas el crudo es almacenado y posteriormente transportado por una línea marítima hasta la monoboia para el cargue de los buquetanques.

La capacidad nominal del sistema es de 220 kbpd con base en el crudo Caño Limón de 29 API y viscosidad de referencia de 25 cSt a 86 F. En la tabla 13, se resume la capacidad de almacenamiento y bombeo disponible en el sistema.

Tabla 13. Capacidad de almacenamiento y bombeo del sistema de transporte de OCLC

Estación	Función	Capacidad almacenamiento (bb)	Unidades de bombeo principal	Crudo Transportado
Caño Limón	Bombeo	-	5	Caño Limón
Banadía	Bombeo	-	4	Caño Limón
Samoré	Bombeo	-	6	Caño Limón
Toledo	Bombeo	-	4	Caño Limón
Rio Zulia	Paso (Facilidades de limpieza)	-	-	Caño Limón
Orú	Bombeo	-	5	Caño Limón
Ayacucho	Medición	-	-	Caño Limón
Coveñas	Entrega de Crudo	840000 2 tanques	-	Caño Limón

Fuente: CENIT, www.cenit-transporte.com

La tarifa de transporte vigente al 30 de junio de 2014 es de US\$01.5364 / barril transportado para el segmento Caño Limón - Banadía, US\$1.1571 / barril transportado para el segmento Banadía – Ayacucho y US\$0.6933 / barril transportado para el segmento Ayacucho - Coveñas.

Las características del crudo aceptado para transporte por el sistema de OCLC se presentan en la tabla 14.

Tabla 14. Requisitos mínimos de calidad del crudo para transporte en OCLC

Parámetro	Valor	Método de Ensayo
Temperatura	Máximo 120 F	-
Viscosidad	Máximo 300 cSt @ 30 C	ASTM D445
Agua y sedimento	Máximo 0.5% en volumen	Agua – Karl Fisher ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Contenido de sal	Máximo 20 PTB	ASTM D3230
Presión de vapor	Reid: Máximo 11 psia	ASTM D323

Parámetro	Valor	Método de Ensayo
Gravedad API a 60 F	Superior a 18 API Inferior a 50 API	ASTM D1298
Punto de fluidez	Menor o igual a 12 C	ASTM D93

Fuente: CENIT, www.cenit-transporte.com

De acuerdo con el BTO, la capacidad disponible estimada para OCLC se indica en la tabla 15.

Tabla 15. Capacidad disponible para OCLC

Año	Capacidad disponible (bpd)		
	Segmento Caño Limón– Banadía	Segmento Banadía – Ayacucho	Segmento Ayacucho - Coveñas
2014			
Junio	135803	20566	47198
Julio	135884	20566	47052
Agosto	135111	20566	46067
Septiembre	133441	20566	44339

Fuente: CENIT, www.cenit-transporte.com

2.1.6 Sistemas de Oleoductos CENIT

Desde el 2013, CENIT es la encargada de la gestión y planeación de todos los activos de transporte de Ecopetrol. Dentro de los sistemas transferidos a CENIT, se transportan crudos pesados producidos en campos de los Llanos Orientales, principalmente en los sistemas Castilla – Apiay, Chichimene – Apiay y Apiay – Porvenir, los cuales recogen la producción de los campos Castilla, Chichimene, Suria, Apiay y cercanos en el área.

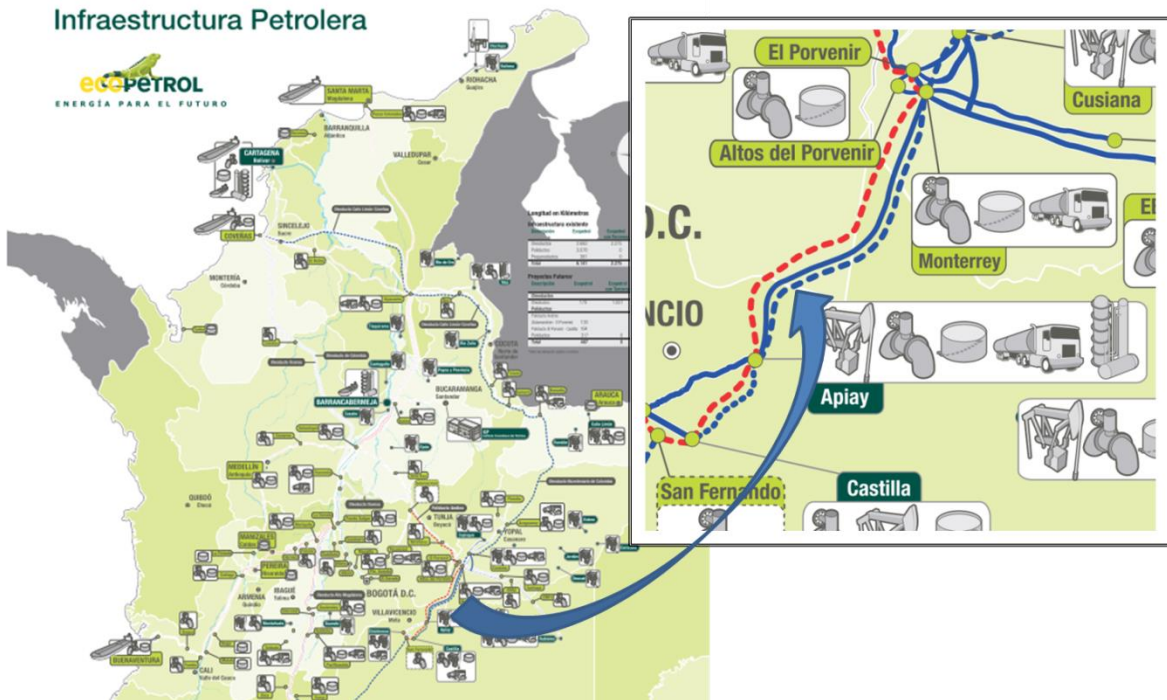
El sistema Castilla – Apiay es una línea 16” y 43 kilómetros que recorre el departamento del Meta, conectando la estación Castilla, localizada en el municipio de Castilla La Nueva con la planta Apiay, ubicada en el municipio de Villavicencio (Figura 2).

La línea Chichimene – Apiay de 10” y 55 kilómetros de extensión, transporta los crudos pesados diluidos desde la estación Chichimene a la planta Apiay, en el departamento del Meta (Figura 2).

El sistema Apiay – Porvenir está constituido por dos líneas de transporte en 20” y 16” cada una con una longitud aproximada de 120 kilómetros. Estos oleoductos inician en la planta Apiay y recorren 4 municipios en el Meta, y 2 municipios en el Casanare hasta llegar a su punto de entrega la Estación Monterrey (Figura 2). Allí,

se unen estas corrientes con la proveniente del sistema de ODL y son rebombadas a través de una línea de 20" y una de 12" hacia la estación Porvenir para entregarse en el sistema de OCENSA (Figura 13).

Figura 13. Localización Oleoducto de los Llanos Orientales



Fuente: Modificado de Ecopetrol, Mapa Infraestructura Petrolera, 2011

La capacidad nominal de los sistemas con base en crudo de 18.4 API y 238 cSt a 30 C es la siguiente:

- Castilla – Apiay: 95 kbpd
- Chichimene – Apiay: 40 kbpd
- Apiay – Monterrey en 20": 250 kbpd
- Apiay – Monterrey en 16": 90 kbpd
- Monterrey – Porvenir en 20": 348 kbpd
- Monterrey – Porvenir en 12": 65 kbpd

La tarifa de transporte vigente al 30 de junio de 2014 es:

- Castilla – Apiay: US\$0.5319 / barril transportado
- Chichimene – Apiay: US\$0.1944 / barril transportado
- Apiay – Monterrey: US\$1.0333 / barril transportado
- Monterrey – Porvenir: US\$0.3454 / barril transportado

Las características del crudo aceptado para transporte por los sistemas de CENIT se presentan en la tabla 16.

Tabla 16. Requisitos mínimos de calidad del crudo para transporte en los sistemas de CENIT

Parámetro	Valor	Método de Ensayo
Temperatura	Inferior a 120 F	-
Viscosidad	Inferior a 300 cSt @ 86 F	ASTM D445
Agua y sedimento	Inferior a 0.5% en volumen	Agua – Karl Fisher ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Contenido de sal	Inferior a 20 lb/1000 bbl	ASTM D3230
Presión de vapor	Reid: Inferior a 7 psia Inferior a 11 psia @ T operación	ASTM D323
Gravedad API a 60 F	Superior a 18 API Inferior a 50 API	ASTM D1298
Punto de fluidez	Máximo 12 C	ASTM D93

Fuente: CENIT, www.cenit-transporte.com

De acuerdo con el BTO, no se presenta capacidad disponible en estos sistemas.

2.2 PROYECTOS DE AMPLIACION EN INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE

El transporte de crudo por oleoducto constituye una alternativa más moderna, segura, económica y amigable ambientalmente sobre el tradicional sistema de carrotanques, razón por la que se generan constantemente proyectos con el objeto de fortalecer y flexibilizar la infraestructura de transporte existente.

En medida que se cuente con capacidad suficiente y confiable en la red de oleoductos para soportar los requerimientos de la producción, se lograra disminuir el transporte por carrotanque obteniendo entre otras los siguientes beneficios:

- Reducir el desgaste que sufren las carreteras
- Despejar las carreteras del tránsito de carrotanques. Se estima que actualmente ruedan por las carreteras del país alrededor de 3000 carrotanques, con un costo que puede alcanzar US\$20 / barril transportado.
- Minimizar los riesgos de entorno social ante bloqueos y situaciones de orden público
- Mejorar los tiempos de entrega a los clientes

- Disminuir los costos de transporte que pueden alcanzar hasta dos o tres veces el precio en comparación con el transporte por oleoducto.

A continuación se hace una breve presentación de los principales proyectos en desarrollo sobre el sistema de oleoductos que tienen impacto sobre el transporte de crudo pesado.

Los principales proyectos en desarrollo de la infraestructura de transporte de Colombia, con los cuales se fortalecerá la evacuación de crudos pesados de la región de los Llanos Orientales son:

- **Incremento de capacidad en OCENSA**

Proyecto de reforzamiento de la infraestructura existente del sistema para incrementar la capacidad en 135 kbpd para el año 2015 (Ecopetrol 2013), en el cual contempla la ampliación de potencia hidráulica, instalación de nuevas unidades de bombeo en las estaciones existentes y hasta la construcción de estaciones adicionales.

