



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Monitoreo de la composición de la mezcla de
crudo Istmo que se comercializa con Pemex
TRI en el C.C.C. Palomas**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Alí Esaú López Martínez

ASESOR DE INFORME

Ing. Oscar López Ortiz



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

Agradecimientos

Son muchas las personas que han contribuido a la realización y conclusión de este trabajo. En primer lugar, quiero agradecer a Pemex Logística, en especial a la Ing. Beatriz de la Paz de León Ávalos por permitirme el acercamiento a la industria, sin su apoyo esto no habría sido posible. Quiero agradecer también al Ing. Luis Adolfo Martínez Palma por ser partícipe de este trabajo durante mi estancia en Pemex, por compartir su conocimiento y brindarme su amistad, agradezco al personal que labora en el C.C.C. Palomas por brindarme su apoyo, al Ing. Adolfo Morales, a Don Rosalino Matuz, a Alfredo Martínez, a Carlos Cruz, en especial a Don José Luis.

No menos importante, siempre estaré profundamente agradecido con la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme tanto, así como, con todas aquellas personas que contribuyeron en mi formación profesional.

De manera particular agradezco al Ing. Oscar López Ortiz quien amablemente accedió a ser asesor de este trabajo que representa la culminación de una etapa importante en mi vida, dedicando tiempo y esfuerzo. Agradezco también a los miembros del jurado: Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa, Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia, M.I. Oswaldo López Hernández y al Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera.

Dedicatoria

Lleno de regocijo, amor y esperanza, dedico este trabajo, al creador de todas las cosas, el que me ha dado fortaleza para continuar cuando he estado a punto de caer. Por ello, con toda la humildad dedico mi trabajo primeramente a Dios.

De igual forma, dedico este trabajo a cada uno de mis seres queridos, quienes han sido mis pilares para seguir adelante. En primer lugar, a mis padres, Silvia y Manuel que con mucho cariño me han alentado en todo momento, a lo largo de mi vida.

A mis hermanos, Oziel y Azael por siempre estar ahí cuando he necesitado su apoyo.

A mis amigos David Aguijo, Diego del Prisack, Adrián Romero, Luis Ángel Tapia, Román Lezama, Víctor López y Tonatiuh Peña, por demostrarme a través de las experiencias vividas que podemos ser grandes amigos y compañeros de trabajo a la vez.

Finalmente, a mi familia y mis viejos amigos.

Contenido

<i>Agradecimientos</i>	III
<i>Dedicatoria</i>	IV
<i>Índice</i>	V
<i>Lista de figuras</i>	VII
<i>Lista de Tablas</i>	IX
1. Antecedentes	1
1.1. Refinación de petróleo en México	1
1.1.1. Menor producción petrolera	2
1.1.2. Ineficiencias de operación en las refinerías	3
1.1.3. Bajo presupuesto a Pemex TRI	4
2. Introducción	6
2.1. Objetivos	9
2.1.1. Objetivos particulares:	9
3. Marco conceptual	10
3.1. Variables operativas	10
3.1.1. Gasto	10
3.1.2. Presión	11
3.1.3. Temperatura	11
3.1.4. Densidad	12
3.1.5. Contenido de agua y sedimentos	13
3.1.6. Contenido de sales	14
3.1.7. Contenido de azufre	15
3.2. Acondicionamiento del crudo	15
3.2.1. Condiciones operativas	15
3.2.2. Proceso de mezclado	16
3.2.3. Control del proceso de mezclado	16
4. Descripción del proceso del C.C.C. Palomas	17

4.1.	Laboratorio Certificador de Aceite	20
4.2.	Oleoductos de entrada	22
4.3.	Regulación y mezclado.....	23
4.4.	Medición de crudo	24
4.4.1.	Sistema de medición de crudo	25
4.6.	Oleoductos bidireccionales al C.A.E. Tuzandépetl.....	28
5.	<i>Justificación de la implementación de la estrategia</i>	29
5.1.	Modo de operación bajo el escenario anterior	29
5.2.	Estrategia para atender el nuevo escenario	30
6.	<i>Metodología para la implementación de la estrategia</i>	32
6.1.	Consideraciones previas al procedimiento operativo	32
6.1.1.	Suspender cualquier envío de crudo Istmo a la T.M. Pajaritos	32
6.1.2.	Controlar la densidad API del crudo Maya Enviado a E.B. Nuevo Teapa y T.M. Pajaritos .	32
6.2.	Volumen de crudo Istmo en el escenario de entrega.....	33
6.3.	Balance de volumen de crudo para regular las especificaciones	35
7.	<i>Resultados</i>	37
7.1.	Monitoreo del programa de distribución	37
7.2.	Monitoreo del gasto y la densidad API.....	39
7.3.	Monitoreo del contenido de agua, sedimentos y sales.....	41
7.4.	Monitoreo del contenido de azufre.....	42
7.5.	Impacto de la implementación de la estrategia en el SRN	43
8.	<i>Conclusiones</i>	44
	<i>Referencias</i>	47

Lista de figuras

Figura 1.1 Producción promedio anual de petróleo en México por tipo de crudo en un periodo de 2002-2018. (Limón, 2018)	2
Figura 1.2 Refinación por tipo de crudo en un periodo de 2008-2018. (Limón, 2018).....	3
Figura 1.3 Importación de petrolíferos (miles de barriles por día) vs Presupuesto a Pemex TRI (millones de pesos) en un periodo de 2008-2018. (Limón, 2018)	4
Figura 2.1 Manejo mensual de crudo tipo Maya en el C.C.C. Palomas en un periodo de 2013-2018.....	7
Figura 2.2 Manejo de crudo Olmeca (2013 - 2018) en el C.C.C. Palomas.....	8
Figura 2.3 Manejo de crudo Istmo (2013 - 2018) en el C.C.C. Palomas	8
Figura 4.1 Vías de acceso al C.C.C. Palomas, obtenida en Google (s.f)).....	17
Figura 4.2 Sistema de Transporte de Aceite Terrestre de la Región Sur.....	18
Figura 4.3 Funciones del C.C.C. Palomas.....	19
Figura 4.4 Proceso de operación del C.C.C. Palomas.	21
Figura 4.5 Oleoductos de Llegada al C.C.C. Palomas.....	22
Figura 4.6 Área de regulación y mezclado	24
Figura 4.7 Área de medición	26
Figura 4.8 Instrumentación en los patines de medición y patines de calidad	26
Figura 4.9 Área de cabezales de descarga de los patines de medición.	27
Figura 4.10 Líneas de salida de C.C.C. Palomas.....	27
Figura 5.1 Operación normal del sistema de ductos de crudo Istmo	30
Figura 6.1 Propuesta de cambio 1.....	33
Figura 6.2 Propuesta de cambio 2.....	34
Figura 7.1 Flujo de crudo por cada punto de recepción	37
Figura 7.2 Flujos del crudo Istmo	38
Figura 7.3 Monitoreo del flujo y API del patín de medición PA-200.....	39

Figura 7.4 Monitoreo del flujo y API del patín de medición PA-300.....	39
Figura 7.5 Monitoreo del API del PA-200, el PA-300 y el API total	40
Figura 7.6 Monitoreo de cantidad de sal en el crudo Istmo.	41
Figura 7.7 Monitoreo del volumen de agua y sedimentos contenido en el crudo Istmo.	42
Figura 7.8 Contenido de azufre en el crudo Istmo.....	42
Figura 7.9 Producción, importaciones y ventas de petrolíferos. Elaborado con información de: Estadísticas Petroleras (2018)	43

Lista de Tablas

Tabla 4.1 Puntos de recepción (Pemex, s. fb)	19
Tabla 4.2. Puntos de entrega (Pemex, s. fb).....	19
Tabla 4.3. Propiedades de los crudos.....	20
Tabla 4.4.Especificaciones de los puntos de recepción del crudo a transportar (Pemex, s. fb)	21
Tabla 4.5. Acometidas del C.C.C. Palomas	23
Tabla 4.6. Operaciones principales del C.C.C. Palomas.....	23
Tabla 4.7. Características principales de los patines de medición	25
Tabla 4.8. Probadores volumétricos	25
Tabla 4.9. Distribución de crudo a diferentes clientes.....	28

1. Antecedentes

La industria petrolera adquiere valor a través de una cadena de actividades económicas relacionadas con la exploración, producción, transporte, almacenamiento, tratamiento primario, procesamiento y comercialización de los recursos naturales no renovables conocidos como hidrocarburos¹. En México los hidrocarburos son administrados conforme a las regulaciones existentes, emitidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, Comisión Reguladora de Energía, dentro de un marco de seguridad y protección ambiental regulado por la Agencia de Seguridad y Protección Ambiental.

Los sectores de la industria del aceite y gas, convenientemente pueden describirse como Upstream, Midstream y Downstream. El Upstream se refiere a la exploración y producción del aceite y gas; el Midstream se refiere al transporte, tratamiento primario y almacenamiento del aceite y gas, mientras que, el Downstream se refiere a la manufactura, refinación, petroquímica, comercialización de aceite y gas.

En México, dichas áreas se encuentran integradas en el esquema de negocios a través de las distintas Empresas Productivas del Estado (EPE) de Pemex, a partir de la reforma energética en el año 2013 (Pemex, s.f.a).

Las actividades de Upstream están a cargo de las Empresas Productivas Subsidiarias *Pemex Exploración y Producción*, mientras que en el Midstream se encuentra a *Pemex Logística*, finalmente en el Downstream se encuentra a *Pemex Transformación Industrial (TRI)*.

El contexto en el que se desenvuelven dichas actividades se ha visto afectado por la situación que atraviesa la industria petrolera a nivel internacional, no obstante, las EPE de Pemex han continuado sus actividades petroleras, aunque con algunas restricciones económicas.

1.1. Refinación de petróleo en México

Para aprovechar adecuadamente el petróleo, éste se somete a un proceso de conversión llamado refinación, con el fin de separar sus componentes útiles, además de adecuar sus

¹ Material orgánico compuesto principalmente por hidrógeno y carbono.

características a productos que demanda la industria y la sociedad (Limón, 2018). La EPE Pemex realiza las actividades de refinación en México a través de su subsidiaria Pemex TRI. Sin embargo, la producción de petrolíferos ha disminuido en los últimos 18 años debido a diversas circunstancias, Limón (2018), apunta que dentro de las principales causas se identifican tres que son interdependientes entre sí:

- Menor producción petrolera
- Ineficiencias de operación en las refinerías
- Bajo presupuesto a Pemex TRI

1.1.1. Menor producción petrolera

La falta de materia prima, petróleo crudo, cuya producción promedio anual se redujo 42.4% pasando de 3,370.89 mbpd² en 2004 a 1,948.26 mbpd en 2017, a una tasa anual promedio de -3.2% (ver figura 1.1) según datos del Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía.

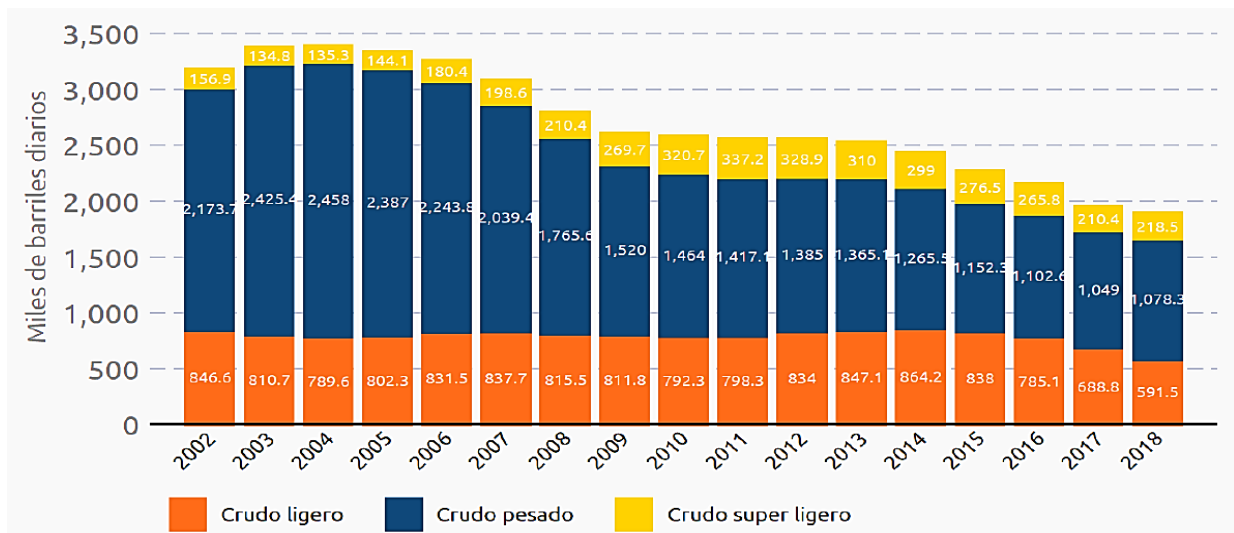


Figura 1.1 Producción promedio anual de petróleo en México por tipo de crudo en un periodo de 2002-2018. (Limón, 2018)

Adicional a esto, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) fue diseñado para procesar crudos ligeros allá por los años 50's con una densidad de 38 a 39 grados API. Sin embargo, como refleja la figura 1.1, la mayoría del petróleo extraído en México es pesado (21 a 22 grados API).

² Miles de barriles por día

Esto significa que el SNR, compuesto por seis refinерías, propiedad de Pemex TRI, está relativamente incapacitado para producir petrolíferos a partir de crudo pesado. No obstante, no fue así en un inicio, ya que el SNR logró satisfacer el total de la demanda nacional hasta 1996 (Granados, Bravo, & L, 2013). A raíz de la disminución en la producción de crudos ligeros, en 1999 se iniciaron proyectos de reconfiguración de refinерías, con el fin de incrementar la capacidad para procesar crudo pesado. El procedimiento se completó para el complejo de Madero (2003), Cadereyta (2003) y Minatitlán (2011), la reconfiguración de Tula y Salamanca se encontraba en operación, mientras que la de Salina Cruz en planeación. Siendo así, actualmente México cuenta con un sistema de producción y refinación complejo, donde se extrae crudo pesado, pero se refina crudo ligero.

