

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA ECONÓMICA PARA
TRANSPORTAR CRUDOS PESADOS POR EL
OLEODUCTO ALTO MAGDALENA**

**CARLOS BAHAMON GONZALEZ
YAMIL EDUARDO PERDOMO RAMIREZ**

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

2013

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA ECONÓMICA PARA
TRANSPORTAR CRUDOS PESADOS POR EL
OLEODUCTO ALTO MAGDALENA**

CARLOS BAHAMON GONZALEZ

YAMIL EDUARDO PERDOMO RAMIREZ

Monografía para optar al título de:

Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director

Ing. Emiliano Antonio Gonzalez

Ingeniero Químico

Especialista en Alta Gerencia

Magister en Administración

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

2013

DEDICATORIA

A Dios por ser fuente de toda sabiduría. A mi esposa Isabel y a mi hijos Laurita, Carlitos y María Isabel, quienes me han apoyado siempre en todos mis proyectos. A mis compañeros del OAM por su desinteresado y decidido apoyo.

Carlos Bahamón Gonzalez

DEDICATORIA

A Dios, a mis padres Ananias y Judith, a Maria Alejandra amor de mi vida, motivo de inspiración y apoyo para creer y retomar mi fe.

A mi hermana Olga Lucia, a Maria Clara, a Ignacio, al fondo de ahorros "Amigos", al equipo de trabajo que lidero, mi grupo de ingenieros y técnicos con quienes comparto y aplico los conocimientos adquiridos.

Yamil Eduardo Perdomo Ramirez

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento por la colaboración y participación en el desarrollo del presente estudio a:

Universidad Industrial de Santander – UIS, docentes y administrativos de la escuela de Ingeniería de Petróleos, por permitirnos ser parte de su selecto grupo.

Msc. Emiliano Antonio Gonzalez Santiago, Ingeniero Químico, Especialista en Alta Gerencia y Magister en Administración. Director del presente estudio, por su colaboración y dirección.

Msc. María Clara Dueñas Vaca, Ingeniero en Metalurgia, Magister en Metalurgia y Ciencia de los Materiales, por su colaboración y orientación en el desarrollo de este trabajo.

A las empresas Hocol S.A. y Mecánicos Asociados S.A.S., por permitir los espacios de aprendizaje y desarrollo profesional.

Todas las personas que de alguna manera han formado parte del desarrollo de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	15
1. CONCEPTOS BÁSICOS.....	17
1.1 CRUDOS PESADOS	17
1.2 OLEODUCTO	19
1.2.1 Infraestructura de Oleoductos en Colombia.....	20
1.3 PRODUCCIÓN Y PROYECCIONES EN COLOMBIA.....	22
2. OLEODUCTO ALTO MAGDALENA (OAM)	23
2.1 CARACTERÍSTICAS	23
2.2 OPERACIÓN OLEODUCTO ALTO MAGDALENA	25
3. CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS PESADOS A TRANSPORTAR	28
4. DESARROLLO Y SIMULACIÓN DE MODELO DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR EL OAM.....	30
4.1 CAPACIDAD DE DISEÑO O CAPACIDAD TRANSPORTADORA	30
4.2 MODELO HIDRÁULICO OAM	31
5. ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS POR EL OAM	37
5.1 ANÁLISIS DE OPORTUNIDAD DE APROVECHAMIENTO DE OPCIONES DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO.....	39

5.2 ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DE UNIDADES DE BOMBEO DE LA ESTACIÓN TENAY.....	40
5.3 INYECCIÓN DRA EN OLEODUCTO ALTO MAGDALENA	44
5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO	45
CONCLUSIONES	52
BIBLIOGRAFÍA.....	56
ANEXOS	59

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Clasificación de los Crudos según su Gravedad API	18
Figura 2. Gravedad API (°API) y Viscosidad de los Crudos	19
Figura 3. Principales Oleoductos de Colombia	20
Figura 4. Diagrama de transferencia de custodia del OAM	23
Figura 5. Diagrama Operación Estación Tenay	26
Figura 6. Perfil topográfico – Puntos de Inyección al paso OAM	27
Figura 7. Vista simulador hidráulico	31
Figura 8. Resultado simulación crudo de 18°API / 200 cSt /100°F	35
Figura 9. Curva de eficiencia de unidades de bombeo Estación Tenay	41
Figura 10. Tiquete de nominación del crudo transportando con eficiencia	43

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Producción Anual por Departamento	22
Tabla 2. Especificaciones del sistema de tubería OAM	24
Tabla 3. Características crudo pesado a transportar por el OAM	29
Tabla 4. Resumen de variables simuladas	34
Tabla 5. Base para análisis económico y utilidades esperadas	47

LISTADO DE GRÁFICAS

	Pág.
Grafica 1. Producción Promedio Diario Mensual	22
Grafica 2. Perfil de temperaturas OAM	33
Grafica 3. Perfil de presión OAM	34
Grafica 4. Relación de presiones requeridas para transportar	36
Grafica 5. Tendencias económicas de transporte incrementado	50

LISTADO DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. REPORTE FINAL DE LA PRUEBA DE INYECCIÓN Liquid Power™ MEJORADOR DE FLUJO EN EL OLEODUCTO ALTO MAGDALENA – OAM	60
Anexo B. ANÁLISIS ECONÓMICO – BASE DE CÁLCULOS	72

RESUMEN

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA ECONÓMICA PARA EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS POR EL OLEODUCTO ALTO MAGDALENA¹

CARLOS BAHAMON GONZALEZ, YAMIL EDUARDO PERDOMO RAMIREZ²

PALABRAS CLAVE: Oleoducto, Crudo Pesado, Transporte de Hidrocarburos, Calidad de crudos, Perspectivas.

Los mercados internacionales de crudo, la producción nacional y las reservas del país, tienen grandes expectativas en la producción y comercialización de crudos pesados. Actualmente se cuenta con una infraestructura de transporte de crudo medio (API >18°) en el sur de país, que lleva la producción hasta el Magdalena Medio y de allí hacia refinería o exportación por Coveñas. Esta fue diseñada hace 22 años para una producción de crudo medio (API 18 - 28°) y se plantea la posibilidad de adaptarla para poder transportar crudo pesado de los yacimientos del sur de país (Caquetá, Putumayo), ante la declinación de los campos actuales y las reservas probadas que allí existen. En este documento se realiza un análisis de la viabilidad técnica y económica para transportar crudos pesados a partir de una simulación hidráulica y del comportamiento mecánico de los equipos de bombeo, evaluando la capacidad y eficiencia del sistema de transporte actualmente instalado, además de diferentes alternativas de manejo y transporte del tipo de crudo planteado. Este proyecto asume que por la naturaleza de sus actividades, demanda una responsabilidad sobre el entorno en el que se desarrolle y opera. La implementación está comprometida a reducir al máximo los impactos ambientales que pudiera generar el transporte de crudo pesado por carro tanque. Se concluye en la opción combinada de repotenciar el sistema de bombeo para mejorar eficiencia, junto con la inyección de DRA, considerando que el Oleoducto Alto Magdalena ha operado durante más de 20 años con crudos convencionales (intermedios) y es natural que se presente desgaste en los equipos. El compromiso es un proyecto que genera valor a sus grupos de interés, con altos estándares de seguridad operacional; además de mejoras en la dinámica para satisfacer la demanda energética del país.

¹ Proyecto de Grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Msc Emiliano González, Magister en Administración, Especialista en Alta Gerencia.

SUMMARY

STUDY OF THE TECHNICAL ECONOMIC VIABILITY FOR THE TRANSPORT OF HEAVY CRUDE OIL BY PIPELINE ALTO MAGDALENA³

CARLOS BAHAMON GONZÁLEZ, YAMIL EDUARDO PERDOMO RAMIREZ⁴

KEYWORDS: Pipeline, Heavy Oil, Oil Transportation, Oil Quality, Perspectives.

International oil markets, production and national reserves have high expectations in the production and marketing of heavy crudes. Currently has a crude oil transportation infrastructure means (API > 18 °) in the south of the country, leading to the production medium Magdalena thence export refinery or coveñas. This was designed 22 years ago for an average oil production (API 18-28 °) and raises the possibility of adapting it to transport heavy crude from southern oilfields country (Caquetá, Putumayo), with the decline of the fields current proved reserves that exist there. This paper is an analysis of the technical and economic feasibility to transport heavy oil from a hydraulic simulation of the mechanical behavior of the pumping equipment, assessing the capacity and efficiency of the transportation system is currently installed, and several alternative handling and transportation of the crude raised. This project assumes that the nature of their activities, demands a responsibility to the environment in which it develops and operates. The implementation is committed to minimizing the environmental impacts that could generate heavy oil transport by tanker truck. We conclude in the combined option of repowering the pumping system to improve efficiency, coupled with the injection of DRA, considering the Alto Magdalena Pipeline has operated for over 20 years with conventional crude (intermediate) and it is natural that this wears teams. Commitment is a project that creates value for its stakeholders, with high safety standards, as well as improvements in the dynamics to meet the country's energy demand.

³ Proyecto de Grado

⁴ Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Msc Emiliano González, Magister en Administración, Especialista en Alta Gerencia.

INTRODUCCIÓN

Los mercados internacionales de crudo, la producción nacional y las reservas del país, tienen grandes expectativas en la producción y comercialización de crudos pesados. Actualmente se cuenta con una infraestructura de transporte de crudo medio (API $>18^\circ$) en el sur de país, que lleva la producción hasta el Magdalena Medio y de allí hacia refinería o exportación por Coveñas. Esta fue diseñada hace 22 años para una producción de crudo medio (API 18 - 28°) y se plantea la posibilidad de adaptarla para poder transportar crudo pesado de los yacimientos del sur de país (Caquetá, Putumayo), ante la declinación de los campos actuales y las reservas probadas que allí existen. Si estos campos actuales siguen su veloz declinación, si no hay nuevos hallazgos en el sur del país y el valor del precio del barril aumenta, el estado tendrá la necesidad de producir los crudos pesados de los campos del sur, para cumplir sus metas y compromisos con el mercado nacional e internacional (1.3 KBEPD para el año 2015), para lo cual se hace necesario transportar este crudo hacia los centros de refinación y/o exportación y una opción para ello es usar la infraestructura existente (oleoducto Alto Magdalena- OAM) o adecuación de la misma.

En el presente trabajo de grado, se propone realizar y analizar la viabilidad técnica y económica para transportar crudos pesados a partir de una simulación hidráulica y del comportamiento mecánico de los equipos de

bombeo, evaluando la capacidad y eficiencia del sistema de transporte actualmente instalado. Con estos resultados, comprobar si es viable económicamente modificar o cambiar maquinaria y equipo para adaptarlo a las nuevas condiciones, analizando desde la perspectiva financiera la relación costo - beneficio de las mejoras o cambios a la infraestructura y equipos para poder transportar crudos pesados.

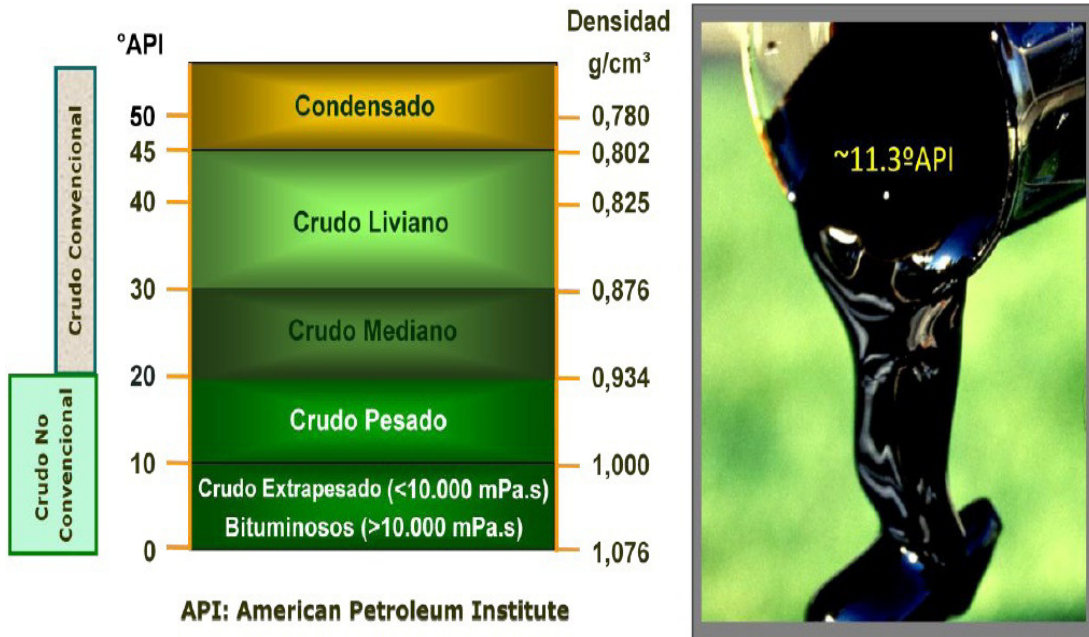
1. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 CRUDOS PESADOS

Se define crudo pesado como cualquier tipo de crudo que no fluye con facilidad, debido a que su Densidad y/o Gravedad Específica es superior a la del Crudo Liviano o Ligero. El resultado del Crudo Pesado es producto de un efecto de degradación del Crudo Liviano, por estar expuesto a las bacterias, el agua o el aire; que como consecuencia ocasiona la pérdida de sus fracciones más ligeras, dejando solamente fracciones más pesadas.