- **Oleoducto San Fernando – Monterrey**

Proyecto para incrementar la capacidad de transporte entre San Fernando y la estación Monterrey para transporte de crudos pesados con especificación de gravedad API mayor a 18. El proyecto incluye la construcción de un oleoducto de 30" entre las plantas de San Fernando – Apiay – Monterrey con capacidad prevista de 300 kbpd para septiembre de 2014 y un incremento a 390 kbpd para octubre de 2015 (Ecopetrol 2013).

- **Oleoducto Bicentenario**

Ejecución de las obras correspondientes a las fases 2 y 3 del Oleoducto Bicentenario para alcanzar una capacidad de transporte de 600 kbpd. El proyecto incluye la construcción de un oleoducto de 745 kilómetros desde la estación Banadía hasta el Terminal de Coveñas y las estaciones intermedias previstas. La empresa espera iniciar las etapas de construcción en 2015.

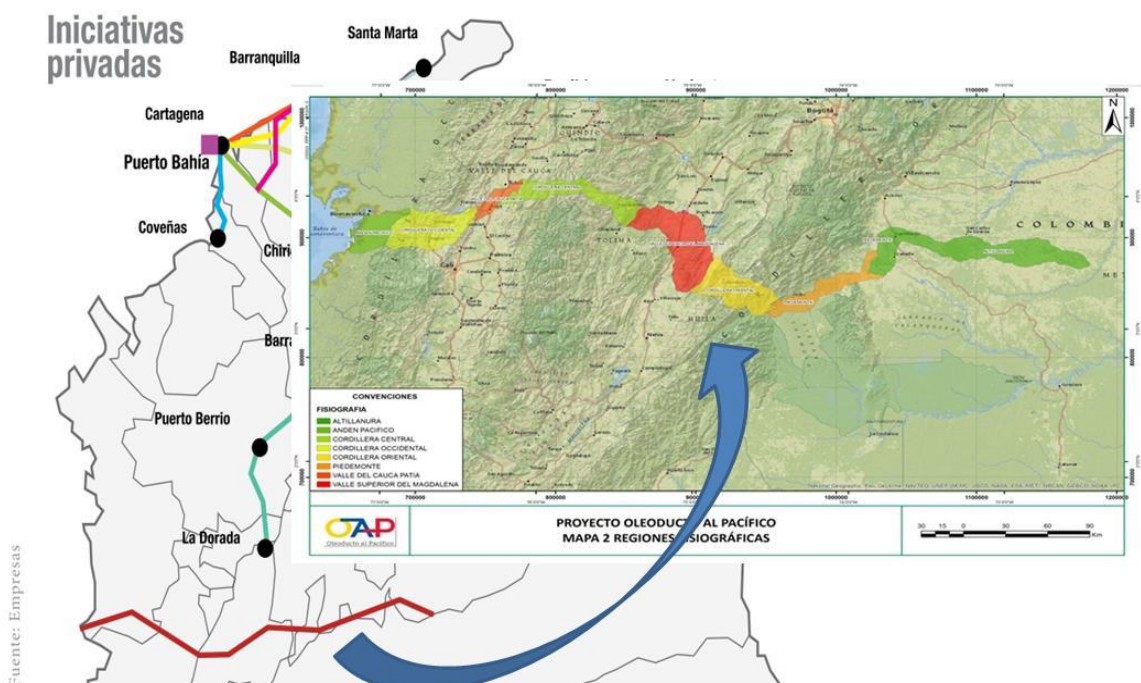
- **Oleoducto al Pacífico**

El Oleoducto al Pacífico es una iniciativa que busca llevar directamente el crudo que se extrae de los Llanos Orientales a los mercados asiáticos de China, India, Corea y Japón, mediante la construcción de un oleoducto de 760 kilómetros de 30" y 36" entre San Martín (Meta) y Buenaventura (Valle), y una capacidad de 250 kbpd de crudo pesado. El oleoducto contará con 6 estaciones de bombeo y el terminal de exportación a 25 km de Buenaventura

donde tendrá facilidades de almacenamiento y desde el cual se extenderán las líneas marinas hacia el sistema de monboyas para el cargue de buques. El proyecto es liderado por la canadiense Enbridge.

Uno de los mayores retos del proyecto es superar los desafíos ambientales, puesto que sería necesario atravesar las tres cordilleras, 35 municipios y reservas como el Páramo de Chili Barragán (Figura 14), aspectos que deberán analizarse en detalle y en conjunto con las autoridades ambientales.

Figura 14. Localización Proyecto Oleoducto al Pacífico



Fuente: Modificado de Colombia Energía, 2013

Se considera un proyecto estratégico para país teniendo en cuenta que los volúmenes de exportaciones hacia el Lejano Oriente han incrementado recientemente y que generaría la posibilidad de usarse para transportar crudo venezolano.

- **Proyecto de mejoramiento de Crudos Pesados**

Este proyecto adelantado por área de refinación de Ecopetrol tiene como objetivo la construcción de una planta de mejoramiento de crudo en Colombia, la que le permitirá producir y comercializar crudo mejorado o sintético, que además de tener mejor valor en el mercado, logra una

reducción en los costos de transporte de crudos pesados, como resultado de la disminución en los requerimientos de diluyente para su movilización.

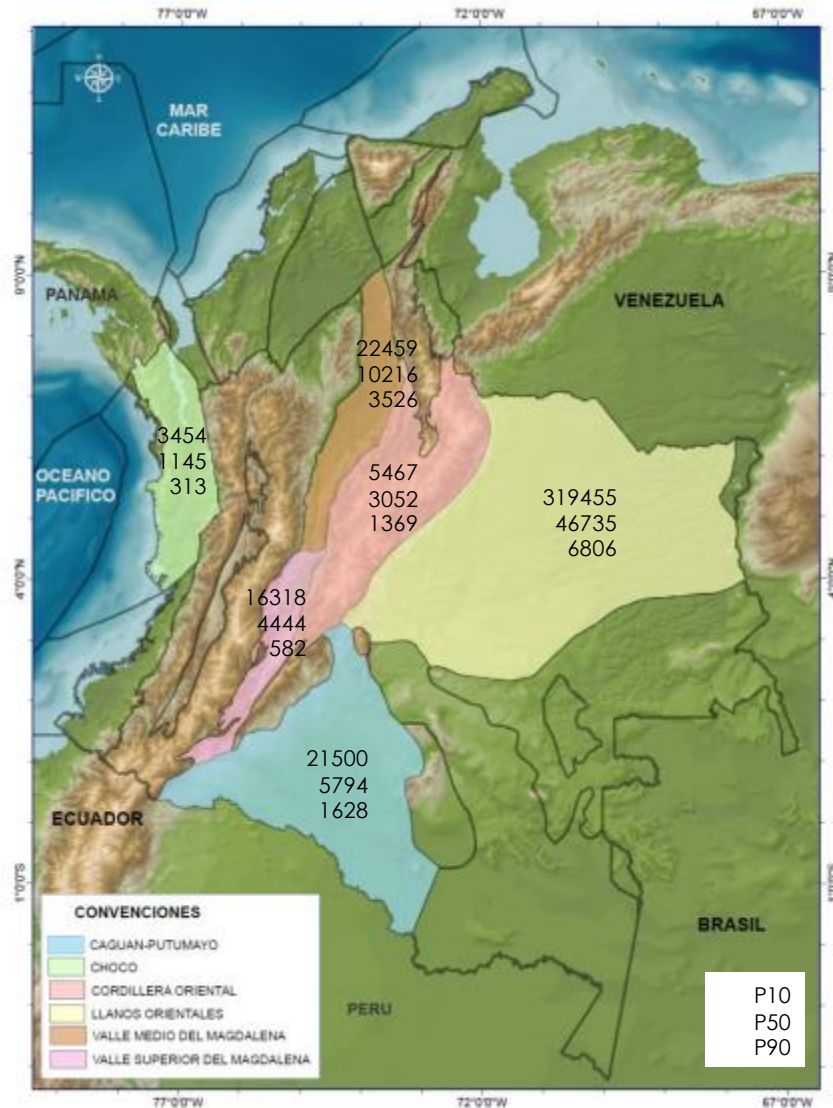
En 2013 se realizó el estudio de factibilidad del proyecto, etapa en la cual se hizo definición de la tecnología de mejoramiento del crudo, localización de la planta en Colombia y presupuesto de inversión. Durante 2014 se estructurará y definirá la estrategia y modelo de negocio para su desarrollo (Ecopetrol, 2013).

2.3 ESTADISTICAS DE PRODUCCION Y TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

En Colombia, con los descubrimientos de los campos Quifa y Rubiales en la cuenca de los Llanos y Capella en el Putumayo, se ha generado la necesidad en avanzar en el conocimiento del mercado de crudos pesado, el cual a nivel mundial cada día adquiere mayor protagonismo.

Del total de las reservas estimadas en el país, se calcula que el 40% corresponde a crudos pesados, con presencia en 6 de las 16 cuencas onshore del país, principalmente en la de los Llanos Orientales, para la cual se estiman reservas de crudo pesado de 6806MMbbl y 319455 MMbbl (figura 15) de acuerdo con la evaluación del volumen total de hidrocarburos y potencial por descubrir en Colombia realizado por la ANH (Vargas, 2012).

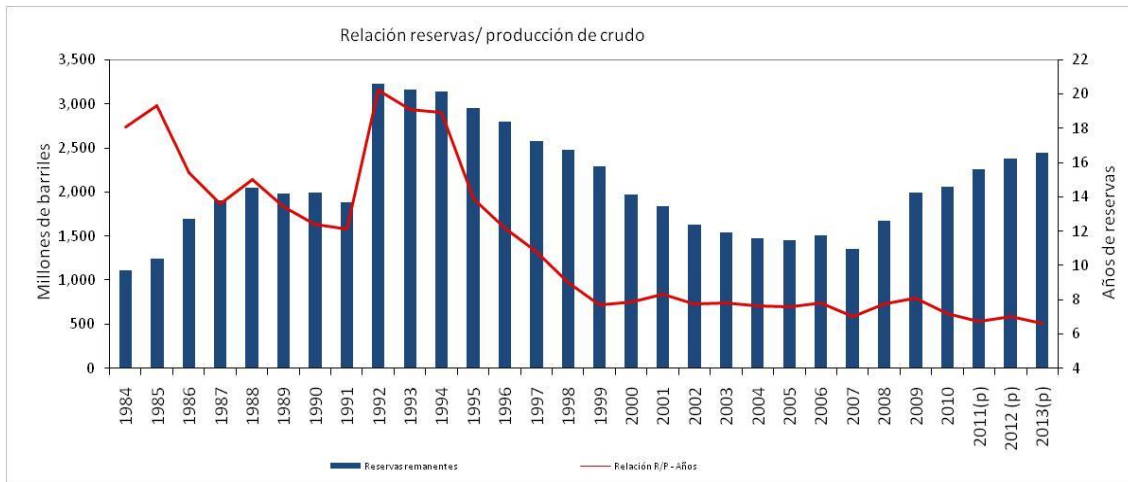
Figura 15. Potencial de crudos pesados en Colombia



Fuente. Vargas, Modificado de Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia, 2012

Actualmente se adelantan operaciones en varios bloques, entre los que se cuentan CPE-7, CPE-6, CPO-12, CPO-17, Sabanero, Caño Sur, y donde con base en los análisis hasta ahora desarrollados se tiene una expectativa alentadora de nuevos hallazgos que incrementen la producción de crudos pesados de la región. La relación de reservas y producción de crudo determinada por minminas se presenta en la figura 16.

