

**MEDICIÓN EXPERIMENTAL DE LA CONDUCTIVIDAD DE LAS FRACTURAS,  
CASO DE ESTUDIO: FORMACIÓN EAGLE FORD**

**EDUARDO ARTURO LUNA CASTILLO  
JULIÁN ALBERTO URIBE CHACÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2017**

**MEDICIÓN EXPERIMENTAL DE LA CONDUCTIVIDAD DE LAS FRACTURAS,  
CASO DE ESTUDIO: FORMACIÓN EAGLE FORD**

**EDUARDO ARTURO LUNA CASTILLO - 2112437**

**JULIÁN ALBERTO URIBE CHACÓN - 2112516**

**Trabajo de grado para optar al título de INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Directora**

**ZULY HIMELDA CALDERON CARILLO, Ph. D.**

**Co-directores**

**JESSE GUERRA, Candidato a Ph.D.**

**Investigador del Grupo de Investigación de Conductividad de las Fracturas y  
Propiedades Mecánicas, UNIVERSIDAD TEXAS A&M**

**DING ZHU, Ph. D.**

**Directora del Grupo de Investigación de Conductividad de las Fracturas y  
Propiedades Mecánicas, UNIVERSIDAD TEXAS A&M**

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

**2017**

**Título: MEDICIÓN EXPERIMENTAL DE LA CONDUCTIVIDAD DE LAS FRACTURAS, CASO DE ESTUDIO: FORMACIÓN EAGLE FORD**

Directora: **ZULY HIMELDA CALDERON CARILLO**, Ph. D.

Universidad Industrial de Santander, UIS

Co-directores: **JESSE GUERRA**, candidato a Ph.D

Universidad Texas A&M, TAMU

**DING ZHU**, Ph.D

Universidad Texas A&M, TAMU

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Este trabajo de investigación fue realizado en colaboración con la Universidad Texas A&M, College Station, Texas bajo la modalidad de pasantía de investigación. Los laboratorios utilizados hacen parte del grupo de investigación de Conductividad de las Fracturas y Propiedades Mecánicas de las Rocas, perteneciente al Departamento de Ingeniería de Petróleos Harold Vance de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Texas A&M, a cargo de la profesora Ding Zhu.

## DEDICATORIA

*A mis padres por su apoyo, cariño y comprensión durante la realización de este trabajo y en toda mi vida, gracias a ellos he logrado las metas que me propongo.*

*A mis hermanos y familiares por su preocupación y acompañamiento en todos los momentos de mi vida, especialmente a mi tío Fernando por su apoyo y consejos desde las primeras etapas del proyecto.*

*A mi novia por estar junto a mí siempre que la he necesitado, por todo su amor, paciencia, consejos y por acompañarme en este momento tan importante de mi vida, ¡Te amo demasiado!*

*A Texas A&M University por permitirnos usar sus laboratorios y darnos todo el soporte para realizar las pruebas y adquirir los conocimientos para interpretarlas, especialmente a los candidatos a PhD. Jesse Guerra y Dante Guerra y la PhD. Ding Zhu.*

**Julian Uribe**

## DEDICATORIA

*Primero que todo a mi madre por estar siempre ahí para apoyarme y corregirme en cada momento que fue necesario. A ella estoy eternamente agradecido por realizar el trabajo de padre y madre de una manera excepcional, espero recompensarle todos los esfuerzos que ha hecho por mí y que este siempre orgullosa de mi.*

*A mi abuela Alicia, Q.E.P.D., por apoyar esa labor de crianza e inculcar en mis tantos valores importantes. Espero que en el cielo este dichosa de que haya culminado esta etapa de mi vida con éxito, al igual que como lo estuvo antes de partir.*

*A mi abuelo, tíos y primos por ese apoyo incondicional que siempre me han brindado y por siempre tener tanta confianza en mí.*

*A esos amigos que encontré en la universidad por mantenerme siempre con una sonrisa y aguantarme durante todo este tiempo en los trabajos, partidos, salidas, viajes, etc.*

*A Texas A&M University por darnos la posibilidad de adquirir una experiencia única en la que adquirí conocimiento valioso para mi futura vida profesional. Un agradecimiento especial para los candidatos a Ph.D. Jesse Guerra y Dante Guerra, y la Ph.D. Ding Zhu por recibirnos y transmitirnos tanto conocimiento.*

*A la UIS y los profesores con los que tuve la fortuna de tener clase por formar en mi las bases necesarias para convertirme en un Ingeniero.*

*A University of Oklahoma por aceptarme durante un semestre el cuál fue uno de los que recordare con mayor alegría por las personas de todo el mundo que conocí y lo mucho que aprendí en cada una de las clases.*

*Al departamento de relaciones exteriores de la UIS por darme su soporte en mis experiencias en el exterior y por la excelente disposición de sus trabajadores para colaborarame.*

*Con cada uno de ellos estoy agradecido por hacer parte de esta etapa de mi vida.*

**Eduardo Luna**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo de grado quieren agradecer a:

A **Texas A&M University** por permitirnos trabajar en sus facilidades para desarrollar este proyecto de grado. En especial al grupo de investigación de Conductividad de las Fracturas y Propiedades Mecánicas de las Rocas, su directora **Ph.D Ding Zhu** y los candidatos a **Ph.D. Jesse Guerra y Dante Guerra**, por la disposición y disponibilidad de ellos para ser nuestros tutores.

A la **Universidad Industrial de Santander y su Departamento de Relaciones Exteriores**, primero por haber tenido la posibilidad de estudiar en esta Universidad de tan alto prestigio y darnos la posibilidad de realizar nuestra pasantía de investigación en Texas A&M.

A nuestra directora **Ph.D. Zuly Himelda Calderon Carrillo**, por su colaboración, apoyo, disponibilidad y amabilidad durante el desarrollo de este proyecto.

A cada una de las personas que impartieron el conocimiento necesario y nos apoyaron para poder desarrollar este proyecto.

## CONTENIDO

	Pg.
INTRODUCCIÓN .....	19
1. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES .....	21
1.1 SHALE (LUTITAS).....	25
1.1.1 Desarrollo de shales en el mundo .....	28
1.1.2 Eagle Ford.....	34
1.1.3 Shales en Colombia .....	39
1.1.3.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena .....	42
2. GENERALIDADES DE LAS FRACTURAS Y EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	44
2.1 FRACTURAS .....	44
2.1.1 Clasificación de las fracturas.....	45
2.1.2 Yacimientos naturalmente fracturados (YNF).....	47
2.1.3 Morfología de las fracturas .....	49
2.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (FRACTURAS INDUCIDAS) .....	50
2.2.1 Geometría compleja de la red creada .....	53
2.2.2 Agente sostén .....	54
2.2.2.1 Tipos de agente sostén .....	55
2.2.2.2 Tamaño del agente de sostén .....	56
2.2.3 Conductividad de las fracturas .....	56
2.2.3.1 Cálculo teórico de la conductividad de las fracturas.....	56
2.2.3.2 Calculo experimental de la conductividad de las fracturas .....	59
2.2.3.3 Conductividad de las fracturas en yacimientos no convencionales .....	63
3. PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES .....	72

3.1 ESCANEEO DE LA SUPERFICIE DE FRACTURA (PROFILOMETER) .....	73
3.2 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DEL AGENTE SOSTEN.....	76
3.3 PROCEDIMIENTO PARA MEDIR LA CONDUCTIVIDAD DE LAS FRACTURAS .....	80
3.3.1 Preparación de muestra en laboratorio .....	82
3.3.1.1 Preparación de muestra sin agente sostén .....	82
3.3.1.2 Preparación de muestra con agente sostén .....	86
3.3.1.3 Ensamblaje de equipos de laboratorio .....	87
3.3.2 Medición experimental de la conductividad de las fracturas.....	89
3.4 Cálculo de concentración de agente sostén.....	90
4. RESULTADOS EXPERIMENTALES.....	93
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	100
6. CONCLUSIONES.....	106
7. RECOMENDACIONES .....	107
BIBLIOGRAFÍA .....	108

## LISTA DE FIGURAS

	Pg.
Figura 1. Yacimientos convencionales. ....	21
Figura 2. Triangulo de recursos, aplicado a los hidrocarburos. ....	24
Figura 3. Mapa de los yacimientos de shale presentes en los EEUU. ....	30
Figura 4. Mapa mundial de las cuencas evaluadas por el EIA a mayo de 2013, que contienen formaciones de shale de gas y petróleo. ....	31
Figura 5. Mapa del Eagle Ford y sus zonas de acuerdo al tipo de fluido. ....	35
Figura 6. Afloramiento del Eagle Ford con su respectiva clasificación geológica..	38
Figura 7. Mapa geográfico de Antonio Creek y Lozier Canyon. ....	38
Figura 8. Cuencas de shale con potencial de hidrocarburos en el norte de Suramérica. ....	40
Figura 9. Clasificación de fracturas por su condición de esfuerzo-deformación...	47
Figura 10. Diferentes tipos de yacimientos naturalmente fracturados. ....	48
Figura 11. Fracturas inducidas por inyección de agua. ....	50
Figura 12. Esquema de optimización de producción para yacimientos con baja. .	52
Figura 13. Respuesta de la presión idealizada del pozo durante el fracturamiento hidráulico en un pozo vertical para dos ciclos de bombeo. ....	52
Figura 14. Relación entre la conductividad adimensional de la fractura y el daño producto del tratamiento. ....	58
Figura 15. Representación del asentamiento del agente sostén a diferentes concentraciones en fracturas (a) planas y homogéneas y (b) complejas. ....	60
Figura 16. Equipo usado para medir la conductividad de la fractura. ....	61
Figura 17. Conductividad para 7 muestras de afloramientos de la formación Eagle Ford. ....	66
Figura 18. Muestra preparada para realizar escaneo con profilometer. ....	74
Figura 19. Software complementario para uso del Profilometer. ....	75

Figura 20. Tablero de control del Perfilometer. ....	76
Figura 21. Procedimiento para seleccionar muestra representativa del agente sostén.....	78
Figura 22. Equipo para realizar análisis granulométrico.....	80
Figura 23. Configuración usada para realizar las pruebas experimentales de conductividad de la fractura.....	81
Figura 24. Muestra de shale cortada y fracturada junto a los insertos de arenisca.	83
Figura 25. Muestra posterior a la aplicación del adhesivo.....	84
Figura 26. Recubrimiento del molde con cinta de aluminio. ....	85
Figura 27. Muestra sellada con silicona, puertos para lectura de presión y cinta aislante de gas. ....	86
Figura 28. Distribución uniforme del agente sostén sobre la superficie de la fractura. ....	87
Figura 29. Montaje del equipo de laboratorio para realizar medición de la conductividad de las fracturas. ....	88
Figura 30. Concentración de agente sostén, (a) 0.2 lb/ft <sup>2</sup> y (b) 0.3 lb/ft <sup>2</sup> . ....	92
Figura 31. Muestra EF-1 con insertos de arena utilizados ....	94
Figura 32. Muestra EF-2 con insertos de arena utilizados ....	94
Figura 33. Mapa topográfico de la muestra EF-1 previo a la prueba de conductividad. ....	95
Figura 34. Mapa topografico de la muestra EF-2 previo a la prueba de conductividad. ....	95
Figura 35. Distribución en peso del agente sostén a utilizar de acuerdo al análisis granulométrico.....	96
Figura 36. Resultados experimentales de la medición de la conductividad de la fractura en la formación Eagle Ford sin agente sostén para las muestras EF1 y EF2.....	97
Figura 37. Resultados experimentales de conductividad de la fractura usando dos concentraciones diferentes de agente sostén. ....	98

Figura 38. Conjunto de resultados de conductividad de la fractura obtenidos experimentalmente. ....	99
Figura 39. Evidencia del EF-2 después de prueba con concentración de 0.2 lb/ft2. ....	103
Figura 40. Evidencia del EF-2 después de prueba con concentración de 0.3 lb/ft2. ....	104

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pg.</b>
Tabla 1. Los 10 países con mayor número de reservas técnicamente recuperables de shale de petróleo.....	32
Tabla 2. Los 10 países con mayor número de reservas técnicamente recuperables de shale de gas.....	33
Tabla 3. Valor promedio de propiedades del Eagle Ford. ....	36
Tabla 4. Características y recursos de Shales en el norte de Suramérica. ....	41

## NOMENCLATURA

<b>Símbolo</b>	<b>Nombre</b>	<b>Unidad</b>
$h_f$	Altura de la fractura	ft, mm
$A$	Área transversal	$m^2$
$C_{fD}$	Conductividad adimensional de la fractura	
$C_f$	Conductividad de la fractura	mD – ft
$R$	Constante de los gases	J/mol – K
$S_f$	Daño producto de la fractura	
$\rho$	Densidad	$kg/m^3$
$d_{10}$	Diámetro al 10% de grafica de distribución de tamaño	mm
$d_{90}$	Diámetro al 90% de grafica de distribución de tamaño	mm
$d_{50}$	Diámetro medio del agente sostén	mm
$dL$	Diferencial de longitud	ft, m
$dp$	Diferencial de presión	pa, psi
$T_o$	Esfuerzo de tensión	psi
$\sigma$	Esfuerzo horizontal	psi
$w$	Espesor	ft, mm
$w_f$	Espesor de la fractura	ft, mm
$Z$	Factor de compresibilidad del gas	
$W$	Flujo másico de gas	kg/s
$x_f$	Longitud de la fractura	in, mm
$M$	Masa molecular del gas	kg/mol
$E$	Módulo de Young	Mpsi
$k$	Permeabilidad	mD
$k_f$	Permeabilidad de la fractura	mD
$\phi_1$	Porosidad de la fractura a cierto esfuerzo de cierre	

$\phi_0$	Porosidad inicial dentro de la fractura	
$p$	Presión	psi
$P_{bd}$	Presión de breakdown	psi
$J$	Productividad del yacimiento	Bbl/psi
$r_w$	Radio del pozo	ft
$r_e$	Radio del yacimiento	ft
$r'_w$	Radio equivalente del pozo	ft
$T$	Temperatura	K
$v$	Velocidad del gas	m/s
$\mu$	Viscosidad del gas	cp

## RESUMEN

**TÍTULO:** MEDICIÓN EXPERIMENTAL DE LA CONDUCTIVIDAD DE LAS FRACTURAS, CASO DE ESTUDIO: FORMACIÓN EAGLE FORD.\*

**AUTORES:** EDUARDO ARTURO LUNA CASTILLO, JULIÁN ALBERTO URIBE CHACÓN.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** AGENTE SOSTÉN, CONDUCTIVIDAD DE LAS FRACTURAS, EAGLE FORD, FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, SHALES, YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

### DESCRIPCIÓN

La conductividad de las fracturas establece la capacidad que tienen las mismas para permitir el paso de fluidos a través de ellas. Existen diferentes variables que afectan la conductividad, como lo son: concentración, tamaño y tipo de agente sostén, esfuerzo de cierre, propiedades mecánicas de la roca y rugosidad de la superficie de la fractura. Tener un estimado de la conductividad de las fracturas es indispensable en el diseño de un proyecto de fracturamiento hidráulico ya que con esta medición se puede conocer con mayor precisión el efecto de cada una de las variables.

Existen dos maneras de estimar la conductividad de las fracturas. La primera emplea correlaciones matemáticas, las cuales en su mayoría aplican únicamente para yacimientos convencionales. La segunda se realiza por medio de mediciones experimentales basadas en las prácticas recomendadas API RP 61, estas mediciones pueden ser usadas para yacimientos convencionales y no convencionales como lo son las dos muestras del Eagle Ford recolectadas del afloramiento ubicado en el cañón Lozier. Los procedimientos experimentales fueron aprendidos y desarrollados en el grupo de investigación de medición de la conductividad de las fracturas y propiedades mecánicas de las rocas de la Universidad de Texas A&M.

En este estudio se observó el efecto de la concentración del agente sostén sobre la conductividad, usando una arena de número de tamiz 100. A su vez, se evaluó el efecto de la rugosidad de la superficie de la fractura sobre la conductividad de la misma al tener dos muestras de topografía diferente. Adicionalmente, se evidenció el efecto del fenómeno de canalización natural del agente sostén y la importancia de realizar las mediciones siguiendo y entendiendo los procedimientos para obtener resultados confiables.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos; Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo, Ph.D. Co-directores: Jesse Guerra, Ph.D. Candidate, Ding Zhu, Ph.D.

## ABSTRACT

**TÍTULO:** EXPERIMENTAL FRACTURE CONDUCTIVITY MEASUREMENT, CASE OF STUDY: EAGLE FORD FORMATION.\*

**AUTHORS:** EDUARDO ARTURO LUNA CASTILLO, JULIÁN ALBERTO URIBE CHACÓN.\*\*

**KEYWORDS:** PROPPANT, FRACTURE CONDUCTIVITY, EAGLE FORD, HYDRAULIC FRACTURING, SHALES, UNCONVENTIONAL RESERVOIRS.

## DESCRIPTION

Fracture conductivity dictates the capacity of fractures to allow fluids to flow through them. There are several parameters controlling conductivity, such as: proppant concentration, type and mesh size, closure stress, rock mechanical properties and fracture surface roughness. Acquiring an estimate of fracture conductivity experimentally plays a key role on the design of a hydraulic fracturing project, since this measurement leads to a better understanding of the effect of each parameter.

There are two ways to estimate fracture conductivity. One of them is by using correlations, which generally apply only for conventional reservoirs. On the other side, fracture conductivity could be measured experimentally both for conventional and unconventional reservoirs, such as the two samples collected from the Eagle Ford outcrop located in Lozier Canyon, based on API Recommended Practice 61. The experimental procedures and setup were learned and develop with the Fracture Conductivity and Rock Mechanical Properties research group of Texas A&M University.

In this investigation, the effect of sand proppant concentration of a 100-mesh size over conductivity was observed. At the same time, fracture roughness effect over conductivity was also evaluated since the two samples had different fracture surface topography. Additionally, the effect of the self-channeling of the proppant pack was observed and the importance of following and understanding the procedures was clear, to obtain reliable results.

---

\* Bachelor Degree Thesis

\*\* Physicochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering; Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo, Ph.D. Co-directors: Jesse Guerra, Ph.D. Candidate, Ding Zhu, Ph.D.

## INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo a lo largo de la historia ha tenido grandes avances tecnológicos que han permitido aprovechar todo tipo de recursos hidrocarburos provenientes de diferentes tipos de yacimientos. Dentro de estos avances, cabe resaltar la estimulación de yacimientos usando fracturamiento hidráulico en conjunto de pozos horizontales, para la explotación de yacimientos no convencionales. Dichos yacimientos se caracterizan por tener propiedades petrofísicas pobres, con permeabilidades inferiores a 0.1 md y valores bajos o moderados de porosidad, como resultado se presenta una alta reducción en la capacidad de entrega de fluidos del yacimiento hacia el pozo productor<sup>1</sup>. Los avances en tecnología con relación al fracturamiento hidráulico han permitido a países productores de petróleo y gas aumentar significativamente su producción y reservas, destacando a Estados Unidos el cual logró posicionarse como el país de mayor producción de petróleo del mundo desde el año 2015, después de estar en una constante declinación en su producción a partir de la década del 80.

Diferentes propiedades han sido evaluadas con la finalidad de optimizar el proceso de fracturamiento hidráulico, como lo son el tipo de fluido inyectado, longitud del pozo horizontal, longitud y ancho de la fractura, tipo y concentración de agente sostén, entre otras. A pesar de la cantidad de estudios realizados en el tema, cada yacimiento no convencional se comporta diferente al tratamiento, debido principalmente al alto grado de heterogeneidad presente en cada formación; es por esto que cada variable debe ser evaluada por separado para cada formación. A pesar de esto, las experiencias obtenidas en los yacimientos no convencionales que se han explotado hasta el momento en Estados Unidos, sirven como punto de partida para desarrollar otros yacimientos no convencionales en el mundo.

---

<sup>1</sup> MA, Zee y HOLDITCH, Stephen. Unconventional Oil and Gas Resource Handbook, Evaluation and Development. Waltham, Massachusetts: Elsevier, 2016. p. 4

Este estudio se enfocó en realizar la medición experimental de la conductividad de las fracturas y determinar tendencias de los efectos de diferentes concentraciones de agente sostén en fracturas inducidas sobre muestras de afloramientos de la formación Eagle Ford, esta formación está situada al sur oeste de Texas-Estados Unidos. Esto, teniendo en cuenta que la conductividad de la fractura determina el índice de productividad del yacimiento al realizar un proyecto de fracturamiento hidráulico, por tanto, permitirá evaluar la factibilidad económica del mismo.



Para terminar de definir un sistema convencional se deben conocer las características de los hidrocarburos que se encuentran en los poros de la roca almacén. Por lo tanto, es importante destacar que una movilidad apropiada del crudo dentro del yacimiento no solo depende de un valor alto de permeabilidad, sino también de la misma viscosidad del fluido. Es por esto que se puede encontrar que algunos investigadores clasifican a los yacimientos de crudo pesado y extra pesado como recursos no convencionales, ya que posean valores de viscosidad mayores a 10cp que dificultan su fluidez y por lo tanto su producción, lo cual va incrementar los costos de levantamiento.

A los recursos convencionales se les llama así, ya que han sido los que se han explotado en mayor cantidad desde el inicio de la industria petrolera dado la mayor facilidad y costo de su extracción, debido a esto existe un conocimiento amplio de su comportamiento. Estos recursos son explorados y explotados por medio de técnicas convencionales, las cuales son naturalmente más económicas y globalmente conocidas. Estos yacimientos generalmente no requieren ningún tipo de trabajo de estimulación como un fracturamiento hidráulico, ni algún tratamiento especial de los fluidos producidos y en su mayoría se pueden desarrollar económicamente usando pozos verticales.