En la industria de los hidrocarburos, el concepto de la gravedad API ($^{\circ}$ API), clasifica los Crudos Livianos y Pesados a través de una escala adimensional arbitraria asociada a la gravedad específica del Crudo y determina la calidad de los mismos, definiéndolos de la siguiente manera: Condensados, con una gravedad mayor a los 45° API, Crudos Livianos, con una gravedad entre 30 y 45° API, Crudos Medios, con una gravedad entre 20 y 30° API, Crudos pesados con una gravedad entre 10 y 20° API y Crudos Extra pesados con una gravedad menor a los 10° API. En la figura 1, se puede apreciar la relación de la gravedad API ($^{\circ}$ API) con la densidad del Crudo.

Figura 1. Clasificación de los Crudos según su Gravedad API

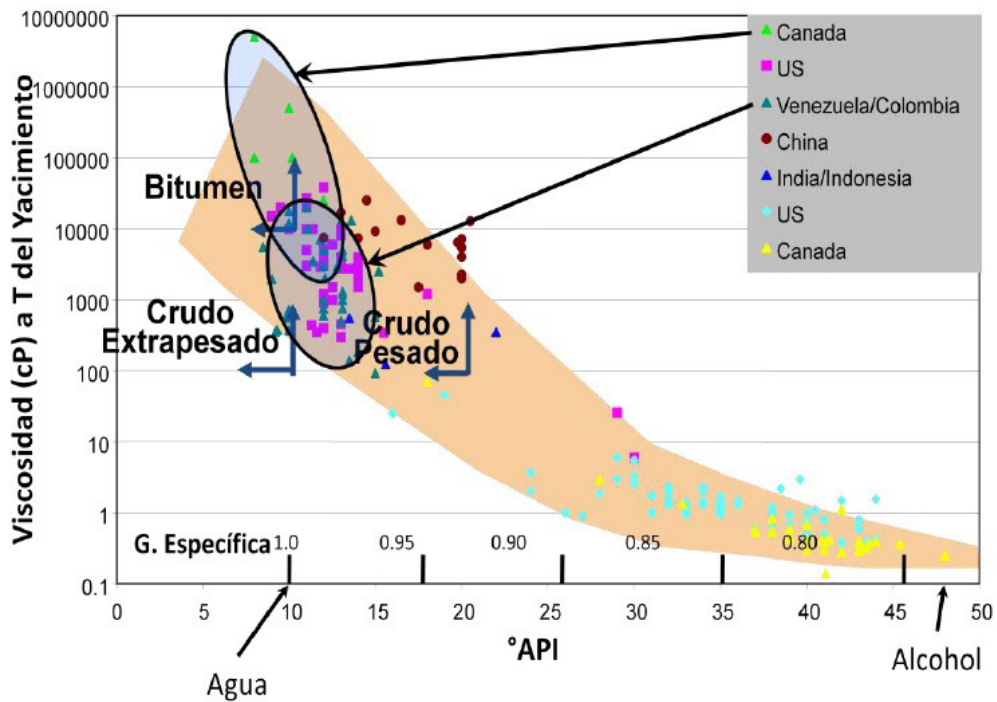


Fuente: Carlos Alberto Arce, VPR, Ecopetrol S.A. Octubre 2010

La gravedad API (°API) de una sustancia se relaciona directamente con su Gravedad Específica (GE), de acuerdo con la siguiente relación: $[\text{°API} = (141.5/\text{GE}) - 131.5]$.

Otra medida que se utiliza para la clasificación de los Crudos, es la Viscosidad, que equivale a la propiedad de fluidez o resistencia que presenta este para moverse. Una manera para definir la categorización de un Crudo como Pesado, es mediante la combinación de la medida de la gravedad API (°API) y la Viscosidad del mismo. En la figura 2 se observa esta relación.

Figura 2. Gravedad API ($^{\circ}$ API) y Viscosidad de los Crudos



Fuente: OGJ EOR Survey 2007

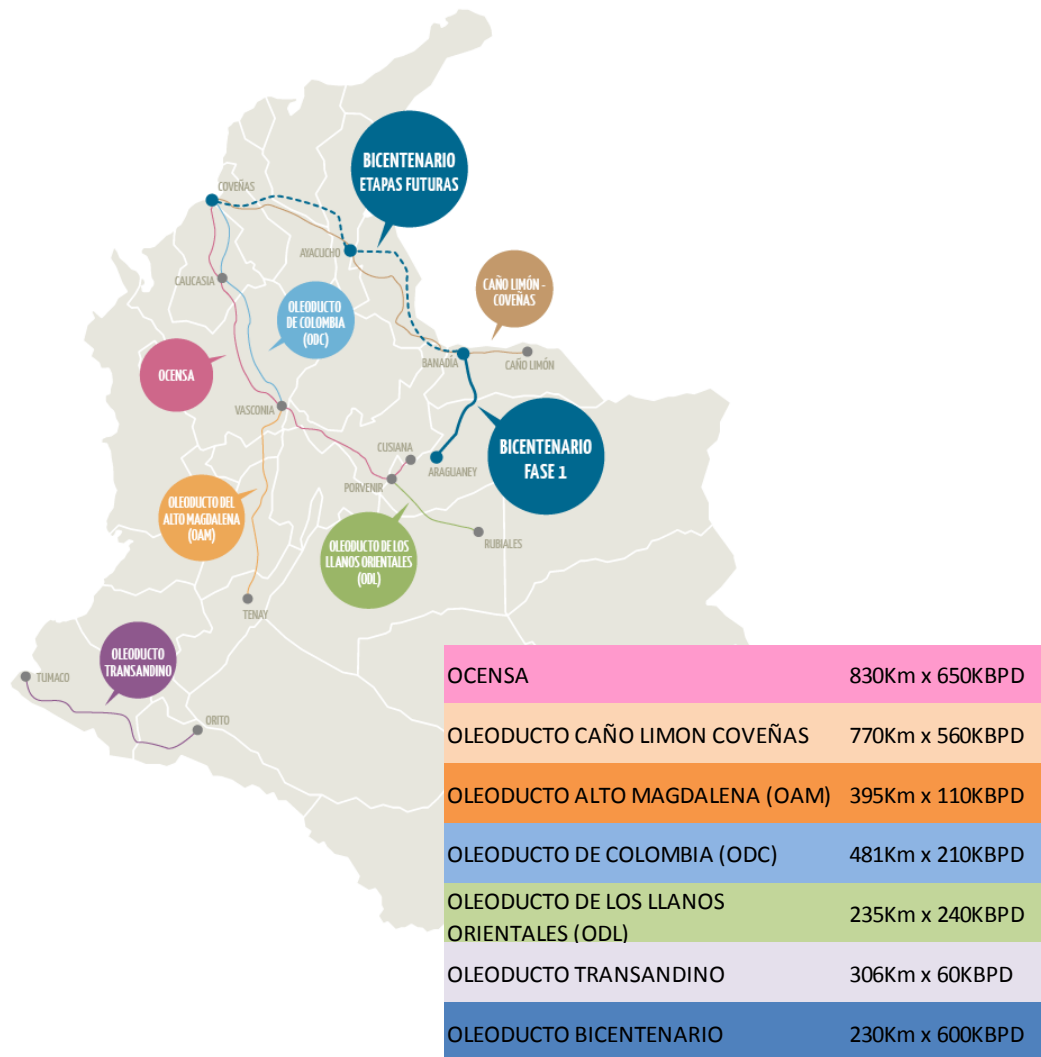
La Viscosidad es una propiedad importante de los crudos, esta influye en el diseño de las líneas y equipos para el bombeo y transporte.

1.2 OLEODUCTO

Es una infraestructura compuesta de un sistema de tuberías que en conjunto con el sistema de medición y bombeo permite el transporte de grandes cantidades de Petróleo a largas distancias, a mayor velocidad y menor riesgo, en comparación con el transporte en carro tanques.

1.2.1 Infraestructura de Oleoductos en Colombia⁵

Figura 3. Principales Oleoductos de Colombia



Fuente. www.bicentenario.com

⁵ Memorando de Información. Corficolombiana Banca de Inversión, Bogotá, Diciembre 2011

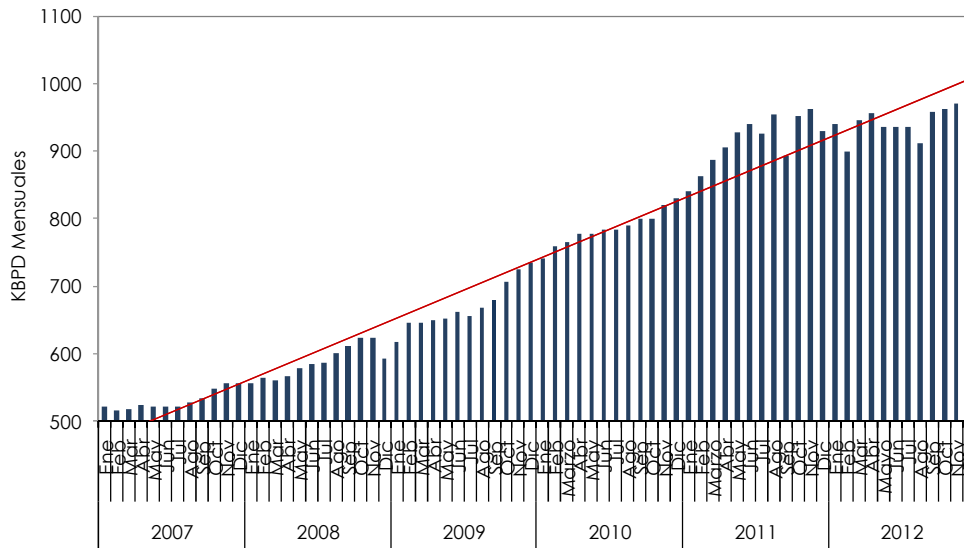
El panorama del sector petrolero en Colombia es alentador. Hoy en día se explotan en el país más de 300 campos petroleros, con el 40% de la actividad exploratoria concentrada en los Llanos Orientales. Así mismo, la producción de crudo ha aumentado considerablemente en los últimos años, al pasar de 35 pozos perforados en 2005, a 112 en el 2010, y de una reserva de 1.542 millones de barriles de crudo en 2003, a 2.058 millones de barriles en 2011.

Para llevar esta importante producción de crudo hacia las refinerías para consumo interno o hacia un terminal marítimo para exportación, Colombia cuenta con seis oleoductos principales:

- Ocesa
- Caño Limón - Coveñas
- Oleoducto del Alto Magdalena (OAM)
- Oleoducto de Colombia (ODC)
- Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL)
- Oleoducto Transandino
- Bicentenario

1.3 PRODUCCIÓN Y PROYECCIONES EN COLOMBIA⁶

Gráfica 1. Producción Promedio Diario Mensual



Fuente. www.acp.com.co

Tabla 1. Producción Anual por Departamento

Departamento	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Meta	72.745	94.073	109.034	119.385	162.885	228.611	334.427	432.936	461.816
Casanare	201.859	175.455	154.761	132.206	125.023	124.472	130.760	159.913	166.847
Arauca	95.576	92.417	92.580	99.777	98.301	94.740	81.451	72.477	65.001
Santander	17.958,4	19.203,9	19.909,4	25.596,6	34.687	44.787	47.460	51.738	53.437
Boyacá	15.398	17.818	18.669	20.099	25.493	27.829	34.067	41.164	42.462
Huila	50.798	50.441	47.661	43.082	43.696	45.058	44.297	41.911	36.222
Putumayo	9.849	10.044	11.500	13.509	18.640	27.466	35.636	36.770	35.055
Tolima	35.226	37.895	42.376	45.524	43.950	41.373	35.938	32.054	32.655
Antioquia	11.333	11.128	11.115	11.788	13.704	15.580	18.887	20.604	24.986
Bolívar	8.275	9.267	12.056	12.928	13.299	11.886	12.011	14.894	15.109
Cesar	1.226	1.333	1.259	1.165	2.195	2.771	3.489	3.788	4.136
Norte de Santander	2.816	2.555	2.551	3.018	3.162	3.342	3.474	3.361	3.506
Cauca	1.320	2.199	2.161	1.421	1.161	1.114	905	839	974
Cundinamarca	2.865	2.273	1.748	1.399	1.168	1.015	858	902	772
Nariño	156	116	-	164	205	193	1.016	893	511
N.D.	-	-	28	32	49	295	636	800	421
Vichada	-	-	-	-	24	43	526	210	167
Sucre	0	0	0	0	16	20,1	29	31	29
Magdalena	-	-	-	-	-	0	-	7	12
Caquetá	-	-	-	-	-	-	-	-	2
N.N.	201	-	-	-	-	7	-	-	-
Total general	527.603	526.219	527.409	531.094	587.657	670.603	785.864	915.263	944.119

