

**DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE UN FLUIDO DE FRACTURA ÓPTIMO PARA
LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL ÁREA DE
YARIGUÍ-CANTAGALLO**

DIANA CAROLINA CASTAÑEDA MONSALVE

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

2008

**DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE UN FLUIDO DE FRACTURA ÓPTIMO PARA
LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL ÁREA DE
YARIGUÍ-CANTAGALLO**

DIANA CAROLINA CASTAÑEDA MONSALVE

Trabajo de Grado en Investigación presentado como requisito para optar al título
de Ingeniero Químico

Director

CARLOS ERNESTO MEDINA ZÁRATE

Ingeniero de Petróleos

Líder de Proyectos, Optimización de Producción

Instituto Colombiano de Petróleos – ICP

Lector

ÁLVARO RAMIREZ GARCÍA

Ph D, Ingeniero Químico

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

2008

DEDICATORIA

A DIOS, compañero fiel de mi camino, por sus bendiciones, por iluminarme en los momentos de oscuridad, por la sabiduría y el discernimiento que sólo Él sabe dar... por su inmenso amor.

A mi mami, por darme la vida, su amor, su entrega y sacrificio. Por su apoyo, porque con su ejemplo me ha transmitido sus sabias enseñanzas, por su preocupación y por toda su dedicación.

A mi papi, por su amor, su apoyo y su sacrificio... por creer en mí siempre, por su ejemplo de persona trabajadora, responsable y perseverante.

A mi familia, por su apoyo y por confiar en mí.

A mis amigos y compañeros, los que fueron partícipes en mi proceso de crecimiento personal y profesional.

A Pedro, mi amor lindo, por su amor, su paciencia, por hacerme feliz y por ser mi compañía a pesar de la distancia. Amor, siempre serás una persona especial para mí, llegaste para formar parte de una etapa hermosa en mi vida y sabes que siempre tendrás un lugar importante en mi corazón. Para ti estas líneas, porque contigo compartí mis mejores experiencias, mereces que te lleve en mis pensamientos y que te recuerde con todo mi amor.

AGRADECIMIENTOS

A DIOS por darme la oportunidad de vivir, la inteligencia, la energía y la seguridad para salir adelante todos los días de mi vida a pesar de todas las dificultades. Por ser mi mejor amigo, porque nunca me he sentido sola. Eres mi compañero, mi guía y fortaleza en todo momento... gracias, gracias, muchas gracias.

Al Instituto Colombiano de Petróleos ICP-ECOPETROL, por la gran oportunidad de realizar mi proyecto de grado con ellos y para ellos.

Al Ingeniero de Petróleos Carlos Ernesto Medina Zárate, por su orientación, por sus enseñanzas, por la oportunidad de crecimiento personal y profesional, por su carisma, el liderazgo, el apoyo y la dedicación brindados.

Al Funcionario de BJ Services Company, el Químico Hernando Chaparro, por su inmensa colaboración, su jovial paciencia y la oportunidad de aprender a su lado.

A la Universidad Industrial de Santander, mi "Alma Mater", por mi formación como profesional y persona integral.

Al Ingeniero Químico Ph.D. Álvaro Ramírez García por brindarme su colaboración y sabia orientación cuando la necesité.

Al Grupo de Investigación de la Escuela de Petróleos, Campos Maduros, en especial a la Dra. Zuly Himelda Calderón, Decana de la Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, y a los Ingenieros Alejandro Sandoval, Rubén Castro y Esperanza Cotes... y a mis compañeros por abrirme las puertas para trabajar junto a ellos y porque aprendí mucho de ellos.

A los profesores de la UIS por sus enseñanzas, a las secretarías, técnicos y todas las personas que de una u otra forma me colaboraron.

Al Centro de Estudios de Ingeniería Química, en especial a la Junta CEIQ 2004, a Raúl, Maribel, Pedro, Yiya, Argemiro, Gustavo, Pilar y Jose, porque con ustedes aprendí lo que significa trabajar en equipo, tomar decisiones acertadas, afrontar retos y aceptar errores y triunfos con entereza.

A mis compañeros de carrera, los que consideré mis amigos, quienes me apoyaron y los que estuvieron conmigo durante todo este tiempo compartiendo experiencias buenas y no tan buenas...

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	2
2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	2
3. MARCO TEÓRICO	3
3.1. GENERALIDADES SOBRE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	3
3.2. FLUIDOS DE FRACTURA	4
3.2.1. Clasificación de los fluidos de fractura	5
3.2.2. Aditivos comunes de los fluidos de fractura	7
3.2.3. Propiedades deseables de un fluido de fractura	8
3.2.3.1. <i>Compatibilidad con la formación y sus fluidos</i>	8
3.2.3.2. <i>Estabilidad</i>	9
3.2.3.3. <i>Eficiencia y bajas pérdidas de filtrado</i>	9
3.2.3.4. <i>Suspensión y transporte del propante</i>	9
3.2.3.5. <i>Suficiente viscosidad</i>	9
3.2.3.6. <i>Fácil remoción de la formación</i>	10
3.2.3.7. <i>Bajas pérdidas por fricción en la tubería y en la fractura</i>	10
3.2.3.8. <i>Preparación simple, fácil y seguro</i>	10
4. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	11
4.1. PREPARACIÓN DE UN FLUIDO DE FRACTURA EN EL LABORATORIO	11
4.2. EXPERIMENTACIÓN	13

	Pág.
4.2.1. Etapa 1: Pruebas Fluido-Fluido	14
4.2.1.1. <i>Tensión interfacial</i>	14
4.2.1.2. <i>Compatibilidad fluido-fluido</i>	16
4.2.2. Etapa 2: Prueba Roca-Fluido	16
4.2.3. Etapa 3: Prueba Reológica	17
5. RESULTADOS	19
5.1. CARACTERIZACIÓN DE LAS MUESTRAS DE AGUA Y CRUDO	19
5.2. TENSIÓN INTERFACIAL	20
5.3. COMPATIBILIDAD FLUIDO-FLUIDO	22
5.4. MOJABILIDAD VISUAL	24
5.5. PERFILES REOLÓGICOS	24
5.6. APLICACIÓN E IMPACTO DE LOS RESULTADOS	31
6. CONCLUSIONES	33
7. RECOMENDACIONES	35
BIBLIOGRAFÍA	36
ANEXOS	40

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Tipos de fluidos de fractura.	5
Tabla 2. Diferencias entre fluidos de fractura base agua lineales y reticulados.	7
Tabla 3. Composición del fluido de fractura en estudio, SpectraFrac 3000, utilizado en el campo Yariguí-Cantagallo, pozo YR-83.	11
Tabla 4. Diseño experimental para los productos NE-118 (surfactante) y US-40 (solvente mutual).	15
Tabla 5. Variación de los valores de concentración de polímero, crosslinker y rompedor.	18
Tabla 6. Contenido de metales presentes en el agua del pozo de captación de Cantagallo, usada para la preparación de fluidos de fractura.	19
Tabla 7. Propiedades fisicoquímicas básicas del agua de Cantagallo usada para preparar fluidos de fractura.	19
Tabla 8. Caracterización básica de las muestras de crudo de los pozos candidatos a ser fracturados hidráulicamente.	20
Tabla 9. Resultados de tensión interfacial, de las muestras preparadas con GW-27, organizados de forma ascendente.	20
Tabla 10. Resultados de tensión interfacial, de las muestras preparadas con GW-3, organizados de forma ascendente.	21
Tabla 11. Resultados de tensión interfacial para el segundo diseño experimental, de las muestras preparadas con GW-3.	21
Tabla 12. Resultados obtenidos de la prueba de compatibilidad para los fluidos elegidos.	23

	Pág.
Tabla 13. Resultados obtenidos de la prueba de mojabilidad visual para los fluidos elegidos.	24
Tabla 14. Análisis de los parámetros preestablecidos a partir de los perfiles reológicos obtenidos de los fluidos de fractura evaluados.	30
Tabla 15. Datos reportados después del trabajo de Fracturamiento en YR-71, para ECOPETROL, por BJ Services Company.	32
Tabla 16. Formulación del fluido de fractura óptimo para el Campo Yariguí-Cantagallo, SpectraStar 3000.	33
Tabla 17. Pozos fracturados hidráulicamente por la compañía de servicios BJ en el campo Yariguí-Cantagallo, con sus intervalos respectivos.	50

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Etapas del Fracturamiento Hidráulico	3
Figura 2. Diagrama-Algoritmo de la fase de Experimentación.	14
Figura 3. <i>Izquierda.</i> Comparación de la apariencia del fluido preparado con GW-27 (izquierda) y con GW-3 (derecha). <i>Derecha.</i> Foto superior del residuo y precipitado flotante que deja el polímero GW-27, después de someter el fluido de fractura a rompimiento.	23
Figura A1. Ubicación Campo Yariguí-Cantagallo.	40
Figura B1. Muestras de laboratorio de propante. a. Carbolita 16/20 y 20/40. b. Santrol resinada.	41
Figura B2. Arenamiento en la cara del pozo.	42
Figura B3. Arenamiento cerca de la punta de la fractura.	43
Figura B4. Arenamiento por concentración excesiva.	43
Figura C1. Proceso de Fracturamiento Hidráulico.	44
Figura C2. Esquema de canal de flujo creado por el fluido de fractura.	45
Figura E1. Geometría de las fracturas en formaciones de baja permeabilidad.	51

	Pág.
Figura E2. Geometría de las fracturas en formaciones de alta permeabilidad.	51
Figura F1. Comportamiento de un surfactante en agua y solubilización micelar.	53
Figura F2. Unidad estructural del Guar.	54
Figura F3. Unidad estructural del hidroxipropilguar, HPG.	55
Figura F4. Unidad estructural del hidroxietilcelulosa, HEC.	55
Figura F5. Reacción de reticulación del guar con boratos.	56
Figura F6. Típica estructura de una molécula de guar mostrando los sitios susceptibles para ser dividido por las respectivas enzimas.	57
Figura F7. Mecanismo de degradación enzimático del polímero natural Guar.	58
Figura G1. Agitador mecánico de aspas planas utilizado para la preparación de fluidos de fractura.	59
Figura G2. PHmetro HORIBA utilizado en la medición de pH antes y después de la adición de soluciones buffer.	59
Figura G3. Viscosímetro Fann 35 utilizado para la medición de la viscosidad de los geles lineales a 300 rpm.	59
Figura G4. Preparación de un fluido de fractura base agua en el laboratorio. a. Generación del vórtice. b. Gel hidratado. c. Adición de XLW-56 y GBW-12CD "al vuelo". d. Gel reticulado - cierre del vórtice. e. Formación de la lengua.	60

	Pág.
Figura I1. Fluido de fractura o gel VIVO después de someterlo al tiempo de “release” en el laboratorio.	63
Figura I2. Fluido de fractura o gel ROTO después de agregarle rompedor puro y someterlo a temperatura en el laboratorio.	63
Figura L1. Compatibilidades de los geles VIVOS, con GW-27, a diferentes proporciones. a. Fluido 3. b. Fluido 4. c. Fluido 5.	78
Figura L2. Compatibilidades de los geles ROTOS, con GW-27, a diferentes proporciones. a. Fluido 1. b. Fluido 2. c. Fluido 3.	78
Figura L3. Compatibilidades para el gel de referencia con GW-3 a diferentes proporciones (NE-118: 2,0 gpt y US-40: 0,0 gpt) a. Gel VIVO. b. Gel ROTO.	79
Figura L4. Compatibilidades de los geles VIVOS, con GW-3 y menor TI, del segundo diseño experimental desarrollado. a. Fluido 3. b. Fluido 5.	79
Figura L5. Compatibilidades de los geles ROTOS, con GW-3 y menor TI, del segundo diseño experimental desarrollado. a. Fluido 3. b. Fluido 5.	80
Figura L6. Resultados de la prueba de mojabilidad visual para el fluido de referencia con GW-3. a. Dispersión de finos en fase acuosa. b. Aglomeración de finos en fase aceitosa.	80

LISTA DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 1. Perfil reológico del fluido de fractura tomado como referencia, SpectraFrac 3000, a 148° F de temperatura y 500 psi de presión.	25
Gráfico 2. Perfiles reológicos de los fluidos de fractura 1 y 2 (2,0 gpt de XLW-56 y 0,25 gpt de GBW-12C)	27
Gráfico 3. Perfiles reológicos de los fluidos de fractura 3 y 4 (30 ppt de GW-27 y 2,5 gpt de XLW-56)	28
Gráfico 4. Perfiles reológicos de los fluidos de fractura 5 y 6 (30 ppt de GW-3 y 0,7 de GBW-12C)	29
Gráfico 5. Perfil reológico del fluido de fractura óptimo para los trabajos de Fracturamiento Hidráulico en el Campo Yariguí-Cantagallo.	31
Gráfico 6. Eficiencia con respecto al tiempo del fluido de fractura base agua utilizado en el pozo YR-71, reportado por BJ Services durante el trabajo de Fracturamiento Hidráulico.	32
Gráfico 7. Rangos de viscosidades más utilizados a nivel mundial para la preparación de fluidos de fractura en general.	65
Gráfico 8. Rango de viscosidades más usadas a nivel mundial en la preparación de fluidos de fracturamiento base agua reticulados.	65
Gráfico 9. Porcentaje de viscosidades de fluidos de fracturamiento base agua reticulados entre 100 y 500 cp más frecuentes a nivel mundial.	65
Gráfico 10. Efecto de la concentración de surfactante sobre la tensión interfacial en fluidos de fractura que usan GW-27 como polímero (SpectraFrac)	67

	Pág.
Gráfico 11. Efecto de la concentración de surfactante sobre la tensión interfacial en fluidos de fractura que usan GW-3 como polímero (SpectraStar)	68
Gráfico 12. Efecto de la concentración de surfactante sobre la tensión interfacial en fluidos de fractura que usan GW-3 como polímero (SpectraStar), según el segundo diseño experimental llevado a cabo.	68

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Ubicación geográfica del Campo Yariguí – Cantagallo.	40
ANEXO B. Propante, apuntalante o material de relleno.	41
B.1. Arenamiento.	42
B.1.1. Ancho de fractura insuficiente	42
B.1.2. Excesiva concentración de material de soporte	43
ANEXO C. Etapas del Fracturamiento Hidráulico.	44
ANEXO D. Reseña histórica sobre Fracturamiento Hidráulico y fluidos de fractura.	47
ANEXO E. Geometría creada por los fluidos de fractura.	51
ANEXO F. Aditivos más comúnmente usados en las formulaciones de los fluidos de fractura base agua.	52
F.1. Bactericida o Biocida.	52
F.2. Inhibidor o estabilizador de arcilla.	52
F.3. Buffer o controladores de pH.	53
F.4. Surfactantes.	53
F.5. Polímeros o gelificantes.	54
F.6. Reticuladores o crosslinker.	56
F.7. Rompedores.	57
ANEXO G. Preparación de un fluido de fractura base agua en el laboratorio.	59

	Pág.
ANEXO H. Tensión interfacial, mojabilidad y compatibilidad.	61
H.1. Tensión interfacial.	61
H.2. Mojabilidad Visual.	61
H.3. Compatibilidad fluido-fluido.	62
ANEXO I. Fluido de fractura o gel vivo y roto.	63
ANEXO J. Determinación del rango de viscosidades para la evaluación reológica de los fluidos de fractura base agua.	64
ANEXO K. Resultados tensión interfacial	67
K.1. Efecto de la concentración de surfactante en los fluidos de fractura sobre la tensión interfacial.	67
K.2. Reporte de resultados de tensión interfacial emitido por el laboratorio de Reología-FIR del ICP-ECOPETROL	69
ANEXO L. Compatibilidades entre los fluidos de fractura y el crudo del Campo.	78

LISTA DE SIGLAS Y NOMENCLATURAS

ANSI	Approved American National Standard.
API RP	American Petroleum Institute Recommended Practice.
ASTM	American Society for Testing and Materials.
BOPD	Barrels of Oil per Day (Barriles de aceite por día)
bpm	Barriles por minuto
CG	Cantagallo.
FIR	Fenómenos Interfaciales.
hhp	Hydraulic horsepower (Potencia hidráulica)
ISO	International Organization for Standardization.
pH	Potencial de Hidrógenos.
T	Temperatura.
TI	Tensión Interfacial.
YR	Yariguí.

GLOSARIO

Coloide: Sistema físico compuesto por dos fases una continua y una dispersa.

Diseño Experimental: Amplia variedad de estrategias experimentales que son óptimas para generar la información que se desea buscar.

Elasticidad: Capacidad de un material para recobrar su forma y condición inicial, después de ser sometido a una fuerza y luego ser eliminada.

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. Ejemplo: inyección de ácidos (estimulación ácida) y fracturamiento hidráulico.

Fluido de fractura: Fluido de aspecto gelatinoso con propiedades viscosas específicas que dependen del tiempo y las condiciones del pozo en el que es inyectado.

Formación: Conjunto de rocas con características geológicas semejantes, que contienen el crudo y/o gas de interés.

Gel roto: Fluido de fractura con viscosidad ≤ 100 cp, el cual se obtiene por degradación del mismo.

Gel vivo: Fluido de fractura con viscosidad > 100 cp, el cual se obtiene tan pronto se agregan los últimos aditivos en su preparación. Se considera que 100 cp es la mínima viscosidad necesaria para que un gel de fractura vivo soporte de manera eficiente arena sintética [3].

Mojabilidad: Capacidad que posee un líquido para esparcirse sobre una superficie dada que es función del tipo de fluido y de la superficie sólida.

Mojabilidad Visual: Prueba cualitativa que mide la tendencia de una formación a mojar preferencialmente en medio acuoso y/o aceitoso.

Permeabilidad: Facilidad para permitir el flujo de fluidos a través de un medio poroso interconectado o en un sistema de fracturas.

Porosidad: Propiedad de un medio que determina su capacidad de absorber líquidos o gases.

Reología: Ciencia del flujo y la deformación de la materia. Reológicamente los fluidos de fractura se comportan como no-newtonianos (no siguen un comportamiento lineal cuando se grafica el shear rate vs shear stress), pseudoplásticos (cuya viscosidad aumenta con la disminución del shear rate) y dependientes del tiempo.

Rompimiento: Degradación de un fluido de fractura debido a factores como la temperatura y el shear rate con el tiempo y/o a causa de aditivos rompedores.

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

Shear Stress: Fuerza por unidad de área requerida para mantener un fluido en movimiento.

Solvente mutual o mutuo: Aditivo utilizado para mejorar la propiedad de mojabilidad.

Tensión interfacial: Fuerza ejercida por unidad de área, en el límite de dos líquidos inmiscibles.

Viscosidad: Medida de la fricción interna de un fluido causada por el flujo como efecto de una fuerza externa. En fluidos de fractura la viscosidad es función del shear rate.

RESUMEN

TITULO: “DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE UN FLUIDO DE FRACTURA ÓPTIMO PARA LOS TRABAJOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL ÁREA DE YARIGUÍ-CANTAGALLO” *

AUTOR: CASTAÑEDA MONSALVE, Diana Carolina **

PALABRAS CLAVE: Fluidos de fractura, Fracturamiento Hidráulico, Campo Yariguí-Cantagallo, Pruebas fluido-fluido, Prueba roca-fluido, Pruebas reológicas.

CONTENIDO:

El Fracturamiento Hidráulico se ha convertido a través del tiempo en una de las técnicas de estimulación más utilizada y efectiva en la industria petrolera. El fluido de fractura forma parte importante de esta técnica. Su análisis y optimización genera resultados aún más satisfactorios, pues utilizar el fluido correcto aumenta el potencial productor de cualquier formación, lo cual se ve reflejado directamente en ganancias para la empresa.

Yariguí-Cantagallo se ha caracterizado por ser un campo significativo para ECOPETROL. El Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) ha sumado sus esfuerzos e investigaciones en la mejora de las técnicas, procesos y procedimientos, para evaluar las características de los fluidos de fractura con el fin de mejorarlos e implementarlos, en éste y muchos otros campos pertenecientes a la empresa.

En este trabajo se toma como referencia, inicialmente, un fluido de fractura base agua, el cual fue utilizado en el último trabajo de Fracturamiento Hidráulico realizado en el campo en estudio. Se presenta una metodología del procedimiento para la evaluación de las propiedades de diversos fluidos de fractura hasta obtener el más adecuado para la formación Yariguí-Cantagallo. Esta metodología se basó en los costos de las pruebas y la disponibilidad de las muestras y comprende la caracterización del crudo y el agua utilizados, pruebas fluido-fluido (compatibilidad crudo-fluido de fractura y tensión interfacial crudo-fluido de fractura), la prueba roca-fluido de mojabilidad visual y pruebas reológicas. Estas últimas son las pruebas más importantes, pues la viscosidad es el parámetro decisivo para la selección del fluido de fractura final. Finalmente, se muestran los resultados obtenidos al aplicar el fluido de fractura optimizado, en el pozo YR-71 del campo en estudio, las conclusiones y recomendaciones respectivas.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería Química
Director: Carlos Ernesto Medina Zárate (ECOPETROL - ICP S.A.)

ABSTRACT

TITLE: “DETERMINATION AND ANALYSIS OF AN OPTIMUM FRACTURE FLUID FOR THE WORKS OF HYDRAULIC FRACTURING IN THE AREA OF YARIGUÍ-CANTAGALLO” *

AUTOR: CASTAÑEDA MONSALVE, Diana Carolina. **

KEY WORDS: Fracturing fluid, Hydraulic Fracturing, Yariguí-Cantagallo field, Fluid-fluid tests, rock-fluid test, rheological tests.

