

**DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE FLUIDOS DE FRACTURA BASE AGUA Y
BASE ACEITE ÓPTIMOS PARA LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO EN EL ÁREA LISAMA**

ANDREA NIÑO PEÑALOZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2009

**DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE FLUIDOS DE FRACTURA BASE AGUA Y
BASE ACEITE ÓPTIMOS PARA LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO EN EL ÁREA LISAMA**

ANDREA NIÑO PEÑALOZA

Trabajo de grado en Investigación como requisito para optar por el título de
Ingeniero Químico

Director

ZARITH DEL PILAR PACHÓN CONTRERAS

Magíster en Química

Líder Área Daños a la Formación

ECOPETROL – ICP

Codirector

ÁLVARO RAMÍREZ GARCÍA

Ph D, Ingeniero Químico

Universidad Industrial de Santander

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA
BUCARAMANGA**

2009

DEDICATORIA

A Dios, por brindarme la oportunidad de vivir y ser tan generoso conmigo.

A mi mamá, mi papá y mi hermano por estar a mi lado siempre.

A mis amigos, por hacerme tan feliz.

AGRADECIMIENTOS

Al Instituto Colombiano del Petróleo, por brindarme la oportunidad de realizar mi Trabajo de Grado en sus instalaciones, y contar con el apoyo técnico de sus profesionales.

A Zarith Pachón, por creer en mí y confiar para la realización de este proyecto recursos tan valiosos. Por su orientación y compromiso, que me permitieron crecer profesional y personalmente.

Al Doctor Álvaro Ramírez, por sus enseñanzas, que aportaron a mi formación profesional y enriquecieron mi vida personal.

Al equipo de trabajo del Laboratorio de Química de Producción y Daños a la formación del ICP: Yolanda, Diana, César, Héctor, Reynaldo, Juan Carlos, Fabián, Manuel, y en especial a Álvaro Villar y Jorge Orrego por su colaboración, ayuda y amistad.

A mi Universidad, por dejarme ocupar un espacio de ella para realizar uno de mis sueños.

A mi familia, porqué a través de sus consejos y acciones, guiaron mi camino.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DEL ÁREA LISAMA	2
1.1 Localización del Área Lisama	2
1.2 Modelo Estático del Área Lisama.....	2
1.3 Historial de producción Área Lisama.....	2
2. MARCO TEÓRICO	3
2.1 Generalidades del fracturamiento hidráulico.....	3
2.2 Fluido de fractura.	4
2.2.1 Aditivos de los fluidos de fractura	5
2.2.2 Material apuntalante o propante	5
2.2.3 Clasificación de fluidos de fractura hidráulica	5
3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	6
3.1 Caracterización de aditivos, fluidos base y de formación.....	6
3.1.1 Caracterización de los aditivos	6
3.1.2 Caracterización de crudo, diesel empleado como fluido base y salmueras sintéticas equivalentes al agua de formación.	6
3.2 Evaluación de fluidos de fractura propuestos.	7
3.3 Optimización de fluidos de fractura propuestos.	9
3.3.1.1 Primera Fase: Pruebas Interacción fluido-fluid	10
3.3.1.2 Optimización de Tensión interfacial	10
3.3.1.3 Compatibilidad	11
3.3.2 Segunda Fase: Pruebas Interacción roca-fluido	12
3.3.2.1 Mojabilidad y Detergencia.....	12
3.3.3 Tercera Fase: Pruebas Reológicas.....	12
3.3.3.1 Estabilidad Reológica.....	12
3.3.3.2 Velocidad de asentamiento.....	13

4.	RESULTADOS	13
4.1	Caracterización de aditivos, fluidos base y de formación.....	13
4.1.1	Caracterización de aditivos	13
4.1.2	Caracterización de crudo, diesel, agua de preparación y salmueras sintéticas equivalentes al agua de formación.....	14
4.2	Resultados evaluación fluidos de fractura propuestos	14
4.2.1	Resultados evaluación fluido de fractura base aceite propuesto	14
4.2.2	Resultados evaluación fluido de fractura base agua propuesto.....	17
4.3	Optimización de fluido de fractura base agua propuesto.	18
4.3.1	Primera Fase: Pruebas Interacción fluido-fluido	18
4.3.1.1	Optimización de Tensión interfacial	18
4.3.1.2	Compatibilidad.	21
4.3.2	Segunda Fase: Pruebas Interacción roca-fluido	21
4.3.2.1	Mojabilidad y Detergencia.....	21
4.3.3	Tercera Fase: Pruebas Reológicas.....	22
4.3.3.1	Estabilidad Reológica.....	22
4.3.3.2	Velocidad de asentamiento.....	24
5.	CONCLUSIONES	25
6.	RECOMENDACIONES	26
	BIBLIOGRAFÍA	27

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1: Aditivos de los fluidos de fractura	5
Tabla 2: Clasificación de los fluidos de fractura	5
Tabla 3: Formulación fluido base aceite propuesto SRG 6:6	7
Tabla 4: Formulación fluido base agua propuesto S.S 3000	7
Tabla 5: Resumen condiciones de las pruebas de evaluación para los fluidos de fractura.....	8
Tabla 6: DCC generado para determinar una tensión interfacial óptima para el fluido de fractura base agua SS300	11
Tabla 7: Variación en la concentración de aditivos que afectan el comportamiento reológico para el fluido de fractura base agua SS3000.	12
Tabla 8: Matriz de pruebas velocidad de asentamiento de Carbolita 20/40 en fluido de fractura óptimo.....	13
Tabla 9: Caracterización crudo Tesoro 44 y Nutria 31	14
Tabla 10: Propiedades Fisicoquímicas de agua Lisama Campo 23 utilizada para preparación de fluido de fractura base agua.....	14
Tabla 11: Contenido de Metales de agua Lisama Campo 23 utilizada para preparación de fluido de fractura base agua.....	14
Tabla 12: Resultados generales Evaluación al fluido de fractura base aceite propuesto	15
Tabla 13: Resultados generales Evaluación al fluido de fractura base agua propuesto.	17
Tabla 14: Análisis de varianza de tensión interfacial para campo Nutria	19
Tabla 15: Análisis de varianza de tensión interfacial para campo Tesoro	20
Tabla 16: Resultados de optimización tensión interfacial para Campo Nutria	20

Tabla 17: Resultados de optimización tensión interfacial para Campo Tesoro....	21
Tabla 18: Parámetros reológicos de los fluidos evaluados en la fase de optimización de estabilidad reológica.....	22
Tabla 19: Velocidad de asentamiento de Carbolita 20/40 en fluidos de fractura óptimos	24
Tabla 20: Formulaciones óptimas de los fluidos de fractura base agua para los campos Nutria y Tesoro.	25
Tabla B1: Geología Estructural del Campo Lisama	32
Tabla B2: Propiedades petrofísicas para pozos de campos seleccionados del Área Lisama.....	33
Tabla C1: Petróleo Original en el Sitio OOIP, Producción Acumulada Np y Factor de recobro Área Lisama.....	35
Tabla I1: Descripción de los sistemas de fluidos de fractura	62
Tabla K1: Escala evaluación cualitativa de detergencia.	73
Tabla K2: Matriz pruebas velocidad de asentamiento de Carbolita 20/40 en fluidos de fractura propuestos	75
Tabla O1: Información necesaria para el cálculo del gradiente térmico.....	92
Tabla P1. Resultados de la caracterización de aditivos para fluido base agua	93
Tabla O2. Resultados de la caracterización de aditivos para fluido base aceite ..	96
Tabla Q1: Caracterización diesel empleado como fluido base en SRG 6:6.....	99
Tabla Q2: Propiedades Fisicoquímicas de Salmueras Sintéticas Equivalentes al agua de formación de pozo.....	99
Tabla Q3: Contenido de Metales de Salmueras Sintéticas Equivalentes al agua de formación de pozo.....	99
Tabla R1. Tensión interfacial para fluido base aceite propuesto	100
Tabla R2: Resultados solubilidad, compatibilidades y detergencia de fluido de fractura base aceite propuesto preparado con diesel Galán HS para Campo Nutria y Tesoro	101

Tabla R3: Resultados solubilidad, compatibilidades y detergencia de fluido de fractura base aceite propuesto preparado con diesel CPF para Campo Nutria y Tesoro	102
Tabla R4: Resultados comportamiento reológico fluido base aceite propuesto.	103
Tabla S1: Caracterización de espectro IR de agente reticulador	106
Tabla S2: Caracterización de espectro IR de Rompedor 2.....	106
Tabla S3: Evaluación de sensibilidad térmica de aditivos Agente reticulador y rompedor 2.....	110
Tabla T1: Tensión interfacial para fluido base agua propuesto	112
Tabla T2: Resultados pruebas interacción fluido-fluido y roca-fluido, de fluido de fractura base agua para Campo Nutria y Tesoro.....	112
Tabla T3: Resultados comportamiento reológico fluido base agua propuesto...	113
Tabla U1: Registro prueba de producción después de fracturamiento hidráulico en Tesoro 43 con fluido de fractura base agua.....	118
Tabla U2: Información para cálculo de N_c , Campo Nutria y Tesoro.	118
Tabla U3: Resultados pruebas compatibilidad y detergencia para fluidos óptimos Fase 1 y 2.....	119

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1: Elementos del Modelo Estático.....	2
Figura 2: Funciones y propiedades de un fluido de fractura	4
Figura 3: Evaluación a fluidos de fractura base agua y base aceite propuestos.	8
Figura 4: Procedimiento de optimización a los fluidos de fractura base agua y base aceite propuestos.	9
Figura A1: Mapa de localización de Área Lisama.	31
Figura A2: Mapa de Campos de Producción en el Área Lisama.....	31
Figura B1: Columna Estratigráfica general del Valle Medio del Río Magdalena..	33
Figura C1: Historial de Producción Campos Nutria y Tesoro.....	34
Figura C1: Distribución de pozos fracturados en campos Colombianos.....	35
Figura D1: Bombeo de fluido de en la etapa del Prepad	36
Figura D2: Bombeo del fluido de fractura en la etapa del Pad y propagación de las fracturas	37
Figura D3: Inyección y asentamiento de material propante	37
Figura D4: Recuperación del fluido de fractura o backflow	38
Figura E1: Orientación de las fracturas hidráulicas.....	39
Figura G1: Hinchamiento de arcillas debido a un fluido de fractura sin controlador de arcillas.....	45
Figura G2: Estructura Química de Goma Guar.....	48
Figura G3: Estructura química de Hidroxipropil Guar HPG.....	49
Figura G4: Síntesis de Hidroxietilcelulosa a partir de celulosa y óxido de etileno	49
Figura G5: Estructura química de Hidroxietil Celulosa (HEC).....	50
Figura G6: Síntesis de Carboximetilcelulosa a partir de celulosa y monocloroacetato de sodio.	50

Figura G7: Síntesis de Carboximetil Hidroexietil Celulosa a partir HEC y monocloroacetato de sodio.....	51
Figura G9: Esquema de la formación de fosfatos de éster	53
Figura G10: Reacción de reticulación para producir fosfato ester de aluminio	55
Figura G11: Reacción de reticulación para producir fosfato ester de hierro	55
Figura G12: Reticulación de Goma Guar con Ácido Bórico	56
Figura H1: Incrustamiento de propante en la formación.	60
Figura H2: Guía para la selección de material apuntalante o propante	61
Figura J1: Blender LB10, Modelo 38BL54, empleado en la preparación de fluidos de fractura.	65
Figura J2: Viscosímetro Marca Fann, Modelo 35 A, utilizado para medir viscosidades de gel lineal.	65
Figura J3: Potenciómetro Marca HORIBA, utilizado en la medición de pH antes de la reticulación en fluidos base agua	65
Figura J4: Formación de la lengua del fluido base agua vivo	65
Figura J5: Formación de la lengua del fluido base aceite vivo.....	70
Figura M1: DCC planteado para optimización de tensión interfacial en fluido de fractura base agua.....	79
Figura N1: Angulo de contacto en la mojabilidad.....	81
Figura N2: Mojabilidad en los poros.....	82
Figura N3: Fuerzas de mojabilidad.	83
Figura O1: Simulación en ULTRAFRAC-3D de distribución de propante en fluido de 100 cp sin considerar asentamiento.....	84
Figura O2: Simulación en ULTRAFRAC-3D de distribución de propante en fluido de 100 cp empleando velocidad de asentamiento de Stokes.....	85
Figura O3: Simulación en ULTRAFRAC-3D de distribución de propante en fluido de 100 cp empleando corrección a velocidad de asentamiento de Stokes.	85

Figura O4: Efectos de la concentración de propante sobre la velocidad de asentamiento	88
Figura O6: Efectos de pared en la velocidad de asentamiento.....	89
Figura O7: Efectos de pared para $a/L=0.04$	90
Figura S1: Precipitado formado en fluido base aceite propuesto después de 12 horas de calentamiento a BHST	104
Figura S2: Precipitado formado en fluido base aceite propuesto sin agente gelificador después de 12 horas de calentamiento a BHST	105
Figura S3: Comparación de mezclas después de 12 horas de calentamiento a 81°C, 71°C, 61°C y 51°C.	110

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1: Perfil reológico para fluido base aceite propuesto SRG 6:6	15
Gráfico 2: Espectro IR de precipitado de fluido base aceite propuesto sin agente gelificador.....	16
Gráfico 3: Perfil reológico para fluido base agua propuesto SS3000.....	18
Gráfico 4: Superficie de respuesta y mapa de contorno para DDC de Nutria	19
Gráfico 5: Superficie de respuesta y mapa de contorno para DDC de Tesoro	19
Gráfico 6: Perfil Reológico óptimo para Campo Tesoro, Fluido N°6 (SB/AR=1,36)23	
Gráfico 7: Perfil Reológico óptimo para Campo Nutria, Fluido N°8 (SB/AR=1,27) 23	
Gráfico P1: Espectro IR Microbiocida	93
Gráfico P2: Espectro IR Controlador de Arcillas	93
Gráfico P3: Espectro IR Agente gelificador fluido base agua	94
Gráfico P4: Espectro IR Surfactante (base agua-aceite)	94
Gráfico P5: Espectro IR Solvente mutual (base agua-aceite).....	94
Gráfico P6: Espectro IR Solución buffer	95
Gráfico P7: Espectro IR Agente Reticulador fluido base agua.....	95
Gráfico P8: Espectro IR Rompedor enzimático.....	95
Gráfico P9: Espectro IR Dispersante de parafinas.....	96
Gráfico P10: Espectro IR Inhibidor de asfaltenos	96
Gráfico P11: Espectro IR Agente gelificador fluido base aceite	97
Gráfico P12: Espectro IR Agente reticulador fluido base aceite	97
Gráfico P13: Espectro IR Rompedor 1.....	97
Gráfico P14: Espectro IR Rompedor 2.....	98
Gráfico R1: Perfil reológico fluido base aceite propuesto Super Rheo Gel 6:6	69
Gráfico R2: Velocidad de asentamiento en fluido base aceite propuesto para 7 y 4 PPG de Carbolita 20/40, a BHST constante.....	102
Gráfico R3: Velocidad de asentamiento en fluido base aceite propuesto para 7 y 4 PPG de Carbolita 20/40, a gradiente térmico de pozo	103

Gráfico S1: Espectro IR de precipitado de fluido base aceite propuesto sin agente gelificador.....	105
Gráfico S2: Comparación entre el espectro IR tomado al precipitado y los espectros sumados.....	107
Gráfico S3: Espectro infrarrojo de precipitado de FeCl ₃ y urea comercial a 71°C después de 6 horas.....	108
Gráfico S4: Espectro infrarrojo de precipitado de FeCl ₃ (en exceso) y urea comercial a 71°C después de 12 horas.....	109
Gráfico R5: Difractograma del precipitado formado después del calentamiento de fluido de fractura base aceite propuesto sin agente gelificador.....	111
Gráfico T1: Perfil reológico para fluido base agua propuesto Spectra Star 3000.....	115
Gráfico T2: Velocidad de asentamiento en fluido base aceite propuesto para 7 y 4 PPG de Carbolita 20/40, a BHST constante.....	116
Gráfico T3: Velocidad de asentamiento en fluido base agua propuesto para 7 y 4 PPG de Carbolita 20/40, a gradiente térmico de pozo.....	117
Gráfico U1: Perfiles Reológicos Fluidos Óptimos Fase 1-2 para Nutria y Tesoro.....	120
Gráfico U2: Perfil Reológico Prueba 2 (SB/AR=0,8).....	121
Gráfico U3: Perfil Reológico Prueba 3 (SB/AR=0,833).....	122
Gráfico U4: Perfil Reológico Prueba 4 (SB/AR=1,5).....	123
Gráfico U5: Perfil Reológico Prueba 5 (SB/AR=1,5).....	124
Gráfico U6: Perfil Reológico óptimo para Campo Tesoro (SB/AR=1,36).....	125
Gráfico U7: Perfil Reológico óptimo para Campo Nutria (SB/AR=1,27).....	126
Gráfico U8: Velocidad de asentamiento en fluido de fractura N° 6 para 7 y 4 PPG de Carbolita 20/40, a BHST constante y gradiente térmico.....	127
Gráfico U9: Velocidad de asentamiento en fluido de fractura N°8 para 7 y 4 PPG de Carbolita 20/40, a BHST constante y gradiente térmico.....	127

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA LISAMA.....	31
ANEXO B: MODELO ESTÁTICO DEL ÁREA LISAMA.....	32
ANEXO C: RESEÑA HISTORICA DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL ÁREA LISAMA	34
ANEXO D: ETAPAS DE UNA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	36
ANEXO E: MECÁNICA DE LAS FRACTURAS.....	39
ANEXO F: FUNCIONES Y PROPIEDADES DE UN FLUIDO DE FRACTURA. ...	41
ANEXO G: ADITIVOS PARA FLUIDOS DE FRACTURA	44
ANEXO H: MATERIAL PROPANTE O APUNTALANTE	59
ANEXO I: CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS DE FRACTURA	62
ANEXO J: PREPARACIÓN DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA EN EL LABORATORIO	64
ANEXO K: PRUEBAS DE EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN PARA FLUIDOS DE FRACTURA BASE AGUA Y BASE ACEITE	71
ANEXO L: TENSIÓN INTERFACIAL	76
ANEXO M: DISEÑO EXPERIMENTAL COMPUESTO CENTRAL DCC.....	79
ANEXO N: MOJABILIDAD	81
ANEXO O: EVALUACIÓN DE VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO DE MATERIAL PROPANTE EN FLUIDOS DE FRACTURA.....	84
ANEXO P: CARACTERIZACIÓN DE LOS ADITIVOS EMPLEADOS EN LOS FLUIDOS DE FRACTURA BASE AGUA Y BASE ACEITE.....	93
ANEXO Q: CARACTERIZACIÓN DE DIESEL EMPLEADO COMO FLUIDO BASE EN SRG 6:6 Y SALMUERAS SINTÉTICAS EQUIVALENTES AL AGUA DE FORMACIÓN.....	99
ANEXOR: RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FLUIDO BASE ACEITE PROPUESTO.....	100

ANEXO S: ANÁLISIS DEL PRECIPITADO FORMADO EN EL FLUIDO DE FRACTURA BASE ACEITE PROPUESTO.....	104
ANEXO T: RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FLUIDO BASE AGUA PROPUESTO.....	112
ANEXO U: AMPLIACIÓN DE RESULTADOS OPTIMIZACIÓN DE FLUIDO DE FRACTURA BASE AGUA PROPUESTO.....	118

LISTA DE SIGLAS Y NOMENCLATURA

API RP	American Petroleum Institute Recommended Practice
ASTM	American Society of Testing and Materials
BHST	Bottom Hole Static Temperature
bpm	barriles por minuto
BS&W	Basic Sediments and Water
Lis	Lisama
MMBO	Million Barrels of Oil
MD	Measured Depth
MZB	Formación Mugrosa B
MZC	Formación Mugrosa C
N	Nutria
OOIP	Original Oil in Place
OB	Fluido de fractura base aceite
pf	Profundidad [pies]
PPG	Pounds per Gallons
Tes	Tesoro
TVD	True Vertical Depth
WB	Fluido de fractura base agua
μ	Viscosidad [cp]
σ	Tensión Interfacial [dina/cm]
N_c	Número Capilar
P_c	Presión Capilar [dina/cm ²]
θ	Ángulo de contacto entre un fluido y un sólido

GLOSARIO

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.

Factor de Recobro: Es la relación expresada en porcentaje que existe, de acuerdo con métodos reconocidos por la industria petrolera, entre el hidrocarburo que puede ser recuperado de un yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento (Original Oil in Place).

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 de 100 cp.

Gel vivo: Fluido de fractura de alta viscosidad que se obtiene después de agregar el agente reticulador.

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.

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

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.

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

RESUMEN

TITULO: “DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE FLUIDOS DE FRACTURA BASE AGUA Y BASE ACEITE ÓPTIMOS PARA LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL ÁREA LISAMA” *

AUTOR: NIÑO PEÑALOZA, Andrea**.

PALABRAS CLAVE: Área Lisama, fluido de fractura, fracturamiento hidráulico, pruebas de interacción de fluidos, pruebas de interacción roca-fluido, pruebas reológicas.

CONTENIDO:

En los últimos años, Ecopetrol ha intensificado su campaña de estimulación y fracturamiento en los campos maduros del Área de Lisama, debido a la disminución en la producción de recursos hidrocarburos a causa de las bajas presiones y permeabilidades de yacimiento. Para los Campos Nutria y Tesoro, localizados en el Área Lisama, se han utilizado ampliamente los fluidos de fractura base agua, sin realizar hasta el momento una optimización de la formulación usada. De otro lado, debido a la naturaleza parafínica de los crudos del área y la tendencia a la precipitación de orgánicos pesados en las cercanías al pozo, se ha considerado su sustitución por un fluido de fractura base aceite.

El desarrollo experimental del presente trabajo de investigación, comprendió la evaluación de variables críticas que afectan el desempeño de los fluidos de fractura base agua y base aceite, partiendo de las formulaciones propuestas por una compañía de servicios para los campos Nutria y Tesoro, con el fin de obtener valores y comportamientos de referencia. Con estos resultados se procedió en el marco de una metodología de optimización a reformular los fluidos de fractura. Esta metodología comprendió pruebas de interacción fluido-fluido, interacción roca-fluido, reológicas y de velocidad de asentamiento de material propante.

Con la optimización del fluido de fractura base agua se logró reducir su costo gracias a la disminución en la concentración de los aditivos que afectan la tensión interfacial. Respecto al fluido base aceite, se encontró a través de un estudio por espectroscopia infrarroja y DRX, que la formulación propuesta presenta interacciones secundarias indeseables entre sus componentes que causan el deficiente rompimiento del fluido de fractura e incompatibilidad con el agua de formación de los campos Nutria y Tesoro.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería Química, Directores: PACHON CONTRERAS, Zarith del Pilar (ECOPETROL – ICP), RAMÍREZ GARCÍA, Álvaro (Universidad Industrial de Santander).

ABSTRACT

TITLE: "DETERMINATION AND ANALYSIS OF OPTIMUM WATER BASE AND OIL BASE FRACTURING FLUIDS FOR HYDRAULIC FRACTURING JOBS IN THE AREA OF LISAMA"*

AUTOR: NIÑO PEÑALOZA, Andrea.**

KEY WORDS: Lisama Area, fracturing fluid, hydraulic fracturing, fluids interaction tests, rock-fluid interaction tests, rheological test and proppant settling velocity.

CONTENT:

In recent years, Ecopetrol has intensified its campaign of stimulation and fracturing jobs in the mature fields of Lisama Area, due to the decrease in the production of hydrocarbon resources caused by low reservoir pressure and permeability. For Nutria and Tesoro fields, located in Lisama Area, have been widely used water base fracturing fluids, so far without an optimization of the formulation used. Moreover, due to the paraffinic nature of the area oils and the tendency to precipitation of organic heavy substances near the wellbore, has been considered its replacement for oil base fracturing fluid.

The experimental development of this research work involved the evaluation of critical variables that affect the performance of water and oil base fracturing fluids, based on the formulation proposed by a service company for Nutria and Tesoro fields in order to obtain reference values and behaviors. With these results, was proceed in the framework of optimization methodology to reformulate fracturing fluids. This methodology included interaction fluid-fluid test, interaction fluid-rock test, rheological test and proppant settling velocity

With the optimization of water base fracturing fluid was reduced its cost due to a decrease in the concentration of additives that affect the interfacial tension. Respect to the oil base fluid, was found through a study by infrared spectroscopy and XRD, that the proposed formulation presents undesirable secondary interactions between the components that cause the weak breakdown of the fracturing fluid and incompatibility with the formation water of the fields Nutria and Tesoro.

* Research Work

** Physicochemical Faculty, Chemical Engineering School, Directors: PACHON CONTRERAS, Zarith del Pilar (ECOPETROL – ICP), RAMÍREZ GARCÍA, Álvaro (Universidad Industrial de Santander).

INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación a yacimientos de hidrocarburos, que involucra el bombeo a alta presión y velocidad de un fluido de fractura hacia la formación. Esto genera fracturas que son empacadas con agente propante para evitar su cierre, y como resultado se obtienen canales de flujo de alta permeabilidad por los que el crudo puede fluir desde la formación hasta el pozo. En este sentido, Ecopetrol ha implementado esta técnica con mayor intensidad en los campos maduros del Área Lisama, que presentan reducción de permeabilidades de yacimiento y en consecuencia disminución en la producción de hidrocarburos.

El alcance de este proyecto de investigación se limita a determinar fluidos de fractura óptimos base agua y base aceite propuestos por una compañía de servicios¹ para los campos Nutria y Tesoro pertenecientes al Área Lisama. Los fluidos base agua han sido empleados en estos campos sin haber sido sometidos a una optimización de sus propiedades. Respecto al fluido base aceite se espera pueda ser implementado en estos campos debido a que la naturaleza parafínica de los crudos que allí se producen generan depósitos orgánicos pesados en las cercanías al pozo reduciendo su productividad.

En la primera parte de este trabajo, se hace la revisión teórica a conceptos importantes que son fundamentales para desarrollar el proceso de optimización de los fluidos de fractura. Seguidamente se expone la metodología de evaluación y posterior optimización de los fluidos de fractura, que incluye: pruebas de interacción fluido-fluido, interacción roca fluido y reológicas. Finalmente, se presentan las formulaciones óptimas del fluido base agua para cada campo y se explica porque debido a una interacción no deseada entre los componentes del fluido base aceite propuesto no fue posible su optimización.

¹ Para mantener la confidencialidad de los trabajos realizados en el ICP, se maneja de forma codificada los nombres comerciales de las formulaciones y aditivos usados.

1. GENERALIDADES DEL ÁREA LISAMA

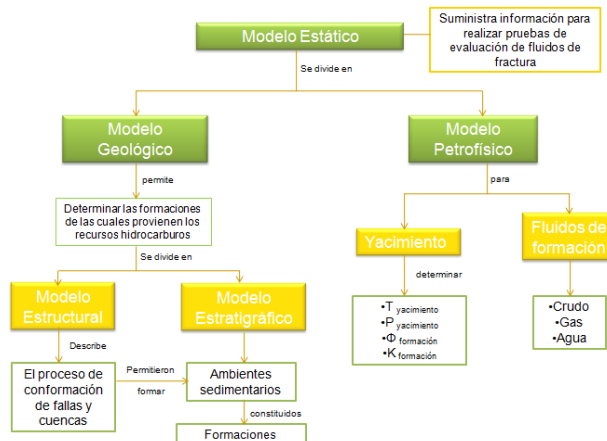
1.1 Localización del Área Lisama

El Área Lisama está situada en el Valle Medio del Río Magdalena. La constituyen cuatro áreas operativas: Campo Lisama, Campo Tesoro, Campo Nutria y Campo Peroles, los cuales se detallan en el Anexo A [34].

1.2 Modelo Estático del Área Lisama

El modelo estático de un área, permite caracterizar los recursos hidrocarburos y las formaciones en las que estos se encuentran almacenados, determinándose características, entre otras, como saturación de fluidos, OOIP, ubicación de contactos de agua, las cuales son importantes en la selección de pozos a fracturar. En el Anexo B se amplía el modelo estático del Área Lisama.

Figura 1: Elementos del Modelo Estático



Fuente: Autor

1.3 Historial de producción Área Lisama [31]

La disminución en la producción de hidrocarburos debida, entre otros factores, a bajas presiones y permeabilidades de yacimiento en los campos maduros del Área Lisama, hace necesaria la implementación de técnicas de estimulación, como el fracturamiento hidráulico, que garanticen el máximo aprovechamiento de

los recursos que se encuentran en el área. En el Anexo C, se amplía el historial de producción del Área Lisama.

El historial de producción junto con el modelo estático, aportaron los criterios con los que se definieron los campos y pozos del Área Lisama, en los cuales se planea realizar trabajos de fracturamiento hidráulico. En primer lugar se definió la formación Mugrosa Zona B (MZB), de la que se extraen en la actualidad la mayor parte de los recursos hidrocarburos y 77.8 % del Petróleo Original en Sitio (OOIP) se encuentra en ella. En segundo lugar, debido a las altas presiones de yacimiento de sus pozos, se delimitó el alcance de este Proyecto a los campos Nutria (N) y Tesoro (Tes). Por último, con el fin de trabajar sobre información representativa durante la evaluación y optimización de los fluidos de fractura, se estableció que los pozos seleccionados de estos campos fueran productores, no presentaran colapsos en la tubería y ni cierres prolongados.

2. MARCO TEÓRICO

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación a pozos para incrementar su productividad. El proceso involucra el bombeo de un fluido de fractura hacia la formación, a alta presión y velocidad suficiente para crear y extender fracturas dentro de la formación. Si la operación es exitosa, como resultado se obtienen nuevos canales de flujo o canales ya existentes de alta permeabilidad por los cuales el crudo puede moverse desde la formación hasta el pozo.

2.1 Generalidades del fracturamiento hidráulico.

El fracturamiento de la formación se realiza en 6 etapas [5], las cuales se mencionan a continuación y se ilustran en el Anexo D. La mecánica, orientación y geometría de la fractura se precisan en el Anexo E.

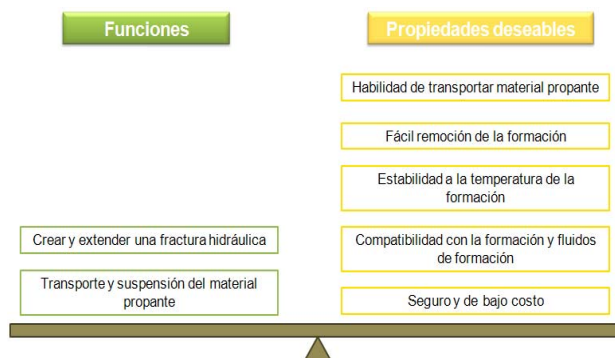
- **Limpieza del Pozo:** Se remueven depósitos orgánicos pesados en la tubería y cercanías al pozo con solventes orgánicos.

- **Minifrac:** Se bombea un volumen de fluido de fractura con baja cantidad de propante con el fin de calcular parámetros importantes de la operación, como gradiente de fractura, eficiencia del fluido, presión de cierre y fondo.
- **Prepad:** Se bombea fluido de fractura sin carga polimérica con el propósito de establecer la velocidad de bombeo e iniciar delgadas fracturas.
- **Pad:** Se bombea el fluido de fractura y se da inicio a la generación de fracturas en la formación.
- **Propante:** Una vez creadas las fracturas en la etapa del Pad, progresivamente se bombea material propante transportado en el fluido de fractura, con el fin de mantener abiertas las grietas creadas.
- **Recuperación del fluido o backflow:** Se desplaza el fluido de fractura, el cual debe haber perdido significativamente su viscosidad (<100 cp) por efecto de la temperatura, shear rate y rompedores, hacia la superficie dejando el material propante en la formación.

2.2 Fluido de fractura.

Los fluidos o geles de fractura son suspensiones de partículas sólidas en un líquido. Se consideran fluidos Pseudoplásticos [32], por lo cual su viscosidad aparente disminuye cuando se aumenta la velocidad de deformación. Las funciones básicas y propiedades deseables de un fluido de fractura se enumeran a continuación y se explican en el Anexo F:

Figura 2: Funciones y propiedades de un fluido de fractura



Fuente: Chevron Drilling Reference Series. Completion Practices. Volume Sixteen [5].

2.2.1 Aditivos de los fluidos de fractura

Existe gran variedad de aditivos que afectan las propiedades de los fluidos de fractura mejorando su desempeño (Ver Anexo G). El tipo de aditivo depende de las condiciones de la formación, y de la base del fluido de fractura.

Tabla 1: Aditivos de los fluidos de fractura

ADITIVO	FUNCIÓN	W.B*	O.B*
Microbiocida	Detienen el crecimiento de bacterias anaerobias que utilizan el polímero del fluido de fractura como fuente de carbono, disminuyendo la viscosidad del mismo.	✓	
Controlador de arcillas	Son agentes que se adhieren a la superficie del mineral arcilloso, manteniendo el equilibrio iónico y previniendo el daño a la formación por migración e hinchamiento de arcillas.	✓	
Solvente mutual	Usados para remover depósitos pesados orgánicos (parafinas y asfáltenos), controlar la mojabilidad y prevenir emulsiones.	✓	✓
Controlador de pH	Controlan el pH del fluido durante las reacciones de polimerización y reticulación.	✓	
Polímero	Como agente gelificador otorga viscosidad al fluido para transportar el propano y propagar la fractura.	✓	✓
Surfactante	Disminuye la tensión interfacial entre el fluido de fractura y los fluidos de formación. Evita la formación de emulsiones entre el crudo, agua de formación y fluido de fractura.	✓	✓
Reticulador	Aumentan la viscosidad del fluido, mejorando el transporte de propano y estabilidad térmica.	✓	✓
Rompedor	Degrada el fluido de fractura reduciendo su viscosidad, con el fin de facilitarle el retorno a superficie (backflow).	✓	✓

*W.B: Fluido de fractura base agua

**O.B: Fluido de fractura base aceite

2.2.2 Material apuntalante o propano (Anexo H)

Es empleado para prevenir el cierre de las fracturas creadas durante del fracturamiento hidráulico, cuando el pozo es puesto en producción.

2.2.3 Clasificación de fluidos de fractura hidráulica [5, 15, 32]

A continuación se presentan los fluidos de fractura que han sido desarrollados teniendo en cuenta las características del yacimiento, operación y factores económicos. En el Anexo I se amplían las propiedades de estos fluidos.

Tabla 2: Clasificación de los fluidos de fractura

Tipo de fluido	Gel	Características	Aplicaciones
Fluido base agua	Lineal	Viscosidad media	Pozos profundos y formaciones no sensibles al agua
	Reticulado	Alta viscosidad por adición de iones metálicos	Usado para crear fracturas largas y anchas.
Fluido base aceite	Lineal	Moderada - alta viscosidad e inflamables	Formaciones sensibles al agua, crudos parafínicos
	Reticulado		

Emulsiones	Lineal	Fase externa: agua; fase interna: crudo y polímero.	Arenas comprimidas por gas
Fluidos base alcohol	Lineal	Gel viscoso de metanol y agua.	Baja tensión interfacial
Fluidos gaseosos	Lineal	Burbujas de N ₂ o CO ₂ en una fase líquida	Formaciones sensibles al daño por retención de fluido.
Surfactantes viscoelásticos	No aplica	Fluido base agua, libre de polímero	Yacimientos de crudo y de metano en capas de carbón

Fuente: HOWARD, G.C, FAST, C.R. Hydraulic Fracturing. [15]

3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

El desarrollo experimental del presente trabajo de investigación, comprende la evaluación de variables críticas que afectan el desempeño de los fluidos de fractura base agua y base aceite con los que se proyecta fracturar hidráulicamente los Campos Nutria y Tesoro. Inicialmente se realiza la evaluación de los fluidos de fractura propuestos para Ecopetrol por una compañía de servicios, con el fin de obtener valores y comportamientos de referencia. A partir de estos resultados, se procede en el marco de una metodología de optimización, a mejorar el desempeño de los fluidos de fractura.

3.1 Caracterización de aditivos, fluidos base y de formación.

El propósito es tener un registro de las propiedades mas relevantes de los aditivos, fluidos base de los fluidos de fractura, crudo y agua de formación de los pozos seleccionados Nutria 31, Tesoro 44 y Tesoro 19.

3.1.1 Caracterización de los aditivos

Se determina para cada aditivo pH, densidad, índice de refracción y espectro infrarrojo. Los espectros IR fueron adquiridos en un equipo Shimadzu IR Prestige21, en modo ATR. Las principales condiciones de operación fueron: 32 scans, resolución 8cm⁻¹, en el rango espectral de 4000 a 650 cm⁻¹.

3.1.2 Caracterización de crudo, diesel empleado como fluido base y salmueras sintéticas equivalentes al agua de formación.

Se determinaron propiedades como %BS&W, tensión superficial y grados API para el crudo; gravedad específica y grados Brix para el diesel; propiedades

fisicoquímicas y contenido de metales para el agua de preparación del fluido de fractura base agua y para las salmueras sintéticas equivalentes al agua de formación.

