

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DISEÑO DE FLUIDOS VISCOELÁSTICOS PARA LA PERFORACIÓN DE
HOYOS PRODUCTORES DE LOS CAMPOS BORBURATA Y LA
VICTORIA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Pérez Reina M.

Para optar al Título

De Ingeniera de Petróleo

Caracas, Octubre 2011

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DISEÑO DE FLUIDOS VISCOELÁSTICOS PARA LA PERFORACIÓN DE
HOYOS PRODUCTORES DE LOS CAMPOS BORBURATA Y LA
VICTORIA**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Violeta Wills

TUTORES INDUSTRIALES: Ing. Esther Viloría

Ing. Harry Ogalde

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Pérez Reina M.

Para optar al Título
De Ingeniera de Petróleo

Caracas, Octubre 2011

Caracas, Octubre de 2011

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Reina M. Pérez:, titulado:

“DISEÑO DE FLUIDOS VISCOELÁSTICOS PARA LA PERFORACIÓN DE HOYOS PRODUCTORES DE LOS CAMPOS BORBURATA Y LA VICTORIA”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Prof. Evelyn Azuaje
Jurado Principal



Prof. Alida Padrón
Jurado Principal



Prof. Violeta Wills
Tutora Académica



**Escuela de Ingeniería de Petróleo
Facultad de Ingeniería-UCV**

ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: “**DISEÑO DE FLUIDOS VISCOELÁSTICOS PARA LA PERFORACIÓN DE HOYOS PRODUCTORES DE LOS CAMPOS BORBURATA Y LA VICTORIA**”, presentado por la Br. REINA PÉREZ, titular de la Cédula de Identidad No.18.313.988. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los tres (03) días del mes de noviembre del año dos mil once.

Prof. Evelyn Azuaje
Jurado Principal

Prof. Alida Padrón
Jurado Principal

Prof. Violeta Wills
Tutora Académica

DEDICATORIA

*A ti mi Bebi, **Adrián de Jesús Maldonado Pérez**, por llenar mis días de alegría desde el momento en que naciste, y transmitirme toda tu energía positiva con tan sólo tu hermosa mirada y tu sonrisa... En los momentos más difíciles que he vivido, y los que me faltan por vivir, sólo sé que por ti vale la pena caerse, levantarse, mirar hacia atrás, aprender la lección y continuar con más fuerza y entusiasmo... Simplemente, **TE AMO BEBI.***

¡LO MEJOR DE MI VIDA ERES TU!

AGRADECIMIENTOS

*En primer lugar le agradezco a **Dios** por permitirme nacer y darme como primer regalo a la maravillosa familia que tengo. Gracias Dios mío por escuchar mis plegarias y no abandonarme en ningún momento, si la fe mueve montañas contigo yo las he movido.*

*De igual manera le agradezco a **mi Santa Bárbara Bendita** por responder a mis oraciones en los momentos más difíciles de mi vida, sólo tú sabes por las etapas que he pasado y mi fe en ti me ha permitido salir adelante y alcanzar el éxito.*

*A ti madre querida, **Carmen Elena Pérez**, una mujer trabajadora de nacimiento, te agradezco haberme dado la vida y luchar día a día por darme todo lo que he necesitado. A pesar de nuestras diferencias Dios nos ha mantenido juntas y de ahora en adelante es mi deber brindarte la vida que mereces, con mucho gusto lo haré porque te lo has ganado... **TE AMO MAMÁ.***

*Quiero darle un reconocimiento a **Margarita Del Carmen Pérez**, quién más que una tía para mí ha sido una madre que ha estado conmigo desde que era una bebé en las buenas y en las malas, y se encargó de forjar a la mujer que hoy en día soy. Tía, para mí eres el mejor ejemplo de mujer a seguir, en el mundo no hay persona que para mí signifique lo que tú significas, te amo, te admiro y te respeto, gracias por criarme y amarme como si fuera tu hija de nacimiento, lo que tú has hecho por mí sólo un ángel lo haría. Le pido a Dios que me permita seguir estando a tu lado para seguir aprendiendo de ti y vivir nuevas experiencias juntas... En el mundo no hay mujer que se compare contigo, **ERES LA MEJOR ¡TE AMO!***

***José Rafael Maldonado Victorán**, para mí has sido un tío, un padrino y un padre, gracias por brindarme tu cariño de padre y tu apoyo incondicional estando conmigo en todo momento. Tú me demostraste que padre no es el que engendra sino el que*

cría, eres el mejor padre del mundo. Sólo le pido a Dios que mis hijos puedan tener un padre al menos la mitad de lo buen padre que has sido tú, porque eres tan excelente hombre que con tan sólo la mitad es suficiente. ¡TE AMO PAPÁ!

*Quiero agradecerle a mis primos-hermanos **Vilma Milagros Maldonado Pérez, José Rafael Maldonado Pérez** y **Adrián De Jesús Maldonado Pérez** por esta fraternidad que los cuatro hemos formado basada en cariño, respeto, unión, confianza y apoyo incondicional. Hermana, tú más que una hermana has sido mi mejor amiga, gracias a Dios te he tenido a mi lado para llorar y gritar de alegría juntas, nunca me has abandonado y siempre he contado contigo, eres mi mano derecha. Hermano, con tus locuras has llenado de alegría mis días, has cumplido tu rol de hermano mayor cuidándome y apoyándome en mis decisiones, somos el alma de la familia hermano. Adrián, eres el lazo que une la caja de regalo que tengo por familia, tu llenas de felicidad nuestros días y nos has dado una gran lección de vida a todos, le pido a mi Dios que te llene de salud hoy, mañana y siempre mi rey... HERMANOS, GRACIAS POR FORMAR PARTE DE MÍ, LOS AMO.*

*A mis amigas **María Lourdes Vargas, Kelly Díaz, Keith Contreras, Ruth Briseño, Elizabeth Ribera, Adriana Hernández, Diana Rodríguez, Robersy Hernández** y **Johanna Barreiro**, gracias por todas las experiencias compartidas y el apoyo que siempre me brindaron, Dios las bendiga... LAS QUIERO NENAS. María, eres como mi hermana y una mujer emprendedora y luchadora, gracias por aconsejarme siempre y por luchar junto a mí a fin de alcanzar un sueño, ser ingenieras... Amiga, lo logramos. kelly, tu apoyo y bendiciones siempre han sido incondicionales, gracias por eso, eres una mujer que vale oro. Keith, me has demostrado lealtad y apoyo en todas mis decisiones, has estado conmigo en momentos muy difíciles y por encima de los demás no me has abandonado, gracias por ser tan especial, TE AMO KEITH. De igual manera, quiero agradecerle a la **familia Contreras Vicuña** por recibirme como a un miembro más de la familia, los quiero mucho y les estoy enormemente agradecida a todos.*

*Quiero agradecer a mis amigos de la universidad **Daniel Sosa, Victor Rubén Rivas, Raúl Rodríguez, Sergio Cabrales, Javier Ramos, Jesús Teixeira, Efraín Aristimuño, Fernando, Edu Morante, Mariano Martin, Orlando Rodríguez, Carlos Mora, César Briceño y Líber Castro**, por el continuo apoyo durante nuestra carrera y las experiencias locas y divertidas vividas, los quiero amigos y siempre los recordaré. Daniel, sos mi vida, te loveo amigo. Victor, gracias por llegar a mi vida en el momento menos esperado, sin embargo el más indicado.*

Quiero valorar la inmensa contribución para mi formación universitaria de los profesores de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, en especial a los profesores y personal de la Esc. Ingeniería de petróleo, quienes aprecio mucho y les agradezco el apoyo prestado durante mi faceta de estudiante, Dios los bendiga y los premie por sus buenas obras.

*Así mismo, quiero darle un reconocimiento a mis tutores industriales, **Esther Viloría** y **Harry Ogalde**, y a mi tutora académica **Violeta Wills**. Gracias por brindarme la oportunidad de trabajar con ustedes y apoyarme durante el desarrollo de mi trabajo especial de grado, los tres fueron piezas fundamentales y siempre les estaré enormemente agradecida, son unas excelentes personas, fue un placer haberlos conocido. Igualmente le agradezco al personal de PDVSA División Boyacá e Intevep todo el apoyo brindado y por darme la oportunidad de compartir en dos ambientes de la industria petrolera.*

*A mis amigos de PDVSA Intevep **Germán, Natassha, Atenas, Freddy, Neydi** y **Eleazar** fue un placer haberlos conocido y les agradezco su cálido acogimiento. ¡ÉXITO MUCHACHOS!*

*Quiero darle un reconocimiento a **Keith Contreras, Robersy Hernández** y **Sergio Cabrales**, quienes sin esperar algo a cambio me prestaron su ayuda y apoyo en los*

momentos más fuertes de mi Trabajo Especial de Grado. ¡GRACIAS, SON UNAS ESTRELLAS!

*De igual manera quiero agradecerle a **Marino Morillo** por toda la ayuda y colaboración bien intencionada que me prestó desde el primer momento en que entré a la Escuela de Ingeniería de Petróleo.*

*Por último, pero no menos importante, quiero agradecerle a **Pedro Miguel Díaz Villarroel**, quién más que un profesor y jefe, se convirtió en un gran amigo a quién aprecio y valoro mucho, desde lo más profundo de mi corazón te agradezco por haberme apoyado y ayudado en todo lo que pudiste. Jamás olvidaré que hasta cuando yo dudé tu creíste en mi, GRACIAS y QUE MI STA. BÁRBARA TE CUIDE SIEMPRE.*

Pérez Reina M.

**DISEÑO DE FLUIDOS VISCOELÁSTICOS PARA LA PERFORACIÓN DE
HOYOS PRODUCTORES DE LOS CAMPOS BORBURATA Y LA
VICTORIA**

**Tutor Académico: Prof. Violeta Wills. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2011. 281p.**

Palabras clave: sistemas viscoelásticos, fluidos de perforación, viscosidad, propiedades reológicas, propiedades viscoelásticas, temperatura, caracterización física, caracterización química, Campo Borburata, Campo La Victoria, Estado Barinas, Estado Apure, Aditivos y Permavisc®.

Resumen: El fluido de perforación es indispensable para el desarrollo de las operaciones de perforación, siendo su finalidad garantizar una perforación rápida y segura mediante el cumplimiento de sus funciones específicas. El propósito de esta investigación se basa en el diseño de dos alternativas de sistemas viscoelásticos para ser utilizados en la perforación de los hoyos de producción de los Campos Borburata y La Victoria. La investigación fue del tipo experimental-explicativa, la cual fue dividida en dos secciones, la primera consistió en el diseño del fluido para el Campo Borburata en base a los aditivos de la compañía Interfluid, y la segunda consistió en el diseño del fluido para el Campo La Victoria en base a los aditivos de la compañía CNPC. Básicamente, la metodología se inició con la documentación respecto a las áreas de estudio y los fundamentos de la viscoelasticidad; posteriormente, por ser la Goma Xántica el aditivo que genera viscosidad a bajas tasas de corte, se procedió a evaluar la integridad de los diferentes tipos disponibles; seguidamente fueron formulados y evaluados distintos sistemas viscoelásticos, antes y después de envejecer, en base a ensayos destinados a obtener las propiedades reológicas y viscoelásticas de los mismos a condiciones específicas de temperatura, requiriéndose también el uso de *Softwares* para la obtención de datos imprescindibles para el desarrollo de la investigación; posteriormente se procedió a la comparación de las propiedades reológicas y viscoelásticas de los sistemas para la selección de los fluidos para la perforación de las áreas de interés. Una vez seleccionados los fluidos para la perforación de cada campo, de acuerdo a las condiciones requeridas por cada uno, se procedió a realizar la caracterización física y química de los fluidos, finalizando con la comparación de los mismos con el sistema viscoelástico base de PDVSA Intevep, Permavisc®. Las formulaciones diseñadas resultaron tener mayores propiedades viscoelásticas que el sistema Permavisc®, lo cual garantiza una menor invasión a la formación.

ÍNDICE

Dedicatoria.....	v
Agradecimientos.....	vi
Resumen.....	x
Lista de Figuras.....	xvii
Lista de Tablas.....	xxv
Lista de Ecuaciones.....	xxx
Introducción.....	1
CAPÍTULO I.....	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS.....	5
1.2.1 Objetivo General.....	5
1.2.2 Objetivos Específicos.....	5
1.3 ALCANCE.....	5
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	6
CAPÍTULO II.....	7
MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	7
2.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	11
2.2.1 Funciones del fluido de perforación.....	12
2.2.2 Propiedades del fluido de perforación.....	17
2.3 HOYO PRODUCTOR.....	27
2.4 PROBLEMAS DE HOYO VINCULADOS AL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	29
2.4.1 Pérdida de circulación.....	30
2.4.2 Daño a las formaciones productoras.....	33
2.4.3 Erosión de las paredes del pozo.....	33
2.4.4 Corrosión de la sarta de perforación y de revestimiento.....	33

2.4.5 Reducción de la velocidad de penetración....	33
2.4.6 Retención de sólidos indeseables.....	34
2.4.7 Contaminación del fluido de perforación.....	34
2.5 VISCOELÁSTICIDAD Y SISTEMA VISCOELÁSTICO.....	35
2.5.1 Fundamentos de la viscoelasticidad.....	35
2.5.2 Sistema Viscoelástico.....	36
2.5.3 Ventajas del sistema viscoelástico.....	40
2.6 REOMETRÍA DINÁMICA.....	41
2.6.1 Prueba de Oscilación.....	42
2.6.2 Viscosidad Compleja.....	45
2.6.3 Modelo de Maxwell.....	45
2.6.4 Modelo de Maxwell normalizado.....	47
CAPÍTULO III.....	50
MARCO METODOLÓGICO.....	50
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	50
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	50
3.2.1 Unidad de análisis.....	51
3.2.2 Población y Muestra.....	52
3.2.3 Técnicas e instrumentos para la recolección y análisis de datos.....	53
3.3 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	60
3.4 OPERACIONALIZACIÓN DE OBJETIVOS.....	69
CAPÍTULO IV.....	74
ÁREA DE ESTUDIO.....	74
4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CUENCA BARINAS-APURE.....	74
4.1.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Barinas- Apure.....	74
4.1.2 Características estructurales de la Cuenca	

Barinas-Apure.....	76
4.1.3 Características generales de la Cuenca Barinas-Apure.....	77
4.2 CAMPO BORBURATA.....	79
4.2.1 Ubicación geográfica y generalidades del Campo Borburata.....	79
4.2.2 Características estructurales del Campo Borburata.....	83
4.2.3 Características litológicas del Campo Borburata.....	84
4.2.4 Formación Escandalosa.....	87
4.3 CAMPO LA VICTORIA.....	89
4.3.1 Ubicación y geográfica generalidades del Campo La Victoria.....	89
4.3.2 Características estructurales del Campo La Victoria.....	91
4.3.3 Características litológicas del Campo.....	92
4.3.4 Formación Quevedo.....	94
CAPÍTULO V.....	97
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	97
5.1 DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA EL CAMPO BORBURATA.....	98
5.1.1 Evaluación de la integridad de la Goma Xántica.....	98
5.1.2 Formulación de los sistemas viscoelásticos para el Campo Borburata.....	104
5.1.3 Etapa I: Resultados de los ensayos de viscoelásticidad de los fluidos para el Campo Borburata.....	113
5.1.4 Etapa II: Resultados de los ensayos de	

viscoelásticidad de los fluidos para el Campo Borburata.....	129
5.1.5 Etapa III: Resultados de los ensayos de viscoelásticidad de los fluidos para el Campo Borburata.....	137
5.1.6 Selección del fluido para la perforación de hoyos de producción del Campo Borburata.....	154
5.1.7 Caracterización del fluido.....	157
5.1.8 Comparación entre el fluido seleccionado y Permavisc®.....	161
5.2 DISEÑO DEL FLUIDO PARA EL CAMPO LA VICTORIA.....	172
5.2.1 Evaluación de la integridad de la Goma Xántica.....	173
5.2.2 Formulación de los sistemas viscoelásticos para el Campo La Victoria.....	177
5.2.3 Etapa IV: Resultados de los ensayos de viscoelásticidad de los fluidos para el Campo La Victoria.....	183
5.2.4 Etapa V: Resultados de los ensayos de viscoelásticidad de los fluidos para el Campo La Victoria.....	199
5.2.5 Selección del fluido para la perforación de hoyos de producción del Campo La Victoria.....	214
5.2.6 Caracterización del fluido.....	217
5.2.7 Comparación entre el fluido seleccionado y Permavisc®.....	220
CONCLUSIONES.....	230
RECOMENDACIONES.....	232
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	234

BIBLIOGRAFÍA.....	239
ANEXOS.....	245
Anexo 1: Equipo y Procedimiento para medir la Densidad.....	245
Anexo 2: Equipo y Procedimiento para medir las propiedades reológicas a moderadas tasas de corte.....	247
Anexo 3: Equipo y Procedimiento para medir las propiedades viscoelásticas.....	251
Anexo 4: Equipo y procedimiento para medir la Viscosidad a bajas tasas de corte (Medida Brookfield).....	256
Anexo 5: Equipo y Procedimiento para el ensayo de envejecimiento.....	258
Anexo 6: Aditivos de Interfluid para el diseño del fluido para el Campo Borburata.....	260
Anexo 7: Barrido de Deformación AE, Etapa III.....	261
Anexo 8: Barrido de Deformación DE, Etapa III.....	262
Anexo 9: Barrido de Frecuencia AE, Etapa III.....	263
Anexo 10: Barrido de Frecuencia DE, Etapa III.....	264
Anexo 11: Aditivos de CNPC para el diseño del fluido para el Campo La Victoria.....	265
Anexo 12: Barrido de Deformación AE, Etapa IV.....	266
Anexo 13: Barrido de Deformación DE, Etapa IV.....	267
Anexo 14: Barrido de Frecuencia AE, Etapa IV.....	268
Anexo 15: Barrido de Frecuencia DE, Etapa IV.....	269
Anexo 16: Barrido de Deformación AE, Etapa V.....	270
Anexo 17: Barrido de Deformación DE, Etapa V.....	271
Anexo 18: Barrido de Frecuencia AE, Etapa V.....	272
Anexo 19: Barrido de Frecuencia DE, Etapa V.....	273

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Fluido de perforación en el tanque de succión...	12
Figura 2.2: Gradientes de presión.....	14
Figura 2.3: Propiedades de los fluidos de perforación.....	17
Figura 2.4: Balanzas del Fluido de Perforación. a) Balanza para Fluidos Base Agua. b) Balanza para Fluidos Base Aceite.....	18
Figura 2.5: Embudo de Marsh.....	19
Figura 2.6: Viscosímetro de FANN 35.....	23
Figura 2.7: pHmetro.....	24
Figura 2.8: Filtro Prensa.....	25
Figura 2.9: La Retorta.....	26
Figura 2.10: Hoyos de un pozo en común.....	28
Figura 2.11: Componentes de un sistema viscoelástico.....	36
Figura 2.12: Reómetro Dinámico.....	42
Figura 2.13: Esfuerzo y deformación característicos de reometría oscilatoria.....	42
Figura 2.14: Representación del rango viscoelástico lineal y no lineal.....	45
Figura 2.15: Modelo sencillo de Maxwell.....	46
Figura 2.16: Comportamiento normalizado de un fluido de Maxwell.....	48
Figura 3.1: Tabla de Lecturas del viscosímetro FANN 35 antes de envejecer.....	55
Figura 3.2: Ensayos de viscoelasticidad.....	58
Figura 3.4: P Figura 3.3: Proceso metodológico de la investigación.....	68
Figura 4.1: Ubicación geográfica de la Cuenca Barinas-Apure.....	75

Figura 4.2: Sección estructural de la Cuenca Barinas-Apure.....	76
Figura 4.3: Ubicación geográfica de los campos petroleros de la Subcuenca de Barinas.....	79
Figura 4.4: Ubicación geográfica de los campos petroleros de la Subcuenca de Apure.....	79
Figura 4.5: División del Campo Borburata alrededor de la Trampa BOR-2E.....	81
Figura 4.6: Diagrama mecánico de los pozos del Campo Borburata.....	82
Figura 4.7: Interpretación sísmica 3D al tope de la formación Escandalosa “P”.....	84
Figura 4.8: Columna estratigráfica del Campo Borburata...	86
Figura 4.9: Registros imagen tipo del Miembro “O”.....	89
Figura 4.10: Diagrama mecánico de los pozos del Campo La Victoria.....	91
Figura 4.11: mapa isópaco-estructural del miembro Quevedo superior y mapa isópaco-estructural del miembro Quevedo inferior.....	92
Figura 4.12: Registro tipo del Campo La Victoria.....	94
Figura 4.13: Sección estratigráfica del Miembro Quevedo.....	95
Figura 5.1: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte de las soluciones de XCD.....	101
Figura 5.2: Barrido de frecuencia de las soluciones de XCD.....	104
Figura 5.3: Esquema de formulaciones, Parte I – Etapa III.....	110
Figura 5.4: Esquema de formulaciones, Parte II – Etapa	

III.....	111
Figura 5.5: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte antes de envejecer (AE), Etapa I.....	116
Figura 5.6: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte después de envejecer (DE), Etapa I.....	117
Figura 5.7: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* antes de envejecer (AE), Etapa I.....	121
Figura 5.8: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* después de envejecer (DE), Etapa I.....	122
Figura 5.9: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos antes de envejece (AE), Etapa I.....	123
Figura 5.10: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos después de envejece (DE), Etapa I.....	125
Figura 5.11: Diagrama de Maxwell Normalizado antes de envejecer (AE), Etapa I.....	127
Figura 5.12: Diagrama de Maxwell Normalizado después de envejecer (DE), Etapa I.....	128
Figura 5.13: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte antes de envejecer (AE), Etapa II.....	132
Figura 5.14: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte después de envejecer (DE), Etapa II.....	133
Figura 5.15: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes	

sistemas viscoelásticos antes de envejece (AE), Etapa II....	135
Figura 5.16: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos después de envejece (DE), Etapa II.....	136
Figura 5.17: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte antes de envejecer (AE), Etapa III.....	143
Figura 5.18: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte después de envejecer (DE), Etapa III.....	144
Figura 5.19: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* antes de envejecer (AE), Etapa III.....	147
Figura 5.20: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* después de envejecer (DE), Etapa III.....	148
Figura 5.21: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos antes de envejece (AE), Etapa III...	149
Figura 5.22: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos después de envejece (DE), Etapa III.....	150
Figura 5.23: Diagrama de Maxwell Normalizado antes de envejecer (AE), Etapa III.....	152
Figura 5.24: Diagrama de Maxwell Normalizado después de envejecer (DE), Etapa III.....	153
Figura 5.25: Revoques obtenido del ensayo Filtrado API del fluido seleccionado antes y después de envejecer.....	159
Figura 5.26: Revoques obtenido del ensayo Filtrado ATAP del fluido seleccionado antes y después de envejecer.....	159

Figura 5.27: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte Permavisc® vs. A2 antes de envejecer (AE).....	164
Figura 5.28: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte Permavisc® vs. A2 después de envejecer (DE).....	164
Figura 5.29: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G'' Permavisc® vs. A2 antes de envejecer (AE).....	166
Figura 5.30: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G'' Permavisc® vs. A2 después de envejecer (DE).....	166
Figura 5.31: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia Permavisc vs. A2 antes de envejecer (AE).....	167
Figura 5.32: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia Permavisc vs. A2 después de envejecer (DE).....	168
Figura 5.33: Diagrama de Maxwell Normalizado Permavisc vs. A2 antes de envejecer (AE).....	169
Figura 5.34: Diagrama de Maxwell Normalizado Permavisc vs. A2 después de envejecer (DE).....	169
Figura 5.35: Revoques obtenido del ensayo Filtrado API del Permavisc® antes y después de envejecer.....	171
Figura 5.36: Revoques obtenido del ensayo Filtrado ATAP del Permavisc® antes y después de envejecer.....	171
Figura 5.37: Barrido de frecuencia de la solución de XCD CNPC.....	176
Figura 5.38: Barrido de deformación de la solución de XCD CNPC.....	177
Figura 5.39: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte antes de envejecer (AE),	

Etapa IV.....	187
Figura 5.40: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte después de envejecer (DE), Etapa IV.....	188
Figura 5.41: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* antes de envejecer (AE), Etapa IV.....	191
Figura 5.42: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* después de envejecer (DE), Etapa IV.....	192
Figura 5.43: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos antes de envejece (AE), Etapa IV.....	193
Figura 5.44: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos después de envejece (DE), Etapa IV.....	195
Figura 5.45: Diagrama de Maxwell Normalizado antes de envejecer (AE), Etapa IV.....	197
Figura 5.46: Diagrama de Maxwell Normalizado después de envejecer (DE), Etapa IV.....	198
Figura 5.47: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte antes de envejecer (AE), Etapa V.....	202
Figura 5.48 Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte después de envejecer (DE), Etapa V.....	204
Figura 5.49: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* antes de envejecer (AE), Etapa V.....	207
Figura 5.50: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* después de envejecer (DE), Etapa V.....	208

Figura 5.51: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos antes de envejece (AE), Etapa V....	209
Figura 5.52: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos después de envejece (DE), Etapa V.....	210
Figura 5.53: Diagrama de Maxwell Normalizado antes de envejecer (AE), Etapa V.....	212
Figura 5.54: Diagrama de Maxwell Normalizado después de envejecer (DE), Etapa V.....	213
Figura 5.55: Revoques obtenido del ensayo Filtrado API del fluido seleccionado antes y después de envejecer.....	218
Figura 5.56: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte Permavisc® vs. Fluido 2 antes de envejecer (AE).....	223
Figura 5.57: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte Permavisc® vs. Fluido 2 después de envejecer (DE).....	223
Figura 5.58: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* Permavisc® vs. Fluido 2 antes de envejecer (AE).....	225
Figura 5.59: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* Permavisc® vs. Fluido 2 después de envejecer (DE).....	225
Figura 5.60: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia Permavisc vs. Fluido 2 antes de envejecer (AE).....	226
Figura 5.61: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia Permavisc vs. Fluido 2 después de envejecer (DE).....	227
Figura 5.62: Diagrama de Maxwell Normalizado	

Permavisc vs. Fluido 2 antes de envejecer (AE).....	228
Figura 5.63: Diagrama de Maxwell Normalizado	
Permavisc vs. Fluido 2 después de envejecer	
(DE).....	228

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1: Propiedades reológicas.....	21
Tabla 2.2: Continuación de las propiedades reológicas.....	22
Tabla 2.3: Continuación de las propiedades reológicas.....	23
Tabla 2.4: Productos y Funciones.....	39
Tabla 3.1: Propiedades a medir en los ensayos físicos y químicos.....	57
Tabla 3.2: Requisitos físicos de Goma de Xántica.....	62
Tabla 3.3: Aditivos de Interfluid.....	63
Tabla 3.4: Aditivos de CNPC.....	64
Tabla 3.3: Matriz de Operacionalización de objetivos 1 y 2.....	70
Tabla 3.4: Matriz de Operacionalización de objetivos 3 y 4.....	71
Tabla 3.5: Matriz de Operacionalización de objetivos 5 y 6.....	72
Tabla 3.6: Matriz de Operacionalización de objetivos 7.....	73
Tabla 4.1: Características de las formaciones productoras del Campo Borburata.....	80
Tabla 4.2: Características del crudo y yacimientos del Campo Borburata.....	83
Tabla 4.3: Características del crudo y yacimientos del Campo La Victoria.....	90
Tabla 4.4: Información de presiones promedio de la arena productora Quevedo.....	96
Tabla 5.1 Tipos de Gomas Xánticas disponibles.....	99
Tabla 5.2: Lecturas del viscosímetro FANN 35 de las soluciones de XCD a moderadas tasas de corte.....	101
Tabla 5.3: Viscosidad a baja de corte de las soluciones de	

XCD.....	102
Tabla 5.4: Nombres de las formulaciones viscoelásticas de la etapa I.....	105
Tabla 5.5: Formulaciones viscoelásticas de la Etapa I.....	106
Tabla 5.6: Densidades teóricas de las formulaciones de la Etapa I.....	107
Tabla 5.7: Nombres de las formulaciones viscoelásticas de la Etapa II.....	108
Tabla 5.8: Formulaciones viscoelásticas de la Etapa II.....	109
Tabla 5.9: Densidades teóricas de las formulaciones de la Etapa II.....	109
Tabla 5.10: Nombres de las formulaciones viscoelásticas de la Etapa III.....	111
Tabla 5.11: Formulaciones viscoelásticas de la Etapa III....	112
Tabla 5.12: Densidades teóricas de las formulaciones de la Etapa III.....	112
Tabla 5.13: Lecturas del viscosímetro FANN 35 antes de envejecer, Etapa I.....	114
Tabla 5.14: Lecturas del viscosímetro FANN 35 después de envejecer, Etapa I.....	115
Tabla 5.15: Viscosidad a baja de corte antes de envejecer, Etapa I.....	118
Tabla 5.16: Viscosidad a baja de corte después de envejecer, Etapa I.....	118
Tabla 5.17: Lecturas del viscosímetro FANN 35 antes de envejecer, Etapa II.....	130
Tabla 5.18: Lecturas del viscosímetro FANN 35 después de envejecer, Etapa II.....	131
Tabla 5.19: Viscosidad a baja de corte antes de envejecer, Etapa II.....	133

Tabla 5.20: Viscosidad a baja de corte después de envejecer, Etapa II.....	134
Tabla 5.21: Lecturas del viscosímetro FANN 35 antes de envejecer, Etapa III.....	139
Tabla 5.22: Lecturas del viscosímetro FANN 35 después de envejecer, Etapa III.....	139
Tabla 5.23: Viscosidad a baja de corte antes de envejecer, Etapa III.....	145
Tabla 5.24: Viscosidad a baja de corte después de envejecer, Etapa III.....	145
Tabla 5.25: Formulación final del fluido (A2) para el Campo Borburata.....	157
Tabla 5.26: Resultados de los ensayos de análisis físicos realizados al fluido seleccionado antes y después de envejecer (AE y DE respectivamente).....	158
Tabla 5.27: Resultados de los ensayos de análisis químicos realizados al fluido seleccionado antes y después de envejecer (AE y DE respectivamente).....	160
Tabla 5.28: Concentraciones de OH ⁻ , CO ₃ ⁻ y HCO ₃ ⁻ en función de la relación entre el Pf y el Mf.....	161
Tabla 5.29: Formulación del Permavisc®.....	162
Tabla 5.30: Lecturas del viscosímetro FANN 35 Permavisc® vs. A2 antes de envejecer.....	163
Tabla 5.31: Lecturas del viscosímetro FANN 35 Permavisc® vs. A2 después de envejecer.....	163
Tabla 5.32: Viscosidad a baja de corte Permavisc vs. A2 antes y después de envejecer.....	165
Tabla 5.33: Propiedades físicas y químicas del sistema Permavisc antes y después de envejecer (AE y DE respectivamente).....	170

Tabla 5.34: Propiedades reológicas de la solución de XCD CNPC a moderadas tasas de corte.....	175
Tabla 5.35: Viscosidad a baja de corte de la solución de XCD CNPC.....	175
Tabla 5.36: Nombres de las formulaciones viscoelásticas de la Etapa IV.....	179
Tabla 5.37: Formulaciones viscoelásticas de la Etapa IV...	180
Tabla 5.38: Densidades teóricas de las formulaciones de la Etapa IV.....	180
Tabla 5.39: Nombres asignados a las formulaciones viscoelásticas de la Etapa V.....	182
Tabla 5.40: Formulaciones viscoelásticas de la Etapa V....	186
Tabla 5.41: Densidades teóricas de las formulaciones de la Etapa V.....	183
Tabla 5.42: Lecturas del viscosímetro FANN 35 antes de envejecer, Etapa IV.....	184
Tabla 5.43: Lecturas del viscosímetro FANN 35 después de envejecer, Etapa IV.....	186
Tabla 5.44: Viscosidad a baja de corte antes de envejecer, Etapa IV.....	188
Tabla 5.45: Viscosidad a baja de corte después de envejecer, Etapa IV.....	189
Tabla 5.46: Lecturas del viscosímetro FANN 35 antes de envejecer, Etapa V.....	201
Tabla 5.47: Lecturas del viscosímetro FANN 35 después de envejecer, Etapa V.....	202
Tabla 5.48: Viscosidad a baja de corte antes de envejecer, Etapa V.....	205
Tabla 5.49: Viscosidad a baja de corte después de envejecer, Etapa V.....	205

Tabla 5.50: Formulación final del fluido (2) para el Campo La Victoria.....	216
Tabla 5.51: Resultados de los ensayos de análisis físicos realizados al fluido seleccionado antes y después de envejecer (AE y DE respectivamente).....	217
Tabla 5.52: Resultados de los ensayos de análisis químicos realizados al fluido seleccionado antes y después de envejecer (AE y DE respectivamente).....	219
Tabla 5.53: Lecturas del viscosímetro FANN 35 Permavisc® vs. Fluido 2 antes de envejecer.....	221
Tabla 5.54: Lecturas del viscosímetro FANN 35 Permavisc® vs. Fluido 2 después de envejecer.....	222
Tabla 5. 55: Viscosidad a baja de corte Permavisc® vs. Fluido 2 antes y después de envejecer.....	224

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 2.1: Presión hidrostática.....	13
Ecuación 2.2: Esfuerzo de corte.....	19
Ecuación 2.3: Tasa de corte.....	20
Ecuación 2.4: Viscosidad Aparente.....	21
Ecuación 2.5: Viscosidad Plástica.....	21
Ecuación 2.6: Punto Cedente.....	22
Ecuación 2.7: Condición.....	43
Ecuación 2.8: Medida.....	43
Ecuación 2.9: Módulo dinámico complejo.....	43
Ecuación 2.10: Módulo dinámico elástico.....	43
Ecuación 2.11: Módulo dinámico viscoso.....	44
Ecuación 2.12: Tangente del ángulo de desfase.....	44
Ecuación 2.13: Deformación total.....	46
Ecuación 2.14: Esfuerzo total.....	46
Ecuación 2.15.....	47
Ecuación 2.16.....	47
Ecuación 2.17: Respuesta esfuerzo-deformación.....	47
Ecuación 2.18: Viscosidad normalizada.....	47
Ecuación 2.19: Módulo elástico normalizado.....	48
Ecuación 2.20: Módulo viscoso normalizado.....	48
Ecuación 5.1: Densidad.....	107
Ecuación 5.2: Gradiente de fractura en función de la densidad.....	155

INTRODUCCIÓN

La producción continua de petróleo a lo largo de los años ha traído como consecuencia la disminución gradual de la presión de los yacimientos, alcanzando valores que se encuentran muy por debajo de la presión generada por la columna hidrostática de ciertos fluidos de perforación. Si a lo anterior se le suman temperaturas superiores a 200 °F, pozos profundos (aproximadamente 12000 pies) y la presencia de fracturas naturales y vugas en la zona, se le dificulta a PDVSA Servicios Región Centro Sur (RCS), División Boyacá, desarrollar estos yacimientos maduros ubicados en las áreas de Barinas y Apure, específicamente en los campos Borburata (en Barinas) y La Victoria (en Apure).

En tal sentido, las investigaciones han llevado a desarrollar fluidos con propiedades que pueden ser utilizados para la perforación de zonas con las características mencionadas anteriormente y que reducen los problemas de hoyo que puedan surgir producto de las mismas. De estos problemas de hoyo los más comunes en esta zona son la pérdida de circulación y el daño a la formación consecuencia de la anterior. Entre los fluidos resalta el sistema viscoelástico, el cual se caracteriza por poseer una excelente capacidad de limpieza, acarreo de ripios y baja invasión a la formación durante su uso por su característica de viscoelasticidad.

Estos sistemas poseen un comportamiento dual, esto es, propiedades viscosas (como el aceite) con la cual disipa energía en forma de calor mediante el flujo, y elásticas (como un sólido) que le confiere propiedades de almacenamiento de energía y es responsable de la suspensión de ripios. Además, son fluidos del tipo pseudoplástico, es decir, tienen un comportamiento independiente del tiempo, lo que le proporciona altos valores de viscosidad a bajas tasas de corte y desarrollo de altos geles instantáneos pero frágiles, así mismo ofrecen una baja resistencia al flujo con una baja presión de la bomba y presentan valores altos de cedencia, lo cual indica la

transición del estado casi sólido al estado casi líquido a condiciones de corte casi mínimas.

A fin de garantizar la eficiencia de las perforaciones en las zonas de bajas presiones de Barinas – Apure, además de su productividad, se plantea el diseño de dos fluidos viscoelásticos que permitan atravesar la sección de producción de un hoyo, minimizando pérdidas y con el menor daño posible a la formación y generando los menores costos en su preparación y manejo.

CAPÍTULO I

El presente capítulo pretende exponer las razones e ideas que le dan base al problema, al cual se le buscará una solución durante el desarrollo del presente trabajo de investigación. Así mismo, se exponen los objetivos necesarios para cumplir con las metas planteadas. De igual manera, se presenta la justificación y el alcance final de esta investigación.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los fluidos de perforación están diseñados para maximizar la eficiencia de la perforación al minimizar los daños a la formación a fin de conservar la productividad del pozo, entre las principales funciones que éstos deben cumplir se puede decir que las más importantes son el acarreo de los ripios a superficie y el control de las presiones de formación, sin embargo el orden de importancia lo determinan las condiciones del pozo y las operaciones en curso. Dichos fluidos pueden ser base agua, base aceite o gaseosos, la selección de los mismos dependerá de la zona a perforar.

Dentro de los fluidos base agua se encuentran los sistemas viscoelásticos, éstos se caracterizan por estar compuesto por polímeros; tener altas propiedades reológicas a bajas tasas de corte; generar altos geles instantáneos de fácil ruptura, que le concede una excelente capacidad de limpieza; bajo contenido de sólidos; control de la invasión de fluido hacia la formación por su baja movilidad y los altos geles instantáneos; además está diseñado para perforar zonas de baja presión y temperaturas hasta 290 °F. Esto lo ha convertido en el principal candidato para perforar zonas caracterizadas por la presencia de alta densidad de fractura y bajas presiones, como lo son las formaciones productoras de hidrocarburos Escandalosa y Quevedo, encontradas en los subsuelos de los Campos Borburata y La Victoria respectivamente.

De los campos mencionados anteriormente se puede decir, por una parte, que en el intervalo productor de los pozos del Campo Borburata existen dos formaciones principales para la producción, éstas son Gobernador y Escandalosa (en sus miembros “O”, “P” y “R”). La Formación Escandalosa “O” es una caliza fracturada, con presencia de vugas, fracturas, temperatura de 280 °F y baja presión (1200 psi), esta formación se ha logrado perforar en todos sus miembros gracias al sistema viscoelástico, a pesar de las pérdidas de fluido propias de una zona de baja presión y fracturada (Escandalosa “O”). Esto ha representado un avance muy importante con respecto a los pozos del campo Borburata perforados antes del 2006, los cuales fueron perforados con la tecnología Bajo Balance (*Under Balanced Drilling*, UBD) hasta cubrir solamente el miembro “O” de la formación Escandalosa, sin poder llegar hasta los miembros “P” y “R”.

Por otra parte, el miembro Quevedo de la formación Navay representa el intervalo productor del Campo La Victoria caracterizado por poseer bajas presiones (menos de 3000 psi) y una temperatura aproximada de 220 °F, el mismo fue perforado anteriormente utilizando un fluido base aceite, sin embargo se notó que debido a su alto contenido de sólidos la permeabilidad de la formación disminuía, es decir, se producía daño a la formación, motivo por el cual se tomó la decisión de cambiar a un fluido de perforación con bajo contenido de sólidos, un sistema viscoelástico. Este sistema ha permitido la perforación exitosa del intervalo productor de los pozos LV-57 y LV-58 localizados en el Campo La Victoria.

En vista de lo descrito anteriormente, PDVSA Servicios RCS en apoyo con INTEVEP, basados en su capacidad de innovar, propone este estudio a fin de reformular y evaluar los fluidos viscoelásticos, para lograr un desempeño óptimo de las propiedades reológicas y viscoelásticas necesarias para la perforación del hoyo de producción de los campos Borburata y La Victoria, diseñando los mismos de manera tal que cumplan con las condiciones particulares de cada área.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Diseñar fluidos viscoelásticos para la perforación de hoyos productores de los Campos Borburata y la Victoria.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Recopilar información geológica de las formaciones productoras de los Campos Borburata y La Victoria.
2. Evaluar los problemas de hoyo más comunes en las formaciones productoras de los Campos Borburata y La Victoria.
3. Evaluar la integridad de los aditivos disponibles para las formulaciones de los sistemas viscoelástico.
4. Formular diferentes sistemas viscoelásticos de acuerdo a las normas ISO/FDIS 10414-1.2 e ISO/FDIS 13500, en función de las necesidades específicas de los campos de estudio.
5. Evaluar el comportamiento viscoelástico y reológico de los sistemas formulados.
6. Seleccionar los sistemas viscoelásticos de acuerdo a las necesidades de viscoelasticidad y reología.
7. Caracterizar los sistemas seleccionados de acuerdo a las normas API 13-B1 y 13-D.

1.3 ALCANCE

Con la realización de la siguiente investigación se podrá contar con dos fluidos de perforación viscoelásticos, uno para cada zona (Barinas y Apure), que posea las propiedades reológicas y viscoelásticas necesarias para perforar los intervalos

productores de los Campos Borburata y La Victoria (formaciones Escandalosa y Quevedo respectivamente).

1.4 JUSTIFICACIÓN

Actualmente PDVSA se está encargando de desarrollar yacimientos maduros o de baja presión en los cuales aún hay grandes reservas de hidrocarburos y la perforación bajo balance con sistemas de fluidos de perforación convencionales no resulta una buena alternativa por la complejidad y riesgos operacionales, además de los costos que este tipo de técnicas implican.

Teniendo en cuenta que la zona de Barinas – Apure, específicamente las formaciones Escandalosa (en Barinas) y Quevedo (en Apure), en las que se han utilizado el sistema viscoelástico para la perforación del intervalo productivo, están caracterizadas por la presencia de vugas y fracturas, bajas presiones (menos de 2800 psi) y temperaturas hasta aproximadamente 280 °F, para el primer caso; y bajas presiones (menos de 3000 psi) y temperaturas hasta aproximadamente 220 °F, para el segundo caso. Con este estudio se pretende generar el mejor diseño técnico de dos fluidos viscoelásticos que se adapten a las condiciones mencionadas anteriormente y que permitan conservar la productividad del pozo con el menor daño posible a la formación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

El presente capítulo consta de una recopilación de los elementos conceptuales que sirven de base para la fundamentación de este estudio. Dichas bases teóricas han sido divididas en cinco secciones, estas son: fluido de perforación, hoyo productor, problemas de hoyo, aspectos resaltantes de la viscoelasticidad, y por último reometría dinámica. Así pues, se comienza desarrollando los aspectos más significativos del fluido de perforación, ya que el objetivo del presente estudio se basa en el diseño de un fluido, por tanto se hace necesario conocer los mismo, así como los problemas de hoyo vinculados al fluido que se presentan durante la perforación. De igual manera, este diseño debe cumplir parámetros de viscoelasticidad, lo cual lo convierte en un sistema viscoelástico, de allí que se haga indispensable la documentación respecto al tema. Por último, se presenta la reometría dinámica, puesto a que es la técnica que permite cuantificar si el fluido es predominantemente elástico o viscoso (parámetros de viscoelasticidad).

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Entre los principales trabajos consultados, cuyo contenido guarda relación con el presente trabajo son mencionados a continuación:

Blanco, J., Ocando, D., Lanza, A., Rendorn, R., Rodríguez, F., Caliore, A., Acosta, J., Carrero, N. (2007) realizaron una investigación sobre “*Viscoelastic Sistem as an Alternative to UBD for Drilling a Severely Fractured Limestone Reservoir*” en el cual plantean el sistema viscoelástico como alternativa para la perforación de los pozos en el Campo Borburata en función de las características específicas de este campo. Así mismo, plantean el beneficio de usar un sistema viscoelástico en comparación con la perforación bajo balance (técnica utilizada anteriormente), breve

explicación de la formulación del sistema y los parámetros reológicos e hidráulicos del sistema. Finalmente, presentan los resultados operacionales y evaluaciones ambientales, de donde es importante señalar que se pudo validar que el sistema viscoelástico es un excelente candidato para la sustitución de la perforación bajo balance, así como se probó la estabilidad de sus propiedades tanto en campo como en laboratorio.

Este trabajo es utilizado como guía para el desarrollo del sistema viscoelástico y el análisis de las propiedades viscoelásticas requeridas por la zona en estudio, al mismo tiempo es una base que justifica el uso del sistema viscoelástico.

Villegas, C. (2004) en su trabajo **“Evaluación del Fluido Viscoelástico desarrollado por PDVSA para mejorar su desempeño térmico”** presenta un compendio bibliográfico muy completo en términos de fluidos poliméricos y viscoelasticidad. Dicho trabajo se basó en realizarle una evaluación a las propiedades viscoelásticas y reológicas al Permavisc® (sistema viscoelástico patentado por PDVSA Intevp), a fin de evaluar qué tanto se mantenían y degradaban dichas propiedades al ser sometidas al envejecimiento. Como resultado de dicho trabajo, se mejoró la resistencia del sistema a la temperatura, proveyendo al sistema de un mejor comportamiento durante las operaciones de perforación.

Esta investigación se utiliza como referencia para conocer los aspectos más relevantes sobre la viscoelasticidad, específicamente sobre la reometría dinámica como técnica para medir la viscoelasticidad en los sistemas viscoelásticos.

El trabajo **“Mejoramiento de las Propiedades Térmicas de Fluidos Viscoelásticos Mediante la Incorporación de Aditivos Orgánicos”** fue presentado por Laurens, O. (2004), en el mismo se presenta la evaluación de las propiedades térmicas del sistema viscoelásticos y el efecto de la incorporación de aditivos orgánicos en su composición, ya que es importante la evaluación de su desempeño térmico y

reformulación para ser utilizado en una zona con temperaturas aproximadamente igual a 320 °F. Como resultado de esta investigación se obtuvo una formulación óptima constituida por una base polimérica y aceite con alto contenido de grupos hidroxilos principalmente.

En vista de que se trata de un trabajo basado en la evaluación continua de las propiedades viscoelásticas éste fue utilizado como base para comprender la reometría dinámica, así como otros aspectos vinculados con la viscoelasticidad.

Barrera, M. (2003) en su trabajo **“Evaluación Físicoquímica de Formulaciones de Fluidos Viscoelásticos Utilizados en la Perforación de Yacimientos de Bajas Presiones”** presenta la evaluación de 12 fluidos comerciales propuestos y utilizados en campo, de los cuales sólo cinco presentaron características viscoelásticas y altas viscosidades a bajas tasas de corte. Adicionalmente, presenta la evaluación de diferentes sistemas químicos de remoción de revoques clásicos para el fluido de perforación viscoelástico de PDVSA.

Este trabajo se toma como referencia bibliográfica para complementar la información sobre viscoelasticidad.

Intevep (2002) en su informe técnico titulado **“Carácter Viscoelástico de Soluciones Poliméricas y Fluidos Viscoelásticos”** presenta una explicación del Modelo de Maxwell como modelo mecánico para describir el comportamiento viscoelástico de los fluidos. Dicha información ha sido tomada como referencia bibliográfica para comprender el mismo.

Kakadjian, S., Blanco, J., Graterol, L., Atencio, B., Barrera, M., Barboza, C. (2004) en el trabajo titulado **“Metodología para Evaluar Fluidos de Perforación viscoelásticos”** proporcionan la metodología completa para determinar el grado de viscoelasticidad de los fluidos, además aportan un marco teórico referente a los

aspectos más importantes sobre el tema. Para el desarrollo de este trabajo se evaluaron 11 fluidos viscoelásticos comerciales con densidades entre 8,8 y 9,8 lpg, a los mismos se le realizaron pruebas reológicas, prueba de control de filtrado, prueba de emulsión y prueba de retorno de permeabilidad.

Este trabajo se toma como guía metodológica para las pruebas de laboratorio requeridas por la presente investigación. Al mismo tiempo, se toma como referencia bibliográfica la información que incluye sobre viscoelasticidad.

Chenevert, M. E. (1994) presenta la investigación titulada “*A Study of Particle Settling in Non-Newtonian Fluids – Part II: Rheological Characterization of Polymer Solution*” en la cual el objetivo de la misma era evaluar el comportamiento reológico de tres sistemas poliméricos usados comúnmente. En ésta se presenta la descripción del fluido y la respectiva caracterización reológica.

Esta investigación se toma como base para la comprensión del comportamiento reológico de los fluidos a base de polímeros, además de que se toma como documentación las pruebas viscoelásticas realizadas a los fluidos.

Do Hoom, k., Seungjun, L., Chong, H., Chun, H., Gari, A. (2010) en el trabajo “*Development of a Viscoelastic Property Database for EOR Polymer*” presentan que el modelo de viscosidad aparente depende del comportamiento del fluido polimérico, además, la relación existente entre el módulo viscoso y elástico con el tiempo de relajación de la molécula (pieza fundamental del modelo de viscosidad aparente) es determinada a partir del Modelo de Maxwell. Para el desarrollo de este trabajo se realizó la experimentación con fluidos poliméricos, dónde la evaluación de éstos fue en función del comportamiento reológico y la reometría dinámica.

Dicho trabajo fue utilizado como referencia bibliográfica a fin de comprender las bases teóricas del Modelo de Maxwell y reforzar ciertos aspectos sobre la viscoelasticidad.

2.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN

Según Díaz y Méndez (2007), un fluido es toda sustancia que se deforma continuamente bajo la acción de un esfuerzo de corte o elongación. En tal sentido, un fluido de perforación es una mezcla de una fase continua (agua, aceite o gas) con componentes químicos, orgánicos o inorgánicos seleccionados para formar el elemento circulante que ayuda a solucionar los problemas de inestabilidad del hoyo durante la perforación del pozo. El mismo debe cumplir con especificaciones que determinarán su eficiencia durante la perforación del hoyo, como no ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, estable a las altas temperaturas, debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias.

Por último, un fluido de perforación debe cumplir con funciones específicas que faciliten el avance de la perforación, minimizando problemas de estabilidad del hoyo y problemas operacionales.

En la figura 2.1 se puede observar el fluido de perforación en el tanque de succión del taladro de perforación.



Figura 2.1: Fluido de perforación en el tanque de succión [Fotografía tomada por Pérez, 2011]

2.2.1 Funciones del fluido de perforación

La finalidad del fluido de perforación es garantizar una rápida y segura perforación del hoyo, mediante el cumplimiento de las siguientes funciones:

(a) Capacidad de transporte de ripios desde el fondo del hoyo hasta superficie

La remoción y el transporte eficaz de los ripios o recortes de formación desde el fondo hasta la superficie dependen de la densidad, viscosidad y punto cedente del fluido de perforación, así como de la velocidad de circulación o velocidad anular del mismo, cabe destacar que ésta depende del caudal circulante o régimen de bombeo y del volumen anular, además, debe ser mayor que la velocidad de caída del ripio para asegurar que éstos no decanten (PDVSA CIED, 1997).

Es importante señalar que si el pozo no es limpiado apropiadamente los ripios se acumularán en el espacio anular, lo que ocasiona problemas de arrastre y torsión, así mismo se pueden generar problemas operacionales como pegas de tuberías, disminución de la tasa de penetración y pérdidas de circulación inducidas.

(b) Capacidad de suspensión de ripios y materiales densificantes al detener la circulación

La resistencia de gel es la propiedad reológica de los fluidos de perforación que les permite mantener en suspensión los ripios cuando se detiene la circulación, su función es retardar la caída de los mismos, más no evitarla (PDVSA CIED, 1997). Por otra parte, cuando los ripios se encuentran suspendidos la tasa de asentamiento de éstos depende de la densidad del fluido y de los sólidos, viscosidad y resistencia de gel.

La importancia de esta función radica en que se evitan problemas operacionales, como pega de tuberías, arrastre y pérdidas de circulación. Además, es fundamental la suspensión del material densificante para mantener la presión hidrostática con un valor constante a través de toda la columna.

(c) Controlar la presión de la formación

El fluido de perforación ejerce una presión hidrostática que depende de su densidad y la altura vertical del pozo, esto puede ser apreciado en la ecuación 2.1. Esta presión no depende de la geometría del hoyo y se ocupa de controlar la presión de la formación, evitando un influjo hacia el pozo (PDVSA CIED, 1997).

$$Ph = 0,052 \times \rho \times H$$

Ecuación 2.1: Presión hidrostática

Donde:

Ph: Presión hidrostática (psi)

ρ : Densidad del fluido de perforación (lpg)

H: Altura vertical del pozo (pies)

La presión de la formación también es conocida como presión de poro o yacimiento, y es la presión ejercida por los fluidos confinados dentro de los poros de una formación. Ésta puede estar dentro de uno de los tres rangos que se muestran en la figura 2.2, cuando la presión de la formación es menor que aquella que puede ser obtenida a partir del gradiente de agua dulce, se dice que posee presión subnormal; si por el contrario, presenta una presión que esté dentro del rango de presiones que se pueden obtener a partir de los gradientes de agua dulce y salada, se trata de una presión anormal; por último, si la presión de la formación es superior a la que se puede obtener a partir del gradiente de agua salada, se dice que la zona presenta presiones anormales (Díaz y Méndez, 2007).

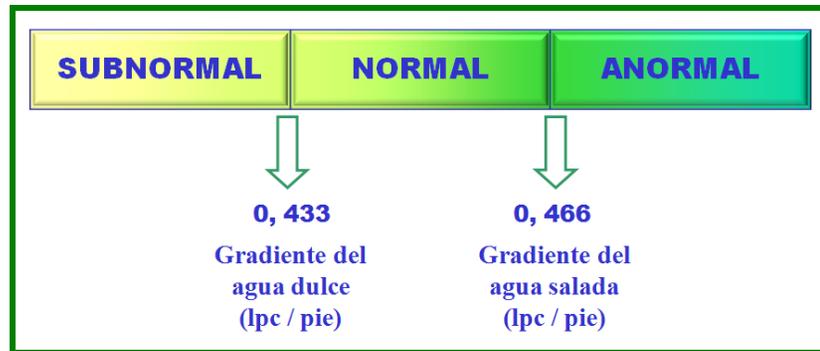


Figura 2.2: Gradientes de presión [Pérez, 2011]

La presión de la columna con la que se esté perforando el hoyo puede estar por encima o por debajo de la presión de formación, trayendo como consecuencia dos situaciones, sobre-balance o bajo-balance. El control de la perforación se tiene cuando se perfora con una presión superior a la de la formación, pero menor a la de fractura para evitar fracturar la formación y una futura pérdida de circulación, o perforando con una presión menor a la de la formación pero manteniendo un diferencial de presión que evite la arremetida del hoyo hacia la formación.

(d) Limpiar, enfriar y lubricar la mecha y la sarta de perforación

Mientras el proceso de perforación es llevado a cabo se genera calor por la fricción originada por el contacto de la mecha y sarta de perforación con las formaciones, el fluido de perforación debe absorber este calor y llevarlo a superficie, donde será disipado, para así prolongar la vida útil de la mecha.

En el mismo orden de ideas, a fin de garantizar la vida útil del conjunto mecha-sarta, el fluido debe actuar como lubricante para reducir la fricción, torsión y arrastre, es decir, el desgaste del conjunto, esto se puede incrementar al agregar emulsificantes y aditivos especiales al fluido de perforación.

(e) Formar un revoque liso, delgado e impermeable

Un revoque se forma por el proceso de filtración, el cual se da cuando la presión diferencial hace entrar a la fase líquida del fluido a una formación permeable y las partículas sólidas son filtradas.

A fin de minimizar los problemas de derrumbes y atascamientos de tubería en formaciones permeables, es preciso cubrir las paredes del hoyo con un revoque liso, delgado, flexible, de baja permeabilidad y altamente compresible.

(f) Estabilidad de las paredes del hoyo

La inestabilidad de un hoyo se identifica por el derrumbe de una formación, éste depende de formaciones con alto buzamiento, ruptura de la formación, erosión del hoyo por alta velocidad anular, formaciones con presiones anormales, reacciones osmóticas en la formación (intercambio de concentraciones, del más concentrado al menos concentrado) y formaciones de sales solubles (Díaz y Méndez, 2007).

Para lograr la estabilidad de las formaciones permeables se necesita un revoque de calidad y peso en el fluido. Por el contrario, para estabilizar formaciones impermeables se presentan dos casos: si se trata de lutitas presurizadas y con inhibición se estabiliza con peso en el fluido, pero si se trata de lutitas reactivas se estabiliza con lodo cien por ciento aceite (PDVSA CIED, 1997).

(g) Flotabilidad

La flotabilidad es un factor que depende linealmente de la densidad del fluido de perforación, ésta es la responsable de que la sarta de perforación y la tubería revestimiento pierdan peso al introducirse al hoyo, de allí que, mientras mayor sea la densidad del fluido, disminuirá el peso de la tubería.

(h) Transmisión de potencia hidráulica a la formación a través de la mecha

Según Díaz y Méndez (2007), la potencia es transmitida desde la superficie hasta el fondo del pozo por medio del fluido de perforación. El programa hidráulico tiene como objetivo obtener la máxima caída de presión en la mecha para seleccionar los valores óptimos de caudal y chorros que faciliten una limpieza efectiva del fondo del pozo y del espacio anular.

El fluido de perforación es expulsado por las boquillas de la mecha a alta velocidad durante la circulación, la potencia hidráulica hace que la superficie por debajo de la mecha esté libre de ripios, maximizando la velocidad de penetración, debido a que si éstos no son removidos la mecha seguirá retritirándolos, reduciendo así la velocidad de penetración.

2.2.2 Propiedades del fluido de perforación

Durante las operaciones de perforación las propiedades del fluido deben ser evaluadas a la entrada y a la salida del hoyo para hacerle los ajustes que sean necesarios, éstas se determinan a partir de distintas pruebas.

De acuerdo con el Instituto Americano de Petróleo (API), las propiedades del fluido a mantener durante la perforación del pozo son químicas y físicas, y pueden apreciarse en el siguiente esquema presentado en la figura 2.3.



Figura 2.3: Propiedades de los fluidos de perforación [Pérez, 2011]

▪ Densidad del fluido

También conocida como peso del fluido, se expresa generalmente en libras por galón (lpg) y se define como el peso por unidad de volumen. Para Díaz y Méndez la densidad es la propiedad más crítica de cualquier fluido de perforación ya que es la que provee el control primario del pozo, ésta es una variable de control de la presión hidrostática y debe ser ajustada de modo que la presión hidrostática de su columna dentro del hoyo se ajuste al tipo de perforación que se esté llevando a cabo (sobre, bajo o en balance).

La importancia de la densidad del fluido radica en que si es muy baja puede ocasionar arremetidas al pozo, pero si es muy elevada puede provocar fracturas a la formación y pérdidas de circulación, de allí la necesidad de monitorear esta propiedad frecuentemente. Dicho monitoreo se realiza utilizando una balanza, como la que se muestra en la figura 2.4. El procedimiento para medir la densidad de un fluido se expone en el anexo 1.

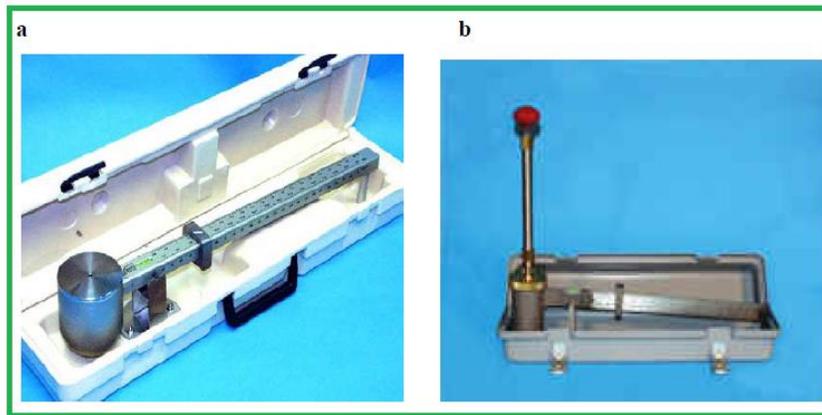


Figura 2.4: Balanzas del Fluido de Perforación. a) Balanza para Fluidos Base Agua. b) Balanza para Fluidos Base Aceite [Díaz y Méndez, 2007]

▪ Viscosidad de embudo o Marsh

La viscosidad de embudo es un indicativo de la condición del fluido y se determina usando un Embudo de Marsh. Este valor, de acuerdo a los procedimientos recomendados por API, deberá ser únicamente utilizado como una guía para determinar las propiedades del flujo de fluidos de perforación de baja densidad. A medida que la densidad incrementa se hace menos confiable la densidad de embudo.

No obstante, un cambio drástico en la viscosidad de embudo podría ser un indicativo de contaminación del fluido de perforación (Schlumberger, *Drilling School*). En la

figura 2.5 se presenta el equipo utilizado para determinar la viscosidad de embudo de un fluido.



Figura 2.5: Embudo de Marsh [Fotografía tomada por Pérez, 2011]

▪ Reología

Primeramente es importante definir dos términos necesarios para introducir el concepto de la reología, estos son esfuerzo de corte y la velocidad de corte.

Esfuerzo de corte (τ_c)

Se entiende por esfuerzo de corte o tensión de corte como el esfuerzo tangencial que tiende a deformar un elemento fluyente (Díaz y Méndez, 2007). El esfuerzo de corte se puede obtener a partir de la siguiente expresión:

$$\tau_c = \frac{F}{A}$$

Ecuación 2.2: Esfuerzo de corte

Donde:

τ_c : esfuerzo de corte (dinas)

F: fuerza aplicada (dinas)

A : área sujeta a la fuerza (cm²)

Tasa de corte (γ_c)

La tasa o velocidad de corte, también conocida como velocidad de deformación o cizallamiento es aquella velocidad a la cual se desenvuelve el esfuerzo de corte en el fluido en comportamiento dinámico de desplazamiento (Díaz y Méndez, 2007). La tasa de corte se puede obtener a partir de la siguiente expresión:

$$\gamma = \frac{dv}{dh}$$

Ecuación 2.3: Tasa de corte

Donde:

γ_c : Tasa de corte (s⁻¹)

dv: Diferencial de volumen (cm/ s)

dh: Diferencial de distancia (cm)

En función de lo anterior, la reología es la ciencia que estudia el comportamiento del flujo y deformación de la materia a partir de un análisis entre la relación del esfuerzo de corte y tasa de corte, y el impacto que los mismos tienen sobre el comportamiento del flujo de un fluido en tuberías o conductos (PDVSA CIED, 1997).

Para obtener un equilibrio entre las funciones que el fluido de perforación debe cumplir es de suma importancia que se monitoreen las propiedades reológicas, las mismas se pueden apreciar en las tablas 2.1, 2.2 y 2.3

Tabla 2.1: Propiedades reológicas [PDVSA CIED, 1997; Schlumberger. *Drilling School*]

Propiedad	Descripción
<p>Viscosidad Aparente (VA)</p>	<p>Es una medida de la viscosidad a una tasa de corte dada. Esta propiedad permite observar el comportamiento de la viscosidad al ser adicionados líquidos y sólidos al lodo, además su valor cambia para diferentes tasas de corte y temperatura. El valor de la Viscosidad puede obtenerse a partir de la siguiente ecuación:</p> $VA = \frac{L600}{2} \quad \text{Ecuación 2.4: Viscosidad Aparente}$ <p>Donde: VA: Viscosidad aparente (cP) L600: Lectura a 600 rpm en el viscosímetro rotacional</p>
<p>Viscosidad Plástica (VP)</p>	<p>Se define como la resistencia al flujo debido a fricciones mecánicas entre las partículas sólidas suspendidas en el fluido. Esta propiedad depende principalmente del contenido de sólidos y de la forma y tamaño de los mismos, y se controla con equipos mecánicos de control de sólidos. Este control es necesario para mejorar el control reológico y obtener altas tasas de penetración (ROP). Es importante señalar que una baja VP junto a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del hoyo con una alta ROP. El valor de la VP puede obtenerse a partir de la siguiente ecuación:</p> $VP = L600 - L300 \quad \text{Ecuación 2.5: Viscosidad Plástica}$ <p>Donde: VP: Viscosidad plástica (cP) L300: Lectura a 300 rpm en el viscosímetro rotacional L600: Lectura a 600 rpm en el viscosímetro rotacional</p>

Tabla 2.2: Continuación de las propiedades reológicas [PDVSA CIED, 1997; Schlumberger. *Drilling School*]

Propiedad	Descripción
<p style="text-align: center;">Punto Cedente (PC)</p>	<p>Es la resistencia al flujo causada mayormente por las fuerzas electroquímicas que por la fricción mecánica. La fuerza de atracción entre las partículas bajo condiciones de flujo es medida por el PC, aportando la fuerza necesaria para mantener el fluido una vez que inicia su movimiento. Los factores que determinan esta fuerza de atracción son: tipo y cantidad de sólidos, cargas eléctricas y concentración iónica de las sales contenidas en la fase fluida.</p> <p>Por una parte, cuando se trata de fluidos densificados, se requiere un PC elevado para mantener en suspensión las partículas del agente densificante. Por otra, si se trata de fluidos no densificados, el PC se mantiene al nivel requerido para garantizar la limpieza del hoyo.</p> <p>Cabe destacar que el PC está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido a condiciones de flujo, y generalmente sufre aumento por agentes contaminantes solubles. El valor del PC se puede obtenerse a partir de la siguiente ecuación:</p> $PC = L300 - VP \qquad \text{Ecuación 2.6: Punto Cedente}$ <p>Donde:</p> <p>PC: Punto cedente (lbs/100pies²)</p> <p>VP: Viscosidad plástica (cP)</p> <p>L300: Lectura a 300 rpm en el viscosímetro rotacional</p>

Tabla 2.3: Continuación de las propiedades reológicas [PDVSA CIED, 1997; Schlumberger. *Drilling School*]

Propiedad	Descripción
<p>Resistencia De gel</p>	<p>También conocida como fuerza de gel, es una propiedad que se desarrolla debido a las mismas fuerzas de atracción que determinan al punto cedente pero a condiciones estáticas y es una medida de la habilidad del lodo para desarrollar una consistencia gelatinosa en reposo.</p> <p>Si bien es cierto que esta propiedad puede ser medida para cualquier intervalo de tiempo, en el laboratorio generalmente es medida a los 10 segundos y 10 minutos.</p> <p>Lo ideal es que la resistencia de gel sea lo suficientemente baja como para permitir el asentamiento de los sólidos en el tanque de superficie; permitir un buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación; minimizar la succión al sacar la tubería y permitir la separación del gas incorporado al fluido.</p>

Finalmente, las lecturas necesarias para obtener los valores de las propiedades reológicas se obtienen haciendo uso del viscosímetro de FANN 35, el cual se muestra en la figura 2.6. El procedimiento para medir las propiedades reológicas se presenta en el anexo 2.



Figura 2.6: Viscosímetro de FANN 35 [Fotografía tomada por Pérez, 2011]

▪ pH

Es una propiedad de los fluidos base agua y corresponde a la medida del grado de acidez. La escala del pH va de 0 a 14. Los valores menores a 7 corresponden a un pH ácido, si están por encima de 7 son básicos y si el valor es 7 es neutro. Para obtener este valor se usa un pHmetro como el que se presenta en la figura 2.7.

PDVSA CIED (1997) plantea que cuando se trata de un fluido de perforación base agua se requiere un pH básico, con un rango entre 7.5 y 11.5. Si se tiene un fluido con pH entre 7.5 y 9.5 se dice que es de pH bajo, mientras que si está comprendido entre 9.5 y 11.5 corresponde a pH alto.



Figura 2.7: pHmetro [Fotografías tomadas por Pérez, 2011]

▪ Pérdida de filtrado

Es un parámetro que indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a la formación, a través del revoque, en las zonas permeables cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Según PDVSA CIED (1997), los principales factores que afectan a esta propiedad son:

- 1) Presión.

- 2) Dispersión.
- 3) Temperatura.
- 4) Tiempo.

La filtración ocurre tanto a condiciones estáticas como dinámicas durante la perforación. A condiciones dinámicas ocurre mientras el fluido está circulando, y a condiciones estáticas ocurre cuando se hacen viajes de tuberías, conexiones o cuando el fluido no está circulando. De allí la importancia de que el fluido permita formar un revoque impermeable, liso y delgado que impida la invasión excesiva de fluido a la formación.

En la figura 2.8 se presenta un equipo llamado Filtro Prensa, éste es usado para medir el filtrado a condiciones estáticas para valores específicos de presión y temperatura.



Figura 2.8: Filtro Prensa [Fotografía tomada por Pérez, 2011]

▪ Porcentaje de Arena

La arena es un sólido no reactivo indeseable de baja gravedad específica, es completamente abrasiva y causa fuertes daños a las camisas de las bombas. A fin de

evitar daños en los equipos de perforación, el porcentaje de arena debe mantenerse bajo durante la perforación de un hoyo (PDVSA CIED, 1997).

- **Porcentaje de sólidos y líquidos**

Es una propiedad que permite conocer a través de un análisis de sólidos el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica (PDVSA CIED, 1997). El equipo utilizado para evaluar esta propiedad es la retorta y se presenta en la figura 2.9.



Figura 2.9: La Retorta[Fotografía tomada por Pérez, 2011]

- **Dureza**

Es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio presentes en el agua o filtrado del lodo. Es de suma importancia la evaluación de esta propiedad, ya que es un indicativo de contaminación por calcio en los fluidos base agua (PDVSA CIED, 1997).

- **Cloruros**

Representa la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado del fluido de perforación. Cuando un fluido base agua tiene una alta concentración de cloruros pueden causar efectos adversos en el mismo (PDVSA CIED, 1997).

- **Alcalinidad**

La alcalinidad de una solución se define como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. A partir de una prueba de alcalinidad se puede estimar la concentración de iones OH^- , CO_3^- y HCO_3^- presentes en el fluido de perforación. Cabe destacar que la alcalinidad no representa lo mismo que el pH, aunque generalmente sus valores tiendan a seguir la misma dirección (M-I *Drilling Fluids*, 2001).

- ***Methylene Blue Test (MBT)***

Según PDVSA CIED (1997), es una medida de la concentración total de sólidos arcillosos presentes en el fluido de perforación.

2.3 HOYO PRODUCTOR

La perforación de un pozo es el paso a seguir después de que se han reunido las condiciones necesarias que indican la presencia de acumulaciones de hidrocarburos económicamente rentables de producir. Durante la perforación de pozos es necesario que los mismos sean construidos de manera segura para evitar daños ambientales y a los equipos, así como garantizar la vida productiva del pozo. Para lograr esto los pozos deben ser construidos por secciones, las cuales pertenecen a un pozo común y se denominan (desde la superficie) hoyo superficial, hoyo intermedio y hoyo productor.

La figura 2.10 permite ilustrar sobre los hoyos que constituyen al pozo, en ésta el Revestidor de 20'' corresponde al hoyo superficial, mientras que los revestidores de 13-3/8'' y 9-5/8'' conforman el hoyo intermedio, por último la camisa de 7'' corresponde a la zona del hoyo productor. Así mismo, se puede apreciar que el pozo adopta una forma telescópica a medida que se perforan estos hoyos, ya que el diámetro va disminuyendo a medida que se profundiza la perforación.



Figura 2.10: Hoyos de un pozo en común [Pérez, 2011]

La guía de Pozos I de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela menciona que el hoyo superficial tiene como función proteger los acuíferos y permitir una integridad de presión lo suficientemente alta para poder perforar profundidades mayores de manera segura. Mientras que el hoyo intermedio tiene como función atravesar los distintos estratos o formaciones que se encuentran antes de llegar a la profundidad de la arena productora, generalmente son formaciones problemáticas como lutitas o arcillas hinchables, por lo general es el más largo, excepto en los pozos horizontales.

Los hoyos productores son los que están en contacto con la arena productora de hidrocarburos, la arena yacimiento o la arena objetivo de la perforación. Cabe destacar que estos hoyos pueden atravesar, en algunos casos, otros estratos que no sean de interés, pero que al estar en el camino hacia el yacimiento deben ser atravesados.

La guía de Pozos I de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela plantea que el hoyo productor tiene características de porosidad, permeabilidad y fluidos presentes en la zona distintos a las de los hoyos que están por encima de éste, por lo tanto la construcción del mismo debe tener un cuidado especial. Estos tres factores son de gran importancia a la hora de producir los yacimientos ya que ellos garantizan la rentabilidad del pozo.

Por último, es importante comentar que durante la perforación, el fluido de perforación, la cementación y la completación deben ser lo menos invasivos posible, a fin de evitar disminuir la permeabilidad del pozo, ya que de suceder esto, los hidrocarburos presentes en el yacimiento podrían fluir en mucho menor grado del esperado y las acciones para remediar esto son por lo general muy costosas.

