

**SUBSECRETARÍA DE EDUCACIÓN SUPERIOR
TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ**

INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

INGENIERÍA QUÍMICA.

PRESENTA: HÉCTOR CASTILLO RAMÍREZ.

NOMBRE DEL PROYECTO:

“Evaluación del comportamiento de la precipitación orgánica de mezclas de crudo producida en instalaciones petroleras de la Región Sur.”

PERIODO DE REALIZACIÓN.

AGOSTO-DICIEMBRE 2014

Índice.

	pagina
1.- JUSTIFICACIÓN	3
2.- OBJETIVOS	4
3.- PROBLEMAS A RESOLVER,PRIORIZANDOLOS	5
4.-PROCEDIMIENTO Y DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS	9
5.- RESULTADOS, PLANOS, GRAFICAS	26
6.- CONCLUSIONES	53
7.- RECOMENDACIONES	53
8.- GLOSARIO	54
9.- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	55
10.- ANEXOS.	56

Justificación.

Uno de los graves problemas que se ha presentado desde hace mucho tiempo en la industria petrolera tanto a nivel nacional como internacional, es el fenómeno de la depositación de orgánicos pesados asfáltenos y parafinas en los equipos e instalaciones de producción y recolección de hidrocarburo, en los inicios de la industria cuando se encontraba depósito de asfáltenos y parafinas en las tuberías o tanques de almacenamiento, no se tenía conocimiento de las causas que originaban la presencia del material orgánico, solo se sabía que dichos depósitos afectaban el correcto funcionamiento de los sistemas de producción; la falta de conocimiento del fenómeno en muchas ocasiones provocaba que las condiciones de precipitación y depositación se favorecieran con los trabajos que se realizaban a los pozos.

No se ha encontrado un método de uso universal en el control de la depositación de orgánicos pesados debido a que el comportamiento de las parafinas y asfáltenos difiere de un campo a otro, esto es debido a que el contenido de los orgánicos pesados varía de un aceite a otro, así como también varían otras características tales como densidad, viscosidad, punto de burbuja, punto de escurrimiento, composición, etc. como consecuencia que contiene grandes cantidades de precipitados orgánicos, así como asfáltenos, parafinas, la consecuencia de los crudos pesados y extra pesados regularmente son precipitaciones en tuberías, gastos en bombas de mayor capacidad, gastos en limpiezas de equipos, tanques de almacenamientos especiales, uso de productos químicos para su tratamientos, es por eso que se realiza este proyecto, ya que en cierto campos petrolero se tienen problemas con estos tipos de crudos.

Para darle una solución a dicha problemática se tiene como consideración hacer diferentes combinaciones con corrientes de crudo las cuales se presentan en 4 alternativas de la cual Pemex Exploración y Producción escogerá una según los análisis de laboratorio que se harán con distintos tipos de mezclas como pesados, extra pesado y por lo consiguiente aceites más ligeros los análisis para esas alternativas son agua y sedimento, densidad y viscosidad.

Después que Pemex Exploración y Producción escoge la alternativa se hacen otras nuevas mezclas con la corriente BETA de 6 a 40 MBPD respecto a la alternativa elegida con el fin de cuantificar de forma experimental, los nuevos análisis de laboratorio a esas nuevas mezclas se hacen los siguientes análisis: densidad, viscosidad, corte de agua, asfaltenos, visibilidad en celda PVT, filtrados a presión, °API y S.A.R.A.

Objetivos

Objetivo general. Conocer las mejores condiciones de mezclado de diversos campos productores de petróleo en batería de separación a través de muestreos en campos y pruebas de laboratorio.

Objetivos específicos.

- Verificar que alternativas son las mejores para darle una solución al problema.
- Analizar a nivel laboratorio los distintos tipos de mezclas propuestas
- Determinar las condiciones a las cuales se presentan precipitaciones de sólidos orgánicos

Problemas a resolver, priorizándolos

Se requieren hacer distintos tipos de combinaciones de las corrientes de crudo de un campo petrolero donde se tiene problemas de depositación de orgánicos pesados asfáltenos y parafinas ya que algunas corrientes son crudos pesados y extra pesados por lo consiguiente se harán mezclas con crudos más ligeros y estas se correrán a nivel laboratorio a las condiciones que se indican para las distintas alternativas que son I; IA; II; IIA luego de conocer los resultados por cada una de ellas Pemex exploración y producción asigna una para hacer otras mezclas con la corriente BETA de 6 a 40 MBPD

El análisis experimental en laboratorio de pruebas para las distintas mezclas son las siguientes corrientes las cuales se mencionan a continuación:

Dado que Pemex exploración y producción sugiere confidencialidad de los pozos petroleros a continuación se cambian los nombres del campo y pozos, por unos ficticios.

Campo griego.

Alfa (A) + Beta (B) + Gamma (C) + Delta (D) + Épsilon (E).

Las corrientes adicionales son.

mezcla	Corrientes.				
	Alfa. (A)	Beta (B)	Gamma (C)	Delta (D).	Épsilon (E).
F	✓	✓	✓		
G	✓	✓	✓		✓
H	✓	✓	✓	✓	✓
I	✓	✓	✓	✓	✓
J	✓	✓	✓	✓	✓
k	✓	✓	✓	✓	✓

RELACION DE MEZCLAS POR ALTERNATIVAS.			
ALTERNATIVA I	ALTERNATIVA IA	ALTERNATIVA II	ALTERNATIVA IIA
A+B+C=F	A+B+C=F	A+B+C=F	A+B+C=F
F+E=G	H+D=I	F+(80°C)=G	F+(80°C)+AGITACION=G
G+D=H	I+G=J	E+G=H	G+E=I
		H+D=I	I+D=J
		I+J=K	H+J=K

Flujos actuales considerados para las corrientes de entrada a la batería Griego

Épsilon (E)	Alfa (A)	Beta(B)	Gamma (C)	Delta (D)
ACEITE 22.5 MBPD	ACEITE 30.5 MBPD	ACEITE 10-40MBPD	ACEITE 3.7 MBPD	ACEITE 4.7MBPD
AGUA 20 MBPD	AGUA 10 MBPD	AGUA 0	AGUA 4.8 MBPD	AGUA 5 MBPD
GAS 127 MPCD	GAS 80.5 MPCD	GAS 0	GAS 0	GAS 0

Alternativas propuestas para dar una solución a la problemática.

Alternativa I. Las mezclas de pozos de Épsilon y Alfa entran al separador trifásico SHTBP-101A, en donde se separa el gas, aceite y agua. El aceite-agua que se obtiene se dirige hacia los eliminadores de agua FA-1100 y 1200 a fin de separar nuevamente agua libre. En estas etapas de separación, la eficiencia es baja al separar el agua del aceite debido a que los equipos se diseñaron para mayores valores de API que los actuales. Posteriormente a la mezcla crudo-agua se le une el aceite bruto Delta. y Gamma ésta última corriente debido a los problemas de eficiencia de separación del agua en la instalación, se ha tenido que suspender su incorporación al proceso. El crudo-agua obtenido de los eliminadores se estabiliza en la torre DA-101 para después ser bombeado hacia la sección de deshidratación y desalado. En la sección de deshidratación y desalado se elimina el agua

restante y las sales, para dirigirse hacia los tanques de balance y finalmente se bombea el crudo al C.C.C. Zeta. ⁽¹⁾

Alternativa IA. La mezcla de pozos de Épsilon entra al primer tren de separación trifásica, por otro lado, la corriente de aceite de Alfa se une con la corriente Beta (desde 10 hasta 40 Mbls de aceite neto) y Gamma, provenientes de la CAB Gamma y batería Gamma respectivamente, a una presión de 7 kg/cm² man. y se hace pasar por un mezclador para obtener una mezcla homogénea. La corriente resultado de la mezcla se va hacia el segundo tren de separación trifásica, de aquí en adelante no cambia el proceso. ⁽²⁾

Alternativa II. La mezcla de pozos Épsilon entra al primer tren de separación trifásica, por otro lado, la corriente de aceite de Alfa se une con la corriente Beta (desde 10 hasta 40 Mbls de aceite neto) y Gamma provenientes de la CAB Beta y batería Gamma respectivamente, a una presión de 7 kg/cm² man. Y se hace pasar por un mezclador para obtener una mezcla homogénea para entrar a un segundo de tren de separación trifásica.

La corriente de Épsilon sigue independiente hacia la entrada del eliminador FA-1100, mientras que la corriente combinada de Alfa con Beta y, Gamma se le adiciona la de Delta para posteriormente entrar al eliminador FA-1200, a partir de la salida de los eliminadores se juntan los aceites de Épsilon y la mezcla de Alfa+Gamma+Beta+Delta III y entran a estabilización, de aquí en adelante no cambia el proceso. ⁽³⁾.

Alternativa IIA. La mezcla de pozos de Épsilon entra al primer tren de separación trifásica, por otro lado, la corriente de aceite de Alfa se calienta mediante intercambiador de calor a diferentes temperaturas (60, 80 °C) y se une con 40 Mbls. de aceite neto de la corriente Beta proveniente de la CAB Gamma y con la corriente Beta se hace pasar el flujo por un mezclador para obtener una mezcla homogénea. La corriente resultado de la mezcla se va hacia el segundo tren de separación trifásica, de aquí en adelante no cambia el proceso. ⁽⁴⁾

De cada mezcla según las alternativas se realizara los siguientes análisis experimentales:

-Determinación de densidades a diferentes temperaturas y °API

-Curvas de Viscosidad por cada mezcla de 37.8, 40, 70, 80°C.

Después de saber los resultados por alternativas se harán nuevas mezclas con la alternativa sugerida por Pemex exploración y producción. Esa alternativa se hace 7 mezclas las cuales se analizaran con la corriente BETA de 6 a 40 MBPD, los análisis experimentales son:

-Determinación de densidades a diferentes temperaturas y °API

-Curvas de Viscosidad por cada mezcla de 37.8, 40, 70, 80°C.

-Determinación de asfaltenos (Insolubles en N-Heptano) por cada mezcla.

-Corrida experimental en celda PVT- Láser, mediante Sistema de Detección de Sólidos (SDS) para evaluación de la precipitación orgánica. (Solo para alternativa IA)

-filtración de alta presión para verificar las precipitaciones de cada mezcla

-Análisis SARA e Indicé de Inestabilidad Coloidal.(solo para alternativa IA)

Procedimiento y descripción de las actividades realizadas

Los campos petroleros de crudos pesados son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas, por lo tanto los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos, por ello los campos petroleros de crudos pesados tiene mecanismos de bombeos adicionales mientras que los ligeros se mueven por sí mismos, los crudos pesados ocupan vapor de agua para que fluyan con facilidad y también ocupan productos químicos para que no se adhieran a tuberías, a continuación se explica el procedimientos para obtener las muestras de crudos y los tipos de análisis efectuados.

- 1.- muestreo en los pozos petroleros.
- 2.- Método de ensayo estándar para agua y sedimento en aceite crudo por el método de centrifugación.
- 3.- método de ensayo estándar para Viscosidad Saybolt.
- 4.- método de ensayo estándar para densidad Antón Paar.
- 5.-Determinación de asfáltenos (Insolubles en N-Heptano)
- 6.- filtrado de alta presión
- 7.- Corrida experimental en celda PVT- Láser, mediante Sistema de Detección de Sólidos (SDS) para evaluación de la precipitación orgánica. (Solo para alternativa IA)
- 8.- Análisis SARA e Indicé de Inestabilidad Coloidal.(solo para alternativa IA)

1.- muestreo en pozos petroleros.

Esta práctica cubre los procedimientos para obtener manualmente muestras representativas de productos del petróleo en estado liquido, la toma de muestra de los crudos que se requieren se tomaran en botellas de 1 litro el muestreo se toma por medio de desfogue, el procedimiento es sencillo.

El método de muestreo está valorado por los estándares de ASTM D4057 prácticas para el muestreo manual del petróleo y productos del petróleo y D4177 practica para muestreo automático del petróleo y productos del petróleo.

- **Ubicación de muestreo.** Como primer punto tenemos que ubicar nuestro pozo a muestrear y se lleva las herramientas para poner las válvulas de desfogue, el punto de muestreo puede ser en dos partes que es la cabeza de pozo o la línea de escurrimiento, se verifica que la válvula de muestreo no tenga fugas y se procede a tomar la muestra.
- **Muestreo.** Enseguida se abre la botella de 1 litro y se pone en la válvula de desfogue dejando un cuarto de la punta la línea adentro y se abre la válvula lentamente esperando que se desfogue con mucho cuidado hasta que se llene la botella. Después de eso se toman los datos de muestreo que es presión y temperatura.
- Esto sería el proceso de muestro para cada corriente tomando en cuenta que cada una de ella es un pozo a muestrear, las condiciones varían entre las corrientes de crudos pesado, extra pesados y ligeros, ya que los pesados y extra pesados su presión no es constante y su temperaturas son altas arriba de 100°C que hacen que se aligeren un poco también son bombeados por maquinas hidráulicas o mecánicas, mientras que los ligeros fluyen por sí mismo y tienen una presión constante y temperaturas arriba de 40°C

2.- Método de ensayo estándar para agua y sedimento en aceite crudo por el método de centrifugación.