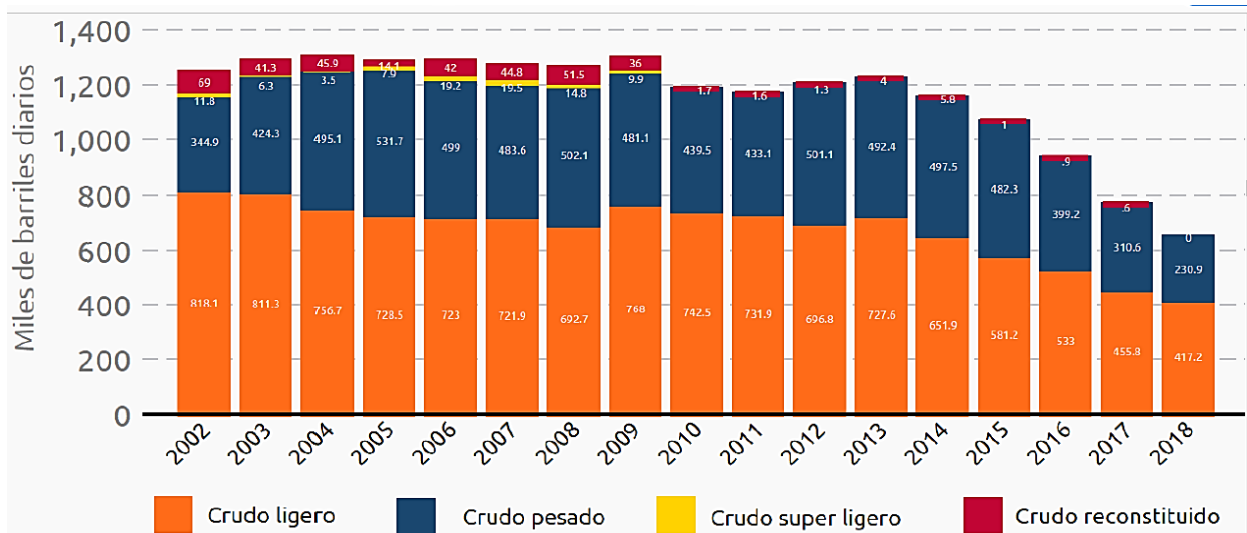


Figura 1.2 Refinación por tipo de crudo en un periodo de 2008-2018. (Limón, 2018)

1.1.2. Ineficiencias de operación en las refinерías

La principal causa por la que las refinерías mexicanas operan por debajo de su capacidad instalada, es el número de paros no programados. Estos pueden suceder por falta de suministro de hidrógeno, agua, vapor, electricidad, así como por fallas en los equipos y/o retrasos en mantenimiento (Limón, 2018). En 2017, el índice de paros no programados de Pemex en promedio fue de 31.9, mientras que la referencia internacional es de 4.5, lo cual indica que Pemex tiene 7 veces más paros no programados en sus refinерías, que el promedio internacional. Acorde a informes de Pemex (2018a), la principal causa de los paros no

programados es la falta de suministro de hidrógeno, representando el 63% del total de los paros. Este elemento es utilizado para reducir la cantidad de azufre en los combustibles y como se mencionó previamente, el SNR está diseñado para refinar crudos ligeros y con bajos niveles de azufre (Romo, 2016). Por ende, un retraso en el suministro de hidrógeno, deriva en una menor producción diaria de petrolíferos.

Por estas razones, el SNR opera a menudo en subcapacidad. Durante el 2017, el SNR operó en su conjunto, al 49.6% del total de su capacidad (capacidad instalada de 1,546 mbpd según datos de BP Statistical Review Word of Energy (2018)). Esta capacidad de refinación se encuentra por debajo del promedio mundial (83.5 %), del promedio de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) (87.8 %) y de otras zonas geográficas (Limón, 2018).

1.1.3. Bajo presupuesto a Pemex TRI

Algunos autores coinciden en que la refinación en México comenzó a disminuir desde la década de los 80, debido a que la política petrolera dedicó la mayoría de sus recursos al desarrollo del yacimiento de Cantarell (Romo, 2016). De modo que el presupuesto destinado a la refinación ha permanecido muy constante en términos reales: creciendo a una tasa anual promedio de 0.7% anual promedio de 2002 a 2018.

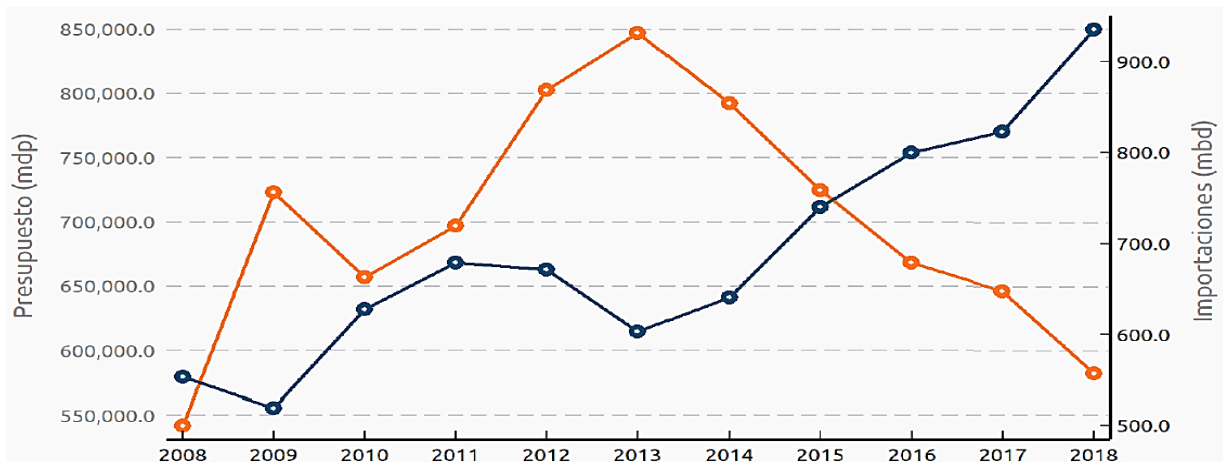


Figura 1.3 Importación de petrolíferos (miles de barriles por día) vs Presupuesto a Pemex TRI (millones de pesos) en un periodo de 2008-2018. (Limón, 2018)

Como consecuencia, Pemex TRI ha aumentado la importación de petrolíferos con el fin de satisfacer la demanda nacional. En la figura 1.3 se observa un efecto espejo que muestra la

relación negativa que existe entre el presupuesto asignado a Pemex TRI y el volumen de importación de estos productos. Es decir, cuando la paraestatal recibe recursos suficientes para refinar, la cantidad de litros importados disminuye y viceversa. Debido a que el presupuesto se ha mantenido a una tasa prácticamente constante a lo largo de los últimos 16 años, el volumen de importaciones ha crecido hasta llegar a ser, en 2018, 160.2% mayor que lo importado en el año 2000 (Limón, 2018).

Una vez expuesto el panorama general de la industria petrolera actual, donde cada vez hay menor producción de crudos ligeros versus la mayor aportación de crudos pesados afectando directamente la producción del SNR. Existen áreas de oportunidad entre la extracción y la refinación donde los procesos pueden dar al petróleo crudo mejores características para su comercialización y posterior entrega a refinación, definiendo estrategias que permitan optimizar los crudos ligeros que principalmente aporta la región sur con los crudos provenientes de las regiones marinas.

2. Introducción

De la necesidad de distribuir volúmenes de crudo al SNR para su transformación industrial en el interior del país y a las Terminales Marítimas para su exportación, las operaciones de transporte, acondicionamiento y distribución de crudo son de una gran importancia en la cadena de valor donde dicha área multidisciplinaria de la industria del petróleo es la encargada del manejo y conducción de los hidrocarburos a través de las instalaciones superficiales para su comercialización dentro y fuera del país.

Pemex Logística cuyo objetivo principal es cumplir en tiempo y forma con los estándares de calidad en los programas de distribución de crudo, realiza el monitoreo de las condiciones de operación y de las variables operativas en coordinación con los puntos de recepción y entrega a lo largo de todos los sistemas de ductos cumpliendo, con los requerimientos necesarios para mantener la capacidad disponible de transporte.

El Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C. Palomas) pertenece a la Subsidiaria *Pemex Logística*, en la Gerencia de Operación, Tratamiento y Logística Primaria Sur. El área de operación del C.C.C. Palomas es la encargada de aplicar y cumplir los programas de distribución de crudo Olmeca, Istmo y Maya en la zona Sur – Sureste del país, donde recibe de cuatro ductos parte del crudo producido en los campos petroleros de las que para fines prácticos denominaremos Región Marina y la Región Sur. Estas a través de sus centros de proceso realizan operaciones de inyección a los ductos en coordinación con el C.C.C Palomas.

Dentro las actividades desarrolladas por Pemex Logística a través del C.C.C. Palomas, en especial el área de operación, se encuentra la transferencia de custodia con el cliente principal de Pemex PEP que es Pemex TRI en su Estación de Bombeo Nuevo Teapa (E.B. Nuevo Teapa). Esta estación suministra crudo hacia las refinerías de Cadereyta, Ciudad Madero, Minatitlán, Poza Rica, Salamanca, Salina Cruz y Tula. El C.C.C. Palomas también envía crudo a la Terminal Marítima de Pajaritos para su exportación y al Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl (C.A.E. Tuzandépetl) para su almacenamiento temporal en cavernas alojadas en estructuras geológicas denominadas domos salinos cuya utilidad se origina por las siguientes situaciones:

- Cierre de terminales de exportación por condiciones climatológicas
- Retraso en el arribo de buque tanques
- Apoyo en la distribución de crudo al interior del país y para la exportación
- Apoyo al mantenimiento de instalaciones superficiales y de proceso
- En caso de accidente en instalaciones superficiales del sistema integral producción, en la distribución y/o proceso

Actualmente, dadas las nuevas condiciones de menor producción petrolera se identifica de manera general la tendencia en la disminución del manejo de volúmenes de crudo en los últimos años en C.C.C. Palomas; principalmente en el manejo de crudo tipo Maya (ver figura 2.1) comercializado dentro y fuera del país.

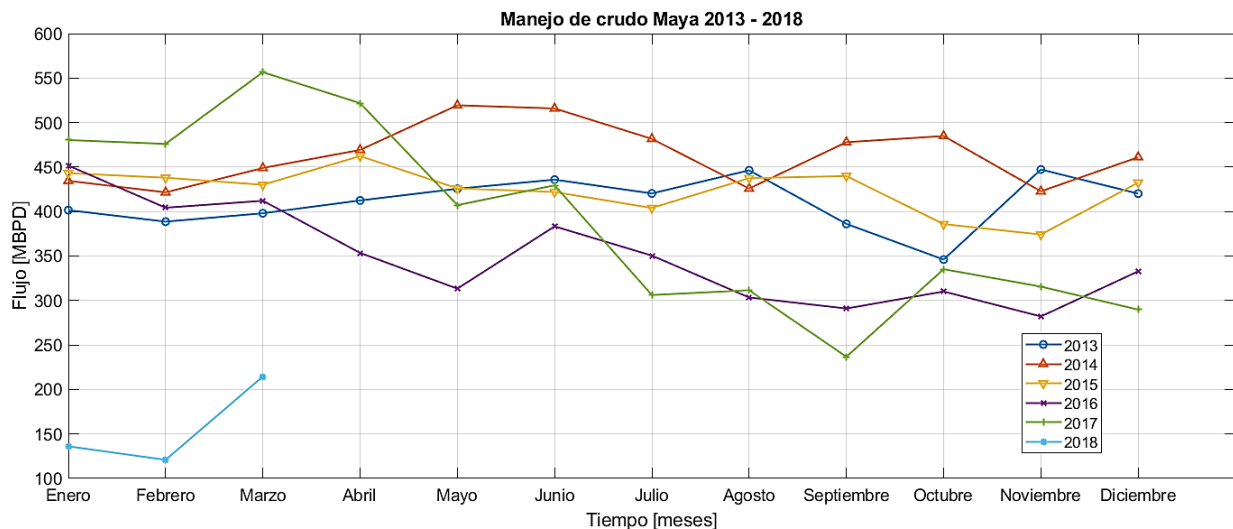


Figura 2.1 Manejo mensual de crudo tipo Maya en el C.C.C. Palomas en un periodo de 2013-2018.

Para el caso del crudo Olmeca (ver figura 2.2), producido en la Región Sur cuya principal característica es un alto valor en la densidad API y cantidades bajas de azufre, disminuyó su producción un 20% en mayo 2018 con respecto a mayo del 2017. Lo anterior, debido a la etapa de explotación tan avanzada de los campos que lo producen. De acuerdo a Rivera (2018) esta disminución ha condicionado la comercialización en el extranjero siendo agosto del 2017 el último mes en el que se colocó este tipo de crudo en el mercado internacional. A partir de septiembre del 2017 el ducto correspondiente a la recepción de crudo Olmeca,

permanece cerrado. Siendo utilizado solamente para traspasos³ en el área de mezclado del C.C.C. Palomas y enviado al SNR.

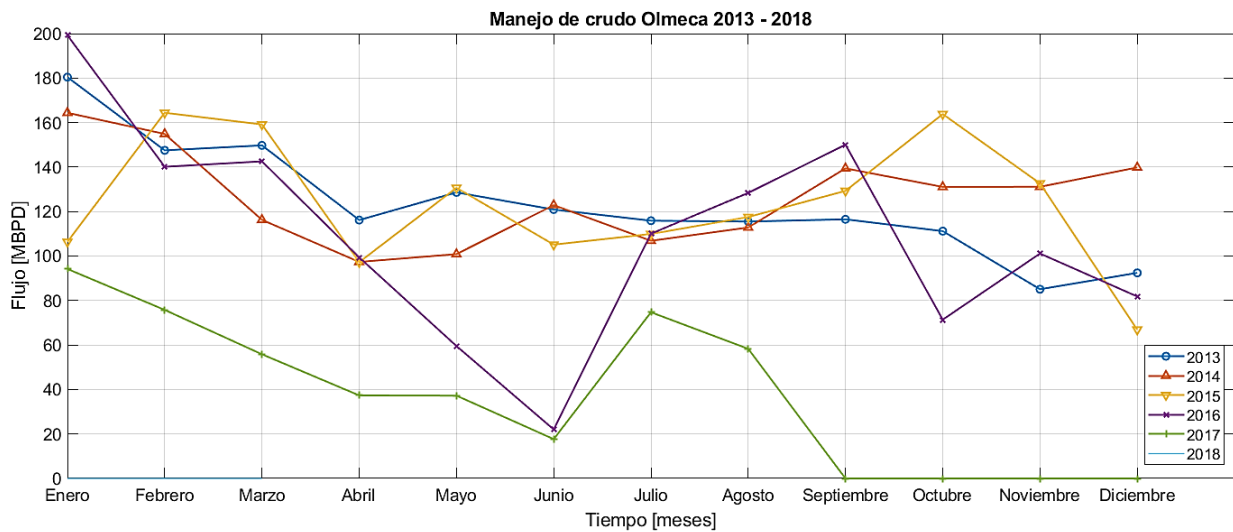


Figura 2.2 Manejo de crudo Olmeca (2013 - 2018) en el C.C.C. Palomas

Finalmente, los volúmenes de crudo Istmo han venido a la baja (ver figura 2.3), siendo uno de los insumos más importantes para el SNR por ser crudo ligero. Actualmente el total de este crudo manejado por el C.C.C. Palomas se envía al SNR.