Existen diversas definiciones e interpretaciones para los yacimientos no convencionales de hidrocarburos en la industria del petróleo y gas. Es ahí donde se debe realizar una distinción entre los recursos no convencionales y los yacimientos no convencionales. Cuando se habla de recursos, como se mencionó anteriormente, se hace referencia al sistema completo que está compuesto principalmente del fluido hidrocarburo y el yacimiento como tal. Mientras tanto los yacimientos no convencionales se identifican exclusivamente por las propiedades

de la roca, por lo cual los yacimientos de crudo pesado y extra pesado no están incluidos en esta clasificación para efectos de esta investigación.

Las formaciones geológicas no convencionales tienen valores de permeabilidad bajos y ultra-bajos, y se pueden incluir en esta definición al gas y petróleo en arenas apretadas, shales de gas y petróleo, metano en capas de carbón, y otras formaciones apretadas con baja permeabilidad. La permeabilidad de los yacimientos no convencionales generalmente está por debajo de 0.1 mD, aunque este no es un punto de corte único ni predeterminado para diferenciar los yacimientos, ya que la permeabilidad de un yacimiento no es constante a través de un mismo yacimiento. Generalmente la heterogeneidad en una formación es alta, ya sea un yacimiento convencional o no convencional, e inclusive en mayor grado para los no convencionales, lo que causa una caracterización más difícil.<sup>2</sup>

La clasificación de los yacimientos no siempre es fácil de realizar ya que algunos investigadores manejan sus propios parámetros de diferenciación, por ejemplo, Sondergeld (2010) considera a las areniscas apretadas como yacimientos convencionales. Todos estos yacimientos se caracterizan también por tener valores de porosidad entre bajos y medios, como consecuencia de las condiciones apretadas a las que están sometidas, en parte como consecuencia de las partículas de grano fino que caracterizan a la mayoría de estas formaciones. Como consecuencia los yacimientos no convencionales deben ser explotados usando una combinación de fracturamiento hidráulico de múltiples etapas y pozos horizontales largos.

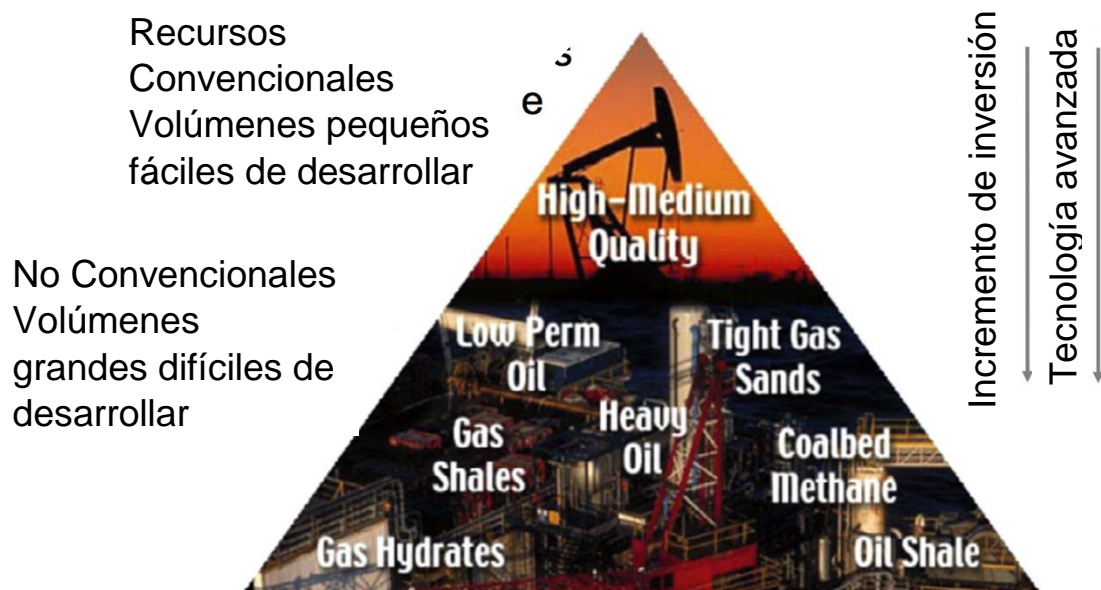
La abundancia relativa de los recursos convencionales y no convencionales usualmente se representa mediante un triángulo, denominado triángulo de recursos. Este triángulo fue propuesto inicialmente por Masters (1979) y se basa en la idea

---

<sup>2</sup> MA, Zee y HOLDITCH, Stephen. Unconventional Oil and Gas Resource Handbook, Evaluation and Development. Waltham, Massachusetts: Elsevier, 2016. p. 4

de que todos los recursos naturales se distribuyen de manera logarítmica en la naturaleza. Esto quiere decir que, si se está planeando encontrar oro, plata, hierro, zinc, petróleo, gas natural o cualquier tipo de recurso, los depósitos de mejor calidad son pequeños en tamaño, aunque una vez se encuentren son extraídos fácilmente.

Figura 2. Triangulo de recursos, aplicado a los hidrocarburos.



Tomado de: HOLDITCH, Stephen. Unconventional oil and gas resource developments – Let's do it right. En: Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. 2013. Vol.1, No. 2. p. 3

Para el caso específico del petróleo y el gas, Holditch desarrollo un triángulo como el que observa en la Figura 2. A medida que se va a la base del triángulo, la calidad del yacimiento va disminuir, lo que significa una extracción más complicada de los hidrocarburos. Estos yacimientos tienen una mayor extensión que los de alta calidad, pero requieren un precio alto del crudo y una tecnología mejorada para extraerlo. A pesar de que estos yacimientos sean difíciles de desarrollar, el punto favorable es que van a tener una mayor cantidad de hidrocarburos en órdenes de magnitud. Según el concepto de triangulo de recursos, se espera una distribución

logarítmica normal en todas las cuencas de las que se haya producido aceite y gas. Por esta razón, las regiones petroleras más importantes del mundo, como el medio oriente, van a tener volúmenes extremadamente grandes de yacimientos de baja calidad, pero no se han visto todavía en la necesidad de explotarlos. De esta manera cualquier cuenca en el mundo en la que se hayan explotado yacimientos convencionales por más de 100 años debe tener gran cantidad de hidrocarburos en los yacimientos no convencionales, esperando para ser descubiertos y explotados.

Previo a la caída de los precios del crudo durante el año 2014 y 2015, la explotación de yacimientos no convencionales, especialmente en Norte América, estaba en pleno crecimiento. Por ejemplo, en los Estados Unidos de América en el año 2014 se alcanzó una producción diaria promedio cercana al pico máximo de producción histórico que se obtuvo en este país en el comienzo de la década del 70.<sup>3</sup> A partir de la caída drástica de los precios ha retrocedido un poco este crecimiento, debido a que la producción de yacimientos no convencionales está impulsada por precios altos debido a los costos de las técnicas utilizadas para su explotación.

## **1.1. SHALE (LUTITAS)**

Las formaciones de shale son las rocas sedimentarias más abundantes de la corteza terrestre. En geología del petróleo, las formaciones de shale pueden encontrarse como rocas sello y rocas almacén. En ingeniería de yacimientos, las formaciones de shale son conocidas por ser barreras de flujo. Mientras tanto en perforación, la broca por lo general encuentra mayores volúmenes de lutitas que de arenas y estas conllevan a un gran número de problemas como el hinchamiento de arcillas. En el área de exploración sísmica, la intercalación de formaciones de shale con otro tipo de rocas forma buenos reflectores sísmicos.<sup>4</sup>

---

<sup>3</sup> ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. U.S. Field production of crude oil. En: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=MCRFPUS2&f=A>

<sup>4</sup> SPEIGHT, James. Shale Gas Production Processes. Waltham, Massachusetts: Elsevier, 2013, p. 3

Las lutitas son rocas fisibles, detríticas y de grano fino que se forman por la compactación de partículas de tamaño limo y arcilla. Debido a que son producto de la deposición de sedimentos de grano fino, se depositaron en ambientes relativamente tranquilos como el fondo del mar siendo compactadas por millones de años.<sup>5</sup> Cuando una cantidad significativa de material orgánico se ha depositado simultáneamente con los sedimentos, entonces la lutita puede contener material orgánico sólido, también conocido como kerógeno. Los shales suelen contener una mayor cantidad material orgánico en comparación con otro tipo de rocas y como consecuencia se pueden convertir en rocas generadoras de fluidos hidrocarburos, como lo son el crudo y el gas natural. Esto las convierte en las rocas madre de un sistema convencional, pero el desarrollo de los yacimientos no convencionales ha permitido que se conviertan también en una roca almacén. Cabe aclarar que las lutitas debido a su tamaño de grano fino y falta de permeabilidad, también pueden ser unas buenas rocas sello para entrapar los hidrocarburos. Entonces este tipo de rocas pueden cumplir cualquiera de las funciones del sistema convencional, como lo son generar, almacenar y prevenir el flujo de hidrocarburos.

Los shales, como ya se mencionó están compuestos principalmente por granos de tamaño arcilla, que son usualmente minerales arcillosos como la illita, caolinita y esméctica. Aunque también contienen otras partículas minerales de tamaño fino, como cuarzo, chert y feldespato. Otros constituyentes de estas rocas pueden ser las partículas orgánicas, carbonatos, mineral de óxido de hierro, minerales de sulfuro y granos minerales pesados. La presencia de todos estos minerales enunciados está determinada por el ambiente bajo el cual los constituyentes del shale fueron depositados.

---

<sup>5</sup> Ibid, p. 3.

Las formaciones de lutitas son las más predominantes en las cuencas sedimentarias, típicamente componen el 80% de lo que se atraviesa en una perforación<sup>6</sup>. Como ya se ha perforado a través de ella, las principales formaciones de shale ricas en contenido orgánico ya se han identificado en la mayoría de las regiones del mundo. Generalmente se conoce suficiente historia geológica para predecir las formaciones de shale que probablemente van a contener gas, crudo o una mezcla de las dos. En ese caso se podría pensar que no existe una necesidad de realizar grandes esfuerzos de exploración, ni de realizar una inversión importante. Sin embargo, la cantidad de hidrocarburos presentes y particularmente la cantidad de estos que se puede recobrar técnicamente y económicamente, solo se puede conocer hasta haber perforado y probado una serie de pozos.

Cada formación de shale tiene características geológicas diferentes que afectan la manera en la cual van a ser productor los hidrocarburos, la tecnología requerida y lo económica que pueda ser su producción. Las diferentes partes de los depósitos de shale también van a tener características distintas, algunas de ellas pueden ofrecer una mejor producción que en el resto de la formación, generalmente esto se da por la presencia de fracturas naturales que mejoran la movilidad del fluido en la roca.

La calidad de un yacimiento de shale se obtiene de su potencial de hidrocarburos, la cantidad de hidrocarburos presente y la deliverabilidad de estos por parte de la formación. La calidad de completamiento representa el potencial para ser estimulado o, la capacidad de crear fracturas y mantener su área superficial. Algunas de las variables importantes involucradas en la calidad del yacimiento, son el carbono orgánico total (TOC), madurez térmica, materia orgánica, composición mineralógica, litología, porosidad efectiva, saturación de fluidos, permeabilidad y presión de formación.<sup>7</sup>

---

<sup>6</sup> *Ibíd.*, p. 4

<sup>7</sup> PASSEY, Quinn, et al. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs. Beijing: SPE, 2010. SPE-131350-MS.

### 1.1.1. Desarrollo de shales en el mundo

Los recursos de shale de gas y aceite, se encuentran en formaciones que contengan acumulaciones significativas de aceite y/o gas. Algunos yacimientos no convencionales, como el gas en areniscas apretadas han sido desarrollados ya por un tiempo considerable. Pero el suceso de los yacimientos de lutitas, no se dio hasta el 2006 aproximadamente cuando se obtuvo el suceso comercial del Shale de Barnett, esto llevo a explotar otros yacimientos de shale en EEUU como Fayetteville, Haynesville, Woodford, Eagle Ford, Marcellus, Niobara, Bossier y Bakken, entre otros. Primero se comenzó con la producción de gas natural en estos yacimientos, pero hacia 2010 muchas formaciones de aceite comenzaron a ser explotados en las mismas cuencas productoras de gas.

Como se mencionó anteriormente el Barnett Shale fue el impulsor del auge de la exploración de shale en EEUU. Pero para desarrollar esta formación de una manera económicamente viable, se requirieron 20 años de experiencia. Los inicios del Barnett se remontan a 1981, cuando Mitchell Energy & Development Corporation perforo un pozo exclusivamente para producir gas de este shale. Pero el pozo perforado no brindo una buena respuesta, tuvieron que pasar 20 años de innovaciones en el campo de la perforación y el completamiento, y también un incremento sustancial en los precios de los hidrocarburos para que se tuviese el ambiente adecuado que volviera este yacimiento uno económicamente viable.<sup>8</sup>

Primero se comenzó a utilizar el fracturamiento hidráulico en pozos verticales para recuperar el gas atrapado, pero como consecuencia se veía un alto caudal inicial seguido por una declinación rápida. Entonces los operadores dedujeron que se requiera una mayor área de contacto del pozo con la formación, es ahí donde se comenzaron a unir las técnicas de fracturamiento hidráulico y pozos horizontales.

---

<sup>8</sup> BOYER, Chuck, et al. Shale Gas: A Global Resource, Oilfield Review. Schlumberger, 2011. p. 2.

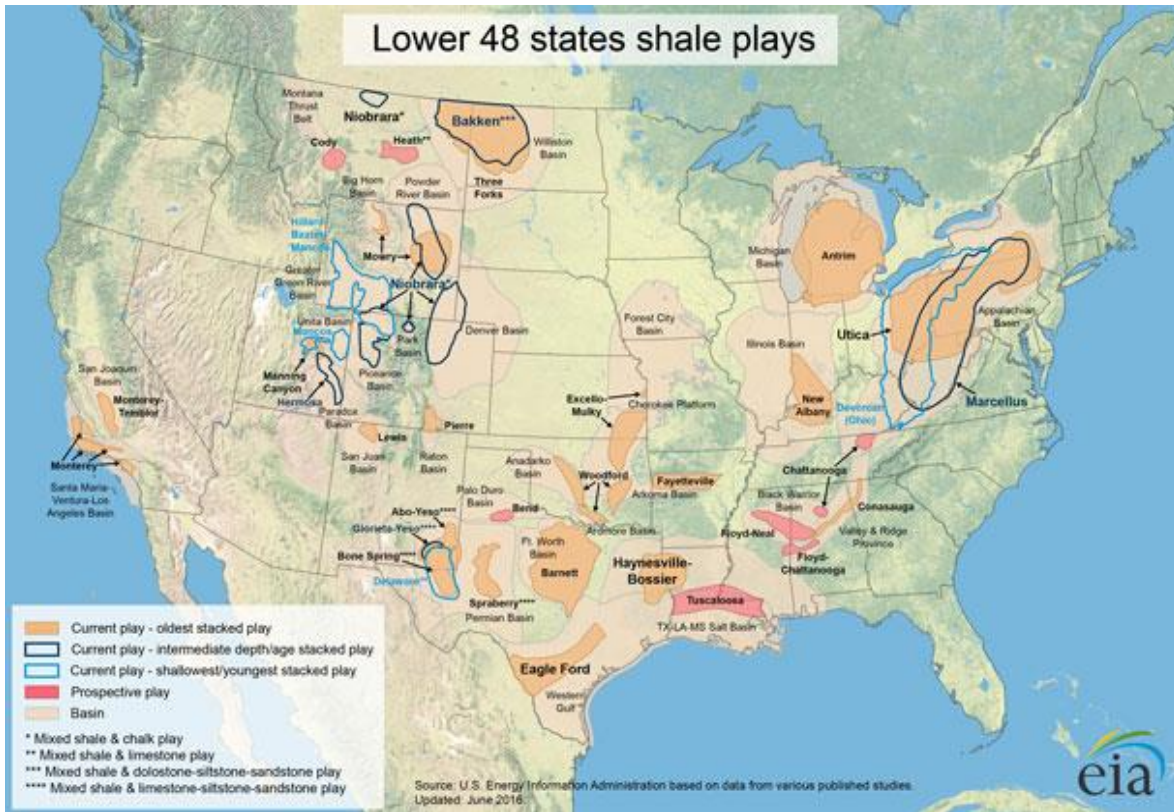
Con la aplicación de estas dos tecnologías juntas, las compañías probaron que se podían recuperar volúmenes económicos de hidrocarburos en el Barnett. Para seguir con el suceso de este yacimiento, las compañías operadoras se enfocaron en encontrar otros shales que pudieron tener el mismo éxito. Entonces un gran número de formaciones que fueran ignoradas por mucho tiempo por la industria, comenzaron a ser de gran interés. Como evidencia del suceso de la explotación de los shales, el Barnett se convirtió en la formación más productora de gas en EEUU en el 2008, con una contribución del 7% de todo el gas natural producido en los 48 estados de EEUU. Para el año 2015 ya la participación de shales en la producción nacional de gas natural se incrementó a un 56% y la producción de crudo de los shales representaba un 50%.<sup>9</sup>

La localización exacta de las formaciones de shale en EEUU se puede observar en la Figura 3, para shale gas las formaciones de mayor importancia son el Barnett (Texas), Haynesville (Este de Texas y Louisiana) y Marcellus (Ohio/Pennsylvania). Mientras que para crudo son el Bakken (Dakota del Norte), Eagle Ford (Texas) y la cuenca del Permian (Texas y Nuevo México). De todos estos se observa que el de mayor extensión es el Marcellus, que coincidentalmente es el mayor yacimiento de gas natural del país. Además, también se encuentran en esta figura los prospectos de yacimiento que se están explorando actualmente y se van a explotar en un futuro cercano, entre estos se encuentran el Tuscaloosa, Cody y Heath.

---

<sup>9</sup> BRITISH PETROLEUM. BP Statistical Review of World Energy. BP, 2016.

Figura 3. Mapa de los yacimientos de shale presentes en los EEUU.



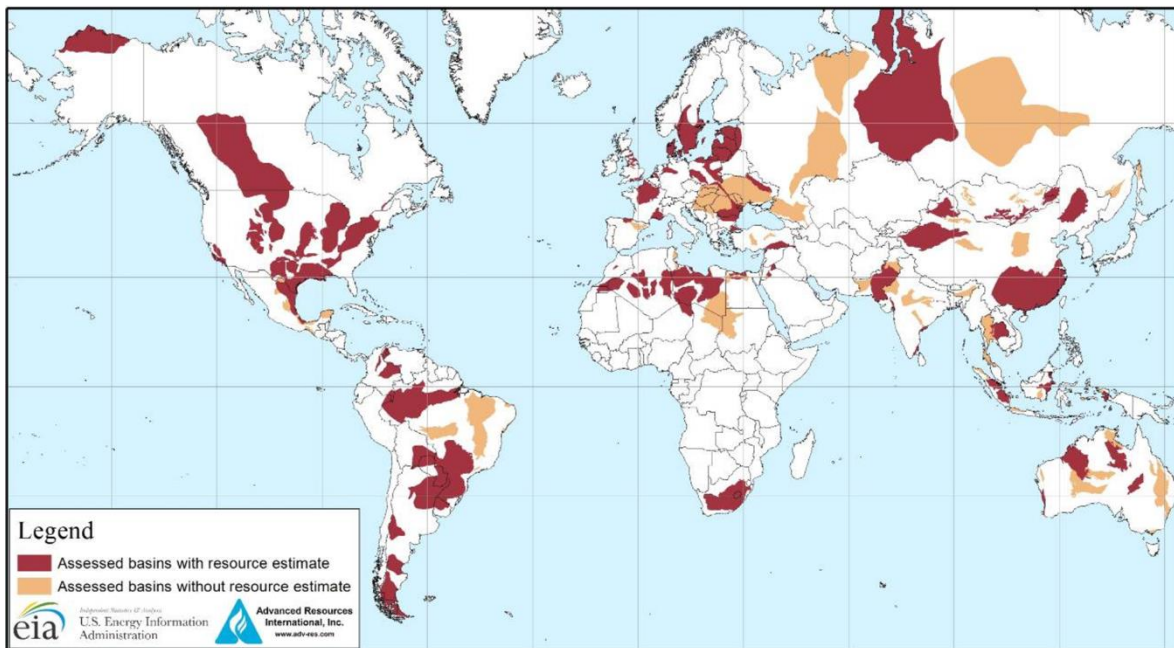
Tomado de: U.S. Energy Information Administration. EIA, 2016.

[https://www.eia.gov/energy\\_in\\_brief/article/shale\\_in\\_the\\_united\\_states.cfm](https://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm)

A partir del 2011 el EIA (Energy Information Administration) y el ARI (Advanced Resources International) comenzaron a evaluar las formaciones de shale por fuera de los Estados Unidos, inicialmente se realizó un estudio para formaciones de shale de gas en la cual se evaluaron 69 formaciones de shale en 32 países. Posterior a este se amplió el estudio en el año 2013, para tener en cuenta las formaciones de shale de petróleo en el mundo, entonces en este caso se evaluaron 137 formaciones en 41 países, sin incluir a EEUU. La figura 4 corresponde a un mapa en el cual se pueden observar todas las formaciones evaluadas en este reporte, incluyendo las formaciones de EEUU. Todas las formaciones fueron estudiadas, pero en algunas

no se pudo desarrollar un cálculo estimado de reservas y la distinción entre los dos grupos de formaciones esta descrita en el mapa.

