



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

TECNICAS DE FRACTUAMIENTO HIDRAULICO EN POZOS HORIZONTALES
DE LA FORMACIÓN EAGLE FORD

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA EN EXPLORACION Y EXPLOTACION DE
RECURSOS NATURALES – PERFORACION

PRESENTA:
HUMBERTO POZOS RIVERA

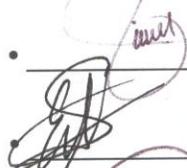
TUTOR PRINCIPAL:
M. C. JAIME ORTIZ RAMIREZ

MÉXICO D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2013.

ENTREGA / RECEPCIÓN DE
 TESIS

Recibí la Notificación y el ejemplar de la Tesis desarrollado por el alumno **Pozos Rivera Humberto**, para obtener el grado de **Maestro en Ingeniería**, en el Campo de Conocimiento de **Ing. en Explor. y Explot. de R. N..**

Me doy por enterado que, de acuerdo a los artículos 27 y 29 de las Normas Operativas del Programa, cuento con un plazo no mayor de 30 días hábiles para revisar y señalar por escrito las observaciones y correcciones de carácter académico pertinentes en caso de que las hubiera, así como de 10 días hábiles posteriores a que el estudiante realice las mismas, para emitir mi voto ya sea positivo o negativo.

Jurado	Firma	Fecha
Presidente : Dr. Nicolás López Rubén		07/0ct/13
Secretario : Dr. Luna Rojero Erick Emanuel	Erick E. Luna R.	7/0ct/13
1er. Vocal : M. en C. Ortiz Ramirez Jaime		26 sep 13
2do. Vocal : M. C. Escobedo Zenil David		07 Oct 13
3er. Vocal : M. I. Pérez García Tomás Eduardo		4/0ct/13

INDICE

INDICE.....	2
RELACION DE FIGURAS	5
RELACION DE GRAFICAS	8
RELACION DE TABLAS.....	9
RESUMEN.....	11
CAPITULO 1: ANTECEDENTES Y OBJETIVOS	14
1.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	14
1.2 FORMACIÓN EAGLE FORD.....	16
1.3 PERSPECTIVA DE ACEITE Y GAS EN LUTITAS EN MÉXICO	18
1.4 PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES	21
1.5 FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	22
1.5.1 TÉCNICAS DE FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS.....	23
1.6 ASENTAMIENTO DE APUNTALANTE EN FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS.....	28
1.7 OBJETIVOS Y ALCANCES.....	30
CAPITULO 2: REVISIÓN DE LA LITERATURA.	32
2.1 IMPACTO DE FRACTURAS NATURALES EN FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS	32
2.2 EVOLUCIÓN DE FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS EN LA LUTITA EAGLE FORD.....	34
2.2.1 ESTUDIOS PREVIOS DE COMPARACIÓN DE TÉCNICAS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON FLUIDOS LINEALES Y FLUIDOS RETICULADOS.	36
2.3 CONSIDERACIONES EN LOS FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS DE LUTITAS.	38
2.3.1 SELECCIÓN FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN EN LUTITAS.	40
2.3.2 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE APUNTALANTES EN LUTITAS.....	43
2.3.2.1 INCRUSTACIÓN DE APUNTALANTE.....	44
2.3.2.2 APLASTAMIENTO DE APUNTALANTE Y MIGRACIÓN DE FINOS DE FORMACIÓN:	44
2.3.2.3 IMPACTO DEL TAMAÑO DE APUNTALANTE	47
2.4 TRANSPORTE DE APUNTALANTE DOMINADO POR LOS EFECTOS DE GRAVEDAD EN FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS.....	51
2.5 ESTUDIOS EXPERIMENTALES DE ASENTAMIENTO DE APUNTALANTE.....	51
2.5.1 ASENTAMIENTO DE PARTÍCULAS EN FLUIDO SIN PAREDES.....	52
2.5.2 EFECTO DE LAS PAREDES DE FRACTURA (ANCHO DE PARED).....	53
2.5.3 EFECTO DE LA CONCENTRACIÓN DE PARTÍCULA	53
2.5.4 EFECTOS DE LA REOLOGÍA DEL FLUIDO	54
2.5.5 EFECTOS DE LA RUGOSIDAD DE PARED.....	55
CAPITULO 3: MARCO TEÓRICO Y CONCEPTOS GENERALES.....	57
3.1 FLUIDOS EN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	57
3.1.1 FLUIDOS BASE AGUA	57
3.1.2 POLÍMEROS	60
3.2 CLASIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS.....	62

3.2.1 FLUIDOS NEWTONIANOS	64
3.2.2 FLUIDOS NO NEWTONIANOS.....	65
3.3 MODELOS REOLÓGICOS DE LOS FLUIDOS	69
3.3.1 MODELO DE NEWTON	69
3.3.2 MODELO DE BINGHAM.....	70
3.3.3 MODELO DE LEY DE POTENCIAS.....	70
3.3.4 MODELO DE LEY DE POTENCIAS MODIFICADO.....	71
3.4 APUNTALANTES EN FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS	72
3.4.1 PROPIEDADES FÍSICAS	72
3.4.1.1 RESISTENCIA.....	72
3.4.1.2 DISTRIBUCIÓN Y TAMAÑO DE GRANO	74
3.4.1.3 CANTIDAD DE FINOS E IMPUREZAS	75
3.4.1.4 REDONDEZ Y ESFERICIDAD	76
3.4.1.5 DENSIDAD DEL APUNTALANTE	77
3.4.2 CONDUCTIVIDAD DE LOS APUNTALANTES	77
3.5 ASENTAMIENTO DE PARTÍCULAS	79
3.5.1 ASENTAMIENTO DE PARTÍCULAS EN FLUIDOS NEWTONIANOS.....	79
3.5.2 ASENTAMIENTO DE PARTÍCULAS EN FLUIDOS NO NEWTONIANOS.....	81
3.6 TRABAJOS EXPERIMENTALES DE ASENTAMIENTO DE PARTÍCULAS.....	82

CAPITULO 4: DESARROLLO DEL TRABAJO EXPERIMENTAL..... 87

4.1 SELECCIÓN Y PREPARACIÓN DEL FLUIDO.....	87
4.1.1 FLUIDO LINEAL CON POLÍMERO HPG (HIDROXIPROPILGUAR).	87
4.1.2 FLUIDO RETICULADO CON POLÍMERO HPG (HIDROXIPROPILGUAR).....	89
4.1.3 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REOLÓGICAS.	92
4.2 SELECCIÓN DEL AGENTE APUNTALANTE.	93
4.3 DISEÑO DE CELDAS	94
4.4 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DE FLUIDO Y CONCENTRACIÓN DE APUNTALANTE.	97
4.5 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL.....	99
4.5.1 METODOLOGÍA UTILIZADA CON FLUIDO LINEAL.	99
4.5.2 METODOLOGÍA UTILIZADA CON FLUIDO RETICULADO.	100
4.6 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	101

CAPITULO 5: RESULTADOS Y OBSERVACIONES 105

5.1 VELOCIDADES DE ASENTAMIENTO DE PARTÍCULAS MEDIANTE OBSERVACIÓN FÍSICA EMPÍRICA (OFE) Y EL ANÁLISIS DE VELOCIMETRÍA DE PARTÍCULAS POR IMÁGENES (PIV).	105
5.1.1 FLUIDO LINEAL OFE vs PIV	105
5.1.2 FLUIDO RETICULADO OFE vs PIV.....	108
5.2 EFECTOS DE LOS ANCHOS DE PARED EN LA VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO DE PARTÍCULAS.....	110
5.2.1 COMPARATIVO GEL LINEAL.....	110
5.2.2 COMPARATIVO GEL RETICULADO.	113
5.3 COMPARACIÓN ENTRE VALORES DE ASENTAMIENTO EXPERIMENTAL CON MODELO UNIFICADO DE YOUNESS.	116
5.4 APLICACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL DISEÑO DE FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS.	120

CAPITULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	132
5.3 CONCLUSIONES.....	132
5.3 RECOMENDACIONES.....	133
APÉNDICE A	134
APÉNDICE B	138
BIBLIOGRAFÍA.....	142

RELACION DE FIGURAS

Figura 1.- Triangulo de Recursos (Modificado por Master's, 1979).....	15
Figura 2.- Espectro de yacimientos de gas no convencional basados en contenido orgánico de la roca (Hartman et al., 2008).....	15
Figura 3.- Ventana de hidrocarburos en Eagle Ford (EIA 2011).	17
Figura 4.- Producción de hidrocarburos acumulada por año. Fuente: Texas RRC.	17
Figura 5.- Desarrollo de la evaluación de gas y aceite en lutita en el noreste de México (Pemex 2012).	20
Figura 6.- Ilustración de un pozo horizontal con múltiples etapas fracturadas hidráulicamente (Song et al. 2011)	22
Figura 7.- Fracturamiento hidráulico convencional.....	25
Figura 8.- Comparativo grafico de las técnicas de Fracturamiento Hidráulico Water-Frac e Híbridas (Pemex 2010).	26
Figura 9.- Desplazamiento de cizalla que afectan la permeabilidad residual (Cramer et al, 2008).	34
Figura 10.- Recomendación del sistema de fluido a utilizar basado en la fragilidad de la formación (Mullen et al. 2010).	35
Figura 11.- Ejemplo de fluido híbrido a 125F: fluido Delta Frac 200 25 lbm con 0.5 lbm/M de rompedor SP de la compañía Halliburton.....	41
Figura 12.- Ejemplo de fluido híbrido a 300 F: fluido hyboHr G 200 25 lbm con 0.5 gal/M de rompedor Vicon de la compañía Halliburton.....	42

Figura 13.- Consideración para la selección de la técnica de Fracturamiento Hidráulico (Desphande, 2008).....	43
Figura 14.- Diagénesis mostrada en "Evaluación de los efectos por condiciones ambientales y fluidos de fractura sobre la conductividad a largo plazo de los apuntalantes" (SPE 16900-MS).	44
Figura 15.- Comparativo de la composición mineral entre las lutitas Eagle Ford y Barnett (Passey et al. 2010).....	45
Figura 16.- Numero de dureza Brinell de los yacimientos conocidos de lutitas en Estados Unidos (Modificado por Stegent et al. 2010)	46
Figura 17.- Simulación de incrustación del apuntalante en la roca para varios módulos de Young y esfuerzos de cierre (Cipolla et al. 2008).	46
Figura 18.- Efecto de diferentes tamaños de apuntalantes en las características de la fractura (SPE 163876).....	48
Figura 19.- Comparación de crecimiento de fractura con fluidos de diferente viscosidad (SPE 163876).	49
Figura 20.- Producción acumulada en diferentes tiempos como una función del tamaño del apuntalante y viscosidad del fluido de fractura (SPE 163876).	50
Figura 21.- La estructura de la molécula de HPG. (Cortesía BJ Services).....	61
Figura 22.- Estructura molecular de la Hidroxietilcelulosa (HEC). (Cortesía Bj Services).	62
Figura 23.- sistema de dos placas paralelas separadas por un fluido.....	63
Figura 24.- Comportamiento de un fluido Newtoniano.	65
Figura 25.- Comportamiento de un fluido plástico de Bingham.	66
Figura 26.- Comportamiento de un fluido pseudoplástico.	66
Figura 27.- Comportamiento de un fluido delatante.	67
Figura 28.- Comportamiento de un fluido pseudoplástico con punto de cedencia.	67
Figura 29.- Comportamiento de un fluido Tixotrópico.....	68
Figura 30.- Comportamiento de un fluido Reopéctico.	69
Figura 31.- Comportamiento de la permeabilidad de los apuntalantes al aumento en el esfuerzo de cierre (Meyer, 2008).	73

Figura 32.- Rangos de resistencia a la compresión de acuerdo al tipo de apuntalante. Fuente: DANESHY, Ali A <i>et al.</i> Well Stimulation [8]	73
Figura 33.- Análisis de tamaño de grano del apuntalante Bauxita (Pemex, 2005)	75
Figura 34.- Decremento de la conductividad con el incremento de finos en los apuntalantes (API RP-56).	76
Figura 35.- Grafica de Krumbein (Meyer, 2008)	77
Figura 36.- Curva de arrastre de una partícula simple en un fluido Newtoniano. (Youness, 2005).....	81
Figura 37.- Volumen de agua utilizado y agitador para la mezcla.	88
Figura 38.- viscosímetro FANN ^{TD} 35	89
Figura 39.- Agitador y polímero utilizado para la mezcla.....	90
Figura 40.- Preparación del gel reticulado o activado.	91
Figura 41.- Análisis de reología del fluido HPG 20 lbm/gal.	92
Figura 42.- Arenas silica malla 30/50, 40/70 y 100 respectivamente	94
Figura 43.- Maqueta experimental para asentamiento de apuntalantes con fluido línea.	95
Figura 44.- Maqueta experimental con papel milimétrico para observar y medir el desplazamiento de apuntalantes.....	96
Figura 45.- Maqueta utilizada para el experimento de asentamiento de apuntalante en gel reticulado.....	97
Figura 46.- Imagen del apuntalante arena silica malla 30/50 en fluido lineal.	112
Figura 47.- Análisis PIV del apuntalante arena silica malla 30/50 en fluido lineal.	113
Figura 48.- Imagen del apuntalante arena silica malla 40/70 en fluido reticulado.	115
Figura 49.- Análisis PIV del apuntalante arena silica malla 40/70 en fluido reticulado.....	116
Figura 50.- Distribución de apuntalante con la técnica de Fracturamiento hidráulico Slick Water.	122
Figura 51.- Distribución de apuntalante con la técnica de Fracturamiento hidráulico Híbrida gel lineal.....	123

Figura 52.- Distribución de apuntalante con la técnica de fracturamiento hidráulico Hibrida gel reticulado.	124
Figura 53.- Distribución de apuntalante con la técnica de fracturamiento hidráulico convencional gel reticulado.	125
Figura 54.- Distribución de apuntalante con la técnica de fracturamiento hidráulico Slick Water a 35 Bpm.....	127
Figura 55.- Distribución de apuntalante con la técnica de Fracturamiento hidráulico Hibrida gel lineal a 35 Bpm.	128
Figura 56.- Distribución de apuntalante con la técnica de Fracturamiento hidráulico Hibrida gel reticulado a 35 Bpm.	129
Figura 57.- Distribución de apuntalante con la técnica de Fracturamiento hidráulico convencional gel reticulado a 35 Bpm.....	130
Figura A.1.- Fuerzas que actúan en una partícula en un fluido estático.....	136

RELACION DE GRAFICAS

Gráfica 1.- Comparación de velocidad de asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en Gel lineal (Celda 3 mm).....	106
Gráfica 2.- Comparación de velocidad de asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en Gel lineal (Celda 6 mm).....	107
Gráfica 3.- Comparación de velocidad de asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en Gel reticulado (Celda 3 mm).....	108
Gráfica 4.- Comparación de velocidad de asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en Gel reticulado (Celda 6 mm).....	110
Gráfica 5.- Velocidad de asentamiento de apuntalante por ancho de paredes gel lineal (3 mm vs 6 mm).....	111
Gráfica 6.- Velocidad de asentamiento de apuntalante por ancho de paredes gel activado (3 mm vs 6 mm).....	114
Gráfica 7.- Comparativo de velocidad de asentamiento de apuntalante por método analítico (Youness) y método experimental (PIV) en gel reticulado.	117

Gráfica 8.- Comparativo de velocidad de asentamiento de apuntalante por método analítico (Youness) y método experimental (PIV) en gel lineal.	120
--	-----

RELACION DE TABLAS

Tabla 1.- Clasificación de fluidos.....	64
Tabla 2.- Designación del tamaño de apuntalante de fractura (API 1983).	74
Tabla 3.- Gravedad específica de apuntalantes (Meyer, 2008).	77
Tabla 4.- Parámetros de n y K para varios fluidos de fractura obtenidos en un Fann 35 por Shah.	84
Tabla 5.- Características del fluido y resultados de las pruebas reológicas.	93
Tabla 6.- Diámetro promedio de apuntalantes malla 30/50, 40/70 y 100.	93
Tabla 7.- Valores asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en gel lineal (Celda 3mm).....	106
Tabla 8.- Valores asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en gel lineal (Celda 6mm).....	107
Tabla 9.- Valores asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en gel reticulado (Celda 3mm)	108
Tabla 10.-Valores asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en gel reticulado (Celda 6mm)	109
Tabla 11.- Valores asentamiento de apuntalante por ancho de paredes gel lineal (3 mm vs 6 mm)	111
Tabla 12.- Valores asentamiento de apuntalante por ancho de paredes gel lineal (3 mm vs 6 mm)	113
Tabla 13.- Calculo de velocidades de asentamiento de apuntalante por método unificado en gel reticulado (Youness).	117
Tabla 14.- Comparativo de velocidades de asentamiento de apuntalante por método analítico (Youness) y método experimental (PIV) en gel reticulado.	117
Tabla 15.- Calculo de velocidades de asentamiento de apuntalante por método unificado en gel lineal (Youness).	119

Tabla 16.- Comparativo de velocidades de asentamiento de apuntalante por método analítico (Youness) y método experimental (PIV) en gel lineal.	119
Tabla B. 1.- Propiedades del Yacimiento Eagle Ford.	139
Tabla B. 2.- Propiedades mecánicas de formación Eagle Ford.....	139
Tabla B. 3.- Cedula de bombeo en Mshale con la tecnica Slick Water.	139
Tabla B. 4.- Cedula de bombeo en Mshale con la tecnica Hibrido- Gel lineal.	140
Tabla B. 5.- Cedula de bombeo en Mshale con la tecnica Hibrido- Gel Activado.	141
Tabla B. 6.- Cedula de bombeo en Mshale con la tecnica convencional.	141

RESUMEN

Actualmente se ha desarrollado un gran interés por la producción de hidrocarburos contenidos en lutitas porque algunas de estas formaciones tienen un gran potencial de producción de gas, gas y condensado, y aceite, con más bajas tasas de declinación de la producción por pozo y una importante tasa de recuperación de la reserva de hidrocarburo que otras fuentes de hidrocarburos no convencionales, además que los costos de exploración son más económicos.

La formación Eagle Ford siempre ha sido conocida y explorado en el pasado como una roca fuente, pero con la evolución de la perforación actual y las tecnologías de fracturamiento hidráulico, se ha revitalizado.

El éxito en la recuperación de los hidrocarburos en este tipo de formaciones de baja permeabilidad, se basa en incrementar el contacto con el yacimiento a través de pozos horizontales, interconectando las fracturas naturales de la formación e induciendo nuevas, reduciendo la influencia de la heterogeneidad del yacimiento, y esto se logra a través de prácticas eficientes de la perforación, terminación y estimulación de los pozos.

En la terminación de pozos horizontales en la formación Eagle Ford, el fracturamiento hidráulico ha probado ser una tecnología clave que facilita la recuperación de gas y hace a un proyecto económicamente rentable. Si bien, la técnica de fracturamiento hidráulico esta basada en los mismo principios de mejorar la conductividad de la formación para obtener mejores tasas de producción, los avances en fracturamiento hidráulico están constantemente cambiando en búsqueda de mejorar la productividad del pozo, desarrollando tecnología en el mejoramiento de los fluidos, apuntalantes, aditivos que mejoran la conductividad del apuntalante, tecnologías que mejoran la sustentabilidad del apuntalante e incluso se han desarrollado diversas técnicas de fracturamiento hidráulico mezclando sistemas de fluidos y apuntalantes que permitan generar la conductividad necesaria para mejorar la producción de hidrocarburos.

Referente a las técnicas de fracturamiento hidráulico la literatura de ingeniería petrolera nos indica que grandes volúmenes de fluidos y altas concentraciones de apuntalante son requeridos para estimular efectivamente las formaciones de muy baja permeabilidad. Para bombear grandes cantidades de apuntalante se deben utilizar fluidos de media y alta viscosidad. Sin embargo muchas compañías operadoras especializadas creen que los fracturamientos hidráulicos utilizando fluidos de baja viscosidad, así como bajas concentraciones de apuntalantes, conocidos como Slick-Water producen resultados comparables de estimulación en formaciones de baja permeabilidad y sobre todo las prefieren porque estas resultan menos costosas que los fracturamientos hidráulicos con geles reticulados.

El problema con los fluidos de baja viscosidad es la alta velocidad de asentamiento de los apuntalantes convencionales, tales como arena blanca, apuntalantes resinados o bauxita, los cuales resultan en fracturas apuntaladas que son muchos más pequeñas que las fracturas diseñadas. El uso de geles ayuda en el transporte del apuntalante sin embargo genera una gran cantidad de residuos que bloquean los poros de la formación en lutitas con permeabilidades del orden de nano-darcies. Aunado a esto, el gel entrampado en la fractura creada causa una reducción de la permeabilidad del apuntalante.

El transporte del apuntalante en fracturamientos hidráulicos es muy importante en el éxito de un tratamiento. La predicción del transporte del apuntalante es crítico en el diseño y evaluación de las estimulaciones. Otro aspecto es el análisis de la velocidad de asentamiento del apuntalante. La velocidad de asentamiento de apuntalante está gobernada por la viscosidad del fluido, el ancho de fractura, tamaño de partículas y la densidad de partículas.

El propósito de este trabajo es observar los resultados experimentales de las velocidades de asentamiento de partícula utilizando los sistemas lineales y reticulados con los apuntalantes arena sílica malla 30/50, malla 40/70 y malla 100. En estos resultados se observan las diferencias entre las técnicas de fracturamientos hidráulicos utilizadas en la formación Eagle Ford que nos mostrara

la importancia de seleccionar el sistema de fluido más conveniente para el diseño de los tratamientos de estimulación.

Los resultados experimentales obtenidos mediante observación son comparados con un programa iterativo de análisis de velocimetría de partículas mediante imágenes PIV (Particle Image Velocimetry). Básicamente el programa analiza las imágenes dividiéndolas en regiones o cuadrantes más pequeños. La correlación cruzada entre los cuadrantes mide el flujo ópticamente (desplazamiento de objetos) entre las imágenes. Los resultados del análisis PIV son mostrados en una grafica vectorial y guardados como datos en archivo de texto para ser analizados. Esta información es comparada con el estudio experimental para validar el comportamiento en la velocidad de las partículas.

CAPITULO 1: Antecedentes y Objetivos

1.1 Yacimientos no convencionales

Un yacimiento de gas no convencional se describe como la acumulación de gas que es muy complicado de describir, caracterizar, y producir comercialmente con la tecnología existente (Miskimins, 2008).

Por otro lado, los yacimientos convencionales pueden producir hidrocarburos a gastos de producción y volúmenes económicamente rentables de aceite y gas sin largos tratamientos de estimulación o procesos de recuperación especial. Los yacimientos convencionales son esencialmente aquellos que tienen una permeabilidad de alta a media en los cuales se pueden perforar pozos verticales, disparar un intervalo productor y producir el hidrocarburo a precios económicamente atractivos (Holditch, 2002).

Master's, J. A. (1979) publicó el concepto de triángulo de recursos, el cual nos dice que los recursos de gas y aceite están distribuidos normalmente en la naturaleza, justo como los demás recursos naturales, como el oro, cobre y uranio. La Figura 1 presenta el concepto de triángulo de recursos de aceite y gas convencional y para aceite y gas no convencional. En la parte alta del triángulo se encuentran los yacimientos convencionales, los cuales son normalmente pequeños en tamaño, fáciles de desarrollar, sin embargo algo difíciles de encontrar. En la parte baja del triángulo de recursos están los yacimientos no convencionales con grandes volúmenes de gas y aceite acumulados que son generalmente mucho más difíciles de desarrollar.

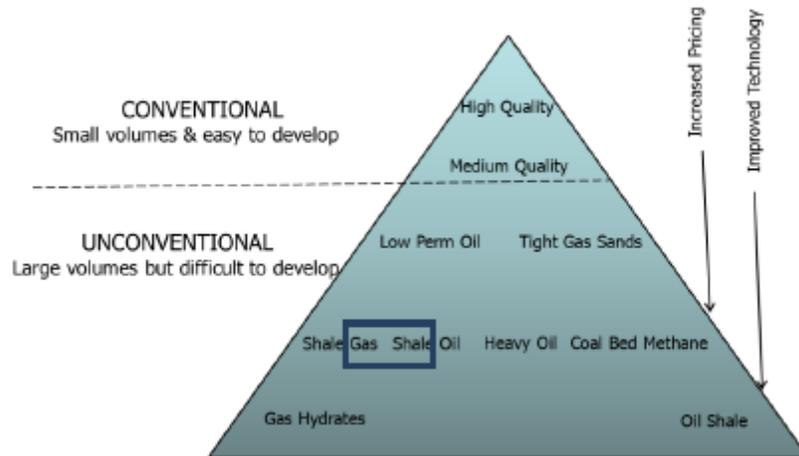


Figura 1.- Triangulo de Recursos (Modificado por Master's, 1979)

Las fuentes de gas natural definidos en yacimientos no convencionales son metano en capas de carbón (Coal-bed Methane), hidratos, formaciones alta presión/alta temperatura, zonas geo-presurizadas, lutitas y arenas compactas. Sin embargo, hasta hoy, solo las fuentes de metano en capas de carbón, lutitas y arenas compactas son producidas comercialmente (Figura 2).

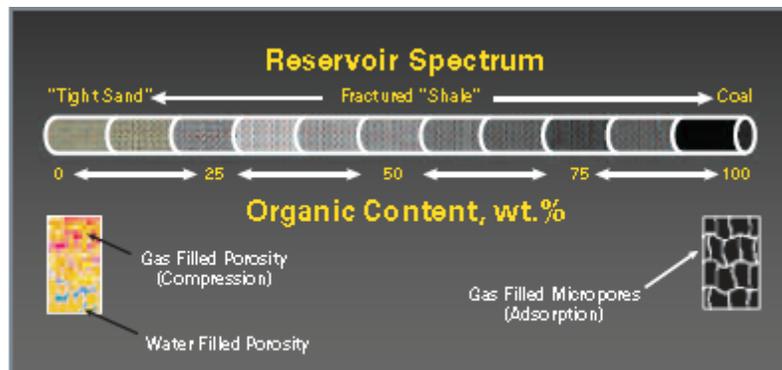


Figura 2.- Espectro de yacimientos de gas no convencional basados en contenido orgánico de la roca (Hartman et al., 2008).

La característica común de los tres diferentes tipos de fuentes de gas no convencional es que contienen grandes cantidades de gas natural, sin embargo comúnmente es mucho más difícil extraerlo comparado con los yacimientos convencionales. Estas fuentes de energía no convencionales típicamente están localizadas en sistemas geológicos heterogéneos, extremadamente complejos y se tiene muy poca conocimiento y entendimiento de ellos.

En general, los yacimientos de gas no convencional son muy complejos y su baja permeabilidad matricial resulta en altas tasas de declinación de la producción iniciales y pequeñas áreas de drenen por pozo, lo cual aumenta la complejidad de la rentabilidad de un proyecto y aumentan el costo de desarrollo por que se requieren un gran cantidad de pozos con un espaciamiento optimizado.

La rentabilidad de un proyecto para el desarrollo de un yacimiento no convencional depende de los avances en la tecnología y el mejoramiento de la eficiencia operativa en interpretación sísmica, perforación, evaluación de la formación y la terminación. La producción comercial de hidrocarburos en lutitas depende en el contenido de hidrocarburo, la capacidad de almacenamiento natural y la capacidad de flujo de la formación. Para el desarrollo exitoso se requiere incrementar el contacto del pozo con la formación a través de la perforación de pozos horizontales o multilaterales, conectando las fracturas naturales de la formación e induciendo nuevas, lo que permite reducir la influencia de la heterogeneidad de la formación, esto se logra a través de técnicas eficientes de perforación, terminación y estimulación como son los fracturamientos hidráulicos.

1.2 Formación Eagle Ford

La lutita Eagle Ford ha sido durante mucho tiempo reconocida como una roca fuente, sin embargo recientemente ha sido reconocida como un yacimiento productor. La Figura 3 muestra el play Eagle Ford, localizada en el sur de Texas y extendiéndose sobre un área de casi 50 millas de ancho y 400 millas de longitud y se puede decir que está en su infancia en términos de desarrollo comparada con otros plays de lutitas en los Estados Unidos. Por citar un ejemplo, la lutita Barnett ha sido comercialmente productiva desde los años 80's, La lutita Haynesville desde el año 2005, sin embargo Eagle Ford ha estado produciendo solo desde el 2008-2009. La formación Eagle Ford se ha convertido en un área de desarrollo importante en los Estados Unidos debido a los grandes volúmenes de hidrocarburos que es capaz de producir. Los tres tipos de hidrocarburos producidos por la formación Eagle Ford varían desde gas seco, gas-condensado hasta aceite, convirtiéndola en un play muy atractivo económicamente. La

dirección de cambio de fase de líquido a gas en Eagle Ford es de norte a sur y de poco profundas o superficiales a zonas muy profundas; donde solo el aceite está presente principalmente en la parte más superficial de la sección norte.

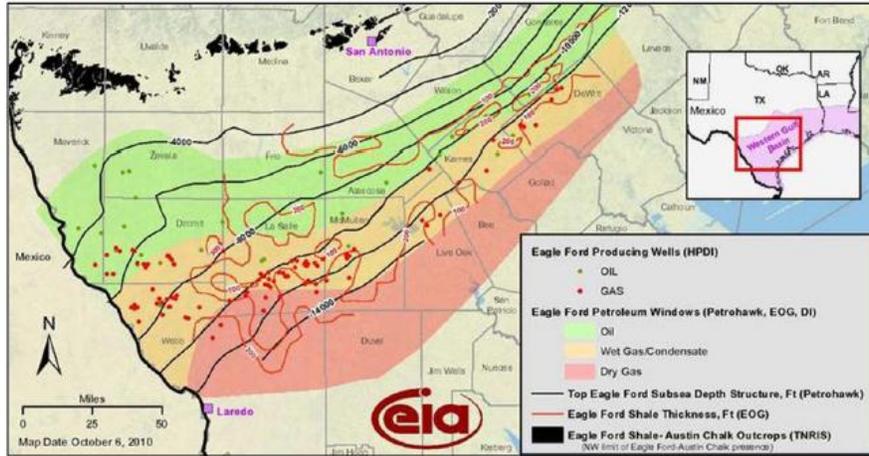


Figura 3.- Ventana de hidrocarburos en Eagle Ford (EIA 2011).

La Producción de hidrocarburos en Eagle Ford ha crecido rápidamente en los últimos 3 años (Figura 4) en los Estados Unidos, con más de 30 millones de barriles de aceite y 20 millones de barriles de condensado producidos hasta el final del 2011. La cantidad de equipos de perforación se incrementaron rápidamente de 18 en el año 2008 a 238 a principios del año 2012, si esta tendencia continua, se espera que para el final del 2012 estén operando alrededor de 250 equipos de perforación para el desarrollo de este yacimiento.

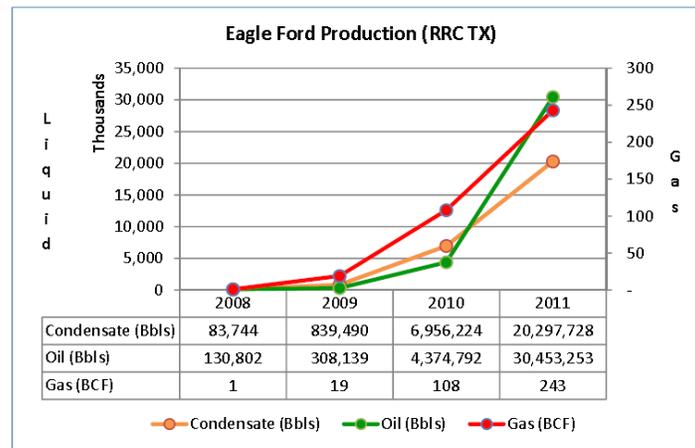


Figura 4.- Producción de hidrocarburos acumulada por año. Fuente: Texas RRC.

1.3 Perspectiva de aceite y gas en lutitas en México

Los estudios referentes al desarrollo del proyecto de gas y aceite en lutitas en México están basados en un estudio de la información de más de 1,000 pozos, así como de información geológica y geofísica generada a lo largo de 75 años de exploración por Pemex.

Los plays del Cretácico superior distribuidos en las cuencas de Chihuahua, Sabinas Burro Picachos y Burgos en el noreste de México, representan la continuidad de la formación Eagle Ford productora en el sur de EUA.

Los plays del Jurásico Superior (La casita y Pimienta) presentes en las cuencas Chihuahua, Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla. Son equivalentes a la formación Heynesville productora en EUA.

En las primeras evaluaciones se cuantificaron recursos por un valor medio de 297 MMMMpc de gas principalmente. Conforme se continuo la integración e interpretación de los datos se logro diferencia el tipo de hidrocarburos esperados, estimándose un recurso medio técnicamente recuperable de 60.2 MMMbpce, correspondiente a 53% de aceite y el resto a gas seco y húmedo.

Dentro del plan de negocios de PEP, a través del proyecto de aceite y gas en lutitas, autorizado el 1 de Enero de 2013 por la Secretaria de Hacienda, se estableció un programa de ejecución de la estrategia de PEP, esta estrategia busca intensificar la actividad de la evaluación potencial del aceite y gas húmedo no asociado correspondiente al concepto de oil-gas shale, y cumplir con los siguientes objetivos:

- Dar certidumbre a los recursos prospectivos cuantificados, tipo de hidrocarburos y evaluar la productividad en las provincias geológicas y áreas de interés.
- Preferencia la evaluación de las áreas con potencial de aceite y gas húmedo.

- Continuar con los estudios geológicos y geoquímicos para avanzar en el conocimiento de los sistemas de hidrocarburos no convencional.
- Aplicar tecnología de vanguardia para reducir la incertidumbre y riesgos geológicos de estos plays.

Las metas impuestas en esta estrategia en los próximos 4 años es de perforar alrededor de 175 pozos para su evaluación, adquirir información sísmica 3D de alrededor de 10,000 km² en donde se utilizara una inversión de alrededor de 3,000 MMUSD.

En los plays Cretácico Eagle Ford/ Agua Nueva, jurásico La casita/Pimienta se estiman recursos técnicamente recuperables del orden de 8.5 a 15.3 MMMbpce respectivamente.

En el play Eagle Ford/Agua Nueva se han perforado seis pozos comprobando la continuidad de las franjas de gas seco y gas húmedo del sur de Texas, con un éxito comercial del 67% e incorporando reservas totales 3P por 51 MMbpce y en proceso de certificación un descubrimiento. Actualmente se espera probar la continuidad del trend de gas húmedo, mediante la terminación de 4 pozos.

En el play La casita/Pimienta con la prueba de producción del pozo Arbolero 1, se comprobó el concepto de gas en lutitas en el play La Casita, y en el play Pimienta, el pozo Anélido 1 resulto productor de aceite de 35 API, con un éxito comercial del 100%, incorporando reservas por un total del 63 MMbpce. Actualmente se esta perforando otro pozo exploratorio, pozo Nuncio 1, con el objetivo de probar la extensión del play hacia la parte norte, además que existe el programa de terminar 3 pozos más. En la Figura 5, se muestra el mapa con el desarrollo actual de la zona Noreste de México.

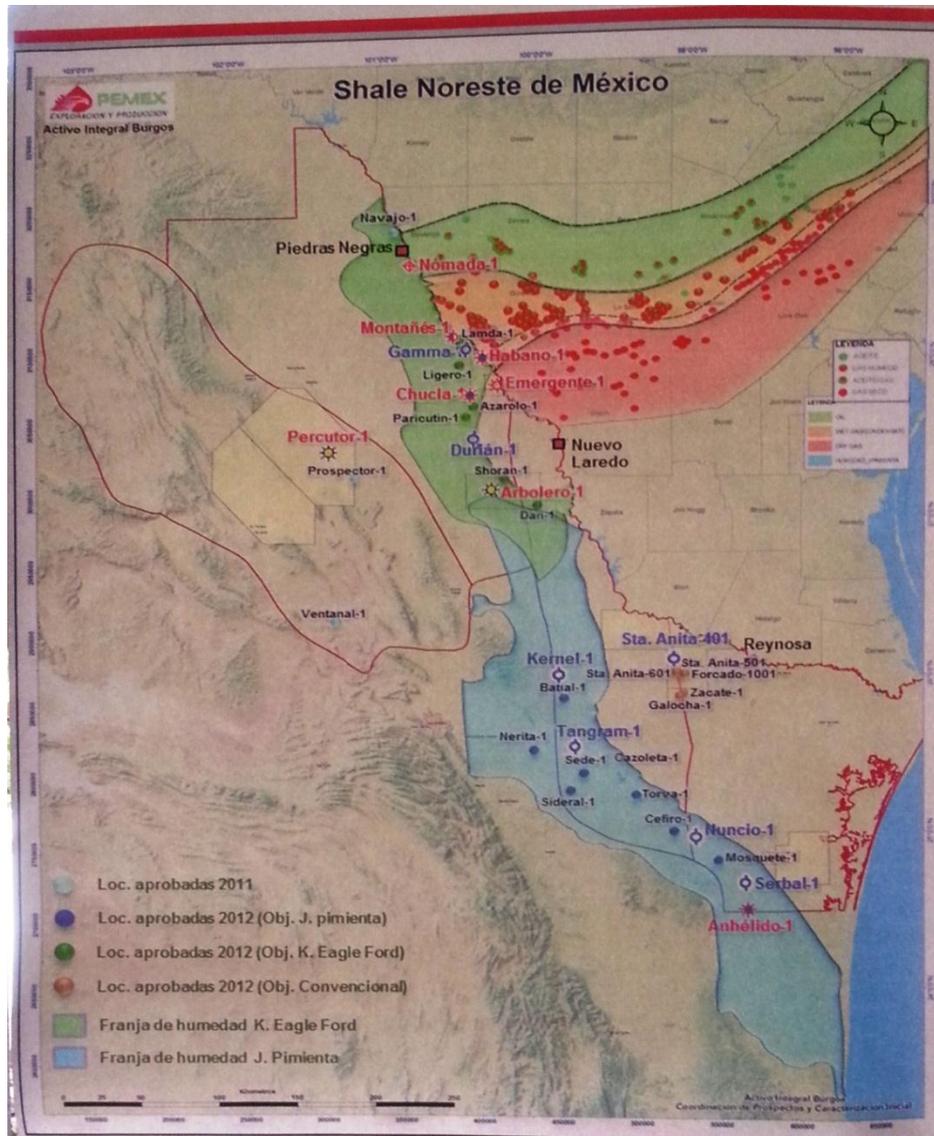


Figura 5.- Desarrollo de la evaluación de gas y aceite en lutita en el noreste de México (Pemex 2012).