Figura 16. Relación reservas vs años de producción

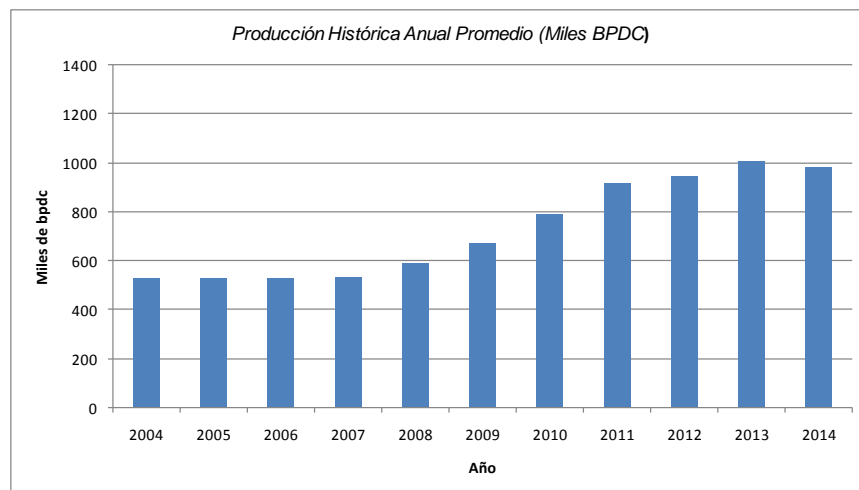


Fuente. Informe Estadístico Petrolero, 2013

Se estima que el 45% de la producción total de Colombia corresponde a crudos pesados y se espera que esta cifra alcance el 60%, gracias al desarrollo de pozos actuales y nuevos descubrimientos. Sin embargo, para enfrentar esta situación es importante que las empresas del sector se comprometan a cerrar las brechas de conocimiento para garantizar el mayor aprovechamiento de estos recursos cuya extracción, producción y transporte aun presentan varios retos.

En la figura 17 se presenta la producción de crudo anual promedio de los últimos 10 años.

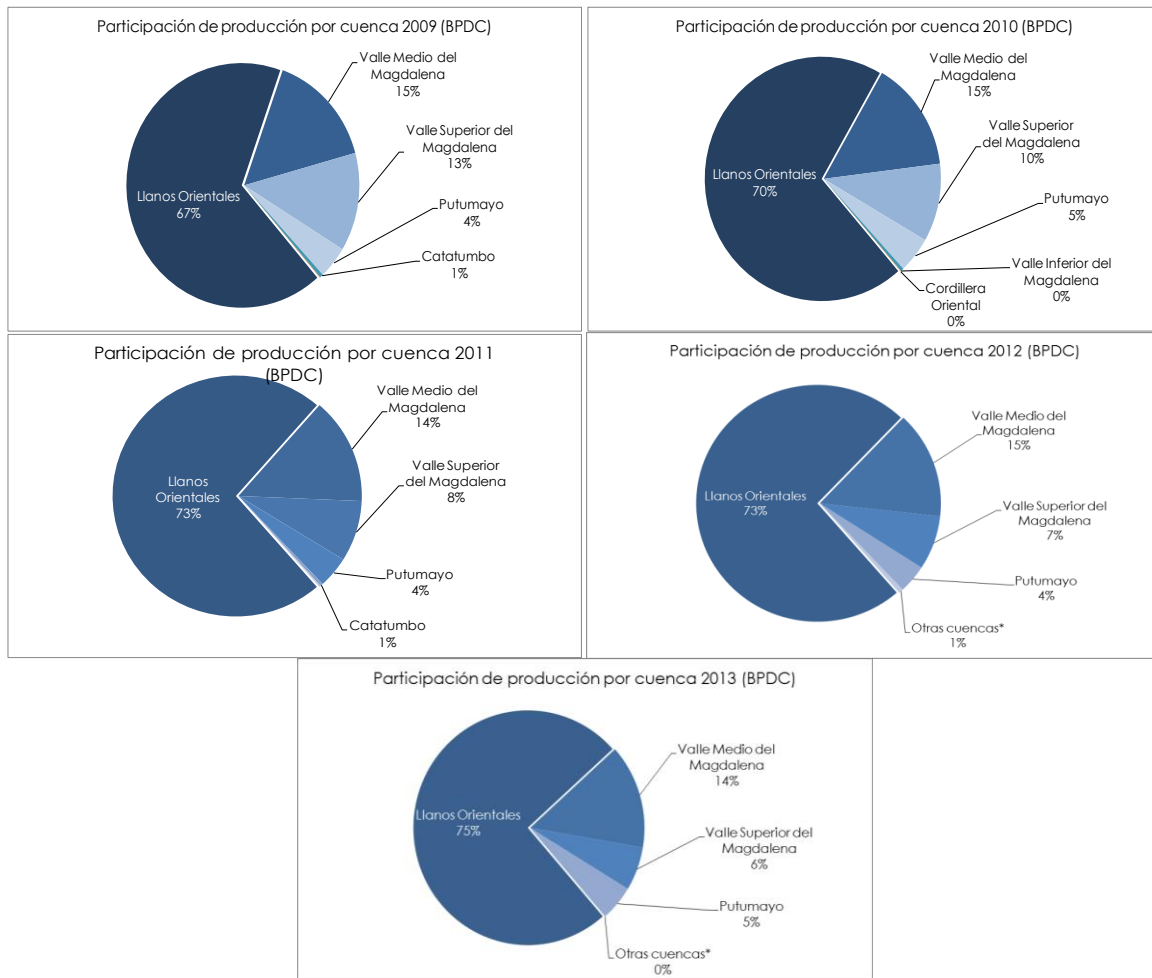
Figura 17. Producción histórica anual promedio (miles bpdC)



Fuente. Modificado de Informe Estadístico Petrolero 2013

En la figura 16 la variación de la participación de la cuenca de los Llanos Orientales en la producción total desde el 2009.

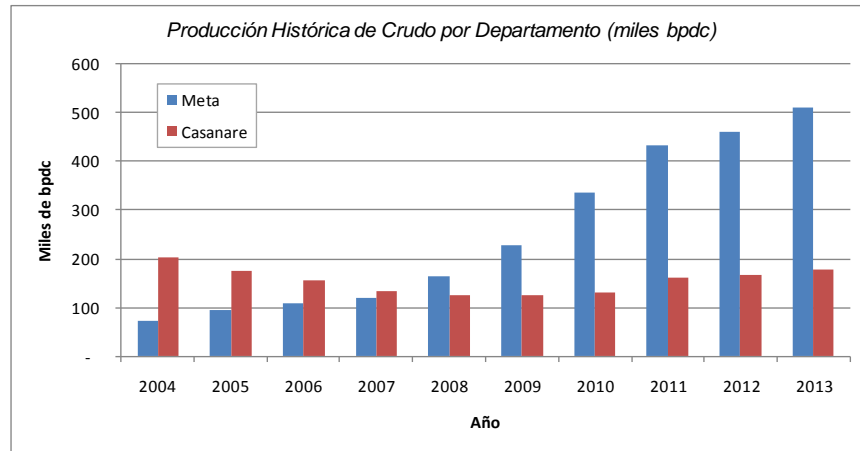
Figura 18. Participación de producción por cuenca



Fuente. Informe Estadístico Petrolero, 2013

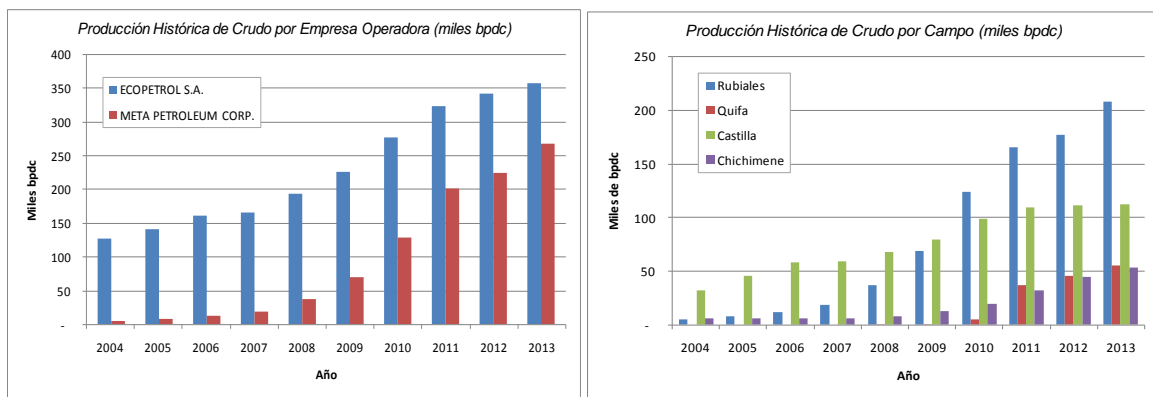
En la figura 18 se muestra la participación correspondiente a los departamentos de Meta y Casanare y en la figura 19 se presenta la producción de las empresas operadoras con mayor presencia y de los principales campos de crudo pesado en el área de los Llanos Orientales, donde se observa un crecimiento generado principalmente por el aporte de los campos de crudo pesado.