Figura 4. Mapa mundial de las cuencas evaluadas por el EIA a mayo de 2013, que contienen formaciones de shale de gas y petróleo.



Tomado de: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. EIA, 2013. p.4.

De acuerdo con la EIA los países con mayor número de recursos técnicamente recuperables de shale de gas y crudo se encuentran en la Tabla 1 y 2. Argentina se posiciona como el segundo país con mayor número de reservas de shale de lo que la perfila como uno de los mayores productores de hidrocarburos a mediano y largo plazo si se hace un desarrollo apropiado de las tecnologías requeridas para seguir explotando estos yacimientos. Actualmente se está desarrollando el yacimiento Vaca Muerta, que es la principal formación de Shale en Argentina. Una característica geológica a destacar es el espesor de la formación, ya que cuenta

con un espesor de entre 60 y 520 metros lo que permite en algunos casos el uso de perforación vertical con la cual se reducen los costos de extracción y lo vuelven más económicamente viable.<sup>10</sup> El éxito de este yacimiento también se debe principalmente a sus enormes reservas de petróleo y gas. Vaca Muerta tiene un potencial de obtención de gas de 308 Tscf y cuenta con reservas de petróleo que alcanzan los 16.2 MMSTB, lo que significa 10 veces las reservas de Argentina previas a la evaluación de este yacimiento.<sup>11</sup>

Tabla 1. Los 10 países con mayor número de reservas técnicamente recuperables de shale de petróleo.

Posición	País	Shale oil (MMMSTB)
1	Rusia	75
2	Estados Unidos	58
3	China	32
4	Argentina	27
5	Libia	26
6	Venezuela	13
7	México	13
8	Pakistán	9
9	Canadá	9
10	Indonesia	8
	<b>Total mundial</b>	<b>345</b>

Tomado de: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. EIA, 2013. p.10.

<sup>10</sup> YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES. Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Desafío energético: Vaca Muerta. En: <https://www.ypf.com/energiaypf/Paginas/vaca-muerta.html>

<sup>11</sup> ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. EIA, 2013. p.10.

Otro país con un alto potencial de shales es Rusia que posee la mayor cantidad de reservas de shale de petróleo técnicamente recuperables. Algunos investigadores inclusive creen que solo el yacimiento Bazhenov ubicado en Siberia occidental puede contener cientos de billones de barriles de crudo (MMMSTB). China por su parte actualmente tiene un plan ambicioso con respecto al gas natural que se encuentra en los shales, ellos esperan producir entre 60 y 100 MMMm<sup>3</sup> en el 2020. Este país también está obligado a comenzar a desarrollar este potencial de yacimientos no convencionales dado que es máximo consumidor de energía en el mundo. En el año 2013 el gobierno chino entrego un plan detallado para re balancear el uso de las energías para que el carbón represente menos del 65% del suministro total de energía en el año 2017. El desarrollo de sus recursos nacionales seguramente reducirá su dependencia en la importación de gas y va a permitir el crecimiento de su económica haciéndola más sostenible.<sup>12</sup>

Tabla 2. Los 10 países con mayor número de reservas técnicamente recuperables de shale de gas.

Posición	País	Shale gas (TScf)
1	China	1115
2	Argentina	802
3	Alergia	707
4	Estados Unidos	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390

<sup>12</sup> MA. Op. Cit., p. 36.

9	Rusia	285
10	Brasil	245
	<b>Total mundial</b>	<b>7299</b>

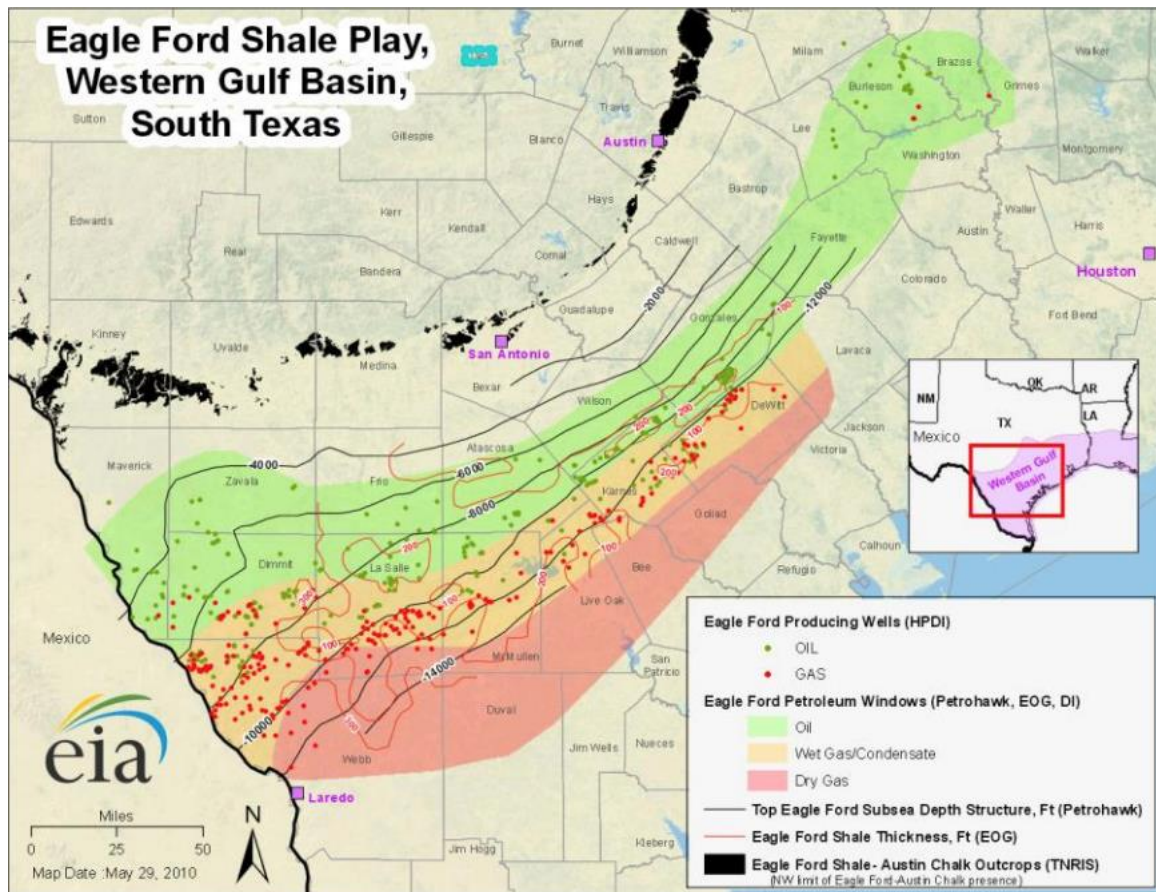
Tomado de: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. EIA, 2013. p.10.

En los últimos años, la experiencia obtenida en los shales de Norte América se ha comenzado aplicar a nivel mundial. Incluso se están evaluando yacimientos de shale gas en bastantes países del medio oriente, donde los yacimientos convencionales son de los más prolíficos. Las lecciones aprendidas en el Barnett y en otros yacimientos de EEUU generalmente se transfieren a otros yacimientos a nivel mundial o por lo menos se pueden utilizar como punto de partida para la curva de aprendizaje en áreas nuevas. Aparentemente se acerca una globalización del desarrollo de yacimientos no convencionales, sin embargo, existen diversos desafíos, incluyendo la volatilidad de los precios de los hidrocarburos, lo cual ha impactado desde el 2014 a la industria petrolera.

### 1.1.2. Eagle Ford

El shale de Eagle Ford es un yacimiento de gas y petróleo ubicado en la cuenca Texas Maverick. El yacimiento tiene un alto contenido de líquido lo que lo hace más llamativo para su explotación. Debido a esto se han definido tres zonas dentro de la misma formación: una zona de crudo, una zona de gas condensado y otra de gas seco. En la figura 5 se muestra un mapa de la zona de Texas donde se encuentra el yacimiento y dentro de él se encuentra delimitadas las zonas correspondientes a cada tipo de fluido, también se pueden observar los pozos productores a la fecha y en qué lugares aflora la formación.

Figura 5. Mapa del Eagle Ford y sus zonas de acuerdo al tipo de fluido.



Tomado de: ENERGY INFORMATION ADMINISTRARION. Updates to the EIA Eagle Ford Play Maps. EIA, 2013. p.9.

El shale de Eagle Ford fue descubierto por la compañía Petrohawk en el 2008 y el pozo inicial para iniciar su exploración está ubicado en el campo Hawkville en el Condado la Salle, Texas. Al año 2010, había 162 pozos completados en el Eagle Ford, como también 690 permisos para pozos.<sup>13</sup>

El Eagle Ford tiene aproximadamente 20.81 TScf de gas técnicamente recuperable, 4.4 Tscf para el gas condensado y 16.4 TScf de gas seco, y 3.35 MMSTB de crudo

<sup>13</sup> ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and shale Oil Plays. EIA, 2011. p.29.

técnicamente recuperable. El recobro final estimado (EUR) de la zona de aceite es de 300MSTB por pozo, para la zona de condensado este valor es aproximadamente 4.5 MMMScf y 5.5 MMMscf para el gas seco.

En la tabla 3 se presentan los valores promedio de las propiedades que fueron estimadas en el Eagle Ford. Allí están incluidos la profundidad, espesor, porosidad y el contenido orgánico total.

Tabla 3. Valor promedio de propiedades del Eagle Ford.

Propiedad	Valor Promedio
Profundidad (ft)	7000 (4,000-14,000)
Espesor (ft)	200 (50-300)
Porosidad (%)	9
Contenido Orgánico Total (% en peso)	4.25

Tomado de: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. EIA, 2011. p.30.

El shale de Eagle Ford se destacó frente a los otros yacimientos de shale en EEUU por su capacidad de producir más crudo que los shales tradicionales, entre ellos el Barnett. La formación se caracteriza por tener un alto porcentaje de carbonatos y, por ser más somera e incrementar el contenido de shale a medida que se mueve a noroeste. El alto contenido de carbonato hace que sea más frágil y de esta manera se facilita una estimulación por fracturamiento hidráulico. La formación es del Cretácico Superior, limita en la parte superior con el Austin Chalk y en la parte inferior con el Buda Lime a una profundidad promedio entre 4000 y 12000 pies. Antes de estudiarse como un yacimiento no convencional económicamente

rentable, era conocido por ser la roca madre del Austin Chalk y los campos gigantes ubicados en el este de Texas.

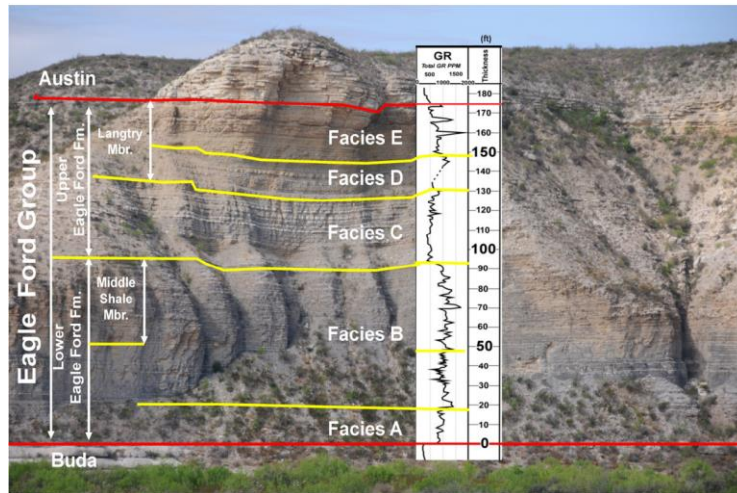
Desde un aspecto geológico esta formación se puede dividir principalmente en dos el Eagle Ford superior y en inferior. Una clasificación más rigurosa permite clasificar en 5 subfacies verticales y las mismas son nombradas de la letra A hasta la E (De base a tope), como lo muestra la figura 6. La zona B es rica en contenido orgánico y por lo tanto es la principal productora de este yacimiento lo que la lleva a ser la de mayor interés para ser estudiada en detalle. La clasificación de zonas puede ser aún más amplia, debido al carácter altamente heterogéneo de esta formación, ya que incluso en una misma subfacie pueden existir diferencias significativas de las propiedades lateralmente a través de un pozo horizontal.<sup>14</sup>

Las muestras utilizadas en este estudio, provienen de la zona B que es la de mayor interés, como se mencionó previamente. Estas son afloramientos que se recolectaron en un punto cercano a la frontera entre Estados Unidos y México, en el cual sobresalen en superficie las 5 facies del Eagle Ford como lo muestra la Figura 6. En la figura 7 se puede observar un mapa de la ubicación aproximada de los lugares de recolección de muestras para este estudio, estos se conocen con el nombre de Antonio Creek y Lozier Canyon. Allí se pueden recolectar muestras de cualquiera de las 5 facies ya que en determinado lugar una de estas facies está aflorando en un lugar que permite la toma de una muestra sin necesidad de cualquier tipo de maquinaria.

---

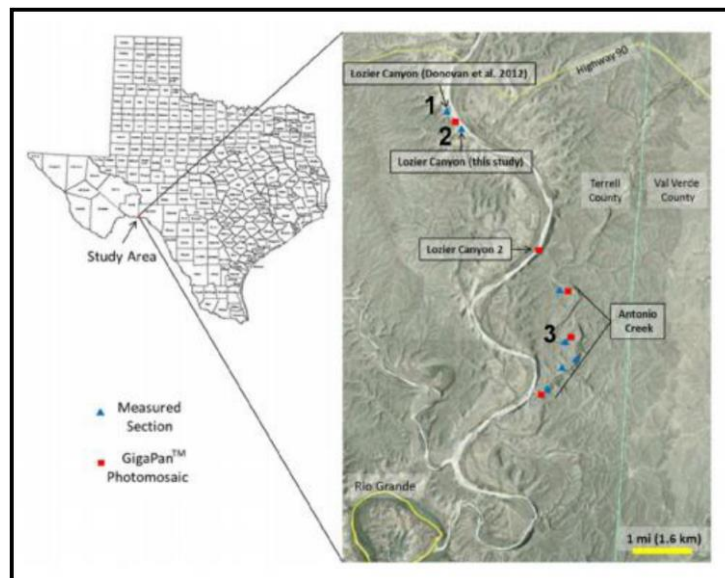
<sup>14</sup> DONOVAN, A., et al. The Eagle Ford Outcrops of West Texas: A Laboratory for Understanding Heterogeneities with Unconventional Mudstone Reservoirs. GCAGS Journal, vol. 1. 2012.

Figura 6. Afloramiento del Eagle Ford con su respectiva clasificación geológica.



Tomado de: DONOVAN, Art., et al. The Eagle Ford Outcrops of West Texas: A Laboratory for Understanding Heterogeneities with Unconventional Mudstone Reservoirs. GCAGS Journal, vol. 1. 2012. p.168.

Figura 7. Mapa geográfico de Antonio Creek y Lozier Canyon.



Tomado de: GARDNER, Rarner., et al. Comparative Stratigraphy of the Eagle Ford Group Strata in Lozier Canyon and Antonio Creek, Terrel County, Texas. GCAGS Journal, vol. 2. 2013.

### 1.1.3. Shales en Colombia<sup>15</sup>

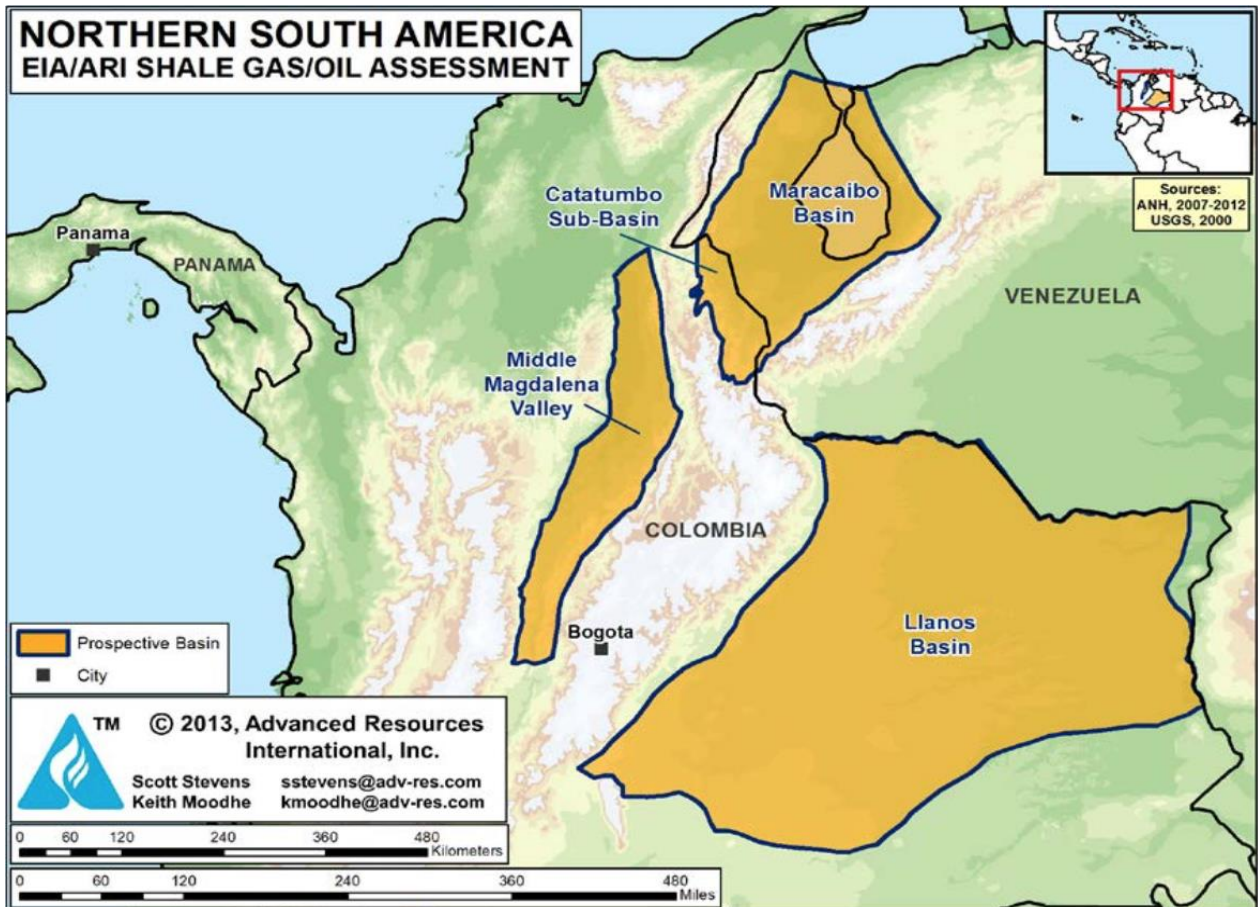
Colombia actualmente cuenta con un potencial interesante de formaciones de shale depositadas en el cretácico al igual que el Eagle Ford. Las tres cuencas principales que cuentan con una prospectiva para la explotación de shales son: el Valle Medio del Magdalena, Llanos, y Catatumbo, esta última está asociada con la cuenca de Maracaibo localizada en Venezuela (Figura 8). Las formaciones La Luna, Capacho y Gacheta son shales ricos en contenido orgánicos que han alimentado a la mayoría de los yacimientos convencionales de gas y crudo producido en Colombia. En la tabla 4 se muestran algunas propiedades de yacimiento, extensión física y cantidad de recursos para las 3 cuencas nombradas previamente, Algunas empresas como Ecopetrol, ConocoPhillips, ExxonMobil, Shell y otras han iniciado la exploración de shale en Colombia.

Las reservas de gas y petróleo técnicamente recuperables para Colombia son de 167 Tscf y 13.4 MMMSTB, respectivamente. Colombia inicialmente realizó registros de pozo sobre 230 ft de la formación sobre-presionado de La Luna, donde se obtuvo una porosidad del 14%. Los Shales oscuros de las formaciones La Luna y Capacho se caracterizan por tener un espesor de 500 ft, profundidad de 10000 ft, rocas calcáreas y un TOC promedio entre 2-5%. La madurez térmica de las dos formaciones muestra que el yacimiento comprende ventanas de gas seco, gas húmedo y crudo.

---

<sup>15</sup> ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Op. Cit., p. IV-1

Figura 8. Cuencas de shale con potencial de hidrocarburos en el norte de Suramérica.



Tomado de: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. EIA, 2013. p. IV-1.

Tabla 4. Características y recursos de Shales en el norte de Suramérica.

<b>Información General</b>	Cuenca	Valle Medio del Magdalena		Llanos
	Formación de Shale	La Luna/Tablazo		Gacheta
	Edad Geológica	Cretáceo		Cretáceo
	Ambiente Deposicional	Marino		Marino
<b>Extensión Física</b>	Área con potencial (mi)	2390	200	1820
	Espesor rico en orgánicos (ft)	1000	1000	1000
	Espesor neto (ft)	300	300	500
	Intervalo de profundidad (ft)	3300-16400	3300-10000	13000-16400
	Profundidad promedio (ft)	10000	8000	14500
<b>Propiedades del Yacimiento</b>	Presión de yacimiento	Altamente Sobrepresionado	Altamente Sobrepresionado	Moderadamente Sobrepresionado
	TOC promedio (% en peso)	5	5	2
	Madurez térmica (% Ro)	0.85	1.15	0.85
	Contenido de arcillas	Bajo	Bajo	Bajo
<b>Recursos</b>	Fase del petróleo	Petróleo	Condensado	Petróleo
	Concentración de OIP (MMSTB/mi <sup>2</sup> )	57	26.1	28
	OIP estimado (MMMSTB)	76.3	2.9	12.6
	Crudo Técnicamente recuperable (MMMSTB)	4.58	0.18	0.63
	Fase del gas	Gas asociado	Gas húmedo	Gas asociado
	Concentración de GIP (MMSScf/mi <sup>2</sup> )	88	150.3	40.4
	GIP estimado (TScf)	117.8	16.8	18.2
	Gas Técnicamente recuperable (TScf)	14.1	4.2	1.8

Tomado de: ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. EIA, 2013. p. IV-3.