La deshidratación de crudos o también conocida como agua y sedimento es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua.

Una parte del agua producida por el pozo petrolero, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O), el agua y el aceite son esencialmente inmiscibles, por lo tanto, estos dos líquidos coexisten como dos líquidos distintos. La frase “aceite y agua no se mezclan” expresa la mutua insolubilidad de muchos hidrocarburos líquidos con el agua. Las solubilidades de hidrocarburos son bajas, pero varían desde 0.0022 ppm para el tetradecano hasta 1.760 ppm para el benceno en agua. La presencia de dobles enlace carbono-carbono como son los alquenos y aromáticos incrementan la solubilidad del agua.

Este método de ensayo esta bajo jurisdicción del comité D02 de ASTM en productos del petróleo y lubricantes del comité API de mediciones del petróleo y es responsabilidad directa del comité subcomité D02.02 sobre agua y sedimento.

Procedimiento de análisis.

- **Llenado de peritas.** Llenar cada uno de las peritas de la centrifuga hasta la marca de 50 ml con la muestra directamente del recipiente de muestreo. Usando una pipeta u otro dispositivo de transferencia de volumen adecuado adicionar 50 ± 0.05 ml de tolueno que ha sido saturado con agua a 60°C ó 71°C , luego se lee arriba del menisco en ambas marcas de 50 ml y 100 ml. Adicionar 0.2 ml de solución de desemeulsificante a cada uno de las peritas de centrifugación, usando una pipeta de 0.2 ml u otro dispositivo de transferencia de volumen adecuado, tal como una pipeta automática.
- **Agitado.** Se tapa las peritas de centrifugación herméticamente e invertirlo 10 veces para asegurar que el aceite y el solvente están mezclados uniformemente.
- **Calentamiento de la muestra a baño María.** En caso donde el crudo este muy viscoso y el mezclado del solvente con el aceite se dificulte, el solvente puede ser añadido primero a las peritas de centrifugación para facilitar el mezclado. Se debe tener cuidado de no llenar las peritas de centrifugación pasando la marca de 100 ml con la muestra. Luego poner las peritas en baño María por 15 minutos a una temperatura de $60 \pm 3^{\circ}\text{C}$ y asegurar que los tapones no se tiren, después de los 15 minutos se continúa a sacar del baño María y se vuelve a mezclar por diez veces para asegurar un mezclado uniforme.
- **Centrifugación.** Se procede a colocar las peritas dentro de las copas de tuerca, en lados opuestos de la centrifuga para establecer una condición de balance (si las peritas no pueden ser equilibrados o contrapesados a simple vista, colóquelos en sus copas, en cada uno de los lados de balance e iguale sus masas por adición de agua). Reapriete los tapones y gire por 10 minutos a la mínima fuerza centrifuga relativa de 600 a 2000 rpm.
- **Lectura y registro de resultados.** Inmediatamente después de que la centrifuga deje de girar se pone la perita en una base, se procede a leer y registrar el volumen combinado de agua y sedimento en el fondo de cada perita, lo más cercano a 0.05 ml de graduaciones de 0.1 a 1 ml. Y cercano a 0.1ml para graduaciones arriba de 1 ml Debajo de 0.1 ml estime lo más cercano a 0.025 ml. Luego de tomar la lectura regresar las muestras a la centrifuga y girar por otros 10 minutos a la misma velocidad. Repetir esta

operación hasta que el volumen combinado de agua y sedimento permanezca constante por dos lecturas consecutivas.

Equipos utilizados.



3.- método de ensayo estándar para Viscosidad Saybolt.

Este método de ensayo cubre los procedimientos empíricos para la determinación de viscosidades Saybolt Universal ó Saybolt Furol de productos del petróleo a temperaturas especificadas entre 21 y 99 °C (70 y 210°C), siendo este un

viscosímetro fácil de manejar y además de eso preciso se difunden los usos y el procedimiento.

Furol es un anacronismo de “Fuel and road Oils”

Viscosidad Saybolt Furol. Es el tiempo de flujo corregido en segundos, de 60 ml de muestra a través de un orificio Furol calibrado bajo condiciones específicas. El valor de viscosidad se reportan en segundos Saybolt Furol a una temperatura específica.

Viscosidad Saybolt Universal. Es el tiempo de flujo corregido en segundos, de 60 ml de muestra a través de un orificio Universal calibrado, bajo condiciones específicas. El valor de viscosidad es reportado en segundos Saybolt Universal a una temperatura específica.

Este método de ensayo tiene como principio el tiempo de flujo en segundos de 60 ml de una muestra, fluyendo a través de un orificio calibrado, es medido bajo condiciones cuidadosamente controladas. Este tiempo es corregido por un factor de orificio y reportado como la viscosidad de la muestra a cierta temperatura, esto es útil en ciertas caracterizaciones de productos del petróleo, como un elemento para establecer uniformidad de embarques y fuentes de suministro, la Viscosidad Saybolt Furol es aproximadamente un decimo de la viscosidad Saybolt Universal y se recomienda para la caracterización de productos de petróleo tales como aceites combustibles y otros materiales que tengan Viscosidad Saybolt Universal mayor de 1000 segundos.

Los métodos de ensayo D445 y D2170 son preferidos para la determinación de viscosidad cinemática, estos requieren muestras más pequeñas y menor tiempo y proporcionan mayor exactitud. Mientras que las Viscosidades cinemáticas pueden convertirse a Viscosidades Saybolt usando las tablas de la practica D2161. Es recomendable que los índices de Viscosidad sean calculados con Viscosidad cinemática más que de Viscosidad Saybolt.

Preparación del aparato.

1.- use un orificio Universal para lubricantes y destilados con tiempo de flujo mayor de 32 segundos para lograr la exactitud deseada, líquidos con tiempo de flujo mayor a 1000 segundos no es conveniente probarlos con este orificio.

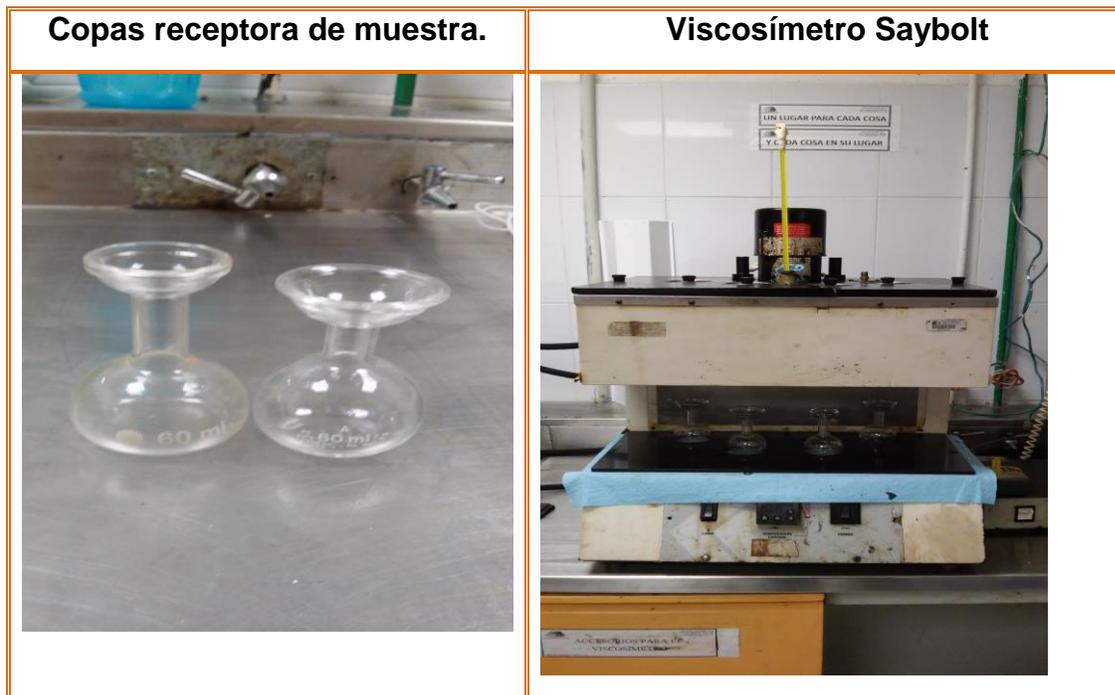
2.- Para el orificio Furol es conveniente usarlo para materiales residuales con tiempo de flujos mayor a 25 segundos para alcanzar la exactitud deseada.

Es recomendable limpiar totalmente el viscosímetro con un solvente apropiado de baja toxicidad y después eliminar todo el solvente del viscosímetro y borde externo también se limpia la copa receptora de la misma manera.

Procedimiento de análisis.

- **Acondicionamiento de temperatura.** Mantener y controlar la temperatura del baño a la temperatura de ensayo seleccionada, las temperaturas para medir las Viscosidades Saybolt Universal son. 21.1, 37.8, 54.4 y 98.9; mientras que las temperaturas para medir para medir las Viscosidades Saybolt Furol son. 25.0, 37.8, 50.0, 98.9. como nosotros usamos los dos tipos de crudos se utiliza los dos tipos de métodos.
- **Asegurar la salida de la muestra.** Se inserta un tapón de corcho, con un cordón atado para su fácil remoción, en la cámara de aire al fondo del viscosímetro el corcho. El corcho debe de ajustar lo suficiente para evitar las fugas de aire como evidencia de esto, notara la ausencia de aceite en el corcho cuando lo retire como se describe, si la temperatura de ensayo seleccionada es más alta que la temperatura ambiente, puede ser conveniente, precalentar la muestra en su recipiente original hasta no más de 1.7°C arriba de la temperatura de ensayo.
- **Filtrado de la muestra.** Para mayor seguridad y tener un dato confiable se filtra la muestra para ello se debe agitar bien la muestra y filtrar en un embudo a través de una malla de 150 mm hasta que pase la cantidad a ocupar que no es mayor a 60 ml.
- **Llenado del depósito.** Se pone la muestra filtrada directamente al viscosímetro hasta que el nivel este arriba del borde de derrame al ir poniendo cierta cantidad de crudo se tiene que checar en la parte de abajo donde se puso el tapón d corcho que no derrame ninguna gota.
- **Corrida de la muestra.** enseguida se pone una copa receptora la cual se debe de asegurar que este en la posición correcta, luego se retira el tapón de corcho del viscosímetro usando el cordón y se inicia el tiempo en un cronometro al momento que se retira el tapón, cuando el aceite este pasando por la marca del afore de la copa detener el cronometro al instante, luego registrar el tiempo de flujo en segundos lo más cercano a 0.1 seg.
- **Obtención de resultados.** Terminando de correr cada muestra se ponen los resultados de tiempo en una hoja de Excel con respecto a cada tipo de orificio y se obtienen los resultados para cada muestra.

Equipos.



4.- Método de ensayo estándar para densidad Antón Paar.

Este método es uno de los más usados para la caracterización de productos derivados del petróleo, los productos derivados del petróleo son mezclas complejas de diferentes hidrocarburos, caracterizado por sus propiedades físicas tales como la densidad y la gravedad API (American Petroleum Institute) es un valor alternativo para comparar la densidad de diferentes productos petrolíferos. La gravedad API es una medida del peso de un líquido de petróleo con respecto al agua, si la densidad API en $t=60^{\circ}\text{F}$ es mayor que 10, es más ligero y flota en el agua y por lo tanto si es inferior a 10 significa que es más pesado que el agua y se hunde.

El densímetro digital Anton Paar tiene numerosas ventajas sobre picnómetros e hidrómetros. El densímetro DMA 5000 utilizado para el análisis en el laboratorio cactus es rápido, fiable y preciso se requieren solo pequeñas cantidades de muestra para su fácil manejo, el software del DMA 5000 ofrece funciones API que

automáticamente convierten la densidad de las muestras de petróleo a cualquier temperatura en gravedad API. Este densímetro cumple con las Normas ASTM D4052-11, ASTM D5002-99, y la ISO 12185:1996 las cuales describen métodos estándar de ensayo para la determinación de la densidad en la industria del petróleo.

Procedimiento de análisis.