Figura 19. Producción histórica de crudo por departamento (bpdc)



Fuente. Modificado de Informe Estadístico Petrolero 2013

Figura 20. Producción histórica de crudo por empresa operadora y campo (bpdc)

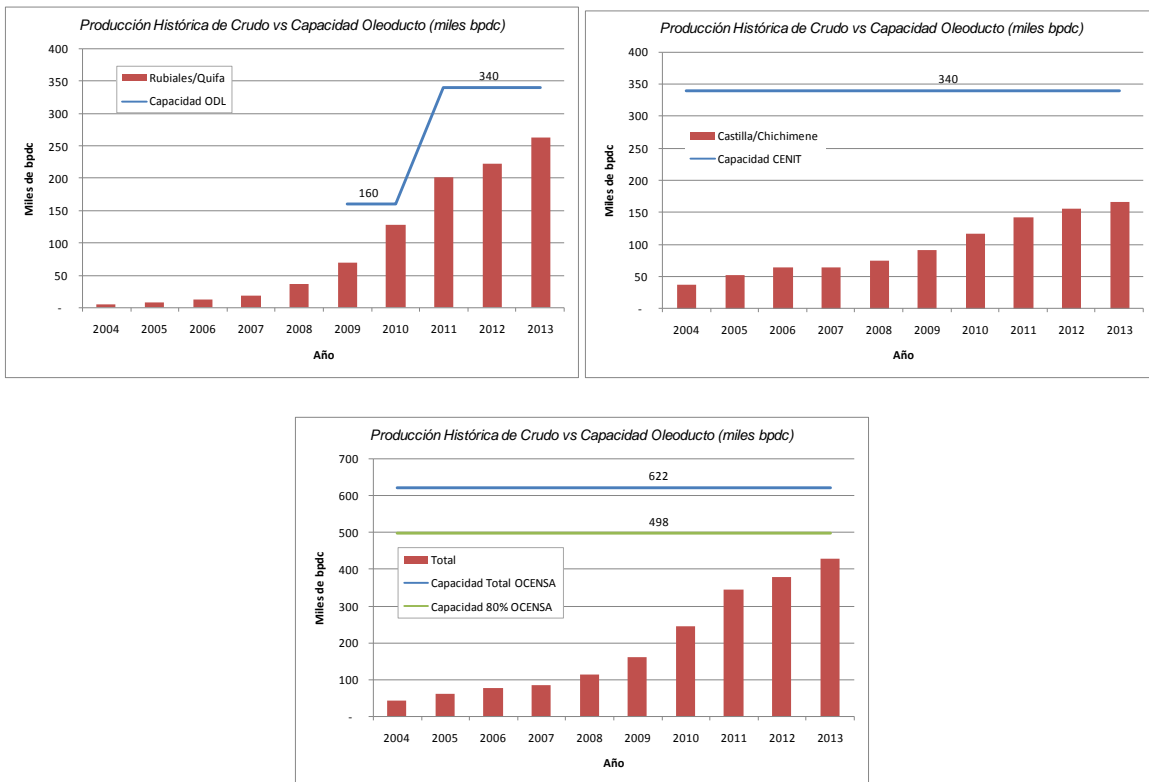


Fuente. Modificado de Informe Estadístico Petrolero 2013

Las figuras a continuación presentan la producción de crudos pesados en relación con la capacidad nominal de los oleoductos por donde son transportados principalmente de la siguiente manera:

- Rubiales/Quifa a través del sistema de ODL desde Rubiales hasta Cusiana
- Castilla/Chichimene/Apiay a través de los sistemas a cargo de CENIT desde Apiay hasta Porvenir
- Sumatoria de las producciones a través del sistema de OCENSA desde la estación Porvenir

Figura 21. Producción de crudo pesado vs capacidad de oleoductos



Fuente. El autor

Aunque se observa que la capacidad de los oleoductos es suficiente para soportar la producción de crudos pesados debe tenerse en cuenta que no se ha considerado el volumen de diluyente incluido para facilitar el transporte que es aproximadamente un 15% adicional y que a través de la red de oleoductos se transportan crudos de otras calidades y regiones del país, lo que puede generar cuellos de botella en el sistema que por el momento son solucionados con el transporte por carrotaque.

Sin embargo, se requiere de respuestas a corto y mediano plazo y una adecuada toma de decisiones para implementar las mejores alternativas y lograr satisfacer la demanda del sector que espera alcanzar la meta de 1.2 millones de barriles producidos para el año 2018, dentro de los cuales se incluyen los hallazgos que recientemente anunciado Ecopetrol en bloques ubicados en el departamento del Meta.

3. TECNOLOGIAS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

El auge en la producción de crudos pesados y la necesidad de evacuar esta nueva producción a través de los oleoductos existentes en el país, inicialmente concebidos para el transporte de crudo mas livianos, abrieron la puerta para el desarrollo de proyectos e inclusión de soluciones tecnológicas que permitieran suplir los requerimientos del mercado en cuanto a la movilización de crudos con densidades menores, que afectaban la capacidad hidráulica de los sistemas en operación.

Ante las expectativas de crecimiento en la producción se mantiene la constante búsqueda de la optimización y mejoramiento de los procesos empleados en producción, tratamiento, transporte y refinación, para superar los cuellos de botella actuales donde se considera que aún existe el espacio para proyectos adicionales e implementación de nuevas iniciativas que puedan ampliar las posibilidades del sector e incluso abrir puertas a otros mercados.

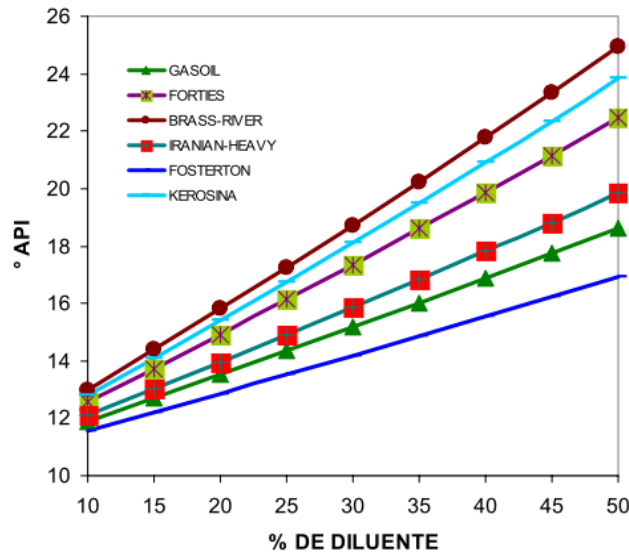
La base del problema en el transporte de crudo pesado la constituyen las perdidas por fricción dadas en la tubería y la alta viscosidad del crudo, que pueden reducirse mediante un proceso de dilución con sustancias como la gasolina natural y la nafta. Otros procesos utilizados comúnmente para facilitar el transporte de crudo pesado son calentamiento, emulsificación, transporte anular y mejoramiento del crudo. A continuación, se realiza una descripción de estas tecnologías y otras menos conocidas para el transporte de crudo pesado.

3.1 DILUCIÓN

El proceso fisicoquímico de la mezcla del crudo pesado con productos como gasolina natural y nafta se conoce como dilución, cuyo objetivo principal es generar una mezcla con mayor gravedad API (figura 22) y viscosidad menor incluso a temperaturas bajas (figura 23) que es mas fácil de transportar. Normalmente, el crudo diluido se comporta como un fluido newtoniano.

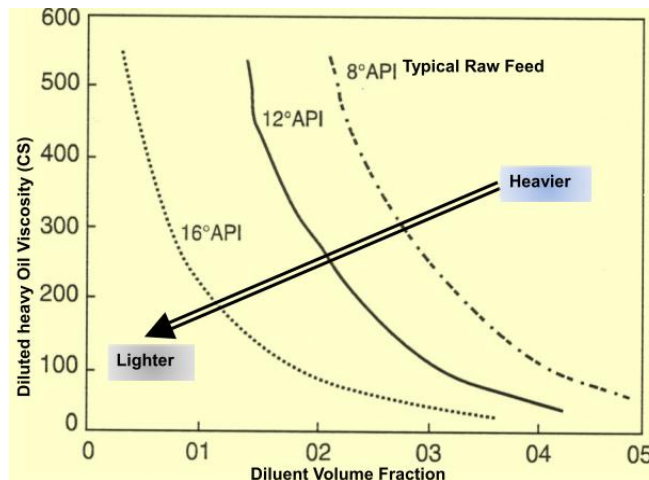
Las figuras a continuación son un referente de cómo se afecta la gravedad API y la viscosidad para mezclas de un crudo pesado de 10 API con diferentes crudos livianos y productos refinados, según el grado de dilución empleado.

Figura 22. Efecto de la dilución en la gravedad API del crudo pesado



Fuente. González, Curso de diseño de oleoductos para crudos pesados y extrapesados, 2010

Figura 23. Efecto de la dilución en la viscosidad del crudo pesado



Fuente. Mohitpour, Technology of Heavy Oil Transportation, 2011

Esta modificación en la densidad y la viscosidad, con la adición de los diluyentes se traduce en menores requerimientos de energía para su transporte y diámetros de tubería menores. Para la aplicación de este método, es fundamental establecer el tipo de diluyente y la proporción volumétrica requerida para obtener las características deseadas del producto a transportar, que simultáneamente sean factibles desde el punto de vista económico.

El proceso puede realizarse en tanques provistos de agitación mecánica o a través de mezcladores en línea donde se hace la inyección del diluyente a la corriente de

crudo pesado, de acuerdo con la relación de volumen definida. En los casos donde se desea controlar estrictamente la calidad del crudo mezclado se instalan medidores de densidad en línea aguas abajo de los mezcladores, especialmente cuando el diluyente empleado no tiene una especificación definida y constante.

En Colombia, es el proceso empleado actualmente en los principales campos de producción de crudo pesado (Rubiales y Castilla) y se hace utilizando crudos livianos, nafta, gasolina natural, condensados de acuerdo a su disponibilidad en el mercado e incluso se han adelantado proyectos para utilizar GLP (Gas Licuado de Petróleo) como diluyente.

3.1.1 Problemas asociados al proceso de dilución de Crudo Pesado

Aunque el proceso de dilución es muy simple, el manejo de los diversos diluyentes puede presentar problemas operativos y logísticos que tienen impacto sobre los costos del proceso. Algunos de las dificultades identificadas son:

- Incompatibilidades de los diluyentes y posibilidad de precipitación de los asfaltenos presentes en el crudo pesado, que se depositan en la tubería, incrementando los requerimientos de monitoreo, limpieza y mantenimiento en los oleoductos y estaciones de bombeo.
- Con algunos diluyentes no se logra alcanzar estabilidad en la mezcla durante el tiempo requerido hasta la llegada del crudo a su usuario final, provocando segregación de los componentes en la tubería o en otras partes del sistema.
- Problemas en el suministro de diluyente, que debe llevarse desde el puerto de importación o desde las instalaciones donde sea comprado hasta las estaciones iniciales de los oleoductos donde se hace la dilución localizadas en los Llanos, mediante carrotanques o a través de los poliductos existentes.
- Insuficiente disponibilidad de diluyentes en el mercado local y nacional, lo que hace necesario recurrir a la importación de diluyentes como la nafta para hacer la dilución del crudo incrementando los costos al tener que adquirir este producto a precio del mercado internacional.
- Disminución de la capacidad de transporte de crudo pesado, especialmente cuando se hace dilución con crudo liviano debido a que la fracción en volumen requerida puede llegar a ser alta, ya que estos tienen una menor capacidad de dilución que la provista por productos más ligeros como la nafta, la gasolina natural o los condensados.
- Perdidas por evaporación de diluyentes muy volátiles
- Requerimientos adicionales para el manejo y operación segura de los diluyentes con alta composición de livianos
- Incremento de la presión de vapor del crudo diluido cuando el diluyente empleado tiene gran cantidad de componente livianos, ocasionando problemas de presencia de vapores en los tanques de almacenamiento atmosférico, requiriendo disminución en la temperatura del proceso y

mayores niveles de presión en algunos elementos del sistema en las estaciones de bombeo o en el oleoducto para evitar la volatilización de los livianos.

