

**EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE UN SURFACTANTE VISCOELÁSTICO
COMO FLUIDO DE FRACTURA PARA EL CAMPO LLANITO**

**YURANY CARVAJALINO ARDILA
TULIO ANDRES PRADA SANCHEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS
ESCUELA DE QUIMICA
BUCARAMANGA
2009**

**EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE UN SURFACTANTE VISCOELÁSTICO
COMO FLUIDO DE FRACTURA PARA EL CAMPO LLANITO**

**YURANY CARVAJALINO ARDILA
TULIO ANDRES PRADA SANCHEZ**

Trabajo de grado en Investigación como requisito para optar por los títulos de
Químico e Ingeniero Químico, respectivamente

Directores UIS

Dr. ALVARO RAMIREZ GARCIA, Escuela de Ingeniería Química

Dra. MARTHA EUGENIA NIÑO, Escuela de Química

Directores ECOPETROL-ICP:

Msc. ZARITH DEL PILAR PACHÓN CONTRERAS, ECOPETROL – ICP

Ing. CARLOS ERNESTO MEDINA ZARATE, ECOPETROL – ICP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS
ESCUELA DE QUIMICA
BUCARAMANGA
2009**

DEDICATORIA

A Dios, por haberme permitido existir, y regalarme tantas virtudes en la vida, que me servirán en el largo caminar que día a día vivo.

A mi mamá (mititin), por ser la persona ejemplar e intachable que llena mi vida de gratos y muy valiosos momentos de alegrías. Eres una mujer valerosa y llena de grandes virtudes que te hacen ser una súper madre.

A mis hermanos, Diana, Rodolfo, Juan Miguel y Carlos, por guiarme siempre en mi vida y permitirme ser tal y como soy; por apoyarme en todas las formas posibles a lo largo de toda mi vida. Gracias por ser mis hermanos, son personas maravillosas.

A mi novio, (Renso Mayorga), por ser la persona que me enseñó a tener valor y creer siempre en mi misma; gracias por haberme vuelto a buscar esa noche.... Siempre serás la persona que llena mi vida de amor y grandes sueños.

A mis amigos y demás, por tantos momentos de alegrías y de tristezas que he pasado en mi vida.

YURANY CARVAJALINO ARDILA

DEDICATORIA

A Dios, por ser el guía en el transitar del camino de mi vida, quien me da la confianza y sabiduría necesaria para ser mejor cada día y lograr mis sueños.

A mis Padres, por qué son los pilares de mi existencia, porque siempre me apoyan en los buenos y los malos momentos, por los valores que inculcaron en mí, por qué me han apoyado incondicionalmente en aras de cumplir mis sueños y por todo su amor y su comprensión.

A mis familiares, ya que he sentido su apoyo en todo momento.

A Laurita, la mujer que llena mi corazón, por entenderme y apoyarme siempre, por ayudarme a ser cada día mejor como persona y por hacerme tan feliz.

A mis amigos: Carlos Fernando, Carlos Alberto, Juan Carlos, Andrei Juan Fernando, Sergio Luis, Juan Carlos Patiño, Fernando Corzo, Jorge Herrera, Juan C. Díaz, a los amigos de Química y a todos los amigos que han estado a mi lado, porque de cada uno de ustedes he aprendido algo valioso para mi vida. Con una dedicatoria especial a un amigo, Freismam, a quien Dios llamó a su reino antes de cumplir este sueño de ser ingeniero.

TULLIO ANDRÉS PRADA SÁNCHEZ

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por guiar nuestros caminos y darnos la sabiduría necesaria para tomar todas las decisiones en nuestra vida.

Los autores agradecen, a las docentes de las escuelas Química e Ingeniería Química, por habernos formado y aportarnos el conocimiento necesario para alcanzar la meta de ser profesionales.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), por permitirnos desarrollar nuestra tesis de grado y hacernos partícipes de la investigación de nuevas tecnologías.

Al grupo de Investigación Campos Maduros en cabeza del Ingeniero Rubén Castro, por el apoyo técnico y logístico aportado durante el desarrollo del proyecto.

Al los integrantes de los Laboratorios de Química de Producción y Daños a la Formación: Yolanda, Juan Carlos, Héctor, Cesarín, Reinaldo, Martín, Fabián, Alejandro y muy especialmente Diana Castañeda, Álvaro Villar y Manuel Fernando Roa.

A la Msc. Zarith Del Pilar Pachón, por su inmensa colaboración, paciencia y apoyo incondicional durante la realización del proyecto.

Al Ingeniero Carlos Ernesto Medina, por brindarnos la oportunidad de incursionar en la industria petrolera y por su confianza para la realización de este proyecto.

A los Ingeniero de Producción Germán Castillo, Raúl Leonardo Triana y Reinel Corzo, por su colaboración permanente a todas nuestras inquietudes.

A nuestros directores de la Universidad Industrial de Santander, el Doctor Álvaro Ramírez y la Doctora Martha Eugenia Niño, por sus enseñanzas y aportes para nuestra vida profesional.

A Nuestros padres, por brindarnos el apoyo necesario para cumplir nuestros sueños y metas.

A Renso Mayorga y Laura Acevedo, quienes acompañan nuestras vidas y nos apoyan incondicionalmente.

TABLA DE CONTENIDO

	INTRODUCCIÓN.....	1
1.	MARCO TEORICO	2
1.1	Fracturamiento Hidráulico.....	2
1.1.1	Etapas de un Fracturamiento Hidráulico.....	2
1.1.2	Fluidos de Fractura.....	3
1.1.2.1	<i>Propiedades de un Fluido de Fractura.....</i>	3
1.2	Fluidos Viscoelástico.....	4
1.2.1	Química de los Fluidos Viscoelástico.....	4
1.3	Fenómenos Micelares.....	6
2	METODOLOGIA.....	10
2.1	Caracterización de fluidos de formación y aditivos.....	12
2.1.1	Caracterización del crudo y las aguas de formación y de preparación.....	12
2.1.2	Caracterización de los aditivos para los fluidos viscoelásticos	12
2.2	Formulaciones de Referencia.....	13
2.3	Protocolo de mezcla.....	14
2.4	Fase de Evaluación del Fluido Viscoelástico.....	14
2.4.1	Etapa 1: Viscosificación del fluido o “Armado” y rompimiento	14
2.4.2	Etapa 2: Pruebas de Interacción Fluido – Fluido	15
2.4.2.1	<i>Pruebas de Emulsión ó Compatibilidad Fluido – Fluido.....</i>	15
2.4.2.2	<i>Tensión Interfacial.....</i>	16
2.4.3	Etapa 3: Pruebas de Interacción Roca – Fluido.....	17
2.4.3.1	<i>Prueba de Mojabilidad y Detergencia.....</i>	17
2.5	Etapa 4: Prueba de Asentamiento de Propante.....	18
2.6	Etapa 5: Comportamiento Reológico.....	18
3	RESULTADOS Y ANALISIS.....	20

3.1	Caracterización de Agua de Formación, Agua de Preparación y Crudo.....	20
3.2	Evaluación del Fluido de Fractura Viscoelástico.....	21
3.3	Etapa 1: Viscosificación del fluido o “armado”.....	24
3.4	Etapa 2: Pruebas de Interacción Fluido – Fluido.....	25
3.4.1	<i>Pruebas de Emulsión o de Compatibilidad.....</i>	25
3.4.2	<i>Prueba de Tensión Interfacial y Superficial.....</i>	28
3.5	Etapa 3: Pruebas de Interacción Roca – Fluido.....	31
3.5.1	<i>Prueba de Mojabilidad Visual y Detergencia.....</i>	31
3.6	Etapa 3: Prueba de Asentamiento del Material Apuntalante	31
3.7	Etapa 4: Comportamiento Reológico.....	32
4	CONCLUSIONES.....	38
5	RECOMENDACIONES.....	40
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	41

LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Aditivos para fluidos viscoelásticos	9
Tabla 2	Formulación y orden de adición para el fluido VES A.	13
Tabla 3	Formulación y orden de adición para el fluido VES B.....	13
Tabla 4	Formulación y orden de adición para el fluido VES C.....	13
Tabla 5	Formulación y orden de adición para el fluido VES D.....	13
Tabla 6	Caracterización Fisicoquímica del Agua Usada para la preparación de los fluido de fractura viscoelásticos.....	20
Tabla 7	Propiedades Básicas del Crudo Llanito 118.....	20
Tabla 8	Formulaciones del Fluido de Fractura Viscoelástico A.....	23
Tabla 9	Formulaciones del Fluido de Fractura Viscoelástico B.....	23
Tabla 10	Formulaciones del Fluido de Fractura Viscoelástico C.....	24
Tabla 11	Formulaciones del Fluido de Fractura Viscoelástico D.....	24
Tabla 12	Resultados de la optimización de la tensión interfacial para el tratamiento orgánico y la salmuera espaciadora...	29
Tabla 10	Resultados de la Tensión Superficial para las formulaciones de los fluidos Viscoelásticos A y B.....	30
Tabla 11	Velocidades de asentamiento para los fluidos viscoelásticos A y B.....	32
Tabla 12	Condiciones de operación de la prueba de reología efectuada a 130 °F en un reómetro Chandler 5550 HT/HP a 400 psi de presión.....	33
Tabla 13	Parámetros n' y k' a diferentes valores temperaturas.....	36
Tabla B1	Variables que afectan las dimensiones de la fractura.....	58
Tabla C1	Principales tipos de scales y la forma más común de remoción.....	64
Tabla E1	Muestras de Material Propante.....	74

Tabla E2	Propiedades de la Carbolita.....	75
Tabla F1	Clasificación de los Fluidos de Fractura.....	76
Tabla K1	Escala de Evaluación de la Detergencia.....	99
Tabla M1	Caracterización de Aditivos para Fluidos de Fractura Viscoelásticos.....	104
Tabla M2	Caracterización de Aditivos para Fluidos de Fractura Viscoelásticos	104
Tabla N1	Resultados de la solubilidad entre los aditivos del fluido de fractura viscoelástico.....	105
Tabla N2	Resultados de las pruebas de Compatibilidad a todas las formulaciones del fluido viscoelástico A vivo.....	106
Tabla N3	Resultados de las pruebas de Compatibilidad a todas las formulaciones del fluido viscoelástico B vivo.....	112
Tabla N4	Resultados de las pruebas de Compatibilidad a todas las formulaciones del fluido viscoelástico C vivo.....	116
Tabla N5	Resultados de las pruebas de Compatibilidad a todas las formulaciones del fluido viscoelástico D vivo.....	121
Tabla N7	Resultados de las pruebas de Compatibilidad del tratamiento orgánico y la salmuera espaciadora con el crudo Llanito 118...	125
Tabla N6	Valores finales de Tensión Interfacial para el Tto. Orgánico y la salmuera espaciadora.....	129
Tabla N7	Valores finales de Tensión superficial para los fluidos de fractura viscoelásticos A y B.....	129
Tabla N8	Evaluación del Tratamiento Orgánico.....	129
Tabla N9	Evaluación de la Salmuera Espaciadora.....	130
TablaN10	Resultados de detergencia para los fluidos de fractura viscoelásticos A y B.....	131

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Comparación de la deformación de fluidos viscosos, elásticos y viscoelásticos ante un esfuerzo.....	4
Figura 2	Formación de las micelas vermiformes.....	5
Figura 3	Representación esquemática de las micelas y la capa de Stern	7
Figura 4	Representación esquemática de una micro – emulsión.....	8
Figura A1	Ubicación Geográfica del campo Llanito.....	48
Figura A2	Columna estratigráfica del valle medio del Magdalena.....	50
Figura B1	Esquema Sencillo sobre un fracturamiento hidráulico.....	51
<i>Figura B2</i>	Régimen de flujo antes (izquierda) y después (derecha) de un trabajo de fracturamiento hidráulico.....	52
Figura B3	Distribución de Fracturamientos realizados por Campo...	52
Figura B4	Ilustración básica del bombeo	54
Figura B5	Ilustración básica del Bombeo del fluido de Fractura con material apuntalante.....	55
Figura B6	Ilustración básica del Backflow y retorno de los fluidos...	56
Figura B7	Distribución de esfuerzos sobre dos tipos de fractura.....	57
Figura B8	Ilustración de las tres orientaciones de fractura, con el mínimo esfuerzo principal.....	57
Figura B9	Influencia de la viscosidad del fluido (izquierda) y de la permeabilidad de la formación (derecha) en la Longitud de Fractura.....	59
Figura D1	Desbalance eléctrico de la arcilla y difusión de cationes a través del sistema poral.....	66
Figura D2	Moléculas de Surfactantes organizadas, en una interface aire-agua.....	68

Figura D3	La variación de la tensión superficial vs la concentración de surfactante, permite determinar la concentración micelar crítica.....	75
Figura E1	Muestras de Material Propante.....	79
Figura G1	Tipos de mojabilidad,.....	79
Figura G2	Determinación de mojabilidad por ángulo de contacto ...	82
Figura G3	Rugosidad de la superficie de los poros.....	83
Figura G4	Ensayo de mojabilidad visual.....	84
Figura H1	Dirección de Aplicación del <i>Shear Rate</i> a un Fluido.....	88
Figura I1	Fuerzas de Atracción que actúan sobre las moléculas en la superficie.....	91
Figura I2	Relación entre el número capilar y la recuperación de crudo.....	92
Figura N1	Curva y ecuaciones de la Ley de la potencia.....	103

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A	GENERALIDADES DE CAMPO LLANITO.....	48
A.1	Ubicación geográfica del campo Llanito.....	48
A.2	Historial de producción del campo Llanito.....	49
A.3	Descripción de la formación de interés (Terciario).....	50
ANEXO B	GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	51
B.1	Etapas de un Fracturamiento Hidráulico.....	53
B.1.1	Adecuación y limpieza del pozo.....	53
B.1.2	Minifrac.....	53
B.1.3	Pad.....	54
B.1.4	Fluido de Fractura con apuntalante.....	54
B.1.5	Backflow o retorno de fluidos.....	55
B.2	Mecánica de las Rocas.....	56
B.3	Orientación de la Fractura.....	56
B.4	Geometría de Fractura.....	58
ANEXO C	TIPOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN.....	60
C.1	Emulsiones.....	61
C.2	Cambios de mojabilidad.....	62
C.3	Bloqueos por agua (Waterblocks).....	62
C.4	Escamas de Pescado o Scales.....	63
C.5	Depósitos Orgánicos.....	64
C.7	Lodos y Arcillas.....	65
ANEXO D	ADITIVOS PARA UN FLUIDO DE FRACTURA VISCOELASTICO.....	66
D.1	<i>Inhibidor de Arcillas.....</i>	66
D.2	<i>Solvente Mutua.....</i>	67

D.3	Surfactantes o Tensoactivos.....	53
ANEXO E	MATERIAL PROPANTE O APUNTALANTE.....	73
E.1	<i>Propiedades de un Apuntalante.....</i>	74
ANEXO F	CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA....	76
ANEXO G	LA MOJABILIDAD.....	78
G.1	<i>Factores que Afectan la Mojabilidad.....</i>	80
G.2	<i>Medición de la Mojabilidad.....</i>	81
G.2.1	<i>Método del Ángulo de Contacto.....</i>	82
G.2.2	<i>Método de la Mojabilidad visual.....</i>	83
ANEXO H	ASENTAMIENTO DE PARTICULAS SOLIDAS EN EL SENO DE UN FLUIDO.....	85
H.1	<i>Efecto de las Paredes.....</i>	89
H.2	<i>Efecto de la Concentración de Propante o Slurries.....</i>	89
ANEXO I	TENSION INTERFACIAL Y SUPERFICIAL.....	91
ANEXO J	PREPARACIÓN DE LOS FLUIDOS VISCOELÁSTICOS, TRATAMIENTO ORGÁNICO Y SALMUERA ESPACIADORA EN EL LABORATORIO.....	94
J.1	<i>PREPARACION DEL FLUIDO DE FRACTURA VISCOELASTICO.....</i>	94
J.2	<i>PREPARACIÓN DEL TRATAMIENTO ORGÁNICO.....</i>	95
J.3	<i>PREPARACIÓN DE LA SALMUERA ESPACIADORA.....</i>	95
ANEXO K	PRUEBAS DE EVALUACIÓN DE UN FLUIDO DE FRACTURA BASE AGUA.....	96
K.1	<i>INTERACCIONES FLUIDO – FLUIDO.....</i>	96
K.1.1	<i>Prueba de solubilidad de Aditivos.....</i>	96
K.1.2	<i>Prueba de Emulsión o de Compatibilidad.....</i>	96
K.1.3	<i>Prueba de Tensión Interfacial y Superficial.....</i>	97
K.2	<i>INTERACCIONES ROCA – FLUIDO.....</i>	98
K.2.1	<i>Prueba de Mojabilidad Visual.....</i>	98

K.2.2	<i>Prueba de Detergencia</i>	99
K.3	VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO DEL MATERIAL PROPANTE.....	99
K.3.1	<u>Determinación del Volumen del Fluido de Fractura y del Material propante</u>	100
K.3.2	<u>Prueba de Capacidad de Suspensión</u>	101
K.4	PRUEBA DE REOLOGIA.....	102
ANEXO L	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LAS CONSTANTES DE LA LEY DE LA POTENCIA	103
ANEXO M	CARACTERIZACIÓN DE LOS ADITIVOS EMPLEADOS EN LOS FLUIDOS DE FRACTURA VISCOELASTICOS...	104
ANEXO N	RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE EVALUACIÓN DE UN FLUIDO DE FRACTURA VISCOELASTICO	105
N.1	Interacciones Fluido – Fluido	105
N.1.1	<u>Prueba de Solubilidad</u>	105
N.1.2	<u>Prueba de Emulsión o de Compatibilidad</u>	106
N.1.3	<u>Espectros Infrarrojos del crudo, surfactante base y “sólido” presente en el fluido viscoelástico C</u>	126
N.1.4	<u>Medida de la Tensión Interfacial y Superficial</u>	129
N.2	PRUEBAS DE INTERACCIÓN ROCA – FLUIDO.....	130
N.2.1	<u>1 Prueba de Mojabilidad Visual y Detergencia</u>	130
N.3	VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO DEL MATERIAL PROPANTE.....	131
N.3.1	Curvas de Velocidad de Asentamiento de los Fluidos Evaluados.....	131
N4	COMPORTAMIENTO REOLÓGICO.....	131

LISTA DE SIGLAS Y NOMENCLATURA

API RP	American Petroleum Institute Recommended Practice
ASTM	American Society of Testing and Materials
BHST	Bottom Hole Static Temperature (Temperatura Estática de Pozo)
bpm	barriles por minuto
BS&W	Basic Sediments and Water (Sedimentos y agua)
OOIP	Original Oil in Place (Petróleo Original en Sitio)
PPG	Pounds per Gallons (Libras por galón)
μ	Viscosidad [cp]
σ	Tensión Interfacial [dina/cm]
γ	Tensión Superficial [dinas/cm]
N_c	Número Capilar
Θ	Ángulo de contacto entre un fluido y un sólido
VES	<i>Visco-Elastic Surfactant</i> (Surfactante Viscoelástico)
CMC	Concentración micelar crítica
IR	Infrarrojo
n'	Índice Comportamiento de flujo
k'	Índice de Consistencia del fluido
ppm	Partes por millón
ppt	Pounds Per Thousand (libras por cada 1000 galones de fluido)
gpt	Gallons Per Thousand (galones por cada 1000 de fluido)
rpm	Revoluciones por Minuto
cp	Centipoises (Unidad de viscosidad)
ft	Pies
s^{-1}	Unidad de Velocidad de Corte
@	A condiciones de...

GLOSARIO

Emulsión: dispersión de un líquido (fase dispersa) en forma de pequeñísimas partículas en el seno de otro líquido (fase continua) con el que no es miscible

Estimulación: técnica, proceso o procedimiento, utilizado en la industria petrolera para el aumento de la producción de crudo y/o gas de los pozos de un campo.

Fluido de fractura: suspensiones de partículas sólidas en un líquido. Se consideran fluidos pseudoplásticos, por lo cual su viscosidad aparente disminuye cuando se aumenta la velocidad de deformación.

Formación: conjunto de rocas con características geológicas semejantes.

Gel roto: fluido de fractura que por efecto del tiempo, velocidad de deformación (shear rate) y temperatura pierde su viscosidad a valores menores a 5 cp.

Gel vivo: fluido de fractura de alta viscosidad que se obtiene después de preparado.

Histéresis: tendencia de un material a conservar una de sus propiedades, en ausencia del estímulo que la ha generado.

Mojabilidad: es la preferencia de un sólido a contactarse con un líquido o un gas, llamado fase mojante, la cual tiende a ocupar la superficie y los poros del sólido, desplazando a la fase no mojante.

Permeabilidad: es una propiedad que mide la capacidad de transferencia que tienen los fluidos para atravesar un sólido poroso. Su forma más sencilla es la ley de Darcy.

Permeabilidad Absoluta: capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un fluido.

Porcentaje de sedimentos y agua (%BS&W): es una medida para una muestra líquida que incluye agua libre, sedimentos y emulsión. Esta relacionada como un porcentaje de volumen para una corriente de producción.

Porosidad: medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

Presión de confinamiento: es la presión ejercida sobre una roca por el peso del material que se encuentra sobre ella.

Presión de Yacimiento: es la presión a la que se encuentran los fluidos en los poros del yacimiento, usualmente hidrostática. Es equivalente a la presión de poro.

Saturación: respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido.

Shear Rate: velocidad relativa a la cual una placa de fluido es deslizada por otra placa, dividida por la distancia que hay entre ellas.

Tensión superficial: medida de energía entre un líquido y su vapor. Sin embargo en muchos casos esta es medida entre un líquido y el aire.

RESUMEN

TITULO: “EVALUACION Y SELECCIÓN DE UN SURFACTANTE VISCOELASTICO COMO FLUIDO DE FRACTURA PARA EL CAMPO LLANITO”

AUTORES: CARVAJALINO ARDILA, Yurany**
PRADA SANCHEZ, Tulio Andrés***

PALABRAS CLAVES: Fracturamiento hidráulico, fluido viscoelásticos, surfactantes, daño de formación, mojabilidad, tensión interfacial, reología, velocidad de asentamiento.

CONTENIDO:

En Colombia los fluidos de fractura más utilizados han sido los fluidos base agua gelificados con polímeros, estos requieren la adición de rompedores para reducir la viscosidad y retornarlos a superficie, pero tienden a dejar residuos sin romper sobre el material apuntalante y en las gargantas de poro creando filtraciones disperejas y daño de formación. Entre las alternativas de sustitución están los fluidos acuosos gelificados con surfactantes, utilizados a nivel mundial por sus propiedades reológicas y porque causan menos daño a la formación al no dejar residuos. Sin embargo a parte de los requerimientos técnicos de diseño, su selección depende de varias condiciones particulares, entre otras: que el fluido no forme emulsiones irreversibles con los fluidos de la formación, que tenga suficiente viscosidad para sostener y transportar el material apuntalante, que por ser un fluido que no forma torta no se filtre en exceso en la formación, que tenga una baja tensión interfacial y sobre todo que rompa adecuadamente para ser retornado a superficie.

Este trabajo presenta la evaluación experimental aplicada para la evaluación y selección de un fluido de fractura viscoelástico para el campo Llanito. Se tomó como punto de partida dos formulaciones presentadas por una compañía de servicios, las cuales se sometieron a pruebas de interacción fluido – fluido, roca – fluido y reología, con el objetivo de implementar la factibilidad técnica y su implementación para como fluido de fractura en el campo Llanito.

Para estas formulaciones que contienen como agente gelificante surfactantes, fue necesario el uso de un tratamiento orgánico como prefluo para promover su rompimiento. La naturaleza del viscoelástico y del crudo determinará la necesidad de ajustes o cambios en las formulaciones para garantizar su correcto funcionamiento, por lo tanto el desarrollo de un protocolo experimental es fundamental para asegurar las formulaciones adecuadas para cada campo.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de ciencias, escuela de Química.

*** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, escuela de Ingeniería Química

Directores: Dra. Martha Niño, Dr Álvaro Ramírez, Ing. Carlos Medina y Msc. Zarith Pachón

SUMMARY

TITLE: "EVALUATION AND SELECTION OF A VISCOELASTIC SURFACTANT AS FRACTURING FLUID FOR LLANITO FIELD".

AUTHORS: CARVAJALINO ARDILA, Yurany**
PRADA SANCHEZ, Tulio Andrés***

KEY WORDS: Hydraulic fracturing, viscoelastic fluid, formation damage, wettability, interfacial tension, rheology, settling rate.

CONTENT:

In Colombia the most common fracturing fluids used are water based fluids gelled with polymers, typically crosslinked to increase the viscosity and the proppant's transport capacity, these require the addition of breakers to reduce the viscosity and return them to surface, but these fluids tend to leave residue on the packing material and also plug pore throats creating uneven leaks and formation damage. Among the replacement options are aqueous fluids gelled with surfactants, which have been used worldwide for its rheological properties and because they cause less damage to the formation because they do not create any residue.

However beside of the technical requirements of design, fluid's selection depends on several conditions, among others: that the fluid does not form irreversible emulsions with the formation fluids, sufficient viscosity to hold and transport the proppant material, low fluid loss, having a low interfacial tension and above all to break properly to be returned to surface.

This paper show the experimental evaluation applied to the evaluation and selection of a viscoelastic fracturing fluid for Llanito field. The starting point were two formulations provided by a service company, which underwent tests of interaction fluid - fluid, rock - fluid and rheology, with the aim of implementing the technical feasibility and its implementation as fracturing fluid for Llanito field.

For these formulations containing surfactants as gelling agent, it was necessary to use a preflux of organic treatment as to promote its breakdown. The viscoelastic and oil nature will determine the need for adjustments or changes in the formulations to ensure proper operation; therefore the development of an experimental protocol is essential to ensure the appropriate formulation for each field.

* Investigation work

** Science Faculty, Chemical School.

*** Physicochemical Faculty, Chemical Engineering School

Directors: Dra. Martha Niño, Dr Álvaro Ramírez, Ing. Carlos Medina y Msc. Zarith Pachón

INTRODUCCION

A nivel mundial la implementación de surfactantes viscoelásticos (VES) ha representado mejoras en las operaciones de fracturamiento hidráulico. Estudios y experiencias de campo muestran que los VES mejoran el transporte de propano y disminuyen el daño de formación por deposiciones poliméricas. Llanito es un campo maduro ubicado en Barrancabermeja Santander, donde Ecopetrol S.A ha previsto iniciar la evaluación e implementación de fluidos VES para mejorar la producción sin atentar contra la integridad del yacimiento.

En este estudio, se evaluaron tres fluidos VES de naturaleza iónica y no iónica. Se implementaron pruebas estándar de laboratorio para evaluación de fluidos de fractura teniendo en cuenta las interacciones presentes en la formación, como fluido-fluido, roca-fluido, ensayos reológicos y de sostenimiento de material propano. Con ello se buscó disminuir el daño de formación generado por las emulsiones, cambios de mojabilidad, disminución de flujo por altas tensiones superficiales e interfaciales al igual que mejorar las propiedades de soporte de material apuntalante con menor viscosidad, disminuyendo también la presión de fricción en tubería. Por otro lado, fue necesaria la implementación de un tratamiento orgánico y una salmuera espaciadora con el fin de garantizar la disminución de la viscosidad del fluido teniendo en cuenta las evidencias de que al contacto con el crudo utilizado, no se logra la eficiencia requerida. Con este trabajo se comprobó que los fluidos viscoelásticos presentan propiedades de compatibilidad que cumplen con los requerimientos de Ecopetrol S.A., y mejoran la capacidad de suspensión de material propano con menor viscosidad de los fluidos de trabajo. También se relacionaron parámetros reológicos de la ley de la potencia con las velocidades de asentamiento, lo cual permitirá generar metodologías enfocadas a establecer nuevos criterios de selección de fluidos.

1. MARCO TEORICO

1.1 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

La técnica concebida originalmente en el año de 1947 por Stanolid (AMOCO) en el campo Hugoton, una reserva de gas en el oeste de Kansas, tiene como objetivo incrementar el área de drenaje en pozos petroleros. El fracturamiento es una técnica de estimulación que consiste en la inyección sostenida de un fluido a una presión tal que provoque la ruptura de la roca del yacimiento con el objeto de crear nuevos canales o conectar canales de flujo existentes y de esa forma aumentar la tasa de flujo del pozo y con ello su productividad. Luego se procede a llenar la fractura creada con agente de soporte, de manera que no pueda cerrarse por completo al cesar el bombeo, creando un canal de alta conductividad para la producción de fluidos.

Una fractura comienza a propagarse dentro del lecho rocoso y la presión del fluido decrece como consecuencia del aumento en el volumen que ocupa el fluido. Eventualmente, la presión ha decrecido tanto que no puede abrir más la roca; en este punto, el sistema entra en un equilibrio estacionario. La fractura obtenida produce un camino de alta permeabilidad que conecta el punto de extracción con zonas alejadas del yacimiento, permitiendo un incremento en el flujo de fluidos, aumentando la producción [26].

1.1.1 Etapas de un Fracturamiento Hidráulico

La ejecución de un trabajo de fracturamiento hidráulico se lleva a cabo en varias etapas, la primera etapa consiste en adecuar el pozo para la remoción de residuos orgánicos, compuestos de hierro y otras sustancias que pueden generar problemas durante las etapas posteriores. En la segunda etapa, se realiza un “minifrac” el cual consiste en la inyección del fluido de fractura libre de agente apuntalante, con el propósito de obtener datos de presión, requeridos para diseñar y efectuar el trabajo de fracturamiento. Luego de

esta etapa, se bombea un “*pad*” con el objetivo de iniciar y propagar la fractura hidráulica. En una etapa ulterior se bombea el fluido de fractura con la carga de material propante, previamente establecida, con el objetivo de depositar este material en los canales generados y mantener abierta la fractura. Una vez que el fluido ha perdido la suficiente viscosidad por acción de los mecanismos diseñados para tal fin, se realiza la última etapa, el *backflow* o retorno de fluidos, dejando el material apuntalante en la formación.

1.1.2 Fluidos de fractura

Los fluidos de fractura son básicamente suspensiones sólidas en un medio líquido que bajo ciertas condiciones de concentración de aditivos, mezclado y pH, forman estructuras más rígidas que le otorgan propiedades especiales de viscosidad. El Fluido de fractura es un componente crítico en el fracturamiento hidráulico, con el cual se aplica presión sobre la roca de yacimiento. Su función es fracturar la roca para crear canales que permitan mejorar la movilidad del crudo y transportar el material propante hasta la fractura.

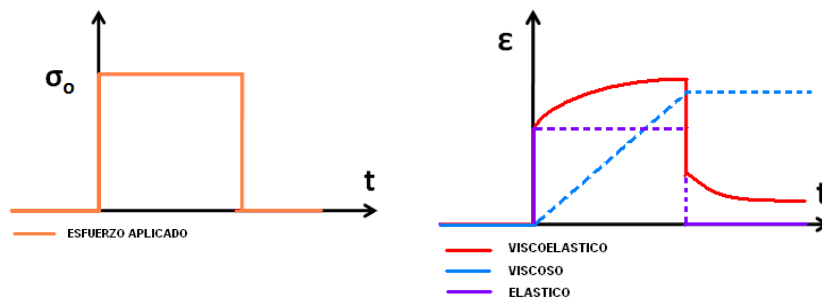
1.1.2.1 Propiedades de un Fluido de Fractura

La propiedad más importante de un fluido de fractura es la viscosidad, ya que es un factor determinante en las características de sostenimiento de propante y en las propiedades de flujo. Sin embargo, un fluido de fractura debe cumplir con otros requerimientos adicionales. Debe ser térmicamente estable, debe presentar baja presión de fricción durante el bombeo, baja pérdida de fluido, reducción de su viscosidad a valores suficientemente bajos para permitir su retorno a superficie. Minimizar el daño por residuos, y finalmente debe ser económicamente viable. La clasificación de los fluidos de fractura se describe en el Anexo F.

1.2 Fluidos Viscoelásticos

Los fluidos viscoelásticos son fluidos no-Newtonianos que cumplen tanto la ley de Hooke, como la ley de Newton de la Viscosidad. Estos fluidos, ante deformaciones ocurridas durante el flujo, tienen la capacidad de recuperar parte de la deformación al retirar el esfuerzo aplicado [29] (figura 1).

Figura 1. Comparación de la deformación de fluidos viscosos, elásticos y viscoelásticos ante un esfuerzo



1.2.1 Química de los Fluidos Viscoelásticos

El comportamiento de los fluidos viscoelásticos se basa en la química de los surfactantes, los cuales son moléculas que poseen en un extremo de su cadena un grupo hidrófilo y en el otro extremo un grupo hidrófobo. Cuando estas sustancias se agregan en sistemas de dos líquidos insolubles como agua y aceite, migran hacia la interfase de tal manera que orientan su extremo hidrofílico hacia la zona polar (agua) y el hidrofóbico hacia la zona apolar (aceite).

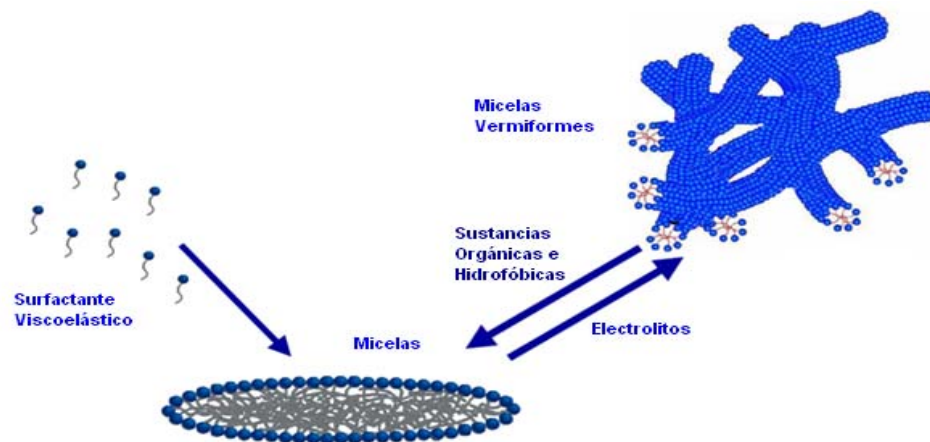
Cuando la concentración de surfactante sobrepasa un valor denominado Concentración Micelar Crítica (CMC), se presenta un fenómeno de asociación donde las moléculas de surfactante forman estructuras denominadas micelas. Este fenómeno, se presenta debido a la saturación de moléculas de surfactante en la superficie, por lo cual, las moléculas en

exceso unen sus extremos hidrófobos formando estructuras circulares o esféricas; con el fin de disminuir la energía libre de Gibbs [51].

Si se sigue aumentando la concentración de surfactante y se introducen electrolitos en el sistema, tales como sales orgánicas o inorgánicas, las micelas adoptan nuevas estructuras en forma de gusano o vermiformes (Figura 2). Estas nuevas estructuras se forman, con el fin de disminuir aun más la energía libre, ya que al acoplarse las caras de las micelas circulares, están disminuyendo el número de caras expuestas al medio polar, disminuyendo igualmente el efecto repulsivo del medio acuoso sobre los núcleos hidrofóbicos.

Si se sobrepasa una cierta concentración denominada concentración de solapamiento, se habrán formado tantas micelas vermiformes que eventualmente estarán muy cerca y ocurrirán interacciones hidrodinámicas entre los agregados; de esta manera, se generan estructuras tridimensionales de micelas vermiformes entrecruzadas, provocando un aumento en la viscosidad del sistema [2].

Figura 2: Formación de las micelas vermiformes [56]

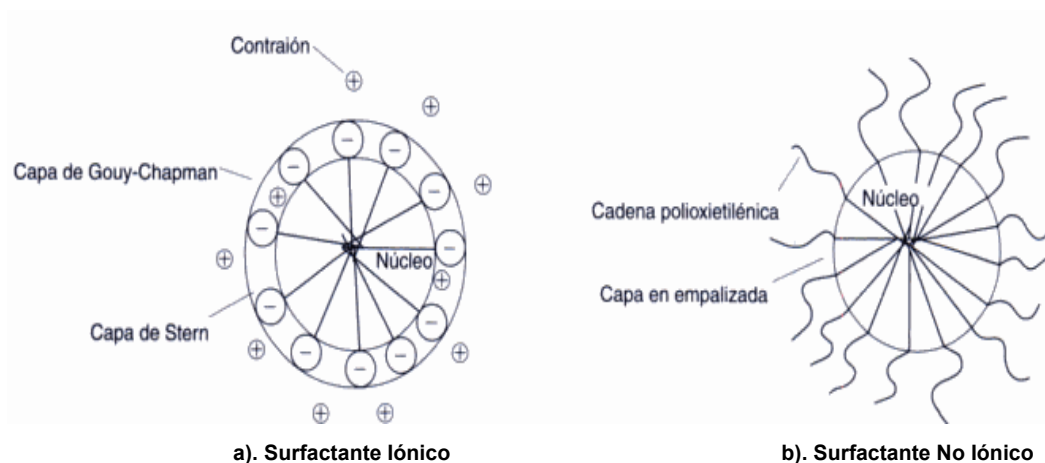


1.3 Fenómenos Micelares

La formación de las micelas está ligada directamente con la naturaleza del surfactante, el electrolito, la adición de solvente mutual (glicoles), co-surfactantes, los cuales casi siempre son alcoholes de diferente longitud de cadena hidrocarbonada, aromáticos, entre otros factores. De igual manera la temperatura y la concentración de iones que presenta el agua de preparación, tienen efecto sobre la formación de micelas.

La adición de electrolitos a los surfactantes iónicos reduce la CMC e incrementa el tamaño de las micelas. Este efecto se explica por una reducción de las fuerzas de repulsión entre los grupos de las cabezas cargadas de las micelas, permitiendo que estas crezcan reduciéndose además el trabajo necesario para su formación. En las micelas iónicas, los contraiones son atraídos a las proximidades de las micelas lo que reduce la carga general. La capa compacta que envuelve el núcleo de una micela iónica, que contiene los grupos de cabeza y los contraiones unidos, se denomina **capa de Stern**. La superficie externa de la capa de Stern es la superficie de deslizamiento de la micela. La capa de Stern está rodeada por una capa difusa denominada **doble capa eléctrica de Gouy – Chapman**, que contiene los demás contraiones necesarios para neutralizar la carga de la micela cinética. El espesor de la doble capa, depende de la fuerza iónica y se comprime considerablemente en presencia de un electrolito. Las micelas no iónicas (producidas por surfactantes no iónicos) poseen un grupo hidrófobo rodeado por una cubierta de cadenas oxietilénicas, la cual recibe el nombre de capa en empalizada, donde la parte hidrofílica de la micela queda escondida en el núcleo y la hidrofóbica es la que queda expuesta al medio. [8]

Figura 3: Representación esquemática de las micelas y la capa de Stern. [8]



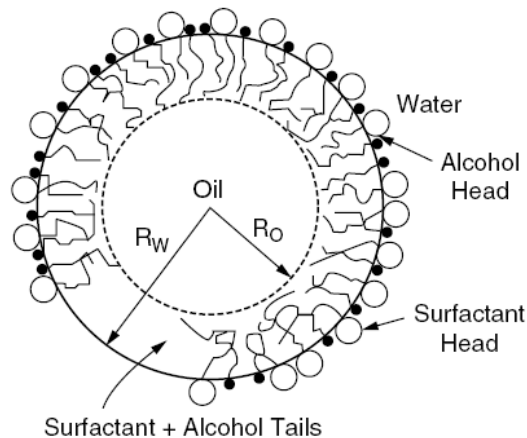
La ubicación de un solubilizante y su efecto en el tamaño de la micela depende mucho de la naturaleza de la sustancia. Los alcanos se disuelven en el núcleo, moléculas aromáticas tienden a ser disueltas en la primera superficie de la micela y en el núcleo, una vez que la superficie está saturada. En los Co-surfactantes (alcoholes, aminas, ácidos carboxílicos), la parte polar se solubiliza en las cabezas de las micelas, mientras que sus cadenas hidrocarbonadas (no polar) penetran en el núcleo [62].

Una vez formada la red tridimensional de micelas, encargada de generarle la viscosidad al fluido, en contacto con hidrocarburos o sustancias hidrofóbicas, estas tienden a solubilizarse en los núcleos de las micelas y penetran la barrera de los centros polares de las moléculas de surfactante, provocando un hinchamiento de los discos micelares y desarmando totalmente la estructura tridimensional; lo que provoca una reagrupación a pequeñas micelas esféricas. De esta manera se reduce la viscosidad del fluido a valores similares a la de la salmuera de preparación.

Para la separación de emulsiones, es necesario la adición de un co - surfactante, tratándose generalmente de alcoholes y/o glicoles (Solvente

mutual) de cadena corta, que se distribuye entre las interfaces de las gotas y la fase continua. En la interface, las moléculas de alcohol incrementan la densidad de la película, disminuyendo por tanto la energía interfacial, de tal modo que se vuelve más fluida. El alcohol se encuentra distribuido entre la fase continua y dispersa, de tal modo que en la fase continua se tendrá alcanos y alcoholes, y cantidades muy pequeñas de agua y tensioactivos (Puchelón 1981) [59]. El corazón o *core* de la gota contendrá agua, mientras que el tensoactivo y el alcohol restante formarán una película interfacial. El crudo tiende a solubilizarse en las colas hidrofóbicas del surfactante, mientras que el agua, se adhiere a las cabezas hidrofílicas, generando la separación de las emulsiones, por medio del efecto anfifílico del surfactante.

Figura 4: Representación esquemática de una micro – emulsión [61]



Según lo expuesto anteriormente, es necesario la adición de alcoholes y/o glicoles (solvente mutual), a los fluidos de fractura viscoelásticos, con el objetivo de evitar un problema de emulsión con el crudo y así evitar un daño de formación por bloqueo con emulsiones.

Otro factor importante en los fenómenos micelares, tiene que ver con las interacciones de los iones presentes en aguas duras. Los surfactantes aniónicos se ven afectados por las altas concentraciones de calcio y magnesio; estos reaccionan con el surfactante para formar un precipitado

insoluble, el cual no permite que el surfactante realice su trabajo como tensoactivo, lo que reduce la formación de micelas vermiformes, al no interactuar con los electrolitos agregados al sistema.

Los aditivos característicos de los fluidos viscoelásticos se presentan en la tabla 1:

Tabla 1: Aditivos para fluidos viscoelásticos:

ADITIVO	FUNCIÓN
Controlador de arcillas	Además de mantener el equilibrio iónico y prevenir el hinchamiento de arcillas; se utiliza en los fluidos VES para reducir la CMC e incrementa el tamaño de las micelas.
Solvente mutual	Este aditivo al igual que las sales cumple con dos funciones, es el encargado de remover depósitos pesados orgánicos (parafinas y asfáltenos), e interacciona con las micelas adhiriéndose en la interfase para reducir la tensión interfacial y evitar problemas de compatibilidad y/o emulsiones fluido - crudo.
Buffer	El buffer es el encargado de mantener en equilibrio las cargas en el medio para regular el pH del sistema.
Surfactante	El surfactante es el agente principal en los fluidos VES. Es el encargado con los electrolitos del sistema de generar las micelas encargadas de viscosificar el fluido, además de reducir con el solvente mutual la tensión interfacial entre los fluidos y evitar la generación de emulsiones estables en el medio.

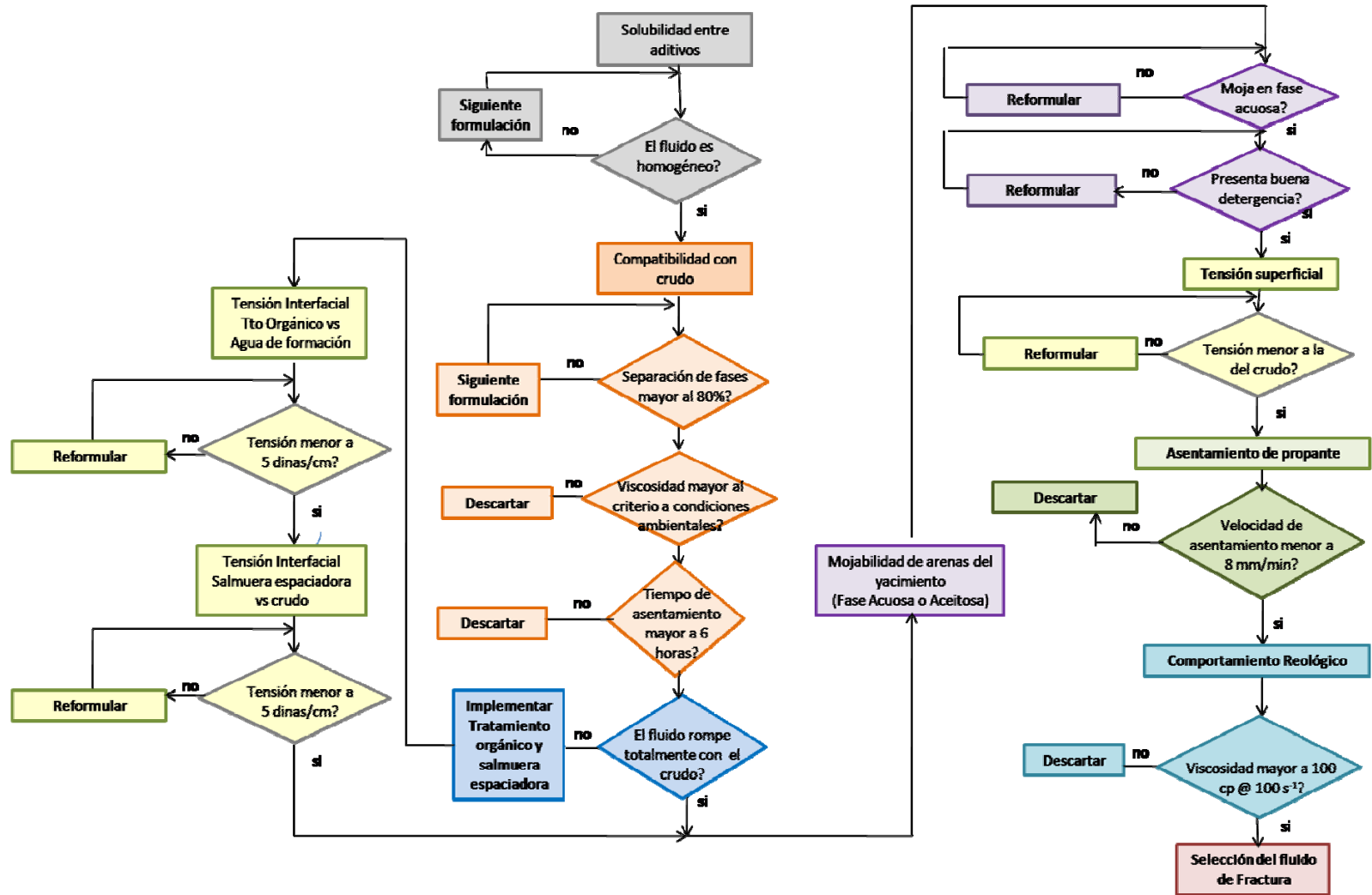
2. METODOLOGIA

En la evaluación de fluidos de fractura se simulan las condiciones a las que será sometido el fluido tanto en el transporte en tubería como en la formación, entendiendo que el fluido interactúa con los fluidos del campo y la roca de la formación.

El desarrollo del presente estudio tiene como objetivo identificar las variables que afectan las propiedades del fluido a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, con el propósito de obtener un fluido con las propiedades adecuadas, para ejecutar un trabajo de fracturamiento hidráulico en el campo Llanito, sin generar daño a la formación ni problemas operativos.