3.2 Evaluación de fluidos de fractura propuestos.

Los diseños de los fluidos de fractura propuestos por la compañía de servicios para fracturar hidráulicamente los Campos Nutria y Tesoro, son los siguientes:

Tabla 3: Formulación fluido base aceite propuesto SRG 6:6

Formulación fluido de fractura base aceite propuesto SRG 6:6			
Aditivos	Composición	Concentración	Unidad
Diesel	Aceite diesel	1000	GPT*
Disolvente orgánico 1	Xileno	5.0	GPT
Disolvente orgánico 2	Mezcla de hidrocarburos	5.0	GPT
Solvente Mutua	Etilenglicol mono butil éter	10	GPT
Dispersante de parafinas	Hidrocarburos de terpeno	5.0	GPT
Inhibidor de asfáltenos	Derivados de sarcosina	1.0	GPT
Surfactante	Hidrocarburos aromáticos	0.5	GPT
Agente gelificador	Alquil orto fosfato ester	6.0	GPT
Agente reticulador	Sulfato férrico	6.0	GPT
Rompedor 1	Oxido de magnesio	0.5	GPT
Rompedor 2	Urea	3.0	GPT

Tabla 4: Formulación fluido base agua propuesto S.S 3000

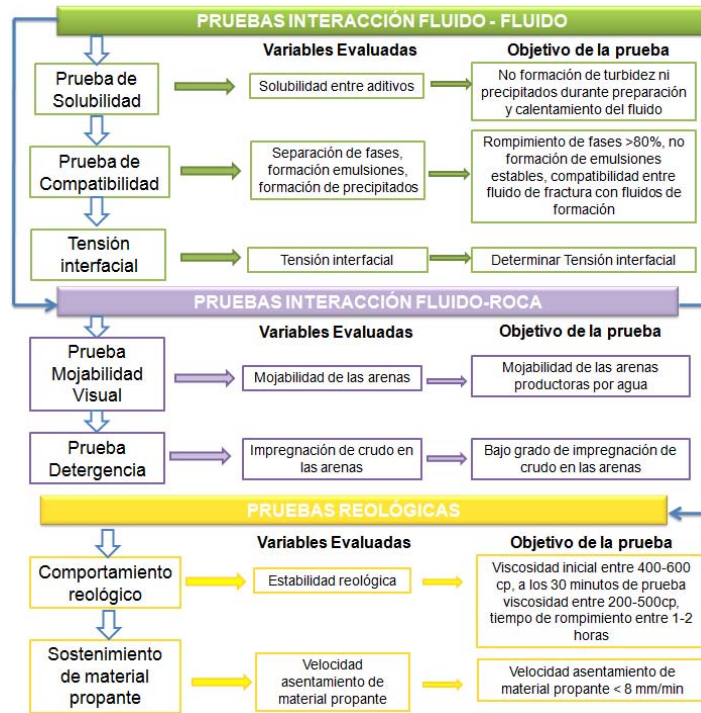
Formulación fluido de fractura base agua propuesto S.S 3000			
Aditivos	Composición	Concentración	Unidad
Agua Lisama Campo 23	Agua	1000	GPT*
Microbiocida	Diatomaceous earth	0.3	PPT**
Controlador arcillas	Cloruro Tetra metil de amonio	2.0	GPT
Agente Gelificador	Goma Guar	7.5	GPT
Surfactante	Hidrocarburos aromáticos	2.0	GPT
Solvente Mutua	Etilenglicol mono butil éter	20	GPT
Solución buffer	Carbonato de Potasio	1.5	GPT
Agente reticulador	Tetraborato de sodio	2.5	GPT
Rompedor enzimático	Enzima Semicelulosa	0.25	GPT

*GPT: Gallon Per Thousand of gallons of fluid (Galones por mil galones de fluido: 1GPT= 1mL)

**PPT: Pound per Thousand of Gallons of fluid (Libras por mil galones de fluido: 1PPT= 0.1198 g)

El procedimiento de preparación de estos fluidos en el laboratorio, se describe en el Anexo J. En el siguiente diagrama se presenta el esquema de evaluación seguido para los fluidos de fractura propuestos. En el Anexo K, se explica el procedimiento y los objetivos esperados de las pruebas realizadas.

Figura 3: Evaluación de los fluidos de fractura base agua y base aceite propuestos.



Fuente: Autor

Tabla 5: Resumen condiciones de las pruebas de evaluación para los fluidos de fractura

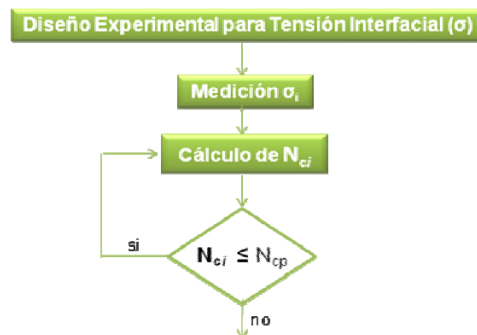
PRUEBAS INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO			
PRUEBA	CONDICIONES DE PRUEBA	OBSERVACIONES	
		Nutria	Tesoro
Solubilidad	Temperatura ambiente, y seguimiento durante calentamiento a temperatura de pozo BHST (71°C/160°F)	Fluido Base: Agua de captación Lisama	Fluido Base: Agua de captación Lisama
Compatibilidad	BHST, Norma API RP 42 [23]	Compatibilidades con crudo y salmuera equivalente al agua de formación de N-31	Compatibilidades con crudo Tes-44 y salmuera equivalente al agua de formación de Tes-19
Tensión Interfacial	Condiciones ambiente	Fluido de fractura vs Crudo N-31	Fluido de fractura vs Crudo Tes-44
PRUEBAS INTERACCIÓN FLUIDO-ROCA			
PRUEBA	CONDICIONES DE PRUEBA	OBSERVACIONES	
		Nutria	Tesoro
Mojabilidad Visual	Condiciones ambiente. Norma API RP 42 [23]	Arenas 20/60 N-13 MZB (pf:7272 ft)	Arenas 20/60 Lis- 125 MZC (pf:8341 ft)
Detergencia	BHST	Arenas 20/60 N-13 MZB (pf:7272 ft) Crudo y Salmuera Sintética N-31	Arenas 20/60 Lis-125 MZC (pf:8341 ft) Crudo Tes-44 y Salmuera Sintética Tes-19
PRUEBAS REOLÓGICAS			
PRUEBA	CONDICIONES DE PRUEBA	OBSERVACIONES	
		Nutria	Tesoro
Comportamiento Reológico	Norma API RP 39 [22]	BHST	BHST
Sostenimiento material propante	Condiciones estáticas. Prueba realizada a BHST constante y gradiente térmico	Material propante Carbolita 20/40 en cargas 4PPG y 7 PPG.	

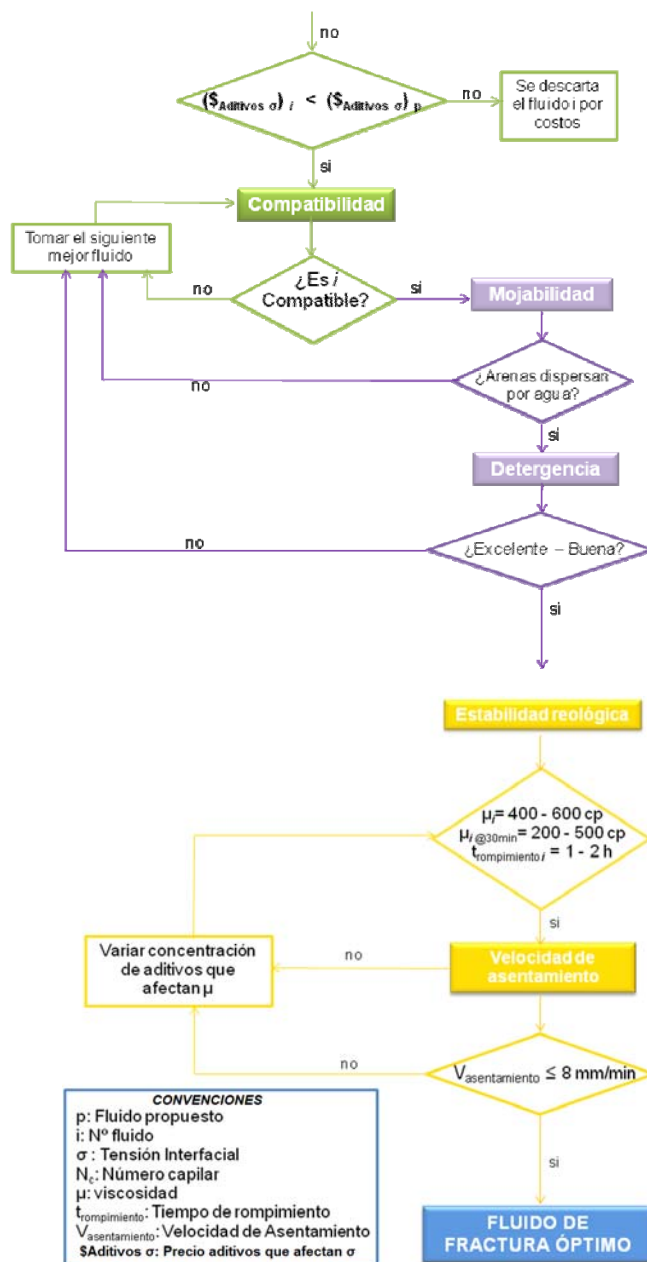
PRUEBAS INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO			
PRUEBA	CONDICIONES DE PRUEBA	OBSERVACIONES	
		Nutria	Tesoro
Solubilidad	Temperatura ambiente, y seguimiento durante calentamiento a temperatura de pozo BHST (70°C/160°F)	Fluido Base: Diesel CPF, Galán (Alto y bajo contenido de azufre) y Neiva	Fluido Base: Diesel CPF, Galán (Alto y bajo contenido de azufre) y Neiva
Compatibilidad	BHST, Norma API RP 42 [23]	Compatibilidades con crudo y salmuera equivalente al agua de formación de N-31	Compatibilidades con crudo Tes-44 y salmuera equivalente al agua de formación de Tes-19
Tensión Interfacial	Condiciones ambiente	Fluido de fractura vs Salmuera Sintética Equivalente al agua de formación de N-31	Fluido de fractura vs Salmuera Sintética Equivalente al agua de formación de Tes-44
PRUEBAS INTERACCIÓN FLUIDO-ROCA			
PRUEBA	CONDICIONES DE PRUEBA	OBSERVACIONES	
Mojabilidad Visual	Condiciones ambiente. Norma API RP 42 [23]	Nutria	Tesoro
		Arenas 20/60 N-13 MZB (pf:7272 ft)	Arenas 20/60 Lisama 125 MZC (pf:8341 ft)
Detergencia	BHST	Arenas 20/60 N-13 MZB (pf:7272 ft) Crudo y Salmuera Sintética N-31	Arenas 20/60 Lisama 125 MZC (pf:8341 ft) Crudo Tes-44 y Salmuera Sintética Tes-19
PRUEBAS REOLÓGICAS			
PRUEBA	CONDICIONES DE PRUEBA	OBSERVACIONES	
Comportamiento Reológico	Norma API RP 39 [22]	Nutria	Tesoro
		BHST	BHST
Sostenimiento material propante	Condiciones estáticas. Prueba realizada a T_{pozo} constante y gradiente térmico	Material propante Carbolita 20/40 en cargas 4PPG y 7 PPG.	

3.3 Optimización de fluidos de fractura propuestos.

Teniendo como objetivo la optimización de los resultados de las variables evaluadas para los fluidos de fractura base agua y base aceite propuestos, se desarrolló la siguiente metodología de optimización, en la cual se mantienen las condiciones a las que se realizaron las pruebas de evaluación de fluidos propuestos como se presentó en la Tabla 5:

Figura 4: Procedimiento de optimización a los fluidos de fractura base agua y base aceite propuestos.





Fuente: Autor

3.3.1 Primera Fase: Pruebas Interacción fluido-fluido

3.3.1.1 Optimización de Tensión interfacial

La finalidad es lograr entre los fluidos de fractura y de formación, una tensión interfacial mínima que cumpla con los siguientes requisitos:

- Disminuir, respecto al fluido de fractura propuesto, el orden de magnitud del Numero Capilar N_c (Ver Anexo L donde se amplía el concepto de N_c).
- Disminuir la concentración de aditivos que afectan la tensión interfacial, reduciendo así el costo del fluido de fractura.

La tensión interfacial (σ) depende de dos factores: la concentración de surfactante y solvente mutual. Para determinar una $\sigma_{\text{óptima}}$, se planteó un Diseño Compuesto Central (DCC) que proporciona una mayor área de respuesta y permite evaluar el efecto de interacción entre los factores [18] (Ver Anexo M). Las concentraciones de los otros aditivos se mantuvieron constantes.

El DCC sólo fue generado para la optimización de la tensión interfacial del fluido de fractura base agua propuesto; para el fluido de fractura base aceite no se planteó un DCC, debido a los deficientes resultados en las pruebas de evaluación para el fluido de fractura propuesto que impidieron su optimización.

Tabla 6: DCC generado para determinar una tensión interfacial óptima para el fluido de fractura base agua SS300

PRUEBA	Factores Naturales		Factores naturales codificados	
	Concentración Solvente Mutual [GPT]	Concentración Surfactante [GPT]	X	Y
1: Referencia	20.0	2.0	0	0
2	20.0	3.0	0	1.414*
3	20.0	1.0	0	-1.414*
4	16.0	2.0	-1.414*	0
5	24.0	2.0	1.414*	0
6	18.0	2.5	-1	1
7	22.0	2.5	1	1
8	18.0	1.5	-1	-1
9	22.0	1.5	1	-1

*Los valores de los puntos axiales se ajustaron de acuerdo a las facilidades de mezcla en campo de los aditivos.

3.3.1.2 Compatibilidad

Se requiere que los fluidos evaluados en el DCC que cumplieron con los requisitos citados anteriormente, al ponerse en contacto con los fluidos de formación sean compatibles, no formen emulsiones estables y presenten separación de fases. Estos criterios y su procedimiento de evaluación se explicaron en el Anexo K.

3.3.2 Segunda Fase: Pruebas Interacción roca-fluido

3.3.2.1 Mojabilidad y Detergencia

Se evaluó para el fluido de fractura base agua que cumplió satisfactoriamente las condiciones de la primera fase, sí la variación en la concentración de surfactante y solvente mutual cambió la mojabilidad de las arenas y afectó la detergencia. Esta valoración se realizó, al igual que para el fluido de fractura propuesto, siguiendo los procedimientos mencionados en el Anexo K. La importancia de la mojabilidad se destaca en el Anexo N.

3.3.3 Tercera Fase: Pruebas Reológicas

3.3.3.1 Estabilidad Reológica

Los factores que afectan el comportamiento reológico en un fluido de fractura son: concentración de agente gelificador, solución buffer, agente reticulador y rompedor. La modificación de estos factores se realizó en base a los valores de viscosidad y tiempo de rompimiento alcanzados por los fluidos de fractura base agua que cumplieron satisfactoriamente la primera y segunda fase de optimización. Al observar la pérdida de viscosidad acelerada en estos fluidos, se buscó propiciar unas mejores condiciones en la reacción de reticulación variando la relación concentración de solución buffer y reticulador (SB/AR) para otorgar a los fluidos mayor estabilidad reológica.

Tabla 7: Variación en la concentración de aditivos que afectan el comportamiento reológico para el fluido de fractura base agua SS3000.

Campo	Prueba	Factores Naturales				
		SB/AR	Concentración Solución buffer [GPT]	Concentración Agente Reticulador [GPT]	Concentración Agente Gelificador [GPT]	Rompedor Enzimático [GPT]
TESORO	1*	0.6	1.5	2.5	7.5	0.25
	2	0.8	2.0	2.5	7.5	0.25
	3	0.833	2.5	3.0	7.5	0.25
	4	1.5	3.0	2.0	7.5	0.25
	5	1.5	2.5	1.6	7.5	0.25
	6	1,36	3.0	2.2	7.5	0.25
NUTR IA	7*	0.6	1.5	2.5	7.5	0.25
	8	1,27	2.8	2.2	7.5	0.25

* Fluido óptimo de Fase 1 y 2

Como resultado de estas modificaciones, se obtuvieron dos fluidos de fractura, uno para el campo Nutria y otro para Tesoro, que cumplen con las condiciones reológicas descritas en la figura 4 y el Anexo K.

3.3.3.2 Velocidad de asentamiento

Se determinó la velocidad de asentamiento de material propante a los fluidos que presentaron un comportamiento reológico dentro de los parámetros establecidos anteriormente. La prueba fue realizada para dos condiciones térmicas: temperatura constante de pozo y gradiente térmico de pozo. Las cargas de material propante fueron 4 y 7 PPG por ser valores mínimos y máximos, reportados en trabajos de fracturamiento hidráulico realizados para Ecopetrol. Se espera obtener, velocidades de asentamiento menores a 8 mm/min [6,12,27, 35,37], que confirmen junto con la curva de comportamiento reológico, la capacidad del fluido de transportar el material propante. El procedimiento y metodología se explican en el Anexo K y O.

Tabla 8: Matriz de pruebas velocidad de asentamiento de Carbolita 20/40 en fluido de fractura óptimo

Fluido	Carga de Carbolita 20/40 (PPG)	Condición térmica
Base Agua óptimo	7	BHST (71°C/160°F)
		Gradiente térmico de pozo (8.0°C/min)
Base Agua óptimo	4	BHST (71°C/160°F)
		Gradiente térmico de pozo (8.0°C/min)

4. RESULTADOS

4.1 Caracterización de aditivos, fluidos base y de formación

4.1.1 Caracterización de aditivos

En el Anexo P se presentan los resultados de la caracterización realizada a los aditivos de la compañía de servicios que fueron utilizados en la preparación del fluido de fractura base agua y base aceite. Adicionalmente se incluyen, los valores reportados en las MSDS de cada producto.

4.1.2 Caracterización de crudo, diesel, agua de preparación y salmueras sintéticas equivalentes al agua de formación.

Se presentan los resultados de la caracterización básica realizada a los crudos de los pozos representativos seleccionados, y las propiedades fisicoquímicas y contenido de metales del agua de pozo de captación de Lisama utilizado para preparación de fluido de fractura base agua. En el Anexo Q, se muestran los resultados de la caracterización de las salmueras sintéticas equivalentes al agua de formación, y de diferentes tipos de Diesel que fueron probados como fluidos base del fluido de fractura base aceite.

Tabla 9: Caracterización crudo Tesoro 44 y Nutria 31

POZO	%BS&W Norma ASTM D 4007-08 [26]	°API Norma ASTM D 1298-05 [25]	Tensión Superficial [dina/cm]
Nutria 31	0	25.8	28.1
Tesoro 44	0	31.8	27.3

Tabla 10: Propiedades Fisicoquímicas de agua Lisama Campo 23 utilizada para preparación de fluido de fractura base agua

Propiedad	Resultado	Valor permitido
Conductividad Eléctrica [milisiemens/cm/°F]	0.1772	--
pH/°F	6.49	5-8.5
Carbonatos [ppm]	0.0	--
Bicarbonatos [ppm]	53	<1000

Tabla 11: Contenido de Metales de agua Lisama Campo 23 utilizada para preparación de fluido de fractura base agua

Iones Metálicos	Resultado [ppm]	Valores permitidos [ppm]
Ba ⁺²	0.1	
K ⁺¹	2.0	
Fe	No detectado	<10
Ca ⁺²	24.5	La suma debe ser <500
Mg ⁺²	2.5	
Na ⁺¹	4.1	
Si ⁺⁴	0.1	
Sr ⁺²	0.1	
Cl ⁻¹	4.0	
(SO ₄) ⁻²	9.6	

4.2 Resultados evaluación fluidos de fractura propuestos

4.2.1 Resultados evaluación fluido de fractura base aceite propuesto

A continuación se presentan resultados generales de la evaluación del fluido base aceite. Para su preparación fueron utilizados 4 tipos de Diesel con el propósito de

determinar el fluido base que otorgara mejor armado y comportamiento reológico al fluido. Ante el deficiente armado del fluido con los diesel Neiva y Galán Bajo contenido de azufre (LS), se optó por continuar la evaluación con los diesel CPF y Galán Alto contenido de azufre (HS). En el Anexo R se presentan en detalle los resultados de evaluación del fluido.

Tabla 12: Resultados generales Evaluación al fluido de fractura base aceite propuesto

RESULTADOS PRUEBAS INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO	
Solubilidad	
Aditivos solubles en los 4 tipos de diesel empleados en la preparación del fluido. Durante el calentamiento del fluido, se observó la formación de precipitado fino.	
Compatibilidad	
El fluido (vivo y roto) fue miscible en los crudos. El fluido roto no fue compatible con las salmueras sintéticas debido a la formación de precipitado fino después de 12 horas @ BHST similar al encontrado en la prueba de solubilidad	
Tensión Interfacial (σ)	
Se obtuvieron resultados no representativos, al ser los valores hallados no reproducibles. Esto ocurrió por el deficiente rompimiento del fluido de fractura y su re-armado a las condiciones de prueba.	
RESULTADOS PRUEBAS INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO	
Mojabilidad visual y detergencia	
Conocida la dificultad del fluido a romper, esta prueba se realizó con el fluido de fractura sin agente gelificador para observar la acción el surfactante. Las arenas representativas para los campos Nutria y Tesoro presentaron mojabilidad visual al aceite y regular detergencia.	
RESULTADOS PRUEBAS REOLÓGICAS	
Comportamiento reológico	
<p>Gráfico 1: Perfil reológico para fluido base aceite propuesto SRG 6:6</p>	
Diesel Galán (HS)	Diesel CPF
<ul style="list-style-type: none"> • μ_i: 459 cp • Tiempo en el que la viscosidad se encuentra en el rango 200-500 cp : 30 minutos • Mínima viscosidad alcanzada: 113 cp después de 2 horas 33 minutos de prueba 	<ul style="list-style-type: none"> • μ_i: 580cp • Tiempo en el que la viscosidad se encuentra en el rango 200-500 cp: 37 minutos • Mínima viscosidad alcanzada : 168 cp después de 1 hora 44 minutos de prueba

- Los fluidos preparados con Diesel Galán y Diesel CPF no rompieron, es decir, la viscosidad mínima alcanzada no fue inferior a 100 cp en el intervalo de tiempo establecido
- Los fluidos preparados con Diesel Galán HS y Diesel CPF presentaron valores de viscosidad inicial y viscosidad a los 30 minutos de iniciada la prueba dentro de los rangos establecidos
- No existe diferencia significativa en el comportamiento reológico del fluido base aceite con el uso de diesel CPF o Diesel Galán, si se opta por aumentar la concentración de Rompedor 2 para lograr el rompimiento del fluido en el tiempo establecido. Teniendo en cuenta esto y que el Diesel Galán HS se encuentra cerca de los campos Nutria y Tesoro, se continuo con este diesel la evaluación.

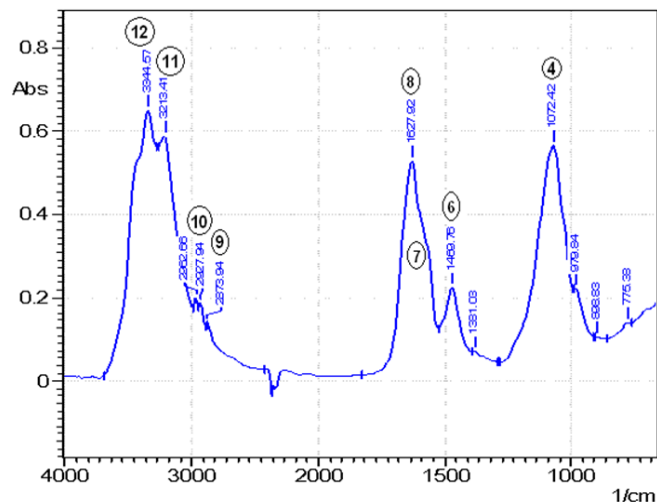
Sostenimiento material propante

Carga [PPG]	@ T constante de pozo = 71°C (160°F)		@ T gradiente térmico = 8.0 °C/min	
	Velocidad asentamiento[mm/min]	Tiempo sostenimiento [min]	Velocidad asentamiento[mm/min]	Tiempo sostenimiento [min]
4	5.42	30	4.65	50
7	4.45	40	4.42	50

Los valores encontrados para el fluido base aceite propuesto, preparado con diesel Galán HS, son satisfactorios para el transporte y soporte de material propante en la tubería y en la fractura.

Con el fin de identificar la naturaleza del precipitado generado durante el calentamiento del fluido base aceite propuesto, se adquirió un espectro IR del sólido formado después de mantener el fluido de fractura, preparado sin agente gelificador, por 12 horas a BHST.

Gráfico 2: Espectro IR de precipitado de fluido base aceite propuesto sin agente gelificador



Se realizó la comparación entre el espectro presentado anteriormente y cada uno de los espectros tomados a los aditivos. Es así, como se pudo determinar que existían señales similares (Ver Anexo S), entre los espectros del precipitado, el agente reticulador y el Rompedor 2.

Se estableció [20] que puede existir la coordinación entre el oxígeno de la urea (principal componente del rompedor 2) y los iones Fe^{+3} del sulfato férrico (agente reticulador), la cual produce decrecimiento en la frecuencia de estiramiento del doble enlace carbono-oxígeno (C=O), que en un espectro IR se observa como un corrimiento de la banda C=O hacia un número menor de onda. En el espectro tomado al rompedor 2 (Ver Anexo S), el pico 11 representativo del enlace C=O en 1678.04cm^{-1} , presenta corrimiento hacia 1627.92 cm^{-1} en el espectro del precipitado de fluido base aceite, lo cual puede ser debido a la formación de un compuesto de coordinación entre la urea y el sulfato férrico a temperatura de pozo. Adicionalmente, se realizaron pruebas entre urea comercial y cloruro férrico, en las cuales se comprobó la interacción entre los iones Fe^{+3} y oxígeno de la urea (Ver Anexo S).

Se evaluó por DRX el precipitado mencionado anteriormente (Ver Anexo S). El patrón cristalino mas cercano fue Ammoniojarosita sintética cuya fórmula química es $(NH_4)Fe_3 + 3(SO_4)_2(OH)_6$, con lo que se comprueba la existencia en el precipitado de elementos estructurales de la urea y el sulfato férrico.

A partir del estudio y análisis cualitativo anterior, se puede inferir que la dificultad en el rompimiento del fluido base aceite propuesta observada a condiciones estáticas y durante la evaluación reológica, se debe a la interacción no deseada del rompedor 2 (reductor de viscosidad final) con el agente reticulador.

4.2.2 Resultados evaluación fluido de fractura base agua propuesto.

Tabla 13: Resultados generales Evaluación al fluido de fractura base agua propuesto.

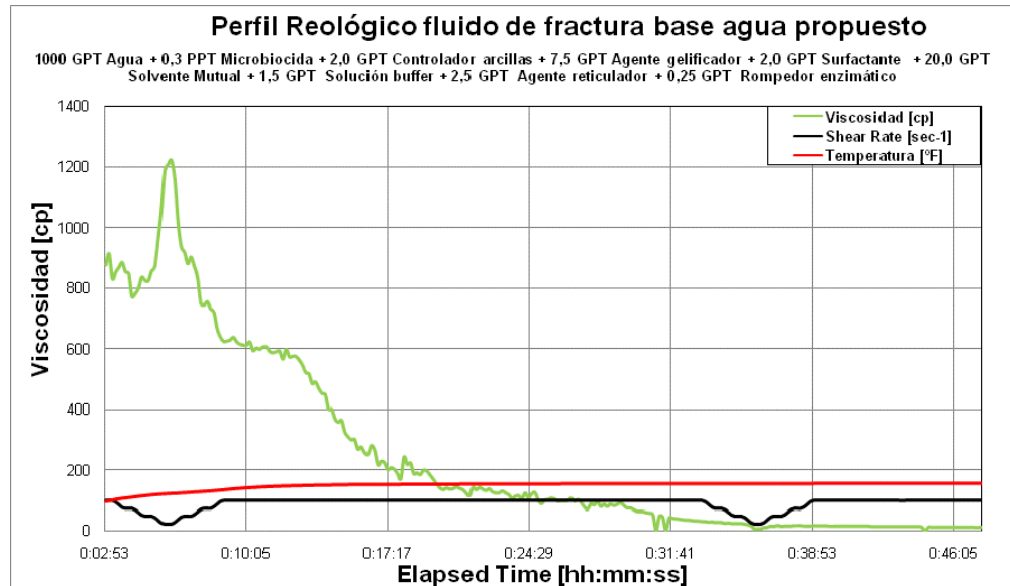
RESULTADOS PRUEBAS INTERACCIÓN FLUIDO-FLUIDO	
Solubilidad	
Aditivos solubles en el fluido base durante la preparación y rompimiento del fluido.	
Compatibilidad	
El fluido (vivo y roto) fue miscible en las salmueras sintéticas equivalentes al agua de formación de los pozos N-31 y Tes-19, y compatible con el crudo de los pozos N-31 y Tes-44.	
Tensión Interfacial (σ)	
<i>Fluido base agua propuesto roto Vs Crudo N-31</i>	<i>Fluido base agua propuesto roto Vs Crudo Tes-44</i>
$\sigma = 6.5\text{ dina/cm}$	$\sigma = 7.2\text{ dina/cm}$
RESULTADOS PRUEBAS INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO	
Mojabilidad visual y detergencia	

Las arenas representativas para los campos Nutria y Tesoro presentaron mojabilidad visual al agua y buena detergencia.

RESULTADOS PRUEBAS REOLÓGICAS

Comportamiento reológico

Gráfico 3: Perfil reológico para fluido base agua propuesto SS3000



Parámetros gel lineal

- μ_{3min} : 24 cp.
- μ_{10min} : 27 cp.
- $pH_{sln\ buffer}$: 11.061 @ 22.5°C

Parámetros reológicos

- μ_i : 877cp
- Tiempo en el que la viscosidad se encuentra en el rango 200-500 cp: 18 minutos
- Tiempo rompimiento : 27 minutos

El fluido base agua propuesto presenta excelente viscosidad inicial; sin embargo tiene poca estabilidad reológica y esto se refleja en un tiempo de rompimiento menor a 30 minutos.

Sostenimiento material propante

Carga [PPG]	@ T constante de pozo = 71 °C (160 °F)		@ T gradiente térmico = 8.0 °C/min	
	Velocidad asentamiento [mm/min]	Tiempo sostenimiento [min]	Velocidad asentamiento [mm/min]	Tiempo sostenimiento [min]
4	6.89	38	3.21	42
7	3.15	45	3.10	44

Los valores de velocidad de asentamiento determinados para el fluido base agua propuesto, son satisfactorios para el transporte y soporte de material propante en la tubería y en la fractura.

En el Anexo T, se muestran en detalle los resultados de las pruebas anteriores.

4.3 Optimización del fluido de fractura base agua propuesto.

4.3.1 Primera Fase: Pruebas Interacción fluido-fluido

4.3.1.1 Optimización de Tensión interfacial

Se generó para el DCC de Nutria y Tesoro, superficies de respuesta y mapas de contorno utilizando el software STATISTICA 7.0. En ellas se pudo identificar la zona, para concentraciones mayores a 3,0 GPT de surfactante, en la cual la

tensión interfacial es muy baja (zonas verdes) pero debido al armado deficiente que presentó el fluido correspondiente a la Prueba 2, se descartó estudiar esta zona. Se aplicó ANOVA para los resultados del DCC, y con este análisis se confirmó que el efecto principal sobre la tensión interfacial lo causa la concentración de surfactante.

Gráfico 4: Superficie de respuesta y mapa de contorno para DDC de Nutria

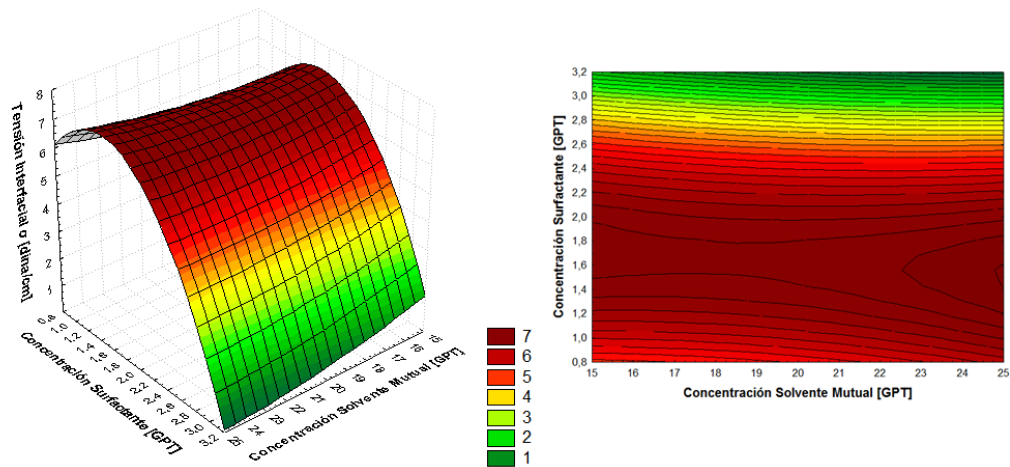


Tabla 14: Análisis de varianza de tensión interfacial para campo Nutria

Fuente	Suma de Cuadrados	G.L.	Cuadrado Medio	Razón F	Razón P
EFFECTOS PRINCIPALES					
Concentración Solvente mutuo [GPT]	2,9775	5	0,5955	3,31	0,2482
Concentración Surfactante [GPT]	27,42	4	6,855	38,08	0,0257
RESIDUOS					
TOTAL (Corregido)	34,5292	11	0,18		

Gráfico 5: Superficie de respuesta y mapa de contorno para DDC de Tesoro

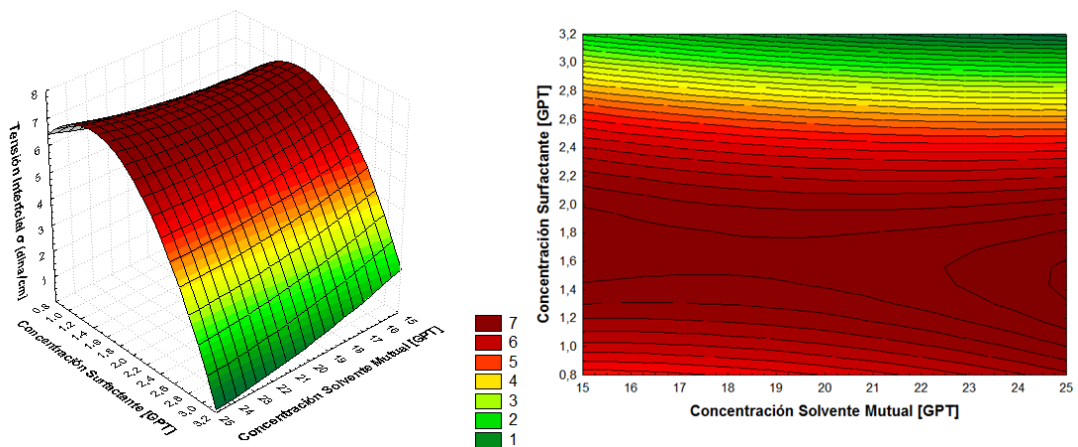


Tabla 15: Análisis de varianza de tensión interfacial para campo Tesoro

Fuente	Suma de Cuadrados	G.L	Cuadrado Medio	Razón F	Razón P
<i>EFFECTOS PRINCIPALES</i>					
Concentración Solvente mutual [GPT]	2,575	5	0,515	3,40	0,2425
Concentración Surfactante [GPT]	34,2725	4	8,56813	56,65	0,0174
<i>RESIDUOS</i>					
<i>TOTAL (Corregido)</i>	38,8492	11			

En las anteriores tablas, el valor P para la concentración de surfactante es menor que 0,05. En consecuencia este factor tiene un efecto estadísticamente significativo sobre la tensión interfacial entre el fluido de fractura base agua y los crudos de los campos Nutria y Tesoro con un 95% de nivel de confianza.

Se presentan a continuación, en orden ascendente y por campo, los valores de tensión interfacial determinados para los fluidos de fractura base agua del DCC con su correspondiente valor de Nc promedio y costo por concepto de surfactante y solvente mutual. Además, se incluyen estos valores para las pruebas 10,11 y 12, las cuales fueron tomadas como puntos adicionales en una línea de tendencia de baja tensión interfacial. El cálculo del número capilar se amplía en el Anexo U.

Tabla 16: Resultados de optimización tensión interfacial para Campo Nutria

Posición	Prueba	σ [dinas/cm]	Número Capilar Nc	Costo Aditivos para σ [US/1000 Galones de gel]	Armado del fluido
1	2	0.6	4,76E-05	635,0	Muy Regular
2	12	5.0	1,24E-05	637,5	Muy Bueno
3	10	6.2	1,10E-05	512,5	Muy bueno
4	7	6.4	9,89E-06	662,5	Muy Bueno
5	4	6.5	9,89E-06	490,0	Muy bueno
6	1:Referencia	6.5	9,75E-06	590,0	Bueno
7	6	6.6	9,61E-06	562,5	Bueno
8	11	6.7	9,48E-06	537,5	Muy bueno
9	3	6.8	9,35E-06	545,0	Bueno
10	9	6.9	9,22E-06	617,5	Muy bueno
11	5	7.0	9,10E-06	690,0	Muy regular
12	8	7.4	8,64E-06	517,5	Muy bueno

Tabla 17: Resultados de optimización tensión interfacial para Campo Tesoro

Posición	Prueba	σ [dinas/cm]	Número Capilar Nc	Costo Aditivos para σ [US/1000 Galones de gel]	Armado del fluido
1	2	0.7	8,30E-05	635,0	Muy Regular
2	12	5.3	1,10E-05	637,5	Muy bueno
3	7	5.7	1,08E-05	662,5	Muy bueno
4	6	6.0	1,04E-05	562,5	Bueno
5	10	6.5	9,68E-06	512,5	Muy bueno
6	11	6.6	8,80E-06	537,5	Muy bueno
7	5	6.7	8,67E-06	690,0	Muy Regular
8	9	6.8	8,54E-06	617,5	Muy bueno
9	4	6.9	8,42E-06	490,0	Muy bueno
10	3	7.1	8,18E-06	545,0	Bueno
11	1:Referencia	7.2	8,07E-06	590,0	Bueno
12	8	8.2	7,09E-06	517,5	Muy bueno

De acuerdo a los resultados anteriores se obtienen como fluidos óptimos en tensión interfacial, el correspondiente a la prueba 10 para el campo Nutria y el fluido 6 para el campo Tesoro. Como se puede observar en estos fluidos se logró disminuir en un orden de magnitud el Número Capilar y la concentración de surfactante y solvente mutual respecto al fluido propuesto. El ahorro por fluido en esta etapa, a una tasa típica de bombeo de 18 bpm durante 30 minutos, es para Nutria de US\$2815 y para Tesoro de US\$1000.

4.3.1.2 *Compatibilidad.*

Los fluidos elegidos en la etapa anterior, fueron compatibles con los fluidos de formación respectivos. El registro fotográfico de estas evaluaciones se muestra en el Anexo U.

4.3.2 **Segunda Fase: Pruebas Interacción roca-fluido**

4.3.2.1 *Mojabilidad y Detergencia.*

Las arenas representativas de los campos Nutria y Tesoro, al estar en contacto con los fluidos 10 y 6 respectivamente, presentaron mojabilidad al agua y buena detergencia. El registro fotográfico de estas evaluaciones se muestra en el Anexo U.

4.3.3 Tercera Fase: Pruebas Reológicas

4.3.3.1 Estabilidad Reológica

Ante la pérdida acelerada de viscosidad del fluido propuesto y de los óptimos determinados en las etapas 1 y 2, se decidió buscar mejores condiciones en la reacción de reticulación modificando la relación Solución Buffer/Agente Reticulador (SB/AR) y mantener constante la concentración de agente gelificador y rompedor. Se exploraron relaciones SB/AR entre 0.6 y 1.5, determinándose una relación óptima igual a 1.36 para el fluido de Tesoro y 1.27 para Nutria, con las cuales obtuvo para cada campo, un fluido con un comportamiento reológico que cumple con los parámetros establecidos en la figura 4 y en el numeral K.3.1.

Se presentan a continuación los parámetros reológicos de los fluidos evaluados en esta fase y en el Anexo T los perfiles reológicos de los fluidos descartados.

Tabla 18: Parámetros reológicos de los fluidos evaluados en la fase de optimización de estabilidad reológica.