CONTENT:

The Hydraulic Fracturing has become through the time in one of the most effective and used stimulation techniques in the petroleum industry. The fracturing fluid forms important part of this technique. Its analysis and optimization produce even more satisfactory results, because to use the correct fluid increases the potential producing of any formation, which is reflected directly in earnings for the company.

Yariguí-Cantagallo has been characterized to be a significant field for ECOPETROL. The Colombian Institute of the Petroleum (ICP) has added their efforts and investigations in the improvement of the techniques, processes and procedures, to evaluate the characteristics of the fracturing fluids with the purpose of improve and implement them, in this and many other fields belonging to the company.

In this work was taken like reference, initially, a water based fracturing fluid, which was used in the last work of Hydraulic Fracturing done in the field in study. A methodology of the procedure is presented for the evaluation of the properties of several fracturing fluids until to obtain the most appropriate for the Yariguí-Cantagallo formation. This methodology was based on the costs of the tests and the availability of the samples and involves the characterization of the crude and water that were used, fluid-fluid tests (compatibility between crude-fracturing fluid and interfacial tension between crude-fracturing fluid), rock-fluid test of visual wettability and rheological tests. These last ones are the most important tests, because the viscosity is a decisive parameter for the selection of the final fracturing fluid. Finally, the results obtained of the application of the optimized fracturing fluid in the well YR-71 of the field in study are shown, the conclusions and respective recommendations too.

* Investigation Work

** Physicochemical faculty, Chemical Engineering School

Director: Carlos Ernesto Medina Zárate (ECOPETROL – ICP S.A.)

INTRODUCCIÓN

Con el tiempo, en los campos petroleros se disminuye el potencial de producción por diversos factores como por ejemplo el daño generado por deposición de parafinas o compuestos orgánicos que disminuyen el área de flujo de los poros en la formación. La implementación de nuevas tecnologías ha sido la solución, en muchos casos, a este problema que se ve reflejado a largo plazo, en pérdidas de grandes sumas de dinero. Una de estas técnicas es el Fracturamiento Hidráulico la cual es utilizada a nivel mundial desde 1947. Esta tecnología ha sido adoptada por ECOPELROL recientemente, y ha permitido maximizar la productividad de sus pozos, reduciendo los daños que inicialmente se presentaban en las formaciones.

Parte importante de esta técnica es el uso de un óptimo fluido de fractura, pues con sus propiedades físicas y químicas permite un eficiente cumplimiento de sus funciones, haciendo del Fracturamiento Hidráulico todo un éxito. Si no se usa un fluido de fractura óptimo, se pueden obtener resultados inesperados y a veces irremediables. Las compañías de servicios proveedoras de dichos fluidos, han basado sus diseños en el análisis del perfil reológico de los mismos. En el Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, se han venido evaluando, además, algunas propiedades como la compatibilidad con los fluidos de las formaciones y la tendencia de mojabilidad. Sin embargo, no existía una metodología organizada ni un procedimiento estándar a seguir cada vez que se deseaba mejorar u optimizar un fluido de fractura para un campo específico.

En este trabajo se busca diseñar una metodología experimental adecuada para la optimización de fluidos de fractura, así como determinar y analizar por medio de diferentes pruebas de laboratorio, (fluido-fluido, roca-fluido y reológicas), el fluido de fractura óptimo para los próximos trabajos de Fracturamiento Hidráulico a realizarse en el Campo Yariguí-Cantagallo. Finalmente, se implementa el fluido de fractura en un pozo específico y se muestran los resultados obtenidos.

1. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

El Campo Yariguí – Cantagallo se encuentra localizado en los límites de los departamentos de Santander y Bolívar, a una distancia aproximada de 20 Km al noreste de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 Km al noroeste de Santa fe de Bogotá. Sus más de 100 pozos se distribuyen a lo largo de cuatro islas con el río Magdalena como vecino principal, tal y como se muestra en el anexo A. [7]

2. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Actualmente este campo pertenece a la Gerencia de Centro Oriente de ECOPETROL S.A., y depende administrativamente de la Superintendencia del Río. Su tope máximo de producción se dio en 1963 cuando de sus pozos se extrajeron 20.000 bbls diarios de crudo. Sin embargo, desde 1965 comenzó una declinación continua que llegaría a su punto más bajo en 2003, cuando produjo menos de 5.000 bbls diarios de crudo. Esa situación, lo puso en el listado de aquellos campos que entrarían en un proceso de recuperación de sus niveles de producción. Como resultado de esas inversiones, se logró que el promedio de la producción diaria del campo pasara de los 4.885 bbl por día a 13.500 bbl por día en marzo de 2003 [6]

Actualmente el Campo Cantagallo se convierte en el de mayor producción en la Superintendencia de Operaciones del Río (SAR) y en la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRMM).

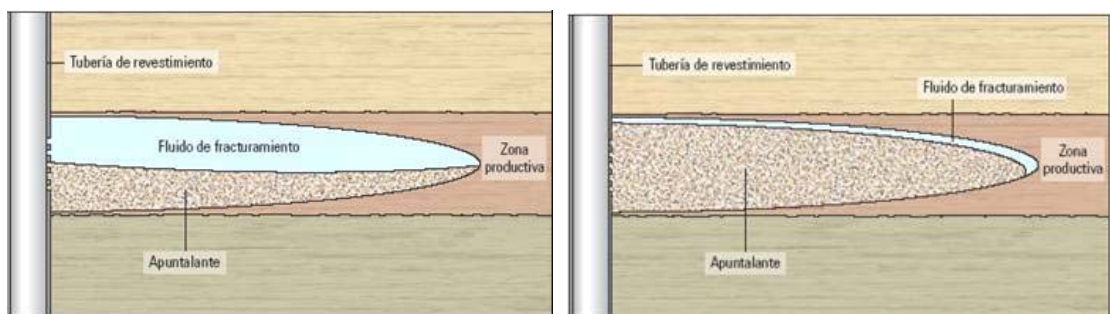
Por medio de la técnica de Fracturamiento Hidráulico se logró maximizar la productividad de muchos de los pozos del campo, por esto es importante revisar y estudiar los trabajos ya realizados, con el fin de mejorar las metodologías e innovar, para los futuros proyectos.

3. MARCO TEÓRICO

3.1. Generalidades sobre Fracturamiento Hidráulico

El Fracturamiento Hidráulico tiene como objetivo aumentar la producción de los pozos que contienen crudo y/o gas, mejorando las propiedades de permeabilidad y porosidad de la formación. Consiste en aplicar presión hidráulica a una roca reservorio hasta producir la falla o fractura de la misma, con el fin de crear canales de flujo que conecten fracturas naturales o producir nuevas fracturas que generen una gran área de flujo [7].

Figura 1. Etapas del Fracturamiento Hidráulico [3]



Es un proceso que, en forma general, se compone de varias etapas. En la etapa inicial una carga de un fluido de aspecto gelatinoso, denominado **FLUIDO DE FRACTURA**, es bombeada a grandes presiones, desde la superficie hacia la formación, como fluido colchón o “pad”, con el fin de contactar las zonas productivas y empezar a crear una fractura, la cual se extiende o propaga por sí sola.

En la segunda etapa es bombeada una nueva carga, mayor que la anterior, del fluido de fractura, ahora mezclado con un apuntalante, propante o material de relleno (ver anexo B) el cual evitará que la fractura creada se cierre, quedando finalmente ubicado en ella. Después de inyectados el propante y el fluido de

fractura, la presión hidráulica disminuye y la operación de bombeo en superficie finaliza. Así, se crean los canales que permiten el flujo de los fluidos que tiene la formación desde las zonas más alejadas hacia el pozo perforado.

La tercera y última etapa de esta técnica consiste en la degradación del fluido de fractura, el cual disminuye su viscosidad a través del tiempo, por efectos de la temperatura del pozo y del shear rate, con el fin de ser removido por *flowback* (limpieza de la fractura). En el anexo C se muestran las figuras C1 y C2 que ilustran mejor el proceso antes descrito.

3.2. Fluidos de Fractura

Los fluidos de fractura son más conocidos como **geles de fractura**. Durante el desarrollo de este escrito nos referiremos a ellos de alguna de éstas dos formas.

En el anexo D se presenta una completa reseña histórica de la evolución de los fluidos de fractura y en general de la técnica de Fracturamiento Hidráulico.

Un gel de fractura es una suspensión de tipo coloidal de partículas sólidas en un líquido, que cuando coagula adquiere cierta rigidez y elasticidad. Se utiliza un fluido base el cual se aditiva con productos gelificantes, los cuales tienen como efecto el incremento de la viscosidad. Estos gelificantes son **polímeros** sintéticos o de origen natural, de cadenas largas, lineales o ramificadas, que dificultan el movimiento de las capas de fluido entre sí.

Es por esto, que se dice que los geles de fractura poseen propiedades viscoelásticas, es decir características viscosas y elásticas a la vez, haciendo que ante una fuerza externa presenten resistencia al flujo y al mismo tiempo estiramiento (o compresión), recuperando su forma original cuando dicha fuerza se elimina [29].

Sus funciones son dos:

- Abrir y extender la fractura, es decir crear geometría (ver anexo E).
- Mantener en suspensión y transportar el propante a través de la tubería y las perforaciones, hasta distribuirlo a lo largo de la fractura creada, llegando hasta lo más profundo de la misma [4].

3.2.1. Clasificación de los fluidos de fractura [5, 11, 13, 22, 34]

A continuación, en la tabla 1 se muestran los tipos más comunes de fluidos de fractura.

Tabla 1. Tipos de fluidos de fractura.

Tipo de fluido	Descripción y características	Aplicación
Fluido base agua lineal	<ul style="list-style-type: none"> • Su viscosidad es debida sólo al polímero base. • Como fluido base suele usarse agua fresca, de pozos, ríos, lagunas o salmuera de la formación. • Poseen baja viscosidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza de la formación. • Reservas no propensas a formar emulsiones. • Bajas concentraciones de propante a altas velocidades. • Disminuir el daño generado en las formaciones.
Fluido base agua reticulado (Crosslinked water-based)	<ul style="list-style-type: none"> • Agua gelificada con un polímero y reticulada con un ión metálico el cual une las moléculas del polímero, aumentando su peso molecular y así su viscosidad. • Más utilizados. • Baratos, por ser el agua un líquido fácilmente disponible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Para formaciones de crudo o gas no sensibles al agua. • Usados en amplio rango de temperaturas. • Excelentes propiedades de transporte de propante. • Mejor control de pérdidas de filtrado que en los fluidos lineales. • Usado para crear fracturas largas.
Fluido base hidrocarburo o aceite	<ul style="list-style-type: none"> • Fluido base: aceite, diesel o crudo. • El hidrocarburo puede obtenerse directamente de la formación. • Baja potencia hidráulica para fracturar. • Peligroso al fuego y costoso. • Elevadas pérdidas por fricción. 	<ul style="list-style-type: none"> • Formaciones sensibles al agua. • Suficiente viscosidad para transporte de propante. • Usado para un amplio rango de temperaturas.

Tipo de fluido	Descripción y características	Aplicación
Emulsiones	<ul style="list-style-type: none"> Emulsión de crudo en agua: Fase exterior: Agua gelificada. Fase interior: Diesel, crudo. Requieren altas presiones de bombeo 	<ul style="list-style-type: none"> Formaciones sensibles al agua Excelente control de pérdida de fluido Buena viscosidad para el transporte de propante
Espumas	<ul style="list-style-type: none"> Mezcla de gas (nitrógeno o dióxido de carbono) con líquido gelificado (agua o aceite) y un agente espumante. Típicamente 60 a 80 % de gas. Poseen propiedades reológicas similares a los fluidos base agua. 	<ul style="list-style-type: none"> Formaciones sensibles al agua. Bueno para bajas presiones. Buen control de pérdida de fluido para formaciones de baja permeabilidad. Suficiente viscosidad para el transporte del propante. Se usan base agua o base aceite.
Ácidos gelificados	<ul style="list-style-type: none"> Hidratación de derivados celulósicos directamente en la solución ácida. El ácido reacciona cuando el gel ha roto (ha disminuido su viscosidad) 	<ul style="list-style-type: none"> Para pozos que requieren fracturas de gran longitud. Cuando se requiere tratamiento ácido y fracturamiento hidráulico al mismo tiempo.
Fluidos viscoelásticos base surfactante (VES)	<ul style="list-style-type: none"> Fluido base: agua. Compuestos por surfactantes de bajo peso molecular que forman micelas que aumentan la viscosidad. Propiedades viscosas y elásticas. Rompen al contacto con el crudo en la formación. Inestables a altas temperaturas 	<ul style="list-style-type: none"> Para formaciones de baja temperatura. Trabajos a poca profundidad. Cuando se requiere que el fluido no deje residuo. Usados para mejorar el daño a las formaciones.

Los fluidos de fractura son muy importantes y juegan un papel crítico en la técnica de Fracturamiento Hidráulico, por colaborar con sus propiedades **reológicas** [29, 30], **químicas y composicionales**, en el desarrollo de la misma.

Los fluidos base agua constituyen los fluidos de fractura más utilizados hoy en día. Tienen excelentes propiedades de transporte, dan mayor cabeza hidrostática, no representan mayor riesgo pues no son combustibles, están ampliamente disponibles, sumado a que el agua es un fluido que adquiere viscosidad fácilmente y es controlable. Sin embargo, si las propiedades del agua utilizada como fluido base no son correctamente caracterizadas, se pueden presentar serios problemas

operacionales cuando se preparan esta clase de geles. Por ejemplo: altas cantidades de residuos, precipitación de metales, el gel no adquiere la viscosidad adecuada al agregar la concentración de polímero, etc. Ésta constituye su principal desventaja.

Ésta clase de fluidos, a su vez, se dividen en dos tipos: fluidos lineales y fluidos reticulados o entrecruzados. En la tabla 2 se presentan las diferencias entre ellos.

Tabla 2. Diferencias entre fluidos de fractura base agua lineales y reticulados

Lineales	Reticulados
Usado para remoción del daño a la formación (limpieza)	Penetración profunda y excelente colocación del propante en la fractura
Baja estabilidad a altas temperaturas.	Alta estabilidad a altas temperaturas
Para aumentar su viscosidad se debía aumentar la carga de polímero.	Se obtienen mejores viscosidades sin aumentar la carga de polímero
Se filtran más fácilmente hacia la formación.	Más eficientes en el control de filtrado (Baja filtración hacia la formación)
Poca capacidad de transporte por su baja viscosidad (14 cp a 30 cp)	Mejor capacidad de transporte por su elevada viscosidad (100-1000 cp)

Cabe aclarar que los fluidos de fractura reticulados surgen de entrecruzar o reticular un fluido de fractura lineal con aditivos especiales. La viscosidad que el fluido lineal presente a condiciones de laboratorio es un parámetro importante a tener en cuenta cuando se diseña un fluido de fractura para un trabajo de Fracturamiento Hidráulico específico.

3.2.2. Aditivos comunes de los fluidos de fractura

Muchos productos adicionales han sido descubiertos y son agregados para optimizar las características del fluido de fractura. Siempre se recomienda verificar la *compatibilidad de cada aditivo* con la formación y los fluidos que contenga la misma, para evitar daños irreversibles que luego generen mayores costos en su reparación.

Los geles de fractura base agua, que son usados hoy en día, como mínimo requieren de 7 a 8 tipos diferentes de aditivos. Entre los más comunes están: bactericidas, estabilizadores de arcilla, solución buffer, surfactantes, polímeros, reticuladores (crosslinker) y rompedores. En el anexo F se explica cada aditivo de manera detallada.

La clave para la selección de los aditivos químicos es preguntarse si realmente se necesitan y si funcionarán, sin embargo se recomienda mantener la formulación del fluido de fractura lo más simple y sencilla posible [34, 35].

3.2.3. *Propiedades deseables de un fluido de fractura [5, 14, 19, 27]*

Es muy difícil que un fluido de fractura reúna todas estas características, pero actualmente se busca aquél que cumpla con sus funciones y a su vez cause el menor daño posible a las formaciones donde son utilizados.

3.2.3.1. *Compatibilidad con la formación y sus fluidos*

Ésta es la característica más crítica y necesaria ya que de no existir, probablemente la operación de Fracturamiento Hidráulico será un fracaso. Dentro de los problemas frecuentes que se presentan por incompatibilidades están: hinchamiento de arcillas naturales de la formación que taponan los canales de los poros, migración de finos y/o arcillas, formación de emulsiones que pueden evitarse con el uso de ciertos aditivos como los surfactantes y/o tensioactivos (ver anexo F, literal F4), formación de lodos con el crudo de la formación ocasionando taponamientos en lugar de estimulación, precipitaciones orgánicas e inorgánicas (scales), nubosidades debido a la presencia de parafinas que al solidificar se depositan taponando el flujo, etc.

3.2.3.2. *Estabilidad*

Éste es otro aspecto crítico debido a que un fluido que rápidamente pierde su viscosidad por degradación termal, no es aplicable en pozos de elevada temperatura. Es deseable que el fluido mantenga sus propiedades viscosas a través de todo el tratamiento, a la temperatura y condiciones de shear rate del fondo del pozo.

3.2.3.3. *Eficiencia y bajas pérdidas de filtrado*

El fluido de fractura debe ser moderadamente eficiente con el fin de obtener la penetración deseada con mínimos volúmenes de fluido. Un alto porcentaje del gel debe permanecer en la fractura y no perderse hacia la formación para evitar el arenamiento (ver anexo B, literal B1 y el anexo C). Ésto a veces se logra con un fluido de alta viscosidad y controladores de filtrado. Un fluido de baja eficiencia no crea el volumen de fractura deseado, no transporta en forma óptima el propante y no logra la penetración deseada.

3.2.3.4. *Suspensión y transporte del propante*

Dependiendo de la naturaleza del fluido de fracturamiento puede haber perfecta suspensión del propante o como en el caso de los fluidos lineales permitir algo de asentamiento en la fractura. Este factor es relativo y depende de las condiciones del pozo que se desea fracturar: temperatura y profundidad de la fractura.

3.2.3.5. *Suficiente viscosidad*

Este factor es muy importante ya que la viscosidad debe ser capaz de desarrollar la geometría de la fractura necesaria para aceptar el propante y para permitir una

penetración profunda. Sin embargo los efectos de la viscosidad pueden generar consecuencias inesperadas como arrastrar arenas que taponan el flujo.

3.2.3.6. Fácil remoción de la formación

La reducción de la viscosidad es necesaria de tal manera que el gel pueda ser removido de la formación fácilmente, como se explicó al inicio, por flowback. La viscosidad del gel es generalmente reducida por degradación termal (pozos de alta temperatura) y/o por degradación controlada, a través del uso de rompedores (ver anexo F, literal F7). Además se requiere que dicha degradación se lleve a cabo en el menor tiempo posible, después de finalizadas las operaciones de Fracturamiento Hidráulico en superficie, lo que obliga a los diseñadores de fluidos de fractura a tomar los perfiles reológicos de dichos fluidos, como parámetro importante dentro de su análisis y decisión final.

3.2.3.7. Bajas pérdidas por fricción en la tubería y en la fractura

Un fluido de fractura que presente elevadas pérdidas de presión por fricción tanto en la tubería por la que desciende como en la fractura, normalmente no es aceptado debido a que ocasiona un aumento en la potencia de bombeo y/o no puede ser bombeado fácilmente. Por esta razón es deseable que el fluido genere bajas pérdidas por fricción.

3.2.3.8. Preparación simple, fácil y seguro

Esta característica va unida a la cantidad y tipo de aditivos que se le agreguen al fluido de fractura, en el momento de prepararse en el campo. Deben tenerse en cuenta aspectos como la manipulación de sustancias químicas y la seguridad de quienes lo preparan.

4. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

El presente estudio tomó como referencia el último Fracturamiento Hidráulico llevado a cabo en el campo, el cual fue realizado el 28 de julio de 2007, en el pozo YR-83, donde se utilizó un fluido de fractura base agua, proveído por la compañía de servicios BJ Services Company, conocido comercialmente como SpectraFrac 3000. La formulación del fluido se observa en la tabla 3, según el reporte de campo generado para ECOPETROL, por la misma compañía de servicios.

Tabla 3. Composición del fluido de fractura en estudio, SpectraFrac 3000, utilizado en el campo Yariguí-Cantagallo, pozo YR-83.

Aditivo	Nombre Comercial	Concentración	Unidad
Agua	Agua	1000	GPT*
Bactericida	X-cide 207	0,3	PPT**
Controlador de Arcillas	Clay Treat 3C	2,0	GPT
Solución buffer (low)	BF-3	2,0	PPT
Surfactante	NE-118	2,0	GPT
Polímero	GW-27	30,0	PPT
Solución Buffer (high)	BF-7L	1,5	GPT
Reticulador o Crosslinker	XLW-56	1,5	GPT
Rompedor enzimático	GBW-12C (66:1)	0,5	GPT

* GPT: Gallons per thousand gallons (galones por mil galones de gel: 1 gpt = 1ml)

** PPT: Pounds per thousand gallons (libras por mil galones de gel: 1ppt = 0.1198 g)

4.1. Preparación del fluido de fractura en el laboratorio

Para la preparación del fluido de fractura en el laboratorio se debe tener en cuenta el orden de adición de cada aditivo como está estipulado en la tabla 3.

Se debe, además, realizar la conversión de las concentraciones a las unidades respectivas de manera adecuada.

Por lo general en laboratorio se prepara un volumen de 500 ml de fluido de fractura. Para todas y cada una de las evaluaciones realizadas se siguió el siguiente procedimiento de preparación:

- Se midió un volumen aproximado de 500 ml de agua del campo Yariguí-Cantagallo, en un vaso de precipitados. Nunca debe usarse agua de la

formación porque puede presentar excesiva dureza, la cual afecta las propiedades del gel final.

