

**PROPUESTA TECNICO FINANCIERA DE LA OPTIMIZACIÓN DEL
OLEODUCTO APIAY – PORVENIR**

HERNANDO ROSALES DIAZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2018**

**PROPUESTA TECNICO FINANCIERA DE LA OPTIMIZACIÓN DEL
OLEODUCTO APIAY – PORVENIR**

HERNANDO ROSALES DIAZ

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

Director

MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS
Magister en Ingeniería área Ingeniería Química

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2018**

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado a mi Madre Maria Lourdes Diaz Bernal, a mi esposa Viviana Bermúdez Amado y mi hija Sara Valentina; por la paciencia y el amor con la que esperaban cada vez que debía ausentarme para asistir a clases, ellas que son el motor de mi vida y el mejor apoyo para hacer posible este logro profesional y personal.

Hernando Rosales Diaz

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradezco a Dios por la oportunidad, los medios y la posibilidad de culminar satisfactoriamente este nuevo escalón en mi vida profesional.

A nuestro director de monografía Manuel Enrique Cabarcas Simancas y a nuestros compañeros de estudio por sus aportes para el desarrollo de este trabajo.

A Jorge Eliecer Salas Coordinador de Planta Apiay, Mauricio Vanegas Jefe de Operaciones SGS y Javier Vega Gerente de Proasem por su importante apoyo y respaldo.

A la Universidad Industrial de Santander (U.I.S) por permitirnos compartir y aprender de las experiencias de cada uno de los maestros de la especialización.

TABLA DE CONTENIDO

Pág

INTRODUCCIÓN	14
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	15
2. JUSTIFICACIÓN.....	16
3. OBJETIVOS.....	17
3.1. OBJETIVOS ESPECIFICOS	17
4. MARCO TEÓRICO	18
4.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	18
4.1.1. Viscosidad.	20
4.1.2. Densidad.....	22
4.1.3. Fluidez..	23
4.1.4. Presion de los fluidos.....	23
4.1.5. Temperatura..	24
4.2. MECANICA DE FLUIDOS.....	24
4.2.1. Regimenes de flujos de fuidos en tuberias.	25
4.2.2. Numero de Reynolds.....	26
4.2.3. Ecuacion general para el balance de energia mecanica.....	27
4.3. TEORIA DE LA REDUCCION DE FRICCION.....	29
4.3.1. Aplicaciones de los mejoradores de flujo.....	30
5. CAPACIDAD OPERATIVA DE LA INFRAESTRUCTURA DEL OLEODUCTO APIAY – PORVENIR.....	31
5.1. RESEÑA	31
5.2. GEORREFERENCIACIÓN	31
5.3. ESQUEMA OPERATIVO DE PLANTA APIAY VIT	32
5.4. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS	33
5.4.1. Relación de Tanques de almacenamiento	33
5.4.2. Tanques de almacenamiento de nafta.....	34
5.4.3. Tanque de seguridad y relevo.....	34
5.4.4. Capacidad de Almacenamiento	35

5.5. SISTEMA DE MEDICIÓN DE DESPACHO.....	35
5.5.1. Capacidad de Medición.....	36
5.6. SUMINISTRO DE ENERGÍA.....	36
5.7. SISTEMA DE BOMBEO	37
5.7.1. Unidades de bombeo principales.....	37
5.7.2. Unidades Booster..	38
5.8. OLEODUCTO APIAY – PORVENIR	38
5.8.1. Ruta del oleoducto	38
5.8.2. Características del oleoducto.....	41
6. VARIABLES CRÍTICAS DE LA OPERACIÓN DEL OLEODUCTO	42
6.1. CALIDAD DEL HIDROCARBUROS.....	42
6.2. INFRAESTRUCTURA DISPONIBLE PARA EL TRANSPORTE DEL CRUDO CASTILA DESDE APIAY - PORVENIR.	47
6.3. DETERMINACIÓN DE LA VARIABLE DE MAYOR CRITICIDAD PARA LA OPERACIÓN	48
7. PROPIEDADES Y FUNCIONALIDAD DEL REDUCTOR DE FRICCION ...	51
7.1. PROPIEDADES	51
7.1.1. Principales propiedades.....	52
7.2. FUNCIONALIDAD EN EL OLEODUCTO APIAY – PORVENIR 20”	53
7.3. CONDICIONES PARA USAR LOS MEJORADORES DE FLUJO	55
7.4. VENTAJAS	55
7.5. INYECCIÓN DE DRA EN PLANTA APIAY.	56
8. EVALUACION DEL INCREMENTO DE LA CAPACIDAD OPERATIVA	60
9. EVALUACION FINANCIERA DE LA OPTIMIZACION DEL OLEODUCTO..	61
9.1 INFORMACIÓN BÁSICA	61
9.2 VALORACIÓN DEL RIESGO ANTES DEL CAMBIO.....	61
9.3 CONSUMO DE DRA.....	62
9.4 COSTO DE IMPLEMENTACIÓN DEL CAMBIO	63
9.5 VIABILIDAD DEL GASTO.....	63
10. CONCLUSIONES	64
BIBLIOGRAFIA	66

LISTA DE FIGURAS

	Pág
FIGURA 1. Comportamiento de algunos fluidos	20
FIGURA 2. Representación de la viscosidad.....	20
FIGURA 3. Regimenes de flujo.....	25
FIGURA 4. Diagrama de Procesos de Planta Apiay VIT	32
FIGURA 5. Vista panorámica de los tanques.....	35
FIGURA 6. Esquema de Oleoducto Apiay - Porvenir.....	39
FIGURA 7. Mapa de infraestructura petrolera de Colombia	39
FIGURA 8. Tendencias de API	44
FIGURA 9. Tendencias de BSW.....	44
FIGURA 10. Tendencias de Viscosidad Cinemática a 30 ° C.....	45
FIGURA 11. Gradiente de Viscosidad Oleoducto	47
FIGURA 12. DRA.....	52
FIGURA 13. Curva de rendimiento del mejorador de Flujo.....	56
FIGURA 14. Barriles por día máximos periodo Julio 2012 – Agosto 2013.....	57
FIGURA 15. Barriles por hora máximos obtenidos periodo Julio 2012 – Agosto 2013.....	57
FIGURA 16. Sistema de inyección de DRA	58
FIGURA 17. Bomba de inyección de DRA.....	58
FIGURA 18. Sistema de Inyección	59
FIGURA 19. Punto de Inyección	59

LISTA DE TABLAS

	Pág
TABLA 1. Rugosidad de tuberías.....	28
TABLA 2. Líneas de Recibo.....	33
TABLA 3. Capacidad de Almacenamiento.....	35
TABLA 4. Capacidad de medición.....	36
TABLA 5. Unidades de bombeo principales.....	37
TABLA 6. Perfil Hidráulico línea Apiay - Porvenir.....	40
TABLA 7. Gradiente de Viscosidad del Oleoducto.....	46
TABLA 8. Capacidad máxima operativa.....	47
TABLA 9. Incremento de la Capacidad Operativa del Oleoducto con el DRA	60
TABLA 10. Capacidad máxima operativa.....	60
TABLA 11. Valores de Referencia.....	61
TABLA 12. Costo de Consecuencia.....	61
TABLA 13. Estimativo del consumo y costo DRA.....	62
TABLA 14. Implementación de inversión.....	63
TABLA 15. Relación Costo Beneficio.....	63
TABLA 16. Evaluación del proyecto (TIR, VPN).....	63

LISTA DE ECUACIONES

	Pág
Ecuación 1. Expresión de la compresibilidad.....	19
Ecuación 2. Viscosidad Dinámica.....	21
Ecuación 3. Viscosidad Cinemática.....	21
Ecuación 4. Número de Reynolds.....	26
Ecuación 5. Número de Reynolds.....	26
Ecuación 6. Balance de Energía para dos puntos de un fluido según Bernoulli .	27
Ecuación 7. Darcy.....	27

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA TECNICO FINANCIERA DE LA OPTIMIZACIÓN DEL OLEODUCTO APIAY – PORVENIR*

AUTOR: HERNANDO ENRIQUE ROSALES DIAZ**

PALABRA CLAVES: REDUCTOR DE FRICCIÓN, HIDRAULICA, VISCOSIDAD, CAPACIDAD OPERATIVA Y CALIDAD.

El presente trabajo de aplicación pretende analizar la propuesta técnica financiera de la optimización del oleoducto Apiay – Porvenir a través del uso de DRA (reductor de Fricción), como una solución a la problemática de la evacuación de los crudos pesados extraídos de los llanos orientales.

El incremento en la demanda de crudos a nivel mundial, ha generada la necesidad de generar tecnologías para el procesamiento de los crudos pesados en actividades de producción, transporte y refinación, lo cual trae consigo el gran reto de transportar estos productos pesados con altas viscosidades

Debido a que actualmente el Sistema de Evacuación de Crudos se encuentra en sus límites máximos de operación, surgió la necesidad de un proceso de optimización de los sistemas de transporte de evacuación de crudos pesados, para evitar pérdidas económicas, por sanciones de incumplimiento de nominaciones, perdidas por paradas programadas y no programadas; disponibilidad y confiabilidad del sistema de transporte.

El resultado del estudio tiene un carácter práctico, con el cual se pueden analizar las variables técnicas y financieras del proceso de optimización del transporte de crudos pesados en el Oleoducto Apiay – Porvenir, mediante el uso de un reductor de fricción y teniendo en cuenta una relación de costo beneficio.

* Monografía

**Facultad de Ingenierías Físico-Química. Especialización Gerencia de Mantenimiento.

Director: M.I. Manuel Enrique Cabarcas, Ingeniera Químico

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL OPTIMIZATION PROPOSAL FOR THE CASTILLA BLEND CRUDE OIL TRANSPORTATION THROUGH THE APIAY - PORVENIR PIPELINE

AUTHOR: HERNANDO ENRIQUE ROSALES DIAZ**

KEY TERMS: DRAG REDUCING AGENTS(DRA), HYDRAULIC, VISCOSITY, OPERATIONAL CAPACITIVE AND QUALITY.

The present monograph proposes an economic optimization for the crude oil Apiay – Porvenir transportation through pipeline by using of special flow improvers (also known as drag reducing agents or DRAs), also presented as a technical solution in order to solve the problematic evacuation of heavy crude oil extracted from Colombians eastern lowlands.

The increase of world crude oil demand has increased the need for production of innovative technologies, in special for heavy crude oil prosecution, transporting and refining activities, which bring us the challenge of transportation these heavy crude oil with high viscosity.

Due the current evacuation system of crude oil is working in its maximum operation limit, a need for optimization process in the transporting and evacuation system of heavy crudes oil was born, for avoiding economic losses, by sanctions for noncompliance with nomination, lost by scheduled and unscheduled stops; availability and reliability of the transport system.

Besides of this way meet the required evacuation of Castilla crude oil, Acacias and Chichimene that has increased progressively its productions. These crudes demand to be transported to the Barrancabermeja refinery and offshore port of Coveña.

The result of the study has a practical character, to analyze the technical and financial variables of the optimization process of the heavy crude transportation in the pipeline Apiay - Porvenir, using DRA taking in count cost-benefit analysis.

* Monograph

** Faculty of Chemical Engineering and Physical. Hidrocarbon Management Specialization.

By M.I. Manuel Enrique Cabarcas, Chemical Engineer

INTRODUCCION

El transporte de hidrocarburos, durante mucho tiempo se ha considerado como un proceso que se encuentra inmerso dentro de las actividades de la explotación, producción y refinación del petróleo crudo. Generalmente se muestra como un proceso sencillo mediante el uso de energía para trasladar un volumen de fluido de un punto geográfico a otro.

Pero realmente la actualidad ha mostrado la criticidad de este proceso dentro de la cadena productiva del petróleo, haciendo necesario procesos y sistemas más eficientes para abastecer las necesidades de demanda, desarrollo, aumento de la producción y sobre todo el cambio de las características del crudo. Estas series de necesidades hacen que se desarrollen tecnologías que generan valor agregado a este eslabón de la cadena productiva.