### **1.1.3.1. Cuenca del Valle Medio del Magdalena**

La cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) se ubica entre la cordillera oriental y la central, y está a una distancia de 150 millas al norte de Bogotá. Dicha cuenca es la más explorada en Colombia para la producción de crudo y gas, con aproximadamente 40 campos descubiertos.

La formación La Luna es la principal roca madre del VMM, es un shale oscuro y rico en contenido orgánico, depositado en ambiente marino. La Luna está compuesta por tres miembros: La Salada, Pujamana y Galembó, de estos tres Salada es la de mayor riqueza orgánica y tiene un espesor de 150 metros. Por debajo de La Luna se encuentra la formación Tablazo/Rosablanca que tiene entre 480-920 ft de espesor, ella también tiene un TOC alto y, abarca la ventana de aceite y gas húmedo.

Como se mencionó antes el shale de La Luna es rico en contenido orgánico, con un promedio de 5% de TOC y principalmente con kerógeno tipo II. La evaluación realizada predijo un área bastante grande para la ventana de aceite y una ventana diez veces más pequeña para gas húmedo. Canacol Energy ha participado en la evaluación de esta cuenca y noto que el espesor de La Luna y Tablazo/Rosablanca era de 1200-1800 ft y 480-920 ft, respectivamente. La porosidad del shale fue estimada entre 3% y 14% por parte de Canacol.

Ecopetrol anuncio su programa de exploración en los inicios del 2011 y perforo el pozo estratigráfico La Luna-1 en el 2012. Una ventaja para Ecopetrol es que ha estado perforando pozos horizontales en el VMM para yacimientos convencionales en los últimos años, lo que les provee unas buenas bases para el desarrollo de los shales de esta cuenca utilizando esta tecnología. Otra de las empresas que tiene presencia en la cuenca es Canacol, en el 2013 esta compañía se unió con

ConocoPhillips, ExxonMobil y Shell para realizar exploración en el área asignada a Canacol.

La formación de La Luna ha sido comparada por varios investigadores con el Eagle Ford de Estados Unidos y si ha llegado a la conclusión de que poseen algunas características similares que podrían permitir usar las experiencias en esta formación como un punto de partida para evaluar y explotar la formación La Luna. Ambas formaciones tuvieron un ambiente de depositación similar relacionado con un aumento relativamente rápido del nivel del mar. A su vez también ambas poseen en su mayoría Kerógeno tipo II lo que va a dar como resultado una amplia zona de condensados<sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup> WALLS, Joel; CERON, Maria y ANDERSON, Juliana. Characterizing Unconventional Resource Potential in Colombia; a Digital Rock Physics Project. Denver: URTEC, 2014. URTEC-1913256-MS. p.2.

## 2. GENERALIDADES DE LAS FRACTURAS Y EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

### 2.1. FRACTURAS

Las fracturas se definen como planos a lo largo de los cuales los esfuerzos han generado una pérdida parcial de cohesión de la roca, también son conocidos como planos de debilidad. Con frecuencia las fracturas pueden ser confundidas con fallas, teóricamente su principal diferencia es la ausencia de movimiento paralelo a la superficie de la fractura, es decir, las fracturas no tienen movimiento aparente entre las superficies de la fractura, aunque en la realidad esto no se diferencia con tanta facilidad<sup>17</sup>.

Las fracturas pueden encontrarse en tamaños desde micro fisuras hasta fracturas continentales, pueden limitarse a una sola capa de roca o propagarse por diferentes capas y formaciones rocosas. En términos geológicos, una fractura es cualquier discontinuidad plana o curva que se ha formado como resultado de una deformación frágil de la capa terrestre<sup>18</sup>.

A pesar de ser altamente comunes, la formación de las fracturas es un proceso que no es entendido en su totalidad debido a su alta complejidad<sup>19</sup>. Se conoce que las fracturas se generan por la aplicación de esfuerzos, estos pueden ser de diferente origen, como lo son: (a) esfuerzos tectónicos relacionados a la deformación de la roca; (b) esfuerzos residuales de eventos geológicos previos a la formación de la fractura; (c) encogimiento, producto del enfriamiento del magma o desecado de sedimentos; (d) movimientos superficiales de la tierra o movimiento de glaciares; (e)

---

<sup>17</sup> SINGHAL, B. y GULPA, R. Applied Hydrogeology of Fractured Rocks. 2 ed. Springer, 2010 .p 15.

<sup>18</sup> TIAB, Djebbar y DONALDSON, R. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2 ed. Elsevier, 2004. p 488.

<sup>19</sup> SINGHAL. Op cit., p. 15.

descarga de peso por erosión y (f) el efecto del clima, la dilatación se caracteriza por generar fracturas irregulares y extensas, la disolución puede causar cavidades en las rocas y/o fracturas<sup>20</sup>.

Estas grietas pueden tener efectos positivos en la vida productiva de un yacimiento, ya que, a pesar de no afectar la permeabilidad total del volumen poroso, generan un camino por el cual el fluido puede fluir con menos restricciones. Por otro lado, no siempre generan un efecto positivo en la producción, ya que una fractura puede aislar una zona de interés e impedir el flujo de fluidos desde dicha zona hasta el pozo<sup>21</sup>.

### **2.1.1. Clasificación de las fracturas**

Las fracturas se pueden clasificar según las (a) condiciones de esfuerzo-deformación o por el (b) esfuerzo geológico que la generó.

(a) Condiciones de esfuerzo-deformación<sup>22</sup>:

1. Fracturas por cizallamiento, estas presentaron un desplazamiento paralelo al plano de fractura. Se generan cuando los esfuerzos principales son compresivos.
2. Fracturas por compresión, este tipo de fracturas tienen un movimiento perpendicular al plano de la fractura, se forman perpendiculares a la dirección del esfuerzo mínimo. Son resultado de la compresión y pueden presentar cizallamiento.

---

<sup>20</sup> Ibid., p. 15-16.

<sup>21</sup> U.S. NATIONAL COMMITTEE FOR ROCK MECHANICS. Rock Fractures and Fluid Flow: Contemporary Understanding and Applications. Washington, D.C.: National School of Sciences, 1996. p. 15.

<sup>22</sup> TIAB, et al. Op cit., p. 490-491.

3. Fracturas por tensión, tienen un movimiento perpendicular al eje de la fractura. El esfuerzo máximo compresivo es negativo, es decir, es un esfuerzo de tensión.

La figura 9, es una representación gráfica de los tipos de fracturas generados por diferentes condiciones de esfuerzo-deformación, (1) muestra un típico movimiento por cizallamiento; (2) es un ejemplo de una fractura por compresión; (3) representa las fracturas generadas por un esfuerzo máximo de tensión, estas no presentan cizallamiento ya que el esfuerzo es aplicado perpendicular al plano de fractura<sup>23</sup>.

(b) Por esfuerzo geológico<sup>24</sup>:

1. Fracturas tectónicas: la forma, orientación, distribución y morfología de este tipo de fracturas está asociado a los eventos tectónicos locales.
2. Fracturas regionales: estos sistemas de fracturas se caracterizan por no presentar cambios en su orientación a lo largo de su longitud. Se pueden diferenciar de las fracturas tectónicas ya que las regionales tienen geometrías más consistentes y simples y por lo general un espaciado mayor.
3. Fracturas contraccionales: éstas se generan como resultado de una reducción en el volumen de la roca.

Cabe mencionar que las fracturas también pueden formarse debido a cambios en la mineralogía de la roca, especialmente si son rocas carbonatadas o lutitas. Cambios químicos de la roca como por ejemplo la dolomitización generan cambios de volumen y posteriormente sistemas de fracturas complejos<sup>25</sup>.

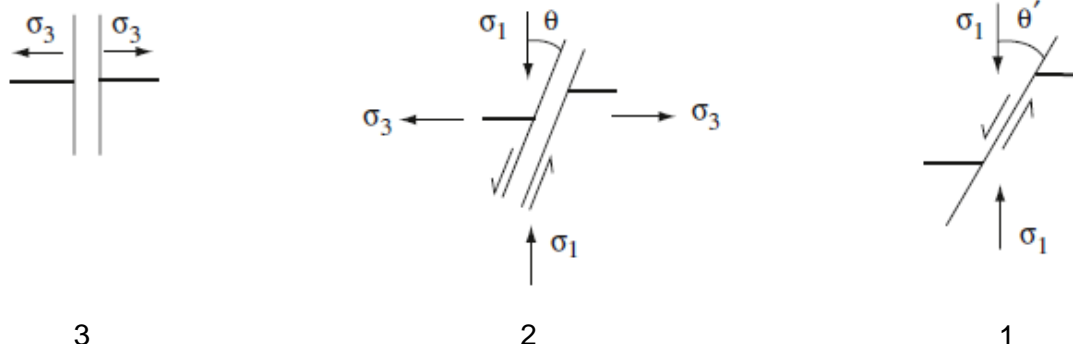
---

<sup>23</sup> SINGHAL, et al. Op cit., p. 16-17.

<sup>24</sup> TIAB, et al. Op cit., p. 491-492.

<sup>25</sup> Ibid., p. 492.

Figura 9. Clasificación de fracturas por su condición de esfuerzo-deformación.



Tomado de: SINGHAL, B. y GULPA, R. Applied Hydrogeology of Fractured Rocks. 2 ed. Springer: 2010. p. 17.

### 2.1.2. Yacimientos naturalmente fracturados (YNF)

Los YNF son muy complejos y difíciles de evaluar. Lograr una correcta evaluación, predicción y planeación en este tipo de yacimientos requiere de una recolección de datos significativa de la distribución de las fracturas a lo largo de yacimientos. Es debido a esto que en la mayoría de los estudios se asumen diferentes características de las fracturas, como por ejemplo que están totalmente abiertas y que tienen un impacto positivo al flujo. R.A. Nelson identificó cuatro tipos de YNF basado en el efecto de las fracturas sobre la porosidad y permeabilidad de la matriz de la roca, son los siguientes<sup>26</sup>:

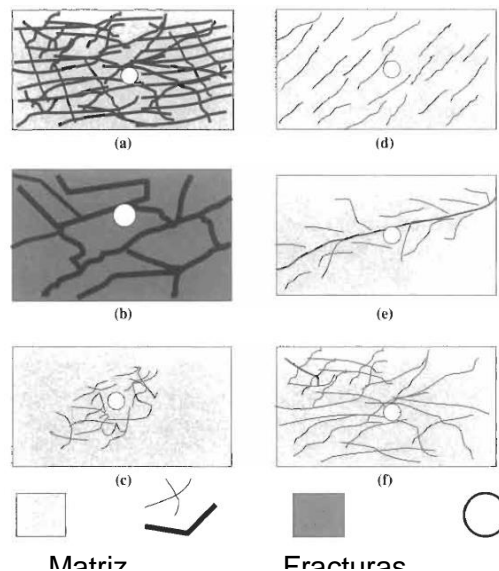
1. Tipo 1: las fracturas proveen toda la capacidad para almacenar fluidos y su permeabilidad. Figura 10 (a)
2. Tipo 2: La matriz tiene buena permeabilidad, las fracturas adicionan permeabilidad y canales de flujo que resultan en altos caudales de flujo al producir estos yacimientos

<sup>26</sup> TIAB, et al. Op cit., p. 493.

3. Tipo 3: La permeabilidad de la matriz es casi nula, pero contiene el hidrocarburo. Las fracturas dan la permeabilidad necesaria para producir estos yacimientos.
  
4. Tipo 4: Las fracturas están llenas de minerales, formando barreras para la migración de los fluidos y genera porciones aisladas de hidrocarburos en bloques relativamente pequeños. Figura 10 (b).

La figura 10 representa algunos de los tipos de yacimientos naturalmente fracturados que se pueden encontrar. Se puede observar que los YNF son altamente heterogéneos, pero definir el origen y tipo de las fracturas en él puede llevar a un mejor entendimiento y modelamiento del yacimiento.

Figura 10. Diferentes tipos de yacimientos naturalmente fracturados.



Tomado de: TIAB, Djebbar y DONALDSON, R., Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2 ed. Elsevier: 2004. p.

### 2.1.3. Morfología de las fracturas

Un parámetro importante que afecta la porosidad y permeabilidad de las fracturas es la morfología del plano de fractura. Esta morfología puede ser observada en muestras de corazonamiento o muestras de afloramientos, también pueden determinarse por medio de registros de pozo. Existen cuatro morfologías básicas para un plano de fractura natural, estas son<sup>27</sup>:

1. Fracturas abiertas, se caracterizan por no tener deformaciones ni minerales dentro de la fractura. Estas fracturas son excelentes canales de flujo dentro del yacimiento, su permeabilidad es función del ancho de la fractura.
2. Fracturas deformadas, estas se forman por deformaciones dúctiles o por cambios físicos en fracturas abiertas.
3. Fracturas con minerales, se caracterizan por contener altas concentraciones de minerales en ellas como consecuencia de diagénesis. Normalmente, el material cementante que resulta de la diagénesis secundaria en cuarzo, carbonatos o los dos. Por lo general, estas fracturas actúan como barreras de flujo.
4. Fracturas tipo “vuggy”, estas fracturas se generan cuando un fluido entra dentro de un medio poroso de permeabilidad baja y hay una disolución de la roca por el fluido. Por lo general, el efecto más importante de estas fracturas se ve en la aparición de porosidad secundaria.

A pesar de la gran importancia de los YNF, este estudio se basa en fracturas que fueron inducidas en una muestra de roca de un afloramiento del yacimiento Eagle

---

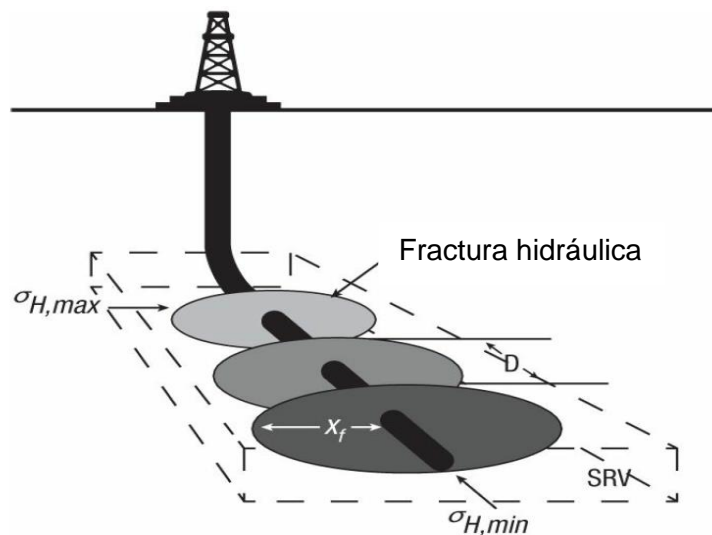
<sup>27</sup> *Ibíd.*, p. 37.

Ford, cabe resaltar que esta es una formación naturalmente fracturada, es por esto que se debe tener en cuenta su efecto sobre las condiciones de flujo de fluidos a través de esta formación.

## 2.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (FRACTURAS INDUCIDAS)

Una fractura inducida dentro de un yacimiento se puede generar por la inyección de fluidos a alta presión, esta presión debe ser mayor al esfuerzo horizontal mínimo para que inicie la propagación de la fractura, dicha propagación se dará en la dirección del esfuerzo horizontal máximo, tal y como se observa en la figura 11. Una inyección continua puede asegurar la propagación y apertura de la fractura. A este proceso se le conoce como, fracturamiento hidráulico<sup>28</sup>.

Figura 11. Fracturas inducidas por inyección de agua.



Tomado de: ECONOMIDES, M., HILL, D., EHLIG-ECONOMIDES C., ZHU, D.  
Petroleum Production Systems. 2 ed. Prentice Hall, 2013. p. 517.

<sup>28</sup> ECONOMIDES, Michael, et al. Petroleum Production Systems. 2 ed. Prentice Hall, 2013. p. 514.

El fracturamiento hidráulico es un proceso exitoso dependiendo de las propiedades de la roca, especialmente de la permeabilidad. La figura 12 es una esquematización de como yacimientos con permeabilidades inferiores a 1 md para petróleo y 0.01 md para gas se pueden optimizar tanto en producción como en recuperación final de fluidos. Se observan diferencias mayores al 50% en las dos gráficas, lo cual demuestra las cualidades del fracturamiento hidráulico al tratar yacimientos de baja permeabilidad como lo son las arenas apretadas o las lutitas<sup>29</sup>.

Este proceso de inyección debe generar una presión tal que genere una fractura por tensión en la roca. Esta presión de iniciación de la fractura se conoce como "breakdown pressure", su comportamiento está esquematizado en la figura 13. Como resultado del fracturamiento hidráulico se obtiene un canal de flujo entre el pozo y la formación de alta permeabilidad, normalmente 6 a 7 órdenes mayor a la permeabilidad original de la roca. Dicho canal tiene un ancho o espesor reducido, pero puede llegar a ser muy extensa en longitud. Valores comunes del ancho de la fractura pueden estar entre 0.25 pulgadas o menos y su longitud puede ser de 3000 pies o mayor<sup>30</sup>.

La primera gráfica de la figura 13, muestra la deformación elástica del sistema en los alrededores del pozo. El pico representa la presión de inicio de la fractura vertical, en ese instante la presión cae abruptamente, lo que se traduce en la presión de propagación de la fractura. La segunda curva muestra la respuesta del pozo si se iniciara un segundo ciclo de inyección, se puede observar como la presión de iniciación de fractura disminuye, esto se debe a que la fractura ya está formada y el esfuerzo de tensión es cero<sup>31</sup>.

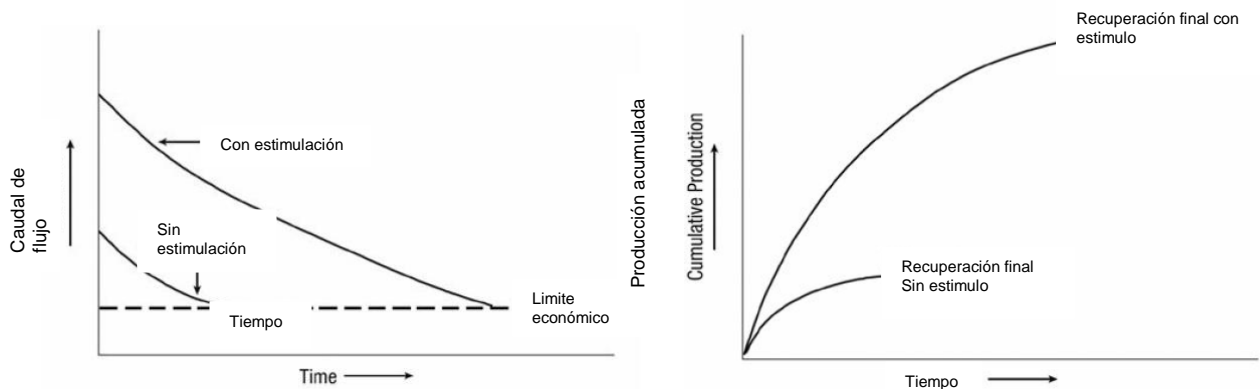
---

<sup>29</sup> *Ibid.*, p. 516.

<sup>30</sup> FJAER, Erling; et al. *Petroleum Related Rock Mechanics*. 2 ed. Elsevier, 2008. p. 372.

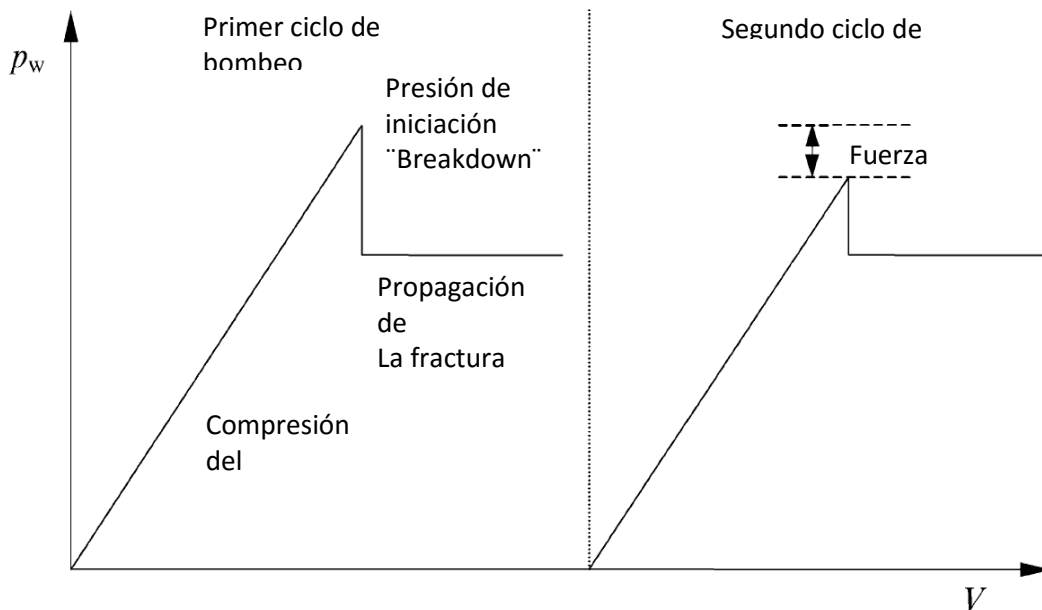
<sup>31</sup> *Ibid.*, p. 373.