Campo	Prueba	SB/AR	Viscosidad inicial μ_i [cp]	Rango viscosidad a 30 minutos μ_{30min} [cp]	Tiempo de rompimiento [hh:mm:ss]	Parámetros de preparación
TESORO	1*	0.6	816	816-68	00:28:07	tiempo vórtice: 49 [s] tiempo release : 1:30 [mm:ss]
	2	0.8	789	789-131	00:32:17	tiempo vórtice: 59 [s] tiempo release : 1:40 [mm:ss]
	3	0.833	751	751-218	00:38:33	tiempo vórtice: 1:04 [mm:ss] tiempo release : 2:10 [mm:ss]
	4	1.5	771	771-507	No determinado	tiempo vórtice: 1:27 [mm:ss] tiempo release : 3:30 [mm:ss]
	5	1.5	352	352-482	No determinado	tiempo vórtice: 1:54 [mm:ss] tiempo release : 4:00 [mm:ss]
	6	1,36	662	662-587	01:06:00	tiempo vórtice: 1:30 [s] tiempo release : 2:30 [mm:ss]
NUTRIA	7*	0.6	766	166-65	00:26:07	tiempo vórtice: 45 [s] tiempo release : 1:30 [mm:ss]
	8	1,27	526	516-514	00:52:00	tiempo vórtice: 1:30 [mm:ss] tiempo release : 2:20 [mm:ss]

* Fluido óptimo de Fase 1 y 2

Gráfico 6: Perfil Reológico óptimo para Campo Tesoro, Fluido N°6 (SB/AR=1,36)

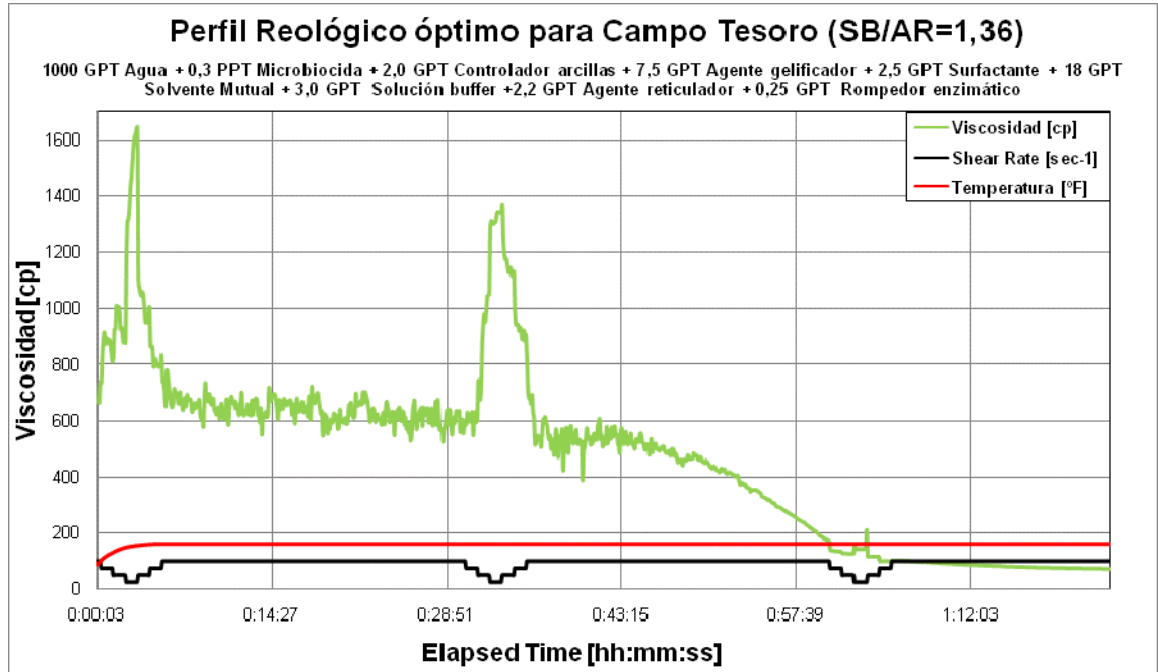
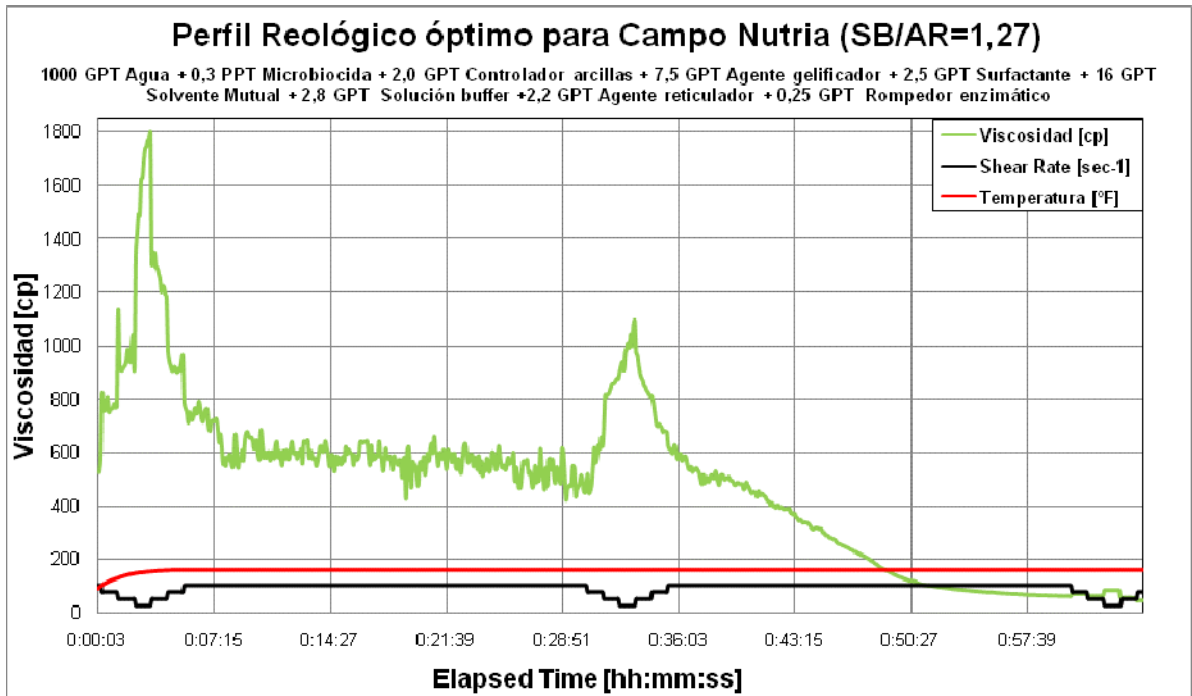


Gráfico 7: Perfil Reológico óptimo para Campo Nutria, Fluido N°8 (SB/AR=1,27)



4.3.3.2 Velocidad de asentamiento

La velocidad de asentamiento, fue determinada para los fluidos 6 y 8 de la etapa anterior. Los gráficos se muestran en el Anexo U

Tabla 19: Velocidad de asentamiento de Carbolita 20/40 en fluidos de fractura óptimos

Fluido N°6 óptimo para Campo Tesoro				
Carga [PPG]	@ T constante de pozo = 71°C (160°F)		@ T gradiente térmico = 8.0 °C/min	
	Velocidad asentamiento[mm/min]	Tiempo sostenimiento [min]	Velocidad asentamiento[mm/min]	Tiempo sostenimiento [min]
4	2.18	44	1.78	64
7	1.95	50	1.69	54
Fluido N°8 óptimo para Campo Nutria				
Carga [PPG]	@ T constante de pozo = 71°C (160°F)		@ T gradiente térmico = 8.0 °C/min	
	Velocidad asentamiento[mm/min]	Tiempo sostenimiento [min]	Velocidad asentamiento[mm/min]	Tiempo sostenimiento [min]
4	2.34	44	1.79	64
7	1.80	48	1.53	62

El comportamiento de sedimentación de material propante para los fluidos de fractura óptimos es diferente al observado en el fluido propuesto, ya que al modificar la relación SB/AR, la reacción reticulación se hace mas lenta lo que causa que por un corto tiempo al inicio de las pruebas, la velocidad de asentamiento sea alta y después, cuando el fluido arma completamente, esta se reduzca casi a la tercera parte. En consecuencia, las velocidades determinadas para los fluidos óptimos fueron menores a las velocidades de asentamiento para el fluido de fractura base agua propuesto. Con esta última prueba se confirma la capacidad de sostenimiento de material propante, por lo tanto son los fluidos 6 y 8 óptimos para fracturar hidráulicamente los campos Tesoro y Nutria respectivamente.

5. CONCLUSIONES

La evaluación del fluido de fractura base agua propuesto para los campos Nutria y Tesoro, y el posterior mejoramiento de sus propiedades a través de una metodología de optimización, permitió determinar las siguientes formulaciones óptimas:

Tabla 20: Formulaciones óptimas de los fluidos de fractura base agua para los campos Nutria y Tesoro.

ADITIVOS	CAMPO NUTRIA		CAMPO TESORO	
	Concentración	Unidad	Concentración	Unidad
Agua Lisama	1000	GPT*	1000	GPT*
Microbiocida	0.3	PPT**	0.3	PPT**
Controlador arcillas	2.0	GPT	2.0	GPT
Agente Gelificador	7.5	GPT	7.5	GPT
Surfactante	2.5	GPT	2.5	GPT
Solvente Mutual	16.0	GPT	18.0	GPT
Solución buffer	2.8	GPT	3.0	GPT
Agente reticulador	2.2	GPT	2.2	GPT
Rompedor enzimático	0.25	GPT	0.25	GPT

Los fluidos óptimos son compatibles con los fluidos de formación, mojan a las arenas productoras por agua y presentan disminución en tensión interfacial a menor concentración de surfactante y solvente mutual, lo que se refleja en ahorro de costos por fluido. Son reológicamente estables cumpliendo con los parámetros establecidos de viscosidad, tiempo de rompimiento, velocidad de asentamiento de material propante y adicionalmente, al ser la reacción de reticulación lenta en estos fluidos, se requerirá menor potencia inicial de bombeo en superficie.

A través de un estudio cualitativo por espectroscopia infrarroja y DRX, se pudo establecer que existía una interacción entre el agente reticulador y el rompedor de viscosidad final del fluido base aceite propuesto, lo cual ocasionaba el deficiente rompimiento a condiciones estáticas y dinámicas del este fluido de fractura e incompatibilidad con las salmueras sintéticas equivalentes al agua de formación de los campos Nutria y Tesoro. Debido a lo anterior, no fue posible la optimización del fluido base aceite propuesto para los campos Nutria y Tesoro.

6. RECOMENDACIONES

Estudiar la reacción de reticulación en el fluido de fractura base aceite propuesto con diferentes agentes reticuladores, como el $\text{Al}_2(\text{SO}_3)_4$, con el objetivo de lograr la compatibilidad con los fluidos de formación y comportamiento reológico óptimo.

Continuar la investigación sobre la interacción entre el agente reticulador (sulfato férrico) y el rompedor 2 (urea), a través de un estudio mas especializado, con el fin de confirmar la existencia de una reacción por formación de complejos de coordinación en los iones Fe^{+3} y el oxígeno de la urea.

Como complemento a las pruebas reológicas desarrolladas siguiendo la norma API RP 39, realizar los perfiles reológicos para los fluidos de fractura en ciclos e intensidad de velocidades de deformación (shear rate) mas exigentes, para tratar de simular las condiciones a las que es sometido el fluido durante el bombeo por la tubería y su paso por las perforaciones hacia la zona a fracturar.

Continuar con las pruebas de desplazamiento del fluido de fractura óptimo base agua determinado para los campos Nutria y Tesoro en corazones representativos de la formación productora MZB, como prueba final para determinar el daño a la permeabilidad causado por el residuo del polímero proveniente del gel de fractura roto.

BIBLIOGRAFÍA

1. Abdallah, Wael. *et al.* Wettability Fundaments. En: Oilfield Review Magazine, Vol 19, N° 2, (Otoño 2007).p.48-67
2. BARMATOV, Evgeny *et al.* Silver microparticles as hydraulic fracturing fluids microbiocides. US. 7,032,664. 15 Sept 1994. Appl. 20080119375.14 Jun 1995.
3. CARDENAS MONTES, Jose Carlos Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los Trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los Campos petroleros de Colombia. Bucaramanga, 2008, 48-50 p. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos.
4. CASTAÑEDA M, Diana C. Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Yariguí-cantagallo. Bucaramanga, 2007, 14 p. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería Química.
5. Chevron Drilling Reference Series. Completion Practices. Volume Sixteen. Hydraulic Fracturing. Section G. (Julio, 1991); p. G1-G35 Part1 and G1-G24 Part 2.
6. CLARK, P. *et al.* Prop Transport in Vertical Fractures. En: SPE Journal Paper N° 10261, (1981).
7. COHEN P, Lía M. Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Llanito. Bucaramanga, 2008, 20-23 p. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería Química.
8. DANESHY, Ali A *et al.* Well Stimulation. Halliburton Energy Services. Houston, Texas, 1995, p.491.
9. DE KRUIJF, Alexander *et al.* The Relation between Chemistry and Flow Mechanics of Borate Crosslinked Fracturing Fluids. En: SPE Journal Paper N° 25206, (March, 1993); p. 525-536.

10. ELY, John W. Selection of Water Non-Water or Acid-Based Fracturing Fluids. En SPE Recent Advances in Hydraulic Fracturing, Monograph Volume 12, (June, 1989); p. 380-387.
11. ELY, John W. Typical Products Available From Service Companies. En SPE Recent Advances in Hydraulic Fracturing, Monograph Volume 12, (June, 1989); p. 376-379.
12. 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).
13. Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A. Gerencia Centro Oriente. División de Yacimientos. Prospecto Lisama Norte 1. Figura 5 Columna Estratigráfica del Valle Medio del Rio Magdalena.
14. GREEN, Don. *et al.* Enhanced Oil Recovery. Texas. 1998. p. 12-27
15. HOWARD, G.C, FAST, C.R. Hydraulic Fracturing. American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc. Dallas, TX, 1970. p 50-89.
16. MABERRY, L.J *et al.* Chemistry and Field Application of an Improved Continuous-Mix Gelled Oil. En: SPE Journal Paper N° 52392, (November 1998); p. 236-242.
17. MEISTER, John. Polymer Modification: Principles, Techniques and Applications. Center for Forest Products Research, Inc. Marcel Dekker, Inc. New York, NY, 2000. p. 46-51, 187-220.
18. MONTGOMERY, Douglas C. Design and Analysis of experiments. Fifth Edition. 1999. p. 427-457
19. MUKUL. S. Advanced fracturing technology for tight gas: An east Texas field demonstration. Petroleum & Geosystems Engineering .The University of Texas. Marzo 2005.
20. NAKAMOTO, Kazuo. Infrared and Raman Spectra of inorganic and coordination compounds. Fourth Edition. John Wiley and Sons. 1986. p. 269-272.

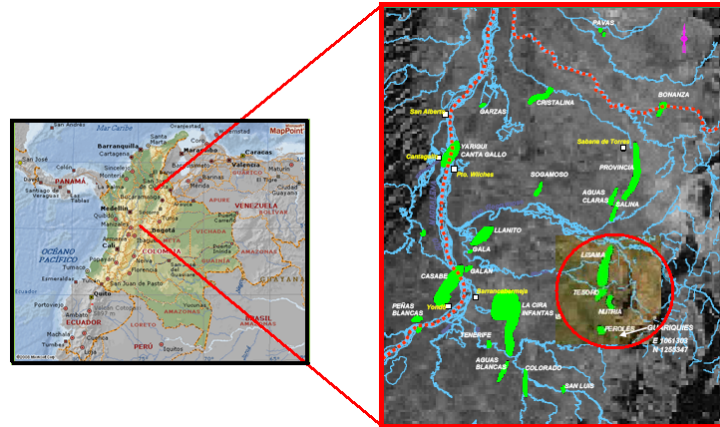
21. Norma API RP 13M: "Recommended Practice for the Measurement of Viscous Properties of Completion Fluids" ANSI/API: "Recommended Practice 13M". Identical to ISO 13503-1:2003 "Petroleum and natural gas industries- Completion fluids and materials-Part 1: Measurement of viscous properties of completion fluids", Washington D.C. First edition, July 2004.
22. Norma API RP 39: "Recommended Practices on Measuring the Viscous Properties of a Cross-linked Water-based Fracturing Fluid", American Petroleum Institute, Washington D.C. Third Edition, May 1998.
23. 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.
24. 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.
25. Norma ASTM D 1298-05: "Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method", Manual of Petroleum Measurement Standards, ASTM, United States, 2005.
26. Norma ASTM D 4007-08: "Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)", Manual of Petroleum Measurement Standards, ASTM, United States, 2008.
27. NOVTONY, E.J. Proppant transport. Exxon Production Research Co. En SPE Journal Paper No 6813 (1977).
28. OLMOS GARZON, Martha Patricia. Informe del Modelo Geomecánico y diseño de fracturamiento hidráulico del campo Lisama. Neiva, 2007, 11-16, 22-26 p. Proyecto de Investigación .Universidad SURCOLOMBIANA. Facultad de Ingenierías. Programa de Petróleos.
29. POWEL, R. et al. Application of a new, efficient hydraulic fracturing fluid system. En: SPE Journal Paper N° 56204, (1999)

30. ROSEN, Milton J. Surfactants and Interfacial Phenomena. Segunda edición, John Wiley & Sons, New York, 1989; p 1-26.
31. SAAVEDRA, Néstor Fernando, *et al.* Modelamiento para optimizar el factor de recobro en campos de petróleo maduros de las cuencas del valle medio del Magdalena y Catatumbo. Informe Técnico de Proyectos. ECOPETROL S.A. Piedecuesta. Diciembre de 2006.
32. SHAH, S.N, LORD, D.L and TAN, H.C. Recent advances in the fluid mechanics and rheology of fracturing fluids. En: SPE Journal Paper N° 22391, (March, 1992); p.621-636.
33. SLAHEDDINE, Keli. *et al.* Nuevas aplicaciones para los surfactantes viscoelásticos. En: Oilfield Review Magazine, Vol 11, N° 3,(Primavera 2005).p.10-25
34. SOTO, Claudia, *et al.* Modelamiento para optimizar el factor de recobro en campos de petróleo maduros de las cuencas del Valle medio del Magdalena. Informe Técnico de Proyectos. ECOPETROL S.A. Piedecuesta. Enero de 2008.
35. 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.
36. US Environmental Protection Agency. Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. EPA 816-R-04-003.June 2004.p. ES-5.
37. 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).

ANEXO A: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA LISAMA

El Área Lisama limita al Norte con los campos Aguas Claras y Salina, hacia el este con la falla de La Salina, hacia el Oeste con la falla de Peña de Oro y al Suroeste limita con los campos La Cira e Infantas de ECOPETROL S.A.

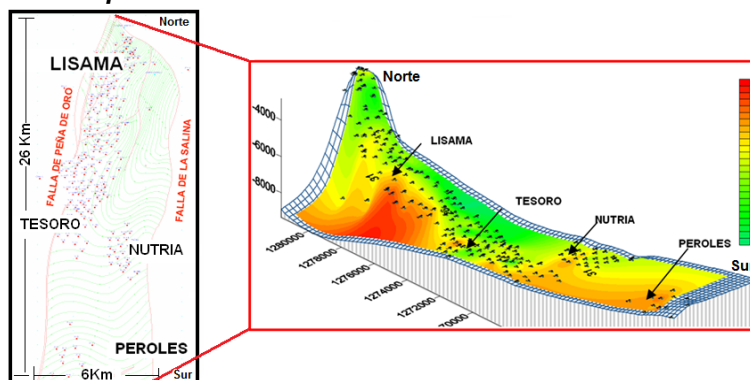
Figura A1: Mapa de localización de Área Lisama.



Fuente: SOTO, Claudia, *et al.* Modelamiento para optimizar el factor de recobro en campos de petróleo maduros de las cuencas del Valle medio del Magdalena. [34]

El Área abarca una extensión de 6 Km de este a oeste, y 26 Km de norte a sur, en la cual se encuentran 199 pozos productores de crudo de mediano grado API y gas.

Figura A2: Mapa de Campos de Producción en el Área Lisama



Fuente: SOTO, Claudia, *et al.* Modelamiento para optimizar el factor de recobro en campos de petróleo maduros de las cuencas del Valle medio del Magdalena. [34]

ANEXO B: MODELO ESTÁTICO DEL ÁREA LISAMA

Hacen parte del modelo estático, el modelo geológico y petrofísico. El primero se encarga del estudio de características estructurales y estratigráficas de un área en particular; del segundo se obtienen las propiedades del yacimiento y los fluidos que se encuentran en él.

Dentro de la conformación geológica de la zona del Valle del Magdalena a la cual hace parte el Área Lisama, cabe resaltar las siguientes características del modelo geológico estructural:

Tabla B1: Geología Estructural del Campo Lisama [28]

FALLAS ESTRUCTURALES	PLACAS TECTÓNICAS
Peña de Oro	Cuenca extensional de retroarco (Triásico-Jurásico).
	Cuenca Pericratónica (Cretáceo – Paleoceno).
Satélite o de Santa Helena	Cuenca Antepaís (Eoceno – Mioceno temprano).
La Salina	Cuenca Intramontana (Mioceno).

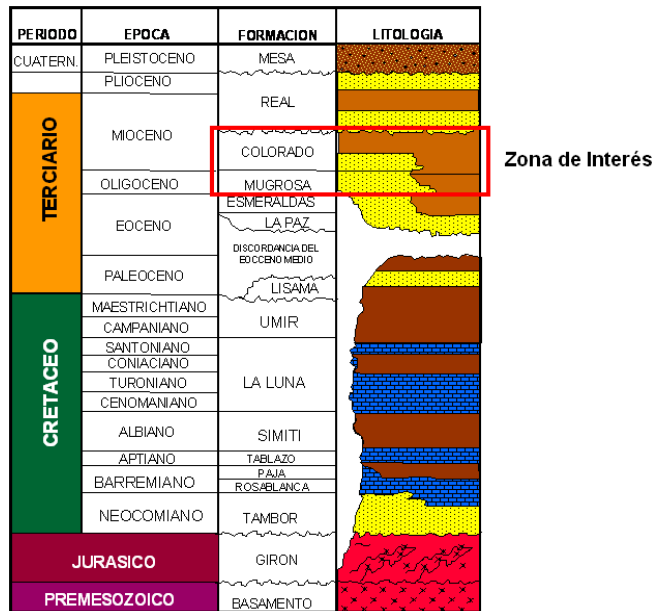
Fuente: OLMOS GARZON, Martha Patricia. Informe del Modelo Geomecánico y diseño de fracturamiento hidráulico del campo Lisama [28]

Las Fallas Estructurales dan origen a la estructura anticlinal estrecha característica de esta área. La falla de la Salina es la mas antigua y las demás son imbricaciones de esta falla que confluyen hacia el Oeste del campo.

El proceso evolutivo de conformación de las cuencas, permitieron constituir las formaciones Colorado (Zona A), Mugrosa (Zona B y C) de las cuales proviene la producción de hidrocarburos del Área Lisama.

El Modelo Estratigráfico permite localizar las zonas de interés como son la formación Mugrosa y Colorado, las cuales se encuentran dentro de los catalogados horizontes fósiles del Valle Medio del Río Magdalena.

Figura B1: Columna Estratigráfica general del Valle Medio del Río Magdalena [28]



Fuente: OLMOS GARZON, Martha Patricia. Informe del Modelo Geomecánico y diseño de fracturamiento hidráulico del campo Lisama [28]

Para efectos de este proyecto, sólo se presentan los resultados de los análisis petrofísicos para los pozos seleccionados y sus formaciones representativas. Las propiedades de los fluidos de formación, crudo y agua, fueron evaluadas siguiendo normas técnicas internacionales, como se expone la sección Metodología Experimental.

Tabla B2: Propiedades petrofísicas para pozos de campos seleccionados del Área Lisama

Pozo	Presión yacimiento [psia] ^{*,**}	Presión confinamiento ^{*,**} [psia]	Temperatura Yacimiento ^{*,**} [°C/°F]
Nutria 31	1704	4025	71/160
Tesoro 44	2908	4509	71/160

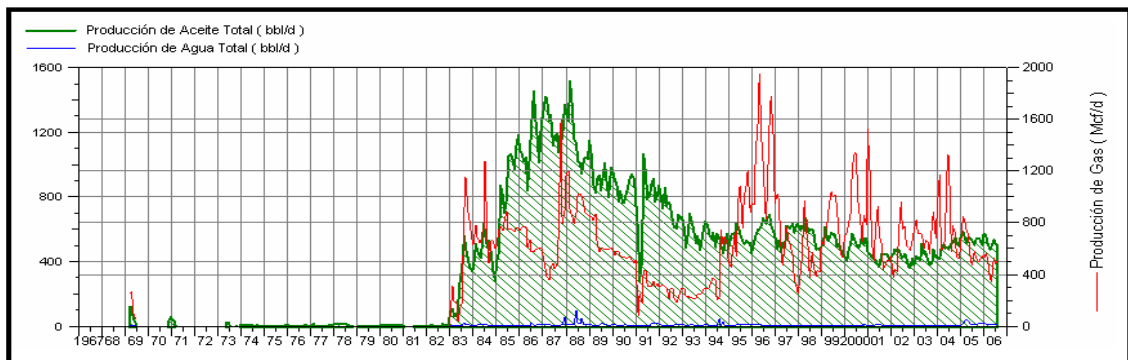
*Valores referenciados del pozo Nutria 32 a una profundidad 8163' MD, en la cual se realizaron trabajos de fracturamiento hidráulico el 17 de Diciembre de 2008

** Valores referenciados del pozo Tesoro 43 a una profundidad 8334' MD, en la cual se realizaron trabajos de fracturamiento hidráulico el 20 de Agosto de 2008

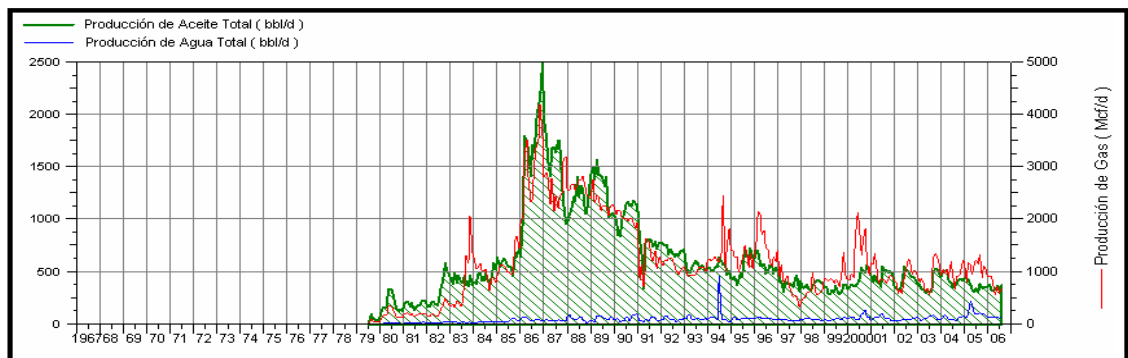
ANEXO C: RESEÑA HISTÓRICA DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL ÁREA LISAMA

El área Lisama registró las máximas tasas de producción entre 1982 y 1989, extrayéndose del Área 8000 bbl/d de crudo y en promedio de 18000 Mcf/d de gas con 87 pozos productivos [31]. Los datos de producción hasta el 2006 muestran una clara tendencia en la caída de la producción con 199 pozos productores.

Figura C1: Historial de Producción Campos Nutria y Tesoro. a. Historial de Producción Nutria. b. Historial de Producción Tesoro



a.



b.

Fuente: SAAVEDRA, Néstor Fernando, *et al.* Modelamiento para optimizar el factor de recobro en campos de petróleo maduros de las cuencas del valle medio del Magdalena y Catatumbo [31]

En la actualidad el 77.8 % de las reservas de crudo en Área Lisama provienen de la formación Mugrosa Zona B. A su vez los campos Nutria y Tesoro aportan un significativo porcentaje estas reservas; sin embargo es generalizado para el Área

los bajos valores de producción acumulada (N_p) y factor de recobro, que impiden el aprovechamiento de los recursos hidrocarburos.

Tabla C1: Petróleo Original en el Sitio OOIP, Producción Acumulada N_p y Factor de recobro Área Lisama

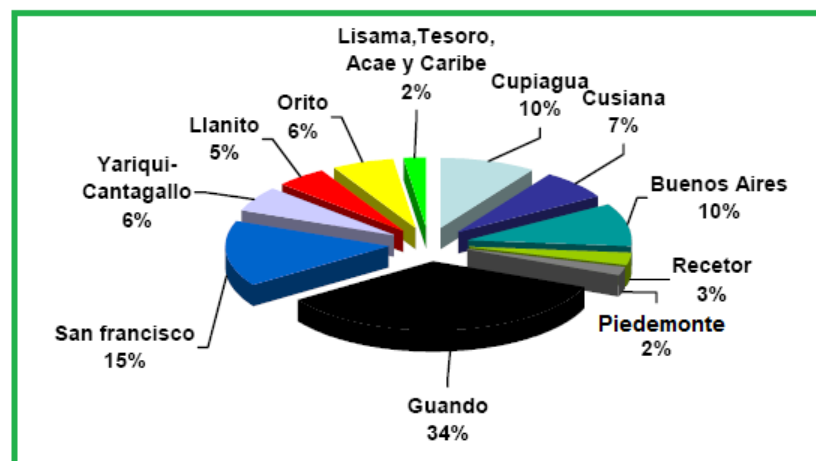
CAMPO	OOIP Zona A (MMBO)	OOIP MZB (MMBO)	OOIP MZC (MMBO)	OOIP CAMPO (MMBO)	N_p CAMPO (MMBO) *	% Factor de Recobro
LISAMA	17.9	197	27.5	242.3	48.99	20.22
TESORO	4.8	34.2	3.4	42.4	5.99	14.33
NUTRIA	15.6	17.9	0.1	33.6	5.72	17.02
PEROLES	1.1	3.2	1.6	5.9	1.09	18.47
TOTAL	39.4	252.3	32.6	324.2	61.79	19.06
Porcentaje %	12.15	77.8	10.05	100		

* N_p hasta Agosto de 2006 (OFM)

Fuente: SAAVEDRA, Néstor Fernando, *et al.* Modelamiento para optimizar el factor de recobro en campos de petróleo maduros de las cuencas del valle medio del Magdalena y Catatumbo [31]

En Colombia, a partir de la década de los noventa se iniciaron trabajos de fracturamiento hidráulico con poca intensidad en relación con la tendencia mundial de fracturar hidráulicamente el 90% de los pozos perforados. Actualmente de 304 campos de explotación, sólo en 16 se fracturan hidráulicamente lo que corresponde al 5% del total de campos [3]. Hasta Agosto de 2007 se habían realizado 450 fracturas distribuidas de la siguiente forma:

Figura C1: Distribución de pozos fracturados en campos Colombianos.



Fuente: CARDENAS MONTES, Jose Carlos Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los Trabajos de fracturamiento hidráulico realizados en los Campos petroleros de Colombia [3]

ANEXO D: ETAPAS DE UNA OPERACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

D.1. Limpieza del Pozo

Con el fin de eliminar depósitos orgánicos pesados provenientes del crudo, como parafinas y asfáltenos, se realiza una limpieza en las perforaciones y en las cercanías al pozo. El limpiador puede ser un tratamiento orgánico compuesto de xileno, varsol, surfactantes y solventes mutuales.

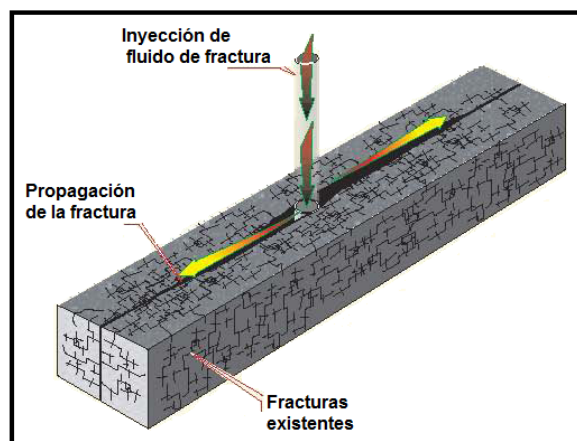
D.2. Minifrac

Consiste en bombear un pequeño volumen de fluido de fractura con baja concentración de propante, a la misma tasa que el tratamiento principal. El objetivo es determinar parámetros como eficiencia de fluido, calibración de altura, volumen del prepad y pad, los cuales permiten rediseñar el tratamiento principal y disminuir la incertidumbre operativa.

D.3 Prepad

Se bombea un fluido de fractura sin carga polimérica con el propósito de establecer la velocidad de bombeo e iniciar delgadas fracturas.

Figura D1: Bombeo de fluido de en la etapa del Prepad

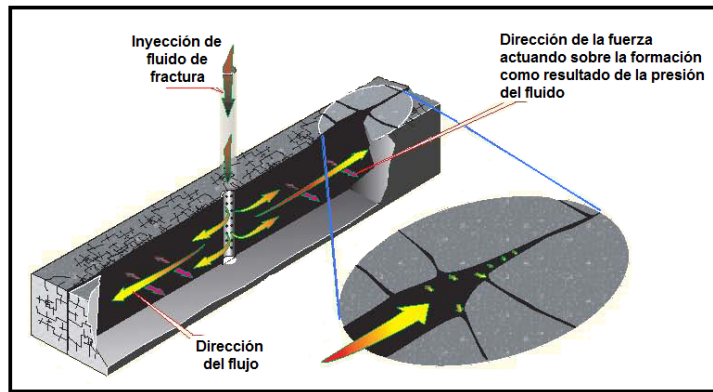


Fuente: EPA 816-R-04-003 [36].

D.3. Pad

Es bombeado fluido de fractura el cual genera un aumento en la presión que crea y propaga las fracturas desde el pozo en dirección perpendicular a la menor tensión de la roca. El fluido migra en la dirección de la fractura propagada e inevitablemente ocurre migración de fluido a la formación.

Figura D2: Bombeo del fluido de fractura en la etapa del Pad y propagación de las fracturas

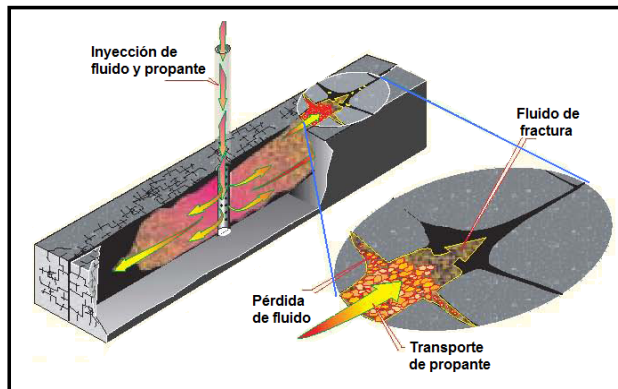


Fuente: EPA 816-R-04-003 [36].

D.4 Propante

Después que las fracturas han sido creadas por el Pad, se incorpora al fluido el agente propante y se bombea hacia la fractura para llenar los espacios vacíos. Esta etapa contiene múltiples etapas en las que puede variar el tamaño y concentración de agente propante.

Figura D3: Inyección y asentamiento de material propante

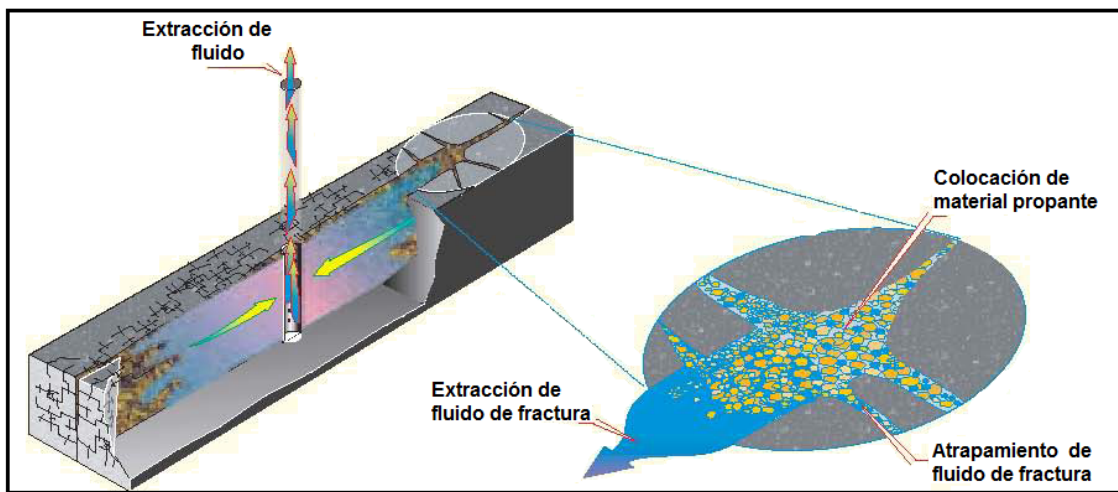


Fuente: EPA 816-R-04-003 [36].

D.5. Recuperación del fluido o backflow.

Se emplea un fluido para desplazar el fluido de fractura hacia la superficie, dejando en la formación al agente propante con el fin de mantener las grietas o fracturas abiertas. El fluido de fractura en esta etapa, debido a la temperatura, shear rate y rompedores, debe haber reducido su viscosidad hasta valores menores a 100 cp, para así garantizar su retorno a superficie y minimizar el daño a la formación por retención del gel en los poros.

Figura D4: Recuperación del fluido de fractura o backflow



Fuente: EPA 816-R-04-003 [36].