2.4 PROBLEMAS DE HOYO VINCULADOS AL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Se entiende por problema de perforación a todo evento o condición que se interponga en el alcance de los objetivos, es decir, llegar a la profundidad deseada. Vinculados al fluido de perforación se presentan situaciones consideradas problemas por el efecto negativo en la planificación de la perforación, éstas se explican a continuación:

2.4.1 Pérdida de circulación

La pérdida de circulación o pérdida de retornos describe la pérdida total o parcial del fluido en la formación como resultado de una excesiva caída de presión hidrostática y anular. La pérdida de circulación se caracteriza por una reducción en el volumen de los retornos de lodo del pozo en comparación con el volumen bombeado pozo abajo (flujo saliente < flujo entrante). Esto da por resultado una disminución de los volúmenes en los tanques. La pérdida de circulación se puede detectar mediante un sensor que registra la cantidad de flujo de retorno o mediante indicadores de volumen en los tanques (Baroid, 1997). Cabe destacar que la pérdida de circulación ha sido uno de los factores que más contribuye a los altos costos del fluido de perforación. Según M-I Drilling Fluids (2001), la pérdida de circulación puede producirse de una de dos maneras básicas:

- (a) **Invasión:** en este caso la pérdida del fluido es hacia las formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas.
- (b) **Fracturación:** para este caso la pérdida del fluido es causada por la fracturación hidráulica producida por presiones inducidas excesivas.

Formaciones en las que se puede perder circulación

Según Baroid (1997), una pérdida de circulación se presenta en las siguientes formaciones:

- (a) **Formaciones cavernosas:** La pérdida de circulación en una formación cavernosa (con huecos, vugas) es el tipo de pérdida más grave que puede ocurrir, porque la pérdida del fluido es inmediata y completa. Las formaciones cavernosas están asociadas con arrecifes de piedra caliza, estratos de

dolomita, o cretas. La pérdida se produce en verdaderas cavernas o en grietas de la formación.

(b) Formaciones fracturadas: Las formaciones permeables o fracturadas pueden dar por resultado pérdida de circulación parcial o total. Las fracturas en la formación pueden ser naturales o causadas por excesiva presión del fluido de perforación sobre una formación estructuralmente débil. Una vez que una fractura ha sido inducida, la fractura se ensanchará y tomará más lodo a menor presión. Para evitar inducir fracturas se debe mantener la mínima densidad de circulación equivalente y peso del lodo, así mismo se debe evitar aumentos bruscos de presión.

(c) Formaciones permeables: Estos tipos de formaciones causan desde pérdidas por filtración hasta pérdida completa de retornos. Las formaciones permeables y porosas incluyen: estratos de gravas sueltas no compactadas, estratos de conchas marinas, depósitos de arrecifes y yacimientos agotados.

Dependiendo de la magnitud del volumen de pérdida de lodo, las operaciones de perforación pueden verse considerablemente afectadas. En tal sentido, si el espacio anular del pozo no se mantiene lleno incluso cuando ha cesado la circulación de fluido, la presión hidrostática disminuirá hasta que la presión diferencial entre la columna de lodo y la zona de pérdida sea igual a cero (*M-I Drilling Fluids*, 2001). Esto puede inducir fluidos de la formación de otras zonas, controlados anteriormente por la presión hidrostática del lodo, a fluir dentro del pozo, dando por resultado una surgencia, reventón o reventón subterráneo. También puede causar el derrumbe al interior del pozo de formaciones anteriormente estables. Otros problemas del pozo, como la inestabilidad del pozo, la tubería pegada, son consecuencias de la pérdida de circulación.

Medidas preventivas

Baker Huhges (1998), recomienda que las acciones preventivas para una pérdida de circulación son las siguientes:

- (a) Utilizar las densidades de fluido mínimas, según las presiones de formación y estabilidad del hoyo.
- (b) Evaluar los datos de pozo del área para determinar las densidades apropiadas de los fluidos y la colocación de la tubería de revestimiento.
- (c) Establecer la integridad de la formación con la prueba de presión, a la profundidad de tubería de revestimiento más reciente.
- (d) Monitorear y controlar las reologías para minimizar las presiones de surgencia y succión, la pérdida por fricción anular y controlar las velocidades de corrida de la tubería.
- (e) Mantener reologías térmicamente estables para evitar la gelificación a alta temperatura. Se recomienda iniciar la circulación en etapas mientras se hace un viaje, cuando hay indicios de gelificación. Utilizar el estrangulador del vertical (si está disponible) para iniciar la circulación con un aumento gradual de presión. Minimizar las restricciones anulares.
- (f) Optimizar la hidráulica de la mecha y/o el uso de aditivos para minimizar el embolamiento de la mecha y la sarta de perforación.
- (g) Controlar las tasas de penetración y evitar una carga excesiva de sólidos en el anular.
- (h) Evitar el desarrollo de un revoque excesivo mediante la reducción de las tasas de filtración.
- (i) Utilizar fluidos inhibidores y fluidos de base calcio y potasio, lo cuales pueden ofrecer protección contra el hinchamiento y las lutitas pegajosas.

2.4.2 Daño a las formaciones productoras

Las características de la formación más próxima a la cara de los pozos son afectadas por los fluidos de perforación. Algunas de estas formaciones son más sensibles que otras y de igual manera algunos fluidos causan más daños que otros. Como resultado de este daño se puede presentar taponamiento físico por sólidos inertes o reacciones químicas entre los componentes del fluido y los de la formación. Un caso que se presenta comúnmente es la inestabilidad del pozo por efecto de reacciones químicas, como es el caso de las lutitas hidrofílicas o el efecto de erosión física.

2.4.3 Erosión de las paredes del pozo

La erosión puede ser física o química, la física puede ser reducida a un mínimo al controlar la velocidad anular, por su parte la química depende de las reacciones químicas entre los componentes del fluido y los de la formación. En tal sentido, los fluidos de perforación deben ser diseñados en función de la formación a atravesar (Díaz y Méndez, 2007).

2.4.4 Corrosión de la sarta de perforación y de revestimiento

Los fluidos de perforación poseen componentes químicos que pueden generar un ambiente corrosivo para los tubulares de acero. Sin embargo, tal efecto puede ser minimizado utilizando tratamientos químicos, esto es, anticorrosivos.

2.4.5 Reducción de la velocidad de penetración

La tasa de penetración se ve afectada por el diferencial existente entre la presión hidrostática y la presión de formación. Si la densidad del fluido es tal que genera una presión hidrostática mucho mayor que el gradiente de presión de la formación se presentarán menores tasas de penetración. Así mismo, un contenido excesivo de

sólidos y altas viscosidades son factores que disminuyen la velocidad de penetración (Díaz y Méndez, 2007).

2.4.6 Retención de sólidos indeseables

Durante el proceso de perforación se recortan sólidos abrasivos los cuales se suspenden en el fluido y pueden causar desgastes excesivos en partes de las bombas y demás equipos que hagan contacto con el fluido. Es misión del fluido desarrollar una estructura de gel suficiente como para suspenderlos y llevarlos a superficie donde deben ser separados, en parte por decantación o sedimentación en tanques especiales y el resto utilizando equipos especiales de control de sólidos (Pimentel, 2010).

2.4.7 Contaminación del fluido de perforación

Baker Hughes (1998), explica que el fluido de perforación debe ser capaz de resistir contaminaciones provenientes de las formaciones atravesadas, de los líquidos y gases contenidos en las mismas y de cualquier material añadido al sistema durante las operaciones de perforación. El principal contaminante lo constituyen los ripios (sólidos); otros contaminantes son los cationes del agua de formación (Na, Ca, Mg, entre otros), materiales añadidos (como el cemento), gases como el H₂S y CO₂ atrapados en la formación. Para determinar el grado de contaminación se hace un análisis al filtrado del fluido y dependiendo del grado de contaminación se decide si se convierte el sistema en otro o se lleva a cabo el desplazamiento del fluido por un sistema más tolerante.

2.5 VISCOELASTICIDAD Y SISTEMA VISCOELÁSTICO

2.5.1 Fundamentos de la viscoelasticidad

Para Barnes (1989), en base al comportamiento reológico de los materiales, los mismos pueden ser clasificados a partir de las siguientes categorías, las cuales se aplican para líquidos, sólidos y gases.

- (a) **Materiales viscosos:** En un material completamente viscoso la deformación es función del tiempo y toda la energía aplicada es disipada en forma de calor.
- (b) **Materiales elásticos:** En un material completamente elástico el tiempo no interviene en la deformación y toda la energía aplicada se queda concentrada en el material. La deformación es reversible y proporcional al esfuerzo.
- (c) **Materiales viscoelásticos:** Un material viscoelástico presenta un comportamiento viscoso y un comportamiento elástico.

A partir de la clasificación anterior, se puede decir que los materiales viscoelásticos son aquellos que responden a un esfuerzo aplicado con un comportamiento dual. Esto significa que el material posee una componente elástica (como sí fuera un sólido) y una componente de flujo (viscoso). Por una parte, el comportamiento elástico puede ser modelado por un resorte el cual almacena energía a través de su propia deformación, la misma es liberada posteriormente. Dicha componente elástica se caracteriza por el módulo de almacenamiento G' . Por la otra, el comportamiento viscoso se modela mediante el uso de un amortiguador el cual posee un pistón moviéndose en un líquido viscoso. La componente viscosa se caracteriza por el módulo de pérdida G'' . Cabe destacar que tanto el módulo viscoso como el elástico se miden mediante experimentos de corte oscilatorio (Do Hoom, et ál., 2010). Adicionalmente, el módulo complejo está representado por G^* .

Finalmente, la combinación de los dos sistemas explicados anteriormente permiten la representación del comportamiento viscoelástico, esto puede apreciarse en la figura 2.11.

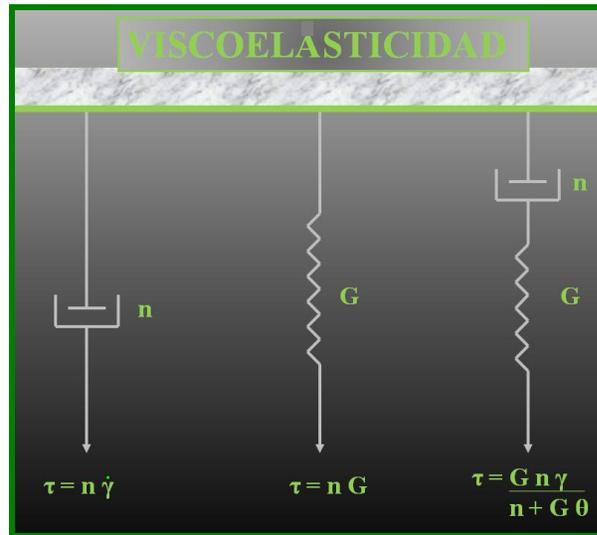


Figura 2.11: Componentes de un sistema viscoelástico [Pérez, 2011]

En función de lo explicado previamente, se puede decir que, la viscoelasticidad es el grado de deformación o esfuerzo elástico alcanzado por un fluido antes de iniciar su transformación de un estado casi sólido a un estado líquido. De lo anterior se tiene que un fluido viscoso se deforma o fluye al aplicarle tanto un esfuerzo, como una deformación, pero no se recupera cuando deja de aplicársele un esfuerzo mientras que un fluido elástico recupera su forma original al detener el esfuerzo, esto si y sólo si la deformación no excede el límite elástico del material.

2.5.2 Sistema Viscoelástico

Los fluidos viscoelásticos son aquellos que poseen un comportamiento dual, esto es, propiedades viscosas (como el aceite) con la cual disipa energía en forma de calor mediante el flujo, y elásticas (como un sólido) que le confiere propiedades de almacenamiento de energía y es responsable de la suspensión de rípidos. Estos fluidos

son del tipo pseudoplástico, es decir, tienen un comportamiento independiente del tiempo, los mismos se caracterizan por dar altos valores de viscosidad a bajas tasas de corte y desarrollar altos geles instantáneos pero frágiles, así mismo ofrecen una baja resistencia al flujo con una baja presión de la bomba y presentan valores altos de cedencia, lo cual indica la transición del estado casi sólido al estado casi líquido a condiciones de corte casi mínimas (PDVSA CIED, 1997). Estas propiedades lo convierten en uno de los fluidos con mayores beneficios para la perforación de zonas con bajas presiones y alto riesgo de pérdidas de circulación.

Los fluidos viscoelásticos son sistemas sencillos y fáciles de preparar, éstos se preparan con agua fresca o salmuera no saturada y una serie de aditivos químicos. Antes de su preparación es preciso conocer las limitaciones y compatibilidades de sus componentes, a fin de obtener un fluido estable y que se adapte a las necesidades de la perforación. Según Blanco, et ál. (2007), Los aspectos básicos sobre los aditivos se señalan a continuación:

- Se usa salmuera en la preparación de los fluidos viscoelásticos debido a que ofrece grandes ventajas. Entre ellas se tiene que no daña la formación por carecer de sólidos suspendidos; disminuye la pérdida de viscosidad que sufren los polímeros producto de las elevadas temperaturas; y para terminar evita la precipitación del viscosificante cuando se hace necesario agregar alguna acrilamida catiónica para completar la acción inhibitoria del fluido. Es importante señalar que la salmuera se puede preparar con cualquier tipo de sal, todo dependerá del peso requerido y la acción de inhibición deseada.
- En la preparación de los fluidos viscoelásticos no se utilizan arcillas comerciales como agente viscosificante y de control reológico. En primer lugar, porque tanto las arcillas agregadas como las incorporadas de la formación son afectadas por los polímeros usados como inhibidores, es decir va a haber un intercambio de iones entre los sólidos arcillosos y los aditivos usados para dar inhibición, lo cual traería

como consecuencia un incremento en el costo de mantenimiento y una posible situación de contaminación, por el alto contenido de sólidos arcillosos presentes en el fluido. En segundo lugar, porque los sólidos arcillosos causan problemas de taponamiento y pueden afectar el diseño reológico. En último lugar, porque los sólidos arcillosos dan geles progresivos en función del tiempo. En reemplazo de las arcillas comerciales los sistemas viscoelásticos utilizan biopolímeros, los cuales se obtienen mediante un proceso de fermentación bacteriana.

- Los biopolímeros (agente viscosificante) son por lo general ligeramente aniónicos y se caracterizan por proporcionar viscosidad, capacidad de suspensión, mejorar la hidráulica, disminuir los problemas de torque, arrastre y reducir las pérdidas de presión en flujo turbulento. Sin embargo, éstos sufren degradación bacteriana y termal a más de 250 °F.

- Un aditivo para el control del pH se hace necesario, ya que el sistema trabaja con un pH entre 8.5 y 9.5.

A continuación se presenta la tabla 2.4, en ésta se pueden apreciar los aditivos utilizados para formular un sistema viscoelástico y sus respectivas funciones que éstos cumplen.

Tabla 2.4: Productos y Funciones [Equipo de Trabajo Servicios Integrados de Fluidos de Perforación, 2009]

Producto	Función
Goma Xántica	Viscosificante Primario biopolímero polisacárido de alto peso molecular, no iónico tipo Goma Xántica soluble en agua. Presenta un excepcional adelgazamiento por corte y una alta capacidad suspensión.
HEC (Hidroxi Etil Celulosa)	Viscosificante Secundario, polímero de cadena larga no iónico de reacción uniforme desarrollado para fluidos de perforación y completación de pozos, proporciona alta suspensión y control de filtrado.
KCL	Inhibidor de Arcilla y Lutitas
pH BUFFER (Oxido de Magnesio)	Amortiguador de pH.
MEA (Mono Etanol Amina)	Antioxidante, extendedor de la resistencia térmica de los polímeros.
Bactericida	Solución de Glutaraldehido, se utiliza para controlar el desarrollo de Bacterias en fluidos a base de polímeros Biodegradables, por ejemplo: almidones, gomas de origen biológico, etc).
Almidón Modificado	Agente Controlador de filtrado derivado del almidón especialmente procesado, estabilizado y No Iónico, estabilizado bacteriológicamente, controla filtrado en lodo base agua en altas temperatura y en sinergia con la Goma Xántica mejora la viscosidad a baja tasa de corte, además de suspensión.
Sulfito de Sodio	Secuestrante de oxígeno.
Carbonato de Calcio	Agente puenteante y controlador de filtrado.

Se ha generalizado el uso del término de “Fluido Viscoelástico” a todo fluido que en su formulación incluya polímeros. Sin embargo, para que un fluido sea considerado viscoelásticos se debe cumplir que su componente elástica tenga un módulo mayor que su componente viscosa.

En la literatura se han reportado estudios que sugieren que la capacidad de arrastre de rípios que están ligados a:

- $G' > 6 - 8$.
- $G''/G' \approx 0,2 - 0,3$.

No todos los polímeros confieren la misma pseudoplasticidad (bajas viscosidades a altas tasas de corte y altas viscosidades a bajas tasas de corte), generalmente a medida que aumenta la elasticidad, aumenta la pseudoplasticidad y esto a su vez genera menor pérdida por filtrado.

Por último, según Equipo de Trabajo Servicios Integrados de Fluidos de Perforación (2009), las condiciones que se deben cumplir para definir un fluido de perforación como viscoelástico son tres y se presentan a continuación:

- 1) $G' > G''$.
- 2) $G' > 6 \text{ Pa}$.
- 3) $G'/G^* > 0,70$.

2.5.3 Ventajas del sistema viscoelástico

Para PDVSA CIED (1997), los fluidos bajo el sistema viscoelástico se caracterizan por aportar:

- Altos valores de viscosidad a bajas tasas de corte.
- Altos geles instantáneos, frágiles y de fácil ruptura.
- Baja resistencia al flujo con mínima presión de la bomba.
- Gran capacidad de suspensión y limpieza.
- Mayores tasas de flujo y penetración.
- Mínimos problemas de arrastre.

- Buenas condiciones hidráulicas en la mecha.
- Mínimas pérdidas de presión en flujo turbulento.
- Mejor rendimiento del motor de fondo.
- El sistema viscoelástico resulta ser a menudo el perfil óptimo para eliminar sólidos cuando se perforan pozos horizontales y direccionales.

2.6 REOMETRÍA DINÁMICA

Cuando un material Viscoelástico es sometido a una deformación una porción de la energía de deformación es almacenada, mientras que el resto es perdida en forma de flujo. Cuando la fuerza responsable de la deformación es removida la energía elástica almacenada se recupera completamente (Intevep, 2002).

A fin de garantizar el comportamiento viscoelástico de los fluidos de perforación bajo el sistema polimérico se hace uso de la metodología conocida como reometría dinámica. La misma se basa en someter una muestra a una deformación de corte oscilatorio, en ésta la amplitud del esfuerzo se determina midiendo el torque que se transmite al material por la deformación impuesta. Cabe destacar que al aplicarle al material un esfuerzo éste puede o no deformarse. El equipo utilizado para esta prueba es el reómetro dinámico, el mismo a partir de un esfuerzo asociado oscilatorio permite determinar la componente elástica (G') y la componente viscosa (G'') de un fluido, éste se puede apreciar en la figura 2.12. Así mismo, el procedimiento para medir las propiedades viscoelásticas de los fluidos se expone en el anexo 3.

El esfuerzo de un material viscoso sufre un desfasaje delta (δ) de 90° con respecto a la deformación impuesta, mientras que el esfuerzo de un material elástico no se desfasa con respecto a la deformación aplicada. El material viscoelástico tiene un ángulo de desfasaje (δ) que será entre 0° y 90° , mediante reometría oscilatoria se puede cuantificar si el fluido es predominantemente elástico o viscoso (Kakadjian, 2004; Villegas, 2004).



Figura 2.12: Reómetro Dinámico [Fotografía tomada y editada por Pérez, 2011]

2.6.1 Prueba de Oscilación

Según Kakadjian (2004), cuando un fluido es sometido a una prueba de oscilación, le es aplicado un esfuerzo de corte armónico, con amplitud controlada τ_0 y una frecuencia angular ω , obteniéndose una deformación, también armónica. La Figura 2.13 muestra el comportamiento del esfuerzo y la tasa de corte característicos de reometría oscilatoria.

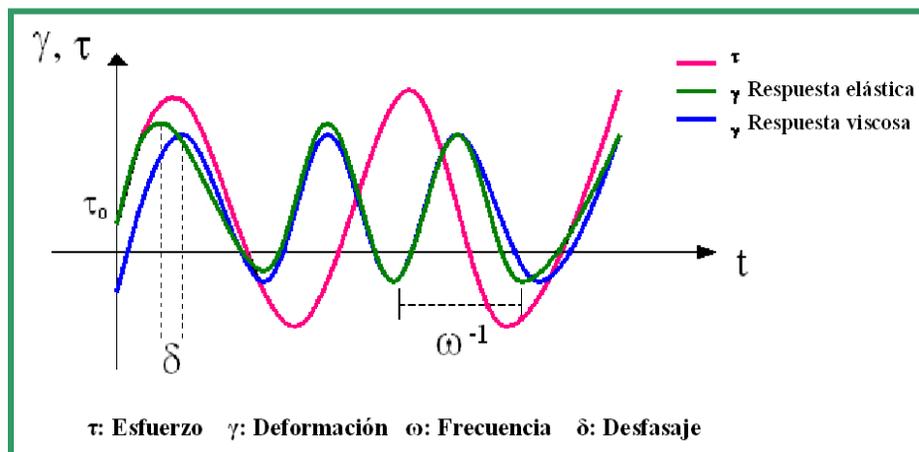


Figura 2.13: Esfuerzo y deformación característicos de reometría oscilatoria [Intevp, 2002]

La amplitud de la respuesta en deformación es γ_0 , y δ es el ángulo de desfase, que es una característica del comportamiento viscoelástico (Intevp, 2002).

$$\tau = \tau_0 \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

Ecuación 2.8: Condición

$$\gamma = \gamma_0 \cdot \cos(\omega \cdot t - \delta)$$

Ecuación 2.9: Medida

Donde:

τ : Esfuerzo

γ : Deformación

En términos de esfuerzo y deformación, para Intevp (2002), los módulos dinámicos que representan la respuesta elástica y la respuesta viscosa son los siguientes:

- (a) **Módulo de corte dinámico complejo (G^*):** también llamado Módulo dinámico complejo, representa la resistencia total de una sustancia a la deformación aplicada. Está representado por la siguiente ecuación.

$$G^* \equiv G' + iG''$$

Ecuación 2.10: Módulo dinámico complejo

- (b) **Módulo de corte elástico o de almacenamiento (G'):** también llamado Módulo dinámico elástico, representa el módulo de corte complejo que se encuentra en fase con la deformación aplicada. Determina que tan elástico es el material.

$$G' = \frac{\tau_0}{\gamma_0} \cos \delta$$

Ecuación 2.11: Módulo dinámico elástico

- (c) **Módulo de corte viscoso o de pérdida (G''):** también llamado Módulo dinámico viscoso, es el componente del módulo de corte complejo cuya fase es de 90° con respecto a la deformación aplicada. Determina que tan viscoso es el material.

$$G'' = \frac{\tau_0}{\gamma_0} \sin \delta$$

Ecuación 2.12: Módulo dinámico viscoso

- (d) **Tangente del ángulo de desfase ($\tan \delta$):** describe la pérdida por efectos viscosos del sistema bajo estudio y determina la relación entre el componente viscoso y elástico.

$$\delta = \tan^{-1} \left(\frac{G''}{G'} \right)$$

Ecuación 2.13: Tangente del ángulo de desfase

Cuando se requiere hacer un estudio reológico dinámico de fluidos poliméricos, el esfuerzo aplicado no debe exceder lo denominado como rango de viscoelasticidad lineal, es decir, aquel rango en el cual G' y G'' permanecen constantes independientemente de la deformación aplicada, ya que a partir de allí puede cambiar la estructura del material y la respuesta del mismo va a depender de la deformación aplicada (Barrera, 2003). En la Figura 2.14, se muestra de manera gráfica la existencia de rango viscoelástico lineal.

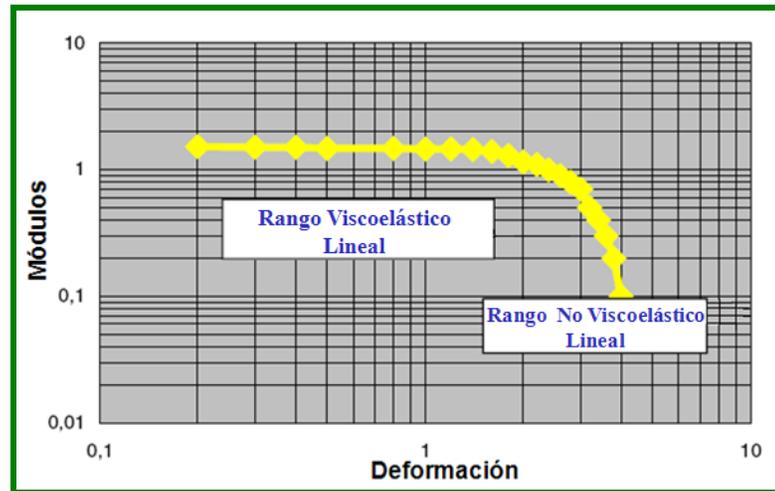


Figura 2.14: Representación del rango viscoelástico lineal y no lineal [Intevep, 2002]

2.6.2 Viscosidad Compleja

Para Barnes (1989), la viscosidad dinámica compleja (η^*) está relacionada con la componentes elástica y viscosa que conforman el módulo dinámico complejo (G^*), y con la frecuencia (ω), dichos valores son obtenidos a partir de la prueba de oscilación. Hablando matemáticamente, es la suma de la parte real (componente elástica), generalmente conocida como viscosidad dinámica, y la parte imaginaria (componente viscosa) del número complejo.

2.6.3 Modelo de Maxwell

Villegas (2004) establece que generalmente para describir el comportamiento viscoelástico de un fluido se usan modelos mecánicos. Un ejemplo de modelo unidimensional es el modelo de Maxwell. Éste es el modelo más sencillo que representa una respuesta viscoelástica, el mismo se basa en un arreglo de un resorte (el cual simula la respuesta elástica) y un amortiguador (el cual simula la respuesta viscosa), éstos son colocados en serie para obtener la respuesta de la relación esfuerzo deformación de un sistema viscoelástico, tal como se muestra en la figura 2.15. El

desplazamiento de todo el sistema se hace luego de vencer la resistencia del resorte y del amortiguador.

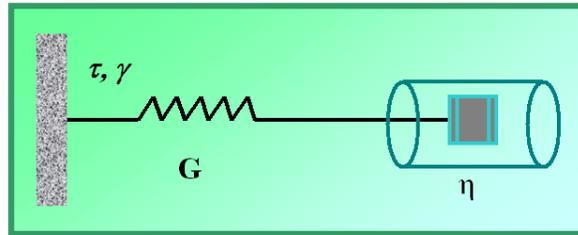


Figura 2.15: Modelo sencillo de Maxwell [Pérez, 2011]

Para Villegas (2004), la deformación o desplazamiento total γ es igual a la suma de las deformaciones en el resorte y en el amortiguador, esto se aprecia en la siguiente ecuación:

$$\gamma = \gamma_e + \gamma_v$$

Ecuación 2.14: Deformación total

Donde:

γ_e : Deformación.

γ_v : Deformación.

El esfuerzo que actúa sobre cada elemento es el mismo e igual al total:

$$\tau = \tau_e = \tau_v$$

Ecuación 2.15: Esfuerzo total

Donde:

τ_e : Esfuerzo elástico del resorte.

τ_v : Esfuerzo viscoso del amortiguador.

Derivando la ecuación de la deformación total se tiene:

$$\dot{\gamma}' = \dot{\gamma}'_e + \dot{\gamma}'_v \quad \text{Ecuación 2.16}$$

Si se combina la ecuación anterior con las relaciones de τ y γ para elementos elásticos y viscosos, se obtiene la siguiente expresión:

$$\dot{\gamma}' = \frac{\dot{\tau}'}{G} + \frac{\tau}{\eta} \quad \text{Ecuación 2.17}$$

A partir de esta ecuación se obtiene la respuesta esfuerzo-deformación, para el caso especial de un elemento sencillo de Maxwell:

$$\dot{\tau}' + \left(\frac{G}{\eta}\right) \cdot \tau = G \cdot \dot{\gamma}' \quad \text{Ecuación 2.18: Respuesta esfuerzo-deformación}$$

2.6.4 Modelo de Maxwell normalizado

Convencionalmente se suelen presentar los resultados de las pruebas de oscilación graficando la viscosidad dinámica normalizada (η'/η) y los módulos dinámicos normalizados (G'/G y G''/G), en función de la frecuencia normalizada ($\omega\lambda$). Donde $\lambda = \eta/G$ representa el tiempo de relajación para el modelo sencillo de Maxwell (Villegas, 2004; Barrera, 2003; Kakadjian, et ál., 2004).

Las cantidades normalizadas pueden ser calculadas a partir de las ecuaciones que se presentan a continuación:

$$\frac{\eta'}{\eta} = \frac{1}{1 + \omega^2 \lambda^2} = \left(\frac{G''}{G^*}\right)^2 \quad \text{Ecuación 2.19: Viscosidad normalizada}$$

$$\frac{G'}{G} = \left(\frac{G'}{G^*} \right)^2 \quad \text{Ecuación 2.20: Módulo elástico normalizado}$$

$$\frac{G''}{G} = \frac{G' G''}{G^{*2}} \quad \text{Ecuación 2.21: Módulo viscoso normalizado}$$

$$\omega\lambda = \frac{G'}{G''} \quad \text{Ecuación 2.22: Frecuencia normalizada}$$

A continuación se presenta la figura 2.16, en ésta se pueden apreciar los módulos dinámicos normalizados y la viscosidad dinámica normalizada en función de la frecuencia normalizada.

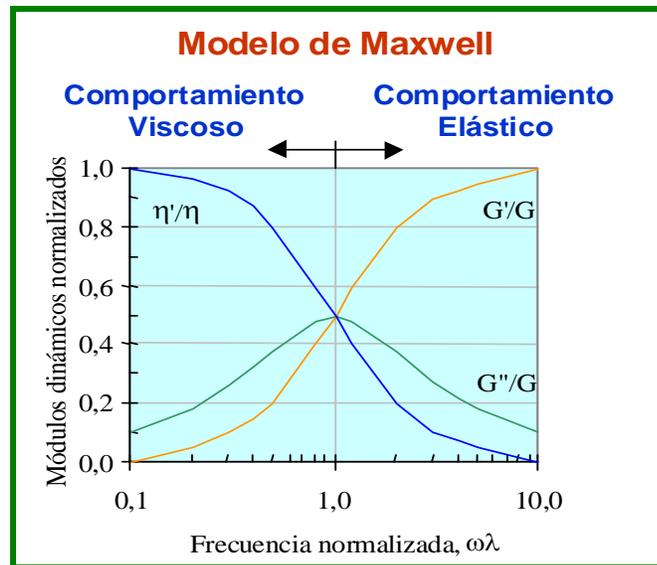


Figura 2.16: Comportamiento normalizado de un fluido de Maxwell [Kakadjian, et ál., 2004]

La intersección de las tres curvas en el valor de 0,5 (de la vertical), representa el punto donde está el cambio de comportamiento viscoso-elástico, esto es, hacia la izquierda el comportamiento del material es más viscoso que elástico; pero hacia el lado derecho domina un comportamiento elástico. Al ajustar los valores medidos de G' y G'' con el modelo de Maxwell, los módulos dinámicos normalizados se ubicaran

sobre las curvas teóricas. El grado de elasticidad estará representado por la densidad de los puntos en las curvas normalizadas (Barrera, 2003).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En el presente capítulo se presentan los aspectos relativos a la metodología utilizada durante la elaboración de este estudio, tales como el tipo y diseño de investigación, variables, unidad de análisis, características de la población y muestra, técnicas e instrumentos de la investigación, técnicas para el análisis de datos, finalizando con la operacionalización de los objetivos. En resumidas cuentas, este capítulo se destinará a establecer de manera concreta la forma como se va desarrollar el presente estudio.

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El presente estudio tiene como objetivo diseñar fluidos viscoelásticos para la perforación de hoyos productores de los Campos Borburata y la Victoria basados en los principios de la viscoelasticidad para perforar zonas caracterizadas por bajas presiones y pérdidas de circulación.

Sabino (1992), establece que las investigaciones del tipo explicativas se centran en determinar los orígenes de un determinado conjunto de fenómenos. En tal sentido, la metodología empleada en la realización de este estudio se enmarca en el contexto explicativo, debido a que centra su interés en explicar el por qué ocurren estos fenómenos y en qué condiciones se dan.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Arias (1999), propone que el diseño de la investigación “es la estrategia que plantea el investigador para resolver el problema planteado”. Igualmente, señala que en función del diseño la investigación posee otra clasificación. Así pues, menciona que una investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto a

ciertas condiciones o estímulos para observar los efectos que éstos producen. En tal sentido, la estrategia que se adoptará para cumplir con los objetivos planteados es del tipo experimental, puesto que se realizaron pruebas de investigación en los laboratorios, a partir de los cuales se pudo validar la formulación planteada. La investigación se basa en el uso de diversos aditivos para la formulación de un sistema viscoelástico, y la continua evaluación de sus propiedades tanto reológicas como viscoelásticas hasta que éste posea las mejores condiciones para la perforación del hoyo de producción.

3.2.1 Unidad de análisis

PDVSA Servicios es una filial creada en el cuarto trimestre de 2007, la cual tiene como objetivo general suministrar servicios especializados en los negocios petroleros de Exploración y Producción, tales como: operación y mantenimiento de taladros, registros eléctricos, sísmica, fluidos de perforación, cementación y estimulación, además de otros servicios conexos, dirigidos a empresas nacionales e internacionales del sector, con altos estándares de calidad, seguridad, cultura ambiental, competitividad, sustentabilidad e innovación, para promover la consolidación de la soberanía tecnológica, incrementando el Valor Agregado Nacional (VAN), aplicando principios éticos y morales que satisfagan las necesidades humanas de nuestro pueblo, potenciando el Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social de la nación. Los principios organizacionales de mayor importancia son:

- Gobernabilidad y participación.
- Transparencia en el uso de los recursos y rendición de cuentas.
- Optimización estructural, que se traduce en términos de eficiencia y productividad.
- Funcionamiento bajo las premisas de confiabilidad operacional, cultura ambiental, resguardo de la seguridad, altos estándares de calidad y certificación del personal, equipos y herramientas.

- Alinear las estrategias con el plan de desarrollo nacional, con el fin de asegurar que las Empresas de Capital Mixto (ECM) constituidas sean eficazmente distribuidas de manera equitativa y en beneficio del colectivo social.
- Desarrollar los negocios de acuerdo al nuevo marco legal que regirá las ECM.
- Fortalecimiento de los convenios suscritos y el patrocinio de los potenciales, mediante el mantenimiento de una política dirigida a la prestación de servicios especializados en operaciones de perforación, y dirigida al incremento del valor agregado e innovación de los productos entre los países miembros de dichos convenios y acuerdos.
- Alta conciencia de soberanía productiva y fomento de participación del capital nacional.

3.2.2 Población y Muestra

Según Arias (1999) la población está relacionada al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan. En tal sentido, para esta investigación la población está representada por los fluidos de perforación.

La muestra es un subconjunto representativo de un universo o población (Morales, 1994, citado en Arias, 1999). En tal sentido, la muestra está representada por los sistemas viscoelásticos preparados variando la concentración de los aditivos que componen al mismo, evaluando continuamente el comportamiento de sus propiedades.

3.2.3 Técnicas e instrumentos para la recolección y análisis de datos

Según Arias (1999), las técnicas de recolección de datos están referidas a los procedimientos a partir de los cuales se obtiene la información necesaria para el desarrollo de esta investigación.

La primera etapa se basa en la recopilación bibliográfica para la documentación respecto a los aspectos que le dan base a la presente investigación. Así mismo, en ésta se incluye la información oral suministrada por ingenieros y técnicos de campo especialistas en materia de fluidos de perforación. La segunda etapa está constituida por la elaboración de continuos ensayos de laboratorio, esto es, la formulación de los sistemas viscoelásticos y los ensayos rutinarios que se le realizan a los mismos, a fin de evaluar las propiedades reológicas y viscoelásticas.

Una vez obtenidos los datos a partir de las pruebas de laboratorio los mismos son cargados a una herramienta computacional de cálculo, ésta permite obtener propiedades de los fluidos que dependen de correlaciones matemáticas, como lo son el punto cedente, la viscosidad plástica, valores promedio de propiedades, relación módulo elástico - módulo complejo, relación módulo elástico – módulo viscoso, entre otros. Al mismo tiempo, se obtienen gráficos que permiten representar el comportamiento particular de cada fluido.

A continuación se describen los instrumentos para la recolección y análisis de datos utilizados durante la investigación.

- **Revisión bibliográfica**

Esta técnica está constituida por el análisis del contenido a fin de discretizar de la información obtenida a partir de libros, manuales técnicos, informes técnicos, revistas especializadas, presentaciones técnicas, artículos técnicos de la *Society of Petroleum*

Engineers (SPE), normas para el diseño de fluidos de perforación y manipulación de los equipos de laboratorio (ISO/FDIS 10414-1.2, ISO/FDIS 13500, API 13-B1 y 13-D), información disponible en internet y trabajos referentes al tema.

- **Entrevista**

En base a Sabino (1992), se trabajaron entrevistas del tipo no estructurada informal, éstas se caracterizan por poseer un margen más o menos grande de libertad para formular las preguntas y respuestas. En tal sentido, se realizan reuniones con especialistas en el área de fluidos de perforación, yacimientos, y perforación, a fin de obtener información productiva para el desarrollo de esta investigación, así como para resolver dudas respecto al tema y obtener recomendaciones.

- **Observación**

La observación es una técnica que permite tomar información y registrarla para su posterior análisis. Por una parte, a través de la observación estructurada se realiza la recolección de la información, lo cual consiste en el reconocimiento de los patrones de comportamiento que se quieren observar y medir (Hurtado, 2000). Por otra parte, la observación científica es el uso sistemático de nuestros sentidos en la búsqueda de los datos que se necesitan para resolver un problema de investigación, ésta se utiliza durante los ensayos de laboratorio.

- **Tablas**

Para Caparrós (2007), las tablas sistematizan los resultados cuantitativos y ofrecen una visión numérica, sintética y global del fenómeno observado y de las relaciones entre sus diversas características o variables. En base a la clasificación aportada por Caparrós, para esta investigación serán utilizadas dos tipos de tablas.

- (a) Tabla de entrada de datos: Es una tabla en la cual solo aparecen los datos que se obtuvieron de la investigación científica o del experimento. Es la tabla más sencilla y se utiliza cuando no se necesita mayor información acerca de los datos, estas tablas se construyen por medio de la tabulación de los datos.
- (b) Tabla de doble entrada: es aquella donde los datos se muestran en columnas y filas, donde cada columna tiene por lo menos un encabezado y cada fila tiene por lo menos un encabezado de fila. Los datos correspondientes aparecen en la intersección de los encabezados de la columna y la fila, esta sección corresponde al "cuerpo".

Para ambos casos, se tienen conjuntos de datos que provienen de medidas directas de pruebas y de ecuaciones, en la figura 3.1 se presenta un ejemplo de tabla utilizado en esta investigación.

	1	2	3	4	5	6	7
Velocidad FANN	Lecturas FANN						
600	93	120	175	154	170	121	204
300	81	93	139	120	140	95	167
200	75	81	122	104	120	81	148
100	65	64	97	80	105	64	122
6	44	25	39	29	48	28	51
3	41	21	31	23	41	22	48
Geles	47	24	34	27	40	31	51
VP (cP)	12	27	36	34	30	26	37
PC (lb/100pie)	69	66	103	86	110	69	130

Figura 3.1: Tabla de Lecturas del viscosímetro FANN 35 antes de envejecer [Pérez, 2011]

▪ Gráficas

Una gráfica es la representación de datos numéricos mediante recursos gráficos como líneas, vectores, superficies o símbolos, a fin de manifestar visualmente la relación que guardan entre sí. A partir de una gráfica se puede analizar el comportamiento de

un proceso, o un conjunto de elementos, lo que permite la interpretación de un fenómeno. La representación gráfica posibilita establecer valores que no han sido obtenidos experimentalmente.

Para esta investigación las gráficas utilizadas son:

- 1) Gráfica lineal.
- 2) Gráfica de barras.
- 3) Grafico circular.
- 4) Histogramas.

▪ **Ensayos de laboratorio**

Los ensayos de laboratorio son una técnica para la recolección de datos constituida por el conjunto de pruebas que se le realizan a los fluidos de perforación durante el proceso de elaboración de esta investigación tanto antes como después de envejecer. Estos ensayos han sido divididos en tres tipos:

- (a) Ensayos de integridad de aditivos: son los ensayos realizados en base a las normas ISO/FDIS 10414-1.2 e ISO/FDIS 13500 a fin de evaluar la calidad de algunos aditivos que componen a un sistema viscoelástico.
- (b) Ensayos de viscoelasticidad: son las pruebas continuas que se le realizaron a los fluidos de perforación a partir de las primeras formulaciones hasta hallar las formulaciones que mejor se adaptaron a las necesidades de cada campo. En este tipo de ensayos se encuentran medición de las propiedades reológicas a moderadas tasas de corte (Anexo 2), propiedades viscoelásticas (Anexo 3) y viscosidad a bajas tasas de corte (Anexo 4). Cabe destacar que estos ensayos se le realizaron a los fluidos antes y después de ser sometidos a un proceso de envejecimiento (Anexo 5). En la figura 3.2 se presentan esquemáticamente los ensayos de viscoelasticidad.

- (c) Ensayos de caracterización: consiste en medir las propiedades tanto físicas como químicas de los dos fluidos seleccionados finalmente. Las propiedades y equipos a utilizar en estos ensayos se presentan en la tabla 3.1

Tabla 3.1: Propiedades a medir en los ensayos físicos y químicos [Pérez, 2011]

Ensayos de análisis físico	
Propiedad	Equipo
pH	Peachímetro
Densidad	Balanza de Lodos
Pérdida por filtrado API	Filtro Prensa
Espesor del revoque	Regleta
% (v/v) de agua y sólidos	Retorta Baroid
Reología	Viscosímetro Fann
Viscosidad de MARSH	Embudo Marsh
Ensayos de Análisis químico	
Alcalinidad del Filtrado	
(a) Alcalinidad a la fenolftaleína (Pf).	
(b) Alcalinidad al Naranja de Metilo (Mf).	
Alcalinidad del Lodo (Pm)	
Cloruros	
Dureza Cálcida	
Capacidad Del Azul De Metileno (MBT)	

Cabe destacar que para interés de la presente investigación solo serán explicadas las pruebas pertenecientes en los ensayos rutinarios, en vista de que son las que determinaron la selección de los fluidos de perforación.

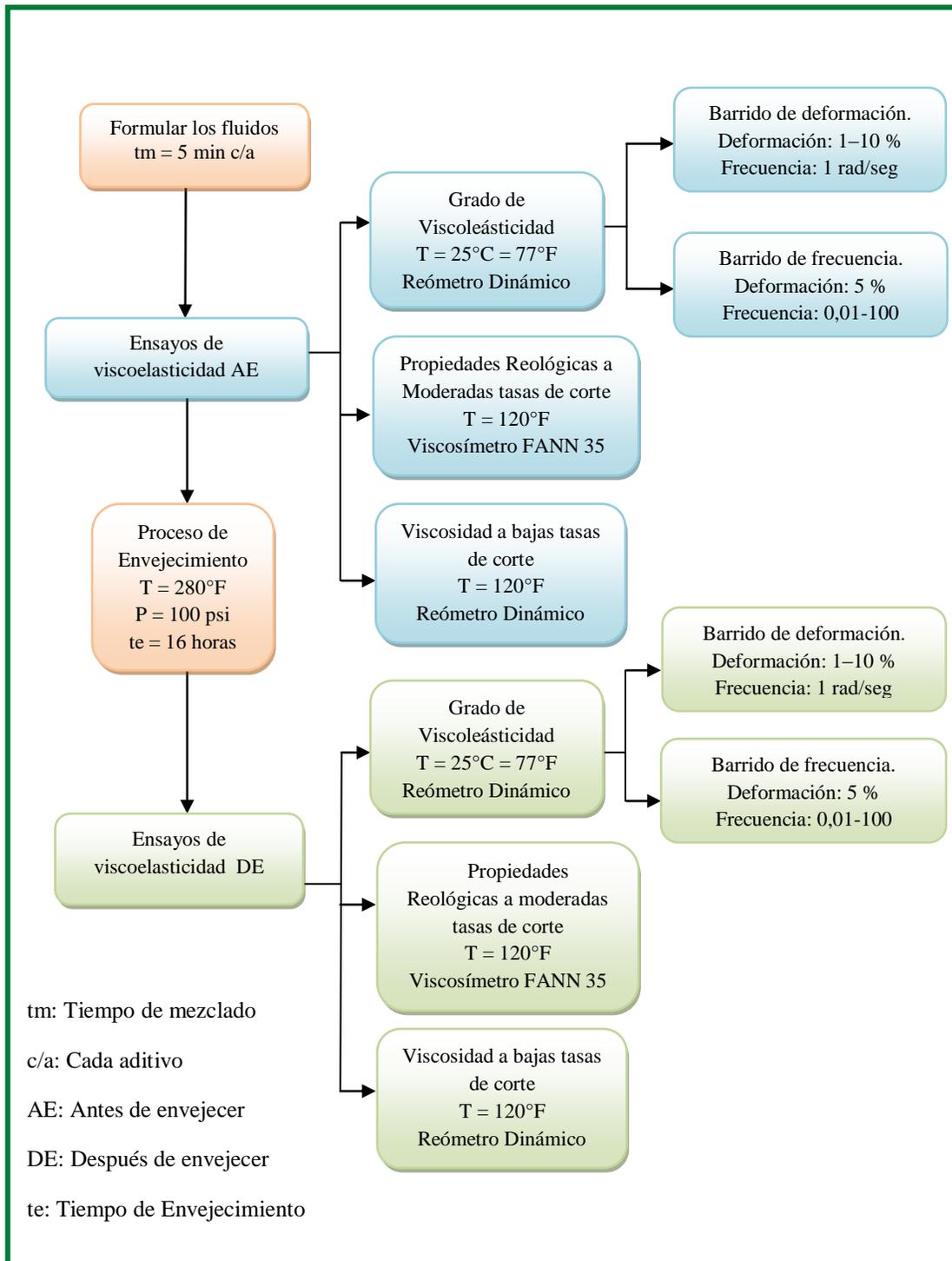


Figura 3.2: Ensayos de viscoelasticidad [Pérez, 2011]

- ***Software Rheoplus***

El Reómetro Dinámico de *Anton Paar* es el equipo utilizado para realizar las mediciones del grado de viscoelasticidad de los fluidos, como se mencionó anteriormente en los anexos 3 y 4 se exhiben los procedimientos correspondientes a estos ensayos. Éste equipo trabaja con el *software Rheoplus*, a partir del cual se obtienen datos listados y gráficos, dependiendo del ensayo que se esté corriendo (viscoelasticidad o Medida Brookfield).

- **Hoja de cálculo**

Para Creative Commons (2009), una hoja de cálculo es un software a través del cual se pueden usar datos numéricos y realizar cálculos automáticos de números que están dispuestos en forma de tablas compuestas por celdas (las cuales se suelen organizar en una matriz bidimensional de filas y columnas). La celda es la unidad básica de información en la hoja de cálculo, donde se insertan los valores y las fórmulas que realizan los cálculos. Esta herramienta permite realizar cálculos complejos con fórmulas y funciones, además de producir representaciones gráficas de los datos ingresados.

Para esta investigación el tipo de hoja de cálculo utilizada ha sido Microsoft Excel: paquete de oficina Microsoft Office. Una vez obtenidos los datos a partir de las pruebas de laboratorio los mismos son cargados a una hoja de cálculo, ésta permite obtener propiedades de los fluidos que dependen de correlaciones matemáticas, como lo son el punto cedente, la viscosidad plástica, valores promedio de propiedades, relación módulo elástico - módulo complejo, relación módulo elástico – módulo viscoso, entre otros. Al mismo tiempo, se obtienen gráficos que permiten representar el comportamiento particular de cada fluido.

3.3 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

A fin de lograr los objetivos planteados en esta investigación la misma fue dividida en fases, éstas se exponen a continuación y pueden ser apreciadas esquemáticamente en la figura 3.3.

Así mismo, en las tablas 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6 se presenta la matriz de operacionalización de los objetivos, lo cual es un apoyo de la metodología de la investigación.

Fase I. Recopilación de información

Esta fase comprende el desarrollo de los objetivos 1 y 2, para ello se hace un compendio bibliográfico respecto a información general sobre el tema de esta investigación. Durante el transcurso de esta fase se hace uso de la revisión bibliográfica, entrevistas y observación como técnicas e instrumentos para la recolección de datos.

En primera instancia, se hace una documentación sobre los aspectos relacionados con el tema fluidos de perforación y viscoelasticidad, esto con la finalidad de familiarizarse con el tema y adquirir los conocimientos necesarios para el desarrollo de la investigación.

Seguidamente, se procede a recolectar la información geológica de mayor importancia para el desarrollo de esta investigación. Dicha información geológica está conformada por las propiedades de la roca, características litológicas, estratigráficas y estructurales de los Campos Borburata y La Victoria, ubicación de los mismos y los aspectos geológicos de mayor importancia de las formaciones productoras (Escandalosa y Quevedo respectivamente).

Así mismo, en esta fase se incluye la revisión de informes y entrevistas con expertos para evaluar los problemas de hoyo más comunes en las áreas de estudio. Cabe destacar, que para interés de la presente investigación sólo se toman en cuenta los problemas de hoyo vinculados y dependientes del fluido de perforación.

Por último, se incluye la revisión de las normas imprescindibles para el desarrollo de los sistemas viscoelásticos.

Fase II. Adiestramiento en laboratorio

Esta fase consistió en recibir el entrenamiento e instrucciones por parte de los especialistas en el laboratorio de fluidos de perforación para utilizar los equipos del laboratorio, realizar las formulaciones, montar los ensayos y la inducción de seguridad y riesgos en el laboratorio.

Fase III. Evaluación de la integridad de los aditivos

Esta fase se llevó a cabo a fin de cumplir con el objetivo 3, para ello se realizaron de ensayos laboratorio a fin verificar la calidad de ciertos aditivos al comparar sus propiedades medidas con propiedades establecidas por la norma.

En vista de que se disponían de varios tipos de Goma Xántica (XCD), siendo ésta el viscosificante primario en un sistema viscoelástico, se procedió a evaluar la integridad de este aditivo preparando soluciones de Goma Xántica en base a la norma ISO/FDIS 13500. Los parámetros de comparación establecidos por la norma y utilizados para la evaluación de la integridad son los siguientes:

Tabla 3.2: Requisitos físicos de Goma de Xántica [Norma ISO/FDIS 13500]

Requisito	Estándar
Viscosímetro rotacional, 300 RPM	mínimo 11 cP (Mínimo 55 lectura del dial)
Viscosímetro rotacional, 6 RPM	mínimo de 180 cP (Mínimo 18 lectura del dial)
Viscosímetro rotacional, 3 RPM	mínimo 320 cP (Mínimo 16 lectura del dial)
Brookfield LV, 1,5 RPM	mínimo de 1950 cP
Por un viscosímetro rotacional, equipados con resorte de torsión f0.2, R1/B1 de configuración: <ul style="list-style-type: none"> a) 300 RPM, cP es igual a la línea el tiempo de lectura 0,2; b) 6 RPM, cP es igual a la lectura del dial 10,0 veces; c) 3 RPM, cP es igual a la lectura del dial 20,0 veces. 	

Cabe destacar que sólo se le hicieron ensayos de integridad a la Goma Xántica debido a que es el aditivo que tiene mayor importancia en los sistemas viscoelásticos por ser el que genera viscosidad a bajas tasas de corte (principio de los fluidos viscoelásticos).

Fase IV. Formulación de fluidos

Esta fase corresponde al objetivo 4, la misma ha sido dividida en dos secciones debido a que se realizaron las formulaciones de dos sistemas con aditivos de compañías diferentes para ser utilizados en campos distintos. Las secciones de las cuales se habla anteriormente son:

- (a) Formulación de sistemas viscoelásticos con los aditivos de la compañía Interfluid, éste para ser usado en la perforación del hoyo de producción de los pozos del Campo Borburata ubicado en Barinas. En la tabla 3.3 se presentan los aditivos utilizados para esta formulación.

Tabla 3.3: Aditivos de Interfluid [Pérez, 2011]

Aditivo	Función
Cloruro de Potasio (KCl)	Inhibidor de lutitas
Sulfito de Sodio	Secuestrante de oxígeno
Hidroxi-Etil-Celulosa (HEC)	Viscosificante 2
Goma Xántica (XCD)	Viscosificante 1
Almidón	Controlador de filtrado
Óxido de Magnesio (MgO)	Controlador de pH
Mono-Etanol-Amina (MEA)	Antioxidante y entendedor térmico
Biocida	bactericida

- (b) Formulación de sistemas viscoelásticos con los aditivos de la compañía CNPC, éste para ser usado en la perforación del hoyo de producción de los pozos del Campo La Victoria ubicado en Apure. En la tabla 3.4 se presentan los aditivos utilizados para esta formulación. Cabe destacar que en esta sección se trabaja con dos aditivos nuevos, HMP-21 y NH₄HPAN. El HMP-21 es un copolímero de poliacrilonitrilo completamente hidrolizado y poliacrilamida parcialmente hidrolizada, cuya función es controlar el filtrado. Por su parte, el NH₄HPAN es un supresor de hidratación de arcilla, es decir, un inhibidor de arcillas y lutitas.

Tabla 3.4: Aditivos de CNPC [Pérez, 2011]

Aditivo	Función
Cloruro de Potasio (KCl)	Inhibidor de lutitas
Suspensor de hidratación de arcillas NH ₄ HPAN	Inhibidor de lutitas y controlador de filtrado
Sulfito de Sodio	Secuestrante de oxígeno
Hidroxi-Etil-Celulosa (HEC)	Viscosificante 2
Goma Xántica (XCD)	Viscosificante 1
HMP-21	Controlador de filtrado
pH Buffer	Controlador de pH
Mono-Etil-Amina (MEA)	Antioxidante y entendedor térmico
Biocida	Bactericida

Generalmente, tanto para el diseño del fluido del Campo Borburata como para el de La Victoria, se formularon distintos sistemas viscoelásticos variando la concentración de los aditivos viscosificantes, como lo son la XCD (viscosificante primario) y el HEC (viscosificante secundario). Sin embargo, en algunos casos se hizo necesario variar otros aditivos.

Por una parte, para la formulación del sistema viscoelástico con los aditivos de Interfluid se trabajó con MgO y HEC en estado sólido y líquido, por lo cual se varió la concentración de los mismos.

Por otra parte, para la formulación del sistema viscoelástico de CNPC además de variar la concentración de la XCD y el HEC, se disponía de dos aditivos que cumplían la misma función (inhibir lutitas o arcillas), como el KCl y NH₄HPA, por lo cual se formularon sistemas para comparar cuál de los dos aditivos aportaba un mejor comportamiento.

Cabe destacar que la fase de formulación estará dividida en etapas que serán dependientes de los resultados que se vayan obteniendo de los ensayos de

viscoelasticidad realizados durante el desarrollo de la investigación. En tal sentido, se tendrán etapas de formulación derivadas de la anterior hasta obtener el diseño del fluido que cumpla con las necesidades de los campos en estudio.

Fase V. Medición de las propiedades reológicas y viscoelásticas de los fluidos

Esta fase está relacionada con en el objetivo 5 de la presente investigación, para ello se llevaron a cabo los ensayos rutinarios de laboratorio para cada sistema formulado, antes y después de envejecer. Dichos ensayos consistieron en en medir la densidad utilizando una balanza de lodo a temperatura ambiente; medir las propiedades reológicas haciendo uso de un viscosímetro rotacional a una temperatura promedio de 120°F; medir viscoelasticidad usando un Reómetro Dinámico a una temperatura de 77°F; por último medir los valores de viscosidad a bajas tasas de corte, lo que se conoce como medida Brookfield, para las que se utilizó el Reómetro Dinámico a una temperatura de 120°F (para mayor información sobre estos ensayos visualizar los Anexos 1, 2, 3 y 4).

Es importante señalar que a los sistemas formulados se le hicieron pruebas antes y después de envejecer con el objeto de evaluar cómo son afectadas las propiedades de cada uno de los lodos al ser sometidos a condiciones de temperatura, presión y movimiento, debido a que la temperatura es un factor que causa alto grado de degradación en los polímeros, todo esto con el fin de simular el comportamiento del fluido a condiciones de hoyo.

Para el envejecimiento se utilizaron celdas presurizadas aproximadamente a 100 psi y un horno calentado a 280°F, donde las muestras estuvieron sometidas a rotación y calor durante aproximadamente 16 horas.

En la figura 3.2 se puede apreciar esquemáticamente los ensayos de viscoelasticidad realizados a los fluidos después de su preparación.

Fase VI. Selección de los sistemas

Esta fase está vinculada con el objetivo 6. Una vez realizadas las pruebas rutinarias se procede al análisis de los resultados obtenidos, a fin de seleccionar cuáles sistemas presentan los mejores valores de reología y viscoelasticidad, además verificando que posean una densidad tal que genere una columna hidrostática con una presión menor que la de fractura, garantizando así que no ocurra fracturamiento de las formaciones atravesadas durante la perforación del hoyo de producción.

Durante esta fase se hace uso de una hoja de cálculo, donde son cargados los datos obtenidos a través de los ensayos rutinarios, con la finalidad de generar tablas y gráficos para realizar la comparación entre cada sistema formulado y escoger el que presente las mejores propiedades.

La selección se realizará en base a los valores de viscoelasticidad y reología de los fluidos. En tal sentido, serán seleccionados los fluidos que presenten mayor grado de viscoelasticidad y propiedades reológicas requeridas por un hoyo de producción de los campos en estudio (mejor comportamiento).

En vista de que la fase de formulación está dividida en dos secciones, primero se procedió a comparar y seleccionar el mejor fluido formulado a partir de los aditivos de Interfluid. Posteriormente, se trabajó con los sistemas de CNPC, se comparan propiedades y se seleccionó el fluido de mejor comportamiento.

Fase VII. Caracterización física y química de los sistemas finales

Ésta es la fase final de la investigación y está relacionada con el objetivo 7. Una vez que se tienen los dos sistemas que presentaron el mejor comportamiento reológico y viscoelástico, con las propiedades requeridas por cada campo, se procedió a realizarle a los mismos todas las pruebas que permitan caracterizarlos física y químicamente.

El tipo de ensayos realizados en esta fase son los de caracterización, los cuales se realizan antes y después de envejecer los sistemas, en base a las Normas API 13-B1 y 13-D.

Fase VIII. Comparación entre Permavisc® y los Sistemas seleccionados

Permavisc® es el sistema viscoelástico de referencia de Intevep, en esta fase el mismo fue preparado y se le realizan los ensayos de viscoelasticidad y caracterización física y química antes y después de envejecer. Dichos valores de los ensayos son contrapuestos con los valores de los sistemas seleccionados para los campos en estudio, con el propósito de comparar las características de cada sistema seleccionado con el sistema viscoelástico de referencia.

Cabe destacar que ésta es una fase opcional propuesta por PDVSA a fin de contrastar los sistemas seleccionados con un sistema realizado a base de aditivos con alto rendimiento y calidad validada. Esta fase pudo ser llevada a cabo en vista de que las densidades de los sistemas seleccionados para cada campo coincidían con la del Permavisc®, lo cual permite el patrón de comparación.

Finalmente, se presenta a continuación la figura 3.3, en ésta se puede apreciar las fases descritas anteriormente de manera esquemática con el objeto de ilustrar al lector sobre el procedimiento metodológico que se llevó a cabo durante el diseño de los fluidos para la perforación de los hoyos de producción de los Campos Borburata y La Victoria.

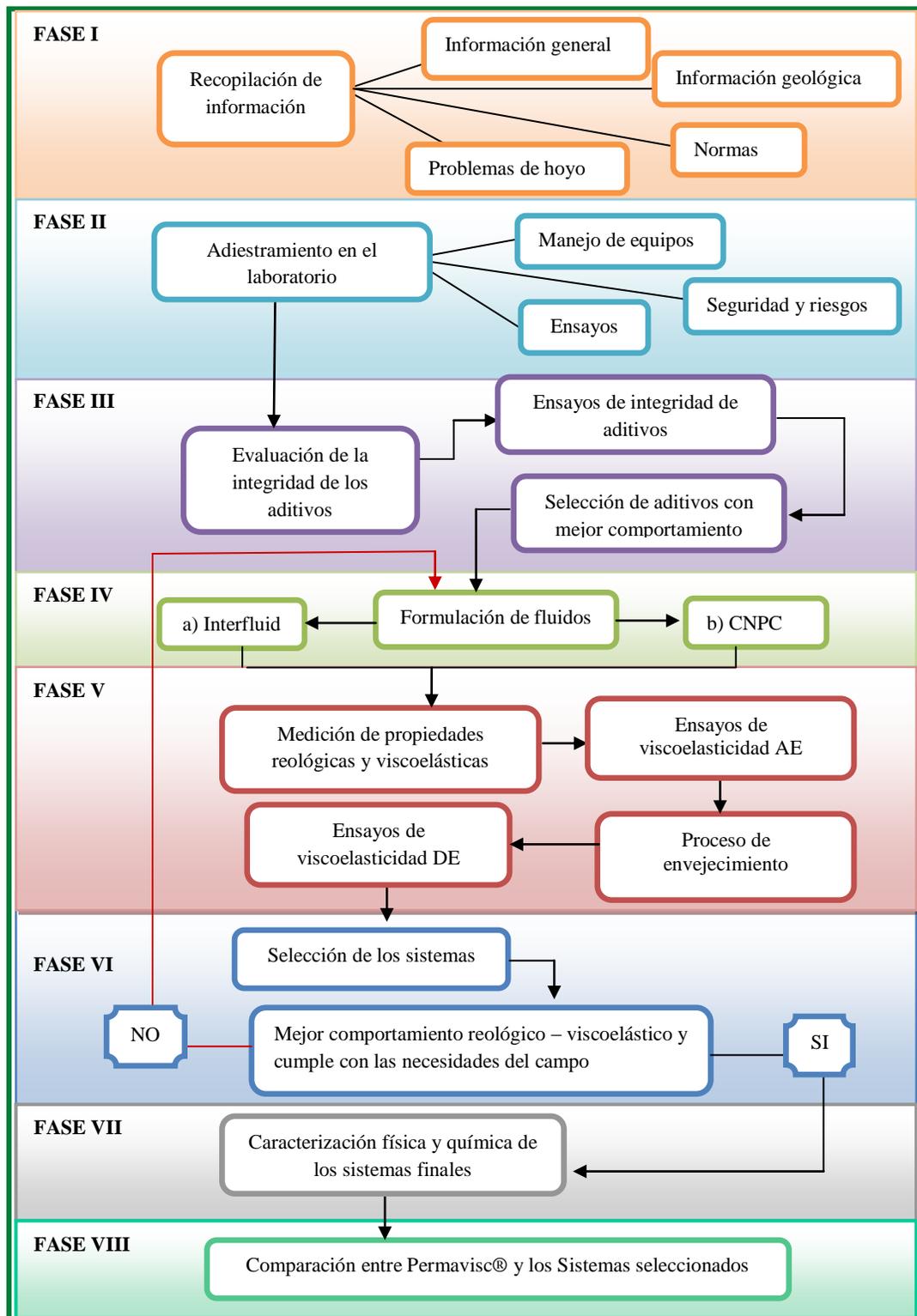


Figura 3.3: Proceso metodológico de la investigación [Pérez, 2011]

3.4 OPERACIONALIZACIÓN DE OBJETIVOS

Según Sabino (1992), la operacionalización de los objetivos tiene como finalidad la búsqueda de elementos concretos y empíricos que permitan traducir y medir en la práctica los conceptos que se han definido teóricamente. En tal sentido en las tablas que se presentan a continuación se encuentra la operacionalización de los objetivos del presente trabajo de investigación.

Tabla 3.3: Matriz de Operacionalización de objetivos 1 y 2 [Pérez, 2011]

OBJETIVOS	VARIABLE	DEFINICIÓN	DIMENSIÓN	INDICADORES	FUENTE	INSTRUMENTOS
Recopilar información geológica de las formaciones productoras de los Campos Borburata y La Victoria.	Información geológica de las formaciones productoras de los campos de interés.	Información: Adquisición de conocimientos que permiten ampliar o precisar los que se poseen sobre una materia determinada.	En esta etapa se contempla la documentación respecto a las características geológicas de mayor importancia para el desarrollo de la investigación.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Propiedades de la roca. ▪ Litología. ▪ Estratigrafía. ▪ Ubicación de los campos. ▪ Estructuras. ▪ Formaciones productoras. 	www.rae.es	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Revisión Bibliografía. ▪ Entrevistas. ▪ Observación estructurada.
Evaluar los problemas de hoyo más comunes en las formaciones productoras de los Campos Borburata y La Victoria.	Problemas de hoyo más comunes en las formaciones productoras de los campos de interés.	Problemas de Hoyo: son aquellas situaciones no planificadas que se presentan durante la perforación de un hoyo e interfieren con el progreso de ésta, aumentando así el tiempo de perforación y los costos de la misma.	En este contexto se revisan los antecedentes de los campos en estudio en función de los problemas operacionales, dependientes del fluido, presentados durante la perforación del hoyo de producción, a fin de realizar el diseño del fluido más conveniente para la perforación de éste.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Problemas de hoyo durante los viajes de tubería (Presión de surgencia, achique y llenado del hoyo) ▪ Problemas de hoyo durante la perforación (inestabilidad del hoyo, pérdida de circulación y atascamiento de la tubería) ▪ Presión de la formación, hidrostática y de fractura. ▪ Tipo y Densidad del fluido. 	Díaz y Méndez (2007)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Revisión Bibliografía. ▪ Entrevistas. ▪ Observación estructurada.

Tabla 3.4: Matriz de Operacionalización de objetivos 3 y 4 [Pérez, 2011]

OBJETIVOS	VARIABLE	DEFINICIÓN	DIMENSIÓN	INDICADORES	FUENTE	INSTRUMENTOS
Evaluar la integridad de los aditivos disponibles para las formulaciones de los sistemas viscoelástico.	Integridad de los aditivos disponibles.	Integridad de los aditivos: se refiere a pruebas de laboratorio que permiten verificar la calidad de un aditivo al comparar propiedades medidas con propiedades establecidas por la norma.	En esta etapa se prepararan soluciones de Goma Xántica, viscosificador primario, en base a la norma ISO/FDIS 13500 a fin de verificar su calidad.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Propiedades reológicas. 	PDVSA Servicios	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Norma ISO/FDIS 13500. ▪ Ensayos de integridad. ▪ Gráficas.
Formular diferentes sistemas viscoelásticos de acuerdo a las normas ISO/FDIS 10414-1.2 e ISO/FDIS 13500, en función de las necesidades específicas de los campos de estudio.	Sistemas viscoelásticos.	Sistemas viscoelásticos: son fluidos pseudoplásticos que se caracterizan por tener propiedades viscoelásticas, son viscosos como un líquido y elásticos como un sólido.	En esta fase se formulan varios sistemas viscoelásticos basándose en las normas ISO/FDIS 10414-1.2 e ISO/FDIS 13500.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aditivos. ▪ Balance de masas. ▪ Variar la formulación. 	PDVSA CIED (1997)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Normas ISO/FDIS 10414-1.2 e ISO/FDIS 13500.

Tabla 3.5: Matriz de Operacionalización de objetivos 5y 6 [Pérez, 2011]

OBJETIVOS	VARIABLE	DEFINICIÓN	DIMENSIÓN	INDICADORES	FUENTE	INSTRUMENTOS
Evaluar el comportamiento viscoelástico y reológico de los sistemas formulados.	Comportamiento viscoelástico y reológico de los sistemas formulados.	Comportamiento viscoelástico y reológico: Es el desempeño de los fluidos según sus características de viscosidad, elasticidad y reología.	En este contexto se pretende medir las propiedades reológicas con el Viscosímetro Fann 35, viscosidad en el Brookfield, realizar pruebas de viscoelasticidad con el Reómetro Dinámico a cada formulación, para evaluar el desempeño de cada una de éstas.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Módulo de almacenamiento o elástico. ▪ Módulo de pérdida o viscoso. ▪ Módulo complejo. ▪ Relación entre módulo elástico y complejo. ▪ Propiedades reológicas. ▪ Viscosidad a bajas tasas de corte (medida Brookfield). 	PDVSA Servicios	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ensayos rutinarios.. ▪ Observación científica. ▪ Hoja de cálculo. ▪ Gráficas.
Seleccionar los sistemas viscoelásticos de acuerdo a las necesidades de viscoelasticidad y reología.	Sistemas viscoelásticos.	Sistemas viscoelásticos: son fluidos pseudoplásticos que se caracterizan por tener propiedades viscoelásticas, son viscosos como un líquido y elásticos como un sólido.	En esta etapa se comparan las propiedades reológicas y viscoelásticas de cada fluido y se selecciona el de mejor comportamiento. Posteriormente, éste se compara con las propiedades del Permavisc®.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Propiedades reológicas. ▪ Propiedades viscoelásticas. ▪ Propiedades del Permavisc®. 	PDVSA CIED (1997)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tablas. ▪ Diagramas. ▪ Gráficas. ▪ Observación científica. ▪ Propiedades del fluido base.

Tabla 3.6: Matriz de Operacionalización de objetivos 7 [Pérez, 2011]

OBJETIVOS	VARIABLE	DEFINICIÓN	DIMENSIÓN	INDICADORES	FUENTE	INSTRUMENTOS
Caracterizar los sistemas seleccionados de acuerdo a las normas API 13-B1 y 13-D.	Sistemas seleccionados.	Sistemas seleccionados: son los sistemas viscoelásticos que presentaron el mejor comportamiento reológico y viscoelástico, además de poseer las propiedades requeridas por las especificaciones de cada campo.	En esta fase se pretende realizarle a los fluidos seleccionados todas las pruebas que permitan caracterizar física y químicamente a los mismos.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Normas API 13-B1 y 13-D. ▪ Propiedades físicas (densidad, viscosidad API y plástica, punto cedente, geles, filtrado API y PPT, pH, % Arena, % Sólidos y líquidos). ▪ Propiedades químicas (dureza, cloruros, alcalinidad y MBT). 	Propia.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Normas API 13-B1 y 13-D. ▪ Ensayos de caracterización. ▪ Tablas. ▪ Gráficas.

CAPÍTULO IV

ÁREA DE ESTUDIO

El presente capítulo está orientado a ofrecer una descripción geológica de la zona para las cuales serán diseñados los fluidos de perforación. En tal sentido, se presenta una descripción general de los aspectos geográficos, estructurales y estratigráficos de la Cuenca Barinas – Apure, así como de los Campos Borburata (en Barinas) y La Victoria (en Apure), donde además se señalan detalladamente aspectos estratigráficos y estructurales de las formaciones productivas de los mismos, como lo son Escandalosa y Quevedo respectivamente. De igual manera, se incluye las características generales de los campos de estudio en la descripción de los mismos.

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CUENCA BARINAS-APURE

4.1.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Barinas-Apure

La cuenca Barinas-Apure está ubicada en la parte Sur-Occidental de Venezuela, al norte de la frontera con Colombia, y pertenece al sistema de cuencas Sub-Andinas, las cuales constituyen un área de sedimentación que quedó estructuralmente aislada entre el Escudo Suramericano y la cordillera de los Andes, a raíz del levantamiento de esta última en el Plio-Pleistoceno (González de Juana, et ál., 1980).

Como se observa en la figura 4.1, en la zona verde, los límites Nor-Occidental y Sur-Oriental de la Cuenca están definidos por los Andes de Mérida y el Escudo Guayanés, respectivamente. Al Sur está separada de la Cuenca de los Llanos colombianos por un alto gravimétrico situado entre los ríos Apure y Arauca, (Hosper y Van Wijnen 1959, en González de Juana, et ál., 1980), mientras que al noroeste termina contra el arco del

Baúl, más allá del que empieza la Cuenca Oriental de Venezuela. La Cuenca Barinas-Apure se extiende sobre los estados Apure, Barinas y parte de Portuguesa.