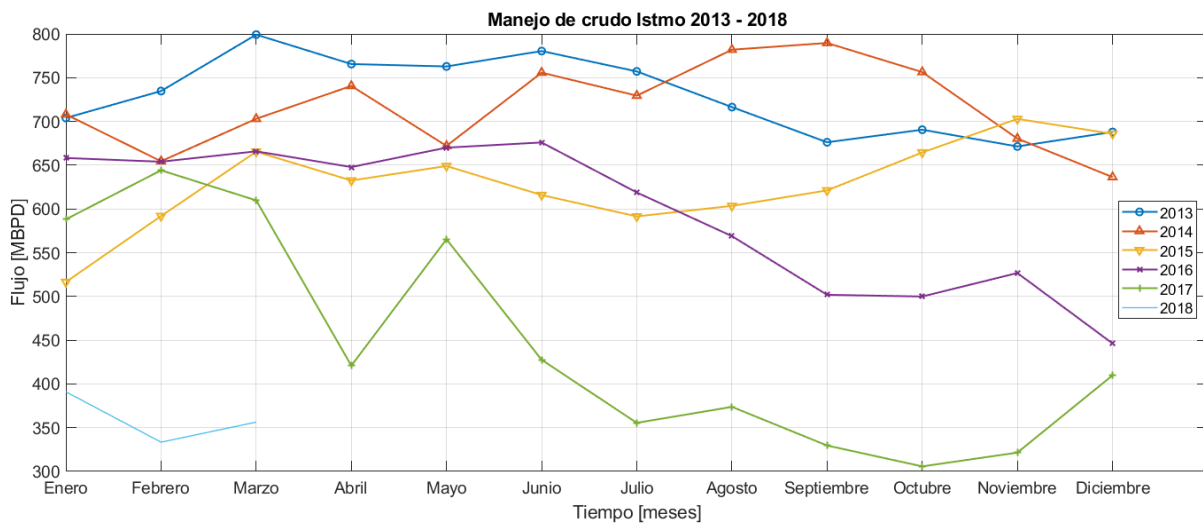


Figura 2.3 Manejo de crudo Istmo (2013 - 2018) en el C.C.C. Palomas

³ Movimiento operativo para inyectar crudo de una corriente a otra con el fin de elevar la calidad del producto.

En general, la disminución en la producción petrolera refleja un impacto directo en el suministro de crudo Istmo al sistema de transporte de hidrocarburos comprometiendo el programa de entrega a la E.B. Nuevo Teapa y a su vez la producción de petrolíferos en el país.

Al ser el C.C.C. Palomas una instalación estratégica en el manejo y distribución de los volúmenes de hidrocarburos líquidos al interior y exterior del país, y disponer de la capacidad operativa para realizar las mezclas de los diferentes crudos que recibe, es necesario definir nuevas estrategias comerciales que permitan hacer frente a los nuevos retos, maximizar el valor económico de los crudos disponibles aprovechando los volúmenes de crudos Olmeca, Istmo y Maya, a través de acciones operativas de mezclado y la implementación de acciones de seguimiento y monitoreo para constatar y evidenciar su cumplimiento.

2.1. Objetivos

Entender la logística de la distribución, manejo y transporte de los volúmenes de crudo Istmo en el C.C.C. Palomas, determinar si el procedimiento operativo propuesto para recibir una mezcla de crudo del C.A.E. Tuzandépetl y mezclarlo con las corrientes provenientes de T.M. Dos Bocas y la Región Sur como resultado de una estrategia para mejorar la calidad y cumplir las especificaciones para su posterior entrega a la E.B. Nuevo Teapa.

Determinar si las estrategias de mezclado cumplen las especificaciones necesarias para su transferencia de custodia a la E.B. Nuevo Teapa mediante análisis de laboratorio.

2.1.1. Objetivos particulares:

- Comprender la logística de operación del C.C.C Palomas
- Entender el sistema de transporte de crudo y el comportamiento de las variables operativas involucradas en la determinación de la calidad
- Conocer el sistema de medición de volúmenes crudo
- Utilizar los procedimientos realizados para obtener las propiedades físico-químicas de los crudos en el Laboratorio Certificador de Aceite
- Realizar balances de volúmenes de hidrocarburos y sus respectivas calidades
- Monitorear los resultados de la ejecución de la estrategia propuesta

3. Marco conceptual

En este apartado se definirán las variables que permiten identificar los parámetros que definen la calidad de los crudos comercializados en el C.C.C. Palomas.

3.1. Variables operativas

En el ámbito de la ingeniería de transporte de fluidos el proceso de operación consta del monitoreo de variables operativas fundamentales, las cuales se enlistan a continuación:

- Gasto
- Presión
- Temperatura
- Densidad API
- Contenido de agua y sedimento
- Contenido de sales
- Contenido de azufre

Tales variables se explican a detalle en las siguientes secciones.

3.1.1. Gasto

El flujo de fluidos se define como la corriente o el movimiento de un fluido que pasa a través de un conducto. Si se relaciona con una unidad de tiempo se obtiene un caudal o gasto. En la mayor parte de las operaciones realizadas en los procesos industriales, en laboratorio y plantas piloto es muy importante la medición de gastos de líquidos y gas. Para medir esta variable existen una gran cantidad de medidores siendo los de mayor aplicación los siguientes, incluido su principio de medición:

- Desplazamiento positivo, también conocido como volumétricos o de cantidad, debido a que su principio de medición se basa en la división o seccionamiento del caudal en volúmenes fijos a través de compartimentos internos, cuya suma en una vuelta, giro o revolución, arrojan como resultado el volumen total asociado a una unidad de tiempo.

- Placa de orificio, donde una diferencial de presión provocada por una reducción en la trayectoria del flujo, se asocia a una velocidad de caudal a densidad constante
- Mássicos, cuyo principio de medición es el efecto Coriolis
- Turbina, cuyo valor de medición se relaciona con la velocidad angular
- Ultrasónicos, cuyo principio de medición es la velocidad de propagación de una onda sonora.

3.1.2. Presión

La presión se define como la acción que ejerce una fuerza sobre un área determinada.

$$P = \frac{F}{A} \quad (3.1)$$

Puede expresarse en unidades tales como libras/pulgada cuadrada $\left(\frac{\text{lb}}{\text{in}^2}\right)$, kilogramos/centímetro cuadrado $\left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}\right)$, y en el Sistema General de Unidades de Medida conforme a la NOM-008-SCFI-2002; Sistema General de Unidades de Medida, en Pascal (Pa).

Existe una diferencia entre cómo actúa una fuerza sobre un fluido y cómo lo hace sobre un sólido. Puesto que el sólido es un cuerpo rígido y puede soportar que se le aplique una fuerza sin que éste cambie apreciablemente su forma. Por otra parte, si se aplica una fuerza a un fluido que no está restringido en su movimiento empezará a fluir bajo el efecto del esfuerzo cortante, en lugar de deformarse elásticamente.

3.1.3. Temperatura

La temperatura es una magnitud que representa a la cantidad de calor que irradia un objeto o ambiente. Toda sustancia en determinado estado de agregación (sólido, líquido o gas), está constituida por moléculas que se encuentran en continuo movimiento. La suma de las energías de todas las moléculas del cuerpo se conoce como energía térmica y la temperatura es la medida de esa energía promedio. Puede expresarse en unidades tales como Rankine (°R), grados Fahrenheit (°F) y en el Sistema General de Unidades de Medida conforme a la

NOM-008-SCFI-2002; Sistema General de Unidades de Medida, en Kelvin (K) o grados Celsius (°C).

El monitoreo de temperatura constituye una de las mediciones más comunes e importantes que se efectúan en procesos industriales para conocer esta magnitud. Los instrumentos de medición utilizan diversos fenómenos bien conocidos que son influenciados por la temperatura. Uno de los más importantes es la variación en volumen o en estado de los cuerpos (sólidos, líquidos y gases)

3.1.4. Densidad

La determinación de la densidad de los hidrocarburos ha permitido clasificarlos bajo un procedimiento establecido, dicha magnitud representa a la masa de una sustancia entre el volumen que esta ocupa, ecuación 3.2.

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (3.2)$$

En la industria del petróleo se utilizan las siguientes unidades: gramos / centímetro cúbico $\left(\frac{g}{cc}\right)$, libras / galón $\left(\frac{lb}{gal}\right)$, libra / pie cúbico $\left(\frac{lb}{ft^3}\right)$, libras / barril $\left(\frac{lb}{bl}\right)$ y en el Sistema General de Unidades de Medida conforme a la NOM-008-SCFI-2002 Sistema General de Unidades de Medida, en kilogramos / metro cúbico $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$.

Otra propiedad física es la gravedad específica también llamada densidad relativa, la cual es un término relativo y ampliamente utilizado en la industria de petróleo. Esta no es más que la relación adimensional entre la densidad de una sustancia líquida y la densidad del mismo volumen de agua, o entre la densidad de una sustancia en fase gaseosa asociada a la densidad del aire.

Para el caso de sustancias líquidas como el aceite o petróleo crudo, se tiene la expresión, ecuación 3.3.

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_{agua}} \quad (3.3)$$

El método para determinar la gravedad específica es el método de ensayo ASTM D 1298. Esta emplea un hidrómetro de vidrio, usa el sistema basado sobre el peso de iguales volúmenes de hidrocarburos y de agua a temperaturas existentes y se corrigen a una temperatura de 60°F (densidad 60°F / 60°F, 15.5556 grados Celsius) por medio de una serie de cálculos de tablas estándar internacionales.

En Estados Unidos y muchos países se emplea un sistema conocido como escala API definida por la ecuación 3.4 y que se relaciona a la gravedad específica.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5 \quad (3.4)$$

Las unidades de este parámetro se expresan en °API. De esta ecuación se observa que cuando la gravedad específica del hidrocarburo es 1, los °API del hidrocarburo serán igual a 10. Valores superiores a la gravedad específica del agua @60°F tendrán °API menores a 10; mientras que para valores inferiores, °API mayores a 10.

También existe el método estándar ASTM D287 -12b, para la Gravedad API el cual permite la determinación por medio de un densímetro de vidrio junto con una serie de cálculos de la gravedad del petróleo crudo. Dichas gravedades se determinan a una temperatura de 60°F (densidad 60°F / 60°F, 15.5556 grados Celsius), por medio del complemento de la guía API, D1250 tablas de medición de petróleo (API MPMS Capítulo 11.1)

3.1.5. Contenido de agua y sedimentos

Los métodos para conocer los valores de estas magnitudes se encuentran expresados en diversos estándares, igual que los valores considerados como adecuados o correctos. Sus límites o tolerancias deben precisarse claramente en los acuerdos comerciales y contratos. Algunos procedimientos para determinar este parámetro son los métodos ASTM 4007, el cual describe la determinación de agua y sedimentos en petróleo crudo usando el método de la centrífuga empleando volúmenes de crudo y tolueno saturado de agua; después se lee el volumen de agua de mayor densidad y la capa de sedimento en el fondo del tubo. Si se requiere de una alta exactitud para determinar el contenido de agua y sedimentos se puede

realizar el procedimiento ASTM 4006 en conjunto con el método ASTM D-473. En ambos ensayos el contenido no debe exceder al 0.5 % con respecto al volumen de crudo comercializado.

La determinación del contenido de agua y sedimentos es fundamental para procesos de medición donde se necesita conocer con precisión los valores de los volúmenes netos de petróleo. Este parámetro obra importancia para la realización de ventas y transferencias de custodia, límites contractuales de calidad, así como para el pago de impuestos. Además, altos porcentajes el contenido de agua y sedimentos pueden generar problemas en los procesos de medición o causar pérdida de la integridad mecánica de los equipos e instrumentos.

3.1.6. Contenido de sales

La presencia de sales inorgánicas en el agua congénita del yacimiento es perjudicial, incluso en pequeñas dosis, por dos motivos principales:

- En primer lugar, su acumulación en los equipos de procesos tales como ductos, hornos, intercambiadores, etc.
- En segundo lugar, porque por reagrupación (reacciones) dan lugar a ácidos, con su consecuente efecto corrosivo en los equipos donde se depositan dichas sales.

El contenido de sales de un mismo crudo puede variar con el tiempo, dependiendo de las condiciones de extracción en el yacimiento. Por lo tanto, es necesaria su determinación antes de su procesamiento.

El método empleado para la determinación de la sal contenida en el crudo, es el ASTM D-3230. Este mide la conductividad de una solución de petróleo crudo en una mezcla de alcoholes, debido a la presencia de sales inorgánicas, otros materiales conductores y a que la muestra es sometida a una tensión eléctrica. Esta determinación se realiza colocando a la mezcla homogenizada en una celda de prueba que consiste en un vaso, un conjunto de electrodos y un voltaje impreso en los electrodos.

La concentración de las sales se obtiene tomando como referencia a una curva de calibración, misma que se basa en estándares preparados para aproximar el tipo y la concentración de cloruros en el petróleo crudo.

Al igual que el porcentaje de contenido de agua y sedimentos, el acuerdo comercial establece que la cantidad de sal contenida en el volumen de crudo Istmo no debe exceder a las 50 libras por cada 1,000 barriles de crudo comercializado.

3.1.7. Contenido de azufre

La calidad de muchos productos derivados del petróleo está relacionada con la cantidad de azufre presente. Conocer cuál es la concentración de azufre es necesario para fines de procesamiento, comercialización y fiscales (pago de impuestos). Existen, además, normas publicadas por organismos federales (Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos publicada por el Diario Oficial de la Federación) e internacionales que restringen la cantidad de azufre presente en algunos combustibles (ASTM D4294 - 16e1, s.f).