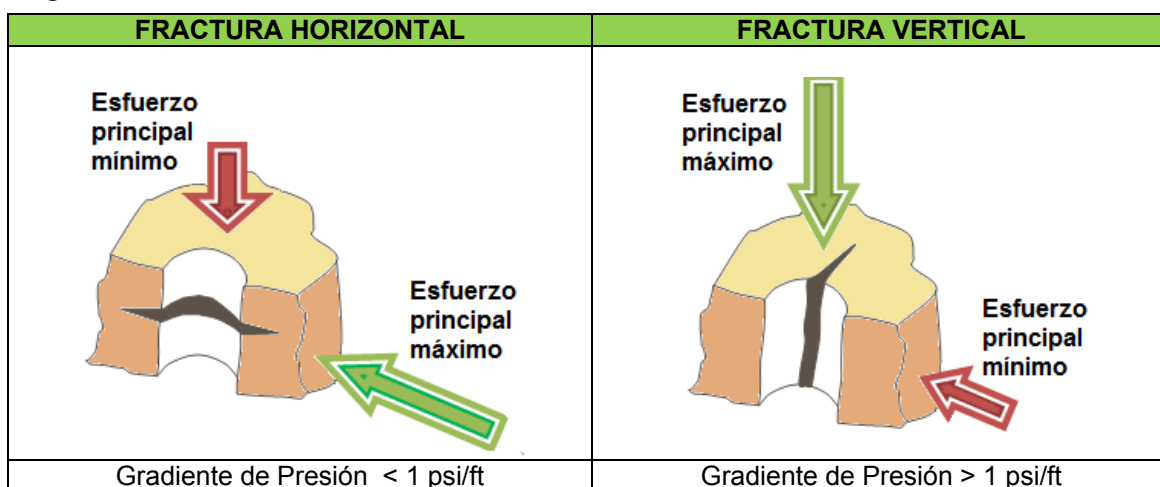
ANEXO E: MECÁNICA DE LAS FRACTURAS

Excepto en formaciones no consolidadas, las rocas alrededor del pozo están en estado de tensión elástica y estas se fracturan por la aplicación de una presión mas grande que las fuerzas que las mantienen juntas. Debido a que las rocas son débiles, la fractura inicial crea una concentración de tensiones en el vértice de la fractura que ayuda a la grieta a crecer y propagarse.

E.1. Orientación de la *fractura*

Las fracturas pueden ser horizontales o verticales y esta orientación dependerá del estado de tensión alrededor del pozo. Las formaciones fracturan en el plano en el cual se tiene la menor tensión perpendicular [5], es por esto que generalmente a profundidades menores de 3000 ft las fracturas son horizontales y para profundidades mayores a 3000 ft la intensidad de las tensiones solo permiten hacer fracturas verticales .

Figura E1: Orientación de las fracturas hidráulicas



E.2. Geometría de la fractura

El área de la fractura determina el grado de penetración del trabajo de fracturamiento y por lo tanto de la productividad del pozo. Los parámetros más importantes que afectan las dimensiones de la fractura son:

- **Altura:** Contraste de esfuerzos horizontales de la roca, velocidad y viscosidad de fluido inyectado
- **Ancho:** Viscosidad del fluido y módulo de elasticidad de la roca
- **Longitud:** Se incrementa hasta que la velocidad de leakoff es igual a la velocidad de inyección del fluido, es así, que para tener largas fracturas (lo más deseado en formaciones de baja permeabilidad) es necesario controlar el leakoff a través de la viscosidad y polimerización del fluido de fractura.

Existen modelos de predicción de geometría de la fractura bidimensionales, tridimensionales y pseudo- tridimensionales. Para esto requieren generalmente información sobre de la presión diferencial, valores geomecánicos de la formación (módulo de young, poisson), tasa y tiempo de bombeo, y viscosidad del fluido de fractura de fluido de fractura.

ANEXO F: FUNCIONES Y PROPIEDADES DE UN FLUIDO DE FRACTURA.

Dependiendo de las condiciones del yacimiento, la formación y los fluidos que se encuentran en ella, existen guías de selección para diseñar fluidos de fractura [10]. Las propiedades de un fluido de fractura se derivan de la selección y del diseño del mismo.

F.1. Funciones de un fluido de fractura.

- *Crear y extender una fractura hidráulica:* Para una presión de superficie dada, la habilidad con que un fluido de fractura crea una fractura en la formación depende de su viscosidad y la pérdida de fluido hacia la formación.
- *Transporte y suspensión del material propante:* Un fluido de fractura debe mantener en suspensión la concentración deseada de agente propante en las fracturas, facilitando su colocación en estas y así mantener las grietas abiertas e incrementar la permeabilidad de la formación. Esto se puede controlar a través de la velocidad de bombeo (factor económico) y principalmente con la viscosidad del fluido.

F.2. Propiedades deseables de un fluido de fractura.

- *Baja pérdida de fluido a la formación o leakoff:* Un bajo leakoff permite al fluido crear grietas y abrir fracturas más profundas, en consecuencia, la tasa de producción después de un trabajo de fracturamiento hidráulico se mantiene elevada por más tiempo [4]. Adicionalmente se genera menos daño a la formación y se emplea menor volumen de fluido. La velocidad de leakoff depende de la viscosidad y puede controlarse con aditivos para pérdida de filtrado [11].
- *Habilidad de transportar material propante:* Se busca que el fluido de fractura sea capaz de transportar el material propante largas distancias y este logre distribuirse uniformemente en la fractura. La viscosidad, la concentración de

propante, el volumen de tratamiento y la velocidad de inyección de fluido influyen en esta propiedad.

- *Perdidas por fricción:* Altas velocidades de bombeo han probado ser efectivas en tratamientos de fracturamiento, es por esto que las pérdidas de fricción deben ser bajas en el transporte del fluido por la tubería y en la formación con el fin de requerir menor potencia de bombeo en superficie. Los polímeros se emplean como aditivos en el control de la fricción [11] aunque el mecanismo no es bien conocido y se cree que actúan cerca a las paredes del tubo.
- *Fácil remoción de la formación:* Las altas viscosidades que manejan los actuales fluidos de fractura requieren un rompedor efectivo, que disminuya su viscosidad después de un tiempo cuando haya cumplido su función y se encuentre a las condiciones de la formación, para así permitir su bombeo a la superficie (backflow) de manera eficiente. Adicionalmente, se requiere que la tensión interfacial sea baja entre los fluidos de formación y el fluido de fractura roto, para que no exista riesgo de retención capilar en los poros de la formación por parte del fluido de fractura.
- *Compatibilidad con la formación y los fluidos de formación:* Las pruebas de compatibilidad permiten evaluar posibles formaciones de emulsión y precipitados, cuando entran en contacto el fluido de fractura con el crudo y agua de formación. De igual manera, se debe revisar la mojabilidad de la formación respecto al fluido de fractura procurando que esta moje por agua.
- *Estabilidad a la temperatura de la formación:* Tanto la base del fluido de fractura (aceite o agua) y los aditivos tienen comportamientos óptimos en ciertos rangos de temperatura. Esta es una de las razones por las que se debe conocer las condiciones de la formación para decidir el diseño del fluido de fractura.
- *Seguro, disponible y de bajo costo:* Los mejores diseños de fluidos de fractura se realizan empleando la menor cantidad de aditivos posibles, en consecuencia

el costo es menor. Además se debe cuidar que los componentes del fluido de fractura estén disponibles en el mercado y que por lo tanto en el campo se encuentren las cantidades suficientes. El factor de seguridad está relacionado con el trabajo de mezcla que los operadores realizan en laboratorio y campo, procurando emplear la menor cantidad posible de sustancias tóxicas y/o peligrosas.

ANEXO G: ADITIVOS PARA FLUIDOS DE FRACTURA

G.1. Biocidas

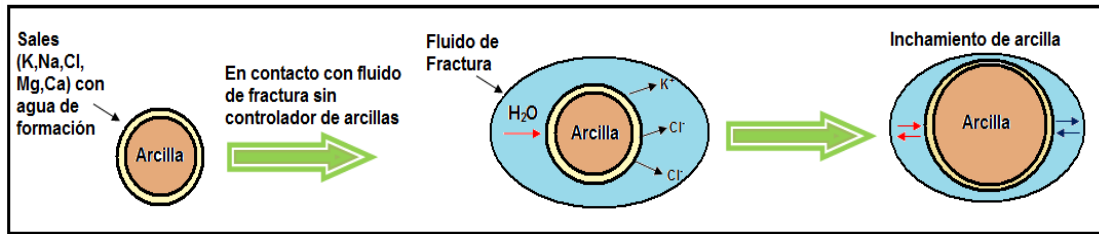
Teóricamente los fluidos base aceite no llevan carga de biocidas. Los biocidas eliminan la degradación superficial del polímero en los tanques de mezcla y protegen del crecimiento bacteriano en la formación. En este último caso, las bacterias sulfato reductoras producen sulfuro de hidrogeno acidificando el crudo de la formación. El biocida debe ser el primer compuesto adicionado al agua en la preparación del fluido de fractura.

Las aminas cuaternarias, lutaraldehydos, carbamatos, Isothiazolinas y micropartículas de plata [2], son empleados como biocidas. En estas últimas, los iones plata conocidos por eliminar a mas de 650 tipos de bacterias, reaccionan con la membrana de bacterias unicelulares interrumpiendo el paso de oxigeno hacia el interior de la célula matando al microorganismo.

G.2. Controlador de hinchamiento de arcillas

Las arcillas se encuentran rodeadas de una solución de agua de formación que contiene sales. Esta solución sufre desequilibrio iónico cuando entra en contacto con el agua del fluido de fractura, produciéndose la absorción de agua por parte de las arcillas. El cloruro de potasio KCl, impide el hinchamiento de arcillas manteniendo una concentración catiónica alrededor de ellas. De igual manera funciona el cloruro de amonio y cloruro de calcio aunque este último precipita en medios alcalinos. Típicamente la concentración para KCl es 1-3% y para NaCl de 10%.

Figura G.1: Hinchamiento de arcillas debido a un fluido de fractura sin controlador de arcillas.



Fuente: Autor

Algunos estabilizadores de arcillas como sales de cloruro de zirconio se adhieren a la superficie de la arcilla formando un complejo polímero inorgánico que forma puentes de grupos hidroxilos con las arcillas para mantenerlas juntas. Existen poliaminas modificadas que pueden inhibir el hinchamiento de arcillas y además prevenir la migración de finos.

G.3. Solvente Mutual

Un solvente mutual tiene múltiples funciones como aditivo en un fluido de fractura base aceite, agua o ácido. Esta compuesto por surfactantes no iónicos, co-solventes y agua ó aceite disueltos en alcohol. Son empleados para remover depósitos orgánicos por la acción de los solventes, controlar la mojabilidad antes, durante y después del tratamiento y prevenir emulsiones.

Un solvente mutual muy conocido es el Etilenglicolmonobutyleter (EGMBE), al cual se le puede adicionar surfactantes que hacen que la concentración final requerida sea la mitad del convencional EGMBE.

G.4. Controlador de pH

En su mayoría son soluciones buffer, pero algunos pueden ser ácidos y bases fuertes. Las soluciones buffer son empleadas para controlar el pH de las reacciones de reticulación, hidratación de polímero y rompimiento del polímero.

Otras funciones importantes en campo es la neutralizar los tanques de mezcla, ya que esta agua puede tener carbonatos, bicarbonatos u otros minerales que afectan el pH en las reacciones en el fluido de fractura.

G.5. Surfactante

Los surfactantes son definidos como moléculas que cuando están presentes a bajas concentraciones en un sistema, tienen la propiedad de adsorberse en la superficie o interfase del sistema alterando de manera significativa el grado de energía libre de superficie o interfase [30]. Un surfactante está casi siempre compuesto por dos partes: una larga cadena hidrocarbonada (o en lugar de átomos de hidrógeno átomos de flúor para surfactantes fluorocarbonados) que es insoluble en agua pero soluble en aceite, y una cola altamente soluble en agua.

La cola hidrofílica puede ser catiónica, aniónica, anfotérica o no tener carga neta. La carga iónica es muy importante en los fluidos de fracturamiento debido que pueden cambiar la mojabilidad de la formación. La mayoría de las formaciones mojan por agua, lo que favorece el movimiento del petróleo a través de la roca, es así como la carga de la cola hidrofílica del surfactante debe tenerse en cuenta según el tipo de formación:

- Surfactante Catiónico: A las formaciones de carbonato las deja mojadas por agua y las areniscas mojadas por aceite. Algunos ejemplos son: poliaminas y sus sales, sales de amonio cuaternarias, óxido de aminas.
- Surfactante Aniónico: Deja a las calizas mojadas por aceite y a las areniscas mojadas por agua. Algunos ejemplos son: Sales de ácido carboxílico, sales de ácido sulfónico, ésteres de ácido fosfórico y polifosfórico.
- Surfactante Anfotérico: Son moléculas orgánicas en las cuales su carga iónica depende del pH del fluido.
- Surfactante no iónico: No modifican la mojabilidad de la roca y son los más empleados en cuanto es difícil por la heterogeneidad de las rocas, determinar

una única carga. Algunos ejemplos son alquilfenoles polioxietilenados, alcoholes polioxietilenados, glicoles polioxietilenados, mercaptanos polioxietilenados, esterres de ácido carboxílico, alcanosaminas, glicoles acetilénicos ternarios, siliconas polioxietilenados, entre otros.

Otra función importante de los surfactantes es evitar la formación de emulsiones entre el crudo y el agua de formación, debido a que si una emulsión es creada cerca al pozo (wellbore) se puede producir bloqueo de la producción. Lo más deseable es que el surfactante se mantenga activo a las condiciones del yacimiento y que no se absorba por contacto sobre la roca, de esta manera, se mantiene su actividad que conlleva a reducir tensiones interfaciales entre los fluidos de formación y el fluido de fractura, reduciendo presiones capilares y facilitando la salida del fluido de fractura hacia superficie.

Los surfactantes fluorocarbonados son más eficientes que los surfactantes hidrocarbonados en cuanto a: tienen más superficie activa, se requiere menor cantidad de surfactante para reducir tensión interfacial y dejan la superficie mojada por agua.

G.6 Polímero

El tipo de polímero o agente gelificante empleado depende de la base del fluido de fractura. La velocidad de hidratación es el factor clave para determinar si un polímero debe ser mezclado de forma batch o continua, y esta depende del tamaño de partícula y de la temperatura de trabajo.

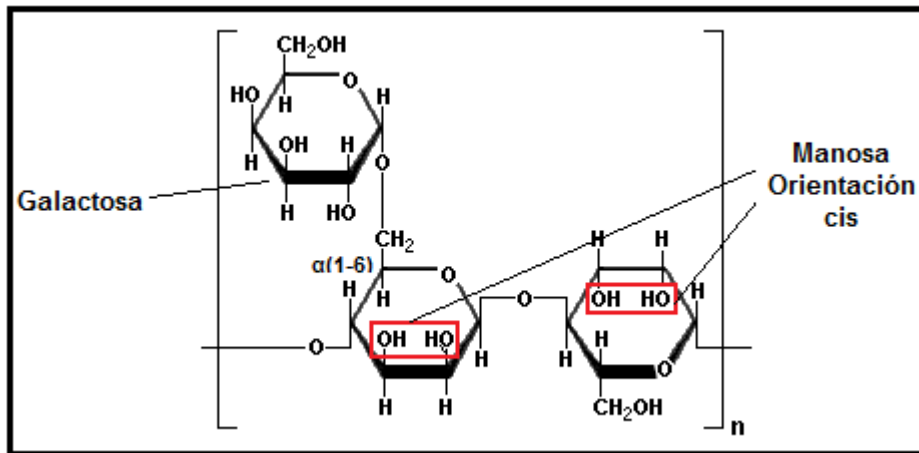
G.6.1. Polímeros para fluidos base agua

Respecto a los fluidos base agua, el primer polímero usado fue almidón para viscosificar y disminuir las pérdidas por fricción en la tubería. Los siguientes, son algunos de los polímeros que a partir de la década de los 60's son aditados a los fluidos de fractura:

G.6.1.1. Goma Guar

Es ampliamente usada en fluidos base agua, salmueras y no es soluble en fluidos base aceite. Es un polisacárido de origen natural, compuesto por dos unidades de manosa y una de galactosa unidos por enlaces α (1-6). La goma Guar se hidrata y reticula en un medio de alto pH; la reticulación se debe a la orientación *cis* de los grupos hidroxilos (-OH) en la goma [11]. El problema principal es el alto porcentaje de residuo (10%) en la formación [5].

Figura G2: Estructura Química de Goma Guar

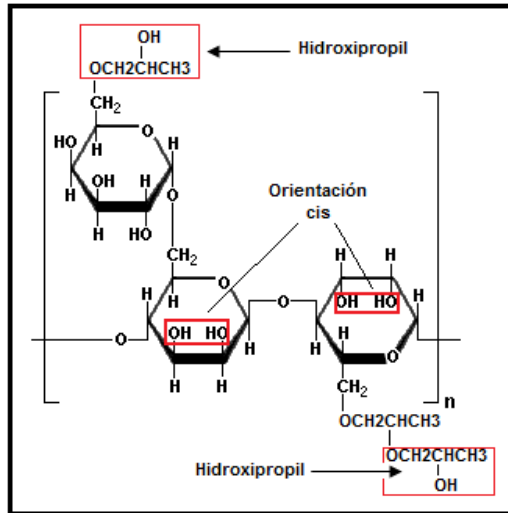


Fuente: ELY, John W. Selection of Water Non-Water or Acid-Based Fracturing Fluids. En SPE Recent Advances in Hydraulic Fracturing [10]

G.6.1.2 Goma Hidroxipropil Guar (HPG)

Desarrollado en la década de 1970, HPG es el polímero mas usado en fluidos de fractura base agua. Se obtiene por la reacción entre óxido de propileno y goma guar, creando un polímero con estabilidad térmica superior a la goma guar, con mas propiedad viscosificante y dejando residuos del 1-4%, lo cual deja de ser ventajoso si la formación es de alta permeabilidad y se requiere el residuo como un agente controlador de fluid loss. Al igual que la goma guar, la reticulación se debe a la orientación *cis* de los grupos hidroxilos (-OH). El HPG se vende comercialmente con rompedor interno, con efecto retardado en la hidratación o sin este efecto, para mezcla batch o continua.

Figura G3: Estructura química de Hidroxipropil Guar HPG

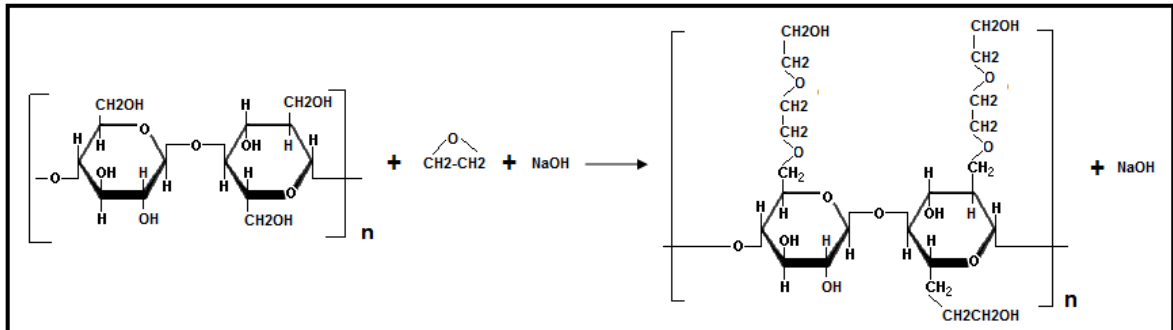


Fuente: ELY, John W. Typical Products Available From Service Companies. En SPE Recent Advances in Hydraulic Fracturing [11]

G.6.1.3. Hidroxiethylcelulosa (HEC)

Es considerado un polímero sintético que se forma al tratar celulosa (que proviene del algodón o madera) con hidróxido de sodio y óxido de etileno. El reactivo límite es el óxido y como producto secundario se obtiene grupos oligoméricos producto de la reacción entre HEC y el óxido de etileno.

Figura G4: Síntesis de Hidroxiethylcelulosa a partir de celulosa y óxido de etileno

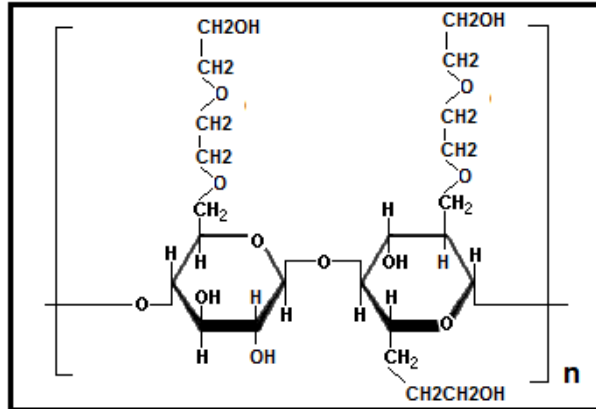


Fuente: MEISTER, John. Polymer Modification: [17]

La HEC es utilizada en sistemas de fluidos lineales y al igual que sus derivados, no dejan residuos pero su uso es limitado por su alto costo [10]. La HEC presenta grandes dificultades en la reticulación; el uso de retardadores como glicoxilato,

permiten que tratamientos de fractura a alta temperatura sean realizados con altas concentraciones de HEC. Este polímero es diseñado para aplicaciones batch o continuas y puede ser de hidratación retardada o rápida.

Figura G5: Estructura química de Hidroxiethyl Celulosa (HEC)

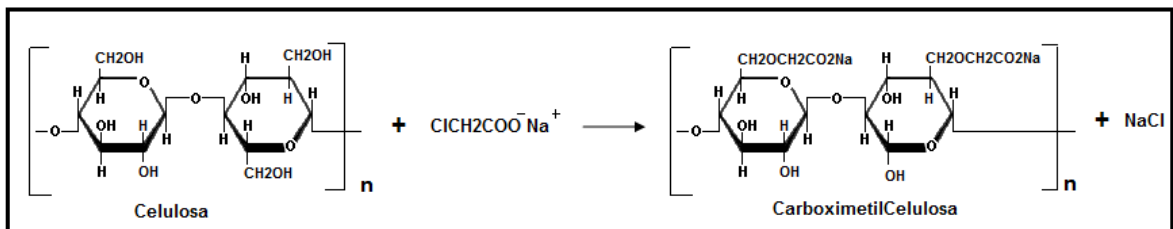


Fuente: ELY, John W. Selection of Water Non-Water or Acid-Based Fracturing Fluids. En SPE Recent Advances in Hydraulic Fracturing [10]

G.6.1.4. Carboximetilcelulosa (CMC)

Tiene muy poco uso en fluidos de fracturamiento debido a su sensibilidad a las sales y por su alto costo. El grupo carboxilmetileno facilita la reticulación de este polímero con metales pesados, pero su uso se limitó en la década de los 70's [10]. CMC es producido por la reacción de celulosa y monocloroacetato a condiciones muy controladas. Este polímero es diseñado para aplicaciones batch o continuas y tiene rápida hidratación.

Figura G6: Síntesis de Carboximetilcelulosa a partir de celulosa y monocloroacetato de sodio.

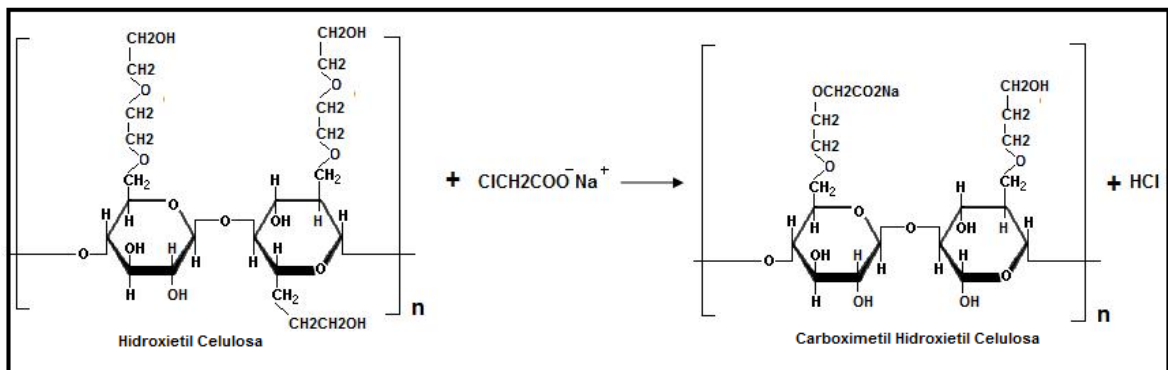


Fuente: MEISTER, John. Polymer Modification: [17]

G.6.1.5. Carboximetil Hidroxietil Celulosa (CMHEC)

Este polímero se crea por una doble derivación, combinando la reacción para producir HEC seguido de la reacción con monocloroacetato con HEC. CMHEC es un avance del CMC, por que mantiene la facilidad de reticulación pero no es sensible a sales. CMHEC es usado muy poco en fluidos lineales, es diseñado para hidratarse rápido y tiene aplicación en trabajos batch o continuos.

Figura G7: Síntesis de Carboximetil Hidroxietil Celulosa a partir HEC y monocloroacetato de sodio.



Fuente: MEISTER, John. Polymer Modification: [17]

G.6.1.6. Carboximetil Hidroxipropil Guar (CMHPG)

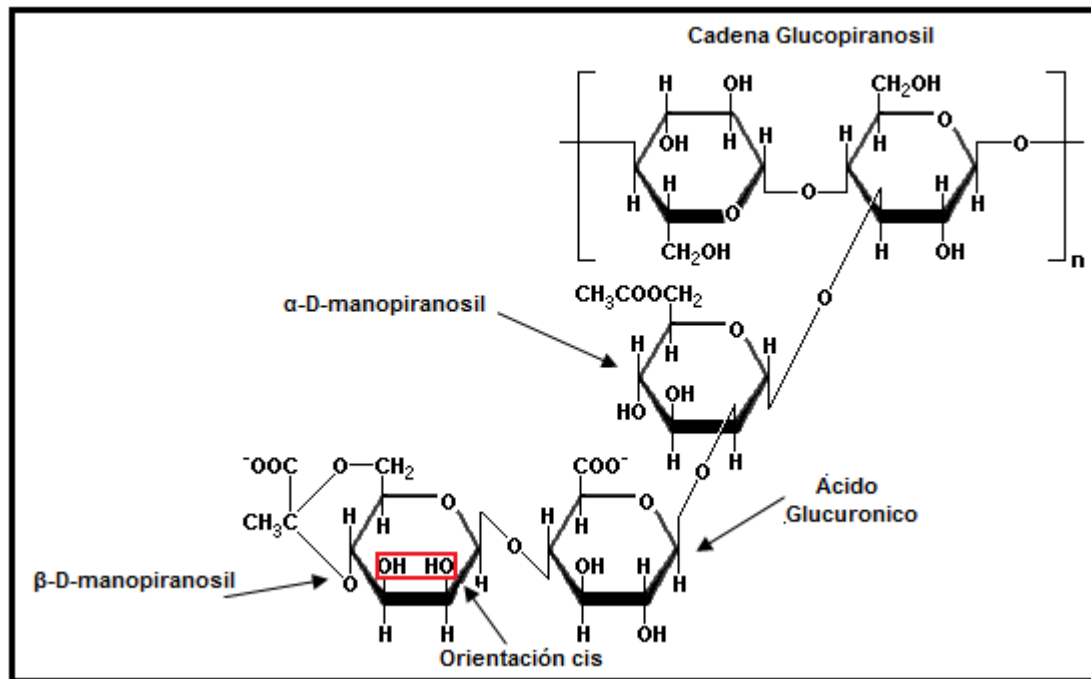
Es un derivado de la goma guar y su síntesis ocurre con la reacción de HPG con monocloroacetato de sodio. Este producto es usado únicamente en geles reticulados debido a que sus mejoradas propiedades y tiene muy poca aplicación en geles lineales por su alto costo respecto al HPG. Puede conseguirse con hidratación retardada; diseñada para aplicaciones batch o continuas. Típicamente no contiene rompedor interno y el residuo que deja es del orden de 1-3%.

G.6.1.7 Goma Xanthan

La goma Xanthan es un polisacárido producido por una bacteria del género *Xanthomonas*. El esqueleto o backbone está conformado por una cadena de Glucopiranosil que se enlaza en β -D (1-4) con un trisacárido compuesto de α -D-manopiranosil, Ácido glucónico y β -D -manopiranosil. Esta goma es utilizada

tanto en fluidos base agua lineares como reticulados y es relativamente costosa. La goma Xanthan es reticulada con Cromo (III) y Borato creando soluciones tixotrópicas. Entre 10-93°C la viscosidad de las soluciones de Xanthan permanece constante, así como también permanece constante a pH entre 1-13. Esta goma tiene aplicaciones en operaciones batch o continuas.

Figura G8: Estructura química de Goma Xanthan



Fuente: ELY, John W. Typical Products Available From Service Companies. En SPE Recent Advances in Hydraulic Fracturing [11]

G.6.2. Polímeros para fluidos base aceite

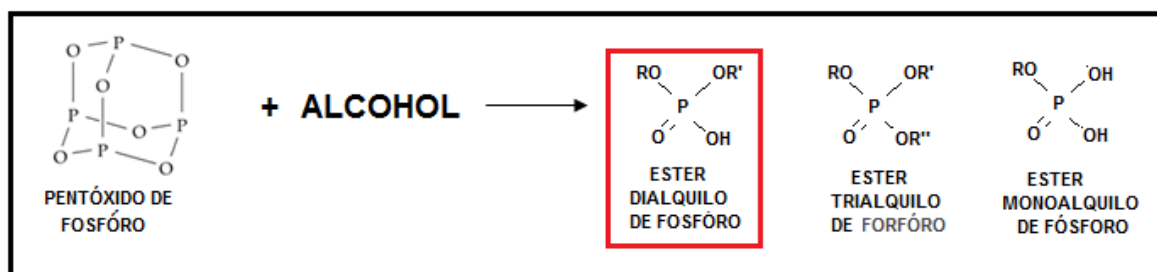
Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico se basaron en fluidos base aceite, los cuales se gelificaron con Napalm (sal de aluminio de ácido graso). Años mas tarde los jabones fueron empleados para impartir viscosidad a los fluidos base aceite por agregación micelar, seguido del uso de sales de aluminio carboxilato. Durante los últimos 25 años, los fluidos base aceite gelificados han estado asociados al avance de la química de fosfatos de ester [16].

Una gran variedad de aceites pueden ser polimerizados, incluyendo diesel, keroseno y condensado. Usualmente, los crudos son mas difíciles de gelificar pero esto se puede mejorar con la dilución del crudo con aceites livianos.

G.6.2.1 Fosfato de Ester

Los fosfatos esteres son producto de la reacción entre un pentóxido de fósforo y un alcohol, formando en mayor proporción éster dialquilos y en menores cantidades éster mono y trialquilos. La solubilidad en el hidrocarburo esta limitada por la presencia de los grupos alquilos.

Figura G9: Esquema de la formación de fosfatos de éster



Fuente: MEISTER, John. Polymer Modification: [17]

El grupo alquilo representa la cadena hidrocarbonada que debe permanecer soluble en el aceite y sirve para mantener al fosfato de ester en solución. El ester dialquilo de fósforo es el compuesto que se reticula.

G.6.2.2 Jabones de ácidos grasos

Este jabón incrementa la viscosidad, reduciendo la perdida de filtrado del fluido de fractura y la fricción durante el bombeo por tubería. Estos geles pueden ser preparados in situ de manera continua o batch, mezclando una base fuerte (30-50%) con una acido graso disuelto en el aceite. La reacción forma micelas que son gotas de agua rodeadas de moléculas de ácido graso en el aceite. Capas alternantes de moléculas alrededor de las gotas interactúan formando una estructura gelificada.

Estos sistemas no pueden ser usados a mas de 200°F debido a que tienen a convertirse en una grasa semisólida [15].

G.7. Agentes reticuladores o crosslinkers.

Se emplean iones metálicos que se entrecruzan con las cadenas poliméricas generando estructuras tridimensionales aumentando el peso molecular, la viscosidad y dando al fluido una apariencia de sólido semielástico. Los fluidos reticulados no aumentan las pérdidas por fricción.

La reacción de reticulación se ve afectada por la hidratación del polímero (ligante), la concentración del agente reticulador (metal), el pH, la temperatura y la velocidad de cizalla (shear rate). La estabilidad de un fluido reticulado es mayor cuando durante la reacción las velocidades de cizalla son bajas, de esta manera la reticulación ocurre de manera ordenada y uniforme confiriendo al fluido mejor estabilidad térmica y oxidación.

Los primeros fluidos fueron reticulados con borato y amonio. En la década de los 70's se empleo el aluminio, cromo, cobre y manganeso. Años después, el uso del titanio y zirconio se implementó por conferir al fluido mayor estabilidad térmica. Como los fluidos reticulados tienen tendencia a perder viscosidad a altas velocidades de cizalla, se presentaron problemas de reticulación en superficie, por lo cual se ha avanzado en el uso de fluidos reticulados de acción retardada, es decir, la reacción de reticulación y el aumento de viscosidad solo ocurre en la formación.

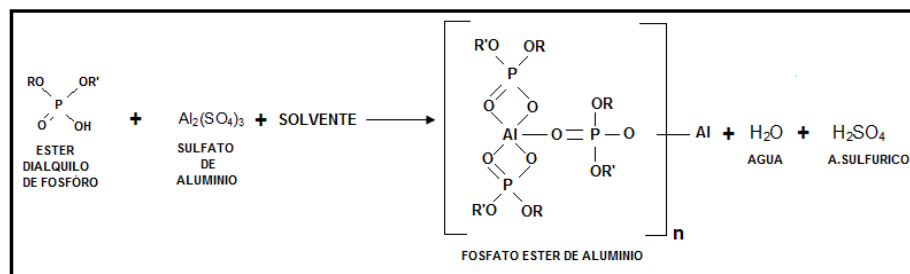
Algunos crosslinker empleados son: Pironatimoniato de Potasio que trabaja a bajos pH, Trietiloamina de Titanio (pH 6-9), Tetraborato de Sodio, Acido Bórico, Oxiclورو de Zirconio empleado en sistemas CMHPG y CMHEC, Lactato de Zirconio (pH 9-10), Acetato de Aluminio en sistemas CMHPG o CMHEC (pH 3 a

5), Sulfato de Aluminio como reticulador de Ester de fosfato en fluidos base aceite.

G.7.1. Reticulación de fluido base aceite con sulfato de aluminio

Actualmente, los compuestos de aluminio son los mas ampliamente utilizados en la reticulación de fluidos base aceite. La reacción de reticulación ocurre en un medio con un solvente activador, entre un ester dialquilo de fósforo seleccionado y el sulfato de aluminio. Se produce la sal aluminio fosfato o fosfato esteres de aluminio mas agua y acido sulfúrico; estos dos últimos son removidos con un solvente.

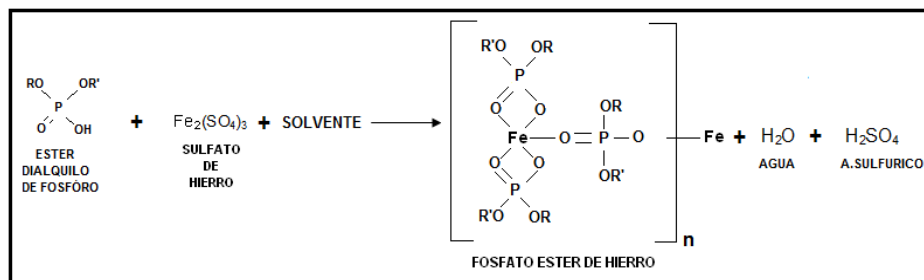
Figura G10: Reacción de reticulación para producir fosfato ester de aluminio



Fuente: MABERRY, L.J *et al.* Chemistry and Field Application of an Improved Continuous-Mix Gelled Oil [16]

Al igual que los fosfatos esteres de aluminio, los fosfatos esteres de hierro crean fluidos con estabilidad térmica superior (BHT 260°F) y buena propiedad de transporte de propante.

Figura G11: Reacción de reticulación para producir fosfato ester de hierro



Fuente: MABERRY, L.J *et al.* Chemistry and Field Application of an Improved Continuous-Mix Gelled Oil [16]

G.8. Rompedor o breaker

Los polímeros se degradan en el tiempo, por la velocidad de cizalla o shear rate, y por el incremento de temperatura. Para promover el máximo rompimiento del gel en un tiempo razonable, los breaker o rompedores son aditados a los geles. Los rompedores están clasificados como externos o internos. Estos últimos son mezclados con el polímero desde la planta de producción. Uno de los factores mas críticos en la acción de los rompedores es el pH.

G.8.1. Rompedores para fluidos base agua

G.8.1.1. Enzimas

Usadas frecuentemente como breaker internos. Su función consiste en romper las cadenas moleculares con el fin de disminuir el peso molecular. La mayoría de las enzimas funcionan entre un pH de 3 a 8, con óptimos en 5. Se usan como agentes rompedores para goma guar, derivados de goma guar y celulosa.

G.8.1.2. Agentes oxidantes

Tienen un efecto rompedor superior que las enzimas. Actúan rompiendo la estructura molecular del polímero. Usualmente son muy tóxicos. El persulfato de sodio o de amonio tiene un rango de aplicación entre 120-200°F. Existen agentes oxidantes para mas elevadas temperaturas (160-230°F) y al igual que los anteriores oxidantes, degradan goma guar, derivados de goma guar y celulosa.

G.8.1.3. Ácidos débiles

Tiene limitación en su uso, debido a que si la formación contiene carbonatos, el rompedor preferirá reaccionar con la formación y no con el fluido de fractura. Su rango de aplicación es por encima de 200°F.

G.8.2. Rompedores para fluidos base agua

G.8.2.1. Bases débiles

Rompen el fosfato éster de aluminio. Ejemplos de este rompedor es el bicarbonato de sodio y cal. Su funcionalidad está dada desde los 100°F en adelante

G.8.2.2. Ácidos orgánicos débiles

Son rompedores que actúan a baja temperatura y rompen jabones creados por la reacción de soda cáustica y ácidos grasos.

G.8.2.3. Compuestos Amoniacales-Alta temperatura

Degradan los jabones mencionados anteriormente.

G.8.2.4. Compuestos Aminas

A través de la liberación de radicales libres, esta técnica de degradación es patentada, pero se sabe que requiere de la presencia de agua. Solo tiene aplicación en bajas temperaturas.

ANEXO H: MATERIAL PROPANTE O APUNTALANTE

Como se indico en la sección 2.2.2, el material propante mantiene abiertas las fracturas creadas por el fluido de fractura, creando canales de flujo por los cuales el crudo puede fluir, es decir, mejorando las condiciones de permeabilidad. Si la trituración e incrustamiento son mínimos (de esta manera se maximiza el ancho de fractura) la capacidad de flujo aumenta.

Algunos tipos de material propante son:

- *Silica Sand*: Por su bajo costo, la silica sand (usualmente de Ottawa) es la mas ampliamente usada como agente propante en fracturamiento hidráulico.
- *Carbolita*²: Es un tipo de material cerámico, compuesto principalmente de Oxido de Aluminio (Al_2O_3) y Silica (SiO_2). Otorga a la fractura alta conductividad. Comercialmente se encuentra en tamaños estándares 12/18, 16/20 y 20/40.
- *Glass Beads o UCAR prop*³: Son propantes esféricos, con una gravedad especifica de 2,65. Tienen mayor resistencia que la silica sand y por consiguiente pueden ser empleadas a mayores profundidades. Son muy costosas.
- *Alúmina de alta resistencia o Bauxita Sinterizada*: Por su alta resistencia (contiene Corindón, uno de los materiales mas resistentes conocidos por el hombre) se emplea a mayor profundidad que UCAR prop con igual valor económico. A altas presiones la Bauxita no se muele sino se parte en pedazos que siguen aportando permeabilidad.