- **Verificar el densímetro.** Antes de empezar a determinar una densidad nos tenemos que dar cuenta que el densímetro no tenga alguna muestra dentro del tubo de vidrio que tiene como porta muestra, si tiene se pasa tolueno con una jeringa hasta quedar limpio luego ponerle la línea de aire en la entrada y del tubo porta muestra y encender la bomba hasta quedar seco apagar.
- **Preparación de la muestra.** Antes de comenzar a poner la muestra en la jeringa de inyección, tenemos que liberar la muestra de agua ya que el agua nos causaría problemas para medir la densidad para ello se pone la muestra en un vaso y se calienta en el horno a 70 °C por media hora y separar por decantación el agua. Después de eso se llena una jeringa de 10 a 15 cm^3 y se retira las burbujas de aire que acumula la jeringa.
- **Inyección de la muestra.** Con la muestra en la jeringa de inyección se pone en la entrada del tubo porta muestra y se inyecta de tal manera que salga por el tubo posterior de retiro de muestra, observando que no queden pequeñas burbujas de aire dentro del tubo porta muestra.
- **Obtención de resultados.** Después de inyectar y de ajustar temperatura se espera que estabilice la densidad, la corrida de las densidades van cambiando en 0.00001 a 0.00002 por lo tanto cuando deje de cambiar los números se verifica la muestra 3 veces que los números de la densidad se repitan el mismo valor esto garantiza que se ha un valor confiable.
- **Limpieza de equipo.** Para limpiar el densímetro DMA 5000 solo se termina de introducir la muestra luego con una jeringa de inyección se llena con tolueno y se le agrega de tal manera que no quede muestra dentro del tubo porta muestra, enseguida se enciende la bomba del densímetro y se pone la manguera en la entrada hasta que esté limpio y seco.

Equipos.

Densímetro Anton Paar.	Jeringa de inyección.
 A photograph of an Anton Paar densimeter, model DMA 5000. It is a white and grey laboratory instrument with a digital display screen and several control buttons. A black cap is placed on top of the device. The brand name 'Anton Paar' and the model 'DMA 5000' are visible on the front panel.	 A photograph of a yellow plastic injection syringe lying horizontally on a light-colored surface. The syringe has a clear barrel with measurement markings and a yellow plunger.

5.-Determinación de asfaltenos (Insolubles en N-Heptano)

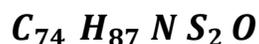
Los asfaltenos son compuestos sólidos no cristalinos de color negro brillante integrados por una mezcla compleja de compuestos predominantes de tipo polar, los cuales se definen químicamente como la fracción del aceite crudo, que es insoluble en alcanos de bajo peso molecular tales como: pentano, hexano y heptano y de productos destilados como la Kerosina y el diesel, por lo tanto los asfaltenos son completamente solubles en algunos solventes aromáticos como el tolueno y el xileno, también es conocido que existen en el aceite crudo como coloides estabilizados por resinas estas son estructuralmente similares a los asfaltenos, pero de peso molecular mucho más bajo.

El material asfáltico está constituido esencialmente de.

- Resinas neutras.- Hidrocarburos aromáticos de alto peso molecular
- Asfaltenos.- sustancias sólidas no cristalinas, solubles en benceno y bisulfuro de carbono pero no en destilados del petróleo.
- Ácidos asfaltogénicos.- sustancias solubles en benceno y soluciones alcalinas.

Los dos primeros constituyentes son los que se encuentran en mayor proporción. Del análisis de una acumulación de material asfáltico se distinguen que el centro está formado de sustancias de alto peso molecular y de naturaleza aromática, mientras que los constituyentes ligeros se encuentran en mayor proporción, a medida que se alejan del centro, hasta llegar a componentes plenamente alifáticos, se debe saber que bajo condiciones de yacimiento, los asfaltenos, las resinas y el medio que los rodea (aceite), se encuentran en equilibrio termodinámico sin embargo siempre que las condiciones de presión y temperatura cambien, este equilibrio se interrumpe cuando existen fuerzas mecánicas o químicas importantes, sucede lo mismo y las partículas de asfaltenos se vuelven susceptibles de interaccionar con otras que se encuentren en condiciones similares llevándolas a la floculación. En general los asfaltenos floculan debido a cambios termodinámicos de presión, temperatura y composición. Después de la floculación, los asfaltenos exhiben una carga intrínseca, la cual es usualmente positiva.

Una fórmula empírica que ha sido postulada para representar una estructura amorfa promedio de los asfaltenos es.



Se ha encontrado que, la constitución química de los asfaltenos es muy cercana a las resinas neutras; además, la transformación de las resinas neutras en asfaltenos es un proceso muy sencillo, que puede efectuarse a una temperatura bajas o elevadas y en presencia de aire u oxígeno; las resinas se transforman muy rápidamente en asfaltenos, de aquí que la estructura de ambos es similar.

En los métodos estándar publicados para la separación de asfaltenos a base de las normas y condiciones así como. ASTM D-893; ASTM D-2006; ASTM D-2007; ASTM D-3279; ASTM D-4124; IP 143 Y Syncrude.

Procedimiento para la obtención de asfaltenos.

- **Mezcla inicial de aceite crudo y precipitante.** En un matraz de 125 ml se pesan una muestra de entre 0.5 y 1.0 gr de aceite crudo y se agregan 40 ml de heptano por cada gramo de muestra.
- **Agitación.** Dado el pequeño volumen < 50 ml es conveniente utilizar para la homogeneización de la mezcla un agitador ultrasónico durante por aproximados 15 minutos.
- **Tiempo de reposo.** Se tapa perfectamente el matraz y se deja reposar en un lugar fresco, alejado de la luz durante al menos 6 horas, siendo mas recomendable 16 horas.
- **Filtrado.** Se pesa un papel filtro marca Whatman No.541 (retención 20-25 m) resistente al heptano. Para esta operación d debe utilizar un equipo de filtración succión de vacío con respecto al diámetro del embudo de filtrado se debe de cortar los papel de filtrado, luego se agita manualmente el matraz a fin de crear una suspensión de las partículas de asfaltenos en el heptano y se vierte sobre el matraz de manera rápida pero controlada para evitar pérdidas de sólidos. Enseguida se lava el matraz con un exceso de precipitante para arrastrar todas las partículas y así como el sólido atrapado en el filtro hasta que heptano salga completamente incoloro. Se recomienda evitar que la torta de asfalteno se seque a fin de que durante el lavado el precipitante se distribuya uniformemente sobre todo el material.
- **Secado y pesado.** Una vez que el precipitante escurre incoloro del filtro se recomienda dejar que la succión seque parcialmente el sólido, recordando que también no se seca del todo, es decir se queda algo húmedo para que el asfalteno pegado en el vidrio del equipo de filtración se pueda desprender fácilmente. El filtro con el asfalteno obtenido se separa cuidadosamente del arreglo de filtrado y se coloca sobre un vidrio de reloj que se introduce en un horno a una temperatura máxima de 70°C por alrededor de 16 horas. Al final se deja enfriar el filtro con la muestra de asfalteno a temperatura ambiente después se retira del horno y se pesa en la misma balanza donde se peso el filtro sin muestra.
- **Cuantificación.**
$$\left(\frac{\text{peso1} - \text{peso2}}{\text{peso de muestra de aceite}} \right) (100)$$
 % peso de asfaltenos en el aceite =

Peso1= peso de filtro con muestra; peso 2 peso de filtro sin muestra.

Equipos.

Agitador magnético.



Matraz de vacío.



Embudo de filtrado.



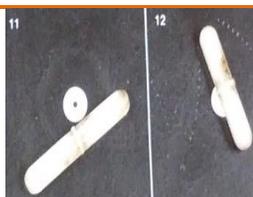
Embudo de muestra.



papel filtro



Imanes de agitación.



Pinzas de soporte entre los embudos y el papel filtro.



6.- Filtrado de alta presión.

Este tipo de prueba es sencilla es para verificar la precipitación de los sólidos orgánicos en tuberías, válvulas o tanques de almacenamiento se sabe que el análisis del contenido de parafinas y asfaltenos contenidos en el aceite crudo se debe llevar a cabo, de ser posible al inicio del desarrollo de la explotación del yacimiento, de esta manera se puede predecir los problemas de depositación y el tipo de material depositado.

Antes de comenzar un tratamiento para la remoción de los depósitos se debe identificar el material y el tipo de depositación; la identificación de la depositación es el primer paso lógico en el comienzo de un tratamiento, en método a utilizar es el más sencillo en su manipulación, su precisión, repetibilidad y rapidez en la determinación del contenido de asfaltenos y parafinas nos dan resultados buenos y confiables, por eso se hace este método el cual nos ayudara a saber la cantidad de sólidos que pueden tener cada corriente.

Procedimiento del análisis.

- **Análisis.** Sabemos que este método es un filtrado de alta presión el cual no lleva solvente ni agitación, se hacen 14 filtraciones las cuales se filtran en el siguiente procedimiento.
- **VARIABLES A MEDIR.** Los datos a medir es la cantidad de materia orgánica depositado en el papel filtro, tiempo de filtrado, porcentaje
- **equipos.** Antes de empezar el filtrado se verifican las líneas de alta presión así como el porta filtro y el filtro whatman no 42 también las botellas a utilizar, estos equipos son de acero inoxidable y soportan una presión de 5000 a 10000 psi, la botella que se utiliza para transferir la muestra lleva un volumen de 500 ml lo cual solo ocuparemos 50 cm^3 , sucesivamente la botella que recibirá el crudo filtrado es de 5000 psi y un volumen de 500 ml, también se utiliza una bomba de presión manual con indicador de presión electrónico, otro instrumento a utilizar es un medidor de presión adicional que va antes de la entrada del porta filtro lo cual nos da la presión más cercana del filtrado.
- **Instalación.** Para instalar la línea se verifican que se han las mismas entradas y se conectan una después de otra primero va conectada la bomba de presión manual a la botella que transfiere la muestra sucesivamente va una línea después de la botella la cual llega al indicador de presión y enseguida esta el porta filtro el cual tiene un papel filtro marca whatman no 42. Luego del porta filtro esta una línea que conecta entre el porta filtro y la botella que recibe el crudo filtrado.

- **Filtrado.** Cuando se tiene todo conectado se lleva el líquido a filtrar en la entrada del porta filtro y se purga después de purgar y abrir la válvula se empieza a correr el tiempo de filtrado, y se empieza a contabilizar el volumen inyectado así como la presión que se va acumulando en cada volumen de muestra filtrado, cuando se termina de pasar los 50 cm^3 se para el tiempo y se registra el tiempo de filtrado en seguida se desconecta el porta filtro y se pasa al siguiente proceso que es el vacío. Esta operación se repite para cada muestra un filtrado por cada mezcla.
- **Vacio.** Este paso se hace terminando de filtrar la muestra se pone en un soporte el porta filtro de tal manera que el filtro quede en la parte de arriba y que en la parte de abajo se pone la línea de vacío para que absorba toda la humedad que tenga de la muestra se le da 30 minutos de vacío luego se quita y se retira el papel filtro.
- **Secado.** Después de retirar el papel filtro se pone en la estufa a una temperatura de $70\text{ }^\circ\text{C}$ por 16 horas hasta que tenga una consistencia seca la precipitación de orgánicos.
- **Pesado.** Luego de seco se procede a pesar el papel filtro y se determina la cantidad de material orgánico que se queda en el papel filtro, y se determina el porcentaje y se toman en cuenta todos los datos durante el proceso de filtración.

Equipos.

<p>Porta filtro.</p> 	<p>Bomba de presión.</p> 
<p>Botella porta muestra.</p> 	<p>Indicador de presión de baja.</p> 

Botella receptora de muestra.



Bomba de vacío.



Sistema completo.



7.-Corrida experimental en celda PVT- Láser, mediante Sistema de Detección de Sólidos (SDS) para evaluación de la precipitación orgánica.

Este sistema consta de una fuente emisora de luz laser con un lente montado en la ventana frontal de la celda alineado con un lente colector colocado en el lado opuesto de la celda y conectando un medidor de la intensidad de luz. Esta técnica se basa en el efecto que sobre la dispersión de luz tiene la formación de sólidos en el aceite crudo. Cuando las partículas suspendidas son muy pequeñas o no se han formado, el haz de luz laser atraviesa el aceite y el detector recibe una intensidad alta de luz; conforme el tamaño de la partícula crece la transmitancia del medio disminuye, esta disminución en la intensidad de luz es registrada por el colector indicado en punto donde inicia la formación de grandes agregados.

Procedimiento del análisis..

- **Acondicionamiento de la celda.** La celda debe de estar limpia, lo cual se lava con Xileno y se le hace vacio al tubo interno de la celda y a las líneas que llegan a la entrada de la botella de la muestra.
- **Transferencia de muestra en la botella.** Después del muestreo, y de hacer las mezclas para la alternativa a estudiar, se pone la mezcla en la botella que se utilizara para transferirla a la celda PVT laser. Una vez suministrado la muestra se pone la botella en la celda y se conectan en las tuberías de flujo hidráulico y la línea a transferir.
- **Cargado de muestra.** La muestra se inyecta a condiciones de muestreo, presión y temperatura y se pone dentro del tubo de vidrio la cantidad de muestra requerida para la corrida de SDS,
- **Visibilidad de precipitación de orgánicos.** Cuando se tiene medido y estabilizado la bomba de fluido hidráulico computarizada, se enciende el laser y se empieza a tomar las lecturas con respecto al tiempo, presión y temperatura con estos datos después de determinado tiempo se puede hacer una grafica de la potencia que da el laser con el sistema SDS.
- **Resultados.** Para obtener los resultados el software grafica la curva de potencia, con esta grafica podemos ver qué cantidad de precipitación orgánica tiene la muestra que se encuentra dentro de la celda.