Figura 12. Esquema de optimización de producción para yacimientos con baja.



Tomado de: ECONOMIDES, M., HILL, D., EHLIG-ECONOMIDES C., ZHU, D.  
 Petroleum Production Systems. 2 ed. Prentice Hall, 2013. p. 516.

Figura 13. Respuesta de la presión idealizada del pozo durante el fracturamiento hidráulico en un pozo vertical para dos ciclos de bombeo.



Tomado de: FJAER, E., HOLT R., HORSRUD, P., RAAEN A., RISNES R.  
 Petroleum Related Rock Mechanics. Petroleum Related Rock Mechanics. 2 ed.  
 Elsevier, 2008. p. 373

La presión de breakdown se puede calcular por medio de la ecuación 1, en función de los esfuerzos principales, la presión del yacimiento y el esfuerzo de tensión<sup>32</sup>.

$$P_{bd} = 3\sigma_{H,min} - \sigma_{H,máx} + T_o - p \quad (1)$$

### 2.2.1. Geometría compleja de la red creada

En yacimientos de muy baja permeabilidad, como lo son los shales, el éxito de este proceso depende de la creación de redes largas de fracturas. Para lograr esto, no solo se deben crear fracturas que se propaguen alejándose del pozo sino también fracturas secundarias perpendiculares a las principales o la reapertura de fracturas naturales preexistentes. A continuación, se presentan algunas de las características de la formación y de las prácticas de fracturamiento que pueden ayudar a generar la red de fracturas complejas deseada<sup>33</sup>:

1. Gran densidad de fracturas naturales: redes complejas de fracturas se pueden crear con la ayuda de la apertura de fracturas naturales. Incluso en casos en los que dichas fracturas no son conductivas, ya que la conductividad se puede crear por cizallamiento inclusive sin la presencia de agente de sostén en ellas.
2. Bajo estrés horizontal mínimo y máximo y alta presión neta: las fracturas ortogonales secundarias a la dirección de flujo se abren cuando la presión neta en la fractura principal supera el esfuerzo máximo horizontal. Altas tasas de flujo son usadas para crear alta presión neta en las fracturas y se puede monitorear con datos microsísmicos.

---

<sup>32</sup> *Ibíd.*, p. 372.

<sup>33</sup> KING, George. Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?. Florencia, Italia: SPE, 2010. p. 2-3. SPE-133456-MS

3. Baja viscosidad del fluido de fractura: el uso de "slickwater" como fluido de fracturamiento y agua con reductores de fricción pueden fluir más fácilmente hacia las fracturas naturales ortogonales y ayudar a su apertura.
4. Fragilidad de la roca: las rocas frágiles tienden a fracturarse, por el contrario, las rocas dúctiles se deforman, por esto la importancia de esta propiedad. Un alto módulo de Young puede indicar un alto grado de fragilidad de la formación.
5. Múltiples etapas de fractura con poco espaciamiento: es común encontrar en fracturamiento de shales, múltiples etapas de fluido de fracturamiento y agente sostén usando diferentes clusters a lo largo del pozo horizontal.

### **2.2.2. Agente sostén**

El agente sostén o propante, se conforma por una mezcla de partículas de diferentes tamaños, uno de los más usados es la arena. Estos granos se mezclan con el fluido de fracturamiento para ayudar a mantener abierta las fracturas inducidas por el tratamiento, también se pueden encontrar agentes de sostén hechos por el hombre como lo son las partículas de cerámica y partículas recubiertas con resina<sup>34</sup>.

La principal función del agente sostén es la de mantener la conductividad de la fractura durante la producción del pozo, este agente debe soportar los esfuerzos que intentan cerrar la fractura al no estar presente el fluido de fracturamiento, además de esto, debe soportar la temperatura del yacimiento<sup>35</sup>.

---

<sup>34</sup>SCHLUMBERGER. Oilfield glossary, Proppant. En: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/proppant.aspx>

<sup>35</sup> LIANG, Feng; et al. Comprehensive Review on Proppant Technologies. Southwest Petroleum University, 2015. p. 27-30.

### 2.2.2.1. Tipos de agente sostén

Como se mencionó previamente, existen diferentes tipos de agente sostén, a continuación, se presentarán los más usado<sup>35</sup>:

1. Arena: también llamada "frac sand" y "Silica sand", se compone de granos de arena silicatada con alto contenido de cuarzo y procesada para tener los tamaños de grano deseados. Existen dos tipos de arena como agente sostén; la arena blanca, se extraen de formaciones geológicas y es de alta pureza, por lo cual es más costosa; por otro lado, la arena marrón contiene más impurezas, por lo cual es más económica pero no tiene un rendimiento tan destacable como la arena blanca.
2. Cerámicas: este tipo de agente de sostén se manufactura de Bauxita sintetizada, caolín, silicatos de magnesio o mezclas de Bauxita y caolín. Su uso es principalmente para yacimientos con esfuerzos de cierre mayores a 6000 psi, ya que las arenas no lo soportan. Además de soportar más esfuerzo sobre ellas, las cerámicas son más uniformes en tamaño y forma.
3. Partículas cubiertas con resina: debido a que la arena al estar bajo estrés arroja finos y a que algunas cerámicas pueden fallar, se han utilizado resinas para recubrir las partículas y granos, de esta forma la resina atrapa los finos y no los deja fluir al pozo, también mantienen conductividad en los niveles deseados.
4. Agente sostén ligero: la gravedad específica de la arena es de 2.65 aproximadamente y la de la cerámica de 3.9, respecto al agua de fracturamiento es bastante alta ya que esta se encuentra alrededor de 1.0 y 1.2. Los problemas con materiales de alta gravedad específica son tres, primero que todo materiales de alta densidad son más costosos que otros materiales, segundo, generan fracturas menos anchas para una determinada cantidad de agente sostén y por último, al tener más viscosidad que el fluido de las transporta, tienen una velocidad de asentamiento mayor, lo que

impediría una correcta distribución del agente sostén a lo largo de toda la fractura, especialmente las zonas más alejadas del pozo.

#### **2.2.2.2. Tamaño del agente de sostén**

Esta es una de las variables más importantes en el tratamiento de fracturamiento hidráulico, ya que tiene un impacto fuerte sobre la conductividad de las fracturas generadas por el tratamiento. Generalmente, los tamaños del agente sostén varían entre 8 y 140 mesh (105 micrometros-2.38 milímetros). El tamaño mesh, hace referencia al número de aperturas a lo largo de una pulgada de la cara del tamiz. Usualmente se hace referencia al tamaño del agente sostén de la siguiente manera: 16/30 mesh, que es 595 a 1190 micrones, 20/40 mesh, hasta valores tan grandes como 40/70 y 70/140 mesh. Esta referencia indica que el agente sostén tiene partículas de tamaños inferiores a 140 mesh y superiores a 70 mesh, tomando el tamaño de 70/140 como ejemplo<sup>36</sup>.

Una de las formas más sencillas y precisas para determinar el tamaño de un material es usando tamices metálicos, los procedimientos para realizar la medición se encuentran en los estándares internacionales API e ISO.

#### **2.2.3. Conductividad de las fracturas**

##### **2.2.3.1. Cálculo teórico de la conductividad de las fracturas**

La conductividad de las fracturas está definida teóricamente como el factor entre la permeabilidad de la fractura y su ancho, tal y como se ve en la ecuación 2<sup>37</sup>.

---

<sup>36</sup> *Ibid.*, p. 27.

<sup>37</sup> ECONOMIDES, et al. *Op cit.* p. 518.

$$C_f = k_f w \quad (2)$$

Posteriormente, Prats proporcionó perfiles de presión en un yacimiento fracturado como función de la mitad de la longitud de la fractura y la capacidad relativa  $a$ , definida en la ecuación 3:

$$a = \frac{\pi k x_f}{2k_f w} \quad (3)$$

Esta relación implica que para valores pequeños de  $a$  se deben tener una conductividad alta de las fracturas o un producto permeabilidad del yacimiento-longitud de la fractura bajo.

Haciendo uso de estos términos, dos relaciones importantes fueron propuestas, el radio efectivo del pozo y la conductividad de las fracturas adimensional, relacionados en las ecuaciones 4 y 5, respectivamente<sup>38</sup>.

$$r_w' = \frac{x_f}{\frac{\pi}{C_{fD}} + 2} \quad (4)$$

$$C_{fD} = \frac{\pi}{2a} \quad (5)$$

Dichos parámetros se relacionan entre sí para encontrar el valor del daño en la formación por el tratamiento ( $S_f$ ), como se muestra en la ecuación 6<sup>39</sup>.

$$S_f = -\ln \frac{r_w'}{r_w} \quad (6)$$

---

<sup>38</sup> *Ibid.*, p. 520.

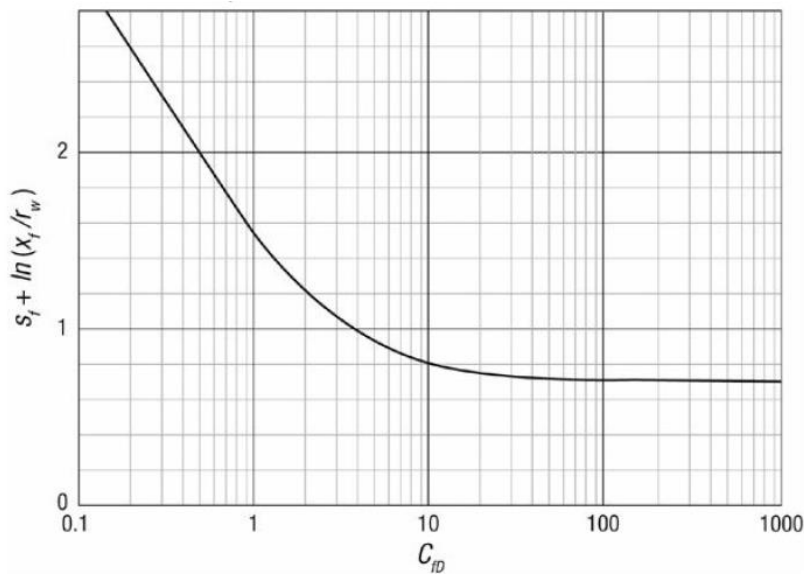
<sup>39</sup> *Ibid.*, p. 521.

La figura 14 muestra la relación inversa entre la conductividad de la fractura adimensional ( $C_{fD}$ ) y el daño  $S_f$ . Por último, el daño generado a la formación es usado para calcular el índice de productividad después del tratamiento para encontrar la relación de productividades del pozo antes y después del tratamiento, tal y como se muestra en la ecuación 7<sup>40</sup>.

$$\frac{J}{J_o} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_w) + S_f} \quad (7)$$

Esta relación proporciona teóricamente que tan efectivo fue el tratamiento de fracturamiento hidráulico para el pozo de interés.

Figura 14. Relación entre la conductividad adimensional de la fractura y el daño producto del tratamiento.



Tomado de: ECONOMIDES, M., HILL, D., EHLIG-ECONOMIDES C., ZHU, D.  
 Petroleum Production Systems. 2 ed. Prentice Hall, 2013. p. 564.

<sup>40</sup> Ibid., p. 521.

### 2.2.3.2. Calculo experimental de la conductividad de las fracturas

En los tratamientos reales las fracturas creadas por los tratamientos de fracturamiento hidráulico pueden recibir el agente sostén en diferentes concentraciones a lo largo de la superficie de la fractura o no recibirlo, este comportamiento es una fuente de error al momento de realizar los cálculos teóricos de la conductividad. Para fracturas verticales, planas y redes poco complejas, el agente sostén se acumula en la parte inferior, tal y como se muestra en la figura 14 (a). Por otro lado, la parte (b) de la figura 15 muestra como la rugosidad de la superficie de la fractura puede afectar el asentamiento del agente sostén, generando puntos de alto esfuerzo para el mismo. Como resultado de una alta rugosidad se puede fracturar el agente sostén y perder la conductividad de la fractura, además de esto, no se asegura una distribución uniforme del agente sostén sobre la superficie de la fractura<sup>41</sup>, este mismo efecto se puede apreciar en fracturas horizontales.

Este comportamiento es muy importante al momento de calcular experimentalmente la conductividad de las fracturas, ya sea en shales o en cualquier tipo de roca con superficie rugosa.

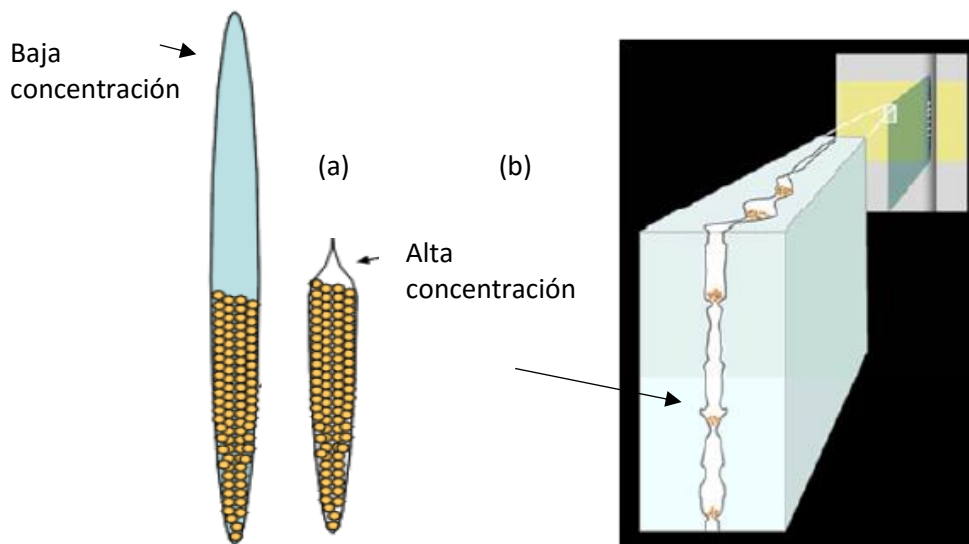
Dentro de la metodología usada para la medición de la conductividad de las fracturas en Eagle Ford, se utilizaron diferentes concentraciones de agente sostén y como fluido se trabajó nitrógeno, esto debido a que no tiene reacción con la roca y su medición es relativamente sencilla, la figura 15 muestra los equipos usados para dicha medición, el cual consta de una prensa hidráulica, un molde API modificado, medidores de presión y flujo másico, y un tanque de almacenamiento de nitrógeno gaseoso.

---

<sup>41</sup> ZHANG, et al. Laboratory Measurement of Fracture Conductivities in the Barnett Shale. Woodlands, Texas: SPE, 2013. p. 1-2. SPE-163839-MS

Para calcular la conductividad de las fracturas para un fluido incompresible, se puede hacer usos combinados de las ecuaciones del gas real, flujo de gas y ley de Darcy, correspondientes a las ecuaciones 8, 9 y 10<sup>42</sup>. El cálculo se realiza indirectamente por medio de tres variables registradas durante el experimento, que son: presión de la celda  $p_{cel}$  (psi), presión diferencial  $\Delta p$  (psi) y flujo de gas  $q$  (L/min)<sup>43</sup>.

Figura 15. Representación del asentamiento del agente sostén a diferentes concentraciones en fracturas (a) planas y homogéneas y (b) complejas.



Tomado de: ZHANG, J., KAMENOV A., ZHU, D., HILL, D. Laboratory Measurement of Fracture Conductivities in the Barnett Shale. Woodlands, Texas: SPE, 2013. p. 1-2. SPE-163839-MS. p. 2.

<sup>42</sup> GUZEK, James. Fracture Conductivity of the Eagle Ford. Texas A&M University, 2014. p. 38.

<sup>43</sup> Ibid., p. 37.

Figura 16. Equipo usado para medir la conductividad de la fractura.



Tomado de: GUZEK, James. Fracture Conductivity of the Eagle Ford. Texas A&M University, 2014. p. 32.

Ecuación de Darcy

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\mu v}{k} \quad (8)$$

Ley de los gases reales

$$\rho = \frac{pM}{zRT} \quad (9)$$

Flujo de gas

$$\frac{w}{A} = \rho v \quad (10)$$

Las ecuaciones anteriores están definidas para el sistema de unidades internacionales (SI), es decir, densidad  $\rho$  (kg/m<sup>3</sup>), presión  $p$  (pa), peso molecular  $M$  (kg/mol), constante de los gases  $R$  (J/mol K) y temperatura  $T$  (K), el flujo de gas es un flujo de masa  $W$  (kg/s), área transversal de flujo  $A$  (m<sup>2</sup>) y la velocidad del gas  $v$  (m/s).

Al multiplicar la ecuación 8 por la densidad, queda de la siguiente manera

$$\rho(dp) = \frac{\mu v}{k} \rho(dL) \quad (11)$$

Combinando las ecuaciones 9, 10 y 11 se obtiene:

$$\frac{pM}{zRT} dp = \frac{\mu W}{k A} dL \quad (12)$$

Integrando la ecuación 12

$$\frac{M}{zRT} \frac{(p_1^2 - p_2^2)}{2} = \frac{\mu W}{k A} L \quad (13)$$

La velocidad del gas dentro de la fractura puede igualarse a:

$$\frac{W}{A} = \frac{\rho q}{w_f h_f} \quad (14)$$

En donde los nuevos términos  $w_f$  y  $h_f$  son el ancho y alto de la fractura respectivamente.

Reemplazando la ecuación 14 en la ecuación 13 se obtiene la ecuación en la cual se puede determinar el producto de ancho y permeabilidad de la fractura, lo cual por definición es la conductividad.

$$\frac{M(p_1^2 - p_2^2)}{2zRTL} = \frac{\mu\rho q}{h_f} \frac{1}{w_f k_f} \quad (15)$$

Esta forma final de la ecuación 15, permite obtener la conductividad de la fractura al calcular el inverso de la pendiente.  $p_{cel}$  y  $\Delta p$  son obtenidos por medio de las medidas de presión de los tres transmisores del equipo usado.

$$p_{cel} = \frac{p_1 + p_2}{2} \quad (16)$$

El  $\Delta p$  se calcula con la diferencia de la presión medida entre el transmisor cercano a la entrada y al de salida del flujo de gas. Ahora bien, usando la ecuación 16 y la definición de la diferencia de presiones, se obtiene la ecuación 17:

$$2(p_{cel})(\Delta p) = (p_1 + p_2)(p_1 - p_2) = (p_1^2 - p_2^2) \quad (17)$$

Se debe aclarar que las demás variables son conocidas, además de esto, a las lecturas de presión se adicionan 14.7 psi para obtener la presione absoluta de cada lectura.

### **2.2.3.3. Conductividad de las fracturas en yacimientos no convencionales**

La explotación de los yacimientos no convencionales va de la mano con una necesidad por realizar investigaciones que permitan conocer lo mejor posible el comportamiento de estos. Por esta razón en los últimos años se han desarrollado un alto número de investigaciones en esta área. El grupo de investigación de

Conductividad de las Fracturas y Propiedades Mecánicas de las Rocas de la Universidad de Texas A&M se ha enfocado durante los últimos años en medir la conductividad de las fracturas de las formaciones no convencionales de mayor relevancia en los Estados Unidos de América por medio fracturas inducidas en muestras de afloramientos o corazones (Eagle Ford y Barnett entre otras). En otras investigaciones también se ha incluido la evaluación del fracturamiento con ácido de este tipo de formaciones. Junto a la medición en si se ha evaluado que parámetros dominan el valor obtenido, entre ellos las propiedades mecánicas de las rocas. Esto con el fin de poder realizar un diseño de fracturamiento exitoso que pueda crear una conductividad suficiente que permita la explotación comercial de los yacimientos.

La formación Barnett como se mencionó anteriormente fue el primer yacimiento no convencional desarrollado ampliamente, allí se ha demostrado que un diseño óptimo de la estimulación por medio de fracturamiento hidráulico lo convirtió en una formación de alto atractivo para la explotación de hidrocarburos.<sup>44</sup> Este yacimiento sirvió para distinguir ciertos fenómenos con relación a la conductividad de las fracturas. Uno de ellos es el incremento de conductividad relacionado con incremento del ancho residual de la fracturas que se podría estar presentando por un desplazamiento entre las superficies de fractura como consecuencia del fluido de fracturamiento y también por la presencia de asperezas en la roca que generan canales en la fractura por efecto de la rugosidad de la roca.<sup>45</sup> Como también para comprobar otros fenómenos teóricos planteados a través de la historia, como el efecto positivo en la conductividad de la presencia de una capa única de agente sostén que presuntamente ayudaría a mantener una conductividad óptima.

Con el correr de los años se ha tratado de comprender mejor el efecto real de estos fenómenos por medio de pruebas experimentales. En el 2013 se realizaron 88

---

<sup>44</sup> SHELLEY, Robert; et al. Data Analysis of Barnett Shale Completions. SPE Journal, 2008. p. 367. SPE-100674-PA.