- La pérdida de calor a lo largo del oleoducto modifica la viscosidad del crudo haciendo que las condiciones de operación varíen ampliamente, haciendo que se reduzca la capacidad hidráulica si no se han analizado y evaluado completamente los efectos por los cambios de temperatura.

3.2 CALENTAMIENTO

Como ya se ha mencionado los métodos para el transporte de crudo pesado están encaminados a la modificación de las propiedades que afectan la movilidad del fluido, principalmente la viscosidad. Considerando la fuerte influencia de la temperatura sobre la viscosidad, la técnica de calentamiento es una de las alternativas con mayor aplicación para reducir esta propiedad y facilitar el transporte.

El calentamiento elimina el requerimiento de diluyentes, sin embargo, implica una infraestructura más robusta lo que conduce a procesos y controles de mayor complejidad, además de consumos adicionales de energía.

La aplicación de este método deberá analizar el efecto de la transferencia de calor ocurrida a través del oleoducto, ya que en sistemas de gran longitud y con tuberías sin aislamiento pueden requerirse calentamientos adicionales intermedios, consumo de potencia inicial mayor para elevar la temperatura en mayor grado e instalación de aislamientos térmicos, elevando los costos en cualquiera de los casos. Además, debe considerar los limitantes del sistema para no exceder las temperaturas máximas que pueden soportarse en los equipos y la tubería; y la temperatura de fluidez del crudo para evitar temperaturas inferiores en cualquier parte del sistema.

El calentamiento del crudo puede efectuarse de manera directa o indirecta, empleando una gama de opciones entre las cuales se cuentan calentadores eléctricos, circuitos con vapor u otros medios calefactores y hornos de fuego directo.

3.2.1 Calentadores Eléctricos

Un calentador eléctrico de proceso, como su nombre lo indica, es un calentador eléctrico en contacto directo con el fluido de proceso.

Las ventajas de usar un calentador eléctrico incluyen la posibilidad de alcanzar altas temperaturas de salida, un correcto control, tamaños pequeños, bajo peso,

bajo costo de mantenimiento, cero emisiones, no hay requerimientos de fluido de intercambio de calor. La mayor desventaja de este método, es el alto costo de electricidad vs el costo de los combustibles empleados en otros sistemas.

3.2.2 Calentamiento con Vapor

El calentamiento con vapor, implica la inclusión del sistema de generación de vapor normalmente compuesto por sistema de tratamiento y acondicionamiento del agua, intercambiador de precalentamiento de agua, desairedor, caldera y bombas para circular el vapor hacia el intercambiador de calor de proceso.

Esta tecnología presenta altos costos de operación y mantenimiento asociados al sistema de tratamiento de agua para ajustar la calidad del agua, además se necesita una fuente apropiada y confiable para el suministro de agua.

3.2.3 Calentamiento con Aceite Térmico

Los circuitos de calentamiento con fluidos calefactores como los aceites térmicos, son sistemas cerrados que hacen circular constantemente el fluido empleado para calentar el crudo. El aceite es bombeado a través de un horno para elevar su temperatura y luego a los intercambiadores de calor de proceso donde cede su calor al fluido de interés, mientras es retornado al tanque de succión donde una bomba lo impulsa nuevamente hacia el horno para elevar su temperatura y mantener el ciclo.

Además del consumo de combustible requerido en el horno, el punto sensible es este sistema es el aceite térmico, ya que usualmente tienen costos altos y requieren de control riguroso en las temperaturas del sistema para evitar la degradación del aceite.

3.2.4 Calentamiento con Hornos de Fuego Directo

Un horno es básicamente un equipo que transfiere calor de la combustión de combustibles a un fluido contenido en tubos bobinados dentro de un recinto aislado.

Algunos inconvenientes presentados por la utilización de estos equipos son las emisiones generadas por la quema del combustible, los riesgos asociados a la posible presencia de puntos calientes para lo cual se exigen rigurosas rutinas de inspección y mantenimiento a los equipos y limitaciones de espacio puesto que son equipos de grandes dimensiones.

3.3 LINEA CALIENTE

La transferencia de calor que se presenta en el oleoducto es un factor que afecta el uso de calentamiento del crudo en la estación inicial, puesto que a medida que la temperatura del crudo disminuye la viscosidad se incrementara ocasionando mayores pérdidas de presión en todo el trayecto, especialmente en oleoductos que recorren grandes distancias. Es por esto, que en conjunto con las metodologías de calentamiento se plantea el uso de aislamientos que recubren la tubería para reducir la perdida de calor hacia el medio que la rodea, evitando caer a temperatura muy bajas.

Otros sistemas, consideran además del uso del material aislante, la instalación de tecnologías que ayuden a mantener un nivel de temperatura en todo el ducto, las cuales generalmente requieren una fuente de energía eléctrica. Estos sistemas son útiles y económicamente viables en oleoductos cortos.

Es normal que la deshidratación del crudo se realice a altas temperaturas por lo que ya en la estación inicial del oleoducto, el crudo estará a una temperatura favorable para el transporte, o que requiera de métodos de calentamiento para elevarla, y así asegurar la efectividad de la instalación de un mecanismo de sostenimiento, ya que no se define como un método para calentar el fluido. Normalmente requieren de la instalación de sensores de temperatura a lo largo de la tubería, para que cuando detecten un descenso en la temperatura en un rango de 5 a 10 F con respecto al valor de control, activen la generación de calor para retornar al valor de temperatura establecido.

3.4 MEJORAMIENTO DEL CRUDO

Las posibilidades de realizar un mejoramiento del crudo pesado empleando tecnologías como el desasfaltado o la adición de hidrogeno buscan fundamentalmente hacer una modificación sobre la composición del fluido, de tal manera que en consecuencia se modifiquen sus propiedades fisicoquímicas y con ello se facilite su transporte. Con el mejoramiento se logra un incremento de la relación H/C y cambios sustanciales en los valores de determinan la calidad del crudo: aumento en la gravedad API, disminución de la viscosidad, disminución del contenido de azufre y metales pesados.

Estas técnicas están ligadas a los procesos de producción y a los requerimientos del usuario final del producto. Normalmente, requieren de una mayor cantidad de equipos de procesamiento, servicios auxiliares y generan residuos o terceros productos a los cuales debe darse un manejo adicional.

3.4.1 Desasfaltado

Los asfaltenos son los componentes de mayor peso molecular y los más polares del crudo pesado. El proceso de desasfaltado consiste en desestabilizar y retirar los asfaltenos (fracciones pesadas) del crudo, mediante la adición de solventes parafínicos. Es un proceso continuo que trabaja a baja presión y baja temperatura. Mejorando además de la viscosidad del crudo, el contenido en metales pesados como níquel y vanadio, y reduciendo la cantidad de azufre, los cuales son retirados en conjunto con los asfaltenos.

El proceso comprende las siguientes fases:

- Etapa de descabezado donde se separan las fracciones más pesadas del hidrocarburo de aquellas fracciones con punto de ebullición iguales o menores a las del solvente utilizado.
- Etapa de mezclado del hidrocarburo con un solvente.
- Etapa de separación de fases en donde se obtiene una fase liviana rica en crudo desasfaltado y solvente, y otra fase pesada asfáltica.
- Etapa de recuperación del solvente a partir de la fase rica en crudo desasfaltado por medio de destilación, obteniendo el crudo mejorado y solvente que es retornado al proceso.
- Etapa de separación del solvente de la fase pesada asfáltica de la cual se obtiene asfaltenos y solvente que es recirculado al proceso.

En el proceso el solvente trabaja en un ciclo cerrado donde después de causar la precipitación de los asfaltenos es separado de la mezcla, purificado y reciclado al proceso. Una parte de los compuestos pesados que se retiran pueden utilizarse como insumos energéticos que se requieren en el proceso. Con los excedentes puede generarse energía eléctrica mediante la quema de los asfaltenos, utilizando tecnologías comerciales. La quema de asfaltenos produce cenizas que pueden ser aprovechadas para corregir la acidez de los suelos o ser destinados como insumos de la industria cementera.

3.4.2 Producción de crudo sintético (Adición de Hidrogeno)

El proceso de producción de crudo sintético es una de las alternativas para mejorar las condiciones del crudo pesado. En el proceso de producción de crudo sintético se utilizan grandes cantidades de gas natural para añadir moléculas de hidrogeno al crudo de tal manera que las moléculas de alto peso molecular se conviertan en moléculas de bajo peso molecular. Normalmente se desarrollan a altas presiones para promover la hidrogenación y evitar la formación de coque.

El proceso de producción incluye los procesos de separación del bitumen de la arena con procesos con agua y vapor, y la mejora del bitumen a crudo liviano

dulce por procesos de hidroprocesamiento, hidrotratamiento y mezcla. Se requieren grandes cantidades de agua para el tratamiento de las arenas, generando una buena cantidad de emisiones gaseosas y residuos sólidos.

3.4.3 Viscoreducción

Esta tecnología de mejoramiento del crudo se realiza básicamente en una torre de fraccionamiento atmosférica, de la cual se obtienen tres cortes principalmente: por cabeza se obtiene gas y una fracción de nafta, un corte medio correspondiente a un gasoil ligero y por cola un residuo pesado. El corte de ligero se mezcla con el de cola para obtener un producto mejorado con reducida viscosidad. La mejora en la calidad es limitada y en algunos casos puede presentar inestabilidad durante el almacenamiento.

Es fundamental analizar la composición del crudo que se alimenta al proceso para establecer los rendimientos de la conversión. Por otro lado, el contenido de sulfuro del producto viscorreducido es mayor que el contenido en la alimentación, lo que constituye una dificultad en la comercialización del crudo, haciendo necesario mezclarlo con productos con bajo contenido de azufre.