Durante el proceso de evaluación, se partió de la caracterización fisicoquímica tanto del crudo como del agua de formación del pozo Llanito 118 y los aditivos que componen el fluido de fractura viscoelástico. Una vez realizada esta caracterización, se evaluaron 4 fluidos **A, B, C y D** propuestos por dos compañías de servicios para el fracturamiento de pozos en el área de Llanito de Ecopetrol. Estas formulaciones fueron evaluadas y reformuladas. El diagrama general de la fase experimental se presenta en el gráfico 1.

Gráfico 1: Algoritmo de la fase experimental



2.1 Caracterización de fluidos de formación y aditivos:

La caracterización tanto del agua de formación como de los aditivos, es un parámetro de calidad y un medio de monitoreo, para garantizar que las sustancias químicas analizadas, no cambien en el tiempo debido a procesos de contaminación y/o reacciones debidas al medio al que están expuestas.

2.1.1 Caracterización del crudo y las aguas de formación y de preparación.

Se denomina agua de formación, el agua que coexiste con el hidrocarburo en el sistema poroso del yacimiento, y agua de preparación en este caso proveniente de la planta de agua potable “El Centro” de Ecopetrol, aquella que se utilizó en teoría en la preparación de los fluidos viscoelásticos.

El análisis fisicoquímico comprendió la determinación de la concentración de cationes y aniones como hierro, calcio, magnesio, estroncio, bario, carbonatos, bicarbonatos, sulfatos, y las mediciones de pH, conductividad, resistividad y turbidez. La caracterización del crudo constó de la medición de la gravedad *API* y el contenido de agua y sedimentos presentes en el crudo denominada *%BS&W*.

2.1.2 Caracterización de los aditivos para los fluidos viscoelásticos.

Para cada aditivo se determinó el pH, la densidad, el índice de refracción. Esto se presenta en el anexo M.

2.2 Formulaciones de Referencia

A continuación se describen las formulaciones de cuatro fluidos de fractura viscoelásticos, suministradas por dos Compañías de servicios:

Tabla 2: Formulación y orden de adición para el fluido viscoelástico A

Orden	Aditivos	Composición	Concentración	Unidades
1	Agua	Fluido base	-----	GPT
2	Estabilizador de Arcillas	Sal inorgánica	167	PPT
3	Estabilizador de Reología	Alcohol primario y surfactante	0 - 5	GPT
3	Surfactante Anfotérico (A)	Acido graso de la Amidoalquil betaina hasta temperaturas de 200°F	25 - 30	GPT
4	Solvente Mutua	Glicoles	0 - 10	GPT

Tabla 3: Formulación y orden de adición para el fluido viscoelástico B

Orden	Aditivos	Composición	Concentración	Unidades
1	Agua	Fluido base	-----	GPT
2	Estabilizador de Arcillas	Sal inorgánica	167	PPT
3	Estabilizador de Reología	Alcohol primario y surfactante	0 - 5	GPT
3	Surfactante Anfotérico (B)	Acido graso de la amidoalquil betaina hasta temperaturas de 275°F	25 - 30	GPT
4	Solvente Mutua	Glicoles	0 - 10	GPT

Tabla 4: Formulación y orden de adición para el fluido viscoelástico C

Orden	Aditivos	Composición	Concentración	Unidades
1	Agua	Fluido base	-----	GPT
2	Estabilizador de Arcillas	Sal inorgánica	960	PPT
3	Surfactante Aniónico (C)	Mezcla de derivados de ácidos grasos de la sarcosina	35	GPT
4	Buffer de pH alto	Carbonato de Potasio	22	GPT

Tabla 5: Formulación y orden de adición para el fluido viscoelástico D

Orden	Aditivos	Composición	Concentración	Unidades
1	Agua	Fluido base	-----	GPT
2	Estabilizador de Arcillas	Sal inorgánica	501	PPT
3	Surfactante Aniónico (C)	Mezcla de derivados de ácidos grasos de la sarcosina	30	GPT
4	Buffer de pH alto	Carbonato de Potasio	25	GPT
5	Alcohol	Metanol	1	GPT

GPT: Gallons Per Thousand PPT: Pounds Per Thousand
 -----: Calculada con base en la concentración de los aditivos.

2.3 Protocolo de mezcla

Los fluido viscoelásticos A y B, fueron preparados en una unidad de mezclado con agitación controlada a 2000 rpm y temperatura ambiente en el orden de adición señalado en las tablas 2 y 3. Cabe resaltar que el estabilizador de reología y el surfactante deben adicionarse al mismo tiempo, por esta razón llevan el mismo número de orden de mezclado.

Para los fluidos C y D, inicialmente solo se adiciona el 70% del volumen total del buffer, después de un proceso de agitación controlada por un tiempo de 5 minutos. Luego de transcurrido el tiempo de agitación, se adiciona el otro 30% y nuevamente se agita continuamente por 10 minutos más, permitiendo que interaccionen todos los aditivos y se realice el proceso de micelización.

En la preparación de los fluidos viscoelásticos, fueron evaluados parámetros como el pH, la consistencia del fluido y la viscosidad. (Ver procedimiento en el Anexo J).

2.4 Fase de Evaluación del Fluido Viscoelástico

En el proceso de evaluación, se partió de los fluidos A, B, C y D suministrados por las compañías de servicios, aplicándoles el proceso de evaluación descrito en la Gráfico 1. A continuación se describe brevemente en qué consistió cada etapa:

2.4.1 Etapa 1: Viscosificación del fluido o “Armado” y rompimiento

Durante esta etapa se evaluó el desarrollo de la viscosidad, consistencia o armado de los fluidos viscoelásticos y la influencia que tiene cada una de las variables (surfactantes base, electrolito, co – surfactantes, buffer, solvente mutual) en estas propiedades. La viscosidad se midió con un viscosímetro

Fann 35A a 100 rpm. La consistencia se examinó con pruebas cualitativas de velocidad de asentamiento de material propante.

Por otro lado, se evaluó si el crudo de Llanito, podía disminuir la viscosidad (causar el rompimiento) del fluido viscoelástico a valores bajos, similares a los de la salmuera de preparación (< 5 cp). Los fluidos viscoelásticos disminuyen su viscosidad al contacto con hidrocarburos, sin embargo, los ensayos de laboratorio demostraron que dicha disminución no ocurre total y eficazmente, ya que es la parte aromática del crudo la que influye de manera directa en el rompimiento del fluido viscoelástico, y en el caso del crudo de Llanito la proporción de estos componentes no sería suficiente para lograr este efecto. Para lograr el rompimiento del fluido viscoelástico fue necesario proponer el uso de un tratamiento orgánico.

2.4.2 Etapa 2: Pruebas de Interacción Fluido – Fluido

2.4.2.1 Pruebas de Emulsión ó Compatibilidad Fluido – Fluido

En la operación de fracturamiento, parte del fluido viscoelástico se filtrará a la formación, por lo tanto al entrar en contacto con los fluidos presentes en ella, no deben formarse emulsiones que ocasionarían bloqueo, pérdida de productividad y daño a la formación. El propósito de una prueba de emulsión, es verificar la compatibilidad con el crudo que estará presente en la formación. Los fluidos serán compatibles si presentan separación de las fases (acuosa y crudo), sin presencia de precipitados y emulsiones estables durante el proceso.

Esta es la primera prueba que se le realiza a un fluido de fractura viscoelástico a temperatura de yacimiento, teniendo en cuenta que contiene altas concentraciones de surfactantes en su composición, podrían influir en la formación de emulsiones, como estabilizadores o demulsificantes. De igual manera, la investigación realizada permite relacionar las variables del fluido

que afectan el proceso de separación de fases. En el Anexo K.1.2 se describe el procedimiento de evaluación.

2.4.2.2 Tensión Interfacial (σ)

En las operaciones de fracturamiento, se requiere que los fluidos de estimulación y fracturamiento presenten valores de tensión interfacial y superficial bajos, para favorecer su movilidad en el proceso de retorno a superficie, de tal manera que se minimice el riesgo de quedar retenidos y puedan afectar el recobro de los fluidos de interés. Por esta razón se evaluaron las tensiones interfaciales entre el tratamiento orgánico y la salmuera sintética que simula el agua de formación y entre la salmuera espaciadora con el crudo Llanito; además de las tensiones superficiales de los fluidos viscoelásticos que superaron las pruebas de compatibilidad, mojabilidad y detergencia.

Estas tensiones se realizaron con el Tensiómetro de DuNouy - Método del Anillo, el cual se basa en la medida de la fuerza requerida para separar un "anillo" de la superficie de un líquido o de la interface entre dos líquidos.

Para el tratamiento orgánico fue necesario la adición de sustancias tales como solvente mutual y surfactantes para reducir la tensión interfacial a valores entre 1 – 5 dinas/cm, ya que tanto la tensión interfacial (al igual que la superficial) puede reducirse con el uso de aditivos tensoactivos. Estas sustancias se acumulan en la zona de contacto de las dos fases de la emulsión, reduciendo la tensión interfacial. (Anexo K.1.3).

2.4.3 Etapa 3: Pruebas de Interacción Roca – Fluido

2.4.3.1 Prueba de Mojabilidad y Detergencia

El desempeño de un yacimiento se ve afectado por el hecho de que la roca sea mojable preferencialmente por agua o por crudo, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada del petróleo. Suponer que una formación es mojada por agua equivocadamente puede producir daños irreversibles en el yacimiento. Por lo tanto la correcta comprensión de esta propiedad es fundamental para la optimización de la recuperación de hidrocarburos. Normalmente en los yacimientos de petróleo, la roca es mojada por agua lo que permite que la fase móvil (El hidrocarburo), pueda fluir fácilmente a través del medio poroso. Si se produjera una inversión en la mojabilidad, será el hidrocarburo el que moje la roca y el agua fluiría en el pozo, con lo cual se pierde la recuperación del hidrocarburo en la superficie.

En la detergencia se verifica que al entrar en contacto los fluidos inyectados con la roca, estos no provocan que el crudo se adhiera a ella durante la producción, por el contrario permite su flujo sin quedar retenido por su efecto.

Las interacciones roca-fluido, fueron llevadas a cabo con arenas de la roca del yacimiento de interés. Los resultados de estas pruebas se muestran en la tabla N12; la importancia y procedimiento de la mojabilidad, se destaca detalladamente en el Anexo G.

2.4.4 Etapa 4: Prueba de Asentamiento de Propante

A los fluidos viscoelásticos que superaron las anteriores etapas, se les realizó la prueba de velocidad de asentamiento del material propante, con el objetivo de conocer la capacidad de soporte a condiciones estáticas y a temperatura de pozo 130°F (BHST). Fue utilizada la metodología del laboratorio de Química de producción del ICP, con dos valores de concentración de Carbolita 20/40 (6 y 8 ppg) cuya escogencia estuvo basada en trabajos previos de fracturamiento realizados en el área de Llanito. La finalidad de esta prueba, es verificar que los valores de velocidad de asentamiento sean iguales o menores a los valores establecidos para fluidos poliméricos (< 8 mm/min) [17,27, 47, 55, 58], con lo cual se asegure un buen transporte del agente propante y una suspensión homogénea durante el bombeo y el tiempo de cierre de la fractura; de esta manera se puede garantizar un mejor desempeño del fluido durante las etapas de alta concentración de material propante y a su vez se puede evitar un arenamiento prematuro. El procedimiento se encuentra en el Anexo K3.

2.4.5 Etapa 5: Comportamiento Reológico

La viscosidad del fluido de fractura, está íntimamente relacionada con el comportamiento reológico, ya que los gradientes de fractura en pozo, demandan fluidos con suficiente viscosidad para transmitir presión hidráulica y minimizar la filtración a través del medio poroso.

Durante dicho proceso, fue necesario la evaluación de estabilidad de la viscosidad del fluido de fractura en el tiempo, ya que contrariamente a lo que se esperaría para un fluido polimérico la viscosidad de los fluidos viscoelásticos solamente presenta variación cuando se somete a diferentes *shear rate* (velocidad de corte). De igual manera se determinaron el índice de

comportamiento de flujo (n') y el índice de consistencia (k') a diferentes temperaturas; con el fin de establecer su tendencia con el aumento de la temperatura.

En esta etapa se determinó el comportamiento viscoso del fluido, bajo diferentes condiciones de *shear rate* (25, 40, 50, 75, 100 y 175 s^{-1}), asociados al transporte en tubería y por el medio poroso. (Ver anexo K4)

3. RESULTADOS Y ANALISIS

3.1 Caracterización del Agua de Preparación y Crudo

La tabla 6 presenta los resultados del análisis fisicoquímico del agua usada en la preparación de los fluidos de de fractura viscoelástico A y B y la tabla 7 caracterización del crudo Llanito 118 formación Mugrosa B.

Tabla 6: Caracterización Fisicoquímica del Agua Usada para la preparación de los fluido de fractura viscoelásticos

Contenido de Iones	Concentración [ppm]	Valores Permitidos [ppm]
<i>Bario</i>	<i><0,20</i>	
<i>Hierro</i>	<i><0,20</i>	
<i>Potasio</i>	<i>1,93</i>	<i><10</i>
<i>Calcio</i>	<i>32,76</i>	<i>La suma debe ser < 500 ppm</i>
<i>Magnesio</i>	<i>2,13</i>	
<i>Sodio</i>	<i>3,87</i>	
<i>Silicio</i>	<i>7,76</i>	
<i>Estroncio</i>	<i><0,20</i>	
<i>Cloruros</i>	<i>2,38 ± 0,024</i>	
<i>Sulfatos</i>	<i>61,57 ± 0,020</i>	
<i>Conductividad eléctrica</i>	<i>174,70 μδ/cm a 25°C</i>	
<i>pH*</i>	<i>7,32/20,9°C ± 0,022</i>	<i>Entre 5 y 8,5</i>
<i>Bicarbonatos</i>	<i>19,10 ± 0,070</i>	<i><1000</i>

Tabla 7: Propiedades Básicas del Crudo Llanito 118

Propiedades	Datos
Gravedad °API (74.3°F)*	19°
% BS&W**	15%
Arenas Productoras	Mugrosa B

*Medida realizada por el método del densímetro según la norma ASTM D-287 Y ASTM D1298

**Medida realizada por el método del densímetro según la norma ASTM D-96 Y ASTM D4007

El agua de preparación es agua dulce con bajo contenido de iones divalentes, menores a 500 ppm como es requerido para un agua de preparación. El crudo analizado es de mediano grado API, el cual contenía gran cantidad de %BS&W, por lo que para realizar todas las pruebas, fue

necesario someterlo a un proceso de deshidratación, quedando por debajo de 5% de BS&W.

3.2 Evaluación del Fluido de Fractura Viscoelástico

En el proceso de evaluación de los fluidos viscoelásticos, la primera etapa estuvo relacionada con el armado del fluido y la apariencia visual del mismo, es decir que tuviera una buena robustez y viscosidad (para los fluidos A y B viscosidad > 20 cp, para el fluido D >40 cp medidos a 100 rpm en un viscosímetro Fann 35 a temperatura ambiente), ya que durante el proceso de evaluación se observó que con viscosidades por debajo de estos valores, las propiedades de armado de los fluidos eran muy deficientes. Posteriormente fueron realizadas las pruebas de compatibilidad para asegurar la tendencia de separación de los fluidos con el crudo.

Las formulaciones de referencia de los fluidos A y B, presentaron un buen armado del fluido, una viscosidad dentro del criterio límite y al someterlo a la prueba de compatibilidad, generaron separación de las fases en todas las proporciones, sin presencia de emulsiones estables y/o “sólidos” en suspensión.

Para el fluido viscoelástico C, una pésima separación de las emulsiones, además acarreado problemas de “sólidos” en la fase acuosa; para solucionar dicho problema, fue necesario someterlo a un proceso de reformulación y evaluación de todos sus componentes, pero se encontró que para todos los casos, aunque se lograron separar las fases, el problema de “sólidos” persistía. Con el objetivo de solucionar esta dificultad, fue necesario el ajuste de la formulación de referencia variando componentes como la concentración del electrolito y la adición de un alcohol (metanol) al medio; esta formulación se denominó fluido viscoelástico D, para la cual, también se sometió la formulación de referencia al mismo proceso de evaluación antes

mencionado, y como resultado no se observó separación de las fases, por lo que se hicieron nuevamente modificaciones en cada uno de los componentes. (Una explicación más detallada de cada fluido, se presenta más adelante en cada etapa).

Según los resultados obtenidos con las formulaciones de referencia, fue necesario efectuar un proceso de reformulación para cada uno de los fluidos, donde el propósito de este estudio, era lograr buenas propiedades y características tales como buena capacidad de suspensión del material propante, buena viscosidad, que no surgieran problemas de incompatibilidad con los fluidos de la formación, ni generar cambios en la mojabilidad de la roca, minimizando el daño que se genera con los fluidos utilizados convencionalmente y evitando un arenamiento prematuro durante el bombeo del fluido al pozo.

Con el objetivo de obtener un fluido con dichas características, se realizó un proceso de reformulación mediante la variación de los componentes de las formulaciones de referencia en todos los fluidos A, B, C y D. Se modificaron parámetros como la concentración de la sal (estabilizador de arcillas y electrolito), del surfactante, del estabilizador de reología ó co-surfactantes, del metanol, del buffer de pH alto y la adición de un rompedor encapsulado, este último como alternativa para provocar la degradación de la viscosidad del fluido de fractura en el pozo durante los retorno o *flowback*.

Las variaciones de los componentes permitió observar el efecto sobre el armado y comportamiento reológico del fluido, además de parámetros como la formación de emulsiones estables con el crudo, la suspensión del material propante y la estabilidad de la viscosidad en el tiempo (reología). Todas y cada unas de las variaciones realizadas se presentan en las tablas 8, 9, 10 y 11 para cada fluido respectivamente. La primera formulación identificada con la abreviación ref entre parentesis corresponde a la propuesta inicialmente

por la compañía de servicios. Se destacan en sombra a color los componentes que se variaron en cada formulación. Se reporta el valor de viscosidad obtenido en el Fann 35A a 100 rpm, el pH y si hubo o no separación de las emulsiones.

Tabla 8: Formulaciones del Fluido de Fractura Viscoelástico A

TRATAMIENTO EVALUADO CON CRUDO DE LLANITO 118												
FUNCIÓN	FORMULACIONES DEL FLUIDO DE FRACTURA VISCOELASTICO A											
	1 (ref)	2	3	3*	4	5	6	7	8	9	10	11
Fluido Base	955 gpt	955 gpt	957 gpt	954 gpt	960 gpt	955 gpt	965 gpt	955 gpt	950 gpt	945 gpt	950 gpt	945 gpt
Controlador arcillas	167 ppt	167 ppt	167 ppt	167 ppt	167 ppt	167 ppt	167 ppt	417.5 ppt	167 ppt	167 ppt	417.5 ppt	417.5 ppt
Estabilizador de reología	5 gpt	-	3 gpt	3 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt
Solvente Mutua	10 gpt	10 gpt	10 gpt	10 gpt	10 gpt	10 gpt	-	10 gpt	10 gpt	10 gpt	10 gpt	10 gpt
Agente Gelificante	30 gpt	30 gpt	30 gpt	30 gpt	25 gpt	30 gpt	30 gpt	30 gpt	35 gpt	40 gpt	35 gpt	40 gpt
Buffer de pH alto	-	-	-	3 gpt	-	-	-	-	-	-	-	-
Rompedor	-	-	-	-	-	6 ppt	-	-	-	-	-	-
PROPIEDADES MEDIDAS												
Viscosidad (cp) @ 100 rpm en Fann 35A	20	no arma	10 (No arma)	30	25	37	19	25	45	45	38	50
pH	7.18	no arma	7.26	10.1	7.35	5.42	7.38	8.46	7.53	7.33	8.24	8.05
Rompimiento de la Emulsión	SI	----	-----	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Tabla 9: Formulaciones del Fluido de Fractura Viscoelástico B

TRATAMIENTO EVALUADO CON CRUDO DE LLANITO 118											
FUNCIÓN	FORMULACIONES DEL FLUIDO DE FRACTURA VISCOELASTICO B										
	A (ref)	A1	B	C	C1	D	E	F	G	H	
Fluido Base	955 gpt	945 gpt	960 gpt	954 gpt	952 gpt	960 gpt	955 gpt	965 gpt	960 gpt	955 gpt	
Controlador arcillas	167 ppt	167 ppt	167 ppt	167 ppt	167 ppt	167 ppt	167 ppt	167 ppt	167 ppt	167 ppt	
Estabilizador de reología	5 gpt	-	-	3 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	5 gpt	
Solvente Mutua	10 gpt	10 gpt	10 gpt	10 gpt	10 gpt	10 gpt	10 gpt	-	10 gpt	10 gpt	
Agente Gelificante	30 gpt	30 gpt	30 gpt	30 gpt	30 gpt	25 gpt	30 gpt	30 gpt	35 gpt	40 gpt	
Surfactante	-	5 gpt	-	-	-	-	-	-	-	-	
Buffer de pH alto	-	10 gpt	-	-	3 gpt	-	-	-	-	-	
Rompedor	-	-	-	-	-	-	6 ppt	-	-	-	
PROPIEDADES MEDIDAS											
Viscosidad (cp) @ 100 rpm con Fann 35A	56	40	no arma	no arma	-----	20	50	25	44	64	
pH	7.24	7.61	no arma	no arma	-----	7.56	5.21	7.37	7.41	6.9	
Rompimiento de la Emulsión	SI	NO	----	-----	NO	SI	SI	NO	NO	SI	

Tabla 10: Formulaciones del Fluido de Fractura Viscoelástico C

TRATAMIENTO EVALUADO CON CRUDO DE LLANITO 118											
FUNCIÓN	FORMULACIONES DEL FLUIDO DE FRACTURA VISCOELASTICO C										
	A (ref)	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Fluido Base	943 gpt	952 gpt	948 gpt	938 gpt	942 gpt	951 gpt	940 gpt	947 gpt	937 gpt	941.5 gpt	946 gpt
Controlador arcillas	960 ppt	960 ppt	960 ppt	960 ppt	960 ppt	960 ppt	960 ppt	960 ppt	960 ppt	960 ppt	960 ppt
Buffer de pH alto	22 gpt	22 gpt	22 gpt	22 gpt	22 gpt	22 gpt	22 gpt	22 gpt	22 gpt	22 gpt	22 gpt
Surfactante Aniónico	35 gpt	25 gpt	30 gpt	40 gpt	35 gpt	25 gpt	35 gpt	30 gpt	40 gpt	35 gpt	30 gpt
Co-surfactantes No iónicos	-----	1 gpt	-----	-----	1 gpt	-----	2 gpt	1 gpt	1 gpt	1.5 gpt	2 gpt
PROPIEDADES MEDIDAS											
Viscosidad (cp) @ 300 rpm en Fann 35A	155	No arma	130	165	100	110	55	90	36	65	55
pH	8,65	8,36	8,54	8,96	8,80	8,23	8,75	8,85	7,02	8,23	9,58
Rompimiento de la Emulsión	NO	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO	SI	NO	SI

Tabla 11: Formulaciones del Fluido de Fractura Viscoelástico D

TRATAMIENTO EVALUADO CON CRUDO DE LLANITO 118									
FUNCIÓN	FORMULACIONES DEL FLUIDO DE FRACTURA VISCOELASTICO D								
	1 (ref)	2	3	4	5	7	8	9	
Fluido Base	946.5 gpt	936.5 gpt	946.5 gpt	944 gpt	946 gpt	943.5 gpt	936.5 gpt	943.5 gpt	
Controlador arcillas	501 ppt	501 ppt	835 ppt	167 ppt	501 ppt	501 ppt	668 ppt	668 ppt	
Buffer de pH alto	22 gpt	22 gpt	22 gpt	22 gpt	22 gpt	22 gpt	22 gpt	22 gpt	
Alcohol - Metanol	1,5 gpt	1,5 gpt	1,5 gpt	4 gpt	2 gpt	1,5 gpt	1,5 gpt	1,5 gpt	
Surfactante Aniónico	30 gpt	40 gpt	30 gpt	30 gpt	30 gpt	35 gpt	40 gpt	35 gpt	
PROPIEDADES MEDIDAS									
Viscosidad (cp) @ 100 rpm en Fann 35A	45	50	50	no arma	45	40	30	65	
pH	8,38	8,39	8,73	9,4	8,44	8,41	8,03	8,08	
Rompimiento de la Emulsión	NO	SI	NO	-----	NO	SI	SI	SI	

3.3 Etapa 1: Viscosificación del fluido o “armado”

Para los fluidos viscoelásticos A y B, se observó que la variación del estabilizador de reología o co-surfactante a volúmenes por debajo de 5 GPT, inciden significativamente en el armado del fluido; debido a que el co-surfactante interacciona con el surfactante y la sal, como puente para formar una red tridimensional de micelas, que le confieren viscosidad al fluido de fractura, permitiendo su armado.

Para el viscoelástico A, la remoción del solvente mutal en la formulación 6, implica una leve disminución de la viscosidad comparada con la del fluido de

referencia 1, por debajo del valor de viscosidad establecido por lo cual fue descartada.

Para el viscoelástico C, la reducción del surfactante base y la adición de un co-surfactante, el cual no estaba incluido en la formulación de referencia, afecta drásticamente el armado del fluido en la formulación B.

La formulación 4 del fluido D, presenta problemas en el armado, debido básicamente a que la cantidad de sal en el medio no es suficiente para interactuar con el surfactante y generar las micelas, de este modo, la sal en este caso actúa como reactivo límite.

Las formulaciones que cumplieron con el parámetro de viscosidad, continuaron en el proceso de evaluación como se describe a continuación:

3.4 Etapa 2: Pruebas de Interacción Fluido – Fluido:

3.4.1 Pruebas de Emulsión o de Compatibilidad

Las formulaciones 3*, A1 y C1 de los fluidos viscoelásticos A y B, presentan problemas de emulsiones, debido a la adición de un buffer el cual no estaba incluido en la formulación inicial; como consecuencia del desequilibrio iónico generado en el sistema; ya que para este fluido su buen rango de trabajo se encuentra a valores de pH entre 5 – 7.

Las formulaciones para el fluido viscoelástico C, presentaron en la mayoría de los casos, una deficiencia de separación de las fases, es decir, las emulsiones con crudo son muy estables, por este motivo, se hizo necesaria la adición de co-surfactantes no iónicos, a volúmenes superiores de 1 GPT, con lo cual se logró separación de las fases con algunas formulaciones como las D, E, I y K; pero con un detrimento considerable de la viscosidad del fluido, y en consecuencia de su armado, ya que este surfactante impediría la

interacción entre los electrolitos y el surfactante base el cual es el que actúa como agente gelificante.

Para todas las formulaciones del viscoelástico C, se encontraron problemas de “sólidos” suspendidos. Estos “sólidos”; se aislaron y se analizaron por espectroscopia infrarroja. Se comparó su espectro con los del crudo y del surfactante base; se observaron bandas, características de estos dos componentes. Se concluye que los “sólidos”, pueden ser causados por los iones Ca^{+2} , Mg^{+2} y Fe^{+2} que se precipitarían en el crudo, debido al incremento del pH o el ingreso de oxígeno al medio, generando un desequilibrio iónico, al interactuar con surfactantes de naturaleza aniónica formando sólidos insolubles en el medio acuoso; produciéndose una competencia entre estos iones y los electrolitos en el medio. (Los espectros infrarrojos se muestran en el anexo N.1.3).

Para solucionar esta dificultad, fue necesario el ajuste de la formulación de referencia del fluido viscoelástico C, disminuyendo la concentración del electrolito y añadiendo metanol al medio. Esta formulación se denominó fluido viscoelástico D. Para este fluido se hicieron modificaciones en la concentración de la sal o electrolito, el volumen del surfactante base y el alcohol, con el objetivo de disminuir las emulsiones entre el crudo y el fluido de fractura. Se obtuvieron muy buenos resultados de separación de la fase acuosa, con las formulaciones 2, 7, 8 y 9.

Hasta este punto todos los fluidos viscoelásticos se habían preparado con agua tipo I (agua destilada y desionizada), debido a que no se contaba con agua de preparación del campo. Una vez se hizo el cambio a agua de preparación de Llanito, los fluidos viscoelásticos A y B, no sufrieron alteraciones en el armado del fluido, ni tampoco en su viscosidad; mientras que el fluido viscoelástico D, presentó problemas de armado. La naturaleza aniónica del surfactante, puede causar interacción con los iones Ca, Mg y Fe

presentes en el agua de preparación que podrían afectar la formación de micelas vermiformes, encargadas de darle la viscosidad al fluido. Para tratar de contrarrestar este efecto, se aumentó el volumen del surfactante base a valores superiores de 40 cp, para generarle un incremento de viscosidad al fluido. Sin embargo, aunque el fluido lograba viscosificar, rápidamente ocurría un descenso de la viscosidad a valores cercanos a 15 cp con un comportamiento muy inestable en el tiempo. Por esta razón se descartan las formulaciones del fluido viscoelástico D, para seguir con el tren de pruebas.

Las formulaciones 1 (ref), 4 y 7 del fluido viscoelástico A, y la formulación D para el fluido viscoelástico B, presentaron viscosidades aproximadas de 20 a 25 cp, en el límite del criterio de selección de viscosidad, y separación de fases en la prueba de compatibilidad. Estas formulaciones se sometieron a una prueba de suspensión del propante a temperatura ambiente con una carga de carbolita 20/40 de 6 ppg, obteniendo tiempos de asentamiento entre 5 – 20 minutos. Estos resultados fueron comparados con los obtenidos con la formulaciones 8 del fluido A y H del fluido B, que a las mismas condiciones, presentaron tiempos de asentamiento superior a 6 horas. Es decir que si se sometieran a condiciones más drásticas, con menor carga de carbolita y mayor temperatura (como se describe en la etapa 4), el tiempo de suspensión se reduce hasta en una tercera parte, por lo tanto las formulaciones 1 (ref), 4, 7 y D no presentan las propiedades adecuadas tanto de viscosidad como de elasticidad para mantener el material propante en suspensión, lo que conllevaría en campo a un problema de arenamiento prematuro.

De los resultados obtenidos hasta esta etapa sólo la formulación 8 del fluido viscoelástico A y las formulaciones A (ref) y H del fluido viscoelástico B cumplen con todos los requerimientos establecidos anteriormente para continuar con el proceso de evaluación. La formulación 1 de referencia del viscoelástico A, se sometió también al proceso de evaluación, como

parámetro de comparación para la formulación 8. Los resultados de las pruebas de compatibilidad para cada formulación se muestran en el Anexo N.

3.4.2 Prueba de Tensión Interfacial y Superficial

Se considera que los fluidos VES pierden su viscosidad o rompen cuando entran en contacto con hidrocarburos o por dilución con el agua de formación, sin embargo muchos fracturamientos han fallado por no darse esta condición, razón por la cual es necesario asegurar que el fluido rompa ya sea usando tratamientos acompañantes o rompedores internos.

En los fluidos viscoelásticos A y B, se utilizó en las formulaciones 5 y E respectivamente, un rompedor encapsulado, para degradar la viscosidad del fluido; los resultados no fueron satisfactorios por lo tanto se descartaron dichas formulaciones.

Ya que el autorompimiento con el crudo no es un proceso efectivo 100%, y para asegurar la reducción de la viscosidad durante el cierre del pozo o **shut in** una vez finalizado el fracturamiento, se implementó un tratamiento orgánico cuyo objetivo no es solo remover los depósitos de parafinas y asfaltenos, sino también penetrar la barrera polar y solubilizar la parte aromática en los núcleos de las micelas, generando un hinchamiento de la red y convirtiéndola en discos micelares, reduciendo drásticamente la viscosidad del fluido, alcanzando incluso valores cercanos a la viscosidad de la salmuera de preparación (< 5 cp), lo cual facilita la recuperación del fluido de fractura en superficie durante el periodo inicial de producción del pozo y a su vez se optimiza la permeabilidad efectiva de la fractura generada.

Se formuló un tratamiento orgánico del cual se requiere 3%v/v sobre el fluido de fractura para asegurar el rompimiento del fluido. Una vez realizado este

proceso, se midió la tensión interfacial del tratamiento orgánico con la salmuera sintética y la salmuera espaciadora con el crudo de Llanito 118 los cuales deben tener valores bajos, es decir en un rango de 1-5 dinas/cm, para conseguir un mejor retorno de los fluidos durante el *backflow*. Para obtener valores de tensión bajos, fue necesario la adición de solvente mutual y tensioactivos al tratamiento orgánico en diferentes concentraciones. Los resultados de la tensión interfacial del tratamiento orgánico y de la salmuera espaciadora, se presentan en la tabla 12; además las variaciones realizadas a cada uno de ellos, se presenta en el anexo N.

Tabla 12: Resultados de la evaluación de la tensión interfacial para el tratamiento orgánico y la salmuera espaciadora:

Tratamiento Orgánico vs Salmuera Sintética		Salmuera Espaciadora vs Crudo de Llanito 118	
FORMULACIÓN	TENSIÓN σ (dinas/cm)	FORMULACIÓN	TENSIÓN σ (dinas/cm)
1 (ref)	32.56	1 (ref)	4.58
2	29.19	2	1.35
3	29.28	3	38.93
4	2.23		

Como se puede apreciar en la tabla 12, con la formulación 4 para el tratamiento orgánico y la formulación 2 para la salmuera espaciadora, se alcanzan valores de tensión interfacial satisfactorios, ya que para ambas formulaciones se obtienen valores inferiores a 5 dinas/cm; con lo cual se cumple con el valor que para este parámetro exige Ecopetrol S.A para sus fluidos de estimulación.

A los fluidos viscoelásticos A y B “rotos” con 3% de tratamiento orgánico, no se le logró realizar la prueba de tensión interfacial con el crudo; debido a un proceso de migración que se genera de la fase acuosa a través de la fase aceitosa; esta migración genera una interfase heterogénea que le impide al anillo de Du nouy una correcta medición. Esta migración se produce por la solubilidad del tratamiento orgánico en el crudo, el cual posee una menor densidad y además arrastra moléculas de surfactantes al seno de la fase

aceitosa. Estas moléculas tienden a desplazarse hacia la superficie por la repulsión de las cabezas hidrofílicas con el medio hidrofóbico. En ausencia del criterio de tensión interfacial, se recurrió a la medición de la tensión superficial.

Los valores de tensión superficial fueron medidos a mezclas homogéneas obtenidas entre el tratamiento orgánico y los fluidos de fractura viscoelásticos. A continuación se presentan los valores de tensión superficial para cada una de las formulaciones seleccionadas anteriormente:

Tabla 13: Resultados de la Tensión Superficial para las formulaciones de los fluidos Viscoelásticos A y B.

FORMULA	Viscoelástico A + Tto. Org. 1	Viscoelástico A + Tto. Org. 4	FORMULA	Viscoelástico B + Tto. Org. 1	Viscoelástico B + Tto. Org. 4
	TENSIÓN γ (dinas/cm)	TENSIÓN γ (dinas/cm)		TENSIÓN γ (dinas/cm)	TENSIÓN γ (dinas/cm)
1	31.08	26.93	A	26.94	26.82
8	32.23	26.74	H	29.33	26.78

- La tensión superficial del Crudo Llanito 118 es 30.73 dinas/cm

Con respecto al ensayo de tensión superficial, se consideró como criterio que el valor de tensión superficial obtenido fuese inferior al valor de tensión del crudo; que en este caso fue 30.73 dinas/cm para el crudo de Llanito 118.

En la tabla 13, se reportan los valores de tensión superficial para los fluidos de fractura VES A y B “roto” con dos formulaciones de tratamiento orgánico. Altos valores de tensión interfacial del tratamiento, inciden en un aumento de la tensión superficial del fluido viscoelástico A, con respecto al valor de referencia (Crudo de Llanito 118). La medición de las tensiones superficiales de los fluidos de fractura, presentaron valores de tensiones similares para todas las formulaciones, e inferiores al valor de tensión superficial del crudo Llanito, al utilizar una formulación de tratamiento orgánico que presentó una tensión interfacial inferior a 5 dinas/cm (Tto. Orgánico 4).

3.5 Etapa 3: Pruebas de Interacción Roca – Fluido:

3.5.1 Prueba de Mojabilidad Visual y Detergencia

Una vez obtenido resultados satisfactorios de tensión interfacial y superficial del tratamiento orgánico, la salmuera espaciadora y los fluidos de fractura viscoelásticos A y B; se le realizaron las pruebas de mojabilidad y de detergencia con arenas de Llanito 117, profundidad de 5821.42 ft.

Tanto para los fluidos de fractura A y B como para la salmuera espaciadora, la arena dispersó totalmente en el medio acuoso y aglomeró en varsol; es decir que presentaron una mojabilidad al agua; mientras que para el tratamiento orgánico se tuvo una mojabilidad mixta, lo que significa que las arenas no dispersaron totalmente en agua ni aglomeraron totalmente en varsol.

En la detergencia se verifica la capacidad de limpieza que provoca la presencia del surfactante al impregnar las arenas. Se impregnaron las arenas de Llanito con la mezcla homogénea de los fluidos viscoelásticos A y B “roto” con el tratamiento orgánico 4. Luego de ello, se agregaron estas arenas en un sistema 50/50% de crudo – salmuera sintética y se indujo a una emulsión; dando como resultado una remoción del crudo en la superficie de las arenas, lo que se califica como buena detergencia. Ver registro fotográfico de las detergencias en los Anexos N, Tabla N12.

3.6 Etapa 4: Prueba de Asentamiento del Material Propante.

La tabla 14 muestra los resultados de la prueba de asentamiento de propante para los fluidos VES evaluados y sus respectivas formulaciones. Las curvas de asentamiento se encuentran en el Anexo N3.

Las velocidades obtenidas para los fluidos viscoelásticos, fueron comparadas con las de los fluidos poliméricos (>8mm/min) [18][40], observando resultados menores en un 21% para la formulación 8 y 41% para la formulación H; con lo cual se asegura una mejora en la capacidad de suspensión y disminución de la probabilidad de arenamiento prematuro.

Tabla 14. Velocidades de Asentamiento para los fluidos viscoelásticos A y B

Fluido	Formulación	Concentración de surfactante [gpt]	Vel de Asentamiento (mm/min) @ T = 60 °C	
			6 ppg	8 ppg
A	1	30	3,8	3,28
	8	35	3,43	3
B	A	30	3,67	3,65
	H	40	2,82	1,6

Los resultados muestran que en todas las formulaciones evaluadas se presenta una excelente capacidad de soporte del material propante, para este caso Carbolita 20/40, con una velocidad de asentamiento inferior a 8 mm/min. De igual manera se observa que para el fluido A, la formulación 8 es la que presenta menor velocidad de asentamiento y para el fluido B es la formulación H la que presenta el valor más bajo. Este comportamiento está relacionado con la mayor concentración de surfactante en las formulaciones modificadas.

3.7 Etapa 5: Comportamiento Reológico

La estabilidad de la viscosidad en el tiempo es un comportamiento muy importante en un fluido viscoelástico y aun mas si es como fluido de fractura, ya que al no ser tan viscoso como un fluido polimérico, una disminución de viscosidad podría representar una reducción de la capacidad de soporte de material propante y un aumento en la filtración de fluido en la cara de la formación; este último punto implicaría un mayor caudal de bombeo y un mayor costo de la operación.

La evaluación de la viscosidad del fluido se realizó durante 1 hora y 45 minutos, con cambios en la velocidad de corte cada 25 minutos para conocer la variación de la viscosidad ante un estímulo inesperado, como obstrucciones y el cambio de transporte en tubería e ingreso a la formación. Los resultados de la prueba API RP-13 M [44] realizada para los fluidos evaluados y las condiciones de la prueba reológica se encuentran en la tabla 15.

Tabla 15. Condiciones de operación de la prueba de reología efectuada a 130 °F en un reómetro Chandler 5550 HT/HP a 400 psi de presión.

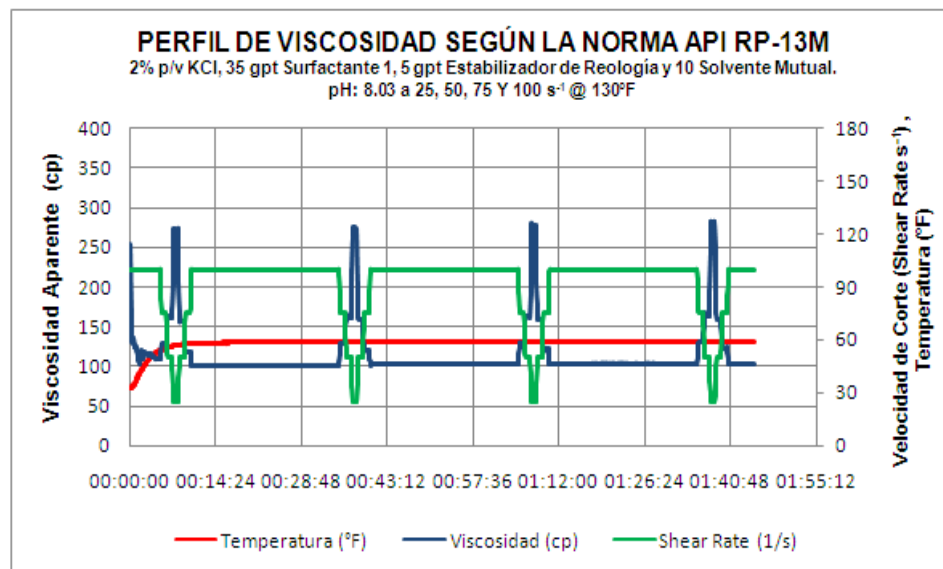
Formulación	Conc. de surfactante	Viscosidad (cp)				Variabilidad de viscosidad a 100 s ⁻¹
		25 s ⁻¹	50 s ⁻¹	75 s ⁻¹	100 s ⁻¹	
1	30 gpt	245,78	136,62	105,96	86,74	0,47%
8	35 gpt	276,41	160,24	124,58	102,17	0,98%
A	30 gpt	222,92	146,08	121,84	104,68	0,75%
H	40 gpt	371,45	227,67	183,61	157,11	0,89%

Según los resultados de la tabla 15, la formulación 1 no alcanza la viscosidad de 100 cp @100 s⁻¹ [62], establecida como parámetro, para efectuar un trabajo de fracturamiento hidráulico con VES; razón por la que la formulación 1 fue descartada.; la formulaciones 8 y A poseen viscosidades cercanas de 102,17 y 104,68 cp, respectivamente; mientras la formulación H posee una viscosidad de 157,11 cp, bastante superior al requerimiento. Se puede observar, que la viscosidad del fluido es una función directa de la concentración de surfactante, lo cual se explica por el aumento del entrecruzamiento micelar.

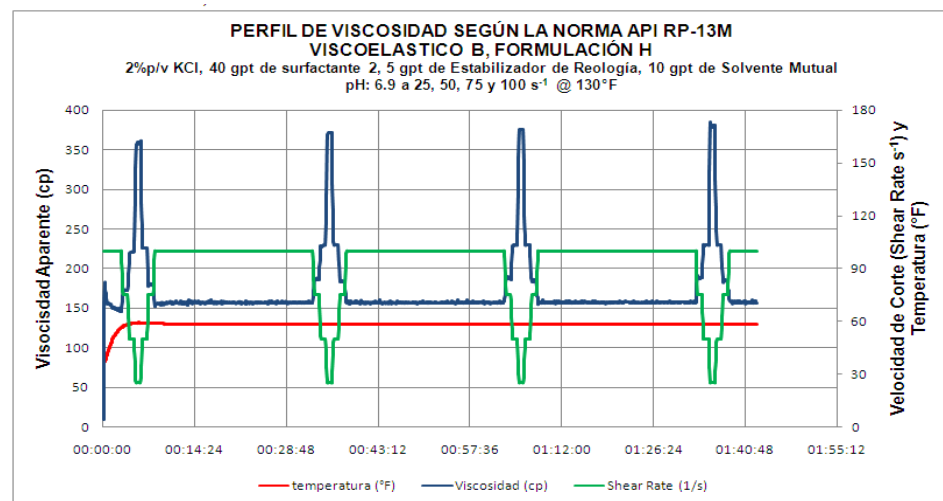
La variabilidad, fue calculada como la desviación del valor de viscosidad respecto a un valor promedio a 100 s⁻¹; las variabilidades obtenidas fueron menores que 1% lo cual indica que la viscosidad del fluido presenta un alto grado de estabilidad.

En el gráfico 2 se muestra, la prueba de reología API para la formulación 8. Se puede observar que la primera parte de la curva hasta el primer pico no presenta un comportamiento estable debido a la variación de la temperatura del fluido. El comportamiento observado es el de un fluido pseudoplástico independiente del tiempo, en otras palabras, un fluido cuya viscosidad depende de la temperatura y la velocidad de corte aplicada.

Gráfica 2. Perfiles de viscosidad con el criterio de la norma API RP 13M



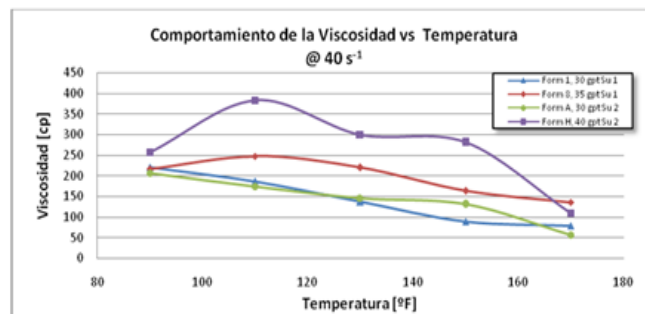
a). Viscoelástico A, formulación 8



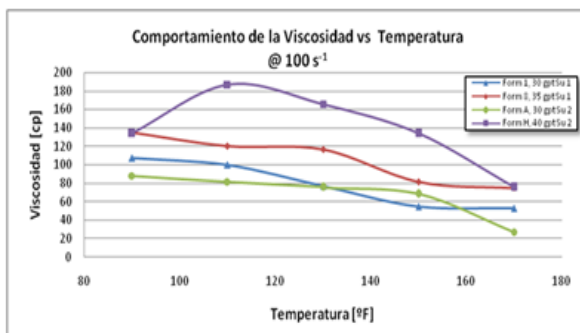
b). Viscoelástico B, formulación H

El comportamiento característico de los fluidos viscoelásticos a diferentes temperaturas, se puede apreciar en el gráfico 3, donde la tendencia preferencial en todos los casos, es la estabilidad en las proximidades a los 130°F (BHST para el pozo de referencia). Desde el punto de vista operacional representa una gran ventaja, ya que el fluido puede ser empleado en otras formaciones con temperatura de fondo similares sin comprometer en modo alguno el comportamiento reológico.

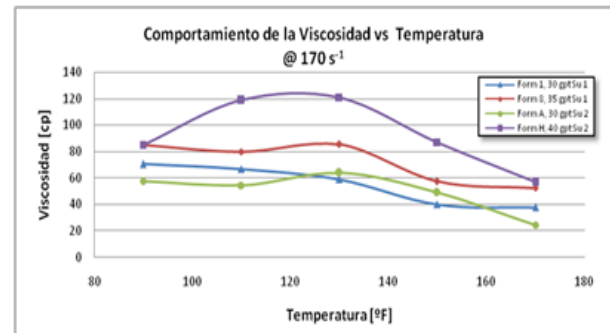
Gráfico 3. Comportamiento de la viscosidad a diferentes temperaturas y velocidades de corte (*shear rate*)



(a)



(b)



(c)

Los índices de comportamiento de flujo (n') y de consistencia del fluido (k') se calcularon para diferentes temperaturas (el procedimiento de cálculo se encuentra en el anexo L), teniendo en cuenta que al ingresar los tratamientos de preflujo a la formación, la temperatura debe disminuir y se debe conocer el comportamiento del fluido ante una variación de la temperatura durante la operación en pozo. Como se observa en la tabla 16,

la variación de estas constantes de la ley de la potencia, no presentan un comportamiento lineal. El índice n' arroja valores entre 0.1-1.5 mientras el índice k' varía entre 0.01-0.14, dichos valores se ajustan a los reportados para fluidos viscoelásticos en la literatura [54][52][15].