La tensión aplicada cuando la fractura se cierra tiende a moler los granos de propante, reduciendo la permeabilidad por la gran cantidad de finos creados. Es

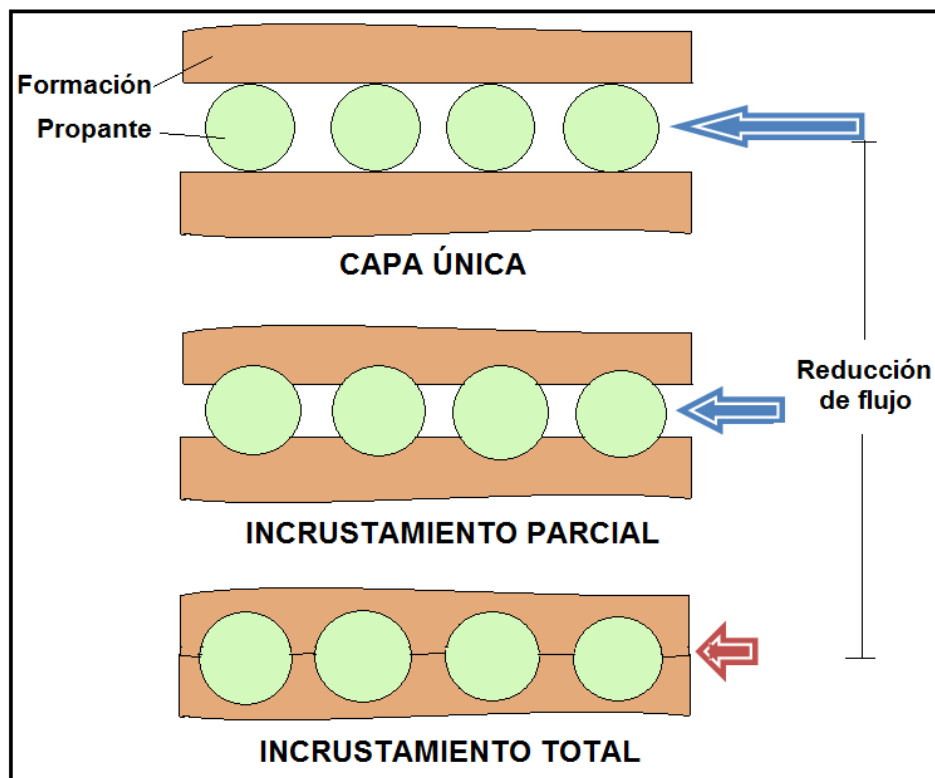
² Marca registrada de Carboceramics Corporation.

³ Marca registrada de Union Carbide Corporation.

deseable, que el propante aparte de tener resistencia tenga dureza, es decir, que ante la aplicación de una tensión, el material no se pulverice sino se deforme. Silica Sand y UCAR Props tienen baja dureza.

El material propante se puede distribuir en las grietas en una sola capa o en múltiples capas. El método de una capa es teóricamente el más eficiente, con cero incrustamiento, alta resistencia y la más alta conductividad obtenida con una concentración mínima de propante.

Figura H1: Incrustamiento de propante en la formación.



Fuente: Fuente: Chevron Drilling Reference Series. Completion Practices. Volume Sixteen [5]

El principal factor en la selección del propante, es la tensión de cierre de la fractura (Fracture Closure Stress), que es la presión ejercida por la formación sobre las caras del propante en la fractura empacada (con material apuntalante).

De acuerdo a lo anterior, el siguiente es un gráfico de ayuda preliminar de selección del propante.

Figura H2: Guía para la selección de material apuntalante o propante



Fuente: DANESHY, Ali A *et al.* Well Stimulation [8]

ANEXO I: CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS DE FRACTURA

A continuación se amplía la información citada en el numeral 2.2.3, referente a los diferentes sistemas de fluidos de fractura disponibles:

Tabla I1: Descripción de los sistemas de fluidos de fractura

FLUIDOS BASE AGUA	
LINEALES	
PROPIEDADES	APLICACIONES
<ul style="list-style-type: none"> • Son aditados con un polímero que les confiere de media a alta viscosidad. • No tienen peligro de incendio. • El agua se encuentra disponible en la mayoría de áreas y su costo es bajo. • Alta gravedad específica • Mezcla batch o continua 	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos de petróleo y gas • Formaciones de rocas areniscas, calizas y rocas de baja solubilidad • Pozos profundos por su baja pérdida de presión por fricción • Limpieza de la formación
RETICULADOS O CROSS-LINKED	
PROPIEDADES	APLICACIONES
<ul style="list-style-type: none"> • Adición de iones metálicos formando fluidos de alta viscosidad y mayor estabilidad térmica • Los fluidos reticulados soportan mas carga de propano y lo transportan mejor en la fractura. • No tienen peligro de incendio. • Por aumento en gravedad específica disminuyen potencia de bombeo • Mezcla batch o continúa. • Rompimiento lento que causa daño a la formación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos de petróleo y gas • Formaciones no sensibles al agua. • BHST 70-450°F (20 – 230°C). • Usado para crear fracturas largas y anchas.
FLUIDOS BASE ACEITE	
PROPIEDADES	APLICACIONES
<ul style="list-style-type: none"> • Se emplea keroseno, diesel ó crudo gelificado. • Media a alta viscosidad. • Son inflamables. • Son costosos y difíciles de manejar. • Jabones de ácidos grasos y polímeros de alto peso molecular son adicionados para controlar las altas perdidas por fricción. • Por baja gravedad específica se requiere mayor potencia de bombeo. • Bajos daños a la permeabilidad por hinchamiento de arcillas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos de petróleo y gas • Formaciones sensibles a agua, rocas areniscas, calizas y rocas de baja solubilidad. • 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°)
EMULSIONES	
PROPIEDADES	APLICACIONES
<ul style="list-style-type: none"> • Contiene: fase externa 25-40% agua, fase 	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos de crudo y gas.

<p>interna 70% hidrocarburo, emulsificador y polímero.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El hidrocarburo empleado es lease o condensado y se puede recuperar en un 70%. • Bajo fluid loss que se traduce en fracturas largas por volumen bombeado. • Tienden a romper naturalmente. • Difíciles de preparar y costosas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Arenas comprimidas por gas. • BHST por encima de 350°F (175°C). • Formaciones sensibles al agua.
FLUIDOS BASE ALCOHOL	
PROPIEDADES	APLICACIONES
<ul style="list-style-type: none"> • 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. • Alta solubilidad con el gas y agua de la formación. • Alto costo y manejo especial de equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos de gas. • 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.
FLUIDOS GASEOSOS ENERGIZADOS O ESPUMAS	
PROPIEDADES	APLICACIONES
<ul style="list-style-type: none"> • 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"> • Pozos de crudo y gas • 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).
FLUIDOS SURFACTANTES VISCOELASTICOS (VES)[27]	
PROPIEDADES	APLICACIONES
<ul style="list-style-type: none"> • Fluido base agua, libre de polímero. • Surfactantes VES en presencia sales, toman forma micelas tipo barra que se entrecruzan en condiciones estáticas, proporcionado al fluido viscosidad. • La aplicación de una energía de corte disocia las micelas y el fluido tiene comportamiento reológico como el agua. • Menos energía de bombeo. • Con valores bajos de viscosidad tiene alta eficiencia en el transporte de partículas. • La viscosidad se pierde cuando se pone en contacto con rompedores, hidrocarburos o agua de formación. 	<ul style="list-style-type: none"> • BHST desde 100°F (38°C) hasta 275 °F (135°C) • Fluidos portadores de empaques de grava • Yacimientos de metano en capas de carbón (CBM). • Divergencia ácida: menos producción de agua. • Incluidos en formulaciones de fluidos energizados o espumas • El surfactantes VES se mezcla de forma continua (ahorro de tiempo).

ANEXO J: PREPARACIÓN DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA EN EL LABORATORIO

La adición de los aditivos se realiza teniendo en cuenta el orden presentado en las tablas 3 y 4. A continuación se describe el procedimiento de preparación de los fluidos de fractura base agua y base aceite:

J.1. Preparación de fluido de fractura base agua en el laboratorio

El siguiente procedimiento se debe realizar en una cabina extractora de gases, debido al manejo de sustancias nocivas para la salud. El rompedor enzimático, se disuelve en agua en una proporción 1:66 y se debe mantener refrigerado.

- Se mide un volumen del fluido base, en este caso agua de un pozo de captación del Área Lisama. No se emplea agua de la formación, porque puede presentar dureza que afecta las propiedades finales del gel de fractura.
- Se trasvasa el volumen de agua al vaso de un blender o agitador, limpio y purgado (Figura J.1). Se inicia la agitación a una velocidad entre 2100-2200 rpm.
- Se agrega el microbiocida, controlador de arcillas, y la goma guar. A partir del momento en que se termina de agregar la goma, se contabilizan 15 minutos de hidratación para el polímero, sin dejar de agitar el fluido.
- Se mide a los 3 y 15 minutos de hidratación, el valor de la viscosidad de gel lineal, según la norma API RP 13M [21] a 300 rpm, en un viscosímetro Fann 25 (Figura J.2). De la primera medición a la segunda, debe existir un aumento en la viscosidad, pasando de 20-23 cp a 25-28 cp.
- Se adiciona, transcurridos los 15 minutos, el surfactante, solvente mutual y solución tampón.
- Se mide el pH del fluido, el cual debe encontrarse entre 10-11.5. Esta condición es necesaria para que se produzca la reacción de reticulación.

- Se agregan simultáneamente o “al vuelo” el agente reticulador y el rompedor enzimático previamente disuelto.
- Desde que se agregan los dos últimos aditivos, se mide el tiempo que tarda en cerrarse el vórtice en el fluido ($t_{\text{vórtice}}$), momento en el cual se detiene la agitación mecánica.
- Sin parar de medir el tiempo, se transvasa el fluido a un vaso de precipitados y se le agita manualmente, dándole tiempo al fluido para que reticule completamente.
- Se transvasa el fluido a un segundo vaso de precipitado. Se debe observar la formación de una lengua en el momento que se pasa el fluido de un recipiente a otro (Figura J.4). Así mismo, el fluido debe moverse en un solo cuerpo y no debe quedar residuos de gel en el primer vaso.
- Se reporta hasta el paso anterior, el tiempo total transcurrido como tiempo de release (t_{release}) ó de completamiento, es decir, el tiempo que tarda el fluido en “armar” o tomar la consistencia adecuada. Este fluido es llamado gel vivo.

Figura J.1. Blender LB10, Modelo 38BL54, empleado en la preparación de fluidos de fractura.



Figura J.2. Viscosímetro Marca Fann, Modelo 35 A, utilizado para medir viscosidades de gel lineal.



Figura J.3. Potenciómetro Marca HORIBA, utilizado en la medición de pH antes de la reticulación en fluidos base agua



Figura J.4. Formación de la lengua del fluido base agua vivo



J.2. Preparación de fluido de fractura base aceite en el laboratorio

El siguiente procedimiento se debe realizar en una cabina extractora de gases, debido al manejo de sustancias nocivas para la salud. El rompedor 2, se prepara disolviendo 13g del producto en 20 mL de agua.

- Se mide un volumen del fluido base, en este caso diesel. Se debe observar que el diesel no contenga material suspendido, precipitados ni trazadores, para no afectar las propiedades finales del gel de fractura.
- Se trasvasa el volumen de diesel al vaso de un blender o agitador, limpio y purgado (Figura J.1). Se inicia la agitación a una velocidad entre 2100-2200 rpm.
- Se agregan los aditivos desde el disolvente orgánico 1 hasta el agente gelificador. En este tipo de fluidos no es necesario el tiempo de hidratación del polímero.
- Se agrega el rompedor 1 para facilitar la distribución homogénea de sus sólidos suspendidos en el fluido.
- Simultáneamente o “al vuelo”, se agregan el agente reticulador y el rompedor 2.
- Desde que se agregan los dos últimos aditivos, se mide el tiempo que tarda en cerrarse el vórtice ($t_{\text{vórtice}}$) y formarse una joroba (t_{joroba}) en el fluido, momento en el cual se detiene la agitación mecánica.
- Sin parar de medir el tiempo, se transvasa el fluido a un vaso de precipitados y se le agita manualmente, dándole tiempo al fluido para que reticule completamente.
- Se transvasa el fluido a un segundo vaso de precipitado. Se debe observar la formación de una lengua en el momento que se pasa el fluido de un recipiente a otro (Figura J.5). Así mismo, el fluido debe moverse en un solo cuerpo y no debe quedar residuos de gel en el primer vaso.

- Se reporta hasta el paso anterior, el tiempo total transcurrido como tiempo de release (t_{release}) ó de completamiento, es decir, el tiempo que tarda el fluido en “armar” o tomar la consistencia adecuada. Este fluido es llamado gel vivo.

Figura J.5. Formación de la lengua del fluido base aceite vivo



ANEXO K: PRUEBAS DE EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN PARA FLUIDOS DE FRACTURA BASE AGUA Y BASE ACEITE

K.1 Pruebas de interacción fluido-fluido

K.1.1 Prueba de solubilidad

Esta prueba se realiza durante la preparación del fluido de fractura, y se hace seguimiento durante rompimiento del mismo, es decir, cuando el fluido pierde viscosidad por efecto de la acción del rompedor y del calentamiento a condiciones estáticas, por 12 horas a temperatura de pozo. Se observa, 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 compatibilidad

Tomando como referencia la norma API RP 42 [23], se evalúa cualitativamente la acción del surfactante y solvente mutua en la separación de fases y formación de emulsiones. De igual manera, se evalúa si existe incompatibilidad del fluido de fractura con los fluidos de formación.

Para la prueba de compatibilidad se realizan mezclas entre fluido de fractura y crudo, y fluido de fractura y agua de formación, en proporciones 50-50 y 80-20, en las que se espera separación de fases superior al 80%. Los fluidos de fractura se evalúan vivos (reticulados) y rotos (cuando por efecto del rompedor y la temperatura el fluido tiene una viscosidad por debajo de 100 cp) contra el crudo de los pozos Nutria 31 y Tesoro 44, y las salmueras sintéticas equivalentes al agua de formación de los pozos Nutria 31 y Tesoro 19.

Todas las mezclas se emulsifican manualmente por 60 segundos y se llevan a la temperatura de pozo (71.1°C/160°F) durante 2 horas.

K.1.3 Tensión interfacial

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. Este equipo mide, a temperatura y presión ambiente, la energía de interfase que debe vencer el anillo para pasar de una fase a otra.

La prueba se ejecuta entre el fluido de fractura roto y el fluido de formación que genere interfase entre los dos. De esta manera, la tensión interfacial (σ) se mide entre el fluido base agua y los crudos de los pozos Nutria 31 y Tesoro 44, y entre el fluido base aceite y las salmueras sintéticas equivalentes al agua de formación de los pozos Nutria 31 y Tesoro 19.

La tensión interfacial depende de la concentración del surfactante y solvente mutual. El concepto de tensión interfacial es desarrollado en el Anexo L, en cual se explica la importancia de conseguir bajos valores de tensión interfacial para minimizar el daño a la formación por retención en los poros del fluido de fractura.

K.2 Pruebas interacción fluido-roca

K.2.1 Pruebas de mojabilidad visual

Se realiza, siguiendo la norma API RP 42 [24], para determinar la tendencia que tiene un fluido de fractura a cambiar la mojabilidad de la roca del yacimiento por agua o por aceite. Lo ideal es que la formación productora presente mojabilidad por agua, así el crudo puede moverse con mayor facilidad desde la formación hasta el pozo. En el Anexo M, se amplía el concepto de mojabilidad y su importancia.

Se toma 50 mL de fluido de fractura roto, se le adicionan 5mL de arena de la formación de interés y se agita la mezcla, la cual es llevada a temperatura de pozo durante 1 hora.

Pasado este tiempo, se vierte la muestra de arena impregnada, en una probeta con varsol y en otra probeta con agua. La dispersión de la arena en una determinada fase indica que la arena esta mojada preferencialmente por esa fase; el aglutinamiento indica la no mojabilidad de la arena en ese medio.

En esta prueba se emplearon como arenas representativas para el campo Nutria, arenas del pozo Nutria 13, formación mugrosa B, (pf: 7273') y como arenas representativas para el campo Tesoro, arenas del pozo Lisama 125, formación mugrosa C (pf: 8341'), a tamaño de grano entre los tamices N° 20/60.

K.2.2 Prueba de detergencia

Se mezclan 50 mL de fluido de fractura roto, 50 mL de crudo, 50 mL salmuera sintética equivalente al agua de formación y arenas representativas. Se agita el recipiente que contiene la mezcla y se deja en reposo por 1 hora a temperatura de pozo. Cumplido el tiempo, se evalúa cualitativamente la acción del surfactante y solvente mutua por la cantidad de crudo que haya quedado impregnado en las arenas y la separación de las fases. La siguiente, es la escala de evaluación cualitativa para esta prueba:

Tabla K1: Escala evaluación cualitativa de detergencia.

Grado impregnación de arenas por crudo (ppm)	Detergencia
<2	Excelente
2.1-50	Buena
51-200	Regular
>200	Mala

Fuente:

K.3 Pruebas Reológicas

K.3.1 Prueba de estabilidad reológica de fluidos de fractura.

Para el desarrollo de esta prueba se emplea un reómetro marca Nordman ubicado en las instalaciones de una base de la Compañía de Servicios. En este equipo se realizan las mediciones de estabilidad reológica para los fluidos de fractura base

agua y base aceite a condiciones dinámicas según la norma API RP 39 [22], a la temperatura de los pozos Nutria 31 y Tesoro 44 (71°C/160°F) y 500 psi de presión. En esta prueba, las condiciones reológicas que deben alcanzar los fluidos de fractura óptimos son:

- Valores de viscosidad iniciales entre 400-600 cp, los cuales garantizan la generación de fracturas en la formación.
- Valores de viscosidad entre 200-500 cp en los primeros 30 minutos de prueba, para asegurar la propagación de las fracturas y el transporte del material propante.
- Tiempo de rompimiento del fluido en un intervalo de 1-2 horas, para causar un daño mínimo a la formación por retención del fluido de fractura en los poros.

K.3.2 Evaluación de velocidad de asentamiento de material propante en fluidos de fractura.

Se realiza siguiendo un procedimiento interno desarrollado por Ecopetrol para este Proyecto, en el cual se establece la metodología para calcular el volumen de fluido de fractura y cantidad de material propante a emplear en la prueba, así como también la determinación y análisis de velocidad de asentamiento a temperatura constante y a gradiente de temperatura de pozo. En el Anexo N, se presenta una aproximación teórica a la velocidad de asentamiento en fluidos de fractura y se describe la metodología empleada.

Las variables más importantes que afectan la velocidad de asentamiento en los fluidos de fractura son sus características de fluidos no newtonianos, las paredes de la fractura, la concentración de material propante y el shear rate [19]. El montaje de las pruebas realizadas tuvieron en cuenta las siguientes restricciones, las cuales se ven reflejadas en el análisis y posteriores conclusiones:

- Se consideran efectos de concentración de material propante sobre la velocidad de sedimentación.

- Se desprecian efectos de pared por ser el ancho de la probeta en la cual se realizaron las pruebas mucho mayor que el diámetro de partícula de material propante.
- Las pruebas se realizaron a condiciones estáticas, por lo tanto se desprecian efectos inerciales y de turbulencia

Con el fin de establecer un criterio de velocidad máxima de asentamiento, se realizó una recopilación de información en revistas especializadas [6,12,27,35,37], en busca de valores de velocidades de asentamiento en fluidos de fractura obtenidos en montajes semejantes al empleado en el laboratorio, probados en campo y con los cuales se hayan obtenido resultados excelentes . De esta manera, se determinó que un fluido de fractura que mantenga su viscosidad entre 200-500 cp en los primeros 30 minutos de su curva reológica y que presente valores de velocidad de asentamiento no mayores a 8 mm/min, garantiza el transporte de material propante.

La velocidad de asentamiento se evaluó para los fluidos de fractura propuestos y óptimos a 4 y 7 PPG de material propante. Estos valores fueron evaluados por ser cargas típicas reportadas en trabajos de fracturamiento hidráulico realizados para Ecopetrol. La matriz de pruebas a realizar es:

Tabla K2: Matriz pruebas velocidad de asentamiento de Carbolita 20/40 en fluidos de fractura propuestos

Fluido	Carga [PPG]	Condición térmica	Volumen gel V_{GEL} [mL]	Peso de Carbolita 20/40 $W_{CARBOLITA\ 20/40}$ [g]
Base Aceite propuesto	7	Temperatura constante de pozo (71°C)	191	160.15
		Gradiente térmico de pozo (8.0°C/min)	191	160.15
Base Aceite propuesto	4	Temperatura constante de pozo (71°C)	212	101.83
		Gradiente térmico de pozo (8.0°C/min)	212	101.83
Base Agua propuesto	7	Temperatura constante de pozo (71°C)	191	160.15
		Gradiente térmico de pozo (8.0°C/min)	191	160.15
Base Agua propuesto	4	Temperatura constante de pozo (71°C)	212	101.83
		Gradiente térmico de pozo (8.0°C/min)	212	101.83
Base Agua óptimo	7	Temperatura constante de pozo (71°C)	191	160.15
		Gradiente térmico de pozo (8.0°C/min)	191	160.15

ANEXO L: TENSIÓN INTERFACIAL

La importancia de la tensión interfacial es fundamental cuando, en la última etapa del fracturamiento hidráulico, se debe sacar de la formación el fluido de fractura roto, para no producir taponamiento en los poros debido a residuos de polímero.

Consecuencia de lo anterior, se requiere que la tensión interfacial entre el fluido de fractura y el fluido de formación que le genere interfase sea baja, para facilitar el desplazamiento en los poros, haciendo la recuperación del fluido de fractura más efectiva y generando menor daño a la formación. Es así como la tensión interfacial se relaciona con la Presión capilar (P_c) y el Número Capilar (N_c).

En los poros de la formación, P_c es el resultado de la diferencia de las presiones que ejercen sobre la interfase, una fase acuosa y una fase aceitosa. Se requiere que la presión capilar sea baja, para que ocurra flujo en los poros y se disminuya el riesgo de retención capilar. P_c es directamente proporcional a la tensión interfacial, es decir, a menor tensión interfacial habrá menor P_c .

Ecuación L.1 [1]:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r}$$

Donde:

P_c [dina/cm²]: Presión Capilar

θ : Ángulo de contacto entre un fluido y un sólido

σ [dina/cm]: Tensión interfacial

r [cm]: Radio capilar

El término ángulo de contacto se amplía en el Anexo M, que trata sobre la mojabilidad.

El Número Capilar N_c , es un número adimensional que relaciona las fuerzas viscosas de drenaje y la fuerza capilar. Es empleado en waterflooding de recobro mejorado, en el cual se inyecta un fluido desplazante (agua), hacia la formación generándose un efecto pistón que moviliza el crudo (fluido desplazado). Se ha establecido que, entre mas grande sea el valor de N_c el porcentaje de recuperación de crudo es mayor.

Ecuación L.2 [14]:

$$N_c = \frac{\text{Fuerzas viscosas}}{\text{Fuerzas capilares}} = \frac{V_w \mu_w}{\sigma_{w-o}}$$

Donde:

V_w [ft/día]: Velocidad interdicial a la saturación de crudo irreducible (S_{or})

μ_w [poises]: Viscosidad del agua.

σ_{w-o} [dina/cm]: Tensión interfacial entre el crudo y agua.

En recobro recobro mejorado, se tienen las siguientes consideraciones para N_c :

- $N_c < 10^{-6}$: La recuperación crudo tiende 0%
- $N_c < 10^{-3}$: La recuperación de crudo tiende a 100%

El Número Capilar, para efectos de este Proyecto de Investigación, es tomado como un parámetro en la optimización de la tensión interfacial de fluidos de fractura, por que junto con aspectos de tipo económico, permite decidir entre valores cercanos de tensiones interfaciales el valor óptimo. Es entonces, como el fluido desplazado es el fluido de fractura, y el fluido desplazante es crudo. Teniendo en cuenta lo anterior, la ecuación que se emplea es:

Ecuación L.3

$$N_c = \frac{\text{Fuerzas viscosas}}{\text{Fuerzas capilares}} = 0.00353 \frac{V_o \mu_o}{\sigma_{w-o}}$$

Donde:

V_o [ft/día]: Velocidad interdicial a la saturación de agua irreducible (S_{wir})

μ_o [poises]: Viscosidad del crudo

σ_{w-o} [dina/cm]: Tensión interfacial entre el crudo y fluido de fractura

Ecuación L.4 [14]:

$$V_o = 5.614 \frac{Q_o}{A_{eff}}$$

Donde:

V_o [ft/día]: Velocidad interdicial a la saturación de agua irreducible (S_{wir})

Q_o [bbl/día]: Caudal de crudo después del fracturamiento hidráulico

A_{eff} [ft²]: Área efectiva de flujo

Ecuación L.5 [14]:

$$A_{eff} = A_{Total} \cdot \Phi \cdot (1 - S_{wir})$$

Donde:

A_{eff} [ft²]: Área efectiva de flujo

A_{Total} [ft²]: Área total de flujo

Φ : Porosidad de la formación en el intervalo fracturado

S_{wir} : Saturación de agua irreducible

A_{Total} , es el área de la cara de la fractura que se asume como una elipse. La altura y el ancho, se toman de las simulaciones de la geometría de la fractura de trabajos de fracturamiento pasados.

De acuerdo a las anteriores ecuaciones, no se obtiene un número capilar único para una tensión interfacial dada, sino una serie de valores de N_c que dependen del caudal de crudo días después del trabajo de fracturamiento hidráulico.

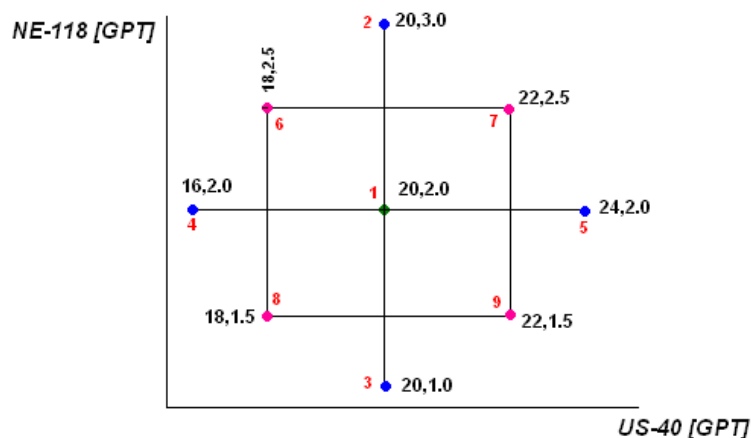
ANEXO M: DISEÑO EXPERIMENTAL COMPUESTO CENTRAL DCC

El Diseño Central Compuesto (DCC) es el diseño experimental más usado, cuando se requiere ajustar modelos de segundo orden y evaluar interacción de factores sobre una variable de respuesta. Generalmente consta de un diseño 2^k factorial ($2 =$ número de niveles, $k =$ número de factores), con $2k$ puntos axiales y mínimo dos puntos centrales. En el diseño del DCC se debe especificar la distancia axial α , que es $(k)^{1/2}$

Las superficies de respuesta, son una serie de técnicas matemáticas y estadísticas que ayudan a modelar y analizar una respuesta de interés que está influenciada por varios factores, convirtiéndose en una herramienta fundamental para el DCC.

El DCC planeado para evaluar la influencia de los factores: la concentración de surfactante y solvente mutal, sobre la variable de respuesta: tensión interfacial (σ), fue $2^2 + 2$ puntos centrales + 4 puntos axiales. Sobre estos últimos su distancia axial fue $\pm 1,414$.

Figura M1: DCC planteado para optimización de tensión interfacial en fluido de fractura base agua



Fuente: Autor

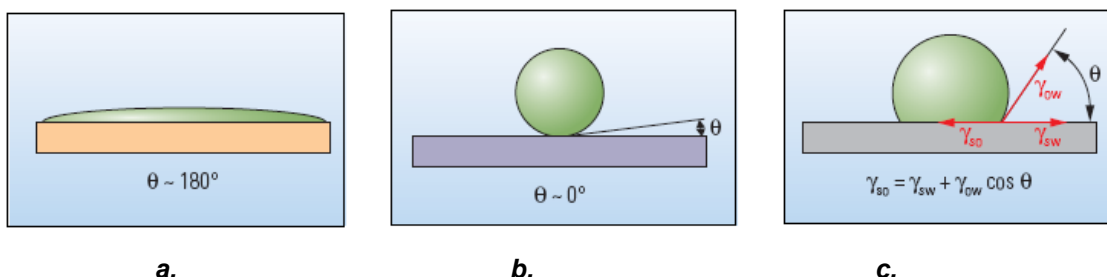
Sobre este diseño experimental se trabajo aplicando el principio de aleatoriedad en la medición de la variable de respuesta, y realizando dos mediciones en el punto central. Los valores axiales para los factores analizados se ajustaron a las facilidades en campo al realizar la preparación del fluido de fractura, debido a que concentraciones de mas de dos cifras decimales son difíciles de medir en el área donde se realiza el fracturamiento hidráulico.

Los resultados obtenidos de la evaluación de la tensión interfacial fueron alimentados el software de manejo estadístico STATISTICA, versión 7.0, con el cual se realizó el Análisis de Varianza ANOVA, para determinar la interacción entre factores y cuál de ellos tiene más efecto sobre la variable de respuesta.

ANEXO N: MOJABILIDAD

El término mojabilidad describe la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro [1]. Un fluido no mojante será desplazado de la superficie del sólido por el fluido mojante, y este último a su vez se extenderá por toda la superficie (Figura N1.a). Al contrario si un fluido no mojante cae sobre una superficie cubierta de fluido mojante, formara gotas, minimizando su contacto con el sólido. (Figura N1.b). Si la condición no es fuertemente mojable por agua ni por petróleo, el equilibrio de las fuerzas del sistema petróleo-agua-sólido dará como resultado un ángulo de contacto θ (Figura N1.c).

Figura N1: Angulo de contacto en la mojabilidad. a. Superficie mojable por petróleo. b. Superficie mojable por agua. c. Superficie con mojabilidad intermedia.

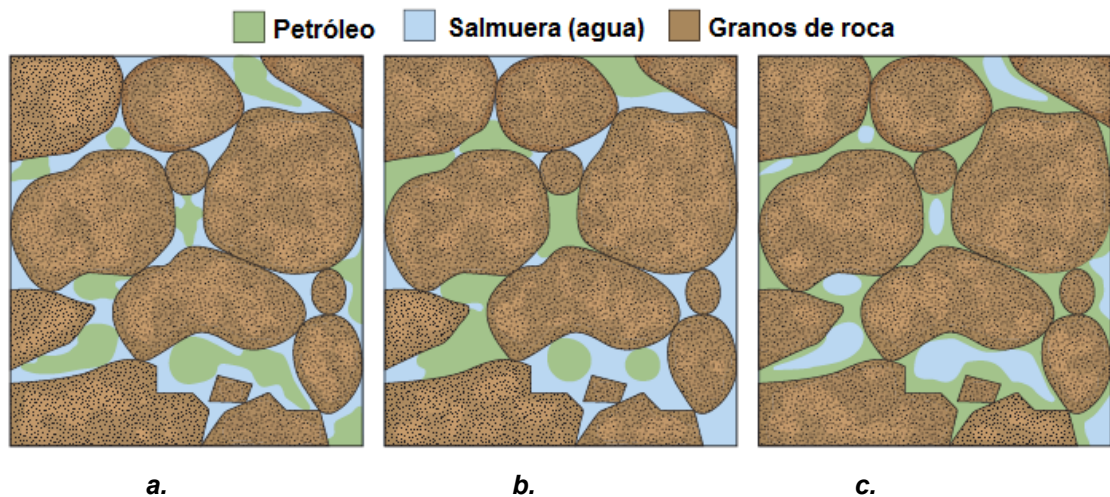


Fuente: Abdallah, Wael. et al. Wettability Fundaments [1].

En la anterior figura, una gota de petróleo (verde) rodeada de agua (azul) sobre una superficie mojable por agua (Figura b), forma un ángulo de contacto θ que es aproximadamente igual a cero. En una superficie mojable por petróleo (Figura a), la gota se dispersa, generando un ángulo de contacto aproximado de 180° . Una superficie con mojabilidad intermedia (Figura c) también se forma una gota, pero el ángulo de contacto está dado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de tres tensiones interfaciales: las que existen entre el petróleo y la superficie (γ_{so}), entre el agua y la superficie (γ_{sw}) y entre el petróleo y el agua (γ_{ow}).

Las rocas de los yacimientos están compuestas por diferentes tipos de minerales, y cada uno puede tener mojabilidades distintas, lo que hace que el carácter de la mojabilidad de una roca sea difícil describir. Es así como factores como la profundidad y el historial de producción de crudo del yacimiento, modifican la mojabilidad.

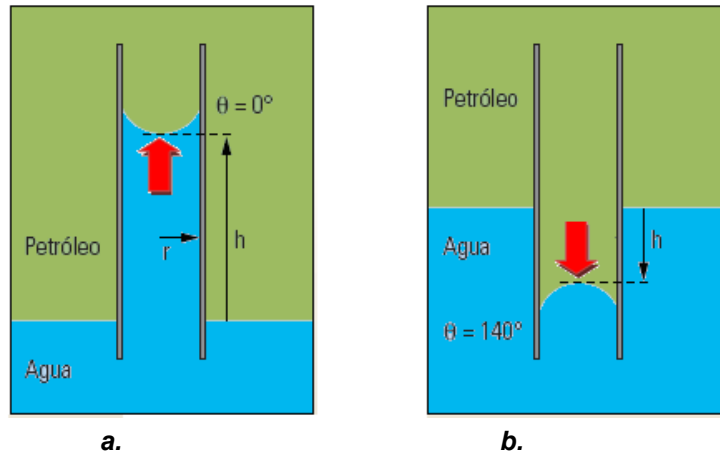
Figura N2: Mojabilidad en los poros. a. Mojabilidad por agua. b. Mojabilidad mixta. c. Mojabilidad por petróleo.



Fuente: Abdallah, Wael. et al. Wettability Fundaments [1].

Lo ideal es que la roca o formación presente mojabilidad por agua, para favorecer la producción de crudo. Es conocido, que el crudo y el agua de formación se encuentran en los poros de la roca yacimiento, y para efectos de explicar la mojabilidad, estos poros se asemejan a tubos capilares. En un tubo capilar, las fuerzas de la superficie mojada por agua (WW) hacen que el agua se eleve desplazando al petróleo; sin embargo, si la superficie interna es mojada por petróleo (OW), el petróleo desplazará el agua hacia abajo. De esta manera se explica como la mojabilidad por agua, facilita el movimiento del crudo hacia afuera de los poros.

Figura N3: Fuerzas de mojabilidad. a. Superficie mojada por agua. b. Superficie mojada por petróleo.



Fuente: Abdallah, Wael. et al. Wettability Fundamentals [1].

La presión con la que la fase mojante expulsa a la fase no mojante del poro, se relaciona con la presión capilar P_c :

Ecuación N1 [1]:

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

Donde:

P_c [dina/cm²]: Presión capilar

P_{nw} [dina/cm²]: Presión de la fase no mojante

P_w [dina/cm²]: Presión de la fase mojante

Entre mayor sea la presión de la fase mojante, menor será la presión capilar. Lo anterior explica porque la presión capilar P_c debe tener valores bajos para facilitar la producción de crudo.

ANEXO O: EVALUACIÓN DE VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO DE MATERIAL PROPANTE EN FLUIDOS DE FRACTURA.

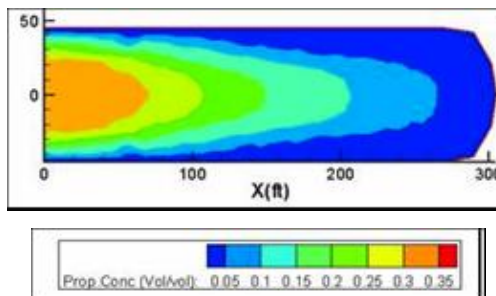
O.1 Aproximación teórica al asentamiento de material propante en fluidos de fractura. [19]

Gran parte del éxito de una operación de fracturamiento hidráulico se debe a la distribución del material propante en la fractura que depende principalmente de la velocidad de asentamiento del propante.

En general, la velocidad de asentamiento de partículas en fluidos newtonianos y no-newtonianos es afectada por la velocidad de fluido, tamaño del material propante, ancho de la fractura y reología fluido, esta última influenciada a su vez por la concentración polímero, reticulador y material propante, turbulencia debida a altas velocidades del fluido y efectos inerciales asociados a altas velocidades relativas entre el propante y el fluido.

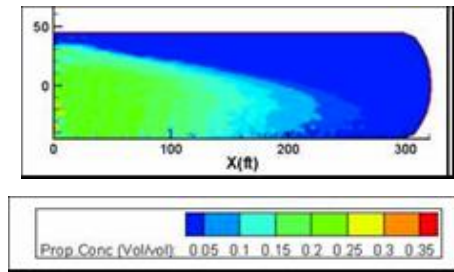
Los nuevos modelos de asentamiento de partículas (correcciones a la ecuación de velocidad de asentamiento de Stokes) tienen en cuenta los anteriores factores y por lo tanto los valores de velocidad de asentamiento que predicen son mas cercanos a la realidad.

Figura O1: Simulación en ULTRAFRAC-3D de distribución de propante en fluido de 100 cp sin considerar asentamiento.



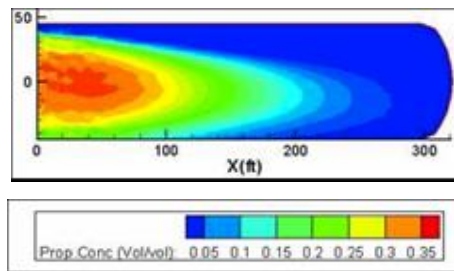
Fuente: MUKUL. S. Advanced fracturing technology for tight gas: An east Texas field demonstration [19]

Figura O2: Simulación en ULTRAFRAC-3D de distribución de propante en fluido de 100 cp empleando velocidad de asentamiento de Stokes.



Fuente: MUKUL. S. Advanced fracturing technology for tight gas: An east Texas field demonstration [19]

Figura O3: Simulación en ULTRAFRAC-3D de distribución de propante en fluido de 100 cp empleando corrección a velocidad de asentamiento de Stokes.



Fuente: MUKUL. S. Advanced fracturing technology for tight gas: An east Texas field demonstration [19]

O.2 Metodología

O.2.1 Determinación del volumen de fluido de fractura y cantidad de material propante a emplear en la prueba de determinación de velocidad de asentamiento.