Fuente. www.acp.com.co

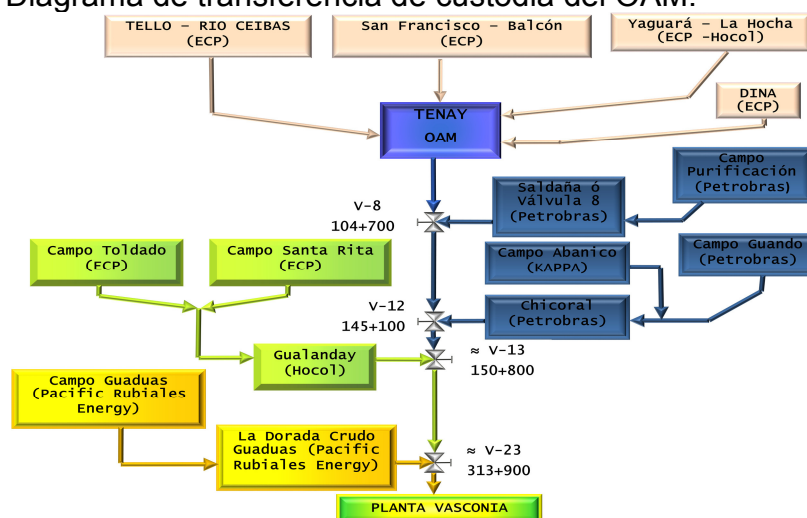
⁶ www.acp.com.co/

2. OLEODUCTO ALTO MAGDALENA (OAM)

2.1 CARACTERÍSTICAS

El OAM inicia su proceso de servicio desde la estación Tenay en el Huila, donde recibe la producción de los campos. San Francisco, Balcón, Tello, Rio Ceibas, Los Mangos, La Hocha, La Cañada y los crudos recibidos en el descargadero Babillas, provenientes de los llanos orientales y partes del país que no cuentan con un sistema de transporte diferente a carro tanques. Estos crudos son medidos, fiscalizados, almacenados y transportados a través del Oleoducto hasta la estación Vasconia de Ecopetrol ubicada en el Magdalena Medio. En el trayecto del oleoducto, se reciben crudos de las producciones de los campos de Ortega, Guando, Toldado y Guaduas, que de igual forma se entregan en Vasconia.

Figura 4. Diagrama de transferencia de custodia del OAM.



Fuente. Manual de Operaciones Oleoducto Alto Magdalena – Hocol S.A

En la tabla 2, se especifican las características del Oleoducto Alto Magdalena, con las cuales se opera en la actualidad.

Tabla 2. Especificaciones del sistema de tubería OAM

Longitud Oleoducto	396,5 Km
Diámetro de tubería	20 pulgadas
Espesor de pared	0,250 pulgadas
	0,500 pulgadas
Tipo de tubería	API 5L X65
Recubrimiento externo de construcción	FBE
Recubrimiento en reparaciones	Epoxi 100% sólidos
Máxima presión de operación	1160 PSI
Presión de prueba	1625 PSI
Válvulas	26 válvulas de corte
	5 válvulas anti retorno (cheque)
Trampas raspadores	
Despacho	1 Tenay
Recibo - Despacho	3 - Gualanday, Lérida, Dorada
Recibo	1 Vasconia
Capacidad Probada	100,000 BPD
Capacidad usada actualmente	110,000 BPD
Estaciones de bombeo	1 Estación Tenay

Unidades de bombeo	3 Unidades
Potencia Instalada	4500 HP (1500 HP c/u)
Tanques de almacenamiento	4 Unidades c/u 54,000 barriles
Capacidad Almacenamiento	216000 barriles
Sistema de comunicaciones SCADA	Control en todas las válvulas
UHF, Avantel	7 estaciones repetidoras
	Coyaima, Gualanday, Lérída, Dorada, Sargento, Norcasia, Vasconia
Sistema de protección Catódica	6 URPC
	372 estaciones de monitoreo de PC
	5 Electrodo de referencia permanentes
Cruces de río	4 perforaciones dirigidas
	18 cruces subterráneos

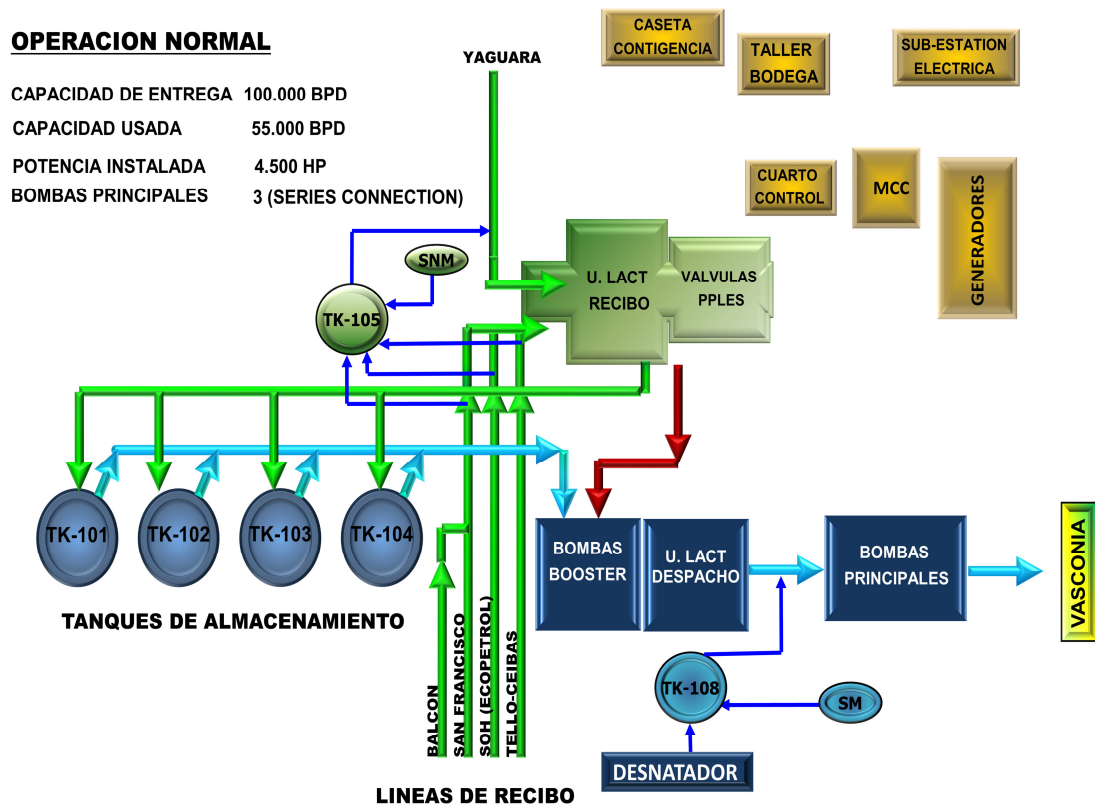
Fuente. Manual de Operaciones Oleoducto Alto Magdalena – Hocol S.A.

2.2 OPERACIÓN OLEODUCTO ALTO MAGDALENA

El OAM transporta crudo desde una única estación de Bombeo (estación Tenay), en donde el proceso principal está compuesto por: cuatro (4) líneas de entrada de crudo, cuatro (4) tanques de almacenamiento de 54.000 barriles de capacidad cada uno, cuatro (4) unidades LACT (Lease Automatic Custody Transfer) de recibo y una unidad LACT de despacho con capacidad

de 6000BPH, sistema de bombeo compuesto por tres (3) unidades de 1500HP cada una. La figura 4 resume la operación principal de recibo, medición y despacho de crudo de venta, transportado hasta Vasconia.

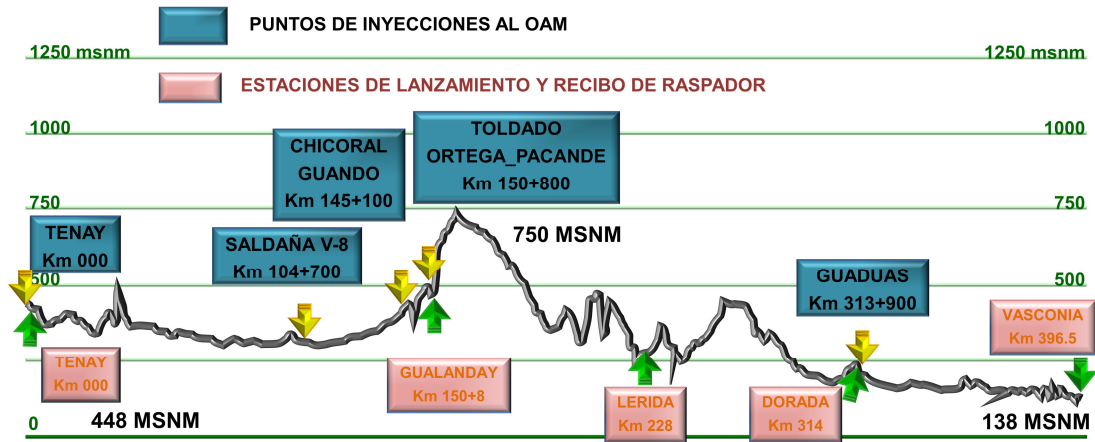
Figura 5. Diagrama Operación Estación Tenay



Fuente. Manual de Operaciones Oleoducto Alto Magdalena – Hocol S.A.

A lo largo del Oleoducto, se reciben en custodia crudos en cuatro (4) puntos de inyección los cuales se muestran en la figura 5.

Figura 6. Perfil topográfico – Puntos de Inyección al paso OAM.



Fuente. Manual de Operaciones Oleoducto Alto Magdalena – Hocol S.A.

3. CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS PESADOS A TRANSPORTAR

La inclusión de crudos pesados dentro de la estrategia de comercialización y transporte por el Oleoducto Alto Magdalena exige un gran paso tecnológico: el mejoramiento y conversión en crudo más liviano, dentro de las posibilidades económicas, o por otra parte, lograr transportarlo de manera efectiva y eficiente.

Durante mucho tiempo los crudos pesados se mantuvieron relegados. En Venezuela, Canadá y China se sabía de la existencia de inmensas acumulaciones de esos crudos, pero permanecían durmiendo en sus yacimientos naturales, debido a economías marginales derivadas de altos costos a lo largo de toda la cadena de su desarrollo, transporte, y procesamiento.⁷

La tendencia de crudos pesados explotados en Colombia está entre 15 y 20 grados API, pero a pesar de esto, la reserva de esta baja calidad de producto existente en nuestro país, hace que la infraestructura Colombiana busque la capacidad operativa de aprovechar este recurso natural, convirtiéndose en una necesidad a mediano plazo.

⁷ Giusti L., Luis E. Crudos pesados en Colombia. Artículo El Espectador. Mayo de 2011.

Además, se sabe que la infraestructura de transporte de petróleo en el país fue diseñada para manejar mejores calidades y condiciones de operación más favorables. Ahora, que existe la necesidad de demostrar la capacidad de los sistemas de tubería existentes, para el presente estudio se considera un crudo pesado con las características descritas en la tabla 3.

Tabla 3. Características crudo pesado a transportar por el OAM.

PARÁMETRO DE PRUEBA	VALOR DEL PARÁMETRO	ESTÁNDAR DE PRUEBA
Gravedad API a 60°F	Mínimo 18° a 60°F	ASTM D1298-99 (2005)
Sedimento y agua o partículas	Máximo 0.5% en Volumen	Sedimentos ASTM D473-07 Agua – Karl Fisher ASTM D4377-00 (2006)
Salinidad en Crudos	Máximo 20 PTB, (Libras por cada 1.000 Barriles)	ASTM D3230-10
Viscosidad @ a la Temperatura de referencia.	Máximo 2.500 SSU (Segundos Saybolt) – 539cST @ 80°F	ASTM D445-10
Presión de Vapor	Maximo 11 lb/pulgada cuadrada @ 100°F Reid Vapour Pressure	ASTM D323-08
Punto de Fluidez	Máximo 55°F	ASTM D5853-09
Temperatura de Recibo	Máximo 120°F	

Fuente. BTO OAM

4. DESARROLLO Y SIMULACIÓN DE MODELO DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR EL OAM

4.1 CAPACIDAD DE DISEÑO O CAPACIDAD TRANSPORTADORA

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. Si el diseño del sistema se modifica para aumentar la capacidad de diseño, ésta será la nueva capacidad. **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.

Para el cálculo de la capacidad nominal se realizó prueba de máximo bombeo obteniendo la siguiente información: 102.946 BPD cuando se transportó Petróleo Crudo desde la Estación Tenay hasta la Terminal Vasconia con las siguientes características: 51.1cSt de viscosidad y 25,1°API @ 60°F.