En la tabla 16 se reportan los índices de la ley de la potencia ($\tau = k \dot{\gamma}^n$) (los índices de comportamiento de flujo n' y los índices de consistencia k'), para los fluidos VES evaluados.

Tabla 16. Parámetros n' y k' a diferentes valores temperaturas.

	Fórmula	Concentración Surfactante	Temperatura	Viscosidad Promedio (cp)			n'	k' [lbf.s/cm ²]
				40s ⁻¹	100s ⁻¹	170s ⁻¹		
Viscoelástico A	1	Surfactante 1 30 GPT	90	221.59	107.56	70.44	0,208	0,087
			110	185.67	99.81	66.70	0,296	0,052
			130	174.85	89.77	71.20	0,414	0,024
			150	88.80	54.64	39.83	0,448	0,014
			170	78.45	52.86	37.74	0,502	0,010
	8	Surfactante 1 35 GPT	90	216.32	134.92	84.75	0,366	0,047
			110	247.44	120.44	79.97	0,218	0,093
			130	219.86	116.69	85.39	0,342	0,051
			150	163.37	81.40	57.42	0,273	0,049
			170	135.29	74.98	52.49	0,348	0,031
Viscoelástico B	A	Surfactante 2 30 GPT	90	206.60	88.17	57.73	0,114	0,113
			110	173.78	81.31	54.51	0,196	0,071
			130	145.53	85.56	63.80	0,429	0,024
			150	130.67	68.32	48.93	0,318	0,034
			170	56.98	27.37	24.45	0,392	0,010
	H	Surfactante 2 40 GPT	90	257.11	133.66	85.17	0,241	0,090
			110	383.13	186.86	118.84	0,194	0,160
			130	299.81	165.93	120.85	0,370	0,063
			150	280.90	133.91	87.04	0,190	0,120
			170	109.51	75.45	56.71	0,550	0,018

El índice n' indica la desviación que existe respecto al comportamiento Newtoniano de un fluido. Cuando $n' < 1$ el fluido es pseudoplástico, y entre menor sea, mas se desviará su comportamiento de la tendencia Newtoniana, disminuyendo la presión de fricción del fluido por las características reoadelgazantes de un fluido pseudoplástico[14]. El índice k' está relacionado con la viscosidad efectiva del fluido [15]. Este parámetro juega un papel importante teniendo en cuenta que expresiones desarrolladas por autores como Novotny [6], Acharya [2] y Hannah [16] y Harrington [17], para calcular velocidades de asentamiento en fluidos no-newtonianos, utilizan estas

constantes. Según estas expresiones, entre mayor sea el valor de k' menor será la velocidad de asentamiento; esto tiene sentido si se tiene en cuenta que k está relacionado de manera directa con la viscosidad y que a mayor viscosidad el sostenimiento del fluido es mayor. Si se comparan los índices k' de los fluidos VES con las velocidades de asentamiento obtenidas, el fluido 8 posee un valor de k' de 0.051 a 130 °F con una vel de asentamiento de 3 mm/min, mientras tanto la formulación H posee un valor de k de 0.063 con una velocidad de asentamiento de 1.6 mm/min. La tendencia se repite con las otras formulaciones.

Los fluidos de fractura viscoelásticos seleccionados, luego de realizado el tren de pruebas son la formulación 8, del fluido A y la formulación H, del fluido viscoelástico B; ya que superaron las pruebas de interacción fluido – fluido y fluido – roca, presentando un comportamiento reológico acorde a los parámetros exigidos para el fracturamiento. La viscosidad del fluido 8 y H, fueron superiores a 100 cp @ 100s⁻¹, con una variabilidad menor al 1%; además presentan estabilidad reológica en el rango de temperaturas entre 90 – 140°F, permitiendo un mayor rango de operación.

Con base al criterio de velocidad de asentamiento, estas dos formulaciones fueron las que presentaron valores más bajos (3.0 mm/min para la formulación 8 y 1.6 mm/min para la formulación H). Consecuentemente los valores de k' en estas formulaciones fueron los más altos y los valores de n' los más bajos, entre las formulaciones evaluadas; lo que indica que con estos dos fluidos se podría obtener baja pérdida de presión por fricción y se aumentaría la capacidad de transporte del material propante.

4 CONCLUSIONES

- A través de la metodología aplicada, se lograron seleccionar dos formulaciones, la 8 del fluido viscoelástico A y la H del fluido viscoelástico B, las cuales son viables para su aplicación en un trabajo de fracturamiento hidráulico en el área de Llanito
- Las pruebas de interacción fluido – fluido, permitieron establecer que los fluidos de estimulación evaluados, no presentan incompatibilidades con los fluidos de formación (Crudo y Agua de Llanito 118) a la temperatura de yacimiento y presentan bajas tensiones, tanto interfaciales como superficiales , con lo cual se minimiza el riesgo de generar daño de formación por obstrucción debido a emulsiones y/o partículas sólidas, además de la disminución de la capacidad de flujo, por altas tensiones interfaciales y superficiales.
- Para los fluidos viscoelásticos la capacidad de suspensión de material propante es superior a la capacidad reportada para los fluidos poliméricos, en la literatura (< 8 mm/min), con reducción de la velocidad de asentamiento hasta del 40%, con una viscosidad hasta 3 veces inferior a la de los fluidos poliméricos y variabilidad menor al 1%.
- Los fluidos viscoelásticos evaluados, presentan un comportamiento reológico independiente del tiempo con índices de la ley de la potencia ajustados a los valores reportados en la literatura; se estableció una relación entre la variación del parámetro k' con la velocidad de asentamiento, lo que permitirá desarrollar metodologías con criterios de decisión basados en este parámetro.
- Debido a que se encontró que el mecanismo principal de reducción de la viscosidad de un fluido Viscoelástico, por contacto con el crudo, no

presentó una eficiencia del 100%, se hizo necesario la implementación, evaluación y ajuste de un tratamiento orgánico, que ayudara a desarmar la red tridimensional de micelas del fluido, además de una salmuera espaciadora, cuyo fin es separar el tratamiento orgánico del fluido de fractura en las primeras etapas del trabajo de fracturamiento. (Transporte y Ruptura de la roca).

- Con los resultados encontrados en el fluido viscoelástico C, se encontró que los fluidos viscoelásticos que contienen surfactantes de tipo aniónicos, presentan una viscosificación deficiente, ya que los cationes de calcio y magnesio presentes, interaccionaron con el surfactante generando precipitación del tensoactivo, e impidiendo la formación de la red tridimensional de micelas.

5 RECOMENDACIONES

Realizar la prueba de desplazamiento a través de un corazón (*plug*), con el objetivo de determinar la permeabilidad retenida luego del paso del fluido viscoelástico, y comparar la permeabilidad retenida, obtenida con los fluidos poliméricos.

Realizar la aplicación en campo de este tipo de fluidos, y determinar el incremental en barriles de crudo y el *skin*, para establecer el daño de formación generado y compararlo con el daño generado por los fluidos poliméricos.

Se recomienda, hacer un estudio detallado del comportamiento del fluido viscoelástico en presencia de otras sales tanto orgánicas como inorgánicas, con miras implementar esta tecnología a otros campos del país.

Es de vital importancia realizar un *screening* del comportamiento del fluido viscoelástico con crudo de diferente gravedad API, con el objetivo de estandarizar formulaciones de viscoelásticos para diferentes zonas productoras en Colombia.

Para evitar problemas entre los iones calcio del agua de campo con los surfactantes aniónicos en un fluido viscoelástico, se recomienda, la adición de un agente quelante como el ácido etilendiaminotetracético (EDTA); con el objetivo de atrapar los iones calcio y magnesio, para que no precipite el tensoactivo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABDALLAH, Wael, et al. "Los fundamentos de la mojabilidad". Schlumberger Oilfield Review. Otoño de 2007, p 48-67.
2. ACHARYA, A.R. "Particle Transport in Viscous and Viscoelastic Fracturing Fluids". En: SPE Journal Paper N° 13179 (March 1986).
3. ACHARYA, A. R. "Viscoelasticity of Crosslinked Fracturing Fluids and Proppant Transport". En: SPE Journal Paper 15937. (November 1988)
4. ACHARYA, D.P., KUNIEDA H. "Wormlike micelles in mixed surfactant solutions". Colloid and Interface Science. 2006. 401–413.
5. ALI, Syed, et al. "Método combinado de estimulación y control de la producción de arena". Oilfield Review, Otoño de 2002, Schlumberger. p 34-35.
6. AMOTT, E.: "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock". Trans., AIME (1959) 216, 15-62.
7. ANDRESEN, K.H.: "Discussion Of Nature And Importance Of Surface Forces In Production Of Petroleum", Drill and prod. prac. API, New York city (1939) 442-48
8. AULTUN M. E. Farmacia: La ciencia del Diseño de las Formas Farmacéuticas. Segunda Edición. ELSEVIER.
9. BIRD, R.B., STEWART, W.E., LIGHTFOOT, E.N.. Fenómenos de transporte un estudio sistemático de los fundamentos del transporte de materia, energía y cantidad de movimiento. REPLA S.A., primera edición, 1987, p 1-10 - 1-15.
10. BROWN, Ernest, et al. "Use of a Viscoelastic Carrier Fluid in Frack Pack Applications". Lafayette, L.A, En: SPE Journal Paper N° 31114.
11. CARDENAS MONTES, José Carlos. Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los campos petroleros de Colombia. Bucaramanga 2008, p 41-44. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander, facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, escuela de Ingeniería de Petróleos.

12. CARNERO RUIZ Cristobal. Sugar – Based Surfactants. Fundamental and Applications, Surfactant Science series, volumen 125. Editorial Tayllor y Francis Group. Cap. 1 y 3.
13. CARREÑO RUEDA, Mildreth Johanna. Análisis y evaluación de la optimización de la producción en el Campo Cantagallo, SRI, Ecopetrol S.A. mediante la ejecución de un piloto de fracturamiento hidráulico en las arenas B, C y CG. Bucaramanga 2006, p 58-66. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander, facultad de Ingenierías Físicoquímicas, escuela de Ingeniería de Petróleos.
14. CASTAÑEDA MONSALVE, Diana Carolina. Determinación y Análisis de un Fluido de Fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Yariguí Cantagallo. Bucaramanga 2008. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander, facultad de Ingenierías Físicoquímicas, escuela de Ingeniería Química.
15. CHUCK Norman Y TROMBETTA Juan. El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria. Notas Técnicas Agosto 2007. Tiorco.
16. CLARK, P.E., GÜLER Nihâl. Prop Transport in Vertical Fractures. Settling Velocity Correlations. Denver, Colorado. En: SPE Journal Paper N° 11636 (Marzo 1983).
17. CLARK, P. *et al.* Prop Transport in Vertical Fractures. En: SPE Journal Paper N° 10261, (1981).
18. CLARK, P.E. Transport of Proppant in Hydraulic Fractures. San Antonio, Texas. (Septiembre 2009).
19. COHEN P, Lia M. Determinación y Análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área Llanito. Bucaramanga 2008, p 44-47. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander, facultad de Ingenierías Físicoquímicas, escuela de Ingeniería Química.

20. COULTER, G.R., WELLS, R.D. The Advantages of High Proppant Concentration in Fracture Stimulation. En: SPE Journal Paper N° 3298 (Junio 1972).
21. CRAIG, F. F.: *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflood-ing*, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1971) 3, 12-44.
22. CUIEC, L.E. et al: "Determination of the Wettability of a Sample of Reservoir Rock, *Rev. Ins. Franc. du Petrolé (Sept.-Oct. 1978)* 33, No. 5, 705-28. English translation available from John Crerar Library, translation no. 81-13920-081.
23. DONALDSON, E. C., Thomas, **R. D.**, and Lorenz, P. B.: "Wettability Determination and Its Effect on Recovery Efficiency, "*SPEJ* (March 1969) 13-20.
24. DULLIEN, **F.A.L.**: *Porous Media: Fluid Transport and Pore Structure*, Academic Press, New York City (1979).
25. DUNAND, A, SOUCEMARIANADIN, A. Concentration effects on the settling velocities of proppant slurries. Las Vegas, Nevada. En SPE Journal Paper N° 14259 (Septiembre 1985).
26. ECONOMIDES, Michael J, et al. *Reservoir Stimulation*, 2 ed. Houston (Texas), 1989.
27. ENGELS, J. *et al.* A mechanical methodology of improve proppant transport in low viscosity fluids: Application of a fiber-assisted transport technique in East Texas .En: SPE Journal Paper N° 91434, (2004).
28. GALBÁN, Zeudy. *Fracturamiento Hidráulico*. Universidad de Zulia. Presentaciones personales.
29. HERMIDA BUN, José Ramón. *Fundamentos de Ingeniería de procesos Agroalimentarios*. Junio de 2004, 214 p.
30. HJELMELAND, O. and Torsaeter, O.: "Wettability, the Key to Proper Laboratory Waterflooding Experiments," Intl. Energy Agency Workshop on Enhanced Oil Recovery, Bartlesville Energy Technology center (April 24, 1980). CONF-8004140, U.S. DOE (Feb. 1981) 1-24.

31. IONESCU, E. and Maini, B.B.: "A Review of Laboratory Techniques for Measuring Wettability of Petroleum Reservoir Rocks, Petroleum Recovery Inst., report 1983-3, Calgary (Oct. 1983).
32. JOHNSON, R.E. and Dettre, R. H.: "Wettability and Contact Angles," surface and *Colloid Science*, E. Matijevic (ed.), Wiley Interscience, New York City (1969) 2, 85-153.
33. KIRKBY, L.L., ROCKEFELLER H.A. Proppant Settling Velocities in Nonflowing Slurries. Denver, Colorado. En: SPE Journal Paper N° 13906 (Mayo 1985).
34. KHODAVEDIAN, Mohamad, McELFRESH, Paul. "Hydraulic Fracturing Stimulation in Poorly Consolidated Sand: Mechanism and Consequences". Octubre de 2000, Dallas, Texas. p 7. En: SPE Journal Paper N° 63233.
35. LEITZELL, J.R. Viscoelastic Surfactants: A New Horizon for Fracturing Fluids for Pennsylvania. Lexington, Kentucky. Octubre de 2007. En: SPE Journal Paper N° 111182.
36. MARSDEN, S.S. and Khan, S.: The Wettability of the Bradford Sand. I., Producers Monthly (Mayo 1962) 26, No. 5, 2-5.
37. MARSDEN, S. S.: 'Wettability-Its Measurement and Application to Waterflooding,' *J. Jap. Assoc. Pet. Tech.* (Jan. 1965) 30, No. 1, 1-10.
38. MARSDEN, S.S.: 'Wettability The Elusive Key to Waterflooding.' *Petroleum Engineer* (April 1965) 37, No. 4, 82-87.
39. MATHEW Samuel, et al. Polymer-Free Fluid for Hydraulic Fracturing. San Antonio, Texas, En: SPE Journal Paper N° 38622.
40. McELFRESH, P.M. et al. A Study of the Friction Pressure and Proppant Transport Behavior of Surfactant-Based Gels. San Antonio, Texas. En: SPE Journal Paper 77603 (Septiembre 2002).
41. MCGHEE, J.W., Crocker, M. E., and Donaldson, E. C.: "Relative Wetting properties of Crude Oils in Berea Sandstone," Bartlesville Energy Technology Center report BETC/RI-78/9, U.S. DOE (Jan. 1979).

42. MUCCI, Marcela, SÁNCHEZ, Leonardo, CRIADO, Marcelo, BIANCHI, Gustavo. "Desarrollo de Fluidos viscoelásticos para estimulación de pozos". Jornadas SAM, CONAMET, Simposio Materia, Vicepresidencia de ciencia y tecnología, San Antonio 2003.
43. NJUS David. Fundamental Principles of Membrane Biophysics. Thermodynamics of Micelle Formation. Wayne State University. 2000.
44. Norma API RP 13M: "Recommended Practice for the Measurement or Viscous Properties of Completion Fluids" ANSI/API: "Recommended Practice 13M". Identical to ISO 13503-1:2003 "Petroleum and natural gas industries-Completion fluids and materials-Part 1: Measurement of viscous properties of completion fluids", Washington D.C. First edition, July 2004
45. Norma API RP 42: "Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation, Section 1: Emulsion Tests for Characterization of Surface Active Agents in Acid, Brine or Oil. Section 2: Surface Active Agent Evaluation by flow test in cores", American Petroleum Institute, Washington D.C. Second Edition. 1977.
46. Norma API RP 42: "Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation, Section 3: Interfacial Tension and Wettability", American Petroleum Institute, Washington D.C. Second Edition 1977.
47. NOVOTNY, E. J. Proppant Transport. Denver, Colorado. En: SPE Journal Paper N° 6813 (Octubre 1977).
48. NUTTING, P.G.: "Some Physical And Chemical Properties Of Reservoir Rocks Bearing On The Accumulation And Discharge Of Oil," problems of petroleum Geology, W. E. Wrather and F.H. Lahee (eds.), AAPG, Tulsa (1934) 825-32.
49. RAMIREZ NAVAS, Juan Sebastián. Fundamentos de Reología de Alimentos. Cali, Valle, Colombia 2006, JSR ebooks. p 3-17.
50. RAZA, S.H., TREIBER, L.E., and ARCHER, D.L.: "Wettability Of Reservoir Rocks and Its Evaluation," *Producers Monthly* (April 1968) 32, No. 4, 2-7.

51. RIVAS, H, GUTIÉRREZ, X. Los surfactantes: comportamiento y algunas de sus aplicaciones en la industria petrolera. Acta Científica Venezolana, 1999, Vol. 50, Suplemento No. 1. p 54-65.
52. SALAGUER, Jean Louis. Recuperación Mejorada del Petróleo; Cuaderno FIRP S357 – A. Laboratorios de Formulación, Interfases Reología y Procesos. Mérida Venezuela 2005.
53. SALAGUER, Jean Louis. Surfactantes en Solución Acuosa; Cuaderno FIRP S201 – A. Laboratorios de Formulación, Interfases Reología y Procesos. Mérida Venezuela 1993.
54. SALAGUER, Jean Louis. Tensión Interfacial; Cuaderno FIRP S201 – A. Laboratorios de Formulación, Interfases Reología y Procesos. Mérida Venezuela 2005.
55. SUBHASH, S. Proppant Settling Correlations for Non-Newtonian Fluids Under Static and Dynamic Conditions. En: SPE Journal Paper N° 9330, (Abril 1982); p.164-170.
56. SULLIVAN , P.F., GADRYNAR B., MORALES R.H, et al. Optimization of a viscoelastic surfactant (VES) fracturing fluid for application in high permeability formations. Lafayette L.A. En: SPE Journal Paper N° 98338 (february 2006).
57. TEO, H.H., STYRING, M.G., YEATES, S.G., PRICE C. y BOOTH C., *J. Colloid Interface Sci.*, **114**, 416(1986).
58. VASUDENVAN, S. *et al.* Field Test of a novel low viscosity transport fluid in the Lost Hills Field, California .En: SPE Journal Paper N° 68854, (2001).
59. VAZQUES Manuel. Avances en seguridad Alimentaria. España, 2002.
60. WANG Demin, et al. Viscous-Elastic polymer can Increase microscale displacement efficiency in cores. Dallas, Texas. En: SPE Journal Paper N° 63227.

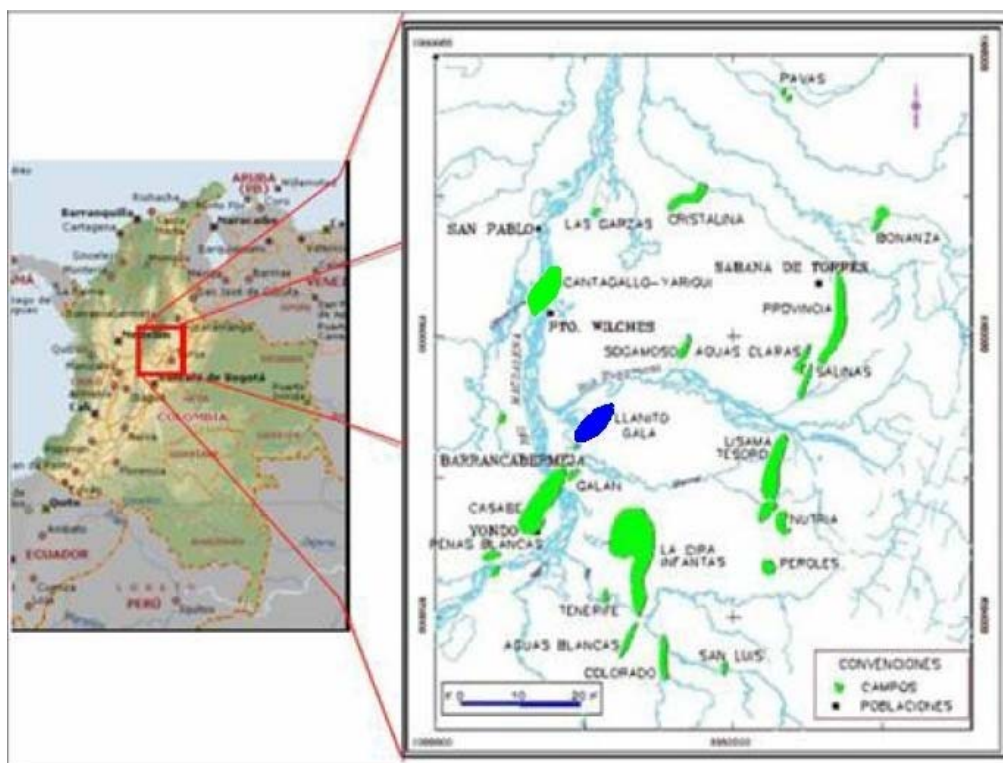
61. ZANA Raoul. Dynamics of Surfactant Self – Assemblies. Surfactant Science series, volumen 125. Editorial Tayllor y Francis Group. Cap 1 y 3. Pag. 1 – 75.
62. ZANA Raoul, KALER W. Eric. Giant Micelles, Properties and Applications. Editorial Tayllor y Francis Group. Cap. 15. Pag. 453.

ANEXO A. GENERALIDADES DEL CAMPO LLANITO

A.2 Ubicación geográfica del campo Llanito.

El campo Llanito está ubicado en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle medio del Magdalena al norte del municipio de Barrancabermeja; Limita al Norte con el río Sogamoso, al sur con Barrancabermeja, al este con la ciénaga de san silvestre y al oeste con la ciénaga de Llanito. En la figura A1 se observa la ubicación del campo Llanito demarcada en Azul, respecto a la Ciudad de Barrancabermeja. El Campo Llanito se encuentra rodeado de algunos otros campos como Cantagallo – Yariguí, Casabe, Galán y Nutria entre otros, como se puede apreciar en la gráfica con la porción sombreada de verde.

Figura A1: Ubicación Geográfica del campo Llanito [19]



A.3 Historial de producción del campo Llanito.

El área Llanito-gala-Cardales fue descubierta en los años 60 por Ecopetrol. Su reserva de crudo fue estimada en 314 mil Barriles y a la fecha cuenta con una producción diaria de 3,796 BOPD y 1,2 KPCD de gas, con una producción acumulada a diciembre de 2006 de 62.77 Mbl y 75,5 MPC de gas.

Se han perforado aproximadamente 105 pozos de los cuales 61 son pozos activos, 37 son inactivos y 2 son abandonados, 4 secos y 1 abastecedor. Su explotación ha sido de tipo primario de gas en solución y de inyección de Agua.

Las arenas productoras del Campo Llanito corresponden a las arenas B y C de la formación Mugrosa y las A y D de la formación Colorado y Esmeralda la Paz respectivamente. El promedio de la calidad del crudo es de 19 °API, con un rango entre 17 y 21 °API. La salinidad del agua de formación es de 28 mil ppm de Cl⁻ en promedio.

La presión original de Yacimiento para la formación Mugrosa B se estima en 2300 psi a 5200 ft de profundidad. Pruebas de presión MDT arrojaron que el 80% de las arenas de la zona B se encuentran con la presión original. Lo que permite inferir que es un pozo con alto potencial para explotación.

A.4 Descripción de la formación de interés (Terciario).

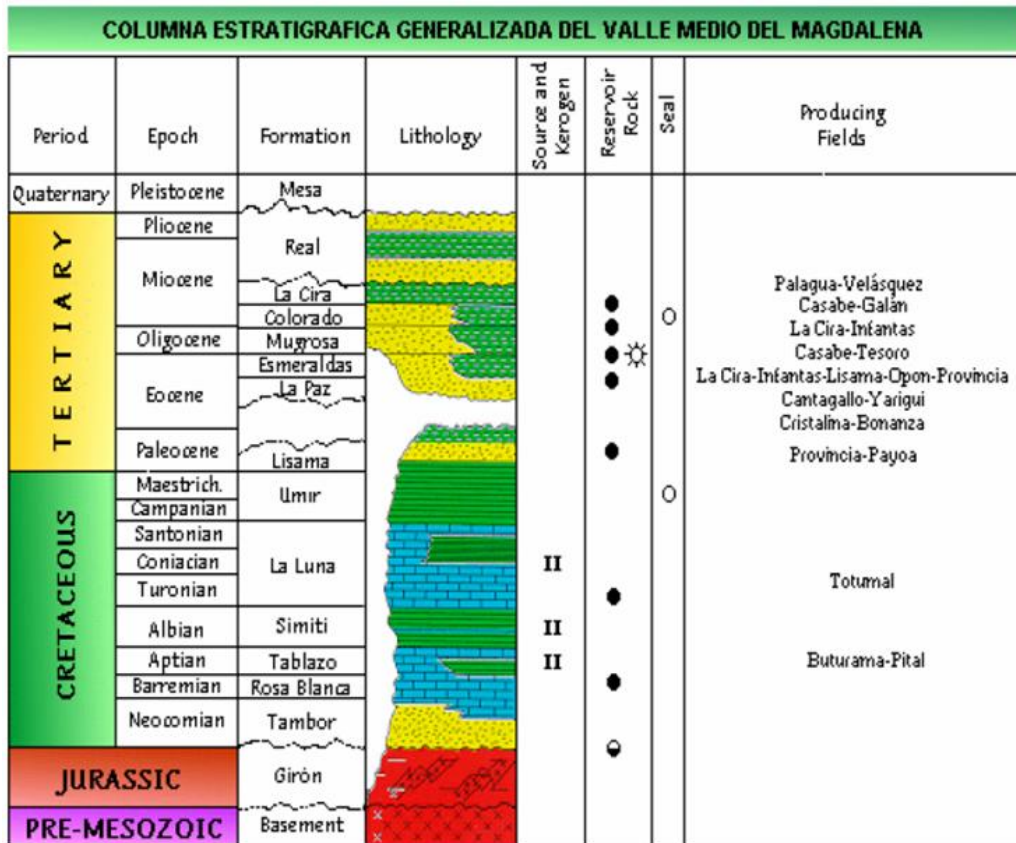
La mayor parte de la secuencia Terciaria está presente en el área, la perforación de los pozos empieza en la formación Mesa la cual se constituye de arenas y tobas andesíticas, que contienen arenas de grano grueso, arcillas, limotitas, conglomerados y piroclastos.

El tope de la formación está constituido por un empaquetamiento de lutita con un espesor promedio de 200 ft. Esta formación se encuentra dividida en dos zonas:

Zona B: presenta una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas gris verdosa, de grano fino. Su espesor promedio es de 1,400 pies en promedio.

Zona C: está compuesta de arenisca gris verdosa, con grano medio a grueso subangular, su matriz es arcillosa con delgadas intercalaciones de arcillotita gris verdosa, rojiza y blocosa. Su espesor promedio es de 550 ft.

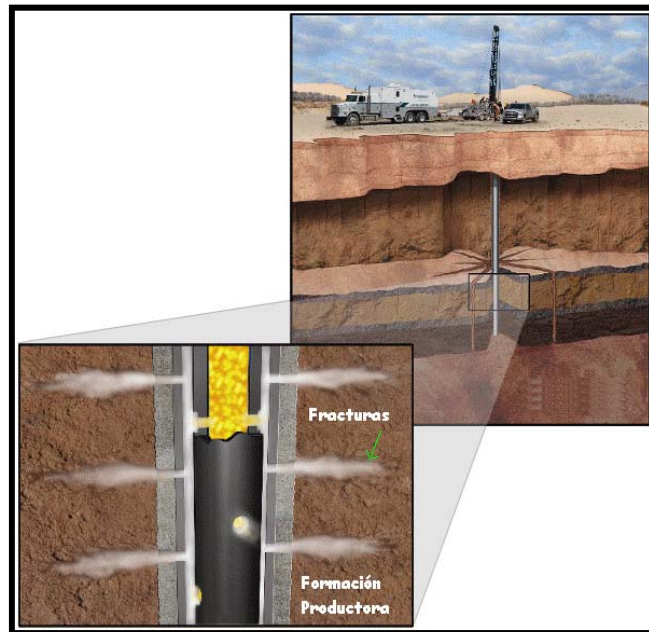
Figura A2: Columna estratigráfica del valle medio del Magdalena



ANEXO B. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

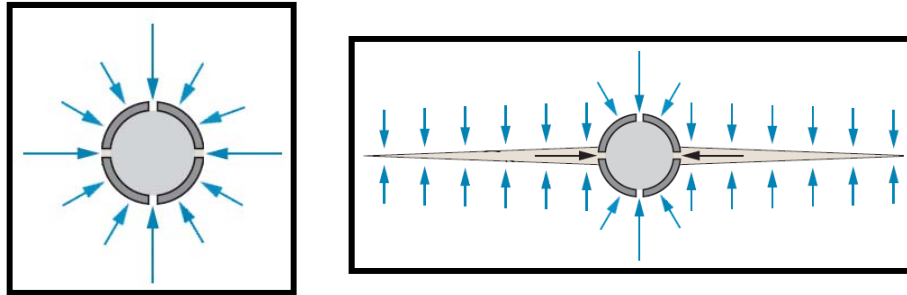
El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos petroleros que consiste en la inyección de un fluido de alta viscosidad con material sólido disperso a través del pozo con el fin de romper la roca de yacimiento y generar canales de flujo e incrementar el área de drenaje de crudo o gas. Un esquema del proceso se ilustra en la figura B1.

Figura B1. Esquema Sencillo sobre un fracturamiento hidráulico



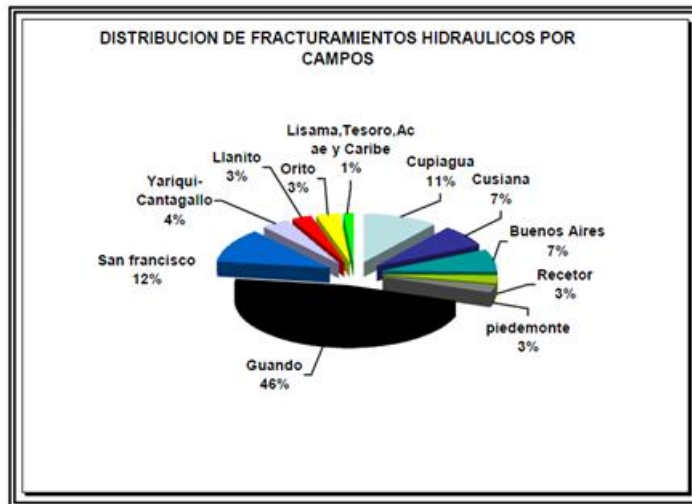
Antes de fracturar el pozo el régimen de flujo es radial, sin embargo al ser fracturado, el área que comunica la formación con el pozo es incrementada y el régimen de flujo cambia a pseudo-radial. La figura B2 ilustra el cambio en el régimen de flujo y evidencia el incremento en el área de drenaje luego de la fractura.

Figura B2: Régimen de flujo antes (izquierda) y después (derecha) de un fracturamiento hidráulico.



En Colombia el fracturamiento hidráulico inicia en la década de los 90 con los primeros estudios para implementar la técnica en el campo Cupiagua. Hoy día, se han realizados alrededor de 450 trabajos de fracturamiento hidráulico, por ello esta técnica se considera una tecnología aun en desarrollo en el país [11]. En la figura B3 Se puede observar la distribución de trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en el país por campos.

Figura B3: Distribución de Fracturamientos realizados por Campo. [11]



B.1 Etapas de un Fracturamiento Hidráulico

En general el proceso de fracturamiento hidráulico consiste en un primer proceso de adecuación de las condiciones de pozo, eliminando los compuestos indeseados, para evitar problemas de incompatibilidades con los fluidos de inyección y luego si se bombean los fluidos para generar la fractura, propagarla y transportar el material de sostén hasta lo más profundo de la fractura. Finalmente, se inicia el proceso de retorno de fluidos con el cual se recuperan los fluidos bombeados y se comienza la etapa de producción. De manera más específica, las etapas de un fracturamiento hidráulico son:

B.1.1 Adecuación y limpieza del pozo: esta etapa consiste en la remoción de residuales de hierro en tubería además de partículas sólidas como asfaltenos, parafinas y otras depositaciones orgánicas por medio de diluciones con tratamientos ácidos y orgánicos respectivamente, los cuales llevan en su composición surfactantes y solventes específicos. Esta limpieza debe ser realizada en todo el trayecto que circularán los fluidos, como los tubulares, las perforaciones, y las cercanías a la cara de la formación.

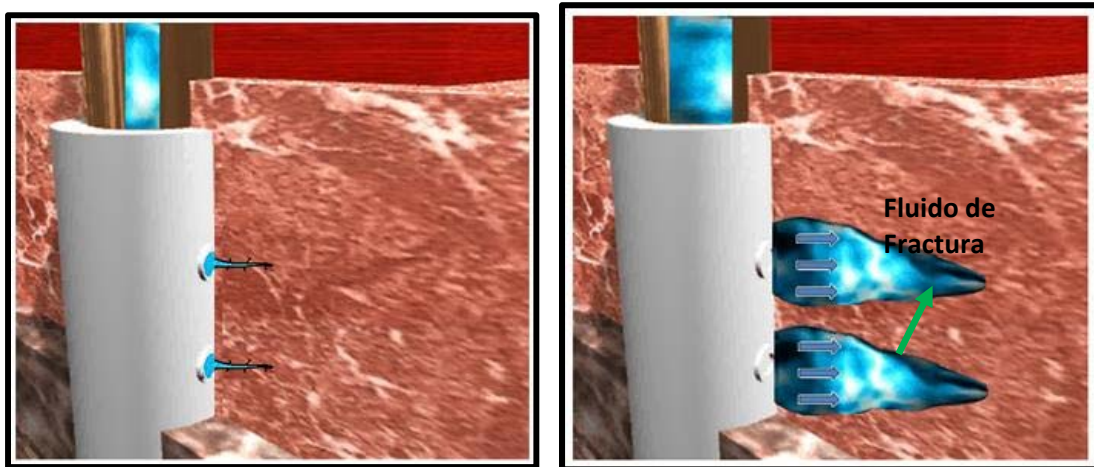
B.1.2 Minifrac: El MiniFrac es un fracturamiento previo de diagnóstico y evaluación, con un volumen menor pero representativo del tratamiento principal, al mismo caudal y con el mismo fluido de fractura, pero sin agente apuntalante. El MiniFrac finaliza con un periodo de cierre para observar la disipación de la presión, registrando las presiones de tratamiento en superficie, aunque en algunos casos especiales las presiones de fondo.

El objetivo principal del MiniFrac es conocer las condiciones específicas de fracturamiento del pozo, determinando los parámetros operativos como: presión de fractura, eficiencia del fluido de fractura, tortuosidad y

restricciones de la completación, presión de cierre y tiempo de cierre de la fractura. Otro objetivo igualmente importante es estimar la altura de la fractura mediante el perfil de temperatura. Toda esta información permite rediseñar el fracturamiento principal y reducir su incertidumbre operativa.

B.1.3 Pad: el *pad* es un volumen de fluido de fractura sin apuntalante que se envía a la cara de la formación con el objetivo de aumentar la presión, iniciando y propagando la fractura.

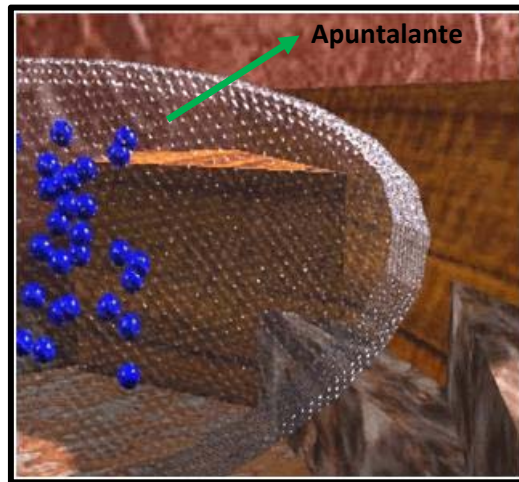
Figura B4. Ilustración básica del bombeo del prepad [28]



Prepad para iniciar las primeras grietas de la fractura (izquierda). Luego el bombeo de un pad mas grande aumenta el tamaño de la grieta y la extiende para abarcar una mayor longitud.

B.1.4 Fluido de Fractura con apuntalante: En esta etapa el fluido de fractura es bombeado con el material apuntalante. El objetivo es depositar este material a lo largo de toda la fractura creada para soportar el posterior cierre de las capas superiores.

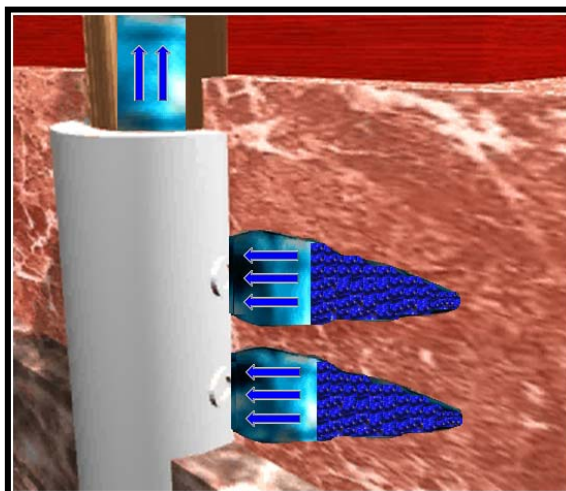
Figura B5. Ilustración del Bombeo del fluido de Fractura con material apuntalante. [28]



B.1.5 Backflow o retorno de fluidos: Esta etapa es posterior al fracturamiento. Cuando se ha creado la fractura y el material de sostén ha sido correctamente colocado, el fluido de fractura debe disminuir su viscosidad por alguno de los mecanismos que se hayan diseñado, bien sea por efecto alguna sustancia de activación térmica o de presión, cambios de pH, contacto con los fluidos del campo, entre otros.

Transcurrido el tiempo necesario, el pozo es puesto en producción y debido a la presión del yacimiento o un fluido de desplazamiento, los fluidos empleados para fracturar deben retornar a la superficie dejando el material apuntalante en la formación para mantener abierta la fractura.

Figura B6: Ilustración básica del Backflow y retorno de los fluidos. [28]



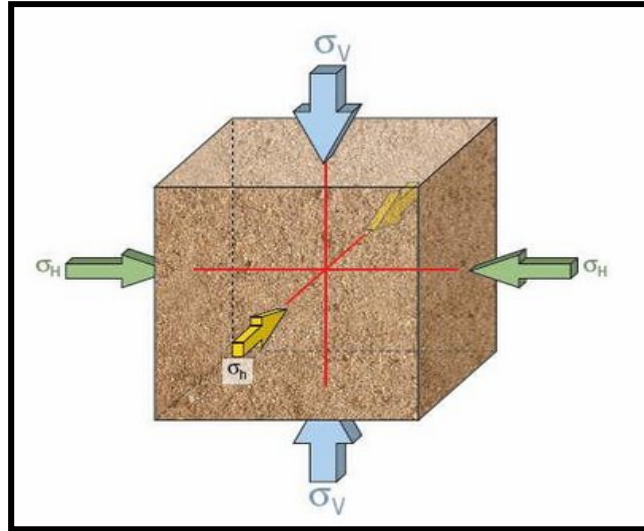
B.2 Mecánica De Las Rocas

Las rocas de yacimiento están sometidas a fuerzas de tensión las cuales mantienen la formación compacta y se oponen a las presiones ejercidas para fracturar. Si la presión de fractura es superior a estas fuerzas que mantienen a las rocas unidas (*overburden pressure*), se producirá un desequilibrio que deformará la roca hasta su punto máximo donde se produce la falla.

B.3 Orientación De La Fractura

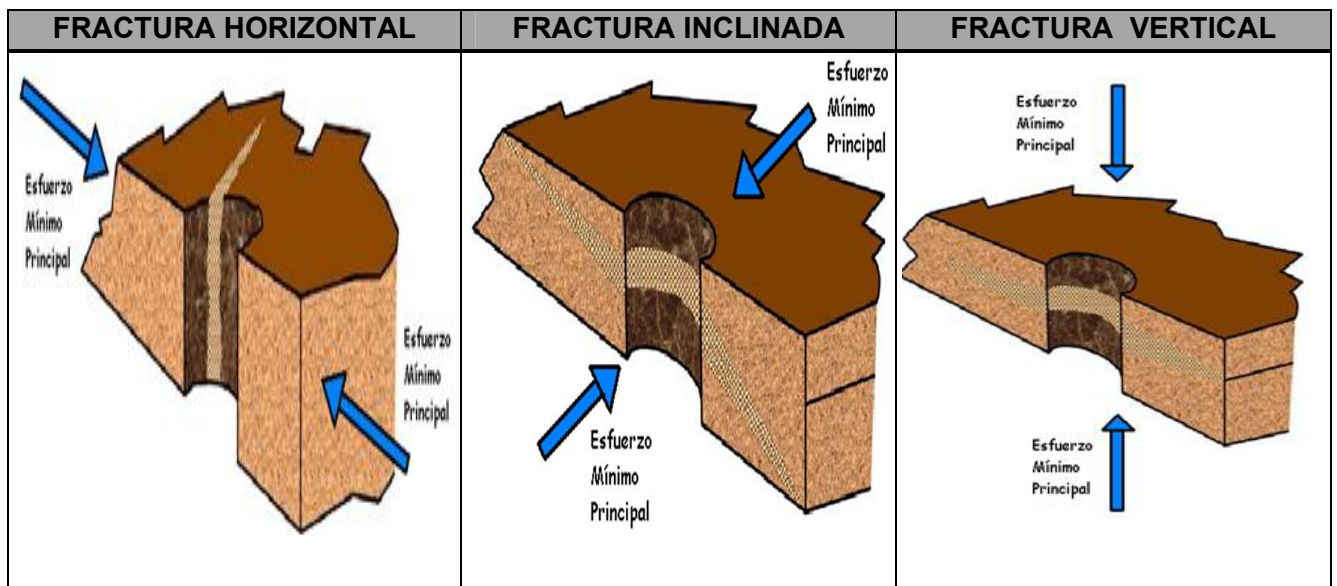
La orientación de la fractura está íntimamente relacionada con la distribución de los esfuerzos en la roca de yacimiento. De manera práctica estos esfuerzos se pueden representar en los tres ejes coordenados como en la figura B7. Cuando se produce la fractura, su orientación se dará en el plano perpendicular al eje del menor esfuerzo (figura B7).

Figura B7: Distribución de esfuerzos sobre dos tipos de fractura



Dependiendo de la distribución de esfuerzos se pueden generar tres orientaciones de la fractura: Horizontal, vertical y oblicua. Las fracturas verticales se producen cuando el esfuerzo mínimo principal es horizontal, las fracturas horizontales cuando el menor esfuerzo principal es vertical y las oblicuas, cuando el menor esfuerzo se encuentra desviado de los tres ejes descritos en la figura B7.

Figura B8: Ilustración de las tres orientaciones de fractura, con el mínimo esfuerzo principal. [19][13]



B.4 Geometría De Fractura

El éxito del fracturamiento hidráulico radica en generar una buena geometría de fractura. Una buena penetración en la formación permite conectar nuevas zonas y ampliar el área de drenaje para mejorar la producción de un pozo. Las variables que influyen en la geometría de fractura se resumen en la tabla B1.

Tabla B1. Variables que afectan las dimensiones de la fractura.

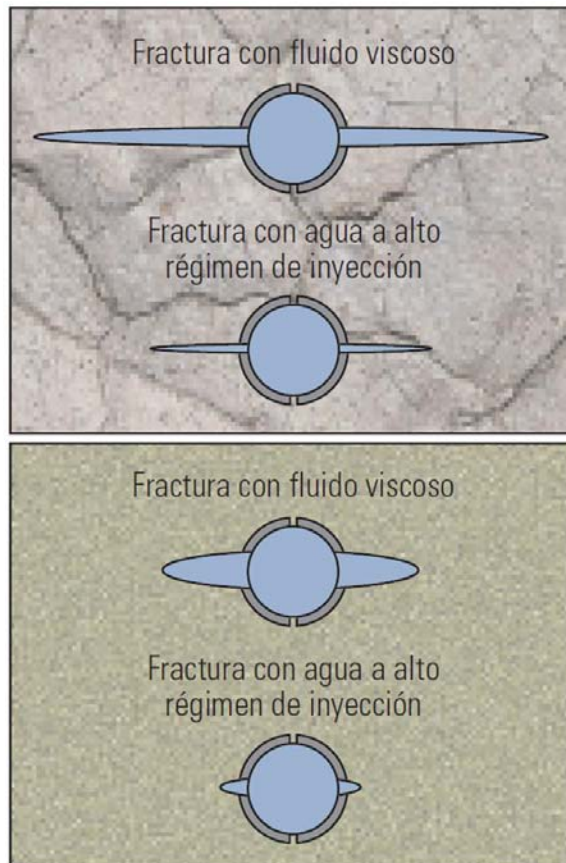
Dimensión	Parámetros de incidencia
Altura	<ul style="list-style-type: none">• Relación de esfuerzos horizontales• Viscosidad del fluido de fractura• Velocidad de inyección
Longitud	<ul style="list-style-type: none">• Relación entre velocidad de leak-off y velocidad de fluido.• Presión de fractura
Ancho	<ul style="list-style-type: none">• Módulo de Young• Viscosidad del fluido

Los fluidos de fractura inciden en la geometría de fractura debido a su viscosidad. Si el fluido utilizado tiene una baja viscosidad, así como el agua, la una gran parte de su volumen se perderá en los poros de la formación por filtración y no se generará la suficiente presión para alcanzar una gran longitud de fractura; por el contrario, si el fluido de fractura presenta una alta viscosidad las perdidas por filtrado serán menores y la presión del fluido provocará una mayor penetración (figura B9).

La permeabilidad de la roca de formación también incide en la geometría de la fractura. A menor permeabilidad hay un mayor contraste entre la permeabilidad del yacimiento y el de la fractura apuntalada y por ende hay una mayor conductividad relativa de la fractura. En yacimiento de alta permeabilidad existe menos contraste y la conductividad de una fractura

angosta se reduce por varios órdenes de magnitud. Esto anula el valor de la extensión de la fractura más allá de una cierta distancia de la pared del pozo y resalta la necesidad de crear fracturas más anchas ya que la conductividad es también proporcional al ancho apuntalado (figura B9).

Figura B9. Influencia de la viscosidad del fluido (izquierda) y de la permeabilidad de la formación (derecha) en la Longitud de Fractura. [6]



ANEXO C: DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación se define como la disminución de la capacidad de un pozo para producir sus fluidos y se presenta como una disminución en la permeabilidad o la porosidad en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada que se conoce como *skin*, que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad.