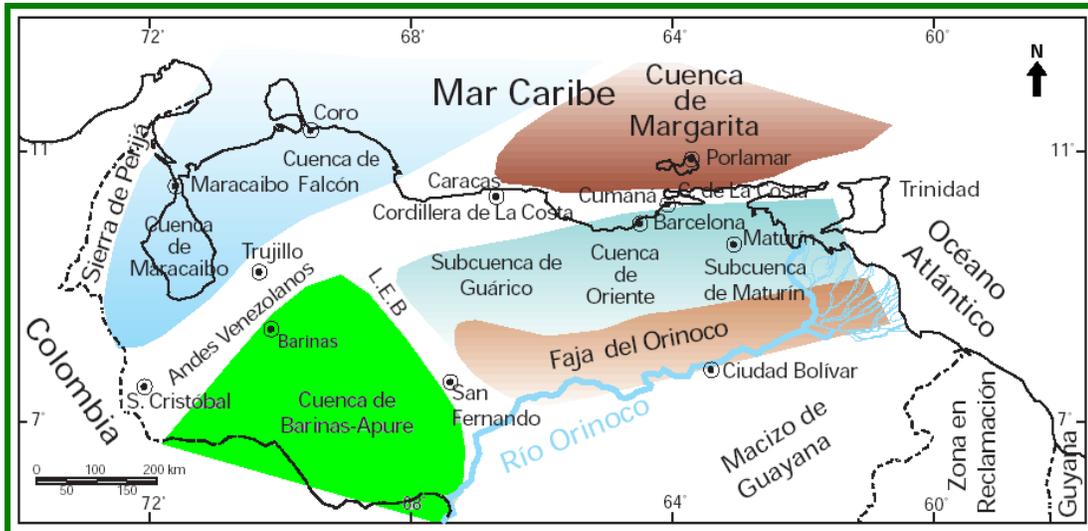


Figura 4.1: Ubicación geográfica de la Cuenca Barinas-Apure [Schlumberger, 1997]

Esta depresión tiene aproximadamente 430 Km según su eje mayor entre los contrafuertes andinos al oeste de la selva de San Camilo y los cerros de El Baúl, y 200 Km en dirección transversal NO entre Barinas y el curso del río Arauca. Martínez (1976) calculó una superficie de 95.000 Km² y un volumen de sedimentos de 167.000 Km³ en los Estados Barinas y Apure, parte de Portuguesa y Táchira meridional (González de Juana, et ál., 1980).

PDVSA Servicios, en su informe técnico (2009), comenta que la cuenca en su estado actual es pronunciadamente asimétrica, con un flanco meridional suavemente inclinado hacia el noroeste siguiendo la pendiente de las rocas ígneo-metamórficas Pre-Cretácicas del Escudo de Guayana y del Arco de El Baúl, y un flanco septentrional marcadas por afloramientos de rocas pre-cretácicas y cretácicas muy deformadas, que forman parte del flanco sureste de Los Andes venezolanos.

4.1.2 Características estructurales de la Cuenca Barinas-Apure

Según PDVSA Servicios (2009) la Cuenca Barinas-Apure se caracteriza por ser una depresión estructural que se extiende desde la Cuenca de los Llanos Orientales Colombianos, presentando actualmente una forma alargada y asimétrica, cuyo eje tiene un rumbo aproximado N 40 E paralelo a la Cordillera Andina Venezolana. El plegamiento en el flanco sur es suave, además los domos y anticlinales conocidos presentan buzamientos no mayores de 5° , la misma se presenta en la figura 4.2.

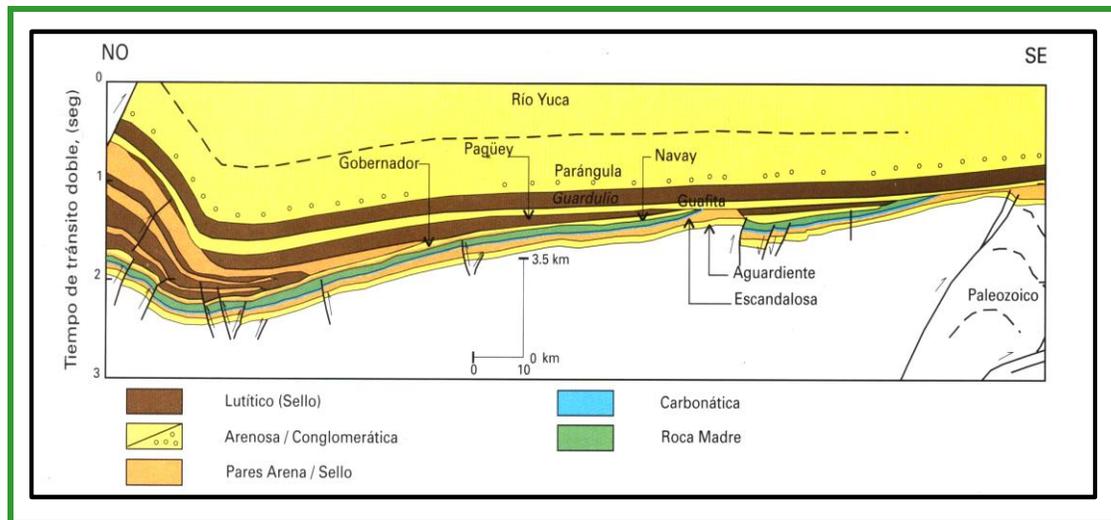


Figura 4.2: Sección estructural de la Cuenca Barinas-Apure [Schlumberger, 1997]

La cuenca debe su configuración actual a la evolución del Sistema Andino cuyo levantamiento principal pudo comenzar a finales del Mioceno. Ésta muestra su parte más profunda al pie de la Cordillera Andina, presentando una elevación constante del basamento en dirección al Escudo de Guayana al sur y hacia el Arco de El Baúl al este. También se observa un alto estructural que es considerado como el rasgo estructural más importante de la cuenca, conocido como el Alto de Mérida (Pimentel, 2010).

La Cuenca es dividida en dos subcuencas o depresiones producto de la prolongación del Macizo de Colorado en dirección SE en el subsuelo, éstas son la del Uribante al oeste y la de Barinas al NE (González de Juana, et ál., 1980). Entre ambas la más importante es la Subcuenca de Barinas, debido a su extensión y recursos petrolíferos.

El flanco sur de la Cuenca sufrió deformaciones muy suaves a lo largo de su historia a partir del Cretácico y no muestra mayormente efectos compresivos, sus estructuras son principalmente fallas normales de rumbos EO, norte y NO, las cuales ocasionan levantamientos menores y bloques ligeramente arqueados entre ellas (González de Juana, et ál., 1980).

El flanco norte de la Cuenca es mucho más inclinado, éste se desarrolló principalmente en el piedemonte suroriental de la Cordillera de Los Andes, aquí se conocen pliegues mejor conformados, como el anticlinal de Barinitas, que muestra sedimentos eocenos en su cresta y presenta declive hacia el NE, y el anticlinal de Quebrada seca, en el cual afloran rocas del terciario con declive al SO que desaparece por debajo del cuaternario. Su extremo NO está cortado por la falla La Soledad (González de Juana, et ál., 1980).

4.1.3 Características generales de la Cuenca Barinas-Apure

Según Pimentel (2010), la Cuenca Barinas –Apure tiene un área de 95.000 Km², integrada por los estados Apure, Barinas y Portuguesa. El Petróleo Original En Sitio (POES) es de 7.283 MMBls y las reservas remanentes son de 1.884 MMBls. Para el 2005 se contaba con 114 yacimientos activos, los cuales producen por empuje hidráulico y 126 pozos activos del tipo vertical, desviado y horizontal, éstos presentan como método de producción principales el bombeo electrosumergible y bombeo mecánico. El potencial de producción es de 115MBPD. La producción de petróleo/agua presenta una relación de 98 MBPPD/784 MBAP.

En base a Schlumberger (1997), la roca madre por excelencia es la Formación Navay, de edad Cretácico Tardío, cuyas facies son equivalentes laterales a las de la Formación La Luna. Se han encontrado rocas madre de importancia secundaria en el Grupo Orocué (Formación Los Cuervos).

El yacimiento carbonático más relevante lo constituyen las calizas con porosidad secundaria del Miembro Guayacán (Caliza “O”) de la Formación Escandalosa. Los sellos regionales más importantes son los intervalos lutíticos de las Formaciones Burgüita (Cretácico Tardío), Pagüey (Eoceno) y Guafita (Miembro Guardulio). La mayoría de los campos petroleros se encuentra al sur de la ciudad de Barinas, como San Silvestre y Sinco. Los campos La Victoria, y Guafita están ubicados cerca de la frontera con Colombia (Schlumberger, 1997).

Pimentel (2010) comenta que la gravedad de los crudos ha sido registrada entre 22 y 28°API en los campos del Estado Barinas, mientras que en los campos de Guafita y La Victoria, Estado Apure, se han encontrado crudos entre 30 y 36°API.

En función de la generación y migración de hidrocarburos, esta cuenca se encuentra dividida en dos subcuencas independientes, Subcuenca de Barinas y Subcuenca de Apure. Por una parte, en la Subcuenca de Barinas la zona productora está constituida por los campos petroleros Páez-Mingo, Hato, Sinco, Silvestre, Estereo, Palmita, Silvan, Borburata, Bejucal, Torunos, Maporal y Caipe, lo cual puede observarse en la figura 4.3. Por otra parte, la zona productora de la Subcuenca de Apure está representada por la extensión hacia el norte de la Cuenca de los llanos de Colombia, y está conformada por tres campos productores, Guafita Norte y Guafita Sur y La Victoria como se muestra en la figura 4.4.

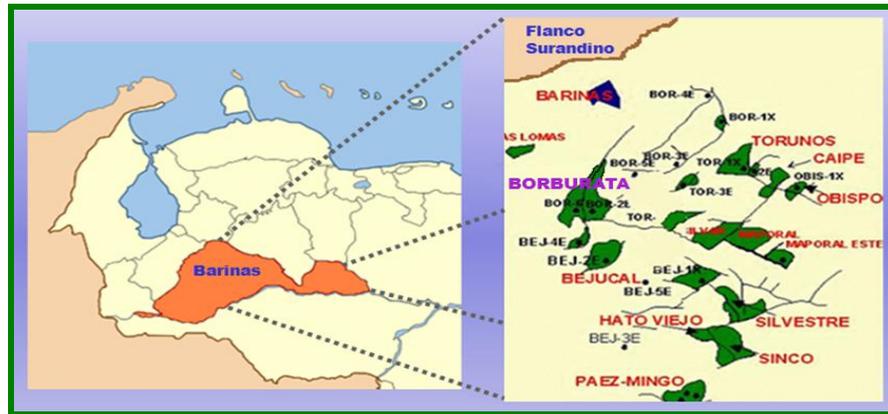


Figura 4.3: Ubicación geográfica de los campos petroleros de la Subcuenca de Barinas [Pérez, 2011]



Figura 4.4: Ubicación geográfica de los campos petroleros de la Subcuenca de Apure [Pérez, 2011]

4.2 CAMPO BORBURATA

4.2.1 Ubicación geográfica y generalidades del Campo Borburata

El Campo Borburata se encuentra ubicado 20 Km al SO de la ciudad de Barinas (Edo. Barinas), como se aprecia en la figura 4.3. Desde el punto de vista geológico, el área está conformada por varios segmentos limitados por fallas, y ocupa la región Nor-Central de la Subcuenca de Barinas con una extensión de 10 Km², limitando con las trampas: Bejucal-2 al sur, al este con la trampa Torunos-3E, y al NO con la trampa de Las Lomas (Rodríguez, 2009).

En la figura 4.8 se presenta la columna estratigráfica de los pozos de este campo, donde se muestran las diferentes formaciones que componen este yacimiento. Siendo Gobernador y Escandalosa representan las formaciones productoras de este campo, siendo Escandalosa (con sus miembros “O, P y R”) la de principal importancia por su contenido de hidrocarburos, donde el miembro “O” es el intervalo de mayor interés económico por los grados API del crudo. En la tabla 4.1 se muestran los aspectos más resaltantes de las formaciones mencionadas anteriormente.

Tabla 4.1: Características de las formaciones productoras del Campo Borburata [PDVSA Servicios, Dpto. Tecnología de Fluidos, 2009]

Formación	Propiedad	
Gobernador “A/B”	Presión	4300 psi
	Temperatura	265 °F
	Permeabilidad	200-400 mD
	Espesor de la capa	300 pies
	Acuíferos activos	
Escandalosa “O”	Presión	1100 psi
	Temperatura	280 °F
	Permeabilidad (matriz)	0,1-5 mD
	Espesor de la capa	75 pies
Escandalosa “P”	Presión	3480 psi
	Temperatura	290 °F
	Permeabilidad	100-300 mD
	Espesor de la capa	120 pies

El campo Borburata es considerado como el primer campo productor del Distrito Barinas, ya que aporta un 57 % de su producción al pote diario fiscalizado, esto quiere decir que con tan solo menos de 39 pozos perforados produce más que los 300 pozos que tiene el Distrito Barinas (Jiménez C., et ál., 2008).

Según PDVSA Servicios, Dpto. Tecnología de Fluidos (2009), este campo se caracteriza por la presencia de micro fracturas naturales en la zona productora, Y acuíferos activos. Durante la perforación del hoyo de producción las formaciones Paguey, Gobernador, Navay y Escandalosa presentan mucha heterogeneidad y gran complejidad para la ejecución de la perforación.

PDVSA Estudios Integrados (2010) establece que en el Campo Borburata se presentan cuatro diferentes zonas alrededor de la trampa BOR-2E, de acuerdo al comportamiento de presión, historia de producción, calidad de roca y nivel de incertidumbre, donde la zona norte de la trampa (B y C) se caracteriza por presentar altas presiones y la zona sur (A y D) por bajas presiones, con gradientes de poro promedio de 0,40 psi/pie al norte y 0,34 psi/pie

al sur, y un gradiente de fractura promedio de 0,76 psi/pie al norte y 0,67 psi/pie al sur, esto puede ser visualizado en la figura 4.5.

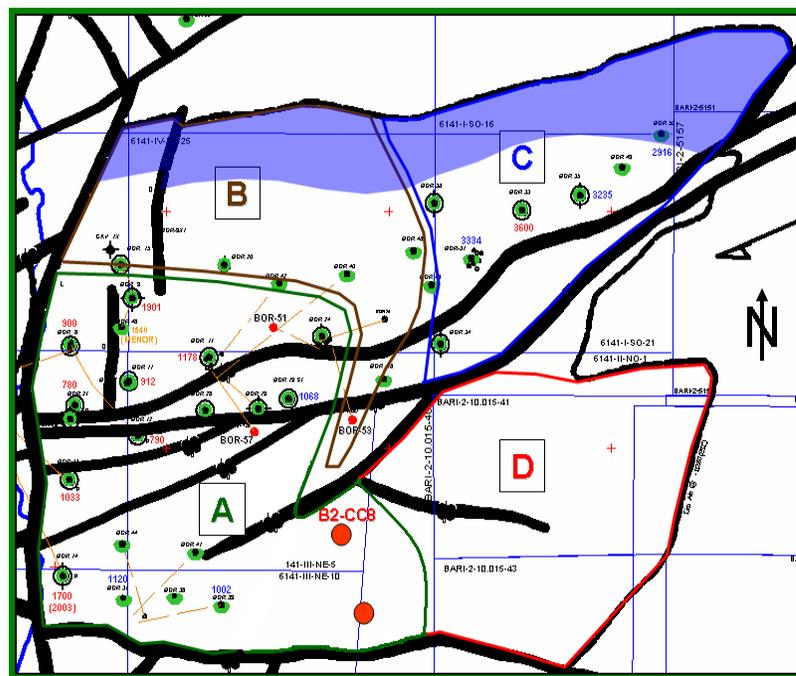


Figura 4.5: División del Campo Borburata alrededor de la Trampa BOR-2E [PDVSA Estudios Integrados, 2010]

Jiménez C., et ál. (2008) en su informe técnico comentan que generalmente se perforan pozos del tipo “J”, el diagrama mecánico de los pozos del Campo Borburata está compuesto por un revestidor de superficie de 13 3/8”, un revestidor intermedio de 9 5/8” y una camisa de producción de 7”, lo cual puede apreciarse en la figura 4.6. El punto de asentamiento del revestidor de 9 5/8” está en la base de la arena Masparrito, cubriéndose las arenas presurizadas pero no comerciales de Paguey y Masparrito. Con la camisa de producción se cubren los extractos de interés del yacimiento: Gobernador y Escandalosa.

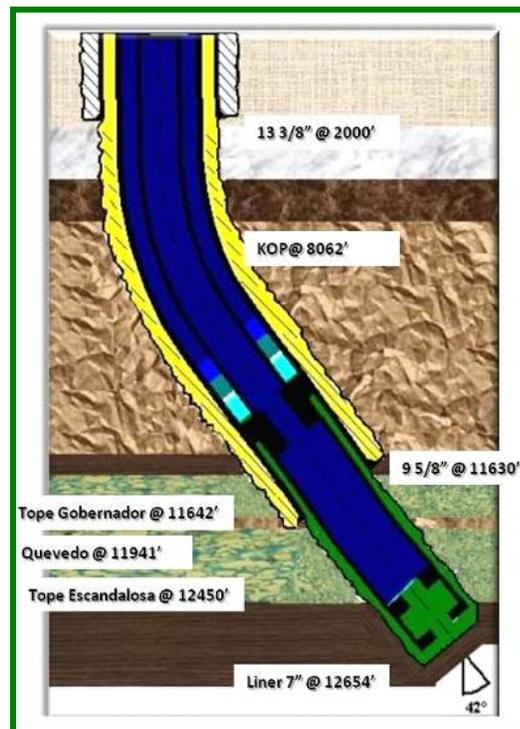


Figura 4.6: Diagrama mecánico de los pozos del Campo Borburata [Jiménez C., et ál., 2008]

Por último, en la tabla 4.2 se presentan otras características generales del crudo y de los yacimientos del Campo Borburata.

Tabla 4.2: Características del crudo y yacimientos del Campo Borburata [PDVSA Exploración y Producción, 2011]

Volumen yacimiento	574.064 Acres-Pies
Temperatura promedio	256 °F
Porosidad	11 – 18 %
Permeabilidad promedio	284,8 mD
Espesor	200-400 pies
Saturación de petróleo (S_o)	60 – 80 %
°API	27,1 °API

4.2.2 Características estructurales del Campo Borburata

Para PDVSA Servicios (2009), la estructura en el campo Borburata, está representada por un anticlinal formado a causa de un sistema de esfuerzos compresivos. Luego de la generación de estructuras compresivas inicia la etapa de distensión que terminó por deformar y trincar las estructuras presentes en el área. Las fallas generadas en esta etapa son normales y presentan orientación NE - SO. La mayoría de estas fallas a nivel regional dieron paso a la generación de estructuras monoclinales de muy bajo buzamiento, las cuales se presentan a lo largo de la zona norte del campo.

En etapas posteriores, y probablemente asociada al levantamiento de los andes, se generaron fallas Inversas de alto ángulo (posiblemente fallas reactivadas debido al alto ángulo de inclinación de las mismas). Este tipo de fallas seccionaron las estructuras presentes y permitieron la generación de nuevas estructuras para la acumulación de petróleo, estas fallas tienen orientación NO – SE (Figuroa, et ál., 1994).

La figura 4.7 presenta una sísmica 3D de la estructura de algunos yacimientos del campo Borburata, en ésta se observa que consiste de anticlinales asimétricos de

rumbo preferencial NE - SO. Estas estructuras se muestran seccionadas por fallas normales.

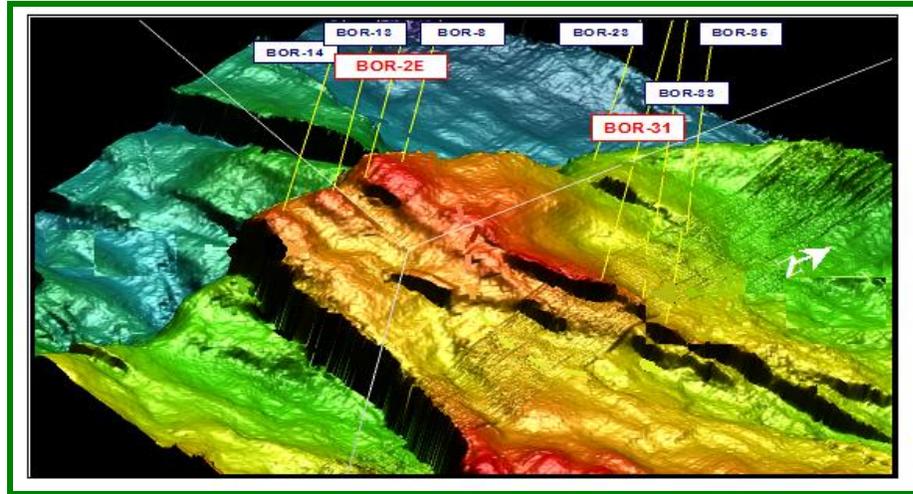


Figura 4.7: Interpretación sísmica 3D al tope de la formación Escandalosa "P" [PDVSA Servicios, 2009]

4.2.3 Características litológicas del Campo Borburata

Estratigráficamente el Campo Borburata está conformado por una serie de formaciones que definen la litología de esta área, esto puede observarse en la figura 4.8. En base a Jiménez, et ál., (2008), PDVSA Intevp (2010), PDVSA Servicios, Dpto. Tecnología de Fluidos (2009) y Schlumberger (1997), las características litológicas de las formaciones que componen la columna estratigráfica son:

- La formación Río Yuca es la más joven en edad, ésta se caracteriza por la presencia de conglomerados, areniscas y lutitas/arcilitas.
- En la formación Paránguala se distinguen conglomerados de grano grueso, areniscas de grano fino, limolitas y lodolitas abigarradas.
- En la formación Paguey se encuentran areniscas ferruginosas, carbonosas, y calcáreas grano fino a medio, alternando con lutitas y limolitas fosilíferas.

- La formación Masparrito se caracteriza por la presencia de calizas orbitoidales, limolitas, lutitas y areniscas cuarzosas de grano fino a grueso.
- En la formación Gobernador se encuentra un 80% de areniscas cuarzosas, localmente conglomeráticas, en capas de espesor medio a grueso, y con estratificación cruzada; y un 20% de intercalaciones de limolitas y laminaciones lutíticas carbonáceas.
- La formación Burgüita está compuesta por areniscas micáceas, limolíticas, parcialmente glauconíticas y calcáreas de grano fino.
- La formación Navay está compuesta por los miembros Quevedo y La Morita, en Quevedo se aprecian lodolitas silíceas, areniscas cuarzosas y calizas fanáticas; en La Morita se encuentran lutitas y limolitas con variaciones laterales hacia areniscas, limolitas y calizas.
- La formación Escandalosa es la de principal importancia para el Campo Borburata y esta investigación, debido a que es la formación productora de hidrocarburos por excelencia del campo, está caracterizada por la presencia de Calizas bioclásticas y arenosas, a veces glauconíticas, areniscas y calcáreas glauconíticas en su miembro “O”; areniscas masivas muy permeables en su miembro “P”; areniscas masivas ocasionalmente calcáreas, intercalaciones menores de lutitas y limolitas en su miembro “R”; y lutitas negras duras en su miembro “S”.
- En la formación Aguardiente se encuentran areniscas calcáreas y calizas arenosas.

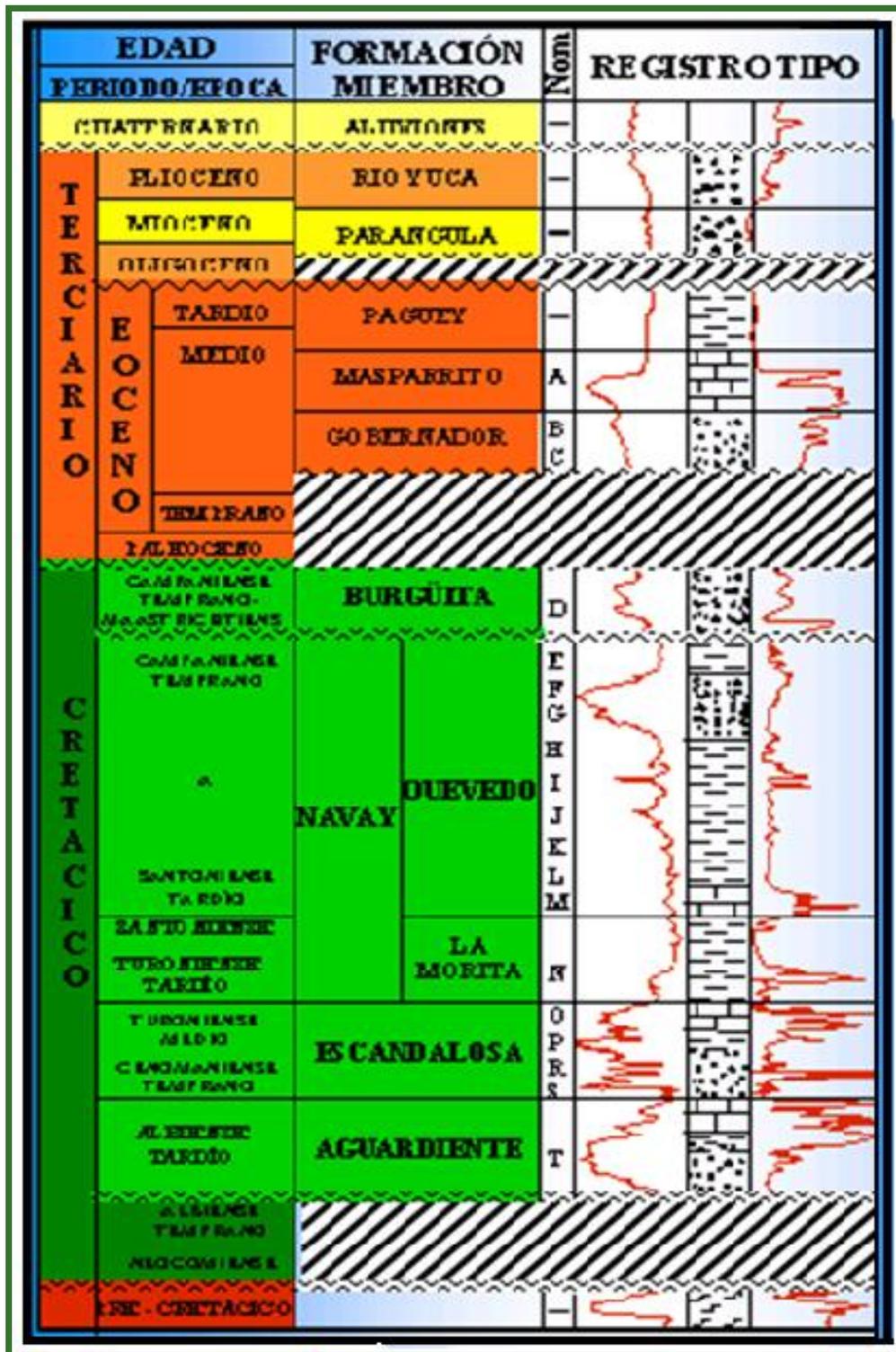


Figura 4.8: Columna estratigráfica del Campo Borburata [PDVSA Servicios, Dpto. Tecnología de Fluidos, 2009]

4.2.4 Formación Escandalosa

La Formación Escandalosa, de edad Cenomaniense-Turoniense, según González De J. et al., (1980), tiene un espesor que varía entre 180 y 1180 pies a través del subsuelo de la Subcuenca de Barinas.

En el área de Barinas la Formación Escandalosa fue dividida por Smith (González De Juana, et al., 1980) en cuatro miembros, basándose en la litología y las características de los registros eléctricos (Figura 4.8). Estos miembros, de base a tope, son: el Miembro “S”, el cual corresponde a una lutita que es una capa guía regional; el Miembro “R”, compuesto de areniscas glauconíticas y calizas arenosas; el Miembro “P”, importante yacimiento de hidrocarburos, compuesto de areniscas cuarzosas intercaladas con lutitas carbonosas, y por último el Miembro “O” (objetivo de este estudio), también importante reservorio de hidrocarburos, compuesto de una mezcla de calizas, dolomitas y areniscas (Kupecz y Hernandez, 1998).

Como se mencionó anteriormente, la formación Escandalosa tiene una composición bastante heterogénea (calizas, dolomitas, y areniscas) caracterizadas por contener arenas de crudo de interés y estar estructuralmente fracturada con vugas profundas propensa a la pérdida de circulación (PDVSA Servicios, Dpto. Tecnología de Fluidos, 2009).

Según Montoya (2001) y Rodríguez (2005) la formación Escandalosa está caracterizada por la presencia de vugas y fracturas las cuales hacen de ésta propensa a las pérdidas de circulación. Tales fracturas son producto de la cercanía del Campo Borburata con la Trampa BOR-14X1, siendo el Miembro “O” el que presenta mayor densidad de fractura y vugar (figura 4.9), por lo que es en esta zona donde se han observado las mayores pérdidas de circulación en dicha Formación.

A fin de ilustrar sobre las vugas y fracturas presentes en la zona, en la figura 4.9 se presenta un registro imagen del Miembro “O”, éste exhibe una alta densidad de vugas las cuales son señaladas.

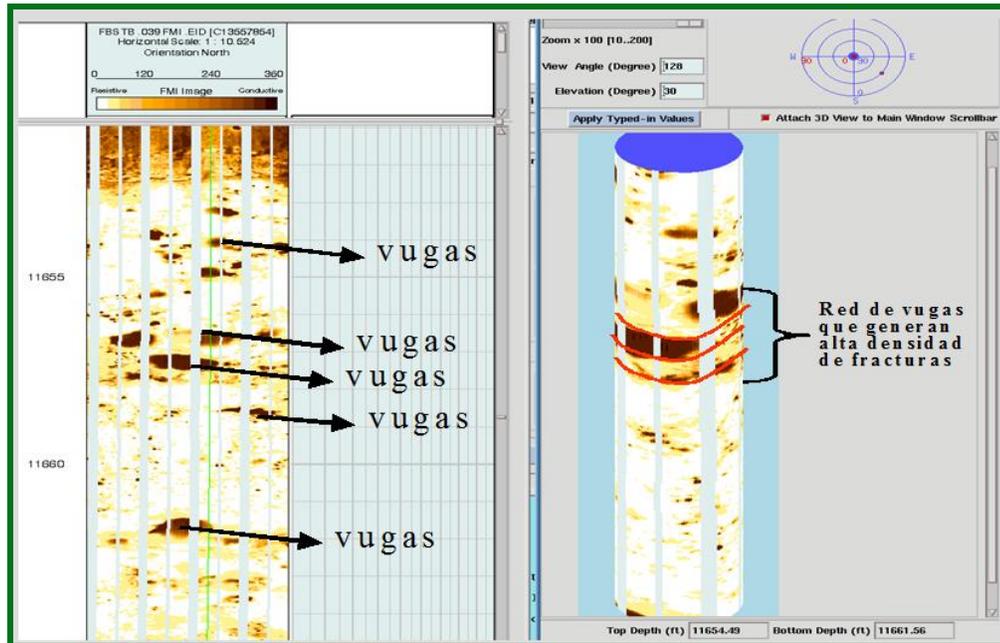


Figura 4.9: Registro imagen tipo del miembro “O” [PDVSA Servicios, Dpto. Tecnología de Fluidos, 2009]

En el miembro “O” de la formación Escandalosa los valores de porosidad y permeabilidad varían en función de los cambios litológicos y los procesos diagenéticos asociados a las etapas de transgresión (avance del mar sobre un terreno continental e inicio de una época de sedimentación marina sobre las mismas) y progradación (proceso por el que el continente gana terreno al mar por deposición de materiales en la región costera) que caracterizan a los ciclos. En tal sentido, los mejores desarrollos de porosidad móldica (vugas) ocurren en las facies localizadas hacia el tope, y que fueron expuestas y afectadas por diagénesis meteórica durante la etapa de progradación. Cabe destacar que la disolución también influyó en la distribución de porosidad y permeabilidad, ya que permitió la formación de porosidad móldica e intercrystalina (Rodríguez, 2005).

Por último, la fracturas existentes en el Miembro “O” tienen un efecto positivo, debido al incremento en la producción observado en algunos campos. Además, la presencia de fracturas podría elevar la capacidad de flujo en facies con valores bajos de porosidad, como en el área del Flanco Surandino.

4.3 CAMPO LA VICTORIA

4.3.1 Ubicación y geográfica generalidades del Campo La Victoria

PDVSA Exploración y Producción (2007) establece que el Campo La Victoria posee una superficie aproximada de 13 Km² y se encuentra ubicado aproximadamente a 60 kilómetros al SO de la población de Guasualito, en el Municipio Urdaneta, Distrito Páez, al oeste del Estado Apure, en el extremo suroccidental de Venezuela. Este campo limita al norte con el río Uribante – Apure y al sur con el río Arauca, específicamente a 6 kilómetros al norte del límite con Colombia y a 40 kilómetros al oeste del Campo Guafita.

Según Castillo (2000), las arenas productoras del Campo La Victoria poseen características roca - yacimiento de muy buena calidad y conteniendo petróleo altamente subsaturado. Las características generales de la roca y los fluidos del Campo La Victoria son exhibidas en la tabla 4.3.

Tabla 4.3: Características del crudo y yacimientos del Campo La Victoria [Castillo, 2000; PDVSA Exploración y Producción, 2007; PDVSA]

Presión del yacimiento	2280 – 2250 psi
Temperatura	190 - 220
Porosidad	18 – 24 %
Permeabilidad	500 - 3000 mD
Profundidad del yacimiento	9300 – 9650 pies
Espesor	250 -300 pies
Gradiente de presión de poro promedio	0,33 psi/pie
Gradiente de presión de fractura promedio	0,6 psi/pie
Saturación de agua promedio (S_w)	40 – 60 %
Viscosidad	1,47 cP
° API promedio	31,5 °API

Zaracual (2009), en su informe técnico comentan que generalmente se perforan pozos del tipo “J” y tipo “S”, el diagrama mecánico de los pozos del Campo La Victoria está compuesto por un revestidor de superficie de 13 3/8”, un revestidor intermedio de 9 5/8” y una camisa de producción de 7”, esto puede apreciarse en la figura 4.12. El punto de asentamiento del revestidor de 9 5/8” está en tope de Arauca inferior. Con la camisa de producción se cubren los extractos de interés del yacimiento: Quevedo y Escandalosa “M”. En la figura 4.10 se puede apreciar el diagrama mecánico de la clase de pozos perforados en el campo la victoria (tipo “S”).

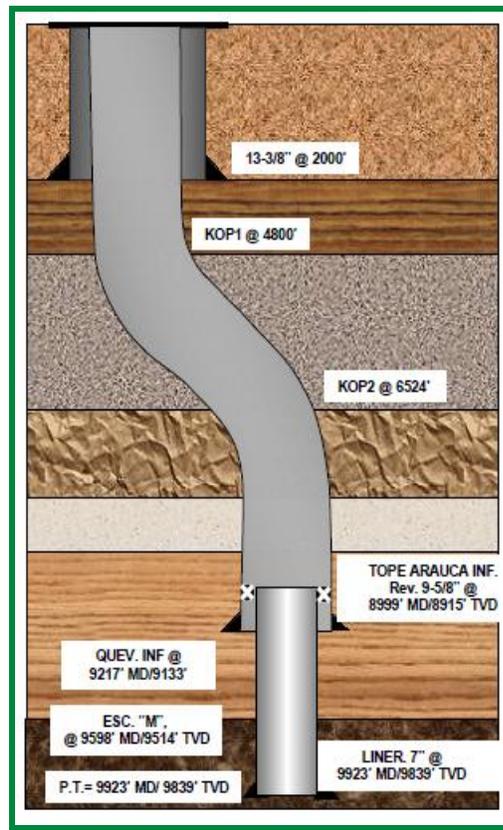


Figura 4.10: Diagrama mecánico de los pozos del Campo La Victoria

4.3.2 Características estructurales del Campo La Victoria

La estructura del campo La Victoria ha sido definida como un anticlinal cortado por una falla inversa de rumbo N-S, la cual posee un buzamiento hacia el oeste. Esto origina la separación de la estructura en dos anticlinales, occidental y oriental. El anticlinal occidental, de orientación N-S, es el único que ha mostrado acumulaciones petrolíferas de interés en el campo y tiene un eje axial de rumbo N-E con un buzamiento en sus flancos de aproximadamente 8°. El entrapamiento petrolífero está bien definido con un cierre estructural al este contra la falla inversa, la cual tiene el mismo rumbo de la estructura y cuyo desplazamiento supera los 400 pies. Esta estructura comprende ocho niveles productores, de los cuales tres de ellos de edad Cretáceo, denominados Quev-I (formación Navay), Esc-S2 y Esc-M (formación Escandalosa), son los más prospectivos del área. Estos tres yacimientos cretácicos

presentan contactos agua- petróleo que cierran contra la falla inversa al este, lo que delimita las acumulaciones petrolíferas. (Castillo, 2000).

En la figura 4.11 se presentan los mapas isópaco-estructurales del miembro Quevedo superior y Quevedo inferior.

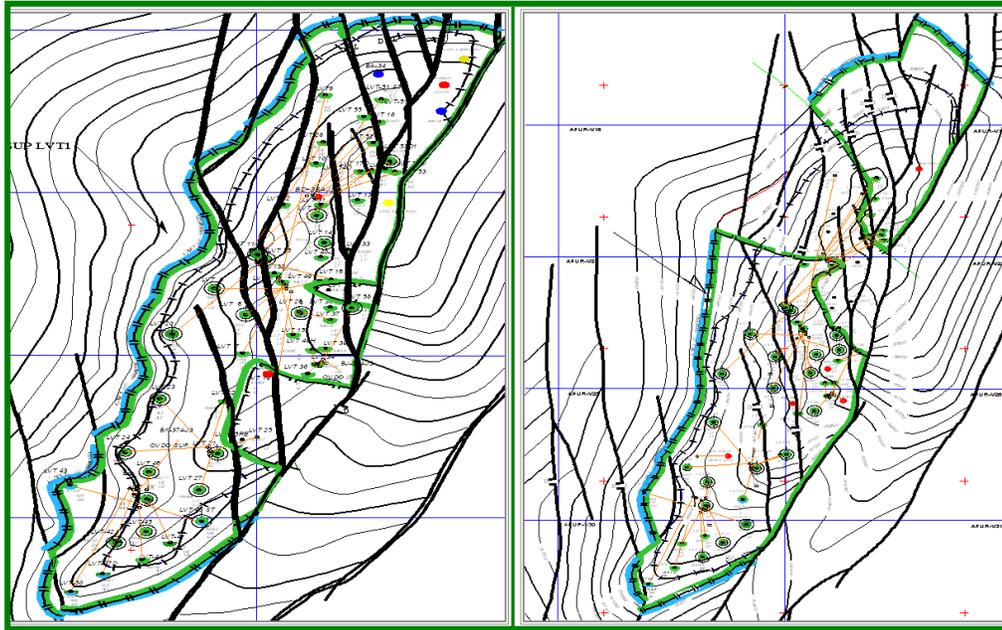


Figura 4.11: De derecha a izquierda, mapa isópaco-estructural del miembro Quevedo superior y mapas isópaco-estructural del miembro Quevedo inferior [PDVSA Exploración y Producción, 2011]

4.3.3 Características litológicas del Campo

La litología del Campo La Victoria es la misma del Campo Borburata, ya que durante la perforación se atraviesan las mismas formaciones (figura 4.8), esto es porque ambos campos pertenecen a la Cuenca Barinas-Apure. Sin embargo, para este campo las secciones problemáticas están en el Miembro Quevedo inferior y superior de la formación Navay, debido a que es en estas zonas donde se presentan las pérdidas de circulación.

La columna estratigráfica de interés petrolífero se caracteriza por una sección cretácea de aproximadamente 60 pies de espesor (Formaciones Quevedo y Escandalosa) y una arena delgada, perteneciente a Carbonera. En tal sentido, PDVSA Exploración y Producción (2011) plantea que la distribución de las arenas productoras en el campo sigue la siguiente secuencia estratigráfica:

- Carbonera: Arena semiconsolidada, con espesor promedio de 13 pies.
- Quevedo Superior: Arena con espesor promedio de 20 pies.
- Quevedo Medio: Paquete de arenas arcillosas sin interés, con un espesor de 130 pies.
- Quevedo Inferior: Arenisca semiconsolidada, con espesor promedio de 28 pies.
- Lutita La Morita: Lutita marrón grisácea, con espesor de 100 pies. Constituye un sello estratigráfico.
- Escandalosa Superior: Arenisca con rasgos calcáreos y espesor de 13 pies.
Escandalosa Medio: Arenisca semiconsolidada, con espesor promedio de 100 pies.
- Escandalosa Inferior: Arena prácticamente acuífera, con espesor promedio de 100 pies.

En la figura 4.12 se presenta un registro tipo del Campo La Victoria, en el cual se puede observar la respuesta del mismo ante el tipo de litología de cada formación.

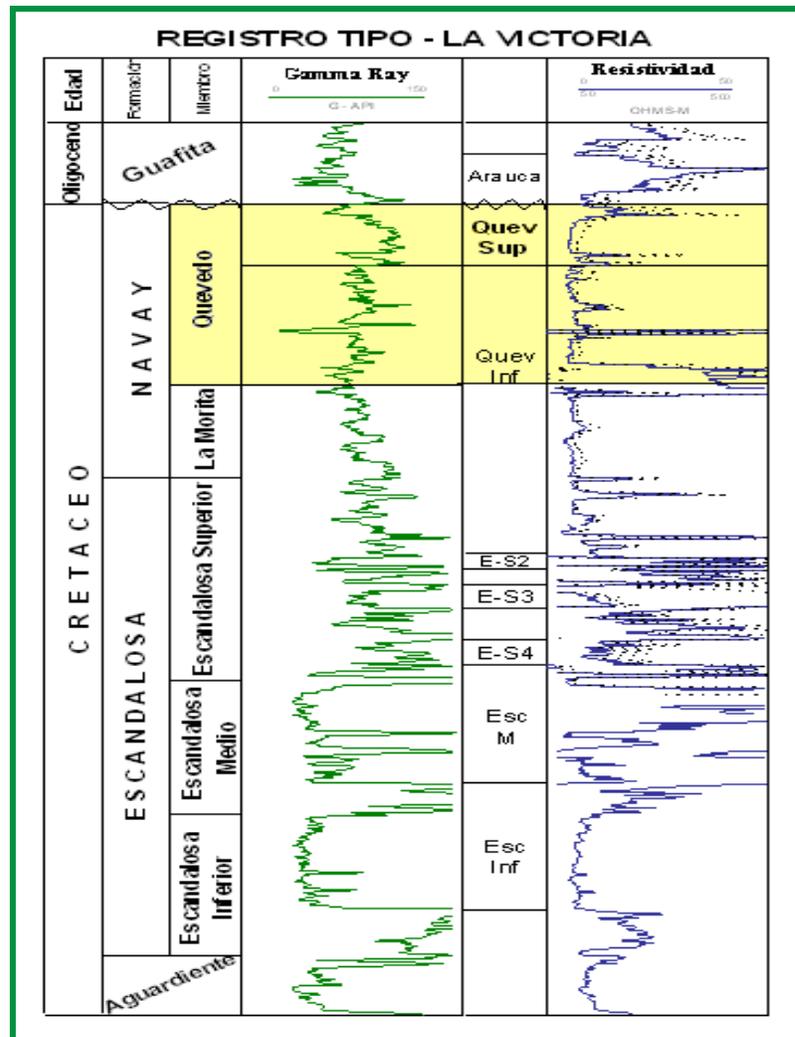


Figura 4.12: Registro tipo del Campo La Victoria [PDVSA Exploración y Producción, 2007]

4.3.4 Formación Quevedo

El Miembro Quevedo de la Formación Navay de edad Cretácico (Coniaciense-Maastrichtiense) aflora en la región nororiental de los Andes (Renz, 1959) y posee extensión regional en el subsuelo de la Cuenca de Barinas (Feo-Codecido, 1972), (González De J. et al., 1980).

Renz (González De J. et al., 1980,) introdujo este Miembro para designar una secuencia de rocas silíceas, duras, quebradizas, de fractura concoidea,

predominantemente lutíticas, de color gris claro que meteorizan a blanco, las cuales incluyen intercalaciones de areniscas gruesamente estratificadas, con estructura flaser en su parte media, lutitas negras, calizas fosfáticas y capas de ftanita que constituyen hasta un 40% de la sección. Los restos de peces forman más del 50% de las capas de areniscas.

Según PDVSA Exploración y Producción (2007) el Miembro Quevedo tiene un espesor de 300 pies en los campos de Silvestre y Sinco (Feo-Codecido); 600 pies en el área de Burgúa (BU-3; Renz, 1959), y está totalmente ausente por truncamiento en el área de Guanarito, o erosionada por completo en la región central del Campo Hato (Feo-Codecido). Aunque el promedio general del espesor del Miembro Quevedo son de 250 a 300 pies (figura 4.13).

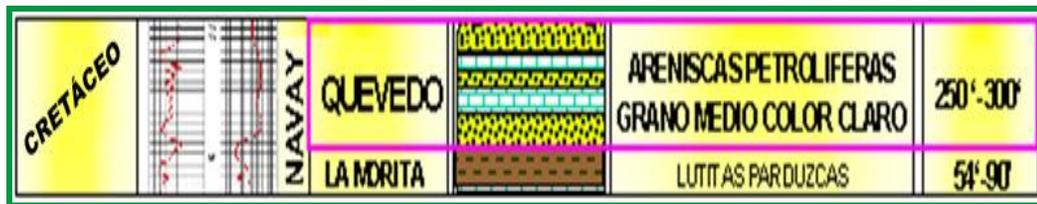


Figura 4.13: Sección estratigráfica del Miembro Quevedo [PDVSA Exploración y Producción, 2007]

El rango de presiones a lo largo de la formación Quevedo se presenta en la tabla 3.4, en ésta se puede apreciar que es una formación caracterizada por un bajo gradiente de presión.

Tabla 4.4: Información de presiones promedio de la arena productora Quevedo [PDVSA Exploración y Producción, 2007]

Arena	Profundidad (pies)	Presión (psi)
Quevedo Inferior	9606	2286
Quevedo Medio	9584	2270
	9580	2270
	9576	2268
	9558	2265
	9555	2283
Quevedo Superior	9552	2285
	9430	2761
	9426	2759
	9422	2755
	9411	2734
	9380	2852

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo se muestran los resultados obtenidos a partir de los ensayos de laboratorio efectuados durante esta investigación, así como el razonamiento y comparación de los mismos.

En tal sentido, este capítulo ha sido dividido en dos secciones a fin de facilitar la exposición de los resultados: la primera corresponde a la presentación de los resultados obtenidos durante el diseño del fluido en base a los aditivos de Interfluid, para ser utilizado en el Campo Borburata; en la segunda sección se presentan los resultados obtenidos durante el diseño del fluido realizado en base a los aditivos de CNPC, para ser utilizado en el Campo La Victoria. De igual modo, en cada sección se encuentran varias etapas, las cuales son derivadas a fin de obtener el diseño final de los fluidos. Esto es, la sección correspondiente al diseño del fluido para el Campo Borburata consta de tres etapas distintas de formulación, y la sección correspondiente al diseño del fluido para el Campo la Victoria consta de dos etapas de formulación.

El criterio para la selección de los fluidos se basará en las características de cada campo y las condiciones de operatividad. De allí que, se muestran los resultados obtenidos a partir de las técnicas de recolección y análisis de datos, como lo son las gráficas, tablas, hojas de cálculo, entre otras.

Finalmente, se presentan los fluidos seleccionados para cada campo, con su respectiva justificación, a fin de utilizarlos durante las operaciones de perforación de los hoyos de producción de los campos en estudio.

5.1 DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA EL CAMPO BORBURATA

En primera instancia, se disponía de distintas Gomas Xánticas (XCD), para las cuales se prepararon una serie de soluciones con la finalidad de evaluar la integridad del viscosificante primario.

Por otra parte, a fin de cubrir las necesidades de perforación de los hoyos productores del Campo Borburata se realizaron 24 formulaciones en tres etapas derivadas, variando en la primera la concentración de los aditivos, y en la segunda y tercera la concentración y el estado sólido o líquido de algunos de éstos (como en el caso del MgO y el HEC). A cada sistema formulado y preparado se le realizaron los ensayos de viscoelasticidad y se sometieron al proceso de envejecimiento con la intención de evaluar el comportamiento de éstos a condiciones de temperatura del Campo Borburata. De allí que, se realizaron 4 ensayos a cada fluido antes y después de envejecer (propiedades reológicas a altas tasas de corte, viscosidad a bajas tasas de corte, barrido de deformación, barrido de frecuencia), por lo que en total se realizaron 193 ensayos durante el diseño del fluido de perforación. Cabe destacar que esta totalización de ensayos no incluye los ensayos de integridad de los aditivos.

5.1.1 Evaluación de la integridad de la Goma Xántica

Evaluar la calidad de un aditivo es importante porque expresa el rendimiento del mismo, por tal razón acá se presentan los resultados obtenidos de los ensayos de evaluación de la integridad de la Goma Xántica (XCD).

En base a los aditivos de Interfluid, se contaba con cuatro tipos de XCD, por lo que se hizo necesario evaluar la integridad de cada una de ellas para escoger aquella que presentará la mejor calidad y rendimiento, tomando en cuenta las propiedades requeridas por el campo de interés.

A fin de comparar estas Gomas Xánticas con otras de calidad conocida, se prepararon tres soluciones extras con Gomas Xánticas de otras compañías, en tabla 5.1 se presentan las Gomas Xánticas con las que se trabajaron durante los ensayos de integridad.

Tabla 5.1 Tipos de Gomas Xánticas disponibles

Nombre Asignado	Nombre Comercial y Empresa	Muestra
XCD 50 lbs	M&P XANTAN GUM (M&P, SUPPLY & SERVICES, C.A.) (Saco de 50 lbs)	Muestra de Interfluid
XCD 25 lbs	M&P XANTAN GUM (M&P, SUPPLY & SERVICES, C.A.) (Saco de 25 lbs)	Muestra de Interfluid
XCD Reproxan	Reproxan D (REPRO QUÍMICA) (Saco de 25 lbs)	Muestra de Interfluid
XCD 25 lbs C	M&P XANTAN GUM C (M&P, SUPPLY & SERVICES, C.A.) (Saco de 25 lbs)	Muestra de Interfluid
XCD Flo Vis Plus	Clarified Xanthan Gum (MI SWACO A Schlumberger Company)	Muestra de laboratorio Intevep
XCD NVis	NVIS (HALLIBURTON)	Muestra de laboratorio Intevep
XCD Xanvis Kelco	Clarified Xanthan Biopolymer (Kelco Oil Field Group)	Muestra de laboratorio Intevep

En base a la Norma ISO/FDIS el ensayo de integridad consistió en la formulación de la solución, medición del pH y lecturas del viscosímetro de Fann 35 manteniendo la temperatura de la solución por debajo de 25°C.

Para determinar la calidad de cada una de las XCD, la formulación de las soluciones en base a la Norma ISO/FDIS 13500 se presenta a continuación:

- Agua salada:

83,9 g de sal marina + 1876 g de agua.

Se mezcló hasta que la sal se disolvió por completo (aproximadamente 15 minutos).

Se le agregó una solución de Soda Cáustica para elevar el pH, tratando de mantenerlo dentro del rango 8,2 - 8,5 (el pH de la solución fue aproximadamente 8,4).

- Solución de Goma Xántica:

1 g de polímero + 358 g de agua salada + 6 - 10 gotas de antiespumante.

Se mezcló aproximadamente durante 30 minutos a una velocidad que permitiera mantener la temperatura por debajo de los 25°C.

- **Propiedades reológicas en corte continuo a moderadas tasas de corte de las soluciones de XCD**

Usando el viscosímetro de Fann 35 las lecturas a distintas velocidades de corte para las 5 muestras de Goma Xántica son las mostradas en la tabla 5.2.

En la tabla 3.2 (Capítulo III) se presentan los requisitos reológicos mínimos de calidad establecidos por la Norma ISO/FDIS 13500 para las soluciones de XCD, los valores de lectura del dial mínimos son los siguientes:

L 300: mínimo 55

L6: mínimo 18

L3: mínimo 16

Al comparar dichos requerimientos con los datos obtenidos a partir del Viscosímetro Fann 35 (Tabla 5.2) se puede apreciar que para todas las soluciones se tienen valores por debajo del requerimiento mínimo, por lo tanto, se puede decir que las XCD disponibles tanto por Interfluid como por el laboratorio de Intevp no cumplen con el requisito estándar. Sin embargo, la XCD es un aditivo que en sistemas viscoelásticos aporta viscosidad a bajas tasas de corte, por lo tanto se hizo necesario realizar el ensayo de viscosidad a bajas tasas de corte (Medida Brookfield) para concluir sobre la calidad de este aditivo.

Tabla 5.2: Propiedades reológicas de las soluciones de XCD a moderadas tasas de corte

	XCD 50 lbs	XCD 25 lbs	XCD Reproxan	XCD 25 lbs C	Flow Vis Plus	XCD NVis	Xanvis Kelco
Velocidad FANN	Lecturas FANN						
600	18	12	22	20	18	22	17
300	13	9	17	15	14	16	13
200	11	8	14	13	11	14	11
100	9	6	11	10	9	10	9
6	4	3	6	5	5	4	4
3	3	2	5	4	4	3	3
VP (cP)	5	3	5	5	4	6	4
PC (lb/100pie²)	8	6	12	10	10	10	9

Por otra parte, en la figura 5.1 se presenta el perfil reológico de las soluciones, el mismo ha sido construido en base a los datos de la tabla 5.2, en dicha figura se puede apreciar que la XCD Reproxan presenta el mejor comportamiento reológico, seguida de XCD NVis y XCD 25 lbs C.

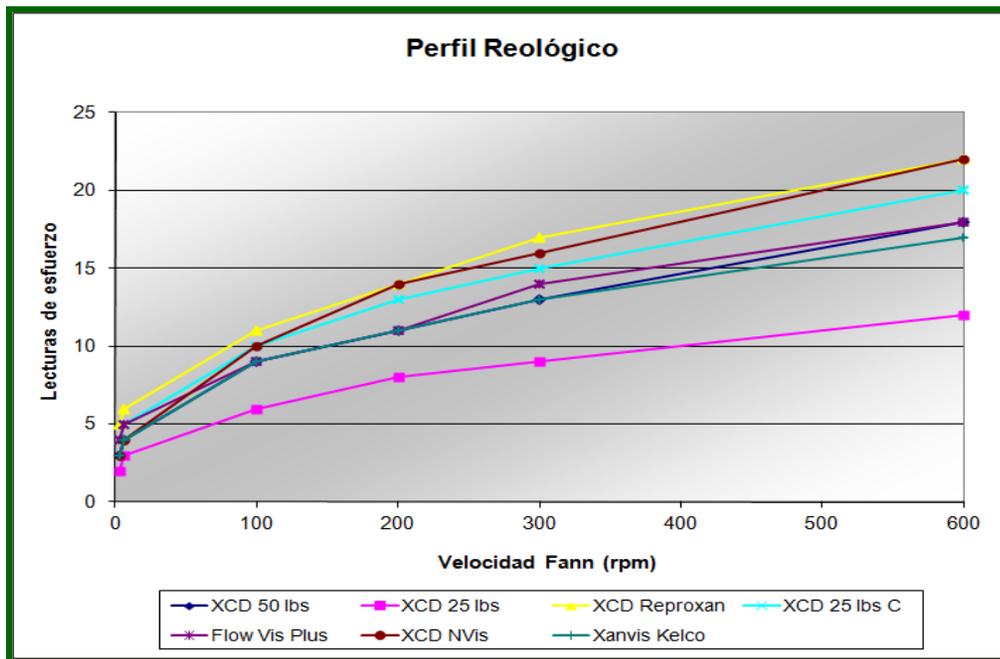


Figura 5.1: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte de las soluciones de XCD

▪ Viscosidad a Bajas tasas de corte de las soluciones de XCD

Las medidas de viscosidades a baja tasa de corte se realizaron en un equipo Brookfield, a una velocidad 0,3 rpm, donde se ejecutaron las mediciones por triplicado, reportándose los valores promedio en la tabla 5.3. El valor mínimo establecido por la Norma ISO/FDIS 13500 es de 1950 cP, al comparar dicho valor con los obtenidos se puede apreciar que sólo las XCD 25 lbs y XCD Xanvis Kelco no cumplen con dicho requisito, por lo que no se consideran Goma Xántica clarificada, es decir, que no cumplen con los requisitos de viscosidad a altas ni a bajas tasas de corte.

El resto de las XCD tienen valores de viscosidad a bajas tasas de corte por encima del requisito, siendo XCD Reproxan la que presenta el máximo valor. Por tal motivo, se consideran estas Gomas Xánticas de buena calidad en base a este parámetro de evaluación.

Tabla 5.3: Viscosidad a baja de corte de las soluciones de XCD

Muestra	Viscosidad promedio (cP)
XCD Flo Vis Plus	4715
XCD 50 lbs	4101
XCD 25 lbs	662
XCD Reproxan	8201
XCD NVIS	2764
XCD 25 lbs C	6040
XCD Xanvis Kelco	1550

Cabe destacar que son XCD 50 lbs, XCD 25 lbs, XCD Reproxan y XCD 25 lbs C las XCD de interés para esta investigación, debido a que son las disponibles por Interfluid para el diseño de los sistemas viscoelástico, las otras sólo representan patrones de comparación. De estos patrones de comparación se puede apreciar que XCD Xanvis Kelco no cumple con el requisito mínimo de viscosidad a bajas tasas de corte. Por otra parte, XCD NVIS y XCD Flo Vis Plus poseen viscosidad a bajas tasas de corte superior a 1950 cP, pero XCD Reproxan posee un valor mucho mayor que

éste (ver tabla 5.3), por lo tanto se considera XCD Reproxan de mejor calidad que las anteriores.

En base a lo anterior, la XCD Reproxan presenta alta viscosidad a bajas tasas de corte, así como el mejor comportamiento reológico de las Gomas Xánticas evaluadas, en tal sentido es la XCD recomendada para usar en el diseño de los sistemas viscoelásticos. No obstante, XCD 25 lbs C, también presenta un buen comportamiento reológico tanto a altas como a bajas tasas de corte, por tal razón también se recomienda su uso.

5.1.1.3 Grado de Viscoelasticidad de las soluciones de XCD

Adicional a las pruebas para evaluar la calidad de las XCD, se realizaron pruebas de viscoelasticidad para evaluar el grado viscoso y elástico que las mismas pueden generar, así mismo, para evaluar cuales soluciones de XCD presentan el mejor comportamiento viscoelástico.

Para obtener el grado de viscoelasticidad se realizó un barrido de frecuencia y un barrido de deformación. Es importante señalar que es requisito fundamental para los sistemas viscoelásticos que el módulo elástico siempre sea mayor que el módulo viscoso. A partir del barrido de frecuencia se obtiene la siguiente gráfica generada por el *Softwar Rheoplus de Anton Paar* (figura 5.2), en la cual se puede apreciar el comportamiento de los módulos viscosos y elásticos de las soluciones de XCD.

En tal sentido, se aprecia que XCD Reproxan, XCD 25 lbs C y XCD 50 lbs presentan un comportamiento viscoso y elástico similar por la proximidad de sus curvas, dicho comportamiento se considera aceptable en vista de que el modulo elástico (G') siempre es mayor que el viscoso (G''). De igual manera, XCD NVis y XCD Xanvis Kelco presentan buen comportamiento viscoelástico.

Por el contrario, XCD 25 lbs presenta un bajo comportamiento viscoelástico debido a que las curvas de G' y G'' en función de la frecuencia angular se interceptan en un punto, esto es, después de cierto tiempo el módulo viscoso pasa a ser mayor que el módulo elástico, además de que exhibe las curvas con los menores valores de módulos elásticos y viscosos para distintos valores de frecuencia angular.

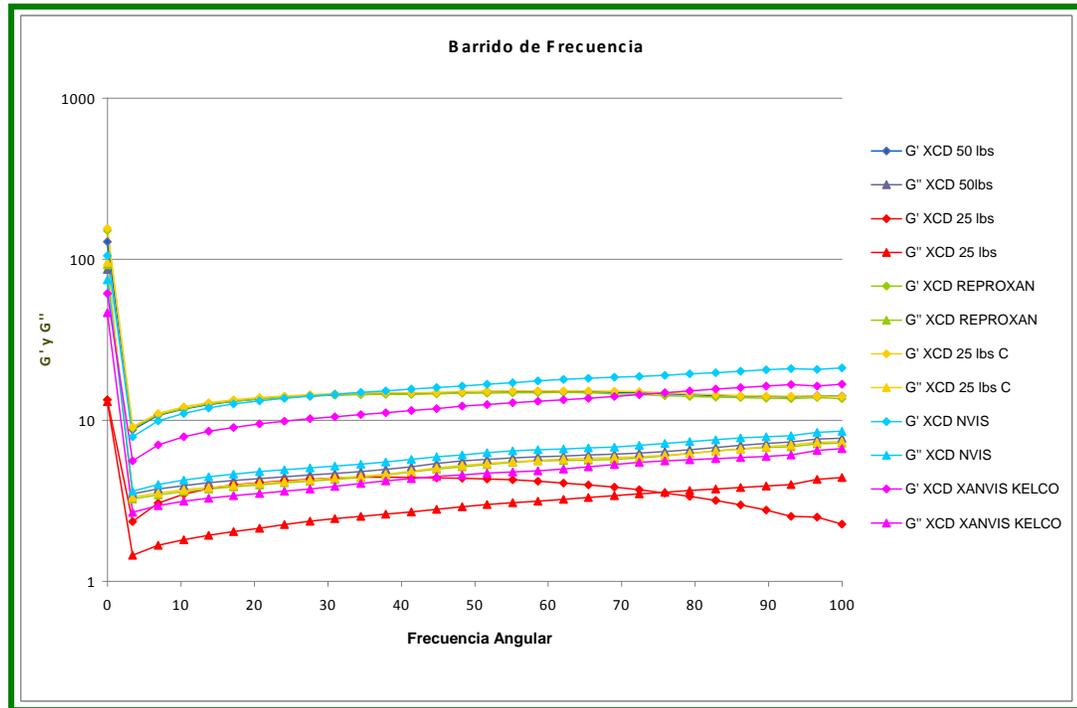


Figura 5.2: Barrido de frecuencia de las soluciones de XCD

5.1.2 Formulación de los sistemas viscoelásticos para el Campo Borburata

Durante la formulación de los sistemas viscoelásticos se trabajaron tres etapas linealmente dependientes a fin de obtener la mejor formulación del sistema viscoelástico final. La Etapa I es la inicial, la Etapa II es derivada de los resultados obtenidos en la Etapa I, y la Etapa III es derivada de los resultados obtenidos en las etapas anteriores. En el anexo 6 se pueden visualizar los aditivos facilitados por Interfluid para el diseño del sistema viscoelástico del Campo Borburata.

▪ Formulación de la Etapa I

La primera etapa correspondió a la formulación de 10 sistemas en base a dos tipos de HEC (viscosificante secundario), las tres XCD de Interfluid que presentaron la mejor calidad (XCD Reproxan, XCD 25 lbs C y XCD 50 lbs) y XCD NVis. Cabe destacar que se utilizó XCD NVis como patrón de comparación debido a que era la Goma Xántica comercial disponible con la cantidad suficiente para realizar los ensayos, además de que a nivel de Medida Brookfield y viscoelasticidad presentó un buen comportamiento.

Se contó con dos tipos de HEC, uno en estado sólido, llamado HEC-10 y el otro en estado líquido, llamado HEC Visbrine. En vista de que el HEC Visbrine presentaba una apariencia distinta a la de un HEC líquido comercial (generalmente un HEC líquido comercial es espeso y de color blanquecino, el HEC Visbrine era una solución aceitosa de color marrón) se decidió comparar su comportamiento con el de el HEC Drilling Especial para evaluar su calidad como viscosificante secundario.

A fin de facilitar el manejo de las formulaciones a cada una se le asignó un número y un nombre en función del HEC y la XCD que se utilizó, lo cual se presenta en la tabla 5.4.

Tabla 5.4: Nombres de las formulaciones viscoelásticas de la Etapa I

Nombres de las Formulaciones	
1	XCD 50 lb
2	XCD 25 lb
3	XCD Reproxan
4	XCD NVIS
5	3,8 lpb Reproxan
6	XCD 25 lb C
7	3,3 lpb XCD 25 lb C
8	3,3 lpb Reproxan
9	3,8 lpb Reproxan y HEC Drilling Liq
10	3,8 lpb Reproxan y HEC Visbrine Liq

En la tabla 5.5 se presentan las formulaciones de los sistemas viscoelásticos realizados durante esta etapa. En la misma se puede apreciar que las formulaciones 1, 2, 3, 4 y 6 se realizaron con la finalidad de evaluar el comportamiento de las distintas XCD con el HEC sólido (HEC-10); con las formulaciones 7 y 8 se pretendió evaluar el comportamiento de las XCD disponibles por Interfluid de mejor calidad (XCD Reproxan y XCD 25 lbs C) y el HEC sólido, ambos a una menor concentración; por último, con las formulaciones 9 y 10 se buscó comparar el comportamiento tanto viscoelástico y reológico de los dos HEC en estado líquido, al mismo tiempo comparar la formulación 10 con 5 para apreciar con cual de los dos HEC de Interfluid (sólido o líquido) se tiene el mejor sistema viscoelástico.

Tabla 5.5: Formulaciones viscoelásticas de la Etapa I

	FORMULACIÓN									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lpb)									
H2O	332	332	332	332	333	332	333	333	332	332
KCL	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Sulfito de Sodio	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
HEC-10 (sólido)	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,7	1,7	x	x
HEC DRILLING (liq.)	x	x	x	x	x	x	x	x	2,8	x
HEC VISBRINE (liq.)	x	x	x	x	x	x	x	x	x	2,8
Antiespumante (gotas)	4 -6	4 -6	4 -6	4 -6	4 -6	4 -6	4 -6	4 -6	4 -6	4 -6
XCD 50 LBS	4,7	x	x	x	x	x	x	x	x	x
XCD 25 LBS	x	4,7	x	x	x	x	x	x	x	x
XCD 25 LBS-C	x	x	x	x	x	4,7	3,3	x	x	x
NVIS (Halliburton)	x	x	x	4,7	x	x	x	x	x	x
REPROXAN	x	x	4,7	x	3,8	x	x	3,3	3,8	3,8
Almidón	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Óxido de Magnesio	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
MEA	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
BIOCIDA	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Por último, en la tabla 5.6 se presentan las densidades teóricas de cada sistema formulado. Éstas han sido calculadas a partir de la ecuación de densidad, la cual

relaciona la masa agregada por un barril de laboratorio. Para ello es importante tener en cuenta las siguientes consideraciones:

En el laboratorio se considera que 1 bbl = 350 cc = volumen total y la densidad es calculada a partir de la siguiente ecuación:

$$\rho = m_a / V_t$$

Ecuación 5.1: Densidad

Donde

ρ : Densidad [gr/cc o lb/bbl]

m_a : masa total de los aditivos [gr o lb]

V_t : Volumen total [cc o bbl]

Tabla 5.6: Densidades teóricas de las formulaciones de la Etapa I

	Nombre	Densidad Teórica (lpg)
1	XCD 50 lb	8,53
2	XCD 25 lb	8,53
3	XCD Reproxan	8,53
4	XCD NVIS	8,53
5	4 lpb Reproxan	8,53
6	XCD 25 lb C	8,53
7	3,5 lpb XCD 25 lb C	8,52
8	3,5 lpb Reproxan	8,52
9	4 lpb Reproxan y HEC Drilling Liq	8,53
10	4 lpb Reproxan y HEC Visbrine Liq	8,53

Como se señaló en el Capítulo IV, el Campo Borburata presenta dos zonas presurizadas, por lo cual las densidades promedio de poro están entre 6,5 lpg y 7,7 lpg; las densidades promedio de fractura están entre 12,9 lpg y 14,5 lpg. Como se aprecia en la tabla 5.6, los valores de densidad son mayores que las densidades de poro, pero menores que las densidades de fractura, por lo tanto cualquiera de estos

fluidos generará una columna hidrostática con un sobre-balance de presión que no fracturará hidráulicamente la formación.

▪ **Formulación Etapa II**

El grado de estabilidad térmica de los sistemas viscoelásticos está definido por la unión de tres aditivos, éstos son Mono-Etil-Amina (MEA), Óxido de Magnesio (MgO) y Sulfito de sodio. En vista de que se apreció degradación térmica en los sistemas formulados en la Etapa I, debido a que las propiedades tanto reológicas como viscoelásticas de los mismos disminuyeron más de lo esperado después del proceso de envejecimiento, se procedió a realizar una segunda formulación de sistemas viscoelásticos utilizando el MgO de Interfluid y otro MgO de calidad certificada por Intevep, a fin de compararlos y verificar la estabilidad térmica de este aditivo. Para ello se utilizaron las XCD que presentaron el mejor comportamiento durante la primera etapa de formulaciones, estas son XCD Reproxan, XCD 25 lbs C y XCD 50 lbs.

En la tabla 5.7 se presentan los nombres asignados a las seis formulaciones que se realizaron, donde MgO1 es el Óxido de Magnesio de Interfluid y MgO2 es el Óxido de Magnesio de calidad recomendado por Intevep para realizar esta segunda etapa de formulaciones.

Tabla 5.7: Nombres asignados a las formulaciones viscoelásticas de la Etapa II

Nombres asignados a las formulaciones	
1	XCD 50lbs MgO1
2	XCD 50lbs MgO2
3	XCD 25lbs C MgO1
4	XCD 25lbs C MgO2
5	XCD Reproxan MgO1
6	XCD Reproxan MgO2

En la tabla 5.8 se presentan las formulaciones realizadas a fin de comparar tres patrones de comportamiento, el primer patrón está representado con el uso de la XCD 50lbs, el segundo patrón lo representa el uso de la XCD 25lbs C, por último el tercer patrón esta representado por el uso de XCD Reproxan.

Tabla 5.8: Formulaciones viscoelásticas de la Etapa II

	FORMULACIÓN					
	1	2	3	4	5	6
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lpg)					
H2O	334,4	333,6	334,4	333,6	334,4	334,4
KCL	10	10	10	10	10	10
Sulfito	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
XCD 50lbs	3,8	3,8	x	x	x	x
XCD 25lbs C	x	x	3,8	3,8	x	x
XCD Reproxan	x	x	x	x	3,8	3,8
HEC sólido	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Almidón	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
MgO1	1,9	x	1,9	x	1,9	x
MgO2	x	1,9	x	1,9	x	1,9
MEA	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Biocida	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Por último, en la tabla 5.9 se presentan las densidades teóricas de cada sistema formulado, las cuales fueron calculadas a partir de la ecuación 5.1. De estos valores se puede decir que son mayores que las densidades de poro (6,5 lpg y 7,7 lpg) pero menores que las densidades de fractura (12,9 lpg y 14,6 lpg).

Tabla 5.9: Densidades teóricas de las formulaciones de la Etapa II

Densidad Teórica (lpg)	
1	8,53
2	8,53
3	8,53
4	8,53
5	8,53
6	8,53

▪ Formulación de la Etapa III

Una vez validado que el Óxido de Magnesio sólido utilizado durante la primera etapa de formulaciones no estaba cumpliendo eficientemente sus funciones, ya que se apreció degradación térmica, se procedió a realizar una tercera etapa de formulaciones utilizando dos tipos de Óxido de Magnesio de Interfluid, uno sólido y otro líquido y HEC en estado sólido y líquido, además de que sólo se utilizaron XCD Reproxan y XCD 25 lbs C.

En esta tercera etapa se formularon ocho sistemas viscoelásticos divididos en dos partes. La primera parte corresponde a la formulación de cuatro sistemas utilizando XCD Reproxan y XCD 25 lbs C con HEC líquido (denotado con la letra A) y HEC sólido (denotado con la letra B), y un nuevo MgO de Interfluid líquido. Lo explicado anteriormente puede ser apreciado en la figura 5.3.

La segunda parte corresponde a la evaluación del MgO (tanto líquido como sólido) usando HEC (líquido y sólido), para lo cual fueron realizadas cuatro formulaciones, utilizando una XCD validada comercialmente como clarificada (muestra de Intevp). Para esta parte se utilizó la misma denotación señalada anteriormente (A y B), además se agregan las letras L y S, donde L significa MgO en estado líquido y S MgO en estado sólido, esto puede ser visualizado en la figura 5.4.