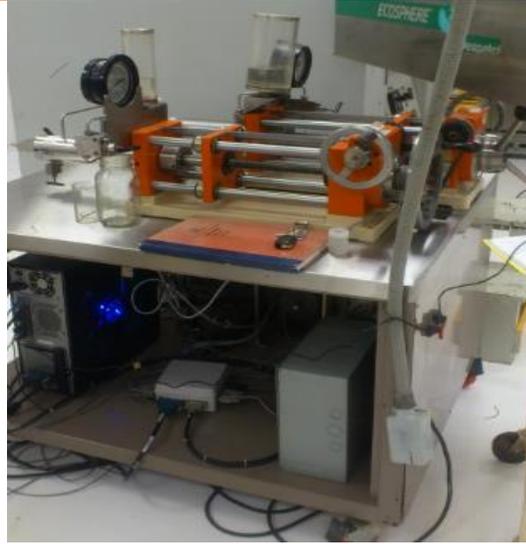
Equipos.

Celda PVT.	Software de celda PVT
	

Catetómetro.



Bombas computarizadas.



Botella porta muestra.



Indicador de presión y temperatura.



Laser emisor SDS



Laser receptor SDS



Resultados, planos y graficas.

Antes de empezar con el análisis de las mezclas tenemos que saber las características de las corrientes que vamos a mezclar para eso se analizan en agua y sedimento, densidad, viscosidad para saber su ° API y poder tener referencias en el mezclado a continuación se ponen en una tabla sus resultados.

CORRIENTE	PUNTO DE MUESTREO	No. DE IDENTIFICACION	PRESION(K G/CM2)	TEMP. °C	VOL. RECUPERADO (LTRS.)	AGUA LIBRE (LTRS.)
EPSILON	LLEGADA CARRIZAL IRIDE 118	E-0625	7	50	10	0
		E-0627	7	50	13	10
		E-0629	7	48	17	8
	LLEGADA CABEZAL 93	E-0624	7	55	13	6
		E-0628	7	54	14	5.5
		E-0639	7	54	12	0
ALFA	CABEZAL 35	E-0683	6.8	46	15	0
		E-0631	7.5	58	7	1.5
	LINEA DE 16" LLEGADA DEL CABEZAL 35	E-0634	6.5	46	14	0
		E-0637	6.5	46.8	13	0
DELTA	LINEA DE 12" DELTA A ELIMINADORES DE AGUA	E-0626	4	49	17	0
		E-0633	4	48	14	0
	BATERIA GRIEGO II	E-0635	4	39	13	0
		E-0686	8	53	10	0
GAMMA	DESCARGA DE TANQUE ELEVADO	E-0630		36	20	3.5
		E-0632		36.6	20	8
		E-0687		35.8	17	8
BETA	LINEA DE 24" SALIDA DE PATIN DE MEDICION	E-0636	23	37	10	0
		E-0638	23	37.5	20	0
		E-0682	23	37.9	20	0
	ENTRADA AL TANQUE DESHIDRATDO R (TDA)	E-0684	2.2	36	2	0
		E-0685	2.2	36	0.6	0

DENSIDADES						°API
MUESTRA	15.5°C	37.8°C	40°C	70°C	80°C	25.82
E-0625	0.899417	0.884068	0.882571	0.862042	0.854958	27.19
E-0627	0.891698	0.875757	0.874232	0.853579	0.846733	25.94
E-0629	0.898768	0.883084	0.880053	0.85942	0.852566	17.41
E-0624	0.950246	0.935264	0.933766	0.915497	0.908813	16.28
E-0628	0.957488	0.942659	0.941159	0.921316	0.914671	20.31
E-0639	0.932073	0.917095	0.915664	0.896967	0.890102	26.42
E-0683	0.896015	0.880271	0.87875	0.85762	0.85068	14.04
E-0631	0.972223	0.957505	0.956054	0.936498	0.929976	14.95
E-0634	0.966232	0.949695	0.948191	0.928423	0.920600	13.06
E-0637	0.978827	0.963663	0.962201	0.942571	0.936087	19.95
E-0626	0.934296	0.910362	0.917872	0.897588	0.890801	22.85
E-0633	0.91674	0.901392	0.899823	0.87939	0.872294	30.85
E-0635	0.871578	0.855875	0.854318	0.833294	0.826161	30.14
E-0686	0.875411	0.860262	0.858729	0.837624	0.830542	31.75
E-0630	0.866753	0.850815	0.84924	0.827785	0.820576	31.68
E-0632	0.867116	0.851326	0.849767	0.828418	0.821218	29.41
E-0687	0.879394	0.863467	0.861722	0.840769	0.833766	43.22
E-0636	0.809887	0.793318	0.791676	0.769531	0.761929	41.17
E-0638	0.819478	0.803175	0.801561	0.77942	0.771854	42.96
E-0682	0.811088	0.79453	0.792886	0.770717	0.73116	25.82

VISCOSIDAD(cSt)				
MUESTRA	37.8°C	40°C	70°C	80°C
E-0625	17.14	15.12	5.43	4.18
E-0627	13.86	12.54	4.87	3.93
E-0629	16.4	13.34	5.81	4.55
E-0624	105.35	24.22	14.22	15.9
E-0628	234.89	180.44	41.58	29.88
E-0639	63.9	63	16.9	13.08
E-0683	16.4	14.64	5.52	4.55
E-0631	438.9	428.02	92.28	56.5
E-0634	344.13	280.81	62.6	0
E-0637	738.99	549.97	94.65	64.4
E-0626	67.6	46.25	14.64	13.08
E-0633	30.55	25.83	10.32	7.36
E-0635	8.28	5.82	1.81	1.77
E-0686	8.87	7.67	3.3	0
E-0630	6.12	5.2	2.41	0
E-0632	5.2	4.25	1.81	0
E-0687	5.5	4.55	3.01	1.81
E-0636	4.25	1.81	0	0
E-0638	3.93	3.31	0.32	-0.87
E-0682	36.7	2.12	1.81	0

VISCOSIDAD (CP)				
MUESTRA	37.8°C	40°C	70°C	80°C
E-0625	15.15	13.34	4.68	3.57
E-0627	12.14	10.96	4.16	3.33
E-0629	14.48	11.74	4.99	3.88
E-0624	98.53	22.62	12.93	14.45
E-0628	221.42	169.82	38.31	27.33
E-0639	58.6	57.69	15.16	11.64
E-0683	14.44	12.86	4.73	3.87
E-0631	420.25	409.21	86.42	52.54
E-0634	326.82	266.26	58.12	0
E-0637	712.14	529.18	89.21	60.28
E-0626	62.15	42.45	13.14	11.65
E-0633	27.54	23.24	9.08	6.42

VISCOSIDAD (CP)				
MUESTRA	37.8 °C	40°C	70°C	80°C
E-0635	7.09	4.97	1.51	1.46
E-0686	7.63	6.59	2.76	0
E-0630	5.21	4.42	1.99	0
E-0632	4.43	3.61	1.5	0
E-0687	4.75	3.92	2.53	1.51
E-0636	3.37	1.43	0	0
E-0638	3.16	2.65	0.25	-0.67
E-0682	34.66	2	1.67	0

MUESTRA	%AGUA Y SEDIMENTO		
	%ACEITE	%AGUA	%SEDIMENTO
E-0625	98.4	1.6	0
E-0627	98.4	1.6	0
E-0629	100	0	0
E-0624	99.9	0.1	0
E-0628	100	0	0
E-0639	100	0	0
E-0683	99.9	0.1	0
E-0631	99.6	0.4	TRAZAS
E-0634	99.6	0.4	TRAZAS
E-0637	100	0	0
E-0626	100	0	0
E-0633	100	0	0
E-0635	100	0	0
E-0686	100	0	0
E-0630	100	0	0
E-0632	100	0	0
E-0687	100	0	0
E-0636	100	0	0
E-0638	100	0	0
E-0682	100	0	0

Como ya se determino las características de las corrientes a utilizar se procede a trabajar con las mezclas de cada alternativa.

RELACION DE MEZCLAS			
ALTERNATIVA I	ALTERNATIVA IA	ALTERNATIVA II	ALTERNATIVA IIA
A+B+C=F	A+B+C=F	A+B+C=F	A+B+C=F
F+E=G	H+D=I	F+(80°C)=G	F+(80°C)+AGITACION=G
G+D=H	I+G=J	E+G=H	G+E=I
		H+D=I	I+D=J
		I+J=K	H+J=K

ALTERNATIVA I MEZCLA A+B+C=F				
PUNTO DE MUESTREO		PRODUCCION	%	ML.
ALFA	ACEITE	30,500	35.8	357.6
E-0631 (A)	AGUA	10,000	11.7	117.2
BETA	ACEITE	40,000	46.9	468.9
E-0638 (B)	AGUA			
GAMMA	ACEITE	3,700	4.3	43.4
E-0632 (C)	AGUA	1,100	1.3	12.9
TOTAL		85,300	100.00	1000.00

MEZCLA E (E-0628, E-0627, E-0683)				
	PRODUCCION	%	ML.	
ACEITE	22,500	52.9	529.4	
AGUA	20,000	47.1	470.6	
TOTAL	42,500	100.00	1000	
MEZCLA F+E=G				
	PRODUCCION	%	ML.	
TOTAL F	85,300	66.7	667.4	
TOTAL E	42,500	33.3	332.6	
TOTAL G	127800	100	1000.0	

MEZCLA D (DELTA) (E-0686)

	PRODUCCION	%	ML.
ACEITE	4700	48.5	484.5
AGUA	5000	51.5	515.5
TOTAL	9700	100.0	1000.0

MEZCLA G+D=H

	PRODUCCION	%	MIL.
TOTAL G	127800	92.9	929.5
TOTAL D	9700	7.1	70.5
TOTAL H	137500	100	1000

ALTERNATIVA IA**A+B+C=F**

PUNTO DE MUESTREO		PRODUCCION	%	ML.
ALFA	ACEITE	30,500	35.8	357.6
E-0631 (A)	AGUA	10,000	11.7	117.2
BETA	ACEITE	40,000	46.9	468.9
E-0638 (B)	AGUA			
GAMMA	ACEITE	3,700	4.3	43.4
E-0632 (C)	AGUA	1,100	1.3	12.9
TOTAL		85,300	100.00	1000.00

MEZCLA H+D=I

	PRODUCCION	%	ML.
TOTAL H	137500	93.4	934.1
TOTAL D	9700	6.6	65.9
TOTAL I	147200	100	1000

MEZCLA I+G=J

	PRODUCCION	%	ML.
TOTAL I	147200	53.5	535.3
TOTAL G	127800	46.5	464.7
TOTAL J	275000	100.0	1000.0

ALTERNATIVA II				
A+B+C=F				
PUNTO DE MUESTREO		PRODUCCION	%	ML.
ALFA	ACEITE	30,500	35.8	357.6
E-0631 (A)	AGUA	10,000	11.7	117.2
BETA	ACEITE	40,000	46.9	468.9
E-0638 (B)	AGUA			
GAMMA	ACEITE	3,700	4.3	43.4
E-0632 (C)	AGUA	1,100	1.3	12.9
TOTAL		85,300	100.00	1000.00

F+80°C=G				
PUNTO DE MUESTREO		PRODUCCION	%	ML.
ALFA	ACEITE	30,500	35.8	357.6
E-0631 (A)	AGUA	10,000	11.7	117.2
BETA	ACEITE	40,000	46.9	468.9
E-0638 (B)	AGUA			
GAMMA	ACEITE	3,700	4.3	43.4
E-0632 (c)	AGUA	1,100	1.3	12.9
TOTAL		85,300	100.00	1000.00

MEZCLA E+G=H				
	PRODUCCION	%	ML.	
TOTAL E	42,500	33.3	332.6	
TOTAL G	85,300	66.7	667.4	
TOTAL H	127,800	100	1000	
MEZCLA H+D=I				
	PRODUCCION	%	ML.	
TOTAL H	127,800	92.9	929.5	
TOTAL D	9700	7.1	70.5	
TOTAL I	137,500	100	1000	
MEZCLA I+J=K				
	PRODUCCION	%	ML.	
TOTAL I	137,500	33.3	333.3	
TOTAL J	275000	66.7	666.7	
TOTAL K	412,500	100	1000	

ALTERNATIVA IIA				
A+B+C=F				
PUNTO DE MUESTREO		PRODUCCION	%	ML.
ALFA	ACEITE	30,500	35.8	357.6
E-0631 (A)	AGUA	10,000	11.7	117.2
BETA	ACEITE	40,000	46.9	468.9
E-0638 (B)	AGUA			
GAMMA	ACEITE	3,700	4.3	43.4
E-0632 (C)	AGUA	1,100	1.3	12.9
TOTAL		85,300	100.00	1000.00