A continuación se describe el procedimiento general para determinar el volumen de fluido de fractura hidráulica y la cantidad de material propante. Fue seleccionado como propante la Carbolita 20/40, por ser un material con muy buenas propiedades de resistencia y dureza, y de amplio uso los trabajos de fracturamiento hidráulico de Ecopetrol.

- Establecer la carga de material propante (PPG) a utilizar según el programa de fracturamiento que se tenga previsto.

- Consultar el factor volumétrico del material propante (F_{VA}). En este caso, para la Carbolita 16/20 ó 20/40 es:

$$F_{VA} = 0.0442$$

- Determinar el Factor Volumétrico (F_V) reemplazando la carga de material propante (PPG) y el factor volumétrico del material propante (F_{VA}) en la siguiente ecuación:

Ecuación O1:

$$F_V = 1 + (PPG \times F_{VA})$$

Donde:

F_{VA} : 0.0442

F_V : Factor Volumétrico

PPG [lb/galón] : Carga de material propante

- Calcular de volumen de gel de fractura (V_{GEL}):

V_S es el volumen de la probeta en la cual se realizará la capacidad de sostenimiento de propante, el cual fue para los ensayos reportados en este proyecto de 250 mL.

Ecuación O2:

$$V_S = V_{GEL} \times F_V = 250 \text{ mL}$$

Reemplazando el valor obtenido de F_V se obtiene el volumen de gel V_{GEL} a emplear

- Calcular el peso de Carbolita 20/40 ($W_{CARBOLITA\ 20/40}$):

La cantidad de Carbolita 20/40 a emplear halla a través de la siguiente ecuación:

Ecuación O3:

$$W_{\text{CARBOLITA 20/40}} [\text{g}] = \text{Carga de Carbolita 20/40} [\text{g/mL gel}] \times V_{\text{GEL}}$$

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 $W_{\text{CARBOLITA 20/40}}$.

O.2.2 Restricciones consideradas en el montaje de la prueba.

Para el estudio de velocidades de asentamiento en fluidos de fractura base agua S.S3000 y base aceite SRG 6:6, se hicieron las siguientes consideraciones en el desarrollo experimental teniendo en cuenta diferentes efectos que inciden sobre la velocidad de asentamiento:

- *Efectos Inerciales en Asentamiento de propante*

Para $Re_p < 5$, los efectos inerciales (que son directamente proporcionales al Reynolds de partícula) no afectan la velocidad de asentamiento de asentamiento, como es el caso del Re_p manejado en las pruebas de laboratorio realizadas. En este sentido, aplicar la velocidad de asentamiento de Stokes es válido:

Ecuación O4 [19]:

$$V_s = \frac{(\rho_p - \rho_f)gd_p^2}{18\mu}$$

Donde:

V_s [cm/s]: Velocidad de asentamiento de partícula de Stokes

ρ_p [g/cm³]: densidad de la partícula

ρ_f [g/cm³]: densidad del fluido

g : 980 cm/s^2 aceleración gravedad

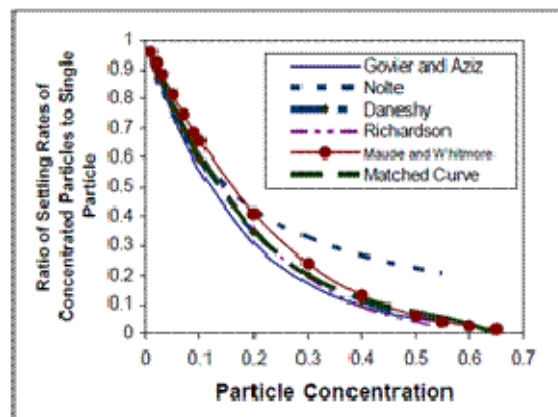
d_p [cm]: diámetro de la partícula

μ [poises]: viscosidad del fluido.

- *Efecto de la concentración de material propante*

Para sistemas ilimitados (donde se desprecian efectos de pared), la relación que se ha encontrado es que a medida que aumenta la concentración del material propante la velocidad de asentamiento disminuye, de tal manera que en un máximo empaquetamiento del fluido esta velocidad tiende a cero. Por lo tanto, las mejores correlaciones serán las que logren predecir este límite.

Figura O4: Efectos de la concentración de propante sobre la velocidad de asentamiento



Fuente: SUBHASH, S. Proppant Settling Correlations for Non-Newtonian Fluids Under Static and Dynamic Conditions. [35].

“Matched Curve” como es nombrada en la convención de la anterior figura, corresponde a la siguiente correlación, la cual ha tenido un muy buen ajuste a los datos experimentales de diversos estudios.

Ecuación O5 [35]:

$$V_p = V_s \frac{1}{1 + 0.0001 C_p}$$

Donde:

V_p [cm/s]: velocidad de asentamiento corregida

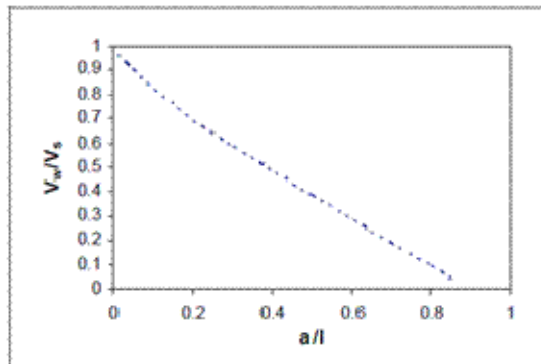
Φ [%v/%v]: concentración de propante

V_s [cm/s]: velocidad de asentamiento de Stokes.

- *Efecto del ancho de fractura*

Siendo l la mitad del ancho de una fractura y a el radio de la partícula, al disminuir l , la relación a/l tiende a 1 y la velocidad de asentamiento disminuye en fluidos pseudoplásticos, como los fluidos de fractura. En la siguiente figura V_w es la velocidad de asentamiento de partícula y V_s es la velocidad de asentamiento del slurry (fluido de fractura con propante)

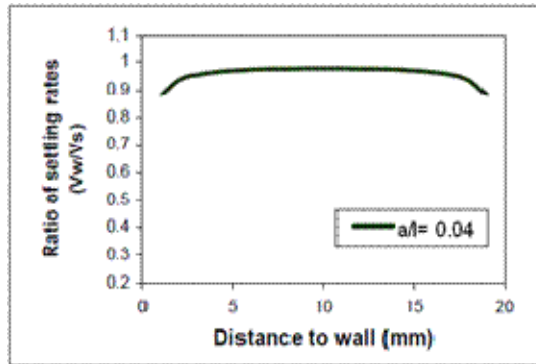
Figura O6: Efectos de pared en la velocidad de asentamiento



Fuente: MUKUL. S. Advanced fracturing technology for tight gas: An east Texas field demonstration [19]

En las pruebas realizadas en laboratorio a , para la Carbolita 20/40, tiene un valor de 0.073 cm para Carbolita 20/40 y L , radio de la probeta, un valor de 1.5 cm, entonces a/L es 0.049 pudiéndose asemejar el comportamiento a la siguiente curva, en la cual los efectos de pared no son significativos pues la tendencia a disminuir la velocidad asentamiento en las cercanías a la paredes es baja.

Figura O7: Efectos de pared para $a/L=0.04$ [19]



Fuente: MUKUL. S. Advanced fracturing technology for tight gas: An east Texas field demonstration [19]

- *Efecto de la turbulencia*

En los fluidos pseudoplásticos, como son los fluidos de fractura, en los cuales disminuye la viscosidad al aumentar el shear rate (que equivale a aumentar el número de Reynolds), la velocidad de asentamiento aumenta considerablemente.

Las pruebas realizadas en el laboratorio y se reportadas en este Proyecto, fueron realizadas a condiciones estáticas, es decir, el fluido de fractura no se expuso a esfuerzo cortante, en consecuencia el número de Reynolds del fluido tiende a cero y por lo tanto no existen efectos de turbulencia.

O.2.3 Determinación de la velocidad de asentamiento

A continuación se presenta el procedimiento para la determinación de la velocidad de asentamiento de material propante en un horno BINDER APT.line FD, a dos condiciones térmicas: temperatura constante de pozo y gradiente de pozo:

O.2.3.1 Temperatura constante de pozo

- Se agrega en el blender, la cantidad de Carbolita 20/40 ($W_{\text{CARBOLITA 20/40}}$) al volumen de gel de fractura (V_{GEL}), cuando este haya cerrado vórtice.

- 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 correspondiente al pozo. Se mide cada 2 minutos el volumen de Carbolita que sedimenta hasta que no se observan más cambios en este volumen.
- Se calcula el volumen de gel limpio en cada medición, que equivale al volumen ausente de Carbolita y el respectivo porcentaje.
- 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.

O.2.3.2 Gradiente de temperatura de pozo

- Se agrega en el blender, la cantidad de Carbolita 20/40 ($W_{\text{CARBOLITA } 20/40}$) al volumen de gel de fractura (V_{GEL}), cuando este haya cerrado vórtice.
- 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 una temperatura similar a la de superficie de la zona donde se ubican campos Nutria y Tesoro.
- Se mide cada 2 minutos, a partir de $t=0$, el volumen de Carbolita que sedimenta hasta que no se observan mas cambios en este volumen, mientras el horno aumentaba la temperatura según el gradiente programado (correspondiente al campo).
- Se calcula el volumen de gel limpio en cada medición, que equivale al volumen ausente de Carbolita y el respectivo porcentaje.

- Se calcula el volumen de gel limpio en cada medición, que equivale al volumen ausente de Carbolita y el respectivo porcentaje.
- Se realiza una regresión lineal de Longitud de Carbolita vs Tiempo, teniendo en cuenta que en la probeta usada 1 cm³ equivale a 1 milímetro. La pendiente de la ecuación es la velocidad de asentamiento de material propante en unidades milímetro/minuto.

El horno fue programado para alcanzar la temperatura de pozo con un gradiente de temperatura, el cual fue determinado empleando la *Ecuación N5* y *N6*, en las cuales se tiene en cuenta el caudal promedio de bombeo de fluido registrado en trabajos de fracturamiento anteriores, diámetro de tubería empleada en estos y el gradiente geotérmico.

Ecuación O6:

$$Q_{\text{FLUIDO FRACURA}} (\text{ft}^3/\text{min}) = A_{\text{SARTA}}(\text{ft}^2) \times V_{\text{FLUIDO FRACTURA}} (\text{ft}/\text{min})$$

Ecuación O7:

$$\text{Gradiente térmico } (^\circ\text{F}/\text{min}) = V_{\text{FLUIDO FRACTURA}} (\text{ft}/\text{min}) \times \text{Gradiente Geotérmico } (^\circ\text{F}/\text{ft})$$

Tabla O1: Información necesaria para el cálculo del gradiente térmico

Campo	Información de trabajo fracturamiento anterior						Gradiente térmico (°F/min)/(°C/min)
	Pozo	Fecha	Profundidad (ft)	Q promedio (bbl/min)	Diámetro sarta (in)	Velocidad (ft/min)	
Nutria-Tesoro	Nutria 32	Dic/08	7900'- 7913' y 7736'- 7746'	18.0	3 1/2	1487.31	14.87 / 8.26

ANEXO P: CARACTERIZACIÓN DE LOS ADITIVOS EMPLEADOS EN LOS FLUIDOS DE FRACTURA BASE AGUA Y BASE ACEITE

P.1 Caracterización de los aditivos empleados en fluido de fractura base agua

Tabla P1. Resultados de la caracterización de aditivos para fluido base agua

ADITIVO	pH / T (°C)		Índice de refracción [%°BRIX/ °C]		Densidad	
	ICP	Compañía Servicios	ICP	Compañía Servicios	ICP [(g/cm ³)/(°C)]	Compañía Servicios (S.G)
Controlador de Arcillas	6.92/20.7°C	5-10	45.8/22.5	N.R	1.0203/18.2	1.02
Agente gelificador	7.76/20.7°C	N.R	73.4/21.5	N.R	1.0647/18.9	1.045-1.055
Solvente Mutual	6.01/20.9°C	N.A	49.4/21.5	N.R	0.9027/20.0	0.902
Surfactante	9.29/18.9°C	8-11 **	47.4/21.2	N.R	0.8580/19.8	0.857
Solución buffer	12.8/20.7°C	>13	9.76/19.7	N.R	1.4138/18.7	1.4
Agente reticulador	4.24/20.7°C	7.5 **	40.6/22.9	N.R	1.2669/18.1	1.33
Rompedor enzimático	5.1/12.0°C	3.8-8.0	26.9/22.5	N.R	1.1126/17.8	1.2

Gráfico P1: Espectro IR Microbiocida

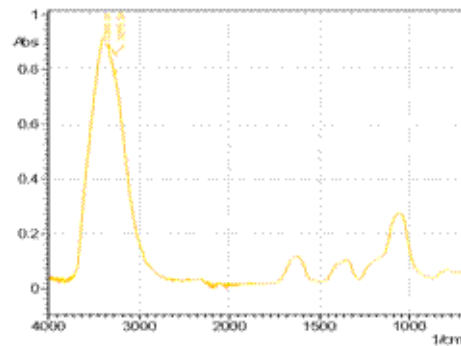


Gráfico P2: Espectro IR Controlador de Arcillas

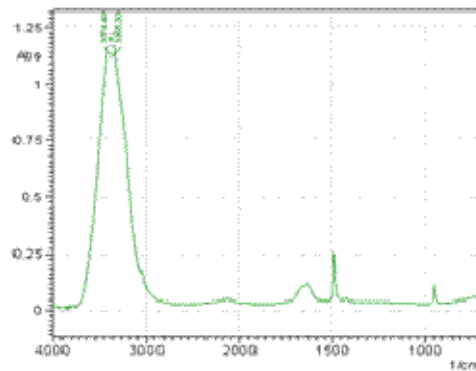


Gráfico P3: Espectro IR Agente gelificador fluido base agua

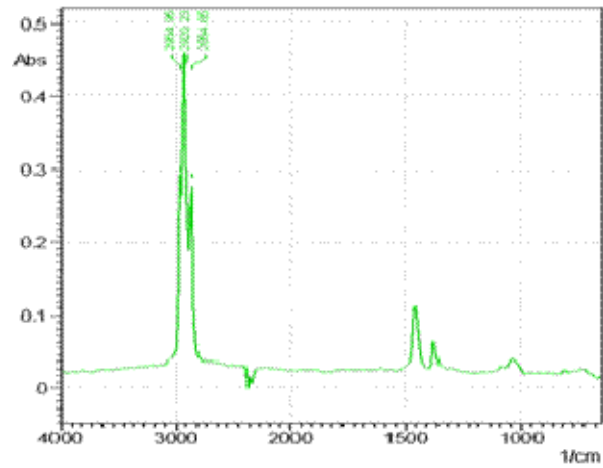


Gráfico P4: Espectro IR Surfactante (base agua-aceite)

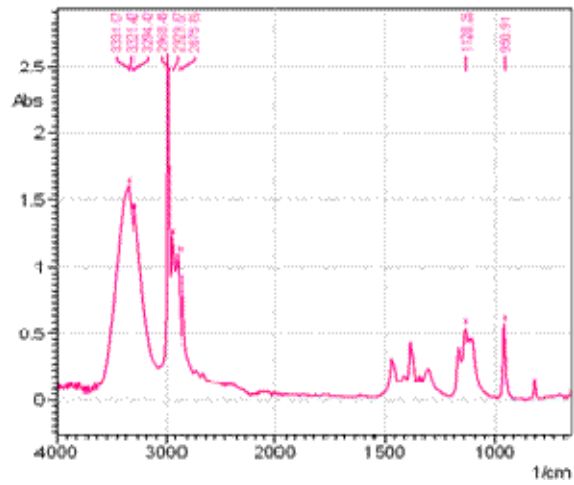


Gráfico P5: Espectro IR Solvente mutual (base agua-aceite)

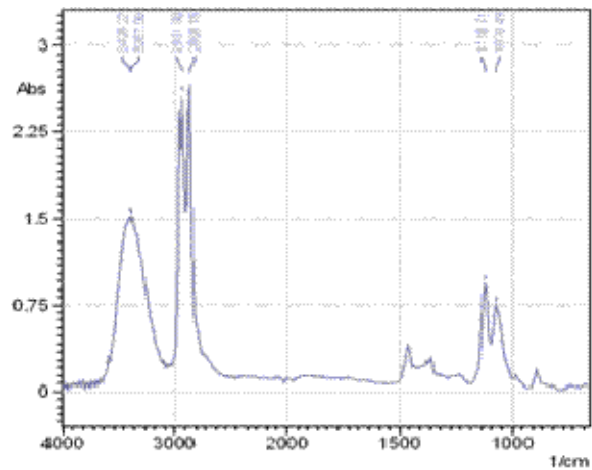


Gráfico P6: Espectro IR Solución buffer

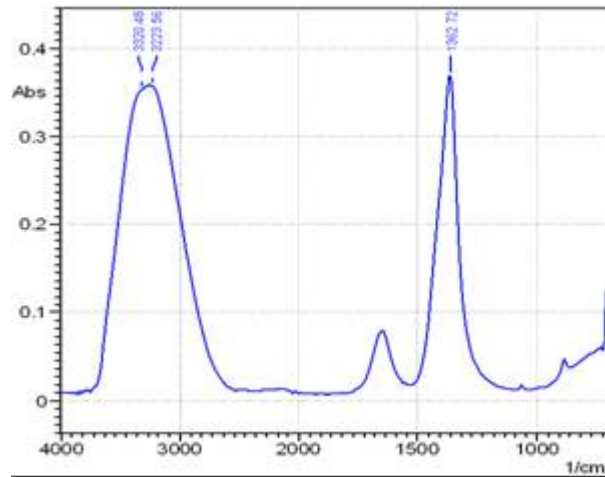


Gráfico P7: Espectro IR Agente Reticulador fluido base agua

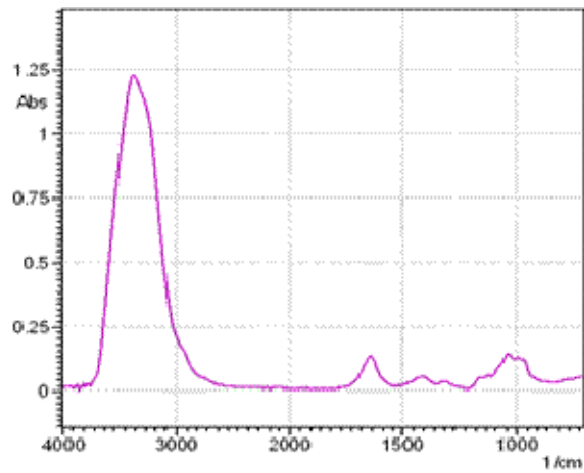
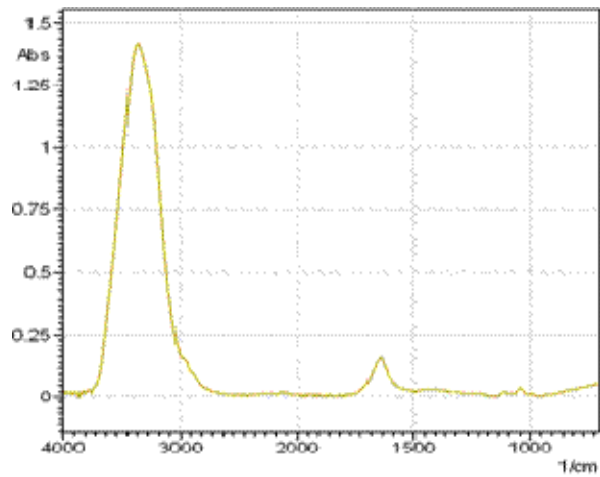


Gráfico P8: Espectro IR Rompedor enzimático



P.2 Caracterización de los aditivos empleados en fluido de fractura base aceite

Tabla O2. Resultados de la caracterización de aditivos para fluido base aceite

ADITIVO	pH / T (°C)		Índice de refracción [%°BRIX/ °C]		Densidad	
	ICP	Compañía Servicios	ICP	Compañía Servicios	ICP [(g/cm ³)/(°C)]	Compañía Servicios (S.G)
Solvente Mutual	6.01/20.9°C	N.A	49.4/21.5	N.R	0.9027/20.0	0.902
Dispersor de parafinas	4.14/20.5°C	N.R	71.9/21.3	N.R	0.863/19.5	0.86
Inhibidor de Asfaltenos	2.90/20.9°C	3.0-3.4 *	74.6/21.3	N.R	0.9915/19.8	1.02-1.03 /20°C
Surfactante	9.29/18.9°C	8-11 **	47.4/21.2	N.R	0.8580/19.8	0.857
Agente gelificador	1.01/19.8°C	2.39*	59.5/20.6	N.R	1.3659/19.5	1.049
Agente reticulador	1.41/19.9°C	2.92*	63.8/20.6	N.R	1.3336/19.8	1.3508
Rompedor 1	8.65/19.9°C	N.E	73.8/20.7	N.R	1.7345/19.8	1.78/23.9°C
Rompedor 2	8.37/19.8°C	7.0-9.5	24.2/20.6	N.R	1.3066/19.6	1.34

* Concentración de la solución para pH: 1.0% ** Concentración de la solución para pH: 5.0% NA: No Aplica; NR: No Reportado

Gráfico P9: Espectro IR Dispersante de parafinas

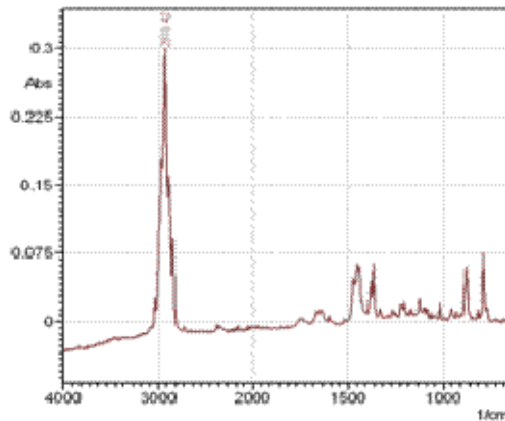


Gráfico P10: Espectro IR Inhibidor de asfaltenos

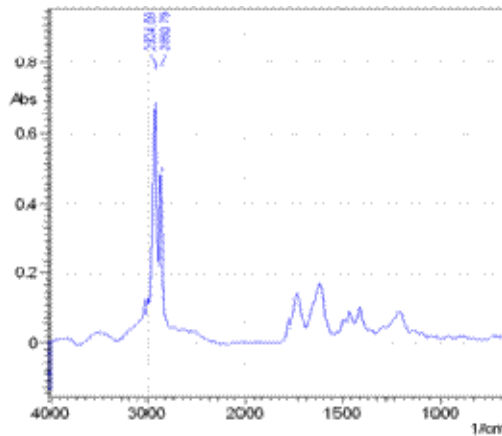


Gráfico P11: Espectro IR Agente gelificador fluido base aceite

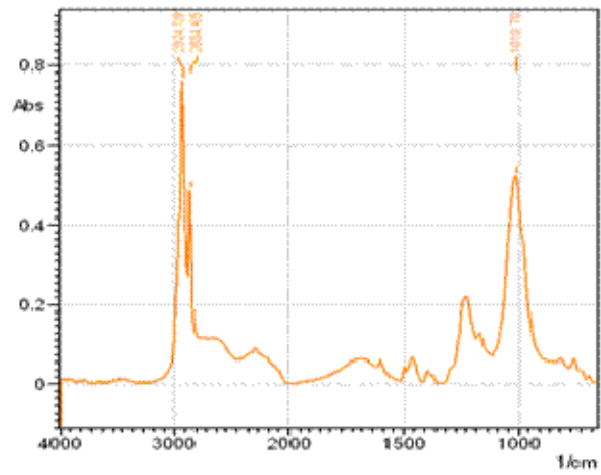


Gráfico P12: Espectro IR Agente reticulador fluido base aceite

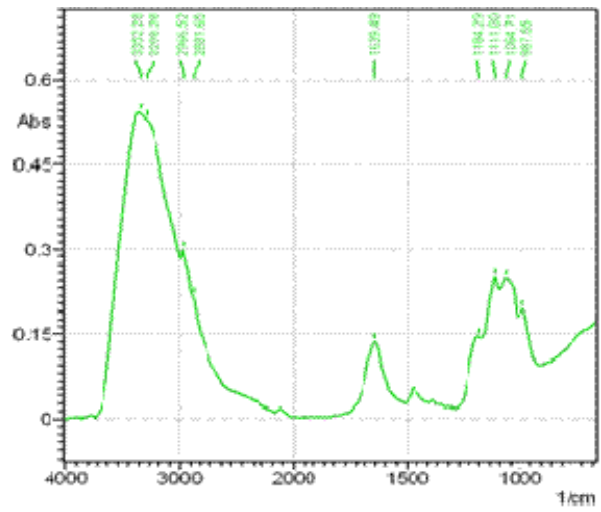


Gráfico P13: Espectro IR Rompedor 1

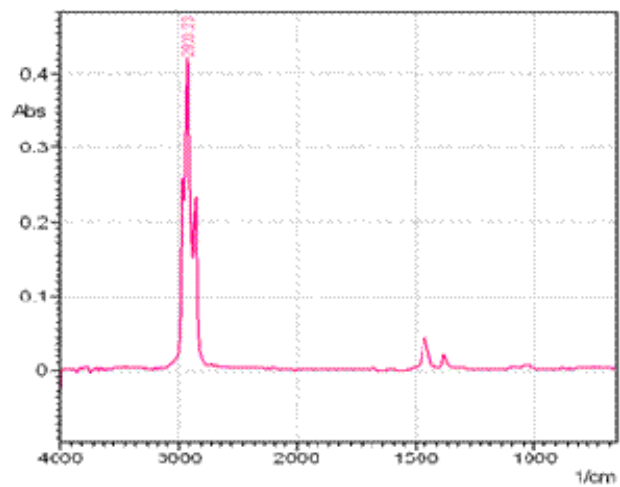
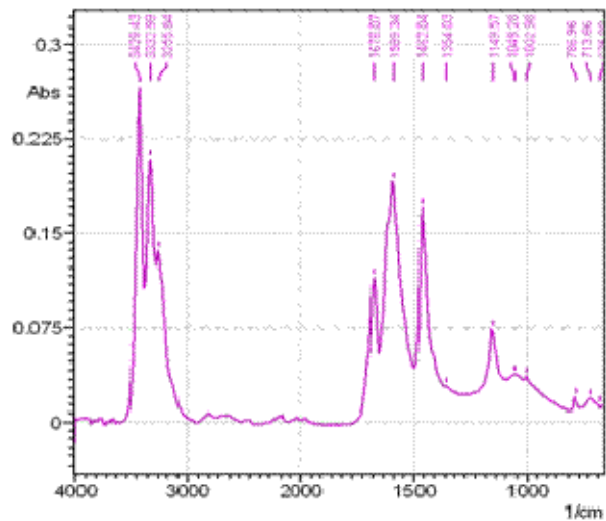


Gráfico P14: Espectro IR Rompedor 2



ANEXO Q: CARACTERIZACIÓN DE DIESEL EMPLEADO COMO FLUIDO BASE EN SRG 6:6 Y SALMUERAS SINTÉTICAS EQUIVALENTES AL AGUA DE FORMACIÓN.

Tabla Q1: Caracterización diesel empleado como fluido base en SRG 6:6

Tipo Diesel	Gravedad Especifica/ °F	%BRIX /°F
CPF-Cusiana	0.8457/66.0	71.1/67.4
Neiva	0.8676/66.0	75.3/67.4
Galán alto contenido azufre	0.8769/74.0	73.9/71.8
Galán bajo contenido azufre	0.8590/72.5	69.0/70.8

Para la realización de las diferentes pruebas que incluyen el uso de agua de formación de pozo, se prepararon y caracterizaron en el laboratorio salmueras equivalentes al agua de formación de los pozos Nutria 31 y Tesoro 19.

Tabla Q2: Propiedades Fisicoquímicas de Salmueras Sintéticas Equivalentes al agua de formación de pozo.

Pozo	Conductividad Eléctrica (milisiemens/cm/°F)	pH/°F	Carbonatos [ppm]	Bicarbonatos [ppm]
Nutria 31	3.00/68.2	6.9/66.7	0	0
Tesoro 19	7.85/68.2	6.2/65.3	0	305

Tabla Q3: Contenido de Metales de Salmueras Sintéticas Equivalentes al agua de formación de pozo.

Iones Metálicos	Nutria 31 [ppm]	Tesoro 19 [ppm]
Ba ⁺²	0	0
K ⁺¹	114.23	98
Fe	0	0
Ca ⁺²	57	537
Mg ⁺²	3.21	5.4
Na ⁺¹	608.46	2524
Si ⁺⁴	0	0
Sr ⁺²	1.37	5.9
Cl ⁻¹	378.73	5670
(SO ₄) ⁺²	0	0

ANEXO R: RESULTADOS EVALUACIÓN FLUIDO BASE ACEITE PROPUESTO

R.1 Compatibilidad

Los resultados obtenidos en las pruebas de compatibilidad para el fluido de fractura base aceite propuesto para fracturar hidráulicamente los campos de Nutria y Tesoro, no fueron satisfactorios. Aunque se determinó miscibilidad del fluido (vivo y roto) con los crudos, el fluido roto no fue compatible con las salmueras debido a la formación de un precipitado fino de color amarillo después de 12 horas de calentamiento a temperatura de pozo.

R.2 Tensión Interfacial

Se determinó para fluidos de fractura preparados con diesel Galán HS para Nutria y para Tesoro con diesel CPF.

Tabla R1. Tensión interfacial para fluido base aceite propuesto

Salmuera Sintética equivalente al agua de formación	Tensión Interfacial (dinas/cm)
Nutria 31	4.7
Tesoro 19	36.4

Se debe resaltar ninguno de los fluidos de fractura sometidos a BHST rompieron completamente. En consecuencia, los fluidos retomaban una viscosidad muy cercana a la inicial a condiciones ambiente, en las cuales se realiza la prueba de tensión interfacial, haciendo estos valores de tensión no representativos por la no reproducibilidad de la medición minutos después para el mismo fluido a iguales condiciones.

R.3 Mojabilidad visual y detergencia

Se empleó fluido de fractura sin agente gelificador, para observar la acción del surfactante sin que la alta viscosidad del fluido impidiera la observación de la mojabilidad visual y detergencia. Las arenas representativas para Nutria y Tesoro, mojaron por aceite. Además, se observó un bajo grado de impregnación de crudo en estas arenas. Se presentan a continuación los resultados de las compatibilidades y detergencias, organizada por tipo de diesel y pozo.

Tabla R2: Resultados solubilidad, compatibilidades y detergencia de fluido de fractura base aceite propuesto preparado con diesel Galán HS para Campo Nutria y Tesoro























SOLUBILIDAD				
			Observaciones	
			Precipitado formado después de 12 horas de calentamiento del gel de fractura preparado con diesel Galán HS a BHST	
COMPATIBILIDADES				
Fluido de fractura vivo	Salmuera Sintética Equivalente Nutria 31		Crudo Nutria 31	
				
		Observaciones	Observaciones	
		80%-20%: Compatibles, rompimiento fases 95%. 50%-50%: compatibles, rompimiento fases 95%.	80%-20%: Miscibles. 50%-50%: Miscibles.	
Fluido de fractura roto	Salmuera Sintética Equivalente Nutria 31		Crudo Nutria 31	
				
		Observaciones	Observaciones	
		80%-20%: No compatibles, precipitado fino de color amarillo.	80%-20%: Miscibles 50%-50%: Miscibles	
Fluido de fractura vivo	Salmuera Sintética Equivalente Tesoro 19		Crudo Tesoro 44	
				
		Observaciones	Observaciones	
		80%-20%: Compatibles, rompimiento fases 95%. 50%-50%: compatibles, rompimiento fases 95%.	80%-20%: Miscibles. 50%-50%: Miscibles	
Fluido de fractura roto	Salmuera Sintética Equivalente Tesoro 19		Crudo Tesoro 44	
				
		Observaciones	Observaciones	
		80%-20%: No compatibles, precipitado fino de color amarillo. 50%-50%: No compatibles, precipitado fino de color amarillo.	80%-20%: Miscibles 50%-50%: Miscibles.	
DETERGENCIAS				
Nutria			Tesoro	
				
Observaciones			Observaciones	
Buena detergencia: Bajo grado impregnación de crudo en arenas			Buena detergencia: Bajo grado impregnación de crudo en arenas	

Tabla R3: Resultados solubilidad, compatibilidades y detergencia de fluido de fractura base aceite propuesto preparado con diesel CPF para Campo Nutria y Tesoro

SOLUBILIDAD			
			Observaciones Precipitado formado después de 12horas de calentamiento del gel de fractura preparado con diesel CPF a BHST
COMPATIBILIDADES			
	Salmuera Sintética Equivalente Nutria 31	Crudo Nutria 31	
Fluido de fractura vivo			Observaciones 80%-20%: Compatibles, rompimiento fases 97%. 50%-50%: compatibles, rompimiento fases 95%.
			Observaciones 80%-20%: Miscibles. 50%-50%: Miscibles
	Salmuera Sintética Equivalente Nutria 31	Crudo Nutria 31	
Fluido de fractura roto			Observaciones 80%-20%: No compatibles, precipitado fino de color amarillo.
			Observaciones 80%-20%: Miscibles 50%-50%: Miscibles.
	Salmuera Sintética Equivalente Tesoro 19	Crudo Tesoro 44	
Fluido de fractura vivo			Observaciones 80%-20%: Compatibles, rompimiento fases 95%. 50%-50%: compatibles, rompimiento fases 95%.
			Observaciones 80%-20%: Miscibles. 50%-50%: Miscibles
	Salmuera Sintética Equivalente Tesoro 19	Crudo Tesoro 44	
Fluido de fractura roto			Observaciones 80%-20%: No compatibles, precipitado fino de color amarillo. 50%-50%: No compatibles, precipitado fino de color amarillo.
			Observaciones 80%-20%: Miscibles. 50%-50%: Miscibles
DETERGENCIAS			
	Nutria	Tesoro	
			Observaciones Buena detergencia: Bajo grado impregnación de crudo en arenas
			Observaciones Buena detergencia: Bajo grado impregnación de crudo en arenas

R.4 Comportamiento reológico

Como se presentó en la Tabla 12, los fluidos base aceite preparados con diesel Galán HS y CPF, presentaron valores dentro de los rangos establecidos de viscosidad inicial y viscosidad en los 30 minutos iniciales de prueba. Sin embargo, los dos fluidos tuvieron gran estabilidad en la viscosidad final y en consecuencia no se observó rompimiento. Por esta razón se decide evaluar una tercera formulación, preparada con diesel CPF, en la cual se adiciona 1 GPT más de Rompedor 2.

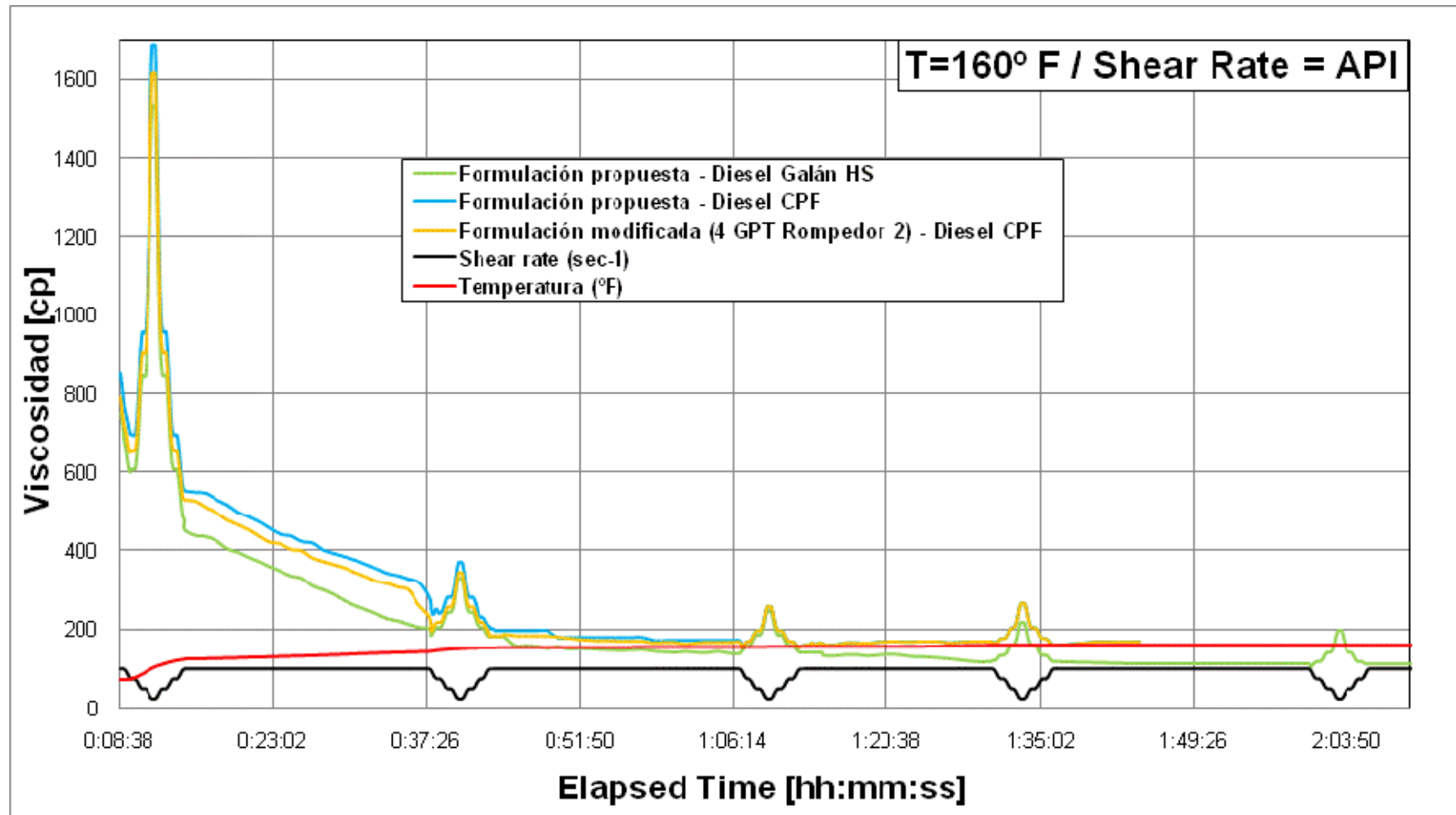
Se reportan los tiempos de vórtice, joroba y release por ser parámetros de control durante la preparación del fluido en campo, los cuales fueron normales para un tipo de fluido como el evaluado que no es retardado en la reacción de reticulación.

Tabla R4: Resultados comportamiento reológico para fluido base aceite propuesto.