<sup>45</sup> VAN DAM, D. y DE PATER, C. Roughness of Hydraulic Fractures: The importance of In-Situ Stress and Tip Processes. Houston: SPE, 1999. SPE-56596

pruebas experimentales en muestras de afloramientos de Barnett para evaluar estos fenómenos y a su vez realizó un análisis de sensibilidad de otros parámetros como el tipo y concentración de agente sostén, esfuerzos y propiedades mecánicas de las rocas. Los investigadores encontraron dificultad para tratar de representar la condición de una capa única de agente sostén, ya que el plano de fractura siempre va a tener determinada rugosidad que va a generar valles con mayor cantidad de propano debido también a la aplicación manual del material.<sup>46</sup>

Con base en la alta cantidad de experimentos realizados, los autores llegaron a conclusiones importantes como que las fracturas del Barnett pueden llegar a ser conductivas incluso sin presencia de agente sostén como consecuencia de la rugosidad de la superficie, aunque esta disminuye significativamente cuando se llega una presión de cierre de fractura de 4000 psi. Por otro lado, al realizar un desface de las superficies de fracturas, observaron que incluso si se somete la fractura a una presión de cierre alta esta va a tener una conductividad suficiente para permitir el flujo de hidrocarburos. También confirmaron lo que ha sido un factor común en la mayoría de procedimientos de fracturamiento, que a mayor concentración y mayor tamaño de agente sostén va incrementar la conductividad.<sup>47</sup>

El primero en realizar pruebas de conductividad de las fracturas en muestras del Eagle Ford fue Guzek (2014) quien realizó una serie de pruebas sobre muestras de afloramientos. Para tener una idea de los valores comunes de conductividad de la fractura para la formación Eagle Ford los resultados obtenidos por Guzek son mostrados en la figura 17. Cabe resaltar que son valores de conductividad sin el uso de agente sostén, es por esto que son valores relativamente bajos. Dicha figura muestra resultados de 7 muestras de afloramientos del Eagle Ford a las cuales se le aplicó una presión o esfuerzo de cierre en dirección perpendicular al plano principal de la fractura, esto con el fin de representar los

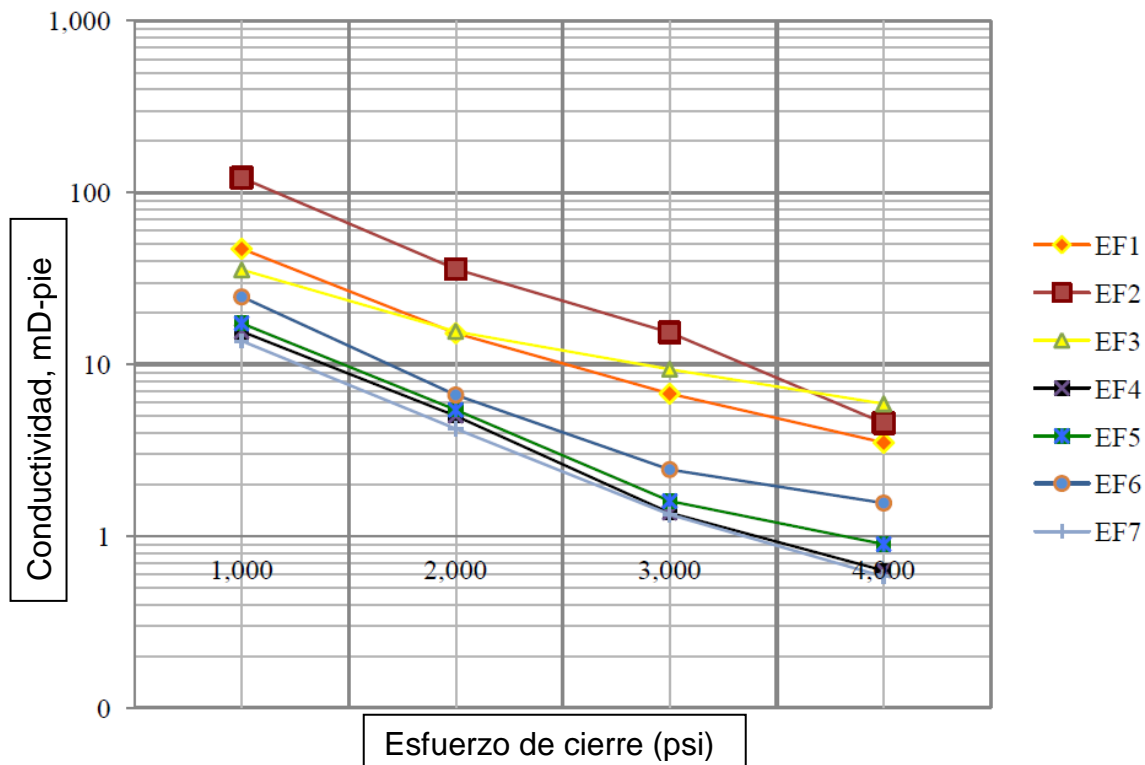
---

<sup>46</sup> ZHANG, et al. Op. cit. p. 8.

<sup>47</sup> Ibid.

esfuerzos de cierre de fracturas a condiciones de yacimiento, cabe resaltar que dicho experimento se corrió sin agente sostén en las muestras. Se puede observar que a medida que el esfuerzo de cierre aumenta la conductividad de las fracturas disminuye, por lo cual la mayor conductividad se encuentra a una presión de cierre de 1000 psi para todas las muestras. Además de esto, se observa que la conductividad de la fractura de las 7 muestras se encuentra en el mismo orden de magnitud, con promedios de 38 mD-ft a 1000 psi y 2 mD-ft a 4000 psi, las variaciones entre las conductividades de las muestras a pesar de ser de la misma formación se atribuyen a la diferencia en rugosidad de la superficie de la fractura<sup>48</sup>.

Figura 17. Conductividad para 7 muestras de afloramientos de la formación Eagle Ford.



Tomado de: GUZEK, James. Fracture Conductivity of the Eagle Ford. Texas A&M University, 2014. p. 5.

<sup>48</sup> Ibid., p. 9.

Es importante mencionar que en el presente estudio se calcularon experimentalmente conductividades de fracturas sin agente sostén para tener un punto de referencia y/o comparación con la conductividad calculada con agente sostén a diferentes concentraciones.

En estudios posteriores Zhang, Hill y Zhu realizaron unas pruebas experimentales para investigar el efecto del agua sobre la conductividad, en este caso además de Barnett estudiaron afloramientos del Eagle Ford. Con la comparación de dos muestras de yacimientos de composición diferente lograron identificar que un yacimiento con mayor presencia de arcillas, como el Barnett se ve afectado en una mayor proporción después del flujo de agua, ya que después de haber tenido contacto con el agua solo alcanza a recuperar 20% de la conductividad original mientras la muestra de Eagle Ford, que está compuesta principalmente por calcio logro recuperar el 80% de su conductividad inicial. También evidenciaron el efecto de la migración de finos, la cual genero una caída de aproximadamente el 15% de conductividad para muestras del Barnett. Con base en los resultados desarrollaron la ecuación 18 para calcular la conductividad de las fracturas en el Barnett o rocas de composición similar, considerando el daño por agua y con base en parámetros, como el tamaño, empaquetamiento, distribución y aplastamiento del agente sostén.<sup>49</sup>

$$C_f = 0.0185 * (k_f w_f)^{1.5168} \quad (18)$$

Donde,

$$k_f = 283.13 d_{50}^2 e^{-1.385\psi} \sigma^{-0.541} \quad (19)$$

---

<sup>49</sup> ZHANG, J., ZHU, D. y HILL, D. Water-Induced, Damage to Propped-Fracture Conductivity in Shale Formations. SPE Journal, 2016. p. 5. SPE 173346-PA.

$$\psi = \frac{d_{90} - d_{10}}{2} \quad (20)$$

$$w_f = w_0 [1 - (\phi_0 - \phi_1)] - \frac{2.5d_{50}}{\left(1 + \frac{400E}{\sigma}\right)^{1.5}} \quad (21)$$

Guerra desarrollo experimentos adicionales para comprender de una mejor manera el efecto del agua sobre la conductividad. Sus resultados reforzaron la idea de que en el Eagle Ford la perdida de conductividad como consecuencia del daño ocasionado por el agua no es significativa en comparación con formaciones de mayor contenido de arcillas. Por lo tanto, pudo predecir que la declinación rápida de los pozos productores en el Eagle Ford no es consecuencia de este fenómeno. La pérdida de conductividad no recuperada observada está directamente relacionada con el contenido de arcillas sobre la superficie de fractura, ya que en este estudio se realizó un análisis mineralógico mediante un equipo conocido como XRF el cual da resultados cualitativos sobre los minerales presentes en la misma superficie de fractura. Previamente se realizaban estudios con XRD, el cuál arroja resultados cuantitativos, pero de solo un punto, por lo que no se puede determinar la distribución del mineral.<sup>50</sup>

Otros experimentos desarrollados en el grupo de investigación estuvieron enfocados en observar la relación entre las propiedades mecánicas de la roca y la conductividad. Fue allí donde se incluyeron experimentos complementarios a la medición de conductividad, como pruebas triaxiales para conocer el Módulo de Young y Relación de Poisson, prueba de Brinell para estudiar la dureza de las muestras y análisis topográficos de la superficie de fractura. Jansen trabajo con muestra del Eagle Ford y Fayetteville en las que observo que el comportamiento de

---

<sup>50</sup> GUERRA, J., ZHU, D. y HILL, D. The Impairment of Fracture Conductivity in the Eagle Ford Shale Formation. Woodlands, Texas: SPE, 2017. p.15. SPE 184857-MS.

la conductividad depende de las distintas propiedades de la roca y el agente sostén, así como también que los parámetros que controlan principalmente este valor son el esfuerzo, y la concentración, tamaño y fuerza del agente sostén. Con relación a las propiedades de la roca determino que una superficie de mayor rugosidad da como resultado una mayor conductividad cuando no hay agente sostén presente y que un Módulo de Young mayor causa una reducción de la pérdida de conductividad a mayores esfuerzos. A medida que se añadía una mayor cantidad de agente sostén formando múltiples capas, el efecto de las propiedades es despreciable. Allí también pudo observar que la pérdida de conductividad causada por la incrustación del agente en la superficie de fractura es crítica para un Módulo de Young menor a 2 millones de psi.<sup>51</sup>

Antes de los experimentos era de conocimiento de la industria que una roca de mayor fragilidad, Modulo de Young alto y Relación de Poisson baja, es ideal para la creación de una red de fracturas hidráulicas larga y compleja. Pero con base en los resultados se demostró que aparte de esta ventaja, las rocas frágiles también tienen un valor de conductividad mayor para una misma concentración de agente sostén. Peña por su parte trabajo con muestras del Marcellus en las cuales llego a conclusiones similares, pero se enfocó principalmente en el efecto de la capa única de agente sostén, allí logro distinguir que el principal parámetro que controla la pérdida de conductividad bajo esta condición es la incrustación del propano ya que al aparecer el esfuerzo localizado ocasiona una deformación permanente de la roca. En este experimento se comprobó que bajo la condición de capa única de agente sostén también cumple que la tasa de declinación de conductividad es menor para un Módulo de Young mayor.<sup>52</sup>

---

<sup>51</sup> JANSEN, T., ZHU, D. y HILL, D. The Effect of Rock Mechanical Properties on Fracture Conductivity for Shale Formations. Woodlands, Texas: SPE, 2015. SPE 173347.

<sup>52</sup> PEREZ, P., ZHU, D. y HILL, D. The Effect of Rock Mechanical Properties on Fracture Conductivity in the Marcellus Shale. Beijing: SPE, 2016. SPE 181867

Debido a que el Eagle Ford se encuentra en una etapa relativamente reciente de desarrollo y que es uno de las formaciones de shale de mayor relevancia en Estados Unidos, las más recientes investigaciones se han enfocado principalmente es en esta formación. En el 2016 las pruebas fueron enfocadas hacia la relación entre las propiedades mecánicas de las rocas y la conductividad, pero enfocándose solo en las 5 facies principales identificadas en el Eagle Ford. Además de esto realizaron un análisis de otros parámetros como la orientación de las fracturas y mineralogía de la roca. Con los resultados obtenidos confirmaron algunas de las conclusiones que ya se habían determinado en estudios previos, como la declinación exponencial de la conductividad en función del esfuerzo de cierre, mayor conductividad obtenida para una muestra con agente de 30/50 mesh que uno de 100 mesh para la misma concentración y a su vez que la conductividad es significativamente mayor cuando la fractura contiene agente sostén y su declinación es menos rápida.

En función a las propiedades mecánicas, determinaron que existe una relación fuerte entre la fragilidad de la roca y la conductividad, como se había observado antes en otras formaciones. La relación de la conductividad con respecto al Módulo de Young es directa mientras para la Relación de Poisson es inversa. Lograron complementar las observaciones previas del efecto de la rugosidad de la superficie distinguiendo que esta solo influye a condiciones de bajo esfuerzo de cierre cuando hay presencia de propante. Como punto complementario la dirección de la fractura que no se había estudiado previamente, determinaron que esta tiene un impacto importante sobre los resultados, ya que obtuvieron valores de conductividad mayores para fracturas perpendiculares a los estratos.<sup>53</sup>

Kainer et al. Realizo una recopilación de todos los datos relacionados a la medición de conductividad de las fracturas desarrolladas en el grupo de investigación. Como ya se mencionó previamente se han estudiado 4 de las formaciones de yacimientos

---

<sup>53</sup> ENRIQUEZ-TENORIO, O., et al. Relationships Between Mechanical Properties and Fracturing Conductivity for the Eagle Ford Shale. Beijing: SPE, 2016. SPE-181858-MS

no convencionales de mayor aporte a la producción de hidrocarburos en Estados Unidos. Con base en la información disponible de cada formación realizaron un análisis estadístico multivariable para desarrollar una correlación general en función de los parámetros influyentes en el valor de conductividad. Entre los valores incluidos en la correlación están el esfuerzo de cierre, Módulo de Young, Relación de Poisson, índice de fragilidad, permeabilidad del agente sostén sin aplicación de esfuerzos, y la densidad aparente y concentración del agente. En el estudio se distinguió el esfuerzo de cierre y la concentración de agente sostén como los parámetros que tienen mayor influencia sobre la conductividad en comparación con las propiedades mecánicas y la rugosidad de la superficie de fractura. En términos generales observaron que la conductividad con agente sostén disminuye cuando existe mayor grado de rugosidad. Con la recopilación de datos lograron distinguir una relación directa entre la dureza de Brinell y la conductividad, lo cual no había sido observado en las investigaciones previas.<sup>54</sup>

---

<sup>54</sup> KAINER. C., et al. A Comparative Analysis of Rock Properties and Fracture Conductivity in Shale Plays. Woodlands, Texas: SPE, 2017. SPE-184877-MS.

### 3. PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES

Para hacer una evaluación representativa de la conductividad de las fracturas, se realizan pruebas complementarias para estudiar los distintos parámetros que dominan el valor experimental de conductividad obtenido. En el grupo de investigación de Conductividad de las Fracturas y Propiedades Mecánicas de las Rocas perteneciente a la Universidad de Texas A&M se han realizado procedimientos experimentales para estudiar las propiedades mecánicas de las rocas, mineralogía tanto de la roca como la superficie de fractura, y la rugosidad de la superficie de fractura. La evaluación de las propiedades mencionadas ha permitido generar conclusiones importantes relacionadas al efecto de las mismas sobre la conductividad de las fracturas en distintos tipos de rocas, como se han resumido previamente.

En este caso se evaluó la rugosidad de la superficie de fractura mediante un escáner, conocido como PROFILOMETER, el cual genera diversos puntos de altura en la superficie separados a una distancia predeterminada por el usuario. Como resultado se obtiene una serie de puntos con las coordenadas determinadas y mediante el uso de una herramienta como Mat Lab se puede generar un mapa topográfico de la superficie (Guerra, 2016).

También se realizó un análisis granulométrico y caracterización del agente sostén a utilizar en las pruebas de conductividad. Esto con el fin de conocer en detalle el material a utilizar, ya que no tenía un análisis realizado por el proveedor ni se le había realizado prueba alguna. A su vez para verificar que la distribución granulométrica corresponda con la que viene enunciada en el recipiente donde se encuentra el material debido a que son propantes que se tenían en el laboratorio desde hace algunos años atrás.

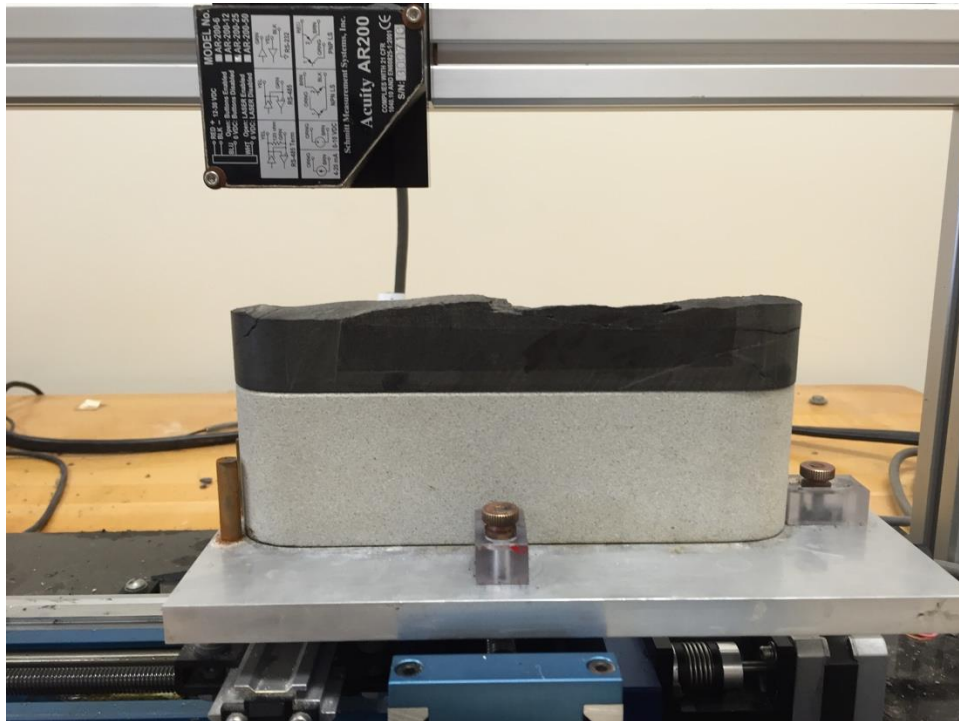
Estas dos pruebas complementarias al procedimiento principal, el cual está enfocado en medir la conductividad de las fracturas en muestras pertenecientes a afloramientos del Eagle Ford.

### **3.1. ESCANEEO DE LA SUPERFICIE DE FRACTURA (PROFILOMETER)**

Para determinar visualmente que tan rugosa es la superficie de la fractura creada se utilizó un equipo denominado como Profilometer, aunque cabe aclarar que la rugosidad también puede ser determinada numéricamente. El principio de esta prueba es la emisión continua de un rayo láser sobre la muestra, posteriormente el equipo recibirá una señal que indica a que coordenada de altura (Eje z) el rayo encontró una superficie sólida. Para realizar un escaneo de la mayor cantidad de área posible, la base sobre la cuál va la muestra se va moviendo continuamente en dirección X y Y, tomando como base unos diferenciales de espacio establecidos para registrar los valores de altura.

En la Figura 18 se puede distinguir un dispositivo negro en la parte superior, este se encarga de emitir el rayo láser y de captar el valor de la altura encontrada. La otra parte clave del equipo es la base sobre la cual se fija la muestra, esta está conformada por una serie de rieles que se ubican en la parte inferior los cuales le permiten moverse sobre el plano xy y sobre la parte superior de la base se encuentran una serie de tornillos que permiten ajustar la muestra para evitar su movimiento con respecto a la base. Para mover la base existe un panel de control adjunto al equipo (Figura 20) que permite controlar si el movimiento es automático (Cuando se está llevando a cabo la prueba) o manual cuando se está realizando el procedimiento previo de ajustar la muestra en la base y asegurar que todos los puntos de la superficie de fractura puedan ser leídos correctamente.

Figura 18. Muestra preparada para realizar escaneo con profilometer.



Para realizar el escaneo de las muestras se siguió el siguiente procedimiento:

1. Abrir el software necesario para leer y procesar los resultados. En la Figura 19 se puede observar la presentación del programa que controla los parámetros de la prueba.
2. Ubicar la muestra sobre la base para que haga contacto con las barras de metal y ajustarla mediante el uso de los tornillos.
3. Hacer uso del tablero de control (Figura 20) para mover la muestra en los ejes x y verificar en el computador que se obtengan valores de z en los puntos más bajos y altos observados visualmente en la muestra. Para realizar esto los switches 1 y 2 deben estar en manual y el movimiento de la base se ejecuta con los switches 3, 4 5 y 6 dependiendo de la dirección y la velocidad del movimiento.

4. Si se encuentran algunos puntos de la muestra que se salen del rango en el cual se pueden registrar valores de z, se debe ajustar la altura del dispositivo emisor del láser para así asegurar que en toda la muestra se estén leyendo valores reales. (Se debe tener en cuenta que el escáner alcanza a medir diferencias de alturas hasta de 1 pulgada).

Figura 19. Software complementario para uso del Perfilometer.



1. Registrar las dimensiones aproximadas de la muestra mediante el uso del tablero de control con base en las coordenadas que muestra el computador (Figura 20).
2. Llevar la base a la posición (0,0) que se observa en el computador y verificar que el valor de z sea cero ya que en este punto el láser debe estar apuntando por fuera de la muestra.
3. Ajustar los switches 1 y 2 a automático para que el software puede generar el movimiento de los rieles.

Figura 20. Tablero de control del Perfilometer.