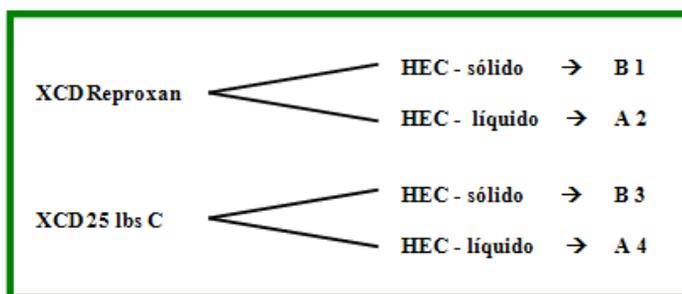


Figura 5.3: Esquema de formulaciones, Parte I – Etapa III [Pérez, 2011]

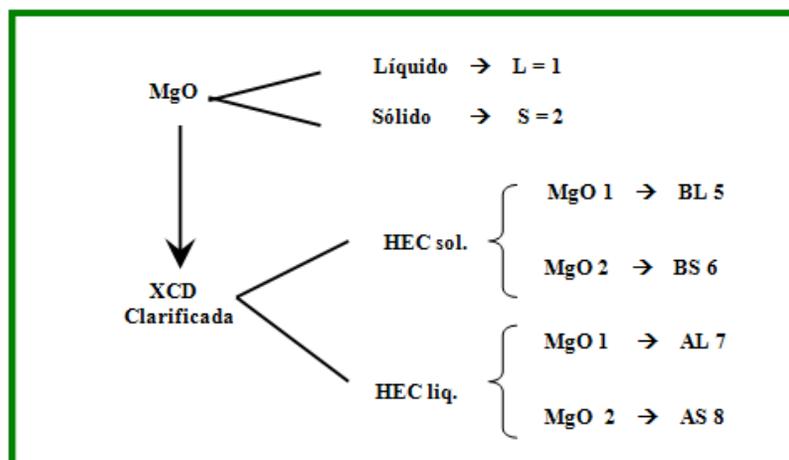


Figura 5.4: Esquema de formulaciones, Parte II – Etapa III [Pérez, 2011]

A fin de facilitar el manejo de las formulaciones a cada una se le asignó un número y una letra en función del HEC, la XCD y el MgO que se utilizó, esto puede apreciarse en tabla que se presenta a continuación.

Tabla 5.10: Nombres de las formulaciones viscoelásticas de la Etapa III

Nombres de las Formulaciones	
B1	XCD Reproxan – HEC sólido
A2	XCD Reproxan – HEC líquido
B3	XCD 25 lbs C – HEC sólido
A4	XCD 25 lbs C – HEC líquido
BL5	HEC sólido – MgO líquido
BS6	HEC sólido – MgO sólido
AL7	HEC líquido – MgO líquido
AS8	HEC líquido – MgO sólido

Las formulaciones de los sistemas viscoelásticos se presentan en la tabla 5.11, las primeras cuatro formulaciones se realizaron con la finalidad de evaluar cuál de estos sistemas presentaba el mejor comportamiento viscoelástico y reológico; mientras que las otras cuatro fueron realizadas a fin de verificar cuál sinergia entre HEC y MgO resultaba mejor al utilizarse una XCD clarificada, con el propósito de evaluar la calidad de estos aditivos.

Tabla 5.11: Formulaciones viscoelásticas de la Etapa III

	FORMULACIÓN							
	B1	A2	B3	A4	BL5	BS6	AL7	AS8
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lpb)							
H2O	334,4	333,6	334,4	333,6	334,4	334,4	333,6	333,6
KCL	10	10	10	10	10	10	10	10
sulfito	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
XCD reproxan	3,8	3,8	x	x	x	x	x	x
XCD 25LBS C	x	x	3,8	3,8	x	x	x	x
XCD CNPC	x	x	x	x	3,8	3,8	3,8	3,8
HEC líquido	x	2,9	x	2,9	x	x	2,9	2,9
HEC Sólido	1,9	x	1,9	x	1,9	1,9	x	x
Almidón	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
MgO líquido	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	x	1,9	x
MgO sólido	x	x	x	x	x	1,9	x	1,9
MEA	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Biocida	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

Por último, en la tabla 5.12 se presentan las densidades teóricas de cada sistema formulado, las cuales fueron calculadas a partir de la ecuación 5.1.

Tabla 5.12: Densidades teóricas de las formulaciones de la Etapa III

Densidad Teórica (lp/g)	
B1	8,53
A2	8,53
B3	8,53
A4	8,53
BL5	8,53
BS6	8,53
AL7	8,53
AS8	8,53

Al igual que en las etapas anteriores, estos fluidos presentan una densidad que es mayor que las densidad de poro promedio para las dos zonas presurizadas (6,5 lp/g y 7,7 lp/g), lo cual garantiza un sobre-balance de presión. No obstante, las densidades de

fractura promedio siguen siendo mayores (12,9 lpg y 14,6 lpg), por tal razón no se presentará fracturamiento hidráulico.

5.1.3 Etapa I: Resultados de los ensayos de viscoelasticidad de los fluidos para el Campo Borburata

Los ensayos de viscoelasticidad fueron realizados antes y después de envejecer, con la finalidad de comparar las propiedades reológicas y viscoelásticas de los sistemas al ser sometidos a efectos de temperatura. Los nombres asignados a los fluidos son los siguientes:

- 1) XCD 50 lb
- 2) XCD 25 lb
- 3) XCD Reproxan
- 4) XCD NVIS
- 5) 3,8 lpb Reproxan
- 6) XCD 25 lb C
- 7) 3,3 lpb XCD 25 lb C
- 8) 3,3 lpb Reproxan
- 9) 3,8 lpb Reproxan y HEC Drilling Liq
- 10) 3,8 lpb Reproxan y HEC Visbrine Liq

▪ Propiedades reológicas en corte continuo a moderadas tasas de corte

Usando el viscosímetro de Fann 35 las lecturas de esfuerzo a distintas velocidades de corte para las formulaciones antes y después de envejecer son las que se muestran a continuación.

En la tabla 5.13 se presentan las propiedades reológicas antes de envejecer, en ésta se puede apreciar que los sistemas 1, 2, 3, 4 y 6 presentan altos valores a las distintas

velocidades, pero es la formulación de XCD Reproxan (3) la que presenta las mayores lecturas, viscosidad plástica y punto cedente.

Tabla 5.13: Lecturas del viscosímetro FANN 35 antes de envejecer, Etapa I

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Velocidad FANN	Lecturas FANN									
600	301	172	330	313	187	290	174	167	173	102
300	245	135	275	261	148	232	137	130	140	86
200	218	118	247	234	131	212	121	115	125	80
100	177	94	206	193	104	175	96	91	103	68
6	76	36	96	84	44	81	44	41	53	42
3	64	29	82	69	36	69	37	36	47	39
Geles 10''	66	29	83	70	40	70	39	39	50	41
Geles 10'	67	30	84	72	42	73	42	42	57	47
VP (cP)	56	37	55	52	39	58	37	37	33	16
PC (lb/100pie²)	189	98	220	209	109	174	100	93	107	70

Por su parte, la formulación en base a XCD 25 lbs es la que presenta los menores valores en las lecturas, viscosidad plástica y punto cedente, lo cual era de esperarse debido a que los ensayos de calidad ya habían arrojado resultados de viscosidad muy bajos para esta Goma Xántica.

Al observar los resultados de las formulaciones 7 y 8 se aprecia que la formulación 7 presenta mayores valores a altas tasas de corte que la formulación 8 (por ejemplo, lectura de 187 contra 167 a 600 RPM, mayor en un 20%). Sin embargo, a las menores velocidades alcanzadas por el viscosímetro Fann 35 ambos fluidos presentan valores próximos.

Por su parte, como se aprecia en la tabla 5.13 entre las formulaciones 9 y 10, se ve que con el HEC líquido Drilling Especial se tienen mayores valores de lectura Fann, punto cedente y viscosidad plástica. Además, si se comparan estos valores con los que se obtienen en la formulación 5 (HEC sólido de Interfluid) se puede apreciar que

la formulación 10 presenta menores valores a altas tasas de corte pero a bajas tasas de corte los valores de ambas formulaciones tienen proximidad.

Para el caso después de envejecer, los resultados se presentan en la tabla 5.14.

Tabla 5.14: Lecturas del viscosímetro FANN 35 después de envejecer, Etapa I

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Velocidad FANN	Lecturas FANN									
600	200	142	193	164	124	175	105	101	107	87
300	161	109	160	135	98	145	84	81	89	76
200	142	95	145	118	85	132	75	72	80	71
100	120	74	120	93	70	110	62	58	68	62
6	42	29	42	25	30	40	23	22	30	32
3	34	23	32	17	22	30	15	15	22	24
Geles 10''	35	23	33	18	23	31	18	17	24	25
Geles 10'	37	24	36	19	24	32	20	19	27	27
VP (cP)	39	33	33	29	26	30	21	20	18	11
PC (lb/100pie²)	122	76	127	106	72	115	63	61	71	65

De manera general, en la tabla 5.14 se aprecia que las 10 formulaciones sufren degradación térmica porque las lecturas para las distintas velocidades de corte y propiedades reológicas disminuyen. Sin embargo, los fluidos que presentan mayores valores de lectura y propiedades reológicas son los correspondientes a las formulaciones 1, 3 y 6, por lo tanto son estos fluidos los que presentan mayor estabilidad térmica.

A continuación se presentan las figuras 5.5 y 5.6, éstas son gráficos de Esfuerzo de corte vs. Velocidad de corte, realizados en base a los valores exhibidos en las tablas anteriores.

Gráficamente en la figura 5.5 (antes de envejecer, AE) se puede apreciar que el mayor comportamiento reológico lo presentan los fluidos 1 y 4 (curvas color amarillo

y azul claro), por su parte, el fluido 10 es el que exhibe la curva con tendencia hacia las menores lecturas de esfuerzo (curva verde).

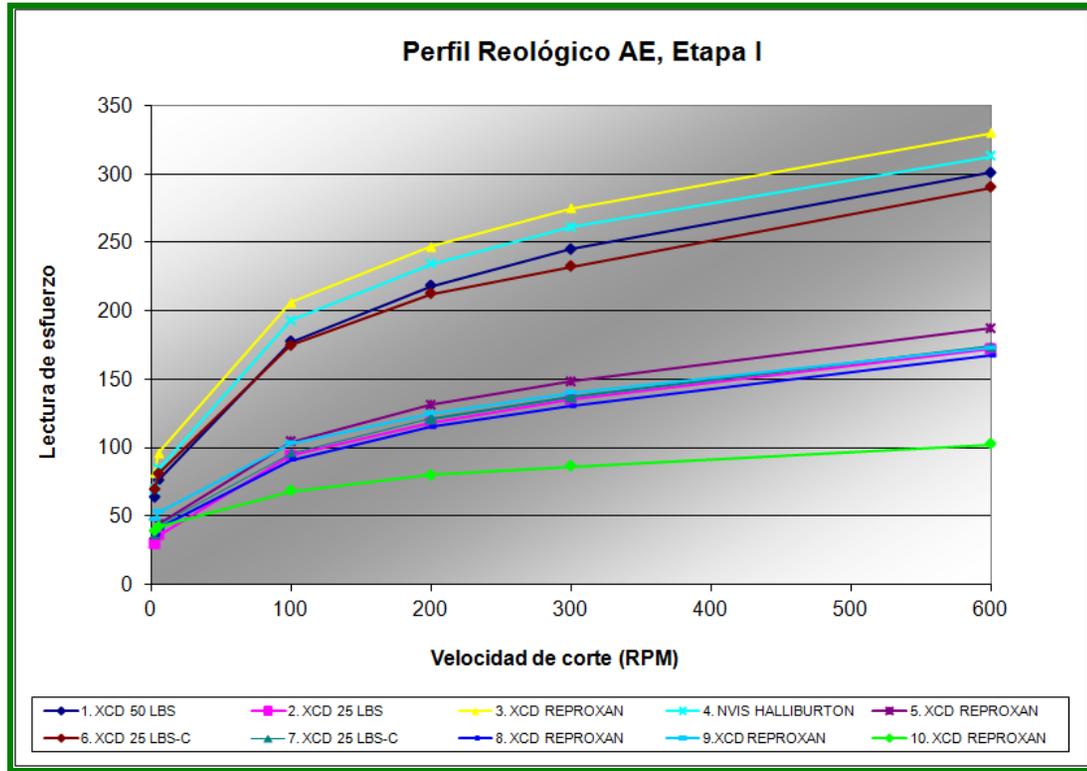


Figura 5.5: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte antes de envejecer (AE), Etapa I

En la Figura 5.6 se expone gráficamente el perfil reológico de los 10 fluidos después de envejecer (DE), en ésta se puede apreciar que los fluidos 1 y 3 son los que presentan curvas con tendencia hacia mayores lecturas para las velocidades de corte a las cuales fueron tomadas, ya que son las curvas color amarillo y azul oscuro las que presentan una tendencia hacia las mayores lecturas de esfuerzos. Por lo tanto, son estos fluidos los que presentan mayor estabilidad térmica.

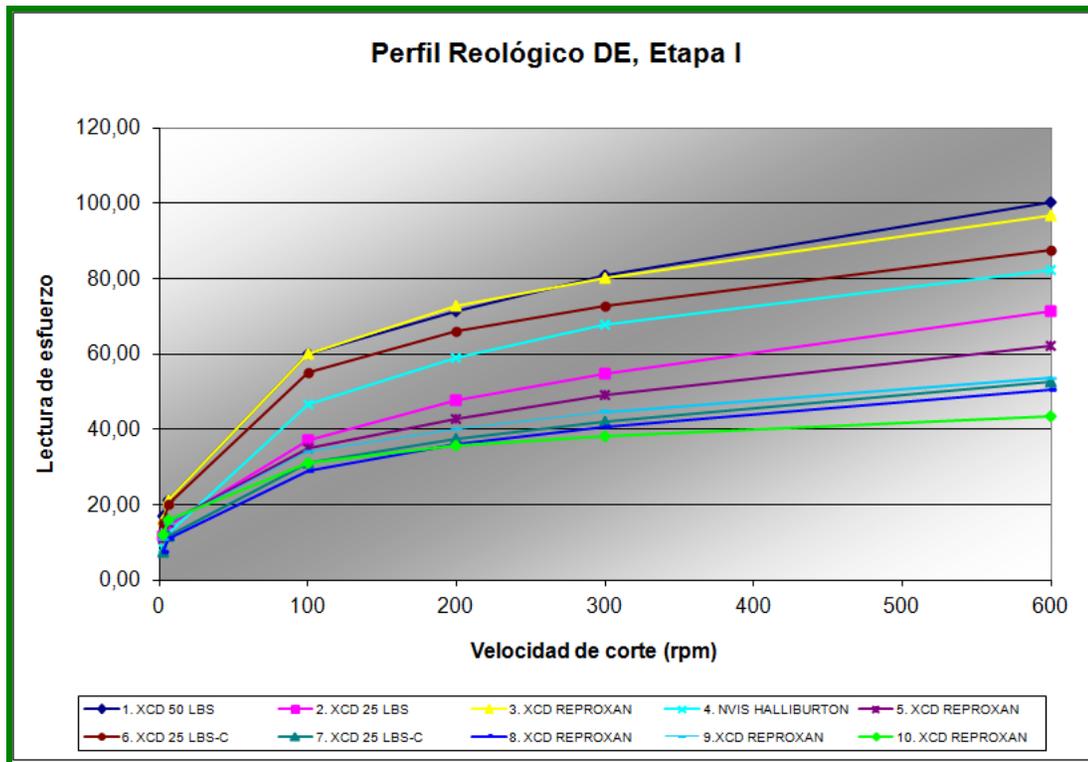


Figura 5.6: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte después de envejecer (DE), Etapa I

Por último, a nivel reológico se puede decir que las formulaciones que presentan mayores propiedades reológicas son las que poseen XCD Reproxan o XCD 25lbs C como viscosificante primario, y HEC sólido como viscosificante secundario.

▪ **Viscosidad a Bajas tasas de corte**

Las medidas de viscosidades a baja tasa de corte (también conocida como Medida Brookfield) se realizaron en un equipo Brookfield, a una velocidad de 0,3 RPM, obteniéndose los resultados mostrados en la tabla 5.15 y la tabla 5.16 para las formulaciones antes y después de envejecer, respectivamente.

De acuerdo con los resultados, el valor mínimo especificado que debe presentar un fluido para ser considerado viscoelástico debe de ser 40.000 cP (Barrera, 2003;

Kakadjian, 2006), por debajo de ese valor el sistema deja de ser elástico y se comporta como un fluido con carácter viscoso únicamente. De la tabla 5.15 se puede evidenciar que sólo la formulación 2 no está sobre el valor antes mencionado, por lo que no cumple con el parámetro establecido, el resto de las formulaciones tendrían una tendencia a ser viscoelásticas.

Tabla 5.15: Viscosidad a baja de corte antes de envejecer, Etapa I

Muestra AE		Viscosidad promedio (cP)
1	XCD 50 lb	161.000
2	XCD 25 lb	37.127
3	Reproxan	180.127
4	NVIS	134.091
5	3,8 lpb Reproxan	89.668
6	XCD 25 lb C	149.091
7	3,3 lpb XCD 25 lb C	97.909
8	3,3 lpb Reproxan	93.918
9	3,8 lpb Reproxan y HEC Drilling Especial Liq	152.818
10	3,8 lpb Reproxan y HEC Visbrine Liq	191.136

Tabla 5.16: Viscosidad a baja de corte después de envejecer, Etapa I

Muestra DE		Viscosidad promedio (cP)
1	XCD 50 lb	60.514
2	XCD 25 lb	33.855
3	Reproxan	46.859
4	NVIS	17.114
5	3,8 lpb Reproxan	30.241
6	XCD 25 lb C	41.123
7	3,3 lpb XCD 25 lb C	20.991
8	3,3 lpb Reproxan	23.691
9	3,8 lpb Reproxan y HEC Drilling Especial Liq	23.741
10	3,8 lpb Reproxan y HEC Visbrine Liq	35.795

De la tabla 5.16, se logra apreciar que en la mayoría de las muestras ocurrió una gran degradación del tipo térmica razón por la cual la Medida Brookfield disminuyó. De allí que, sólo las muestras 1, 3 y 6 cumplen con el valor mínimo especificado para

fluidos viscoelásticos (60.514 cP, 46.859 cP y 41.123 cP, respectivamente), por lo tanto las muestras 2 y 4 son descartadas debido a que no cumplen con el primer parámetro de viscoelasticidad. Lo mismo sucede con los fluidos 5, 7, 8, 9 y 10, independientemente de que son sistemas que deben ser analizados por separado debido a que la concentración de los aditivos de sus formulaciones varía entre sí, ya se puede apreciar que no cumplen con el primer parámetro de viscoelasticidad.

▪ **Grado de viscoelasticidad de los fluidos**

El grado de viscoelasticidad de los fluidos es presentado en función de los valores obtenidos a partir de los barridos de deformación y los barridos de frecuencia que se realizaron durante las pruebas de oscilación. Por una parte, con los resultados obtenidos del barrido de deformación se obtienen los módulos elástico, viscoso y fracción elástica de los fluidos. Por otra parte, con los resultados del barrido de frecuencia se construyen las gráficas que relacionan el módulo elástico con el viscoso, además se construyen los Diagramas de Maxwell Normalizados.

Barrido de Deformación

El rango de viscoelasticidad se determina en un barrido de deformación de 1 a 10% a una frecuencia angular de 1 rad/seg haciendo uso del *Software Rheoplus de Anton Paar*.

En las figura 5.7 y 5.8 se puede observar los resultados de módulo elástico (G'), modulo viscoso (G'') y cociente de los módulos elástico y complejo (G'/G^*), que representa la fracción elástica, para las formulaciones antes y después de envejecer respectivamente, según la literatura (Barrera 2003, Kakadjian 2004) se han reportado estudios que sugieren que la suspensión de ripios está asociada con las siguientes relaciones:

- (a) $G' > G''$
- (b) $G' > 6 \text{ Pa}$
- (c) $G'/G^* > 0,70$

En tal sentido, y según lo arrojado en las figuras 5.7 y 5.8 los sistemas evaluados cumplen con estas condiciones.

Mientras mayor sea el valor del módulo elástico mayores propiedades viscoelásticas tendrán los fluidos. Como puede apreciarse en la figura 5.7, entre los fluidos 1, 2, 3, 4 y 6, antes de envejecer los fluidos que presentan mayor módulo elástico son 1 (XCD 50lbs) y 3(XCD Reproxan), con módulos elásticos de 56,21 Pa y 55, 21 Pa y fracción elástica de 0,94 y 0, 93 respectivamente. Por su parte, el fluido 2 es el que presenta menor grado de viscoelasticidad, por presentar un módulo elástico de 18, 17 Pa y una fracción elástica de 0,90, lo cual era de esperarse debido a que posee una medida Brookfield por debajo de 40.000 cP. Dichos comportamientos se mantienen después de ser sometidos los fluidos al proceso de envejecimiento (figura 5.8). Sin embargo, se puede apreciar que el fluido 4 es el que pierde más propiedades viscoelásticas, ya que su módulo elástico bajó de 49,7 Pa a 10,4 Pa, y su fracción elástica bajó de 0,93 a 0, 78.

Así mismo, si se observa el comportamiento de los módulos y la fracción elástica de los fluidos 7 y 8, se puede apreciar que antes de envejecer ambos fluidos presentan valores muy cercanos, pero después de envejecer el fluido con XCD Reproxan (8) presenta mayores valores (figura 5.8).

Por último, al observar la figura 5.7 se puede ver que el fluido con HEC líquido Drilling Especial (fluido 9) posee mayor módulo elástico y viscoso, pero la fracción elástica del fluido con HEC líquido Visbrine (10) es mayor. Después de envejecer (figura 5.8), tanto el módulo viscoso como el elástico del fluido 10 es mayor que el del 9, lo que significa que el HEC Visbrine sufre menor degradación térmica.

Por su parte, el fluido 5 (HEC sólido) antes de envejecer presenta valores del módulo elástico y fracción elástica un poco menor que el fluido 10 (HEC líquido), 33,95 Pa y 0,94 contra 39,06 Pa y 0,97 respectivamente. Este comportamiento se mantiene después de envejecer, por lo que se puede decir que el HEC líquido está presentando mayor comportamiento viscoelástico.

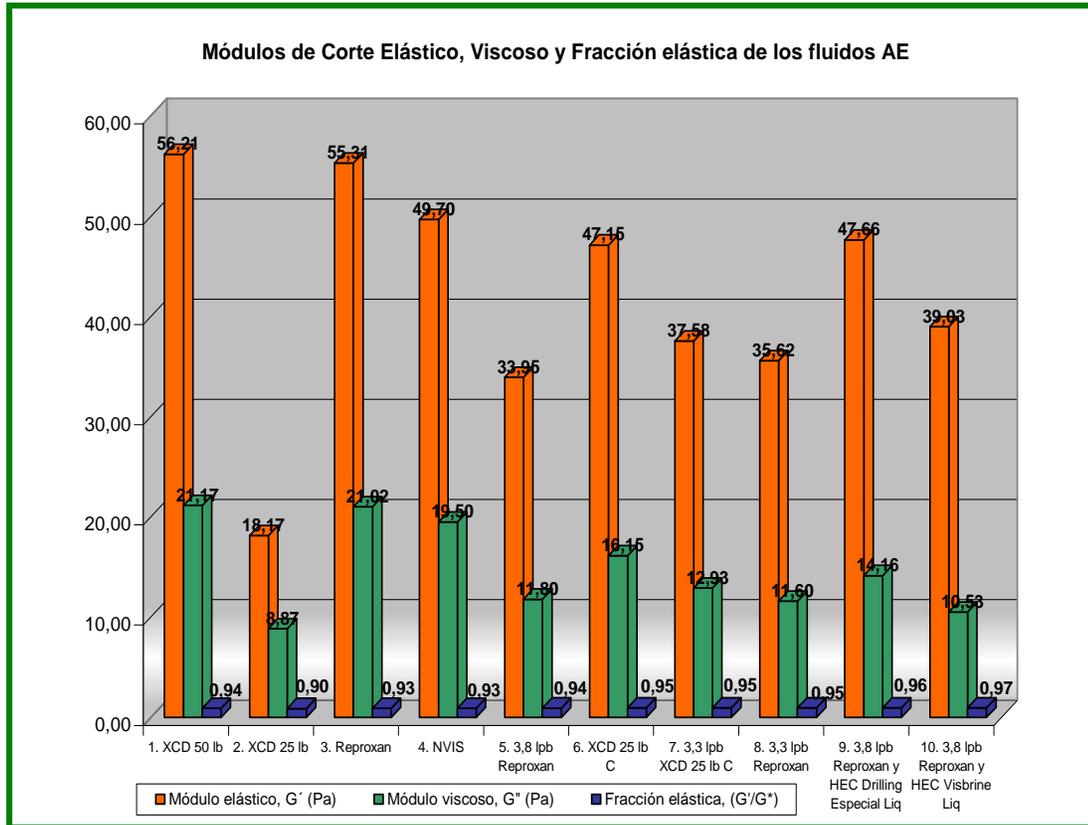


Figura 5.7: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G'' antes de envejecer (AE), Etapa I

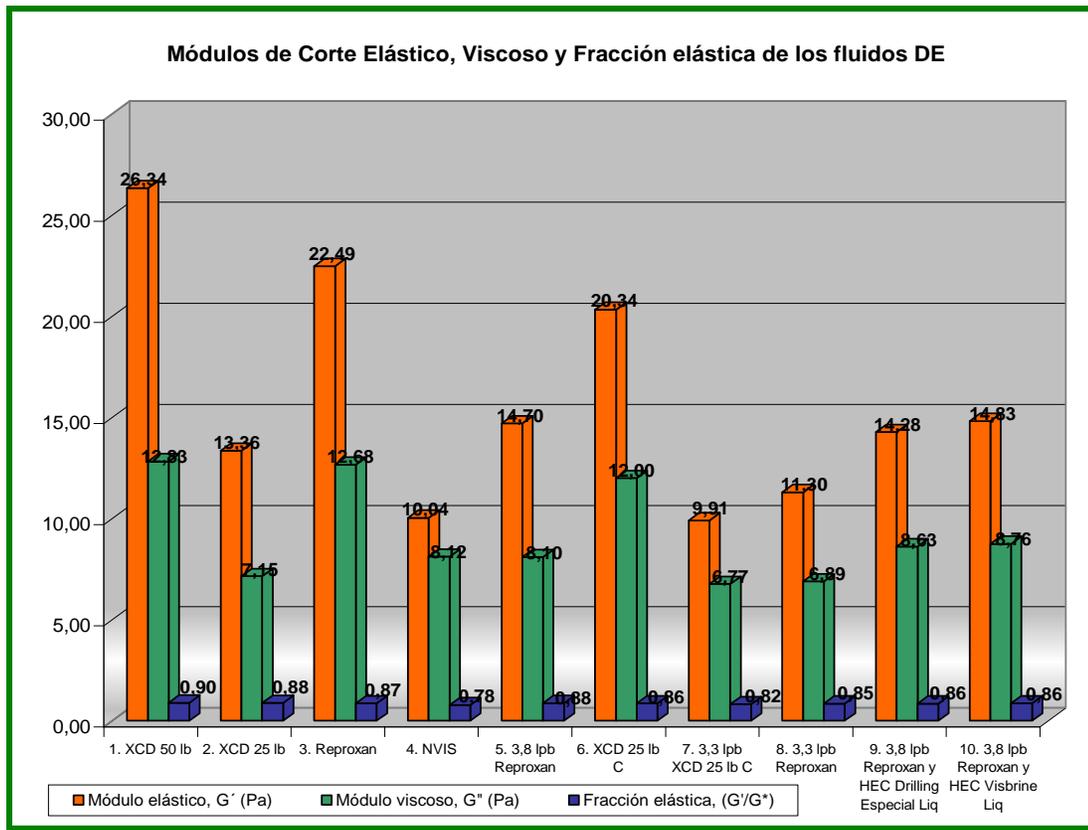


Figura 5.8: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G'' después de envejecer (DE), Etapa I

Barrido de frecuencia

El grado de viscoelasticidad en función del barrido de frecuencia se realizó a una deformación constante del 5% y 0,01 rad/seg a 100 rad/seg como rango de frecuencia, haciendo uso del *Software Rheoplus de Anton Paar*.

En la Figura 5.9 y la Figura 5.10 se muestra gráficamente y de manera comparativa, la relación del módulo elástico entre el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas evaluados en este estudio.

Según Barrera (2003), para que un fluido sea considerado viscoelástico, la división del módulo elástico entre el módulo viscoso debe ser superior a uno (1) en todo el

rango de frecuencia evaluado, pues esto indica que el sistema es más elástico que viscoso, lo cual se busca en los sistemas viscoelásticos.

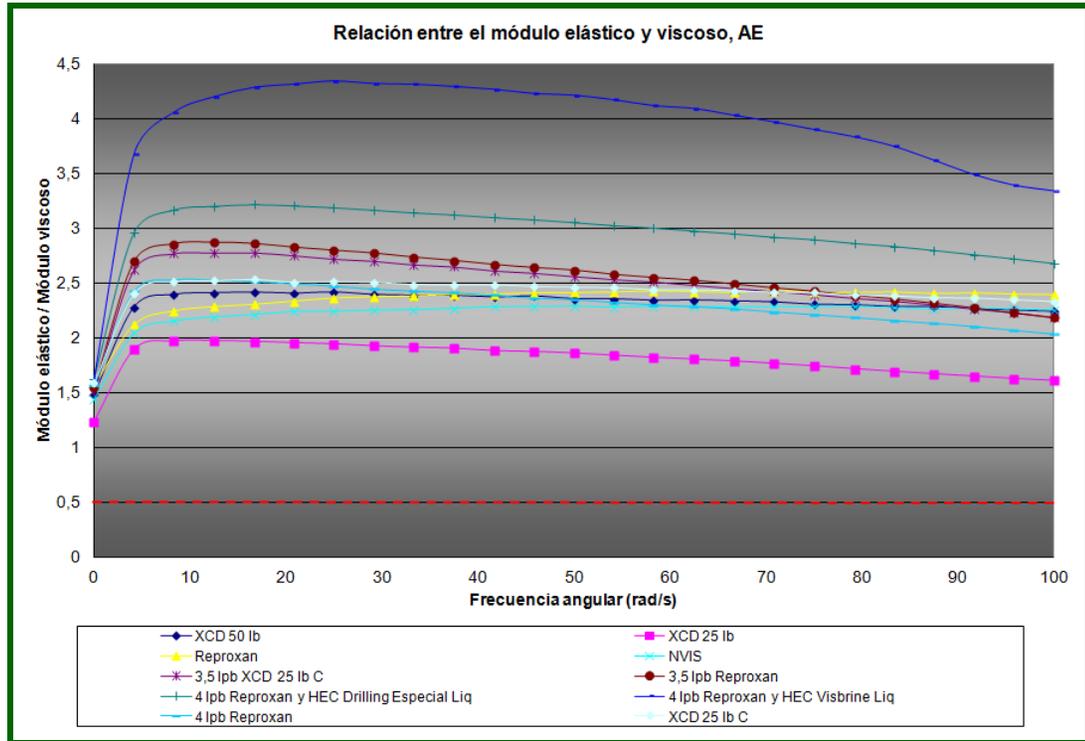


Figura 5.9: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos antes de envejecer (AE), Etapa I

Al observar la figura 5.9 se puede apreciar que todos los sistemas formulados cumplen con el parámetro de viscoelasticidad para el barrido de frecuencia, ya que durante todo el barrido la relación módulo elástico y módulo viscoso en función de la frecuencia angular se mantiene superior a uno. Sin embargo, unos fluidos presentan más viscoelasticidad en base al barrido de frecuencia que otros, mientras más se alejen las curvas de la asíntota trazable $y = 1$ (de la vertical) mayores propiedades viscoelásticas tiene el fluido.

Antes de envejecer se puede apreciar que de los fluidos 1, 2, 3, 4 y 6 son los fluidos 3 y 6 los que presentan mayor viscoelasticidad, puesto a que sus curvas son las que

están más alejadas de la asíntota $y = 1$. El fluido 2 es el que presenta menor viscoelasticidad, debido a que su curva es la más próxima a la asíntota $y = 1$.

Por su parte, entre los fluidos 7 y 8, ambos presentan una tendencia similar (curvas color morado y vinotinto respectivamente).

Por otra parte, entre los fluidos 9 y 10, es el fluido 10 el que presenta la curva que más se aleja de la asíntota $y = 1$, y si éste es comparado con el fluido 5, también es el fluido 10 el que presenta una curva con una mayor tendencia viscoelástica.

Después de envejecer (figura 5.10) se puede apreciar que de los fluidos 1, 2, 3, 4 y 6 son los fluidos 1, 6 y 3 (de mayor a menor tendencia viscoelástica) los que presentan mayor viscoelasticidad, siendo el fluido 4 el que presenta menor viscoelasticidad, sin embargo, si es comparado este comportamiento con el que presentaban los fluidos 3 y 6 antes de envejecer se puede decir que las propiedades viscoelásticas de los mismos son afectadas por los efectos de la temperatura.

Por su parte, entre los fluidos 7 y 8, el fluido 8 sufrió menor degradación térmica, por lo que presenta mayor tendencia viscoelástica.

Por otra parte, después de envejecer, entre los fluidos 5, 9 y 10, es el fluido 10 el que presenta mayor viscoelasticidad, por lo que se puede decir que con el HEC líquido se tienen mejores propiedades viscoelásticas después de envejecer ya que sufre menor degradación térmica.

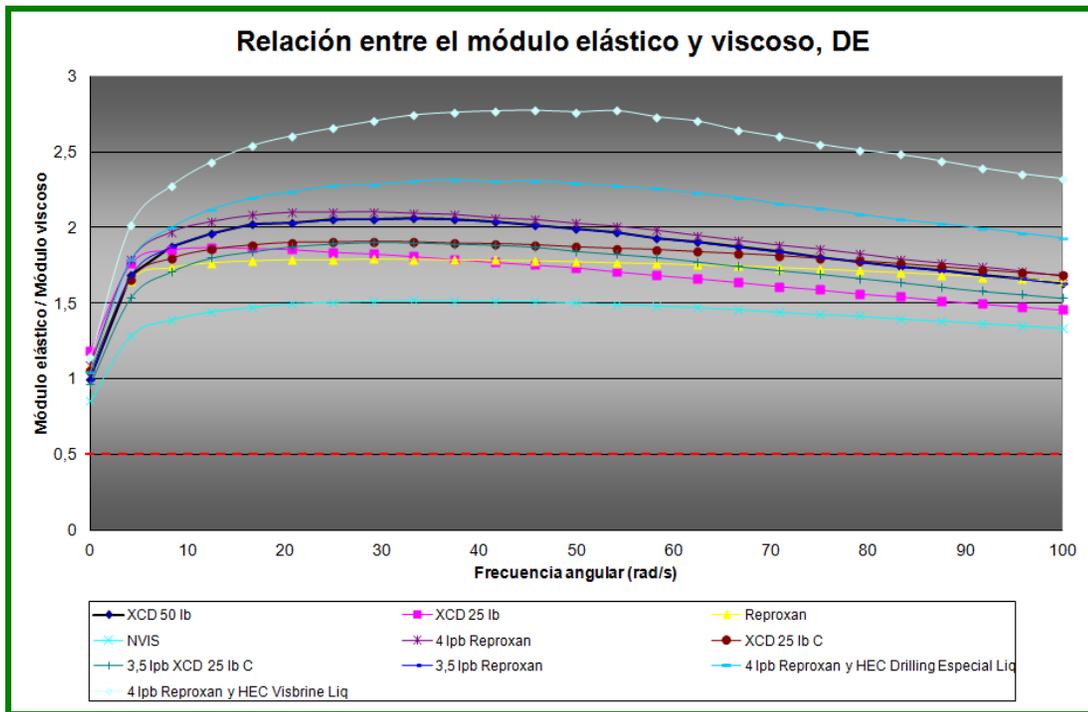


Figura 5.10: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos después de envejecer (DE), Etapa I

Modelo de Maxwell Normalizado

El Modelo Normalizado de Maxwell es un modelo mecánico que permite presentar los resultados de la prueba de oscilación (valores de viscoelasticidad) en diagramas, dichos diagramas son construidos a partir de los resultados del barrido de frecuencia, normalizando los módulos con las ecuaciones:

- 1) Ecuación 2.18: Viscosidad normalizada.
- 2) Ecuación 2.19: Módulo elástico normalizado.
- 3) Ecuación 2.20: Módulo viscoso normalizado.

El diagrama de Maxwell está compuesto por tres curvas, las cuales se interceptan en el valor 0,5 de la vertical, esto representa el punto donde está el cambio de comportamiento viscoso-elástico, esto es, hacia la izquierda el comportamiento del

material es más viscoso que elástico; pero hacia el lado derecho domina un comportamiento elástico. Al ajustar los valores medidos de G' y G'' con el modelo de Maxwell, los módulos dinámicos normalizados caerán sobre las curvas teóricas. El grado de elasticidad estará representado por la densidad de los puntos en las curvas normalizadas (Barrera, 2003).

El diagrama de Maxwell normalizado antes y después de envejecer se presenta en las figuras 5.11 y 5.12 respectivamente, donde la curva color naranja es la curva teórica del módulo elástico, la verde es la curva teórica del módulo viscoso y la azul es la curva teórica de la viscosidad.

En la figura 5.11 se puede apreciar que todos los módulos de los fluidos formulados cayeron sobre las curvas teóricas hacia el lado derecho del diagrama. De acuerdo a lo planteado anteriormente se puede decir que los fluidos presentan un comportamiento más elástico que viscoso, lo cual los convierte en sistemas viscoelásticos.

En la figura 5.12 se presenta el diagrama de Maxwell después de ser sometidos los fluidos al proceso de envejecimiento, al observar el diagrama se puede notar que a pesar de que los puntos de los módulos caen sobre las curvas teóricas en su mayoría hacia el lado derecho están muy próximos al límite entre el comportamiento viscoso y elástico (asíntota trazable por $x = 1$), por lo que se puede decir que, si bien es cierto que mantienen un comportamiento elástico, los fluidos sufren degradación térmica, por lo que se presenta proximidad al comportamiento viscoso.

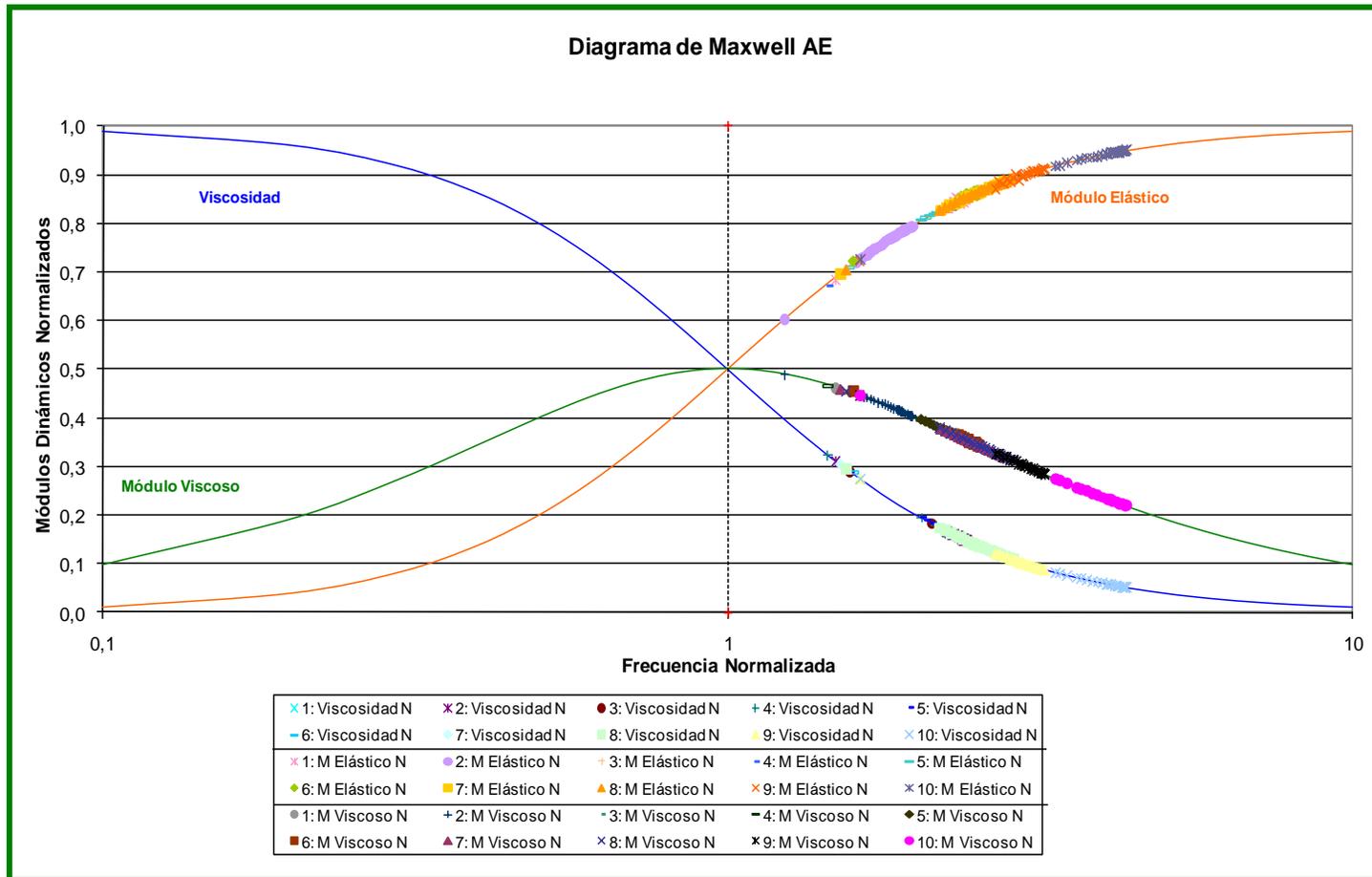


Figura 5.11: Diagrama de Maxwell Normalizado antes de envejecer (AE), Etapa I

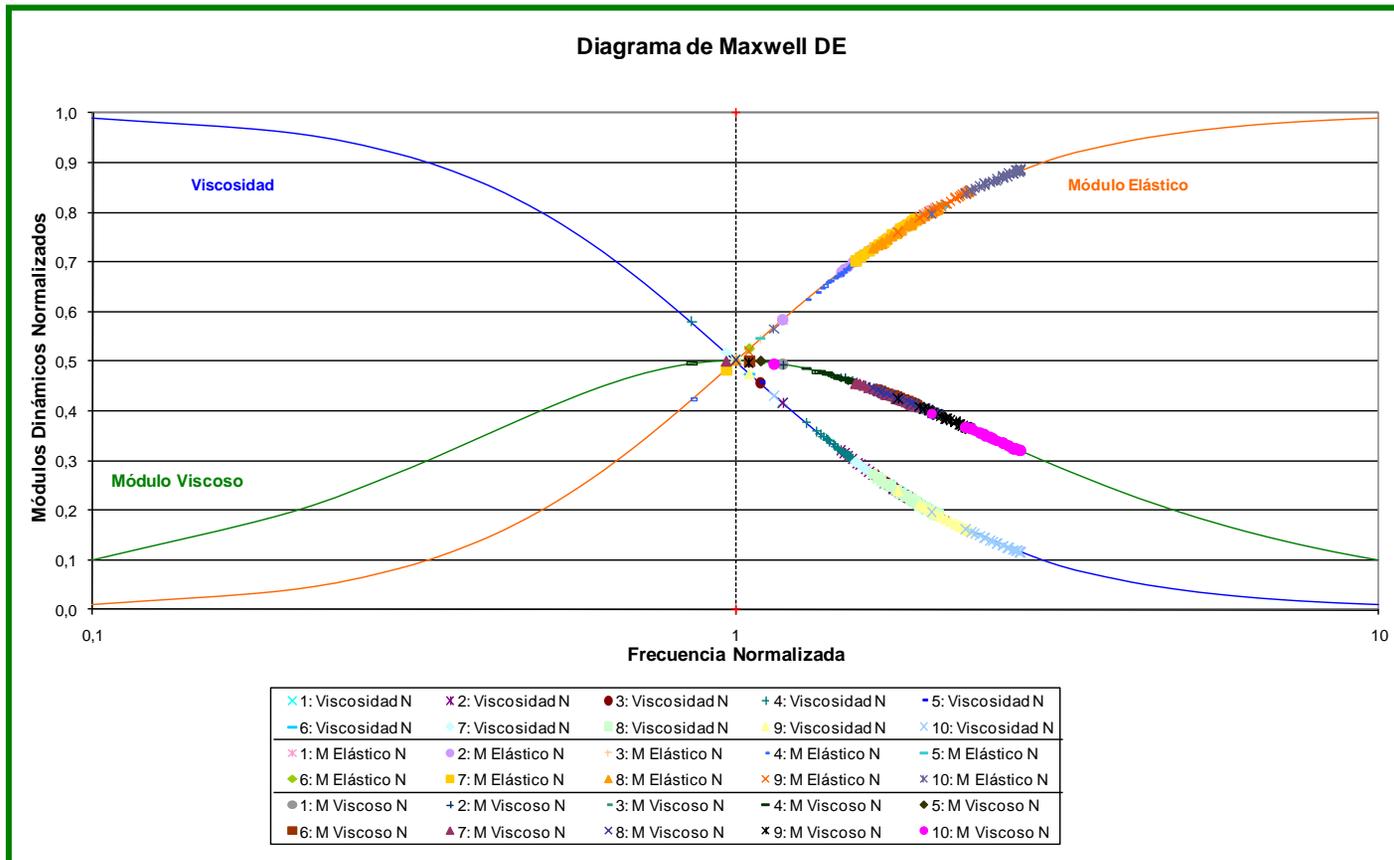


Figura 5.12: Diagrama de Maxwell Normalizado después de envejecer (DE), Etapa I

Finalmente, después de analizar por separado cada una de las pruebas se puede decir que entre las Gomas Xánticas utilizadas durante la primera etapa de formulaciones con aditivos Interfluid, son XCD Reproxan y XCD 25 lbs C las que presentan las mejores propiedades reológicas y viscoelásticas.

Con respecto a los dos tipos de HEC de Interfluid trabajados, en base a las propiedades reológicas el HEC sólido presenta altos valores, sin embargo, cuando se trata de la evaluación viscoelástica, tanto antes como después de envejecer, se mantienen más las propiedades viscoelásticas cuando se usa el HEC líquido, por lo que se valida que se tendrá un fluido con mejor desempeño si se usa HEC líquido.

Por último, durante los ensayos de la Etapa I se pudo notar que los polímeros viscosificantes sufrieron degradación térmica, lo cual se evidencia con la disminución de las propiedades tanto reológicas como viscoelásticas, por lo que se presume que el Óxido de Magnesio (MgO) no está cumpliendo eficientemente sus funciones, ya que, aparte de ser un controlador del pH también está vinculado con el mantenimiento de la estabilidad térmica de los sistemas viscoelásticos. Así mismo, la experiencia de campo establece que cuando un sistema viscoelástico presenta degradación térmica el primer aditivo a evaluar es el MgO.

5.1.4 Etapa II: Resultados de los ensayos de viscoelasticidad de los fluidos para el Campo Borburata

Como se ha mencionado anteriormente, la Etapa II es derivada de la Etapa I, el propósito de la misma es trabajar con nuevas formulaciones utilizando diferentes concentraciones de aditivos a fin de evaluar la calidad del MgO disponible por Interfluid.

Los ensayos rutinarios fueron realizados antes y después de envejecer, esto con la finalidad de comparar las propiedades reológicas y viscoelásticas de los sistemas al

ser sometidos a efectos de temperatura. En esta etapa se utilizaron dos tipos de MgO, debido a que en la primera etapa de formulación las propiedades reológicas y viscoelásticas de los fluidos se vieron afectadas por los efectos de la temperatura, ya que las propiedades después de envejecer disminuyeron más de lo esperado. Los nombres asignados a los fluidos trabajados en esta etapa son los siguientes:

- 1) XCD 50lbs MgO1
- 2) XCD 50lbs MgO2
- 3) XCD 25lbs C MgO1
- 4) XCD 25lbs C MgO2
- 5) XCD Reproxan MgO1
- 6) XCD Reproxan MgO2

▪ **Propiedades reológicas en corte continuo a moderadas tasas de corte**

Usando el viscosímetro en corte continuo a moderadas tasas de corte las lecturas de esfuerzo antes y después de envejecer son las que se muestran en las tablas 5.17 y 5.18.

Tabla 5.17: Lecturas del viscosímetro FANN 35 antes de envejecer, Etapa II

	1	2	3	4	5	6
Velocidad FANN	Lecturas FANN					
600	221	321	193	212	192	312
300	167	267	153	166	142	257
200	142	234	132	146	130	228
100	105	184	105	117	102	182
6	34	75	45	51	43	80
3	25	64	39	43	36	68
Geles 10''	25	65	40	44	40	70
Geles 10'	26	66	43	45	42	77
VP (cP)	54	54	40	46	50	55
PC (lb/100pie²)	113	213	113	120	92	202

Tabla 5.18: Lecturas del viscosímetro FANN 35 después de envejecer, Etapa II

	1	2	3	4	5	6
Velocidad FANN	Lecturas FANN					
600	135	143	119	112	112	146
300	101	110	95	87	89	114
200	85	96	85	78	80	99
100	65	77	70	64	67	79
6	24	33	34	29	29	36
3	18	26	26	23	22	28
Geles 10''	17	28	27	24	23	29
Geles	17	30	27	26	25	32
VP (cP)	34	33	24	25	23	32
PC (lb/100pie²)	67	77	71	62	66	82

Al observar las lecturas del viscosímetro y propiedades reológicas de los fluidos 1 y 2 (con XCD 50lbs) se puede apreciar que tanto antes como después de envejecer (figuras 5.17 y 5.18) el fluido con MgO1 presenta menores valores de lecturas, esto también puede ser apreciado en las figuras 5.13 y 5.14 (antes y después de envejecer respectivamente), ya que las curvas correspondientes al fluido 1 tienen una tendencia a menores lecturas de esfuerzo para distintas tasas de corte.

Por su parte, de los fluidos que utilizan XCD 25 lbs C como viscosificante primario (fluidos 3 y 4) se observa que es el fluido con MgO2 el que presenta mayores lecturas de esfuerzo y por ende mayores propiedades reológicas tanto antes como después de envejecer (tabla 5.17 y 5.18), dichos valores se ven reflejados en las figuras 5.13 y 5.14, en las cuales la mayor tendencia en cuanto a altas lecturas de esfuerzo la presenta el fluido 4 (con MgO2).

El último patrón por evaluar está representado por el uso de XCD Reproxan, cuando son comparadas las lecturas de esfuerzo de la tabla 5.18 para los fluidos 5 y 6 se puede contemplar que es el fluido con MgO2 (6) el que presenta mayores valores, esto se observa gráficamente en la figura 5.13, este comportamiento también se mantiene después que los fluidos son sometidos al proceso de envejecimiento.

Finalmente, en función del comportamiento reológico, se puede decir que los fluidos con MgO2 presentan un mejor comportamiento, por lo que se valida que a nivel reológico las propiedades se están viendo afectadas por el MgO de Interfluid (MgO1), ya que en todo momento las lecturas de esfuerzo son menores.

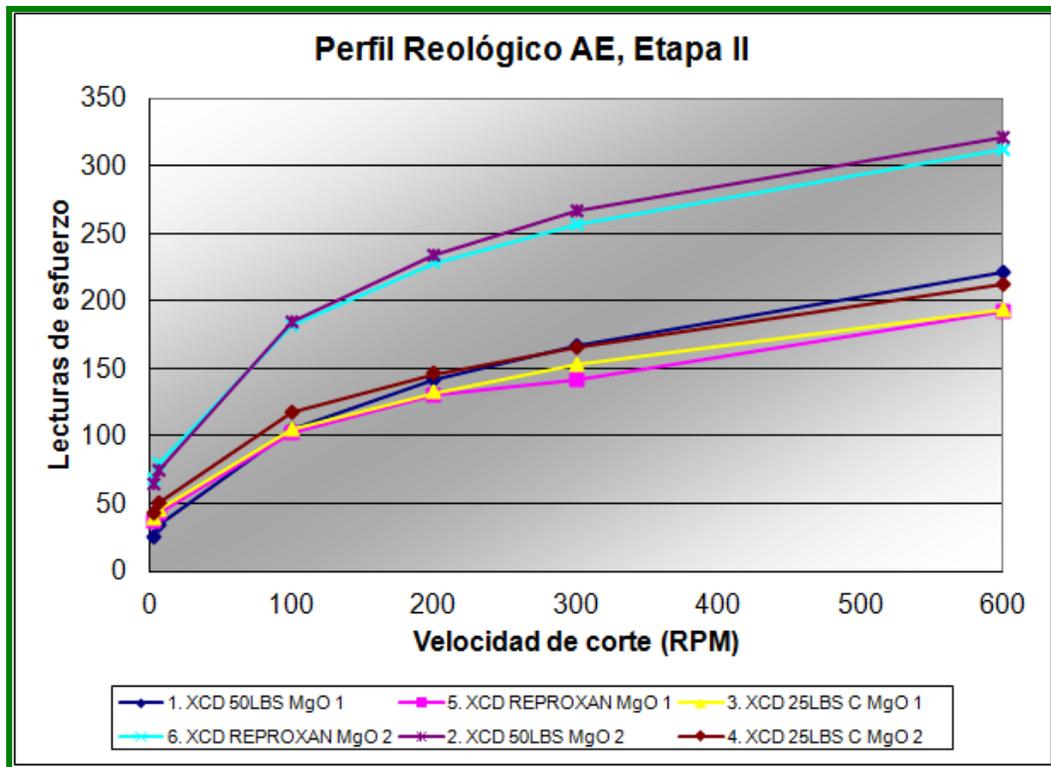


Figura 5.13: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte antes de envejecer (AE), Etapa II

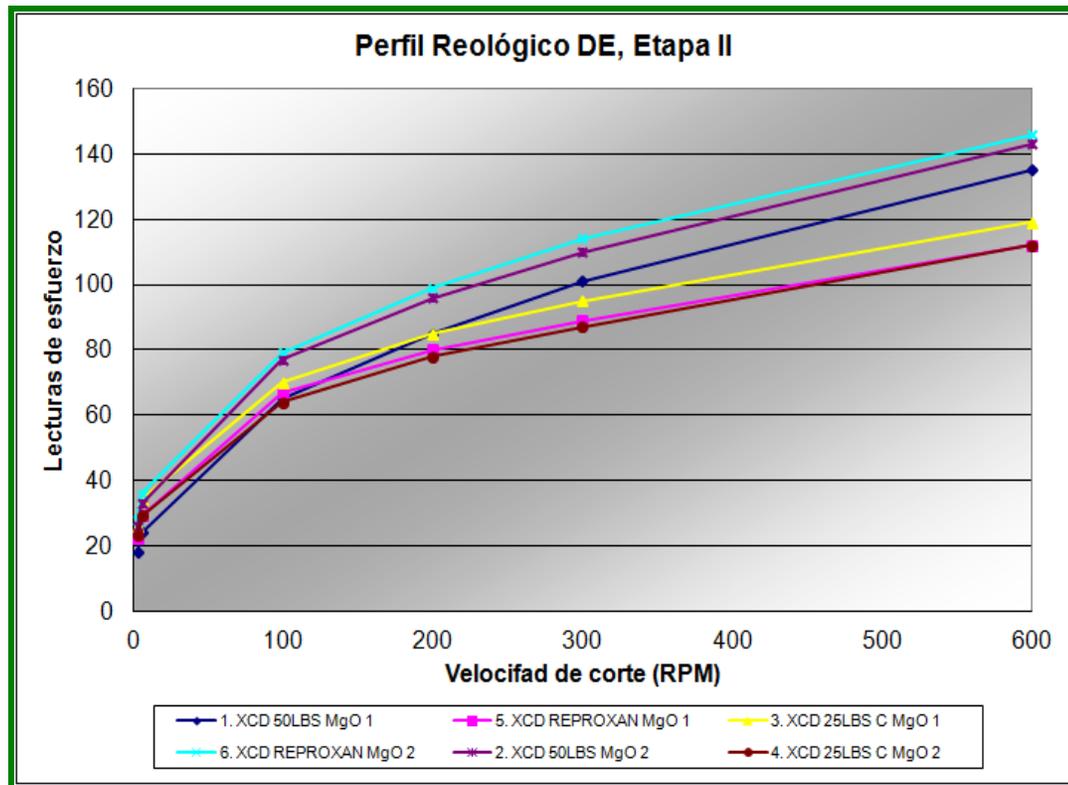


Figura 5.14: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte después de envejecer (DE), Etapa II

▪ **Viscosidad a Bajas tasas de corte**

Los resultados de la medida Brookfield o viscosidad a bajas tasas de corte son mostrados en la tabla 5.19 y la tabla 5.20 para las formulaciones antes y después de envejecer respectivamente.

Tabla 5.19: Viscosidad a baja de corte antes de envejecer, Etapa II

Muestra AE		Viscosidad promedio (cP)
1	XCD 50 lb MgO1	34.971
2	XCD 50 lb MgO2	113.176
3	XCD 25 lb C MgO1	95.305
4	XCD 25 lb C MgO2	120.571
5	XCD Reproxan MgO1	85.090
6	XCD Reproxan MgO2	170.333

Tabla 5.20: Viscosidad a baja de corte después de envejecer, Etapa II

Muestra AE		Viscosidad promedio (cP)
1	XCD 50 lb MgO1	19.957
2	XCD 50 lb MgO2	52.205
3	XCD 25 lb C MgO1	34.852
4	XCD 25 lb C MgO2	46.995
5	XCD Reproxan MgO1	37.224
6	XCD Reproxan MgO2	50.943

De la tabla 5.19 se puede evidenciar que sólo la formulación 1 no se encuentra sobre el valor mínimo establecido de Medida Brookfield. Así mismo, las formulaciones con MgO2 presentan valores de Medida Brookfield mucho mayores que con MgO1.

Por su parte en la tabla 5.20, después de envejecer, se puede contemplar que los fluidos con MgO2 sufren menos degradación térmica, ya que siguen manteniendo valores de Medida Brookfield superiores que los fluidos con MgO1.

En términos de viscosidad a bajas tasas de corte o Medida Brookfield, se puede decir que el MgO2 arroja mayores valores de viscosidad, y por ende mayor viscoelasticidad. En tal sentido, se dice que a bajas tasas de corte el aditivo MgO de Interfluid no presenta un buen comportamiento viscoso.

▪ Grado de viscoelasticidad de los fluidos

Sólo para esta etapa el grado de viscoelasticidad de los fluidos es presentado en función de los valores obtenidos a partir los barridos de frecuencia que se le realizaron a los seis fluidos durante las pruebas de oscilación. A partir de dicho barrido se construyeron las gráficas que relacionan el módulo elástico con el viscoso presentadas en las figuras 5.15 y 5.16.

Barrido de frecuencia

Al observar las figuras 5.15 y 5.16 se puede apreciar que tanto antes como después de envejecer los seis fluidos están por encima de valor necesario para que sean considerados como sistemas viscoelásticos.

Sin embargo, en función del MgO que contenga la formulación ese grado de viscoelasticidad varía de menor a mayor. En tal sentido, las figuras 5.15 y 5.16 evidencian que los fluidos que incluyen MgO₂ en su formulación son los que exhiben curvas con mayor tendencia viscoelástica, lo cual se presenta antes y después de envejecer.

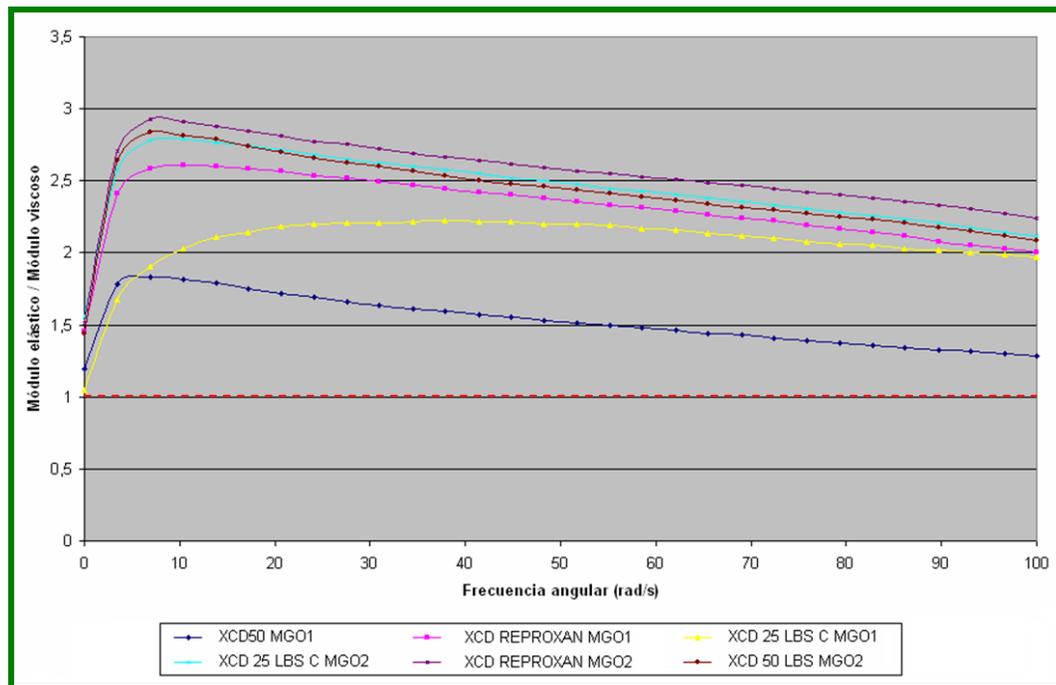


Figura 5.15: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos antes de envejecer (AE), Etapa II

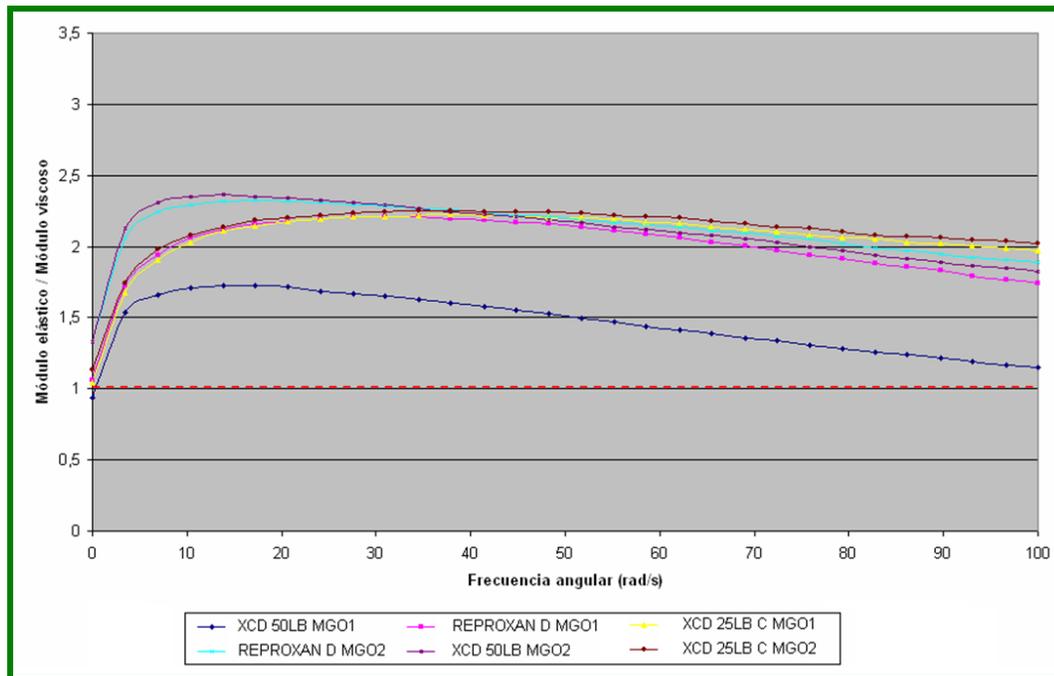


Figura 5.16: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos después de envejecer (DE), Etapa II

En vista de los resultados obtenidos a nivel del grado de viscoelasticidad, se puede decir que el Óxido de Magnesio de interfluid está afectando las propiedades viscoelásticas de los fluidos antes de envejecer, ya que durante los ensayos se obtuvieron valores menores que con otro Óxido de Magnesio. Además, después de envejecer se evidencia que las propiedades viscoelásticas sufren mayor degradación térmica al usarse el MgO de Interfluid.

Finalmente, después del respectivo análisis para cada ensayo realizado durante esta etapa de formulación, se puede decir que el Óxido de Magnesio de Interfluid (MgO) no presenta un buen rendimiento durante ninguno de los patrones evaluados (XCD 50lbs, XCD 25lbs C y XCD Reproxan), razón por la cual durante la Etapa I los sistemas viscoelásticos se vieron muy afectados por los efectos de la temperatura. En tal sentido, se hace necesario el uso de otro tipo de Óxido de Magnesio (MgO) disponible por Interfluid para el diseño del futuro sistema viscoelástico para la perforación de los hoyos de producción del Campo Borburata.

5.1.5 Etapa III: Resultados de los ensayos de viscoelasticidad de los fluidos para el Campo Borburata

Para la tercera etapa los ensayos rutinarios fueron realizados antes y después de envejecer, a fin de comparar las propiedades reológicas y viscoelásticas de los sistemas al ser sometidos a efectos de temperatura. Durante esta etapa se utilizaron sólo productos de Interfluid, entre ellos las XCD que presentaron mejor comportamiento tanto reológico como viscoelástico (XCD Reproxan y XCD 25 lbs C), HEC sólido y líquido, y dos nuevos MgO (uno en estado sólido y otro en estado líquido).

Cabe destacar que, en los fluidos del 1 al 4 se pretendió conocer cual de los cuatro sistemas daba el mejor comportamiento reológico y viscoelástico para las dos XCD disponibles, usando MgO líquido y HEC sólido (B) y líquido (A). Por otro lado, los fluidos del 5 al 8 fueron formulados con la finalidad de evaluar el rendimiento del nuevo MgO líquido contra el sólido, para un mismo tipo de XCD y HEC sólido y líquido.

Los nombres asignados a los fluidos son los siguientes:

- B1) XCD Reproxan – HEC sólido.
- A2) XCD Reproxan – HEC líquido.
- B3) XCD 25 lbs C – HEC sólido.
- A4) XCD 25 lbs C – HEC líquido.
- BL5) HEC sólido – MgO líquido.
- BS6) HEC sólido – MgO sólido.
- AL7) HEC líquido – MgO líquido.
- AS8) HEC líquido – MgO sólido.

Es importante señalar que en función de los resultados obtenidos durante esta etapa fue seleccionado el fluido para perforar los hoyos productores del Campo Borburata.

▪ **Propiedades reológicas en corte continuo a moderadas tasas de corte**

Usando el viscosímetro a moderadas tasas de corte las lecturas de esfuerzo a distintas velocidades de corte para las formulaciones antes y después de envejecer son las que se muestran a continuación en las tablas 5.21 y 5.22.

Antes de analizar las propiedades reológicas de los fluidos, es importante señalar que la viscosidad plástica (VP) es una propiedad que da una idea del contenido de sólidos en los fluidos y está relacionada con el tamaño, forma y número de partículas en el mismo a condiciones dinámicas; el punto cedente (PC) depende de la fuerza de atracción entre las partículas sólidas del fluido e indica la capacidad de arrastre del mismo (limpieza del hoyo), para la perforación de un hoyo de producción en el Campo Borburata PDVSA Servicios, Dpto. Tecnología de Fluidos (2009), establece que un PC de 12 y 18 lb/pie² proporciona suficiente limpieza; las geles indican la cualidad de suspensión del fluido a condiciones estáticas y es una propiedad importante para la limpieza del hoyo, para un sistema viscoelástico se buscan altos geles pero frágiles de romper.

Tabla 5.21: Lecturas del viscosímetro FANN 35 antes de envejecer, Etapa III

	B1	A2	B3	A4	BL5	BS6	AL7	AS8
Velocidad FANN	Lecturas FANN							
600	194	135	210	134	211	210	125	135
300	153	112	167	111	173	169	105	114
200	134	102	147	100	154	150	98	102
100	107	86	119	86	128	123	83	85
6	41	53	51	52	57	51	54	50
3	34	47	42	47	46	43	45	44
Geles 10''	34	48	42	48	47	44	46	45
Geles 10'	35	52	44	53	47	45	48	47
VP (cP)	41	23	43	23	38	41	20	21
PC(lb/100pie²)	112	89	124	88	135	128	85	93

Tabla 5.22: Lecturas del viscosímetro FANN 35 después de envejecer, Etapa III

	B1	A2	B3	A4	BL5	BS6	AL7	AS8
Velocidad FANN	Lecturas FANN							
600	177	115	154	110	167	154	106	113
300	142	102	123	97	130	123	94	95
200	125	95	108	91	119	109	87	88
100	101	87	88	83	97	88	78	78
6	48	56	44	55	43	37	49	44
3	39	49	36	47	34	30	45	39
Geles 10''	39	50	36	48	34	30	45	40
Geles 10'	40	51	37	51	35	31	46	41
VP (cP)	35	13	31	13	37	31	12	18
PC (lb/100pie²)	107	89	92	84	93	92	82	77

Los fluidos B1 y A2 fueron preparados con la misma XCD (Reproxan) pero con dos tipos de HEC (B1 sólido y A2 líquido) y MgO líquido. Si son observadas las lecturas de esfuerzo antes de envejecer de ambos fluidos (tabla 5.21) se puede contemplar que el fluido B1 presenta mayores lecturas a altas tasas de corte, lo cual se ve representado gráficamente en la figura 5.17. Sin embargo, cuando se observan las lecturas a las menores velocidades alcanzadas por el viscosímetro (6 y 3 RPM) se aprecia que el fluido A2 tiene mayores valores, por lo que se presume que al medir la viscosidad a bajas tasas de corte (Medida Brookfield) este fluido presentará mayores

valores. Con respecto a las propiedades reológicas, se aprecia que los geles son lineales y con buenos valores para ambos fluidos, siendo mayores en el fluido A2 (50 y 51 para 10 segundos y 10 minutos respectivamente); la viscosidad plástica para B1 es mayor (41 cP contra 23cP), lo cual se debe a que este fluido tiene mayor contenido de partículas sólidas por incluir HEC sólido; el punto cedente de ambos fluidos es alto y poseen un valor mayor al mínimo requerido por el campo (12 - 18 lb/pie²).

Si son evaluados estos fluidos después de ser sometidos al envejecimiento se puede apreciar que las lecturas de esfuerzo a moderadas tasas de corte sufren poca degradación, por lo que se puede decir que ambos fluidos poseen estabilidad térmica. De igual manera que antes de envejecer, el fluido B1 presenta mayores lecturas a altas tasas de corte, mientras que a las tasas más bajas (6 y 3 RPM) el fluido A2 presenta mayores valores de lectura (tabla 5.22 y figura 5.18). El comportamiento de las propiedades reológicas después de envejecer es similar al de antes de envejecer, la viscosidad plástica de A2 (13cP) es menor por contar con un aditivo en líquido (HEC), y a pesar de que el punto cedente de B1 es mayor (107 lb/pie² para B1 y 89 lb/pie² para A2), ambos son suficientes como para limpiar el hoyo de producción. Por último, los geles presentan valores altos y lineales debido a la proximidad de sus valores, siendo A2 el fluido que presenta mayores geles.

Por otra parte, los fluidos B3 y A4 fueron preparados usando XCD 25lbs C. En la tabla 5.21 se contempla que antes de envejecer los valores de lectura de esfuerzo de 600 RPM a 10 RPM más altos los presenta B3, pero para las menores tasas de corte, de 6 RPM a 3 RPM, las mayores lecturas las presenta A4, dicho comportamiento se mantiene después de envejecer y puede ser apreciado en la tabla 5.22. Lo expresado anteriormente puede ser observado gráficamente en las figuras 5.17 y 5.18, en las cuales se aprecia que tanto para antes como para después de envejecer, el fluido B3 posee una curva con una tendencia hacia mayores lecturas de esfuerzo a medida que aumenta la velocidad de corte, pero cuando la velocidad de corte disminuye, en un determinado punto las curvas B3 y A4 se interceptan, dejando B3 de presentar altas

lecturas, siendo ahora A4 el que presenta mayores lecturas. En cuanto a las propiedades reológicas, las tablas 5.21 y 5.22 evidencian que para antes como para después de envejecer las propiedades sufren poca degradación térmica, presentando B3 mayores valores de viscosidad plástica (43 cP y 31 cP, AE y DE respectivamente) por poseer un aditivo más en estado sólido (HEC), además de que presenta mayor punto cedente (88 lb/pie^2 y 84 lb/pie^2 , AE y DE respectivamente), sin embargo, los mayores valores de geles los presenta el fluido A4.