Este estudio se desarrolló en la Planta Apiay, que es una estación de transferencia y custodia de hidrocarburos perteneciente a la Vicepresidencia de transporte y Logística de Ecopetrol. Inicio actividades operacionales el día 8 de Agosto del año 1989. Esta planta es el punto de partida del sistema de transporte denominado Oleoducto Central de Los llanos.

Dados los incrementos de producción de crudos pesados y livianos en los Departamentos de Meta y Casanare, la Planta ha venido presentando cambios en su infraestructura para optimizar el manejo de los mayores volúmenes generados en la zona.

Dentro de los procesos de optimización se implementó la inyección de DRA, reduciendo las perdidas por fricción reduciendo la turbulencia, permitiendo un mayor volumen de transporte.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Planta Apiay de la vicepresidencia de transporte de Ecopetrol cuenta con 10 unidades principales de bombeo para la evacuación de crudo pesados por un Oleoducto y de acuerdo con la meta corporativa del “Millón de Barriles” fue necesario que los campos Castilla, Chichimene y Acacias se optimizaran para aumentar su producción.

Actualmente como el Sistema de Evacuación de Crudos se encuentra en sus límites máximos de operación, es decir las necesidades actuales se encuentra por encima de las condiciones diseño, que ocasiona altos costos de operación y mantenimiento, Pérdidas económicas por paradas no programadas y programadas, Incumplimiento de la evacuación de crudos requerida con el aumento de los campos de producción de Castilla – Chichimene y Acacias, Restricción de campos de producción por falta de capacidad de almacenamiento y evacuación y Sanciones por incumplimiento de contrato de transporte. Lo anteriormente expresado se debe a que la Calidad del Crudo es pesado con viscosidades altas, rangos de flujo turbulentos lo cual genera altas perdidas por fricción, adicionalmente el aumento significativo de la producción y a la Capacidad del sistema limitada.

2. JUSTIFICACIÓN

Este proyecto de investigación es muy importante y estratégico para la evacuación de crudos pesados de la zona de los llanos orientales, ya que siendo posible suplir la necesidad de la evacuación de los crudos de Estaciones Castilla, Acacias y Chichimene los cuales aumentaron su producción pero la infraestructura actual de transporte era insuficiente, ha sobrepasado su capacidad de diseño inicial y adicionalmente con esta optimización se logra incrementar la utilidades por concepto de transporte por oleoducto.

3. OBJETIVOS

3.2. OBJETIVO GENERAL

Realizar la propuesta técnico - financiera de la optimización del oleoducto Apiay-Porvenir mediante el uso de reductor de fricción

3.1. OBJETIVOS ESPECIFICOS

Evaluar la capacidad operativa de la infraestructura del oleoducto Apiay-Porvenir.

Identificar las variables críticas de la operación del oleoducto Apiay – Porvenir.

Describir las propiedades y funcionalidad del reductor de fricción.

Evaluar el incremento de la capacidad Operativa.

Realizar la evaluación financiera de la optimización del oleoducto.

4. MARCO TEORICO

4.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Los fluidos son agregaciones de moléculas, muy separadas en los gases y próximas en los líquidos, siendo la distancia entre las moléculas mucho mayor que el diámetro molecular, no estando fijas en una red, sino que se mueven libremente¹.

Un fluido se denomina medio continuo, cuando la variación de sus propiedades es tan suave que se puede utilizar el cálculo diferencial para analizarlo.

En Mecánica de Fluidos solo hay cuatro dimensiones primarias, de las que se derivan todas las demás, a saber, masa, longitud, tiempo y temperatura.

Las propiedades de los fluidos más interesantes son:

La isotropía, por cuanto mantienen igualdad de propiedades en todas direcciones.

La movilidad, por cuanto carecen de forma propia, por lo que se amoldan a la del recipiente que los contiene; a un esfuerzo infinitamente pequeño le corresponde una deformación infinitamente grande.

La viscosidad, que constituye una resistencia a la deformación, la cual no sigue las leyes del rozamiento entre sólidos, siendo las tensiones proporcionales, en forma aproximada, a las velocidades de las deformaciones; esta Ley fue formulada por Newton, que decía que, cuando las capas de un líquido deslizan entre sí, la resistencia al movimiento depende del gradiente de la velocidad dv/dx , y de la superficie²:

$$F = \gamma S \frac{dv}{dx}$$

¹ MOTT, Robert, L. Mecanica de Fluidos. Sexta edición. Editorial Pearson

² POTTER, Merle, C. & WIGGER, David, C. Tercera Edición. Editorial Ciencias.pp 14

Siendo γ la constante de proporcionalidad; ahora bien, la velocidad va variando progresivamente de capa en capa, y no bruscamente. Si la velocidad relativa de desplazamiento es nula, la tensión también lo será.

d) La compresibilidad, según la cual, para cualquier esfuerzo a que se someta al fluido, su volumen prácticamente no varía. Así, para el caso del agua, por cada kg/cm² que aumente su presión, se comprime 1/20.000 de su volumen. Para los fluidos compresibles, el volumen específico será función de la presión y de la temperatura, siendo complicadas las expresiones que ligan estas variables³

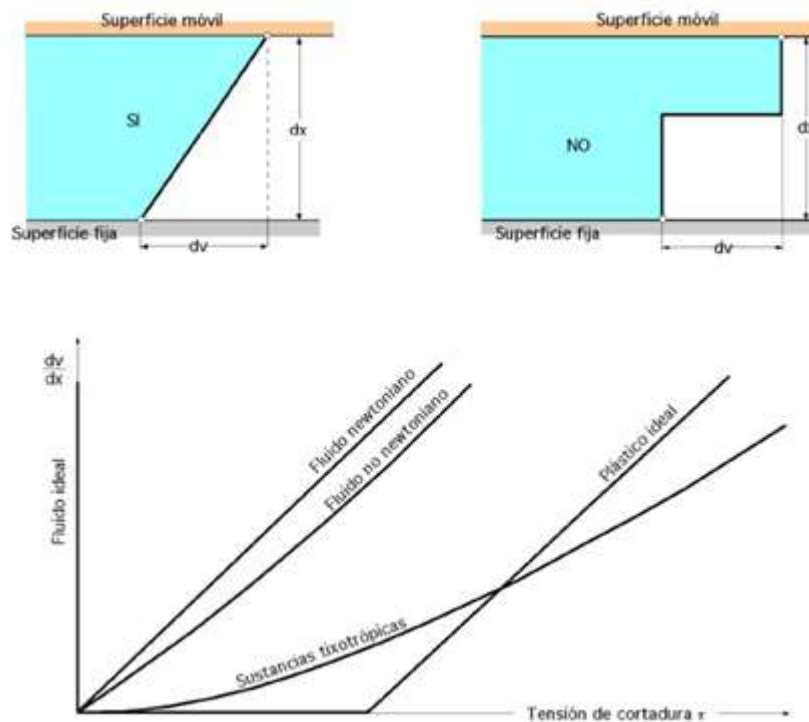
Ecuación 1 Expresión de la compresibilidad

$$k = -\frac{1}{v} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right) T$$

³ FERNANDEZ,D.Pedro. Mecanica de fluidos [Consultado 14 Octubre de 2015] Disponible en:

<https://avdiaz.files.wordpress.com/2008/10/introduccion-a-los-fluidos.pdf>

FIGURA 1 Comportamiento de algunos fluidos



Fuente FERNANDEZ,D.Pedro. Mecanica de fluidos □ 1

4.1.1. Viscosidad. La viscosidad es la propiedad que determina la medida de la fluidez a determinadas temperaturas. A más viscoso menos fluye un fluido. Cuanto más viscoso es un fluido es más pastoso y menos se desliza por las paredes del recipiente. Podemos decir también que es la mayor o menor resistencia que ofrece un líquido para fluir libremente. A más resistencia a fluir más viscoso. Si existe una mayor viscosidad, el líquido fluye más lentamente. A más temperatura menos viscoso es un fluido.

FIGURA 2. Representación de la viscosidad.



Fuente: <http://www.areaciencias> 1

El movimiento de los fluidos se puede ver ligeramente frenado por el rozamiento entre sus partículas en la dirección de su desplazamiento. Este fenómeno es mucho más importante en los líquidos que sufren una pérdida apreciable de energía y de presión a medida que se mueve por tuberías o canales.⁴

4.1.1.1. Viscosidad dinámica y cinemática. En la Ley de Newton enunciada anteriormente, η es la viscosidad absoluta o coeficiente de viscosidad dinámica; despejando este valor en dicha ecuación se tiene⁵:

Ecuación 2. Viscosidad Dinámica

$$\eta = \frac{F}{S} \frac{dx}{dv} = \tau \frac{dx}{dv} \quad \text{Siendo la relación } F/S \text{ el rozamiento por unidad de}$$

Fuente. <http://www.areaciencias.com/fisica/propiedades-de-los-fluidos.html>

El rozamiento en los líquidos se corresponde con el esfuerzo cortante en los sólidos. Se sabe que, el esfuerzo cortante en los sólidos, origina a veces otros esfuerzos como los de tracción y compresión; lo equivalente en los líquidos es que originan variaciones de presión, de tal modo, que la presión media sobre un elemento considerado, puede verse afectada por una pequeña variación en

Ecuación 3. Viscosidad Cinemática

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}$$

Fuente. <http://www.areaciencias.com/fisica/propiedades-de-los-fluidos.html>

⁴ Propiedades de los fluidos [Consultado 14 Octubre de 2015] Disponible en:

<http://www.areaciencias.com/fisica/propiedades-de-los-fluidos.html>

⁵ CENGEL, Yunes, A. Mecanica de Fluidos, Fundamentos y aplicaciones, primera edición. Editorial Mac Graw Hill. pp 36

Unidades.- El Poise es la viscosidad absoluta □□o dinámica de un fluido en el cual, la fuerza de una dina actuando sobre una capa de 1 cm² de superficie, le imprime una velocidad de 1 cm/seg a otra capa paralela a la misma superficie, situada a 1 cm de distancia.

$$\frac{\text{Newton}}{m^2 \cdot \frac{m}{s}} = \frac{N}{m^2 \cdot \frac{m}{s}} = Pa(SI)$$

$$\frac{\text{dina}}{cm^2 \cdot \frac{cm}{s}} = \frac{N}{s^2 \cdot \frac{cm^3}{s}} = \frac{g}{cm \cdot s} = Poise(CGS)$$

4.1.2. Densidad. Es la cantidad de masa por unidad de volumen de una sustancia. Se utiliza la letra griega ρ [Rho] para designarla. La densidad quiere decir que entre más masa tenga un cuerpo en un mismo volumen, mayor será su densidad.

ρ=masa/volumen

La unidad de densidad en el S.I. es el kg/m³.

Los gases son muchos menos densos que los líquidos. Se puede variar la densidad de un gas modificando la presión o la temperatura en el interior del recipiente que lo contiene.

Los líquidos solo alteran ligeramente su densidad con los cambios de temperatura. La diferencia de densidad entre los líquidos puede impedir que se mezclen homogéneamente, flotando uno sobre el otro, como ocurre con el aceite y el agua.

4.1.2.1. Peso específico. El peso específico es peso/volumen. El peso depende del campo gravitacional. (En el campo de la tierra, es la fuerza de la gravedad actuando sobre una masa dada, en una localidad determinada). Consecuentemente, el peso específico, en contraste con la densidad, depende del campo gravitacional⁶

4.1.3. Fluides. Es parecido a la viscosidad pero lo contrario. Es una propiedad de líquidos y gases que se caracteriza por el constante desplazamiento de las partículas que los forman al aplicarles una fuerza.

Los gases se expanden ocupando todo el volumen del recipiente que les contiene, ya que no disponen ni de volumen ni de forma propia. Por esta razón los recipientes deben estar cerrados⁷.