4. Digitar en "Sample Setup" la longitud y ancho de la muestra (Usualmente para estas muestras las dimensiones son de 7.1 pulgadas de longitud y 1.65 pulgadas de ancho). También en este menú escribir en "Measurement Point" la distancia que va a existir entre los puntos en los que se va a registrar el valor de altura. Para este estudio se selección un espaciamento de 0.025 pulgadas.
5. Seleccionar "Start Scan" para comenzar el escaneo de la superficie.
6. Extraer la información de coordenadas obtenidas.
7. Procesar los datos en Visual Basics (Guerra, 2016) para obtener un mapa topográfico de la superficie. El algorítmico de Visual Basics está basado en obtener valores promedios de altura a lo largo del plano, ya que la medición no es continua y como se mencionó antes los datos obtenido generan valores apartados 0.025 pulgadas entre sí.

### 3.2. ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO DEL AGENTE SOSTEN

El análisis granulométrico desarrollado para el agente sostén se realizó principalmente con el objetivo de conocer el material con el cual se iban a realizar posteriormente las pruebas de medición de la conductividad y para asegurar que su distribución fuese la que se enunciaba el recipiente en el que estaba almacenado

(Mesh 40/70), ya que no tenían una demarcación oficial que asegurara la correcta distribución de la arena. El API plantea las prácticas recomendadas 19C<sup>55</sup> para realizar la caracterización del agente sostén, en las que se incluyen el análisis granulométrico y la medición de los diferentes tipos de densidades, entre otras medidas que se les deben realizar a los agentes de sostén.

En este estudio se tomó como base la recomendación del API para elaborar el procedimiento que se iba a seguir en este estudio. El procedimiento se dividió básicamente en dos partes principales, la primera de estas es la toma de una muestra representativa de la cubeta que contiene el agente sostén a utilizar y la segunda contiene básicamente en los pasos a seguir para realizar la prueba.

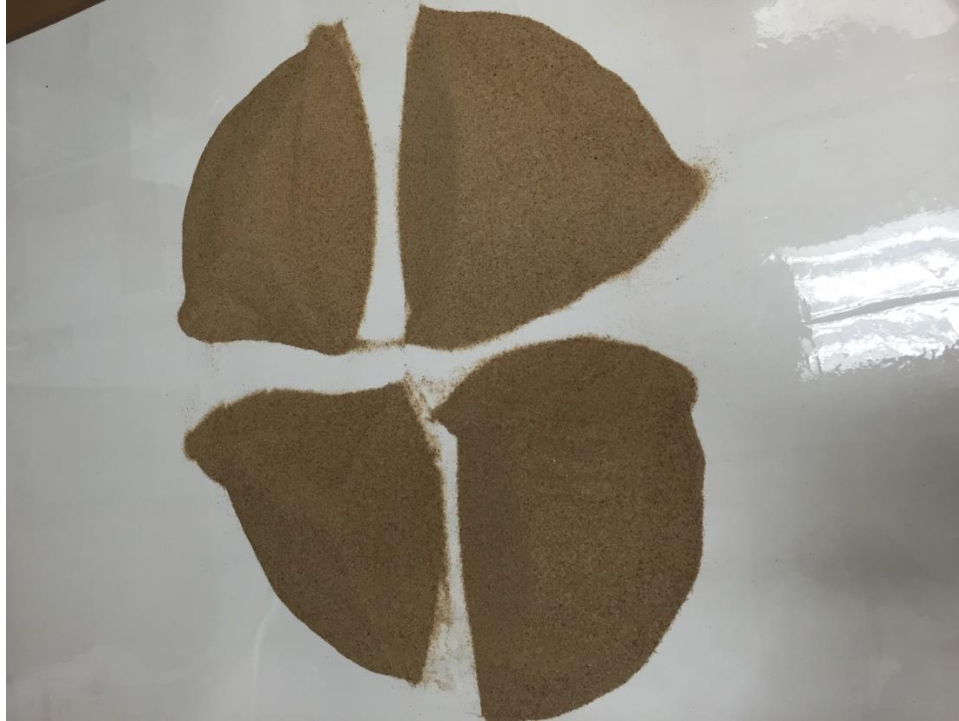
#### A. Selección de una muestra representativa

1. Usar una cubeta vacía de aproximadamente la misma capacidad de la cubeta que contiene el propano, para mezclar el material traspasándolo de una cubeta a otra hasta que considere que la muestra se ha mezclado de una manera adecuada y de esta manera asegurar una mejor distribución a lo largo de toda la cubeta.
2. Recolectar aproximadamente 5 kg de arena (Agente sostén) y disponerlos sobre una mesa o espacio amplio.
3. Dividir la muestra completa en 4 partes aproximadamente iguales (Figura 21), seguidamente escoger una de estas para realizar el mismo procedimiento de división.

---

<sup>55</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Measurement of and Specifications for Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-Packing Operations, Recommended Practice 19C. 2 ed. API, 2014.

Figura 21. Procedimiento para seleccionar muestra representativa del agente sostén.



4. Seleccionar una de estas últimas 4 partes al azar como la muestra inicial, esta debería pesar aproximadamente 300 g. Esto se realiza con el fin de obtener una muestra representativa de la cantidad necesaria para la prueba.

#### B. Análisis granulométrico

1. Seleccionar las mallas que se utilizaran en la prueba. Para este caso se utilizaron Tamices de número 20, 30, 50, 100, 170, 200 y 230 (Este número de tamiz está dado por el US Standard Sieve).
2. Utilizar aire a presión y algún tipo de cepillo para limpiar de la mejor manera posible cada una de las mallas y así se reducirá al mínimo el número de partículas atrapadas entre la malla.

3. Pesar 65g de la muestra inicial que se obtuvo en la selección de una muestra representativa en una taza cerámica.
4. Ubicar las mallas en orden de menor número mesh en la parte superior y mayor en la parte inferior. El número de mesh hace referencia al tamaño de partícula de la cual permite el paso a través de la malla y la relación entre el número mesh es inversamente proporcional al tamaño, entonces un número mesh menor permite el paso de partículas de mayor diámetro
5. Verificar que la tapa inferior este ubicada debajo de la pila de mallas.
6. Añadir homogénea y lentamente el agente sostén a través de la malla superior.
7. Ubicar la pila de mallas en el equipo de vibración y cuando se encuentre posicionado cubrir con la tapa superior. Antes de iniciar el movimiento del conjunto de mallas, el equipo debe verse bastante similar a lo que se observa en la figura 22.
8. Seleccionar 10 minutos como el tiempo de duración del movimiento continuo, junto al movimiento de la pila de mallas también va un golpe fuerte de una pesa sobre la tapa superior con el fin de generar una fuerza que permita que las muestras atascadas pasen con mayor facilidad.
9. Encender el equipo para que comience a trabajar y esperar a que los 10 minutos culminen.
10. Pesar la taza cerámica vacía, en esta taza es donde se va a ubicar la arena que quede retenida en cada malla para pesarla seguidamente.
11. Retira la tapa superior
12. Remover la malla superior e introducir el material retenido en la taza cerámica.
13. Pesar la taza cerámica y calcular el peso real del material retenido, que sería la resta entre el peso con el propante y el peso de la taza teóricamente vacía.
14. Realizar los pasos 12-13 para el resto de mallas y la tapa inferior.

Figura 22. Equipo para realizar análisis granulométrico.



### 3.3. PROCEDIMIENTO PARA MEDIR LA CONDUCTIVIDAD DE LAS FRACTURAS

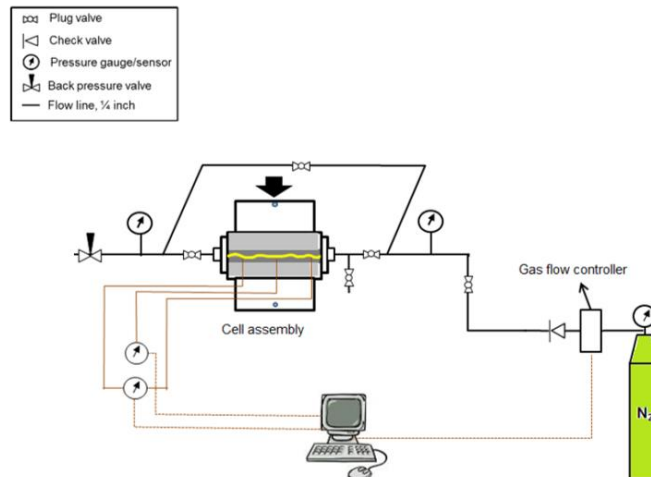
Esta medición se realizó teniendo en cuenta la norma estándar del Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés), específicamente la norma API RP 61, realizada en 1989. Cabe resaltar que para este experimento se realizaron modificaciones menores respecto a la norma mencionada, estas modificaciones son:

1. Se hizo uso de una celda API para realizar los experimentos de conductividad de las fracturas de corta duración.
2. Las placas metálicas usadas en la norma se reemplazaron por las muestras de roca de la formación Eagle Ford, las cuales fueron fracturadas mecánicamente.

3. El fluido desplazado por la fractura de las muestras fue nitrógeno gaseoso, reemplazando al agua o salmuera descritas en la norma.
4. Se usó concentraciones de agente sostén de tamaño de tamiz 100 con concentraciones de 0.2 lb/ft<sup>2</sup> y 0.3 lb/ft<sup>2</sup>, reemplazando la concentración estándar de 2 lb/ft<sup>2</sup>.

La figura 23 es una representación de la configuración usada en el laboratorio para medir la conductividad de las fracturas, es este se muestran las modificaciones realizadas a las practicas recomendadas API RP 61.

Figura 23. Configuración usada para realizar las pruebas experimentales de conductividad de la fractura.



Tomado de: GUERRA, J., URIBE, J., LUNA E., ZHU, D. Self-Channeling in Proppant Pack in the Eagle Ford Shale Formation. Buenos Aires: SPE, 2017. p. 6. SPE-185561-MS

La prensa hidráulica aplica una fuerza sobre el pistón superior, con el área de dicho pistón (7.25 y 1.75 pulgadas de largo y ancho respectivamente) se calcula el esfuerzo de cierre sobre la muestra dentro del molde de acero. Existen tres puertos ubicados a lo largo de la fractura de la muestra, tal y como se observa en la figura 23, estos determinan la presión media de la celda y las presiones de entrada y salida. El tanque de nitrógeno de 2,000 psi permite un flujo constante hacia la

fractura, el cual se controla con una válvula manual y un medidor de flujo volumétrico.

### **3.3.1 Preparación de muestra en laboratorio**

De manera general, el procedimiento a realizar para preparar una muestra para la prueba se divide en:

1. Cortar la roca en las dimensiones necesarias y generar la fractura mecánicamente, esto lo realiza una fuente externa.
2. Distribuir el agente sostén uniformemente a lo largo de la superficie de la fractura (si la prueba lo requiere) y sellarla con cinta adhesiva para impedir la salida del agente sostén de la muestra.
3. Recubrir la muestra con resina adhesiva de dos componentes para sellar la muestra.
4. Abrir los puertos de lectura de presión y flujo de nitrógeno.
5. Recubrir la muestra con cinta para evitar fuga de gas, añadir grasa sobre la cinta e introducir la muestra en el molde o celda API.

Ahora bien, se debe especificar el procedimiento para los dos diferentes tipos de muestras, estas son con agente sostén y sin agente sostén.

#### **3.3.1.1 Preparación de muestra sin agente sostén**

Las muestras recolectadas de la formación Eagle Ford fueron cortadas a las dimensiones requeridas, estas son 7 pulgadas de largo, 1.65 pulgadas de espesor y 2 pulgadas de alto, este trabajo fue realizado por Kocurek Industries. Cabe resaltar que por la naturaleza frágil de las los shales, tienen una tendencia a fracturarse en diferentes planos durante el corte y experimento, por esto, se adicionan 2 insertos de arenisca consolidada tal y como se muestra en la figura 24, en la parte superior

e inferior de la muestra de shale, de esta manera se asegura una carga distribuida sobre la muestra completa.

Figura 24. Muestra de shale cortada y fracturada junto a los insertos de arenisca.



Antes de realizar el sello de la muestra usando la resina Epoxy, se adicionó una vuelta de cinta de enmascarar alrededor de la fractura, esto con el fin de evitar que la resina entrara en la superficie de la fractura y la sellara. Además de esto, se usó un pegante especial de rocas para adherir los insertos de arenisca al shale. Posteriormente, se usa un molde especial con antiadherente en el cual se aplicará la resina y se solidificará al pasarlo por un horno a 150 °F por tres horas. Para finalizar se retira la muestra sellada, se abren los puertos para medir la presión y se introduce en el molde de medición con sus respectivas precauciones contra fugas.

El procedimiento detallado de la preparación de la muestra posterior al ajuste de tamaño con los insertos de arenisca se da a continuación:

1. Aislar la superficie de la fractura con cinta de enmascarar para impedir que la resina entre en ella.
2. Usar cinta de enmascarar en la parte superior de la muestra para identificarla y marcar la dirección del flujo deseado.
3. Recubrir la muestra con adhesivo con una brocha para facilitar la adherencia de la resina Epoxy a la superficie de la roca, este debe ser aplicado 3 veces con intervalos de 15min, tal como se ve en la figura 25
4. Limpiar la superficie del molde y recubrir con cinta de aluminio, como se observa en la figura 26.

Figura 25. Muestra posterior a la aplicación del adhesivo.



5. La resina Epoxy consta de dos componentes, A y B, para lograr la consistencia adecuada se deben mezclar cantidades iguales en peso de cada componente, para esto se pesaban los volúmenes a mezclar previamente.

Figura 26. Recubrimiento del molde con cinta de aluminio.



6. Ubicar la muestra dentro de las placas del molde y apretar los tornillos para evitar fugas.
7. Adicionar la resina por el espacio entre la muestra y las placas del molde, esto debe ser lentamente para evitar la formación de burbujas.
8. Posicionar delicadamente el molde dentro del horno a 150 °F y dejarlo durante 3 horas.
9. Desmantelar el molde y extraer la muestra del mismo.
10. Cortar la parte superior de la muestra para ver la marca previamente escrita en la muestra.

Figura 27. Muestra sellada con silicona, puertos para lectura de presión y cinta aislante de gas.



11. Medir la distancia entre los puertos de la celda API y realizar aberturas de forma cuadrada en la muestra para la lectura de presión.
12. Recubrir la muestra con cinta para evitar fuga de gas y grasa para ayudar tanto como para evitar las fugas como para introducir la muestra en la celda API, tal y como se observa en la figura 27.
13. Introducir la muestra en la celda API.

### 3.3.1.2 Preparación de muestra con agente sostén

Generalmente y para este caso, la preparación de la muestra con agente sostén se hace reutilizando una muestra sobre la cual se realizó la medición de conductividad de la fractura sin agente sostén. El procedimiento detallado es el siguiente:

1. Revisar el estado de los equipos, estos deben estar apagados y sin presión.
2. Limpiar la grasa y remover las cintas aislantes.
3. Cortar horizontalmente la muestra sobre la mitad de aperturas para la lectura de presión y adicionar la cantidad del agente sostén uniformemente, tal y como se observa en la figura 28.

Figura 28. Distribución uniforme del agente sostén sobre la superficie de la fractura.



4. Sellar la muestra y aislar con cinta de teflón para evitar fugas de gas, así como también con grasa.
5. Introducir en la celda API cuidadosamente y realizar la medición.
6. Cabe resaltar que después de adicionar el agente sostén, la muestra debe moverse lo menos posible, de esta manera se evitará una redistribución indeseada del agente sostén en la superficie de la fractura.

### **3.3.1.3. Ensamblaje de equipos de laboratorio**

Posterior a la preparación de la muestra y a introducirla en la celda API, se deben seguir unos pasos adicionales para configurar el equipo de laboratorio. Dichos pasos son los siguientes:

1. Ubicar la muestra una pulgada por debajo del tope de la celda API o hasta que la fractura esté en la mitad de los puertos laterales de la celda.
2. Cuidadosamente levantar la celda y posicionarla encima del pistón inferior de la celda, permitiendo que el peso de la misma genere el acoplamiento.
3. Insertar el pistón superior manualmente y posteriormente presionar con la prensa hidráulica. Evitar aplicar más de 1,000 psi de esfuerzo de cierre.
4. Insertar los tornillos de los pistones recubiertos con cinta de teflón para evitar fugas de gas.
5. Completar el montaje de los insertos laterales y apretar los respectivos tornillos.
6. Conectar la línea de flujo de entrada con el tanque de nitrógeno y conectar los transductores de presión a la celda. El montaje visto desde la parte posterior de la celda se puede observar en la figura 29.
7. Todo está listo para realizar la medición.

Figura 29. Montaje del equipo de laboratorio para realizar medición de la conductividad de las fracturas.



Fuente: GUZEK, James. Fracture Conductivity of the Eagle Ford. Texas A&M University, 2014. p. 32.

### **3.3.2. Medición experimental de la conductividad de las fracturas**

Como se mencionó previamente, las pruebas de conductividad de las fracturas fueron de corta duración usando nitrógeno seco para simular la producción de gas en la formación Eagle Ford. Se realizaron 4 pruebas experimentales a temperatura de laboratorio, para cada prueba se registraron datos a diferentes esfuerzos de cierre, estos fueron: 100, 300, 500 y 1000 psi, de este punto en adelante se aumentó en 1000 el esfuerzo hasta llegar a los 5000 o 6000 psi dependiendo de la muestra. Se debe recordar que las variables medidas fueron la presión promedio de la celda y la caída de presión entre la entrada y salida de la celda, esto a 4 flujos diferentes de gas en cada punto de esfuerzo de cierre. Dichas variables permitieron el cálculo de la conductividad de la fractura estudiada haciendo uso de la ecuación de Forchheimer modificada.

El paso a paso del experimento es el siguiente:

1. Realizar la preparación de las muestras y montaje de los equipos como se mencionó en la sección 3.3.1.
2. Conectar y encender el controlador de flujo másico, el equipo de adquisición de datos y la prensa hidráulica.
3. Cerrar la válvula al final de la línea (salida de la celda API) y abrir la válvula del tanque de nitrógeno, sin permitir aún el flujo de gas hacia a celda.
4. Ejercer el esfuerzo de cierre requerido para el experimento y abrir lentamente la válvula que permite el flujo de gas (esto debe ser muy lentamente si la muestra tiene agente sostén) hasta que la presión de la celda se estabilice cerca de los 30 psi.
5. Si no se estabiliza se debe revisar la celda para estar seguros que no hay fugas, si las hay se debe intentar mitigar con grasa, de no ser posible se debe realizar nuevamente la preparación de la muestra posterior a la aplicación de la resina Epoxy.

6. Lentamente abrir la válvula reguladora de presión del final de la línea para permitir el flujo de gas a través de la muestra hasta generar una caída de presión mínima de 0.1 psi en la celda para poder hacer la lectura correctamente. La presión de la celda no debe caer más de 5 psi en la toma de datos.
7. Registrar flujo de gas, presión de la celda y caída de presión.
8. Ajustar el flujo de gas para generar nuevamente una caída de presión mínimo de 0.1 psi.
9. Repetir 6 a 8 hasta haber registrado todos los valores para los esfuerzos de cierre deseados.
10. Al terminar la recolección de datos, cerrar el tanque de nitrógeno seco.
11. Liberar el esfuerzo de corte y levantar el pistón. Liberar la presión del sistema sin superar los rangos de lectura de los transductores de presión.
12. Desatornillar el molde y válvulas. Retirar el pistón superior y llevar la celda a la prensa hidráulica para retirar cuidadosamente el pistón inferior.
13. Apagar el equipo de laboratorio, sistema hidráulico y todo lo usado.
14. Desconectar los equipos usados y limpiar los equipos y celda usada.

### **3.4 Cálculo de concentración de agente sostén**

Para tener una relación entre lo realizado en el laboratorio y lo que se usa en la realidad es necesario cambiar las unidades de concentración a lb/gal, estas son las usadas en proyectos de fracturamiento hidráulico. Primero, se debe recordar que el área de la muestra es de aproximadamente 10 in<sup>2</sup>, ahora el ejemplo del cálculo se hará para la concentración de 0.1 lb/ft<sup>2</sup>.

El cálculo de esta concentración es una medida indirecta, ya que las medidas realizadas son de área y masa, la masa usada fue de 3.2 g de agente sostén, el cambio de unidades a lb/ft<sup>2</sup> se muestra en las ecuaciones 22, 23 y 24.

$$6.4 \text{ g} \left( \frac{1 \text{ lb}}{453.592 \text{ g}} \right) = 0.01411 \text{ lb} \quad (22)$$

$$10 \text{ in}^2 \left( \frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ in}} \right)^2 = 0.0694 \text{ ft}^2 \quad (23)$$

Con esto se puede calcular la concentración del agente sostén en la superficie de la fractura

$$\frac{0.01411 \text{ lb}}{0.0694 \text{ ft}^2} = 0.203 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^2} \quad (24)$$

Para convertir la concentración de área en concentración volumétrica, se asume un espesor de fractura de 0.2 in. Posteriormente se realiza el cambio a las unidades deseadas, tal y como se muestra en la ecuación 25.

$$0.203 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^2} \left( \frac{1}{0.2 \text{ in}} \right) \left( \frac{12 \text{ in}}{1 \text{ ft}} \right) \left( \frac{1 \text{ ft}^3}{7.48052 \text{ gal}} \right) = 1.6 \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \quad (25)$$

Ahora bien, para calcular la concentración volumétrica de 9.44 g usados en el experimento, se debe usar el mismo cambio de unidades junto con la suposición del espesor de la fractura, esto da un valor de concentración de área de 0.3 lb/ft<sup>2</sup> y concentración volumétrica de 2.4 lb/gal, la figura 30 hacen referencia a las concentraciones de 0.2 lb/ft<sup>2</sup> (a) y 0.3 lb/ft<sup>2</sup> (b).