En otro orden de ideas, es importante señalar que en un sistema viscoelástico el HEC es un polímero que proporciona la viscosidad a altas tasas de corte, mientras que a bajas tasas de corte es la XCD la que proporciona la viscosidad. Si son comparados los cuatro sistemas que han sido analizados hasta ahora (B1, A3, B3 y A4), se percibe que con respecto a la Goma Xántica, la XCD Reproxan presenta mayores valores de lecturas tanto antes como después de envejecer, por lo que se concluye que posee un mejor rendimiento, lo cual ya había sido validado en los ensayos realizados en las formulaciones previas. En relación con el HEC, se puede decir que a altas tasas de corte los fluidos con HEC sólido presentan mayores valores de lecturas que los fluidos con HEC líquido.

Por otra parte, los fluidos BL5, BS6, AL7 y AS8 fueron formulados y preparados con la intención de evaluar el comportamiento del MgO, tanto líquido como sólido, al usarse un HEC sólido o líquido, y así verificar cuál combinación de estos aditivos presenta la mejor compatibilidad.

Los fluidos BL5 y BS6 contienen HEC en estado sólido, tanto antes como después de envejecer, el fluido BL5 (con MgO líquido) presentó mayores valores en sus lecturas de esfuerzo para las tasas de corte evaluadas (tablas 5.21 y 5.22). En las figuras 5.17 y 5.18 se evidencia que durante todo el rango de velocidades de corte trabajado (3 – 600 RPM) el fluido con MgO líquido (BL5) presenta una curva con una tendencia por encima del fluido con MgO sólido (BS6). Con respecto a las propiedades reológicas,

el fluido con MgO líquido presenta menor viscosidad plástica por poseer menos partículas sólidas; los geles de mayor valor los presenta BL5, al igual que mayor PC, en resumen, el fluido con MgO líquido presenta mejores propiedades reológicas.

Los fluidos AL7 y AS8 contiene HEC en estado sólido, al observar las tablas 5.21 y 5.22 se hace notar que cuando se trata de altas tasas de corte (100 – 600 RPM) el fluido con MgO sólido (AS8) presenta mayores valores de lecturas, sin embargo para las menores velocidades alcanzadas por el equipo (3 – 6 RPM) el fluido con MgO líquido presenta mayores valores de lectura de esfuerzo, esto puede ser verificado gráficamente al observarse las figuras 5.17 y 5.18. Las propiedades reológicas de estos fluidos presentadas en las tablas 2.1 y 5.22 evidencian que, como se esperaba, el fluido con MgO y HEC líquido presenta menor viscosidad plástica (20 cP y 12 cP, AE y DE respectivamente) y mayores geles antes y después de envejecer, y su punto cedente está por encima de los valores mínimos requeridos (85 lb/pie² y 82 lb/pie²).

Finalmente, en base al ensayo reológico se puede decir que, al evaluar el comportamiento de los dos tipos de MgO usando HEC sólido y líquido, los fluidos con MgO líquido presentaron mejor comportamiento reológico (mayores lecturas de esfuerzo y propiedades reológicas). Si bien es cierto que los fluidos con HEC sólido presenta mayores lecturas que los que poseen HEC líquido a altas tasas de corte, a bajas tasas de corte los fluidos con HEC líquido presentan mayores lecturas de esfuerzo.

Cabe destacar que en los sistemas viscoelásticos las lecturas de mayor trascendencia son las tomadas en el viscosímetro a su menor velocidad permitida, ya que dan una idea de la viscosidad a bajas tasas de corte, esto es, los fluidos que presenten mayores lecturas a 3 y 6 RPM son los fluidos que posiblemente presenten mayor Medida Brookfield, y por consiguiente mayores propiedades viscoelásticas. En tal sentido, el fluido (de los 4 últimos sistemas evaluados) que presenta mayores lecturas a 3 y 6 RPM es el AL7, por lo que reológicamente hablando es este sistema el que posee

mejor carácter viscoelástico. De igual manera, lo expresado anteriormente se ve reflejado en el fluido A2.

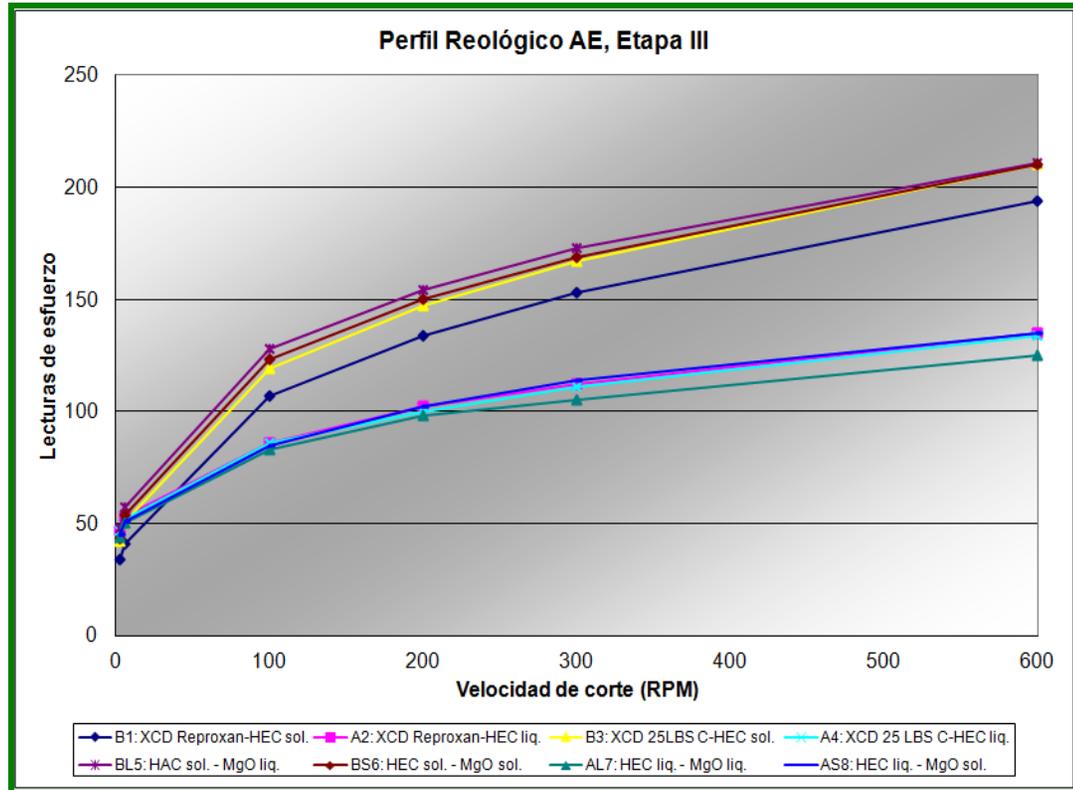


Figura 5.17: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte antes de envejecer (AE), Etapa III

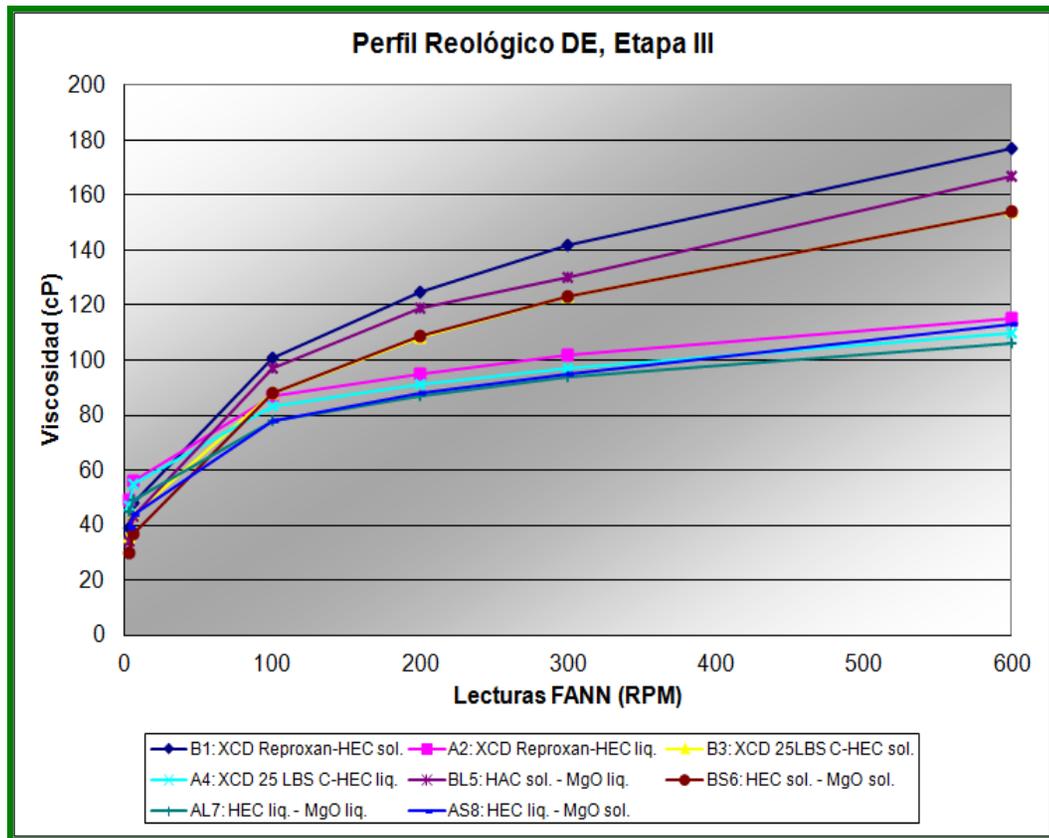


Figura 5.18: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte después de envejecer (DE), Etapa III

▪ **Viscosidad a Bajas tasas de corte**

Los resultados de este ensayo se presentan en las tablas 5.23 y 5.24 para las formulaciones antes y después de envejecer respectivamente.

Tabla 5.23: Viscosidad a baja de corte antes de envejecer, Etapa III

Muestra AE	Viscosidad promedio (cP)
B1	87.986
A2	176.143
B3	81.281
A4	156.762
BL5	68.105
BS6	60.276
AL7	133.333
AS8	130.714

Tabla 5.24: Viscosidad a baja de corte después de envejecer, Etapa III

Muestra AE	Viscosidad promedio (cP)
B1	69.781
A2	135.667
B3	48.857
A4	119.524
BL5	41.005
BS6	39.224
AL7	103.062
AS8	48.586

Al observar las tablas 5.23 y 5.24 se puede percibir que de los cuatro fluidos preparados con distintas Gomas Xánticas, HEC y MgO líquido, son los fluidos con HEC líquido los que presentan mayor viscosidad a bajas tasas de corte, tanto antes como después de envejecer, éstos son A2 y A4, siendo A2 el de mayor viscosidad, 156.762 cP para antes de envejecer y 119.524 cP para después de envejecer, además se aprecia que sufre poca degradación térmica, aproximadamente un 23%. En base a esto, se puede decir que bajo los parámetros de Medida Brookfield el fluido que presenta mejor comportamiento viscoelástico es A2. Es importante señalar que se valida lo que se predijo en el análisis reológico, debido a que fue el fluido A2 el que presentó mayores lecturas de esfuerzo a las mínimas velocidades de corte a las que trabaja el viscosímetro.

En otro orden de ideas, como se pronosticó en el análisis reológico, de los fluidos BL5, BS6, AL7 y AS8, es el fluido con HEC líquido y MgO líquido (AL7) el que presenta mayor viscosidad a bajas tasas de corte, así como es el que sufre menor degradación térmica (tablas 5.23 y 5.24). Por lo que en términos de viscosidad a bajas tasas de corte, se valida que el sistema con mejor comportamiento viscoelástico es aquel que es formulado usando MgO y HEC en estado líquido ambos.

- **Grado de viscoelasticidad de los fluidos**

Barrido de Deformación

El rango de viscoelasticidad se determina en un barrido de deformación de 1 a 10% a una frecuencia angular de 1 rad/seg, las imágenes de los barridos de deformación generadas por el *Software Rheoplus de Anton Paar* se muestra en los anexos 7 y 8.

En las figura 5.19 y 5.20 se presentan los resultados del módulo elástico (G'), modulo viscoso (G'') y cociente de los módulos elástico y complejo (G'/G^*), que representa la fracción elástica, para las formulaciones antes y después de envejecer, mientras mayor sea el valor del módulo elástico y viscoso mejores serán las propiedades viscoelásticas de los fluidos. Si son observados los valores de los módulos elásticos y viscosos de los fluidos antes y después de envejecer, es posible apreciar que siempre el módulo elástico mayor que 6 Pa, a su vez es superior al viscoso. Por su parte, para todos los casos, la fracción elástica se mantiene superior a 0,7.

En ese mismo orden de ideas, si se observan los fluidos B1, A2, B3 y A4 antes de envejecer en la figura 5.19, se puede contemplar que los fluidos con HEC líquido presentan mejor comportamiento de sus propiedades viscoelásticas, siendo el fluido A4 el de mayor módulo elástico (41,58 Pa), viscoso (11,94 Pa) y fracción elástica (0,96). Sin embargo, después de envejecer (figura 5.20) el fluido A4 sufre mayor degradación por los efectos de la temperatura, quedando el fluido A2 con mayores

valores de los módulos (módulo elástico 34,18 Pa y viscoso de 13,3 Pa) y fracción elástica (0,93). Por tal razón, es el fluido A2 el que posee un mejor comportamiento viscoelástico en función del barrido de deformación.

Si son evaluados los últimos cuatro fluidos, se puede apreciar que los fluidos con HEC líquido antes y después de envejecer presentan mayor módulo elástico, viscoso y fracción elástica, por lo que se considera que el mejor comportamiento viscoelástico lo presentan los fluidos con HEC líquido.

Por otra parte, el fluido BS6 después de envejecer (figura 5.20) evidencia un comportamiento viscoelástico no esperado, ya que presenta valores de los módulos y fracción elástica mayores que los obtenidos antes de envejecer (figura 5.19), dicha situación se atribuye a alguna perturbación ambiental durante la corrida del barrido de deformación para esta muestra de fluido (como lo es exceso de ruido en el laboratorio).

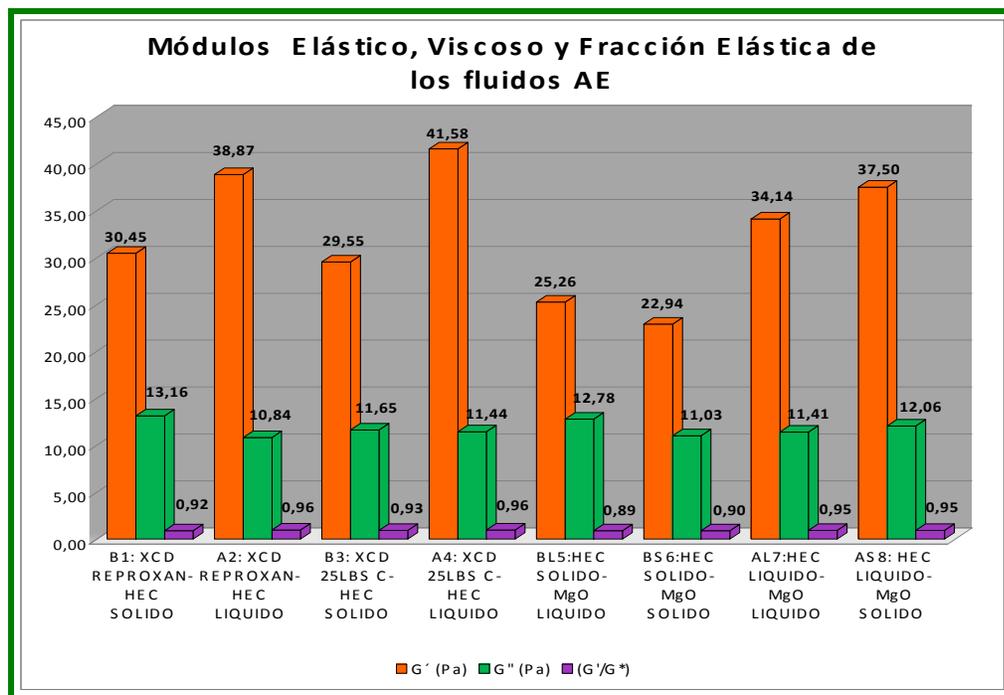


Figura 5.19: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* antes de envejecer (AE), Etapa III

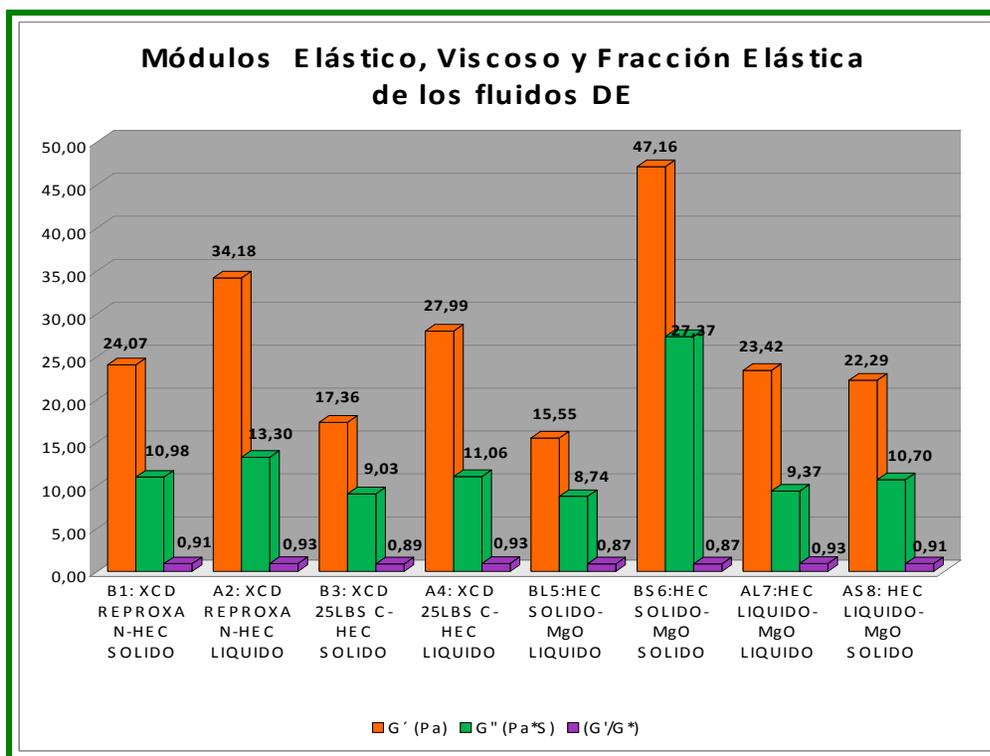


Figura 5.20: Resultados de los módulos G', G'' y G'/G* después de envejecer (DE), Etapa III

Barrido de frecuencia

El barrido de frecuencia se corrió a una deformación constante del 5% y 0,01 rad/seg a 100 rad/seg como rango de frecuencia, las imágenes de los barridos de frecuencia generadas por el *Software Rheoplus de Anton Paar* se muestra en los anexos 9 y 10. En la Figura 5.9 y la Figura 5.10 se muestra gráficamente y de manera comparativa, la relación del módulo elástico entre el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas evaluados en este estudio.

Para el caso de los fluidos antes de envejecer, en la figura 5.21 se evidencia que todos los fluidos formulados presentan una relación modulo elástico-viscoso mayor a uno (1) a lo largo del barrido de frecuencia. Para el caso particular de los fluidos B1, A2, B3 y A4 se aprecia que los fluidos con HEC sólido presentan una curva con una tendencia más próxima a la asíntota trazable por $Y = 1$, mientras que con HEC

líquido la tendencia de las curvas está más alejada de $Y = 1$, por lo que, los últimos poseen un comportamiento más elástico que viscoso que los anteriores, es decir, presentan mayor viscoelasticidad.

Continuando con los fluidos antes de envejecer, de los fluidos BL5, BS6, AL7 y AS8, se puede contemplar en la figura 5.21 que los fluidos con HEC sólido (BL5 y BS6) presentan menor comportamiento viscoelástico por su proximidad a la asíntota trazable por $Y = 1$, siendo el fluido con MgO líquido, de estos dos, el que presenta mayor viscoelasticidad. Por su parte, los fluidos con HEC líquido (AL7 y AS8) presentan curvas con tendencias similares, siendo éstas las que presentan una relación más viscosa que elástica, lo que se traduce en, mejor viscoelasticidad.

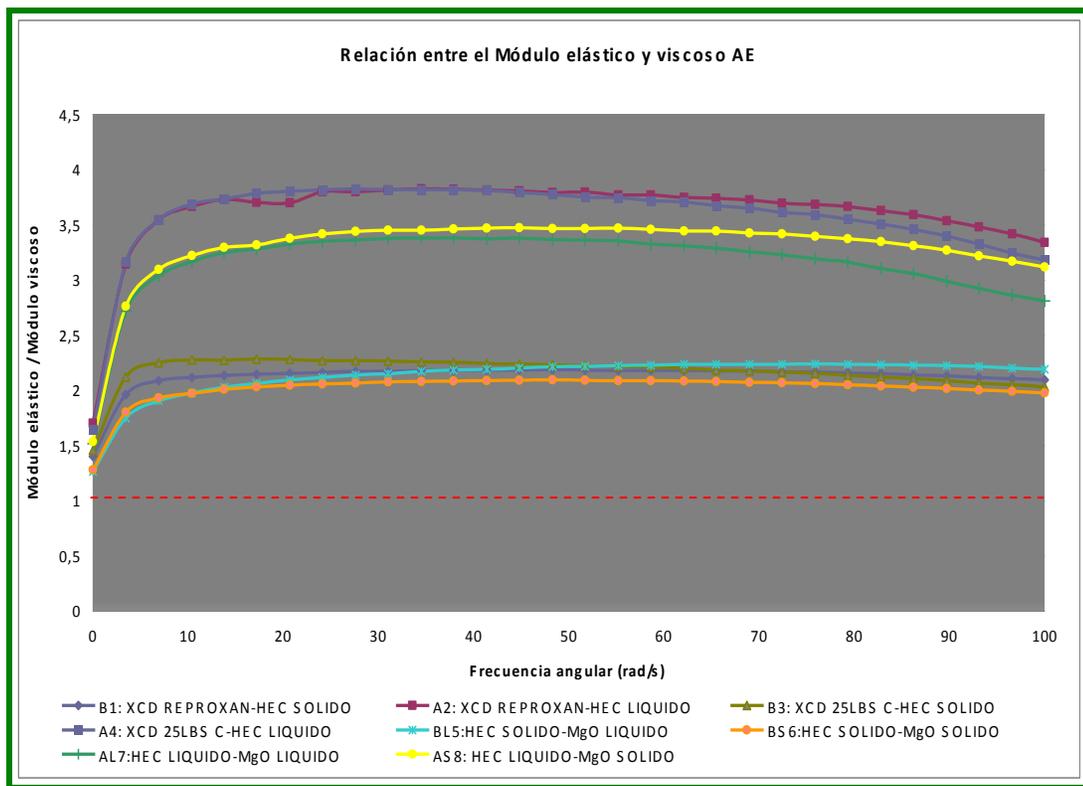


Figura 5.21: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos antes de envejecer (AE), Etapa III

En otro orden de ideas, para el caso de los fluidos después de envejecer, todos presentan un comportamiento más elástico que viscoso, lo cual se evidencia en la figura 5.22. Al igual que antes de envejecer, los fluidos A2 y A4 (con HEC líquido) presentan una tendencia más viscoelástica que los fluidos B1 y B3 (con HEC sólido), además de que se aprecia que sufren una baja degradación térmica, siendo el fluido A2 el que presenta el mejor comportamiento viscoelástico. Por su parte, los fluidos con HEC sólido presentan una tendencia menos viscoelástica, aunque el fluido con MgO líquido (BL5) muestra mayor viscoelasticidad que el fluido BS6; al igual que antes de envejecer, los fluidos con HEC líquido presentan mayor tendencia viscoelástica, estando el fluido con MgO líquido por encima del fluido con MgO sólido, es decir, AL7 es más viscoelástico que AS8.

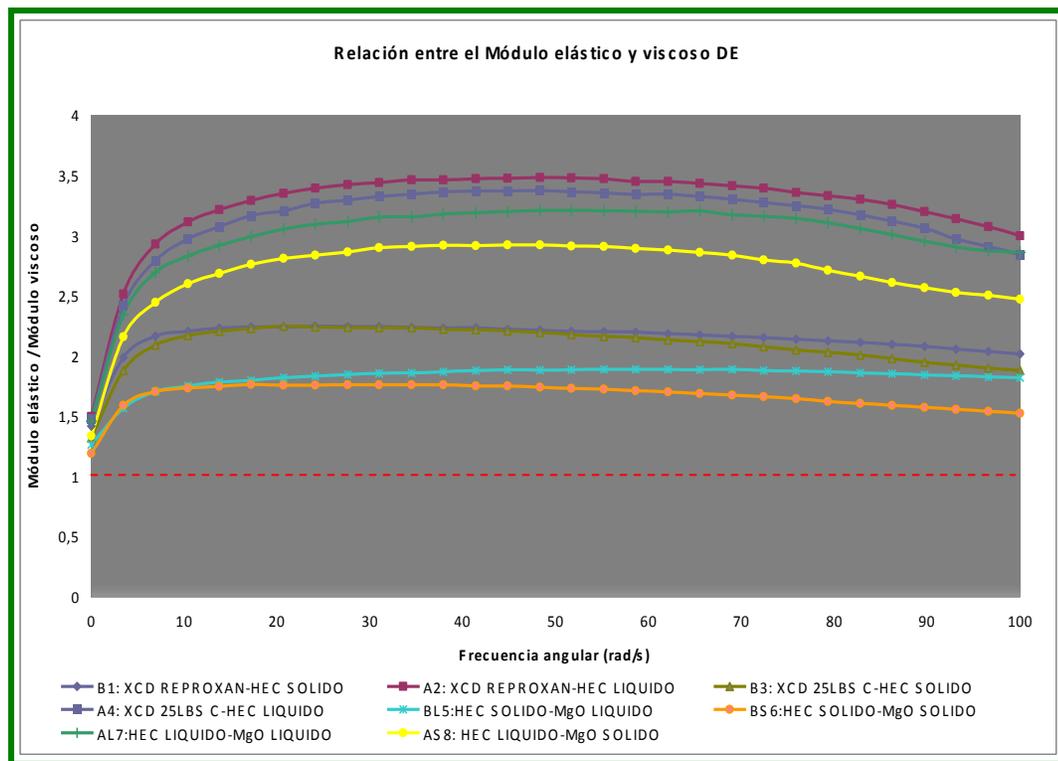


Figura 5.22: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos después de envejecer (DE), Etapa III

En definitiva, se validó que los sistemas formulados usando HEC líquido y MgO líquido presentan mayores propiedades viscoelásticas (según el barrido de deformación) y son menos afectados térmicamente, ya que para las cuatro formulaciones realizadas a partir de una XCD y variando el tipo de HEC y MgO la mejor curva de relación elástica-viscosa la presentó el fluid AS8. Así mismo, el fluido realizado a partir XCD de Reproxan, HEC líquido y MgO líquido fue el mejor de los cuatro sistemas formulados.

Modelo de Maxwell Normalizado

Al observar el diagrama de Maxwell de los fluidos antes de envejecer se aprecia que la densidad de los puntos sobre las curvas normalizadas (módulo elástico, módulo viscoso y viscosidad) se ubica totalmente hacia el lado derecho, es decir, son sistemas viscoelásticos. Así mismo, en la figura 5.23 se observa que los fluidos que exhiben el mayor comportamiento elástico son A2 y A4.

Para después de someter a los fluidos al proceso de envejecimiento, el diagrama de Maxwell se muestra en la figura 5.24, al observar el mismo se puede notar que todos los fluidos siguen manteniendo el comportamiento viscoelástico, ya que la densidad de los puntos se ubican hacia el lado derecho de la asíntota trazable por $X = 1$, los cuales mantiene un comportamiento muy similar al que presentaban antes de envejecer, por lo que se evidencia que son estables térmicamente hablando.

De igual manera que antes de envejecer, en el diagrama presentado en la figura 5.24 se contempla que los fluidos que exhiben puntos más alejados de la asíntota $x = 1$ son A2 y A4, siendo los puntos de A2 los que más se alejan. En tal sentido se evidencia que el carácter más elástico lo presenta el fluido a base de HEC líquido y MgO líquido.

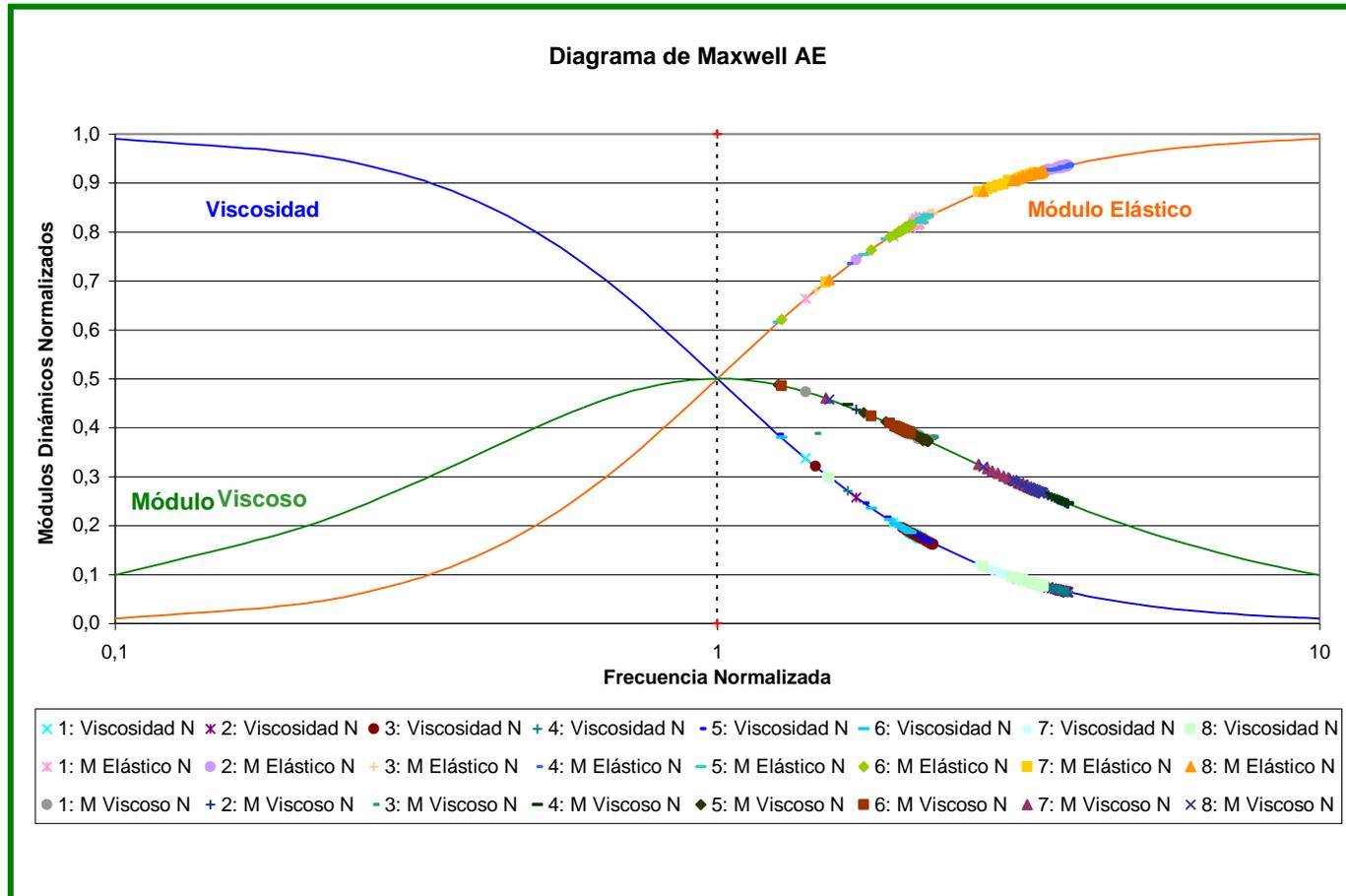


Figura 5.23: Diagrama de Maxwell Normalizado antes de envejecer (AE), Etapa III

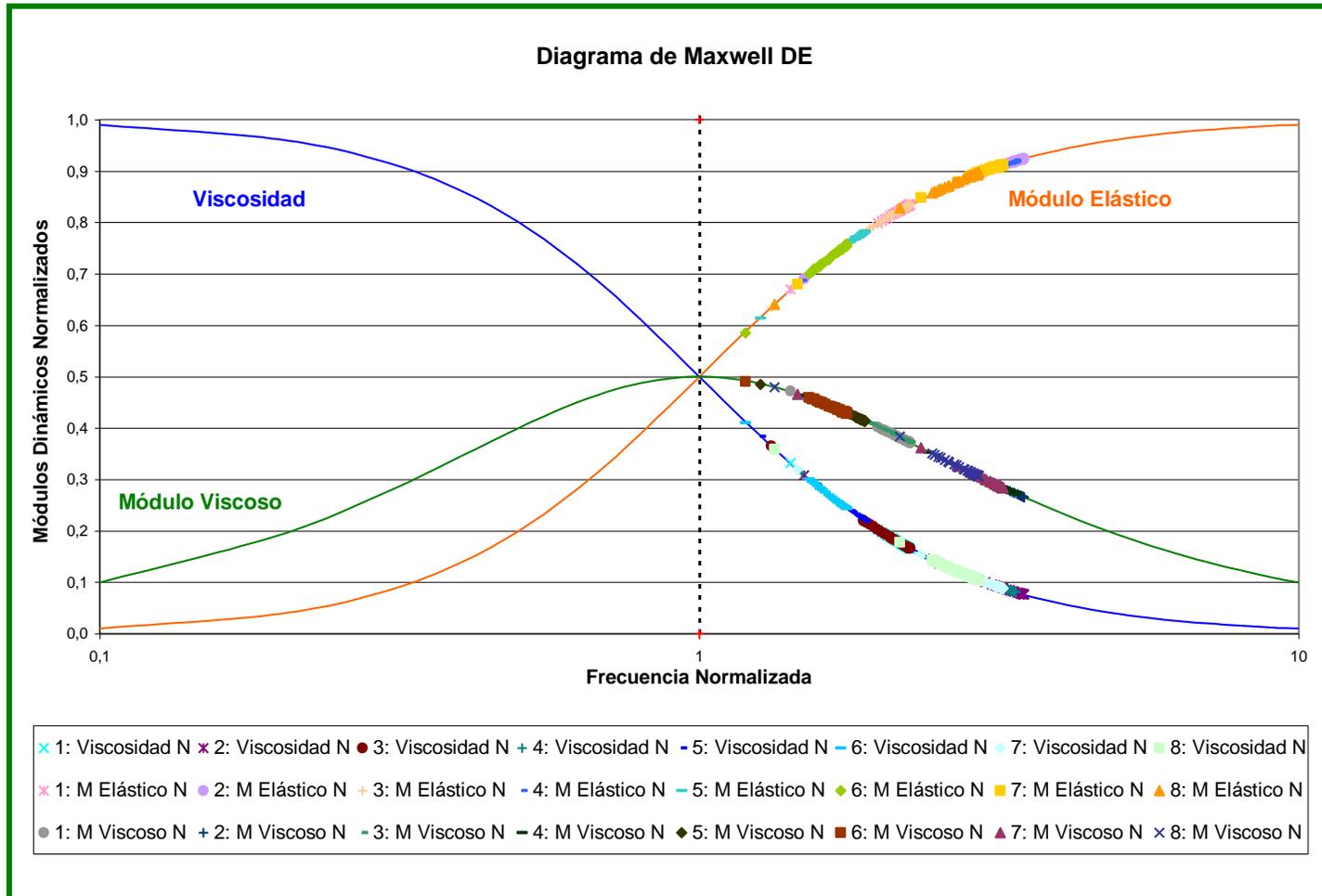


Figura 5.24: Diagrama de Maxwell Normalizado después de envejecer (DE), Etapa III

Finalmente, en base a los resultados obtenidos durante la tercera etapa de ensayos se determina que el fluido con mejor comportamiento de las propiedades reológicas, viscosidad a bajas tasas de corte y grado de viscoelasticidad es el fluido A2.

5.1.6 Selección del fluido para la perforación de hoyos de producción del Campo Borburata

De acuerdo a los resultados obtenidos de los ensayos de viscoelasticidad realizados durante las etapas de formulación se determina que el sistema que muestra las propiedades necesarias y mayor grado de viscoelasticidad para perforar la zona en estudio es aquel que contiene en su composición Goma Xántica Reproxan, HEC líquido y Óxido de Magnesio líquido, específicamente la formulación **A2** de la tercera etapa de formulaciones.

Durante el ensayo de integridad de la Goma Xántica la XCD Reproxan demostró poseer mejores características tanto reológicas como viscoelásticas, lo cual se vio reflejado durante las tres etapas de formulación, ya que consistentemente los sistemas viscoelásticos que exhibían mejores características eran los preparados con esta clase de Goma Xántica.

Con respecto a las lecturas de esfuerzo a moderadas tasas de corte, tanto antes como después de envejecer, dicho fluido presenta las mayores lecturas a las menores velocidades alcanzadas por el viscosímetro, los cuales fijan un punto cedente de 89 lb/pie², el cual es más de cinco veces del mínimo establecido por PDVSA Servicios para la perforación de un hoyo de producción en el Campo Borburata. Además es el fluido que presenta el menor valor de la viscosidad plástica, lo cual indica que es el fluido con menos partículas sólidas en suspensión.

En función del grado de viscoelasticidad, se pudo apreciar que para los tres análisis realizados con los resultados de la prueba de oscilación (barrido de frecuencia,

barrido de deformación y diagrama de Maxwell Normalizado) el fluido A2 mostró mejor desempeño de las propiedades viscoelásticas, teniendo siempre mayor carácter elástico que viscoso.

Igualmente, una vez sometidos los fluidos al envejecimiento, se contempla que este fluido mantenía sus propiedades tanto reológicas como viscoelásticas por encima de los otros fluidos, lo cual se traduce en mayor estabilidad térmica, esto es, el fluido demuestra mayor tolerancia a la degradación por los efectos de la temperatura.

En cuanto a la densidad teórica de este fluido es 8.53 lpg, en vista de que se trata de la perforación de hoyos destinados a la producción de hidrocarburos es necesario evaluar si esta densidad no sobrepasa el gradiente de fractura de la zona, debido a que en caso de ser mayor se fracturaría la formación y se tendrían pérdidas de circulación por fracturamiento.

Según PDVSA Exploración y Producción el Campo Borburata comprende dos zonas de presión, una de alta y otra de baja, por lo que el gradiente de fractura promedio para la zona de baja presión es 0,67 psi/pie y para la zona de alta es 0,76 psi/pie.

La expresión para calcular el gradiente de fractura en función de la densidad se presenta en la ecuación 5.2:

$$G_f = 0,052 * \rho_f$$

Ecuación 5.2: Gradiente de fractura en función de la densidad

Donde:

G_f: Gradiente de fractura [psi/pie]

ρ_f: Densidad de fractura [lpg]

A partir de la ecuación 5.2 se calcula la densidad de fractura para la zona de menor presión (pfa), utilizando el gradiente de fractura promedio y despejando la densidad:

$$0,67 = 0,052 * \rho_{fa}$$

$$\rho_{fa} = 12,9 \text{ lpg}$$

Si se compara con la densidad del fluido diseñado se tiene

$$8,53 \text{ lpg} < 12,9 \text{ lpg}$$

Usando la ecuación 5.2 se calcula la densidad de fractura para la zona de mayor presión (ρ_{fb}), utilizando el gradiente de fractura promedio y despejando la densidad:

$$0,76 = 0,052 * \rho_{fb}$$

$$\rho_{fb} = 14,6 \text{ lpg}$$

Si se compara con la densidad del fluido diseñado se tiene

$$8,53 \text{ lpg} < 14,6 \text{ lpg}$$

En función de los cálculos realizados anteriormente se valida que el fluido diseñado posee una densidad menor que las densidades de fractura correspondientes a las dos zonas de presión del Campo Borburata, por lo que la presión generada por la columna hidrostática de este fluido siempre estará por debajo de la presión de fractura y en consecuencia no se fracturará la formación, por lo que no se tendrán pérdidas de circulación por fracturamiento hidráulico durante la perforación.

Finalmente, se ha verificado que el fluido A2 cumple con los requerimientos del Campo Borburata, porque presenta el mayor grado de viscoelasticidad y propiedades reológicas por encima de los valores mínimos requeridos, lo que lo convierte en el mejor candidato para la perforación de dicha zona.

A continuación se presenta la tabla con la formulación final del sistema viscoelástico para la perforación de los hoyos productores del Campo Borburata.

Tabla 5.25: Formulación final del fluido (A2) para el Campo Borburata

	FORMULACIÓN
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lpb)
H2O	333,6
KCL	10
Sulfito	1,9
XCD reproxan	3,8
HEC líquido	2,9
Almidón	1,9
MgO líquido	1,9
MEA	1,9
Biocida	0,5

5.1.7 Caracterización del fluido

La caracterización del fluido seleccionado se realizó en base a la norma API 13-B1, la cual señala los ensayos que deben ser llevados a cabo para obtener las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación.

- **Ensayos de análisis físico**

Los resultados de los ensayos físicos realizados al fluido seleccionado (A2) antes y después de envejecer se presentan en la tabla 5.26.

Tabla 5.26: Resultados de los ensayos de análisis físicos realizados al fluido seleccionado antes y después de envejecer (AE y DE respectivamente)

Propiedades	AE	DE
Densidad [lpg]	8,5	8,5
Filtrado API: 7,5'' / 30' [cc]	2,5 / 6	2,5 / 6,7
Espesor del revoque API [pulg]	2 / 32	2 / 32
Características del revoque API	Color blanquecino y de consistencia gelatinosa	Color blanquecino y de consistencia gelatinosa
Filtrado ATAP 10' / 20' / 30' [cc], 260°F	1,5 / 4,3 / 6,3	8 / 10 / 14
pH	9,3	9,3
Espesor del revoque ATAP [pulg]	3 / 32	3 / 32
Características del revoque ATAP	Color blanquecino y de consistencia gelatinosa	Color blanquecino y de consistencia gelatinosa
% v/v Sólidos	10	9
% v/v Agua	90	91
% v/v Arena	Trazas	Trazas

De las propiedades evaluadas se puede comentar que la densidad medida coincide con el valor de la densidad teórica (8,52 lpg).

El filtrado es un indicador de la cantidad de fase continua que invade a las formaciones permeables a través del revoque. Para un sistema viscoelástico el control del filtrado se tiene a partir del revoque y el aumento de la viscosidad. El fluido A2 presenta bajo filtrado API, lo cual se mantiene después de envejecer. Para este ensayo el revoque presenta una apariencia semi delgada, color blanquecino y consistencia gelatinosa, éste puede observarse en la figura 5.25. En cuanto al filtrado ATAP (Alta Temperatura y Alta Presión), se aprecia que antes de envejecer se presenta baja filtración, sin embargo después de envejecer el controlador de filtrado ha sufrido cierta degradación térmica, y al ser sometido el fluido a 260 °F y 500 psi se obtiene mayor filtrado ATAP. Para este ensayo el revoque presenta consistencia gelatinosa, color blanquecino y un poco más grueso que el revoque API, el mismo puede ser apreciado en la figura 5.26.



Figura 5.25: Revoques obtenido del ensayo Filtrado API del fluido seleccionado antes y después de envejecer [Fotografías tomadas por Pérez, 2011]



Figura 5.26: Revoques obtenido del ensayo Filtrado ATAP del fluido seleccionado antes y después de envejecer [Fotografías tomadas por Pérez, 2011]

El pH es una propiedad que afecta la solubilidad de los polímeros, debido a que determina el grado de ionización de los grupos funcionales a lo largo de la cadena del polímero, donde la solubilidad óptima de la XCD y el HEC se obtiene con un pH entre 8,5 y 9,5 (*M-I Drilling Fluids*, 2001). En tal sentido, el pH del fluido está dentro del rango de solubilidad de los polímeros.

Al observar el ensayo de porcentaje de sólidos y agua se determina que el fluido posee un bajo contenido de sólidos, lo cual es una característica de los fluidos viscoelásticos.

La arena es un sólido abrasivo e indeseable, por tal razón se evalúa su existencia en los fluidos. Los sistemas viscoelástico son libres de arena porque su formulación no incluye algún aditivo con sólidos tamaño arena, por tal motivo este ensayo dio trazas, que se traduce en cero contenido de arena. Lo cual es ideal para la perforación de hoyos productores, debido a que se evita el daño.

▪ Ensayos de análisis químico

Los resultados de los ensayos químicos antes y después de envejecer se presentan en la tabla 5.27.

Tabla 5.27: Resultados de los ensayos de análisis químicos realizados al fluido seleccionado antes y después de envejecer (AE y DE respectivamente)

Propiedades	AE	DE
Cloruros (mg/L)	10.700	10.600
Dureza como Calcio (mg/L)	680	680
Pf (cc de H ₂ SO ₄)	2	2,1
Mf (cc de H ₂ SO ₄)	1,1	1,4
Pm (cc de H ₂ SO ₄)	4,6	3,6

Los cloruros es una medida que da la idea de los iones de cloro presentes en el filtrado, para el fluido seleccionado se observa que antes y después de envejecer se midieron valores muy próximos, característicos de un sistema viscoelástico.

La dureza como calcio medida antes y después de envejecer el fluido presentó el mismo valor, esta medida permite conocer la cantidad de sales de Calcio y Magnesio disueltas en el filtrado.

La alcalinidad determina las concentraciones de oxidrilos, carbonatos y bicarbonatos (OH⁻, CO₃⁻ y HCO₃⁻) midiendo la cantidad de ácido para reducir el pH (M-I *Drilling Fluids*, 2001). En tal sentido y en base a la Guía General del Laboratorio de Fluidos de perforación y Cementación de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV las

expresiones para determinar las concentraciones de OH^- , CO_3^{2-} y HCO_3^- son las siguientes:

Tabla 5.28: Concentraciones de OH^- , CO_3^{2-} y HCO_3^- en función de la relación entre el Pf y el Mf

	Correlación	OH^- (mg/L)	CO_3^{2-} (mg/L)	HCO_3^- (mg/L)
1	$\text{Pf} = 0$	0	0	$1220 \times \text{Mf}$
2	$2 \text{ Pf} < \text{Mf}$	0	$1200 \times \text{Pf}$	$1220 \times (\text{Mf} - 2 \times \text{Pf})$
3	$2 \text{ Pf} = \text{Mf}$	0	$1200 \times \text{Pf}$	0
4	$2 \text{ Pf} > \text{Mf}$	$340 \times (2 \times \text{Pf} - \text{Mf})$	$1200 \times (\text{Mf} - \text{Pf})$	0
5	$\text{Pf} = \text{Mf}$	$340 \times \text{Mf}$	0	0

En base a la tabla 5.28 y la tabla 5.27 el fluido corresponde a la cuarta sección de correlaciones, de ahí que, las concentraciones de oxidrilos, carbonatos y bicarbonatos son las siguientes:

OH^- : 986 – 952 mg/L

CO_3^{2-} : 1080 – 840 mg/L

HCO_3^- : 0 mg/L

Finalmente, es importante que durante la perforación de los pozos se lleve un seguimiento constante de estos valores, debido a que a partir de los mismos se puede determinar la existencia de contaminantes en el fluido.

5.1.8 Comparación entre el fluido seleccionado y Permavisc®

Permavisc® es el sistema viscoelástico patentado por PDVSA Intevep, el mismo posee en su formulación dos polímeros viscosificantes (HEC y XCD), un polímero controlador del filtrado (almidón), KCl como inhibidor de lutitas, Sulfito de Sodio como secuestrante de Oxígeno, para el control del pH y mantener la estabilidad térmica MgO, MEA como antioxidante y extendedor térmico y un bactericida. Este es preparado en base a aditivos pertenecientes a compañías específicas, es decir, los

aditivos de este sistema son de distinta calidad que los de Interfluid. La formulación del sistema Permavisc® empleada es la que se contempla en la tabla 5.29.

Tabla 5.29: Formulación del Permavisc®

	FORMULACIÓN
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lpb)
H2O	333,5
KCL	10
Sulfito	1,9
XCD	3,8
HEC Sólido	1,9
Almidón	2,9
MgO Sólido	1,9
MEA	1,9
Biocida	0,5

Para el Permavisc® la densidad teórica tiene un valor de 8, 53 lpg, el mismo valor fue obtenido al medir la densidad usando la balanza de fluido.

Cabe destacar que la intención de esta sección es comparar las propiedades del sistema viscoelástico diseñado con las del sistema base de PDVSA Intevep.

A continuación se presentan los valores de lectura de esfuerzo de corte del sistema Permavisc® antes y después de envejecer, los mismos son contrapuestos con los valores del fluido A2 obtenidos en la Etapa III de formulación. En las tablas 5.30 y 5.31 (antes y después de envejecer respectivamente) se puede apreciar que el sistema Permavisc® muestra mayores lecturas de esfuerzo a altas tasas de corte, sin embargo a las velocidades más bajas el fluido A2 exhibe mayores lecturas, por lo que será este fluido el que presente mayor viscosidad a bajas tasas de corte.

Tabla 5.30: Lecturas del viscosímetro FANN 35 Permavisc® vs. A2 antes de envejecer

	Permavisc	A2
Velocidad FANN	Lecturas FANN	
600	190	135
300	153	112
200	138	102
10	111	86
6	45	53
3	36	47
Geles 10''	37	50
Geles 10'	39	52
VP (cP)	37	23
PC (lb/100pie²)	116	89

Tabla 5.31: Lecturas del viscosímetro FANN 35 Permavisc® vs. A2 después de envejecer

	Permavisc	A2
Velocidad FANN	Lecturas FANN	
600	139	115
300	109	102
200	95	95
10	76	87
6	32	56
3	24	49
Geles 10''	23	50
Geles 10'	26	51
VP (cP)	30	13
PC (lb/100pie²)	79	89

En las figuras 5.27 y 5.28 se exponen los gráficos de perfil reológico construidos a partir de los datos presentados en las tablas 5.31 y 5.32.

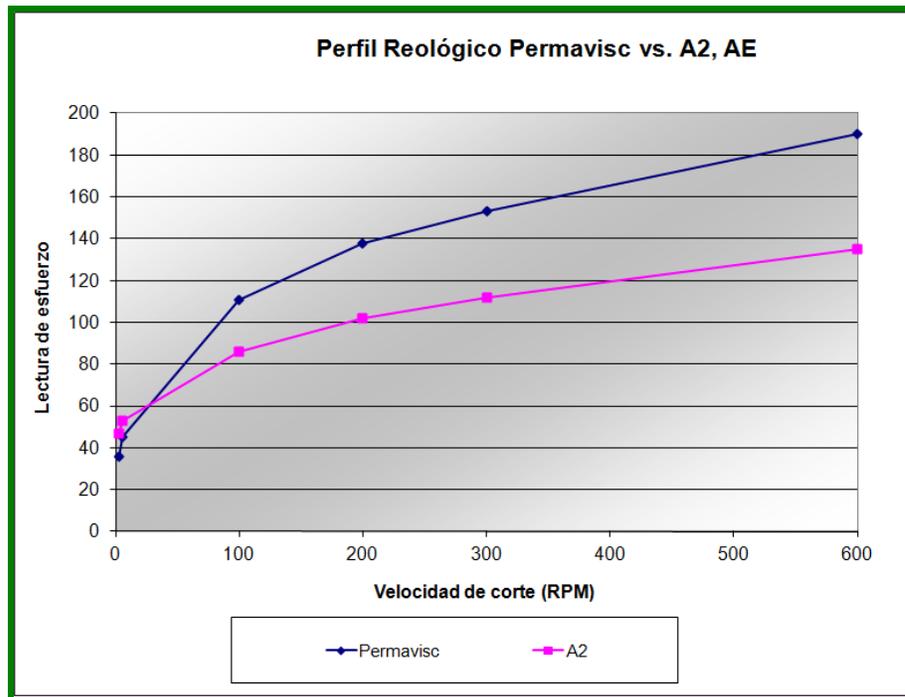


Figura 5.27: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte Permavisc® vs. A2 antes de envejecer (AE)

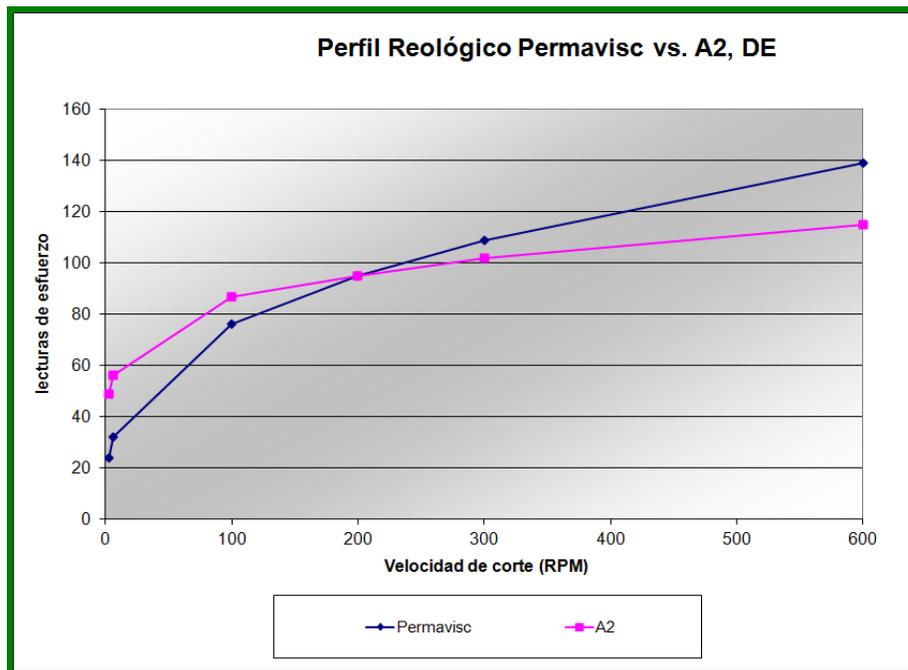


Figura 5.28: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte Permavisc® vs. A2 después de envejecer (DE)

Con respecto a las propiedades reológicas de ambos fluidos se aprecia que el fluido A2 muestra mayores esfuerzos de geles, lo cual se cumple antes y después de envejecer; la viscosidad plástica del Permavisc® es mayor debido a que este sistema posee más aditivos en estado sólido; en último lugar, se aprecia que el punto cedente del fluido A2 es menor (antes y después de envejecer), sin embargo, presenta un valor 87% mayor del mínimo requerido (12 a 18 lb/pie²).

En otro orden de ideas, los valores obtenidos durante la medición de la viscosidad a bajas tasas de corte del sistema Permavisc® antes y después de envejecer son presentados a continuación, éstos son contrapuestos con los valores obtenidos para el fluido A2 durante la misma medición.

Tabla 5. 32: Viscosidad a baja de corte Permavisc® vs. A2 antes y después de envejecer

Fluido	Viscosidad promedio (cP) AE	Viscosidad promedio (cP) DE
Permavisc®	67.076	34.324
A2	176.143	135.667

En la tabla 5.32 se contempla que el fluido A2 presenta valores mucho mayores de viscosidad a bajas tasas de corte antes y después de envejecer (62% y 75% mayor, respectivamente), lo cual se predijo anteriormente a partir de las lecturas de 3 y 6 RPM obtenidas.

Por otra parte, a partir del barrido de deformación se generaron los gráficos presentados en las figuras 5.29 y 5.30, en éstos se contempla que ambos fluidos cumplen con los parámetros teóricos de elasticidad para este tipo de barrido, ya que los módulos elásticos son mayores a 6 Pa, a su vez son mayores que los viscosos antes y después de envejecer, y la fracción elástica es mayor a 0,70. Sin embargo, el mayor grado de elasticidad lo presenta el fluido A2, por lo tanto es éste más viscoelástico.

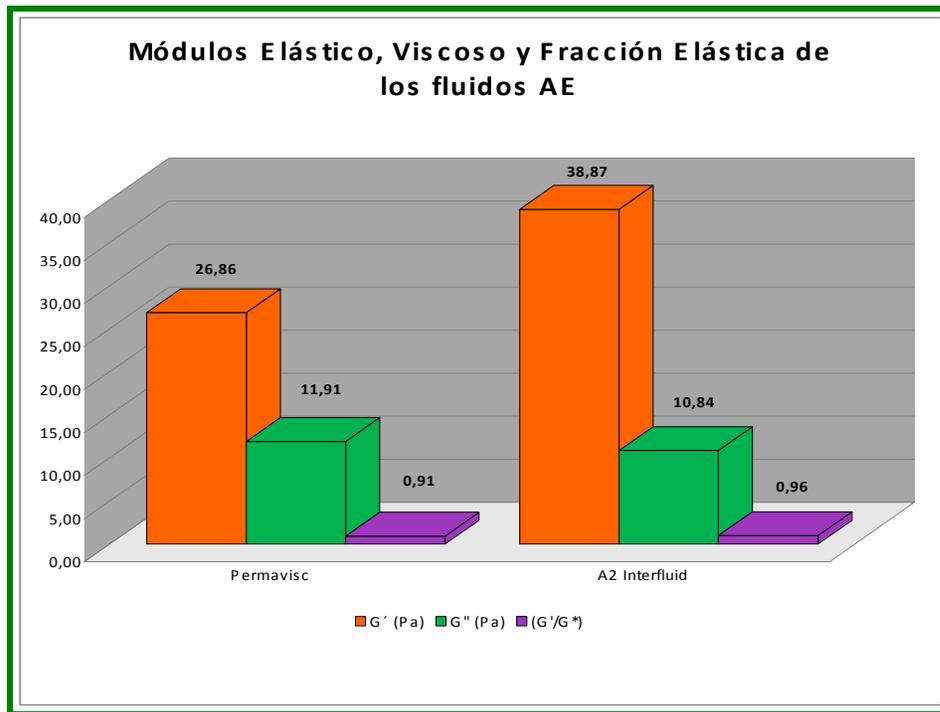


Figura 5.29: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G'' Permavisc® vs. A2 antes de envejecer (AE)

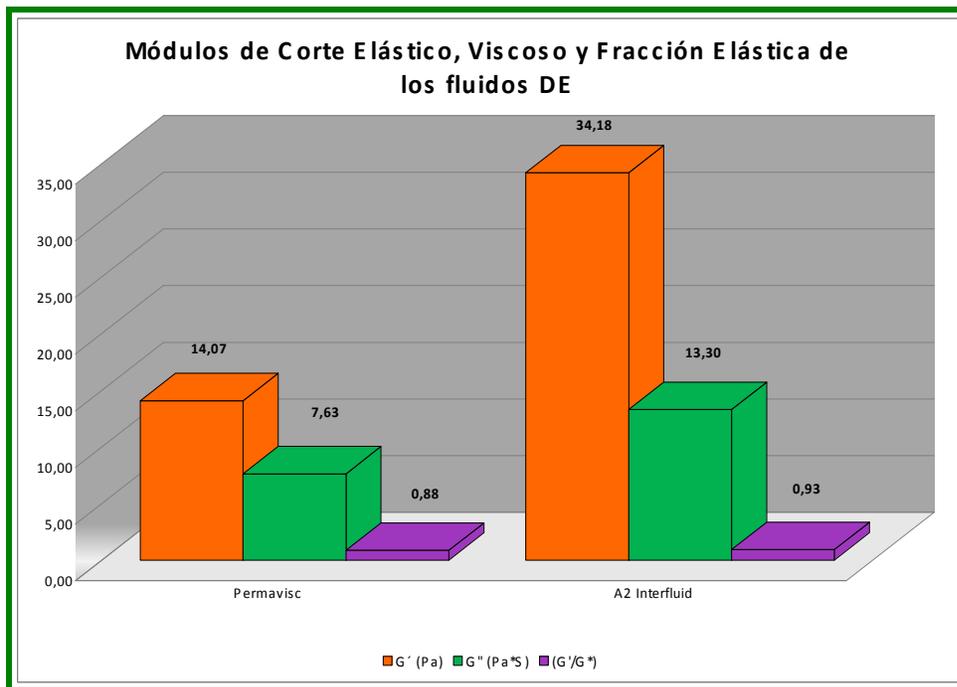


Figura 5.30: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G'' Permavisc® vs. A2 después de envejecer (DE)

Por su parte, las figuras 5.31 y 5.32 exhiben el comportamiento viscoelástico de los fluidos en base al barrido de frecuencia, en éstas puede ser apreciado que las curvas de ambos fluidos se encuentran por encima de la asíntota trazable por $Y = 1$, pero es el fluido A2 el que presenta mayor grado de Viscoelasticidad. Sin embargo, la curva del sistema Permavisc® presenta una tendencias más lineal tanto antes como después de envejecer, lo cual indica que su grado de viscoelasticidad es muy estable y se mantendrá en el tiempo.

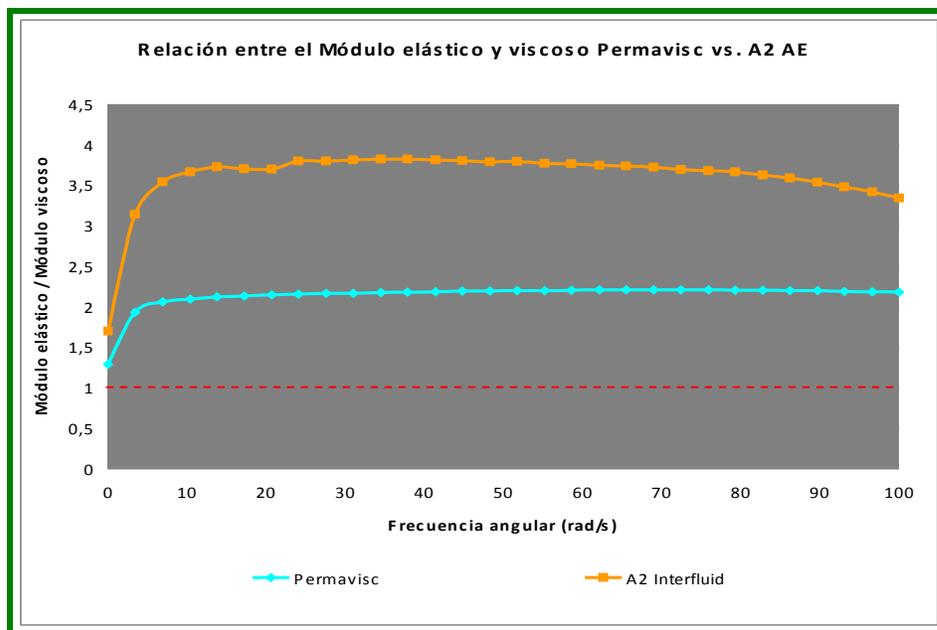


Figura 5.31: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia Permavisc vs. A2 antes de envejecer (AE)

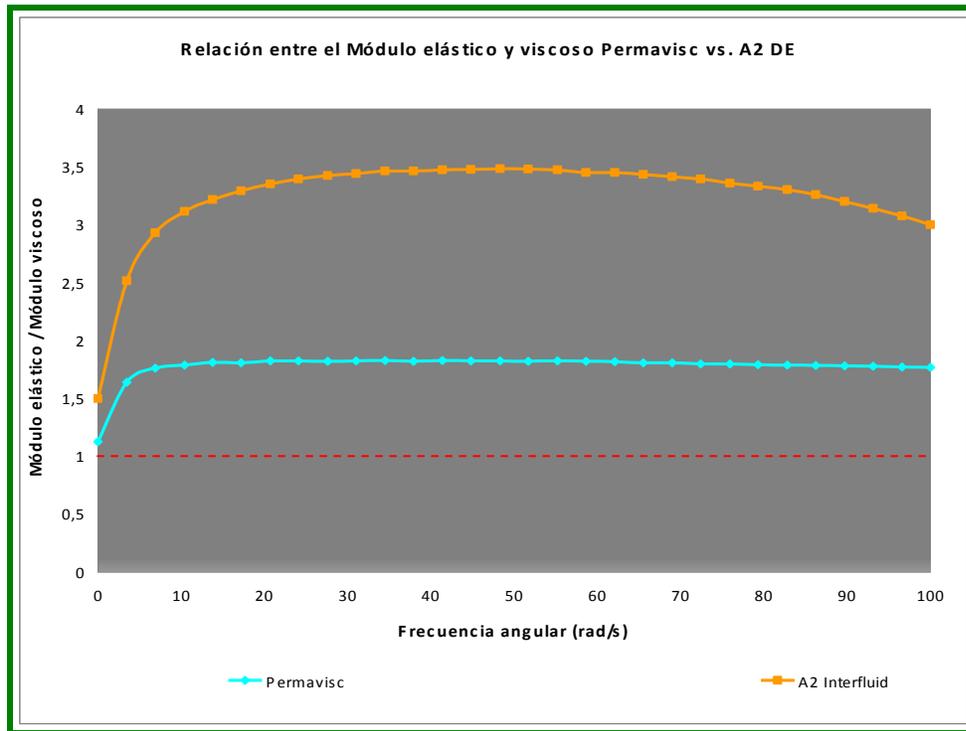


Figura 5.32: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia Permavisc vs. A2 después de envejecer (DE)

Como último parámetro de comparación a nivel viscoelástico, se presentan a continuación los diagramas de Maxwell contruidos a partir del barrido de frecuencia, los mismos son presentados en las figuras 5.33 y 5.34. En éstos se contempla que la densidad de puntos se ubica hacia el lado derecho de la asíntota trazable por $x = 1$, lo cual indica el comportamiento mayormente elástico de los fluidos. No obstante, si se observa detalladamente los diagramas antes y después del proceso de envejecimiento, es posible apreciar que la densidad de los puntos del fluido A2 se ubican más hacia el extremo derecho del diagrama, lo que se traduce en que es este fluido el que posee mayor carácter elástico, por lo tanto posee un grado de viscoelasticidad mayor.

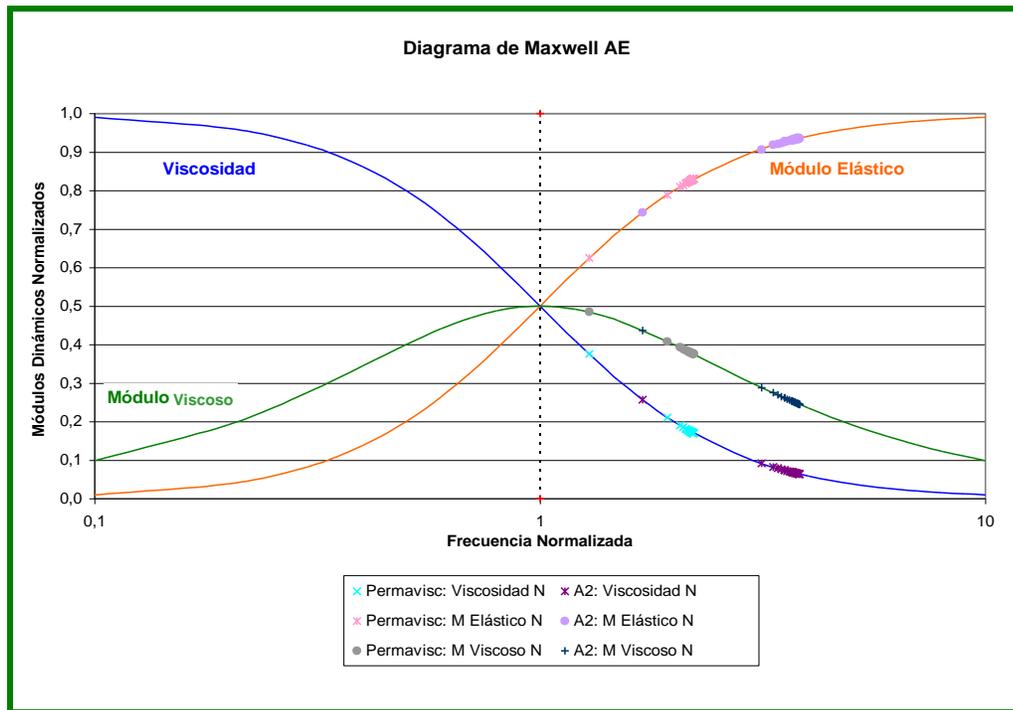


Figura 5.33: Diagrama de Maxwell Normalizado PermaVisc vs. A2 antes de envejecer (AE)

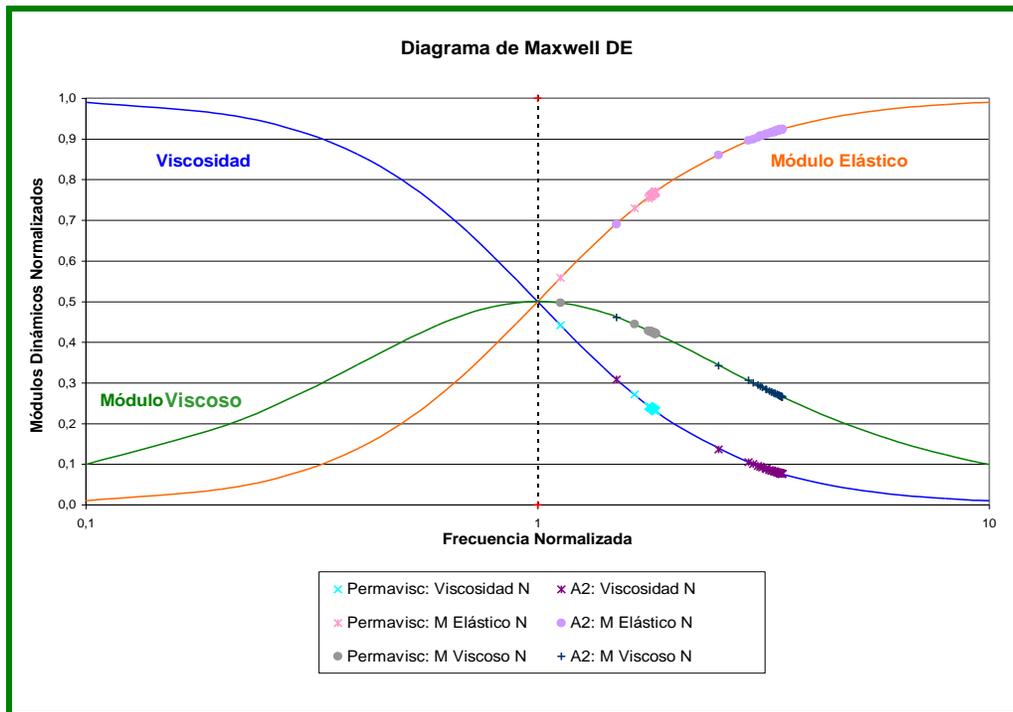


Figura 5.34: Diagrama de Maxwell Normalizado PermaVisc vs. A2 después de envejecer (DE)

Por último, se presentan los valores de las propiedades físicas y químicas del sistema Permavisc®, valores obtenidos a partir de los ensayos de caracterización que se le realizaron al mismo. La tabla 5.33 contiene dichos valores.

Si son comparados los valores de la tabla 5.33 con los obtenidos para el fluido A2 en las tablas 5.26 y 5.27 se puede apreciar que los valores son muy similares, tanto los de las pruebas físicas como los de las pruebas químicas mantienen una proximidad entre sí para ambos sistemas.

Tabla 5.33: Propiedades físicas y químicas del sistema Permavisc antes y después de envejecer (AE y DE respectivamente)

Propiedades	AE	DE
Densidad [lpg]	8,5	8,5
Filtrado API: 7,5'' / 30' [cc]	1,5 / 6	2 / 6
Espesor del revoque API [pulg]	2 / 32	2 / 32
Características del revoque API	Color blanquecino y de consistencia gelatinosa	Color blanquecino y de consistencia gelatinosa
Filtrado ATAP 10'' / 20' / 30' [cc], 260°F	4 / 7 / 9	7 / 9 / 12
pH	9,3	9,3
Espesor del revoque ATAP [pulg]	2 / 32	2 / 32
Características del revoque API	Color blanquecino y de consistencia gelatinosa	Color marrón claro y de consistencia gelatinosa
% v/v Sólidos	7	8
% v/v Agua	93	92
% v/v Arena	Trazas	Trazas
Cloruros (mg/L)	17.000	15.000
Dureza como Calcio (mg/L)	400	600
Pf (cc de H2SO4)	2,7	2,8
Mf (cc de H2SO4)	1,7	1,9
Pm (cc de H2SO4)	1,5	1,9

En las figuras 5.35 y 5.36 se exhiben los revoques obtenidos durante el ensayo de filtrado API y filtrado ATAP, en estas se aprecia la consistencia gelatinosa y color que los mismos presentaron.