Los líquidos si mantienen su volumen, aunque adoptan la forma del recipiente hasta alcanzar un nivel determinado, por lo que pueden permanecer en un recipiente cerrado.

4.1.4. Presion de los fluidos. Presión es fuerza/área. Si un volumen de materia es aislado como un cuerpo libre, el sistema de fuerzas que actúan sobre el volumen incluye fuerzas de superficie, actuando sobre cada elemento del área que encierra al volumen.

En general, una fuerza superficial tendrá componentes perpendiculares y paralelas a la superficie. En cualquier punto, la componente perpendicular por unidad de área es llamada esfuerzo normal. Si éste es un esfuerzo de compresión, es llamado intensidad de la presión o simplemente presión.

La presión es una cantidad escalar, y la fuerza asociada a una presión dada actuando sobre una unidad de área es $p \, dA$, y tiene la dirección de la normal 'al área dA . Así, en un punto en el interior de una masa de fluido, la dirección de la

⁶ DAILY, James W. y HARLEMAN Donald R.F. Dinámica de los fluidos con aplicación en Ingeniería, Editorial Trillas, México, 1975

⁷ CENGEL, Yunes, A. Mecanica de Fluidos, Fundamentos y aplicaciones, primera edición. Editorial Mac Graw Hill. pp 38-39

fuerza de presión depende de la orientación del plano o «corte» a través del punto.

La presión puede medirse con respecto a un valor cero absoluto (llamada presión absoluta) o con respecto a la presión atmosférica en la localidad en que la medimos (llamada presión manométrica).

Así, $P_{\text{manométrica}} = P (\text{absoluta}) - P_{\text{atm}} (\text{absoluta})$.

La atmósfera estándar es una presión definida como 1 atmósfera estándar = 1.033 kg/cm² (absoluta). En casos no usuales, los líquidos soportarán esfuerzos de tensión que serán denotados como presiones absolutas negativas.

4.1.5. Temperatura. Temperatura de dos cuerpos en equilibrio térmico muestran el mismo valor para la propiedad que llamamos temperatura. Los cambios en la temperatura causan cambios en otras propiedades de la materia y nos proporcionan métodos de medida. Un ejemplo es la expansión del mercurio con el incremento de la temperatura, mientras otro, es el incremento en la presión de un gas con volumen constante, al elevarse su temperatura.

4.2. MECANICA DE FLUIDOS

Es la ciencia que trata de la determinación de las fuerzas que actúan sobre las partículas de un fluido y su respuesta sus fuerzas. La mecánica de fluidos se divide en Estática y Dinámica de fluidos, es decir, aquellos en los que sus diferentes partículas están en reposo o moviéndose con la misma velocidad, no existiendo por lo tanto esfuerzos cortantes en el fluido⁸.

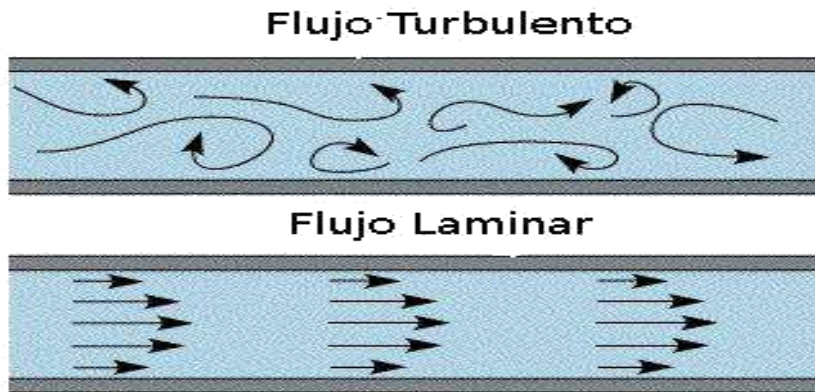
En todo proceso industrial hay determinadas variables que permiten obtener información sobre las condiciones de operación, y que requieren ser medidas correcta y confiablemente para lograr el éxito en el desarrollo del mismo.

⁸ WHITE, Frank, M. Mecanica de Fuidos. Quinta edición. Editorial Mac Graw Hill. pp 155-156.

Estas variables son: Velocidades de flujo, presiones, temperatura, etc.⁹

4.2.1. Regímenes de flujos de fluidos en tuberías. Hay dos tipos diferentes de flujo de fluidos en tuberías:

FIGURA 3. Regímenes de flujo



Fuente tomada de: <http://fisica.laguia2000.com/dinamica-clasica/flujo-laminar-y-flujo-turbulento>

4.2.1.1. Flujo laminar. Existe a velocidades más bajas que la crítica, se caracteriza por el deslizamiento de capas cilíndricas concéntricas una sobre otras de manera ordenada se determina que hay flujo laminar cuando el número de Re (Reynolds) es menor de 2000¹⁰.

4.2.1.2. Flujo transicional. También llamado flujo crítico, existe cuando el caudal se incrementa después de estar en flujo laminar hasta que las láminas comienzan a ondularse y romperse en forma brusca y difusa. Se determina cuando el número de Re tiene valores entre 2000 y 4000.

⁹ USAQUEN, L. Jairo Ernesto, Principales problemas operacionales para el transporte de crudo pesado a través del Oleoducto Velásquez – Galán y recomendación para su posible solución – Campo Velasquez. Bucaramanga 2004. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos). Universidad Industrial de Santander.

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

¹⁰ POTTER, Merle, C. & WIGGER, David, C. Tercera Edición. Editorial Ciencias.pp 242-244

4.2.1.3. Flujo turbulento. Existe a velocidades mayores que la crítica, cuando hay un movimiento irregular e indeterminado de las partículas del fluido en direcciones transversales a la dirección principal de flujo. Es determinado cuando el número de Re tiene valores mayores a 4000.

4.2.2. Numero de Reynolds. Relaciona la fuerza de inercia y fuerza de viscosidad. Para calcular el número de Re tenemos la siguiente ecuación¹¹:

Dónde:

Ecuación 4 Número de Reynolds

$$Re = \frac{\rho * D * v}{\mu}$$

Re = número de Reynolds

ρ = densidad (lb/pie³) D = diámetro ID, ft.

V = velocidad de flujo (pie/seg).

μ = viscosidad (lb/ft-seg). Para gases se utiliza:

Ecuación 5 Número de Reynolds

$$Re = \frac{20100Q_g SG}{d \cdot \mu}$$

Dónde:

SG = gravedad específica del gas a condiciones standard (adimensional)

d = diámetro interior de tubería, in (pulgadas)

μ = viscosidad del gas, cp (centipoise)

Qg = flujo de gas, en MMSCF (millones de pies cúbicos standard).

¹¹ Regimnes flujos de fluidos [Consultado 19 Octubre de 2015] Disponible en <http://fisica.laguia2000.com/dinamica-clasica/flujo-laminar-y-flujo-turbulento>

4.2.3.Ecuacion general para el balance de energia mecanica. El teorema de Bernoulli es una forma de expresi3n de la aplicaci3n de la ley de la conservaci3n de la energa al flujo de fluidos en tuberías.

Ecuaci3n 6. Balance de Energía para dos puntos de un fluido seg3n Bernoulli

$$Z_1 + \frac{144P_1}{\rho_1} + \frac{v_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{144P_2}{\rho_2} + \frac{v_2^2}{2g} + HL$$

D3nde:

Z = elevaci3n de la cabeza, ft P = presi3n, psi

ρ = Densidad, lb/ft³

v = velocidad, pie (ft)/seg.

g = constante gravitacional

H_L= perdida de presi3n de cabeza por fricci3n, psi.

Para calcular H_L utilizamos la ecuaci3n de Darcy:

Ecuaci3n 7. Darcy

$$h_f = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g}$$

Fuente:<http://raquel-virginia.blogspot.com.co/2009/05/el-principio-de-bernoulli.html>

D3nde

f = factor de proporcionalidad (factor de fricci3n).

L = longitud de tubería en pies.

D = diámetro de tubería.

Si conocemos en los dos puntos 1 y 2 Z, P, D respectivamente se puede calcular f3cilmente la velocidad de flujo.

Para diseño de facilidades en ocasiones se asume que Z₁ – Z₂ es cero por lo que la ecuaci3n de Bernoulli nos queda:

$$P_1 - P_2 = \Delta P = \frac{\rho HL}{144}$$

ó

$$\Delta P = 0.0013 \frac{fLv_2}{d}$$

Donde:

d = diámetro interior de la tubería (ID), in. Para determinar **f** utilizamos el gráfico Moody.

Para flujos turbulentos necesitamos el factor de rugosidad (ϵ/d).

TABLA 1 Rugosidad de tuberías

TIPO DE TUBERIA	RUGOSIDAD (ft)	RUGOSIDAD (in)
(Limpia y nueva)		
Concreto (unlined concreto)	0.0001- 0.01	0.012 - 0.12
Castirón – uncoated.	0.00085	0.01
Galvanized iron	0.0005	0.006
Carbon stell	0.00015	0.0018
Fiberglass	0.00002515	0.0003
Draw tubing	0.000005	0.00006

4.3. TEORIA DE LA REDUCCION DE FRICCION

La caída de presión es causada por la resistencia a la que se enfrenta el fluido circulante que está en contacto con la pared del oleoducto.

Por lo general, hay dos tipos de flujo: laminar y Turbulento. Las presiones de fricción que se observan en el flujo laminar no pueden ser modificadas a menos que se modifiquen las propiedades físicas del fluido. La clase actual de DRA no cambia las propiedades del fluido y por lo tanto es efectivo únicamente con el flujo turbulento. En la mayoría de oleoductos, el líquido fluye a través de la tubería en una trayectoria turbulenta. Por lo tanto el DRA actual puede funcionar en la mayoría de tuberías.

En una trayectoria de flujo turbulento, las moléculas de fluido se mueven de manera aleatoria, o que hace que la mayor parte de la energía que se les aplica se desperdicie como remolinos y otros movimientos aleatorios. El DRA funciona mediante una interacción de las moléculas del polímero con la turbulencia del fluido circulante¹².

Para comprender cómo los reductores de fricción hacen que disminuya la turbulencia, es necesario describir la estructura del flujo turbulento en un oleoducto. El flujo turbulento en un oleoducto tiene 3 partes que la componen. En la mitad exacta del oleoducto hay un centro turbulento. Esta es la región más grande incluye a mayor parte del fluido del oleoducto. Esta es la zona donde ocurren los remolinos y los movimientos aleatorios del flujo turbulento. En el sector más cercano a la pared del oleoducto se encuentra la subcapa de flujo laminar. En esta zona el fluido se mueve de manera lateral y en láminas. Entre la capa de flujo laminar y el centro turbulento se encuentra la zona intermedia.

La reducción de fricción ocurre debido a la supresión o disipación de la energía por remolinos turbulentos que se presenta cerca de la pared del oleoducto durante el flujo turbulento.

¹² PEREZ, Ricardo. Heavy Oilflow Assurance, Mexico 2013. Pp 2-3

Aún hay mucho que aprender sobre la reducción de fricción polimérica y mucho que aprender sobre el fenómeno de la turbulencia. Investigaciones recientes en el área demuestran que la zona intermedia es muy importante porque es allí donde se forma la turbulencia en primer lugar.

Una parte de la subcapa del flujo laminar denominado “Estría” se dirige de vez en cuando a la zona intermedia. Allí, la estría comienza a oscilar y a formar torbellinos, moviéndose más rápido a medida que se acercan al centro turbulento. Finalmente la estría se vuelve inestable y se rompe mientras arroja fluido dentro del centro del flujo. Esta eyección de fluido en el centro turbulento se denomina ruptura turbulenta. El movimiento de ruptura y el crecimiento de estos en el centro dan como resultado el desperdicio de energía.

