



ER DE MIS HIJOS
MI GRANDEZA

UNIVERSIDAD DE SONORA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
Y METALURGIA**

**COMPARACIÓN DE DOS ALTERNATIVAS
UTILIZANDO UN REDUCTOR DE FRICCIÓN, PARA
OPTIMIZAR EL TRANSPORTE EN POLIDUCTO
PEMEX DISTRIBUCIÓN GUAYMAS-HERMOSILLO**

Memoria de prácticas profesionales

Que para obtener el título de:

INGENIERO QUÍMICO

Presenta

Ana Laura Sánchez Leyva

Hermosillo, Sonora

Octubre de 2014

Repositorio Institucional UNISON



“El saber de mis hijos
hará mi grandeza”



Excepto si se señala otra cosa, la licencia del ítem se describe como openAccess

RESUMEN

La presente memoria de prácticas profesionales busca servir como aporte teórico y metodológico a la empresa PEMEX-Refinación Hermosillo para conocer los beneficios potenciales de utilizar la inyección de un mejorador de flujo dentro del poliducto por el cual se transportan los productos petrolíferos gasolina Pemex Magna, gasolina Pemex Premium y diesel de la Terminal de Almacenamiento y Distribución Guaymas a la Terminal de Almacenamiento y Reparto Hermosillo, así como también conocer las ventajas de reemplazar un equipo que mide la velocidad volumétrica (turbina), por un equipo que mide la velocidad másica del fluido (medidor másico).

ÍNDICE DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN.....	iii
NOTACIÓN.....	vi
LISTA DE FIGURAS.....	vii
LISTA DE TABLAS	viii
I.INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 OBJETIVOS	
1.2.1 Objetivo General.....	7
1.2.2 Objetivos Específicos.....	7
II.DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	8
2.1 Instalaciones del Poliducto.....	14
III.REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	17
IV.METODOLOGÍA	
4. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	23
4.1 LABORATORIO DE CONTROL DE CALIDAD.....	25
▪ Método de prueba estándar para la destilación de productos derivados del petróleo a presión atmosférica.....	26
▪ Método de prueba estándar para Punto de Inflamación.....	31
▪ Método de prueba estándar para la densidad, densidad relativa o gravedad API de petróleo crudo y productos de petróleo líquido por el método del hidrómetro.....	34

▪ Método de prueba estándar para la determinación de azufre total en la Luz de Hidrocarburos.....	37
Método de prueba estándar para determinar el número de Octano de un Combustible.....	39
4.2 ÁREA RECIBO Y MEDICIÓN-POLIDUCTO.....	41
V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	42
VI. ANÁLISIS ADQUIRIDA.....	57
VI. CONCLUSIONES.....	58
VII. BIBLIOGRAFÍA.....	61
VIII. ANEXOS.....	63

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización Guaymas-Hermosillo.....	9
Figura 2. Traslado Productos Petrolíferos Salina Cruz-Guaymas.....	10
Figura 3. Red de Distribución de las Terminales.....	11
Figura 4. Diagrama de Poliducto de 8"Ø Guaymas-Hermosillo.....	12
Figura 5. Gráfica de Cálculo Hidráulico Poliducto 8" Ø.....	13
Figura 6. Ley de Pascal.....	18
Figura 7. Esquema Flujo Laminar y Turbulento.....	18
Figura 8. Equipo Utilizado Para la Destilación Manual.....	30
Figura 9. Especificaciones Hidrómetro.....	35
Figura 10. Gráfica Comparativa Flujos 850 b/h vs 1,100 b/h.....	52
Figura 11. Medidor Másico.....	55

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla I. Descripción del Sistema por Tramos.....	8
Tabla II. Válvulas de Seccionamiento.....	14
Tabla III. Trampas de Diablos.....	14
Tabla IV. Secciones de Instalaciones.....	15
Tabla V. Presiones de Operación.....	16
Tabla VI. Le/D para los Accesorios de Tubería Estándar.....	21
Tabla VII. Condiciones Normales y Deseables.....	41
Tabla VIII. Propiedades Físicas.....	42
Tabla IX. Valores de Superficies Rugosas para Diferentes Materiales.....	44
Tabla X. Valores de L/D para Diferentes Accesorios.....	46
Tabla XI. Eficiencia vs Potencia para Flujos de 850 b/h.....	48
Tabla XII. Eficiencia vs Potencia para Flujos de 1,100 b/h.....	51
Tabla XIII. Beneficios Potenciales.....	53

I INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 Introducción

Las principales actividades económicas del estado de Sonora son la agricultura, ganadería, pesca y minería, pero en los últimos años se ha invertido más en la industria aeronáutica, aeroespacial, incluyendo la industria de manufactura de alimentos y procesos. Dichas industrias utilizan en sus procesos de elaboración, operación y distribución de sus productos grandes cantidades de combustibles como el diesel y gasolina. En el Estado de Sonora, se ha incrementado en los años recientes, la demanda de los productos petrolíferos como los ya señalados.

PEMEX es la mayor empresa de México, el mayor contribuyente fiscal del país, así como una de las empresas más grandes de América Latina. Es de las pocas empresas petroleras del mundo que desarrolla toda la cadena productiva de la industria, desde la exploración, hasta la distribución y comercialización de productos finales, incluyendo la petroquímica. Lo anterior está sujeto a cambio a partir de la reforma energética.

Pemex cuenta con cinco áreas de influencia, siendo estas:

- PEMEX CORPORATIVO
- PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
- PEMEX REFINACIÓN
- PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA
- PEMEX PETROQUÍMICA

Las terminales de PEMEX se localizan en toda la República Mexicana, las cuales están delimitadas en zonas de Almacenamiento y Reparto, conocidas como zona Centro, zona Golfo, zona Norte y zona Pacífico.

El proceso de transporte y distribución del petróleo crudo inicia cuando se extrae de alguna formación geológica, es decir, algún pozo petrolero para después ser tratado con productos químicos y calor eliminando así el agua, separando el gas natural y los elementos sólidos

que pueda contener. Posteriormente se procede a almacenar y enviar el crudo a las diferentes refinerías del país, ya sea vía buque-tanque, auto-tanque o ducto.

En PEMEX, existen diferentes tipos de ductos, según el producto que transporta:

- Gasoducto: Son tuberías de gran diámetro y longitud que sirven para transportar gas natural a grandes distancias.
- Oleoducto: Tubería que sirve para transportar petróleo, y sus derivados.
- Poliducto: Tuberías destinadas para transportar productos petrolíferos, que son los productos elaborados por las refinerías, los cuáles son: Gasolina Magna, Gasolina Premium, Diesel, Turbosina y Combustóleo que son enviados a las terminales de almacenamiento y reparto, o bien de una planta o refinería a otra. Su diámetro varía entre 2 y 48 pulgadas, según los usos, las condiciones geográficas y el clima del lugar.
- Turbosinoducto: Ducto para el transporte de turbosina generalmente a plantas de almacenamiento y distribución de combustibles para aviación.

El presente trabajo se enfoca en el transporte por vía *POLIDUCTO* de los productos petrolíferos PEMEX Magna, PEMEX Diesel y PEMEX Premium, hasta terminar el proceso en una Terminal de Almacenamiento y Reparto (TAR) para proceder a la venta y distribución a la comunidad.

El proyecto propuesto surgió de la necesidad que tienen los directivos de la empresa Pemex-Refinación Hermosillo, de conocer en qué situación se encuentran los diferentes elementos que conforman el área del laboratorio y de recibo y medición, las propiedades físicas de los productos petrolíferos manejados, y aportar o sugerir al personal de la empresa, con ideas y argumentos necesarios para tomar decisiones correctivas ó realizar las modificaciones que se requieran para mejorar la eficiencia de todo el sistema de distribución del Poliducto.

En este caso los poliductos utilizados para el transporte de los productos petrolíferos de una TAR a otra recorren muchos kilómetros y caminos diferentes a través de terrenos irregulares. Algunos tienen distancias largas y no pueden ser observados de forma visual

pero el sistema de operación del ducto debe funcionar perfectamente por el bienestar del cliente y el medio ambiente.

El éxito de la entrega de los productos petrolíferos, en este caso de la gasolina PEMEX Magna, gasolina PEMEX Premium y PEMEX Diesel, se logra por la calidad del diseño y funcionamiento del transporte e instalación de los poliductos, de la responsabilidad del personal de operación, así como de los sistemas de protección instalados actualmente.

Las personas involucradas en la instalación, mantenimiento, operación y calibración de los equipos e instrumentos utilizados para el transporte de los productos petrolíferos utilizando el poliducto de la sección Guaymas-Hermosillo, son los operadores, probadores analíticos, Ingenieros de línea, Ingenieros de operación, y Jefes de operación de la TAR de Hermosillo y la Terminal de Almacenamiento y Distribución (TAD) Guaymas, cuyos procedimientos están fundamentados y regulados en Normas Internacionales como la ISO (Organización Internacional para la Estandarización), ASME (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos) y API (Instituto Americano del Petróleo por sus siglas en inglés), Procedimientos internos de Pemex, Normas Pemex, y Normas Oficiales Mexicanas (NOM).

Para que se considere completa una entrega de producto el cuál se hace mediante lotes cargados con respectivos productos, ya sean PEMEX Magna, PEMEX Premium, y/o Diesel debe ser desplazado el volumen de todo el ducto, así como impulsado y rellenado con otro volumen del mismo líquido u otro diferente. En realidad, un ducto puede ser considerado como un tanque de almacenamiento horizontal, el cual es llenado por el mismo líquido u otro distinto cada vez que se efectúa la entrega a un cliente.

Para la realización de esta memoria de prácticas profesionales, las prácticas se llevaron a cabo en la TAR de PEMEX REFINACIÓN-Hermosillo.

Existen tres áreas específicas donde un Ingeniero Químico puede desempeñar sus funciones en la TAR:

1. Laboratorio de Control de Calidad
2. Área recibo y medición poliducto

3. Torre de Control

En el laboratorio se realizaron las pruebas necesarias para conocer la calidad de los productos de PX. (Pemex) Premium, PX. Magna y PX. Diesel. La composición y propiedades de dichos productos es de suma importancia, ya que así se conoce en qué condiciones viene el producto de las refinerías y del pozo, su almacenaje bajo las condiciones adecuadas o no adecuadas, si los productos vienen contaminados con partículas de polvo o basura, si se encuentran muy diluidos con agua o si se realizó su envío correctamente.

Los productos petrolíferos tienen ciertas propiedades únicas que determinan la forma en que fluirán en el sistema de ductos. Por ello, dicho sistema debe estar diseñado de acuerdo con las propiedades de los fluidos, que incluyen las siguientes:

- Viscosidad.
- Índice de viscosidad.
- Punto de escurrimiento.
- Punto de gasificación.
- Punto de inflamación.
- Resistencia a la oxidación.
- Resistencia al burbujeo.

La viscosidad es la propiedad de un fluido que tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza, o dicho de otra manera, la medida de la fricción interna del fluido se conoce como viscosidad.

Se necesita más fuerza para mover los fluidos de alta viscosidad como el petróleo crudo, que la que se necesita para mover fluidos menos viscosos como la gasolina. La viscosidad es el espesor de un líquido o su capacidad de fluir a una temperatura específica. Los fluidos pueden tener alta o baja viscosidad. Los líquidos de baja viscosidad son aceites ligeros que fluyen libremente cuando se escurren, mientras que los de alta viscosidad, son aceites pesados que fluyen lentamente cuando se escurren. La viscosidad de los fluidos cambia con la temperatura. Cuando la

temperatura sube, el fluido fluye con más libertad porque la viscosidad es más baja. Por el contrario, cuando la temperatura baja, el flujo del fluido es más lento debido a que la viscosidad es más alta (Hidráulica básica para operaciones del transporte de líquido por ductos, NP, p.17).

El índice de viscosidad mide la rapidez con la que cambia la viscosidad ante los cambios de temperatura.

El punto de escurrimiento se refiere a la temperatura más baja a la que un fluido fluirá libremente.

El punto de gasificación es la temperatura a la que los vapores del fluido se gasifican, pero no es lo suficientemente alta para que el fluido se inflame.

El punto de inflamación es la temperatura más alta que un fluido puede aguantar antes de que los vapores inicien la combustión.

La mayoría de productos que se transportan por ductos son una mezcla de hidrógeno y oxígeno conocida como hidrocarburos que, al exponerse al aire y el calor absorben el oxígeno del aire. Este proceso se conoce como oxidación. La resistencia a la oxidación es una de las cualidades más importantes de un producto, porque la oxidación rompe la estructura química del producto y puede destruir sus cualidades lubricantes. El proceso de oxidación es lento normalmente, pero si el producto se encuentra sujeto a salpicaduras o excesivamente expuesto a altas temperaturas, dicho proceso se acelera.

El burbujeo es producto de una combinación de sustancias que no se mezclan, como el agua y el aceite. Se forma cuando el agua se descompone en pequeñas gotas y es transportada a todos lados por el aceite. El burbujeo disminuye las cualidades lubricantes del producto y arrastra partículas de suciedad y contaminantes extraños que pueden dañar o provocar un desgaste excesivo de los baleros y otros componentes de la bomba y del sistema (Hidráulica básica para operaciones del transporte de líquido por ductos, NP, p.20).

En el área de recibo y medición del poliducto se analizaron las condiciones de envío y recibo de la TAR de Hermosillo y la Terminal de Almacenamiento y Distribución (TAD) de Guaymas investigando cómo se podría mejorar e incrementar la operación de recibo

cuando se emplea constantemente un mejorador de flujo en el ducto. Un mejorador de flujo es un polímero de hidrocarburo que tiene menor viscosidad que los productos petrolíferos, lo cual hace que al diluirse en los productos mencionados, reduzca las pérdidas por fricción que se crean en las paredes del ducto, creando un flujo más lineal y menos turbulento en la línea de transporte.

Lo que se propuso es lo siguiente:

- Reemplazar la turbina que es el equipo utilizado que contabiliza el flujo de los productos que llegan a la estación por un medidor másico.
- Utilizando la inyección de un mejorador de flujo en el ducto, se pretende comparar para flujos de 850 b/h y para 1,050-1250 b/h los beneficios potenciales de su aplicación.

Dichas propuestas son visualizadas a ponerse en marcha en un futuro cercano, así como en un momento dado se expondrán ante la dirección de los Ingenieros de la Terminal para hacer más eficiente la operación de recibo y envío de los productos petrolíferos.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Plantear una propuesta para la Optimización de la Infraestructura actual con la inyección del Reductor de Fricción, y la instalación de un medidor másico de flujo para aumentos de 850 b/h hasta flujos de 1,250 b/h con Gasolinas y Diesel en el Poliducto Guaymas-Hermosillo.

1.2.1 Objetivos Específicos

- Analizar y dar a conocer la calidad de los productos PX. Premium, PX. Magna y PX. Diesel que provienen del sector ductos de Guaymas realizando las pruebas de control de calidad.
- Determinar las características y propiedades de los productos de la TAR.
- Asegurar que todas las partidas de combustible que se despachan en la planta estén dentro de las especificaciones requeridas.
- Diagnosticar el comportamiento del poliducto Guaymas-Hermosillo.
- Plantear una propuesta para la optimización del proceso de recibo.
- Reducir costos en el proceso de recibo.

II DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

La Terminal de Almacenamiento y Reparto de Guaymas recibe por medio de buques los productos petrolíferos de producción nacional provenientes de la Refinería de Salina Cruz, Oaxaca. Dichos productos se envían a través del Poliducto de 8"Ø Guaymas hasta la TAR-HMO para su debida comercialización a sus zonas de influencia, las cuáles son la ciudad, sus alrededores, y un perímetro de 432 km a la redonda.

Los productos petrolíferos manejados son:

- Pemex Magna
- Pemex Premium
- Pemex Diesel

El Transporte por ducto es parte de un sistema integral de suministro donde intervienen: distribución, almacenamiento y comercialización y la falta o falla de algunos de estos elementos, puede significar la inestabilidad del sistema con repercusión de grandes pérdidas económicas para la empresa.

El Poliducto de 8"Ø Guaymas-Hermosillo está constituido por los siguientes tramos que están organizados bajo la siguiente estructura:

Tabla I. Descripción del Sistema por Tramos

ZONA	KILOMETRO	SECCIONES	
PACIFICO	0+000	A	ESTACION DE BOMBEO GUAYMAS
	32+037	B	LA ZORRA
	68+148	C	LAS AVISPAS
	102+416	D	LOS VENADOS
	139+432	E	ESTACION DE RECIBO HERMOSILLO

La inyección por parte de la Terminal de Almacenamiento y Reparto (TAR) Guaymas es coordinada por el Ingeniero de línea de la TAR y el Ingeniero encargado de Ductos de la estación de Bombeo de acuerdo al programa establecido por la Superintendencia General de Operaciones Pacifico, por otra parte, los recibos en las Terminal de Almacenamiento y Reparto de Hermosillo son coordinados por los Ingenieros de Ductos encargados de la

estación. Para esta actividad se cuenta con los procedimientos específicos de Operación de Bombeo del Poliducto 8" Guaymas - Hermosillo y de Recibo por Poliducto en las estación de Hermosillo.