En la cuenca Tampico-Misantla se cuenta con información geológica y geoquímica que ha permitido identificar áreas orgánicamente ricas y técnicamente maduras para producción de aceite y gas húmedo en las lutitas jurásico Pimienta y Cretácico Agua Nueva, aún se está evaluando la información en esta cuenca que permita establecer recursos prospectivos con convencionales.

1.4 Perforación de pozos horizontales

La perforación y terminación de pozos horizontales en yacimientos naturalmente fracturados presentan beneficios respecto a la perforación y terminación de pozos verticales, tales como: el número de fracturas naturales son interceptadas mediante por lo tanto incrementa la producción de pozo, el área de drene se incrementa, y en algunos casos la necesidad de realizar fracturamientos hidráulicos es eliminada. Sin embargo muchos yacimientos de gas de baja permeabilidad o yacimientos no convencionales han sido considerados históricamente no explotables comercialmente debido a los bajos gastos de producción de los pozos. Por la baja permeabilidad presenten en estos campo, se deben perforar muchos pozos verticales con espaciamentos reducidos para drenar el yacimiento eficientemente. Esto contribuye a que se requieran una gran cantidad de pozos verticales.

Antes de seleccionar el método de perforación y terminación de un pozo de aceite o gas en lutitas se deben considerar nueve factores de acuerdo con Ramaswamy (2007). Estos factores son:

- Inversión requerida.
- Numero de intervalos a explotar.
- Pronostico de producción de hidrocarburo del pozo.
- Reservas esperadas a recuperar.
- Permeabilidad y contenido de gas en formación.
- Tipo de tratamiento de estimulación.
- Problemas de estabilidad del pozo.
- Requerimientos para futuros trabajos de reparación.
- Requerimientos de sistemas artificiales de producción.

1.5 Fracturamientos hidráulicos en yacimientos no convencionales.

Después de décadas de progreso en el diseño de pozos desde verticales, pozos verticales con fracturamiento hidráulico masivo (MFH), hasta pozos horizontales, tecnología que finalmente ha sido adaptada para el desarrollo de campos de yacimientos de gas en lutitas; han evolucionado hasta el desarrollo de técnicas de terminación con fracturamientos hidráulicos transversales múltiples (Figura 6) para aumentar significativamente el contacto yacimiento-pozo, que como ya se menciona es una de los elementos críticos en el desarrollo de un yacimiento de gas en lutitas. Hoy las terminaciones de pozos incluyen muchas etapas de fracturamiento hidráulico que están espaciados a lo largo de la zona horizontal del pozo.

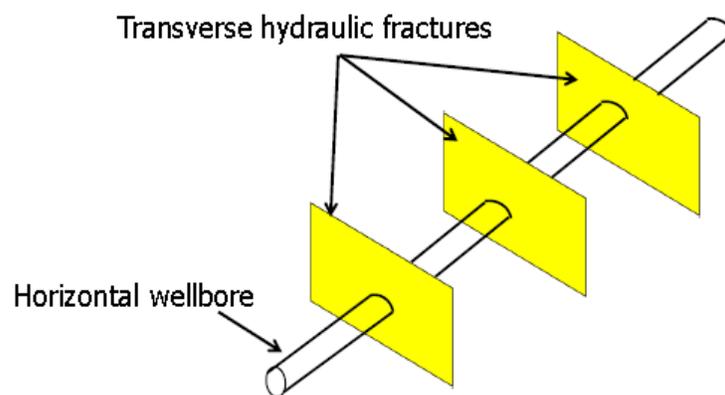


Figura 6.- Ilustración de un pozo horizontal con múltiples etapas fracturadas hidráulicamente (Song et al. 2011)

Con los avances tecnológicos, hoy en día uno de los objetivos es como optimizar la terminación y continuamente mantener una producción óptima a lo largo de la vida productiva del pozo y del yacimiento. La información adquirida durante la perforación, distribución de los pozos y las fases de evaluación son interpretadas y los resultados analizados para maximizar la eficiencia de la interacción pozo-yacimiento. La información de la misma forma, es utilizada para optimizar la terminación y los diseños de los tratamientos de fracturamiento hidráulico, se monitorea el desarrollo de las mismas en tiempo real mediante micro sismica que permitan cambios modificaciones y tomas de decisiones más rápido y

eficientemente que beneficien la siguiente etapa de Fracturamiento hidráulico siempre con el objetivo de lograr la máxima producción posible.

1.5.1 Técnicas de fracturamientos hidráulicos.

Si bien el fracturamiento hidráulico está basada en los mismo fundamentos de mejorar la conductividad de la formación y lograr las geometría óptima para obtener mejores tasas de producción, los técnicas de fracturamiento hidráulico (apuntalantes, fluidos, métodos de bombeo, aditivos) están constantemente cambiando en búsqueda de mejorar la productividad del pozo.

La evaluación de la formación de un yacimiento de lutitas requiere una mentalidad diferente, porque no es un depósito convencional de porosidad/ permeabilidad. Lo mismo se aplica al diseño de estimulación. Los términos como Water-Frac, Slick-water, Fractura convencional y Fractura hibrida son descripciones genéricas de las técnicas de fracturamiento hidráulico utilizadas para la estimulaciones de las formaciones de gas en lutitas. Cada compañía de fracturas utiliza sus propios nombres para identificar sus tecnologías de fluidos o técnicas de fracturamiento hidráulico, pero estos son los términos más conocidos y manejados por las operadoras. Las técnicas mencionadas son tan variables, debido a que depende mucho de las necesidades del yacimiento para ser estimulado por lo que las definiciones que se muestran a continuación son una generalización de ellas:

Fracturamiento Slick-Water:

Esta técnica de fracturamiento utiliza fluidos base agua son los sistemas más ampliamente utilizados por los operadores principalmente por su bajo costo. Los fracturamientos hidráulicos con fluidos base agua consisten básicamente en agua de baja viscosidad o con baja cantidad de polímero, reductores de fricción y bajas concentraciones de apuntalante (< 10 ppa) y algunos otros aditivos. Estos aditivos son requeridos para disminuir la fricción y mejorar la compatibilidad del fluido con las arcillas.

Los tratamientos con base agua usualmente se diseñan con grandes cantidades de agua para crear la geometría de fractura y la conductividad necesaria para

obtener una recuperación económica en yacimientos de baja y muy baja permeabilidad. A causa de la baja viscosidad de este tipo de fluidos, estos tratamientos exhiben una pobre capacidad de transporte de apuntalante dentro de la fractura, el asentamiento de apuntalante es más rápido y los anchos de las fracturas mucho menores comparadas con los fluidos gelificados. Para disminuir estos efectos, estos tratamientos son diseñados con muy bajas concentraciones y bombeados a muy alto gasto de cerca de 100 Bpm. Otras características importantes es el costo y la rapidez de la preparación de estos fluidos. Estos fluidos pueden ser usados y posteriormente reciclados lo cual se traduce en ahorros importantes.

La desventaja principal en este tipo de tratamiento, como mencionamos anteriormente es la reducida capacidad de transporte de apuntalante. El mal transporte de apuntalante se traduce en un mal empacamiento en la fractura generada, y por lo tanto, una baja conductividad debido a que el asentamiento del apuntalante se queda fuera de la zona de interés en zonas esbeltas y una mal empacamiento en zonas más robustas (Sharma et al, 2004).

Fracturamiento Water-Frac:

Utilizan fluidos base agua con polímero para mejorar la viscosidad, de esta manera disminuyen la pérdida por filtrado e incrementan la eficiencia del fluido como resultado del incremento de la viscosidad. Utiliza productos químicos como reductores de fricción y agentes gelificantes que son usados con el propósito de reducir la pérdida de presión ocasionadas por la fricción de la tubería de producción, no ayuda en el transporte del apuntalante. Este tratamiento normalmente es bombeado también a altos gastos dentro del pozo y se basan en la velocidad del fluido para arrastrar el apuntalante y transportarlo y distribuirlo en la fractura hidráulica creada. Esta técnica consiste por lo general en alternar etapas de gel lineal y apuntalante seguidos por fluido base agua o salmuera KCl al 2% solo para realizar "barridos" en la tubería que eviten que se bloquee el interior del pozo y las perforaciones del intervalo. El método de bombeo es muy similar a

la técnica Slick-water, sin embargo los requerimientos de fluido son mucho menores en comparación con la técnica Slick-water.

Fracturamiento convencional:

Utiliza como fluido de fractura base agua con alta viscosidad (desde espumas hasta fluidos reticulados o "activados") para crear la geometría de fractura necesaria y transportar el apuntalante hasta colocarlo dentro de la formación. Los gastos a los que se emplea esta técnica de fracturamiento puede variar dependiendo de las propiedades del yacimiento, la configuración del pozo y la geométrica de fractura diseñada. El típico tratamiento convencional de fractura inicia con el colchón, seguido de las etapas de fluido con apuntalante incrementando su concentración en forma de escalera y finalmente el desplazamiento hasta la altura de los disparos. La Figura 7 muestra el comportamiento en tiempo real del bombeo de un fracturamiento hidráulico convencional.

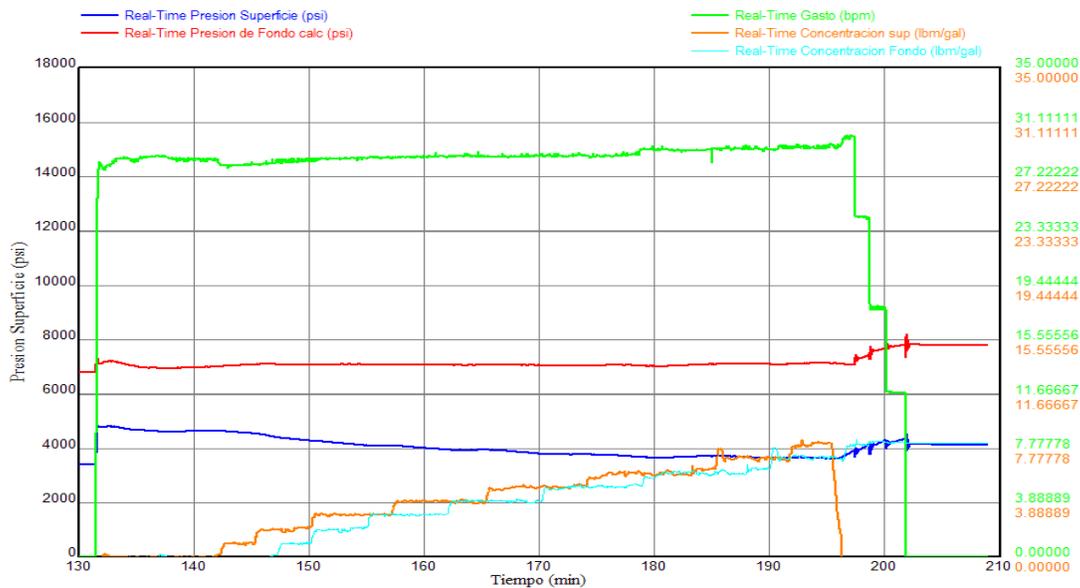


Figura 7.- Fracturamiento hidráulico convencional.

Fracturamiento Híbrido:

Cualquier mezcla entre una fractura Slick-Water y una fractura convencional se le conoce como fractura híbrida. Típicamente, un fracturamiento hidráulico híbrido combina características de estas dos técnicas de fractura. Por lo general tienden a

iniciar con fluido de baja velocidad a alto gasto, alternando baches de apuntalante con el fluido ("barridos" que en muchas ocasiones vienen acompañados de cambio en el gasto de bombeo) con continuo incremento en forma escalera de la concentración de apuntalante con fluido de alta viscosidad o activado. Un método ortodoxo de un fracturamiento convencional puede también ser considerado como fracturamiento híbrido. En la Figura 8 se muestra una grafica de comportamiento entiempo de real de la cedula de bombeo de un fracturamiento hidráulico con la técnica Water-Frac y una Híbrida.

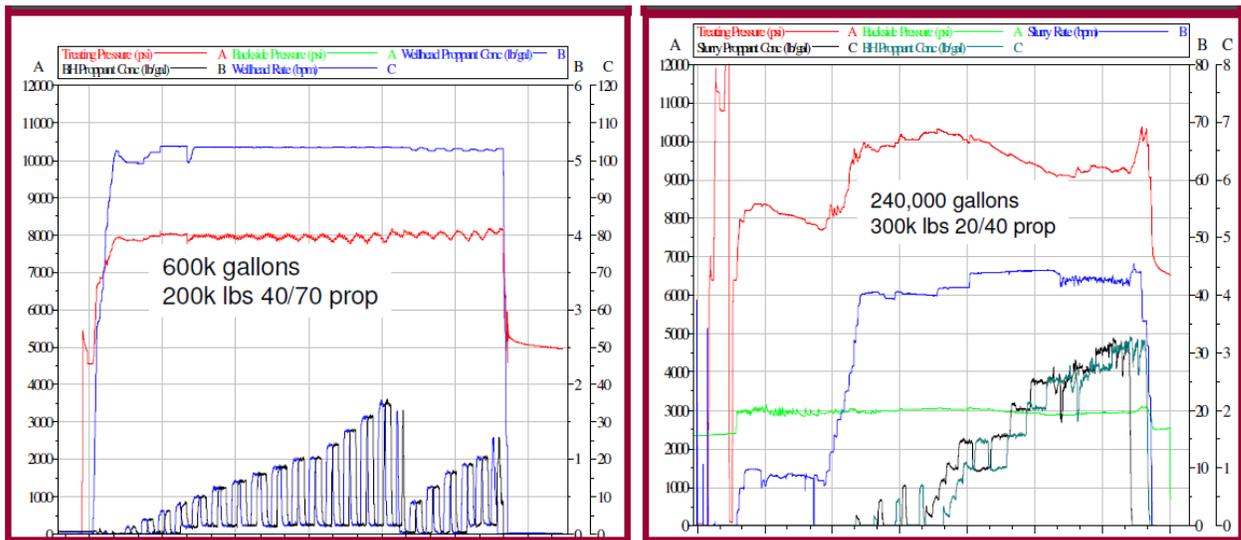


Figura 8.- Comparativo grafico de las técnicas de Fracturamiento Hidráulico Water-Frac e Híbridas (Pemex 2010).

Cada pozo perforado en lutitas necesita ser estimulado con un tratamiento de fracturamiento hidráulico para producir hidrocarburo a una tasa de producción y con los volúmenes necesarios para ser rentable. Los primeros tratamientos de estimulación iniciaron con geles reticulados. Posteriormente las compañías contratistas iniciaron el uso de gel lineal como medio de transporte de apuntalante en la formación tratando de reducir los altos costos de los grandes volúmenes de fluido que utilizaban. Recientemente, se ha implementado la técnica de fracturamientos hidráulicos híbridos con el objetivo de usar menos polímero durante el tratamiento que les permitía el bombeo de concentraciones altas de apuntalante. Esta última técnica ha permitido que los fracturamientos hidráulicos tengan el suficiente éxito mediante una colocación eficiente del apuntalante en la

formación que permita ser económicamente rentable para continuar con el desarrollo y explotación de diferentes campos en los Estados Unidos.

Las técnicas implementadas fracturamientos hidráulicos están basadas en el tipo de fluido como son Slick-Water, gel reticulado, espumas y fracturas híbridas. La técnica Slick-Water pretende generar fracturas mediante el bombeo de fluido de gel lineal, que incluye aditivos como estabilizador de arcillas, surfactantes y reductores de fricción, usando muy baja concentración de polímero. Una concentración de apuntalante de 0.5 a 1 ppg es agregada a la proporción de fluido. La principal ventaja de este tipo de tratamientos es que son sencillos y muy baratos. Sin embargo el bajo volumen de apuntalante y la baja viscosidad del fluido de fractura, provocan que en general se tenga una conductividad de fractura muy baja, a menos que exista buenas barreras que contengan la fractura y permita el desplazamiento y acumulamiento del apuntalante dentro de la formación. Se desarrollaron artículos de la SPE (Mayerhofer, 1997, Mayerhofer and Meehan, 1998) indicando que la productividad del pozo que había sido estimulado mediante la técnica Slick-Water era la misma que aquellos donde se había utilizado gel reticulado como fluido de transporte, sin embargo el costo es mucho menor.

El gel reticulado utiliza polímero y un reticulante para generar mayor viscosidad y esto permite bombear grandes cantidades de agente apuntalante y mucho mayores concentraciones. La principal ventaja en los tratamientos con gel reticulado es que las longitudes alcanzadas pueden ser mucho mayores, debido a que la sustentación es mucho mayor que en el caso de la técnica Slick-Water, donde el transporte del apuntalante es por arrastre de partículas. Este sistema de fluidos ha probado ser altamente exitosa en pozos de altas temperaturas. Sin embargo en bajas temperaturas, presenta problemas de "rompimiento" de las cadenas poliméricas, y resulta muy complicada la limpieza del pozo posterior al tratamiento.

El tratamiento híbrido es relativamente nuevo en el diseño de fracturamientos hidráulicos. Anadarko fue la primera compañía que inicio a implementarla, y la

llamo híbrida, debido a que usa Slick-Water como colchón para crear la geometría de fractura, y posteriormente inicia el bombeo de apuntalantes en bajas concentraciones e intercambia con el de gel reticulado para transportar el apuntalante en más altas concentraciones. Esta técnica de tratamiento ha funcionado eficientemente en algunos de los yacimientos de gas y aceite en lutitas. Sin embargo, generalizar esta técnica de bombeo no ha resultado del todo exitosa en otros campos, donde se han observado mejores comportamientos de producción con el fluido Slick-Water, e inclusive con el gel reticulado. Estos tres sistemas de fluidos (Slick-Water, geles reticulados e híbridos) son los más comúnmente usados actualmente. La selección de tratamiento óptimo mediante la selección del fluido de fractura, el apuntalante y la metodología de bombeo, para los yacimientos de gas o aceite en lutitas depende de otras variables, como observaremos más adelante.

1.6 Asentamiento de apuntalante en fracturamientos hidráulicos

El diseño de fractura ideal en yacimientos no convencionales son alcanzar grandes longitudes, anchos de fractura óptimos y lograr conectar las fracturas naturales de la formación que amplíen el área de drene del pozo. Con tal sistema de fractura nuestro volumen de yacimiento estimulado es mayor que lo usualmente considerado en un diseño de fractura. Sin embargo la capacidad de transporte de apuntalante se reduce drásticamente en comparación al uso de geles reticulados. Lo ideal sería colocar el apuntalante en el lugar deseado con el fluido que genere menos daño en la formación, sin embargo eso es más complicado de hacer que de decir.

Durante la operación de fracturamiento hidráulico, la fractura creada se convierte en un enlace entre el yacimiento y el pozo. Grandes cantidades de apuntalante es transportado por el fluido de transporte (gel lineal, gel reticulado, espuma) con el objeto de prevenir el cierre de la fractura y de esta manera mantener cierto grado de permeabilidad, o como es mejor conocido, conductividad de la fractura. La conductividad de la fractura es muy importante para incrementar la productividad

del pozo fracturado. Sin embargo, conocer como se desplaza el apuntalante dentro de la fractura es vital en el proceso de fracturamiento hidráulico.

El asentamiento de partículas en fluidos ha sido estudiado extensivamente. Para estudiar el comportamiento de una partícula en arrastre por flujo, Stokes derivó primero la hidrodinámica del asentamiento de una partícula y obtuvo lo que hoy nos referimos como ecuación de Stokes. Subsecuentemente los investigadores agregaron correlaciones de asentamiento de partículas para números de Reynolds mayores. Correlaciones correspondientes a asentamiento de partícula con diferentes rangos de número de Reynolds fueron desarrollados (Schiller y Nauman, 1933; Gaudin, 1957; Orr y Dallavalle, 1959; Happel, 1960; Brenner, 1964; Almendra, 1979).

Por otro lado, el movimiento de una partícula se ve afectado por la presencia de barreras sólidas. Faxen (1923), Richardson (1954), Ganatos y Pfeffer (1979) así como Delice (1995) derivaron soluciones para el movimiento de una partícula aislada en la presencia de una pared sencilla con bajos valores de número de Reynolds.

Sin embargo, el estudio de asentamiento de partículas en fluidos como el gel lineal usado en Slick-Water o el gel activado es sustancialmente más complicado porque esto envuelve el asentamiento de partículas en fluidos entre dos paredes rugosas bajo el efecto de inercia, paredes de fractura, rugosidad de pared, concentración de las partículas y reología del fluido. Los resultados de un número de investigadores (Richardson y Zaki, 1954; Happel y Brenner, 1965) mostraron que el asentamiento de partículas decrece monotónicamente con el incremento de la concentración de partículas si no hay ningún agregado inter-partículas.

Debido a que la mayoría de los fluidos son no newtonianos, la viscosidad aparente es usualmente usada en la ecuación de Stokes o un factor de corrección se aplica para calcular la velocidad de asentamiento en este tipo de fluidos (Acharya, 1976; Novotny, 1977; Daneshy, 1978; Harrington y Hannah, 1981; Sha, 1982). La velocidad de asentamiento de partícula está relacionada características no

newtonianas de los fluidos de fractura y a un valor de viscosidad de fluido equivalente basado en esfuerzo de corte que puede ser derivado.

De todos los factores que afectan directamente el comportamiento de los fracturamientos hidráulicos, el transporte de apuntalante es uno de los principales debido a que determina la capacidad de acarreo del apuntalante en un tratamiento de estimulación. Esto a su vez, determina la conductividad de la fractura y su éxito comercial en la producción de hidrocarburos. El primer paso es conocer experimentalmente la velocidad de asentamiento de los apuntalantes utilizados en la formación Eagle Ford, que nos permitirá en un trabajo a futuro, continuar los estudios de transporte de apuntalante que nos ayuden a caracterizar estas técnicas de fracturamiento hidráulico y definir su aplicabilidad dependiente de las características de las formaciones de interés.

1.7 Objetivos y alcances

El siguiente estudio pretende cubrir los siguientes objetivos:

- Realizar un trabajo experimental donde se simulan los aspectos que influyen directamente en el comportamiento de los apuntalantes de fractura en las técnicas de fracturamiento empleadas en los trabajos de estimulación de la formación Eagle Ford, mediante el uso de fluidos, apuntalantes y ancho de fractura promedio observados en esta formación.
- Estudiar el perfil de velocidades de los apuntalantes arena blanca malla 30/50, malla 40/70 y malla 100 en fluido lineal de 20 Cp y el gel reticulado de 500 Cp, utilizados en las técnicas de fracturamiento de la formación Eagle Ford.
- Analizar el perfil de velocidades de asentamiento de los apuntalantes arena blanca malla 30/50, malla 40/70 y malla 100 considerando la variación de espacio entre las paredes de la fractura.

- Analizar los valores observados y compararlos con los obtenidos por el analizador de imágenes PIV que nos permita evaluar y validar el resultado del experimento.
- Definir las primeras bases para continuar un estudio de transporte de apuntalante que nos permitan definir las características más importantes a analizar para definir la técnica de fracturamiento hidráulico en formaciones de lutita de gas o aceite (Shale gas/Shale oil).

CAPITULO 2: Revisión de la literatura.

2.1 Impacto de fracturas naturales en fracturamientos hidráulicos

La mayoría de los yacimientos de arenas compactas o lutitas, tienen fracturas naturales presentes. Estas fracturas naturales se pueden observar en núcleos tomados de las formaciones y examinados mediante cortes transversales a través de un microscopio. Cramer (2008) identifico tres sistemas mayores de fracturas presentes en yacimientos no convencionales. El primero consiste en un largo, estrecho y compacto paquetes de fracturas que se desarrollan a lo largo de los flancos anticlinales o fallas relacionadas con las estructuras deformadas. Estas están usualmente activas y conductivas y pueden apoyar al drenado del yacimiento durante la producción del pozo. Un segundo tipo de sistemas consiste en yacimientos con fracturas uniformes que tienen pequeñas aperturas que han sido completamente mineralizadas con calcita como mineral predominante. Este tipo de sistemas de fracturas está presente en los modelos de yacimientos de lutitas como Barnett y Marcellus. El tercer sistema de fracturas es principalmente características de los yacimientos de metano (Coal-Bed Methane) donde el sistema de fracturas tiene una cara de alta permeabilidad normal al esfuerzo principal mínimo, así como discontinuidades. Para cada uno de estos tres sistemas de fracturas se requieren diferentes estrategias de terminación y estimulación (Cramer 2008).

Diagnósticos de pruebas de inyección ejecutadas en el campo muestra que la presencia de fracturas naturales en un yacimiento ha afectado el filtrado del fluido de fractura y el transporte de apuntalante. En las pruebas de inyección, la presión requerida para propagar la fractura principal es usada para inflar las fracturas naturales. Esto puede llevar a que se tengan gastos de filtrado de fluido muy altos especialmente cuando se bombea a alto gasto de fractura. Durante el tratamiento de fracturamiento hidráulico, a medida que se propaga la fractura principal en la formación, las fracturas pre-existentes tienen a abrirse. El filtrado en estas fisuras genera la creación de pequeñas fracturas propagadas hidráulicamente.

Un filtrado de fluido alto afecta el transporte del apuntalante y puede propiciar arenamientos prematuros. Esto es debido a que la presión en el sistema de fracturas naturales hace que la matriz se endurezca y junto con el consumo del fluido del colchón conlleva a un alta presión de bombeo en superficie (Arukhe et al., 2009). El fluido presurizado se filtra desde la fractura principal a lo largo de los canales conductivos del sistema de fracturas naturales. Si la presión del fluido alcanza el valor esfuerzo normal de las fracturas naturales, estas se abrirán; el filtrado de fluido de tratamiento aumentara de manera súbita provocando arenamientos prematuros. Cuando el objetivo de un tratamiento de estimulación es obtener fracturas largas y conductivas especialmente en formaciones de baja permeabilidad, es importante prevenir el arenamiento prematuro en detrimento de la estimulación, por lo tanto se deben bombear grandes cantidades de fluido en el colchón del tratamiento.

En formaciones de lutitas como Barnett y Marcellus, el sistema de fracturas complejas y una cobertura por unidad de area es más benéfico que una fractura conductiva convencional. En estos modelos entre más fracturas naturales reactivas es mejor para producción del pozo. (Cramer, 2008). Estas fracturas son usualmente en ángulo recto al azimut del esfuerzo horizontal principal máximo. El uso de fluidos de baja viscosidad puede invadir y ampliar la zona de estimulación creando tanto fracturas complejas como desplazamientos de las caras de las fracturas a lo largo de las fracturas naturales activas. El desplazamiento de las caras de las fracturas puede generar un deslizamiento permanente y generar una permeabilidad "residual" positiva para la productividad del pozo (Figura 9). La física de este modelo requiere pequeños contrastes entre los esfuerzos principales horizontales.

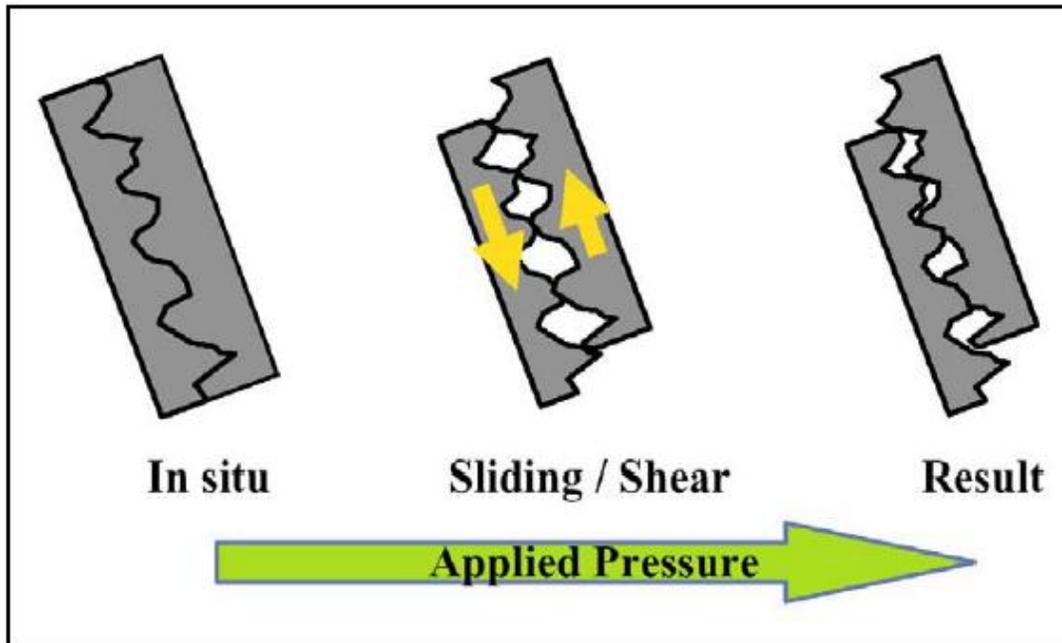


Figura 9.- Desplazamiento de cizalla que afectan la permeabilidad residual (Cramer et al, 2008).

2.2 Evolución de fracturamientos hidráulicos en la lutita Eagle Ford

Inicialmente los tratamientos de estimulación en la formación Eagle Ford usaron el mismo patrón que se implementó en la lutita Barnett que consistía en utilizar fluidos de baja viscosidad con un reductor de fricción, bombeado a alto gasto (80 a 100 bpm) y contenía bajas concentraciones de apuntalante (< 2 ppa) de arena muy fina (malla 100 o 40/70). Como sabemos, se realizaron en la ventana de gas de Eagle Ford y los resultados fueron muy prometedores. Desafortunadamente no siempre fueron así, a medida que las operadoras fueron desarrollando el campo Eagle Ford hacia la ventana de gas/condensado y aceite, los resultados en la producción con esta técnica de fracturamiento hidráulico fueron mediocres o pobres.

Como se discutió previamente, la geología y el tipo de yacimiento cambia conforme se desplaza uno del suroeste al noroeste. El contenido de calcita disminuye y el contenido de arcilla incrementa lo que hace que la técnica de estimulación con respecto al tipo de fluido base deba ser analizada con detalle (KCl, salmueras NaCl, agua fresca). Un decremento en el módulo de Young

(~2x10⁵) y la fragilidad de la roca incrementa el riesgo de incrustación del apuntalante. Y finalmente, pero no menos importante, es la producción de hidrocarburo líquido. El índice de fragilidad de la roca se determina mediante registros y es el mayor o más importante componente para el diseño de fracturas.

El sistema de fluido para los tratamientos de fracturamiento hidráulico recomendado basado en la fragilidad de la lutita se muestra en la Figura 10 (Mullen et al 2009). Rickman et al. (2008) explico el concepto de fragilidad de la roca, la cual combina tanto la relación de Poisson como el módulo de Young. Podemos observar como la fragilidad de la lutita Eagle Ford es marcadamente diferente que la lutita Barnett. La lutita Barnett es muy dura y frágil, que contiene muchas fracturas naturales, y tiene poca anisotropía de esfuerzos horizontales (la diferencia entre el esfuerzo horizontal máximo y mínimo). Esto permite una compleja red de fracturas creadas de una forma mucho más fácil usando fluidos de fractura de baja viscosidad. El alto módulo de Young de la roca tiende a hacer que haya muy poca o nula incrustación del apuntalante y es fácil también abrir fracturas naturales durante el fracturamiento hidráulico debido a que hay muy poca diferencia entre los esfuerzos horizontales máximos y mínimos de la roca. Bajo esas condiciones de yacimiento, utilizar un fluido lineal en el tratamiento de fracturamiento hidráulico con volúmenes bajos de apuntalante y utilizar malla de apuntalante pequeña ha probado ser bastante efectivo. Las condiciones de yacimiento de la lutita Barnett obliga por si misma a utilizar la técnica Slick-Water, que ha probado resultados de producción sostenida (Stegent, N. A. 2010).

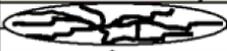
Brittleness	Fluid System	Fracture Geometry	Fracture Width Closure Profile	Proppant Concentration	Fluid Volume	Proppant Volume
70%	Slick Water			Low	High	Low
60%	Slick Water					
50%	Hybrid					
40%	Linear					
30%	Foam					
20%	X-Linked					
10%	X-Linked			High	Low	High

Figura 10.- Recomendación del sistema de fluido a utilizar basado en la fragilidad de la formación (Mullen et al. 2010).

Usando el cálculo de la fragilidad de la roca como una guía general, nos da una idea del tipo de fluido, concentración y tipo de apuntalante, volumen de fluido

como se mostró en la figura anterior. Se ha observado que con la introducción de la fase de aceite, los volúmenes de apuntalante y fluido así como la concentración de apuntalante incrementa donde existe una mayor ductilidad de la lutita. Una roca con poca fragilidad es una lutita con un valor mayor de arcilla, sin embargo valores mayores de fragilidad indican que la roca es más propensa a tener fracturas naturales y debería responder bien a un tratamiento de estimulación. Para obtener mayor conductividad en formaciones de baja fragilidad se requiere mayor concentración de apuntalante y mayor volumen de apuntalante lo cual es el caso para la producción alta de fluidos hidrocarburos, sin embargo, cuando existe alta fragilidad de la roca, y por lo tanto se desarrollan fracturas naturales en la formación se requiere muy bajas concentraciones y volúmenes de apuntalantes, así como altos volúmenes de fluido de tratamiento. En el caso de altas concentraciones de apuntalante se puede referir hasta 4 o 5 ppa y apuntalantes malla 30/50 o 20/40. Y en algunos casos, apuntalantes con mayor resistencia a la compresión (apuntalantes cubiertos de resina o cerámicos).

Entre mayor sea la concentración y densidad del apuntalante, se requieren mayor viscosidad del fluido de transporte para acarrear y colocar en formación el apuntalante. También, en la ventana de aceite de la formación Eagle Ford, es una práctica recomendable tomar una muestra de aceite de un pozo de la zona para realizar pruebas de emulsión y comparar con fluido de tratamiento planeado y asegurar que no haya daño a la formación por compatibilidad.

2.2.1 Estudios previos de comparación de técnicas de Fracturamiento hidráulico con fluidos lineales y fluidos reticulados.

Hay dos grandes teorías que superponen el éxito de los tratamientos Slick-Water son exitosos en las estimulaciones en lutitas por sobre los tratamientos convencionales. La primera teoría sugiere que la técnica Slick-Water (fluido base agua) crea desplazamientos en la roca, como se explicó anteriormente, y crea pequeñas fisuras que se convierten en canales altamente conductivos.

La segunda teoría propone que en los geles reticulados, los fluidos poliméricos que son usados en los tratamientos convencionales o híbridos pueden dejar

residuos que dañan la conductividad de la fractura o en la cara de la formación cuando los tratamientos no son ejecutados como fueron diseñados propiamente.

Mayerhofer et al., predijo a partir de los resultados de micro sismica que los tratamientos con fluidos lineales pueden causar que la formación falle en el modo de corte o desplazamiento mientras que con los fluidos viscosos, grandes volúmenes de apuntalante causa que la formación falle en una manera más aproximada a reacomodo volumétrico como ocurre en la teoría clásica de fracturamientos hidráulicos.

Fredd et al. propuso que la irregularidad de la roca dominaba la conductividad de la fractura y como los apuntalantes influenciaban la conductividad de la fractura a través de núcleos de las areniscas de Cotton Valley. Fredd et al. encontró que la conductividad dominada por la roca puede variar significativamente con el grado de irregularidad y las propiedades mecánicas de la roca, haciendo que la conductividad a partir de la irregularidad de la roca sea muy difícil de predecir y dificultaba hacer un diseño de fracturamiento hidráulico óptimo. Por lo tanto concluyo que el uso de volúmenes de apuntalantes convencionales era necesario para conseguir una adecuada conductividad de la fractura creada.

Se han publicado varios estudios comparando la efectividad de la técnica Water-Frac y los fluidos convencionales de alta viscosidad y grandes volúmenes de apuntalantes en arenas compactas y lutitas. Las más recientes comparaciones de estas técnicas han sido realizadas en base a la producción de los pozos post fractura. Mayerhofer et al. comparó los pozos estimulados con Water-Frac y los fracturamientos hidráulicos convencionales en base a su producción en el tiempo. Todos los pozos en este estudio fueron realizados en el sur de Texas. Los estudios mostraron que el comportamiento de producción de los pozos estimulados con Water-Frac fueron tan buenos o en algunos casos mejores que con las estimulaciones con fluidos convencionales. Mayerhofer et al. propuso que las teorías previas acerca del éxito de los tratamientos eran ciertas como se mencionó previamente.

