

**IMPACTO EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DEBIDO AL DAÑO A
LA FORMACIÓN OCASIONADO POR LOS FLUIDOS USADOS EN LAS
OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

FABIO AUGUSTO VILLAMIL NOVOA

Químico

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

**IMPACTO EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DEBIDO AL DAÑO A
LA FORMACIÓN OCASIONADO POR LOS FLUIDOS USADOS EN LAS
OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

FABIO AUGUSTO VILLAMIL NOVOA

Químico

**Monografía presentada para optar al título de especialista en producción de
hidrocarburos**

Director:

EDGAR RICARDO PEREZ, M.Sc.

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A Dios por su amor, por su misericordia, por hacerlo todo nuevo, porque no sería nada sin EL.

A mis padres y hermanos por su ejemplo, apoyo incondicional, porque son la luz
de mi vida.

A Danielita por ser mi vida, mi motor y mi mayor motivación.

A mis compañeros por su amistad, respaldo y los buenos momentos compartidos
en este que es nuestro proyecto.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por su apoyo incondicional y por permitirme alcanzar todas mis metas.

A mi familia por su motivación, respaldo y comprensión en la consecución de este nuevo logro profesional.

A la escuela de ingeniería de petróleos de la Universidad Industrial de Santander y todo su equipo humano, por la creación de este excelente programa de postgrado, que enriquece la industria petrolera y la educación en el país; y del cual nos sentimos orgullosos de ser la primera promoción.

Al ingeniero Edgar Ricardo Pérez, por sus aportes y guía en la elaboración del presente trabajo.

A los compañeros que compartieron junto a mí esta grata experiencia por sus enseñanzas profesionales y humanas que enriquecieron el ambiente educativo.

A Ivancho por compartir toda su sapiencia y por que ha sido un gran motivador y maestro en mi vida profesional y personal.

CONTENIDO

INTRODUCCION	17
1 TEORIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	19
1.1 Reseña Histórica [1]	19
1.2 Metodología del fracturamiento hidráulico	20
1.2.1 Etapas del fracturamiento hidráulico [2, 3].....	21
1.3 Principales motivos para fracturar.....	24
1.3.1 Sobrepasso del daño de formación	25
1.3.2 Control en la producción de arena	25
1.3.3 Aumento del régimen de producción	25
1.3.4 Mejoras en el recobro final	26
1.3.5 Mejor uso de la energía del yacimiento	26
1.3.6 Aumento del régimen de inyección.....	27
1.4 Mecánica de las fracturas [4].....	27
1.4.1 Orientación de la fractura [2, 3, 4]	27
1.4.2 Geometría creada por los fluidos de fractura [4, 5]	29
1.5 Funciones y propiedades de los fluidos de fractura [6, 7 y 8].....	30
1.5.1 Funciones de los fluidos de fractura [7].....	31
1.5.2 Propiedades deseables de un fluido de fractura [7, 8].....	31
1.5.3 Composición Química de un fluido de fractura [8, 9, 10].	32
1.6 Material de soporte de fractura.....	45
2 DAÑO A LA FORMACION EN LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO (FH)	48
2.1 Daño de formación (DF) [17, 18].....	48
2.1.1 Análisis cuantitativo del Daño de formación [17]	51
2.1.2 Radio equivalente del pozo	52
2.2 Daño de formación (DF) en fracturamiento hidráulico [17, 18, 19]	54
2.2.1 DF por fluidos de fractura [17].....	55
2.2.2 Polímero residual principal actor en el DF [18, 19].....	56
2.2.3 DF por material de soporte de fractura (crushing).....	58
3 EFECTOS DEL DF SOBRE LA PRODUCCION [21, 22]	61
3.1 Retención de Polímero en el medio poroso.....	61
3.2 Polímero Retenido Vs Producción	62

3.3	El efecto Skin.	64
3.4	Modelo conceptual del DF en la cara de la formación.....	64
3.5	El efecto del Skin por polímero residual en la producción	70
3.6	Utilización de fluidos Limpios y sus efectos sobre la producción [24, 25, 26, 27]72	
3.6.1	Química de los Sistemas Viscoelásticos (VES)	72
3.6.2	Efectos de los fluidos VES sobre la permeabilidad [25, 26].....	77
3.6.3	Efectos de los fluidos VES sobre la Producción [25, 26, 27].	78
3.7	Resultados de producción utilizando FH en Colombia [28, 29]	81
3.7.1	Campo Yarigui Cantagallo	83
3.7.2	Campo Tisquirama San roque	85
4	ACCIONES PARA MINIMIZAR EL DAÑO EN LA FORMACION.....	87
4.1	Parámetros operacionales para selección de pozos.	87
4.1.1	Preselección de pozos candidatos.....	87
4.1.2	Evaluación de la integridad del pozo.	88
4.1.3	Geometría del Pozo.	88
4.1.4	Análisis de registros y petrofísica.	88
4.1.5	Historia de producción de arena.....	89
4.1.6	Propiedades geomecánicas.	89
4.1.7	Ajuste de producción y pronóstico.....	89
4.1.8	Análisis Económico.....	89
4.1.9	Diseño de los trabajos de FH.	90
4.2	Parámetros para la selección del fluido de fractura.....	91
4.2.1	Screening de propuestas.	91
4.2.2	Caracterización de los aditivos.	91
4.2.3	Caracterización de crudo, diesel empleado como fluido base y salmueras sintéticas equivalentes al agua de formación.	91
4.2.4	Preparación de los fluidos de fractura [9, 26, 27, 28].....	92
4.2.5	Pruebas de evaluación y optimización para fluidos de fractura base agua y base aceite [9, 26, 27, 28].	93
4.3	Aplicación de nuevas tecnologías (fluidos “VES”).....	102
7.	CONCLUSIONES	103
8.	RECOMENDACIONES	107
9.	BIBLIOGRAFIA	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Bombeo de fluido de fractura en la etapa del Prepad.....	22
Figura 2. Bombeo del fluido de fractura en la etapa del Pad y propagación de las fracturas.....	22
Figura 3. Inyección y asentamiento de material propante.....	23
Figura 4. Recuperación del fluido de fractura o flowback.	24
Figura 5. Esquema operativo de fracturamiento Hidráulico (FH).	24
Figura 6. Esquema orientación de la fractura Horizontal.	28
Figura 7. Esquema orientación de la fractura Vertical.	28
Figura 8. Geometría de las fracturas en formaciones de baja permeabilidad.	29
Figura 9. Geometría de las fracturas en formaciones de alta permeabilidad.	30
Figura 10. Hinchamiento de arcillas debido a un fluido de fractura sin controlador de arcillas.....	34
Figura 11. Estructura Química de Goma Guar.	37
Figura 12. Estructura química de Hidroxipropil Guar HPG.	38
Figura 13. Síntesis de Hidroxietilcelulosa a partir de celulosa y óxido de etileno. .	39
Figura 14. Estructura química de Hidroxietil Celulosa (HEC).....	39
Figura 15. Síntesis de Carboximetilcelulosa a partir de celulosa y monocloroacetato de sodio.	40
Figura 16. Esquema de la formación de fosfatos de éster.....	41
Figura 17. Reacción de reticulación para producir fosfato ester de aluminio.....	43
Figura 18. Reacción de reticulación para producir fosfato ester de hierro.	43
Figura 19. Reticulación de Goma Guar con Ácido Bórico.....	43
Figura 20. Incrustamiento de propante en la formación.....	47
Figura 21. Guía para la selección de material apuntalante o propante.....	48
Figura 22. Esquema tipos de daños en un sistema de producción.....	50
Figura 23. Esquema daño de formación en cara de fractura.	57
Figura 24. Esquema disposición del material de soporte en la fractura.....	59

Figura 25. Graficas presión de cierre Vs Permeabilidad para diferentes materiales de soporte.....	60
Figura 26. DF por retención de polímero en la cara de la formación y en el material de soporte de fractura.....	61
Figura 27. Datos estadísticos de polímero retenido en FH.....	62
Figura 28. Efectos sobre la producción de diferentes concentraciones de polímero utilizados en un fluido de fractura.	63
Figura 29. Relación entre Skin, Longitud media y conductividad de fractura.....	64
Figura 30. Modelo conceptual del DF en la cara de la fractura.....	65
Figura 31. Variacion del Skin total con el radio dañado en la cara de la fractura...	68
Figura 32. Cuadro resumen de la relación DF por FH con las propiedades yacimiento.....	71
Figura 33. Esquema de la forma típica de un surfactante.....	73
Figura 34. Ordenamiento de las miscelas VES en condiciones estaticas y dinamicas.....	74
Figura 35. Comportamiento de surfactantes en medio salino y aceite.....	75
Figura 36. Conductividad de fractura retenida comparativa de distintos tipos de fluidos de fractura.	77
Figura 37. Conductividad de fractura retenida comparativa de distintos tipos de fluidos de fractura.	78
Figura 38. Resultados de producción con fluidos VES.	79
Figura 39. Comparación de producción entre fluidos convencionales y VES.	80
Figura 40. Resumen de resultados con Fluido VES en el Golfo del Suez.	81
Figura 41. Distribución de los trabajos de FH realizados en Colombia.....	82
Figura 42. Comparación de producción antes y después del FH en el campo Yarigui – Cantagallo.....	84
Figura 43. . Blender LB10, Modelo 38BL54, empleado en la preparación de fluidos de fractura.....	93
Figura 44. Formación de la lengua del fluido base aceite vivo.	93
Figura 45. Resultado de mojabilidad visual en fase agua.....	96

Figura 46. Perfil reológico de un fluido de fractura base polimerica.....	98
Figura 47. Equipo de coreflooding para estimar perdidas de fluido por filtración.	100
Figura 48. Imagen de fluido viscoelastico en el laboratorio.	102
Figura 49. Imagen de residuos generados por un fluido polimerico al pasar por un filtro de 300 mD.....	103

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Cuadro resumen del tipo de daño y su factor de causa.	60
Tabla 2. Cuadro resumen de la relación DF por FH con las propiedades yacimiento.	69
Tabla 3. Resumen de resultados con Fluido convencional en el Golfo del Suez.	80
Tabla 4. Resumen de resultados con Fluido VES en el Golfo del Suez.	81
Tabla 5. Reservas aceleradas en pozos fracturados campo Yariguí-Cantagallo.	84
Tabla 6. Resultados obtenidos en el campo Tisquirama – San Roque mediante FH.	86
Tabla 7. Resumen de los parámetros operacionales relevantes en operaciones de FH.	90
Tabla 8. Escala cualitativa para prueba de detergencia en arenas.	97
Tabla 9. Resumen de los parámetros relevantes para seleccionar un fluido de fractura optimo.	101

LISTA DE SIGLAS Y NOMENCLATURA

API RP	American Petroleum Institute Recommended Practice
ASTM	American Society of Testing and Materials
BHST	Bottom Hole Static Temperature
bpm	barriles por minuto
BS&W	Basic Sediments and Water
MMBO	Million Barrels of Oil
MD	Measured Depth
mD	milidarcies
PPG	Pounds per Gallons
PPT	Pounds per Thousand Gallons of fluid
GPT	Gallons per Thousand Gallons of fluid
DF	Daño de formación
FH	Fracturamiento hidráulico
hhp	horse power

GLOSARIO

Estimulación: Técnica, proceso o procedimiento, utilizado en la industria petrolera para el aumento de la producción de crudo y/o gas de los pozos de un campo, mediante la inyección de productos químicos en la roca.

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

Formación: Conjunto de rocas con características geológicas semejantes.

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

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

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

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

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

Draw Down: Es la diferencia entre la presión existente en el límite exterior de un pozo y la presión de fondo de producción del mismo (pe-pwf).

Buffer: Sustancia amortiguadora o reguladora del pH.

Near Wellbore: Zona del yacimiento más cercana al pozo.

Flowback: Fluidos retornados a superficie desde el pozo.

RESUMEN

Título:
IMPACTO EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DEBIDO AL DAÑO A LA FORMACIÓN OCASIONADO POR LOS FLUIDOS USADOS EN LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.*

Autor:
FABIO AUGUSTO VILLAMIL NOVOA**

Palabras claves:
Fracturamiento hidráulico, fluido de fractura, daño a la formación, producción de hidrocarburos, fluidos convencionales, fluidos viscoelásticos.

Las condiciones geológicas, económicas y estratégicas hacen que cada día sea más difícil y costoso encontrar nuevos yacimientos de petróleo, por tal motivo la industria petrolera a enfocado sus esfuerzos en la explotación de los campos maduros, de donde se produce alrededor del 70% del petróleo en la actualidad. Una de las alternativas que en la actualidad se ha implementado y desarrollado con mayor fuerza es la del fracturamiento hidráulico, la cual ha demostrado ser una excelente técnica de estimulación, que permite aumentar la tasa de recobro en los campos que han caído en su etapa de declive.

El presente trabajo presenta una recopilación de información técnica acerca de los tratamientos de fracturamiento hidráulico. La primera sección define el procedimiento general, sus componentes, los procesos que lo forman y las variables que afecta, haciendo énfasis en las propiedades y funciones de los fluidos de fractura. La segunda sección describe el daño a la formación ocasionado por los fluidos en este tipo de operaciones. La tercera parte presenta una descripción técnica del efecto que tiene este daño en la formación, sobre la producción de hidrocarburos. Y por ultimo en el cuarto capítulo se describen las acciones que se pueden implementar, para minimizar el daño en la formación en estas operaciones de estimulación, profundizando en el uso y beneficio de nuevas tecnologías que se han desarrollado para tratar esta problemática.

Este texto se constituye en una herramienta básica de consulta para los estudiantes de las diferentes áreas relacionadas con la ingeniería de petróleos, así como para los profesionales que pretenden plantear esquemas novedosos para el tratamiento del daño de formación, por los fluidos de fracturamiento en los campos de producción.

* Monografía.

** Químico. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en producción de hidrocarburos. Director: Ing. Edgar Ricardo Perez, M.Sc.

SUMMARY

Title:

IMPACT ON THE PRODUCTION OF HYDROCARBONS DUE TO FORMATION DAMAGE CREATED BY HYDRAULIC FRACTURING FLUIDS.

Author:

FABIO AUGUSTO VILLAMIL NOVOA **

Special words:

Hydraulic fracturing, fracturing fluids, formation damage, production of hidrocarbon, conventional fluids, viscoelastic fluids.

Geological, economic, and strategic conditions nowadays makes more difficult and expensive to discover new oil reservoirs, for this reason, oil industry focuses its efforts on enhancing matures field's production which in fact represent around 70% of all oil crude production. One alternative that already has been implemented and that also has proved to be a successful strategy in oilfield stimulation is hydraulic fracturing whose excellent result has shown an increasing recovery rate in fields that are in its depleting stage.

This paper presents a compilation of technical information about hydraulic fracturing. The first section defines the general procedure, its stages, components, and all variables that affect the technique, making special emphasis on the properties and functions of fracturing fluids. The second section describes the formation damage caused by fluids injected into formation during pumping stages in hydraulic fracturing. The third part presents a technical description about the damage induced to the formation and its impact on hydrocarbons production. And finally, the fourth chapter describes all the activities that can be implemented on field in order to avoid this formation damage generated during stimulation workovers making special emphasis on the advantages and benefits of new technologies developed to deal this topic.

This document constitutes a basic reference tool for students of different areas related to petroleum engineering, as well as for professionals seeking to bring innovative schemes and strategies for the management of formation damage by fracturing fluids in production fields.

* Monograph.

**Chemist, Physiochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Hydrocarbon Production Specialization. Director: Eng. Edgar Ricardo Perez, M.Sc.

INTRODUCCION

Las condiciones geológicas, económicas y estratégicas hacen que cada día sea más difícil y costoso encontrar nuevos yacimientos de petróleo, por tal motivo la industria petrolera a enfocado sus esfuerzos en la explotación de los campos maduros, la mayoría con más de 30 años de producción, de donde se produce alrededor del 70% del petróleo en la actualidad.

La implementación de nuevas tecnologías ha sido la solución, en muchos casos, al problema de daño de formación que se ve reflejado a largo plazo en grandes pérdidas de producción y dinero. Una de las alternativas que en la actualidad se ha implementado y desarrollado con mayor fuerza es la del fracturamiento hidráulico, la cual ha demostrado ser una excelente técnica de estimulación, que permite acelerar la tasa de recobro en los campos que han caído en su etapa de declinación.

La tecnología de fracturamiento hidráulico depende de varios factores que afectan drásticamente el comportamiento y los resultados de las operaciones; estos aspectos son la viscosidad del fluido, compatibilidad del fluido de fractura con los fluidos y la roca del yacimiento, tensiones interfaciales, las pérdidas de fluido en la operación y las propiedades de la roca, entre otros factores.

Todos estos factores son decisivos ya que aportan características fundamentales para el ancho, longitud, altura, la distribución de la geometría de fractura y en la tasa de recuperación de crudo; de tal forma que estos factores afectan la cantidad de crudo recuperado y por ende la viabilidad y rentabilidad de los proyectos en los cuales se utilizan fracturamientos hidráulicos.

Se ha comprobado que una mala escogencia y/o diseño del fluido de fractura, para un determinado tipo de yacimiento, puede ocasionar daños muy graves en una operación de fracturamiento, principalmente en las inmediaciones del pozo (“near wellbore”), por efecto de la retención de polímero en el medio poroso, incompatibilidades entre fluidos, generación de partículas finas con el material de soporte de fractura, cambios en las saturaciones residuales de aceite y agua, cambio de la mojabilidad preferencial de la roca, entre otros.

El objetivo de este trabajo es entregar una herramienta pedagógica que puede ser utilizada en diversos escenarios. Desde la academia, en el estudio básico sobre el tema, hasta la práctica, en la elaboración de una ingeniería conceptual o básica para el desarrollo de las operaciones, enfocada en identificar los posibles daños a la formación inducidos en las operaciones de fracturamiento hidráulico, el cual incluye los más recientes avances tecnológicos en la materia, y que pretende hacerse entender por su terminología sencilla y su carácter descriptivo.

Este es el resultado de dos años de estudio en la Especialización en Producción de Hidrocarburos, y de algunos años en el campo y en el laboratorio, en donde se ha participado en las diferentes etapas de las operaciones de fracturamiento hidráulico. Esperando que sea este el punto de partida para futuros trabajos de investigación que le permitan a la Escuela de Petróleos UIS, la generación de opciones tecnológicas para este reto continuo de nuestra industria.

1 TEORIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

1.1 Reseña Histórica [1]

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

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

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

Después de los primeros trabajos los tratamientos de fracturamiento en promedio se utilizaban 750 galones de fluido de fractura y 400 libras de arena como

propante por año. Hoy en día en promedio consisten de 43.000 galones de fluido de fractura y 68.000 libras de agente propante, en donde los tratamientos grandes necesitan de 1 millón de galones de fluido de fractura y 5 millones de libras de propante. La potencia hidráulica requerida por tratamiento (hhp) fue incrementando de 75 a alrededor de 1.500 hhp en promedio. Recientemente se habla de 10.000 a 15.000 hhp.

1.2 Metodología del fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación más exitosas a nivel mundial, tiene como objetivo aumentar la producción de los pozos que contienen crudo y/o gas, mejorando las propiedades de permeabilidad de la formación, consiste en aplicar presión hidráulica a una roca reservorio hasta que se produce la falla o la fractura de la misma. Después de la rotura de la roca se continúa aplicando presión para extender la fractura más allá del punto de falla. Con esta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no solo conecta fracturas naturales sino que produce una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento.

Con el fracturamiento hidráulico se han hecho contribuciones significativas a la industria del petróleo y gas por ser el método más utilizado para incrementar las reservas y acelerar las tasas de producción de un campo. Desde que está técnica fue introducida por Stanolind (AMOCO) en 1947, alrededor de un millón de tratamientos de fracturas han sido desarrollados, y actualmente cerca del 40% de los nuevos pozos perforados son estimulados usando el tratamiento de fracturamiento hidráulico. [1]

Desde mitad del siglo XX, el proceso de fracturamiento hidráulico ha sido ampliamente usado para la estimulación secundaria de reservorios. En este proceso un fluido es inyectado dentro del pozo a un cierto caudal. La presión de

este fluido comienza a crecer hasta que eventualmente pueda romper la roca adyacente. Una fractura comienza a propagarse dentro del lecho rocoso y la presión del fluido decrece como consecuencia del aumento en el volumen que ocupa el fluido. Eventualmente, la presión ha decrecido tanto que no puede abrir más la roca, en este punto el sistema entra en un equilibrio estacionario. La fractura obtenida produce un camino de alta permeabilidad que conecta el punto de extracción con zonas alejadas del reservorio.

1.2.1 Etapas del fracturamiento hidráulico [2, 3]

Etapa 1. Limpieza de pozo:

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

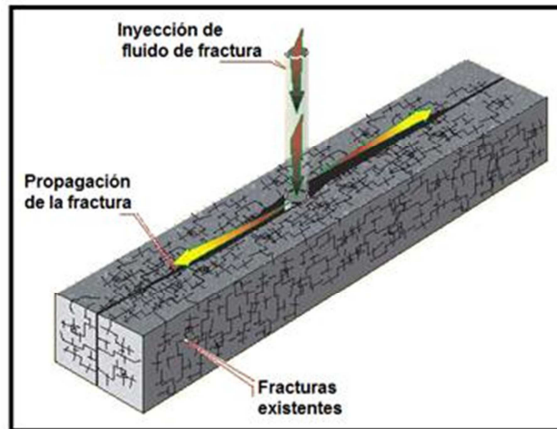
Etapa 2. Minifrac:

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

Etapa 3. prepad:

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

Figura 1. Bombeo de fluido de fractura en la etapa del Prepad

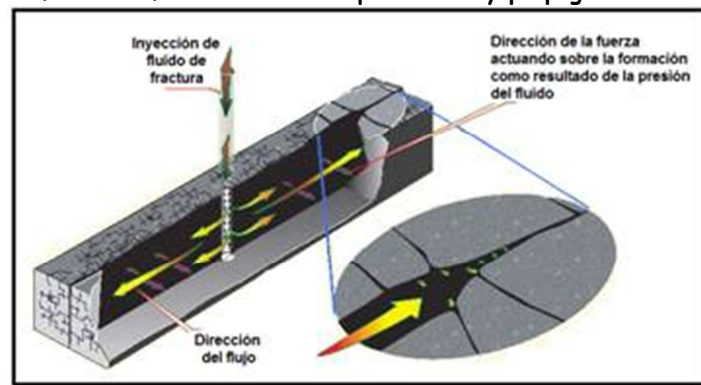


Fuente: EPA 816-R-04-003 [3].

