



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de metodologías
experimentales para la
evaluación de productos
químicos para la optimización
del transporte de aceites
pesados y extrapesados**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera petrolera

P R E S E N T A

Nelly Elizabeth Cruz García

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Edgar Ramírez Jaramillo



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

Dedicatoria y agradecimientos

Este trabajo de tesis es el fruto de años de estudio, de desvelos, lágrimas, risas, aprendizaje, éxitos, y un sin fin de aventuras que viví, sobretodo, es el fruto del conocimiento que adquiriré en esta hermosa carrera.

Es por ello, que la dedico de todo corazón...

*A **Dios**, por darme la vida, la salud y la sabiduría para poder llegar hasta este punto, por cuidar de mí, guiarme y darme la fuerza para seguir adelante en cada etapa que he vivido.*

A mis padres, por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación y por hacer de mí una mujer exitosa.

***Mamá Elena**, este trabajo es el resultado de todo tu esfuerzo, tu amor y tus consejos, te lo dedico porque eres la mujer más importante en mi vida, la que me ha sabido guiar hasta aquí y la que ha dedicado su vida para vernos triunfar, te amo. Gracias por toda tu dedicación, gracias por ser mi madre, mi amiga, mi doctora, mi consejera, gracias por ser todo en mi vida.*

***Papá Carlos**, mi tesis y mis estudios son el resultado de todos los años que tú has expuesto tu vida en tu trabajo, gracias a esa valentía he tenido la posibilidad de avanzar hasta donde ahora estoy, te dedico mi tesis con mucho amor, te amo. Gracias por ser mi padre, por tus regaños, por tus consejos y sobre todo gracias por el apoyo que me has brindado.*

*A mi hijo, **Jason**, mi hermoso bebé, todo lo que he hecho hasta hoy ha sido por ti, y para ti, para darte el mejor ejemplo que puedas seguir, para asegurar un futuro prometedor para ti, y sobre todo por qué tú me has dado la fuerza para seguir avanzando y ser mejor cada día, por ti, puedo llegar aún más lejos; te amo con toda mi alma.*

*A mi pareja, **Oswaldo**, porque eres la persona que amo y con la que quiero pasar el resto de mis días, porque me has apoyado, me has escuchado, has estado a mi lado en momentos difíciles, y sobretodo, me has amado tal como soy, te amo. Gracias por todas tus palabras, tus ánimos, tu apoyo y por cuidar de mí... gracias amor.*

*A mi hermana, **Wendy**, más que dedicatoria estas palabras son una muestra de que cuando se quiere se puede. Me gustaría demasiado que mi ejemplo te sirva de fortaleza para verte también como toda una chef exitosa. Gracias por el apoyo que me has dado durante estos años, gracias por amar a Jason como ahora yo a amo a la bebé. Gracias hermana, te amo.*

*A mis tías, **Roxana, Tere y Elizabeth**. Ustedes han sido personas importantes en mi formación, me han apoyado, han creído en mí, y sobre todo me han ayudado cuando las he necesitado. Gracias por sus deseos de verme triunfar, las quiero mucho.*

*A mi asesor de tesis, **Dr. Edgar Ramírez Jaramillo**, le agradezco profundamente su apoyo, sus enseñanzas, su confianza, el conocimiento que me ha brindado, sus consejos y el tiempo que se ha tomado para llevar a cabo este trabajo, sin usted, éste no se hubiera logrado. Gracias por abrirme las puertas de su oficina y por darme tantas oportunidades para triunfar; sobre todo, gracias por la amistad que hemos formado. Mi más sincero y profundo agradecimiento.*

A mis sinodales, a ellos por sus atentos comentarios y por aprobar la culminación de esta tesis.

***Dra. Ana paulina Gómora Figueroa**, muchas gracias por el tiempo invertido para la mejora de este trabajo, por sus conocimientos, sus observaciones tan acertadas, por su profesionalismo y su excelente trato hacia mí.*

***Dr. José Enrique Guzmán Vázquez**, gracias por sus observaciones y sus comentarios para mejorar la calidad de este trabajo, gracias por su tiempo brindado y su profesionalismo.*

***M.I. Jaime Larios González**, gracias a usted por su entusiasmo para dar clases, por el conocimiento que adquirí en ellas y por inculcarme el amor a la carrera. Gracias por ayudarme a mejorar mi trabajo, gracias por todo.*

***Ing. Oswaldo David López Hernández**, muchas gracias por sus comentarios y sus mejores intenciones para que todo este proceso se realice con éxito.*

*Al **M.I. Carlos Alberto Avendaño Salazar**, por tu amistad, tus conocimientos, tus consejos y tú ayuda para que esta tesis sea lo que hoy es. Gracias por pasar de ser mi profesor a un excelente amigo.*

*En especial, muchas gracias a mi alma máter la **Universidad Nacional Autónoma de México** y a la **Facultad de Ingeniería**, por darme la formación necesaria para ejercer una carrera con profesionalismo y autenticidad, gracias por haberme brindado las mejores clases con todo tipo de profesores, gracias por darme experiencias inolvidables en tus instalaciones. Algún día te regresaré en forma de agradecimiento lo que has hecho de mí. Gracias.*

Muchas gracias a todas las personas que siempre han confiado en mí, que siempre creyeron que lograría llegar a mi meta, gracias a todos los que mencioné y a muchos más que aunque no escribí saben que estimo y agradezco su apoyo y sus deseos de verme como toda una ingeniera.

Gracias.

Nelly Elizabeth

ÍNDICE

Índice de figuras	3
Lista de tablas	8
Nomenclatura y acrónimos	9
Introducción	12
1. CONCEPTOS BÁSICOS	13
1.1. Definición de aceites pesados y extrapesados como función de su composición.	13
1.2. Estudio PVT.	20
1.3. Ajuste de propiedades PVT utilizando correlaciones numéricas.	49
1.4. Ajuste de propiedades PVT utilizando una Ecuación de estado (EOS).	70
1.5. Tecnologías para el transporte de fluidos basadas en productos químicos....	76
2. PROPIEDADES DE TRANSPORTE DE FLUIDOS	79
2.1. Medición de la viscosidad de aceites pesados y extrapesados.	79
2.2. Densidad.	90
2.3. Reología.....	94
2.4. Evaluación de productos químicos para el mejoramiento del transporte de aceites.....	100
3. CARACTERIZACIÓN FISICOQUÍMICA DE MUESTRAS DE ACEITE Y EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE MEJORADORES DE FLUJO; CONCEPTOS BÁSICOS	105
3.1. Estudios SARA.	106
3.2. Punto de escurrimiento.	109
3.3. Densidad del aceite.....	111
3.4. Viscosidad del aceite.	113

3.5. Reología.....	115
3.6. Índice de fluidez.....	118
4. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA LA EVALUACIÓN DE MEJORADORES DE FLUJO.....	121
4.1. Metodología de evaluación de mejoradores de flujo desarrollada en el IMP.	121
4.2. Aplicación de la metodología de evaluación de mejoradores de flujo desarrollada en el IMP.	124
5. PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS.	134
5.1. Consideraciones previas de los mecanismos de reducción de la viscosidad de un fluido.....	135
5.2. Propuesta de metodología.....	138
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	153
Bibliografía.....	156

Índice de figuras

FIGURA 1.1 – EJEMPLO DE UN EQUIPO TÍPICO DE CROMATOGRAFÍA DE GASES.	16
FIGURA 1.2 – DIAGRAMA DE UN EQUIPO TÍPICO DE CROMATOGRAFÍA DE GASES (WIKIPEDIA, 2016).	18
FIGURA 1.3 – PROCESO DE SEPARACIÓN FLASH, EN LABORATORIO (ARÉVALO, 2012).	22
FIGURA 1.4 – GRÁFICA DE LA PRESIÓN DE BURBUJEO A PARTIR DE LA INFORMACIÓN DE LA SEPARACIÓN FLASH (ARÉVALO, 2012).	23
FIGURA 1.5 – REDUCCIÓN CONSTANTE DE VOLUMEN, PROCESO DE SEPARACIÓN DIFERENCIAL (MODIFICADO DE ARÉVALO, 2012).	24
FIGURA 1.6 – PRUEBA DEL SEPARADOR EN LABORATORIO (MODIFICADO DE ARÉVALO, 2012).	26
FIGURA 1.7 – COMPORTAMIENTO TÍPICO DEL FACTOR DE VOLUMEN DE ACEITE NEGRO EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (MODIFICADO DE ARÉVALO, 2012)	30
FIGURA 1.8 – COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE PARA UN YACIMIENTO NEGRO, RESPECTO A LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO A UNA TEMPERATURA CONSTANTE. PARA PRESIONES POR ARRIBA DE LA PRESIÓN DE SATURACIÓN (MODIFICADO DE ARÉVALO, 2012)	31
FIGURA 1.9 – COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE PARA UN YACIMIENTO NEGRO, RESPECTO A LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO A UNA TEMPERATURA CONSTANTE. PARA PRESIONES POR DEBAJO DE LA PRESIÓN DE SATURACIÓN (MODIFICADO DE ARÉVALO 2012).	31
FIGURA 1.10 – COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA RELACIÓN DE SOLUBILIDAD PARA UN ACEITE NEGRO EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO A TEMPERATURA CONSTANTE (MODIFICADO DE ARÉVALO, 2012).	32
FIGURA 1.11 – COMPORTAMIENTO TÍPICO DEL FACTOR DE VOLUMEN DE GAS EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO A TEMPERATURA CONSTANTE (MODIFICADO DE ARÉVALO, 2012).	33
FIGURA 1.12 – COMPORTAMIENTO TÍPICO DEL FACTOR DE VOLUMEN TOTAL DE LA FORMACIÓN, COMO FUNCIÓN DE LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO A TEMPERATURA CONSTANTE (MODIFICADO DE ARÉVALO, 2012).	34
FIGURA 1.13 – EFECTOS DE PRESIÓN, TEMPERATURA Y COMPOSICIÓN SOBRE EL FACTOR DE DESVIACIÓN DEL GAS, (BÁNZER, 1996)	35
FIGURA 1.14 – COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO A TEMPERATURA CONSTANTE, (MODIFICADO DE ARÉVALO, 2012).	36
FIGURA 1.15 – COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN A TRES TEMPERATURAS DIFERENTES (ARÉVALO, 2012).	37
FIGURA 1.16 – COMPARACIÓN DE LA DENSIDAD PARA CADA TIPO DE ACEITE.	39
FIGURA 1.17 – COMPORTAMIENTO DE DISTINTAS PROPIEDADES PVT PARA DIFERENTES TIPOS DE ACEITES.	40
FIGURA 1.18 – COMPORTAMIENTO DE LA COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE CON RESPECTO A LA COMPOSICIÓN DE METANO Y PSEUDOCOMPONENTE EN LOS DISTINTOS TIPOS DE ACEITE.	41
FIGURA 1.19 – COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE CON RESPECTO A LA COMPOSICIÓN DE METANO Y PSEUDOCOMPONENTE EN LOS DISTINTOS TIPOS DE ACEITE.	42

FIGURA 1.20 – COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE SATURACIÓN, RELACIÓN GAS ACEITE Y RELACIÓN DE SOLUBILIDAD RESPECTO A LA COMPOSICIÓN DE METANO Y PSEUDOCOMPONENTE DE LOS DISTINTOS TIPOS DE ACEITE.....	43
FIGURA 1.21 – COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD DE UN ACEITE PESADO COMO FUNCIÓN DE LA, BASADO EN SU ESTUDIO PVT (MODIFICADO DE PÉREZ Y FLAMENCO, 2006).....	44
FIGURA 1.22 – COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE UN ACEITE PESADO COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA BASADO EN SU ESTUDIO PVT (MODIFICADO DE PÉREZ Y FLAMENCO, 2006).	44
FIGURA 1.23 – COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE COMO FUNCIÓN DE LA PRESIÓN, DE UN ACEITE PESADO BASADO EN SU ESTUDIO PVT (MODIFICADO DE PÉREZ Y FLAMENCO, 2006).	45
FIGURA 1.24 – COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS COMO FUNCIÓN DE LA PRESIÓN DE UN ACEITE PESADO BASADO EN SU ESTUDIO PVT (MODIFICADO DE PÉREZ Y FLAMENCO, 2006).	45
FIGURA 1.25 – COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE VOLUMEN DE LA FASE MIXTA COMO FUNCIÓN DE LA PRESIÓN, DE UN ACEITE PESADO, BASADO EN SU ESTUDIO PVT (MODIFICADO DE PÉREZ Y FLAMENCO, 2006).	46
FIGURA 1.26 – COMPORTAMIENTO DE LA COMPRESIBILIDAD ISOTÉRMICA DEL ACEITE COMO FUNCIÓN DE LA PRESIÓN, DE UN ACEITE PESADO BASADO EN SU ESTUDIO PVT (MODIFICADO DE PÉREZ Y FLAMENCO, 2006).	46
FIGURA 1.27 – COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE DESVIACIÓN Z COMO FUNCIÓN DE LA PRESIÓN, DE UN ACEITE PESADO, BASADO EN SU ESTUDIO PVT (MODIFICADO DE PÉREZ Y FLAMENCO, 2006).	47
FIGURA 1.28 – COMPORTAMIENTO DE LA RELACIÓN DE GAS DISUELTO ACEITE COMO FUNCIÓN DE LA PRESIÓN, DE UN ACEITE PESADO BASADO EN SU ESTUDIO PVT (MODIFICADO DE PÉREZ Y FLAMENCO, 2006).	48
FIGURA 1.29 – COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE COMO FUNCIÓN A LA PRESIÓN, DE UN ACEITE PESADO BASADO EN SU ESTUDIO PVT (MODIFICADO DE PÉREZ Y FLAMENCO, 2006).	48
FIGURA 1.30 – COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DEL GAS COMO FUNCIÓN DE LA PRESIÓN, DE UN ACEITE PESADO BASADO EN SU ESTUDIO PVT (MODIFICADO DE PÉREZ Y FLAMENCO, 2006).	49
FIGURA 1.31 – CORRELACIÓN DE STANDING PARA LA PRESIÓN DE SATURACIÓN (BÁNZER, 1996).	51
FIGURA 1.32 - COMPORTAMIENTO DEL INCREMENTO DE LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO POR ARRIBA DE LA PRESIÓN DE SATURACIÓN (BEAL, 1946)	59
FIGURA 1.33 – GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS DISUELTO, (BRILL AND BEGGS, 1988)	61
FIGURA 1.34 – VISCOSIDAD DE GASES NATURALES A 1 ATMÓSFERA Y TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (CARR, 1954).....	63
FIGURA 1.35 – CORRELACIÓN DEL COCIENTE DE VISCOSIDAD $\mu g/\mu g l$ CON PRESIÓN Y TEMPERATURA SEUDORREDUCIDAS (CARR, 1954).	65
FIGURA 1.36 – CORRELACIÓN DEL COCIENTE DE VISCOSIDAD $\mu g/\mu g l$ CON PRESIÓN Y TEMPERATURA SEUDORREDUCIDAS (CARR, 1954)	66
FIGURA 2.1 – COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD COMO FUNCIÓN DE LA PRESIÓN A TEMPERATURA CONSTANTE (MODIFICADO DE ARÉVALO, 2012).	79
FIGURA 2.2 – FORMACIÓN DEL PERFIL DE VELOCIDAD EN ESTADO ESTACIONARIO PARA UN FLUIDO CONTENIDO ENTRE DOS LÁMINAS (BIRD, 2003).	81

FIGURA 2.3 – RESUMEN DE MODELOS NO NEWTONIANOS EN ESTADO ESTACIONARIO. CON FINES COMPARATIVOS SE INDICA TAMBIÉN EL MODELO NEWTONIANO (BIRD, 2003)	83
FIGURA 2.4 – VISCOSIDAD REDUCIDA COMO UNA FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA REDUCIDA, PARA VARIOS VALORES DE LA PRESIÓN REDUCIDA (MODIFICADA DE BIRD, 2003).	87
FIGURA 2.5 – VISCOSIDAD REDUCIDA, EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA REDUCIDA Y LA PRESIÓN REDUCIDA (MODIFICADO DE CARR, 1954).	88
FIGURA 2.6 – VISCOSÍMETRO STABINGER.	89
FIGURA 2.7 – PANTALLA TÁCTIL DEL VISCOSÍMETRO STABINGER.	90
FIGURA 2.8 – COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA DENSIDAD DEL LÍQUIDO RESPECTO A LA PRESIÓN (DBR, 2006).	91
FIGURA 2.9 – COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA DENSIDAD RELATIVA DEL GAS RESPECTO A LA PRESIÓN (DBR, 2006).	92
FIGURA 2.10 – DENSÍMETRO DMA 4100M	93
FIGURA 2.11 – DIFERENTES TIPOS DE FLUIDOS EN LA CURVA DE FLUJO: (A) FLUIDO NEWTONIANO, (B) FLUIDO PSEUDOPLÁSTICO, (C) FLUIDO DILATANTE, (D) PLÁSTICO DE BINGHAM Y (E) FLUIDO DE HERSCHEL-BULKLEY (MODIFICADO DE MAESTRO, 2002).	96
FIGURA 2.12 – GRÁFICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD APARENTE COMO FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DE DEFORMACIÓN (MAESTRO, 2002).	97
FIGURA 2.13 – CURVAS DE LOS MODELOS DE CROSS, SISO Y LEY DE POTENCIAS OBTENIDAS EN LAS GRÁFICAS DE VISCOSIDAD APARENTE CONTRA VELOCIDAD DE DEFORMACIÓN (MAESTRO, 2002).	98
FIGURA 2.14 – EJEMPLO DE EQUIPO DE REOMETRÍA TÍPICO.	99
FIGURA 2.15 – VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE UN CRUDO LIGERO COMO FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORTE (MODIFICADO DE BEHBAHANI Y RAHMATOLLAH, 2008).	101
FIGURA 2.16 – VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE UN CRUDO MEDIANO COMO FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORTE (MODIFICADO DE BEHBAHANI Y RAHMATOLLAH, 2008).	102
FIGURA 2.17 – VISCOSIDAD APARENTE DEL SISTEMA CRUDO/COPOLIMERO EVA A 5°C (MODIFICADO DE BEHBAHANI Y RAHMATOLLAH, 2008).	103
FIGURA 2.18 – VISCOSIDAD EN FUNCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DEL EVA 80 A UNA VELOCIDAD DE CORTE DE 100 s ⁻¹ (MODIFICADO DE BEHBAHANI Y RAHMATOLLAH, 2008).	104
FIGURA 2.19 – VISCOSIDAD EN FUNCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DEL EVA 80 A UNA VELOCIDAD DE CORTE DE 100 s ⁻¹ (MODIFICADO DE BEHBAHANI Y RAHMATOLLAH, 2008).	104
FIGURA 3.1 – RESULTADOS ESTUDIO SARA.	107
FIGURA 3.2 – ÍNDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL.	108
FIGURA 3.3 – PUNTO DE ESCURRIMIENTO DE LAS MUESTRAS.	110
FIGURA 3.4 – DENSIDAD COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DE LOS FLUIDOS ANALIZADOS.	112
FIGURA 3.5 – GRAVEDAD °API DE LOS ACEITES ANALIZADOS.	112
FIGURA 3.6 – COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DE LAS MUESTRAS ANALIZADAS.	114

FIGURA 3.7 – COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD EN ESCALA LOGARÍTMICA COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DE LAS MUESTRAS ANALIZADAS.....	115
FIGURA 3.8 – COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE 7 MUESTRAS A 30 °C.	116
FIGURA 3.9 – COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE 7 MUESTRAS A 50 °C.	116
FIGURA 3.10 – COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE 7 MUESTRAS A 70 °C.	117
FIGURA 3.11 – COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD Y DENSIDAD COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DEL MEJORADOR DE FLUJO.	118
FIGURA 3.12 – CELDA DE MEDICIÓN PARA LA EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE FLUIDEZ DE UNA MEZCLA DE ACEITE CON PRODUCTO QUÍMICO (CRUZ-ANDRADE ET AL., 2014).	119
FIGURA 3.13 – VISCOSIDAD DE LAS MUESTRAS DE ACEITE ANALIZADAS SIN MEJORADOR DE FLUJO A DISTINTAS TEMPERATURAS.	120
FIGURA 3.14 – COMPORTAMIENTO DEL ÍNDICE DE FLUIDEZ DE LAS MUESTRAS DE ACEITE SIN MEJORADOR DE FLUJO A DISTINTAS TEMPERATURAS.	120
FIGURA 4.1 – DIAGRAMA DE FLUJO PROPUESTO PARA LA EVALUACIÓN DE LOS MEJORADORES DE FLUJO (MODIFICADO DE CRUZ-ANDRADE ET AL., 2014).	124
FIGURA 4.2 – RESULTADOS DE VISCOSIDAD E ÍNDICE DE FLUIDEZ DE LA EVALUACIÓN DE MFbAc EN LA MUESTRA 1N.	126
FIGURA 4.3 – RESULTADOS DE VISCOSIDAD E ÍNDICE DE FLUIDEZ DE LA EVALUACIÓN DE MFbAc EN LA MUESTRA 2P.	126
FIGURA 4.4 – RESULTADO DEL IF DE LA EVALUACIÓN DE MFbAg PARA LA MUESTRA 1N.	128
FIGURA 4.5 – RESULTADO DEL IF DE LA EVALUACIÓN DE MFbAg PARA LA MUESTRA 2P.	128
FIGURA 4.6 – RESULTADO DEL IF DE LA EVALUACIÓN DE MFbAg PARA LA MUESTRA 3N.	129
FIGURA 4.7 – RESULTADO DEL IF DE LA EVALUACIÓN DE MFbAg PARA LA MUESTRA 4P.	129
FIGURA 4.8 – RESULTADO DEL IF DE LA EVALUACIÓN DE MFbAg PARA LA MUESTRA 5N.	130
FIGURA 4.9 – RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE LA PRUEBA DE DESEMULSIFICACIÓN PARA LA MUESTRA 1N.	131
FIGURA 4.10 – RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE LA PRUEBA DE DESEMULSIFICACIÓN PARA LA MUESTRA 2P.	131
FIGURA 4.11 – RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE LA PRUEBA DE DESEMULSIFICACIÓN PARA LA MUESTRA 3N.	132
FIGURA 4.12 – RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE LA PRUEBA DE DESEMULSIFICACIÓN PARA LA MUESTRA 4P.	132
FIGURA 4.13 – RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE LA PRUEBA DE DESEMULSIFICACIÓN PARA LA MUESTRA 5N.	133
FIGURA 5.1 – MECANISMOS FUNDAMENTALES PARA LA REDUCCIÓN DE LA VISCOSIDAD DE UN FLUIDO.	135
FIGURA 5.2 – COMPORTAMIENTO DE UNA MEZCLA DE ACEITE CRUDO MÁS AGUA COMO FUNCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DEL AGUA. SE PRESENTA UNA INVERSIÓN DE FASE A UN VALOR CRÍTICO DE AGUA % FwC, (CRUZ, 2013).	136
FIGURA 5.3 – MÁXIMA REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD (μ_{PQ}) QUE SE REFIERE A LA VISCOSIDAD DEL PRODUCTO QUÍMICO, LA CUAL REPRESENTA EL VALOR LÍMITE DE LA MEZCLA CUANDO SE ALCANZA LA CONCENTRACIÓN MÁXIMA DE ÉSTE (C_{CRIT}), (CRUZ, 2013).	137
FIGURA 5.4 – COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DE UN ACEITE EXTRAPESADO COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA A UNA VELOCIDAD DE CORTE CONSTANTE, (CRUZ, 2013).	138

FIGURA 5.5 – COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DE UN ACEITE EXTRAPESADO COMO FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORTE A UNA TEMPERATURA CONSTANTE, (CRUZ, 2013).	138
FIGURA 5.6 – DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PROPUESTA D METODOLOGÍA.	145
FIGURA 5.7 – COMPORTAMIENTO IDEAL DE LA VISCOSIDAD COMO FUNCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE PQ, DONDE C_{CRIT} REPRESENTA LA CONCENTRACIÓN CRÍTICA A LA CUAL SE OBTIENE LA MÍNIMA VISCOSIDAD DE LA MEZCLA μ_{MIN} , (CRUZ, 2013).	146
FIGURA 5.8 – PROPUESTA DE DISPOSITIVO PARA LA DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE FLUIDEZ DE UNA MUESTRA DE SUPERFICIE..	149
FIGURA 5.9 – PROPUESTA DE DISPOSITIVO PARA LA DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE FLUIDEZ DE UNA MUESTRA DE FONDO DE POZO PRESERVADA.	150

Lista de tablas

TABLA 1.1 – CLASIFICACIÓN COMERCIAL DEL ACEITE DE ACUERDO A SU DENSIDAD Y GRAVEDAD ESPECÍFICA (IMP, 2010).....	15
TABLA 1.2 – CLASIFICACIÓN DE ACEITES DE ACUERDO A SU COMPOSICIÓN, PARTE 1 (VALORES DE REFERENCIA DE ESTUDIOS PVT).	38
TABLA 1.3 – CLASIFICACIÓN DE ACEITES DE ACUERDO A SU COMPOSICIÓN, PARTE 2(VALORES DE REFERENCIA DE ESTUDIOS PVT).	38
TABLA 1.4 – VALORES DE LAS CONSTANTES DE LA CORRELACIÓN DE VÁZQUEZ Y BEGGS (MODIFICADO DE BÁNZER, 1996)	52
TABLA 1.5 – PRODUCTOS QUÍMICOS MEJORADORES DE FLUJO	78
TABLA 2.1 – RANGOS DE MEDICIÓN DE UN DENSÍMETRO TÍPICO (ANTON PAAR, 2012).	94
TABLA 2.2 – RESUMEN DE ADITIVOS QUÍMICOS PARA MEJORAR EL TRANSPORTE DE CRUDOS ENCONTRADOS EN LA LITERATURA ABIERTA	102
TABLA 3.1 – RESULTADOS DEL ESTUDIO SARA	106
TABLA 3.2 – ÍNDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL.	108
TABLA 3.3 – RESULTADOS DEL PUNTO DE ESCURRIMIENTO.	110
TABLA 3.4 – COMPORTAMIENTO DE LA DENSIDAD Y GRAVEDAD API DE LAS MUESTRAS.....	111
TABLA 3.5 – VISCOSIDAD COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA	113
TABLA 3.6 - COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD Y LA DENSIDAD COMO FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DE UN MEJORADOR DE FLUJO BASE ACEITE, SIN DILUIR.	117
TABLA 3.7 – RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE FLUIDEZ DE 2 MEJORADORES DE FLUJO EN 5 MUESTRAS.....	119

Nomenclatura y acrónimos

C_o	Coefficiente de compresibilidad del aceite
<i>SARA</i>	Composición de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos
<i>PC</i>	Contenido de parafinas cristalizables
<i>GC</i>	Cromatografía de gases
<i>GLC</i>	Cromatografía gas - líquido
<i>GSC</i>	Cromatografía gas - sólido
ρ_g	Densidad de la mezcla de gases
γ_g	Densidad relativa del gas
τ_{yx}	Esfuerzo cortante
z	Factor de compresibilidad isotérmico del gas
B_o	Factor de volumen del aceite
B_g	Factor de volumen del gas
B_t	Factor de volumen total
γ_{API}	Gravedad del aceite
γ_g	Gravedad específica del gas
<i>PAHs</i>	Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos
<i>IF</i>	Índice de fluidez
<i>CII</i>	Índice de inestabilidad coloidal
<i>IMP</i>	Instituto Mexicano del Petróleo
<i>MFBA_C</i>	Mejorador de flujo base aceite
<i>MFBA_g</i>	Mejorador de flujo base agua
<i>MF</i>	Mejoradores de flujo
C_1	Metano
<i>MM</i>	Peso molecular o masa aparente del gas en lbm/lbm-mol
<i>MM_{aire}</i>	Peso molecular o masa del aire e igual a 28.9625 lbm/lbm-mol

Nomenclatura y acrónimos

P_{atm}	Presión atmosférica
P_c	Presión crítica
P_b	Presión de burbujeo o de saturación
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo en pozo
P_{wh}	Presión en cabeza de pozo
P_i	Presión inicial del yacimiento
P_r	Presión reducida
PQ	Productos químicos mejoradores de flujo
C_6^+	Pseudocomponente
R_{sb}	Razón de gas disuelto - aceite
R_s	Relación de gas disuelto en el aceite
RGA	Relación de gas en solución
T_c	Temperatura crítica
T_{sup}	Temperatura de superficie
T_{yac}	Temperatura del yacimiento
T_r	Temperatura reducida
$V1, V2, V3, V4, V5, y V6$	Válvula 1, 2, 3, 4,5 y 6, respectivamente
PVT	Variables termodinámicas de presión, volumen y temperatura
$-\frac{dv_x}{dy}$	Velocidad de corte o de cizallamiento
μ	Viscosidad
μ_c	Viscosidad crítica
μ_o	Viscosidad del aceite
μ_g	Viscosidad del gas
μ_r	Viscosidad reducida
V_{ideal}	Volumen de gas calculado

Nomenclatura y acrónimos

V_o	Volumen del líquido remanente en la celda
V_b	Volumen específico en el punto de burbuja
V_{real}	Volumen real de gas a una presión y temperatura dadas
V_{oD}	Volumen relativo
V_t	Volumen total

Introducción

El transporte de aceites pesados y extrapesados producidos en México, representa un reto importante debido a su complejidad fisicoquímica, ya que como se sabe, en general el petróleo es una mezcla compleja que contiene hidrocarburos (moléculas con átomos de carbono e hidrógeno) y compuestos con heteroátomos tales como fósforo, azufre, nitrógeno, u oxígeno, así como bajas concentraciones de elementos metálicos. La complejidad del petróleo y sus derivados se incrementa con el número de carbonos. Una de las tecnologías empleadas para asegurar el movimiento de estos aceites de los pozos productores hasta los puntos de entrega, es la inyección de productos químicos. Sin embargo, desde el punto de vista práctico, aún no se cuenta con procedimientos estandarizados para la evaluación de estos a condiciones de operación. Por tal motivo, se requiere analizar las metodologías experimentales disponibles a fin de identificar, mejorar y/o adaptar aquellas que sean capaces de aplicarse para estos aceites, a presión y temperatura a condiciones de operación. De esta forma, se podría mejorar el éxito de la aplicación de estos productos a nivel de campo, una vez asegurada su eficiencia en el laboratorio. En este trabajo, se analiza una metodología desarrollada en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) para evaluar la eficiencia de productos químicos que ayuden a mejorar el transporte en superficie de aceites pesados y extrapesados producidos en el país. Además, se presenta una propuesta de mejora a la metodología como una aportación original del trabajo.

El objetivo de este trabajo de tesis, es proponer una metodología experimental para evaluar a condiciones de operación (es decir, alta presión y alta temperatura) la eficiencia de productos químicos mejoradores de flujo, además de que permita establecer criterios de selección, a partir de una serie de pruebas experimentales que involucren la caracterización fisicoquímica de los aceites y una prueba específica de evaluación de la fluidez del aceite con el producto químico.

1. CONCEPTOS BÁSICOS.

1.1. Definición de aceites pesados y extrapesados como función de su composición.

Química del petróleo.

El petróleo es una mezcla compleja que contiene principalmente hidrocarburos (moléculas con átomos de carbono e hidrógeno) y compuestos con heteroátomos tales como azufre, nitrógeno, u oxígeno y bajas concentraciones de componentes metálicos. La complejidad del petróleo y sus derivados se incrementa con el número de carbonos (Speight, 1998).

Según Speight (1998) los compuestos de los hidrocarburos pueden ser agrupados en hidrocarburos saturados, insaturados, y aromáticos. A continuación, se describen brevemente cada uno de estos.

Hidrocarburos saturados.

- ◆ Alifáticos: lineales o ramificados, con la fórmula general C_nH_{2n+2}
- ◆ Alicíclicos: compuestos cíclicos con la fórmula general C_nH_{2n}

Son hidrocarburos saturados que contienen uno o más anillos, los cuales pueden también contener cadenas saturadas unidas. Son también llamados ciclo alcanos.

Hidrocarburos Insaturados.

Esta clase de compuestos tienen al menos 2 átomos de carbono en la molécula, unidos por un enlace doble o triple (alquenos y alquinos, respectivamente). Estos compuestos no se encuentran en el petróleo crudo y son producidos mediante procesos de craqueo.

El craqueo o cracking, es un proceso químico mediante el cual se rompen los enlaces entre moléculas de un compuesto; logrando así la descomposición de los hidrocarburos más pesados.

- ◆ Alquenos/olefinas: estos compuestos pueden ser cadenas lineales, ramificados o compuestos cíclicos. La fórmula general es C_nH_{2n}
- ◆ Alquinos/acetileno; estos compuestos se presentan en cadenas lineales y estructuras ramificadas. La fórmula general es C_nH_{2n-2}

Aromáticos.

Los compuestos aromáticos son una clase especial de hidrocarburos insaturados. La estructura de estos compuestos se basa en la estructura del anillo del benceno, el cual contiene 6 átomos de carbono. La molécula del benceno puede tener uno o más átomos de hidrógeno sustituidos por radicales alquilo, resultando en alquil bencenos; o puede haber dos o más anillos aromáticos unidos dando como resultado hidrocarburos aromáticos policíclicos. Todos los crudos y derivados del petróleo (excepto algunos solventes) contienen compuestos aromáticos. Se describen de la siguiente manera.

- ◆ Benceno: anillo aromático simple con la fórmula C_6H_6
- ◆ Alquilbenceno: estos compuestos tienen la base del anillo aromático con un radical alquilo unido.
- ◆ Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos, PAHs: estos compuestos están formados por dos o más anillos aromáticos unidos entre sí.

Otros compuestos.

El petróleo contiene trazas de compuestos orgánicos que se consideran hidrocarburos, principalmente contienen oxígeno, nitrógeno y azufre. Hay también pequeñas cantidades de compuestos organometálicos y sales inorgánicas. Estos compuestos se concentran en la fracción pesada de destilación y en el residuo de la refinación, comúnmente son llamados asfaltenos.

Aceites pesados y extrapesados.

De acuerdo a la densidad de los hidrocarburos, estos se pueden clasificar desde aceites ligeros hasta aceites extrapesados, con densidad de 0.83 a 1 (g/cm^3), o en términos de su gravedad específica °API desde aproximadamente 5 hasta 39 o más.

Los aceites pesados presentan una densidad de 0.92 a 1 (g/cm^3) y gravedad específica de 10 a 22.3 °API. Mientras que los extrapesados tienen densidad mayor a 1 (g/cm^3) y son menores a 10 °API. En cuanto a viscosidad se refiere, se han reportado valores de entre 10,000 y 1,000 000 (cP), (IMP, 2010). A continuación, se muestra una tabla comparativa de los tipos de aceite respecto a su densidad y a su gravedad específica, cabe mencionar que estas propiedades obedecen a factores de origen químico, tales como la composición. Tabla 1.1

Tabla 1.1 - Clasificación comercial del aceite de acuerdo a su densidad y gravedad específica (IMP, 2010).

Tipo de aceite	Gravedad específica °API	Densidad g/cm^3
Extrapesado	< 10	>1.00
Pesado	10 - 22.3	1.00-0.92
Ligero	31.1 - 39	0.87-0.83
Volátil	> 39	<0.83

Otra característica de los aceites pesados es que, en general, contienen moléculas de más de quince átomos de carbono ($C > 15$), mientras que los aceites ligeros contienen moléculas menos complejas, menores a 15 átomos de carbono ($C < 15$).

En el proceso de producción, los componentes más ligeros son los primeros en moverse debido a la remoción selectiva de sus componentes de cadena abierta como n-alcanos y otro tipo de hidrocarburos cíclicos, dejando en la mezcla a los componentes de mayor peso molecular como son los asfaltenos, moléculas con alto peso molecular y que contienen heteroátomos en su estructura (compuestos NSO, Nitrógeno, Azufre, Oxígeno) y aromáticos, que son los componentes que caracterizan a un aceite como pesado (Speight, 1998).

Por lo tanto, podemos decir que estos aceites pueden ser identificados de acuerdo a su densidad o bien su alta viscosidad, por lo que también se conocen como aceites viscosos, ya que la viscosidad depende de la interacción entre partículas al momento de fluir y eso no necesariamente va ligado con la densidad, ya que depende más de la

composición y cantidad en la que están presente los componentes en la mezcla. Para conocer la composición del aceite, se recurre a diferentes técnicas de análisis experimental, como la cromatografía. A continuación se describen las principales características de estas.

Cromatografía de gases.

Bartle (2002) mencionó que debido a la compleja naturaleza del petróleo, la cromatografía de gases, **GC** (por sus siglas en inglés), desempeña un papel importante como una técnica analítica de separación en fracciones y productos, además de proporcionar la composición de los componentes presentes en la mezcla. Para tal fin se utiliza equipo especializado como el que se muestra en la Figura 1.1.

En cromatografía de gases, la muestra se volatiliza y se inyecta en la cabeza de una columna cromatográfica. La elución se produce por el flujo de una fase móvil de un gas inerte, y a diferencia de la mayoría de los tipos de cromatografía, la fase móvil no interacciona con las moléculas del analito; su única función es la de transportar el analito a través de la columna.



Figura 1.1 - Ejemplo de un equipo típico de cromatografía de gases.

Existen dos tipos de cromatografía de gases: **la cromatografía gas-sólido (GSC)** y **la cromatografía gas-líquido (GLC)**.

De acuerdo a Bartle (2002) la cromatografía gas - sólido se basa en una fase estacionaria sólida en la cual se produce la retención de los analitos como consecuencia de la adsorción física. Esta ha tenido una aplicación limitada debido a la retención semipermanente de las moléculas activas o polares y a la obtención de picos de elución con colas (una consecuencia del carácter no lineal del proceso de adsorción), de modo que esta técnica no ha encontrado una gran aplicación excepto para la separación de ciertas especies gaseosas de bajo peso molecular.

Por otro lado, la cromatografía gas - líquido tiene aplicación en todos los campos de la ciencia y su denominación se abrevia normalmente como cromatografía de gases (GC). Ésta se basa en la distribución del analito entre una fase móvil gaseosa y una fase líquida inmovilizada sobre la superficie de un sólido inerte. El concepto de cromatografía gas - líquido fue enunciado por primera vez en 1941, por Martin y Synge, quienes fueron también los responsables de los primeros estudios de cromatografía de distribución líquido- líquido.

Más de una década tuvo que pasar antes de que la importancia de la cromatografía gas- líquido se demostrara experimentalmente. Tres años más tarde, en 1955, apareció en el mercado el primer aparato comercial para cromatografía gas - líquido. Desde entonces, las aplicaciones de esta técnica han crecido de una forma espectacular (Bartle, 2002).

HISTORIA.

Bartle (2002) mencionó que la invención de la cromatografía de gases como tal, y el inicio de su desarrollo se atribuye a A.J.P Martin y A.T. James en 1952.

Uno de los mayores desafíos prácticos de la década de 1950, fue determinar con exactitud la composición del petróleo, seguido de la sustitución del carbón como fuente predominante de combustibles líquidos y materias primas de origen químico. La industria del petróleo rápidamente adoptó la GC como técnica de análisis para determinar la composición de los fluidos. Sobresalen los desarrollos y aplicaciones de

los investigadores Keulemans y Adlard de la empresa Shell, y del petrolero británico Desty.

Los primeros pioneros de la GC elaboraron un cromatógrafo donde el elemento principal era la columna, originalmente un tubo lleno de un soporte sólido recubierto de líquido estacionario, pero con un tubo fino de líquido recubierto en la superficie interior. El portador de gas, primero era nitrógeno, y después helio o hidrógeno, los cuales se hacían pasar de un cilindro de presión a través de un dispositivo de flujo de control de velocidad a la muestra inyectora a la entrada en la columna. Cuando los componentes de la mezcla emergían de la columna, eran detectados por la medida de alguna sustancia química o propiedad física. Un factor importante en el rendimiento de la columna es su temperatura; para la mayoría de las mezclas, es necesario trabajar mayores temperaturas, y un buen control de la temperatura es siempre importante, originalmente la temperatura se controlaba por una columna de vapor o un bloque termostático. En la actualidad se realiza mediante un horno de aire caliente. En la Figura 1.2 se esquematiza el sistema descrito.

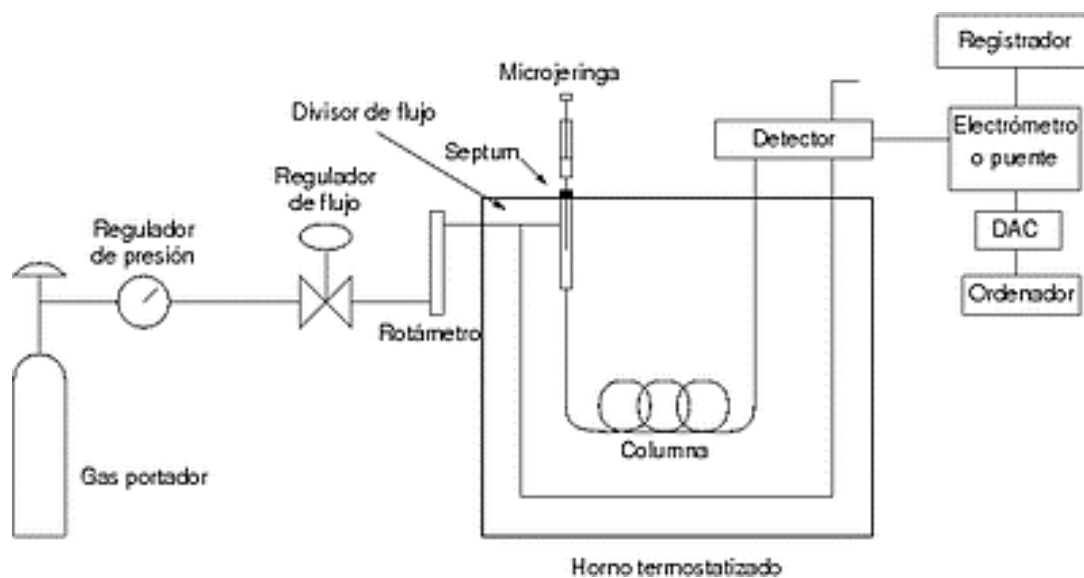


Figura 1.2 - Diagrama de un equipo típico de cromatografía de gases (Wikipedia, 2016).

En 1961 Desty propuso usar un tubo de vidrio para sustituir el tubo capilar. Zlatkis en 1963 impulsó el uso de una jeringa para la inyección en una columna adoptada por Gnob.

El progreso con columnas de vidrio se encontraba impedido debido a su fragilidad, y esto hacia altamente polar a los analitos. Estos problemas fueron, en gran medida resueltos por la invención de columnas de sílice fundido realizado por Dandeneau y Zerenner en 1979. Tales columnas eran fabricadas por un proceso originalmente basado en la tecnología de fibra óptica que las hacían duraderas y químicamente inertes.

En los años 80 del siglo pasado, se llevó a cabo una amplia investigación liderada por el grupo de Lee (Bartle, 2002) para determinar los principios físicos y químicos del recubrimiento subyacente de las columnas de sílice para formar una película uniforme, homogénea y estable de la fase estacionaria.

En los fluidos hidrocarburos, las moléculas que se encuentran con mayor frecuencia son los alcanos, ciclo alcanos, hidrocarburos aromáticos y asfaltenos. Bajo condiciones de presión y temperatura de superficie, los hidrocarburos más ligeros como el metano y propano, y componentes inorgánicos como el nitrógeno, ácido sulfhídrico y dióxido de carbono ocurren como gases, mientras que el pentano y otros más pesados son en forma de líquidos o sólidos.

El método más común de separación de petróleo se llama SARA (composición de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos). El análisis SARA fracciona la mezcla de hidrocarburos a condiciones de tanque (condiciones atmosféricas) en grupos químicos como son los saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos, sobre la base de los elementos fundamentales; Carbono, Hidrógeno, Oxígeno, Nitrógeno y Azufre, expresados como fracción masa o porcentaje en peso (WT %), por solubilidad y polaridad.