Sin embargo, otras publicaciones argumentaron que la comparación de las técnica Water Frac con los fracturamientos hidráulicos convencionales no tomaban en cuenta que las características del yacimiento, como permeabilidad y presión de drene afectaban la productividad del pozo. Poe et al. utilizó técnicas de ajuste histórico de producción para comparar los valores de fracturamientos hidráulicos con geles convencionales con pozos fracturados con Water-Frac en varios campos en el este y sur de Texas. Poe et al. concluyó que los fluidos viscosos y altos volúmenes de apuntalantes eran más efectivos para estimulación de areniscas compactas basándose en la comparación de longitud y conductividad de la fractura.

England, Poe y Conger realizaron una extensión este trabajo comparando estas dos técnicas de estimulación. El estudio mostro que los pozos fracturados con fluidos convencionales resultaron en promedio en mayores áreas de drene, longitudes de fractura mayores, mucho más altas conductividades de fracturas que los pozos estimulación con Water-Fracs.

2.3 Consideraciones en los fracturamientos hidráulicos de lutitas.

Para desarrollar la terminación óptima de pozos es necesario conocer las barreras superiores en inferiores que delimitan la formación, que nos ayudara a definir los parámetros de presión de fondo, gasto y volumen de fluido y apuntalante durante el tratamiento de fracturamiento hidráulico. En el caso de zonas acuíferas cercanas a la formación, se han utilizado pozos horizontales para contener el crecimiento de la altura del fracturamiento hidráulico y esto incremental la complejidad del tratamiento.

La evolución de la tecnología en la perforación de pozos horizontales, ha provocado que los ingenieros de diseño de la terminación de pozos realicen análisis y experimentos con el diseño de los disparos de producción (Cluster), numero de etapas, gasto de bombeo, tipo y volumen de fluido, selección de apuntalante buscando siempre la combinación optima de estos parámetros para un tipo particular de geología de los yacimientos de interés.

Es importante conocer cómo se crea y se desarrolla la fractura en el yacimiento. En 1986, Blanton presento los resultados de laboratorio, así como estudios teóricos en la interacción en las fracturas naturales de la formación y las fracturas hidráulicas. Blanton sugiere en su teoría que si se crea una fractura hidráulicamente esta se puede propagar en la dirección de la fractura natural y pueden ocurrir muchas cosas. Cuando la fractura hidráulica alcance la fractura natural, una posibilidad es, que cruce la fractura natural como si esta no existiera (fractura natural no activa). Esto es improbable que ocurra en todos los casos, debido a que la energía en la punta de la fractura hidráulica se disipa en cierta medida cuando la punta de la fractura entra en contacto con la falla pre-existente en la roca. Para la creación o reinicio de una fractura en otro lado de la fractura, otro rompimiento de la roca debe de ocurrir. De esta forma, son necesarias presiones mucho más altas para reiniciar el punto de rompimiento de la roca en otro lado de la fractura. Una posibilidad más es, que la fractura inicie en otro lado de la fractura natural con alguna compensación de energía. Esto puede ocurrir, porque puede haber un defecto pre-existente de la roca en la cara de la fractura natural, que preferentemente fallara primero (antes que la roca a través de la fractura natural) debido a esta debilidad. Esto supone que la fractura acepta suficiente fluido (ya sea por filtrado o por apertura de la fractura natural) para permitir que la presión en la fractura se incremente. Compensaciones como estas (incluso en el orden de unas cuantas pulgadas) a menudo son utilizadas para explicar la existencia de tortuosidad, fracturas múltiples y presiones de tratamiento más altas de las normales. Por último, pero no menos importante, existe la posibilidad de dilatar o abrir la fractura natural, como resultado del aumento de presión. Bajo ciertas condiciones, uno puede esperar que al momento de crear una fractura hidráulica esta abra y continúe su trayectoria a través de la fractura natural (lo opuesto a atravesarla y generar su propia trayectoria). Una breve explicación por Blanton y posteriormente ampliada por Warpinsky, fue que para predecir si una fractura hidráulica se propaga o abre las fracturas naturales se basa en muchos factores. Estos factores incluyen en esfuerzo mínimo y máximo que controlan la tensión normal sobre la fractura natural, y la resistencia de la roca

a la tensión, coeficiente de fricción a lo largo de la fractura natural, y la anisotropía de las propiedades de la roca. De acuerdo con Blanton, para pequeñas diferencias entre el máximo y el mínimo esfuerzo, es muy probable que el fluido y apuntalante bombeado sigan la trayectoria de las fracturas naturales existentes. Una regla de dedo de la industria dice que en formaciones someras (menores a 2000 pies) y presiones de tratamiento mayores a 1 psi/pie, se crean fracturas horizontales, limitando el crecimiento de la altura vertical.

2.3.1 Selección Fluidos de estimulación en lutitas.

La tendencia actual en la formación Eagle Ford, especialmente en la ventana de aceite y gas húmedo, es alejarse de los tratamientos con fluidos de baja viscosidad hacia los tratamientos híbridos o convencionales. Los fluidos con base de polímeros, con controladores de arcilla pueden transportar mayor concentración y mallas mayores que los tratamientos con fluidos de baja viscosidad, especialmente las áreas de concentración de hidrocarburo líquido. Esto permite gastos de inyección más bajos, de 100 Bpm a 60 Bpm, que en consecuencia, reduce los requerimientos de volumen de fluido de tratamiento para colocar el apuntalante deseado en la formación, la potencia hidráulica e incrementa la eficiencia del fluido para colocar el apuntalante. El número de etapas de fracturamientos hidráulicos por pozo se ha incrementado desde 7 a 9 hasta 12 a 14 etapas en pozos con desarrollo horizontal de 3,500 pies a 7,000 pies. El espaciamiento entre las etapas de fracturamiento hidráulico se han reducido a 250 0 300 pies. Los volúmenes totales de fluido requerido para la terminación del pozo en los tratamientos de estimulación se ha reducido y por el contrario, los volúmenes de apuntalante se han incrementado.

El diseño de una estimulación híbrida son usadas algunas veces en áreas de producción de aceite en Eagle Ford, siempre y cuando las tasas de producción sean mayores de 75 bls/Mmpcd. Se define híbrido como:

- No se usa agua fresca 100% con reductor de fricción como fluido de tratamiento para colocar el apuntalante en formación,

- No se usa un diseño con fluido convencional reticulado en las etapas de colchón o durante bombeo del apuntalante (esto se consideraría un diseño convencional)

La diferencia más importante es que el diseño de un fluido híbrido es típicamente mucho muy diferente en su ingeniería que los usados en diseños convencionales de fracturamiento hidráulico. La parte reticulada de un diseño híbrido puede tener solo 20 minutos de estabilidad en la temperatura de fondo del pozo, sin embargo el apuntalante puede ser bombeado hasta por 90 minutos. La Figura 11 es un ejemplo de un diseño de fractura con fluido híbrido que podría ser recomendado para la formación Eagle Ford como parte de un diseño de fracturamiento hidráulico que tiene una temperatura de yacimiento de 175 F. La Figura 12 es un ejemplo de un tipo de fluido que podría recomendarse para tratamientos de fracturamiento hidráulico en la lutita Eagle Ford como parte de un fluido de tratamiento para una temperatura de yacimiento de 300 F. El fluido es diseñado para tener suficiente viscosidad para transportar apuntalante a través de los tubulares, sacarlos de los disparos y colocarlos en la fractura creada por empuje hidráulico o en las fracturas naturales, posteriormente degradarse para ser recuperado en la limpieza post-fractura.

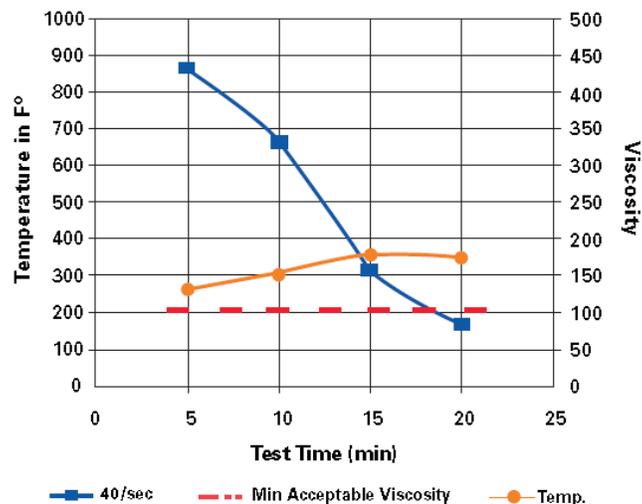


Figura 11.- Ejemplo de fluido híbrido a 125F: fluido Delta Frac 200 25 lbm con 0.5 lbm/M de rompedor SP de la compañía Halliburton.

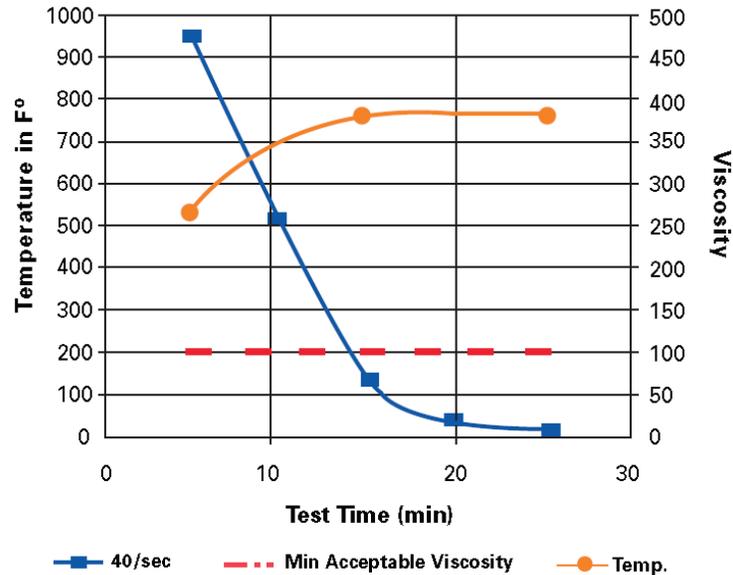


Figura 12.- Ejemplo de fluido hibrido a 300 F: fluido hyboHr G 200 25 lbm con 0.5 gal/M de rompedor Vicon de la compañía Halliburton.

En la Figura 13 se muestra la selección del fluido dependiendo de la mineralogía de la roca (Desphande, 2008). Si la lutita contiene más del 50% de arcilla entonces la formación es menos frágil, de esta forma el uso de un fluido de baja viscosidad podría no ser el más apropiado y provocaría dificultades para el inicio y crecimiento de la fractura hidráulica. Para estos casos, los fracturamientos hidráulicos con un fluido reticulado o hibrido según sea el caso, pueden ser más exitosos en estas formaciones.

Como se puede observar, la existencia y cantidad de fracturas naturales, así como la composición de la lutita están estrechamente relacionadas y son consideraciones que tienen una gran importancia al momento de realizar el diseño óptimo de un fracturamiento hidráulico. El siguiente diagrama muestra una guía para la selección óptima del tratamiento de estimulación (Desphande, 2008):

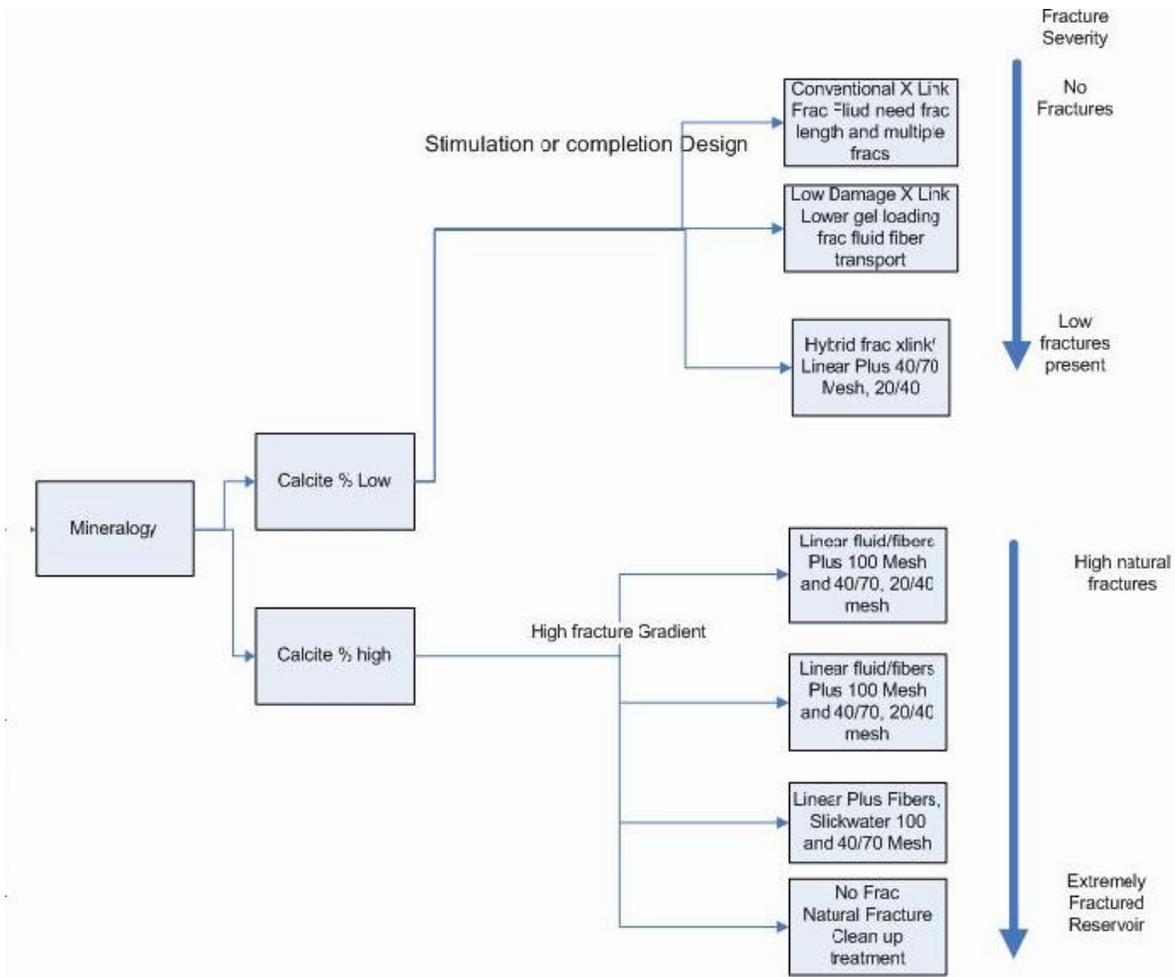


Figura 13.- Consideración para la selección de la técnica de fracturamiento hidráulico (Desphande, 2008).

2.3.2 Consideraciones para la selección de apuntalantes en lutitas.

La razón principal de colocar mayores volúmenes de apuntalante en la formación es incrementar la conductividad entre el yacimiento y el pozo. Mayores diámetros de los apuntalantes también son necesarios para mantener el hidrocarburo líquido del yacimiento fluyendo hacia el pozo. Sin embargo, la incrustación del apuntalante, el aplastamiento, y migración de partículas de formación son los principales componentes que causan la pérdida de conductividad con el paso del tiempo. La diagénesis del apuntalante también puede degradar la conductividad del apuntalante empacado y tienen un efecto mucho más preponderante los apuntalantes hechos de manera artificial a elevadas temperaturas (Figura 14).

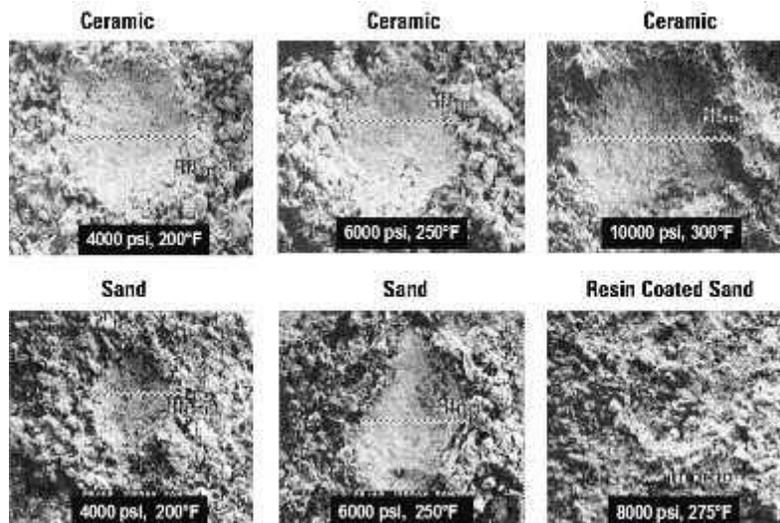


Figura 14.- Diagénesis mostrada en "Evaluación de los efectos por condiciones ambientales y fluidos de fractura sobre la conductividad a largo plazo de los apuntalantes" (SPE 16900-MS).

2.3.2.1 Incrustación de apuntalante

Pruebas de incrustación en núcleos tomados en la formación Eagle Ford muestran incrustación en un rango de 300 a 700 micrones en profundidades de 0.30 a 0.75 mm. El ancho de un grano de apuntalante malla 40/70 es de 300 micrones, y el ancho de un grano de apuntalante malla 20/40 es de 700 micrones. Esto indica que bajas concentraciones de apuntalante de apuntalante de malla pequeña pueden literalmente desaparecer en la formación y por tanto la fractura empacada es inexistente.

2.3.2.2 Aplastamiento de apuntalante y migración de finos de formación:

La presión de cierre de la formación causa un aplastamiento en el apuntalante de fractura. El apuntalante aplastado hace que se libere material propio del apuntalante dentro de la fractura empacada dentro de la formación, reduciendo la conductividad de la fractura y generando un daño en la vecindad del pozo. Algunas veces las compañías para reducir los efectos por aplastamiento del apuntalante y prevenir la migración de finos de la formación utilizan sistemas tales como aditivos químicos que mejoran la resistencia del apuntalante, estos aditivos se aplican durante el bombeo del tratamiento al pozo.

Se sabe que la lutita Eagle Ford es principalmente una caliza rica en arcilla y muy bajo contenido de cuarzo. El bajo contenido de cuarzo convierte esta formación en menos frágil (más dúctil) con un módulo de Young menor alrededor de $2E6$ psi (Figura 15). En contraste, la lutita Barnett que es principalmente cuarzo, es mucho más frágil con un módulo de Young de alrededor de $6E6$ psi. La Figura 16 muestra el número de dureza Brinell (BHN) tomado de pruebas en núcleos de varios yacimientos de lutitas en Estados Unidos. Esto muestra que la lutita Eagle Ford es más similar a la lutita Haynesville que a Barnett.

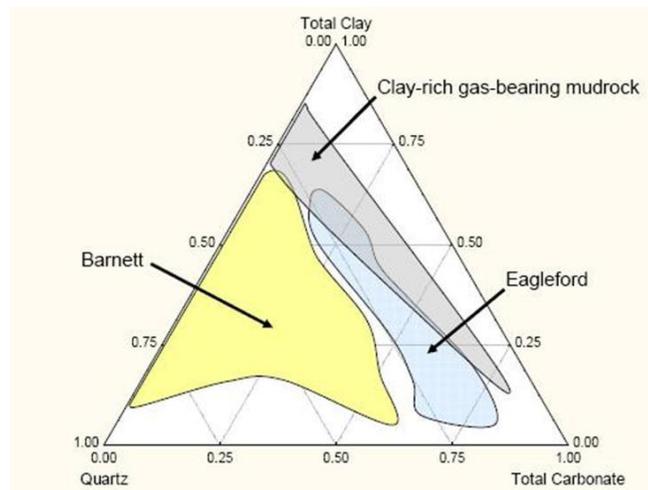


Figura 15.- Comparativo de la composición mineral entre las lutitas Eagle Ford y Barnett (Passey et al. 2010)

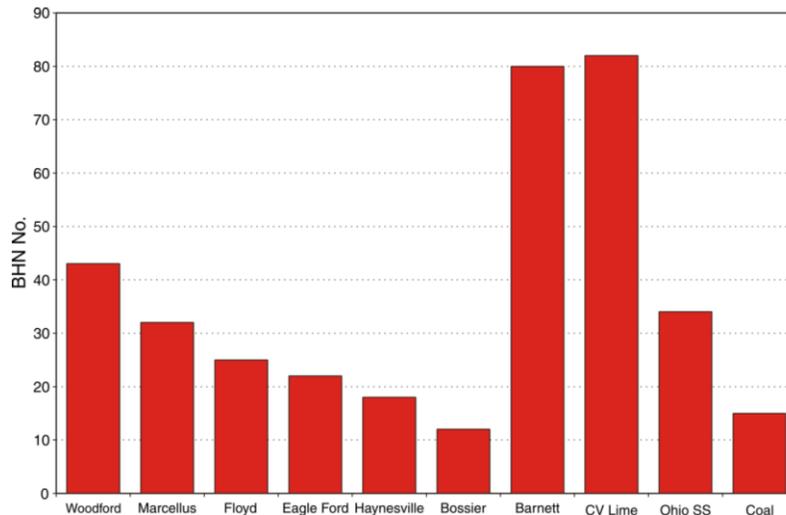


Figura 16.- Numero de dureza Brinell de los yacimientos conocidos de lutitas en Estados Unidos (Modificado por Stegent et al. 2010)

De igual forma, información obtenida por la prueba de núcleos de la lutita Eagle Ford (Stegent et al., 2010) indica que debido a que la roca es relativamente suave (bajo módulo de Young), es propensa a incrustación del apuntalante utilizado en los fracturamientos hidráulicos. Otros estudios confirman lo mostrado anteriormente, la Figura 17 (Cipolla et al. 2008) nos muestra que el grado de incrustación en la lutita Barnett con una presión de cierre de formación de 5000 psi es de 0.20 el diámetro del grano, mientras que la incrustación en la lutita Eagle Ford con una presión de cierre de la formación de 5000 psi puede llegar hasta 0.6 el diámetro del grano.

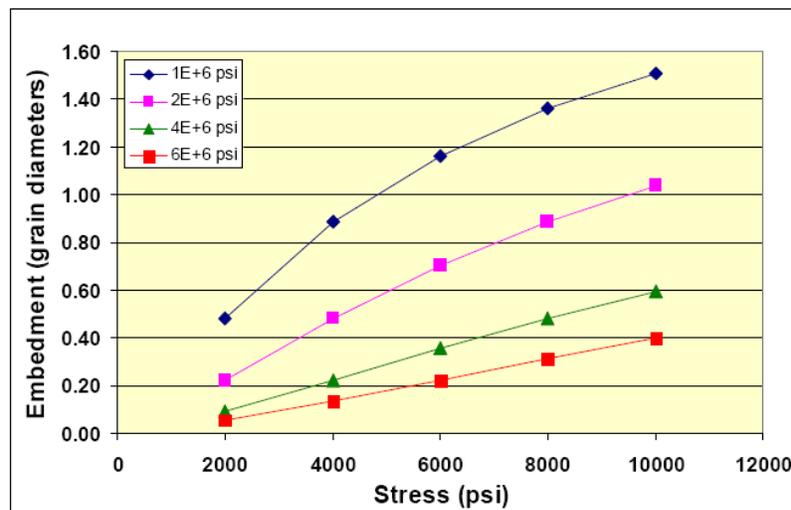


Figura 17.- Simulación de incrustación del apuntalante en la roca para varios módulos de Young y esfuerzos de cierre (Cipolla et al. 2008).

2.3.2.3 Impacto del tamaño de apuntalante

El tamaño y concentración de los apuntalantes impactan en la colocación y la geometría de la fractura de varias formas:

- Los apuntalantes de mayor tamaño del mismo tipo tienen mayores velocidades de asentamiento y por lo tanto tienden a descartar en la vecindad del pozo.
- Los bancos de apuntalantes formados con apuntalantes de mayor tamaño son más difíciles de erosionar.
- Los apuntalantes de mayores tamaños se puentean más fácil.
- La concentración de apuntalante incrementa la viscosidad aparente de la mezcla, incrementando el ancho promedio y reduciendo la longitud de fractura.
- Los apuntalantes de tamaño pequeño se pueden acarrear mejor y se incrementa la probabilidad de empaquetar la punta de la fractura hidráulica.

En la Figura 18 se presentan resultados de algunos de estos comportamientos. Es un comparativo de la colocación de apuntalantes al final del bombeo de una fractura tipo Slick-Wáter con diferentes tipos de apuntalantes (Cohen, 2013).

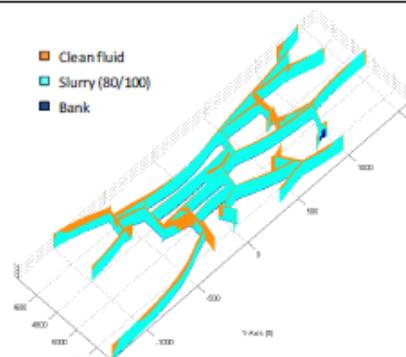
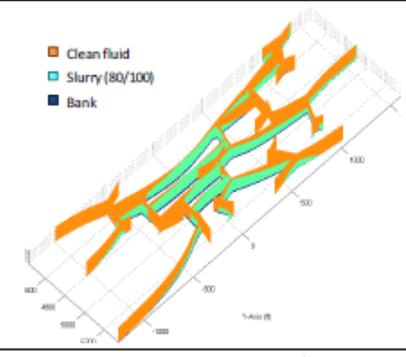
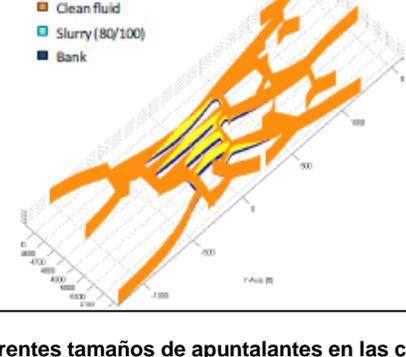
Sand mesh size	Proppant placement for slickwater treatment (1cp)	Propped length (ft)	Averaged propped conductivity (mD.ft)
80/100		13601	4.3
40/70		12209	18
30/50		7733	62.1
20/40		5664	69.8

Figura 18.- Efecto de diferentes tamaños de apuntalantes en las características de la fractura (SPE 163876)

La viscosidad de los fluidos de fractura tiene un impacto tanto en el ancho de fractura como en la longitud de la fractura. Entre mayor sea la viscosidad, mayor será el ancho y las fracturas serán más cortas en longitud. En la Figura 19 se

muestra el comportamiento previamente definido, donde el tamaño de la red de fracturas decrece con el incremento de la viscosidad del fluido, lo cual significa que el volumen estimulado efectivo (ESV) también decrece (Cohen 2013).

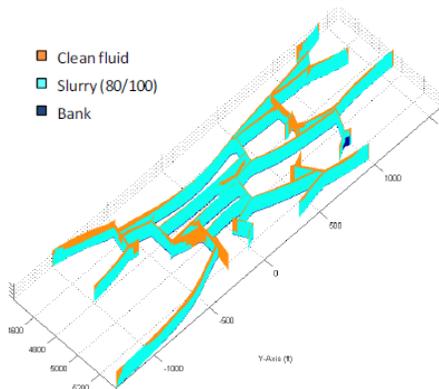
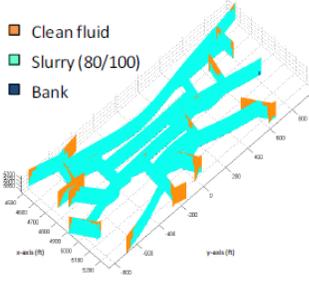
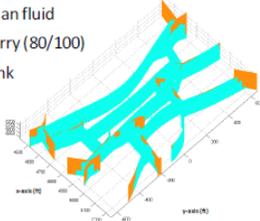
Fracturing fluid viscosity (cp)	Proppant placement after injection of 80/100 mesh sand	Propped length (ft)	Averaged propped conductivity (mD.ft)
1 cp		13601	4.3
10 cp		10534	3.8
100 cp		7570	6.4

Figura 19.- Comparación de crecimiento de fractura con fluidos de diferente viscosidad (SPE 163876).

Cohen (2013) condujo un estudio paramétrico en 2D acoplado los valores de tamaño de apuntalante con respecto a la viscosidad del fluido en base a la producción acumulada de los pozos. Este estudio se hizo considerando 28 estimulaciones correspondiente a una matriz de cuatro diferentes tamaños de apuntalantes (80/100, 40/70, 30/50 y 20/40) y siete diferentes viscosidades de fluidos de fractura (1, 2, 5, 20, 50, 100 Cp) con fluidos Newtonianos.

Cohen (2013) observó que en los tiempos cortos (6 meses) de producción la máxima productividad de los pozos se obtenía de la combinación del apuntalante

malla 30/50 con un fluido de fractura de 5 Cp (Figura 20). Esta observación permanece válida para periodos de tiempo mayores (3 años) excepto que la trayectoria de producción óptima tiende a acercarse en el tiempo hacia los fluidos de baja viscosidad (1 Cp) y con apuntalantes aun más pequeños (malla 40/70). Tomando en consideración que la vida productiva de un pozo promedio en un yacimiento de gas en lutitas en año y medio, es conveniente plantearse que técnica mediante la correcta selección del fluido y apuntalante es la más adecuada, tomando en consideración todas las características que hemos visto en este capítulo.

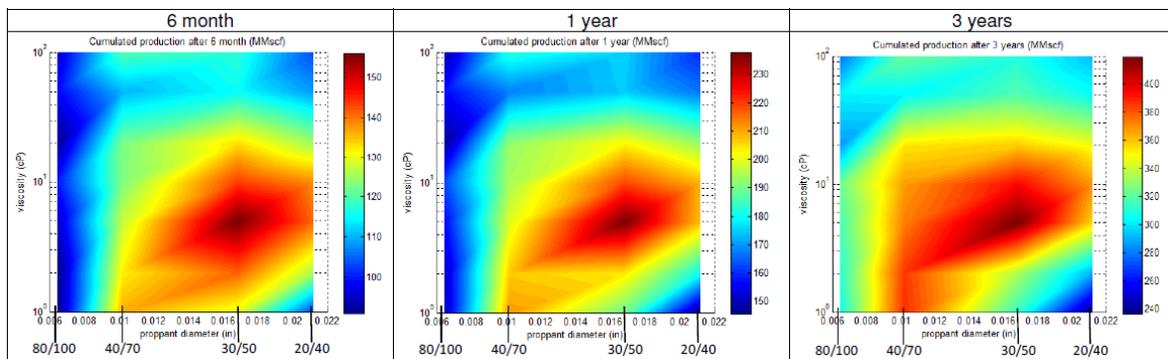


Figura 20.- Producción acumulada en diferentes tiempos como una función del tamaño del apuntalante y viscosidad del fluido de fractura (SPE 163876).

Según King (2010) para la técnica Slick-Water, la concentración de apuntalantes se incrementa progresivamente durante el tratamiento, en un rango de 0.25 ppa hasta 2 ppa. Pope et al. (2009) describe diseños incrementando la concentración desde 0.25 hasta 1.5 ppa para tratamientos Slick-Water y de 3 ppa para geles reticulados. Fontaine et al. (2008) dio el ejemplo de un diseño de tratamiento típico para una lutita en play Marcellus con una concentración de apuntalante variable de 0.5 ppa a 3 ppa. De acuerdo al estudio de Cohen (2008), para la mayoría de los tratamientos, la relación del total de apuntalante inyectado y el volumen inyectado, es equivalente al mismo tratamiento con una concentración constante de apuntalante de 1 a 2 ppa. Por esta razón, para este trabajo experimental se consideró una concentración promedio de 2 ppa para el estudio de la velocidad de asentamiento de partículas.

2.4 Transporte de apuntalante dominado por los efectos de gravedad en fracturamientos hidráulicos.

Hay dos efectos compitiendo que son importantes cuando la concentración de apuntalante se incrementa. Uno de ellos es el efecto de aglomeración de partículas y el otro es la aceleración por esta aglomeración. Las partículas se tienden a juntar formando cúmulos cuando la concentración es alta. Es en estos casos que la velocidad de asentamiento se incrementa.

En 1986, el estudio experimental de Achyara estudio las características de los fluidos visco-elásticos. El describió su análisis teórico y experimentalmente que tomaba en cuenta las propiedades de los fluidos viscosos y elásticos para predecir el asentamiento y reviso los modelos teóricos existentes para correlacionar las velocidades de asentamiento. Combino los resultados teóricos con la información experimental para obtener correlaciones que fueron ampliamente usadas en la predicción de la velocidad de asentamiento de partículas en un fluido viscoso de números de Reynolds intermedios. Sus resultados experimentales mostraron que la velocidad de asentamiento de una lechada (fluido y partículas) eran menores que los de una partícula aislada.

La mayoría de los fluidos de fractura, al ser no newtonianos, el asentamiento de las partículas se ve afectado por la reología del fluido. En 1985, Roodhart midió el asentamiento de partículas esféricas en diferentes tipos de fluidos y observo que definir las velocidades basadas en la ley de Stokes mediante el modelo de ley de potencias no era suficiente para predecir las velocidades de asentamiento de estas partículas. En su experimento con un fluido estático, las velocidades de asentamiento eran mayores que las calculadas usando la ley de Stokes y una viscosidad efectiva, mientras que en un fluido en movimiento, el asentamiento era menor que las calculadas.

2.5 Estudios experimentales de asentamiento de apuntalante.

En los primeros estudios experimentales de asentamiento de apuntalante se enfocaron en la diferencia de densidades, se desarrollaron correlaciones de

asentamiento de partículas con diferentes rangos de número de Reynolds (Stokes, 1851; Brenner, 1964).

En suma a los efectos de diferencia de densidades e inercia en la interface partícula-fluido, se agregaron otras características tales como concentración, efectos de las paredes de fractura, turbulencia, aglomeración del apuntalante, todos estos factores que afectan el asentamiento de partículas (Clarck and Quadir, 1981; Dunant, 1985; Roodhart, 1985). También cuando se pensaba que la convección era el factor que afectaba el transporte de apuntalante (Cleary y Wright, 1991; Clark y Zhu, 1996), sin embargo el asentamiento no ha dejado de impactar. Es extremadamente difícil investigar el efecto de todos los factores antes mencionados anteriormente, en el comportamiento de asentamiento de apuntalante, sin embargo, algunos de estos efectos pueden ser despreciados debido a la baja importancia o al grado de impacto que presentan, mientras que otros pueden ser simplificados. Este trabajo de tesis, inicia con el caso más simple que es el cálculo las velocidades de asentamiento de apuntalantes, es decir, los efectos de gravedad en las partículas solidas en un fluido.

2.5.1 Asentamiento de partículas en fluido sin paredes

Para una esfera simple en un fluido sin paredes, Stokes derivó la primera ecuación de asentamiento de partícula, que ahora se refiere como la ecuación de Stokes. La ecuación de asentamiento de Stokes es muy precisa cuando el número de Reynolds de la partícula es menor a 0.1. Los errores que se han detectado es cuando los valores número de Reynolds son mayores a este valor. Posteriormente varios científicos investigaron el asentamiento de partículas con valores de número de Reynolds altos. Schiller y Nauman (1933), Gaudin (1957), Orr y Dallavalle (1959), Lapple y Langmuir (1960), Almendra (1979) ajustaron correlaciones de asentamiento de partículas para diferentes valores de número de Reynolds.

2.5.2 Efecto de las paredes de fractura (ancho de pared)

El movimiento de partículas en un fluido es diferente ante la presencia de una barrera. Lorentz (1907) fue uno de los primeros científicos que investigo y derivó una solución para el movimiento de una esfera en presencia de una pared plana con un valor de número de Reynolds bajo. Faxen (1923) consideró el problema de una esfera trasladándose entre dos paredes paralelas, en especial, el caso cuando la esfera se mueve a lo largo de la línea central o en un plano a un cuarto de la distancia entre las dos paredes. Faxen obtuvo expresiones de fuerza y torque actuando sobre la esfera por el método de reflexiones.

Ganatos y Pfeffer (1979) presentaron soluciones exactas para el movimiento tridimensional progresivo de una esfera de una posición y tamaño arbitrario entre dos placas paralelas.

2.5.3 Efecto de la concentración de partícula

Bajo condiciones de un fracturamiento hidráulico convencional, los efectos de la concentración de partículas así como los efectos por el ancho de pared pueden ser significativos y pueden afectar el asentamiento de partículas y su distribución final. Clark y Harkin (1979) realizó un experimento con fluidos lineales de 20, 30 y 40 libras por cada mil galones y analizaron las velocidades de asentamiento en fracturas verticales. También utilizaron glicerina como fluido newtoniano con viscosidades de 30 a 100 Cp. Observaron que las velocidades de transporte horizontal eran del orden de 80 a 90% la velocidad de bombeo de la mezcla. Midieron las velocidades de asentamiento durante el flujo horizontal y observaron que aumentaba hasta tres veces la velocidad de asentamiento del flujo en un fluido estático. Un factor también importante que observaron fue que se presentaba la aglomeración o acumulación de apuntalante durante el bombeo; cuando se paraba el bombeo los cúmulos formados se asentaban o se juntaban con otras partículas, formando cúmulos mayores. Cuando la acumulación era muy grande, se precipitaba a una velocidad mucho mayor que las observadas para una partícula simple.