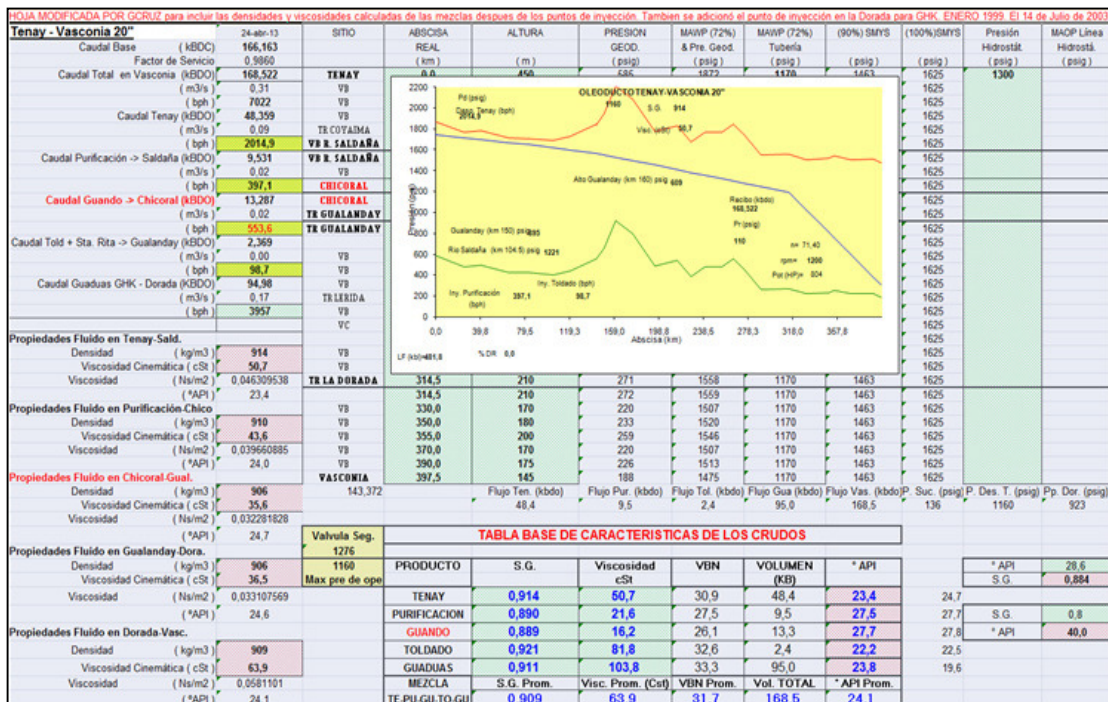
En la actualidad, se transporta por el OAM un crudo de rango intermedio, entre 20 y 25 °API, con los se logra una capacidad efectiva de 110.000 BPD. Basados en la información de operación se inicia el desarrollo de un modelo

hidráulico que refleje las condiciones actuales y permita obtener valores de capacidad semejantes a las reales y de esta forma validar la efectividad de dicho modelo.

4.2 MODELO HIDRÁULICO OAM

El modelo hidráulico desarrollado para simular las condiciones operativas del Oleoducto Alto Magdalena, es un diseño experimental basado en la teoría de hidráulica existente mediante una hoja de cálculo de Excel, formulada y alimentada con todas las variables consideradas como necesarias e influyentes en la capacidad de transporte de crudos pesados.

Figura 7. Vista simulador hidráulico.



Fuente. Los autores

Para la realización del modelo hidráulico se tuvieron en cuenta las siguientes variables de operación y del fluido transportado:

- Perfil topográfico del sistema de tubería
- Características de la tubería
- Características fisicoquímicas del crudo transportado (viscosidad, gravedad específica, gravedad API)
- Características del terreno por el que la tubería transcurre
- Perfiles de presión, temperatura y caudal
- Capacidad de bombeo

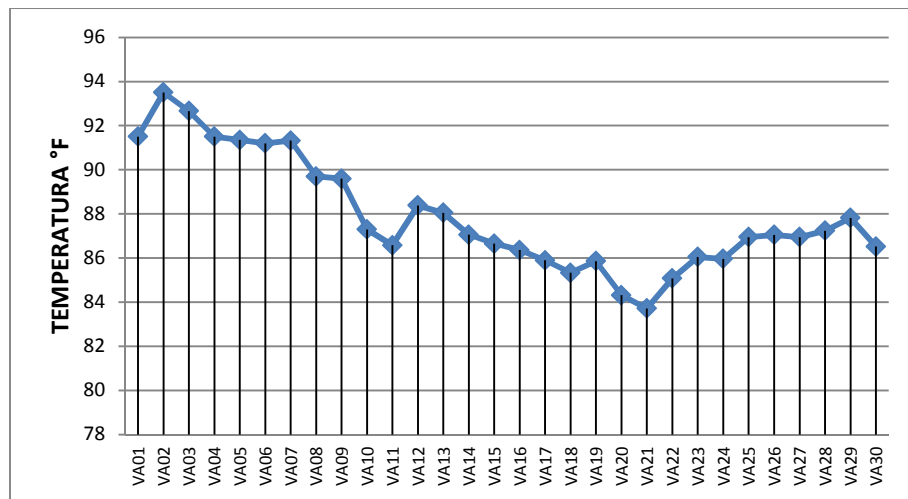
Usando ecuaciones experimentales en función de las condiciones reales de operación, se obtiene la capacidad teórica de bombeo del oleoducto, acercándose a los datos reales obtenidos en la operación diaria. El modelo desarrollado bajo este esquema, tiene la flexibilidad de simular situaciones que se presentan en la operación rutinaria y permite obtener una aproximación cercana a la realidad del comportamiento hidráulico del oleoducto, semejante a la realidad operacional.

Es importante resaltar que este desarrollo de tipo práctico tiene el objetivo de simular la capacidad operativa de transporte, permitiendo tomar decisiones respecto a las estrategias que deberían adoptarse para lograr transportar

diferentes tipos de crudo, respetando las condiciones mínimas especificadas por la compañía operadora del oleoducto. Para el presente estudio, se consideró el transporte de crudo pesado de 18°API, siendo este, la mínima calidad permisible.

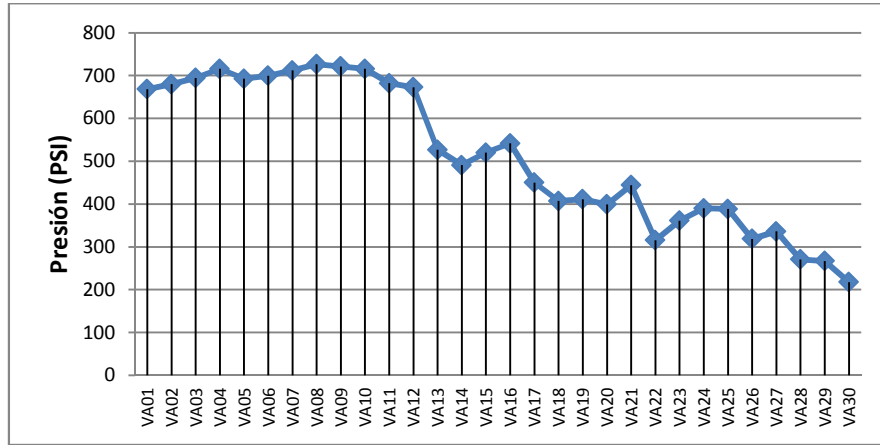
Las gráficas 1 y 2, muestran los perfiles de temperatura y presión del OAM, donde es evidente que las pérdidas de temperatura son mínimas, por lo que no se considero como variable para el presente estudio. Para el caso de la presión, se toman los puntos relevantes de la topografía del sistema de tubería.

Gráfica 2. Perfil de temperaturas OAM



Fuente. Los Autores

Grafica 3. Perfil de presión OAM



Fuente. Los Autores

En la tabla 4 se observan los datos simulados, teniendo en cuenta que los primeros valores corresponden a las condiciones de operación y transporte actual, y son la base de comparación para determinar la confiabilidad de los resultados y realizar las comparaciones respecto a las calidades de crudo que se transportarían.

Tabla 4. Resumen de variables simuladas.

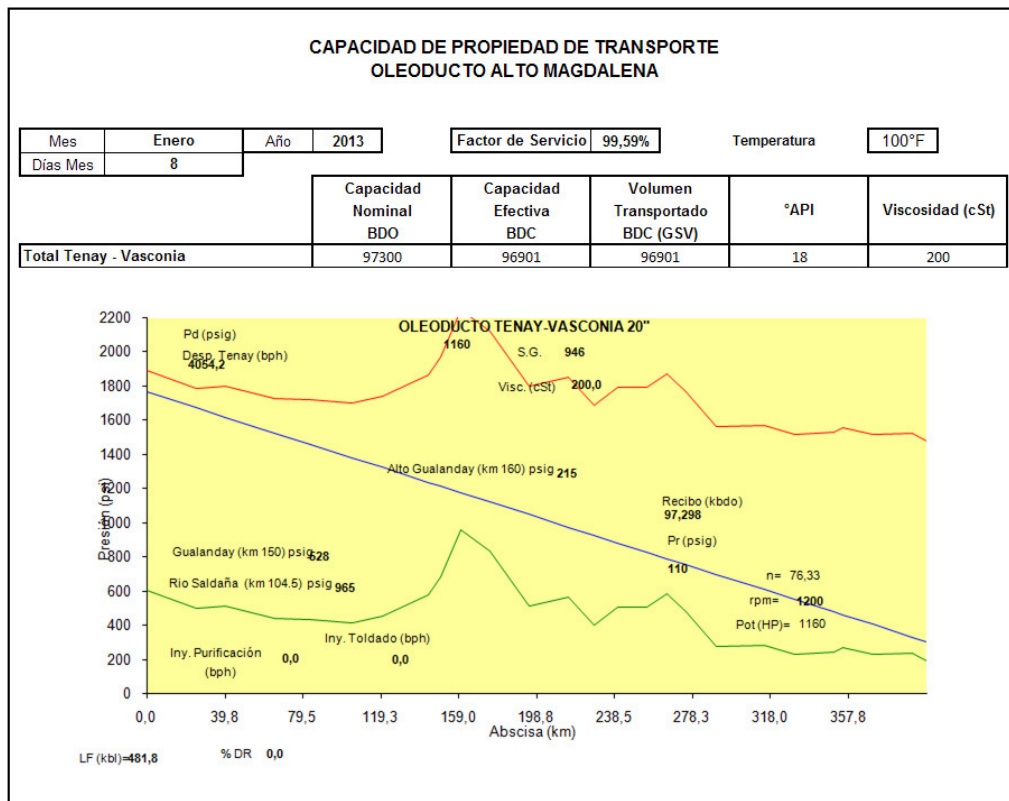
Viscosidad (cSt)	Efic. Sistema (%)	Potencia (hp)	°API	Capacidad Nominal BPD
60	47,00	1090	21	45000
200	76,33	1160	18	97300
400	73,59	888	18	53816
500	68,47	780	18	43053

Fuente. Los autores

La eficiencia del sistema, es la variable predominante y la primera opción de manejo viable para soportar una mejora del proceso, permitiendo condicionar

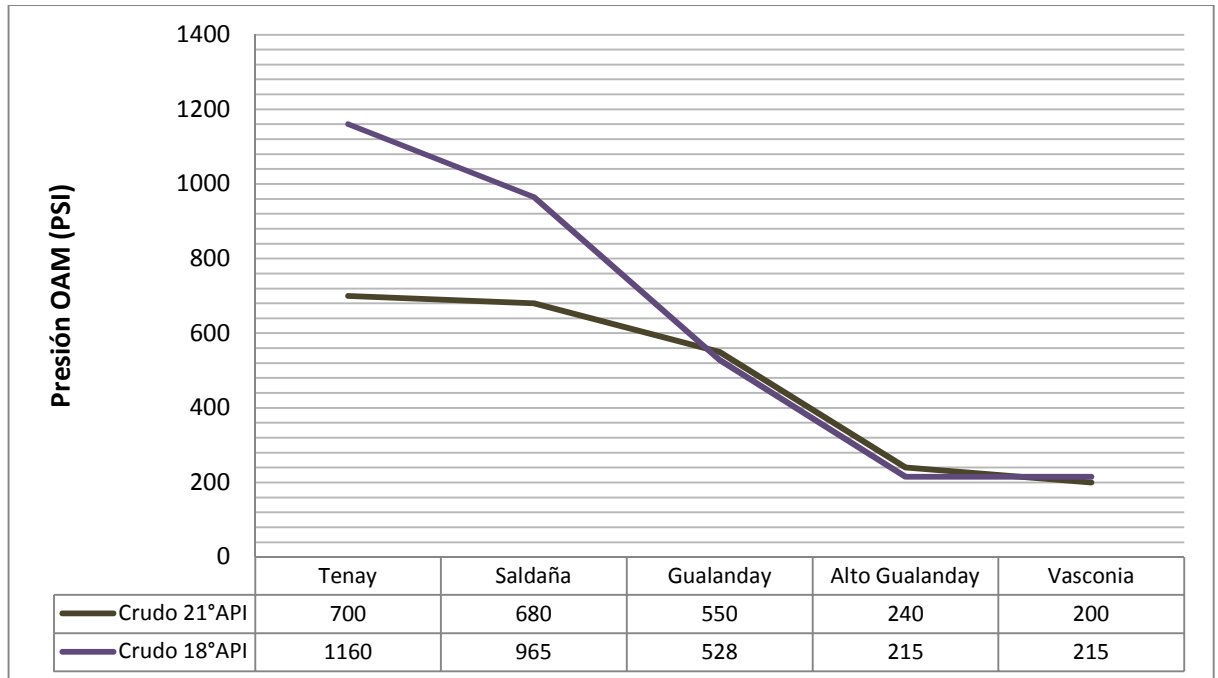
otras variables del crudo a transportar. Otras variables como viscosidad y calidad dependen de la producción de los campos cercanos. La presión de descarga en la estación Tenay, se simulo a 1160PSI la cual corresponde a la máxima presión de operación establecida (MOP). LA figura 8, corresponde a los resultados más favorables obtenidos en función de la capacidad de transporte desde la estación Tenay; logrando, con la actual infraestructura instalada y asumiendo aumento de la eficiencia del sistema de bombeo al 76.33%, transportar más de 97KBPD de crudo pesado con una viscosidad de 200 cSt.