3.5 EMULSIFICACION

Esta técnica se fundamenta en la formación de emulsiones inversas, cuyas propiedades de transporte son mejores en comparación con las del crudo pesado, por lo tanto, hace un énfasis especial en el estudio y comportamiento de estas. Las emulsiones adecuadas para el transporte se caracterizan por tener una viscosidad en el rango operativo de los oleoductos, estabilidad bajo las condiciones de transporte, mayor cantidad de crudo, facilidad para su rompimiento después del transporte, mínima cantidad de surfactante.

El sistema de transporte requerirá de instalaciones adicionales en la estación inicial tales como planta de tratamiento para acondicionamiento del agua para la formación de la emulsión, unidades de mezcla donde se prepara la emulsión evitando la formación de gotas muy pequeñas de la fase dispersa, para no generar dificultades en el proceso de separación y sistemas para adición del surfactantes. En la estación de llegada del oleoducto será necesario contar con una planta de rompimiento de la emulsión y acondicionamiento del crudo si se requiere por el usuario final.

Las mayores dificultades en el uso de emulsiones para transportar el crudo pesado son el adecuado control sobre la formación de la emulsión para que sea estable bajo las condiciones de operación del oleoducto pero fácilmente separable en el destino final, y el aumento en la probabilidad de problemas por corrosión.

Adicionalmente, la mayor cantidad de equipos requeridos, que incrementan los costos de inversión inicial y de operación y mantenimiento.

3.5.1 Generalidades de las emulsiones

Una emulsión es una combinación de dos líquidos inmiscibles donde las gotas de uno de los líquidos se encuentran dispersas en el otro. Se denomina fase continua aquella que rodea las gotas del líquido disperso y fase dispersa al líquido presente en gotas.

Las emulsiones se pueden clasificar de diferentes formas, según su grado de estabilidad:

- Estables, son aquellas que después de formadas requieren de la aplicación de sistemas de tratamiento para separar las fases.
- Inestables, son aquellas donde se presenta la separación de las fases después de un tiempo de reposo.

La clasificación según la fase de emulsión:

- Las emulsiones de agua en crudo (W/O) se denominan directas.
- Las emulsiones de crudo en agua (O/W) se denominan inversas.
- Las emulsiones donde existen más de dos líquidos (O/W/O – W/O/W) se denominan duales.

El agua y los hidrocarburos son naturalmente inmiscibles, por lo que es común que se encuentren emulsiones en todas las etapas del proceso de producción, principalmente de agua en crudo. La formación de las emulsiones se debe básicamente a tres factores: la presencia de dos líquidos inmiscibles, un fenómeno de agitación que facilita la dispersión de un líquido en el otro y la presencia de una sustancia emulsificante.

La presencia de agentes emulsificantes o surfactantes reduce considerablemente la cantidad de energía necesaria para formar la emulsión. Típicamente son moléculas que tienen doble afinidad, hidrofílica y lipofílica, que al posicionarse sobre la interfase agua-aceite reducen la tensión interfacial entre las fases favoreciendo la formación de la emulsión estables. Los agentes emulsificantes son numerosos y pueden clasificarse en:

- Compuestos naturales tales como asfáltenos y resinas, ácidos orgánicos y bases, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles y otros surfactantes naturales de alto peso molecular.
- Sólidos finamente divididos, tales como arena, arcilla, lodos de perforación, fluidos para estimulación, parafinas, asfáltenos precipitados.

- Químicos de producción tales como inhibidores de corrosión, biocidas, limpiadores, surfactantes y agentes humectantes.

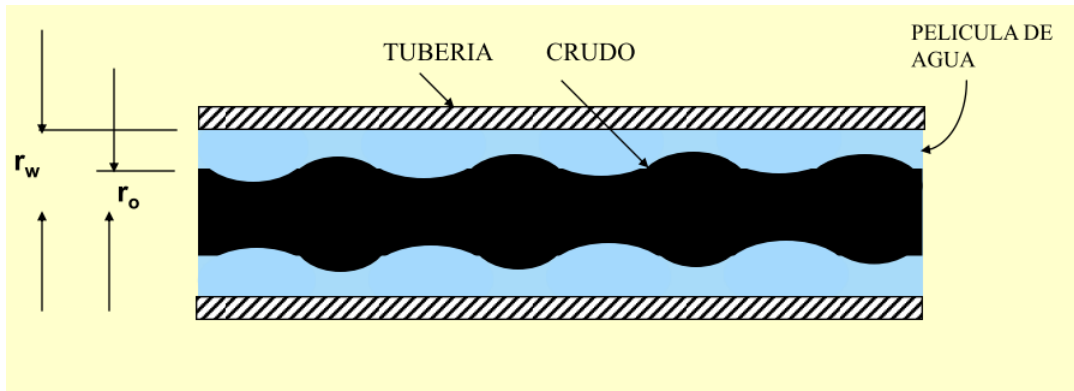
Los principales factores que afectan las emulsiones son:

- La fuerza neta de gravedad que actúa en una gota es directamente proporcional a la diferencia en densidades entre la gota y la fase continua. Aumentando la diferencia de densidad por incremento de la temperatura se logra aumentar la tensión interfacial de los fluidos. A medida que se reduce la tensión interfacial existe una mayor tendencia a la formación de la emulsión, sin embargo, no es suficiente para generar emulsiones estables.
- Una alta viscosidad de la fase continua reduce la frecuencia de colisión de las gotas favoreciendo la estabilidad de la emulsión. Este efecto puede minimizarse calentando la emulsión.
- El tamaño de las gotas de la fase dispersa. Gotas muy pequeñas producen emulsiones más estables.
- Relación de volumen de las fases. Un incremento en el volumen de la fase dispersa, aumenta el número y tamaño de las gotas, haciendo que la separación entre ellas se reduzca y exista una mayor probabilidad de colisión, lo que reduce la estabilidad de la emulsión.
- Incrementos de temperatura desestabilizan la emulsión.
- La adición de ácidos o bases modifica la formación de películas de asfaltenos y resinas que estabilizan las emulsiones agua-aceite.
- Altas concentraciones de sal tienen a reducir la estabilidad de la mezcla, mientras bajas concentraciones de sal son importantes para la formación de emulsiones estables.
- Los crudos de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables. Ceras, resinas, asfaltenos y otros sólidos pueden influenciar la estabilidad de la emulsión.
- Velocidad de sedimentación de las gotas.

3.6 FLUJO ANULAR

Este proceso se fundamenta en la creación de un anulo de agua o solvente que rodea el crudo pesado (figura 24) y actúa como lubricante sobre la pared de la tubería.

Figura 24. Flujo anular



Fuente. González, Curso de diseño de oleoductos para crudos pesados y extrapesados, 2010

Debido a que el fluido que está en contacto con la pared de la tubería es el agua, se genera una reducción drástica en las pérdidas por fricción y en consecuencia se disminuyen los requerimientos de potencia para el bombeo, ya que la caída de presión dependerá de la viscosidad del agua y no de la viscosidad del crudo.

Una de las mayores dificultades que se presenta es mantener la estabilidad en la película de agua y el flujo de crudo totalmente centrado, permitiendo que el crudo entre en contacto con la tubería generando restricciones en el sistema e incrementando los requerimientos de potencia establecidos que podrían superar la condición de diseño del sistema. Por otro lado, se incrementa la posibilidad de incrustaciones y corrosión de la tubería.

3.7 ADICION DE ADITIVOS

La adición de algunos productos especialmente desarrollados puede mejorar las condiciones de transporte, y pueden utilizarse en simultáneo o de manera aislada de otros procesos para acondicionar las propiedades del crudo pesado.

Normalmente, las instalaciones son sencillas y de fácil operación, lo que hace de esta una alternativa de rápida implementación una vez se ha estudiado y seleccionado el producto y cantidad requerida. Sin embargo al ser una alternativa de operación continua puede incrementar los costos operativos del proceso dado que generalmente son productos de costo elevado.

3.7.1 Reductores de fricción

Los reductores de fricción son productos especializados compatibles con el crudo pesado que disminuyen la fricción ocasionada con las paredes de la tubería hasta en un 40%, disminuyendo así los requerimientos de potencia exigidos en el

bombeo y/o permitiendo incrementar la capacidad de transporte de los oleoductos exigiendo cambios mínimos en instalaciones existentes. Los efectos en la reducción de la caída de presión son más visibles en oleoductos de grandes distancias.

La base de su funcionamiento es disminuir la turbulencia del fluido, organizando las moléculas en capas que presentan menor fricción con la pared del tubo, por lo que uno de los factores claves en su utilización es la solubilidad del producto en el crudo y la resistencia a la degradación por calentamiento, esfuerzos cortantes o presencia de otros agentes. Su desempeño y eficiencia puede variar según las condiciones operativas del sistema, por lo que normalmente requiere de pruebas y tiempos de ajuste para determinar la cantidad adecuada que debe ser utilizada para lograr la reducción de fricción deseada y el consecuente aumento de capacidad asociado.

De acuerdo con las especificaciones de los productores, su eficiencia mejora en la medida que en las tuberías se presenta un régimen de flujo turbulento completamente desarrollado, sin embargo, se han desarrollado adelantos para que estos productos trabajen en las zonas de transición y laminar, puesto que estos regímenes de flujo comunes en la medida que la viscosidad de crudo se hace mayor.

En su aplicación algunos de los problemas a resolver son la tendencia a separarse en tanques de almacenamiento o la dificultad para solubilizarse en el crudo. Usualmente se inyecta en el sistema en la descarga de los sistemas de bombeo, ya que sufren desgaste al pasar a través de equipos rotativos, lo que se convierte en un incremento de costos cuando en el sistema se tienen muchas estaciones de bombeo intermedias.

3.7.2 Depresores del punto de fluidez

Otra alternativa para reducir los problemas asociados con la fluidez del crudo pesado es la utilización de depresores del punto de fluidez (pour point). Estos compuestos son conocidos como modificadores de cristales de parafinas, que afectan la nucleación, adsorción o solubilidad de las parafinas, disminuyendo el punto de fluidez y la viscosidad del crudo.

3.8 IDENTIFICACIÓN DE VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TECNOLOGÍAS PARA EL TRANSPORTE

A continuación se presenta un resumen de ventajas, desventajas, oportunidades y factibilidades de implementación de alternativas tecnológicas descritas.