Clark y Quadir (1981) resumieron las correlaciones existentes entre el cálculo de la velocidad de asentamiento y la velocidad de asentamiento formado por cúmulos y concluyeron que la selección de una ecuación para incluir estos fenómenos podía ser muy diferente dependiendo de la prioridad de los factores involucrados en los experimentos. A pesar de la comparación que hicieron con los resultados de las diferentes pruebas, encontraron que algunas de las ecuaciones daban resultados muy diferentes, concluyendo que este factor es muy importante en el asentamiento de partículas, sin embargo no era posible obtener resultados que permitieran establecer un comportamiento para definir las velocidades de asentamiento.

El mayor problema del estudio de asentamiento de partículas en un fluido no newtoniano como los geles reticulados, es la extremadamente baja velocidad de asentamiento. Esto limita el tipo de aparato experimental que puede usarse para medir los desplazamientos de partículas. Clark (1981) investigó como determinar la velocidad de asentamiento del apuntalante en geles reticulados. Desarrolló dos diferentes modelos experimentales, ambos modelos fueron capaces de aportar valores de velocidad de corte y tamaño de partícula necesaria para una correlación tanto para fluidos lineales como fluidos reticulados. El modelo de una placa en movimiento y el de cilindros concéntricos aportaron resultados similares en comportamiento en los fluidos que estudió.

2.5.4 Efectos de la reología del fluido

La ecuación de Stokes puede ser utilizada para el cálculo de velocidades de asentamiento en fluidos de alta viscosidad. Sin embargo, la mayoría de los fluidos de fractura son no newtonianos. En el pasado, se utilizaba una viscosidad equivalente para utilizar la ley de Stokes y de esta forma calcular la velocidad de asentamiento en fluidos de fractura para valores bajos de número de Reynolds (Novotny, 1977; Harrington y Hannah, 1981; Acharya, 1976; Daneshy, 1978; Shah, 1982). Para valores altos de número de Reynolds, la viscosidad equivalente (o viscosidad aparente) también fue sustituida por la viscosidad newtoniana para calcular las velocidades de asentamiento. Novotny fue el primero en correlacionar

la velocidad de asentamiento con un fluido de fracturas de características no newtonianas. El y Daneshy derivaron una viscosidad de fluido equivalente basado en la velocidad de corte de la partícula.

Harrington y Hannah (1979) investigaron las características del asentamiento de arena en un fluido de fractura reticulado base agua usando un cilindro concéntrico transparente, con un cilindro en su interior rotando mientras el exterior estaba fijo. Ellos concluyeron que la ley de Stokes necesitaba ser modificada para tomar en cuenta el comportamiento del fluido; sus conclusiones fueron parcialmente apoyadas por trabajos posteriores que indicaban que el asentamiento de simples partículas en geles reticulados dependía de parámetros más complejos que solo tomando en cuenta la viscosidad.

MaMechan y Shah (1991) diseñaron un aparato de prueba para investigar el comportamiento del asentamiento de apuntalantes en varios fluidos de fractura. Ellos encontraron que el acumulamiento ocurre en fluidos lineales y en concentraciones de apuntalantes menores a 10 lb/gal y resultaron en valores de asentamiento mucho mayores. Para fluidos reticulados, el tiempo de suspensión es mucho menor que cuando el fluido contiene quebrador de emulsión.

Clifton y Wang combinaron las teorías disponibles para crear un modelo numérico multidimensional de transporte de apuntalante que incluye la velocidad de resbalamiento entre fluido-partícula sin embargo ignora los efectos de la posición de la partícula y su posición entre las paredes. En la mayoría de los estudios, desafortunadamente, presentan modelos de asentamiento de partículas simples, crean ecuaciones que no son aplicables en todos los casos en la ingeniería petrolera, mucho menos en consideraciones específicas de los ambientes que envuelven los fracturamientos hidráulicos en lutitas.

2.5.5 Efectos de la rugosidad de pared

Las superficies de las paredes de fractura, generalmente no son suaves sino presentan cierta rugosidad, la cual no ha sido clasificada. La rugosidad de la fractura usualmente se desprecia en los modelos de transporte de apuntalante en

fracturamientos hidráulicos debido a la dificultad que se presenta al describir la rugosidad de la fractura. La rugosidad de fractura puede causar problemas en el transporte de apuntalante. Una rugosidad significativa puede obstruir el transporte de apuntalante así como disminuir el asentamiento del mismo.

CAPITULO 3: Marco Teórico y Conceptos Generales.

3.1 Fluidos en fracturamiento hidráulico

Los fluidos de fracturamiento tienen un duro trabajo por hacer. Estos tienen que ser fáciles de mezclar, desarrollar rápidamente una viscosidad y mantenerla para transportar el apuntalante dentro y durante la fractura. Después, cuando ya no sean necesarios, necesitamos desintegrarlos y desaparecerlos.

Característica de un fluido ideal de fracturamiento:

- Fácil de mezclar en el campo e insensible a las variaciones en la calidad de la mezcla de agua.
- Rápidamente desarrolle alta viscosidad
- Exhibir el transporte perfecto sin asentamiento
- Tener buenas propiedades de reducción de fricción
- Convertirse en agua en un tiempo pre-determinado y sin residuos
- Bajo costo

La mayoría de los tratamientos de fractura hoy en día utilizan gel polimérico base agua. Los Polímeros mejoran la viscosidad y reducen la presión de fricción en la tubería. Los Polímeros tienen la ventaja principal que pueden ser reticulados para aumentar la viscosidad dramáticamente y las propiedades de transporte del apuntalante.

3.1.1 Fluidos base agua

Las características de estos fluidos son únicas para cada tipo y cada uno posee sus características de desempeño positivas y negativas. Las propiedades que estos fluidos deberían tener para un desarrollo ideal serían:

- Ser lo suficientemente viscosos para crear el ancho adecuado de la fractura.
- Maximizar la distancia de recorrido del fluido para extender la longitud de la fractura.

- Ser capaz de transportar grandes cantidades de apuntalante dentro de la fractura.
- Requieren un mínimo de agentes gelificantes para permitir la fácil degradación o “ruptura” y reducir costos.

Las principales categorías de los fluidos base en fracturamiento hidráulico son:

- Fluidos gelificados, incluyendo geles lineales y reticulados.
- Espumas de geles.
- Agua pura y agua con cloruro de potasio (KCl).
- Ácidos.
- Tratamientos híbridos (cualquier combinación de 2 o más de los fluidos mencionados anteriormente).

El fracturamiento hidráulico convencional se realiza en dos etapas en las que se utilizan dos tipos diferentes de fluidos: fluidos lineales y fluidos activados.

Geles lineales

Este fluido se utiliza en la primera etapa del fracturamiento llamada mini frac, en la que el fluido se inyecta a grandes presiones desde la superficie hasta la formación con el fin de contactar las zonas productivas y empezar a crear la fractura. Este gel lineal está compuesto por fluido base, bacterias y control de arcillas, agente gelificante y control del pH.

Geles reticulados

El primer gel reticulado fue desarrollado en 1968. Cuando se añaden agentes reticulares a geles lineales, se obtiene como resultado un fluido complejo de fracturamiento de alta viscosidad que proporciona un mejor rendimiento y/o desempeño en el transporte del material sustentante que los geles lineales. Los reticulados reducen la necesidad de espesar el fluido y extender la vida viscosa del fluido indefinidamente. El fluido permanece viscoso hasta que un agente de ruptura es introducido para romper el reticulado y eventualmente, el polímero. Aunque el reticulado hace el fluido más costoso, pueden mejorar considerablemente el desempeño del Fracturamiento hidráulico, por lo que

umentaría las tasas de producción de pozos. La concentración final de los reticulados es usualmente de 1 a 2 galones de reticulados por 1.000 galones de gel.

Los geles reticulados son entrecruzados de cadenas de polímeros con incorporación de productos químicos reticulantes y principios de retardo del tiempo y la temperatura. En estos fluidos se mejoran considerablemente las propiedades generales durante la operación de fractura, logrando incrementar la capacidad de transporte del material sustentante, la obtención de fracturas más anchas y la reducción de la pérdida de fluido a la formación. Todas estas ventajas están relacionadas con el incremento de la viscosidad aparente en estos geles.

Geles de activación retardada

Este se utiliza en la segunda etapa del fracturamiento en el cual se bombea una nueva carga mayor a la anterior, encargada de transportar el material sustentante que evitara que la fractura creada se cierre quedando finalmente ubicado en ella. Tan pronto se han mezclado el fluido lineal con el sustentante y parte se ha inyectado, se mezcla con el activador de manera que el fluido lineal se convierte en un gel activado mediante el uso de aditivos. Su composición química típica es: Gel lineal, control de pH, apuntalantes, agente activador y agente rompedor.

El tiempo de activación o tiempo durante el cual el fluido de fracturamiento posee las propiedades de gel activado es normalmente el 75% del tiempo del viaje y luego de esto el fluido debe romperse habiendo transportado el agente de soporte y luego de estar dentro de la formación. Posteriormente debe retornar a la superficie una vez se libere la presión y se comience la producción con el apuntalante en su lugar, evitando el cierre de la fractura.

Las ventajas de estos fluidos son:

- Alto poder de arrastre y suspensión.
- Fácil preparación.
- Permite buen control de filtrado.
- Mayor facilidad de perforación cuando se usa agua dulce.

- Más económico que los lodos base aceite.

Las desventajas de estos fluidos son:

- Daño potencial a la formación.
- Sujeto a la contaminación.
- Afectado adversamente por las altas temperaturas, dado que si se usa a temperaturas mayores de 180°C, aumenta su viscosidad al deshidratarse la arcilla.

La utilización de productos gelificantes tiene como efecto el incremento de la viscosidad del líquido base debido a que están compuestos de polímeros de cadenas largas, lineales o ramificadas, que dificultan el movimiento de las capas de fluido entre sí. Estos fluidos requieren un esfuerzo mayor para alcanzar una determinada velocidad.

El agua sola no es siempre la adecuada para ciertas formaciones para el fracturamiento porque es de baja viscosidad y eso limita la habilidad para transportar el apuntalante. Los gelificantes de agua o espesantes son usados para crear estos fluidos gelificados. La sección gelificante es basada en las características de la formación tales como la presión, la temperatura, la permeabilidad, la porosidad y el espesor de la zona.

3.1.2 Polímeros

Los polímeros son moléculas solubles en agua, de alto peso molecular que se pueden añadir a agua para hacer una solución viscosa capaz de suspender los agentes apuntalantes.

Goma de Guar

Guar es un polímero de cadena larga compuesto de azúcares de manosa y galactosa. Los polímeros compuestos de unidades de azúcar se llaman polisacáridos. El polímero de guar tiene una muy alta afinidad por el agua. Cuando se añade el polímero al agua, las partículas de guar se absorben" y "hidratan", lo que significa que las moléculas de polímero se asocian con muchas moléculas de

agua y se desarrollan y se extienden hacia fuera en la solución. El guar solución en el nivel molecular puede ser representado como cadenas largas, hinchadas suspendidas en el agua. Las cadenas tienden a superponerse y dificultar el movimiento, lo que provoca un aumento en la viscosidad de la solución.

Hidroxipropilguar (HPG)

La goma guar proviene del endosperma de los granos de goma guar. El proceso utilizado para producir polvo de guar no separa por completo el guar de otros materiales vegetales, que no son solubles en agua. Por consiguiente, hasta el 10% del polvo de guar no se disolverá.

La goma Guar puede ser derivada en óxido de propileno para producir hidroxipropilguar (HPG). La reacción cambia algunos de las posiciones OH a O-CH₂-CHOH-CH₃. La estructura de la molécula de HPG se muestra en la Figura 21. El procesamiento adicional y lavado elimina gran parte del material de la planta del polímero, por lo que HPG típicamente contiene únicamente alrededor de 2 a 4% de residuo insoluble. Por lo general, se ha considerado sea menos perjudicial para la cara de la formación y empaque de apuntalante que la goma guar, aunque estudios recientes han indicado que la goma guar y HPG causan aproximadamente el mismo grado de empaque daños.

La Sustitución hidroxipropilguar hace HPG más estable a una temperatura elevada Que la goma guar, por lo tanto, HPG es más adecuado para uso en pozos de alta temperatura.

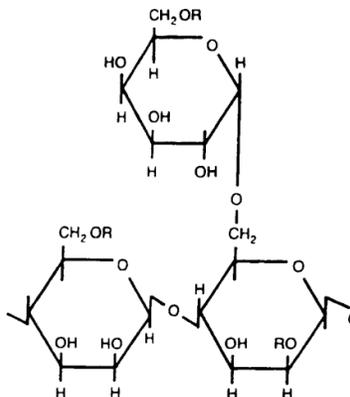


Figura 21.- La estructura de la molécula de HPG. (Cortesía BJ Services).

Hidroxietilcelulosa

Hidroxietilcelulosa (HEC) se utiliza cuando se desea un fluido muy limpio. Estos polímeros tienen una cadena principal compuesta de unidades de azúcar de glucosa que parece ser similar a la columna vertebral de manosa en la goma guar, pero hay una diferencia significativa, la goma guar contiene pares de hidroxilo que están situados en el mismo lado de la molécula de azúcar. En HEC, los grupos OH están adyacentes en los carbonos, pero están en lados opuestos del anillo (Figura 22).

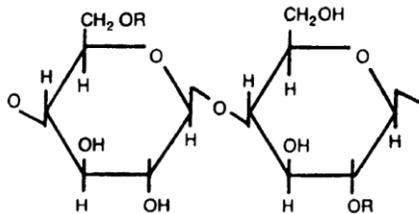


Figura 22.- Estructura molecular de la Hidroxietilcelulosa (HEC). (Cortesía Bj Services).

Xantan

El Xantan es un biopolímero, producido metabólicamente por un microorganismo. Las soluciones de Xantan se comportan como fluidos dentro del modelo de ley de potencias, incluso a velocidades de corte muy bajas, mientras que las soluciones HPG se convierten en newtoniana. A velocidades de corte inferior a 10 seg^{-1} , Xantan suspende los agentes apuntalantes mejor que HPG. El Xantan es más costoso que el guar o los derivados de la celulosa y se utiliza con menos frecuencia.

3.2 Clasificación y Descripción de los Fluidos.

Los fluidos pueden ser clasificados de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y a la velocidad corte inducida por dicho esfuerzo resultante en un flujo laminar y unidireccional, a temperatura constante.

Considere un sistema de dos placas paralelas separadas por un fluido, como el mostrado en la Figura 23, y Las placas son infinitamente grandes con respecto a la separación entre ellas.

Suponga que la placa superior se está moviendo con una velocidad $u_x + du_x$, en tanto que la placa inferior lo hace a una velocidad u_x . Así la velocidad de flujo adyacente a las placas es la misma que la velocidad de estas. Por lo tanto, el fluido está sujeta a una deformación du/dy a cual es un gradiente de velocidad de corte γ .

En tanto que la fuerza cortante F por área unitaria A , impuesta sobre el fluido y tendiente a causar el movimiento del mismo, es denominada esfuerzo cortante τ .

Así, para todos los fluidos existe una relación entre el esfuerzo cortante impuesto y la velocidad de corte resultante. Por consiguiente, esta relación es diferente para todos los fluidos y puede ser distinta para el mismo fluido, bajo condiciones diferentes de presión y temperatura. Por lo tanto, la relación:

$$\tau = f(\gamma)$$

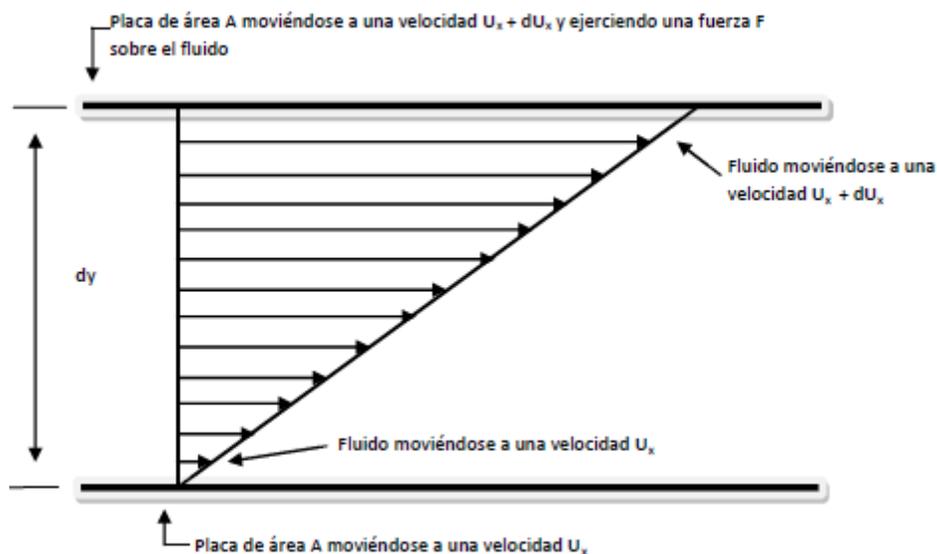


Figura 23.- sistema de dos placas paralelas separadas por un fluido.

Es única para cada tipo de fluido; siendo característica para un fluido bajo condiciones dadas de presión y temperatura. Esta relación funcional entre el esfuerzo y velocidad de corte es conocida como la ecuación reológica o constitutiva del fluido.

De ésta manera, basados en la forma de las ecuaciones reológicas, los fluidos se clasifican en dos grandes grupos:

- Fluidos puramente viscosos
- Fluidos visco elásticos

Sin embargo, de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo, los fluidos se clasifican como se muestra en la siguiente Tabla 1:

- Fluidos Newtonianos
- Fluidos No Newtonianos

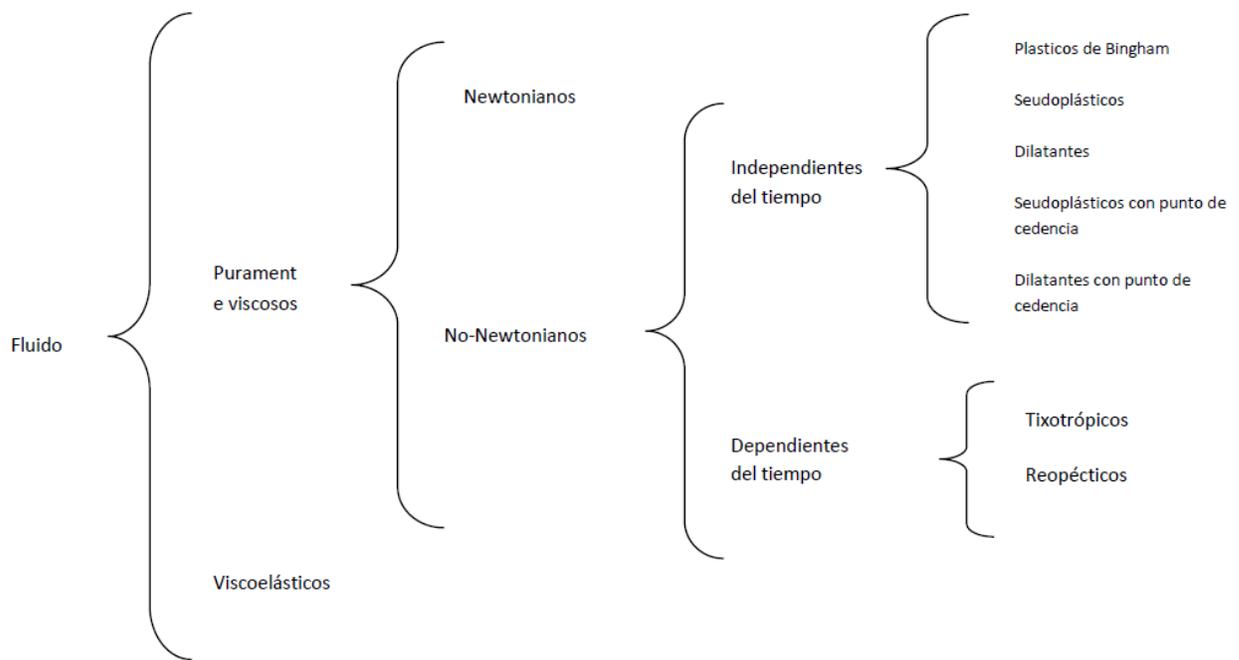


Tabla 1.- Clasificación de fluidos.

3.2.1 Fluidos Newtonianos

Los fluidos newtonianos o iguales son aquellos cuyo comportamiento reológico puede ser descrito de acuerdo con la ley de viscosidad de Newton. Es decir, son aquellos fluidos que exhiben una proporcionalidad directa entre el esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de corte inducida como se muestra en la Figura 24.

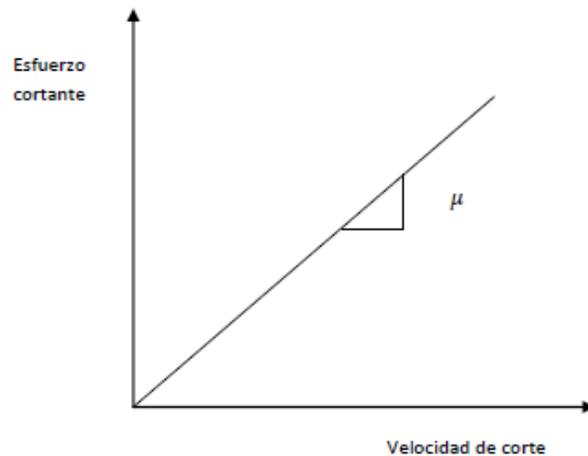


Figura 24.- Comportamiento de un fluido Newtoniano.

La relación entre esfuerzo de corte y velocidad de corte es una línea recta pasando por el origen y la pendiente es la viscosidad del fluido. Algunos ejemplos de fluidos Newtonianos con: agua, alcohol, aceite, y todos los gases.

3.2.2 Fluidos No Newtonianos

Los fluidos no-newtonianos son aquellos fluidos que no se comportan de acuerdo a la ley de la viscosidad de Newton. Por exclusión, en este grupo se incluye a todos los fluidos que no exhiben una relación directa entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. A su vez, éstos pueden ser subdivididos en dos grupos: Fluidos Independientes del Tiempo y Fluidos Dependientes del Tiempo.

Fluidos Independientes del Tiempo

Son así denominados debido a que sus propiedades reológicas no cambian con la duración del corte o con su historia de corte. Entre estos se encuentran los fluidos plásticos de Bingham, pseudoplásticos, dilatantes, y pseudoplásticos y dilatantes con punto de cedencia.

- Fluidos Plásticos de Bingham.

Son caso idealizado de los fluidos no-newtonianos; pues a fin de iniciar su movimiento se requiere vencer un esfuerzo inicial finito, denominado esfuerzo o punto de cedencia. Una vez que dicho esfuerzo inicial ha sido excedido, estos

fluidos exhiben una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, como se muestra en la Figura 25.

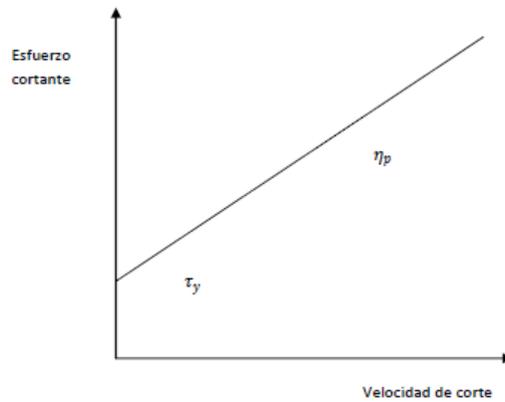


Figura 25.- Comportamiento de un fluido plástico de Bingham.

- Fluidos Pseudoplásticos

Son aquellos fluidos para los cuales un esfuerzo cortante infinitesimal iniciara su movimiento y para el cual el ritmo de incremento en el esfuerzo cortante decrece conforme se incrementa la velocidad de corte, según se observa en la Figura 26.

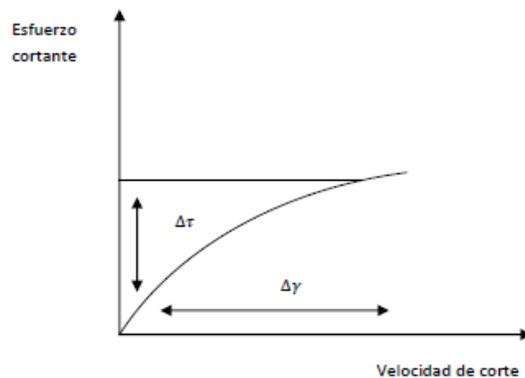


Figura 26.- Comportamiento de un fluido pseudoplástico.

- Fluidos Dilatantes

Estos fluidos presentan un comportamiento similar a los fluidos pseudoplásticos, con la diferencia de que los fluidos dilatantes el ritmo de incremento del esfuerzo cortante con la velocidad de corte se incrementa, como se observa en la Figura 27.

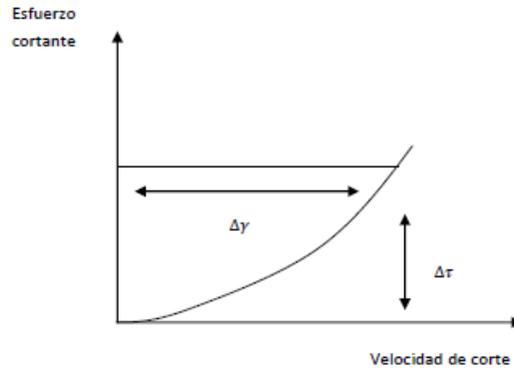


Figura 27.- Comportamiento de un fluido dilatante.

Matemáticamente estos fluidos son similares a los fluidos pseudoplásticos y por lo tanto, para ambos tipos de fluidos se aplican las mismas ecuaciones empíricas, con valores apropiadamente diferentes de ciertas constantes reológicas.

- Fluidos Pseudoplásticos con punto de Cedencia

Son aquellos fluidos que exhiben un esfuerzo inicial finito o punto de cedencia, como en el caso de los fluidos plásticos de Bingham; pero una vez que el esfuerzo de cedencia ha sido excedido, su comportamiento esfuerzo-deformación se asemeja al comportamiento de los fluidos pseudoplásticos o dilatantes, como se muestra en la Figura 28.

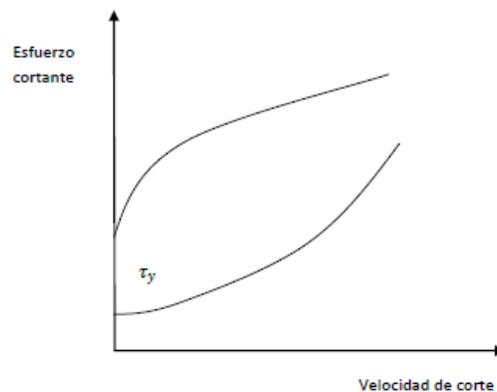


Figura 28.- Comportamiento de un fluido pseudoplástico con punto de cedencia.

No hay una ecuación constitutiva para fluido pseudoplásticos con punto de cedencia, sin embargo el modelo Herschel-Bulkley describe su comportamiento razonablemente bien. El modelo de la ecuación (1) es:

$$\tau = \tau_o + k\gamma^n \dots\dots\dots (1)$$

El modelo se reduce al modelo de Bingham cuando n es igual a 1 y al modelo de ley de potencias cuando no hay esfuerzo de cedencia.

Fluidos Dependientes del Tiempo

Estos fluidos se caracterizan porque sus propiedades reológicas varían con la duración del corte (esfuerzo cortante y velocidad de corte), dentro de ciertos límites. Los fluidos dependientes del tiempo se subdividen: Fluidos Tixotrópicos y Fluidos Reopécticos.

- Fluidos Tixotrópicos

Son aquellos fluidos en los cuales el esfuerzo cortante decrece con la duración de corte como se aprecia en la Figura 29.

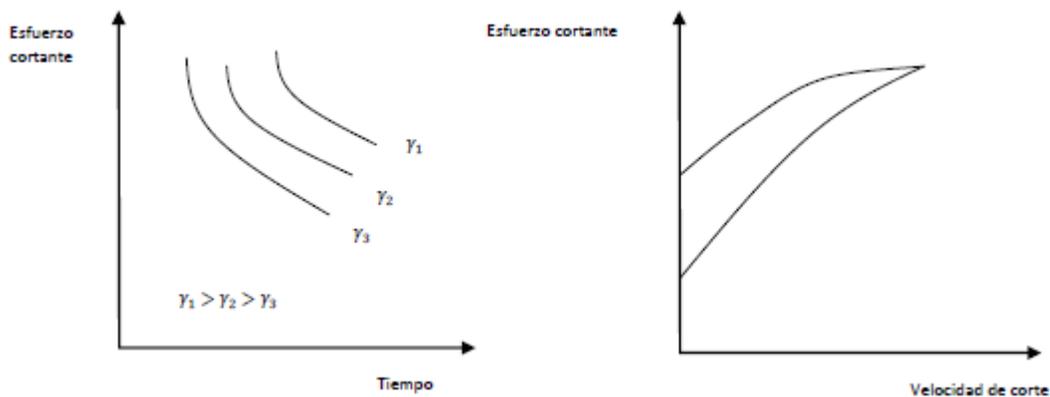


Figura 29.- Comportamiento de un fluido Tixotrópico.

- Fluidos Reopécticos

A diferencia de los fluidos Tixotrópicos, en los fluidos Reopécticos el esfuerzo cortante se incrementa conforme se incrementa la duración del corte, como se aprecia en la Figura 30.

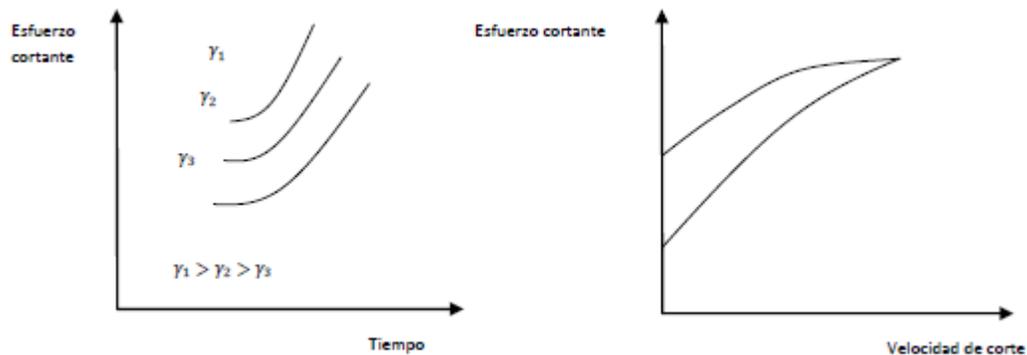


Figura 30.- Comportamiento de un fluido Reopéctico.

Fluidos Viscoelásticos

Los fluidos Viscoelásticos son así denominados debido a que presentan características intermedias entre los fluidos puramente viscosos y los sólidos puramente elásticos, especialmente la característica de deformación bajo la acción de un esfuerzo y que recobra su forma original después de la formación a la que han estado sujetos, cuando cesa la acción del esfuerzo.

3.3 Modelos Reológicos de los fluidos

La descripción reológica de los fluidos ha sido expresada mediante relaciones matemáticas complejas. Afortunadamente en el campo de la ingeniería los fluidos no-Newtonianos más abundantes, estudiados y mejor entendidos son los fluidos pseudoplásticos.

Algunas de las relaciones empleadas para describir a estos fluidos han sido aplicadas al comportamiento reológico de los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros. Por lo que pueden ser representados por varios modelos reológicos o ecuaciones constitutivas.

3.3.1 Modelo de Newton

Este modelo propuesto por Newton, representa a los fluidos ideales. Es decir, caracteriza a aquellos fluidos cuya relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte es lineal. La constante de proporcionalidad, conocida como

coeficiente de viscosidad, es suficiente para describir su comportamiento de flujo. Matemáticamente, esta relación se expresa como:

$$\tau = (\mu/g_c)\gamma \dots\dots\dots (2)$$

Donde μ es la viscosidad absoluta, viscosidad Newtoniana o simplemente viscosidad. Esta viscosidad permanece constante a cualquier velocidad de corte; siempre y cuando el flujo sea laminar y las propiedades del flujo permanezcan inalterables.

3.3.2 Modelo de Bingham

Este tipo de fluidos es el más simple de todos los fluidos no-Newtonianos, debido a que la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte exhibe una proporcionalidad directa, una vez que un esfuerzo inicial finito, necesario para iniciar el movimiento, ha sido excedido.

A este esfuerzo inicial se le denomina punto de cedencia, τ_y ; en tanto que la pendiente de la porción lineal del reograma es conocida como coeficiente de rigidez o simplemente viscosidad plástica, n_p . Así, el modelo de Bingham está representado como:

$$\tau = (n_p/g_c)\gamma + \tau_y \dots\dots\dots (3)$$

Por simplicidad, este modelo ha sido empleado extensivamente en la ingeniería petrolera; aun cuando el comportamiento real del fluido de tratamiento no representa una relación lineal entre el esfuerzo y la velocidad de corte.

3.3.3 Modelo de Ley de Potencias

Es uno de los más usados en el campo de la ingeniería y una de las primeras relaciones propuestas entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. Esta relación está caracterizada por dos constantes reológicas y expresada como:

$$\tau = K\gamma^n \dots\dots\dots (4)$$

Dónde: K (índice de consistencia): es un término semejante a la viscosidad e indicativo de la consistencia del fluido.

n (índice de comportamiento de flujo): indica que tan No-Newtoniano es el fluido. Entre más alejado de la unidad sea el valor de n, el fluido se comporta mas No Newtoniano.

Si el valor de K es alto, el fluido es más “viscoso” y viceversa, y si el valor de n es mayor que cero y menor que la unidad, el modelo representa a los fluidos pseudoplásticos; en tanto que si n es mayor que la unidad, el modelo representa a los fluidos dilatantes.

No obstante que el modelo de Ley de Potencias es eminentemente empírico, ha sido ampliamente utilizado, debido a que a gradientes de velocidad intermedios reproduce adecuadamente el comportamiento de flujo de muchos fluidos pseudoplásticos y dilatantes. Otra ventaja en el uso de este modelo, lo constituye el hecho de que es simple y posee únicamente dos constantes reológicas (n y K); además de que cuando ha sido empleado en problemas de flujo en tuberías ha dado excelentes resultados.

Los parámetros del modelo de ley de potencias, n y K, pueden ser determinados graficando τ contra γ en una escala logarítmica.

3.3.4 Modelo de Ley de Potencias Modificado

Fue propuesto con el fin de obtener una relación más estrecha entre el modelo reológico y las propiedades de flujo de los fluidos pseudoplásticos y dilatantes que presenta un punto de cedencia.

Entre los modelos propuestos que involucran el uso de tres constantes o parámetros ajustables, es de los más simples y exactos. Este modelo está representado por la ecuación (5):

$$\tau = K\gamma^n + \tau_y \dots \dots \dots (5)$$

Dónde: τ_y representa un esfuerzo inicial o punto de cedencia. n y K , tienen un significado similar a las constantes reológicas del modelo de Ley de Potencias.

3.4 Apuntalantes en fracturamientos hidráulicos

El propósito de los apuntalantes es mantener abierta la fractura hidráulica. Un apuntalante ideal debe producir la máxima permeabilidad en la fractura. La permeabilidad de la fractura esta en función de las características físicas de los apuntalantes. Los mayores volúmenes de apuntalantes permiten crear fracturas más anchas que facilita la producción de hidrocarburos a corto plazo del pozo. El apuntalante ideal debe ser resistente a la compresión, insoluble, tener una densidad muy baja y un costo bajo. Los apuntalantes que cumplen mejor con estas características con las arenas silicas, por ello son las mayormente usadas en los fracturamientos hidráulicos en lutitas, donde se utilizan grandes volúmenes superiores a los 37,000 sacos.

3.4.1 Propiedades físicas

Las propiedades físicas de los apuntalantes que tienen un impacto importante en la conductividad de la fractura son:

- Resistencia del apuntalante
- tamaño de grano y distribución
- cantidad de finos e impurezas
- redondez y esfericidad
- densidad del apuntalante

3.4.1.1 Resistencia

Para abrir y propagar una fractura hidráulica, se debe sobrepasar el valor del esfuerzo de la roca. Después de que el pozo se pone en producción, el mismo trabajo cíclico del esfuerzo de la roca para cerrar la fractura actúa sobre el apuntalante. Si el esfuerzo del apuntalante es inadecuado, el esfuerzo de la roca romperá el apuntalante y se producirán finos que eventualmente generaran una obstrucción al flujo. De esta forma la permeabilidad, y por lo tanto, la conductividad

del apuntalante se reducirá drásticamente. La Figura 31 muestra el comportamiento de la permeabilidad en los apuntalantes de fracturamientos hidráulicos con el aumento del esfuerzo de cierre de la formación.