Etapa 4. Pad:

En esta etapa, una carga de un fluido es bombeada a grandes presiones, desde la superficie hacia la formación, como fluido colchón o "Pad", con el fin de contactar las zonas productivas y empezar a crear una fractura, la cual se extiende en dirección perpendicular a la menor tensión de la roca. El fluido migra en la dirección de la fractura propagada e inevitablemente ocurre migración de fluido a la formación.

Figura 2. Bombeo del fluido de fractura en la etapa del Pad y propagación de las fracturas



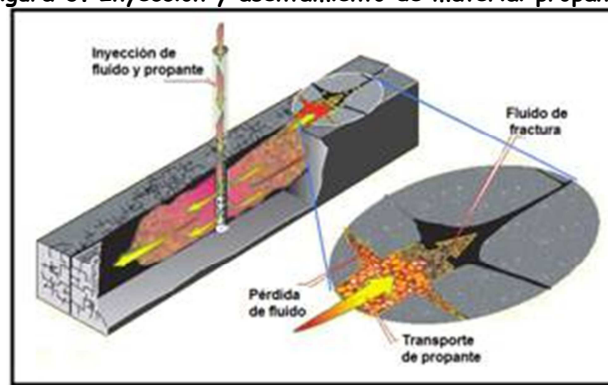
Fuente: EPA 816-R-04-003 [3].

Etapa 5. Material de soporte o propante:

En esta etapa es bombeada una nueva carga, mayor que la anterior, del fluido de

fractura, ahora mezclado con un material de relleno o propante el cual evitará que la fractura creada se cierre, quedando finalmente ubicado en ella. Esta etapa contiene múltiples etapas en las que puede variar el tamaño y concentración de agente propante. Después de inyectados el propante y el fluido de fractura, la presión hidráulica disminuye y la operación de bombeo en superficie finaliza. Así, se crean los canales que permiten el flujo de los fluidos que tiene la formación.

Figura 3. Inyección y asentamiento de material propante.

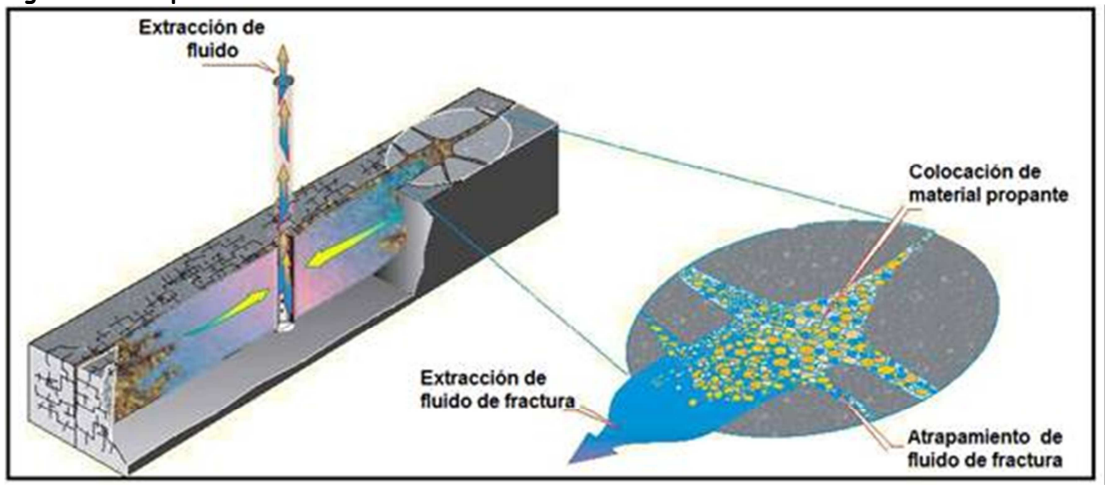


Fuente: EPA 816-R-04-003 [3].

Etapas 6. Recuperación del fluido o flowback:

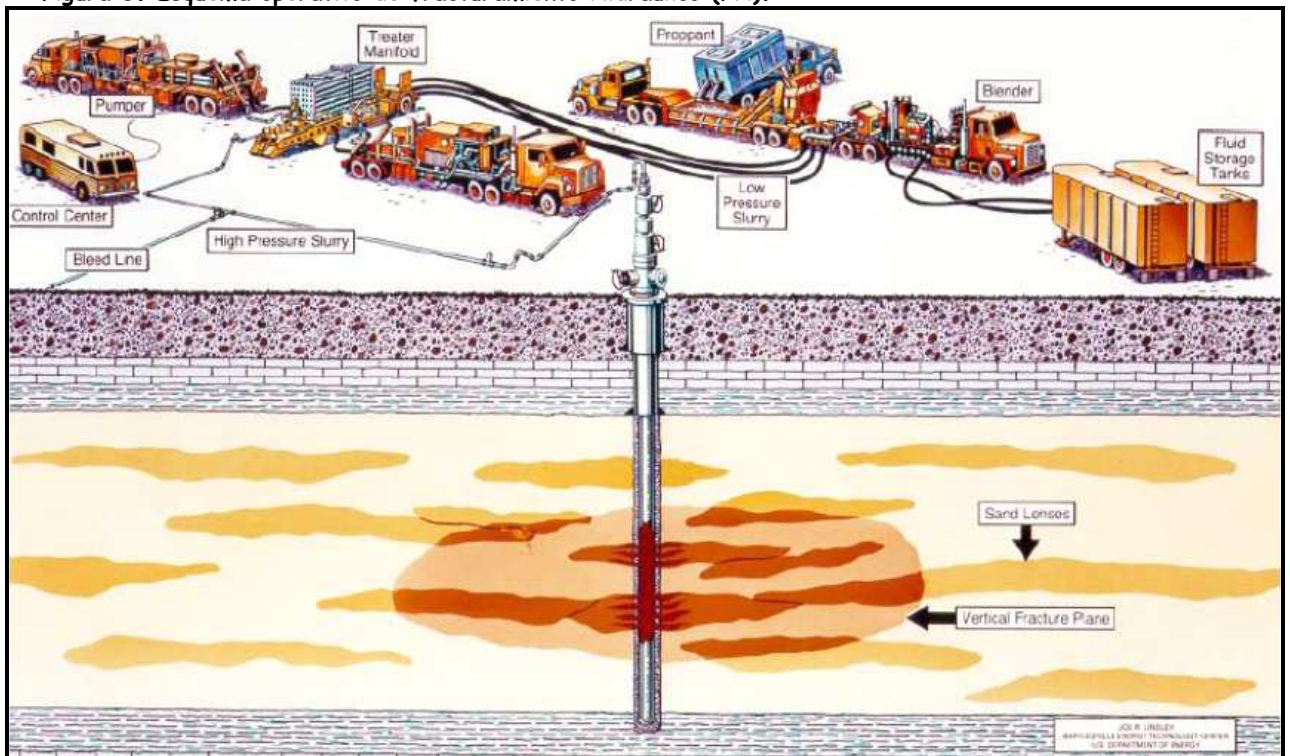
La sexta y última etapa de esta técnica consiste en la degradación del fluido de fractura, el cual disminuye su viscosidad por efectos de la temperatura del pozo, tasa de corte (“shear rate”), la enzima rompedora y el tiempo. Generalmente se reduce la viscosidad del fluido de fractura hasta valores menores a 100 cp, para así garantizar su retorno a superficie y minimizar el daño a la formación por retención del gel en los poros.

Figura 4. Recuperación del fluido de fractura o flowback.



Fuente: EPA 816-R-04-003 [3].

Figura 5. Esquema operativo de fracturamiento Hidráulico (FH).



Fuente: SCHLUMBERGER.

1.3 Principales motivos para fracturar

Durante las diferentes etapas de la vida productiva de un campo petrolero, se llega a

observar en un alto porcentaje de los pozos, una disminución de sus potenciales de producción debido a uno o varios de los siguientes factores: pérdida de energía del yacimiento, daños de formación, desconfiguración de las áreas de drenaje, conificación de acuíferos, digitación de acuíferos, avances de la capa de gas, desconfiguración de los modelos de inyección - producción, entre otras, y es la razón por la cual se debe recurrir al empleo de técnicas, desarrollo de metodologías, implementación de soluciones tecnológicas, y análisis del comportamiento de los pozos que permitan generar recomendaciones sobre como optimizar la producción de estos, y del campo productor con la mayor probabilidad de éxito. Adicionalmente, durante este proceso se debe generar un balance entre los costos de los trabajos y las ganancias generadas, de tal manera que haga que las recomendaciones sean económicamente rentables para los inversionistas.

A continuación se listan algunas razones por las cuales el fracturamiento hidráulico se ha convertido en uno de los métodos de estimulación preferidos, para incrementar la producción o aumentar la inyectividad de un pozo:

1.3.1 Sobrepasso del daño de formación

Al realizar la fractura hidráulica se mejora la conexión entre el pozo y el yacimiento, creando un canal de alta conductividad que permita incrementar la producción (acelerar o incorporar reservas) y mejorar la economía del pozo incrementando su valor presente neto (VPN).

1.3.2 Control en la producción de arena

Los últimos avances tecnológicos han permitido desarrollar trabajos de fracturamiento hidráulico tipo “**Screenless**”, cuya función ha sido mejorar la productividad de los pozos y solucionar el problema de control de arenas en los mismos, lo cual se ha cumplido exitosamente.

1.3.3 Aumento del régimen de producción

Asumiendo que un pozo tiene petróleo y gas en una cantidad económicamente atractiva, y suficiente presión de yacimiento para fluir hacia las fracturas, la estimulación generalmente incrementa su producción y el retorno de la inversión se hace más rápido, pues las reservas son recuperadas en un breve periodo de tiempo. Los pozos nuevos que son fracturados, casi siempre responden en primera instancia con un aumento de la producción de varios cientos de veces superior, a las pruebas de producción iniciales. Los pozos viejos en bombeo generalmente responden con incrementos de 5 a 10 veces en producción, donde aún existe adecuada presión de yacimiento. Estos datos no tienen la última palabra, ya que a medida que se introduzcan nuevas técnicas de tratamiento para producir fracturas más extensas y con mayor conductividad, se obtendrán considerables aumentos en producción.

1.3.4 Mejoras en el recobro final

Los factores que juegan un papel importante en la recuperación final de hidrocarburos, son el económico y el referente al área de drenaje. Gracias al fracturamiento hidráulico es posible extender el tiempo antes de llegar al límite económico, lo cual permite que la recuperación final de un pozo sea incrementada. Si no fuera por las técnicas de estimulación de acidificación y fractura, muchos pozos nunca llegarían a ser comercialmente productivos. La eficiencia del drenaje decrece naturalmente con las distancias, siendo posible que al extender los canales de flujo en la formación, se permitirá que más hidrocarburo alcance el borde de pozo.

1.3.5 Mejor uso de la energía del yacimiento

Una pérdida notable de presión en la cara de la formación por efecto del daño, puede causar la conificación de agua o gas en el borde del pozo. Con la disminución del “drawdown” a valores permitidos o deseables de producción, las fracturas pueden reducir o eliminar tales problemas, lo que resulta en un mejor empleo de la energía del yacimiento. Las formaciones que tienen alta permeabilidad generalmente responden a fracturas anchas, cortas y bien empaquetadas. El factor de control en formaciones de baja permeabilidad es la longitud antes que el ancho de las fracturas, debido a que sí

existe un bloqueo de la permeabilidad en el borde del pozo, un pequeño tratamiento de fractura incrementará y extenderá la producción del pozo.

1.3.6 Aumento del régimen de inyección

En algunos yacimientos donde no hay empuje de gas o de agua, se requieren pozos inyectoros para mantener la presión del yacimiento y con ello sostener la producción en condiciones económicas viables. En estos yacimientos, las fracturas pueden incrementar los valores de inyectividad aumentando la capacidad de cada pozo inyector. Además, en países donde la normatividad ambiental es rigurosa, es usual inyectar a presión a la formación los desperdicios y residuos de aguas pesadas (como las utilizadas en plantas nucleares), residuos químicos y algunas otras sustancias.

1.4 Mecánica de las fracturas [4]

La presión necesaria para fracturar está relacionada con el estado de tensiones en la formación. Por lo tanto, las fracturas inducidas hidráulicamente pueden desarrollarse y propagarse en las direcciones del material donde exista menor concentración de tensiones. Esta iniciación y propagación de la fractura, significa que el material está respondiendo de una forma plástica y que cambios irreversibles están ocurriendo en él. No obstante, el comportamiento lineal de la elasticidad es una herramienta útil cuando se estudian fracturas, debido a que el esfuerzo y la deformación pueden ser todavía descritas por la teoría elástica.

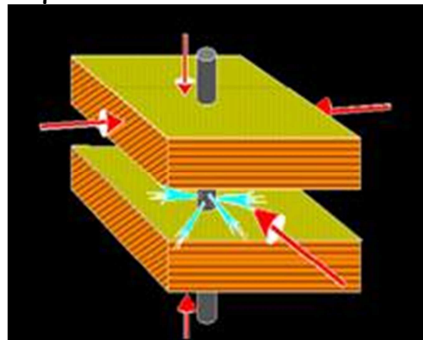
Un material elástico es caracterizado por constantes elásticas, que pueden ser determinadas en forma estática o dinámica por cargas experimentales aplicadas.

Para un material isotrópico, donde las propiedades son independientes de la dirección, dos constantes son suficientes para describir el comportamiento elástico, estas son las constantes de Young y Poisson.

1.4.1 Orientación de la fractura [2, 3, 4]

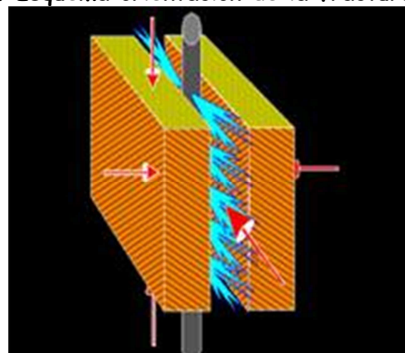
Experimentos de laboratorio y de campo se han desarrollado estudiando el comportamiento de las fracturas. Entre estos encontramos planteamientos en los cuales expresan que en las regiones donde se presentan fracturas naturales, el esfuerzo más grande es el vertical e igual a la presión efectiva de sobrecarga. Por el contrario, cuando existen fallas geológicas transversales el mayor esfuerzo es el horizontal. De lo anterior se puede inferir, que cuando en una operación de fracturamiento se incrementa la presión de fondo hasta fracturar la roca, el plano a lo largo del cual se inicia la fractura está en sentido perpendicular al plano del menor esfuerzo principal. Es decir, la fractura es horizontal cuando el esfuerzo vertical es menor que el horizontal, ó la fractura es vertical cuando crece perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal. Ver Figuras 6 y 7.

Figura 6. Esquema orientación de la fractura Horizontal.



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

Figura 7. Esquema orientación de la fractura Vertical.



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

1.4.2 Geometría creada por los fluidos de fractura [4, 5]

En formaciones de baja permeabilidad los fluidos de fractura viscosos generan fracturas apuntaladas largas y angostas, como se ve en la Figura 8, que se extienden cerca de 300 m (1.000 ft) o más; los fluidos menos viscosos tales como el agua, se filtran más rápidamente y crean fracturas más cortas.

Figura 8. Geometría de las fracturas en formaciones de baja permeabilidad.



En formaciones de alta permeabilidad, los tratamientos de fracturamiento crean fracturas apuntaladas cortas y anchas, como se ve en la Figura 9, que proporcionan algo de estimulación aumentando la productividad del pozo. Estas fracturas altamente conductivas disminuyen la producción de arena.

Figura 9. Geometría de las fracturas en formaciones de alta permeabilidad.



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

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

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

1.5 Funciones y propiedades de los fluidos de fractura [6, 7 y 8].

Dependiendo de las condiciones del yacimiento, la formación y los fluidos que se encuentran en ella, existen guías de selección para diseñar fluidos de fractura [6].

Las propiedades de un fluido de fractura se derivan de la selección y del diseño del mismo.

1.5.1 Funciones de los fluidos de fractura [7].

El fluido de fracturamiento transmite presión hidráulica desde las bombas a la formación haciendo que la roca se fracture, se ubique dentro de la fractura creada y posteriormente sea removido para permitir la producción de hidrocarburos. En una operación de fracturamiento hidráulico la selección de un adecuado fluido de transporte es uno de los principales factores a tener en cuenta para el éxito de toda operación.

Su adecuada elección depende de un gran número de consideraciones previas a la operación, surgidas del análisis de las condiciones particulares del pozo, equipos disponibles, costos, etc. Un fluido de fracturamiento debe cumplir las siguientes características importantes:

Viscoso: Para iniciar y propagar la fractura, transportar el material de soporte al pozo, minimizar pérdidas de fluido, ubicar el material de soporte dentro de la fractura.

No viscoso: ser fácil de manejar en superficie, minimizar la fricción tubular, prevenir la decantación de material de soporte hacia el fondo de la fractura, facilitar su recuperación y limpieza.

1.5.2 Propiedades deseables de un fluido de fractura [7, 8].

- *Baja pérdida de fluido a la formación o leakoff:* Un bajo leakoff permite al fluido crear grietas y abrir fracturas más profundas, en consecuencia, la tasa de producción después de un trabajo de fracturamiento hidráulico se mantiene elevada por más tiempo [7]. Adicionalmente se genera menos

daño a la formación y se emplea menor volumen de fluido. La velocidad de leakoff depende de la viscosidad y puede controlarse con aditivos para pérdida de filtrado [8].

- *Habilidad de transportar material propante:* Se busca que el fluido de fractura sea capaz de transportar el material propante largas distancias y este logre distribuirse uniformemente en la fractura. La viscosidad, la concentración de propante, el volumen de tratamiento y la velocidad de inyección de fluido influyen en esta propiedad.

- *Perdidas por fricción:* Altas velocidades de bombeo han probado ser efectivas en tratamientos de fracturamiento, es por esto que las pérdidas de fricción deben ser bajas en el transporte del fluido por la tubería y en la formación con el fin de requerir menor potencia de bombeo en superficie. Los polímeros se emplean como aditivos en el control de la fricción [8] aunque el mecanismo no es bien conocido y se cree que actúan cerca a las paredes del tubo.

- *Fácil remoción de la formación:* Las altas viscosidades que manejan los actuales fluidos de fractura requieren un rompedor efectivo, que disminuya su viscosidad después de un tiempo cuando haya cumplido su función y se encuentre a las condiciones de la formación, para así permitir su retorno a la superficie ("flowback") de manera eficiente. Adicionalmente, se requiere que la tensión interfacial sea baja entre los fluidos de formación y el fluido de fractura roto, para que no exista riesgo de retención capilar en los poros de la formación por parte del fluido de fractura.

1.5.3 Composición Química de un fluido de fractura [8, 9, 10].

Muchos productos adicionales al polímero han sido descubiertos y son agregados para optimizar las características del fluido de fractura. Los fluidos de fracturamiento usados hoy en día requieren del uso de 7 a 8 diferentes aditivos. Es recomendable verificar siempre la compatibilidad de cada aditivo con la formación y sus fluidos, para evitar daños irreversibles que luego generen mayores costos en su recuperación.

Entre los aditivos más comunes usados hoy en día para la preparación de Fluidos de Fractura están: bactericidas, buffers, surfactantes, estabilizadores de arcilla, polímeros, reticuladores (crosslinkers) y rompedores.

1.5.3.1 Biocidas

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

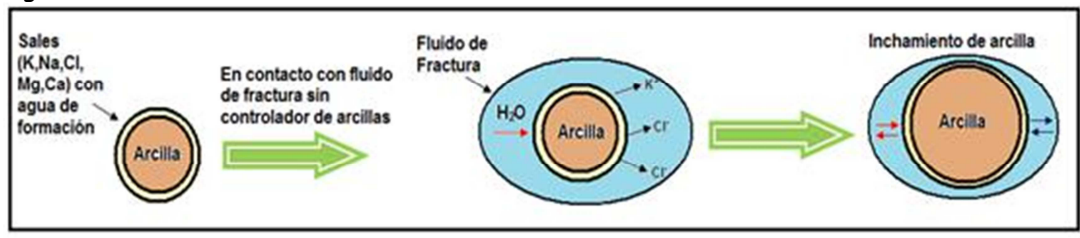
Las aminas cuaternarias, lutaraldehidos, carbamatos, Isothiazolinas y micropartículas de plata [9], son empleados como biocidas. En estas últimas, los iones plata conocidos por eliminar a mas de 650 tipos de bacterias, reaccionan con la membrana de bacterias unicelulares interrumpiendo el paso de oxigeno hacia el interior de la célula matando al microorganismo.

1.5.3.2 Controlador de hinchamiento de arcillas

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

precipita en medios alcalinos. Típicamente la concentración para KCl es 1-3% y para NaCl de 10%.

Figura 10. Hinchamiento de arcillas debido a un fluido de fractura sin controlador de arcillas.



Fuente: CASTAÑEDA M, Diana C , 2007 [8]

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

1.5.3.3 Solvente Mutuo

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

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

1.5.3.4 Controlador de pH

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

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

1.5.3.5 Surfactantes

Los surfactantes son definidos como moléculas que cuando están presentes a bajas concentraciones en un sistema, tienen la propiedad de adsorberse en la superficie o interfase del sistema alterando de manera significativa el grado de energía libre de superficie o interfase [10]. Un surfactante está casi siempre compuesto por dos partes: una larga cadena hidrocarbonada (o en lugar de átomos de hidrógeno átomos de flúor para surfactantes fluorocarbonados) que es insoluble en agua pero soluble en aceite, y una cola altamente soluble en agua.

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

- **Surfactante Catiónico:** A las formaciones de carbonato las deja mojadas por agua y las areniscas mojadas por aceite. Algunos ejemplos son: poliaminas y sus sales, sales de amonio cuaternarias, óxido de aminas.
- **Surfactante Aniónico:** Deja a las calizas mojadas por aceite y a las areniscas mojadas por agua. Algunos ejemplos son: Sales de ácido carboxílico, sales de ácido sulfónico, ésteres de ácido fosfórico y polifosfórico.
- **Surfactante Anfotérico:** Son moléculas orgánicas en las cuales su carga

iónica depende del pH del fluido.