Figura 8. Resultado simulación crudo de 18°API / 200 cSt /100°F



Fuente. Los Autores

Grafica 4. Relación de presiones requeridas para transportar crudo liviano vs crudo pesado.



Fuente. Los Autores

Las condiciones de temperatura del producto no se asumen como variables de gran impacto en el desempeño de la capacidad de transporte, debido a su baja tendencia de cambio, dado que el oleoducto se encuentra enterrado en su totalidad, sirviendo como aislante térmico natural.

5. ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS POR EL OAM

Para lograr transportar el crudo considerado en el presente estudio, surgen alternativas de modificación o mejora de la infraestructura existente o adopción de nuevas prácticas en la Estación Tenay. Estas alternativas son:

- **DILUCIÓN DE CRUDO.** Se considera mezclar el crudo pesado con diluyente, ya sea con un crudo más liviano o con un derivado como, por ejemplo, la nafta o el keroseno. Sin embargo, el hecho de diluir el crudo pesado, hace que este adquiera características de crudo intermedio. Esto también genera costos adicionales en la adquisición, mezcla en línea y adición del diluyente, haciendo más costoso e inviable esta alternativa.
- **REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO.** Implica la realización de una reparación mayor al equipo y sus componentes y/o cambio de los mismos, con el fin de optimizar su capacidad hasta obtener la eficiencia requerida para mover dicho crudo. Esta alternativa puede representar mejoras puntuales e inmediatas al sistema pero, significa también un impacto económico en la implementación de esta.
- **CALENTAMIENTO DEL CRUDO.** Esta alternativa considera la aplicación de calor para reducir la viscosidad del producto para su

transporte; sin embargo, presenta limitaciones de distancia por la baja eficiencia y sus elevados costos, pues esto implica la instalación de generadores de vapor. Además, implica la construcción de nueva infraestructura en la estación Tenay y en las trampas, lo cual se encuentra fuera del alcance del presente estudio.

- INYECCIÓN DE REDUCTOR DE FRICCIÓN – DRA (Drag Reductor Agent). Debido a su acción de rescatar energía perdida y retornarla nuevamente al sistema, permite que los sistemas de tubería operen a una presión de operación menor incrementando los niveles de seguridad del sistema o en su defecto se traducirá en un ahorro de energía⁸ (Número de Reynold). Cuando el régimen de transporte en la tubería es turbulento, un DRA produce una caída de presión más pequeña que aquella que ocurre con un crudo o gasolina sin tratar moviéndose al mismo porcentaje de flujo. La fricción del flujo turbulento de la solución (DRA- crudo o gasolina) es menor que la del crudo o gasolina. Los agentes reductores de fricción son altamente viscoelásticos y tixotrópicos. Las soluciones DRA-(crudo o gasolina) son viscoelásticas no dependen del tiempo, son degradables y se transforman en fluidos no newtonianos. Una solución (DRA- crudo o gasolina) se maneja como un hidrocarburo ordinario excepto en un flujo turbulento cuando es evidente la reducción de fricción.

⁸ GIL, Moises. REDUCTORES DE FRICCIÓN UNA ALTERNATIVA PARA MEJORAR LA TRANSPORTACIÓN EN DUCTOS. PEMEX

5.1 ANÁLISIS DE OPORTUNIDAD DE APROVECHAMIENTO DE OPCIONES DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO

Característica	DRA	RE POTENCIACIÓN BOMBAS	CALENTAMIENTO DE CRUDO	DILUCIÓN DE CRUDO
Costo en infraestructura Tenay (US)	37.500	1'200.000	Entre 2'000.000 y 3'000.000	Entre 3'000.000 y 4'000.000
Costo infraestructura OAM (US)	112.500	NA	Entre 1'000.000 y 2'000.000	NA
Modificaciones locativas	Espacio mínimo para ubicación de sistema de inyección.	NA	Construcción sistema de calentamiento en la descarga de los tanques de almacenamiento y en punto intermedio del OAM	Construcción sistema de mezclas e inyección proporcional de diluyente (Nafta)
TOTAL	150.000	1'200.000	3'000.000	3'000.000
Consideraciones	La inversión tanto en infraestructura como en producto es mínima y no causa traumatismos en la operación. No requiere de mantenimientos diferentes a los que realiza el proveedor de equipos lo cual no incrementa los costos. El aumento del costo de transporte es de 0.2US/barril transportado.	Proyecto de inversión necesario para optimizar la capacidad de transporte que permite su aprovechamiento en el manejo de crudos pesados con inyección de agentes reductores de fricción.	Representa una inversión considerable en equipo e infraestructura, haciendo inviable esta alternativa por su alto costo de adaptación considerando los elevados incrementos de temperatura de los sistemas de bombeo y medición. Además esto requiere realizar estudio de pérdidas de temperatura por distancia y la opción de construir infraestructura adicional a lo largo del oleoducto.	La dilución logra que un crudo pesado tome características de crudo intermedio, que además de aumentar los costos, esta por fuera del alcance del presente estudio.

5.2 ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA DE UNIDADES DE BOMBEO DE LA ESTACIÓN TENAY

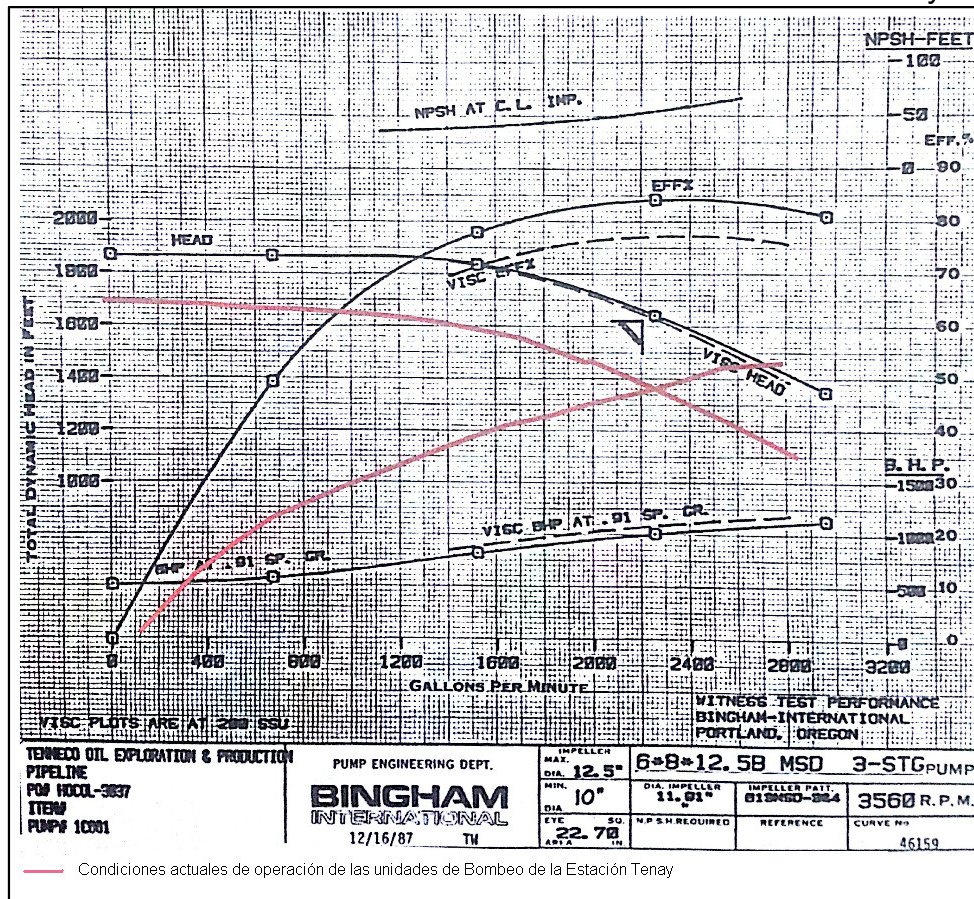
El sistema de bombas principales está confirmado por tres bombas centrífugas Bingham MSD, dispuestas en serie que funcionan de forma independiente según las necesidades operativas. Cada equipo de bombeo está conformado por tres elementos: motor de combustión a gas, incrementador de velocidad y bomba centrífuga de tres etapas. El cabezal de succión y descarga es común, separados por cheques de 20" instalados en cada bomba.

Podemos definir la eficiencia de una bomba centrífuga como la relación existente entre la potencia que ponemos dentro de la bomba y la potencia que realmente sale de la bomba. Un ejemplo muy simple es que si entregamos 15 HP a la entrada y obtenemos 10 HP, la eficiencia sería del 66.6%. Sin embargo, cuando funciona una bomba centrífuga, una porción de la potencia aplicada en el eje se usa para elevar la presión del fluido; el resto de la potencia se convierte en una elevación de la temperatura como resultado de la fricción que se genera entre las partes rotativas estacionarias de la bomba de tal forma que el calor generado se transmite al fluido bombeado, haciendo que la temperatura sea mayor a la salida que a la entrada. De esta forma, si se puede medir cual es el porcentaje de potencia

que se usa para elevar la presión del fluido y cual porcentaje se pierde por la fricción, obtenemos un resultado adecuado para calcular su eficiencia.

La Figura 9, muestra la curva de eficiencia actual típica de las unidades de bombeo de la estación Tenay, donde se observa claramente que solo se alcanza un 47% de la eficiencia, es decir, casi 40% por debajo de la esperada. Lo anterior, resulta del efecto del desgaste de sus elementos internos después de 20 años de servicio.


Figura 9. Curva de eficiencia de unidades de bombeo Estación Tenay




Fuente. Catalogo Bombas Bingham MSD Sulzer

Se espera que mejorando la eficiencia de las bombas, se logre ampliar la capacidad de bombeo, permitiendo la opción de manejar crudos de mayor densidad y viscosidad que los que se transportan en la actualidad.

Figura 10. Tiquete de nominación del crudo transportando con eficiencia del 47% en el sistema de bombeo.

		MOVIMIENTO DIARIO DE CONTADORES DEL OLEODUCTO DEL ALTO MAGDALENA							Emisión : 2011/10/31		
									Revisión : 0		
									Código : RDI-147		
									Página 1 de 1		
		CONTADORES RECIBOS (Bbls)							FECHA: 04-0072012		
	IV	G8V	NSV	API 60°F	SW % Vol	SAL P.T.B	AZUF. %Paso	VISC. cSt	VISC. SUS		
DINA											
105-A	9.306,00	9.237,40	9.211,90								
105-B	9.610,00	9.439,81	9.413,58								
TOTAL	19.096,00	18.677,01	18.625,46	25,6	0,276	11,8	1,11	30,7	144,7		
SN FCO/BALCON											
102-A	6.512,00	6.426,17	6.406,11								
102-B	9.493,00	9.365,70	9.339,38								
TOTAL	16.005,00	15.791,87	15.747,49	25,3	0,281	8,8	0,500	21,4	103,9		
TE - CE (CRUDOS TELLO-RIO CEIBAS)											
101-A	0,00	0,00	0,00								
101-B	6041,00	5963,49	5948,16								
TOTAL	6041,00	5963,49	5948,16	20,8	0,257	7,2	1,81	111,5	516,7		
YAGUARÁ											
107-A	3.151,69	3.116,48	3.107,19								
107-B	6.253,25	6.190,22	6.167,81								
TOTAL	9.405,14	9.306,70	9.275,00	23,3	0,362	16,3	1,69	46,6	226,9		
GRAN TOTAL	50.457,14	49.741,07	49.596,11								
CONTADORES DESPACHOS (Bbls)											
TENAY											
103-A	32.338,00	31.891,41	31.790,31								
103-B	12.479,00	12.301,56	12.282,55								
103-C	0,00	0,00	0,00								
TOTAL	44.817,00	44.192,96	44.062,86	23,9	0,317	12,2	1,08	36,2	165,0		
PURIFICACION (V-S)											
M	11.492,00	11.293,42	11.286,53								
MED . 2	0,00	0,00	0,00								
TOTAL	11.492,00	11.293,42	11.286,53	27,4	0,081	4,1	0,980	19,9	97,6		
GUANDO (Chicora)											
MED . 1	10.716,00	10.571,74	10.533,26								
MED . 2	2.156,00	2.125,90	2.116,16								
MED . 3	1.045,00	1.031,97	1.028,21								
TOTAL	13.916,00	13.729,61	13.679,63	27,7	0,364	5,9	0,520	15,9	81,1		
GUALANDAY											
MED . 1	4.450,48	4.412,78	4.408,72								
MED . 2	781,40	755,00	754,31								
TOTAL	5.219,88	5.167,78	5.163,03	22,4	0,092	8,0	2,34	80,7	415,6		
GUADUAS (LA DORADA)											
MED . 1	12.071,00	12.060,13	12.025,72								
MED . 2	11.837,00	11.513,65	11.482,10								
MED . 3	6.567,00	6.506,26	6.488,43								
TOTAL	30.475,00	30.080,04	30.006,25	18,7	0,274	6,8	0,880	134,7	624,1		
GRAN TOTAL	108.319,88	104.963,81	104.678,30								
EXISTENCIA EN TANQUES											
		101	102	103	104	105	TOTAL	BALANCE INTERNO	ACUMULADO INTERNO		
T.O.V.	23,3	0,00	39.532,52	6.948,21	6.143,20	709,01	49.363,03	-62,91			
G.S.V	0,200	0,00	39.899,52	6.690,33	6.697,31	709,63	48.393,19	-42,27	-162,42		
N.S.V	10,6	0,00	38.884,59	6.659,85	6.659,14	709,39	48.262,90	-62,24	-164,41		
VASCONIA I		18.073,00	18.030,00	22,9	0,236	5,6					
VASCONIA II		86.966,00	86.761,00	22,9	0,236	5,6					
VASCONIA III		0,00	0,00	0,0	0,000	0,0					
TOTAL		105.039,00	104.791,00	22,9	0,236						
DF. VASC. - OMBEN BBLA A 60 °F *		75,19		799,07							
DF. VASC. EN BBLA METOS *		112,70		906,25							



CARLOS ERNESTO URAJOA
 TP No. 13867 CPIQ
 PROASEM S.A.
 CONTRATO No. C8-0237

Fuente. Operaciones Tenay

5.3 INYECCIÓN DRA EN OLEODUCTO ALTO MAGDALENA

La regla general es que los DRA se inyectan siempre en la descarga de la estación de bombeo. Si se requiere la reducción de fricción a lo largo de una tubería con N estaciones, el DRA probablemente deberá inyectarse en N puntos.