Prueba	Fluido	Parámetros de preparación	Parámetros reológicos
1	Formulación propuesta -diesel Galán HS	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo Vórtice: 7s • Tiempo Joroba: 10 s • Tiempo Release : 55 s 	<ul style="list-style-type: none"> • Viscosidad Inicial @ 9 min 24 s iniciada la prueba: 459cp • Tiempo en el que la viscosidad se encontraba en el rango 200-500 cp : 30 minutos • Mínima viscosidad alcanzada : 113 cp @ 2 horas 33 minutos
2	Formulación propuesta -diesel CPF	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo Vórtice : 5 s • Tiempo Joroba: 7 s • Tiempo release: 45 s 	<ul style="list-style-type: none"> • Viscosidad Inicial @ 8 min 27 s iniciada la prueba: 580cp • Tiempo en el que la viscosidad se encontraba en el rango 200-500 cp: 37 minutos • Mínima viscosidad alcanzada: 168 cp @1 hora 44 minutos
3	Formulación modificada -diesel CPF (4 GPT Rompedor 2)	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo Vórtice : 5 s • Tiempo Joroba: 7 s • Tiempo release: 45 s 	<ul style="list-style-type: none"> • Viscosidad Inicial @ 8 min 27 s iniciada la prueba: 518cp • Tiempo en el que la viscosidad se encontraba en el rango 200-500 cp: 33 minutos 27 segundos • Mínima viscosidad alcanzada: 168 cp @ 1 hora 46 minutos

No se logró el rompimiento del fluido 3, ya que igual que los fluidos 1 y 2, tiene buenos parámetros reológicos iniciales pero su viscosidad final es muy alta y estable. La tendencia observada en estas pruebas, hace suponer que un aumento en la concentración de rompedores igualara las curvas de SRG 6:6 diesel Galán HS y SRG 6:6 Diesel CPF, perdiéndose ganancia inicial de viscosidad que se lograba con el uso del Diesel CPF.

Gráfico R1: Perfil reológico para fluido base aceite propuesto Super Rheo Gel 6:6



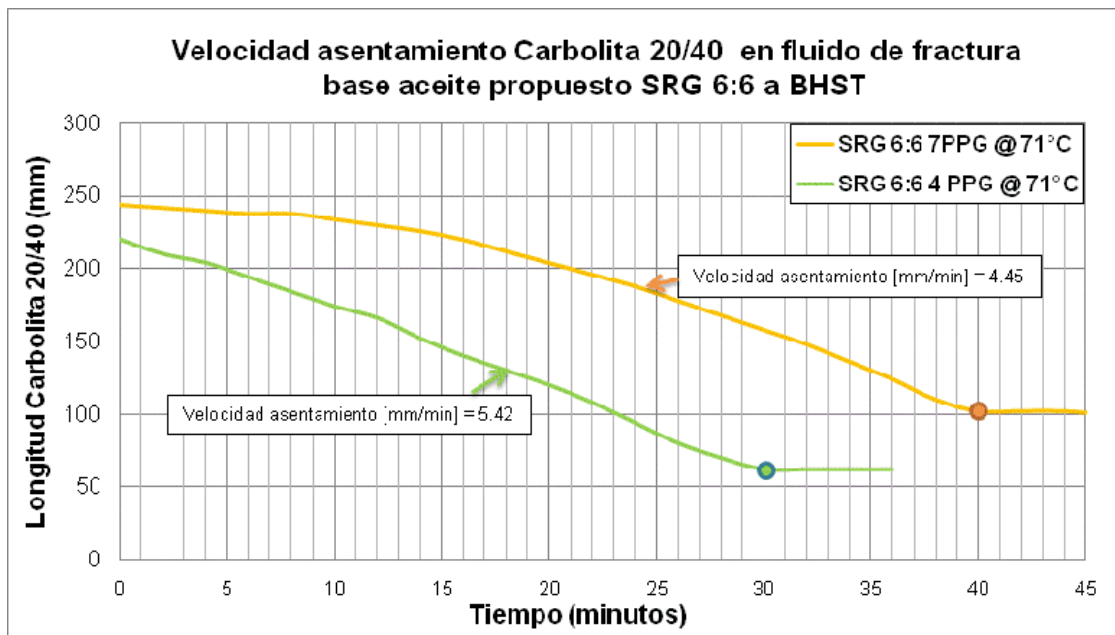
Teniendo en cuenta las observaciones anteriores, se continuo la evaluación del fluido con diesel Galán HS, cuyo transporte hacia las áreas de los trabajos de fracturamiento hidráulico se facilita por su cercanía a los campos Nutria y Tesoro.

R.5 Sostenimiento material propante

R.5.1 Capacidad de soporte de 4 y 7 PPG de Carbolita 20/40 en SRG 6:6, en horno precalentado a BHST.

En la siguiente figura se presentan las velocidades de asentamiento para dos cargas de material propante, determinadas de acuerdo a las restricciones y al procedimiento explicado los Anexos K y O, a temperatura constante de pozo:

Gráfico R2: Velocidad de asentamiento en fluido base aceite propuesto para 7 y 4 PPG de Carbolita 20/40, a BHST constante

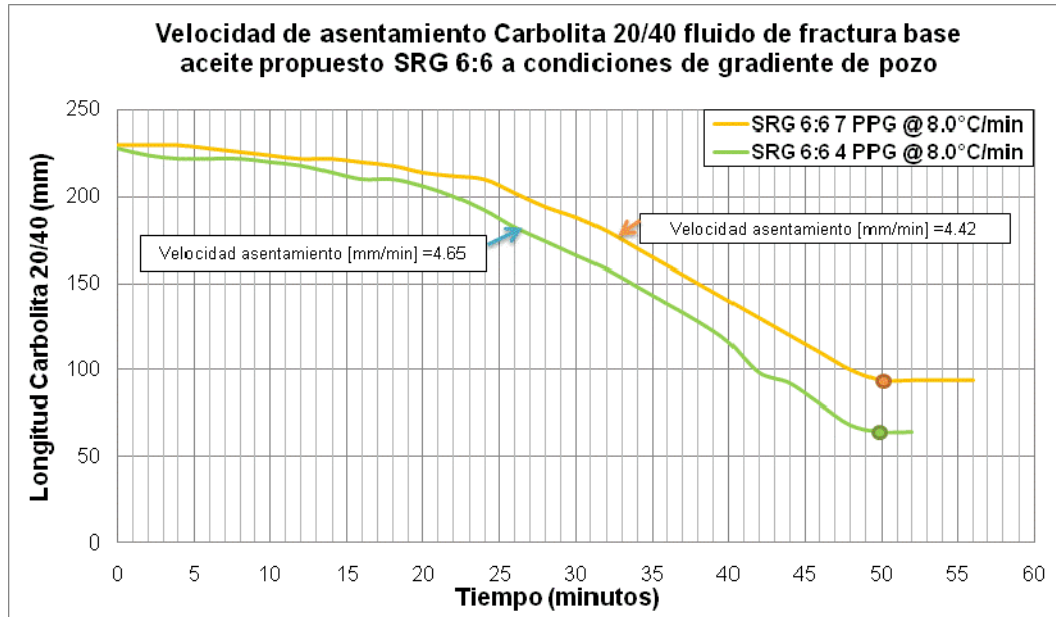


Estos valores de velocidad de asentamiento menores a 8 mm/min, junto con la viscosidad del fluido mayor a 200 cp durante los durante los 30 minutos iniciales de prueba reológica, son los requeridos para garantizar sostenimiento del material propante.

R.5.2 Capacidad de soporte de 4 y 7 PPG de Carbolita 20/40 en SRG 6:6, a condiciones de gradiente de pozo.

Las velocidades de asentamiento para esta condición térmica, se determinaron siguiendo las restricciones y el procedimiento explicado en el Anexo K y O.

Gráfico R3: Velocidad de asentamiento en fluido base aceite propuesto para 7 y 4 PPG de Carbolita 20/40, a gradiente térmico de pozo



Con estos resultados de velocidades de asentamiento menores a 8 mm/min en el fluido base aceite propuesto que presentó viscosidades mayores a 200 cp durante los primeros 30 minutos, se asegura el transporte de material propante.

Se debe tener en cuenta, que el gel de fractura no experimenta condiciones isotérmicas durante su inyección hacia la formación, por lo tanto determinar velocidades de asentamiento a temperatura constante de pozo es una condición exigente para el gel. Sin embargo, si las cargas de material propante son altas no existe diferencia significativa entre las velocidades determinadas a temperatura constante de pozo y con gradiente de temperatura.

ANEXO S: ANÁLISIS DEL PRECIPITADO FORMADO EN EL FLUIDO DE FRACTURA BASE ACEITE PROPUESTO

Se realizó un estudio cualitativo, por espectroscopia infrarroja y Difracción de Rayos X (DRX), del precipitado formado durante la prueba de solubilidad y compatibilidad con salmueras sintéticas, en el fluido base aceite sometido a calentamiento a temperatura de pozo. A continuación se presenta el análisis y conclusiones sobre este estudio.

S.1 Observaciones realizadas en el laboratorio.

Con el fin realizar las pruebas de interacción fluido-fluido y roca-fluido, se calentó el fluido de fractura temperatura de pozo por 12 horas. Pasado este tiempo, se observó la aparición de un sólido de color amarillo en el fondo del recipiente.

Figura S1: Precipitado formado en fluido base aceite propuesto después de 12 horas de calentamiento a BHST



S.2 Análisis IR del precipitado del fluido base aceite propuesto.

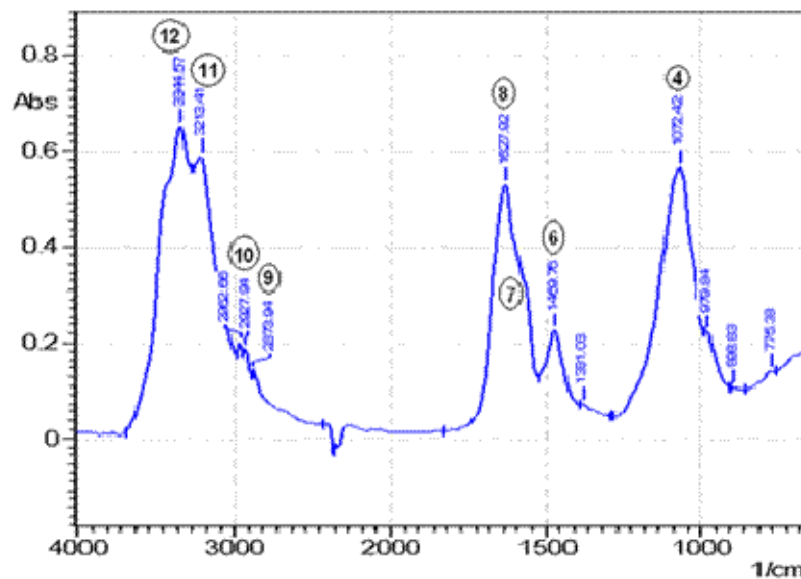
Con el fin de identificar la naturaleza del precipitado generado durante el calentamiento del fluido de fractura (Figura S1), se adquirió un espectro IR de este sólido. Como el fluido propuesto no rompió a BSHT, el espectro IR mostro señales características del gel de fractura, que impedían la identificación plena del sólido. Debido a esto, se procedió a preparar el fluido sin el agente gelificante y se llevó a calentamiento durante 12 horas a temperatura de pozo. Concluido el tiempo de calentamiento, se observó un precipitado de similares características al encontrado en el fluido propuesto.

Figura S2: Precipitado formado en fluido base aceite propuesto sin agente gelificador después de 12 horas de calentamiento a BHST



Se procedió a retirar el sobrenadante, recolectar el precipitado, y llevar la muestra a medición de espectro infrarrojo.

Gráfico S1: Espectro IR de precipitado de fluido base aceite propuesto sin agente gelificador



Se realizó la comparación entre el espectro presentado en anteriormente con cada uno de los espectros de los aditivos que hacen parte del fluido base aceite propuesto. Es así, como se pudo determinar que existían señales similares entre los espectros del precipitado, Agente reticulador y Rompedor 2. A continuación se presentan la caracterización de los espectros infrarrojos de Agente reticulador y Rompedor 2:

Tabla S1: Caracterización de espectro IR de agente reticulador

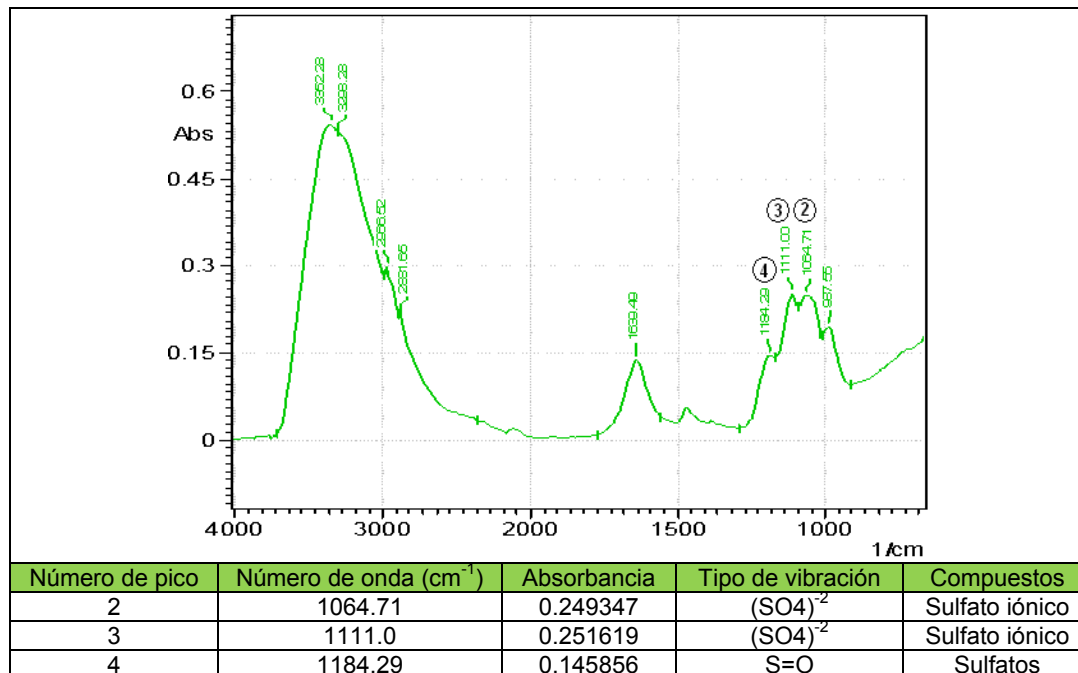
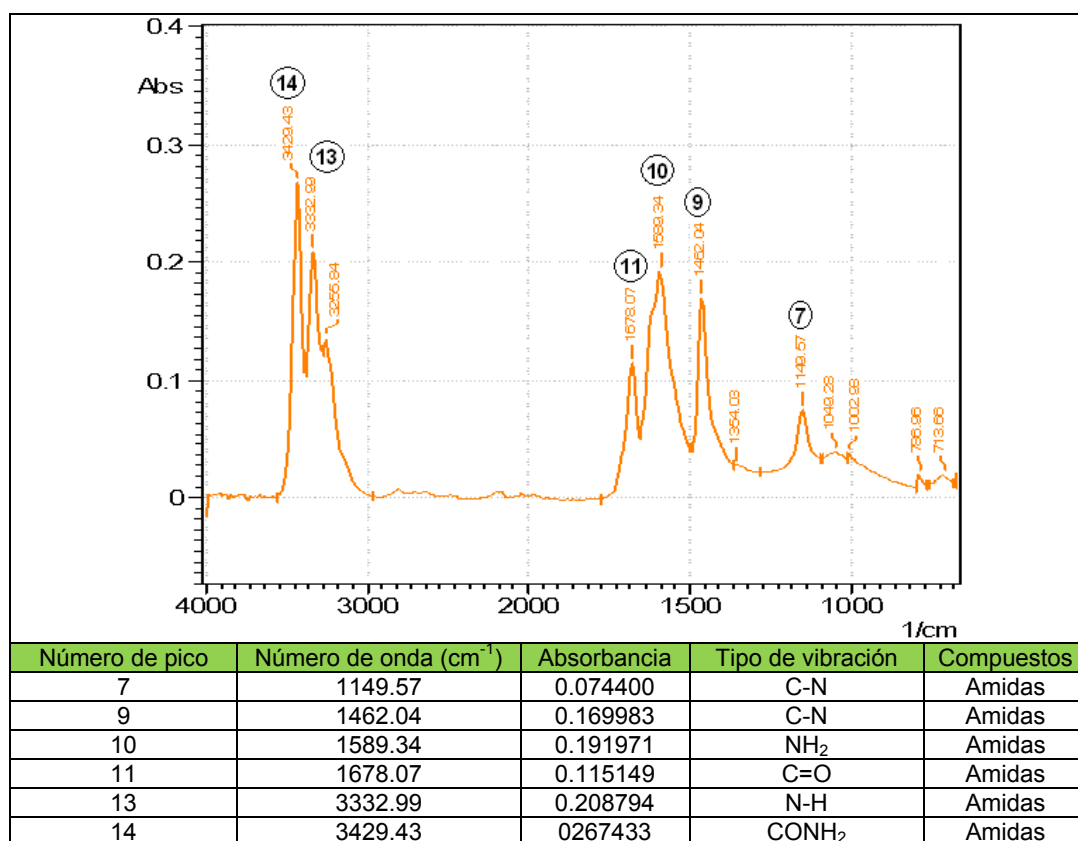


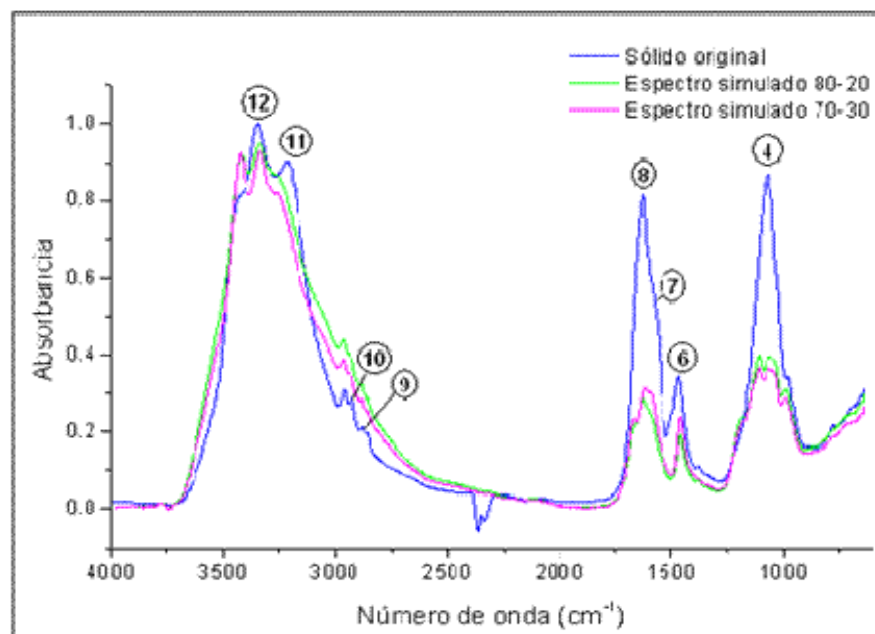
Tabla S2: Caracterización de espectro IR de Rompedor 2



Se sumaron los espectros individuales del agente reticulador y Rompedor 2, en las proporciones másicas determinadas en la formulación propuesta de fluido base aceite (Ver Tabla 3). Luego se comparó este espectro con el del precipitado del fluido base aceite propuesto sin agente gelificador.

Haciendo uso del Software OriginPro® (Versión 7.5), se obtuvieron los espectros en las proporciones másicas: 80%-20% y 70%-30% de agente reticulador y rompedor 2 respectivamente, como se muestra a continuación:

Gráfico S2: Comparación entre el espectro IR tomado al precipitado y los espectros sumados.



Como se puede apreciar en la figura anterior, existen importantes similitudes en las señales de los grupos funcionales amido y sulfato, entre el espectro del sólido original, y los espectros sumados de los aditivos.

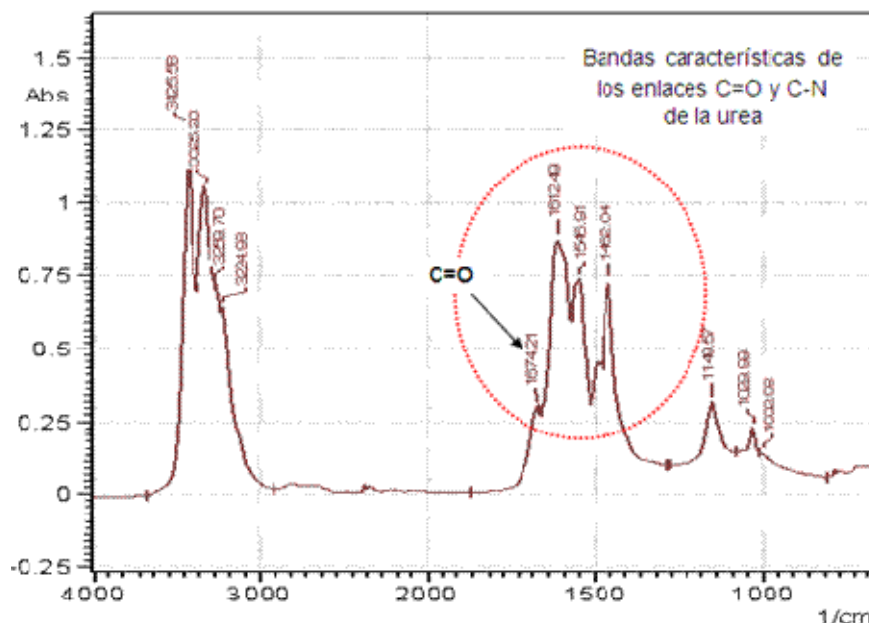
En base a la información anterior, se consultó en la literatura si era posible la formación de enlaces entre la urea (principal componente del rompedor 2) y el hierro (procedente del Sulfato Férrico ó reticulador). Se estableció que puede existir la coordinación entre el oxígeno de la urea y los iones Fe^{+3} del sulfato

férrico, lo cual produce decrecimiento en la frecuencia de estiramiento del doble enlace carbono-oxígeno (C=O), que en un espectro IR se observa como un corrimiento de la banda (C=O) hacia un número menor de onda.

En el espectro de GBO-6L, el pico 11 representativo del enlace C=O en 1678.04cm^{-1} , presenta en el espectro del precipitado de SRG 6:6 sin Agente gelificador un corrimiento hacia 1627.92 cm^{-1} . Esto probablemente puede ser debido a la formación de un compuesto de coordinación entre la urea y el sulfato férrico, que se manifiesta en este nuevo pico del espectro.

Para entender mejor la interacción que se produce entre la urea y los iones Fe^{+3} , se decidió realizar unas pruebas adicionales que consistieron en poner en contacto Cloruro Férrico (FeCl_3) y Urea Comercial a 71°C por 6 horas. Pasado este tiempo, se recolectó el precipitado y se le tomo un espectro IR, que se presenta a continuación:

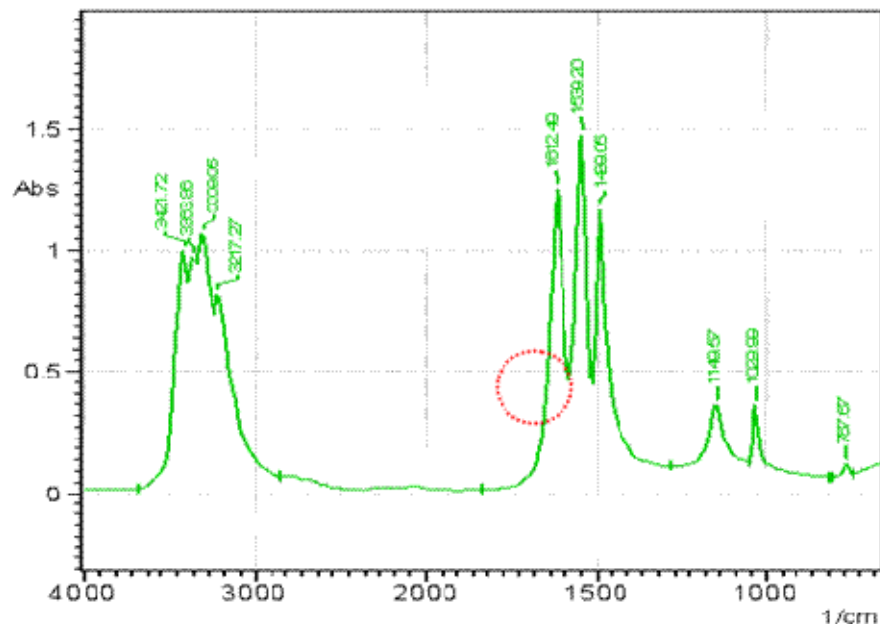
Gráfico S3: Espectro infrarrojo de precipitado de FeCl_3 y urea comercial a 71°C después de 6 horas.



En el anterior espectro, la banda característica del enlace C=O de la urea aparece en 1674 cm^{-1} y en el espectro del rompedor 2 (Tabla R2) en 1678 cm^{-1} , lo que se

consideró un corrimiento de número de onda muy pequeño. Entonces, se agregó más FeCl_3 a la mezcla y se llevo nuevamente a 71°C esperando que con el exceso de cloruro férrico se presentara un corrimiento mas significativo. Pasadas 12 horas de haber agregado el cloruro férrico en exceso, se tomo un infrarrojo al precipitado.

Gráfico S4: Espectro infrarrojo de precipitado de FeCl_3 (en exceso) y urea comercial a 71°C después de 12 horas.





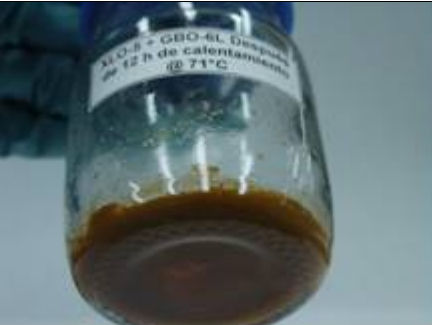


Como se observa, la banda de $\text{C}=\text{O}$ presentó un corrimiento de número de onda de 1674 cm^{-1} a 1612 cm^{-1} , con aumento de la intensidad de esta última banda. Como resultado del estudio por IR, se concluye que temperatura de pozo ($71^\circ\text{C}/160^\circ\text{F}$) puede ocurrir interacción de coordinación entre el oxígeno de la urea y los iones Fe^{+3} .

S.3. Evaluación de sensibilidad térmica del Agente reticulador y Rompedor 2.

Con el propósito de determinar si existe una relación entre la temperatura y la formación del precipitado en el fluido SRG 6:6, se realizaron una serie de pruebas, que consistieron en calentar a diferentes temperaturas, incluida la temperatura de pozo ($71.1^\circ\text{C}/160^\circ\text{F}$), los aditivos por separado y los aditivos mezclados en la

proporción establecida en la formulación de fluido base aceite propuesto .El seguimiento al comportamiento de los aditivos y las mezclas se realizó cada hora. A continuación se presentan los resultados:

Tabla S3: Evaluación de sensibilidad térmica de aditivos Agente reticulador y rompedor 2.

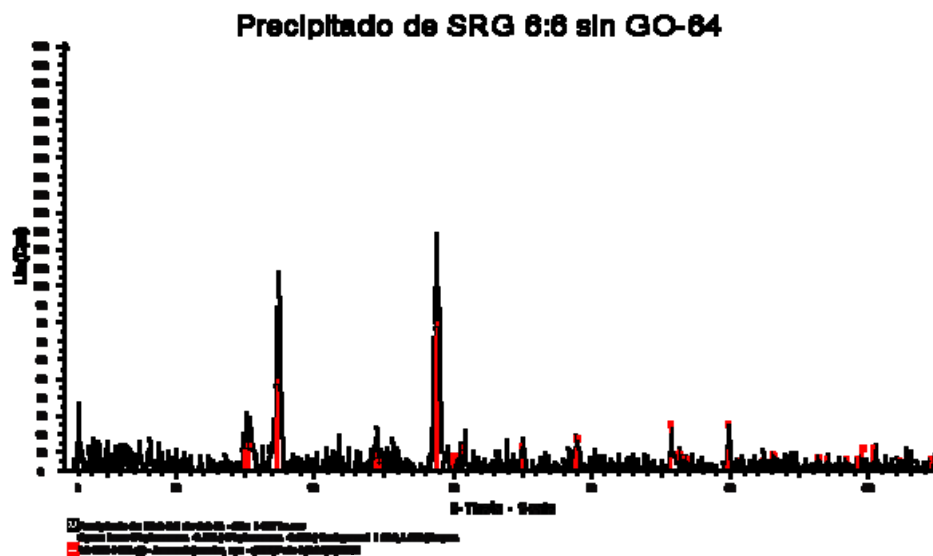
	
<p>Mezcla de 3mL Rompedor 2 y 6 mL de Agente reticulador después de 12 horas de calentamiento a 51°C</p>	<p>Mezcla de 3mL Rompedor 2 y 6 mL de Agente reticulador después de 12 horas de calentamiento a 61°C</p>
	
<p>Mezcla de 3mL Rompedor 2 y 6 mL de Agente reticulador después de 12 horas de calentamiento a 71°C</p>	<p>Mezcla de 3mL Rompedor 2 y 6 mL de Agente reticulador después de 12 horas de calentamiento a 81°C</p>
	
<p>Figura S3: Comparación de mezclas después de 12 horas de calentamiento a 81°C, 71°C, 61°C y 51°C.</p>	

En la Figura S3, se puede observar la relación existente entre la temperatura y la formación de precipitado. En la mezcla calentada a 51°C no se observa la

formación de precipitado ni turbidez; la mezcla calentada a 61°C presenta turbidez y precipitación de un sólido fino en muy baja cantidad; a 71 y 81 °C se observa la formación de precipitado de color amarillo, en mayor proporción para la temperatura mas alta. De lo anterior se concluye que existe una relación directa entre la formación de precipitado y el aumento de temperatura.

S.4 Difractograma para precipitado formado en el fluido de fractura base aceite

Gráfico R5: Difractograma del precipitado formado después del calentamiento de fluido de fractura base aceite propuesto sin agente gelificador



La Ammoniojarosita sintética, fue el patrón cristalino mas cercano al precipitado formado durante el calentamiento del fluido base aceite propuesto sin agente gelificador, cuya fórmula química es: $(\text{NH}_4)\text{Fe}_3 + 3(\text{SO}_4)_2(\text{OH})_6$.

Con esto, se comprueba la existencia en el precipitado de elementos estructurales de la urea y el sulfato férrico, pero no es posible afirmar, a partir de la información y análisis de este estudio cualitativo, si este compuesto es el producto de una reacción de coordinación entre el oxígeno de la urea y los iones Fe^{+3} del sulfato férrico.

ANEXO T: RESULTADOS EVALUACIÓN FLUIDO BASE AGUA PROPUESTO

T.1 Compatibilidad

El fluido base agua propuesto es compatible con los fluidos de formación representativos de los campos Nutria y Tesoro. Se observó, para el fluido vivo y roto, miscibilidad en las salmueras sintéticas de los pozos N-31 y Tes-19. Con los crudos de N-31 y Tes-44, se obtuvieron rompimientos de fases superiores al 90%, sin emulsiones estables.

T.2 Tensión Interfacial

Se determinó la tensión interfacial entre el fluido base agua propuesto y los crudos de N-31 y Tes-44.

Tabla T1: Tensión interfacial para fluido base agua propuesto









Crudo	Tensión Interfacial (dinas/cm)
Nutria 31	6.5
Tesoro 44	7.2

T.3 Mojabilidad visual y detergencia

Las arenas representativas para Nutria y Tesoro presentaron mojabilidad al agua y se observó un bajo grado de impregnación de crudo en estas arenas.

Tabla T2: Resultados pruebas interacción fluido-fluido y roca-fluido, de fluido de fractura base agua para Campo Nutria y Tesoro

COMPATIBILIDADES			
Salmuera Sintética Equivalente Nutria 31		Crudo Nutria 31	
Fluido de fractura vivo		Observaciones	Observaciones
		80%-20%: Miscibles. 50%-50%: Miscibles.	80%-20%: Compatibles, rompimiento fases 97%. 50%-50%: compatibles, rompimiento fases 95%.

		Salmuera Sintética Equivalente Nutria 31		Crudo Nutria 31		
Fluido de fractura roto		Observaciones			Observaciones	
		80%-20%: Miscibles 50%-50%: Miscibles			80%-20%: Compatibles, rompimiento fases 98%. 50%-50%: compatibles, rompimiento fases 98%.	
		Salmuera Sintética Equivalente Tesoro 19		Crudo Tesoro 44		
Fluido de fractura vivo		Observaciones			Observaciones	
		80%-20%: Miscibles 50%-50%: Miscibles			80%-20%: Compatibles, rompimiento fases 98%. 50%-50%: compatibles, rompimiento fases 95%.	
		Salmuera Sintética Equivalente Tesoro 19		Crudo Tesoro 44		
Fluido de fractura roto		Observaciones			Observaciones	
		80%-20%: Miscibles 50%-50%: Miscibles			80%-20%: Compatibles, rompimiento fases 95%. 50%-50%: compatibles, rompimiento fases 95%.	
DETERGENCIAS						
			Nutria	Tesoro		
				Observaciones		
				Buena detergencia: Bajo grado impregnación de crudo en arenas		
				Buena detergencia: Bajo grado impregnación de crudo en arenas		

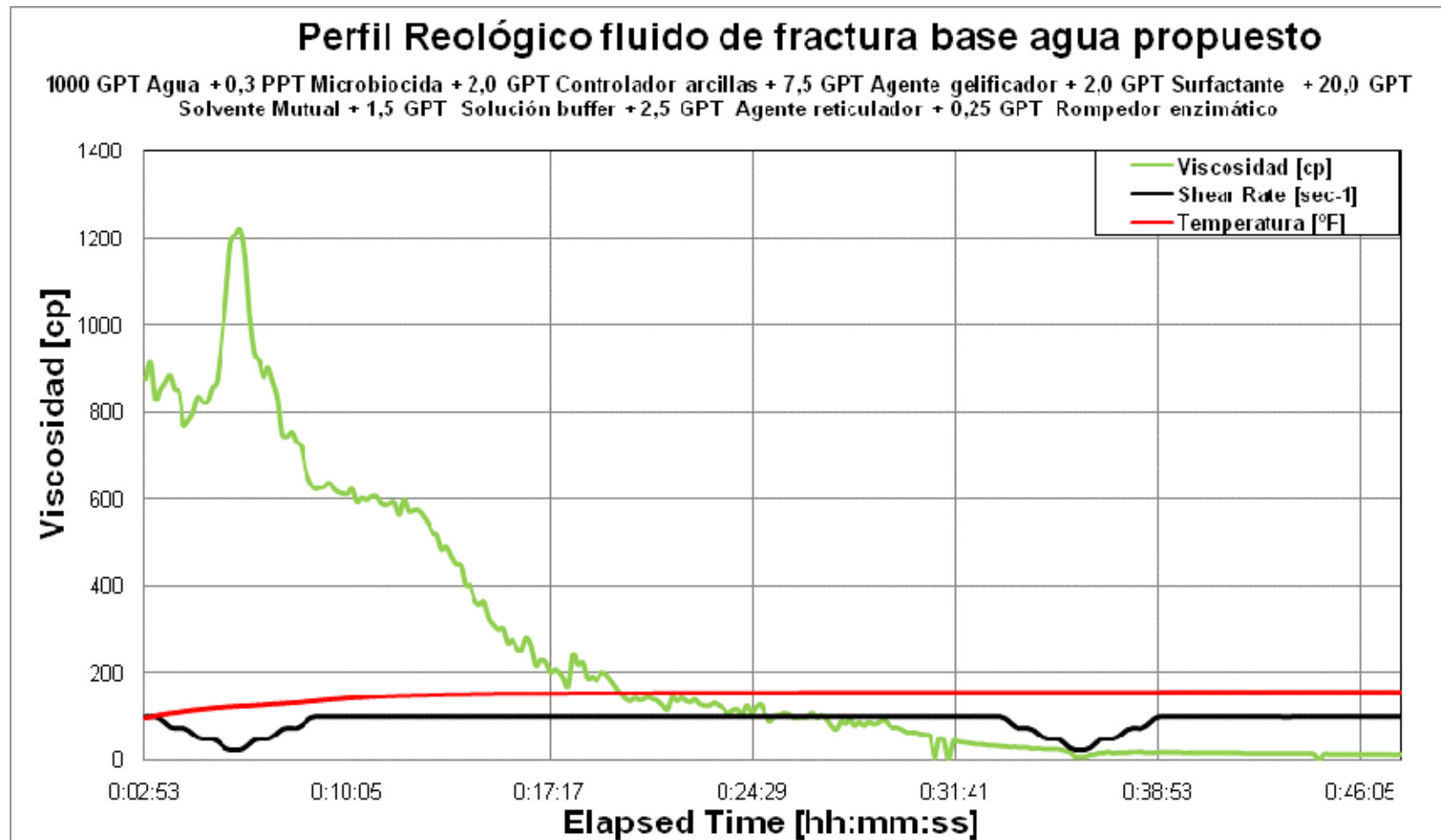
T.4 Comportamiento reológico

Se reportan los tiempos de vórtice, joroba y release por ser parámetros de control durante la preparación del fluido en campo, los cuales son característicos de estos sistemas base agua en los cuales la reacción de reticulación es un poco retardada.

Tabla T3: Resultados comportamiento reológico para fluido base agua propuesto.