- **Surfactante no iónico:** No modifican la mojabilidad de la roca y son los más empleados en cuanto es difícil por la heterogeneidad de las rocas, determinar una única carga. Algunos ejemplos son alquifenoles polioxietilenados, alcoholes polioxietilenados, glicoles polioxietilenados, mercaptanos polioxietilenados, ésteres de ácido carboxílico, alcanoaminas, glicoles acetilénicos ternarios, siliconas polioxietilenados, entre otros.

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

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

1.5.3.6 Polímero

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

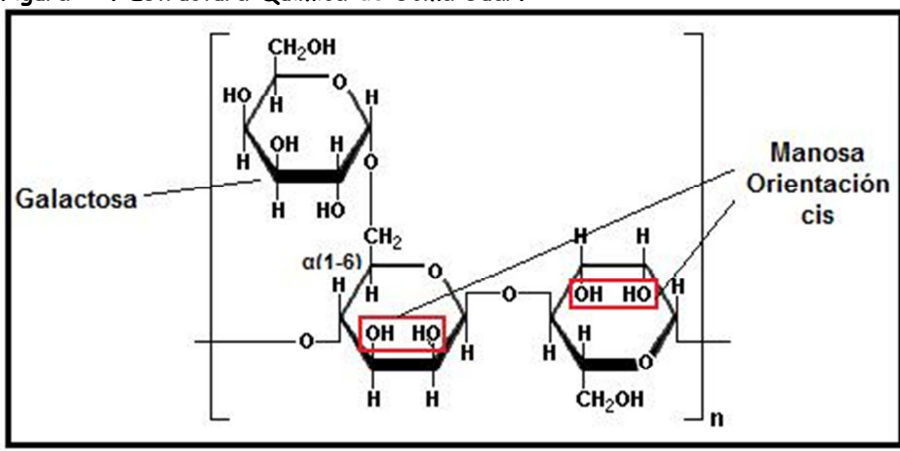
1.5.3.6.1 Polímeros para fluidos base agua

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

➤ **Goma Guar**

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

Figura 11. Estructura Química de Goma Guar.



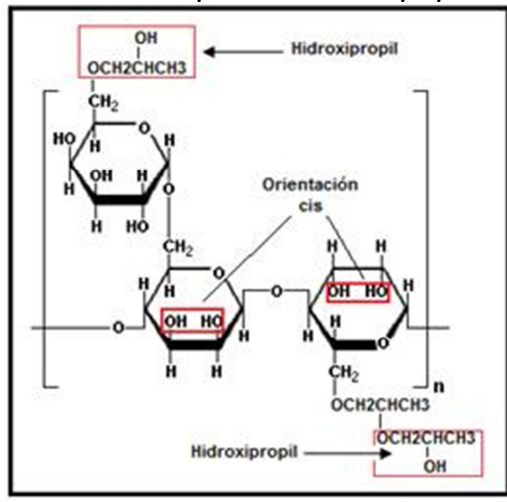
Fuente: ELY, John, 1989 [9]

➤ **Goma Hidroxipropil Guar (HPG)**

Desarrollado en la década de 1970, HPG es el polímero más usado en fluidos de fractura base agua. Se obtiene por la reacción entre óxido de propileno y goma guar, creando un polímero con estabilidad térmica superior a la goma guar (Figura 12), con más propiedad viscosificante y dejando residuos del 1-4%, lo cual deja de ser ventajoso si la formación es de alta permeabilidad y se requiere el residuo

como un agente controlador de “fluid loss”. Al igual que la goma guar, la reticulación se debe a la orientación “cis” de los grupos hidroxilos (-OH). El HPG se vende comercialmente con rompedor interno, con efecto retardado en la hidratación o sin este efecto, para mezcla por baches o continua.

Figura 12. Estructura química de Hidroxipropil Guar HPG.

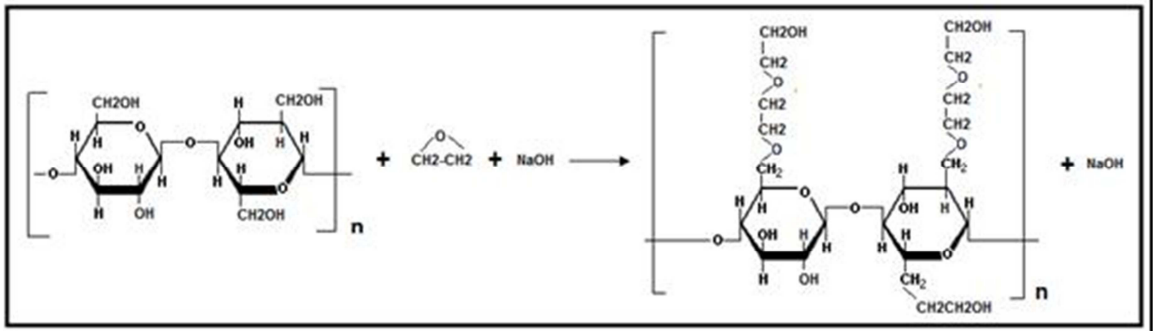


Fuente: ELY, John, 1989 [9]

➤ **Hidroxietilcelulosa (HEC)**

Es considerado un polímero sintético que se forma al tratar celulosa (que proviene del algodón o madera) con hidróxido de sodio y óxido de etileno (Figura 13). El reactivo límite es el óxido y como producto secundario se obtiene grupos oligoméricos producto de la reacción entre HEC y el óxido de etileno.

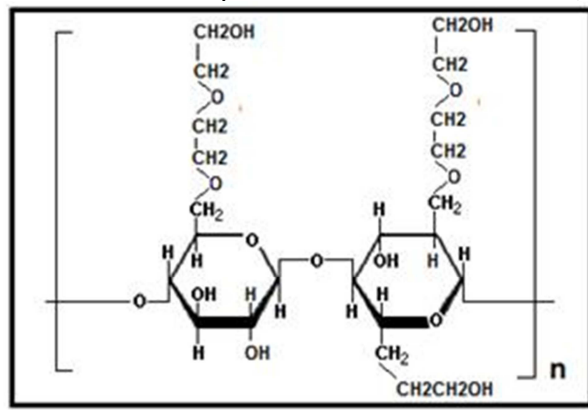
Figura 13. Síntesis de Hidroxiethylcelulosa a partir de celulosa y óxido de etileno.



Fuente: MEISTER, John. Polymer Modification: [13]

La HEC es utilizada en sistemas de fluidos lineares y al igual que sus derivados, no dejan residuos pero su uso es limitado por su alto costo [8]. La HEC (Figura 14) presenta grandes dificultades en la reticulación; el uso de retardadores como glicoxilato, permiten que tratamientos de fractura a alta temperatura sean realizados con altas concentraciones de HEC. Este polímero es diseñado para aplicaciones batch o continuas y puede ser de hidratación retardada o rápida.

Figura 14. Estructura química de Hidroxiethyl Celulosa (HEC).



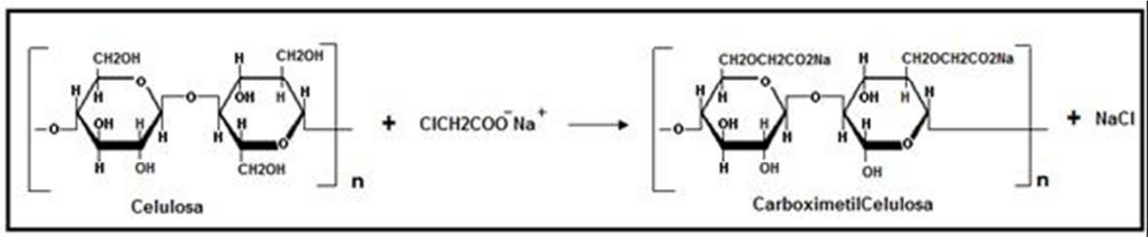
Fuente: ELY, John, 1989 [9]

➤ **Carboximetilcelulosa (CMC)**

Tiene muy poco uso en fluidos de fracturamiento debido a su sensibilidad a las sales y por su alto costo. El grupo carboximetileno facilita la reticulación de este

polímero con metales pesados, pero su uso se limitó en la década de los 70's [8]. La CMC (Figura 15) es producida por la reacción de celulosa y monocloroacetato a condiciones muy controladas. Este polímero es diseñado para aplicaciones en baches o continuas y tiene rápida hidratación.

Figura 15. Síntesis de Carboximetilcelulosa a partir de celulosa y monocloroacetato de sodio.



Fuente: MEISTER, John. Polymer Modification: [13]

1.5.3.6.2 Polímeros para fluidos base aceite

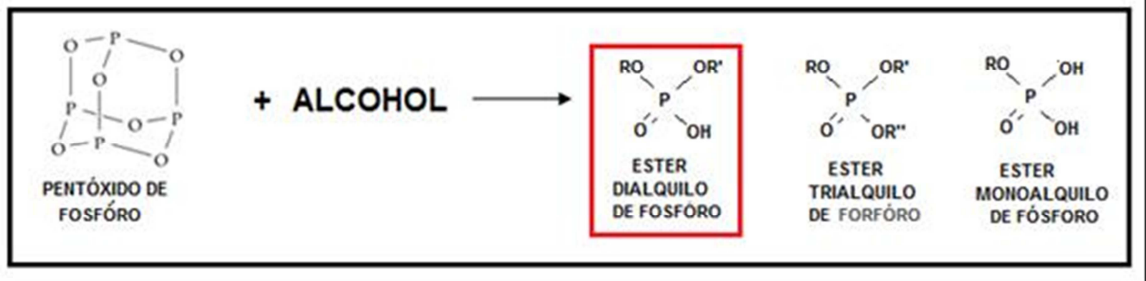
Los primeros trabajos de fracturamiento hidráulico se basaron en fluidos base aceite, los cuales se gelificaron con Napalm (sal de aluminio de ácido graso). Años más tarde los jabones fueron empleados para impartir viscosidad a los fluidos base aceite por agregación micelar, seguido del uso de sales de aluminio carboxilato. Durante los últimos 25 años, los fluidos base aceite gelificados han estado asociados al avance de la química de fosfatos de ester [13].

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

➤ Fosfato de Ester

Los fosfatos ester son producto de la reacción entre un pentóxido de fósforo y un alcohol, formando en mayor proporción éster dialquilo y en menores cantidades éster mono y trialquilo (Figura 16). La solubilidad en el hidrocarburo está limitada por la presencia de los grupos alquilo.

Figura 16. Esquema de la formación de fosfatos de éster.



Fuente: MEISTER, John. Polymer Modification: [13]

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

➤ **Jabones de ácidos grasos**

Este jabón incrementa la viscosidad, reduciendo la pérdida de filtrado del fluido de fractura y la fricción durante el bombeo por tubería. Estos geles pueden ser preparados in situ de manera continua o por baches, mezclando una base fuerte (30-50%) con un ácido graso disuelto en el aceite. La reacción forma micelas que son gotas de agua rodeadas de moléculas de ácido graso en el aceite. Capas alternantes de moléculas alrededor de las gotas interactúan formando una estructura gelificada. Estos sistemas no pueden ser usados a más de 200°F debido a que tienen a convertirse en una grasa semisólida [15].

1.5.3.7 Agentes reticuladores o crosslinkers.

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

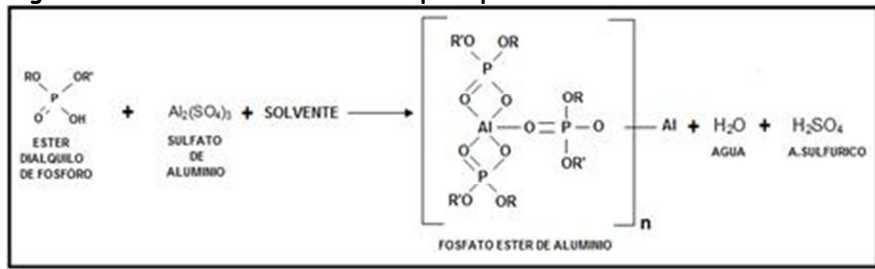
La reacción de reticulación se ve afectada por la hidratación del polímero (ligante), la concentración del agente reticulador (metal), el pH, la temperatura y la

velocidad de cizalla (shear rate). La estabilidad de un fluido reticulado es mayor cuando durante la reacción las velocidades de cizalla son bajas, de esta manera la reticulación ocurre de manera ordenada y uniforme confiriendo al fluido mejor estabilidad térmica y oxidación.

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

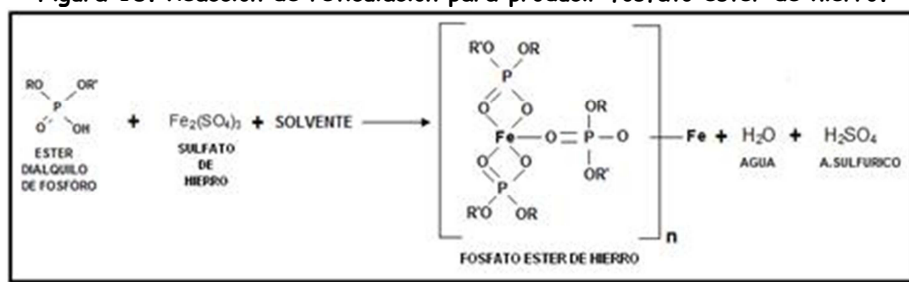
Algunos crosslinker empleados son: Pironatimoniato de Potasio que trabaja a bajos pH, Trietiloamina de Titanio (pH 6-9), Tetraborato de Sodio, Acido Bórico, Oxidloruro de Zirconio empleado en sistemas CMHPG y CMHEC, Lactato de Zirconio (pH 9-10), Acetato de Aluminio en sistemas CMHPG o CMHEC (pH 3 a 5), Sulfato de Aluminio como reticulador de Ester de fosfato en fluidos base aceite (Figuras 17, 18 y 19).

Figura 17. Reacción de reticulación para producir fosfato ester de aluminio.



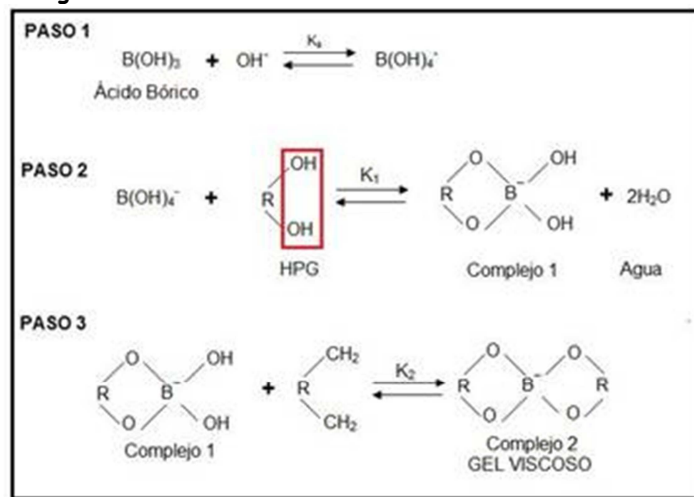
Fuente: MABERRY, 1970 [14]

Figura 18. Reacción de reticulación para producir fosfato ester de hierro.



Fuente: MABERRY, 1970 [14]

Figura 19. Reticulación de Goma Guar con Ácido Bórico.



Fuente: DE KRUIJF, Alexander *et al.* The Relation between Chemistry and Flow Mechanics of Borate Crosslinked Fracturing Fluids.

1.5.3.8 Rompedor o breaker

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

1.5.3.8.1 Rompedores para fluidos base agua

➤ Enzimas

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

➤ Agentes oxidantes

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

➤ Ácidos débiles

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

1.5.3.8.2 Rompedores para fluidos base aceite

➤ **Bases débiles**

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

➤ **Ácidos orgánicos débiles**

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

➤ **Compuestos Amoniacales-Alta temperatura**

Degradan los jabones mencionados anteriormente.

➤ **Compuestos Aminas**

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

1.6 Material de soporte de fractura

La principal función del material propante es mantener abiertas las fracturas creadas por el fluido de fractura, creando canales de flujo por los cuales el crudo puede fluir, es decir, mejorando las condiciones de permeabilidad. Si la trituración e incrustamiento son mínimos (de esta manera se maximiza el ancho de fractura) la capacidad de flujo aumenta.

Algunos tipos de material propante son:

- *Silica Sand*: Por su bajo costo, la silica sand (usualmente de Ottawa) es la más ampliamente usada como agente propante en fracturamiento

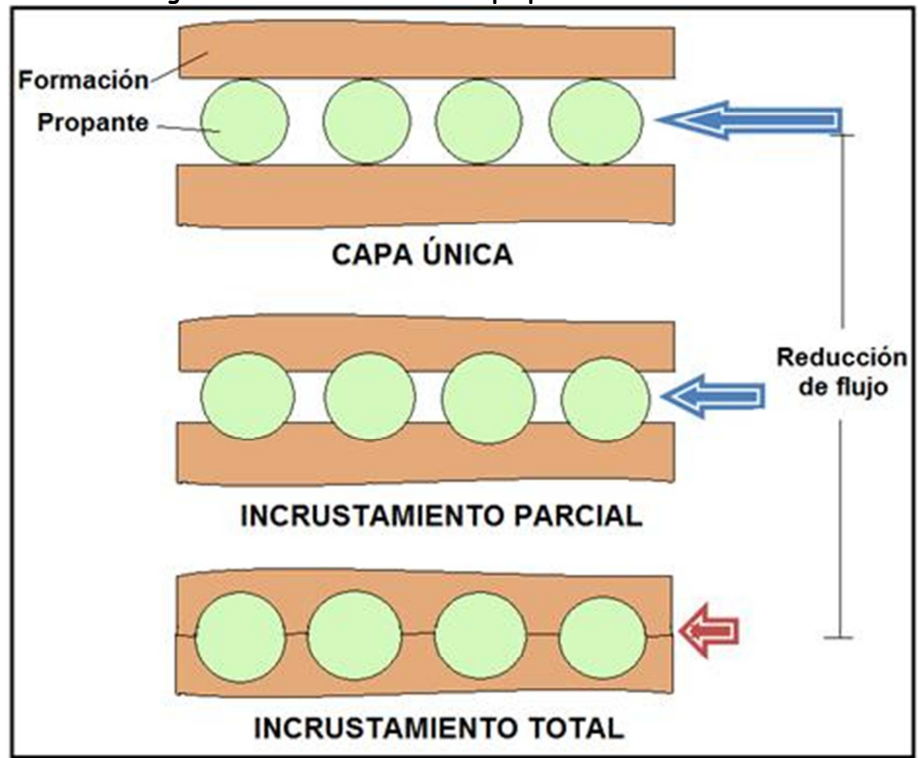
hidráulico.

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

La tensión aplicada cuando la fractura se cierra tiende a moler los granos de propante, reduciendo la permeabilidad por la gran cantidad de finos creados. Es deseable, que el propante aparte de tener resistencia tenga dureza, es decir, que ante la aplicación de una tensión, el material no se pulverice sino que se deforme. Silica Sand y UCAR Props tienen baja dureza.

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

Figura 20. Incrustamiento de propante en la formación.

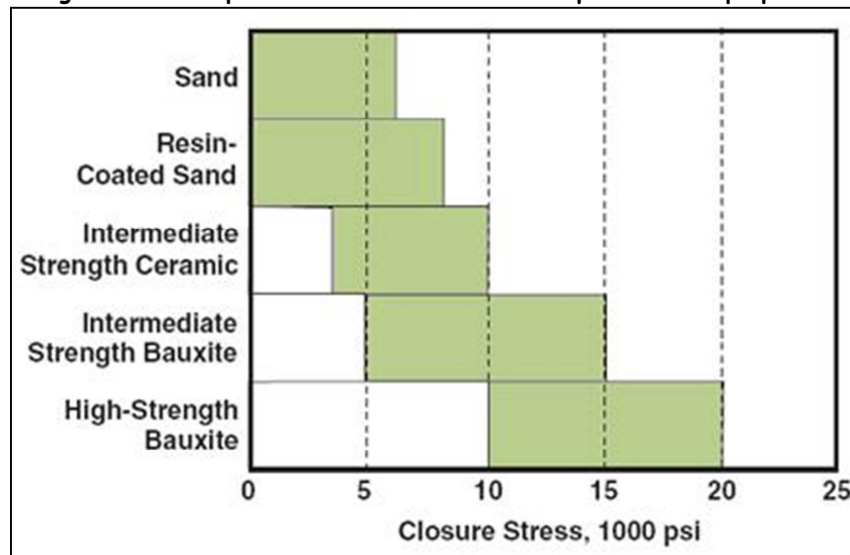


Fuente: Fuente: Chevron Drilling Reference Series. Completion Practices. Volume Sixteen [12]

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

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

Figura 21. Guía para la selección de material apuntalante o propante.



Fuente: DANESHY, Ali A *et al.* Well Stimulation [16]

2 DAÑO A LA FORMACION EN LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO (FH)

2.1 Daño de formación (DF) [17, 18]

Hace más o menos cincuenta y cinco años, cuando el hallazgo de nuevos campos y pozos de alto potencial, redujeron el costo del crudo a US\$0.1/bbl, el DF y la pérdida de productividad era de poca importancia. A medida que las reservas caen y los costos para la explotación y desarrollo incrementan, debido a la dificultad de encontrar y desarrollar nuevas reservas, se requiere optimizar las existentes. Ello implica mejorar o maximizar la productividad de los pozos existentes mediante la prevención efectiva de daños y la remoción de los existentes.