F+80°C+AGITACION=G				
PUNTO DE MUESTREO		PRODUCCION	%	ML.
ALFA	ACEITE	30,500	35.8	357.6
E-0631 (A)	AGUA	10,000	11.7	117.2
BETA	ACEITE	40,000	46.9	468.9
E-0638 (B)	AGUA			
GAMMA	ACEITE	3,700	4.3	43.4
E-0632 (C)	AGUA	1,100	1.3	12.9
TOTAL		85,300	100.00	1000.00

MEZCLA G+E=I			
	PRODUCCION	%	ML.
TOTAL G	85,300	66.7	667.4
TOTAL E	42,500	33.3	332.6
TOTAL I	127,800	100.0	1000.0

MEZCLA I+D=J			
	PRODUCCION	%	ML.
TOTAL I	127,800	92.9	929.5
TOTAL D	9700	7.1	70.5
TOTAL J	137,500	100.0	1000.0

MEZCLA H+J=K			
	PRODUCCION	%	ML.
TOTAL H	42,500	23.6	236.1
TOTAL J	137,500	76.4	763.9
TOTAL K	180,000	100.0	1000.0

SOLUCION DE LAS MEZCLAS POR ALTERNATIVA I

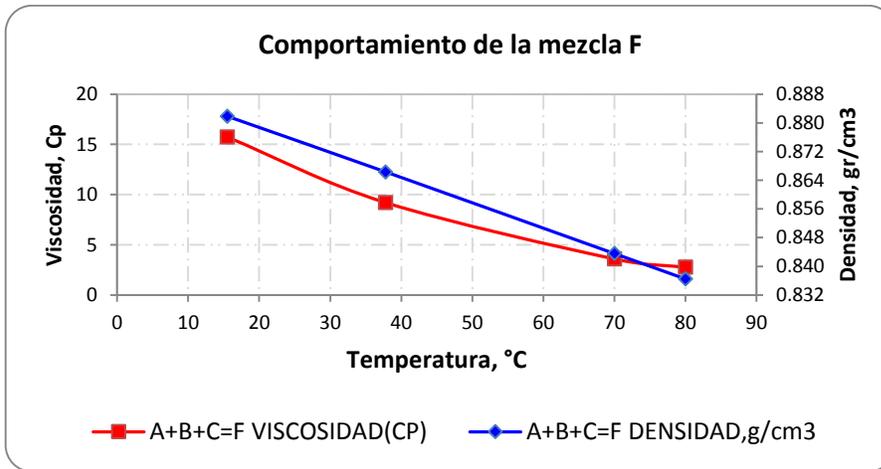
MUESTRA	DENSIDAD				API°	VISCOSIDAD(cp)		
	15.5°C	37.8°C	70°C	80°C		37.8C	70°C	80°C
A+B+C=F	0.881838	0.86633	0.84356	0.836483	29.0	9.20	3.59	2.77
E	0.91944	0.904276	0.882378	0.87558	22.4	25.17	11.29	9.04
E+F=G	0.882541	0.866832	0.84393	0.836817	28.8	9.45	3.59	3.05
D	0.877318	0.861656	0.83897	0.831918	29.8	44.55	3.05	2.52
G+D=H	0.895437	0.879856	0.85738	0.850401	26.5	14.66	7.86	6.78

AGUA Y SEDIMENTO			
MUESTRA	ACEITE	AGUA	SEDIMENTO
A+B+C=F	76	23.8	0.2
E	4	96	-
E+F=G	60	40	-
D	50	50	-
G+D=H	48	52	-

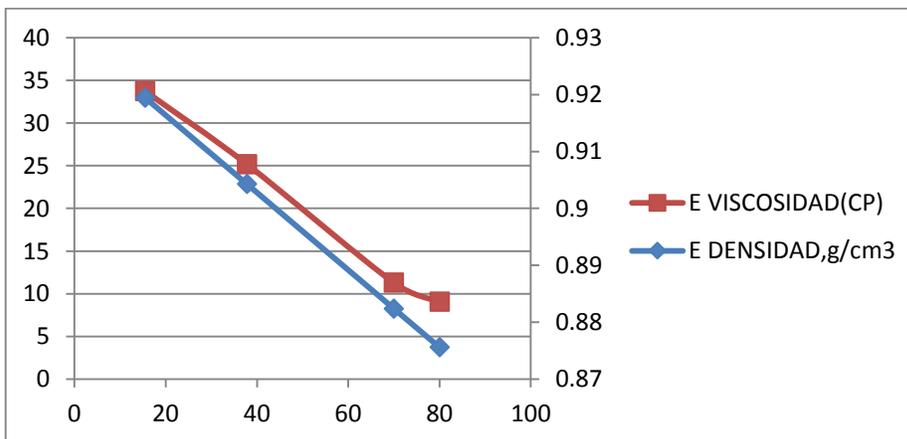


GRAFICAS.

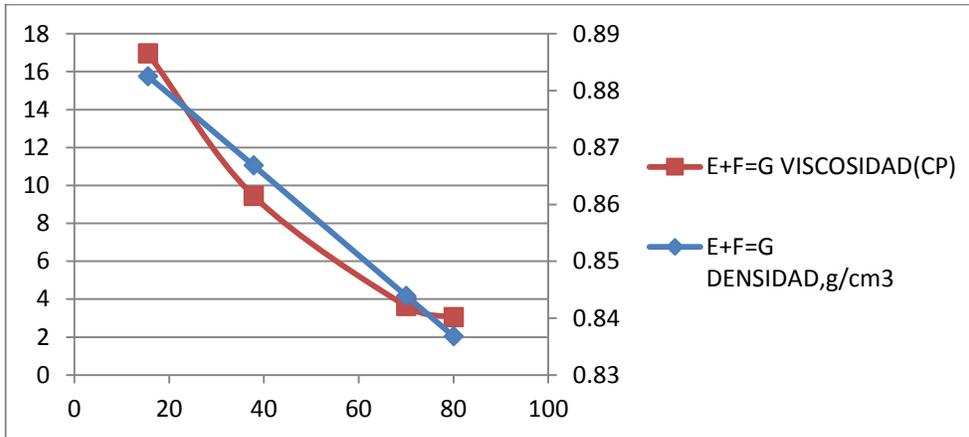
A+B+C=F		
T,°C	DENSIDAD, g/cm3	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.881838	15.73
37.8	0.86633	9.20
70	0.84356	3.59
80	0.836483	2.77



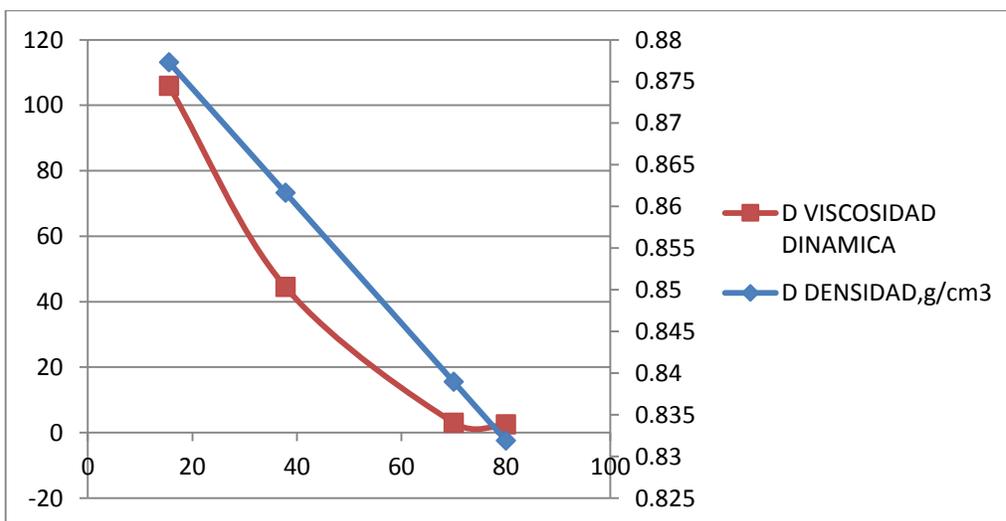
E		
T,°C	DENSIDAD,g/cm3	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.91944	33.73
37.8	0.904276	25.17
70	0.882378	11.29
80	0.87558	9.04



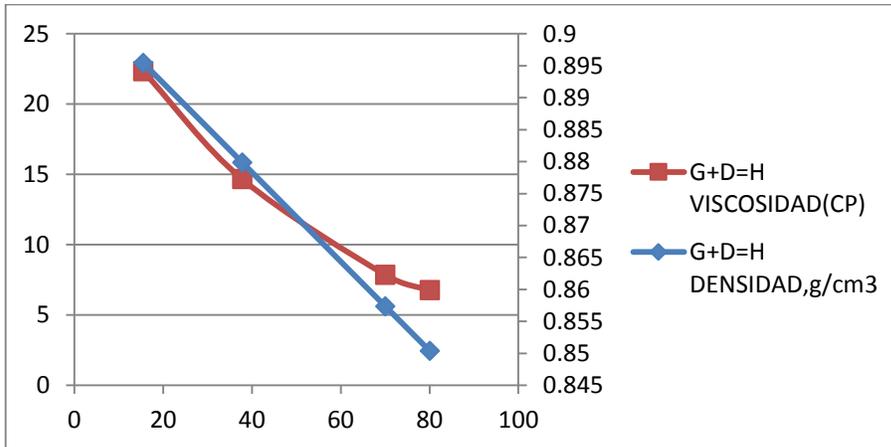
E+F=G		
T, °C	DENSIDAD,g/cm3	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.882541	16.97
37.8	0.866832	9.45
70	0.84393	3.64
80	0.836817	3.05



D		
T, °C	DENSIDAD, g/cm3	VISCOSIDAD DINAMICA
15.5	0.877318	105.96
37.8	0.861656	44.5
70	0.83897	3.05
80	0.831918	2.52



G+D=H		
T, °C	DENSIDAD,g/cm3	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.895437	22.34
37.8	0.879856	14.66
70	0.85738	7.86
80	0.850401	6.78



ALTERNATIVA IA.

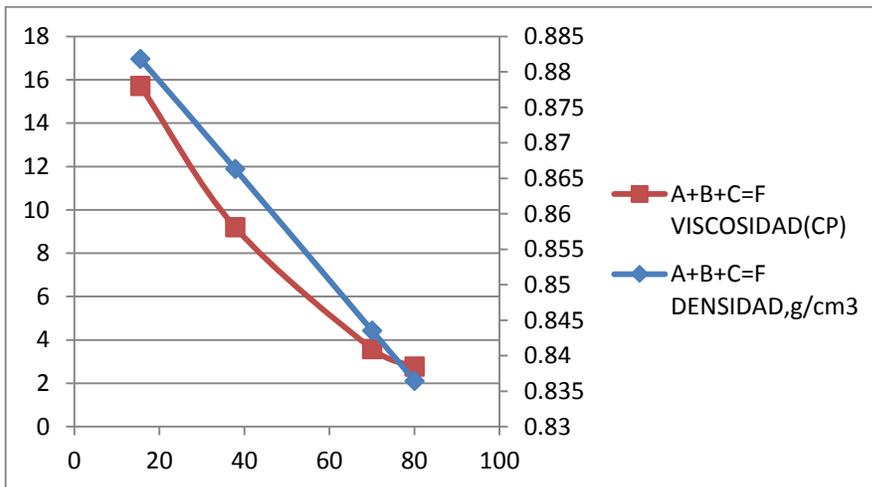
MUESTRA	DENSIDAD				API°	VISCOSIDAD(cP)		
	15°C	37.8°C	70°C	80°C		37.8C	70°C	80°C
A+B+C=F	0.881838	0.86633	0.84356	0.836483	29.0	9.20	3.59	2.77
H+D=I	0.88653	0.871108	0.8477	0.84184	28.1	8.99	3.07	2.54
I+G=J	0.888431	0.87282	0.85015	0.843077	27.8	10.47	4.69	3.06

AGUA Y SEDIMENTO			
MUESTRA	ACEITE	AGUA	SEDIMENTO
A+B+C=F	76	23.8	0.2
H+D=I	48	52	-
I+G=J	66	34	TRAZAS

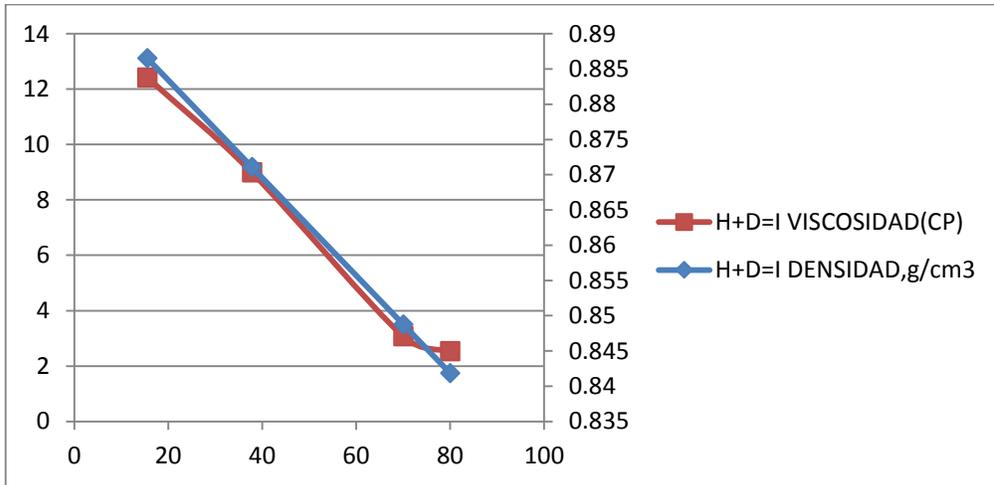


Graficas.