La efectividad de un DRA depende en cierta medida de la viscosidad del hidrocarburo sin tratamiento y disminuye a medida que se incrementa la viscosidad. Varía ligeramente con el diámetro y disminuye al incrementarse el diámetro y el efecto varía grandemente con la velocidad de flujo lo cual, para un hidrocarburo y diámetro de tubería dados, significa que varía grandemente con el número de Reynolds. La reducción de fricción se incrementa cuando aumenta el número de Reynolds.

Hay algunos aspectos prácticos poco entendidos de la aplicación de los DRA. Por ejemplo, existe relación entre las características físicas del hidrocarburo y del DRA; un cierto DRA producirá buenos resultados en un hidrocarburo determinado, sin embargo producirá resultados pobres en un crudo aparentemente similar. En cada caso particular, se deberá considerar experimentalmente las diferentes concentraciones de inyección de DRA al producto y sus adecuadas proporciones.

Considerar esta alternativa, requiere de la instalación de facilidades para la inyección del DRA en las trampas de raspadores existentes en el OAM.

El anexo 1 muestra los detalles de la prueba de inyección de un mejorador de flujo en el Oleoducto Alto Magdalena, donde se destaca el uso de tres dosificaciones, donde con la mayor de ellas se alcanzarían más de 100 mil BPD usando un crudo intermedio.

5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

El presente estudio tiene en cuenta la producción de crudo despachada desde la Estación Tenay, no se consideran dentro de las cifras de barriles transportados diarios (BPD) las inyecciones al paso de los aferentes actuales, lo cual si se tuviera en cuenta, aumentaría considerablemente la capacidad general del oleoducto y no es del alcance del presente estudio.

5.4.1 Repotenciación Sistema de Bombeo. Para realizar la repotenciación de estas unidades, se requiere que estas sean reparadas exclusivamente por los fabricantes, razón por la cual los costos dependerán de la disponibilidad y tiempo que Sulzer Pumps disponga.

De acuerdo a la oferta recibida de Sulzer Pumps, el costo de reparación de las tres unidades de bombeo de la estación Tenay está alrededor de US\$1.200.000.00.

5.4.2 Instalación de facilidades e inyección de DRA. La inclusión de DRA en el crudo a transportar, implica la instalación de equipos de inyección en el punto de descarga en la estación Tenay y en cada una de las tres trampas de raspadores. Los costos asociados a dichos equipos están alrededor de US\$150.000.00.

El costo de las cantidades necesarias para inyectar a 50ppm y obtener un incremento en el flujo del 25%, es de US\$0.2 por barril a transportar, lo cual significa que la inversión anual en materia prima es de KUS\$5.000.

5.4.3 Relación costo-beneficio del barril transportado. Se considera la mejora de la eficiencia a la infraestructura de bombeo existente de un 45% a un 70% y la adición de un agente reductor de fricción (DRA – Drag Reduction Agent), el cual aumenta el flujo en un 25%, aumentando la capacidad de transporte desde la estación Tenay en un total de 55% correspondiente a un incremento de 25.000BPD.

La tabla 5, resume los costos asociados al CAPEX y OPEX, en función de las utilidades esperadas

Tabla 5. Base para análisis económico y utilidades esperadas.

Costo transporte por barril de crudo (US\$)	2,800
Variación capacidad de bombeo (BPD)	25000
Longitud (km)	396.5
CAPEX (US\$)	1.350.000,00
OPEX (US\$)	5.848.000,00

OPEX	
Incrementa 18% del Costos O&M normal (por aplicación de la propuestas)	
Nomina administración, operación & HSE	\$ 249.444,00
Energía y combustible	\$ 202.138,20
Estrategia de mantenimiento	\$ 176.234,40
Seguridad física & gestión social	\$ 80.146,80
Costo legal & manejo de tierras	\$ 30.036,60
Inyección DRA/año	\$ 5.110.000,00
Total anual	\$ 5.848.000,00

CAPEX	
Inversión propuesta oleoducto	
Reparación unidades de bombeo	\$ 1.200.000,00
Facilidades inyección DRA	\$ 150.000,00
Sub-total	\$ 1.350.000,00
Total inversión inicial	\$ 1.350.000,00
Distribución x 5 años	\$ 270.000,00
Distribución x 60 meses	\$ 22.500,00

Fuente. Los autores.

5.3.4 Tasa Interna de Retorno (TIR). Es el indicador de la rentabilidad del proyecto, la TIR (Tasa Interna de Retorno) mide la tasa de descuento o

rendimiento de un proyecto de inversión que a través de los flujos de caja futuros netos hace que el Valor Actual Neto sea igual a cero, es decir, nos muestra cuál es el tipo de interés para el cual el proyecto de inversión no genera beneficios ni pérdidas.

$$0 = -A + \frac{Q_1}{(1+r)} + \frac{Q_2}{(1+r)^2} + \frac{Q_3}{(1+r)^3} + \frac{Q_4}{(1+r)^4} + \frac{Q_5}{(1+r)^5}$$

Para el análisis de los indicadores se considera el costo de la inyección del DRA durante 5 años y el valor de la reparación de las unidades de bombeo.

(A): Inversión inicial: US\$ 26'900.000,00 (CAPEX + 5 años OPEX) Ver anexo 2

(Q): flujos de caja

Año 0	\$	-26.900.000
Año 1	\$	25.550.000
Año 2	\$	25.550.000
Año 3	\$	25.550.000
Año 4	\$	25.550.000
Año 5	\$	25.550.000

$$0 = -\$26'900.000 + \frac{\$25'550.000}{(1+91.27\%)} + \frac{\$25'550.000}{(1+91.27\%)^2} + \frac{\$25'550.000}{(1+91.27\%)^3} + \frac{\$25'550.000}{(1+91.27\%)^4} + \frac{\$25'550.000}{(1+91.27\%)^5}$$

(r) TIR: 91.27%

El valor de la TIR está referido únicamente a los costos de la inversión en la implementación de este estudio, sin tener en cuenta los costos operativos considerados constantes dentro de la operación del oleoducto.

(t) Tasa de oportunidad: 20%⁹

(p) Periodos anuales: 5

(VF) Valor Futuro (5 años):

$$VF = A \times (1 + t)^p$$

$$VF = \$26'900.000 \times (1 + 0.2)^5$$

$$\underline{VF = \$66'935.808 \text{ US}}$$

5.3.5 Valor Presente Neto (VPN). El VPN permite determinar si se puede maximizar la inversión del proyecto y aumentar la riqueza para las compañías propietarias del OAM.

$$VPN = -VF + \frac{Q_1}{(1+t)^1} + \frac{Q_2}{(1+t)^2} + \frac{Q_3}{(1+t)^3} + \frac{Q_4}{(1+t)^4} + \frac{Q_5}{(1+t)^5}$$

$$VPN = -66'935.808 + \frac{25'550.000}{(1.2)^1} + \frac{25'550.000}{(1.2)^2} + \frac{25'550.000}{(1.2)^3} + \frac{25'550.000}{(1.2)^4} + \frac{25'550.000}{(1.2)^5}$$

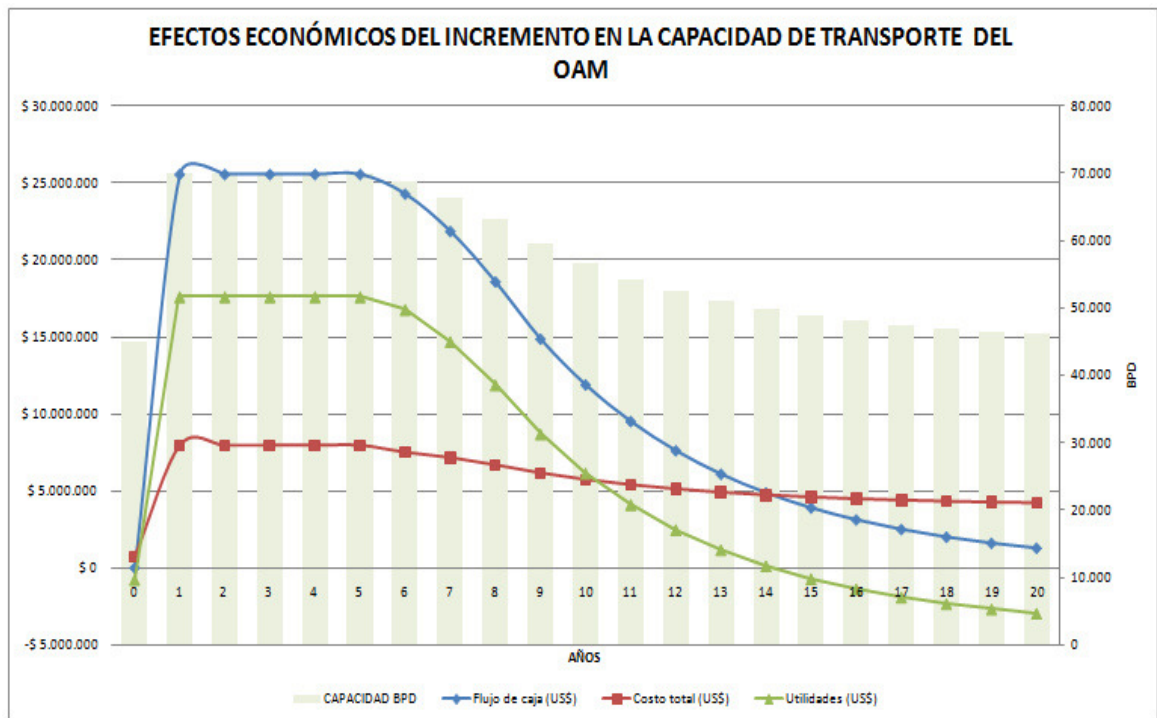
VPN: \$ 9'474.332,17

Se observa que el VPN es positivo y hace viable la implementación de este proyecto.

⁹ Este valor es propio de la compañía operadora.

La grafica 4 muestra el comportamiento en el tiempo de los efectos que tendría la implementación de las dos alternativas descritas anteriormente.

Grafica 5. Tendencias económicas de transporte incrementado.



Fuente. Los autores

La capacidad en BPD se incrementa considerablemente durante los 5 primeros años. El decremento de esta tendencia se debe a que se estima una reducción en las reservas probadas de crudo pesado en el sur de nuestro país.

La utilidad se mantiene positiva y proporcional al flujo de caja durante los 14 primeros años del proyecto en los cuales se estima la recuperación de la inversión inicial. Después de este tiempo, se considera la inyección de DRA, teniendo en cuenta que es el costo que incrementa el OPEX.

Los datos presentados en este estudio pueden variar a la realidad teniendo en cuenta que están basados en la operación actual de una gran infraestructura de transporte de crudo del país y su información pertenece a la compañía operadora, por lo que se considera información confidencial.

CONCLUSIONES

Este proyecto asume que por la naturaleza de sus actividades, demanda una responsabilidad sobre el entorno en el que se desarrolle y opera. La implementación está comprometida a reducir al máximo los impactos ambientales que pudiera generar el transporte de crudo pesado por carro tanque.

La opción combinada de repotenciar el sistema de bombeo para mejorar eficiencia, junto con la inyección de DRA, se considera viable, pues se debe tener en cuenta que el Oleoducto Alto Magdalena ha operado durante más de 20 años con crudos convencionales (intermedios) y es natural el desgaste en los equipos. La repotenciación aumentaría el tiempo de servicio por varios años más y estaría listo para asumir el reto de transportar crudos pesados.