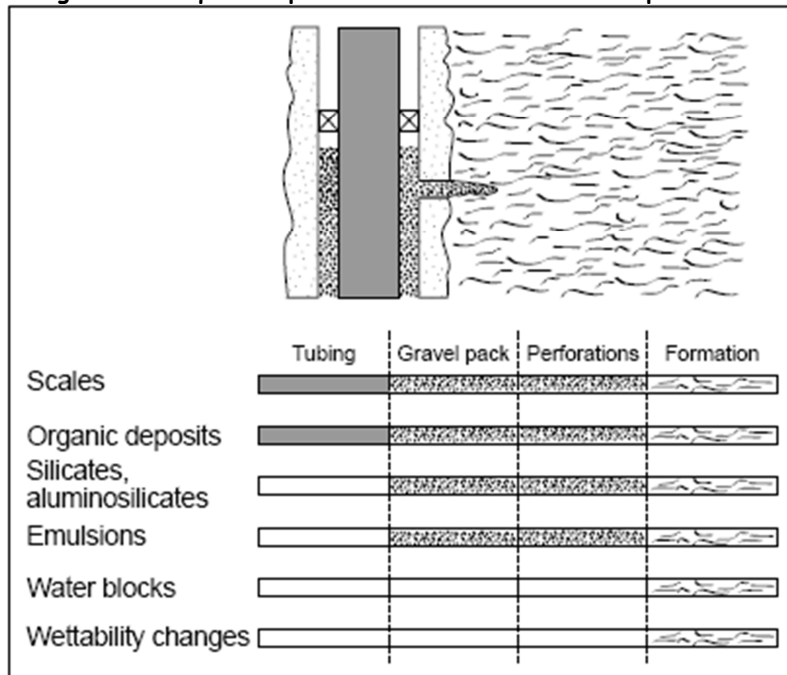
El término daño de formación y el efecto skin se han aplicado para describir muchos impedimentos de productividad del pozo (Krueger, 1986; Porter, 1989). En general el daño puede ser cualquier cosa que obstruya el flujo normal de los fluidos a la superficie, que puede estar en la formación, perforaciones, sistema de elevación, tubulares o restricciones a lo largo de la trayectoria del flujo. Sin

embargo daños a la Formación se refiere específicamente a las obstrucciones que ocurren en la región vecina al pozo dentro de la roca matriz. El daño de formación se define como el cambio de permeabilidad (k) y porosidad (Φ) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que en la bibliografía se la conoce como *piel* (skin), que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad. La permeabilidad y la porosidad de la zona dañada, se denotan como $k(\text{skin})$ y $\Phi(\text{skin})$ respectivamente.

En la Figura 22 se muestra algunos tipos comunes de daño, los cuales pueden ocurrir en cualquier parte del sistema de producción, desde la tubería hasta la formación. Tal distinción no es hecha por lo general, porque rara vez la caída de la producción se debe a una falla en una sola parte del sistema de flujo. La importancia de determinar las causas de los daños observados, no puede ser subestimada. Sólo al conocer el mecanismo de daño, su ubicación y cómo está afectando el flujo puede un tratamiento ser eficaz en la estrategia que se desarrollará. Ha habido importantes mejoras en los últimos años en el reconocimiento

y en la descripción de los distintos tipos de daños, y muchas publicaciones han aparecido sobre el tema, como referencia y para quien quiera profundizar en el tema se nombran los siguientes autores (Allen, 1973; Hurst, 1973; León, 1973; Sands, 1973; cristiana y Ayres, 1974; Bruist, 1974; haw y Rugg, 1974; Negro y Rike, 1976; Maly, 1976; Sparlin y Hagen, 1983; Krueger, 1988; Amaefule et al, 1998; Adair y Smith, 1994; Beadie, 1995; Reid, 1996).

Figura 22. Esquema tipos de daños en un sistema de producción.



Fuente: Kubacki, 1989 [18]

Hoy está en boga el tema de campos maduros para aumentar el recobro y compensar la declinación natural. Se están implementando programas de EOR y IOR, los cuales implican a menudo perforar nuevos pozos e implementar costosos programas, viables solo con el alto costo del barril. Sin embargo, posiblemente sea una solución alternativa a tratar de remediar y evitar el DF en los pozos existentes. La evaluación del daño de formación y la implementación de programas prevención y de tratamiento para recuperar las reservas puede ser la mejor estrategia.

El DF, es una causa artificial, que reduce la producción de una capa productiva, no es posible de evitar, por lo tanto debe ser minimizado. En un equilibrio físico y químico como es un reservorio, al perforarlo, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con otro artificial, que puede ser o no compatible con ese reservorio; de esta manera, está siendo alterado el sistema inicialmente en equilibrio. La prevención del daño apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan con

el mínimo daño, o mínima contaminación posible, evitando así, que la producción se vea afectada. El daño puede estudiarse mediante el análisis de gradientes de presión. Las principales y más comunes operaciones causantes de la existencia de un daño de formación son:

- Perforación
- Completamiento del pozo
- Cementación
- Cañoneo
- Trabajos de Workover
- Trabajos de estimulación

Es importante tener en cuenta que no todos los tipos de daño de formación requieren un tratamiento de eliminación. Algunos tipos de daños se limpiarán durante la producción, y otros se pueden eliminar por los cambios en las prácticas de operación. Además, es erróneo calificar como "daños" algunos deterioros en la producción, cuando en realidad son producto de pobres diseños de los sistemas de flujo, los cuales se pueden remediar con cambios operativos.

2.1.1 Análisis cuantitativo del Daño de formación [17]

El daño de formación se mide mediante un coeficiente denotado por "S" que se denomina severidad. Este daño puede tener diversos valores, que pueden llegar a ser muy grandes.

- $S > 0$: Pozo dañado. En este caso, existen restricciones adicionales al flujo hacia el pozo. Puede reemplazarse el sistema utilizando una ecuación que tenga en cuenta un diámetro del pozo menor que el perforado.
- $S = 0$: Pozo sin daño. El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo. El pozo está produciendo con un diámetro igual al real.
- $S < 0$: Pozo estimulado. El pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación provocada por

fracturación hidráulica o estimulación ácida. Se considerará en este caso, que el pozo produce con un diámetro de pozo mayor que el perforado.

2.1.2 Radio equivalente del pozo

Como la producción del pozo está íntimamente relacionada con la severidad del daño en la formación, en lugar de complicar la ecuación del índice de producción IP, es conveniente definir un radio equivalente del pozo, donde se supone que el pozo tiene un diámetro que no es el verdadero, sino que es un diámetro virtual que depende del daño en forma directa. Se define como radio equivalente:

$$r'_w = r_w \cdot e^{-S}$$

De esta forma, con el radio equivalente se calcula el índice de productividad IP:

$$IP = \frac{k \cdot h}{\alpha_r \cdot B_0 \cdot \mu \cdot \ln(r_e / r'_w)} = \frac{Q}{P_e - P_{wf}}$$

Donde:

- k : Permeabilidad
- h : Espesor de la capa o nivel
- α_r : Coeficiente de unidades (en sistema darcy $\alpha_r = 1$)
- B_0 : Factor volumétrico del petróleo
- μ : Viscosidad absoluta
- r_e : Radio de drenaje
- r'_w : Radio equivalente del pozo
- r_w : Radio del pozo perforado
- Q : Caudal de producción
- P_e : Presión estática de la formación
- P_{wf} : Presión dinámica de la formación

- S : Daño total de la formación

Se sabe que el daño afecta solo a una zona en las inmediaciones del pozo, que no está muy bien definida, en la cual la permeabilidad se va afectada. Esta zona se la denomina piel (skin) y tiene un radio medido desde el centro del pozo que puede ser estimado mediante perfiles como el microlaterolog o el perfil de proximidad. El daño de la formación se determina mediante ensayos, pero de no tener los datos precisos puede ser estimado mediante la relación de permeabilidades y radios del skin y la formación.

$$S = \left(\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right)$$

Como se trata de relaciones, la ecuación es independiente de las unidades que se utilicen, siempre que sean las mismas.

En condiciones normales, S toma valores entre 1 y 7 para pozos dañados, considerándose que para un $S > 7$ el daño es severo, con $S > 10$ el daño es grave. En base al valor que asume S se analiza si realmente conviene reparar el pozo.

Donde:

- k : Permeabilidad media de la formación productiva
- k *skin* : Permeabilidad media de la zona afectada por el daño (skin)
- r *skin* : Radio desde el centro del pozo al borde externo del skin
- r_w : Radio del pozo

La caída de presión adicional puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{skin} = \frac{Q \cdot B_0}{4 \cdot \pi \cdot T} \cdot 2 \cdot S$$

Ecuación que depende de la temperatura (T) del yacimiento.

La siguiente es la composición del valor que asume el daño de formación:

$$S = S_{c+\theta} + S_p + \sum PS + S_d$$

Donde:

- S : Daño total de formación
- $S_{c+\theta}$: Daño por penetración parcial e inclinación (-)
- $\sum PS$: Conjunto de pseudodaños
- S_d : Daño verdadero

El conjunto de pseudodaños es función de la distribución de fases, las permeabilidades relativas de las mismas, los caudales y el tipo de flujo (laminar o turbulento).

2.2 Daño de formación (DF) en fracturamiento hidráulico [17, 18, 19]

En forma general en las operaciones de fracturamiento hidráulico se pueden presentar DF, por la acción de dos factores fundamentales, estos son los fluidos de fractura y el agente de soporte.

Se debe resaltar que el daño más común en los trabajos de FH es el producido por el polímero residual, cuando se utilizan fluidos convencionales, cuya viscosidad está dada por la cantidad de polímero adicionado, el cual es retenido en mayor o menor proporción tanto dentro de la formación (leakoff) como dentro de la misma fractura (proppant pack). Con base en esta premisa el presente trabajo se enfoca en el estudio de este tipo de daño de formación.

2.2.1 DF por fluidos de fractura [17]

Idealmente un fluido de fractura no debería taponar o bloquear la formación, sin embargo se ha evidenciado a lo largo de la historia que estos tipos de fluidos convencionales causan reducciones significativas en los valores de permeabilidad. Esta ocurre principalmente en la zona de la matriz que está más cercana al pozo y causa problemas en el flujo radial.

En ciertas consideraciones especiales los fluidos de FH pueden causar DF por diferentes razones, las cuales se especifican a continuación:

➤ **Incompatibilidad entre fluidos.**

Esta puede dar origen a diferentes reacciones en la roca y el material cementante, cualquier intercambio iónico puede causar la dispersión de arcillas dando origen a la aparición de partículas finas. Por otra parte fluidos pobremente inhibidos o un surfactante mal escogido pueden generar emulsiones que terminan taponando el medio poroso.

➤ **Retención de fluidos.**

La causa principal de este fenómeno se debe a la presión capilar que retiene los fluidos en el medio poroso (altas tensiones interfaciales). Bajas permeabilidades y porosidad favorecen la retención de los fluidos.

➤ **Precipitados.**

Las razones para la formación de precipitados son muy diversos, entre los que se pueden resaltar las partículas finas insolubles, exceso de aditivos químicos, reacción del material de soporte de fractura, agentes para aumento de viscosidad y principalmente la presencia de iones como Ca y Mg que reaccionan fácilmente a los cambios de pH.

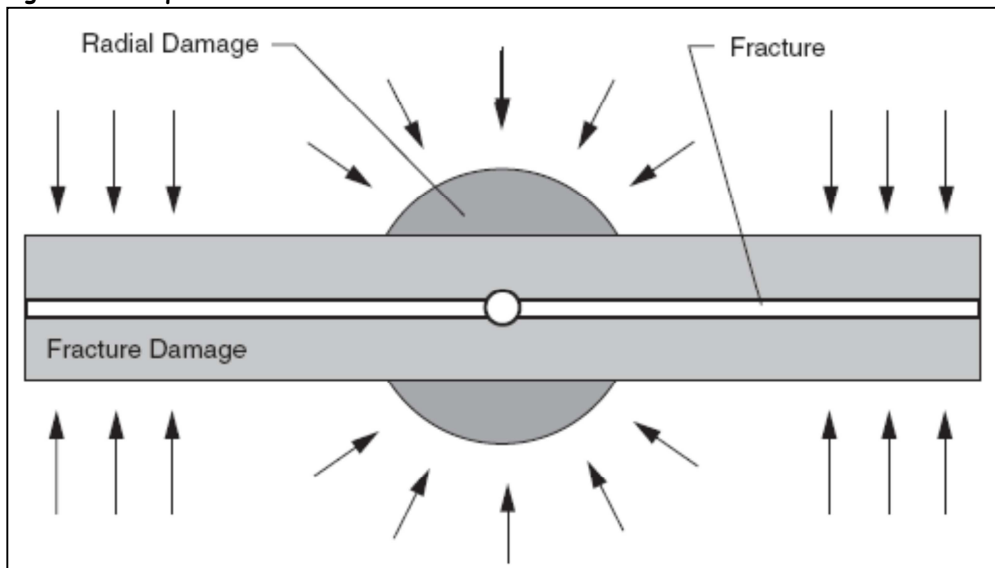


2.2.2 Polímero residual principal actor en el DF [18, 19]

En los procesos para producir los polímeros utilizados en las operaciones de FH, como es el caso del polvo de guar no se separa completamente las impurezas o subproductos del proceso, los cuales generalmente no son solubles en agua. Se estima que de un 6% al 10% de residuos insolubles pueden estar presentes en los fluidos de guar. Esta situación se presenta con los demás polímeros derivados de plantas como el hydroxypropylguar (HPG). Dependiendo del yacimiento, la acumulación de este material en los poros de la matriz puede causar significativas pérdidas de permeabilidad.

Pero la situación más crítica se presenta cuando después de realizar el fracturamiento en el pozo, el proceso de remoción de los polímeros (“clean-up”) no se realiza adecuadamente y terminan generando residuos que a su vez forman una torta en la cara de la formación (Figura 23) o dentro de la propia fractura (“fracture skin damage”) y que determinan en gran medida el éxito o fracaso de las operaciones de FH, pues de esto depende directamente la producción incremental obtenida.

Figura 23. Esquema daño de formación en cara de fractura.



Fuente: CINCO-LEY, 1978 [20]

Es aquí donde toma importancia el concepto de la tensión interfacial, pues esta resulta ser fundamental cuando, en la última etapa del fracturamiento hidráulico, se debe sacar de la formación el fluido de fractura roto, para no producir taponamiento en los poros debido a residuos de polímero.

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

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

$$P_c = 2\delta \cos\theta / r$$

Donde:

P [dina/cm²]: Presión Capilar

Θ : Ángulo de contacto entre un fluido y un sólido

δ [dina/cm]: Tensión interfacial

r [cm]: Radio capilar

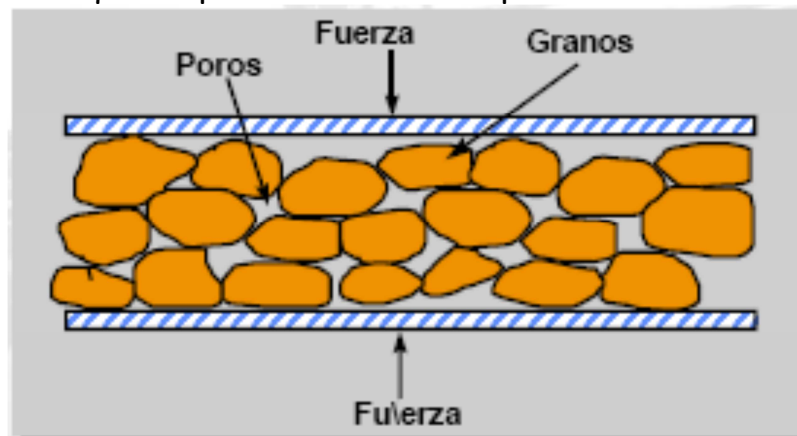
El Número Capilar N_c , es un número adimensional que relaciona las fuerzas viscosas de drenaje y la fuerza capilar. Es empleado en “waterflooding” en procesos de recobro mejorado, en el cual se inyecta un fluido desplazante (agua), hacia la formación generándose un efecto pistón que moviliza el crudo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

2.2.3 DF por material de soporte de fractura (crushing).

Otro actor que en principio puede generar DF en una operación de FH es el material de soporte; este juega un papel fundamental en un proceso de FH, puesto que de la buena elección y uso el mismo depende en gran medida el éxito del tratamiento.

Estos materiales deben oponerse a tensiones (esfuerzos) de tierra para mantener abierta la fractura después de la liberación de la presión hidráulica, de tal forma que la fuerza del material es de crucial importancia (Figura 24). El material debe ser lo suficientemente fuerte para soportar la tensión de cierre, de lo contrario sufrirá un proceso de triturado (crushing) y por ende la conductividad de la fractura será considerablemente menor que el valor de diseño, disminuyendo tanto el ancho como la permeabilidad del lecho formado por el agente de sostén en la fractura.

Figura 24. Esquema disposición del material de soporte en la fractura.

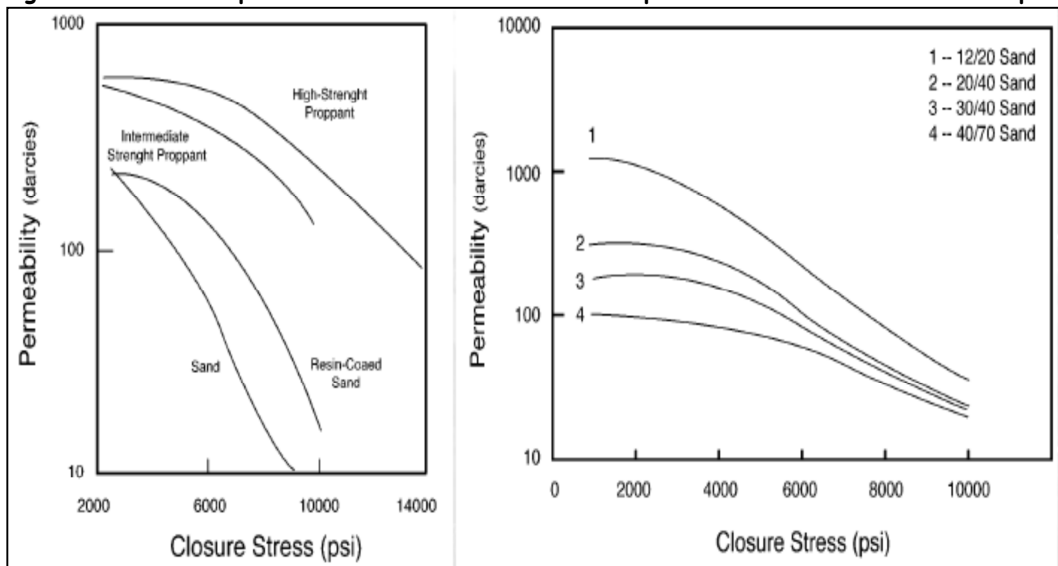


Fuente: CINCO-LEY, 1978 [20]

Adicionalmente un proceso de crushing puede generar suficiente material fino como para taponar los espacios porosos, tanto de la formación como del mismo material de sostén, cuando se induzca flujo en el medio poroso.

Los factores considerados en la selección de los materiales de sostén son el tamaño, forma, composición y en menor medida la densidad. En la Figura 25 se exponen las graficas utilizadas para escoger el tipo de material de soporte según las permeabilidades, y los esfuerzos a los que se piensan someter.

Figura 25. Graficas presión de cierre Vs Permeabilidad para diferentes materiales de soporte.



Fuente: CINCO-LEY, 1978 [20]

En conclusión los tipos de daño que se pueden ocasionar por cada factor en las operaciones de FH se resumen en la tabla 1.

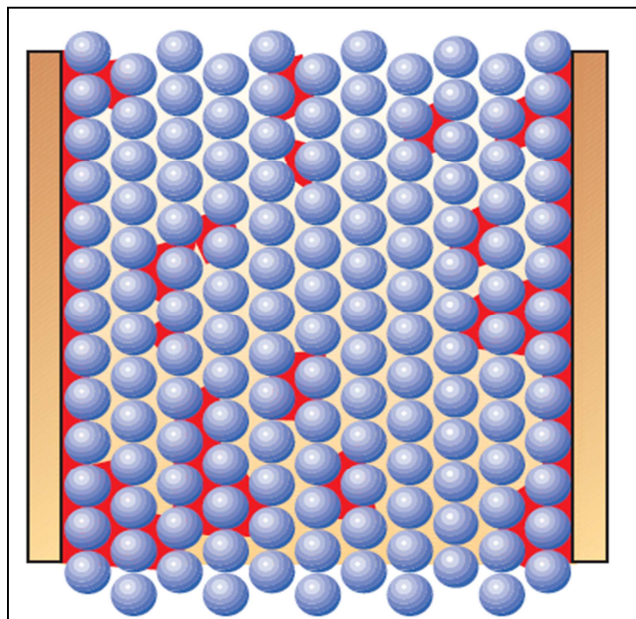
Tabla 1. Cuadro resumen del tipo de daño y su factor de causa.

DF Por Fluidos de Fractura	
Factor de Causa	Tipo de Daño
Incompatibilidad entre fluidos	Taponamiento de la matriz por emulsiones y precipitación de sólidos.
Altas tensiones interfaciales	Retención de fluidos en la matriz por efecto de la presión capilar.
Partículas finas insolubles	Taponamiento de la matriz por sólidos
Cambios de pH	Precipitación de carbonatos en la formación
Polímero residual	Bloqueo del sistema poroso productivo
DF Por Material de Soporte	
Factor de Causa	Tipo de Daño
Triturado material de soporte (crushing)	Taponamiento de espacios porosos de la matriz y del mismo material de soporte.
Disolución del material de soporte	Taponamiento de fractura

3 EFECTOS DEL DF SOBRE LA PRODUCCION [21, 22]

Como se dijo anteriormente, el propósito principal de una fractura consiste en generar un canal de flujo de alta conductividad a través de la formación para mejorar la producción del pozo. Idealmente, los aditivos no deberían dañar la permeabilidad en la cara de la formación frente a la fractura, producida debido al excesivo "leakoff"; o en el paquete de apuntalante que se produce normalmente debido a la ruptura inadecuada de las cadenas poliméricas en el fluido de fractura (Figura 26). Pero en realidad, muchos de los fluidos y aditivos forman tortas de filtración de larga duración, que no se quitan fácilmente de la fractura.

Figura 26. DF por retención de polímero en la cara de la formación y en el material de soporte de fractura.