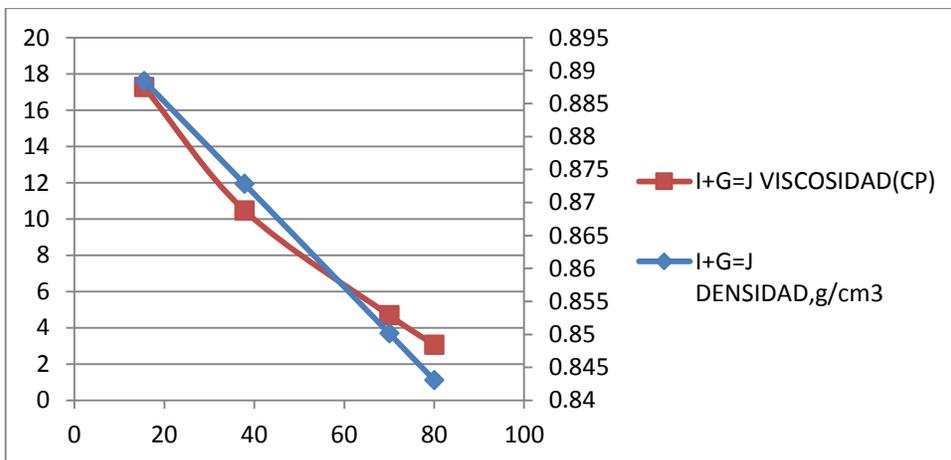
A+B+C=F		
T, °C	DENSIDAD, g/cm ³	VISCOSIDAD (CP)
15.5	0.881838	15.73
37.8	0.86633	9.20
70	0.84356	3.59
80	0.836483	2.77



H+D=I		
T, °C	DENSIDAD, g/cm³	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.88653	12.42
37.8	0.87108	8.99
70	0.84877	3.07
80	0.84184	2.54



I+G=J		
T, °C	DENSIDAD, g/cm³	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.888431	17.27
37.8	0.87282	10.47
70	0.85015	4.69
80	0.843077	3.06



ALTERNATIVA II

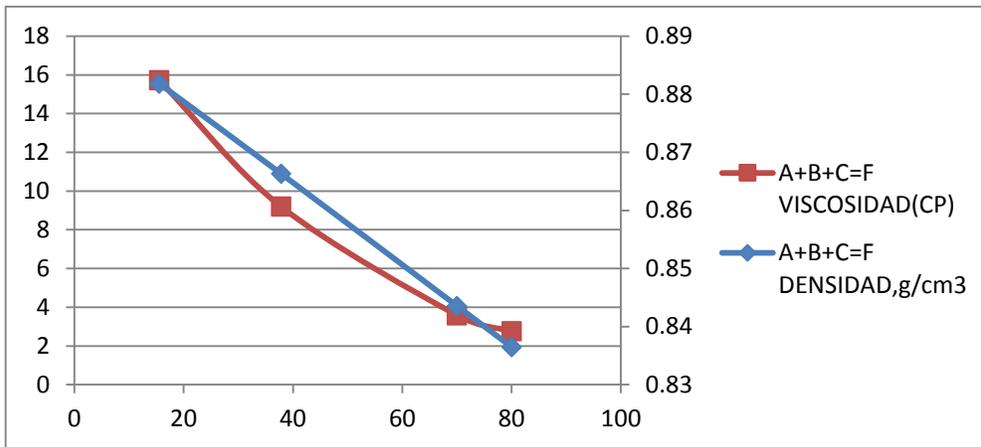
MUESTRA	DENSIDAD				API°	VISCOSIDAD(cP)		
	15°C	37.8°C	70°C	80°C		37.8C	70°C	80°C
A+B+C=F	0.881838	0.86633	0.84356	0.836483	29.0	9.20	3.59	2.77
F+80°C=G	0.881838	0.86633	0.84356	0.836483	29.0	9.20	3.59	2.77
E+G=H	0.882541	0.866832	0.84393	0.836817	28.8	9.45	3.59	3.05
H+D=I	0.88653	0.871108	0.8477	0.84184	28.1	8.99	3.07	2.54
I+J=K	0.888189	0.872561	0.84985	0.842761	27.8	10.94	4.39	3.05

AGUA Y SEDIMENTO			
MUESTRA	ACEITE	AGUA	SEDIMENTO
A+B+C=F	76	23.8	0.2
F+80°C=G	76	23.8	0.2
E+G=H	60	40	-
H+D=I	48	52	-
I+J=K	64	36	TRAZAS

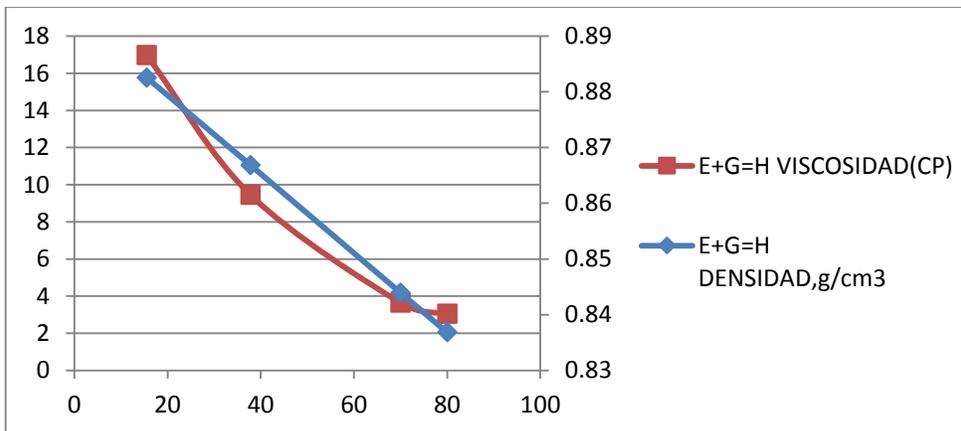


GRAFICAS.

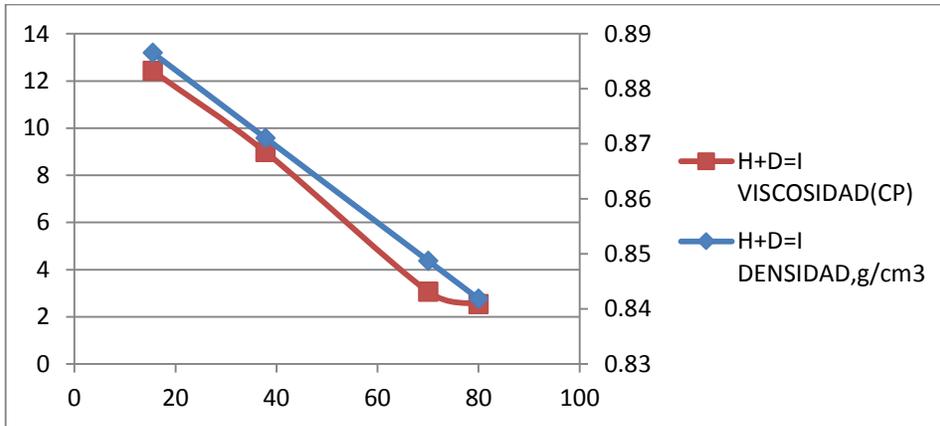
A+B+C=F		
T, °C	DENSIDAD,g/cm ³	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.881838	15.73
37.8	0.86633	9.20
70	0.84356	3.59
80	0.836483	2.77



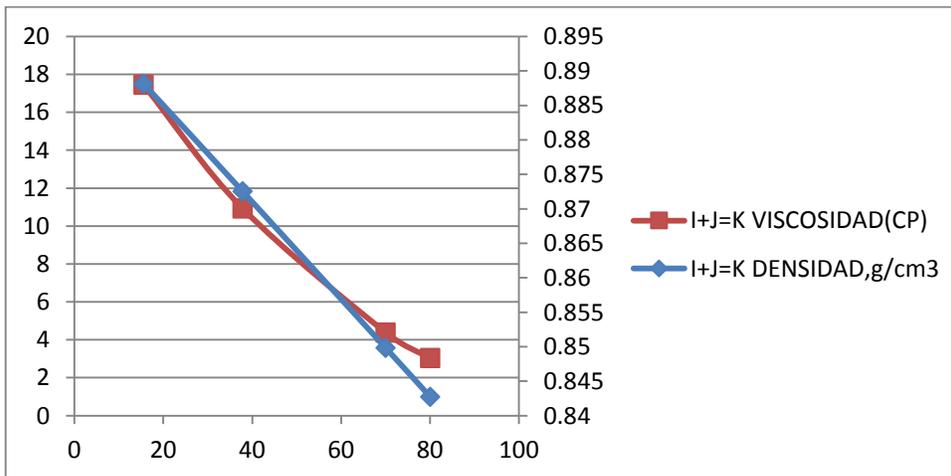
E+G=H		
T, °C	DENSIDAD,g/cm ³	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.882541	16.97
37.8	0.866832	9.45
70	0.84393	3.64
80	0.836817	3.05



H+D=I		
T, °C	DENSIDAD,g/cm3	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.88653	12.42
37.8	0.87108	8.99
70	0.84877	3.07
80	0.84184	2.54



I+J=K		
T, °C	DENSIDAD,g/cm3	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.888189	17.47
37.8	0.872561	10.94
70	0.84985	4.39
80	0.842761	3.05



ALTERNATIVA IIA

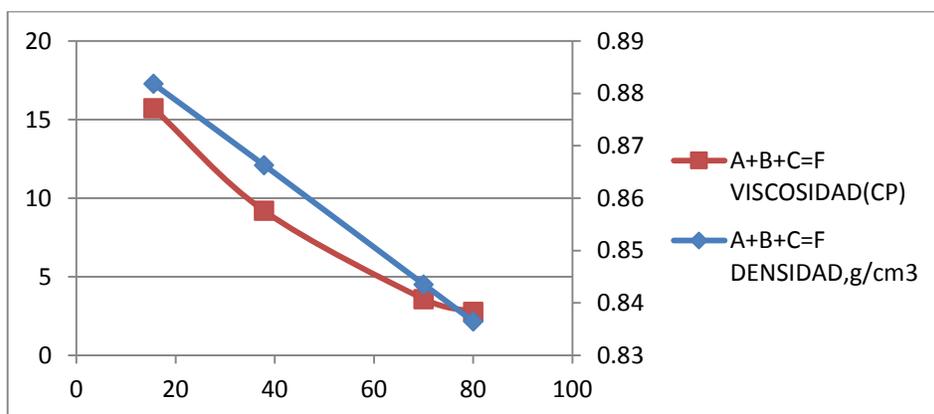
MUESTRA	DENSIDAD				API°	VISCOSIDAD(cP)		
	15°C	37.8°C	70°C	80°C		37.8C	70°C	80°C
A+B+C=F	0.881838	0.86633	0.84356	0.836483	29.0	9.20	3.59	2.77
F+80°C+AGITACION=N=G	0.881838	0.86633	0.84356	0.836483	29.0	9.20	3.59	2.77
G+E=I	0.882541	0.866832	0.84393	0.836817	28.8	9.45	3.59	3.05
I+D=J	0.895437	0.879856	0.85738	0.850401	26.5	14.66	3.92	3.10
H+J=K	0.89042	0.874932	0.85242	0.8454	27.4	11.20	4.71	3.59

MUESTRA	AGUA Y SEDIMENTO		
	ACEITE	AGUA	SEDIMENTO
A+B+C=F	76	23.8	0.2
F+80°C+AGITACION=G	76	23.8	0.2
G+E=I	60	40	-
I+D=J	48	52	-
H+J=K	88	12	-

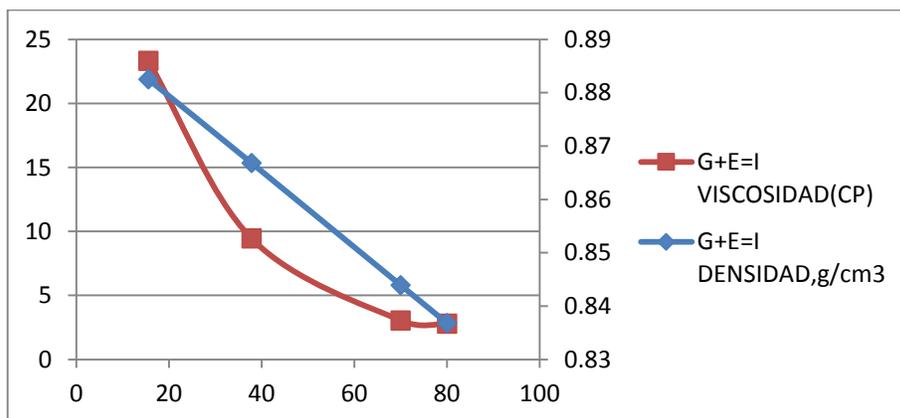


GRAFICAS.