Los polímeros reductores de fricción interfieren con el proceso de ruptura y reducen la turbulencia en el centro. Los polímeros absorben la energía de la estría, como un amortiguador, y por lo tanto las reducen las rupturas turbulentas posteriores. Como tal se cree que los polímeros reductores de fricción son más activos en la zona intermedia.¹³

4.3.1. Aplicaciones de los mejoradores de flujo. Los DRA disminuyen la pérdida de presión por fricción de las tuberías al reducir la turbulencia del flujo. Este cambio permite a los operadores incrementar la producción y ganar un mayor porcentaje. Los agentes de fricción LSPI han duplicado la producción de los oleoductos.

¹³ Reductor de fricción [Consultado 11 Junio de 2015] Disponible en:
<http://es.lubrizolspecialtyproducts.com/about-dra/how-dra-works>

5. CAPACIDAD OPERATIVA DE LA INFRAESTRUCTURA DEL OLEODUCTO APIAY – PORVENIR

5.1. RESEÑA

La Planta Apiay inicio actividades operacionales el día 8 de Agosto del año 1989. Esta planta es el punto de partida del sistema de transporte denominado Oleoducto Central de Los llanos.

Dados los incrementos de producción de crudos pesados y livianos en los Departamentos de Meta y Casanare, la Planta ha venido presentando cambios en su infraestructura para optimizar el manejo de los mayores volúmenes generados en la zona.

La Planta Apiay se localiza en el municipio de Villavicencio, Departamento del Meta, en el kilómetro 35 de la vía que conduce de Villavicencio al municipio de Puerto López.

5.2. GEORREFERENCIACIÓN

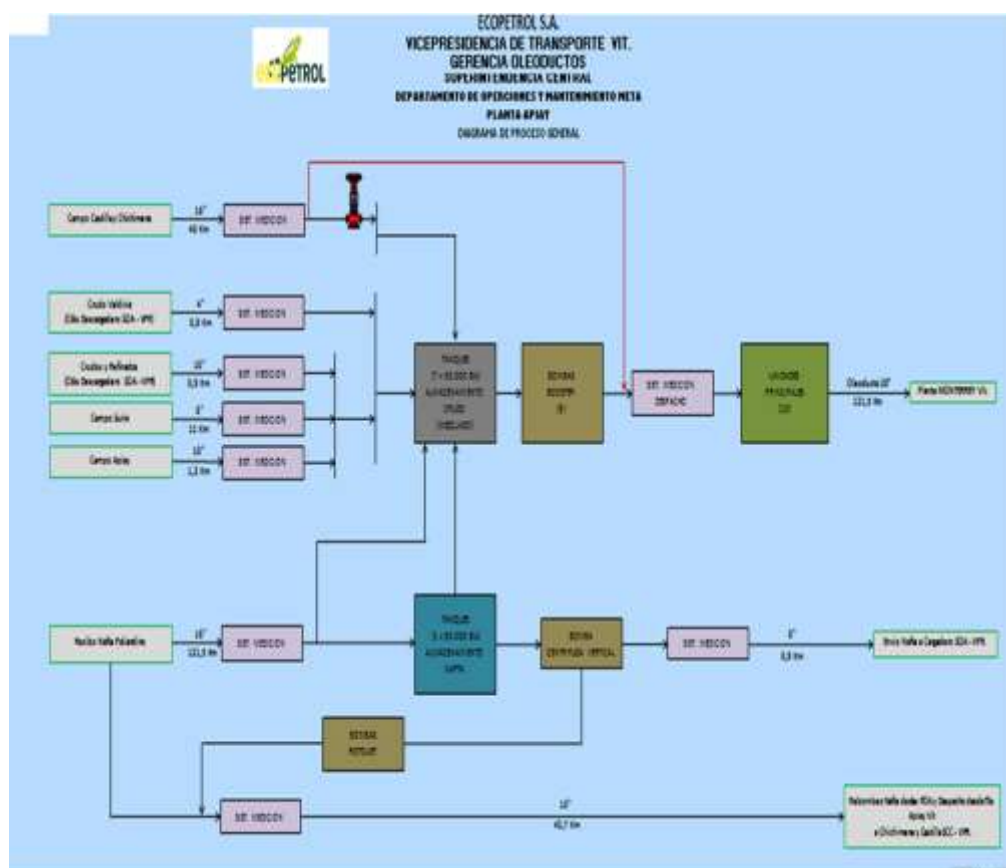
N - 04° 5,135'

W - 73° 22,732'

Altura sobre el nivel del mar 460 metros.

5.3. ESQUEMA OPERATIVO DE PLANTA APIAY VIT

FIGURA 4. Diagrama de Procesos de Planta Apiay VIT



Fuente: Esquema Operativo Fuente: Manual de Operación Planta Apiay VIT

Planta Apiay VIT es una planta de transferencia y custodia donde se realizan la mezcla castilla de acuerdo con las especificaciones contractuales exigidas por Ocesa, planta en la cual se reciben crudo de las Estaciones de Apiay, Suria, Valdivia, Castilla, Chichimene, Acacias por oleoductos y algunos campos menores los cuales se reciben a través de Vehículos Cisternas.

La Planta Apiay, perteneciente al sistema Oleoducto Central de los Llanos, está en disposición de almacenar y transportar los volúmenes de crudos provenientes del área de los Llanos (Castilla – Chichimene – Acacias – Suria – Valdivia/Almagro – Apiay – Reforma - Libertad) y todas aquellas otras corrientes que se produzcan en estos sectores, principalmente lo relacionado con los departamento de Meta y Casanare.

De esta manera describo las líneas de recibos por oleoductos:

TABLA 2. Líneas de Recibo

ITEM	NOMBRE LÍNEA	TIPO CRUDO	DIÁMETRO LÍNEA	GRAVEDAD ρ_{api}
1	Línea de recibo Aplay	Mezcla	8"	19.0
2	Línea de recibo Suria	Mezcla	10"	19.5
3	Línea de despacho a Chichimene	Nafta	10"	71
4	Línea de recibo Carrotanques	Mezcla - Nafta – Refinados	10"	VARIOS API
5	Línea Recibo Valdivia - Transferencias	Mezcla - Transferencias	4"	VARIOS API
6	Línea de recibo Castilla	Castilla + Chichimene + Nafta	16"	17.3
7	Línea de recibo Poliandino	Nafta	16 "	72.2

5.4. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

La Planta dispone de siete tanques de techo flotante de 50.000 Barriles cada uno, adicionalmente cuenta con un tanque de relevo con una capacidad de 5.000 Barriles.

5.4.1. Tanques de almacenamiento de crudo se relacionan de esta manera:

- TAG: TK 401

Capacidad de Almacenamiento: 50.000 Bls.

Tipo de Tanque: Tanque de techo flotante.

- TAG: TK 402

Capacidad de Almacenamiento: 50.000 Bls.

Tipo de Tanque: Tanque de techo flotante

- TAG: TK 403

Capacidad de Almacenamiento: 50.000 Bls.

Tipo de Tanque: Tanque de techo flotante

- TAG: TK 404

Capacidad de Almacenamiento: 50.000 Bls.

Tipo de Tanque: Tanque de techo flotante

- TAG: TK 405

Capacidad de Almacenamiento: 50.000 Bls.

Tipo de Tanque: Tanque de techo flotante

- TAG: TK 406

Capacidad de Almacenamiento: 50.000 Bls.

Tipo de Tanque: Tanque de techo flotante

- TAG: TK 407

Capacidad de Almacenamiento: 50.000 Bls.

Tipo de Tanque: Tanque de techo flotante

5.4.2. Tanques de almacenamiento de nafta

- TAG: K -8101

Capacidad de Almacenamiento: 50.000 Bls.

Tipo de Tanque: Tanque de techo de membrana con Domo.

5.4.3. Tanque de seguridad y relevo

- TAG: TR -101

Capacidad de Almacenamiento: 5.000 Bls.

Tipo de Tanque: Tanque Fijo

5.4.4. Capacidad de Almacenamiento

TABLA 3. Capacidad de Almacenamiento

<i>Tanque</i>	<i>Capacidad</i>
7 Tanques para crudo	350.000 Bls.
1 Tanque para Nafta	50.000 Bls.
1 Tanque de relevo	5.000 Bls.

FIGURA 5 Vista panorámica de los tanques



5.5. SISTEMA DE MEDICIÓN DE DESPACHO

La unidad Lact de Medición de crudo Mezcla castilla despachado desde Apiay – Porvenir está compuesta de 3 Medidores másicos tipo Coriolis y un probador compacto dedicado para la calibración y verificación mensual de los 3 brazos de medición.

Adicionalmente se cuenta con el servicio de Certificación de calidad y Cantidad de hidrocarburos, el cual apoya en la gestión de los sistemas de medición, control estadístico y metrológico

5.5.1. Capacidad de Medición

TABLA 4 Capacidad de medición

Medidor	Flujo Max BPH	Capacidad día BPD	Capacidad del sistema	
			BPH	BPD
FMT-3304	3274	78576	11021	264504
FMT-3305	3342	80208		
FMT-3306	4405	105720		

Capacidad del probador compacto = 4500 BPH máximo.

5.6. SUMINISTRO DE ENERGÍA

La planta de alimenta de 3 sistemas eléctricos así:

- **Generador Local:** Alimenta en casos de emergencias los sistemas básicos de control y alumbrado en áreas de oficinas administrativas.
- **Termoeléctrica OCOA - SURIA:** Suministra energía para la operación de los motores de las bombas principales de despacho y bombas booster, para la operación de los sistemas de control, oficinas y alumbrados perimetrales.
- **Interconexión EPM:** Suministra en forma alternativa la energía suministrada por la Termoeléctrica de OCOA – SURIA en los casos de falla o mantenimiento de la misma.

5.7. SISTEMA DE BOMBEO

5.7.1. Unidades de bombeo principales. La Planta posee en total diez unidades principales eléctricas de desplazamiento positivo IMO tipo tornillo flotante. Estas unidades trabajan con una presión de succión en operación normalmente entre 70 y 130 psi y elevan la presión de descarga en valores que van desde 500 a 1.900 psi y se encuentran identificadas así:

TABLA 5 Unidades de bombeo principales

<i>TAG Unidad</i>	<i>Tipo de bomba</i>	<i>Variador</i>	<i>Capacidad BPH</i>
3410	DP Tipo tornillo flotante	NO	1300
3420	DP Tipo tornillo flotante	SI	1300
3430	DP Tipo tornillo flotante	SI	1300
3440	DP Tipo tornillo flotante	SI	1300
3450	DP Tipo tornillo flotante	NO	1300
3460	DP Tipo tornillo flotante	SI	1300
3470	DP Tipo tornillo flotante	NO	1300
3480	DP Tipo tornillo flotante	NO	1300
3490	DP Tipo tornillo flotante	NO	1300
34A00	DP Tipo tornillo flotante	SI	3500

De acuerdo con Tabla 5 la capacidad del sistema de bombeo de las unidades principales es de 15200 BPH y 364800 BPD.

5.7.2. Unidades Booster. Se tienen 2 bombas booster marca Ingersoll Rand, las cuales tienen una capacidad de 30.000 BPD cada una, que elevan la presión de descarga de los tanques de almacenamiento de 5 Libras a 130 Libras, estas bombas cuentan con motores eléctricos.

Adicionalmente se cuenta con 4 bombas de tornillos fijas, las cuales tienen una capacidad de 75.000 Barriles día cada una, operando con restricción al 80%. En total tendríamos una capacidad instalada de 288.000 BPD.

5.8. OLEODUCTO APIAY – PORVENIR

El sistema de oleoducto de 20" Apiay – Monterrey- Porvenir se construyó para transportar crudo Castilla diluido 18° API y viscosidad de 300 cst o menor, producido en el departamento del Meta, desde Apiay Km (0) hasta Km (125) en el Porvenir a través de los departamentos del Meta y Casanare por llanuras y pequeñas montañas de vocación ganadera y agrícola.

5.8.1. Ruta del oleoducto El oleoducto Apiay – Porvenir tiene como propósito principal transportar los crudos pesados de los campos de Castilla y Chichimene, mezclados con crudos livianos de Apiay, Suria, transferencias de planta de gas, transferencias de refinados de planta de Asfalto y Nafta provenientes de la refinería de Barrancabermeja e importada.