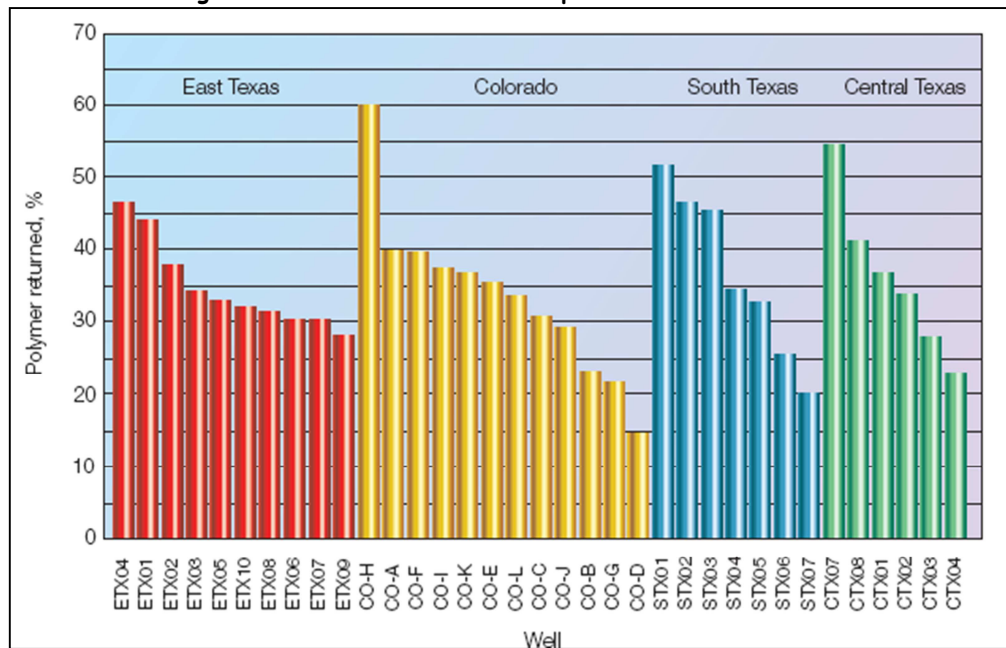


Fuente: MATHUR A.K, 1995 [21]

3.1 Retención de Polímero en el medio poroso.

Los análisis de “flowback” realizado en 150 pozos de Estados Unidos los cuales fueron intervenidos con FH, muestran un promedio de retorno del 35% del total de polímero bombeado (Figura 27). Lo que demuestra el gran volumen remanente de polímero dentro del medio poroso, conllevando a la pérdida de flujo.

Figura 27. Datos estadísticos de polímero retenido en FH.



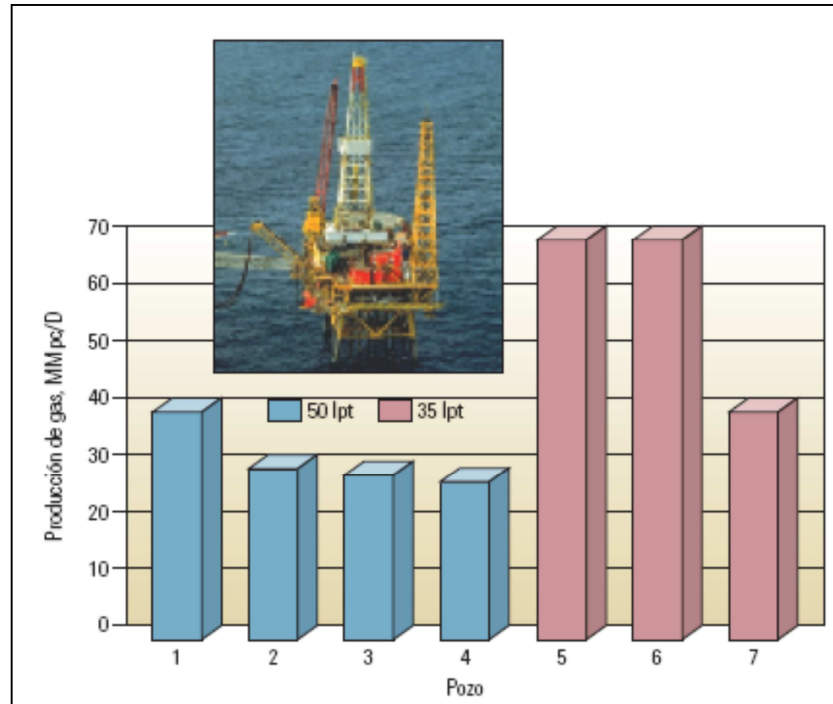
Fuente: CHASE, 1997 [24]

3.2 Polímero Retenido Vs Producción

La afectación de esta retención de polímero en el medio poroso incide directamente sobre la producción de hidrocarburos, como ejemplo podemos tomar los resultados obtenidos en el campo Matagorda del golfo de México (Figura 28), en donde la producción de los pozos terminados con FH duplicaron su producción luego de que BP-AMOCO comenzara a utilizar fluido de fractura (Hidroxipropilgaur HPG) reticulado de 35 ppt (pozos 5 al 7), en vez del fluido inicial con concentración de polímero de 50 ppt (pozos 1 al 4). El pozo 7 también mostró una

productividad alta, pero la producción estuvo limitada por una tubería de producción pequeña.

Figura 28. Efectos sobre la producción de diferentes concentraciones de polímero utilizados en un fluido de fractura.



Fuente: GADIYAR, 2004 [35]

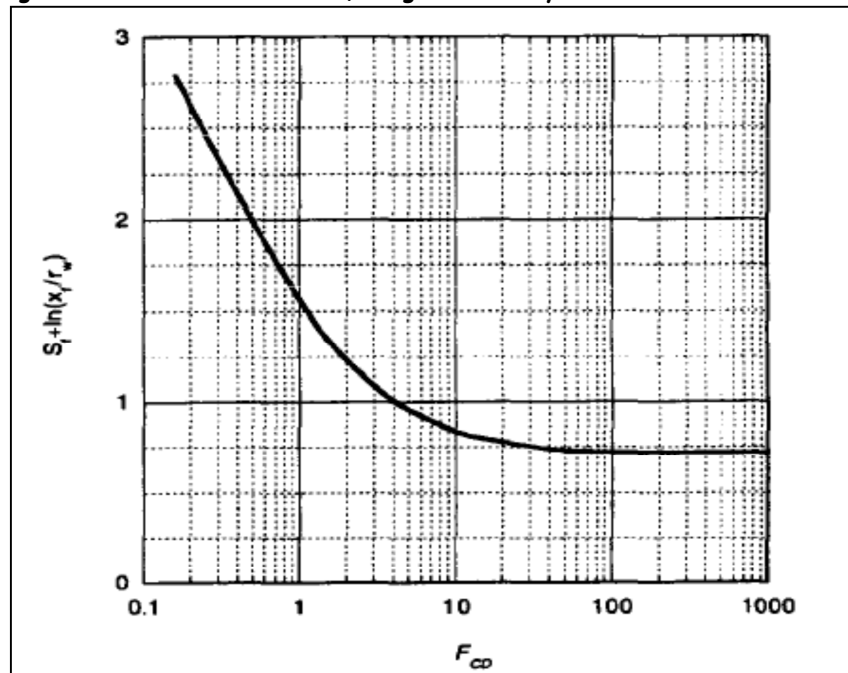
Según los estudios realizados por Holditch (1979), se ha demostrado que una reducción del 90% de la permeabilidad en la cara de la fractura se puede tolerar, por el alto régimen de flujo lineal causada por la fractura. Esto es relativamente cierto para yacimientos de baja permeabilidad (por ejemplo, $k < 5$ mD), cuando la conductividad de la fractura es de moderada a grande y la longitud de la fractura es grande (siempre mayor de 200 pies). Pero en yacimientos de alta permeabilidad los daños en la cara de la fractura, causada por pérdidas de fluido por filtrado ("leakoff"), es de importante consideración, pues en este caso las fracturas tienden a ser cortas en longitud (menores a 50 pies); igualmente debe considerarse el factor adimensional de conductividad de fractura (denotado como $F_{CD} = K_F \cdot W / K \cdot X_F$), el cual depende en gran medida del ancho de fractura, de la

calidad de material de soporte y sobre todo de la eficacia de desglose de polímero después del tratamiento. Donde K_F = permeabilidad de la fractura, W = ancho de fractura, K = permeabilidad del yacimiento aledaña a la fractura y X_F = longitud de la fractura.

3.3 El efecto Skin.

La Figura 29 proporciona un medio para calcular el efecto del Skin dentro de la fractura (S_F), resultante de una conductividad finita en una fractura sin daño en la cara de la formación [21]. Para los tratamientos que se estudian aquí, los valores de F_{CD} mayores que 10 son poco probables; con frecuencia son menos de 1. En la literatura se especifica el procedimiento de diseño de estos tratamientos, lo que resulta en valores de F_{CD} del orden de 0,1 a 1.0 [22].

Figura 29. Relación entre Skin, Longitud media y conductividad de fractura.

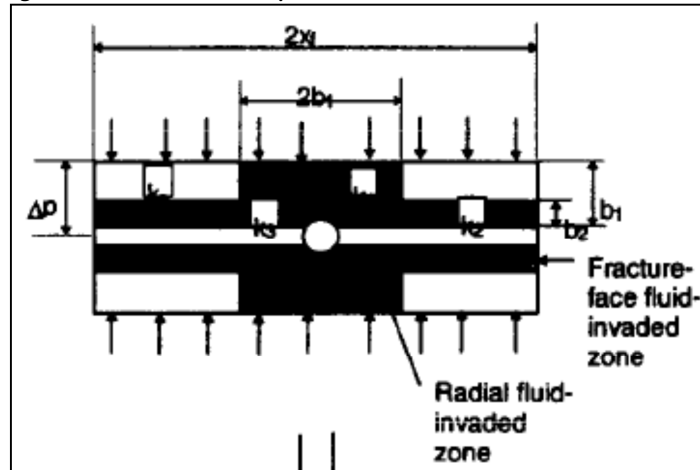


Fuente: MATHUR, 1995 [22]

3.4 Modelo conceptual del DF en la cara de la formación

La Figura 30 muestra un modelo conceptual simplificado que representa la geometría de varias regiones con diferente permeabilidad de la zona dañada. Asumiendo que la intrusión o flujo de fluido dentro de la formación ocurre solo en dirección perpendicular a la fractura y que la zona circular (radial) dañada se puede asumir como un rectángulo, el equivalente de permeabilidad K' en la región adyacente a la fractura, puede calcularse por la combinación de las diferentes permeabilidades de las zonas conectadas y en serie.

Figura 30. Modelo conceptual del DF en la cara de la fractura.



Fuente: MATHUR, 1995 [22]

De tal forma que K' se puede expresar como lo muestra la ecuación (1), así:

$$k' = \frac{b_1}{x_f} \left[\frac{b_1 k_1 k_3}{(b_1 - b_2) k_3 + b_2 k_1} + \frac{(x_f - b_1) k_r k_2}{(b_1 - b_2) k_2 + b_2 k_1} \right] \dots (1)$$

La caída de presión en toda la región es:

$$\Delta p_s = \frac{q \mu b_1}{4 x_f h k'} \dots (2)$$

Durante el flujo pseudoradial, el equivalente al radio del wellbore de la fractura sin daños es r_w' y la profundidad de daños equivalentes es b' . Entonces, la caída de presión en toda la región dañada es:

$$\Delta p_s = \frac{q\mu \ln\left(\frac{r_w' + b'}{r_w'}\right)}{2\pi h k_d} \dots\dots\dots (3)$$

La profundidad del daño equivalente se obtiene mediante la combinación de las ecuaciones 2 y 3.

$$b' = r_w' \left(e^{\frac{\pi b_1}{2x_f}} - 1 \right) \dots\dots\dots (4)$$

El Skin causado por el daño en el flujo pseudoradial puede ser calcula así:

$$s_d = \left(\frac{k_r}{k_d} - 1 \right) \ln\left(\frac{r_w' + b'}{r_w'}\right) = \frac{\pi b_1}{2x_f} \left(\frac{k_r}{k'} - 1 \right) \dots\dots\dots (5)$$

Sustituyendo la ecuacion 1 en la 5 tenemos que:

$$s_d = \frac{\pi}{2} \left[\frac{b_2 k_r}{b_1 k_3 + (x_f - b_1) k_2} + \frac{(b_1 - b_2) k_r}{b_1 k_1 + (x_f - b_1) k_r} - \frac{b_1}{x_f} \right] \dots\dots (6)$$

La derivación indica que la ecuacion 6 puede utilizarse para calcular un Skin equivalente para daños en el wellbore y la cara de la fractura durante un régimen de flujo pseudoradial, que puede añadirse directamente a el valor de Skin equivalente creada por el fracture sin daños [20]. Para ejemplo, si una fractura

puede crear un Skin de -3 sin daños y el Skin causado para el wellbore y la cara de fractura es de 0,5, entonces el Skin efectivo total causado para el daño de fractura es igual a -2.5.

Las siguientes ecuaciones se ilustran para casos especiales:

- Cuando no hay daño en la cara de la fractura, $k_2=k_r$ y $k_3=k_1$:

$$s_d = \frac{\pi b_1}{2} \left(\frac{k_r}{b_1 k_1 + (x_f - b_1) k_r} - \frac{1}{x_f} \right) \dots\dots\dots(7)$$

- No hay daño en el wellbore, $k_1=k_r$ y $k_3=k_2$:

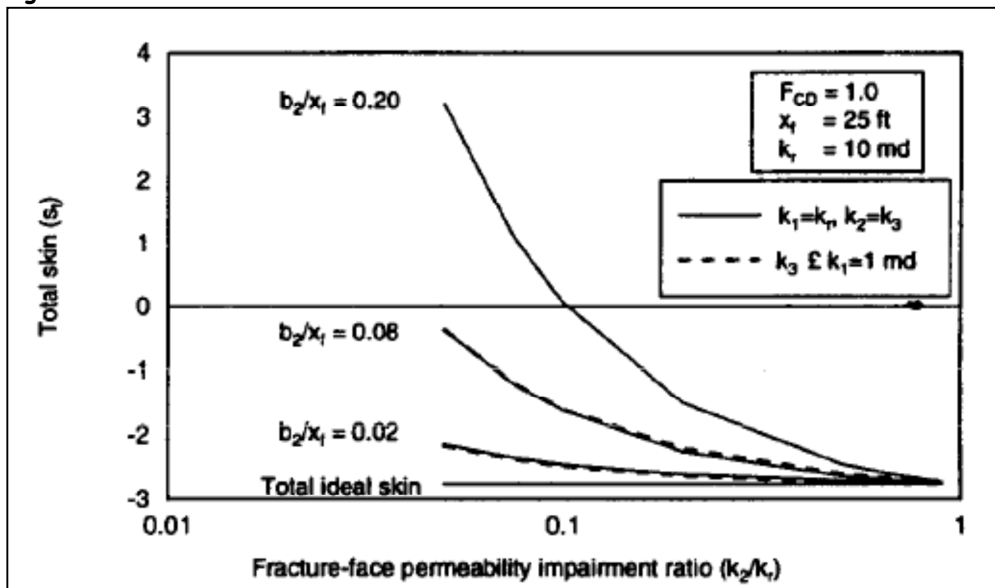
$$s_d = \frac{\pi b_2}{2 x_f} \left(\frac{k_r}{k_2} - 1 \right) \dots\dots\dots(8)$$

- No existe daño en el wellbore ni en la cara de fractura:

$$s_d = 0 \dots\dots\dots(9)$$

Por otra parte en la Figura 31 se muestra la variación del daño total (S_t) relacionado con el radio de penetración del fluido en la formación (b_2) y la longitud de la misma fractura (X_F) (para el caso de un $F_{CD}=1$), que conforman al final el área de la formación dañada por el filtrado de fluido (leakoff).

Figura 31. Variación del Skin total con el radio dañado en la cara de la fractura.



Fuente: MATHUR, 1995 [22]

Donde:

b' = Equivalente a radio dañado por flujo pseudoradial

b_1 = Radio del daño radial

b_2 = Profundidad del daño en la cara

B_o = Factor volumétrico aceite de formación

FCD = Conductividad de fractura adimensional

h = espesor de formación

X_f = Profundidad media de la fractura

K' = Permeabilidad equivalente en la región adyacente a la FH

K_f = Permeabilidad de fractura

K_d = Permeabilidad en la zona radial dañada

K_r = Permeabilidad del reservorio

K_1 = Permeabilidad equivalente en la zona radial dañada

K_2 = Permeabilidad en la zona invadida por el fluido (fuera del daño radial)

K_3 = Permeabilidad en la zona invadida por el fluido (incluyendo el daño radial)

Δp = Diferencial de presión de la presión inicial del reservorio a la presión del wellbore fluyendo.

Δp_s = Diferencial de presión a través de la región con Skin.

q = Caudal del pozo

r_w = Radio del wellbore

r_w' = Radio equivalente del wellbore

S = Factor Skin

S_d = Factor Skin del daño

S_f = Skin calculado para la conductividad de una fractura finita sin daño en la cara de la fractura ni daño radial

S_t = Composición total del daño

W = Ancho de fractura

Φ = Porosidad de la formación

μ = Viscosidad del fluido de formación

Para yacimientos de moderada permeabilidad, la conductividad de la fractura, tiende a ser el factor limitante de la productividad a largo plazo, en lugar de la permeabilidad de la formación, Por lo tanto, el daño causado en la cara de la formación generalmente es una preocupación secundaria.

Con base en lo expuesto anteriormente podemos resumir la importancia del daño de formación ocasionado por el fluido de fractura, sobre la productividad del pozo, según la permeabilidad del yacimiento y la longitud de la fractura misma, como lo muestra la Tabla 1, en esta el factor relevante se encuentra coloreado de azul:

Tabla 2. Cuadro resumen de la relación DF por FH con las propiedades yacimiento.

Permeabilidad del yacimiento (mD)	Longitud de fractura (ft)	Daño en cara de formación < 90%	F_{CD}
0 - 50	>> 200		

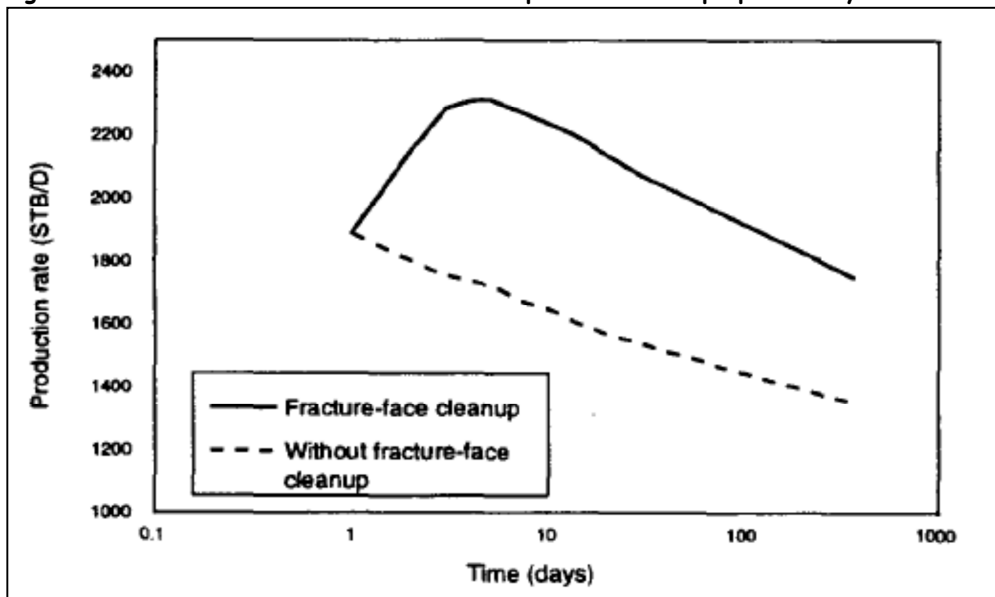
50 - 250	> 150		
>> 250	< 50		

Fuente: El autor.

3.5 El efecto del Skin por polímero residual en la producción

Un ejemplo en la costa del Golfo de Mexico se muestra en la Figura 32 en donde se evidencia el efecto de la limpieza de la solución polimerica durante la puesta en producción del pozo (“flowback”), en donde disminuye el daño ocasionado en la cara de la formación por efectos del filtrado, con la consecuente ganancia de permeabilidad. Para este caso, las propiedades del yacimiento y la fractura son los siguientes: $k = 100 \text{ md}$, $h = 100 \text{ ft}$, $\Delta p = 200 \text{ psi}$, $\Phi = 0.2$, $\mu_o = 0.8 \text{ CP}$, $B_o = 1.25 \text{ rb/STB}$ y $Ct = 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$. Usando los cálculos para $F_{CD} = 1$, $X_f = 25 \text{ ft}$ y $b_2 = 2 \text{ ft}$, con una pérdida de la permeabilidad de 95% el total de Skin es igual a -0.36. Asumiendo una limpieza lineal en 14 días, y pasando del 95 % al 10% de pérdida de K, en la Figura 29 se muestra la evolución del flujo pos-tratamiento. La curva superior es la curva de descenso de la producción con limpieza, que ilustra la rápida mejora de la tasa de producción (pendiente positiva), observada con frecuencia en los trabajos bien diseñados (en contraste con el descenso dramático frecuente en gravel packed Wells).

Figura 32. Cuadro resumen de la relación DF por FH con las propiedades yacimiento.



Fuente: MATHUR, 1995 [22]

Con esto se demuestra que el éxito de un trabajo de FH depende directa, y muy especialmente de la escogencia y optimización físico química del fluido de fractura a utilizar, pues como se observa de esto dependen los buenos resultados de productividad obtenidos después de la estimulación.

Sin embargo también se demuestra que el impacto del daño ocasionado por los fluidos en un trabajo de FH es muy significativo, inclusive si tenemos en cuenta el gran aumento que tiene el área de drenaje desde el yacimiento hacia el pozo después de la estimulación; de tal forma que basta con realizar una fractura lo suficientemente larga, y un buen diseño de fluido en el laboratorio para obtener mejores resultados en la producción, los cuales se derivarían directamente de disminuir las pérdidas de permeabilidad producidas por la retención de polímero tanto en el yacimiento ("leakoff") como en interior de la propia fractura (material de soporte). Así los esfuerzos deben orientarse en la optimización de los fluidos de fractura, teniendo en cuenta las propiedades del yacimiento en el cual se quiere implementar.

Realizando un simple análisis se puede vislumbrar que si las pérdidas de permeabilidad en la cara de la fractura llegan hasta el 90% por efecto del “leakoff”, y con estas se obtienen muy buenos resultados en cuanto al incremental de producción, llegando en el mejor de los casos a superar 200% del total producido antes de la fractura, se puede imaginar los resultados que se podrían obtener al disminuir las pérdidas de permeabilidad en la formación. Este es uno de los temas en los que se debería profundizar en futuros trabajos de investigación.