Tabla 17. Identificación de ventajas y desventajas de las tecnologías para transporte de crudo pesado por oleoducto

TECNOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Dilución	<ul style="list-style-type: none"> • Proceso simple y de fácil operación. • El tipo de sustancias a emplear como diluyente es amplio. Sin embargo, necesita estudiarse para realizar la mejor selección. • Requiere pocos equipos de proceso y de operación sencilla (mezcladores, bombas). • Alta reducción de la viscosidad según las características del diluyente. • Viscosidad fácilmente manejable a bajas temperaturas. • Bajos requerimientos de potencia de bombeo. • Implementación fácil del proceso en sistemas de oleoductos existentes. • Costos operativos bajos • Permite combinación con otras tecnologías. 	<ul style="list-style-type: none"> • Generación de vapores de componentes livianos. • Mayores requerimientos de seguridad para manejo de compuestos volátiles. • Requiere análisis de compatibilidad de diluyentes. • Posible deposición de asfaltenos. • Limitación de temperaturas altas en el proceso para evitar evaporación de los componentes livianos de la mezcla. • Incremento de los costos de transporte si no existe disponibilidad de diluyentes en el área.

TECNOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Calentamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de costos de suministro de diluyente. • Implementación media del proceso en sistemas de oleoductos existentes. • Proceso de complejidad moderada. • Disminución de los requerimientos de potencia de bombeo. • Amplia gama de equipos para realizar el calentamiento. • Costos operativos moderados. • Permite combinación con otras tecnologías. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere más equipos de proceso dependiendo del método de calentamiento. • Mayor consumo de energía para generar calor. • Según el medio de calentamiento requiere de procesos auxiliares de tratamiento. • Pérdida de calor a lo largo del oleoducto. • Posibilidad de mayores emisiones debida al mayor consumo de combustible para generar energía de calentamiento. • Puede incrementar los problemas por mayores tasas de corrosión. • Mayor requerimiento de rutinas de limpieza y mantenimiento dependiendo del método de calentamiento. • Rango de operación limitado por temperaturas y flujos de diseño.
Línea caliente	<ul style="list-style-type: none"> • Proceso simple y de fácil operación. • Requiere de pocos equipos para su implementación. • Bajo consumo de energía. • Fácil implementación en sistemas nuevos. El diseño debe concebirse con el uso de ésta tecnología. • Costos operativos bajos si no requiere de tecnologías complementarias. • Permite combinación con otras tecnologías. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dificil implementacion en sistemas existentes. • Requiere de sistemas de calentamiento complementarios si la temperatura y condiciones de flujo no se adecuan desde el proceso de deshidratación. • Baja efectividad en tuberías de gran longitud. • Costo de inversión inicial moderado.

TECNOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Mejoramiento	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones de operación bajas o moderadas dependiendo del método utilizado. • No requiere aplicación de tecnologías complementarias. • Implementación media del proceso en sistemas de oleoductos existentes. • Permite combinación con otras tecnologías. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere más equipos de proceso. • Proceso de complejidad alta. • Requiere de insumos adicionales (disolvente, gas natural, catalizadores) para el desarrollo del proceso. • Mayor requerimiento en los esquemas de control. • Producción de residuos. • Requiere de sistemas complementarios para manejo y tratamiento de residuos. • Mayor requerimiento de rutinas de limpieza y mantenimiento dependiendo del método de calentamiento. • Costos operativos altos. • Costo de inversión inicial alto.
Emulsificación	<ul style="list-style-type: none"> • Proceso de complejidad moderada. • Alta reducción de la viscosidad. • Viscosidad fácilmente manejable a temperaturas bajas. • Puede emplear el agua de producción para la formación de la emulsión. • Bajos requerimientos de potencia de bombeo. • Implementación media del proceso en sistemas de oleoductos existentes. • El bombeo se puede realizar a cualquier temperatura, pero se debe analizar si el proceso de romper la emulsión requiere de temperaturas específicas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas de corrosión • Requiere de procesos adicionales para la formación de la emulsión y la posterior separación de la emulsión transportada. • Control adecuado de las variables que afectan la formación y estabilidad de la emulsión. • Posible requerimiento de inyección de químicos para favorecer la estabilidad de la emulsión durante el transporte. • Requiere mayor cantidad de equipos de proceso. • Requiere equipos para el tratamiento del agua después de romper la emulsión. • Se debe analizar la factibilidad de combinación con otras tecnologías. • Costos de operación altos.

TECNOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Flujo Anular	<ul style="list-style-type: none"> • Proceso de complejidad moderada. • Bajos requerimientos de potencia de bombeo. • Implementación media del proceso en sistemas de oleoductos existentes. • No requiere inyección de diluyentes ni adecuación del crudo pesado. • La película de agua puede operar a temperaturas bajas y moderadas. • Costos operativos moderados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere cantidad media de equipos de proceso. • Problemas de corrosión. • Requiere procesos complementarios para el tratamiento y disposición del agua del anillo. • Control adecuado de la operación para la formación y estabilidad del flujo anular. • Alto potencial de corrosión por la película de agua en contacto con la tubería. • Debe analizar la necesidad de otras sustancias para mejorar el proceso. • Se debe analizar la factibilidad de combinación con otras tecnologías.
Adición de aditivos	<ul style="list-style-type: none"> • Proceso simple y de fácil operación. • Implementación fácil del proceso en sistemas de oleoductos existentes. • Requiere pocos equipos de proceso y de operación sencilla. • Disminución de los requerimientos de potencia de bombeo. • La operación no presenta límites de temperatura. • Costos operativos bajos. • Permite combinación con otras tecnologías. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere desarrollo de productos específicos de acuerdo a las características del crudo y las condiciones de operación. • El conocimiento del desempeño del aditivo requiere de etapas de prueba y estabilización. • Aditivos de costo elevado. • Requiere analizar la compatibilidad del producto inyectado con el crudo. • Debe analizarse si requiere la implementación de tecnologías adicionales.

Fuente. El autor

4. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

Durante años el bajo precio del crudo pesado en el mercado, así como las dificultades para su producción, transporte y procesamiento, fueron factores que influyeron en el poco interés por explotar este recurso. Situación que ante el incremento de la demanda energética, la declinación de la producción de crudos convencionales y la subida en los precios del petróleo; ha cambiado generando espacios para estudiar y profundizar en el conocimiento de los crudos pesados con el objeto de identificar oportunidades y optimizar procesos en todas las áreas de la cadena productiva.

En este entorno, la búsqueda de tecnologías y procesos caracterizados por su factibilidad comercial, buenos resultados técnicos, operatividad y mínimos impactos ambientales, entre otros, resulta ser una tarea de evaluación y actualización continua.

4.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

La evaluación de las tecnologías presentadas se hace con base en una serie de criterios establecidos y valorados para cada opción. A continuación se hace una descripción de los criterios considerados para el análisis.

- **Impacto en la capacidad de transporte**

Considera todos los aspectos vinculados con la posibilidad de mejorar y optimizar la capacidad de sistemas de transporte, involucrando todos los componentes del sistema (almacenamiento, equipos de bombeo, tuberías, etc.), analizando el impacto de la tecnología sobre las propiedades de transporte del fluido y la infraestructura, la flexibilidad de recuperación considerando la necesidad de mantenimiento y el restablecimiento de la función luego de una parada.

- **Operatividad del sistema**

Tiene en cuenta fundamentalmente la simplicidad de la operación de la tecnología, en donde se incluyen aspectos como:

- Cantidad de equipos requeridos
- Necesidad de sistemas de control especializados
- Cantidad de variables que requieren controlarse
- Flexibilidad del proceso ante la desviación de los valores establecidos en las variables de control

- Dependencia de factores externos tales como disponibilidad de suministro de diluyentes, posibilidad de fallas en el suministro de energía, suministro de aditivos, utilización de catalizadores
- Requerimiento de servicios auxiliares de tratamiento
- Necesidad de entrenamiento especial de los operadores

- **Impacto Ambiental**

Tiene en cuenta aspectos tales como emisiones, mayor requerimiento de área física para las instalaciones, impacto visual, posibilidad de derrames, tratamiento y aprovechamiento de residuos, y/o necesidad de disposición de residuos.

- **Facilidad de implementación**

Considera la posibilidad de implementar la tecnología en sistemas existentes, la flexibilidad de combinarse con otras tecnologías y el tiempo previsto para incorporarse o adaptarse al esquema de transporte, en el cual se involucran aspectos de constructibilidad y estado de prueba de la tecnología en el mercado.

- **Confiabilidad del proceso**

El criterio incluye la confiabilidad intrínseca de la tecnología sin dependencia de terceros.

- **Inversión en infraestructura**

Este criterio está relacionado con la dimensión de la infraestructura requerida para implementar la solución tecnológica, que está asociada a factores de tiempo y costo de la inversión inicial.

4.2 MATRIZ DE EVALUACION

Una vez definidos los criterios de evaluación se construye una matriz de comparación por pares, donde se califica cada uno de los criterios en relación con todos los demás parámetros. Con esta metodología, se identifica la importancia de cada criterio con respecto a los demás según la siguiente escala establecida para este caso:

- Ambos criterios tienen igual importancia 1 punto
- Importancia fuerte de un criterio sobre el otro 2 puntos
- Importancia absoluta de un criterio sobre el otro 3 puntos

La valoración de la matriz se hace con base en la respuesta a la siguiente pregunta: ¿Cómo se considera la importancia del criterio A comparada con respecto al criterio B? y sucesivamente con todos los criterios hasta resolver este cuestionamiento para todos los pares de la matriz. Se asigna un (1) punto a cada parámetro cuando se considera que tienen igual importancia, y dos (2) o tres (3) puntos cuando se considera que uno de ellos tiene mayor importancia que el par con el cual se compara.

Posterior a esta valoración por pares, se realiza el conteo para cada uno de los parámetros y se normaliza. Así, se define el peso de cada uno de los criterios de evaluación para la ponderación en la evaluación definitiva. En la siguiente figura se presentan los resultados de valoración de la matriz por pares.

Figura 25. Matriz de comparación por pares

CRITERIOS DE EVALUACIÓN	A	B	C	D	E	F	TOTAL	PUNTAJE NORMALIZADO
A. Impacto en la capacidad de transporte							6	19.4
B. Operatividad del sistema	1A 1B						7	22.6
C. Impacto ambiental	2A	2B					5	16.1
D. Facilidad de implementación	1A 1D	1B 1D	1C 1D				6	19.4
E. Confiabilidad del proceso	1A 1E	2B	3C	2D			3	9.7
F. Inversión en infraestructura	1A 1F	1B 1F	1C 1F	1D 1F	2E		4	12.9

Fuente. El autor

El paso siguiente es la calificación de cada tecnología con respecto al cumplimiento de los criterios establecidos, la cual se hizo considerando la siguiente escala:

- Malo o Nulo 1 punto
- Regular 3 puntos
- Bueno 5 puntos
- Muy Bueno 7 puntos
- Excelente 9 puntos

La figura 26 presenta la valoración de cada criterio para las diferentes alternativas y los resultados de la ponderación para cada una.