Parámetros de preparación	Parámetros reológicos
<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo Vórtice: 24s • Tiempo Release : 1:30 	<ul style="list-style-type: none"> • μ_i @ 02 min 53 s: 877 cp • μ 200-500 cp : 18 minutos • Tiempo rompimiento : 27 minutos

Gráfico T1: Perfil reológico para fluido base agua propuesto Spectra Star 3000



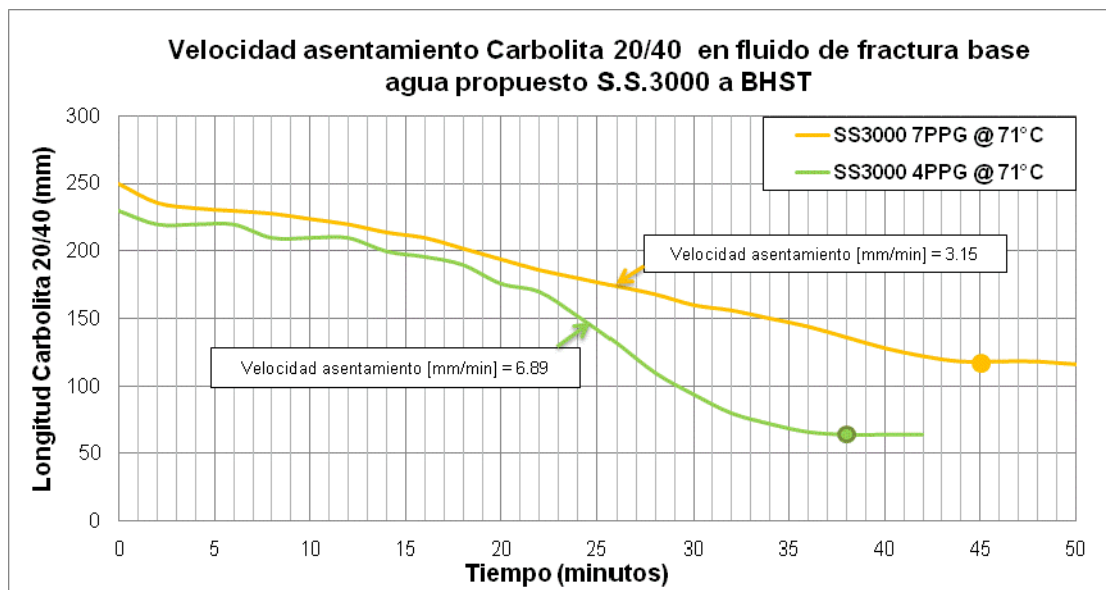
Como se aprecia en el gráfico anterior, el fluido base agua propuesto presenta una excelente viscosidad inicial, pero esta tiene una fuerte disminución durante los primeros 20 minutos de prueba, que indican inestabilidad reológica en el fluido debida a condiciones poco óptimas en la reacción de reticulación.

T.5 Sostenimiento material propante

T.5.1 Capacidad de soporte de 4 y 7 PPG de Carbolita 20/40 en S.S.3000, en horno precalentado a BHST.

En el siguiente gráfico se presentan las velocidades de asentamiento para dos cargas de material propante, determinadas de acuerdo a las restricciones y al procedimiento explicado los Anexos K y O, a temperatura constante de pozo:

Gráfico T2: Velocidad de asentamiento en fluido base aceite propuesto para 7 y 4 PPG de Carbolita 20/40, a BHST constante



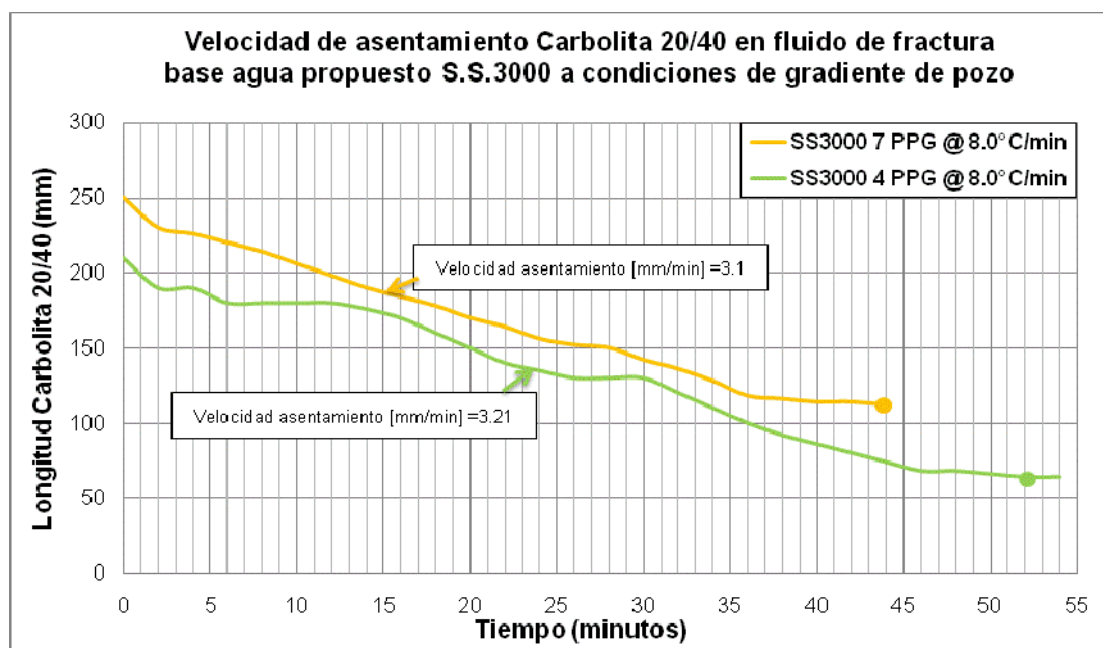
Aunque los valores de velocidad de asentamiento determinados en condiciones estáticas son menores a 8 mm/min, no son suficientes para garantizar el transporte de material propante en el fluido de fractura base agua propuesto,

debido a que la viscosidad en condiciones dinámicas de éste solo se mantuvo 18 minutos entre 200 y 500 cp.

T.5.2 Capacidad de soporte de 4 y 7 PPG de Carbolita 20/40 en S.S.3000, a condiciones de gradiente de pozo.

Las velocidades de asentamiento para esta condición térmica, se determinaron siguiendo las restricciones y el procedimiento explicado en el Anexo K y O.

Gráfico T3: Velocidad de asentamiento en fluido base agua propuesto para 7 y 4 PPG de Carbolita 20/40, a gradiente térmico de pozo



Aunque las velocidades de asentamiento determinadas anteriormente, en condiciones estáticas, son muy menores a 8 mm/min, la inestabilidad reológica presentada en el fluido de fractura propuesto en condiciones dinámicas no permite tener certeza sobre el sostenimiento del material propante en la formación.

Al igual como se presentó en el fluido base aceite propuesto, si las cargas de material propante son altas no existe diferencia significativa entre las velocidades determinadas a temperatura constante de pozo y con gradiente de temperatura.

ANEXO U: AMPLIACIÓN DE RESULTADOS OPTIMIZACIÓN DE FLUIDO DE FRACTURA BASE AGUA PROPUESTO

U.1 Cálculo de Número Capilar Nc

Nc se calcula empleando las ecuaciones L3, L4 y L5, como se explicó en el Anexo L. Los datos de caudal de crudo y geometría de fractura se tomaron de los registros de las pruebas de producción posteriores a trabajos de fracturamiento realizados en el pozo Tesoro 43. Es así como los valores de Nc corresponden a un valor promedio determinado para este periodo.

Tabla U1: Registro prueba de producción después de fracturamiento hidráulico en Tesoro 43 con fluido de fractura base agua.

Fecha	Caudal total [bbl/día]	%BS&W	Caudal crudo Qo [bbl/día]
24-ago	160	0,69	49,60
25-ago	133	0,20	106,40
26-ago	122	0,05	115,41
27-ago	125	0,07	116,25
28-ago	125	0,08	114,43
29-ago	125	0,06	117,25
30-ago	125	0,02	122,64
31-ago	125	0,01	123,75
01-sep	125	0,11	111,81
02-sep	109	0,07	101,23
02-sep	95	0,05	89,80
03-sep	95	0,09	86,30
03-sep	95	0,09	86,30
05-sep	80	0,00	79,92

Tabla U2: Información para cálculo de Nc, Campo Nutria y Tesoro.











Parámetro	Campo Nutria	Campo Tesoro
Longitud promedio fractura [ft]	81,907	81,907
Altura promedio fractura [ft]	70,0	70,0
$\Phi^{*,+}$	0,18	0,18
$S_{wir}^{*,+}$	0,182	0,253
$A_{eff} [ft^2]$	2652,13	2421,13
$\mu_o @ T_{pozo} [poises]$	0,09	0,07

*Valores de análisis petrofísico realizado para Nutria 13 a 7273 [ft]

^Valores de análisis petrofísico realizado para Tesoro 32 a 7476 [ft]

U.2 Compatibilidad y Detergencia para fluidos óptimos Fase 1 y 2

Tabla U3: Resultados pruebas compatibilidad y detergencia para fluidos óptimos Fase 1 y 2

COMPATIBILIDADES			
	Salmuera Sintética Equivalente Nutria 31	Observaciones	Crudo Nutria 31
Fluido N° 10 vivo		80%-20%: Miscibles. 50%-50%: Miscibles.	
			Observaciones 80%-20%: Compatibles, rompimiento fases 97%. 50%-50%: compatibles, rompimiento fases 95%.
Fluido N° 10 roto		80%-20%: Miscibles 50%-50%: Miscibles	
			Observaciones 80%-20%: Compatibles, rompimiento fases 93%. 50%-50%: compatibles, rompimiento fases 92%.
Fluido N° 6 vivo		80%-20%: Miscibles 50%-50%: Miscibles	
			Observaciones 80%-20%: Compatibles, rompimiento fases 98%. 50%-50%: compatibles, rompimiento fases 95%.
Fluido N° 6 roto		80%-20%: Miscibles 50%-50%: Miscibles	
			Observaciones 80%-20%: Compatibles, rompimiento fases 95%. 50%-50%: compatibles, rompimiento fases 95%.
DETERGENCIAS			
	Nutria	Observaciones	Tesoro
		Buena detergencia: Bajo grado impregnación de crudo en arenas	
			Buena detergencia: Bajo grado impregnación de crudo en arenas

U.3 Perfiles Reológicos de fluidos evaluados en Segunda y Tercera Fase

Se presentan a continuación los perfiles reológicos de los fluidos evaluados en la Fase 2 y 3:

Gráfico U1: Perfiles Reológicos Fluidos Óptimos Fase 1-2 para Nutria y Tesoro

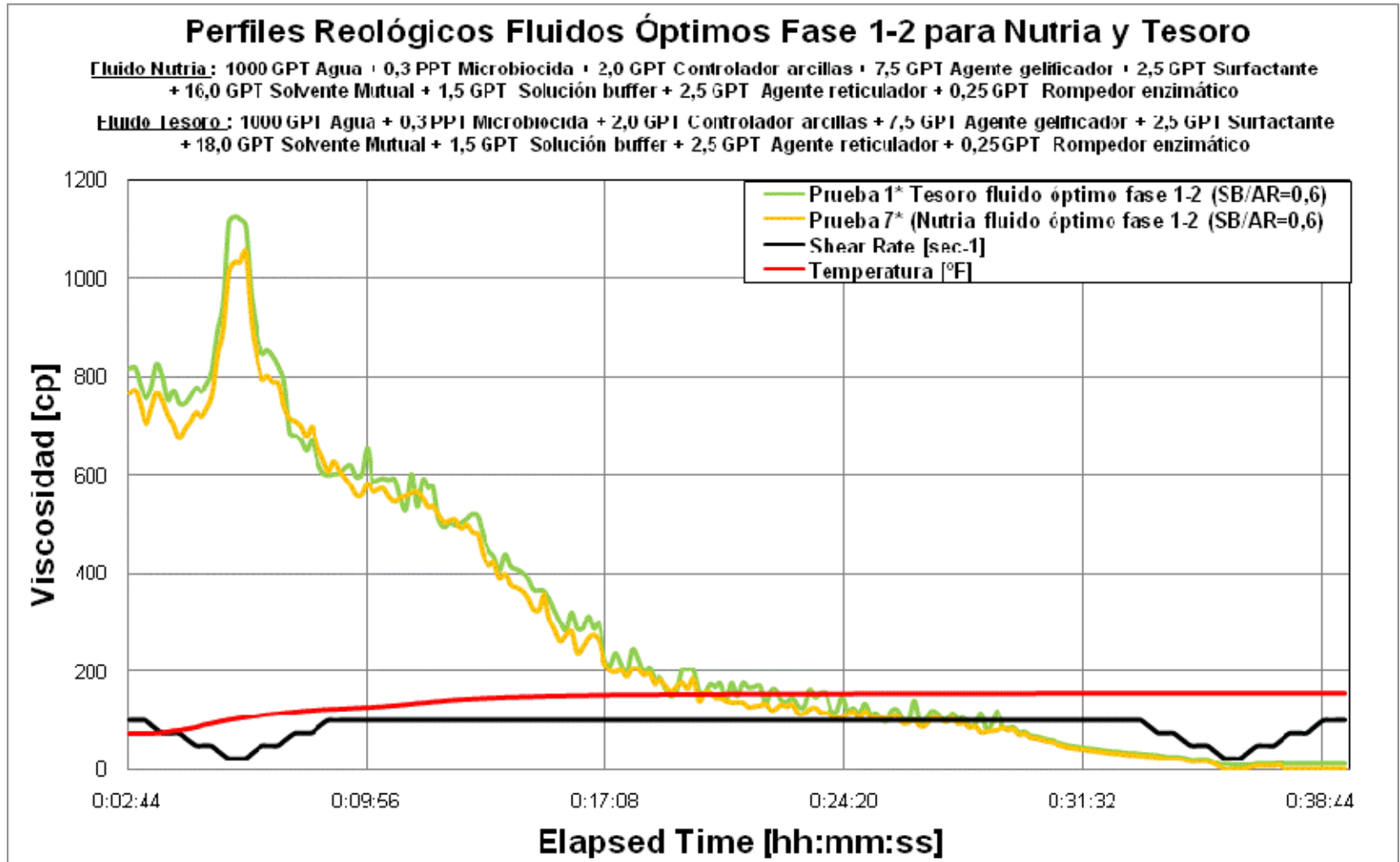


Gráfico U2: Perfil Reológico Prueba 2 (SB/AR=0,8)

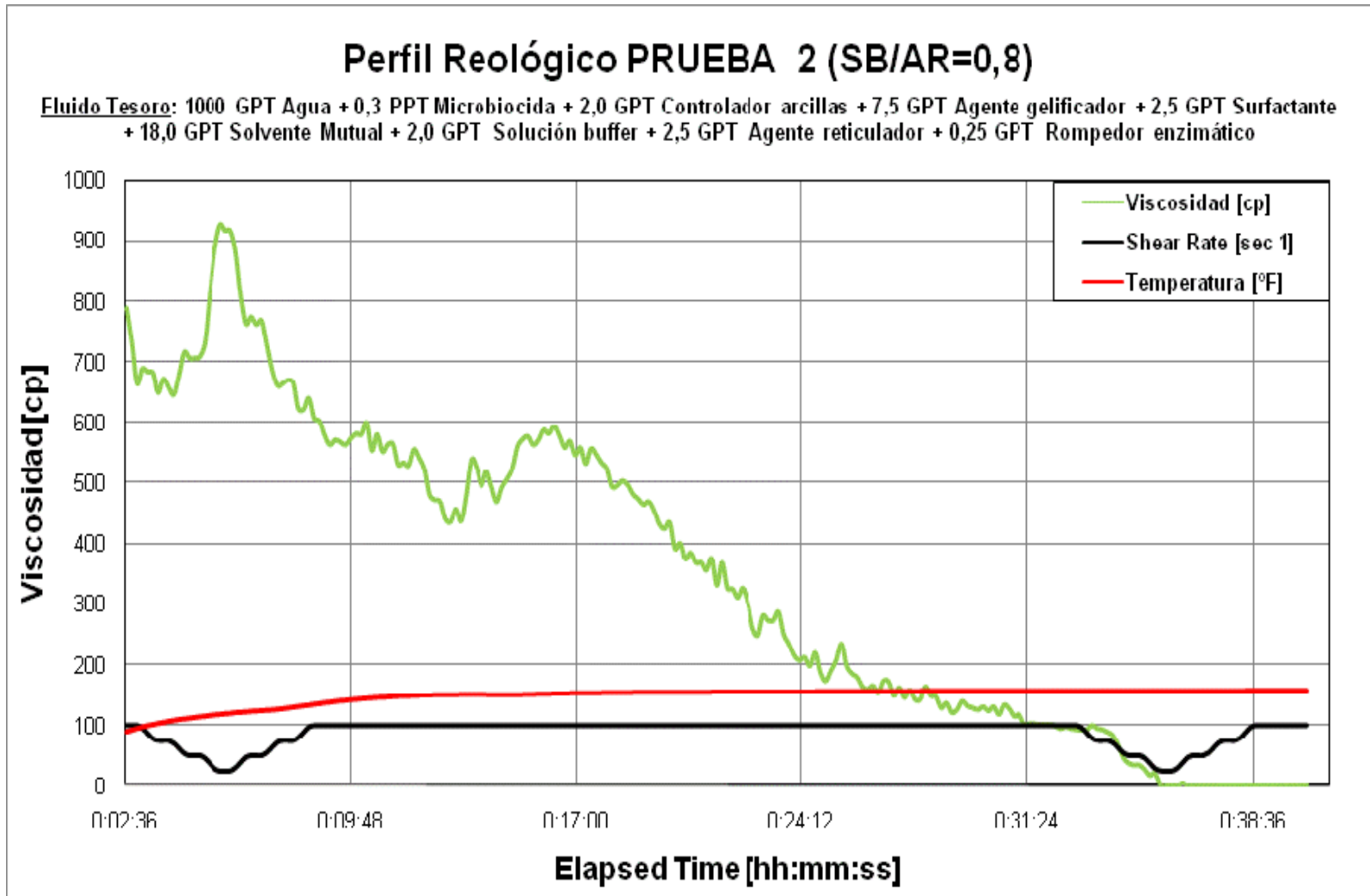


Gráfico U3: Perfil Reológico Prueba 3 (SB/AR=0,833)

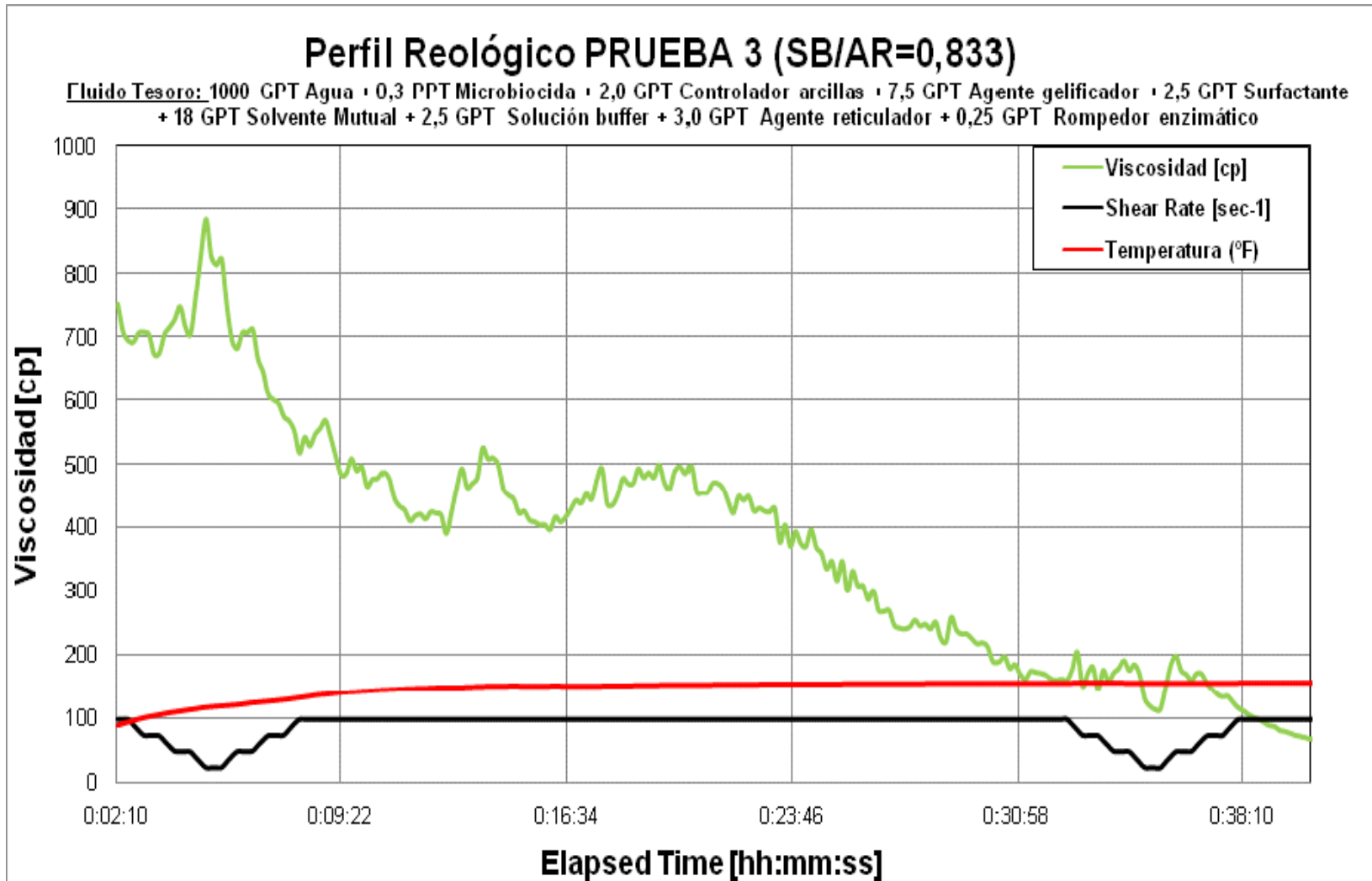


Gráfico U4: Perfil Reológico Prueba 4 (SB/AR=1,5)

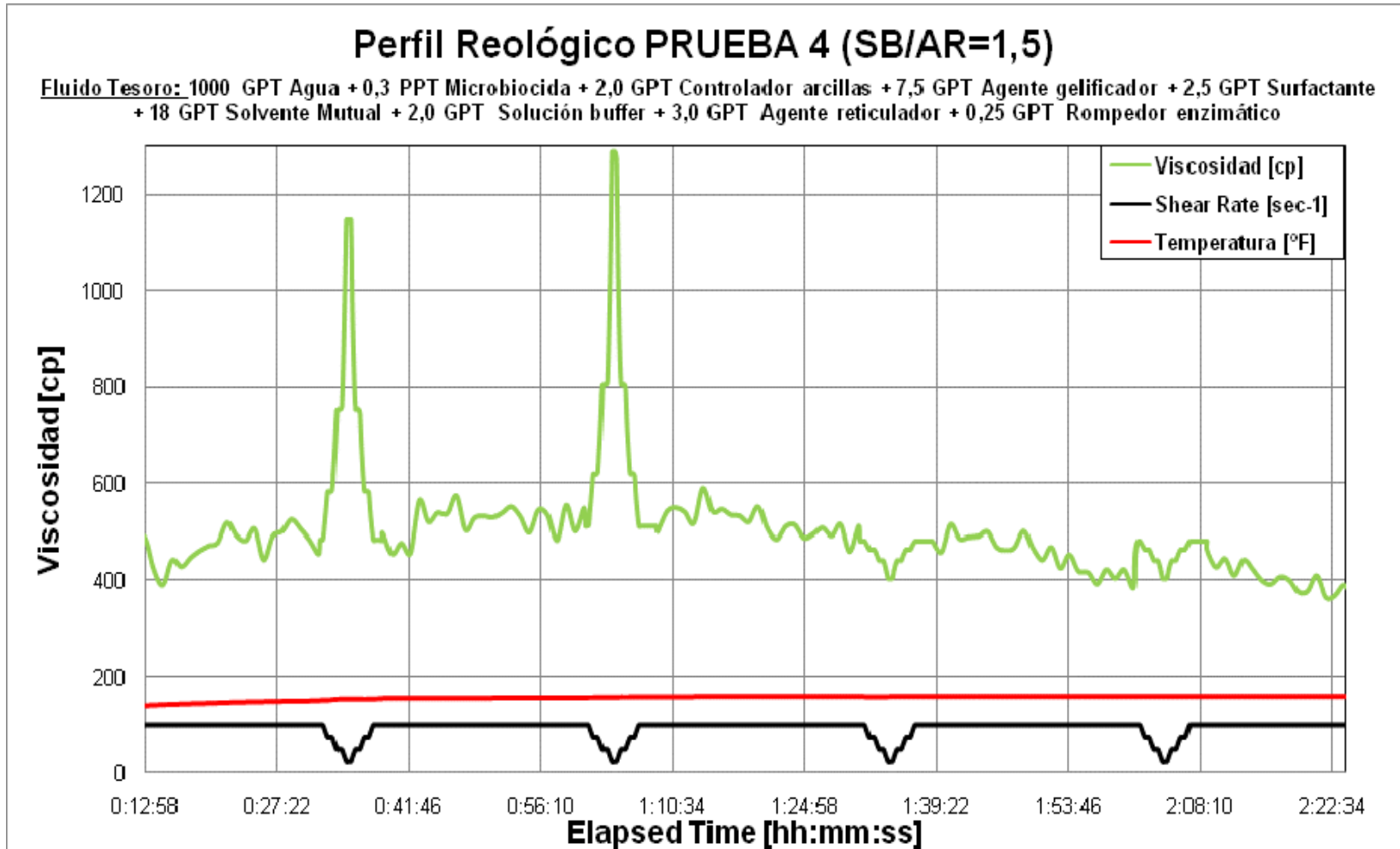


Gráfico U5: Perfil Reológico Prueba 5 (SB/AR=1,5)

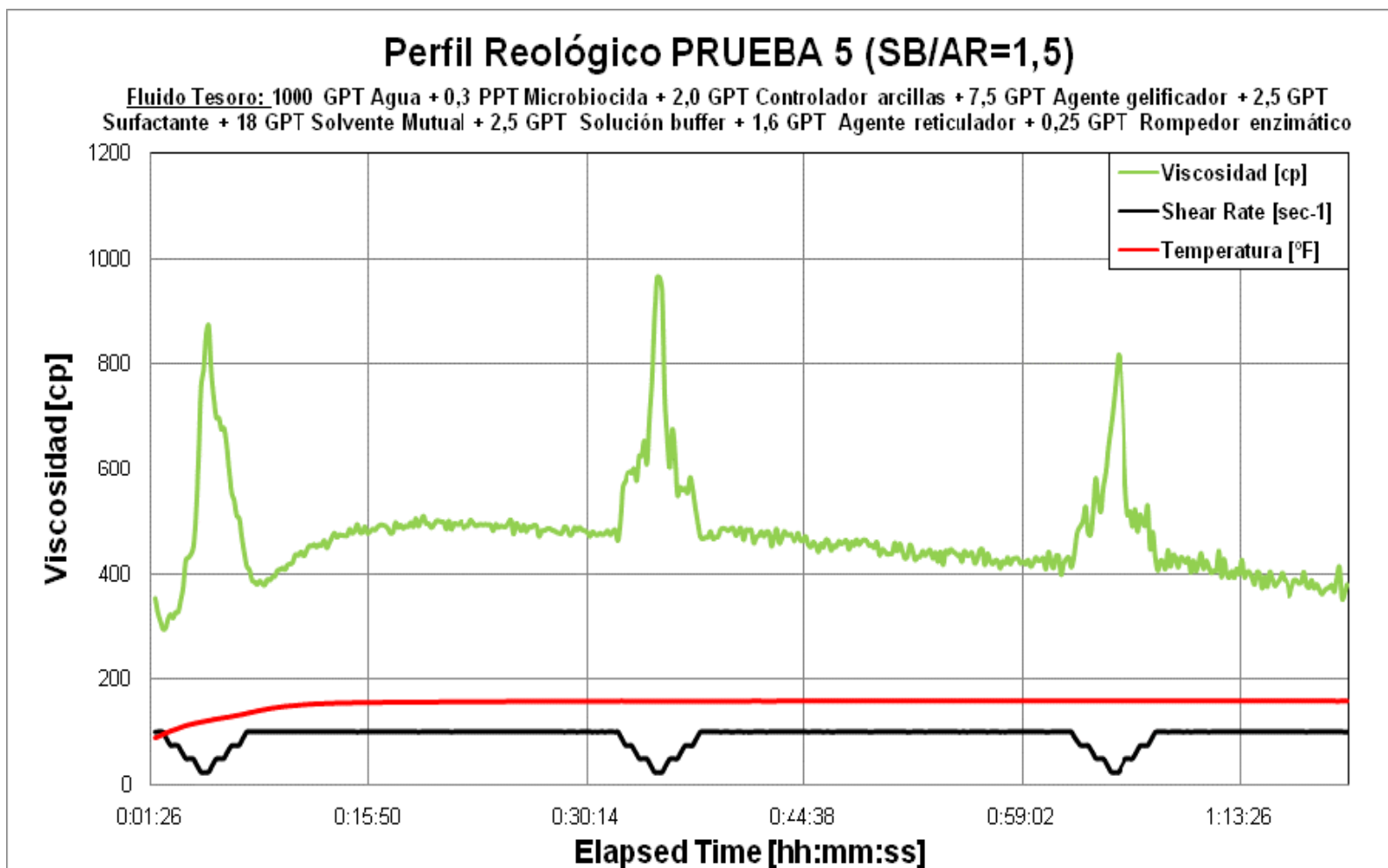


Gráfico U6: Perfil Reológico óptimo para Campo Tesoro (SB/AR=1,36)

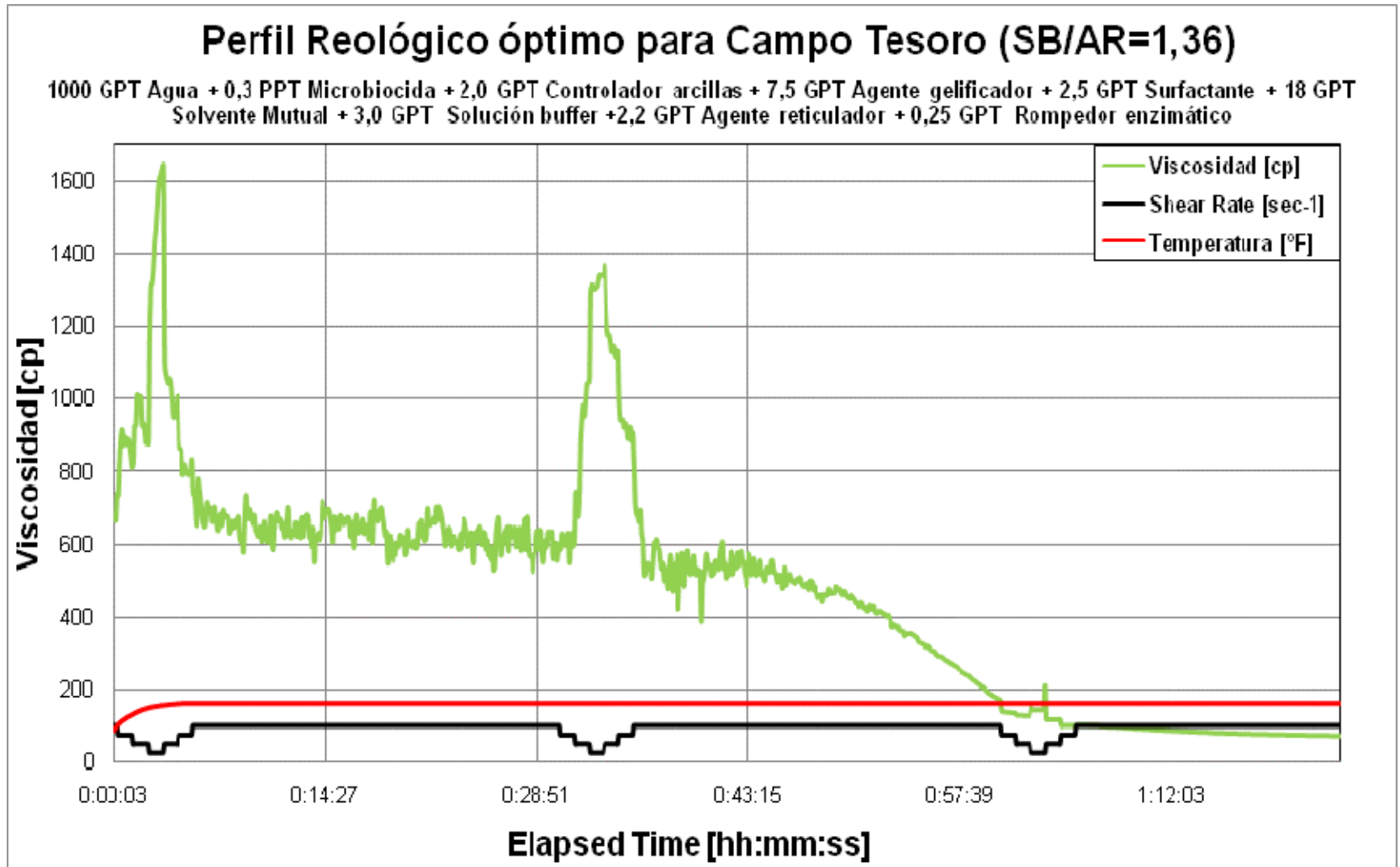
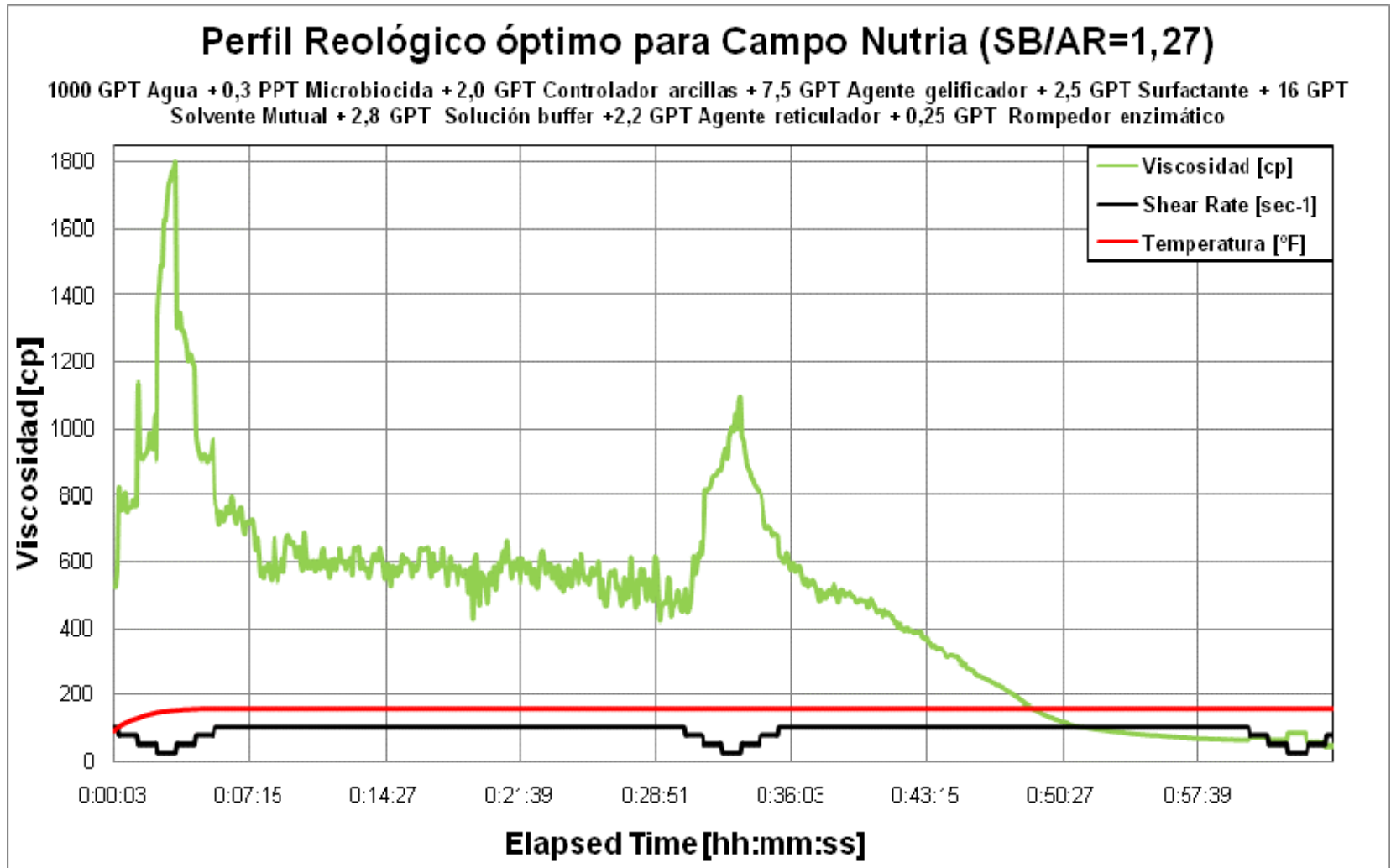


Gráfico U7: Perfil Reológico óptimo para Campo Nutria (SB/AR=1,27)



U.4 Gráficos de la Velocidad de asentamiento de Carbolita 20/40 en los fluidos de fractura 6 y 8.

Gráfico U8: Velocidad de asentamiento en fluido de fractura N° 6 para 7 y 4 PPG de Carbolita 20/40, a BHST constante y gradiente térmico.

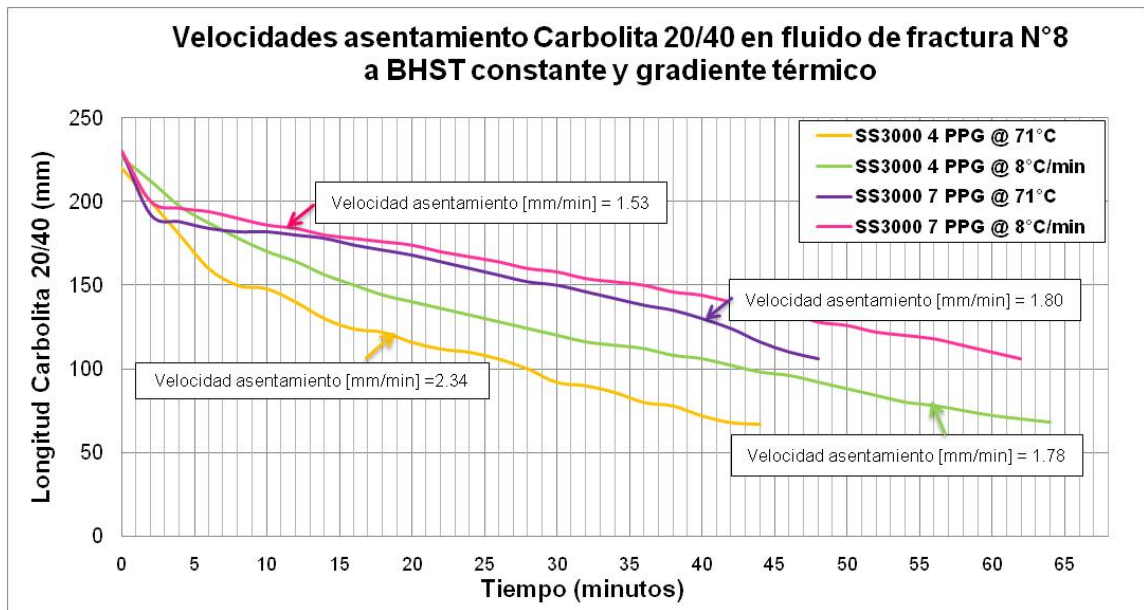


Gráfico U9: Velocidad de asentamiento en fluido de fractura N° 8 para 7 y 4 PPG de Carbolita 20/40, a BHST constante y gradiente térmico.