- Se ubicó el vaso con el agua en un agitador mecánico a una velocidad de 2100-2200 rpm. Cada aditivo se agregó mientras se mantenía la agitación.
- Se pesó y midió la cantidad y volumen adecuados de X-cide 207, Clay Treat 3C y BF-3 y se agregaron al agua en el orden apropiado.
- Se pesó la cantidad de GW-27 adecuada y se agregó lentamente para evitar la formación de “fish eyes”, “ojos de pescado” o grumos en la preparación. Es recomendable agregar primero el polímero antes del surfactante para evitar excesiva generación de espuma durante la agitación.
- Se midió el volumen de NE-118 y se agregó a la preparación.
- Se midió el pH inicial, el cual debía encontrarse entre 5,0 y 8,0 (valores recomendados para que se lleve a cabo una buena hidratación del gel).
- Se dejó homogenizar por aproximadamente 10 minutos, (hidratación del polímero) desde el momento en que se agregó el polímero GW-27 (tiempo mínimo recomendado por la compañía de servicios para la hidratación) En este momento se obtuvo el *fluido de fractura lineal*.
- Se midió la viscosidad del fluido de fractura lineal en un viscosímetro Fann 35, según la norma API RP 13M, a 300 rpm. Un fluido con la formulación indicada en la tabla 2, que esté bien hidratado debe tener una viscosidad entre 20-22 cp a condiciones del laboratorio.
- Después de los 10 minutos se midió el volumen de BF-7L y se agregó.
- Se midió de nuevo el pH el cual debía encontrarse entre 9,5 y 10,5 para que se pudiera llevar a cabo la reacción de reticulación (“armado” del gel)
- Por aparte, en 66 ml de agua se disolvió 1,0 ml de la enzima GBW-12CD pura para cumplir la proporción de 66:1 y de allí se midió el volumen indicado en la formulación para ser agregado simultáneamente o “al vuelo” con el volumen del reticulador XLW-56 a la preparación.

- Se midió el tiempo de vórtice (tiempo transcurrido desde cuando se agregan los dos últimos aditivos, hasta cuando se cierra el vórtice generado por el eje del agitador mecánico), parámetro importante para la compañía BJ Services, ya que le permite conocer si hay adecuada reticulación del gel.
- Finalmente, una vez el vórtice se cerró, se detuvo el agitador, y se agitó manualmente el gel en el vaso. Se midió el tiempo de “release” o completamiento (tiempo que tarda el gel en tomar la consistencia adecuada), segundo parámetro importante pues determina si hay un adecuado armado del gel. El fluido está perfectamente armado cuando al ser trasvasado a otro recipiente forma una lengua característica y además no deja mojadas las paredes del mismo.

En el Anexo G se muestran las figuras G1 a G3 que presentan los equipos involucrados en la preparación de los fluidos de fractura. Además se muestran las figuras G4a a G4e que ilustran algunos pasos de los anteriormente descritos.

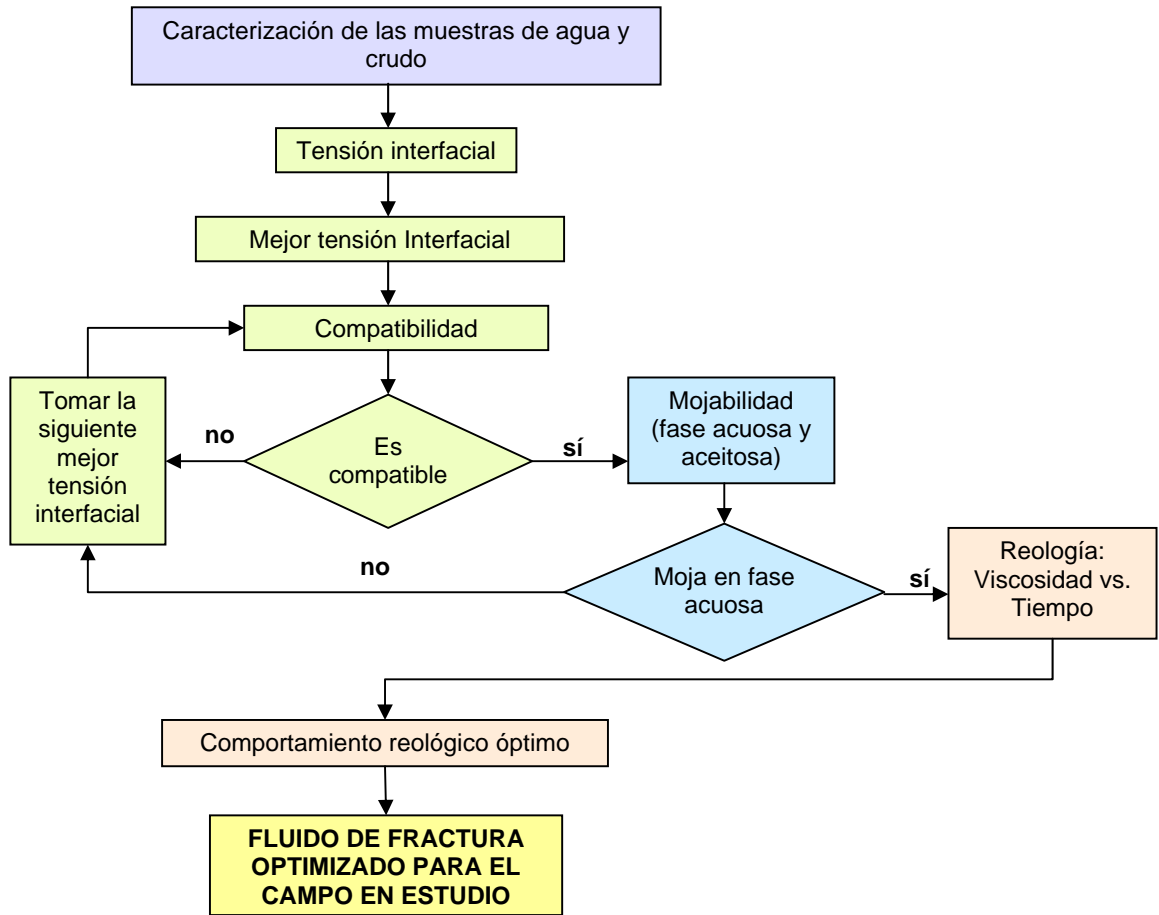
4.2. Experimentación

Para el análisis de un fluido de fractura, en laboratorio se deben tener en cuenta tres tipos de pruebas: fluido-fluido, roca-fluido y reología.

Debido a que no existía una metodología de pruebas organizadas para la optimización de los fluidos de fractura, se desarrolló un algoritmo de procedimiento para la fase de experimentación, teniendo en cuenta los costos de las pruebas, la disponibilidad de las muestras y el objetivo principal del presente trabajo. En la figura 2 se muestra el diagrama-algoritmo del procedimiento experimental llevado a cabo.

De forma más detallada se puede decir que la experimentación se dividió en tres etapas dependiendo del tipo de pruebas desarrolladas.

Figura 2. Diagrama-Algoritmo de la fase de Experimentación



4.2.1. Etapa 1: Pruebas Fluido-Fluido

4.2.1.1. Tensión interfacial [32]

Se evaluó el comportamiento de la tensión interfacial entre el fluido de fractura y el crudo del pozo YR-90, hasta llegar a su mejor condición. Se buscó reducir el valor de esta propiedad, teniendo como base el valor que presentará el fluido de

fractura que fue tomado como referencia. Para ello se siguió el diseño experimental presentado en la tabla 4.

La única variable que afecta la tensión interfacial (variable de respuesta) es la **concentración de surfactante**, NE-118. Por recomendación de BJ Services, además del surfactante, se analizó un segundo aditivo, el **solvente mutual** US-40, proveído por la misma compañía de servicios, el cual también influye sobre la variable de respuesta. Se buscó disminuir la tensión interfacial y ayudar a que la formación mojara preferencialmente por agua (para mayor detalle ver el anexo H) Las concentraciones de las demás aditivos (variables restantes) se mantuvieron constantes en los valores mostrados en la tabla 3 durante la evaluación, pues se considera que no afectan de forma significativa la tensión interfacial.

Tabla 4. Diseño experimental para los productos NE-118 (surfactante) y US-40 (solvente mutual).

Número de fluido de fractura	Ref	1	2	3	4	5	6	7
Surfactante (NE-118) [gpt]	2,0	1,5	3,0	1,5	3,0	2,0	0,0	0,0
Solvente Mutual (US-40) [gpt]	0,0	0,0	0,0	5,0	5,0	2,5	2,5	5,0

El fluido No 1 corresponde al fluido de fractura de referencia. Tomando dos niveles en relación a un punto central para las dos variables evaluadas, se llegó a un diseño factorial 2^2 [17]. Se prepararon 4 fluidos correspondientes a los fluidos 1, 2, 3 y 4. El fluido No 5 fue tomado como un valor central y los fluidos No 6 y 7 fueron evaluados para observar la influencia del solvente mutual sobre la tensión interfacial sin el uso del surfactante.

Además se evaluó una segunda opción de polímero, conocido como GW-3. Así, el mismo diseño factorial se desarrolló para los fluidos de fractura con ambos polímeros. En total se prepararon 16 fluidos de fractura, los cuales fueron sometidos a rompimiento (ver la metodología para romper fluidos de fractura en el anexo I) y se enviaron al laboratorio de Reología FIR del ICP, para su evaluación.

4.2.1.2. *Compatibilidad fluido-fluido* [31]

El siguiente procedimiento se llevó a cabo de la misma forma para los geles vivos y los geles rotos con el crudo del pozo YR-90, candidato a ser fracturado:

- Se preparó el fluido de fractura a evaluar, vivo y/o roto según el caso.
- En tres frascos con tapa de 100 ml, se agregaron a cada uno 20 ml, 80 ml y 50 ml, del fluido de fractura, respectivamente.
- Se precalentó el crudo en un horno a la temperatura de la formación, (148° F o 64.4° C) y se agregó a cada uno de los tres frascos hasta completar 100 ml.
- Se agitó en un agitador Ultra Turrax T-25, por un periodo de 30 s a 1,0 min., a 8000 rpm, hasta que se homogenizaron las mezclas.
- Se introdujeron los frascos semi-tapados en un horno a la temperatura de la formación por 2 horas.
- Trascurrido el tiempo se retiraron del horno los frascos, se evaluó el comportamiento de las fases, se tomaron los registros respectivos y se realizaron observaciones como: formación de precipitados, precipitados flotantes, formación de emulsiones, cambios de coloración, formación de nubosidades, turbidez y aspecto de la interfase de los dos líquidos.

4.2.2. **Etapa 2: Prueba Roca-Fluido**

En esta etapa se realizó la prueba de MOJABILIDAD VISUAL en fase acuosa (agua) y fase aceitosa (varsol), según la norma API RP 42, [32] a las muestras que fueron elegidas en la etapa anterior. El siguiente es el procedimiento realizado para la prueba de mojabilidad visual:

- Se trituraron y tamizaron (malla 20/60), arenas de la formación Yariguí-Cantagallo, específicamente del pozo YR-14^{*} en las profundidades de 7643,

^{*} Debido a que el principal horizonte productor, para Cantagallo, según estudios anteriores, son las arenas CG (ver anexo A) se decidió tomar muestras del pozo YR-14 que se hallaba disponible en la Litoteca del ICP y que también produce por este tipo de arenas.

7656, y 7666 ft †

- Se agregaron 10 ml de la arena triturada y tamizada en un vaso de precipitados.
- Se preparó el fluido de fractura a evaluar (como se indicó en el numeral 4.1), se rompió y se agregaron 100 ml al vaso con la arena. Se dejó reposar 1 hora. Transcurrido este tiempo se decantó el líquido sobrenadante.
- Se prepararon aparte dos probetas con tres muestras de 200 ml: una con agua (fase acuosa) y una con varsol (fase aceitosa).
- Se tomó una muestra de la arena con el fluido de fractura, y se dejó caer suavemente en cada una de las probetas.
- Se observó el comportamiento de los finos al entrar en contacto con cada fase así: la dispersión completa de los finos en el medio, indica que la suspensión de estos, está preferencialmente mojada por la fase donde fueron agregados. Si se aglomeran, indica que la suspensión no moja en dicha fase. Si se aprecia el mismo grado de dispersión en ambas fases se dice que la mojabilidad es intermedia y no se puede evaluar de forma visual.

4.2.3. Etapa 3: Prueba Reológica

La evaluación reológica realizada a los diferentes fluidos de fractura, se hizo según las normas API RP 13M y API RP 39 [15, 29, 30, 44].

Se mantuvieron constantes las variables ya analizadas en las etapas previas y se variaron aquellas que afectarían la respuesta de viscosidad. Estas variables son la **concentración de polímero, crosslinker o reticulador y rompedor (enzima)**.

Inicialmente se evaluó el fluido de fractura de referencia y el perfil reológico obtenido fue tomado como base para realizar las modificaciones a las variables

† Según el reporte de los Fracturamientos Hidráulicos realizados en el campo Yariguí-Cantagallo (ver anexo D, tabla 17) la mayoría de trabajos se han realizado a intervalos de 7000-8000 ft de profundidad. Para hacer más representativas las pruebas se utilizaron muestras de arenas a estas profundidades.

evaluadas en esta etapa, como se observa en la tabla 5. Los valores fueron escogidos según recomendaciones de BJ Services Company y teniendo en cuenta la temperatura a la que va a ser utilizado el fluido de fractura en el campo (148° F o 64,4° C)

Tabla 5. Variación de los valores de concentración de polímero, crosslinker y rompedor.

<i>Número de ensayo/corrida</i>	<i>Ref</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
<i>Polímero (GW-27 o GW3) [ppt]</i>	30	25	30	30	30	30	30
<i>Crosslinker (XLW-56) [gpt]</i>	1,5	2,0	2,0	2,5	2,5	1,0	2,0
<i>Enzima Rompedora (GBW-12C 66:1) [gpt]</i>	0,5	0,25	0,25	0,25	0,3	0,7	0,7

Se evaluaron 6 fluidos, comparándolos por parejas a medida que se modificaban las variables de interés. Los fluidos de fractura fueron evaluados, a la temperatura del campo en estudio **148° F ó 64,4° C** y 500 psi de presión [29, 30] en un Reómetro HP/HT (High Pressure/High Temperature), marca Bohlin CVO 100, en el Laboratorio de Daños a la Formación, respectivamente calibrado.

Se realizó un análisis comparativo de los resultados de los perfiles reológicos obtenidos. Así, el fluido con mejor reología debía cumplir con las siguientes condiciones las cuales fueron preestablecidas luego de una rigurosa recopilación de información que fue organizada y analizada, y cuyos resultados se pueden observar en el anexo J:

- La viscosidad inicial del fluido de fractura debe estar en un rango entre 600 a 800 cp.
- El fluido de fractura debe mantener su viscosidad entre 200 a 500 cp alrededor de los 30 minutos iniciales de evaluación.
- El tiempo de rompimiento del fluido de fractura (cuando su viscosidad cruza el umbral de 100 cp) debe estar en un rango de 1 hora a 2 horas máximo.

Finalmente, se eligió la formulación del fluido de fractura, con la mejor reología para ser aplicado en el trabajo de Fracturamiento Hidráulico del pozo YR-71.

5. RESULTADOS

5.1. Caracterización de las muestras de agua y crudo

A continuación se presenta la caracterización de la muestra de agua proveniente de un pozo de captación del campo en estudio, que fue utilizada como fluido base para la preparación de todos los fluidos de fractura evaluados.

Tabla 6. Contenido de metales presentes en el agua del pozo de captación de Cantagallo usada para la preparación de fluidos de fractura

Componente	Resultado (mg/l o ppm)	Valor permitido (ppm)
Bario	< 0,2	
Potasio	1,89	
Hierro	0,3	< 10
Calcio	8,90	La suma debe ser < 500 ppm
Magnesio	2,42	
Sodio	9,13	
Silicio	10,49	
Estroncio	< 0,2	
Cloruros	3,84	
Sulfatos	6,67	

Tabla 7. Propiedades fisicoquímicas básicas del agua de Cantagallo usada para preparar fluidos de fractura

Prueba	Resultado	Valor permitido
Conductividad eléctrica	697 $\mu\delta$ / cm a 25°C	
Carbonatos	7,5 ppm	
pH*	8,3 a 25,4° C	Entre 5 y 8,5
Bicarbonatos	266,9 ppm	< 1000 ppm

BJ Services Company especifica valores permitidos de ciertos parámetros para el agua que se utiliza como fluido base en la preparación de los fluidos de fractura. En las tablas 6 y 7 se estipulan estos valores y se observa que en todos, el agua del campo se encuentra dentro de los límites permitidos. En la tabla 8 se presenta

la caracterización básica de las muestras de crudo de los pozos candidatos a ser fracturados hidráulicamente.

Tabla 8. Caracterización básica de las muestras de crudo de los pozos candidatos a ser fracturados hidráulicamente.

Pozo	Arenas productoras	°API a 74.3° F *	% BS&W ** †
YR-70	CG	18,0	11,0
YR-71	C y CG	17,2	10,0
YR-90	CG	17,6	2,0
YR-94	B, C y CG	18,0	1,25

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

** Medida realizada por el método de la centrifuga según norma ASTM D-96 y ASTM D4007

5.2. Tensión interfacial

Como se observa en la tabla 9, los fluidos de fractura números 3, 5 y 4 presentaron, en su orden, menor tensión interfacial que el fluido tomado como referencia. Estos tres fluidos fueron elegidos para continuar con las siguientes etapas.

Tabla 9. Resultados de tensión interfacial, de las muestras preparadas con GW-27, organizados de forma ascendente

Número de fluido	TI dinas/cm
3	2,72
5	3,14
4	3,44
Referencia	3,83
1	5,47
2	9,26
7	15,58
6	16,67

En la tabla 10 se observa que ningún fluido presentó menor tensión interfacial que el de referencia. Debido a esto y con el objetivo de disminuir el valor de 3,89 dinas/cm se realizó un nuevo diseño experimental, 2² + 1 fluido con mayor

† %BS&W: Porcentaje de sedimentos y agua contenidos en el crudo.

cantidad de US-40 (fluido No 3) de prueba, como lo indica la tabla 11. Los resultados se reportan en la misma tabla.

Tabla 10. Resultados de tensión interfacial, de las muestras preparadas con GW-3, organizados de forma ascendente.

Numero de fluido	TI dinas/cm
Referencia	3,89
4	4,22
5	4,59
1	4,60
2	5,29
3	6,42
7	13,31
6	15,14

Tabla 11. Resultados de tensión interfacial para el segundo diseño experimental, de las muestras preparadas con GW-3.

Numero de fluido	NE-118 [gpt]	US-40 [gpt]	US-40 [%]	TI dinas/cm
1	1,5	10	1,0	4,65
2	1,5	20	2,0	5,14
3	1,5	50	5,0	3,53
4	3,0	10	1,0	7,22
5	3,0	20	2,0	3,65

Se observa que en los fluidos 3 y 5 se disminuyó la tensión interfacial pero comparada con la presentada por el fluido de referencia (3,83 dinas/cm), esta disminución no fue tan significativa. Por ésto no se justificó adicionar elevadas cantidades del solvente mutual, US-40, a la formulación. Por tanto, de los fluidos evaluados con GW-3, se decidió elegir para la siguiente etapa el fluido de fractura de referencia es decir el que utiliza 2,0 gpt de NE-118 y 0,0 gpt de US-40.

El anexo K, literal K.1. presenta los gráficos 10, 11 y 12 donde se muestra el efecto de la concentración del surfactante NE-118, sobre la tensión interfacial entre el crudo y el fluido de fractura, basados en los resultados anteriormente reportados.

Ya que a los pozos del campo, antes del Fracturamiento Hidráulico, se está inyectando un tratamiento para disolver las precipitaciones orgánicas que se puedan presentar, y con el único objetivo de realizar una comparación, se decidió determinar la tensión interfacial del fluido de fractura, reemplazando los aditivos NE-118 y US-40, por el surfactante y solvente mutua, PET 55 (40 gpt) y PET 200 (50 gpt), respectivamente, de la compañía PETROCARIBE, los cuales son usados en dicho tratamiento orgánico a esas concentraciones.

Manteniendo constantes las demás variables y productos de BJ Services, el resultado obtenido de tensión interfacial fue de **1,11 dynas/cm**. Este valor es menor que el reportado por el fluido de referencia (ver tabla 10). Ésto confirma los resultados y conclusiones mostradas en el informe presentado por el ICP en mayo de 2006, donde se evaluaron simultáneamente los cuatro productos, en pruebas de solubilidad, compatibilidad y mojabilidad visual, y los mejores resultados se obtuvieron con los productos de PETROCARIBE, PET 55 y PET 200 [21].

En el anexo K, literal K.2. se muestran los reportes emitidos por el Laboratorio de Reología FIR del ICP donde están los resultados de las tensiones interfaciales evaluadas.

5.3. Compatibilidad fluido-fluido

En la tabla 12 se observan los resultados de compatibilidad obtenidos para los fluidos elegidos y las observaciones realizadas tanto a los geles vivos como rotos. En el anexo L se muestran los registros fotográficos (figuras L1 a L5) de las compatibilidades realizadas. Como se puede ver todos presentan, en forma moderada o leve, un precipitado de polímero que no rompe completamente, como residuo esperado. En general, todos son compatibles con el crudo pues la separación de las dos fases fue del 100% al cabo de las 2 horas de evaluación.