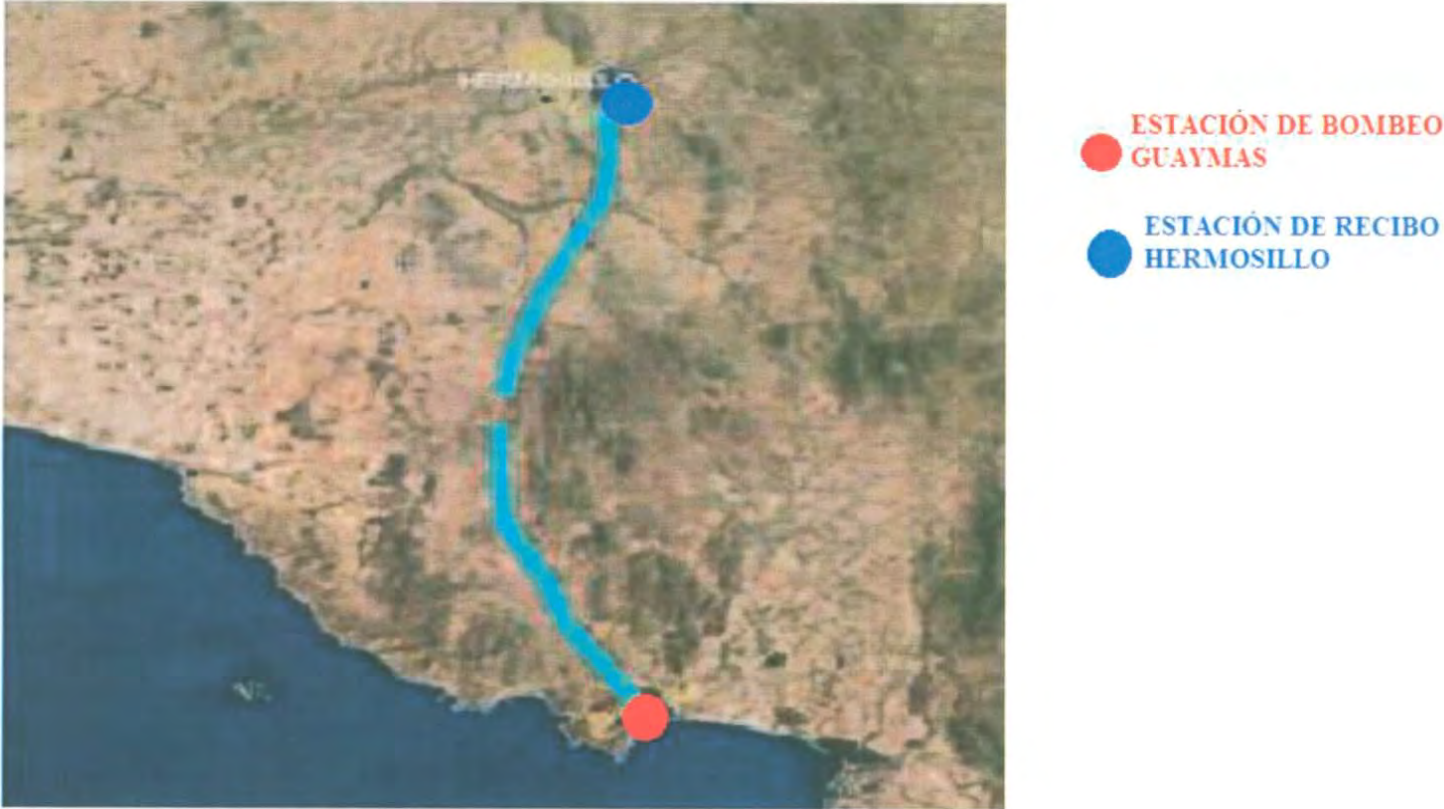


Figura 1. Localización Guaymas-Hermosillo

Red de Distribución

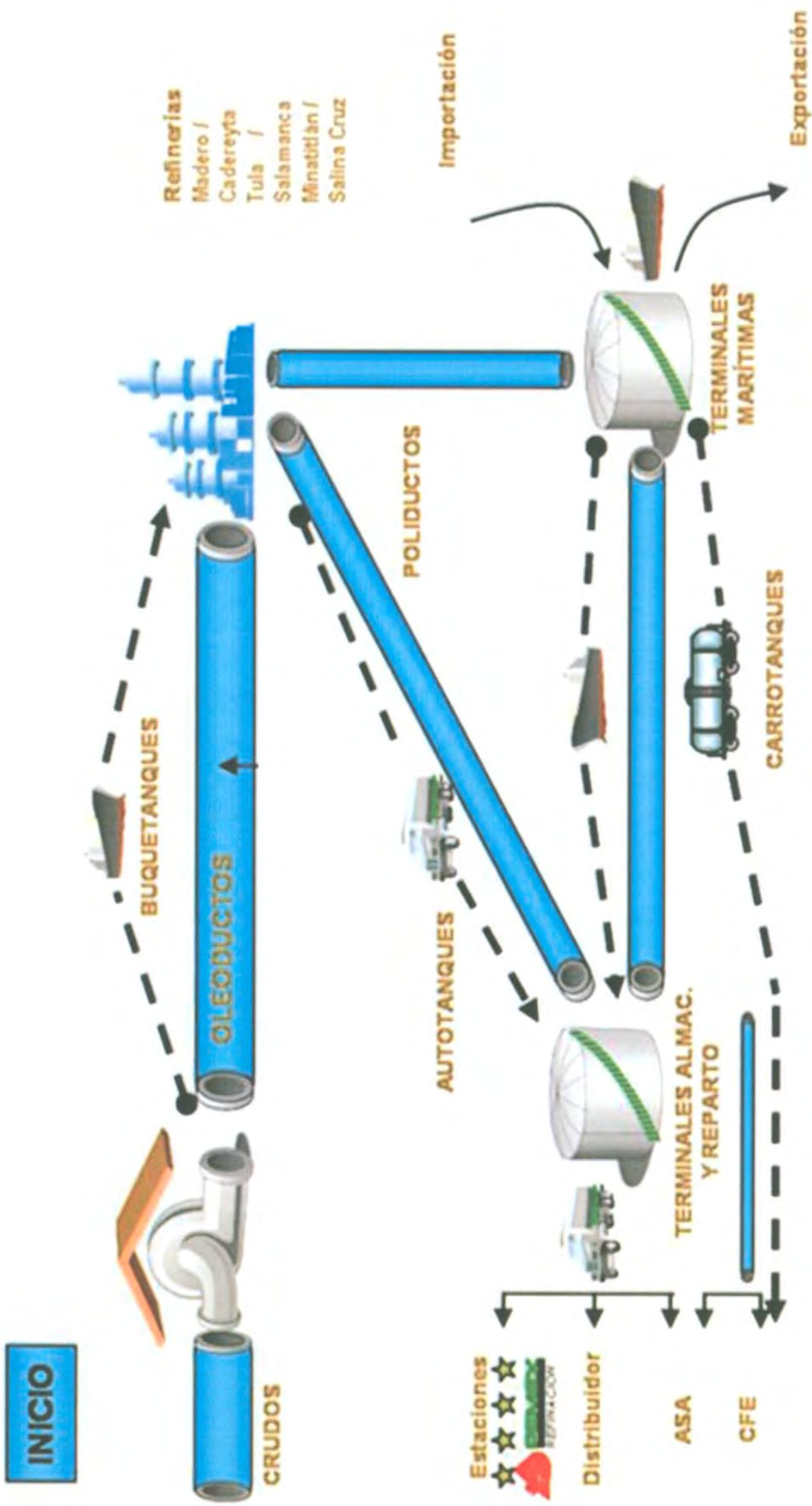


Figura 3. Red de Distribución de las Terminales

Fuente: Pemex

Diagrama de Flujo

A continuación se presenta de forma esquemática el diagrama de la operación del Poliducto 8"Ø Guaymas-Hermosillo

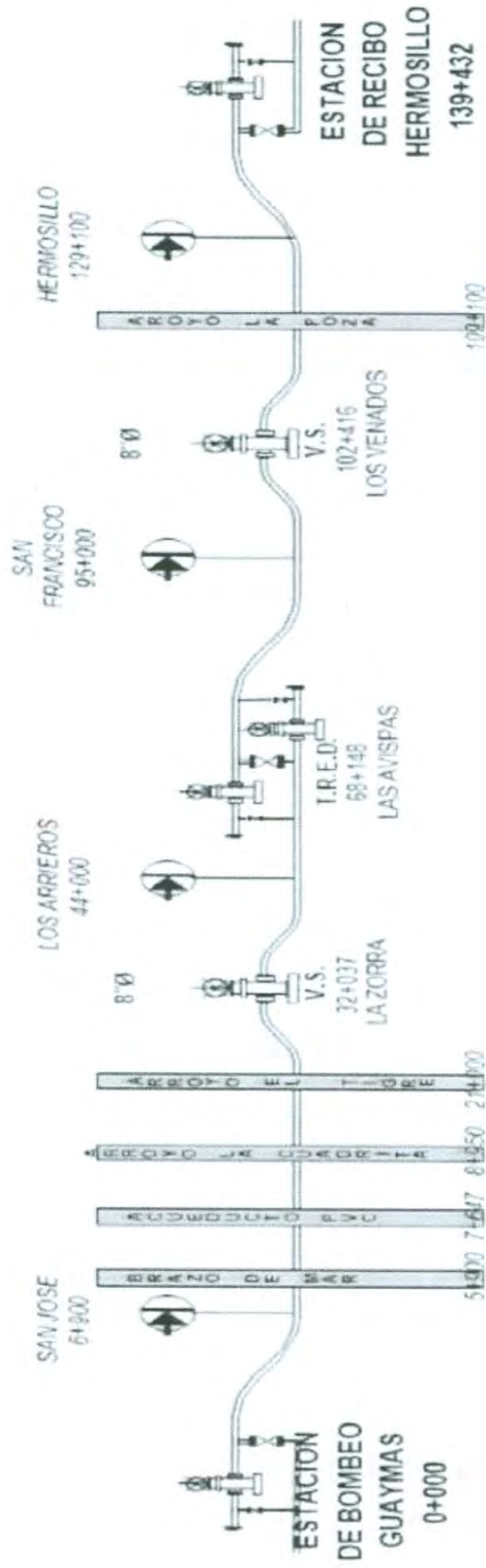


Figura 4. Diagrama de Poliducto de 8"Ø Guaymas-Hermosillo
Fuente: Pemex

Perfil Topográfico y Gradientes Hidráulicos

A manera de ejemplo se muestran gráficas de dos de los diferentes cálculos hidráulicos para ritmos de bombeo de 24.8 MB con mejorador de flujo y 19 MBD sin mejorador de flujo, así como la MAOP/POS del Poliducto 8" Guaymas – Hermosillo, transportando gasolinas de una gravedad específica de 0.735 y viscosidad de 0.8 cst, ($1 \text{ cst} = 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$) se incluye la ubicación de las principales instalaciones como: estaciones de bombeo y Recibo.

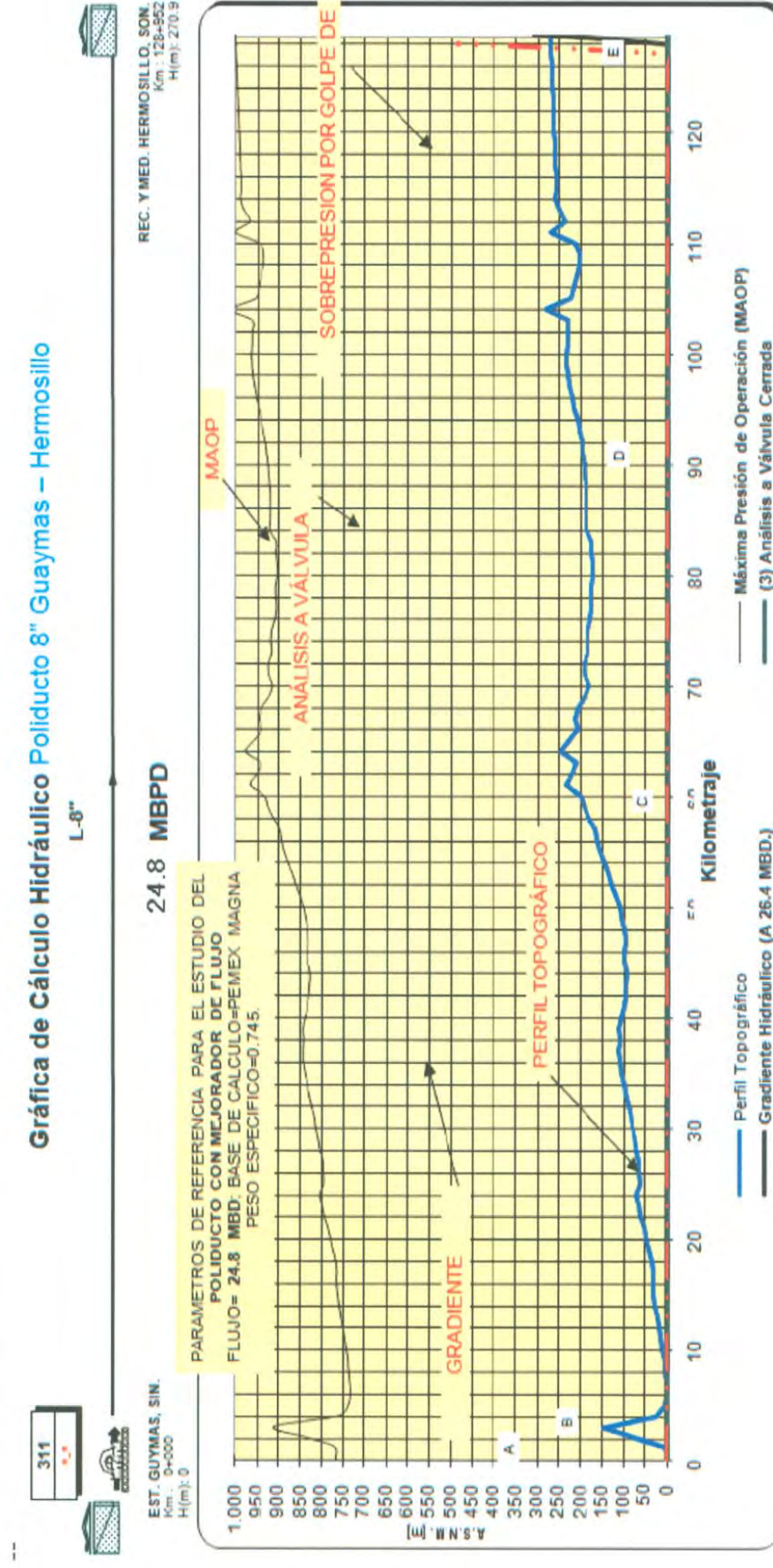


Figura 5. Gráfica de Cálculo Hidráulico Poliducto 8"
Fuente: Filosofía de Operación Pemex

2.1 Instalaciones del Poliducto

Las instalaciones que se ubican sobre el poliducto de la sección Guaymas a Hermosillo, son los siguientes:

Instalaciones superficiales:

- Válvulas de seccionamiento: Dispositivos que se utilizan para seccionar tramos de tubería para reparación, mantenimiento o emergencia del ducto. Se encuentra espaciada de acuerdo con su localización.

Tabla II. Válvulas de Seccionamiento

NOMBRE	LOCALIZACIÓN	TIPO	DIÁMETRO Ø
V.S. La Zorra	32+037	Compuerta	8"
V.S. Los Venados	102+416	Compuerta	8"

- Trampa de Recibo o Envío de Diablos (T.R.D. o T.E.D.): Es la instalación mediante la cual se puede enviar o recibir los dispositivos de limpieza e inspección y análisis interior de los tubos a través de los equipos denominados diablos¹. Del trayecto de la Terminal de Guaymas a Hermosillo existen tres, que son los siguientes:

Tabla III. Trampas de Diablos

TRAMPAS DE DIABLO	LOCALIZACIÓN	DIÁMETRO Ø
Trampa de Envío Guaymas	0+000	8"
Trampa de Recibo-Envío Las Avispas	68+148.5	8"
Trampa de Recibo Hermosillo	128+9552	8"

- Estaciones de bombeo: Es una instalación donde se localizan dos bombas que son impulsadas por motores eléctricos de combustión interna o turbinas de gas y que son utilizadas para incrementar la presión de un fluido a través de un sistema. Para este sistema los fluidos son petrolíferos.