3.6 Utilización de fluidos Limpios y sus efectos sobre la producción [24, 25, 26, 27]

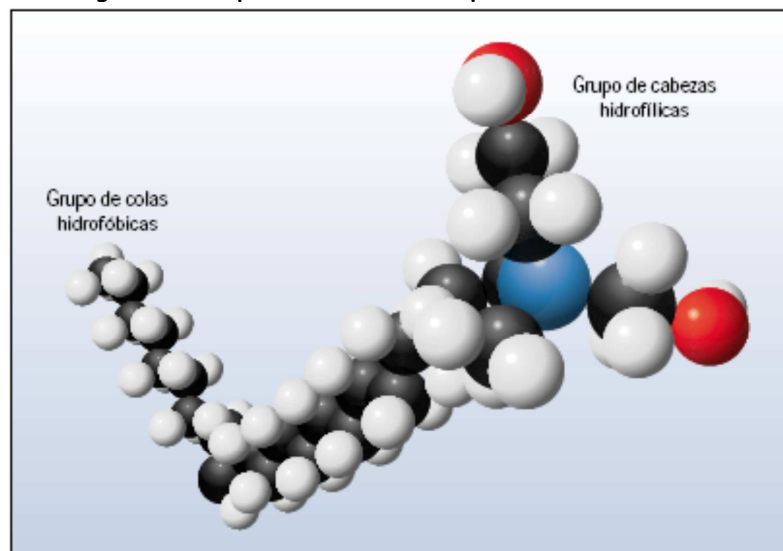
Como se vio anteriormente, la selección de fluidos de fractura, las concentraciones de polímero y “breakers” es fundamental para hacer frente al problema de daños de formación. Ruptura incompleta de los polímeros es la causa más obvia de daños dentro de las fracturas hidráulicas así como en la roca de formación, como consecuencia de la excesiva “leakoff” por utilizar geles en combinación con ineficientes agentes de pérdida de líquido. Estos daños son graves y por lo general no puede mejorarse con tratamientos matriciales. Para aliviar este problema, agentes tensioactivos base líquidos han sido propuestos. A continuación se discutirá sobre los fluidos viscoelásticos (VES).

Los fluidos viscoelásticos forman parte de la familia de fluidos de fractura, los cuales están formados principalmente por surfactantes, que se caracterizan por presentar propiedades físicas adecuadas para este tipo de aplicaciones, con la ventaja de no generar residuos ya que se solubiliza en contacto con el agua de formación.

3.6.1 Química de los Sistemas Viscoelásticos (VES)

Los surfactantes son compuestos cuyas estructuras moleculares contienen tanto grupos hidrofílicos (que atraen el agua) como grupos hidrofóbicos (que repelen el agua). La mayoría de los surfactantes consisten de un grupo con cabezas hidrofílicas y un grupo con colas hidrofóbicas (Figura 33). Cuando se agregan a un fluido acuoso, las moléculas de surfactante se combinan para formar estructuras que se conocen con el nombre de micelas. Las colas hidrofóbicas de las micelas se asocian para formar un núcleo rodeado de cabezas hidrofílicas que aíslan las colas del contacto con el agua. Típicamente, las micelas tienen forma esférica.

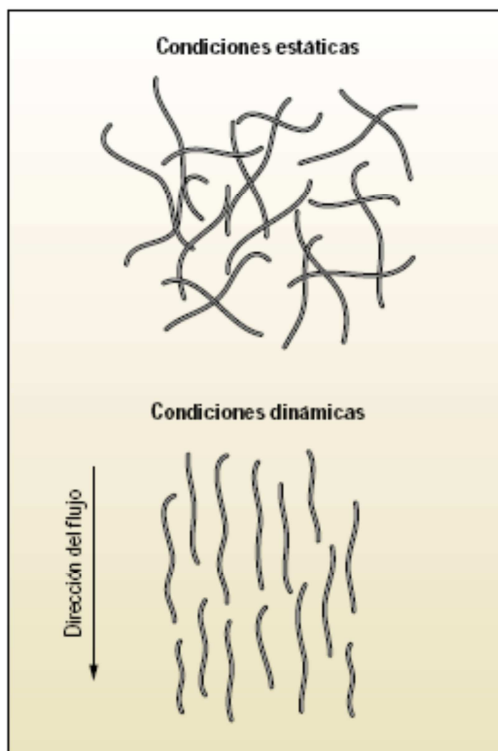
Figura 33. Esquema de la forma típica de un surfactante.



Fuente: KEFI, 2005 [25]

En el caso de los surfactantes VES, cuando ciertas sales están presentes en el fluido acuoso dentro de un rango de concentración particular, las micelas adoptan una estructura tipo barra (bastoncillos), similar a las fibras de polímeros (Figura 34). Estas micelas tipo barra se entrecruzan, para desarrollar el comportamiento viscoelástico, y se obstaculiza también el movimiento del fluido. Se produce un significativo aumento de la viscosidad, y se desarrolla el comportamiento elástico de los pseudosólidos.

Figura 34. Ordenamiento de las micelas VES en condiciones estáticas y dinámicas.

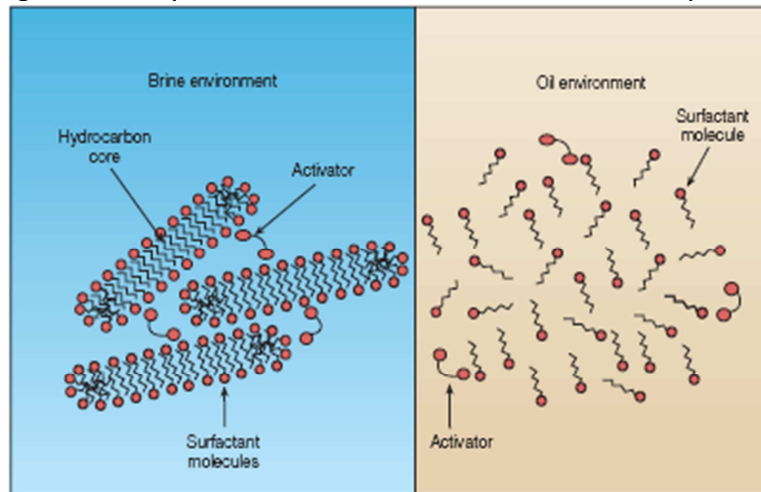


Fuente: KEFI, 2005 [25]

Cuando las micelas son desasociadas por la energía 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. 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.

Dado que la mezcla es libre de sólidos, esta puede fácilmente penetrar la matriz de la formación a pesar de poseer una alta viscosidad. El fluido puede ser quebrado externamente por el contacto con hidrocarburos, ácidos, glicoles, o solventes mutuales, o por dilución con agua de diferente pH (Figura 35). Una vez quebrado, el fluido vuelve a tener la viscosidad de agua, y no deja ningún residuo polimérico, ya que no contiene polímeros.

Figura 35. Comportamiento de surfactantes en medio salino y aceite.



Fuente: CHASE, 1997 [24]

Dependiendo de las propiedades reológicas requeridas para las condiciones específicas del pozo, el sistema viscoelástico podría ser preparado con diversas sales, o mezclas de los mismos, incluyendo los citratos, persulfatos, cloruros, fluoruros y fosfatos. Los cationes más frecuentemente utilizados son el potasio y el amonio, ya que son excelentes estabilizadores de arcillas.

Para aplicaciones de fracturamiento hidráulico, las sales de amonio son las preferidas debido a su volatilidad. La tendencia del amonio de escaparse de la solución reduce su concentración dentro del fluido base, causando una desestabilización del gel viscoelástico. Este mecanismo de auto-ruptura del gel es deseable para fluidos de fracturamiento.

La parte aniónica de la sal también es importante ya que afecta el rango activo de pH del sistema y su estabilidad con temperatura. Las sales de citrato y persulfato producen viscosidades máximas a pH 6.2 y su rango activo de pH es de 5.7 a 7.5. Las sales de cloruro producen viscosidades máximas a pH 7.8 y su rango activo de pH es de 7.5 a 8.5.

Las sales de fosfato y fluoruro producen viscosidades máximas a pH 8.5 y su rango activo de pH es de 6.8 a 10.5. Los fosfatos y fluoruros producen más de 25% de viscosidad que las otras sales ensayadas con concentraciones equivalentes de surfactante. Las sales de fluoruro son particularmente útiles en pozos calientes, ya que producen una viscoelasticidad estable a temperaturas hasta 250 °F.

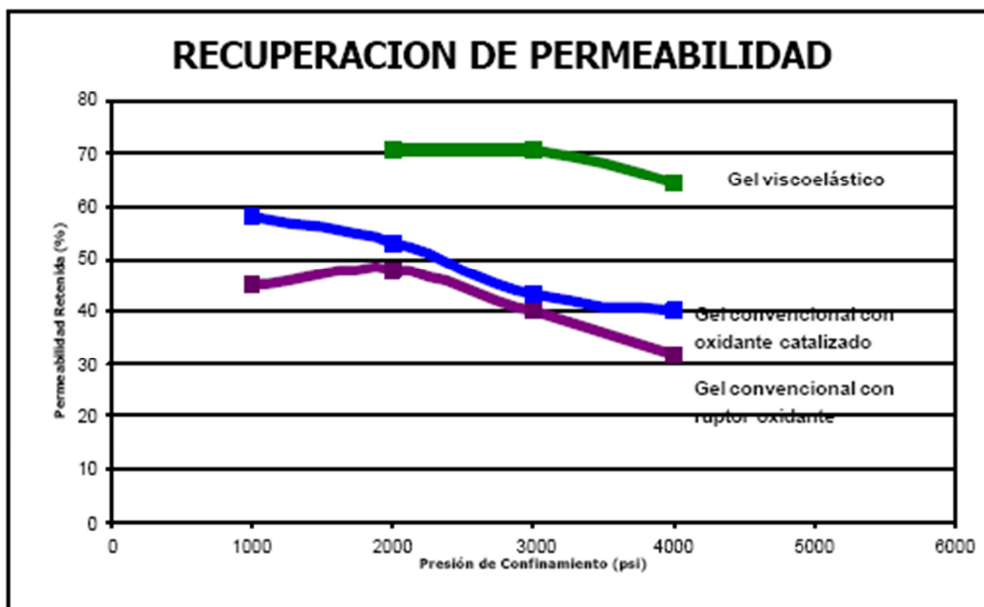
También el pH del fluido decrece con el incremento de la temperatura, y si uno de estos escenarios ocurre durante la limpieza del pozo, no es necesaria la adición de un rompedor adicional.

3.6.2 Efectos de los fluidos VES sobre la permeabilidad [25, 26]

Diferentes estudios realizados se han enfocado en medir los retornos de permeabilidad en muestras de roca, comparando los fluidos VES con los fluidos poliméricos usados comúnmente en FH. En todos estos estudios se ha visto que tanto la conductividad del agente de sostén como la permeabilidad retenida de la formación a la inyección de este fluido de fractura producen mínimo daño, especialmente si se los compara con sistemas que utilizan polímeros convencionales.

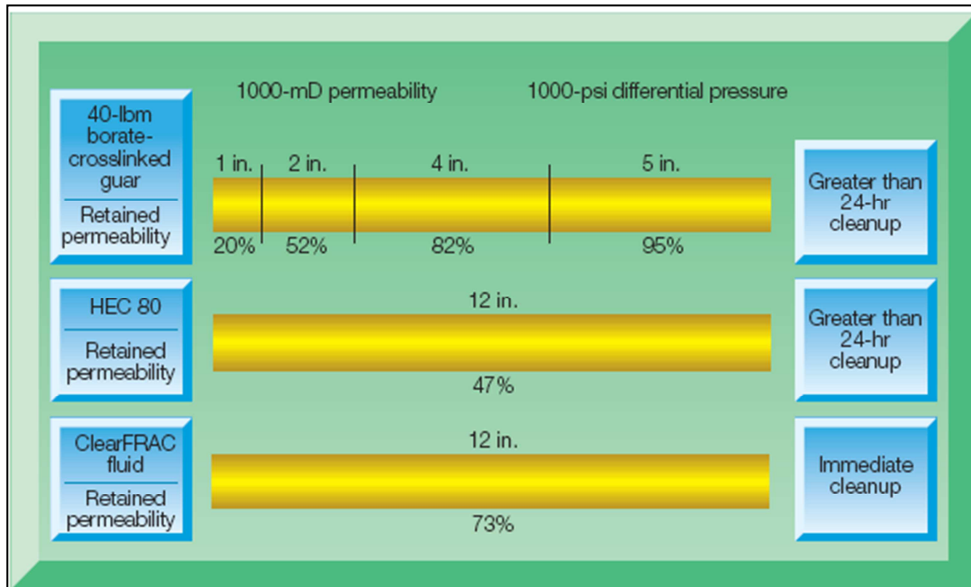
En las Figuras 36 y 37 se ilustra el retorno de permeabilidad obtenido con un gel viscoelástico, los cuales alcanzan valores cercanos al 80%, comparado con los obtenidos con geles convencionales poliméricos, los cuales utilizan diferentes sistemas de rompimiento.

Figura 36. Conductividad de fractura retenida comparativa de distintos tipos de fluidos de fractura.



Fuente: MUCCI, 2003 [23]

Figura 37. Conductividad de fractura retenida comparativa de distintos tipos de fluidos de fractura.



Fuente: CHASE, 1997 [24]

3.6.3 Efectos de los fluidos VES sobre la Producción [25, 26, 27].

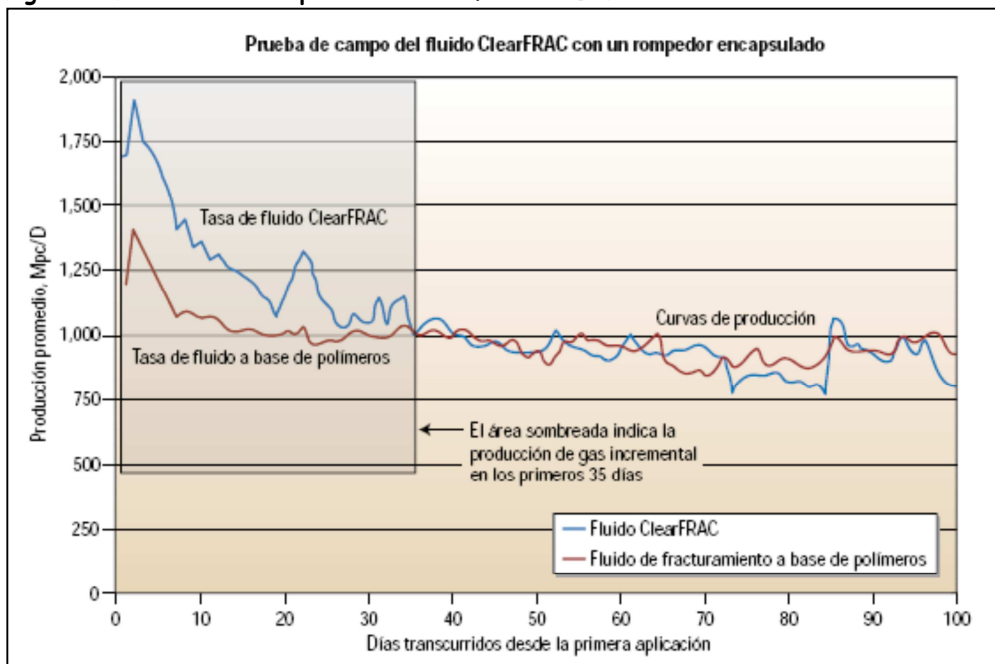
Si se acorta el tiempo requerido para limpiar un pozo, se puede obtener más rápidamente la producción comercial. Teniendo en cuenta este concepto, los responsables del desarrollo de esta tecnología comenzaron a investigar la química de los rompedores de emulsión para los fluidos VES, a fin de posibilitar una reducción de la viscosidad en sitio en forma controlable y predecible.

En aplicaciones de campo, la utilización de rompedores VES mejora la limpieza del pozo e incrementa la producción temprana de gas o aceite. Se reduce la formación indeseada de espuma de fluido en la superficie, se mejora la separación gas-líquido y se optimiza la conductividad de la

fractura. Si se comparan las curvas de producción de los pozos fracturados con los sistemas a base de polímeros más antiguos, con los pozos fracturados utilizando los fluidos VES que incorporan la química de los rompedores, se observa que las curvas de producción a menudo se asemejan con el tiempo

(Figura 38). No obstante, en los primeros 60 días aproximadamente, la limpieza más rápida de los fluidos VES que utilizan rompedores encapsulados produce un volumen de gas incremental sustancial; los pozos se ponen en producción más rápido mejorando el retorno de la inversión.

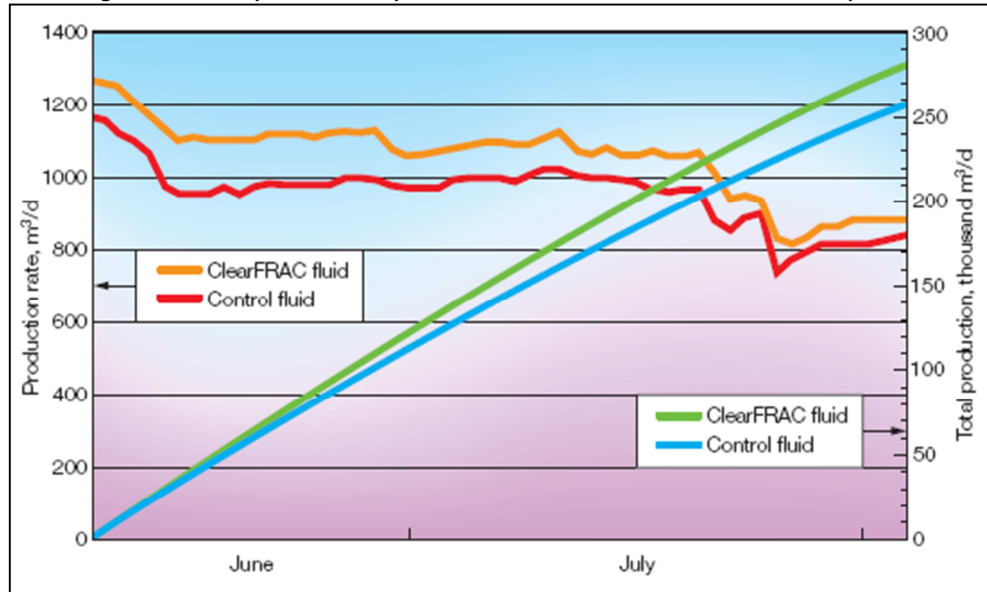
Figura 38. Resultados de producción con fluidos VES.



Fuente: KEFI, 2005 [25]

Un caso real que vale la pena mencionar para resaltar los buenos resultados de esta tecnología es el desarrollado por la empresa Pan Canadian Petroleum, en el cual se realizaron 10 trabajos de fracturamiento en un campo de gas (Princess East), 5 de los trabajos se realizaron utilizando fluido convencional tipo Guar y en los otros 5 se utilizaron los fluidos VES, después de 11 meses de producción los pozos fueron probados individualmente durante un periodo de 3 meses (Figura 39). Los resultados muestran que los pozos intervenidos con la tecnología VES producían alrededor de un 10% más que los pozos tratados con fluido convencional, (la relación se hace comparando la producción de cada pozo antes y después del FH).

Figura 39. Comparación de producción entre fluidos convencionales y VES.



Fuente: CHASE, 1997 [24]

Otro punto de referencia es la aplicación de la tecnología VES en el golfo del Suez (Egipto), campo Issran y en el cual se llevó un control sobre los resultados obtenidos mediante fluidos convencionales y los tipo VES. Las Tablas 2 y 3 exponen los resultados encontrados, en donde se evidencia los aumentos en la producción de aceite obtenidos con los fluidos VES que casi duplican los obtenidos con los fluidos convencionales.

Tabla 3. Resumen de resultados con Fluido convencional en el Golfo del Suez.

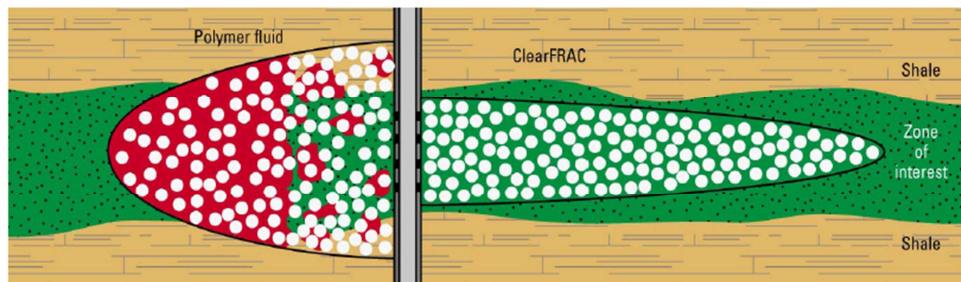
Pozo	Frac Convencional			
	WC %		Oil (BOPD)	
	Antes	Despues	Antes	Despues
ISS-71	44	45	80	88
ISS-76	62	95	51	54
ISS-83	33	35	15	51
ISS-28	51	54	147	108
Total	47,5	57,25	293	301

Tabla 4. Resumen de resultados con Fluido VES en el Golfo del Suez.

Pozo	Frac con fluidos VES			
	WC %		Oil (BOPD)	
	Antes	Despues	Antes	Despues
ISS-29	84	79	37	136
ISS-67	90	81	19	189
ISS-59	94	65	65	262
ISS-27	98	44	2	73
Total	91,5	67,25	123	660

Es de resaltar la disminución en los cortes de agua para el caso de los fluidos VES, factor atribuible a que las geometrías de fracturas realizadas con este fluido son más "exactas" y se evita de esta forma contactar zonas de agua como lo muestra la Figura 40.

Figura 40. Esquema de fracturas con fluidos polimericos y VES.



