



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
MAESTRIA EN INGENIERIA EN EXPLORACION Y EXPLOTACION DE
RECURSOS NATURALES
(PRODUCCIÓN)

CRITERIOS PARA LA APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN EL TRANSPORTE DE
ACEITE PESADO Y EXTRAPESADO BASADOS EN MEJORADORES DE FLUJO

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
MIGUEL ANGEL ALVAREZ CABALLERO

TUTOR PRINCIPAL
Dr. EDGAR RAMÍREZ JARAMILLO,
MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
RECURSOS NATURALES

MÉXICO, D. F. MAYO 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Martínez Romero Néstor.

Secretario: M.I. Gómez Cabrera José Ángel.

Vocal: Dr. Edgar Ramírez Jaramillo.

1^{er.} Suplente: M.I. Bautista Fragoso Saúl.

2^{do.} Suplente: M.I. Lucero Anda Felipe De Jesús.

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

TUTOR DE TESIS:

Dr. Edgar Ramírez Jaramillo.

FIRMA

CONTENIDO

RESUMEN.....	2
CAPÍTULO I: HIPOTESIS, MARCO CONCEPTUAL Y CONCEPTOS BÁSICOS.	3
HIPÓTESIS.....	3
MARCO CONCEPTUAL	3
<i>GENERALIDADES DEL PROYECTO SAMARIA SOMERO.....</i>	<i>7</i>
CONCEPTOS BÁSICOS	11
<i>CRUDOS PESADOS</i>	<i>11</i>
<i>VISCOSIDAD</i>	<i>12</i>
<i>ASEGURAMIENTO DE FLUJO.....</i>	<i>13</i>
<i>MEJORADORES DE FLUJO</i>	<i>16</i>
<i>APLICACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS.....</i>	<i>23</i>
CAPÍTULO II: METODOLOGIAS EXPERIMENTALES	33
ANÁLISIS SARA.....	33
VISCOSIDAD.....	34
TERMOGRAVIMETRÍA	35
ÍNDICE DE REFRACCIÓN.....	38
TURBISCAN Y PRUEBA DE LA MANCHA.	39
CAPÍTULO III: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE DATOS EXPERIMENTALES.....	42
CORRELACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DEL ÍNDICE DE REFRACCIÓN EN FUNCIÓN DE LA DENSIDAD, LA VISCOSIDAD Y LA TEMPERATURA.....	52
<i>Estabilidad de Asfaltenos.</i>	<i>56</i>
TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO, VISCOSIDAD Y REOLOGÍA DE LOS CRUDOS	59
CAPITULO IV: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA APLICACIÓN DE PRODUCTOS MEJORADORES DE FLUJO EN CAMPO.	65
CONCLUSIONES	68
BIBLIOGRAFÍA.....	70
INDICE DE FIGURAS.....	72
INDICE DE TABLAS	73

RESUMEN

El objetivo general del presente trabajo es incluir nuevos criterios en la evaluación y aplicación de mejoradores de flujo proponiendo una nueva metodología que incluye técnicas experimental no convencionales para evaluar la eficiencia y compatibilidad de productos químicos para mejoramiento del transporte de aceites pesados y extrapesados producidos, siendo el caso en estudio el Campo de Producción Samaria Somero.

En consecuencia a lo anterior se pretende contribuir a la generación de conocimiento mediante la aplicación de técnicas experimentales no convencionales para la caracterización fisicoquímica de aceites pesados producidos en la Región Sur de PEP, tales como:

- ✓ *Análisis composicional SARA*
- ✓ *Viscosidad*
- ✓ *Termogravimetría*
- ✓ *Índice de refracción*
- ✓ *Turbiscan*
- ✓ *Prueba de la mancha*

En el Capítulo I se plantea la Introducción partiendo de la hipótesis de la problemática a resolver, basada en un marco conceptual y enunciando algunos conceptos básicos necesarios para la adecuada comprensión en el desarrollo del trabajo.

En el Capítulo II se presentan en forma condensada las metodologías experimentales donde se incluyen técnicas no convencionales donde los resultados obtenidos de estas coadyuvan a fortalecer los criterios de selección de mejoradores de flujo.

En el Capítulo III se desarrolla el análisis de resultados obtenidos de las diferentes metodologías aplicadas y se despliegan los criterios de evaluación de los mejoradores de flujo. Se desarrollan correlaciones matemáticas para relacionar las variables experimentales medidas que serán utilizadas para la determinación de las propiedades relevantes como la evaluación en la estabilidad de asfaltenos en la mezcla de hidrocarburos altamente viscosos, así como evaluación de tecnologías para el transporte de Hidrocarburos basadas en Mejoradores de Flujo.

En el Capítulo IV se realiza la propuesta de la metodología formal, basada en la descripción de pruebas de laboratorio rigurosas y resultados obtenidos para establecer los procesos de selección de productos mejoradores de flujo basado enfatizando la naturaleza química de los aceites así como su compatibilidad de los mejoradores de flujo.

Por último se presentarán las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado.

CAPÍTULO I: HIPÓTESIS, MARCO CONCEPTUAL Y CONCEPTOS BÁSICOS.

HIPÓTESIS

Actualmente la adquisición y aplicación de los Mejoradores de Flujo en explotación y transporte de crudo pesado y extrapesado, en forma general, se basa en pruebas de ensayo y error realizadas directamente en campo, lo cual ciertamente genera un acopio de experiencias, pero que desafortunadamente no se enriquecen con el estudio profundo de las variables involucradas para el transporte de crudos pesados y extrapesados. Al llevar a un estudio especializado de las variables involucradas de nuestros sistemas de explotación, se aplicó una serie de estudios experimentales no convencionales a fin de caracterizar fisicoquímicamente y estudiar la compatibilidad química de los productos mejoradores de flujo con el aceite a diferentes concentraciones, esto con el fin determinar los elementos o variables que sean realmente significativos para la gestión, adquisición y optimización de los Mejoradores de Flujo, asegurando la continuidad y confiabilidad operativa

MARCO DE REFERENCIA

Para sustentar el desarrollo del presente trabajo es necesario enmarcar la importancia de la explotación de yacimientos de crudo pesado y extrapesado, así como el impacto técnico y económico que conlleva el hacerlo en forma eficiente, lo anterior debido a los retos tecnológicos que están involucrados en éste proceso, es por ello que a continuación se desarrollara el marco de referencia situando al lector en la identificación del problema, es decir en la Figura 1, un primer bloque (lado izquierdo) sitúa al “desarrollo de criterios para la evaluación de mejoradores de flujo” en un diagrama donde se presenta la relación existente de éste tema con la Industria Petrolera, y un segundo bloque (lado derecho) presenta el alcance de éste trabajo, fundamentando en la necesidad de resolver una problemática actual con sus posibles efectos a futuro, donde la hipótesis propuesta y el desarrollo del presente trabajo se centra como una posible solución, desplegado los beneficios al resolver dichas problemáticas.

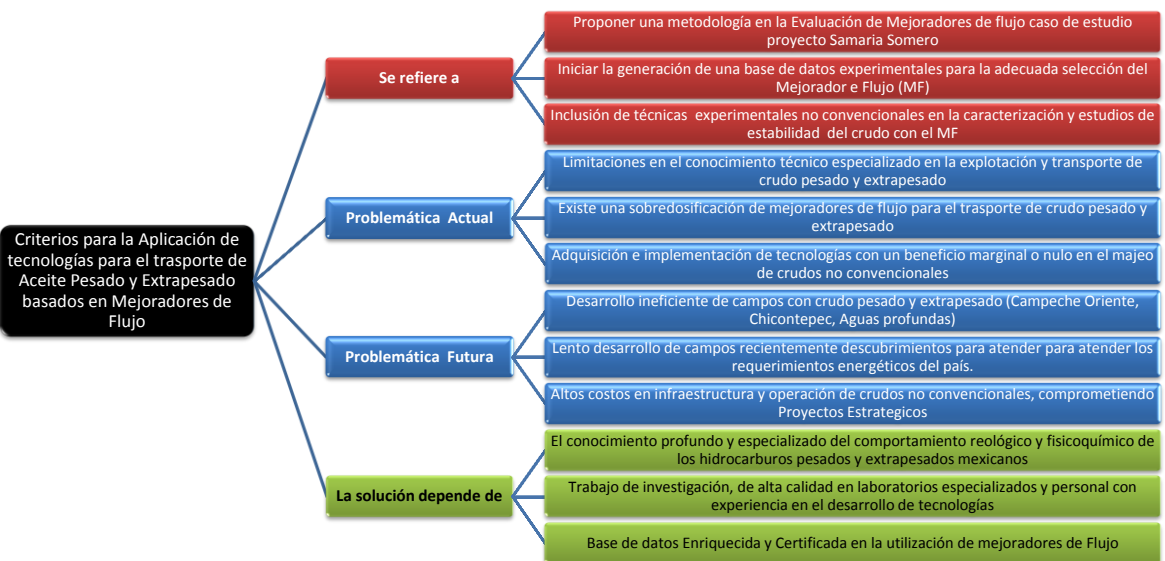
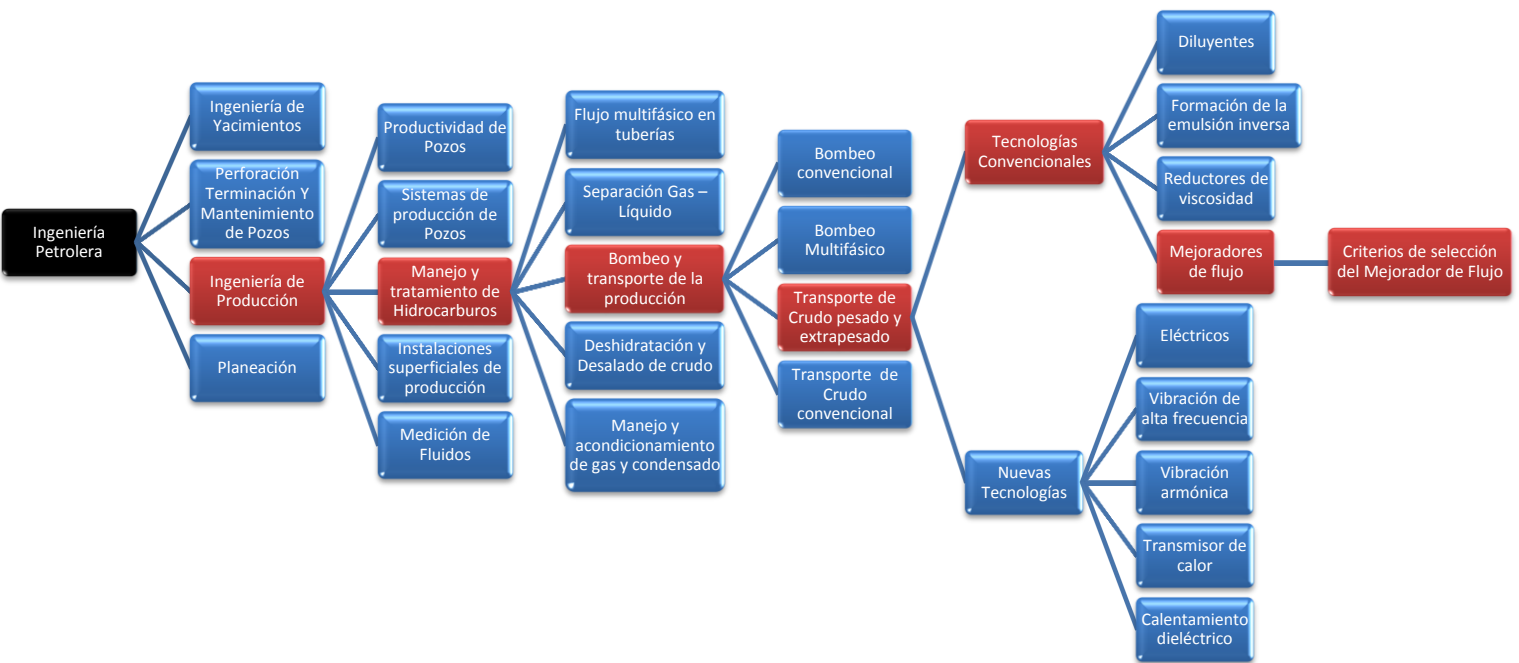


Figura 1.- Marco de referencia para el desarrollo de Criterios para la aplicación de Tecnologías para el transporte de Aceite Pesado y Extrapesado Basados en Mejoradores de Flujo.

El incremento en la demanda energética, la merma del suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. Los petróleos pesados o altamente viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para su recuperación, que están siendo superados con la implementación de nueva tecnología y modificaciones de los métodos desarrollados para los petróleos convencionales, siendo éste el siguiente paso para el desarrollo de nuestra industria petrolera.

En la Figura 2 se ilustra la distribución mundial de crudo pesado alrededor del mundo, con un total 13.9 billones de barriles: 15% pesados, el 25% extra-pesado, 30% de arenas petrolíferas y bituminosas, 30% de petróleo convencional para el 2011.

En el caso de México, en base a los estudios estadísticos presentados por PEMEX en su anuario 2012, se puede observar que en la Figura 3 en el renglón de totales que la producción de crudo pesado fue de aproximadamente 1,417 MBPD, siendo esta producción mayor al 55% de la producción total registrada en el periodo 2011(Figura 4). Así mismo el volumen de reservas totales en México, al 1° de enero de 2010 se ubicó en 43,074.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), de las cuáles el aceite representa 70.8%, compuesto a su vez de 52.5% de aceite pesado, 35.3% ligero y 12.3% superligero, es decir que más del 50% de nuestras reservas recae en el desarrollo de campos con los retos tecnológicos que presenta la explotación y transporte de éste tipo de crudo no concencional, lo cual es parte del tema en desarrollo del presente trabajo y se abordara en los subsiguientes capítulos.

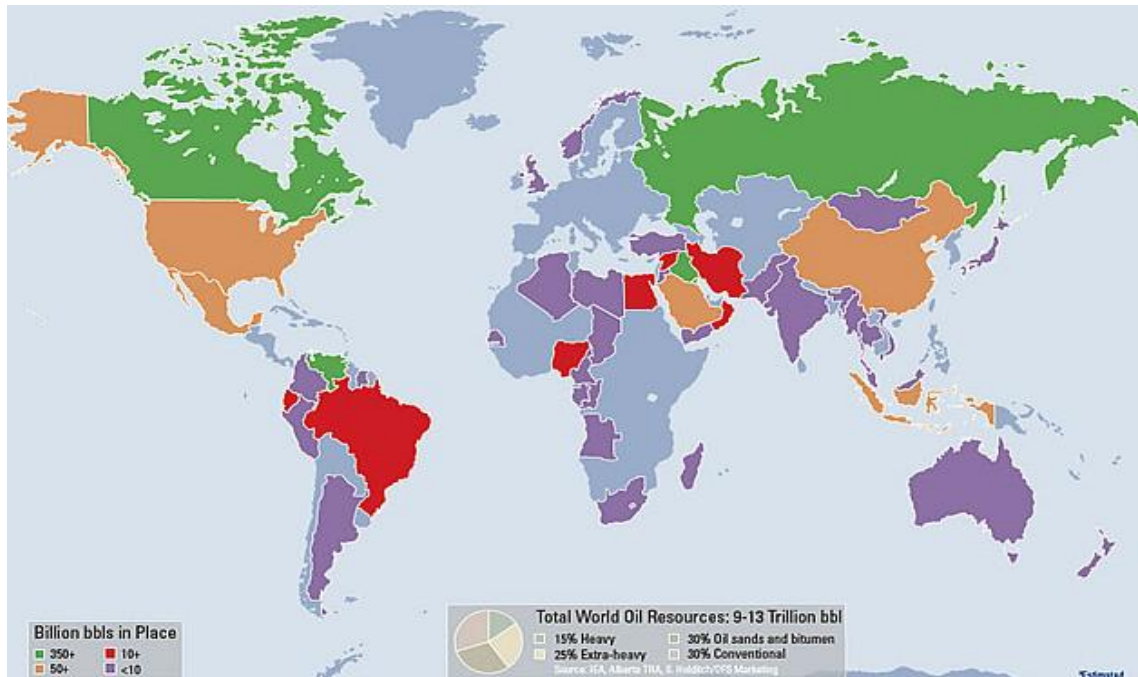


Figura 2.-Mapa de Recursos de petróleo pesado (crudo pesado) en todo el mundo por país.
<http://www.ingenieriadepetroleo.com/2011/02/mapa-de-petroleo-pesado-en-el-mundo.html>

2.6 Producción de petróleo crudo por región y tipo^a

Miles de barriles diarios

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación 2011/2010 (%)
Total	3 127.0	3 177.1	3 370.9	3 382.9	3 333.3	3 255.6	3 075.7 ^b	2 791.6	2 601.5	2 575.9	2 550.1	- 1.0
Crudo pesado	1 997.0	2 173.7	2 425.4	2 458.0	2 387.0	2 243.8	2 039.4	1 765.6	1 520.0	1 464.0	1 417.1	- 3.2
Crudo ligero	658.7	846.6	810.7	789.6	802.3	831.5	837.7	815.5	811.8	792.3	798.3	0.8
Crudo superligero	471.4	156.9	134.8	135.3	144.1	180.4	198.6	210.4	269.7	319.6	334.7	4.7
Región Marina Noreste	1 985.8	2 151.6	2 416.3	2 440.8	2 357.0	2 204.7	2 017.7	1 745.6	1 492.8	1 397.2	1 342.7	- 3.9
Crudo pesado	1 953.7	2 127.1	2 380.9	2 412.0	2 330.6	2 173.5	1 975.5	1 701.7	1 445.9	1 380.3	1 322.7	- 4.2
Crudo ligero	32.1	24.4	35.4	28.8	26.4	31.2	42.2	43.9	46.9	16.9	20.1	18.4
Región Marina Suroeste	554.0	452.2	397.6	388.2	396.3	475.1	505.9	500.3	517.6	544.4	560.6	3.0
Crudo pesado	-	-	-	0.3	0.2	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	- 29.5
Crudo ligero	554.0	452.2	397.2	364.2	343.9	392.4	409.7	416.5	418.7	445.8	467.4	4.9
Crudo superligero	-	-	0.4	23.8	52.2	82.5	96.0	83.6	98.7	98.4	93.0	- 5.5
Región Sur	508.7	498.4	483.3	472.7	496.6	491.3	465.2	458.7	497.7	531.9	530.6	- 0.2
Crudo pesado	-	6.2	6.4	7.1	20.8	14.2	10.7	11.1	13.3	16.8	16.7	- 0.6
Crudo ligero	37.3	335.3	342.4	354.1	383.8	379.3	351.9	320.8	313.5	293.9	272.2	- 7.4
Crudo superligero	471.4	156.9	134.5	111.5	92.0	97.9	102.6	126.8	171.0	221.1	241.7	9.3
Región Norte	78.5	74.9	73.6	81.2	83.5	84.5	86.9	87.1	93.3	102.4	116.2	13.5
Crudo pesado	43.3	40.3	38.0	38.6	35.4	55.9	53.0	52.8	60.7	66.7	77.6	16.3
Crudo ligero	35.2	34.6	35.6	42.6	48.1	28.6	33.9	34.3	32.7	35.7	38.7	8.4

a. A partir de 2004, el tipo de crudo se clasifica desde el pozo, situación que se refleja únicamente desde 2002 para fines comparativos.
 b. Producción ajustada y corregida por la presencia de agua.

Figura 3.- Producción de petróleo crudo por región y tipo en México.
 Anuario estadístico PEMEX 2012

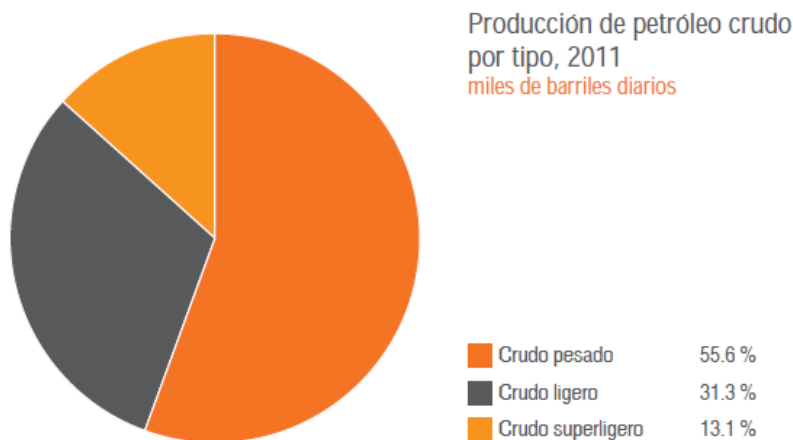


Figura 4.-Producción de petróleo crudo por tipo en México.
Anuario estadístico PEMEX 2012

De lo anterior se puede visualizar la importancia y área de oportunidad que tiene la explotación de los yacimientos de crudo pesado como parte fundamental y estratégico en el desarrollo para el país, sin embargo los retos tecnológicos que este proceso representa retos importantes que requieren importantes avances tecnológicos en la cadena de producción. El transporte de crudo pesado y extra pesado presenta muchas dificultades operativas que limitan su viabilidad económica.

GENERALIDADES DEL PROYECTO SAMARIA SOMERO

Destacado la aplicación real del presente trabajo, se cita a uno de los campos que presenta como proyecto actual el desarrollo y explotación de crudo pesado y extrapesado del Campo Samaria Somero, por lo que a continuación se realiza una breve descripción del mismo.

El campo Samaria Neógeno (Figura 5 y 6), ubicado en la cuenca terciaria en el sureste de México, está constituido por depósitos de arena de ambiente tipo fluvial, formado por canales entrelazados y apilados, en formaciones de edad Plioceno, a profundidades de 700 a 1,000 metros, tiene un volumen original de 650 MMB de petróleo extrapesado y una reserva de 129 MMB (Figura 7). Fue descubierto en 1960 con la perforación del pozo Samaria 2, productor de petróleo extra pesado con densidad menor de 10 °API y viscosidad de 1,000 a 5,000 cps a condiciones de yacimiento, fue clasificado como petróleo no comercial, debido a que no pudo ser extraído con las técnicas convencionales.

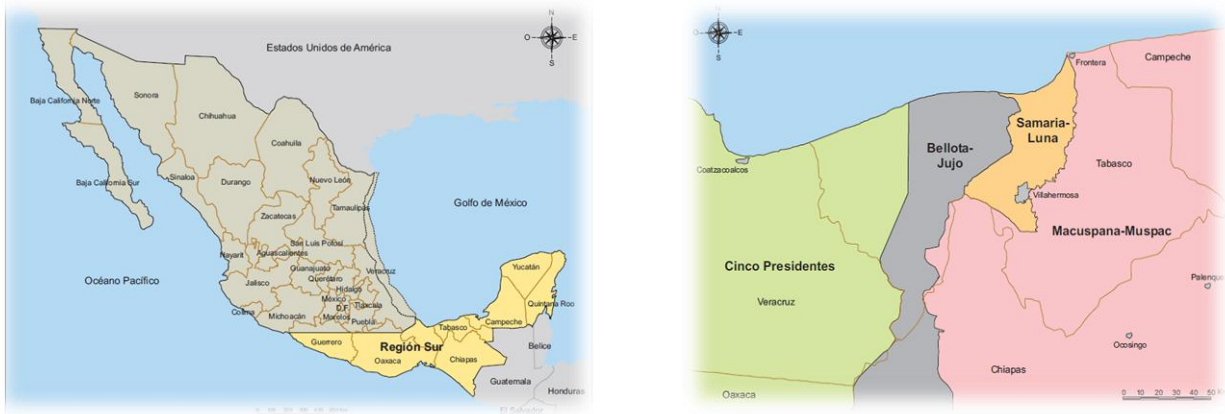


Figura 5.-Ubicación geográfica de los Activos que conforman la Región Sur



- Localización:
 - A 20 km NW de Villahermosa, Tabasco
- Campos:
 - Samaria (pesado y extrapesado)
- Descubrimiento: 1960
 - Samaria-2 (94 bpd, 14 °API)
- Pozos perforados: 110
 - (71 en la nueva etapa, desde ago/07)
- Pozos operando: 65
 - 56 pesados y 9 extrapesados
- Producción actual:
 - 11,636 bpd – 9.5 mmpcd
 - Producción promedio (Ene):
 - 10.4 mbpd – 7.8 mmpcd

Figura 6.-Ubicación Proyecto Samaria Somero.