Los crudos recibidos en Apiay son almacenados y mezclados para poder ser transportados por el oleoducto con unas especificaciones de mínimo 18 ° API, BSW< 0,8% y viscosidad a 30 °C < 300 cst.

La ruta del oleoducto se desarrolla por el actual corredor de las líneas existentes de 12 "Gasoducto Cusiana – Apiay y poliducto andino de 16" Apiay – Monterrey. Inicia en Planta Apiay (285 m.s.n.m) en dirección norte, atraviesa el departamento del Meta desde su origen central hasta la estación Monterrey (530m.s.n.m) ubicada en el municipio de Monterrey en el departamento del

Casanare. De aquí el oleoducto en dirección noroeste hacia la estación Altos Porvenir (1249 m.s.n.m) a 6 km de distancia desde donde se envía el crudo por gravedad a la estación, el Porvenir de Oleoducto OCENSA.

FIGURA 6. Esquema de Oleoducto Apiay - Porvenir

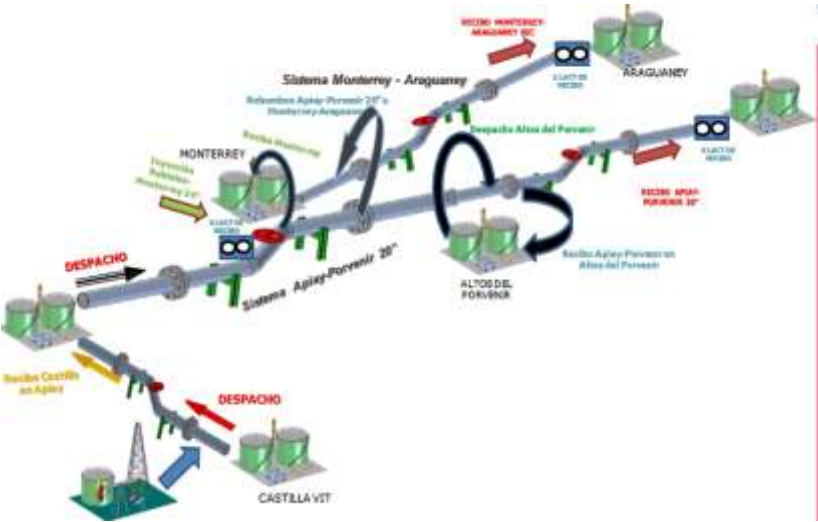


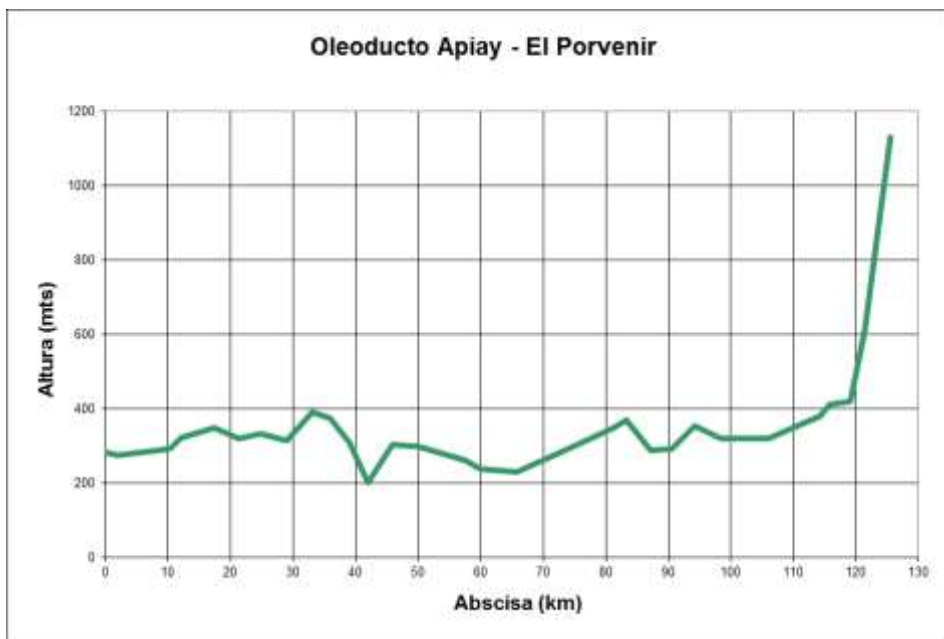
FIGURA 7. Mapa de infraestructura petrolera de Colombia



Fuente http://www.ecopetrol.com.co/especiales/mapa_infraestructura.htm

TABLA 6 .Perfil Hidráulico línea Apiay - Porvenir

SITIO	ABSCISA REAL (km)	ALTURA (m)
APIAY	0,00	285
	2,00	277
	8,30	290
	10,45	294
	12,18	323
	17,35	350
	21,34	320
	24,78	335
	29,00	316
	33,10	392
	35,92	376
	39,00	309
	42,00	202
	45,95	305
	49,90	300
	57,40	262
	60,00	240
	65,71	230
	73,15	287
	81,18	350
	83,25	370
	87,25	290
	89,00	291
	89,00	291
	89,45	291
	89,45	291
	90,40	292
	94,20	356
	98,40	320
	98,40	320
	106,00	320
	114,25	380
	115,85	412
	119,10	420
	119,10	420
MONTERREY	121,40	615
EL PORVENIR	123,10	835
	125,47	1132



5.8.2. Características del oleoducto

- Longitud = 125 km
- Diámetro externo = 20"
- Material = API 5LX60
- Presión máxima de diseño = 2200 psi
- Presión máxima de operación = 1950 psi
- Flujo máximo = 9200 BPH
- Recubrimiento = ICAT-LS-2001
- Valvulas de seguridad y presión de disparo
 - PSV -3606 calibrada 2100 psi
 - PSV-3607 calibrada 2105 psi

6. VARIABLES CRÍTICAS DE LA OPERACIÓN DEL OLEODUCTO

El estudio desarrollado se centraliza en la optimización del oleoducto mediante el uso del reductor de fricción DRA para la cual inicialmente se validó la infraestructura disponible y toma como referencia el periodo de Julio 2012 – Agosto 2013, donde se identifica la necesidad de optimizar el oleoducto, ya que los requerimientos operativos de los campos de producción Castilla, Chichimene y Acacias que optimizaron su producción para alinearse con las metas corporativas de Ecopetrol de producir un millón de barriles en toda Colombia.

En el transporte de hidrocarburos pesados se identifican 2 variables importantes:

- Calidad del Hidrocarburo
- Infraestructura disponible para el transporte.

6.1. CALIDAD DEL HIDROCARBUROS.

La calidad es un factor determinante en el transporte de crudos pesados por su gran dificultad debido a las altas viscosidades que generan restricción al flujo, según el API clasifica el petróleo en crudos livianos, medianos, pesados y Extra pesados, donde la mezcla castilla que es el producto que se transporta desde Planta Apiay hasta la Planta del Porvenir de Orensa se sitúa en la categoría de crudos pesados que tiene un rango 10° API – 22°API.

Desde el punto de vista químico, el crudo pesado es el resultado de un sistema coloidal, compuesto de asfáltenos enlazados en un solvente constituido de máltenos. Estudios establecen que el origen de la alta viscosidad es la interacción de las partículas de asfáltenos y sus fuertes enlaces¹⁴.

¹⁴ GATEAU, P., & Henaut & Barré & otros. Heavy oil dilution. 5, Peris: institute Francais du Pétrole, 2004, Oil & Gas Science and technology, Vol. 59.

En planta Apiay se logró reducir la viscosidad por medio de la dilución con productos medianos de Apiay, Suria, livianos de transferencia de la Planta de gas, planta de asfalto, nafta proveniente de la refinería de barranca e importada.

Como opciones de dilución están los condensados con buena eficiencia, o los hidrocarburos ligeros con API de 35 ° a 42° pero menos eficientes, ambos pueden generar floculación. La nafta llega como la mejor alternativa de dilución por su alto API permite una buena dilución del crudo. Muestra una buena compatibilidad con los asfáltenos y permite su recuperación¹⁵.

Pequeños porcentajes de diluyentes tiene un efecto marcado en la viscosidad de la mezcla, dada por su relación exponencial.

La planta Apiay cuenta actualmente con la aplicación del método empírico de mezclas Refutas, el cual tiene una condición adicional que ha sido implementada por el personal operaciones.

La mezcla debe cumplir con las especificaciones establecidas contractualmente con Ocesa que es:

- API > 18 °API.
- BSW < 0,8%
- Viscosidad < 300 Cst a 30°C.

Se analizaron los datos de calidad del periodo Julio 2012 – Agosto 2013 controlando que la Viscosidad < 300 Cst y API > 18° API.

¹⁵ GONZALEZ, J., escogido, D. y Urribarri, O. Part 1: Transportation of Heavy Crude Oil and natural Bitumen. [ed.] Maraven S.A. Estadon Zulia: s.n.