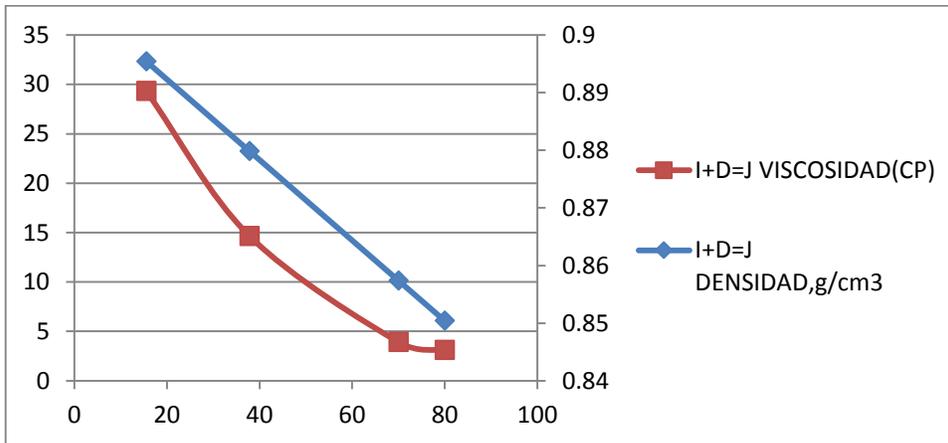
A+B+C=F		
T, °C	DENSIDAD, g/cm ³	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.881838	15.73
37.8	0.86633	9.20
70	0.84356	3.59
80	0.836483	2.77



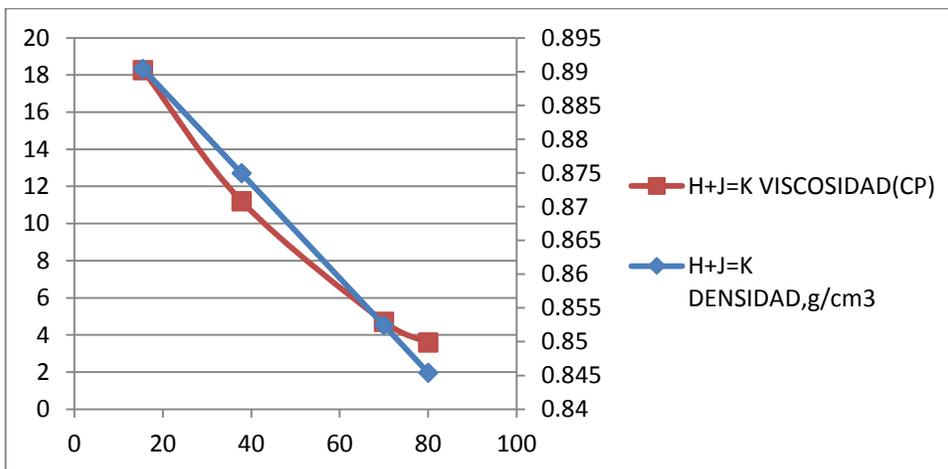
G+E=I		
T, °C	DENSIDAD, g/cm ³	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.882541	23.34
37.8	0.866832	9.45
70	0.84393	3.05
80	0.836817	2.79



I+D=J		
T, °C	DENSIDAD,g/cm3	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.895437	29.34
37.8	0.879856	14.66
70	0.85738	3.92
80	0.850401	3.1



H+J=K		
T, °C	DENSIDAD,g/cm3	VISCOSIDAD(CP)
15.5	0.89042	18.27
37.8	0.874932	11.20
70	0.85242	4.71
80	0.845400	3.59



Análisis de nuevas mezclas.

Después de trabajar en las 4 alternativas personal de Pemex exploración y producción selecciono una alternativa más conveniente tomando en cuenta sus °API, Viscosidades y Densidades, ya que por medio de simuladores fue la alternativa que arrojo mejores resultados, después de eso se analizan nuevas mezclas a diferentes proporciones en función de la corriente BETA de 6 a 40 MBPD conforme al criterio de la alternativa IA.

Se realizaron los siguientes análisis experimentales:

- Determinación de densidades a diferentes temperaturas y °API.*
- Análisis SARA e Índice de Inestabilidad Coloidal.*
- Curvas de Viscosidad por cada mezcla de 40 a 99°C.*
- Determinación de asfaltenos (Insolubles en N-Heptano) por cada mezcla.*
- Filtrado de alta presión.*
- Corrida experimental en celda PVT- Láser, mediante Sistema de Detección de Sólidos (SDS) para evaluación de la precipitación orgánica.*

Muestras de fluido de las corrientes de ALFA, BETA y GAMMA fueron recuperados de campo y mezclados en la proporción sugerida de acuerdo a la alternativa 1A como se muestra a continuación.

ALFA(A)	BETA (B)	GAMMA (C)
ACEITE 30.5 MBPD AGUA 10 MBPD	ACEITE 10-40MBPD AGUA 0	ACEITE 3.7 MBPD AGUA 1.1 MBPD
GAS 80.5 MPCD	GAS 0	GAS 0

Mezclado.

Se hicieron 7 muestras de aceite y agua producidas, fueron mezcladas, variando la proporción de la corriente BETA, desde 6 hasta 40 MBPD y calculado su equivalente en %Volumen. Esto con la finalidad de tener una mayor precisión en el mezclado.

No.	A(MBPD)		B(MBPD)		C (MBPD)		A (%)		B(%)		C(%)	
	ACEITE	AGUA	ACEITE	AGUA	ACEITE	AGUA	ACEITE	AGUA	ACEITE	AGUA	ACEITE	AGUA
1	30.5	10	40	0	3.7	1.1	35.76	11.72	46.89	0.00	4.34	1.29
2	30.5	10	30	0	3.7	1.1	40.50	13.28	39.84	0.00	4.91	1.46
3	30.5	10	20	0	3.7	1.1	46.71	15.31	30.63	0.00	5.67	1.68
4	30.5	10	15	0	3.7	1.1	50.58	16.58	24.88	0.00	6.14	1.82
5	30.5	10	10	0	3.7	1.1	55.15	18.08	18.08	0.00	6.69	1.99
6	30.5	10	8	0	3.7	1.1	57.22	18.76	15.01	0.00	6.94	2.06
7	30.5	10	6	0	3.7	1.1	59.45	19.49	11.70	0.00	7.21	2.14

Densidad y °API

Cada mezcla fue acondicionada y agitada lentamente con el fin de lograr el mayor tiempo de contacto en las fases presentes, alícuotas de muestras fueron extraídas para determinar su densidad a diferentes temperaturas, así como su gravedad °API.

MEZCLA	B (MBPD)	B (%)	(A+C) (%)	15.5 °C	21°C	25°C	37.8 °C
1	40	46.89	53.11	0.881838	0.897724	0.894961	0.86633
2	30	39.84	60.16	0.898036	0.894274	0.891484	0.882498
3	20	30.63	69.37	0.919836	0.916138	0.9134	0.904549
4	15	24.88	75.12	0.914768	0.911021	0.908283	0.899447
5	10	18.08	81.92	0.948341	0.944687	0.941987	0.933354
6	8	15.01	84.99	0.944695	0.940778	0.938078	0.922968
7	6	11.7	88.3	0.949184	0.945528	0.942621	0.934111

MEZCLA	45°C	50°C	55°C	°API
1	0.856196	0.852645	0.849078	28.9603113
2	0.851255	0.847696	0.844124	26.0660664
3	0.87429	0.870773	0.867261	22.33177
4	0.895025	0.891558	0.8881	23.1840292
5	0.906287	0.902847	0.899427	17.7079326
6	0.908785	0.905329	0.901894	18.2837927
7	0.90563	0.902103	0.898688	17.5754164

Es importante señalar, que todas las corridas fueron experimentales, con el fin de que en la fase aceitosa estuviese presente trazas de agua ocluida o emulsionada a fin de reproducir lo más semejante a la realidad del proceso.

Viscosidad.

Alícuotas de muestras fueron extraídas para determinar viscosidad de cada mezcla a diferentes temperaturas

No.	B(MBPD)	B(%)	(A+C)(%)	VISCOSIDAD (SEGUNDOS SAYBOLT UNIVERSAL)						
				40°C	45°C	55°C	65°C	75°C	85°C	99°C
1	40	46.89	53.11	56	54	50	45	43	42	38
2	30	39.84	60.16	51	49	45	43	41	39	37
3	20	30.63	69.37	79	73	65	54	51	46	41
4	15	24.88	75.12	157	141	106	89	70	66	53
5	10	18.08	81.92	224	188	132	109	93	87	64
6	8	15.01	84.99	247	208	152	111	59	76	56
7	6	11.70	88.30	274	195	142	115	99	80	62

Determinación de asfaltenos (Insolubles en N-Heptano) por cada mezcla.

Así mismo, se determinó el % de Asfalteno insoluble en N-Heptano por cada mezcla, mediante tren analítico.

				Asfaltenos (Insolubles en N- Heptano)
No.	B(MBD)	B (%)	(A+C)(%)	%
1	40	46.89	53.11	1.3786
2	30	39.84	60.16	3.0291
3	20	30.63	69.37	2.3888
4	15	24.88	75.12	3.4000
5	10	18.08	81.92	5.2884
6	8	15.01	84.99	6.2500
7	6	11.70	88.30	5.7407

Nota. El método es cuantitativo y determina la cantidad de asfalteno precipitado por efecto del N-Heptano en cada mezcla. Sin embargo, esto no significa que durante el proceso, este precipite en corriente. Para evaluar este fenómeno en particular, se requiere de un sistema que detecte cambios en la precipitación orgánica de la mezcla para saber las precipitaciones se analizara en una celda PVT Laser.

Filtrado de alta presión.

El filtrado de alta presión se hace con cada mezcla después de estar seco el papel filtro se pesa y se determina el % de precipitación orgánica este análisis se hace libre de agentes químicos.

Muestra.	Peso de filtro con muestra.	Peso de filtro	muestra	Volumen filtrado	Tiempo de filtrado	Porcentaje %
1	0.2417	0.1398	0.1019	50	1:05	0.231612
2	0.2203	0.1253	0.095	50	1:09	0.214398
3	0.2211	0.1249	0.0962	50	1:48	0.213159
4	0.2295	0.1270	0.1025	50	2:19	0.224876
5	0.2366	0.1312	0.1054	50	3:07	0.228700
6	0.2249	0.1156	0.1093	50	6:19	0.236336
7	0.2577	0.1314	0.1263	50	6:55	0.27044

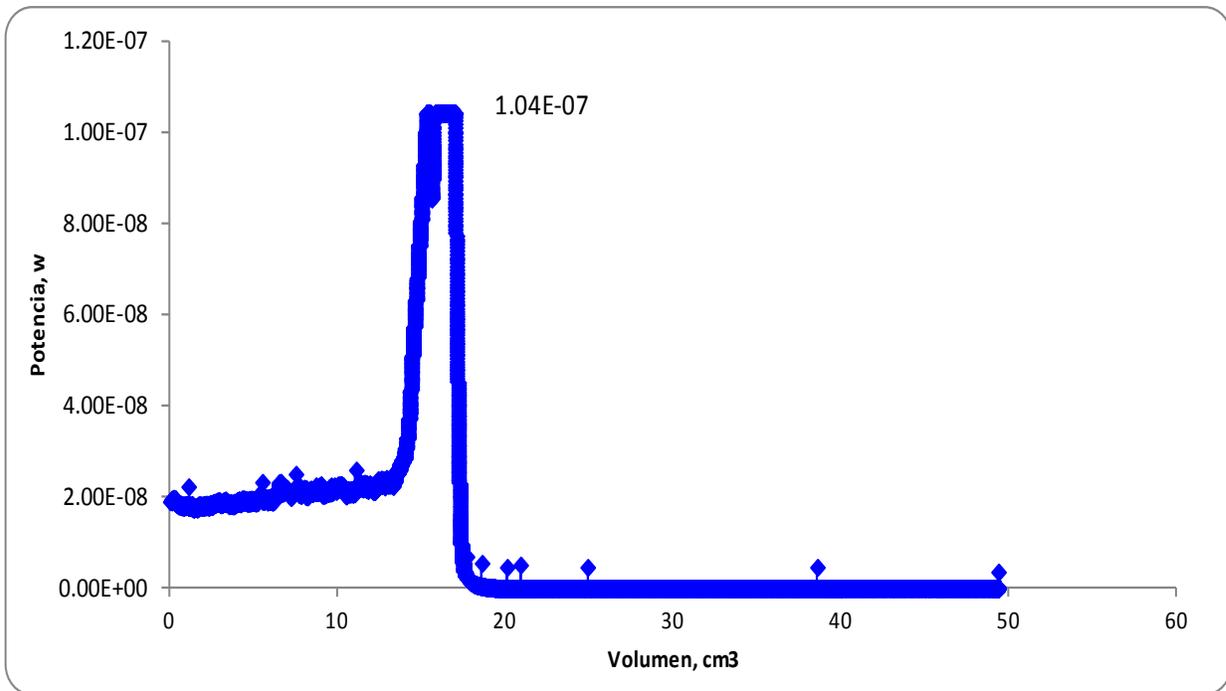
Se puede apreciar que conforme disminuye la cantidad de BETA la precipitación orgánica aumenta esto se da ya que al tener más cantidad de BETA se diluye la mezcla.

Corrida experimental en celda PVT- Láser, mediante Sistema de Detección de Sólidos (SDS) para evaluación de la precipitación orgánica.

Un volumen de 32 cm³ de muestra de aceite BETA (B), fue titulado con mezcla de la (corriente de ALFA (A) + GAMMA (C)) a Temperatura (82°C) y Presión Constante (8 Kg/cm²) en celda PVT Láser.

Durante la inyección del aceite terciario, de acuerdo a los datos de registro de potencia, se evidencia el fenómeno de precipitación orgánica

Entre el rango de 33.33 a 35.74 % Vol. de (A+C), se aprecia la inflexión más pronunciada, donde se presenta la precipitación orgánica.



Análisis SARA e Índice de Inestabilidad Coloidal

Con el fin de conocer la estabilidad de cada corriente referente a su tendencia de precipitación orgánica, se efectuó análisis SARA y con esto determinar su Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC)

	A (FASE ACEITE ORIGINAL)	B (FASE ACEITE ORIGINAL)	C (FASE ACEITE ORIGINAL)
IIC	0.6742	2.2	0.7683

Con estos resultados y las proporciones de cada mezcla (Fase Aceite), fue posible calcular los IIC.

No.	PRODUCCIÓN ACEITE			% ACEITE			IIC	
	A (MBD) ACEITE	B(MBD) ACEITE	C(MBD) ACEITE	A(%) ACEITE	B(%) ACEITE	C(%) ACEITE		
1	30.5	40	3.7	41.11	53.91	4.99	1.88	<i>Inestable</i>
2	30.5	30	3.7	47.51	46.73	5.76	1.71	<i>Inestable</i>
3	30.5	20	3.7	56.27	36.90	6.83	1.47	<i>Inestable</i>
4	30.5	15	3.7	61.99	30.49	7.52	1.32	<i>Inestable</i>
5	30.5	10	3.7	69.00	22.62	8.37	1.14	<i>Inestable</i>
6	30.5	8	3.7	72.27	18.96	8.77	1.05	<i>Inestable</i>
7	30.5	6	3.7	75.87	14.93	9.20	0.95	<i>Inestable</i>
	30.5	3.2	3.7	81.55	8.56	9.89	0.80	<i>Estable</i>

IIC < 0.8 (Estable coloidalmente)

IIC > 0.8 (Inestable, tendencia a precipitación)

De acuerdo a la parte experimental y cálculos obtenidos, se requiere de un 8.56%Vol (3.2MBPD) de corriente de Delta del Grijalva, para lograr la estabilidad de la mezcla

Nota. Recordar que el valor de 0.8 de IIC, es un dato estadístico. Sin embargo a medida que el IIC es mayor a éste. También es mayor la tendencia a precipitar.

Conclusiones y recomendaciones

Se concluye que la depositación de asfaltenos y parafinas es particularmente problemática en los pozos, debido al tiempo de residencia de aceites en el pozo ya que el incremento en el tiempo del flujo, permite una mayor pérdida de calor por lo que disminuye la temperatura del aceite permitiendo con ello la precipitación de depositación de asfaltenos y parafinas. La depositación puede llevarse a cabo en el yacimiento, en la tubería de producción, en la línea de escurrimiento y en las instalaciones superficiales de separación y almacenamiento, además causas problemas tanto en pozos fluyentes como en aquellos productores por algún sistema artificial de producción. Se eligió la alternativa IA ya que es la alternativa que utiliza menos corrientes y lleva al mismo resultados de las otras, se puede ver en las viscosidades, densidades y °API ya que son datos que están en el mismo rango,

La solución al problema se resolverá ya que se puede minimizar las precipitaciones orgánicas aumentando la cantidad de aceite de la corriente BETA se puede fijar tanto como en la filtración a presión, pruebas de asfaltenos y análisis S.A.R.A en cuanto más cantidad tenga de la corriente BETA menos cantidad de asfaltenos y precipitaciones orgánicas se tiene en los análisis de la misma manera se verifica para el análisis S.A.R.A se mención de que las nuevas corrientes quedaran. ALFA, BETA, GAMMA y EPSILON.

Recomendaciones.

Se recomienda usar un 15-30 MBPD de BETA ya que en esas condiciones el aceite tiene un comportamiento estable en lo que es la viscosidad, densidad y °API sus datos son más cercanos para esto se debe de fijar un nuevo sistema de estudios para valorar esos datos y hacer mas corridas para tener un valor mas exacto.

Glosario.

MBPD: Miles de barriles por día.

MPCD: Millones de Pies Cúbicos Diarios

cSt: CentiStokes

SUS: segundos universales Saybolt

Aceite: porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancia que no son hidrocarburos. Tiene una viscosidad menos o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original de yacimiento, a presión atmosférica y libre de gas (estabilizado).

Aceite extrapesado. Aceite crudo con fracciones relativamente altas de componentes pesados, alta densidad específica (baja densidad °API) y alta viscosidad, a condiciones de yacimiento. La producción de este tipo de crudo generalmente presenta dificultades de extracción y costos altos.

Aceite ligero. La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.

Aceite pesados. Es aquel cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.

Aceite superligero. Su densidad es mayor a los 38 grados API.

Acumulación. Ocurrencia natural de un cuerpo individual de petróleo en un yacimiento.

Betumen. Porción de petróleo que existe en los yacimientos en fase semisólida. En su estado natural generalmente contiene azufre, metales y otros compuestos que no son hidrocarburos.

Bombeo mecánico. sistema artificial de producción en el que una bomba de fondo localizada en o cerca del fondo del pozo, se conecta a una sarta de varillas de succión para elevar los fluidos de este a la superficie.

Bombeo neumático. Sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción, o del espacio anular de esta, y la tubería de revestimiento.

Campo. Área consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratégicas, pueden existir dos o más yacimientos en un campo separados verticalmente.

Condesados. Líquidos del gas natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos mas pesados.

Densidad. Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbicos, o en libras por galón.

Densidad API. Medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado a partir de su densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación. $Densidad\ API = (141.5 / densidad\ relativa) - 131.5$. la densidad API se expresa en grados, así por ejemplo la densidad relativa con valor de 1.0 equivale a 10 grados API.

Furol. Es un anacronismo de “Fuel and road Oils”

Viscosidad Saybolt Furol. Es el tiempo de flujo corregido en segundos, de 60 ml de muestra a través de un orificio Furol calibrado bajo condiciones específicas. El valor de viscosidad se reportan en segundos Saybolt Furol a una temperatura específica.

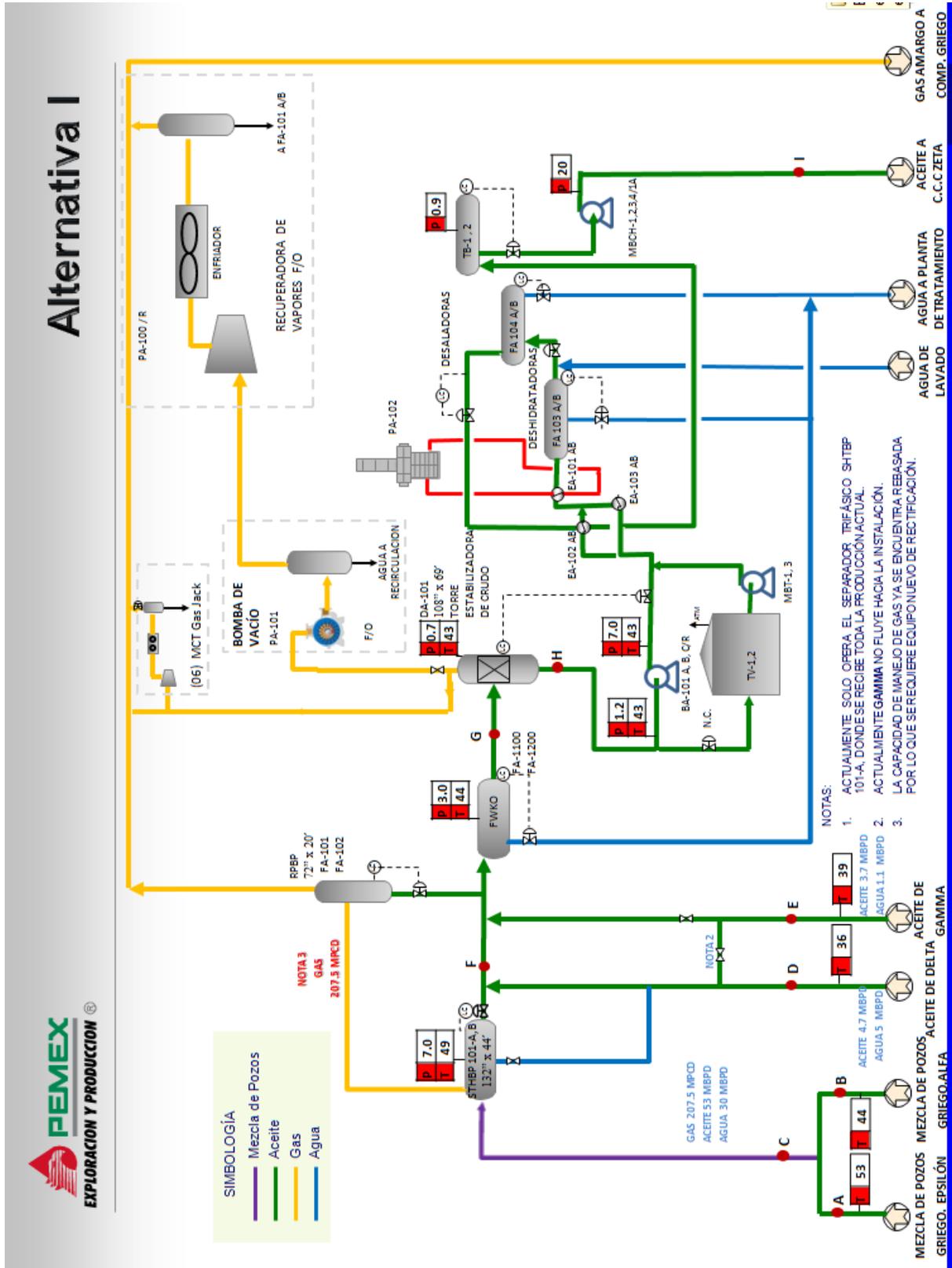
Viscosidad Saybolt Universal. Es el tiempo de flujo corregido en segundos, de 60 ml de muestra a través de un orificio Universal calibrado, bajo condiciones específicas. El valor de viscosidad es reportado en segundos Saybolt Universal a una temperatura específica

Referencias bibliográficas

- Efectos de los orgánicos pesados (asfaltenos y parafinas) en la producción de hidrocarburos. Universidad nacional autónoma de mexico Alejandro Betancourt correa.
- Muestreo automático del petróleo y productos del petróleo. Practica ASTM D 4177. Capitulo 8.2
- Practica estándar para el mezclado y manejo de muestras líquidas del petróleo y productos del petróleo. Practica ASTM D 5854 capitulo 8.3
- Método de ensayo por termohidrometro para densidad y gravedad API del petróleo crudo y productos líquidos del petróleo MPMS capitulo 9.3
- www.astm.org.
- Practica para la conversión de Viscosidad cinemática a viscosidad saybolt universal o a la Viscosidad saybolt Furol.

Anexos.

Mapa alternativa I



Alternativa II

Dilución de crudo pesado con crudo ligero

Mapa alternativa II