En el fraccionamiento SARA por solubilidad, los asfaltenos se separan de los otros componentes mediante el agregado de un n-alcano (insoluble en n-alcanos), tal como el n-pentano o el n-heptano. Los componentes remanentes, denominados maltenos, son fraccionados en forma posterior haciendo pasar la mezcla a través de una columna. Cada componente es removido de la columna mediante lavado con diversos solventes. Los saturados, son removidos mediante lavado con n-alcano. Los aromáticos incorporan uno o más anillos de seis átomos de Carbono y seis de Hidrógeno. La

aromaticidad se da cuando los dobles enlaces resonantes de la molécula están conjugados. Las resinas constituyen el componente polar no volátil del aceite muerto que es insoluble en el propano líquido.

Algunas de las técnicas de cromatografía de gases son de alta temperatura (HTGC, por sus siglas en inglés), de dos dimensiones (2D-GC o GC x GC) y toma de huella dactilares, estas dos últimas, son técnicas emergentes (Bartle, 2002).

Como parte del trabajo experimental necesario para caracterizar, de forma completa, los hidrocarburos se encuentra el estudio PVT, el cual se basa en 5 pruebas fundamentales que involucran cambios en las condiciones de las variables termodinámicas de presión y temperatura, a fin de conocer el volumen de fluidos, así como su composición debida a los cambios de dichas variables. A continuación, se describe este estudio.

1.2. Estudio PVT.

Las siglas PVT se refieren a las variables termodinámicas de presión, volumen y temperatura. En la ingeniería petrolera, el análisis PVT es usado para representar la medición de propiedades de los fluidos, y nos indican los cambios respecto a las variables P-V-T. En un estudio PVT se obtienen propiedades de los fluidos dentro del yacimiento, dentro de la tubería de producción y de los fluidos producidos en la superficie.

Según McCain (1990) el estudio PVT para una muestra de fluido del yacimiento, consiste en una serie de procedimientos de laboratorio, diseñados para proporcionar valores de las propiedades físicas requeridas en el cálculo del método conocido como “balance de materia”.

Los cinco principales procedimientos en el método son:

1. Medición de la composición
2. Separación flash (vaporización instantánea)
3. Separación diferencial
4. Prueba de separación

5. Medición de la viscosidad

Como resultado de estos estudios, las propiedades de los fluidos que se pueden determinar son:

- ◆ Presión de burbujeo o de saturación, P_b
- ◆ Factor de volumen del aceite, B_o
- ◆ Factor de volumen total, B_t
- ◆ Relación de gas disuelto en el aceite, R_s
- ◆ Viscosidad del aceite, μ_o
- ◆ Coeficiente de compresibilidad del aceite, C_o

Estas propiedades son función de la presión y temperatura del sistema (celda de medición), realizando un proceso de decremento que puede ir desde la presión inicial del yacimiento (P_i) o la presión de saturación (P_b) hasta presiones menores o la presión atmosférica (P_{atm}). También se pueden obtener las siguientes propiedades:

- ◆ Factor de compresibilidad isotérmico del gas, z
- ◆ Factor de volumen del gas, B_g
- ◆ Viscosidad del gas, μ_g

Finalmente, también se pueden obtener las siguientes propiedades:

- ◆ Gas en el separador
- ◆ Gas en el tanque
- ◆ Aceite en el tanque

Estos cinco procedimientos del estudio PVT se describen brevemente a continuación.

Medición de la composición.

En este procedimiento se determinan los componentes de un aceite; en componentes ligeros y pesados, estos últimos agrupándose junto a la fracción más pesada que consisten en cientos de especies químicas.

El análisis de la composición en fracción mol o por ciento mol de los hidrocarburos se realiza desde los más ligeros como el metano, hasta los hexanos. Esta fracción contiene varios isómeros de hexanos, así como algunos de los naftenos más ligeros. Los componentes remanentes están incluidos en el heptano y más pesados, C_7^+ (McCain, 1990).

Separación flash.

Una muestra del líquido del yacimiento es colocada en una celda de análisis. La presión es equilibrada a un valor igual o superior a la P_i y el volumen se incrementa debido a la reducción de la presión. Como se observa en la Figura 1.3.

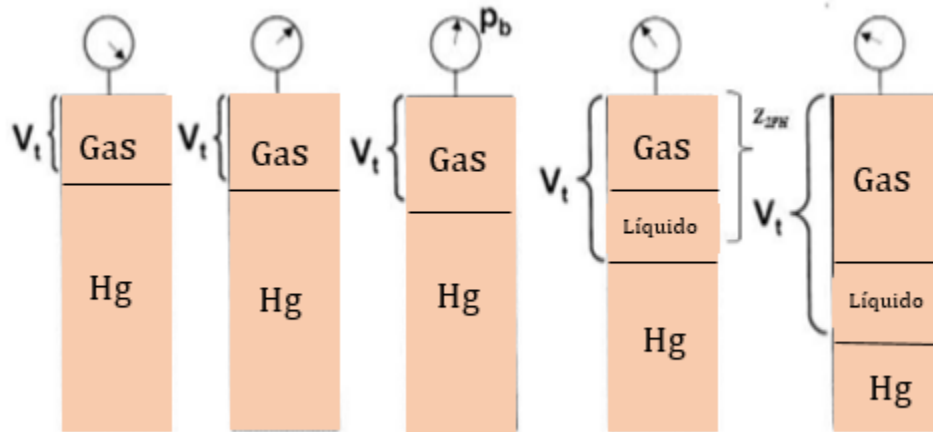


Figura 1.3 – Proceso de separación flash, en laboratorio (Arévalo, 2012).

La composición se mantiene constante durante la diferencial de presión y ningún líquido o gas de la muestra es eliminado de la celda. El volumen es denominado volumen total, V_t , desde que la presión está por debajo del punto de burbuja, este volumen contiene gas y líquido. La relación de presión contra volumen total se mide directamente en el equipo, con lo cual es posible realizar una gráfica de presión contra el volumen total, tal como se muestra en la Figura 1.4

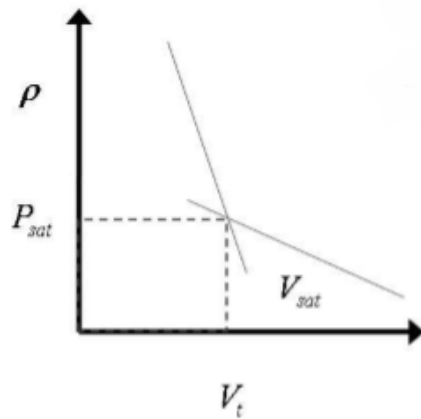


Figura 1.4 – Gráfica de la presión de burbujeo a partir de la información de la separación flash (Arévalo, 2012).

El punto en el cual se observa un cambio importante de la pendiente, se le asigna como la presión de burbujeo o presión de saturación. El volumen en este punto es el volumen del punto de burbuja del líquido (V_{sat}). El volumen del punto de burbuja líquido puede ser dividido entre la masa del fluido del yacimiento en la celda para obtener un valor de volumen específico en el punto de burbuja V_b .

Todos los valores del volumen total, V_t , son divididos entre el volumen a las condiciones de la presión de burbujeo, $(V_t/V_b)_f$ y los datos son reportados como volumen relativo durante el proceso de separación flash (McCain, 1990).

Separación diferencial.

La muestra del líquido del yacimiento en la celda de análisis es llevada al punto de presión de burbujeo, mientras que la temperatura se mantiene constante a la temperatura del yacimiento. La presión se reduce a la presión de interés, la celda se agita para asegurar el equilibrio entre el gas y el líquido.

Todo el gas es expulsado de la celda mientras la presión en la celda se mantiene constante por la reducción del volumen en la misma. El gas es recolectado, midiéndose el volumen y la gravedad específica. El volumen del líquido remanente en la celda, V_o , también es medido. El proceso se repite a diferentes presiones hasta que se alcanza la presión atmosférica; posteriormente la temperatura se reduce a 60 °F (temperatura de

referencia) y finalmente el volumen del líquido remanente se mide, como se muestra en la Figura 1.5.

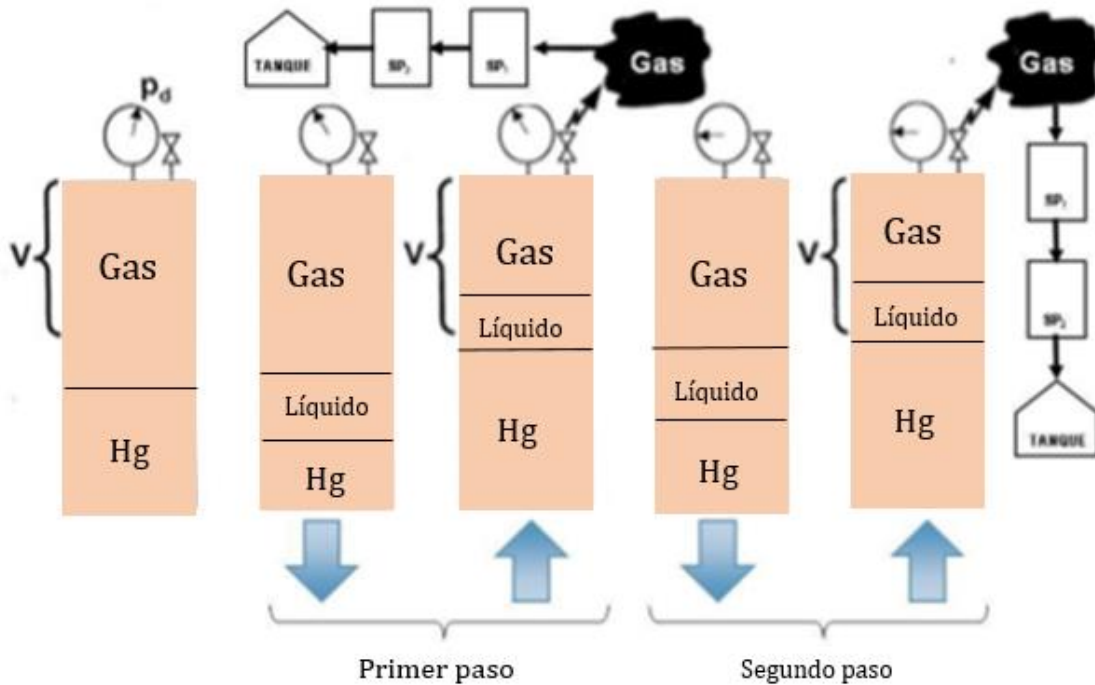


Figura 1.5 – Reducción constante de volumen, proceso de separación diferencial (Modificado de Arévalo, 2012).

A este líquido remanente se le denomina “aceite residual del diferencial de vaporización o aceite residual”. Cada uno de los valores del volumen del líquido de la celda, V_o , se divide por el volumen del aceite residual. Al resultado se le llama volumen relativo, BoD . El volumen del gas extraído en cada paso es medido en ambas condiciones, de celda y a condiciones estándar. Los factores de formación de volumen de gas extraído se calculan con el siguiente factor de compresibilidad isotérmica:

$$z = \frac{V_y P_y T_{cs}}{V_{cs} P_{cs} T_y} \quad (1-1)$$

Donde:

V_y : volumen en yacimiento

V_{cs} : volumen a condiciones estándar

P_y : presión en yacimiento

P_{cs} : presión a condiciones estándar

T_y : temperatura en yacimiento

Y el factor de formación de volumen de gas se calcula con la expresión:

$$B_g = 0.0282 \frac{zT}{P} \left[\frac{\text{pie cúbico de gas a condiciones de yacimiento}}{\text{pie cúbico de gas a condiciones estándar}} \right] \quad (1-2)$$

Donde:

z : factor de compresibilidad isotérmica

T : temperatura

P : presión

El volumen total del gas extraído durante el proceso es la cantidad de gas en solución al punto de burbuja. Este volumen total es dividido por el volumen de aceite residual, y las unidades se convierten a un estándar de pie cúbico de gas eliminado por barril de aceite residual. El volumen total relativo, a cualquier presión, es calculado como:

$$B_{tD} = B_{oD} + B_g(R_{sDb} - R_{sD}) \quad (1-3)$$

Donde:

B_{tD} : volumen total relativo

B_{oD} : volumen de aceite relativo

B_g : factor de volumen del gas

R_{sD} : relación de solubilidad relativa

R_{sDb} : relación de solubilidad relativa al punto de burbuja

Con la vaporización diferencial la composición cambia durante la prueba por la extracción del gas generado en la diferencial de presión. Las propiedades que se pueden

calcular mediante esta prueba de separación diferencial son: z , R_{SD} , B_{tD} y B_g , (McCain, 1990).

Prueba de separación.

Una muestra de líquido de yacimiento se coloca en una celda de análisis y es llevada a la temperatura del yacimiento y a la presión de burbujeo. El líquido es extraído de la celda mediante dos etapas de separación, que son el separador y el tanque de almacenamiento que siempre está a la presión atmosférica, como se muestra en la Figura 1.6.

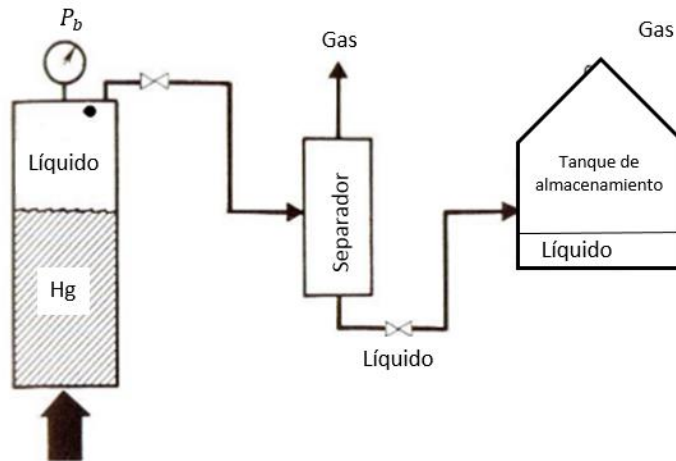


Figura 1.6 - Prueba del separador en laboratorio (Modificado de Arévalo, 2012).

El factor de volumen del aceite como resultado de la prueba de separación y a condiciones del punto de burbuja en el yacimiento, B_{osb} , se calcula como:

$$B_{osb} = \frac{\text{volumen de líquido extraído de la celda a } P_b}{\text{volumen de líquido extraído del tanque de almacenamiento a c. s.}} \quad (1-4)$$

Con todos los volúmenes ajustados a condiciones estándar, la relación de solubilidad como resultado de la prueba de separación y a condiciones del punto de burbuja, R_{sSb} , se calcula como:

$$R_{ssb} = \frac{\text{volumen de gas en el separador} + \text{volumen de gas en el tanque}}{\text{volumen de líquido en el tanque}} \quad (1-5)$$

Con estos valores se miden las densidades relativas del gas incluyendo la del gas que se encuentra en el tanque. En algunas ocasiones también se determina la composición del gas en el separador. Por último, se calcula el factor de volumen a las condiciones de separación que es el volumen del líquido en el separador medido a condiciones de separador, dividido entre el volumen de aceite en el tanque de almacenamiento medido a condiciones estándar (McCain, 1990).

Como parte de un estudio PVT, es posible también determinar algunas otras propiedades de los fluidos como son: densidad relativa del aceite y gas, peso específico, viscosidad, compresibilidad, presión de saturación, solubilidad de la fase gas en la fase líquida, solubilidad de la fase líquida en la fase gaseosa y los factores de volumen, así como otros parámetros obtenidos durante los análisis PVT. A continuación, se analizan algunas de las principales propiedades que se miden y utilizan para trabajos en el área de la ingeniería petrolera, además de que se estarán mencionando en este trabajo más adelante.

Densidad relativa del aceite, γ_o .

McCain (1990) define la densidad específica o relativa de un aceite como la relación de densidad del líquido a la densidad del agua, a las mismas condiciones de presión y temperatura.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1-6)$$

Donde:

ρ_o : densidad del aceite en lb_{aceite}/ft^3

ρ_w : densidad del agua en lb_{agua}/ft^3

Asimismo, la densidad relativa del aceite, se puede expresar como la densidad relativa 60°/60°, lo que significa que las densidades del líquido y del agua se midieron a 60°F a la presión atmosférica.

En la industria petrolera se emplea la densidad en grados °API que se define como:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1-7)$$

Densidad relativa del gas, γ_g .

La densidad relativa de un gas, γ_g , es la relación de la densidad del gas con la densidad del aire seco, ambos medidos a la misma presión y temperatura. La densidad específica del gas en forma de ecuación se expresa como:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{\text{aire}}} \quad (1-8)$$

Donde:

ρ_g : densidad de la mezcla de gases en lbm/ft^3

ρ_{aire} : densidad del aire en lbm/ft^3

A condiciones estándar, el aire y el gas seco se comportan de manera similar de acuerdo a la ley de los gases ideales (baja presión y temperatura moderada). Bajo estas condiciones, si se emplea la definición de número de moles, ($n=m/MM$), y de densidad ($\rho=m/V$), así como la ecuación de estado para gases ideales para el aire y el gas, entonces la densidad relativa de una mezcla de gases se puede expresar como:

$$\gamma_g = \frac{MM}{MM_{\text{aire}}} \quad (1-9)$$

Donde, γ_g es la densidad relativa del gas (=1.0), MM es el peso molecular aparente del gas en $\text{lbm}/\text{lbm-mol}$ y MM_{aire} es el peso molecular del aire e igual a $28.9625 \text{ lbm}/\text{lbm-mol}$ (McCain, 1990).

Factor de volumen del aceite, B_o .

Como se mencionó anteriormente, el factor de volumen de formación del aceite, B_o , se define como el volumen de aceite del yacimiento que se necesita para producir un barril de aceite a condiciones atmosféricas. El volumen de aceite del yacimiento incluye el gas disuelto en el aceite (Arévalo, 2012).

El volumen de aceite en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar, es menor que el volumen de aceite que fluye del yacimiento hacia el fondo del pozo productor. Este cambio en volumen del aceite se debe a tres factores:

1. Liberación del gas disuelto en el aceite conforme la presión decrece desde la presión del yacimiento a la presión de la superficie.
2. La reducción en la presión causa una expansión ligera del aceite remanente.
3. El aceite remanente también se contrae debido a la reducción en la temperatura

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite y gas disuelto a condiciones de yac.} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right]}{\text{volumen de aceite a condiciones estándar}} \quad (1-10)$$

En la Figura 1.7 se muestra el comportamiento típico del B_o de un aceite negro en función de la presión y temperatura del yacimiento. A presiones de yacimiento por arriba de la presión de burbujeo hay una expansión de líquido en el gas, por lo que el comportamiento del B_o es ascendente, cuando se alcanza la presión de saturación hay una liberación de gas, y por lo tanto menos gas en solución, por dicho motivo el comportamiento descende a presiones de yacimiento por debajo de la presión de burbujeo.

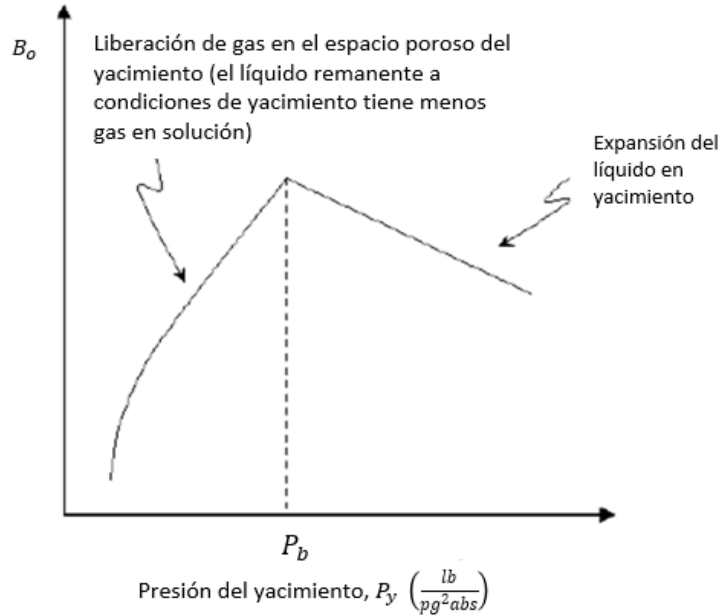


Figura 1.7 – Comportamiento típico del factor de volumen de aceite negro en función de la presión y temperatura del yacimiento (Modificado de Arévalo, 2012)

Compresibilidad del aceite, C_o .

El coeficiente de compresibilidad isotérmico del aceite (compresibilidad del aceite isotérmico o compresibilidad del aceite), se define como el cambio fraccional del volumen en función del cambio de presión a una temperatura constante; por ejemplo, la C_o es el decremento en fracción de volumen que ocurre debido a un incremento de una unidad en la presión, (Arévalo, 2012).

Para presiones por arriba de la presión de saturación, la C_o se calcula de la siguiente manera. Mostrando su comportamiento en la Figura 1.8.

$$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \tag{1-11}$$

Donde:

V : volumen

P : presión

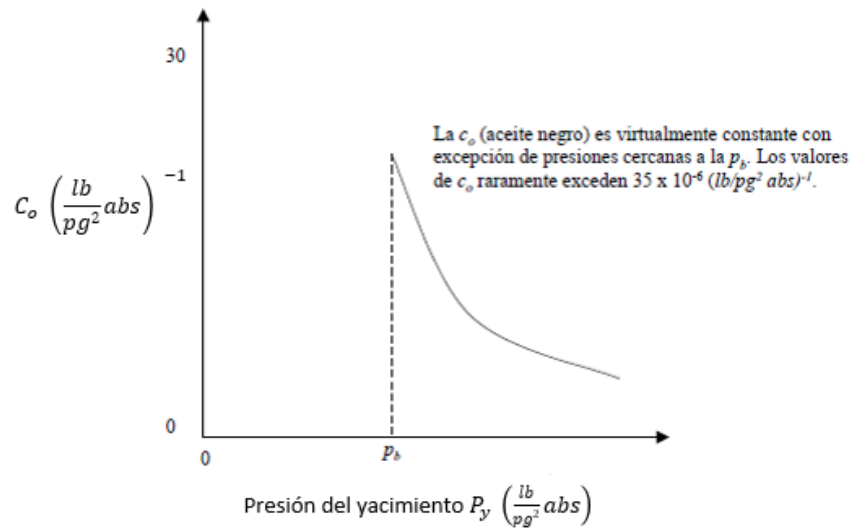


Figura 1.8 – Comportamiento típico de la compresibilidad del aceite para un yacimiento negro, respecto a la presión del yacimiento a una temperatura constante. Para presiones por arriba de la presión de saturación (Modificado de Arévalo, 2012)

Para presiones por debajo de la presión de saturación, el volumen del líquido decrece cuando la presión se reduce, sin embargo, el volumen ocupado por la masa que originalmente era totalmente líquido se incrementa debido a la liberación del gas en solución. Este comportamiento se muestra en la Figura 1.9.

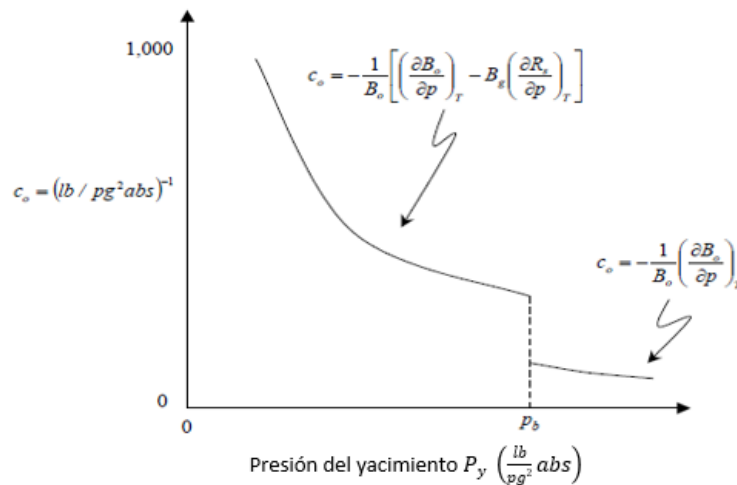


Figura 1.9 – Comportamiento típico de la compresibilidad del aceite para un yacimiento negro, respecto a la presión del yacimiento a una temperatura constante. Para presiones por debajo de la presión de saturación (Modificado de Arévalo 2012).

Relación de solubilidad, R_s .

La relación de gas en solución aceite, R_s , es la relación del volumen de gas producido a condiciones estándar respecto al volumen de aceite producido a condiciones estándar (medido a condiciones del tanque de almacenamiento), como resultado de la producción de un volumen original de aceite a condiciones de yacimiento (Arévalo, 2012).

A presiones del yacimiento por arriba de la presión de burbujeo, se observa que existe una línea horizontal debido a que estas presiones el gas no se libera en el espacio poroso y la mezcla total de líquido se produce dentro del pozo.

A presión de yacimiento por debajo de la presión de burbujeo, la R_s , decrece conforme decrece la presión del yacimiento. Esto se explica debido a que más y más gas se libera en el yacimiento, quedando atrapado en el casquete de gas y no dejando que fluya hacia los pozos productores, dejando menos cantidad de gas disuelto en el líquido. Como se observa en la Figura 1.10.

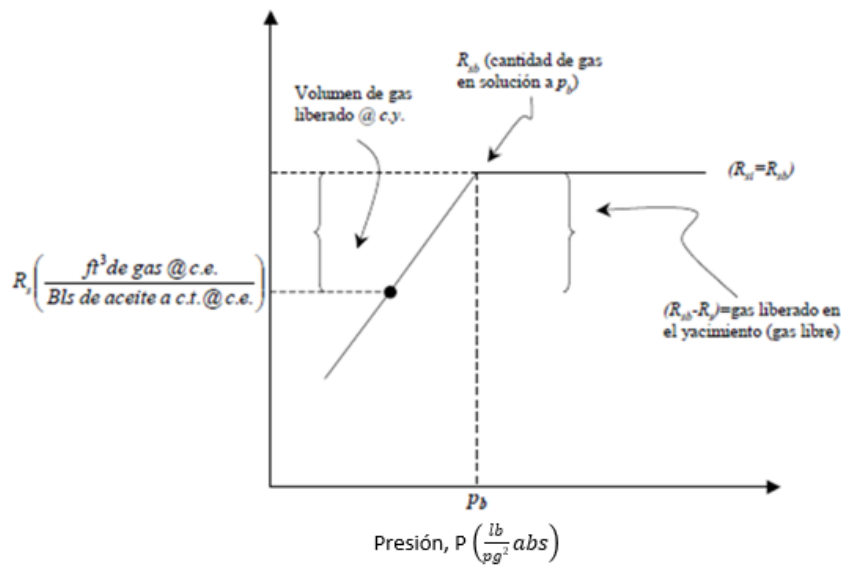


Figura 1.10 – Comportamiento típico de la relación de solubilidad para un aceite negro en función de la presión del yacimiento a temperatura constante (Modificado de Arévalo, 2012).

La relación de gas en solución-aceite, RGA es la cantidad de gas que se libera del aceite desde el yacimiento hasta las condiciones de superficie.

Factor de formación del gas, B_g .

El factor de volumen de gas se define como la relación del volumen de una cantidad de gas a las condiciones del yacimiento al volumen de la misma cantidad de gas a las condiciones estándar (Arévalo, 2012). Se calcula con la siguiente ecuación:

$$B_g = 0.02827 \frac{zT}{p} \quad (1-12)$$

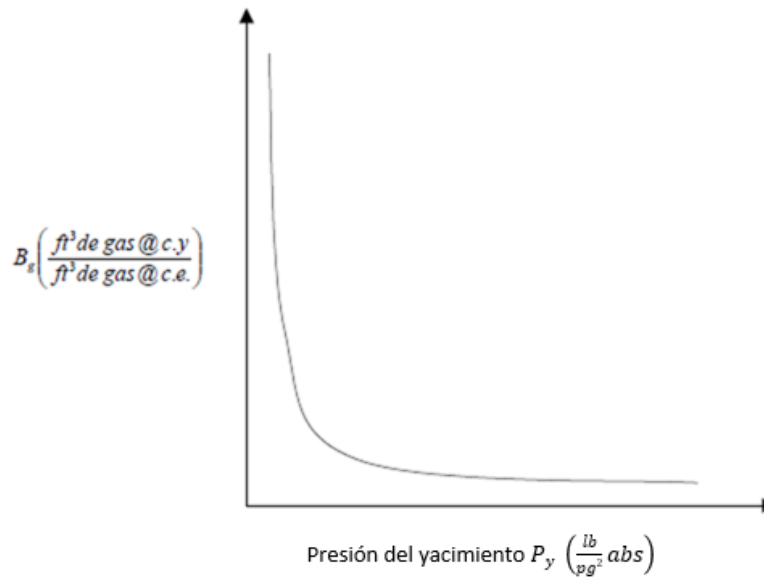


Figura 1.11 - Comportamiento típico del factor de volumen de gas en función de la presión del yacimiento a temperatura constante (Modificado de Arévalo, 2012).

En la Figura 1.11 el factor de volumen del gas disminuye conforme la presión aumenta, esto es debido a que el gas disuelto se expande en la mezcla.

Factor de volumen total de la formación o factor de la fase mixta, B_t o B_{go} .

$$B_t = B_o + B_g(R_{sb} - R_s) \quad (1-13)$$

Donde:

B_t : factor de volumen total de la formación

B_o : factor de volumen de aceite

B_g : factor de volumen de gas

R_{sb} : relación de solubilidad de gas a la presión de saturación

R_s : relación de solubilidad

Es la suma del factor de volumen del aceite más el factor de volumen del gas multiplicado por la diferencia de la relación de solubilidad del gas a la presión de saturación menos la relación de solubilidad. Este cálculo incluye las dos fases de la mezcla y sus respectivos gases liberados o disueltos (Arévalo, 2012).

En la Figura 1.12 se observa el comportamiento típico del factor de volumen total de la formación. Por arriba de la presión de saturación el factor de volumen total es igual al factor de volumen del aceite. Sin embargo, por debajo de la presión de saturación a medida que la presión disminuye el B_o disminuye, pero aumenta el B_t , debido a que la diferencia de relación de solubilidades aumenta, puesto que el B_g aumenta.

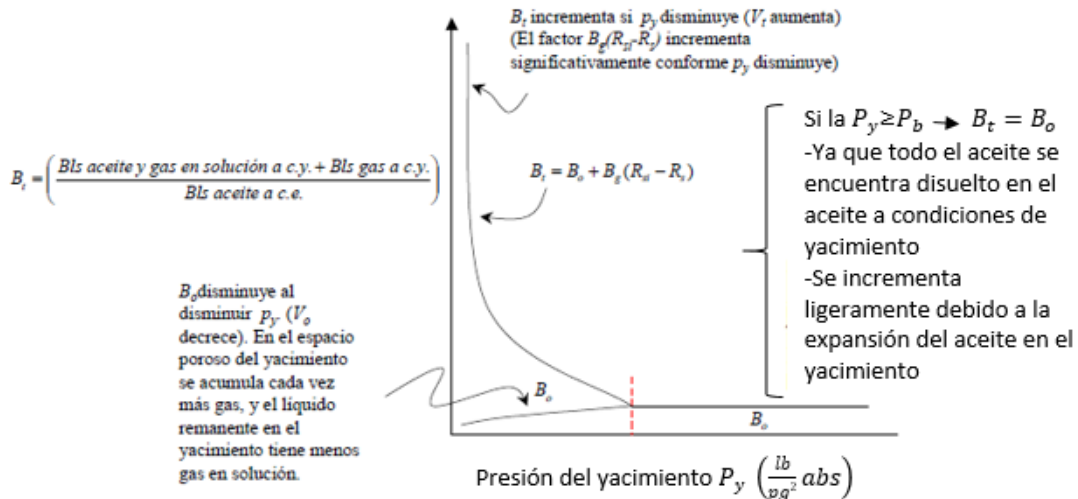


Figura 1.12 - Comportamiento típico del factor de volumen total de la formación, como función de la presión del yacimiento a temperatura constante (Modificado de Arévalo, 2012).

Factor de desviación de los gases reales, z.

La ley de los gases ideales establece que la presión, volumen, temperatura y la cantidad de gas ideal se relaciona con $PV = nRT$ donde, P es la presión en lb/pg^2abs , V es el volumen en ft^3 , n es el número de $lbm-mol$ del gas, T es la temperatura en R y R es la constante universal de los gases e igual a $10.732 (lb/pg^2abs-ft^3) / (lbm-mol-R)$.

Para gases reales, el factor de desviación z se define como $z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}}$, donde V_{real} es el volumen real de gas que corresponde a una presión y temperatura dadas específicamente y V_{ideal} es el volumen de gas calculado con la ecuación para gases ideales (McCain, 1990).

En la Figura 1.13 se observan los efectos de la presión, temperatura y composición sobre el factor de desviación o compresibilidad z , el cual es una variable adimensional. Comúnmente, ésta variable tiene valores cercanos a la unidad. Para gases cercanos al punto crítico, se encuentra entre 0.3 y 0.4; si la temperatura y la presión aumentan, el factor de compresibilidad se incrementa hasta un valor igual o mayor a 2.

Para gases ideales el factor de desviación z se calcula como $z = \frac{PV}{nRT}$

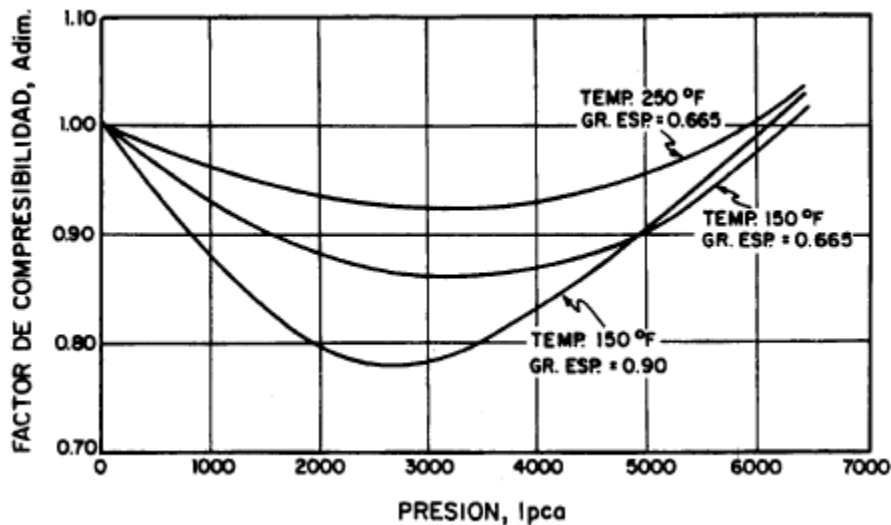


Figura 1.13 - Efectos de presión, temperatura y composición sobre el factor de desviación del gas, (Bánzer, 1996)

Coefficiente de viscosidad del aceite, μ_o .

La viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido. La viscosidad del aceite generalmente se mide en centiPoise, cP, es afectada por la presión y la temperatura, ya que un incremento en la temperatura provoca un decremento en la viscosidad, una disminución en la presión provoca una disminución de la viscosidad, un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido provoca un incremento

en la viscosidad, siendo la cantidad de gas en solución una función directa de la presión (McCain, 1990).

En la Figura 1.14 se muestra el comportamiento típico de la viscosidad del aceite con respecto a la presión.

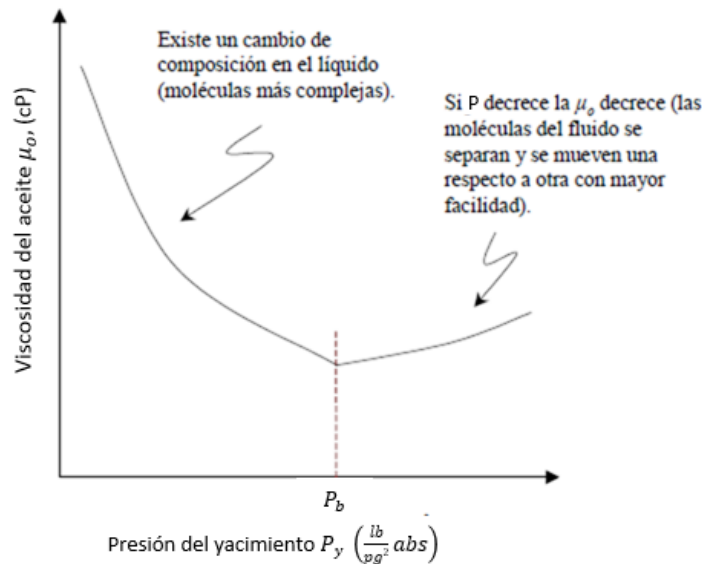


Figura 1.14 – Comportamiento típico de la viscosidad del aceite en función de la presión del yacimiento a temperatura constante, (Modificado de Arévalo, 2012).

Por arriba de la presión de burbujeo, la viscosidad del aceite en un yacimiento decrece casi lineal conforme la presión decrece. A presiones por debajo de la presión de burbujeo, la viscosidad del aceite se incrementa conforme la presión decrece.

Viscosidad del gas, μ_g .

La viscosidad de un gas natural puede ser determinada experimentalmente o por medio de ecuaciones. La viscosidad de un gas, es en general, considerablemente más baja que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares de un gas son mayores que las de un líquido (McCain, 1990).

En la Figura 1.15 se muestra el comportamiento típico de la viscosidad del gas en función de la presión a tres temperaturas diferentes.

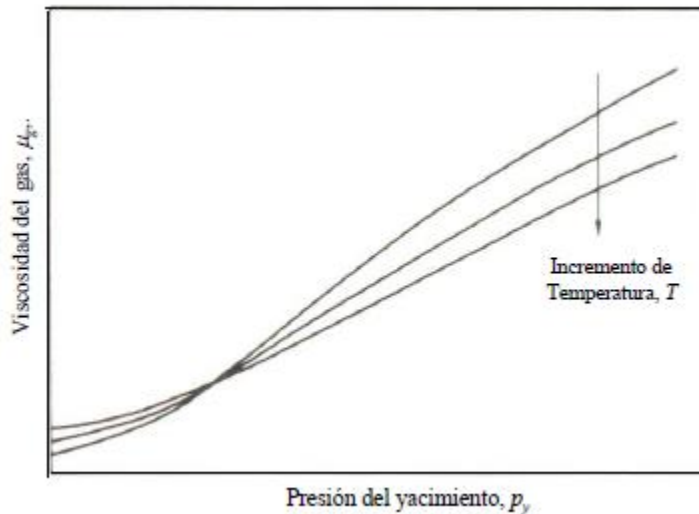


Figura 1.15 – Comportamiento típico de la viscosidad del gas en función de la presión a tres temperaturas diferentes (Arévalo, 2012).

A presiones bajas y a medida que aumenta la temperatura aumenta la viscosidad del gas, debido al incremento de la energía cinética de las moléculas que producen gran número de choques intermoleculares. Por otra parte, y a presiones elevadas a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad del gas debido a la expansión térmica de las moléculas. A presiones elevadas las distancias intermoleculares de los gases son pequeñas y el gas tiende a comportarse como líquido (McCain, 1990).

A cualquier temperatura, la viscosidad de un gas aumenta con el incremento de presión debido a la disminución de las distancias intermoleculares (Arévalo, 2012).

A medida que un gas es más pesado, sus moléculas serán más grandes y por tanto su viscosidad será mayor.

Análisis en la composición y propiedades de un aceite extrapesado, pesado, ligero y volátil tomadas de pruebas PVT reales.

Este análisis se realiza con el fin de comparar el comportamiento de las propiedades de cada tipo de aceite en función de su composición, (metano C_1 y pseudocomponente C_6^+). El resultado se presenta en gráficas comparativas.

En la Tabla 1.2 y Tabla 1.3 se comparan los resultados de 4 estudios PVT reportados en la literatura científica abierta (Pérez y Flamenco, 2006). En estos se reportan además su densidad y clasificación según su gravedad específica los °API, B_o , R_s , RGA, C_o , así como un análisis de la presión de saturación P_b para cada tipo de aceite.

Tabla 1.2 – Clasificación de aceites de acuerdo a su composición, Parte 1 (valores de referencia de estudios PVT).

Tipo de aceite	Gravedad específica API	Metano C_1 % mol	Pseudocomp C_6^+ % mol	Densidad g/cm^3	Gravedad °API
Extrapesado	< 10	13.17	71.65	1.0021	9.7
Pesado	10 - 22.3	15.54	42.78	0.9488	17.64
Ligero	31.1 - 39	45.45	0.5866	0.8475	35.46
Volátil	> 39	79.97	0.75	0.8084	43.54

Tabla 1.3 – Clasificación de aceites de acuerdo a su composición, Parte 2 (valores de referencia de estudios PVT).

Tipo de aceite	B_o m^3/m^3	R_s m^3/m^3	RGA m^3/m^3	C_o cm^2/Kg	P_b Kg/cm^2
Extrapesado	1.082	13.7	16.3	3.38E-07	48
Pesado	1.38	88.16	73.2	0.000112	110
Ligero	1.05	22.34	25	8.78E-06	31.64
Volátil	3.38	715.42	760	0.000552	388.59

La presión de saturación o también llamada presión de burbujeo, como se definió anteriormente, es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar de un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida esté en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

A presiones por debajo de la presión de burbujeo se forman dos fases en equilibrio, líquido y gas. La fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural, por ello a estas presiones se les denomina de saturación, P_s , o usando su sinónimo P_b . Por arriba o por debajo de esta presión, las propiedades de los fluidos tienden a comportarse de distinta forma, por ello, en las siguientes gráficas se hace una breve explicación de dicho comportamiento.

La densidad específica o relativa de un aceite, se define como la relación de densidad del líquido entre la densidad del agua, a las mismas condiciones de presión y temperatura (Arévalo, 2012).

Para un aceite extrapesado, el valor de la densidad es mayor comparado con un aceite súper ligero, cuyo valor es menor. De acuerdo al tipo de aceite es el valor de su densidad. Como se muestra en la Figura 1.16, el valor de la densidad decrece desde el aceite extrapesado, hasta el súper ligero, pasando por el pesado y el ligero. Esto debido a la relación de densidad de líquido en cada aceite respecto a la densidad del agua.

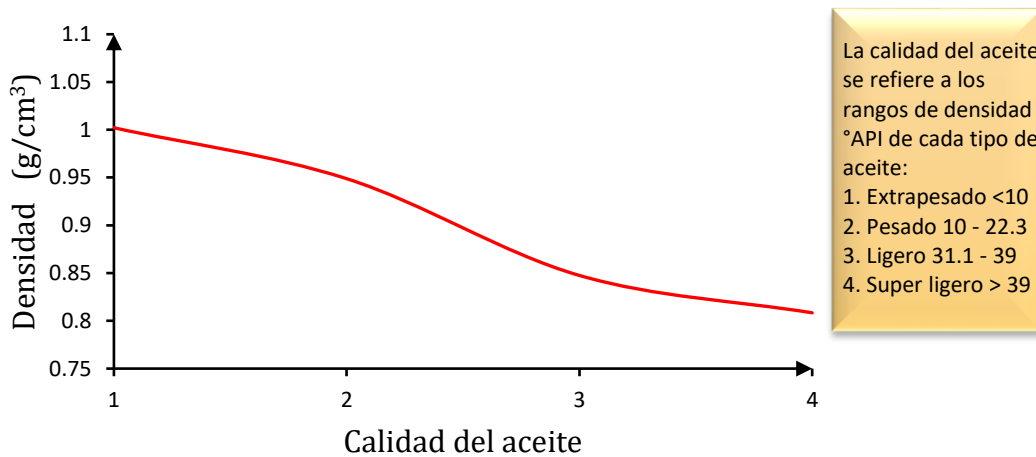


Figura 1.16 - Comparación de la densidad para cada tipo de aceite.

En la Figura 1.17 se analizan la relación de solubilidad R_s , la relación de gas en solución RGA , el factor de volumen de formación B_o y la presión de saturación P_b de cada tipo de aceite, donde se observa una tendencia ascendente conforme al tipo de aceite.