Fuente: ARMSTRONG, 1995 [27]

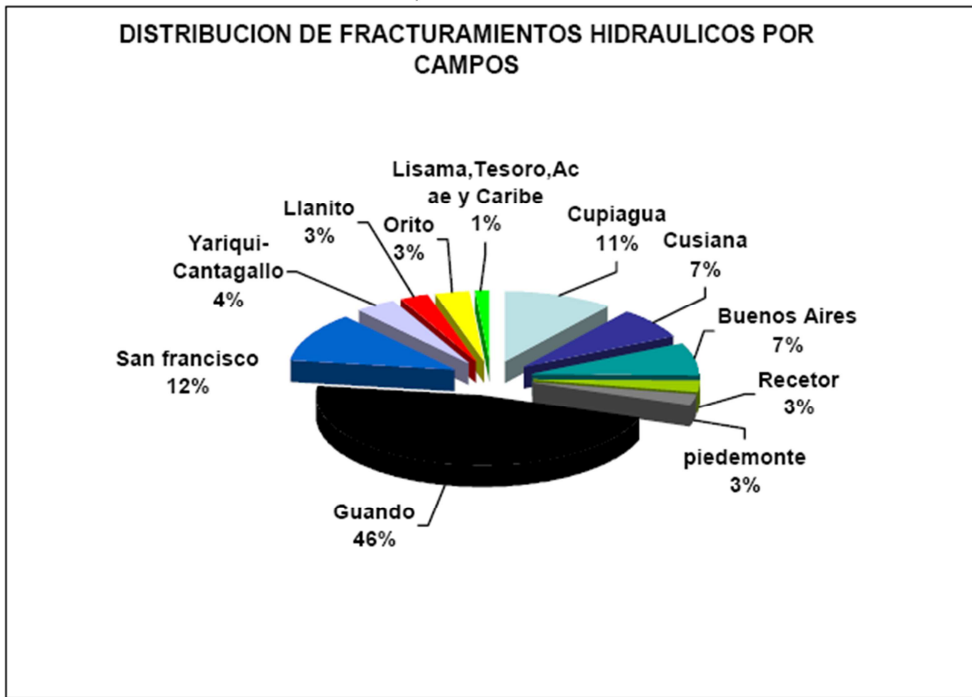
3.7 Resultados de producción utilizando FH en Colombia [28, 29]

En Colombia se han realizado muy pocos trabajos de FH (5-6 %) comparado con las estadísticas mundiales, en donde esta tecnología se aplica al 90% de los pozos de petróleo. Esto se debe principalmente a que en nuestro país no existe una cultura de fracturamiento, se tiene escasa información, bajo conocimiento y poca confianza en esta tecnología.

De los 304 campos existentes en Colombia, solo en 16 se han realizado trabajos de FH, lo que corresponde a un 5% de los campos de todo el país. La Figura 41

muestra la distribución de los trabajos de FH en cada uno de los campos colombianos en los que se ha implementado esta tecnología.

Figura 41. Distribución de los trabajos de FH realizados en Colombia.



Fuente: VARGAS, 2009 [27]

Se puede destacar que la región del país en donde más se ha desarrollado esta tecnología corresponde a los campos del valle superior del Magdalena encabezado por los campos Guando con 90 pozos fracturados y 224 fracturamientos, y el campo San Francisco con 40 pozos fracturados y 55 fracturamientos; esto debido, a que en ocasiones a un mismo pozo, se le aplican varios trabajos de FH en diferentes intervalos de profundidad.

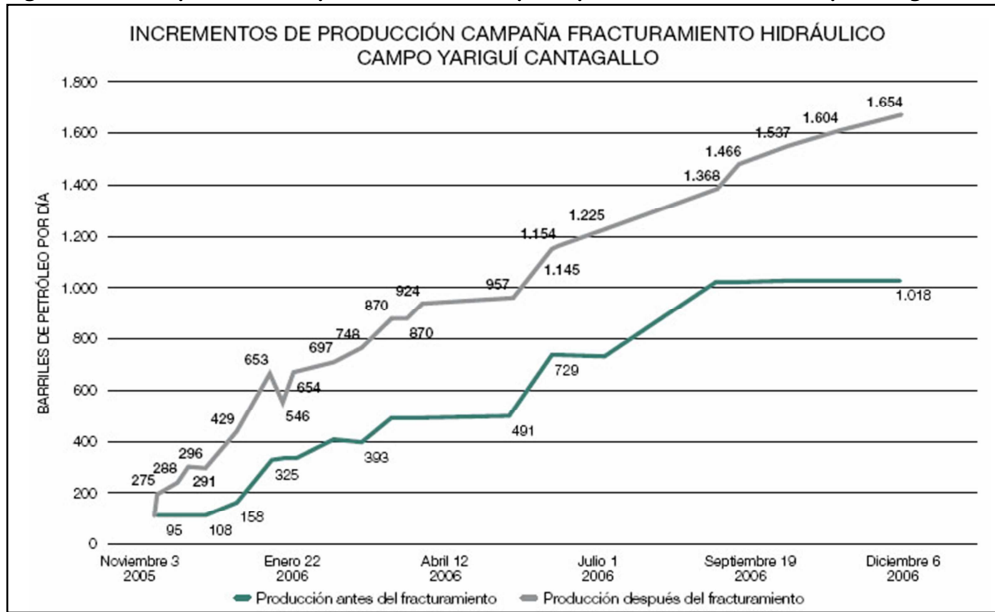
3.7.1 Campo Yarigui Cantagallo

Un caso puntual con el cual se puede ilustrar los buenos resultados obtenidos mediante la implementación del FH es el del campo Yarigui-Cantagallo el cual es un campo maduro ubicado en Colombia en el Valle Medio del Magdalena entre los departamentos de Bolívar y Santander, en medio del cauce del río Magdalena dentro de islas fluviales. Fue descubierto en 1942 y ha sido explotado mediante recuperación primaria hasta la fecha, alcanzando su máxima producción de 20492 Bopd en 1962, después de dos campañas agresivas de Perforación.

En el 2003 la producción declinó naturalmente hasta 4550 Bopd. Con el propósito de mitigar la declinación y maximizar el factor de recobro, se implementó un nuevo desarrollo adicional del campo que entre otras estrategias incluyó el fracturamiento hidráulico combinado con cañoneo de alta densidad.

Desde el año 2005 a la fecha se han efectuado 27 trabajos de fracturamiento en 20 pozos. Estos trabajos han permitido el aceleramiento de la producción en 2.37 MBIs, con una producción incremental inicial promedio por pozo de 50 Bopd. Adicional a los incrementos de producción, el fracturamiento hidráulico permitió controlar la producción de arena optimizando los “Draw Down” de producción. Los incrementos de productividad y el aceleramiento de reservas se pueden observar en la Figura 42 y en la Tabla 4 respectivamente [28].

Figura 42. Comparación de producción antes y después del FH en el campo Yarigui - Cantagallo.



Fuente: www.ecopetrol.com.co

Tabla 5. Reservas aceleradas en pozos fracturados campo Yarigui-Cantagallo.

Reservas antes de FH	17.20	Mbls
Reservas depues de FH	19.57	Mbls
Reservas desarrolladas	2.37	Mbls
Producción incremental a abril/09	0.99	Mbls
Reservas incrementales actuales	1.38	Mbls

Fuente: VARGAS, 2009 [27]

Parte del éxito en los trabajos se debe al análisis previo de las variables implicadas en las operaciones de FH para cada pozo, mediante la utilización de un simulador numérico para FH (FracproPT), realizando inicialmente un ajuste histórico de la producción para depurar las variables a utilizar en el simulador, y luego se hace el pronóstico de producción utilizando un modelo de pozo fracturado. Este pronóstico de producción se obtiene a partir del cálculo del índice de productividad de pozos fracturado. De igual manera, se hace una sensibilidad de longitud de fractura para determinar su longitud óptima. En general, se observo que una longitud de 150 pies se puede considerar como óptima para el campo.

3.7.2 Campo Tisquirama San roque

Otro caso para resaltar es el del campo Tisquirama – San Roque, en donde durante la etapa de perforación de la campaña 2008 se evidenciaron propiedades de yacimiento cuyos valores permitieron vislumbrar la realización de fracturamiento hidráulico en la etapa de completamiento, como una técnica para incrementar el índice de productividad.

Los Campos Tisquirama y San Roque se encuentran ubicados en la cuenca del Valle Medio del Rio Magdalena al sur del Departamento del Cesar jurisdicción de los municipios de Aguachica y Rio de Oro. Durante la década de los 60's, en el área se realizaron fracturas como técnica para control de arena.

Tomando como referencia los resultados obtenidos en las campañas anteriores de fracturamiento de los campos Tisquirama-San Roque y siguiendo la metodología establecida por la comunidad de práctica en fracturamiento hidráulico de ECOPELROL S.A, se realizó la selección de los pozos e intervalos a fracturar.

Los trabajos de fracturamiento se llevaron a cabo durante la etapa productiva inicial de cada intervalo trabajado, por lo tanto no existe un comparativo de producción pre y post fractura; sin embargo a partir de la data petrofísica, información de registros y mediante el uso de un simulador para análisis nodal se estimó el potencial de cada zona y el incremental generado por el fracturamiento hidráulico [29]. Los resultados obtenidos se pueden observar en la tabla 5.

Tabla 6. Resultados obtenidos en el campo Tisquirama – San Roque mediante FH.

POZO	FORMACION	PROD. PRE FRACT	PROD POST FRAC	COMENTARIOS
Tisquirama 6	Lisama B	180	350	El potencial del pozo fue calculado a traves de las propiedades petrofísicas
	Lisama C			
Tisquirama 7	Lisama B	180	250	La fractura en Umir no fue exitosa por las propiedades petrofísicas del yacimiento. La produccion pre fract fue calculada en las formaciones Lisama B y C
	Lisama C			
	Umir			
Tisquirama 9	Lisama B	120	0	El potencial del pozo fue calculado a traves de las propiedades petrofísicas
San Roque 4	Lisama C	10	35	A nivel de la formacion Lisama C se atravesó una falla por esto el potencial de esta zona fue muy bajo
San Roque 5	Lisama B	180	400	El potencial del pozo fue calculado a traves de las propiedades petrofísicas

Fuente: RINCON, 2009 [28]

En general para los campos colombianos los costos de un fracturamiento oscilan entre los 180 mil y 250 mil dólares, dependiendo del campo y particularmente la movilización de equipos, materiales y volumen de trabajo. La recuperación de la inversión se da en los primeros seis meses de producción incremental del pozo, gracias a los altos precios del crudo.

El éxito de esta técnica aplicada en Ecopetrol se basa en creación de la metodología, la cual utiliza el modelo geológico y petrofísico, generando los modelos de producción, revisión de integridad de los pozos, selección de intervalos y pozos a estimular, así como la evaluación de pruebas fluido- fluido y fluido-roca en los laboratorios del ICP.

De los trabajos realizados en los últimos tres años se tienen resultados positivos en el 85% de los casos, gracias a la integración de la información, así como al trabajo en equipo de este grupo multidisciplinario, que luego de cada operación realizada se reúne para analizar las lecciones aprendidas y mejores prácticas, en un ejercicio compartido que genera nuevo aprendizaje.

Otra ventaja de esta técnica es la disminución de los tiempos de operación de pozos, que se traduce en ahorro en costos para Ecopetrol. A diferencia de otras compañías operadoras, Ecopetrol cuenta con los laboratorios en donde se pueden probar, diseñar y optimizar los tratamientos, que en varias oportunidades le han permitido cambiar y optimizar fluidos de fractura, modificar los tratamientos químicos y optimizar los geles de fracturamiento. Hoy se trabaja en el proceso de estandarización de procesos de selección de pozos, reportes de trabajo, análisis y secuencia operativa.

4 ACCIONES PARA MINIMIZAR EL DAÑO EN LA FORMACION

En este numeral se exponen las diferentes ideas que se pueden aplicar o implementar en campo y laboratorio para disminuir el daño en la formación por las diferentes causas que tienen potencial para generarlo. Se enfocará principalmente en el manejo adecuado que debe dársele al fluido de fractura, con el objetivo de mitigar el efecto sobre la producción del daño en la cara de la fractura (por “leakoff”) y el daño dentro del material de fractura (“propant-pack”) ocasionados por la depositación de polímero en los espacios porosos.

4.1 Parámetros operacionales para selección de pozos.

Con base en los buenos resultados obtenidos en la aplicación de la tecnología de FH en los campos Colombianos se sugiere tener en cuenta los siguientes parámetros, que fueron evaluados y reportados en los diferentes trabajos exitosos [24, 25].

4.1.1 Preselección de pozos candidatos.

Mediante el uso de análisis de comportamiento de producción conocida como procesos PASS (*Performance Assessment Surveillance System*) se identifican los

pozos con comportamientos anómalos y se hace una primera selección de pozos candidatos a ser estimulados mediante fracturamiento hidráulico.

4.1.2 Evaluación de la integridad del pozo.

Consiste en una revisión detallada de su estado mecánico. Se descartan pozos con liners ranurados o empaquetados, pozos con problemas mecánicos como colapsos, pescados, deficiente cementación en las zonas de interés, etc. Adicionalmente, se determinan las presiones de colapso y de estallido de los revestimientos, para determinar si es posible efectuar un trabajo de fracturamiento, sin arriesgar la integridad del pozo.

4.1.3 Geometría del Pozo.

Consiste en determinar la inclinación del pozo versus el buzamiento de la capa. Pozos de alta inclinación con respecto al estrato a fracturar podrían presentar problemas de tortuosidad y fracturas múltiples durante el fracturamiento. Estos problemas están asociados con altas presiones de fracturamiento y arenamiento prematuro. En algunos casos se puede convivir con estos problemas pero se deben considerar en el diseño y los requerimientos del trabajo.

4.1.4 Análisis de registros y petrofísica.

Mediante este análisis se determinan la presencia de sellos o barreras entre posibles arenas a fracturar, los contactos agua aceite (WOC), gas aceite (GOC) y zonas de agua cercanas. Este análisis es determinante en la selección de los pozos candidatos, ya que en el campo puede haber muchos pozos con zonas de agua cercanas a las zonas productoras.

4.1.5 Historia de producción de arena.

Es importante para determinar si la producción de arena es crítica y amerita un diseño especial de fracturamiento o tipo “*screenless*” con propantes resinados o con agentes controladores de “*flowback*”.

4.1.6 Propiedades geomecánicas.

Uno de los factores importantes para el diseño del fracturamiento hidráulico son las propiedades mecánicas de la roca tanto de las arenas a fracturar como de los shales. Las principales propiedades que se requieren son: gradiente de fractura, módulo de Young, relación de poisson, la magnitud y orientación de los esfuerzos de las arenas y las posibles barreras. En principio se excluyen los pozos con bajos gradientes de fractura porque no se garantiza la efectividad del trabajo de fracturamiento. La orientación de los esfuerzos es importante para determinar la dirección preferente de fracturamiento que permite saber si hay algún riesgo de contactar pozos, fallas o límites del yacimiento que pueden afectar la viabilidad del trabajo.

4.1.7 Ajuste de producción y pronóstico

Mediante la utilización de un simulador numérico para fracturamiento hidráulico (por ejemplo FracproPT) se puede realizar inicialmente un ajuste histórico de la producción para depurar las variables a utilizar en el simulador, y luego se hace el pronóstico de producción utilizando un modelo de pozo fracturado. Este pronóstico de producción se obtiene a partir del cálculo del índice de productividad de pozos fracturados. De igual manera, se hace una sensibilidad de longitud de fractura para determinar su longitud óptima.

4.1.8 Análisis Económico.

Para elaborar la selección final y el ranqueo de los pozos candidatos se elabora un análisis económico, con base en las inversiones requeridas, el valor presente neto VPN, el aceleramiento de reservas y la tasa inicial de producción.

4.1.9 Diseño de los trabajos de FH.

Finalmente utilizando el simulador de fracturamiento, se realiza el diseño del trabajo específico para cada pozo seleccionado. Se tiene en cuenta que las fracturas generadas no comuniquen con zonas de agua. Para esto se ajustan las tasa de inyección, los volúmenes de bombeo y el programa de inyección. Para los pozos que presentan antecedentes de producción de arena se puede diseñar un trabajo tipo “*screenless*” con material de soporte resinado.

Tabla 7. Resumen de los parámetros operacionales relevantes en operaciones de FH.

Parámetros operacionales para selección de pozos candidatos	
Parámetro	Objetivo
Preselección de pozos candidatos	Identificar los pozos con mejor performance para ser fracturados.
Evaluación de la integridad del pozo	Identificación problemas mecánicos que afecten la operación de fractura.
Geometría del Pozo	Determinar inclinación del pozo vs buzamiento de la capa, que pueden generar problemas de tortuosidad y fracturas múltiples.
Análisis de registros y petrofísica	Determinar presencia de rocas sello, contactos agua-aceite y gas-aceite.
Historia de producción de arena	Determinar si la producción de arena es crítica y necesita un diseño de fractura especial.
Propiedades geomecánicas	Determinar gradiente de fractura y orientación geográfica de las mismas.
Ajuste de producción y pronóstico	Determinar IP del pozo fracturado y longitud optima de fractura.
Análisis Económico	Determinar la viabilidad económica de los trabajos según inversión y retorno de capital.

4.2 Parámetros para la selección del fluido de fractura

A la hora de evaluar el fluido de fractura que se desea utilizar es muy importante conocer las siguientes características del yacimiento:

- Presión y temperatura del yacimiento en la zona de interés.
- Propiedades fisicoquímicas de los fluidos de yacimiento (agua y aceite)
- Mineralogía de la roca

El propósito de tener esta información es realizar las evaluaciones lo más representativas que sea posible, con respecto a las condiciones reales del campo, de tal forma que los resultados obtenidos sean de verdadera aplicabilidad.

4.2.1 Screening de propuestas.

En esta etapa se solicitan propuestas a las empresas interesadas en participar en los trabajos de FH, cada una de las cuales debe suministrar su formulación del fluido de fractura, con las respectivas fichas técnicas de los aditivos que la conforman.

4.2.2 Caracterización de los aditivos.

Se determina para cada aditivo pH, densidad, índice de refracción y espectro infrarrojo; los cuales conforman la huella digital del aditivo. Esto se hace principalmente para realizar el control de calidad de los mismos.

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

Se determinaron propiedades como %BS&W, tensión superficial y grados API para el crudo; gravedad específica y grados Brix para el diesel; propiedades fisicoquímicas y contenido de metales para el agua de preparación del fluido de

fractura base agua y para las salmueras sintéticas equivalentes al agua de formación.

4.2.4 Preparación de los fluidos de fractura [9, 26, 27, 28].

Se realiza la preparación del fluido, teniendo en cuenta el orden propuesto por la empresa de servicios para la adición de los aditivos, la mezcla debe realizarse en un blender a una velocidad promedio de 2000 rpm (Figura 43).

La parte crítica del procedimiento es en el momento de adicionar los dos últimos aditivos, conocidos como el agente reticulador y el rompedor enzimático o breaker, aquí se debe llevar un control estricto del tiempo (t), para verificar:

- Tiempo en que tarda en cerrarse el vórtice (t-vortice).
- Tiempo en que tarda el fluido en reticularse totalmente (t-release), ver Figura 44.

Los tiempos nombrados anteriormente son característicos para cada fluido de fractura, dependiendo principalmente de su carga polimérica y componen un parámetro de calidad del mismo.

Este procedimiento se debe realizar en una cabina extractora de gases, debido al manejo de sustancias nocivas para la salud.

Figura 43. Blender LB10, Modelo 38BL54, empleado en la preparación de fluidos de fractura.



Figura 44. Formación de la lengua del fluido base aceite vivo.



4.2.5 Pruebas de evaluación y optimización para fluidos de fractura base agua y base aceite [9, 26, 27, 28].

4.2.5.1. Pruebas de interacción fluido-fluido

Estas pruebas tienen como fin identificar y corregir las interacciones químicas que pueden generar subproductos indeseables como precipitados, emulsiones, aumentos en las tensiones interfaciales, etc. A continuación se listan y explican las más relevantes:

➤ **Prueba de solubilidad**

Esta prueba se realiza durante la preparación del fluido de fractura, y se hace seguimiento durante rompimiento del mismo, es decir, cuando el fluido pierde viscosidad por efecto de la acción del rompedor y del calentamiento a condiciones estáticas, por 12 horas a temperatura de pozo. Se observa, para ambas situaciones, si los aditivos empleados son solubles entre sí o tienden a formar insolubilidades, manifestadas en la turbidez del fluido y/o formación de precipitados.

➤ ***Prueba de compatibilidad***

Las pruebas de compatibilidad permiten evaluar posibles formaciones de emulsión y precipitados, cuando entran en contacto el fluido de fractura con el crudo y agua de formación. De igual manera, se debe revisar la mojabilidad de la formación respecto al fluido de fractura procurando que esta moje por agua.

Tomando como referencia la norma API RP 42 [27], se evalúa cualitativamente la acción del surfactante y solvente mutua en la separación de fases y formación de emulsiones. De igual manera, se evalúa si existe incompatibilidad del fluido de fractura con los fluidos de formación.

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

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

➤ ***Tensión interfacial***

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

Esta prueba es realizada por el método del anillo de “DuNouy” en un tensiómetro Kruss K12. Este equipo mide, a temperatura y presión ambiente, la energía de interfase que debe vencer el anillo para pasar de una fase a otra.

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

4.2.5.2. Pruebas de interacción fluido-roca

➤ Pruebas de mojabilidad visual

Se realiza, siguiendo la norma API RP 42 [27], para determinar la tendencia que tiene un fluido de fractura a cambiar la mojabilidad de la roca del yacimiento por agua o por aceite. Lo ideal es que la formación productora presente mojabilidad por agua, así el crudo puede moverse con mayor facilidad desde la formación hasta el pozo.

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

Pasado este tiempo, se vierte la muestra de arena impregnada, en una probeta con varsol y en otra probeta con agua. La dispersión de la arena en una determinada fase indica que la arena esta mojada preferencialmente por esa

fase (Figura 45); el aglutinamiento indica la no mojabilidad de la arena en ese medio.

Figura 45. Resultado de mojabilidad visual en fase agua.



Fuente: NINO, A. 2009 [29]

➤ **Prueba de detergencia**

Se mezclan 50 mL de fluido de fractura roto, 50 mL de crudo, 50 mL salmuera sintética equivalente al agua de formación y arenas representativas. Se agita el recipiente que contiene la mezcla y se deja en reposo por 1 hora a temperatura de yacimiento. Cumplido el tiempo, se evalúa cualitativamente la acción del surfactante y solvente mutal por la cantidad de crudo que haya quedado impregnado en las arenas y la separación de las fases. La Tabla 6 muestra la escala de evaluación cualitativa para esta prueba:

Tabla 8. Escala cualitativa para prueba de detergencia en arenas.

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

4.2.5.3. Pruebas Reológicas.

➤ **Prueba de estabilidad reológica de fluidos de fractura.**

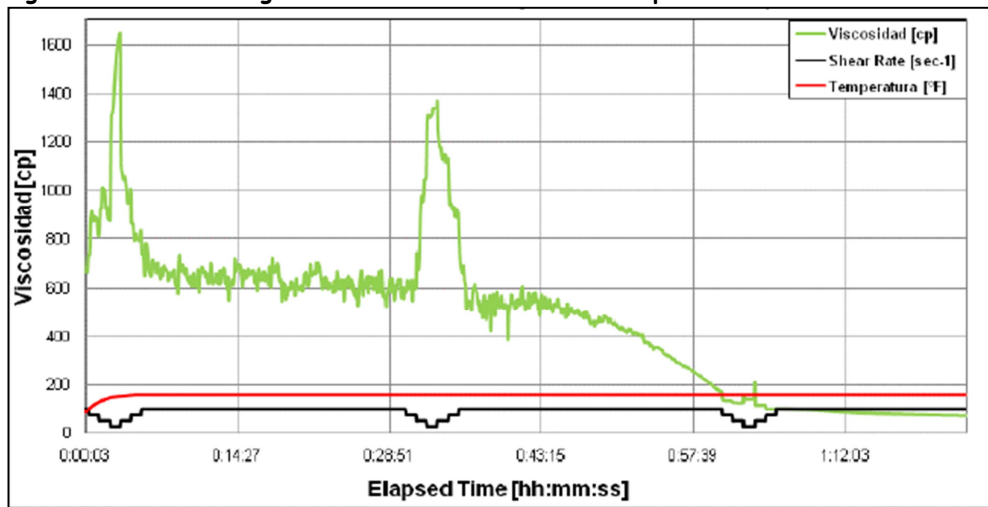
Para el desarrollo de esta prueba se emplea un reómetro marca Nordman ubicado en las instalaciones de una base de la Compañía de Servicios. En este equipo se realizan las mediciones de estabilidad reológica para los fluidos de fractura base agua y base aceite a condiciones dinámicas según la norma API RP 39 [29], a la temperatura de yacimiento y 500 psi de presión.

Tomando como referencia un fluido estándar, para un campo colombiano, con carga polimérica de 30 ppt (30 lb/ 1000 gln de fluido), las condiciones reológicas que deben alcanzar los fluidos de fractura óptimos son:

- Valores de viscosidad iniciales entre 400-600 cp, los cuales garantizan la generación de fracturas en la formación.
- Valores de viscosidad entre 200-500 cp en los primeros 30 minutos de prueba, para asegurar la propagación de las fracturas y el transporte del material propante hasta ellas.
- Tiempo de rompimiento del fluido en un intervalo de 1-2 horas (viscosidad < 50 cp), para mitigar el daño a la formación por retención del fluido de fractura en los poros.

En la Figura 46 se muestra el ejemplo de un perfil reologico para un fluido de fractura.

Figura 46. Perfil reológico de un fluido de fracturabase polimerica.



Fuente: NIÑO, A. 2009 [29]

➤ **Evaluación de velocidad de asentamiento de material de soporte en fluidos de fractura.**

Las variables más importantes que afectan la velocidad de asentamiento en los fluidos de fractura son sus características de fluidos no newtonianos, las paredes de la fractura, la concentración de material propante y el “shear rate” [30].

Antes de iniciar la prueba se deben conocer y/o calcular los siguientes parámetros:

- Establecer la máxima carga de material propante (PPG) a utilizar según el programa de FH.
- Consultar el factor volumétrico del material propante (F_{VA})
- Determinar el Factor Volumétrico (F_v) reemplazando la carga de material propante (PPG) y el factor volumétrico del material propante (F_{VA}) en la siguiente ecuación:

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

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

V_s es el volumen de la probeta en la cual se realizará la capacidad de

sostenimiento, por ejemplo 250 cc.

$$V_s = V_{Gel} * F_v = 250 \text{ cc}$$

- Calcular el peso de material de soporte (W):

Convirtiendo la carga de material de soporte de unidades PPG a g/mL y reemplazando el volumen de gel a emplear en la prueba se obtiene el peso.

$$W[g] = \text{Carga material soporte [g/mL gel]} \times V_{Gel}$$

A continuación se presenta el procedimiento para la determinación de la velocidad de asentamiento de material de soporte en un horno "BINDER APT.line FD", a condición de temperatura de yacimiento:

- a. Se agrega en el blender, la cantidad de material de soporte (W) y el volumen de gel de fractura (VGel) cuando este haya cerrado el vórtice.
- b. Se dispone esta mezcla en una probeta de 250 mL. Se mide el volumen inicial que ocupaba la mezcla en un tiempo $t=0$.
- c. Se lleva la probeta al horno precalentado a la temperatura correspondiente al yacimiento. Se mide cada 2 minutos el volumen de material que sedimenta hasta que no se observan más cambios en este volumen.
- d. Se calcula el volumen de gel limpio en cada medición, que equivale al volumen ausente de material de soporte y el respectivo porcentaje.
- e. Se realiza una regresión lineal de Longitud de Material de soporte vs Tiempo, teniendo en cuenta que en la probeta usada 1 cm equivale a 1 milímetro. La pendiente de la ecuación es la velocidad de asentamiento de material propante en unidades milímetro/minuto.

➤ **Evaluaciones de COREFLOODING**

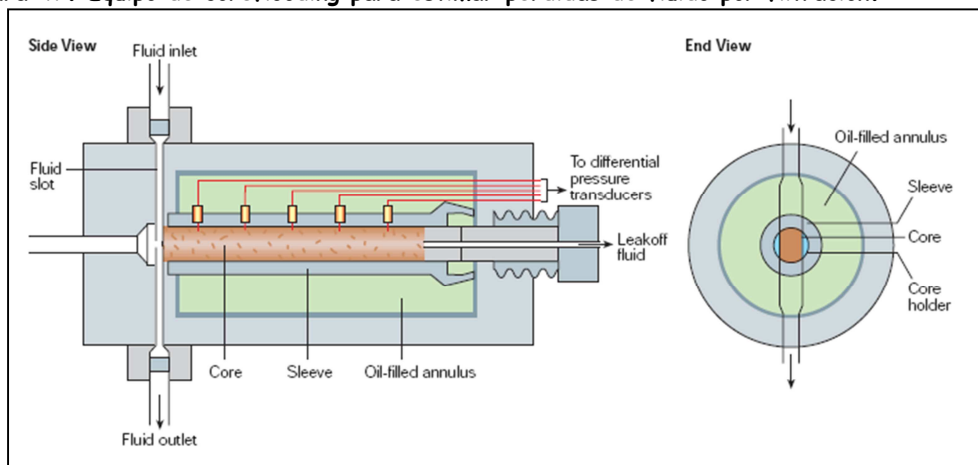
Las evaluaciones de coreflooding se realizan a las presiones, temperaturas y caudales que se manejan en el campo, de tal forma que los resultados obtenidos son muy representativos para su aplicabilidad real.

Para un fluido de fractura estas evaluaciones están encaminadas a dos objetivos específicos, los cuales son:

- a. Cálculo de las pérdidas de fluido por filtración en el medio poroso (Fluid Loss).

Como ya hemos visto este es un parámetro muy importante a la hora de evaluar la efectividad de un fluido de fractura en la parte operativa, ya que el cálculo del “fluid loss”, nos da un indicio de la eficiencia del fluido para realizar adecuadamente el FH. Para realizar esta prueba se utiliza un equipo como el que se encuentra en la Figura 47.

Figura 47. Equipo de coreflooding para estimar pérdidas de fluido por filtración.



Fuente: ARMSTRONG, 1995 [34]

- b. Estimación del DF por “leak off” y tasa crítica de flujo.

Con base en expuesto anteriores, se ha resaltado la importancia que tiene estimar los daños de formación en la zona afectada por el filtrado (leakoff). Esta se realiza mediante la medición de los diferenciales de presión a lo largo del medio poroso, como se muestra en la Figura 47.

Otro factor importante es determinar la tasa crítica de flujo en el medio poroso del yacimiento, la cual se conoce como la tasa a la cual el material

fino que compone el medio poroso comienza a moverse taponando las gargantas porales, lo cual se ve reflejado en aumentos en los diferenciales de presión a través del medio poroso, los caudales superiores al crítico pueden infringir un daño considerable, el cual dependiendo de la mineralogía de la roca ameritaría la inclusión de un sistema ácido dentro del tratamiento de fractura.

En conclusión con las evaluaciones de coreflooding se verifican los resultados de todas las pruebas de tipo fisicoquímico expuestas anteriormente (compatibilidades, tensión interfacial, etc), pues es aquí donde el fluido y la roca se encuentran expuestos a las condiciones más reales y parecidas a las del campo, de modo que los resultados aquí obtenidos son concluyentes.

En la tabla # se condensan los parámetros que se deben tener en cuenta a la hora de seleccionar un fluido de fractura para evitar daños en la formación.

Tabla 9. Resumen de los parámetros relevantes para seleccionar un fluido de fractura óptimo.

Parámetros para la selección de un fluido de fractura	
Parámetro	Objetivo
Screening de propuestas	Realizar un estudio técnico - económico del mercado.
Características de los aditivos	Realizar control de calidad de los aditivos.
Caracterización de fluidos base (agua y aceites)	Determinar viabilidad de la utilización de los solventes en la preparación del fluido de fractura.
Pruebas de interacción fluido-fluido	
Solubilidad	Identificar y corregir interacciones químicas indeseables.
Compatibilidad	Evitar formación de emulsiones y precipitados en la formación.
Tensión Interfacial	Facilitar la limpieza del fluido de fractura después del trabajo.
Pruebas de interacción fluido-roca	

Mojabilidad visual	Determinar la tendencia que incide el fluido sobre la roca para mojar por agua o aceite.
Detergencia	Determinar el grado de impregnación de la arena por el crudo.
Estabilidad reológica	Optimizar la viscosidad y el tiempo en función de la temperatura, a los cuales debe estar el fluido de fractura en cada etapa del trabajo.
Velocidad de asentamiento del material de soporte	Verificar que el fluido de fractura posea las propiedades reológicas adecuadas para transportar y ubicar el material de soporte dentro de la fractura.
Evaluación de coreflooding	Calculo de pérdidas de fluido por filtración en la matriz y estimación del DF por "leak off".

4.3 Aplicación de nuevas tecnologías (fluidos “VES”)

Las nuevas tecnologías en fluidos de fracturamiento hidráulico han demostrado ser una solución eficaz al daño de formación causado por la retención de polímero en la matriz, este es el caso de los fluidos “VES” (Figura 48), que como se ha explicado sus propiedades fisicoquímicas, y sobre todo la ausencia de polímero en su estructura química los hace excelente para este y otro tipo de aplicaciones; a diferencia de los fluidos de fractura convencionales que como se ha comprobado generan una gran cantidad de daño por efecto de sus residuos poliméricos (Figura 49).

Figura 48. Imagen de fluido viscoelastico en el laboratorio.



Fuente: ARMSTRONG, 1995 [34]

Figura 49. Imagen de residuos generados por un fluido polimerico al Pazar por un filtro de 300 mD.



Fuente: El Autor

7. CONCLUSIONES

El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación más exitosas a nivel mundial, tiene como objetivo aumentar la producción de los pozos que contienen crudo y/o gas, mejorando las propiedades de permeabilidad de la formación y acelerando la producción de reservas.

Con el fracturamiento hidráulico se han hecho contribuciones significativas a la industria del petróleo y gas, por ser el método más utilizado para incrementar las reservas y tasas de producción de un campo.

La tecnología de fracturamiento hidráulico puede utilizarse para diferentes fines, entre los que se encuentran el sobrepaso de daño de formación, el control en la producción de arena, aumento del régimen de producción, mejoras en el recobro final, mejor uso de la energía del yacimiento, y el aumento en el régimen de inyección.

La función de un fluido de fracturamiento es transmitir presión hidráulica desde las bombas a la formación haciendo que la roca se fracture, se ubique el material de soporte dentro de la fractura creada y posteriormente sea removido fácilmente para permitir la producción de hidrocarburos.

Los fluidos de fracturamiento convencionales están conformados por 7 u 8 diferentes aditivos, de los cuales el polímero es su parte fundamental. De la calidad y eficiencia de esta mezcla depende en gran medida el éxito de los trabajos.

En la actualidad existen numerosos polímeros empleados en fracturamiento hidráulico, cada uno con características y aplicaciones determinadas por sus propiedades fisicoquímicas, especialmente la viscosidad a diferentes temperaturas.

El material de soporte de fractura (apuntalante) juega un papel relevante dentro del proceso, pues de la buena escogencia de este depende su resistencia a las condiciones de esfuerzo (“stress”) y flujo a los que debe ser sometido y por consiguiente los buenos resultados en productividad.

Daños a la Formación se refiere específicamente a las obstrucciones que ocurren en la región vecina al pozo dentro de la roca matriz. Este daño se define como el cambio de permeabilidad (k) y porosidad (f) en las zonas aledañas al pozo, existiendo una zona dañada, que en la bibliografía se la conoce como *piel* (skin), que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad.

Con base en la información recopilada en esta monografía, se pudo comprobar que las operaciones de fracturamiento hidráulico con fluidos convencionales, tienen un alto potencial de generar daño en la formación por diferentes factores entre los que se encuentran la incompatibilidad de fluidos, retención de fluidos, precipitados, presencia de material fino.

El daño de formación más común y que genera más pérdida de producción en este tipo de operaciones es la retención de polímero en la cara de la formación por “leakoff”, y pérdida de conductividad en el material apuntalante por residuos de polímero y triturado (“crushing”) del mismo material de soporte.

Clasificar los daños correctamente requiere algo más que experiencia en la química o la física de estos. Un conocimiento profundo de las condiciones de operación de campo es esencial, y la identificación correcta es fundamental para la eliminación del daño con éxito.

Los diferentes estudios realizados a nivel mundial muestran que en el mejor de los casos se recupera en los retornos de fluidos post fracturamientos (“flow back”) el 45% del total de polímero bombeado a la formación, lo que demuestra el gran

volumen remanente de polímero dentro del medio poroso, ocasionando la pérdida de flujo y teniendo un impacto considerable en la producción.

Para dar solución a esta problemática se han desarrollado fluidos de fractura que no contienen polímero dentro de su estructura y que se basan en las propiedades anfotericas de los surfactantes para crear estructuras micelares de altas viscosidades, estos fluidos se conocen como viscoelásticos (“VES”).

Diferentes estudios en medios porosos han demostrado las ventajas de los fluidos “VES”, cuya principal beneficio es que produce un daño mínimo en la formación comparado con un fluido de fractura convencional.

El seguimiento postratamiento con fluidos “VES” realizado en diversos campos a nivel mundial, ha demostrado que los incrementales en producción obtenidos con fluidos VES duplican los que se han logrado con fluidos convencionales, lo que demuestra el impacto sobre la producción que tiene el daño de formación ocasionado por el polímero residual.

En Colombia hace algunos años se viene implementando la tecnología de fracturamiento hidráulico con fluidos convencionales la cual ha tenido un éxito relativamente alto (85%) y el cual se debe al énfasis que ha hecho Ecopetrol SA, apoyado por los investigadores del ICP, en la optimización de los fluidos de fractura reduciendo considerablemente el contenido de polímero y mejorando las propiedades críticas como la tensión interfacial.

Finalmente se identificaron los principales parámetros que se deben tener en cuenta a la hora de planear y realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico haciendo énfasis en la optimización del fluido de fractura en laboratorio, para de esta forma minimizar el daño en la formación y sus efectos nocivos sobre la producción.

8. RECOMENDACIONES

Se debe profundizar en los estudios sobre el efecto del daño de formación por fluidos de fractura en los campos Colombianos, aprovechando los buenos resultados que está teniendo esta tecnología en el país.

Estudiar la viabilidad de la implementación de nuevas tecnologías de fluidos de FH en los yacimientos colombianos, especialmente el uso de fluidos limpios como los viscoelásticos.

Profundizar en los resultados de productividad obtenidos en los diferentes campos colombianos (pozo a pozo) con la tecnología de fracturamiento hidráulico, con el objetivo de crear una base de datos en donde se puedan identificar fácilmente los resultados y los diferentes parámetros relevantes que hacen exitosa o no a este tipo de estimulación, la cual sería de gran utilidad para la comunidad petrolera nacional.

9. BIBLIOGRAFIA

1. ECONOMIDES, J. Michael; NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. Third edition. Houston, Texas: 1989.
2. BIVINS, Craig H., *et al.* Nuevas fibras para tratamientos de fracturamiento hidráulico. En: Oilfield Review, Vol. 17, Nº 2, (Otoño de 2005); p 37. www.slb.com.
3. US Environmental Protection Agency. Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. EPA 816-R-04-003. June 2004. p. ES-5.
4. MALONE, Mark R.; NELSON, Scott G and JACKSON, Randy. Enzyme Breaker Technology Increases Production, Grayburg-Jackson Field, Southeast New Mexico: A Case History. En: SPE Journal. Paper Nº 59709, (March 2000); p. 1-2.
5. *Ibid*, p. 6-32.
6. ALI, Syed, *et al.* Método combinado de estimulación y control de la producción de arena. En: Oilfield Review, Vol. 14, Nº 2, (Otoño de 2002); p. 35. www.slb.com
7. ELY, John W. Selection of Water Non-Water or Acid-Based Fracturing Fluids. En SPE Recent Advances in Hydraulic Fracturing, Monograph Volume 12, (June, 1989); p. 380-387.
8. CASTAÑEDA M, Diana C. Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Yariguí-cantagallo. Bucaramanga, 2007, 14 p. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería Química.
9. ELY, John W. Typical Products Available From Service Companies. En SPE Recent Advances in Hydraulic Fracturing, Monograph Volume 12, (June, 1989); p. 376-379.
10. BARMATOV, Evgeny *et al.* Silver microparticles as hydraulic fracturing fluids microbiocides. US. 7,032,664. 15 Sept 1994. Appl. 20080119375.14 Jun 1995.
11. ROSEN, Milton J. Surfactants and Interfacial Phenomena. Segunda edición, John Wiley & Sons, New York, 1989; p 1-26.

12. Chevron Drilling Reference Series. Completion Practices. Volume Sixteen. Hydraulic Fracturing. Section G. (Julio, 1991); p. G1-G35 Part1 and G1-G24 Part 2.
13. MEISTER, John. Polymer Modification: Principles, Techniques and Applications. Center for Forest Products Research, Inc. Marcel Dekker, Inc. New York, NY, 2000. p. 46-51, 187-220.
14. MABERRY, L.J *et al.* Chemistry and Field Application of an Improved Continuous-Mix Gelled Oil. En: SPE Journal Paper N° 52392, (November 1998); p.236-242.
15. HOWARD, G.C, FAST, C.R. Hydraulic Fracturing. American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc. Dallas, TX, 1970.p 50-89.
16. DANESHY, Ali A *et al.* Well Stimulation. Halliburton Energy Services. Houston, Texas, 1995, p.491.
17. HILL, Donald *et al.* Reservoir Stimulation Third Edition. Formation Damage: Diagnostic and Treatment Strategy, 14.1-14.7 EN: www.slb.com
18. KUBACKI, Witold *et al.* Daño De Las Formaciones. Instituto De Investigaciones Petroleras. Universidad Del Zulia. Maracaibo, 1989, p.172-224.
19. ECONOMIDES, Michael J *et al.* Unified fracture design: Bridging the Gap Between Theory and Practice. Alvin, Texas, 2002.
20. CINCO-LEY, H., Samaniego-V., F., and Dominguez, N.: "Transient Pressure Behavior for a Well With a Finite Conductivity Vertical Fracture; **SPEJ** (Aug. 1978) 253- 264.
21. FAN, Y. and Economies, M.J.: "Fracture Dimensions in Frac&Pack Stimulation:" paper SPE 30469 presented at the 1995 SPE Annual Technical Conference& Exhibition, Dallas, TX, Oct. 22-25, 1995.
22. MATHUR A.K, Ning X. Hydraulic Fracture Stimulation of Highly Permeable Formations: The Effect of Critical Fracture Parameters on Oilwell production and Pressure: paper SPE 30652 presented at the 1995 SPE Annual Technical Conference& Exhibition, Dallas, TX, Oct. 22-25, 1995.
23. MUCCI Marcela. Desarrollo de Fluidos Viscoelasticos Para La Estimulacion de Pozos. PRIDE. Simposio, Materia, Neuquen, 2003.

24. CHASE, Bill, *et al.* Clear Fracturing Fluids for Increased Well Productivity. En: Oilfield Review (Otoño de 1997). www.slb.com.

25. KEFI, SSlaheddine, *et al.* Nuevas Aplicaciones para los Surfactantes Viscoelásticos. En: Oilfield Review (primavera de 2005). www.slb.com.

26. Guerra, Ricardo, *et al.* Múltiples Aplicaciones de Fluidos de Última Tecnología: Vicoelásticos en Ecuador. En: www.bjservices.com.

27. VARGAS J, MEDINA C. Fracturamiento Hidráulico de pozos como técnica para controlar producción de arena e incrementar la producción en el campo Yariguí-Cantagallo. Ecopetrol. Acipet, Bogota, 2009.

28. RINCON R, GALVIS P. Tisquirama-San Roque: fracturamiento hidráulico una técnica eficiente en el incremento de producción. Ecopetrol. Acipet, Bogota, 2009.

29. NIÑO, A. Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Lisama. Bucaramanga, 2009. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería Química.

30. Norma API RP 42: "Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation, Section 1: Emulsion Tests for Characterization of Surface Active Agents in Acid, Brine or Oil. Section 2: Surface Active Agent Evaluation by flow test in cores", Section 3: Interfacial Tension and Wettability", American Petroleum Institute, Washington D.C. Second Edition. 1977.

31. COHEN P, Lía M. Determinación y análisis de un fluido de fractura óptimo para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el área de Llanito. Bucaramanga, 2008. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas Escuela de Ingeniería Química.

32. Norma API RP 39: "Recommended Practices on Measuring the Viscous Properties of a Cross-linked Water-based Fracturing Fluid", American Petroleum Institute, Washington D.C. Third Edition, May 1998.

33. MUKUL. S. Advanced fracturing technology for tight gas: An east Texas field demonstration. Petroleum & Geosystems Engineering .The University of Texas. Marzo 2005.

34. ARMSTRONG, Kevin, et al. Advanced Fracturing Fluids Improved Well Economics. En: Oilfield Review (Otoño de 1995). www.slb.com.
35. GADIYAR, Bala, et al. Optimizacion de los Tratamientos de Fracturamiento y Empaque. En: Oilfield Review (invierno de 2004). www.slb.com.