¹ Diablo.- Equipo que limpia los ductos interiormente, impulsado por la presión de operación a la que se está trabajando. Los diablos están diseñados para desplazarse en el interior de los ductos con el fluido normal de operación. Mediante un registro electrónico se conoce el estado físico de las tuberías.

- Patines de Medición para la transferencia de custodia: Son instalaciones que forman parte de la Terminal, y es donde se muestra la cantidad de producto o lote² recibido y/o enviado.

Tabla IV. Secciones de Instalación

INSTALACION	
Km 0+000	Terminal de Almacenamiento y Reparto Guaymas
Km 139+432	Terminal de Almacenamiento y Reparto Hermosillo

Equipos de bombeo.

Son bombas centrífugas que son accionadas de manera eléctrica y el número de bombas que se tiene instaladas asegura el transporte en todo el rango de operación que se manejan en el Poliducto.

La Estación de Bombeo cuenta con válvulas de seguridad para evitar que se alcancen las máximas presiones de operación de la estación y del ducto; también se cuenta con elementos capaces de alarmar e interrumpir el bombeo cuando se alcancen límites de presión preestablecidos en la descarga de la estación para evitar que se alcancen las máximas presiones de operación de la estación y del ducto.

Cada unidad de bombeo cuenta con una válvula de recirculación automática para proteger el sistema (Pemex, NP).

En la succión de cada unidad de bombeo se cuenta con alarmas y disparos por baja presión para evitar que se presente el fenómeno de cavitación y sean dañados los equipos.

Centro de Bombeo

El Poliducto de 8" Guaymas – Hermosillo tiene como origen la Terminal de Almacenamiento y Reparto Guaymas donde se envían los productos petrolíferos que llegan

² Lotificación o lote.- Es el volumen de determinado producto petrolífero bombeado como un solo conjunto, expresado en barriles.

por medio de Buque Tanques, ya sea de producción nacional y/o de importación para cubrir la demanda de su zona de influencia.

Transferencia de Custodia

Las mediciones para la transferencia de custodia entre las Subdirecciones de PEMEX Refinación y/o Subsidiarias, se efectúan de acuerdo a los procedimientos, contratos y convenios vigentes.

Pemex Refinación cuenta con el Sistema Institucional para la Transferencia de Custodia (SITRAC), con el cual se cuantifica el volumen transferido entre dependencias.

Bandas Operativas del Sistema de Transporte

Son los límites operativos dentro de los cuales se considera seguro operar:

- Presiones de Operación

TablaV. Presiones de Operación

	19 MBD*		24.8 MBD**	
	Succión	Descarga	Succión	Descarga
Guaymas	----	39 ± 2	----	48 ± 2
Hermosillo	Recibo	3.0	Recibo	3.0

*Nota: Las unidades de presión son kg/cm². *Sin mejorador de Flujo, **Con mejorador de Flujo.*

- Mínima Presión de Operación.

La presión mínima en el punto alto del Sistema de Transporte debe ser mayor de 2 kg/cm² con la finalidad de mantener presión positiva³ en todo el sistema y operar siempre por arriba de la Presión de Vapor producto.

Coordinación del Transporte

Se describen las actividades que se ejecutan para coordinar el transporte por el Poliducto de 8"Ø Guaymas – Hermosillo como son el establecimiento del programa y ejecución del transporte en condiciones normales, anormales y de emergencia.

³ Presión positiva: Es la presión a la que debe mantenerse el Sistema de Transporte durante el flujo para que no alcance la presión de vapor del líquido y dañe los sistemas de bombeo.

III REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

De acuerdo al Manual de Sistemas de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Ductos, de Pemex-Refinación *la fricción es un factor básico que debe tenerse en cuenta para el diseño de una línea, la operación y el producto que va a transportar. La fricción limita la operación y reduce la eficiencia del transporte. La presión es la variable básica de operación que mueve al producto a través del ducto. Cuando la bomba se enciende, la presión sube y es aplicada a cada pulgada de la pared exterior del ducto en toda su longitud. La misma presión es aplicada, además, a cualquier parte interna que abarque el producto.*

$$P = \frac{F}{A} \quad (1)$$

donde:

P=Presión

F=Fuerza

A=Área

Para que un sistema hidráulico opere, una bomba debe suministrar suficiente fuerza para empujar el líquido a través del sistema. Cuando el fluido es forzado a través de una apertura, se crea la presión. Esta presión es una forma de energía que se utiliza para producir trabajo.

$$W_o = F * x \quad (2)$$

donde:

W_o=Trabajo

F=fuerza

x=distancia

La ley de Pascal señala que el fluido confinado en la sección de una tubería ejerce igual fuerza en todas direcciones, y perpendicularmente a las paredes.

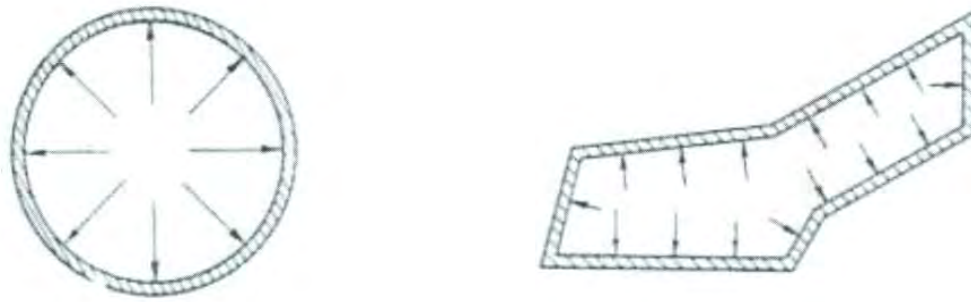


Figura 6. Ley de Pascal

Cada parte del sistema de ducto debe ser diseñada para resistir una Máxima Presión de Operación (MPO). La misma presión se aplica a todas las válvulas y accesorios que son instalados en el ducto.

El flujo laminar, también conocido como flujo lineal, ocurre cuando el fluido se mueve en planos rectos. Este es el mejor tipo de flujo en un sistema hidráulico, porque la fricción es mínima.

Los cambios graduales en la sección transversal y en la dirección del fluido no interfieren con el flujo laminar. El flujo laminar es el mejor indicador de la buena operación de un ducto de transporte de líquidos.

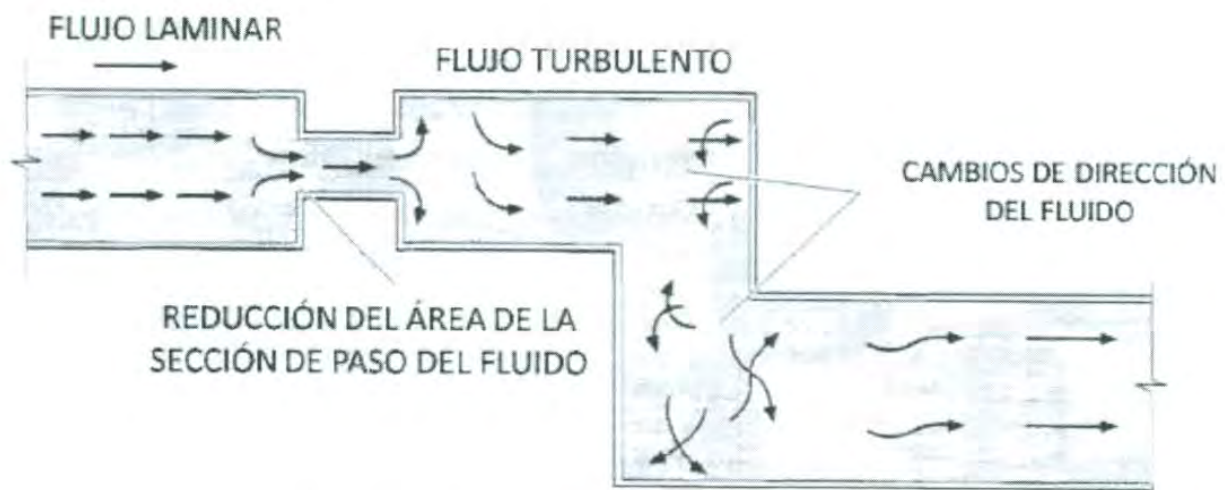


Figura 7. Esquema Flujo Laminar y Turbulento

El flujo turbulento ocurre cuando se crean corrientes transversales en el flujo del fluido, obligándolo a que no se mueva en forma laminar durante grandes distancias. El flujo turbulento puede ser causado por abruptos cambios en la sección transversal o en la dirección del ducto, así como por cambios de diámetros de ductos demasiado pequeños para el volumen que manejan. El flujo turbulento incrementa la fricción y produce pérdida de energía.

Para la realización de los cálculos hechos en la sección de resultados se utilizaron los siguientes conceptos:

3.1 Velocidad media se determinó en base a la ecuación de continuidad, y se refiere a la velocidad promedio o media de flujo en una sección transversal.

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{w}{pA} \quad (3)$$

donde:

v=velocidad

Q=Gasto volumétrico

A=Área transversal

w=Gasto másico

p=densidad

3.2 Número de Reynolds

El experimento de Osborne Reynolds demostró que la naturaleza del flujo en una tubería, es de carácter laminar o turbulento, dependiendo del diámetro del tubo, la densidad, viscosidad del fluido en movimiento, y la velocidad del flujo.

Este número es adimensional, y es conocido como el número de Reynolds.

$$N_R = \frac{Dpv}{\mu} \quad (4)$$

donde:

N_R =Número de Reynolds

D=diámetro interno

ρ =densidad

v =velocidad media

μ =viscosidad

El flujo se puede considerar de la siguiente manera dependiendo del valor obtenido:

Flujo Laminar: $N_R < 2100$

Zona crítica: $2100 < N_R < 4000$

Flujo Turbulento: $N_R > 4000$

3.3 Ecuación de balance de energía mecánica total

El flujo de un fluido transportándose por una tubería siempre va acompañado por fricción. La fricción causa pérdidas en la energía mecánica. El término ΣE_f representa las pérdidas en la energía mecánica causadas por los efectos de fricción y se define como la cantidad de energía mecánica necesaria para equilibrar la energía que sale contra la energía que entra en un balance total de energía mecánica.

Energía mecánica puede entrar o salir del sistema en forma de energía cinética ($\frac{(V1)^2}{2\alpha gc}$) y energía potencial ($H_1 \frac{g}{gc}$). Energía mecánica puede ser agregada al sistema en forma de trabajo de una fuente externa (W_0). Cuando tenemos un fluido incompresible el término de expansión de trabajo $\int P dV$ es prácticamente cero y puede ser despreciado.

$$H_1 \frac{g}{gc} + \frac{(V1)^2}{2\alpha gc} + P_1 * V + \int P dV + w_0 = H_2 \frac{g}{gc} + \frac{(V2)^2}{2\alpha gc} + P_2 * V + \Sigma E_f + \Sigma E_c + \Sigma E_e \quad (5)$$

3.4 Ecuación de Fanning

Cuando un fluido se desplaza a través de un conducto, la cantidad de energía perdida por fricción depende de las propiedades del fluido y la extensión del sistema de conducto.

En el caso de flujo constante a través de una tubería recta de larga extensión y diámetro constante, las variables que afectan la cantidad de pérdidas por fricción son la velocidad del fluido desplazándose, la densidad del fluido, la viscosidad del fluido, el diámetro de la tubería, la longitud de la tubería, y la rugosidad de la tubería.

$$F = 2f \frac{V^2 L}{gcD} \quad (6)$$

Esta expresión se conoce como la ecuación de Fanning y es estrictamente aplicable cuando las condiciones del sistema como la densidad del fluido, viscosidad y velocidad son constantes.

El factor de fricción f se basa en datos experimentales y está en función del número de Reynolds y la rugosidad relativa del ducto. La equivalencia de la rugosidad de la tubería se asigna con el símbolo ϵ y representa la rugosidad promedio o la profundidad de las irregularidades de la superficie. La rugosidad relativa se define como la relación adimensional de la rugosidad de la tubería equivalente al diámetro de la tubería (ϵ/D), donde ϵ y D están expresadas en las mismas unidades.

Dependiendo del material de construcción se le asigna un valor de ϵ .

3.5 Pérdidas por fricción debidas a accesorios

La energía mecánica se pierde en forma de fricción debido a la resistencia encontrada por un fluido que fluye a través de diversos tipos de accesorios de tuberías, tales como codos, té, y válvulas. Estas pérdidas se contabilizan mediante la asignación de los diversos accesorios de longitud equivalente L_e . Esta longitud es equivalente a la longitud de la tubería, teniendo mismo diámetro nominal como el accesorio, el cuál causa la misma pérdida por fricción. La longitud real de la tubería más L_e son sustituidas por L de la ecuación (6) para dar las pérdidas por fricción totales a través del conducto más sus accesorios.

La siguiente tabla presenta valores de L_e para distintos accesorios en la región de flujo turbulento. Como L_e varía con el tamaño del accesorio, la información es expresada como L_e/D .

Tabla VI. L_e/D para los accesorios de tubería estándar

Accesorio	L_e/D
Codo de 90°	32
Codo de 45°	15
Codos cuadrados (intersección de dos cilindros)	60
Acoplamientos	Insignificante
Uniones	Insignificante

Válvula de compuerta, abierta	7
Válvula de globo, abierta	300

Fuente: Manual Ingeniería de procesos, procedimiento para el balance de energía mecánica

3.6 Efectos de fricción

Los efectos por fricción son extremadamente importantes en los procesos de flujo. En muchos casos, la fricción es la principal causa de la resistencia al flujo de un fluido a través de un sistema dado.

Si no existieran efectos por fricción, sería posible usar tuberías de pequeños diámetros para todo tipo de caudales. Sin embargo, los efectos por fricción están presentes, y deben ser tomados a consideración cuando se maneje con procesos de flujo reales.

La velocidad lineal de un fluido fluyendo a través de un conducto es inversamente proporcional al área de la sección transversal del ducto. Para una tasa de flujo de masa dada, la velocidad de un fluido que pasa a través de un tubo de pequeño diámetro será mayor que la velocidad del mismo fluido que pasa a través de un tubo diferente de un diámetro grande.

De acuerdo a la ecuación de Fanning, la energía mecánica perdida debido a la fricción es aproximadamente proporcional al cuadrado de la velocidad lineal del fluido e inversamente proporcional al diámetro de la tubería. Consecuentemente, para unas condiciones de operación dadas, las pérdidas por fricción se incrementan si un diámetro grande de tubería es reemplazado por uno de pequeño diámetro. Para mantener la misma velocidad de flujo, más potencia de bombeo debe ser suministrada para superar el incremento de pérdidas por fricción. Por otro lado, el costo de compra de una tubería de diámetro pequeño será menos que para una tubería de gran diámetro.

IV METODOLOGÍA

4. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES

Las prácticas realizadas se llevaron a cabo en el parque industrial de la ciudad de Hermosillo, Sonora. Durante el verano de 2013 se trabajó en las tres áreas siguientes:

a) Laboratorio de Control de Calidad:

Primeramente, todo método, procedimiento y acción desarrollada dentro de la TAR, se realiza siguiendo un manual, es decir, todo procedimiento a seguir ya está estipulado y precisamente estudiado para evitar cualquier tipo de percance. Trabajar en PEMEX, no es tarea fácil, es exponerse a sustancias altamente peligrosas que si son asociadas con oxígeno y energía en forma de calor se produce el fuego o la explosión.

Para determinar las propiedades de los productos petrolíferos que llegan a la TAR de Guaymas y también las que provienen de tomas clandestinas, los métodos son los siguientes:

- Método de prueba estándar para la destilación de productos derivados del petróleo a presión atmosférica.
- Método de prueba estándar para Punto de Inflamación.
- Método de prueba estándar para la densidad, densidad relativa o gravedad API de petróleo crudo y productos de petróleo líquido por el método del hidrómetro.
- Método de prueba estándar para la determinación de azufre total en la Luz de Hidrocarburos.
- Método de prueba estándar para determinar el número de Octano de un Combustible para máquina de encendido de chispa.

Dichos métodos se explican en la siguiente sección.

Así mismo, dentro del laboratorio se presentó una Auditoría Externa elaborada por la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) proveniente del Distrito Federal.

b) Torre de Control

En la Torre de Control de la TAR que es el área donde se realiza y se autoriza la venta de los distintos combustibles petrolíferos, el llenado y vaciado de los tanques para su debido almacenamiento, entre otros, se procedió a la actualización de los informes anuales diarios del año 2009 a 2013 ya que éstos muestran los balances diarios de venta elaborados por el Jefe de Operación, y es ahí donde se desglosan las operaciones diarias, transacciones, y ventas a las diferentes estaciones de servicio de la ciudad y alrededores.

c) Poliducto: Área de Recibo y Medición

Esta área forma parte de la sección de Bombeo y Recibo de la terminal de Guaymas-Refinación, ya que solamente en la TAR-Hermosillo se dedican a Almacenamiento y Distribución. Aquí se participó en un proyecto de mejora para el incremento de flujo de bombeo y recibo proveniente del poliducto Guaymas-Hermosillo, utilizando la inyección de mejorador de flujo en el ducto determinar los beneficios y las pérdidas por fricción para diferentes flujos.