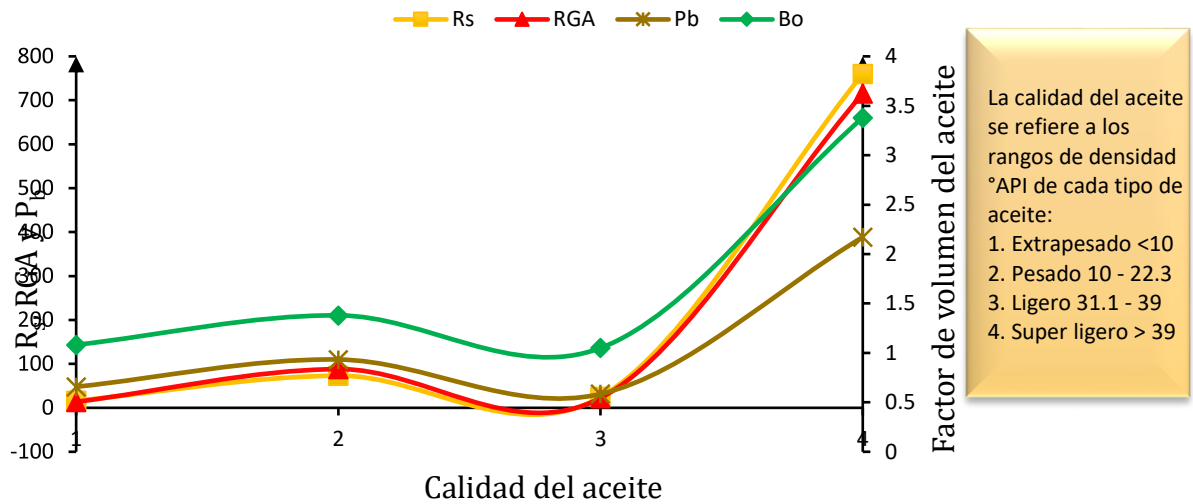


Figura 1.17 - Comportamiento de distintas propiedades PVT para diferentes tipos de aceites.

Para un aceite extrapesado, los valores son menores y van en aumento de acuerdo al tipo de aceite, mientras que para un aceite súper ligero los valores son mayores.

Esta tendencia en las gráficas es debido a que los aceites pesados tienen menos gas disuelto y por lo tanto se refleja en valores pequeños respecto a los de aceites ligeros; ya que estos están compuestos principalmente por gas disuelto, y sus valores son mayores.

Se analizan de esta manera para observar su comportamiento ascendente respecto a cada tipo de aceite, y verificar que dependiendo de la cantidad de gas disuelto en el aceite es mayor el valor de las propiedades. Con excepción del aceite pesado que produjo una ligera variación y bajó sus valores de manera representativa. Causado por un probable error en la prueba PVT.

En la Figura 1.18 se observa el comportamiento de la compresibilidad del aceite respecto a la composición de metano y al pseudocomponente en los distintos tipos de aceite. Para contenido de metano bajo (para aceites pesados), la compresibilidad es baja debido al ligero cambio de volumen del gas. Mientras que para un alto contenido de metano (para aceites ligeros), la C_o es alta debido a su alto contenido de gas; esto debido

a que la compresibilidad del aceite C_o se define como el cambio fraccional del volumen en función del cambio de presión a una temperatura constante (Arévalo, 2012).

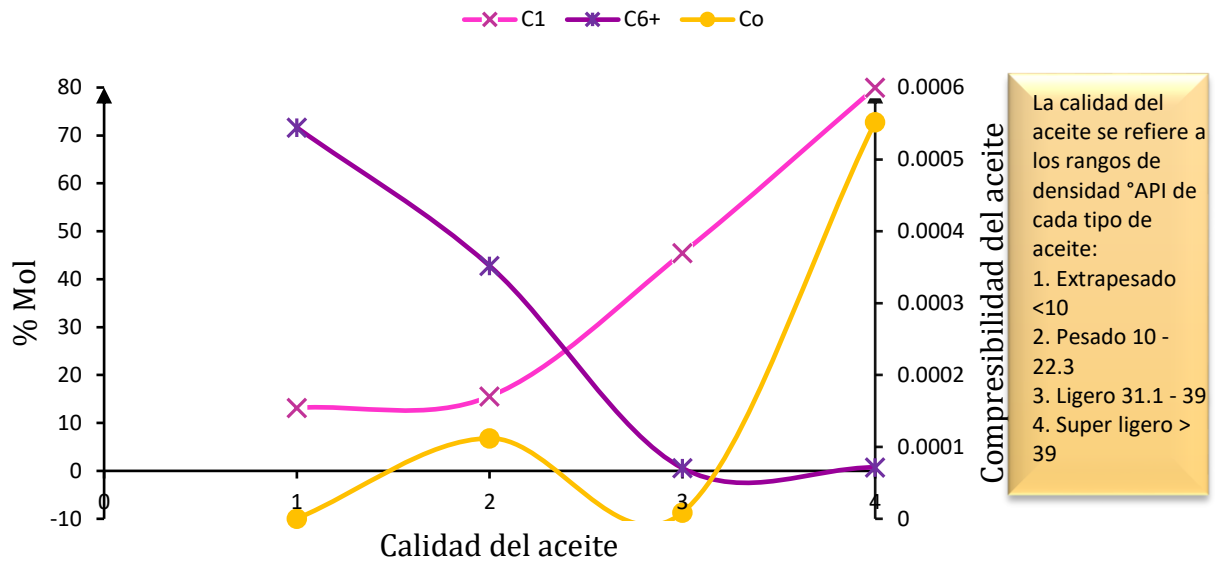


Figura 1.18 - Comportamiento de la compresibilidad del aceite con respecto a la composición de metano y pseudocomponente en los distintos tipos de aceite.

Para un valor alto en la composición del pseudocomponente (aceites pesados) el valor de la C_o es bajo, ya que se presenta mayor cantidad de gases pesados, mientras que para un valor bajo (aceites ligeros), la C_o es mayor, debido al alto contenido de componentes ligeros (gas) en su composición. Por otro lado, el comportamiento del B_o es ascendente respecto a los diferentes tipos de aceite, y a su composición de metano y del pseudocomponente, como se muestra en la Figura 1.19.

A mayor contenido del pseudocomponente y menor contenido de metano (aceites pesados), el B_o es menor debido a la presencia de gases pesados; y a menor contenido del pseudocomponente y mayor contenido de metano (gases ligeros), el B_o es mayor, debido a la alta presencia de gases ligeros.

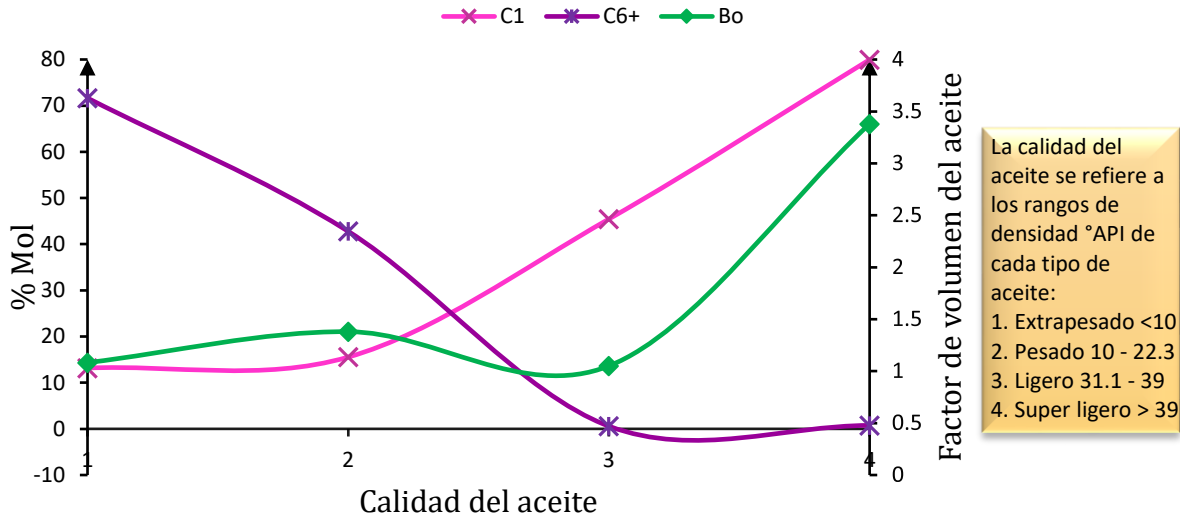


Figura 1.19 – Comportamiento del factor de volumen del aceite con respecto a la composición de metano y pseudocomponente en los distintos tipos de aceite.

En la Figura 1.20 se puede observar que, al formarse la primera burbuja de gas, la RGA y R_s aumentan su valor de acuerdo a cada tipo de aceite, también se muestra el comportamiento de cada presión de saturación. A la cantidad de gas disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento se le denomina relación gas en solución-aceite, RGA , o relación de solubilidad, R_s .

En los aceites pesados se comporta ligeramente ascendentes, debido a la menor cantidad de gas disuelto en ellos, pero al alcanzar la presión de saturación los aceites ligeros aumentan evidentemente su comportamiento en dichas curvas, debido a que el gas disuelto en ellos es mayor.

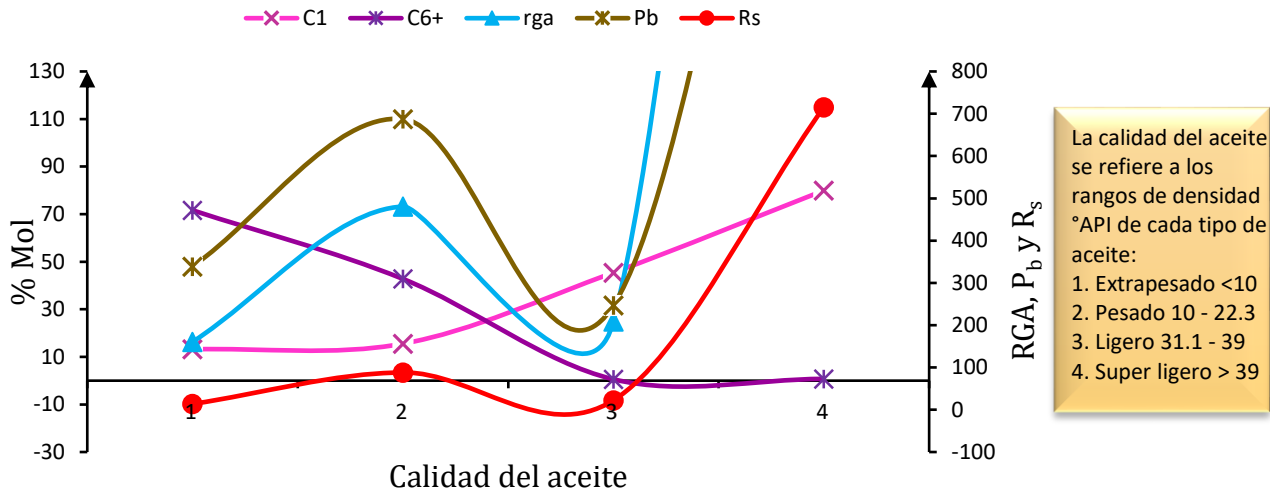


Figura 1.20 - Comportamiento de la presión de saturación, relación gas aceite y relación de solubilidad respecto a la composición de metano y pseudocomponente de los distintos tipos de aceite.

Comportamiento PVT de un aceite pesado producido en México.

Para fines ilustrativos a continuación, se analizan los resultados de un estudio PVT realizado a un aceite pesado producido en el sur de México (Pérez y Flamenco, 2006). En la Figura 1.21 se observa el comportamiento de la densidad en función a la presión, y a una temperatura de 73° C. A presiones por arriba de la presión de burbujeo, el valor de la densidad decrece conforme la presión disminuye, esto debido a que menor presión el gas disuelto se expande en la mezcla y las moléculas se encuentran más separadas, aumentando el volumen del fluido, manteniendo la masa constante de la mezcla, por lo que la densidad disminuye. Al llegar a la presión de saturación, el gas es liberado y la densidad crece debido a los componentes pesados que quedan en la mezcla.

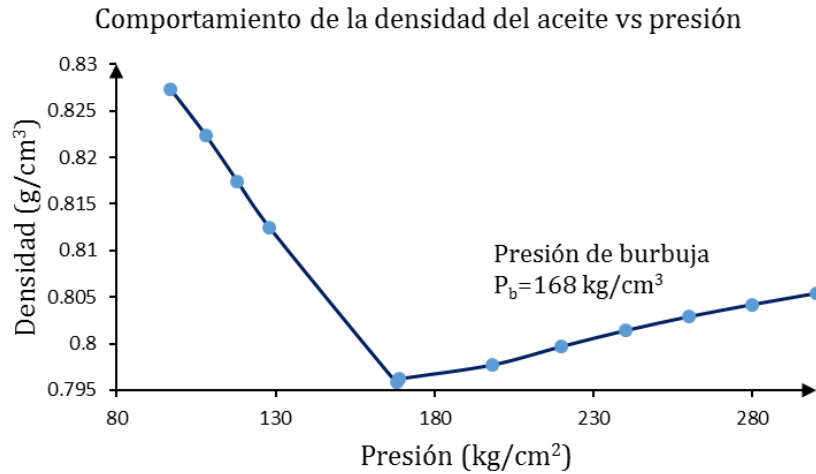


Figura 1.21 - Comportamiento de la densidad de un aceite pesado como función de la, basado en su estudio PVT (Modificado de Pérez y Flamenco, 2006).

En la figura 1.22 se reporta el comportamiento de la envolvente de fases en las variables de presión y la temperatura. Se puede observar que a mayor temperatura se tiene mayor presión, resultado típico observado para fluidos que contienen gas disuelto en la mezcla.

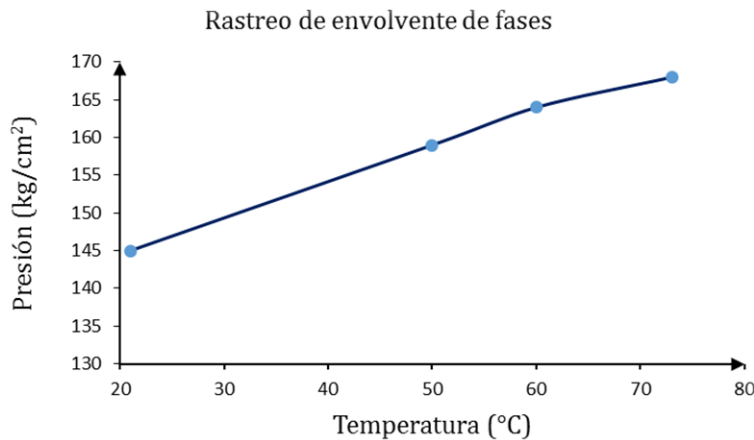


Figura 1.22 - Comportamiento de la presión de un aceite pesado como función de la temperatura basado en su estudio PVT (Modificado de Pérez y Flamenco, 2006).

En la Figura 1.23, se observa el comportamiento del factor de volumen de aceite en el estudio PVT realizado, el cual coincide con el comportamiento típico de B_o para aceites de hidrocarburos. Al aumentar la presión, el valor de la B_o aumenta también, hasta llegar al valor de P_b .

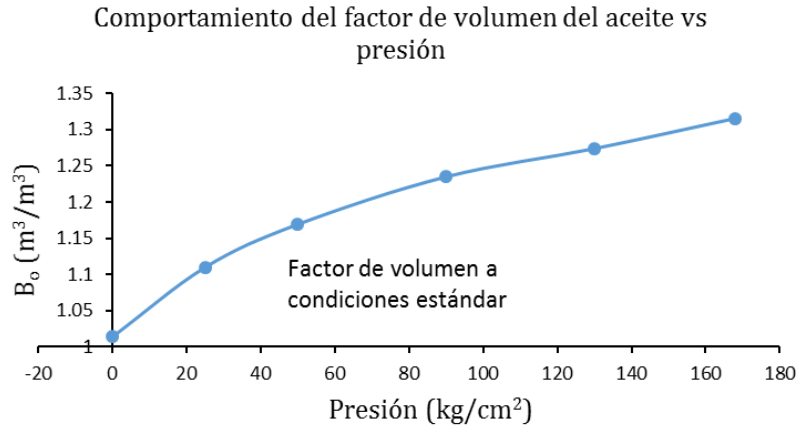


Figura 1.23 – Comportamiento del factor de volumen del aceite como función de la presión, de un aceite pesado basado en su estudio PVT (Modificado de Pérez y Flamenco, 2006).

En la Figura 1.24 se observa el comportamiento del factor de volumen de gas en función de la presión del yacimiento, el cual decrece conforme la presión aumenta debido a que la fase gaseosa disuelta en la fase continua (líquido) se estabiliza de forma más eficiente.

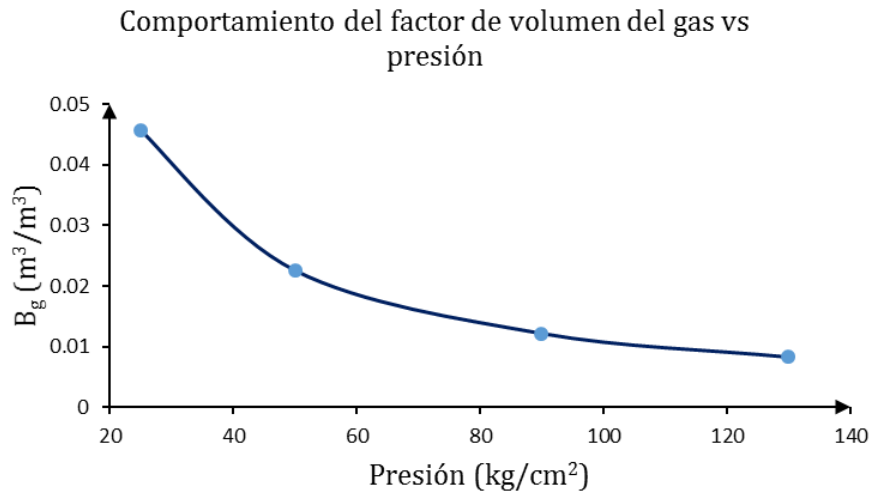


Figura 1.24 – Comportamiento del factor de volumen del gas como función de la presión de un aceite pesado basado en su estudio PVT (Modificado de Pérez y Flamenco, 2006).

El comportamiento del factor de volumen de la fase mixta también llamado factor de volumen total se observa en la Figura 1.25, donde se muestra que el comportamiento típico del B_{go} o B_t , por debajo de la presión de saturación, donde el B_o es igual al B_t .

Comportamiento del factor de volumen de la fase mixta vs presión

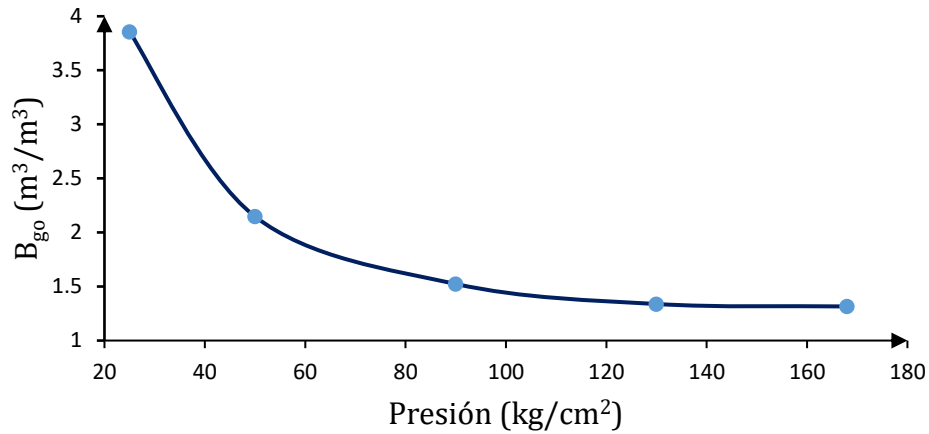


Figura 1.25 – Comportamiento del factor de volumen de la fase mixta como función de la presión, de un aceite pesado, basado en su estudio PVT (Modificado de Pérez y Flamenco, 2006).

La compresibilidad del aceite se encuentra graficada en la Figura 1.26. Se observa que al aumentar la presión la compresibilidad del aceite disminuye, debido a que la fase gas tiende a formar su propia fase, disminuyendo su solubilidad en la fase continua (líquida).

Comportamiento de compresibilidad isotérmica del aceite vs presión

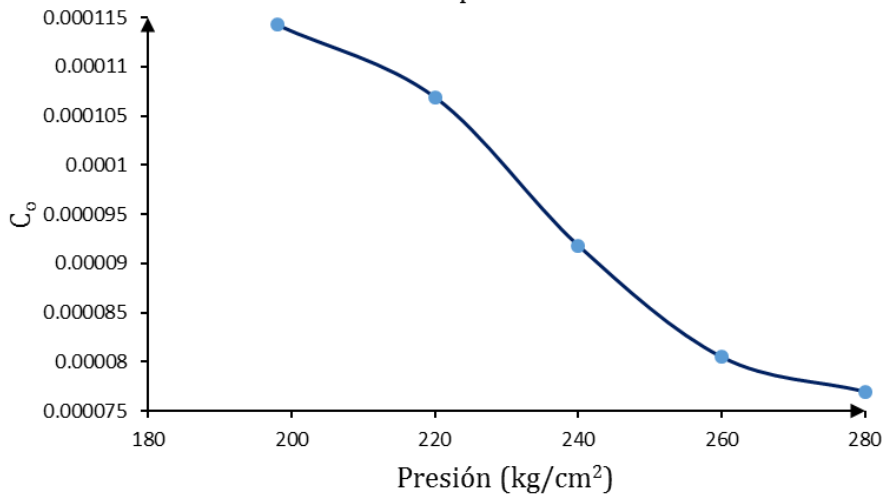


Figura 1.26 – Comportamiento de la compresibilidad isotérmica del aceite como función de la presión, de un aceite pesado basado en su estudio PVT (Modificado de Pérez y Flamenco, 2006).

La Figura 1.27 muestra el comportamiento del factor de desviación z , respecto a la presión de un aceite pesado basado en su estudio PVT, el comportamiento es descendente a medida que aumenta la presión, mostrando una pérdida de solubilidad de la fase gas en la fase continua.

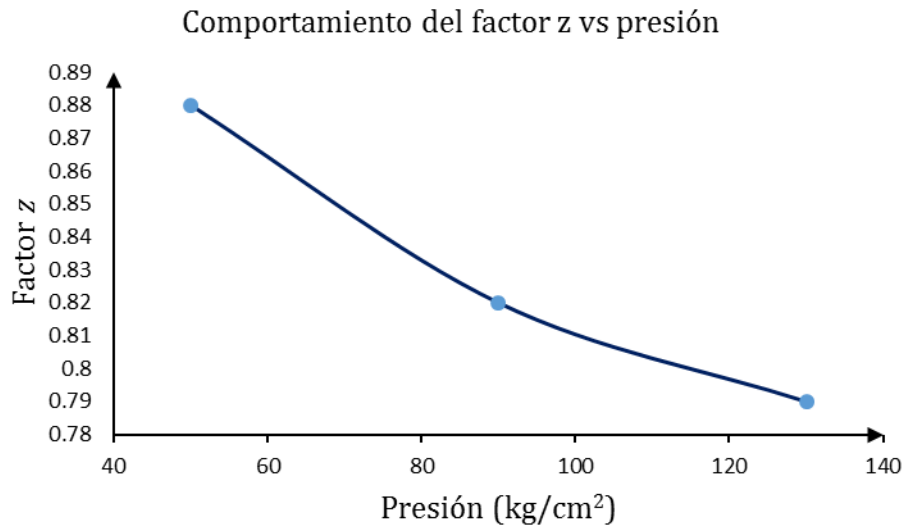


Figura 1.27 – Comportamiento del factor de desviación z como función de la presión, de un aceite pesado, basado en su estudio PVT (Modificado de Pérez y Flamenco, 2006).

El comportamiento de la relación de gas disuelto en el aceite se presenta en la Figura 1.28, donde se observa un decremento de la R_s al disminuir la presión, desde la presión de burbujeo. Esto indica que a medida que el fluido se despresuriza, pierde gas la mezcla.

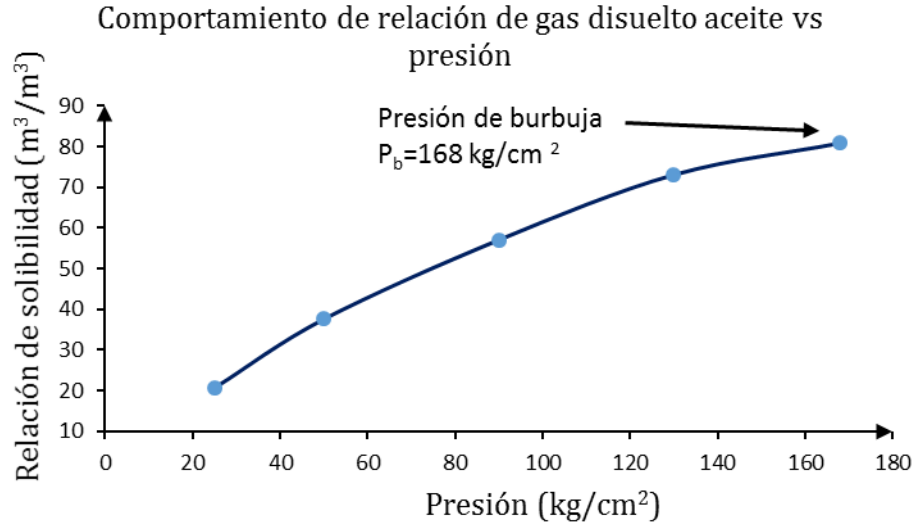


Figura 1.28 – Comportamiento de la relación de gas disuelto aceite como función de la presión, de un aceite pesado basado en su estudio PVT (Modificado de Pérez y Flamenco, 2006).

El comportamiento de la viscosidad del aceite en función de la presión del yacimiento a una temperatura constante se presenta en la Figura 1.29, donde se observa su comportamiento típico. Por debajo de la presión de saturación al incrementar la presión la viscosidad del aceite disminuye, debido al efecto del gas que entra en solución, pero por arriba de la presión de saturación la viscosidad aumenta con presión, ya que no ocurre solubilidad adicional del gas y solo actúa la compresibilidad.

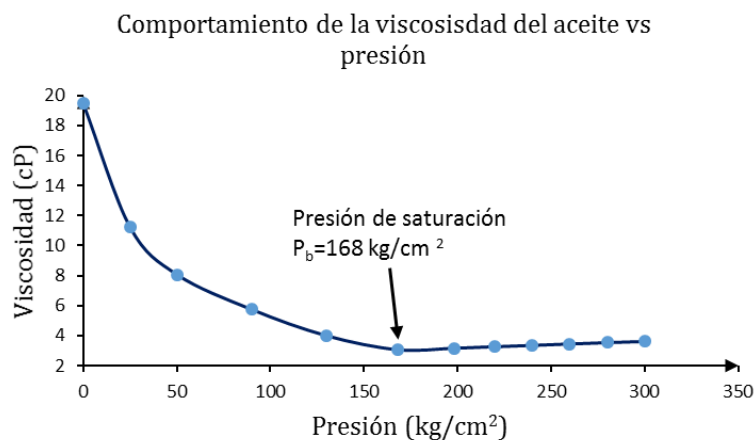


Figura 1.29 – Comportamiento de la viscosidad del aceite como función a la presión, de un aceite pesado basado en su estudio PVT (Modificado de Pérez y Flamenco, 2006).

En la Figura 1.30 se muestra el comportamiento de la viscosidad del gas de acuerdo al estudio PVT realizado. Se observa que al aumentar la presión la viscosidad también aumenta, esto debido a que las moléculas del gas se encuentran menos separadas y con ellos la distancia entre ellas es menor.

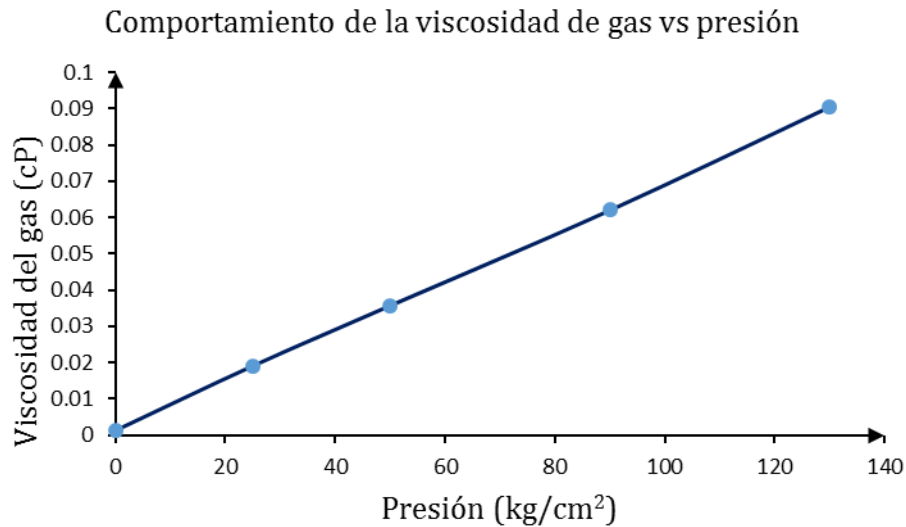


Figura 1.30 – Comportamiento de la viscosidad del gas como función de la presión, de un aceite pesado basado en su estudio PVT (Modificado de Pérez y Flamenco, 2006).

1.3. Ajuste de propiedades PVT utilizando correlaciones numéricas.

En la industria petrolera se requiere el conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos. Estas propiedades normalmente se determinan en el laboratorio mediante el análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo de los pozos mediante una apropiada recombinación de muestras en superficie.

Las correlaciones PVT son desarrolladas a partir de datos de laboratorio o de campo y formuladas de manera que puedan ser utilizados con datos obtenidos sin trabajo adicional, estos datos son:

- ◆ Propiedades de los fluidos: gravedad específica del petróleo, gravedad específica del gas y razón de gas producido-petróleo.
- ◆ Propiedades de los fluidos del yacimiento.

Para poder determinar una propiedad, se debe asegurar que la aplicación de interés se encuentra dentro del rango de los datos para la cual la correlación fue desarrollada. Una vez hecho esto, la correlación utilizada será la adecuada y se obtendrán resultados confiables.

De Bánzer (1996) se presenta una revisión de las propiedades físicas del aceite y las correlaciones numéricas que se han desarrollado para su determinación. Para fines ilustrativos se mencionan dos correlaciones de cada propiedad.

◆ **PRESIÓN DE BURBUJEO.**

Correlación de Standing, M.B.

Standing encontró una correlación entre el denominado factor de correlación, F , y la presión de burbujeo, P_b . La Figura 1.31 presenta la relación entre estos dos factores.

La siguiente ecuación es una ajuste a la gráfica de Standing.

$$P_b = 18.2 [F - 1.4] \quad (1-14)$$

Donde:

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125\gamma_{API})} \quad (1-15)$$

P_b : presión de burbujeo

R_{sb} : razón de gas disuelto – aceite a $p \geq P_b$

T : temperatura del yacimiento

γ_g : gravedad específica del gas (aire = 1)

γ_{API} : gravedad del aceite, °API

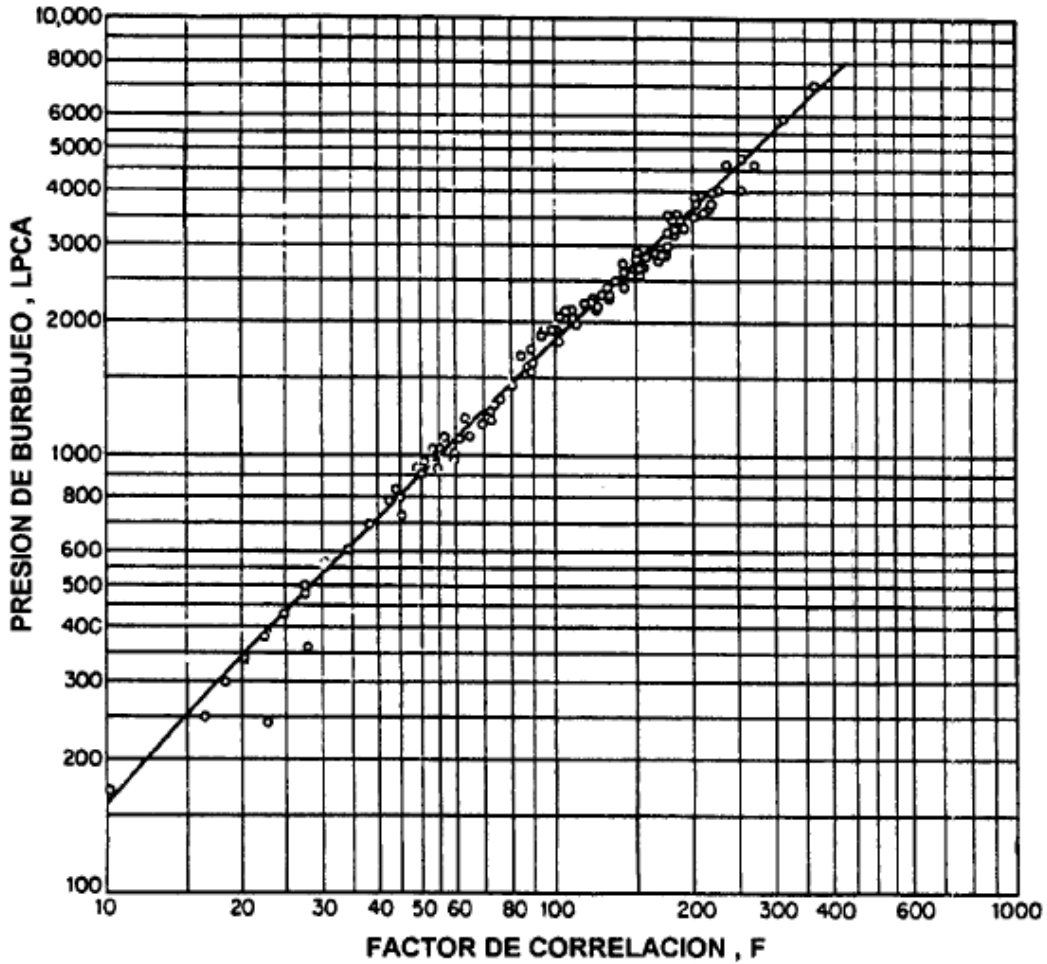


Figura 1.31 – Correlación de Standing para la presión de saturación (Bánzer, 1996).

Correlación de Almarhoun, M.A.

La correlación es la siguiente:

$$P_b = 5.38088 \times 10^{-3} R_{sb}^{0.715082} \gamma_g^{-1.87784} \gamma_o^{3.1437} T^{1.32657} \quad (1-16)$$

Donde:

P_b : presión de burbujeo

R_{sb} : razón de gas disuelto – aceite a $P \geq P_b$

T : temperatura del yacimiento

γ_g : gravedad específica del gas (aire = 1)

γ_o : gravedad del aceite (agua = 1)

◆ **RELACIÓN DE SOLUBILIDAD.**

Correlación de Vázquez, M.E. Y Beggs, H.D.

La correlación es la siguiente:

$$R_s = C_1 \gamma_g p^{C_2} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T + 460}\right) \quad (1-17)$$

Donde:

P : presión de interés

R_s : razón de gas disuelto – aceite a $p \geq P_b$

T : temperatura del yacimiento

γ_g : gravedad específica del gas (aire = 1)

γ_{API} : gravedad del aceite, API

Vázquez y Beggs reportan un error promedio de -0.7% para la correlación. La Tabla 1.4 presenta los valores de las constantes C_1 , C_2 y C_3 de acuerdo a la gravedad °API del crudo.

Tabla 1.4 – Valores de las constantes de la correlación de Vázquez y Beggs (Modificado de Bánzer, 1996)

	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	0.0362	1.0937	25.724
$\gamma_{API} > 30$	0.0178	1.187	23.931

Correlación de Glaso, O.

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{\gamma_{API}^{0.9897}}{T^{0.172}} \right]^{1.2255} \quad (1-18)$$

Donde:

$$F = 10^{(2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log P)^{0.5})} \quad (1-19)$$

P : presión de interés

R_s: razón de gas disuelto – aceite a $P < P_b$

T: temperatura del yacimiento

γ_g : gravedad específica del gas (aire = 1)

γ_{API} : gravedad del aceite, API

Correlación de Dokla, M.E. Y Osman, M.E.

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \left[0.11956 \times 10^{-3} P \gamma_g^{0.01049} \gamma_o^{-0.107991} T^{0.952584} \right]^{1.3811} \quad (1-20)$$

Donde:

P : presión de interés

R_s: razón de gas disuelto – aceite a $P < P_b$

T: temperatura del yacimiento

γ_g : gravedad específica del gas (aire = 1)

γ_o : gravedad del aceite, (agua = 1)

◆ **FACTOR DE VOLUMEN DE ACEITE.**

Correlación de Petrosky, G.E, Jr y Farshad, F.F.

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} F^{3.0936} \quad (1-21)$$

Donde:

$$F = R_{sb}^{0.3738} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626T^{0.5371} \quad (1-22)$$

B_{ob} : *factor de volumen de aceite a P_b*

R_s : *razón de gas disuelto – aceite a $P < P_b$*

T : *temperatura del yacimiento*

γ_g : *gravedad específica del gas (aire = 1)*

γ_o : *gravedad del aceite, (agua = 1)*

Correlación de Al-marhoun, M.A.

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 0.497069 + 0.862963 \times 10^{-3} T + 0.182594 \times 10^{-2} F \\ + 0.318099 \times 10^{-5} F^2 \quad (1-23)$$

Donde:

$$F = R_{sb}^{0.74239} \gamma_g^{0.323294} \gamma_o^{-1.20204} \quad (1-24)$$

B_{ob} : *factor volumetrico del aceite a P_b*

R_{sb} : *razón de gas disuelto – aceite a $P \geq P_b$*

T : *temperatura del yacimiento*

γ_g : gravedad específica del gas (aire = 1)

γ_o : gravedad del aceite, (agua = 1)

◆ **FACTOR DE VOLUMEN TOTAL.**

Correlación de Glaso, O.

La correlación es la siguiente:

$$B_t = 10^{[8.0135 \times 10^{-2} + 4.7257 \times 10^{-1} \log F + 1.7351 \times 10^{-1} (\log F)^2]} \quad (1-25)$$

Donde:

$$F = R_s \left(\frac{T^{0.5}}{\gamma_g^{0.3}} \right) P^{-1.1089} \gamma_o^{2.0 \times 10^{-0.00027 R_s}} \quad (1-26)$$

B_t : factor volumétrico total

R_s : razón de gas disuelto – aceite

T : temperatura del yacimiento

γ_g : gravedad específica del gas (aire = 1)

γ_o : gravedad del aceite, (agua = 1)

P : presión de interés

Correlación de Al-marhoun, M.A.

La correlación es la siguiente:

$$B_t = 0.314693 + 0.106253 \times 10^{-4} F + 0.18883 \times 10^{-10} F^2 \quad (1-27)$$

Donde:

$$F = R_s^{0.644516} \gamma_g^{-1.07934} \gamma_o^{0.724874} P^{-0.76191} T^{2.00621} \quad (1-28)$$

B_t : *factor volumétrico total*

R_s : *razón de gas disuelto – aceite*

T : *temperatura del yacimiento*

γ_g : *gravedad específica del gas (aire = 1)*

γ_o : *gravedad del aceite, (agua = 1)*

P : *presión de interés*

COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE.

Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmiltz, Z.

La correlación es la siguiente:

$$C_o = \frac{6.8257 R_s^{0.5002} \gamma_{API}^{0.3613} T^{0.76606} \gamma_g^{0.35505}}{P \times 10^6} \quad (1-29)$$

Donde:

C_o : *compresibilidad isotérmica del aceite*

R_s : *razón de gas disuelto – aceite*

T : *temperatura del yacimiento*

γ_g : *gravedad específica del gas (aire = 1)*

γ_{API} : *gravedad del aceite, °API*

P : *presión de interés*

Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.

La correlación es la siguiente:

$$C_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17.2T - 1180\gamma_g + 12.61\gamma_{API}}{P \times 10^5} \quad (1-30)$$

Donde:

C_o : compresibilidad isotérmica del aceite

R_s : razón de gas disuelto – aceite

T : temperatura del yacimiento

γ_g : gravedad específica del gas (aire = 1)

γ_{API} : gravedad del aceite, ° API

P : presión de interés

◆ **VISCOSIDAD DEL ACEITE.**

- **Aceite muerto**

Correlación de Beal, C.

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \quad (1-31)$$

Donde:

$$x = yT^{-1.163} \quad (1-32)$$

$$y = 10^z \quad (1-33)$$

$$z = 3.0324 - 0.02023\gamma_{API} \quad (1-34)$$

μ_{od} : viscosidad del aceite libre de gas

γ_{API} : gravedad del aceite, °API

T: Temperatura del yacimiento

Correlación de Edbogad, E.O.

La correlación es la siguiente:

$$\log[\log(\mu_{od} + 1)] = 1.8653 - 0.025086\gamma_{API} - 0.5644\log T \quad (1-35)$$

Donde:

μ_{od} : viscosidad del aceite libre de gas

γ_{API} : gravedad del aceite, °API

T: temperatura del yacimiento

- **Aceite saturado**

La viscosidad de crudos con gas en solución (vivos), μ_{ob} , a presiones menores o iguales a la presión de saturación ($P \leq P_b$) se determina a partir de las siguientes correlaciones.

Correlación de Kartoatmodjo, T. Y Schmidt, Z.

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{ob} = -0.06821 + 0.9824A + 40.34 \times 10^{-5} A^2 \quad (1-36)$$

Donde:

$$A = (0.2001 + 0.8428 \times 10^{-0.000845 R_s}) \mu_{od}^{(0.43 + 0.5165b)} \quad (1-37)$$

$$b = 10^{-0.00081 R_s} \quad (1-38)$$

R_s : calculada previamente con correlaciones

Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b \quad (1-39)$$

Donde:

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \quad (1-40)$$

$$b = 5.44 (R_s + 150)^{-0.338} \quad (1-41)$$

- **Aceite bajosaturado**

La viscosidad de crudos a presiones mayores que la presión de saturación (aceite bajosaturado) se determina conociendo la viscosidad en el punto de burbujeo, μ_{ob} , mediante las siguientes correlaciones.

Correlación de Beal, C.

Esta correlación se presenta en la Figura 1.32 y permite determinar el incremento en viscosidad, $\Delta\mu_o$, por cada 1000 de aumento de presión por arriba de P_b .

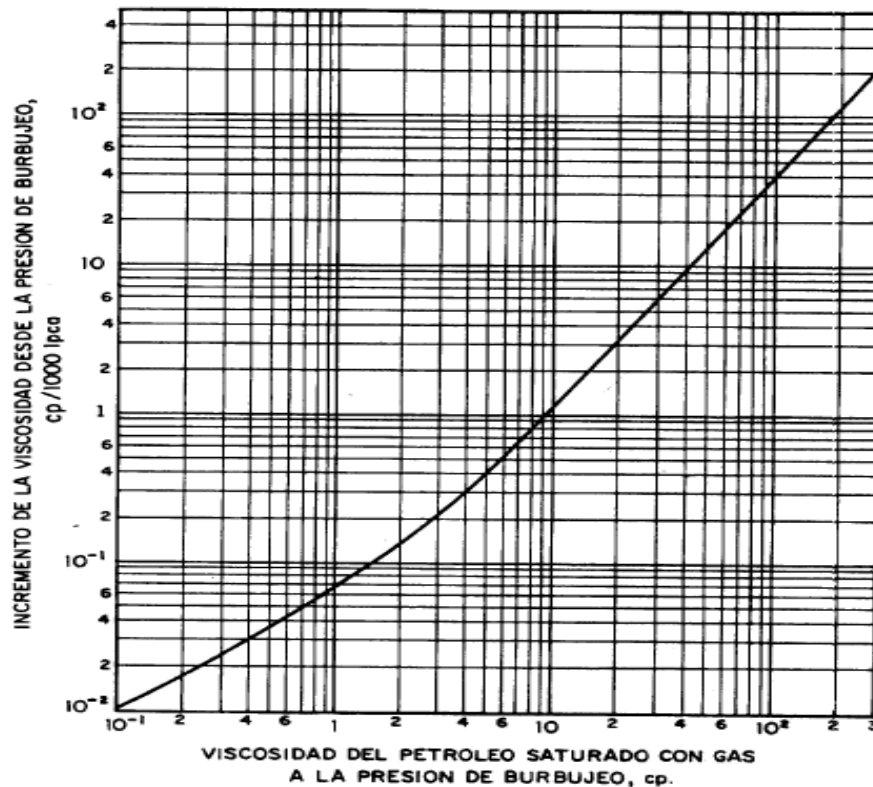


Figura 1.32 - Comportamiento del incremento de la viscosidad del petróleo por arriba de la presión de saturación (Beal, 1946)

Standing ajustó la curva anterior mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{\mu_o - \mu_{ob}}{0.001(p - p_b)} = 0.024\mu_{ob}^{1.6} + 0.038 \mu_{ob}^{0.56} \quad (1-42)$$

Donde:

μ_{ob} : viscosidad del aceite en el punto de burbujeo

μ_o : viscosidad del aceite

Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.