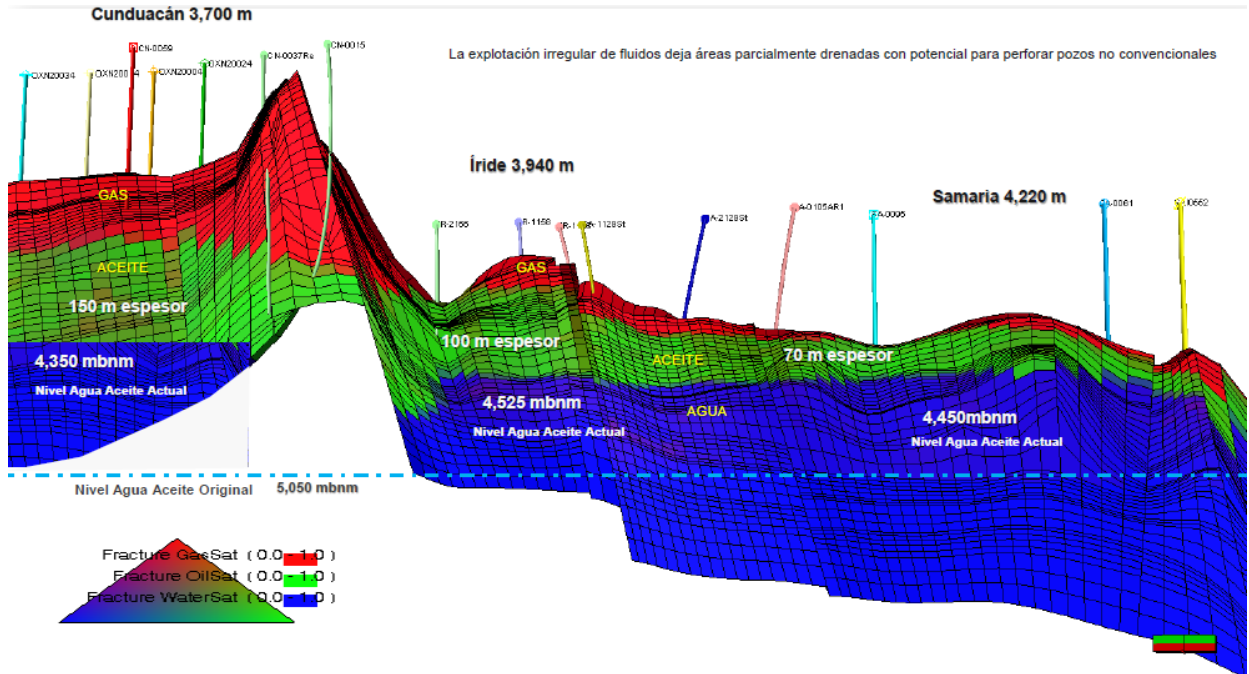


Figura 7.- Mapa de Cimas de los Campos Samaria-Iride-Cunduacán.

El campo Samaria Somero se encuentra en intercalaciones de multipaquetes de arenas no consolidadas divididas por franjas arcillosas.

La viscosidad del aceite va de 200-2,000 cP (para las arenas de la 16, 12,8) y de 6,000-45,000 cP (arenas 6,4,1), la permeabilidad se encuentra en el orden de los 400-4,000 mD (Tabla 1).

Actualmente el proyecto produce 10372 Bpd de los cuales 57 son por BCP, 4,969 de BM, 4,459 de B.N y 887 Bpd de pozos fluyentes (Figura 8).

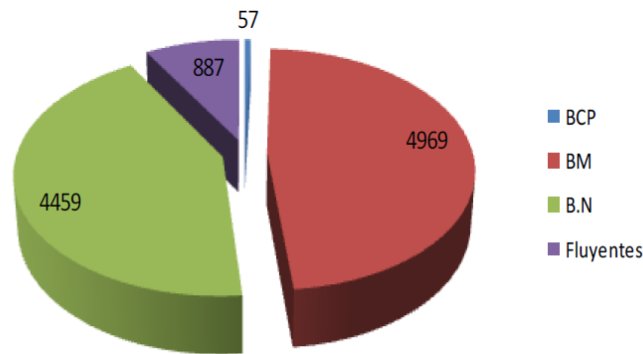


Figura 8 Distribución de la producción por Sistema Artificial en el AISM.

El objetivo principal del desarrollo del campo **Samaria Somero** se concentra en reactivar la explotación de crudo pesado y extrapesado mediante la perforación, reparación e implementación de procesos térmicos para alcanzar y mantener una plataforma de producción de 12 a 13 mbpd a finales de 2013, incrementando el FR de 10 a 25%.


Alcances 2013-2027

- Perforar 56 pozos (23 aceite pesado, 33 aceite extrapesado)
- 133 reparaciones mayores
- Diversificación de SAP (BN, BCP, BM)
- Prueba Piloto de Inyección de Vapor (Nov-2009 a jun-2011)
- Extraer:
 - 14.2 mmb pesado
 - 129.3 mmb extrapesado


Tabla 1 Propiedades crudo pesado y extrapesado del Campo Samaria Somero.

Generales			Petrofísicas		
	Extrapesado	Pesado		Extrapesado	Pesado
Área (Km ²)	7.9	4.4	Tipo de yacimiento	Aceite negro viscoso	Aceite negro
P _{ini.} (Kg/cm ²)	97	200 – 150	Litología	Arenas no consolidadas	Arenas no consolidadas
P _{act.} (Kg/cm ²)	97	170 – 120	Formación	Paraje Solo	Paraje Solo, Filisola
P _{sat.} (Kg/cm ²)	84 (A6)	105 (A8) 158 (A12)	Espesor bruto	300 - 500 (m)	400 – 600
T _{yac.} (°C)	45 – 47	60 – 80	Espesor neto	120 – 150 (m)	150 – 200
Profundidad (mbNM)	600-900	1,100 - 2,200	Porosidad	20 - 40 (%)	20 – 40
Tipo de empuje	Expansión de roca-fluidos	Expansión de roca-fluidos, Empuje hidráulico	Saturación de agua	10 - 20 (%)	10 – 30
			Permeabilidad	3,000 – 5,000 (mD)	400 – 4,000

Fluidos		
	Extrapesado	Pesado
Tipo de fluido	Extrapesado	Aceite Pesado y Mediano
Viscosidad	6,000 – 45,000 (cp)	200 – 2,000 (cp)
Densidad del aceite	5– 10 °API	12 – 23 °API
RGA	1 – 10 (m ³ /m ³)	60 – 120 (m ³ /m ³)



Extrapesado



Pesado

Otros campos

A continuación se enuncian algunos conceptos fundamentales y ramas de estudio especializadas que se han desarrollado para atender las áreas de oportunidad en la explotación y transporte de éste tipo de hidrocarburo no convencional, siendo la base en esta línea de investigación y desarrollo para la propuesta y aportación del presente trabajo.

CONCEPTOS BÁSICOS

CRUDOS PESADOS

Los crudos pesados son aquella mezcla de hidrocarburos donde, en forma predominante, se puede encontrar componentes moleculares de mayor peso molecular (Tabla 2) como por ejemplo, los asfaltenos que son moléculas complejas de alto peso altamente polares que contienen en sus estructuras átomos, tales como azufre, hierro, níquel, vanadio, entre otros, y que además tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, y que desde un aspecto macroscópico exige más esfuerzos y erogaciones para su explotación y transporte.

Tabla 2 Propiedades y Composición promedio de Crudos Mexicanos Pesados y Extrapesados
Adaptado por Murillo-Hernández(2009) y Castro y Vázquez(2009).

Parámetro	Crudos Mexicanos		
	Medios	Pesado	Extrapesado
°API	21.27	11.90	9.17
Peso Molecular(g/mol)	314.8	486	507.8
Contenido de sulfuro (%)	3.40	5.02	4.80
Contenido de agua (%)	1.80	0.05	0.05
Análisis SARA			
• Saturados	26.53	7.94	15.00
• Aromaticos	14.47	5.28	19.11
• Resinas	47.60	70.93	46.78
• Asfaltenos (de n-C7)	11.13	15.85	19.11

Muchos lugares del mundo se están desplazando hacia la explotación de petróleo pesado. El petróleo pesado se define como petróleo con 20°API o menor densidad. Los petróleos de 10°API o menor densidad se conocen como extrapesados, porque son más densos que el agua. Comparativamente, los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas Intermediate, poseen densidades que oscilan entre 38° y 40°API. En la Figura 9 se esquematiza la clasificación del tipo de hidrocarburos en base a su gravedad API y se realiza una escala comparativa con el rango de viscosidad que presenta cada tipo de hidrocarburo.

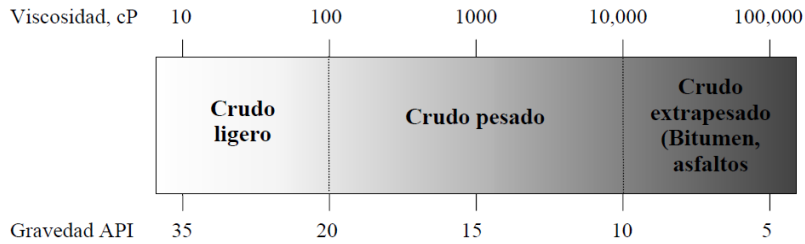


Figura 9 Clasificación del tipo de hidrocarburos en base a su gravedad API y viscosidad.

VISCOSIDAD

La viscosidad es una propiedad que tienen los fluidos que indica el grado de oposición al movimiento, cuando se le aplica una fuerza tangencial. Se debe al rozamiento existente entre capas adyacentes del fluido. Existen diversos modelos de viscosidad aplicables a sustancias que presentan comportamientos viscosos de diferente tipo. El modelo o tipo de fluido viscoso más sencillo de caracterizar es el fluido newtoniano, que es un modelo lineal (entre el gradiente de velocidades y las tensiones tangenciales) pero también existen modelos no lineales con adelgazamiento o espesamiento debido a la velocidad de corte aplicado, o como los fluidos que se comportan como un fluido tipo plástico de Bingham.

En la Figura 10 se muestra un reograma que presenta la clasificación de los modelos de fluidos en base a su comportamiento de la velocidad de corte $\dot{\gamma}$ [$1/seg$] contra el esfuerzo cortante τ [$dina/cm^2$] (τ_0 se conoce como un esfuerzo de cortante inicial).

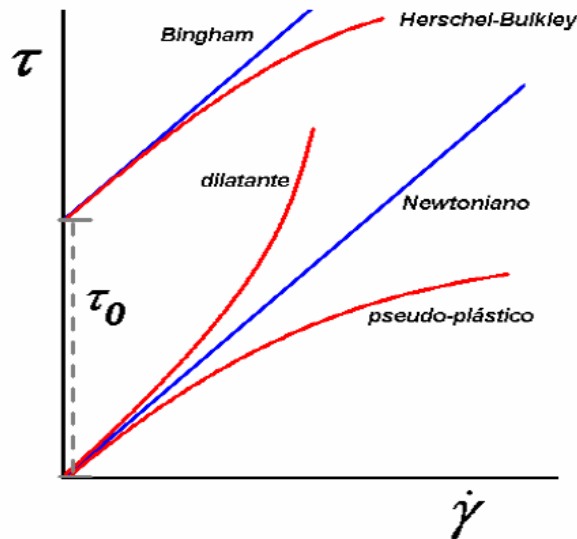


Figura 10.- Reograma de Modelos de fluidos.

ASEGURAMIENTO DE FLUJO

El área del Aseguramiento del Flujo es uno de los tópicos centrales en la definición de la arquitectura e ingeniería de transporte y proceso de los sistemas de producción petrolera. La expresión “Aseguramiento del Flujo” fue originalmente usada por Ingenieros en PetroBras en los 90’s como “Garantía de Fluxo”, lo cual se traduce en forma literal como: “Garantizar el Flujo”. En ese entonces, básicamente significaba, el cubrir los aspectos de Termo-hidráulica y Fisicoquímica de los sistemas de producción, que les permitiera hacer producir sus yacimientos de aceite pesado en aguas profundas.

En base a lo anterior el Aseguramiento de Flujo consiste en la aplicación de tecnologías que comprenden un conjunto de modelos predictivos confiables que nos permitan estimar, planear, diseñar, operar y mantener una buena identificación y estimación de agentes o factores antifujo en nuestro sistema de producción para la correcta:

1. Administración de formación de sólidos.
2. Administración de pérdidas de calor.
3. Administración y dosificación de químicos.
4. Administración, monitoreo y control de la producción.

En la actualidad, se considera que existen **tres enfoques** generales para el Aseguramiento de Flujo de petróleo pesado y extra pesado, enfocándonos en su comportamiento reológico, son: la reducción de la viscosidad, la minimización de la fricción y el mejoramiento in situ de aceite.

Reducción de la viscosidad del petróleo puede llevarse a cabo mediante una:

- a) dilución con otras sustancias.
- b) la formación de una emulsión de aceite-en-agua.
- c) aumentar y/o conservación de la temperatura del aceite.

La segunda alternativa consiste en **reducir la fricción entre la tubería y el aceite pesado** a través de:

- a) la adición de sustancias que reducen la resistencia dentro de la tubería (arrastrar aditivos de reducción) y / o

b) el desarrollo de un tipo diferente de flujo (anular, suspensión acuosa).

Por último, la incorporación de aditivos para **mejorar las propiedades fisicoquímicas del aceite pesado**, donde se obtiene un combustible sintético o crudo sintético con densidad API superior, menor viscosidad y menor contenido de contaminantes como el azufre y el nitrógeno.

La combinación de dos o más de estos métodos se pueden utilizar para resolver o mejorar el transporte o flujo de petróleo crudo pesado y extra pesado.

Reducción de la viscosidad

La técnica de dilución es uno de los métodos más antiguos y preferido para reducir la viscosidad de los aceites pesados. Su implementación se considera desde la década de 1930, la dilución consiste en la adición de hidrocarburos líquidos ligero al crudo pesado, por lo general son comúnmente empleados para este proceso los condensados de gas natural. Esta es una opción efectiva para reducir la viscosidad del aceite y facilitar su movilidad en la tubería desde una proporción de 20-30% de disolvente es a menudo suficiente para disminuir significativamente las caídas de presión, así mismo puede facilitar algunas operaciones tales como la deshidratación y desalado. Tal tecnología puede requerir inversiones sustanciales en el bombeo y un monitoreo continuo de las tuberías debido al aumento del volumen de transporte.

Sin embargo, la opción de dilución tiene algunos problemas, ya que cualquier cambio en la composición de aceite puede afectar el volumen requerido del líquido disolvente, por lo que se vuelve sumamente importante determinar de antemano la relación del líquido disolvente y para el volumen de aceite pesado, y obtener mezclas de viscosidad y la compatibilidad. Se debe poner especial atención hacia la estabilidad de los asfaltenos y parafinas, ya que la adición de aceite de condensación o ligero puede precipitación en secciones de la tubería (Zahan et al., 2004). Yaghi y Al-Bemani (2002) encontraron que una mezcla de aceites adicionales pesada y ligera posee una viscosidad de alrededor de 1000 y 300 cP a 303 o 323 K, respectivamente; cuando se compara con el aceite original pesado (15.000 cP a 293 K). Aquí, la dilución se realizó utilizando un crudo ligero (29°API) y calentando el sistema a 323. En resumen, la dilución del aceite pesado en efecto, reduce la viscosidad pero se generan otros problemas como la depositación de asfaltenos y parafinas.

Van den Bosch y Schrijvers (2006) presentan una combinación de dilución de mejoramiento método basado en la producción in situ del disolvente por separación, destilación y craqueo térmico de una parte de la alimentación de aceite pesado para producir una o más fracciones ligeras y una o más fracciones pesadas. La alimentación de aceite pesado se divide en dos, una parte se envía al proceso antes mencionado y el otro es la aplicación de diluyentes en la mezcla de todas las fracciones ligeras del petróleo pesado procesado, mientras que las fracciones pesadas obtenidos se utilizan para generar calor y/o energía. El mismo principio de mejora parcial también es sugerido por Myers et al. (2000). Aquí, el petróleo crudo hidroconversión que permite alcanzar una viscosidad de 60 a 250 cP a 313 K y su posterior dilución con nafta o reduce al mínimo la condensación viscosidad a 40-50 cP. Sin embargo, este enfoque es limitado por el lugar y la necesidad de afinar la infraestructura en plataformas marinas.

El flujo anular y central para la canalización de crudo pesado

Otra solución tecnológica para el transporte de fluidos altamente viscosos es la de canalización, la cual se basa en el desarrollo de un flujo anular (CAF) para reducir la caída de presión en la tubería causada por la fricción. La idea principal es que una fina película de agua o solución acuosa puede situarse en la pared interna de la tubería, al cual se le conoce como "lubricante", mientras que el fluido del núcleo interno, consta de aceite pesado, lo que puede generar una reducción en el gradiente de presión longitudinal y por lo tanto, una caída de presión total similar a la del agua en movimiento (Bensakhria et al, 2004; Peysson et al, 2007; Ghosh et al, 2009). El flujo anular es una de las tecnologías más utilizadas en el transporte bifásico, sin embargo, en general es difícil conseguir un CAF estable y duradero, observándose casi siempre un patrón de flujo de tipo ondulatorio en las tuberías de transporte.

Reductores de fricción.

Cuando los fluidos son transportados por la tubería, la fuerza que se debe superar para impulsar el fluido a través de la tubería se define como la fuerza de arrastre o simplemente arrastrar. Esta resistencia es el resultado de las tensiones en la pared y provocar una caída en la presión del fluido. Debido a esta caída de presión, el fluido debe ser transportado con la presión suficiente para conseguir el rendimiento deseado. Cuando se requieren mayores velocidades de flujo, la deformación del fluido es mayor, aumentando los esfuerzos de

cizallamiento, por tal motivo es necesario aplicar más presión a fin de mantener el flujo a la velocidad promedio requerida. Sin embargo, las especificaciones de diseño de la tubería, puede limitar la cantidad de presión que puede ser empleado o aumentar sustancialmente los costos de inversión.

Los problemas asociados con la caída de presión son más agudos cuando los fluidos se transportan a través de grandes distancias, por lo que se presenta una reducción de los aditivos se pueden incorporarse al fluido. El papel de estos aditivos es para disminuir o suprimir el crecimiento de los remolinos turbulentos por la absorción de la energía liberada debido a la ruptura de las capas laminares, lo que genera una mayor tasa de flujo a una presión constante de bombeo.

Los reductores de fricción se pueden dividir en tres grupos principales: tensoactivos, fibras y polímeros. Los tensoactivos pueden reducir la tensión superficial de un líquido, mientras que las fibras y polímeros se orientan en la dirección principal del flujo, limitando la turbulencia que se traduce en la reducción de la fricción. Un estudio sugirió que la formación de películas de polímeros en el interior del aceite, lubrica y permite una reducción de la resistencia efectiva (Storm y colab., 1999.). Actualmente, la generación de reductores de fricción se basa en la utilización de polímeros de alto peso molecular los cuales contienen también hidrocarburos de cadena larga, que actúan como una capa intermedia entre el fluido y la pared interior de la tubería para reducir la pérdida de energía causada por la turbulencia. Sin embargo, los reductores de fricción comerciales poliméricos, típicamente homopolímeros o copolímeros de alfa-olefinas, no funcionan bien con los aceites pesados que tienen gravedades API bajas y / o contenidos de asfaltenos alta.

MEJORADORES DE FLUJO

El manejo y transporte del petróleo crudo representa uno de los principales retos para los productores de petróleo en el mundo. Transportar el crudo desde sus fuentes de origen, hasta las refinerías, involucra el traslado por tuberías submarinas, tanques intermediarios de almacenaje y traspaso a recipientes, todo lo cual requiere que el crudo mantenga su fluidez a diferentes ambientes y condiciones de transporte. Para esto es inicialmente fundamental que los ingenieros encargados puedan contar con herramientas precisas y predictivas de las propiedades termofísicas y reológicas del fluido en cuestión a fin de poder, con un bajo

grado de incertidumbre, describir el comportamiento del fluido durante todo el proceso y así poder tomar las decisiones necesarias para el aseguramiento del flujo.

Los productores de petróleo utilizan diversos métodos para asegurar el flujo ininterrumpido del crudo, entre los cuales se incluyen el calentamiento, la disolución con líquidos más ligeros, y la aditivación con "pour point depressants" (PPDs). Se sabe que el "pour point" del petróleo, es la temperatura más baja a la cual el crudo fluye o presenta movimiento. Este valor se mide iniciando con un calentamiento preliminar de la muestra, donde posteriormente se enfría a una velocidad específica examinando los movimientos del crudo a ciertos intervalos. Cuando una muestra alcanza este punto, no se trata de un sólido congelado, lo que sucede es que la parafina del crudo, cristaliza formando una matriz de cristales de ceras la cual mantiene la parte líquida del crudo atrapada e impide su fluidez. Por otro lado, la temperatura a la cual se forma el primer cristal de cera es llamada "cloud point" y es la temperatura a la cual se inicia la formación de aglomerados que obstruyen los ductos o generan depósitos en los tanques de almacenamiento.

Cualquier fenómeno que pueda interrumpir la formación de los cristales de ceras, tal como los PPDs, afectará tanto el "cloud point" como el "pour point", y por lo tanto la fluidez del material. Es bien conocido que el petróleo crudo contiene cantidades considerables de materiales viscosos de diferente naturaleza (como asfaltenos, ceras saturadas, aromáticas, etc.) todos de diferentes propiedades físicas. Cuando tales petróleos son sujetos a temperaturas por debajo de sus puntos de fluidez y cristalización, los componentes cerosos y los fluidos viscosos son más propensos a depositarse en las superficies frías, o a cristalizar y aglomerarse como gel es, por lo que en muchos casos la extracción, el manejo y transporte del crudo, se lleva a cabo a temperaturas por arriba del "pour point" y "cloud point", correspondiente a cada tipo de crudo. Sin embargo, aún bajo estas condiciones, el fluido todavía es altamente viscoso y difícil de tratar. La alta viscosidad del petróleo crudo, aun a altas temperaturas, es provocada principalmente por los altos contenidos de asfaltenos (cadenas de hidrocarburos >C₂₅) los cuales causan problemas de flujo que interfieren con la facilidad de extracción, manejo, y sobre todo en su transporte a lo largo de kilómetros de tubería.

El uso de PPDs o mejoradores de flujo ha resultado ser el método más económico y efectivo para solucionar la mayoría de los problemas de fluidez de diferentes variedades de crudos,

estos son conocidos también como inhibidores de depósitos de ceras o aditivos controladores de la viscosidad en la producción de petróleo crudo, y donde su funcionamiento se ha evaluado midiendo los cambios en las propiedades de flujo del petróleo.

Los mejoradores de flujo son compuestos poliméricos cuya estructura química consiste en una cadena hidrocarbonada, la cual por su baja polaridad promueve su interacción con la parafina líquida presente en los crudos, y un segmento polar, el cual es responsable de la modificación de la morfología de los cristales de ceras, inhibiendo el estado de agregación. Por lo que estos inhibidores también son conocidos como modificadores cristalinos. Entre los aditivos poliméricos más utilizados se encuentran los copolímeros, como el polietileno (acetato de vinilo) o copolímero de (EVA), los cuales contienen los dos segmentos de baja y alta polaridad.

La parte de la cadena hidrocarbonada (etileno) muestra alta afinidad con las parafinas del crudo, y los grupos acetato previenen la agregación de los cristales de ceras, por lo que los copolímeros de EVA presentan buena eficiencia como modificadores de flujo en diferentes crudos.

Otros tipos de copolímeros que han sido reportados como mejoradores de flujo son los copolímeros, poli(alquilesteres-estireno), poli(estireno-anhídrido maléico) (SMA), poli(alquil-anhídrido maléico), poli(alquilesteres-ácidos carboxílicos, poli(alquil-acrilatos) y poli(alquil-metacrilatos), poli(alquil-fenoles) y copolímeros con grupos polares como poli(vinilpirrolidonas-estireno), poli(ácido acrílico-u-olefinas), entre otros. La gran variedad de copolímeros que han sido utilizados como aditivos inhibidores se debe a que existen a la vez diferentes tipos de crudos diferenciados por la compleja variedad en sus composiciones (hidrocarburos saturados, aromáticos, polares, asfaltenos, resinas, etc.), por lo que no es posible que un solo tipo de copolímero o inhibidor de ceras funcione para todos los tipos de crudos.

Los copolímeros útiles en esta aplicación pueden ser lineales o ramificados de acuerdo a su estructura y al azar o en bloques en su microestructura (Figura 11) de acuerdo al método de polimerización, mecanismo y condiciones de reacción utilizados. Se ha reportado que las diferencias en la estructura, el tamaño de los bloques, así como el peso molecular y la

distribución de peso molecular de los copolímeros, puede tener cierta influencia positiva o negativa en la formación o inhibición de los cristales de ceras, cuando son utilizados como aditivos en el petróleo crudo.

Polímeros Lineales



Polímeros Ramificados



Copolímeros al azar	AABABBABBBAAABAABBAAAAB
Copolímeros en bloques	AAAAABBBBBAAAAABBBBBAAAAA
Copolímeros de injerto	AAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAAA
Ejem.	B B B B B
	B B B B B
A=	B B B B B
B=	B B B B B

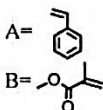


Figura 11 Representación esquemática de la estructura y microestructura de los copolímeros.

De acuerdo al método de polimerización, la mayoría de los copolímeros al azar y en bloques pueden ser producidos en solución, en masa, en suspensión y en emulsión, utilizando condiciones de polimerización conocidas para el control del peso molecular y longitud de cadena de bloque, en el caso de los copolímeros en bloques.

Los polímeros producidos en masa y en solución se obtienen como sólidos amorfos, mientras que los producidos en suspensión y en emulsión son obtenidos como partículas dispersas en agua, de morfología esférica con distribuciones de tamaño de partícula mayor de 100 micras (en suspensión) y entre 1 y 100 micras en emulsión.

Se ha reportado que algunas dispersiones de látex basadas en copolímeros alquílicos con metacrilato de metilo y meta-acrilamidas, obtenidos mediante polimerización en emulsión radicalica, con alto contenido de sólidos, fueron utilizadas como tales como inhibidores de depósitos de parafinas contenidas en petróleo crudo. Existen estudios que señalan que las dispersiones obtenidas en agua fueron mezcladas con uno o varios disolventes y fueron probadas en un amplio rango de temperaturas

Recientemente se reportaron nuevos copolímeros mejoradores de flujo para petróleos crudos súper viscosos o extrapesados. Estos copolímeros fueron obtenidos utilizando metacrilato de metilo esterificado, el cual se copolimerizó con estireno, y posteriormente se llevó a cabo una reacción de aminación. El nuevo copolímero aminado resultó ser mejor aditivo para el crudo superviscoso con alto contenido de resinas y asfaltenos.

Factores que afectan el funcionamiento de los mejoradores de flujo poliméricos.

Las principales variables características que pueden afectar el funcionamiento de los copolímeros como mejoradores de flujo en petróleo crudo son las relacionadas a la estructura polimérica (lineal o ramificada), la longitud del tamaño de los bloques (en copolímeros en bloques), el tamaño del sustituyente (en copolímeros injertados) y el peso molecular. La estructura del copolímero puede ser controlada de acuerdo al tipo de monómeros y comonómeros y el peso molecular se puede ajustar cambiando las condiciones de reacción tales como la cantidad de iniciador utilizado, el disolvente, la temperatura, etc.

En estudios llevados a cabo con la finalidad de obtener evidencias sobre el efecto de la estructura de los copolímeros en su uso como mejoradores de flujo en petróleo crudo, se observaron pocas diferencias entre los copolímeros lineales y ramificados. En el caso de copolímeros de injerto, se observó que a medida que el promedio del número de carbonos de la cadena pendiente aumenta, hay un aumento en el grado de inhibición de ceras. Este aumento llega a un máximo y posteriormente disminuye el efecto.

El peso molecular (MW) y la distribución de pesos moleculares (DPM) de los copolímeros, tiene mayor influencia en su funcionamiento como mejoradores de flujo, ya que afecta en su interacción con las parafinas. Un peso molecular muy pequeño puede no generar un volumen hidrodinámico adecuado para interrumpir el crecimiento de los cristales de ceras, y co-cristalizaría dentro de la matriz de la parafina en caso de encontrarse a una temperatura cercana al "cloud point". Un peso molecular muy alto puede generar que las cadenas del polímero interaccionen entre sí en lugar de interaccionar con la parafina del crudo, o la solubilidad del polímero en el crudo se puede ver limitada y, por el contrario, servir como puntos de cristalización elevando el punto de fluidez en su mezcla con el crudo. El intervalo

de peso molecular reportado en copolímeros utilizados para ésta aplicación varía entre 500 - 500,000 g/mol. Cada tipo de crudo, puede ser capaz de disminuir su viscosidad por efecto de la interacción con las moléculas de un copolímero de características adecuadas (estructura, Mw, y DPM) que permita separar los componentes del crudo y hacer que las moléculas se deslicen con mayor facilidad.

Efecto del disolvente en mejoradores de flujo poliméricos

Los mejoradores de flujo son materiales que con frecuencia son sólidos a temperatura ambiente. Para bombear o introducir estos productos en las pruebas de campo generalmente necesitan estar disueltos en algún disolvente.

Por esta razón, el tipo de disolvente juega un papel muy importante en la formulación final del producto para que pueda ser manejado. El disolvente tiene un efecto muy grande en las propiedades físicas del polímero solvatado, ya que afecta directamente su volumen hidrodinámico específico. Esta propiedad es indicativa del grado de interacción del polímero con el disolvente, y es una medida del grado de enredo entre las cadenas del mismo polímero. En un buen disolvente, cuando el polímero está bien solvatado, el radio de giro es mayor que cuando no se encuentra bien solvatado y existe un volumen hidrodinámico específico.

Para investigar el uso de un disolvente en mejoradores de flujo poliméricos, normalmente se mide la viscosidad a diferentes diluciones del copolímero. Los datos reportados muestran que la viscosidad de la mezcla disolvente-copolímero varía considerablemente con el tipo de disolvente empleado. La concentración de polímero en la solución afectará directamente las propiedades como mejorador de flujo ya que a altas concentraciones el polímero puede interaccionar con otras cadenas del mismo y enredarse, lo cual puede afectar el acceso del polímero a la parafina y aumentar la velocidad de cristalización, en lugar de inhibirla. Las concentraciones de copolímero utilizadas para este fin varían en un intervalo de 500 a 5000 ppm de aditivo en el crudo.

De los factores que afectan el funcionamiento de los copolímeros como mejoradores de flujo, como el tipo de estructura (Figura 12, 13 y 14), el peso molecular y el efecto del disolvente, los tres tienen estrecha relación con la afinidad de las cadenas del polímero hacia las parafinas del crudo que se esté utilizando. Cuando la relación de componentes en

el crudo cambia, la relación de afinidad de las cadenas puede disminuir afectando el funcionamiento del copolímero, por lo que se utilizan mezclas de aditivos poliméricos para abarcar una mayor variedad de crudos.

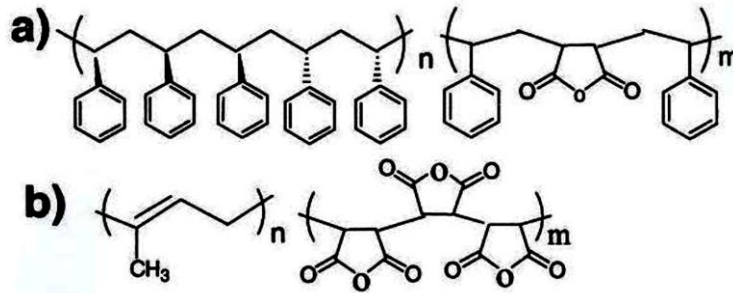


Figura 12 a) Copolímero de estireno-anhídrido maleico en bloques, b) Copolímero isopreno-anhídrido maleico en bloques

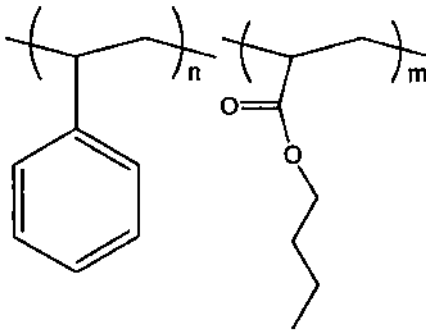


Figura 13 Estructura del poli (estireno-b-butilacrilato) (PSt-b-PBA).

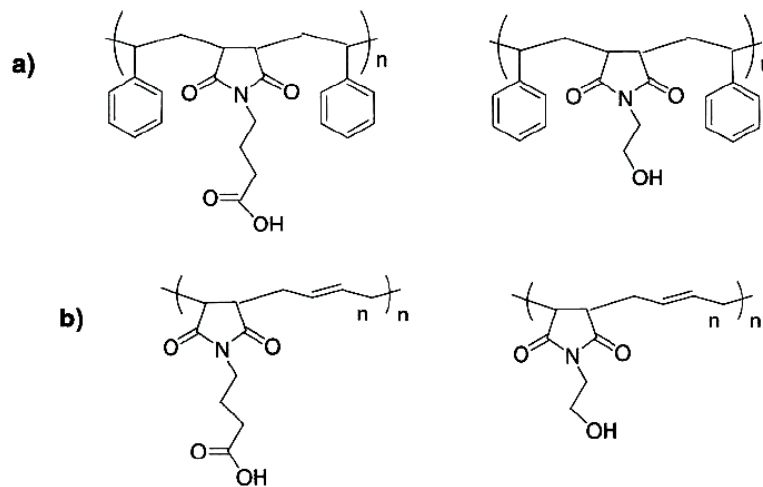


Figura 14 Estructura de los copolímeros a) poli (estireno-maleimidias) b) poli (butadieno-maleimidias).

APLICACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS PARA EL TRANSPORTE DE FLUIDOS.

Las actividades de este trabajo de investigación comenzaron con la definición de parámetros de evaluación de los productos químicos mejoradores de flujo base agua y aceite. Para este fin, se desarrolló un procedimiento de análisis sobre el tema, incluyendo trabajos técnicos, reportes de estudios experimentales, etc. El resultado de dicho análisis se muestra a continuación.

El proceso de análisis de información se centró en el comportamiento reológico y de viscosidad de aceites crudos de diferentes calidades en presencia de aditivos químicos, ya sea como mejoradores de flujo, inhibidores de formación de parafinas o reductores de viscosidad. De acuerdo a diversos trabajos reportados por Investigadores en diferentes partes del mundo (Al Zahrani y Al-Fariss, 1998; Behbahani et al., 2008; Halim et al., 2011; Pedersen y Rønningsen, 2000; Pedersen, 2003; Wang et al., 2003, United States Patent, US 6,402,934 B1, Jun. 11, 2002), se han enfocado al estudio del comportamiento de la viscosidad como función de la concentración de productos químicos. Para tal fin, se han construido curvas de viscosidad, a diferentes concentraciones, pues de acuerdo a la teoría, se espera que sin importar la cantidad de producto químico que se agregue, la viscosidad no rebasara un valor mínimo. En la Figura 15 se esquematiza esta suposición.

μ_{\min} : Límite inferior de viscosidad que puede alcanzar un aceite crudo con la presencia de un agente reductor de viscosidad no reactivo.

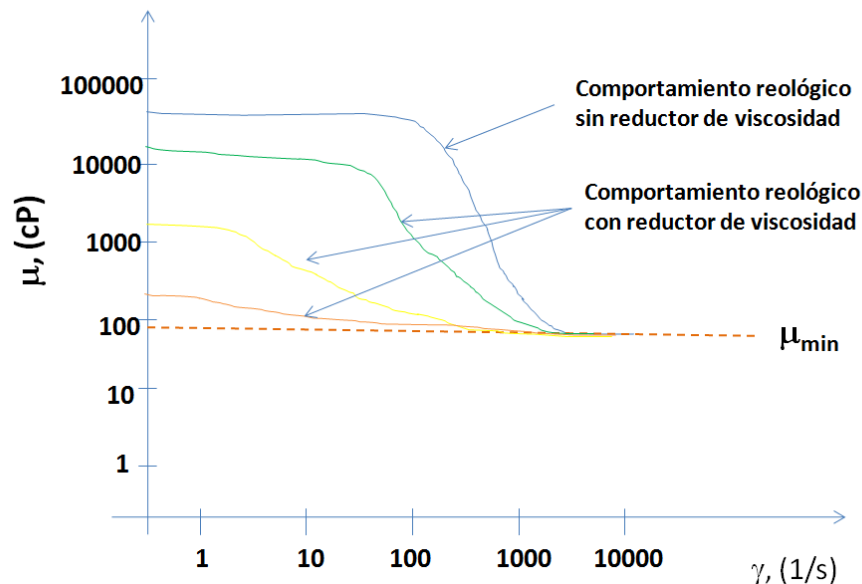


Figura 15.- Comportamiento de la viscosidad de aceite crudo con un reductor de viscosidad.

Debido a la importancia que tiene el efecto de la velocidad de corte (γ) en el comportamiento reológico de los fluidos, es importante ubicar el intervalo de valores que se manejan. Para esto, se presenta la Tabla 3 en la cual se muestra el intervalo de γ para diferentes tipos de fluidos.

Tabla 3.- Rango de valores de esfuerzos de corte de materiales y procesos comunes.

Situación	Rango de esfuerzo de corte común (s^{-1})	Aplicación
Sedimentación de partículas suspendidas en líquido	$10^{-6} - 10^{-4}$	Medicina, pinturas, tintas de impresión.
Nivelación debido a la tensión superficial	$10^{-2} - 10^{-1}$	Pinturas, tintas de impresión.
Drenado por gravedad	$10^{-1} - 10^1$	Pintura y revestimiento, blanqueadores aseo.
Extrusoras	$10^0 - 10^2$	Polímeros
Masticar y tragar	$10^1 - 10^2$	Alimentos
Flujo en tuberías	$10^0 - 10^3$	Bombeo, flujo sanguíneo
Atomización y cepillado	$10^3 - 10^4$	Pintura en spray, atomización del combustible.
Frotamiento	$10^4 - 10^5$	Aplicación de crema en la piel
Recubrimiento de alta velocidad	$10^5 - 10^6$	Aplicación de recubrimientos
Lubricación	$10^3 - 10^7$	Motores de combustión.

Queda claro que las características de los fluidos no-Newtonianos en muchos casos son observadas en los llamados “fluidos estructurados”. Indudablemente, hay una liga directa muy fuerte entre el tipo y extensión de un flujo no-Newtoniano, por un lado, y la respuesta de la estructura molecular a esfuerzos aplicados externos, por el otro. En la Figura 16 se esquematiza esta suposición.

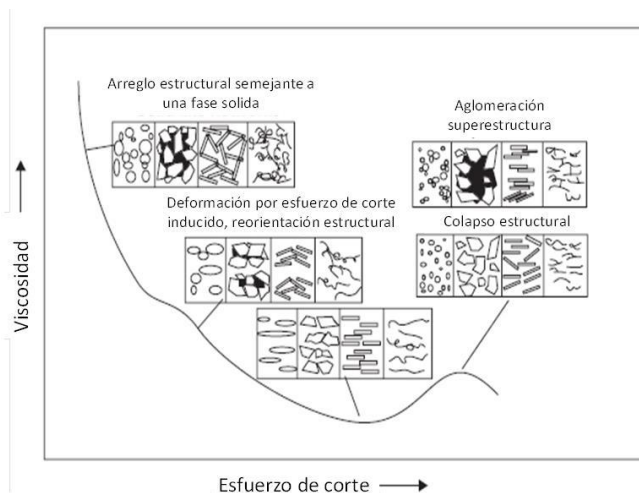


Figura 16.- Representación gráfica y esquemática del comportamiento a nivel molecular de fluidos no-Newtonianos

De acuerdo a lo anterior, existen en la literatura, una importante cantidad de ejemplos en los cuales se muestra este comportamiento de los fluidos estructurados. Como ejemplo, Brummer, en el 2006 presentó un trabajo donde esquematiza el comportamiento de los fluidos estructurados. En general, este autor habla de 4 mecanismos por los cuales, la estructura molecular de los fluidos se puede modificar al someterlo a una velocidad de corte, estos son por orientación, estiramiento, deformación y desintegración (Figura 17).

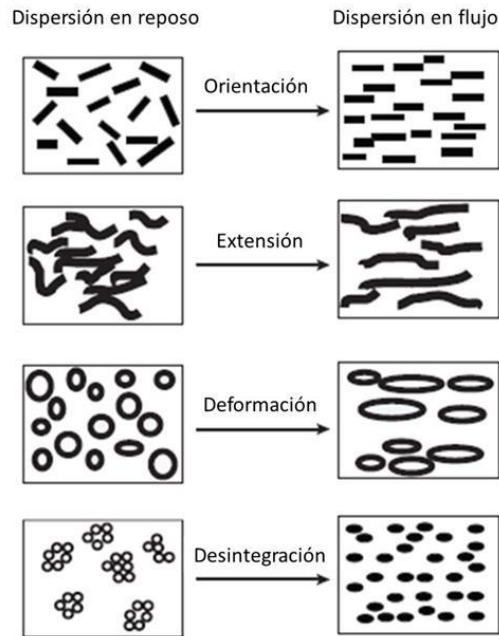


Figura 17.- Representación de los mecanismos y comportamiento de los fluidos estructurados al ser sometidos a una velocidad de corte.

En la Figura 18 se esquematiza también el comportamiento a nivel molecular del cambio que sufre la estructura al someterse un fluido a una deformación al aplicársele un esfuerzo de corte, debido a la presencia de una velocidad de corte.

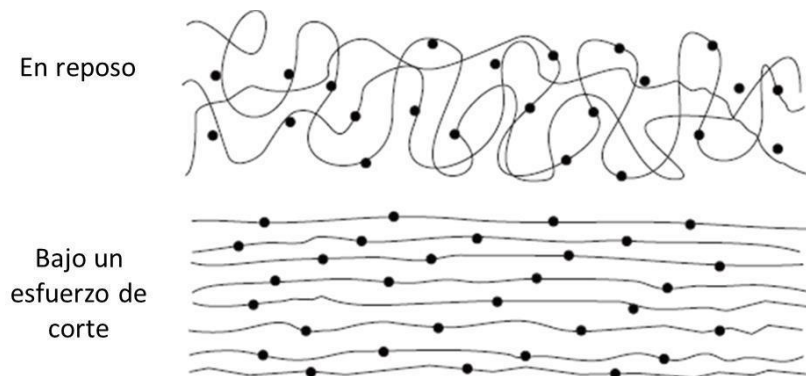


Figura 18.- Esquema del cambio estructural de deformación al aplicársele un esfuerzo de corte.

A los fluidos de hidrocarburos se les puede considerar dentro de esta familia de “fluidos estructurados”, debido a su composición química. En la Figura 19 se esquematiza la composición global de un fluido hidrocarburo típico.

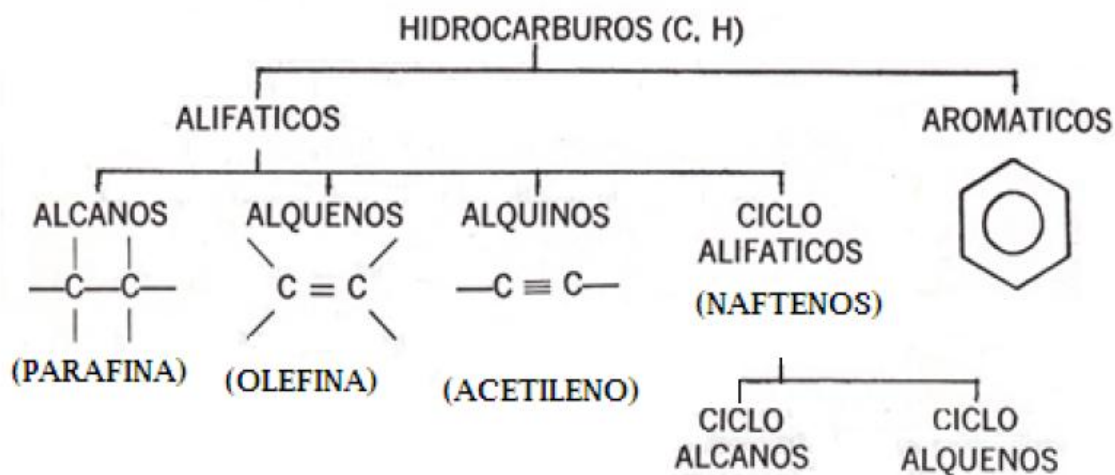


Figura 19.- Composición global de un fluido hidrocarburo típico.

Como se sabe, los aceites crudos son una mezcla compleja donde cohabitan diferentes moléculas con diferentes características. Se encuentran especies tan sencillas como el metano, propano, etano; moléculas más elaboradas como las parafinas (Figura 20) y tan complejas como los asfaltenos (Figura 21).

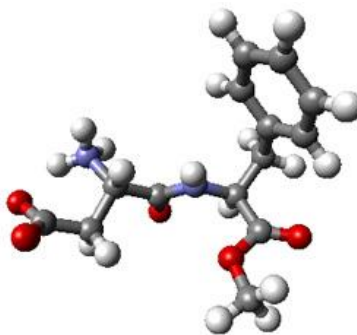


Figura 20.- Molécula parafínica.

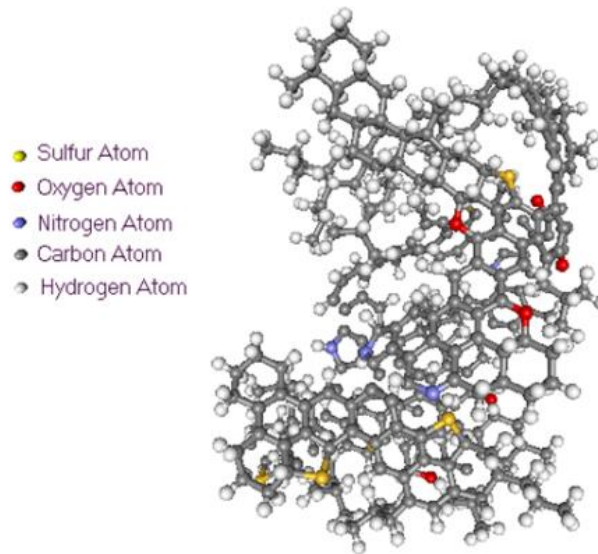


Figura 21.- Asfalteno de un crudo tipo Maya.

De acuerdo a la literatura, se sabe que para los fluidos estructurados, como es el caso de los aceites pesados y extrapesados, se pueden definir 3 mecanismos bajo los cuales, es posible reducir la viscosidad. Estos son el térmico, mecánico y químico. En particular, el mecanismo químico es que el que se discutirá a detalle en este trabajo. Sin embargo, como antecedente, se puede mencionar el efecto mecánico sobre el abatimiento de la viscosidad. En la Figura 22 se ejemplifica este efecto (Instrument techniques for rheometry, REVIEW OF SCIENTIFIC INSTRUMENTS 76, 101101 2005).

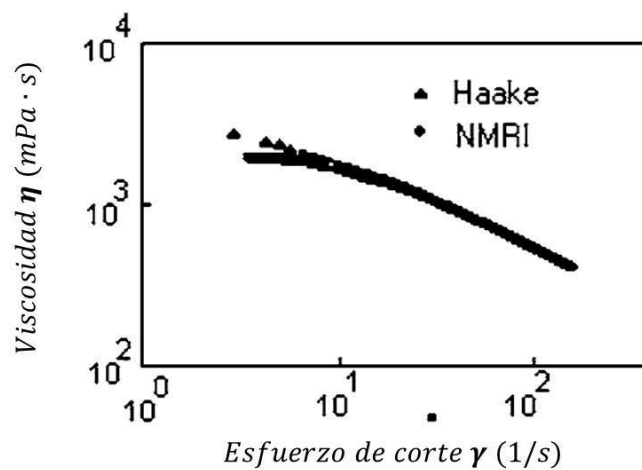


Figura 22.- Efecto mecánico sobre el abatimiento de la viscosidad.

En esta Figura se muestra, para un aceite de alto peso molecular, como la velocidad de corte afecta directamente la viscosidad, es decir, por puro efecto del movimiento del fluido, es posible disminuir su viscosidad a valores cercanos al 90% de su valor inicial. En la Figura 23 se esquematiza esta situación.

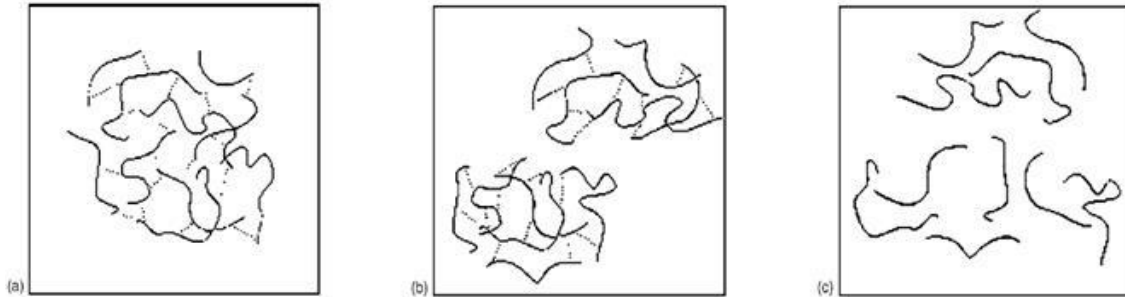


Figura 23.- Comportamiento estructural de las moléculas al incrementar la velocidad de corte.

En la Figura anterior, se recrea el efecto de la velocidad de corte en la estructura molecular del fluido, se puede observar como al aumentar la velocidad, las estructuras tienden a desenredarse hasta formar estructuras casi lineales más simples.

Este mismo efecto se puede observar en emulsiones agua-aceite. El comportamiento de la viscosidad cambia de acuerdo a la distribución de tamaño de partícula presente en la solución. En la Figura 24 se puede observar dicho efecto.

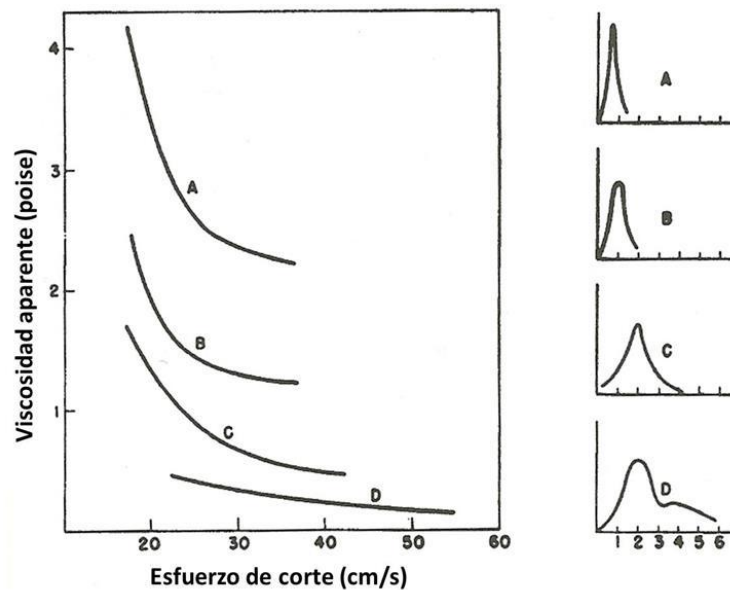


Figura 24.- Cambio de la viscosidad aparente de acuerdo a la distribución de tamaño de partícula presente en la solución.

Es claro entonces que, los mecanismos involucrados en el comportamiento de la viscosidad de los fluidos, depende fuertemente del tipo de estructura molecular. En la Figura anterior, a medida que aumenta la distribución de tamaño de partícula, es decir, aumenta la cantidad de moléculas con diferentes tamaños, disminuye la viscosidad del fluido.

En cuanto al mecanismo químico, existen evidencias que muestran que en algunos casos, el efecto real del producto químico, se inhibe a ciertas concentraciones, es decir, puede existir un valor límite de concentración a partir del cual, ya no se observará ningún efecto real sobre la viscosidad del fluido. Esto también se ve afectado directamente por la temperatura. En la Figura 25 se muestra dicho efecto (SPE 65024).

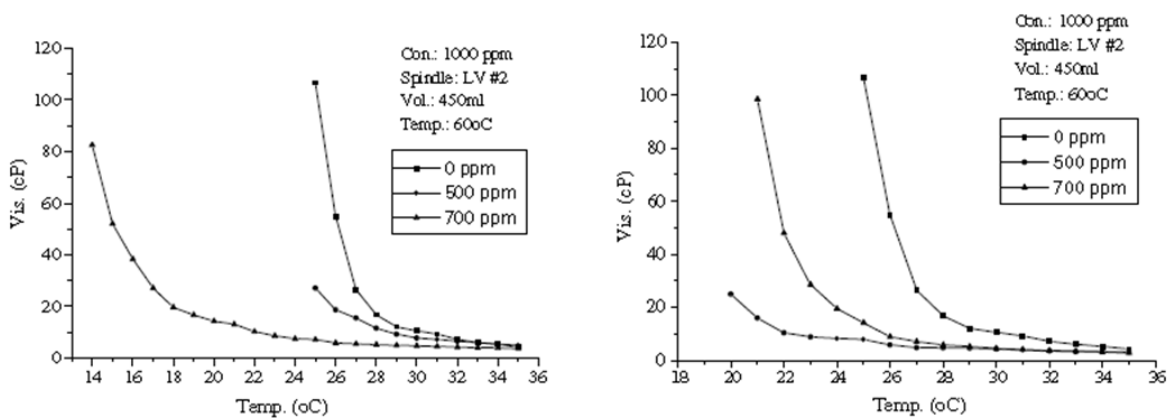


Figura 25.- Cambio de la viscosidad con respecto a la temperatura de diferentes aceites producidos con diferentes concentraciones de un reductor de viscosidad.

En esta figura, se observa el comportamiento de un producto químico reductor de viscosidad para dos aceites diferentes producidos en Asia. Se observa que para concentraciones mayores de 700 ppm, no se obtiene una mayor reducción de la viscosidad, y además, en todos los casos, la viscosidad tiende a un valor límite a una temperatura promedio de 35 °C. Esto indica que la eficiencia de este producto químico no se ve favorecida por arriba de esta temperatura. Esto podría ser un indicio de que para ciertas temperaturas, no es necesario aplicar productos químicos para ayudar al transporte de estos aceites.

Otro trabajo que muestra este efecto, es el publicado por los investigadores Pedersen y Rønningsen en el 2003 (Energy & Fuels 2003, 17, 321-328). En este trabajo, presentan un

estudio sobre el efecto de inhibidores de formación de parafinas en la viscosidad, punto de fluidez, y la temperatura de formación de ceras en un aceite crudo ceroso estabilizado del Mar del Norte. Se aplicaron 12 diferentes modificadores de la temperatura de cristalización de tipo comercial, los cuales pueden actuar potencialmente tanto como inhibidores de la depositación de ceras y depresores del punto de aparición de los cristales de cera. Los datos de viscosidad cubrieron el intervalo de temperatura de 5 a 40 °C. En general, los productos químicos estudiados influyeron marginalmente en las temperaturas de aparición de las ceras, mientras que la mayoría tiene un efecto importante sobre puntos de fluidez y viscosidad aparente. Los datos de viscosidad sugieren que los inhibidores, probablemente por algún tipo de impedimento estérico, "inactivan" a los componentes de la cera dentro de un cierto intervalo de peso molecular mediante la prevención de la formación de estructuras moleculares tipo red. Mostraron que este efecto se puede modelar matemáticamente suponiendo una disminución de las temperaturas de fusión de las diferentes moléculas de cera. En la Tabla 4 se muestran las condiciones de temperatura, concentración y velocidad de corte utilizadas en los estudios, mientras que en la Tabla 5 se muestran los productos inhibidores utilizados en el estudio.

Tabla 4.- Resultados de viscosidad obtenidos de tratamiento a un aceite con inhibidor de parafinas a diferentes temperaturas y concentraciones con una velocidad de corte de 100 s⁻¹.

inhibitor no.	concn (ppm)	40 °C	30 °C	20 °C	15 °C	10 °C	5 °C
1	200	10.4	15.2	44.2	215	450	790
	500	9.8	14.3	22.8	41.8	205	505
	1000	9.5	14.3	25.9	50.0	220	530
2	200	10.3	15.1	34.8	160	415	770
	500	9.8	14.6	24.3	73.5	290	590
	1000	9.8	14.7	25.1	49.0	255	570
3	200	9.4	14.1	30.2	160	425	760
	500	10.7	15.3	26.8	105	365	700
	1000	9.9	15.0	26.2	82.0	325	645
4	200	9.3	14.4	42.6	220	480	820
	500	10.4	15.3	37.1	195	446	800
	1000	10.9	16.1	35.5	145	390	730
5	200	13.1	19.8	146	340	610	980
	500	11.0	17.2	52.3	250	570	840
	1000	14.4	21.5	42.0	205	500	820
6	200	13.1	17.1	50.7	230	480	840
	500	10.0	13.9	37.0	220	495	840
	1000	7.5	10.8	31.1	200	470	810
7	200	8.0	12.5	54.5	260	590	980
	500	14.7	20.9	83.9	325	635	1020
	1000	11.0	15.4	58.7	315	610	980
8	200	6.6	11.3	37.4	190	505	860
	500	14.1	19.3	48.2	340	545	870
	1000	10.3	15.6	40.5	215	520	860
9	200	11.1	15.9	36.3	160	475	820
	500	10.9	16.6	36.7	215	475	790
	1000	11.9	17.5	37.8	170	440	710
10	200	10.5	14.9	32.2	120	410	760
	500	12.6	16.6	41.4	210	525	850
	1000	12.5	17.5	36.7	155	480	830
11	200	10.0	13.4	27.6	155	410	760
	500	10.0	13.9	26.6	125	410	760
	1000	15.1	19.0	30.3	150	440	740

Tabla 5.- Inhibidores de Parafinas en estudio.

Inhibidor No.	Tipo de químico
1	Metacrilato polialquilo
2	Metacrilato polialquilo
3	Metacrilato polialquilo
4	Copolímero de etileno y vinil acetona (EVA)
5	Desconocido
6	Copolímero de etileno y vinil acetona (EVA)
7	Éster graso polimérico
8	Éster graso polimérico
9	Copolímero de acrilato de polialquilo y vinilpiridina
10	Éster de ácido metacrílico
11	EVA

En la Figura 26 se presentan los resultados obtenidos. Se observa como en el estudio anterior, que la viscosidad tiende a un valor fijo a una determinada temperatura, independientemente de la concentración de producto químico aplicado.

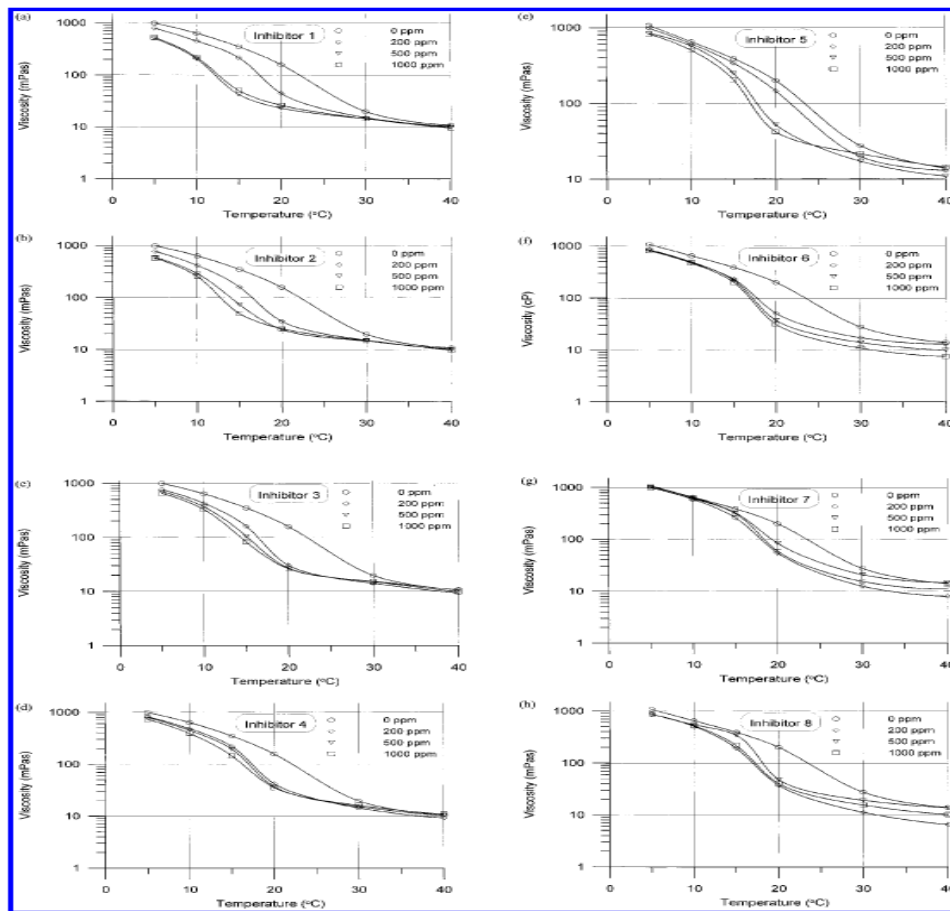


Figura 26.- Graficas de resultados donde se aprecia que la viscosidad tiende a una convergencia a mayor temperatura independientemente de la concentración de producto químico aplicado.

Dicha temperatura dependerá de las características de cada aceite, ya que como se muestra en la Figura 27, se midió el comportamiento de la viscosidad de un aceite pesado producido en el campo KMZ. A diferentes velocidades de corte, se midió la temperatura y se puede observar, la temperatura límite, para este aceite, fue de 80 °C, aproximadamente, esto sin producto químico, es decir el comportamiento se debe exclusivamente a efecto mecánico por la velocidad de corte.

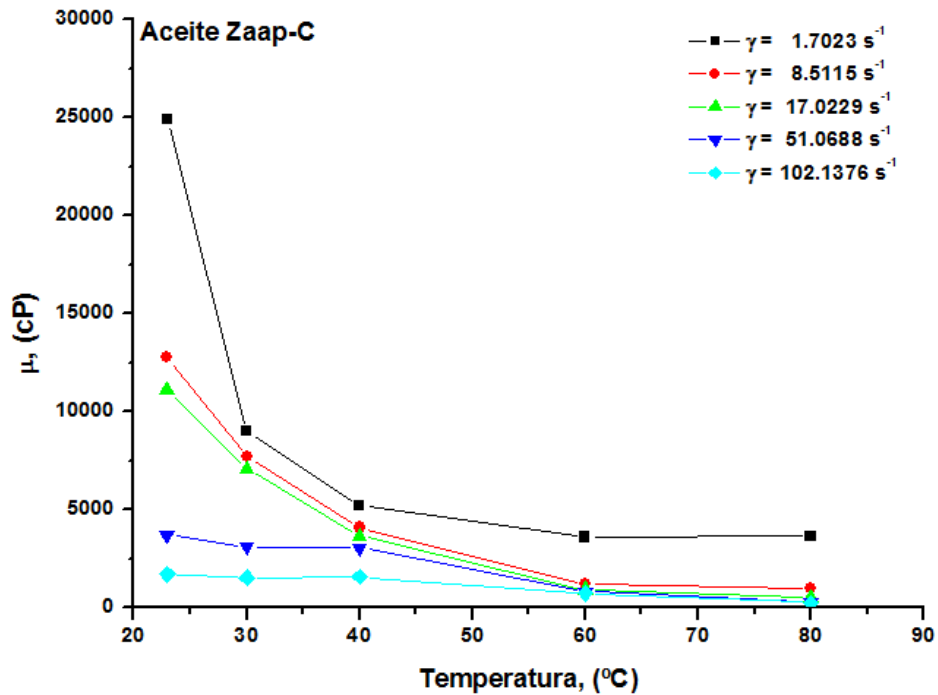


Figura 27.- Comportamiento de la viscosidad de un aceite pesado a diferentes velocidades de corte, donde se aprecia una temperatura límite de 80 °C.

CAPÍTULO II: METODOLOGIAS EXPERIMENTALES

A fin de proponer una metodología de evaluación la eficiencia y compatibilidad de los productos químicos mejoradores de flujo en los aceites producidos en el campo Samaria, a continuación se describen las principales pruebas experimentales empleadas.

ANÁLISIS SARA.

Este estudio permite conocer la cantidad, en %peso, de asfaltenos, resinas, saturados y aromáticos. En particular, se puede inferir de esta cantidad, la cantidad probable de asfaltenos que se pudieran precipitar por cambios de presión y temperatura a condiciones de operación. Este estudio proporciona información complementaria que podría ayudar a saber si la muestra será susceptible a presentar problemas de precipitación de asfaltenos debido también a una posible incompatibilidad entre el aceite y un producto químico, siendo más susceptibles a presentar el problema, aquellos pozos que tengan una menor cantidad de asfaltenos presentes, de acuerdo a lo que se ha visto en diversas pruebas de laboratorio. Dicho estudio se tendría que reforzar con un estudio de equilibrio de fases mediante la determinación de la envolvente de precipitación de asfaltenos, requiriéndose para tal fin muestras de fondo preservadas en presión.

De los resultados del análisis SARA, se puede construir el índice de inestabilidad coloidal (CII), el cual proporciona información sobre la propensión de los asfaltenos de un fluido, se precipiten y por lo tanto generen posibles problemas de depositación en el pozo y/o líneas de transporte superficiales. Dicho índice fue propuesto por Baker Petrolite y se define como:

$$CII = \frac{\text{Asfaltenos (\%Peso)} + \text{Saturados (\%Peso)}}{\text{Resinas (\%Peso)} + \text{Aromáticos (\%Peso)}} \quad (1)$$

Se establecen los siguientes valores para definir la estabilidad o inestabilidad de los asfaltenos:

CII < 0.7: Asfaltenos estables

CII > 0.9: Asfaltenos inestables

Para valores entre 0.7 y 0.9, no se define con exactitud el comportamiento, pero se habla de un estado meta-estable, en el cual podrían o no precipitarse los asfaltenos. Para realizar una discusión más profunda sobre estos resultados, es necesario realizar estudios de equilibrio de fases mediante la determinación experimental de la envolvente de precipitación de sólidos orgánicos, ya que esta proporciona las zonas de afectación como función de la presión y la temperatura del sistema de producción. Así mismo, se requiere hacer estudios de composición extendida para saber el contenido, en %mol, de los diferentes componentes hidrocarburos y no hidrocarburos presentes en el crudo. Esto permitiría definir las características a nivel molecular de los aceites producidos en el campo

VISCOSIDAD

Otra de las pruebas que se realizó a las muestras de aceite, fue la determinación de la viscosidad. Esta propiedad de transporte, servirá de referencia para evaluar la eficiencia de los mejoradores de flujo. De acuerdo a lo que se ha estudiado y reportado en la literatura, la disminución efectiva de la viscosidad, se debe principalmente a tres mecanismos fundamentales, térmico, mecánico y químico.

Para realizar la medición experimental de la viscosidad, se puede decir que en general, existen tres tipos principales de viscosímetros, estos son los viscosímetros de cilindros coaxiales, los viscosímetros análogos y los viscosímetros rotacionales digitales.

Viscosímetros de cilindros coaxiales: Este tipo de viscosímetros consta de dos cilindros, uno interno y otro externo. Con este tipo de viscosímetros es posible realizar la medida de la viscosidad absoluta de un fluido.

Viscosímetros análogos: Los viscosímetros análogos constan de un disco o un cilindro que se encuentra suspendido y gira por la acción de un motor sincrónico.

Viscosímetros rotacionales digitales: Estos son controlados a través de un microprocesador, eliminando por completo los errores humanos al momento de interpretar las medidas de viscosidad. Cabe hacer mención que el viscosímetro utilizado en este trabajo, es un viscosímetro de cilindros coaxiales.

TERMOGRAVIMETRÍA

El análisis térmico es la medición de las propiedades físico-químicas de los materiales. La temperatura, por ejemplo, puede proporcionar información sobre la perfección del cristal, polimorfismos, temperatura de fusión, sublimación, transiciones del cristal, deshidratación, evaporación, pirolisis, interacciones sólido-sólido y pureza.

Temperatura de transición. Cuando se calienta una muestra se puede medir su adquisición o evolución de calor o lo que se puede medir es la diferencia de temperatura resultante de una sustancia de referencia inerte calentada idénticamente. Ambas técnicas proporcionan un registro de temperatura a la cual se presentan cambios de fase, transiciones en el cristal o reacciones químicas.

En el caso de la fusión se pueden determinar objetivamente y de manera reproducible las temperaturas inicial y final, en ocasiones con algunas décimas de grado. Mientras que esas temperaturas son útiles en la caracterización de sustancias, la diferencia entre las temperaturas es indicativa de presencia de impurezas. Los valores que proporcionan estas técnicas no pueden correlacionarse con valores subjetivos de “rango de fusión” visual o constantes, tales como el punto triple de pureza de las sustancias.