El poliducto de la sección Guaymas-Hermosillo está diseñado para operar hasta 65 kg/cm^2 como máxima presión cuando todo el ducto se encuentra en condiciones óptimas, es decir, sin desgastes por corrosión o antigüedad, pero en los últimos años la realidad es que opera con 47 kg/cm^2 . El estudio que se presenta en la sección de **ÁREA DE RECIBO Y MEDICIÓN-POLIDUCTO** muestra las ventajas de utilizar el mejorador de flujo para el bombeo del producto PX. Diesel.

4.1 LABORATORIO DE CONTROL DE CALIDAD

En el laboratorio de la TAR se cuenta con cinco pruebas de ensaye, las cuáles determinan las propiedades y calidad de los productos PX Diesel, PX Magna, y PX Premium. Para que éstas se lleven a cabo, deben de estar validadas ante una Entidad Mexicana de Acreditación (EMA). Esta entidad realiza auditorías anuales para conocer las condiciones de los laboratorios, equipos, instrumentos, atender la parte administrativa, técnica y para determinar si las normas que se están utilizando están vigentes.

Normalmente el Laboratorio se encuentra a 18°C ($\pm 2^\circ\text{C}$), por ende, los equipos e instrumentos tienen constante mantenimiento y calibración.

Las cinco pruebas que se realizan a cada uno de los productos son debido al bombeo que se lleva a cabo de Guaymas-Hermosillo, cuando ocurre una interface⁴ entre cada lote de productos hay que diagnosticar la composición de los productos, cuando ocurre una transferencia hacia los tanques de almacenamiento de la terminal, de un tanque a otro, de los mismos auto-tanques, así como en los casos extraordinarios cuando ocurre alguna toma clandestina en el poliducto.

La EMA realiza anualmente en el mes de Julio las auditorías externas a cada una de las terminales dentro del Estado, pero los métodos que se realizan, es decir, las pruebas deben estar acreditados por la Asociación Internacional para el Ensayo de Materiales (American Society for Testing and Materials ASTM), y cada uno cuenta con su Instructivo Genérico Operativo en el archivo del laboratorio.

El objetivo de realizar las pruebas es establecer los requerimientos de seguridad que debe cumplir el personal involucrado en la realización de las actividades de la prueba de ensayo, así como proporcionar las medidas básicas de seguridad, para prevenir incidentes, como mantener los estándares de calidad de las pruebas.

⁴ Interface: Mezcla de productos petrolíferos de diferentes características producida al estar dos productos petrolíferos diferentes en contacto durante el transporte por el ducto. Se conoce como la parte dentro del ducto en donde se juntan dos productos diferentes, estos pueden ir delimitados por otro pequeño lote de producto para evitar que se mezclen durante el proceso de transporte.

Los métodos que se encuentran acreditados por la EMA en la TAR-Hermosillo, son los siguientes:

4.1.1 Método de prueba estándar para la destilación de productos derivados del Petróleo a presión atmosférica.

Marco Normativo o Documento de Referencia: ASTM D 86-08, ASTM E 1-07

Este método de ensayo cubre la destilación atmosférica de los productos derivados del petróleo utilizando una unidad de laboratorio de destilación por lotes para determinar cuantitativamente las características de rango de ebullición de productos tales como destilados ligeros y medios.

Equipo a Utilizar: Equipo de Destilación manual de acuerdo con las especificaciones ASTM D 86-08; marcas: Precision Scientific, y Koehler.

Instrumentos: Termómetros ASTM 7C (2 a 300°C y 8C (-2 a 400°C)) debidamente calibrados, barómetro o meteorómetro con resolución 0.1 kPa (1 mmHg), probeta de 100 ml Pyrex o similar y una probeta de 50 ml.

El probador analítico del laboratorio es el responsable de realizar estas pruebas. Primeramente, se prepara al equipo eliminando residuos del tubo del condensador del equipo de destilación utilizando un alambre con un trozo de franela amarrado en su extremo y hacerlo pasar por el tubo del condensador de extremo a extremo. Después se procede a mantener el matraz y la probeta entre 13° y 18°C previo al ensayo.

Llenar el baño del condensador según corresponda a la muestra a destilar:

Para gasolina: con agua fría y/o hielo para alcanzar una temperatura entre 0 y 1°C

Para Diesel: entre 0 y 60°C.

Colocar la placa de cerámica sobre la resistencia del equipo, según corresponda:

Para Gasolinas: de 1.5 pulgadas (38 mm) de diámetro.

Para Diesel: de 2 pulgadas (50 mm) de diámetro.

Seleccionar y colocar el termómetro en el tapón con dispositivo de centrado, según corresponda:

Para Gasolina: termómetro tipo ASTM 7C con un intervalo de -2 a 300°C

Para Diesel: termómetro tipo ASTM 8C con un intervalo -2 a 400°C.

Por último, conectar el equipo a la corriente eléctrica.

Ahora bien, antes de iniciar se verifica que la muestra se encuentre estabilizada a la temperatura correspondiente, antes de abrir el recipiente que la contiene:

Para Gasolina: por debajo de 10°C

Para Diesel: a temperatura ambiente ($20 \pm 4^\circ\text{C}$).

Para iniciar la destilación el procedimiento que se sigue es el siguiente:

- Registrar la presión barométrica.
- Verter la muestra en la probeta de 100 ml hasta la marca.
- Vaciar los 100 ml de la muestra al matraz de destilación hasta la última gota, y si la muestra presenta un comportamiento de ebullición irregular adicione perlas de vidrio para controlar la ebullición.
- Colocar el termómetro con el tapón en el matraz de destilación considerando que la parte inicial del capilar del termómetro coincida con la parte inferior del inicio del tubo de salida de vapores.
- Colocar el matraz en posición vertical sobre la placa de cerámica del equipo y ajustar el tubo de salida de vapores del matraz con el tubo del condensador, verificando que se introduzca de 25 a 50 mm.
- Ajustar la altura del soporte del matraz.
- Colocar la probeta de 100 ml en la salida del tubo del condensador.
- Colocar una tapa de baquelita o papel secante
- Encender el equipo y accionar el cronómetro.
- Ajustar el reóstato a un voltaje en el cual la temperatura inicial de ebullición (IBP) de la gasolina se alcance entre 5 y 10 minutos. Para diesel entre 5 y 15 minutos.
- Observar y registrar la temperatura del termómetro, y el tiempo en el momento en que la primera gota cae del extremo final del condensador.
- Regular el reóstato para alcanzar el 5% de condensado de gasolina entre 60 y 100 segundos.

Cuando el volumen de recuperado llega al 5%, regular el reóstato para alcanzar un flujo de recuperado de 4 a 5 ml por minuto. Observar y registrar la temperatura del termómetro, y el tiempo.

- Mantener el flujo así hasta el 90% de destilado, registrando la velocidad de destilación y la temperatura con aproximaciones de 0.5°C.
- Registrar las temperaturas y tiempos para el 15, 20,25, 30,35,40,45,50,55,60,65,70,78,80,85,90,95% y la temperatura final de ebullición (EBP).

Cuando el recuperado alcance el 93% realizar un ajuste final al reóstato para alcanzar la temperatura final en 5 minutos máximo.

- Apagar el aparato de destilación.
- Registrar el volumen recuperado en el momento en que el volumen de la probeta no cambie en dos minutos.
- Dejar enfriar el matraz para poder desmontarlo del equipo.
- Retirar el termómetro
- Medir y registrar el volumen residual del matraz al más cercano 0.1 ml con una probeta de 5 ml.
- Desechar la muestra analizada en el depósito de residuos.

Para iniciar con los cálculos se procede a la corrección de Temperatura Observada: Se debe corregir las temperaturas observadas en la destilación si la presión barométrica registrada es diferente a 101.3 kPa, utilizando la ecuación Sydney Young:

$$C_c = 0.0009 (101.3 - P_k)(273 + t_c) \quad (7)$$

Fuente: Instructivo Genérico Operativo para llevar a cabo la Destilación de productos del petróleo, p.13.

donde:

C_c =Corrección en grados centígrados que hay que agregar a la temperatura observada en el termómetro,

P_k =Presión barométrica en kPa

T_c = Temperatura observada en grados Celsius.

Sumar el factor de corrección a la temperatura observada si la presión barométrica es menos a 101.3 kPa, restar el factor en caso que sea mayor, y registrar en bitácora.

Para el cálculo y registro del porcentaje de pérdida corregida durante el ensayo, realizar la corrección de la pérdida mediante la siguiente ecuación:

$$L_c = 0.5 + (L - 0.5) / (1 + (101.3 P_k) / 8.00) \quad (8)$$

Fuente: Instructivo Genérico Operativo para llevar a cabo la Destilación de productos del petróleo, p.14

donde:

L_c = Corrección que hay que agregar al volumen del residuo observado en la probeta de 5 ml.

L = Pérdida observada de la diferencia entre el condensado menos el residuo observado en ml.

P_k = Presión barométrica en kPa.

Registrar la pérdida corregida cuando la presión sea diferente a 101.3 kPa.

Corrección al porcentaje de recuperado total de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$R_c = R + (L - L_c) \quad (9)$$

Fuente: Instructivo Genérico Operativo para llevar a cabo la Destilación de productos del petróleo, p.14

donde:

R_c = Recuperado total Corregido en ml

R = Recuperado total Observado en ml

L = Residuo Observado en ml

L_c = Residuo Corregido en ml

Para la corrección al porcentaje de Evaporado se utiliza la siguiente fórmula:

$$P_e = P_r + L \quad (10)$$

Fuente: Instructivo Genérico Operativo para llevar a cabo la Destilación de productos del petróleo, p.15

donde:

P_e = Porcentaje de Evaporado en ml

P_r = Porcentaje de Recuperado Corregido en ml

L = Pérdida Observada en ml

Realizar y registrar la corrección de las temperaturas del porcentaje de evaporación, mediante la siguiente fórmula:

$$T = T_L + (T_H + T_L)(R - R_L) / (R_H - R_L) \quad (11)$$

Fuente: Instructivo Genérico Operativo para llevar a cabo la Destilación de productos del petróleo, p.15

donde:

T =Temperatura registrada del porcentaje evaporado °C

T_L =Temperatura registrada RL °C

T_H =Temperatura registrada RH °C

R =Porcentaje de recuperado correspondiente al porcentaje de evaporado ml

R_H = Porcentaje de recuperado correspondiente al valor inmediato superior a R ml

R_L = Porcentaje de recuperado correspondiente al valor inmediato inferior a R ml.

Significado y Uso

El intervalo de ebullición da información sobre la composición, las propiedades y el comportamiento del combustible durante el almacenamiento y el uso. La volatilidad es la determinante principal de la tendencia de una mezcla de hidrocarburos a producir vapores potencialmente explosivos (ASTM-D-2386-06).

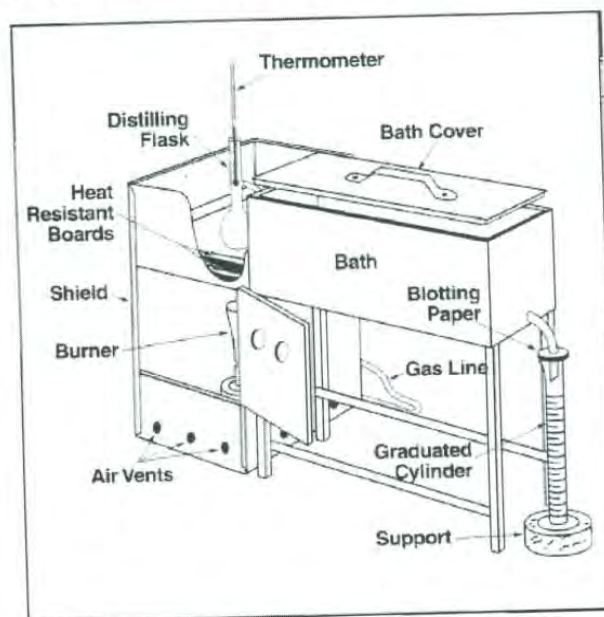


Figura 8. Equipo utilizado para la destilación manual

Fuente: ASTM-D-2386-06

4.1.2 Método de prueba estándar para la determinación del punto de inflamación

Marco Normativo o Documento de Referencia: ASTM D 93-08, ASTM E1-07

La Temperatura de Inflamación es la temperatura más baja a la cual al aplicar una fuente de ignición ocasiona que los vapores se inflaman.

En este ensayo se utilizaron los siguientes equipos, e instrumentos: termómetro de mercurio en vidrio ASTM 9C (-5 a 110°C) y ASTM 10C (90 a 370°C), para muestras con punto de inflamación esperado menor a 110°C y mayor a 110°C, respectivamente de acuerdo a las especificaciones del método ASTM E 01-07; Gas natural para la fuente de ignición (precaución: la presión del gas no debe superar los 3kPa de presión); barómetro o meteorómetro con una precisión de $\pm 0.5\text{kPa}$; disolvente de limpieza: Aplicar el uso del disolvente adecuado, capaz de limpiar la taza donde se coloca la muestra durante la prueba y la cubierta. Algunos disolventes que son comúnmente utilizados son tolueno y acetona. (Advertencia: tolueno, acetona y muchos disolventes son inflamables y generan un peligro para la salud. Deshacerse de disolventes y residuos de conformidad con las normativas locales).

Para iniciar tomar la muestra de acuerdo al método ASTM D 4057-06. Se requiere 75 ml de muestra para realizar esta prueba, cuando se obtenga una muestra de aceite residual al contenedor deberá ser llenado entre el 85 y 95%, para cualquier otro tipo de muestra se elige un contenedor que no exceda el 85% ni esté por debajo del 50% de llenado cuando se tome la muestra.

Repetir la prueba con la misma muestra se sugiere, dado que el punto de inflamación varía si se toma la segunda muestra por debajo del 50 % de la capacidad del recipiente de muestreo.

Ahora bien, habrá que revisar y limpiar los accesorios del equipo antes de empezar el ensayo de temperatura de inflamación para evitar una contaminación.

Revisar que el aparato se encuentre conectado a la corriente eléctrica y a temperatura ambiente, verificar que esté conectado a la línea de gas.

Asegurar que el recipiente de la muestra esté lleno a la capacidad de volumen requerido y especificado.

Llenar la copa para la prueba hasta la marca interna de la misma.

Verificar que la copa y la muestra estén por lo menos 18°C debajo de la temperatura de inflamación esperada.

Revisar que no se formen burbujas de aire durante el vaciado de la muestra.

Armar el aparato, según el modelo en uso, de acuerdo a lo siguiente:

Colocar la copa en la posición correcta dentro del aparato.

Colocar la tapa del equipo, verificando que quede bien ajustada.

Ajustar la flecha del agitador al motor.

Abrir la válvula de la línea de gas cuidando que la presión en el manómetro no exceda los 3.0 kPa ($0.43\text{ lb}_f/\text{pulg}^2$, o $0.03\text{ kg}_f/\text{cm}^2$), ajustando el regulador instalado en el tanque del gas.

Encender la flama, abriendo al mismo tiempo la válvula de gas del aparato. El tamaño de la flama deberá estar entre 3.2 y 4.8 mm de diámetro.

Registrar la Presión Barométrica con precisión de 0.1 kPa .

Seleccionar una velocidad entre 90 y 120 rpm para el análisis de diese, y de $250 \pm 10\text{ rpm}$ para pruebas en combustóleo.

Apagar el motor y aplicar la flama a la copa girando el mecanismo del obturador.

Si se observa una inflamación, el combustible puede estar contaminado con hidrocarburos ligeros, en este caso se deberá interrumpir el ensayo.

Confirmar el resultado repitiendo el procedimiento con otra alícuota de la muestra.

Si se repite la inflamación a temperatura ambiente, notificar al jefe inmediato, tomar otra muestra y reiniciar el procedimiento.

Iniciar la aplicación de calor, regulando el calentamiento de 5 a 6°C por minuto y registrarlo. Observar el incremento de temperatura en el termómetro apoyándose con un cronómetro. Energizar el agitador.

Verificar si espera que la muestra presente una temperatura de inflamación de 110°C o menor aplicar la flama a la copa a partir de los $23 \pm 5^{\circ}\text{C}$ por debajo de la temperatura de inflamación esperada, posteriormente se realizarán incrementos de 1°C .

Suspender la agitación de la muestra y aplicar la fuente de ignición, de manera que la fuente de ignición es bajada en el espacio donde se encuentre el vapor de la

muestra durante 0.5seg, mantener esta posición baja 1seg, y rápidamente elevar a su posición hacia arriba.

Verificar si espera que la muestra presente una temperatura de inflamación de 110°C o mayor aplicar la flama a la copa a partir de los $23 \pm 5^\circ\text{C}$ por debajo de la temperatura de inflamación esperada, posteriormente se realizarán incrementos de 2°C.

Registrar la temperatura del punto de inflamación de acuerdo a la lectura del termómetro al momento del flamazo que se produce en el interior de la taza. Se considera que la muestra ha indicado su punto de inflamación cuando, una gran llama instantánea aparece y se propaga a lo largo de toda la superficie de la muestra. Suspende la aplicación de calor, regresando la perilla del controlador a 0%. Apagar el motor del agitador. Cerrar el suministro de gas y la válvula del equipo, para que la flama se apague.

Desconectar el equipo de la toma de corriente.

Registrar el resultado en bitácora al más cercano 0.5°C

-Temperatura de Inflamación esperada

-Temperatura de Inflamación Observada

-Temperatura de Inflamación Corregida (Instructivo Genérico Operativo para determinar la temperatura de inflamación del Pemex-Diesel y combustóleo en equipos manuales, p.15).

4.1.3 Método de prueba estándar para la densidad, densidad relativa o gravedad API de petróleo crudo y productos de petróleo líquido por el método del hidrómetro.

Marco Normativo o Documento de Referencia: ASTM D 1298-99

En este ensayo se utilizan los siguientes instrumentos: un termómetro 12F o 12C calibrado de acuerdo al método ASTM, una probeta transparente sin graduaciones con un diámetro interno de al menos 25 mm más grande que el diámetro externo del hidrómetro, de tal forma que flote libremente, y el espacio libre entre la parte inferior del hidrómetro y el fondo de la probeta sea de 25 mm, mínimo, un hidrómetro, de acuerdo al intervalo de peso específico esperado del producto por analizar, calibrados a 60/60°F (15.56/154.56°C en agua):

Para gasolinas: con un rango de 0.700-0.750

Para diesel: con un rango de 0.800-0.850

Para iniciar se estabiliza la temperatura de la muestra a temperatura del laboratorio en su recipiente original, y se mantiene el termómetro, la probeta y el hidrómetro a temperatura ambiente del Laboratorio.

Se transfiere la muestra a una probeta de vidrio limpia un tamaño de muestra que permita la libre flotación del hidrómetro y evite que el líquido se derrame al introducirlo.

Remover en caso de formar burbujas en la superficie con un papel filtro limpio antes de insertar el hidrómetro.

Colocar la probeta con la muestra en un lugar libre de corrientes de aire y nivelado para evitar que el hidrómetro oscile y se pegue a las paredes de la probeta.

Registrar la temperatura ambiental del laboratorio y asegurar que la temperatura no varía más de 2°C durante el desarrollo de toda la prueba.

Utilizar un baño a temperatura constante para estabilizar la muestra si difiere más de 2°C de la temperatura ambiente.

Asegurar la uniformidad de la temperatura y la densidad (a través de la probeta).

Insertar el termómetro agitando la muestra lentamente con movimientos circulares ascendentes y descendentes.

Registrar la temperatura del producto tan pronto como se obtenga una lectura estable lo más cercano a una resolución de 0.1°C y retirar el termómetro.

Introducir suavemente el hidrómetro en la muestra, hasta alcanzar el equilibrio evitando que se moje el vástago por arriba del nivel del líquido dado que esto afecta el resultado de la prueba.

Bajar el hidrómetro dos divisiones de la escala y soltarlo. Dar un pequeño giro al hidrómetro para estabilizarlo.

Esperar el tiempo suficiente para que el hidrómetro alcance el equilibrio y flote libremente lejos de las paredes.

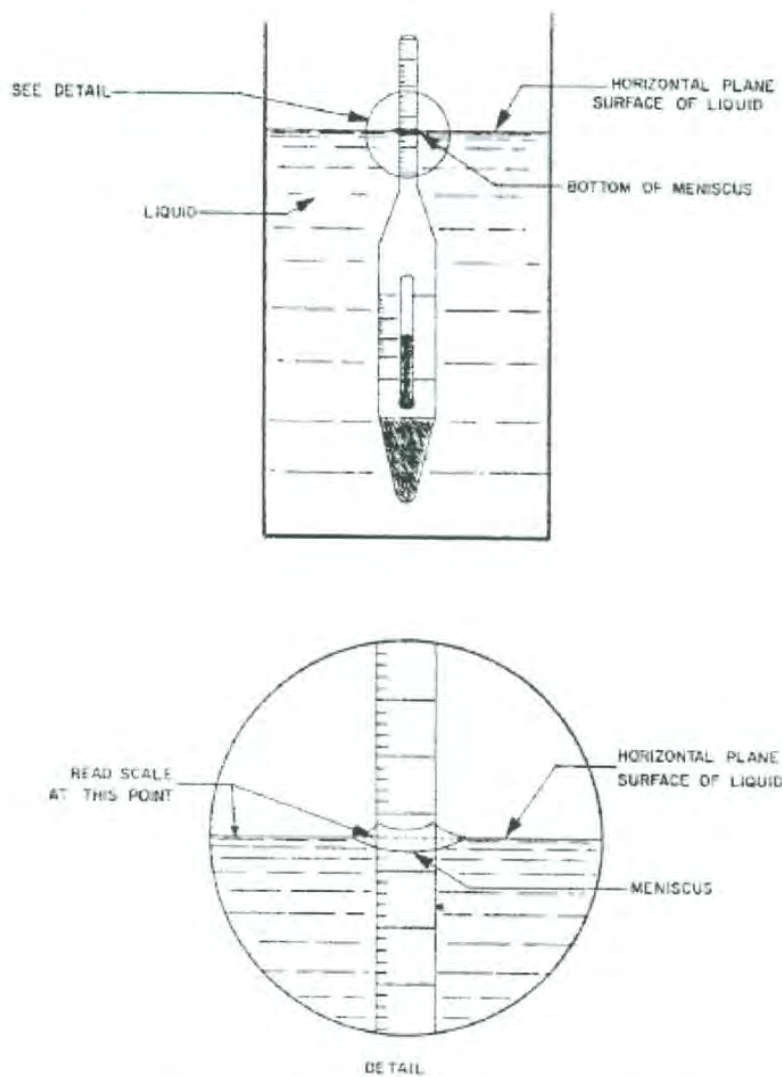


Figura 9. Especificaciones Hidrómetro

Fuente: ASTM D 1298-99

Tomar la lectura en el punto donde la superficie del líquido corta la escala, esto se logra levantando lentamente la vista hasta que la superficie parece formar una línea recta que corta la escala del hidrómetro.

Registrar la lectura del hidrómetro lo más cercano a un quinto de la división de la escala con aproximaciones de 0.0001

Retirar y limpiar el hidrómetro.

Introducir el termómetro para verificar que no hubo variación en la temperatura del producto.

Registrar una lectura estable lo más cercano a 0.1°C y retirar el termómetro.

La diferencia de ambas mediciones de temperatura de la muestra no deberá ser mayor a 0.5°C, de lo contrario repetir el ensayo.

Registrar la temperatura ambiente al terminar el ensayo y recordar que a lo largo de toda la prueba la temperatura no debió haber variado más de 2°C.

Por último, desechar la muestra en el recipiente de residuos..

Significado y Uso

Densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad API es un factor determinante de la calidad y el precio del crudo de petróleo. Sin embargo, esta propiedad del petróleo no es un fuerte indicador, por ello, se compara con otras propiedades.

La densidad es un indicador importante de la calidad para la automoción, la aviación y los combustibles marinos, donde afecta el almacenamiento, la manipulación y la combustión.

4.1.4 Método de prueba estándar para la determinación de azufre total por rayos ultravioleta.

Marco Normativo: ASTM-D-5453-08b

Equipos y Materiales: Antek 9000 VTNS consta de: horno piro reactor oxidativo isotérmico (que mantenga una temperatura de $1075 \pm 25^{\circ}\text{C}$), controladores de flujo másico para oxígeno y gas de acarreo, secador de membrana, generador de ozono, tubo fotomultiplicador enfriado termo eléctricamente y un diseño modular de la cámara de reacción por quimioluminiscencia y de la cámara de reacción por fluorescencia, muestreador automático, botes de depósito, jeringas de 24 uL, viales con tapón, PC con software Antek V388 ó V3815, y controladores de flujo capaz de mantener constantes las corrientes de los gases.

Los reactivos citados en este procedimiento deberán ser reactivos grado químico a menos se indique otra cosa. Otros grados podrán ser utilizados, siempre y cuando aseguren ser de una pureza lo suficientemente alta para permitir la realización de la prueba sin disminuir la exactitud de la determinación.

Argón. Pureza mínima de 99.998 % humedad máxima de 5 ppm.

Oxígeno. Pureza mínima 99.75% (oxígeno 4.3 Ultra Alta Pureza,

Humedad máxima de 5 ppm). Precaución: Acelera vigorosamente la combustión.

Xileno. Grado reactivo (otros solventes semejantes a esos presentes en muestras a analizar también son aceptables). Se requiere la corrección por la contribución de azufre en los solventes (blanco solvente) usados en la preparación del estándar y la dilución de la alícuota de la muestra. Alternativamente, el uso de un solvente con un nivel no detectable de contaminación de azufre relativo al contenido desconocido de azufre en la muestra hace que la corrección por blanco sea innecesaria. Precaución: son solventes inflamables (Instructivo Genérico Operativo para determinar Azufre total en hidrocarburos ligeros por fluorescencia de ultravioleta, Diciembre 2007, p.8).

Estándares de calibración certificada, los cuales son certificados por una organización nacional de estándares en concentraciones definidas, de acuerdo al

intervalo de medición de la curva de calibración a generar y al tipo de muestra a analizar.

Las actividades mencionadas a continuación son desarrolladas por el Probador Analítico del laboratorio:

El probador analítico deberá considerar que los viales utilizados para el análisis de azufre deberán estar limpios y secos. Esta consideración obliga a revisar el material antes de utilizarlo para la prueba.

Para determinación en equipo Antek 9000 VTNS ó VNS, verificar que la presión de los gases Oxígeno y Argón sea de 40 psi en ambos reguladores. En caso contrario, ajustar o verificar la presión de salida en los cilindros. Si se observa que cualquiera de los dos cilindros tiene una presión de 200 psi, proceder a su cambio; esto con la finalidad de evitar contaminación del Tubing por el posible flujo de suciedad del fondo del cilindro. Si el equipo cuenta con bomba de vacío encenderla. Verificar visualmente que la temperatura del horno sea de 1050°C en el equipo.

Verificar que el volumen del bote de depósito de solvente para enjuague de jeringa (Xileno) se encuentre a la mitad como mínimo y hasta $\frac{3}{4}$ como máximo. Vaciar el contenido del frasco de desechos cuando el volumen sea de $\frac{3}{4}$ de su capacidad.

Para iniciar, con la prueba se procede a encender el monitor de la PC y seleccionar el software a utilizar donde se selecciona el método adecuado (Shutdown.mth.), ID probador, se introduce datos de la muestra para que arroje los datos obtenidos, cómo son las curvas de calibración y el porcentaje de Azufre en las muestras.

Cuando se termina de realizar el ensayo, se mantiene encendido el equipo y el CPU, únicamente se apagará el monitor. No cerrar el Software de aplicación Antek V3888, solamente en caso de apagar el equipo por cambio de cilindros de gases o por corte de suministro de energía.

Nota: La determinación de azufre total en hidrocarburos ligeros por este equipo no requiere cálculos. El resultado para cada muestra será el promedio de las corridas.

4.1.5 Método de prueba estándar para determinar el número de Octano de un Combustible para máquina de encendido de chispa

Marco Normativo: ASTM-D-2699-08

Preparación de la máquina antes de iniciar, revisar que se tenga un metro cúbico de hielo en la torre de almacenamiento, que en la mirilla de vidrio para el aceite del motor se tenga $\frac{3}{4}$ partes de nivel de aceite, que se tenga suficiente agua de enfriamiento en los depósitos, verificar que se tenga $\frac{1}{4}$ de pulgada de agua o refrigerante en la mirilla de la chaqueta de enfriamiento, y lubricar antes de encender el motor, los botadores de las válvulas, el metal de la flecha gusano.

Dar un giro completo a la polea del motor, con esto se asegura que no existe líquido en la cámara de compresión.

Cumplido el paso anterior; llevar la máquina hasta el punto muerto superior de compresión, esto se logra girando la polea hasta alcanzar el ángulo de 360° , se hace para calibrar las válvulas de admisión y escape.

Se calibran las válvulas de admisión y escape a 4 y 14 milésimas respectivamente.

Accionar en el “centro de carga” los interruptores eléctricos de 110 volts para energizar la instrumentación de la máquina y el interruptor de 220 volts, para energizar los switch interruptores del motor eléctrico de la máquina.

Accionar el reóstato colocado en la parte baja del lado derecho del panel de control, hasta la posición 8 para alcanzar una temperatura de aceite de 135°F .

Adicionar en uno de los tazones el combustible con el cual se calentará la máquina, de preferencia que tenga un octanaje cercano al de la muestra por analizar o que sea el Tolueno a utilizar para la calibración de la máquina.

Alinear la válvula del agua de enfriamiento y energizar la bomba ubicada en el depósito de agua, verificar que el agua fluya por el dren de la máquina.

Colocar el switch de ignición en la posición de encendido (ON).

Accionar el switch de encendido de la máquina y mantenerlo en esa posición, hasta que la presión del aceite esté entre 20 y 30 libras o hasta que la luz roja indicadora de baja presión de aceite se apague.

Verificar que el tiempo de encendido de la máquina sea de 13° antes del punto muerto superior, una vez ajustado el ángulo del tiempo apretar el tornillo que lo

oprime, soltar el otro tornillo opresor; de la misma forma asegurarse que la máquina gire a 600 rpm.

Verificar el cero mecánico del golpímetro; si no está en cero calibrar con el tornillo de ajuste localizado en el golpímetro.

Verificar el cero eléctrico en el golpímetro; esto se logra accionando el switch de Power a la posición de encendido en el medidor de denotación, originando que la aguja del golpímetro se mueva de manera brusca, esperar que la aguja regrese a cero.

En el controlador de temperatura pasar el botón de encendido a la posición de “inlet air heater” o calentador de entrada de aire; con el botón central, ajustar la temperatura indicada en las tablas del método vigente que se encuentran en el Laboratorio.

Con el selector de tazones, seleccionar el tazón que contiene el combustible de calentamiento; dejar correr la máquina hasta que adquiera las condiciones de operación óptimas para iniciar con la determinación; estas condiciones son:

La presión del aceite será entre 20 y 30 libras/pulg²

La temperatura del aceite es de 135°F

La temperatura de la entrada de aire será el indicado.

La temperatura del agua de enfriamiento de la chaqueta esté en 212°F

El vacío en el cárter del motor esté entre 1 y 6 pulgadas de agua.

La calibración de las válvulas de admisión y escape sea de 8 milésimas de pulgadas.

El aceite en la minilla de vidrio en el cárter esté a la mitad de la misma.

El agua de la chaqueta de enfriamiento este en el nivel de calentamiento (HOT).

Ya que la máquina cumple con todas las condiciones de operación, obtenidas en una hora, cumpliendo con el procedimiento de arranque se procede a desconectar los cables, cerrar válvulas y apagar los switches.

Nota: Las pruebas se realizan diariamente en el Laboratorio, es necesario que dichos métodos se aprueben de manera anual ante la Entidad Mexicana de Acreditación. Sin ello los productos no son sacados a venta.

4.2 ÁREA DE RECIBO Y MEDICIÓN- POLIDUCTO

Situación Actual

El Sector Ductos Guaymas cuenta con el Poliducto de 8"Ø Guaymas-Hermosillo donde su UPTIME es de 24,000 b/diarios. Considerando que se tiene una operación normal dentro de los límites operativos indicados en el procedimiento operativo para bombeo del Poliducto Guaymas-Hermosillo con flujo máximo de 1,000 b/h y una presión de línea máxima de 48 kg/cm² donde los productos que se transportan son PX. Magna, PX. Diesel y PX. Premium.

Situación Futura

Optimizar la infraestructura actual con la inyección del reductor de fricción para aumento de flujos de hasta 1,250 b/h cuando se da la condición de tener gasolina en la línea y flujos de hasta 1,150 barriles con contenido de diesel en línea sin exceder el límite máximo de presión de 48 kg/cm² que indica el procedimiento operativo.