El daño a la formación se da desde el momento en que se perfora un pozo hasta los procesos de completamiento y las operaciones de *workover*, ya que la alteración del equilibrio físico-químico y del equilibrio mecánico presentes en un yacimiento, puede causar una serie de fenómenos tales como el hinchamiento de arcillas, la formación de *scale* o escamas, la migración de finos, la precipitación de parafinas y asfaltenos, entre otros. Es por esto, que si bien el daño a la formación no se puede evitar, si debe ser minimizado para poder lograr el objetivo de aumentar la productividad de los yacimientos tanto petrolíferos como gasíferos. Entre los principales daños de formación se encuentran los daños por emulsión, cambios de mojabilidad, bloqueo por agua, *scale* o escamas, depósitos orgánicos, depósitos mixtos, lodos y arcillas, entre otros.

En el caso del fracturamiento hidráulico, los daños de formación más comunes son los asociados a procesos de emulsión, cambios de mojabilidad, y taponamiento del medio poroso por depositaciones de residuos poliméricos, para el caso de los fluidos de fractura que usan sustancias de este tipo dentro de su composición. Para el caso de los fluidos poliméricos, de actual uso en los campos Colombianos, los depósitos sólidos que precipitan sobre el medio poroso, producen una disminución de permeabilidad entre 40% y 80% [9][39][60], esto quiere decir, que solo entre un 20-60% de la capacidad de transmisión de fluidos se mantiene luego de fracturar.

Es por ello que los fluidos viscoelásticos surgen como una de las alternativas a nivel mundial para solucionar el problema de daño de formación por obstrucción de residuos sólidos provenientes de los fluidos de fractura. Los viscoelásticos, al no poseer dentro de su formulación ningún tipo de polímero, no generan residuos que alteren la permeabilidad de la formación, ni disminuyen la permeabilidad efectiva del empaquetamiento de material propante contenido en la fractura. Los tipos de daño más comunes e importantes son:

C.1 Emulsiones

La mezcla de fluidos de base agua y base petróleo ocasionan emulsiones en la formación las cuales tienen la particularidad de tener viscosidades muy elevadas. Normalmente se forman durante la invasión del filtrado del lodo de perforación o durante los tratamientos en que se utilizan fluidos tales como el fracturamiento hidráulico.

Los filtrados de alto pH como el proveniente del lodo de perforación o las lechadas de cemento; o filtrados de bajo pH como el proveniente de los fluidos del tratamiento de acidificación, pueden emulsificar algunos petróleos de la formación. De la misma manera, los filtrados de los lodos de perforación de base petróleo o fluidos de estimulación del mismo tipo, pueden formar emulsiones al entrar en contacto con las salmueras de la formación.

Las emulsiones son estabilizadas por los agentes tenso-activos (surfactantes) que se utilizan en los tratamientos o que pueden ser formados por la interacción del fluido con la roca, al igual que por finos nativos y foráneos; de igual manera, el petróleo posee surfactantes naturales que ayudan en la estabilidad de estas emulsiones.

El problema de las emulsiones es uno de los más comunes en los pozos petroleros y generalmente es consecuencia de no realizar pruebas preliminares que corroboren la compatibilidad de los tratamientos con los fluidos a las condiciones de la formación. Para tratar este problema, generalmente se usan solventes mutuales con y sin demulsificantes.

C.2 Cambios de mojabilidad

La mojabilidad total o parcial del petróleo en la roca reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Esto puede ocurrir por el fenómeno de adsorción a través de minerales activos en la superficie de la pared poral. De esta forma, un cambio de mojabilidad de agua a aceite repercute generalmente en el aumento del corte de agua (*watercut*) o relación de agua producida. El daño puede ser remediado a través de la inyección de solventes capaces de remover la fase de hidrocarburos que está mojando a la roca, aumentando la mojabilidad del agua con el consecuente riesgo de provocar un bloqueo por emulsión.

C.3 Bloqueos por agua (*Waterblocks*)

El bloqueo por agua es causado por un incremento en la saturación de agua S_w en las inmediaciones del pozo, disminuyendo la permeabilidad relativa al petróleo.

El bloqueo por agua puede formarse durante las operaciones de perforación y terminación por la invasión de filtrados de base agua en la formación, o durante la producción, cuando aumenta la relación agua-petróleo (*watercut*).

El bloqueo, se ve favorecido con la presencia de arcillas como la illita. Estas arcillas, debido a su forma alargada y gran área superficial, aumentan la superficie de contacto con el fluido, disminuyendo al mismo tiempo el tamaño

de los poros y la porosidad del sistema, incrementando la retención de agua en las paredes.

El bloqueo por agua es usualmente tratado disminuye la tensión superficial entre el agua y el petróleo o el gas por medio de tensoactivos o alcoholes.

C.4 Escamas de Pescado o Scales

Los *scales* son precipitados minerales, que pueden precipitar tanto durante la perforación, como durante la producción (en el *tubing*) e inclusive en el interior de la formación. Normalmente esta precipitación es mucho mayor durante la producción, puesto que se ve maximizada por las bajas temperaturas y presiones en las inmediaciones del pozo. También se forman *scales* cuando se mezcla agua de formación con otro tipo de agua como las aguas de inyección o filtrados por incompatibilidades entre ellas. En la tabla C1 se muestran los principales tipos e *scales* y su remediación.

C.5 Depósitos Mixtos

Son depósitos compuestos por la mezcla de componentes orgánicos e inorgánicos, que pueden incluir también *scales*, fangos, sílices y arcillas. Cuando los depósitos migran, asociados con un incremento en la producción de agua, actúan como un núcleo de deposición de compuestos orgánicos provenientes de los hidrocarburos.

Para solucionar este daño de formación se utilizan mezclas que contenga un agente de dispersión orgánico (polímero aromático) y un agente de dispersión inorgánico (ácido).

Tabla C1. Principales tipos de *scales* y la forma más común de remoción.

Scales	Forma de Remoción
Carbonatos: CaCO ₃ y FeCO ₃	Tratamientos con HCl
Sulfatos: CaSO ₄ , BaSO ₄ y SrSO ₄	Tratamientos con EDTA (ácido etilendiaminotetraacético). Los sulfatos de bario y estroncio requieren tiempo de contacto con EDTA de alrededor de 24 horas.
Cloruros: NaCl	Tratamientos con bajas concentraciones de HCl o C ₂ H ₄ O ₂ y también con agua fresca.
Hierro: FeS, Fe ₂ O ₃	Tratamientos de HCl con EDTA
Silicatos:	Tratamientos con HF
Hidroxidos: Mg(OH) ₂ , Ca(OH) ₂	HCl o cualquier otro ácido que pueda bajar el pH sin ocasionar precipitaciones de sales de calcio y magnesio.

C.6 Depósitos Orgánicos

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados, normalmente asfaltenos y parafinas, y pueden ocurrir en la perforación, en el tubing y en el interior de la formación.

El principal motivo por el que se originan es la variación de propiedades termodinámicas a las que está sometido el fluido del reservorio durante el proceso de perforación, producción o in-situ en el interior del reservorio; y el mecanismo por el cual precipitan tiene que ver con la pérdida de solubilidad en el resto de los hidrocarburos, y una vez que precipita, cristaliza. La causa más común que produce este efecto sucede durante la producción, donde las inmediaciones del pozo pierden temperatura y presión.

Estos precipitados cristalizados son removidos por solventes orgánicos, son polímeros aromáticos (benceno, tolueno), pero en casos particulares en que la composición del precipitado es mayormente de asfaltenos, puede removerse simplemente con alcohol.

Los precipitados orgánicos no deben ser confundidos con los precipitados que se forman por la reacción química de los compuestos del petróleo con sustancias inorgánicas, los cuales no pueden tratarse ya que la inyección de un solvente orgánico aumentaría el daño por descomposición; por lo tanto, es conveniente un estudio minucioso antes de iniciar el tratamiento, en primer lugar para distinguir si se trata de un precipitado orgánico o no, y en segundo lugar para estudiar la concentración de asfaltenos en el precipitado para decidir el tipo de tratamiento.

C.7 Lodos y Arcillas

Este tipo de daño incluye la disminución de la permeabilidad de la formación por lodos de perforación y henchimiento de arcillas. Cuando los finos de arcillas y otros sólidos generados en diferentes tratamientos poseen un tamaño de partícula inferior al tamaño del medio poroso, pueden provocar taponamiento por acumulación.

De igual manera cuando estos finos invaden el reservorio pueden alterar el equilibrio existente entre las arcillas y el agua de formación, lo que genera el henchimiento de las arcillas y la posterior disminución de la permeabilidad. Los finos mencionados anteriormente pueden ser filosilicatos o silicatos con un tamaño de partícula inferior a 4 μm .

Este tipo de daño generalmente se remueve con tratamientos de mezclas de ácidos como HCl y HF.

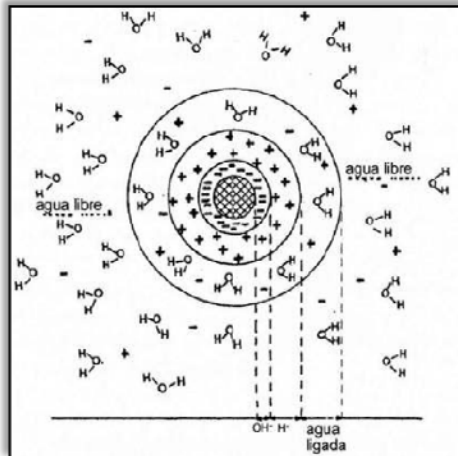
ANEXO D: ADITIVOS PARA UN FLUIDO DE FRACTURA VISCOELASTICO

D.1 Inhibidor de Arcillas

Los minerales arcillosos son esencialmente silicatos hidratados de aluminio formados por hidrólisis natural o acción atmosférica de los feldspatos y varios aluminio silicatos alcalinos originarios de rocas ígneas. Todas las arcillas tienen dos estructuras en común: Un tetraedro de SiO_4 y un octaedro de Al_2O_6 .

El intercambio catiónico es la propiedad de la que dependen la hidratación, hinchamiento y dispersión de las arcillas. Una consecuencia de la sustitución isomórfica es la adhesión de iones monovalentes o bivalentes en la base del cristal que son los que mantienen unidas las capas de los cristales, constituyendo el tipo básico del mineral arcilloso. Cuando un mineral arcilloso con un desbalance eléctrico en su estructura (carga negativa) y una nube de cargas positivas provistas como cationes disueltos en el agua que lo rodean, se combinan, generan una partícula eléctricamente neutra pero con una "capa" de cationes (iones de carga positiva) capaces de migrar en el agua por difusión debida al flujo de la misma dentro del sistema poral.

Figura D1: Desbalance eléctrico de la arcilla y difusión de cationes a través del sistema poral.



Este comportamiento de las arcillas, denominada por **Helmholtz doble capa eléctrica**, también se puede observar en los fluidos, ya que ellos son una fuente de hidratación, debido a que son base agua, presentándose el fenómeno de hinchamiento de arcillas; por esta razón se le adicionan a los fluidos sales como KCl y NH₄Cl. El KCl es empleado con mayor frecuencia que el NaCl y el NH₄Cl, por que el catión K⁺, estabiliza mejor las arcillas contra la invasión de agua y consecuentemente previene el hinchamiento de las arcillas.

El fenómeno de *hinchamiento de arcillas* es característico de las arcillas *smectíticas* (Montmorillonitas). La doble capa eléctrica se origina entre el desbalance negativo de la superficie de la arcilla y los iones de agua que rodean el cristal de la arcilla (Cationes). Si los cationes son escasos (aguas dulces), el carácter polar de la molécula de agua hace que esta sustituya a los mismos pero, como su molécula es más voluminosa, “destruye” el cristal (téngase en cuenta que la doble capa eléctrica se extiende en todo el volumen y entre las capas constitutivas de la columna arcillosa). La expansión de la arcilla hace que la misma se disgregue, rompa y migre.

D.2 Solvente Mutua

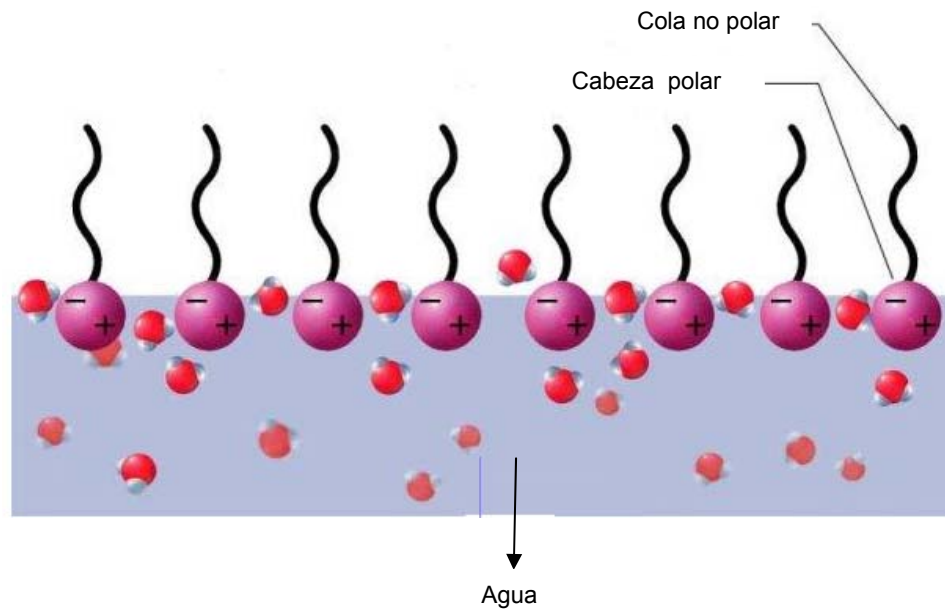
Es un aditivo químico que se utiliza en tratamientos de estimulación, soluble en aceite o el crudo, agua y en tratamientos base ácidos. El solvente mutua es frecuentemente usado en un rango de aplicaciones muy amplio, por ejemplo en la remoción de depósitos de hidrocarburos pesados, como agente controlador de cambio de la mojabilidad, antes, durante y después de los tratamientos para prevenir o romper las emulsiones. El solvente mutua más comúnmente utilizado es el Etilenglicolmonobutíler o EGMBE por sus siglas en inglés.

Este aditivo se utiliza en fluidos de fractura viscoelásticos y en tratamientos orgánicos, con el objetivo de disminuir la tensión tanto interfacial como superficial de los fluidos. Además de disminuir la tensión, también ayuda en el proceso de separación de las emulsiones, fluido de fractura – crudo.

D.3 Surfactantes o Tensioactivos

Los surfactantes (o agentes de actividad superficial), son moléculas con colas hidrofóbicas y cabezas hidrofílicas. Cuando la concentración del surfactante, es menor que la concentración micelar crítica (CMC), las moléculas de surfactantes se organizan como muestra la figura D2.

Figura D2: Moléculas de Surfactantes organizadas, en una interface aire-agua



La tensión superficial de un surfactante, disminuye gradualmente al aumentar la concentración, debido a que penetran más moléculas de surfactante en la capa superficial o de superficie de contacto. Sin embargo, a una concentración determinada esta capa se satura y se produce otra forma de protección del grupo hidrófobo del surfactante frente al medio acuoso, que

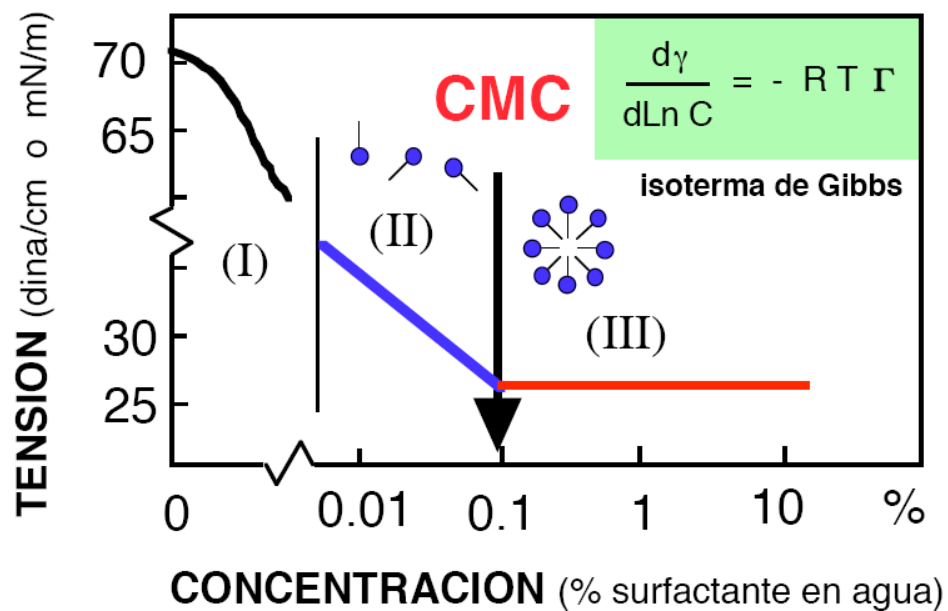
consiste en la formación de agregados denominados *micelas*. Las cadenas hidrófobas forman un núcleo de la micela y quedan protegidas del entorno acuoso por la cubierta circundante constituida por los grupos hidrofílicos, que mantienen la solubilidad en el agua.

Independientemente de la forma de las micelas, éstas consisten en un núcleo formado por los grupos hidrófobos, conteniendo una pequeña cantidad de agua, y rodeado de una corteza constituida por los grupos hidrófilos que se extienden en el medio acuoso. Resulta difícil de explicar cómo las cadenas hidrocarbonadas, relativamente rígidas y que constituyen el grupo hidrófobo en la mayoría de los tensoactivos, pueden llenar de forma uniforme el espacio más o menos esférico o cilíndrico correspondiente al núcleo de las micelas. Las micelas más comunes corresponden a las que tienen forma esférica y un número de asociación generalmente comprendido entre 50 y 100 moléculas de tensoactivo. Este tipo de micelas suele tener una distribución de tamaños estrecha [52].

El fenómeno de la micelización se produce como un compromiso entre dos tipos de efectos: los efectos que tienden a favorecer la formación de una micela, particularmente el efecto hidrófobo, que aumenta con el tamaño de la cadena hidrocarbonada del surfactante. Por otra parte, los efectos que tienden a oponerse a la formación de una micela, tal como la repulsión entre los grupos hidrofílicos, particularmente importante en el caso de surfactantes iónicos. La presencia de un alcohol que se intercala entre las moléculas de surfactante en la interface, o la adición de electrólitos que produce un efecto de pantalla que reduce el campo eléctrico intermolecular, reduce las fuerzas repulsivas y por este efecto favorece la micelización. Los efectos que favorecen la micelización producen un descenso de la CMC y viceversa.

La CMC disminuye con el aumento de las cadenas hidrófobas. En los surfactantes no iónicos que suelen estar formados, por una cadena hidrocarbonada y otra oxietilénica, al aumentar la longitud de las cadenas oxietilénicas hidrófilas, aumentan también la CMC.

Figura D3: La variación de la tensión superficial vs la concentración de surfactante, permite determinar la concentración micelar crítica.



La concentración micelar crítica (CMC) corresponde a la transición entre las zonas II y III de la Figura D3; no es en realidad un valor exacto, sino un cierto rango de concentración, que puede ser relativamente amplio si el surfactante es una mezcla de especies químicas notablemente diferentes entre sí. La concentración micelar crítica, que se refiere a la zona de aparición de las primeras micelas, puede detectarse mediante numerosos métodos, ya que diversas propiedades presentan en esta zona una discontinuidad en su variación. Los métodos más empleados se basan sobre la variación de la tensión superficial (todos tipos de surfactantes) y de la conductividad electrolítica de las soluciones (sólo surfactantes iónicos) [54].

Entre más importante sea la parte lipofílica o hidrófoba del surfactante, más fuerte la tendencia en formar micelas y por lo tanto más baja la CMC. En cuanto a las interacciones que desfavorecen la formación de micelas, son de dos tipos. Primero aquellas que favorecen la solubilización monomolecular del surfactante en el agua, esencialmente por efecto de solvatación del grupo polar. Cuando más polar este grupo, menor la tendencia en formar micelas y por lo tanto mayor la CMC.

El segundo efecto desfavorable a la formación de micelas corresponde a las interacciones de tipo electrostático que resultan en una repulsión entre las partes hidrofílicas de las moléculas de surfactantes asociadas en las micelas. Si las fuerzas de repulsión son demasiado grandes, las moléculas no pueden acercarse suficientemente para que se produzca la interacción hidrófoba entre grupos lipofílicos. Esto explica porque los surfactantes iónicos que poseen cargas netas en sus grupos hidrofílicos forman micelas mucho más difícilmente que los surfactantes no iónicos. Para un mismo grupo lipofílico la CMC de los surfactantes iónicos es típicamente 100 a 1000 veces mayor.

Existen diferentes tipos de surfactantes, que dependen de su naturaleza iónica; en general hay 4 tipos:

1.- ANIONICOS: son aquellos que en solución se ionizan, el grupo hidrófobo queda cargado negativamente. Se caracterizan por la existencia en su molécula de cationes orgánicos e inorgánicos (Na^+ , K^+ , Ca^{++} , Ba^{++} , Mg^{++} , NH_4^+ , etc) y una parte hidrofílica que contiene los grupos aniónicos ($-\text{COO}^-$, $-\text{SO}_3^-$, $-\text{O}-\text{PO}_3^{2-}$, etc) unido a la fracción orgánica. Son del tipo: sulfonato, sulfato, fosfato, sulfosuccinato, sulfoacetato, derivados de aminoácidos, etc.

2.- CATIONICOS: compuestos de por lo menos una cadena de 8 a 25 átomos de carbono, derivada de ácidos grasos o de un derivado

petroquímico y un nitrógeno cargado positivamente, el anión suele ser un Cl^- , Br^- , OH^- , $-\text{SO}_4^{2-}$, etc. La mayoría están constituidos por una cadena larga de sales de amonio cuaternarias o sales de alquilaminas. La cadena larga es el grupo hidrofóbico y el grupo hidrófilo pequeño y altamente ionizado lo constituye el N cuaternario. Tipos: metosulfato, derivados de imidazolina, óxidos de amina y sales de aminas. Son aquellos que en solución se ionizan, quedando el grupo hidrófobo cargado positivamente.

3.- NO IONICOS: sin ionizarse, se solubilizan mediante un efecto combinado de un cierto número de grupos solubilizantes débiles (hidrófilos) como éter, y OH^- . Son derivados polioxietilenados y polioxipropilenados, derivados de sorbitán y alcanolamidas grasas, etc. Tienen la ventaja de que son estables frente a la mayoría de los productos químicos en las concentraciones usuales de empleo, al no ionizarse en agua, no forman sales con los iones metálicos y son igualmente efectivos en agua blanda o dura. Su naturaleza química los hace compatibles con otros agentes tensio activos como catiónicos, aniónicos y coloides cargados + y -. El grupo hidrofóbico está formado por una cadena larga que tiene grupos débilmente solubilizantes, por ejemplo enlaces etéreos y grupos OH . La repetición de estas unidades tiene el mismo efecto que un hidrófilo fuerte salvo que no hay ionización. Tipos: alcoholes grasos polioxietilenados, alquilfenol polioxietilenados, ácidos grasos polioxietilenados, etc.

4.- ANFOTEROS: presentan en su molécula grupos aniónicos y catiónicos, formados por una cadena grasa y un nitrógeno cuaternario, conteniendo un radical aniónico, son productos estables en sistemas ácidos y alcalinos, ejemplo las betainas.

ANEXO E: MATERIAL PROPANTE O APUNTALANTE





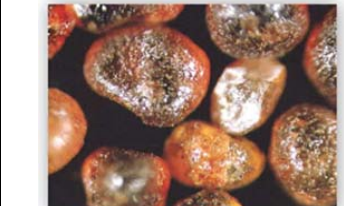

Los materiales apuntalantes son partículas muy pequeñas de forma esférica que se mezcla con los fluidos de fractura con el fin de ser depositados a lo largo de la fractura para mantenerla abierta y evitar su cierre. De esta manera la permeabilidad es suficiente para incrementar la producción de un pozo. El material de sostén, propante o apuntalantes se pueden dividir en tres grandes grupos:

Arenas Naturales: Estas arenas presentan bajo costo, sin embargo su aplicación está restringida a pozos someros de bajo caudal con baja permeabilidad. Estas arenas eran extraídas de la formación San Peter en Ottawa Illinois, de ahí su nombre común de arena Ottawa.

Materiales de arena recubiertos con resina: pueden distribuir esfuerzos y evitar la migración de finos de arcillas

Materiales Cerámicos: Mejora la producción en todos los pozos, es más costoso, obligatorio en pozos prolíficos y en condiciones de alto *shear rate* y temperatura.

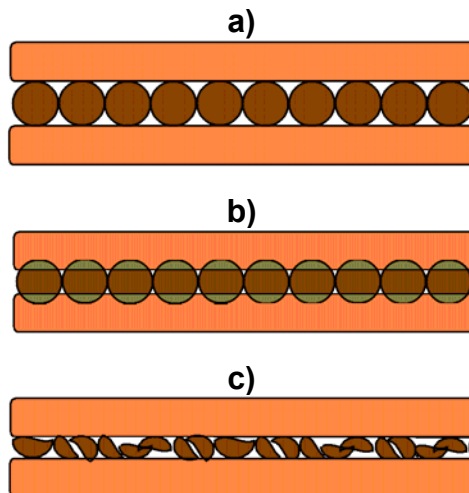
Tabla E1. Muestras de Material Propante

Arena	Arena recubierta de Resina	Cerámicos
Arena Blanca	Estándar	Carbolita
		
Arena Marrón	Premium	Carbo HPS
		

E.1 Propiedades de un Apuntalante

Dentro de las propiedades más importantes está la resistencia a quebrar por efecto de la formación, de igual manera el embebimiento es un fenómeno a tener en cuenta que consiste en la incrustación de las partículas en las paredes de la formación. Estas propiedades muestran que la permeabilidad de los fluidos disminuye al presentarse un quebramiento o un embebimiento. La figura E2 ilustra el proceso de embebimiento y el de triturado.

Figura E2. Muestras de Material Propante



Otros parámetros igualmente importantes para caracterizar un propante son la rigidez, esfericidad y la permeabilidad. El propante más usado en los pozos Colombiano es la Carbolita. Una descripción de sus propiedades se encuentra en la tabla E1.

Tabla E2. Propiedades de la Carbolita

Propiedades de la Carbolita	Valores Reportados
Diámetro promedio para 20/40	730 μm
Rigidez	0.9
Gravedad específica 271	0.044 gal / lb
Composición Química	51% Al_2O_3 , 45% SiO_2 , 2% TiO_2 1% Fe_2O_3 , 1% otros.

ANEXO F: CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA

A continuación se presenta una descripción de las aplicaciones de los diferentes fluidos de fracturas que hay en la actualidad:

Tabla F1: Clasificación de los Fluidos de Fractura

PROPIEDADES	APLICACIONES
LINEALES	
<ul style="list-style-type: none"> • Los fluidos base agua dan mayor cabeza hidrostática. • No representan mayor peligro pues no son combustibles. • Están ampliamente disponibles. • Este tipo de fluido es fácilmente viscosificable por medio de polímeros y controlable. 	<ul style="list-style-type: none"> • Para Realizar pruebas escalonadas de caudal o <i>step rate test</i>. • Como pre pad, para enfriar la formación.
PROPIEDADES	APLICACIONES
RETICULADOS O CROSSLINKED	
<ul style="list-style-type: none"> • Agua gelificada por medio de polímeros como la Hidroxi-propil guar (HPG), hidroxietil celulosa (HEC), carboxi-metil celulosa (CMC), y reticulada con un ión metálico como boratos, zirconatos y titanatos, el cual une las moléculas de polímeros aumentando su peso molecular y así su viscosidad. • Son Económicos y simples de usar y controlar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Usados en un amplio rango de temperaturas. • Como fluidos de fractura en pozos petroleros y de gas. • Para formaciones que no son sensibles al agua. • Mejor controlador de pérdida de filtrado que los fluidos lineales.
PROPIEDADES	APLICACIONES
BASE ACEITE	
<ul style="list-style-type: none"> • Fluido base: Diesel, crudo. • Son esteres de fosfato de aluminio y una base de aluminato de sodio. • Este producto crea una solución que da altas viscosidades en el DIESEL o en crudos de alta gravedad API. El uso de hidrocarburos gelificados es ventajoso en ciertas situaciones para evitar el daño a la formación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos con baja presión en su fondo. • Zonas de interés donde ocurre bloqueo por agua en la formación. BHST por encima de 300°F (150°) • Usado para crear fracturas largas. • Usados en amplio rangos de temperaturas.
PROPIEDADES	APLICACIONES

EMPUMENTADOS	
<ul style="list-style-type: none"> • En fluidos de fracturamiento tiene amplio • uso como estabilizador frente a la temperatura pues actúa como un secuestrante de oxígeno. • Gel viscoso de alcohol (60% metanol) y agua. • Alta presión de vapor del alcohol y baja tensión interfacial hacen eficiente la recuperación del fluido de fractura de la formación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Formaciones con baja presión y baja permeabilidad susceptibles a bloqueos por agua. • BHST por encima de 300 °F (150°C). • Inyección de CO2 para aumentar velocidades recuperación de fluido.
PROPIEDADES	APLICACIONES
ENERGIZADOS O ESPUMAS	
<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza la mínima cantidad de fluido colocado en la formación y el recobro del fluido debido a la energía del gas. La preparación de espumas usa un 65 a 80% menos de agua que los tratamiento convencionales. • Burbujas de gas dispersas (N2 o CO2) en una fase líquida (Agua, agua-metanol, agua gelificada, aceite gelificado.) que contiene surfactante. • Excelente limpieza de la formación N2 se inyecta gaseoso y da mejores resultados reduciendo la cabeza hidrostática. • CO2 se inyecta líquido disuelto en agua dando pH menores a 4 controlando hinchamiento y migración de arcillas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Formaciones sensibles al daño por retención de fluido. • Desde el punto de vista económico N2 es mejor que CO2 por menores volúmenes de flujo. BHST por encima de 300°F (150°C). • Formaciones depletadas. • En pozos gasíferos.
PROPIEDADES	APLICACIONES
VISCOELASTICOS	
<ul style="list-style-type: none"> • Fluido base: Agua • Son fluidos a base de surfactantes y libres de polímeros. • Tienen la característica que rompen al contacto con el crudo, tratamientos orgánicos y agua de formación y por tal razón necesitan de rompedores o <i>breakers</i>. • Necesitan de electrolitos para reticulares y formar las micelas, encargadas de impartirle viscosidad al fluido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Usado en un amplio rango de temperaturas. • Fluidos de fractura en zonas tanto de altas como de bajas permeabilidades. • Como divergentes ácidos. • En operaciones de <i>gravel packing</i>.

ANEXO G. MOJABILIDAD

La mojabilidad es la tendencia que tiene un fluido de adherirse o extenderse sobre la superficie de un sólido en presencia de otros fluidos inmiscibles. En recobro mejorado y en general en la industria petrolera se conoce la mojabilidad como la tendencia que tiene la roca del yacimiento al estar en contacto con agua o aceite.

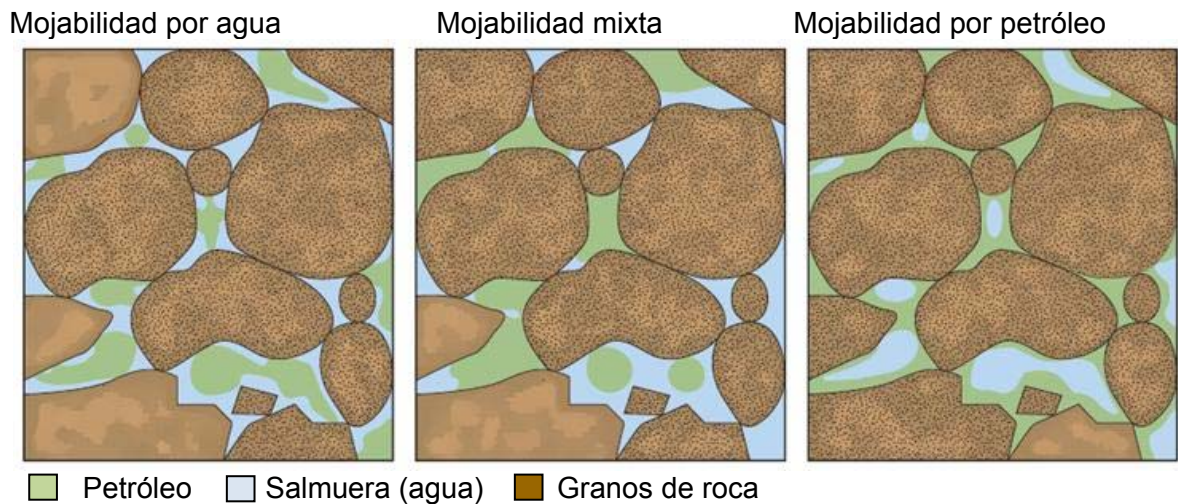
Cuando se habla de mojabilidad por agua, se entiende que el agua ocupa los pequeños poros de la formación rocosa y que además contacta la mayoría de su superficie; sin embargo, es necesario aclarar que la mojabilidad se refiere a la tendencia de la roca por el contacto con un fluido y no a la saturación de agua o aceite que tenga la roca en un momento dado; de tal forma, que una roca puede estar saturada de aceite y a la vez ser mojable por agua.

En este caso, si luego que la roca es saturada por aceite se hace fluir una corriente de agua o salmuera, la fase acuosa desplazará a la fase aceitosa. A la fase que permanece en contacto con la roca se le conoce como fase mojante mientras que a la fase que ha sido desplazada se le conoce como fase no mojante.

Dependiendo de las interacciones entre la roca, el aceite y la fase acuosa, la mojabilidad se puede clasificar desde fuertemente mojable por agua a fuertemente mojable por aceite. Cuando la roca no tiene una fuerte tendencia por alguno de los dos fluidos, se dice que la mojabilidad es neutra, sin embargo si existe una fuerte tendencia por ambos fluidos, se considera que la mojabilidad es fraccional o mixta (figura G1).

El fenómeno de mojabilidad mixta se explica por la heterogeneidad en la composición de la roca de yacimiento. De esta manera, habrá áreas de mojabilidades al agua y otras de mojabilidades al aceite.

Figura G1. Tipos de Mojabilidades que presenta un yacimiento [1]



La mojabilidad es uno de los principales factores que controla la ubicación, flujo y distribución de fluidos a través del medio poroso. Cuando el sistema está en equilibrio el fluido mojante ocupará completamente los poros y contactará la mayoría de la superficie de la roca. El fluido no mojante ocupará el centro de los poros más grandes y formará glóbulos que se extenderán a lo largo del medio poroso.

La mayoría de los pozos petroleros son fuertemente mojados por agua; la explicación se basa en el hecho que las arenas de las formaciones fueron depositadas en ambientes acuosos en los cuales el crudo sufrió una posterior migración. Sin embargo, no todos los pozos son fuertemente mojados por agua. Nutting [47] encontró que en las arenas de Tensleep en Wyoming, la mojabilidad está dada al aceite ya que a través del tiempo ocurrió un proceso de absorción de hidrocarburos pesados, los cuales formaron una capa de aproximadamente $0.7\mu\text{m}$ de espesor sobre las arenas

la cual no puede ser tan fácilmente removida. Con este mismo comportamiento se han encontrado otros pozos tales como el pozo Bradford pool en Pensilvania [7][48] en las arenas Bradford y el pozo Oklahoma city [2] en las arenas Ordovician.

G.1 Factores que Afectan la Mojabilidad

Aunque la mayoría de los minerales de yacimiento presentan mojabilidad al agua, esta puede ser cambiada por medio de compuestos polares y la deposición de materia orgánica originalmente encontrada en el crudo. Los surfactantes naturales que contiene el crudo, provenientes de los compuestos polares de resinas y asfaltenos poseen elementos como oxígeno, nitrógeno y azufre y tienen en su estructura una doble polaridad; por un lado poseen una cabeza hidrofílica polar y por otro una cola hidrofóbica o apolar. Cuando la cabeza polar es adsorbida sobre la roca, el extremo apolar queda expuesto y así la roca cambia su mojabilidad hacia el aceite.

Además de la composición del crudo, el grado en que los surfactantes alteran la mojabilidad de las arenas de formación es afectada por la temperatura, la presión, la superficie mineral y las salmueras, incluyendo la composición iónica y el pH.

El incremento de la temperatura y la presión generalmente repercuten en un aumento de la solubilidad de los compuestos del crudo que alteran la mojabilidad, tales como los asfaltenos, es por esto que a mayor temperatura y presión, la roca tiende a mojar por agua. Esto quiere decir que a condiciones normales, es más fácil el cambio de mojabilidad que a condiciones de yacimiento. La salinidad y el pH de las salmueras también son importantes factores que alteran la mojabilidad, ya que ellos alteran fuertemente la carga superficial de la roca lo cual a su vez afecta la

adsorción de surfactantes. Si la carga superficial es negativa, atraerá surfactantes cargados positivamente o catiónicos y si la carga es positiva, atraerá surfactantes de tipo aniónico. En sistemas de sílica, salmuera y crudo, algunos cationes multivalentes (Ca^{+2} , Mg^{+2} , Cu^{+2} , Ni^{+2} , and Fe^{+3}) pueden reducir la solubilidad de los surfactantes del crudo y promover la adsorción sobre la superficie de los minerales, alterando la mojabilidad de agua a aceite.

Debido a la sensibilidad que presenta la mojabilidad de las formaciones a todas estas variables, se hace necesario realizar ensayos donde se simule el contacto de todos los tratamientos que se ingresan a un pozo con las arenas de la formación de interés con el objetivo de descartar una posible alteración de la mojabilidad.

G.2 Medición de la Mojabilidad

Se han propuesto diversos métodos para medir la mojabilidad de un sistema [7]-[50]; métodos cuantitativos (ángulo de contacto, imbibición y desplazamiento forzado y el método de mojabilidad USBM) y métodos cualitativos (examen microscópico, flotación, deslizamiento en vidrio, curvas de permeabilidad relativa, relaciones de permeabilidad/saturación, curvas de presión capilar, resonancia magnética nuclear, mojabilidad visual entre otros).

Desde el punto de vista cuantitativo, los métodos más usados son el Método del ángulo de contacto, el método de Amott y el USBM. El método del ángulo de contacto mide la mojabilidad con una superficie específica mientras que los otros dos métodos miden la mojabilidad promedio de un medio poroso como un corazón (*plug*). Cualitativamente no existe un método de total y común aceptación, sin embargo un método utilizado por ECOPETROL S.A.

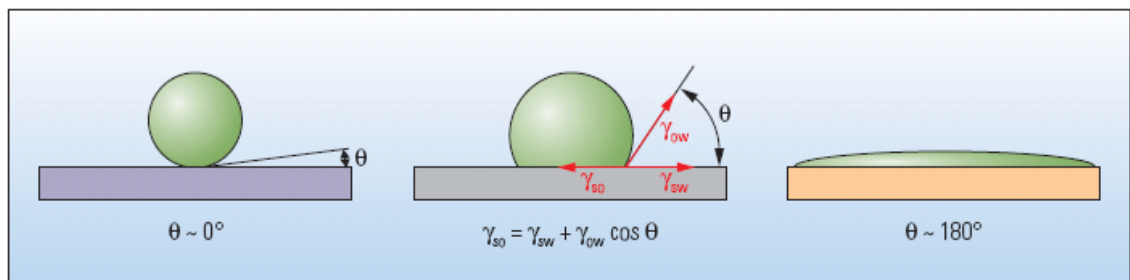
es la “mojabilidad visual”, un método estandarizado que aprovecha la capacidad de embebimiento del agua y el aceite para evaluar la mojabilidad. A continuación se hará una breve revisión de las técnicas de ángulo de contacto y mojabilidad visual la cuales son las más aplicadas a nivel de laboratorio.

G.2.1 Método del Ángulo de Contacto

El método del ángulo de contacto es el mejor método de medición si se realiza con sustancias puras y *plugs* artificiales, que no han contactado ningún tipo de surfactantes.

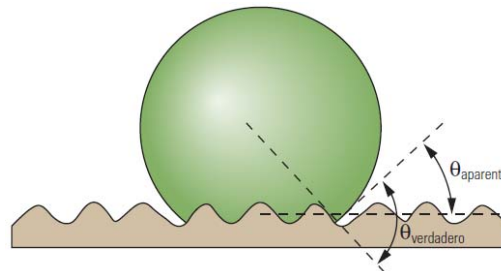
Cuando se coloca una gota de crudo o salmuera sobre una superficie sólida esta puede tomar una forma totalmente esférica, aplanada o un intermedio entre estas dos. Esta gota forma un ángulo con la superficie el cual puede tomar valores entre 0-180° (figura G2). Si una gota de agua se coloca sobre una superficie mojada por petróleo el valor de ángulo de contacto será de 0°, mientras que para una superficie mojada por crudo será de 180°, para el caso en que la mojabilidad sea mixta el ángulo de contacto es mayor de 0° pero menor de 180° y depende del balance de fuerzas de cohesión y adhesión generado por tres interacciones de tensión: crudo-agua, agua-superficie y crudo-superficie.

Figura G2. Ángulos de contacto del proceso de mojabilidad. [1]



Existe un problema con la medición del ángulo de contacto y es la histéresis, ya que experimentalmente se ha encontrado que una gota de un líquido puede tener varios ángulos de contacto estables. Es por esto que en la literatura generalmente se reportan dos ángulos de contacto para una sustancia con una superficie, un ángulo de agua en avance y otro en retroceso. La histéresis entre estas dos medidas puede llegar a ser hasta de 60°. [48]. Dentro de las causas de la histéresis se encuentran la rugosidad de las superficies y su heterogeneidad. Como se muestra en la figura G3, cuando se mide el ángulo de contacto la presencia de valles y picos, puede afectar la medición ya que en esta práctica generalmente se consideran superficies lisas.

Figura G3. Rugosidad de la superficie de los poros. [54]



G.2.2 Método de la Mojabilidad visual

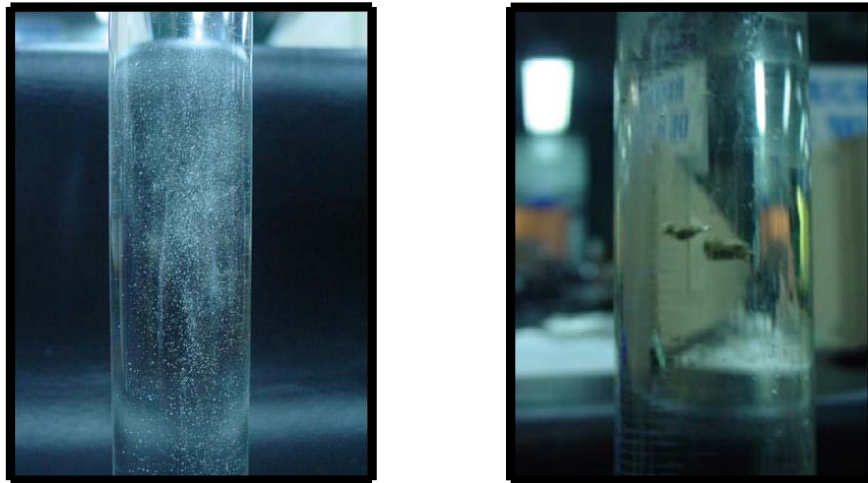
El método de mojabilidad visual se basa en la capacidad de imbibición del agua en presencia de crudo, o un fluido representativo, y viceversa. La técnica fue concebida para evaluar la mojabilidad de arenas luego de exponerlas al contacto con un fluido de fractura.

Para su evaluación, las arenas son saturadas con el fluido de fractura a temperatura de yacimiento, luego estas arenas son retiradas y se sumergen en un medio acuoso; si las arenas son embebidas por el agua, desplazarán el fluido de fractura, provocando la desintegración del aglomerado formado y una dispersión de arena en el medio, arrojando como resultado una

mojabilidad al agua. Si las arenas no se embeben por el agua, entonces seguirán aglomeradas y no se esparcirán. Este ensayo se repite en un medio aceitoso (crudo o varsol); si las arenas aglomeran es señal de mojabilidad al agua debido a la imbibición del medio aceitoso (figura G4)

Si en las dos pruebas hay aglomeración entonces se dice que la mojabilidad es neutra, si en las dos hay dispersión se dice que es mixta, si solo hay dispersión en el medio acuoso se dice que hay mojabilidad por agua y si solo es en el medio aceitoso entonces la mojabilidad estará dada al aceite.

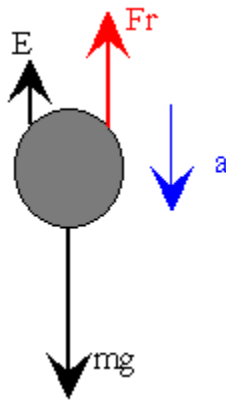
Figura G4. Ensayo de mojabilidad visual.



A la izquierda se observa arena dispersada en un medio acuoso arrojando como resultado de mojabilidad al agua. A la derecha se observa una aglomeración en un medio aceitoso, arrojando un resultado negativo de mojabilidad por aceite

ANEXO H: ASENTAMIENTO DE PARTICULAS SOLIDAS EN EL SENO DE UN FLUIDO

Una partícula sólida (por ejemplo, una esfera de propante) en el seno de un fluido se mueve bajo la acción de fuerzas entre el fluido y el objeto, que dependen de la velocidad. Dichas fuerzas son: el peso, el empuje (se supone que el cuerpo está completamente sumergido en el seno de un fluido), y una fuerza de rozamiento que es proporcional a la velocidad de la esfera (suponiendo régimen laminar).



Si las partículas están cayendo verticalmente en un fluido viscoso debido a su propio peso puede calcularse su velocidad de caída o sedimentación igualando la fuerza de fricción con el peso aparente de la partícula en el fluido. El peso es el producto de la masa por la aceleración de la gravedad g . La masa es el producto de la densidad del material ρ_e por el volumen de la esfera de radio R .

$$mg = \rho_e \frac{4}{3} \pi R^3 g \quad (1)$$

De acuerdo con el principio de Arquímedes, el empuje es igual al producto de la densidad del fluido ρ_f , por el volumen del cuerpo sumergido, y por la aceleración de la gravedad.

$$E = \rho_f \frac{4}{3} \pi R^3 g \quad (2)$$

La fuerza de rozamiento es proporcional a la velocidad, y su expresión se denomina ley de Stokes. Donde μ es la viscosidad:

$$F_r = 6\pi R\mu v \quad (3)$$

La ecuación del movimiento será, por tanto,

$$ma = mg - E - F_r \quad (4)$$

La velocidad límite, se alcanza cuando la aceleración sea cero, es decir, cuando la resultante de las fuerzas que actúan sobre la esfera es cero.

$$mg - E = F_r \quad (5)$$

Despejando la velocidad límite v_l se obtiene la denominada velocidad límite de asentamiento de Stokes; donde ρ es la densidad del fluido, ρ_e es la densidad de la partícula sólida y μ es la viscosidad del fluido.

$$V_l = \frac{2g(\rho_e - \rho)R^2}{9\mu} \quad (6)$$

Para determinar la velocidad de asentamiento de partículas de propante en un fluido Newtoniano, Novotny [44] menciona las siguientes ecuaciones.

Para $N_{Re} \leq 2$ (Región de la Ley de Stokes)

$$V_\infty = \frac{g(\rho_e - \rho)d^2}{18\mu} \quad (7a)$$

Para $2 \leq N_{Re} \leq 500$ (Región intermedia)

$$V_{\infty} = \frac{20.34 (\rho_e - \rho)^{0.71} d^{1.14}}{\rho^{0.29} \mu^{0.43}} \quad (7b)$$

Para $N_{Re} \geq 500$ (Región de la Ley de Newton)

$$V_{\infty} = 1.74 \sqrt{\frac{g(\rho_e - \rho)d}{\rho}} \quad (7c)$$

Si alrededor de la partícula el flujo es laminar, las ecuaciones se mantendrán aun si las partículas no son esféricas.