Cada termograma debe estar acompañado por una descripción completa de las condiciones en las que fue elaborado, incluyendo marca y modelo del instrumento, registro de la última calibración, tamaño e identificación de la muestra (incluyendo historia térmica previa), recipiente, identidad, velocidad de flujo y presión de la atmósfera gaseosa, instrucciones de alta velocidad de cambio de la temperatura y un registro de sensibilidad del instrumento. Es conveniente hacer un análisis previo sobre un amplio rango de temperatura (desde la ambiente hasta la de descomposición) a altas velocidades de calentamiento (de 10 a 20°C por minuto), con objeto de revelar efectos no comunes y luego hacer análisis repetidos en un rango corto, fijando entre los límites de la transición de interés, a velocidades de calentamiento más bajas (aproximadamente s 2°C por minuto).

En términos generales, el análisis termogravimétrico es una técnica que proporciona, entre otros parámetros, el valor de la masa de una muestra como una función de la temperatura o tiempo de calentamiento o ambos, y cuando se aplica adecuadamente proporciona información más útil que la que proporciona la pérdida al secado a temperaturas

establecidas y frecuentemente durante un tiempo establecido, en el cual generalmente la atmósfera es indefinida.

Usualmente la pérdida del disolvente adsorbido a la superficie se puede distinguir del disolvente entrampado en el cristal y de la pérdida por degradación. Las mediciones se pueden efectuar en atmósferas controladas tanto de humedad como de concentración de oxígeno para revelar las interacciones con el ingrediente activo, entre los ingredientes activos y entre las sustancias activas y los aditivos y entre las sustancias activas y los aditivos o materiales de envase. Las características esenciales del equipo son: distribución armoniosa de registro, una fuente de calor programable, los medios de sensibilidad de la temperatura de la muestra y del rango de control de la atmósfera.

La calibración es necesaria en todos los sistemas, por ejemplo, la escala para medir la masa se calibra con el uso de pesas patrón o la calibración de la escala de temperatura, incluyendo las variaciones en las posiciones de los termopares como su calibración, donde se incluye el uso de sustancias de referencia, porque se supone que la temperatura de la muestra es la temperatura producida en el equipo. Se deben de especificar los detalles de los procedimientos para poder validar la comparación de los resultados.

Aplicaciones de termogravimetría en mezclas de aceite crudo y mejoradores de crudo. Las mezclas aceite crudo y aditivos (mejoradores de flujo) son comparadas a partir de su estabilidad inestabilidad, utilizando un parámetro empírico. En este caso se aplica el siguiente criterio: La cantidad de residuos ó sedimentos para cada mezcla puede ser mayor ó menor entre la cantidad de residuos experimentales y la cantidad de residuos sólidos teóricos. En este caso si el porcentaje de residuo sólidos experimentales es más alto que el porcentaje de residuos sólidos teóricos, la mezcla es considerada como inestable, en el caso opuesto sería considerada como estable. El valor experimental (%RM_{exp}) es obtenido de las correspondientes curvas termogravimétricas donde la cantidad experimental de residuos de mezcla sólida es determinada por el uso de la termobalanza . el porcentaje de residuos teóricos (%RM_{calc}) es definido como:

$$\%RM_{calc} = \frac{(\%V_1 * \%R_1 + \%V_2 * \%R_2)}{100} \quad (2)$$

donde %V1 and %V2 son los porcentajes de los componentes de la mezcla correspondiente y %R1 and %R2 son los porcentajes sólidos obtenidos experimentalmente por termogravimetría para cada componente que constituye la mezcla.

Ejemplo en una mezcla de aceites crudos

El experimento consistió de la evaluación termogravimétrica de un aceite crudo ligero denominado aquí como L1 en este ejemplo y un aceite crudo pesado asignado como H1. La mezcla fue preparada en una proporción de 72% (w/w) de H1 y 28% de L1. Esta mezcla fue llamada M1. En la Figura 28 se muestran las 3 curvas termogravimétricas obtenidas que fueron obtenidas durante el barrido de temperatura. Se puede apreciar claramente que existe un punto después de 500 °C, donde la pérdida de peso termina. Esto es debido a que los sedimentos generados alcanzan un valor de peso constante inherente para cada crudo ó mezcla. La cantidad de material obtenido fue de 4.8% (w/w) para los residuos del aceite crudo ligero L1 y 12.6% (w/w) of H1 aceite crudo pesado. crude oil. De la mezcla se obtuvo 62.8% de residuos sólidos., es decir %RMexp = 62.8 y %RMcalc=10.3, por lo que la mezcla fue considerada como inestable.

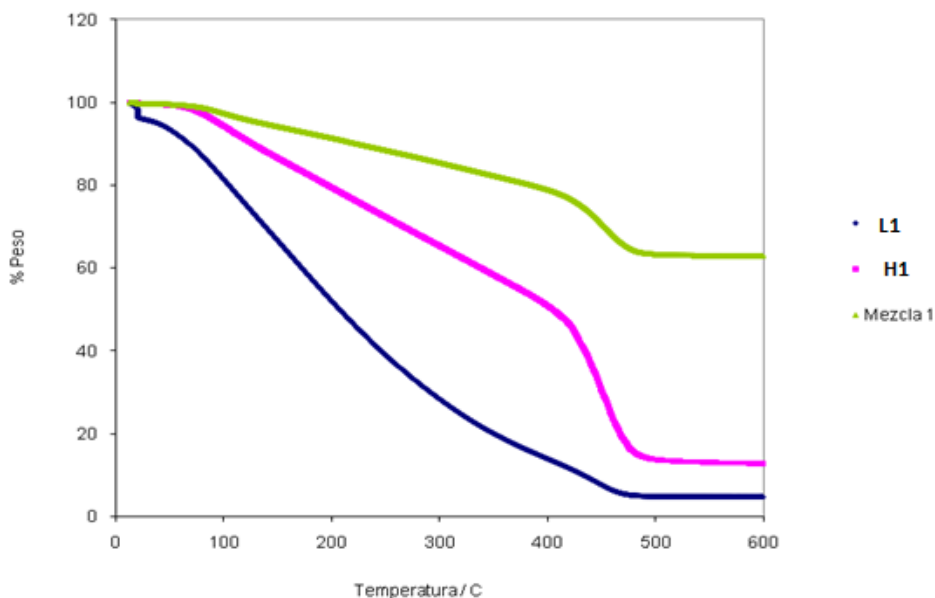


Figura 28.- Ejemplo de aplicación de la técnica de termogravimetría.

ÍNDICE DE REFRACCIÓN

Otro estudio realizado a las muestras de aceite, fue la determinación del índice de refracción (RI). Este representa el grado de “desviación” que sufre la luz al pasar de un medio a otro de diferente densidad. Los valores del RI se pueden obtener adecuadamente con los equipos disponibles en el mercado. Se pueden utilizar para correlacionar variables tales como la densidad y algunas otras propiedades de hidrocarburos con alta confiabilidad (Touba et. al., 1977). La información obtenida de este parámetro, se puede aplicar a diversas áreas de la ingeniería petrolera, como por ejemplo en la determinación del comportamiento PVT y tensión superficial de los fluidos del yacimiento (Touba et. al., 1977), alteraciones en la mojabilidad del yacimiento (Yang, et. al., 2002; Buckley and Wang, 2002) y en la precipitación de asfaltenos (Taylor et. al., 2001; Buckley, 1998; 1999). En este caso, se determinó el índice de refracción de 19 muestras de aceite crudo de pozos, en el intervalo de (30 a 70) °C. El equipo utilizado, se validó determinando el índice de refracción del agua grado HPLC (OmniSolv, High purity solvent, lote 47115). Los datos de índice de refracción de literatura (Riddick et. al., 1970), así como los resultados experimentales y la diferencia entre ellos se incluyen a continuación. En la Tabla 9 se muestran los datos de referencia para la calibración del equipo utilizado.

Este prueba representa el grado de “desviación” que sufre la luz al pasar de un medio a otro de diferente densidad. Se pueden utilizar para correlacionar variables tales como la densidad y algunas otras propiedades de hidrocarburos las cuales serán descritas más adelante. Para estos análisis se determinó el IR de 19 muestras de aceite crudo de pozos, en el intervalo de 30 a 70 °C.

Tabla 6.- Valores de referencia de RI (Riddick et. al., 1970) para la calibración del equipo.

TEMPERATURA °C	TEMPERATURA K	REFERENCIA	EXPERIMENTAL	DIFERENCIA
30	303.15	1.33194	1.33195	0.00001
40	313.15	1.33061	1.33069	0.00008
50	323.15	1.32904	1.3292	0.00016
60	333.15	1.32725	1.32748	0.00023

TURBISCAN Y PRUEBA DE LA MANCHA.

Las pruebas se realizaron con base en la determinación de la estabilidad de aceites crudos y compatibilidad de sus mezclas por separación de asfaltenos según método ASTM D7061, por dispersión de luz.

El equipo utilizado es el TURBISCAN CLASSIC que incluye un método especial para combustibles pesados llamado HEAVY FUEL, que analiza la muestra, en este caso crudos y sus mezclas, introduciéndolas en una celda de vidrio que se inserta en el equipo, un haz infrarrojo de 850 nm se hace pasar a través de la muestra, el equipo mide la luz transmitida o reflejada por la muestra, se realizan varios barridos a lo largo de la celda, con incrementos de 40 μm lo que provee una alta resolución, por lo que rápidamente detecta alguna inestabilidad, el tiempo de medición tarda 15 minutos. En la Figura 29 se muestra el equipo utilizado.



Figura 29.- Equipo turbiscan utilizado en las pruebas.

Este equipo funciona haciendo pasar un haz luminoso, emitido por un diodo electroluminiscente (Cambiella et al., 2006), cuya longitud de onda se encuentra en el rango de los infrarrojos, 850 nm, a través de una celda de vidrio cilíndrica, la cual contiene el líquido muestra diluido, el equipo detecta a través de dos sensores que se encuentran respectivamente a 45° y 180° del emisor, la porción del haz que atravesó la celda y la porción que se refleja por retrodispersión. La celda se encuentra sujeta a una plataforma móvil, que contiene el diodo emisor y los sensores, recorre 8 cm de la celda, haciéndose una medición cada 40 micrómetros, esto se repite cada minuto por 16 veces. Con los datos obtenidos el software genera el valor estadístico de la velocidad de precipitación de los asfaltenos contenidos en la muestra, esto es a lo que se le llama número de separabilidad “S” (ASTM D 7061 – 06).

Preparación de la muestra: Se prepara una dilución pesando aproximadamente 2 gramos de crudo, al que se le agregan aproximadamente 18 gramos de tolueno, esta dilución se agita por un período aproximado de 2 horas, posteriormente se toman 2 ml de esta dilución y se incorporan a 23 ml de heptano, se agitan estos 25 ml vigorosamente por aproximadamente 6 segundos, de esta última mezcla se toman 7 ml y se trasvasan a la celda que se inserta en el equipo y se procede a la determinación mencionada en el párrafo anterior.

El número de separabilidad es un factor de la velocidad con que se separan las fases del crudo después de agregarle heptano y dicha separación se debe a la floculación y precipitación de los asfaltenos presentes en el crudo.

Estos asfaltenos presentes en la muestra se separarán con una cierta velocidad y al precipitarse ocasionan un incremento en la transmitancia de la luz por lo que un cambio rápido de la transmitancia implica un alto número de separabilidad.

El equipo se validó mediante la determinación de la transmisión de luz de un estándar de aceite de silicón, se obtuvo un valor de 105.82 y el valor del estándar es de 105.27. Para la retrodispersión se utilizó un estándar de teflón blanco, se obtuvo un valor de 66.05 y el valor del estándar es de 65.89, en ambos casos la diferencia entre el valor experimental y el valor del estándar está dentro del criterio de aceptación que es del 3 %.

El número de separabilidad, obtenido en las mediciones realizadas en el equipo Turbiscan Heavy Fuel, representa la velocidad de sedimentación de los flóculos de asfaltenos formados y precipitados en la muestra analizada, es decir, si el crudo o combustible analizado contiene una cantidad determinada de asfaltenos y además estos tienen, de

acuerdo con la propia composición del crudo, poca estabilidad para permanecer diluidos en el crudo o combustible, el equipo registrará un importante crecimiento en el valor de la transmisión del haz luminoso, esto es, un valor mayor de la transmitancia con respecto al tiempo, para cada ciclo de adquisición de datos. Los valores adquiridos son promediados para cada ciclo de 60 segundos y para un recorrido a lo largo de la celda de 55 mm, con un dato adquirido cada 0.04 mm y a su vez para 16 ciclos, con estos datos se calcula la desviación estándar, de manera clásica con la siguiente ecuación:

$$S = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(X_i - X_T)^2}{n-1}} \quad (3)$$

Dónde S es la desviación estándar y es igual al número de separabilidad, X_i es el promedio de los valores experimentales de transmitancia adquiridos en cada minuto, X_T es el promedio de los 16 valores experimentales y n es el número de repeticiones.

Entonces el número de separabilidad es un factor obtenido estadísticamente, que relaciona la facilidad con que las fases de la muestra diluida con tolueno se separan por la adición de heptano.

CAPÍTULO III: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE DATOS EXPERIMENTALES.

De entre los principales objetivo de este trabajo, fue evaluar el comportamiento de un mejorador de flujo utilizado en el Activo de Producción Samaria-Luna. A continuación se presentan los resultados de las pruebas aplicadas en las mezclas realizadas de 2 aceites del campo con el producto mejorador de flujo. Las pruebas están enfocadas a estudiar la compatibilidad del producto químico con los aceites del campo. De acuerdo a los resultados obtenidos, el mejorador de flujo utilizado en estas pruebas, no proporcionan indicios de problemas de incompatibilidad con los aceites. Sin embargo, al medir las curvas de viscosidad del aceite crudo como función de la concentración del mejorador de flujo, no se observaron resultados favorables en la reducción de la viscosidad.

La razón de estos resultados podrían deberse a diversos factores. Uno de ellos podría ser debido a una incompatibilidad química del aceite con el mejorador de flujo, generando una posible agregación de fracciones de alto peso molecular (asfaltenos y/o parafinas). Con la finalidad de corroborar esta suposición, se procedió a realizar un estudio de compatibilidad del mejorador de flujo con el aceite. Para esto, se realizaron estudios de prueba de la mancha y termogravimetría. Dichos estudios proporcionan información sobre el efecto del producto químico en la estabilidad química de los asfaltenos en el crudo. A continuación se discuten los resultados de ambas pruebas.

La primera etapa del trabajo, consistió en medir el comportamiento de la viscosidad para dos aceites del campo Samaria (Samaria A y Samaria B). En la Figura 30 se muestran los resultados de esta prueba.

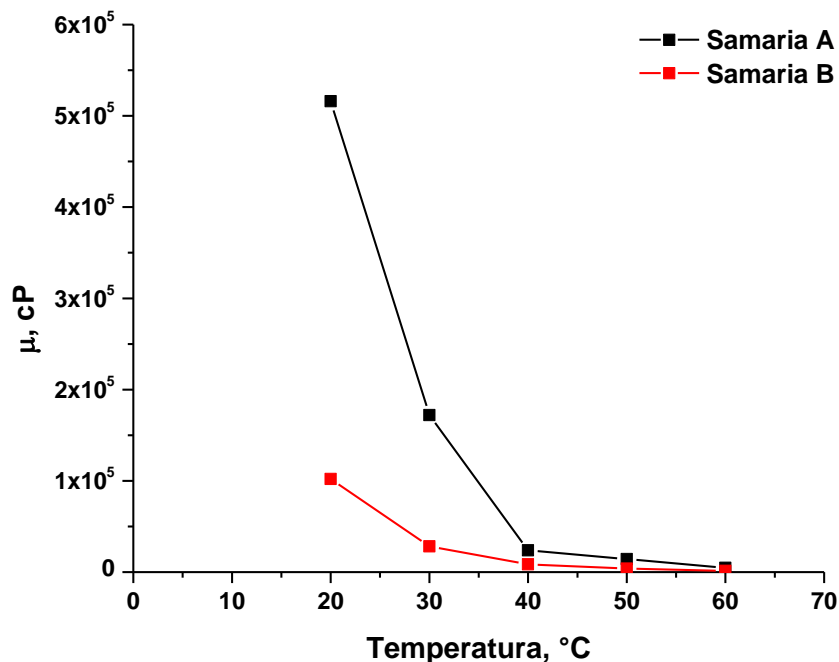


Figura 30.- Comportamiento de la viscosidad de, como función de la viscosidad de los pozos estudiados.

También se determinó el contenido de asfaltenos, resinas, aromáticos y saturados (SARA). En la Tabla 7 se muestran los resultados obtenidos en esta prueba.

Tabla 7.- Resultados del análisis SARA de los fluidos estudiados.

No.	Pozo	%Peso				CII
		Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos	
1	Samaria A	3.21	5.81	70.48	20.33	0.309
2	Samaria B	9.61	17.89	57.91	14.29	0.315

En la última columna de la Tabla anterior, se muestra el comportamiento del CII (índice de inestabilidad coloidal), que de acuerdo a lo establecido en la literatura, al ser este valor menor a 0.7, se concluye que los asfaltenos de estos aceites son estables.

Otro estudio que se realizaron a las muestras de aceite, fue la medición del índice de refracción como función de la temperatura. Como ya se comento, esta prueba proporciona información referente a la estructura molecular del aceite. Con esta, se puede correlacionar

diversos parámetros, tales como la densidad, contenido SARA, entre otros. En la Tabla 8 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 8.- Índice de refracción de los pozos estudiados.

No.	POZO	Índice de Refracción Promedio				
		30 °C	40 °C	50 °C	60 °C	70 °C
1	Samaria A	1.577	1.5732	1.5691	1.5651	1.5615
2	Samaria B	1.5423	1.5383	1.5352	1.5323	1.5292

Con esta información, se realizaron las curvas correspondientes de viscosidad a cuatro temperaturas de referencia, como función de la concentración de mejorador de flujo. En las Figuras 31 y 32 se muestran los resultados para cada uno de los pozos estudiados.

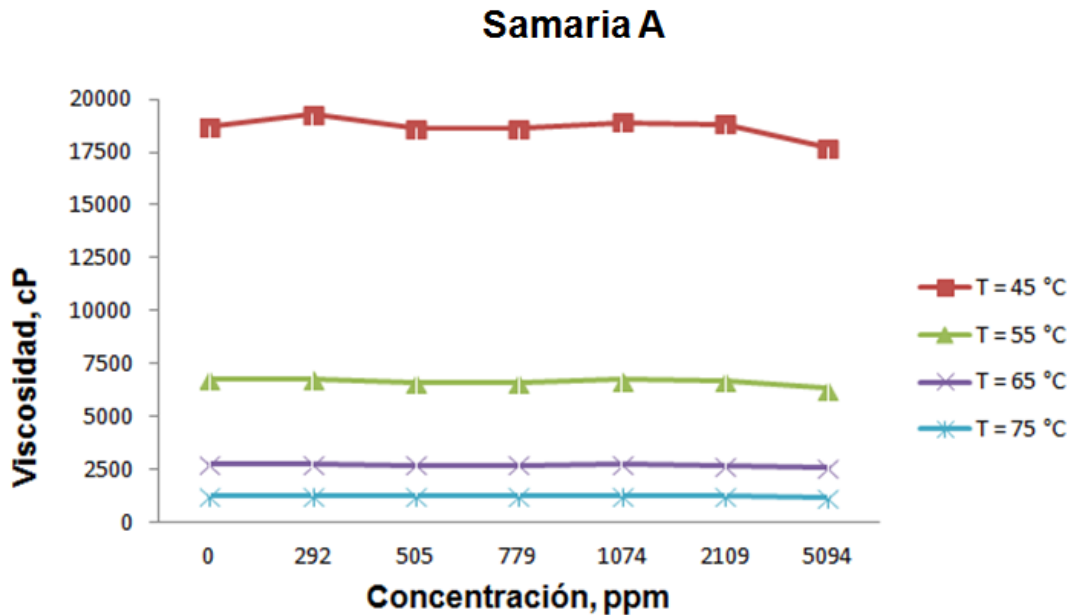


Figura 31.- Viscosidad como función de la concentración (ppm) para el pozo Samaria A.

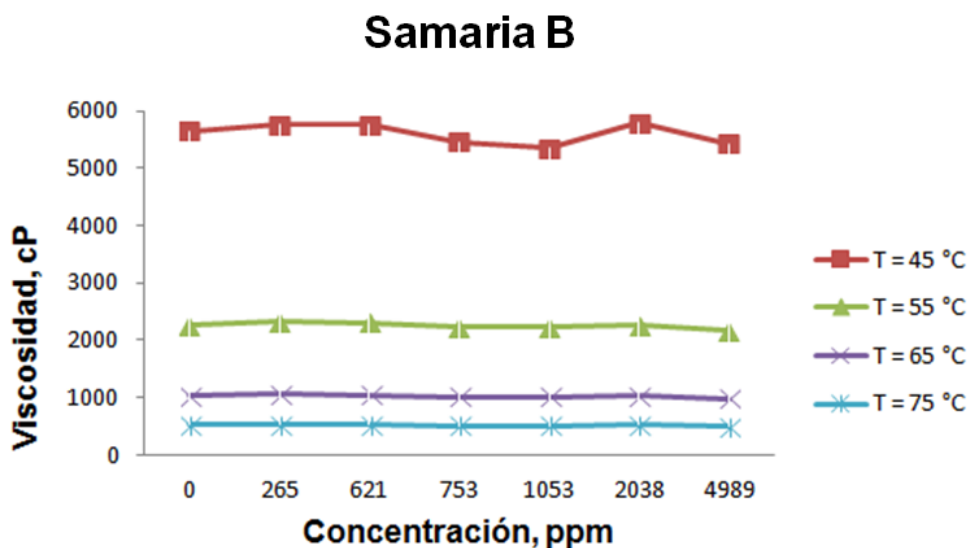


Figura 32.- Viscosidad como función de la concentración (ppm) para el pozo Samaria B.

De los resultados anteriores, se puede observar que el mejorador de flujo no presenta resultados satisfactorios a ninguna temperatura de evaluación. A medida que se incrementa la temperatura, el efecto sobre el fluido es prácticamente nulo. Esto indica que dichos productos deben tener un intervalo de operación en temperatura en el cual pueden funcionar, fuera de este, no tendría sentido aplicarlos en el pozo.

El pobre desempeño mostrado en las curvas de viscosidad como función de la concentración del MF realizadas en los dos aceites estudiados, podría deberse a otros factores como precipitación de fracciones parafínicas, problemas de incorporación del producto en el aceite debido a su alta viscosidad, entre otros. Se concluye que este mejorador de flujo no proporciona resultados satisfactorios en cuanto a reducción y baja dosificación.

En la Tabla 9 se presentan los resultados obtenidos para estos pozos estudiados (Samaria A y Samaria B) como función de la concentración del mejorador de flujo. En esta, se puede observar los porcentajes de aceite impregnado y evaporado en el papel filtro utilizado en la prueba. A partir de esta información, se puede identificar una mancha la cual se compara con un estándar y se puede identificar el estado en el que se encuentran los asfaltenos en el

aceite, tomando en cuenta la presencia del mejorador de flujo. Estos resultados se obtienen del turbiscan.

Tabla 9.- Resultados de la prueba de la mancha para los pozos Samaria A y B.

Samaria A			
Concentración (ppm)	%Aceite impregnado	%Aceite evaporado	Desviación estándar
0	53.1	46.9	2.3
292	46.4	53.6	2.3
505	47.3	52.7	3.2
779	44.8	55.2	2.5
1074	45	55	2.4
2109	39.8	60.2	1.1
5094	41.3	58.7	0.6
Samaria B			
Concentración (ppm)	%Aceite impregnado	%Aceite evaporado	Desviación estándar
0	46.80	53.20	1.00
265	33.20	66.80	3.10
621	48.70	51.30	0.80
753	45.50	54.50	1.40
1053	45.10	54.90	3.10
2038	49.10	50.90	2.10
4989	50.60	49.40	2.00

En la Tabla 10 se muestran los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta para la prueba de la mancha, los cuales indican que para todas las concentraciones utilizadas de producto químico, los asfaltenos se encuentran en estado disperso en el aceite. Esto indica que no existe problema de incompatibilidad entre el producto y el aceite.

Tabla 10.- Comportamiento de las mezclas aceite crudo-mejorador de flujo.

Corrida	Tendencia
Samaria A crudo	Asfaltenos dispersos
Samaria A /Aditivo 292ppm	Asfaltenos dispersos
Samaria A /Aditivo 505ppm	Asfaltenos dispersos
Samaria A /Aditivo 779ppm	Asfaltenos dispersos
Samaria A /Aditivo1074ppm	Asfaltenos dispersos
Samaria A /Aditivo 2109ppm	Asfaltenos dispersos
Samaria A /Aditivo 5094ppm	Asfaltenos dispersos
Samaria B crudo	Asfaltenos dispersos
Samaria B /265 ppm	Asfaltenos dispersos
Samaria B / Aditivo 621ppm	Asfaltenos dispersos
Samaria B / Aditivo 753ppm	Asfaltenos dispersos
Samaria B /Aditivo 1053ppm	Asfaltenos dispersos
Samaria B /Aditivo 2038ppm	Asfaltenos dispersos
Samaria B /Aditivo 4989 ppm	Asfaltenos dispersos

Debido a que el porcentaje de crudo impregnado va del 33% hasta 53% aproximadamente, se deduce que este crudo contiene una gran cantidad de hidrocarburos de alto peso molecular, entre los que se encuentran los asfaltenos.

En referencia al estudio de termogravimetría, se aplicó también a los pozos Samaria A y B, a diferentes concentraciones de mejorador de flujo. Las concentraciones utilizadas, en cada caso, fueron las siguientes:

Samaria A: 292, 505, 779, 1074, 2109 y 5094 ppm
Samaria B: 265, 621, 753, 1053, 2038 y 4989 ppm

En la Figura 33 se presenta la curva termogravimétrica para la muestra de mejorador de flujo, mientras que en las Figuras 34 y 35 se muestran los resultados obtenidos por esta técnica para cada muestra de los pozos mezcladas a las concentraciones de mejorador de flujo.

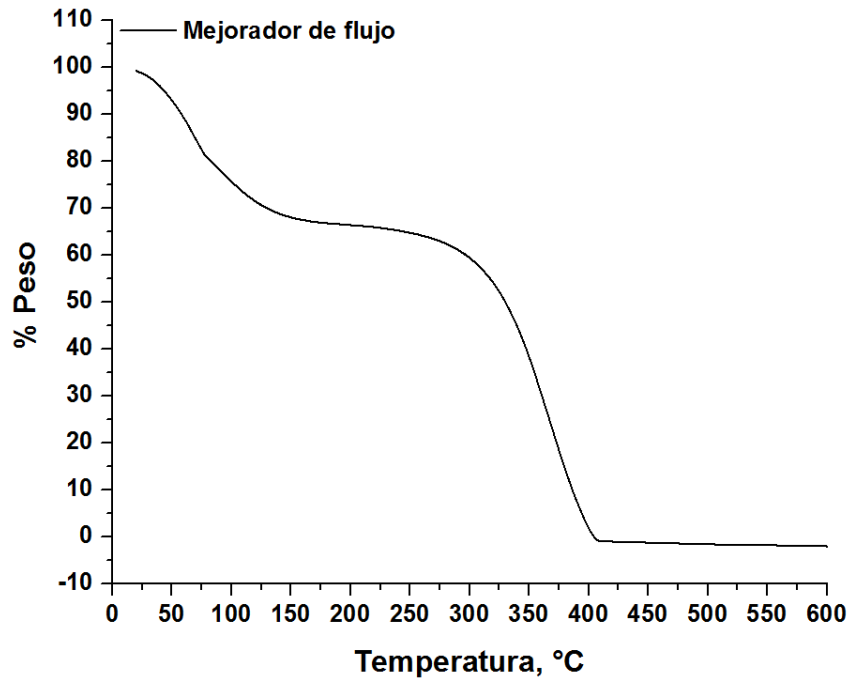


Figura 33.- Curva termogravimétrica del mejorador de flujo.

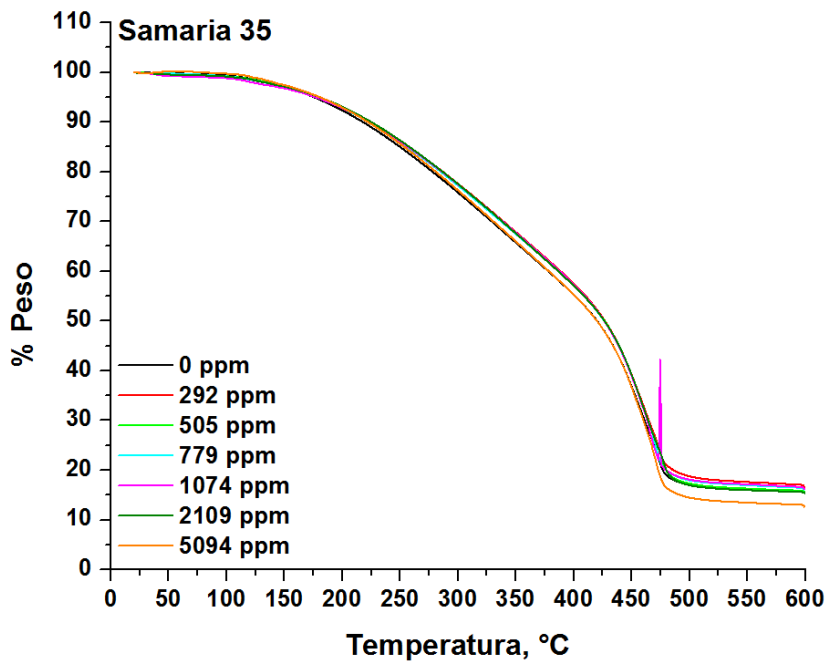


Figura 34.- Curva termogravimétrica del aceite Samaria 35 con el mejorador de flujo a diferentes concentraciones.

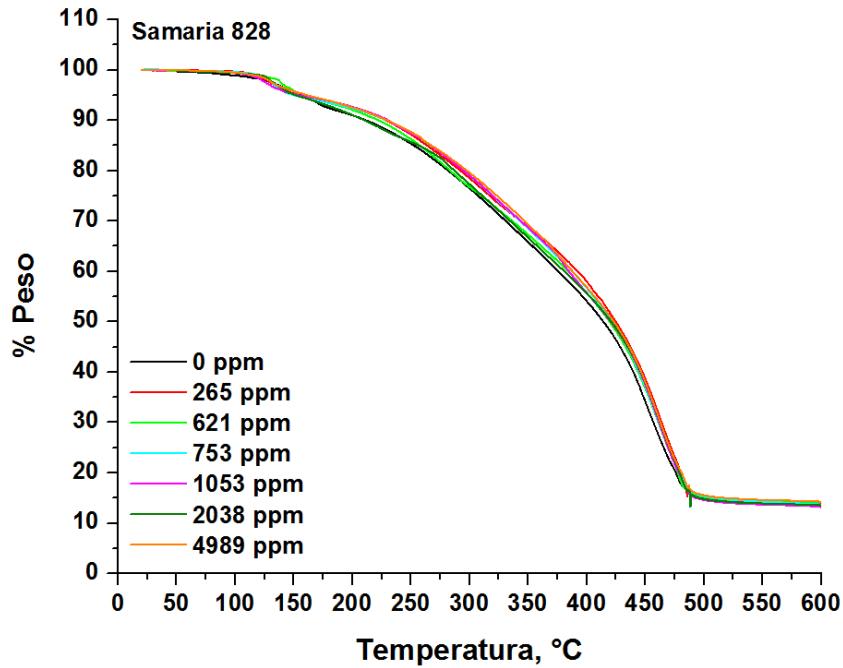


Figura 35.- Curva termogravimétrica del aceite Samaria 828 con el mejorador de flujo a diferentes concentraciones.

A fin de evaluar el funcionamiento de este mejorador de flujo en los aceites del campo Samaria, se procede a realizar el siguiente análisis de los resultados obtenidos. Las mezclas aceite crudo y aditivos (mejoradores de flujo) son comparadas a partir de su estabilidad-inestabilidad, utilizando un parámetro empírico. En este caso se aplica el siguiente criterio: La cantidad de residuos ó sedimentos para cada mezcla puede ser mayor ó menor entre la cantidad de residuos experimentales y la cantidad de residuos sólidos de referencia. Si el porcentaje de residuos sólidos experimentales es más alto que el porcentaje de residuos sólidos de referencia (%RMcalc), la mezcla se considera como inestable, en el caso opuesto se puede considerar como estable. El valor experimental (%RMexp) se obtiene de las correspondientes curvas termogravimétricas, donde la cantidad experimental de residuos de mezcla sólida se determina por el uso de una termobalanza. El porcentaje de residuos teóricos (%RMcalc) se define como:

$$\%RM_{calc} = \frac{(\%V_1 * \%R_1 + \%V_2 * \%R_2)}{100} \quad (4)$$

donde %V1 y %V2 son los porcentajes de los componentes de la mezcla correspondiente y %R1 y %R2 son los porcentajes sólidos obtenidos experimentalmente por termogravimetría para cada componente que constituye la mezcla. De acuerdo a lo anterior, para aplicar la relación anterior, se procedió primero a establecer los valores necesarios para tal fin. En la Tabla 10 se presentan las concentraciones de mejorador de flujo proporcionado por el cliente a las concentraciones de estudio, para las dos muestras de crudo estudiadas.

Tabla 11.- Conversión de valores de concentración (ppm a %Vol) de mejorador de flujo empleado.

Samaria A		Samaria B	
ppm	%Vol	ppm	%Vol
292	0.0292	265	0.0265
505	0.0505	621	0.0621
779	0.0779	753	0.0753
1074	0.1074	1053	0.1053
2109	0.2109	2038	0.2038
5094	0.5094	4989	0.4989

El siguiente paso, fue determinar, a partir de los estudios de termogravimetría, los valores de %R1 (0.01556 %Peso) para el mejorador de flujo (MF) y %R2S35 (15.45 %Peso) para el pozo Samaria A y %R2S828 (13.67 %Peso) para el pozo Samaria B, cada uno determinado por separado. En las Tablas 11 y 12 se presentan los resultados obtenidos para cada una de las concentraciones utilizadas para las mezclas estudiadas de MF + aceite crudo (AC), para cada pozo estudiado.

Tabla 12.-Resultados de la determinación de la estabilidad de la mezcla MF + AC mediante la técnica de termogravimetría para el pozo Samaria A.

Samaria A						
Mezcla (%Vol)		Residuo (%Peso)		%RMcal	%RMexp	Tendencia
MF	AC	%R1	%R2			
0.0292	99.9708	0.01556	15.45	15.45	16.57	Inestable
0.0505	99.9495			15.44	15.61	Inestable
0.0779	99.9221			15.44	16.07	Inestable
0.1074	99.8926			15.43	16.18	Inestable
0.2109	99.7891			15.42	15.31	Inestable
0.5094	99.4906			15.37	12.66	Estable

Tabla 13.- Resultados de la determinación de la estabilidad de la mezcla MF + AC mediante la técnica de termogravimetría para el pozo Samaria B.

Samaria B						
Mezcla (%Vol)		Residuo (%Peso)		%RMcal	%RMexp	Tendencia
MF	AC	%R1	%R2			
0.0265	99.9735	0.01556	13.67	13.67	13.77	Inestable
0.0621	99.9379			13.66	13.72	Inestable
0.0753	99.9247			13.66	13.38	Estable
0.1053	99.8947			13.66	13.12	Estable
0.2038	99.7962			13.64	13.42	Estable
0.4989	99.5011			13.60	14.1	Inestable

De acuerdo a los resultados presentados en las tablas anteriores, se puede concluir que en el caso del aceite del pozo Samaria A, el mejorador de flujo hace inestable la muestra para concentraciones menores a las 5000 ppm aproximadamente. Esto indica que se podrían presentar problemas de precipitación de sólidos orgánicos a estas concentraciones. Para concentraciones mayores a las 5000 ppm, este efecto se revierte. Sin embargo, de los resultados obtenidos de la prueba de la mancha y turbiscan, se observa que en particular,

los asfaltenos se mantienen dispersos en la mezcla con el MF a las diferentes concentraciones estudiadas, esto indica que el producto es compatible con este aceite, sin embargo, podría desestabilizar el equilibrio químico de las parafinas, por lo que se recomienda realizar las envolventes correspondientes de estas fracciones a las diferentes concentraciones de MF a fin de corroborar esta hipótesis.

Para el caso del aceite del pozo Samaria B, se observa que para concentraciones menores a aproximadamente 600 ppm, la mezcla es inestable, sin embargo, al aumentar la concentración, dicha mezcla cambia su comportamiento termodinámico, haciéndose estable. Al llegar a la máxima concentración de la prueba (aproximadamente 5000 ppm), la mezcla sufre un fenómeno de saturación, lo que provoca que se haga inestable. Se aplica la misma recomendación que en el aceite del pozo Samaria A.

CORRELACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DEL ÍNDICE DE REFRACCIÓN EN FUNCIÓN DE LA DENSIDAD, LA VISCOSIDAD Y LA TEMPERATURA.

Como parte del trabajo, se desarrolló una metodología para obtener una correlación con la cual se pueda calcular el índice de refracción (IR) a diferentes temperaturas. En este caso, se elaboró un modelo en función de la densidad y viscosidad del aceite, ya que estas propiedades influyen en el cálculo del (IR). Para tal fin, se consideraron los aceites de los pozos Samaria 3, 11, 15, 34, 833, 834, 841, 860, 882, 898, esto dado que son los que cuenta con una mayor cantidad de datos experimentales.

El primer paso del procedimiento, consistió en graficar el IR como función de la temperatura para todos los pozos seleccionados. En la Figura 36 se presenta el comportamiento. Se puede observar un comportamiento lineal y paralelo en todas las muestras estudiadas.

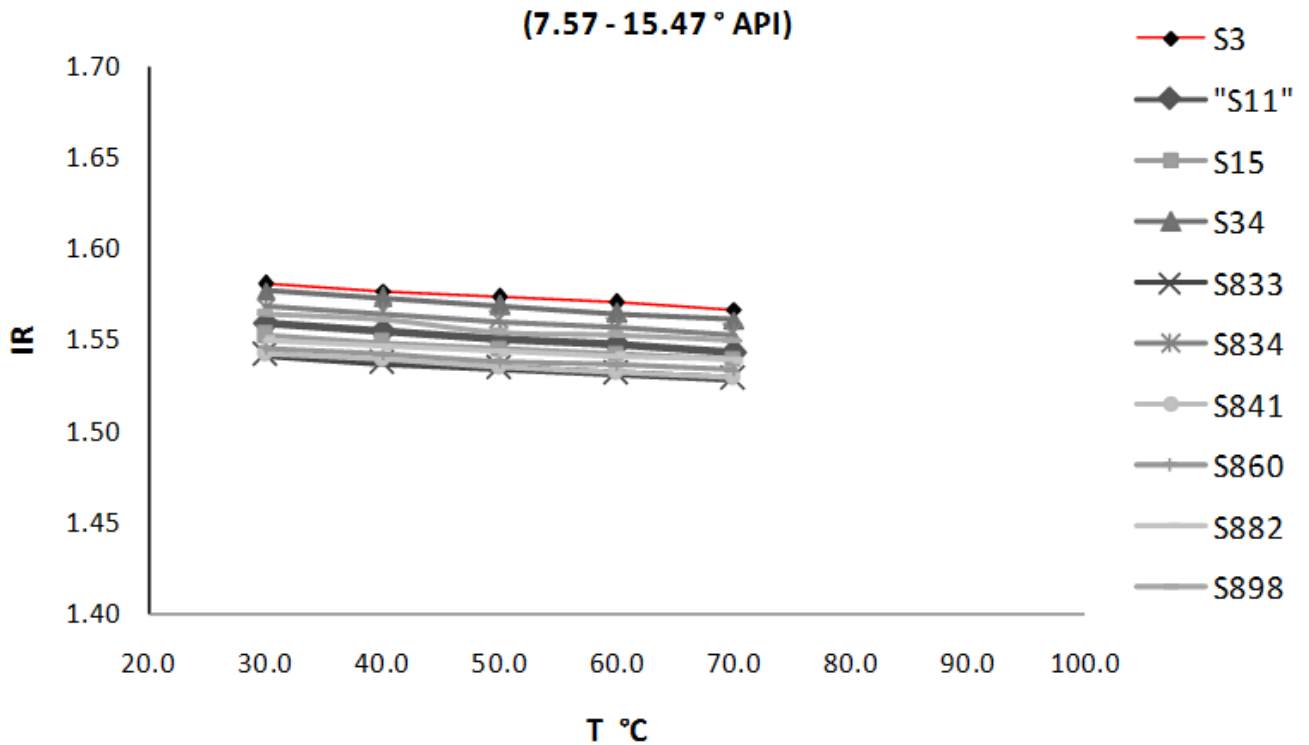


Figura 36.- Comportamiento lineal del IR como función de la temperatura.

El siguiente paso es graficar la cantidad IR/T como función de la temperatura. El resultado de esto se muestra en la Figura 37, donde se pueden conjuntar líneas paralelas que se superponen unas sobre otras. La relación matemática que describe tal comportamiento, se da en la ecuación (5).

$$\frac{IR}{T} = f(\rho, \mu) + BT \quad (5)$$

Donde B es la pendiente general de todas las líneas rectas y $f(\rho, \mu)$ es una función particular de cada una de las rectas y que depende de la densidad y viscosidad de cada una de las muestras consideradas en el análisis. Esta función se genera mediante un procedimiento de regresión múltiple lineal, combinado con mínimos cuadrados.

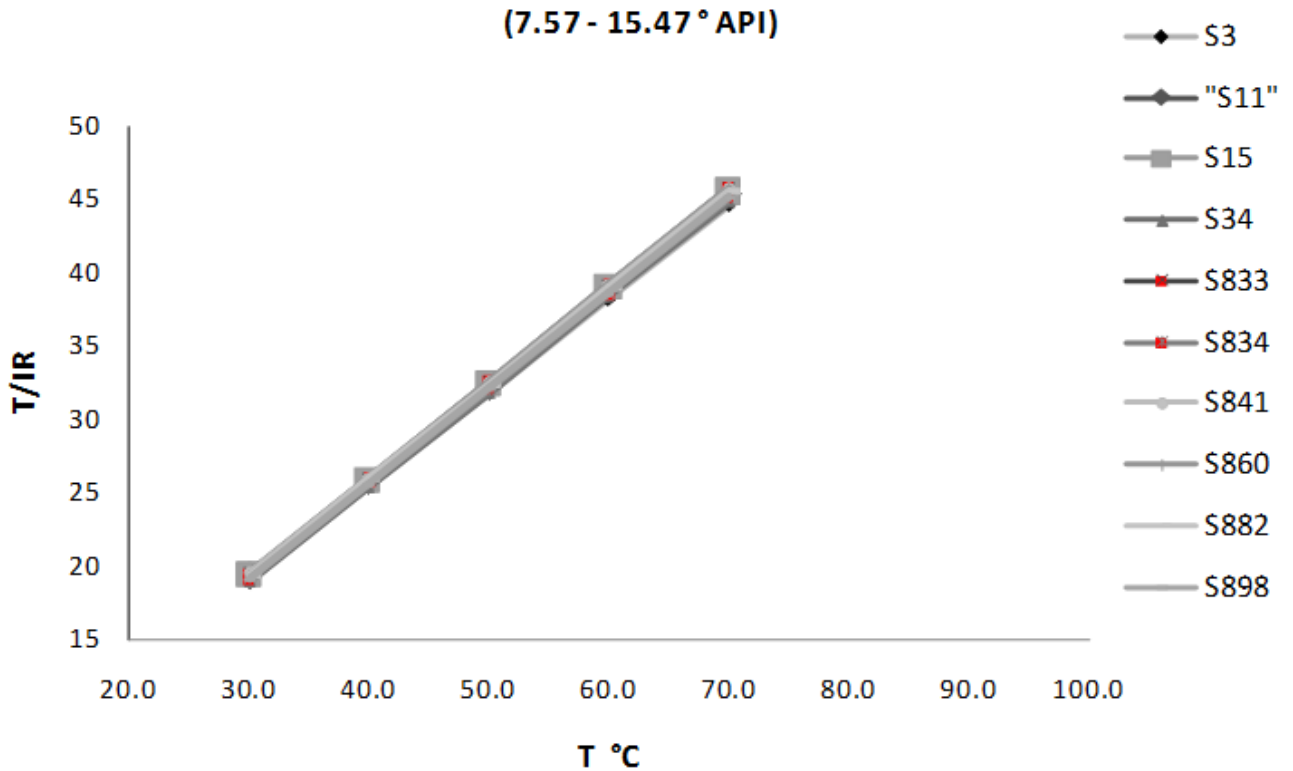


Figura 37.- Comportamiento de IR/T como función de la temperatura.

En el tercer paso, se suma las pendientes de cada una de las rectas de cada pozo, obteniéndose una pendiente general con valor de $B = 0.65176$. Con éste, se procedió a obtener el vector (Y) de funciones de cada recta. El resultado de este paso se muestra en la tabla 14.

Tabla 14.- Vector (Y) de valores de la pendientes de las rectas generadas.

	Vector (y)
Pozo	$f(\rho, \mu)$
S3	-0.788
S11	-0.319
S15	-0.214
S34	-0.692
S833	0.003
S834	-0.518
S841	-0.012
S860	-0.081
S882	-0.190
S898	-0.437

Con la matriz de valores de densidad y viscosidad de los diez pozos seleccionados y con el vector (Y) de valores de la pendiente, se realizaron los cálculos correspondientes para encontrar los coeficientes de la correlación. El resultado de este cuarto paso es la ecuación (6) que se muestra a continuación:

$$f(\rho, \mu) = -15.727 * \rho + 8.4126E - 7 * \mu + 14.988 \quad (6)$$

De la ecuación (5), despejamos el IR, se obtiene la siguiente correlación:

$$IR_{calc} = \frac{T}{f(\rho, \mu)} + BT \quad (7)$$

La correlación anterior (7) se calculó para cada pozo, en el intervalo de temperatura correspondiente, el Índice de refracción en función de la densidad y la viscosidad, obteniendo resultados satisfactorios. Como ejemplo de la aplicación de esta correlación, en la tabla 16 se presentan los resultados obtenidos para el pozo Samaria 3 (S3).

Tabla 15.- Ejemplo de la estimación del IR con la correlación propuesta.

S3						
T(°C)	IR	B	f(ρ,μ)	f(ρ,μ) + B*T	IR calc = T / f(comp) + B*T	(ABS(μreal - μcalc)/μreal)*100
30	1.5807	0.65176412	-0.78904539	18.764	1.599	1.15
40	1.5768	0.65176412	-0.78904539	25.282	1.582	0.34
50	1.5732	0.65176412	-0.78904539	31.799	1.572	0.05
60	1.5705	0.65176412	-0.78904539	38.317	1.566	0.29
70	1.5671	0.65176412	-0.78904539	44.834	1.561	0.37

Como se puede observar, el valor calculado de IR es cercano al valor medido, presentando un porcentaje de error menor al 1.16 %. Para el caso del resto de los pozos analizados, se obtuvieron los valores del IR correspondientes. Estos resultados se compararon con los datos medidos y posteriormente, se graficaron los porcentajes de error (Figura 38). Se observa que solo el pozo Samaria 3, a 30°C, presenta un error del 1.15 %, y el pozo Samaria 34, para el mismo intervalo de temperatura, presenta un error de 0.88%, para el resto de los pozos el error promedio está por debajo del 0.5 %.

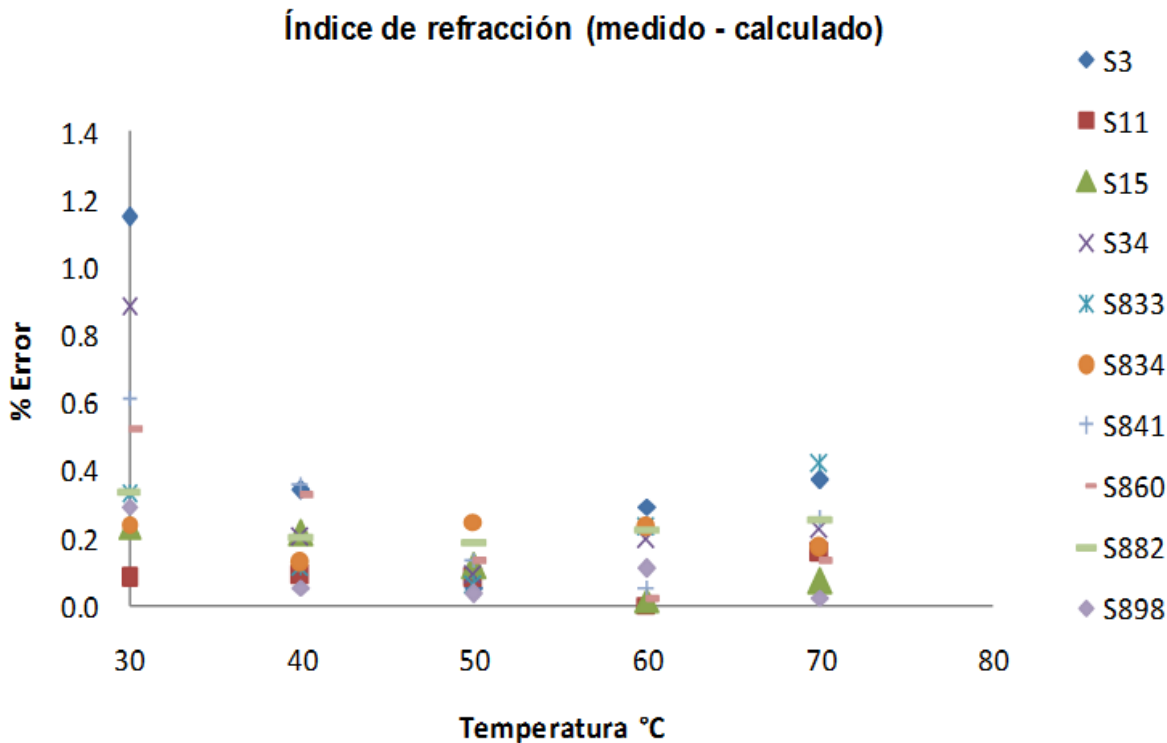


Figura 38.-Error Promedio del índice de refracción calculado utilizando la correlación (14).

La correlación es propuesta debido a que en base a esta propiedad se puede evaluar la estabilidad de los asfaltenos, que hasta la fecha se ha evaluado en base a datos experimentales y de esta forma se puede realizar una buena aproximación en base a los datos de densidad, viscosidad y temperatura.

Estabilidad de Asfaltenos.

Se conoce como asfaltenos a la fracción de crudo soluble en tolueno (o benceno) e insoluble en un exceso de n-alcano (pentano o heptano). Existen diversos criterios para establecer de forma empírica la estabilidad de los asfaltenos. *Carbognani y Espidel*, en 1995 demostraron que los pozos con grandes problemas de asfaltenos no eran los que tenían mayor presencia de asfaltenos, sino un alto contenido de fracciones saturadas. *Leontaritis*, en 1987 recomendó el uso de la relación de resinas y asfaltenos como indicador de la estabilidad de asfaltenos, basado en la hipótesis de que las resinas confieren estabilidad a éstos, sin embargo se carece de evidencia para establecer un valor específico de esta relación que indique la estabilidad de los asfaltenos. Como se definió anteriormente, el Índice de estabilidad coloidal (CII) es la relación de (asfaltenos + saturados) entre (resinas +

aromáticos). De la misma forma que en el caso de la relación resinas y asfaltenos, de la CII se puede obtener una correlación con la estabilidad de los asfaltenos pero no un valor crítico o definitivo.

Ambos índices relacionan de forma arbitraria la diferencia entre asfaltenos y resinas debido a la conveniencia analítica que no necesariamente corresponde a la distinción química. Estudios recientes han mostrado que:

- La estabilidad de los asfaltenos puede ser cuantificada mediante mediciones del índice de refracción (RI).
- Las distribuciones de asfaltenos amplias son más estables que las cortas.
- Las resinas confieren estabilidad ampliando el rango de propiedades de los asfaltenos.

Fan, en 2002, estableció un procedimiento para evaluar la estabilidad de los asfaltenos mediante el índice de refracción. Este se obtiene evaluando la cantidad

$$\Delta RI = RI_{OIL} - P_{RI}, \quad (8)$$

donde P_{RI} es un valor promedio de 1.44, aunque el autor menciona que los límites para la estabilidad e inestabilidad no están del todo definidos. Propone que los crudos con valores de $\Delta RI \leq 0.04$ o 0.05 pueden presentar problemas de precipitación, mientras que para crudos con $\Delta RI \geq 0.06$ tienen mayor probabilidad de ser estables. Se realizaron los cálculos propuestos por este autor para diez pozos de Samaria, los resultados obtenidos se muestran en la Figura 39.

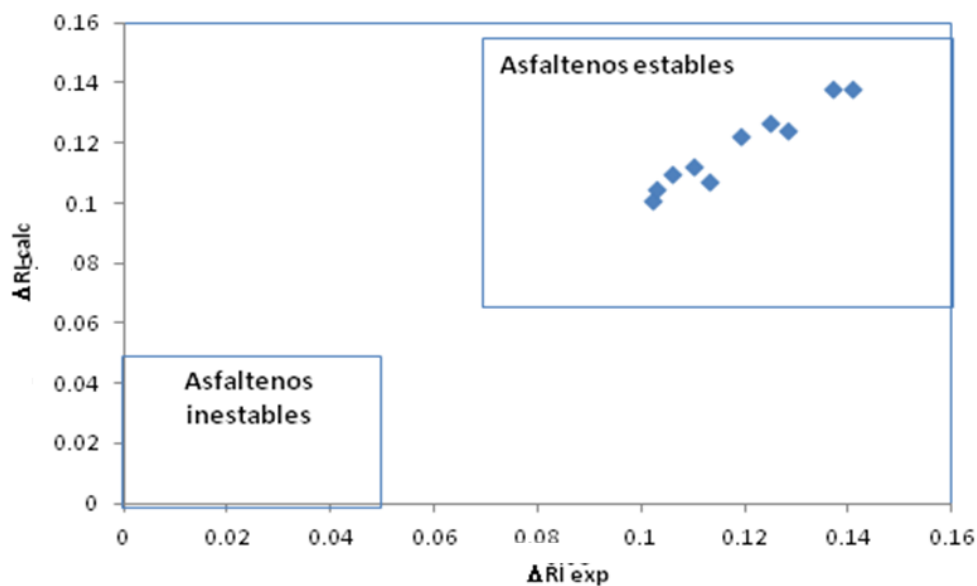


Figura 39.- Estabilidad de asfaltenos en función del Índice de Refracción.

En ésta Figura 39, se observa que los diez pozos caen en la zona de estabilidad de asfaltenos, los resultados obtenidos se compararon con los obtenidos con el índice de inestabilidad coloidal, el cual establece que un crudo con valores de CII < 0.7 es estable y con valores de CII > 0.9 es inestable y traza una zona de meta-estabilidad entre 0.7 y 0.9. Los resultados y comparaciones se muestran en la tabla 40. Empleando los dos métodos en los diez casos coinciden en que se encuentran en el área estable. Esto se debe que en todos los casos, las muestras de aceite crudo tienen concentraciones altas de resinas, permitiendo la estabilidad coloidal.

Tabla 16.- Resultados de estabilidad de asfaltenos.

No.	Pozo	CII		Δ RI
1	Samaria 3	0.1906	Estable	Estable
2	Samaria 11	0.2043	Estable	Estable
3	Samaria 15	0.1969	Estable	Estable
4	Samaria 34	0.2546	Estable	Estable
5	Samaria 833	0.1206	Estable	Estable
6	Samaria 834	0.2161	Estable	Estable
7	Samaria 841	0.1468	Estable	Estable
8	Samaria 860	0.1774	Estable	Estable
9	Samaria 882	0.2245	Estable	Estable
10	Samaria 898	0.2001	Estable	Estable

TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO, VISCOSIDAD Y REOLOGÍA DE LOS CRUDOS

En la presente sección se describen los resultados concernientes a la temperatura de escurrimiento, viscosidad y comportamiento reológico de crudos del campo Samaria.

Temperatura de Escurrimiento

En ausencia de cualquier esfuerzo cortante aplicado a una muestra de crudo, se considera como punto de escurrimiento a la temperatura a la cual no presenta movimiento, como consecuencia de la formación de una estructura molecular tipo gel. Un crudo se podrá transportar por tubería con un menor consumo energético, conforme su temperatura de escurrimiento sea lo más baja. En la Figura 40, se muestra una correlación entre la viscosidad de los crudos de la tabla 1 a 20 °C, y la temperatura de escurrimiento. Nótese que conforme se incrementa la temperatura de escurrimiento, se incrementa la viscosidad del crudo. Lo que se traduce en la influencia del material orgánico sólido en la viscosidad.

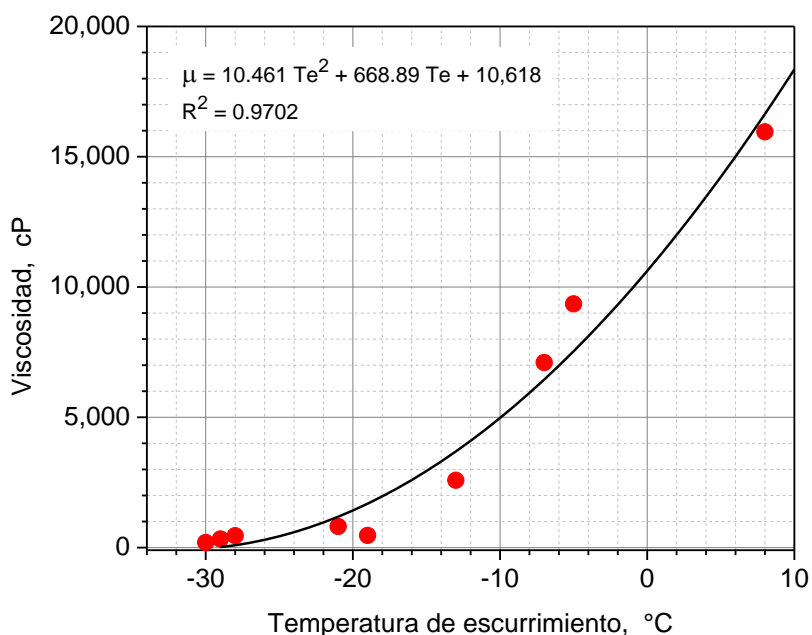


Figura 40.- Viscosidad de diversos crudos a 20 °C del campo Samaria en función de la temperatura de escurrimiento (T_e).

En la Figura 41, se muestra cómo la temperatura de escurrimiento se incrementa con el contenido de asfaltenos o el Índice de Inestabilidad Coloidal (CII). Conforme se incrementa el contenido de asfaltenos, o el CII, se incrementa la viscosidad del crudo.

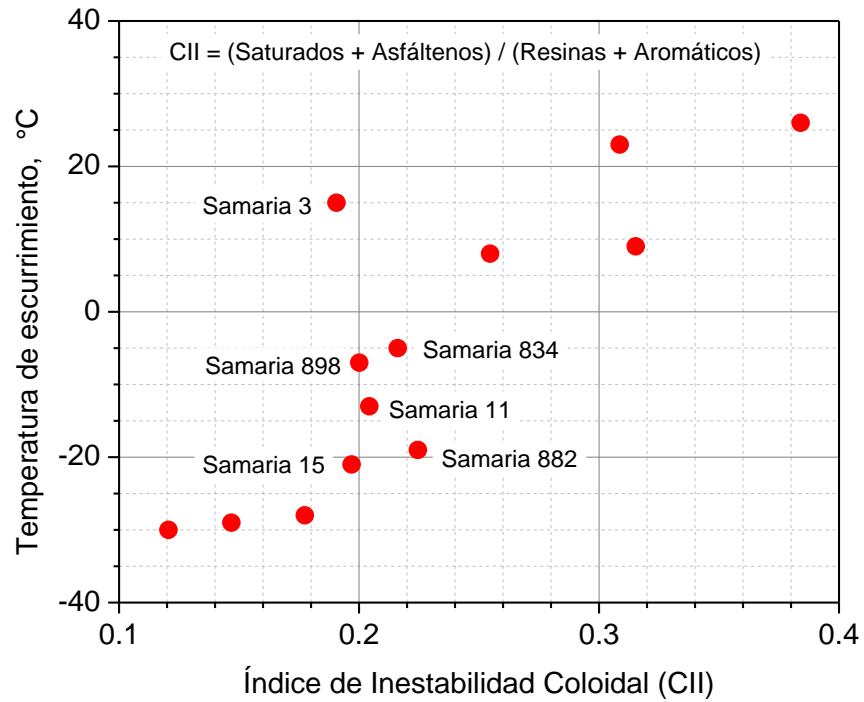
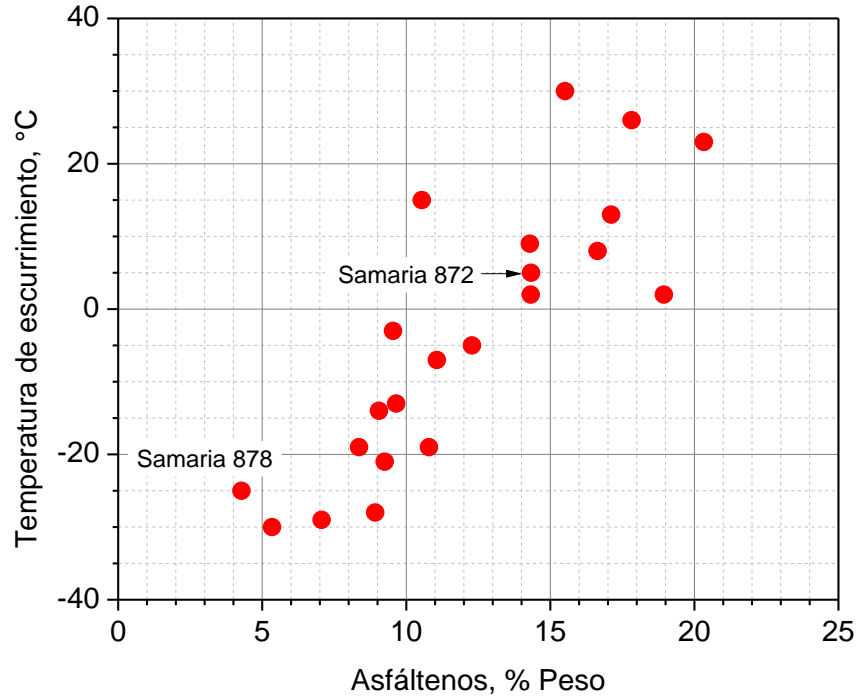


Figura 41.- Temperatura de escurrimiento en función del contenido de asfáltenos o del CII.

Viscosidad

En las distintas gráficas de la Figura 42, se muestra el comportamiento de la viscosidad de algunos de los crudos del campo Samaria en función de la temperatura. Las gráficas están ordenadas de A a D en función del contenido de asfaltenos. Los datos de la gráfica 42A, corresponden a los de menor contenido de asfaltenos y los datos de la gráfica 42D, a los de mayor contenido de asfaltenos. A su vez en cada gráfica, el primer nombre de la leyenda corresponde al crudo con menor contenido de asfaltenos.

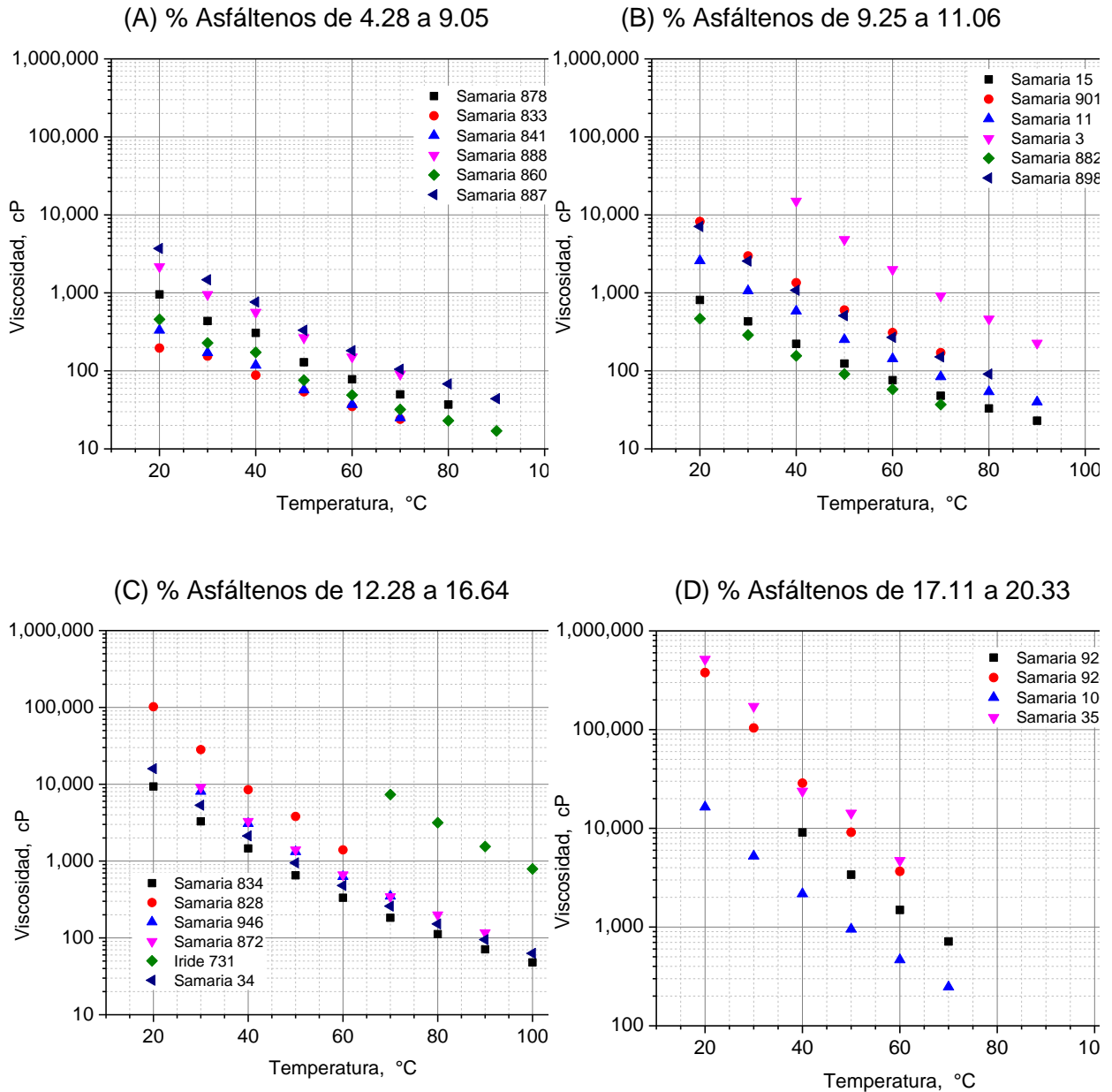


Figura 42.- Viscosidad de algunos crudos del campo Samaria.

Una vez más, es notorio cómo la viscosidad de los crudos analizados, aumenta considerablemente con el contenido de asfáltenos. De acuerdo a los datos de campo, se tiene que la temperatura de salida del crudo oscila entre 27 y 57 °C, con una media en 35 °C. Estas temperaturas son muy bajas, por lo que se podrían presentar problemas severos de flujo para la mayoría de los pozos analizados. Incluso algunos están muy cerca de la temperatura de escurrimiento, como lo sería el Íride 731 con 30°C de temperatura de escurrimiento, 47 °C de salida del pozo y 15.51 % en peso de asfáltenos. El Samaria 924 y el Samaria 35 tienen temperaturas de escurrimiento de 26 y 23 °C, respectivamente. Su contenido de asfáltenos es 17.82 % en peso para el Samaria 924 y 20.33 % en peso para el Samaria 35. No se cuentan con datos de temperatura de salida de los pozos. El Samaria 35 fue de los pozos analizados el que presentó el mayor porcentaje de asfáltenos.

Reología

En la Figura 43, se muestra el comportamiento reológico de los crudos Samaria 878 y Samaria 872, para las temperaturas de 30, 50 y 70 °C, el primer crudo tiene una temperatura de escurrimiento de 5 °C y el segundo de -25 °C, y su contenido de asfáltenos es del 4.28 y 14.33 % en peso, respectivamente.

Los reogramas de la Figura 43, tienen el propósito de identificar si los crudos presentan un comportamiento No-Newtoniano. Los fluidos No-Newtoniano presentan una variación de la viscosidad en función de la temperatura y la rapidez de deformación o esfuerzo cortante aplicado. Es decir, para una temperatura dada, el fluido presentará cambios en su resistencia al flujo (viscosidad) conforme cambie el esfuerzo aplicado sobre él. Identificar esta característica es muy importante debido a que los equipos de medición de la viscosidad deben tener la capacidad de medir la viscosidad en función de la temperatura y el esfuerzo cortante o rapidez de deformación. Si el fluido presentara una evolución de la viscosidad con la rapidez de deformación, entonces se puede decir que el fluido es No-Newtoniano. Para los fluidos clasificados como Newtonianos su viscosidad es independiente de la rapidez de deformación.

En el caso del crudo Samaria 872, Figura 43B, se muestra el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura y rapidez de deformación en el intervalo de 34.5 a 1,000 1/s. A 30 °C. La viscosidad del crudo pasa de 9,870 cP a 5,937 cP, en el intervalo de rapidez de deformación indicado. Es decir, el crudo se vuelve más fluido conforme se

somete a un mayor esfuerzo cortante. En la misma curva a 30 °C, y solo para propósitos de comparación, se indica con una línea horizontal el valor de viscosidad medido con un viscosímetro el cual fue de 9,120 cP.

En un viscosímetro no se tiene control sobre la rapidez de deformación o el esfuerzo cortante aplicado a la muestra para medir la viscosidad. A 50 °C, el comportamiento del crudo es prácticamente Newtoniano, debido a que su valor de viscosidad presenta muy poca sensibilidad con la rapidez de deformación. En este caso la viscosidad pasa de 1,603 cP a 1,476 cP. El valor medido de viscosidad en un viscosímetro es de 1,402 cP, y también se indica con una línea horizontal para propósitos de comparación. Nótese que a esta temperatura las mediciones realizadas con un reómetro y con un viscosímetro son muy similares, para esta muestra de crudo en específico, esto se debe a que la viscosidad del crudo tiende a tener un comportamiento Newtoniano. A 70 °C el crudo presenta muy pocas variaciones con la rapidez de deformación, la viscosidad presenta una viscosidad promedio de 418 cP y la medición con el viscosímetro fue de 345 cP.

Para el crudo Samaria 878, se midió su viscosidad a rapidezces de deformación en el intervalo de 13.1 a 1,000 1/s a 30 °C, y para 50 y 70 °C el intervalo fue de 34.5 a 1,000 1/s. En este reograma también se indica con una línea horizontal continua las mediciones realizadas con un viscosímetro. Nótese que este crudo presenta un comportamiento No-Newtoniano pequeño a 30 °C; a las otras temperaturas su comportamiento es Newtoniano. A 30 °C el intervalo de viscosidades medido fue de 447 a 420.7 cP, a 50 °C fue de 132 a 120.7 cP y a 70°C fue de 56.8 a 50.1 cP, para estas mismas temperaturas la viscosidad medida con un viscosímetro fue de 436, 129 y 50 cP, respectivamente. Las mediciones realizadas con el reómetro son muy similares a las obtenidas con el viscosímetro, debido a que el crudo presenta un comportamiento Newtoniano en el intervalo de temperaturas y rapidezces de deformación analizada.

Al comparar los dos reogramas, es notorio que el contenido de asfáltenos modifica apreciablemente la viscosidad del crudo ante la aplicación de un esfuerzo cortante. La temperatura de escurrimiento baja de -25 °C del crudo Samaria 878 es un reflejo del contenido de asfáltenos.

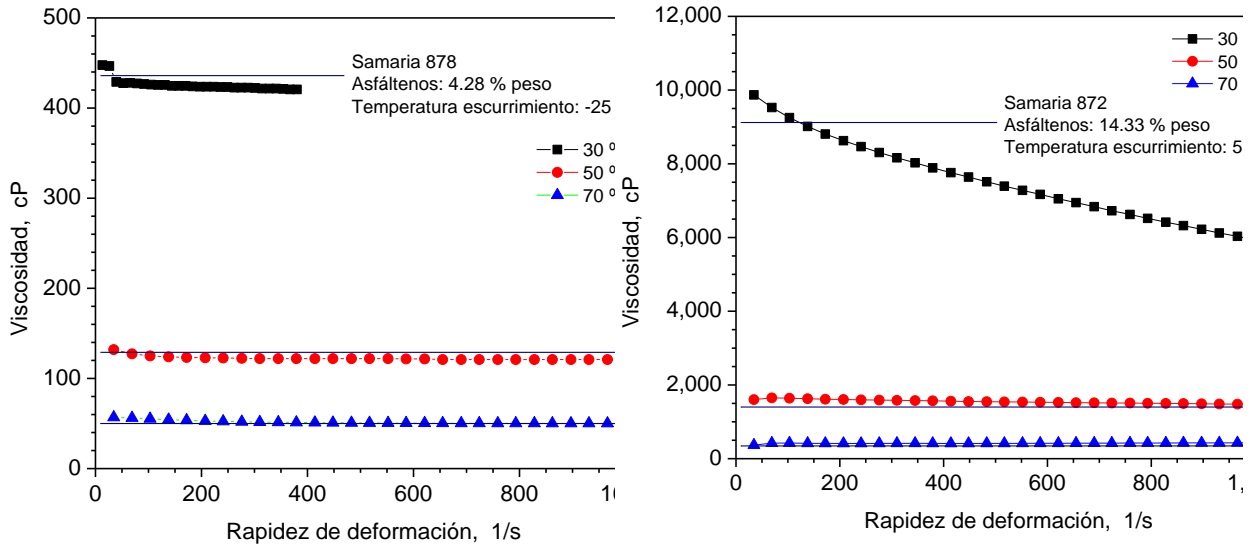


Figura 43.-Reología del crudo Samaria 878 y Samaria 872

CAPITULO IV: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA APLICACIÓN DE PRODUCTOS MEJORADORES DE FLUJO EN CAMPO.

El presente capítulo trata de responder a la necesidad de la industria Petrolera Mexicana, en lo relacionado al estudio y evaluación de tecnologías denominadas “Mejoradores de Flujo”, lo cual se sustenta en base a las perspectivas y potencial mencionado en el capítulo I, donde se hace mención en forma muy general de los recursos en cuanto a yacimientos de crudo pesado y extrapesado en México, esta perspectiva enmarca la necesidad de maximizar los conocimientos en la explotación de éstos recursos mediante la optimización de los procesos de manejo y transporte de crudo no conveccional.

Cabe mencionar que este trabajo es un esfuerzo para tener una metodología formal, basada en la descripción de pruebas de laboratorio rigurosas desarrolladas para el Campos Samaria Somero, con los cual se ha podido desarrollar las bases sustentables de dicha metodología, con lo que se pretende hacer más eficiente el aprovechamiento de los recursos disponibles e inclusive adaptar procesos y herramientas desarrolladas en otras partes del mundo, ampliando los criterios y fortaleciendo la toma de decisiones en la implementación de mejoradores de flujo en los campos petroleros de México.

A continuación se realiza la propuesta de una metodología, haciendo aclaraciones que se consideran relevantes y que podrá ayudar e ir complementando las bases y criterios de evaluación en sus procesos de selección de productos mejoradores de flujo basado en el desarrollo experimental del presente trabajo, ampliando la certeza de seleccionar el producto químico más adecuado a la naturaleza química de los aceites de un campo en particular. Este punto es importante enfatizarlo debido a que se debe cuidar la compatibilidad de los mejoradores de flujo con el aceite.

Metodología propuesta para la evaluación y selección de productos químicos mejoradores de flujo base agua y base aceite:

1. Recopilación de información:

- i. Estudio integral, evaluar la existencia de la problemática planteada, así como la viabilidad de la implementación de mejoradores de flujo como posible solución.
- ii. Ficha técnica de sistemas mejoradores de flujo (base agua y base aceite)

2. Preselección de pozos candidatos para obtención de muestras del aceite:

- i. Información del tipo de aceite producido (últimos estudios PVT).
- ii. Historial de producción.
- iii. Contenido de agua.
- iv. Presiones y temperaturas de los pozos.
- v. Estados mecánicos, etc.

3. Toma de muestras: Se tendrán criterios rigurosos para seleccionar las muestras que tengan las características adecuadas y que sean representativas del campo. Estos criterios se basarán en enfocar la evaluación de muestras que tengan altos contenidos de parafinas cristalizables (PC), asfaltenos y propiedades del agua, ya que estos podrían ser los más propensos a presentar problemas de depositación de sólidos.

i. Caracterización fisicoquímica.

a) % de Aceite, agua y sólidos. Cabe señalar dado que uno de los objetivos es que esta metodología incluya la evaluación mejoradores de flujo base agua, se requiere realizar procedimientos de deshidratación de las muestras, esto con el fin de medir las propiedades físico-químicas del aceite, evitando cualquier influencia del agua. Esta prueba permite identificar los volúmenes de agua emulsionada producida por pozo, lo cual es un parámetro de decisión para los mejoradores de flujo base agua, ya que se sabe que a mayor cantidad de agua, aumenta la movilidad del aceite pues disminuye la fricción pared de la tubería-aceite. Esta situación podría enmascarar la efectividad de un mejorador de flujo en el pozo.

b) Análisis composicional SARA.

- c) °API, densidad.
 - ii. Perfil de Viscosidad
 - iii. Reología.
 - iv. Termogravimetría
 - v. Turbiscan y Prueba de la Mancha.
4. Análisis de datos experimentales.
- i. Selección de muestras de aceite crudo adecuadas y representativas que observen algún tipo de problema en sus propiedades de transporte, de acuerdo a los resultados obtenidos en la caracterización fisicoquímica del aceite y el análisis de compatibilidad entre el aceite y el producto químico.
5. Evaluación de los productos químicos.
- i. Compatibilidad:
 - a) Termogravimetría
 - b) Turbiscan y prueba de la mancha.
 - ii. Reducción de viscosidad: En este punto, se sugiere realizar curvas de viscosidad, a dos temperaturas de referencia, a fin de obtener un valor promedio de la reducción efectiva de la viscosidad por efecto directo del mejorador de flujo. En caso de contar con productos mejoradores de flujo base agua y base aceite, se sugiere construir curvas de viscosidad como función de la concentración (en ppm) del mejorador de flujo, con el fin de obtener la concentración a la cual se obtiene la máxima reducción de la viscosidad, esto para los mejoradores base aceite. En el caso de los mejoradores base agua, se recomienda medir el índice de fluidez de la mezcla aceite + mejorador de flujo a fin de conocer la concentración a la cual se obtiene el mayor incremento del índice.
 - iii. La dosificación del mejorador de flujo a evaluar, estará en función de un estudio previo de factibilidad técnico-económica, es decir, previo al estudio de evaluación, es necesario realizar este estudio a fin de establecer cuál será la máxima dosificación a la cual se evaluará el producto.

CONCLUSIONES

En este trabajo de investigación, se presentan los resultados experimentales de la caracterización fisicoquímica y de compatibilidad de aceites crudos pesados del campo Samaria en presencia de un producto mejorador de flujo. Estos resultados proporcionan información sobre el comportamiento fisicoquímico y de transporte de dos pozos del campo Samaria-Luna. Además, se obtuvo información relacionada al efecto de los productos químicos mejoradores de flujo en los fluidos producidos en el campo, relacionados con la compatibilidad y efecto dinámico. Se incorpora información sobre la estabilidad de sólidos orgánicos (asfaltenos, resinas y parafinas) en el aceite. Esto se puede ver en la determinación del índice de inestabilidad coloidal, el cual indica la propensión de los asfaltenos a precipitarse.

De acuerdo a los estudios SARA, se puede observar que estos aceites no presentarán dicho problemas, sin embargo, debido al alto contenido de parafinas y al alto punto de escurrimiento de estos aceites estudiados, se podría presentar problemas potenciales de precipitación y depositación de parafinas en el campo. Por tal motivo, se hace necesario realizar estas pruebas de compatibilidad. Con estos resultados, se proponen una serie de pasos, de carácter general para evaluar productos químicos y sus posibles efectos en el campo, bajo condiciones de operación.

Las principales pruebas experimentales desarrolladas en este trabajo, se dividieron en 2 grupos:

- 1) Caracterización fisicoquímica de los aceites
- 2) Compatibilidad de los mejoradores de flujo en el aceite.

En el primer grupo, se realizaron estudios de análisis composicional SARA y propiedades de transporte (viscosidad). Cabe mencionar que actualmente se cuenta diversas vertientes para una mejor caracterización de la fracción pesada

Del segundo grupo se realizaron pruebas de índice de refracción, turbiscan, prueba de la mancha y termogravimetría,

Cabe mencionar que haciendo uso de esta última técnica, se obtiene información sobre la pérdida de masa durante el secado a temperaturas establecidas durante un intervalo de tiempo determinado, midiendo la cantidad de residuos sólidos, lo cual nos permite obtener un registro de los cambios de fase, transiciones en la estructura cristalina o la presencia de reacciones químicas. Además podemos definir la temperatura de fusión, sublimación, y temperatura de transición. Esta técnica ayuda a la evaluación de la compatibilidad de los productos químicos comparando la cantidad de sólidos obtenidos al realizar la medición del aceite sin el producto químico y posteriormente con la mezcla.

En general, los resultados de las pruebas de termogravimetría practicado a diversas muestras de fluidos de pozos sin producto químico, se puede apreciar que después de los 500 °C, la pérdida peso termina. Esto es debido a que los sedimentos generados alcanzan un valor de peso constante inherente para cada crudo o mezcla.

Es importante mencionar que a partir de estos estudios experimentales realizados en el presente trabajo, se ha propuesto una metodología de aplicación y evaluación de este tipo de productos químicos mejoradores de flujo, la cual con las modificaciones pertinentes, se podría ampliar en su aplicación a otro tipo de productos químicos, como por ejemplo reductores de viscosidad, de fricción, inhibidores de parafinas, asfaltenos, hidratos de gas, etc.

De acuerdo a estos resultados, se observa la necesidad de realizar más estudios complementarios encaminados a fortalecer la caracterización físico-química y de equilibrio de fases de los aceites, haciendo especial énfasis en el comportamiento de las fracciones pesadas de los aceites, en particular, de los asfaltenos y parafinas, pues de acuerdo a lo que se ha publicado en la literatura científica, estas fracciones tienen un impacto directo y significativo en la viscosidad de este tipo de aceites. Por lo tanto, se recomienda realizar los siguientes estudios:

- 1) Determinación de envoltentes de depositación de asfaltenos
- 2) Determinación de envoltentes de depositación de parafinas
- 3) Comportamiento reológico de aceite con y sin productos químicos a bajos valores de velocidad de deformación (0.1 a 100 1/s)
- 4) Pruebas de compatibilidad de productos químicos (pruebas de titulación)
- 5) Determinación de tensión superficial aceite-mejorador de flujo

BIBLIOGRAFÍA

- Al Zahrani S. M., Al-Fariss T. F., A general model for viscosity of waxy oils, *Chemical Engineering Processing* 37 (1998) 433-437.
- Behbahani Taraneh J., Rahmatollah G., Hassan A., Effect to wax inhibitors on pour point and rheological properties of Iranian waxy crude oil, *Fuel Processing Technology* 89, (2008) 973-977.
- Bharati Dinkar Chheda; Rajiv Manohar Banavali, United States Patent US 6,402,934 B1, Recovery and transportation of heavy crude oils. Junio 11, 2002.
- Carbogani. L. and Espidel, J.: Characterization of Solid Deposits from Produccion Facilities. Identificacion of Possible Causes of Deposits Formation, *Vission Tecnológica* (1995) 3, No. 1, 35-42.
- De Ghetto Giambattista/Francesco Paone/Marco Villa, "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils", *SPE* 1995.
- Emulsification efficiency related to the combination of mechanical energy input and system formulation and composition variables. By: Salager, et. al. *International Symposium on Mixing in Industrial Processes- ISMIP4*. From 14 to 16 May, 2001. Toulouse, France).
- Fan T., Wang J., and Buckley J. S., Evaluating Crude Oils by SARA Analysis. Paper SPE 75228, presented at the 2002 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 13-17 April 2002.
- Firmano Junior Lino, Patent WO 2012/00069 A2, Flow Additive for light or heavy crude oils, use of the additive and process to improve the extraction, pumping and/or transport of light or Heavy crude Oils.
- Halim N., Nadeem A. M. and Hamid P. A., Shyntesis of Wax Inhibitor and Assessment of Squeeze Technique Application for Malaysian Waxy Crude., *SPE* 142288, 20-22 September 2011.
- J. M. del Rio, E. Ramirez-Jaramillo, and C. Lira-Galeana. Equations to Predict Precipitation Onset and. Bubblepoint Pressures of Asphaltenic. Reservoir Fluids. *AIChE Journal* July 2009 Vol. 55, No. 7 1814-1822
- J.F. Argillier, Heavy Oil-Dilution SPE/PS-CIM/CHOA 97763, Nov-2005
- Leontaritis, K. J. and Mansoori, G. A., Asphaltene Flocculation during Oil Production and Processing: A Thermodynamic-Coloidal Model, Paper SPE 16258 presented at the 1987 SPE Internat. Symp on Oilfield Chem., San Antonio, Feb 4-6.
- Marroquín Sánchez Gustavo Jesús, "Formación de Sedimentos durante el Hidrotratamiento Catalítico de Crudos Pesados", Tesis Doctoral IPN 2007.
- Nonionic surfactants- Physical Chemistry, by Martin J. Schick, Marcel Dekker, Inc., 2003
- Pedersen K. S., Influence of Wax Inhibitors on Wax Appearance Temperature, Pour Point, and Viscosity of Waxy Crude Oils, *Energy & Fuels* 2003, 17, 321-328

- Pedersen K. S., Rønningsen H. P. Effect of Precipitated Wax on Viscosity- A Model for Predicting Non-Newtonian Viscosity of Crude Oils. *Energy & Fuels* 14, (2000), 43-51.
- Reyes Venegas Octavio / M.I. José Ángel Gómez Cabrera/M.I. Néstor Martínez Romero, "Aseguramiento del Flujo en Sistemas de Aceite Pesado en México", Exitep 2005.
- Riddick, J.A.; Bunger, W. B. *Organic Solvents. Volume II. Physical Properties and Methods of Purification.* 3rd. Edition. Wiley-Interscience. New York. 1970.
- Trevor Bennison, "Prediction of Heavy Oil Viscosity", December 1998.
- Wang K-Sh, Wu, Ch-H., Creek J. L., Shuler P. J. and Tang Y., Evaluation of Effects of Selected Wax Inhibitors on Wax Appearance and Disappearance Temperatures., *Petroleum Science and Technology*, 21 (2003), 359-368.

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Marco conceptual para el desarrollo de criterios para la aplicación de Tecnologías para el transporte de Aceite Pesado y Extrapesado Basados en Mejoradores de Flujo.....	4
Figura 2.- Mapa de Recursos de petróleo pesado (crudo pesado) en todo el mundo por país.	6
Figura 3.- Producción de petróleo crudo por región y tipo en México.....	6
Figura 4.- Producción de petróleo crudo por tipo en México.	7
Figura 5.- Ubicación geográfica de los Activos que conforman la Región Sur	8
Figura 6.- Ubicación Proyecto Samaria Somero.....	8
Figura 7.- Mapa de Cimas de los Campos Samaria-Iride-Cunduacán.	9
Figura 8 Distribución de la producción por Sistema Artificial en el AISM.	9
Figura 9 Clasificación del tipo de hidrocarburos en base a su gravedad API y viscosidad.	12
Figura 10.- Reograma de Modelos de fluidos.	12
Figura 11 Representación esquemática de la estructura y microestructura de los copolímeros.....	19
Figura 12 a) Copolímero de estireno-anhídrido maleico en bloques, b) Copolímero isopreno-anhídrido maleico en bloques	22
Figura 13 Estructura del poli (estireno-b-butilacrilato) (PSt-b-PBA).	22
Figura 14 Estructura de los copolímeros a) poli (estireno-maleimidadas) b) poli (butadieno-maleimidadas).....	22
Figura 15.- Comportamiento de la viscosidad de aceite crudo con un reductor de viscosidad.	23
Figura 16.- Representación gráfica y esquemática del comportamiento a nivel molecular de fluidos no-Newtonianos.....	24
Figura 17.- Representación de los mecanismos y comportamiento de los fluidos estructurados al ser sometidos a una velocidad de corte.	25
Figura 18.- Esquema del cambio estructural de deformación al aplicársele un esfuerzo de corte.	25
Figura 19.- Composición global de un fluido hidrocarburo típico.	26
Figura 20.- Molécula parafínica.	26
Figura 21.- Asfalteno de un crudo tipo Maya.....	27
Figura 22.- Efecto mecánico sobre el abatimiento de la viscosidad.	27
Figura 23.- Comportamiento estructural de las moléculas al incrementar la velocidad de corte.....	28
Figura 24.- Cambio de la viscosidad aparente de acuerdo a la distribución de tamaño de partícula presente en la solución.	28
Figura 25.- Cambio de la viscosidad con respecto a la temperatura de diferentes aceites producidos con diferentes concentraciones de un reductor de viscosidad.	29
Figura 26.- Graficas de resultados donde se aprecia que la viscosidad tiende a una convergencia a mayor temperatura independientemente de la concentración de producto químico aplicado.	31
Figura 27.- Comportamiento de la viscosidad de un aceite pesado a diferentes velocidades de corte, donde se aprecia una temperatura límite de 80 °C.....	32
Figura 28.- Ejemplo de aplicación de la técnica de termogravimetría.	37
Figura 29.- Equipo turbiscan utilizado en las pruebas.	39
Figura 30.- Comportamiento de la viscosidad de, como función de la viscosidad de los pozos estudiados.....	43
Figura 31.- Viscosidad como función de la concentración (ppm) para el pozo Samaria A.	44
Figura 32.- Viscosidad como función de la concentración (ppm) para el pozo Samaria B.	45
Figura 33.- Curva termogravimétrica del mejorador de flujo.	48
Figura 34.- Curva termogravimétrica del aceite Samaria 35 con el mejorador de flujo a diferentes concentraciones.	48
Figura 35.- Curva termogravimétrica del aceite Samaria 828 con el mejorador de flujo a diferentes concentraciones.	49
Figura 36.- Comportamiento lineal del IR como función de la temperatura.	53
Figura 37.- Comportamiento de IR/T como función de la temperatura.	54
Figura 38.- Error Promedio del índice de refracción calculado utilizando la correlación (14).	56
Figura 39.- Estabilidad de asfaltenos en función del Índice de Refracción.	57
Figura 40.- Viscosidad de diversos crudos a 20 °C del campo Samaria en función de la temperatura de escurrimiento (Te).	59
Figura 41.- Temperatura de escurrimiento en función del contenido de asfaltenos o del CII.	60
Figura 42.- Viscosidad de algunos crudos del campo Samaria.	61
Figura 43.- Reología del crudo Samaria 878 y Samaria 872	64

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Propiedades crudo pesado y extrapesado del Campo Samaria Somero.	10
Tabla 2 Propiedades y Composición promedio de Crudos Mexicanos Pesados y Extrapesados.....	11
Tabla 3.- Rango de valores de esfuerzos de corte de materiales y procesos comunes.	24
Tabla 4.- Resultados de viscosidad obtenidos de tratamiento a un aceite con inhibidor de parafinas a diferentes temperaturas y concentraciones con una velocidad de corte de 100 s^{-1}	30
Tabla 5.- Inhibidores de Parafinas en estudio.	31
Tabla 6.- Valores de referencia de RI (Riddick et. al., 1970) para la calibración del equipo.	38
Tabla 7.- Resultados del análisis SARA de los fluidos estudiados.	43
Tabla 8.- Índice de refracción de los pozos estudiados.	44
Tabla 9.- Resultados de la prueba de la mancha para los pozos Samaria A y B.....	46
Tabla 10.- Comportamiento de las mezclas aceite crudo-mejorador de flujo.	47
Tabla 11.- Conversión de valores de concentración (ppm a %Vol) de mejorador de flujo empleado.	50
Tabla 12.-Resultados de la determinación de la estabilidad de la mezcla MF + AC mediante la técnica de termogravimetría para el pozo Samaria A.	51
Tabla 13.- Resultados de la determinación de la estabilidad de la mezcla MF + AC mediante la técnica de termogravimetría para el pozo Samaria B.	51
Tabla 14.- Vector (Y) de valores de la pendientes de las rectas generadas.	54
Tabla 15.- Ejemplo de la estimación del IR con la correlación propuesta.	55
Tabla 16.- Resultados de estabilidad de asfaltenos.	58