La correlación es la siguiente:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \quad (1-43)$$

Donde:

$$m = 2.6 p^{1.187} \exp(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5} p) \quad (1-44)$$

μ_{ob} : viscosidad del aceite en el punto de burbujeo

P_b : presión en el punto de burbujeo

♦ **DENSIDAD DEL ACEITE.**

La densidad del aceite, ρ_o , en (lb/pie³), a presiones menores o iguales a la presión de saturación ($P \leq P_b$) se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{350\gamma_o + 0.0764 \gamma_{gd} R_s}{5.615 B_o} \quad (1-45)$$

Donde:

ρ_o : densidad del aceite, lb/pie³

R_s : razón de gas disuelto – aceite

Capítulo 1

B_o : factor volumétrico del aceite

γ_o : gravedad específica del aceite, (agua = 1)

γ_{gd} : gravedad específica del gas disuelto, (aire = 1)

350: densidad del agua a condiciones normales, $\frac{lb}{bl}$

0.0764: densidad del aire a condiciones normales, $\frac{lb}{pie^3}$

5.615: Factor de conversión $\frac{pie^3}{bl}$

La gravedad específica del gas disuelto, γ_{gd} , se obtiene de la Figura 1.33. Exceptuando $\gamma_g \leq \gamma_{gd} \geq 0.56$, donde 0.56 es la gravedad específica del metano, y γ_g la gravedad específica del gas producido en el separador.

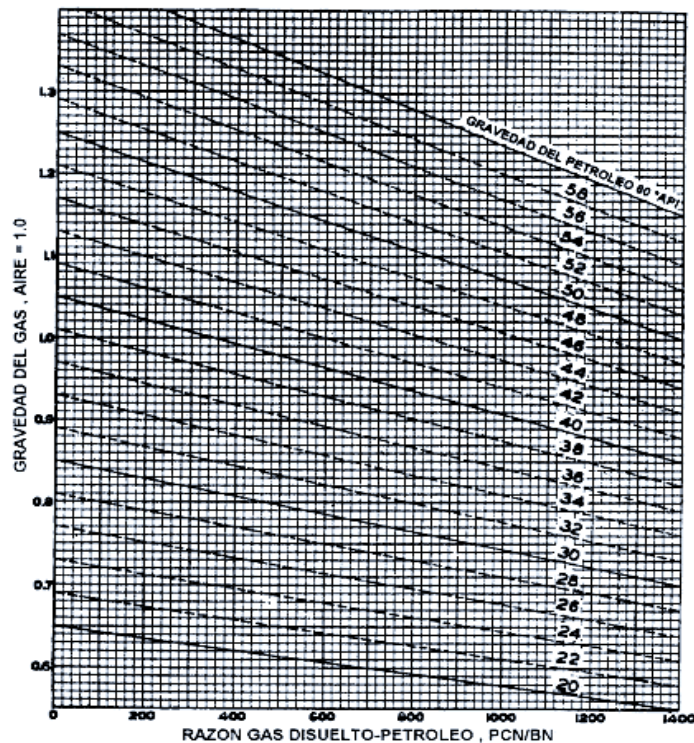


Figura 1.33 – Gravedad específica del gas disuelto, (Brill and Beggs, 1988)

La siguiente ecuación es un ajuste a la Figura 1.33:

$$\gamma_{gd} = \frac{12.5 + \gamma_{API}}{50} - 3.5715 \times 10^{-6} \gamma_{API} R_s \quad (1-46)$$

La densidad del aceite a presiones mayores que la presión del punto de saturación ($P > P_b$) se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[C_o(P_b - P)] \quad (1-47)$$

Donde:

ρ_o : densidad del aceite a $P > P_b$

ρ_{ob} : densidad del aceite a P_b

P_b : presión de saturación

P : presión de interés

C_o : compresibilidad isotérmica del aceite

◆ VISCOSIDAD DEL GAS.

Correlación de Carr, N.L., Kobayashi, R. Y Burrows, D.B.

Esta correlación se presenta en la Figura 1.34 y permite determinar la viscosidad del gas a presión atmosférica y temperatura del yacimiento, μ_{glc} , a partir de su peso molecular o gravedad específica.

Los cuadros que se presentan en la figura permiten realizar las correcciones por contenido de H_2S , CO_2 , y N_2 . Así, si el gas contiene impurezas, la viscosidad se corrige:

$$\mu_{glc} = \mu_{gl} + C_{CO_2} + C_{H_2S} + C_{N_2} \quad (1-48)$$

Donde:

μ_{glc} : viscosidad del gas a 1 atmósfera y T , corregida por impurezas.

μ_{gl} : viscosidad del gas a 1 atmósfera y T , sin corregir (leída de la Figura 1.34)

C_{CO_2} , C_{H_2S} , C_{N_2} : Correcciones por presencia de H_2S , CO_2 , y N_2 , obtenidos de los cuadros presentes dentro de la Figura 1.34.

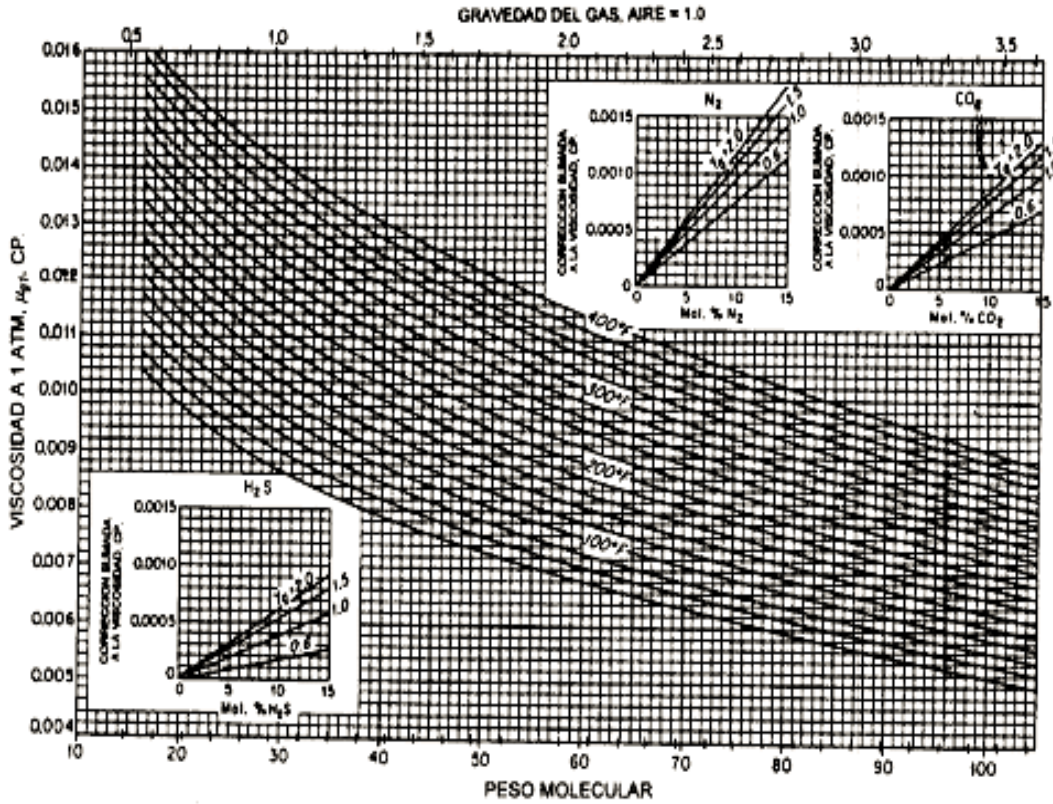


Figura 1.34 - Viscosidad de gases naturales a 1 atmósfera y temperatura del yacimiento (Carr, 1954)

Un ajuste de las curvas de la Figura 1.34, está dado por:

$$\mu_{gl} = (1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} \gamma_g) T + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log \gamma_g \quad (1-49)$$

Y las correcciones por H_2S , CO_2 , y N_2 son:

$$C_{CO_2} = Y_{CO_2} (9.08 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 6.24 \times 10^{-3}) \quad (1-50)$$

$$C_{N_2} = Y_{N_2} (8.48 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 9.59 \times 10^{-3}) \quad (1-51)$$

$$C_{H_2S} = Y_{H_2S}(8.49 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 3.73 \times 10^{-3}) \quad (1-52)$$

Donde:

T: temperatura

γ_g : gravedad específica del gas, (aire = 1)

Y_{N_2} : contenido de N_2 , fracción molar

Y_{CO_2} : contenido de CO_2 , fracción molar

Y_{H_2S} : contenido de H_2S , fracción molar

La viscosidad del gas a la presión requerida se obtiene mediante la determinación del cociente $\frac{\mu_g}{\mu_{gl}}$, utilizando la Figura 1.35 y Figura 1.36. Estas se basan en el Teorema de los Estados Correspondientes, el cual establece que a las mismas condiciones de presión y temperatura pseudoreducidas todos los gases naturales tienen el mismo cociente de viscosidad $\frac{\mu_g}{\mu_{gl}}$, siendo μ_g y μ_{gl} las viscosidades.

La presión y temperatura pseudoreducidas, se determinan en base al procedimiento descrito anteriormente. En este caso no se debe hacer corrección adicional a P_{sr} y T_{sr} por componentes no hidrocarburos. Finalmente, la viscosidad de gas está dada por:

$$\mu_g = \left(\frac{\mu_g}{\mu_{gl}} \right) \mu_{glc} \quad (1-51)$$

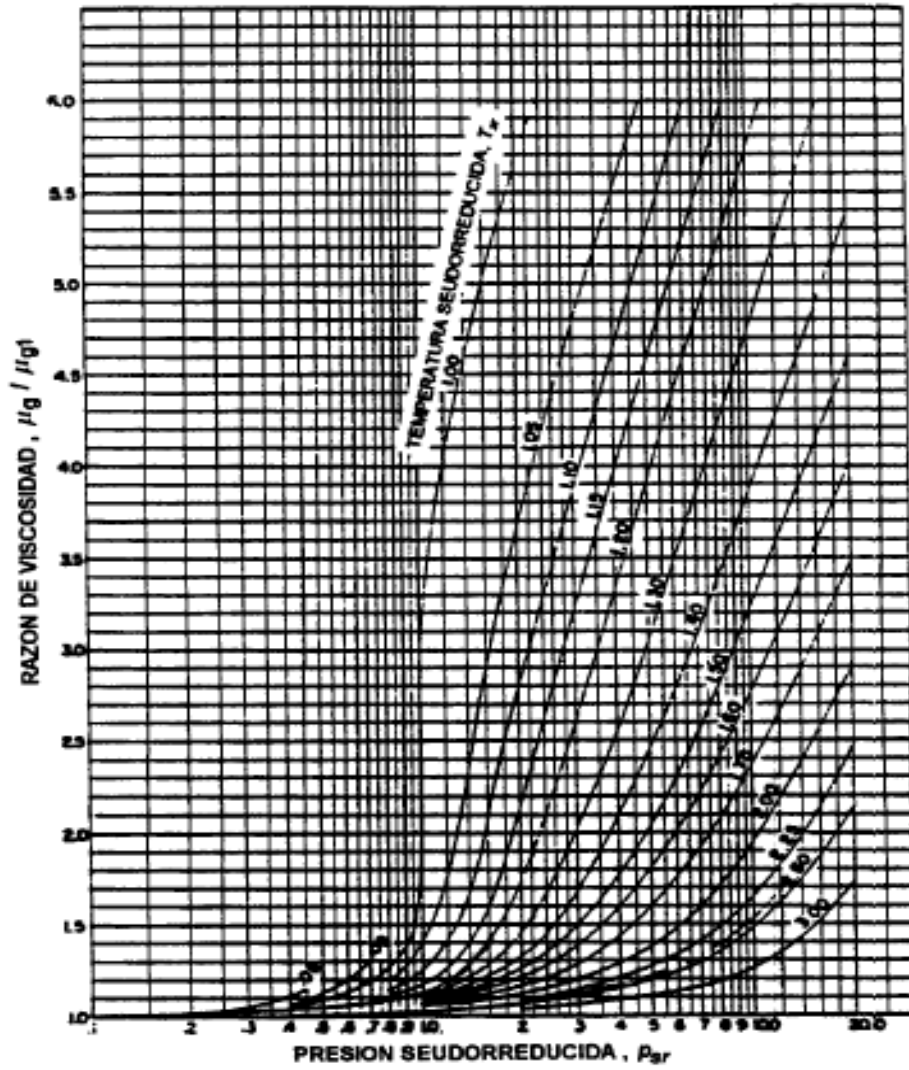


Figura 1.35 - Correlación del cociente de viscosidad (μ_g / μ_{g1}) con presión y temperatura seudorreducidas (Carr, 1954).

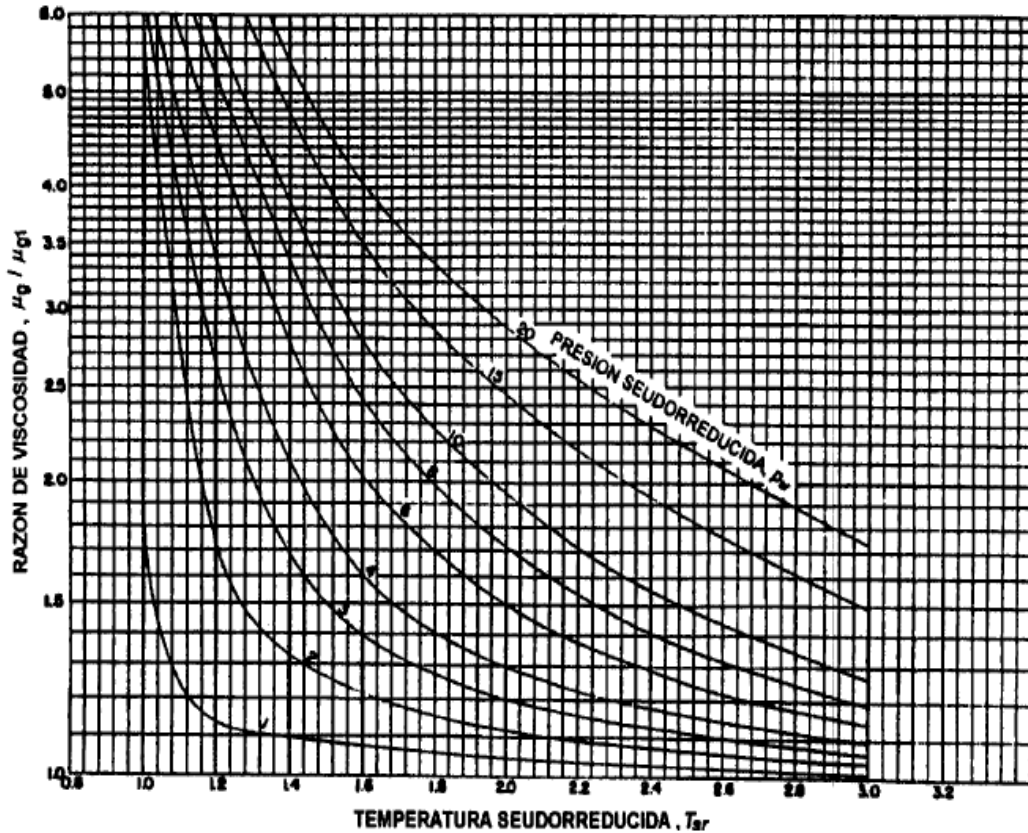


Figura 1.36 - Correlación del cociente de viscosidad (μ_g/μ_{gl}) con presión y temperatura seudorreducidas (Carr, 1954)

El cociente μ_g/μ_{gl} se puede calcular analíticamente mediante el siguiente ajuste presentado por Dempsey:

$$\ln\left(\frac{\mu_g}{\mu_{gl}} T_{sr}\right) = a_0 + a_1 P_{sr} + a_2 P_{sr}^2 + a_3 P_{sr}^3 + T_{sr}(a_4 + a_5 P_{sr} + a_6 P_{sr}^2 + a_7 P_{sr}^3) + T_{sr}^2(a_8 + a_9 P_{sr} + a_{10} P_{sr}^2 + a_{11} P_{sr}^3) + T_{sr}^3(a_{12} + a_{13} P_{sr} + a_{14} P_{sr}^2 + a_{15} P_{sr}^3) \quad (1-52)$$

Donde:

$$a_0 = -2.46211820E + 00 \quad (1-53)$$

$$a_1 = 2.97054714E + 00 \quad (1-54)$$

$$a_2 = -2.86264054E - 01 \quad (1-55)$$

$$a_3 = 8.05420522E - 03 \quad (1-56)$$

$$a_4 = 2.80860949E + 00 \quad (1-57)$$

$$a_5 = -3.49803305E + 00 \quad (1-58)$$

$$a_6 = 3.60373020E - 01 \quad (1-59)$$

$$a_7 = -1.04432413E - 02 \quad (1-60)$$

$$a_8 = -7.93385684E - 01 \quad (1-61)$$

$$a_9 = 1.39643306E + 00 \quad (1-62)$$

$$a_{10} = -1.49144925E - 01 \quad (1-63)$$

$$a_{11} = 4.41015512E - 03 \quad (1-64)$$

$$a_{12} = 8.39387178E - 02 \quad (1-65)$$

$$a_{13} = -1.86408848E - 01 \quad (1-66)$$

$$a_{14} = 2.03367881E - 02 \quad (1-67)$$

$$a_{15} = -6.09579263E - 04 \quad (1-68)$$

El ajuste de Dempsey presenta buenos resultados cuando P_{sr} y T_{sr} están entre los siguientes intervalos $1.0 \leq P_{sr} \leq 20$ y $1.2 \leq T_{sr} \leq 3.0$.

Correlación de Lee, A.L., González, M.H. Y Eakin, B.E.

La correlación es la siguiente:

$$\mu_g = \frac{K_{exp}(X\rho_g^Y)}{10^4} \quad (1-69)$$

Donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M)T^{1.5}}{209 + 19M + T} \quad (1-70)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M \quad (1-71)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \quad (1-72)$$

$$\rho_g = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{pM}{zT} \quad (1-73)$$

μ_g : viscosidad del gas a P y T

ρ_g : densidad del gas

MM: peso molecular del gas (28.6 γ_g)

z: factor de compresibilidad del gas

P: presión

T: temperatura

♦ **FACTOR VOLUMEN DEL GAS.**

El factor de volumen de gas se calcula con la siguiente ecuación:

$$B_g = 0.02827 \frac{zT}{P} \quad (1-74)$$

Si se desea expresar en bl, se divide por 5.615:

$$B_g = 0.00503 \frac{zT}{P} \quad (1-75)$$

Donde:

B_g : factor de volumen del gas

z: factor de compresibilidad del gas

P: presión

T: temperatura

◆ **FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS Z.**

Método de Papay, J.

La ecuación para el cálculo de z es la siguiente:

$$z = 1 - \frac{3.52P_{sr}}{10^{0.9813T_{sr}}} + \frac{0.274P_{sr}^2}{10^{0.8157T_{sr}}} \quad (1-76)$$

Donde:

P_{sr}: Presión pseudoreducida

T_{sr}: Temperatura pseudoreducida

Método de Brill, J.P. y Beggs, H.D.

La ecuación para el cálculo de z es la siguiente:

$$z = A + \frac{1 - A}{\exp(B)} + C_{P_{sr}}^D \quad (1-77)$$

Donde:

$$A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{sr} - 0.10 \quad (1-78)$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{sr})P_{sr} + \left[\frac{0.066}{T_{sr} - 0.86} - 0.037 \right] P_{sr}^2 + \frac{0.32}{10^{9(T_{sr}-1)}} P_{sr}^6 \quad (1-79)$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{sr} \quad (1-80)$$

$$D = \text{antilog}(0.3106 - 0.49T_{sr} + 0.1824T_{sr}^2) \quad (1-81)$$

P_{sr}: presión pseudoreducida

T_{sr}: temperatura pseudoreducida

El método no es válido para temperaturas pseudoreducidas fuera del rango de 1.2 a 2.4.

DENSIDAD DEL GAS.

La densidad del gas a condiciones normales, en lb/ft^3 está dada por:

$$\rho_g = 0.0763\gamma_g \quad (1-82)$$

Donde:

ρ_g : densidad del gas

γ_g : gravedad del gas

1.4. Ajuste de propiedades PVT utilizando una Ecuación de estado (EOS).

Una de las formas para ajustar propiedades PVT de un fluido, es mediante una ecuación de estado (EOS).

Una ecuación de estado representa una relación algebraica entre la presión, volumen, temperatura y la composición del fluido en cada fase. La mayoría de los cálculos PVT realizados para las mezclas de petróleo y gas se basan en una ecuación cúbica de estado (Pedersen, 2007).

La ecuación más simple es la Ley de los Gases Ideales, la cual aplica únicamente a bajas presiones o altas temperaturas, y no considera el volumen ocupado por las moléculas y las fuerzas intermoleculares entre ellas. Las demás ecuaciones de estado existentes intentan solventar estas dos deficiencias, más adelante se muestran ejemplos de ellas.

La ecuación de los gases ideales es la siguiente:

$$P = \frac{RT}{\bar{V}} \quad (1-83)$$

Donde:

P: presión

T: temperatura

R: constante universal de los gases

\bar{V} : volumen molar

Esta ecuación considera que el volumen de las moléculas resulta insignificante al compararlo respecto al volumen que ocupa la masa de gas, las moléculas del gas están separadas por grandes distancias, por lo que las fuerzas de atracción y repulsión pueden despreciarse, y las colisiones entre las moléculas son perfectamente elásticas, por lo que la energía se conserva (Pedersen, 2007).

Ecuación de estado de van der Waals.

La ecuación de van der Waals fue el primer acercamiento satisfactorio a la formulación de una ecuación de estado para gases no ideales. Esta es una ecuación cúbica propuesta en 1873 y es la primera ecuación capaz de representar la coexistencia líquido- vapor; van der Waals explicaba que las moléculas de gas ocupan una fracción significativa de volumen a presiones altas, así, propuso que el volumen de las moléculas representado por el parámetro *b* debe restarse del volumen molar real de la ecuación; también restó un término de corrección para tomar en cuenta las fuerzas de atracción entre las moléculas.

$$P = \frac{RT}{\bar{V} - b} - \frac{a}{\bar{V}^2} \quad (1-84)$$

Donde:

$$a = \frac{27 R^2 T_c^2}{64 P_c} \quad (1-85)$$

$$b = \frac{RT_c}{8P_c} \quad (1-86)$$

T_c : temperatura en el punto crítico

P_c : presión en el punto crítico

Con la ecuación de van der Waals los cálculos son raramente exactos ya que se limita a presiones bajas (Pedersen, 2007).

Ecuación de estado de Redlich-Kwong.

Fue hasta 1948 cuando se propuso la ecuación de estado de Redlich-Kwong, en la cual se modificó el término de fuerzas de atracción de presión de Van der Waals lo que mejoró su exactitud incluyendo un término dependiente de la temperatura. Así como la predicción de las propiedades físicas y volumétricas de la fase gas.

$$P = \frac{RT}{\bar{V} - b} - \frac{a}{\bar{V}^2 + b\bar{V}} \quad (1-87)$$

Donde:

$$a = 0.42748R^2T_c^{2.5}/P_cT^{0.5} \quad (1-88)$$

$$b = 0.98664RT_c/P_c \quad (1-89)$$

Sustituyendo valores en la ecuación 1.89, y expresando la ecuación resultante en una ecuación de forma cúbica, se obtiene:

$$z^3 - z^2 + (A - B - B^2)z - AB = 0 \quad (1-90)$$

Donde:

$$A = \frac{aP}{R^2T^{2.5}} \quad (1-91)$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (1-92)$$

Así, la ecuación proporciona una raíz real para z en la región de una fase y tres raíces reales en la región de dos fases. Para esta última, la raíz de mayor valor corresponde al factor de compresibilidad de la fase gas y la raíz de menor valor corresponde a la fase líquida.

Para mezclas de hidrocarburos líquidos o gaseosos, Redlich y Kwong extendieron la aplicación utilizando reglas de mezclado (Pedersen, 2007).

Para una mezcla de hidrocarburo líquido, y una mezcla de gas hidrocarburo se tienen las siguientes reglas de mezclado:

$$a_m = \left[\sum_{j=1}^N x_j a_j^{0.5} \right]^2 \quad (1-93)$$

$$b_m = \left[\sum_{j=1}^N x_j b_j \right] \quad (1-94)$$

$$a_j = \Omega_a \frac{T_{cj}^{2.5} R^2}{p_{cj}} \quad (1-95)$$

$$b_j = \Omega_b \frac{R T_{cj}}{p_{cj}} \quad (1-96)$$

Donde:

N : Número de componentes de la mezcla

a_j : Parámetro a de la ecuación de Redlich – Kwong para el componente \hat{j}

b_j : Parámetro b de la ecuación de Redlich – Kwong para el componente \hat{j}

a_m : Parámetro a de la mezcla

b_m : Parámetro b de la mezcla

x_j : Fracción mol del componente \hat{j} en la mezcla líquida

Ecuación de estado de Peng-Robinson.

En 1976 se presentó la ecuación de estado de Peng-Robinson, la cual representa fácilmente y con exactitud la relación entre temperatura, presión y composición de la fase en sistemas binarios y multicomponentes (Pedersen, 2007). La ecuación es la siguiente:

$$P = \frac{RT}{\bar{V} - b} - \frac{a(T)}{\bar{V}(\bar{V} + b) + b(\bar{V} - b)} \quad (1-97)$$

Donde:

$$a(T) = a_c \alpha(T) \quad (1-98)$$

$$a_c = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (1-99)$$

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2 \quad (1-100)$$

$$b = \frac{0.07780RT_c}{P_c} \quad (1-101)$$

$$\alpha(T) = \left(1 + m \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right)^2 \quad (1-102)$$

Sustituyendo valores en la ecuación, y expresando la ecuación resultante en una ecuación de forma cúbica, se obtiene:

$$z^3 - z^2 + (A - B - B^2)z - AB = 0 \quad (1-103)$$

Donde:

$$A = \frac{a(T)P}{(RT)^2} \quad (1-104)$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad (1-105)$$

Para la ecuación de estado de Peng-Robinson, en la fase líquida, las reglas de mezclado recomendadas son las siguientes:

$$a_T = \sum_i \sum_j x_i x_j (a_c \alpha)_{ij} \quad (1-106)$$

$$b_m = \sum_i x_i b_i \quad (1-107)$$

$$A_m = \sum_i \sum_j x_i x_j A_{ij} \quad (1-108)$$

$$B_m = \sum_i x_i B_i \quad (1-109)$$

$$(a_c \alpha)_{ij} = (1 - k_{ij}) \sqrt{(a_c \alpha)_i (a_c \alpha)_j} \quad (1-110)$$

Donde:

k_{ij} : coeficientes de interacción binarios

A_m : parámetro a de la mezcla

B_m : parámetro b de la mezcla

a_T : $a_c \alpha$

Para la fase gaseosa las reglas de mezclado son las siguientes:

Donde:

$$a_T = \sum_i \sum_j y_i y_j (a_c \alpha)_{ij} \quad (1-111)$$

$$b_m = \sum_i y_i b_i \quad (1-112)$$

$$A_m = \sum_i \sum_j y_i y_j A_{ij} \quad (1-113)$$

$$B_m = \sum_i y_i B_i \quad (1-114)$$

$$(a_c \alpha)_{ij} = (1 - k_{ij}) \sqrt{(a_c \alpha)_i (a_c \alpha)_j} \quad (1-115)$$

k_{ij} : coeficientes de interacción binarios

A_m : parámetro a de la mezcla

B_m : parámetro b de la mezcla

a_T : $a_c \alpha$

1.5. Tecnologías para el transporte de fluidos basadas en productos químicos.

Los aceites pesados y extrapesados, son aceites viscosos y de gravedad °API menor a 22; con valores de presión de saturación menores en comparación a los aceites ligeros, por lo que su extracción es complicada. Por ello se presentan grandes retos en su producción, transporte y refinación.

Para enfrentarlos, es fundamental que los ingenieros encargados puedan contar con herramientas precisas y predictivas de las principales propiedades termofísicas y reológicas del fluido, a fin de describir el comportamiento del fluido durante todo el proceso y así el asegurar el flujo ininterrumpido de estos aceites.

Para lograr esto, se han desarrollado diversas tecnologías. Entre ellas se encuentra la aplicación de productos químicos para diferentes fines, por ejemplo, reductores de viscosidad, inhibidores de la formación de sólidos orgánicos e inorgánicos, inhibidores de corrosión, desemulsificantes y mejoradores de flujo. Estos últimos ayudan a mejorar y optimizar las condiciones de transporte. La aplicación de dichos aditivos busca

generar un aumento en la fluidez y que provea condiciones favorables para el transporte en superficie del aceite.

Los mejoradores de flujo son compuestos poliméricos cuya estructura química, en general, consiste de 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. Algunos de estos productos también son conocidos como modificadores cristalinos.

En la tabla 1.5 se presenta un breve resumen de algunos productos químicos que se distribuyen comercialmente por diversas empresas y se emplean para reducir la viscosidad y/o mejorar el transporte de aceites pesados y extrapesados en las tuberías.

Tabla 1.5 – Productos químicos mejoradores de flujo

PRODUCTO	DESCRIPCIÓN	TIPO	BENEFICIOS	REFERENCIAS
I	Viscoreductor que al interactuar con las moléculas de hidrocarburo reduce sus fuerzas interfaciales incrementando la separación intermolecular.	Bio reductor de viscosidad	No requiere calentamiento, mayor flujo de crudo a menor presión, disponibilidad de diluyente y previene precipitaciones de asfaltenos en la tubería.	Tríptico, Tecpen www.tecpen.com.co
II	Reductor de la viscosidad para el aceite pesado.	Reductor de viscosidad	Mejora la eficiencia de la bomba, reutilización del agua producida, aumenta la tasa de producción, mejora la vida del yacimiento, garantiza la integridad de activos y reduce el costo total de operación.	Tríptico, Nalco www.nalco.com
III	Este producto se mezcla con agua a una concentración de 1 a 1,25%. Se debe bombear el fluido mezclado en la formación a través de la tubería de producción, e inyectar vapor o agua caliente para un mejor resultado.	Reductor de viscosidad a base de agua	Se requieren dosis bajas, tiene velocidad emulsificante alta y fuerte estabilidad de la emulsión.	Tríptico, Landys www.landys.com
IV	Suspensión acuosa que posee óptimas características, reduce la fricción hasta un 80%.	Mejorador de flujo	Permite aumentar los caudales con la misma presión de bombeo, mantiene el valor del flujo al tiempo que reduce la presión de línea.	Tríptico, Conoco Phillips
V	Diseñado para tuberías multifase y aplicaciones donde la logística, los costos de transporte y/o envío del producto pueden ser costosos. Para aplicaciones a mar abierto.	Mejorador de flujo	Aumenta las tasas de flujo mientras se mantienen presiones de gasoductos actuales, mantiene el flujo mediante la reducción de presiones latentes y permite el cierre intermedio de estaciones de bombeo.	Tríptico, Conoco Phillips

2. PROPIEDADES DE TRANSPORTE DE FLUIDOS.

2.1. Medición de la viscosidad de aceites pesados y extrapesados.

Bird (2003), definió la viscosidad como la propiedad física que caracteriza la resistencia al flujo de los fluidos. Generalmente, se mide en poise (P) y centiPoise (cP). Un Poise es la unidad básica de viscosidad y se define como la fuerza (dinas) aplicada a un área de 1 cm^2 en 1 segundo.

La viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido resultado de la aplicación de un esfuerzo cortante. La viscosidad es función de la temperatura y de la presión, al haber un incremento en la temperatura la viscosidad del fluido disminuye, hasta la P_b .

Si se considera un proceso isotérmico, la **viscosidad del aceite** solo dependerá de la presión. La presión inicial provee la máxima viscosidad para la etapa de bajo saturación, y conforme la presión disminuye la viscosidad también lo hará, hasta la presión de burbujeo, donde incrementa la viscosidad debido a que en la liberación de gas se van los componentes más ligeros quedando así los componentes pesados en el aceite, como se muestra en la Figura 2.1.

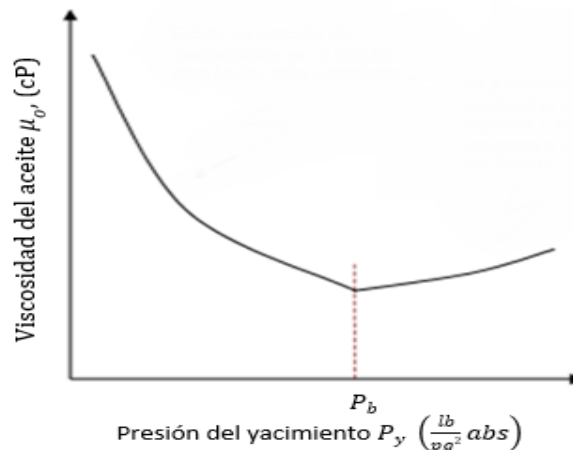


Figura 2.1 – Comportamiento de la viscosidad como función de la presión a temperatura constante (Modificado de Arévalo, 2012).

El cálculo experimental para viscosidad del gas en el laboratorio es muy difícil, por lo que se estima utilizando correlaciones a partir de las densidades relativas, medidas en el proceso de separación diferencial (Bird, 2003).

Ley de Newton de la viscosidad.

Esta ley establece que la fuerza de cizalla por unidad de área es proporcional al gradiente negativo de la velocidad local. Es decir, se considera un fluido contenido entre dos láminas planas y paralelas, de área A , separadas entre sí por una distancia muy pequeña representados con la Figura 2.2. Supongamos que el sistema está inicialmente en reposo, pero que al cabo del tiempo $t=0$, la lámina inferior se pone en movimiento en la dirección del eje X , con una velocidad constante V . A medida que transcurre el tiempo el fluido gana movimiento y finalmente se establece el perfil de velocidad en régimen estacionario. Una vez alcanzado dicho estado estacionario de movimiento, es preciso aplicar una fuerza constante F para conservar el movimiento de la lámina inferior (Bird, 2003). Esta fuerza viene dada por:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{V}{Y} \quad (2-1)$$

Es decir, que la fuerza F por unidad de área A es proporcional a la disminución de la velocidad V con la distancia Y . La constante de proporcionalidad μ se denomina viscosidad del fluido.

La viscosidad permanece constante a pesar de los cambios en el esfuerzo cortante.

El esfuerzo cortante que se ejerce en la dirección X sobre la superficie de un fluido, situada a una distancia constante Y , por el fluido existente en la región donde Y es menor, se designa por τ_{yx} , y el componente X del vector de velocidad del fluido, por V_x .

$$\tau_{yx} = -\mu \frac{dv_x}{dy} \quad (2-2)$$

El término $-\frac{dv_x}{dy}$ es denominado velocidad de corte o cizallamiento.

Esta es la Ley de Newton de la viscosidad, y los fluidos que la cumplen se denominan fluidos Newtonianos. Todos los gases y la mayor parte de los líquidos sencillos se comportan de acuerdo a dicha ecuación. Los fluidos que no obedecen a esta ley son esencialmente pastas, suspensiones y polímeros de elevado peso molecular, llamados fluidos No Newtonianos (Bird, 2003).

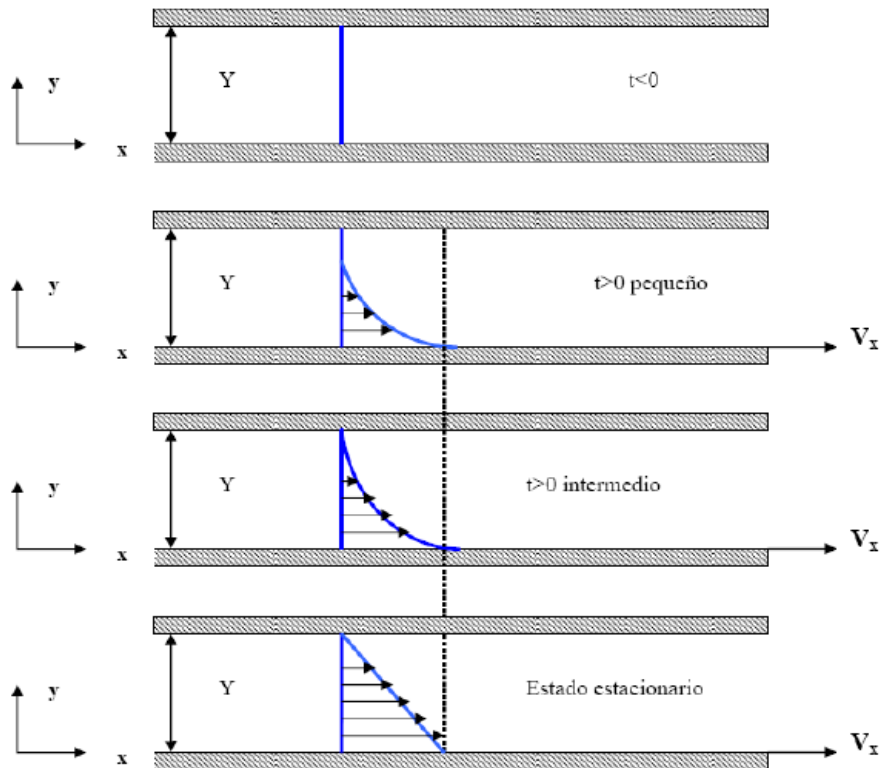


Figura 2.2 - Formación del perfil de velocidad en estado estacionario para un fluido contenido entre dos láminas (Bird, 2003).

Existen tres tipos de viscosidad:

- ◆ Viscosidad cinemática, esta, es la viscosidad del fluido dividida entre su densidad (masa por unidad de volumen).

$$v = \frac{\mu}{\rho} \quad (2-3)$$

- ◆ Viscosidad dinámica o absoluta, denominada μ y definida con la ley de Newton de la viscosidad.

- ◆ Viscosidad aparente, definida como el cociente entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación; este término se utiliza para la viscosidad de fluidos No Newtonianos.

Cabe mencionar que a temperatura ambiente la viscosidad del agua tiene un valor aproximado de 1 cP y la viscosidad del aire es 0.02 cP.

En el caso de los gases de baja densidad la viscosidad aumenta con la temperatura, mientras que en el caso de los líquidos la viscosidad generalmente disminuye al aumentar la temperatura. Desde un punto de vista molecular, en el caso de los gases (en los que las moléculas recorren distancias grandes entre las colisiones), la cantidad de movimiento se transporta esencialmente por las moléculas que se desplazan libremente, mientras que en los líquidos (en los que las moléculas recorren solamente distancias muy cortas entre las colisiones), el mecanismo principal del transporte de cantidad de movimiento consiste en el choque efectivo de las moléculas (Bird, 2003).

Fluidos No Newtonianos.

De acuerdo a la Ley de la Viscosidad de Newton al representar gráficamente τ_{yx} frente a $-\left(\frac{dv_x}{dy}\right)$ para un fluido determinado, debe obtenerse una línea recta que pasa por el origen de coordenadas, y cuya pendiente es la viscosidad del fluido a una cierta temperatura y presión. Sin embargo, existen algunos materiales que no se comportan de acuerdo a esta ley, conocidos como fluidos No Newtonianos (Bird, 2003). El tema de flujo No Newtoniano constituye parte de la reología, de la cual se hablará más adelante en este trabajo.

El comportamiento reológico, en estado estacionario de la mayor parte de los fluidos, puede establecerse mediante una forma generalizada de la ecuación de la Ley de Newton:

$$\tau_{yx} = -n \frac{dv_x}{dy} \quad (2-4)$$

En la que n puede expresarse a su vez en función de $\frac{dv_x}{dy}$ o de τ_{yx} indistintamente.

En las regiones en que n disminuye al aumentar el gradiente de velocidad $-\left(\frac{dv_x}{dy}\right)$, el comportamiento se denomina pseudoplástico; y dilatante en las que n aumenta. Si n resulta independiente del gradiente de velocidad, el fluido se comporta como Newtoniano y entonces $n = \mu$.

En la Figura 2.3 puede observarse la comparación de los modelos con el modelo Newtoniano.

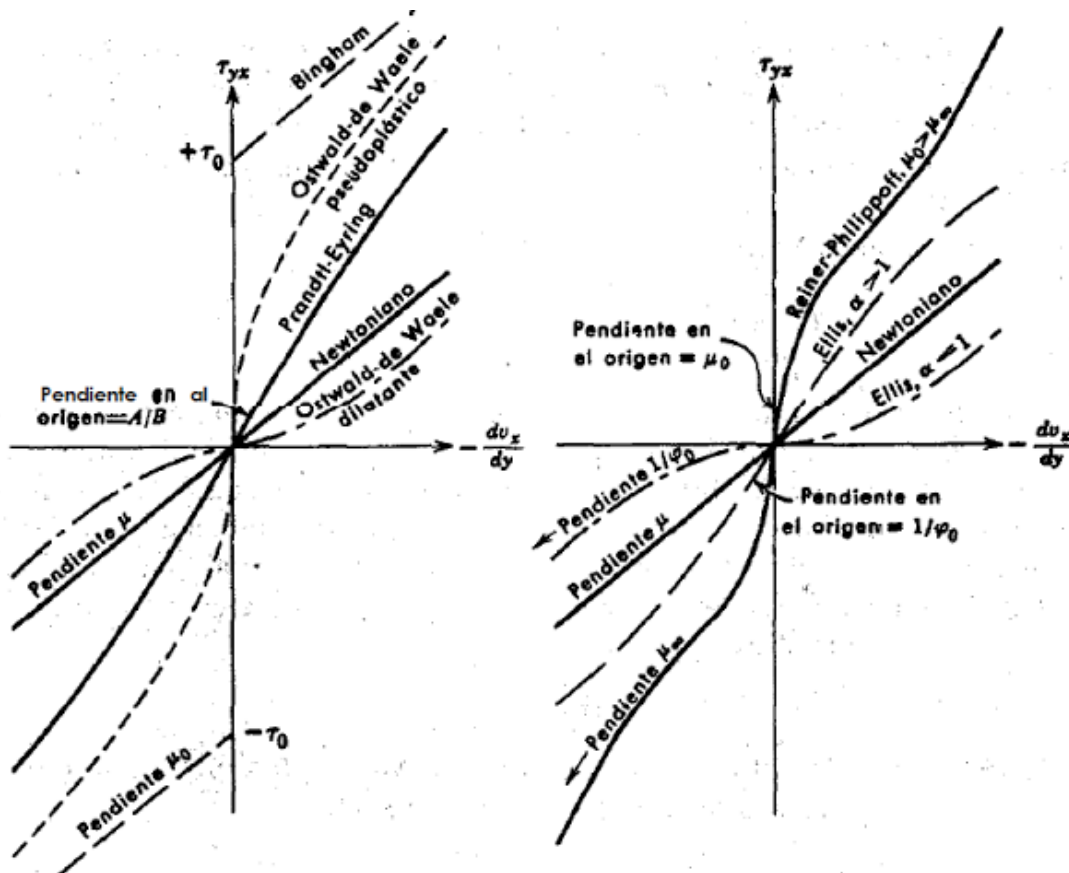


Figura 2.3 – Resumen de modelos No Newtonianos en estado estacionario. Con fines comparativos se indica también el modelo Newtoniano (Bird, 2003)

Se han propuesto numerosas ecuaciones o modelos para expresar la relación que existe, en estado estacionario, entre el esfuerzo cortante y $\frac{dv_x}{dy}$. A continuación se presenta un resumen de cinco modelos cuyas ecuaciones contienen parámetros positivos cuyo valor numérico puede determinarse correlacionando los datos experimentales a presión y temperatura constantes (Bird, 2003).