Tabla 12. Resultados obtenidos de la prueba de compatibilidad para los fluidos elegidos.

No de fluido	Polímero utilizado	Es Compatible	Observaciones geles rotos	Observaciones geles vivos
3	GW-27	Si	Precipitado flotante de gel sin romper muy pronunciado, de color amarillo-grisáceo excepto en la proporción 80-20 (crudo-gel)	Turbidez moderada en la fase gel, excepto en la proporción 80-20 (crudo-gel)
5	GW-27	Si	Leve precipitado flotante de gel sin romper, color amarillento pálido en las proporciones 20-80 y 50-50 (crudo-gel)	Turbidez moderada en la fase gel, en la proporción 20-80 (crudo-gel). Turbidez y gotas de crudo en la fase gel en la proporción 50-50.
4	GW-27	Si	Leve precipitado flotante de gel sin romper, color amarillento pálido en las proporciones 20-80 y 50-50 (crudo-gel)	Elevada turbidez debido a gel sin romper en la proporción 20-80 (crudo-gel) y turbidez moderada en la fase gel en la proporción 50-50
Referencia	GW-3	Si	Fases nítidas, interfase definida. Ausencia de residuo flotante, pero formación de precipitado esperado. Fase de gel color transparente	Leve precipitado en la fase gel, característico, debido al rompimiento excepto en la proporción 80-20 (crudo-gel). Fase gel transparente y nítida. Interfase definida

Para un mejor análisis de las pruebas de compatibilidad, se realizó un blanco de los dos fluidos de fractura con GW-27 y GW-3. Se prepararon iguales formulaciones y se sometieron a rompimiento bajo las mismas condiciones.

Figura 3. Izquierda. Comparación de la apariencia del fluido preparado con GW-27 (izquierda) y con GW-3 (derecha). Derecha. Foto superior del residuo y precipitado flotante que deja el polímero GW-27, después de someter el fluido de fractura a rompimiento.



Se observó un color amarillo más acentuado y un residuo o precipitado flotante mayor (ver figura 3) en el fluido que utilizaba el polímero GW-27, a diferencia del fluido que utilizaba el polímero nuevo, GW-3. Ésto demuestra que este último es un polímero más refinado, pues es más “limpio” después de degradarse. A pesar que ambos polímeros son base goma Guar [§], este comportamiento tal vez se deba a diferencias en las condiciones en que fueron sintetizados ambos productos.

5.4. Mojabilidad Visual

En la tabla 13 se muestra que al realizar la prueba de mojabilidad visual a los fluidos de fractura elegidos, estos presentan tendencia a mojar preferencialmente en fase acuosa.

Tabla 13. Resultados obtenidos de la prueba de mojabilidad visual para los fluidos elegidos.

Número de fluido	Polímero utilizado	Finos en fase acuosa	Finos en fase aceitosa
3	GW-27	Dispersa	Aglomera
5	GW-27	Dispersa	Aglomera
4	GW-27	Dispersa	Aglomera
Referencia	GW-3	Dispersa	Aglomera

En el anexo L se muestra la figura L6 de la prueba realizada para el fluido de referencia con GW-3, donde se aprecia la dispersión y aglomeración de los finos en cada fase.

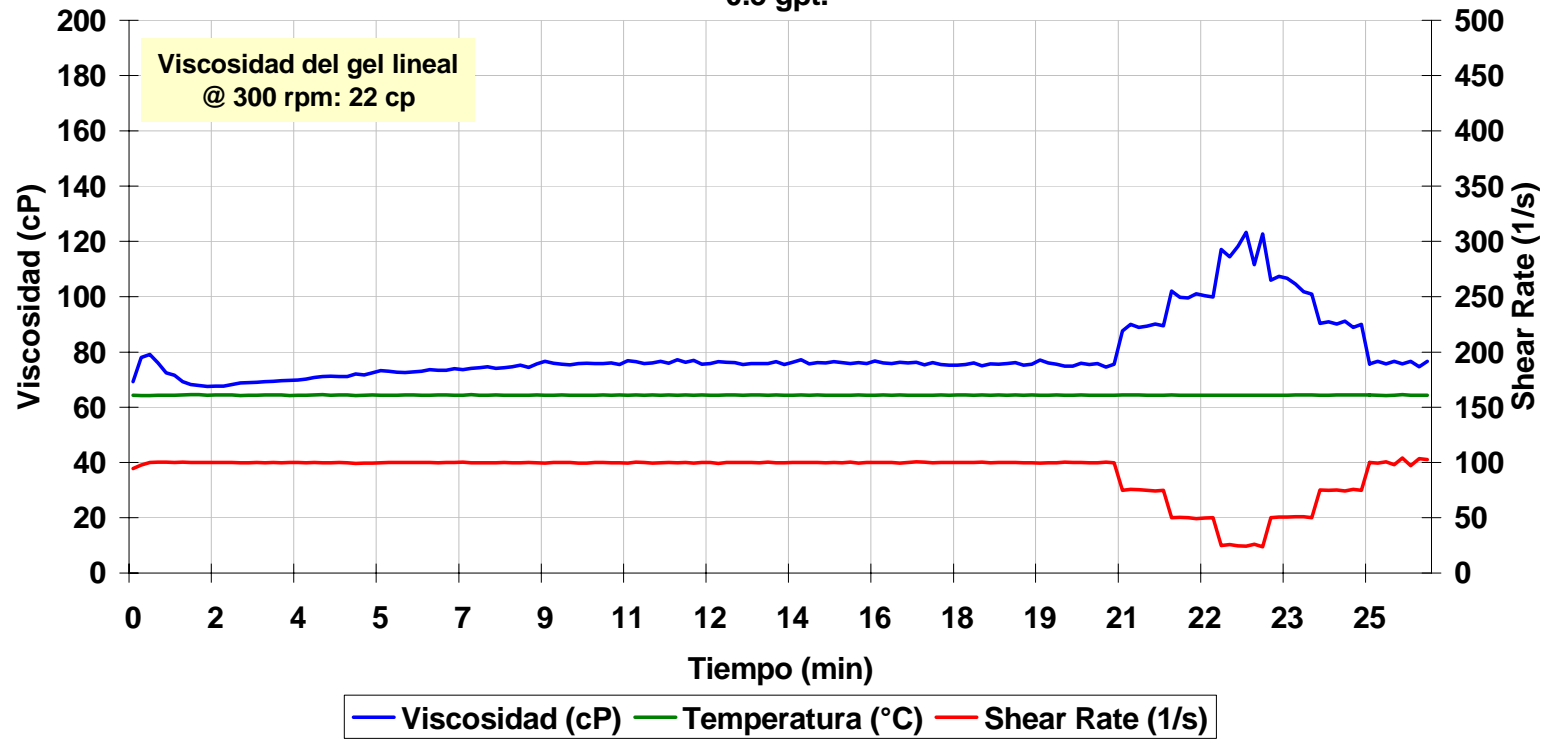
5.5. Perfiles Reológicos

Se inició realizando la prueba reológica al fluido de fractura tomado como referencia, obteniéndose la curva que se presenta en el gráfico 1.

[§] Guar: Polisacárido soluble en agua, de alto peso molecular, proveniente de una semilla de donde es extraído y pulverizado, con amplia aplicación en la industria petrolera, textil, de alimentos y farmacéutica. Biopolímero biodegradable [5].

Gráfico 1. Perfil reológico del fluido de fractura tomado como referencia, SpectraFrac 3000, a 148° F de temperatura y 500 psi de presión

Perfil Reológico SpectraFrac 3000 para CANTAGALLO (T: 148°F; p: 500 psi)
Agua: pozo de captación Cantagallo; X-cide 207: 0.3 ppt; Clay Treat 3C: 2.0 gpt; BF-3:
2.0 ppt; NE-118: 2.0 gpt; GW-27: 30.0 ppt; BF-7L: 1.5 gpt; XLW-56: 1.5 gpt; GBW-12C:
0.5 gpt.



La viscosidad del gel lineal fue de 22 cp lo que refleja que el polímero se hidrató correctamente. La viscosidad inicial de este fluido fue de **70 cp** aproximadamente y con el tiempo la viscosidad se mantuvo estable e **inferior a 80 cp** hasta antes de iniciar el primer cambio de shear rate. La prueba no se continuó debido a los deficientes resultados iniciales.

Después de este análisis y según los resultados obtenidos en las pruebas de compatibilidad fluido-fluido, se decidió **cambiar definitivamente** de la formulación del fluido de fractura, el polímero GW-27 por el producto nuevo, GW-3, y continuar evaluando los fluidos con este último, para analizar su comportamiento.

En el gráfico 2, se presentan los perfiles reológicos obtenidos para los fluidos 1 y 2, (ver tabla 5). Estos fluidos de fractura fueron evaluados con el fin de analizar la alternativa de disminuir la concentración de polímero de 30 ppt a 25 ppt, para reducir la cantidad de residuo que deja el fluido de fractura después de su rompimiento [39]. Según los resultados, se observó que al disminuir la concentración de polímero, se disminuye la viscosidad inicial y a la vez la estabilidad del fluido con el tiempo. Por esta razón se desertó de esta posibilidad y se siguieron evaluando fluidos con 30 ppt de polímero.

En el gráfico 3, se presentan los perfiles reológicos de los fluidos 3 y 4. Se observó que al aumentar la concentración de enzima rompedora, se disminuye el tiempo de rompimiento. Así el fluido disminuye su viscosidad más rápidamente, como es de esperarse. Sin embargo, como al mismo tiempo se aumentó la cantidad de crosslinker, en comparación con los fluidos 1 y 2, ninguno de los dos fluidos, rompió después de 2 horas de evaluación. Por este motivo, estos fluidos de fractura fueron descartados dentro de los candidatos a ser óptimo.

Gráfico 2. Perfiles reológicos de los fluidos de fractura 1 y 2
(2,0 gpt de XLW-56 y 0,25 gpt de GBW-12C)

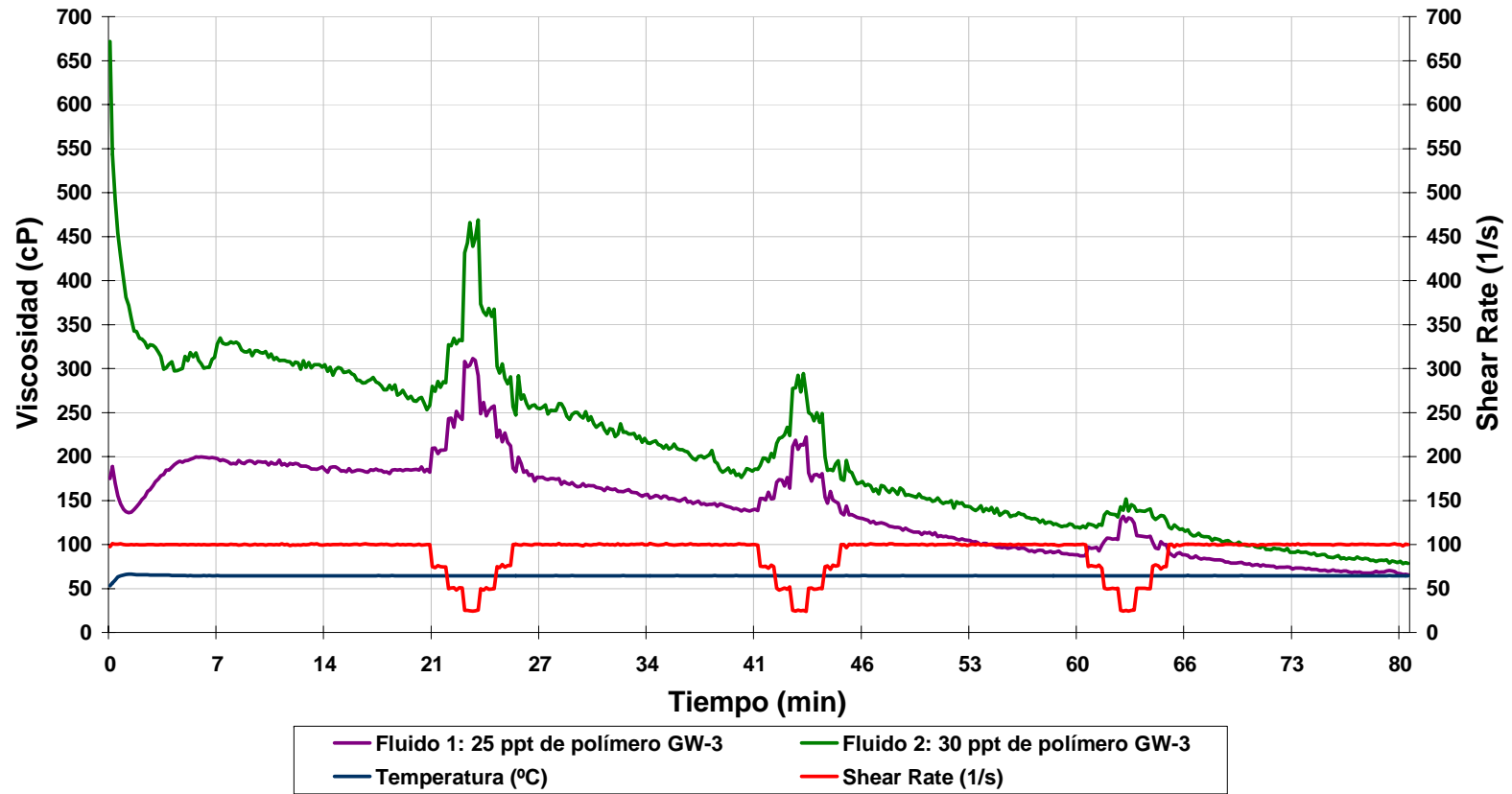


Gráfico 3. Perfiles reológicos de los fluidos de fractura 3 y 4
(30 ppt de GW-27 y 2,5 gpt de XLW-56)

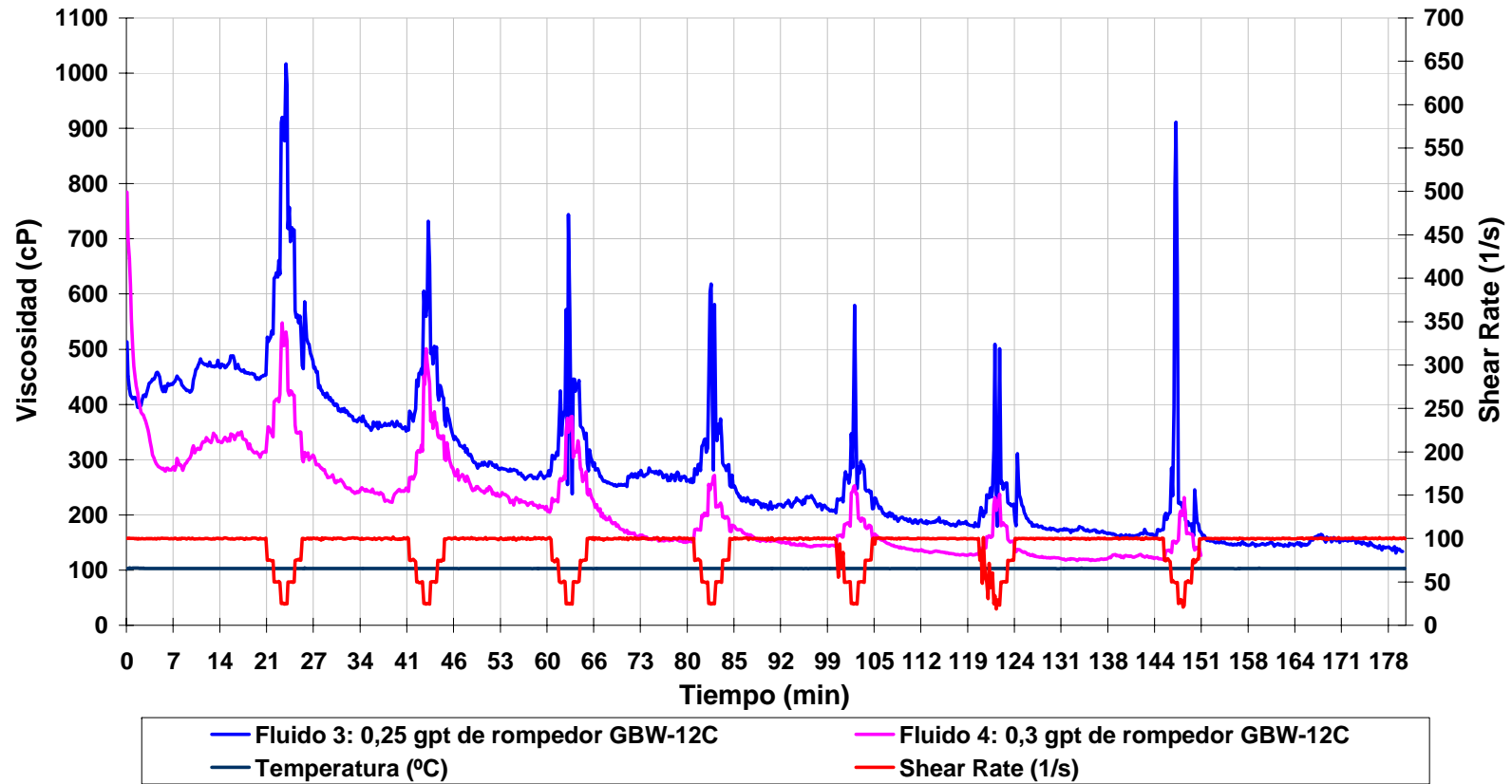
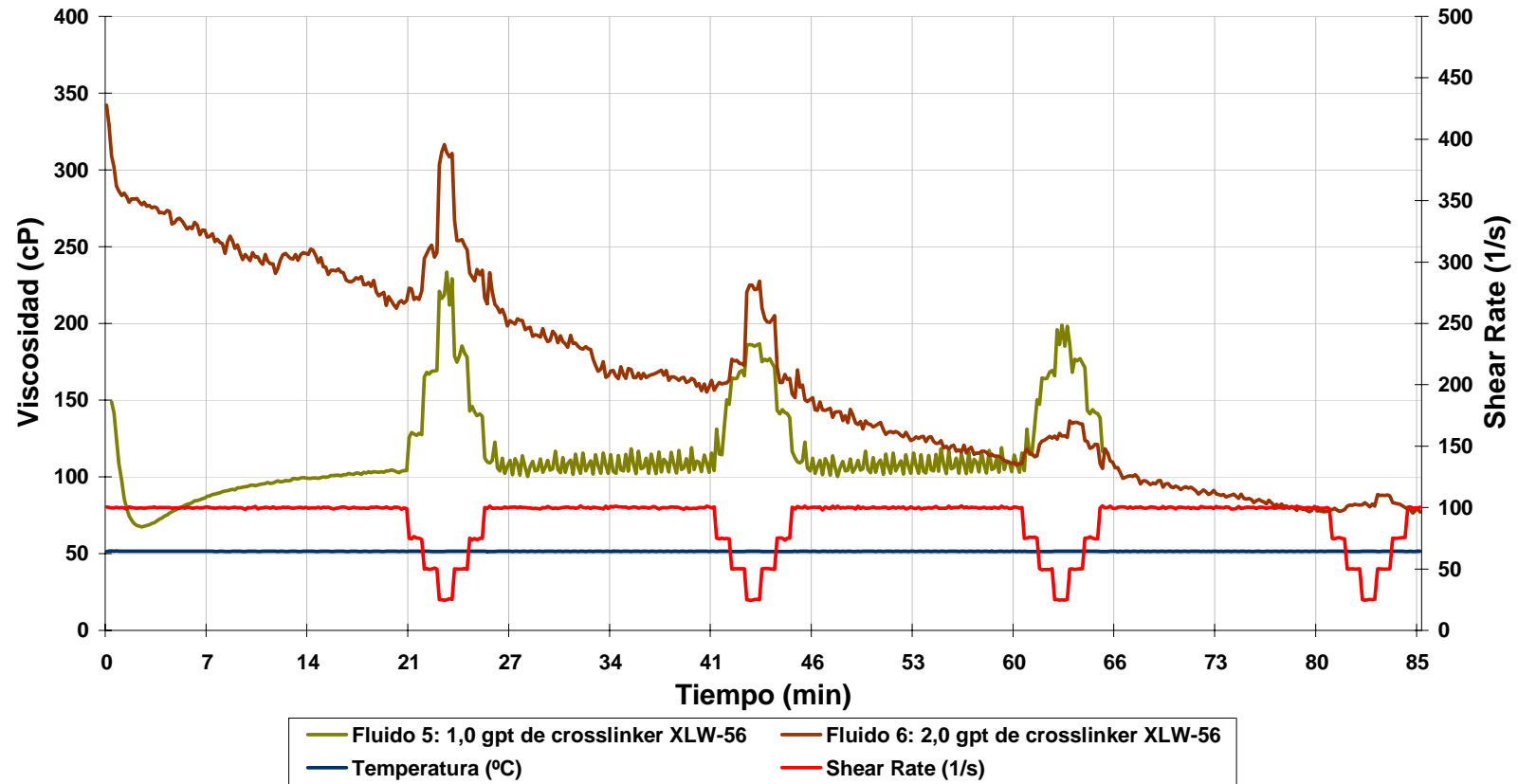


Gráfico 4. Perfiles reológicos de los fluidos de fractura 5 y 6
(30 ppt de GW-3 y 0,7 de GBW-12C)



En la gráfico 4, se presentan los perfiles reológicos de los fluidos 5 y 6. El objetivo era evaluar el efecto del crosslinker sobre la viscosidad. Se observó que el fluido 5, con menor concentración de crosslinker, presentó menor viscosidad inicial. Además, su rango de viscosidades es muy bajo durante la primera media hora de evaluación. El fluido 6, aunque rompió en un tiempo adecuado, no presentó buena viscosidad inicial, ni estabilidad durante la primera media hora de evaluación.

En la tabla 14 se muestra una comparación de los parámetros preestablecidos en la elección del fluido de fractura reológicamente óptimo, para todos los fluidos evaluados, a partir del análisis de los perfiles reológicos obtenidos.

Tabla 14. Análisis de los parámetros preestablecidos a partir de los perfiles reológicos obtenidos de los fluidos de fractura evaluados.

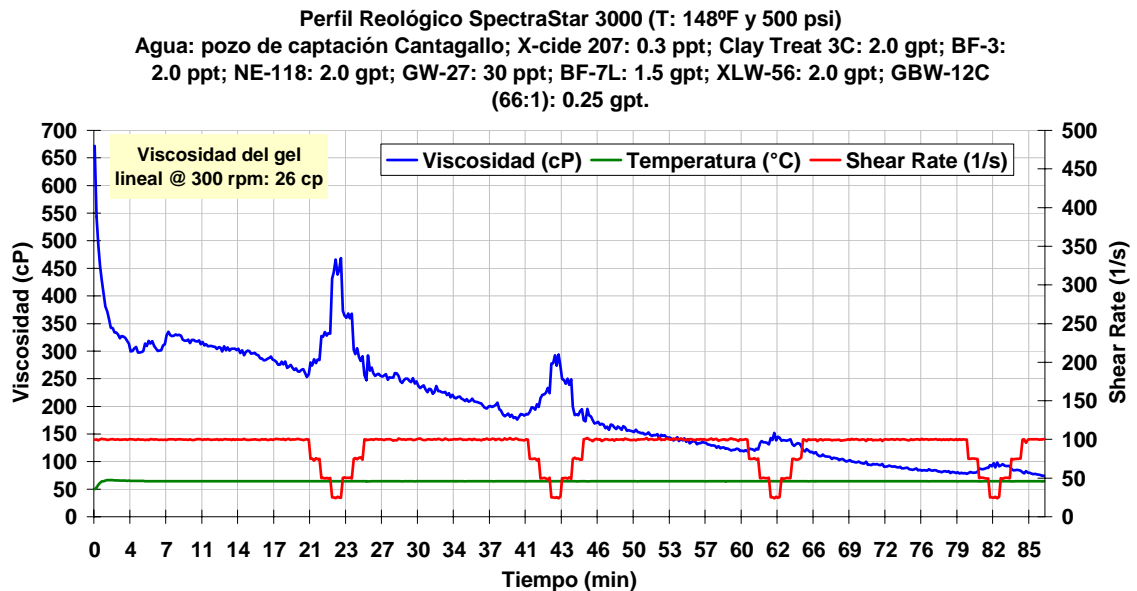
Número de fluido	Viscosidad del gel lineal a 300 rpm [cp]	Viscosidad inicial aprox. [cp]	Rango de viscosidad [cp] durante los primeros 30 min	Tiempo de rompimiento
1	22	170	130-160	54 min
2	26	670	240-400	1 hora 8 min
3	26	510	390-400	No rompió-muy estable al final
4	26	780	260-400	No rompió-muy estable al final
5	26	150	70-110	No rompió-inestabilidad
6	26	340	190-280	1 hora 6 min

Según los resultados obtenidos (ver tabla 14), el fluido de fractura 2, fue el que mejor comportamiento reológico presentó (ver gráfico 5).

A continuación se presentan algunos datos reportados en la preparación del fluido de fractura óptimo:

- Tiempo de hidratación: **15 min**
- pH antes de BF-7: **7,92**
- pH después de BF-7: **9,85**
- Tiempo de “vórtice”: **3 s**
- Tiempo de “release”: **1 min 30 s**

Gráfico 5. Perfil reológico del fluido de fractura óptimo para los trabajos de Fracturamiento Hidráulico en el Campo Yariguí-Cantagallo.



5.6. Aplicación e impacto de los resultados

En el pozo YR-71, del Campo Yariguí-Cantagallo, se llevó a cabo una campaña de Fracturamiento Hidráulico, del 27 al 29 de Noviembre de 2007. Se utilizó el fluido de fractura base agua optimizado en laboratorio, teniendo como base el estudio químico y reológico realizado y reportado anteriormente.

En el gráfico 6 se muestra la eficiencia presentada por el fluido de fractura durante el desarrollo del trabajo, medida como cantidad de fluido que se pierde a la formación (a menor fluido filtrado por la formación mayor es la eficiencia) [23]. Se puede observar una eficiencia mínima de 38% aproximadamente, y una eficiencia máxima al finalizar el bombeo de fluido de fractura de 58% aproximadamente, lo que evidencia que el gel de fractura implementado es adecuado pues las eficiencias máximas de los fluidos utilizados hasta el momento en el campo no superaron el 20 o 30 %.

El Fracturamiento se llevó a cabo a una profundidad de 6400 ft aprox. En la tabla 15 se muestran algunos datos reportados después de la operación.

Gráfico 6. Eficiencia con respecto al tiempo del fluido de fractura base agua utilizado en el pozo YR-71, reportado por BJ Services durante el trabajo de Fracturamiento Hidráulico.



Tabla 15. Datos reportados después del trabajo de Fracturamiento en YR-71, para ECOPETROL, por BJ Services Company.

Fluido de fractura preparado	SpectraStar 3000
Viscosidad de gel lineal @ 300 rpm	24 cp
Caudal promedio de bombeo (Q)	22,7 bpm
Volumen total de gel preparado	730 bbl
Volumen de gel bombeado	552 bbl
Volumen total de gel inyectado a la formación	493 bbl
Agente de sostén utilizado	Carbolita 16/20
Avenamiento	NO

Cabe resaltar que la producción del pozo YR-71 antes del Fracturamiento Hidráulico era de **144 BOPD**. Un mes y medio después de los trabajos realizados, la producción aumentó a **206 BOPD** aproximadamente. Se logró aumentar la producción en **62 BOPD**. Estos datos son preliminares ya que el pozo aún se encuentra en seguimiento^V.

^V ENTREVISTA con Luis Enrique Sarmiento Tirado, ingeniero del Campo Yariguí-Cantagallo. Bucaramanga, 18 de enero de 2008

6. CONCLUSIONES

El fluido de fractura SpectraFrac 3000, que fue utilizado en trabajos anteriores en el campo Yariguí-Cantagallo, específicamente en el pozo YR-83, y que fue tomado como fluido de referencia para este estudio, no es el fluido de fractura óptimo debido a su comportamiento reológico deficiente, baja estabilidad a las condiciones de temperatura del campo y excesivo precipitado de polímero no roto observado en las pruebas de compatibilidad, por lo que tuvo que ser reemplazado por uno nuevo.

Con base en lo anterior y según la evaluación y análisis realizados, el fluido de fractura óptimo para el campo Yariguí-Cantagallo es el siguiente:

Tabla 16. Formulación del fluido de fractura óptimo para el Campo Yariguí-Cantagallo, SpectraStar 3000

ADITIVO	NOMBRE COMERCIAL	CONCENTRACIÓN	UNIDAD
Agua	Agua	1000	GPT
Bactericida	X-cide 207	0,3	PPT
Controlador de Arcillas	Clay Treat 3C	2,0	GPT
Solución buffer (low)	BF-3	2,0	PPT
Surfactante	NE-118	2,0	GPT
Solvente mutual	US-40	0,0	GPT
Polímero	GW-3	30,0	PPT
Solución Buffer (high)	BF-7L	1,5	GPT
Reticulador o Crosslinker	XLW-56	2,0	GPT
Rompedor enzimático	GBW-12C (66:1)	0,25	GPT

El fluido de fractura óptimo presenta buena textura, y cumple con los requisitos reológicos preestablecidos: elevada viscosidad inicial (670 cp), estabilidad durante la primera media hora (240-400 cp) y rompimiento a los 68 min aproximadamente. Además de lo anterior, el fluido de fractura óptimo es compatible con el crudo del campo y moja las arenas de la formación preferencialmente por agua. Sin embargo, la tensión interfacial entre el fluido de fractura y el crudo no disminuyó

aunque se utilizaron los productos de BJ Services NE-118 y US-40 a diferentes concentraciones. La tensión interfacial sólo se logró disminuir con la adición de los productos PET 55 y PET 200 de la empresa PETROCARIBE, de un valor de 3,89 dinas/cm a 1,11 dinas/cm.

Según los datos de producción del pozo YR-71 (candidato a ser Fracturado Hidráulicamente), obtenidos hasta la fecha, se confirma que los trabajos de Fracturamiento Hidráulico realizados fueron exitosos y que el fluido de fractura optimizado, es el adecuado de forma que se obtuvieran los resultados esperados.

7. RECOMENDACIONES

Realizar el montaje del fluido de fractura en el reómetro, para la evaluación de los perfiles reológicos, tan pronto se agregan los últimos aditivos, sin esperar el armado completo del fluido de fractura, para hacer de esta prueba más representativa de lo que ocurre en campo y así analizar el efecto que tiene la temperatura sobre el armado del gel.

No realizar precalentamiento de la celda del reómetro, donde se ubica la muestra a evaluar, ya que realmente en la formación no existen condiciones isotérmicas sino un aumento gradual de la temperatura hasta llegar al fondo de la formación.

Formular y realizar una metodología de pruebas donde se analice la pérdida de viscosidad del fluido de fractura *lineal*, a la temperatura ambiente del campo en estudio, ya que por lo general el fluido es preparado y dejado largos periodos de tiempo, sin tener en cuenta el efecto que estas condiciones generan sobre esta importante propiedad.

Realizar nuevas pruebas de tensión interfacial utilizando otro producto diferente, por ejemplo el tensioactivo Inflo 150 (también proveído por BJ Services Company), con el fin de disminuir esta propiedad del fluido de fractura con el polímero GW-3, del valor de 3,89 dinas/cm, utilizando productos de la misma compañía de servicios, ya que éste fue el fluido reológicamente óptimo.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALI, Syed, *et al.* Método combinado de estimulación y control de la producción de arena. En: Oilfield Review, Vol. 14, N° 2, (Otoño de 2002); p. 35. www.slb.com
2. *Ibíd.*, p. 42
3. BIVINS, Craig H., *et al.* Nuevas fibras para tratamientos de fracturamiento hidráulico. En: Oilfield Review, Vol. 17, N° 2, (Otoño de 2005); p 37. www.slb.com
4. *Ibid.* p 38.
5. BONILLA, Fernando. Fluidos de Completamiento y Fluidos de Fracturamiento. Universidad Surcolombiana. Neiva, Huila. p. 5-11. www.usco.edu.co
6. CARDENAS, Jennifer. Yariguí-Cantagallo pasó de 4800 a 13300 barriles diarios en tres años: Reproducción. Carta Petrolera, ECOPETROL S.A., Edición 114 (abril-mayo 2003). www.ecopetrol.com.co
7. CARREÑO RUEDA, Mildreth Johanna. Análisis y evaluación de la optimización de la producción en el Campo Cantagallo, SRI, ECOPETROL S.A. mediante la ejecución de un piloto de fracturamiento hidráulico en las arenas B, C y CG. Bucaramanga, 2006, 193 p. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
8. CONWAY, Michael W, *et al.* Chemical Model for the Rheological Behaviour of Cross linked Fluid Systems. En: SPE Journal Paper N° 9334, (February 1983); p. 315-320.
9. CRAMER, David, D; WOO, George, T and DAWSON, Jeffrey, C. Development and Implementation of a Low-Polymer-Concentration Cross linked Fracturing Fluid for Low-Temperature Applications. En: SPE Journal Paper N° 91418, (September, 2004)
10. CREWS, James, B. and HUANG, Tianping. Internal Breakers for Viscoelastic-Surfactant Fracturing Fluids. En: SPE Journal Paper N° 106216, (March, 2007)
11. CREWS, James, B and HUANG, Tianping. Nanotechnology Applications in Viscoelastic-Surfactant Stimulation Fluids. En: SPE Journal Paper N° 107728, (June, 2007)

12. DAWSON, Jeffrey, C; CRAMER, David, D and LE, Hoang V. Reduced Polymer Based Fracturing Fluid: Is Less Really More? En: SPE Journal Paper N° 90851, (September, 2004)
13. ECONOMIDES, J. Michael; NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. Third edition. Houston, Texas: 1989.
14. ELBEL, Jack, L and THOMAS, Ron, L. The use of viscosity stabilizers in high temperature fracturing. En: SPE Journal Paper N° 9036, (May, 1980)
15. ENGELS, J.L, *et al.* A Mechanical Methodology of Improved Proppant Transport in Low-Viscosity Fluids: Application of a Fiber-Assisted Transport Technique in East Texas. En: SPE Journal Paper N° 91434, (September, 2004)
16. ENRIQUEZ, T; OLSON, D and LOPEZ H. Spectra Star 2500 & Spectra Frac 3000 at 180F, 140F & 100F. BJ Services Permian Region Laboratory Fann 50 Report. Odessa, Texas: 2003.
17. FERRÉ, Joan. El Diseño Factorial Completo 2^k. Universidad Rovira i Virgili, Departamento de Química Analítica y Química Orgánica, Grupo de Quimiometría y Cualimetría, Tarragona.
18. GADIYAR, Bala, *et al.* Optimización de los tratamientos de fracturamiento y empaque. En: Oilfield Review, Vol. 16, N° 3, (Invierno de 2004); p. 21 y 22. www.slb.com
19. HARRIS, P.C, and HEATH, S. J. Rheological Properties of Low-Gel-Loading Borate Fracture Gels. En: SPE Journal Paper N° 52399, (November, 1998); p. 230-235.
20. HSU, Christie, H and CONWAY, Michael, W. Fracturing Fluids for Deep, Hot Formations. En: SPE Journal Paper N° 9707, (November, 1981); p. 2213-2218)
21. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO, ICP-ECOPETROL, Laboratorio de Daños a la Formación, Evaluación de Aditivos para tratamiento orgánico de pozos del área Cantagallo. Piedecuesta, Mayo, 2006. 20p.
22. KAKADJIAN, S. *et al.* Cross linked Emulsion To Be Used as Fracturing Fluid. En: SPE Journal Paper N° 65038, (February, 2001)
23. KING, George E, Factors Affecting dynamic fluid leak off with foam fracturing fluids. En: SPE Journal Paper N° 6817, (1977)

24. LESCARBOURA, Jaime A.; SIFFERMAN, Thomas, R. and WAHL, Harry, A. Evaluation of Fracturing Fluid Stability by Using a Heated, Pressurized Flow Loop. En: SPE Journal Paper N° 10962, (June, 1984); p. 249-255.
25. MALONE, Mark R.; NELSON, Scott G and JACKSON, Randy. Enzyme Breaker Technology Increases Production, Grayburg-Jackson Field, Southeast New Mexico: A Case History. En: SPE Journal. Paper N° 59709, (March 2000); p. 1-2
26. Ibid, p. 6
27. Mc-Cabe, M.A., *et al.* Applications of a New, Efficient Hydraulic Fracturing Fluid System. En: SPE Journal, Vol 14, N° 2, Paper N° 56204, (May, 1999); p.139-143.
28. MEDINA ZÁRATE, Carlos Ernesto, *et al.* Aplicación de tecnología. Proyecto de Fracturamiento Hidráulico Campo OPON Pozos Lilia 5 y 6. Informe técnico de proyectos; ECOPETROL S.A.-ICP, Unidad de Disciplinas Especializadas; Piedecuesta: Noviembre de 2006
29. 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.
30. 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
31. 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.
32. 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.
33. NSI TECHNOLOGIES, INC. Hydraulic Fracturing. 3rd edition. Tulsa, Oklahoma: 1997. Cap. A. History. p 7-21.
34. Ibid. Cap. C. Fluid Selection and Scheduling. p. 68 y 69.

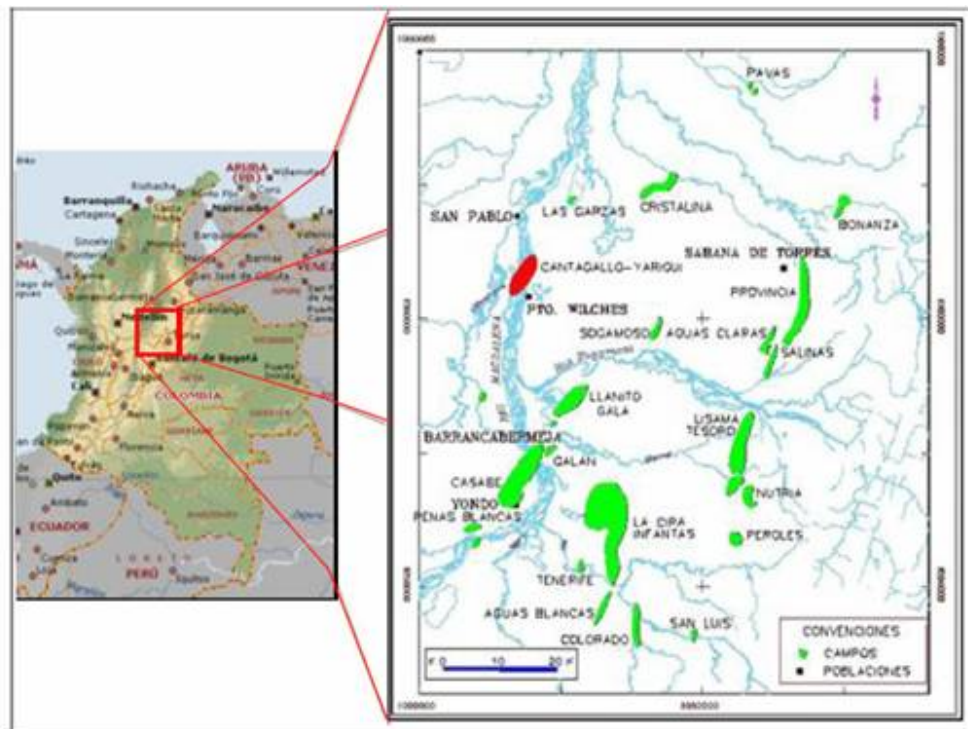
35. Ibid., p. 72-74
36. NSI TECHNOLOGIES, INC, op. cit., Cap. D. Fluid Quality Control. p. 34
37. PARKER, M, *et al.* New Hydraulic Fracturing Fluid Technology Reduces Impact On the Environment Through Recovery And Reuse. En: SPE Journal. Paper N° 80590, (March 2003); p. 1
38. ROGERS, Rudy, E; VEATCH Jr, Ralph, W and NOLTE, Kenneth, G. Pipe Viscosimeter Study of Fracturing Fluid Rheology. En: SPE Journal Paper N° 10258, (October, 1984); p. 575-581.
39. SLAHEDDINE, Keti, *et al.* Nuevas aplicaciones para surfactantes viscoelásticos. En: Oilfield Review, Vol. 16, N° 4, (Primavera de 2005); p. 10 www.slb.com
40. Ibid., p. 12
41. SYDANSK, Robert, D and SERIGHT, Randall, S. When and Where Relative Permeability Modification Water-Shutoff Treatments Can Be Successfully Applied. En: SPE Journal Paper N° 99371, (May, 2007); p. 236-247)
42. TAYAL, Akash; KELLY, Robert M. and KHAN, Saad. Viscosity Reduction Of Hydraulic Fracturing Fluids Through Enzymatic Hydrolysis. En: SPE Journal, Vol. 2, Paper N° 38432, (June 1997); p. 204 – 205.
43. VIZCAINO BUENO, Heidy Lorena y DORIA CARRASCAL, Linda Malena. Selección de pozos, diseño y análisis económico para trabajos de fracturamiento hidráulico en el Campo Santa Clara (Neiva). Bucaramanga, 2007, 271 p. Trabajo de Grado (Ingenieros de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
44. WELTON, T. D and Van DOMELEN, M. S., High-Viscosity-Yield Acid Systems for High-Temperature Stimulation. En: SPE Journal Paper N° 98237, (February, 2006)
45. YANG, Zhenzhou, *et al.* Case Study of Fracturing Fluid Optimization for MHF in a Low-Permeability Gas-Field in China. En: SPE Journal Paper N° 64773, (November, 2000)

ANEXO A

UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

En el siguiente mapa geográfico se ubica el campo Cantagallo, respecto a la ciudad de Santa fe de Bogotá, como la zona sombreada en rojo, ubicado sobre el río Magdalena. Las zonas sombreadas de verde son campos aledaños.

Figura A1. Ubicación Campo Yariguí-Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.

El campo Yariguí-Cantagallo posee dos zonas productoras de interés: Formación Mugrosa, compuesta por las llamadas Arenas B y Formación La Paz, compuesta por las arenas conocidas como C y CG o Cantagallo, siendo las arenas CG el principal horizonte productor, después de estudios anteriormente desarrollados [7].

ANEXO B

PROPANTE, APUNTALANTE O MATERIAL DE RELLENO

Es una arena sintética compuesta por muchos granos de geometría esférica que finalmente quedan depositados en el interior de la fractura luego que el fluido de fractura se degrada y retira de la misma. Su función es mantener abierta las fracturas creadas y formar una especie de filtro granular para lograr optimizar la permeabilidad de la formación y aumentar el flujo de los fluidos. En la figura B1 se observan algunos tipos de propantes.

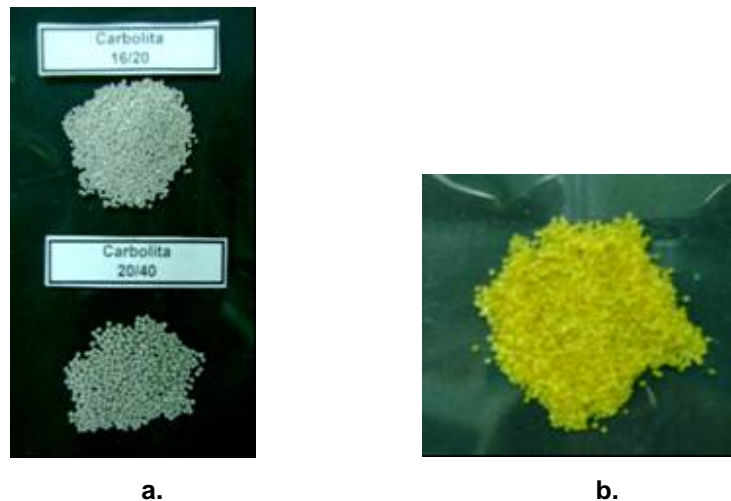


Figura B1. Muestras de laboratorio de propante. a. Carbolita 16/20 y 20/40. b. Santrol resinada.

Para que una formación o cualquier material sea permeable debe ser poroso (debe contener espacios vacíos o poros que le permitan absorber los fluidos). Sin embargo, la porosidad no es suficiente, pues los poros deben estar interconectados por canales como fallas o grietas, para que los fluidos dispongan de una especie de camino por donde fluir. Cuantos más caminos haya más permeable es la formación [13]. Ésta es la finalidad del fracturamiento hidráulico y el propante colabora para ello.

Como propante generalmente se utilizan varios tamaños (16/20, 20/40 etc.) y tipos de arenas incluyendo arena natural, arena tamizada acorde con las necesidades específicas, arena cubierta de resina y propantes cerámicos sintéticos de resistencia media o alta según sea la presión de cierre de la fractura [18].

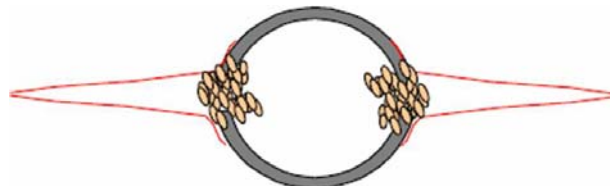
B.1. Arenamiento [43]

El arenamiento es la acumulación de propante en algún punto, inmovilizando el paso e impidiendo el desarrollo de la fractura. Sus causas son básicamente dos:

B.1.1. Ancho de fractura insuficiente

Para poder ingresar a la fractura los granos del propante deben encontrar una separación entre las paredes (ancho de la fractura) suficientemente grande para que no se “atasquen” en la pared del pozo, bloqueen la grieta iniciada y detengan la operación. Ver figura B2.

Figura B2. Arenamiento en la cara del pozo

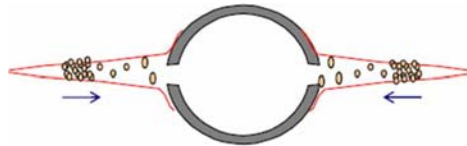


Fuente: Seminario de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005

El colchón o pad es la fracción de fluido de fractura sin propante que se bombea inicialmente. Su volumen debe crear un ancho de fractura dos a tres veces mayor que el máximo diámetro del propante. Superada la restricción inicial, el volumen de colchón se pierde más rápidamente que el resto del fluido. Por otro lado, la pérdida instantánea (Spurt Loss) se produce en la punta de la fractura y a medida que se pierde por filtrado el volumen de colchón, los granos de material de soporte

se mueven por una grieta cada vez más estrecha. Nuevamente se pueden “atascar” bloqueando el paso de las partículas posteriores; y por acumulación el arenamiento progresa rápidamente hacia el pozo. Para prevenir esta posibilidad, el volumen de colchón también debe suplir fácilmente las perdidas por filtrado de modo que se pueda mantener el propante alejado del estrechamiento de la grieta cerca de la punta. Ver figura B3.

Figura B3. Arenamiento cerca de la punta de la fractura



Fuente: Seminario de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005

B.1.2. Excesiva concentración de material de soporte

A medida que crece la concentración de material propante se torna más difícil el movimiento. Existe un valor máximo de contenido de sólidos que no se puede superar, si se procura mantener el movimiento de la suspensión (gel+propante). Para el caso de partículas esféricas de igual tamaño, el límite teórico corresponde al 52% en volumen. En caso de arena suspendida en un fluido base agua este límite corresponde a una concentración de 24 libras de arena por galón de líquido. El límite práctico es considerablemente menor, pero la definición de una cifra es un tema controvertido. Se han propuesto, por ejemplo 18 libras de arena por galón, equivalente a un 45% de contenido de sólidos. Ver figura B4.

Figura B4. Arenamiento por concentración excesiva



Fuente: Seminario de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C. Febrero 14 -16, 2005

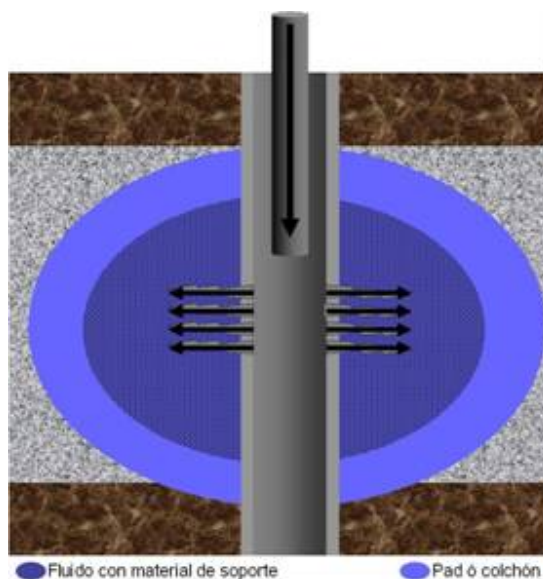
ANEXO C

ETAPAS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO [3]

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico, comprenden una etapa inicial donde el fluido colchón, que no contiene propante, se bombea a través de las perforaciones de la tubería del pozo, a un régimen y una presión suficientes como para provocar la ruptura de la formación y crear una fractura.

Luego, una lechada transporta el propante a través de las perforaciones como se observa en la figura C1. Cuando el bombeo se detiene, la fractura se cierra sobre el material de relleno que queda sosteniendo la misma.

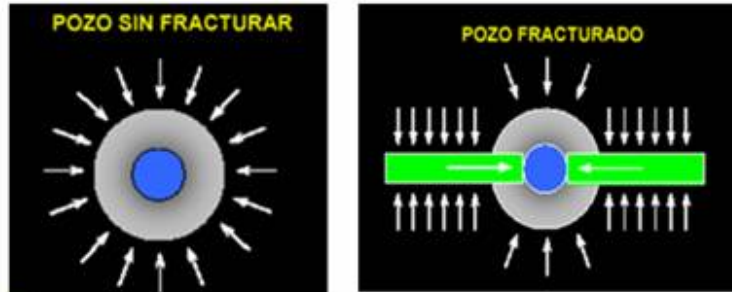
Figura C1. Proceso de Fracturamiento Hidráulico.



Fuente: BJ Services Company. Curso de Fracturamiento Hidráulico. 2005

En la figura C2 se muestra cómo es el canal de flujo de los fluidos que se hallan en el yacimiento, cuando el pozo es fracturado hidráulicamente. Evidentemente se observa que el área de flujo aumenta significativamente.

Figura C2. Esquema de canal de flujo creado por el fluido de fractura [7].



Durante la inyección y el cierre de la fractura, la velocidad de asentamiento del apuntalante incide significativamente sobre la geometría final de fractura. Las altas velocidades de sedimentación hacen que el propante se concentre en la parte inferior en una fractura, antes de que ésta se cierre.

Contrariamente, las bajas velocidades de sedimentación favorecen la distribución completa y uniforme a través de toda la fractura y proveen al máximo potencial para la estimulación de la formación y mejoran la productividad.

El transporte de propante en los fluidos de fracturamiento se rige por una compleja combinación de parámetros. La viscosidad del fluido de fractura es de particular importancia porque provee resistencia al asentamiento por atracción gravitatoria y ayuda a transportar el propante a lo largo de la fractura.

El asentamiento generalmente responde a la ley de Stokes. La velocidad a la que las partículas caen a través del fluido de fractura, es directamente proporcional al tamaño y densidad de las partículas e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. A medida que se produce la sedimentación, se forma un límite definido entre la capa de partículas y el fluido que se encuentra por encima de ellas.

Varios estudios han investigado las velocidades de sedimentación de los propantes en función de la viscosidad del fluido. A raíz de esto surgió un patrón clave sobre la viscosidad del mismo. La viscosidad mínima del fluido para asegurar el transporte adecuado del propante es de aproximadamente 100 cp a una tasa de corte o gradiente de velocidad (shear rate) de 100 s^{-1} (118 rpm) [3]

Por todo lo anterior la viscosidad se convierte en una variable importante para la elección del fluido óptimo, de forma que transporte de manera eficaz el propante hasta lo más profundo de las fracturas creadas.

ANEXO D
RESEÑA HISTÓRICA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y FLUIDOS DE
FRACTURA [33]

La técnica de fracturamiento hidráulico debe remontarse a los años de 1890's, cuando se usaba nitroglicerina primero líquida, y luego solidificada, para estimular pozos poco profundos, en Pensilvania, New Cork, Kentucky. A pesar de sus peligrosas propiedades el uso de este material fue muy exitoso, en pozos productores de crudo y luego en pozos productores de agua y gas. Sólo hasta la década de 1930's, se introdujo la idea de inyectar fluidos ácidos.

La idea de fracturar hidráulicamente una formación para aumentar la tasa de producción de aceite y gas fue concebida por Floyd Farris (miembro de la compañía Stanolind Oil and gas) después de un extensivo estudio de las presiones para aislar las formaciones que contenían crudo de las que contenían agua.

Después de un profundo estudio, en julio de 1947, se realizó el primer tratamiento de estimulación de pozos por medio de fracturamiento hidráulico intencional, en Grant Country, Kansas, por Stanolind, con la inyección de mil galones de NAPALM (gasolina gelatinosa), seguido de 2.000 galones de gasolina con un gel rompedor, en un pozo productor de gas. Este proceso fue introducido a la industria en papel por J. B. Clark en 1948 y patentado y autorizado en 1949. Halliburton Oil Well Cementing Company fue la primera compañía en tener una licencia exclusiva sobre el nuevo tratamiento en ese momento. Desde entonces, los avances en este tipo de técnica para aumentar la productividad de los pozos han sido significativos. Después de los primeros trabajos los tratamientos de fracturamiento en promedio se utilizaban 750 galones de fluido de fractura y 400 libras de arena como propante por año. Hoy en día en promedio consisten de 43.000 galones de fluido

de fractura y 68.000 libras de agente propante, en donde los tratamientos grandes necesitan de 1 millón de galones de fluido de fractura y 5 millones de libras de propante por año. La potencia hidráulica requerida por tratamiento (hhp) fue incrementando de 75 a alrededor de 1.500 hhp en promedio. Recientemente se habla de 10.000 a 15.000 hhp o incluso de solo 10 a 15 hhp.

Ésto refleja los continuos avances aportados en la teoría y en la práctica, la gran variedad de fluidos que están disponibles para todo tipo de situaciones, los equipos más sofisticados y los últimos adelantos en informática. Ahora se dispone de modelos de simulación, técnicas de control y evaluación, equipos para el diseño, programas para obtener los perfiles de concentración, temperatura y viscosidad de los fluidos durante el tratamiento, etc., que van trasformando la técnica de fracturamiento hidráulico y haciendo que deje de ser un arte para convertirse en una ciencia.

En 1953 se empezó a utilizar agua como fluido de fracturamiento, pero el agua posee menor viscosidad que el gel viscoso usado originalmente y esto obligó a utilizar altas velocidades para transportar el propante. Además el agua inyectada provocaba daños en la formación de manera que fue entonces cuando se pensó en utilizar aceites viscosos, agentes gelificantes y aditivos, que mejoraran las propiedades del fluido de fractura. Innovaciones como espumas y la adición de alcohol, han mejorado el uso de los mismos, en muchas formaciones.

En 1970's la industria de la exploración tuvo que estimular pozos más profundos y a temperaturas más elevadas. Se necesitaban fluidos de fractura más viscosos y con mayor estabilidad térmica. Entonces se creó una línea de fluidos de fracturamiento a base de polímeros. La mayor innovación surgió en el uso de agentes reticuladores, que mejoraron las propiedades reológicas de los fluidos de fractura, además de ser una opción muy económica. Los polímeros a base de

goma Guar, se reticularon con iones de borato, circonato o titanato para generar fluidos de fractura de alta viscosidad, convirtiéndose en los más usados hoy en día.

En 1980 se empezó a hacer conciencia en los laboratorios, del daño que generaba a las formaciones y sobretodo a la permeabilidad de la fractura, los fluidos a base de polímeros. Se necesitaba disminuir la concentración de éste para que el daño a la formación por el polímero residual se redujera, y la limpieza del pozo permitiera que se mejorara su productividad. [39] Fue entonces cuando los fluidos de fractura viscoelásticos (VES) fueron desarrollados. Estos se caracterizan por no poseer dentro de su formulación algún polímero ni rompedor. La razón para no requerir rompedores internos es que las micelas de dichos fluidos son sensibles a romperse al contacto con los hidrocarburos de la formación, incluyendo gases como metano, etano y propano. La química de estos sistemas se basa en la interacción iónica de un sistema dual a base de surfactantes [10]. Sin embargo, las elevadas pérdidas hacia la formación, así como la baja viscosidad a elevadas temperaturas, han limitado el uso de este tipo de fluidos de fractura. [11]

Hoy en día las mayores innovaciones a nivel mundial van dirigidas al uso de estabilizadores de temperatura, y aquellos tales como los fluidos de fractura viscoelásticos (VES) las fibras y los surfactantes aniónicos ambientalmente amigables (SAAA). A nivel internacional el fracturamiento hidráulico ha generado los siguientes reportes:

- USA: 20.000 a 30.000 fracturas por año
- México: 5.000 trabajos de fracturamiento hidráulico por año
- Argentina: 4.000 a 6.000 trabajos por año
- Rusia: 9.000 trabajos por año entre 2004 y 2005

A nivel nacional, por compañías, el panorama es el siguiente:

- Hocol: 80% de sus pozos son fracturados hidráulicamente

- Petrobrás: 95% a 100% de sus pozos son fracturados hidráulicamente
- BP: 90 % de sus pozos son fracturados
- ECOPETROL: Menos del 5% de sus pozos han sido fracturados

A nivel nacional por ECOPETROL, se tiene, solo por nombrar algunos:

- Orito: 50 BOPD a 500 BOPD
- Cantagallo: 12 pozos fracturados con incrementos de 700 BOPD, y se esperan incrementar a 150 BOPD.
- Llanito: Donde las permeabilidades son < 7 md se producían 10 BOPD; después del fracturamiento pasaron a producir 110 BOPD.

Tabla 17. Pozos fracturados hidráulicamente por la compañía de servicios BJ en el campo Yariguí-Cantagallo, con sus intervalos respectivos.

POZO	INTERVALO FRACTURADO [pies]	TEMP (F)
YR 23	5640-5834	148
YR 29	7372-7384	148
YR 39	7500-7530	148
YR 52	5386-5436	148
YR 65	7411-7421	148
	7445-7451	
YR 68	7146-7178	148
YR 69	7688-7699	148
	7710-7722	
	7742-7754	
	7763-7769	
YR 69	7882-7897	148
	7904-7912	
YR 83	7772-7792	148
	7480-7500	
YR 88	5770-5790	148

El éxito a nivel mundial de los fracturamientos por incremento de producción está entre 85-90%. Todos los anteriores datos, fueron reportados en el 1^{er} Foro de Fracturamiento Hidráulico en Colombia, realizado en el Instituto Colombiano de Petróleos, ICP, en 2005 [28]

ANEXO E

GEOMETRÍA CREADA POR LOS FLUIDOS DE FRACTURA [1]

En formaciones de baja permeabilidad los fluidos de fractura viscosos generan fracturas apuntaladas largas y angostas como se ve en la figura E1, que se extienden cerca de 300 m (1.000 ft) o más; los fluidos menos viscosos tales como el agua, se filtran más rápidamente y crean fracturas más cortas.

Figura E1. Geometría de las fracturas en formaciones de baja permeabilidad



En formaciones de alta permeabilidad, los tratamientos de fracturamiento crean fracturas apuntaladas cortas y anchas, como se ve en la figura E2, que proporcionan algo de estimulación aumentando la productividad del pozo. Estas fracturas altamente conductivas disminuyen la producción de arena.

Figura E2. Geometría de las fracturas en formaciones de alta permeabilidad



ANEXO F
ADITIVOS MÁS COMUNMENTE USADOS EN LAS FORMULACIONES DE
LOS FLUIDOS DE FRACTURA BASE AGUA [5, 10, 13, 14, 19]

F.1. Bactericida o Biocida

Son agregados para detener el crecimiento de bacterias anaerobias en la formación. De igual forma previenen la degradación del polímero mientras el fluido de fractura es almacenado en los tanques en el campo. Esto debido a que los polisacáridos (polímeros que son usados como gelificantes), son una excelente comida para las bacterias. Éstas no sólo disminuyen la viscosidad de los fluidos de fractura reduciendo el peso molecular del polímero base, sino que además pueden reducir los iones sulfato a sulfuro de hidrógeno, H₂S, un gas extremadamente peligroso y de mal olor.

Materiales como glutaraldehídos y aminas cuaternarias son usados para controlarlas. Los bactericidas no son necesarios en fluidos base aceite ni en ácidos gelificados.

F.2. Inhibidor o estabilizador de arcilla

Las arcillas son placas de óxido de aluminio y silicona. Las partículas cargadas negativamente resultan cuando el balance entre aluminios y oxígenos es roto. Entonces los cationes en solución crean una nube cargada positivamente, haciendo que las partículas se repelen unas con otras provocando su migración y por lo tanto el bloqueo de los espacios porales reduciendo así la permeabilidad.

Los estabilizadores previenen la dispersión de las partículas de arcilla. Soluciones con 1% a 3% de KCl son suficientes para minimizar el daño provocado por el

fluido de fractura. Además se pueden usar aminas cuaternarias que poseen un grupo cargado positivamente que es atraído por la carga negativa de las arcillas.

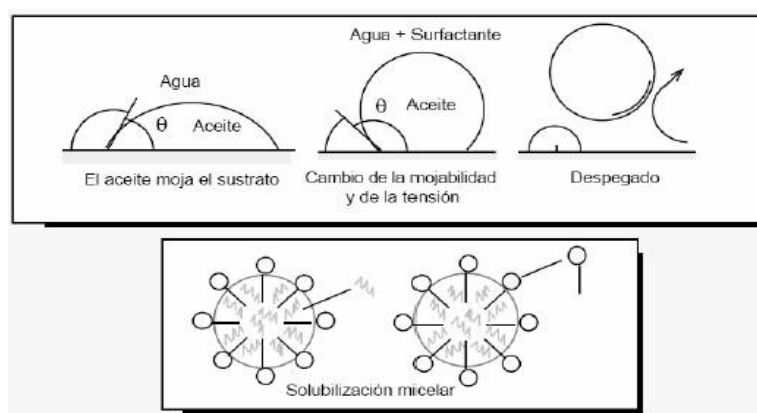
F.3. Buffer o controladores de pH

Son soluciones que permanecen estables a cualquier cambio de temperatura, adición de ácidos y/o bases. En el fluido de fractura controlan el pH durante las reacciones de hidratación del polímero y de reticulación. Son componentes importantes debido a que sobretodo los fluidos base agua, son muy sensibles al pH. Éstos deben encontrarse en los valores adecuados para que se lleve a cabo correctamente la preparación del fluido de fractura.

F.4. Surfactantes

Los surfactantes son compuestos cuyas estructuras moleculares contienen tanto grupos hidrofílicos (que atraen el agua) como hidrofóbicos (que repelen el agua). Reducen la tensión interfacial entre el fluido de fractura y el crudo de la formación. Cuando se agregan a un fluido acuoso las moléculas de surfactante se combinan para formar estructuras conocidas como **micelas**.

Figura F1. Comportamiento de un surfactante en agua y solubilización micelar

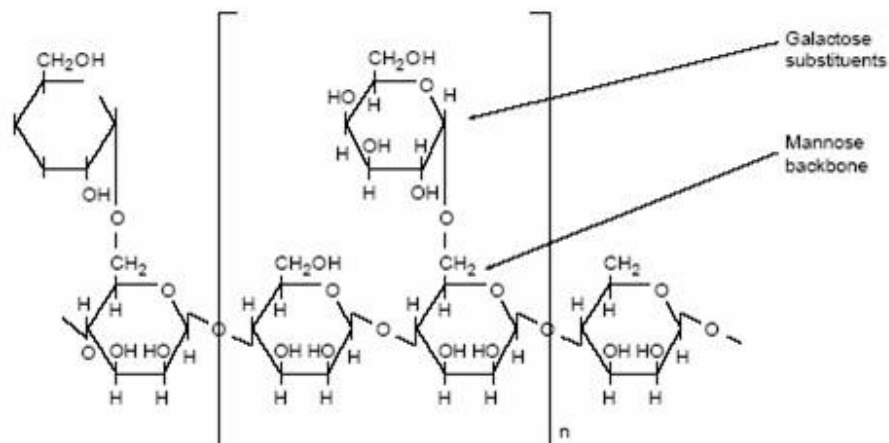


El aceite que moja la superficie es atacado por la solución que contiene el surfactante, como se ve en la figura F1. El ángulo de contacto del aceite cambia (se hace mayor de 90°) hasta que finalmente es despegado de la superficie, formando las micelas que típicamente son esféricas. Este fenómeno comúnmente se conoce como detergencia ya que los surfactantes son muy usados en los detergentes comerciales.

F.5. Polímeros o gelificantes

Muchos polímeros solubles en agua pueden ser usados para mantener una viscosidad que sea capaz de transportar el propante incluso a temperatura ambiente. Uno de los primeros polímeros utilizados fue la goma Guar. Éste es un polímero de cadenas largas de alto peso molecular compuesto por dos unidades de manosa y una de galactosa, los cuales son azúcares. El Guar proviene de una semilla de donde es extraído y pulverizado. Cuando el polvo es agregado al agua las partículas se inflan e hidratan.

Figura F2. Unidad estructural del Guar.



El Guar puede combinarse con óxido de propileno para producir hidroxipropilguar (HPG). (Ver figura F3) Alguna vez fue considerado menos dañino que el guar,

pero estudios recientes han indicado que ambos general igual grado de daño a la formación. Su diferencia es que el HPG es más soluble en alcohol que el guar debido a la adición de menos sustituyentes hidrofílicos.

Los derivados celulósicos son también utilizados en fluidos de fracturamiento. La hidroxietilcelulosa HEC, (Ver figura F4) se utiliza cuando se desea un fluido muy limpio. Estos polímeros tienen un enlace compuesto de unidades de glucosa. Las moléculas de Guar contienen grupos hidroxilo posicionados en orientación *cis*, en cambio en las moléculas de HEC, estos grupos están en posición *trans* lo que los convierte en compuestos más difíciles de entrecruzar. Sin embargo, pueden reticularse con circonio (Zr) a un pH de 10 a 12 [13].

Figura F3. Unidad estructural del hidroxipropilguar, HPG [13]

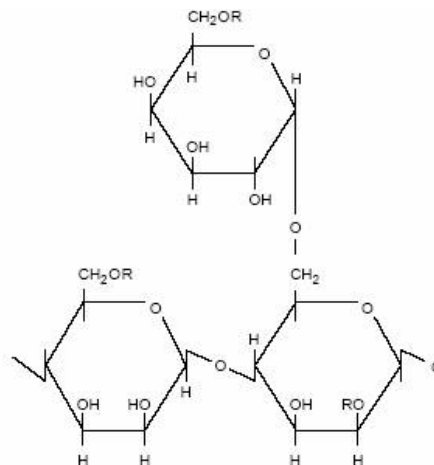
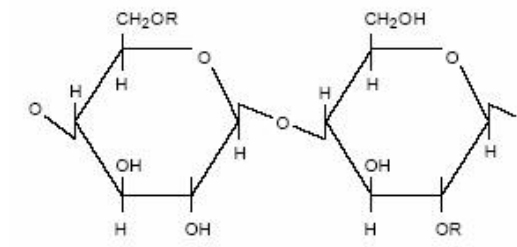


Figura F4. Unidad estructural del hidroxietilcelulosa, HEC [13]



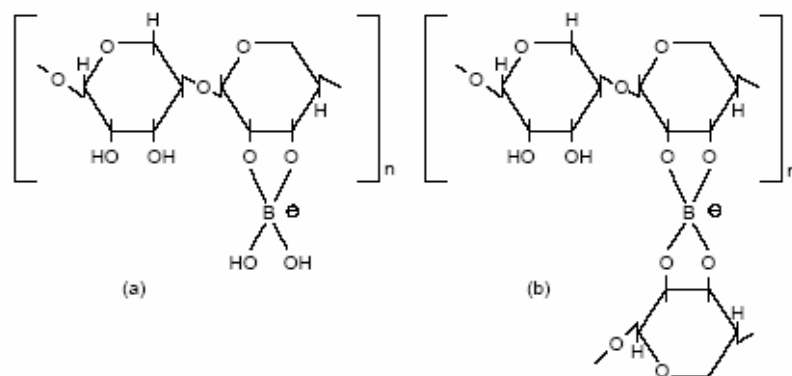
F.6. Reticuladores o Crosslinker

En todos los tratamientos los crosslinker más comunes son los iones boratos ya que aumentan la viscosidad del fluido de fractura uniendo las cadenas de polímero y son relativamente más limpios (no dejan residuos).

Las reacciones de reticulación ocurren a altos pH. Un valor de pH típico de un fluido de fractura que permita adecuar el reticulador y la capacidad de transporte del propano está entre 9,8 y 10,2 [25].

El complejo metálico reacciona con el guar y/o HPG por el lado de las cadenas de galactosa formando un complejo como se ve en la figura F5 a. Como las moléculas se superponen el complejo formado puede reaccionar con otra unidad polimérica y así formar una red reticulada como se ve en la figura F5 b. Entonces una nueva especie es creada con mucho mayor peso molecular del que tenía la unidad polimérica inicial [13].

Figura F5. Reacción de reticulación del guar con boratos [13]

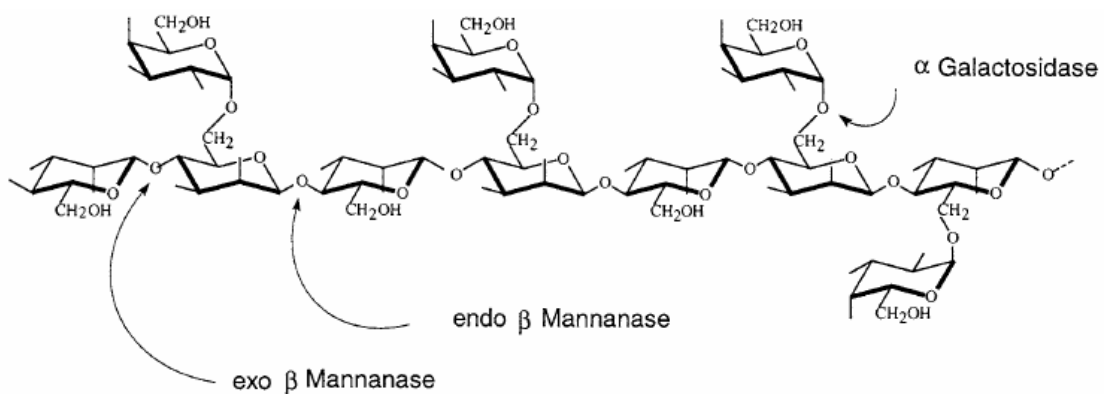


F.7. Rompedores

Son importantes debido a que permiten la degradación del gel dentro de la fractura en la etapa final del Fracturamiento Hidráulico. El rompedor se encarga de modificar los parámetros del surfactante: las micelas colapsan, la viscosidad disminuye y mejora el flujo de retorno del fluido de fractura.

Los métodos de rompimiento como oxidantes, oxidantes encapsulados, ácidos débiles y enzimas, son los más frecuentes, siendo estas últimas las más ambientalmente benignas y eficientes ya que dividen la molécula rompiendo los enlaces del polímero base del fluido de fractura, disminuyendo su peso molecular y por lo tanto disminuyendo la viscosidad de la solución, ya que las cadenas son más pequeñas. En la figura F6 se muestra la estructura típica de **galactomannanase** (goma guar), y los sitios susceptibles para ser dividido por el efecto de tres enzimas. [42]

Figura F6. Típica estructura de una molécula de guar mostrando los sitios susceptibles para ser dividido por las respectivas enzimas [41]

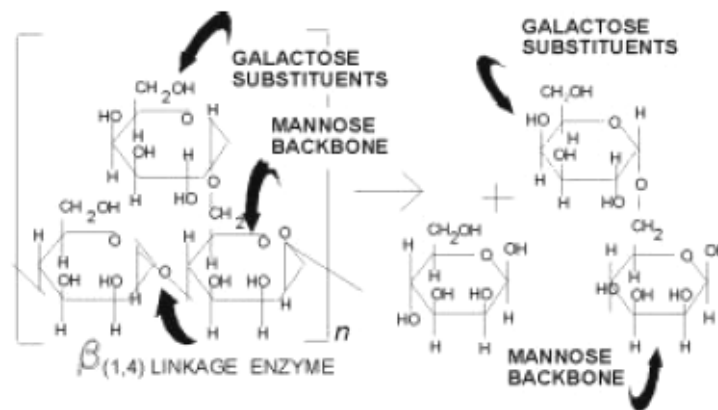


Los ácidos presentan desventajas asociadas con su química ya que tienen una reactividad no específica. Los oxidantes por su naturaleza, reaccionarán con

cualquier sustancia disponible incluyendo los tubos que se introducen en el pozo para su perforación.

Si se usan enzimas, no se recomienda usar cualquier enzima ya que puede presentarse hidrólisis al azar de la molécula de polímero, resultando en una degradación parcial, que generará residuos, cadenas cortas relativamente insolubles que se depositarán y finalmente causarán daños en la permeabilidad de la formación [25].

Figura F7. Mecanismo de degradación enzimático del polímero natural guar [24]



En la figura F7 se muestra como las enzimas reducen la molécula de guar, reduciendo el peso molecular y convirtiéndolo en simples fragmentos de azúcar como glucosa, manosa y galactosa las cuales fluyen más fácilmente [26]

El éxito del Fracturamiento Hidráulico depende del control que se tenga sobre la degradación de la viscosidad del fluido de fractura. Si la degradación ocurre muy pronto, no hay aumento de la permeabilidad de la formación y el propante queda depositado en la entrada de la fractura produciéndose arenamiento.

ANEXO G
PREPARACIÓN DE UN FLUIDO DE FRACTURA BASE AGUA EN EL
LABORATORIO

Figura G1. Agitador mecánico de aspas planas utilizado para la preparación de fluidos de fractura.



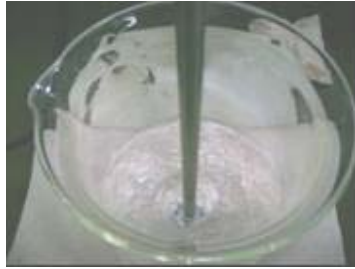
Figura G2. PHmetro HORIBA utilizado en la medición de pH antes y después de la adición de las soluciones buffer.



Figura G3. Viscosímetro Fann 35 utilizado para la medición de la viscosidad de los geles lineales a 300 rpm.



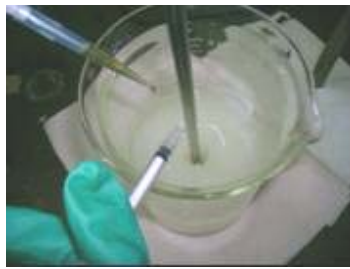
Figura G4. Preparación de un fluido de fractura base agua en el laboratorio. a. Generación del vórtice. b. Gel hidratado. c. Adición de XLW-56 y GBW-12CD “al vuelo”. d. Gel reticulado-cierre del vórtice. e. Formación de la lengua.



a.



b.



c.



d.



e.

ANEXO H

TENSIÓN INTERFACIAL, MOJABILIDAD Y COMPATIBILIDAD [31, 32]

H.1. Tensión interfacial

Las moléculas que se encuentran en la interfase de un líquido tienden a ser atraídas por la fuerza que ejercen las moléculas del otro líquido y viceversa. La tensión interfacial se mide en unidades de dinas/cm.

En la industria del petróleo se requiere que esta fuerza sea mínima con el objetivo de obtener la mayor cantidad de crudo posible. Por esta razón, la tensión interfacial (al igual que la superficial) puede reducirse con el uso de aditivos emulsificantes. Estas sustancias se acumulan en la zona de contacto de las dos fases de la emulsión, reduciendo así, la tensión interfacial.

H.2. Mojabilidad Visual

La prueba de mojabilidad visual se realiza para determinar la tendencia que tiene un surfactante o fluido a mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite. Lo ideal es que la formación quede con mojabilidad preferencial por agua.

Un método cuantitativo para la medición de la mojabilidad consiste en medir el ángulo de contacto entre el fluido y la roca, pero es más usado el método cualitativo ya que recurre a propiedades macroscópicas y al efecto de la mojabilidad sobre las características del flujo multifásico en el medio poroso. Así, se puede establecer que si un medio poroso es mojable a una determinada fase (fase mojante, ejemplo agua), esta condición se traduce en que:

- La fase mojante ingresa al medio poroso en forma espontánea y por lo tanto es necesario usar energía externa para sacarla de allí.

- Si la fase no mojante (por ejemplo aceite o crudo) es expulsada del medio poroso en forma espontánea entonces no es necesario entregar energía para extraerla de la red poral. Luego, sólo es necesario disponer de una fuente de fase mojante para que la reemplace en forma espontánea.

H.3. Compatibilidad fluido-fluido

Esta prueba suele ser usada para la optimización de surfactantes, solventes mutuales y aditivos controladores de sedimentos. Los fluidos a ser probados son mezclados en cierta proporción, induciéndose la formación de una emulsión. La muestra es calentada y la demulsificación o rompimiento es monitoreada como una función del tiempo.

Otra prueba muy similar es la compatibilidad entre aditivos. El término de “compatibilidad” entre aditivos que son usados en cualquier tratamiento de estimulación, está relacionado con la posible reacción fisicoquímica entre los productos usados, la cual generalmente va acompañada con la formación de precipitados o emulsiones, así como cambios de pH, color o viscosidad.

ANEXO I

FLUIDO DE FRACTURA O GEL VIVO Y ROTO

Una vez se agregan los últimos aditivos (generalmente el reticulador o agentes activadores y el rompedor) y se somete al tiempo de “release” al fluido de fractura, se obtiene el gel **VIVO**, es decir tal como se utiliza en el trabajo de Fracturamiento Hidráulico con una elevada viscosidad (> 100 cp). Ver Figura 11. El gel **ROTO** es aquél que por efectos de la temperatura, rompedor, shear rate y la degradación en el tiempo, a disminuido su viscosidad a un valor < 100 cp (por Heurística se ha determinado este umbral para distinguir entre un gel vivo y un gel roto). Ver figura 12. En el laboratorio, para romper más rápidamente un gel, basta con agregarle 1.0 ml del rompedor puro y someterlo a la temperatura del campo en un horno por un periodo de tiempo hasta que quede completamente líquido.

Figura 11. Fluido de fractura o gel VIVO después de someterlo al tiempo de “release” en el laboratorio.



Figura 12. Fluido de fractura o gel ROTO después de agregarle rompedor puro y someterlo a temperatura en el laboratorio.



ANEXO J

**DETERMINACIÓN DEL RANGO DE VISCOSIDADES PARA LA EVALUACIÓN
REOLÓGICA DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA BASE AGUA**

Después de una rigurosa búsqueda no se encontró un análisis de antecedentes donde se reportarán datos estadísticos sobre el rango de viscosidades comúnmente utilizadas para la preparación de fluidos de fractura, específicamente fluidos base agua. Por esta razón, se realizó una recopilación de información a partir de los siguientes números de papers, de SPE Journal:

6817, 8935, 8961, 9032, 9036, 9334, 9386, 9707, 1003, 65038, 68854, 10257, 10258, 10261, 10568, 10658, 10619, 10848, 10883, 10913, 10962, 10964, 11065, 56204, 90840, 90851, 91418, 91434, 93254, 94320, 98237, 102677, 105907, 105925, 106054, 106216, 106592, 106216, 106712, 106758, 106962, 107123, 107277, 107432, 107451, 107699, 107728, 108011.

Estos artículos en general tratan sobre trabajos de Fracturamiento Hidráulico que fueron realizados a nivel mundial utilizando diferentes tipos de fluidos de fractura y algunos tratan sobre evaluaciones hechas en laboratorio a estos fluidos de donde se determinó el comportamiento reológico de muchos de ellos.

En el gráfico 7 se observa que de todos los tipos de fluidos de fractura que se reportaron en los artículos analizados, el 35,19% de éstos fueron diseñados para tener una viscosidad de entre 200 a 500 cp, seguido de un 20,37% en un rango entre 500 a 1000 cp. Sólo el 11,04% de los fluidos de fractura reportados, se diseñaron para tener viscosidades entre 1000 y 2500 cp, lo que demuestra que no es necesario tener en cuenta un rango tan elevado de viscosidades para el diseño de los fluidos de fractura.

Gráfico 7. Rangos de viscosidades más utilizados a nivel mundial para la preparación de fluidos de fractura en general

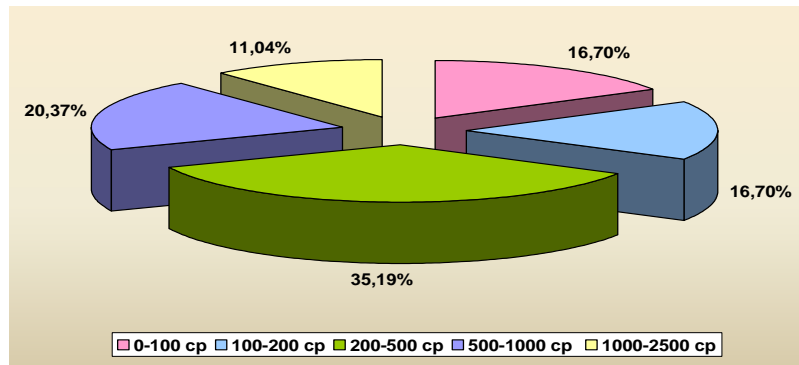


Gráfico 8. Rango de viscosidades más usadas a nivel mundial en la preparación de fluidos de fracturamiento base agua reticulados

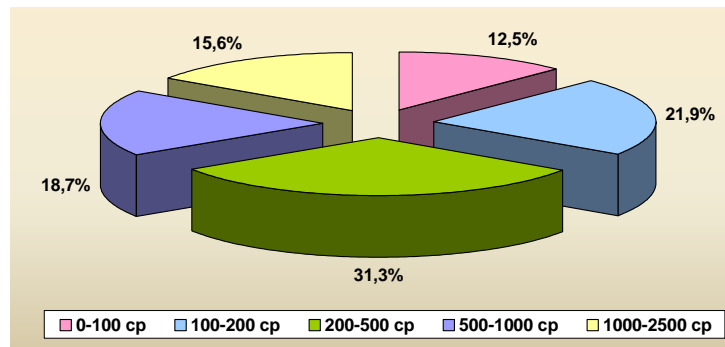
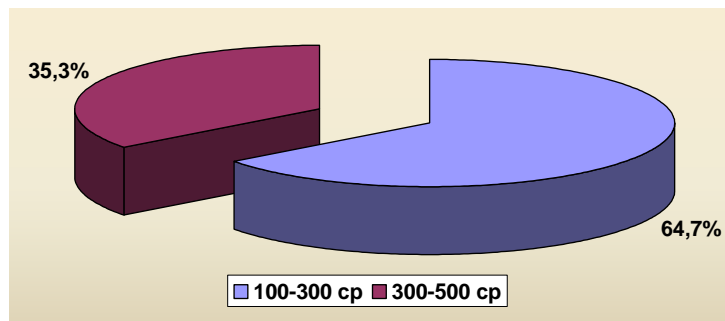


Gráfico 9. Porcentaje de viscosidades de fluidos de fracturamiento base agua reticulados entre 100 y 500 cp más frecuentes a nivel mundial



Debido a que se tomó como referencia un fluido de fractura base agua, se realizó el mismo análisis sólo para este tipo de fluidos encontrándose que igualmente el mayor porcentaje, 31,3% fueron diseñados para tener viscosidades en un rango de 200 a 500 cp, seguido por un 21,9% en un rango de 100 a 200 cp, como se observa en el gráfico 8.

En el gráfico 9 se muestran los resultados para el análisis específicamente en el rango de 100 a 500 cp encontrándose que el 64,7% de los fluidos fue diseñado para tener una viscosidad entre 300 a 500 cp.

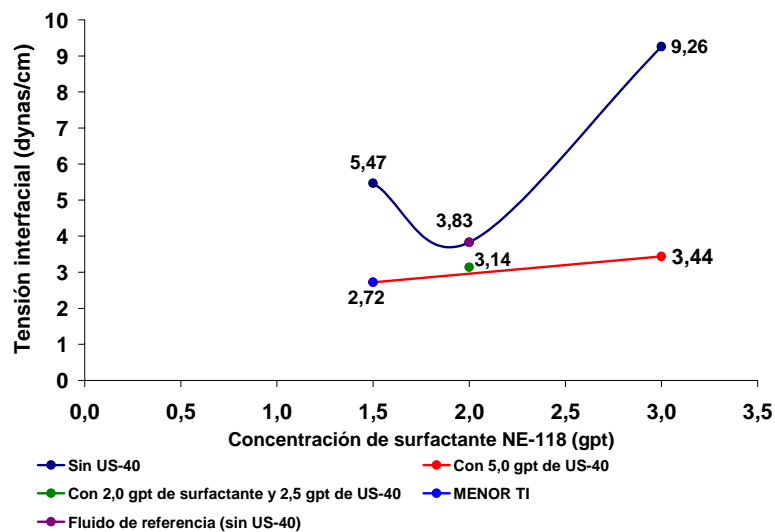
Como resultado de todo lo anterior, para la evaluación y diseño del fluido de fractura óptimo, se eligió un rango de viscosidades entre 200 a 500 cp, teniendo en cuenta que con el tiempo el fluido tiende a degradarse y perder propiedades viscosas. Ésta fue una de las condiciones preestablecidas que se tuvo en cuenta para la elección del fluido final.

ANEXO K

RESULTADOS TENSIÓN INTERFACIAL

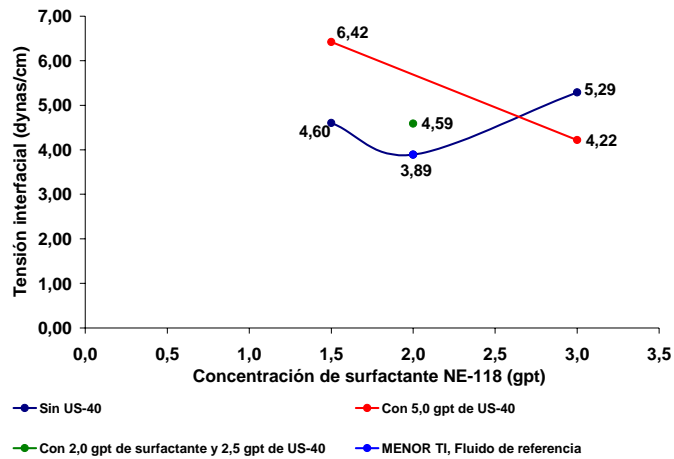
K.1 Efecto de la concentración de surfactante en los fluidos de fractura sobre la tensión interfacial [17]

Gráfico 10. Efecto de la concentración de surfactante sobre la tensión interfacial en fluidos de fractura que usan GW-27 como polímero (SpectraFrac)



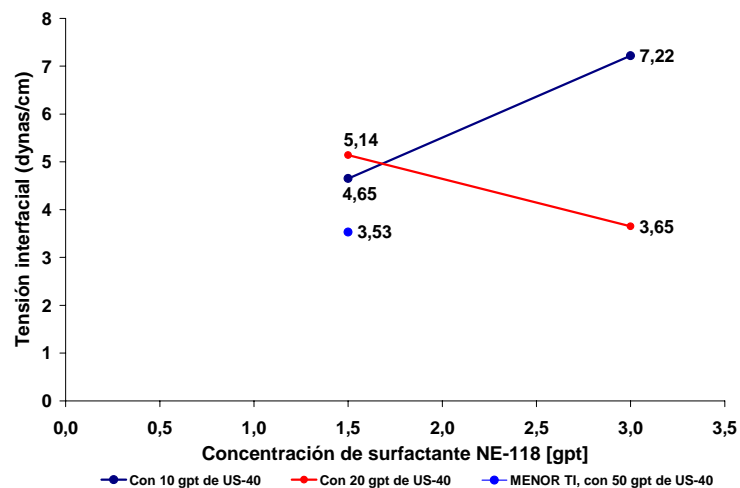
En el gráfico 10 se observa que cuando no se utiliza solvente mutuo, a mayor concentración de surfactante menor es la tensión interfacial hasta un punto crítico que en nuestro caso es un valor cercano a 2,0 gpt de surfactante. De ahí en adelante la tensión interfacial aumenta. Si agregamos 5,0 gpt de solvente mutuo entonces a mayor concentración de surfactante mayor es la tensión interfacial. En el gráfico 11 se observa un comportamiento muy similar al del gráfico 10 cuando no se utiliza solvente mutuo. Por el contrario, si se agrega 5,0 gpt de este aditivo, entonces a mayor concentración de surfactante menor es la tensión interfacial. Además, de los resultados obtenidos en las tablas 9 y 10, se observa que eliminar el surfactante por completo de la formulación, aumenta considerablemente la tensión interfacial, haciendo indispensable su uso en los fluidos de fractura.

Gráfico 11. Efecto de la concentración de surfactante sobre la tensión interfacial en fluidos de fractura que usan GW-3 como polímero (SpectraStar)



En el gráfico 12 se observan los resultados obtenidos en el segundo diseño experimental desarrollado. Se ve el elevado grado de interacción que existe entre las dos variables evaluadas.

Gráfico 12. Efecto de la concentración de surfactante sobre la tensión interfacial en fluidos de fractura que usan GW-3 como polímero (SpectraStar), según el segundo diseño experimental llevado a cabo.



Aumentar la concentración de surfactante aumenta la tensión interfacial cuando se agregan 10 gpt de solvente mutuo, pero la disminuye cuando se agregan 20 gpt

de solvente mutuo. Sin embargo, aumentar aún más la concentración de solvente mutuo cuando se aumenta la concentración de surfactante eleva la tensión interfacial exageradamente, como ocurrió cuando se intentó aumentar a 50 gpt y se obtuvo un valor de 48,12 dinas/cm.

Por el contrario, al disminuir la concentración de surfactante se disminuye la tensión interfacial, si se mantiene en 50 gpt la concentración de solvente mutuo. Este valor fue el menor obtenido del segundo grupo de pruebas desarrollado, sin embargo no fue elegido para continuar con su evaluación. De todo lo anterior podemos decir, que no siempre aumentar la concentración de surfactante disminuye la tensión interfacial y que el uso del solvente mutuo es una ayuda, en algunos casos, para lograr el objetivo esperado.

K.2. Reporte de resultados de tensión interfacial emitido por el laboratorio de Reología-FIR del ICP-ECOPETROL

Resultados para los fluidos evaluados con GW-27



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
 REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:30:44p.m.

PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
 SAMPLE ID 200286730
 MATERIAL NAME GELES
 MATERIAL TYPE GELES
 SUBMISSION ID 100067745
 FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/21/2007 2:15:40PM
 SOLICITUD SCCPL 20070921-730
 IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA FRAC 3000 MTR 1
 DESCRIPCIÓN MUESTRA fractura roto base agua - el crudo del pozo YR-90
 ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA / ALBERTO MENDOZA

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	3.83
OBSERVACIONES			



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:31:10p.m.
PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200286731
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067745
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/21/2007 2:15:40PM
SOLICITUD SCCPL 20070921-731
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA FRAC 3000 **MTR 2**
DESCRIPCIÓN MUESTRA fractura roto base agua - el crudo del pozo YR-90
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA / ALBERTO MENDOZA

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	5.47

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:32:18p.m.
PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200286315
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067699
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/19/2007 5:09:11PM
SOLICITUD SCCPL 20070919-315
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA FRAC 3000
DESCRIPCIÓN MUESTRA **MTRA 3**
ENTREGADA POR CARLOS MEDINA ZARATE

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	9.26

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:32:40p.m.
PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200286316
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067699
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/19/2007 5:09:11PM
SOLICITUD SCCPL 20070919-316
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA FRAC 3000
DESCRIPCIÓN MUESTRA **MTRA 4**
ENTREGADA POR CARLOS MEDINA ZARATE

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	2.72

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:33:04p.m.
PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200286317
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067699
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/19/2007 5:09:11PM
SOLICITUD SCCPL 20070919-317
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA FRAC 3000
DESCRIPCIÓN MUESTRA MTRA 5
ENTREGADA POR CARLOS MEDINA ZARATE

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	3.44

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:33:25p.m.
PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200286318
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067699
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/19/2007 5:09:11PM
SOLICITUD SCCPL 20070919-318
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA FRAC 3000
DESCRIPCIÓN MUESTRA MTRA 6
ENTREGADA POR CARLOS MEDINA ZARATE

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	3.14

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:25:27p.m.
PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200287548
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067906
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/25/2007 1:49:59PM
SOLICITUD SCCPL 20070925-548
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA FRAC 3000
DESCRIPCIÓN MUESTRA MUESTRA 7
ENTREGADA POR DIANA CASTAQUEDA/ ALBERTO MENDOZA

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	16.67

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:26:09p.m.

PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200287549
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067906
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/25/2007 1:49:59PM
SOLICITUD SCCPL 20070925-549
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA FRAC 3000
DESCRIPCIÓN MUESTRA MUESTRA 8
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA/ ALBERTO MENDOZA

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	15.58

OBSERVACIONES

Resultados para los fluidos que usan GW-3
Primer diseño experimental (ver tabla 4)



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:29:43p.m.

PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200286728
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067745
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/21/2007 2:15:40PM
SOLICITUD SCCPL 20070921-728
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA STAR 3000 MTR 1
DESCRIPCIÓN MUESTRA fractura roto base agua - el crudo del pozo YR-90
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA / ALBERTO MENDOZA

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	3.89

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS

REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:30:21p.m.

PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200286729
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067745
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/21/2007 2:15:40PM
SOLICITUD SCCPL 20070921-729
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA STAR 3000 MTR 2
DESCRIPCIÓN MUESTRA fractura roto base agua - el crudo del pozo YR-90
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA / ALBERTO MENDOZA

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	4.60

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS

REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:35:12p.m.

PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200286724
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067744
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/21/2007 1:51:36PM
SOLICITUD SCCPL 20070921-724
IDENTIFICACIÓN MUESTRA ESPECTRA STAR 3000 MTRA 3
DESCRIPCIÓN MUESTRA FRACTURA BASE AGUA ROTO
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA / CARLOS MEDINA ZARATE

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	5.29

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS

REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:35:37p.m.

PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200286725
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067744
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/21/2007 1:51:36PM
SOLICITUD SCCPL 20070921-725
IDENTIFICACIÓN MUESTRA ESPECTRA STAR 3000 MTRA 4
DESCRIPCIÓN MUESTRA FRACTURA BASE AGUA ROTO
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA / CARLOS MEDINA ZARATE

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	6.42

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS

REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:36:03p.m.

PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200286726
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067744
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/21/2007 1:51:36PM
SOLICITUD SCCPL 20070921-726
IDENTIFICACIÓN MUESTRA ESPECTRA STAR 3000 **MTRA 5**
DESCRIPCIÓN MUESTRA FRACTURA BASE AGUA ROTO
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA / CARLOS MEDINA ZARATE

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	4.22

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS

REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 02:36:26p.m.

PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200286727
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067744
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/21/2007 1:51:36PM
SOLICITUD SCCPL 20070921-727
IDENTIFICACIÓN MUESTRA ESPECTRA STAR 3000 **MTRA 6**
DESCRIPCIÓN MUESTRA FRACTURA BASE AGUA ROTO
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA / CARLOS MEDINA ZARATE

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	4.59

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS

REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 01:51:24p.m.

PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200287546
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067906
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/25/2007 1:49:59PM
SOLICITUD SCCPL 20070925-546
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA STAR 3000
DESCRIPCIÓN MUESTRA **MUESTRA 7**
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA/ ALBERTO MENDOZA

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	15.14

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 07 / Nov / 2007 01:52:06p.m.
PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200287547
MATERIAL NAME GELES
MATERIAL TYPE GELES
SUBMISSION ID 100067906
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 9/25/2007 1:49:59PM
SOLICITUD SCCPL 20070925-547
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA STAR 3000
DESCRIPCIÓN MUESTRA **MUESTRA 8**
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA/ ALBERTO MENDOZA

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	13.31
OBSERVACIONES			

Resultados para los fluidos que usan GW-3
Segundo diseño experimental (ver tabla 11)



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 09 / Jan / 2008 01:18:32p.m.
PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200304489
MATERIAL NAME SOLUCIONES
MATERIAL TYPE SOLUCIONES
SUBMISSION ID 100070892
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 12/26/2007 1:45:34PM
SOLICITUD SCCPL 20071226-489
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA STAR 3000
DESCRIPCIÓN MUESTRA **MTRA 1**
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA / CARLOS MEDINA

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	4.65
OBSERVACIONES			



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 09 / Jan / 2008 01:15:34p.m.
PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200304485
MATERIAL NAME SOLUCIONES
MATERIAL TYPE SOLUCIONES
SUBMISSION ID 100070892
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 12/26/2007 1:45:34PM
SOLICITUD SCCPL 20071226-485
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA STAR 3000
DESCRIPCIÓN MUESTRA **MTRA 2**
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA / CARLOS MEDINA

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	5.14

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 09 / Jan / 2008 01:17:07p.m.
PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200304486
MATERIAL NAME SOLUCIONES
MATERIAL TYPE SOLUCIONES
SUBMISSION ID 100070892
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 12/26/2007 1:45:34PM
SOLICITUD SCCPL 20071226-486
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA STAR 3000
DESCRIPCIÓN MUESTRA **MTRA 3**
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA / CARLOS MEDINA

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	3.53

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 09 / Jan / 2008 01:18:57p.m.
PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200304490
MATERIAL NAME SOLUCIONES
MATERIAL TYPE SOLUCIONES
SUBMISSION ID 100070892
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 12/26/2007 1:45:34PM
SOLICITUD SCCPL 20071226-490
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA STAR 3000
DESCRIPCIÓN MUESTRA **MTRA 4**
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA / CARLOS MEDINA

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	7.22

OBSERVACIONES



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 09 / Jan / 2008 01:17:37p.m.
PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200304487
MATERIAL NAME SOLUCIONES
MATERIAL TYPE SOLUCIONES
SUBMISSION ID 100070892
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 12/26/2007 1:45:34PM
SOLICITUD SCCPL 20071226-487
IDENTIFICACIÓN MUESTRA SPECTRA STAR 3000
DESCRIPCIÓN MUESTRA MTRA 5
ENTREGADA POR DIANA CASTAQEDA / CARLOS MEDINA

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	3.65

OBSERVACIONES

Resultado para el fluido que usa GW-3 y los productos de PETROCARIBE



ECOPETROL S.A.
INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO
UNIDAD DE SERVICIOS TECNICOS Y LABORATORIOS
REPORTE GENERADO POR SILAB

Fecha Generación 13 / Dec / 2007 03:26:28p.m.
PROYECTO / CLIENTE APLICACION TECNOLOGICA 2.007
SAMPLE ID 200300547
MATERIAL NAME SOLUCIONES
MATERIAL TYPE SOLUCIONES
SUBMISSION ID 100070237
FECHA GENERACION DE LA MUESTRA 12/4/2007 3:14:24PM
SOLICITUD SCCPL 20071204-547
IDENTIFICACIÓN MUESTRA **SPECTRA STAR 3000**
DESCRIPCIÓN MUESTRA **PET 55 40gpt - PET 200 50gpt**
ENTREGADA POR CAROLINA CASTAQEDA/ CARLOS MEDINA ZARATE

METHOD	COMPONENTE	UNIDAD	RESULTADO
TENSION INTERFACIAL	TENSION INTERFACIAL	dinas/cm	1.11

OBSERVACIONES

ANEXO L
MOJABILIDAD Y COMPATIBILIDADES ENTRE LOS FLUIDOS DE FRACTURA
Y EL CRUDO DEL CAMPO

Figura L1. Compatibilidades de los geles VIVOS, con GW-27, a diferentes proporciones. a. Fluido 3. b. Fluido 4. c. Fluido 5.

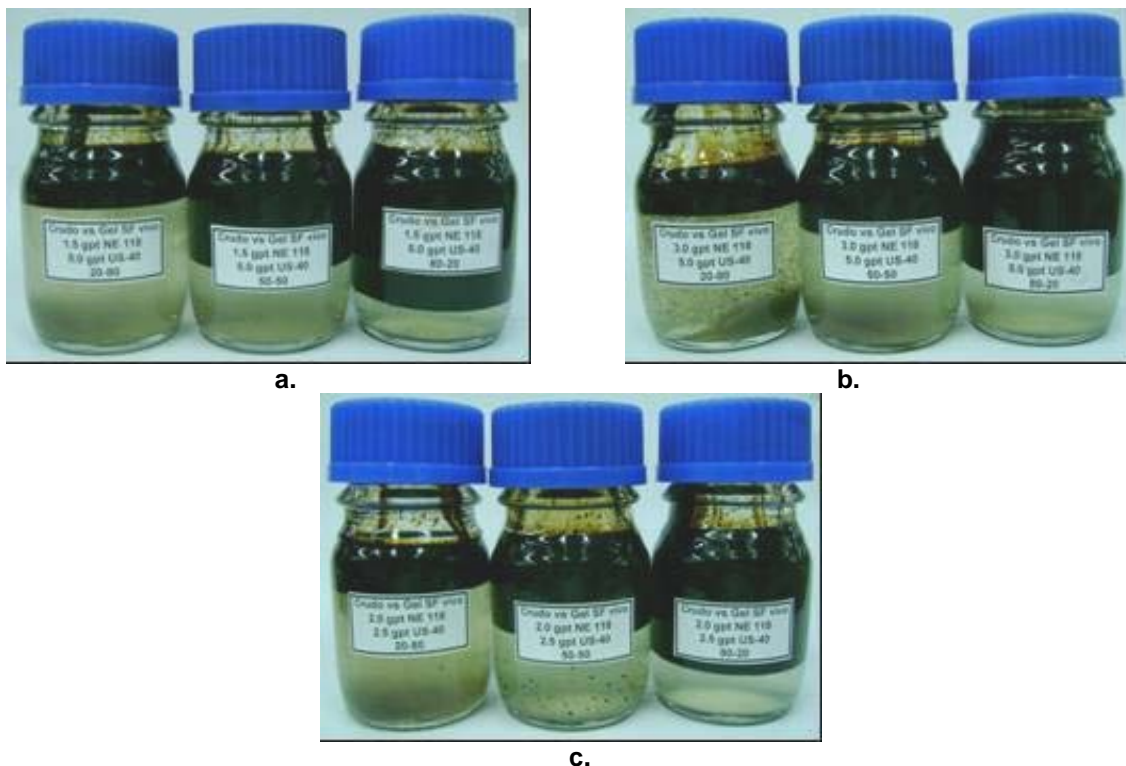
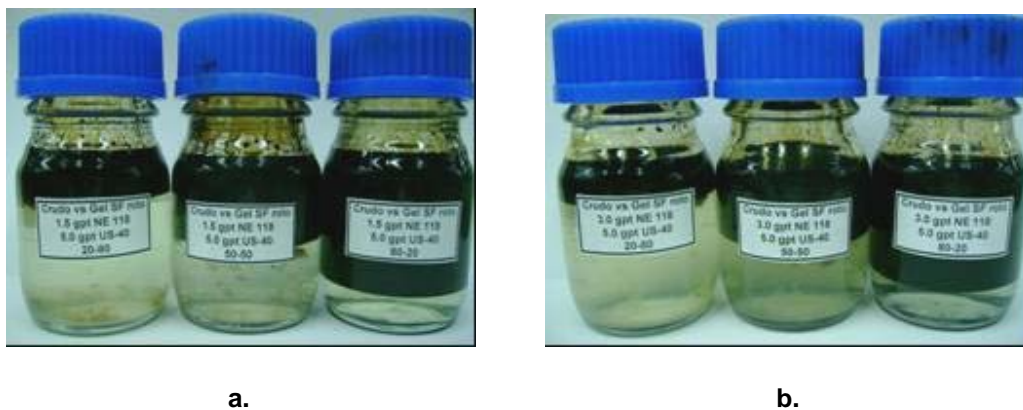
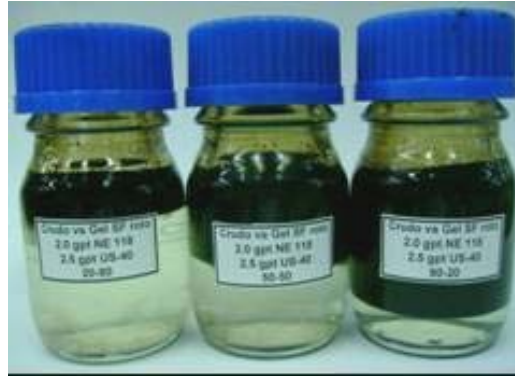


Figura L2. Compatibilidades de los geles ROTOS, con GW-27, a diferentes proporciones. a. Fluido 3. b. Fluido 4. c. Fluido 5.





c.

Figura L3. Compatibilidades para el gel de referencia con GW-3 a diferentes proporciones (NE-118: 2,0 gpt y US-40: 0,0 gpt) a. Gel VIVO. b. Gel ROTO.



a.



b.

Figura L4. Compatibilidades de los gels VIVOS, con GW-3 y menor TI, del segundo diseño experimental desarrollado. a. Fluido 3. b. Fluido 5.



a.



b.

Figura L5. Compatibilidades de los geles ROTOS, con GW-3 y menor TI, del segundo diseño experimental desarrollado. a. Fluido 3. b. Fluido 5.

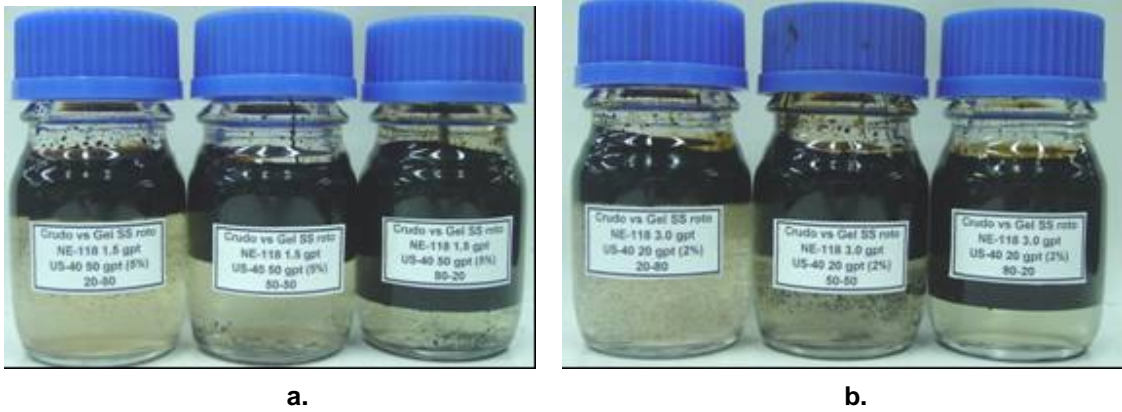


Figura L6. Resultados de la prueba de mojabilidad visual para el fluido de referencia con GW-3. a. Dispersión de finos en fase acuosa. b. Aglomeración de finos en fase aceitosa.