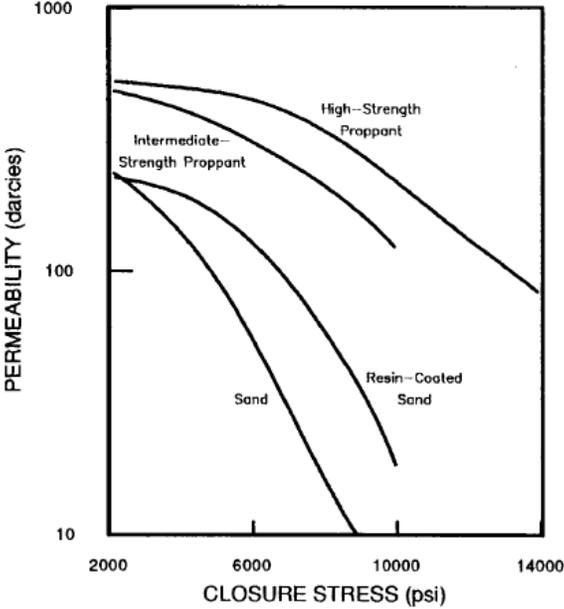


Figura 31.- Comportamiento de la permeabilidad de los apuntalantes al aumento en el esfuerzo de cierre (Meyer, 2008).

En la Figura 32, se muestran las comparaciones en los valores de esfuerzos a la compresión de los apuntalantes.

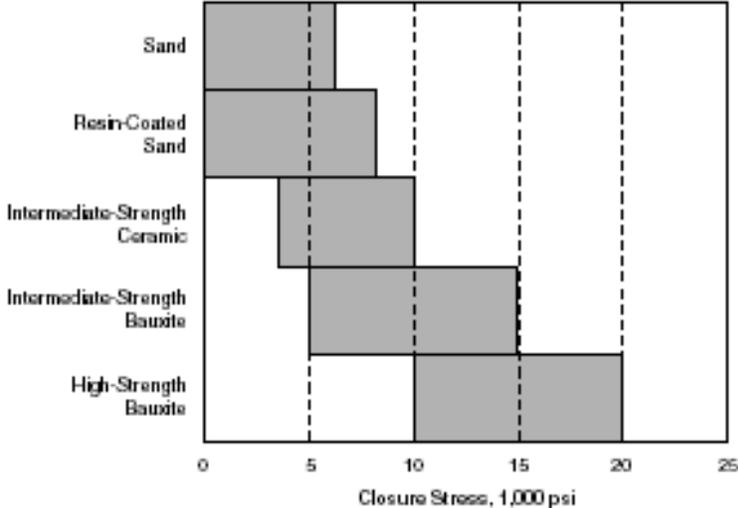


Figura 32.- Rangos de resistencia a la compresión de acuerdo al tipo de apuntalante. Fuente: DANESHY, Ali A et al. Well Stimulation [8]

3.4.1.2 Distribución y Tamaño de grano

Los apuntalantes de mayor tamaño proveen empaques de mayor permeabilidad; sin embargo, su uso se debe de evaluar en relación a la formación que se va a estimular y además las dificultades para transportarlo y colocarlo en la formación se incrementan. Formaciones con alto grado de aportación de finos, son malos candidatos para apuntalantes de diámetros grandes. Los finos tienden a invadir el apuntalante empacado en la fractura, causando acumulación de finos entre el apuntalante y reduciendo la permeabilidad retenida. En estos casos, apuntalantes mas pequeños, que resisten la invasión de finos son más recomendables. Sin embargo, estos ofrecen menor conductividad, la conductividad promedio en la vida del pozo será mayor y ofrecerá mejores condiciones de producción cuando los apuntalantes son más grandes.

La Tabla 2 muestra los tamaños de partículas de apuntalante usados en fracturamientos y su correspondiente tamaño de malla especificados (API, 1983)

Malla	Diametro (μm)
Malla principales	
12/20	850 to 1,700
20/40	425 to 850
40/70	212 to 425
6/12	1,700 to 3,350
Malla alternas	
8/16	1,180 to 2,360
16/30	600 to 1,180
30/50	300 to 600
70/140	106 to 212

Tabla 2.- Designación del tamaño de apuntalante de fractura (API 1983).

El tamaño de malla se refiere al número de aperturas por pulgada lineal, de tal manera que cuando menor es el tamaño de malla, mas grande es el tamaño de partícula y viceversa. Minimizando el rango de malla se incrementara la permeabilidad, o mejor dicho, se tendrá una mejor certeza de la permeabilidad y

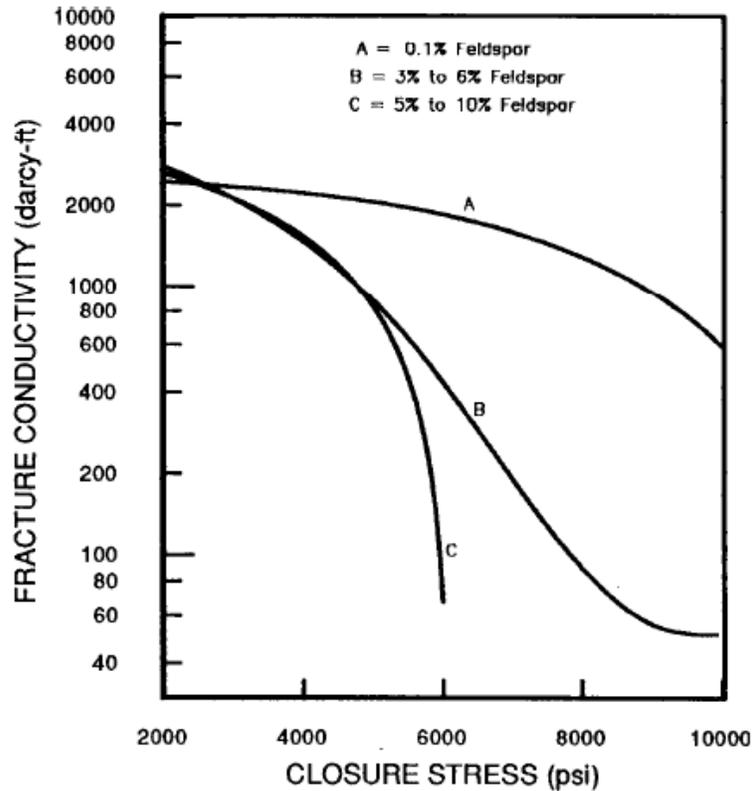


Figura 34.- Decremento de la conductividad con el incremento de finos en los apuntalantes (API RP-56).

3.4.1.4 Redondez y esfericidad

La redondez y esfericidad de los apuntalantes pueden tener un efecto dramático en la conductividad de la fractura. La redondez en los apuntalantes es medida observando los cortes y las esquinas de los granos, o bien la curvatura de los granos. La esfericidad de la partícula es medida observando que tan cerca está el apuntalante a un aspecto esférico. Cuando el grano es redondo y tiene un tamaño similar, el esfuerzo ejercido sobre el apuntalante está mejor distribuido, resultando en mayor resistencia del apuntalante a las cargas a las que estará sometido. La Figura 35 muestra la caracterización de esfericidad y redondez de los apuntalantes.

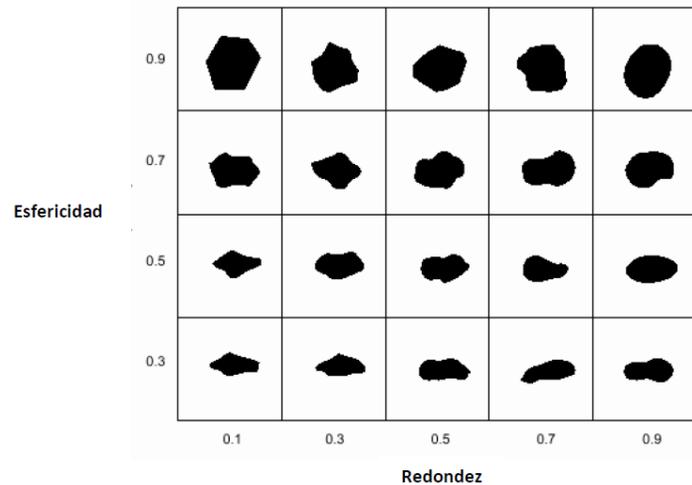


Figura 35.- Grafica de Krumbein (Meyer, 2008)

3.4.1.5 Densidad del apuntalante

La densidad del apuntalante tiene una influencia directa en el transporte y acomodo. Los apuntalantes de mayores densidades son más difíciles de suspender por el fluido de fractura y resulta más complicado transportarlo a los extremos de las alas de fractura creada (Tabla 3). Para lograr colocar el apuntalante se utilizan dos formas, usando fluidos de alta viscosidad que puedan transportar el apuntalante por toda la longitud de la fractura o usando fluidos de baja viscosidad con altos gastos de bombeo.

Tipo de apuntalante	Gravedad específica	Densidad absoluta (lbm/pie ³)	Densidad absoluta (Kg/m ³)
Arena resinada	2.55	159.2	2550
Arena	2.65	165.4	2650
ISP- baja densidad	2.72	169.8	2720
Resistencia intermedia	3.15	196.6	3150
Bauxita	3.70	231.0	3700

Tabla 3.- Gravedad específica de apuntalantes (Meyer, 2008).

3.4.2 Conductividad de los apuntalantes

Idealmente, los apuntalantes proveerán una conductividad de fractura lo suficientemente mayor para reducir o permitir descartar las caídas de presión

durante la producción del pozo, pero en realidad es muy difícil lograrlo debido a problemáticas económicas y prácticas (Gidley et al, 1989). La conductividad de un fractura empacada debe ser al menos lo suficientemente alta para eliminar el patrón de flujo radial presente en un pozo no fracturado a un flujo lineal de la formación en la fractura estimulada.

La conductividad de la fractura o permeabilidad de la fractura es una medición de la habilidad de la fractura para transmitir fluidos. Se puede visualizar en forma convencional una fractura hidráulica como dos placas paralelas y su permeabilidad se obtiene mediante una ecuación igualando el empuje o la fuerza necesaria para vencer la resistencia de arrastre entre las dos placas. Esto es representado por la ecuación 9:

$$-\frac{\mu(hw)\partial^2 u}{\partial w^2} = \partial_p / \partial_x(hw) \dots \dots \dots (9)$$

Donde

h= La altura de la fractura

w= El ancho de la fractura

u= La velocidad de la componente en la dirección x.

El flujo en un medio poroso, se establece a través de la ley de Darcy:

$$u = -k/\mu \left(\frac{d_p}{d_x}\right) \dots \dots \dots (10)$$

Integrando la ecuación 9 dos veces y substituyendo u en la ecuación 10, obtenemos la ecuación 11:

$$k_f = \frac{w^2}{12} \dots \dots \dots (11)$$

En la ecuación 11, Kf es un estimado de la permeabilidad de la fractura y w es el ancho de la fractura. Después de que la fractura se cierra, la conductividad de la fractura Cf es el concepto preferido usado en la industria petrolera. La conductividad de la fractura está dada por:

$$c_f = k_f w \dots \dots \dots (12)$$

Donde:

k_f = es la permeabilidad de la fractura empacada

w = es el ancho de la fractura

Como tal, la conductividad de la fractura es proporcional al ancho de la fractura al cubo para una fractura abierta y empacada.

3.5 Asentamiento de partículas

3.5.1 Asentamiento de partículas en fluidos Newtonianos

Una partícula moviéndose a través de un fluido está sujeta a las fuerzas ejercidas por ese fluido. Estas fuerzas dependen de las características del fluido y de la partícula involucrada, estas características son, fuerza de gravedad, flotación y arrastre.

El coeficiente de arrastre C_d de una esfera moviéndose a través de un fluido newtoniano a una velocidad terminal, V_t , está directamente correlacionado con el número de Reynolds de la partícula, N_{Rep} , a través de las siguientes ecuaciones (ver su derivación en el apéndice A) :

$$C_d = \frac{24}{N_{Rep}} \dots \dots \dots (14)$$

Dónde:

$$C_d = \frac{2F_d}{A_p \rho_f v_t^2} \dots \dots \dots (15)$$

y, finalmente:

$$N_{Rep} = \frac{d_p v_t \rho_f}{\mu_f} \dots \dots \dots (16)$$

Donde,

C_d = Coeficiente de arrastre

N_{Rep} = Numero de Reynolds de la partícula

F_d = Fuerzas de arrastre

A_p = Área de la partícula

La ecuación para calcular la velocidad de asentamiento de una simple partícula en un fluido Newtoniano está dada por la ecuación:

$$v_t = \frac{d_p^2(\rho_p - \rho_f)g}{18\mu_f} \dots \dots \dots (17)$$

Donde,

d_p = Diámetro de la partícula (cm)

ρ_p = Densidad de la partícula (gr/cc)

g = Aceleración de la gravedad (980 cm/s²)

ρ_f = Densidad del fluido (gr/cc)

μ_f = Viscosidad del Fluido (poise)

v_t = Velocidad de asentamiento de la partícula (cm/s)

Esta ecuación está limitada a fluidos newtonianos en la región de Stokes donde $N_{rep} < 2$. Para una partícula con un número de Reynolds mayor que dos, se deben utilizar ecuaciones diferentes. La figura 36 muestra el coeficiente de arrastre newtoniano como una función del número de Reynolds de la partícula en varias regiones de flujo.

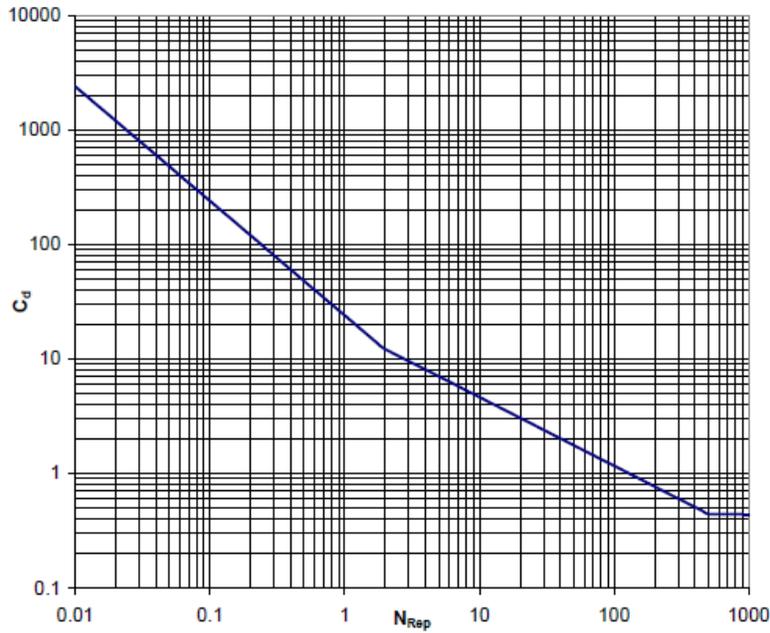


Figura 36.- Curva de arrastre de una partícula simple en un fluido Newtoniano. (Youness, 2005).

Para la región intermedia donde $2 < N_{Rep} < 500$, el siguiente conjunto de ecuaciones se sugiere:

$$C_d = \frac{18.5}{N_{Rep}^{0.6}} \dots \dots \dots (18)$$

$$v_t = \frac{20.34(\rho_p - \rho_f)^{0.71} d_p^{1.14}}{\rho_f^{0.29} \mu_f^{0.43}} \dots \dots \dots (19)$$

Para flujo turbulento, donde $N_{Rep} > 500$, se ha calculado un coeficiente de arrastre aproximado a 0.44, o bien mediante la ecuación:

$$v_t = 1.74 \sqrt{\frac{g(\rho_p - \rho_f)d_p}{\rho_f}} \dots \dots \dots (20)$$

3.5.2 Asentamiento de partículas en fluidos no newtonianos

Para fluidos no newtonianos, la simple aproximación es remplazar la viscosidad del fluido μ_f , con la viscosidad aparente del fluido μ_a , esto es:

$$\mu_a = (\gamma)^{n-1} \dots \dots \dots (21)$$

Donde la viscosidad aparente esta en funcion del esfuerzo de corte prevaleciente.

Para el asentamiento de una partícula en un fluido de acuerdo con una aproximación de Shah, la velocidad de corte máximo es $(\frac{3v_t}{d_p})$, para otros autores solo se calcula $(\frac{v_t}{d_p})$. Para el cálculo del esfuerzo de corte γ_p , sustituimos la aproximación de Shah, se obtiene sustituyendo:

$$\gamma_p = 3V_t/d_p \dots \dots \dots (22)$$

Sustituyendo el valor del esfuerzo de corte en el cálculo de la viscosidad aparente, y a su vez sustituyendo este valor en la ecuación 16 obtener el número de Reynolds:

$$N_{rep} = \frac{d_p^n v_t^{2-n} \rho_f}{3^{n-1} K} \dots \dots \dots (23)$$

De esta manera la velocidad de asentamiento puede ser calculada de la misma manera que para un fluido newtoniano. De la forma:

$$V_t = \left[\frac{g d_p^{n-1} (\rho_p - \rho_f)}{18K(3)^{n-1}} \right]^{1/n} \dots \dots \dots (24)$$

3.6 Trabajos experimentales de asentamiento de partículas.

La mayoría de los trabajos experimentales disponibles están relacionados a la ley de Stokes para describir las velocidades de asentamiento de partículas. Hannah y Harrington midieron las velocidades de asentamiento de partículas en fluidos de fractura reticulados. Su prueba consistió en dos cilindros concéntricos, con el cilindro exterior rotando. La velocidad de asentamiento en el espacio entre los dos cilindros. Ellos concluyeron que los resultados se asemejaban a los de la Ley de Stokes.

Roodhart uso placas paralelas de 0.2 y 0.8 pulgadas en su trabajo experimental. A partir de esta información, el recomendó agregar un término correspondiente

llamado viscosidad de corte cero para calcular la velocidad de asentamiento. La velocidad de asentamiento por lo tanto se calcula de la siguiente manera:

$$v_t = \frac{gd_p^2(\rho_p - \rho_f)}{18\mu_0} + \frac{gd_p^2(\rho_p - \rho_f)}{18(\gamma_z)^{n-1}} \dots \dots \dots (25)$$

Donde γ_z es la velocidad de corte correspondiente al valor mas bajo de viscosidad efectiva y μ_0 es la viscosidad efectiva a un corte cero. Esta ecuación (25) es aplicable solo a valores de velocidad de corte menores a 25 seg-1. A valores mayores no se recomienda su uso.

Clark y Guler, así como Clark y Quadir estudiaron el comportamiento del transporte de apuntalante de manera experimental en fluidos de fractura lineales y reticulados. Ellos reportaron que sus experimentos se ajustaban a una modificación de la ley de Stokes, donde:

$$v_e = av_t \dots \dots \dots (26)$$

Donde

v_t = velocidad de asentamiento calculada de la ley de Stokes.

v_e = valor experimental de asentamiento de partículas.

a = coeficiente de correlación.

El coeficiente va a depender del tipo de gel y el reticulante utilizado. Clark y Guler dieron tres expresiones, dos para fluidos HPG con iones boratos como reticulante, y otro valor para fluidos no reticulados o lineales.

Shah condujo muchos experimentos muy completos de asentamientos de varias partículas, utilizando principalmente fluidos HPG con resultados bastante aproximados a los obtenidos analíticamente. Si bien encontró que sus trabajos experimentales presentaban una desviación de la Ley de Stokes, obtuvo factores de aproximación, además que experimento una nueva forma de visualizar los coeficientes de arrastre de partículas.

$$Y = ArX^B + C \dots \dots \dots (27)$$

Donde:

$$Y = (C_D^{2-n} N_{Rep}'^2)^{1/2}$$

$$X = N_{Rep}'$$

A,B,C = valores constantes.

Shah dio los valores de A, B y C para diferentes tipos de fluidos. Una gráfica de Y contra X constituiría una serie de líneas convergentes, donde cada línea corresponde a valores diferentes de n. Debido a que Y es independiente de vt y depende solo del fluido y propiedades de la partícula. La grafica generada se convierte en una manera de determinar el valor de la velocidad de asentamiento. Los parámetros de n y K en la correlación de Shah, se obtuvieron de los valores medidos en un Fann 35 (Tabla 4).

Autor	Fluido	n	K (lbf-seg ⁿ /pie ²)
Shah	Newtoniano	1	2.09 x 10 ⁻⁵
	20 lbm/1000gal HEC	0.762	9.9 x 10 ⁻⁴
	30 lbm/1000gal HEC	0.553	5.74 x 10 ⁻³
	50 lbm/1000gal HEC	0.427	2.893 x 10 ⁻²
	80 lbm/1000gal HEC	0.281	1.796 x 10 ⁻¹

Tabla 4.- Parámetros de n y K para varios fluidos de fractura obtenidos en un Fann 35 por Shah.

Youness en su trabajo de tesis de maestría, realizo una extensa investigación de trabajos experimentales de los valores de obtenidos por diferentes autores, donde basado en el Modelo de Shah determino un modelo unificado de cálculo de asentamiento de partícula y determinación de coeficiente de arrastre de partículas. Donde, para la determinación de la velocidad de asentamiento de apuntalantes, todo lo que se necesita son las características de las partículas y las propiedades reológicas de los fluidos, las cuales son determinadas en laboratorio. Youness tomo el procedimiento utilizado por Shah para el cálculo de velocidad de asentamiento de partícula. Este mismo procedimiento lo aplico en su modelo unificado mediante los pasos que a continuación se mencionan:

1.- Determinar los parámetros del modelo A' y B' de las ecuaciones siguientes:

$$A' = 6.9148 (n^2) - 24.838 (n) + 22.642 \dots \dots \dots (28)$$

$$B' = -0.5067 (n^2) + 1.3234 (n) - 0.1744 \dots \dots \dots (29)$$

2.- Conociendo el diámetro de la partícula, densidad de la partícula, densidad del fluido y las propiedades geológicas n y K, obtener Y* como se indica:

$$y^* = \sqrt{\left[\frac{(3.5778)^{2-n} (0.2615)}{(36)^{2(n-1)}} \right] \left[\frac{d_p^{n+2} \rho_f^n (\rho_p - \rho_f)^{2-n}}{K^2} \right]} \dots \dots \dots (30)$$

Dónde:

d_p = diametro de la partícula (plg)

K = Indice de consistencia (lbf.segⁿ/pie²)

n = Indice de comportamiento de flujo (adimensional)

ρ_f = Densidad del fluido (gr/cm³)

ρ_p = Densidad de la partícula (gr/cm³)

3.- Determinar el número de Reynolds de la partícula N'_{Rep} , mediante la siguiente ecuación:

$$N'_{Rep} = \left(\frac{y^*}{A'} \right)^{1/B'} \dots \dots \dots (31)$$

4.- Finalmente, calcular la velocidad de asentamiento de la partícula usando la ecuación siguiente:

$$v_t = \left[\frac{(36)^{n-1} K N'_{Rep}}{0.1617 d_p^n d_f} \right]^{1/(2-n)} \dots \dots \dots (32)$$

Este modelo según Youness, representa una aproximación bastante válida para el cálculo en fluidos newtonianos y no newtonianos, ya que los fluidos que se utilizaron para estas correlaciones son los fluidos empleados en fracturamientos hidráulicos como HPG, HEC y CMC.

CAPITULO 4: Desarrollo del Trabajo experimental.

El desarrollo experimental del presente trabajo de investigación, comprende la evaluación de variables críticas que afectan el desempeño de los fluidos de fractura base agua con los que se fractura hidráulicamente la formación Eagle Ford en el norte de México. Lo anterior con el fin de obtener valores empíricos y comportamientos de referencia en el asentamiento de apuntalantes en los fluidos de fractura que pueden utilizarse en cualquier simulador comercial de diseño de fracturamientos hidráulicos.

4.1 Selección y preparación del fluido

4.1.1 Fluido lineal con polímero HPG (Hidroxipropilguar).

En las técnicas de fracturamientos hidráulicos con fluidos lineales se utilizan fluidos gelificados con polímeros guar (en este caso HPG), mezclando agua natural, agua de mar o salmuera al 1 o 2%. La temperatura de mezclado de estos fluidos debe estar en el rango de 4 a 38 grados centígrados. Los valores de PH deben estar en el rango de 6 a 8.

Características de la preparación del fluido:

- Utilizar agua de natural, agua de mar o salmuera al 1 o 2%.
- La temperatura de mezclado debe estar entre los rangos de 4 a 38 grados centígrados. La temperatura se debe mantener constante durante la preparación.
- Se deben revisar los valores de PH del agua base. Los valores de pH debajo de 6 pueden causar una prolongación en la gelatinización. Por el contrario, valores mayores a 8 resultan en una gelatinización inadecuada, que no gelatinice el fluido. Esto se logra agregando una solución caustica para adecuar el pH del fluido base
- La concentración de hierro debe ser menor a 25 ppm. Un valor superior a este degrada y rompe el polímero.
- El agua base debe estar libre de bacterias y encimas. La presencia de estas puede generar una degradación del polímero.

Modo de Preparación

El siguiente procedimiento se debe realizar en un laboratorio equipado, equipo de seguridad que consta de lentes y guantes de trabajo debido al manejo de sustancias nocivas para la salud.

- Se mide un volumen del fluido base, en este caso se utilizo agua destilada. No se emplea agua de la formación, porque puede presentar dureza que afecta las propiedades finales del gel de fractura.
- Se trasvasa el volumen de agua al vaso de una batidora o agitador, limpio y purgado (Figura 37).

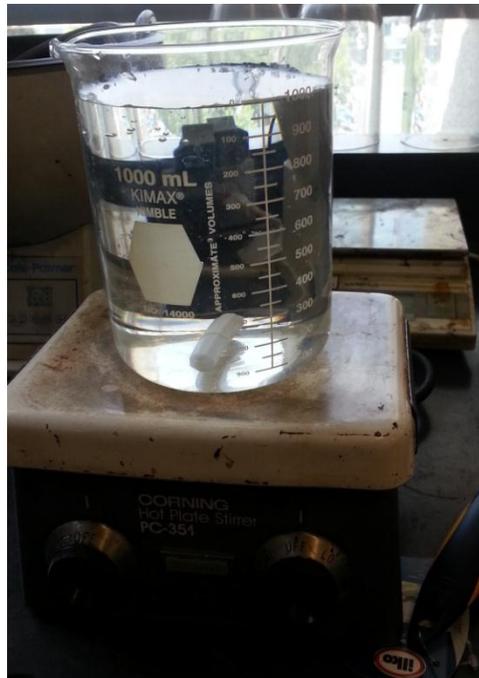


Figura 37.- Volumen de agua utilizado y agitador para la mezcla.

- Se agrega el polímero en relación de la viscosidad deseada. A partir del momento en que se termina de agregar la goma, se contabilizan 15 minutos de hidratación para el polímero, sin dejar de agitar el fluido. Para este caso que utilizamos un fluido lineal de 20 Cp se utiliza una concentración de 6 mm por cada litro de fluido preparado.
- Se miden las características reológicas de la mezcla a los 3 y 15 minutos de hidratación. Para confirmar que la mezcla esta lista para ser utilizada se

deben hacer las mediciones de la viscosidad del fluido en un viscosímetro FANN^{TD} 35 (Figura 38).



Figura 38.- viscosímetro FANN^{TD} 35

En el caso de los geles lineales no se utilizó ningún tipo de aditivo adicional.

4.1.2 Fluido reticulado con polímero HPG (Hidroxipropilguar).

Los fluidos reticulados son sistemas de base agua compuestos de goma guar refinada para gelificar el fluido, sin embargo a diferencia de los fluidos lineales se emplea ácido bórico como agente reticulante de retardación. Las características del Gel reticulado es muy similar respecto al fluido lineal debido a que el polímero base es el mismo, la única diferencia es el agente reticulante y los aditivos utilizados.

Características de la preparación del fluido:

- Utilizar agua de natural, agua de mar o salmuera al 1 o 2%.
- La temperatura de mezclado debe estar entre los rangos de 4 a 38 grados centígrados. La temperatura se debe mantener constante durante la preparación.
- Los valores de pH deben estar en un rango de 8.5 y 10. La estabilidad de la temperatura del fluido mejora el comportamiento de los valores de pH, esto se logra aumentando la concentración del agente reticulante.
- La concentración de hierro debe ser menor a 25 ppm. Un valor superior a este degrada y rompe el polímero.

- El agua base debe estar libre de bacterias y encimas. La presencia de estas puede generar una degradación del polímero.

Modo de preparación de la mezcla

El siguiente procedimiento se debe realizar en un laboratorio equipado, equipo de seguridad que consta de lentes y guantes de trabajo debido al manejo de sustancias nocivas para la salud.

- Se mide un volumen del fluido base, en este caso se utilizó agua destilada. No se emplea agua de la formación, porque puede presentar dureza que afecta las propiedades finales del gel de fractura.
- Se trasvasa el volumen de agua al vaso de un batidor o agitador, limpio.
- Se agrega el polímero en relación de la viscosidad deseada. se utiliza una concentración de 6 mm por cada litro de fluido preparado (Figura 39). A partir del momento en que se termina de agregar la goma, se contabilizan 15 minutos de hidratación para el polímero, sin dejar de agitar el fluido.



Figura 39.- Agitador y polímero utilizado para la mezcla.

- Se miden las características reológicas de la mezcla a los 3 y 15 minutos de hidratación. Para confirmar que la mezcla esta lista para ser utilizada se deben hacer las mediciones de la viscosidad del fluido en un viscosímetro

FANN^{TD} 35. De la primera medición a la segunda, debe existir un aumento en la viscosidad la cual se observa físicamente.

- Se mide el pH del fluido, el cual debe encontrarse entre 8 y 10. Esta condición es necesaria para que se produzca la reacción de reticulación.
- Se agrega el agente reticulante (ácido bórico) y se continua mezclando. La relación que se empleó en este experimento de agente reticulante fue de 1.5 mm para un litro de gel. En la Figura 40 se muestra la preparación del fluido.



Figura 40.- Preparación del gel reticulado o activado.

- Se mide el tiempo que tarda en cerrarse el vórtice en el fluido, momento en el cual se detiene la agitación mecánica.
- Sin parar de medir el tiempo, se transvasa el fluido a un vaso de precipitados y se le agita manualmente, dándole tiempo al fluido para que reticule completamente.
- Para cada análisis se agregó el volumen de agente apuntalante requerido para lograr la concentración de 2 ppa, la cantidad es la misma debido a

que la densidad del apuntalante es la misma, solo cambia el tamaño de grano.

- Una vez establecida que esta homogeneizada la mezcla se transvasa el fluido a un segundo vaso de precipitado. Se debe observar la formación de una lengua en el momento que se pasa el fluido de un recipiente a otro. Así mismo, el fluido debe moverse en un solo cuerpo y no debe quedar residuos de gel en el primer vaso.

4.1.3 Resultados de las pruebas reológicas.

Las pruebas de reología se corrieron en un viscosímetro FANN^{TD} 35, en la figura 41 se observa el comportamiento de reología del fluido.

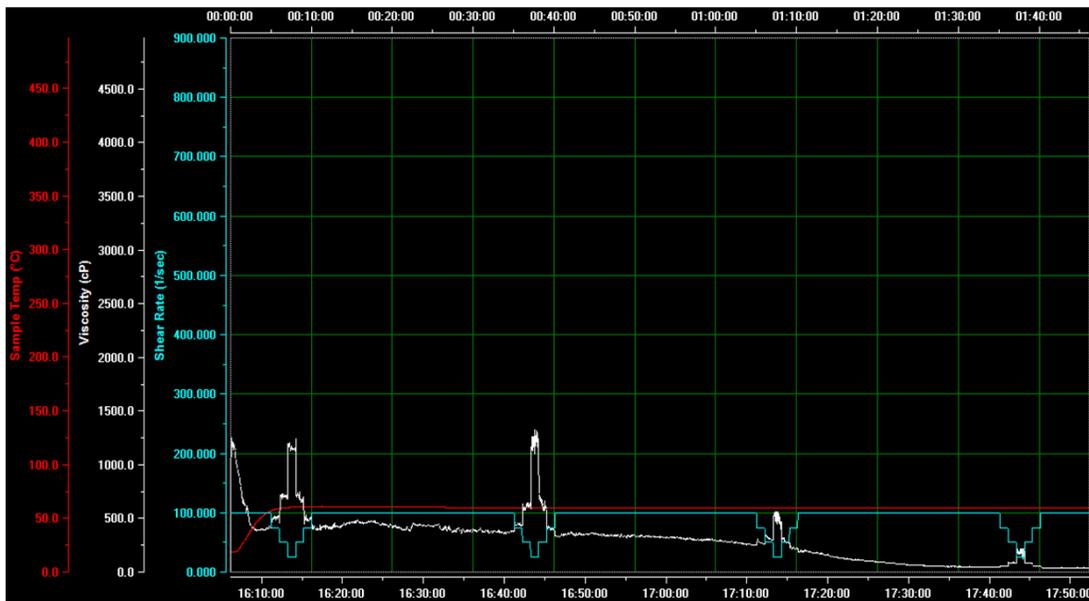


Figura 41.- Análisis de reología del fluido HPG 20 lbm/gal.

En la Tabla 5 se muestran el diseño para la preparación del fluido, las características observadas y los resultados de las pruebas reológicas.

DISEÑO	
ADITIVOS	CONCENTRACIONES
Polímero	6.00
Activador	1.50
CARACTERISTICAS	
VISC INICIAL cps	20
pH inicial	7.92
pH final	9.96
Tiempo de activación	55 seg
Temp. de prueba	158 °F (55°C)
time activo hrs	1:10
VALORES n' y K'	
0.5168	0.0755
0.538	0.0652
0.5553	0.0582

Tabla 5.- Características del fluido y resultados de las pruebas reológicas.

4.2 Selección del agente apuntalante.

El tamaño de grano de estos apuntalantes es muy difícil de encontrar debido a la gran demanda actualmente en EUA. Las cantidades que se utilizan en la terminación de los pozos es alrededor de 45,000 a 51,000 sacos en alrededor de 15 a 17 etapas. La Figura 42 muestra las imágenes de las arenas sílicas malla 30/50, 40/70 y 100 respectivamente. Estas muestras pasaron sus respectivas pruebas de calidad para poder ser utilizadas en este experimento. En la Tabla 6 se presentan los diámetros promedio de los apuntalantes utilizados en este experimento.

Tipo de apuntalante	Diámetro promedio(in)	Gravedad especifica
100	0.006469	2.65
40/70	0.01106	2.65
30/50	0.0169	2.65
20/40	0.02126	2.65

Tabla 6.- Diámetro promedio de apuntalantes malla 30/50, 40/70 y 100.



Figura 42.- Arenas sílica malla 30/50, 40/70 y 100 respectivamente

4.3 Diseño de celdas

Se diseñaron tres conjuntos de celdas para medir la velocidad de asentamiento de las partículas consistentes en dos placas de cristal, una de ellas con un efecto de erosión simulando las paredes de la formación en lutitas y poder estudiar sus efectos en el comportamiento durante las pruebas de asentamiento de los

apuntalantes. Se desarrollaron las dimensiones de las celdas tomando en consideración la velocidad terminal de las partículas considerando el fluido más conocido, en este caso el agua, a partir del cual se realizó el cálculo obteniendo que la distancia máxima a la cual el apuntalante deja de observar los efectos de la velocidad terminar a los 10 cm.

Celdas para gel lineal

- Celdas de dos placas de cristal
- Ancho de las placas 30 cm
- Altura de las placas 30 cm
- Separación entre placas: 6 mm y 3 mm.

En la Figura 43, se muestra las dimensiones y el aspecto físico de la maqueta utilizada para la observación de las partículas en un gel lineal (No newtoniano). En la Figura 44, se observa que para medir el desplazamiento de partículas se utilizó acetatos de papel milimétrico que permitiera tener una buena visualización de las partículas.



Figura 43.- Maqueta experimental para asentamiento de apuntalantes con fluido línea.



Figura 44.- Maqueta experimental con papel milimétrico para observar y medir el desplazamiento de apuntalantes.

Los anchos de pared se determinaron a partir de la información obtenida durante los ajustes de los parámetros característicos en tiempo real de las fracturas realizadas en el pozo Emergente 1, tomando en consideración los valores de módulo de Young, relación de Poisson, filtrado del fluido, así como los ajustes de volúmenes de fluido y apuntalantes. Estos ajustes arrojaron que durante las 17 etapas que se realizaron en el pozo, los anchos promedios figuraban en el orden de 3 a 6 mm al final del bombeo (EOJ).

Celdas para gel activado

- Celdas de dos placas de cristal
- Ancho de las placas 10 cm
- Altura de las placas 12 cm
- Separación entre placas 6 mm y 3 mm

Las maquetas se encuentran abiertas por la parte superior para poder introducir el fluido por gravedad, ya que el objetivo de este experimento inicialmente es analizar el comportamiento ejercido por la gravedad sobre el apuntalante para este tipo de fluidos de fractura. En la figura 45 se muestra la maqueta utilizada para la realización de este experimento en gel activado.



Figura 45.- Maqueta utilizada para el experimento de asentamiento de apuntalante en gel reticulado.

El efecto de erosión como se mencionó anteriormente solo se realizó en una de las paredes para motivos de visualización, y así medir el comportamiento de las partículas. A continuación se describen las dimensiones y características de las celdas. De hecho, el tamaño de las partículas es tan pequeño que se utilizó un sistema de iluminación que permitiera a la videocámara captar las imágenes de estos apuntalantes ya que el fluido al ser de color blancuzco y el apuntalante de las mismas características, complico en gran medida obtener imágenes con la calidad suficiente para realizar la medición mediante observación física y posteriormente con el programa PIV.

4.4 Determinación del volumen de fluido y concentración de apuntalante.

A continuación se describe el procedimiento general para determinar el volumen de fluido y la cantidad de apuntalante. De acuerdo a los requerimientos de laboratorio se para tener una concentración de 2 ppa, se realizó el siguiente procedimiento:

- Establecer la carga de apuntalante.