Modelo de Bingham.

$$\tau_{yx} = -\mu_0 \frac{dV_x}{dy} \pm \tau_0 \quad \text{Si } |\tau_{yx}| > \tau_0 \quad (2-5)$$

$$\frac{dV_x}{dy} = 0 \quad \text{Si } |\tau_{yx}| < \tau_0 \quad (2-6)$$

Toda sustancia que se comporta de acuerdo a este modelo se denomina plástico de Bingham, permanece rígida mientras el esfuerzo cortante es menor de un determinado valor de τ_0 , por encima del cual se comporta de forma similar a un fluido Newtoniano (Bird, 2003).

Modelo de Ostwald-de Waele o Ley de Potencia.

$$\tau_{yx} = -m \left| \frac{dV_x}{dy} \right|^{n-1} \frac{dV_x}{dy} \quad (2-7)$$

Para $n = 1$ se transforma en la Ley de la viscosidad de Newton, siendo $m = \mu$; así, la desviación del valor de n con respecto a la unidad es una medida del grado de desviación del comportamiento Newtoniano. Cuando n es menor que uno, el comportamiento es pseudoplástico, mientras que para valores superiores a la unidad es dilatante (Bird, 2003).

Modelo de Eyring.

$$\tau_{yx} = A \sinh \left(-\frac{1}{B} \frac{dV_x}{dy} \right) \quad (2-8)$$

Este modelo de dos parámetros predice el comportamiento pseudoplástico para valores finitos de τ_{yx} , y tiende asintóticamente a la ley de la viscosidad de Newton cuando τ_{yx} tiende hacia cero, siendo este caso $\mu = A/B$ (Bird, 2003).

Modelo de Ellis.

$$-\frac{dV_x}{dy} = \left(\varphi_0 + \varphi_1 |\tau_{yx}|^{\alpha-1} \right) \tau_{yx} \quad (2-9)$$

Este modelo consta de tres parámetros positivos ajustables φ_0 , φ_1 y α . Si se toma para α un mayor valor que la unidad el modelo tiende hacia la Ley de Newton para valores bajos de τ_{yx} , mientras que si se elige para α un valor menor que la unidad, la Ley de Newton se establece para valores elevados de τ_{yx} . El modelo presenta una gran flexibilidad y en él están comprendidas tanto la Ley de Newton como la Ley de Potencia (Bird, 2003).

Modelo de Reiner-Philippoff.

$$-\frac{dV_x}{dy} = \left(\frac{1}{\mu_\infty} + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \left(\frac{\tau_{yx}}{\tau_s}\right)^2} \right) \tau_{yx} \quad (2-10)$$

Este modelo contiene tres parámetros positivos ajustables μ_0 , μ_∞ y τ_s . Teniendo en cuenta que frecuentemente se ha observado que el comportamiento newtoniano se presenta, tanto para valores muy bajos como muy elevados del gradiente de velocidad, el modelo fue planteado con el fin de transformar $\mu = \mu_0$ y $\mu = \mu_\infty$, respectivamente.

En estado estacionario pueden existir otras formas de comportamiento No Newtoniano. Por ejemplo, los fluidos que presentan un cambio en su estructura interna al aplicar un esfuerzo se denominan **tixotrópicos**, éstos, solo pueden recuperar su viscosidad inicial tras un tiempo de reposo; contrario a estos, recibiendo el nombre de **reopécticos** se encuentran los fluidos cuya viscosidad aumenta con el tiempo y con la velocidad de deformación aplicada. Los fluidos que recuperan parcialmente su forma original al cesar el esfuerzo cortante se denominan **viscoelásticos** (Bird, 2003).

Influencia de la presión y temperatura sobre la viscosidad.

De acuerdo a Bird (2003), cuando se carece de datos experimentales y no se dispone de tiempo para obtenerlos, la viscosidad se puede estimar mediante métodos empíricos, utilizando otros datos de la sustancia en cuestión.

La Figura 2.4 es una representación gráfica de la viscosidad reducida $\mu_r = \mu/\mu_c$, que es la viscosidad a una determinada temperatura y presión, dividida por la viscosidad

correspondiente al punto crítico. En la figura se representa la viscosidad reducida frente a la temperatura $T_r = T/T_c$ y la presión $P_r = P/P_c$ reducidas.

Se observa que la viscosidad de un gas tiende hacia un valor límite definido, cuando la presión tiende hacia cero a una determinada temperatura; para la mayor parte de los gases, este límite se alcanza a la presión de 1 atmósfera.

Generalmente, no se dispone de valores experimentales de μ_c , pero se pueden estimar siguiendo uno de los dos procedimientos siguientes:

- ◆ Si se conoce el valor de la viscosidad para una cierta temperatura y presión reducidas, a ser posible en las condiciones más próximas a las que se desean, puede calcularse μ_c mediante la expresión:

$$\mu_c = \mu/\mu_r \quad (2-11)$$

- ◆ Si sólo se conocen los valores críticos de presión, volumen y temperatura, μ_c puede calcularse como:

$$\begin{aligned} \mu_c &= 61.6(MMT_c)^{\frac{1}{2}}(\bar{V}_c)^{-\frac{2}{3}} \\ \mu_c &= 7.70MM^{\frac{1}{2}}P_c^{\frac{2}{3}}T_c^{-\frac{1}{6}} \end{aligned} \quad (2-12)$$

En las que μ_c está expresado en microPoisés, P_c en atmósferas, T_c en K y \bar{V}_c en $cm^3/g - mol$.

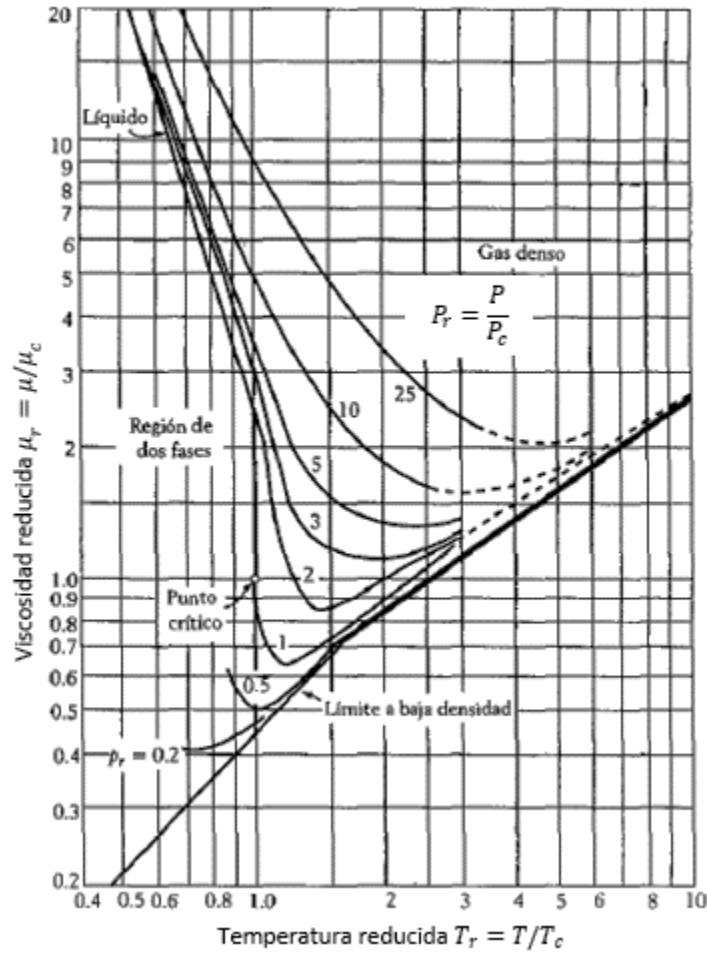


Figura 2.4 - Viscosidad reducida como una función de la temperatura reducida, para varios valores de la presión reducida (Modificada de Bird, 2003).

En la Figura 2.5 se muestra la representación gráfica de $\mu^\# = \mu/\mu^0$, que es la viscosidad a una determinada temperatura y presión, dividida por la viscosidad a la misma temperatura y a la presión atmosférica.

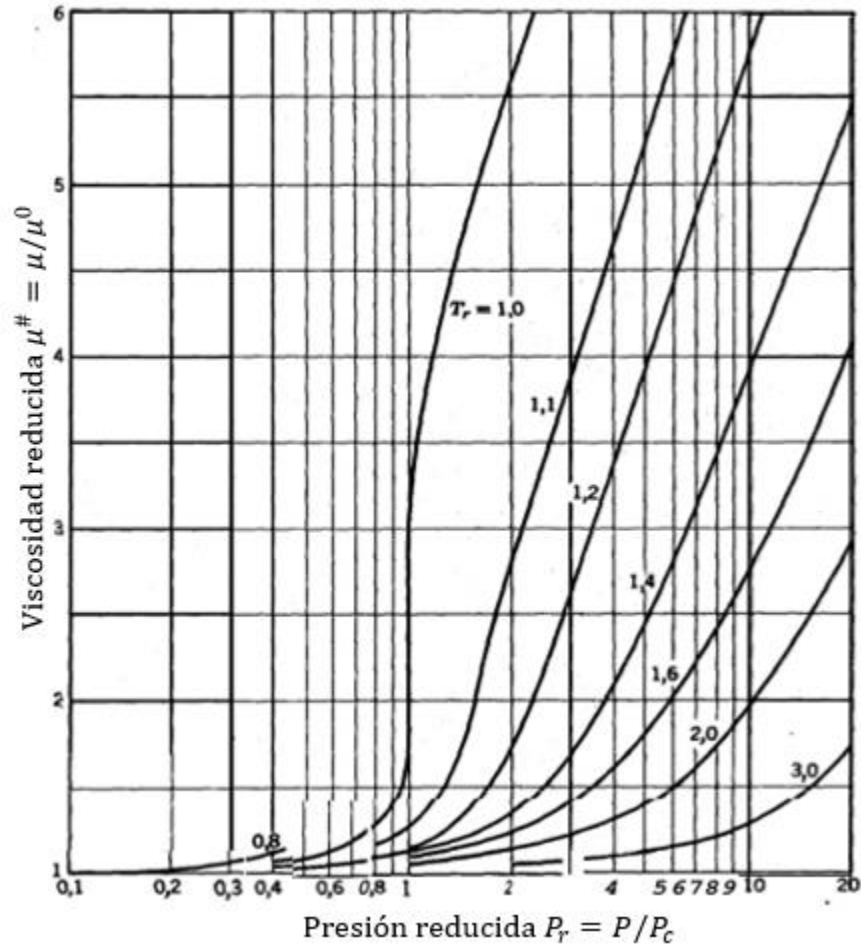


Figura 2.5 - Viscosidad reducida, en función de la temperatura reducida y la presión reducida (Modificado de Carr, 1954).

La viscosidad de un fluido se puede medir con instrumentos de laboratorio llamados viscosímetros. Con fines ilustrativos a continuación se muestran las características de un equipo típico de viscosimetría comercial.

Viscosímetro Stabinger.

El viscosímetro Stabinger SVM 3000 es un dispositivo de rotación con geometría cilíndrica. Está constituido según el principio de Couette modificado, con un tubo exterior en rápida rotación y un rotor de medición interior, con una rotación más lenta. En la Figura 2.6 se muestra un dispositivo.



Figura 2.6 – Viscosímetro Stabinger.

La determinación de la viscosidad con viscosímetros de rotación se basa en una medición de torque y rapidez angular. En el interior de este viscosímetro, un imán en rotación crea un campo de corriente inducida con un momento de frenado exacto en dependencia de la rapidez angular. El torque de la corriente inducida se mide con una resolución extremadamente alta. En combinación con el sistema termostático-termoeléctrico integrado, esto asegura una precisión incomparable. La resolución del torque es de un valor insuperado de 50 pico-nm. Por esto se requiere tan sólo una celda de medición muy compacta.

La celda de medición contiene un tubo en rotación con velocidad constante. El tubo se llena con la muestra. En la muestra flota el rotor de medición con un imán integrado. Debido a la baja densidad del rotor, éste se mantiene centrado mediante la fuerza centrífuga. El rotor flotando libremente no requiere ningún rodamiento, por lo que no hay fricción.

Con solo 2.5 ml de muestra, determina la viscosidad dinámica y cinemática, así como la densidad de distintos fluidos, por ejemplo; lubricantes, aceite usado, aceite de

transformador, petróleo crudo, gasóleo, aceite vegetal o vaselina. El pequeño volumen de la muestra permite cambios de temperatura extremadamente rápidos y cortos tiempos de equilibrio.

Después del inicio de la medición, el rotor alcanza una velocidad estable. Esto es determinado por el equilibrio entre el efecto de frenado de la corriente inducida y las fuerzas propulsoras de cizallamiento de la muestra. La viscosidad dinámica se calcula mediante la velocidad del rotor.

Para poder calcular la viscosidad cinemática basada en la viscosidad dinámica, debe conocerse la densidad de la muestra. Por este motivo, el viscosímetro está equipado con una celda de medición de densidad, según el principio de Oscilación del tubo en "U". Con las funciones estandarizadas, es posible determinar la densidad y la gravedad °API a las temperaturas estándar de 15 °C y 20 °C, como también a 60 °F, aunque las mediciones hayan sido realizadas a temperatura diferente (Anton Paar, 2012). Dicho equipo cuenta además con una pantalla táctil, como se muestra en la Figura 2.7.



Figura 2.7 - Pantalla táctil del Viscosímetro Stabinger.

2.2. Densidad.

Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico o en libras por ft^3 .

Capítulo 2

En resumen, la densidad de una sustancia es el cociente entre la masa y el volumen.

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (2-13)$$

Sus unidades son g/cm^3 y kg/m^3 en el Sistema Internacional.

La densidad depende de la presión y temperatura, y la variación de estas condiciones afecta en mayor medida a la densidad de los gases que a la de los líquidos (Arévalo, 2012).

En el Capítulo 1 de este trabajo de tesis se mencionaron las características de la densidad y su comportamiento. A continuación, se muestran las gráficas del comportamiento de la densidad respecto a la presión, resultados de una prueba PVT real. En la Figura 2.8 y Figura 2.9 se muestra el comportamiento típico de la densidad como función de la presión, tomadas de una prueba PVT real del año 2006 de un aceite ligero de 38.9 °API.

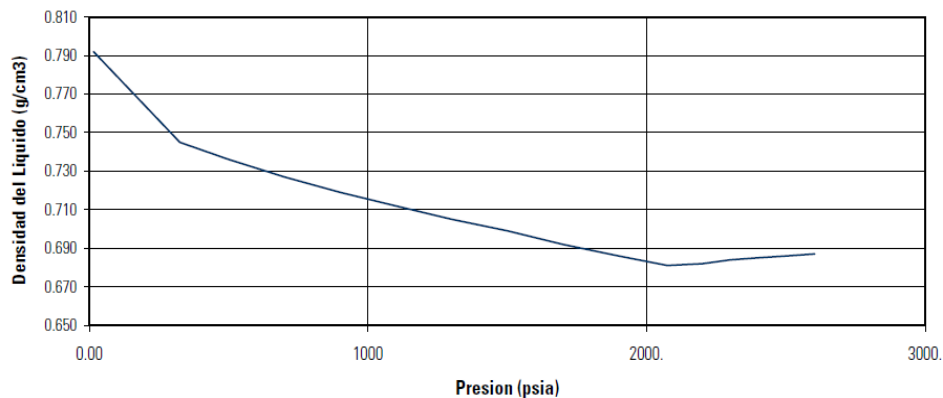


Figura 2.8 – Comportamiento típico de la densidad del líquido respecto a la presión (DBR, 2006).

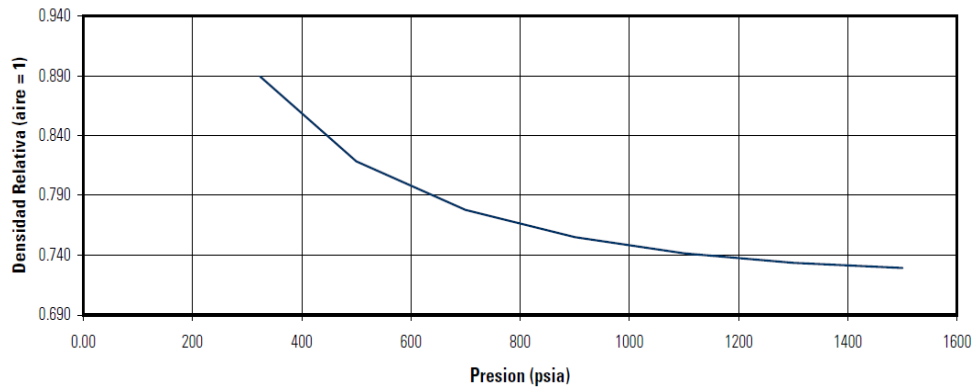


Figura 2.9 – Comportamiento típico de la densidad relativa del gas respecto a la presión (DBR, 2006).

La densidad se puede medir con un densímetro. A continuación, se muestran las características principales y funcionamiento de un equipo típico de Densitometría comercial.

Densímetro.

La medición se basa en el método de oscilación del tubo en U que fue inventado por el Dr.Hans Stabinger y el Dr. Hans Leopold en el Instituto de investigación Joanneum (Graz, Austria) y la empresa Anton Paar la introdujo por primera vez en el mercado en 1967.

El principio de funcionamiento del equipo se realiza de la siguiente forma. Se introduce la muestra en un tubo de vidrio borosilicato en forma de U, que se excita para que vibre a su frecuencia característica. La frecuencia característica cambia según la densidad de la muestra. A través de una determinación precisa de la frecuencia característica y una conversión matemática, la densidad de la muestra se puede medir. La densidad se calcula a partir del cociente entre el período de las oscilaciones del tubo en U y el oscilador de referencia:

$$Densidad = KA (Q^2)f_1 - KB (f_2) \tag{2-14}$$

Donde:

KA, KB : constantes del aparato

Q : cociente del periodo de oscilación del tubo en U , dividido por el periodo de oscilación del oscilador de referencia.

f_1, f_2 : Términos de corrección para temperatura, viscosidad y no linealidad.

En la Figura 2.10 se muestra un densímetro.



Figura 2.10 – Densímetro DMA 4100M

Los densímetros cuentan con distintos rangos de medición (Tabla 2.1) para las distintas propiedades que presentan las muestras al momento de su análisis. Por ejemplo la temperatura, presión, volumen y viscosidad (Anton Paar, 2012).

Tabla 2.1 – Rangos de medición de un densímetro típico (Anton Paar, 2012).

Densímetro	
Rango de medición	De 0 a 3 g/cm ³
Desviación estándar de la densidad	De 0,00005 g/cm ³ a 0,000001 g/cm ³
Desviación estándar de la temperatura	De 0,02°C a 0,001 °C
Tiempo de medición	Aproximadamente 30 s
Temperatura de medición	De 0 a 90 °C
Rango de presión	De 0 a 10 bar
Volumen de la muestra	Aproximadamente 1 ml
Sensor de presión del aire del ambiente	Si
Corrección de viscosidad del rango total	Si
Oscilador de referencia	Si
Detección automática de burbujas	Si
Verificación visual de la celda de medición	Cámara

2.3. Reología.

La reología (del griego *reos*, fluir y *logos*, estudio) es la ciencia del flujo y la deformación de la materia, describe la interrelación entre fuerzas, deformaciones y tiempo. Ésta es aplicable a todos los materiales, desde los gases hasta los sólidos. El filósofo griego Heraclito definió la reología como *panta rei*, todas las cosas fluyen, que quiere decir que si se espera tiempo suficiente todo fluirá.

La reología moderna fue fundada por Eugene Bingham en 1929 y Marcus Reiner en 1945, quienes estudiaron los distintos casos de los fluidos, basados en el artículo “Verdadera teoría de la elasticidad” publicado por Robert Hooke en 1678.

La reología de fluidos es usada para describir la consistencia de diferentes fluidos, normalmente mediante dos componentes, la viscosidad y la elasticidad. Por viscosidad

se entiende la resistencia a fluir o el “espesamiento” y por elasticidad la “pegajosidad” o “estructura”.

El comportamiento de los fluidos No Newtonianos ha cobrado una mayor importancia en los últimos años, en las disciplinas donde se tiene el manejo de los fluidos cuyo comportamiento del esfuerzo y la velocidad de corte no se puede caracterizar por medio de la Ley de Newton de la viscosidad y la industria petrolera no es la excepción. Ya que la explotación de este tipo de fluidos se ha incrementado notablemente en años recientes debido a la disminución de hidrocarburos ligeros.

Esto se debe a que el comportamiento de los fluidos No Newtonianos se aleja del comportamiento de acuerdo a la Ley de Newton de la viscosidad, por lo tanto, el comportamiento reológico se describe por medio de un modelo matemático o una correlación, con las propiedades del fluido a las condiciones en que se trabaje, para este caso serán las condiciones del yacimiento, de presión y temperatura altas.

Modelos reológicos.

Uno de los primeros acercamientos para conocer el comportamiento de la viscosidad es la elaboración de su gráfica de flujo, con el esfuerzo de corte (como eje y) y la velocidad de deformación o gradiente de velocidad (como eje x), en esta curva se observa la relación entre dos cantidades, si la relación resulta ser lineal entonces el comportamiento es la de un fluido Newtoniano; pero, si la relación es no lineal se trata entonces de un fluido No Newtoniano y la viscosidad es dependiente de la velocidad de deformación.

Para el caso del comportamiento de fluidos tipo No Newtonianos, se tienen los casos donde el valor de la viscosidad aumenta conforme se incrementa la velocidad de deformación y por lo tanto incrementa el esfuerzo de corte, los fluidos con este comportamiento son conocidos como **dilatantes**. En el caso en que la viscosidad disminuye al ir aumentando la velocidad de deformación, se presenta un adelgazamiento del fluido con la respectiva disminución del esfuerzo de corte, a estos fluidos se les denomina **pseudoplásticos**. Los fluidos en los cuales es necesario

sobrepasar un determinado valor de esfuerzo de corte para que comiencen a fluir, después de presentarse este esfuerzo de cedencia la viscosidad cambia en forma proporcional a la velocidad de deformación, a este tipo de fluidos se les conoce como **plásticos de Bingham**. Otro tipo de fluidos que necesita un esfuerzo de cedencia para comenzar a fluir es el tipo de **Herschel-Bulkley**, pero la diferencia está en que cuando fluye el comportamiento de su viscosidad asemeja al de un fluido pseudoplástico (Maestro, 2002). Estos diferentes comportamientos, se muestran en la Figura 2.11.

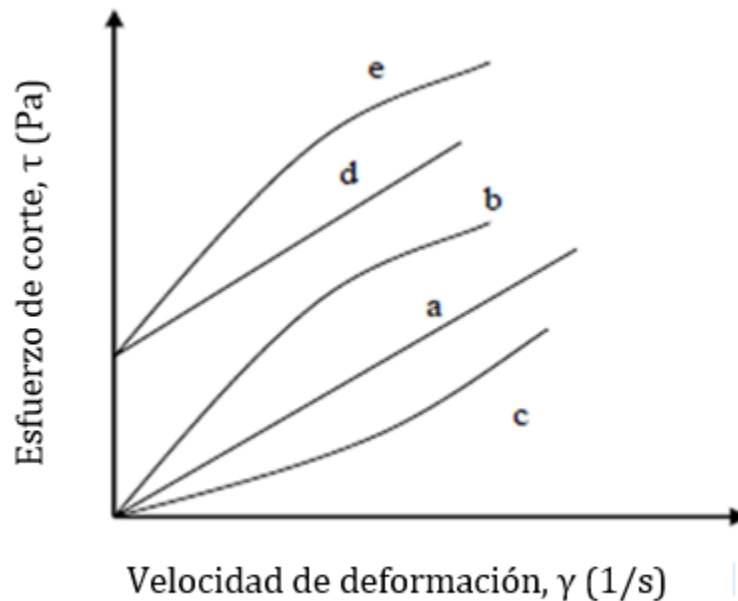


Figura 2.11 - Diferentes tipos de fluidos en la curva de flujo: (a) fluido newtoniano, (b) fluido pseudoplástico, (c) fluido dilatante, (d) plástico de Bingham y (e) fluido de Herschel-Bulkley (Modificado de Maestro, 2002).

Para los materiales que presentan adelgazamiento de la viscosidad, se realiza la gráfica de viscosidad aparente del fluido (en el eje y) y velocidad de deformación o gradiente de velocidad (en el eje x) en escala logarítmica. En esta gráfica se obtiene la variación de la viscosidad aparente con respecto a la velocidad de deformación y la curva representativa se muestra en la Figura 2.12.

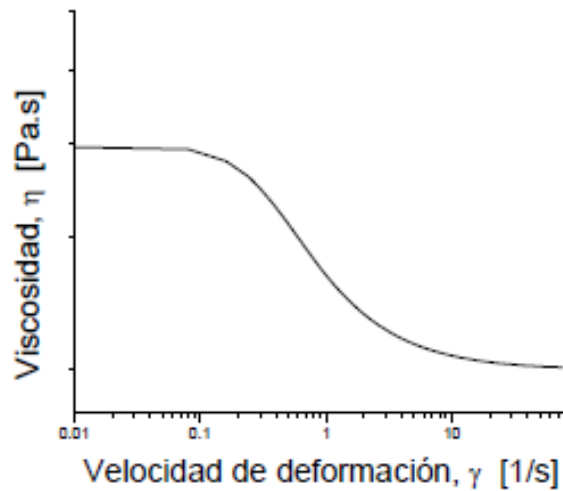


Figura 2.12 – Gráfica del comportamiento de la viscosidad aparente como función de la velocidad de deformación (Maestro, 2002).

En esta curva se observan dos zonas en las que la viscosidad es constante, una de ellas se encuentra a velocidades de deformación bajas y la segunda para velocidades de deformación altas, estas regiones son conocidas como región Newtoniana alta y baja. Para el valor más alto de la viscosidad constante se le nombra “viscosidad cero” y para el valor de la viscosidad constante más bajo se le identifica con el subíndice infinito.

El modelo que se ajusta a la curva, es el de Cross, el cual está definido por cuatro parámetros:

$$\frac{\eta - \eta_{\infty}}{\eta_0 - \eta_{\infty}} = \frac{1}{(1 + (K_0\gamma)^m)} \quad (2-15)$$

Donde:

η : viscosidad aparente del fluido

η_{∞} : viscosidad para velocidades de deformación altas

η_0 : viscosidad para velocidades de deformación bajas

K_0 : constante con dimensiones de tiempo

m : constante adimensional

γ : velocidad de deformación

Si la viscosidad del fluido se encuentra descrita después de la zona de comportamiento newtoniano a bajos valores de la velocidad de deformación es decir, $\eta \ll \eta_0$ entonces lo que modela el fluido será el modelo Sisko:

$$\eta = \eta_{\infty} + K\gamma^{n-1} \quad (2-16)$$

Otro modelo que se puede utilizar es el modelo de Ley de Potencias de Ostwald-de Waele, expuesto anteriormente en este trabajo. El modelo de Ley de Potencias es para fluidos acotados para cuando la viscosidad se encuentra en el intervalo $\eta \ll \eta_0$ y $\eta \gg \eta_{\infty}$.

En la Figura 2.13 se muestra las zonas donde son representativos los modelos antes mencionados, en la gráfica de viscosidad contra velocidad de deformación.

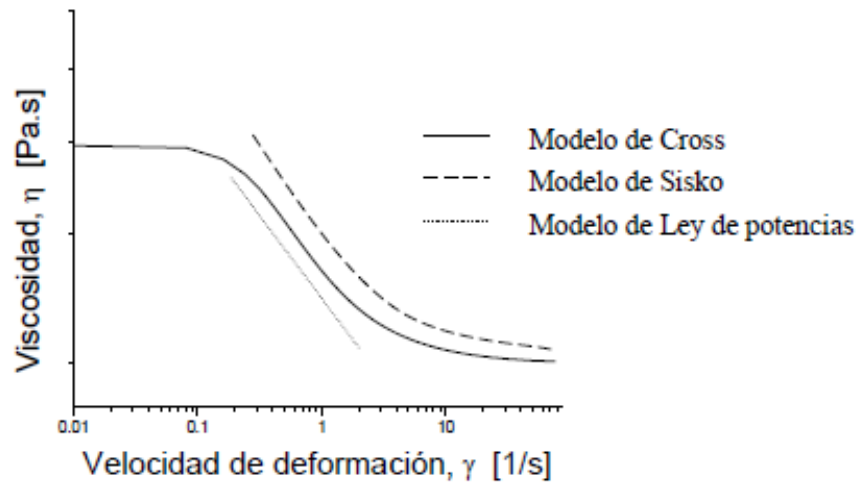


Figura 2.13 – Curvas de los modelos de Cross, Sisko y Ley de Potencias obtenidas en las gráficas de viscosidad aparente contra velocidad de deformación (Maestro, 2002).

Para un comportamiento del tipo plástico de Bingham, donde es necesario vencer un esfuerzo de cedencia para que inicie el flujo, se utiliza el modelo descrito anteriormente en este trabajo (Maestro, 2002).

Un modelo que tiene inmerso el comportamiento de plástico de Bingham es el de Herschel-Bulkley, el cual queda definido como:

$$\tau = \tau_c + K\gamma^n \quad (2-17)$$

Donde:

γ : *velocidad de deformación*

τ_c : *esfuerzo de cedencia*

K : *parámetro constante*

La reología de los fluidos se mide con instrumentos de laboratorio llamados reómetros. A continuación, se muestran las características principales y funcionamiento de un reómetro comercial típico.

Un reómetro es un instrumento de precisión que contiene material de interés en una configuración geométrica, controla el ambiente que lo rodea y aplica y mide amplios rangos de esfuerzo, deformación y velocidad de deformación.



Figura 2.14 - Ejemplo de equipo de Reometría típico.

El equipo mostrado en la Figura 2.14, es un reómetro comercial fabricado por la empresa TA Instruments. Se trata de un reómetro de tipo rotativo diseñado para trabajos de investigación, así como para la caracterización y desarrollo de materiales. Entre sus principales características cuenta con un dispositivo activador para el control de la deformación, un transductor de par de torsión normal (TRT, Torque Rebalance Transducer) y un transductor de fuerza normal (FRT, Force Rebalance Transducer) para mediciones de esfuerzo normal y esfuerzo en capas independientes (TA Instruments, 2014).

Este reómetro cuenta con las siguientes características:

- ◆ Control del esfuerzo y deformación de los fluidos a estudiar
- ◆ Muestreo rápido de datos
- ◆ Sistema electrónico separado
- ◆ Control de temperatura eficiente
- ◆ Superposición ortogonal que permite realizar técnicas de capas oscilantes de pequeña amplitud bidimensionales
- ◆ Permite realizar medición de sólidos en flexión, tensión y compresión.

2.4. Evaluación de productos químicos para el mejoramiento del transporte de aceites.

A continuación, se presenta un análisis de los principales trabajos presentados en la literatura científica abierta, relacionados con trabajos de evaluación de productos químicos aplicados al mejoramiento del transporte de aceites pesados y extrapesados (Cruz-Andrade et al., 2013; Cruz-Andrade et al., 2014).

El análisis se enfocó a estudios de evaluación del comportamiento reológico y de viscosidad de aceites crudos de diferentes calidades en presencia de aditivos químicos para diferentes fines; por ejemplo, mejoradores de flujo, inhibidores de formación de parafinas o reductores de viscosidad. De acuerdo a trabajos reportados en la literatura (Al Zahrani y Al-Fariss, 1998; Behbahani et al., 2008; Halim et al., 2011; Pedersen y Rønningsen, 2000; Pedersen, 2003; Wang et al., 2003), se presentan resultados de

trabajos en los que se analizó el comportamiento de la viscosidad como función de la concentración de productos químicos de diversa naturaleza a diferentes temperaturas. De estos estudios se observa que aún sin la presencia de algún aditivo químico, la viscosidad del crudo disminuye de forma importante al incrementar la velocidad de corte y la temperatura, un resultado esperado de acuerdo a lo discutido anteriormente.

En la Figura 2.15 y Figura 2.16 se presenta el resultado del trabajo de Behbahani y Rahmatollah, publicado en el 2008, en el cual se observa una importante dependencia de la velocidad de corte y la temperatura sobre la viscosidad de dos muestras de aceites con diferente gravedad API (34.1° y 25.1° respectivamente).

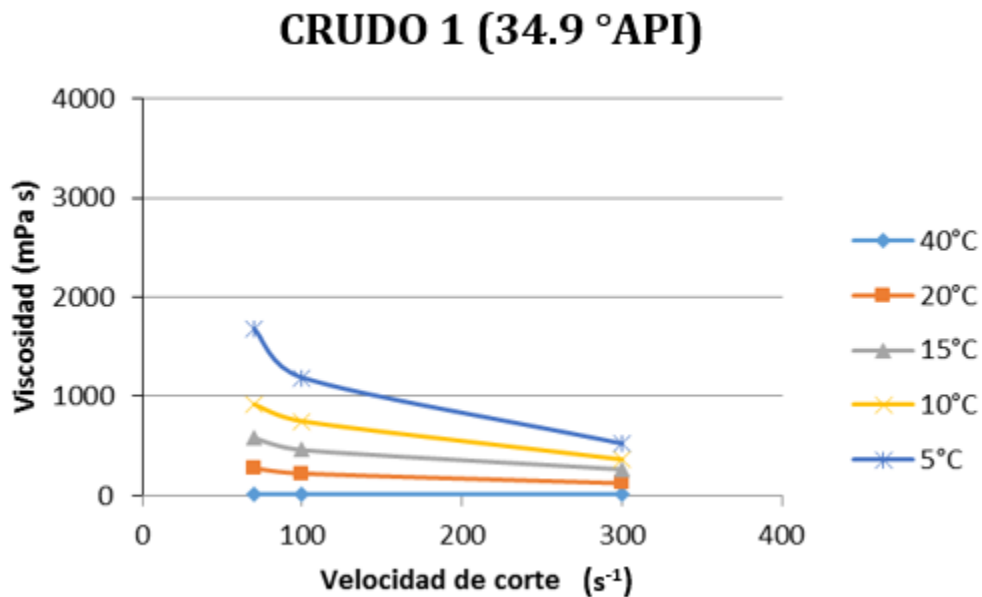


Figura 2.15 - Variación de la viscosidad de un crudo ligero como función de la velocidad de corte (Modificado de Behbahani y Rahmatollah, 2008)

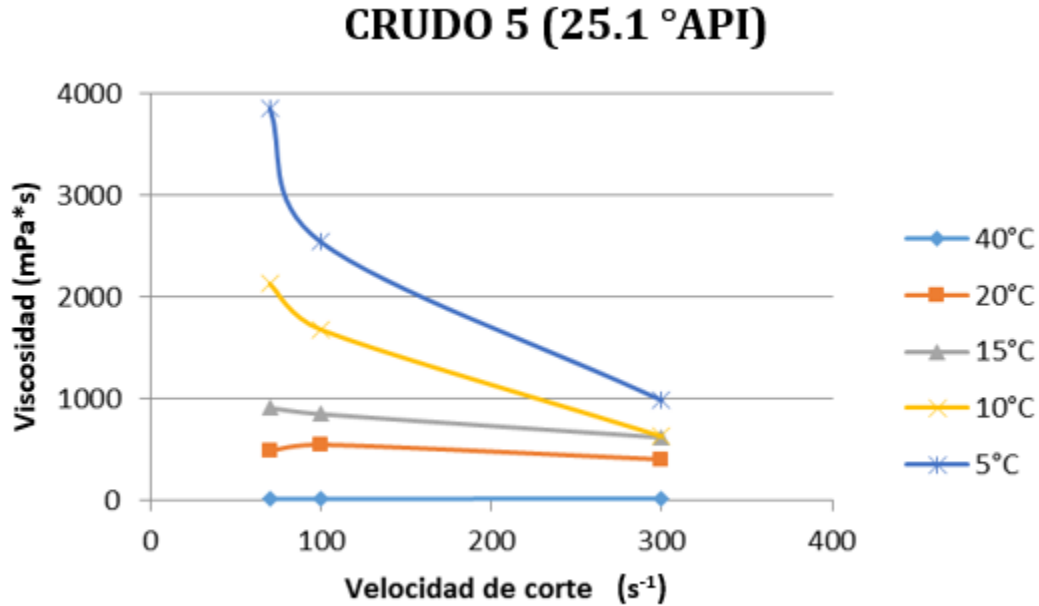


Figura 2.16 – Variación de la viscosidad de un crudo mediano como función de la velocidad de corte (Modificado de Behbahani y Rahmatollah, 2008).

De acuerdo a los estudios anteriores, se ha observado que la eficiencia del aditivo químico está en función de las características del mismo, método de aplicación, temperatura, el volumen a emplear y la calidad del crudo donde se empleará. En la Tabla 2.2 se muestra un resumen de la evaluación de diferentes aditivos aplicados a diferentes dosificaciones y en diferentes muestras de aceite crudo de distintas gravedades.

Tabla 2.2 – Resumen de aditivos químicos para mejorar el transporte de crudos encontrados en la literatura abierta

Gravedad de crudo °API	Dosificación ppm	Tipo de aditivo	Aplicación	Referencia
27.3	1000	Polybetaines (bipolares)	Inhibidores de ceras	Halim et al, 2011
34.9, 31.9, 28.5, 26.7 y 25.1	500-2000	Copolímero Ethylene-vinyl acetate (EVA)	Mejorador de flujo	Behbahani y Rahmatollah, 2008
33	200-1000	Inhibidores de formación de parafinas	Inhibidores de parafinas, punto de fluidez y viscosidad aparente.	Wang, 2003

En el mismo estudio presentado por Behbahani y Rahmatollah (2008), realizado en aceites altamente cerosos de Irán (gravidades API entre los 25° y 35°) se muestra el comportamiento de la viscosidad aparente como función de dos productos químicos (EVA 20 y EVA 40). A una dosificación de aproximadamente 100 ppm el EVA 20 logró mejores resultados en la reducción de la viscosidad. Se observa también que a dosificaciones superiores a 500 ppm no hay cambios considerables en las propiedades de transporte de los aceites evaluados en la Figura 2.17.

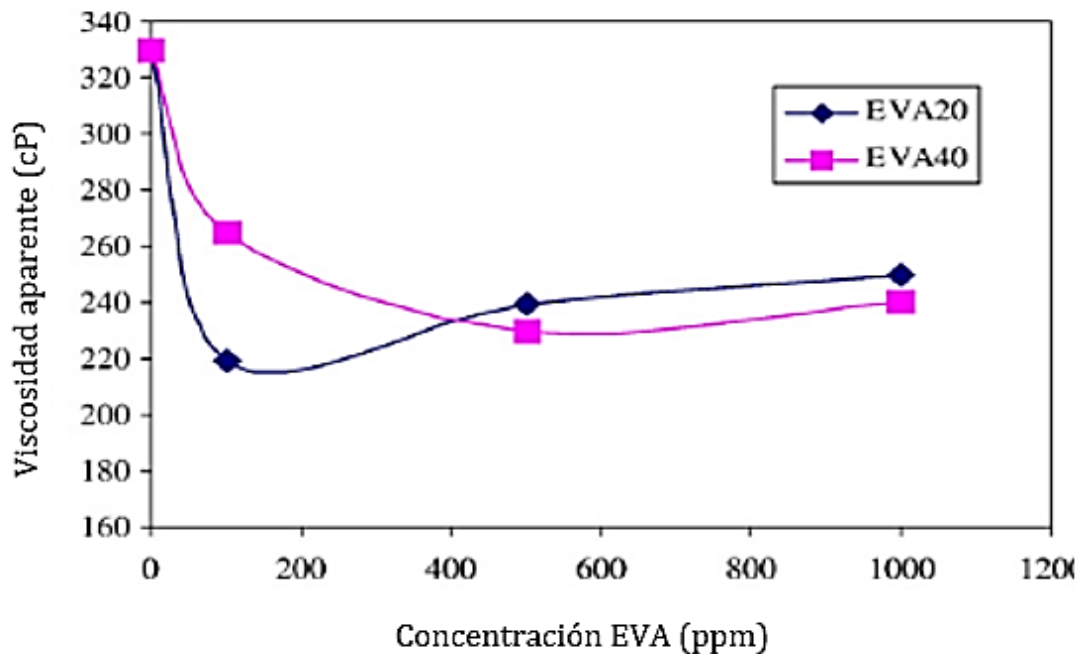


Figura 2.17 - Viscosidad aparente del sistema crudo/copolimero EVA a 5°C (Modificado de Behbahani y Rahmatollah, 2008)

Por otra parte, aunque la composición del crudo es importante, la Figura 2.18 y Figura 2.19, obtenidas del mismo estudio, muestran que la naturaleza química del crudo influye en la rapidez con la cual se reduce la viscosidad al aumentar la dosificación (una mayor velocidad para el caso del aceite con una gravedad de 25.1 °API que en el caso del aceite crudo con densidad de 34.9 °API) pero no en la concentración máxima de producto (500 ppm) que reduce de forma apreciable la viscosidad.

CRUDO 1 (34.9 °API)

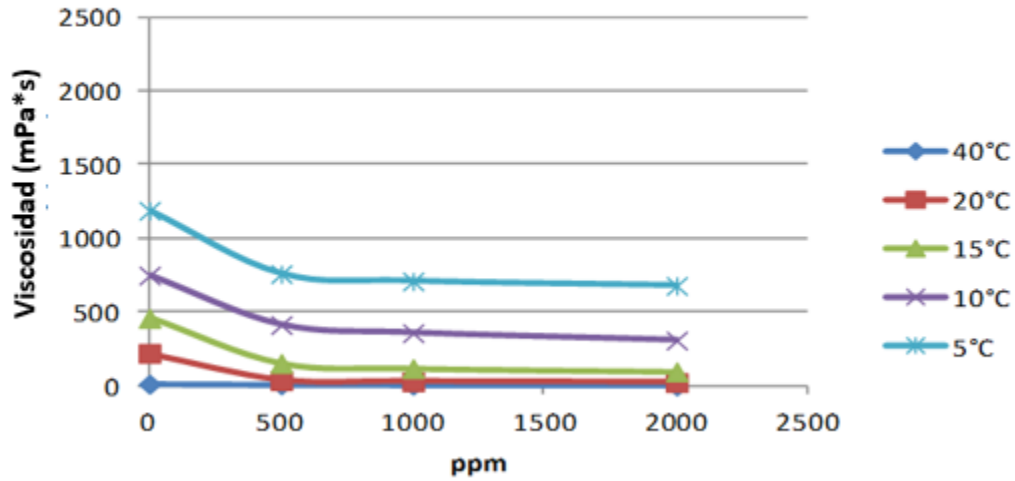


Figura 2.18 – Viscosidad en función de la concentración del EVA 80 a una velocidad de corte de 100 s⁻¹ (Modificado de Behbahani y Rahmatollah, 2008).