Figura 26. Matriz de evaluación de las alternativas

PUNTAJE NORMALIZADO	19.4	22.6	16.1	19.4	9.7	12.9	TOTAL
ALTERNATIVAS / CRITERIOS	A	B	C	D	E	F	
Dilución	7	9	5	7	9	9	758.1
Calentamiento	5	7	5	7	7	5	603.2
Linea Caliente	5	7	7	1	7	5	519.4
Mejoramiento	5	3	1	3	5	1	300.0
Emulsificación	7	5	3	5	5	5	506.5
Flujo Anular	5	5	3	5	3	5	448.4
Adición de Aditivos	5	9	7	3	5	7	609.7

Fuente. El autor

Según los resultados indicados en la última columna de la matriz de evaluación, se observa que la tecnología de dilución obtiene la mejor calificación y se tiene una valoración muy similar para el calentamiento y la adición de aditivos en segundo lugar. Las tecnologías de línea caliente, emulsificación y flujo anular quedan valoradas en posiciones intermedias y finalmente se ubican las alternativas de mejoramiento con la menor puntuación.

Enmarcados en las condiciones de la infraestructura colombiana, a partir de la aplicación de la matriz de comparación de pares definida y la valoración de los criterios para cada una de las opciones tecnológicas, las alternativas con mayor factibilidad para su implementación en los oleoductos existentes son la dilución, el calentamiento y la adición de aditivos, las cuales podrían implementarse de manera individual o combinaciones entre ellas, puesto que son las que obtienen mayor valor en el cálculo.

Aunque se han identificado una serie de restricciones e inconvenientes asociados al método de dilución, actualmente utilizado en los oleoductos que transportan el crudo pesado producido en los Llanos Orientales, generados principalmente por la dificultad y costo del suministro de los diluyentes empleados en el proceso, la mayor calificación obtenida por ésta tecnología indica que su posible reemplazo por métodos de inyección de aditivos o de calentamiento debe considerar una evaluación más detallada incluyendo criterios de valoración adicionales. Entre ellos, será significativo evaluar si mediante la combinación de ellas se logran mejores resultados que cuando se considera su reemplazo; por otro lado, debe

analizarse estratégicamente la ubicación dentro del sistema para la implementación de la solución.

En algunos casos, como con el calentamiento tendrá mayor efectividad localizarlo en estaciones intermedias o finales donde ya el crudo se encuentra a temperatura cercana a la temperatura ambiente y se apreciará mejor el efecto que el incremento de temperatura del crudo tiene sobre las propiedades de transporte y la capacidad hidráulica del oleoducto. Incluso, como solución a las limitaciones de capacidad, dentro del análisis puede considerarse no incluir soluciones tecnológicas como las descritas sino contemplar solamente la adición de estaciones de bombeo intermedias para manejar el crudo con las características de transporte actuales.

Es importante resaltar que la calificación cualitativa realizada se hace sobre aspectos técnicos, en los cuales se considera especialmente la factibilidad de implementación en sistemas existentes y operativos, para alcanzar un incremento confiable y seguro de la capacidad de transporte, que represente la solución a los cuellos de botella existentes y mejoras en los costos de transporte sin afectar el entorno y la integridad de los sistemas.

Sin embargo, la toma de una decisión debe incluir además de los aspectos técnicos generales analizados, criterios de evaluación económica y financiera, y el análisis del costo de ciclo de vida del proyecto, ya que la definición del tiempo de vida útil del proyecto, expectativas de retorno de la inversión, tarifas de transporte rentables, nuevos hallazgos, certidumbre en los pronósticos de producción, disponibilidad de suministros de energía, planes de crecimiento y expansión, robustez de la infraestructura, localización de los campos de producción, restricciones ambientales y dinámica del entorno social y político, entre otros, tienen impacto sobre el negocio.

5. CONCLUSIONES

Se realizó la descripción de los sistemas de oleoductos operativos que transportan la producción de crudo pesado de los Llanos Orientales, identificando que los sistemas de ODL y CENIT dedicados principalmente al transporte de la producción de los campos Rubiales y Castilla, respectivamente, tienen capacidad suficiente y debido a la ejecución de recientes proyectos de ampliación han logrado soportar el crecimiento de la producción de los campos del área. Sin embargo, ante la expectativa de crecimiento y de nuevos hallazgos en la zona deberá evaluarse integralmente (incluyendo factores de tipo técnico, de seguridad, social, ambiental, económico, etc.) cuales tecnologías representan la solución más atractiva para sostener los requerimientos de transporte y evitar futuros de cuellos de botella.

Hacia adelante en la infraestructura de oleoductos, se encuentran los oleoductos de OCENSA, Bicentenario y ODC, donde además del crudo pesado de los Llanos Orientales, se requiere capacidad para el crudo pesado del Alto Magdalena y crudos de otras calidades y regiones del país, lo que representa mayor probabilidad de atascos o restricciones para el transporte. Comparando los volúmenes de producción reportados y la capacidad de hoy en el oleoducto de OCENSA, se podría decir que teniendo en cuenta los proyectos de ampliación de capacidad a corto plazo, el sistema tiene lo justo para cumplir con los requerimientos actuales, pero previendo cambios en el sector es fundamental continuar con análisis de alternativas que permitan identificar nuevas soluciones.

La descripción general de los principales aspectos que caracterizan las alternativas tecnológicas para el transporte de crudo pesado a través de oleoductos permitió identificar las mayores ventajas y desventajas relativas entre ellas, y posteriormente definir los criterios de valoración para elaborar la matriz de comparación por pares y la evaluación final. Según los resultados observados en la matriz de calificación de alternativas, aparece el método de dilución como la más apropiada para el transporte de crudo pesado por oleoducto de acuerdo con los parámetros evaluados, gracias a los requerimientos de baja inversión, bajos impactos ambientales, simplicidad, flexibilidad y estabilidad del proceso, facilidad para su implementación y mejoramiento de las propiedades del crudo que afectan el transporte.

Los resultados proporcionados por la evaluación realizada no deben considerarse como definitivos, sino como un punto de partida para establecer al alcance de otros estudios, ya que las particularidades del sector de transporte de hidrocarburos en Colombia, necesitan de análisis más detallados e integrales para facilitar la toma de decisiones específicas a cada oleoducto y generales para la infraestructura colombiana a mediano y largo plazo en cuanto a la tecnología a

utilizar en nuevos proyectos, o la tecnología a reemplazar y/o combinar para optimizar la operación de los oleoductos existentes.

6. RECOMENDACIONES

Profundizar en el estudio del uso de diluyentes como método para transportar el crudo pesado producido en la región de los Llanos Orientales, con la perspectiva de resolver los problemas identificados y optimizar las variables del proceso utilizado actualmente. Algunos de los aspectos donde pueden presentarse oportunidades de mejora están en la búsqueda de nuevas fuentes de suministro de diluyente, optimización de las condiciones operativas y análisis de costo beneficio de la aplicación de metodologías combinadas.

Mantener bajo observación constante el comportamiento del mercado local y nacional de crudos pesados, además de capturar y aprovechar las experiencias de otros oleoductos, de tal manera que el planteamiento de futuros proyectos sobre los sistemas existentes o para construcción de nuevos oleoductos pueda desarrollarse con éxito para todos los grupos de interés, manejando incertidumbre menores en los pronósticos de producción, alto grado de conocimiento de los fluidos, comportamiento de las variables de control de proceso, adelantos tecnológicos y conocimiento del entorno social y ambiental, entre otros factores que pueden convertirse en determinantes en la selección y aplicación de cualquier alternativa.

BIBLIOGRAFIA

<http://www.bicentenario.com.co/>

<http://www.cenit-transporte.com/>

<http://ocensa.com.co/Pages/Inicio.aspx#1>

<https://www.odl.com.co/odl/>

<http://www.oleoductodecolombia.com/Paginas/bienvenida.aspx>

<http://www.portafolio.co/economia/se-fortalece-el-transporte-crudos>

ABDURAHMAN, N., ROSLI, Y., AZHARI, N., HAYDER, B. Pipeline transportation of viscous crudes as concentrated oil-in-water emulsions. En Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 90-91, July 2012; 139-144 p.

BEGGS, D. Production Optimization Using Nodal Analysis. 1991. Oil & Gas Consultants International Inc.

GATEU, P., HENAUT, I., BARRE, L., ARGILLIER, J. Heavy Oil Dilution. En Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59, 2004; 503-509 p.

GONZALEZ, J. Curso de diseño de oleoductos para crudos pesados y extrapesados. Bogotá 2010.

FERNANDEZ, B. Análisis técnico económico de los impactos de la automatización y control en los sistemas de transporte de hidrocarburos en Colombia. Bucaramanga 2011. Trabajo de grado (especialista en gerencia de hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

HART, A. A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. En Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2013.

HASAN, S., GHANNAM, M., ESMAIL, N. Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. Montreal. Concordia University. Department of Mechanical and Industrial Engineering and College of Engineering. Department of Chemical and Petroleum Engineering.

HUC, A. Heavy Crude Oils, From Geology to Upgrading An Overview. Paris: EditionsTechnip, 2011; 442 p.

Infraestructura para una industria en transformación y crecimiento. En Colombia Energía. Edición No. 3, Marzo 2013; p. 26–31.

Informe Estadístico Petrolero 2013. Disponible en web: <http://acp.com.co/index.php/es/informe-estadistico-petrolero-iep>.

Mapa Infraestructura Petrolera. Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol. ECOPETROL, 2011.

MARTINEZ, R., MOSQUEIRA, M., ZAPATA, B., JUÁREZ, E., HUICOCHEA, C., CLAVEL, J., ARBURTO, J. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. En Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 75, 2011; 274-282 p.

MOHITPOUR, M. Technology of Heavy Oil Transportation. Foro de entorno tecnológico sobre crudos pesados. Bucaramanga, 2011.

PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. 1 ed., Maracaibo. Ediciones Astro Data S.A., 2009. ISBN 978-980-12-3048-9.

Presentación Proyecto Oleoducto al Pacífico – OAP. Disponible en web: <http://www.asorinoquia.org/noticias/integracion-regional-pacifico-orinoquia>.

Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2013. ECOPETROL. Disponible en web: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/informe2013/es/index.html>.

SANIERE, A., HÉNAUT, I., and ARGILLER, J-F. Pipeline transportation of Heavy Oils, a Strategic Economic and Technological Challenge. En Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59, 2004; p. 455 – 466.

Tecnología de Desasfaltado para crudos pesados. En Ecopetrol &nova. Edición 03 -Diciembre 2009. Disponible en web: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/revista-emas01/AGOSTO_2013_ecopetrol/contenido_11.html.

VARGAS, C. A. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Earth Sci. Res. J., Vol. 16, Special Issue (April, 2012); 1-246.