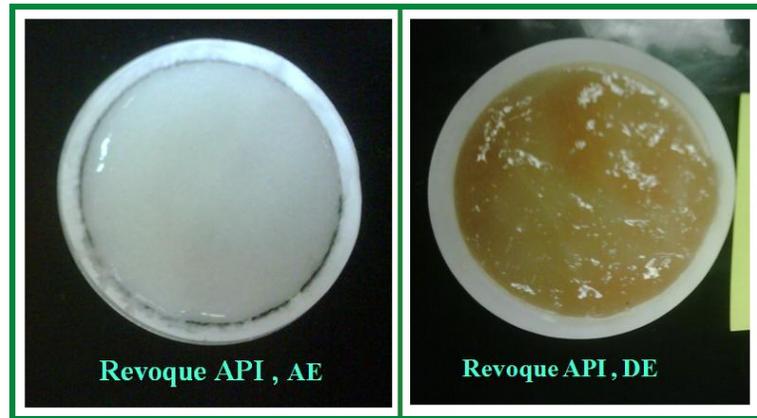


Figura 5.35: Revoques obtenido del ensayo Filtrado API del Permavisc® antes y después de envejecer
[Fotografías tomadas por Pérez, 2011]

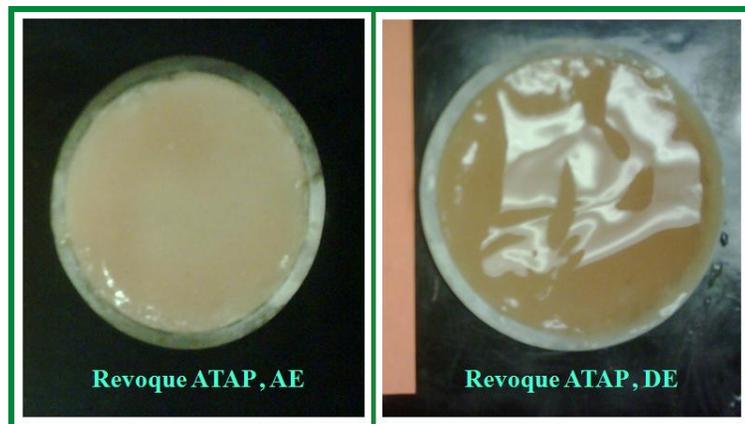


Figura 5.36: Revoques obtenido del ensayo Filtrado ATAP del Permavisc® antes y después de envejecer [Fotografías tomadas por Pérez, 2011]

Por su parte las concentraciones de oxidrilos, carbonatos y bicarbonatos (OH^- , CO_3^- y HCO_3^-) del sistema Permavisc® son obtenidas a partir de la cuarta sección de expresiones planteadas en la tabla 5.28, los valores son los siguientes:

OH^- : 1258 mg/L

CO_3^- : 1200- 1080 mg/L

HCO_3^- : 0 mg/L

Al comparar estos valores de concentraciones con los del fluido A2 se puede verificar que no existe mucha diferencia entre ellos, por ser sistemas viscoelásticos presentan concentraciones de oxidrilos, carbonatos y bicarbonatos parecidos.

Finalmente, se pudo apreciar que el fluido A2 presenta un grado de viscoelasticidad que el sistema Permavisc® preparado bajo la formulación de la tabla 5.29. Sin embargo, a nivel de reología este sistema ofrece mayor capacidad de limpieza del hoyo por poseer un punto cedente mayor, no obstante, el punto cedente que presenta el fluido A2 es lo suficientemente alto como para proporcionar la capacidad de arrastre necesaria por un hoyo de producción para el Campo Borburata.

5.2 DISEÑO DEL FLUIDO PARA EL CAMPO LA VICTORIA

A fin de generar el mejor diseño del fluido para la perforación de los hoyos de producción en el Campo la Victoria se trabajó con los aditivos de la compañía CNPC. En primera instancia se evaluó la integridad de la Goma Xántica con la finalidad de determinar el rendimiento de la misma, para ello se preparó una solución de XCD CNPC y se le realizaron los ensayos de integridad.

Por consiguiente, a fin de generar el diseño del fluido se prepararon 11 formulaciones en dos etapas, denominadas Etapa IV y Etapa V, variando la concentración de los aditivos disponibles durante el diseño del fluido para el presente campo. A cada sistema formulado y preparado se le realizaron los 4 ensayos de viscoelasticidad (propiedades reológicas a altas tasas de corte, viscosidad a bajas tasas de corte, barrido de deformación y barrido de frecuencia) tanto antes como después de envejecer, por lo que en total se realizaron 89 ensayos durante el diseño del fluido de perforación.

5.2.1 Evaluación de la integridad de la Goma Xántica

En vista de que se disponía de un solo tipo de Goma Xántica se procedió a realizar el ensayo de integridad en base a lo establecido en la Norma ISO/FDIS 13500, el cual consistió en la preparación de la solución, medición del pH y lecturas del viscosímetro de Fann 35 manteniendo la temperatura de la solución por debajo de 25°C.

La formulación de las soluciones de Goma Xántica en base a la Norma ISO/FDIS 13500 es la siguiente:

- Agua salada:

83,9 g de sal marina + 1876 g de agua.

Se mezcló hasta que la sal se disolvió por completo (aproximadamente 15 minutos).

Se le agregó una solución de Soda Cáustica para elevar el pH, tratando de mantenerlo dentro del rango 8,2 - 8,5 (el pH de la solución fue aproximadamente 8,4).

- Solución de Goma Xántica:

1 g de polímero + 358 g de agua salada + 6 - 10 gotas de antiespumante.

Se mezcló aproximadamente durante 30 minutos a una velocidad que permitiera mantener la temperatura por debajo de los 25°C.

- **Propiedades reológicas en corte continuo a moderadas tasas de corte de la solución de XCD**

Usando el viscosímetro a moderadas tasas de corte las lecturas a las distintas velocidades para la muestra de Goma Xántica se presentan en la tabla 5.34.

Como se señaló anteriormente, en la tabla 3.2 (Capítulo III) se presentan los valores de lectura del dial mínimos establecidos por la Norma ISO/FDIS 13500 para las soluciones de XCD, éstos son los siguientes:

L 300: mínimo 55

L6: mínimo 18

L3: mínimo 16

Si dichos valores son comparados con los presentados en la tabla 5.34 se verifica que están muy por debajo de los mínimos señalados en la norma. A pesar de ello, es necesario evaluar la viscosidad de la XCD CNPN a bajas tasas de corte para apreciar cómo se comporta, a partir de allí se concluirá respecto al rendimiento de la misma.

Tabla 5.34: Propiedades reológicas de la solución de XCD CNPC a moderadas tasas de corte

	XCD 50 lbs
Velocidad FANN	Lecturas FANN
600	18
300	14
200	12
100	9
6	4
3	4

▪ **Viscosidad a Bajas tasas de corte de la solución de XCD**

Las medidas de viscosidades a baja tasa de corte se realizaron en un equipo Brookfield, a una velocidad 0,3 rpm, donde se realizaron las mediciones por triplicado, reportándose el valor promedio en la tabla 5.35. El valor mínimo establecido por la Norma ISO/FDIS 13500 es de 1950 cP, al comparar dicho valor con el obtenido, se puede apreciar que la XCD no cumple con el requerimiento de la norma.

Tabla 5.35: Viscosidad a baja de corte de la solución de XCD CNPC

Muestra	Viscosidad promedio (cP)
XCD CNPC	1185

En base a los análisis establecidos por la norma ISO/FDIS 13500 se puede decir que la XCD CNPC no cumple con los requerimientos establecidos.

▪ **Grado de Viscoelasticidad de la solución de XCD**

El grado de viscoelasticidad para la solución de XCD se determinó a partir de un barrido de frecuencia y otro de deformación, dónde para considerarse viscoelástico es necesario que el módulo elástico sea mayor que el módulo viscoso en todo el barrido corrido. Esto se realizó a fin de validar que la XCD presente propiedades viscoelásticas.

En la figura 5.37 se muestra la imagen generada por el *Software Rheoplus de Anton Paar* para el barrido de frecuencia, en el mismo se puede observar que el módulo elástico se mantiene por encima del módulo viscoso hasta aproximadamente 82 rad/seg, esto se traduce en que a partir de dicha frecuencia angular predomina el comportamiento viscoso y no elástico. Para esta situación se tienen dos posibles razones, la primera es que algún agente ambiental (como exceso de ruido en el laboratorio) haya distorsionado el barrido y por ello se obtiene este resultado, la segunda es que la XCD CNPC no presente alto comportamiento viscoelástico. A fin de discernir cual de las razones es la correcta se realizó el barrido de deformación.

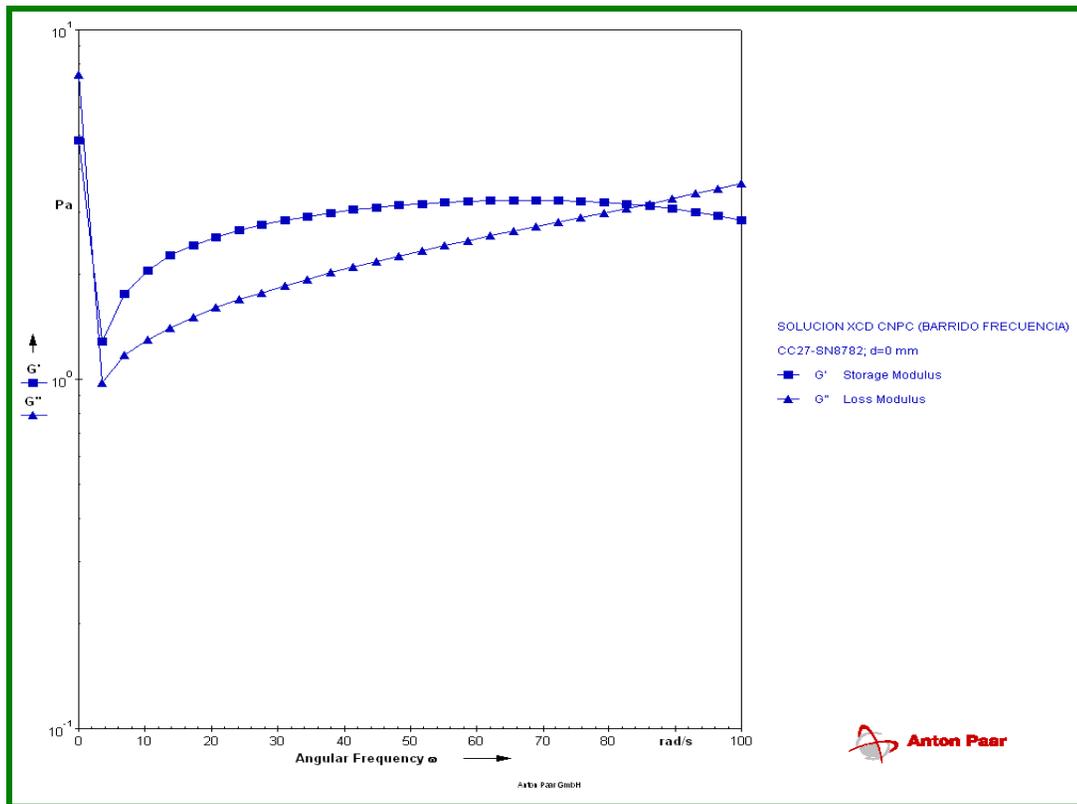


Figura 5.37: Barrido de frecuencia de la solución de XCD CNPC

Como se puede apreciar en la figura 5.38, durante todo el barrido de deformación la curva correspondiente al módulo elástico (G' , *Storage Modulus* en inglés) se mantiene por encima de la correspondiente módulo viscoso (G'' , *Loss Modulus* en inglés) con un comportamiento casi lineal, por lo que se verifica que durante la corrida del barrido de frecuencia algún agente distorsionó los resultados y la XCD CNPC si posee propiedades viscoelásticas.

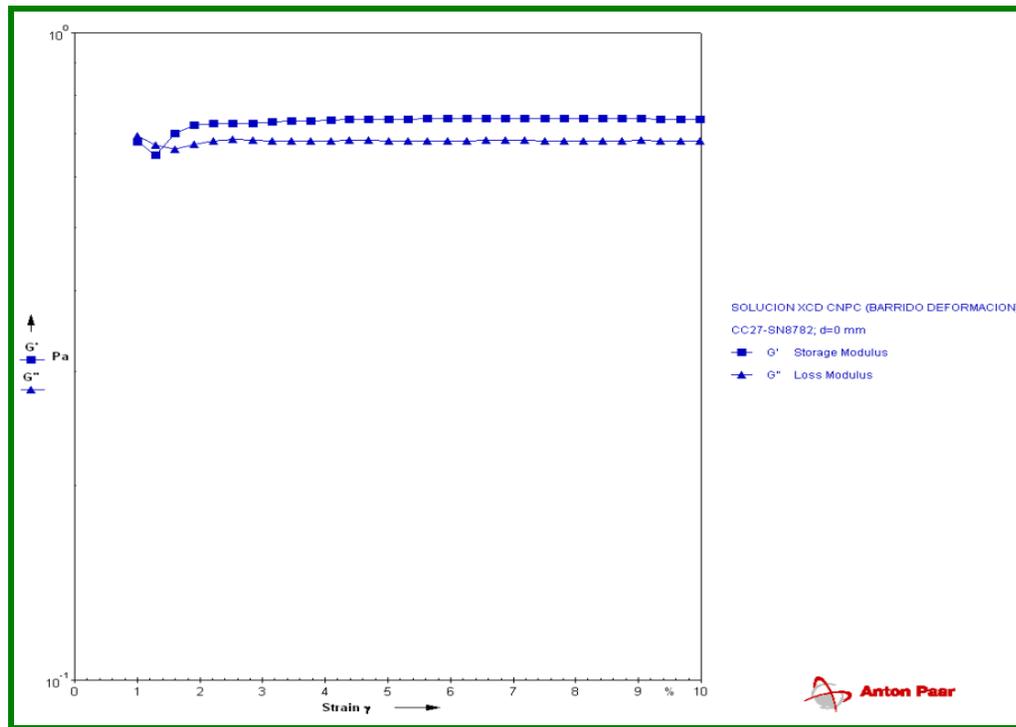


Figura 5.38: Barrido de deformación de la solución de XCD CNPC

Finalmente, a pesar de que la XCD CNPC presentó baja calidad. Sin embargo, cuando se trata de grado de viscoelasticidad, la misma cumple el requerimiento de que el módulo elástico se mantenga superior al módulo viscoso.

5.2.2 Formulación de los sistemas viscoelásticos para el Campo La Victoria

Durante la formulación de los sistemas viscoelásticos se trabajaron dos etapas a fin de obtener la mejor formulación del sistema viscoelástico final, la primera se denominó Etapa IV y la segunda Etapa V. En el anexo 11 pueden ser visualizados los aditivos facilitados por CNPC para el diseño del sistema viscoelástico del Campo La Victoria.

▪ **Formulación de la Etapa IV**

Esta etapa está compuesta por 7 fluidos, en los cuales fueron variadas las concentraciones de los aditivos disponibles. Como fluidos base se toman dos formulaciones, la primera es la formulación de un sistema viscoelástico que ya había sido utilizado anteriormente en el Campo Guafita (denominado formulación 1 para esta ronda de formulaciones), ésta sistema se caracteriza por poseer sólo XCD como polímero viscosificante y baja concentración de sulfito; la segunda formulación es propuesta por los especialistas en fluidos de perforación de PDVSA Intevep (denominada formulación 2 para esta ronda de formulaciones), ya que teóricamente el grado de viscoelasticidad lo da la unión de estos dos polímeros, por lo tanto, esta formulación se caracteriza por poseer los dos polímeros viscosificantes (XCD y HEC). A partir la segunda formulación base surgieron tres más, variando la concentración del HEC y la XCD.

Cabe destacar que CNPC incluye dos aditivos en su formulación con funciones específicas pero distintos de los trabajados anteriormente, estos son HMP-21 y NH4HPAN, el HMP-21 es un sustituto del almidón y su función es el control del filtrado; por su parte, el NH4HPAN tiene como función inhibir las arcillas reactivas y controlar el filtrado. En tal sentido, se plantean 2 formulaciones más sustituyendo el KCL por NH4HPAN, debido a que cumplen la misma función y no deben ser agregados ambos aditivos juntos. Para tener un total de 7 formulaciones iniciales como fue mencionado anteriormente.

A fin de facilitar el manejo de las formulaciones a cada una se le asignó un número y un nombre en función del HEC, la XCD y el NH4HPAN, esto puede apreciarse en la tabla 5.36.

Tabla 5.36: Nombres de las formulaciones viscoelásticas de la Etapa IV

Nombres de las Formulaciones	
1	Sin HEC
2	Con HEC
3	Aumento HEC y XCD
4	Aumento HEC
5	Aumento XCD
6	Con NH4HPAN y HEC
7	Con NH4HPAN aumento HEC y XCD

En la tabla 5.37 se presentan las formulaciones de los sistemas viscoelásticos realizados durante esta etapa. En la misma se puede apreciar que las formulaciones 1, 2, 3, 4 y 5 se realizaron utilizando KCl como agente inhibidor de lutas. Por su parte, las formulaciones con 6 y 7 poseen NH4HPAN, éstas son similares a las formulaciones 4 y 5 en función de la concentración del resto de los aditivos, aquí se busca comparar con cual de los dos inhibidores (KCl, NH4HPAN) se obtiene el sistema con mayor comportamiento viscoelástico y reológico. En tal sentido, los patrones de comparación serán:

Fluidos 1 y 2: sin y con HEC.

Fluidos 2 y 3: ambos con HEC y XCD, pero con un aumento de ambas concentraciones.

Fluidos 4 y 5: en el primero se aumenta el HEC y la XCD se deja fija, en el otro es al contrario.

Fluidos 2 y 6: sustitución del KCl por el NH4HPAN.

Fluidos 3 y 7: sustitución del KCl por el NH4HPAN.

Tabla 5.37: Formulaciones viscoelásticas de la Etapa IV

	FORMULACIÓN						
	1	2	3	4	5	6	7
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lpg)						
H2O	337,1	335,1	334,2	334,7	334,6	337,2	336,2
KCL	10,1	10,1	10	10	10	x	x
NH4HPAN	x	x	x	x	x	3,9	3,8
Sulfito	0,5	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
HEC	x	1,4	1,9	1,9	1,5	1,4	1,9
XCD	4,8	2,9	3,8	2,9	3,8	2,9	3,8
HMP-21	2,4	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Ph Buffer	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
MEA	1,9	1,9	1,9	1,9	19	1,9	1,9
Biocida	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Por último, en la tabla 5.38 se presentan las densidades teóricas de cada sistema formulado, calculadas a partir de la ecuación 5.1 presentada anteriormente.

Tabla 5.38: Densidades teóricas de las formulaciones de la Etapa IV

	Nombre	Densidad Teórica (lpg)
1	Sin HEC	8,54
2	Con HEC	8,55
3	Aumento HEC y XCD	8,56
4	Aumento HEC	8,55
5	Aumento XCD	8,56
6	Con NH4HPAN y HEC	8,45
7	Con NH4HPAN aumento HEC y XCD	8,45

Cabe destacar que los fluidos presentan densidades teóricas superiores a la densidad de presión de poro (6,3 lpg), pero menores a la densidad de presión de fractura (11,5lpg), por lo cual se garantiza una perforación sobre-balance sin fracturamiento hidráulico.

▪ **Formulación Etapa V**

Durante los ensayos rutinarios realizados en la Etapa IV de formulaciones se apreció que los fluidos que poseían mayor concentración de sulfito de sodio y HMP-21 presentaban los menores valores de las propiedades medidas, por lo que se plantean dos situaciones, la primera es que el sulfito de sodio tenga un bajo rendimiento y esté afectando las propiedades de los fluidos; la segunda, el HMP-21 es controlador de filtrado, sin embargo este aditivo también tiene efectos adelgazantes sobre los fluidos, por lo que las propiedades que dependen de la viscosidad y la elasticidad se ven afectadas.

En tal sentido, se formulan en esta etapa fluidos sin sulfito, para verificar si este aditivo está afectando las propiedades de los mismos, además se disminuyó la concentración del HMP-21 a fin de evaluar si las propiedades evaluadas anteriormente aumentaban para un fluido en específico.

Igualmente, para los fluidos de la etapa anterior se apreció que mientras mayor esa la concentración del HEC las propiedades viscosas, reológicas y elásticas disminuían, por tal motivo se trabajó un fluido con un nuevo HEC de la compañía CNPC para verificar si éste posee mejor rendimiento.

Así mismo, se trabajó nuevamente con las formulaciones de los dos fluidos que presentaron mayor carácter viscoso, elástico y reológico en la cuarta etapa de formulaciones, esto con la intención de verificar los resultados obtenidos anteriormente.

En base a lo explicado anteriormente, la formulación 2 es la primera formulación de la Etapa IV de formulaciones (sin sulfito), la formulación 1 es una variación de la misma, la formulación 3 una variación de la quinta formulación (sin sulfito) de la etapa anterior, por último la formulación 4 está caracterizada por el uso de un nuevo

HEC facilitado por CNPC con una disminución de la concentración del HMP-21. En la tabla 5.39 se presentan los nombres asignados a las cuatro formulaciones expuestas anteriormente.

Tabla 5.39: Nombres asignados a las formulaciones viscoelásticas de la Etapa V

Nombres asignados a las formulaciones	
1	Sin sulfito (1)
2	Con sulfito (1)
3	Sin sulfito (5)
4	Con nuevo HEC y disminución de HMP-21

A continuación se presentan las formulaciones con las cuales se trabajó en esta etapa de formulaciones.

Tabla 5.40: Formulaciones viscoelásticas de la Etapa V

	FORMULACIÓN			
	1	2	3	4
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lpg)			
H2O	337,4	337,1	335,8	335,2
KCL	10,1	10,1	10,1	10,1
sulfito	X	0,5	x	1,9
HEC	X	X	1,4	X
HEC nuevo	x	X	x	1,4
XCD	4,8	4,8	3,8	3,8
HMP-21	2,4	2,4	3,8	2,9
pH buffer	1,9	1,9	1,9	1,9
MEA	1,9	1,9	1,9	1,9
Biocida	0,2	0,2	0,2	0,2

Finalmente, en la tabla 5.41 se presentan las densidades teóricas de cada sistema formulado, las cuales fueron calculadas a partir de la ecuación 5.1. Cabe destacar que los fluidos presentan densidades teóricas superiores a la densidad de presión de poro (6,3 lpg), pero menores a la densidad de presión de fractura (11,5lpg), por lo cual se garantiza una perforación sobre-balance sin fracturamiento hidráulico.

Tabla 5.41: Densidades teóricas de las formulaciones de la Etapa V

Densidad Teórica (lpg)	
1	8,54
2	8,54
3	8,54
4	8,55

5.2.3 Etapa IV: Resultados de los ensayos de viscoelasticidad de los fluidos para el Campo La Victoria

A fin de comparar las propiedades reológicas y viscoelásticas de los sistemas al ser sometidos a efectos de temperatura los ensayos rutinarios fueron realizados antes y después de envejecer.

Los nombres asignados a los fluidos con los que se trabajó en esta etapa son los siguientes:

- 1) Sin HEC
- 2) Con HEC
- 3) Aumento HEC y XCD
- 4) Aumento HEC
- 5) Aumento XCD
- 6) Con NH4HPAN y HEC
- 7) Con NH4HPAN aumento HEC y XCD

▪ **Propiedades reológicas en corte continuo a moderadas tasas de corte**

Las propiedades reológicas fueron determinadas a partir de las lecturas de esfuerzo tomadas al usar un viscosímetro a moderadas tasas de corte. Dichos valores se presentan en las tablas 5.42 y 5.43.

Tabla 5.42: Lecturas del viscosímetro FANN 35 antes de envejecer, Etapa IV

	1	2	3	4	5	6	7
Velocidad FANN	Lecturas FANN						
600	93	120	175	154	170	121	204
300	81	93	139	120	140	95	167
200	75	81	122	104	120	81	148
100	65	64	97	80	105	64	122
6	44	25	39	29	48	28	51
3	41	21	31	23	41	22	48
Geles 10''	42	22	32	24	40	25	50
Geles 10'	47	24	34	27	40	26	51
VP (cP)	12	27	36	34	30	26	37
PC (lb/100pie²)	69	66	103	86	110	69	130

En la tabla 5.42 se muestran las lecturas de esfuerzo y propiedades reológicas de los fluidos antes de envejecer, en ésta se puede apreciar que entre los fluidos 1 y 2 a altas tasas de corte el fluido con HEC (2) tienen mayores lecturas de esfuerzo (figura 5.39), sin embargo, a bajas tasas de corte, las mayores lecturas las muestra el fluido sin HEC (1); a su vez, se aprecia que el fluido sin HEC posee altos geles (42 para 10 segundos y 47 para 10 minutos) y punto cedente mayor (69 lb/pie²), además la viscosidad plástica es menor (12 cP) debido a que el mismo no incluye HEC sólido en su formulación y baja concentración de sulfito sólido.

Entre los fluidos 2 y 3 (con HEC y aumento HEC y XCD respectivamente) se observan altas lecturas tanto a bajas como a altas tasas de corte, siendo el fluido 3 (aumento HEC y XCD) el que presenta mayores valores (figura 5.39), así como mayores propiedades reológicas (ver tabla5.42).

De los fluidos 4 y 5 (aumento HEC y aumento XCD respectivamente) se puede apreciar que al aumentar la XCD las propiedades reológicas aumentan (geles de 40 y PC de 110 lb/pie²).

Si se observan los fluidos 3 (aumento HEC y XCD) y 5 (aumento XCD) se contempla un mejor comportamiento reológico cuando se aumenta sólo XCD que cuando se aumentan ambos viscosificantes. Cabe destacar que el valor de la viscosidad plástica en el fluido 5 (30 cP) es menor por tener una menor concentración de HEC.

Entre los fluidos 2 (con HEC y KCl) y 6 (con HEC y NH₄HPAN) ambos fluidos tienen un comportamiento muy similar, sin embargo a partir de la Medida Brookfield se verificará cual presenta mayores valores antes de envejecer.

Al observar los fluidos 3 (con KCl) y 7 (con NH₄HPAN) se contempla que el fluido 7 presenta valores de reología mayores (ver tabla 5.42).

Después de envejecer las propiedades reológicas de los fluidos se ven afectadas por la temperatura, esto se contempla en la tabla 5.43. Si son apreciadas las propiedades reológicas y lecturas de los fluidos después de envejecer (tabla 5.43) por separado se contempla que los fluidos 1 y 2 sufrieron poca degradación térmica (por ejemplo el PC del fluido 1 se mantuvo en 69 lb/pie², y en el fluido 2 bajó de 66 lb/pie² a 59 lb/pie²); para el fluido 3 el grado de degradación térmica es un poco mayor, sin embargo, el fluido mantiene un comportamiento reológico aceptable; el fluido 4 aparentemente no sufrió degradación térmica porque los valores antes y después de envejecer son similares; el fluido 5 sufrió poca degradación térmica y mantiene un buen comportamiento reológico (por ejemplo para este fluido el PC bajó de 110 lb/pie² a 93 lb/pie²); el fluido 6 sufrió la mayor degradación térmica, ya que las propiedades del mismo son las que más se ven afectadas (ver tablas 5.42 y 5.43); el fluido 7 sufrió degradación térmica, sin embargo los valores de sus propiedades reológicas no son tan bajos (ver tabla 5.43).

Tabla 5.43: Lecturas del viscosímetro FANN 35 después de envejecer, Etapa IV

	1	2	3	4	5	6	7
Velocidad FANN	Lecturas FANN						
600	81	109	132	157	145	72	137
300	75	84	105	121	119	57	109
200	70	71	93	105	107	50	97
100	66	55	74	82	89	41	80
6	46	24	33	33	43	19	39
3	40	21	25	27	36	16	32
Geles 10''	41	22	26	29	35	16	24
Geles 10'	45	24	27	31	36	18	24
VP (cP)	6	25	27	36	26	15	28
PC (lb/100pie²)	69	59	78	85	93	42	81

Si las propiedades son evaluadas en conjunto, de los fluidos 1 y 2 se aprecia que el fluido 1 sigue presentando mayores valores en sus propiedades reológicas. Entre los fluidos 2 y 3 el fluido 3 sigue presentando mejor comportamiento reológico por poseer mayores lecturas de esfuerzo (figura 5.40) y propiedades reológicas. Por su parte, para los fluidos 4 y 5 se percibe que el fluido 4 tiene mejor comportamiento a altas velocidades, pero a las bajas velocidades alcanzadas por el viscosímetro el fluido 5 exhibe mayores valores (figura 5.40). De los fluidos 2 y 6, tanto a altas como a bajas tasas de corte el fluido 2 tiene mejor comportamiento, ya que el fluido con NH4HPAN se degrada más. Entre los fluidos 7 y 3 se contempla que ambos presentan un comportamiento reológico similar, sin embargo, el fluido 7 sufrió alta degradación térmica, ya que antes de envejecer fue este fluido el que presentó mayor comportamiento reológico.

En fin, es importante señalar que tanto antes como después de envejecer los fluidos presentan un punto cedente por encima de 18 lb/pie² lo cual es suficiente como para generar la limpieza necesaria para un hoyo productor del Campo La Victoria.

Lo explicado anteriormente puede ser apreciado gráficamente en las figuras 5.39 y 5.40, las cuales fueron construidas a partir de las lecturas de esfuerzo a las determinadas velocidades de corte.

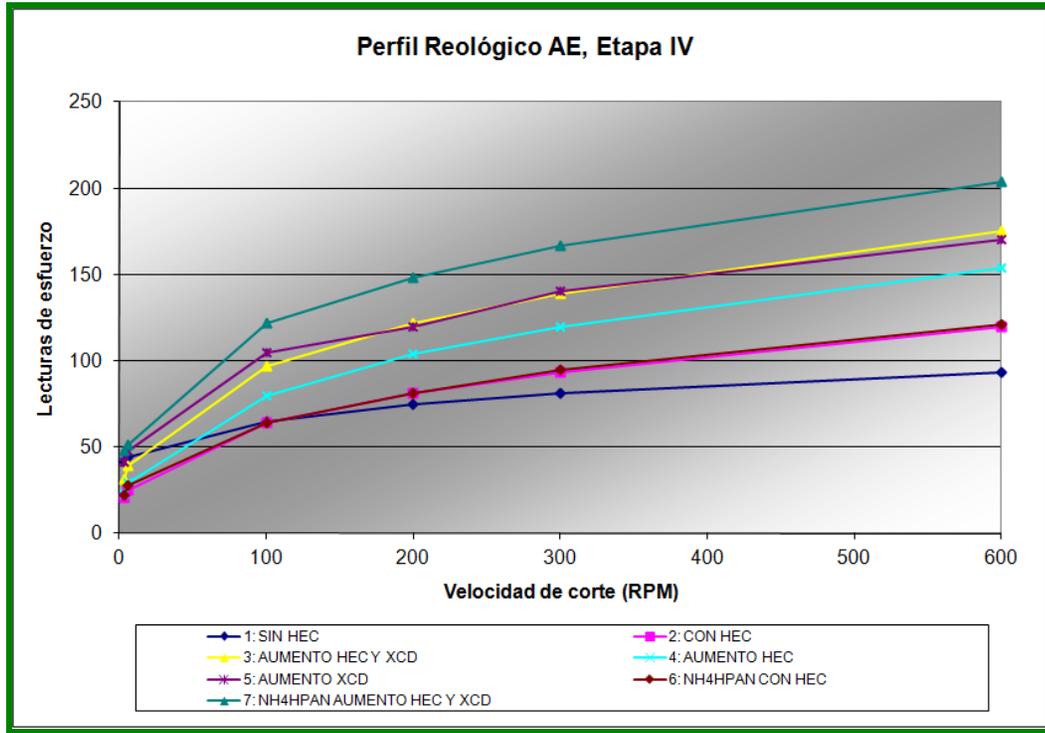


Figura 5.39: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte antes de envejecer (AE), Etapa IV

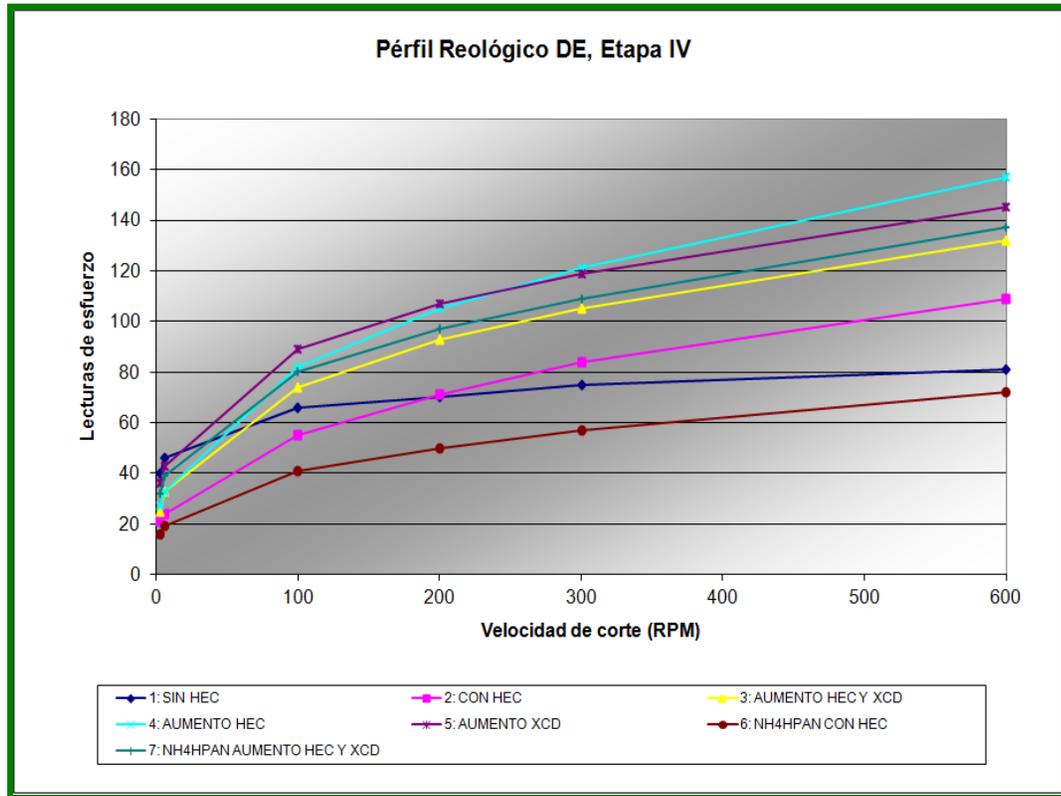


Figura 5.40: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte después de envejecer (DE), Etapa IV

▪ **Viscosidad a Bajas tasas de corte**

Los resultados de este ensayo se exhiben en la tabla 5.44 y la tabla 5.45 para las formulaciones antes y después de envejecer respectivamente.

Tabla 5.44: Viscosidad a baja de corte antes de envejecer, Etapa IV

Muestra AE		Viscosidad promedio (cP)
1	Sin HEC	132.286
2	Con HEC	28.367
3	Aumento HEC y XCD	53.329
4	Aumento HEC	21.619
5	Aumento XCD	59.200
6	Con HEC y NH4HPAN	49.519
7	Con NH4HPAN aumento HEC Y XCD	109.095

Tabla 5.45: Viscosidad a baja de corte después de envejecer, Etapa IV

	Muestra DE	Viscosidad promedio (cP)
1	Sin HEC	68.390
2	Con HEC	14.452
3	Aumento HEC y XCD	23.610
4	Aumento HEC	18.438
5	Aumento XCD	48.990
6	Con HEC y NH4HPAN	11.724
7	Con NH4HPAN aumento HEC Y XCD	36.086

En la tabla 5.44 se puede apreciar que los fluidos 2 y 4 tienen un carácter únicamente viscoso, es decir no se comportan como fluidos viscoelásticos. No obstante, antes de envejecer los fluidos 3 y 6 presentan valores de viscosidad a bajas tasas de corte muy próximos al valor mínimo establecido, por lo que son afectados por los efectos de la temperatura durante el envejecimiento, y sus valores de viscosidad caen por debajo de 40.000 cP (tabla 5.45).

Con respecto al fluido 7, a pesar de que antes de envejecer posee un alto valor de viscosidad a bajas tasas de corte, después del envejecimiento sus carácter elástico se ve afectado por la temperatura, dejando de comportarse como un fluido viscoelástico para ser un fluido con únicamente carácter viscoso, es decir, sufrió una alta degradación térmica.

Finalmente, los fluidos que cumplen con el valor mínimo de viscosidad a bajas tasas de corte después de envejecer son los fluidos 1 y 5, siendo el fluido sin HEC (1) el que presenta mayor comportamiento viscoelástico.

- **Grado de viscoelasticidad de los fluidos**

Barrido de Deformación

El rango de viscoelasticidad se determinó en un barrido de deformación de 1 a 10% a una frecuencia angular de 1 rad/seg. Las imágenes de los barridos de deformación generadas por el *Software Rheoplus de Anton Paar* se muestra en los anexos 12 y 13.

Si son comparados los fluidos 1 y 2 (sin y con HEC) se puede apreciar que antes y después de envejecer el fluido 1 presenta mayor componente elástica, así como mayor módulo viscoso y fracción elástica, por lo que, entre estos dos fluidos es el fluido 1 el que presenta un mayor carácter viscoelástico.

Por su parte, entre los fluidos 2 y 3 se contempla en las figuras 5.41 y 5.42 que antes de envejecer el fluido 3 (aumento HEC y XCD) exhibe mayores valores de los módulos elásticos y viscosos, pero después de envejecer este fluido se degrada un poco más que el fluido 2 (con HEC).

Entre los fluidos 4 (aumento HEC) y 5 (aumento XCD) se evidencia en las figuras 5.41 y 5.42 que tanto antes como después de envejecer el fluido con aumento de XCD exhibe valores de la fracción elástica y los módulos elástico y viscoso mucho mayores que el fluido con aumento de HEC, por lo que el fluido 5 presenta mayor carácter viscoelástico.

Con respecto a los fluidos que poseen NH₄HPAN en lugar de KCl en su formulación, se tiene que el fluido 6 (con NH₄HPAN) mayores módulos que el 2 (con KCl) antes de envejecer, pero después del envejecimiento se degrada térmicamente. Por su parte el fluido 7 (con NH₄HPAN) tanto antes como después de envejecer presenta mayor fracción elástica, módulo elástico y viscoso que el fluido 3 (con KCl), sin embargo la degradación de las propiedades en este fluido es mucho más rápida.

En base a lo apreciado en esta parte se puede decir que mientras menor sea la concentración del HEC mayor será el carácter viscoelástico de los fluidos, es por eso que entre los fluidos con HEC y XCD el fluido 5 (1,5 lpb de HEC) presenta mayor viscoelasticidad.

Finalmente, en función del barrido de deformación el fluido 1 es el que exhibe mayores valores de la fracción elástica, modulo viscoso y módulo elástico antes y después de envejecer, es por eso que es el fluido con mayor carácter viscoelástico para esta sección de evaluación.

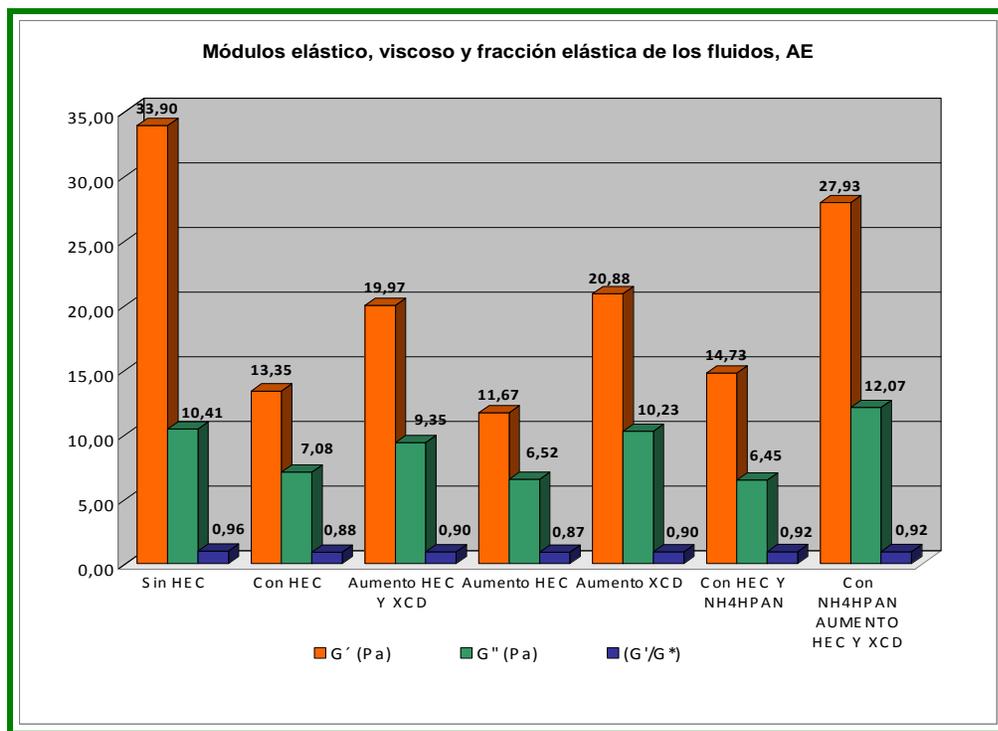


Figura 5.41: Resultados de los módulos G', G'' y G'/G* antes de envejecer (AE), Etapa IV

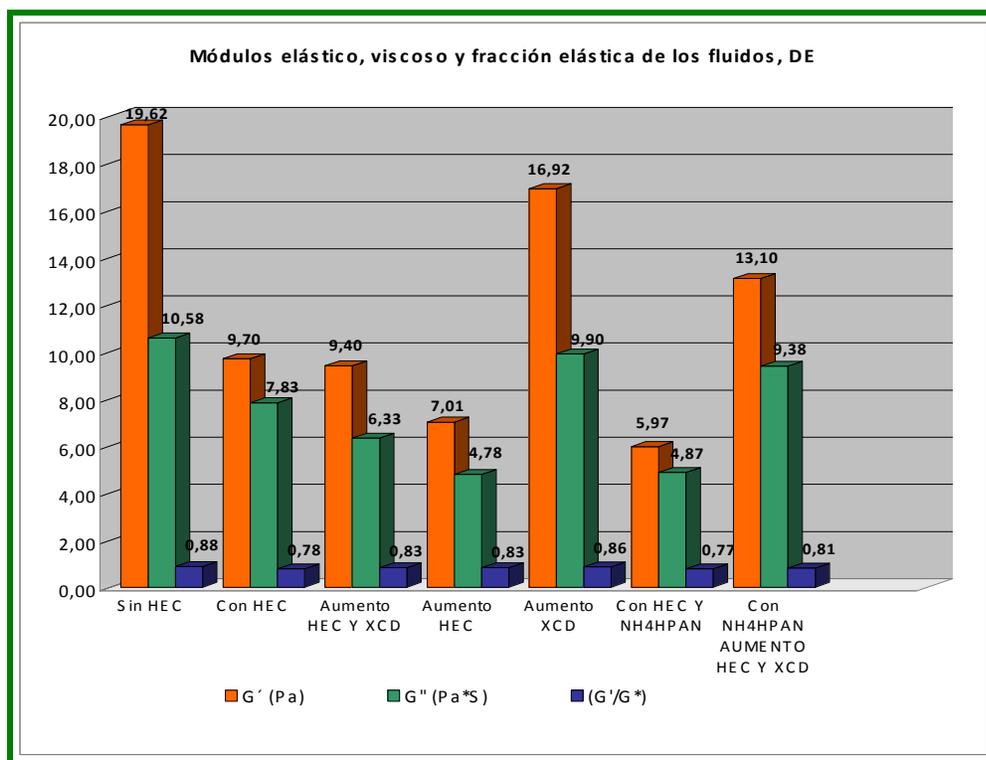


Figura 5.42: Resultados de los módulos G', G'' y G'/G* después de envejecer (DE), Etapa IV

Barrido de frecuencia

Para determinar el grado de viscoelasticidad en función del barrido de frecuencia se realizó a una deformación constante del 5% y 0,01 rad/seg a 100 rad/seg como rango de frecuencia. Las imágenes de los barridos de frecuencia generadas por el *Software* se muestra en los anexos 14 y 15.

En la Figura 5.43 y la Figura 5.44 se muestra gráficamente y de manera comparativa, la relación del módulo elástico entre el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas evaluados en este estudio.

Al observar la figura 5.43 se puede apreciar que todos los sistemas formulados cumplen con el parámetro de viscoelasticidad para el barrido de frecuencia, ya que durante todo el barrido se la relación módulo elástico y módulo viscoso en función de

la frecuencia angular se mantiene superior a uno. Sin embargo, unos fluidos presentan más viscoelasticidad que otros, mientras más se alejen las curvas de la asíntota trazable por uno (de la vertical) mayores propiedades viscoelásticas tiene el fluido.

Si se evalúa la tendencia de la curva del fluido sin HEC (fluido 1, curva color azul claro) y la del fluido con HEC (fluido 2, curva color vinotinto) en la figura 5.43, se contempla que el primero presenta un carácter elástico mucho mayor que el segundo, lo cual se mantiene después de envejecer (figura 5.44), ya que durante todo el barrido de frecuencia la curva del fluido 1 se mantiene por encima de las curvas de los otros fluidos.

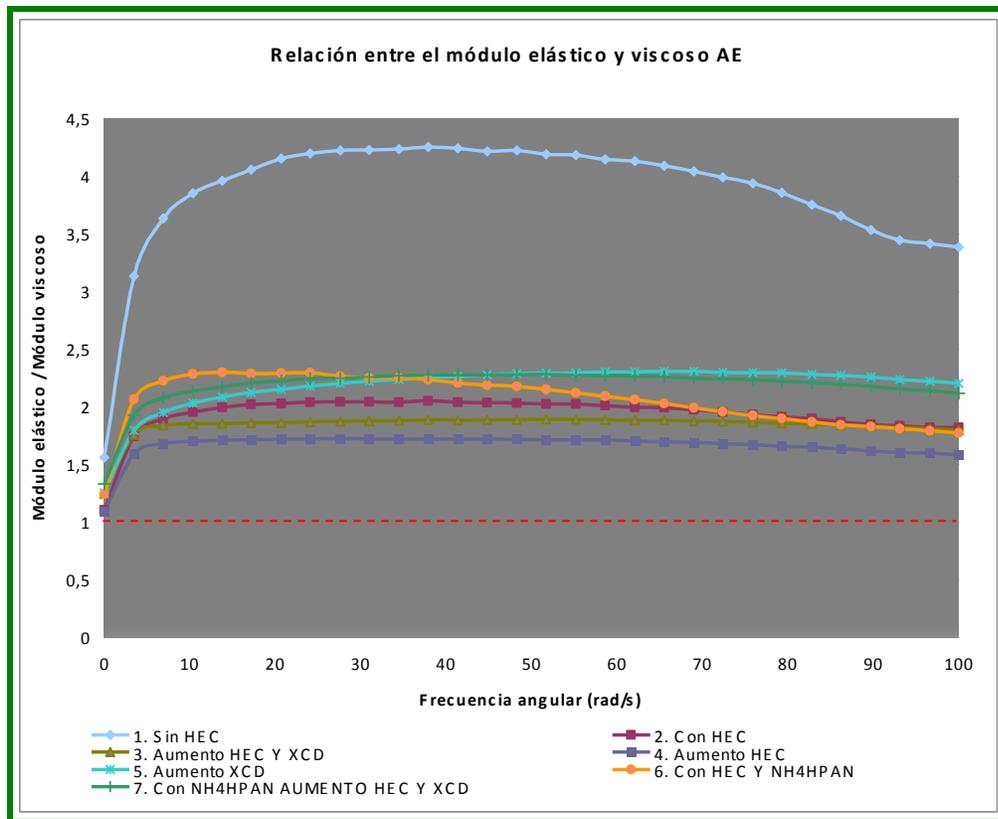


Figura 5.43: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia de los diferentes sistemas viscoelásticos antes de envejecer (AE), Etapa IV

Por su parte, entre los fluidos 2 y 3 (curvas color vinotinto y verde aceituna respectivamente) se aprecia en la figura 4.43 que presentan curvas con tendencias

similares, por lo que, a nivel del barrido de frecuencia presentan un carácter elástico similar.

De los fluidos 4 y 5 (curvas color morado y verde claro respectivamente), se observa en la figura 5.43 que el fluido con aumento de XCD (5) exhibe una curva con una tendencia más alejada de la asíntota trazable por $y = 1$, por lo que este fluido presenta mayor carácter elástico, y por ende mayor viscoelasticidad.

En el caso de los fluidos que contienen NH₄HPAN (fluidos 6 y 7) antes de envejecer, se puede decir que el fluido 6 mostró una curva con mayor carácter elástico que la del fluido 2 (con KCl), sin embargo, después de cierta frecuencia (aproximadamente 65 rad/seg) las tendencias de las curvas se acercan, por ende ambos fluidos presentan un carácter elástico similar; por su parte, la curva del fluido 7 presentó una tendencia por encima de la curva del fluido 3 (con KCl) durante todo el barrido, por lo que es el fluido 7 el que presenta mayor carácter elástico.

Para después de envejecer la figura 5.44 exhibe las curvas generadas a partir de los resultados obtenidos, en esta se aprecia que los fluidos 2, 4, 6 y 3 al comienzo del barrido frecuencia tienen valores por debajo de la asíntota trazable por $y = 1$, por lo tanto no se cumple lo establecido teóricamente, ya que la división del módulo elástico entre el viscoso debe ser superior a uno en todo el rango de frecuencia evaluado.

Por su parte, sólo los fluidos 1, 5 y 6 presentan curvas con tendencia superior a la asíntota trazable por $y = 1$, por lo que sólo estos tres fluidos presentan propiedades viscoelásticas en base al barrido de deformación, siendo el fluido 1 el que presenta los mayores valores.

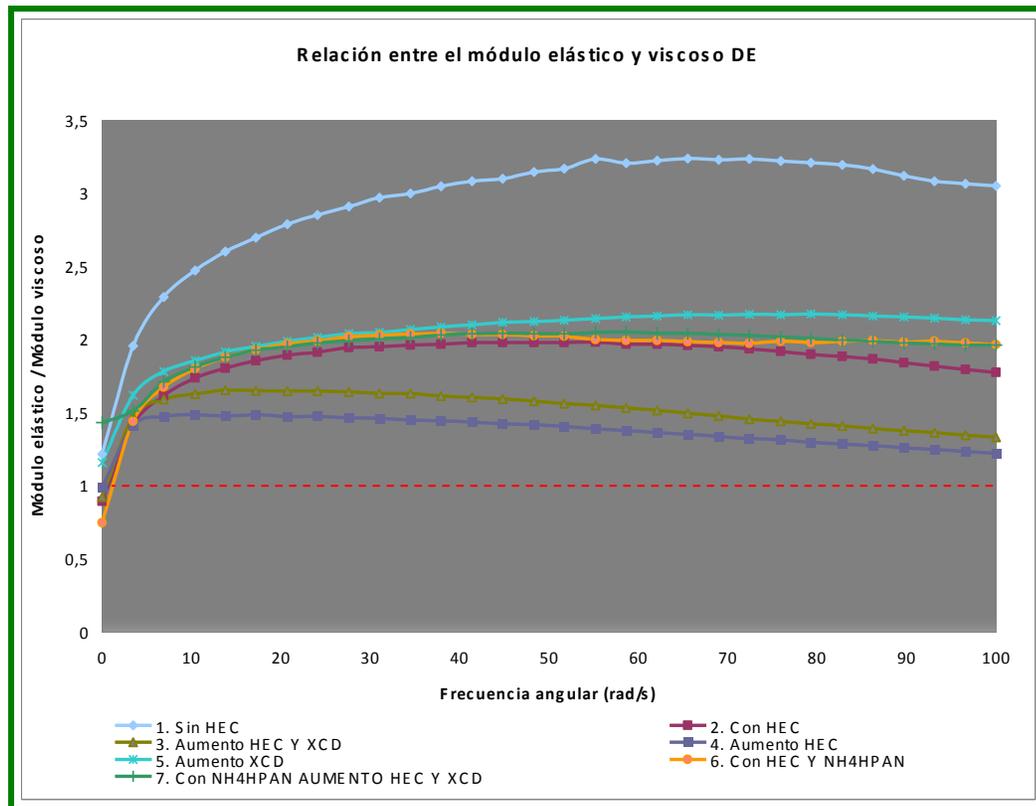


Figura 5.44: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia de los diferentes sistemas viscoelásticos después de envejecer (DE), Etapa IV

Modelo de Maxwell Normalizado

En la figura 5.45, antes de envejecer, se puede apreciar que todos los módulos de los fluidos formulados cayeron sobre las curvas teóricas hacia el lado derecho del diagrama. De acuerdo a lo planteado anteriormente se puede decir que los fluidos presentan un comportamiento más elástico que viscoso, lo cual los convierte en sistemas viscoelásticos. Igualmente, en esta figura se aprecia que la densidad de los puntos que se ubican más hacia la derecha del diagrama es la del fluido 1 (sin HEC), por lo que es este fluido el que presenta mayor comportamiento elástico, lo cual se traduce en viscoelasticidad.

En la figura 5.46, después de envejecer, se presenta el diagrama de Maxwell después de ser sometidos los fluidos al proceso de envejecimiento, al observar el diagrama se

puede notar que la mayoría de que los puntos de los módulos normalizados caen sobre las curvas teóricas hacia el lado derecho. Sin embargo, hay fluidos que se vieron afectados por los efectos de la temperatura, tal es el caso de los fluidos 2 (con HEC), 3 (aumento HEC y XCD), 4 (aumento HEC) y 6 (con HEC y NH₄HPAN), éstos presentan bajo grado de viscoelasticidad en base al Modelo de Maxwell Normalizado. Al igual que antes de envejecer, en el gráfico 5.46 se puede contemplar que la densidad de los puntos que se ubican más hacia la derecha del diagrama es la del fluido 1 (sin HEC), por lo que es este fluido el que presenta mayor comportamiento elástico

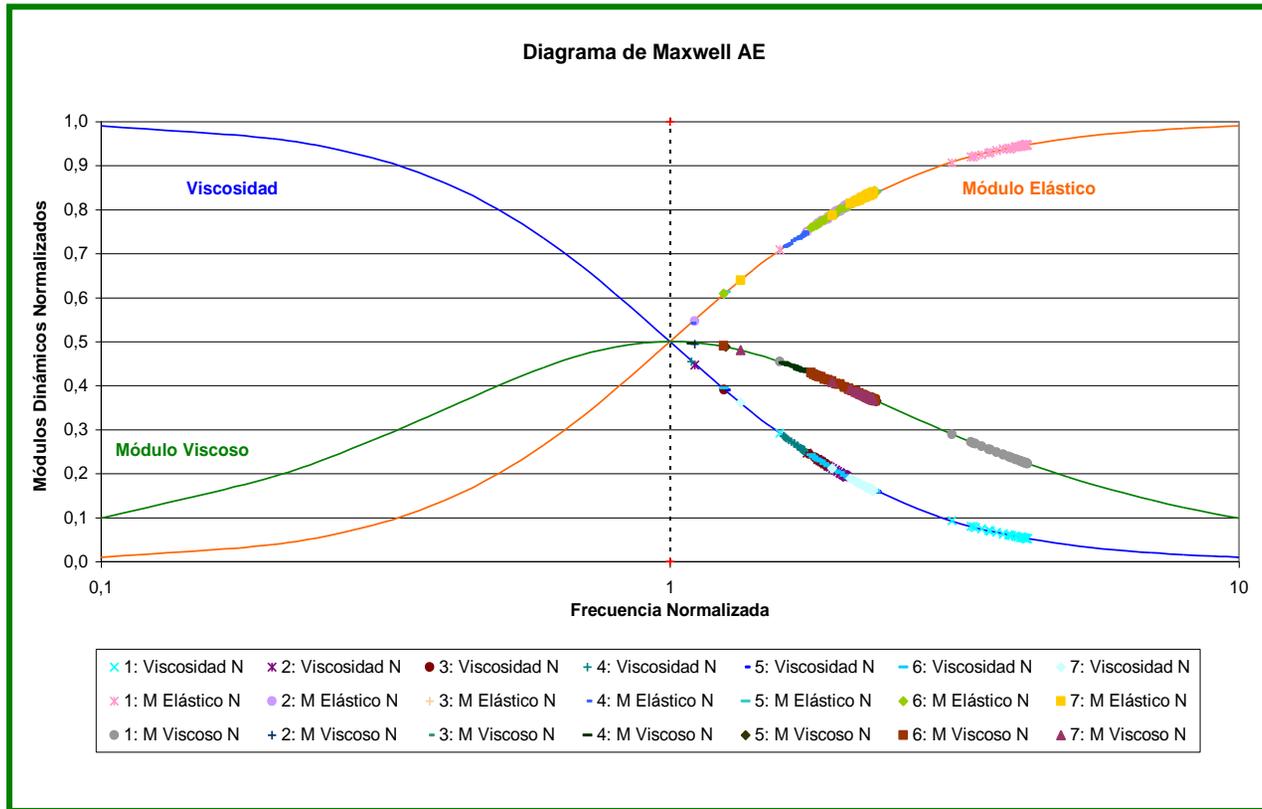


Figura 5.45: Diagrama de Maxwell Normalizado antes de envejecer (AE), Etapa IV

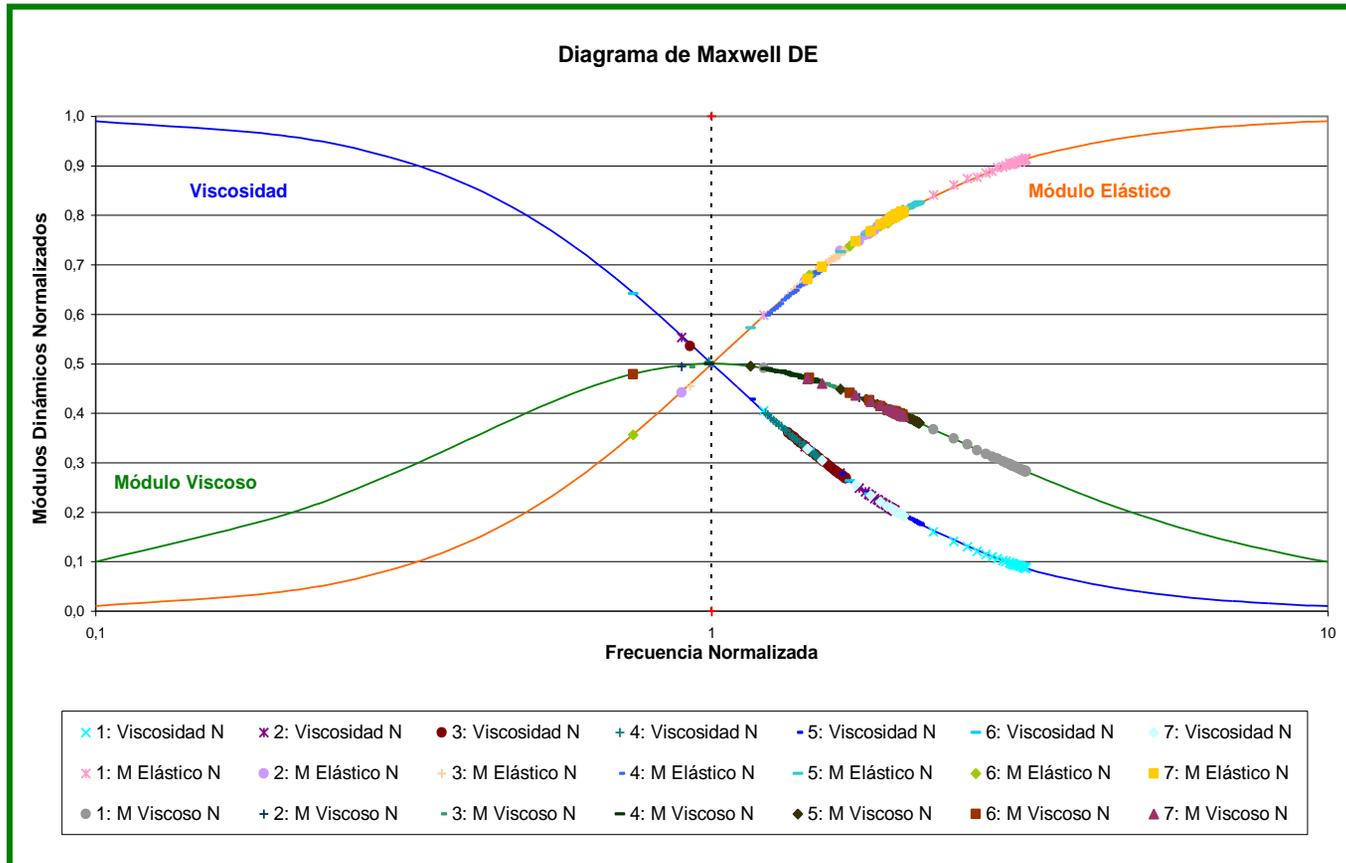


Figura 5.46: Diagrama de Maxwell Normalizado después de envejecer (DE), Etapa IV

A partir del Modelo de Maxwell Normalizado se puede apreciar que los fluidos que presentan mayor comportamiento elástico son los fluidos 1 y 5, siendo el fluido 1 el que presenta mayor comportamiento elástico y por ende mayor grado de viscoelasticidad.

En última instancia, una vez analizados todos los ensayos realizados se aprecia que los fluidos con menor concentración de HEC son los que presentan mejores propiedades reológicas y viscoelásticas, las cuales se mantienen después de envejecer, por lo que son más estables térmicamente hablando. De allí que, el rendimiento del HEC utilizado es bajo. Además, es importante señalar que el HMP-21 es un adelgazante, por lo que dependiendo de la concentración utilizada la viscosidad de los fluidos se ve afectada, como se puede observar en la formulación utilizada para los fluidos 2, 3, 4, 5, 6 y 7 se usó una concentración mayor de este aditivo, razón por la cual se puede atribuir a este aditivo los bajos resultados obtenidos para estos fluidos. Al mismo tiempo, se observó que mientras mayor era la concentración de la XCD utilizada mejores eran los resultados obtenidos, por lo que se puede decir que la XCD presentó un buen rendimiento.

5.2.4 Etapa V: Resultados de los ensayos de viscoelasticidad de los fluidos para el Campo La Victoria

Para la quinta etapa de formulaciones fueron tomadas como formulaciones base aquellas que presentaron mejor desempeño durante los ensayos realizados en la Etapa IV, estas son: la formulación del fluido 1 (sin HEC) y la del fluido 5 (aumento XCD). En base a estas fueron propuestas 3 formulaciones más. A partir de los resultados obtenidos en los ensayos rutinarios de esta etapa fue escogido el fluido para la perforación de los hoyos de producción del Campo La Victoria.

Cabe destacar que los fluidos con los que se trabajó durante esta etapa son:

- 1) Sin sulfito (1)
- 2) Con sulfito (1)
- 3) Sin sulfito (5)
- 4) Con nuevo HEC y disminución de HMP-21

Donde (1) es la formulación número 1 de la Etapa IV y (5) es la formulación número 5 de la misma etapa.

▪ **Propiedades reológicas en corte continuo a moderadas tasas de corte**

Para el caso antes de envejecer (tabla 5.46) se puede contemplar que los fluidos 1 y 2 presentan valores de lectura de esfuerzo similares, por lo que las curvas en el perfil reológico presentaran la misma tendencia (curvas colores azul oscuro y rosado respectivamente en la figura 5.47). Al observar las propiedades reológicas de estos fluidos se aprecia que tiene valores similares, excepto en la viscosidad plástica (11 cP para el fluido 1 y 14 cP para el fluido 2), tal diferencia se debe a que el fluido 1 no contiene sulfito en su formulación.

Para el caso del fluido 3, se contempla que posee altos valores de propiedades reológicas así como de lecturas, lo cual se ve plasmado en la figura 5.47 (curva color amarillo), en la cual se aprecia que este fluido presenta la curva con mayores lecturas de esfuerzo de corte para el rango de velocidades entre 3 y 600 RPM. Si se comparan estos resultados con los presentados en la tabla 5.42 para el mismo fluido con sulfito (fluido 5) es posible contemplar que ambos fluidos presentan valores no muy lejanos unos de los otros.

El fluido 4 se caracteriza por incluir un nuevo HEC en su formulación y menor concentración de HMP-21, teniendo una formulación similar a la del fluido 5 de la Etapa IV de formulaciones, si se comparan estos valores con los obtenidos para ese fluido en la tabla 5.42 es posible apreciar que con el nuevo HEC se tienen menores

lecturas de esfuerzo, por ende, menores propiedades reológicas. Sin embargo es necesario esperar hasta los resultados de la Medida Brookfield (viscosidad a bajas tasas de corte) para determinar cual de los dos fluidos presenta mejor comportamiento reológico.

Tabla 5.46: Lecturas del viscosímetro FANN 35 antes de envejecer, Etapa V

	1	2	3	4
Velocidad FANN	Lecturas FANN			
600	89	94	161	141
300	78	80	135	114
200	72	74	122	100
100	64	65	104	84
6	44	45	53	40
3	41	42	46	34
Geles 10''	42	41	44	33
Geles 10'	46	46	47	37
VP (cP)	11	14	26	27
PC (lb/100pie²)	67	66	109	87

A continuación se presenta la figura 5.47, en ésta se puede apreciar lo explicado anteriormente con respecto a los valores de lecturas obtenidos para cada fluido a determinadas tasas de corte.

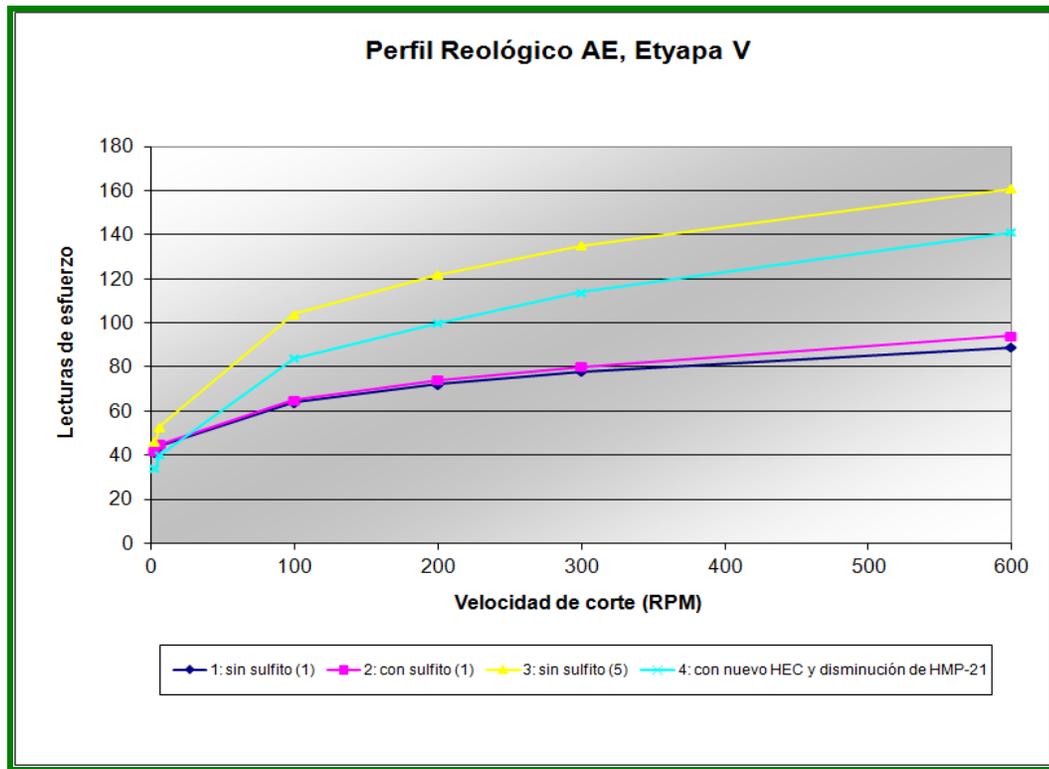


Figura 5.47: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte antes de envejecer (AE), Etapa V

Para el caso después de envejecer los valores de las lecturas a determinadas velocidades de corte son expuestos en la tabla 5.47.

Tabla 5.47: Lecturas del viscosímetro FANN 35 después de envejecer, Etapa V

	1	2	3	4
Velocidad FANN	Lecturas FANN			
600	84	81	135	130
300	74	74	112	105
200	73	70	100	93
100	68	66	84	78
6	49	46	38	38
3	43	41	30	33
Geles 10''	43	41	29	33
Geles 10'	47	45	29	35
VP (cP)	10	7	23	25
PC (lb/100pie²)	64	67	89	80

En la tabla 5.47 puede apreciar que entre los fluidos 1 y 2 ambos presentan lecturas de esfuerzo con valores similares, lo cual se puede observar la tendencia presentada por las curvas en la figura 5.48, además los valores de las propiedades reológicas también son similares, ya que la formulación base de estos fluidos es básicamente la misma (por ejemplo el PC es de 64 lb/pie² para el fluido 1 y 67 lb/pie² para el fluido 2). Con respecto a la degradación térmica se aprecia que es baja para estos fluidos porque los valores de lecturas de esfuerzo y propiedades reológicas antes y después de envejecer presentan valores similares. De manera general, a nivel reológico ambos fluidos presentan un desempeño equivalente.

Para el caso del fluido 3, se contempla en la tabla 5.47 que posee altas lecturas de esfuerzo, por ende presenta altos valores en sus propiedades reológicas, sin embargo dichos valores son menores que los presentados por el fluido 5 (misma formulación pero con sulfito) en la tabla 5.43 de la etapa IV (por ejemplo antes presentó un PC de 93 lb/pie² y ahora 89 lb/pie²), esto se debe a que el sulfito, en conjunto con la MEA y el MgO, le dan la estabilidad térmica al sistema viscoelástico, al prescindir de alguno de estos aditivos el sistema deja de ser estable térmicamente. Sin embargo, a altas tasas de corte es el fluido que presenta mayores lecturas de esfuerzo, lo cual se aprecia en la figura 5.48 (curva color amarillo).

Por su parte el fluido 4 después de envejecer sufre poca degradación térmica, sin embargo, sus valores de lecturas de esfuerzo y propiedades reológicas siguen estando por debajo de los valores que exhibió el fluido 5 en la tabla 5.43 de la cuarta etapa de formulaciones.

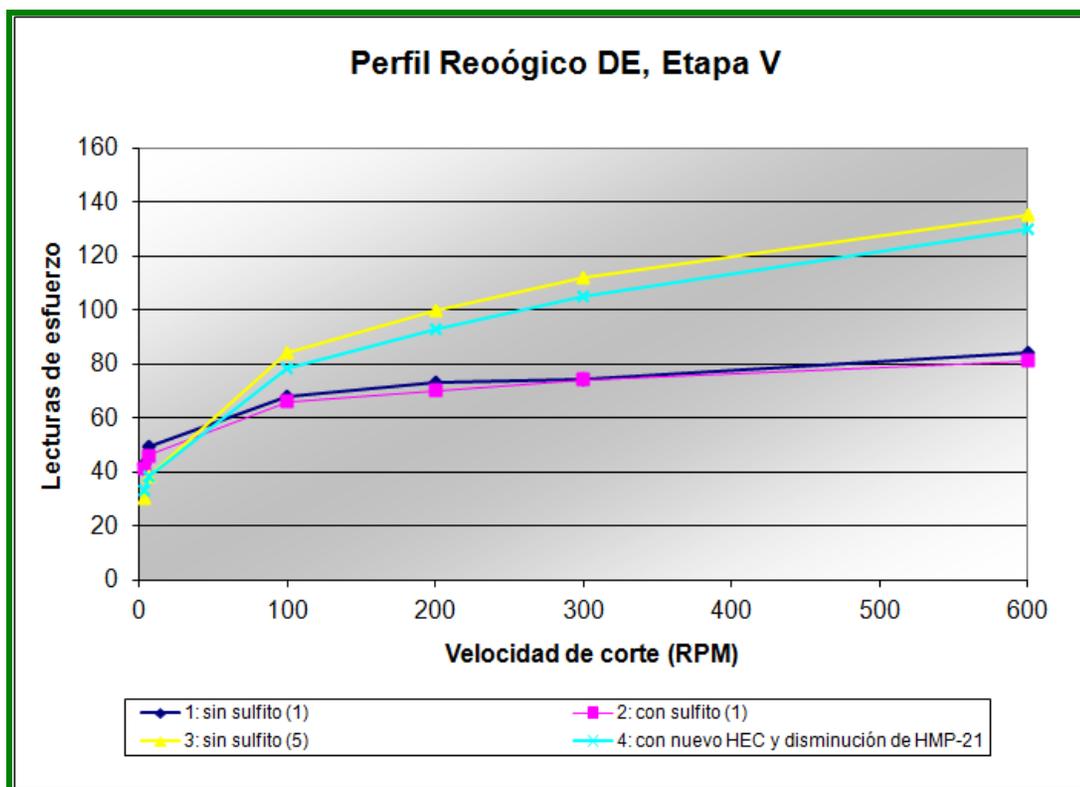


Figura 5.48 Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte después de envejecer (DE), Etapa V

Finalmente, a nivel reológico, los fluidos que presentan mayores lecturas de esfuerzo y punto cedente son los fluidos 3 y 4 (con HEC). Sin embargo, se puede decir que los fluidos que no contienen ninguno de los dos tipos de HEC en su formulación (1 y 2) son los que exhiben mayores valores de geles y viscosidad a las velocidades de corte más bajas del viscosímetro (6 y 3 RPM), por lo tanto, se presume que serán estos fluidos los que presenten mayor viscosidad a bajas tasas de corte en el ensayo de Medida Brookfield.