FIGURA 8. Tendencias de API

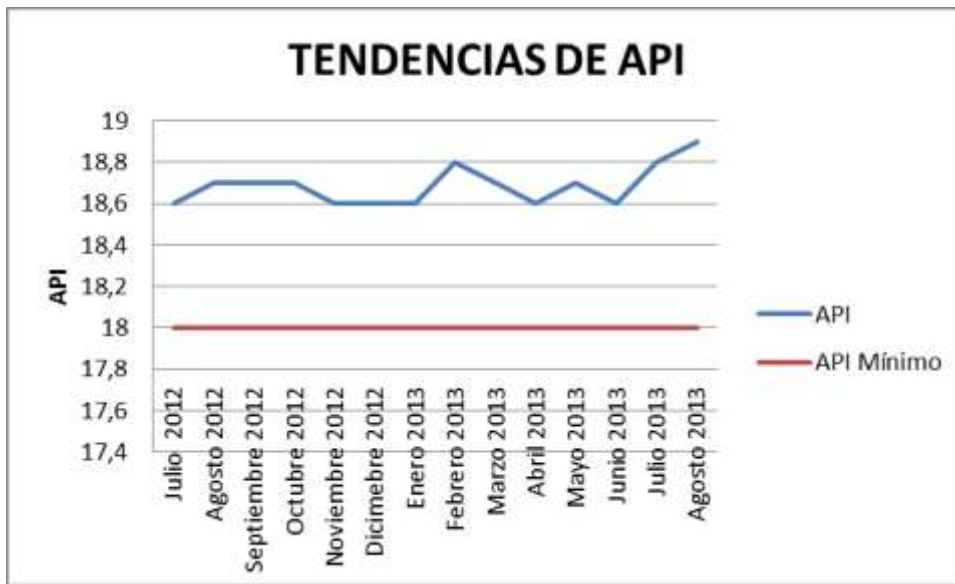


FIGURA 9. Tendencias de BSW



FIGURA 10 .Tendencias de Viscosidad Cinemática a 30 ° C



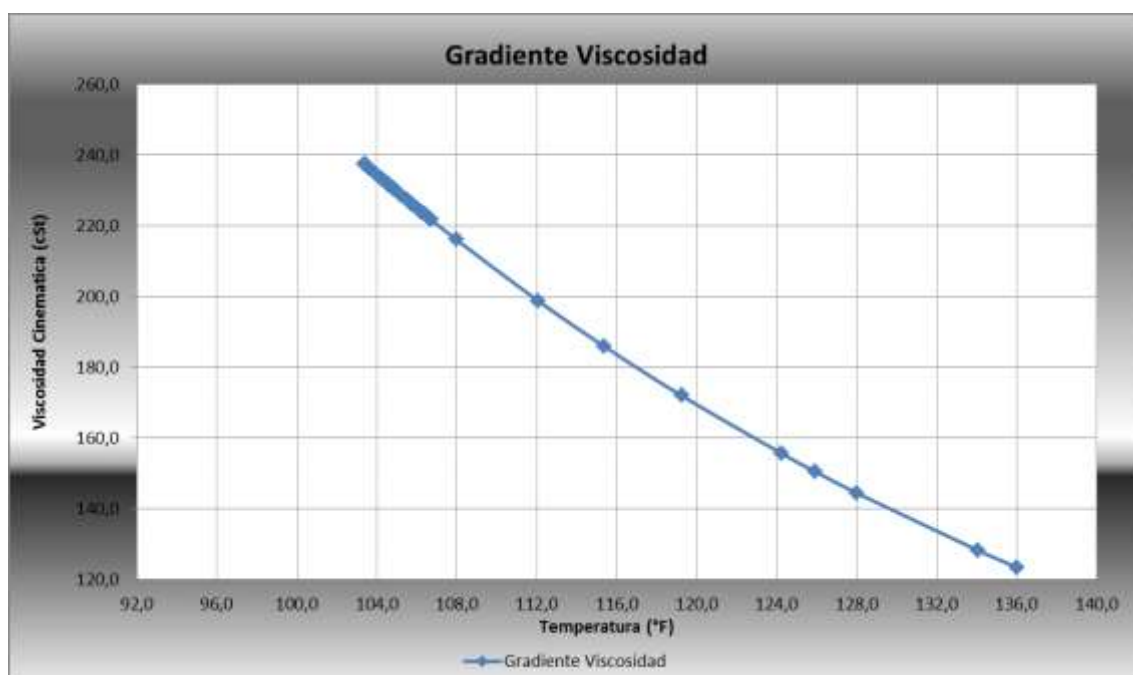
De acuerdo con las tendencias de calidad recopiladas del periodo Julio 2012 a Agosto 2013 se observa que las condiciones de calidad se mantienen controladas dentro de los parámetros establecidos contractualmente con OCENSA y la viscosidad con valores cercanos a 300 Cst que es el valor límite. De esta manera se observa que se está usando racionalmente el diluyente y las mezclas se están realizando de una manera óptima con procesos controlados.

Se relaciona, mediante los datos obtenidos por operaciones de Planta Apiay, la gradiente de Viscosidad de la línea con respecto a la temperatura.

TABLA 7. Gradiente de Viscosidad del Oleoducto.

Km	Temperatura lineal °F	Cinemática Cst
0,0	136,0	123,4
2,0	134,1	128,1
8,3	128,0	144,4
10,5	125,9	150,5
12,2	124,2	155,6
17,4	119,2	171,9
21,3	115,4	185,8
24,8	112,1	198,7
29,0	108,0	216,0
33,1	106,7	221,6
35,9	106,6	222,1
39,0	106,5	222,7
42,0	106,4	223,2
46,0	106,2	223,9
49,9	106,1	224,6
57,4	105,8	225,9
60,0	105,7	226,4
65,7	105,5	227,4
73,2	105,2	228,7
81,2	104,9	230,1
83,3	104,8	230,5
87,3	104,7	231,2
89,0	104,6	231,5
89,0	104,6	231,5
89,5	104,6	231,6
89,5	104,6	231,6
90,4	104,5	231,8
94,2	104,4	232,5
98,4	104,2	233,3
98,4	104,2	233,3
106,0	104,0	234,7
114,3	103,6	236,2
115,9	103,6	236,5
119,1	103,5	237,1
119,1	103,5	237,1
120,7	103,4	237,4

FIGURA 11. Gradiente de Viscosidad Oleoducto



6.2. INFRAESTRUCTURA DISPONIBLE PARA EL TRANSPORTE DEL CRUDO CASTILA DESDE APIAY - PORVENIR.

En el ítem 6. Se evaluó la capacidad operativa en el siguiente cuadro se relaciona la capacidad de cada uno de los componentes de la infraestructura de transporte.

TABLA 8. Capacidad máxima operativa

SISTEMA	CAPACIDAD	
Almacenamiento hidrocarburos	405.000 Bls Netos	
Sistema de Medición Despacho	11021 BPH	264504 BPD
Unidades de Bombas Principales	15200 BPH	364800 BPD
Unidades Booster	15000 BPH	360000 BPD

Oleoducto	9200 BPH	220800 BPD
-----------	----------	------------

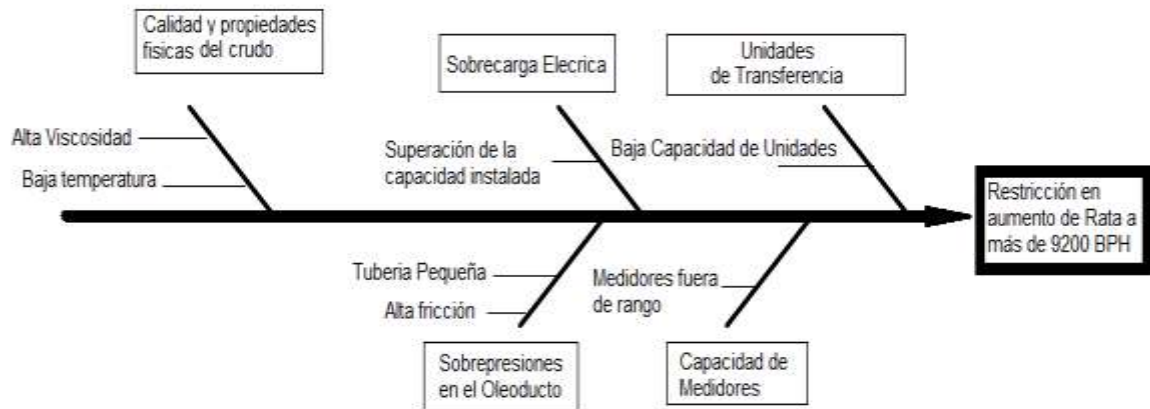
De acuerdo con este cuadro podemos identificar que el elemento que limita el sistema de transporte de Apiay – Porvenir es Oleoducto Apiay – Porvenir de 20” con capacidad máxima de transporte de 220800 BPD.

6.3. DETERMINACIÓN DE LA VARIABLE DE MAYOR CRITICIDAD PARA LA OPERACIÓN

Por otra parte, y de forma complementaria, se realizó captura de variables mediante la revisión exhaustiva, mes tras mes, en el periodo transcurrido entre julio de 2012 y agosto de 2013, de los registros operativos diarios y de entrega de turnos. Las novedades que se consideraron fundamentales en la medida de su frecuencia e impacto y fueron utilizadas para elaborar el diagrama causa-efecto de la figura 13.



La figura 13 muestra las causas comunes operativas que repercuten traumáticamente en el incumplimiento de la nominación asignada por programación de crudo por paradas de bombeo no planeadas.



La figura 14 muestra las dificultades operativas contingentes encaminadas al cumplimiento de volumen por causa de una baja cultura proyectual.

Cada análisis conlleva inequívocamente a que los traumatismos en misión de transportar más, sobrevienen como consecuencia de déficit en la capacidad instalada de herramientas y equipos en las que se destacan por ponderación de variables; Unidades de Bombeo Principales, Unidades Booster, Sistema de Medición de Despacho, Oleoducto, Almacenamiento de hidrocarburos y Calidad del crudo. Dicha ponderación se obtuvo vinculando al análisis el tiempo de suspensión de actividades de bombeo.

En el siguiente cuadro comparativo se relacionan variables identificadas y se identifica la variable de mayor criticidad y la cual genera la mayor restricción al Sistema, ordenándolos con su grado de criticidad de 1 a 6, siendo 6 el grado Crítico.

SISTEMA	CAPACIDAD	Grado de Criticidad
Calidad	No genera restricción porque variable se logró controlar medio de la dilución cumple especificaciones contractuales transporte	1
Almacenamiento hidrocarburos	405.000 Bls Netos	2
Unidades de Bombeo Principales	364800 BPD	3
Unidades Booster	360000 BPD	4
Sistema de Medición Despacho	264504 BPD	5
Oleoducto	220800 BPD	6

De acuerdo con este cuadro de criticidad se identificó que la variable con mayor grado de criticidad es el Oleoducto, ya que su máxima capacidad operativo es de 220800 BPD, lo cual restringe la máxima capacidad operativa del oleoducto a 220800 BPD.

7. PROPIEDADES Y FUNCIONALIDAD DEL REDUCTOR DE FRICCION

La pérdida de energía de presión que experimenta un líquido al desplazarse por un sistema de tuberías se denomina pérdidas por fricción y dependen principalmente de:

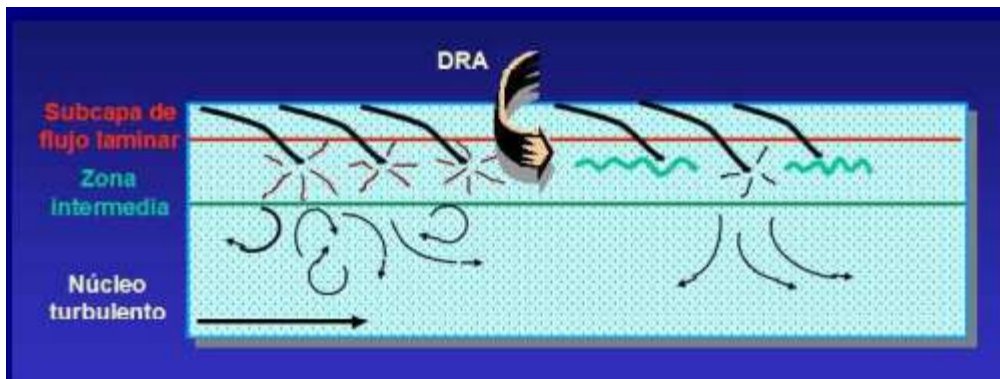
- Viscosidad del liquido
- Densidad del liquido
- Diámetro del tubo
- Rugosidad interna del tubo
- Longitud del tubo

Esta pérdida se debe principalmente al roce del líquido con las paredes del que lo contiene, más la fricción interna entre las moléculas del líquido al experimentar una resistencia al movimiento relativo de sus moléculas, debido a la viscosidad del mismo.

7.1. PROPIEDADES

Los reductores de fricción también conocidos como mejoradores de flujo, son productos compuestos por polímeros de larga cadena y alto peso molecular que permite reducir las pérdidas por fricción al suprimir la disipación de energía por los remolinos que se forman cerca de la superficie del tubo y generan choque entre partículas a interior del fluido.

FIGURA 12 DRA



Fuente <http://es.lubrizolspecialtyproducts.com/about-dra/how-dra-works>

Los agentes reductores de fricción evitan el proceso de ruptura de las capas laminares (Capa de fluido cerca de la pared del tubo) y reducen las turbulencia central. Los polímeros absorben la energía liberada por la ruptura de las capas laminares y así reducen el aumento de la turbulencia.

Por su propia naturaleza, los reductores de fricción actúan de forma más activa en la zona intermedia y no en las paredes de la tubería.¹⁶

7.1.1. Principales propiedades

- Polímero de alto peso molecular
- Rápida disolución en hidrocarburos
- Resistencia a efectos de corte
- No afecta las propiedades de los hidrocarburos
- Efectivo a bajas concentraciones.
- No es combustible
- Fácil manejo y amigable con el medio ambiente.
- No reactivo
- No toxico

¹⁶ <http://es.lubrizolspecialtyproducts.com/about-dra/how-dra-works>

El reductor de fricción se debe inyectar siempre después de la descarga de las bombas principales, y se puede usar en:

- Producción en tierra
- Producción Offshore
- Cargue y descargue de buque tanqueros
- Estación de bombeo
- Refinerías

7.2.FUNCIONALIDAD EN EL OLEODUCTO APIAY – PORVENIR 20”

Funcionalidad del reductor de fricción en la optimización del oleoducto Apiay – Porvenir 20 “, reduciendo las pérdidas de presión debido a la fricción en el flujo de fluidos.