El método de prueba ASTM D-4294 permite medir de forma rápida y precisa el contenido total de azufre en petróleo y en productos derivados del petróleo, con una preparación mínima de la muestra. El tiempo típico que demanda el análisis es de 1 a 5 minutos por muestra y abarca la determinación del contenido total de azufre mediante una técnica de fluorescencia por rayos: X, la cual es una técnica muy versátil, rápida y relativamente nueva, que reconoce un gran número de elementos químicos y presenta resultados en tiempo real (ASTM D4294 - 16e1, s.f).

Conforme al acuerdo comercial el contenido de azufre en el crudo Istmo tiene como límite un valor máximo de 1.6 % en peso.

3.2. Acondicionamiento del crudo

3.2.1. Condiciones operativas

Las condiciones operativas corresponden a los intervalos dentro de los cuales deben estar los valores de las variables de control (presión, gasto, temperatura, entre otras). Lo anterior con

el objeto de conocer y mantener las diversas operaciones dentro de los límites permisibles, ya sea por diseño o exigencias del proceso, los contratos comerciales o por restricciones de seguridad.

3.2.2. Proceso de mezclado

Generalmente, las mezclas de hidrocarburos se describen por medio de propiedades características. Algunas de estas propiedades (densidad API, contenido de agua y sedimentos, contenido de sales, contenido de azufre, etc.) representan valores medios del sistema y suelen emplearse para darle valor comercial a la mezcla. Estas propiedades resultan aditivas, de modo que pueden evaluarse conociendo las propiedades de los componentes individuales y su proporción dentro de la mezcla.

La combinación de corrientes de petróleo crudo que se mezclan en una línea de conducción, para crear un crudo con propiedades físicas específicas, tiene como objetivo incrementar su valor con respecto al crudo original o fuera de especificación. En general, la mezcla se elabora de manera tal que el beneficio económico del volumen mezclado total sea superior al valor sumado de los volúmenes iniciales de los crudos pesados y ligeros por separado.

3.2.3. Control del proceso de mezclado

La medición del gasto es un proceso complejo debido a que magnitudes como la densidad, la presión y la temperatura tienen una influencia determinante en el comportamiento de los fluidos. Los medidores de flujo o caudalímetros se emplean en operaciones tan diversas como el control de procesos, en este caso, el acondicionamiento del petróleo crudo se determina mediante un balance de hidrocarburos, mientras que el control del flujo permitirá alcanzar sus especificaciones de comercialización para su exitosa transferencia de custodia.

4. Descripción del proceso del C.C.C. Palomas

El C.C.C Palomas, se ubica en la Carretera Federal No. 180 (Coatzacoalcos – Villahermosa), km. 16+500, en la localidad del rancho las Palomas, Municipio de Moloacán en el Estado de Veracruz, a 16 km del Centro de Trabajo Nanchital y a 2.8 km de la Estación de bombeo de Nuevo Teapa, su distancia de la cabecera del Activo Integral de Producción Bloque Sur 04 Cinco Presidentes es 31 km.

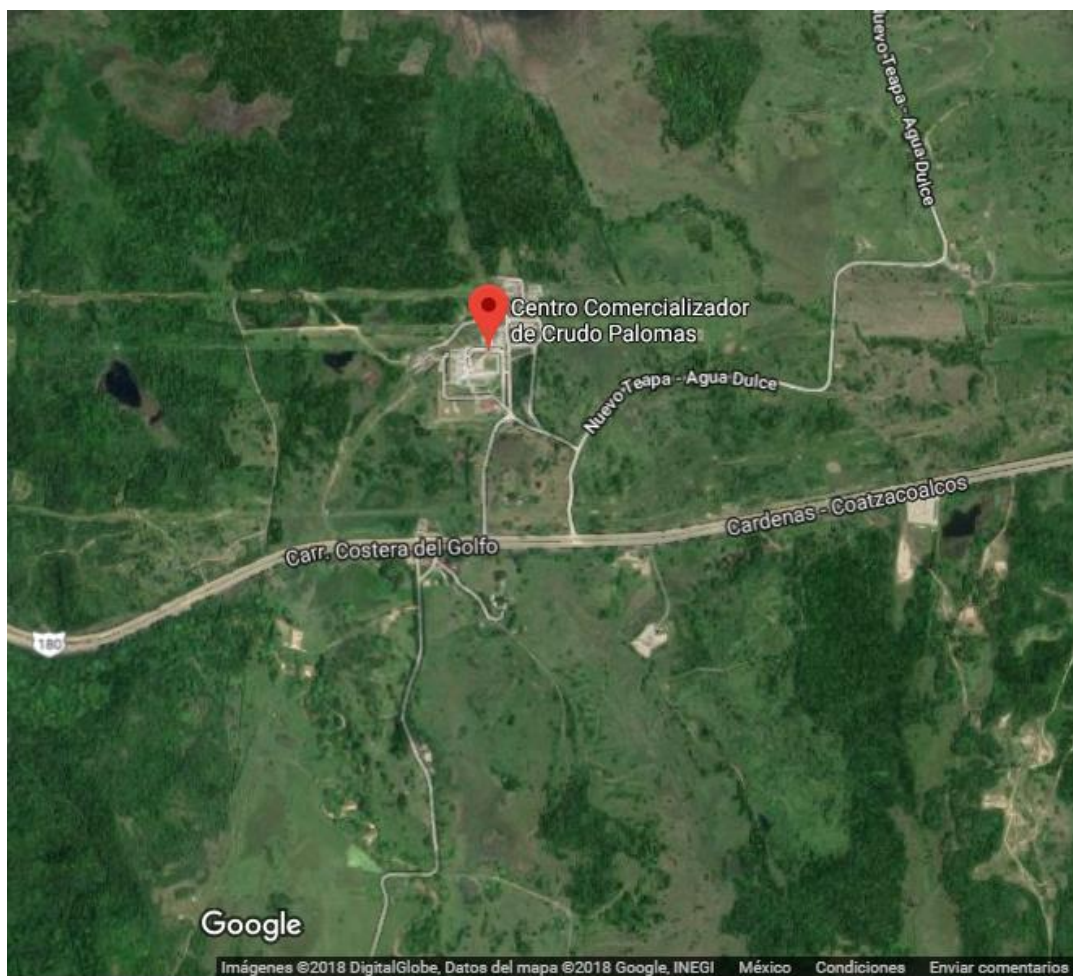


Figura 4.1 Vías de acceso al C.C.C. Palomas, obtenida en Google (s.f)

El C.C.C. Palomas, es una instalación estratégica clasificada como triple “A” (de acuerdo al orden de importancia por parte de Pemex), cualquier afectación o interrupción de su proceso de operación normal, representa un riesgo desestabilizador directo y/o inmediato para la seguridad de la Nación.

El C.C.C. Palomas es parte del Sistema de Transporte de Aceite Terrestre de la Región Sur, donde se encuentra una coordinación de las áreas operativas de ductos y de almacenamiento de crudos, dos sistemas diferentes pero interdependientes que forman un sistema complejo que hace posible la realización de las actividades de distribución.



Figura 4.2 Sistema de Transporte de Aceite Terrestre de la Región Sur (Pemex, s. fb)

Este sistema de transporte por ducto está conformado por 28 oleoductos de distintos diámetros que en su conjunto alcanzan una longitud total de 833.52 km cruzando por los estados de Veracruz, Chiapas y Tabasco (Pemex, s. fb), aquí, el trazado detallado de los ductos, los puntos de interconexión, las estaciones de bombeo y en su caso, las baterías de separación, las plantas deshidratadoras y demás instalaciones que conforman el sistema son fundamentales y de alta prioridad (ver Tabla 4.1). Mientras que el sistema de almacenamiento cuya importancia radica en la capacidad de desalojo del producto almacenado (flujo máximo en unidad de volumen/unidad de tiempo).

El Sistema de Transporte por ducto tiene como finalidad la recolección de crudo de los distintos centros de proceso para transporte, acondicionamiento, medición en el C.C.C. Palomas y su posterior envío a los puntos de entrega ver Tabla 4.2:

Tabla 4.1 Puntos de recepción (Pemex, s. fb)

Punto de recepción
Salida T.M.D.B (II)
C.P.G. La Venta (Deshidratación)
P.D. El Plan
C.A.B. Cunduacán
P.D. Samaria II
C.A.B. Cactus
Batería Central Jujo
Salida T.M.D.B. (I y III)

Tabla 4.2. Puntos de entrega (Pemex, s. fb)

Punto de entrega
E.B. Nuevo Teapa
T.M. Pajaritos
C.A.E. Tuzandépetl

Se estima que el 52% de la producción total del país se maneja en estas instalaciones, sus funciones se resumen a continuación en la siguiente figura:

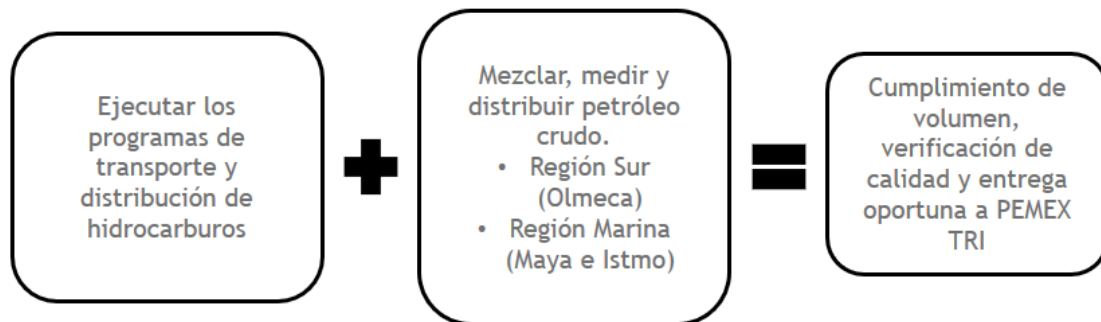


Figura 4.3 Funciones del C.C.C. Palomas

El C.C.C. Palomas tiene como finalidad: mezclar, medir, distribuir y comercializar los crudos Maya, Istmo y Olmeca recibidos de las zonas productoras de la Región Sur y Marina, los volúmenes de crudo fluctúan entre valores mínimos y máximos en función del programa diario de distribución que se le asigne al C.C.C. Palomas.

4.1. Laboratorio Certificador de Aceite

En la etapa de diseño del C.C.C. Palomas, se consideró una infraestructura que incorpora entre otros: un laboratorio certificado para determinar la calidad del crudo, oleoductos de entrada, regulación y mezclado, patines de medición, muestreadores automáticos y oleoductos de salida.

A fin de contar con suficientes parámetros técnicos y dar cumplimiento a la distribución y especificaciones establecidas en los contratos de compra venta de crudo, en el laboratorio se utilizan los siguientes métodos de análisis y muestreo de la tabla 4.3:

Tabla 4.3. Propiedades de los crudos.

Propiedad	Método	Tipo de crudo		
		Maya	Istmo	Olmeca
Gravedad específica @60°F/60°F	ASTM-1298	0.921	0.855	0.830
Gravedad API	ASTM-1298 ASTM-287	22.000	32.000	38.000
Viscosidad SSU	ASTM-88	473.000	53.000	39.500
Agua por destilación % vol.	ASTM-4006	0.700	0.200	0.200
Agua y sedimento % vol.	ASTM-4007	0.300	0.100	0.050
Sedimentos por extracción % peso	ASTM-473	0.160	0.020	0.010
Azufre total % peso	ASTM-4294	3.279	1.456	0.826
Presión de vapor de Reid lb/pg ²	ASTM-323	5.970	6.500	6.220
Contenido de sal lb/1000 Bl	ASTM-3230	3355.310	9.720	6.360
Número de neutralización (TAN) mg KOH/g	ASTM-664	0.210	0.280	0.250
Insolubles en n-C ⁷ /n-C ⁵ % peso	ASTM-3279D-2007	10.45/13.17	2.20/2.76	0.31/0.39
Metales mg/kg	ASTMD-5708	///	///	///
Níquel/Vanadio ppm	///	50.82/260.75	11.71/53.95	0.96/6.77

Los puntos de recepción operan con volúmenes de crudo que provienen de la Terminal Marítima Dos Bocas y de los Bloques Sur (ver Tabla 4.4), donde a través de sus instalaciones de manejo de hidrocarburos, tanto de PEP como de otros Operadores Petroleros, también deben cumplir con especificaciones previas al transporte de los hidrocarburos.

Tabla 4.4. Especificaciones de los puntos de recepción del crudo a transportar (Pemex, s. fb)

Punto de recepción	API min.	API máx.	Contenido de agua y sedimentos máximo [% vol.]	Contenido de sal máximo [lb/1000 bl]
Salida T.M.D.B (I)	21.6	35.9	0.5	50
CPG La Venta (Deshidratación)	32.7	35.4	0.5	50
PD El Plan	31	36.6	0.5	50
CAB Conduacán	45.8	46.5	0.5	50
PD Samaria II	20.5	33	0.5	50
CAB Cactus	38.5	40.8	0.5	50
Batería Central Jujo	32.8	38.3	0.5	50
Salida T.M.D.B. (M)	21.4	23.3	0.5	50

El proceso de operación del C.C.C. Palomas se puede observar en la figura 4.4, mediante diagrama de bloques que describe las operaciones que allí se realizan, así como la distribución de crudo.