- Consultar el factor de volumen absoluto del material apuntalante (FVA) está dado en gal/lbm. En este caso, para la arena sílica independiente de su tamaño de grano es:

$$FVA = 0.0452 \frac{gal}{lbm} 0.0239 \text{ mL/gr}$$

- Determinar el Factor Volumétrico (FV) reemplazando la carga de material apuntalante (Ca) y el factor volumétrico del material apuntalante (FVA) en la siguiente ecuación:

$$FV = 1 + (Ca * FVA)$$

Donde:

FVA: 0.0442 gal/lbm o 0.0239 mL/gr

FV: Factor Volumétrico adimensional

Ca: concentración de apuntalante.

En este caso la concentración de apuntalante se consideró de 2 ppa (lbm/gal agregado), equivalente a 3.6984 gr/mL.

- Calcular de volumen de gel de fractura (VGEL):

$$V_t = V_g \times FV = 100 \text{ mL}$$

Donde:

V_t= Volumen total de la mezcla a preparar (mL)

V_g= Volumen de gel requerido (mL)

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

- Calcular el volumen de apuntalante requerido para cada muestra:

La cantidad de apuntalante a emplear se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$Pa = Ca \times V_g$$

Donde:

Pa= Peso de apuntalante (gr).

4.5 Procedimiento Experimental

4.5.1 Metodología utilizada con fluido lineal.

A continuación se describe el procedimiento para el desarrollo del experimento de velocidad de asentamiento de apuntalantes en fluido lineal (Gel lineal).

1. La maqueta de 6mm de espesor fue llenada con agua para realizar la prueba de hermeticidad y verificar que no hubiera presencia de filtrado del fluido hacia el exterior que afectara los resultados de la prueba.
2. Se extrajo el fluido de la prueba de hermeticidad y se realizó el secado con aire a presión en el interior de la maqueta para evitar cualquier contaminación del fluido.
3. Una escala milimétrica fue colocada para poder dimensionar el desplazamiento físico y observar el comportamiento del apuntalante en el sistema.
4. El llenado del interior de la maqueta se realizó a través de una jeringa cuidando de inyectar por precipitación el fluido lineal. Después de realizar el llenado se observó que no hubiera presencia de burbujas de aire que causen mediciones erróneas.
5. Se posiciono la videocámara y se ajustó el lente para obtener una imagen nítida. La importancia de obtener un buen contraste fue fundamental para poder observar las partículas en el fluido de prueba.
6. Una plataforma de vaciado del apuntalante fue colocado en la parte superior de la maqueta para colocar lo más cerca posible el apuntalante de la superficie del fluido para no interferir con la prueba.
7. El apuntalante fue colocado sistemáticamente a todo lo largo de la ancho de la maqueta y se grabaron tres etapas del proceso de asentamiento de partículas en diferentes tiempos, permitiendo el asentamiento de los finos acumulados en la superficie del fluido no interfirieran en el proceso.

Para cada uno de los apuntalantes se realizaron los mismos pasos indicados en este procedimiento. El material de video obtenido fue procesado y organizado por tipo de apuntalante y por número de prueba realizada.

Este mismo procedimiento se repitió para las maquetas de 3 mm de espesor. Es importante mencionar que se tomaron las medidas de seguridad y de calidad necesarias para evitar cualquier contaminación del fluido, apuntalante o del sistema diseñado en este trabajo experimental.

4.5.2 Metodología utilizada con fluido reticulado.

A continuación se describe el procedimiento para el desarrollo del experimento de velocidad de asentamiento de apuntalantes en fluido reticulado (gel activado).

1. La maqueta de 6mm de espesor fue llenada con agua para realizar la prueba de hermeticidad y verificar que no hubiera presencia de filtrado del fluido hacia el exterior que afectara los resultados de la prueba.
2. Se extrajo el fluido de la prueba de hermeticidad y se realizó el secado con aire a presión en el interior de la maqueta para evitar cualquier contaminación del fluido.
3. Una escala milimétrica fue colocada para poder dimensionar el desplazamiento físico y observar el comportamiento del apuntalante en el sistema.
4. La mezcla de fluido activado y apuntalante se preparó en el tiempo justo antes de ser vertido al interior de la maqueta, con el objeto de evitar asentamiento o acumulamiento que afectara el experimento.
5. El llenado del interior de la maqueta se realizó a través de una jeringa para inyectar por precipitación la mezcla. Se tuvo sumo cuidado que, después de realizar el llenado no hubiera presencia de burbujas de aire que causen mediciones erróneas.
6. Se posiciono la videocámara y se ajustó el lente para obtener una imagen nítida. Para este experimento se colocó fuentes luminosas en la parte posterior de la maqueta para generar el mayor contraste posible considerando la concentración de apuntalante.

7. La grabación se realizó en tres etapas del proceso de asentamiento del apuntalante con el fin de observar el inicio, la parte media y el final del experimento.
8. Los periodos de video tomados para cada etapa fueron de aproximadamente 20 minutos.

Se realizaron los mismos pasos para los apuntalantes malla 30/50, 40/70 y 100 indicados en este procedimiento.

Este mismo procedimiento se repitió para la maqueta de 3 mm de espesor. Al igual que el experimento con fluido lineal, se tomaron las medidas de seguridad y de calidad necesarias para evitar cualquier contaminación del fluido, apuntalante o del sistema diseñado en este trabajo experimental.

4.6 Análisis de la información.

El análisis de la información para los resultados de velocidades de asentamiento de los apuntalantes, se realizó de dos maneras, la primera fue realizada por observación física empírica de las partículas, y la segunda utilizando el programa ImageJ, el cual es un software de uso público para el análisis de velocimetría de partículas por imágenes, el cual se descargó a través de la página <https://sites.google.com/site/qingzongtseng/piv>.

Análisis por observación físico empírica (OFE).

La unidad mínima de medición del desplazamiento por observación física durante el cálculo de la velocidad de asentamiento en un fluido estático para este trabajo experimental es de un milímetro. Esto se logró, colocando papel milimétrico durante el desarrollo del experimento para tener la escala mínima, que a su vez se utilizó como referencia para escalar la imagen y calcular la distancia recorrida por las partículas en pixeles, misma que varía dependiendo de la distancia de la cámara de video del objetivo a analizar. De esta forma, el máximo error de medición de esta distancia es de 1 milímetro. El máximo error relativo existente en una distancia de 10 cm es de 1%. Este es un valor aceptable de error en la medición de distancia en el transporte del apuntalante en las pruebas de

laboratorio por que la distancia medida en las pruebas fue de 1 cm (error máximo de 10%).

La herramienta principal utilizada para la toma de video en este trabajo experimental fue una videocámara convencional casera de alta definición. La resolución de la videocámara es de 30 fps (frames por segundo), esto indica que cada 1/30 segundo toma una imagen. Para los análisis de asentamiento de apuntalantes en fluido lineal y fluido reticulado, se extrajeron las imágenes con una frecuencia de 15 Fps y 1 Fps respectivamente. Conociendo el periodo de extracción de las imágenes se calcula el tiempo entre cada uno de los frames y obteniendo el desplazamiento observado de la partícula entre dos puntos definidos se puede calcular la velocidad de la misma. Las dificultades en este método es la visualización de la partículas; el tamaño de grano de los apuntalantes y los residuos generados por el polímero utilizado para generar la mezcla de gel lineal y reticulado, no favorecían en obtener nitidez suficiente en la toma de imágenes para su procesamiento y análisis.

Velocimetría de partículas por imágenes (PIV).

Actualmente la aplicación de técnicas ópticas permite cuantificar campos de velocidad, y se han transformado en importantes y efectivas herramientas para el análisis del movimiento de los fluidos. A través del conocimiento del posicionamiento de las partículas en las imágenes en dos instantes de tiempo, o sea el desplazamiento, se puede determinar el campo de velocidad. El desplazamiento de las partículas entre sucesivas imágenes es obtenido en pequeñas regiones (áreas de interrogación) en que se subdivide la imagen. El vector velocidad para cada área de interrogación es determinado dividiendo el desplazamiento por el intervalo de tiempo entre sucesivas imágenes.

Cuando la concentración de partículas en la imagen es muy elevado (el espaciamiento medio entre partículas trazadoras es menor que el desplazamiento), no es posible distinguir el desplazamiento de cada partícula individual, tornándose más conveniente describir las partículas en forma de una agrupación de partículas homogéneas que se consideran como un patrón. Se

asume que este grupo de partículas (patrón) no altera significativamente su posicionamiento relativo entre imágenes sucesivas, siendo posible aplicar técnicas estadísticas de correlación (auto-correlación o correlación cruzada en el espacio) sobre el par de imágenes, para estimar el desplazamiento. En este caso de imágenes con alta densidad de partículas se acostumbra denominar la técnica óptica de velocimetría de partículas por imágenes (P.I.V.). La fuente de luz más comúnmente utilizada es el láser, pues permite de una forma fácil, orientarla, modelarla y pulsarla. Al adquirir la imagen en cada pulso de iluminación láser, es posible seguir las partículas trazadoras en un diminuto intervalo de tiempo, siendo posible observar variaciones espaciales del flujo prácticamente instantáneas.

El principio básico es que se toman dos fotografías separadas entre sí por un tiempo conocido y se analizan estas imágenes utilizando método de correlación cruzada. En este trabajo se presentan los resultados de la implementación de esta metodología del para determinar el campo de direcciones y velocidades de los apuntalantes utilizados en los fracturamientos hidráulicos.

Procesamiento y Post-procesamiento de las imágenes

El proceso de grabación consiste en la obtención de dos imágenes, espaciados un cierto intervalo tiempo, en este caso a la frecuencia de apertura de la lente de la videocámara. El almacenamiento de este par de imágenes se realiza de manera independiente, en dos "frames" distintos, estimándose el desplazamiento del patrón de partículas trazadoras mediante una correlación cruzada entre ambos "frames".

El algoritmo de procesamiento de imágenes utilizado, denominado multi-paso adaptable, consiste en empezar dividiendo la imagen en regiones (celdas de interrogación) de 128x128 píxeles, calcular los vectores velocidad en cada celda de interrogación, y usar este campo vectorial para el próximo paso. En este paso, la celda de interrogación tiene mitad del tamaño (64x64 píxeles ó 32x32 píxeles), y los vectores calculados en el primer paso son usados para desplazar las celdas de interrogación de la segunda imagen. Así se garantiza que se están correlacionando las mismas partículas trazadoras aumentando con ello la correlación. Este algoritmo se reveló muy apropiado para este experimento.

Después de determinarse el campo de velocidades del par de imágenes, fue necesario validar estos datos, eliminando todos los vectores velocidad incorrecta, definida a partir de distintos criterios.

CAPITULO 5: Resultados y observaciones

Modelar las velocidades de asentamiento y transporte de apuntalante es un factor crítico para mejorar la calidad de los fracturamientos hidráulicos, obtener mejores geometrías de fracturas en los pozos de gas en lutitas. Los resultados de este trabajo experimental permiten conocer con mayor precisión los valores de asentamiento de partículas en las condiciones más adaptadas a las que se presentan en los fracturamientos hidráulicos en la Formación Eagle Ford y en general, pueden ser utilizadas en otros campos donde se observen características similares a las presentadas en este estudio. Conocer los valores de asentamiento de partículas representa un primer paso en el desarrollo de diseño óptimo de las reologías de los fluidos que nos permitan un transporte eficiente del apuntalante a las zonas deseadas dentro de la formación. En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de las velocidades de asentamiento de apuntalantes y se explicaran los comportamientos observados durante el desarrollo del experimento.

5.1 Velocidades de asentamiento de partículas mediante observación física empírica (OFE) y el análisis de velocimetría de partículas por imágenes (PIV).

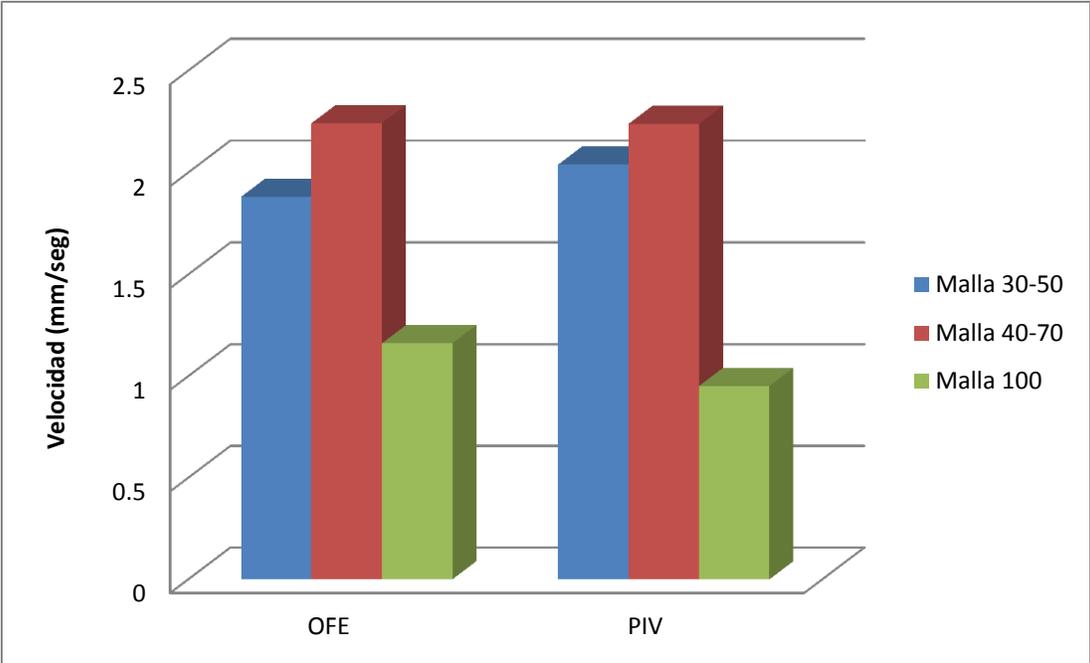
5.1.1 Fluido lineal OFE vs PIV

Las mediciones de asentamiento de apuntalantes con las mallas 30/50, 40/70 y malla 100 fueron comparadas entre los valores obtenidos mediante el cálculo de precipitación observada en las imágenes con respecto a los valores obtenidos mediante PIV. En la Tabla 7 se muestran los valores obtenidos mediante los dos métodos utilizados, se puede observar que los valores son bastante aproximados en relación al tipo de apuntalante. En la grafica 1 se muestra gráficamente el comportamiento de las velocidades de asentamiento en la maqueta con ancho de paredes 3 mm, los valores del apuntalante malla 40/70 se observaron con valores un poco mayores a los observados con la malla 30/50, considerando que la malla 30/50 presenta en promedio un diámetro mayor de partícula resulta incongruente

los valores calculados. Sin embargo en orden de magnitud, los valores obtenidos son bastante consistentes.

Apuntalante	Método	
	OFE	PIV
malla	mm/seg	mm/seg
30/50	1.881	2.03879
40/70	2.242	2.2387
100	1.1619	0.9515

Tabla 7.- Valores asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en gel lineal (Celda 3mm)

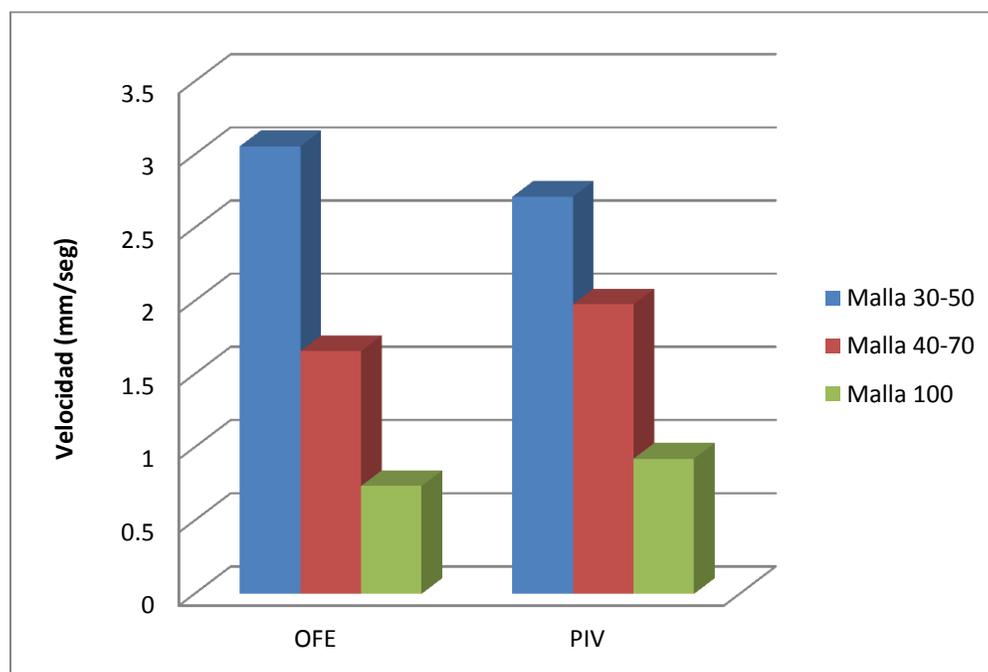


Gráfica 1.- Comparación de velocidad de asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en Gel lineal (Celda 3 mm).

Al analizar la información y calcular los valores de asentamiento de partículas en fluido lineal en la maqueta con ancho 6mm, se observa un comportamiento normal en ambos métodos, los resultados observados y medidos son bastante consistentes en relación al diámetro del apuntalante. En la Tabla 8 se muestran los valores promedio obtenidos por ambos métodos y en la Grafica 2 se puede notar el comportamiento observado.

Apuntalante	Método	
	OFE	PIV
malla	mm/seg	mm/seg
30/50	3.058	2.7125
40/70	1.658	1.9768
100	0.7363	0.9228

Tabla 8.- - Valores asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en gel lineal (Celda 6mm)



Gráfica 2.- Comparación de velocidad de asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en Gel lineal (Celda 6 mm).

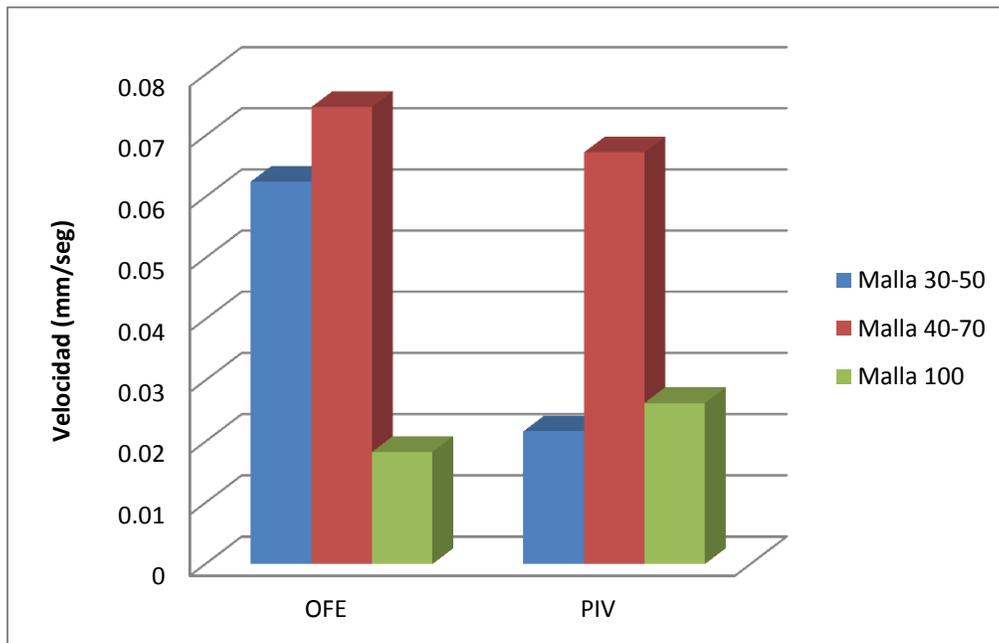
Esto nos permite afirmar que los dos métodos son consistentes recíprocamente, tomando en cuenta que el analizador de velocimetría calcula el desplazamiento vectorial de todas las partículas de la imagen, en cambio por observación física se toma una serie de muestras aleatorias de partículas individuales y se mide el desplazamiento. Los niveles de medición del analizador de velocimetría de partículas pueden considerarse con una precisión aceptable. Tanto para desplazamientos verticales como horizontales puede constituir una herramienta eficiente de trabajo de trabajo.

5.1.2 Fluido reticulado OFE vs PIV

Se procesaron y analizaron los resultados obtenidos por ambos métodos de cálculo de las velocidades de asentamiento. A continuación se presentan los valores promedios obtenidos en la Tabla 9 para la maqueta de ancho de paredes 3mm, así como la gráfica 3 de comportamiento por tipo de apuntalantes malla 30/50, 40/70 y 100.

Apuntalante	Método	
	OFE	PIV
malla	mm/seg	mm/seg
30/50	0.0625	0.02167
40/70	0.0747	0.06727
100	0.0183	0.0263

Tabla 9.- Valores asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en gel reticulado (Celda 3mm)



Gráfica 3.- Comparación de velocidad de asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en Gel reticulado (Celda 3 mm)

Se puede observar el comportamiento del apuntalante malla 40/70 en un fluido reticulado HPG es muy similar al comportamiento con el fluido lineal para la maqueta con ancho de paredes 3 mm, lo que nos indica que esta característica

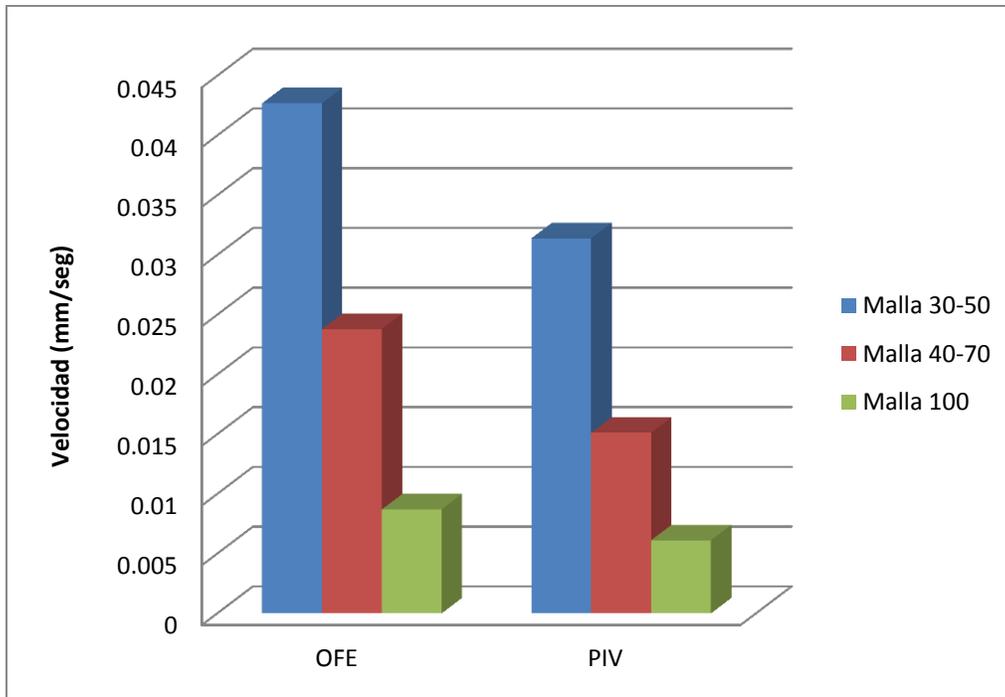
afecta el comportamiento de este apuntalante en específico, aumentando su velocidad de asentamiento.

Es importante a considerar que mientras que en el fluido lineal el experimento se realizó por precipitación del apuntalante desde la superficie del fluido, tendiendo que vencer la tensión superficial, en el experimento de asentamiento de apuntalante con fluido reticulado se mezcló previamente el fluido con apuntalante a una concentración de 2 ppa y posteriormente fue vaciado en la celda.

En la Tabla 10 se proporcionan los valores de asentamiento de apuntalante obtenidos para un fluido HPG de 400 Cp y una concentración de 2 ppa en la maqueta con ancho de paredes de 6 mm. En la Grafica 4 se observa que los valores de asentamiento de partículas son consistentes a la relación de los diámetros de los apuntalantes. Este comportamiento nos indica que para los casos donde el ancho de las celdas es de 6 mm no se ve afectado el comportamiento de los apuntalantes. Los resultados observados en la gráfica 4 mediante los dos métodos de cálculo son bastante consistentes en magnitud.

Apuntalante	Método	
	OFE	PIV
mall	mm/seg	mm/seg
30/50	0.0427	0.0314
40/70	0.0238	0.01511
100	0.0087	0.00612

Tabla 10.-Valores asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en gel reticulado (Celda 6mm)



Gráfica 4.- Comparación de velocidad de asentamiento de apuntalante OFE vs PIV en Gel reticulado (Celda 6 mm)

En los resultados previos analizamos el comportamiento de las velocidades de asentamiento de los apuntalantes para el fluido lineal y fluido reticulado, considerando los dos métodos de observación. Observamos que ambos métodos son consistentes y que permiten definir el análisis de velocimetría de partículas por imágenes como una herramienta consistente para otros trabajos de transporte de apuntalantes.

5.2 Efectos de los anchos de pared en la velocidad de asentamiento de partículas.

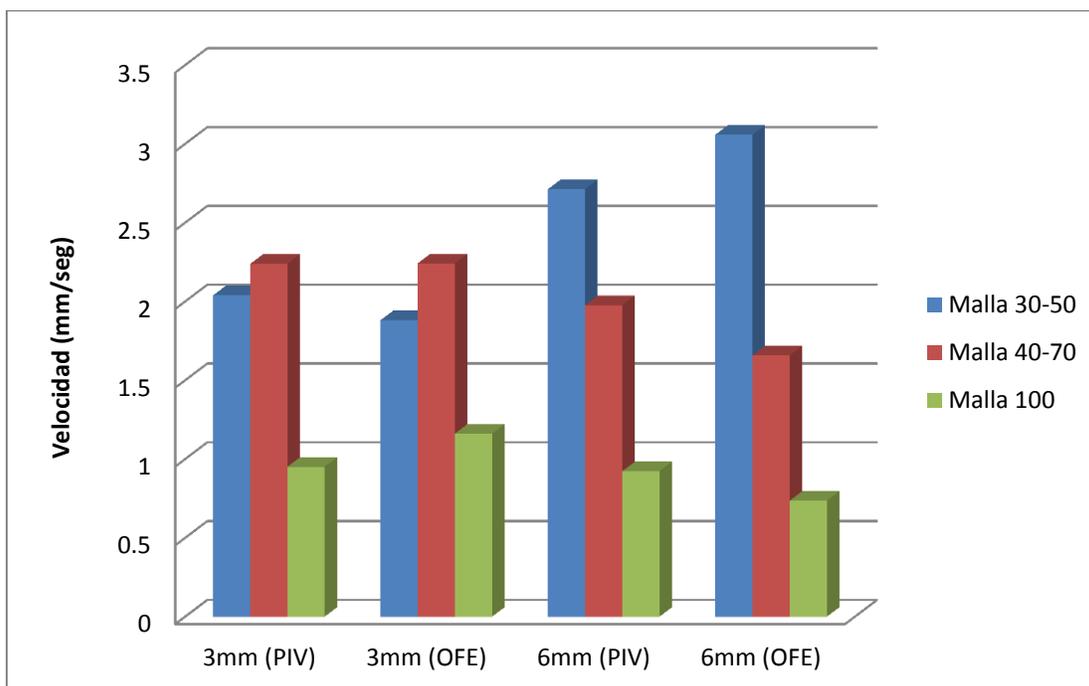
5.2.1 Comparativo Gel lineal.

En los temas siguientes analizaremos el comportamiento de los apuntalantes considerando los efectos de ancho de pared, se continuaran tomando en cuenta los resultados de ambos métodos (OFE y PIV) para tener una perspectiva integra de los valores obtenidos en este experimento.

A continuación se presentan los valores promedios de las velocidades de asentamiento por tipo de apuntalantes malla 30/50, 40/70 y 100, considerando los efectos de ancho de pared realizados en este experimento (Tabla 11). En la gráfica 5 se puede observar de una forma más representativa.

Apuntalante	Ancho de pared			
	3mm (PIV)	3mm (OFE)	6mm (PIV)	6mm (OFE)
malla	mm/seg	mm/seg	mm/seg	mm/seg
30/50	2.03879	1.881	2.7125	3.058
40/70	2.2387	2.242	1.9768	1.658
100	0.9515	1.1619	0.9228	0.7363

Tabla 11.- Valores asentamiento de apuntalante por ancho de paredes gel lineal (3 mm vs 6 mm)



Gráfica 5.- Velocidad de asentamiento de apuntalante por ancho de paredes gel lineal (3 mm vs 6 mm)

La percepción generalizada al observar la información obtenida en este experimento es que al aumentar el ancho de pared en el fluido no se observa un comportamiento claro que marque una diferencia en las velocidades de asentamiento de apuntalantes.

Se puede observar que las velocidades de asentamiento de partículas en la maqueta de ancho de 3 mm son menores para el apuntalante malla 30/50, sin embargo para los apuntalantes 40/70 y 100, las velocidades se observan ligeramente mayores en la maqueta de ancho de placas 3 mm con respecto a la maqueta con ancho de placa 6 mm.

Al analizar que uso el mismo tipo de fluido lineal, un Gel HPG de 20 Cp a una temperatura de 28 grados centígrados, y que se aplicó el mismo procedimiento de vaciado del apuntalante para cada ancho de celdas, los efectos observados en el apuntalante se debe a otras condiciones deferentes que solo la reología del fluido y los efectos generados por el ancho de pared.

En la Figura 46 siguiente se muestran una de las imágenes utilizadas para el análisis por el método de observación física empírica de esta parte del experimento. La Figura 47 muestra la imagen obtenida mediante el análisis PIV para su posterior procesamiento de la información.



Figura 46.- Imagen del apuntalante arena sílica malla 30/50 en fluido lineal.

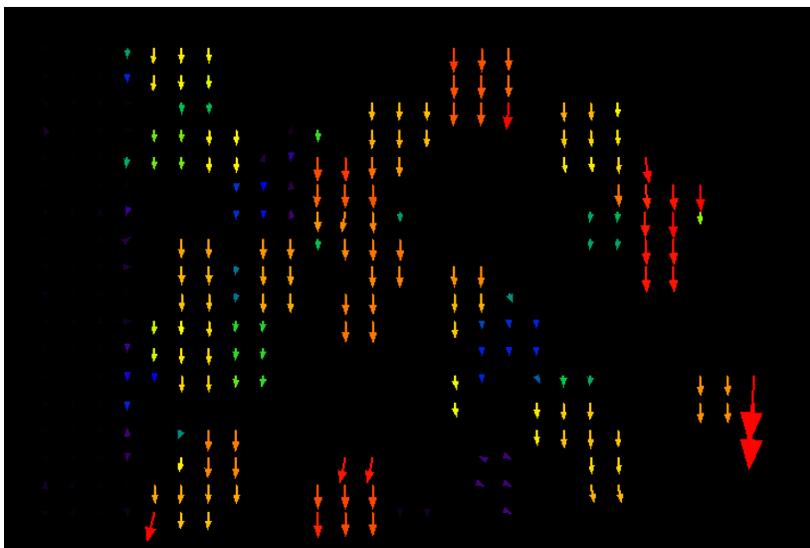


Figura 47.- Análisis PIV del apuntalante arena sílica malla 30/50 en fluido lineal.

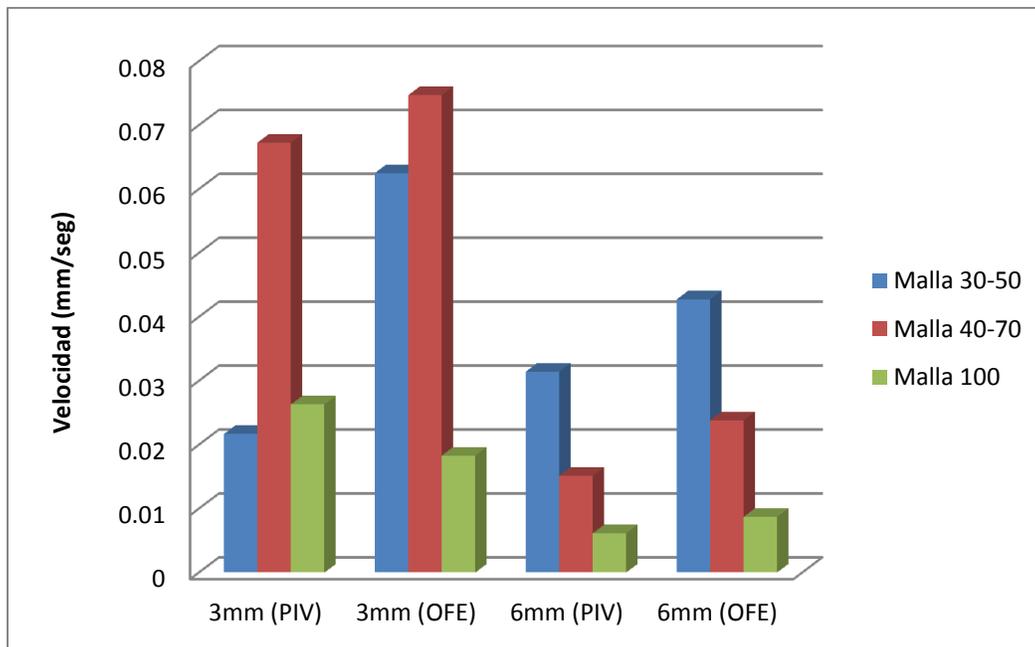
Estas imágenes no corresponden al mismo frame obtenido del video tomado durante el análisis de velocidad de asentamiento de partículas en esta fase del experimento. Sin embargo, el mismo Stack o pila de 7500 frames fue analizado para seleccionar los mejores frames con la calidad suficiente que nos permitieran realizar el análisis con la mayor certidumbre posible. Una vez seleccionados los frames, se aplicaron las metodologías descritas anteriormente para obtener los valores presentados en las gráficas correspondientes a cada análisis.

5.2.2 Comparativo Gel reticulado.

A continuación se presentan los valores promedios de las velocidades de asentamiento por tipo de apuntalantes malla 30/50, 40/70 y 100, considerando los efectos de ancho de pared realizados en este experimento (Tabla 12). Estos valores se graficaron para una mayor visualización (Grafica 6).

Apuntalante	Ancho de pared			
	3mm (PIV)	3mm (OFE)	6mm (PIV)	6mm (OFE)
malla	mm/seg	mm/seg	mm/seg	mm/seg
30/50	0.02167	0.0625	0.0314	0.0427
40/70	0.06727	0.0747	0.01511	0.0238
100	0.0263	0.0183	0.00612	0.0087

Tabla 12.- Valores asentamiento de apuntalante por ancho de paredes gel lineal (3 mm vs 6 mm)



Gráfica 6.- Velocidad de asentamiento de apuntalante por ancho de paredes gel activado (3 mm vs 6 mm)

Los resultados obtenidos nos ofrecen una incertidumbre para definir el comportamiento de los fluidos reticulados, ya que al observar los valores de las velocidades calculadas por en ambas metodologías, no se observa un comportamiento definido en cada uno de los casos de los diferentes apuntalantes analizados en esta fase del experimento. Los resultados de las velocidades obtenidas en orden de magnitud son consistentes, sin embargo no existe un comportamiento regular que nos permita concluir si el ancho de las paredes afecta directamente la velocidad de los apuntalantes. En el caso del apuntalante malla 30/50, las velocidades observadas no permiten concluir o definir la magnitud del efecto del ancho de pared, si bien por el método PIV las velocidades son menores en el ancho de paredes 3mm, por el método OFE es mayor esta velocidad.

Las velocidades obtenidas para el apuntalante malla 40/70, contrario al apuntalante malla 30/50, cuando el ancho de pared es menor (3mm) las velocidades promedio resultaron ser mayores. Por último para el caso del apuntalante Malla 100, las velocidades observadas son por demás mayores en la maqueta de ancho de pared 3mm, por lo tanto no se observa que el ancho de pared tenga una influencia marcada que nos permite concluir esta característica

que tenga un efecto prioritario para apuntalantes de diámetros de partícula muy pequeños.

La relación de magnitudes entre los valores de velocidad de asentamiento para los anchos de pared analizados es bastante consistente. De la misma manera, si observamos en perspectiva que el ancho de paredes de 3 mm, presenta un principio de perturbación en el comportamiento de las velocidades de asentamiento para estos diámetros de partículas, comparado con la consistencia en el comportamiento de las velocidades analizadas para la maqueta de ancho de pared de 6mm. Por lo anterior, sería interesante analizar el comportamiento de estos apuntalantes cuando los anchos de pared en la formación son menores al parámetro seleccionado para este experimento.

En la Figura 48 siguiente se muestran una de las imágenes utilizadas para el análisis por el método de observación física empírica de esta parte del experimento. La Figura 49 muestra la imagen obtenida mediante el análisis PIV para su posterior procesamiento de la información.