▪ Viscosidad a Bajas tasas de corte

Las medidas de viscosidades a baja tasa de corte se realizaron en un equipo Brookfield, a una velocidad de 0,3 RPM, los resultados son presentados antes y después de envejecer en las tablas 5.48 y 5.49 respectivamente.

Tabla 5.48: Viscosidad a baja de corte antes de envejecer, Etapa V

	Muestra AE	Viscosidad promedio (cP)
1	Sin sulfito (1)	161.619
2	Con sulfito (1)	142.381
3	Sin sulfito (5)	84.971
4	Con nuevo HEC y disminución de HMP-21	79.338

Tabla 5.49: Viscosidad a baja de corte después de envejecer, Etapa V

	Muestra DE	Viscosidad promedio (cP)
1	Sin sulfito (1)	104.552
2	Con sulfito (1)	84.986
3	Sin sulfito (5)	24.657
4	Con nuevo HEC y disminución de HMP-21	44.414

Antes de envejecer (tabla 5.48) se aprecia que todos los fluidos cumplen con lo establecido teóricamente, presentando los fluidos 1 y 4 los valores máximo y mínimo respectivamente. Entre los fluidos 1 y 2 se puede apreciar que el fluido sin sulfito presenta mayor viscosidad a bajas tasas de corte.

Por su parte el fluido 3 antes de envejecer presenta una viscosidad a bajas tasas de corte mayor de la que mostró el fluido 5 en la tabla 5.44 de la Etapa IV (59.200 cP), no obstante, después de envejecer el fluido 3 pierde su carácter elástico porque sufre alta degradación térmica y su viscosidad a bajas tasas de corte cae por debajo de 40.000 cP (24.657 cP).

Por otra parte, el fluido 4 antes de envejecer presenta una viscosidad a bajas tasas de corte mayor de la que mostró el fluido 5 en la tabla 5.44 de la Etapa IV, pero después de envejecer el fluido 4 no presenta una viscosidad mayor que la demostró el fluido 5 en la tabla 5.45 de la Etapa IV (48.990 cP), por lo que a nivel de Medida Brookfield el fluido 5 de la Etapa IV presenta mayor comportamiento elástico que el fluido 4 de esta etapa.

Finalmente, a nivel del análisis de las viscosidades a bajas tasas de corte se contempló que los mayores valores los presentaron los fluidos 1 y 2, caracterizados por la ausencia de HEC, por lo que son estos fluidos los que presentan mayor comportamiento elástico, lo cual se traduce en mayor grado de Viscoelasticidad.

- **Grado de viscoelasticidad de los fluidos**

Barrido de Deformación

El rango de viscoelasticidad se determina en un barrido de deformación de 1 a 10% a una frecuencia angular de 1 rad/seg, las imágenes de los barridos de deformación generadas por el *Software Rheoplus de Anton Paar* se muestra en los anexos 16 y 17.

En las figura 5.49 y 5.50 se presentan los resultados del módulo elástico (G'), modulo viscoso (G'') y la fracción elástica (G'/G^*), para las formulaciones antes y después de envejecer.

Si se observan el comportamiento de los fluidos antes de envejecer (figura 5.49) es posible apreciar que los fluidos que exhiben mayores módulos elásticos y viscosos, así como fracción elástica, son los fluidos sin HEC, estos son 1 y 2. Tal comportamiento se mantiene después de envejecer, ya que si se observa la figura 5.50 se evidencia que los fluidos 1 y 2 siguen presentando mayores valores en su fracción elástica, módulos elásticos y viscosos, por tal razón son los que presentan mayor grado de elasticidad según el barrido de deformación.

Por su parte, los fluidos 3 y 4 antes de envejecer (figura 5.49) presentan mayor carácter elástico que el fluido 5 de la Etapa IV, ya que en la figura 5.41 los valores exhibidos por el fluido 5 fueron:

$$G' = 20,88 \text{ Pa}$$

$$G'' = 10,23 \text{ Pa}$$

$$G'/G^* = 0,9$$

Los cuales son menores que los valores presentados por los fluidos 3 y 4 en la figura 5.49. No obstante, después del envejecimiento, el fluido 5 de la Etapa IV presentó en la figura 5.42 los siguientes valores:

$$G' = 16,92 \text{ Pa}$$

$$G'' = 9,90 \text{ Pa}$$

$$G'/G^* = 0,86$$

Tales valores son mayores que los mostrados en la figura 5.50 para los fluidos 3 y 4 después de envejecer, lo cual indica que el fluido 5 de la Etapa IV se degradó menos al ser sometido a los efectos de la temperatura.

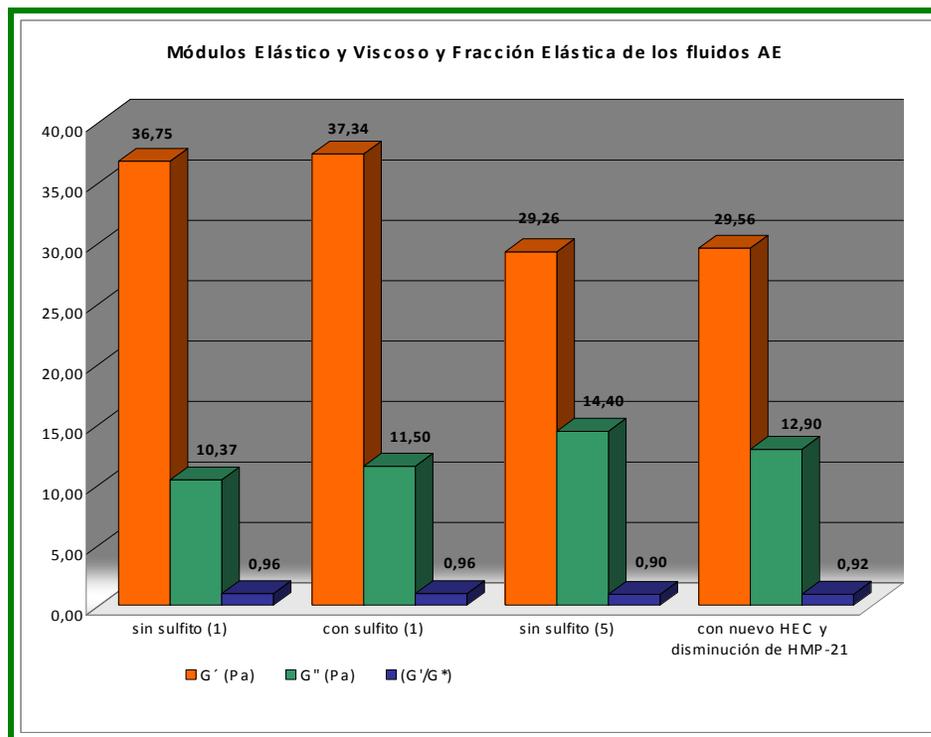


Figura 5.49: Resultados de los módulos G', G'' y G'/G* antes de envejecer (AE), Etapa V

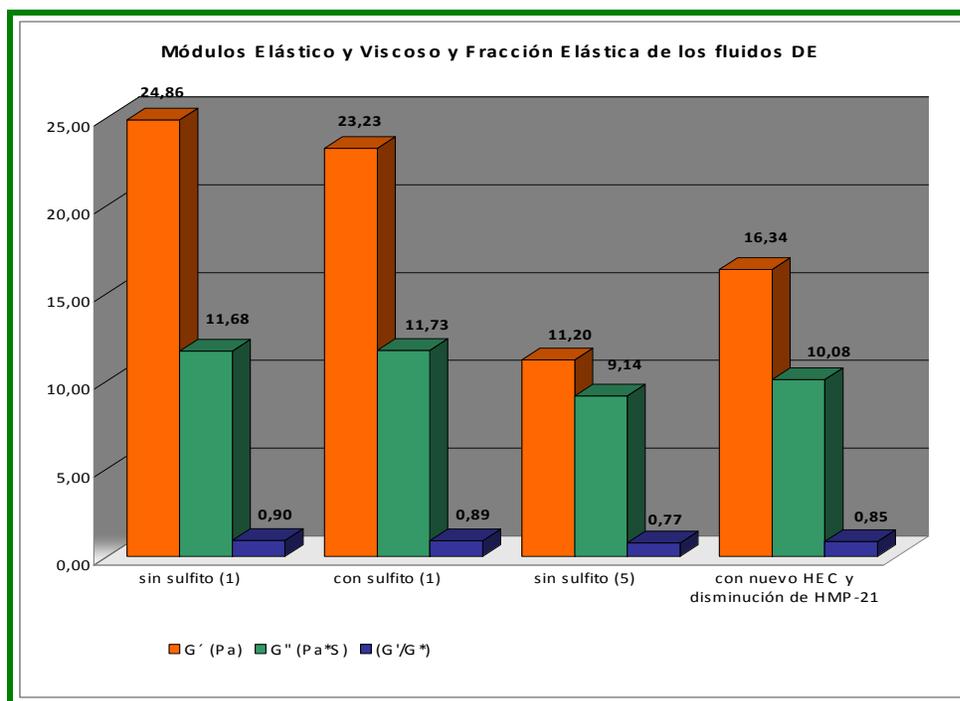


Figura 5.50: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* después de envejecer (DE), Etapa V

Por último, a partir del barrido de deformación se determina que los fluidos que presentan el mayor grado de viscoelasticidad son los fluidos que no contienen HEC en su formulación, estos son los fluidos 1 y 2.

Barrido de frecuencia

El barrido de frecuencia se corrió a una deformación constante del 5% y 0,01 rad/seg a 100 rad/seg como rango de frecuencia, las imágenes de los barridos de frecuencia generadas por el *Software Rheoplus de Anton Paar* se muestra en los anexos 18 y 19.

Para el caso de los fluidos antes de envejecer, en la figura 5.21 se evidencia que todos los fluidos formulados presentan una relación modulo elástico-viscoso mayor a uno (1) a lo largo del barrido de frecuencia.

Para el caso particular de los fluidos 1 y 2 (sin y con sulfito, curvas azul claro y azul oscuro respectivamente) se aprecia que presentan las curvas con la tendencia más alejada de la asíntota trazable por $y = 1$, por lo tanto son estos fluidos los que presentan mayor carácter elástico, es decir, son estos fluidos los que poseen mayor grado de viscoelasticidad.

Por su parte los fluido 3 y 4 presentan curvas con tendencia similar (curvas color verde aceituna y vinotinto respectivamente), al estar por encima de la asíntota trazable por $y = 1$ se consideran sistemas viscoelásticos, sin embargo los fluidos 1 y 2 presentan mayor grado de viscoelasticidad en base al barrido de frecuencia. Cabe destacar que la curva del fluido 5 de la Etapa IV de formulaciones mantuvo una tendencia dentro del rango $2 < y < 2,5$ (figura 5.43), por lo que para este caso los fluidos 3 y 4 presentan mayor carácter elástico.

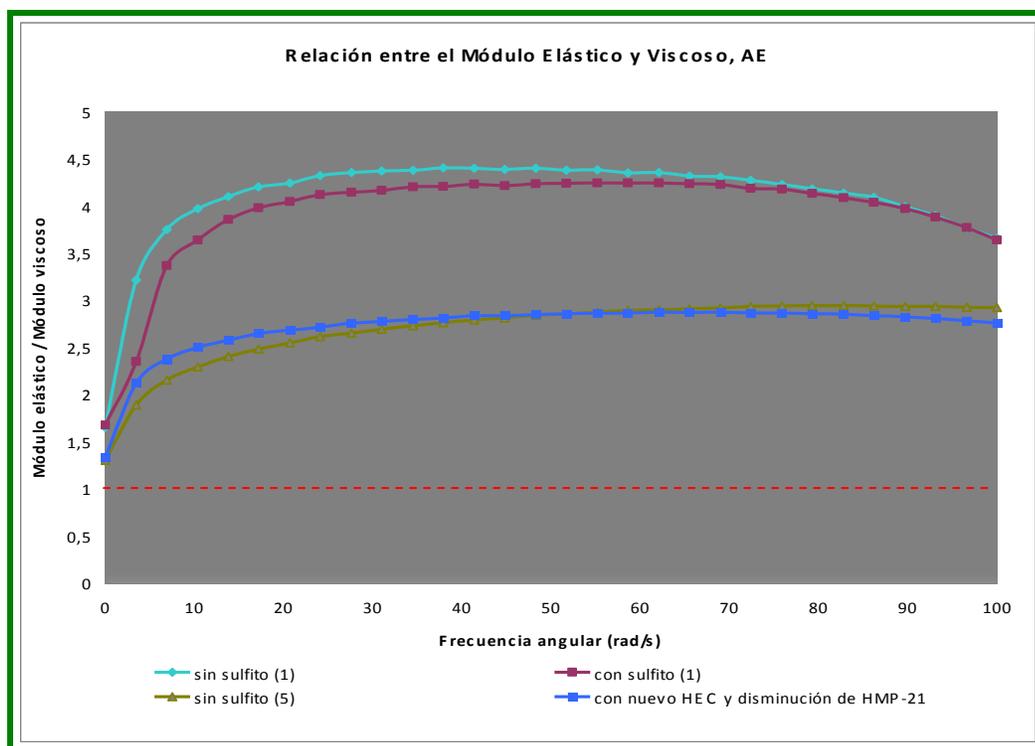


Figura 5.51: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos antes de envejecer (AE), Etapa V

Para el caso después de envejecer, figura 5.52, se contempla que los fluidos 1 y 2 luego de ser sometidos a los efectos de la temperatura sus propiedades viscoelásticas no sufren alto grado de degradación, por lo que mantienen un alto carácter elástico, es decir, presentan alto grado de viscoelasticidad, siendo los de mayor viscoelasticidad en función del barrido de frecuencia entre los cuatro fluidos formulados para la quinta etapa de formulaciones.

Con respecto a los fluidos 3 y 4, se puede decir que después de envejecer conservan su carácter elástico. En la figura 5.44 puede apreciarse que la tendencia de la curva del fluido 5 de la Etapa IV de formulaciones mantuvo una tendencia dentro del rango $1,5 < y < 2,2$, por lo que el fluido 3 muestra menos carácter elástico después de envejecer, pero el fluido 4 al mostrar una curva con una tendencia en un rango de datos superior que los del fluido 5 exhibe mayor elasticidad.

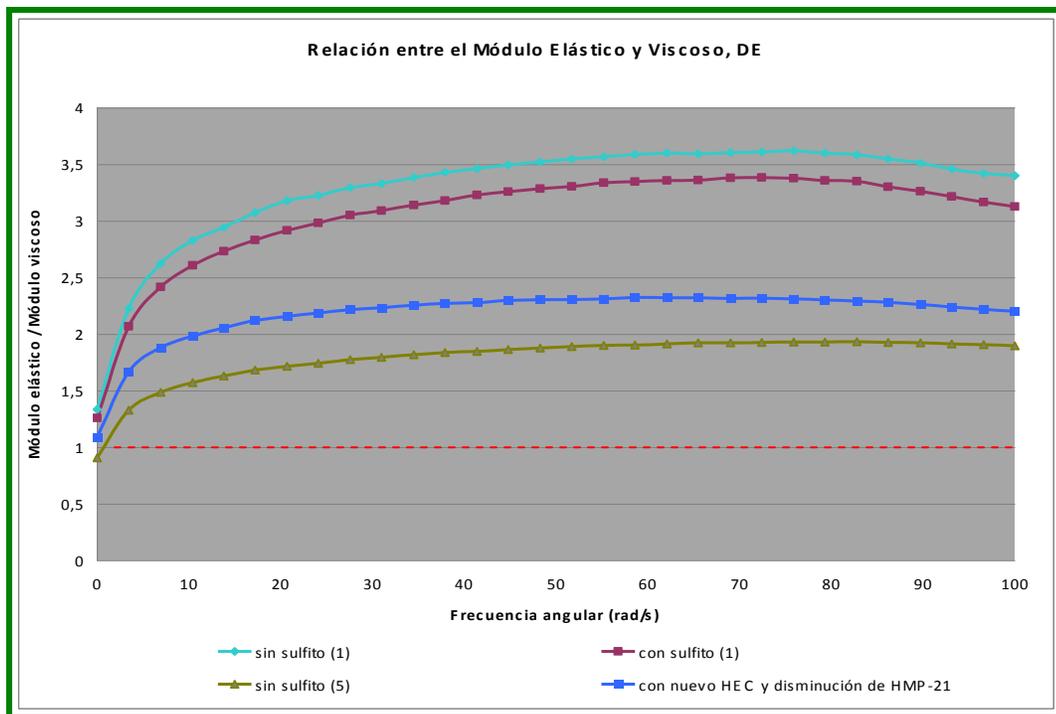


Figura 5.52: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia, de los diferentes sistemas viscoelásticos después de envejecer (DE), Etapa V

Modelo de Maxwell Normalizado

En el diagrama de Maxwell antes de envejecer (figura 5.53) se puede apreciar que todos los puntos están ubicados hacia el lado derecho de la asíntota trazable por $x = 1$, por lo que antes de someterse a los efectos de la temperatura los cuatro fluidos son considerados viscoelásticos. Cabe destacar que de los fluidos evaluados, la densidad de los puntos que se ubica más hacia el lado derecho del diagrama son los pertenecientes a los fluidos 1 y 2.

En el caso de los fluidos después de envejecer, es posible apreciarse en la figura 5.54 que la densidad de los puntos de los 4 fluidos evaluados para esta etapa de formulaciones se encuentra a la derecha de la asíntota trazable por $x = 1$, por lo que todos los fluidos conservan su comportamiento viscoelástico. Sin embargo el fluido 3 presenta un punto hacia el lado izquierdo del diagrama, por lo que es este fluido el que presenta menor comportamiento viscoelástico. De igual manera, se aprecia que los fluidos que presentan mayor grado de elasticidad son los fluidos 1 y 2, por ende son estos fluidos los que presentan mayores propiedades viscoelásticas.

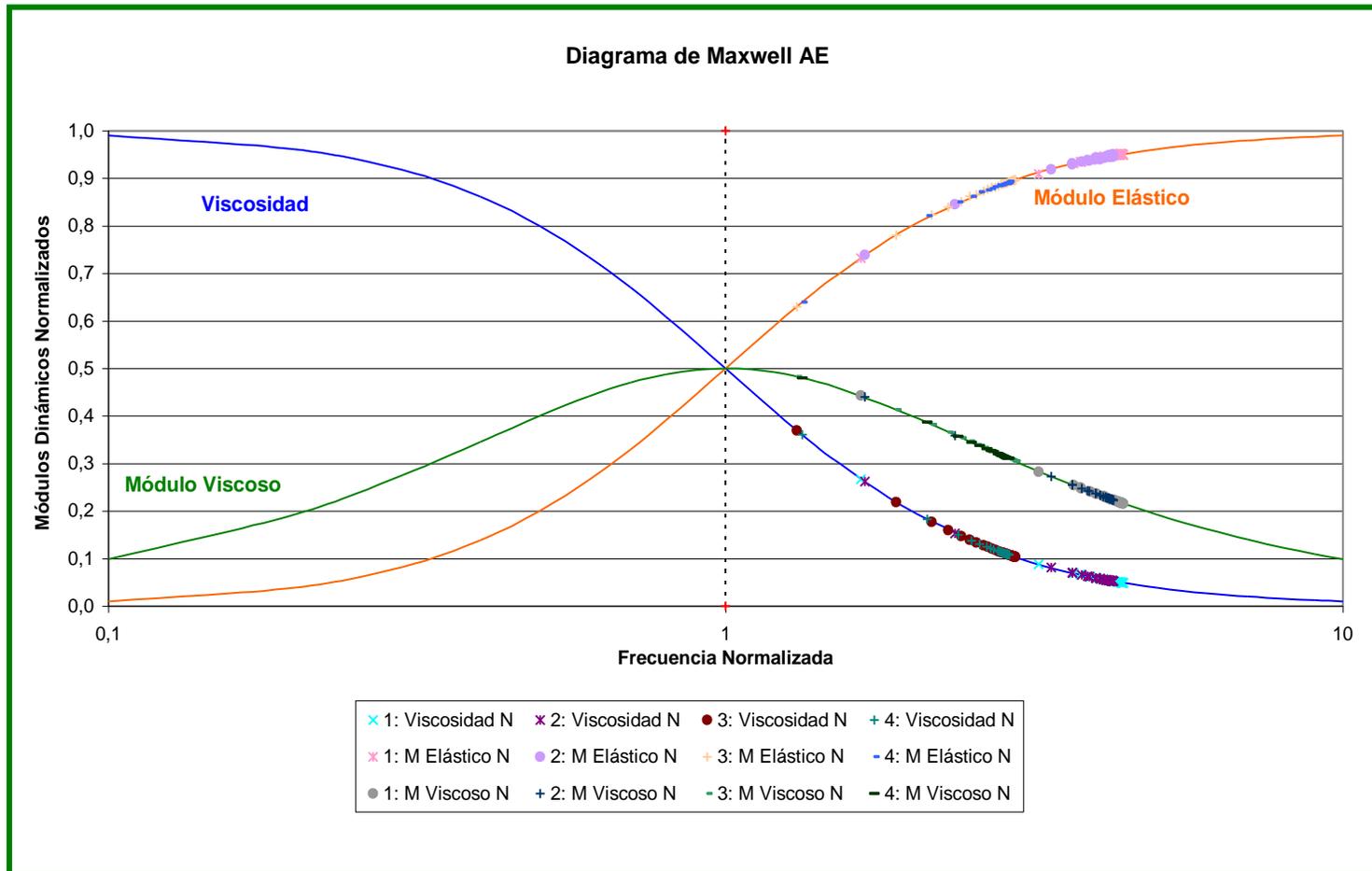


Figura 5.53: Diagrama de Maxwell Normalizado antes de envejecer (AE), Etapa V

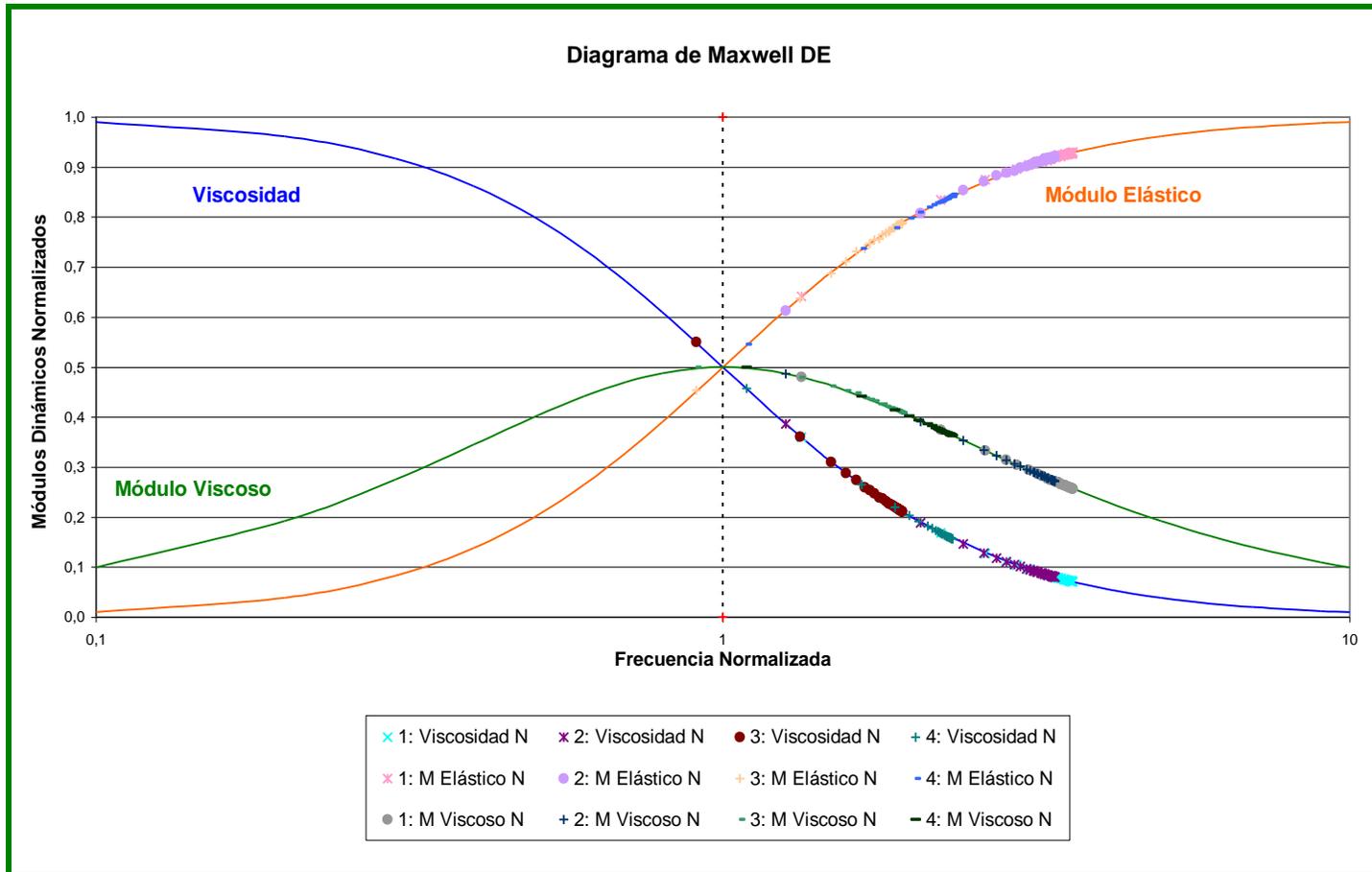


Figura 5.54: Diagrama de Maxwell Normalizado después de envejecer (DE), Etapa V

Finalmente, a partir de todos los ensayos realizados en la quinta etapa de formulaciones se puede apreciar que los fluidos que presentaron mayor grado de viscoelasticidad son los fluidos que se caracterizan por la ausencia de HEC en su formulación.

5.2.5 Selección del fluido para la perforación de hoyos de producción del Campo La Victoria

A partir de los ensayos rutinarios realizados en las Etapas IV y V se tienen dos escenarios, el primero es a nivel de viscoelasticidad y el segundo a nivel de las propiedades reológicas.

De acuerdo al primer escenario, los fluidos caracterizados por la presencia de un solo polímero viscosificante (Goma Xántica) en su formulación demostraron mejor desempeño viscoelástico, ya que fueron estos fluidos los que arrojaron mayores valores en los ensayos que determinan la viscoelasticidad. El primer indicativo se obtuvo en las mínimas lecturas del viscosímetro (3 y 6 RPM), debido a que si un fluido presenta altos valores de estas lecturas tendrá un carácter viscoelástico, además estos fluidos generaron los geles más altos y fáciles de romper por presentar valores próximos a los 10 segundos y 10 minutos. El segundo indicativo es la viscosidad a bajas tasas de corte ó Medida Brookfield, que se mencionó con anterioridad en este capítulo, siendo los fluidos sin HEC los que desarrollaron las medidas más altas. El tercer indicativo se tiene en los ensayos propios del grado de viscoelasticidad (Barrido de Deformación, Barrido de frecuencia y Modelo de Maxwell Normalizado), en estos los fluidos que se destacaron presentando valores mayores fueron los fluidos sin HEC en su formulación.

Sin embargo, a nivel de lecturas a altas tasas de corte (de 100 a 600 RPM) y punto cedente los fluidos sin HEC exhibieron los menores valores de los ensayos realizados en las últimas dos etapas, lo cual se justifica en que el HEC es el polímero encargado

de aportar viscosidad a altas tasas de corte, al estar ausente este polímero las lecturas de alta velocidad serán menores, lo cual se refleja en un menor punto cedente, esta explicación es la base del segundo escenario.

No obstante, PDVSA Servicios establece que para perforar un hoyo de producción con un punto cedente entre 12 y 18 lb/pie² se genera la limpieza del hoyo requerida por las operaciones de perforación. Por lo tanto, si bien es cierto que los fluidos sin HEC presentan las menores lecturas a altas tasas de corte y menor punto cedente, estos valores son lo suficientemente altos como para desempeñar eficientemente su labor.

En tal sentido, los mejores candidatos para la perforación de los hoyos de producción del Campo La Victoria son los fluidos que se caracterizan por no poseer HEC en su formulación, sino XCD como único polímero viscosificante. Cabe destacar que bajo dicha formulación se prepararon nada más dos fluidos, uno con sulfito y otro sin sulfito.

El fluido preparado sin sulfito (fluido 1, Etapa V) presentó mayor grado de viscoelasticidad durante el desarrollo de toda la etapa, al ser sometido a 16 horas de envejecimiento a 280°F sus propiedades sufrieron poca degradación, exhibiendo después del envejecimiento las más altas propiedades viscoelásticas de los fluidos evaluados. Sin embargo, durante las operaciones de perforación un fluido no está sometido a los efectos de temperatura sólo por 16 horas, sino que ese periodo depende de las operaciones de perforación y se puede extender a varios días, por lo que se hace necesaria la presencia de los tres aditivos que le dan estabilidad térmica al sistema viscoelástico (MEA, MgO y Sulfito). En base a lo explicado anteriormente se selecciona al fluido sin HEC y con Sulfito (fluido 1 Etapa IV, ó fluido 2 Etapa V) como el sistema viscoelástico para ser utilizado durante las operaciones de perforación del Campo La Victoria.

A continuación se presenta la tabla con la formulación final del sistema viscoelástico seleccionado:

Tabla 5.50: Formulación final del fluido (2) para el Campo La Victoria

	FORMULACIÓN
ADITIVO	CONCENTRACIÓN (lpb)
H2O	337,1
KCL	10,1
Sulfito	0,5
XCD	4,8
HMP-21	2,4
pH Buffer	1,9
MEA	1,9
Biocida	0,2

Con respecto a otras propiedades, la densidad teórica de este fluido es 8.54 lpg, en vista de que se trata de la perforación de hoyos destinados a la producción de hidrocarburos, es preciso evaluar si con esta densidad se fractura la formación.

Según PDVSA Exploración y Producción el Campo La victoria posee un gradiente de fractura promedio de 0,6 psi/pie. En base a la ecuación 5.1 se calcula la densidad de fractura (ρ_f) para esta zona utilizando el gradiente de fractura promedio y despejando la densidad:

$$0,6 = 0,052 * \rho_f$$

$$\rho_f = 11,5 \text{ lpg}$$

Si dicho valor es comparado con la densidad del fluido diseñado se tiene

$$8,54 \text{ lpg} < 11,5 \text{ lpg}$$

En base al resultado anterior, la presión generada por la columna hidrostática de este fluido siempre estará por debajo de la presión de fractura y en consecuencia no se

fracturará hidráulicamente la formación, por lo que no se tendrán pérdidas de circulación inducidas.

Finalmente, se ha verificado que el fluido 2 cumple con los requerimientos del Campo La Victoria, lo que lo convierte en el mejor candidato para la perforación de dicha zona.

5.2.6 Caracterización del fluido

La caracterización del fluido seleccionado se realizó en base a la norma API 13-B1, la cual señala los ensayos que deben ser llevados a cabo para obtener las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación.

▪ Ensayos de análisis físico

Los resultados de los ensayos físicos realizados al fluido seleccionado (2, Etapa V) antes y después de envejecer se presentan en la tabla 5.51.

Tabla 5.51: Resultados de los ensayos de análisis físicos realizados al fluido seleccionado antes y después de envejecer (AE y DE respectivamente)

Propiedades	AE	DE
Densidad [lpg]	8,5	8,5
Filtrado API: 7,5'' / 30' [cc]	4 / 6	7 / 11
Espesor del revoque API [pulg]	2 / 32	1 / 32
Características del revoque API	Color marrón claro y de consistencia gelatinosa	Color marrón claro y de consistencia gelatinosa
pH	10,5	10,5
% v/v Sólidos	6	16
% v/v Agua	94	84
% v/v Arena	Trazas	Trazas

De la densidad del fluido se puede comentar que coincide con el valor de la densidad teórica (8,54 lpg).

El filtrado indica el volumen de la fase continua que invade a las formaciones permeables a través del revoque, siendo el aumento de la viscosidad y el revoque los mecanismos de control de la filtración para los fluidos viscoelásticos. Dicho filtrado es medido a partir de las pruebas de filtrado API y filtrado ATAP (Alta Temperatura y Alta Presión). Del filtrado API se puede comentar que se adquirieron volúmenes bajos de filtrado tanto antes como después de envejecer, sin embargo después de envejecer el volumen de filtrado es un poco mayor, lo cual se atribuye a la disminución de la viscosidad después de someter el fluido a envejecimiento y degradación térmica aditivo controlador de la filtración (HMP-21). El revoque generado por esta prueba se muestra en la figura 5.55, en este se puede apreciar que posee un color marrón claro, no muy grueso y con consistencia y apariencia gelatinosa.

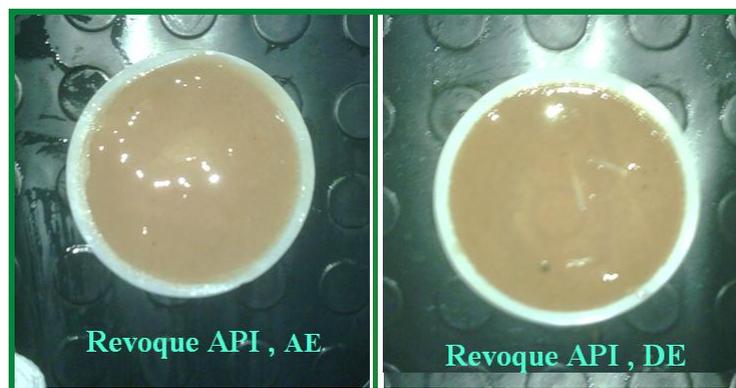


Figura 5.55: Revoques obtenido del ensayo Filtrado API del fluido seleccionado antes y después de envejecer [Fotografías tomadas por Pérez, 2011]

Por otra parte, es importante señalar que el filtrado ATAP no se realizó debido a que el equipo presentó problemas.

La importancia del pH en los aditivos de CNPC es tal que la experiencia operacional de PDVSA Servicios indica que para que los aditivos del fluido cumplan eficientemente sus funciones es necesario que el pH del fluido esté por encima de 10, tal requerimiento se cumple, ya que el pH que el fluido seleccionado presenta es de 10,5.

Al observar el ensayo de porcentaje de sólidos y agua se contempla que el fluido posee un bajo contenido de sólidos, lo cual es una característica de los fluidos viscoelásticos. La importancia de esta característica radica en que evita el daño de la formación por disminución del espacio poral.

A nivel operacional, la arena es un sólido indeseable en los fluidos de perforación por ser abrasiva. Como puede apreciarse en la tabla 5.5, el fluido presentó cero contenido de arena (trazas), lo cual era de esperarse por tratarse de un fluido viscoelástico, éstos se caracterizan por no tener contenido de arena.

▪ Ensayos de análisis químico

Los resultados de los ensayos químicos antes y después de envejecer se presentan en la tabla 5.52.

Tabla 5.52: Resultados de los ensayos de análisis químicos realizados al fluido seleccionado antes y después de envejecer (AE y DE respectivamente)

Propiedades a determinar	AE	DE
Cloruros (mg/L)	16.000	18.000
Dureza como Calcio (mg/L)	880	960
Pf (cc de H ₂ SO ₄)	2	2
Mf (cc de H ₂ SO ₄)	2,2	2,6
Pm (cc de H ₂ SO ₄)	3	3,4

Los cloruros es una medida que da la idea de los iones de cloro presentes en el filtrado, para el fluido seleccionado se observa que antes y después de envejecer se midieron valores muy próximos.

La dureza como calcio permite conocer la cantidad de sales de Calcio y Magnesio disueltas en el filtrado. Antes y después de envejecer el fluido, esta medida presentó valores próximos.

La alcalinidad determina las concentraciones de oxidrilos, carbonatos y bicarbonatos (OH^- , CO_3^{2-} y HCO_3^-) midiendo la cantidad de ácido para reducir el pH (M-I *Drilling Fluids*, 2001). Las correlaciones presentadas por la Guía General del Laboratorio de Fluidos de perforación y Cementación de la Esc. Ingeniería de Petróleo de la UCV se muestran en la tabla 5.28 de la sección 5.1.7 Caracterización del fluido del Campo borburata.

En base a la a la cuarta sección de correlaciones de dicha tabla, y los valores de M_f y P_f obtenidos para el fluido seleccionado en esta etapa, las concentraciones de oxidrilos, carbonatos y bicarbonatos son las siguientes:

OH⁻: 612 – 476 mg/L

CO₃⁻: 240 – 720 mg/L

HCO₃⁻: 0 mg/L

5.2.7 Comparación entre el fluido seleccionado y Permavisc®

Como se Expuso previamente, Permavisc® es el sistema viscoelástico patentado por PDVSA Intevep, el mismo posee en su formulación dos polímeros viscosificantes (HEC y XCD), un polímero controlador del filtrado (almidón), KCl como inhibidor de lutitas, Sulfito de Sodio como secuestrante de Oxígeno, para el control del pH mantener la estabilidad térmica MgO, MEA como antioxidante y entendedor térmico

y un bactericida. Este es preparado en base a aditivos pertenecientes a compañías específicas, es decir, los aditivos de éste sistema son de distinta calidad que los de CNPC. La formulación del sistema Permavisc® empleada es la que se contempla en la tabla 5.29 de la sección 5.1.8 Comparación entre el fluido seleccionado y Permavisc®.

Con el propósito de contraponer las propiedades del sistema viscoelástico diseñado para esta fase contra las del sistema base de PDVSA Intevp, a continuación son presentados los valores de lectura de esfuerzo de corte del sistema Permavisc® antes y después de envejecer versus los del fluido 2 de la Etapa V de formulación.

Tabla 5.53: Lecturas del viscosímetro FANN 35 Permavisc® vs. Fluido 2 antes de envejecer

	Permavisc	2
Velocidad FANN	Lecturas FANN	
600	190	94
300	153	80
200	138	74
100	111	65
6	45	45
3	36	42
Geles 10''	37	41
Geles 10'	39	46
VP (cP)	37	14
PC (lb/100pie²)	116	66

Tabla 5.54: Lecturas del viscosímetro FANN 35 Permavisc® vs. Fluido 2 después de envejecer

	Permavisc	2
Velocidad FANN	Lecturas FANN	
600	139	81
300	109	74
200	95	70
100	76	66
6	32	46
3	24	41
Geles 10''	23	41
Geles 10'	26	45
VP (cP)	30	7
PC (lb/100pie²)	79	67

Si son apreciadas las tablas 5.53 y 5.54 es posible contemplar que las lecturas de esfuerzo más altas las posee el sistema Permavisc® a las mayores velocidades de corte (600 – 100 RPM), no obstante, a las velocidades de corte más bajas el fluido 2 presenta mayores lecturas, por lo que será el fluido 2 presentará mayor viscosidad a bajas tasas de corte (Medida Brookfield). Lo expuesto anteriormente también puede ser apreciado gráficamente en las figuras 5.56 y 5.57.

De las propiedades reológicas se puede decir que el fluido 2 presenta mayores geles y menor viscosidad plástica. Los valores de la viscosidad plástica se deben a que el fluido 2 contiene sólo 5 lbs de polímero viscosificante y 0,5 lbs de sulfito, mientras que el sistema Permavisc® contiene 5,7 lbs en total de polímero viscosificante y 1,9 lbs de sulfito, mientras menor masa de aditivo sólido menor viscosidad plástica tendrá el sistema. Por su parte el sistema Permavisc® presenta mayor punto cedente, sin embargo los valores de punto cedente del fluido 2 son suficientes como para cumplir de manera eficiente su función de limpieza.

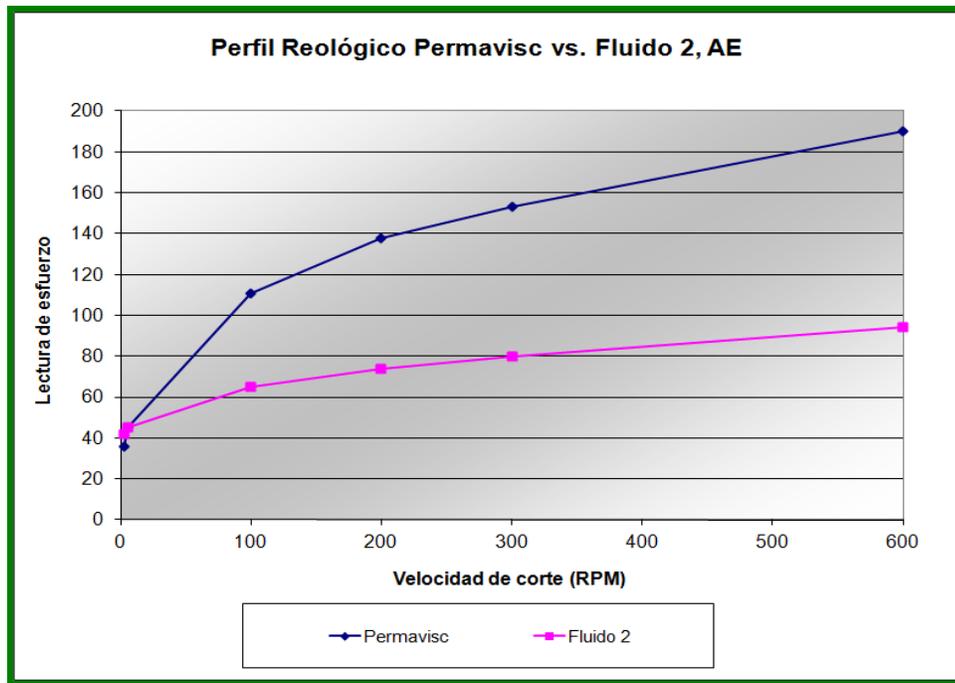


Figura 5.56: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte Permavisc® vs. Fluido 2 antes de envejecer (AE)

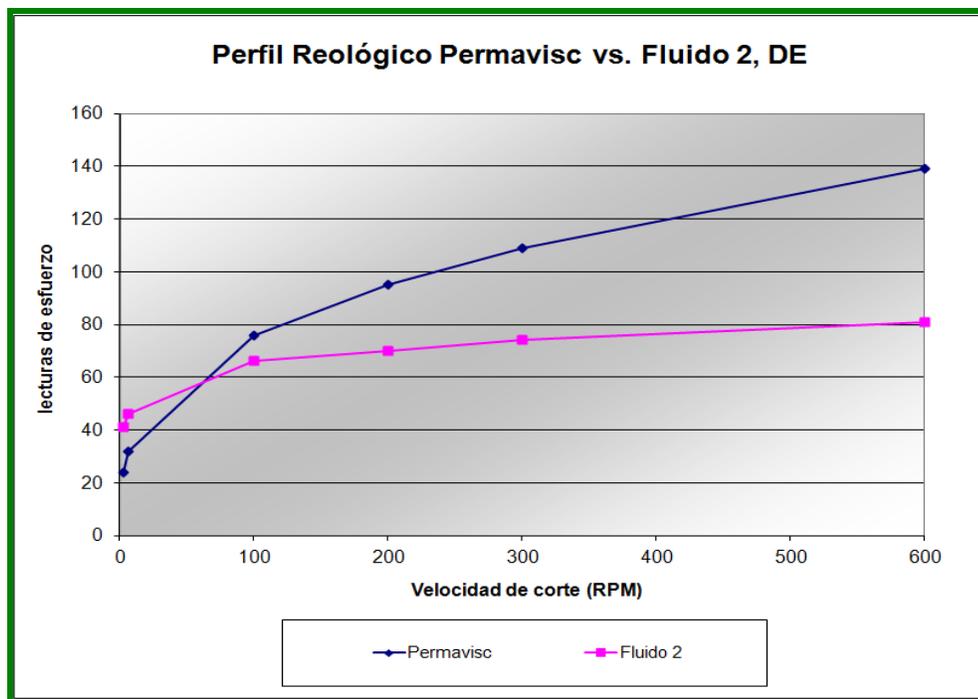


Figura 5.57: Gráfico de lecturas de esfuerzo de corte a moderadas velocidades de corte Permavisc® vs. Fluido 2 después de envejecer (DE)

Por otra parte, los valores de viscosidad a bajas tasas de corte del sistema Permavisc® y el fluido 2 son presentados a continuación con el propósito de evaluar cual de los dos sistemas viscoelásticos presenta mayores propiedades de viscoelasticidad en función de la Medida Brookfield.

Tabla 5. 55: Viscosidad a baja de corte Permavisc® vs. Fluido 2 antes y después de envejecer

Fluido	Viscosidad promedio (cP) AE	Viscosidad promedio (cP) DE
Permavisc®	67.076	34.324
Fluido 2	142.381	84.986

En la tabla 5.55 se contempla que el fluido 2 presenta valores mucho mayores de viscosidad a bajas tasas de corte antes y después de envejecer (53% y 60% mayor, respectivamente), lo cual se predijo anteriormente a partir de las lecturas de 3 y 6 RPM obtenidas. Además, el sistema Permavisc® después de envejecer presenta valores de viscosidad a bajas tasa de corte menores a 40.000 cP, por lo que este sistema tiene un comportamiento más viscoso que elástico después de ser sometido a temperatura.

En el mismo orden de ideas, a fin de comparar el grado de viscoelasticidad de los dos sistemas viscoelásticos, se generaron los diagramas correspondientes al barrido de deformación y barrido de frecuencia.

A partir del barrido de deformación se generaron los gráficos presentados en las figuras 5.58 y 5.59, en éstos se contempla que ambos fluidos cumplen con los parámetros teóricos de elasticidad para este tipo de barrido, ya que los módulos elásticos son mayores a 6 Pa, a su vez son mayores que los viscosos antes y después de envejecer, y la fracción elástica es mayor a 0,70. Sin embargo, el mayor grado de elasticidad lo presenta el fluido 2, por lo tanto es éste más viscoelástico de acuerdo al barrido de deformación.

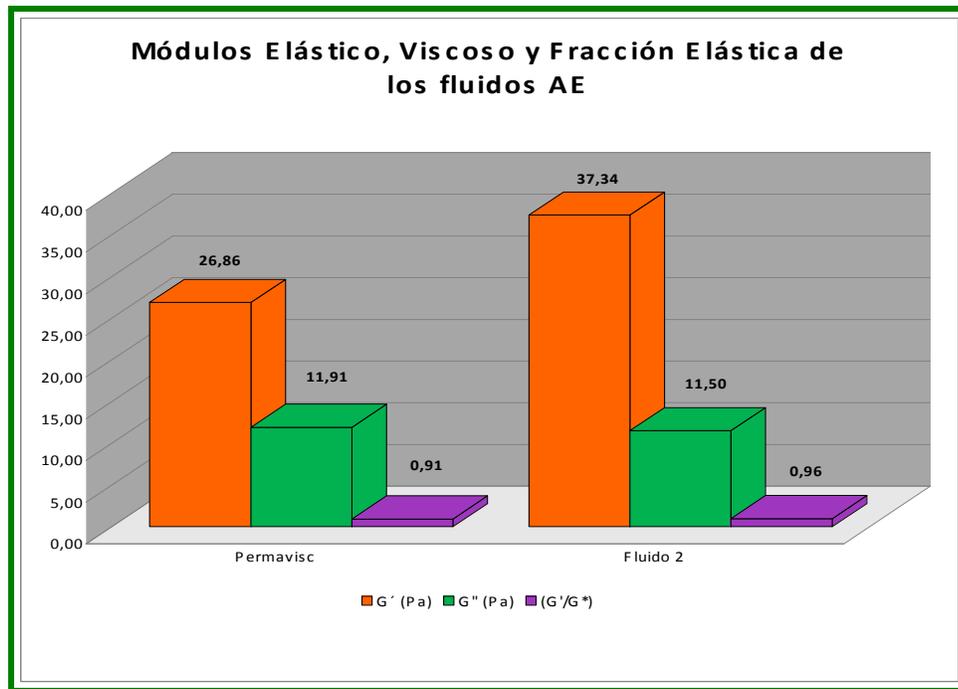


Figura 5.58: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* Permavisc® vs. Fluido 2 antes de envejecer (AE)

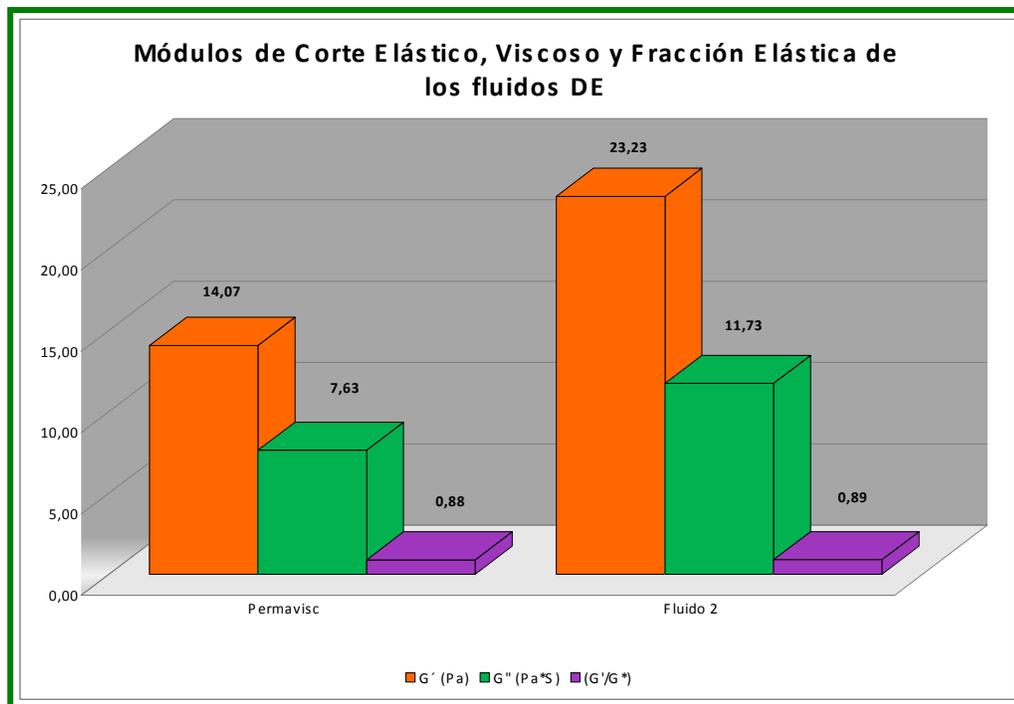


Figura 5.59: Resultados de los módulos G' , G'' y G'/G^* Permavisc® vs. Fluido 2 después de envejecer (DE)

Por su parte, a partir del barrido de frecuencia se construyeron los gráficos mostrados en las figuras 5.60 y 5.61 exhiben el comportamiento viscoelástico de los fluidos en base al barrido de frecuencia antes y después de envejecer, en estas puede ser apreciado que las curvas de ambos fluidos se encuentran por encima de la asíntota trazable por $y = 1$, pero la curva del fluido 2 presenta una tendencia hacia mayores valores de la relación módulo elástico / módulo viscoso, por lo que este fluido posee mayor carácter elástico lo cual se traduce en viscoelasticidad. Sin embargo, la curva del sistema Permavisc® presenta una tendencia más lineal tanto antes como después de envejecer, lo cual indica que su grado de viscoelasticidad es muy estable y se mantendrá en el tiempo.

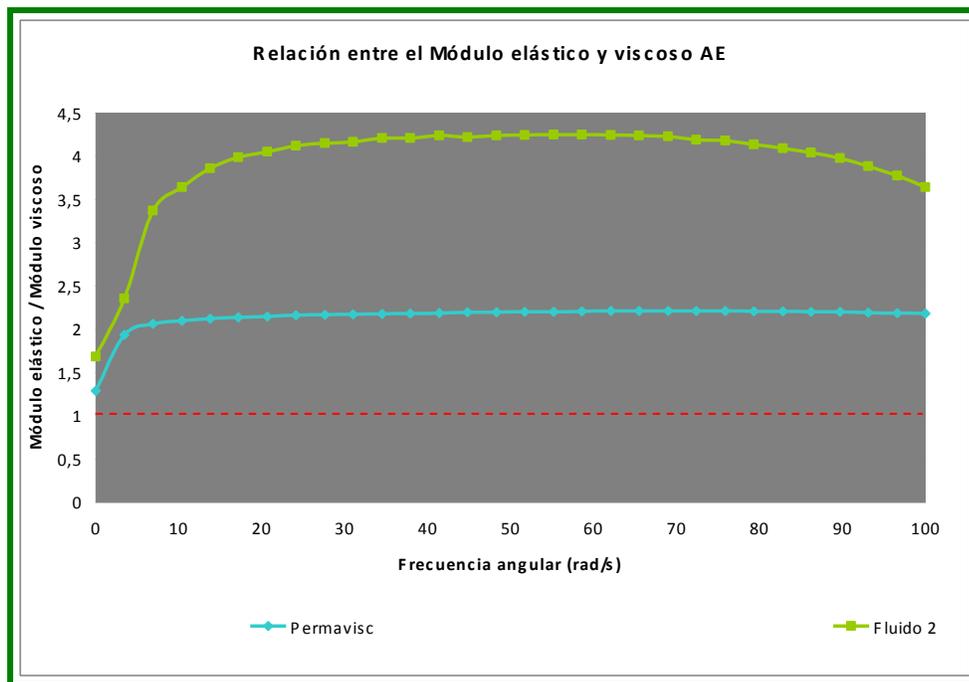


Figura 5.60: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia Permavisc vs. Fluido 2 antes de envejecer (AE)

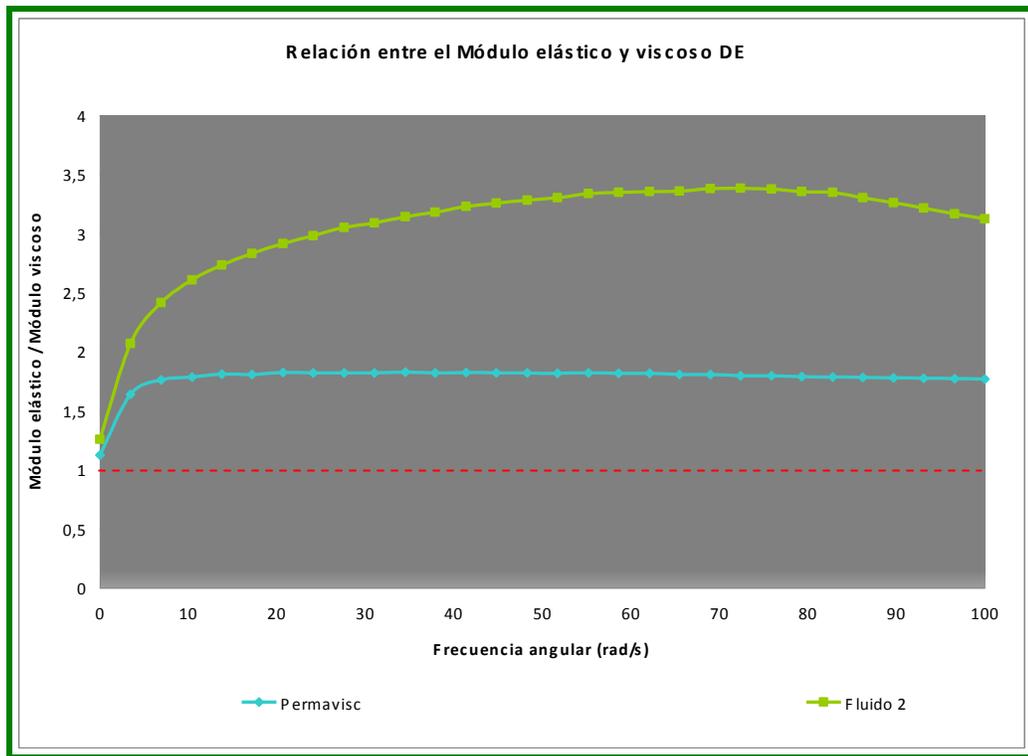


Figura 5.61: Relación entre el módulo elástico y el módulo viscoso, en función de la frecuencia Permavisc vs. Fluido 2 después de envejecer (DE)

En cuanto al grado de viscoelasticidad el último parámetro de evaluación son los diagramas de Maxwell, los cuales se muestran en las figuras 5.62 y 5.63, construidos a partir del barrido de frecuencia. En estos se contempla que la densidad de puntos se ubica hacia el lado derecho de la asíntota trazable por $x = 1$, lo cual indica alto comportamiento elástico de los fluidos. De igual manera, los diagramas exhiben que antes y después de envejecer la densidad de los puntos del fluido 2 está ubicada hacia el extremo derecho del diagrama, lo cual indica que este fluido presenta mayor carácter elástico, por ende posee un grado de viscoelasticidad mayor.

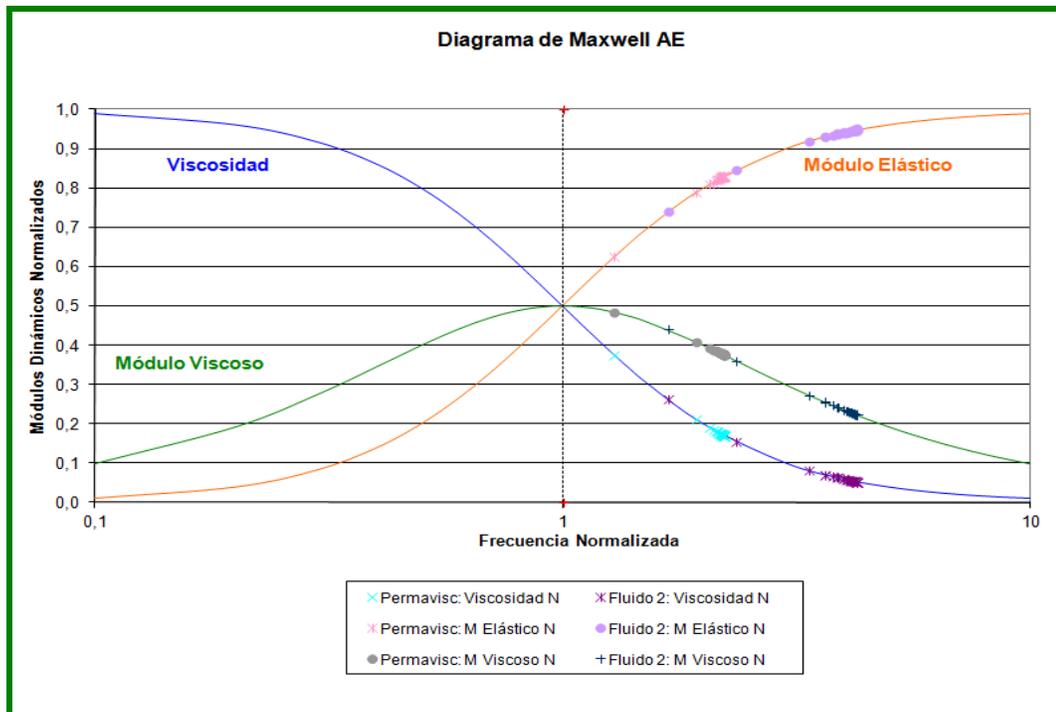


Figura 5.62: Diagrama de Maxwell Normalizado Perma visc vs. Fluido 2 antes de envejecer (AE)

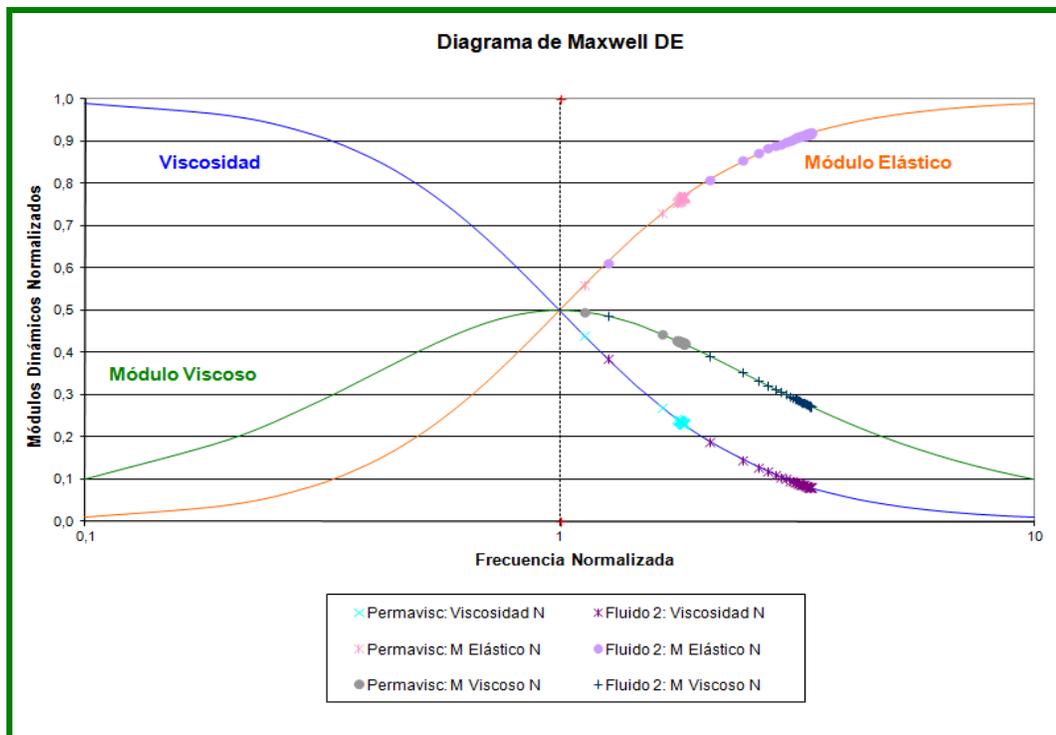


Figura 5.63: Diagrama de Maxwell Normalizado Perma visc vs. Fluido 2 después de envejecer (DE)

En última instancia, en base a las propiedades físicas (densidad, filtrado, pH, % v/v sólidos, % v/v agua y % v/v arena) y químicas (cloruros, dureza como Calcio, Pf, Mf y Mf) del sistema Permavisc® y del fluido 2, se puede decir que ambos sistemas poseen características propias por ser sistemas viscoelásticos formulados con aditivos de diferente calidad, sin embargo las propiedades para la caracterización de los presentan un margen de proximidad entre sí.

El sistema Permavisc® posee un control de filtración mayor que el fluido 2, ya que tanto antes como después de envejecer el filtrado del Permavisc® es menor. El fluido es más básico por poseer un pH de 10,5, mientras que el pH del Permavisc® es 9,3. Con respecto al % v/v sólidos, % v/v agua y % v/v arena, ambos fluidos presentan valores similares, característica propia de los fluidos viscoelásticos. Por parte de las propiedades químicas, se puede comentar que el fluido 2 presenta más iones cloro presentes en el filtrado por presentar un rango de 16.000 a 18.000 mg/L, más sales de calcio y magnesio disueltas en el filtrado por presentar un rango entre 880 a 960 mg/L, y es este lodo más alcalino por presentar un valor de Pm en el rango 3 a 3,4 cc de H₂SO₄.

Finalmente, se puede decir que a nivel de propiedades cada sistema presenta características particulares, sin embargo ambos sistemas cumplen con los requisitos de viscoelasticidad y reología necesarios para la perforación de hoyos de producción. En tal sentido, se valida que el fluido 2 mostró un buen desempeño viscoelástico, reológico y de caracterización.

CONCLUSIONES

En base al desarrollo de la presente investigación se concluye lo siguiente:

- A nivel operacional, el problema de hoyo vinculado al fluido de perforación que con mayor frecuencia se presenta en los campos de interés es la pérdida de circulación del fluido.
- En el Campo Borburata las pérdidas de circulación se presentan en la Formación Escandalosa (formación objetivo de la perforación), debido a las fracturas y porosidad vugular en su Miembro “O”.
- En el Campo La Victoria las profundidades de interés están a nivel del Miembro Quevedo, para alcanzar esta profundidad se atraviesa la Formación Escandalosa, caracterizada por presentar pérdida de circulación.
- Para el Campo Borburata se diseñó un fluido viscoelástico en base de los aditivos de la compañía Interfluid, el cual incluye en su formulación Goma Xántica Reproxan, Óxido de Magnesio líquido y HEC líquido.
- Para el Campo la Victoria se diseñó un fluido viscoelástico en base de los aditivos de la compañía CNPC, el cual se caracterizó por incluir sólo Goma Xántica como polímero viscosificante.
- El mecanismo de control de pérdida de circulación de los fluidos diseñados, para los campos en estudio, está dado por el carácter viscoelástico de los mismos.
- Para la perforación de los hoyos productores de los campos Borburata y La Victoria se diseñaron fluidos con carácter viscoelásticos que permitan disminuir el daño a la formación.

-
- De acuerdo a la evaluación de integridad, las Gomas Xánticas utilizadas en el Campo Borburata con mayor calidad fueron XCD Reproxan y XCD 25lbs C. Para el caso del Campo La Victoria la Goma Xántica no cumplió con los requisitos de calidad exigidos por la norma ISO/FDIS 13500.
 - Los sistemas viscoelásticos diseñados exhibieron valores de reología e índices de limpieza que cumplen con las recomendaciones hidráulicas de PDVSA Servicios para la perforación de los hoyos de producción.
 - Los fluidos para el Campo Borburata que sufrieron mayor degradación térmica fueron los que contenían MgO sólido en su formulación.
 - Los fluidos para el Campo La Victoria que sufrieron mayor degradación térmica fueron los que incluían NH₄HPAN en lugar de KCl en su formulación.
 - Se evidenció que el polímero controlador de filtrado utilizado para el diseño del fluido del Campo La Victoria sufrió degradación térmica.
 - El fluido de perforación diseñado para perforar los hoyos productores (12000 pies) del Campo Borburata ejerce un sobre-balance de 1250 psi y 500 psi para la zona de baja y alta presión respectivamente.
 - El fluido de perforación diseñado para perforar los hoyos productores (10000 pies) del Campo La Victoria ejerce un sobre-balance de 1144psi.
 - De la caracterización realizada a los fluidos diseñados, se determinó que los mismos exhiben valores típicos de los sistemas viscoelásticos.
 - Los fluidos diseñados presentaron mayor comportamiento viscoelástico y menor degradación térmica que el sistema Permavisc®.

RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas de retorno de permeabilidad con los sistemas viscoelásticos diseñados, a fin de evaluar el porcentaje de daño a la formación que se generaría en caso de existir una pérdida de circulación.
- Llevar a cabo pruebas de emulsión (pruebas de compatibilidad) con la intención de medir el porcentaje de emulsión formado entre los sistemas viscoelásticos diseñados y el crudo tomando como premisa una total invasión del fluido a la formación.
- En vista de que se apreció que después de envejecer se obtenía mayor volumen de pérdida de filtrado, se recomienda incluir carbonato de calcio en la formulación como agente puenteante para disminuir el mismo.
- Ejecutar una prueba piloto con los fluidos diseñados, con la finalidad de validar los resultados obtenidos a nivel del laboratorio.
- En base a la experiencia a nivel de laboratorio adquirida durante la elaboración de la presente investigación, se le recomienda a PDVSA Servicios exigirle a las compañías de distribución de los aditivos las pruebas de integridad de los mismos, a fin de discernir sobre la calidad de éstos.
- A la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela se le recomienda incluir ensayos de viscoelasticidad en las prácticas del Laboratorio de Fluidos de perforación y Cementación.
- A PDVSA Servicios, División Boyacá, Región Centro-Sur, se le recomienda realizar una evaluación económica de los fluidos viscoelásticos diseñados.

- A PDVSA Servicios, División Boyacá, Región Centro-Sur, se le recomienda la instalación de un laboratorio de fluidos de perforación, el cual contenga los equipos básicos para realizar los ensayos de caracterización física y química de los fluidos.
- Se recomienda usar el presente trabajo de investigación como una guía metodológica a la hora de diseñar sistemas viscoelásticos, debido a que la metodología para el desarrollo de la misma fue clara, ordenada y segura.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Manual M-I *Drilling Fluids* (2001). "M.I. Engineering Manual", Vol. 2. Houston, USA.
- [2] PDVSA CIED (1997) "Fluidos de Perforación", Caracas, Venezuela.
- [3] Schlumberger. *Drilling School*. Sección V: Fluidos de Perforación y Completación.
- [4] Díaz, P. y Méndez, A. (2007). "Fundamentos Teóricos Prácticos de Perforación y Construcción de Pozos". Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [5] Villegas, C. (2004) "Evaluación del Fluido Viscoelástico desarrollado por PDVSA para mejorar su desempeño térmico". Trabajo especial de grado. Instituto Universitario Nuevas Profesiones, Caracas.
- [6] Barnes, H.A.; Hutton, J.; Walters, K. (1989) "An Introduction to Rheology" Elsevier.(ed).Amsterdam, 557-604.
- [7] Do Hoom, k; Seungjun, L; Chong, H; Chun, H; Gari, A. (2010) "Development of a Viscoelastic Property Database for EOR Polymer" *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Oklahoma, USA, 24-28 abril (Paper SPE 129971).
- [8] Blanco, J; Ocando, D; Lanza, A; Rendorn, R; Rodríguez, F; Caliore, A; Acosta, J; Carrero, N. (2007) "Viscoelastic Sistem as an Alternative to UBD for Drilling a Severely Fractured Limestone Reservoir". *SPE Anual Technical Conference an Exhibirtion Held*. California, USA, 11-14 Noviembre (Paper SPE 109203).

[9] Chenevert, M. E. (1994) “*A Study of Particle Settling in Non-Newtonian Fluids – Part II: Rheological Characterization of Polymer Solution*”. *Department of Petroleum Engineering, The University of Texas at Austin*

[10] González de Juana, C.; Iturralde de Arozena, J.; Picard, X. (1980) “Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferos; (Vols. I , II)”, Ediciones Foninves, Caracas.

[11] PDVSA Servicios, Región Centro Sur, División Boyacá, (2009) “Marco Geológico de la Zona Barinas - Apure”. Edo. Barinas, Venezuela, Informe Técnico.

[12] Schlumberger (1997) “*Well Evaluation Conference Venezuela – Evaluación de Pozos*”, Cap. 1.

[13] Figueroa, L.; Gil, E.; Daal, A.; Peraza, H. (1994) “Análisis estructural-estratigráfico del área de Barinas norte (Cuenca de Barinas) y su importancia en la exploración de hidrocarburos”, Informe Técnico, Sociedad Venezolana de Geólogos, Caracas

[14] PDVSA, Intevep. Código Geológico de Venezuela. Última actualización Mayo de 2010). Consultado en mayo 19, 2011. Disponible en web: <http://www.pdvsa.com/lexico/lexicoh.htm>

[15] PDVSA Servicios, Región Centro Sur, División Boyacá, Dpto. Tecnología de Fluidos, (2009) “Características del Campo Borburata”. Edo. Barinas, Venezuela, Presentación

[16] Pimentel, Y. (2010) “Diseño y Evaluación de Fluido Base Agua Para la Perforación de los Pozos en el Campo Guafita de la Base Apure en la Región Centro

Sur – PDVSA Servicios”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

[17] Rodríguez, F. “Programa de Perforación del pozo BOR-55X (Localización: BOR-OESTE-AX, Taladro: PTX-5942)”. Gerencia de Exploración y Producción, Distrito Barinas, Planificación VCD (División Centro Sur). Informe Técnico. Diciembre de 2009.

[18] Jiménez, C., Noguera, E., PDVSA; Rodríguez, C., Inciarte, F., López, F, CPVEN. (Junio de 2008) “CCLITE PLUS™ una solución eficaz para cementar pozos en los yacimientos con fracturas naturales del campo Borburata, Barinas”, Venezuela. Presentación.