De esta manera permitiendo el transporte de un mayor volumen crudo a través del Oleoducto de 20” teniendo en cuenta la restricción de la infraestructura para el transporte, en la cual la presión máxima del oleoducto es de 1950 psi y el flujo máximo es de 9200 BPH de acuerdo con la capacidad de diseño, debido a que este reductor permite transportar un mayor volumen de fluido a la misma presión; usando dosifica.

Con el reductor de fricción se logró aumentar la rata de flujo de 9200 BPH a 10800 BPH, aumentando la capacidad máxima operativa de sistema de transporte Apiay – Porvenir en un 17,4 %.

De acuerdo con esto no se requirió la inversión en un nuevo oleoducto de mayor capacidad, lo cual requería de una alta inversión.

Este agente reductor debido a sus propiedades, se diluye fácilmente en el crudo Mezcla Castilla sin afectar propiedades fisicoquímicas de este crudo, usando sus largas cadenas poliméricas disipa el flujo caótico en la región de la pared del ducto. De esta manera reduce las pérdidas de presión por fricción, en la región de flujo turbulento.

El incremento significativo de la capacidad operativa de este oleoducto es de vital importancia para el cumplimiento los objetivos corporativos de Ecopetrol sabiendo que es el punto de partida, para la evacuación del crudo pesado de las estaciones de Producción de Castilla, Chichimene y Acacias, las cuales representan un porcentaje alto de la producción del país. Y de esta manera posibilitando un mayor volumen de ventas de crudos para la exportación.

De la misma manera con la reducción de las pérdidas por fricción, de la mano viene un menor requerimiento de consumo de energía, una mayor disponibilidad de los equipos de bombeo y el cumplimiento de las nominaciones asignadas por los programadores de transporte.

El reductor de fricción DRA se ha ganado un puesto muy importante en la industria de transporte de crudos, debido a que por las condiciones de restricción operacional y precios bajos del crudo es un "ahorrador de energía", es más económico para las grandes empresas hacer una inversión en DRA que realizar mejoras y ampliación de la infraestructura, tanto así que dentro del presupuesto anuales de operación se incluye como gasto operativo la inyección de producto tanto en crudos pesado como en refinados, en cuando a costo/beneficio se ha comprobado que es un factor importante debido a que dilata los procesos de mantenimiento preventivo en unidades de bombeo, ya que en ocasiones no es necesario tener todas las unidades en funcionamiento manejando una adecuada programación de nominación diaria se ahorra mucha energía y desgaste de maquinaria. Con respecto al método de inyección de producto Reductor usado en transporte de crudos pesado, la gran ventaja es que con la misma maquinaria que el cliente tiene se logra una mayor tasa de bombeo y la instalación de equipos y almacenamiento de producto es muy sencilla solo se necesita de energía eléctrica y aire, en donde el cliente lo necesite lo cual significa una gran ventaja en cuanto al servicio de inyección.

7.3.CONDICIONES PARA USAR LOS MEJORADORES DE FLUJO

Hidrocarburos líquidos

- LPG / LNG (Ciertas aplicaciones)
- Productos refinados
- Aceite crudo

Temperatura

- 30 a 250°F

Turbulencia

- # Reynolds > 5000 – Convencionales
- # Reynolds > 2100 – ExtremePower (heavy oil) EP1000

7.4.VENTAJAS

- No se requirió inversiones inmediatas en la modificación de la planta física, debido que el equipo necesario para la inyección del reductor es suministrado por la empresa que presta el servicio de inyección de reductor de fricción por el tiempo que se dé la prestación del servicio.
- Se logró suplir la necesidad de evacuación de crudos de las Estaciones de Castilla, Acacias y Chichimene de producción.
- Se usó toda la infraestructura disponible sin necesidad de hacer modificaciones.
- Optimización de consumo de energía.

7.5. Inyección de DRA en Planta Apiay.

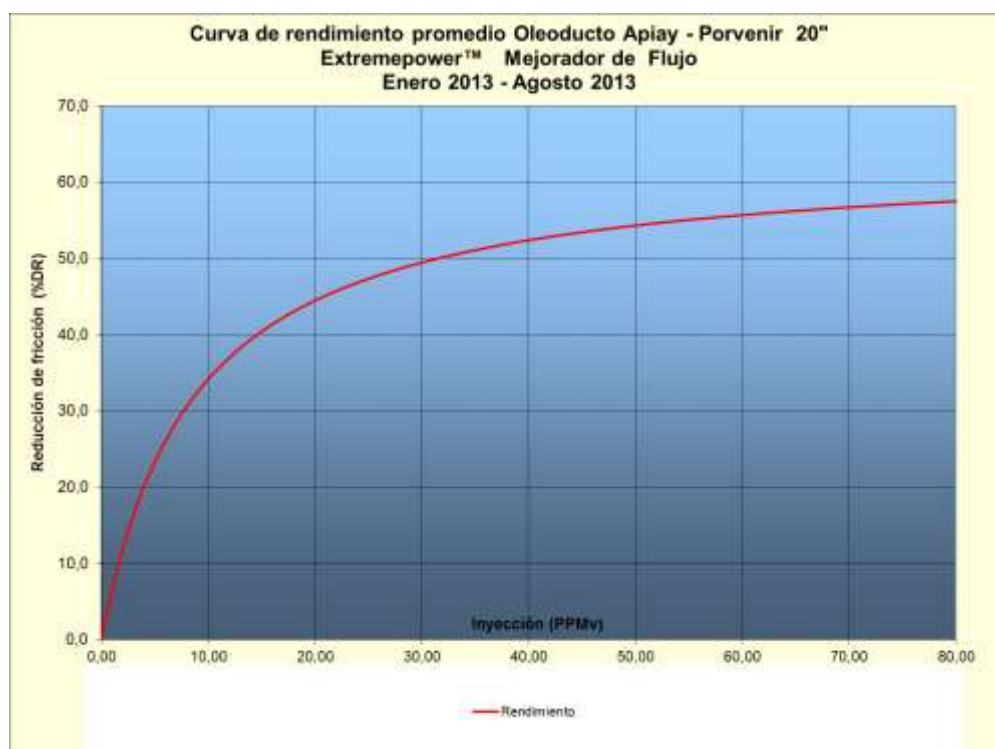
En Planta Apiay de la Vicepresidencia de transporte y logística se inició la inyección de DRA en Enero de 2013 debido a la necesidad de la evacuación de la Mezcla Castilla seguido del aumento progresivo de los campos de producción de Castilla, Chichimene y Acacias.

De acuerdo con el análisis de la infraestructura se identificó la restricción en el oleoducto que permitiría una rata de flujo máximo de 9200 BPH, lo cual permitiría la evacuación máxima de 220800 BPD y no satisfacía la necesidad de evacuación de crudos.

Industria DelRio realizó un estudio hidráulico del oleoducto Apiay – Porvenir 20” usando el agente reductor de Fricción Extrem power EP 100 del cual obtuvo la curva de rendimiento.

El Nre = 5130 – 6290 datos obtenidos de estudio hidráulico de Industria DelRIO.

FIGURA 13. Curva de rendimiento del mejorador de Flujo



Fuente: Curva de rendimiento promedio del mejorador de flujo fuente estudio hidráulico Industrias DelRio.

De este estudio se obtuvo que la dosificación óptima 70 ppm, y con la cual se obtuvieron los siguientes resultados de máximos BPH y BPD en el periodo de tiempo estudiado. A partir de Enero de 2013 se inició la inyección de DRA.

FIGURA 14. Barriles por día máximos periodo Julio 2012 – Agosto 2013

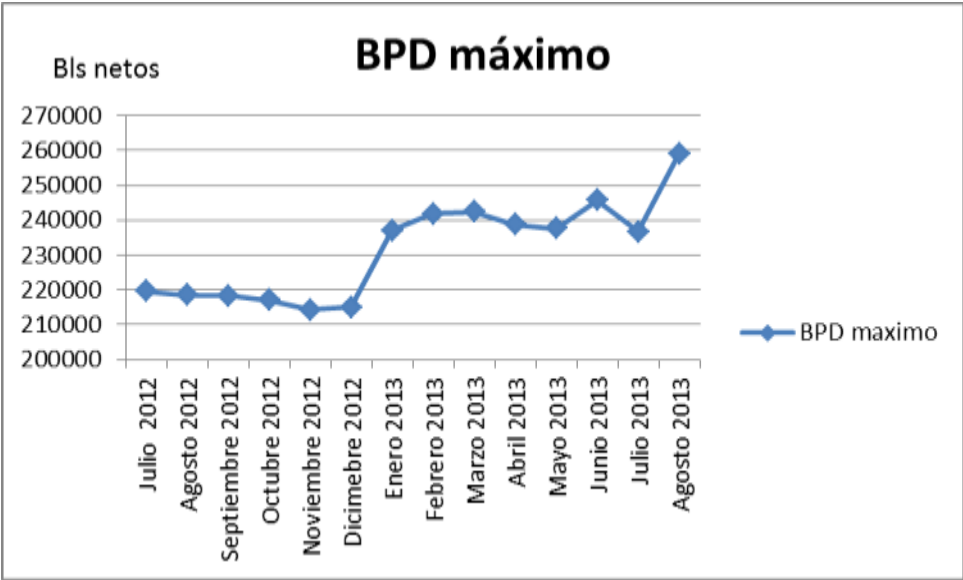
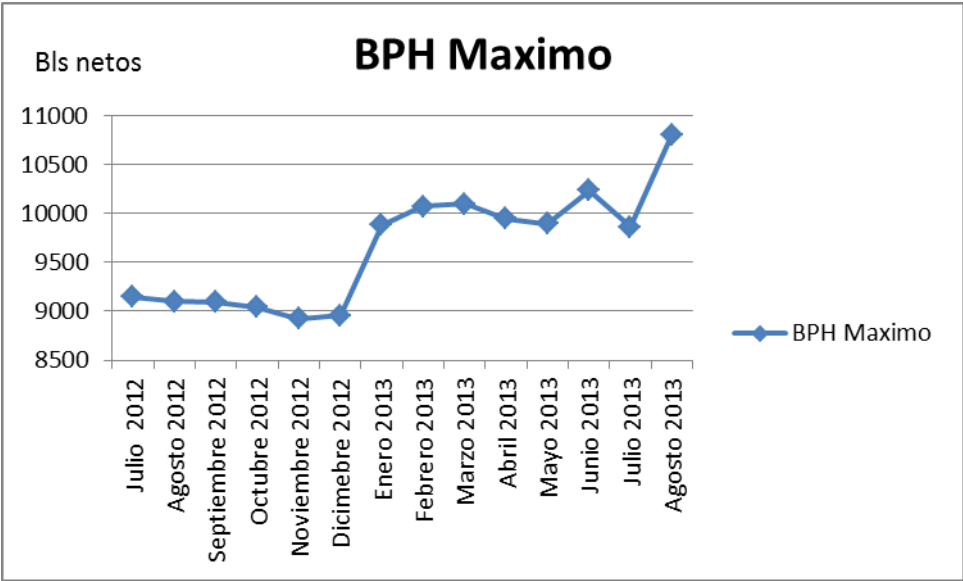


FIGURA 15. Barriles por hora máximos obtenidos periodo Julio 2012 – Agosto 2013



Los datos de esta graficas se obtuvieron de herramienta volumétrica oficial de Ecopetrol SINOPER

FIGURA 16. Sistema de inyección de DRA



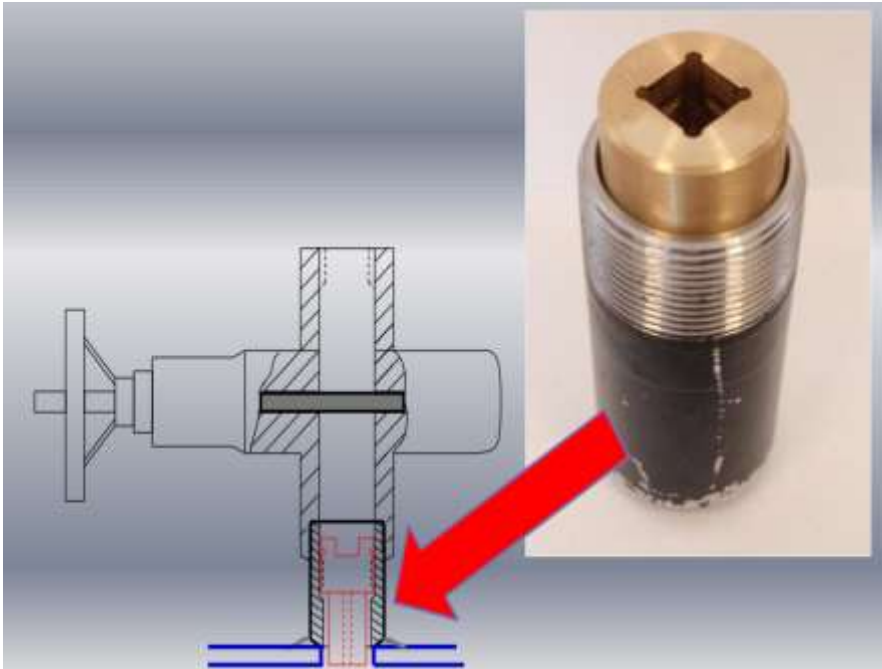
FIGURA 17. Bomba de inyección de DRA



FIGURA 18. Sistema de Inyección



FIGURA 19. Punto de Inyección



Fuente: <http://es.lubrizolspecialtyproducts.com/about-dra/how-dra-works>

8. EVALUACION DEL INCREMENTO DE LA CAPACIDAD OPERATIVA

Del análisis de los datos de las Figuras 15 y Figura 16 se obtuvo que el Flujo máximo con una dosificación de 70 ppm es de 10800 BPH con lo cual podemos hacer una proyección por día de 259200 BPD.

Teniendo en cuenta que la línea base es el máximo flujo que se puede obtener en el Oleoducto Apiay – Porvenir de 20” que se de 9200 BPH y 220800 BPD de acuerdo con la Tabla 8.

Sabiendo que el elemento que restringía el sistema de Transporte es la capacidad del oleoducto de 20 “Apiay – Porvenir se obtuvo con el DRA el siguiente incremento manteniendo la presión máxima de operación en 1900 psi:

TABLA 9. Incremento de la Capacidad Operativa del Oleoducto con el DRA

CAPACIDAD DEL OLEODUCTO					% INCREMENTO
	BPH	BPD	BPM	BPA	
Oleoducto Apiay - Porvenir 20" Sin DRA	9200	220800	6624000	79488000	17,4%
Oleoducto Apiay - Porvenir 20" CON DRA	10800	259200	7776000	93312000	

De esta manera la capacidad de la Infraestructura del sistema de transporte de Apiay – Porvenir 20 “queda de esta manera:

TABLA 10. Capacidad máxima operativa

SISTEMA	CAPACIDAD	
Almacenamiento hidrocarburos	405.000 Bls Netos	
Sistema de Medición Despacho	11021 BPH	264504 BPD
Unidades de Bombeo Principales	15200 BPH	364800 BPD
Unidades Booster	15000 BPH	360000 BPD
Oleoducto con DRA	10800 BPH	259200 BPD

9. EVALUACION FINANCIERA DE LA OPTIMIZACION DEL OLEODUCTO

9.1 INFORMACIÓN BÁSICA

Para el efecto de todos los cálculos financieros se tomó como referencia el periodo de tiempo de Enero 2013 – Agosto 2013.

La tabla 11 muestra información básica de cálculo para establecer factibilidad de implementación.

TABLA 11. Valores de Referencia

<i>Información Básica</i>	
Estación	Apiay VIT
Sistema	Apiay-Monterrey
Equipos	
Flujo Sin DRA (BPH)	9.200
Flujo Con DRA (BPH)	10.800
BPH asociados	1.600
Año Base	2013
Base Tarifa	Apiay-Monterrey
Tarifa (USD/BLS)	\$ 1,032
TRM(COP)	\$ 1.868,69

9.2 VALORACIÓN DEL RIESGO ANTES DEL CAMBIO.

TABLA 12. Costo de Consecuencia

<i>Calculo de Costos de Consecuencia</i>				
1. Costo de Adquisición de Equipos/Repuestos			\$	
Detalle	Cantidad	Tarifa Mano de obra	Costo Total (USD)	Costo Total (COP)
2. Costo de Mano de Obra			\$	\$
Detalle	Horas	Tarifa Mano de obra	Costo Total (USD)	Costo Total (COP)
3. Alquiler de Equipos			\$	\$
Detalle	Cantidad	Tarifa Mano de obra	Costo Total (USD)	Costo Total (COP)
4. Diagnósticos, Estudios, Análisis de Laboratorio y			\$	\$

asesorías					
Detalle	Cantidad	Tarifa Mano de obra	Costo Total (USD)	Costo Total (COP)	
5. Lucro Cesante y paradas de Producción			\$ 14.464.512	\$ 27.029.688.929	
Fecha del Evento	BPH	Tarifa	Costo Total (USD)	Costo Total (COP)	
Ago2013(8760 Horas)	1.600	\$ 1,03	\$ 14.464.512	\$ 27.029.688.929	
6. Otros Costos Asociados			\$	\$	
Detalle	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total (USD)	Costo Total (COP)	
Costo Total de Consecuencia (USD)				\$ 14.464.512,00	
Costo Total de Consecuencia (COP)				\$ 27.029.688.929,28	

9.3 CONSUMO DE DRA

De acuerdo con el flujo de referencia de 10.800 bls por hora se Calcula el consumo de DRA para 24 horas usando la fórmula:

$$GPH = \frac{42 \frac{gls}{bls} * Flujo(\frac{bls}{h}) * PPM}{1'000.000}$$

$$GPH = \frac{42 \frac{gls}{bls} * 10.8000(\frac{bls}{h}) * 17PPM}{1'000.000}$$

=7.71GPH

TABLA 13. Estimativo del consumo y costo DRA

Estimativo de Costos Insumo DRA (anual)	
Inyección DRA (GPM)	\$ 7,71
Inyección DRA (GPA)	\$ 67.550,11
Total Costos DRA (USD)	\$ 2.566.904,26
Total Costos (COP)	\$ 4.796.748.314,14

9.4 COSTO DE IMPLEMENTACIÓN DEL CAMBIO

TABLA 14. Implementación de inversión

<i>Estimativo Costos de Implementación</i>	
Ingenierías, Estudio (USD)	\$ 1.500,00
DRA (USD)	\$ 2.566.904,26
Maquinaria y Equipos (USD)	\$ 45.901,64
Total Costos	\$ 2.614.305,90
Total Costos (COP)	\$ 4.885.327.284,80

9.5 VIABILIDAD DEL GASTO

TABLA 15 Relación Costo Beneficio

<i>Factor J</i>	
Valor Riesgo Antes	\$ 14.464.512,00
Valor Riesgo Después	\$ 2.314.321,92
Costo de Inversión	\$ 2.614.305,90

Factor "J"	\$ 4,65
-------------------	----------------

TABLA 16. Evaluación del proyecto (TIR, VPN)

<i>Años</i>	<i>USD</i>	<i>COP</i>
2013	\$ (2.614.305,90)	\$ (4.885.876.289,03)
2014	\$ 11.850.206,10	\$ 23.708.470.348,15
2015	\$ 11.709.052,48	\$ 32.158.561.364,75
2016	\$ 11.412.112,19	\$ 34.845.971.603,19
2017	\$ 11.099.387,26	\$ 32.117.297.969,41
2018	\$ 10.921.921,07	\$ 30.659.579.950,86

VPN	\$ 39.597.834,41	\$ 107.111.682.149,28
TIR	452%	515%

10. CONCLUSIONES

- Se lograron los objetivos propuestos inicialmente, logrando hacer un inventario de la infraestructura disponible para el sistema de transporte de Apiay – Porvenir 20”.
- Posteriormente a la evaluación de la infraestructura se logró identificar la capacidad de cada uno de los elementos del sistema de transporte, donde se pudo determinar que el elemento que restringía el sistema era el oleoducto de 20 “, que se encontraba en la máxima capacidad para la que fue diseñado y no era posible satisfacer la necesidad de evacuación de crudos.
- Se identificaron la 2 variables críticas para la operación del oleoducto las cuales son la calidad y la infraestructura para lo cual la calidad estaba regulada por un contrato con Ocesa el cual se debía respetar, a lo largo del periodo de estudio de esta monografía se demostró que se mantuvo controlada la variable calidad dentro los parámetros exigidos contractualmente.
- Dentro de la variable de la infraestructura se identificó que el sistema de almacenamiento tenía capacidad 405000 bls, el sistema de medición 264504 BPD, el sistema de bombas principales 364800 BPD, el sistema bombas booster 360000 BPD y el Oleoducto 220800 BPD.
- Teniendo en cuenta la variable del oleoducto, la alta restricción que generaba en el sistema de transporte se evaluó su optimización mediante el uso de la tecnología de los agentes reductores de fricción y el estudio hidráulico desarrollado por la compañía industria DelRio, la cual evaluó el comportamiento hidráulico de la línea y logro determinar la

dosificación óptima para garantizar la reducción de la fricción logrando un incremento del 17 % en la capacidad de transporte del oleoducto.

- La optimización mediante el uso del reductor de fricción fue un proyecto estratégico y eficaz debido al buen precio de los hidrocarburos en ese periodo de tiempo, para este proyecto la inversión inicial es muy baja y el tiempo de arranque es muy corto, con lo cual se logró satisfacer la necesidad inmediata, generando una utilidad adicional.
- El factor en la relación costo beneficio indica que a través de la implementación del proyectos se podría obtener una rentabilidad representada por una atractiva viabilidad financiera. Lo anterior también se observa luego del cálculo de su tasa interna de retorno y valor presente neto.

BIBLIOGRAFÍA

CENGEL, Yunes, A. Mecanica de Fluidos, Fundamentos y aplicaciones, primera edición. Editorial Mac Graw Hill. pp 36.

CENGEL, Yunes, A. Mecanica de Fluidos, Fundamentos y aplicaciones, primera edición. Editorial Mac Graw Hill. pp 38-39.

DAILY, James W. y HARLEMAN Donald R.F. Dinámica de los fluidos con aplicación en Ingenieria, Editorial Trillas, México, 1975.

FERNANDEZ,D.Pedro. Mecanica de fluidos [Consultado 14 Octubre de 2015]
Disponible en: <https://es.scribd.com/document/276720188/Pedro-Fernandez-Diez>

GATEAU, P.,& Henaut & Barré & otros. Heavy oil dilution. 5, Peris: institute Francais du Pétrole, 2004, Oil & Gas Science and technology, Vol. 59.

GONZALEZ, J., escogido, D. y Urribarri, O. Part 1: Transportation of Heavy Crude Oil and natural Bitumen. [ed.] Maraven S.A. Estadon Zulia: s.n.
<http://fisica.laguia2000.com/dinamica-clasica/flujo-laminar-y-flujo-turbulento>,
Regimnes flujos de fluidos [Consultado 19 Octubre de 2015]

MOTT, Robert, L. Mecanica de Fluidos. Sexta edición. Editorial Pearson.

PEREZ, Ricardo. Heavy Oilflow Assurance, Mexico 2013. Pp 2-3.

POTTER, Merle, C. & WIGGER, David, C. Tercera Edición. Editorial Ciencias.pp 242-244. Propiedades de los fluidos [Consultado 14 Octubre de 2015].

USAQUEN, L. Jairo Ernesto, Principales problemas operacionales para el tarsporte de crudo pesado a través del Oleoducto Velásquez – Galán y

recomendación para su posible solución – Campo Velasquez. Bucaramanga 2004. Trabajo de grado (ingenieros de petróleos).

WHITE, Frank, M. Mecanica de Fuidos. Quinta edición. Editorial Mac Graw Hill.pp 155-156.