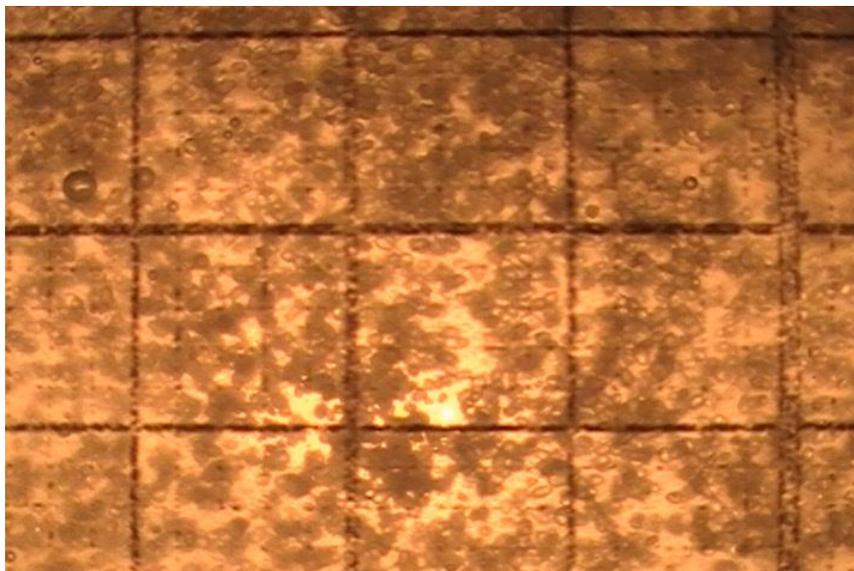


Figura 48.- Imagen del apuntalante arena sílica malla 40/70 en fluido reticulado.

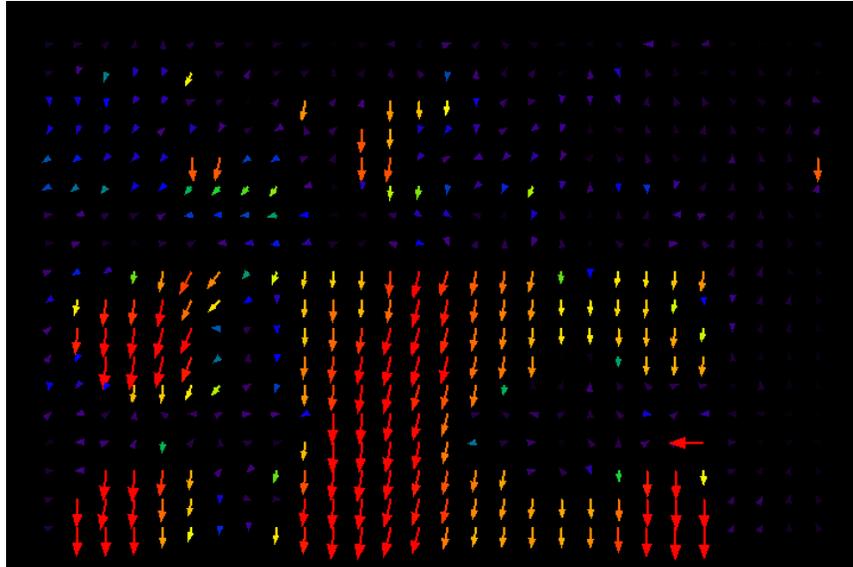


Figura 49.- Análisis PIV del apuntalante arena sílica malla 40/70 en fluido reticulado.

5.3 Comparación entre valores de asentamiento experimental con modelo unificado de Youness.

Las velocidades de asentamiento medidas con los apuntalantes arena sílica malla 30/50, 40/70 y malla 100 en gel reticulado fueron comparados con los calculados mediante el modelo unificado de Youness. En la tabla 13 se muestran los valores calculados con el modelo unificado utilizando justamente los parámetros de la reología y apuntalantes utilizados en este trabajo experimental. La comparación en las velocidades de asentamiento se muestra en la Tabla 14. Se observa que los valores de velocidades de asentamiento de los apuntalantes medidos y los calculados son bastante aproximados (Grafica 7).

Método unificado de Youness				
Tipo de apuntalante	Malla 100	Malla 40-70	Malla 30-50	Unidades
n'	0.5168	0.5168	0.5168	
K'	0.755	0.755	0.755	lbs-seg ⁿ /ft ²
Densidad fluido	1.02	1.02	1.02	gr/cc
Densidad partícula	2.65	2.65	2.65	gr/cc
Diámetro partícula	0.006469	0.0125	0.0169	plg

Calculo de los parámetros A' y B'				
A'=	11.596002	11.596002	11.596002	
B'=	0.376756	0.376756	0.376756	

Calculo de Y*				
Y*=	0.008399	0.019261	0.028166	

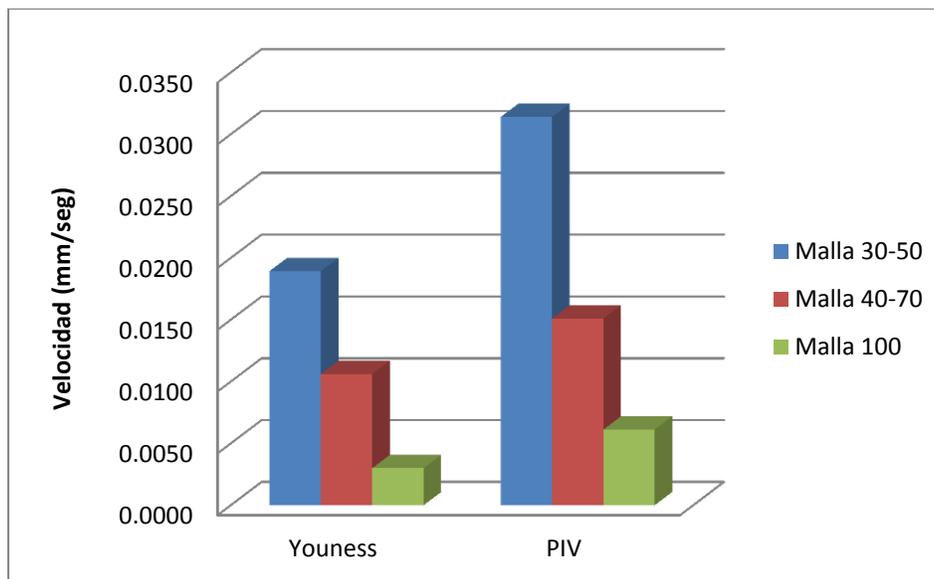
Calculo de Numero de Reynolds				
Nrep=	4.62925E-09	4.1902E-08	1.1489E-07	

Calculo de la velocidad de asentamiento de los apuntalantes				
Vt=	9.83243E-06	3.48017E-05	6.20768E-05	ft/seg
	2.99692E-06	1.06076E-05	1.89210E-05	m/s
	2.99692E-03	1.06076E-02	1.89210E-02	mm/s
	0.000589946	0.002088103	0.00372461	ft/min

Tabla 13.- Calculo de velocidades de asentamiento de apuntalante por método unificado en gel reticulado (Youness).

Apuntalante	Ancho de pared	
	Youness	PIV
mallas	mm/seg	mm/seg
30/50	0.0189	0.0314
40/70	0.0106	0.01511
100	0.0030	0.00612

Tabla 14.- Comparativo de velocidades de asentamiento de apuntalante por método analítico (Youness) y método experimental (PIV) en gel reticulado.



Gráfica 7.- Comparativo de velocidad de asentamiento de apuntalante por método analítico (Youness) y método experimental (PIV) en gel reticulado.

Los métodos de observación físico empírica y análisis de velocimetría de partículas por imágenes proporcionan un nivel aceptable de aproximación para el análisis de los valores de velocidades de asentamiento de partículas. En la Grafica 7 observamos que el comportamiento de las velocidades de asentamiento dependiendo del diámetro de apuntalante es consistente con el trabajo experimental en la maqueta de 6 mm de separación entre placas y gel activado. Al haber analizado previamente los valores de velocidad de asentamiento entre la metodología de observación empírica y el PIV, con resultados bastante aproximados, no considere necesario realizar el comparativo entre el método analítico unificado de Youness y el de observación empírica. También es necesario comentar que se utilizaron los valores de separación de placa de 6mm, por dos razones, la primera es que información tomada por Youness de los autores involucrados, los experimentos fueron realizados son considerar los efectos de pared, y la segunda razón, es que como observo en el capítulo anterior, los valores de las velocidades de asentamiento de los apuntalantes cuando la separación de placa fue de 3mm, no fueron consistentes con el diámetro de los apuntalantes, esto significa, a mi punto de vista, que la velocidad de asentamiento se ve afectado por la separación de placa y provoca otros fenómenos, como fenómenos convectivos y la aglomeración o formación de cúmulos de los apuntalantes.

Esta comparación también se realizó con fluidos lineales de acuerdo al modelo unificado de Youness. En la tabla 15 se muestran los cálculos realizados para obtener los valores de velocidad de asentamiento de los apuntalantes utilizados.

Método unificado de Youness				
Tipo de apuntalante	Malla 100	Malla 40-70	Malla 30-50	Unidades
n'	0.672554	0.672554	0.672554	
K'	2.84E-03	2.84E-03	2.84E-03	lbs segr/ft2
Densidad fluido	1.02	1.02	1.02	gr/cc
Densidad partícula	2.65	2.65	2.65	gr/cc
Diámetro partícula	0.006469	0.0125	0.0169	in

Calculo de los parámetros A' y B'				
A'=	9.064868	9.064868	9.064868	

B' =	0.486463	0.486463	0.486463	
------	----------	----------	----------	--

Cálculo de Y*				
Y* =	0.709155	1.710070	2.558792	

Cálculo de Numero de Reynolds				
Nrep =	0.00531093	0.03243329	0.074263277	

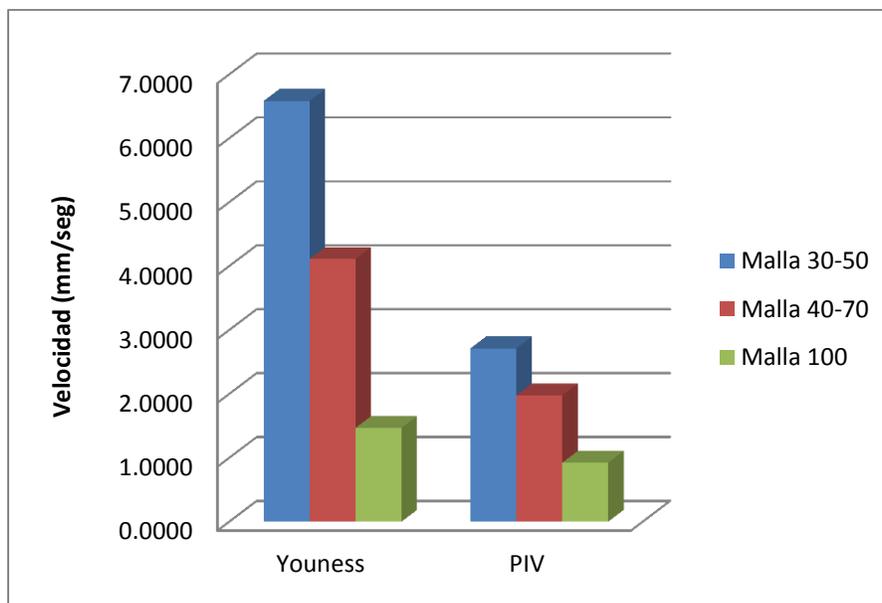
Cálculo de la velocidad de asentamiento de los apuntalantes				
Vt =	4.81716E-03	1.34844E-02	2.16026E-02	ft/seg
	1.46827E-03	4.11004E-03	6.58446E-03	m/s
	1.46827	4.11004	6.58446	mm/s
	0.28902979	0.80906307	1.296154501	ft/min

Tabla 15.- Cálculo de velocidades de asentamiento de apuntalante por método unificado en gel lineal (Youness).

A pesar de que los resultados experimentales utilizados por los autores en los cual Youness baso su modelo propuesto fueron realizados con fluidos no newtonianos (HPG, HEC y CMC), se realizó la comparación con los valores obtenidos en este trabajo experimental. En la tabla 16 se muestra la comparación de los valores de velocidad de asentamiento de los apuntalantes entre el modelo unificado de Youness y el análisis experimental PIV. Se comprobó que los resultados observados en fluidos no newtonianos (gel lineal) mostraron un ajuste inadecuado con las pruebas realizadas en este experimento (Grafica 8).

Apuntalante	Ancho de pared	
	Youness	PIV
mall	mm/seg	mm/seg
30/50	6.5845	2.7125
40/70	4.1100	1.9768
100	1.4683	0.9228

Tabla 16.- Comparativo de velocidades de asentamiento de apuntalante por método analítico (Youness) y método experimental (PIV) en gel lineal.



Gráfica 8.- Comparativo de velocidad de asentamiento de apuntalante por método analítico (Youness) y método experimental (PIV) en gel lineal.

5.4 Aplicación de los resultados obtenidos en el diseño de fracturamientos hidráulicos.

Para el proceso de selección de la técnica de fracturamientos hidráulico más adecuada para la estimulación de pozos se utilizan simuladores que resuelvan el sistema de ecuaciones que gobiernan el crecimiento de la fractura y el cálculo del transporte de apuntalante. El software comercial Meyer es utilizado en Pemex Exploración y Producción como software institucional para el diseño los fracturamientos hidráulicos donde se simulan las condiciones del yacimiento para la selección adecuada del fluido de fractura, apuntalante y cedula de bombeo.

La selección de fluidos y los apuntalantes utilizados para el diseño de la cedula de bombeo está basado en las parámetros del yacimiento, estado mecánico del pozo, la selección de disparo de producción, propiedades mecánicas de la roca, el tipo de fluido hidrocarburo y sus propiedades. Una vez capturados estos parámetros en el simulador se seleccionan los criterios para el diseño del fracturamientos hidráulico, en este caso de selecciono la geometría de fractura tridimensional, filtrado de fluido constante y el transporte de apuntalante definido por el usuario. El transporte definido por el usuario te permite la característica de introducir

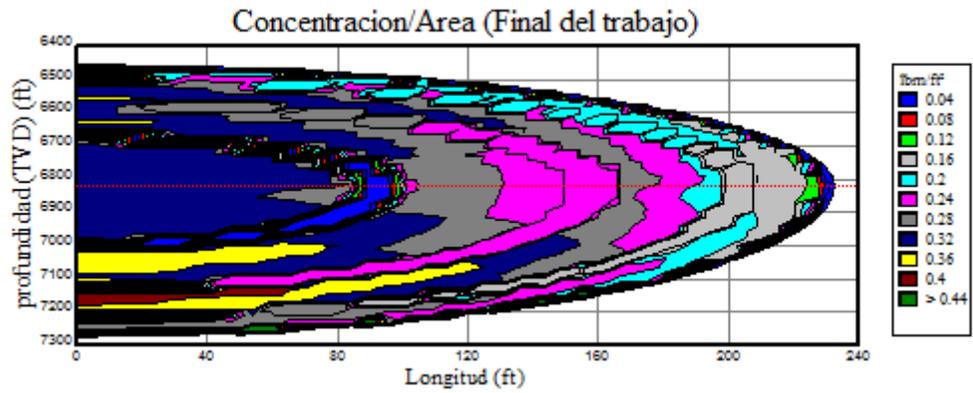
manualmente los resultados de velocidad de asentamiento de los apuntalantes y fluidos de fractura analizados en este experimento.

El comportamiento de la propagación de la fractura hidráulica puede variar dependiendo de la formación que se está estimulando. Como ejemplo, si la formación presenta una gran diferencia entre los esfuerzos horizontales principales, se espera que se cree una geometría de fractura de gran longitud y ancho pequeño. Meyer permite seleccionar durante el diseño el comportamiento esperado de la propagación de fractura para cada tipo de formación. En el Software Meyer existe el módulo Mshale, el cual es un simulador numérico para el diseño de fracturas complejas, con la intención de predecir la interacción de la propagación de las fracturas hidráulicas creadas con las fracturas naturales en yacimientos de lutitas u otros yacimientos complejos.

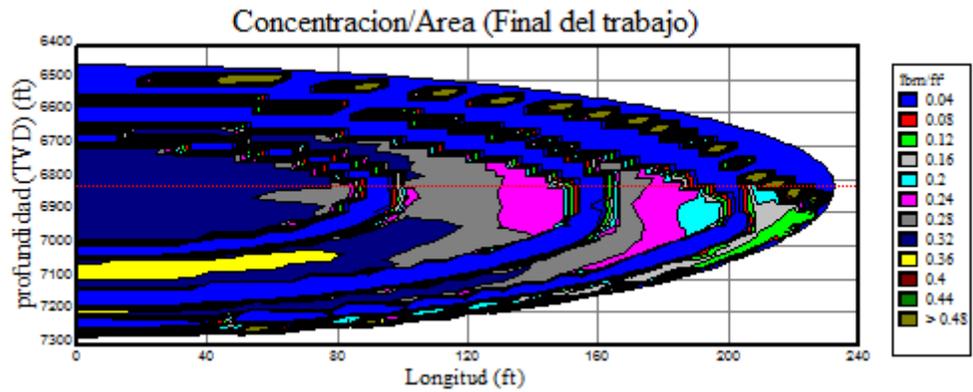
Con el objeto de estudiar los efectos de las velocidades de asentamiento y el efecto que este genera en el transporte de apuntalante durante un tratamiento de estimulación con agente sustentante, se muestran las figuras de la distribución del apuntalante por unidad de área utilizando las técnicas de Slick wáter (Figura 50A, 50B y 50C), Híbridas con gel lineal (Figura 51A, 51B y 51C), híbridas con gel reticulado (Figura 52A, 52B y 52C) y la técnica convencional (Figura 53A, 53B y 53C) respectivamente. Se puede observar la comparación de los valores analíticos utilizados por el software Mshale con respecto a los valores de asentamiento experimentales de los apuntalantes para la separación de placas de 6mm y 3 mm respectivamente, utilizando un gasto fijo de bombeo de 65 bpm y los mismos volúmenes de apuntalante distribuidos consistentemente con una cedula real de tratamiento utilizada en la formación Eagle Ford.

Para las técnicas de fracturamiento hidráulico donde se utilizan fluidos de más baja viscosidad, los anchos de fractura son por lo general más estrechos. Un ancho de fractura estrecho tiene un significado mayor en el impacto del transporte de apuntalante. Esto se observa en las técnicas de fracturamiento híbrido reticulado y convencional con gel reticulado, donde al tener mayores anchos de fractura, el transporte del apuntalante no se observa afectado significativamente.

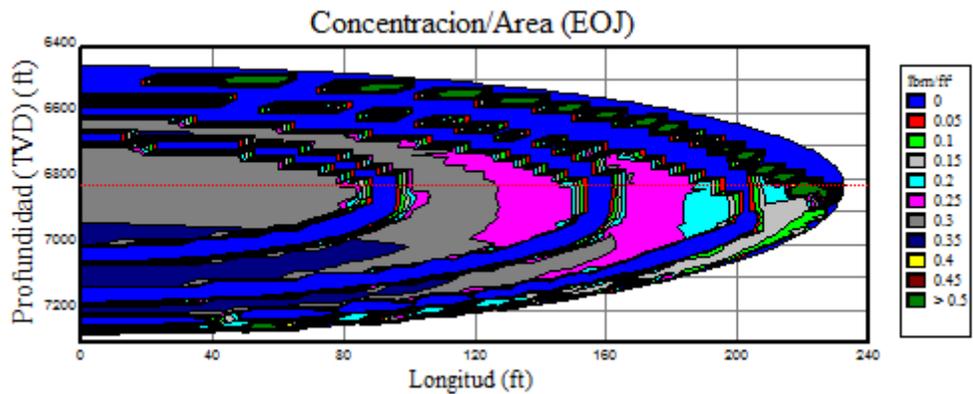
Figura 50.- Distribución de apuntalante con la técnica de fracturamiento hidráulico Slick Water.



(A) Velocidad se asentamiento empírica (Simulador Mshale).



(B) Velocidad experimental de asentamiento con separación de placas 3 mm.



(C) Velocidad experimental de asentamiento con separación de placas 6 mm.

Figura 51.- Distribución de apuntalante con la técnica de fracturamiento hidráulico Híbrida gel lineal.

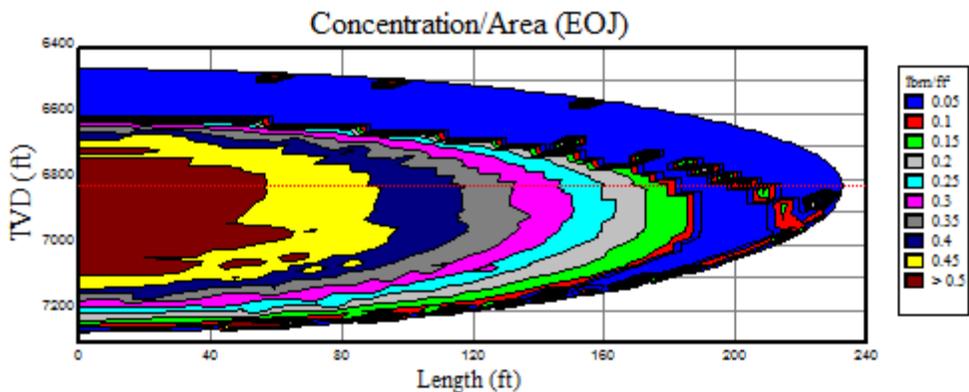
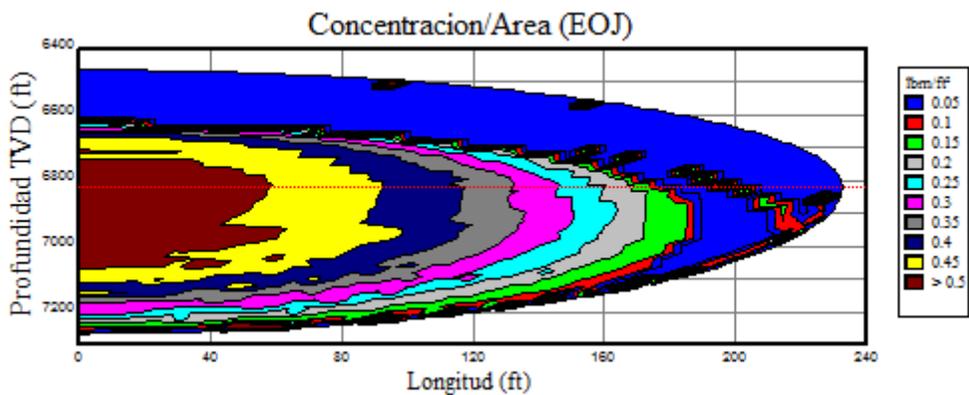
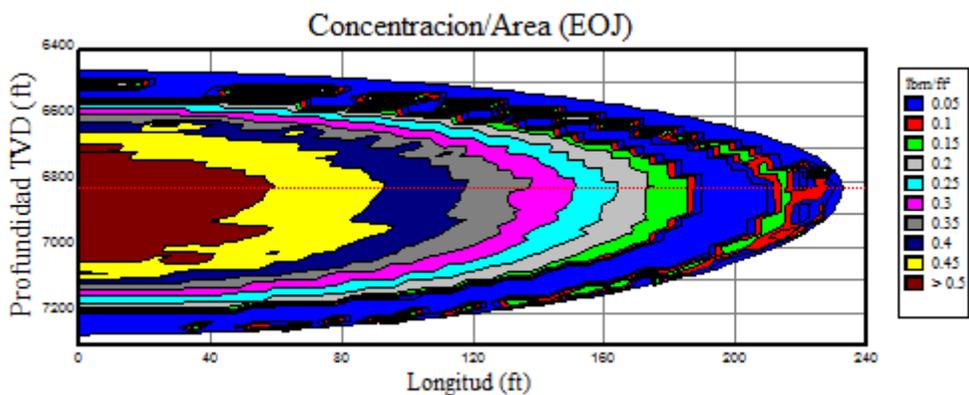
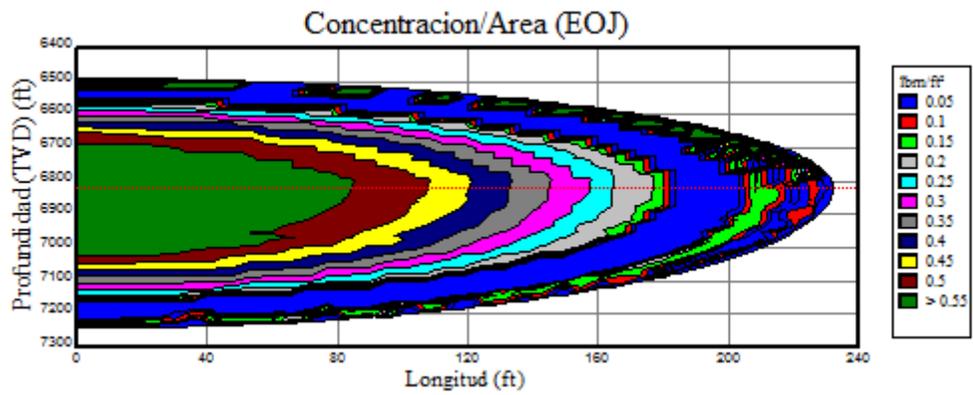
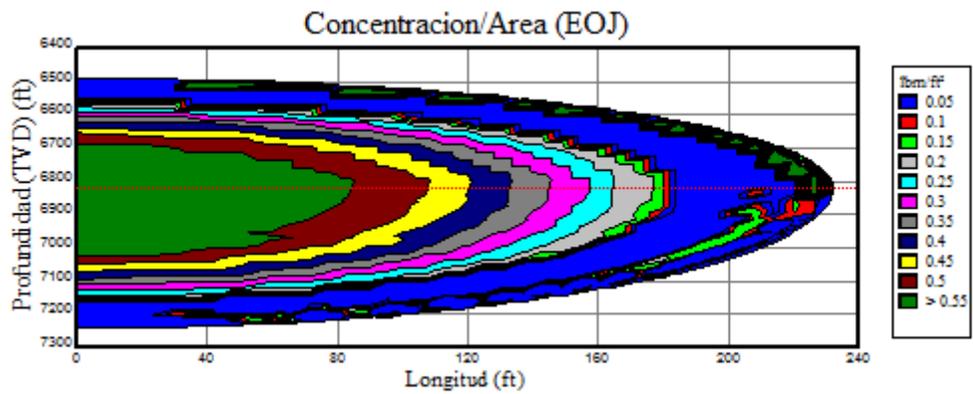


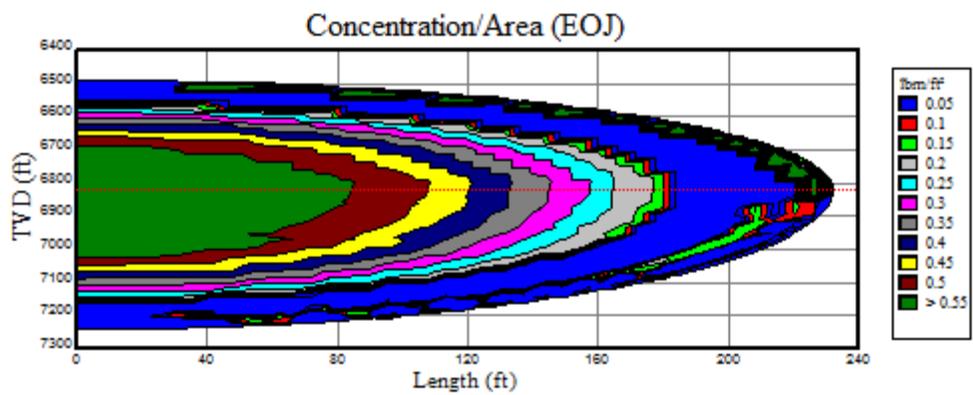
Figura 52.- Distribución de apuntalante con la técnica de fracturamiento hidráulico Híbrida gel reticulado.



(A) Velocidad se asentamiento empírica (Simulador Mshale).

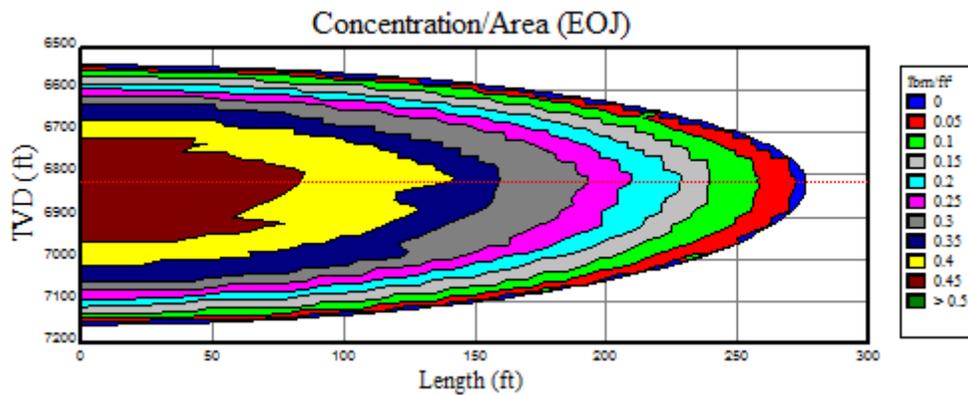


(B) Velocidad experimental de asentamiento con separación de placas 3 mm.

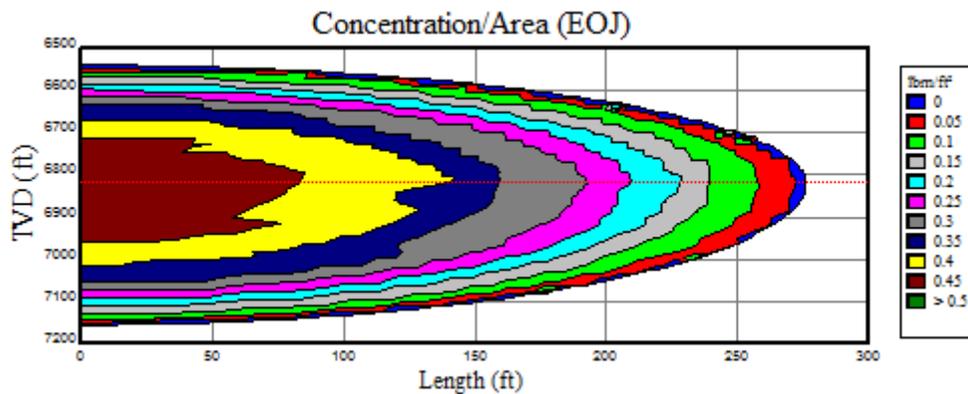


(C) Velocidad experimental de asentamiento con separación de placas 6 mm.

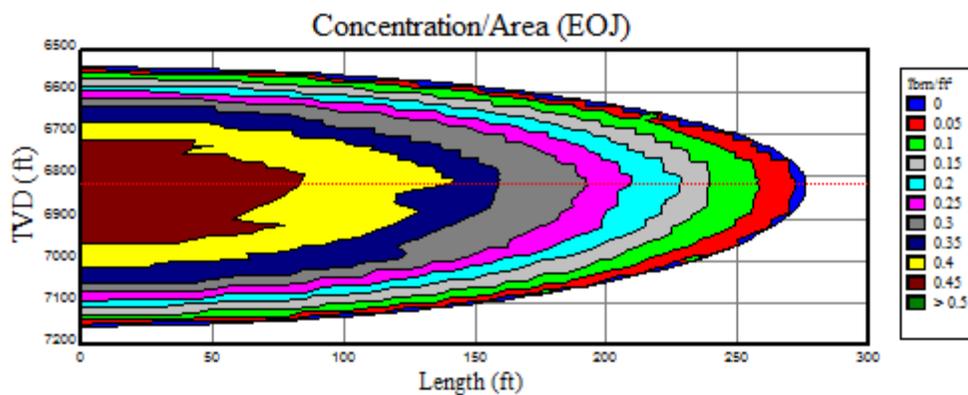
Figura 53.- Distribución de apuntalante con la técnica de fracturamiento hidráulico convencional gel reticulado.



(A) Velocidad se asentamiento empírica (Simulador Mshale).



(B) Velocidad experimental de asentamiento con separación de placas 3 mm.



(C) Velocidad experimental de asentamiento con separación de placas 6 mm.

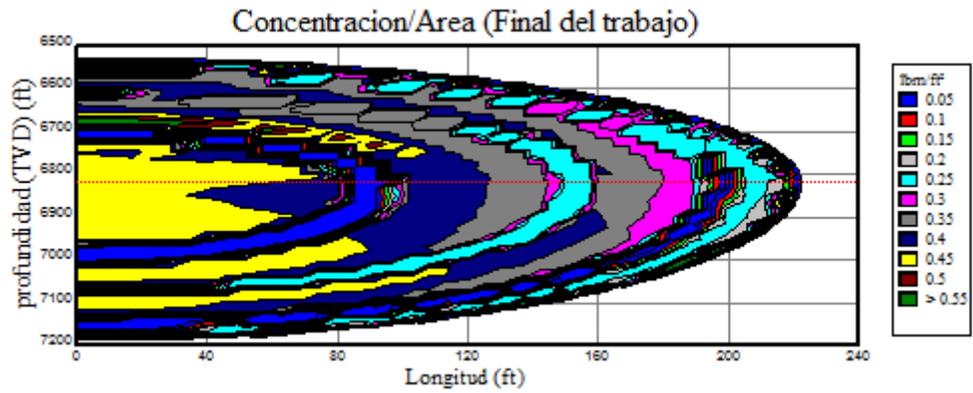
En el apéndice B se encuentra la información utilizada en el diseño de las cedulas de tratamiento para cada una de las técnicas descritas en este análisis. Los criterios utilizados en el diseño de las cedulas de tratamiento tales como el

volumen total de apuntalante, el gasto de bombeo, distribución del apuntalante y volumen de fluido por etapa, se tomaron considerando en tener una presión de tratamiento permisible y homologar ciertos criterios que influyen directamente en el transporte del apuntalante.

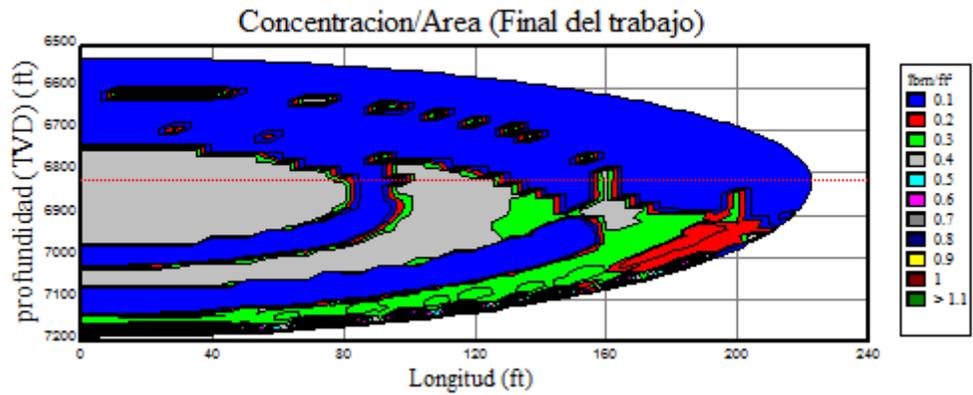
Se puede observar la importancia del efecto generado con la variación del gasto de inyección en el transporte del apuntalante para las técnicas de fracturamiento hidráulico Slick-Water (Figura 54A, 54B y 54C), Híbrido gel lineal (Figura 55A, 55B y 55C), Híbrido gel reticulado (Figura 56A, 56B y 56C) y convencional (Figura 57A, 57B y 57C). Se utilizó la misma cedula de tratamiento para el análisis de transporte en las técnicas de fracturamiento hidráulico mostradas anteriormente, sin embargo se utilizó un gasto de bombeo de 35 Bpm.

Cuando interactúan con los esfuerzos de la roca y los contrastes con las capas adyacentes. Un mayor gasto de bombeo provoca mayores caídas de presiones a lo largo del trayecto del transporte del apuntalante y provoca una fractura más amplia. Sin embargo el transporte del apuntalante es mejor cuando el gasto de bombeo es alto. Debido a que la formación Eagle Ford muestra un espesor de la zona productora grande y los contrastes de los esfuerzos son altos, las limitantes de las presiones de tratamiento que soportan las condiciones superficiales (limitadas por diseño a 10,000 psi), limitan el gasto de bombeo. Sin esta restricción se podría obtener mayor propagación de la fractura y por consecuencia mejor transporte de apuntalante, como consecuencia se estimularía mayor volumen de yacimiento.

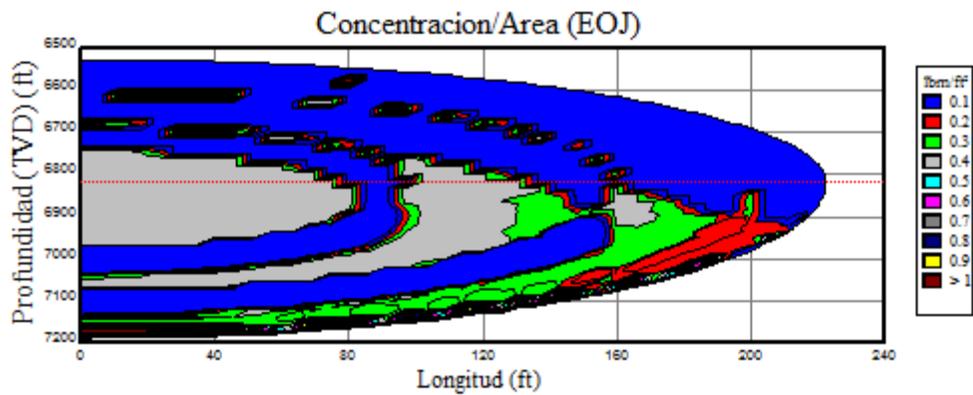
Figura 54.- Distribución de apuntalante con la técnica de fracturamiento hidráulico Slick-Water a 35 Bpm.