Si el fluido es no-newtoniano y siguen el comportamiento de la ley de la potencia, como en el caso de los fluidos de fractura, *Novotny* presenta una modificación a las ecuaciones anteriormente descritas, ya que en un fluido no-newtoniano la viscosidad no es constante y varia con el *shear rate*. Para un fluido estacionario, el *shear rate* sobre la partícula que se decanta es igual a (V/d) y la velocidad de asentamiento para un fluido que cumple la ley de la potencia será:

$$V_{\infty} = \left[\frac{g(\rho_e - \rho)d}{18k} \right]^{\frac{1}{n}} d \quad (8)$$

Donde:

n: índice de comportamiento de flujo de la ley de la Potencia

k: índice de consistencia del fluido

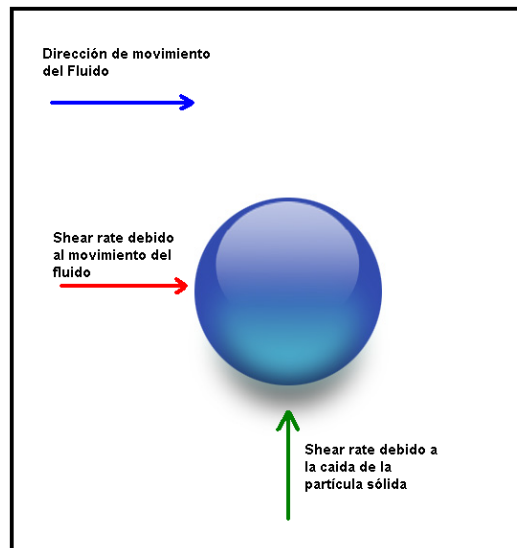
Esta ecuación es válida para números de $N_{Re} \leq 2$.

Para $N_{Re} \geq 500$, la velocidad se puede calcular con la misma ecuación que para una esfera en un fluido Newtoniano, ecuación (7c).

La velocidad de asentamiento en un fluido no newtoniano es variable por cuanto la viscosidad también lo es. Si el *shear rate* aumenta, entonces la velocidad de asentamiento también aumenta porque disminuye la viscosidad. Por ello la velocidad de asentamiento es mayor en un fluido sometido a *shear rate* que en un fluido estancado; mientras que para un fluido Newtoniano el *shear rate* no afecta la velocidad de asentamiento por cuanto la viscosidad es constante.

Cuando una partícula se encuentra inmersa en un fluido no-Newtoniano, el fluido ejerce un *shear rate* en la dirección del flujo debido al movimiento relativo y también lo ejerce en dirección vertical, debido a la caída de la partícula sólida (Figura H1).

Figura H1: Dirección de Aplicación del *Shear Rate* a un Fluido



Novotny encontró que *shear rate* (γ) sobre una partícula sólida era igual a la suma de las contribuciones del *shear rate* debido al asentamiento del propante (V/d) y el *shear rate* debido al movimiento del fluido (γ_I).

$$\gamma = \sqrt{\left(\frac{V}{d}\right)^2 + \gamma_I^2} \quad (9)$$

Entonces, para la ley de Stokes la velocidad de asentamiento podría ser calculada de la siguiente manera:

$$V_o = \frac{980 (\rho_e - \rho) d^2}{18 k} \left[\frac{V_o^2}{d} + \gamma_I^2 \right]^{\frac{1-n}{2}} \quad (10)$$

En una fractura, la velocidad del fluido varía desde cero en las paredes, hasta un máximo en el punto intermedio entre las paredes. Teniendo en cuenta el perfil de la velocidad para un fluido de potencia⁶ y la definición del *shear rate* ($\gamma_I = -dU/dy$), se obtiene la expresión para γ_I :

$$\gamma_I = \frac{2U}{w} \left(\frac{2n+1}{n} \right) \left(\frac{y}{w/2} \right)^{1/n} \quad (11)$$

H.1 Efecto de las Paredes

Hay muchas aproximaciones teóricas para el asentamiento de propante [2][17], sin embargo, se ha encontrado⁹ que la siguiente ecuación es válida para fracturas verticales cuando $N_{Re} \leq 1$, cuya condición de flujo es típica en fracturamiento hidráulico.

$$f_w = \frac{V_o}{V_\infty} = 1 - 0.6526 (d/w) + 0.147 (d/w)^3 - 0.131 (d/w)^4 - 0.0644 (d/w)^5 \quad (12a)$$

H.2 Efecto de la Concentración de Propante o Slurries

Para considerar la concentración de material apuntalante, Novotny propone un parámetro de ajuste entre la velocidad de asentamiento para una partícula libre y para un *slurry*. Este parámetro es la porosidad del slurry (ϕ). Las ecuaciones de ajuste son las siguientes:

Para $N_{Re} \leq 2$

$$V/V_o = \varphi^{5.5} \quad (13a)$$

Para $2 < N_{Re} < 500$

$$V/V_o = \varphi^{3.5} \quad (13b)$$

Para $N_{Re} \geq 2$

$$V/V_o = \varphi^2 \quad (13c)$$

Ahora, usando todos estos factores en las ecuaciones 7a, 7b y 7c se puede determinar la velocidad de asentamiento de propante considerando el efecto de la concentración de propante y los efectos de pared. Según resultados obtenidos por Acharya [2], las ecuaciones descritas para fluidos Newtonianos y de potencia, también se cumplen para fluidos que presentan comportamientos viscoelásticos siempre y cuando $N_{Re} \leq 2$.

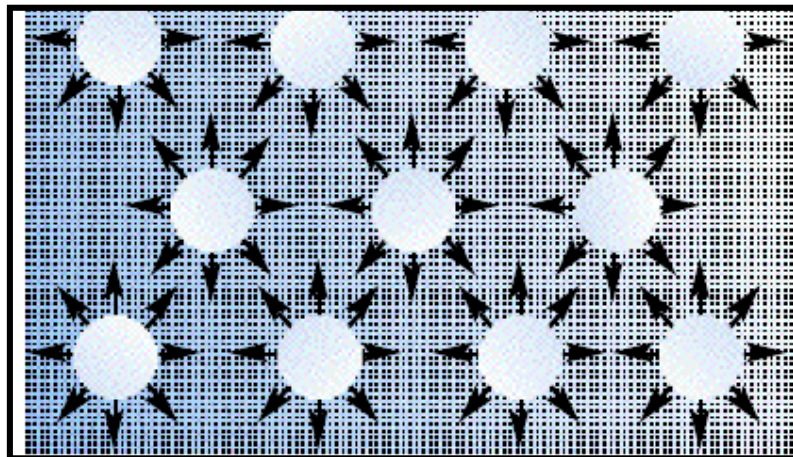
La velocidad de asentamiento en slurries es menor que para partículas libres; teóricamente esto se explica porque en fluidos concentrados, la densidad del fluido aumenta debido a la alta concentración de arena, provocando que la velocidad de asentamiento disminuya según se observa en la ecuación (8). De igual manera la viscosidad del fluido es incrementada en un factor de $\varphi^{3.5}$, logrando el mismo efecto de disminución de la velocidad de asentamiento que en el caso anterior. La velocidad relativa al paso del propante es incrementada en un factor φ lo cual incrementa la fuerza de arrastre sobre el propante y disminuye la velocidad de asentamiento. Sin embargo, existe un límite de concentración de propante para el cual la velocidad de asentamiento presenta un comportamiento incremental. Según Dunand [25] cuando se sobrepasa cierto valor de concentración de arena en un fluido, la distancia entre las partículas se vuelve considerable y empiezan a presentar interacciones hidrodinámicas, con lo cual dichas partículas empiezan a unirse y forman un grupo de material sólido que se comporta como una sola partícula de tamaño más grande con lo cual la velocidad de asentamiento aumentará de manera dramática.

ANEXO I: TENSION INTERFACIAL Y SUPERFICIAL

Las fuerzas de atracción que existen entre las moléculas de un líquido, son de diferente magnitud dependiendo de la zona del líquido considerada. Las moléculas en su seno del líquido están lo suficientemente cerca para que el efecto de las fuerzas de atracción sea considerable, pero tienden a equilibrarse.

Por el contrario, las moléculas de la zona superficial (Figura I1) no están rodeadas completamente por otras moléculas del líquido y por lo tanto estas moléculas están desequilibradas con un efecto neto hacia el seno del líquido. Esta fuerza neta es normal a la superficie y será más baja mientras más pequeña sea dicha superficie. Es decir, para una superficie mínima se cumple una energía mínima y por lo tanto podemos decir que la superficie de un líquido tiende a contraerse y el efecto resultante de estas fuerzas de contracción es lo que da origen a la tensión superficial, permitiendo además que la superficie sea estable.

Figura I1: Fuerzas de Atracción que actúan sobre las moléculas en la superficie [54]



La tensión interfacial actúa como una fuerza que se opone al aumento de la interfase entre los dos líquidos. La separación de las dos fases depende de la naturaleza química de la segunda fase; si se trata de una fase exclusivamente no-polar la separación es mayor y la tensión interfacial será muy grande, pero si tiene un grupo polar, el valor de la tensión interfacial es menor.

Una baja tensión interfacial es esencial para la recuperación de petróleo. La tensión interfacial incide en lo que se llama el Numero Capilar. El numero capilar (N_c), es representado como una relación que se ha definido para describir la interdependencia entre las fuerzas viscosas y la tensión interfacial y la restricción al pasaje a través de un capilar.

$$N_c = \frac{\text{Fuerzas viscosas}}{\text{Fuerzas iterfaciales}} = \frac{(\Delta P)}{(L) \sigma} \quad (14)$$

Donde (ΔP) es la presión diferencial a través de una longitud dada (L) y σ es la tensión interfacial entre el petróleo y la fase acuosa.

Figura I2: Relación entre el número capilar y la recuperación de crudo [52]



Otra forma de describir las fuerzas viscosas es a través de la velocidad que tendrá un fluido a través de una garganta poral y la viscosidad del fluido. Lo que se llama vance frontal. En la Figura I2 se utiliza la que utiliza la velocidad a través del poro (velocidad Darcy) y la viscosidad del fluido a empujar para describir las fuerzas viscosas.

Para poder recuperar cantidades significativas de crudo, el número capilar debe crecer 3 o 4 órdenes de magnitud. Si nos referimos a la ecuación de la Figura I2, el número capilar N_c es directamente proporcional al producto de la viscosidad μ y la velocidad v e inversamente proporcional a la tensión interfacial σ . Los valores de viscosidad y velocidad no pueden incrementarse por encima de un factor entre 2 y 10 sin causar daño a la formación; sin embargo la tensión interfacial entre el agua de formación y el crudo atrapado en la formación puede reducirse fácilmente en términos de 1000 a 10.000 veces por el agregado de tensoactivos. [15]

ANEXOS J: PREPARACIÓN DE LOS FLUIDOS VISCOELÁSTICOS, TRATAMIENTO ORGÁNICO Y SALMUERA ESPACIADORA EN EL LABORATORIO

La adición de los aditivos se realiza según el orden presentado en las tablas 1 y 2. A continuación se describe el procedimiento de preparación de los fluidos viscoelásticos:

J.1 Preparacion Del Fluido De Fractura Viscoelastico.

1. Se mide un volumen de fluido base, para este caso agua de captación del “Centro”, que esté limpia o en lo contrario se debe filtrar, con el objetivo que no presente partículas en el medio, que pueda afectar el armado del fluido.
2. El fluido base es adicionado a un sistema de agitación controlada entre 1500 y 2000 rpm, el fluido no puede pasar de estas revoluciones de mezclado, debido a que se le introduce burbujas de aire, las cuales le generan una viscosidad errónea al fluido; posteriormente se le adiciona el electrolito o sal, se disuelve en el medio y cuando esté totalmente homogéneo se le adiciona el solvente mutual.
3. Luego de la adición del solvente mutual, se adicionan el surfactante y el estabilizador de reología los dos al mismo tiempo, porque de lo contrario, el fluido no presenta un buen armado durante su proceso de preparación.
4. Luego del proceso de adición de los fluidos, se deja en agitación constante, durante un periodo de 15 minutos, con la finalidad de

impartirle la energía necesaria para la formación de micelas en forma de gusanos, las cuales le imparten la viscosidad al fluido.

5. Posteriormente luego de armado el fluido, se mide su viscosidad, en un viscosímetro Fann 35A a 100 rpm, y por último se le mide el pH al fluido.

J.2 Preparación Del Tratamiento Orgánico

El siguiente procedimiento se debe hacer bajo las normas de seguridad establecidas por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), debido a que las sustancias que se utilizan son nocivas para la salud.

1. Se adiciona el varsol a un sistema de agitación controlada entre 1500 – 2000 rpm, y posteriormente se adiciona el xileno.
2. Una vez el xileno y el varsol, estén homogenizados se adiciona el solvente mutual y por último el surfactante.
3. Se deja en un proceso de mezclado con agitación constante durante un periodo de 10 minutos y se embasa en un recipiente hermético.

J.3 Preparación De La Salmuera Espaciadora

1. Se calcula la cantidad de fluido base a utilizar (Agua de preparación), posteriormente se adiciona el electrolito y se homogeniza con agitación controlada entre 1500 – 2000 rpm.
2. Por último se adiciona el surfactante y se deja en agitación por un tiempo de minutos; para posteriormente embasarlo en un recipiente hermético:

ANEXO K: PRUEBAS DE EVALUACIÓN DE UN FLUIDO DE FRACTURA BASE AGUA

K.1 Interacciones Fluido – Fluido

K.1.1 Prueba de solubilidad de Aditivos

Se realiza a temperatura ambiente y a temperatura de reservorio 130°F (60°C) por 12 horas la solubilidad entre los aditivos y durante la preparación del fluido con agua de preparación del “Centro”; con el objetivo de observar, para ambas situaciones, si los aditivos empleados son solubles entre sí o tienden a formar insolubilidades, manifestadas en la turbidez del fluido y/o formación de precipitados.

K.1.2 Prueba de Emulsión o de Compatibilidad

El propósito de una prueba de emulsiones es indicar la tendencia que presenta un surfactante a aumentar o disminuir la emulsificación de un sistema particular de aceite-fluido de fractura.

Esta prueba se realiza bajo el procedimiento según la norma API– RP 42 [44], donde se realizan mezclas entre el fluido de fractura vivo; es decir sin que haya sido degradada su viscosidad, con el crudo, el cual debe estar precalentado por 1 hora a temperatura de yacimiento 130°F. Dichas mezclas se hacen en proporciones 20/80%, 50/50% y 80/20%, donde se induce una emulsión entre el fluido y el crudo y se llevan a temperatura de yacimiento por un tiempo de 2 horas, esperando como resultado que la separación de las fases sea superior al 80%.

También se realizan compatibilidades con la salmuera de formación o en su equivalente una salmuera preparada en el laboratorio con una carga de iones similares a las de formación, con el fluido de fractura vivo; a su vez, el tratamiento orgánico y el crudo y también la salmuera espaciadora y el crudo.

También se debe realizar bajo las mismas condiciones todas las anteriores relaciones con el fluido de fractura pero roto, es decir que presente valores de viscosidad similares a la de la salmuera de preparación (< 5 cp).

El fluido de fractura viscoelástico como no tiene dentro de su formulación rompedores, se utiliza un tratamiento orgánico como preflujo para romperlo; de esta forma en el laboratorio se rompe el fluido con un 3% de tratamiento orgánico y para la compatibilidad con el crudo, se le adiciona al fluido roto, otro 3%, pero de salmuera espaciadora, con el objetivo de ver el grado de emulsión y separación de ella de todo los fluidos de estimulación que entran al pozo y simular si existen daño por emulsiones.

K.1.3 Prueba de Tensión Interfacial y Superficial

Esta prueba es realizada en el laboratorio de Fenómenos Interfaciales y Reología del ICP, según el procedimiento PTE-119.001, por el método del anillo de DuNouy en un tensiómetro Kruss K12. Se mide a temperatura ambiente y presión atmosférica, en el cual se mide la fuerza requerida para separar un "anillo" de la superficie de un líquido o de la interface entre dos líquidos.

La tensión interfacial (σ) es medida entre el tratamiento orgánico y la salmuera equivalente a la de formación del pozo Llanito 117; el crudo Llanito 118 y la salmuera espaciadora. La Tensión superficial (γ) es medida entre el medio (aire) y el fluido de fractura roto con el tratamiento orgánico.

K.2 Interacciones Roca – Fluido

K.2.1 Prueba de Mojabilidad Visual

El procedimiento de esta prueba se realiza bajo la norma API-RP 42 [44], donde las propiedades humectantes de los fluidos del yacimiento no contaminados, se miden utilizando minerales de superficie pulidas. El grado con que una gotita preferencialmente moja la superficie de un mineral depende de la adsorción de los agentes activos de superficie presentes. Además la prueba es crucial para un fluido de fractura, ya que se determina si este puede cambiar las condiciones de mojabilidad del reservorio e inducir a un problema de daño a la formación.

Para esta prueba se maceraron arenas de Llanito 117 con una profundidad de 5821.42 ft, y se pasaron por un tamiz de maya 20/60. La relación entre la cantidad de arena y el fluido de fractura roto debe ser 1/10; a partir de esta relación se tomaron 50 ml de fluido de fractura roto y 5 ml de arena, dicha mezcla es agitada y llevada a temperatura de yacimiento 130°F por 1 hora, tiempo en el cual las arenas son impregnadas por el fluido de fractura completamente.

Una vez transcurrido el tiempo, se toma pequeñas cantidades de la arena y se hacen pasar en un medio donde acuosa y otro con aceite (varsol), donde se observa si la arena dispersa ya sea en un medio o en el otro, o simplemente aglomera, en cualquiera de los dos medios.

Esta prueba no solo se realiza al fluido de fractura roto, sino a todos los fluidos que entran a la formación, como es el caso del tratamiento orgánico y la salmuera espaciadora, bajo las mismas condiciones ya mencionadas para el fluido de fractura.

K.2.2 Prueba de Detergencia

En esta prueba la acción efectiva del surfactante para mantener las arenas “Limpias”, es decir, libres de crudo.

Se toma una relación de arena similar a la de la prueba de la mojabilidad 1/10 con el fluido de fractura roto, se lleva a temperatura de yacimiento 130°, por una hora; posterior a este tiempo, se remueve el fluido de fractura de la arena, se le adiciona la misma proporción que había de fluido de fractura, pero en este caso es de salmuera sintética equivalente a la de formación y la misma proporción de crudo; se agita, se induce la emulsión de los tres elementos y nuevamente se lleva a temperatura de yacimiento por un tiempo de 1 hora y se observa que tan impregnadas de crudo quedaron las arenas.

Para evaluar el grado de impregnación de las arenas, se tiene en cuenta la siguiente escala:

Tabla K1: Escala de Evaluación de la Detergencia

Grado de Impregnación de las Arenas (ppm)	Calificación de la Detergencia
< 2	Excelente
2.1 – 50	Buena
51 – 200	Regular
>200	Mala

K.3 Velocidad De Asentamiento Del Material Propante

Esta prueba se evalúa bajo el procedimiento establecido en el Laboratorio de Química de Producción en el ICP, bajo condiciones de temperatura de yacimiento 130°F y condiciones estáticas.

La velocidad de decantación o asentamiento del material propante, fue evaluada para las formulaciones 1 y 8, del fluido de fractura viscoelástico A y para las formulaciones A y H, del fluido de fractura B; para este caso, se utilizó como material de sostén o propante, CARBOLITA 20/40, con concentraciones de 6 y 8 PPA.

K.3.1 Determinación del Volumen del Fluido de Fractura y del Material Propante

1. Establecer la carga de material propante (PPG) a utilizar según el programa de fracturamiento que se tenga previsto.
2. Consultar el factor volumétrico del material propante (FVA). En este caso, para la Carbolita 16/20 ó 20/40 es: **FVA= 0.0442**.
3. Determinar el Factor Volumétrico (FV) reemplazando la carga de material propante (PPG) y el factor volumétrico del material propante (FVA) en la siguiente ecuación:

$$\mathbf{FV = 1 + (PPG \times FVA)} \quad (15)$$

Donde:

FVA: 0.0442

FV: Factor Volumétrico

PPG [lb/galón] : Carga de material propante

4. Calcular de volumen de gel de fractura (VGEL):

Vs: es el volumen de la probeta donde se realizó la capacidad suspensión del propante, el cual fue para los ensayos reportados en este informe de 250 ml.

$$VS = VGEL \times FV = 250 \text{ mL} \quad (16)$$

Reemplazando el valor obtenido de FV se obtiene el volumen de gel VGEL a emplear.

5. Calcular el peso de Carbolita 20/40 (WCARBOLITA 20/40): La cantidad de Carbolita 20/40 a emplear halla a través de la siguiente ecuación:

$$WCARBOLITA \text{ 20/40 [g]} = \text{Carga de Carbolita 20/40 [g/mL gel]} \times VGEL \quad (17)$$

Convirtiendo la carga de Carbolita en unidades PPG a g/mL y reemplazando el volumen de gel a emplear en la prueba se obtiene el peso de la Carbolita WCARBOLITA 20/40.

K.3.2 Prueba de Capacidad de Suspensión

1. Se adiciona en un equipo de mezcla o Blender, la cantidad de Carbolita 20/40 (WCARBOLITA 20/40) al volumen de gel de fractura (VGEL), una vez haya sido viscosificado o armado el fluido.
2. Se dispone esta mezcla en una probeta de 250 ml. Se mide el volumen inicial que ocupaba la mezcla en un tiempo $t=0$. Se lleva la probeta al horno precalentado a la temperatura de yacimiento, para este caso 130°F.
3. Se mide cada 2 minutos el volumen de Carbolita que se sedimenta hasta que no se observan más cambios en este volumen.
4. Se calcula el volumen de gel limpio en cada medición, que equivale al volumen ausente de Carbolita y el respectivo porcentaje.

5. Se realiza una regresión lineal de Longitud de Carbolita vs Tiempo, teniendo en cuenta que en la probeta usada 1 cm^3 equivale a 1 milímetro. La pendiente de la ecuación es la velocidad de asentamiento de material propante en unidades milímetro/minuto.

K.4 Prueba De Reologia

Esta prueba se realizó con un reómetro marca Chandler 5550 HP/HT, del Laboratorio de Daños a la Formación (ICP), a condiciones de temperatura de yacimiento 130° y 400 psi de presión, según el procedimiento de la norma API-RP 13M [43].

Para este tipo de fluidos, se mide el perfil de viscosidad, el cual depende de la concentración del electrolito (Sal) y del surfactante, en cuanto al fluido, y lo que se busca, es establecer si el fluido de fractura tiene la capacidad de conservar su viscosidad en el tiempo. De igual manera, se busca corroborar que ante una variación de la velocidad de corte (*shear rate*), y posterior cese del estímulo aplicado, el fluido de fractura debe ser capaz de recuperar su viscosidad y mantener en suspensión el material particulado o propante.

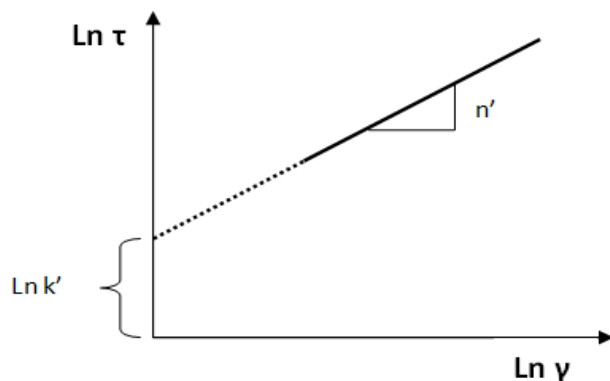
Durante el desarrollo de la prueba el fluido es sometido a un *shear rate* de 100 s^{-1} , para posteriormente disminuir este valor hasta 25 s^{-1} , o aumentarlo hasta 170 s^{-1} , simulando posibles alteraciones que podrían ocurrir en las operaciones de campo. Los criterios de viscosidad para establecer que la prueba arroja resultados satisfactorios, son el resultado de la experiencia de los ingenieros de campo; para los fluidos viscoelásticos el criterio de viscosidad establecido es de 100 cp a 100 s^{-1} , como valor aceptable para realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico.

ANEXO L: PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LAS CONSTANTES DE LA LEY DE LA POTENCIA

Los fluidos de fractura, son fluidos de alta viscosidad que se comportan como fluidos pseudoplásticos. Cuando estos fluidos se someten a una velocidad de corte su viscosidad disminuye como consecuencia del reagrupamiento de las partículas, estas se ordenan debido a los esfuerzos y presentan una menor oposición al flujo. Existen varias ecuaciones que describen el comportamiento de fluidos pseudoplásticos [8], como el modelo de Eyring y Ostwald-de Waele, entre otros; sin embargo, el modelo de más aceptación la gran mayoría de estudios realizados es el modelo de Ostwald-de Waele, llamado también ley de la potencia.

La ley de la potencia ($\tau = k \gamma^n$) es un modelo de dos parámetros, el índice de comportamiento de flujo (n') y el índice de consistencia (k'). Para el fluido viscoelástico el cálculo de estos índices se realizó con base en datos experimentales de esfuerzo de corte (τ) y velocidad de corte (γ), productos de las pruebas reológicas realizadas en un Viscosímetro presurizado Chandler 5550. Teniendo en cuenta estos datos, la forma de calcular los índices mencionados se muestra en la figura N1.

Figura N1. Curva y ecuaciones de la Ley de la potencia



ANEXO M: CARACTERIZACIÓN DE LOS ADITIVOS EMPLEADOS EN LOS FLUIDOS DE FRACTURA VISCOELASTICOS

La caracterización de los aditivos de los fluidos de fractura viscoelásticos, consta de la medida, del pH, índice de refracción, densidad y de un análisis infrarrojo; esto con el objetivo de tener un control sobre la calidad de los aditivos a través de su uso.

Tabla M1: Caracterización de Aditivos para Fluidos de Fractura Viscoelásticos

ADITIVOS	pH/T (°C)		Índice de Refracción (°Brix/°C)		Densidad [(g/cm3)/(°C)]	
	ICP	Compañía servicios	ICP	Compañía servicios	ICP	Compañía servicios
Surfactante 1	7.08/20.5°C	9.5	50.1/20.5°C	N.R	0.94/20°C	0.98/25°C
Surfactante 2	7.11/20.4°C	9.5	51.2/20.4°C	N.R	0.96/20°C	N.A
Solvente Mutua	3.42/20.4°C	N.A	49.3/20.4°C	N.R	0.88/21°C	0.9/77°F
Estabilizador de Reología	5.27/20.5°C	5.5	13.7/20.5°C	N.R	0.95/21°C	N.R

*N.R: No se reporta. * N.A: No Aplicable

Tabla M2: Caracterización de Aditivos para Fluidos de Fractura Viscoelásticos

ADITIVO	pH / T (°C)		Índice de refracción [%°BRIX/ °C]		Densidad [(g/cm3)/(°C)]	
	ICP	Compañía Servicios	ICP	Compañía Servicios	ICP	Compañía Servicios
Controlador de Arcillas	6.92/20.7°C	5-10	45.8/22.5	N.R	1.02/18°C	1.02
Agente gelificador surfactante aniónico	7.76/20.7°C	N.R	73.4/21.5	N.R	1.06/18°C	1.04-1.05
Solvente Mutua	6.01/20.9°C	N.A	49.4/21.5	N.R	0.90/20°C	0.90
Surfactante No iónico	9.29/18.9°C	8 - 11	47.4/21.2	N.R	0.86/19°C	0.86
Solución buffer	12.8/20.7°C	>13	9.76/19.7	N.R	1.41/18°C	1.40

ANEXO N: RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE EVALUACIÓN DE UN FLUIDO DE FRACTURA VISCOELASTICO

N.1 Interacciones Fluido – Fluido

N.1.1 Prueba de Solubilidad

A continuación se presenta los resultados de la prueba de solubilidad entre los aditivos y entre los aditivos base del tratamiento orgánico:




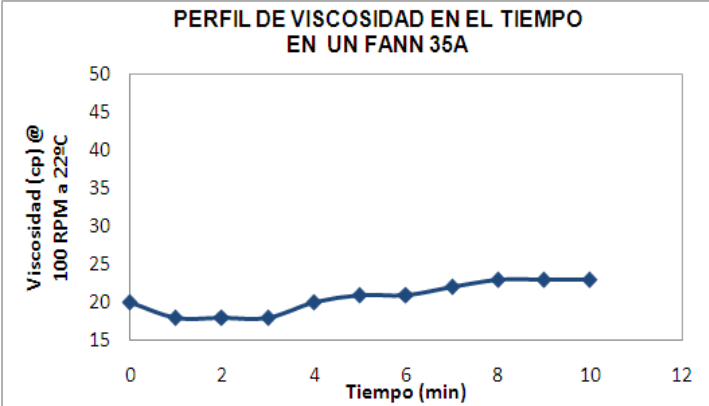
Tabla N1: Resultados de la solubilidad entre los aditivos de el fluido de fractura viscoelástico




SOLUBILIDAD ENTRE ADITIVOS			
	Observación Se observa que para ninguno de los casos de compatibilidades hay formación de precipitados, ni de scale.		Observación Para este caso, tampoco se registra ningún tipo de incompatibilidad entre los aditivos.
	Observación Para esta prueba se observa que hay un problema entre los aditivos del tratamiento orgánico con el surfactante; debido a esto fue necesario el cambio de dicho aditivo.		Observación En este caso no hay problemas de incompatibilidad, aunque se observa que nos son solubles los aditivos.

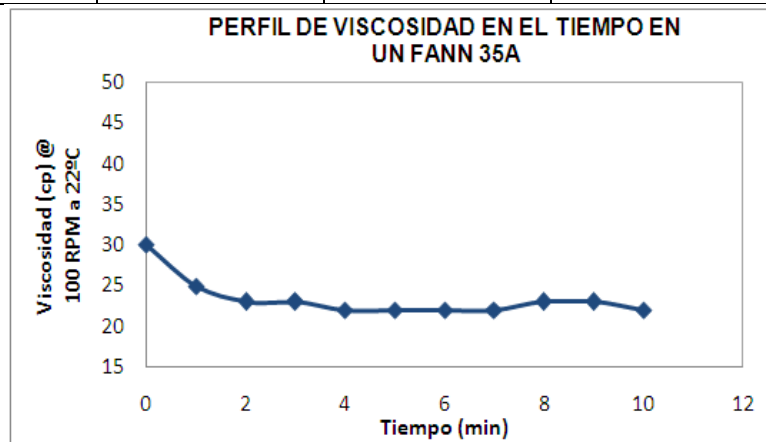
N.1.2 Prueba de Emulsión o de Compatibilidad




Para la evaluación de los fluidos viscoelásticos A y B, se hizo necesario un proceso de reformulación, a los cuales se le realizaron como prueba inicial la de compatibilidad con el crudo Llanito 118; este proceso se hizo con el fluido vivo, y solo se le realizaron las compatibilidades con el fluido roto a las formulaciones que pasaron la prueba de compatibilidad con el fluido vivo; para el fluido A, las formulaciones fueron 1 y 8, para el fluido B, las formulaciones A y H. (Los ajustes realizados se observan en las tablas 5 y 6). También se realizaron compatibilidades del tratamiento orgánico y la salmuera espaciadora con crudo Llanito 118. Estos resultados se muestran a continuación.

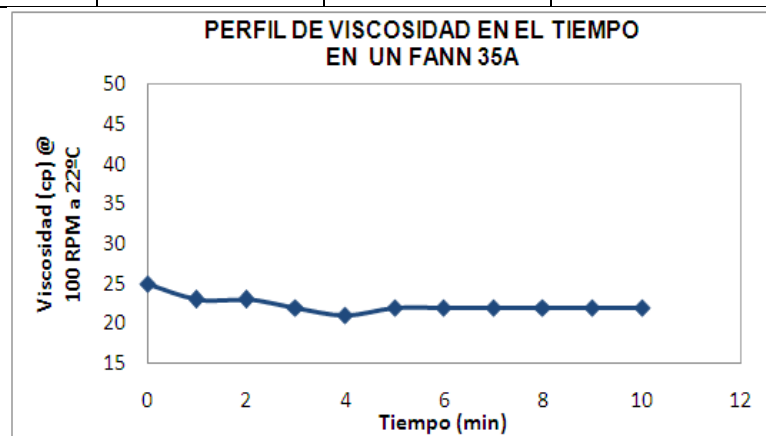
Tabla N2: Resultados de las pruebas de Compatibilidad a todas las formulaciones del fluido viscoelástico A vivo.




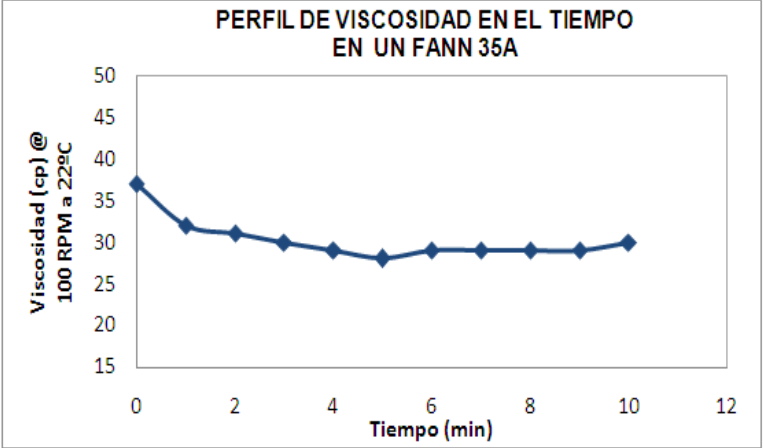



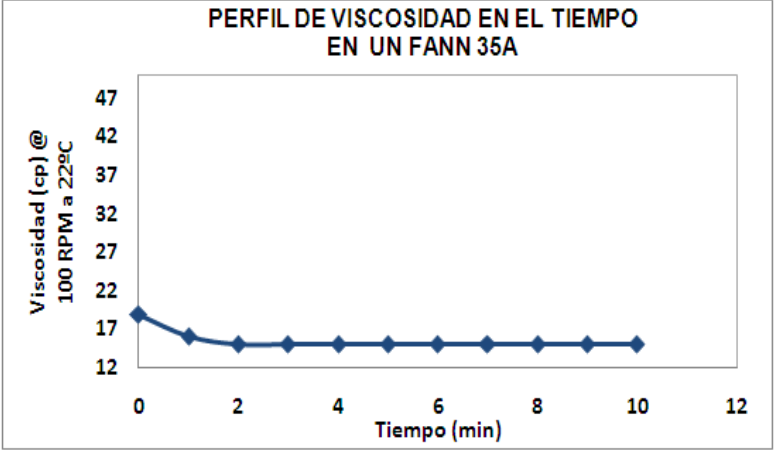
FLUIDO VISCOELASTICO A																												
	Proporciones (%)			Observaciones																								
	80/20	50/50	20/80																									
Formulación 1 (Ref)				Se obtuvo un rompimiento de la emulsión del 100% en las tres proporciones, con fase acuosa color ámbar bien definidas, sin presencia de sólidos ni terceras fases. Aunque hay buena separación de fases, el fluido presenta una baja viscosidad, como se observa en el perfil de viscosidad.																								
<p style="text-align: center;">PERFIL DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO EN UN FANN 35A</p>  <table border="1"> <caption>Data for Viscosity Profile Graph</caption> <thead> <tr> <th>Tiempo (min)</th> <th>Viscosidad (cp) @ 100 RPM a 22°C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>20</td></tr> <tr><td>1</td><td>18</td></tr> <tr><td>2</td><td>18</td></tr> <tr><td>3</td><td>18</td></tr> <tr><td>4</td><td>20</td></tr> <tr><td>5</td><td>21</td></tr> <tr><td>6</td><td>21</td></tr> <tr><td>7</td><td>22</td></tr> <tr><td>8</td><td>23</td></tr> <tr><td>9</td><td>23</td></tr> <tr><td>10</td><td>23</td></tr> </tbody> </table>					Tiempo (min)	Viscosidad (cp) @ 100 RPM a 22°C	0	20	1	18	2	18	3	18	4	20	5	21	6	21	7	22	8	23	9	23	10	23
Tiempo (min)	Viscosidad (cp) @ 100 RPM a 22°C																											
0	20																											
1	18																											
2	18																											
3	18																											
4	20																											
5	21																											
6	21																											
7	22																											
8	23																											
9	23																											
10	23																											




	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación 3*				Se observa claramente que la presencia de Buffer en la formulación provoca que haya una fuerte tendencia del fluido VES a emulsionar con el crudo, también se observa que este cambio de pH no repercute de forma significativa en la viscosidad del fluido.

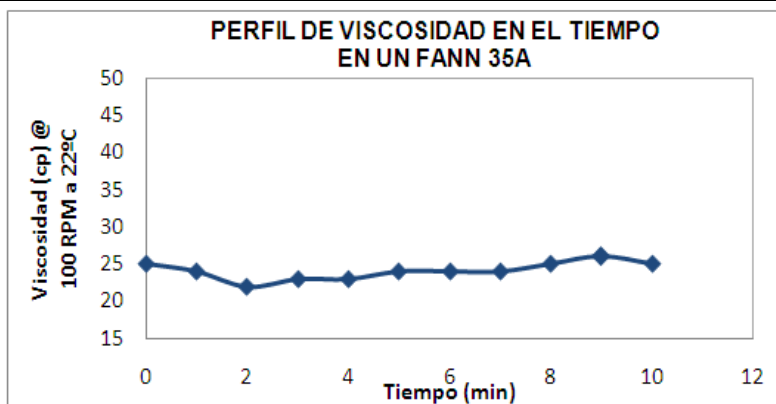





	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación 4				En cada una de las proporciones, se observa que hay una buena separación de las fases y que es >80%; pero se observa que hay una baja viscosidad que es casi constante, pero que no es representativa al compararla con la formulación de referencia (1).

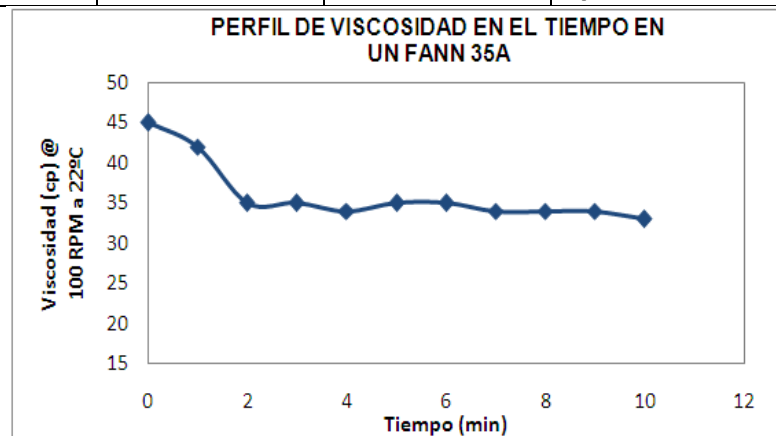





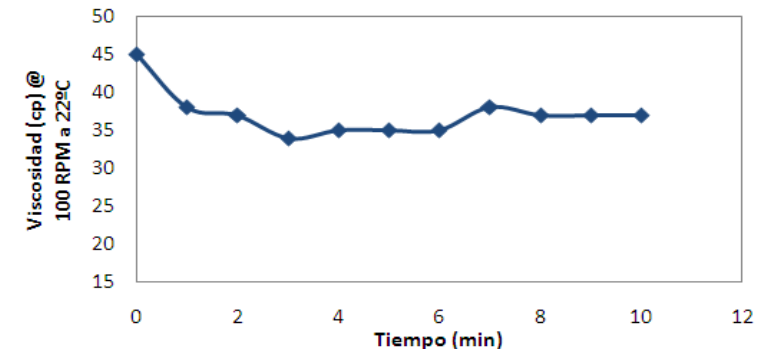



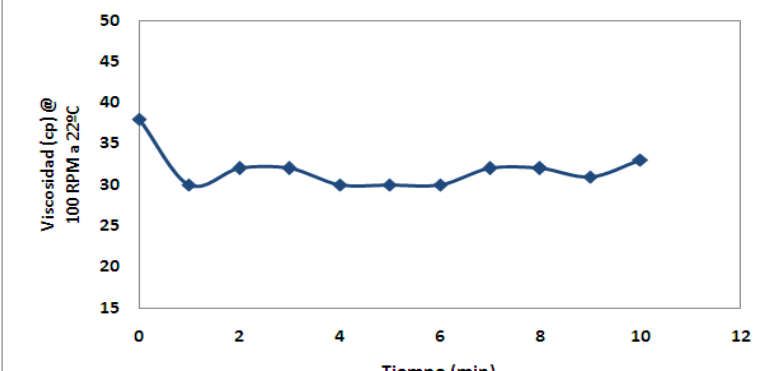
	80/20	50/50	20/80	Observaciones																						
Formulación 5				<p>Para efectos de estos resultados, se considera que la prueba de compatibilidad es buena, pero por efectos del rompedor, que no es el adecuado para este sistema, se descarta esta formulación y no se tendrá en cuenta para pruebas futuras.</p>																						
	<p style="text-align: center;">PERFIL DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO EN UN FANN 35A</p>  <p>Viscosidad (cp) @ 100 RPM a 22°C</p> <p>Tiempo (min)</p> <table border="1"> <caption>Data for Formulation 5 Viscosity Profile</caption> <thead> <tr> <th>Tiempo (min)</th> <th>Viscosidad (cp)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>37</td></tr> <tr><td>1</td><td>32</td></tr> <tr><td>2</td><td>31</td></tr> <tr><td>3</td><td>30</td></tr> <tr><td>4</td><td>29</td></tr> <tr><td>5</td><td>28</td></tr> <tr><td>6</td><td>29</td></tr> <tr><td>7</td><td>29</td></tr> <tr><td>8</td><td>29</td></tr> <tr><td>9</td><td>29</td></tr> <tr><td>10</td><td>30</td></tr> </tbody> </table>				Tiempo (min)	Viscosidad (cp)	0	37	1	32	2	31	3	30	4	29	5	28	6	29	7	29	8	29	9	29
Tiempo (min)	Viscosidad (cp)																									
0	37																									
1	32																									
2	31																									
3	30																									
4	29																									
5	28																									
6	29																									
7	29																									
8	29																									
9	29																									
10	30																									
Formulación 6	80/20	50/50	20/80	Observaciones																						
				<p>En esta formulación se observa, que la carencia de solvente mutual, repercute significativamente en la viscosidad del fluido, como se observa en el perfil de viscosidad; por lo tanto esta formulación se descarta por problemas de falta de viscosidad en el fluido.</p>																						
<p style="text-align: center;">PERFIL DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO EN UN FANN 35A</p>  <p>Viscosidad (cp) @ 100 RPM a 22°C</p> <p>Tiempo (min)</p> <table border="1"> <caption>Data for Formulation 6 Viscosity Profile</caption> <thead> <tr> <th>Tiempo (min)</th> <th>Viscosidad (cp)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>18</td></tr> <tr><td>1</td><td>16</td></tr> <tr><td>2</td><td>15</td></tr> <tr><td>3</td><td>15</td></tr> <tr><td>4</td><td>15</td></tr> <tr><td>5</td><td>15</td></tr> <tr><td>6</td><td>15</td></tr> <tr><td>7</td><td>15</td></tr> <tr><td>8</td><td>15</td></tr> <tr><td>9</td><td>15</td></tr> <tr><td>10</td><td>15</td></tr> </tbody> </table>			Tiempo (min)	Viscosidad (cp)	0	18	1	16	2	15	3	15	4	15	5	15	6	15	7	15	8	15	9	15	10	15
Tiempo (min)	Viscosidad (cp)																									
0	18																									
1	16																									
2	15																									
3	15																									
4	15																									
5	15																									
6	15																									
7	15																									
8	15																									
9	15																									
10	15																									




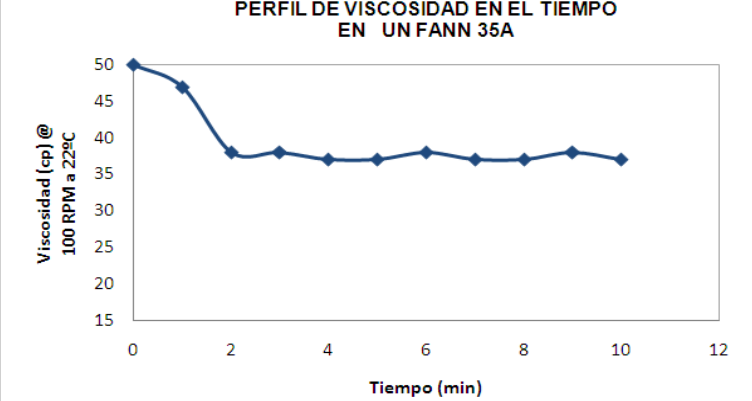
	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación 7				Se observa que la prueba de compatibilidad es buena y representativa, pero en esta formulación el aumento de la sal, no tiene un efecto muy marcado en la viscosidad aparente del fluido, por esta razón no se aprueba la formulación y se descarta.



	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación 8				Se observa un rompimiento del 100% de la emulsión en las proporciones 80/20 y 50/50, pero en la 20/80 hay una separación del 90%. Un leve aumento en la concentración de surfactante, incide muy significativamente en la viscosidad del fluido, por tal motivo, esta formulación se aprueba.