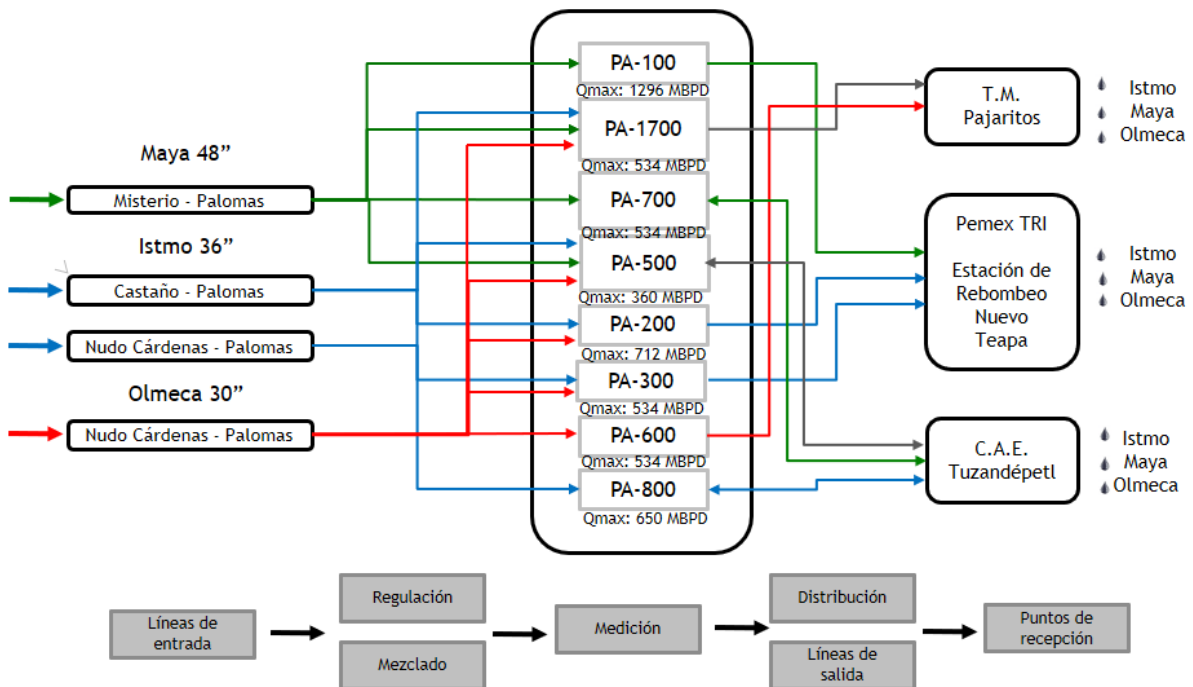


Figura 4.4 Proceso de operación del C.C.C. Palomas.

Dicho proceso se puede conceptualizar en cinco áreas principales:

- Oleoductos de entrada
- Regulación y mezclado
- Medición de crudo
- Oleoductos de salida (Distribución)
- Oleoductos bidireccionales al C.A.E. Tuzandépetl

A continuación, se describe cada una de las áreas antes mencionadas.

4.2. Oleoductos de entrada

La estación cuenta con cuatro acometidas en las que se recibe el crudo Maya por el oleoducto de 48"Ø de la Región Marina, el crudo Istmo a través de dos oleoductos de 36"Ø de la Región Marina y Sur, crudo Olmecca por el oleoducto de 30"Ø de la Región Sur, todos ellos inyectados en las líneas respectivas en cada uno de los puntos de recepción, dichos ductos se derivan en interconexiones hacia las áreas de mezclado, medición y distribución.

Como punto de partida del proceso, en el C.C.C. Palomas se reciben tres diferentes tipos de crudo, a través de cuatro oleoductos como se muestra en la figura 4.5.



Figura 4.5 Oleoductos de Llegada al C.C.C. Palomas

Las características principales de dichos oleoductos, así como la calidad del producto recibido se indican en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Acometidas del C.C.C. Palomas

Oleoducto	Diámetro	Tipo de crudo	°API
L-I (El misterio - Palomas)	48	Maya	22
L-II (Castaño - Palomas)	36	Istmo	32
L-36(Nudo Cárdenas-Palomas)	36	Istmo	32
L - 30 (Nudo Cárdenas - Sta. Cecilia - Palomas)	30	Olmecca	38

A partir de esos oleoductos, se derivan interconexiones que dirigen los flujos hacia las áreas de regulación, mezclado, medición de crudo y oleoductos de salida (distribución).

4.3. Regulación y mezclado

El aceite que se recibe en el C.C.C. Palomas, se envía a la sección de mezclado en donde se regulan los volúmenes para alcanzar los requerimientos de calidad para cada cliente. La descripción de cómo se regula el mezclado de estos aceites crudos, se menciona en el capítulo 6 Metodología.

Los tipos de crudo o mezclas que se solicitan, se miden y envían a diferentes destinos como se indica en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Operaciones principales del C.C.C. Palomas

Patín de medición	Línea de salida [pg]	Tipo de crudo	Envío
PA-100	36	Maya	Nuevo Teapa
PA-1700	24	Maya, Istmo, Olmecca	T.M. Pajaritos
PA-600	36	Maya	T.M. Pajaritos
PA-300	20	Istmo, Olmecca	Nuevo Teapa
PA-200	36	Istmo	Nuevo Teapa
PA-500	24	Istmo, Olmecca, Maya	Tuzandépetl
PA-700	36	Maya	Tuzandépetl
PA-800	30	Istmo	Tuzandépetl

Dependiendo del tipo de crudo requerido por los centros de consumo (interorganismos, exportación e internos), la mezcla se regula con válvulas automatizadas (paquetes de

regulación como se muestra en la figura 4.6), a través de un Sistema Digital de Control Distribuido. Los flujos son direccionados a los cabezales de mezclado con el propósito de obtener la cantidad y calidad del crudo demandado por cada centro.

El Sistema Digital de Control Distribuido monitorea y registra las variables operativas necesarias para el control del proceso (gasto, presión, densidad, temperatura, otros). Los datos recopilados permiten al Encargado de Producción tomar decisiones de tipo preventivo, correctivo y estadístico, según sea el caso.



Figura 4.6 Área de regulación y mezclado

4.4. Medición de crudo

La mezcla del crudo es enviada a los patines de medición para establecer en forma precisa, flujo volumétrico y calidad que se distribuye a los centros de consumo E.B. Nuevo Teapa, Terminal Marítima Pajaritos y C.A.E. Tuzandépetl. Los patines de medición se monitorean por el computador de flujo en campo, el cual se integra al Sistema Digital de Control Distribuido y está constituido por:

- Instrumentación de los patines de medición (trasmisores e indicadores de presión y temperatura, válvulas de control “FCV” y válvulas motorizadas).
- Instrumentación para monitorear la calidad de las mezclas (densímetro).

- Unidades Terminales Remotas (UTR) integradas por un sistema redundante de medición que se ubican en el área de medición.
- Estaciones de trabajo para control y monitoreo de las variables de proceso.

Para garantizar una medición confiable de los volúmenes de hidrocarburos manejados, los sistemas de medición se calibran periódicamente con un probador. Esto con el fin de asegurar que se mantienen las propiedades metrológicas de esos sistemas, mediante el proceso de confirmación metrológica.

4.4.1. Sistema de medición de crudo

El sistema de medición cuenta con 8 patines, un total de 30 medidores ultrasónicos (ver Tabla 4.7) y 2 patines de calidad (Tabla 4.8). Adicionalmente, cuenta con un computador de flujo que nos indica la correcta operación del equipo. En caso de falla de energía eléctrica cuenta con un banco de baterías con soporte de 3 horas, para continuar o suspender la operación siempre y cuando no se exceda este tiempo.

Tabla 4.7. Características principales de los patines de medición

Patín de medición	Servicio	Tipo de medidor	No. de trenes	Capacidad Nominal tren BPD min. 20%	Capacidad Nominal tren BPD máx. 90%	Capacidad Nominal patín BPD min. 20%	Capacidad Nominal patín BPD máx. 90%
PA-100	Maya.	Ultrasónico	5	51840	233280	259200	1166400
PA-1700	Maya, Istmo, Olmeca	Ultrasónico	3	35616	160272	106848	480816
PA-600	Maya	Ultrasónico	3	35616	160272	106848	480816
PA-300	Istmo, Olmeca	Ultrasónico	3	35616	160272	106848	480816
PA-200	Istmo	Ultrasónico	4	35616	160272	142464	641088
PA-500	Istmo, Olmeca	Ultrasónico	4	24672	111024	98688	444096
PA-700	Maya	Ultrasónico	3	35616	160272	106848	480816
PA-800	Maya, Istmo, Olmeca	Ultrasónico	5	24672	111024	123360	555120

Tabla 4.8. Probadores volumétricos

Patín	Servicio
PB-1300	Probador de flujo 30"Ø 4,243.755 barriles
PB-1400	Probador de flujo 20"Ø 4,434.665 barriles

Los patines de calidad, cuentan con un detector de agua y sedimentos, así como de un densímetro para medición de agua, sedimento y densidad, respectivamente. Con estos datos

el computador de flujo realiza el cálculo del volumen neto enviado. Los trenes de medición (ver figura 4.7) y calidad (ver figura 4.8) cuentan con indicadores/transmisores para el monitoreo de las variables de presión y temperatura, estas variables también son enviadas al computador de flujo para el cálculo del volumen.



Figura 4.7 Área de medición



Figura 4.8 Instrumentación en los patines de medición y patines de calidad

4.5. Oleoductos de salida (Distribución)

El C.C.C. Palomas brinda la posibilidad de entregar simultáneamente diferentes mezclas de crudo a su destino final de acuerdo al programa diario y/o solicitud de los centros de recibo contando para ello con ocho oleoductos de salida como se muestra en la figura 4.9.



Figura 4.9 Área de cabezales de descarga de los patines de medición.

Las corrientes de crudo una vez cuantificadas en los trenes de medición se recolectan en los cabezales de descarga de las líneas de salida (ver figura 4.10) y se distribuyen como se indica en la figura 4.9.



Figura 4.10 Líneas de salida de C.C.C. Palomas

Tabla 4.9. Distribución de crudo a diferentes clientes

Cliente	Tipo de crudo		
	Maya	Istmo	Olmeca
E.B. Nuevo Teapa	Demanda interna	Demanda interna	Demanda interna
Tuzandépetl	Demanda interna	Demanda interna	Demanda interna
T.M. Pajaritos	Exportación	Exportación	Exportación

4.6. Oleoductos bidireccionales al C.A.E. Tuzandépetl

Como parte del sistema de comercialización y distribución, el C.C.C. Palomas envía o recibe los diferentes tipos de crudo del C.A.E. Tuzandépetl, contando actualmente con tres oleoductos, por el oleoducto de 36" Ø el crudo Maya, por el oleoducto de 30" Ø para Istmo y Olmeca y el de 24" Ø los crudos Maya, Istmo y Olmeca. Otorgando mayor flexibilidad operativa.

5. Justificación de la implementación de la estrategia

Con la finalidad de mejorar la calidad del crudo Istmo manejado en el C.C.C. Palomas, se define el escenario mediante el cual se podía satisfacer la demanda. Y se discute la viabilidad de la propuesta de mejora para atender el nuevo escenario.

5.1. Modo de operación bajo el escenario anterior

La operación bajo el escenario anterior en el cual se contaba con crudo para satisfacer las necesidades de la distribución de crudo Istmo, se describen de la siguiente manera:

La T.M. Dos Bocas envía un crudo de fuera de especificación por una línea de 36" Ø denominada Línea II (Castaño – Palomas) que en la succión de la C.R. Cárdenas recibe la inyección de la producción de crudo Olmeca perteneciente a los campos de Cunduacán, Jujo, Samaria y Cactus de la Región Sur. Adicionalmente, la Línea II, a la altura de la Ceiba recibe la inyección de crudo Istmo proveniente de C.P.G. La Venta y en la interconexión Manantiales la inyección de El Plan / Ágata. Esta corriente de crudo se mide en el patín PA-200 en el C.C.C. Palomas y sale por una línea de 36" Ø hacia la E.B. Nuevo Teapa.

De la misma manera, la Línea II en su llegada al área de trampas Minerva se interconecta a la Línea de 36" Ø (Nudo Cárdenas – Palomas) donde parte de la mezcla que se rebombee en C.R. Cárdenas se deriva. El flujo de ésta se mide en el patín PA-300 en el C.C.C. Palomas y sale por una línea de 20" Ø con destino al Nudo Teapa, en donde se interconecta a una línea de 30" Ø con destino E.B. Nuevo Teapa.

Como ya se mencionó el C.A.E. Tuzandépetl es un auxiliar de almacenamiento temporal en actividades que involucran el cierre de terminales por condiciones climatológicas desfavorables, retraso en el arribo de buque-tanques, de apoyo en la distribución de crudo al interior y exportación, de apoyo al mantenimiento de instalaciones superficiales y de proceso, en caso de accidente en instalaciones superficiales en el sistema integral de producción, distribución y/o proceso que impida el envío de Crudo Istmo.

A continuación, se describe de manera general (ver figura 5.1) el esquema del sistema de transporte por ducto de crudo Istmo:

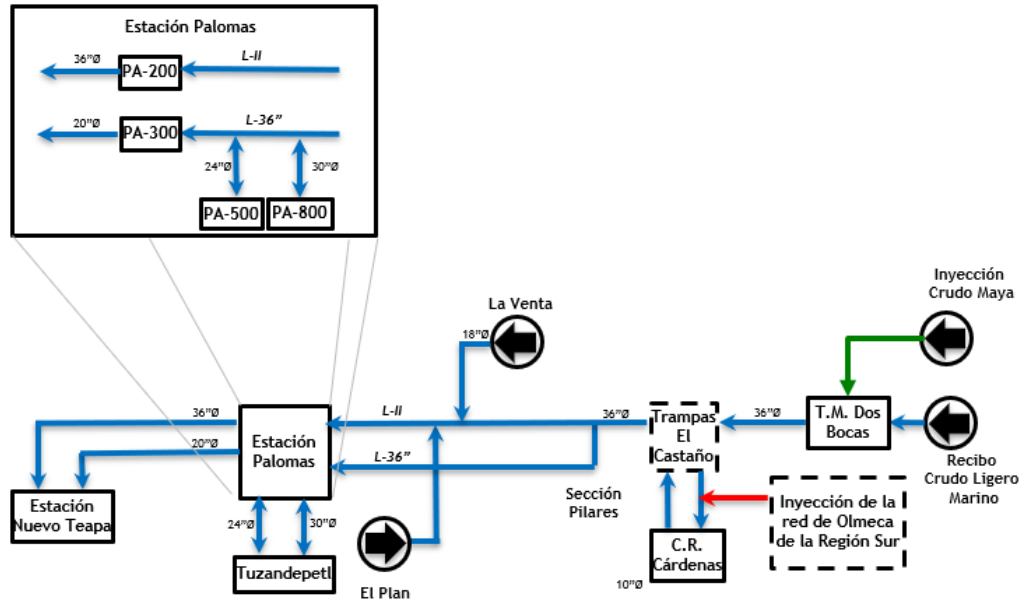


Figura 5.1 Operación normal del sistema de ductos de crudo Istmo

5.2. Estrategia para atender el nuevo escenario

Sin duda alguna, actualmente la disminución de la producción de crudo Istmo producido principalmente en la Región Marina afectó el abastecimiento de la T.M. Dos Bocas. Además, volumen de crudo que se requiere para entregar a la E.B. Nuevo Teapa no cubre la demanda.

En consecuencia, se observa un impacto directo en el suministro de Crudo Istmo al sistema de transporte de hidrocarburos, comprometiendo el programa de entrega a la E.B. Nuevo Teapa y a su vez la producción de petrolíferos en el país. El envío de crudo Istmo es vital para el SNR debido a su configuración (procesamiento de crudo ligero).

Es necesario atender las consecuencias derivadas de este nuevo escenario debido a la importancia que tiene la refinación dentro del volumen de derivados importados diariamente. Para cubrir la demanda de crudo Istmo en la E.B. Nuevo Teapa se propone realizar una mezcla de crudos Istmo, Maya y Olmeca en diferentes proporciones para obtener un Istmo sintético.

Este procedimiento es viable debido a que es posible mezclar corrientes de diferentes crudos en el C.C.C. Palomas y controlar los flujos para acondicionar el crudo enviado, obteniendo el API deseado y monitorear el contenido de agua, sedimentos, sales y azufre. Se tiene disponibilidad de crudo Olmeca debido a que actualmente no se coloca en el mercado, la opción de mezclarlo con un volumen de Maya e Istmo extraídos del CAE Tuzandépetl permitirá obtener un crudo Istmo sintético e incorporarlo al sistema de Istmo en las operaciones del C.C.C Palomas para cumplir con los volúmenes requeridos. Adicionalmente, uno de los beneficios de extraer crudo del C.A.E. Tuzandépetl es el bajo contenido de impurezas.

6. Metodología para la implementación de la estrategia

En este apartado se mencionan las consideraciones que se deben tomar en cuenta al realizar los movimientos operativos que permitan implementar la estrategia propuesta en los procesos de distribución y mezclado de los crudos en el C.C.C. Palomas, así como los cálculos para establecer sus proporciones y establecer el monitoreo de las propiedades.

6.1. Consideraciones previas al procedimiento operativo

La estrategia para implementar este procedimiento requiere de las consideraciones siguientes:

- Suspender cualquier envío de crudo Istmo a la T.M. Pajaritos a excepción de desfogues por rechazo en la E.B. Nuevo Teapa
- Controlar la calidad del crudo Maya enviado a E.B. Nuevo Teapa y T.M. Pajaritos

A continuación, se muestra la discusión de las consideraciones:

6.1.1. Suspender cualquier envío de crudo Istmo a la T.M. Pajaritos

Se propone suspender o bloquear el suministro de crudo Istmo a la T.M. Pajaritos para dar prioridad a la entrega de crudo Istmo con la E.B. Nuevo Teapa. Esto debido a la baja existencia de éste y a la posibilidad de desfogue por la L-30 (Palomas - Pajaritos), en caso de ser necesario.

6.1.2. Controlar la densidad API del crudo Maya Enviado a E.B. Nuevo Teapa y T.M. Pajaritos

La disponibilidad de crudo Olmeca será para dar prioridad a la inyección al crudo Istmo en la C.R. Cárdenas. El crudo Maya que se extrae del C.A.E. Tuzandépetl contiene valores bajos de impurezas por ello se exporta. Para realizar la extracción de crudo Maya y enviarlo por la L-36 a la T.M. Pajaritos para su exportación; se debe cerrar el suministro de Olmeca en el C.C.C. Palomas. Por ello, es necesario controlar la densidad API del crudo Maya enviado desde la

T.M. Dos Bocas para su entrega en la E.B. Nuevo Teapa porque no se podrá elevar dicha propiedad en el C.C.C Palomas.

6.2. Volumen de crudo Istmo en el escenario de entrega

Conocer el volumen requerido por día en la E.B. Nuevo Teapa es importante debido a que es el parámetro que definirá el balance y las cantidades requeridas en cada uno de los puntos de recepción. Sin embargo, no es posible conocer los programas mensuales dado que son dinámicos y ajenos al C.C.C. Palomas.

Para resolver la problemática de escasez de crudo Istmo en la T.M. Dos Bocas, existen dos opciones. Las opciones se plantean a continuación:

- La primera, es el envío de una mezcla de crudo Maya por la Línea II al que se le inyectará crudo Olmeca en la C.R. Cárdenas de modo que a la salida se envíe un crudo Istmo, a dicha corriente se le inyectará la producción del Plan/Ágata y de la Venta, además de la extracción de Istmo de C.A.E. Tuzandépetl en cantidades que permitan cumplir con el volumen de requerido en la E.B. Nuevo Teapa esto se ejemplifica en la figura 6.1

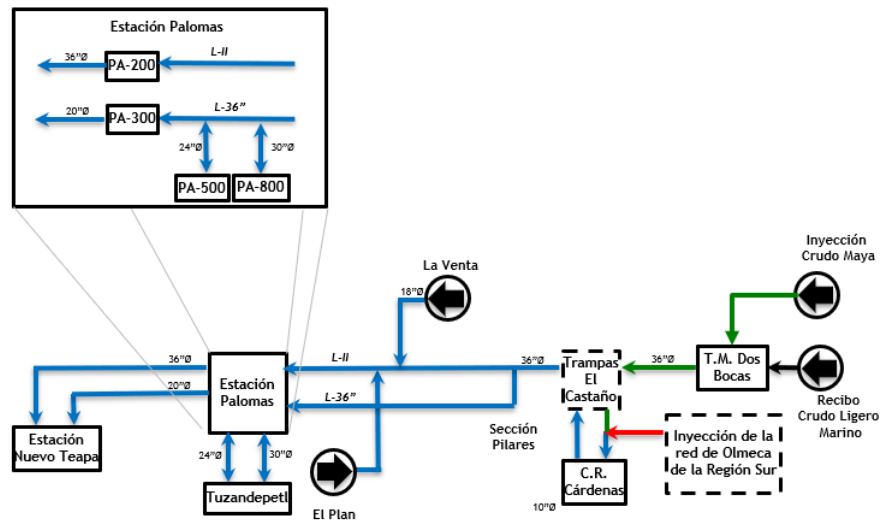


Figura 6.1 Propuesta de cambio 1

- La segunda, plantea dejar fuera de bombeo a la T.M. Dos Bocas y enviar crudo Olmeca desde la C.R. Cárdenas. A dicha corriente se le inyectará la producción del Plan/Ágata,

La venta, además de la extracción de una mezcla de Istmo/Maya que se incorporará al proceso en la línea de 36" Ø por medio de los PA-500 y 800 por para cumplir con el volumen y la calidad de requerida como se ejemplifica en la figura 6.2

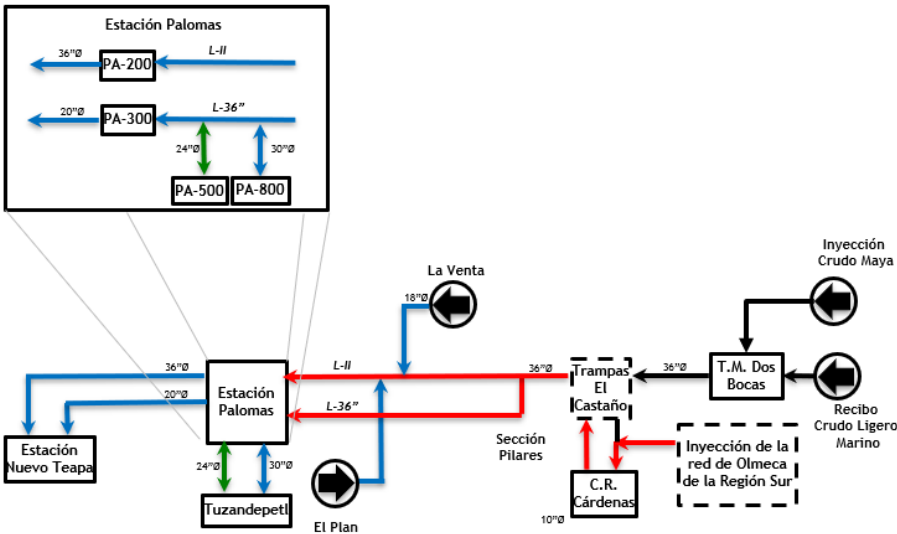


Figura 6.2 Propuesta de cambio 2

El C.A.E. Tuzandépetl se construyó a partir de lo establecido en los Decretos Presidenciales publicados en el Diario Oficial de la Federación con fechas del 29 de noviembre de 1988 y 23 de octubre de 1990.

El proyecto original consistía en 12 cavidades con una capacidad nominal de 10 millones de barriles, actualmente opera con 10 cavidades para almacenar crudo Maya, Istmo y Olmeca. Dichas cavidades se encuentran a una profundidad de 600 metros con un espaciamiento de 225 metros entre ellas. Aproximadamente tienen 200 metros de profundidad y entre 30 a 40 metros de diámetro, dando lugar a una capacidad individual promedio de almacenamiento de 710 mil barriles por cada una y un total aproximado de 7 millones de barriles para 2018.

El C.A.E. Tuzandépetl cuenta con la flexibilidad operativa para almacenar/extraer crudos de distintos tipos (almacenados en diferentes cavidades) y hacer que converjan en un cabezal. En tal cabezal se enviará la mezcla de crudo Maya e Istmo a través de una Línea de 30" Ø, que conecta al C.A.E. Tuzandépetl – C.C.C. Palomas, y dicha mezcla de crudo será recibido y

medido en el patín PA-800 y de ser necesario el PA-500. Posteriormente se traspasará al sistema de ductos de crudo Istmo para dar cumplimiento con el envío a la E.B. Nuevo Teapa.

En el área de mezclado se realizará se realizará la incorporación de las extracciones a la línea de 36" Ø, corriente de crudo Istmo que se dirige al PA-300. La suma de los flujos del PA-200 y el PA-300 representará el flujo total a la E.B. Nuevo Teapa y se hará la medición de la calidad del volumen enviado a través del C.C.C. Palomas para verificar que se está cumpliendo con el programa.

La calidad se medirá de manera segregada en el PA-200 y PA-300 cumpliendo así el escenario de entrega a la E.B. Nuevo Teapa. La calidad y la medición de crudo de la extracción se realizará por los patines PA-800 y PA-500, lo cual necesario para controlar el volumen extraído de las cavidades e inyectado al sistema de Istmo como lo plantea la estrategia propuesta para la entrega.

6.3. Balance de volumen de crudo para regular las especificaciones

El volumen de entrega (V_t) se obtendrá mediante la suma de los volúmenes de los crudos, Maya (V_m), Istmo (V_i) y Olmeca (V_o), disponibles para realizar la mezcla, quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$V_t = V_m + V_i + V_o \quad (6.1)$$

El volumen total V_t debe tener una densidad de 32 °API, sin embargo, cada crudo tiene diferente densidad API (crudo Maya de 22 °API, crudo Istmo de 32 °API y Olmeca de 38 °API), por lo que se requieren diferentes proporciones de crudo, a partir de esos datos se puede realizar el balance.

De la ecuación 6.1 se obtiene el modelo de balance, que queda de la siguiente manera de la siguiente manera;

$$V_t \text{ °API}_t = V_m \text{ °API}_m + V_i \text{ °API}_i + V_o \text{ °API}_o \quad (6.2)$$

donde el volumen requerido está en función de las calidades de cada tipo de crudo. Así se obtiene la siguiente ecuación:

$${}^{\circ}API_t = \frac{V_m {}^{\circ}API_m + V_i {}^{\circ}API_i + V_o {}^{\circ}API_o}{V_t} \quad (6.3)$$

así, $\left(\frac{V_{m,i,o}}{V_t}\right)$, es el porcentaje de cada tipo de crudo utilizado para la realización de la mezcla.

Los puntos de recepción que desempeñan un papel importante en el balance de hidrocarburos para cumplir con el de volumen de entrega a la E.B. Nuevo Teapa serán T.M. Dos Bocas, C.R. Cárdenas, C.P.G. La venta, P.D. El plan/Ágata, C.A.E. Tuzandépetl, y mediante la ecuación 6.3 es posible ajustar los flujos al programa, dado que es dinámico y depende totalmente del requerimiento del SNR.

Las operaciones de distribución de crudo requieren un control de los volúmenes manejados, por ello, el sistema de medición del C.C.C. Palomas cuenta con patines certificados los cuales están equipados con medidores ultrasónicos para contabilizar los volúmenes de crudo en estricta precisión. Además, se cuenta con el Laboratorio Certificador de Aceite, que verifica los parámetros de calidad de los crudos que se reciben y los enviados a los puntos de entrega.

La medición del flujo juega un papel muy importante en volumen entregado, la cual permite correlacionar las calidades en del PA-200 y PA-300 (${}^{\circ}API_{PA-200}$ y ${}^{\circ}API_{PA-300}$, respectivamente) medidas en el laboratorio y los gastos en cada una de las líneas (V_{L-II} y V_{L-36} , respectivamente) y mediante un balance de hidrocarburos obtener la calidad real del volumen entregado a través de la ecuación 6.4.

$${}^{\circ}API = \frac{V_{L-II} {}^{\circ}API_{PA-200} + V_{L-36} {}^{\circ}API_{PA-300}}{V_{L-II} + V_{L-36}} \quad (6.4)$$

Los parámetros adicionales a la densidad API y que son incluidos en lo que comprende la calidad de la mezcla comercializada pueden calcularse tomando en cuenta las 6.3 y 6.4.

7. Resultados

Para obtener los resultados de la estrategia implementada (modificación de la logística de crudo Istmo), se realizó un monitoreo del programa diario de distribución de crudo de la Subdirección de Tratamiento y Logística Primaria Sur, así como, las variables operativas relevantes de las operaciones del C.C.C. Palomas durante el mes de abril de 2018. Los registros realizados se muestran a continuación.

7.1. Monitoreo del programa de distribución

Se realizó un monitoreo de la medición del volumen inyectado al sistema de transporte de crudo Istmo en cada punto de recepción, como lo muestra la figura 7.1, permite observar la implementación de la estrategia de distribución propuesta en sus dos opciones.

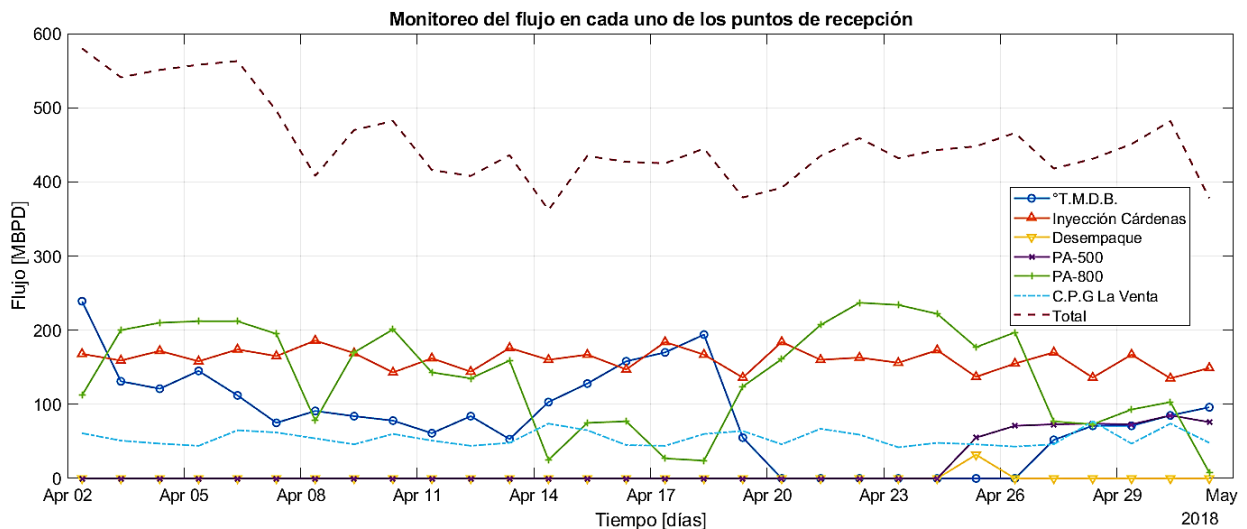


Figura 7.1 Flujo de crudo por cada punto de recepción

También se realizó el comparativo entre el programa enviado por la Gerencia de Operación, Tratamiento y Logística Primaria Sur que contiene los requerimientos del SNR, el programa que contempla los ajustes realizados por el Encargado de Producción del C.C.C. Palomas de acuerdo a los procesos que suceden en las instalaciones de almacenamiento, bombeo, puntos de inyección, etc; y el volumen medido oficialmente para verificar el cumplimiento de dicho programa como se muestra en la figura 7.2.

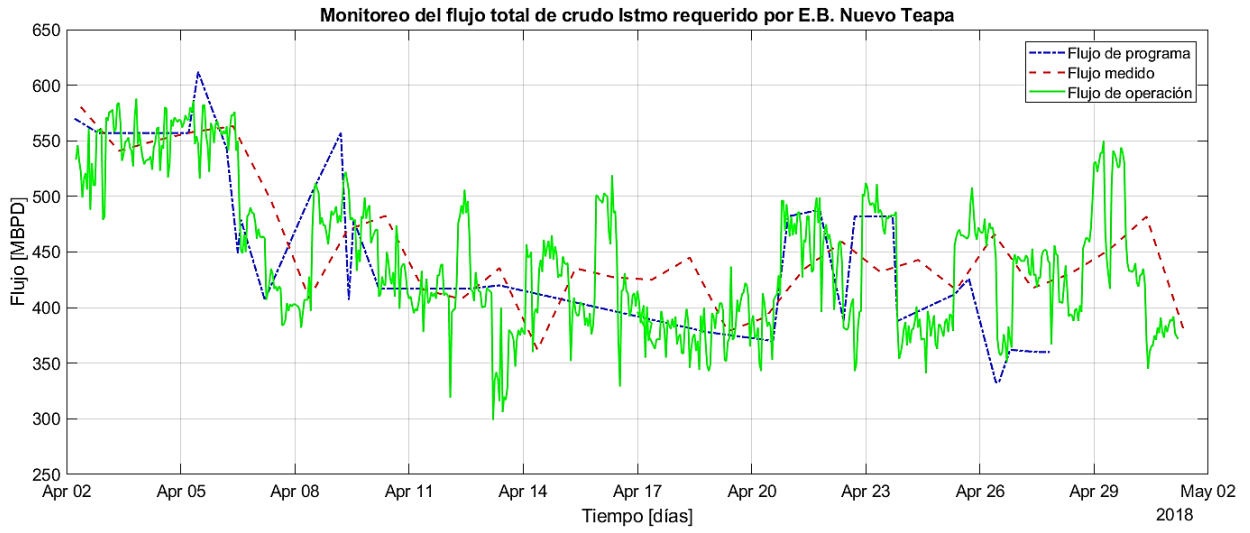


Figura 7.2 Flujos del crudo Istmo

7.2. Monitoreo del gasto y la densidad API

Además del manejo de los volúmenes de crudo y monitoreo de los programas de distribución, también se monitoreó la densidad API del envío de crudo Istmo en ambas líneas (ver figuras 7.3 y 7.4) para asegurar propiedades cercanas a las del Istmo como estrategia comercial y compromiso contractual con un valor °API mínimo de 32.

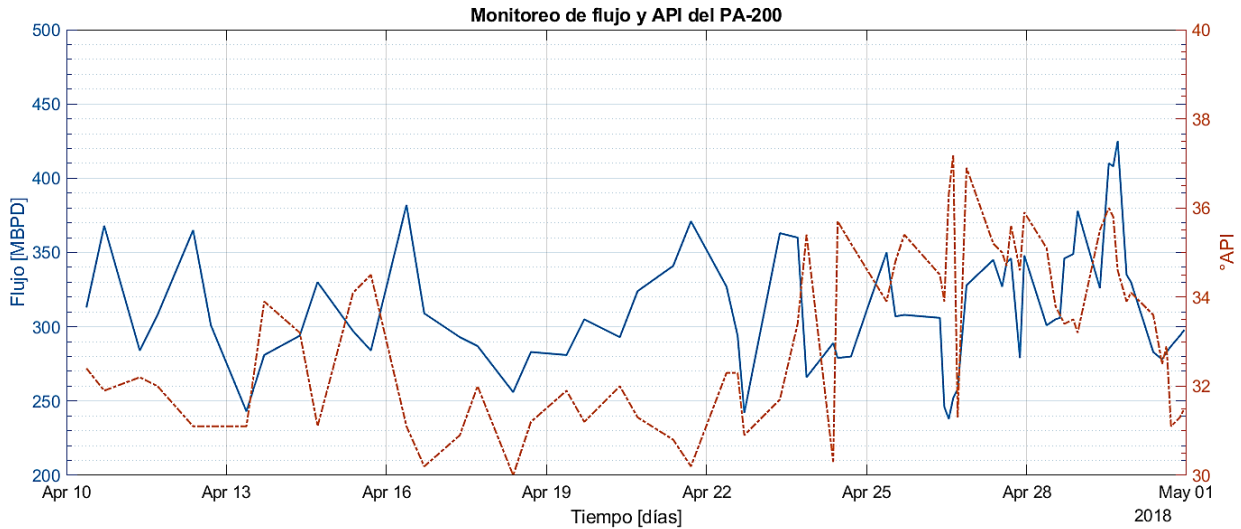


Figura 7.3 Monitoreo del flujo y API del patín de medición PA-200

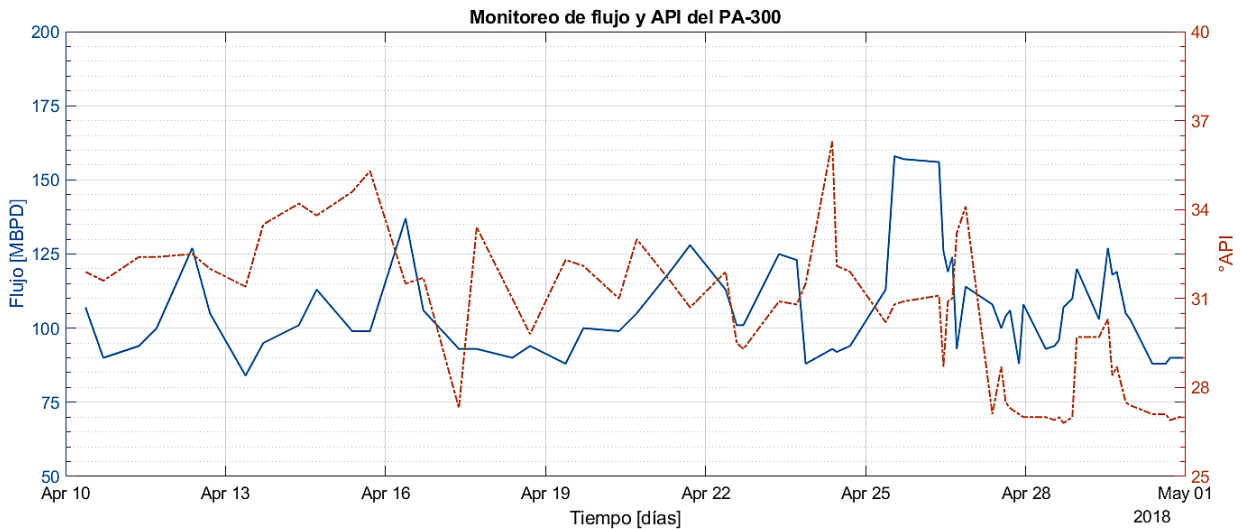


Figura 7.4 Monitoreo del flujo y API del patín de medición PA-300

Analizar la densidad y el flujo de ambas líneas por separado no permitía comprender lo que estaba sucediendo con los parámetros de la mezcla y se optó por hacerlo de forma integral.

Para obtener la densidad API del crudo enviado, las mediciones se realizaron en el Laboratorio Certificador de Aceite, para ello, las muestras fueron tomadas de las líneas de salida que se dirigen a la E.B. Nuevo Teapa, se realizó el muestreo a los patines PA-200 y PA-300 y mediante la ecuación 6.4 se procedió al cálculo del API de la mezcla.

La medición que se realizó de la densidad API variaba de un punto a otro, esto se debió a los ajustes realizados en el programa. Así, para saber si el volumen que se estaba entregando a la E.B. Nuevo Teapa cumplía la especificación, se recurrió a un balance puntual, de este modo, el monitoreo de los gastos instantáneos del volumen entregado permitió correlacionar las densidades API puntuales del PA-200 y PA-300 medidas en el laboratorio y mediante un balance se obtuvo la calidad real del volumen entregado como se muestra en la figura 7.5.

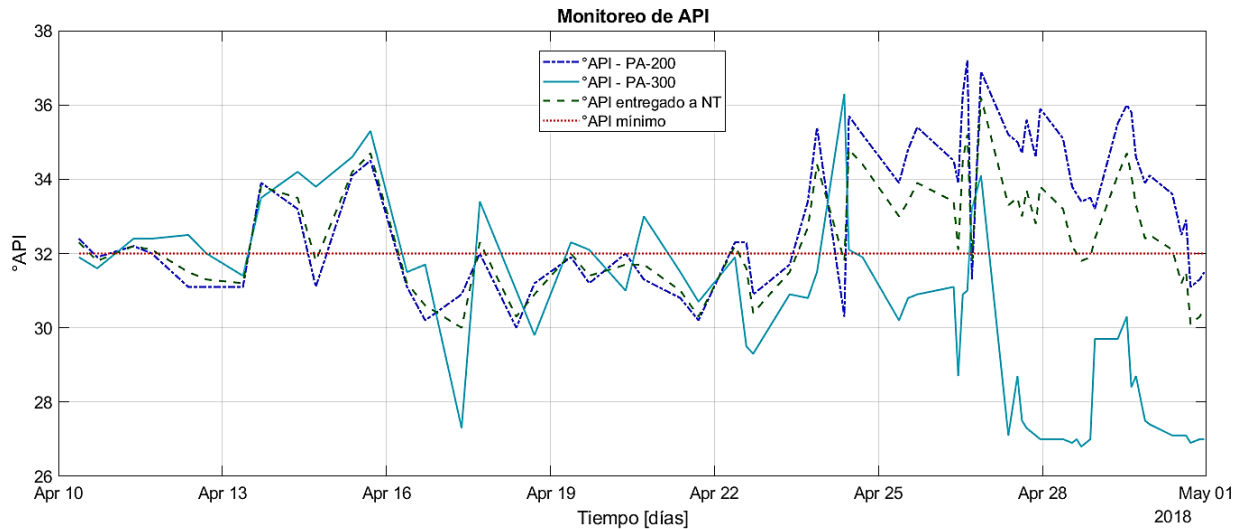


Figura 7.5 Monitoreo del API del PA-200, el PA-300 y el API total

7.3. Monitoreo del contenido de agua, sedimentos y sales.

Es importante tomar en cuenta que el contenido de agua y sal que pudiera contener el crudo transportado, no se puede modificar en la estación ya que no se trata de una instalación de tratamiento, sino de distribución de crudo. El tratamiento primario de crudo se realiza en otras instalaciones y es un proceso previo a su transporte.

El almacenamiento de crudo en el C.A.E. Tuzandépetl tiene ventajas en el tratamiento del porcentaje de agua, sedimentos y la sal contenida, ya que el agua y el aceite se separan por diferencia de densidades. Además, por efecto de gravedad la sal y los sedimentos contenidos en el crudo precipitan en la base de la cavidad, de modo que, si el tiempo que el crudo permanece en reposo es suficiente, es posible mejorar sus propiedades y cuando se realice la extracción de las cavidades, contará con mejor calidad en cuanto a volumen de agua, sedimentos y sal como se muestra en la figura 7.6 y 7.7 el comportamiento de la determinación de impurezas.