La combinación de las alternativas de transporte de crudo pesado: inyección de agente reductor de fricción DRA y repotenciación del sistema de bombeo, incrementan el costo del barril transportado en \$0.2US, considerando estos costos manejables para la operación dentro de las necesidades de dicho transporte.

La implementación de inyecciones de DRA, permite el manejo de un producto de alta viscosidad que no se lograría transportar en las condiciones actuales, con la misma eficiencia del sistema de bombeo actual. De acuerdo con los resultados del estudio de inyección de LiquidPower (Anexo 1), las cantidades probadas son de 50, 25 y 15 ppm; obteniendo resultados proporcionales; a mayor cantidad de DRA inyectado, mayor y mejor reducción de la fricción y menos desgaste químico lo que permite inyectar dicho fluido en los tres puntos adicionales.

La repotenciación del sistema de bombeo es necesaria considerando el tiempo de servicio (20 años) y la proporcional reducción de la eficiencia de dicho sistema, debido al desgaste normal de la maquinaria. Con esto se logra un incremento en la capacidad de bombeo y la extensión del tiempo de vida útil.

El aumento del 18% del OPEX debido a la implementación del proyecto, representa 55% más en capacidad de transporte en volumen.

Se observa un valor significativo en la Tasa Interna de Retorno, debido a que en el presente estudio se consideró que los costos operativos actuales continúan estables, basando el análisis económico en el incremento del OPEX equivalente a la implementación de las opciones planteadas. Además, el flujo de caja consideró la cantidad total de volumen transportado desde

Tenay incluyendo el incremento por la inyección de DRA contando con una eficiencia del 75% del sistema de bombeo.

La viabilidad del presente estudio se soporta en los resultados favorables del Valor Presente Neto (VPN) y una Tasa Interna de Retorno (TIR) significativa; mostrando a la compañía operadora una propuesta de alto valor productivo, baja inversión y aprovechamiento de la infraestructura instalada.

En la gerencia moderna se debe tener una visión integral tanto del negocio como del entorno en el cual se desarrolla la actividad industrial, es así como los gerentes deben tener en cuenta, no solo los indicadores económicos sino también los indicadores de desempeño social y ambiental que garanticen la sostenibilidad del negocio en el tiempo.

El medio ambiente se ha convertido en uno de los temas más debatidos, legislados y de preocupación de los últimos años. Los gobiernos, los grupos ecologistas y la sociedad en general piden políticas y actuaciones que frenen o impidan el deterioro de los recursos naturales. Por ello, al implementar este proyecto la estrategia de la compañía se basa en una óptima eficiencia energética en sus procesos.

En respuesta a las políticas ambientales y a los sistemas de gestión ambiental este proyecto permite materializar los compromisos de cumplimiento legal, de mejora continua y de prevención en la contaminación al evitar movimientos de crudo con otros medios de transporte.

El compromiso es una propuesta que genera valor a sus grupos de interés, con tarifas competitivas y altos estándares de seguridad operacional; además de mejoras en la dinámica para satisfacer la demanda energética del país.

Se debe enfatizar que la importancia de los proyectos de crudos pesados radica no sólo en la rentabilidad de los mismos, sino también en el efecto multiplicador que tienen en el desarrollo de la economía de la región y del país.

BIBLIOGRAFÍA

ABDURAHMAN, H.Nour, Rosli, M.Y, Zulkify, J, 2006. Study on demulsification of water-in-crude oil emulsions via microwave heating technology. J. Appl. Sci. 6, 2060–2066.

ARCE, Carlos Alberto, VPR, Ecopetrol S.A. Octubre 2010

Boletín del Transportador. Oleoducto Alto Magdalena. Hocol S.A. 2011.

Carta PETROLERA Edición 114. ECOPETROL

ExtremePower™ Flow Improver Produces Extreme Results. The Flow Informer, your resource for eliminate turbulence. Vol. 3 ISSUE 1. March 2008.

GARCÍA, C, et al. OPTIMIZACIÓN DEL TRANSPORTE POR OLEODUCTO DE CRUDO PESADO CASTILLA. Universidad Industrial de Santander.

GIUSTI, Luis E., Crudos pesados en Colombia. El Espectador. 2011

Manual de operaciones Oleoducto Alto Magdalena 2012-2013. Hocol S.A.

MARTINEZ, Rafael; PALOU, Maria de Lourdes, M., Beatriz, Z.R., Elizabeth, M.J., Cesar, B.H., Juan De La Cruz, C.L., Jorge, A., 2011. Transportation of heavy and extra- heavy crude oil by pipeline: a review. J. Pet. Sci. Eng. 75 (2011), 274–282.

N.H. Abdurahman, Y.M.Rosli, N.H.Azhari, B.A.Hayder. Pipeline transportation of viscous crudes as concentrated oil-in-water emulsions. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2012

SANIERE, A., HENAUT, I., ARGILLIER, J. F., 2004. Pipeline transportation of heavy oils a strategic, economic and technological challenge. Oil Gas Sci. Technol.—Rev. IFP 59 (5),455–466.

THOMAS, L., BURDEN, T., Heavy Oil Drag Reducing Agent (DRA): Increasing Pipeline Deliveries of Heavy Crude Oil. ConocoPhillips Specialty Products Inc.

URQUHART, R. D., Murphy Oil Company Ltd. Heavy Oil Transportation - Present and Future. Society of Petroleum Engineers. 978-1-55563-533-6. OGJ EOR Survey 2007

INFOGRAFÍA

www.anh.gov.co/

www.ecopetrol.com/

www.acp.com.co/

www.extremepowerflowimprovers.com/

www.pemex.com/

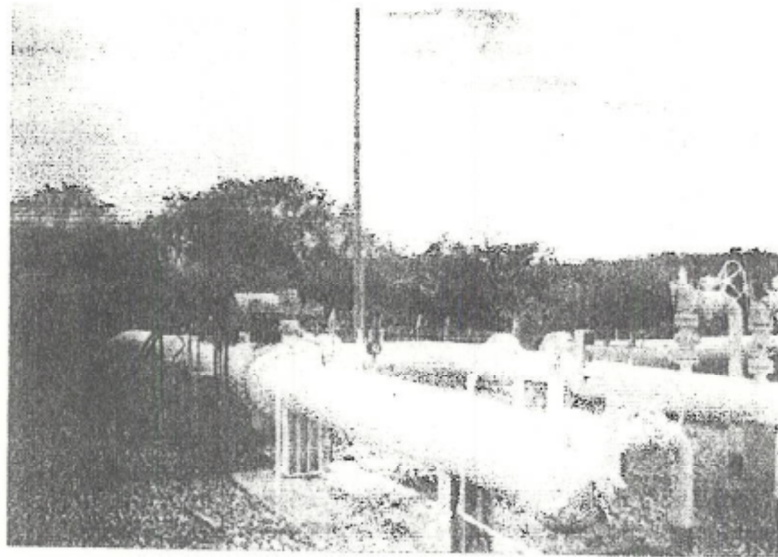
www.pdvsa.com/

www.bicentenario.com/

ANEXOS

ANEXO A

REPORTE FINAL DE LA PRUEBA DE INYECCIÓN Liquid Power™ MEJORADOR DE FLUJO EN EL OLEODUCTO ALTO MAGDALENA - OAM



**REPORTE FINAL DE LA PRUEBA DE INYECCIÓN
LiquidPower™ MEJORADOR DE FLUJO
EN EL OLEODUCTO DEL ALTO MAGADALENA – OAM**

PREPARADO POR:

 DELRIO S.A.



INTRODUCCIÓN

El potencial incremento de volúmenes de crudo a ser despachados desde Tenay, así como el posible incremento de las corrientes que se incorporan a este ducto a lo largo de su recorrido, esta haciendo que se requiera una mayor capacidad de transporte por el Oleoducto del Alto Magdalena. Como alternativa para incrementar su capacidad de flujo, se realizó la prueba de inyección de LiquidPower™ Mejorador de Flujo en este oleoducto para evaluar su desempeño.

La prueba se efectuó entre los días 23 y 30 de octubre de 2001.

DESCRIPCIÓN DE LA PRUEBA

La inyección del LiquidPower™ Mejorador de Flujo se realizó a través de una entrada de 3/4" localizada junto a la trampa de despacho de raspadores, el LiquidPower™ Mejorador de Flujo (750 galones almacenados en bulkdrums) fue colocado sobre una plataforma de canecas de 55 galones a una altura aproximada de 1.20 m, el equipo utilizado para la prueba fue una bomba de desplazamiento positivo MILTON ROY, con medidor másico ENDRESS & HAUSSER.

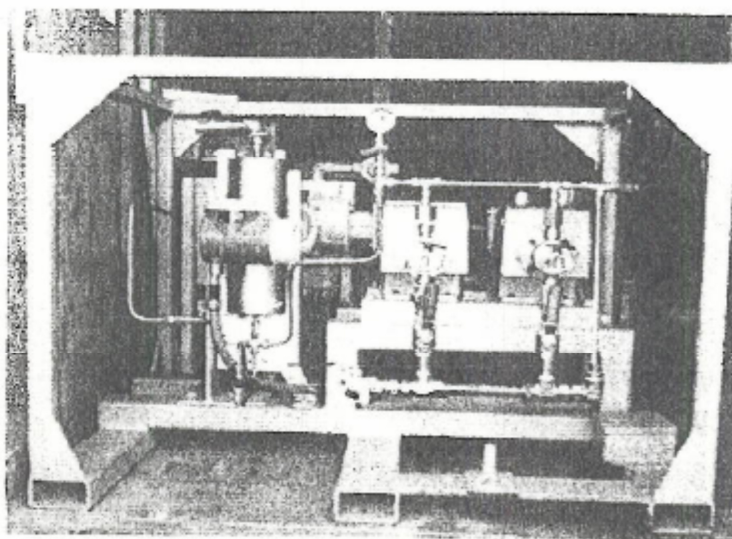


Foto 1. Equipo utilizado para la prueba



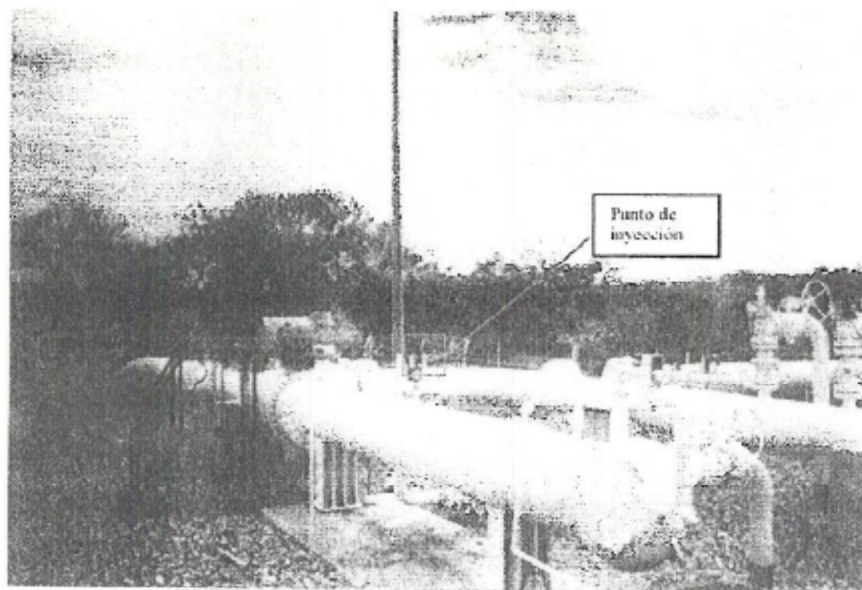


Foto 2. Punto de inyección

Para la prueba se utilizaron 3 dosificaciones 50ppm, 25 ppm y 15 ppm equivalentes a 6.3 gph, 3.15 gph y 1.89 gph.

La prueba se inicio con la dosificación más alta, tratando de mantener constante la rata de flujo en 3,000 bph desde Tenay hasta completar un bombeo acumulado de 140,000 bbl, luego se bombearon 20,000 barriles más con las unidades al máximo para observar el mayor caudal que se podría obtener. Una vez bombeados los 20,000 bbl a máxima rata se procedió al cambio de dosificación.

Esta prueba de caudal máximo se realizó solamente con dos unidades. Por problemas mecánicos la tercera unidad no estuvo disponible sino aproximadamente 10 minutos y quedó por fuera de línea durante el resto de la prueba.

Debido a bajas existencias en los tanques para realizar la prueba de los 20,000 bbl a máxima rata, en la tercera dosificación se suspendió durante siete horas el bombeo desde Tenay, adicionalmente se presentaron problemas para iniciar la prueba de los 20,000 bbl ya que se presentaron algunos problemas mecánicos que demoraron la puesta en línea de la segunda unidad.

Durante la prueba se tomaron de las planillas de "REGISTRO HORARIO DE BOMBEO" de la sala de control de la estación Tenay los datos de presiones, caudales, bombas en funcionamiento, el API y la viscosidad son los suministrados por ITS, los datos de inyección se registraron del medidor másico del equipo de inyección, estos fueron registrados cada hora. Anexo se podrá encontrar la tabla con la cronología de toma de datos y los cálculos respectivos de ppm inyectadas a la línea y el respectivo



porcentaje de reducción de fricción obtenido (%DR) a lo largo de la prueba para el segmento Tenay - Coyaima.