(A) Velocidad se asentamiento empírica (Simulador Mshale).

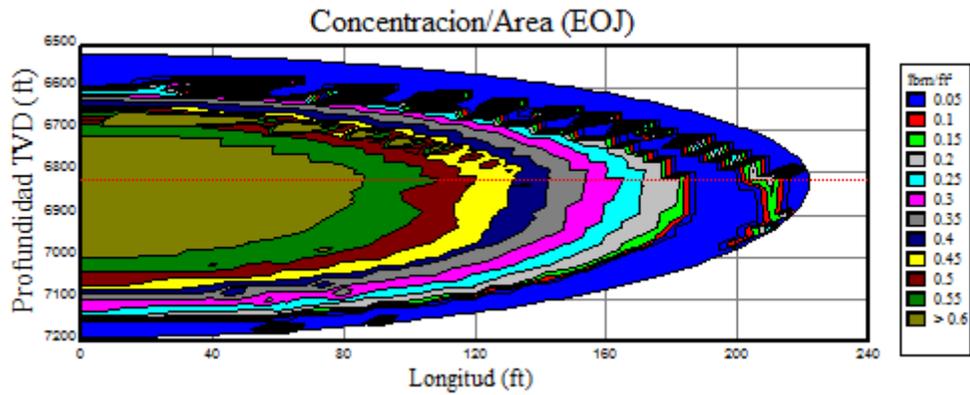


(B) Velocidad experimental de asentamiento con separación de placas 3 mm.

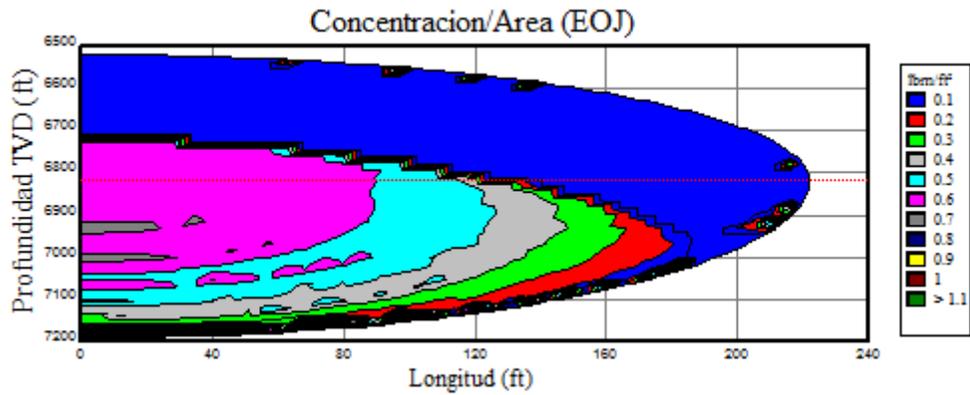


(C) Velocidad experimental de asentamiento con separación de placas 6 mm.

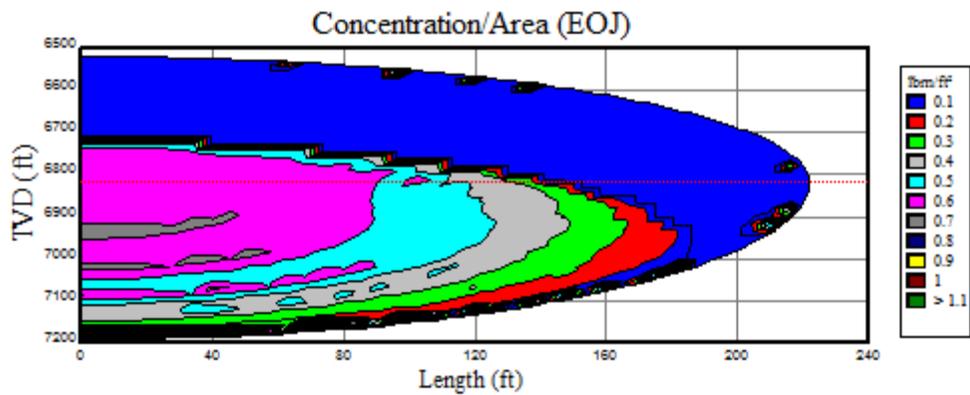
Figura 55.- Distribución de apuntalante con la técnica de fracturamiento hidráulico híbrida gel lineal a 35 Bpm.



(A) Velocidad se asentamiento empírica (Simulador Mshale).



(B) Velocidad experimental de asentamiento con separación de placas 3 mm.



(C) Velocidad experimental de asentamiento con separación de placas 6 mm.

Figura 56.- Distribución de apuntalante con la técnica de fracturamiento hidráulico híbrida gel reticulado a 35 Bpm.

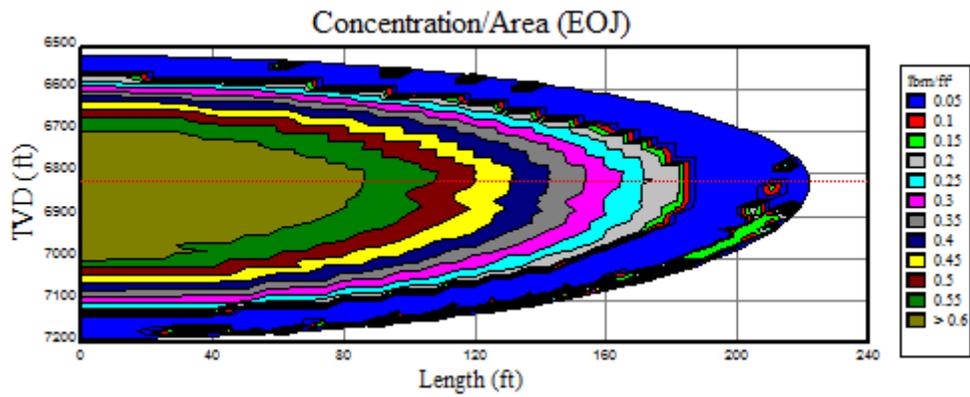
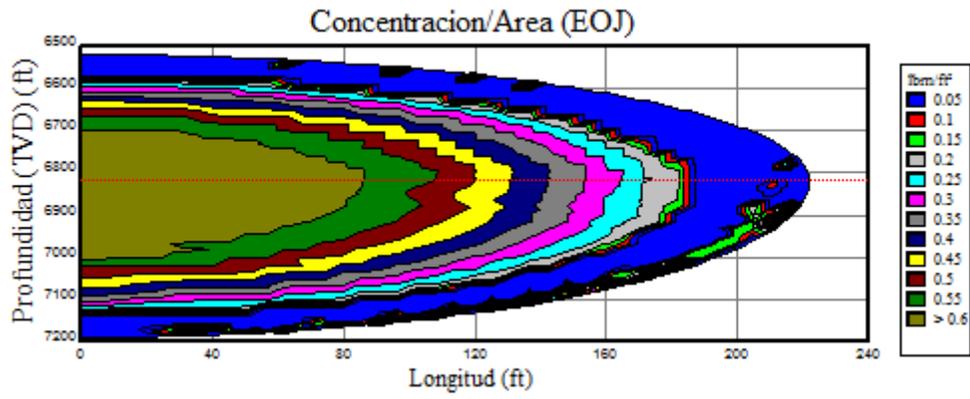
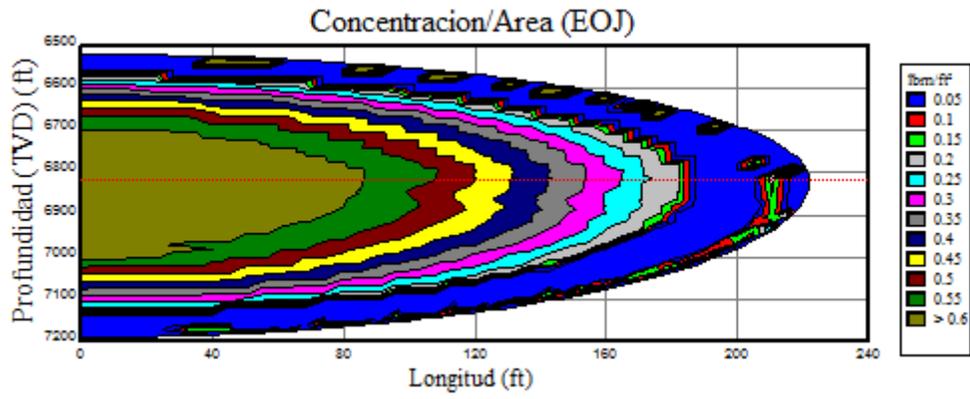
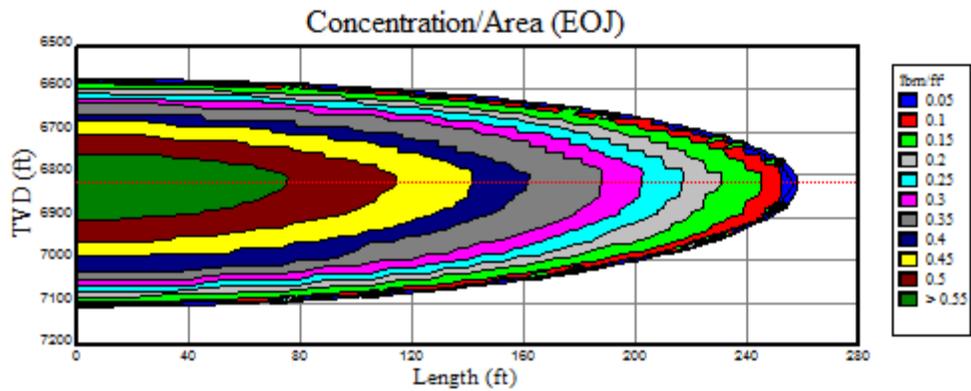
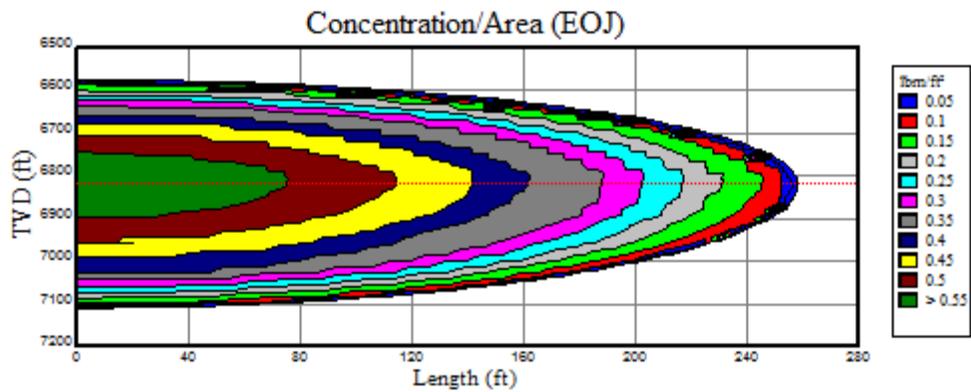


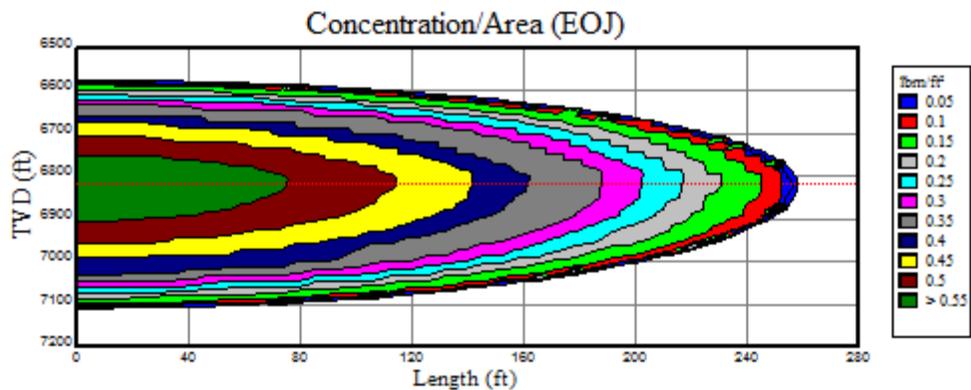
Figura 57.- Distribución de apuntalante con la técnica de fracturamiento hidráulico convencional gel reticulado a 35 Bpm.



(A) Velocidad se asentamiento empírica (Simulador Mshale).



(B) Velocidad experimental de asentamiento con separación de placas 3 mm.



(C) Velocidad experimental de asentamiento con separación de placas 6 mm.

Cuando queremos una mayor propagación de la fractura, se requieren gastos de bombeo mayores, el transporte del apuntalante depende de manera importante del gasto de bombeo. Si existe un buen contraste de esfuerzos entre la zona de

interés y las capas adyacentes a la formación, para lograr la mejor propagación de la fractura se requiere elevar el gasto de bombeo tan alto como sea permisible por las condiciones del pozo y de los equipos en superficie.

Al analizar las simulaciones en las diferentes técnicas de fracturamiento hidráulico utilizadas en la formación Eagle Ford, un menor gasto de bombeo reduce la capacidad de transporte del fluido y en consecuencia, reduce la geometría de fractura. Si bien aumenta la conductividad retenida del área empacada, cuando se tiene una permeabilidad tan baja, lo que se requiere son geometrías con longitudes de fractura muy grandes.

Por regla general, el factor de conductividad adimensional en los diseños de fracturamientos hidráulicos debe ser mayor de diez para considerar una zona de interés estimulada, por lo tanto, considerando permeabilidades de nano milidarcies como en el yacimiento Eagle Ford, no se requieren concentraciones por unidad de área muy altas para estimular esta formación.

CAPITULO 6: Conclusiones y recomendaciones.

5.3 Conclusiones.

- Con un modelo a escala de bajo costo, se simuló los anchos de pared de un fracturamiento hidráulico y se analizó el comportamiento de las velocidades de asentamiento de los apuntalantes de malla fina utilizados durante las operaciones de estimulación de lutitas con gas como la formación Eagle Ford, con fluidos lineales y reticulados.
- Los experimentos con modelos de separación de placas muestran que pequeños cambios en el ancho de separación, pueden cambiar el comportamiento de los fluidos, y a su vez, modificar la eficiencia del transporte de apuntalante.
- El método de análisis experimental de velocimetría de partículas por imágenes (PIV) puede ser una herramienta eficiente y confiable para el análisis de transporte de apuntalantes, tanto en forma estática como dinámica, que permitan predecir el comportamiento simulando en un laboratorio las condiciones de campo, en este caso de los fracturamientos hidráulicos.
- Al actualizar en los simuladores los valores de velocidades de asentamiento de apuntalante de los fluidos de fractura utilizados para el diseño de fracturamientos hidráulicos, muestran que es necesario analizar las correlaciones existentes de los modelos de transporte utilizados en los simuladores, principalmente para fluidos de viscosidades bajas.
- El asentamiento de apuntalantes con fluidos de baja viscosidad, el ancho de fractura, concentración de apuntalante y el gasto de bombeo, tienen un efecto significativo y deben ser considerados en el diseño de los fracturamientos hidráulicos.

5.3 Recomendaciones.

- En este trabajo experimental, solo se analizaron las velocidades de asentamiento de apuntalantes de malla fina en un fluido estático. Es necesario ampliar este estudio para el estudio del transporte horizontal de los apuntalantes que permitan entender mejor el comportamiento de los fluidos utilizados en los fracturamientos hidráulicos.
- Es factible el uso de modelos a escala para predecir el comportamiento de flujo en el transporte de apuntalante en los fracturamientos hidráulicos.
- Se espera que este trabajo contribuya a generar mayor interés en la importancia de realizar investigaciones para entender del comportamiento en los fluidos utilizados en fracturamiento hidráulico en México.

APENDICE A

Asentamiento de partículas en fluidos newtonianos

Derivación de la Ley de Stokes

Para entender el mecanismo de asentamiento de partículas en un fluido no newtoniano, es muy importante comprender de primera mano este fenómeno. Aquí se presenta la derivación que demuestra la teoría básica detrás del asentamiento de una partícula en un fluido newtoniano. La figura A.1 muestra las fuerzas que actúan en una partícula a medida que esta se asienta en un fluido estático. Se realizan ciertas suposiciones como que el fluido es isotérmico, en estado estable y el fluido es incompresible. Además, la partícula se considera que es una esfera perfectamente sólida.

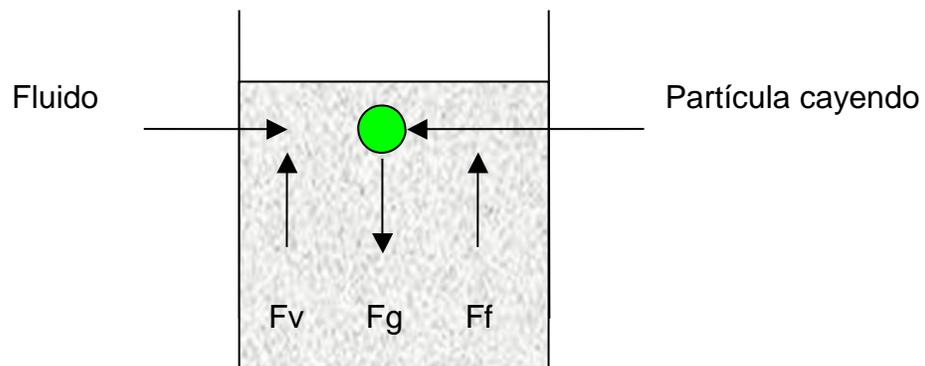


Figura A.1.- Fuerzas que actúan en una partícula en un fluido estático.

Estas son las fuerzas que actúan sobre una partícula. Se pueden expresar matemáticamente como se indica a continuación:

- F_g representa la fuerza de gravedad actuando hacia abajo.

$$F_g = \frac{\pi d_p^3 \rho_p g}{6} \dots \dots \dots A.1$$

- F_f representa la fuerza de flotación actuando hacia arriba.

$$F_f = \frac{\pi d_p^3 \rho_f g}{6} \dots \dots \dots A.2$$

- F_v representa la fuerza viscosa actuando hacia arriba.

$$F_v = 3\pi \mu_f d_p v_t \dots \dots \dots A.3$$

Donde:

d_p = diámetro de la partícula

ρ_p = Densidad de la partícula

g = Fuerza de gravedad

μ_f = Viscosidad del fluido

v_t = Velocidad terminal de la partícula.

Bajo condiciones estables:

$$\sum F = 0$$

Por lo tanto,

$$F_g - F_f - F_v = 0 \dots \dots \dots A.4$$

Remplazando las fuerzas por sus ecuaciones conocidas, tenemos que:

$$\frac{\pi d_p^3 \rho_p g}{6} - \frac{\pi d_p^3 \rho_f g}{6} - 3\pi \mu_f d_p v_t = 0 \dots \dots \dots A.5$$

Factorizando,

$$\frac{\pi d_p^3 (\rho_p - \rho_f) g}{6} - 3\pi \mu_f d_p v_t = 0 \dots \dots \dots A.6$$

Que también puede ser expresada como:

$$v_t = \frac{d_p^2 (\rho_p - \rho_f) g}{18 \mu_f} \dots \dots \dots A.7$$

Para análisis dimensional, el coeficiente de arrastre de una esfera moviéndose a una velocidad dada v_t es correlacionado con el número de Reynolds de la partícula de la manera siguiente:

$$C_d = \frac{2F_d}{A_p \rho_f v_t^2} = f(N_{Rep}) \dots \dots \dots A.8$$

$$N_{Rep} = \frac{d_p v_t \rho_f}{\mu} \dots \dots \dots A.9$$

Donde:

C_d = Coeficiente de arrastre

F_d = Fuerza de arrastre

A_p = Área de la partícula, que puede expresarse como

$$A_p = \left(\frac{\pi}{4}\right) d_p^2 \dots \dots \dots A.10$$

Remplazando A_p y F_v en la ecuacion de coeficiente de arrastre obtendremos:

$$C_d = \frac{2(3\pi \mu_f d_p v_t)}{\left(\frac{\pi}{4}\right) d_p^2 \rho_f v_t^2} = \frac{24\pi \mu_f d_p v_t}{\pi d_p^2 \rho_f v_t^2} = \frac{24\mu_f}{d_p \rho_f v_t} \dots \dots \dots A.11$$

Con el término $\frac{d_p \rho_f v_t}{24\mu_f}$ siendo por definición el número de Reynolds de una partícula, por lo tanto:

$$C_d = \frac{24}{N_{Rep}} \dots \dots \dots A.12$$

APENDICE B

Parámetros del yacimiento	
Presión, psi	5600
Temperatura, C	85.55
Porosidad	0.085
Espesor, m	43
Profundidad, TVD, m	2077
Permeabilidad, md	0.0009
Gravedad específica, adimensional	0.67

Tabla B. 1.- Propiedades del yacimiento Eagle Ford.

Parámetros Geofísicos	
Relación de Poisson, adimensional	0.3203
Módulo de Young, psi	2.08E+6
Esfuerzo de roca, psi	6,491
Gradiente de fractura, psi/pie	0.9517
Dureza de fractura, psi-plg ^{1/2}	1200

Tabla B. 2.- Propiedades mecánicas de formación Eagle Ford

Gasto	Volumen de fluido	Tiempo de etapa	Etapa	Tipo de apuntalante	Conc.	Factor de daño	Volumen total
Bpm	Galones	Minutos			Lbm/gal		Lbm
40	10000	5.95238	Prepad	0000	0	0	0
0	0	90	Cierre	0000	0	0	0
20	5000	5.95238	Acido	0000	0	0	0
20	9000	10.7143	Barrido	0000	0	0	0
65	45000	16.4835	Colchón	0000	0	0	0
65	10000	3.74588	Arena	M-100	0.5	0.3	5000
65	10000	3.91164	Arena	M-100	1.5	0.3	20000
65	6000	2.1978	Barrido	0000	0	0	20000
65	15000	5.68084	Arena	M-40/70	0.75	0.3	31250
65	15000	5.86718	Arena	M-40/70	1.5	0.3	53750
65	18500	7.31279	Arena	M-40/70	1.75	0.3	86125
65	8000	2.9304	Barrido	0000	0	0	86125
65	18500	7.38939	Arena	M-40/70	2	0.3	123125
65	18000	7.27912	Arena	M-40/70	2.3	0.3	164525
65	8000	2.9304	Barrido	0000	0	0	164525
65	19000	7.58911	Arena	M-40/70	2	0.3	202525
65	19000	7.68352	Arena	M-30/50	2.3	0.3	246225
65	8000	2.9304	Barrido	0000	0	0	246225
65	11111.1	4.49329	Arena	M-30/50	2.3	0.3	271781
65	10909.1	4.41159	Arena	M-30/50	2.3	0.3	296871

Tabla B. 3.- Cedula de bombeo en Mshale con la tecnica Slick Water.

Gasto	Volumen de fluido	Tiempo de etapa	Etapas	Tipo de apuntalante	Conc.	Factor de daño	Volumen total
Bpm	Galones	Minutos			Lbm/gal		Lbm
40	10000	5.95238	Pre-pad	0000	0	0	0
0	0	90	Cierre	0000	0	0	0
20	5000	5.95238	Acido	0000	0	0	0
20	8400	10	Barrido	0000	0	0	0
65	45000	16.4835	Colchón	0000	0	0	0
65	10000	3.74588	Arena	M-100	0.5	0.3	5000
65	10000	3.78732	Arena	M-100	0.75	0.3	12500
65	6000	2.1978	Barrido	0000	0	0	12500
65	15000	5.68084	Arena	M-40/70	0.75	0.3	23750
65	10000	3.82864	Arena	M-40/70	1	0.3	33750
65	10000	3.663	Barrido	0000	0	0	33750
65	15000	5.80507	Arena	M-40/70	1.25	0.3	52500
65	30000	10.989	Arena	M-40/70	0	0.3	52500
65	10000	3.82864	Arena	M-40/70	1	0.3	62500
65	10000	3.87004	Arena	M-40/70	1.25	0.3	75000
65	10000	3.91145	Arena	M-40/70	1.5	0.3	90000
65	10000	3.95286	Arena	M-40/70	1.75	0.3	107500
65	10000	3.99427	Arena	M-40/70	2	0.3	127500
65	10000	4.03568	Arena	M-30/50	2.25	0.3	150000
65	10000	4.07708	Arena	M-30/50	2.5	0.3	175000
65	15000	6.17774	Arena	M-30/50	2.75	0.3	216250
65	15000	6.23985	Arena	M-30/50	3	0.3	261250
65	12000	5.04157	Arena	M-30/50	3.25	0.3	300250

Tabla B. 4.- Cedula de bombeo en Mshale con la tecnica Hibrido- Gel lineal.

Gasto	Volumen de fluido	Tiempo de etapa	Etapas	Tipo de apuntalante	Conc.	Factor de daño	Volumen total
Bpm	Galones	Minutos			Lbm/gal		Lbm
40	10000	5.95238	Pre pad	0000	0	0	0
0	0	90	Cierre	0000	0	0	0
20	5000	5.95238	Acido	0000	0	0	0
20	8400	10	Barrido	0000	0	0	0
65	45000	16.4835	Colchón	0000	0	0	0
65	10000	3.74588	Arena	M-100	0.5	0.3	5000
65	10000	3.78732	Arena	M-100	0.75	0.3	12500
65	6000	2.1978	Barrido	0000	0	0	12500
65	15000	5.68084	Arena	M-40/70	0.75	0.3	23750
65	10000	3.82864	Arena	M-40/70	1	0.3	33750
65	10000	3.663	Barrido	0000	0	0	33750
65	15000	5.80507	Arena	M-40/70	1.25	0.3	52500

65	30000	10.989	Colchón	0000	0	0.3	52500
65	10000	3.82864	Arena	M-40/70	1	0.3	62500
65	10000	3.87004	Arena	M-40/70	1.25	0.3	75000
65	10000	3.91145	Arena	M-40/70	1.5	0.3	90000
65	10000	3.95286	Arena	M-40/70	1.75	0.3	107500
65	10000	3.99427	Arena	M-40/70	2	0.3	127500
65	10000	4.03568	Arena	M-30/50	2.25	0.3	150000
65	10000	4.07708	Arena	M-30/50	2.5	0.3	175000
65	15000	6.17774	Arena	M-30/50	2.75	0.3	216250
65	15000	6.23985	Arena	M-30/50	3	0.3	261250
65	12000	5.04157	Arena	M-30/50	3.25	0.3	300250

Tabla B. 5.- Cedula de bombeo en Mshale con la tecnica Hibrido- Gel Activado.

Gasto	Volumen de fluido	Tiempo de etapa	Etapa	Tipo de apuntalante	Conc.	Factor de daño	Volumen total
Bpm	Galones	Minutos			Lbm/gal		Lbm
40	10000	5.95238	Pre pad	0000	0	0	0
0	0	90	Cierre	0000	0	0	0
20	5000	5.95238	Acido	0000	0	0	0
20	8400	10	Barrido	0000	0	0	0
65	45000	16.4835	Colchón	0000	0	0	0
65	10000	3.70444	Arena	M-100	0.25	0.3	2500
65	10000	3.74588	Arena	M-100	0.5	0.3	7500
65	15000	5.61873	Arena	M-40/70	0.5	0.3	15000
65	10000	3.78723	Arena	M-40/70	0.75	0.3	22500
65	15000	5.74295	Arena	M-40/70	1	0.3	37500
65	10000	3.87004	Arena	M-40/70	1.25	0.3	50000
65	10000	3.91145	Arena	M-40/70	1.5	0.3	65000
65	10000	3.95286	Arena	M-40/70	1.75	0.3	82500
65	10000	3.99427	Arena	M-40/70	2	0.3	102500
65	10000	4.03568	Arena	M-40/70	2.25	0.3	125000
65	10000	4.03568	Arena	M-30/50	2.25	0.3	147500
65	10000	4.07708	Arena	M-30/50	2.5	0.3	172500
65	15000	6.17774	Arena	M-30/50	2.75	0.3	213750
65	15000	6.23985	Arena	M-30/50	3	0.3	258750
65	13000	5.4617	Arena	M-30/50	3.25	0.3	301000

Tabla B. 6.- Cedula de bombeo en Mshale con la tecnica convencional.

Bibliografía

- “Recent Advances In Hydraulic Fracturing”. John L. Gidley, Stephen A. Holditch, Dale E. Nierode and Ralph W. Veatch Jr., SPE Monograph Volume 12, Henry L. Doherty Series, 2001.
- “A practical companion to reservoir stimulation”. M. J. Economides, Elsevier Series, 1992.
- “Reservoir Stimulation”. Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte, Prentice Hall - Dowell Schlumberger, 1989.
- “Modern Fracturing – Enhancing Natural Gas Production“. Michael J. Economides, Tony Martin, Energy Tribune Publishing – Bj Services Company, 2007.
- “Well Completion Design”. Jonathan Bellarby, Elsevier Series, 2009.
- SPE 115769 “The Relationship Between Fracture Complexity, Reservoir Properties, and Fracture Treatment Design”. C.L. Cipolla, N.R. Warpinski, M.J. Mayerhofer, and E.P. Lolon, y M.C. Vincent, 2008.
- SPE 136183 “Engineering a Successful Fracture Stimulation Treatment in the Eagle Ford Shale”. N. Stegent, A. Wagner, J. Mullen, R. Borstmayer, 2009.
- SPE 125250 “A Crosslinkable Synthetic Polymer System for High-Temperature Hydraulic Fracturing Applications”. J. Holtsclaw, y G. Funkhouser, 2009.
- SPE 114173 “Stimulating Unconventional Reservoirs: Maximizing Network Growth While Optimizing Fracture Conductivity”. N.R. Warpinski, M. J. Meyerhofer, M. C. Vincent, C. L. Cipolla y E. P. Lolon, 2008.
- SPE 118174 “Fracture Conductivity Loss Due to Geochemical Interactions Between Man-Made Proppants and Formations”. J. Weaver, R. Rickman y H. Luo, 2008.
- SPE 138446 “Lessons Learned Developing the Eagle Ford Shale”. J. Mullen, J. C. Lowry y K. C. Nwabuoku, 2010.
- SPE 94666 “Sustaining Fracture Conductivity”. J.D. Weaver, P. D. Nguyen, M. A. Parker y D. van Batenburg, 2005.
- SPE 123586 “Proper Evaluation of Shale Gas Reservoirs Leads to a More Effective Hydraulic-Fracture Stimulation”. Donald Kundert y Mike Mullen, 2009.

- SPE 96104 "Optimal stimulation treatments in tight gas sands". S. A. Holditch y N. R. Tschirhart, 2005.
- SPE 115769 "The relationship between fracture complexity, Reservoir properties, and fracture treatment desing". C. L. Cipolla, N. R. Wrapinski, M. J. Mayerhofer, E. P. Lolon y M. C. Vincent, 2008.
- SPE 136183 "Engineering a succesful Fracture-stimulation treatment in the Eagle Ford Shale". N. A. Stegent , A. L. Wagner, J. Mullen, R. E. Borstmayer, 2010.
- SPE 149390 "Completion Evaluation of the Eagle Ford Formation with Heterogeneous Proppant Placement". A. Viswanathan, R. Altman, D. Oussoltsev, K. Kanneganti, J. Xu, D. Grant, S. Indriati, A. Peña, M. Loayza, B. Kirkham, T. Rhein, 2011 .
- SPE 149258 "Eagle Ford Shale: A Multi-Stage Hydraulic Fracturing, Completion Trends And Production Outcome Study Using Practical Data Mining Techniques". Sergio Centurion, 2011.
- SPE 148940 "Stimulation's Influence on Production in the Haynesville Shale: A Playwide Examination of Fracture-Treatment Variables that Show Effect on Production". Neil Modeland, Dan Buller, King Kwee Chong, 2011.
- SPE 110451 "Successful Hybrid Slickwater Fracture Design Evolution—An East Texas Cotton Valley Taylor Case History". Handren, 2007.
- "Selection of Fracturing Fluids for Stimulating Tight Gas Reservoirs" MS thesis. Malpani R. V., Texas A&M University, 2006.
- SPE 63034 "East Texas Hydraulic Fracture Imaging Project: Measuring Hydraulic Fracture Growth of Conventional Sandfracs and Waterfracs". Mayerhofer M. J., Dallas, 2000.
- SPE 84394 "Evaluation of a Hybrid Water-Frac Stimulation Technology in the Bossier Tight Gas Sand Play". Rushing J.A. and Sullivan R.B., 2003.
- "Evaluation of Waterfrac Technology in Low-Permeability Gas Sands in the East Texas Basin" MS thesis. Tschirhart N.R, Texas A&M University, 2005.
- Drag Coefficient Model for Single Particle Settling in Non-Newtonian Pseudoplastic Fluids MS thesis. Youness El Fadlli, University of Oklahoma, 2005.
- "Flow of Newtonian and Non-Newtonian Fluids Into a Slot From a Point Source". Clark P. E. y Zhu, Q., 1995.
- "On the Viscosity of a Concentrated Suspensions of Solid Spheres". Frankel, N. A. y Acrivos A., Chem. Eng. Science, 1987.

- SPE 12062 "The Real-Time Calculation of Accurate Bottomhole Fracturing Pressure from Surface Measurements Using Measured Pressure as a Base". Hannah R. R., Harrington L. J., y Lance L. C., 1983.
- SPE 6813 "Proppant Transport". Novotny E. J., 1977.
- SPE S/N "Measurement of Dynamic Proppant Fall Rate in Fracturing Gels Using a Concentric Cylinder Tester". Hannah R. R y Harrington J. L., 1981.
- SPE 11636 "Proppant Transport in Vertical Fractures: Settling Velocity Correlation". Clark P.E, and Guler N., 1983.
- SPE 13905 "Proppant Settling in Non-Newtonian Fracturing Fluids". Roodhart, L.P., 1985.
- SPE 9866 "Proppant Transport in Hydraulic Fractures: A Critical Review of Particle Settling Velocity Equations". Clark P.E. y Quadir J.A., 1981.
- "Proppant Settling Correlations for Non-Newtonian Fluids". Shah S. N., SPE Production Engineering, 1986.
- "Proppant Settling Correlations for non-Newtonian Fluids Under Static and Dynamic Conditions". Shah S. N., AIME, 1982.
- SPE 102758 "Improve understanding of Proppant Transport Yields Mew Insight to the Design and Placement of Fracturing Treatments". Brannon H. D., Wood W. D., Wheeler R. S., 2006.
- "Rheological Characterization of Hydraulic Fracturing Slurries". Shah S. N., SPE Production & Facilities, Mayo 1993.
- "Experimental and Numerical Modeling of Convective Proppant Transport". R. D. Barree y M.W. Conway, JPT, Marzo 1995.
- SPE 89875 "Modeling Proppant Settling in Water-Frac". Phani B. Gadde, Yajun Liu, Jay Norman, Roger Bonnacaze y Mukul M. Sharma. 2004.
- SPE 96208 "Effect of Fracture Width and Fluid Rheology on Proppant Settling and Retardation: An Experimental Study". Y. Liu y M.M. Sharma, 2005.
- SPE 99580 "Proppant Placement Using Reverse-Hybrid Fracs". Phani B. Gadde, Yajun Liu y Mukul M. Sharma. 2006.
- SPE 163876 " Optimum Fluid and Proppant Selection for Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs: a Parametric Study Based on Fracturing-to-Production Simulations". C.E. Cohen, C. Abad, X. Weng, K. England, A. Phatak, O. Kresse, O. Neuvonen, V. Lafitte, P. Abivin, 2013.
- SPE 30480-MS "The Evolution of hydraulic Fracturing in the almond Formation". D. D. Cramer, 1995.

- SPE 114170 "Design and Life Cycle Considerations for Life Cycle Considerations for Unconventional Reservoir Wells". J. Minskamins, 2008.
- SPE 49100 "Waterfracs-Results from 50 Cotton Valley Wells". M.J. Mayerhofer y D. N. Meehan, 1998.
- "Low Reynolds Number Hydrodynamics", J. Happel y H. Brenner , Prentice Hall, Englewood Cliffs, N. J., pp. 412, 1965.
- SPE 121357-MS "Solutions for Better Production in Tight Gas Reservoirs Through Hydraulic Fracturing". J. Arukhe , R. Aguilera, T. G. Harding, 2009.
- SPE 115258 "A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale". R. Rickman, M. Mullen, E. Petre, B. Grieser y D. Kundert, 2008.
- SPE 60285 "Comprehensive Evaluation of Fractured Gas Wells Utilizing Production Data". K.W. England, B.D. Poe y J.G. Conger, 2000.
- SPE 60326 "Experimental Study of Hydraulic Fracture Conductivity Demonstrates the Benefits of Using Proppants". C.N. Fredd, S. B. McConnel, C. L. Boney y K. W. England, 2000.
- SPE 133456 "Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?". George E. King, 2010.
- SPE 152839 "Improving Completion And Stimulation Effectiveness In Unconventional Reservoirs- Field Results In The Eagle Ford Shale Of North America". C. D. Pope, Terry Palisch, Pedro Saldungaray, 2012.
- SPE 136183 "Engineering a Successful Fracture-Stimulation Treatment in the Eagle Ford Shale". N. A. Stegent, A. L. Wagner, J. Mullen y R. E. Borstmayer, 2010.
- Oil and gas Investor Online. 2011.
<http://www.oilandgasinvestor.com/pdf/Tight%20Gas.pdf>.