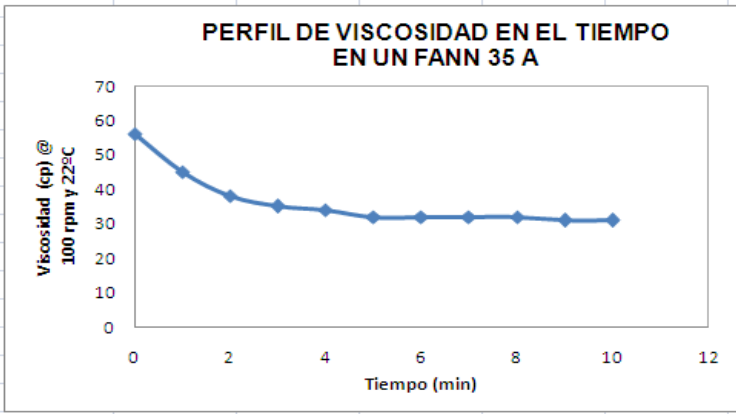



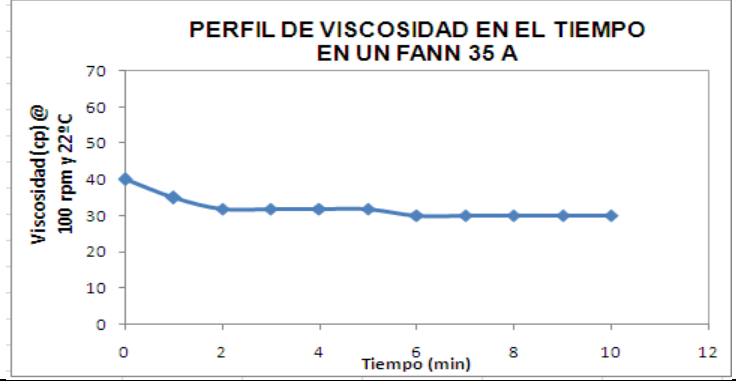








	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación 9				Otro incremento progresivo en la concentración del surfactante, incide en la separación de la emulsión en la proporción 20/80% y genera el mismo incremento en la viscosidad, que para la formulación 8, por esta razón, se descarta la formulación.
PERFIL DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO EN UN FANN 35A				
				
	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación 10				El aumento tanto en la concentración del surfactante como en la sal, para esta formulación, incide muy perjudicialmente en la separación de la emulsión 20/80% y no produce un aumento significativo en la viscosidad del fluido; por tal motivo no se aprueba la formulación.
PERFIL DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO EN UN FANN 35A				
				

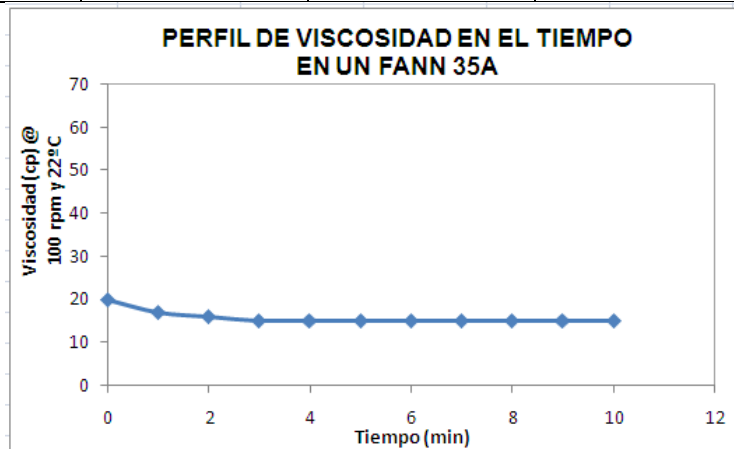
	80/20	50/50	20/80	Observaciones																								
Formulación 11				Para este caso, el aumento del surfacte y de la sal, implica una perdida en la separación de las fases, con resultados no muy notorios en el aumento de la viscosidad del fluido, por tal razón se descarta esta formulación.																								
 <p>PERFIL DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO EN UN FANN 35A</p> <table border="1"> <caption>Data points for the viscosity profile graph</caption> <thead> <tr> <th>Tiempo (min)</th> <th>Viscosidad (cp) @ 100 RPM a 22°C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>50</td></tr> <tr><td>1</td><td>47</td></tr> <tr><td>2</td><td>38</td></tr> <tr><td>3</td><td>38</td></tr> <tr><td>4</td><td>37</td></tr> <tr><td>5</td><td>37</td></tr> <tr><td>6</td><td>38</td></tr> <tr><td>7</td><td>37</td></tr> <tr><td>8</td><td>37</td></tr> <tr><td>9</td><td>38</td></tr> <tr><td>10</td><td>37</td></tr> </tbody> </table>					Tiempo (min)	Viscosidad (cp) @ 100 RPM a 22°C	0	50	1	47	2	38	3	38	4	37	5	37	6	38	7	37	8	37	9	38	10	37
Tiempo (min)	Viscosidad (cp) @ 100 RPM a 22°C																											
0	50																											
1	47																											
2	38																											
3	38																											
4	37																											
5	37																											
6	38																											
7	37																											
8	37																											
9	38																											
10	37																											




Para cada uno de estas formulaciones, se tuvo en cuenta el tipo de variación realizada a cada aditivo y se comparó con la formulación de referencia (1); pero como se observa, que solo la formulación 8, no presenta grandes variaciones y si se lograron obtener muy buenos resultados tanto de compatibilidad, como de viscosidad en el fluido; por esta razón la formulación 8 se aprueba para continuar con el proceso de pruebas; además también se continuó trabajando con la formulación 1 (ref), como parámetro de comparación sobre los resultados de la formulación escogida (formulación 8).

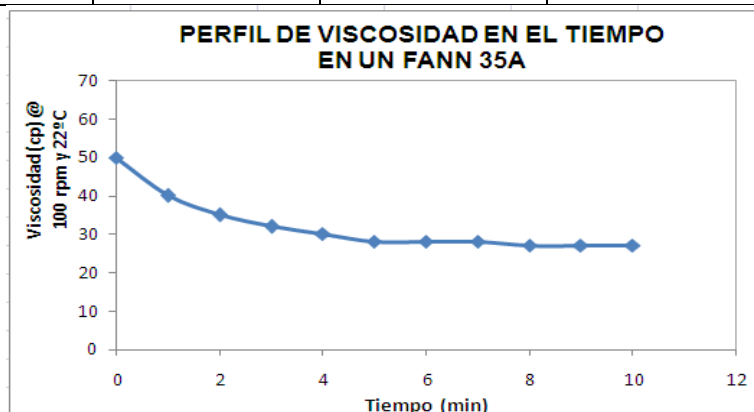
Tabla N3: Resultados de las pruebas de Compatibilidad a todas las formulaciones del fluido viscoelástico B vivo.




FLUIDO VISCOELÁSTICO B																												
	80/20	50/50	20/80	Observaciones																								
Formulación A (Ref)				Las proporciones 80/20 y 50/50 presenta rompimiento de la emulsión del 80%, y la 20/80 presenta rompimiento de la emulsión del 100%, con interfases bien definidas. Además se observa una buena viscosidad del fluido, por lo tanto se apreuba la formulación.																								
<p style="text-align: center;">PERFIL DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO EN UN FANN 35 A</p>  <table border="1"> <caption>Datos del perfil de viscosidad en el tiempo (Formulación A)</caption> <thead> <tr> <th>Tiempo (min)</th> <th>Viscosidad (cp) @ 100 rpm y 22°C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>55</td></tr> <tr><td>1</td><td>45</td></tr> <tr><td>2</td><td>38</td></tr> <tr><td>3</td><td>35</td></tr> <tr><td>4</td><td>34</td></tr> <tr><td>5</td><td>33</td></tr> <tr><td>6</td><td>32</td></tr> <tr><td>7</td><td>32</td></tr> <tr><td>8</td><td>32</td></tr> <tr><td>9</td><td>31</td></tr> <tr><td>10</td><td>31</td></tr> </tbody> </table>					Tiempo (min)	Viscosidad (cp) @ 100 rpm y 22°C	0	55	1	45	2	38	3	35	4	34	5	33	6	32	7	32	8	32	9	31	10	31
Tiempo (min)	Viscosidad (cp) @ 100 rpm y 22°C																											
0	55																											
1	45																											
2	38																											
3	35																											
4	34																											
5	33																											
6	32																											
7	32																											
8	32																											
9	31																											
10	31																											
	80/20	50/50	20/80	Observaciones																								
Formulación A1				La presencia de buffer y la eliminación del estabilizador de reología, inciden notoriamente tanto en la separación de las emulsiones, como en la viscosidad del fluido; dicha formulación se descarta.																								
<p style="text-align: center;">PERFIL DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO EN UN FANN 35 A</p>  <table border="1"> <caption>Datos del perfil de viscosidad en el tiempo (Formulación A1)</caption> <thead> <tr> <th>Tiempo (min)</th> <th>Viscosidad (cp) @ 100 rpm y 22°C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>40</td></tr> <tr><td>1</td><td>35</td></tr> <tr><td>2</td><td>32</td></tr> <tr><td>3</td><td>32</td></tr> <tr><td>4</td><td>32</td></tr> <tr><td>5</td><td>32</td></tr> <tr><td>6</td><td>30</td></tr> <tr><td>7</td><td>30</td></tr> <tr><td>8</td><td>30</td></tr> <tr><td>9</td><td>30</td></tr> <tr><td>10</td><td>30</td></tr> </tbody> </table>					Tiempo (min)	Viscosidad (cp) @ 100 rpm y 22°C	0	40	1	35	2	32	3	32	4	32	5	32	6	30	7	30	8	30	9	30	10	30
Tiempo (min)	Viscosidad (cp) @ 100 rpm y 22°C																											
0	40																											
1	35																											
2	32																											
3	32																											
4	32																											
5	32																											
6	30																											
7	30																											
8	30																											
9	30																											
10	30																											

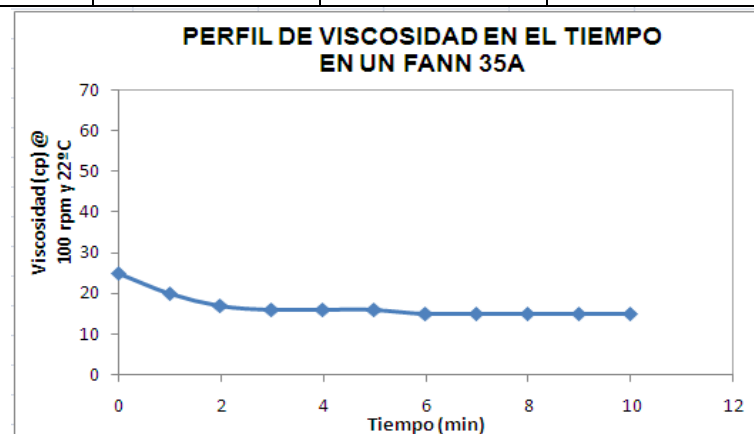
	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación C1				<i>Se observa claramente que la presencia de Buffer en la formulación provoca que haya una fuerte tendencia del fluido VES a emulsionar con el crudo. Se descarta por completo la formulación.</i>
	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación D				El reducirle la concentración del fluido, incide drásticamente en la viscosidad del fluido, aunque el resultado de la prueba de compatibilidad haya sido satisfactorio; debido a esta incidencia en la viscosidad del fluido, se descarta la formulación.






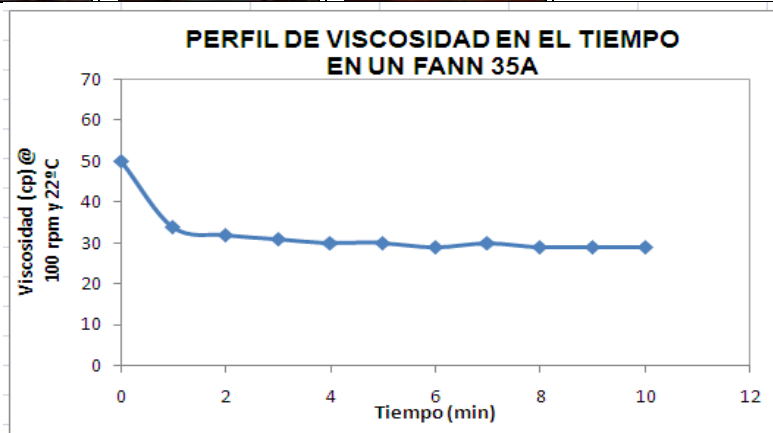
	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación E				Para efectos de estos resultados, se considera que la prueba de compatibilidad es buena, pero por efectos del rompedor, que no es el adecuado para este sistema, se descarta esta formulación y no se tendrá en cuenta para pruebas futuras.





	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación F				En esta formulación se observa, que la carencia de solvente mutual, repercute significativamente en la viscosidad del fluido, como se observa en el perfil de viscosidad; por lo tanto esta formulación se descarta por problemas de falta de viscosidad en el fluido.



	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación G				Para esta formulación se observa que un pequeño aumento en la concentración de surfactante, incide en la separación de la emulsión; aunque se observe un leve incremento en la viscosidad del fluido, comparada con la de referencia. Se descarta la formulación.



	80/20	50/50	Observaciones
Formulación H			Un aumento en la concentración de surfactante en 10 gpt, incide satisfactoriamente en la viscosidad del fluido, además se observa un resultado satisfactorio en la prueba de compatibilidad; por tal motivo, se aprueba dicha formulación.

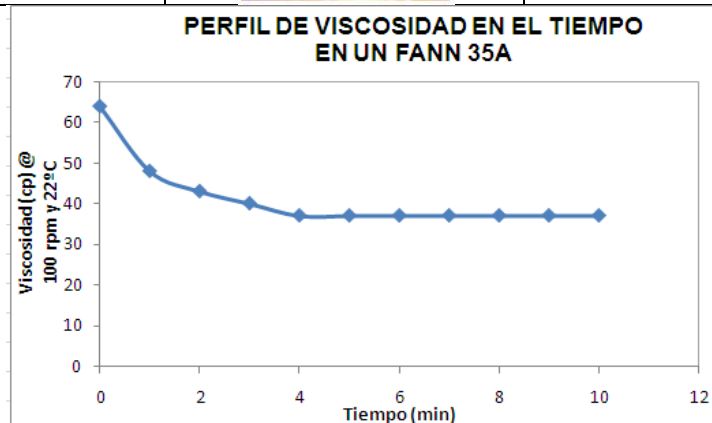



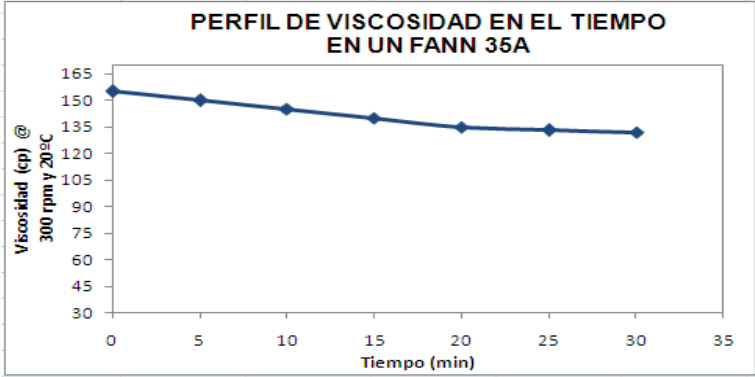



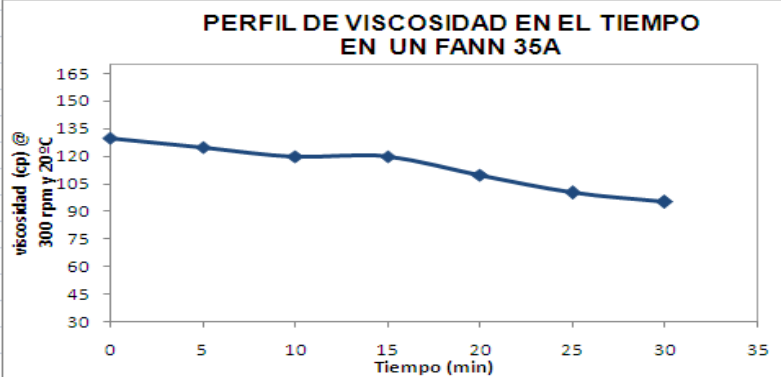



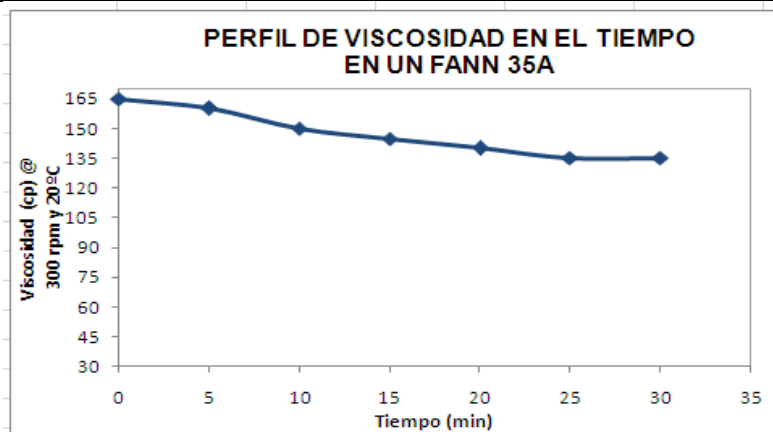





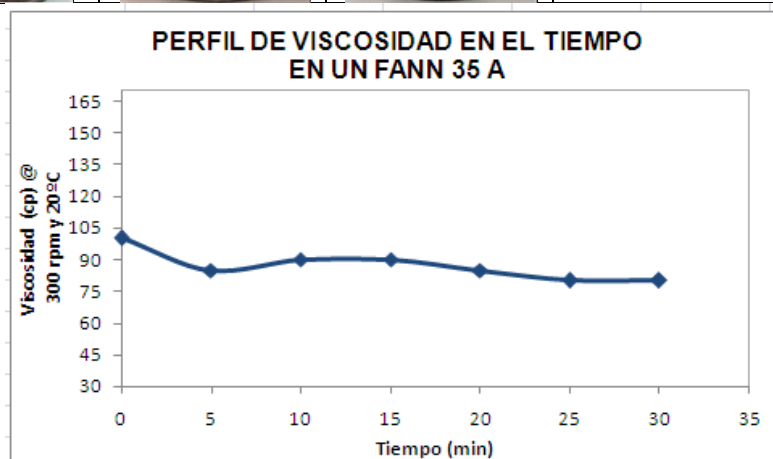
Tabla N4: Resultados de las pruebas de Compatibilidad a todas las formulaciones del fluido viscoelástico C vivo.




FLUIDO VISCOELASTICO C				
Proporciones (%)				Observaciones
	80/20	50/50	20/80	
Formulación A (Ref)				Las separaciones fueron deficientes, con fase muy oscuras, inclusive a la luz, seña que mantienen crudo retenido en la fase acuosa.
	<p style="text-align: center;">PERFIL DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO EN UN FANN 35A</p> 			
Formulación C				Las relaciones 20/80 y 50/50 presenta deficiencia en la separación de las fases y emulsionadas, la 80/20 no rompe. Presencia de sólidos en la fase emulsionadas.
	<p style="text-align: center;">PERFIL DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO EN UN FANN 35A</p> 			

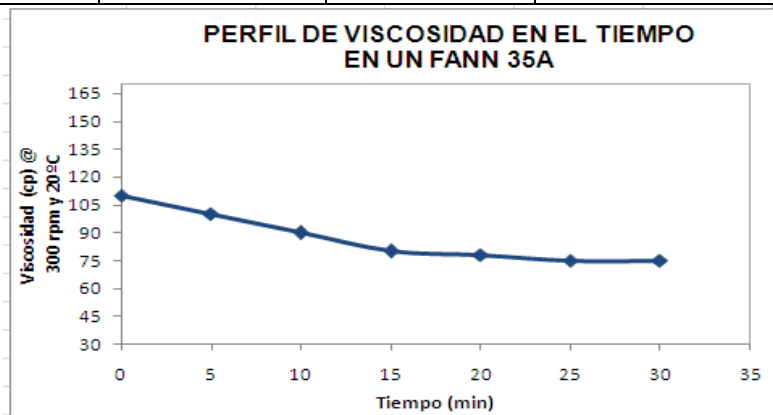
	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación D				<i>Rompen 100% todas las proporciones. La 50/50 y 80/20 en fases oscuras, muy difícilmente permisible a contra luz y con "sólidos" en la fase acuosa, además presenta una buena viscosidad y estabilidad en el tiempo</i>


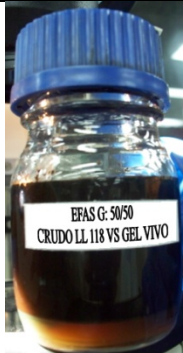



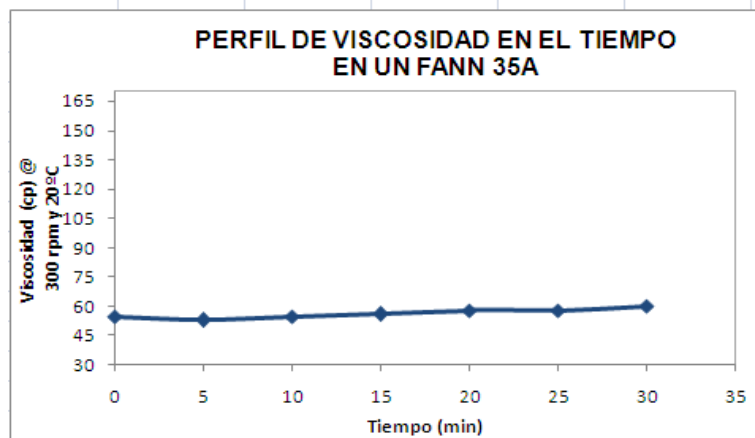
	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación E				<i>Se presenta separación en todas las proporciones, con fases oscuras, pero permisibles a la luz. Pero presenta una deficiencia en la viscosidad, comparada con la formulación de referencia.</i>






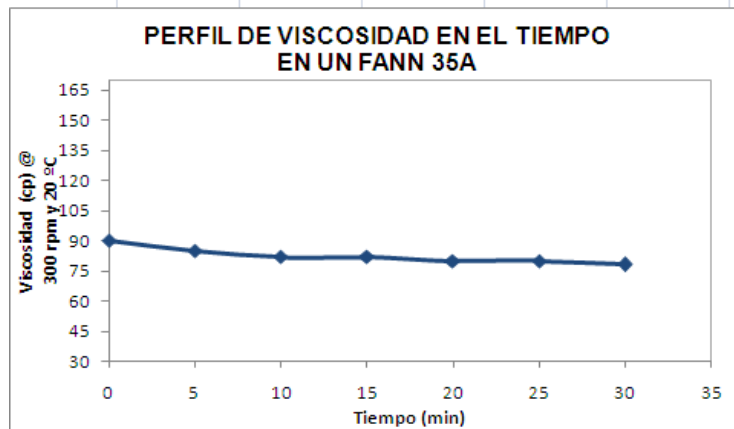
	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación F				Las proporciones 80/20% y 50/50%, no presentan separaciones de las fases, lo que indica estabilidad en las emulsiones con el crudo, mientras que la 20/80% separa, se observa claramente la presencia de “sólidos” en su fase acuosa.






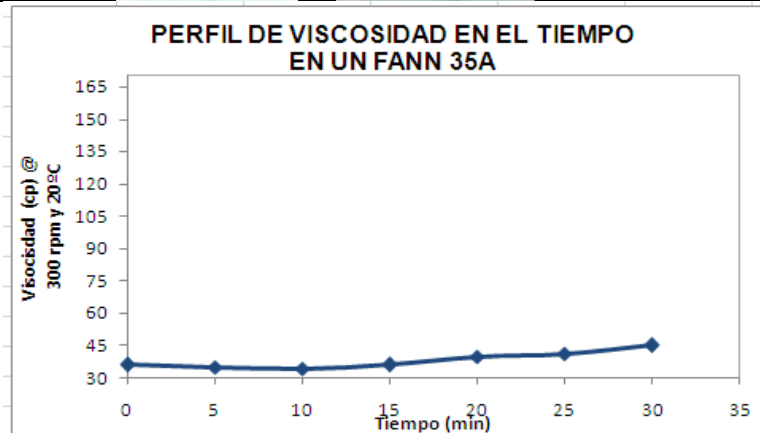
	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación G				Se puede observar, que las formulaciones 50/50 y 80/20%, presentan una deficiencia en la separación de las fases y solo rompe la 20/80%, además de tener una pobre viscosidad.






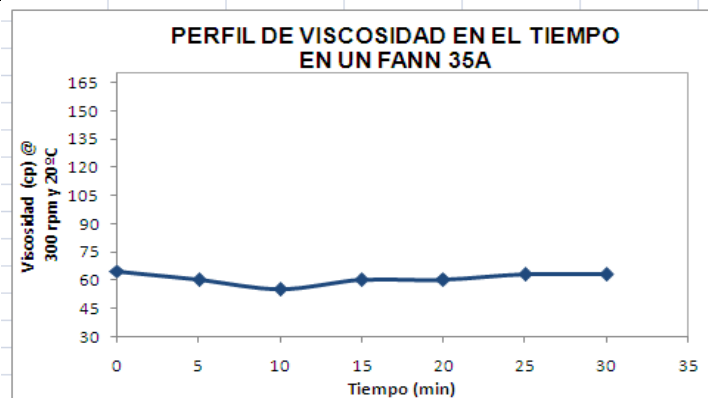
	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación H				En esta formulación se observa claramente que la proporción 80/20% presenta problemas de emulsiones estables, además de una inestabilidad en la viscosidad en el tiempo.






	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación I				Se presenta una separación de las fases en todas las proporciones, sin embargo, se observa claramente en la proporción 50/50%, presencia de "sólidos", además de una deficiencia en la viscosidad.



	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación J				En esta formulación se observa claramente que la proporción 80/20% presenta problemas de emulsiones estables, además de una inestabilidad en la viscosidad en el tiempo.



	80/20	50/50	20/80	Observaciones
Formulación K				<i>Hay separación de las fases, pero no es apreciable sin luz, aunque presenta un mal comportamiento de la viscosidad en el tiempo.</i>

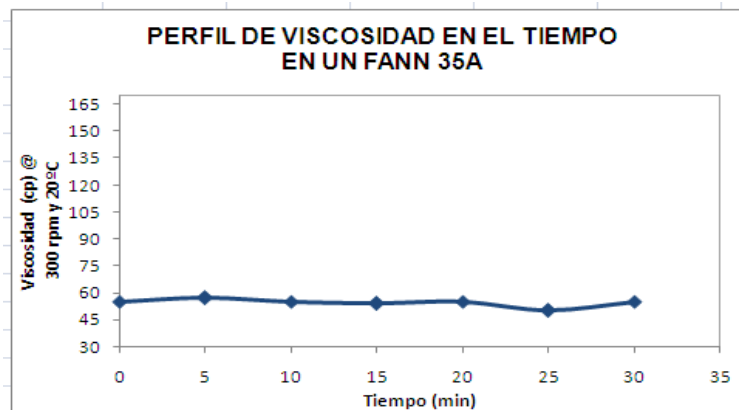



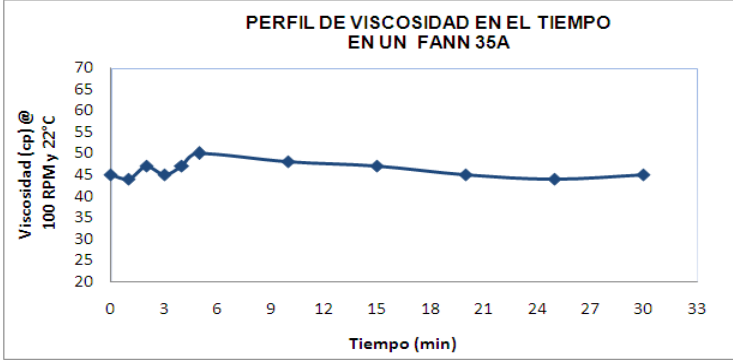



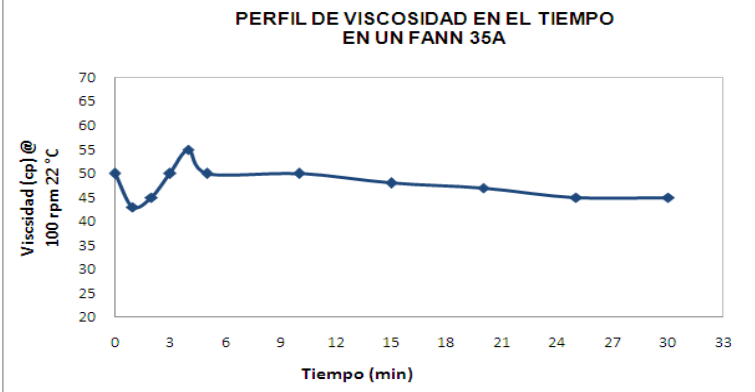
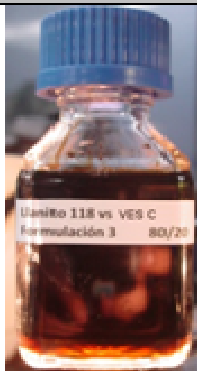


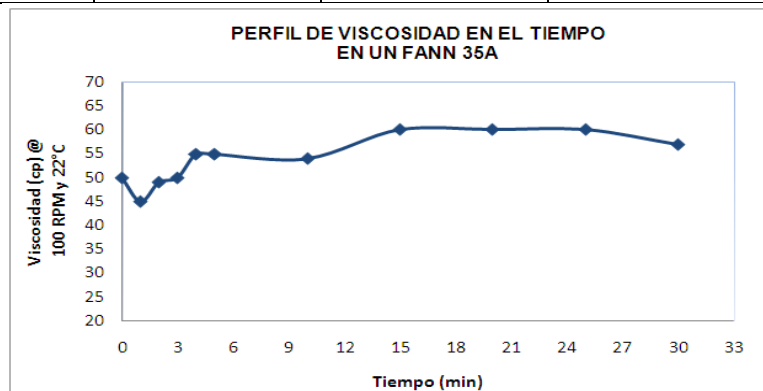





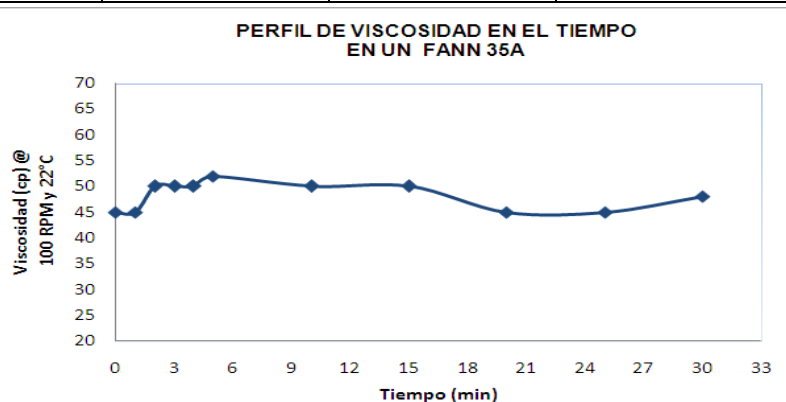
Tabla N5: Resultados de las pruebas de Compatibilidad a todas las formulaciones del fluido viscoelástico D vivo.




	80/20	50/50	20/80	Observaciones
FORMULACIÓN 1 (REF)				Se observa una buena separación de las fases 50/50% y 20/80%, clara y traslúcida con una interfase bien definida. Pero la proporción 80/20% no se observa separación alguna; por esta razón la formulación 1 no pasa la prueba de compatibilidad y se descarta.
	<p style="text-align: center;">PERFIL DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO EN UN FANN 35A</p>  <p style="text-align: center;">Tiempo (min)</p>			
FORMULACIÓN 2	80/20	50/50	20/80	Observaciones
				Hay rompimiento de la emulsión del 100% en todas las proporciones, con una fase acuosa, clara y libre de crudo y de sedimentos. También se observa una interfase bien definida entre el crudo y el Viscoelástico; presenta una viscosidad que se mantiene en el tiempo.
<p style="text-align: center;">PERFIL DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO EN UN FANN 35A</p>  <p style="text-align: center;">Tiempo (min)</p>				

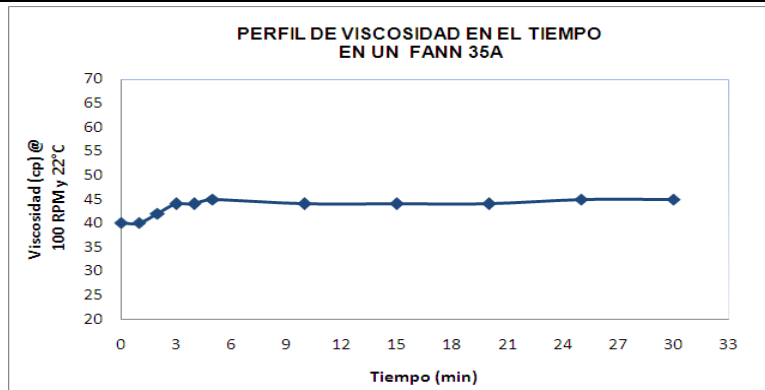
	80/20	50/50	20/80	Observaciones
FORMULACIÓN 3				Se presenta una separación del 100% para las proporciones 50/50% y 20/80%, con una fase acuosa solo permisible a la luz, sin presencia de sedimentos ni gotas de crudo en el Viscoelástico. Para la relación 80/20% solo hay un 50% de separación; por lo tanto se descarta por compatibilidad la formulación 3.

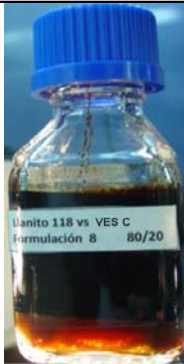
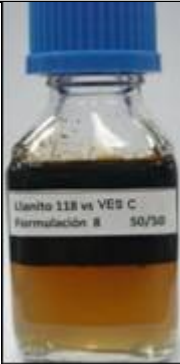
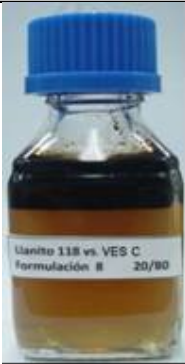


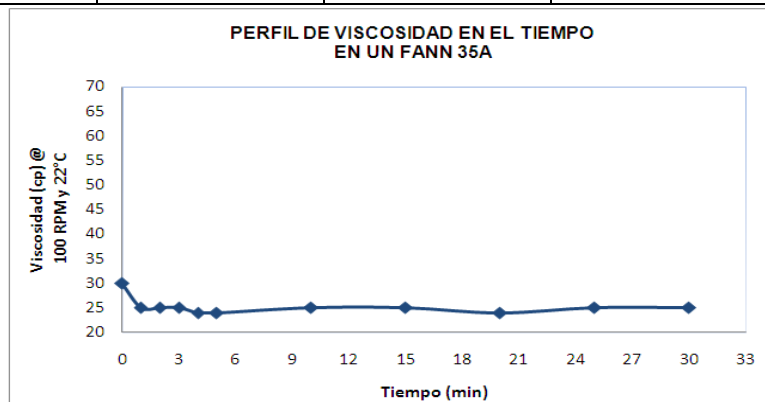
	80/20	50/50	20/80	Observaciones
FORMULACIÓN 5				Esta formulación presenta una separación crítica en la relación 80/20%, ya que no hubo separación de la emulsión y en la 50/50%, solo hubo una separación del 80%, por esta razón la formulación 5 se descarta, aunque presenta buena viscosidad.




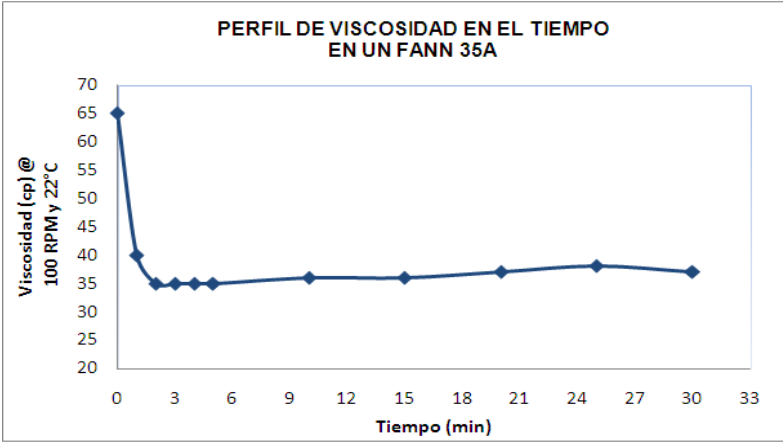


	80/20	50/50	20/80	Observaciones
FORMULACIÓN 7				Se puede apreciar una separación del 100% en todas las proporciones, con una interfase bien definida entre el crudo y el Viscoelástico. Además la fase acuosa es traslúcida y libre de sedimentos de crudo. Esta formulación presenta una buena viscosidad y se mantiene en el tiempo.



	80/20	50/50	20/80	Observaciones
FORMULACIÓN 8				Aunque la relación 80/20% presenta una fase acuosa solo permisible a la luz, se presentó una separación de las emulsiones del 100% en todas las relaciones. Esta formulación se descarta debido a baja viscosidad.



	80/20	50/50	20/80	Observaciones																								
FORMULACIÓN 9				<p><i>En todas las proporciones se presenta un rompimiento de la emulsión del 100%, con fases acuosas claras y sin presencia de sedimentos ni crudo en ella.</i></p> <p><i>Esta formulación la viscosidad cae muy rapido en los primeros 3 minutos. La viscosidad no se mantiene en el tiempo.</i></p>																								
<p>PERFIL DE VISCOSIDAD EN EL TIEMPO EN UN FANN 35A</p>  <table border="1"> <caption>Data points for the viscosity profile graph</caption> <thead> <tr> <th>Tiempo (min)</th> <th>Viscosidad (cp) @ 100 RPM y 22°C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>65</td></tr> <tr><td>1</td><td>40</td></tr> <tr><td>2</td><td>35</td></tr> <tr><td>3</td><td>35</td></tr> <tr><td>4</td><td>35</td></tr> <tr><td>5</td><td>35</td></tr> <tr><td>10</td><td>35</td></tr> <tr><td>15</td><td>35</td></tr> <tr><td>20</td><td>36</td></tr> <tr><td>25</td><td>37</td></tr> <tr><td>30</td><td>36</td></tr> </tbody> </table>					Tiempo (min)	Viscosidad (cp) @ 100 RPM y 22°C	0	65	1	40	2	35	3	35	4	35	5	35	10	35	15	35	20	36	25	37	30	36
Tiempo (min)	Viscosidad (cp) @ 100 RPM y 22°C																											
0	65																											
1	40																											
2	35																											
3	35																											
4	35																											
5	35																											
10	35																											
15	35																											
20	36																											
25	37																											
30	36																											

Las compatibilidades del fluido viscoelástico B, mostraron que las formulaciones A y H, presentan tanto una buena separación de la emulsión en todas sus proporciones, y además presentan altos valores de viscosidad. Este fluido presenta una mayor viscosidad bajo las mismas condiciones de variación, comparado con el fluido viscoelástico B.

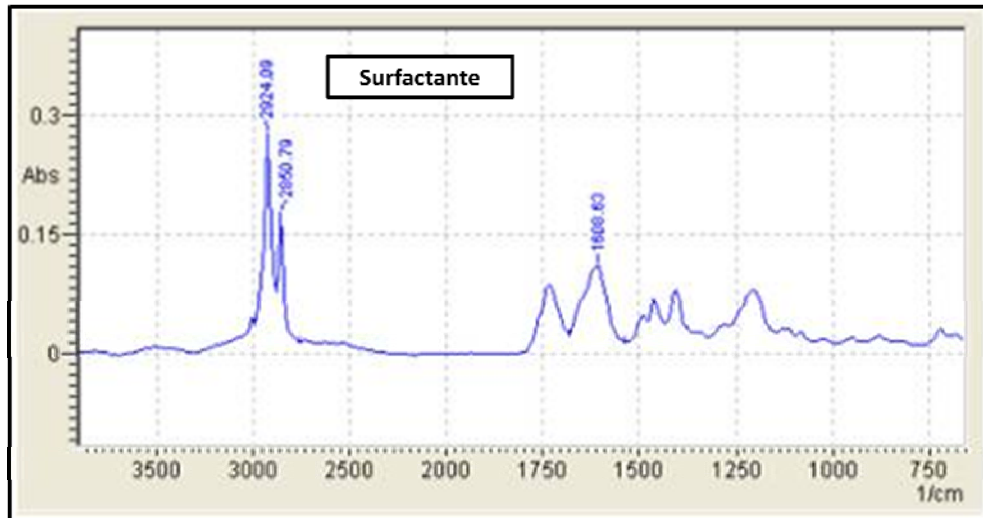
De esta forma se determina que para cada fluido tanto para el A como el B, se tiene una formulación diferente a la de referencia. De esta manera se procedió con las pruebas de compatibilidad con el fluido roto con el tratamiento orgánico.

Tabla N7: Resultados de las pruebas de Compatibilidad del tratamiento orgánico y la salmuera espaciadora con el crudo Llanito 118.

	Relaciones 50/50% y 20/80%	Observaciones
Tto. Orgánico 4 vs Llanito 118		<p>Se observa que el tratamiento orgánico 4, es totalmente soluble en el crudo de Llanito 118 y no presenta ningún tipo de incompatibilidad.</p>
Salmuera sintética vs Tto. Orgánico 4		<p>Se observa que el tratamiento orgánico 4 con la salmuera sintética, no son miscibles, y esto es correcto, debido a que presentan diferente medios polares, aún así no presentan problemas de emulsiones ni de precipitados.</p>

N.1.3 Espectros Infrarrojos del crudo, surfactante base y “sólido” presente en el fluido viscoelástico C

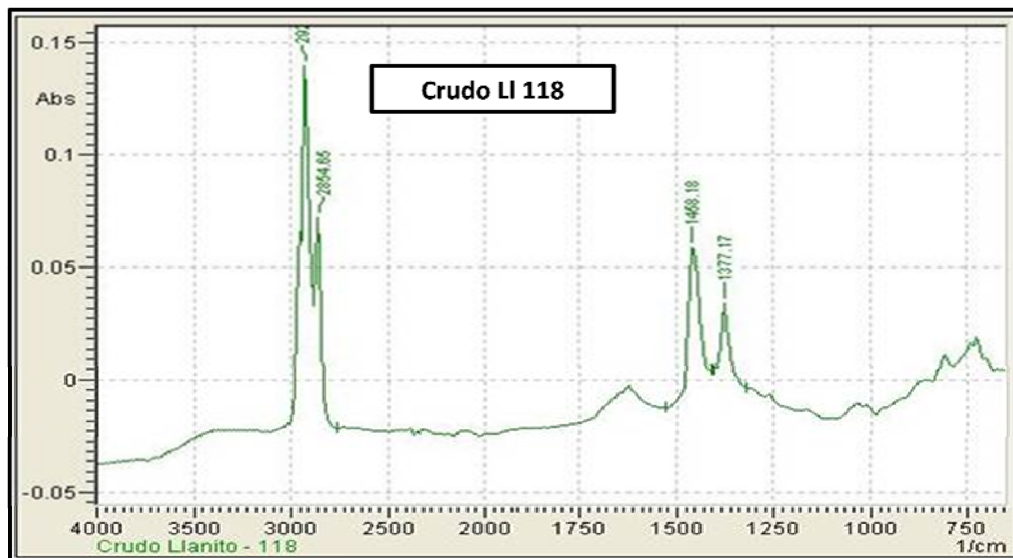
1. Surfactante Base - Aniónico



Bandas Características:

- 3020 cm⁻¹: Vibración de Tensión C-H en aromáticos
- 2924.09 cm⁻¹: Tensión C-H. Vibración características de los alcanos y cicloalcanos
- 2850.79 cm⁻¹: Vibración Simétrica del -CH₂-.
- 1748 cm⁻¹: Tensión C=O del carbonilo
- 1608.63 cm⁻¹: Alquenos C=C
- 1250-1000 cm⁻¹: Flexiones C-H, para aromáticos

2. Crudo de Llanito 118



Bandas Características:

- 3010: cm^{-1} : Vibración de Tensión C-H en aromáticos
- 2920.23 cm^{-1} : Tensión C-H. Vibración características de los alcanos y cicloalcanos
- 2854.65 cm^{-1} : Vibración Simétrica del $-\text{CH}_2-$.
- Región entre 2000 cm^{-1} : sobretonos de la tensión C-H para aromáticos
- 1600 cm^{-1} : Tensión C=O del carbonilo
- 1458.18 cm^{-1} : Flexión C-H aguda
- 1377.17 cm^{-1} : Doblete deformación C-H
- 1250-1000 cm^{-1} : Flexiones C-H, para aromáticos

3. "Sólido" encontrado del fluido viscoelástico C



Bandas Características:

- 3020 cm⁻¹: Vibración de Tensión C-H en aromáticos
- 2920.23 cm⁻¹: Tensión C-H. Vibración característica de los alcanos y cicloalcanos.
- Entre 2800 cm⁻¹: Vibración Simétrica del -CH₂-.
- 1581.63 cm⁻¹: 1608.63 cm⁻¹: Alquenos C=C
- 1462.04: Flexión C-H aguda
- 1396.46: Doblete deformación C-H
- 900-600: Bandas debido a flexión C-H fuera del plano para aromáticos

N.1.4 Medida de la Tensión Interfacial y Superficial

Los valores finales de tensión interfacial y superficial, tanto para el tratamiento orgánico, la salmuera espaciadora y los fluidos de fractura viscoelásticos A y B, se presentan en la tabla M6.

Los surfactantes T1, T2 y T3 son diferentes a los utilizados para preparar los fluidos de fractura, además son de naturaleza no iónica y se utilizaron con el objetivo de disminuir la tensión interfacial de la salmuera espaciadora y el tratamiento orgánico.

Tabla N8: Valores finales de Tensión Interfacial para el Tto. Orgánico con la salmuera sintética y la salmuera espaciadora con crudo.

Tratamiento Orgánico vs Salmuera sintética		Salmuera Espaciadora vs Crudo de Llanito	
FORMULACIÓN	TENSIÓN σ (dinas/cm)	FORMULACIÓN	TENSIÓN σ (dinas/cm)
4	2.23	2	1.35

Tabla N9: Valores finales de Tensión superficial de la mezcla homogénea de los fluidos de fractura viscoelásticos A y B, rotos con el tratamiento orgánico 4.

Tto. Orgánico	Viscoelástico A		Viscoelástico B	
FORMULACIÓN	FORMULACIÓN	TENSIÓN γ (dinas/cm)	FORMULACIÓN	TENSIÓN γ (dinas/cm)
4	1	26.93	A	26.82
4	8	26.74	H	26.78

Tabla N10: Evaluación del Tratamiento Orgánico

TRATAMIENTO ORGANICO						
FORM.	XILENO (GPT)	VAR SOL (GPT)	SOLVENTE MUTUAL (GPT)	SURFACTANTE T1 (GPT)	SURFACTANTE T2 (GPT)	SURFACTANTE T3 (GPT)
1	496	400	-----	4	-----	-----
2	496	400	100	4	-----	-----
3	496	400	100	-----	4	-----
4	496	400	100	-----	-----	4

Tabla N11: Evaluación de la Salmuera Espaciadora

SALMUERA ESPACIADORA				
FORMULA	CONTRA IONES (% W/W)	SURFACTANTE T1 (GPT)	SURFACTANTE T2 (GPT)	SURFACTANTE T3 (GPT)
1	2	2	-----	-----
2	3	-----	-----	50
3	2	-----	2	-----

Es de vital importancia, destacar que las formulaciones de los fluidos de fractura A y B, fueron rotos con el tratamiento orgánico 4, el cual fue el único tratamiento de todas las formulaciones probadas, que presentó el menor valor de tensión interfacial. Una vez roto el fluido, se le midió la viscosidad en un viscosímetro Fann 35A a 100 rpm, y presentaron valores menores a 5 cp, viscosidad similar a la de la salmuera de preparación.

N.2 Pruebas De Interacción Roca – Fluido





N.2.1 Prueba de Mojabilidad Visual y Detergencia

Las arenas de Llanito 117, profundidad de 5821.42 ft, que fueron impregnadas para cada fluido de fractura A y B roto, presentaron una notable dispersión en agua y aglomeración en varsol; lo que significa que presentaron una mojabilidad al agua. Ahora bien, las arenas impregnadas por el tratamiento orgánico, presentaron una mojabilidad mixta; es decir, no presentaron una total dispersión en agua ni una total aglomeración en varsol.

Se observó que los fluidos de fractura A y B, presentaron una buena detergencia, se corroboró el poder detergente del tensoactivo, y las arenas presentaron un bajo grado de impregnación de crudo. Para el tratamiento orgánico, las arenas quedaron un poco más impregnadas, comparadas con los fluidos de fractura, pero esto se debe a que el tratamiento orgánico está

inmerso en un medio no polar (aceite); sin embargo, aún así, la prueba de detergencia presentó resultados satisfactorios. A continuación se presenta el registro fotográfico para las pruebas.

Tabla N12: resultados de Detergencia para los fluidos de fractura viscoelásticos A y B

VISCOELASTICO A		VISCOELASTICO B	
<i>Formulación 1 (ref)</i>	<i>Formulación 8</i>	<i>Formulación A</i>	<i>Formulación H</i>
			
Buena detergencia: Bajo grado de impregnación de crudo en las arenas		Buena detergencia: Bajo grado de impregnación de crudo en las arenas	

N.3 Velocidad De Asentamiento Del Material Propante

N.3.1 Curvas de Velocidad de Asentamiento de los Fluidos Evaluados.