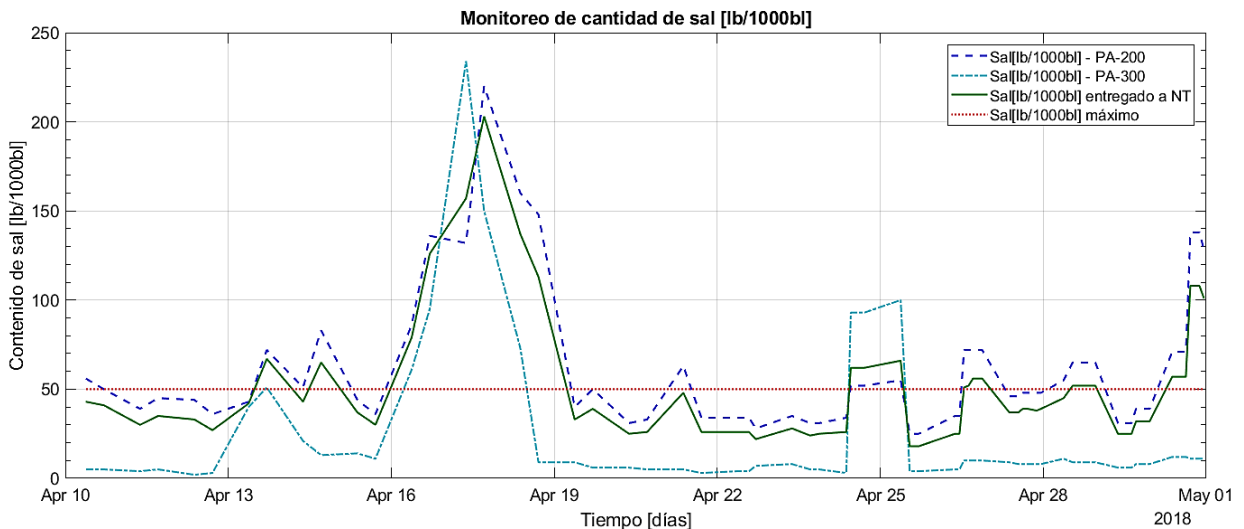


Figura 7.6 Monitoreo de cantidad de sal en el crudo Istmo.

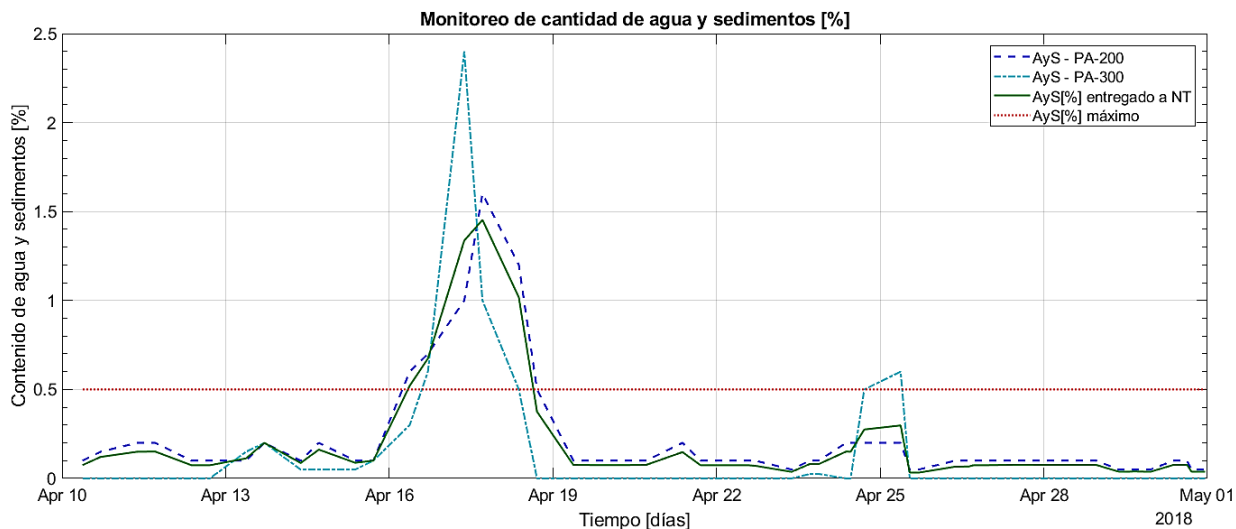


Figura 7.7 Monitoreo del volumen de agua y sedimentos contenido en el crudo Istmo.

7.4. Monitoreo del contenido de azufre

El monitero del contenido de azufre muestra un comportamiento desfavorable, puesto que sobrepasa al máximo permitido como consecuencia de las proporciones de crudo Maya e Istmo (ver figura 7.8), que tienen valores aproximados de 3.28% en peso y 1.46% en peso respectivamente.

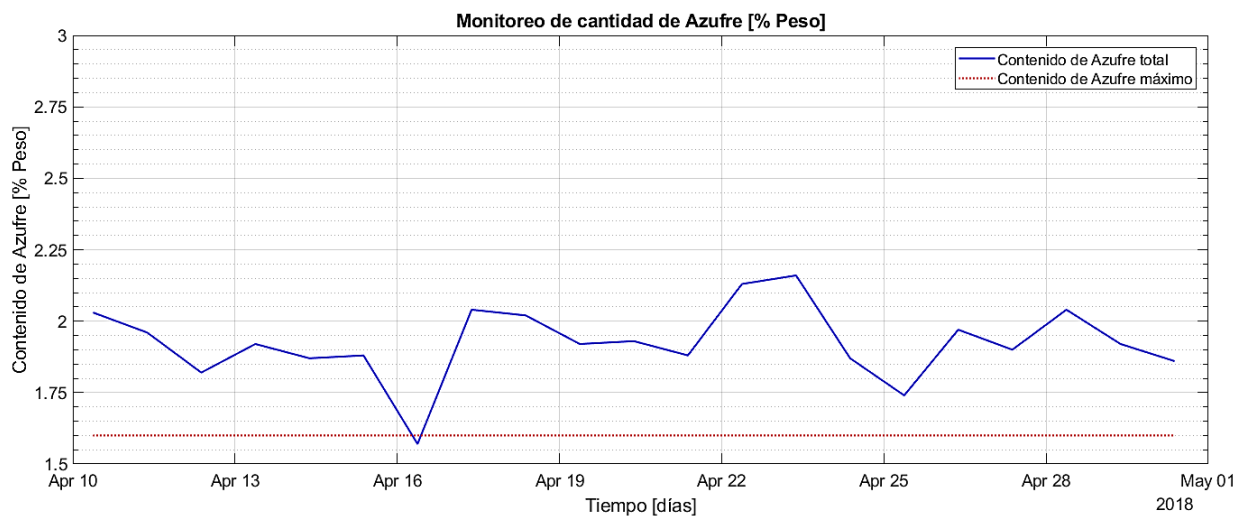


Figura 7.8 Contenido de azufre en el crudo Istmo

7.5. Impacto de la implementación de la estrategia en el SRN

Por último, para definir el impacto de la estrategia implementada en la logística del manejo y distribución de la producción petrolera que se destina al proceso de refinación. Se realizó una comparación del comportamiento de la producción, importación y las ventas de petrolíferos por parte de Pemex versus el envío de crudo Istmo al SNR como se observa en la figura 7.9.

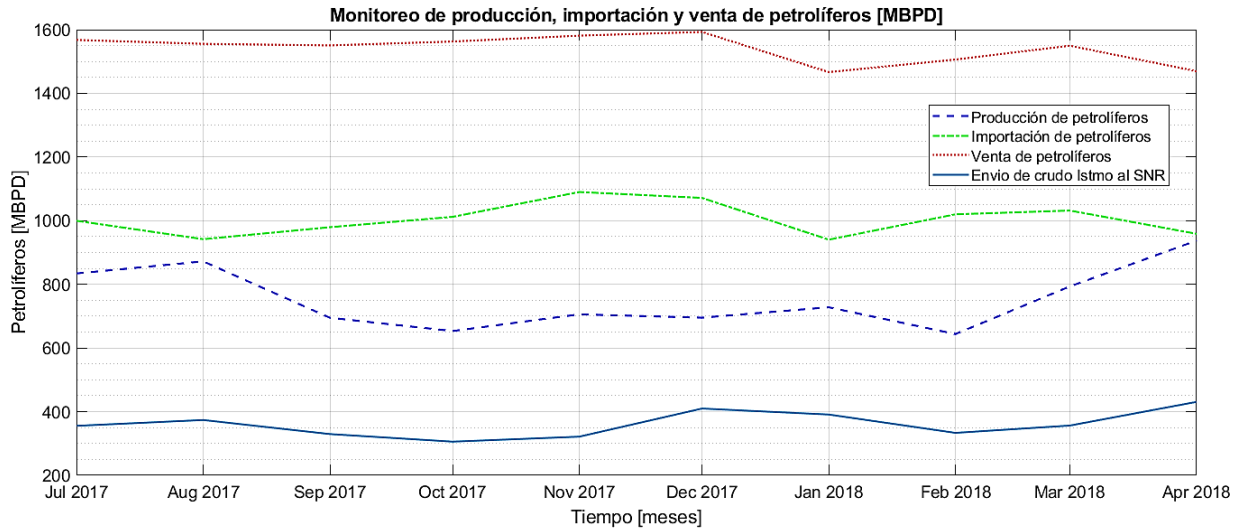


Figura 7.9 Producción, importaciones y ventas de petrolíferos. Elaborado con información de: Estadísticas Petroleras (2018).

8. Conclusiones

La estrategia comercial implementada en el C.C.C. Palomas por la Gerencia de Operación, Tratamiento y Logística Primaria Sur, permitió realizar las mezclas para obtener un crudo Istmo sintético con las características determinadas para la comercialización con Pemex TRI en su E.B. Nuevo Teapa durante el periodo en el que se inhabilitó el envío de crudo Istmo desde la T.M. Dos Bocas con destino al SNR. Dicho procedimiento de mezcla consistía en cumplir diariamente con el programa de distribución con el volumen, la densidad API, el porcentaje de volumen de agua y sedimentos y la sal contenida en el crudo y el contenido de azufre como se desglosa a continuación:

- El monitoreo de este procedimiento mostró que pese a ciertos escenarios (problemas de carácter operativos), se cumplió con el volumen de entrega gracias a la abundancia de crudo Maya y la disponibilidad total del crudo Olmeca.
- La densidad API mantuvo variaciones alrededor de los 32° pero no tuvo efecto significativo importante debido a que la corriente de mayor densidad API se mostró predominante frente a la corriente de extracción constituida por Istmo y Maya almacenados en el C.A.E. Tuzandépetl manteniendo un valor cercano al mínimo.
- El contenido de agua y sedimentos, medido en porcentaje, presentó un valor menor al límite establecido. Derivado de la corriente extraída por el C.A.E. Tuzandépetl, lo cual se debe a que, durante el almacenamiento del crudo Maya e Istmo en las cavernas, el reposo al que se somete, por efecto de la diferencia de densidades entre el agua y el crudo permitió la separación del agua y el efecto de gravedad la separación de los sedimentos. Adicionalmente, aunque esto es beneficioso para el crudo porque retira el agua, esta agua contenida resulta perjudicial para la integridad de la cavidad. Un proceso de disolución en la caverna generaría un atrapamiento de hidrocarburo que podría no recuperarse.
- La salinidad del crudo también se observó dentro de los límites, debido a la corriente de crudo Olmeca principalmente de la línea con bajo en contenido de sales, y la

corriente extraída del C.A.E. Tuzandépetl no presentó sales en los ensayos realizados en el laboratorio.

- Pese a los buenos resultados obtenidos con respecto a los parámetros anteriores, no fue posible disminuir el contenido de azufre, el cual tuvo un comportamiento que superó al límite máximo en 37.8%.

El monitoreo de los datos arrojó valores satisfactorios (obtenidos por el balance) en la mayoría de los casos: Se cumplió con lo previsto en cuanto a volumen y calidad contemplados en la estrategia.

En definitiva, la tendencia de disponibilidad de los crudos ligeros en México es a la baja debido en gran medida a la madurez de los campos que lo producen y a la falta de incorporación de nuevas reservas de este tipo de crudo. El crudo ligero que es producido actualmente se utiliza para mejorar la calidad de los crudos pesados extraídos en México para estar dentro de los intervalos comerciales.

El proceso de refinación genera ganancias a partir de la materia prima que se le suministra diariamente. Actualmente, *Pemex Logística* tiene un reto importante en cuanto a la operación de su infraestructura para poder llevar a cabo el tratamiento primario de los crudos y comercializarlos evitando penalizaciones, de modo que implementar este tiempo de soluciones evolucionará conforme se presenten los nuevos escenarios de producción de crudo ligero.

Para observar el impacto que tuvo esta estrategia más allá de cumplir satisfactoriamente con la parte de las actividades de logística, también se observa una mejora en la producción de petrolíferos.

Dichos aspectos se resumen en dos puntos importantes;

- Primero observamos que en abril de 2018 existió un repunte en el volumen de crudo Istmo enviado al SNR, de forma proporcional la producción de petrolíferos aumentó, tal efecto no se vio con respecto a diciembre del año 2017 donde también existió un aumento de la materia prima enviada, esto, como consecuencia de la proporción de

crudo súper ligero denominado crudo Olmeca, incluido en la mezcla cuyo rendimiento en la refinación es más elevado.

- Luego como consecuencia del aumento en la producción de gasolinas en Pemex TRI, se observó la disminución de las importaciones.

Es importante resaltar la conveniencia de la aplicación de la metodología o del análisis S.A.R.A (Saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos); dado que permite conocer los índices para predecir la precipitación de asfaltenos durante las operaciones de mezclado entre crudos, determinar la estabilidad de las corrientes a mezclar y evitar posibles depósitos de asfaltenos durante el transporte. Si bien no predicen el comportamiento como tal, son una buena aproximación para su prevención.

Referencias

ASTM D4294 - 16e1. (s.f). Obtenido de <https://www.astm.org/Standards/D4294-SP.htm>

Google. (s. f). Obtenido de <https://www.google.com.mx/maps/@18.0750951,-94.2971635,15.88z>

Granados, E., Bravo, H., & L, X. (2013). Refinación de petróleo y su impacto económico-tecnológico. *Ingeniería, investigación y tecnología*.

Limón, A. (2018). Factores que inciden en la industria de refinación en México: A través de tres administraciones.

Pemex. (January de 2018a). *Investor presentation*. Obtenido de <http://www.pemex.com/>

Pemex. (2018b). *Estadísticas Petroleras*. Obtenido de <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>

Pemex. (s. fb). *Aceite Terrestre Sur*. Obtenido de <http://www.pemex.com/nuestro-negocio/logistica/Documents/Aceite%20Terrestre%20Sur%20V3.pdf>

Pemex. (s.f). *Historia de Pemex*. Obtenido de <http://www.pemex.com/acerca/historia/Paginas/default.aspx>

Rivera, E. (26 de 07 de 2018). 'Desaparece' el petróleo crudo ligero que se produce en el país. *El Financiero*. Obtenido de *El Financiero*: <http://www.elfinanciero.com.mx/monterrey/desaparece-el-petroleo-crudo-ligero-que-produce-el-pais>

Romo, D. (2016). *Refinación de petróleo en México y perspectiva de la reforma energética*.