Tabla VII. Condiciones Normales y Deseables

	Condición Normal	Condición Deseable
UPTIME	24,000 b/diarios	30,000 b/diarios 27,600 b/diarios
FLUJO MÁXIMO	1,000 b/h	1,250 b/h GASOLINA 1,150 b/h DIESEL
PRESIÓN MÁXIMA	42 kg/cm ²	48 kg/cm ²

V RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para llevar a cabo la propuesta de Optimización del proceso de Recibo de productos petrolíferos, lo que se propone es:

1. Llevar a cabo la inyección de reductor de fricción.

¿Qué es un Inyector de Reductor de Fricción?

Los reductores de fricción, también conocidos como mejoradores de flujo, son productos compuestos por un material que reduce la presión por fricción entre el fluido y la superficie del conducto que lo transporta. Al usar estos agentes reductores de fricción se puede hacer circular un caudal mayor con la misma energía de bombeo o se reduce la caída de presión para el mismo caudal que circula por el conducto (Phillips 66 Company).

Lo que se propone es determinar el coeficiente de fricción para conocer las pérdidas reales que existen en toda la sección del poliducto, y así determinar la potencia necesaria para caracterizar la bomba. Utilizando las herramientas y conocimientos de Ingeniería Química adecuadas se determinará el tipo de flujo, número de Reynolds, factor de fricción, entre otros.

Los siguientes datos se obtuvieron del Laboratorio de Control de Calidad mismos que se usarán para el cálculo del Número de Reynolds.

Tabla VIII. Propiedades Físicas

Propiedades Físicas	PX.DIESEL	PX. GASOLINAS	UNIDADES
Densidad	820-840	700-740	kg/m ³
Peso Específico	0,800-0,850	0,700-0,750	
Viscosidad	3	0.8	cst, 10 ⁻⁶ m ² /s

$$\text{Flujo}_{\text{promedio}} = 1,100 \frac{b}{h}$$

El Número de Reynolds determina el tipo de flujo de un fluido en movimiento, y se clasifica en los siguientes tipos, el flujo laminar es aquel en que sus partículas se deslizan unas sobre otras en forma de láminas y el flujo turbulento aquel cuyas partículas se deslizan en forma desordenada

$$N_R = DV\rho/\mu \quad (4)$$

μ = viscosidad absoluta

Flujo Laminar: $N_R < 2100$

Zona crítica: $2100 < N_R < 4000$

Flujo Turbulento: $N_R > 4000$

En este caso, se determinará el tipo de flujo que se presenta dentro del poliducto.

5.1 Comparación: Cálculo 1 sin mejorador de flujo vs Cálculo 2 con mejorador de flujo

Usando una hoja de cálculo en Excel se proceden hacer los cálculos:

Variables: Q, Número de Reynolds, $f_{calculado}$, F, W_o y P_o

Constantes: D, ρ , $\mu_{cinemática}$

Base de cálculo: PX. Diesel

Cálculo 1. Para lote PX. Diesel, con un flujo de 19 MBD, SIN MEJORADOR DE FLUJO

Flujo Promedio = 850 b/h

Material de Construcción: Acero Comercial

Diámetro: 8 pulgadas

Densidad: $\frac{820 \text{ kg}}{\text{m}^3}$

$\mu_{cinemática} = 3 \text{ cst}$

Conversiones:

$$Q = \frac{850 \text{ b}}{\text{h}} * \frac{159 \text{ L}}{1 \text{ b}} * \frac{1 \text{ ft}^3}{28.31 \text{ L}} * \frac{1 \text{ h}}{3,600 \text{ s}} = \frac{1.326 \text{ ft}^3}{\text{s}}$$

$$Q_{promedio} = \frac{1.326 \text{ ft}^3}{\text{s}}$$

$$D = 8 \text{ in} * \frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ plg}} = .66 \text{ ft}$$

$$\rho = \frac{820 \text{ kg}}{\text{m}^3} * \frac{.02831 \text{ m}^3}{\text{ft}^3} * \frac{1 \text{ lbm}}{0.453591 \text{ kg}} = 51.18 \frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3}$$

$$\mu_{cinemática} = 3 \text{ cst} * \frac{1.08 \times 10^{-5} \text{ ft}^2/\text{s}}{1 \text{ cst}} = 3.24 \times 10^{-5} \frac{\text{ft}^2}{\text{s}}$$

Para la determinación de la Velocidad Media utilizamos la ecuación de flujo:

$$Q = V * A \quad (12)$$

donde:

V = Velocidad

A=Área

$$A=\pi r^2$$

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad (13)$$

Sustituimos valores:

$$V = \frac{[4 (1.326 \frac{ft}{s})]}{[\pi (.66 ft)^2]} = 3.79 \frac{ft}{s}$$

$$V_{promedio} = 3.79 \frac{ft}{s}$$

El N_R se obtiene con la siguiente fórmula:

$$N_R = DV\rho/\mu = DV/\nu \quad (14)$$

Sustituyendo valores para la determinación del N_R

$$N_R = \frac{VD}{\mu_{cinemática}} = \frac{(\frac{3.79 ft}{s})(.66 ft)}{[(3.24 \times 10^{-5} \frac{ft^2}{s})]} = 78,168.18$$

De acuerdo al resultado, el tipo de flujo para el lote PX. Diesel es: *FLUJO TURBULENTO*

Una vez determinado el tipo de flujo del poliducto de 8 pulgadas de diámetro de la sección Guaymas-Hermosillo, se procede a determinar el factor de fricción que tiene la tubería, para lo cual se ocupa conocer la rugosidad relativa del mismo. La rugosidad está relacionada con el tipo de material de construcción, y el diámetro del ducto.

Para su determinación, se elige de la siguiente tabla la superficie rugosa semejante al material de construcción.

Tabla IX. Valores de Superficies Rugosas para Diferentes Materiales

Superficie rugosa		
Tipo de material	ϵ , ft	ϵ , in
Tubo estirado (bronce, plomo, vidrio, etcétera)	0.000005	0.00006
Acero comercial o hierro forjado	0.00015	0.0018
Hierro fundido asfaltado	0.0004	0.0048
Hierro galvanizado	0.0005	0.006

Hierro fundido	0.00085	0.010
Duela	0.006-0.003	0.0072-0.036
Concreto	0.001-0.01	0.012-.12
Acero remachado	0.003-0.03	0.036-.36

Fuente: Mecánica de Fluidos para Ingenieros Químicos, página 187

El valor elegido es el de acero comercial.

$$\epsilon = 0.00015 \text{ ft}$$

$$d = .66 \text{ ft}$$

$$N_R = 78,833.33$$

$$\frac{\epsilon}{d} = 0.000225$$

Utilizando el diagrama de Fanning (Anexo 1), el número de Reynolds y la rugosidad relativa ya calculada, leemos el factor de fricción

$$f_{\text{observado}} = 0.005$$

Existe una manera analítica de determinar el factor de fricción cuando el número de Reynolds es > 4000 se utiliza la siguiente fórmula:

$$f = 0.001375 * [1 + (20,000 \frac{E}{D} + \frac{106}{N_R})^{(1/3)}] \quad (15)$$

$$f_{\text{calculado}} = 0.0049$$

La gráfica del factor de fricción, relaciona seis parámetros del flujo:

1. Diámetro de la tubería, D
2. Velocidad promedio, V_{prom}
3. Viscosidad del fluido, μ
4. Rugosidad de la tubería, ϵ
5. La fricción por calentamiento por masa unitaria, F (Nevers, 2006, p.188).

Si se conoce el valor de la constante para un tipo particular de accesorio, se puede calcular una “longitud equivalente de tubería” que tendría el mismo efecto de fricción que el accesorio, y se puede agregar esta longitud a la longitud real de la tubería para encontrar

una longitud ajustada, que produce prácticamente el mismo efecto de fricción que la tubería real incluidos los accesorios.

Ya que se obtiene el número de Reynolds, el tipo de flujo de la tubería, y el factor de fricción de la misma, se procede a determinar las pérdidas por fricción del poliducto, para las cuales se ocupa conocer el número de accesorios que hay desde la TAD-Guaymas hasta la TAR-Hermosillo, su longitud total, y la altura total.

Para conocer las longitudes equivalentes en la literatura encontramos una tabla donde se muestran los valores de acuerdo a los tipos de accesorios, de ahí tomamos el valor de longitud equivalente de acuerdo al número de accesorios de cada sección.

La línea contiene:

8 codos de 45° al 60%

2 válvulas de globo

2 válvulas de compuerta

5 codos de 45°

Tabla X. Valores de L/D para Diferentes Accesorios

ACCESORIOS	CANTIDAD	L/D	L/D TOTAL
8 codos de 45° al 60%	8	9	72
2 válvulas de globo	2	350	700
2 válvulas de compuerta	2	7	14
5 codos de 45°	5	15	75

$$\sum \frac{L}{D} = 861$$

$$\sum \frac{L}{D} = 861$$

$$Leq = 861 * D$$

$$Leq = 574 \text{ ft}$$

Por lo tanto, la longitud ajustada

$$L = L_{\text{real de la tubería}} + Leq \text{ para accesorios}$$

$$L=457,469.83 \text{ ft} + 574 \text{ ft}$$

$$L=458,043.83 \text{ ft}$$

La fórmula para determinar las pérdidas de fricción dentro de la tubería es la siguiente:

$$F = 2f \frac{V^2 L}{gc d} \quad (6)$$

donde:

$$f=0.005$$

$$V=3.79 \text{ ft/s}$$

$$g_c = 32.2 \frac{\text{lb.ft}}{\text{lb.f.s}^2}$$

$$L_{\text{TOTAL}}=458,043.83$$

Sustituyendo valores:

$$F = 2 (0.005) \frac{(3.79 \frac{\text{ft}}{\text{s}})^2}{(32.2 \frac{\text{lb.ft}}{\text{lb.f.s}^2})} \frac{458,043.83 \text{ ft}}{.66 \text{ ft}}$$

$F = 3,036.78 \frac{\text{lb.f.ft}}{\text{lbm}}$
--

Las pérdidas por fricción se calculan con un principal propósito, para seleccionar la bomba necesaria.

Se procede a usar la ecuación de balance de energía para determinar el trabajo necesario requerido mediante la siguiente fórmula:

$$H_1 \frac{g}{gc} + \frac{(V_1)^2}{2\alpha gc} + P_1 * V + \int P dV + w_0 = H_2 \frac{g}{gc} + \frac{(V_2)^2}{2\alpha gc} + P_2 * V + \Sigma E_f + \Sigma E_c + \Sigma E_e \quad (5)$$

Suposiciones:

1. No hay pérdidas por expansión
2. No hay pérdidas por compresión
3. $V_1=V_2=V_{\text{prom}}$
4. $\int P dV=0$
5. $P_2-P_1=0$

Se despeja el trabajo W_0

$$W_0 = (H_2 - H_1) \frac{g}{gc} + \left(\frac{(V_2 - V_1)^2}{2 gc} \right) + (P_2 V_2 - P_1 V_1) + \Sigma E_f \quad (16)$$

$$\text{Altura } H_2 = 280 \text{ m} * \frac{1 \text{ ft}}{.3048 \text{ m}} = 918.63 \text{ ft}$$

Sustituyendo valores:

$$H_1 = 0$$

$$H_2 = 918.63 \text{ ft}$$

$$W_0 = (918.63 \text{ ft} - 0) \frac{32.2 \frac{\text{ft}}{\text{s}^2}}{32.2 \frac{\text{lb} \cdot \text{ft}}{\text{lb} \cdot \text{s}^2}} + \left(\frac{(3.79 \frac{\text{ft}}{\text{s}} - 0)^2}{2 * 32.2 \frac{\text{lb} \cdot \text{ft}}{\text{lb} \cdot \text{s}^2}} \right) + 3,036.78 \frac{\text{lb} \cdot \text{ft}}{\text{lbm}}$$

$$W_0 = 4,187.77 \frac{\text{lb} \cdot \text{ft}}{\text{lbm}}$$

Para determinar la potencia de la bomba, usamos la siguiente fórmula:

$$\text{Potencia} = \frac{W_0 \cdot Q \cdot \rho}{n} \tag{17}$$

donde:

n: eficiencia

$$\text{Pot} = 4,187.77 \frac{\text{lb} \cdot \text{ft}}{\text{lbm}} * 1.326 \frac{\text{ft}^3}{\text{s}} * 51.17 \frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3} = 284,271.78 \frac{\text{lb} \cdot \text{ft}}{\text{s}}$$

$$\text{Pot} = 284,271.78 \frac{\text{lb} \cdot \text{ft}}{\text{s}} * \frac{1 \text{ HP}}{550 \frac{\text{lb} \cdot \text{ft}}{\text{s}}} = 516.85 \text{ HP}$$

$$\text{Pot} = \frac{516.85 \text{ HP}}{n}$$

Se asignan diferentes tipos de eficiencia a la bomba para determinar cuál se acerca a la potencia real:

Tabla XI. Eficiencia vs Potencia

% Eficiencia	Potencia (HP)
100 %	516.85
90%	574.28
80%	646.07
70%	738.36
60%	861.42

La potencia requerida para el bombeo Guaymas-Hermosillo debe tener capacidad para soportar entre 400 y 600 HP ya que hay dos bombas con estas capacidades utilizadas para succionar los productos de los tanques de almacenamiento de la TAD-Guaymas.

Las bombas trabajan a toda su capacidad, por ello, la bomba debe tener una eficiencia entre el 100-90% para que pueda soportar dichas capacidades de flujo.

Tomamos el lote de PX. Diesel ya que este producto es más pesado que las gasolinas y como la bomba se esfuerza más porque es más pesado, por ello que se tomó como base de cálculo.

Una vez calculadas las pérdidas por fricción y la potencia necesaria que requerirá la bomba, se procede hacer los mismos cálculos para flujos de 1,150 barriles utilizando el reductor de fricción, para hacer la comparación entre dichos flujos.

Cálculo 2. Para lote PX. Diesel, con un flujo de 1,150 b/h UTILIZANDO MEJORADOR DE FLUJO

Flujo Promedio= 1,100 b/h

Material de Construcción: Acero Comercial

Diámetro: 8 in

Densidad: $51.17 \frac{lbm}{ft^3}$

μ cinemática: $3.24 \times 10^{-5} \frac{ft^2}{s}$

$$Q = \frac{1,100 \text{ b}}{h} * \frac{159 \text{ L}}{1 \text{ b}} * \frac{1 \text{ ft}^3}{28.31 \text{ L}} * \frac{1 \text{ h}}{3,600 \text{ s}} = \frac{1.7161 \text{ ft}^3}{s}$$

$$Q_{promedio} = \frac{1.71 \text{ ft}^3}{s}$$

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{4Q}{\pi D^2} \tag{13}$$

Sustituimos valores:

$$V = \frac{[4 (1.71)]}{[\pi(.66ft)^2]} = 4.91 \frac{ft}{s}$$

$$V_{promedio} = 4.91 \frac{ft}{s}$$

Determinamos nuevamente el número de Reynolds, aunque sabemos de antemano que si la velocidad aumenta en este cálculo, el flujo será alto, por lo cual será *FLUJO TURBULENTO*

$$N_R = DV\rho/\mu \tag{14}$$

Por ser el mismo producto la densidad, viscosidad, diámetro y rugosidad relativa serán constantes.

Sustituyendo valores para la determinación del N_R

$$N_R = \frac{\left(\frac{4.91 \text{ ft}}{s}\right)(.66 \text{ ft})}{\left[(3.24 \times 10^{-5} \frac{\text{lb}}{\text{ft.s}})\right]} = 101,158.83$$

De acuerdo al resultado, el tipo de flujo para el lote PX. Diesel es: *FLUJO TURBULENTO*

El valor de rugosidad relativa es el mismo ya que los productos son transportados por el mismo ducto, y con el nuevo número de Reynolds se lee del diagrama de Fanning el factor de fricción.

$$f_{\text{calculado}} = 0.00471$$

Se toma la misma Longitud ajustada=458,043.83 y se determina nuevamente las pérdidas por fricción, para comparar los resultados con el flujo anterior

$$F = 2f \frac{V^2 L}{gc d} \quad (6)$$

$$F = 2 (0.00471) \frac{(4.91 \frac{\text{ft}}{s})^2}{(32.2 \frac{\text{lb.ft}}{\text{lb.f.s}^2})} \frac{458,043.83 \text{ ft}}{.66 \text{ ft}} * 0.2$$

$F = 973.50 \frac{\text{lb.f.ft}}{\text{lbm}}$
--

El 0.2 lo tomamos en cuenta ya que el agente reductor de fricción es un polímero que posee menor viscosidad que el hidrocarburo, en este caso, el diesel, el cuál por poseer características de rápida dispersión y disolución en el hidrocarburo beneficia y reduce las pérdidas por fricción hasta un 80%, y reduce la corrosión interna hasta un 40%.

El Reductor de Fricción se bombea a la tubería por un módulo de inyección que consiste en una bomba de alta presión de velocidad ajustable, un caudalímetro y otra instrumentación.