La siguiente es una breve cronología de la prueba: (la cronología hora a hora se encuentra en los anexos).

- Oct 23 a las 16:00 se inicia la prueba con una dosificación de 50 ppm (6.3 gph).
- Oct 25 a las 22:00 se inicia prueba de máximo caudal
- Oct 26 a las 03:00 se cambia la dosificación a 25 ppm (3.15 gph)
- Oct 28 a las 02:00 se inicia segunda prueba de máximo caudal
- Oct 28 a las 07:00 se cambia la dosificación a 15 ppm (1.89 gph)
- Oct 29 a las 09:00 se suspende el bombeo desde Tenay por bajas existencias
- Oct 29 a las 16:05 se reinicia bombeo desde Tenay.
- Oct 30 a las 15:00 se inicia tercera prueba de máximo caudal
- Oct 30 a las 20:00 termina la prueba.



RESULTADOS

Los resultados muestran que el LiquidPower™Mejorador de Flujo se desempeño eficientemente y cumplió con los pronosticos presentados por DELRIO S.A. para la prueba.

En la gráfica 1. de perdidas por fricción vs tiempo puede apreciarse como al entrar el LiquidPower™Mejorador de flujo al oleoducto las perdidas por fricción comienzan a disminuir apreciándose su efecto. Al reducir la concentración se puede observar como las perdidas por fricción y al reducir la concentración del mismo estas comienzan a aumentar hasta su nueva estabilización al tener el segmento completamente dosificado a esta rata de inyección correspondiente.

Durante la prueba se obtuvieron los valores de reducción de fricción, para cada una de las dosificaciones que se muestran en la tabla 1, tomando un promedio de estos durante el periodo de estabilización del LiquidPower™ Mejorador de Flujo en la línea (segmento Tenay – Coyaima), como se puede observar en la gráfica adjunta de ppm en la línea y %DR vs tiempo transcurrido.

TABLA No 1. Porcentaje de reducción de pérdidas por fricción obtenidos (%DR) segmento Tenay – Coyaima.

TENAY		Entrada Vasconia		PPM	%DR
BPH	BPD	BPH	BPD		
3,000	72,000	4,375	105,000	0	0
4,219	101,256	5,000	120,000	48.10	52.11
4,337	104,088	5,205	124,920	25.36	35.88
4,633	111,192	5,871	140,904	15.28	25.79

Se alcanzaron flujos máximo promedio de 4,633 BPH (111,192 BPD) desde Tenay utilizando dos unidades en línea y con la línea dosificada con LiquidPower™Mejorador de Flujo a diferentes concentraciones, y 6,006 BPH (144,144 BPD) de entrada a Vasconia ver gráfica adjunta de BPH vs tiempo.

El producto se desempeño eficientemente tal como se observa en los resultados de la gráfica de rendimiento (%DR vs ppm) (ver anexos) donde se muestra la curva de predicciones y los puntos obtenidos para los segmentos; Tenay – Coyaima, Purificación – Gualanday, Gualanday – Dorada y Dorada –Vasconia.

Durante la tercera dosificación se bombearon 3,000 BPH (72,000 BPD) con una sola unidad en línea a un promedio de 1,130 RPM con Purificación, Gualanday y Dorada en



línea, lo cual sin la inyección de LiquidPower™Mejorador de Flujo, sería 2,700 BPH (64,800 BPD) a un promedio de 1,200 RPM.

El cálculo preliminar indica que con una dieta de:

4,550 bph Tenay
 600 bph Purificación
 400 bph Gualanday
1,100 bph Dorada
 6,650 bph

se podrían bombear 6650 bph (160000 bpd) con una inyección de aproximadamente 6.3 gph de LiquidPower™Mejorador de Flujo lo que equivaldría a 0.08 USD por barril adicional.

Los porcentajes reducción de fricción obtenidos para los demás segmentos son los que se presentan en las tablas a continuación.

TABLA No 2. Porcentaje de reducción de pérdidas por fricción obtenidos (%DR) segmento Purificación – Gualanday.

PPM	%DR
0	0
42.47	46.33
21.03	34.85
16.18	28.72

En este segmento no se observa degradación del producto y su rendimiento esta de acuerdo con las predicciones presentadas, tal como puede apreciarse en la gráfica de rendimiento adjunta.

TABLA No 3. Porcentaje de reducción de pérdidas por fricción obtenidos (%DR) segmento Gualanday – Dorada.

PPM	%DR
0	0
36.41	37.1
10.89	14.43
7.07	13.03



En este segmento se observa una degradación de aproximadamente el 25.65%, y los resultados obtenidos pueden verse en la gráfica de rendimiento adjunta.

TABLA No 4. Porcentaje de reducción de pérdidas por fricción obtenidos (%DR) segmento Dorada – Vasconia.

PPM	%DR
0	0
31.99	16.77

En este segmento se observa una degradación de aproximadamente el 60.00%.

Los resultados correspondientes a estos segmentos están representados en las gráfica adjunta de rendimiento (%DR vs ppm, gráfica 10) en la cual se muestra la curva de predicciones los puntos obtenidos y las gráficas de (%DR & ppm en línea vs tiempo transcurrido, gráficas 2, 3 y 4), las perdidas por fricción pueden verse en las gráficas 6, 7 y 8.



LiquidPower™Mejorador de Flujo
PRUEBAS DE CAMPO OLEODUCTO DEL ALTO MAGADALENA -
OAM

FORMULAS UTILIZADAS PARA LOS CÁLCULOS

La ecuación básica para calcular las pérdidas por fricción en un segmento de un oleoducto es:

$$\Delta Pf = Pd - Ps \pm \Delta E (0.433) (S.G.)$$

Donde:

ΔPf = pérdidas por fricción en el segmento del oleoducto.

Pd = presión de descarga en la estación 1

Ps = presión de succión en la estación 2

ΔE = diferencia de alturas entre las dos estaciones

S.G = gravedad específica del crudo transportado

El porcentaje de reducción de fricción (%DR) puede ser calculado mediante:

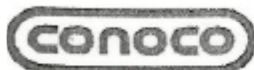
$$\%DR = \frac{\Delta Pf \text{ sin tratar} - \Delta Pf \text{ tratado}}{\Delta Pf \text{ sin tratar}}$$

Si la reducción de fricción es conocida por lo menos para dos concentraciones y una sola tasa de flujo, existe una relación lineal entre el inverso de la concentración del agente reductor de fricción DRA (1/ppm) y el inverso de la reducción de fricción (1/DR)

Determinando la ecuación matemática de esta línea, La relación entre la reducción de fricción y la concentración del DRA puede ser graficada como se muestra en las figuras del informe.

Si se conocen las pérdidas de presión para dos tasas de flujo, la siguiente ecuación podría ser escrita así:

$$\left[\frac{Q_1}{Q_2} \right]^n = \left[\frac{\Delta Pf_1}{\Delta Pf_2} \right]$$



La variable n debe ser calculada mediante :

$$n = \ln \left[\frac{\Delta Pf_1}{\Delta Pf_2} \right] / \ln \left[\frac{Q_1}{Q_2} \right]$$

Las pérdidas de presión sin y con agente reductor de fricción deben ser tomadas a la misma tasa de flujo para calcular el porcentaje de reducción de fricción. Si las tasas de flujo son diferentes, las pérdidas por fricción con DRA en la línea, deben ser ajustadas a la línea base como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\Delta pf_{\text{corregidas}} = \left[\frac{\text{Rata de flujo línea base}}{\text{flujo con DRA}} \right]^n * \Delta Pf \text{ con DRA}$$

El porcentaje de reducción de fricción corregido puede ser calculado así:

$$\%DR = \left[\frac{\Delta Pf \text{ sin DRA} - \Delta Pf \text{ corregidas}}{\Delta Pf \text{ sin DRA}} \right]$$



CONCLUSIONES

El desempeño del LiquidPower™Mejorador de Flujo en el segmento Tenay – Coyaima estuvo dentro de los valores de las predicciones presentadas por DELRIO S.A. para la prueba. Se puede observar que se tiene la posibilidad de alcanzar incluso 4,633 BPH (111,192 BPD) desde Tenay con dos unidades en línea.

Se podrían alcanzar 160,000 BPD de entrada a Vasconia dependiendo de la forma como se opere el ducto con una inyección promedio de 6.3 gph, lo cual representa un incremento de flujo del 52.38% correspondiente a 55,000 BPD.

Mediante la inyección de LiquidPower™Mejorador de Flujo el OAM tiene la posibilidad de bombear desde Tenay 3,000 BPH (72,000 BPD) con una sola unidad en línea, estando Purificación, Gualanday y Dorada en línea, en iguales condiciones y sin inyección la rata de bombeo sería de aproximadamente 2,700 BPH (64,800 BPD este), esto representa un incremento de flujo de aproximadamente el 11%.

El LiquidPower™Mejorador de Flujo se desempeña eficientemente y no presenta degradación en el segmento Purificación – Gualanday, sin embargo en el segmento Gualanday-Dorada presenta una degradación normal de aproximadamente el 25.65% y para el segmento Dorada-Vasconia presenta una degradación normal de aproximadamente el 60.00%, esto debido a la longitud de oleoducto ya recorrido por el polímero y el efecto de entrada de los crudos en cada uno de los puntos.

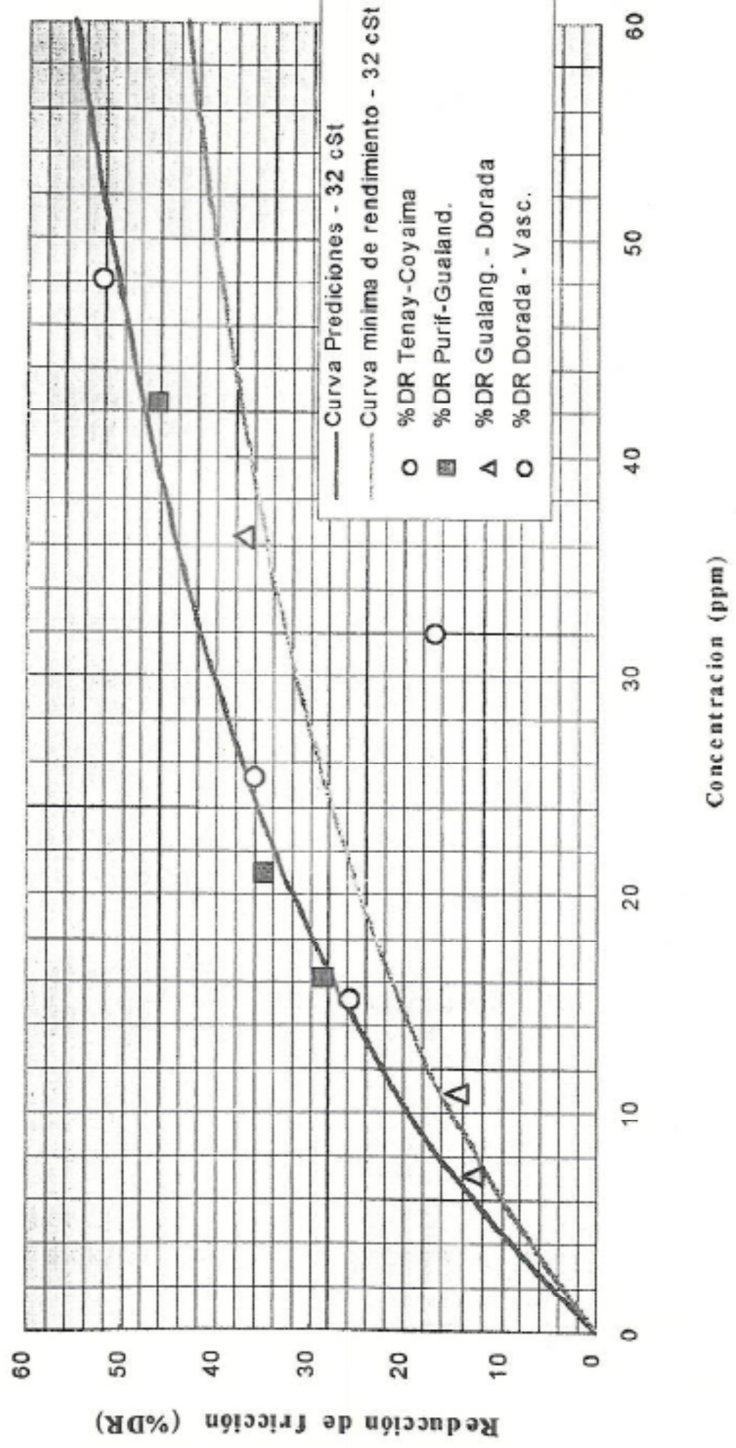
El uso de LiquidPower™Mejorador de Flujo permite incrementar el flujo de una manera inmediata sin necesidad de hacer grandes inversiones en planta física.

El costo por barril incremental varía entre 0.04 – 0.15 U\$ por barril según el incremento deseado. Este costo es económicamente muy atractivo para este tipo de operaciones de transporte de crudo.



Curva de desempeño para el LiquidPower™ Flow Improver

GRÁFICA 10



LiquidPower
FLOW IMPROVER

CONOCO

ANEXO B

ANÁLISIS ECONÓMICO – BASE DE CÁLCULOS