En los gráficas N1 – N4 se presentan las curvas de asentamiento para los fluidos de fractura viscoelástico A y B, evaluados bajo condiciones estáticas a 130 °F (BHST).

N.4 Comportamiento Reológico

En los gráficas N5 en adelante, se presentan cada uno de los perfiles reológicos bajo todos los cambios de *shear rate* y a diferentes temperaturas, realizadas en un viscosímetro Chandler 5550 HT/HP, a 400 psi de presión.

Gráfico N1 Curva de Asentamiento de 6 y 8 ppg de Carbolita 20/40 en el fluido viscoelástico A - Formulación 1 @ 130 °F

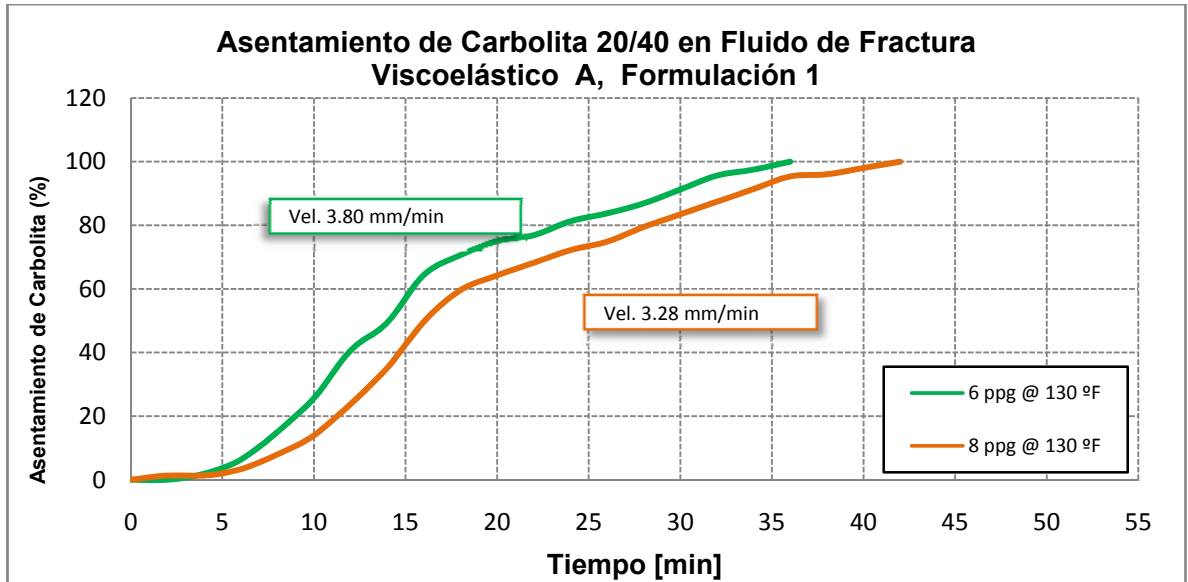


Gráfico N2 Curva de Asentamiento de 6 y 8 ppg de Carbolita 20/40 en Fluido Viscoelástico A - Formulación 8 @ 130 °F

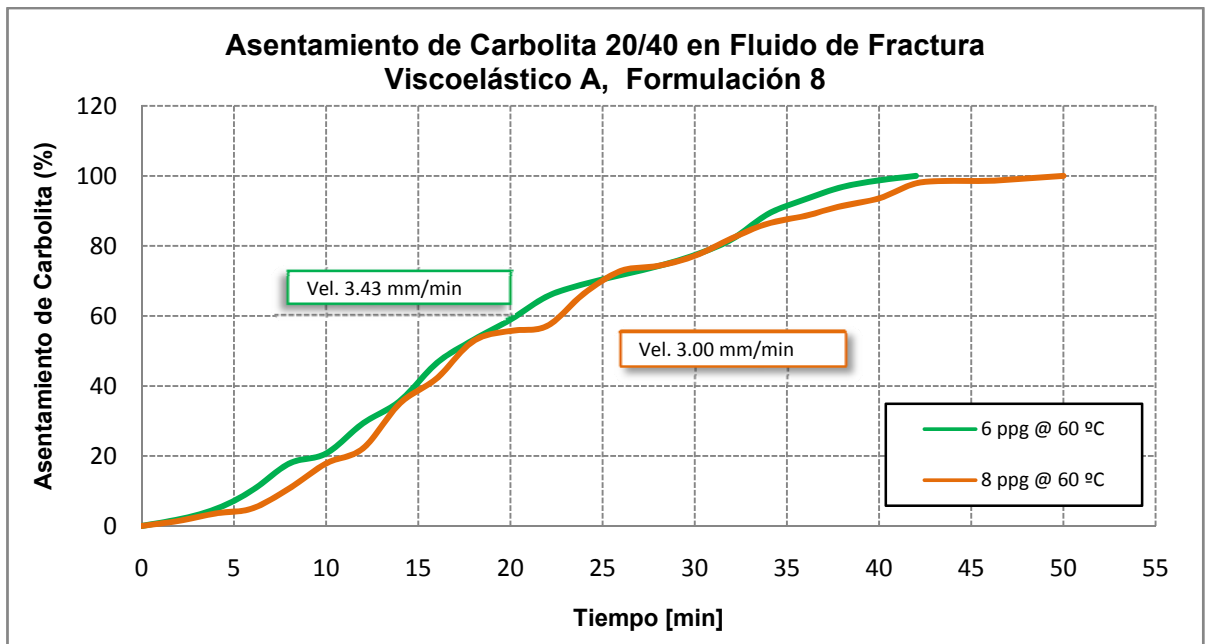


Gráfico N3: Curva de Asentamiento de 6 y 8 ppg de Carbolita 20/40 en Fluido Viscoelástico B - Formulación A @ 130 °F

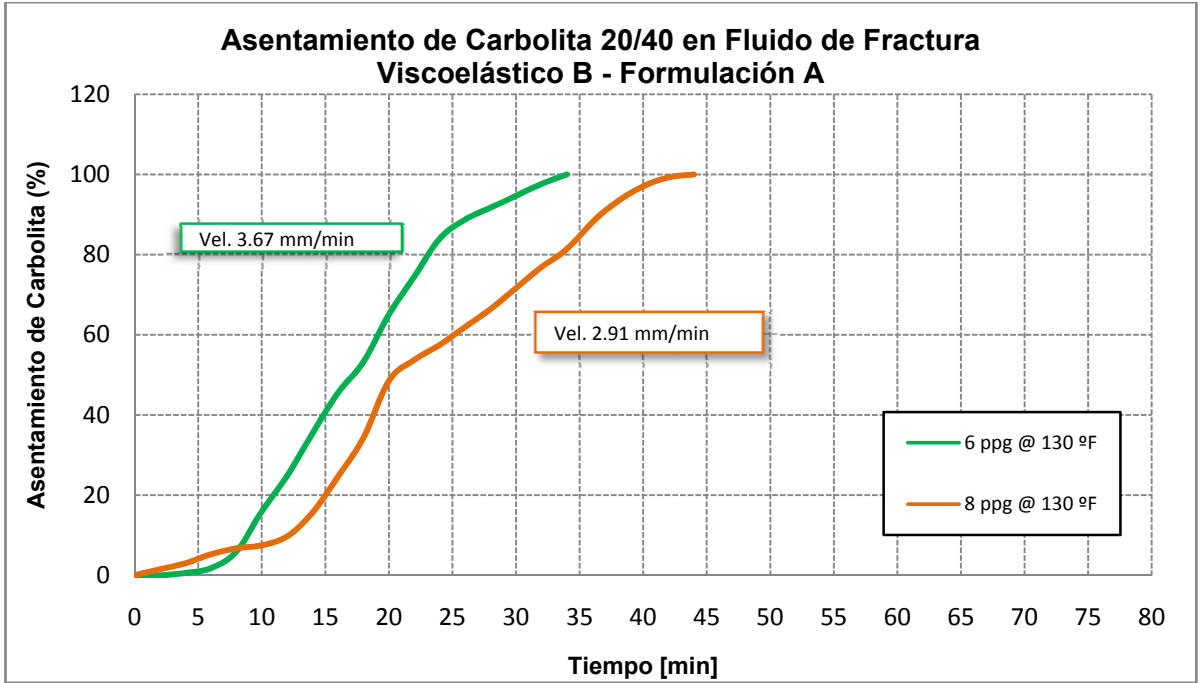


Gráfico N4: Curva de Asentamiento de 6 y 8 ppg de Carbolita 20/40 en Fluido Viscoelástico B - Formulación H @ 130 °F