CRUDO 5 (25.1 °API)

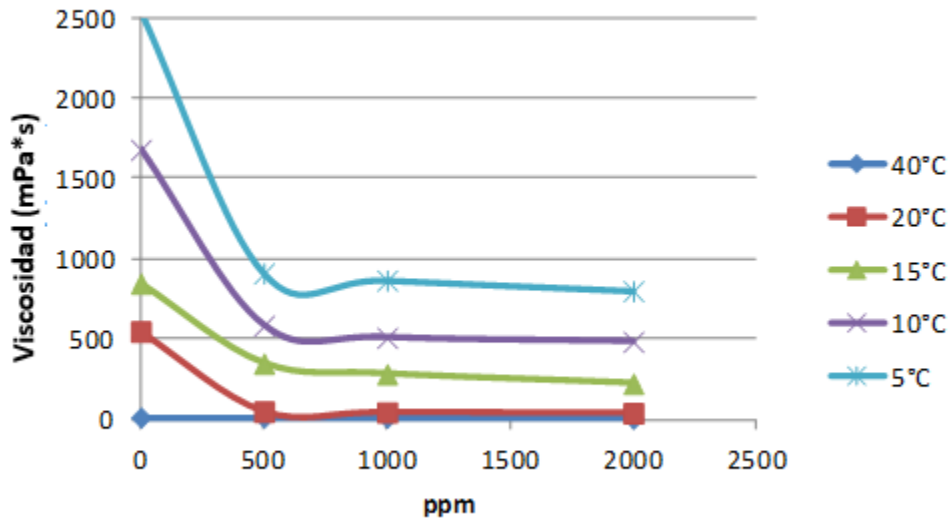


Figura 2.19 – Viscosidad en función de la concentración del EVA 80 a una velocidad de corte de 100 s⁻¹ (Modificado de Behbahani y Rahmatollah, 2008).

3. CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DE MUESTRAS DE ACEITE Y EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE MEJORADORES DE FLUJO; CONCEPTOS BÁSICOS.

Dentro del desarrollo y la explotación de campos que contienen aceites pesados y extrapesados en México, se han presentado problemas de fluidez de los crudos que se producen (aceites con gravedades entre los 5 a 17 °API, y viscosidades que van de 1,300 hasta más de 500,000 cP a temperatura ambiente), por lo que surge la necesidad de implementar tecnologías viables que ayuden a solucionar el problema del transporte en superficie, es decir, desde la cabeza del pozo hasta los puntos de entrega (baterías de separación, centros de almacenamiento e inclusive refinerías). Una opción a esta problemática la representa la aplicación de productos químicos mejoradores de flujo que dependiendo de su composición química, pueden reducir la fricción en el sistema fluido-pared interna de la tubería, o bien, a disminuir la viscosidad a fin de mejorar el transporte del aceite crudo producido.

Para tal fin, se partirá de un trabajo realizado previamente en el cual se establece una metodología de evaluación de la eficiencia de productos químicos mejoradores de flujo, así como de los resultados experimentales realizados a muestras de aceite de pozos que producen aceite pesado en un campo ubicado al sur de México (Cruz-Andrade et al., 2013, Cruz-Andrade et al., 2014).

El alcance de dicho trabajo consistió en realizar una serie de estudios experimentales a muestras de aceite crudo del campo en cuestión, a fin de caracterizarlos y conocer el efecto de la adición de productos químicos base aceite y base agua. Los estudios principales que se realizaron a las muestras fueron:

1. Análisis composicional SARA del crudo original.
2. Análisis del punto de escurrimiento para cada muestra de aceite.
3. Mediciones de densidad a distintas temperaturas y la obtención de la gravedad específica API.
4. Mediciones de viscosidad a distintas temperaturas.

5. Mediciones reológicas de una muestra de crudo como función de la temperatura.
6. Medición del índice de fluidez.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada una de las pruebas realizadas, aplicados a 12 muestras de aceite de pozos productores de la región sur de México.

3.1. Estudios SARA.

Los resultados se presentan en la Tabla 3.1. De estos se observa que la muestra del pozo S es el que contiene la mayor cantidad de componentes saturados (9.86 %), por otro lado, la muestra del pozo F es el que presenta la mayor cantidad de componentes aromáticos (17.89 %). La muestra del pozo G es el que presenta el mayor porcentaje de resinas (82.55 %) y la muestra del pozo E es el que presenta la mayor cantidad de asfaltenos (20.33 %), sin embargo, esta misma muestra también contiene una cantidad importante de resinas (70.48 %), esto podría ayudar a mantenerlos disueltos en el fluido, sin presentar problemas potenciales de precipitación y depositación de asfaltenos en el campo.

Tabla 3.1 – Resultados del estudio SARA

Pozo	% PESO			
	Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos
A	5.45	10.53	73.35	10.54
B	7.3	10.44	72.51	9.65
C	7.19	7.74	75.76	9.25
D	3.65	5.86	73.83	16.64
E	3.21	5.81	70.48	20.33
F	9.61	17.89	57.91	14.29
G	5.42	6.66	82.55	5.34
H	5.49	7.74	74.48	12.28
I	5.74	6.94	80.24	7.06
J	6.14	7.17	77.72	8.92
M	7.54	8.66	73	10.79
S	9.86	15.89	56.19	17.82

El comportamiento de estos resultados también se muestra en la Figura 3.1.

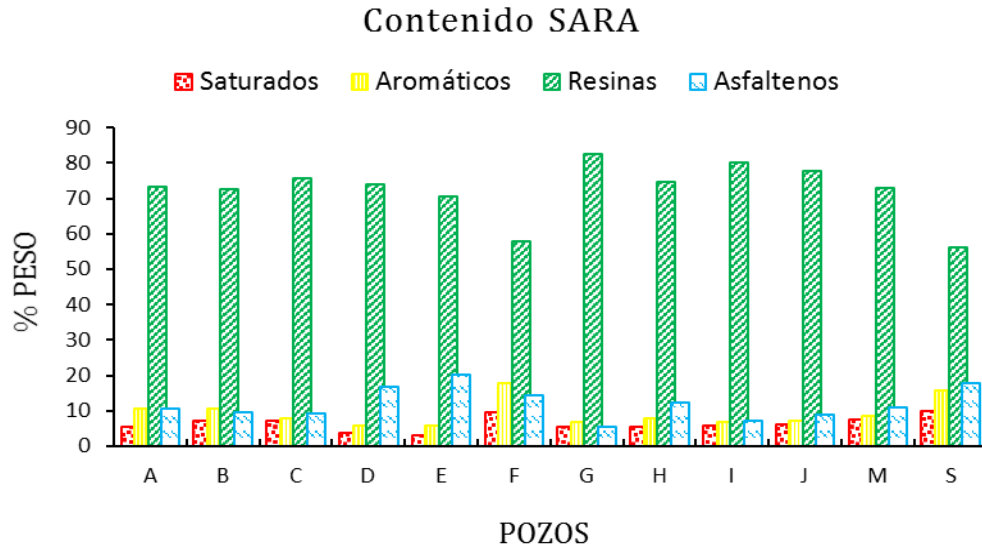


Figura 3.1 - Resultados estudio SARA

De los resultados del análisis SARA, se puede determinar el índice de inestabilidad coloidal (CII), el cual proporciona información sobre la tendencia de los asfaltenos contenidos en el aceite a precipitarse por cambios de presión, generando posibles problemas de depositación en el pozo y/o líneas de transporte superficiales. Dicho índice fue propuesto por Yen en 2001 y se define como:

$$CII = \frac{\text{Asfaltenos (\%Peso)} + \text{Saturados (\%Peso)}}{\text{Resinas (\%Peso)} + \text{Aromáticos (\%Peso)}} \quad (3-1)$$

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. Estos valores de referencia podrían depender también de algunos otros factores, por ejemplo, las constantes dieléctricas de los asfaltenos, que no se midieron en este estudio. En la Tabla 3.2 se presenta los resultados obtenidos.

Tabla 3.2 – Índice de inestabilidad coloidal.

Pozo	CII
A	0.1906
B	0.2043
C	0.1969
D	0.2546
E	0.3086
F	0.3153
G	0.1206
H	0.2161
I	0.1468
J	0.1774
M	0.2245
S	0.384

En la Figura 3.2 se muestra el comportamiento mostrado en la Tabla 3.2. De esta figura, se puede observar que todos los aceites estudiados presentan asfaltenos estables, es decir, es alta la probabilidad de que estos no precipitarán y depositarán, esto debido a que se encuentran por debajo de 0.7 que es el valor límite donde los aceites son estables.

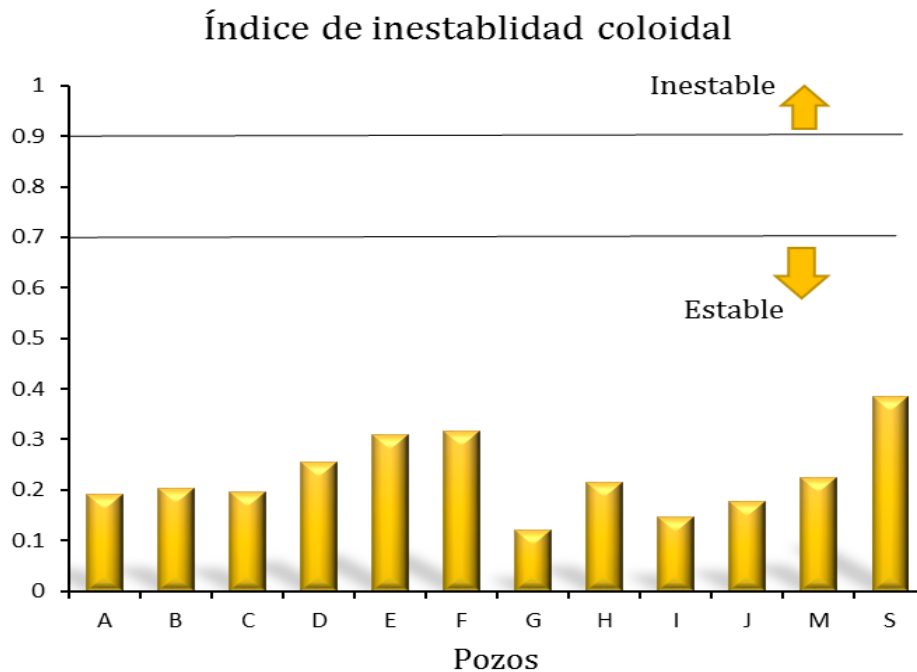


Figura 3.2 – Índice de inestabilidad coloidal.

3.2. Punto de escurrimiento.

El punto de escurrimiento junto con la viscosidad, son dos parámetros que se utilizan para estudiar problemas asociados al transporte de crudos. El punto de escurrimiento es la temperatura más baja a la cual puede fluir una muestra de aceite cuando es enfriada bajo condiciones controladas.

A fin de tener una mejor caracterización de los fluidos en cuanto su susceptibilidad para moverse dentro de una tubería, se procedió a realizar la determinación del punto de escurrimiento de las muestras (el valor de este parámetro, puede estar influenciado por la precipitación de las parafinas de la muestra, esto debido al proceso de enfriamiento al cual se debe someter la muestra). La prueba se realiza colocando la muestra en un recipiente estandarizado y observando las temperaturas descendentes hasta que el aceite no presente movimiento cuando se coloca el recipiente en posición horizontal durante 5 segundos.

En la Tabla 3.3 se presentan los resultados de esta prueba. Los pozos E y S son los que presentan el punto de escurrimiento más alto (23 y 26 °C respectivamente), lo cual puede indicar que a esta temperatura podría presentarse posibles problemas de formación de parafinas, se complementa con una cantidad significativa de parafinas cristalizables presentes en la muestra, las cuales representan aproximadamente el 5% del total.

Tabla 3.3 – Resultados del punto de escurrimiento.

Pozo	Punto de escurrimiento (°C)
A	15
B	-13
C	-21
D	8
E	23
F	9
G	-30
H	-5
I	-29
J	-28
M	-19
S	26

En la Figura 3.3 se presentan los resultados de la tabla anterior. Se observa que sólo los pozos A, D, E, F y S presentan un punto de escurrimiento mayor a los 5 °C. Esto podría deberse a diversos factores, por ejemplo, el alto contenido de parafinas y resinas.

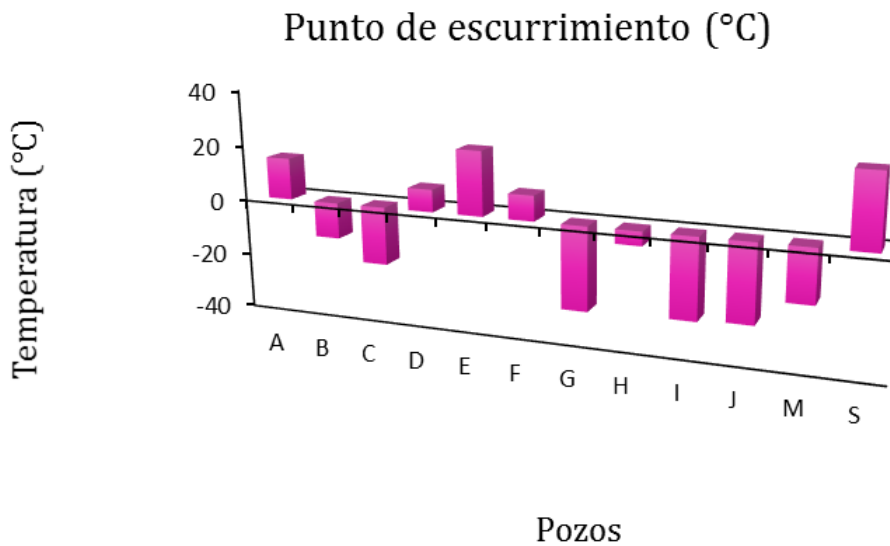


Figura 3.3 – Punto de escurrimiento de las muestras.

3.3. Densidad del aceite.

Otra prueba realizada a las muestras de aceite fue la medición de la densidad. Dicha propiedad, se puede utilizar de referencia para evaluar la eficiencia de los mejoradores de flujo, así como su compatibilidad.

En la Tabla 3.4 se presenta la densidad a diferentes temperaturas (de 20 hasta 70 °C) así como la gravedad °API a una temperatura de referencia de 20 °C para los 12 pozos analizados.

Tabla 3.4 – Comportamiento de la densidad y gravedad API de las muestras.

Pozo	Densidad(g/cm ³)									API (@20 °C)
	Temperatura (°C)									
	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
A	1.022	1.0163	1.009	1.0032	0.9972	0.9913	0.9847	0.9784		6.7
B	0.983	0.9764	0.9697	0.963	9565	0.95	0.9435	0.9364		12.2
C	0.9663	0.9596	0.9529	0.9463	0.9397	0.9331	0.9266	0.92		14.7
D	0.9993	0.9932	0.9868	0.9802	0.9736	0.967	0.9605	0.954	0.9477	9.8
E	1.0145	1.00966	1.0039	0.99742	0.99029					7.57
F	1.00362	0.99869	0.99285	0.9863	0.97911					9.07
G	0.9558	0.9493	0.9429	0.9363	0.9298	0.9232				16.3
H	0.9903	0.9838	0.9773	0.9706	0.9639	0.9573	0.9507	0.9441	0.9288	11.1
I	0.9543	0.9475	0.9407	0.934	0.9273	0.9205				16.5
J	0.9558	0.9489	0.942	0.9352	0.9284	0.9216	0.9148	0.9081		16.3
M	0.9612	0.9545	0.948	0.9414	0.9347	0.928				15.4
S	1.0011	1.00614	1.00036	0.99386	0.98671					8.05

En la Figura 3.4 se presenta el comportamiento de la densidad como función de la temperatura. Se observa un comportamiento típico de decaimiento a medida que aumenta la temperatura.

La gravedad °API de las muestras se grafica y presenta en la Figura 3.5.

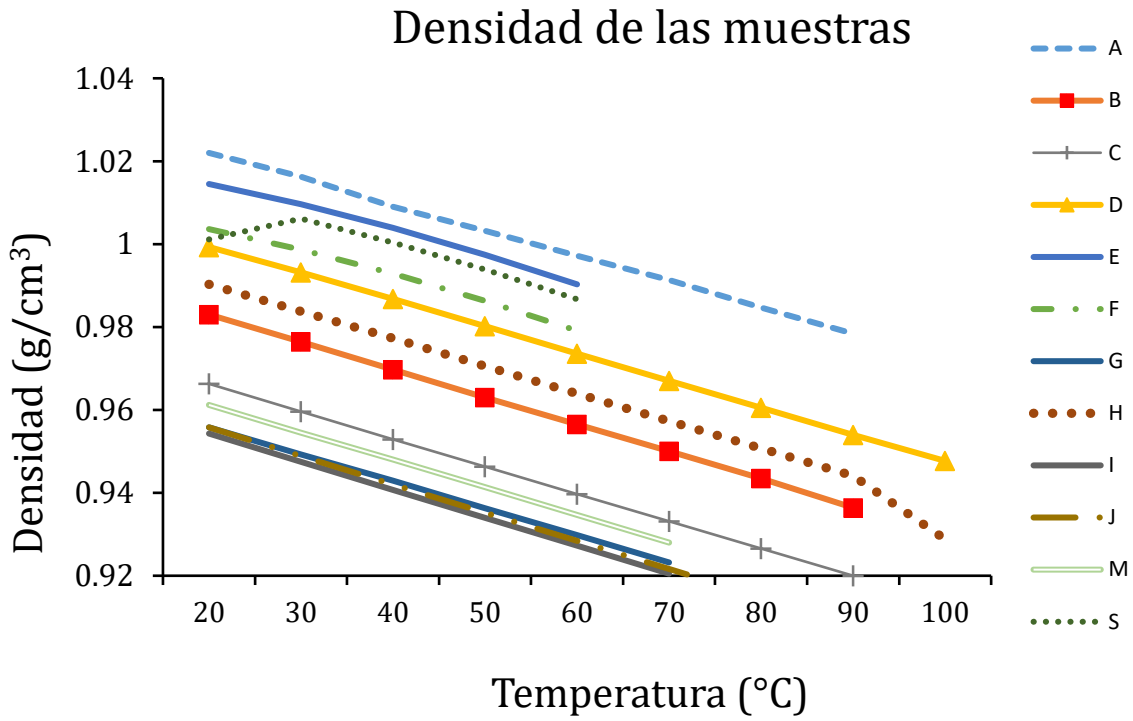


Figura 3.4 - Densidad como función de la temperatura de los fluidos analizados.

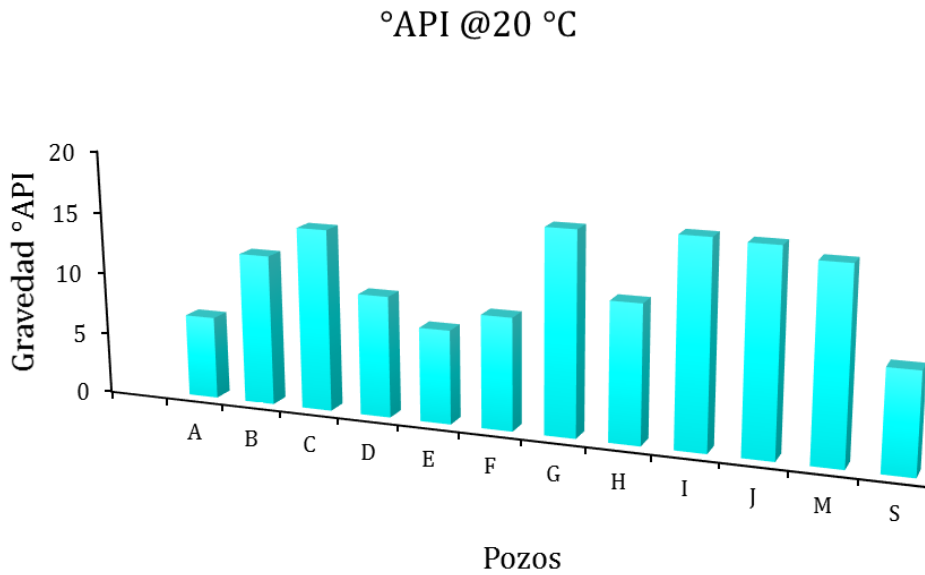


Figura 3.5 - Gravedad °API de los aceites analizados.

3.4. Viscosidad del aceite.

Otra de las propiedades de importancia para el transporte de fluidos en tuberías, es la viscosidad. A través de ella, se puede conocer el tipo de fluido que se estudia, Newtoniano o No Newtoniano. Ejemplo de estos últimos son los aceites pesados y extrapesados en estudio. La problemática que representa esta naturaleza, se ve reflejada en el campo, por los problemas operativos a los que se enfrenta el Ingeniero durante el transporte acondicionamiento y producción en superficie. Por tal motivo, resulta de gran relevancia medir esta propiedad con la mayor certeza posible, ya que las estrategias de explotación, producción y transporte, dependen en buena medida de la viscosidad. A continuación, se presentan los resultados obtenidos de las mediciones de viscosidad, como función de la temperatura (de 20 hasta 70 °C). Tabla 3.5 y Figura 3.6.

Tabla 3.5 – Viscosidad como función de la temperatura

Viscosidad (cP)						
Pozo	Temperatura (°C)					
	20	30	40	50	60	70
A			15,020.0	4,834.0	1,993.0	918.0
B	2,585.0	1,061.0	584.0	252.0	143.0	84.0
C	812.0	431.0	222.0	124.0	76.0	48.0
D	15,956.0	5,335.0	2,125.0	948.0	481.0	259.0
E	516,000.0	172,000.0	23,815.0	14,277.0	4,727.0	
F	102,000.0	28,218.0	8,498.0	3,809.0	1,399.0	
G	196.0	155.0	88.0	54.0	35.0	24.0
H	9,353.0	3,288.0	1,463.0	652.0	333.0	183.0
I	332.0	171.0	118.0	57.0	37.0	25.0
J	458.0	228.0	173.0	76.0	49.0	32.0
M	467.0	288.0	156.0	91.0	58.0	37.0
S	378,000.0	104,000.0	28,700.0	9,130.0	3,669.0	

Se observa el comportamiento típico esperado de un fluido, decremento de la viscosidad a medida que aumenta la temperatura.

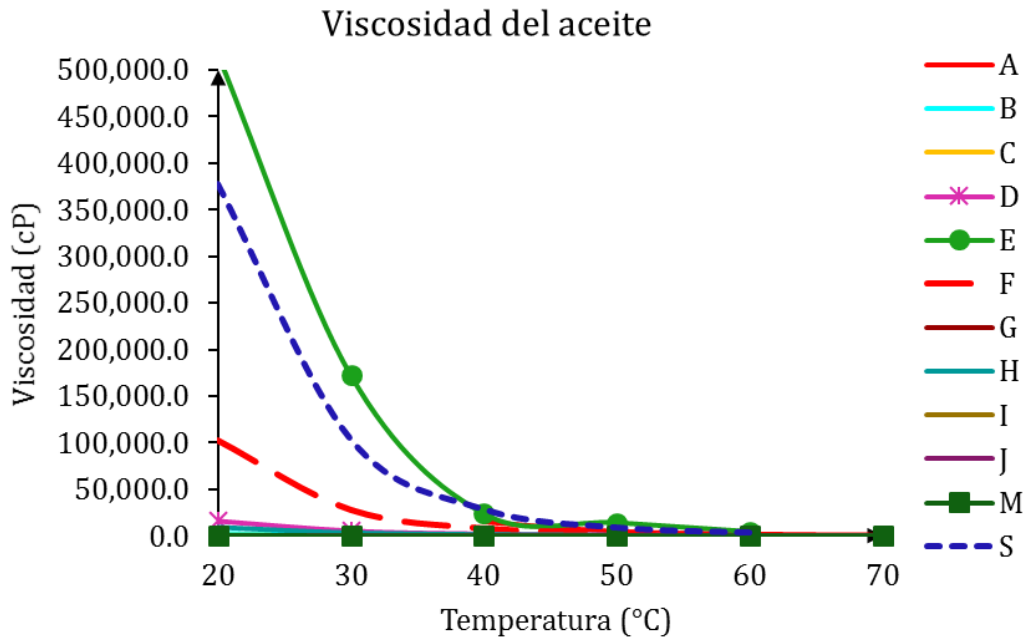


Figura 3.6 – Comportamiento de la viscosidad como función de la temperatura de las muestras analizadas.

En la Figura 3.7, se muestra la gráfica de viscosidad en coordenadas logarítmicas (tomadas de la Tabla 3.5 y Figura 3.6) a fin de distinguir de mejor manera los órdenes de magnitud de los valores de viscosidad de estas 12 muestras analizadas. De la misma forma, se determinó la viscosidad en un intervalo de 20 a 70 °C de temperatura. En este caso, la muestra del pozo E fue el que presentó el valor de viscosidad más alto (516,000 cP) a la menor temperatura de medición (20 °C).

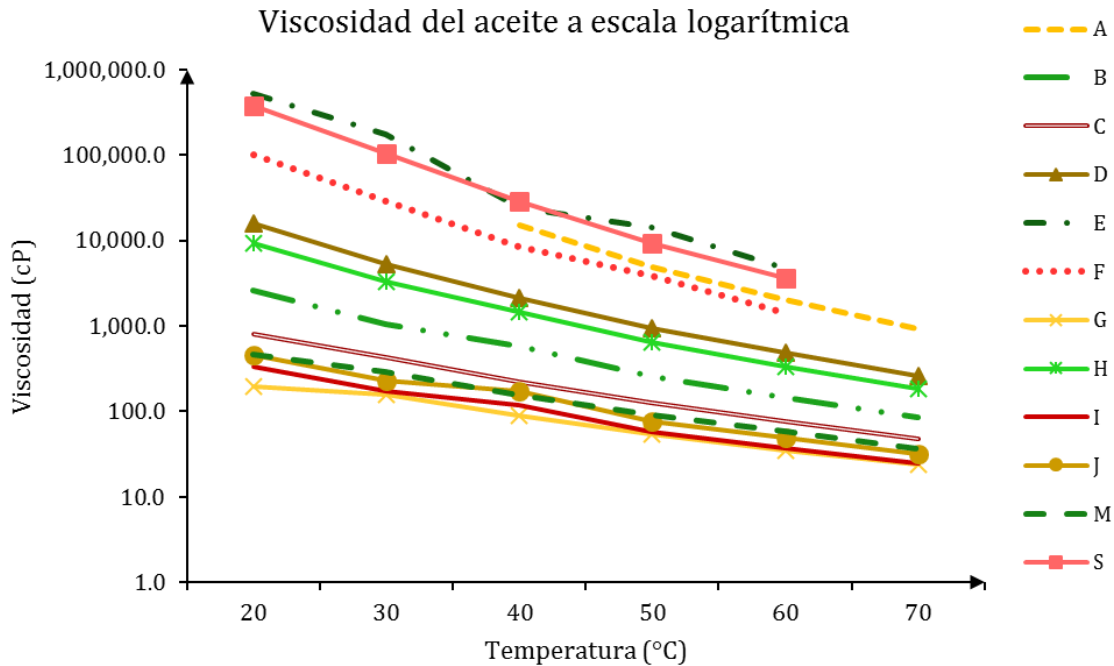


Figura 3.7 – Comportamiento de la viscosidad en escala logarítmica como función de la temperatura de las muestras analizadas.

De acuerdo a lo reportado en la literatura, la disminución efectiva de la viscosidad, se debe principalmente a tres mecanismos fundamentales, térmico, mecánico y químico. En esta sección se mostró el efecto térmico en la disminución de dicha variable.

3.5. Reología.

Otra de las pruebas que se realizaron a estas muestras fue la del comportamiento reológico. Dicho estudio involucra la medición de la viscosidad como función de la velocidad de corte a una temperatura dada. Con éste es posible determinar la naturaleza del fluido bajo estudio. Se presentan los resultados de 7 muestras de aceite considerando un intervalo de velocidad de corte de 10 hasta 1000 s^{-1} . Las 7 muestras de los pozos estudiados presentan un comportamiento Newtoniano, es decir, la viscosidad se mantiene aproximadamente constante al incrementar la velocidad de corte. Los estudios se realizaron a 3 temperaturas diferentes (30, 50 y 70 °C).

Este tipo de estudios proporcionan información sobre el comportamiento estructural del fluido como función de la velocidad de corte, lo cual se relaciona con las propiedades de transporte del fluido. Además, se puede obtener información sobre el efecto que

tienen diferentes productos químicos, diferenciando entre los diferentes mecanismos involucrados en el comportamiento de la viscosidad. De la Figura 3.8 a la Figura 3.10 se presentan las curvas reológicas medidas para estas 7 muestras.

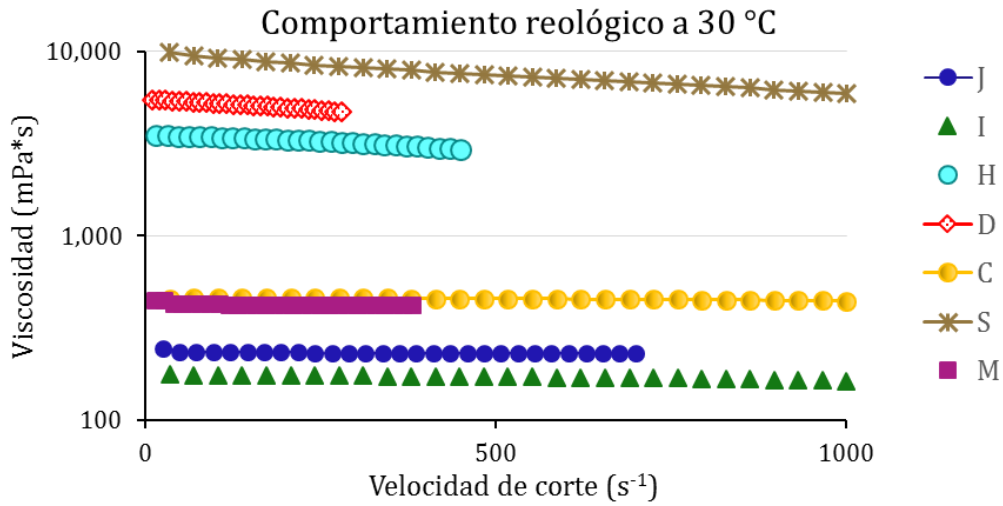


Figura 3.8 - Comportamiento reológico de 7 muestras a 30 °C.

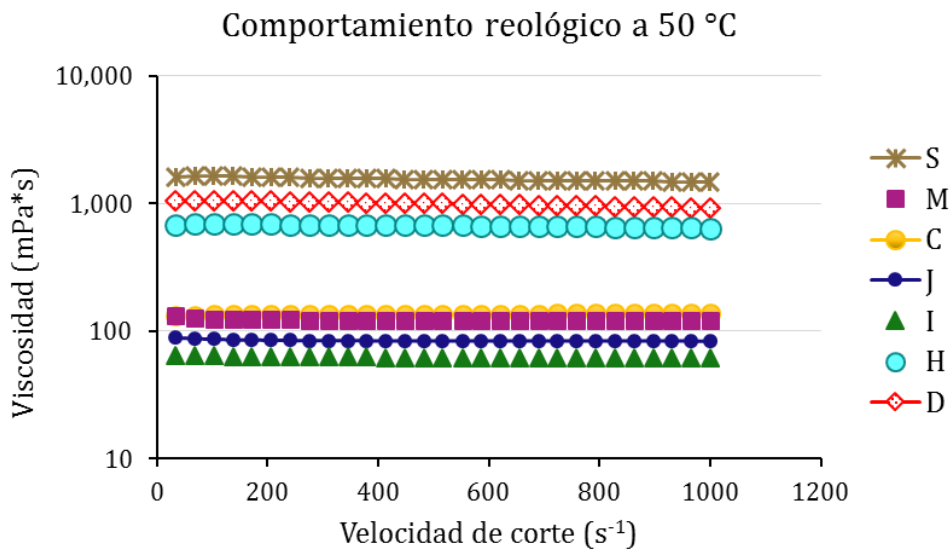


Figura 3.9 - Comportamiento reológico de 7 muestras a 50 °C.

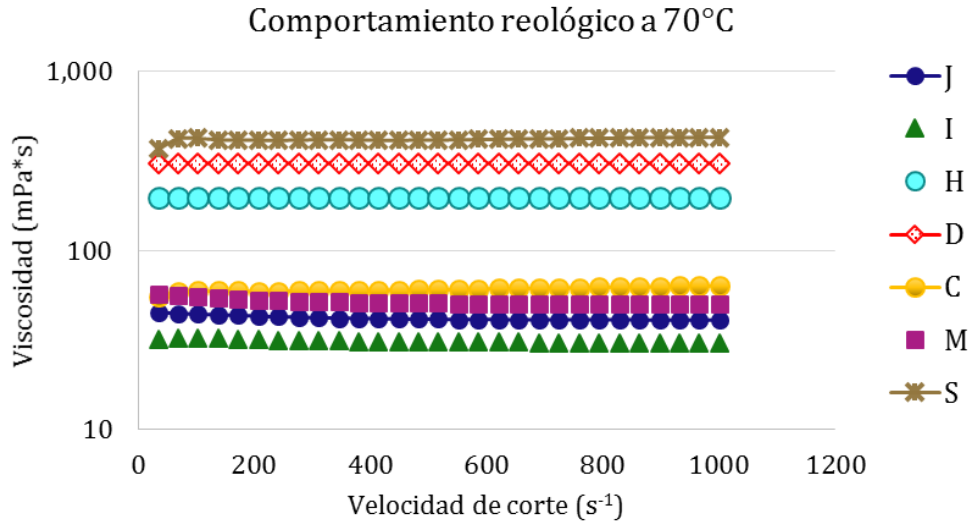


Figura 3.10 - Comportamiento reológico de 7 muestras a 70 °C.

Estos resultados proporcionan información más detallada sobre el comportamiento de transporte de los aceites producidos en el campo analizado. Además de la caracterización fisicoquímica realizada a estas muestras de aceite, también se midió la densidad y viscosidad de una muestra de producto químico comercial, base aceite, a fin de conocer sus propiedades. A continuación, se presentan los resultados de las mediciones de viscosidad y densidad en un intervalo de 20 a 80 °C. Tabla 3.6 (Cruz-Andrade et al., 2014). En la Figura 3.11 se muestran los resultados obtenidos del producto químico.

Tabla 3.6 - Comportamiento de la viscosidad y la densidad como función de la temperatura de un mejorador de flujo base aceite, sin diluir.

T (°C)	μ (cP)	ρ (g/cm ³)
20	4.51	0.9501
40	2.75	0.9329
45	2.47	0.9286
50	2.24	0.9243
55	2.03	0.92
60	1.85	0.9157
65	1.7	0.9113
70	1.56	0.907
75	1.44	0.9027
80	1.33	0.8983

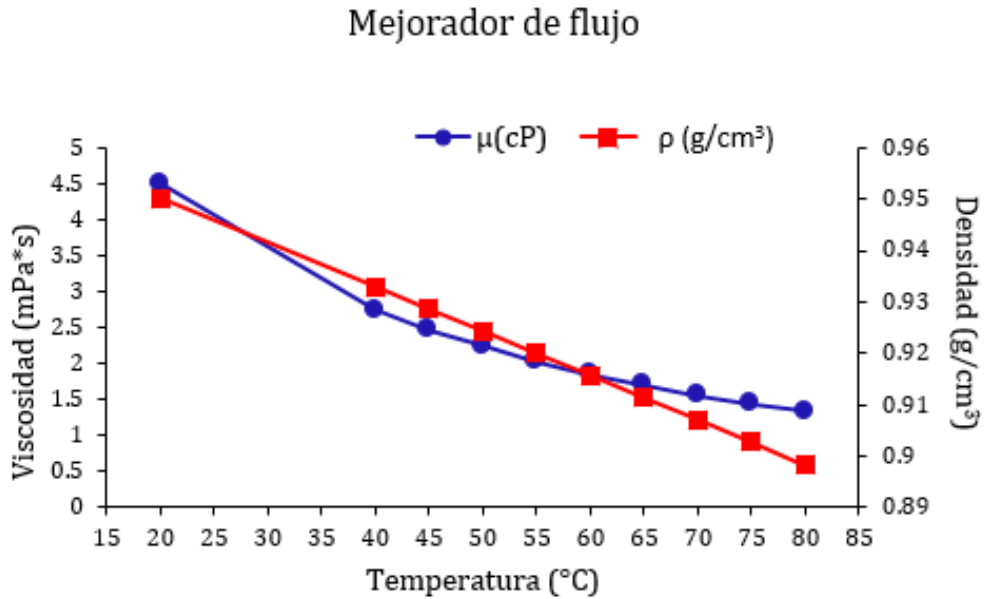


Figura 3.11 – Comportamiento de la viscosidad y densidad como función de la temperatura del mejorador de flujo.

3.6. Índice de fluidez.

Esta evaluación se basa en un sistema experimental propuesto y desarrollado por el IMP, el cual consiste en evaluar el flujo másico de una muestra de crudo sin producto químico a diferentes temperaturas en un sistema aislado. Para lo cual se vierte un cierto volumen de muestra (con masa conocida) a través de un dispositivo y se mide el tiempo que tarda en obtenerse la masa determinada previamente. La relación de la masa obtenida con respecto al tiempo de recolección se le llama Índice de Fluidez, IF. Esta medición se aplica para evaluar la eficiencia de los productos químicos mejoradores de flujo, al comparar el porcentaje de reducción del IF de las muestras con producto y sin éste. En la Figura 3.12 se observa el dispositivo diseñado y construido en el Laboratorio de Propiedades Termofísicas del IMP (Cruz-Andrade et al., 2014).



Figura 3.12 – Celda de medición para la evaluación del índice de fluidez de una mezcla de aceite con producto químico (Cruz-Andrade et al., 2014).

Con el dispositivo mostrado en la figura anterior, se evaluaron 2 mejoradores de flujo comerciales, uno base agua y otro base aceite, identificados como MFBAg y MFBAc, respectivamente. La evaluación se realizó en 5 muestras de aceites, seleccionadas de las 12 anteriores, de acuerdo a sus parámetros de reología, características composicionales y comportamiento de sus sistemas artificiales de producción e identificadas como 1N, 2P, 3N, 4P Y 5N. La evaluación se realizó a 2 temperaturas de referencia (45 y 70 °C) En la Tabla 3.7 se presentan los resultados de la evaluación del índice de fluidez de los dos mejoradores de flujo en estas 5 muestras.

Tabla 3.7 – Resultados de la evaluación del índice de fluidez de 2 mejoradores de flujo en 5 muestras.

Muestra	45°C			70°C		
	Masa (g)	Tiempo (min)	IF (g/min)	Masa (g)	Tiempo (min)	IF (g/min)
1N	200.11	95.73	2.09	200.21	5.78	34.62
2P	200.15	41.13	4.87	200.66	3.42	58.73
3N	200.22	35.25	5.68	200.73	3.03	66.17
4P	200.29	13.8	14.51	200.82	1.63	122.95
5N	200.19	34.18	5.86	200.47	3.22	62.32

En la Figura 3.13 se muestra el comportamiento de la viscosidad de las muestras utilizadas para el estudio sin mejorador de flujo, mientras que en la Figura 3.14 se muestra el resultado del índice de fluidez de las muestras sin mejorador de flujo.

Viscosidad de las muestras sin mejorador de flujo

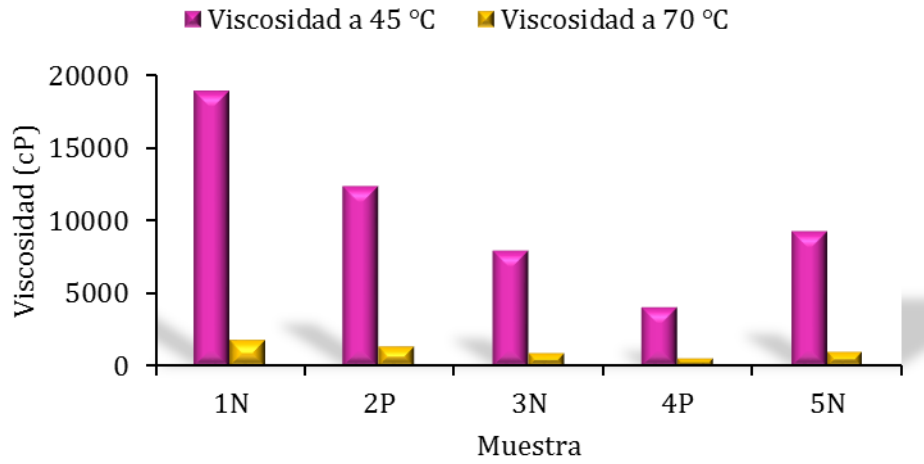


Figura 3.13 – Viscosidad de las muestras de aceite analizadas sin mejorador de flujo a distintas temperaturas.

IF de las muestras sin mejorador de flujo

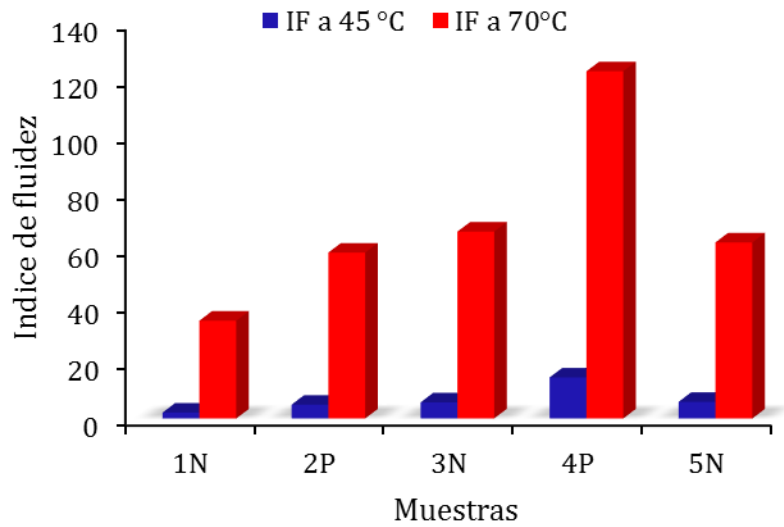


Figura 3.14 – Comportamiento del índice de fluidez de las muestras de aceite sin mejorador de flujo a distintas temperaturas.

4. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA LA EVALUACIÓN DE MEJORADORES DE FLUJO.

Con el fin de proponer una metodología experimental, a nivel de laboratorio, para la evaluación eficiente de productos químicos que mejoren el transporte de aceites pesados y extrapesados producidos en el país, se partirá de una metodología desarrollada en el IMP. A continuación, se describe dicha metodología, así como su aplicación para el caso de la evaluación de productos químicos mejoradores de flujo; la cual se realizó a aceites pesados producidos en el sur de México.

4.1. Metodología de evaluación de mejoradores de flujo desarrollada en el IMP.

Se sabe que la viscosidad se puede reducir mediante tres mecanismos fundamentales, térmico, químico y mecánico. En este trabajo se analiza el caso del mecanismo químico. Para realizar una evaluación del desempeño de cualquier producto químico, en especial aquellos para aplicaciones en la industria petrolera, como primer paso es necesario realizar una correcta caracterización del fluido en el cual se aplicará el producto. Entre estos productos químicos se encuentran los llamados mejoradores de flujo, cuyo objetivo es aumentar la fluidez en un sistema de transporte de aceite a través de dos mecanismos: reducción de la viscosidad y solubilidad para generar emulsiones; una definición sencilla de una emulsión es: una dispersión de un líquido (fase dispersa) en forma de pequeñas partículas en el seno de otro líquido (fase continua) con el que no es miscible.

En cualquiera de estos mecanismos, su efectividad se hace nula si el fluido fluye a condiciones tales que se tenga un comportamiento Newtoniano. Así, se hace necesario, entre otros factores, comprobar que la temperatura del sistema no influenciará el comportamiento del producto químico, que la elección de un punto de inyección o de mezcla y el punto de entrega no tenga una temperatura más baja que la requerida para que el aceite pueda moverse por sí mismo (Cruz-Andrade et al., 2014).

La dosificación del mejorador de flujo depende en general del tipo de producto y de la empresa que lo oferta, sin embargo, la principal restricción para su uso es de tipo económico, por lo que es necesario determinar con la mayor precisión la dosificación máxima a emplearse condiciones reales de operación.

A partir de los resultados de los estudios presentados en los trabajos antes mencionados (Cruz-Andrade et al., 2013 y Cruz-Andrade et al., 2014), estos autores propusieron la siguiente metodología, la cual se puede aplicar en la evaluación de productos químicos mejoradores de flujo base aceite (reductores de viscosidad, MFBAc) y base agua (reductores de fricción, MFBAg).