Se inyecta aguas abajo de las bombas de la línea principal en un nivel de tratamiento típico de 2 ppm a 20 ppm (0,1 a 1,0 galones por cada 1.000 barriles de líquidos). El nivel de tratamiento depende de los requisitos de rendimiento, las propiedades del fluido y el sistema hidráulico de tuberías. El diseño único del polímero permite que este producto ofrezca un alto nivel de reducción de la fricción.

Se procede a usar la ecuación de balance de energía para determinar el trabajo necesario requerido mediante la siguiente fórmula:

T-150100

$$H_1 \frac{g}{gc} + \frac{(V_1)^2}{2\alpha gc} + P_1 * V + \int P dV + w_0 = H_2 + \frac{g}{gc} \frac{(V_2)^2}{2\alpha gc} + P_2 * V + \Sigma E_f + \Sigma E_c + \Sigma E_e \quad (5)$$

Hacemos las mismas suposiciones que en cálculo 1, y se despeja el trabajo W_0 :

$$W_0 = (H_2 - H_1) \frac{g}{gc} + \left(\frac{V_2 - V_1}{2 gc} \right)^2 + (P_2 V_2 - P_1 V_1) + \Sigma E_f \quad (16)$$

$$W_0 = (918.63 \text{ ft} - 0) \frac{32.2 \frac{ft}{s^2}}{32.2 \frac{lb \cdot ft}{lb \cdot s^2}} + \left(\frac{4.91 \frac{ft}{s} - 0}{2 * 32.2 \frac{lb \cdot ft}{lb \cdot s^2}} \right)^2 + 973.50 \frac{lb \cdot ft}{lbm}$$

$$W_0 = 2,281.28 \frac{lb \cdot ft}{lbm}$$

$$\text{Potencia} = \frac{W_0 \cdot Q \cdot \rho}{n} \quad (17)$$

$$Pot = \frac{2,281.28 \text{ lb} \cdot \text{ft}}{\text{lbm}} * \frac{1.71 \text{ ft}^3}{s} * \frac{51.17 \text{ lbm}}{\text{ft}^3} = 200,398.80 \text{ lb} \cdot \text{ft} / s$$

$$Pot = \frac{200,398.80 \text{ lb} \cdot \text{ft}}{s} * * \frac{1 \text{ HP}}{550 \frac{\text{lb} \cdot \text{ft}}{s}} = 364.36 \text{ HP}$$

$$Pot = \frac{364.36 \text{ HP}}{n}$$

Determinamos la potencia de la bomba para diferentes porcentajes de eficiencia:

Tabla XII. Eficiencia vs Potencia

% Eficiencia	Potencia (HP)
100 %	364.36
90%	404.84
80%	455.45
70%	520.51
60%	607.26

Potencia vs Eficiencia

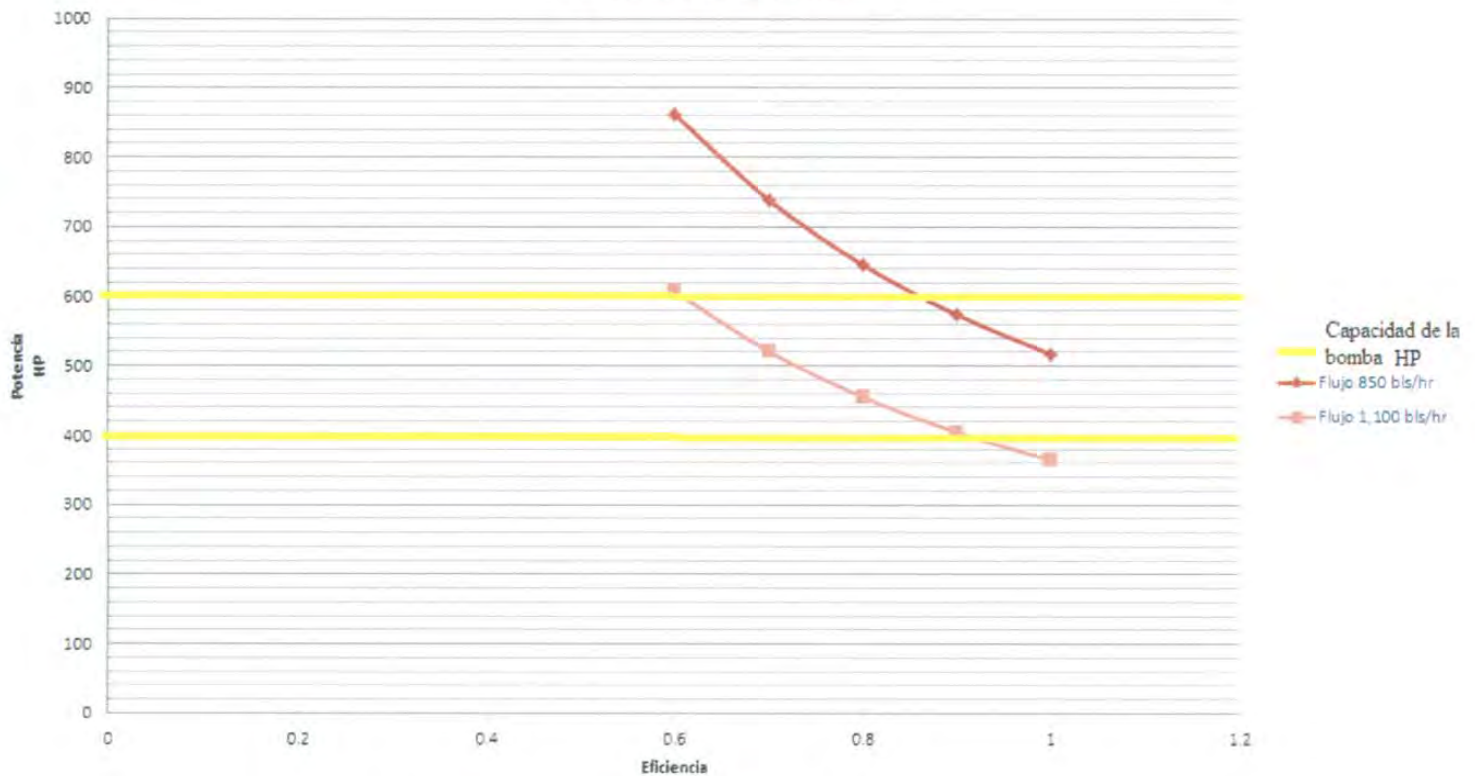


Figura 10. Gráfica comparativa flujos 850 b/h vs 1,100 b/h

En la gráfica se observa que con una eficiencia del 90% se encuentran los resultados esperados para ambos flujos, ya que se encuentra dentro de los límites aceptables reconocidos de la capacidad de la bomba.

Para flujos de 850 b/h y con una eficiencia del 90%, se tiene una potencia de 574.28 HP

Para flujos de 1,100 b/h y con una eficiencia del 90% usando el mejorador de flujo se alcanza una potencia de 404.84 HP.

En la TAR de Hermosillo, se cuenta con software especializados que realizan los cálculos introduciendo todas las variables de este caso. Al no tener acceso a dichos software procedí a determinar ecuaciones y de manera analítica apoyándome en herramientas de Ingeniería química, como la gráfica de Fanning, y algunas fórmulas utilizadas en mecánica de fluidos se llegó a los resultados esperados, demostrando que utilizando el mejorador de flujo se reducen drásticamente las pérdidas por fricción (F).

Cálculo de Beneficios Potenciales:

- ❖ Promedio semanal de bombeo sea de 184,800 manejando flujo promedio en la semana de 1,100 b/h, en el caso del diesel, en el caso de las gasolinas si el bombeo es de 1,250 b/h se incrementará hasta 210,00 barriles semanales. Aumentando la producción de diesel de 6,000 barriles por arriba de los 20,400 b/día.

Tabla XIII. Beneficios Potenciales

Beneficios Potenciales, BARRILES DE DIESEL		
	Cálculo	Cálculo 2
Hora	850	1100
Día	20400	26400
Semana	142800	184800
Mes	571200	739200

2. Cambiar de turbina a medidor másico, las siguientes son las características de cada equipo:

La turbina es el elemento que realiza la medición, está limitada por la viscosidad del fluido (el aumento de viscosidad, cambia el perfil de la velocidad del líquido: más rápido en el centro que en los extremos).

Análisis del Rendimiento

Los factores que pueden afectar al rendimiento de las Turbinas, están en función a:

1. Área de Flujo (a través del rotor).
2. Velocidad del Rotor.

Área de Flujo:

La turbina detecta la velocidad de flujo, midiendo la velocidad de rotación del rotor de alabes (v). El flujo volumétrico (Q) es proporcional a esta velocidad, suponiendo un Área de Flujo (A) constante

$$Q (\text{ft}^3/\text{s.}) = V (\text{ft/s.}) \times A (\text{ft}^2)$$

Los factores que pueden afectar a esta supuesta área de flujo constante:

- Depósitos
- Espesor de la capa limite

- Cavitación
- Basura
- Condiciones de operación

El segundo punto, es una de las razones por la cual no se recomienda el uso de turbinas para líquidos de alta viscosidad (aumenta el espesor de la capa límite y por tanto se reduce el área efectiva del flujo)

El tercer punto (Cavitación) se produce cuando el líquido está sujeto a presiones inferiores a su presión de vapor (Vaporización). Esta formación de burbujas de vapor ocupan mucho más área de flujo que el producto equivalente en forma líquida, lo que produce un aumento significativo de la velocidad del rotor (Error en la medición)

La turbina es una máquina formada por una rueda con varias paletas. Al recibir un líquido de manera continua en su parte central, la turbina lo expulsa hacia su circunferencia y consigue aprovechar su energía para generar una fuerza motriz. Lo que hace una turbina, por lo tanto, es sacar provecho de la presión de un líquido para conseguir que una rueda con hélices de vueltas y produzca un movimiento. Puede decirse, por lo tanto, que la turbina es un motor que produce energía mecánica.

Ventajas:

Exactitud en la medida

Alto rango de flujo

Tamaño pequeño y bajo peso

Operan en altos rangos de presión y temperatura

Desventajas:

Requieren acondicionadores de flujo

Requieren una presión mínima de operación para evitar la cavitación

Dificultad para medir líquidos con alta viscosidad

Requiere de dispositivos electrónicos para medir

Susceptible a los depósitos de suciedad

Sensible a los cambios de viscosidad

Susceptible a los daños por presencia de gas en el líquido.

Por otra parte, lo que se propone es reemplazar la turbina por un medidor másico debido a que este soportará mayores flujos de bombeo y requerirá menos mantenimiento.

El medidor másico está compuesto por lo siguiente:

- Caja: Armazón Protectora de los tubos de flujo
- Sensores: Tubos los cuales están en contacto directo con el fluido y son construidos de acero inoxidable 316 L o una aleación de Níquel dependiendo de la naturaleza corrosiva del fluido.
- Detectores Electromagnéticos: Dispositivos localizados en cada lado de los tubos de flujo, los cuales producen una onda senoidal que representa el flujo másico o volumétrico y la densidad.
- Tubo de Unión Múltiple: Ubicada en la entrada y salida del sensor y su principal objetivo es la de dividir el flujo de la línea de proceso hacia los dos tubos de flujo del medidor.



Figura 11. Medidor másico

El fluido a través del medidor ocasiona una fuerza vertical en los tubos de flujo, cuando los tubos se mueven hacia arriba durante la mitad del ciclo oscilatorio (frecuencia natural), el fluido se resiste al movimiento vertical ascendente empujando el tubo hacia abajo (dirección contraria), lo que ocasiona una flexión en el tubo de flujo.

Ahora bien, el flujo se determina como resultado de la flexión de los tubos de flujo, las ondas senoidales proporcionados por los magnetos de entrada y salida ahora se encuentran desfasados. La diferencia en el tiempo de desfasamiento entre las dos ondas senoidales se mide en unidades de tiempo, “ μs ” y es llamada “ ΔT ”, el cual es directamente proporcional al flujo del fluido de proceso (a mayor “ ΔT ,” mayor flujo).

Para un aumento en el flujo no es necesario sólo cambiar el instrumento de medida, sino también ajustar las variables para este equipo y estudiar la integridad mecánica del ducto para detectar qué áreas son las afectadas por desgaste, corrosión o vandalismo. De acuerdo a esto, se procede a recubrir las áreas afectadas, reemplazándolas o cambiarlas, ya que el espesor del ducto debe de estar a un 40% de su estado original.

Resumiendo, las ventajas de tener un medidor másico son las siguientes:

- ⇒ Su exactitud es $<0,15\%$ en medición de flujo másico.
- ⇒ Bajos niveles de mantenimiento
- ⇒ No es susceptible al daño por desprendimiento de gases.
- ⇒ Mínimamente afectado por cambios en la viscosidad.
- ⇒ Mediciones directas de masa y densidad (proporcionando medición de volumen indirecta).
- ⇒ Normalmente no requiere acondicionamiento de flujo.

Desventajas:

- ⇒ Costo inicial alto.
- ⇒ Alta caída de presión.
- ⇒ Sensibilidad a las condiciones de instalación, incluidos golpes y vibraciones.

El un medidor másico, la masa de un líquido no es influenciada por variables tales como temperatura, presión y densidad, por ello la medición másica tiene algunas ventajas que la medición volumétrica no puede igualar.

VI ANÁLISIS ADQUIRIDO

Durante las prácticas realizadas dentro de la terminal de PEMEX-Refinación Hermosillo, se trabajó mucho en equipo dentro del Laboratorio de Control de Calidad para conocer el buen manejo y utilización de los equipos automáticos, así como para tomar las lecturas de los equipos manuales para la realización de las pruebas de ensaye. En el área de recibo y medición del poliducto se analizó la información dada utilizando conceptos de mecánica de fluidos, física, balance de materia y energía.

La demostración de los cálculos y resultados obtenidos se elaboraron en una base de datos de un documento de Excel, en el cuál se introdujeron las constantes del proceso de distribución, como son, el diámetro de la tubería, material de construcción de la tubería, velocidad promedio del flujo, propiedades físicas de los fluidos, así como ecuaciones matemáticas específicas para la determinación de ciertas variables.

Se encontraron dificultades al momento de la realización de este trabajo, ya que como el mejorador de flujo o reductor de fricción es una sustancia patentada, no se tiene mucha información sobre su composición.

Todas las suposiciones hechas se hicieron en base al comportamiento del fluido diesel dentro del poliducto, y se llegaron a los resultados esperados mediante el conocimiento que se tenía sobre las capacidades de las bombas.

VII CONCLUSIONES

La hidráulica de los ductos es una ciencia de transporte que estudia el movimiento de un cierto volumen de líquido de un punto a otro. La construcción de ductos de transporte de líquidos en México es estrictamente controlada por las normas gubernamentales y regulaciones NOMs existentes en Pemex y en México. Para mayor seguridad, también se incluye el conjunto de normas Internacionales de American National Standards Institute (ANSI) y la National Fire Prevention Association (NFPA).

Los métodos realizados dentro del Laboratorio de la TAR son la clave del buen funcionamiento que tiene que tener PEMEX para la distribución de todos sus productos. Las cinco pruebas se realizan con el fin de conocer la calidad de los productos, sus propiedades y características. Todos los equipos, instrumentos, así como fichas técnicas dentro del laboratorio deben estar en constante actualización, calibración y mantenimiento. En el laboratorio se cuenta con un archivo donde se guardan los reportes y resultados diarios con una vigencia de 4 años. Es importante almacenarlos durante tanto tiempo por si existen reclamaciones de clientes acerca de la calidad y duración de los productos utilizados. Todas las personas que trabajen como probadores dentro del laboratorio deben estar debidamente certificados en los ensayos, y recibir actualización continua mediante su Jefe Inmediato ya que los métodos están en constante cambio.

La Entidad encargada de evaluar el desempeño y condiciones del Laboratorio es la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA), una entidad de gestión privada, que tiene como objetivo acreditar a los organismos de la evaluación de la conformidad. El buen manejo y dominio del laboratorio es parte de la experiencia que tiene que tener un Ingeniero Químico durante el transcurso de su carrera, ya que todo proceso parte de la recepción de las materias primas, y dichas materias primas deben estar en buenas condiciones de operación.

Hay dos equipos manuales que se utilizan actualmente en el laboratorio, por lo cual se recomienda reemplazarlos por equipos más modernos y avanzados, y mandar a obsoletos a los que presenten mucha antigüedad.