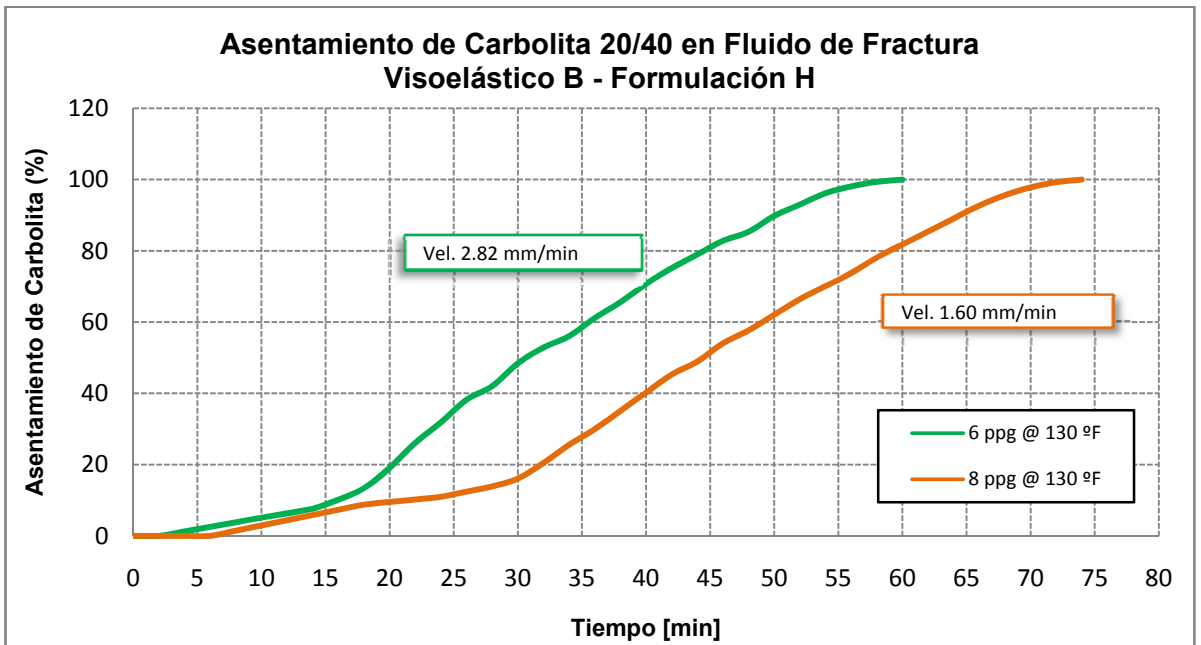


Gráfico N5: Perfil Reológico del Viscoelástico A, Formulación 1 a 90°F

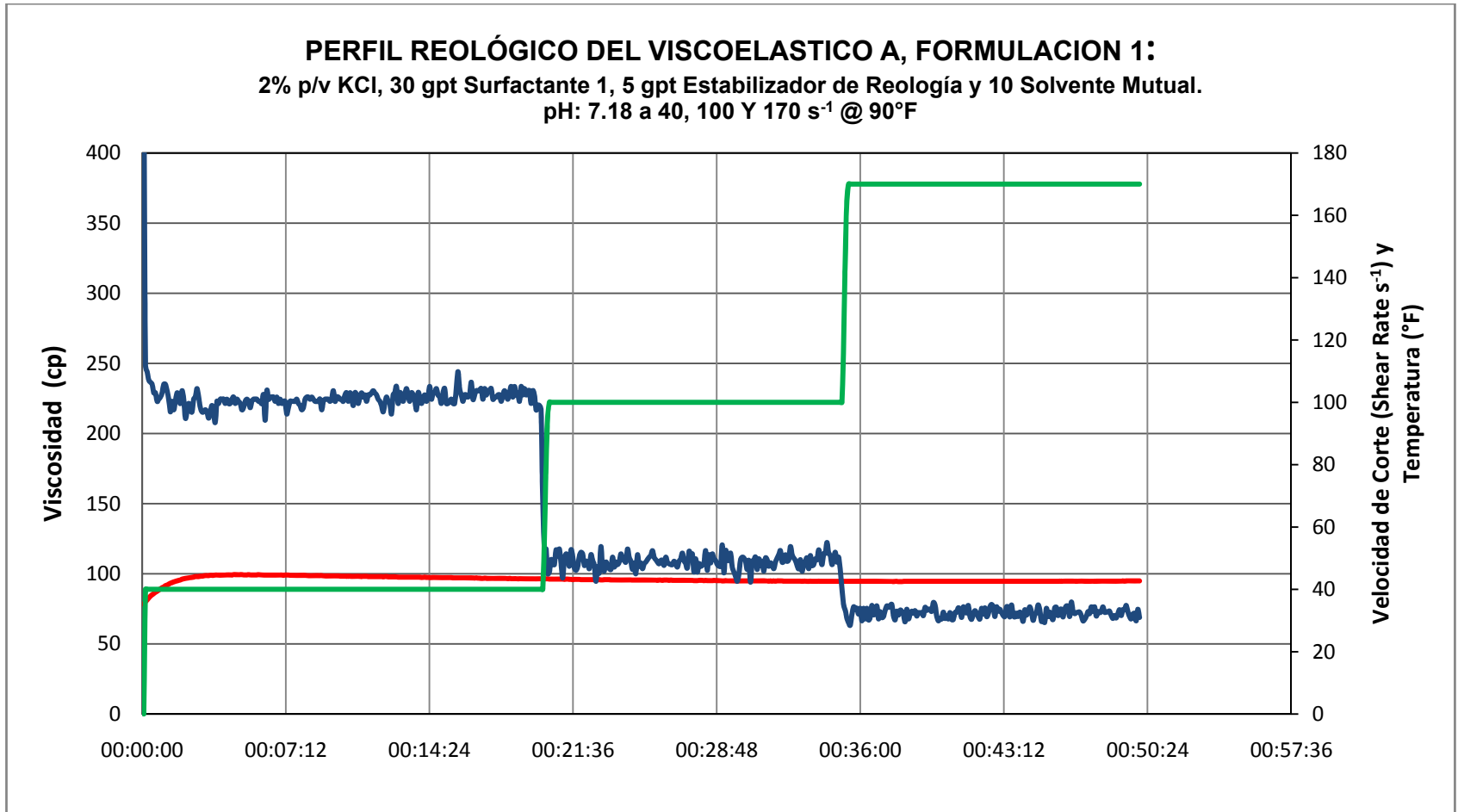


Gráfico N6: Perfil Reológico del Viscoelástico A, Formulación 1 a 110°F

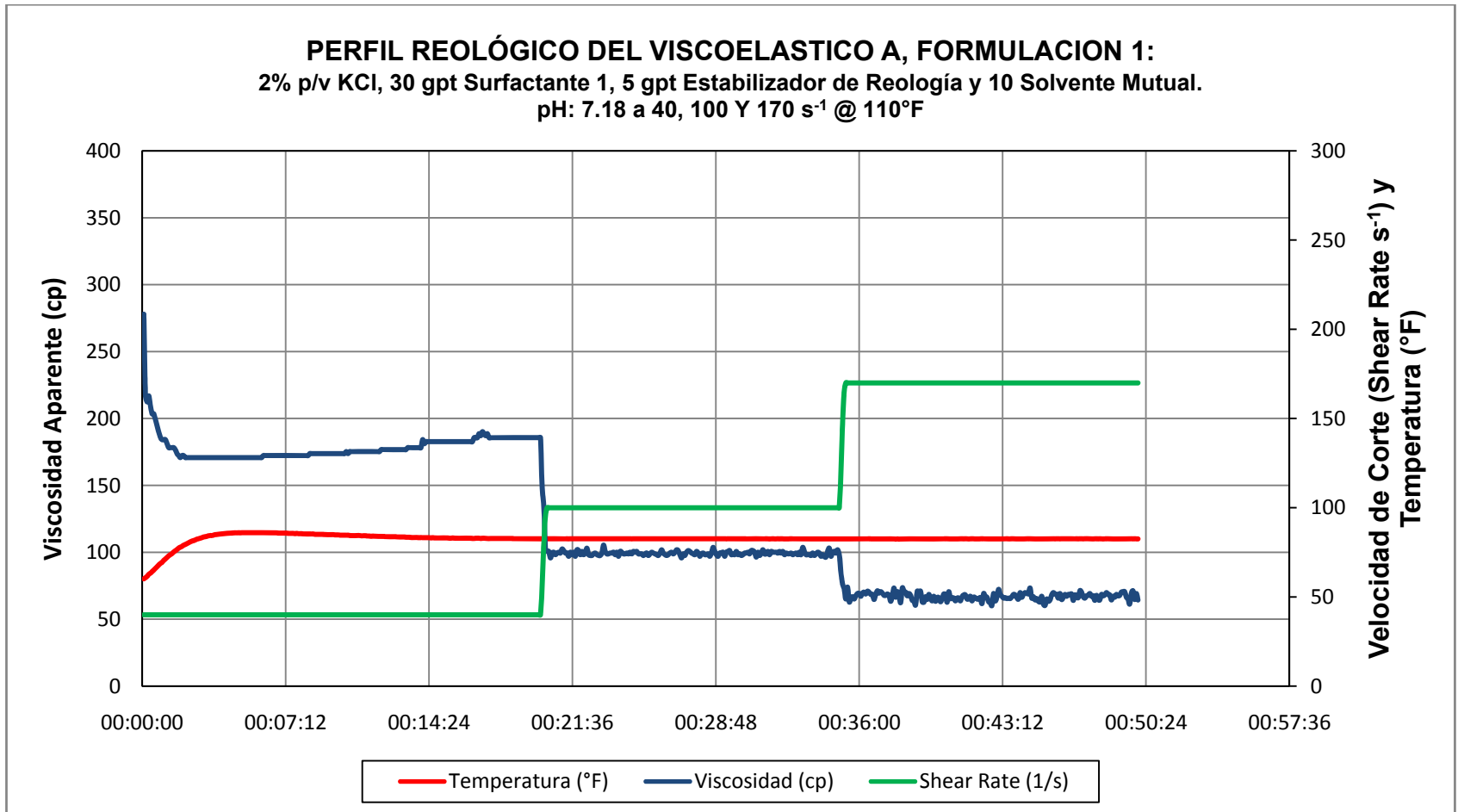


Gráfico N7: Perfil Reológico del Viscoelástico A, Formulación 1 a 130°F

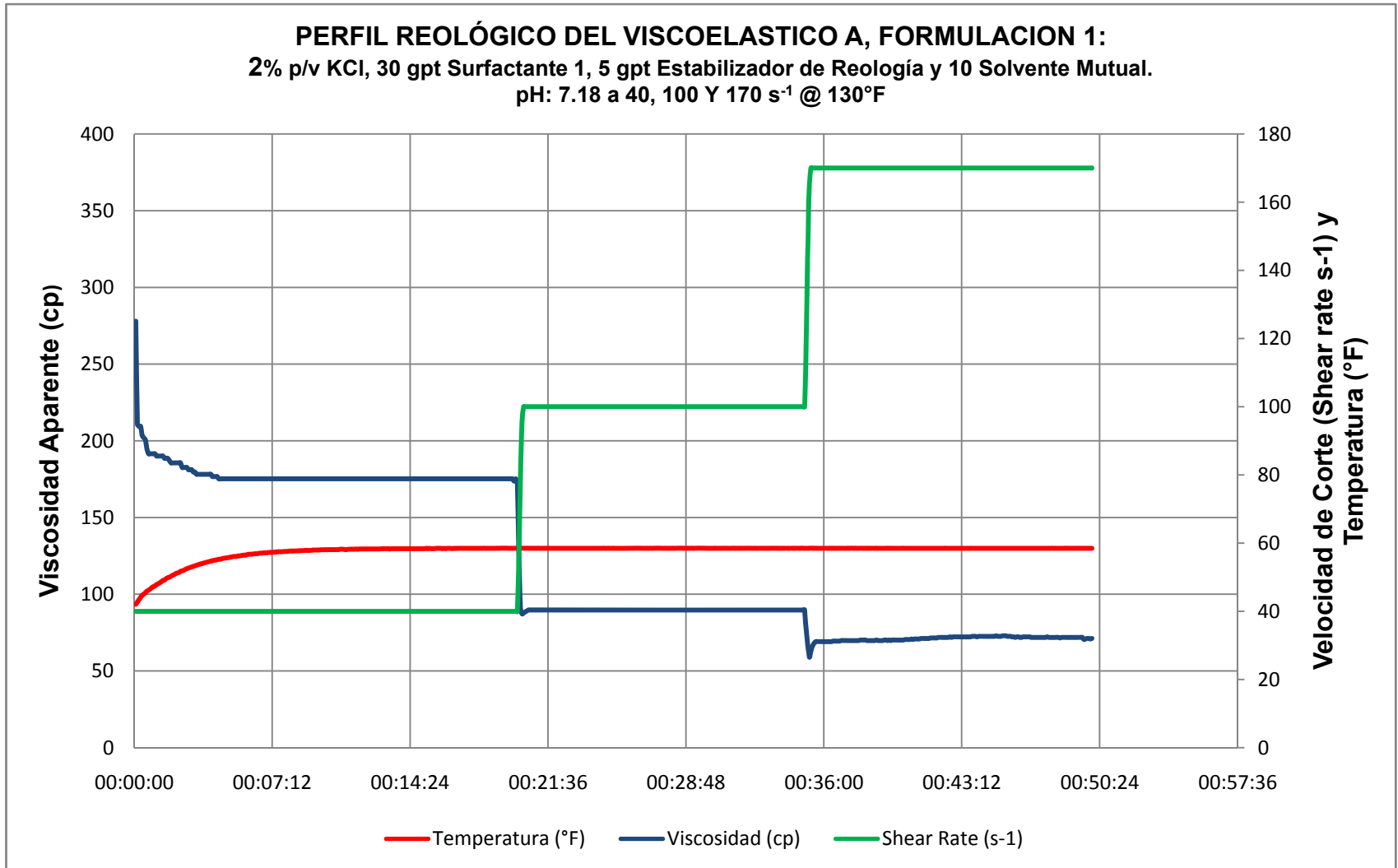


Gráfico N8: Perfil Reológico del Viscoelástico A, Formulación 1 a 150°F

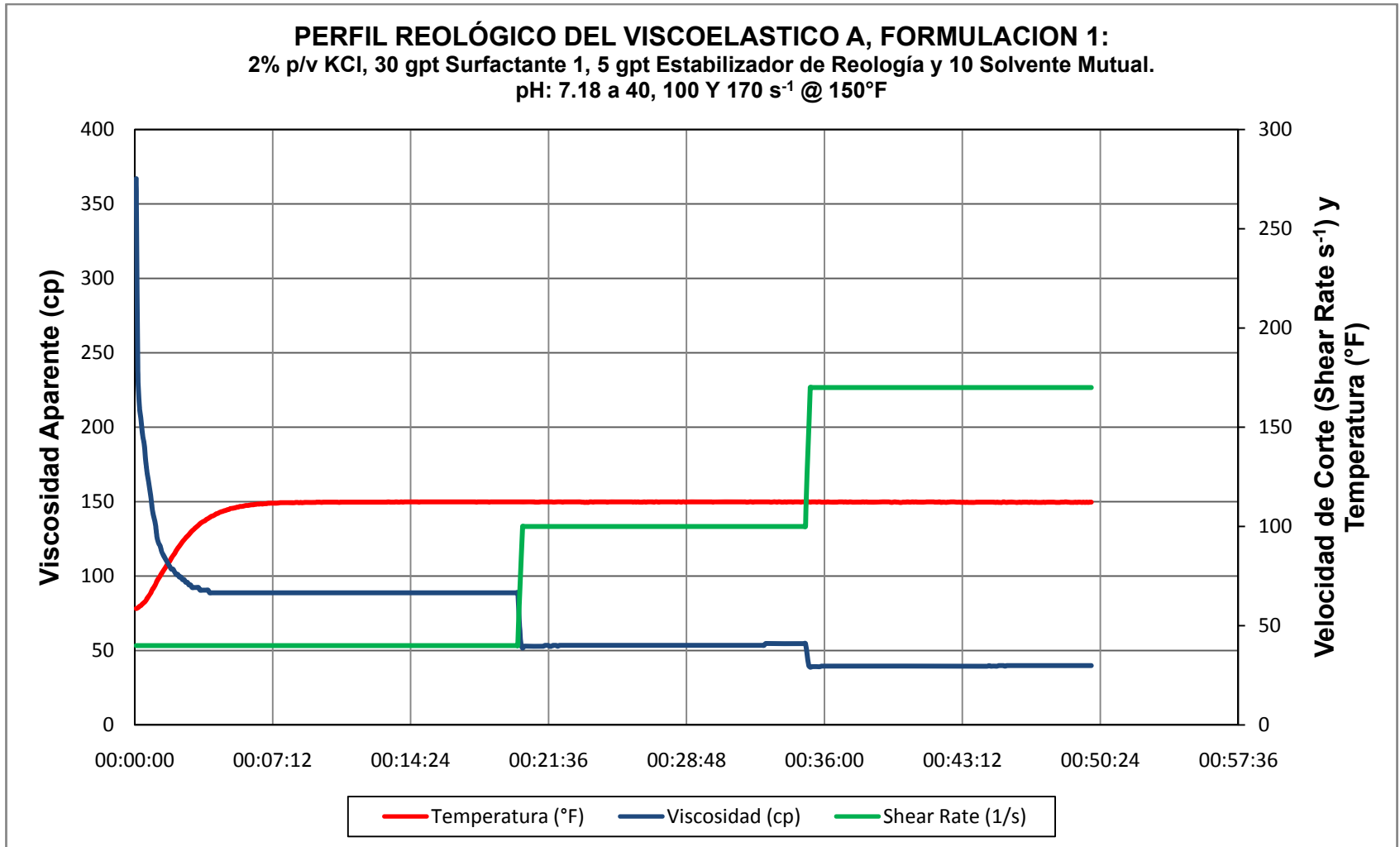


Gráfico N9: Perfil Reológico del Viscoelástico A, Formulación 1 a 170°F

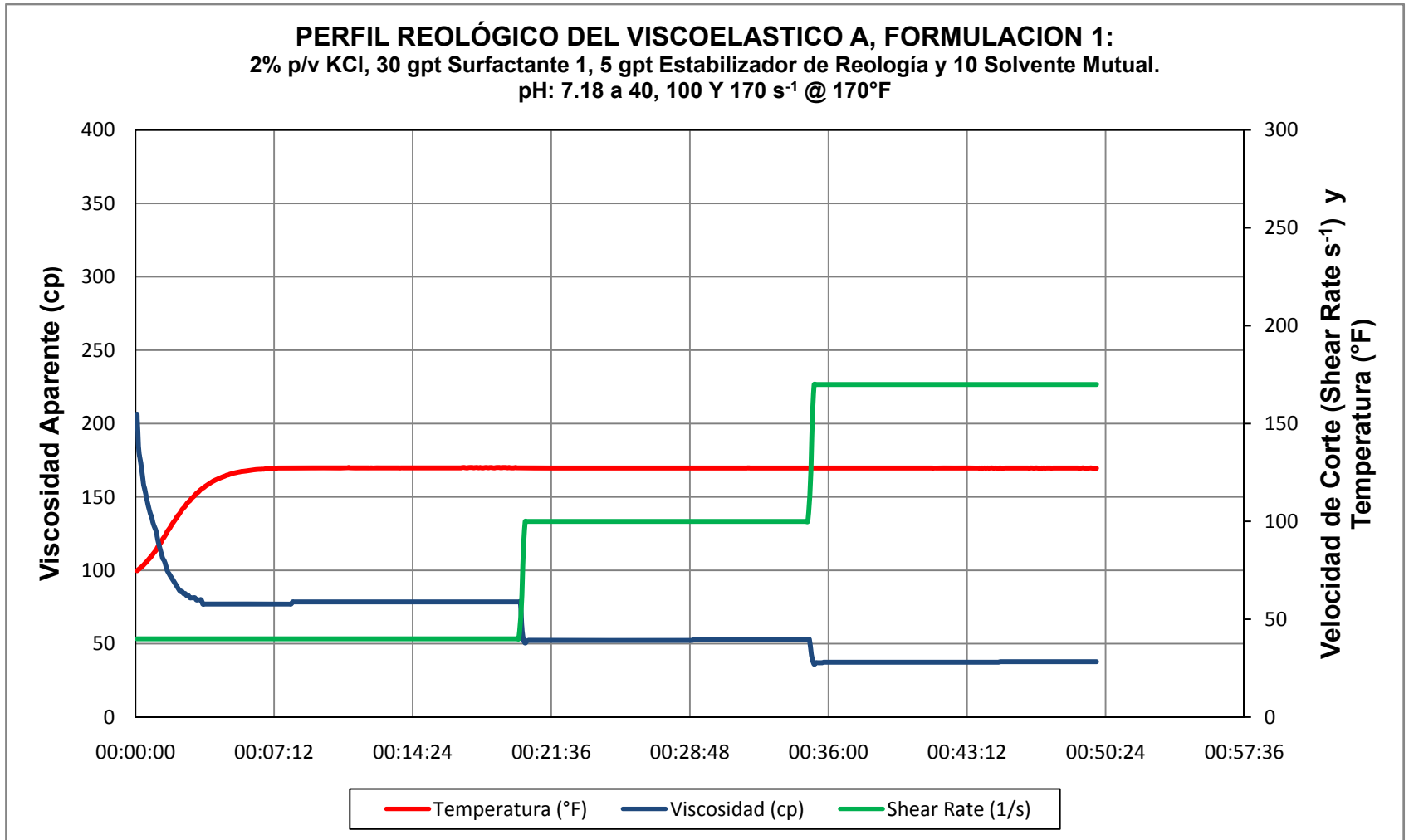


Gráfico N10: Perfil Reológico del Viscoelástico A, Formulación 8 a 90°F

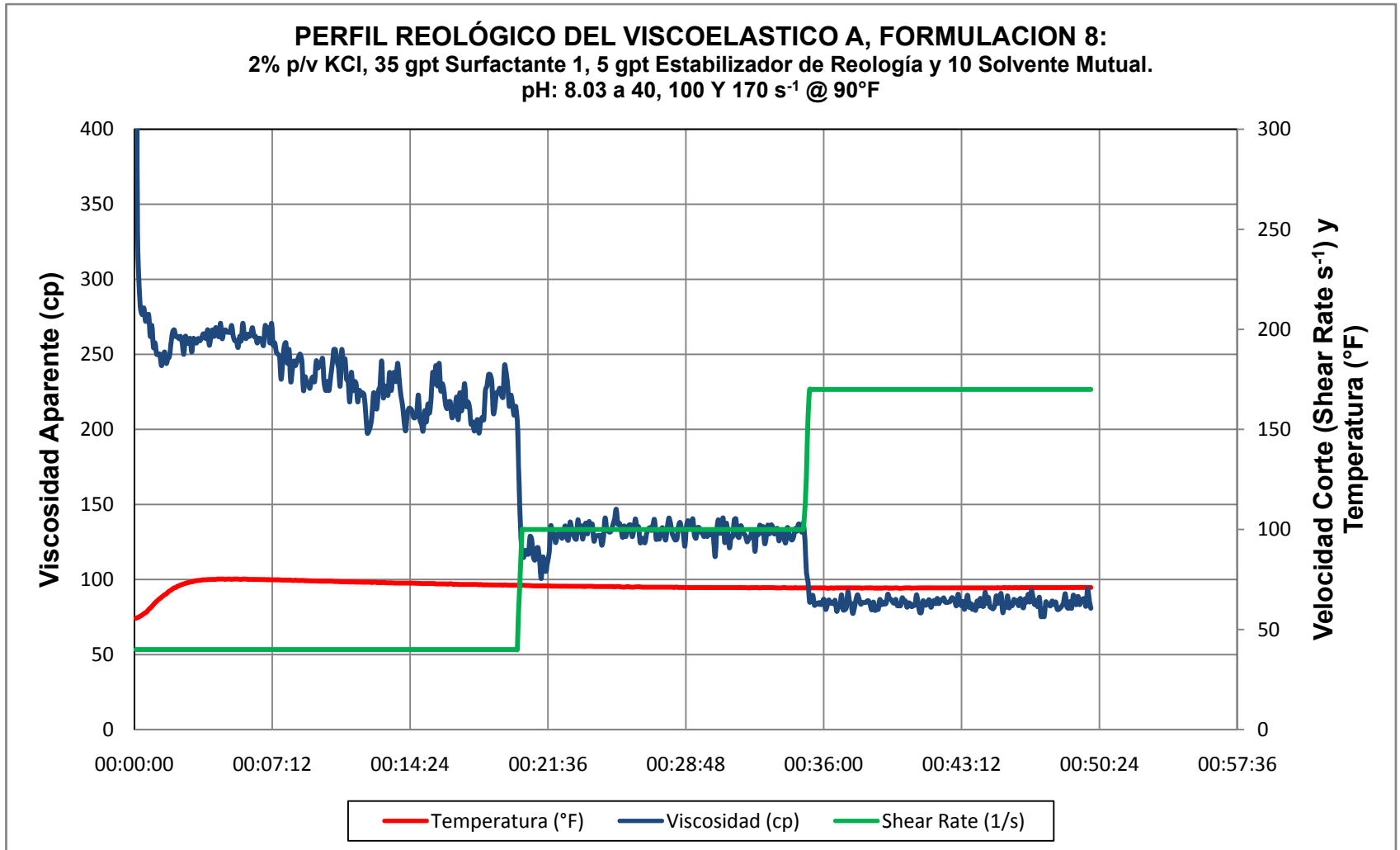


Gráfico N11: Perfil Reológico del Viscoelástico A, Formulación 8 a 110°F

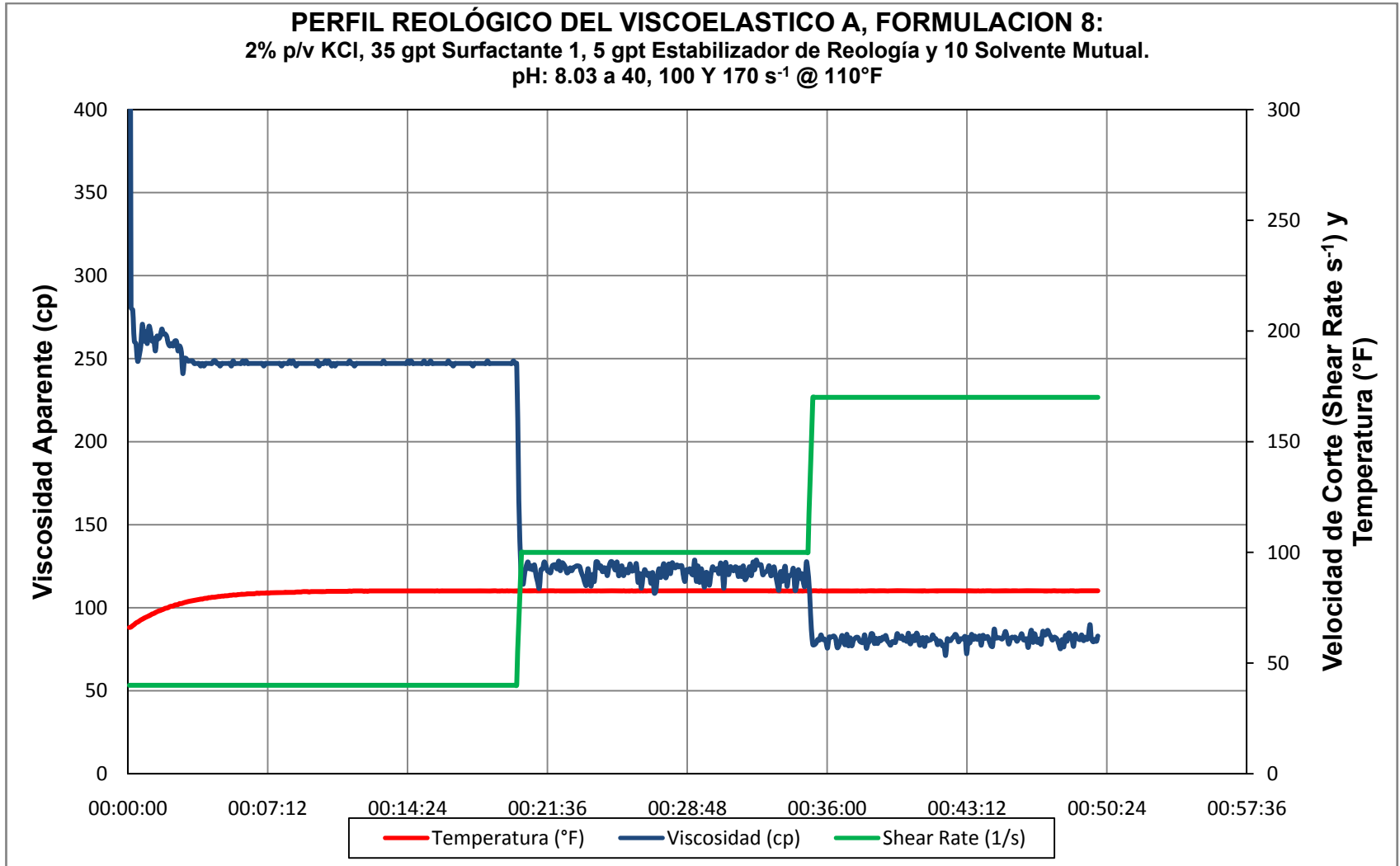


Gráfico N12: Perfil Reológico del Viscoelástico A, Formulación 8 a 130°F

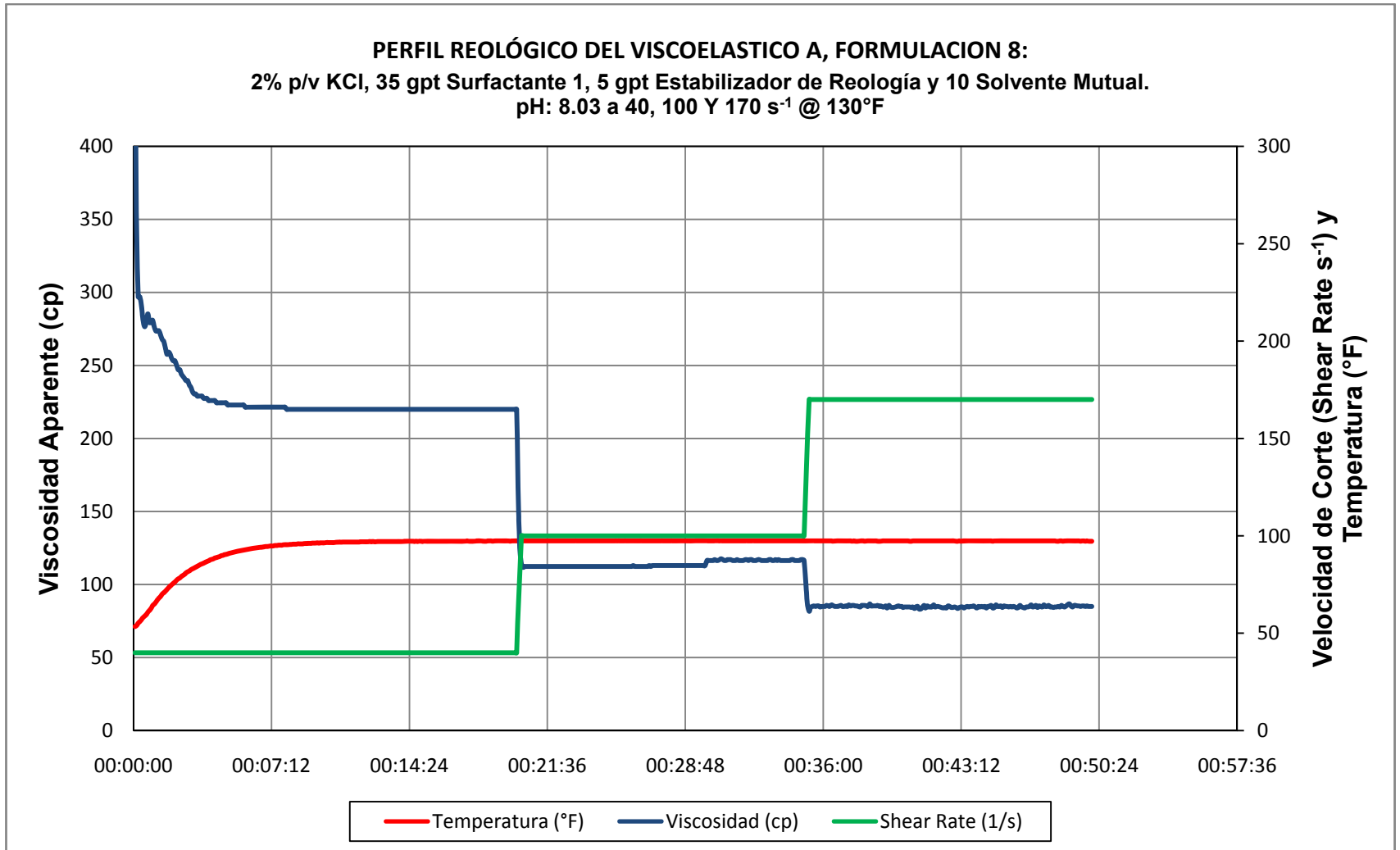


Gráfico N13: Perfil Reológico del Viscoelástico A, Formulación 8 a 150°F

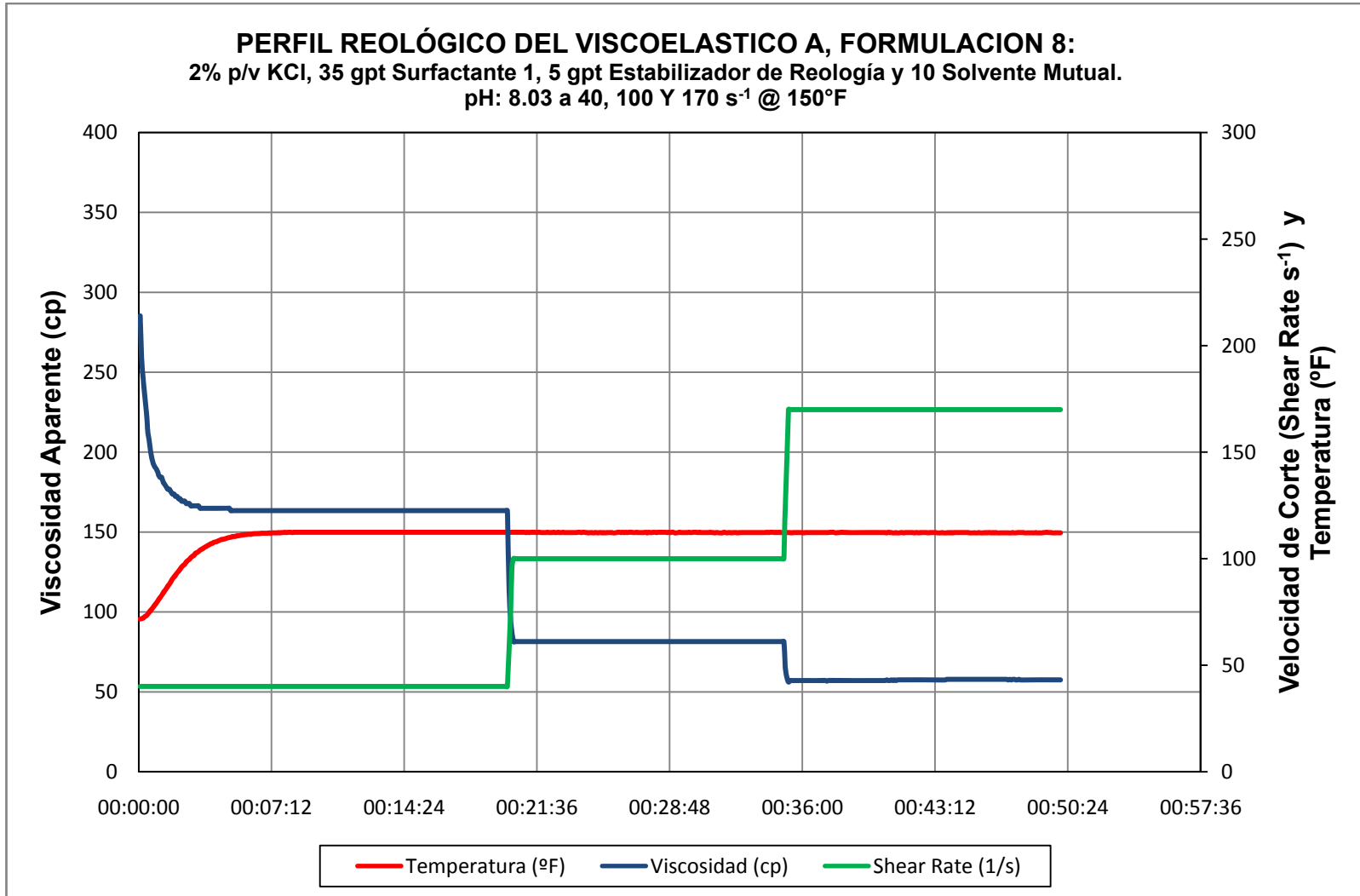


Gráfico N14: Perfil Reológico del Viscoelástico A, Formulación 8 a 170°F

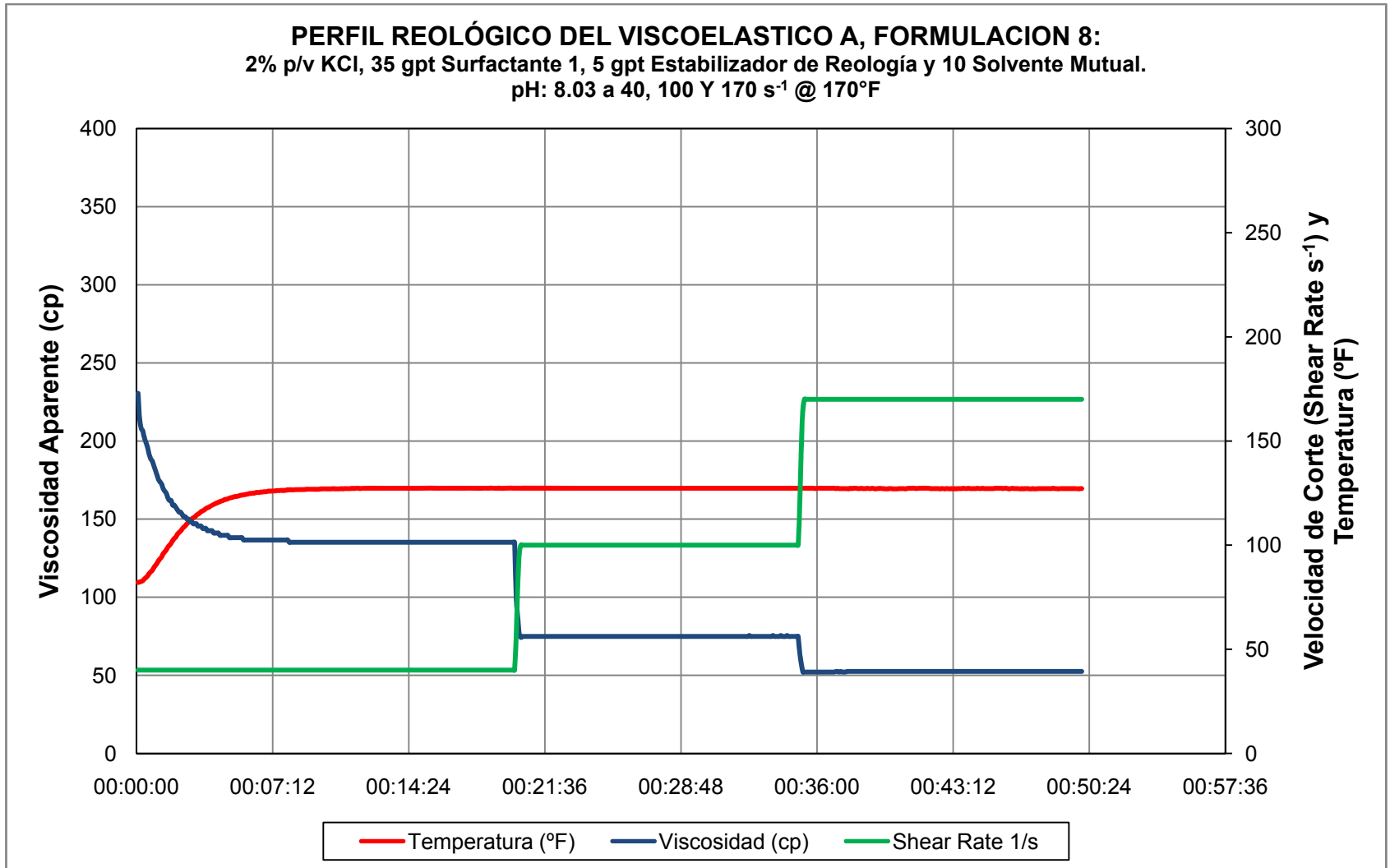


Gráfico N15: Perfil Reológico del Viscoelástico B, Formulación A a 90°F

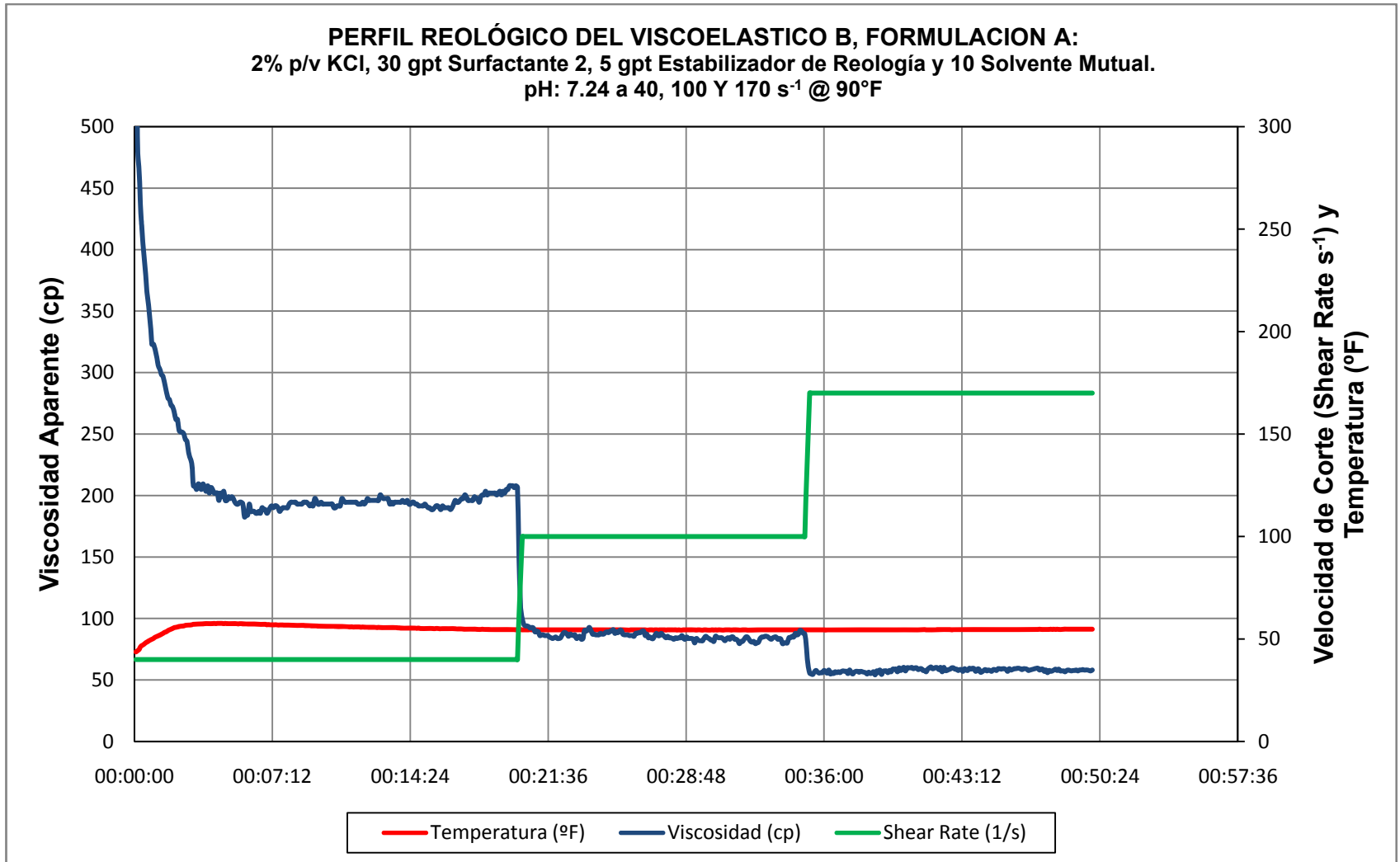


Gráfico N16: Perfil Reológico del Viscoelástico B, Formulación A a 110°F

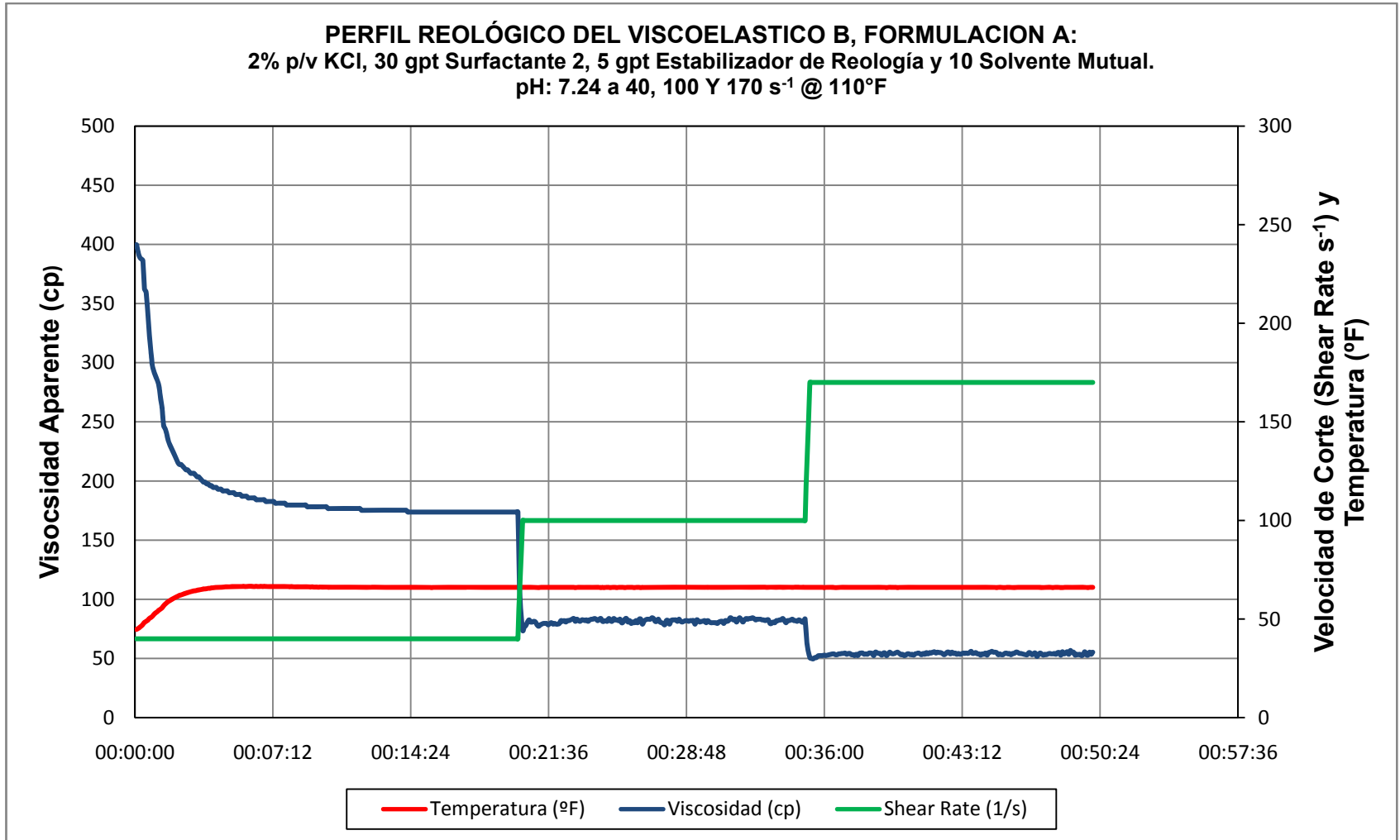


Gráfico N17: Perfil Reológico del Viscoelástico B, Formulación A a 130°F

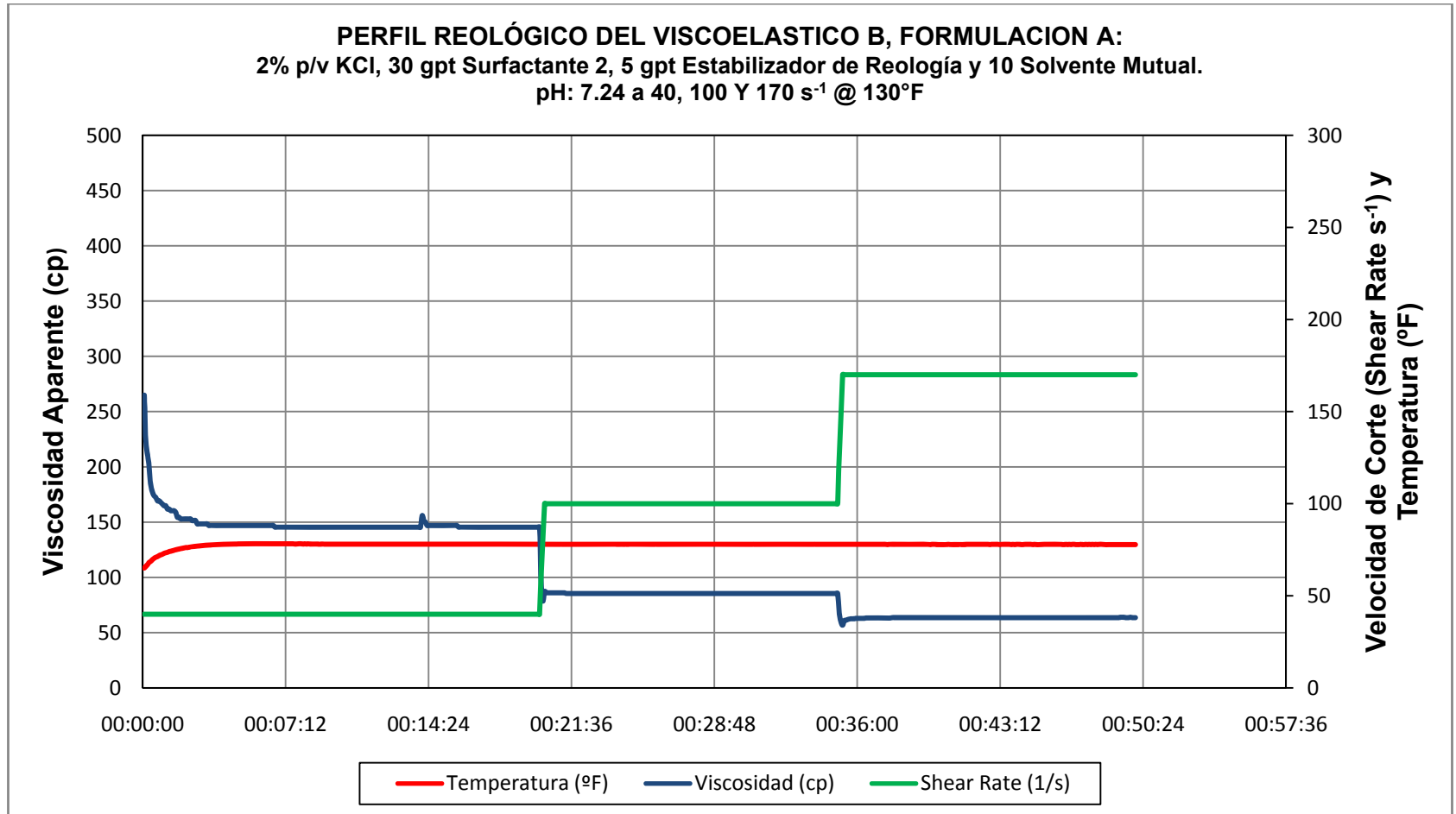


Gráfico N18: Perfil Reológico del Viscoelástico B, Formulación A a 150°F

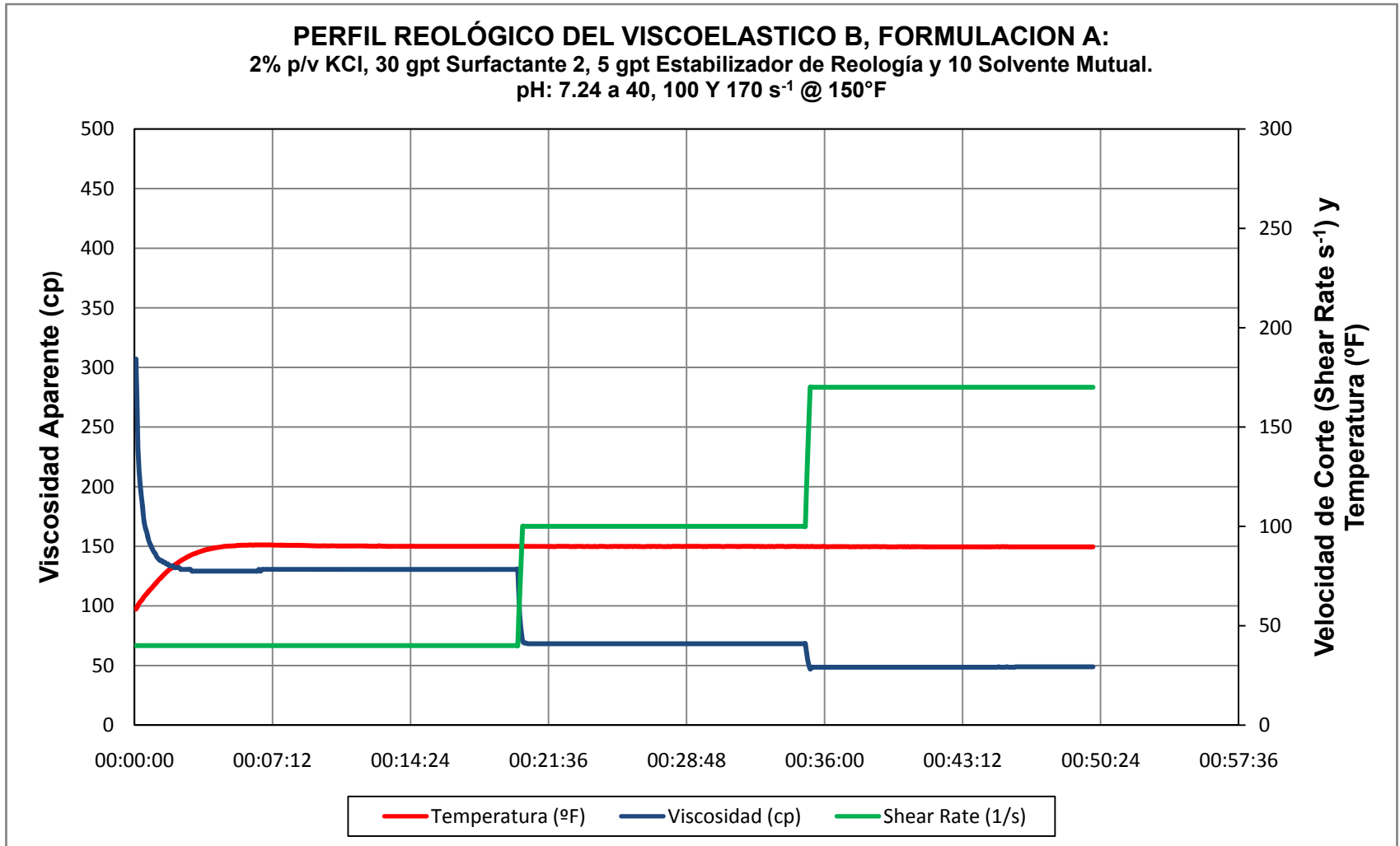


Gráfico N19: Perfil Reológico del Viscoelástico B, Formulación A a 170°F

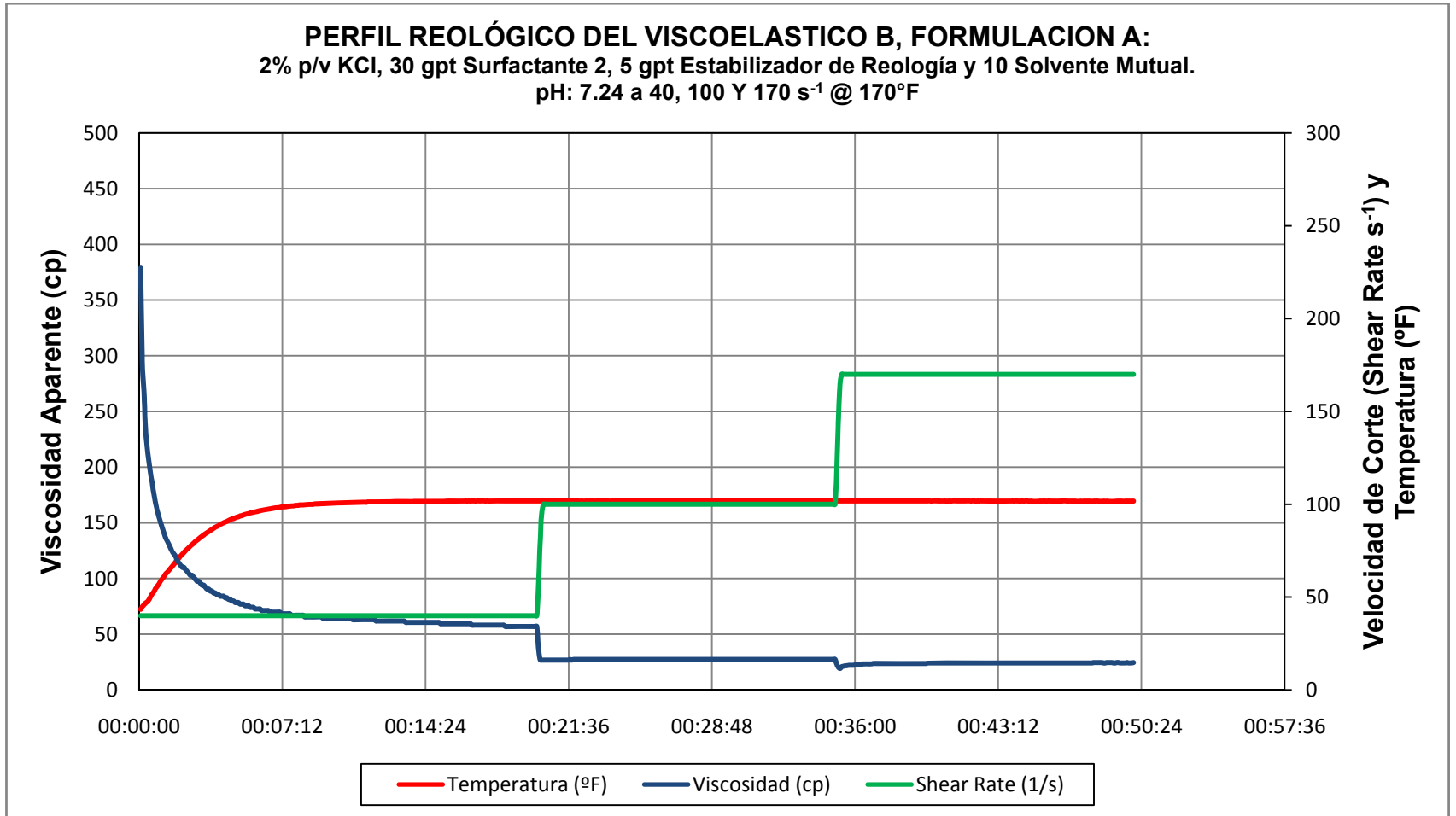


Gráfico N20: Perfil Reológico del Viscoelástico B, Formulación H a 90°F

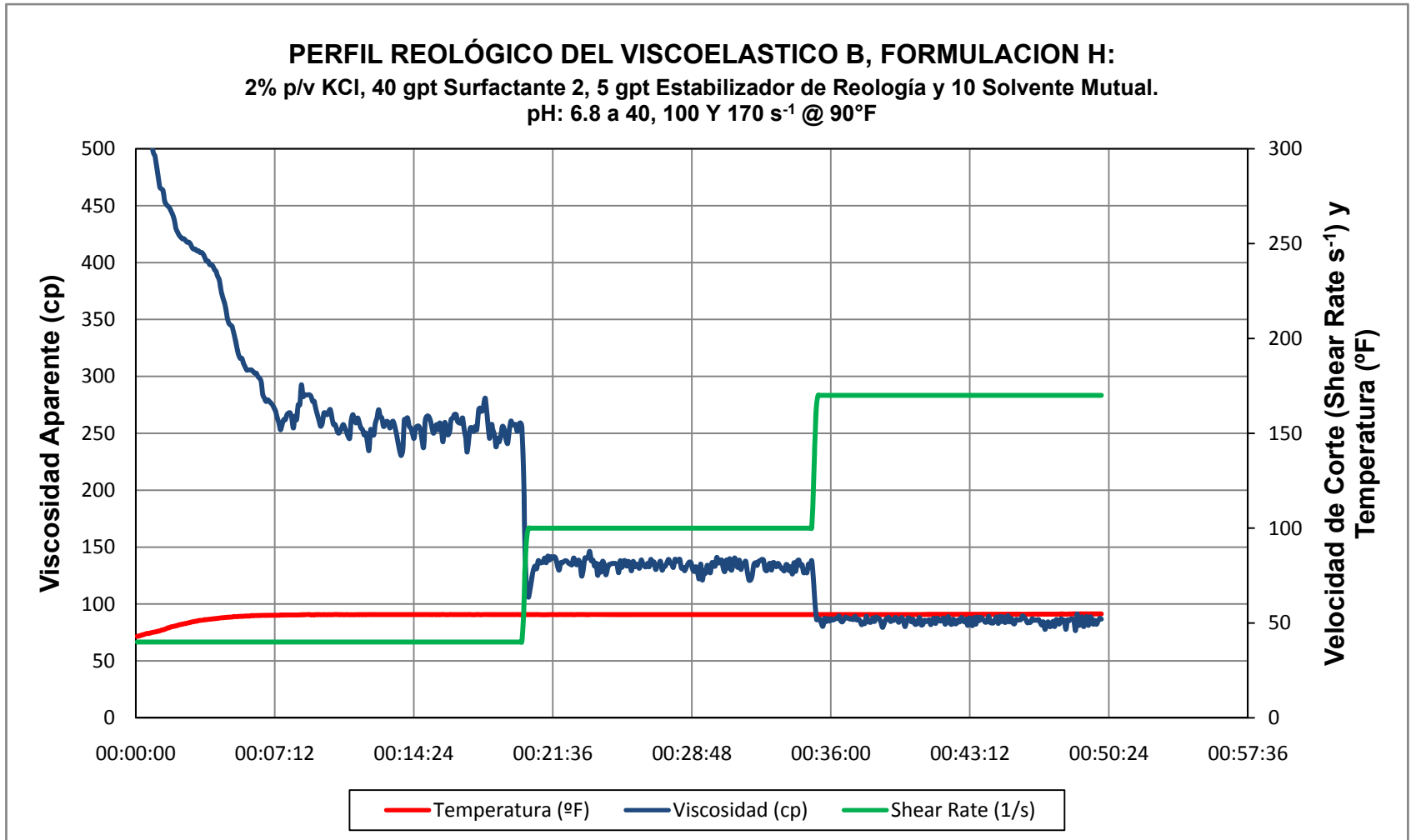


Gráfico N21: Perfil Reológico del Viscoelástico B, Formulación H a 110°F

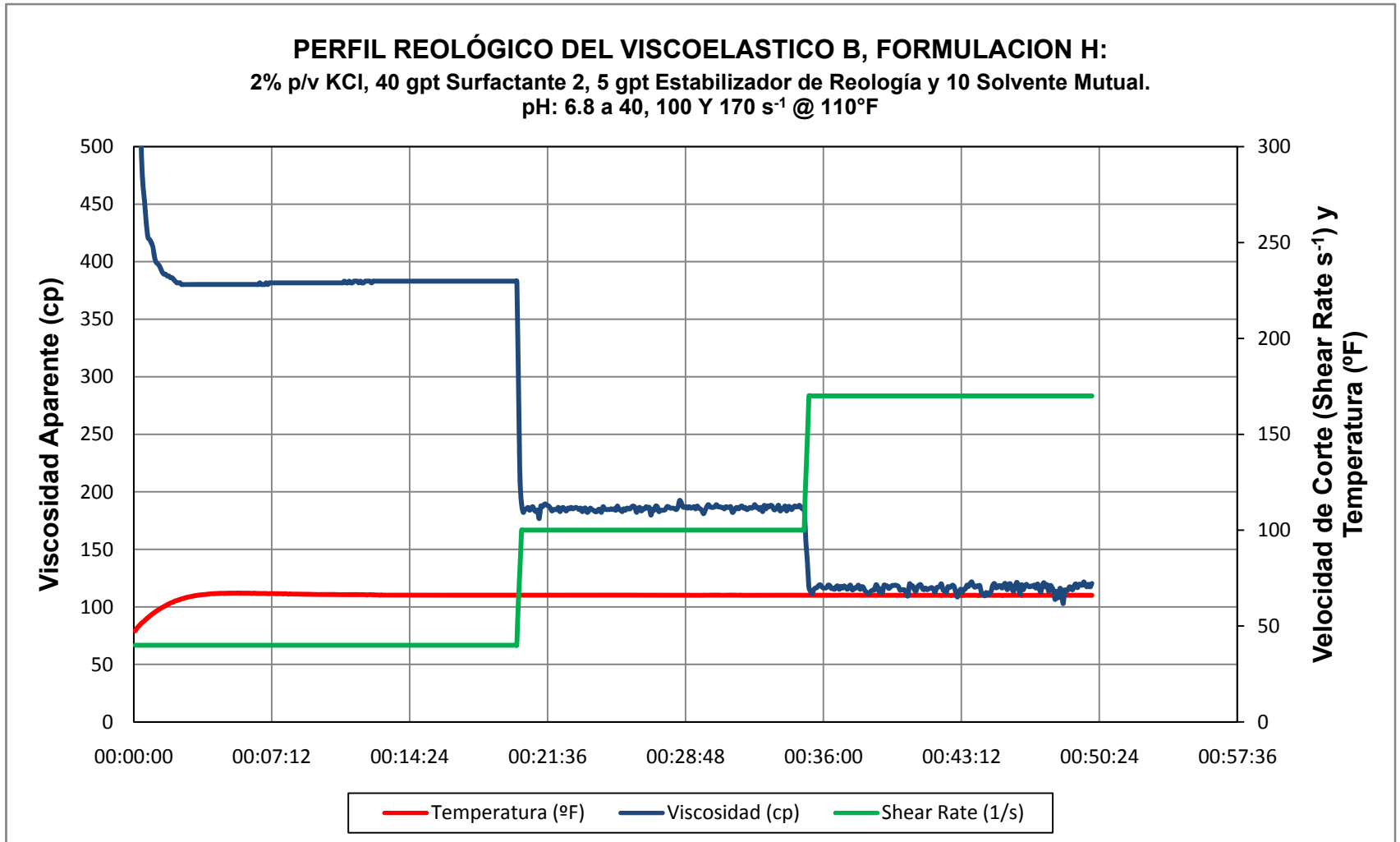


Gráfico N22: Perfil Reológico del Viscoelástico B, Formulación H a 130°F

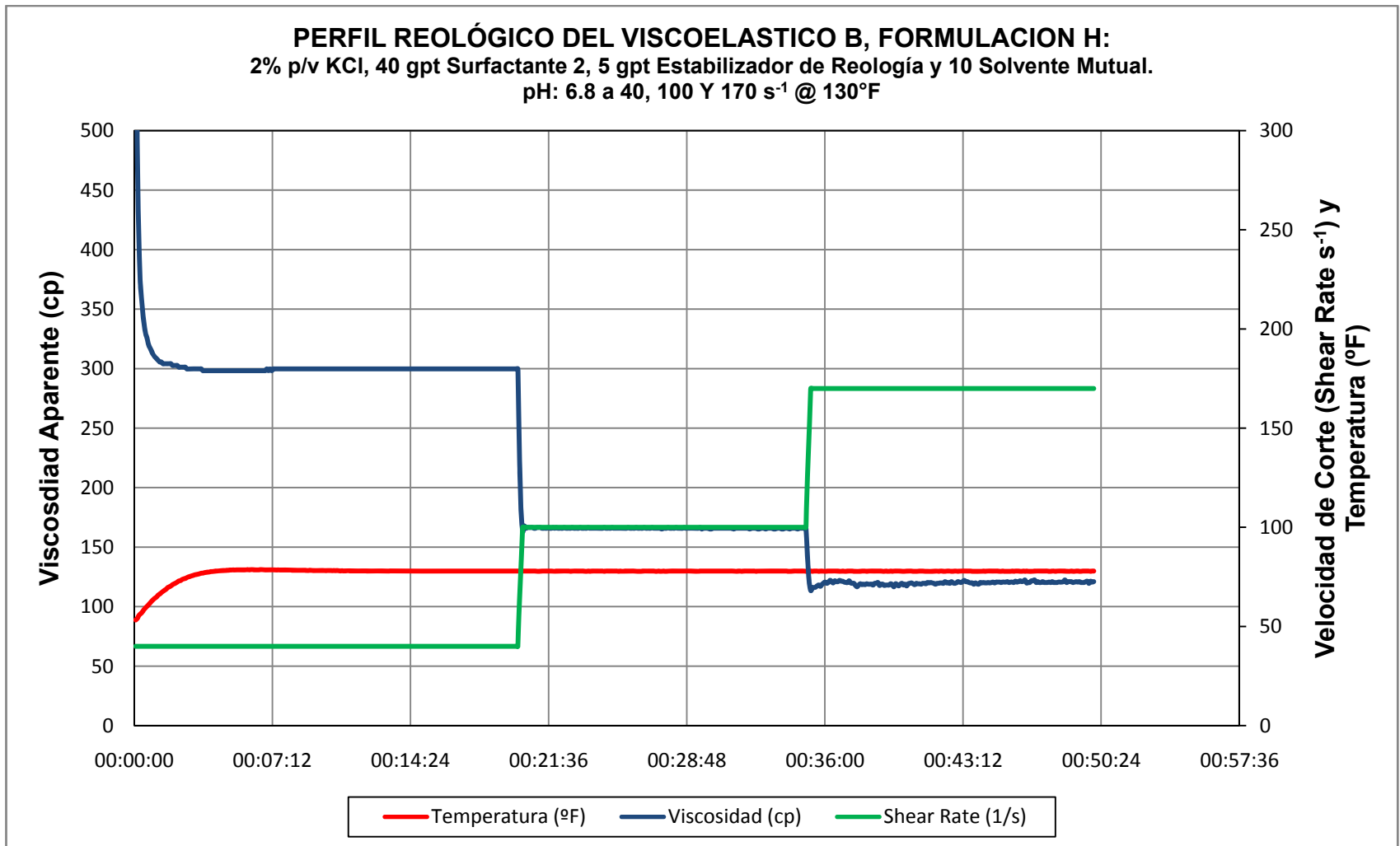


Gráfico N23: Perfil Reológico del Viscoelástico B, Formulación H a 150°F

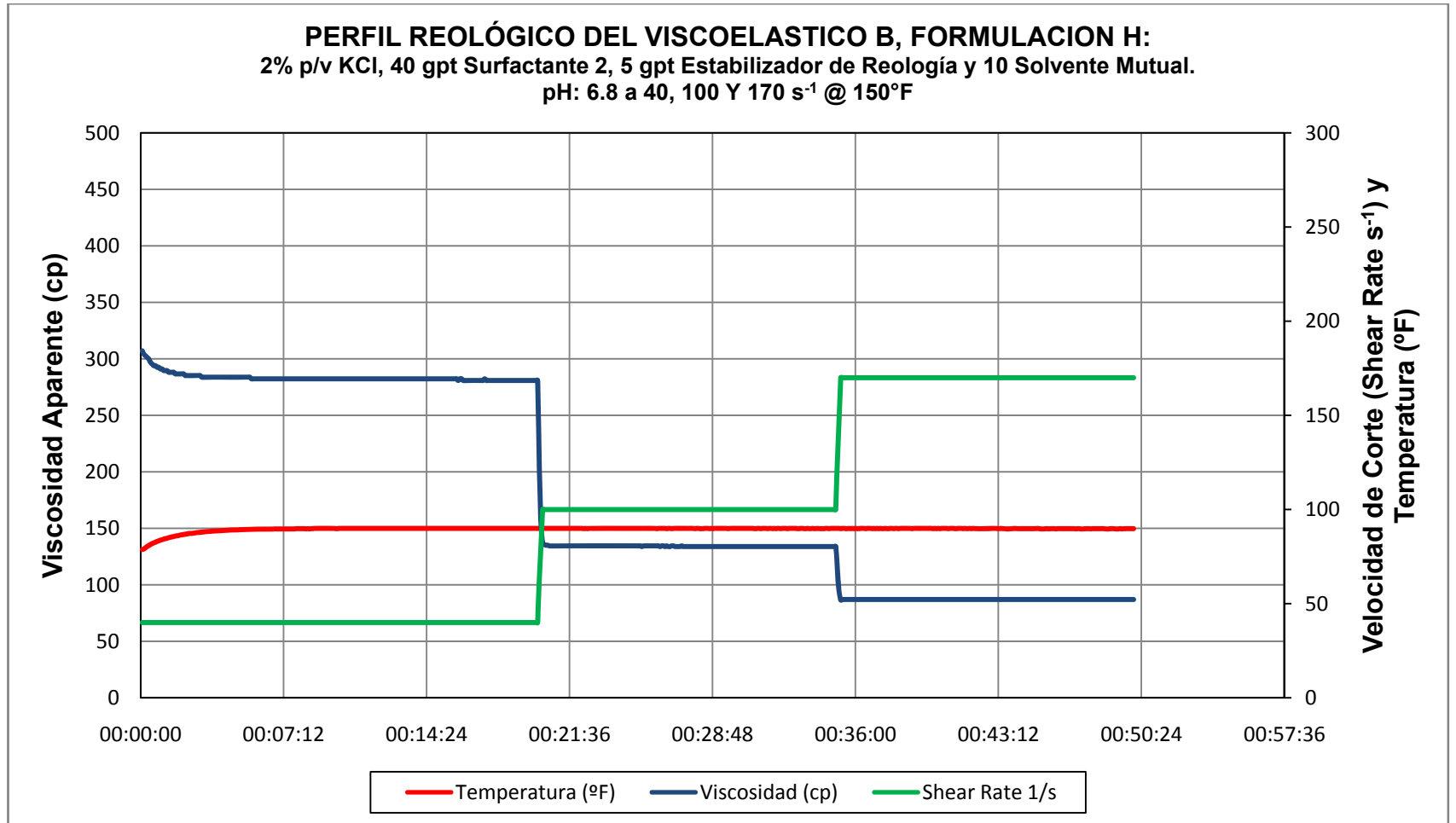


Gráfico N24: Perfil Reológico del Viscoelástico B, Formulación H a 170°F

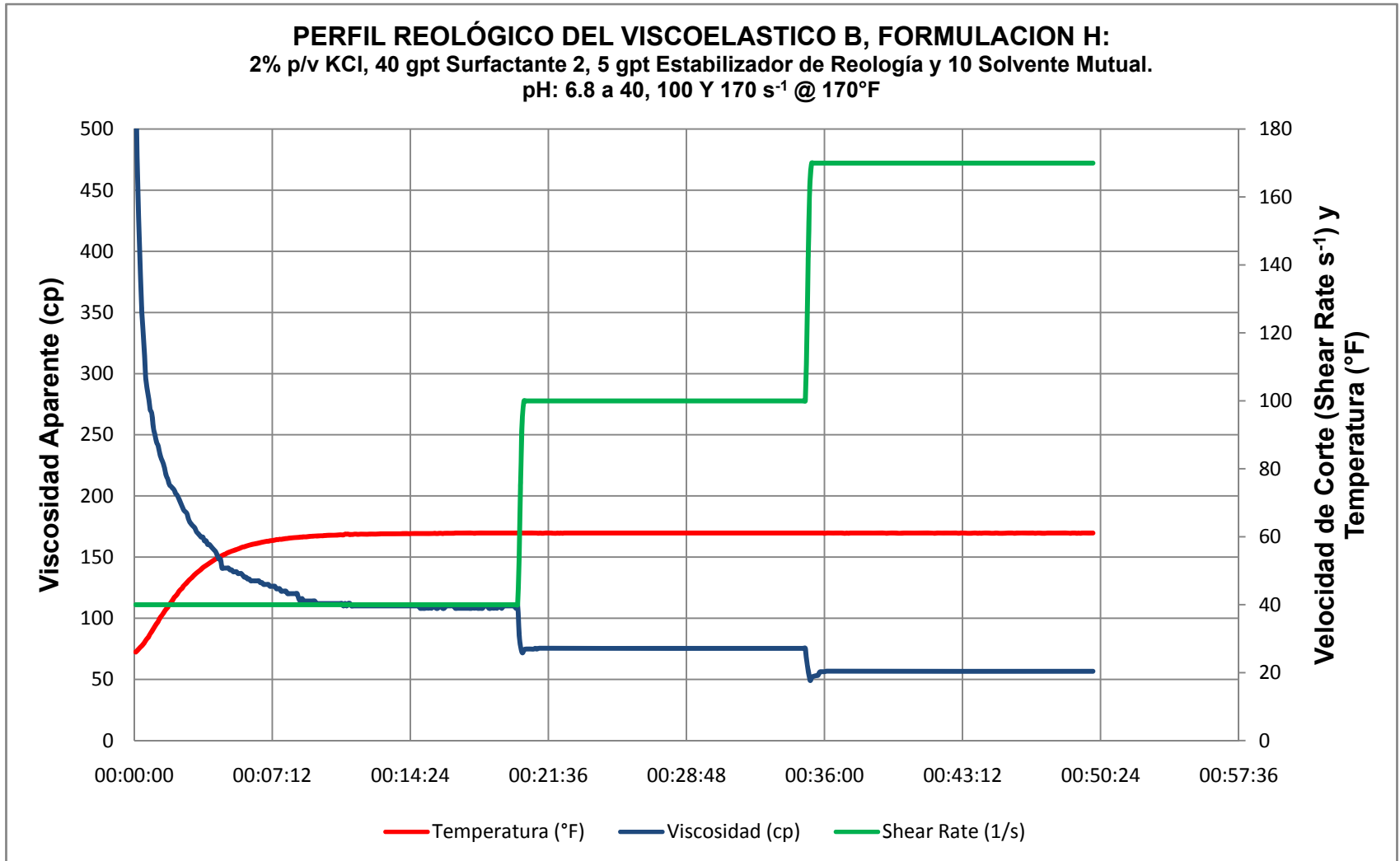


Gráfico N25: Perfil de Viscosidad con el criterio de la norma API RP - 13M, para el viscoelástico A, formulación 1

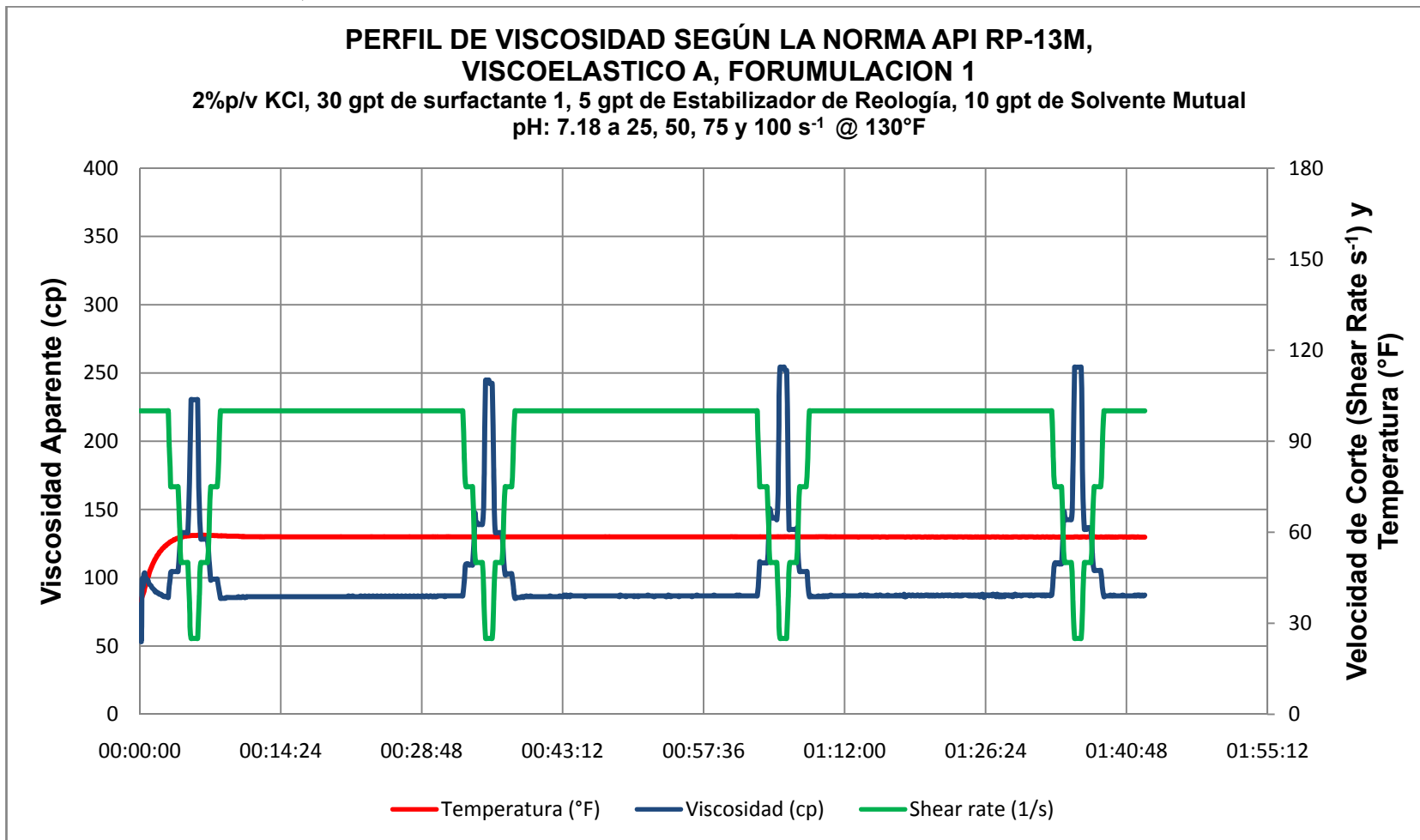


Gráfico N26: Perfil de Viscosidad con el criterio de la norma API RP - 13M, para el Viscoelástico B, formulación A

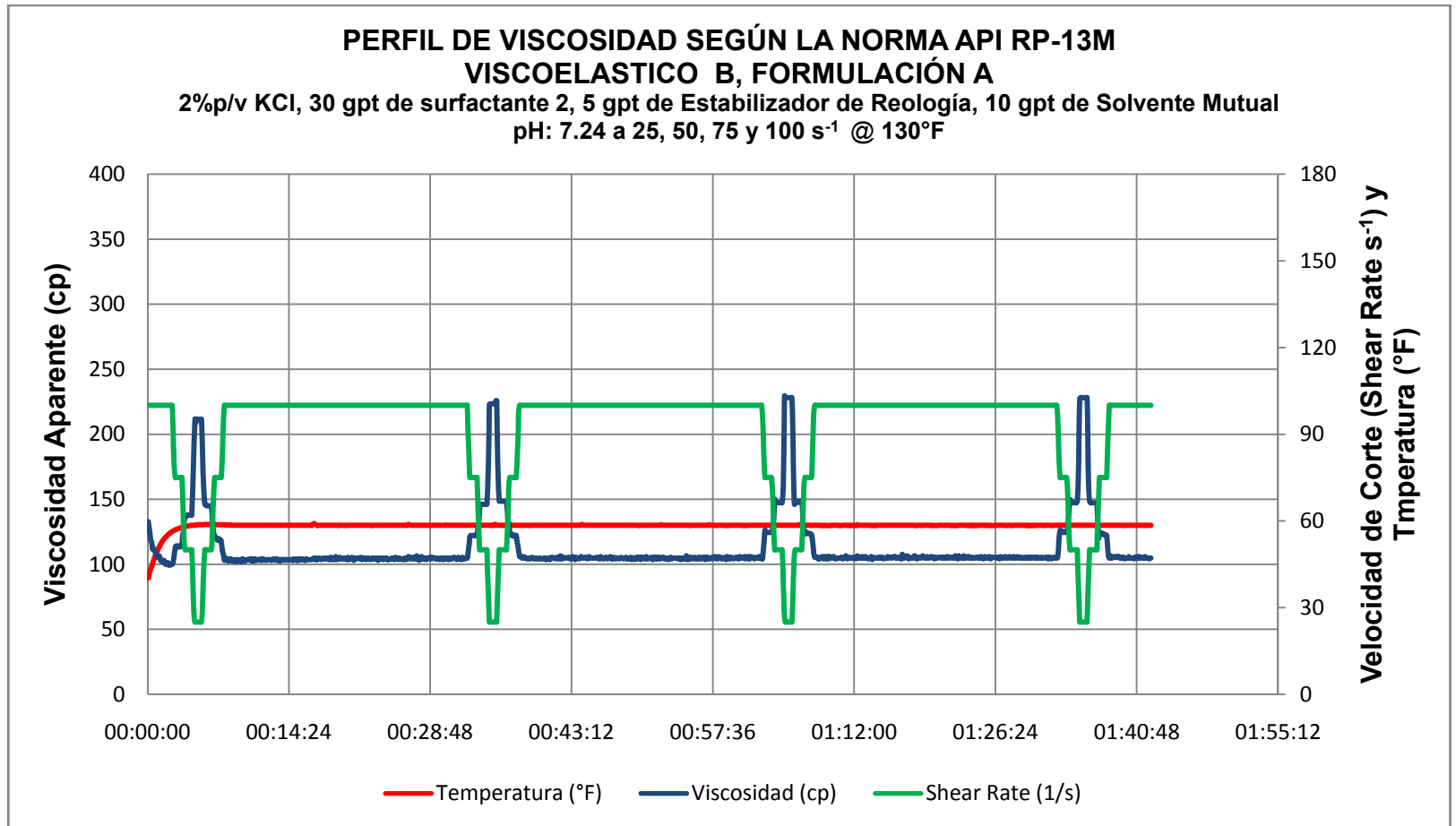


Gráfico M27: Perfil de Viscosidad con el criterio de la norma API RP - 13M, para el Viscoelástico B, formulación H