1. Preselección de pozos adecuados para la obtención de muestras del aceite. Se requiere para esto, lo siguiente:
 - a. Recopilación de información de campo, como por ejemplo datos de producción.
 - b. Recopilación de información de laboratorio previa, en caso de que existan estudios previos realizados a estos pozos.
2. Toma de muestras de fondo y/o superficie.
3. Pruebas de Laboratorio. Caracterización fisicoquímica de los fluidos (pruebas presentadas en el **capítulo 3** y evaluación de compatibilidad del producto (se pueden utilizar pruebas de termogravimetría y DSC para este fin).
4. Análisis de datos experimentales. Selección de muestras adecuadas y representativas que presenten problemas en sus propiedades de transporte (alta viscosidad, comportamiento No Newtoniano, entre otros).
 - a. Caracterización fisicoquímica del aceite.
 - b. Análisis de compatibilidad aceite y producto químico.
5. Evaluación de los productos químicos
 - a. Mejoradores base aceite. Construcción de curvas de viscosidad como función de la concentración (ppm) del mejorador de flujo a diferentes temperaturas (a presión atmosférica si son muestras de superficie o a alta presión si son muestras de fondo), las cuales son establecidas en

función del punto de inyección del producto y el punto de entrega del crudo.

- i. Medición del aceite sin mejorador de flujo (blanco) y medición de aceite con mejorador de flujo a la concentración establecida.
 - ii. Evaluación de las mediciones empleando el promedio de reducción de la viscosidad a las dos temperaturas.
- b. Mejoradores base agua. Obtención del índice de fluidez (IF) realizando el análisis para el aceite y la mezcla aceite-mejorador de flujo a las temperaturas definidas por el punto de inyección y de entrega del crudo.
- i. Evaluar la dosificación de cada elemento de la mezcla (se recomienda emplear los porcentajes de 28% de agua y 2% máximo de producto químico). En este punto es importante mencionar que se requiere un mezclado adecuado del mejorador de flujo y el aceite, a fin de evitar una segregación del producto.
 - ii. Realizar la medición del IF para una muestra de aceite sin producto (blanco) y la mezcla con el producto químico.
 - iii. Evaluar el producto a través de la comparación del IF del blanco y de la mezcla aceite-mejorador
 - iv. Evaluar los mejoradores de flujo base agua al someterlos a pruebas de desemulsificación (Norma ASTM-4007) y corrosividad para la mezcla producto-agua de inyección.

Dicho procedimiento se esquematiza en la Figura 4.1, en la cual se muestra las diferentes etapas que se proponen seguir para realizar la evaluación adecuada de estos productos químicos.

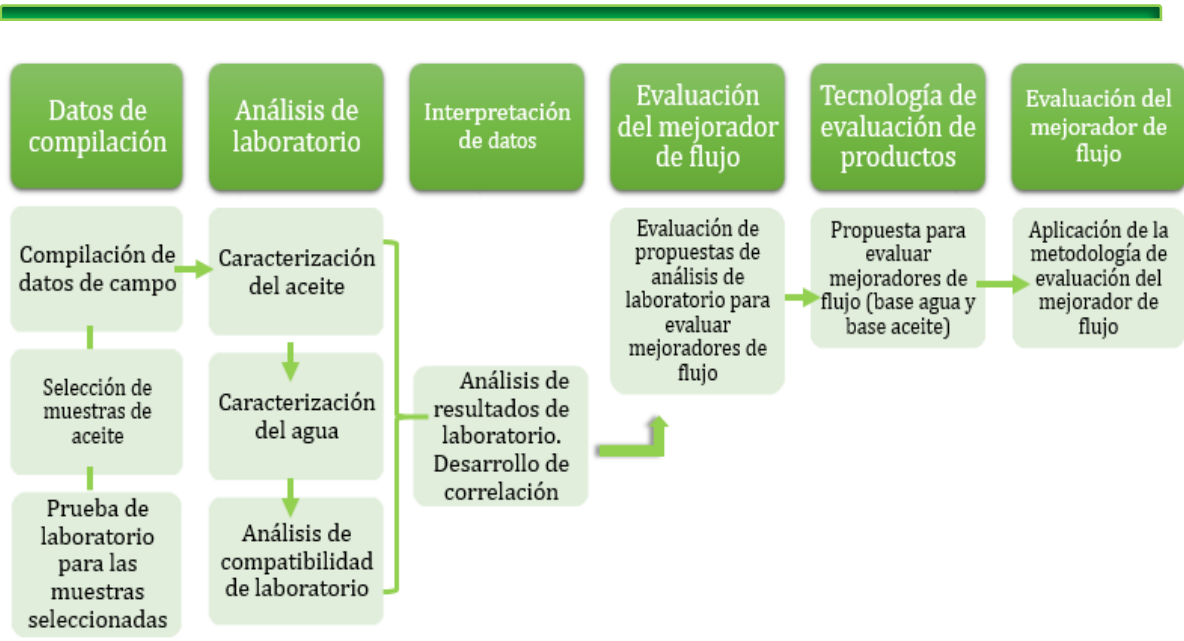


Figura 4.1 – Diagrama de flujo propuesto para la evaluación de los mejoradores de flujo (Modificado de Cruz-Andrade et al., 2014).

4.2. Aplicación de la metodología de evaluación de mejoradores de flujo desarrollada en el IMP.

La metodología descrita anteriormente se utilizó para evaluar el desempeño de 5 productos químicos comerciales distintos, con el objetivo de probar la eficiencia y compatibilidad en un aceite pesado producido en el Sur de México.

Para realizar la evaluación de los mejoradores de flujo, se seleccionaron las temperaturas de 45 y 70 °C, las cuales corresponden en promedio a la temperatura en cabeza y boca de pozo, respectivamente. Estas temperaturas son seleccionadas con el fin de determinar el beneficio que estos productos químicos podrían aportar a la producción de los pozos.

Las 5 muestras seleccionadas se sometieron a un proceso de deshidratación previo a fin de evitar cualquier influencia del agua en el comportamiento de los mejoradores de flujo.

El proceso se inició con la preparación de los equipos necesarios: balanzas, viscosímetros, celdas para la medición del índice de fluidez (mostradas en el capítulo anterior), mezcladores de fluidos, y fluidos de calibración. El siguiente paso consistió en realizar las mediciones de viscosidad e índice de fluidez de las muestras de aceite seleccionadas a las temperaturas seleccionadas (muestras sin mejorador de flujo). Los resultados de estas mediciones se discutieron en el capítulo previo.

La siguiente etapa del proceso consistió en determinar el volumen de mejorador de flujo a dosificarse. Para el caso del MFBAG se estableció que el porcentaje de peso de cada componente para crear las emulsiones sería: aceite 70% en peso, agua 28% en peso y MFBAG 2% en peso (máxima dosificación del producto, de acuerdo a datos propuestos en la literatura científica abierta), la masa fijada para cada una de las mezclas analizadas es de 200 g.

En el caso del MFBAC se estableció un valor máximo de dosificación de 1000 ppm (máxima dosificación del producto, de acuerdo a datos propuestos en la literatura científica abierta). Las mezclas de aceite con mejorador de flujo, de acuerdo a estas especificaciones de concentración, fueron preparadas a temperatura ambiente, utilizando un dispositivo especial de mezclado con el fin de asegurar una muestra homogénea.

Se estableció como criterio de evaluación, un porcentaje mínimo de reducción de la viscosidad, esto de acuerdo a valores reportados en la literatura abierta científica (Ochoa-Lara y López-Arteaga, 2009; Badillo-Acevedo y Andrea-Gómez, 2011; García-Pérez y Orjuela-Sierra, 2016). Para el caso del MFBAC, se estableció un valor de reducción mínimo del 50% comparado contra el valor original de la muestra sin producto químico. Para el caso del MFBAG, se estableció que la emulsión generada con el producto tenía que aumentar el índice de fluidez a un valor de al menos 40% de su valor original sin producto químico. Sin embargo, adicional para este caso (MFBAG) se estableció una prueba de desemulsificante, la cual obligaba a que se recuperara el 100% del agua utilizada para la emulsión generada por dicho producto. La aplicación de esta metodología se realizó para 4 productos de MFBAC y 4 productos de MFBAG. En dicho

proceso se emplearon 5 productos comerciales, A, B, C, D, y E. En la Figura 4.2 y Figura 4.3 se muestran los resultados para las muestras 1N y 2P durante el proceso de evaluación de los 4 productos MFbAc.

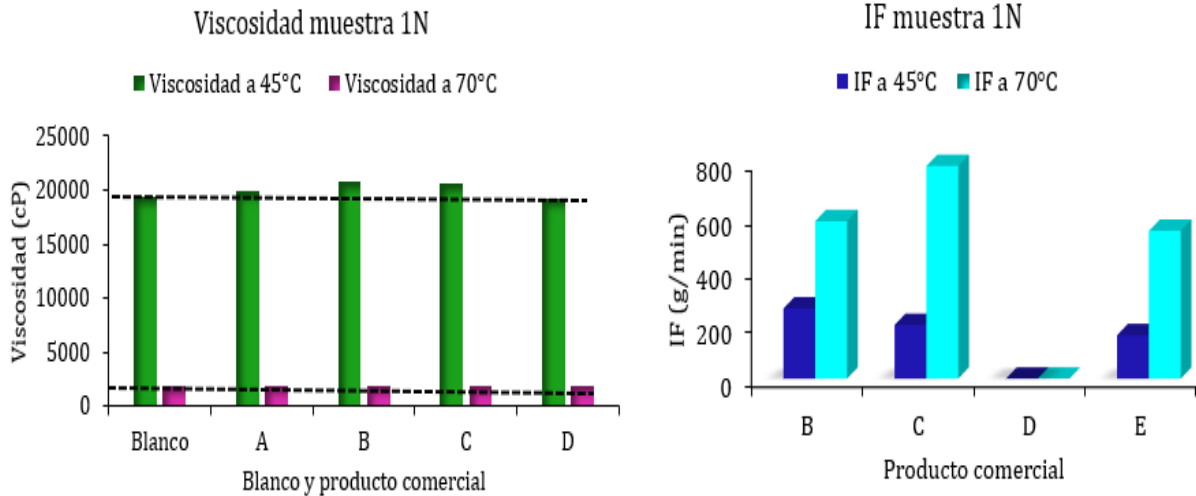


Figura 4.2 - Resultados de viscosidad e índice de fluidez de la evaluación de MFbAc en la muestra 1N.

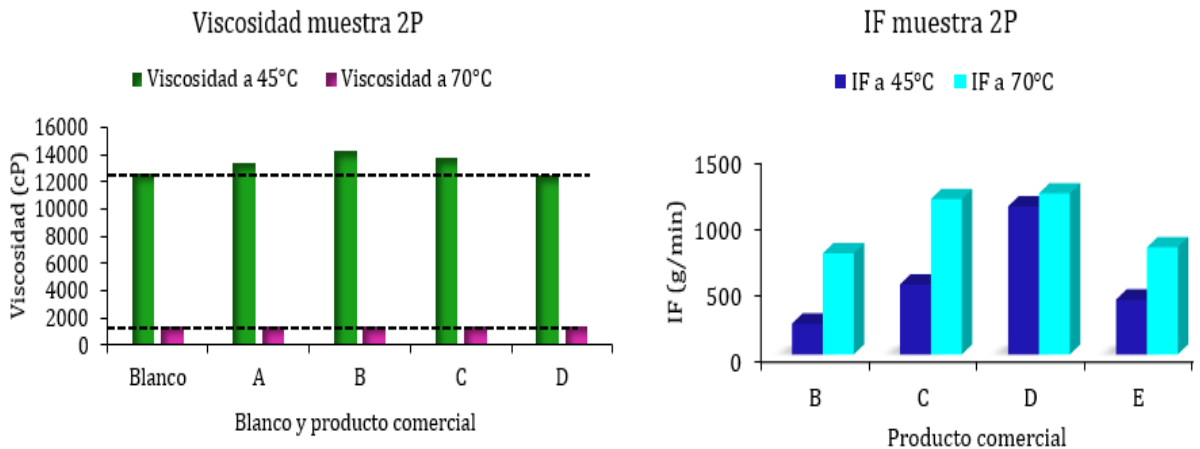


Figura 4.3 - Resultados de viscosidad e índice de fluidez de la evaluación de MFbAc en la muestra 2P.

En las figuras anteriores (4.2 y 4.3) se presentan los resultados para los 4 MFbAc. Se puede observar que 3 productos mostraron un incremento neto en el valor de la viscosidad, en comparación al valor original de la muestra, esto podría deberse, entre otros factores a:

- ◆ La temperatura a la que se realizó la prueba fue lo suficientemente alta como para no observar un decremento importante en la viscosidad de la mezcla. En este caso, el producto no aportó ningún beneficio para la reducción de este parámetro; no se requiere inyectar el producto químico al sistema cuando este se encuentra por arriba de la temperatura del punto de escurrimiento, es decir, la temperatura a la cual deja de fluir un líquido.
- ◆ El proceso de mezclado no fue el correcto, por tal motivo no se logró homogenizar correctamente la mezcla, esto pudo haber ocasionado un posible fenómeno de segregación de fases líquidas (producto químico y aceite), lo cual a su vez pudo generar una distribución de concentraciones al interior del fluido, por lo que no se observó un efecto importante en la viscosidad. Para corroborar esta suposición, es necesario realizar estudios más específicos de densidad y composición de la mezcla generada.
- ◆ Pudo presentarse una incompatibilidad química entre el mejorador de flujo y la muestra de aceite, provocando un cambio en la solubilidad generando una posible precipitación de fases sólidas, en particular de parafinas. Para corroborar esta suposición, se requiere hacer pruebas SARA y contenido de parafinas, antes y después de la mezcla a fin de descartar algún problema de compatibilidad. Esto se relaciona también con las características fisicoquímicas de las muestras empleadas, ya que, de acuerdo a su caracterización, tiene alto contenido de parafinas cristalizables y alto contenido de asfaltenos.

De la Figura 4.4 a la Figura 4.8 se presentan los resultados del MFBAg aplicado a cada una de las muestras analizadas. En este caso, todos los productos evaluados incrementan de forma notoria el valor del índice de fluidez establecido preliminarmente. Cabe resaltar que el producto de la empresa C es el que muestra mayor índice de fluidez.

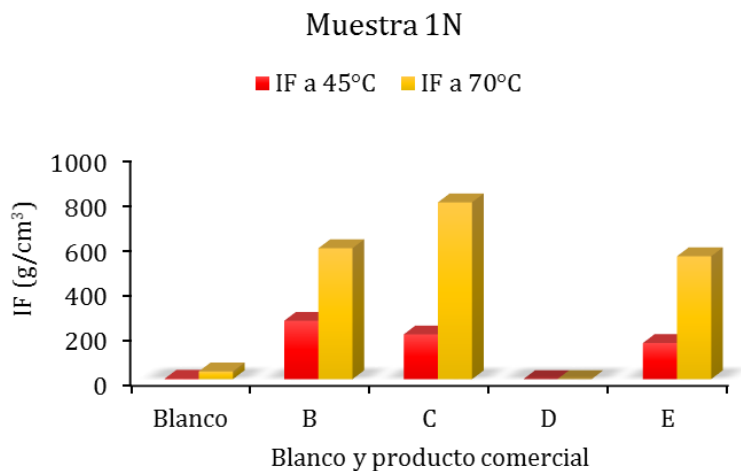


Figura 4.4 – Resultado del IF de la evaluación de MFBAg para la muestra 1N.

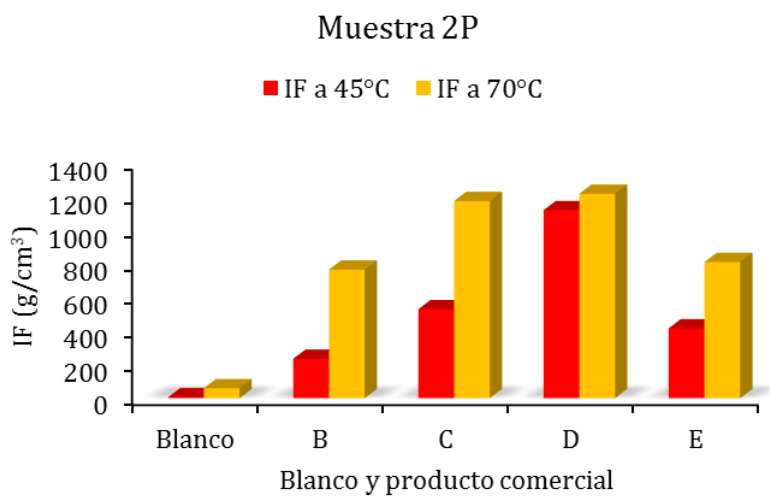


Figura 4.5 – Resultado del IF de la evaluación de MFBAg para la muestra 2P.

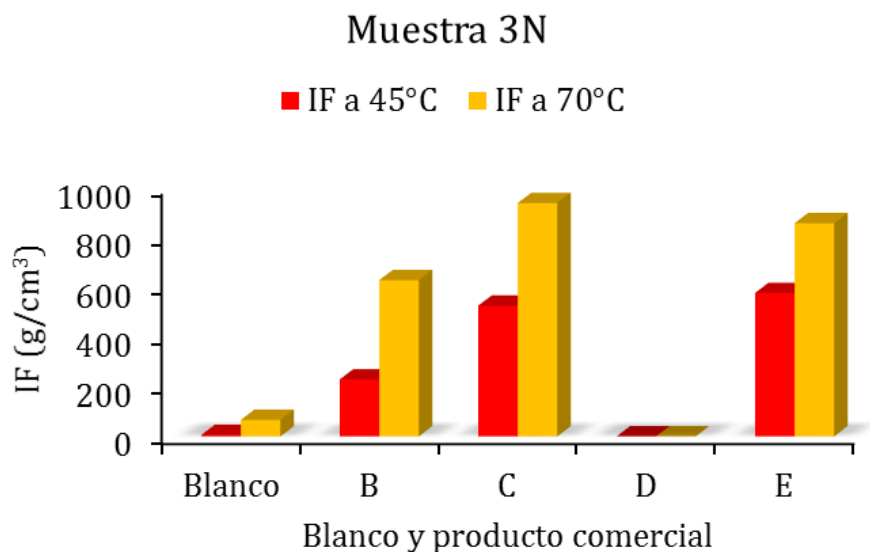


Figura 4.6 – Resultado del IF de la evaluación de MFBAg para la muestra 3N.

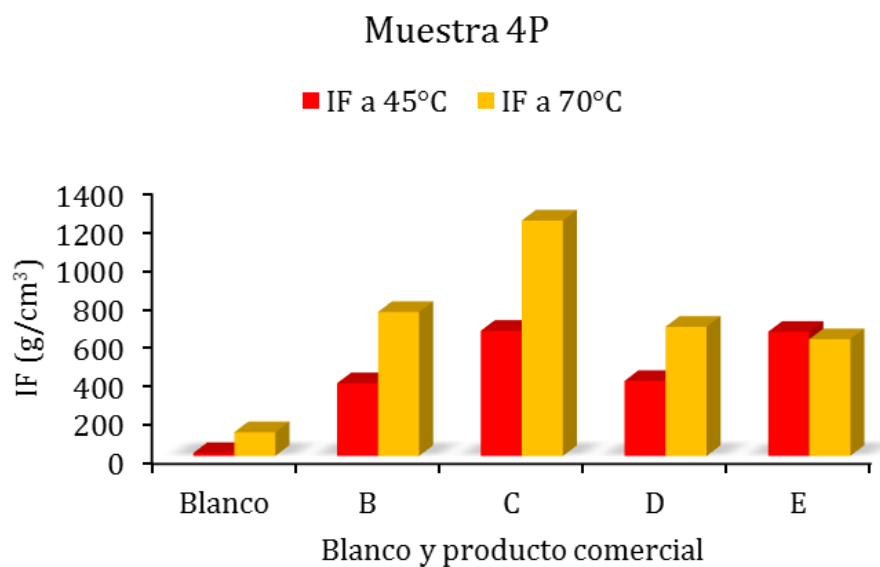


Figura 4.7 – Resultado del IF de la evaluación de MFBAg para la muestra 4P.

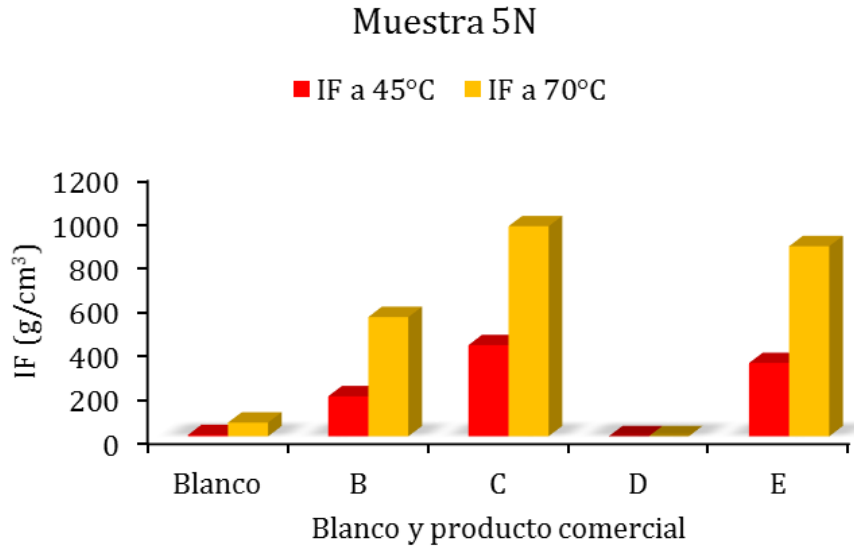


Figura 4.8 – Resultado del IF de la evaluación de MFBAg para la muestra 5N.

Debido a que, para los MFBAg, todos los productos evaluados incrementaron de forma satisfactoria el valor del índice de fluidez, (en la Figura 3.14 se observó el IF sin PQ aguno) se procedió a realizar una prueba de desemulsificante, empleando un producto universal para tal fin. Para calificar un producto como viable para llevarlo a campo, debería romperse la emulsión y obtenerse un 100% del agua empleada para generar la emulsión. Así, de la Figura 4.9 a la Figura 4.13 se presentan los resultados de la evaluación de la prueba de desemulsificación aplicada a cada una de las mezclas generadas. De acuerdo a los resultados obtenidos, ninguna mezcla alcanzó a romper la emulsión al 100%, solo el producto de la compañía D rompió alrededor del 30% del agua emulsionada, mientras los demás productos en promedio rompieron alrededor del 10% del agua emulsionada. Por tal razón, ninguno de los productos MFBAg fueron eficientes y no fueron recomendados para su aplicación en campo.

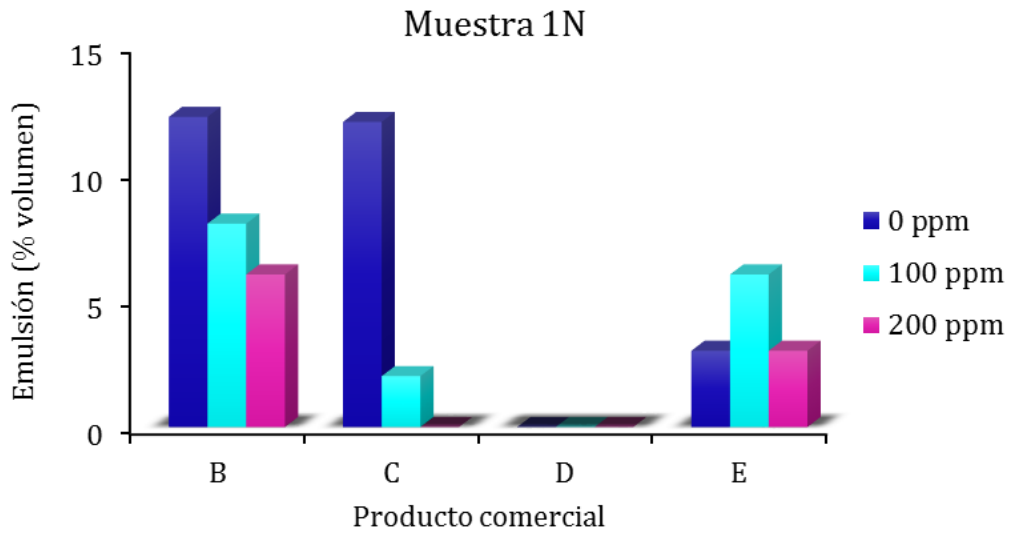


Figura 4.9 – Resultados de la evaluación de la prueba de desemulsificación para la muestra 1N.

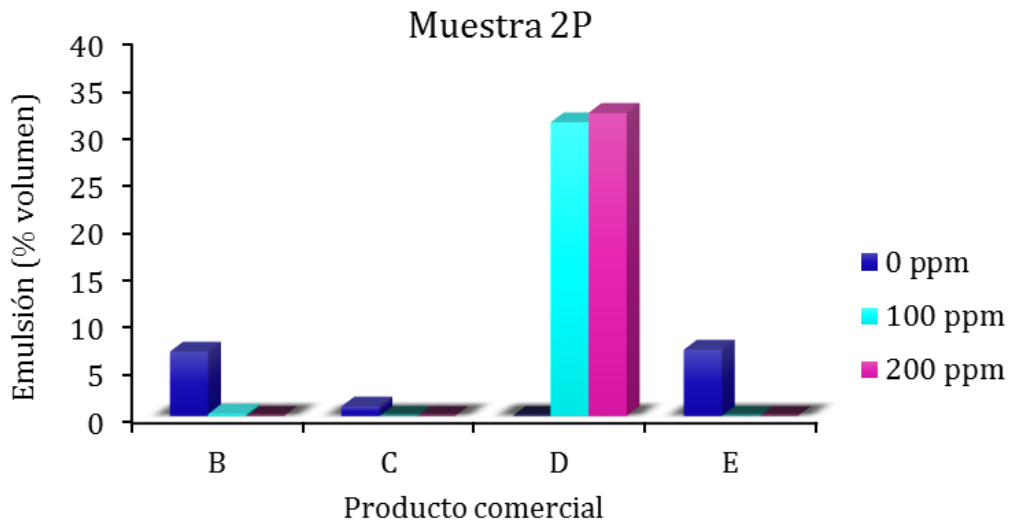


Figura 4.10 – Resultados de la evaluación de la prueba de desemulsificación para la muestra 2P.

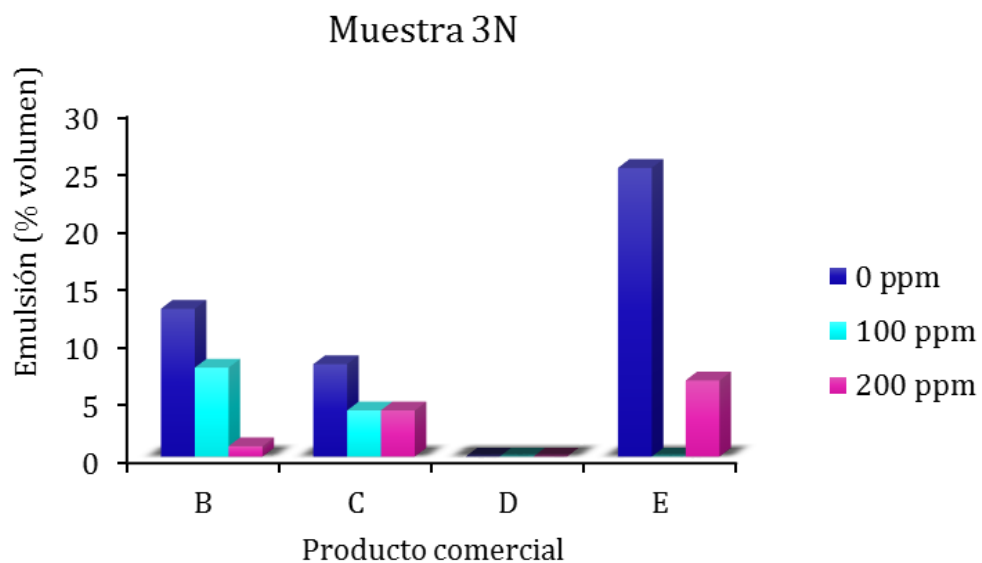


Figura 4.11 - Resultados de la evaluación de la prueba de desemulsificación para la muestra 3N.

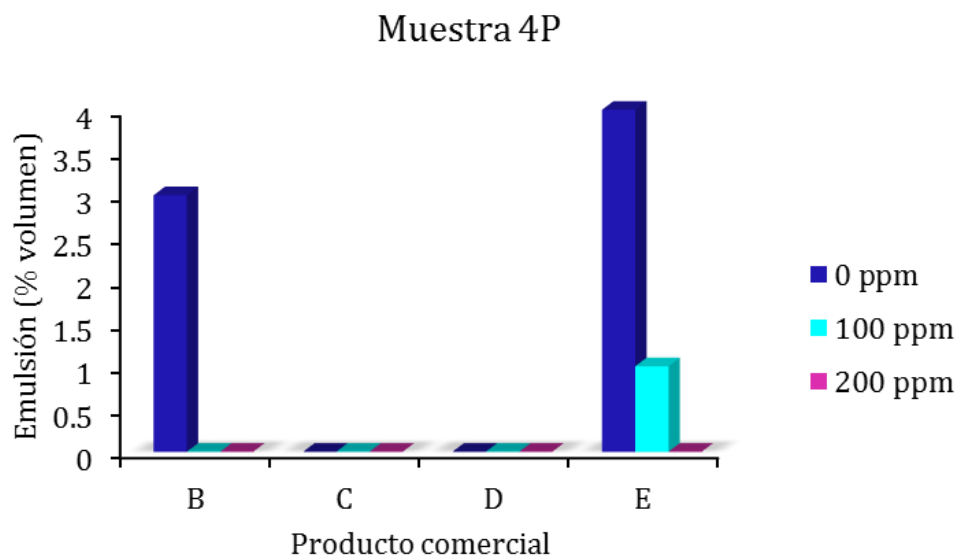


Figura 4.12 - Resultados de la evaluación de la prueba de desemulsificación para la muestra 4P.

Muestra 5N

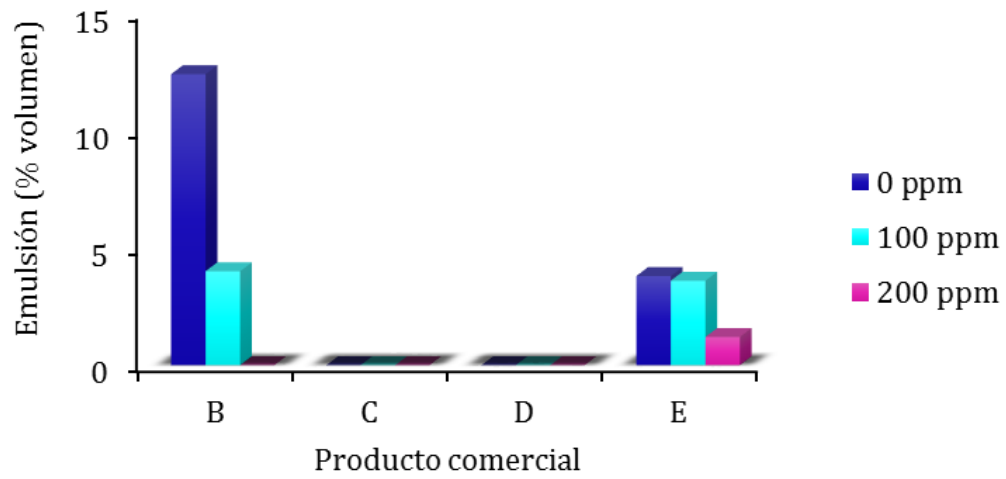


Figura 4.13 - Resultados de la evaluación de la prueba de desemulsificación para la muestra 5N.

5. PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS.

En esta sección se presenta la propuesta de metodología para la evaluación de la eficiencia de un producto químico en general, desarrollado para mejorar el transporte de aceites pesados y extrapesados (mejoradores de flujo, reductores de viscosidad, inhibidores de la precipitación de asfaltenos, parafinas e hidratos, dispersantes y antiaglomerantes, entre otros). El objetivo de ésta, es dotar al ingeniero de campo de elementos rigurosos para la aplicación, de manera optimizada, de productos químicos en campo, asegurando la integridad de los pozos, estableciendo criterios de evaluación a escala laboratorio para determinar el desempeño de productos químicos aplicados al transporte, así como su compatibilidad y estabilidad en el aceite, en función de la temperatura y naturaleza química del aceite crudo.

De acuerdo a su naturaleza química, los productos aplicados en la industria petrolera, ayudan a resolver problemas operativos en diversas áreas, entre las cuales se pueden mencionar producción, transporte y tratamiento. Así, podemos encontrar productos químicos que se emplean como:

- ◆ Mejoradores de flujo
- ◆ Reductores de viscosidad
- ◆ Inhibidores de parafinas, asfaltenos, hidratos, incrustaciones
- ◆ Inhibidores de corrosión
- ◆ Desemulsificantes
- ◆ Anti-aglomerantes
- ◆ Dispersantes, etc.

Un problema importante que se presenta durante la aplicación de estos productos, es la falta de una metodología sistemática, clara y rigurosa, a través de la cual se pueda evaluar el desempeño, compatibilidad y estabilidad de estos productos, primero a nivel de laboratorio, posteriormente a nivel de planta piloto y finalmente a nivel de campo.

Ante esta situación, se hace necesario desarrollar una metodología experimental, basada en conceptos teóricos que proporcionen elementos y criterios útiles para

evaluar el desempeño, así como la compatibilidad de los productos químicos en aceites crudos pesados y extrapesados.

5.1. Consideraciones previas de los mecanismos de reducción de la viscosidad de un fluido.

Un reto importante que se plantea en esta metodología, es diferenciar entre las pruebas necesarias de acuerdo a la naturaleza del producto químico a evaluar. Sin embargo, no importando de qué tipo sea, existe una serie de pasos previos que se proponen seguir a fin de lograr una correcta caracterización fisicoquímica, tanto del aceite como del producto químico a evaluar. En particular, las pruebas experimentales que se proponen aquí para evaluar productos destinados a mejorar el transporte de aceites pesados y extrapesados, deben ser capaces de evaluar la eficiencia del producto químico diferenciando entre los 3 mecanismos fundamentales que se conocen a través de los cuales es posible reducir la viscosidad de un fluido, los cuales se muestran en la Figura 5.1 (Ochoa-Lara y López-Arteaga, 2009; Badillo-Acevedo y Andrea-Gómez, 2011; García-Pérez y Orjuela-Sierra, 2016).

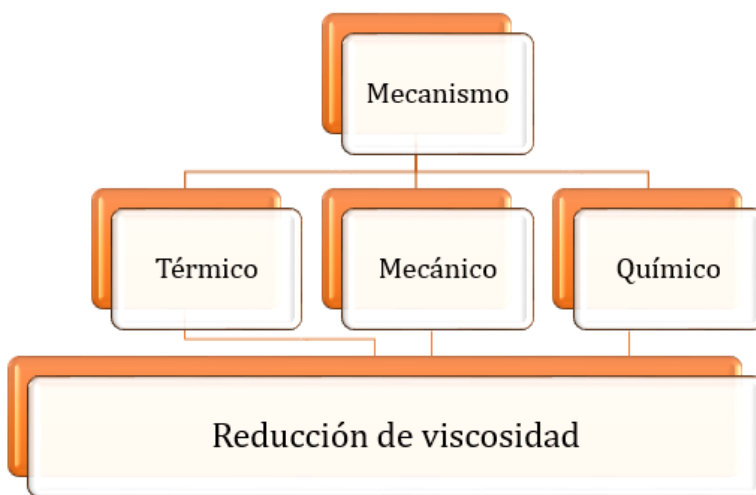


Figura 5.1 - Mecanismos fundamentales para la reducción de la viscosidad de un fluido.

En el caso especial de los productos químicos para mejorar el transporte, se puede aplicar la hipótesis de que cualquier líquido debe presentar un valor mínimo de viscosidad si lo sometemos a cualquiera de los mecanismos presentados en la Figura

5.1. En particular, si se le agrega un producto químico, el valor máximo que se podría alcanzar es el del producto mismo (suponiendo que se diluye completamente el fluido original en dicho producto). Esto se representa claramente en la Figura 5.2, en la cual se presenta el ejemplo de una muestra de hidrocarburo, al cual se le agregan diferentes volúmenes de agua hasta que se alcanza el punto de inversión, en el cual la fase aceite deja de ser la fase continua y pasa a ser la fase dispersa, hasta que tenemos solo agua.

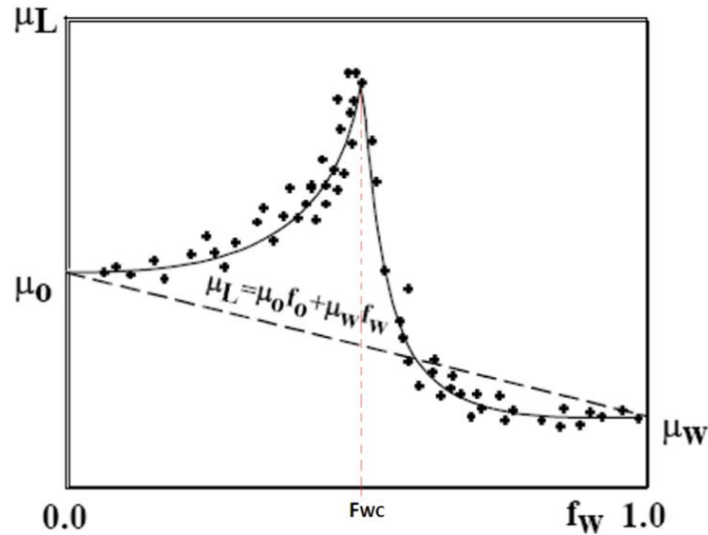


Figura 5.2 – Comportamiento de una mezcla de aceite crudo más agua como función de la concentración del agua. Se presenta una inversión de fase a un valor crítico de agua % Fwc, (Cruz, 2013).

En el caso particular de estos productos químicos, existe una forma alterna de evaluar su desempeño, mediante un estudio reológico. En este se puede evaluar el efecto real del producto, descartando los efectos mecánicos y térmicos que podrían influir en la reducción de la viscosidad. Esto se representa en la Figura 5.3, en la cual se esquematiza la hipótesis planteada.

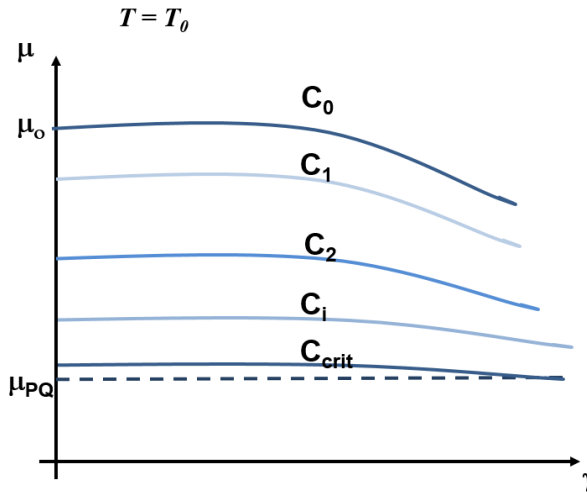


Figura 5.3 – Máxima reducción de viscosidad (μ_{PQ}) que se refiere a la viscosidad del producto químico, la cual representa el valor límite de la mezcla cuando se alcanza la concentración máxima de éste (C_{crit}), (Cruz, 2013).

Como un ejemplo de los mecanismos térmicos y mecánicos que influyen directamente en la disminución de la viscosidad de un fluido, en las siguientes figuras se presentan los resultados del comportamiento de la viscosidad como función de la temperatura (Figura 5.4) a una velocidad de corte constante y el cambio de la viscosidad como función de la velocidad de corte a una temperatura constante (Figura 5.5)

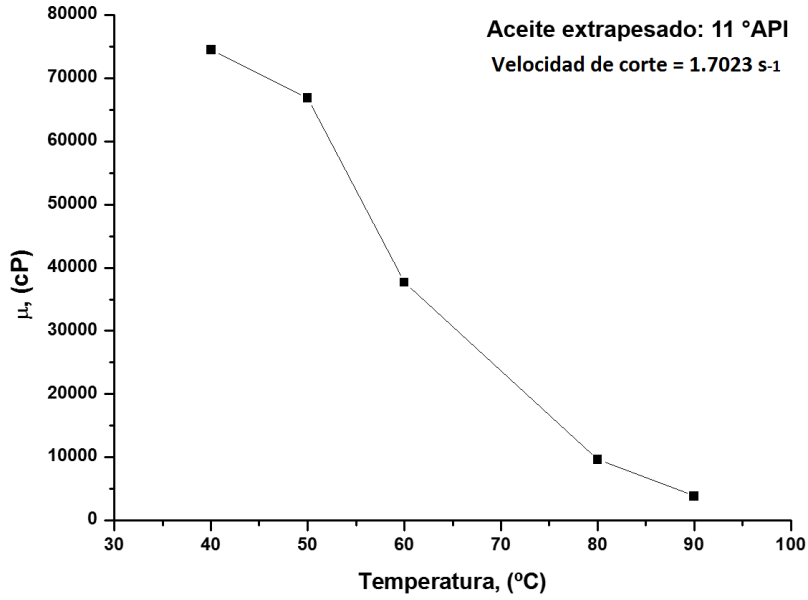


Figura 5.4 – Comportamiento de la viscosidad de un aceite extrapesado como función de la temperatura a una velocidad de corte constante, (Cruz, 2013).

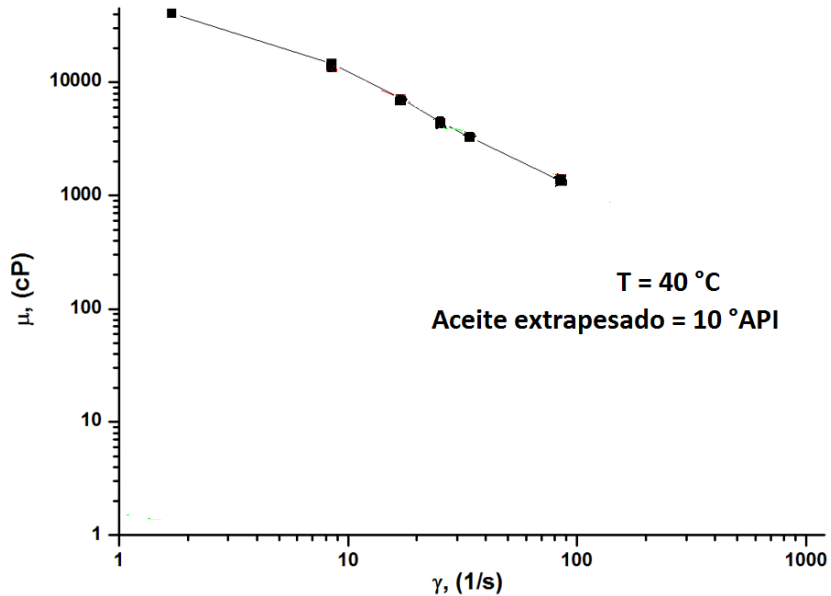


Figura 5.5 – Comportamiento de la viscosidad de un aceite extrapesado como función de la velocidad de corte a una temperatura constante, (Cruz, 2013).

5.2. Propuesta de metodología.

La siguiente propuesta representa una versión ampliada y modificada que se basa en la metodología desarrollada entre los años 2012 y 2013 por el IMP (Cruz-Andrade et. al., 2014). En esta propuesta de metodología se plantean pruebas específicas para cada uno de los productos químicos que se quieran evaluar, en particular para aquellos que están

desarrollados para mejorar el transporte de aceites pesados y extrapesados. Ésta consiste en definir una serie de pruebas experimentales a partir de las cuales, se caractericen las muestras de hidrocarburos de manera rigurosa, antes y después de mezclarlas con los productos químicos. Cabe mencionar que dicho procedimiento, se puede ampliar para su aplicación a otro tipo de productos químicos, tales como inhibidores de parafinas, asfaltenos, hidratos, dispersantes, etc., requiriendo definir pruebas específicas para tal fin.

Así, los pasos que se mencionan a continuación constituyen la metodología experimental, la cual podría ayudar a contar con un procedimiento de selección de productos químicos a través de una serie de criterios basados en pruebas de laboratorio rigurosas, permitiendo así, tener la certeza de seleccionar el producto químico adecuado, que cubra las necesidades de los aceites producidos, evitando problemas relacionados a la producción y transporte en la operación diaria. Esta metodología se basa en una serie de pruebas experimentales fundamentales, análisis de resultados, criterios de aceptación y recomendaciones. Así, la metodología se basa en los siguientes pasos:

1. Selección de pozos para evaluación.
2. Recolección de muestras de fondo y/o superficie
3. Definición de pruebas de laboratorio
4. Selección de la(s) variable(s) físicas a ser evaluada(s) de los aceites.
5. Criterio de aceptación de un producto químico.

1. Selección de pozos para evaluación.

Para seleccionar pozos a ser muestreados para la evaluación, se requiere recopilar la siguiente información:

- a. Datos de producción que incluyen presión, temperatura de fondo y superficie, corte de agua producido, intervenciones de lavado y/o estimulaciones.
- b. Estado mecánico de los pozos a fin de conocer el punto de posible inyección de los productos químicos.

- c. Configuración de los sistemas artificiales (en caso de que existan).
- d. Información de laboratorio previa (PVT).

Con esta información se definirán los pozos a seleccionar de acuerdo a la problemática observada, es decir, tipo de aceite, depositación de sólidos, producción de agua o sólidos inorgánicos y tipo de sistema artificial de producción.

2. Recolección de muestras de fondo y/o superficie

Dependiendo del producto químico a ser evaluado, es el tipo de muestra que se requiere. En general, se sugiere realizar muestreo de fondo preservado en presión, en particular para evaluar productos químicos como inhibidores de la depositación de sólidos orgánicos e inorgánicos, anti-aglomerantes y dispersantes de sólidos, sin embargo, si esto no es posible, se puede utilizar muestra de superficie (la cual se puede emplear para evaluar productos como mejoradores de flujo y reductores de viscosidad). En promedio se requieren al menos 2 l de muestra cuando se trata de aceite preservado y al menos 20 l de muestra de superficie, esta cantidad debe ser por cada pozo a ser evaluado con los productos. Esta cantidad se requiere a fin de realizar todas las pruebas de laboratorio sugeridas en esta metodología. El criterio se basa en el corte de agua reportado en cada pozo. Se debe medir el corte de agua en el momento en el que se toman las muestras; si la medición cae en cualquiera de los siguientes intervalos, el pozo se puede considerar apto para tomar la muestra y continuar el proceso.

Pozos con valores de corte de agua:

- ◆ Menores al 10%
- ◆ Entre 40% y 60%,
- ◆ Entre 80% y 90%

Estos valores permitirán realizar una caracterización a detalle del efecto del agua sobre el producto químico a ser evaluado.

3. Definición de pruebas de laboratorio.

Previo a la evaluación de los mejoradores de flujo, se requiere realizar una caracterización físico-química del aceite crudo. Para tal fin, se recomienda realizar las siguientes pruebas:

- a. Análisis composicional (incluyendo la calidad API del aceite) extendido.

- b. Estudio SARA.
- c. Determinación del contenido de agua libre.
- d. Determinación del contenido de agua emulsionada.
- e. Determinación del contenido de agua total.
- f. Curva de densidad del agua.
- g. Salinidad del agua.
- h. pH del agua.
- i. Curva de viscosidad a diferentes temperaturas (incluir T_{yac} y T_{sup}) con y sin producto químico (PQ).
- j. Curva de viscosidad como función de la concentración de PQ @T, empezando con concentraciones bajas, menores a 50 ppm; hasta valores no mayores a 1000 ppm.
- k. Curvas de densidad a diferentes temperaturas (Incluir T_{yac} y T_{sup}) con y sin PQ.
- l. Curvas de comportamiento reológico como función de la temperatura en el intervalo de 0.1 a 500 s⁻¹, a diferentes concentraciones de PQ.
- m. Estudio de la fluidez del crudo en presencia del PQ.
- n. Estudio de la estabilidad y tipo de emulsiones por efecto del PQ (esto aplica cuando se evalúa un mejorador de flujo base agua).
- o. Estudio de corrosividad por presencia del PQ (mejorador de flujo base agua) en los aceros convencionales. El PQ no debe acelerar el proceso de corrosión.
- p. Evaluación de desemulsificantes para romper las emulsiones.
- q. Estudio de compatibilidad termodinámica del PQ a utilizarse en el aceite.
- r. Corrosividad de mejoradores de flujo base agua en los aceros convencionales. Los productos no deben acelerar el proceso de corrosión (esto aplica cuando se evalúa un mejorador de flujo base agua).
- s. Análisis Termogravimétrico para evaluar la estabilidad térmica de los PQ en un intervalo de tiempo, estableciendo un barrido de diversas temperaturas, corroborando dicha estabilidad de acuerdo a la pérdida de peso de la mezcla aceite + PQ.
- t. Pruebas de caída de presión en condiciones dinámicas de la mezcla (@P y T)

- u. Pruebas de determinación del punto de cedencia en condiciones dinámicas (@P y T).
- v. Envoltente de precipitación de sólidos orgánicos e inorgánicos.

Estas pruebas aportan información detallada y útil sobre propiedades de transporte, compatibilidad y caracterización fisicoquímica del aceite, así como del agua asociada producida. Cabe mencionar que, para estudiar la compatibilidad de los PQ en el aceite, se recomienda realizar las mediciones con y sin el PQ

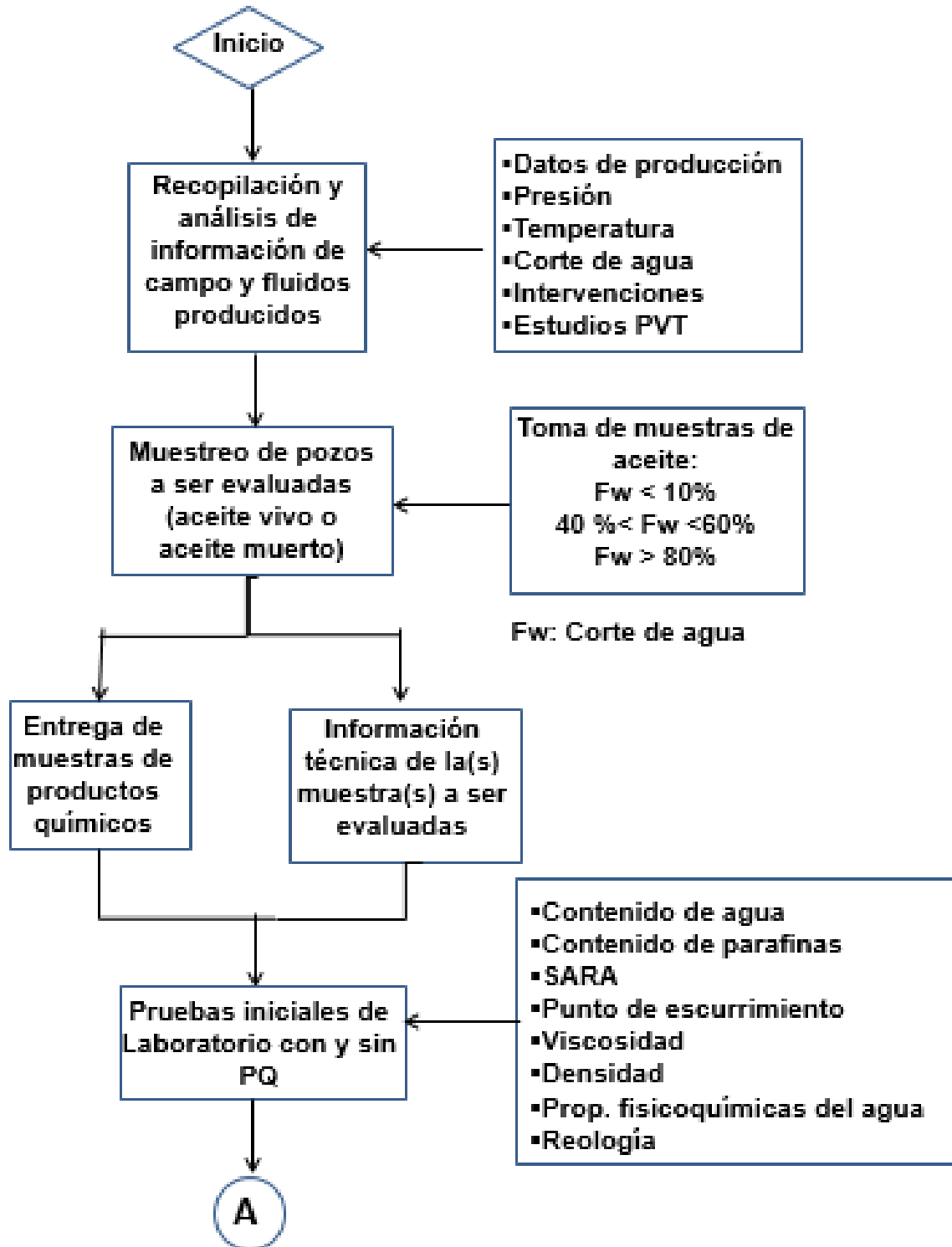
4. Selección de la(s) variable(s) físicas a ser evaluada(s) de los aceites.

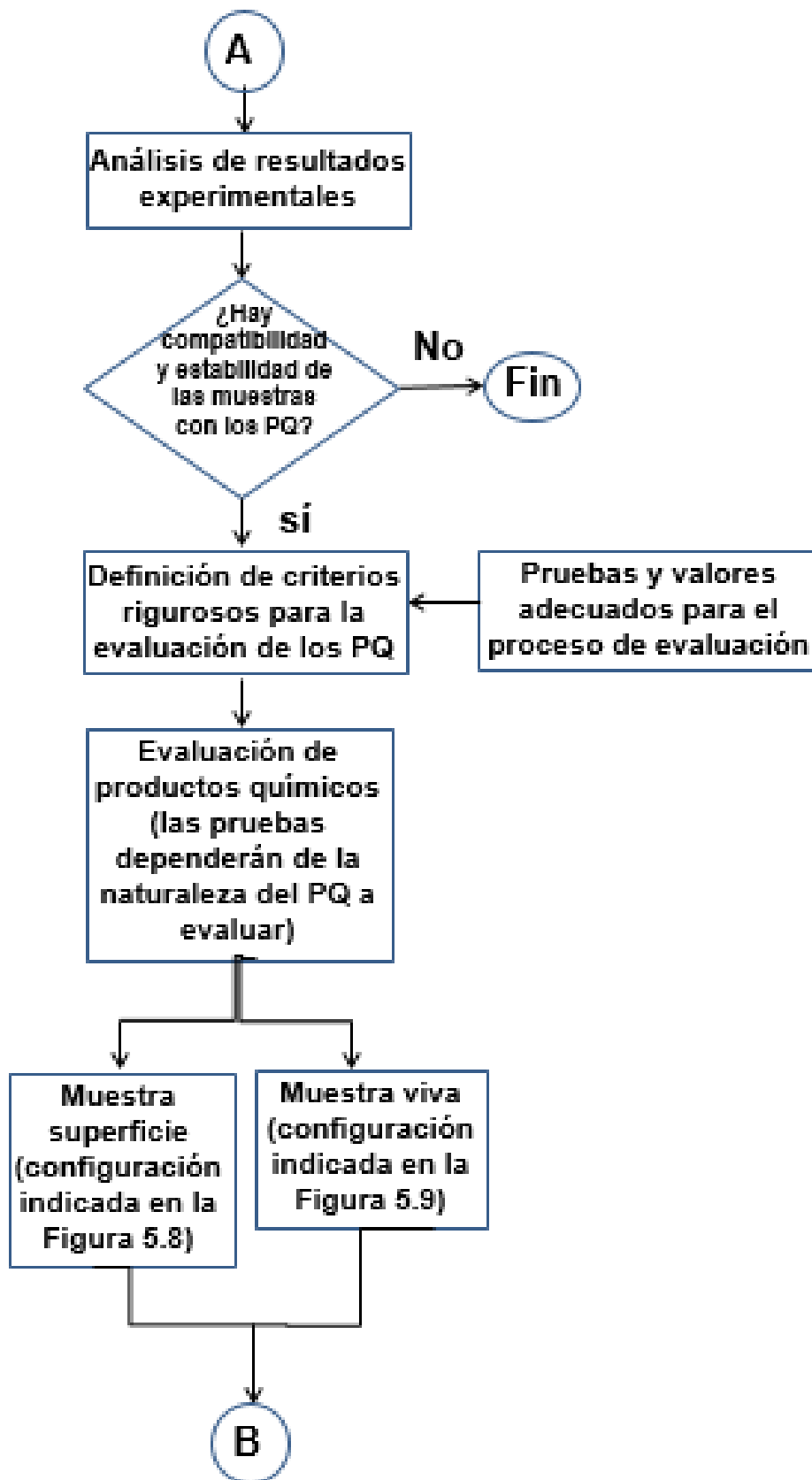
A partir de los resultados de estos estudios, se tendrán criterios rigurosos para seleccionar las muestras que tengan las características adecuadas y que sean representativas del campo. Estos criterios se basarán en el contenido de parafinas cristalizables (PC), contenido de asfaltenos, viscosidad, índice de fluidez y propiedades del agua. En este punto, es recomendable realizar la evaluación de los mejoradores de flujo en los pozos que tengan altos contenidos de PC, asfaltenos y viscosidad, ya que estos podrían ser los más propensos a presentar problemas de depositación de sólidos orgánicos. Así mismo, las propiedades del agua definirán la compatibilidad con el agua utilizada para inyectar el mejorador de flujo.

5. Criterio de aceptación de un producto químico.

Dado que esta metodología se puede aplicar para la evaluación de PQ de diferente naturaleza, el criterio de aceptación, dependerá del tipo de PQ a evaluarse.

En la Figura 5.6 se esquematiza la metodología mediante un diagrama de flujo. La descripción de los pasos a seguir se detallan a continuación.





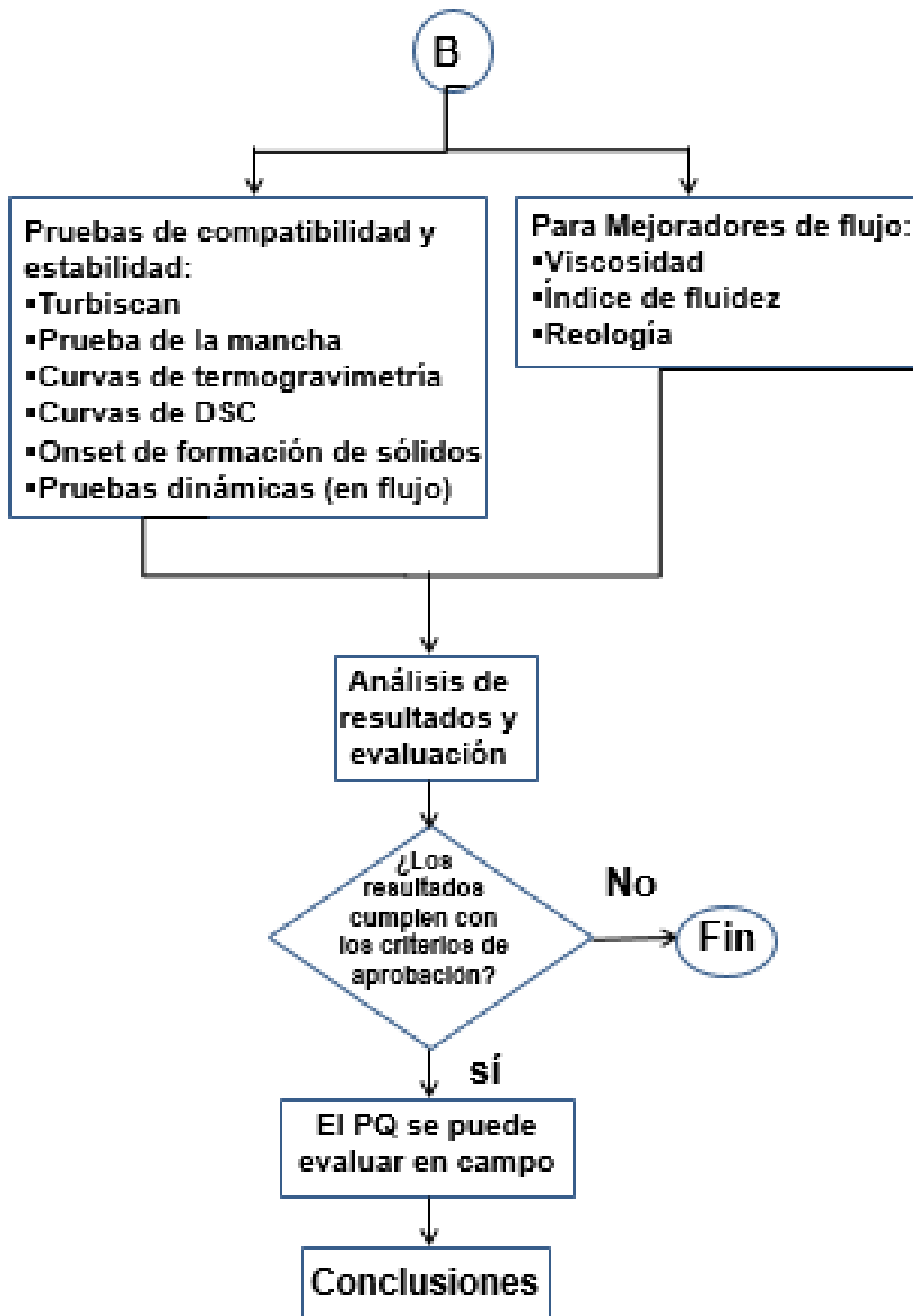


Figura 5.6 - diagrama de flujo de la propuesta d metodología.

Así, en el caso de los PQ empleados para mejorar el transporte de aceites pesados y extrapesados (mejoradores de flujo y reductores de viscosidad), se establece el siguiente criterio:

1. Se construye la curva de viscosidad como función de la concentración del PQ a las temperaturas de referencia (las cuales pueden ser a condiciones de fondo de pozo, T1 y de superficie, T2). Dichas curvas, en forma ideal deben presentar un comportamiento como el mostrado en la Figura 5.7.

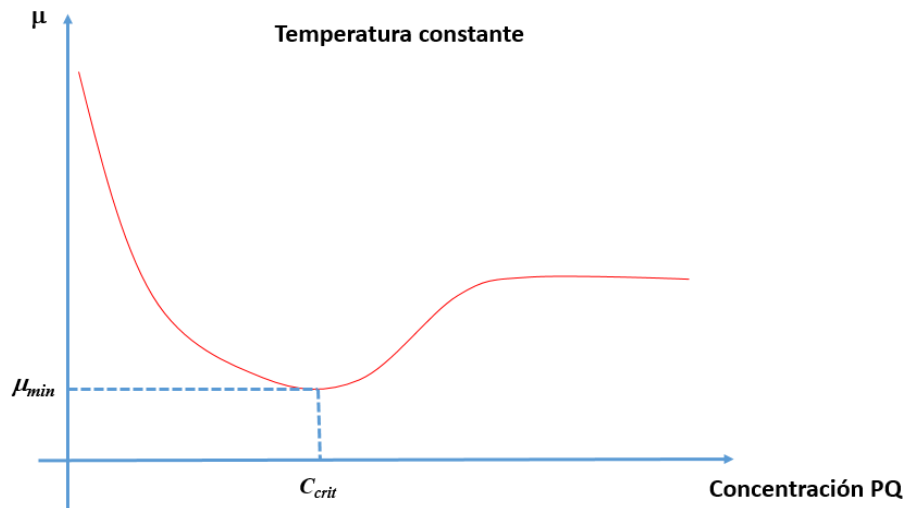


Figura 5.7 – Comportamiento ideal de la viscosidad como función de la concentración de PQ, donde C_{crit} representa la concentración crítica a la cual se obtiene la mínima viscosidad de la mezcla μ_{min} (Cruz, 2013).

2. Se mide la viscosidad de la muestra sin PQ (s/PQ) a las dos temperaturas de referencia, $\mu_{T1-s/PQ}$ y $\mu_{T2-s/PQ}$
3. Se prepara la mezcla de aceite + PQ a la C_{crit} obtenida en el punto **a**.
4. Para el caso de PQ mejoradores de flujo base aceite y reductores de viscosidad, se mide la viscosidad a las temperaturas de referencia establecidas con PQ (c/PQ), $\mu_{T1-c/PQ}$ y $\mu_{T2-c/PQ}$
5. Con las mediciones descritas en los puntos **b** y **d**, se calcula la viscosidad efectiva promedio (EP) en cada caso (con y sin PQ):

$$\frac{\mu_{EP-s}}{PQ} = \frac{\mu_{T1-s}}{PQ} + \frac{\mu_{T2-s}}{PQ} \quad (5-1)$$

$$\frac{\mu_{EP-c}}{PQ} = \frac{\mu_{T1-c}}{PQ} + \frac{\mu_{T2-c}}{PQ} \quad (5-2)$$

Por lo que el porcentaje de viscosidad efectiva final (%ET) de la muestra de aceite con PQ se puede determinar con la relación siguiente:

$$\mu_{\%ET} = \left[\frac{\mu_{EP-s/PQ} - \mu_{EP-c/PQ}}{\mu_{EP-s/PQ}} \right] \times 100 \quad (5-3)$$

El resultado anterior se puede utilizar como criterio de la siguiente forma, si el valor $\mu_{\%ET} \geq \Omega\%$, entonces se aprueba la eficiencia del PQ, en caso contrario se descarta el producto. El valor $\Omega\%$ se debe establecer a través de un estudio de factibilidad económica y podría variar según el pozo al cual se aplicará el PQ, éste representa la variación de la viscosidad (% de reducción).

Notas:

- I. En caso de que no se obtenga un comportamiento de la mezcla de aceite + PQ como el observado en la Figura 5.7, se propone utilizar una concentración crítica máxima de 1,000 ppm. Este valor se deriva de una búsqueda en la literatura abierta científica (Ochoa-Lara y López-Arteaga, 2009; Badillo-Acevedo y Andrea-Gómez, 2011; García-Pérez y Orjuela-Sierra, 2016); para valores mayores, podría ser inviable desde el punto de vista económico emplear el PQ en campo.
- II. El procedimiento anterior se aplica para muestras de superficie, sin embargo, si se cuenta con muestras de fondo se sugiere realizar las mediciones a las condiciones de presión de fondo fluyendo (Pwf) y presión en cabeza de pozo (Pwh), es decir, a las condiciones de (Pwf, T1) y (Pwh, T2); se aplica el mismo procedimiento descrito anteriormente.
- III. Se recomienda repetir al menos 3 veces las mediciones de viscosidad en cada caso, esto con el fin de asegurar la repetitividad y reproducibilidad experimental de los datos.
- IV. Es necesario realizar un mezclado y homogenización adecuado de la mezcla (aceite + PQ), para tal fin es necesario contar con el equipo adecuado. Se recomienda realizar el proceso a temperatura ambiente y presión atmosférica (para muestras de superficie) o temperatura de fondo de pozo y Pwf cuando se

tienen muestras de fondo preservadas en presión. Se recomienda también mezclar al menos 1 hr la muestra con el PQ.

- V. Si se evalúa un PQ utilizando muestras de superficie, se recomienda someter la muestra a un proceso de deshidratado, esto con el fin de evitar alguna influencia del agua en el desempeño del PQ.
- VI. Antes de realizar las mediciones, es necesario asegurarse que los equipos a emplearse están debidamente calibrados utilizando estándares conocidos y reproducibles.

Mejoradores de flujo base agua. La evaluación del desempeño de estos productos se realizará mediante la determinación del índice de fluidez (IF) a las temperaturas de referencia definidas. Para tal fin, se sigue el siguiente proceso:

- a. Se prepara la mezcla de la muestra + PQ a una concentración máxima de producto del 2% (peso) y un máximo del 28% (volumen) de agua. Estos valores son de referencia y se proponen de acuerdo a lo publicado en la literatura científica abierta (Badillo-Acevedo y Andrea-Gómez, 2011; García-Pérez y Orjuela-Sierra, 2016).
- b. Se pesa la mezcla final (muestra + PQ) y la muestra sin PQ.
- c. Se mide el índice de fluidez de la muestra sin PQ y con PQ. Para tal fin, en la Figura 5.8 y Figura 5.9 se esquematizan las propuestas de dispositivos experimentales que se podrían emplear, dependiendo del tipo de muestra (de fondo preservado o de superficie):

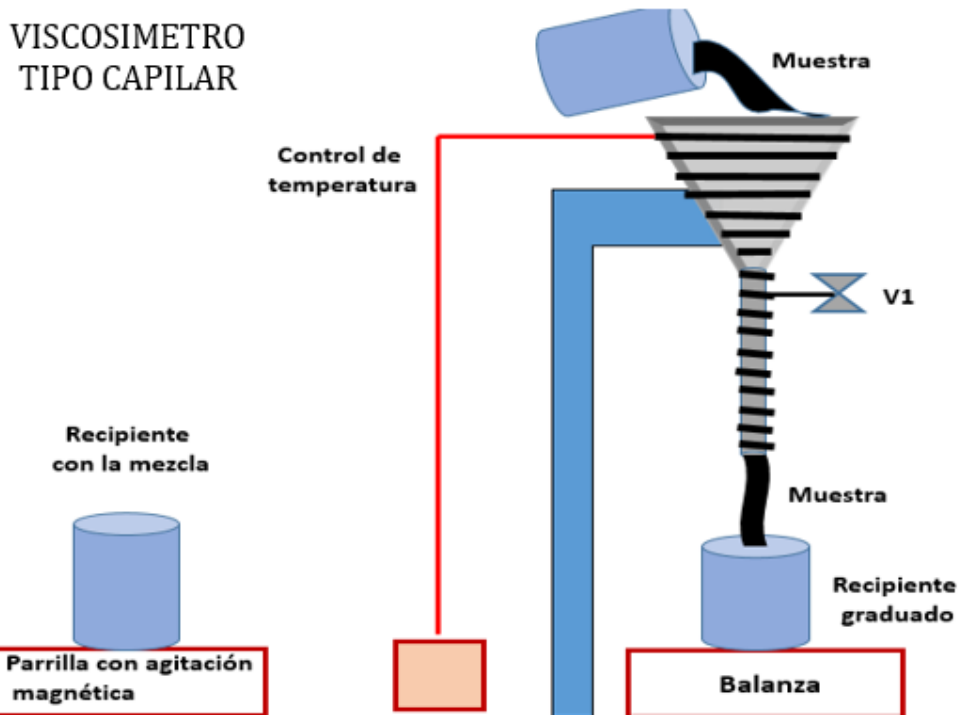


Figura 5.8 – Propuesta de dispositivo para la determinación del índice de fluidez de una muestra de superficie.

El procedimiento de medición mostrado en la Figura 5.8 es el siguiente. Una vez preparado un volumen conocido y pesado previamente de mezcla a ser evaluada, se coloca en un vaso de precipitado sobre una parrilla con agitación magnética, esto con el fin de mantenerla homogénea. Posteriormente, se vierte el volumen total en el viscosímetro tipo capilar, manteniendo cerrada la válvula V1. Se deja calentar el sistema hasta que el sistema llegue al equilibrio, es decir, no se tenga variación de la temperatura. Enseguida, se abre la válvula V1 completamente y se deja fluir la mezcla, recolectándola en un vaso de precipitado graduado, colocado sobre una balanza. Durante el proceso, se toma el tiempo transcurrido hasta que se recolecta una masa dada de la mezcla. De acuerdo a este procedimiento, el índice de fluidez se calcula de la siguiente forma:

$$IF_{s/PQ} = \frac{\text{Masa de la muestra (g)}}{\text{Tiempo que tarda en fluir (seg)}} \quad (5-4)$$

$$IF_{c/PQ} = \frac{\text{Masa Total [muestra + PQ + agua] (g)}}{\text{Tiempo que tarda en fluir (seg)}} \quad (5-5)$$

Por lo tanto, el criterio de aceptación del PQ será el siguiente:

$$IF_{\%Final} = \left[\frac{IF_{C/PQ} - IF_{S/PQ}}{IF_{S/PQ}} \right] \times 100 \quad (5-6)$$

Si $IF_{\%Final} \geq 40\%$, se da como aceptable el desempeño del producto. Dicho valor se ha tomado como referencia de la literatura abierta científica (García-Pérez y Orjuela-Sierra, 2016).

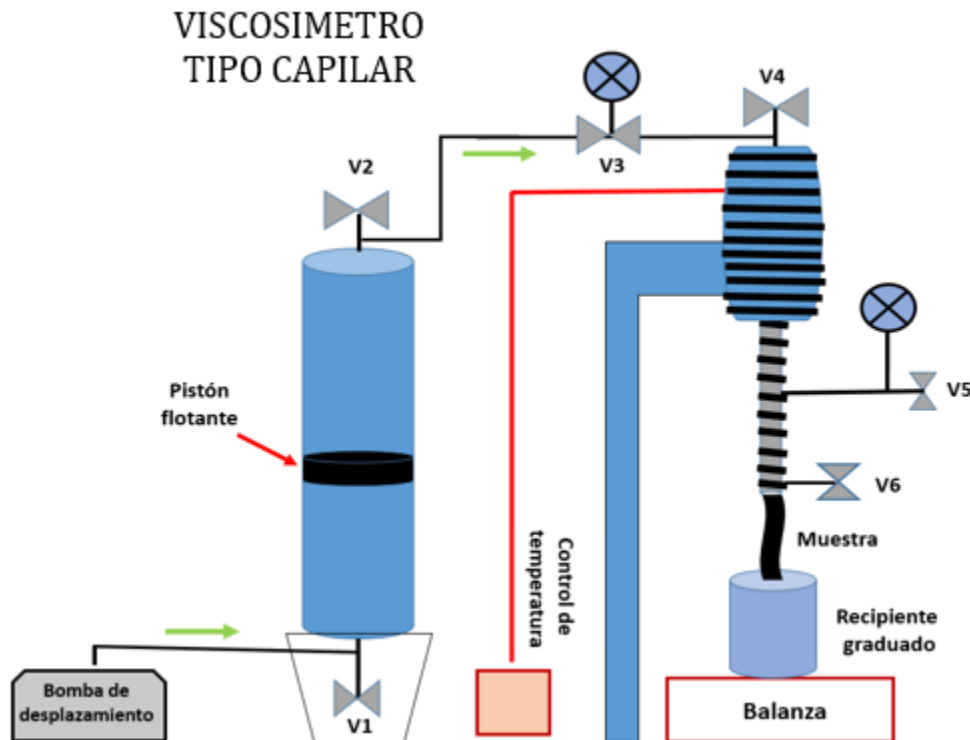


Figura 5.9 - Propuesta de dispositivo para la determinación del índice de fluidez de una muestra de fondo de pozo preservada.

El procedimiento de medición mostrado en la Figura 5.9 es el siguiente. Se prepara un volumen conocido de muestra en una bala porta-muestra para alta presión. Dicha muestra ha sido homogeneizada previamente utilizando equipos para tal fin. Se debe utilizar una bala con cilindro flotante para realizar la transferencia de la misma sin problemas de contaminación. Se conecta la bala a una bomba de desplazamiento mediante la válvula V1. Por esta se inyectará el fluido desplazante para presurizar la muestra. Al presurizar la bala porta-muestra, se mantiene cerrada la válvula V2, V3, V4, V5 y V6. Por la válvula V3 se coloca una bomba de vacío y se aplica a toda la línea; se mantienen cerradas las válvulas V2 y V6 y se abren V3, V4 y V5. Se deja hacer vacío por

un espacio de 1 hora. Se cierra la válvula V5, V4 y V3 en este orden. Se apaga y retira la bomba de vacío. Para transferir la muestra a ser evaluada al equipo, se abre lentamente la válvula V2, procurando que la caída de presión entre las válvulas V2 y V3 sea mínima (en la válvula V3 se coloca un manómetro que registrar en forma continua la caída de presión de la muestra. La válvula V1 se debe mantener abierta durante todo el proceso). Se abre lentamente la válvula V3 y se deja fluir la muestra hasta la válvula V4 hasta que no se observe variación en la presión (se puede registrar la presión en el manómetro colocado en la válvula V3 y en la bomba de desplazamiento). Se abre lentamente la válvula V4 y se permite llenar la celda de medición hasta que no se observe variación en la presión del sistema.

Una vez alcanzado el equilibrio en el sistema (no se detecta variación de la presión), se puede iniciar la prueba de evaluación. La presión a la que se realizará dicha prueba, será la misma a la que se transfirió la muestra a la celda de medición y la presión atmosférica. Por tal motivo, se establece la caída de presión a la que se realizará la prueba, por lo que se programa el flujo volumétrico en la bomba para alcanzar dicha caída de presión, de acuerdo a la relación:

$$\Delta P = P_{\text{muestra}} - P_{\text{atm}} \quad (5-7)$$

Donde

ΔP : *incremento de presión*

P_{muestra} : *presión de la muestra*

P_{atm} : *presión atmosférica*

Se abre la válvula V5 para permitir que el manómetro colocado en esa válvula registre la caída de presión correspondiente; se abre la válvula V6 lentamente hasta alcanzar la caída de presión deseada y que la bomba de desplazamiento proporcione el gasto volumétrico necesario. La muestra se recolecta en un vaso de precipitado graduado y se registra el tiempo que tarda en pesar una masa definida. Una vez alcanzada la masa, se cierran las válvulas en el orden de V6, V4 y V2. De acuerdo a este procedimiento, se propone utilizar el siguiente criterio de aceptación:

$$\Delta P_{\%Final} = \left[\frac{\Delta P_{c/PQ} - \Delta P_{s/PQ}}{\Delta P_{s/PQ}} \right] \times 100 \quad (5-8)$$

Si $\Delta P_{\%Final} \geq 40\%$, se da como aceptable el desempeño del producto. Sin embargo, para permitir que el producto pueda ser evaluado a nivel campo, antes debe ser sometido a una prueba de desmulsificación, en la cual, como criterio de aceptación, se debe romper la emulsión generada, recuperando el 100% del agua empleada para su formación. Como en el caso anterior, aquí también aplican las notas I al VI comentadas anteriormente.

Aquellos productos que aprobaran satisfactoriamente las pruebas de laboratorio, es decir, que cumplieran con los criterios de aceptación y no hayan presentado problemas de inestabilidad y/o compatibilidad con las muestras de aceite, podrán pasar a la etapa de evaluación en campo, utilizando para tal fin los mismos pozos empleados en las pruebas anteriores.

La metodología aquí propuesta, representa una opción más para establecer criterios rigurosos para la evaluación del desempeño de productos químicos, en particular para aquellos que permitan mejorar el transporte de aceites pesados y extrapesados producidos en México. A continuación, se presenta un diagrama de flujo que permite esquematizar la metodología aquí propuesta.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo de tesis, se presenta un análisis detallado sobre una metodología para evaluar el desempeño de productos químicos mejoradores de flujo. A partir de éste análisis, se desarrolla una propuesta de mejora a dicha metodología, ampliándola al caso de muestras preservadas en presión.

Como parte del análisis de la metodología previa, ésta se aplicó para evaluar mejoradores de flujo base agua y base aceite, obteniéndose los siguientes resultados:

- ◆ Para el caso de los MF base aceite, los resultados indican que ningún producto cumplió con el valor mínimo de reducción de la viscosidad establecido (50%).
- ◆ Para el caso de los MF base agua, los resultados de la evaluación indican que los productos evaluados, cumplieron con el valor establecido de incremento de la fluidez (al menos 40%). Sin embargo, ninguno de estos productos aprobó la prueba de desemulsificación, por lo que fueron desechados para aplicarse en campo.

Entre los factores que pudieron afectar a los PQ y que, por lo tanto, que se deben tomar en cuenta para siguientes procesos son:

1. Mezclado inadecuado de los productos en las muestras, esto por tratarse de aceites altamente viscosos.
2. Incompatibilidad de los productos con los aceites.
3. Consideraciones especiales por las características fisicoquímicas de los aceites (en particular el contenido de parafinas, asfaltenos, viscosidad, entre otras).
4. Contenido de agua de las muestras, ya que el agua podría causar un efecto de disminuir la solubilidad de los PQ en el aceite.

En particular, de acuerdo al punto 4, la prueba para romper la emulsión se realizó empleando un desemulsificante universal, sin embargo, la metodología empleada para esta prueba en particular podría no ser eficiente, por lo que se podría implementar un método más avanzado para evaluar la estabilidad y romper la emulsión, basado en mediciones de tipo reológicas mediante la medición de los módulos elástico y complejo

Conclusiones y recomendaciones

de la mezcla. En forma paralela, se podría medir el tamaño de gota utilizando un equipo para la medición de tamaño de partícula, así como una prueba de separación del agua emulsionada mediante un fluido acarreador (por ejemplo, tolueno), estos métodos podrían ser más eficientes y exactos.

Además de lo anterior, se presentaron los resultados de diversas pruebas de laboratorio realizadas a muestras de aceite crudo del sur de México. El objetivo de estas, fue contar con elementos de decisión para desarrollar una metodología de evaluación de productos químicos basada en información experimental especializada.

Este tipo de análisis proporciona información detallada sobre el comportamiento fisicoquímico y de transporte de los aceites producidos. Además, se puede construir una base de datos con información experimental de estas propiedades con y sin producto químico, lo cual podrá permitir correlaciones propias de los fluidos producidos en un campo determinado. Con esta se podrá, entre otras cosas, correlacionar el efecto de los PQ relacionada con la compatibilidad y estabilidad de las mezclas en condiciones dinámicas (flujo), además de relacionar con la tendencia a la formación y deposición de fases sólidas orgánicas (asfaltenos, resinas y parafinas) en el aceite.

Con estos resultados, fue posible establecer una metodología de carácter general para evaluar productos químicos y sus posibles efectos en el campo, bajo condiciones de operación. Las pruebas experimentales analizadas en este trabajo, se dividieron en distintos grupos, caracterización fisicoquímica de los aceites, compatibilidad de los mejoradores de flujo en el aceite y evaluación de la eficiencia de los productos en campo.

Así, la metodología propuesta, es una extensión de la metodología desarrollada en el IMP, y permite establecer una serie de pasos para evaluar PQ de diferente naturaleza, incluyendo inhibidores de la formación de sólidos orgánicos, dispersantes, anti-aglomerantes, entre otros. Además, se propone una forma alterna de evaluar estos PQ cuando se dispone de muestras preservadas en presión, situación de gran importancia debido a que muchas PQ pueden funcionar correctamente en muestras de superficie,

Conclusiones y recomendaciones

sin embargo, al aplicarlos en campo, ya sea a nivel de pozo o líneas de transporte, llegan a fallar. Por tal motivo, es fundamental evaluar el desempeño de estos PQ a condiciones de operación, es decir alta presión, alta temperatura y flujo. Por lo tanto, esta metodología podría ser empleada para tal fin, aportando mayor rigurosidad a procesos de evaluación de productos químicos empleados en la industria petrolera.

A continuación, se da una serie de **recomendaciones** para aplicar y/o mejorar la metodología aquí propuesta:

- a. Evaluar los PQ en muestras de aceites preservadas.
- b. Asegurar que el proceso de mezclado de PQ con muestra de aceite sea el adecuado para evitar problemas de segregación y no homogeneidad de las mezclas.
- c. Realizar las mediciones de propiedades fisicoquímicas y de transporte con y sin producto químico.
- d. Incluir pruebas de medición de envoltentes de precipitación de sólidos con y sin PQ
- e. Dividir la metodología de evaluación de la eficiencia de PQ en dos niveles, el primero a nivel de Laboratorio (todo lo que se presentó en este trabajo) y otro a nivel intermedio, empleando un “Loop” de prueba, que permita recrear condiciones de presión, temperatura y flujo semejantes a las que se tendrán en el sistema de producción. De esta manera, se verifica la compatibilidad y eficiencia de los PQ en condiciones semejantes a las que se tendrán en el campo.

Bibliografía

1. AGAT. Estudio PVT.
2. Anton Paar. Manual de operación viscosímetro y densímetro STABINGER, (2012).
3. Anton Paar. Manual de operación densímetro DMA, (2012).
4. Arévalo Villagran Jorge. Propiedades de los fluidos en yacimientos petroleros y aplicaciones, (2012).
5. Badillo Acevedo Jesús David, Andrea Gómez Johana, Efecto del tratamiento electromagnético y químico sobre la inhibición en la formación de cristales de parafinas en crudo de alto punto de fluidez. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. Tesis de Licenciatura, (2011).
6. Bánzer. Carlos, Correlaciones numéricas PVT, (1996).
7. Beal, C. The viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil-field temperatures and pressures. Trans., AIME, (1946).
8. 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.
9. Bird R. Byron, Worren E. Stewart, Edwin N. Lightfoot. Fenómenos de transporte. Reverté, S.A., (2003).
10. Brill, J. P. and Beggs, H.D., Two phase flow in pipes, University of Tulsa, Oklahoma (1988).
11. C. Curtis, R. Kopper E. Decoster, A. Guzmán-García. Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield review, (2002).
12. Carr, N.L., Kobayashi R. and Burrows D.B., Viscosity of hydrocarbon gases under pressure, Trans., AIME (1954).
13. Core Lab. Estudio PVT, (2004).
14. Cruz Andrade Jorge Pedro, Cabra Garduza Carlos, Ramírez Jaramillo Edgar, Martínez Yañez Pablo, Galván Yescas Iván y Carril Naranjo José Eduardo, Caracterización fisicoquímica de los crudos pesados y extra-pesados del campo Samaria Terciario para la selección y aplicación de mejoradores de flujo, Congreso Mexicano del Petróleo, (2013).
15. Cruz-Andrade J.P., Cabra C.G., Mares E., Ramirez Jaramillo E., and Echavez-Ross G., Fluid Characterization and Flow Improvers Evaluation for Samaria Somero Field, SPE-171095-MS, (2014).
16. D. Bartle Keith, Myers Peter. History of gas chromatography. Trends in analytical chemistry, vol. 21, (2002).
17. DBR. PVT express, reporte de las propiedades del fluido, (2006).

Bibliografía

18. García Pérez Raúl Andrés, Orjuela Sierra Juan Pablo, Evaluación, mediante pruebas de Laboratorio, del desempeño de un aditivo reductor de viscosidad del crudo del Pozo Tilo-2, en el campo Tilodirán. Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, (2016).
19. 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, (2011).
20. Instituto mexicano del petróleo, Estudio PVT, (2009).
21. Instituto Mexicano del Petroleo, Estudio PVT, (2005).
22. K. Akbarzadeh, S. Allenson, J. Creek, Los asfaltenos: problemáticos pero ricos en potencial, Oilfield Review, (2007).
23. Maestro Garriga Alicia, Reología de espesantes celulósicos para pinturas al agua: modelización y mecanismo de espesamiento asociativo, Tesis doctoral, (2002).
24. McCain W.C.Jr., The properties of petroleum fluids, Penn Well Books, 2a Ed, (1990).
25. Ochoa Lara Ismael Orlando, López Arteaga Sergio. Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafinas en el crudo del campo Colorado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. Tesis de Licenciatura, (2009).
26. Pedersen Karen Schou, L. Christensen Peter, Phase behavior of petroleum reservoir fluids, CRC Press, (2007).
27. PEMEX, Etudio PVT, (1996).
28. Pérez Herrera Rafael, Flamenco López Francisco J., Análisis de los estudios PVT composicionales en yacimientos de la Región Sur, XLIV Congreso Nacional de la A.I.P.M. A.C. en el marco del 1er. Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México, (2006).
29. Speight J., The Chemistry and Technology of Petroleum, CRC Press, 3ª edición (1998).
30. TA Instruments, Manual de operación reómetro ARES, (2014).
31. 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, (2003).
32. Yen Andrew, Y. Ralph Yin, Asomaning Samuel, SPE-65376-MS, (2001).