Al comparar los dos casos de flujo usando el mejorador de flujo y sin usar mejorador, se observa que a mayor velocidad hay mayor flujo de productos transportándose por el ducto, por lo cual, se crean altas pérdidas por fricción, ahora bien, conociendo la eficiencia de la sustancia utilizada para mejorar el flujo se sabe que esas pérdidas se reducen hasta un 80% ya que este polímero que se diluye en los productos posee menos viscosidad provocando que se deslicen sobre el ducto más fácilmente y que de un flujo totalmente turbulento sea un poco más uniforme, reduciendo así la fricción entre los fluidos y las paredes, e indirectamente se ve reflejado un aumento de producto en el recibo de la TAR.

Como ya se mencionó al inicio, PEMEX cuenta con Software Especializados que arrojan resultados mediante la introducción de variables y constantes del proceso. La empresa contratista Química Apollo provee a Petróleos Mexicanos con el mejorador de flujo, y ésta misma posee las memorias de cálculo de las pérdidas y beneficios que se tienen por utilizar el reductor de fricción las cuáles no se tienen acceso. En este trabajo, se procedió a desarrollarlos de manera analítica con las herramientas aprendidas en el transcurso de la carrera Ingeniería Química. Los cálculos y los resultados obtenidos son los más apegados a la realidad, no son 100% exactos ya que se pueden presentar ciertas desviaciones en los equipos o accesorios.

Se toma en cuenta el Lote Diesel ya que es el producto más pesado que se transporta por el poliducto, el que posee mayor viscosidad, por lo tanto, requerirá mayor esfuerzo para deslizarse sobre el ducto. Recordamos que todos los productos son bombeados de la TAD de Guaymas y son empujados a base de presión por las bombas suministradas en Guaymas. Los productos llegan por gravedad y en Hermosillo son bombeados con presiones mucho menores hacia los tanques de almacenamiento.

En la actualidad muchas personas tienen una computadora, así como acceso a programas que pueden resolver el caso anterior de comparación de flujo de manera rápida y fácil. Las soluciones a mano de estos problemas y la lectura de fricción son parte de la base cultural del ingeniero químico, pero seguramente no formarán parte de una herramienta de trabajo en su trabajo diario. Sin embargo, saber cómo trabajan estos métodos ayuda al ingeniero a conocer cómo trabajan los programas y si se deben aplicar o no en algunas situaciones inusuales (Nevers, 2006, p.194).

La segunda propuesta que se hace en este trabajo es emplear un medidor másico. PEMEX ya cuenta con ese equipo, ya que dentro de los planes a mediano plazo es ponerlo en uso. Cuando el costo del equipo es elevado, pero las ventajas son satisfactorias tanto a mediano como a largo plazo para la empresa, es más factible invertir en algo para observar incrementos en el almacenamiento de los productos, que construir nuevos poliductos que requieran mucho más inversión.

La planta cuenta con siete tanques de almacenamiento, dos de PX. Magna, dos de PX. Premium, dos de PX. Diesel y uno de producto contaminado. La planta tiene suficiente espacio para poder llevar a cabo la construcción de más tanques, lo que significaría mayor almacenamiento, distribución, venta y trabajo, por ello, es que se sugiere la adaptación de este nuevo equipo, el cuál resistirá mayor flujo, y lo más importante requerirá mucho menos inversión de mantenimiento.

El presente trabajo contribuyó a fortalecer los conocimientos adquiridos en la carrera de Ingeniería Química, y al mismo tiempo a la realización personal con la profesión estudiada.

PEMEX-Hermosillo es una empresa a la que se le agradecen las facilidades dadas para llevar a cabo este trabajo de tesina. La amabilidad entre los operadores, transportistas, probadores analíticos, e ingenieros siempre estuvo presente desde el día uno hasta la fecha.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Definición.de. (2014). Definición de turbina. Recuperado de <http://definicion.de/turbina/>

Himmelblau, David H. (1997). Principios Básicos y cálculos en Ingeniería Química (Sexta Ed). PEARSON

Lubrizol Specialty Products, Inc . Liquid Power Fluid Improvers (2014). Recuperado de <http://www.liquidpower.com/EN/spanish/productos%20y%20soluciones/what%20are%20drag%20reducers/Pages/index.aspx>

Manual de operaciones del transporte de líquidos por ducto. Pemex |Refinación. (s.f.)

Manual de Filosofía operática del poliducto de 8" Guaymas-Hermosillo. Pemex Refinación. (s.f.).

Mc Cabe, W., Smith, T.Harriot P. (1991) Operaciones básicas de Ingeniería Química (Cuarta Ed). España. Mc Graw Hill.

Mecánica de Fluidos para Sistemas de Agua por Gravedad y Bombeo. (s.f.). Recuperado de http://www.itacanet.org/esp/agua/Seccion%201%20Sistemas%20de%20agua%20en%20general/Mecanica_de_Fluidos.pdf

Noel de Nevers. (2006). Mecánica de fluidos para Ingenieros Químicos. México: CECSA.

Pemex Refinación. (2014) Quiénes somos. Recuperado de http://www.pemex.com/acerca/quienes_somos/Paginas/default.aspx#.U7EHc_15OS

o

Rase, H.F. y Barrow, M.N (1973). Ingeniería de Proyectos para Plantas de Proceso. CECSA. Recio, A. (2006). Instructivo Específico Operativo para llevar a cabo la determinación del número de octano motor. PEMEX

Recio, A. (2006). Instructivo Genérico Operativo para Determinar la Temperatura de Inflamación. PEMEX.

Recio, A. (2006). Instructivo Genérico Operativo para determinar la Densidad Relativa (peso específico) de productos del petróleo. PEMEX.

Recio, A. (2006). Instructivo Genérico Operativo para llevar a cabo la destilación de productos del petróleo en equipos manuales. PEMEX.

Recio, A. (2006). Instructivo Genérico Operativo para determinar azufre total en hidrocarburos ligeros por fluorescencia de ultravioleta. PEMEX.

Ulrich, G.D. (1988) Procesos de Ingeniería Química, México, D.F., Nueva Editorial Interamericana.

ANEXOS

A. Principales Características de los Productos Petrolíferos

PEMEX MAGNA			
Peso Molecular	ND	Densidad Relativa de vapor (aire = 1)	3.0 – 4.0 ^(A)
Temperatura de ebullición (°C)	225 máx (temp. Final de ebullición) ^B	Color	Rojo ^(B)
Temperatura de fusión (°C)	NA	Olor	Característico a gasolina
Temperatura de inflamación (°C)	ND	Velocidad de evaporación	ND
Temperatura de auto ignición (°C)	Aproximadamente 250 ^(A)	Solubilidad en agua	Insoluble
Presión de vapor @ 37.8°C (kPa):	62.0 – 79.0 (9.0 – 11.5 lb/pulg ²) ^(B)	% de volatilidad	ND
Gravedad específica @ 20/4 °C:	ND	Límites de explosividad inferior-superior	1.3 – 7.1 ^(B)

*A Ficha Internacional de Seguridad Química. Organización Internacional del Trabajo. ICSC: 1400 (Gasolina).
B Hoja Técnica de Especificaciones. Subdirección de Producción, Especificación No. 108/2008.*

PEMEX PREMIUM			
Peso Molecular	ND	Densidad Relativa de vapor (aire = 1)	3.0 -4.0 ^(A)
Temperatura de ebullición (°C)	70 máx (temp. 10% de destilación) ^B	Color	Sin anilina ^(B)
Temperatura de fusión (°C)	ND	Olor	Característico a gasolina
Temperatura de inflamación (°C)	ND	Velocidad de evaporación	ND
Temperatura de auto ignición (°C)	Aproximadamente 250 ^(A)	Solubilidad en agua:	Insoluble
Presión de vapor @37.8 °C (kPa)	45.0-54.0 (6.5-7.8 lb/pulg ²) ^(B)	% de volatilidad	ND
Gravedad específica @ 20/4 °C:	0.70 - 0.80 ^(A)	Límites de explosividad inferior-superior	1.3-7.1 ^(A)

*A Ficha Internacional de Seguridad Química. Organización Internacional del Trabajo. ICSC: 1400 (Gasolina).
B Hoja Técnica de Especificaciones. Subdirección de Producción, Especificación No. 104/2008*

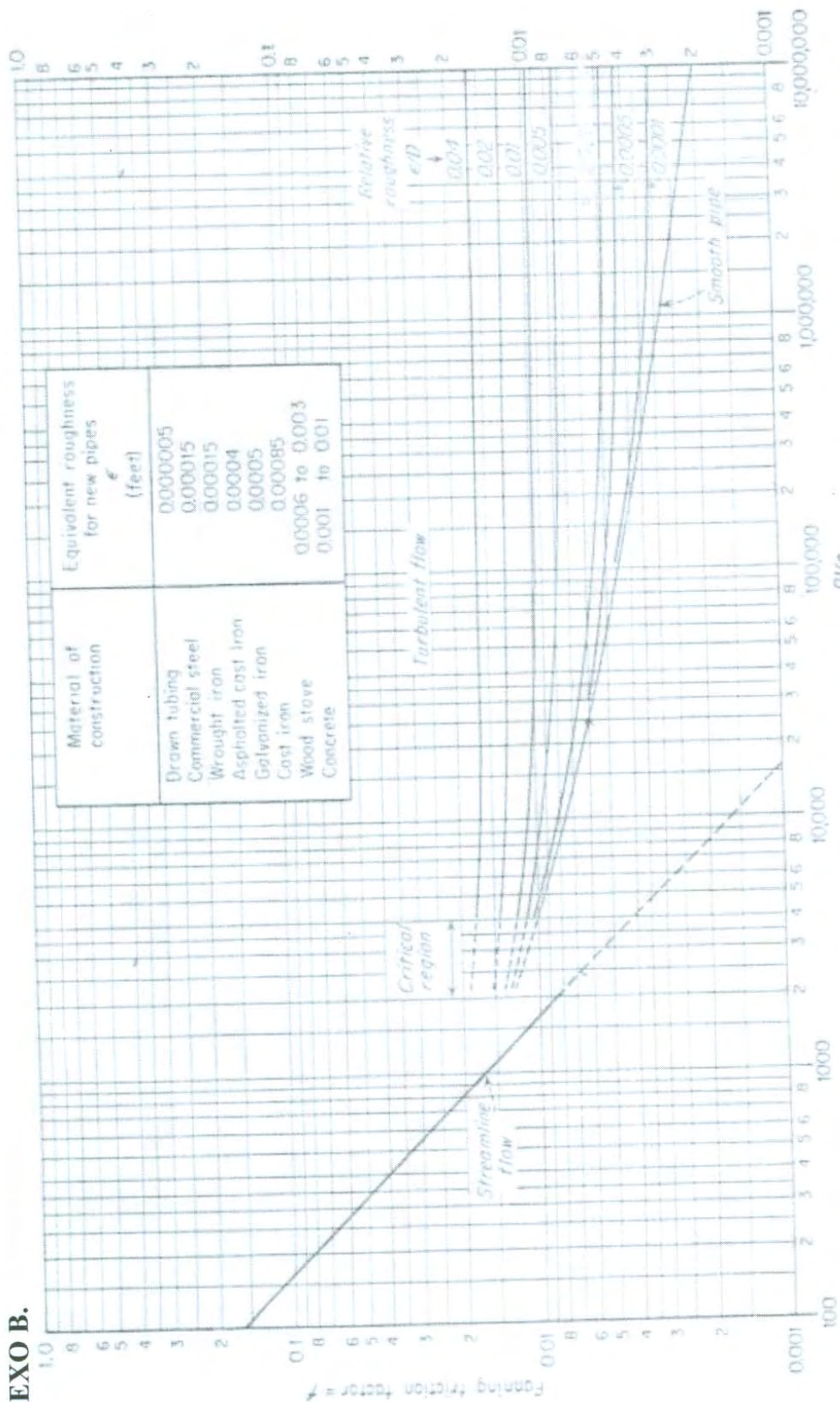
PEMEX DIESEL

Peso Molecular	ND	Viscosidad cinemática @ 40 °C mm²/s	1.9 - 4.1
Temperatura de ebullición (°C)	275 (temp. 10% destilación)	Color (ASTM D1500)	2.5 (máximo)
Temperatura de fusión (°C)	ND	Olor	Característico a hidrocarburo
Temperatura de inflamación (°C)	45 (mínimo)	Velocidad de evaporación	ND
Temperatura de auto ignición (°C)	254 -285	Solubilidad en agua (g/100ml @ 20°C)	Insoluble
Presión de vapor @ 21°C (kPa):	ND	% de volatilidad	ND
Densidad	< 1.0	Limites de explosividad inferior- superior	0.6 - 6.5

*A Ficha Internacional de Seguridad Química. Organización Internacional del Trabajo. ICSC: 1400 (Gasolina).
B Hoja Técnica de Especificaciones. Subdirección de Producción, Especificación No. 108/2008.*

Nota: Para mayor información de los productos petrolíferos se pueden consultar en el portal de la SASIPA, así como también en el portal de la Subdirección de Producción de Pemex Refinación.

ANEXO B.



Reynolds number = $Re = \frac{Dv\rho}{\mu}$

Fanning friction factors for long straight pipes. [Based on L. F. Moody, Trans. ASME, 66, 671-681 (1944).]

ANEXO C. HOJA DE SEGURIDAD DEL MEJORADOR DE FLUJO

RP™ II

For Refined Products

Background

RP™ II Flow Improver is a high-performing product for refined products pipelines within the Lubrizol Specialty Products, Inc. (LSPI) product portfolio. With its improved heat stability, specially designed polymer and superior performance, RP™ II Flow Improver is the answer to many refined products pipeline needs.

Characteristics

RP™ II Flow Improver's rapid dispersion and dissolution characteristics and the high efficiency of its polymer make it the most effective flow improver for refined products to date.

Benefits

Great performance:

- Greater than 80% drag reduction.

Superior Technology:

- Less polymer required to achieve a given performance.
- Lower injection rates than other drag reducers.
- Faster dissolution in cold fuels than other drag reducers.
- Reduces internal corrosion rate by 40%.

Proven compatibility with refined products:

- Nonaqueous base.
- Extensively tested, including ASTM engine testing.

Improved handling:

- Superior handling qualities.

This means less total polymer is required to achieve a given performance in your pipeline. By adding just a few parts per million of RP™ II Flow Improver, more than 80% drag reduction can be achieved. The graph below shows the expected performance of RP™ II Flow Improver in gasoline and diesel.

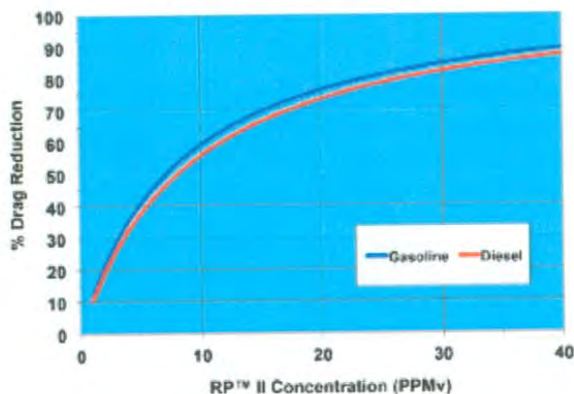
The re-engineered polymer in RP™ II Flow Improver is suspended in a nonaqueous base. It does not contain inorganic components, surfactants or other elements that could be harmful to refined products. Extensive field and ASTM testing have proven that RP™ II Flow Improver has no effect on refined products' quality at the accepted polymer loading level. Reports of tests are available through a LSPI representative.

Handling

RP™ II Flow Improver is easy to handle, store and clean up. Its low viscosity allows it to flow readily.

See back pages for product properties.

RP™ II Performance Graph



RP™ II

Product Properties

GENERAL

Designed for use on	Refined hydrocarbon liquids
Flow Improver type	Suspension
Carrier/Solvent	Primary alkyl alcohol

PERFORMANCE

Maximum drag reduction	Greater than 80%
Typical concentration	5 to 50 ppm

TYPICAL PROPERTIES

Color	White
Density	7.3 lbs/gal (0.88 g/cm ³)
Flash Point	181°F (83°C)
Viscosity	175 cP @ 511s ⁻¹ (Non-Newtonian) @ 77°F/25°C
Freezing Point	<-35°F (<-37°C)
Boiling Point	365°F (185°C)
Vapor Pressure	0.02 psia (1.0 mm Hg) @ 100°F/37.8°C

HANDLING

Operating range	-40°F to 100°F (-40°C to 37.8°C)
Product stability	Stable emulsion Intermittent agitation required
Heating	Climate control environment available

INJECTION EQUIPMENT

Pumps	Various designs available for different injection range and environments
Range	5 to 2,500 gal/day (20 to 9,500 L/day)
Flow meter	Mass (Coriolis)
Automation	Available

SAFETY AND ENVIRONMENTAL

Reference country specific Safety Data Sheet for local requirements.

Safety & Health (per U.S. OSHA)	Low hazard; Combustible; Nonflammable liquid Low toxicity. Conventional protection equipment
Environmental (per U.S. EPA)	Not classified as hazardous waste