[19] Kupez, J., Hernandez E. (1998) “Caracterización Sedimentológica y Petrofísica del Miembro “O” Formación Escandalosa”. CORPOVEN. Puerto La Cruz.

[20] PDVSA Servicios, Región Centro Sur, División Boyacá (Octubre, 2008) “Informe de Pérdida de Circulación Pozo BOR-44 Campo Borburata, Estado Barinas”. Venezuela. Presentación

[21] Montoya A., N. (2001) “Aplicación de Resonancia Magnética Nuclear y Ultrasonido a Muestras de Núcleo del Pozo BOR-5E. Miembro O. Formación Escandalosa. Barinas”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

[22] Rodríguez, T. (2005) “Generación de Mapas de Intensidad de Fracturas Usando Datos Sísmicos Multicomponentes de Onda Convertida a Nivel de las Formaciones Gobernador y el Miembro “O” de La Formación Escandalosa”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

- [23] Castillo, O. (2000) “Análisis y Optimización de Sarta Para Perforación en los Campos Guafita y La Victoria”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [24] PDVSA Exploración y Producción, Distrito Barinas, División Centro Sur. (2007) “Generalidades de los Yacimientos de la Formación Quevedo”. Gerencia de Exploración y Producción. Edo. Barinas, Venezuela, Informe Técnico.
- [25] Equipo de Trabajo Servicios Integrados de Fluidos de Perforación, División Centro Sur (noviembre, 2009) “Fluidos de Perforación y Control de Sólidos”. Edo. Barinas, Venezuela, Informe Técnico.
- [26] Laurens, O. (2004) “Mejoramiento De Las Propiedades Térmicas De Fluidos Viscoelásticos Mediante La Incorporación De Aditivos Orgánicos”. Trabajo especial de grado. Instituto Universitario De Nuevas Profesiones, Caracas, Venezuela.
- [27] Barrera, M. (2003) “Evaluación Fisicoquímica de Formulaciones de Fluidos viscoelásticos Utilizados en la Perforación de Yacimientos de Bajas Presiones”. Trabajo especial de grado. La Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela.
- [28] Intevep (2002) “Carácter Viscoelástico de Soluciones Poliméricas y Fluidos Viscoelásticos”. Edo. Miranda Venezuela, Informe Técnico.
- [29] Kakadjian, S; Blanco, J; Graterol, L; Atencio, B; Barrera, M; Barboza, C. (2004) “Metodología para Evaluar Fluidos de Perforación viscoelásticos”. Seminario Internacional de Fluidos de Perforación, Completación y Cementación de Pozos, (Isla de Margarita, Venezuela, 2004), v. V.
- [30] Sabino, C. (1992) “El Proceso de Investigación”. Editorial Panapo.

- [31] Arias, F. (1999) “El Proyecto de Investigación, Guía Para su Elaboración”, 3era ed. Caracas, Editorial Episteme – Oriol Ediciones.
- [32] Manual de Baroid (1997) “Fluidos de Perforación”. Houston, USA.
- [33] Manual de Baker Hughes (1998) “Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación”. Houston, USA.
- [34] Caparrós G., V. (2007) “Introducción a la Estadística Básica: Guía Estudiantil”. Puerto Rico: Publicaciones Puertorriqueñas Editores.
- [35] Creative Commons (2009) “Hoja de Cálculo”. Última actualización 5 de mayo de 2009. Consultado en de septiembre 3, 2011 Disponible en web: <http://es.kioskea.net/contents/tableur/tablintro.php3>
- [36] PDVSA Exploración y Producción, Región Centro Sur, División Boyacá (2011) “Sumario Mensual de Producción por Yacimiento”. Edo. Barinas, Venezuela.
- [37] PDVSA Estudios Integrados, Distrito Barinas, División Centro Sur (2010) “Análisis Integrado Del Comportamiento De Presión Del Yacimiento O BOR 2 Campo Borburata”. Edo. Barinas, Venezuela. Presentación.
- [38] Zaracual, K. Gerencia de Exploración y Producción, Distrito Apure, Planificación VCD División Centro Sur (2009) “Programa de perforación del pozo BJ-37 AJ3, taladro PTX-5940”. Estado Apure, Venezuela. Informe técnico.
- [39] Escuela de Ingeniería de petróleo, Universidad Central de Venezuela. “Guía General de Pozos I”. Caracas, Venezuela.

BIBLIOGRAFÍA

Arias, F. (1999) “El Proyecto de Investigación, Guía Para su Elaboración”, 3era ed. Caracas, Editorial Episteme – Oriol Ediciones.

Barnes, H.A.; Hutton, J.; Walters, K. (1989) “An Introduction to Rheology” Elsevier.(ed).Amsterdam, 557-604.

Barrera, M. (2003) “Evaluación Físicoquímica de Formulaciones de Fluidos viscoelásticos Utilizados en la Perforación de Yacimientos de Bajas Presiones”. Trabajo especial de grado. La Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela.

Blanco, J; Ocando, D; Lanza, A; Rendorn, R; Rodríguez, F; Caliore, A; Acosta, J; Carrero, N. (2007) “Viscoelastic Sistem as an Alternative to UBD for Drilling a Severely Fractured Limestone Reservoir”. SPE Anual Technical Conference an Exhibirtion Held. California, USA, 11-14 Noviembre (Paper SPE 109203).

Bourgoyne, A. T., et al. (1991) “Applied Drilling Engineering”. SPE Textbooks, Vol 2.

Caparrós G., V. (2007) “Introducción a la Estadística Básica: Guía Estudiantil”. Puerto Rico: Publicaciones Puertorriqueñas Editores.

Castillo, O. (2000) “Análisis y Optimización de Sarta Para Perforación en los Campos Guafita y La Victoria”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Creative Commons (2009) “Hoja de Cálculo”. Última actualización 5 de mayo de 2009. Consultado en de septiembre 3, 2011 Disponible en web: <http://es.kioskea.net/contents/tableur/tablintro.php3>

Chenevert, M. E. (1994) “A Study of Particle Settling in Non-Newtonian Fluids – Part II: Rheological Characterization of Polymer Solution”. Department of Petroleum Engineering, The University of Texas at Austin

Díaz, P. y Méndez, A. (2007). “Fundamentos Teóricos Prácticos de Perforación y Construcción de Pozos”. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Do Hoom, k; Seungjun, L; Chong, H; Chun, H; Gari, A. (2010) “Development of a Viscoelastic Property Database for EOR Polymer” SPE Improved Oil Recovery Symposium, Oklahoma, USA, 24-28 abril (Paper SPE 129971).

Equipo de Trabajo Servicios Integrados de Fluidos de Perforación, División Centro Sur (noviembre, 2009) “Fluidos de Perforación y Control de Sólidos”. Edo. Barinas, Venezuela, Informe Técnico.

Figueroa, L.; Gil, E.; Daal, A.; Peraza, H. (1994) “Análisis estructural-estratigráfico del área de Barinas norte (Cuenca de Barinas) y su importancia en la exploración de hidrocarburos”, Informe Técnico, Sociedad Venezolana de Geólogos, Caracas

González de Juana, C.; Iturralde de Arozena, J.; Picard, X. (1980) “Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferos; (Vols. I , II)”, Ediciones Foninves, Caracas.

HURTADO, J. (2000) “Metodología de la Investigación Holística”. 3era Edición. Caracas. Editorial Sypal.

Intevep (2002) “Carácter Viscoelástico de Soluciones Poliméricas y Fluidos Viscoelásticos”. Edo. Miranda Venezuela, Informe Técnico.

Jiménez, C., Noguera, E., PDVSA; Rodríguez, C., Inciarte, F., López, F, CPVEN. (Junio de 2008) “CCLITE PLUS™ una solución eficaz para cementar pozos en los yacimientos con fracturas naturales del campo Borburata, Barinas”, Venezuela. Presentación.

Kakadjian, S; Blanco, J; Graterol, L; Atencio, B; Barrera, M; Barboza, C. (2004) “Metodología para Evaluar Fluidos de Perforación viscoelásticos”. Seminario Internacional de Fluidos de Perforación, Completación y Cementación de Pozos, (Isla de Margarita, Venezuela, 2004), v. V.

Kakadjian, S., et al. Drilling fluid with circulation loss reducing additive package. Intevep, S.A. United States. Patent Application US 2009/0291862 A1. Nov. 26, 2009.

Kupez, J., Hernandez E. (1998) “Caracterización Sedimentológica y Petrofísica del Miembro “O” Formación Escandalosa”. CORPOVEN. Puerto La Cruz.

Laurens, O. (2004) “Mejoramiento De Las Propiedades Térmicas De Fluidos Viscoelásticos Mediante La Incorporación De Aditivos Orgánicos”. Trabajo especial de grado. Instituto Universitario De Nuevas Profesiones, Caracas, Venezuela.

Montoya A., N. (2001) “Aplicación de Resonancia Magnética Nuclear y Ultrasonido a Muestras de Núcleo del Pozo BOR-5E. Miembro O. Formación Escandalosa. Barinas”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Manual de Baker Hughes (1998) “Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación”. Houston, USA.

Manual de Baroid (1997) “Fluidos de Perforación”. Houston, USA.

Manual M-I Drilling Fluids (2001). "M.I. Engineering Manual", Vol. 2. Houston, USA.

PDVSA Estudios Integrados, Distrito Barinas, División Centro Sur (2010) "Análisis Integrado Del Comportamiento De Presión Del Yacimiento O BOR 2 Campo Borburata". Edo. Barinas, Venezuela. Presentación.

PDVSA CIED (1997) "Fluidos de Perforación", Caracas, Venezuela.

PDVSA, Intevep. Código Geológico de Venezuela. Última actualización Mayo de 2010). Consultado en mayo 19, 2011. Disponible en web: <http://www.pdvsa.com/lexico/lexicoh.htm>

PDVSA Servicios, Región Centro Sur, División Boyacá, Dpto. Tecnología de Fluidos, (2009) "Características del Campo Borburata". Edo. Barinas, Venezuela, Presentación

PDVSA Servicios, Región Centro Sur, División Boyacá, (2009) "Marco Geológico de la Zona Barinas - Apure". Edo. Barinas, Venezuela, Informe Técnico

PDVSA Servicios, Región Centro Sur, División Boyacá (Octubre, 2008) "Informe de Pérdida de Circulación Pozo BOR-44 Campo Borburata, Estado Barinas". Venezuela. Presentación

PDVSA Servicios, Región Centro Sur, División Boyacá, Mayo (2001) "Fluidos de Perforación Base Agua". Edo. Barinas, Venezuela, Presentación.

PDVSA Servicios, Región Centro Sur, División Boyacá, Mayo (2005) "Principios Básicos de los Fluidos de Perforación". Edo. Barinas, Venezuela, Presentación.

PDVSA Servicios, Región Centro Sur, División Boyacá, Mayo (2002) “Reología de los Fluidos”. Edo. Barinas, Venezuela, Presentación.

PDVSA Exploración y Producción, Distrito Barinas, Región Centro Sur. (2007) “Generalidades de los Yacimientos de la Formación Quevedo”. Gerencia de Exploración y Producción. Edo. Barinas, Venezuela, Informe Técnico.

PDVSA Exploración y Producción, Región Centro Sur, División Boyacá (2011) “Sumario Mensual de Producción por Yacimiento”. Edo. Barinas, Venezuela.

Pimentel, Y. (2010) “Diseño y Evaluación de Fluido Base Agua Para la Perforación de los Pozos en el Campo Guafita de la Base Apure en la Región Centro Sur – PDVSA Servicios”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Rodríguez, F. “Programa de Perforación del pozo BOR-55X (Localización: BOR-OESTE-AX, Taladro: PTX-5942)”. Gerencia de Exploración y Producción, Distrito Barinas, Planificación VCD (División Centro Sur). Informe Técnico. Diciembre de 2009.

Rodríguez, T. (2005) “Generación de Mapas de Intensidad de Fracturas Usando Datos Sísmicos Multicomponentes de Onda Convertida a Nivel de las Formaciones Gobernador y el Miembro “O” de La Formación Escandalosa”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Sabino, C. (1992) “El Proceso de Investigación”. Editorial Panapo.

Schlumberger. Drilling School. Sección V: Fluidos de Perforación y Completación.

Schlumberger (1997) “Well Evaluation Conference Venezuela – Evaluación de Pozos”, Cap. 1.

Villegas, C. (2004) “Evaluación del Fluido Viscoelástico desarrollado por PDVSA para mejorar su desempeño térmico”. Trabajo especial de grado. Instituto Universitario Nuevas Profesiones, Caracas.

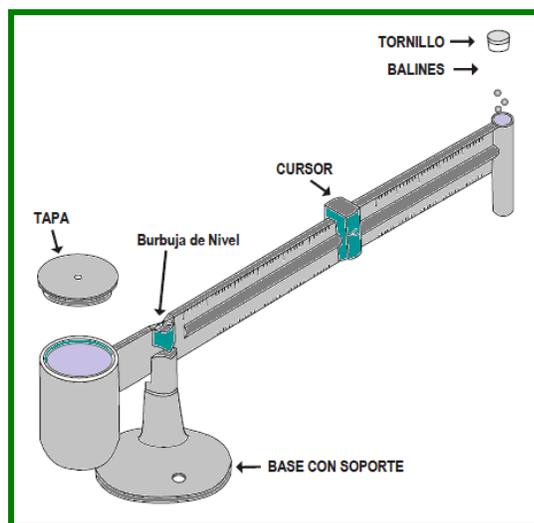
Zaracual, K. Gerencia de Exploración y Producción, Distrito Apure, Planificación VCD División Centro Sur (2009) “Programa de perforación del pozo BJ-37 AJ3, taladro PTX-5940”. Estado Apure, Venezuela. Informe técnico.

ANEXOS

ANEXO 1

Equipo y Procedimiento para medir la Densidad

La densidad (lbs/gal y lbs/ pie³) de un fluido es medida haciendo uso de la balanza, además permite conocer la gravedad específica y el gradiente de presión por cada mil pies. En la imagen que se presenta a continuación se puede apreciar la representación gráfica de la balanza de lodos y sus respectivas partes.



Balanza de lodos [PDVSA CIED, 1997, editada por Pérez 2011]

La densidad de los fluidos se mide con la intención de de controlar la presión de la formación y mantener la estabilidad de las paredes del pozo.

El procedimiento planteado por PDVSA CIED (1997) se presenta a continuación:

- 1) Llenar la taza de la balanza con fluido y tajarla, permitiendo que el exceso de fluido salga por el orificio de la tapa.

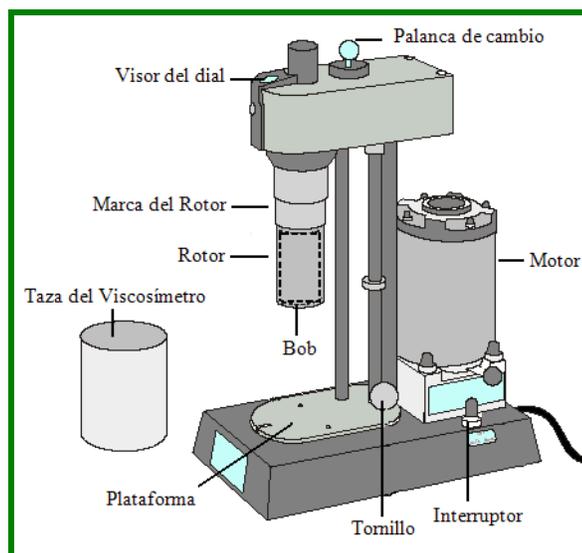
- 2) Tapar el orificio con el dedo.
- 3) Lavar la balanza y colocarla sobre el soporte.
- 4) Correr el cursor a lo largo del brazo hasta lograr el equilibrio de la balanza.
- 5) Leer la densidad y registrarla en el reporte de fluido.

ANEXO 2

Equipo y Procedimiento para medir las propiedades reológicas a moderadas tasas de corte

El viscosímetro es un equipo de lectura directa utilizado para obtener las propiedades reológicas de los fluidos, esto es, punto cedente, viscosidad plástica y fuerza de gel, cabe destacar que las primeras dos no se obtienen por lectura directa, sino a partir de correlaciones para las cuales se usan las lecturas tomadas del equipo.

PDVSA CIED (1997), establece que este aparato está constituido por un rotor que gira dentro de una taza mediante un motor eléctrico; una caja de velocidades que actúa mediante un sistema de engranaje, la cual hace girar el rotor a diferentes velocidades, al girar el rotor produce un cierto arrastre al Bob, éste se mide mediante una balanza de torsión que indica la fuerza desarrollada en un dial graduado. Además, trabaja con un rango de temperaturas entre 32 y 220°F. Para ilustrar lo descrito anteriormente se presenta la siguiente representación gráfica del viscosímetro.



Partes del Viscosímetro [PDVSA CIED, 1997, editado por Pérez 2011]

Las propiedades reológicas son determinadas con la intención de determinar la capacidad de limpieza y suspensión del fluido con base a sus propiedades reológicas. En tal sentido, el procedimiento se explica a continuación:

- 1) Conectar el instrumento a la fuente de poder apropiada.
- 2) Llenar hasta la marca que posee la taza del viscosímetro con la muestra de fluido recién agitada.
- 3) Colocar la taza del viscosímetro en el *thermo cup* y calentar a 120°F, si el fluido es base aceite. La reología de los fluidos base agua se corre, según API, a temperatura ambiente.
- 4) Colocar el *thermo cup* en la plataforma del viscosímetro y levantarla hasta hacer coincidir el nivel de la muestra con la marca del rotor. Apretar el tornillo de la plataforma.
- 5) Encender el equipo y colocar la palanca de cambios o perilla en posición baja y el *switche* de velocidad en posición alta para obtener 600 RPM.
- 6) Registrar la lectura como "Lectura a 600 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.
- 7) Mantener la palanca de cambios o perilla en la posición baja y colocar el *switche* de velocidad en posición baja (perilla inferior hacia atrás) para obtener 300 RPM.
- 8) Registrar la lectura como "Lectura a 300 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.
- 9) Colocar la palanca de cambios o perilla y el *switche* de velocidad en la posición alta, para obtener 200 RPM.
- 10) Registrar la lectura como "Lectura a 200 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.
- 11) Mantener la palanca de cambios o perilla en posición alta y el *switche* de velocidad en posición baja, para obtener 100 RPM.
- 12) Registrar esta lectura como "Lectura a 100 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.

- 13) Colocar la palanca de cambios o perilla en posición media y el *switch* en la posición alta, para obtener 6 RPM.
- 14) Registrar la lectura como "Lectura a 6 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.
- 15) Mantener la palanca de cambio o perilla en posición media y el *switch* de velocidad en posición baja, para obtener 3 RPM.
- 16) Registrar la lectura como "Lectura a 3 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.
- 17) Medir a 3 RPM la fuerza de gel a 10 segundos, con la palanca de cambios o perilla en posición media y el *switch* de velocidad en posición baja.

El procedimiento consiste en:

- 17.1) Apagar el motor, colocando el *switch* de velocidad en posición media y esperar a que el fluido se mantenga estático por 10 segundos
 - 17.2) Colocar el *switch* de velocidad en posición baja, después de haber transcurrido 10 segundos y observar cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial.
- 18) Registrar la lectura como "Gel inicial" a 10 segundos expresada en lbs/100 pie².
 - 19) Medir a 6 RPM la fuerza de gel a 10 minutos, con la palanca de cambio o perilla en posición media y el *switch* en posición alta.

El procedimiento consiste en:

- 19.1) Agitar la muestra por diez minutos a 600 RPM
 - 19.2) Colocar la palanca de cambios o perilla en posición media y el *switch* en posición media para apagar el motor.
 - 19.3) Mantener el fluido estático por diez minutos y luego colocar el *switch* de velocidad en posición baja.
- 20) Registrar la lectura como "Gel final" a 10 minutos expresada en lbs/100 pie², cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial.

El cálculo de las propiedades reológicas se realiza de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

- Ecuación 2.3: Viscosidad Aparente.
- Ecuación 2.4: Viscosidad Plástica.
- Ecuación 2.5: Punto Cedente.

A continuación se presentan imágenes del viscosímetro utilizado en el laboratorio durante los ensayos rutinarios, en estas pueden ser apreciadas las partes fundamentales del viscosímetro, como lo son el rotor, el dial, la taza, el BOB, la plataforma y el visor del dial.



Viscosímetro OFITE [Fotografías tomadas por Pérez, 2011]

ANEXO 3

Equipo y Procedimiento para medir las propiedades viscoelásticas

El carácter viscoelástico de los fluidos se determina por reología en corte oscilatorio utilizando el Reómetro Physica Dinámico MC20 con la geometría de platos paralelos a presión atmosférica y temperatura de 140 °F. Se determina así el rango de viscoelasticidad lineal en un barrido de deformación de 1 a 10% a una frecuencia angular de 1 rad/seg y de allí se calcula los módulos de corte elásticos y viscoso. Posteriormente se realiza un barrido de frecuencia de 0.01 a 100 rad/seg a una deformación de 5%, cuyos resultados son utilizados para construir los diagramas de Maxwell Normalizados.

Las fotografías que se presentan a continuación fueron tomadas en el laboratorio de fluidos de perforación de PDVSA Intevep, en estas se pueden apreciar los componentes del Reómetro Dinámico.



Equipo completo del Reómetro Dinámico [Fotografía tomada por Pérez, 2011]

Como se aprecia en la imagen anterior, el Reómetro dinámico está compuesto por un *Hardware* y un *Software*. El *Hardware* son las partes físicas del equipo y el *Software* es el programa con el cual trabaja el equipo. A continuación se presentan las partes físicas que conforman el *Hardware* del equipo.

En la imagen que se presenta a continuación se puede apreciar una pieza punteada y un cilindro, la pieza punteada se encargada de tomar las lecturas durante los barridos de frecuencia y deformación y el cilindro es el recipiente donde se coloca la muestra de fluido.



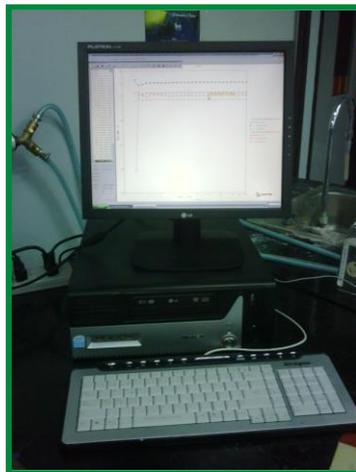
Cilindro y la pieza punteada del equipo [Fotografía tomada por Pérez, 2011]

En la siguiente imagen se presenta el péndulo y el cilindro con una muestra de fluido conectado al Reómetro.



Cilindro y la pieza punteada conectados al equipo [Fotografía tomada por Pérez, 2011]

Como se comentó anteriormente, el Reómetro trabaja con un *Software*, dicho *Software* se llama *Anton Paar*, el mismo es manipulado a través de un computador (*Hardware*), éste es presentado en la siguiente imagen.



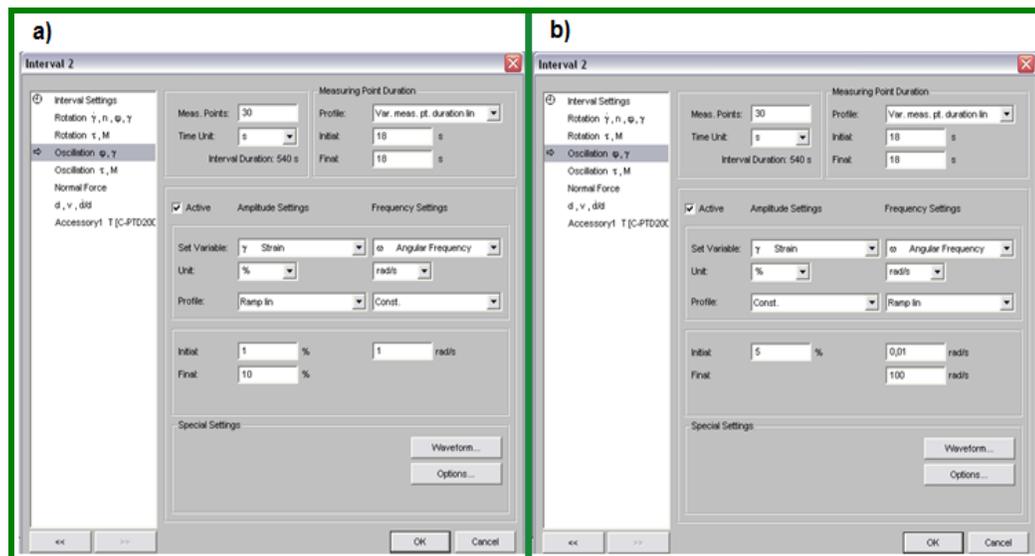
Computador del Reómetro Dinámico[Fotografía tomada por Pérez, 2011]

Los últimos componentes del Reómetro Dinámico que se presentan son un compresor y un baño de agua. La función del compresor es suministrar la presión necesaria para llevar a cabo las pruebas, y el baño permite ajustar la temperatura a la prueba que se esté corriendo (subir y bajarla).



De derecha a izquierda, Baño y Compresor del Reómetro Dinámico[Fotografía tomada por Pérez, 2011]

Por último, se presenta una imagen del *Software Anton Paar* utilizado por el Reómetro Dinámico, en la misma se puede apreciar las plantillas en la cuales se introducen los datos para correr el barrido de deformación y el barrido de frecuencia.



a) Plantilla para el barrido de deformación. b) Plantilla para el barrido de frecuencia

El procedimiento consiste en:

- 1) Encender los equipos que forman parte del Reómetro Dinámico en el siguiente orden: Baño de agua, compresor, computador y por último el Reómetro.
- 2) Ingresar al *Software Anton Paar* e inicializar el equipo para comenzar a correr una prueba y ajustar la temperatura a 25 °C (77 °F).
- 3) Colocar la muestra en el cilindro llenando hasta la marca que el mismo presenta (aproximadamente hasta la mitad).
- 4) Colocar el cilindro con la muestra en el Reómetro y apretar el mismo con un tornillo que mantiene el cilindro fijo.
- 5) Colocar la pieza punteada en el Reómetro haciendo coincidir una marca vertical que el mismo posee con una marca vertical que está en la sección

donde se ensarta la pieza, esperar a que suene un pito indicador de que está bien insertado el péndulo.

- 6) Ingresar a la plantilla del *Software* y ajustarla bajo los siguientes parámetros para el barrido de deformación:

Selección de variable:	Deformación	Frecuencia angular
Unidad:	%	rad/seg
Perfil:	Rampa lineal	constante
Inicial:	1%	1rad/seg
Final:	10%	

- 7) Una vez corrido el barrido de deformación se procede a correr el barrido de frecuencia bajo los siguientes parámetros:

Selección de variable:	Deformación	Frecuencia angular
Unidad:	%	rad/seg
Perfil:	connstante	constante
Inicial:	5%	0,01rad/seg
Final:		100 rad/seg

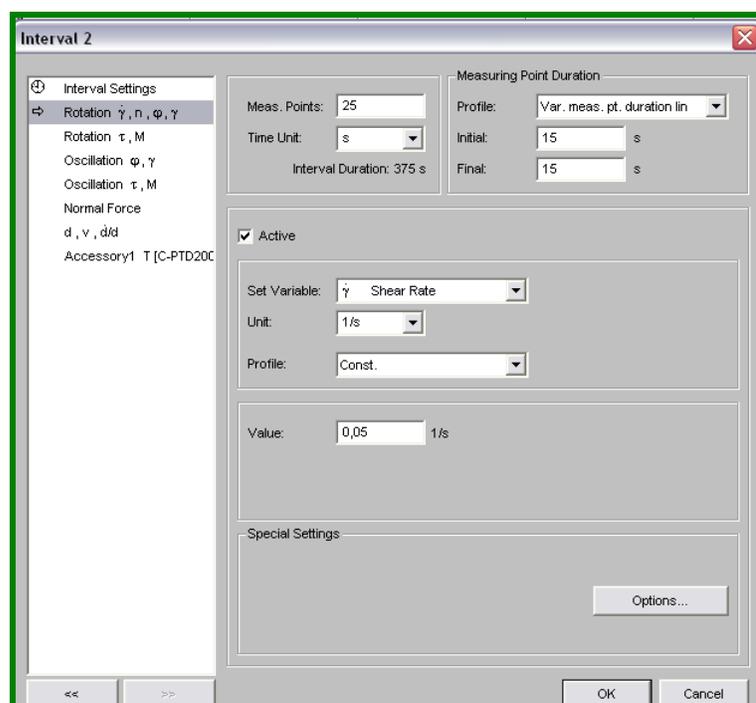
- 8) Desmontar la prueba y lavar el cilindro y el péndulo.

ANEXO 4

Equipo y procedimiento para medir la Viscosidad a bajas tasas de corte (Medida Brookfield)

La viscosidad a baja tasas de corte (0.06 s^{-1}) suele ser determinada en un viscosímetro Brookfield, a una temperatura de evaluación de 150°F . Sin embargo, el reómetro dinámico es un equipo que permite medir la viscosidad a bajas tasas de corte (Medida Brookfield), por lo que dicho equipo fue utilizado durante los ensayos rutinarios para obtener la viscosidad a bajas tasas de corte ($0,05 \text{ s}^{-1}$). Estas medidas se realizaron a una velocidad $0,3 \text{ RPM}$ a una temperatura de 120°F . Cabe destacar que se evalúa el sistema y las mediciones se realizan por triplicado.

La imagen que se presenta a continuación es una vista del programa que utiliza el Reómetro Dinámico para determinar la viscosidad a bajas tasas de corte (medida Brookfield).



Plantilla del Reómetro dinámico para tomar la Medida Brookfield

El procedimiento para medir la viscosidad a bajas tasas de corte consiste en:

- 1) Encender los equipos que forman parte del Reómetro Dinámico en el siguiente orden: Baño de agua, compresor, computador y por último el Reómetro.
- 2) Ingresar al *Software Anton Paar* e inicializar el equipo para comenzar a correr una prueba y ajustar la temperatura a 120 °F
- 3) Colocar la muestra en el cilindro llenando hasta la marca que el mismo presenta (aproximadamente hasta la mitad).
- 4) Colocar el cilindro con la muestra en el Reómetro y apretar el mismo con un tornillo que mantiene el cilindro fijo.
- 5) Colocar la pieza punteada en el Reómetro haciendo coincidir una marca vertical que el mismo posee con una marca vertical que está en la sección donde se ensarta la pieza, esperar a que suene un pito indicador de que está bien insertado el péndulo.
- 6) Ingresar a la plantilla del *Software* correspondiente a la Medida Brookfield y ajustarla bajo los siguientes parámetros para el barrido de deformación:

Selección de variable:	Tasa de corte
Unidad:	Seg ⁻¹
Perfil:	Constante
Evaluar a:	0,05 seg ⁻¹
- 7) Una vez corrido la prueba se baja la temperatura a 77 °F.
- 8) Desmontar la prueba y lavar el cilindro y el péndulo.

ANEXO 5

Equipo y Procedimiento para el ensayo de envejecimiento

El ensayo de envejecimiento se lleva a cabo con la finalidad de someter al fluido a las condiciones de temperatura que se tienen en el pozo, para así evaluar el efecto de la degradación térmica sobre sus propiedades.

Los equipos necesarios para el ensayo de envejecimiento son las celdas presurizadas para agregar el fluido y someterlo a una presión menor a 300 psi y un horno que permita rolar las celdas a determinada temperatura, como se presenta en la siguiente imagen.



De derecha a izquierda, Horno y Celda presurizada [Fotografías tomadas por Pérez, 2011]

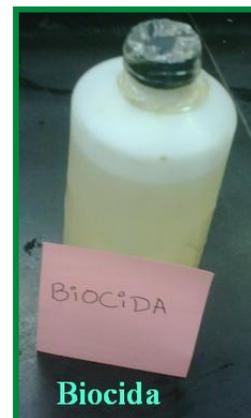
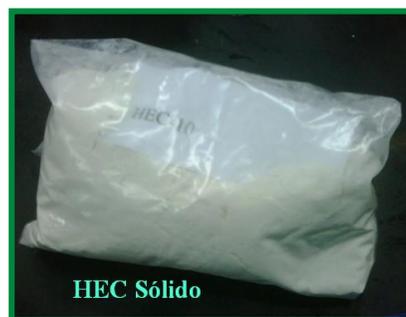
Básicamente el proceso de envejecimiento consiste en lo siguiente:

- 1) Agregar el fluido en la celda y cerrarla fuerte ajustando sus tornillos.
- 2) Someter la celda a presión con un gas, en este caso Nitrógeno, hasta una presión aproximadamente igual a 250 psi.
- 3) Verificar que la celda no tenga fugas agregándole agua con jabón en la tapa.
- 4) Encender el horno a 280 °F.

- 5) Colocar las celdas dentro del horno.
- 6) Cerrar bien el horno y asegurarlo con su respectivo seguro.
- 7) Encender el motor de rolado.
- 8) Someter las celdas al proceso de envejecimiento por 16 horas.
- 9) Una vez transcurridas las 16 horas, apagar el horno y el motor de rolado.
- 10) Desmontar cuidadosamente la prueba y lavar todo.

ANEXO 6

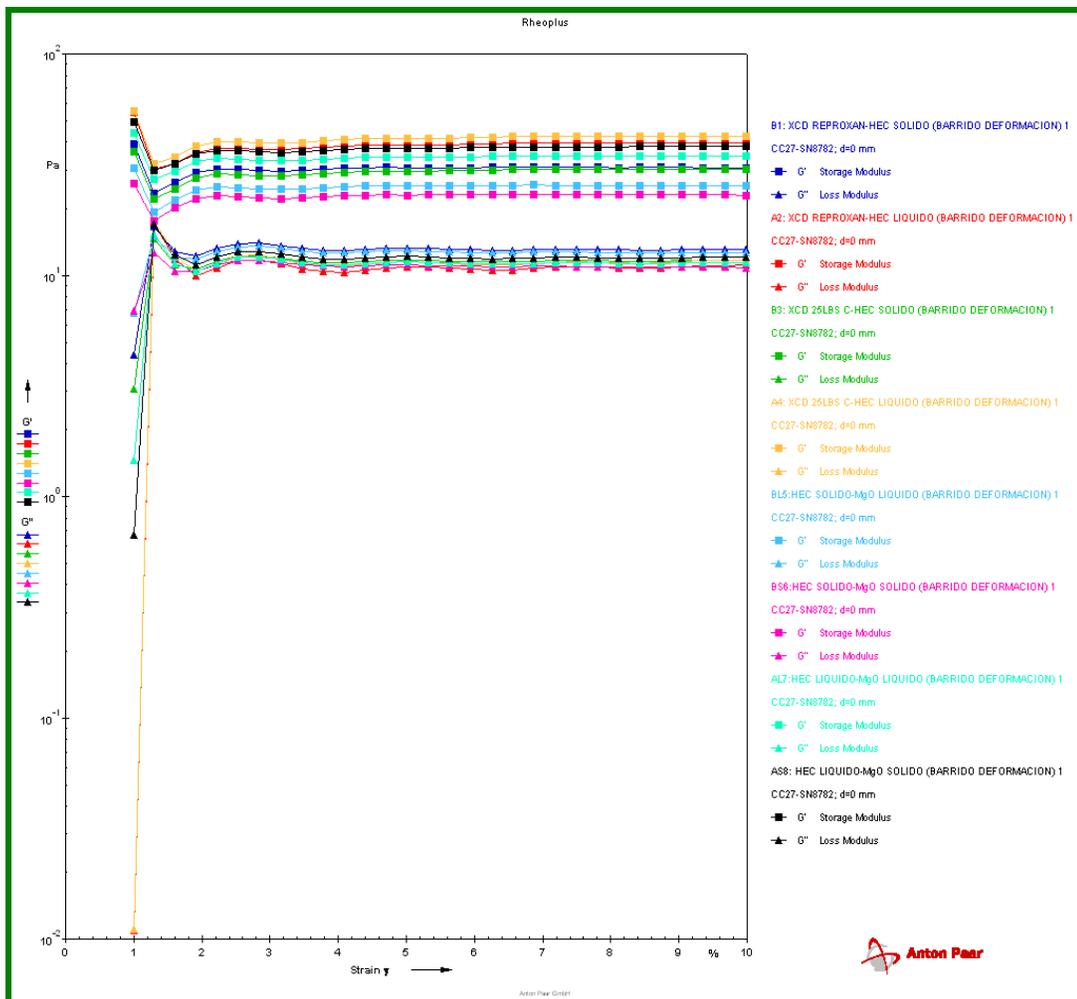
Aditivos de Interfluid para el diseño del fluido para el Campo Borburata



ANEXO 7

Barrido de Deformación AE, Etapa III

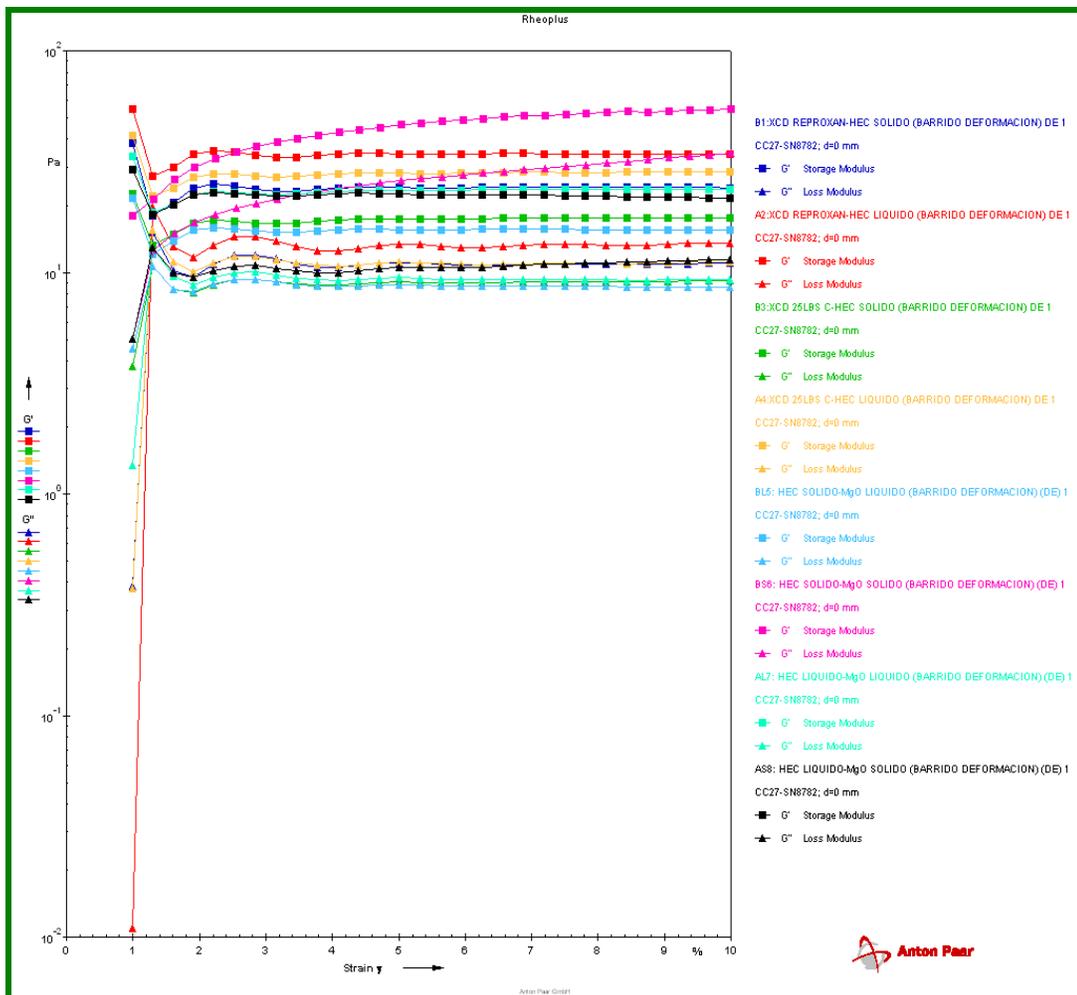
La imagen generada por el *Software Rheoplus de Anton Paar* durante la corrida del barrido de deformación antes de envejecer es la que se muestra a continuación:



ANEXO 8

Barrido de Deformación DE, Etapa III

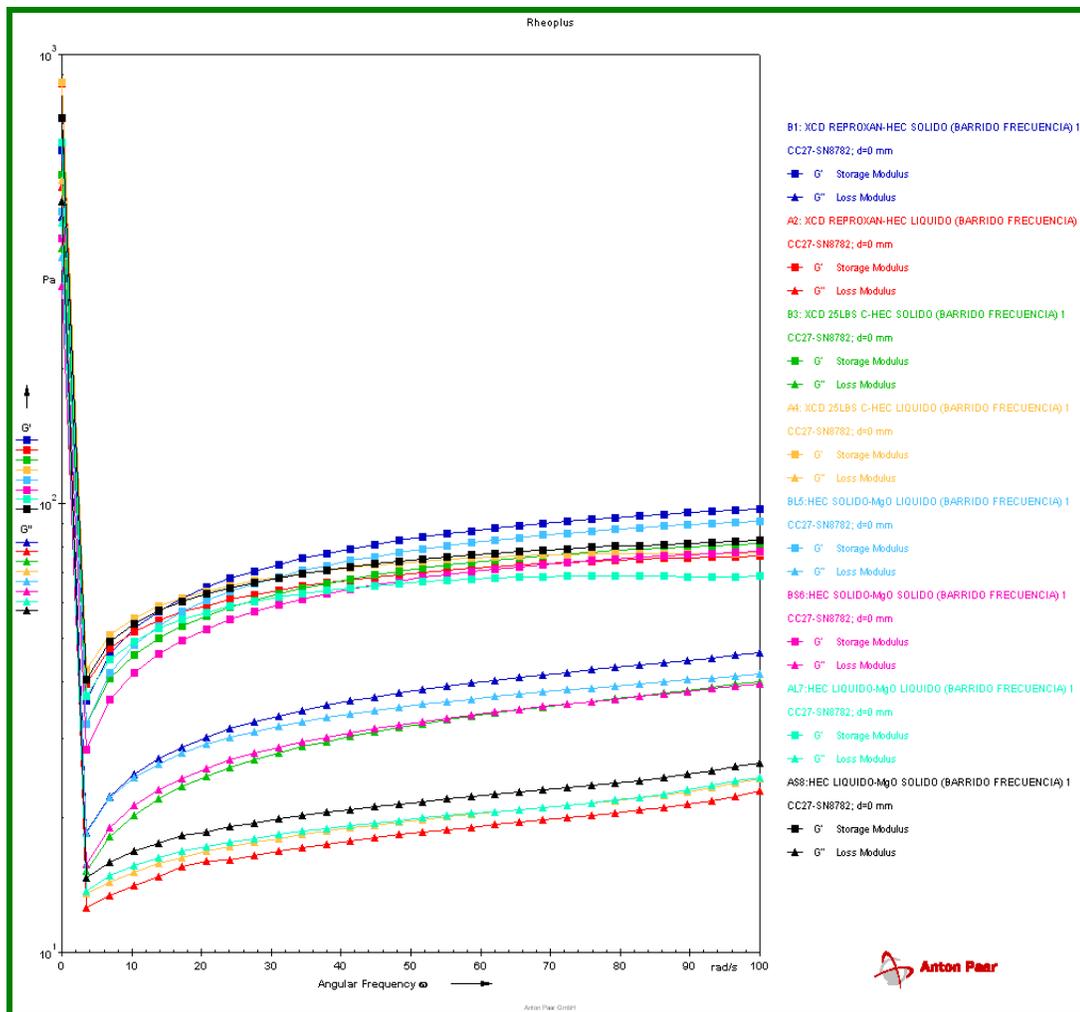
La imagen generada por el *Software Rheoplus de Anton Paar* durante la corrida del barrido de deformación después de envejecer es la que se muestra a continuación:



ANEXO 9

Barrido de Frecuencia AE, Etapa III

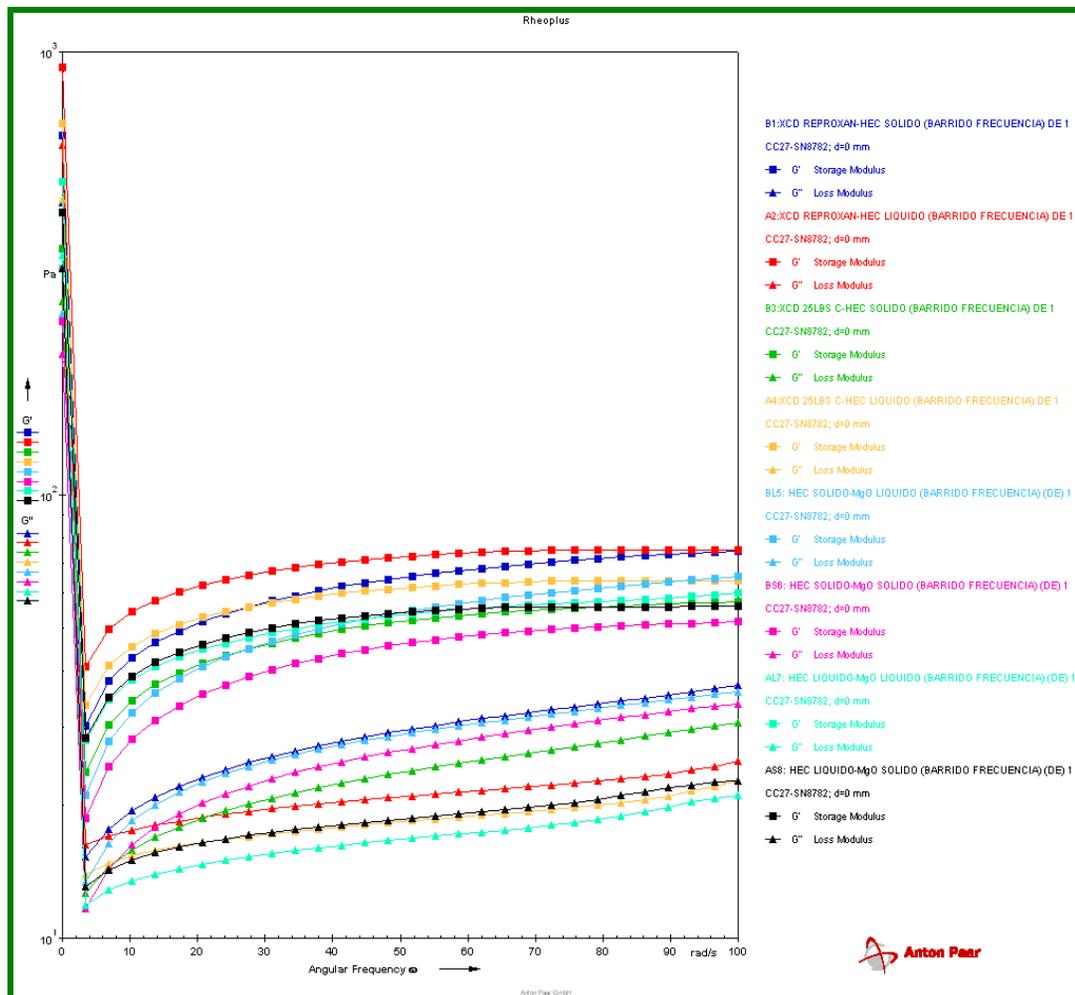
La imagen generada por el *Software Rheoplus de Anton Paar* durante la corrida del barrido de frecuencia antes de envejecer es la que se muestra a continuación:



ANEXO 10

Barrido de Frecuencia DE, Etapa III

La imagen generada por el *Software Rheoplus de Anton Paar* durante la corrida del barrido de frecuencia después de envejecer es la que se muestra a continuación:



ANEXO 11

Aditivos de CNPC para el diseño del fluido para el Campo La Victoria



KCl



Sulfito



NH4HPAN



XCD



HEC



HEC Nuevo



pH Buffer



HMP-21



MEA

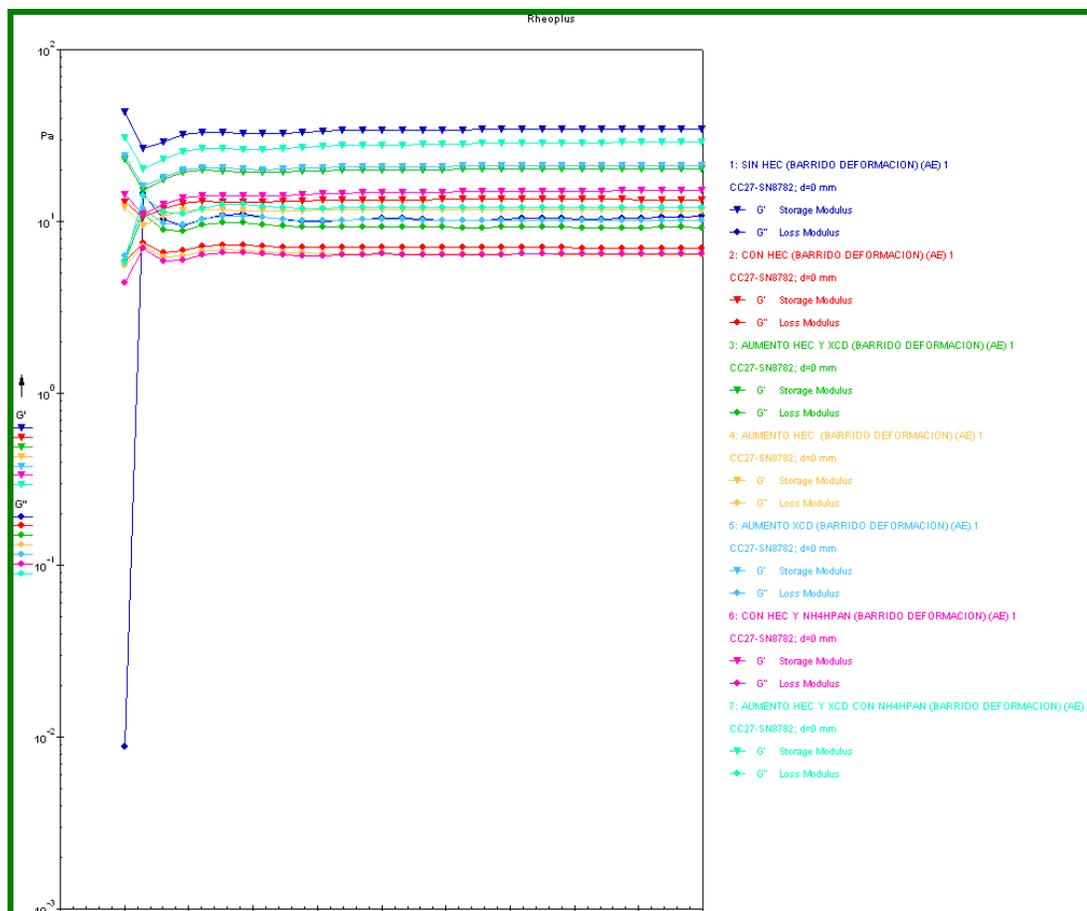


Bactericida

ANEXO 12

Barrido de Deformación AE, Etapa IV

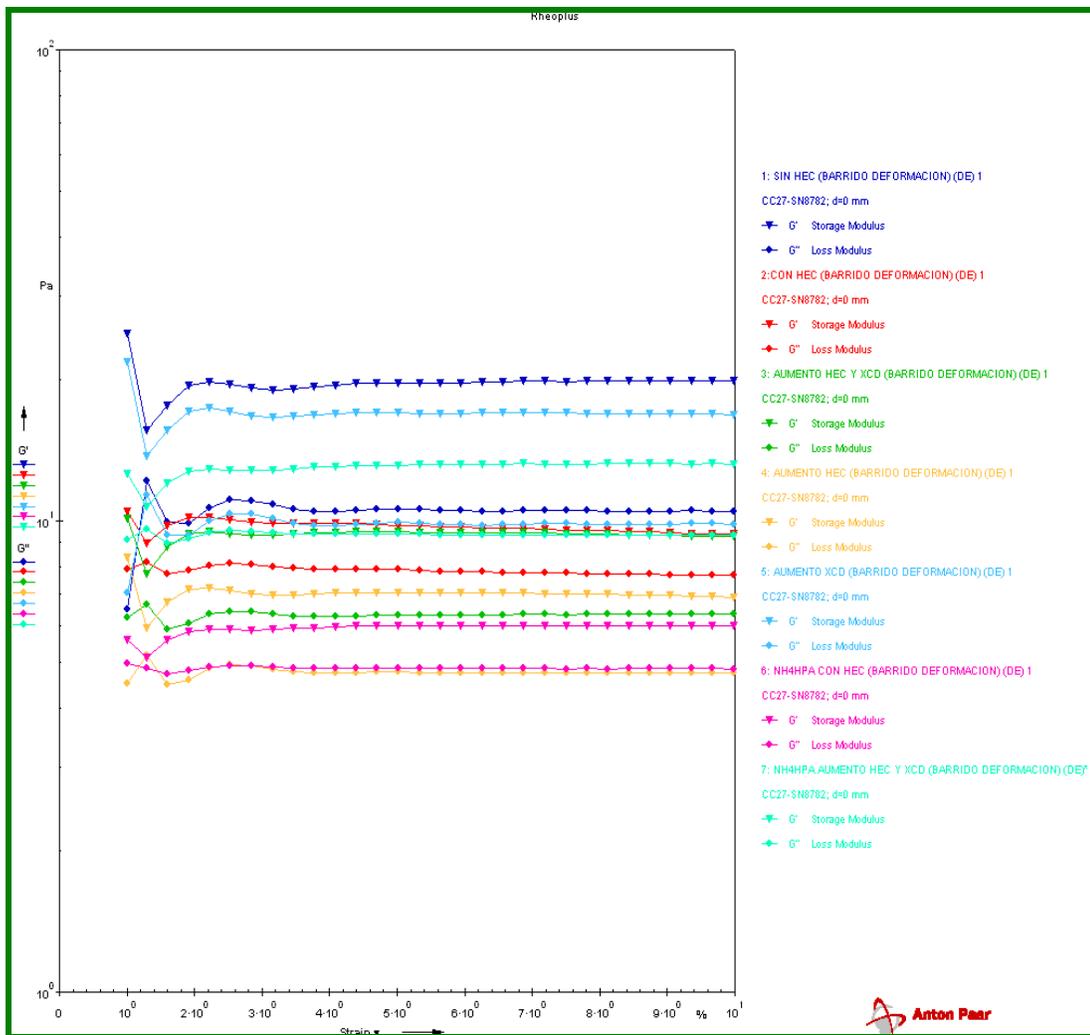
La imagen generada por el *Software Rheoplus de Anton Paar* durante la corrida del barrido de deformación antes de envejecer es la que se muestra a continuación:



ANEXO 13

Barrido de Deformación DE, Etapa IV

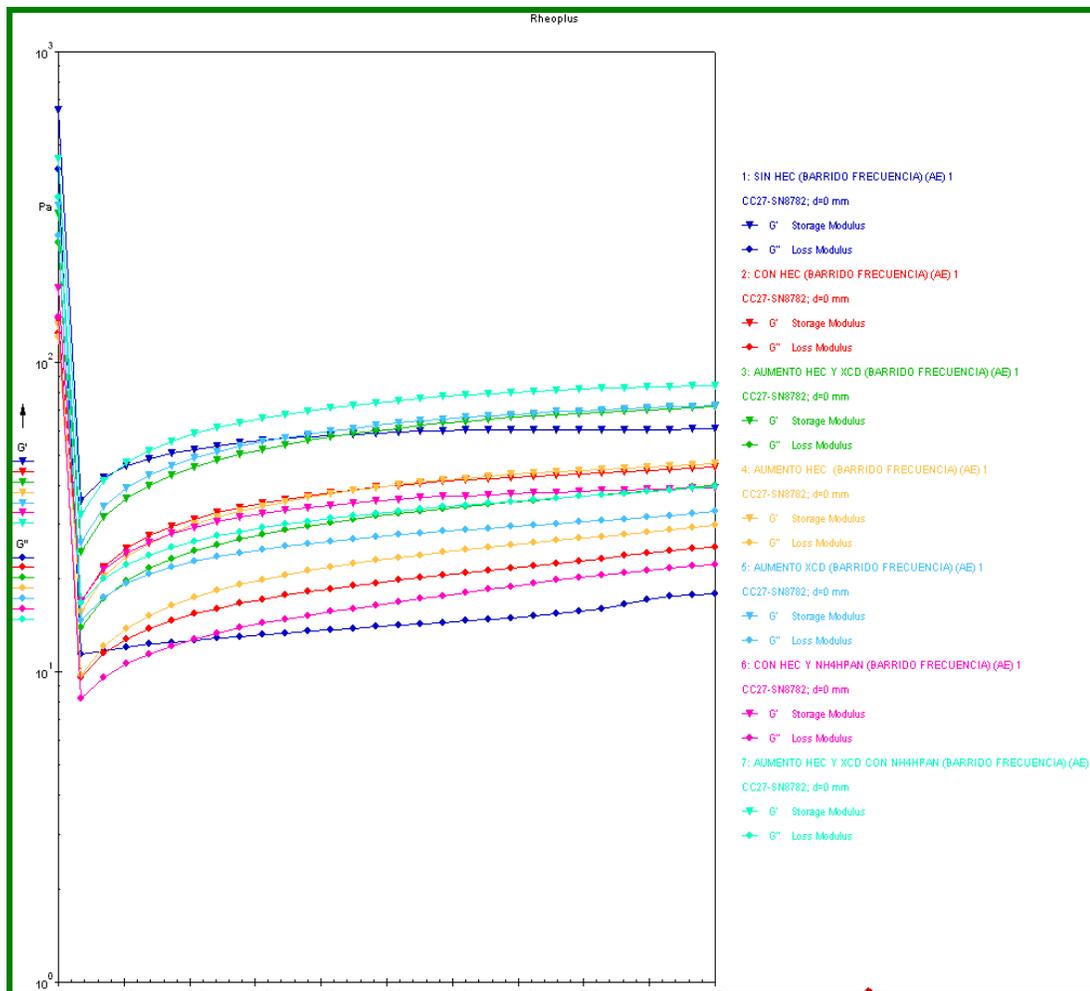
La imagen generada por el *Software Rheoplus de Anton Paar* durante la corrida del barrido de deformación después de envejecer es la que se muestra a continuación:



ANEXO 14

Barrido de Frecuencia AE, Etapa IV

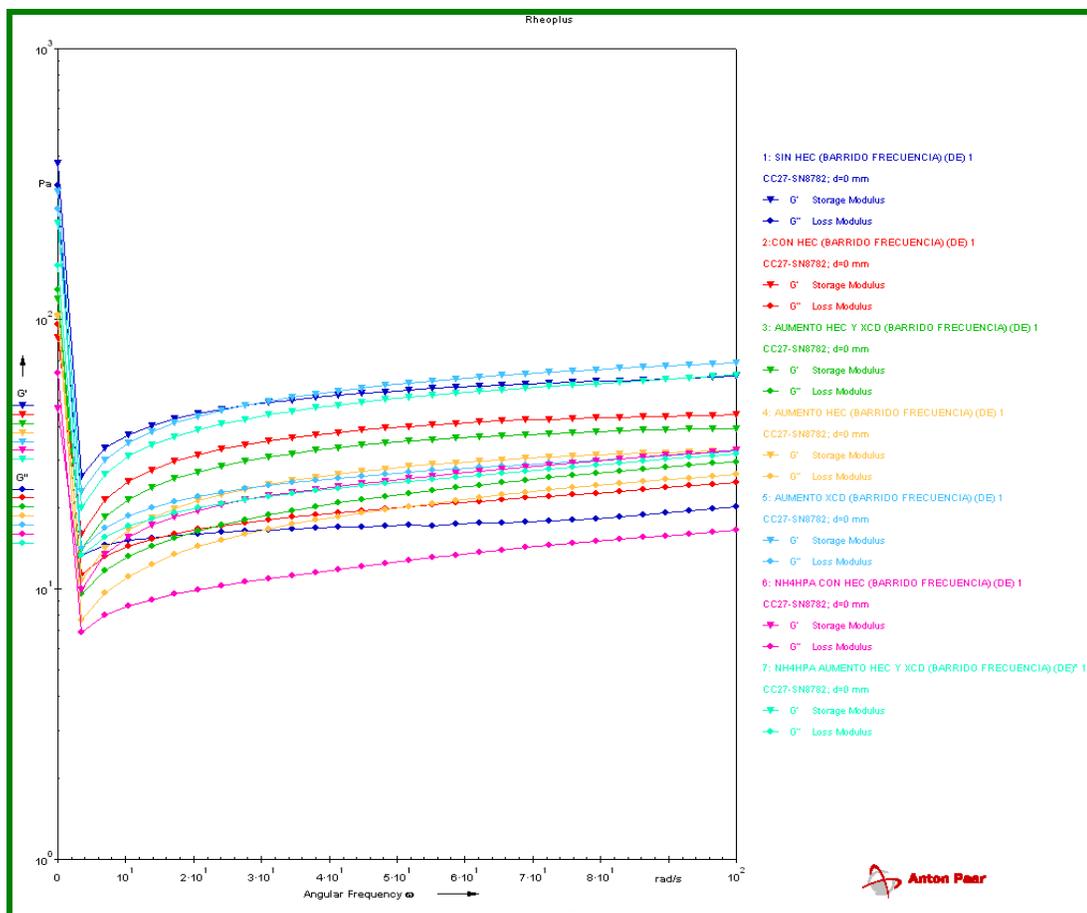
La imagen generada por el *Software Rheoplus de Anton Paar* durante la corrida del barrido de frecuencia antes de envejecer es la que se muestra a continuación:



ANEXO 15

Barrido de Frecuencia DE, Etapa IV

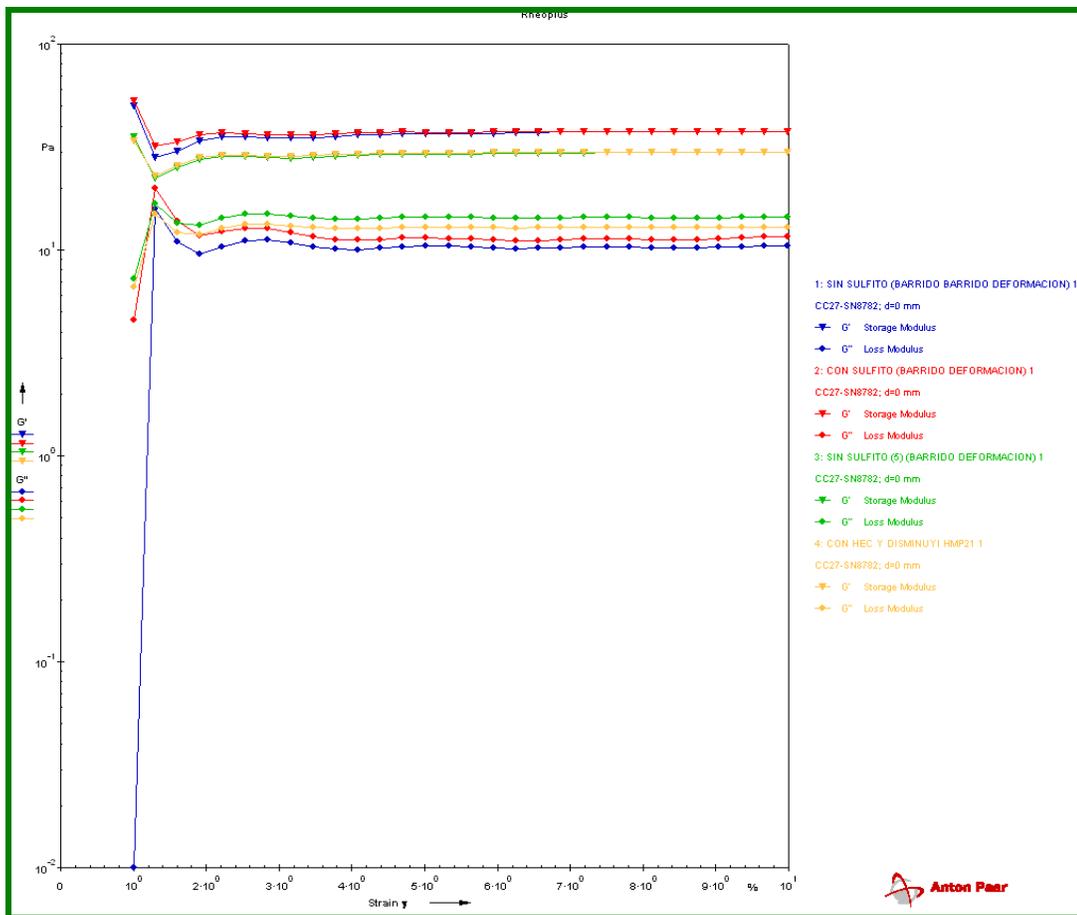
La imagen generada por el *Software Rheoplus de Anton Paar* durante la corrida del barrido de frecuencia después de envejecer es la que se muestra a continuación:



ANEXO 16

Barrido de Deformación AE, Etapa V

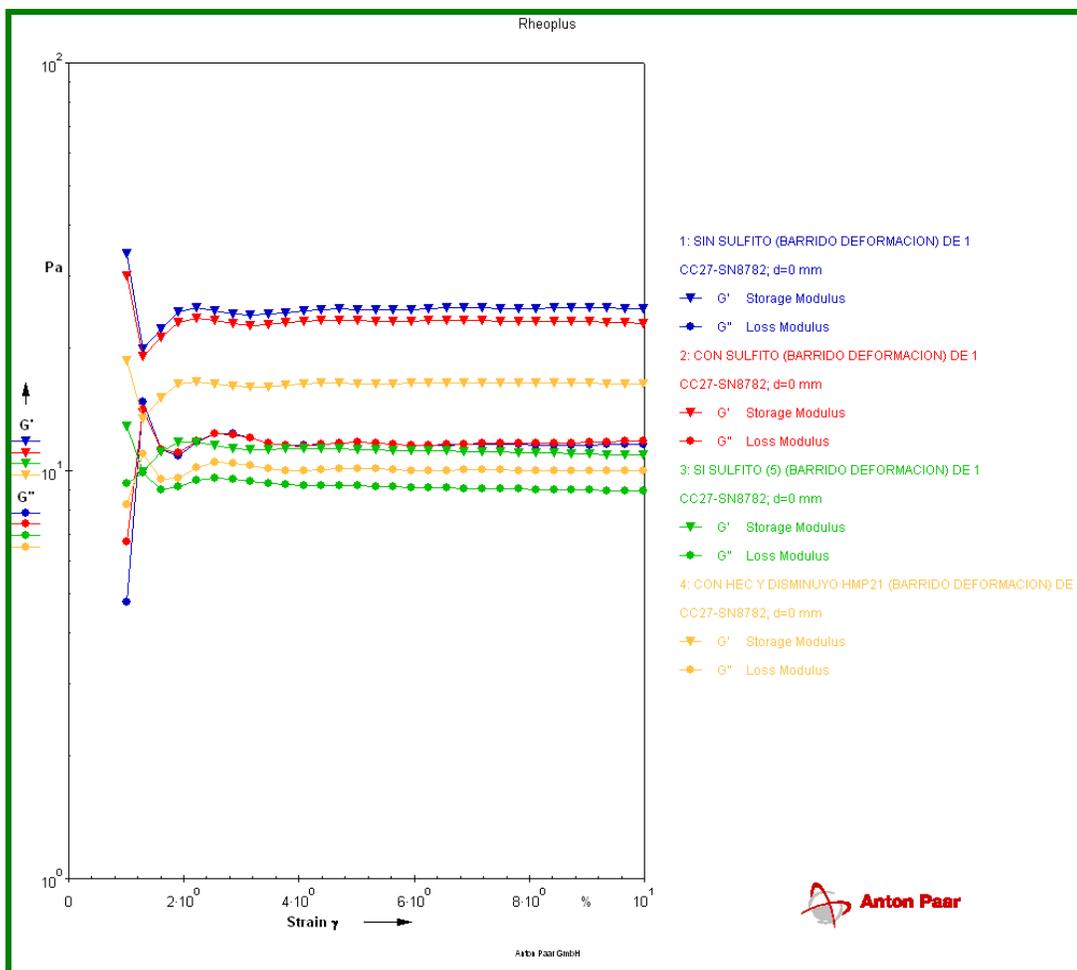
La imagen generada por el *Software Rheoplus de Anton Paar* durante la corrida del barrido de deformación antes de envejecer es la que se muestra a continuación:



ANEXO 17

Barrido de Deformación DE, Etapa V

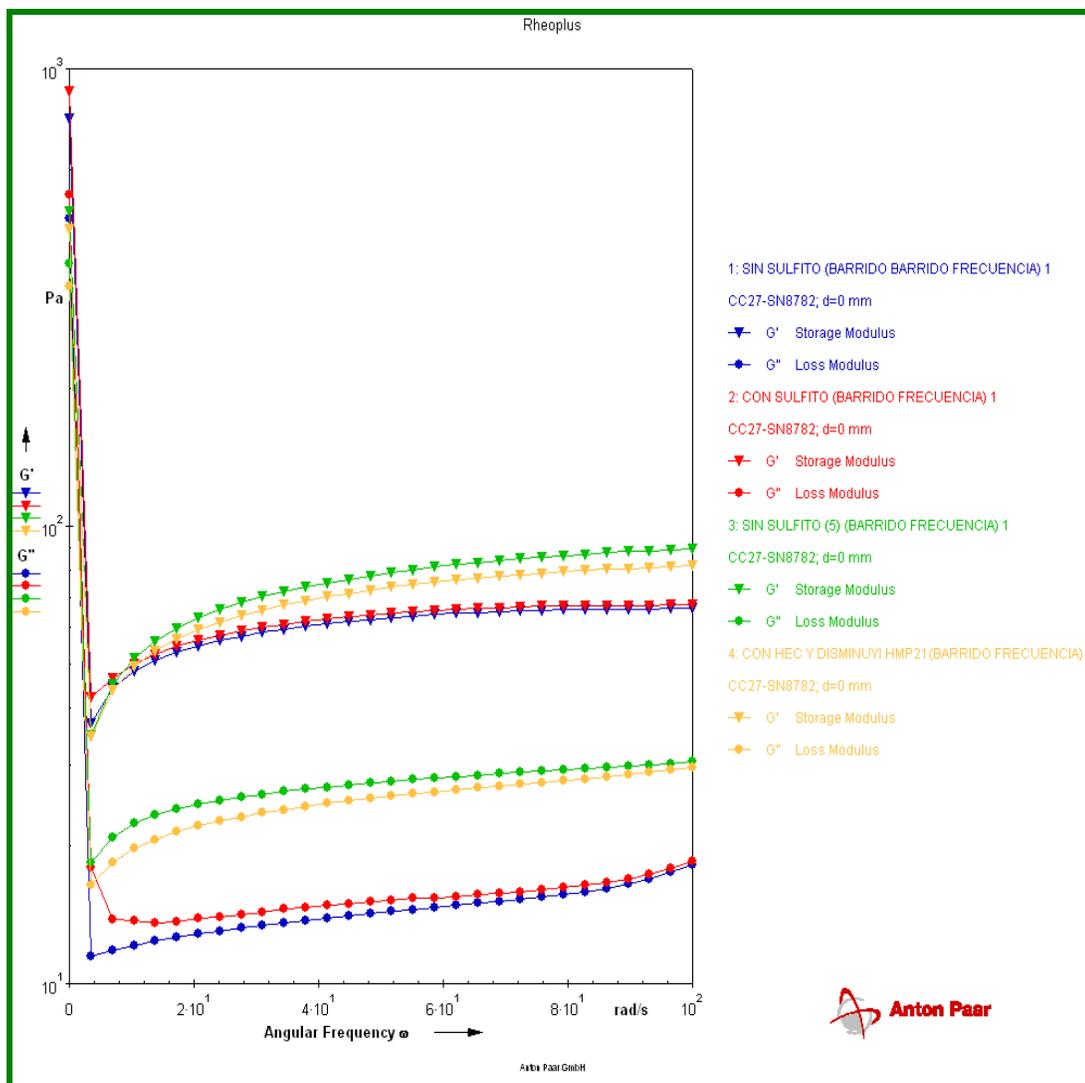
La imagen generada por el *Software Rheoplus de Anton Paar* durante la corrida del barrido de deformación después de envejecer es la que se muestra a continuación:



ANEXO 18

Barrido de Frecuencia AE, Etapa V

La imagen generada por el *Software Rheoplus de Anton Paar* durante la corrida del barrido de frecuencia antes de envejecer es la que se muestra a continuación:



ANEXO 19

Barrido de Frecuencia DE, Etapa V

La imagen generada por el *Software Rheoplus de Anton Paar* durante la corrida del barrido de frecuencia después de envejecer es la que se muestra a continuación:

