

**ESTUDIO REOLÓGICO DE LOS FLUIDOS VISCOELÁSTICOS
SURFACTANTES UTILIZADOS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO**

**OSCAR JAVIER LÓPEZ HERNÁNDEZ
KAREM TATIANA PINTO RAMBAÚTH**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2011**

**ESTUDIO REOLÓGICO DE LOS FLUIDOS VISCOELÁSTICOS
SURFACTANTES UTILIZADOS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO**

**OSCAR JAVIER LÓPEZ HERNÁNDEZ
KAREM TATIANA PINTO RAMBAÚTH**

**Trabajo de grado presentado como
Requisito para obtener el título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director
Ing. JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES**

**Codirector
Ing. ALEXANDER CAMACHO PARDO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2011**

DEDICATORIA

A **Dios**, quien me ha permitido ser lo que soy.

A mi **Mami Carmen**, mi ejemplo y quien fue capaz de sacrificar su sueño profesional por hacer realidad el mío.

A mi **Padre Roberto**, pues con su apoyo incondicional logro formar la persona que soy.

A mis hermanos **Claudia** y **Danny** los mejores compañeros, mis mejores amigos.
¡Simplemente lo máximo!

A mi familia, mi **Nathis** y **Juan K**; gracias por estar siempre que los necesito.

Al **Grupo Sexto Bochika-Tá** que me permitió formarme como el líder que a partir de ahora tomará las riendas de mi vida.

A mi compañera de tesis **Karem**, quien me aguanto y a quien le aguante pero al final ¡logramos nuestro cometido!

Y a mis amigos quienes con su paciencia, sus mensajes de ánimo y su compañía hicieron posible este logro.

Liliana, Bertha, Andrés, Joe, Lina, Anita, Rubén, Erika, Diana, Laura, Julieth, Adriana, Karina, Tania, Andrea, Diana, Paola, Fabio, Silvia, Carlitos, Juan P, Leidy, Andrea, Martha, Andrés, Harvey, Diego. Sencillamente gracias por todo.

Señor Jesús, enséñame a ser generoso, a amarte y servirte como te lo mereces, a dar sin medida, a combatir sin temor a las heridas, a trabajar sin descanso y a sacrificarme sin esperar mayor recompensa que la de saber que hago tu santa voluntad.

Quiero pedir a Dios, quien en su infinita sabiduría haga llegar mi más profundo agradecimiento a todas aquellas personas que me apoyaron durante mi vida estudiantil y ruego al cielo para que les permita seguir acompañándome durante mi vida profesional.
AMEN

Oscar Javier López Hernández

DEDICATORIA

A DIOS POR SUS BENDICIONES, POR SER MI GUÍA Y
COMPAÑERO INCONDICIONAL
A MI MAMI POR SER UN EJEMPLO DE SUPERACIÓN Y
PERSEVERANCIA,
POR SER MI SOPORTE EN TODO MOMENTO
POR SUS PALABRAS DE ALIENTO, POR SU AMOR Y COMPRENSIÓN
A MI PAPI POR LOS VALORES INCULCADOS,
POR SU ESMERO Y ESFUERZO PARA DARMER SIEMPRE LO MEJOR
A MIS HERMANAS VIVI Y WENDY POR SU APOYO DESMEDIDO,
POR SER MI ESTIMULO PARA SEGUIR ADELANTE
A MI FAMILIA POR PERMITIRME CONTAR SIEMPRE CON SU
COLABORACIÓN
A MIS AMIGOS (SILVIS, JUANPA, OSCAR, FABIÁN, PAO, ALBER,
CARLOS, LEIDY, MARTHA, ANDREA)
Y AQUELLAS PERSONAS QUE ME OFRECIERON PALABRAS DE
ALIENTO
PARA PODER ALCANZAR ESTA META
ANDRÉS Y SU FAMILIA POR SER PERSONAS TAN ESPECIALES
POR BRINDARME SUS AFECTOS Y APOYO EN ESTA ETAPA DE MI
VIDA

KAREM TATIANA PINTO RAMBAÚTH

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestro más profundo agradecimiento a:

La **Universidad Industrial de Santander** por brindarnos la oportunidad de pertenecer a su familia y a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos** por formarnos como profesionales.

Al ingeniero **José Carlos Cárdenas Montes** porque sin sus consejos, su paciencia, apoyo y colaboración no habría sido posible alcanzar este anhelado logro.

A los profesores por sus enseñanzas; y quienes han puesto su experiencia a disposición de nuestro conocimiento.

LOS AUTORES

CONTENIDO

pág

INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES.....	20
1.1 FLUIDOS VISCOELÁSTICOS.....	20
1.1.1 <i>Química de los fluidos viscoelásticos</i>	<i>21</i>
1.1.2 <i>Caracterización de fluidos viscoelásticos</i>	<i>22</i>
1.1.3 <i>Comportamiento de los fluidos viscoelásticos</i>	<i>23</i>
1.1.4 <i>Clasificación de los surfactantes</i>	<i>27</i>
1.2 USO DE LOS VES EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO	30
2. REOLOGÍA	33
2.1 ¿QUE ES REOLOGÍA?.....	33
2.2 ORIGEN DE LA REOLOGÍA	33
2.3 APLICACIONES DEL ESTUDIO DE LA REOLOGÍA	36
2.4 PROPIEDADES REOLÓGICAS.....	37
2.4.1 <i>El Esfuerzo Cortante</i>	<i>38</i>
2.4.2 <i>La Velocidad de Corte</i>	<i>39</i>
2.4.3 <i>La Viscosidad</i>	<i>39</i>
2.4.4 <i>Tipos de viscosidades</i>	<i>40</i>
2.4.5 <i>Factores que afectan la viscosidad</i>	<i>41</i>
2.4.5.1 <i>Variación con la temperatura.....</i>	<i>42</i>
2.4.5.2 <i>Variación con la presión</i>	<i>43</i>

2.4.5.3	<i>Variación con el tiempo de aplicación de cizalla.....</i>	<i>44</i>
2.4.5.4	<i>Variación con la velocidad de deformación</i>	<i>46</i>
3.	COMPORTAMIENTO DE FLUIDOS VISCOELÁSTICOS.....	55
3.1	ECUACIÓN QUE MODELA LOS FLUIDOS VISCOELÁSTICOS.....	56
3.2	VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD CON RESPECTO DE LA TEMPERATURA	58
3.3	VARIACIÓN DE VISCOSIDAD CON RESPECTO DE LA PRESIÓN.....	60
3.4	VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD CON LA TEMPERATURA Y LA PRESIÓN	60
3.5	RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE FLUIDOS VISCOELÁSTICOS	61
3.5.1	<i>Viscosidad vs temperatura</i>	<i>62</i>
3.5.2	<i>Viscosidad vs velocidad de corte.....</i>	<i>65</i>
3.5.3	<i>Velocidad de Corte vs Esfuerzo de Corte.....</i>	<i>67</i>
3.6	METODOLOGÍA PARA ELECCIÓN DE FLUIDO DE FRACTURA VISCOELÁSTICO	68
4.	IMPACTO DE LOS FLUIDOS VES EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	72
4.1	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	72
4.1.1	<i>Como se realiza la operación de fracturamiento hidráulico</i>	<i>74</i>
4.1.2	<i>Equipos utilizados en la operación.</i>	<i>75</i>
4.1.2.1	<i>Unidades de hidratación.....</i>	<i>75</i>
4.1.2.2	<i>Manifolds</i>	<i>76</i>
4.1.2.3	<i>Tanques de almacenamiento</i>	<i>77</i>

4.1.2.4	<i>Blender</i>	78
4.1.2.5	<i>Fracturador o Bombeador</i>	79
4.1.2.6	<i>Líneas de alta presión y cabezales de pozo</i>	79
4.2	FLUIDO DE FRACTURA.....	80
4.2.1	<i>Propiedades de los fluidos de fractura</i>	81
4.2.2	<i>Clasificación de los fluidos de fractura</i>	83
4.3	LOS SURFACTANTES COMO ADITIVOS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA VES.....	84
4.4	COMPARATIVO ENTRE LOS FLUIDOS VES Y LOS FLUIDOS POLIMÉRICOS.	86
4.5	DATOS REALES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON FLUIDO DE FRACTURA VES.....	88
	CONCLUSIONES	90
	RECOMENDACIONES	91
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	92
	ANEXO A	95

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1: Diagrama de esfuerzos de fluidos viscoelásticos.....	20
Figura 2: Estructura molecular de un surfactante	23
Figura 3: Ciclo de vida del surfactante.....	24
Figura 4: Efectos quimiomecánicos de un VES	26
Figura 5: Ruptura de la viscosidad en los VES	27
Figura 6: Formula desarrollada de algunos surfactantes	29
Figura 7: Definición de reología	38
Figura 8: Curva de Fluidez (Esfuerzo Cortante vs Velocidad de deformación)	41
Figura 9: Comportamiento de fluidos pseudoplásticos	47
Figura 10: Grafica de la función que obedece la ley de potencia de Ostwald en escala logarítmica	50
Figura 11: Comportamiento de un Fluido Dilatante.....	51
Figura 12: Comportamiento de un fluido plástico.....	53
Figura 13: Fluido de fracturamiento mezclado con material propante	55
Figura 14: Variación de la viscosidad con respecto de la temperatura para dos tipos de fluidos de fractura.....	63
Figura 15: Variación de la viscosidad con respecto de la temperatura para un fluido viscoelástico a diferentes concentraciones de surfactantes.....	64
Figura 16: Variación de la viscosidad con respecto de la velocidad de corte	66
Figura 17: Reograma del fluidos viscoelásticos a la misma temperatura	67
Figura 18: Algoritmo para elección de fluido de fractura viscoelástico.....	71
Figura 19: Esquema de la fractura en una operación de fracturamiento hidráulico	72

Figura 20: Flujo antes y después del fracturamiento hidráulico	74
Figura 21: Unidad de hidratación	75
Figura 22: Imagen de un manifold	76
Figura 23: Tanques de Almacenamiento	77
Figura 24: Imagen de un Blender.....	78

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1: <i>Viscosidades Aproximadas de algunas sustancias</i>	40
Tabla 2: Velocidades de deformación de algunos procesos industriales	46
Tabla 3: Parámetros a tener en cuenta al evaluar un fluido de fractura.....	56
Tabla 4: Composición de Fluidos de fractura Viscoelásticos	61
Tabla 5: Composición del fluido de Fractura Polimérico	62
Tabla 6: Clasificación de los fluidos de fractura	83
Tabla 7: Tabla comparativa entre fluidos tipo VES y poliméricos	86
Tabla 8: Parámetros obtenidos durante la operación de fracturamiento hidráulico	89
Tabla A 1: Tabla de datos de la figura 13	95
Tabla A 2: Tabla de datos del FV1 de la figura 14	95
Tabla A 3: Tabla de datos del FV2 de la figura 14	96
Tabla A 4: Tabla de datos de la figura 15	96
Tabla A 5: Tabla de datos de la figura 16	96

RESUMEN

TITULO: “ESTUDIO REOLÓGICO DE LOS FLUIDOS VISCOELÁSTICOS SURFACTANTES UTILIZADOS EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.” *

AUTORES: OSCAR JAVIER LÓPEZ HERNÁNDEZ **
KAREM TATIANA PINTO RAMBAÚTH **

PALABRAS CLAVE: Fracturamiento hidráulico, reología, fluidos viscoelásticos, surfactante, VES, velocidad de corte, esfuerzo de corte, viscosidad.

CONTENIDO:

El Fracturamiento Hidráulico es una técnica de estimulación de pozos que busca incrementar la producción, por medio de la inyección de un fluido en la cara de la formación a una tasa que aumente la presión muy por encima de la presión de formación generando una fractura que sea propagada en la zona de interés al permitir el ingreso de dicho fluido, seguidamente es inyectado el mismo fluido acompañado de un material de sostén que es el encargado de mantener abierta la fractura, creando un canal de conexión permeable entre la zona productora y el pozo. Existe gran variedad de fluidos de fractura que dependiendo de la cuidadosa selección para el campo a utilizar puede traer muchas ventajas o malos resultados; por esta razón se han desarrollado tipos de fluidos como los viscoelásticos surfactantes que al ser libre de polímeros son compatibles con cualquier tipo de formación además de optimizar en gran medida la técnica mencionada.

Este trabajo presenta un estudio reológico de los fluidos viscoelásticos surfactantes que son utilizados en operaciones de fracturamiento hidráulico. Se han definido los fluidos viscoelásticos surfactantes, sus características y propiedades al ser utilizados en este tipo de operación. Se muestra gráficamente la variación de la viscosidad con respecto de la velocidad de corte, esfuerzo de corte y temperatura acompañados de una metodología que permite una correcta elección de un fluido VES para usarlo en la técnica de fracturamiento hidráulico. Este estudio también permitió presentar un comparativo entre los fluidos viscoelásticos surfactantes y los fluidos poliméricos con base en seis parámetros fundamentales: Emulsiones, rompimiento del fluido, filtraciones, velocidad de asentamiento, ancho de fractura y residuos.

* Trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Jose Carlos Cárdenas Montes. Co-director Alexander Camacho Pardo

ABSTRACT

TITLE: "RHEOLOGICAL STUDY OF VISCOELASTIC SURFACTANT FLUIDS USED IN HYDRAULIC FRACTURING OPERATIONS." *

AUTHORS: OSCAR JAVIER LÓPEZ HERNÁNDEZ **
KAREM TATIANA PINTO RAMBAÚTH **

KEY WORDS: Hydraulic fracturing, rheology, viscoelastics fluids, surfactant, VES, share rate, share stress, viscosity.

CONTENT:

Hydraulic fracturing is a well stimulation technique that seeks to increase production through a fluid injection in the face of the formation at a rate that increases the pressure well above the formation pressure causing a fracture that is propagated in the interest area by allowing the entry of that fluid. Immediately, it is injected the same fluid, which is accompanied by a supporting material responsible for keeping the fracture open, creating a permeable connection channel between the producer and the well area. There is a variety of fracture fluids which depend on the careful selection for the field to be used that can bring many advantages or bad results. For this reason, it has been developed types of fluids such as viscoelastic surfactants free of polymers that are compatible with any type of formation and also they optimize in a great extent the technique mentioned.

This paper presents a rheological study of viscoelastic surfactant fluids which are used in hydraulic fracturing operations. It has been defined the viscoelastic surfactant fluid, its characteristics and properties to be used in this type of operation. Graphically shows the variation of viscosity with regard to the cutting speed, cutting force and temperature together with a methodology that allows a correct choice of a VES fluid for using in hydraulic fracturing technique. Also, this study allowed presenting a comparison between viscoelastic surfactants fluids and polymeric fluids based on six key parameters: emulsions, broken fluid, filtrations, settling velocity, fracture width and residues.

* Investigation Work.

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Eng. Jose Carlos Cárdenas Montes. Co-director Alexander Camacho Pardo.

INTRODUCCIÓN

Con el paso de los años la producción de los campos de petróleo muestra una tendencia a declinar debido a factores que se presentan en la operación de un campo, por esta razón es necesaria la implementación de técnicas de estimulación que ayuden a incrementar la producción de hidrocarburos, el cual es el objetivo principal de la industria.

Entre muchas técnicas que se han probado con éxito, la más destacada es el fracturamiento hidráulico. Siendo una de las técnicas de estimulación de pozos en yacimientos de hidrocarburos, más utilizada; su finalidad es resolver problemas que se relacionan con la baja productividad, atribuida generalmente a daño inducido en la formación y/o permeabilidad baja del yacimiento.

El funcionamiento de esta operación consiste en bombear un fluido de fractura en la cara del pozo, a una tasa que aumente la presión del pozo muy por encima de la presión de fractura de formación, haciendo que se agriete y permita que el ingreso del fluido de fractura extienda la fractura generada en la formación, luego se inyecta el mismo fluido de fractura acompañado de un material propante cuya labor fundamental es mantener abierta la fractura creando un conducto permeable que permita a los hidrocarburos de la formación llegar al pozo, aumentando con esto la producción del campo. Es muy importante la elección del tipo fluido a utilizar para poder optimizar la técnica, ya que una mala decisión en este punto podría arrojar resultados negativos, siendo uno de ellos, el daño del pozo lo cual se traduce en disminución de producción e ingresos para la compañía.

Es importante destacar el uso de los diferentes tipos de fluidos para optimizar la técnica mencionada anteriormente; entre estos, los fluidos viscoelásticos surfactantes exhiben excelentes propiedades de transporte y soporte del material propante, pero a diferencia de los otros tipos de fluidos de fractura, los VES son

más compatibles con la formación, por cuanto su proceso de degradación no genera residuo alguno y es posible retornar a superficie la totalidad del tratamiento inyectado a la formación.

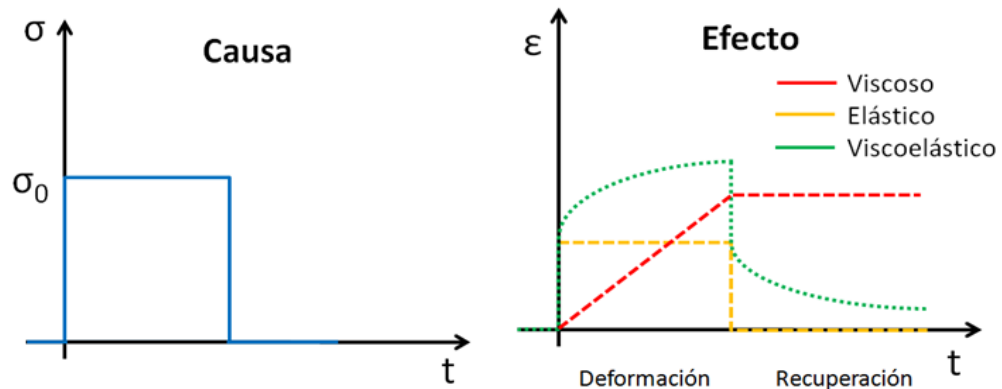
Con este trabajo se busca generar un estudio que detalle de manera específica las propiedades de los fluidos viscoelásticos surfactantes para determinar el impacto en operaciones de fracturamiento hidráulico al usarlos como fluidos de fractura, pues su reología cumple con los requisitos que todo fluido de fractura debe poseer además de proteger la cara del pozo de taponamientos y daño en la formación, siendo estos los principales problemas que inquietan a los ingenieros encargados de aplicar esta técnica en los pozos petroleros. Para este fin se estudiaron las características y el comportamiento reológico del fluido además de la clasificación de los surfactantes para determinar el impacto que se genera al usar fluidos tipo VES en la técnica de fracturamiento hidráulico.

1. GENERALIDADES

1.1 FLUIDOS VISCOELÁSTICOS

Aquellos fluidos no-Newtonianos que cumplen tanto la ley de Hooke como la ley de Newton de la viscosidad se conocen como *FLUIDOS VISCOELÁSTICOS*; una característica importante de este tipo de fluidos es que pueden recuperar parte de la deformación al ser retirado el esfuerzo aplicado cuando se presentan deformaciones durante el flujo.

Figura 1: Diagrama de esfuerzos de fluidos viscoelásticos¹



Fuente: Desarrollo de fluidos viscoelásticos para la estimulación de pozos ^[22]

Estos fluidos tienen una fracción elástica que cumple la ley de Hooke (modelo del resorte) y una fracción viscosa que obedece la ley de Newton (efecto amortiguador). Cuando son sometidos estos tipos de fluidos a cargas que posteriormente son removidas, la deformación que se presenta solo se restablece

¹ Desarrollo de fluidos viscoelásticos para la estimulación de pozos. [21]

en la fracción elástica del fluido; la fracción viscosa del fluido permanecerá parcialmente deformada por tanto se podría afirmar que la recuperación no es completa.

1.1.1 *Química de los fluidos viscoelásticos* ^[16]

El agua es la base de este fluido desarrollado para realizar operaciones de fracturamiento hidráulico. La viscosidad se obtiene a partir de la adicción de tres componentes fundamentales:

- Un surfactante (aniónico o catiónico)
- Una sal inorgánica (con carga contraria al surfactante)
- Un controlador de pH (con el mismo catión que la sal)

Al ser libre de sólidos, esta mezcla puede penetrar fácilmente la formación a pesar de tener una alta viscosidad. Este fluido se rompe al contacto con hidrocarburos, ácidos, glicoles o solventes mutuales, o por dilución con el agua de formación con diferente pH. Al quebrarse la viscosidad del fluido vuelve a ser igual que la del agua y no presenta residuos poliméricos ya que no contiene polímeros.

El fluido viscoelástico puede ser preparado con diversas sales o mezclas de los mismos, incluyendo los citratos persulfatos, cloruros, fluoruros y fosfatos. Los cationes que se usan con regularidad son el potasio y el amonio pues logran estabilizar con eficiencia las arcillas.

Cuando el fluido viscoelástico es usado como fluido de fractura, las sales de amonio son más utilizadas por su volatilidad ya que el amonio tiende a escaparse de la solución reduciendo su concentración en el fluido base desestabilizando en

cierta medida el gel viscoelástico; esta característica de auto ruptura es deseable para fluidos de fracturamiento en ciertos casos.

Se han ensayado diferentes concentraciones de surfactantes logrando encontrar que los fosfatos y los fluoruros producen un aumento en la viscosidad del 25% más que otras sales; Las sales de fluoruro son particularmente útiles en pozos con altas temperaturas pues producen una viscoelasticidad estable a 250°F.

1.1.2 Caracterización de fluidos viscoelásticos

Los fluidos viscoelásticos se caracterizan por presentar a la vez tanto propiedades viscosas como elásticas. Esta mezcla de propiedades puede ser debida a la existencia en el líquido de moléculas muy largas y flexibles o también a la presencia de partículas líquidas o sólidos dispersos.

Una de las ecuaciones que describen el comportamiento viscoelástico está basada en el modelo de *Maxwell*, aunque la más usada a nivel mundial es la ley de potencia que se encuentra detallada en el capítulo 2 del presente libro.

Modelo de Maxwell

$$\tau + \lambda \dot{\tau} = \mu \cdot D \quad 1-1$$

Donde:

τ : Esfuerzo cortante aplicado.

λ : Tiempo de relajación.

$\dot{\tau}$: Gradiente de esfuerzos cortantes (μ/G).

μ : Viscosidad aparente.

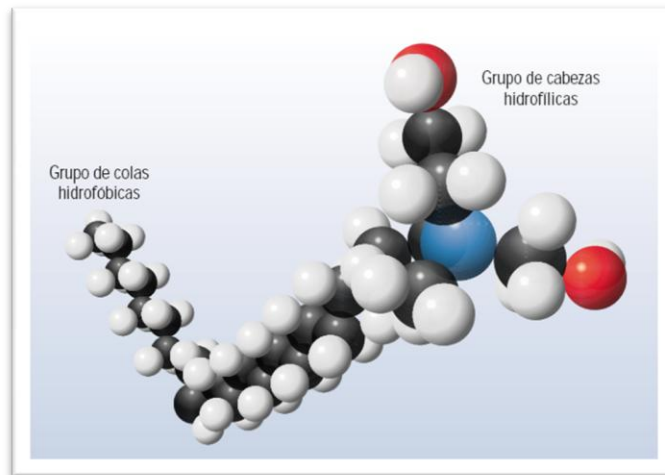
D: Velocidad de deformación.

A modo de ejemplos de fluidos viscoelásticos, podríamos citar: la nata, la gelatina y los helados entre otros, pues muestran propiedades sólidas y líquidas a la vez.²

1.1.3 Comportamiento de los fluidos viscoelásticos

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

Figura 2: Estructura molecular de un surfactante



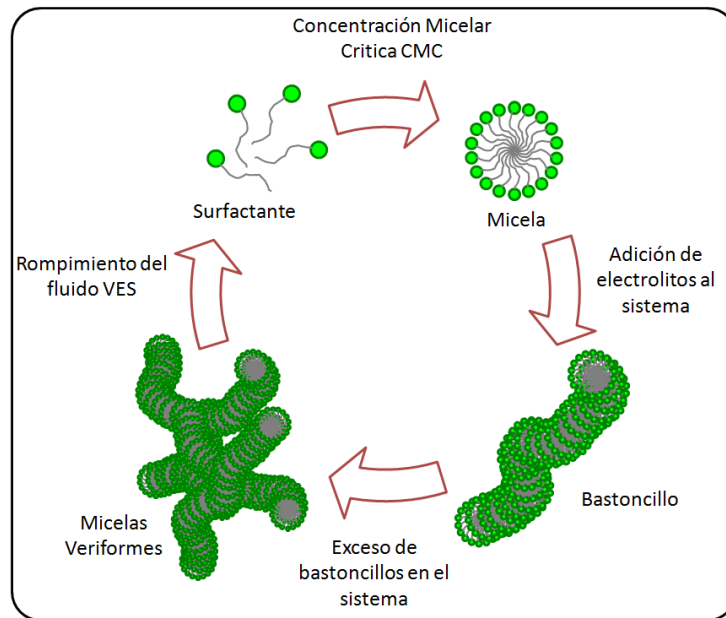
Fuente: Nuevas aplicaciones para los surfactantes viscoelásticos ^[13]

Cuando la concentración de surfactante sobrepasa un valor denominado Concentración Micelar Crítica (CMC)³, se presenta un fenómeno de asociación

² Simón González Roldán. Diseño mecánico de un equipo para la medida de la viscosidad en fluidos no newtonianos. [12]

donde las moléculas de surfactante forman estructuras denominadas micelas. Este fenómeno se presenta debido a la saturación de moléculas de surfactante en la superficie, por lo cual, las moléculas en exceso unen sus extremos hidrofóbico formando estructuras circulares o esféricas; con el fin de disminuir la energía libre de Gibbs.

Figura 3: Ciclo de vida del surfactante



Fuente: Autores

Si se sigue aumentando la concentración de surfactantes y se introducen electrolitos en el sistema, tales como sales orgánicas o inorgánicas, las micelas adoptan nuevas estructuras en forma de gusano. Estas nuevas estructuras se forman, con el fin de disminuir aun más la energía libre, ya que al acoplarse las caras de las micelas circulares, están disminuyendo el número de caras expuestas

³ Concentración en la cual algunas propiedades físicas del sistema sufren un cambio brusco. La tensión superficial, la intensidad de la luz dispersada o la variación de la presión osmótica, son algunas propiedades que cambian en esta concentración. Micelas [16].

al medio polar, disminuyendo igualmente el efecto repulsivo del medio acuoso sobre los núcleos hidrofóbicos.

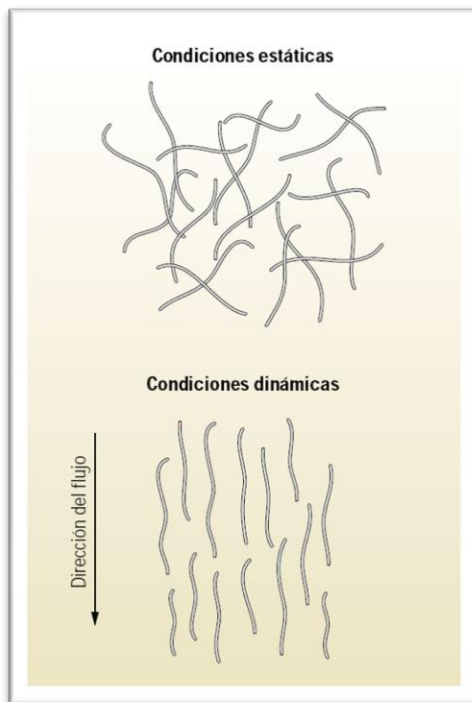
Cuando es sobrepasada una cierta concentración denominada concentración de solapamiento se formaran tantas micelas veriformes que eventualmente estarán muy cerca unas de otras, causando interacciones hidrodinámicas entre los agregados; de esta manera, se generan estructuras tridimensionales de micelas veriformes entrecruzadas, provocando un aumento en la viscosidad del sistema.

En el caso de los surfactantes VES, cuando ciertas sales están presentes en el fluido acuoso dentro de un específico rango de concentración, las micelas adoptan una estructura tipo barra (bastoncillos), similar a las fibras de polímeros. Estas micelas tipo barra se entrecruzan, se desarrolla el comportamiento viscoelástico y se obstaculiza el movimiento del fluido. Se produce un significativo aumento de la viscosidad y se desarrolla el comportamiento elástico de los pseudosólidos.⁴

Cuando las micelas son desasociadas por la velocidad de corte, el comportamiento reológico de los fluidos VES es similar al del agua, o casi Newtoniano; sin embargo, la viscosidad y el comportamiento elástico se recuperan cuando se elimina la energía disruptiva. Las propiedades quimiomecánicas únicas que crean la viscosidad de los fluidos VES se prestan fácilmente a la fluidificación por esfuerzo de corte, la suspensión estática, los bajos requerimientos de energía de transición de condiciones estáticas a condiciones dinámicas y la alta eficiencia del transporte de partículas.

⁴ Nuevas aplicaciones para los surfactantes viscoelásticos [18].

Figura 4: Efectos quimiomecánicos de un VES



Fuente: Nuevas aplicaciones para los surfactantes viscoelásticos [13]

Los fluidos VES requieren menos energía para ser bombeados que los fluidos a base de polímeros más convencionales, lo que reduce efectivamente los requerimientos energéticos de las bombas en la localización del pozo. La viscosidad de los fluidos VES puede disminuir con la temperatura. No obstante, el aumento de la concentración de surfactante o el ajuste de la concentración de sales puede reducir esta fluidificación relacionada con la temperatura.

A diferencia de los sistemas poliméricos convencionales, la viscosidad de los fluidos VES no se degrada con el tiempo y resulta predecible y fácil de modelar, combinando simplicidad operativa con un diseño de fluido eficiente y eficaz.

Los primeros experimentos de laboratorio demostraron que la viscosidad de los fluidos VES se rompe fácilmente a través del contacto con los hidrocarburos o se diluye por acción del agua de formación. El petróleo o el condensado producido

alteran el medio eléctrico del fluido, lo que hace que la forma de las micelas se revierta pasando de barras a esferas. La viscosidad del fluido se reduce porque las micelas, ahora esféricas, ya no se pueden entrecruzar, siendo este último un proceso irreversible

Figura 5: Ruptura de la viscosidad en los VES



Fuente: Nuevas aplicaciones para los surfactantes viscoelásticos [13]

Alternativamente, cuando los fluidos VES son diluidos por el agua de formación, la concentración de surfactante finalmente se reduce hasta alcanzar un nivel en el que la cantidad de micelas presentes es insuficiente para que se entrecrucen y la viscosidad se pierde. A menudo se realizan pruebas de laboratorio simples para confirmar la compatibilidad de los fluidos VES con los hidrocarburos producidos específicos.⁵

1.1.4 Clasificación de los surfactantes

Para clasificar los surfactantes desde el punto de vista comercial es necesario organizarlos de tal manera que se tenga en cuenta el uso que se le pretende dar; ya sea como jabón, emulsionante, bactericida, inhibidor de corrosión, dispersante, tensoactivo, humectante, etc. No obstante, en la mayoría de surfactantes se

⁵ Micelas [16]

pueden presentar varias de estas propiedades al mismo tiempo para el mismo surfactante por lo cual este tipo de clasificación sería bastante confusa. Es preferible clasificar los surfactantes de acuerdo a su tipo de molécula, especialmente con base en el tipo de descomposición de dicha molécula en el agua; por tanto se han clasificado los surfactantes en tres grandes grupos:

- Surfactantes aniónicos

Son agentes activos en superficie que tienen una carga negativa neta. En solución acuosa se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual es generalmente un metal alcalino o un amonio cuaternario. A este tipo pertenecen los surfactantes de mayor producción: detergentes como alquilbenceno sulfonatos, jabones o sales de ácidos carboxílicos grasos, espumantes como el lauril éster sulfato etc.

- Surfactantes no-iónicos

Por orden de importancia industrial vienen justo después de los aniónicos, y hoy en día su producción está aumentando. En solución acuosa no forman iones, ya que su parte hidrofílica está formada por grupos polares no ionizados como: alcohol, tiol, éter o éster. Una gran parte de estos surfactantes son alcoholes o fenoles etoxilados (lavaplatos, champús). Ciertos derivados del sorbitol producen surfactantes no-tóxicos para uso farmacéutico o alimenticio.

- Surfactantes catiónicos

Son aquellos que se disocian en un catión anfífilo y un anión generalmente de tipo halogenado. Estos surfactantes se usan solamente en aplicaciones especiales donde la carga positiva del anfífilo produce ventajas como en enjuagues o

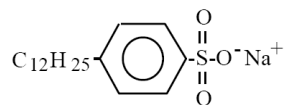
emulsiones asfálticas. En la mayoría de los casos corresponden a un grupo amonio cuaternario.

Los surfactantes catiónicos son agentes activos en superficie típicamente compuestos de sales aminas grasas. Poseen una carga positiva neta y son estables a lo largo de una gama de niveles de pH y en varias soluciones salinas. Son los más usados en la industria del petróleo pues poseen dos características que los hacen atractivos para la industria; estos surfactantes tienen una gran capacidad de adsorberse en las paredes minerales además de ser un buen bactericida.

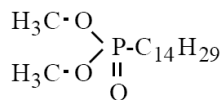
- Otros tipos de surfactantes

La combinación en la misma molécula de un grupo con tendencia aniónica y de un grupo con tendencia catiónica produce un surfactante anfotérico, como por ejemplo los aminoácidos, las betainas o los fosfolípidos. Según el pH del medio una de las dos disociaciones prevalece. Este tipo de surfactante se usa sólo en casos particulares debido a su alto costo.

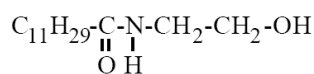
Figura 6: Formula desarrollada de algunos surfactantes



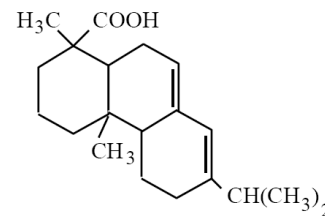
Dodecil benceno Sulfonato de Sodio



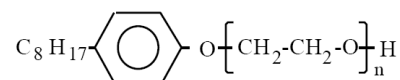
Dimetil éter del ácido tetradecil fosfórico



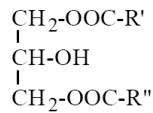
Lauril mono etanol amida



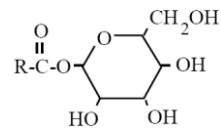
Ácido abietico



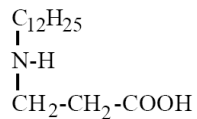
Octil fenol polietoxilado



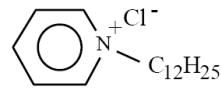
Glicerol diester (diglicerido)



Monoester de sorbitan



Dodecil betania



Cloruro de n-dodecil piridina

Fuente: Surfactantes. [19]

Recientemente se ha producido surfactantes poliméricos al injertar sobre una macromolécula un cierto número de grupos hidrofílicos, o al producir la poli condensación de grupos con ciertas características polares y apolares (óxido de etileno, óxido de propileno).

1.2 USO DE LOS VES EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Fueron los ingenieros de Schlumberger a principios de los 90', quienes aplicaron por primera vez fluidos viscoelásticos surfactantes en los fluidos de empaque de grava. Los surfactantes viscoelásticos denominados PERMPAC, nuevos en la industria de los hidrocarburos, lograron viscosificar las salmueras tales como Cloruro de potasio, cloruro de amonio, cloruro de calcio y bromuro de calcio, usadas comúnmente en las operaciones de terminación de pozos para poner en suspensión y transportar la grava. La concentración de los fluidos VES estaba entre los 2,5 y 6% por volumen, lo cual dependía de la temperatura del pozo.

Los fluidos de empaque de grava típicos basados en viscosificadores poliméricos dejan más residuos que los fluidos VES, lo que reduce en gran medida el daño del empaque de grava.

Una gran ventaja en la industria de los hidrocarburos es el conocer las características de los fluidos durante su circulación. Muchas aplicaciones importantes dependen de la correcta selección y diseño de los fluidos presentes, pues ayudan a reducir las pérdidas de presión por fricción, para limpieza y suspensión de sólidos, para transmitir energía, disminuir la erosión del agujero y para mejorar la estabilidad de un fluido homogéneo.

El petróleo contiene sustancias surfactantes naturales en los cortes pesados; estas sustancias se denominan resinas, maltenos y asfaltenos, básicamente son estas sustancias quienes estabilizan las emulsiones de agua en aceite (w/o) y su efecto es anulado con otros surfactantes en la llamada deshidratación.

En toda operación, siempre que estén presentes dos o más fases, es posible encontrar un surfactante cuyo propósito es estabilizar o desestabilizar una dispersión, una emulsión ó una espuma; también son usados para modificar la tensión interfacial o la mojabilidad del yacimiento.

Actualmente existe un desarrollo continuo de nuevos fluidos VES. Una de las áreas de mayor interés son los tratamientos de fracturamiento con dióxido de carbono líquido sin polímeros. En el futuro se incluirán productos diseñados para estimular pozos en los que la implementación de tratamientos de fracturamiento hidráulico con CO₂ líquido y las características de daño inherentemente bajo de los fluidos VES mejorarán sustancialmente la productividad.

Los ingenieros esperan que la caída de presión por fricción intrínsecamente baja de los sistemas con CO₂ y VES mejore los tratamientos de estimulación bombeados a través de la tubería de producción como resultado de permitir regímenes de bombeo más altos, a una presión de tratamiento máxima, particularmente en comparación con los sistemas de fracturamiento a base de polímeros más antiguos.

Mientras que las operaciones de petróleo y gas alcanzan mayores profundidades y acceden a ambientes cada vez más complicados, los ingenieros tratan de expandir cada vez más los límites de desempeño de los sistemas a base de fluidos VES. Si bien estos materiales han sido utilizados durante más de 25 años, aún tienen la posibilidad de ofrecer mayores desarrollos que podrían llegar a optimizar la eficiencia operacional y se mejoraría la recuperación de hidrocarburos.

2. REOLOGÍA

2.1 ¿QUE ES REOLOGÍA? [5]

La Reología es el estudio de la deformación y flujo de materiales: siendo esta ciencia de gran importancia para el ser humano, pues es aplicada en casi todas las actividades cotidianas, fue solo hasta principios del siglo XX que se llevaron a cabo las primeras investigaciones importantes en la materia para desarrollar la teoría.

Los materiales presentan un espectro de comportamiento continuo que va desde un comportamiento perfectamente sólido-elástico en un extremo hasta el Newtoniano de los fluidos puramente viscosos en el otro. Entre estos dos extremos ideales se encuentra el comportamiento de los materiales reales que incluye, los sólidos no-elásticos, los fluidos no-Newtonianos y las sustancias viscoelásticas. Es de conocimiento general que la mayoría de los fluidos que se circulan tienen un comportamiento de flujo complejo, sin embargo es una práctica común el describir sus propiedades de flujo en términos de un parámetro de la viscosidad, como la viscosidad aparente, las constantes del modelo plástico de Bingham ó las del modelo de la Ley de Potencia.

2.2 ORIGEN DE LA REOLOGÍA

Quien uso por primera vez el término “Reología” fue Robert Hooke en su libro “Verdadera teoría de la elasticidad” en el año de 1678, la teoría publicada en dicho libro se resume en lo siguiente: “Si se dobla la tensión, se dobla deformación”.

Más tarde, en el año 1687 Isaac Newton publica “Philosophiae Naturalis Principia Mathematica” el que incluye una hipótesis asociada al estado simple de cizalladura (o corte): “La resistencia derivada de la falta de deslizamiento de las partes de un líquido es proporcional a la velocidad con que se separan unas de otras dentro de él”. De allí se deriva el término “Viscosidad”, sinónimo de fricción interna. Dicha viscosidad es una medida de la resistencia a fluir.

La fuerza por unidad de área que es necesaria para que el fluido se mueva es definida como F/A. Según Newton el esfuerzo cortante también llamado esfuerzo de cizalla es proporcional al gradiente de velocidad (du/dy), o también denominado como D. Si se duplica la fuerza, se duplica el gradiente de velocidad:

$$\tau = \mu \cdot \frac{du}{dy} = \mu \cdot D \quad 2-1$$

La anterior ecuación es conocida como Ley de Newton, aplicable actualmente aún para un tipo determinado de fluidos (Newtonianos). La glicerina y el agua son ejemplos comúnmente usados para explicar esta ley; por ejemplo, la viscosidad de la glicerina tiene un valor de 1000 mPa·s, en cambio para el agua la viscosidad tiene un valor de 1 mPa·s, es decir, es mil veces menos viscosa que la glicerina.

En esa misma época apareció la Ley de Hooke que fue de aplicación para el estudio de la reología para sustancias solidas:

$$\sigma = G \cdot \gamma \quad 2-2$$

Siendo: σ : Esfuerzo cortante (Pa)
G: Módulo de rigidez (Pa).
 γ : Deformación (%).

La fórmula indica que si es aplicada una carga σ sobre un cuerpo sólido, éste va a sufrir una cierta deformación denominada γ , esta deformación se mantendrá invariable hasta que sea retirado el esfuerzo aplicado.

Desde aquel entonces los estudios relacionados con la Reología se reducían a aplicar la Ley de Newton para líquidos y la Ley de Hooke para sólidos. Fue a partir del siglo XIX cuando los científicos comenzaron a dudar acerca de la validez universal de estas leyes lineales.

En 1835 W. Weber experimentó con gusanos de seda y percibió que no eran del todo elásticos. Lo que observó fue que una carga longitudinal producía una extensión inmediata, seguida luego de un alargamiento mientras transcurría el tiempo. Al retirar la carga inmediatamente se producía una contracción gradual de la longitud hasta llegar a la inicial. Estas características fueron asociadas a la respuesta de un líquido.

En 1867 J.C Maxwell propone en su artículo “Sobre la teoría dinámica de los gases” incluido en la Enciclopedia Británica, un modelo matemático que describe los fluidos que poseen propiedades elásticas, es decir, elementos asociados a la respuesta de un sólido:

$$\sigma = \beta \cdot \gamma \quad 2-3$$

Donde β es un parámetro semejante al módulo de rigidez (Parámetro no-nulo). Tanto la conducta que observó Weber en sólidos como Maxwell en líquidos se denominó posteriormente “Viscoelasticidad”.

Después de Maxwell no se profundizó más en el estudio hasta la segunda década del siglo XX, apareciendo una serie de modelos lineales (flujo plástico y punto de fluidez) y no lineales de comportamiento.

A partir de la Segunda Guerra Mundial, la Reología cobró mucha fuerza con la búsqueda de materiales viscoelásticos para optimizar el arsenal bélico. Fueron apareciendo poco a poco modelos que asumieron que el módulo de rigidez podía variar con la tensión aplicada. Además se observó que la viscosidad también dependía del tiempo (Tixotropía y Reopexia) y se estableció que los materiales reales pueden presentar comportamiento viscoso, elástico, o una combinación de ambos.

En 1945 M. Reiner definió el número de Deborah (D_e) para establecer el tipo de material así:

$$D_e = \frac{\tau}{T} \quad 2-4$$

En donde “ τ ” es el tiempo característico del material y “ T ” el tiempo característico del proceso de deformación. Para D_e altos se consideraba al material como un sólido elástico, y para D_e bajos era considerado como un líquido viscoso.

La reología ha sido muy importante y lo seguirá siendo para el desarrollo de múltiples industrias por lo tanto es de gran importancia un estudio muy detallado en esta materia.

2.3 APLICACIONES DEL ESTUDIO DE LA REOLOGÍA

El estudio de la reología es cada vez mas importante para las industrias alimentarias, farmacéuticas, petroleras entre otras; ya que es de vital importancia

el conocer las propiedades de los fluidos que se utilizan pues este conocimiento ayuda a optimizar dichos procesos entre los cuales encontramos.

- Control de calidad en alimentos: Realizado en la línea de producción de alimentos. Es indispensable para la fabricación de productos tales como papas fritas, cereales, quesos, yogures, dulces, chocolates, cremas, etc.
- Estudio de la textura y consistencia de productos alimenticios: Con el fin de crear un alimento que sea del agrado del consumidor.
- Producción de pegamentos: Usado para el estudio de su plasticidad y de la forma de fluir dentro del recipiente que lo contiene, etc.
- Producción de pinturas: Para encontrar la consistencia ideal, de tal manera que no escurra luego de aplicada.
- Producción de productos cosméticos y de higiene corporal: la consistencia de gel para cabello, la textura de la crema dental, etc.; son algunas de las características que estudia la reología para obtener la mayor eficiencia del producto.
- Caracterización de elastómeros y de polímeros tipo PVC.
- Estabilidad de emulsiones y suspensiones.
- Caracterización de gasolinas y otros tipos de hidrocarburos.
- Transporte de hidrocarburos en tuberías y líneas de flujo.

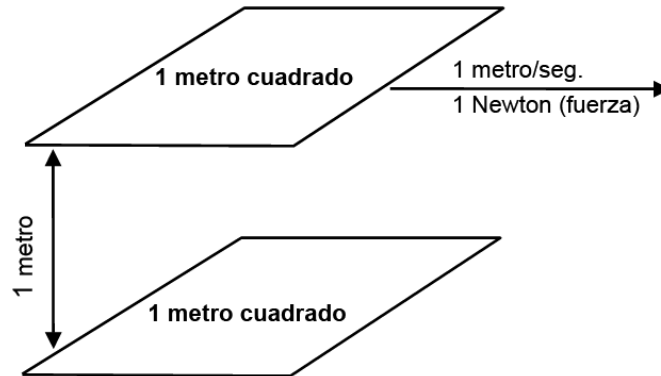
Existen muchas otras aplicaciones que deben ser estudiadas por la reología, pues como se ha demostrado, tener el conocimiento de las propiedades de los fluidos puede llegar a ser útil tanto técnica como económicamente.

2.4 PROPIEDADES REOLÓGICAS

La figura 7 muestra las fuerzas actuando sobre un fluido hipotético. El líquido está limitado por dos placas de un metro cuadrado y separadas por una distancia de un

metro. La placa inferior es fija y la superior se desplaza a una velocidad de un metro por segundo. La magnitud de la fuerza necesaria para mantener este movimiento se mide en Newton.

Figura 7: Definición de reología



Fuente: La reología de los fluidos para circular [15]

Esta figura permite explicar de manera clara algunos términos reológicos que pudieran ser los más importantes para la industria del petróleo y se encuentran explicados a continuación:

2.4.1 El Esfuerzo Cortante

Se define como la fuerza necesaria para mover una superficie determinada de fluido y se denota con la letra τ . Según Newton el esfuerzo cortante, también llamado tensión de cizalla, es proporcional al gradiente de velocidad (du/dy); si se duplica la fuerza, se duplica el gradiente de velocidad:

$$\tau = \mu \cdot \frac{du}{dy} = \mu \cdot D$$

2-5

En este caso es necesario un Newton por cada metro cuadrado de área. Las unidades de Esfuerzo Cortante son Newton por metro cuadrado, conocida también como Pascal. Existen unidades alternas, tales como dinas por centímetro cuadrado y libras de fuerza por pulgada cuadrada. Este concepto está relacionado con la fuerza necesaria para mantener a un fluido fluyendo.

2.4.2 *La Velocidad de Corte*

Se define como la tasa de movimiento del fluido contenido entre dos superficies. Se determina dividiendo la velocidad con que se mueven las superficies entre la distancia que las separa. En este caso se desplazan a un metro por segundo por cada metro de fluido y por lo tanto se mide en segundos recíprocos ($1/\text{segundo}$ ó seg^{-1}).

Dicho en otras palabras, es la tasa de desplazamiento a la cual una partícula del fluido se mueve con respecto a otra, dividido por la distancia entre ellas.

2.4.3 *La Viscosidad*

Se define como una medida de la resistencia a la deformación del fluido⁶ y es la proporción entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte; sus unidades son Newton-segundos por metro cuadrado ó Pascal-segundo. Otra unidad común de viscosidad es el Poise (dina-segundo/centímetro). Un centipoise es igual a un milipascal-segundo ($1\text{cP}=1\text{mPa}\cdot\text{s}$). Dicho de otra manera, $1000\text{cP} = 1\text{Pa}\cdot\text{s}$.

⁶ Diseño construcción prototipo de amortiguador magnetoreológico [14].

Tabla 1: Viscosidades Aproximadas de algunas sustancias

Fluidos	Viscosidad aproximada (mPa-s)
Aire	10^{-2}
Agua	10^0
Aceite de oliva	10^2
Miel líquida	10^4
Polímeros fundidos	10^6
Betún	10^{11}

Fuente: Tema 2. Fluidos Viscosos [11].

En resumen, el esfuerzo cortante es la fuerza necesaria para iniciar el flujo en un área determinada del fluido. La velocidad de corte es la velocidad con que éste fluye y la viscosidad es la relación entre los dos.

2.4.4 Tipos de viscosidades

En la literatura podemos encontrar tres tipos de viscosidades así:

- La *viscosidad dinámica o absoluta*, denominada “ μ ” vista anteriormente en la ecuación del esfuerzo cortante. Se define también como la *pendiente* en cada punto de la curva de fluidez.
- La *viscosidad aparente* “ η ” se define como el cociente entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación. Este término es utilizado al hablar de “viscosidad” para fluidos no newtonianos

- Por último la viscosidad cinemática “ ν ” relaciona la viscosidad dinámica con la densidad del fluido utilizado.

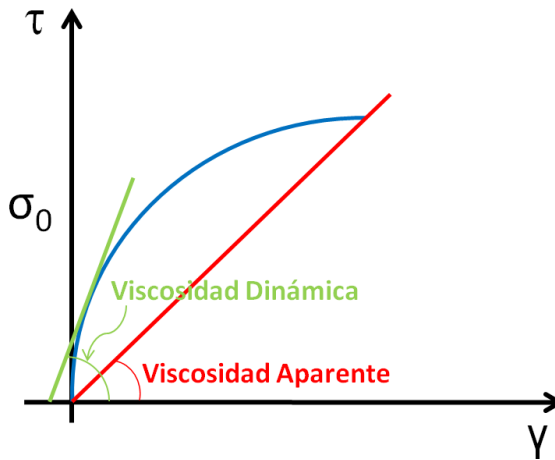
$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

2-6

Las unidades más utilizadas de esta viscosidad son los centistokes [cst].

$$1 \text{ stoke} = 100 \text{ centistokes} = \text{cm}^2/\text{s}$$

Figura 8: Curva de Fluidez (Esfuerzo Cortante vs Velocidad de deformación)



La pendiente en cada punto de la curva representa la viscosidad dinámica. La pendiente desde el origen hasta el punto máximo de la curva representa la viscosidad aparente. Fuente: Diseño y construcción de un prototipo de amortiguador magnetoreológico [14].

2.4.5 Factores que afectan la viscosidad

La viscosidad real de los materiales está afectada por factores tales como temperatura, presión, tiempo de cizalla, y el factor más interesante desde el punto de vista reológico, la velocidad de cizalla.

2.4.5.1 Variación con la temperatura.

La viscosidad de un fluido Newtoniano disminuye con la temperatura, aproximadamente con respecto a la ecuación de Arrhenius:

$$\eta = Ae^{B/T} \quad 2-7$$

Donde T es la temperatura absoluta y A y B son constantes del líquido.

Este factor es de gran importancia en las medidas de viscosidad pues existe una gran dependencia de la viscosidad con la temperatura es necesario controlarlo.

Es decir, la sensibilidad a la temperatura del agua es de 3% por grado centígrado a temperatura ambiente, así que para tener una precisión del 1% requiere que la temperatura sea regulada en 0.3°C. Para líquidos más viscosos, esta dependencia es mayor, y han de tomarse mayores precauciones en el control de la temperatura.

Por otra parte, en viscosimetría, es importante tener en cuenta la generación de calor por parte de la muestra al aplicarle un esfuerzo de cizalla, lo que puede provocar una disminución de la viscosidad si no se intercalan etapas entre medida y medida para disipar el calor. Esta generación de calor por unidad de volumen viene expresada por el producto de la viscosidad por el cuadrado de la velocidad de cizalla.

La velocidad de disipación del calor es función del tipo de viscosímetro (en unos viscosímetros el líquido fluye a través del equipo de medida, mientras que en otros permanece todo el tiempo en el mismo recipiente), y de las dimensiones del mismo (para pequeñas cantidades de muestra hay siempre una mejor disipación del calor).

2.4.5.2 Variación con la presión

La viscosidad de los líquidos aumenta exponencialmente con respecto a la presión, aunque existe una excepción a esta regla pues el agua por debajo de 30°C no la cumple en un primer momento, luego del cual el comportamiento se torna normal. Para presiones que difieren poco de la presión atmosférica (por orden de un bar o 14,5 psi) los cambios no son muy notorios; por lo cual en los usos de la mayoría de los fluidos este factor no es muy importante; pero hay casos, como en la industria de lubricantes, donde las medidas de viscosidad han de tomarse a elevadas presiones. Las presiones soportadas por lubricantes en engranajes son del orden de 1 GPa, mientras que en las perforadoras que operan a profundidad han de soportar presiones de aproximadamente 20 MPa.

En una primera aproximación, la variación de la viscosidad con la presión sigue una ley exponencial:

*Ecuación de Barus y Kuss*⁷

$$\mu = \mu_0 e^{\alpha p} \quad 2-8$$

Donde:

μ Viscosidad a presión P

μ_0 Viscosidad a presión atmosférica

α Parámetro que según Worster equivale a $\alpha = (0,6 + 0.965 * \log \mu) * 10^3$

Esta expresión solo es una aproximación y no tiene validez para todos los casos.

Para presiones muy altas se recomienda utilizar la siguiente ecuación:

⁷ Introducción a la reología de los alimentos. [22]

$$\mu = \mu_0(1 + C * p)^n$$

2-9

Con los parámetros C y n como constantes específicas para temperaturas determinadas

2.4.5.3 Variación con el tiempo de aplicación de cizalla

A menudo los valores de viscosidad encontrados para unos determinados valores de velocidades de cizalla no se mantienen constantes conforme aumenta el tiempo de aplicación de la deformación. Si el valor de esta viscosidad disminuye es el caso de un fluido tixotrópico, mientras que si aumenta es un fluido reopéctico.

I. Fluidos tixotrópicos

En los fluidos tixotrópicos se presenta un cambio de su estructura interna al aplicar ser aplicado un esfuerzo, lo que produce la rotura de las largas cadenas que forman sus moléculas.

Estos fluidos solo pueden recuperar su viscosidad inicial tras un tiempo de reposo, pues la viscosidad va disminuyendo al aplicar una fuerza y solo vuelve a aumentar al cesar dicha fuerza debido a la reconstrucción de sus estructuras y al retraso que se produce para adaptarse al cambio.

Con el fin de demostrar si un fluido es tixotrópico, es necesario aumentar su velocidad de deformación hasta un determinado valor y luego disminuirla hasta el

reposo, observando entonces un fenómeno de histéresis⁸, que ayuda a comprender la variación de la viscosidad.

La variación de la viscosidad con el tiempo es modelada a partir de la siguiente ecuación:

$$\mu(t) = \mu_0 - \int_{-\infty}^t M_T(t-t') \frac{df(D^2)}{dt'} dt' \quad 2-10$$

Donde,

$$M_T(t-t') = \int_0^{\infty} \frac{R(II)}{II} \exp\left[-\frac{(t-t')}{II}\right] dII \quad 2-11$$

Siendo,

II: El tiempo que tarda el fluido en disminuir su tensión a 1/e veces. (Tiempo de relajación).

R(II): Función de distribución de tiempos de relajación .

μ_0 : Viscosidad inicial sin perturbaciones.

F(D²) : Función simétrica de la velocidad de deformación.

Ejemplos prácticos de este tipo de fluidos son: las pinturas, el yogur, las tintas de impresión, la salsa de tomate, algunos aceites del petróleo, el nylon, entre otros.

II. Fluidos Reopécticos

Son fluidos que se caracterizan por tener un comportamiento contrario al de los fluidos tixotrópicos; es decir, su viscosidad aumenta conforme aumenta el tiempo y la velocidad de deformación aplicada, presentando una histéresis inversa.

⁸ Histéresis: Fenómeno por el que el estado de un material depende de su historia previa. Se manifiesta por el retraso del efecto sobre la causa que lo produce.[23]

Esto se debe a que si es aplicada una fuerza se produce una formación de enlaces intermoleculares generando un aumento en la viscosidad; mientras que si cesa, se produce una destrucción de los enlaces, dando lugar a una disminución de la viscosidad.

No existen muchos ejemplos de este tipo de fluidos, algunos de ellos son el yeso, y la arcilla bentonítica entre otros.

2.4.5.4 Variación con la velocidad de deformación⁹

El rango aproximado de velocidades de deformación se ha calculado dividiendo la velocidad media de flujo del fluido por una longitud característica de la geometría donde está fluyendo (como el radio de una tubería o el espesor de una capa)

Tabla 2: Velocidades de deformación de algunos procesos industriales

Proceso	Margen de velocidades de deformación (s ⁻¹)
Sedimentación	10 ⁻⁶ – 10 ⁻⁴
Moldeo por compresión	1 – 10
Molido	10 – 10 ²
Calandrado (prensado)	10 – 10 ²
Flujo a través de tubos	1 -10 ³
Extrusión	10 ² – 10 ³
Inyección	> 10 ³

Fuente: Estudio reológico y morfológico de los procesos de gelificación y fusión de plastisoles comerciales de PVC [10].

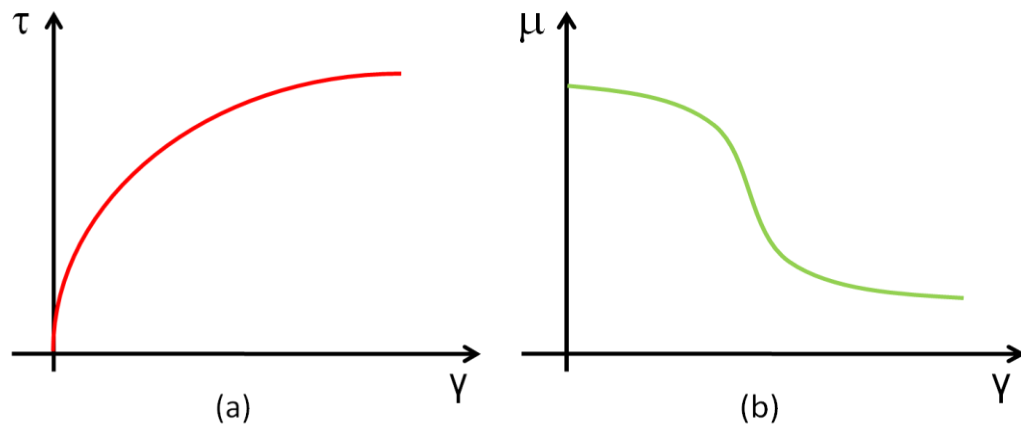
⁹ Estudio reológico y morfológico de los procesos de gelificación y fusión de plastisoles comerciales de PVC. García Quesada Juan Carlos [10]

En vista del amplio rango de velocidades de deformación, es muy importante tener en cuenta la variación que pueda sufrir la viscosidad de un fluido que no sigue la ley de Newton (Fluido no Newtoniano) con la velocidad de deformación. Estos fluidos tienen algunos comportamientos que mencionaremos a continuación:

I. Comportamiento pseudoplástico (Shear - thinning):

Son materiales que ven reducida su viscosidad al aumentar la velocidad de deformación. Muchos materiales muestran este tipo de comportamiento en mayor o menor grado y es el comportamiento más común. Así por ejemplo los polímeros fundidos, disoluciones de polímeros, y numerosas sustancias que se encuentran en emulsiones, suspensiones, o dispersiones son ejemplos de este tipo de fluidos.

Figura 9: Comportamiento de fluidos pseudoplásticos



La curva (a) representa la fluidez y la curva (b) representa la viscosidad de un fluido viscoelástico.

Fuente: Diseño y construcción de un prototipo de amortiguador magnetoreológico [14].

Este comportamiento es bastante complejo por lo que es necesario explicarlo de una manera más simple por medio de dos fenómenos: El flujo de varillas rígidas

suspendidas en un líquido Newtoniano y el Flujo de moléculas filamentosas en un líquido Newtoniano

Flujo de varillas rígidas suspendidas en un líquido newtoniano:

Se cree que existen una serie de varillas desorientadas dentro del Fluido Newtoniano. Cada varilla, caracterizada por su movimiento browniano, tiene un vector de velocidad que tiende a adoptar una posición horizontal; dicho movimiento propuesto por Brown en 1827 es una observación indirecta de la agitación térmica de las moléculas de un líquido, al visualizarse el desplazamiento de partículas en suspensión en el seno del mismo.

La resultante de los choques al azar es una fuerza de magnitud y dirección variable que da la orientación a dichas varillas, responsable de la viscosidad, para evitar que se llegue a un cierto estado de equilibrio. Cuanto mayor sea la orientación de las varillas, menor será la viscosidad del fluido.

Flujo de moléculas filamentosas en un líquido newtoniano

Se supone que, dentro de un fluido newtoniano situado entre dos placas paralelas, una de las cuales se mueve, aparecen una serie de macromoléculas en forma de filamentos porosos que contienen grupos de átomos con una gran movilidad.

Al principio estos grupos de átomos forman filamentos bastante enredados. Con el tiempo, al moverse la placa superior, la velocidad de deformación aumenta y la resultante de las fuerzas tiende a desenredar estos filamentos en la dirección del flujo, dependiendo de su elasticidad y de su velocidad de deformación, y además dicha fuerza libera parte del líquido que existe alrededor de la molécula.

Como resultado de todo lo que ocurre en el seno del fluido se produce una disminución de la fricción interna dando lugar a su vez a una disminución de la viscosidad.

La *formulación matemática* de un fluido pseudoplástico es bastante compleja aunque para movimiento simple se pueden utilizar varias formulas tales como:

*Ley de potencia (Ostwald)*¹⁰¹¹

El modelo de la Ley de Potencial describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte graficado en función de la tasa de corte es una línea recta, cuando se utiliza papel de coordenadas doblemente logarítmicas. Debido a que se aproxima más al comportamiento de un fluido de perforación a bajas tasas de corte, en comparación con el modelo plástico de Bingham, con frecuencia se emplea para monitorear las características de suspensión y calcular la pérdida de presión del fluido de perforación en el anular. El modelo de la ley de potencia es:

$$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n \quad 2-12$$

Donde:

τ : El esfuerzo cortante [mPa].

$\dot{\gamma}$: la velocidad de deformación [s^{-1}]

K: constante cuyas dimensiones dependen de η

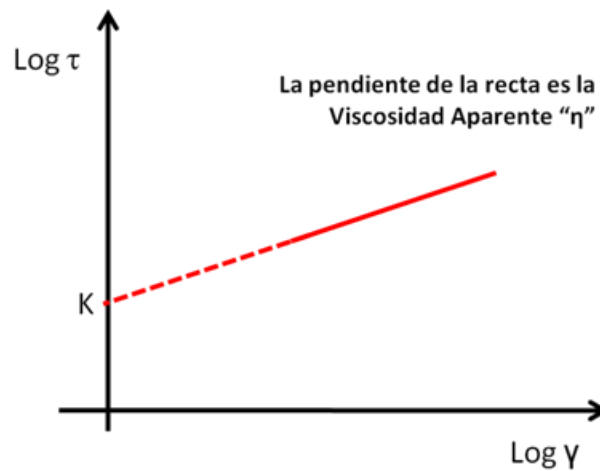
n: valor entero menor que uno.

¹⁰ Fluidos, Manual de Ingeniería [2]

¹¹ Fenomenos de transporte. Bird. [3]

El valor de “n” es calculado al graficar la ecuación en escala logarítmica para encontrarlo de manera grafica; en el capítulo 3 se encuentra una manera práctica para calcular los valores de n y k.

Figura 10: Grafica de la función que obedece la ley de potencia de Ostwald en escala logarítmica



El punto de corte de la recta con el eje “y” representa el valor de K.
Fuente: Diseño y construcción de un prototipo de amortiguador magnetoreológico [14].

La segunda forma de la ecuación se utiliza para evitar que salga negativo cuando el movimiento es distinto al estado simple:

Series De Potencia (Steiger, Ory):

$$\tau = a\gamma^3 + c\gamma \quad 2-13$$

Donde:

τ : esfuerzo cortante [mPa]

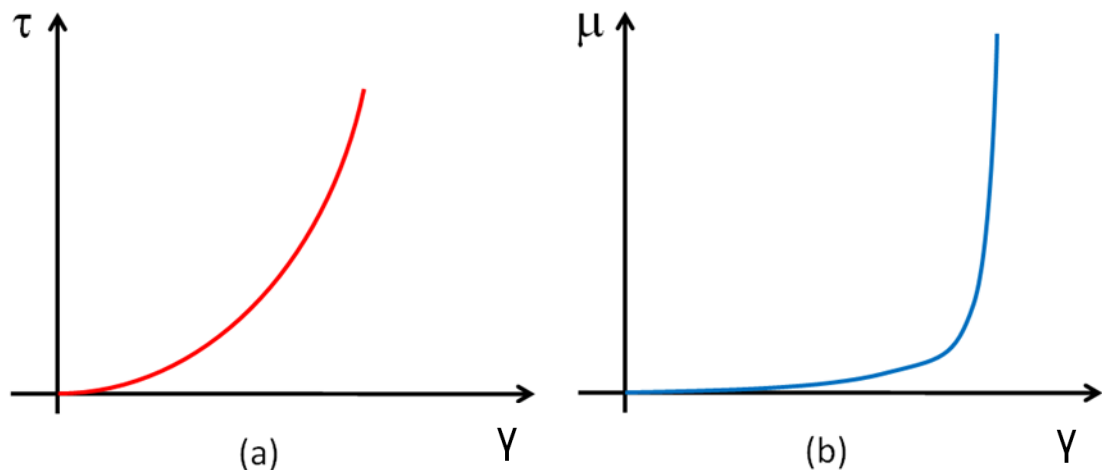
γ : Velocidad de deformación [s^{-1}]

C_1, C_3 : factores de dimensiones s^{-1}, s^{-3}, s^{-5}

II. *Comportamiento dilatante (Shear - thickening):*

Lo presentan aquellos fluidos que ven aumentada su viscosidad al incrementar la velocidad de cizalla aplicada, causado por reorganizaciones en su micro estructura. Los fluidos que siguen este comportamiento son poco numerosos, podríamos citar suspensiones de almidón en agua, y ciertas suspensiones de PVC.

Figura 11: Comportamiento de un Fluido Dilatante



La curva (a) representa la fluidez y la curva (b) representa la viscosidad de un fluido dilatante. Fuente: Diseño y construcción de un prototipo de amortiguador magnetoreológico ^[14].

El fenómeno de dilatancia es producido por la fase dispersa del fluido. En dicho fluido se presenta un empaquetamiento de las partículas, dejando a la fase continua casi sin espacio.

Si a continuación se aplica un esfuerzo, el empaquetamiento se altera y los huecos entre las partículas dispersas aumentan. Además, conforme aumenta la velocidad de deformación aplicada, mayor turbulencia aparece y más difícil es el movimiento de la fase continua por los huecos, dando lugar a un mayor esfuerzo cortante aumentando la viscosidad.

La *ecuación* matemática que describe un comportamiento dilatante es la ley de la potencia (ecuación 2-12) vista anteriormente en el caso de fluidos pseudoplásticos, cambiando únicamente el valor de n , que debe ser mayor que la unidad

III. Comportamiento plástico

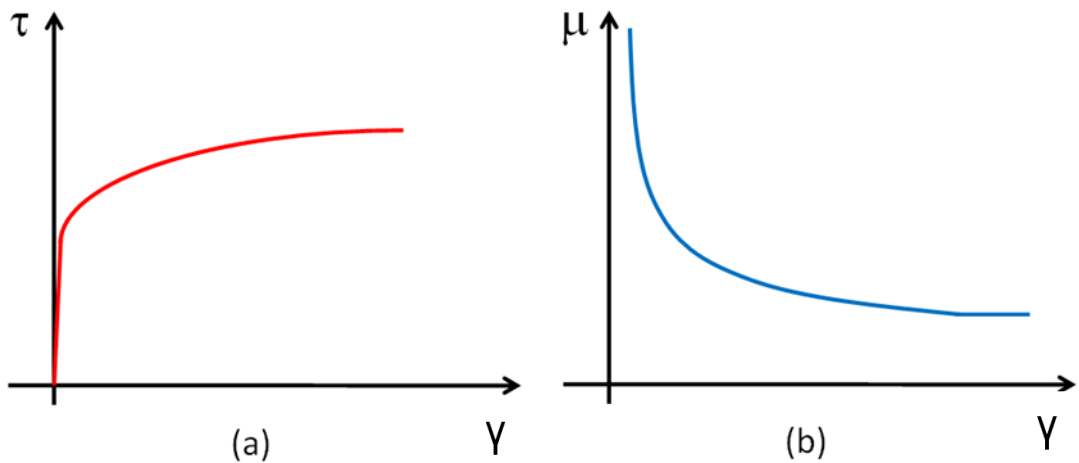
La plasticidad es un fenómeno que muestran ciertos materiales que se comportan como sólidos elásticos, almacenando una cierta cantidad de energía, cuando estos materiales son sometidos a esfuerzos menores que cierto valor umbral; mientras que con un esfuerzo superior al umbral se deforman continuamente como un fluido, siendo el esfuerzo una función, lineal o no, de la velocidad de deformación. Ejemplos típicos de este tipo de materiales son la pasta dentífrica, mayonesa, mermelada, clara de huevo y nata batida.

La interacción que existe entre las partículas suspendidas en el interior de este tipo de fluidos es la causante de este tipo de comportamiento peculiar y forman una capa que se denomina Solvatación. Están formados por dos fases, cuya fase dispersa se encuentra compuesta por sólidos y burbujas distribuidos en una fase continua.

En estos fluidos, las fuerzas de Van der Waals y los puentes de hidrógeno, producen una atracción mutua entre partículas. También aparecen fuerzas de repulsión debidas a potenciales de la misma polaridad.

En este tipo de fluidos se forman coloides cuyas fuerzas repulsivas tienden a formar estructuras de tipo gel; Si las partículas son muy pequeñas poseen entonces una gran superficie específica, rodeados de una *capa de adsorción* formada por moléculas de fase continua. Gracias a esta capa, las partículas inmovilizan gran cantidad de fase continua hasta que no se aplican sobre ellas un esfuerzo cortante determinado.

Figura 12: Comportamiento de un fluido plástico



La curva (a) representa la fluidez y la curva (b) representa la viscosidad de un fluido plástico. Diseño y construcción de un prototipo de amortiguador magnetoreológico ^[14].

Los fluidos plásticos, a su vez, se diferencian en la existencia de proporcionalidad entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación, a partir de su esfuerzo umbral. Si existe proporcionalidad, se denominan fluidos plásticos de Bingham y si no la hay, se denominan solo plásticos.

Existen dos ecuaciones que modelan el comportamiento plástico que son:

Ecuación generalizada de Bingham

Se aplica a aquellos fluidos en los cuales el esfuerzo cortante y velocidad de deformación presentan una proporcionalidad, a este tipo de fluidos se les conoce como fluidos plásticos de Bingham:

$$\tau - \tau_y = \mu |D|^{\eta-1} \bullet D \quad 2-14$$

Donde:

τ : Esfuerzo cortante (Pa)

τ_y : Esfuerzo umbral requerido para que el flujo se ponga en movimiento (Pa). Representa el valor del esfuerzo cortante para velocidad de deformación nula

μ : Viscosidad aparente (Pa·s)

D : Velocidad de deformación (s^{-1})

η : Valor entero

Ecuación de Casson

Es aplicable a aquellos fluidos en donde nos presenta proporcionalidad alguna entre la velocidad de deformación y el esfuerzo cortante.

$$\sqrt{\tau} = \sqrt{\tau_y} + \mu_\infty \bullet \sqrt{D} \quad 2-15$$

Donde:

τ : Esfuerzo cortante (Pa)

τ_y : esfuerzo umbral (Pa)

D : velocidad de deformación (s^{-1})

μ : Viscosidad plástica definida por Casson.

3. COMPORTAMIENTO DE FLUIDOS VISCOELÁSTICOS

Un modelo reológico describe la relación que existe entre la tasa de corte (τ) que experimenta el fluido con la velocidad de corte (γ) del mismo¹².

Figura 13: Fluido de fracturamiento mezclado con material propante



Fuente: Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico [8]

Para evaluar el comportamiento de los fluidos viscoelásticos es necesario incluir de manera explícita la variación de: la viscosidad, el esfuerzo de corte y la velocidad de corte con respecto de la presión y la temperatura teniendo en cuenta tanto las condiciones de superficie como de yacimiento. La tabla 3 nos presenta una lista de los parámetros que son importantes al momento de evaluar este tipo de fluidos.

¹² Fluidos, Manual de Ingeniería [2]

Tabla 3: Parámetros a tener en cuenta al evaluar un fluido de fractura.

INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO		COMPORTAMIENTO DE POZO	
Cima del intervalo(m):		Horas de aforo	
Base del intervalo(m)		Volumen de aceite (m3/d)	
Litología de la formación		Volumen de gas (mmpcgd)	
Contacto agua - aceite		Volumen de Agua	
Espesor de leak - off (p)		RGA (m3/m3)	
Presión de fondo Estática (psi)		Densidad del condensado	
Presión de fondo fluyendo (psi)		Estrangulador (1 / 64")	
Presión de Burbuja - Rocío (psi)		Presión en TP (psi)	
Grados API		Presión de separación (psi)	
Densidad Aceite y gas		Temperatura de Separación	
Compresibilidad del fluido (psi ⁻¹)			
Compresibilidad total			
RGA			

INFORMACIÓN DEL POZO		FLUIDO	
Profundidad de los disparos (m)		Reología	
Espaciamiento		Densidad	
Espesor bruto (m)		Filtrado	
Espesor neto (m)		Viscosidad	
Saturación de Agua (%)		Tamaño grano	
Saturación de Gas (%)		Distribución	
Salinidad de Agua (ppm)		Densidad	
CO ₂ (%) Y H ₂ S (%)		Porosidad	
Permeabilidad matriz y fractura (k _h , k _v) (md)		Permeabilidad	
Porosidad (%)		Redondez	
Diámetro del agujero (pg)			
Radio de drene (m)			
Daño total (skin)			
Características del daño			
Aportación del intervalo			
Modulo de Young (E)			
Relación de Poisson (ν)			
Gradiente de fractura (psi/p)			
Gradiente de esfuerzo (psi/p)			

Fuente: Autores

3.1 ECUACIÓN QUE MODELA LOS FLUIDOS VISCOELÁSTICOS

Los fluidos viscoelásticos son fluidos no newtonianos, que tienen comportamientos elásticos regidos por la ley de hooke y viscosos que cumplen la ley de newton;

siendo su característica más importante el poder recuperar parte de la deformación al ser retirado el esfuerzo aplicado durante el flujo.

Los fluidos viscoelásticos obedecen la ley de la potencia¹³¹⁴ (ecuación 2,12) que establece una relación matemática de tipo exponencial. Este modelo describe un fluido como una línea recta cuando es graficado en papel log-log el esfuerzo de corte en función de la tasa de corte. Dicha ecuación establece que:

$$\tau = k\gamma^n$$

Las constantes K y n dependen indirectamente de la temperatura del fluido, pues al aumentar la temperatura en el fluido viscoelástico disminuye su viscosidad afectando los valores de las constantes.

Para encontrar el valor de las constantes se pueden emplear las lecturas del cuadrante del viscosímetro para un instrumento estándar de seis velocidades. Lo usual es que se tomen como bajas tasas de corte las lecturas de 3 rpm y 100 rpm; las lecturas de 300 rpm y 600 rpm corresponderán a altas tasas de corte ($rpm \div 1,7 = seg^{-1}$).

Las formulas generales para n y k son:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\tau_2}{\tau_1}\right)}{\log\left(\frac{\gamma_2}{\gamma_1}\right)}$$

3-1

¹³ Fluidos, Manual de Ingenieria. [10]

¹⁴ Fenomenos de transporte. Bird [14]

$$k = \frac{\tau_2}{(\gamma_2)^n} \quad 3-2$$

τ_2 = Lectura del esfuerzo de corte a la tasa de corte más alta

τ_1 = Lectura del esfuerzo de corte a la tasa de corte más baja

γ_2 = Tasa de corte más alta (rpm)

γ_1 = Tasa de corte más baja (rpm)

Utilizando las lecturas del cuadrante del reómetro a 600 rpm y 300 rpm es posible simplificar las ecuaciones de la siguiente manera:

$$n = 3.3 * \log \left[\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right] \quad 3-3$$

$$k = \frac{300}{511^n} \quad 3-4$$

3.2 VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD CON RESPECTO DE LA TEMPERATURA

Muchos especialistas han estudiado el comportamiento de la viscosidad al cambiar la temperatura del fluido encontrando así diversas ecuaciones matemáticas que representan la rapidez con que disminuye la viscosidad a medida que se incrementa la temperatura; es importante aclarar que la dependencia de la viscosidad con la temperatura es exponencial lo anterior se puede observar en la siguiente ecuación que relaciona estos dos parámetros.

Ecuación de Eyring:

Fue desarrollada en el año de 1935 por Henry Eyring y Michael Polanyi de manera casi simultánea, es conocida también como ecuación Eyring-Polanyi y relaciona la viscosidad con la temperatura; esta ecuación hace parte de la teoría del estado de transición y equivale levemente a la Ecuación de Arrhenius obtenida de manera empírica.

$$\mu = \frac{Nh}{\bar{V}} e^{-3.8 \frac{T_b}{T}}$$

3-5

Donde:

μ = Viscosidad (Kg/m.s)

N= Numero de Avogadro ($6,023 \times 10^{23}$ 1/mol)

H= Constante de Plank ($6,626 \times 10^{-34}$ Kg.m²/seg)

V= Volumen molar (m³/mol)

T_b= Temperatura normal de ebullición (K)

T= Temperatura (K)

Por lo tanto, es posible afirmar que la viscosidad de un fluido disminuye con el aumento de la temperatura, debido a que la energía cinética supera las fuerzas viscosas del fluido.

Esta variación es muy importante tenerla en cuenta pues un fluido de fractura debe ser lo suficientemente viscoso como para facilitar su manipulación en superficie, pero también debe ser no viscoso para que al ser inyectado no genere daños en tubería y penetre la formación con cierta facilidad.

3.3 VARIACIÓN DE VISCOSIDAD CON RESPECTO DE LA PRESIÓN [7]

La viscosidad de los líquidos aumenta exponencialmente con la presión. El agua a menos de 30°C es la excepción de esta regla, pues su viscosidad en este caso disminuye. Los cambios de viscosidad con la presión son muy pequeños para presiones distintas de la atmosférica; por lo cual, para la mayoría de los casos prácticos, el efecto de la presión es ignorado al momento de hacer mediciones con el viscosímetro.

En el caso de los fluidos de perforación que deben soportan presiones alrededor de 20 MPa, se empieza a notar la variación de la viscosidad por este parámetro; en estos casos se puede expresar de forma general la viscosidad como función tanto de la presión como de la temperatura aunque a altas temperaturas la influencia de la presión sobre la viscosidad del fluido disminuye.

3.4 VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD CON LA TEMPERATURA Y LA PRESIÓN

Ecuación de Barus

$$\mu = \mu_0 \left[AP - \frac{B}{T - T_0} \right] \quad 3-6$$

Donde: μ_0 es la viscosidad a temperatura y a presión atmosférica.

A: 1/430

B: 1/36

Existen muchas ecuaciones que relacionan el cambio de viscosidad en función de la temperatura y presión, entre ellas encontramos la ecuación de BARUS; dicha ecuación establece que la viscosidad se encuentra en función de la viscosidad y temperatura atmosférica además de la temperatura actual del fluido.

3.5 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE FLUIDOS VISCOELÁSTICOS

Estos resultados fueron obtenidos a partir del estudio realizado a diferentes tipos de fluidos de fractura viscoelásticos y no viscoelásticos (poliméricos) con el fin de generar un punto de comparación entre ellos.

La composición de los fluidos viscoelásticos se encuentra relacionada en la tabla 4 y fueron proporcionados por una compañía de servicios; sus propiedades reológicas fueron medidas por funcionarios de los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo - ICP apoyados de un viscosímetro *FANN 35A* y las condiciones de operación fueron medidas con un reómetro *CHANDLER 5550 HT/HP*

Tabla 4: Composición de Fluidos de fractura Viscoelásticos ¹⁵

Nombre	Tipo de fluido	Composición				
		Fluido Base	Controlador de arcillas	Estabilizador de reología	Solvente mutual	Agente gelificante
FV1	Viscoelástico	955 [gpt]	167 [ppt]	5 [gpt]	10 [gpt]	30 [gpt]
FV2	Viscoelástico	950 [gpt]	167 [ppt]	5 [gpt]	10 [gpt]	35 [gpt]
FV3	Viscoelástico	955 [gpt]	167 [ppt]	5 [gpt]	10 [gpt]	40 [gpt]

GPT: Gallones per thousand – PPT: Pounds per thousand
Fuente: Autores.

¹⁵ Datos obtenidos a partir de información suministrada por funcionarios del Instituto Colombiano del Petróleo - ICP

La composición de los fluidos de fractura no viscoelásticos (poliméricos) fueron proporcionados por una compañía de servicios y su composición se encuentra relacionada en la tabla 5.

Tabla 5: Composición del fluido de Fractura Polimérico¹⁶

Nombre Fluido	Tipo	Composición
FP1	Polimérico	25 Lb WG-31 2 gal BC-2 2 gal CLAYFIX II/Mgal Agua fresca

Fuente: Autores

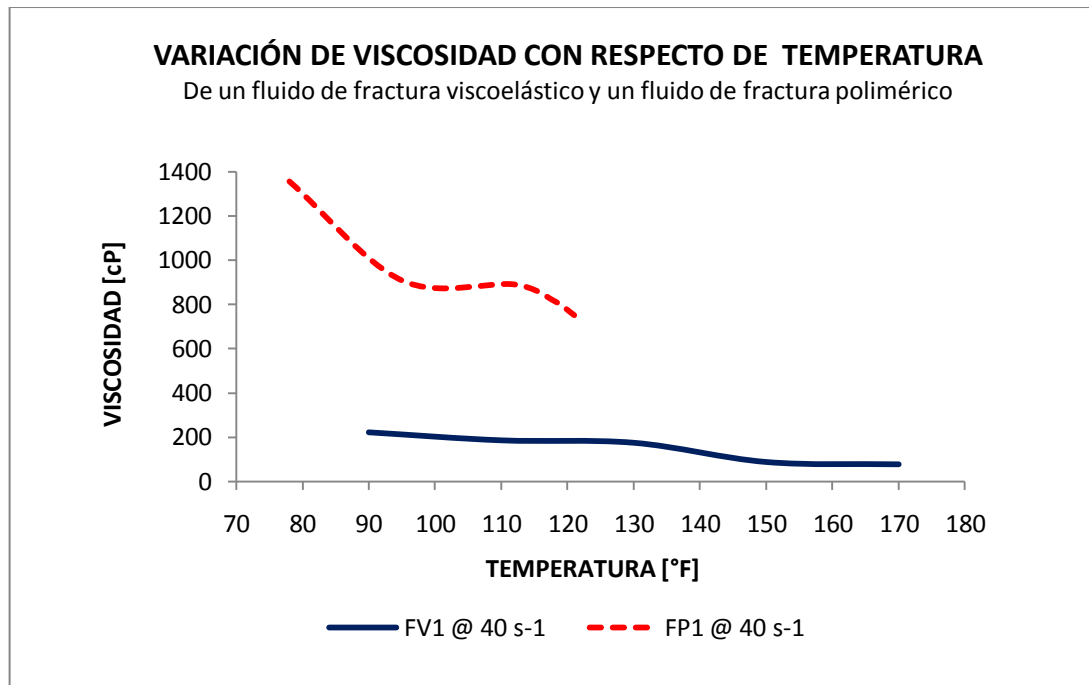
3.5.1 *Viscosidad vs temperatura*

La mayoría de los materiales disminuyen su viscosidad con respecto de la temperatura, dicha dependencia es exponencial y pueden existir variaciones de hasta un 10% por cada °C modificado; la dependencia de la temperatura para cualquier fluido es función de la estructura y del tipo de fluido estudiado.

La figura 13 permite visualizar el comportamiento de la viscosidad a diferentes temperaturas de un VES comparado con un fluido polimérico.

¹⁶ Datos suministrados por una compañía de servicios.

Figura 14: Variación de la viscosidad con respecto de la temperatura para dos tipos de fluidos de fractura.¹⁷



Fuente: Autores

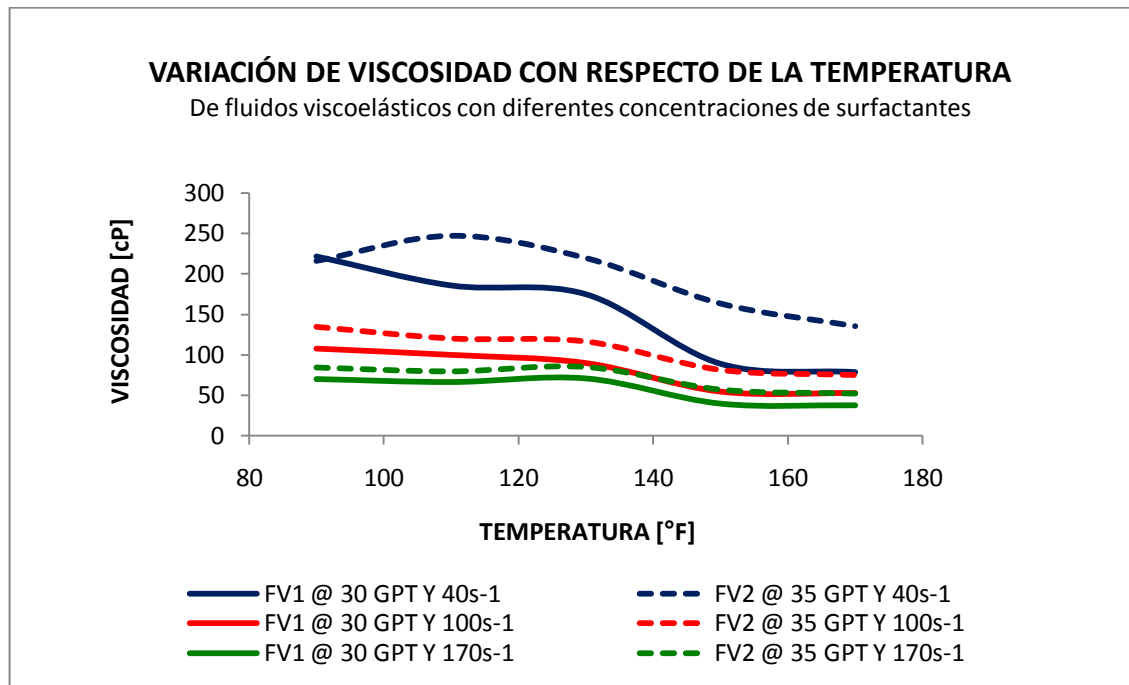
La tendencia de ambos fluidos es disminuir la viscosidad a medida que la temperatura aumenta, lo cual es una propiedad clave de un fluido de fractura ya que dicha disminución favorece su retorno a superficie; a pesar que la variación de la viscosidad con el tiempo es mayor para un fluido polimérico, un rango de viscosidad menor es necesario para operaciones de fracturamiento hidráulico, por esta razón cada vez adquiere más importancia en la industria el uso de VES.

Es posible explicar la variación que se observa teniendo en cuenta el comportamiento microscópico del fluido. La viscosidad o resistencia a la deformación de un fluido se debe a que sus moléculas se atraen entre sí mediante fuerzas de cohesión que dificultan un desplazamiento relativo, la agitación debido

¹⁷ La gráfica de la variación de la viscosidad con respecto de la temperatura fue realizada con base en datos suministrados por el ICP para el caso del fluido viscoelástico y por una compañía de servicios para el caso del fluido polimérico.

al aumento de temperatura produce una transferencia de cantidad de movimiento entre capas afectando de esta manera la viscosidad.

Figura 15: Variación de la viscosidad con respecto de la temperatura para un fluido viscoelástico a diferentes concentraciones de surfactantes¹⁸



Fuente: Autores

Por otra parte la concentración de surfactante en los fluidos VES es un parámetro importante a tener en cuenta pues como se muestra en la figura 14, la viscosidad tiende a aumentar en la medida en que se aumente la concentración de surfactantes; esto debido a que se formara una mayor cantidad de micelas que se mantienen en contacto entre sí.

Se puede establecer que la influencia de la concentración de surfactante de un VES no presenta variaciones drásticas en la viscosidad para velocidades de corte

¹⁸ La grafica de la variación de la viscosidad con respecto de la temperatura fue realizada con base en datos suministrados por funcionarios del ICP.

altas; caso contrario para bajas tasas de corte donde la variación de la viscosidad muestra un cambio más significativo.

Las líneas rojas representan el mismo fluido con diferentes concentraciones de surfactante, observando sus respectivas viscosidades a la misma tasa de corte de 100 s^{-1} se puede apreciar que cumplen con la característica de los fluidos VES de mantener la viscosidad en aproximadamente 100cp bajo estas condiciones; es de resaltar que la viscosidad del fluido es una función directa de la concentración de surfactante, esto se puede explicar por el aumento en el entrecruzamiento micelar.

Observando esta grafica es posible apreciar que a partir de un valor alto de temperatura, la viscosidad del fluido tiende a estabilizarse; este fenómeno es de suma importancia para la industria ya que permite mantener un control sobre la viscosidad, evitando filtraciones y posible daño a la formación. Se debe resaltar que antes que la temperatura surta su efecto en la estabilización de la viscosidad, con un mayor valor de tasa de corte se genera una estabilidad prematura.

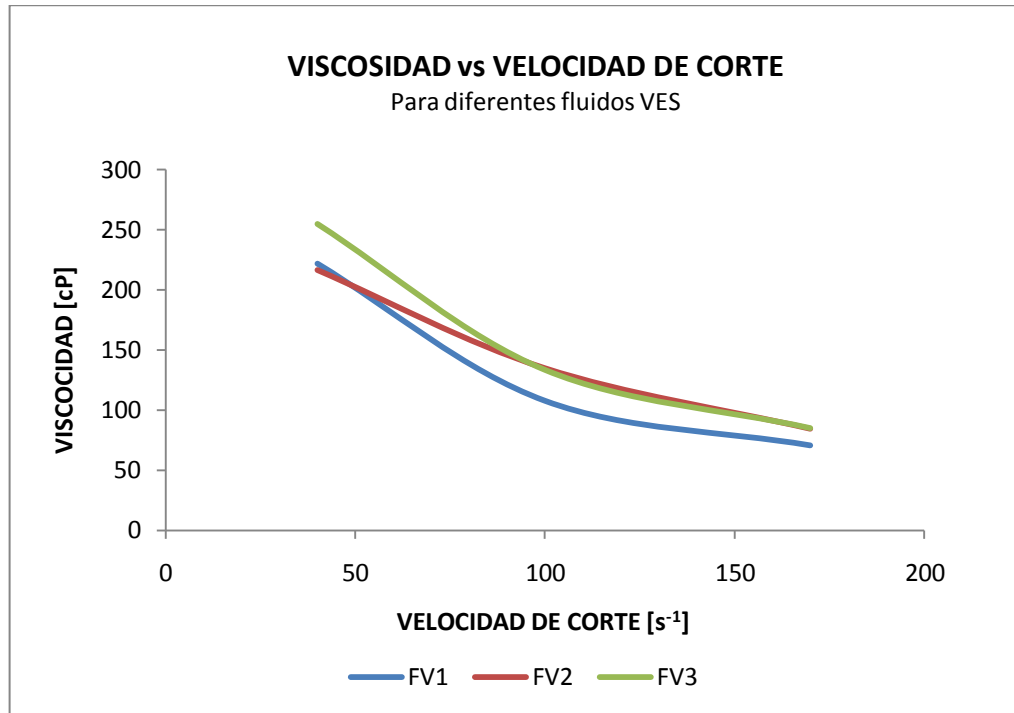
3.5.2 *Viscosidad vs velocidad de corte*

Independientemente de la composición del fluido el comportamiento de la viscosidad tiene la misma tendencia de disminuir conforme se aumenta la velocidad de corte. Para fluidos newtonianos esta relación es directa mientras que para fluidos VES la relación es exponencial y se encuentra regida por la ley de la potencia.

Podemos apreciar que para bajas velocidades de corte la viscosidad es mayor que al presentarse bajas tasas de corte, donde la viscosidad disminuye. Esto se fundamenta en que las micelas de un fluido viscoelástico se unen formando estructuras en forma de gusano o veriformes; una velocidad de corte baja

mantiene dichas estructuras estables haciendo el fluido mas viscoso, al aumentar la velocidad de corte las estructuras tienden a debilitarse ocasionando una reducción en la viscosidad.

Figura 16: Variación de la viscosidad con respecto de la velocidad de corte¹⁹



Fuente: Autores

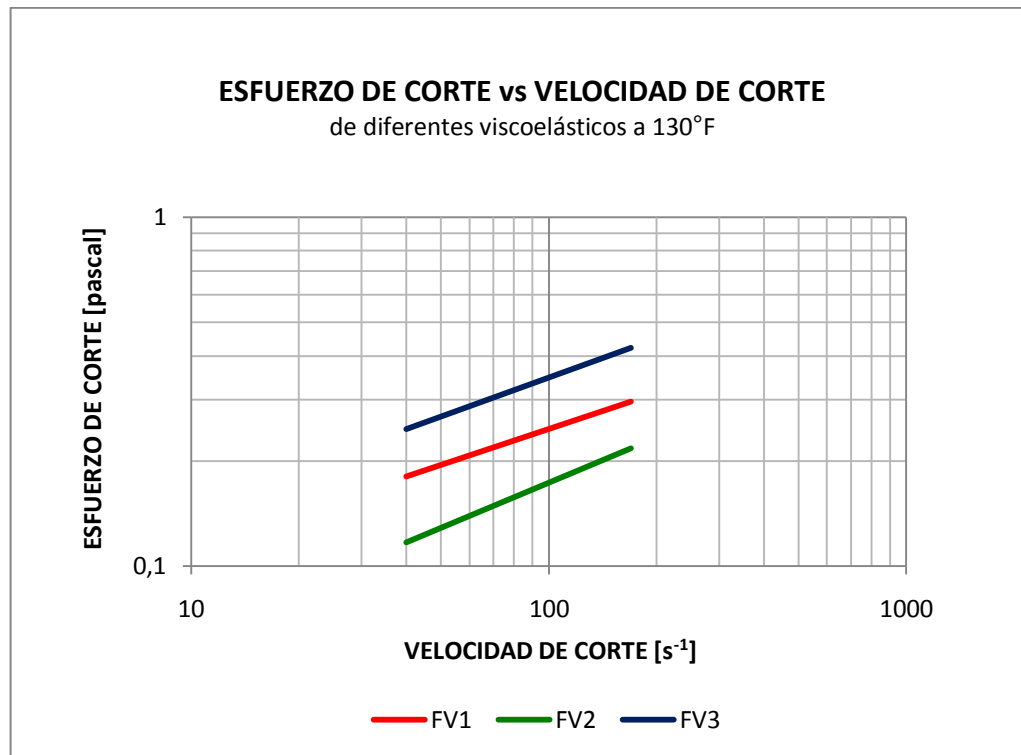
A raíz de estos estudios y de la experiencia de campo, surgió un patrón clave sobre la viscosidad del fluido ya que se ha establecido que para un VES la viscosidad mínima del fluido para asegurar el transporte adecuado del apuntalante es de aproximadamente 100 cP a una tasa de corte de 100 s⁻¹.

¹⁹ La grafica de la variación de la viscosidad con respecto de la temperatura fue realizada con base en datos suministrados por funcionarios del ICP.

3.5.3 Velocidad de Corte vs Esfuerzo de Corte

Para la mayoría de los fluidos la viscosidad varía con el esfuerzo de corte, en este caso estos fluidos son denominados dependientes del corte. Para evaluar esta dependencia, se mide la viscosidad ó el esfuerzo cortante a diferentes velocidades de corte en el mismo viscosímetro. De estos resultados se pueden obtener las constantes reológicas según la Ley de Potencia.

Figura 17: Reograma de fluidos viscoelásticos a la misma temperatura²⁰



Fuente: Autores

²⁰ La figura fue obtenida al graficar la ley de la potencia descrita anteriormente y se realizó con base en datos de fluidos viscoelásticos obtenidos por funcionarios del ICP.

La grafica permite establecer la relación directa que existe entre estos parámetros para un VES cumpliendo con la linealización de la ley de la potencia la cual se encuentra luego de aplicar el logaritmo a cada lado de la ecuación 2-12 obteniendo así:

$$\log \tau = \log k + n \log \gamma \quad 3-7$$

Se observa que esta última es una ecuación lineal que modela el comportamiento de la figura 17, donde n es la pendiente de dicha línea y k es el punto de corte con el eje de las abscisas. Por lo tanto, se puede establecer que estas líneas representan claramente el comportamiento de los fluidos viscoelásticos.

Este comportamiento se explica físicamente al suponer el movimiento del fluido por capas; donde la velocidad de corte es la velocidad de una capa con respecto de otra y el esfuerzo de corte es la fuerza necesaria para hacer mover dichas capas; entonces se puede establecer que para aumentar la velocidad de corte es necesario aplicar un esfuerzo de corte mayor lo cual se aprecia gráficamente en la figura 16.

3.6 METODOLOGÍA PARA ELECCIÓN DE FLUIDO DE FRACTURA VISCOELÁSTICO ^[11]

Para obtener resultados positivos luego de realizar una operación de fracturamiento hidráulico, es de suma importancia la elección de un fluido de fractura adecuado que optimice la producción de los pozos candidatos, de lo contrario es posible obtener resultados malos y en algunos casos irremediables.

La metodología que a continuación se plantea fue realizada con base en un estudio de laboratorio que brinda un proceso a seguir sencillo y cuyos resultados son altamente útiles al momento de elegir un fluido de fractura apropiado.

Como primera medida se debe evaluar la formulación del fluido de tal manera que sus aditivos sean solubles y el fluido sea homogéneo.

Para asegurar una alta compatibilidad con el crudo de formación es importante que cumpla con las siguientes características:

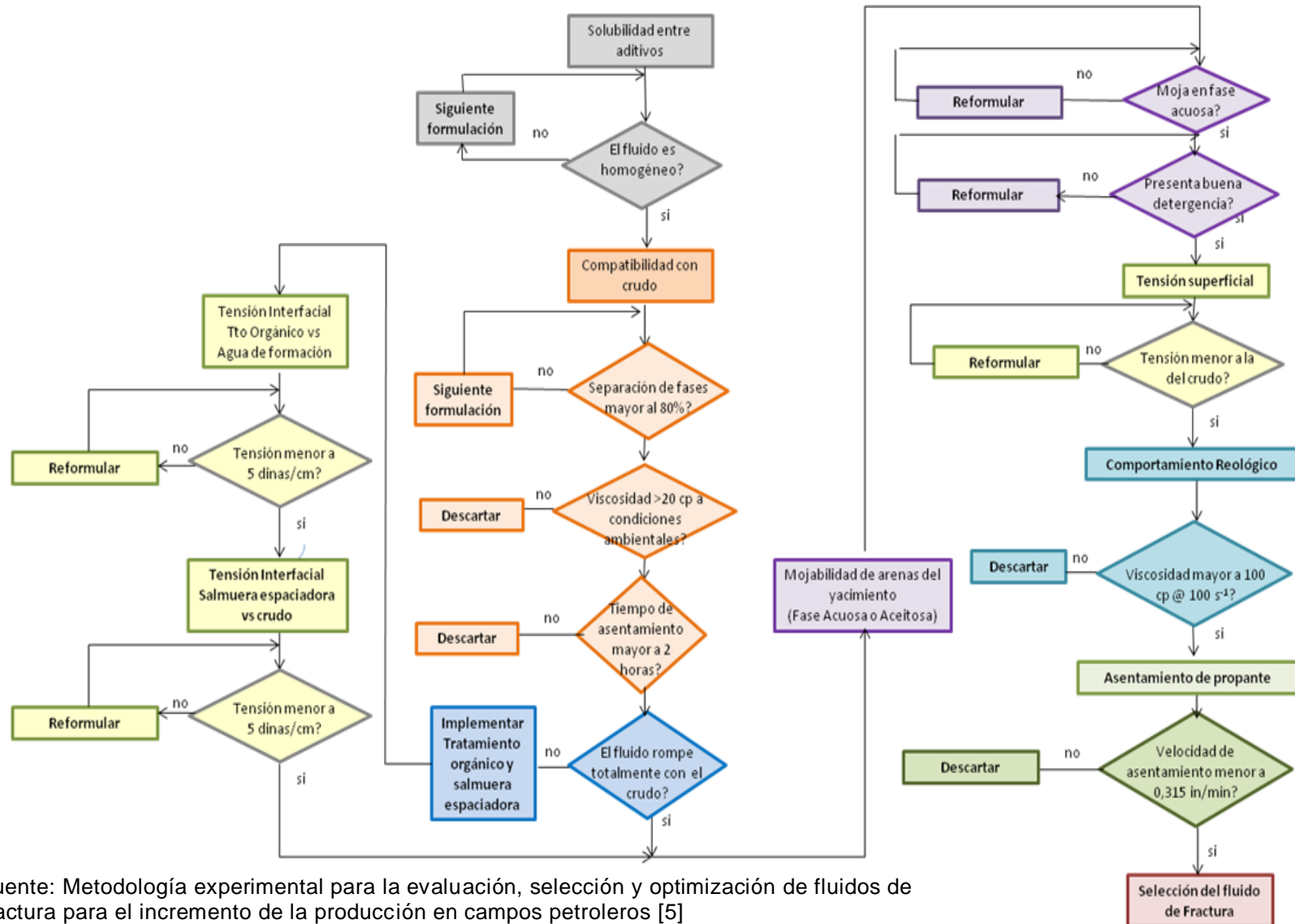
- La separación de fases sea mayor al 80%
- Viscosidad mayor a 20 cp. en condiciones ambientales
- Tiempo de asentamiento mayor a dos horas

Una propiedad de los fluidos viscoelásticos que los hace atractivos para utilizarse en operaciones de fracturamiento hidráulico es que pierden su viscosidad o se rompen al contacto con fluidos de formación. Los fluidos de fractura pueden romper completamente o no; en el caso afirmativo se continúa con la evaluación de la capacidad de mojar las arenas del yacimiento pero si su rompimiento no se produce de manera completa, se deben implementar tratamientos que permitan minimizar su tensión interfacial hasta 5 dinas/cm o menos.

La tensión superficial del fluido debe mantenerse siempre por debajo de la tensión superficial del crudo, con esto favorecemos la movilidad y facilitamos el proceso de retorno a superficie. En cuanto al comportamiento reológico, el fluido de fractura, debe mantener su viscosidad en 100cp a una velocidad de corte de 100 s^{-1} , de lo contrario el fluido pierde la categoría de fluido viscoelástico siendo descartado inmediatamente.

Finalmente el fluido viscoelástico debe transportar el material propante que se encarga de mantener abierta la fractura, por lo tanto su velocidad de asentamiento debe ser menor a 0,315 in/min para que cumpla con éxito esta tarea.

Figura 18: Algoritmo para elección de fluido de fractura viscoelástico



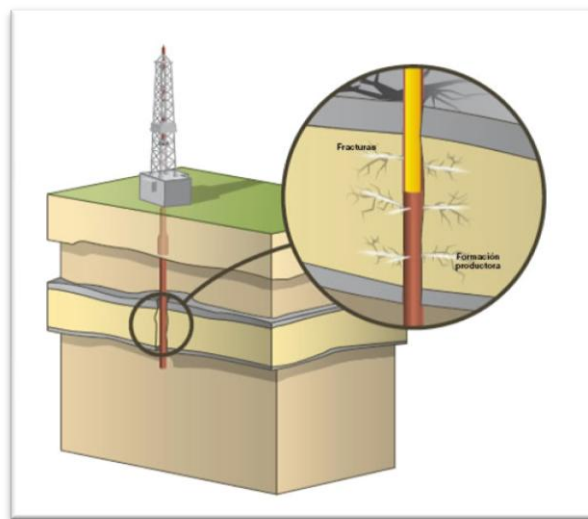
Fuente: Metodología experimental para la evaluación, selección y optimización de fluidos de fractura para el incremento de la producción en campos petroleros [5]

4. IMPACTO DE LOS FLUIDOS VES EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

4.1 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El Fracturamiento Hidráulico es una técnica que permite incrementar el nivel de producción de un yacimiento; consiste en crear una fractura en la formación por medio del bombeo de fluidos que tengan propiedades reológicas bien definidas, con este proceso se logra incrementar la permeabilidad de la zona productora y facilitar el flujo de hidrocarburos. Esta técnica es utilizada en la industria desde los años 50 y según estadísticas mundiales, es uno de los tratamientos más usados en campos maduros.

Figura 19: Esquema de la fractura en una operación de fracturamiento hidráulico



Fuente: Fluidos de fractura, algo más que una simple mezcla. [15]

Generalmente los yacimientos de baja permeabilidad no fluyen al cañoneo, o su producción es tan baja que no resultan económicamente explotables. Este

constituye un serio problema a la hora de evaluar la rentabilidad de un pozo o un campo. Por consiguiente se recurren a las técnicas de estimulación para eliminar problemas de producción, donde el fracturamiento hidráulico constituye una excelente opción para la optimización de la producción.

En general el fracturamiento hidráulico se puede utilizar para generar diferentes efectos, pero todos con la finalidad de mejorar la productividad de los pozos de petróleo, dentro de estos están:

- Incrementar el área de flujo de la formación.
- Sobrepasar la zona dañada.
- Interconectar yacimientos laminados.
- Controlar la Producción de Arena de Formación y Finos.
- Conectar Fracturas Naturales.

Al fracturar se rompen las arenas del yacimiento por medio de un fluido de fractura que es inyectando dentro del pozo a cierto caudal. La presión del fluido comienza a crecer hasta que logra romper la roca adyacente. Empieza la propagación de una fractura dentro de la roca y hay una disminución de la presión del fluido debido al aumento en el volumen que ocupa, la presión decrece tanto que hay un punto en el que no se puede abrir más la roca, se dice entonces que el sistema entra en un equilibrio estacionario. La fractura obtenida produce un camino de alta permeabilidad que logra conectar el punto de extracción con zonas alejadas del yacimiento.

4.1.1 Como se realiza la operación de fracturamiento hidráulico

El aumento en la producción de un pozo se obtiene por la creación de una fractura que forme un canal de flujo a través de la zona dañada o *Skin*; entre mayor sea la fractura, mayor es el aumento de producción.

Para crear esta fractura es necesario inyectar un fluido a determinada presión y velocidad que supere la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta, se aumente la presión y se genere la ruptura de la formación; si la tasa de bombeo de mantiene superior a la pérdida de fluido, la fractura se propaga y crece.

Figura 20: Flujo antes y después del fracturamiento hidráulico



Fuente: Autores

Debido a que la mayor tasa de pérdida de fluido de fractura se presenta en las vecindades del pozo, inicialmente es inyectado fluido fracturante que iniciara la fractura en formación y posteriormente se inyecta el fluido de fractura con material propante que se encarga de mantener abierta la fractura. El diseño del material propante es de suma importancia pues de ello depende obtener una excelente o deficiente conductividad de los fluidos al interior de la fractura, además el incremento de la producción creado por la fractura depende de las propiedades del propante utilizado y la permeabilidad de la formación.

Para concluir los trabajos de fracturamiento hidráulico se bombea un determinado volumen del fluido con el fin de limpiar el exceso de material propante inyectado anteriormente en el pozo.

4.1.2 *Equipos utilizados en la operación.*

Debido a que esta técnica es realizada en varias etapas y como el objetivo de la operación es alcanzar una potencia operativa que permita generar, extender y empaquetar la fractura, es necesario el uso de muchos equipos en superficie, mencionando los principales se encuentran:

- Unidades de hidratación
- Manifolds
- Tanques de almacenamiento
- Blender
- Fracturadores o Bombeadores
- Líneas de alta presión y cabezales de pozo

4.1.2.1 *Unidades de hidratación*

Figura 21: Unidad de hidratación



Fuente: www.irvineenergy.com

Estos equipos son los encargados de transportar aditivos que se adicionan al agua o al aceite que se utiliza como base del fluido fracturante, dentro de los cuales se encuentran reductores de filtrado, ácidos, surfactantes, controlador de *pH*, reductores de fricción, *breakers*, *crosslinked*.

4.1.2.2 Manifolds

El fluido pasa por este equipo cuando sale del Blender, algunos tanques de fractura tienen manifolds de hasta 12" de diámetro, otros poseen válvulas laterales para la unión entre varios tanques con el fin de comunicarlos entre sí. Para el caso de operaciones en las que es necesario un caudal elevado y para volúmenes de fluido que requieran grandes cantidades de tanques, se utiliza un manifold de succión que conecta cada tanque, si el caso es bombear fluidos desde piscinas naturales se combinan un manifold de succión y un conector de gran diámetro.

Figura 22: Imagen de un manifold



Fuente: Schlumberger, Campo Base Coca 2009

En el caso de un manifold de descarga se utiliza en conjunto con tres componentes principales: el manifold del blender, la tubería de conexión, el manifold de succión de la bomba y el manifold de descarga de la bomba. La

unidad está montada en un bloque con suficiente espacio entre las conexiones de descarga y succión desde el nivel del piso, se utiliza una tubería de conexión o tubos conectores para transferir el fluido del Blender al manifolds de succión de la bomba. Cada sección del manifolds de succión de la bomba se conecta con dos unidades de bombeo dejando un espacio adecuado entre los camiones de bombeo.

4.1.2.3 *Tanques de almacenamiento*

Según las capacidades pueden variar en forma y medidas, aunque por la experiencia en el uso de estos equipos se va estandarizando su construcción, los cuales por lo general se construyen con una capacidad de 500 *bbf*, en ellos se pueden almacenar fluidos como agua o aceite, dependiendo de cual sea la base para elaborar el fluido de fractura, en operaciones de fracturamiento que necesiten una cantidad de volumen muy grande es recomendable almacenar el fluido utilizando una piscina natural, con el fin de minimizar costos.

Figura 23: Tanques de Almacenamiento



Fuente: Schlumberger, Campo Base Coca 2009

4.1.2.4 Blender

Es el principal equipo de la operación, algunos lo llaman como el corazón de la misma, en el Blender se mezclan todos los productos de fractura antes de ser bombeados al pozo, estos cumplen tres funciones:

- ✓ Extraer el fluido de los tanques de almacenamiento
- ✓ Mezclar la cantidad adecuada de agente de sostén con el fluido
- ✓ Enviar el fluido cargado con agente de sostén (lechada) a las succiones de los equipos de bombeo a baja presión (usualmente 60 psi o menores)

Figura 24: Imagen de un Blender



Fuente: www.irvineenergy.com

Los elementos que se encuentran en el Blender son:

I. Manifold de succión

Recolecta el fluido de los tanques de fractura y tiene salida hacia las bombas de succión.

II. Bombas de succión

Aporta fluidos desde el manifold de succión hacia el manifold de descarga, proporciona caudales exactos de bombeo.

III. Batea de Mezcla

Se mezclan aditivos gelificantes, surfactantes, reductores de filtrado, mantienen la arena en suspensión.

IV. Bombas de descarga

Bombas centrífugas que aportan fluidos a presión de 35-60 psi desde la batea de mezcla hasta el manifold de descarga o succión de los fracturadores.

V. Manifold de descarga

Es el colector de los distintos fluidos desde la bomba de descarga de sistemas aditivos líquidos y del sistema línea limpia-línea sucia.

VI. Instrumentación y control

Todos los sistemas involucrados se controlan desde un panel central, excepto las válvulas de succión y descarga.

4.1.2.5 Fracturador o Bombeador

Los modelos de fracturadores se identifican por números y pueden combinar tipos y tamaños de pistones de las bombas triples utilizadas, algunas veces se pueden operar por control remoto. Para la elección del equipo y régimen de bombeo se analiza la presión de trabajo, caudal y tipo de fluido a utilizar.

4.1.2.6 Líneas de alta presión y cabezales de pozo

Estas líneas van orientadas desde las bombas de alta presión hacia la boca del pozo, siendo este el único equipo en superficie que transporta fluido a alta presión. La instalación de estas líneas se realiza bajo estrictas normas de seguridad por el

alto riesgo que presentan durante la operación, por tal motivo la zona circundante mantendrá acceso restringido. Es importante mantener un control constante ya que la velocidad del fluido, el tipo de fluido y el tiempo de bombeo causan erosión en las líneas.

Por otra parte, se conoce como cabeza de pozo al punto de unión entre las líneas de superficie y las de fondo de pozo, suelen ser escogidas de acuerdo a las condiciones de la fractura; dentro de las posibilidades encontramos la utilización de válvulas de tapón por ser la más económica.

4.2 FLUIDO DE FRACTURA

Como se ha mencionado con anterioridad, esta técnica utiliza un fluido específico denominado fluido de fractura, el cual debe tener la capacidad de transportar la arena al interior de la fractura y generar el menor daño posible a la formación, minimizando la concentración de residuos insolubles que afecten la producción del pozo. Entre otros fluidos, los viscoelásticos se caracterizan por no generar residuos, ya que se solubilizan en contacto con el agua de formación.

Los recientes desarrollos en materia de surfactantes viscoelásticos han permitido la expansión en la aplicación de estos materiales a nuevos y desafiantes ambientes. Los sistemas de surfactantes viscoelásticos mejoran la productividad de los pozos y la recuperación de hidrocarburos desde operaciones de terminación hasta las operaciones de estimulación de pozos.

4.2.1 *Propiedades de los fluidos de fractura*

Es importante tener en cuenta las propiedades del fluido de fractura ya que estas deben ser compatibles con la formación para obtener óptimos resultados al finalizar la operación.

Un fluido de fractura debe tener las siguientes características:

- *Baja perdida de fluido a la formación:* Conocido también como *Leakoff*, este parámetro permite al fluido crear fracturas profundas aumentando la tasa de producción y manteniéndola durante más tiempo; además genera menos daño a la formación y se utiliza un menor volumen de fluido.
- *Habilidad para el transporte de material propante:* Es necesario que un buen fluido de fractura pueda transportar el material propante por largas distancias y logre distribuirlo uniformemente en la fractura. Los factores que afectan esta propiedad son: La viscosidad, la concentración del propante, el volumen de tratamiento y la velocidad de inyección de fluido.
- *Perdidas por fricción:* Se ha podido comprobar que altas velocidades de bombeo son efectivas en trabajos de fracturamiento, por esta razón las pérdidas de fricción deben ser bajas al transportar el fluido por tubería y en la formación, cuyo fin principal es minimizar el requerimiento de la potencia de bombeo en superficie. Se emplean polímeros como controladores de la fricción aunque el mecanismo es desconocido y se cree que actúan cerca de las paredes del tubing.
- *Fácil remoción de la formación:* Altas viscosidades manejadas actualmente por los fluidos de fractura requieren un rompedor efectivo que disminuya su viscosidad pasado un tiempo al cumplir su función y se encuentre a

condiciones de formación, permitiendo el bombeo a superficie (Backflow) eficientemente. Así mismo, se requiere que la tensión interfacial sea baja entre los fluidos de formación y el fluido de fractura roto, para minimizar el riesgo de retención capilar en los poros de la formación por parte del fluido de fractura.

- *Compatibilidad con la formación y sus fluidos:* Pruebas de compatibilidad permiten evaluar una posible formación de emulsiones y precipitados al momento en que entran en contacto el fluido de fractura con el crudo y agua de formación. De la misma manera es necesario revisar la mojabilidad de la formación respecto al fluido de fractura procurando que sea mojada por agua.
- *Seguro, disponible y de bajo costo:* Los mejores diseños de fluidos de fractura son realizados al emplear la menor cantidad de aditivos posibles y consecuentemente su costo es menor, además se debe cuidar que los componentes del fluido de fractura se encuentren en el mercado y en cantidades suficientes en el campo. El factor de seguridad se relaciona con el trabajo de mezcla que los operadores realicen en laboratorio y campo empleando la menor cantidad posible de sustancias tóxicas y/o peligrosas.
- *Estabilidad a la temperatura de formación:* Tanto la base del fluido de fractura (aceite o agua) y los aditivos mantienen comportamientos óptimos en ciertos rangos de temperatura. Razón por la cual se debe conocer las condiciones de la formación para elegir correctamente un fluido de fractura.

4.2.2 Clasificación de los fluidos de fractura

Teniendo en cuenta las anteriores características no es posible encontrar un fluido que las cumpla de manera eficiente, por lo tanto los investigadores han desarrollado varios tipos de fluidos de fractura que puedan ser utilizados en ciertos pozos para optimizar su producción; entre otros tipos de fluidos encontramos los que se relacionan en la siguiente tabla.

Tabla 6: Clasificación de los fluidos de fractura

Tipo	Descripción	usos
Base agua	<ul style="list-style-type: none"> • Su viscosidad depende exclusivamente del polímero base, por lo tanto es baja. • Se usa agua fresca; agua de río o laguna, salmuera de formación como fluido base. 	<ul style="list-style-type: none"> • Para reservas con baja probabilidad en formación de emulsiones • Para disminuir el daño generado en formaciones. • Es usada con bajas concentraciones de propante a altas velocidades. • Para pozos profundos y formaciones no sensibles al agua •
Base agua reticulado	<ul style="list-style-type: none"> • Agua gelificada con un polímero y reticulada con un ion metálico que une las moléculas de polímero generando un aumento en su peso molecular y por ende en la viscosidad • De uso común • Son económicos pues el agua es un recurso de fácil consecusion. 	<ul style="list-style-type: none"> • Para formaciones no sensibles al agua. • Son usados en amplios rangos de temperatura. • Poseen excelentes propiedades de transporte de propante. • Mejora control de perdidas de filtrado en comparación con los anteriores. • Comunmente usados para crear fracturas largas.
Base aceite	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene como base aceite, diesel o crudo btenido de la formación. • Baja potencia hidráulica para fracturar. • Altamente inflamable y muy costoso. 	<ul style="list-style-type: none"> • Usados en formaciones sensibles al agua. • Posee suficiente viscosidad para el transporte de material propante. • Es usado en un amplio rango de temperaturas.

Emulsiones	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta elevadas pérdidas por fricción. 	<ul style="list-style-type: none"> • Son usados en formaciones sensibles al agua • Poseen excelente control de pérdida de fluido. • Poseen buena viscosidad para el transporte de propante.
	<ul style="list-style-type: none"> • El fluido base es una emulsión directa. • Son requeridas altas presiones de bombeo 	
Fluidos viscoelásticos surfactantes	<ul style="list-style-type: none"> • Tienen por fluido base al agua. • Están compuestos por surfactantes de bajo peso molecular que forman micelas que aumentan la viscosidad. • Poseen propiedades tanto viscosas como elásticas. • Rompen al contacto con el crudo de formación. • Presentan inestabilidad a altas temperaturas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Usados en formaciones con poca profundidad y bajas temperaturas. • Es usado cuando se requiere que el fluido no deje residuo. • Son usados para mejorar el daño a las formaciones

Fuente: Autores

4.3 LOS SURFACTANTES COMO ADITIVOS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAS

Los Surfactantes (también llamados anfífilos) son sustancias con doble afinidad; una parte de estas sustancias son hidrofílicas (es decir que poseen cierta afinidad con el agua) y la otra parte es hidrofóbica (que repele el agua).

Existen tres tipos de surfactantes que son clasificados a partir de su uso cotidiano en la industria; en orden de uso encontramos: Surfactantes aniónicos, no iónicos y catiónicos; en la industria de los hidrocarburos se usan comúnmente los surfactantes catiónicos.

Los surfactantes catiónicos tienen una alta capacidad de adsorberse²¹ en superficies cargadas negativamente, como fibras textiles, metales o en el caso de la industria petrolera, los minerales de formación con concentraciones muy por debajo de la concentración micelar crítica; este tipo de surfactantes también es usado por su alto poder bactericida. Los surfactantes catiónicos bajan la tensión superficial y se disocian al contacto con agua de formación, formando un ion surfactante cargado positivamente.

En fracturamiento hidráulico son usados los Fluidos VES catiónicos ya que sus dos grandes características los hacen más atractivos para este tipo de operaciones además mantienen un nivel aceptable en el cuidado medioambiental; aunque no son útiles en operaciones offshore.

Una de las principales ventajas de los fluidos viscoelásticos es que no dejan residuos en la formación, esto sucede debido a que se solubiliza en contacto con el agua de formación. La viscosidad de este tipo de fluidos está determinada por un sistema con una estructura de gel que adopta un comportamiento reticulado debido a la atracción iónica de los surfactantes que se le incorporan, esta característica le provee al fluido una alta elasticidad favoreciendo sus propiedades de transporte; por otra parte las características particulares del surfactante tienden a evitar la formación de emulsiones en el sistema.

El fluido viscoelástico tiene una alta eficiencia ya que solo se filtra un bajo porcentaje en la formación y se genera una fractura larga debido a la propiedad de los VES que hace que el fluido se adsorba en las paredes de la formación y no

²¹ Fenómeno de acumulación bidimensional de una sustancia en una superficie o interfase. Se diferencia de ABSORCIÓN, la cual corresponde a la transferencia de masa hacia el seno de una fase (tridimensional).

sea absorbida por estas evitando una fractura corta, razón por la cual se dice que el VES tiene un bajo coeficiente de pérdida de fluido.

4.4 COMPARATIVO ENTRE LOS FLUIDOS VES Y LOS FLUIDOS POLIMÉRICOS.

Durante los últimos 10 años han venido ganando importancia las bondades que un fluido viscoelástico trae consigo en operaciones petroleras, ya que sus características optimizan la mayoría de las operaciones mejorando la producción de hidrocarburos que en últimas es lo realmente importante.

A continuación se presenta una tabla comparativa cuyos parámetros a tener en cuenta son importantes a la hora de escoger un fluido de fractura tipo VES.

Tabla 7: Tabla comparativa entre fluidos tipo VES y poliméricos

Parámetro	Fluido polimérico	Fluido VES
Emulsiones	El fluido debe tener un agente rompedor de emulsiones que permita la separación de las fases en el fluido de perforación.	El fluido VES tiene como característica el romper las emulsiones presentes en fluidos de formación; son las moléculas de surfactante quienes se encargan de hacer esta labor.
Rompimiento del fluido	Es necesario adicionarle al fluido de perforación un agente rompedor incidiendo negativamente con este hecho en la viscosidad del fluido.	El fluido ves tiende a romperse al contacto con el hidrocarburo logrando un rápido retorno a superficie; así mismo se optimiza el recobro de hidrocarburos luego de efectuada esta operación.

Filtraciones	Es importante mantener este parámetro siempre bajo control, ya que este fluido tiende a permitir un alto porcentaje de filtración y pérdida de fluido, lo que puede ocasionar el daño en la formación	El fluido VES tiene un bajo porcentaje de filtraciones, lo cual incide positivamente en la recuperación de un alto porcentaje en superficie, protege los alrededores de la fractura manteniendo una baja permeabilidad retenida
Velocidad de asentamiento	La velocidad de asentamiento alta que presenta este tipo de fluidos hace que el apuntalante se concentre en la parte inferior de la fractura antes que esta cierre.	Este tipo de fluidos presentan una velocidad de asentamiento baja lo cual permite una correcta distribución de material apuntalante en la fractura y disminuye la probabilidad de arenamiento prematuro.
Ancho de fractura	Este tipo de fluidos presentan una alta viscosidad provocando un crecimiento vertical excesivo de la fractura, de tal manera que si se extiende más allá de la zona productora se deteriora la eficiencia general de la operación.	Las bajas viscosidades de estos fluidos mantienen una fractura angosta además de aportar en el crecimiento de la misma hacia adentro de la formación (crecimiento horizontal).
Residuos	Los fluidos poliméricos luego de su rompimiento tienden a dejar residuos en el pozo que al ser mal tratados podrían aumentar el daño en formación	Al ser libres de polímeros, los fluidos viscoelásticos no dejan residuos en el pozo; así mismo su recuperación en superficie es prácticamente completa.

Fuente: Autores

Es importante aclarar que no siempre los fluidos viscoelásticos reemplazan a los fluidos poliméricos como fluidos de fractura pues aunque los fluidos VES tienden a

estabilizarse en un valor determinado de temperatura; para rangos de temperaturas muy altas pierden estabilidad al igual que las características principales que los hacen atractivos para este tipo de operaciones; por esta razón los fluidos poliméricos son más utilizados en operaciones de fracturamiento hidráulico cuando se efectúan a profundidades altas donde la presión y la temperatura son muy grandes. Los investigadores de la industria de los hidrocarburos aun trabajan para encontrar un fluido VES que no pierda sus propiedades al ser usados en condiciones extremas.

4.5 DATOS REALES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON FLUIDO DE FRACTURA VES ^[16]

Los datos mostrados a continuación corresponden a trabajos de fracturamiento hidráulico efectuados en un campo productor en la Republica del Ecuador.

Se realizó la estimulación por fracturamiento hidráulico en el intervalo cañoneado 9,612´-9,642´, 9,655´-9,658´ de la formación arena “UIS²²” de este pozo.

El pozo fue perforado teniendo como objetivo principal la formación inferior (9,964´-9.978, 9,989´-10,001´), la cual fue invadida por el agua en Marzo de 1996. Una arena superior fue inicialmente probada en Marzo de 1996 y previo a la operación de fracturamiento hidráulico el pozo se encontraba cerrado.

Con los valores de ISIP, Presión de cierre en superficie obtenida de la prueba de Minifrac, se determinó el gradiente de fractura en el intervalo de tratamiento y con éste se “ajustaron” los esfuerzos o “stress” de la columna estratigráfica considerada en el diseño preliminar de fracturamiento. Finalizado el minifrac, se diseñó un nuevo programa de bombeo en el que contemplaba una concentración

²² Nombre cambiado para proteger la reserva de la información

de propante, creciente desde 0.5 ppg hasta 8.0 ppg, la etapa de 0.5 ppg se consideró para reducir o minimizar el efecto de tortuosidad.

Los principales parámetros de tratamiento obtenidos durante la operación de fracturamiento hidráulico se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 8: Parámetros obtenidos durante la operación de fracturamiento hidráulico

Parámetro	Viscoelástico
Presión máxima en superficie sin propante (psi)	6.824
Presión máxima en superficie con propante (psi)	7.823
Presión mínima con fluido de fractura (psi)	3.662
Tasa de Bombeo máxima (bpm)	22.0
Tasa de bombeo promedio (bpm)	20.0
Pre-ISIP (presión inicial de cierre - psi)	7.823
ISIP (psi)	2.400
Gradiente de fractura (psi/ft)	0.61
Perdidas de presión por fricciones totales (ft)	5.423
Longitud de fractura creada (ft)	97.9
Longitud de fractura empaquetada (pies)	93.9
Altura de fractura empaquetada (ft)	39
Ancho promedio de fractura (in)	0.23
Conductividad final (md.ft)	5.200

Fuente: Múltiples aplicaciones de fluidos de última tecnología: Viscoelásticos en Ecuador ^[16]

El fluido de fractura utilizado para el fracturamiento del intervalo en referencia fue



Estos valores muestran un excelente resultado de operaciones de fracturamiento hidráulico usando los fluidos tipo VES en comparación con los resultados que se podrían obtener con otros fluidos en pozos del territorio ecuatoriano.

CONCLUSIONES

Se generó un estudio de las propiedades reológicas de los fluidos tipo VES frente a los fluidos de fractura cotidianos encontrando que su uso optimiza en gran medida la producción de hidrocarburos asociado a trabajos de fracturamiento hidráulico.

Se pudo establecer con base en la teoría encontrada que los fluidos VES tienen la capacidad de romper al contacto con hidrocarburos de formación permitiendo con esto minimizar el daño y recuperar gran parte del fluido en la etapa del *Back flow*.

Se analizaron las tendencias de las curvas reológicas de un fluido viscoelástico al ser usado como fluido de fractura en trabajos de fracturamiento hidráulico y su influencia en el mejoramiento de esta técnica.

Gracias a las propiedades de los surfactantes, es posible afirmar que el surfactante catiónico es el más recomendado para ser usado en algunos trabajos de fracturamiento hidráulico, pues su tendencia a adsorberse en las paredes minerales y su capacidad bactericida minimiza los daños que son asociados con los fluidos de fractura

Recopilada y analizada la información respecto a los fluidos viscoelásticos tipo VES se encontró que una de sus ventajas es la baja energía requerida para el bombeo y una desventaja es el costo del surfactante utilizado para su elaboración; lo cual incide de manera importante en el costo tanto del fluido como de la operación.

Se determinó el impacto de las propiedades reológicas en los fluidos VES concluyendo que la velocidad de corte es un factor altamente influyente en la viscosidad de los fluidos de fractura VES

RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar pruebas de laboratorio con otras composiciones de fluidos VES con el fin de determinar los cambios reológicos con respecto a la fisicoquímica de estos fluidos.

Se sugiere realizar investigaciones de otros trabajos de fracturamiento hidráulico usando fluidos de fractura VES con el fin de obtener por medio de diferentes datos una mejor evaluación del comportamiento de estos fluidos.

Es importante evaluar la aplicación de los fluidos VES en otro tipo de operaciones aplicadas a campos petroleros y determinar así su comportamiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ACHARYA, Ruma A. *Viscoelasticity of crosslinked fracturing fluids and proppant transport*. En: *SPE Journal Paper* N° 16221. (Marzo 1987).
2. BAKER HUGHES. *Fluidos, Manual de Ingeniería*. 008902097S Rev. C. (Agosto 2005); (4-2)-(4-4) p. Disponible en internet < <http://www.scribd.com/doc/24792587/Manual-de-Ingenieria-de-Fluidos> >
3. BIRD, RB. STEWART, WE. LIGHTFOOT, EN. *Fenómenos de transporte*. Ed. Reverté, 1982. Cap 1.
4. CARDENAS MONTES, José Carlos. *Evaluación estadística de los parámetros obtenidos en los trabajos de fracturamiento hidráulico realizado en los campos petroleros de Colombia*. Bucaramanga 2007. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos
5. CÁRDENAS MONTES, José Carlos; *et al.* *Metodología experimental para la evaluación, selección y optimización de fluidos de fractura para el incremento de la producción en campos petroleros*. Documento confidencial
6. CARVAJALINO ARDILA, Yurany; PRADA SÁNCHEZ; Tulio Andrés. *Evaluación y selección de un surfactante viscoelástico como fluido de fractura para el Campo Llanito*. Bucaramanga 2009. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias. Escuela de Química.
7. COHEN PATERNINA, Lia Margarita. *Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Llanito*. Bucaramanga 2008. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química.
8. DORADO ZUBIRIA, Jairo David; OLIVARES MERCADO, Fabián Alonso. *Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico*. Bucaramanga, 2006. 44p. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

9. ECOPETROL. Fluidos de fractura, algo más que una simple mezcla. En: Revista Innova. Disponible en internet <
<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/RevistaInnova3ed/nuevastec.htm>>9

10. GARCÍA QUESADA, Juan Carlos. Estudio reológico y morfológico de los procesos de gelificación y fusión de plastisoles comerciales de PVC. España, 1996; 37-42 p. Trabajo de Grado Doctor. Universidad de Alicante. Departamento de Ingeniería Química.

11. GARCÍA QUESADA, Juan Carlos. Tema 2 Fluidos Viscosos. España (2008-10-27); 1-3 p. [Recurso electrónico]. Repositorio Institucional Universidad de Alicante. Disponible en internet <<http://rua.ua.es/dspace/handle/10045/8292>>

12. GONZÁLEZ ROLDÁN, Simón. Diseño mecánico de un equipo para la medida de la viscosidad en fluidos no newtonianos. Cartagena, Febrero-2009; 33-34p. Trabajo de Grado. Universidad Politécnica de Cartagena. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. Ingeniería Térmica y de Fluidos.

13. GUERRA, Ricardo. BOHÓRQUEZ, Jorge. Múltiples aplicaciones de fluidos de última tecnología: viscoelásticos en Ecuador. Artículo BJ Services.

14. GUZMÁN MAYORGA, Cesar Patricio. Diseño y construcción de un prototipo de amortiguador magnetoreológico. Ecuador, 2007; Anexo 1. Trabajo de Grado. Universidad Politécnica Salesiana Sede Matiz Cuenca. Facultad de Ingenierías. Carrera Ingeniería Eléctrica.

15. HUBER COMPANY. Kelko Oilfield Review. La reología de los fluidos para circular. En: Reología, Boletín Técnico. (2001); 2 p.

16. KATIME, Issa *et al.* Micelas. En: Revista Iberoamericana de polímeros. Volumen 4 (2), (Abril-2003); 126-129 p.

17. KECK, RG. *The effects of viscoelasticity on friction pressure of fracturing fluids.* En: SPE Journal Paper N° 21860. (Abril 1991).

18. KEFI, Slaheddine *et al.* Nuevas aplicaciones para los surfactantes viscoelásticos. En: Oilfield Review, (primavera 2005); 11-14 p.

19. LEITZELL, Jeffrey. Viscoelastic surfactants: A new horizon in fracturing fluids for Pensilvania. En: SPE Journal Paper N° 111182. (Octubre 2007).

20. MORVAN, Mikel. *et al.* *New viscoelastic fluid for chemical EOR*. En: *SPE Journal Paper* N° 121675. (Abril 2009)
21. MUCCI, Marcela. *et al.* Desarrollo de fluidos viscoelásticos para la estimulación de pozos. En: Jornadas SAM, Conamet, Simposio Materia. 2003
22. RAMÍREZ NAVAS, Juan Sebastián. Introducción a la reología de los alimentos. Cali 2006. 22p. Texto de investigación. Universidad del Valle.
23. REAL ACADEMIA DE LA LENGUA ESPAÑOLA. Diccionario de la lengua española [online]. 22^a Edición. Disponible en internet < <http://www.rae.es/rae.html> >
24. SALAGUER, Jean-Louis *et al.* Surfactantes; Cuaderno FIRP S-301PP. Laboratorios de Formulación, Interfaces Reología y Procesos. Mérida Venezuela, 2004; 4-6 p.
25. SALES BASTOS, Paola Andrea de; MORENO DELGADO, Edwin Stivens. Construcción de una aplicación computacional para el pre diseño de un fracturamiento hidráulico. Bucaramanga 2008. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos
26. SAMUEL, Mathew. *Lessons learned from using viscoelastic surfactants in well stimulation*. *SPE Production & operations*. (febrero 2007).

ANEXO A
TABLAS DE DATOS

Este anexo presenta las tablas de datos que permitieron realizar las graficas de reología.

Es importante aclarar que estas tablas fueron realizadas a partir de pruebas de laboratorio hechas en el ICP a fluidos viscoelásticos diseñados por sus funcionarios; en el caso del fluido polimérico, los datos fueron suministrados por una compañía de servicios

Tabla A 1: Tabla de datos de la figura 13

FV1 @ 40s ⁻¹		FP1 @ 40s ⁻¹	
T (°F)	μ	T (°F)	μ
90	221.59	78	1355
110	185.67	95	907
130	174.85	112	889
150	88.8	118	814
170	78.45	121	750

Tabla A 2: Tabla de datos del FV1 de la figura 14

T (°F)	μ @ 40s ⁻¹	μ @ 100 s ⁻¹	μ @ 170 s ⁻¹
90	221.59	107.56	70.44
110	185.67	99.81	66.7
130	174.85	89.77	71.2
150	88.8	54.64	39.83
170	78.45	52.86	37.74

Tabla A 3: Tabla de datos del FV2 de la figura 14

T (°F)	μ @ 40s ⁻¹	μ @ 100 s ⁻¹	μ @ 170 s ⁻¹
90	216.32	134.92	84.75
110	247.44	120.44	79.97
130	219.86	116.69	85.39
150	163.37	81.4	57.42
170	135.29	74.98	52.49

Tabla A 4: Tabla de datos de la figura 15

	FV1	FV2	FV3
γ (s ⁻¹)	μ	μ	μ
40	255	221.59	216.32
100	133.66	107.56	134.92
170	85.17	70.44	84.75

Tabla A 5: Tabla de datos de la figura 16

	FV1	FV2	FV3
γ (s ⁻¹)	τ	τ	τ
40	0.18008382	0.11681402	0.24666228
100	0.24635999	0.1730658	0.34621075
170	0.29538178	0.21730706	0.42131474