Normalmente, la concentración de agente sostén en operaciones de fracturamiento hidráulico en el Eagle Ford varía entre 1 y 4 lb/gal<sup>56</sup>, por lo cual, los valores estudiados pueden representar condiciones de yacimiento adecuadamente.

Figura 30. Concentración de agente sostén, (a) 0.2 lb/ft<sup>2</sup> y (b) 0.3 lb/ft<sup>2</sup>.

(a)



(b)



---

<sup>56</sup> BASU, N; BARZOLA, G; BELLO, H; CLARKE, P. y VILORIA, O. Eagle Ford reservoir characterization from multisource data integration. Long Beach, California: AAPG, 2012. p. 37.

#### 4. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Para empezar, se debe recordar que estos experimentos se llevaron a cabo en dos muestras que provienen de las rocas recolectadas en los afloramientos de la zona B de la formación Eagle Ford. Las dos muestras se nombraron como EF-1 y EF-2, en la Figura 31 y 32 se pueden observar las fotos a escala de cada una de las muestras con sus respectivos insertos de arenisca, previos a la preparación de la muestra definida en el capítulo anterior. A cada una de las muestras se le realizó la medición de conductividad sin agente sostén para tener un punto de comparación entre dos muestras con características diferentes a pesar de ser originarias de la misma zona. Se seleccionó arbitrariamente la muestra EF-1 para realizar mediciones adicionales de conductividad para diferentes concentraciones de agente sostén de número de tamiz 100, los valores de concentración utilizados fueron 0.2 y 0.3 lb/ft<sup>2</sup>. Para cada concentración se midió la conductividad a diferentes puntos de esfuerzo de cierre que varían entre 100 psi y 5000 psi.

Antes de realizarse las pruebas se llevó a cabo el escaneo de la superficie de fractura con el equipo conocido como Profilometer, cabe aclarar que solo se sometió al escaneo el componente inferior de la muestra. Después del procesamiento de los datos obtenidos mediante la herramienta de MATLAB (Guerra, 2016) se obtuvieron los mapas topográficos de ambas superficies de fracturas los cuales se pueden observar en la Figura 33 y 34. Los resultados de esta prueba permiten tener una imagen cualitativa de la superficie de fractura pudiendo identificar los valles y crestas presentes, aunque si se desea también podría obtenerse un valor de rugosidad de la superficie según las ecuaciones presentes en la literatura para determinar un índice de rugosidad.

Figura 31. Muestra EF-1 con insertos de arena utilizados

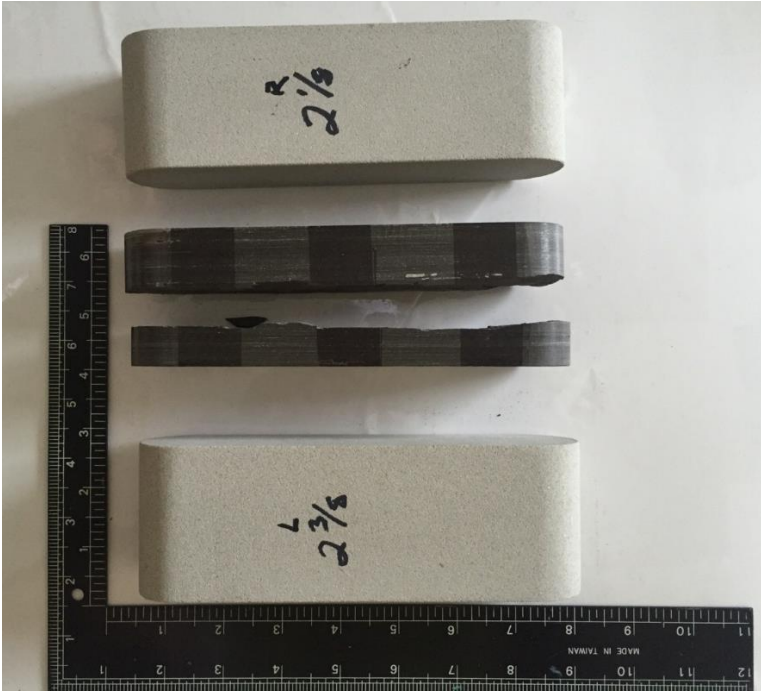


Figura 32. Muestra EF-2 con insertos de arena utilizados



Figura 33. Mapa topográfico de la muestra EF-1 previo a la prueba de conductividad.

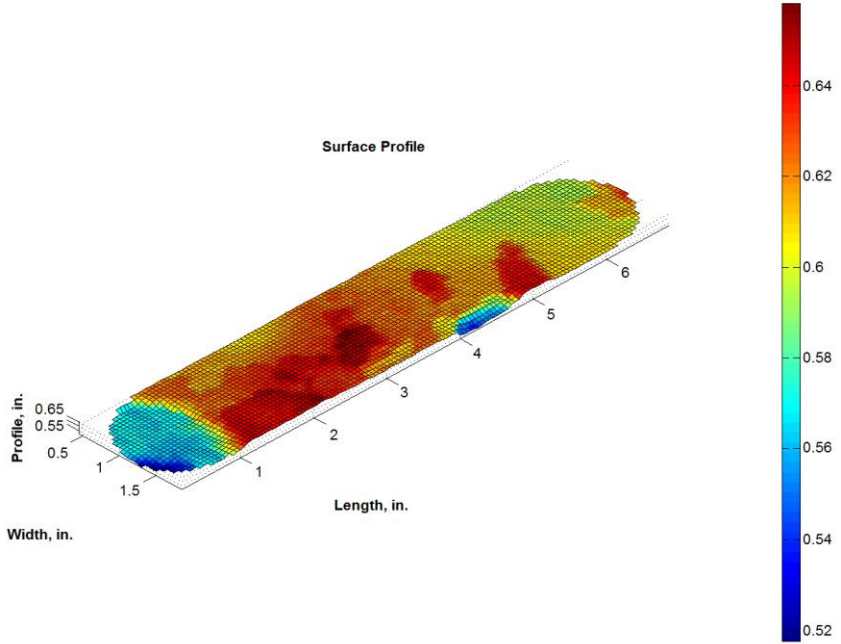
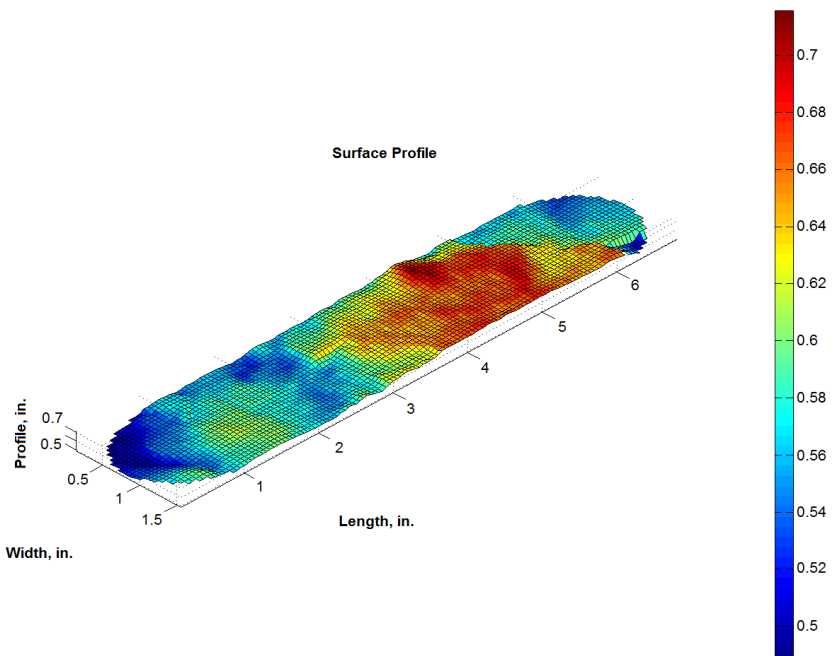
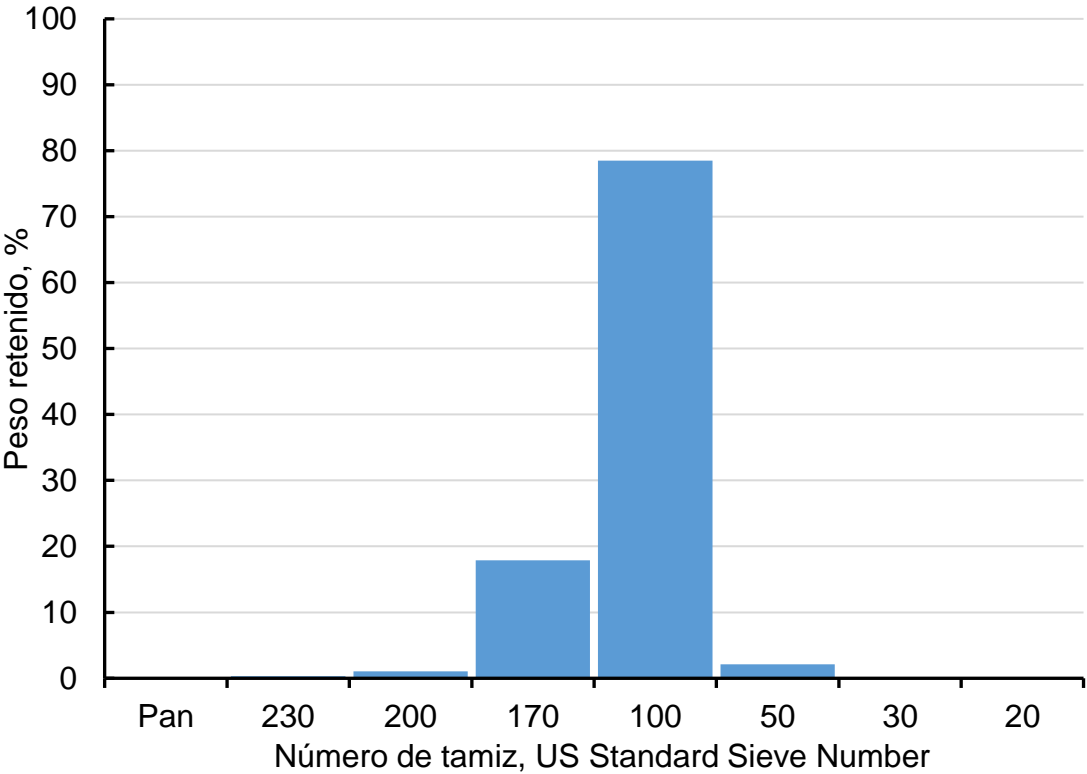


Figura 34. Mapa topográfico de la muestra EF-2 previo a la prueba de conductividad.



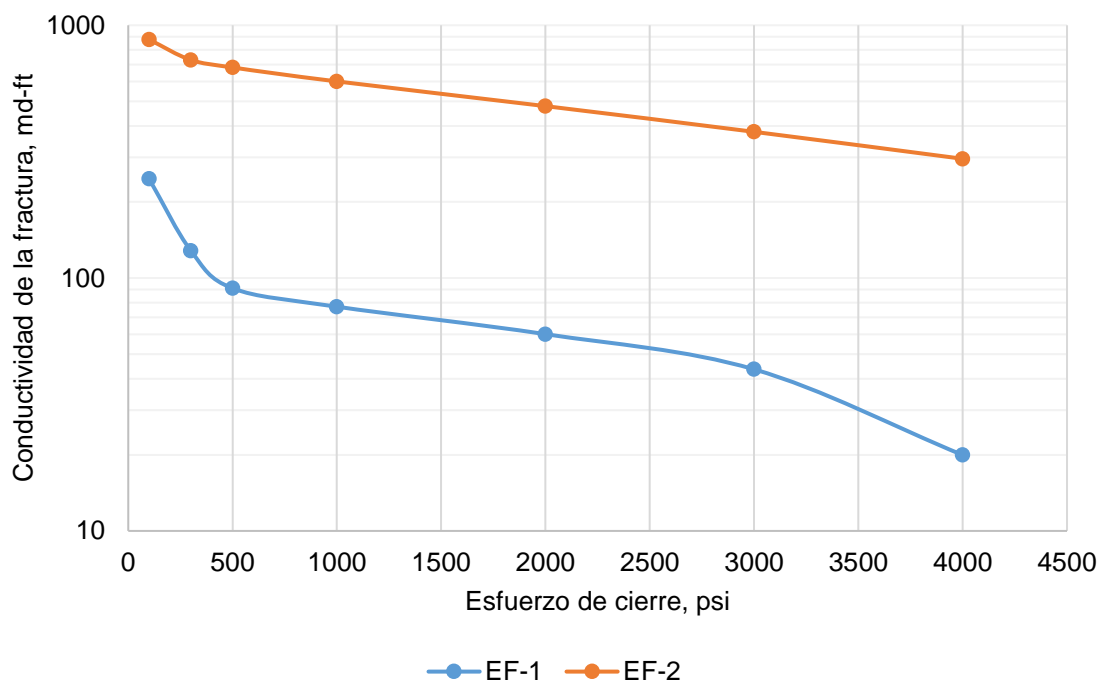
El análisis granulométrico del agente sostén también se efectuó antes de la medición de la conductividad. Después de realizar el pesaje del material retenido en cada tamiz, se obtuvo la gráfica observada en la Figura 35, la cual permite observar la distribución del material de acuerdo a los tamaños de tamiz utilizados. Con base en los resultados se pudo confirmar que agente sostén utilizado era de número de tamiz 100 ya que el 78.9% del peso de la muestra total fue retenida por el tamiz de número 100. Es importante aclarar que ningún producto de agente sostén va a tener 100% de material retenido en un solo tamiz, ya que pueden generarse partículas pequeñas debido a la degradación del material o simplemente la distribución del material en su fabricación tiene algún margen de error como cualquier otro proceso.

Figura 35. Distribución en peso del agente sostén a utilizar de acuerdo al análisis granulométrico.



Ahora bien, la figura 36 muestra los resultados obtenidos de la conductividad de la fractura para los diferentes esfuerzos de cierre, sin presencia de agente sostén para ambas muestras. Al término de los experimentos sin agente sostén se adicionó la concentración de 0.2 lb/ft<sup>2</sup> a la muestra EF-2, se realizaron las correspondientes mediciones para luego ajustar la concentración de agente sostén a 0.3 lb/ft<sup>2</sup>, los resultados se muestran en la figura 37. Se pueden observar valores iniciales de conductividad de la fractura de 6201 md-ft a un esfuerzo de cierre de 2000 psi en la concentración de agente sostén de 0.2 lb/ft<sup>2</sup> y de 3470 md-ft para el mismo esfuerzo de cierre, pero con concentración de agente sostén de 0.3 lb/ft<sup>2</sup>.

Figura 36. Resultados experimentales de la medición de la conductividad de la fractura en la formación Eagle Ford sin agente sostén para las muestras EF1 y EF2.



Las curvas generadas presentan un comportamiento normal y esperado, con valores de conductividad menores con el aumento del esfuerzo de cierre. Adicionalmente, se puede observar que a un esfuerzo mayor a 3000 psi se generan disminuciones en la conductividad de la fractura de hasta de un orden de magnitud.

Finalmente, la figura 38 muestra el conjunto de datos obtenidos para las dos muestras usando las diferentes concentraciones de agente sostén, cabe resaltar que la tortuosidad de las fracturas estudiadas es baja, es decir, son relativamente planas por excepción de pequeñas zonas en los extremos de las muestras.

Figura 37. Resultados experimentales de conductividad de la fractura usando dos concentraciones diferentes de agente sostén.

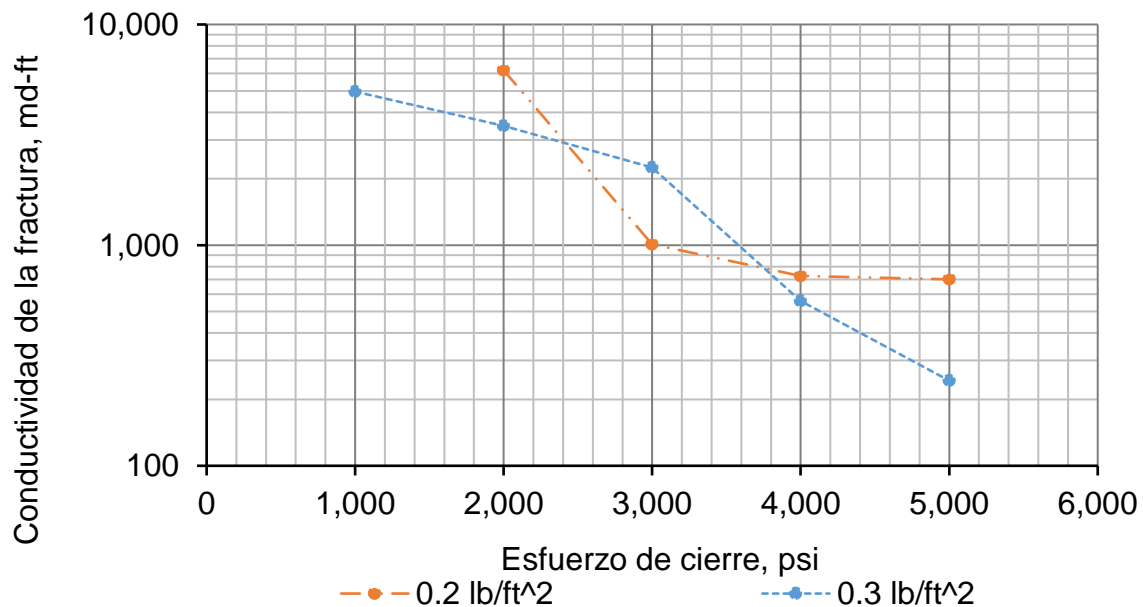
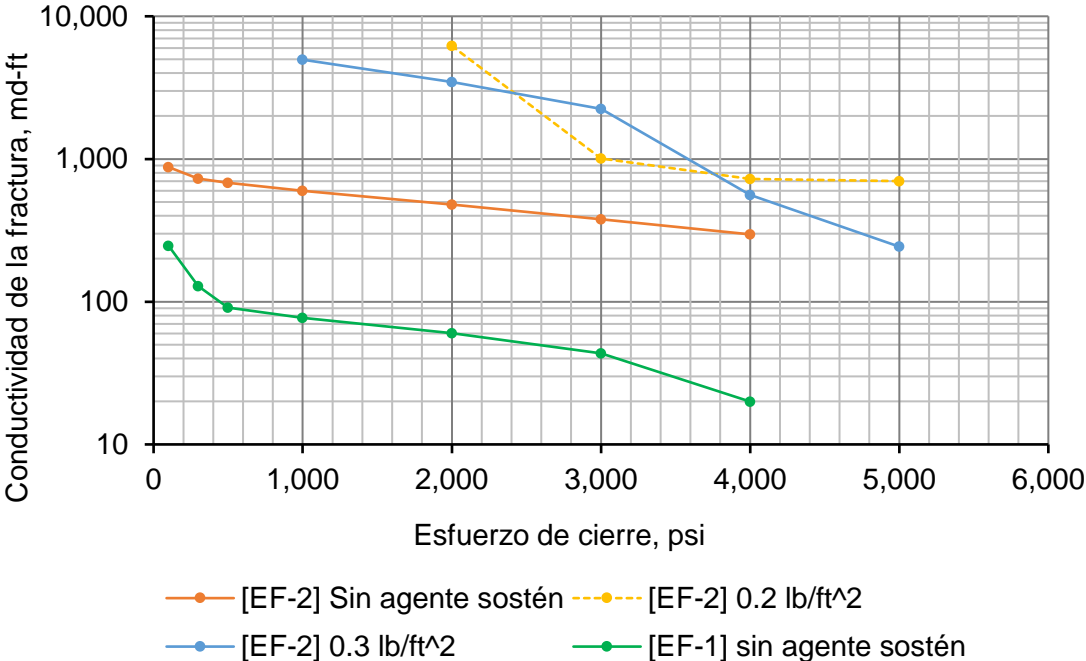


Figura 38. Conjunto de resultados de conductividad de la fractura obtenidos experimentalmente.



## 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Por medio de las 4 curvas de conductividad obtenidas, se pudo confirmar comportamientos observados en investigaciones anteriores, así como también se distinguieron algunos fenómenos en los que no se había entrado en detalle previamente. Uno de estos es la canalización propia del agente sostén por el efecto propio del flujo de nitrógeno y la rugosidad de la superficie de fractura. Este efecto es evidente cuando se retiran las muestras con precaución de la celda API, esto con el fin de mantener en mayor grado las condiciones finales de la roca y el agente sostén al final de cada una de las pruebas. Las observaciones que se presentan en este capítulo corresponden principalmente a los casos que se analizaron, como la variación de concentración de agente sostén y las dos muestras diferentes que se utilizaron.

A partir de las curvas obtenidas para la condición sin agente sostén mostradas en la figura 36, se puede observar un comportamiento similar entre las dos curvas generadas, iniciando con conductividades altas y disminuyendo su valor conforme el esfuerzo de cierre aumenta, en las dos muestras los valores de conductividad están en el mismo orden de magnitud. Cuando el esfuerzo de cierre empieza a incrementar de 100 psi hasta 500 psi se presenta una caída de conductividad significativa, esto en gran parte debido a que a esfuerzos mínimos como de 100 psi, ambas caras de la fractura no han encajado perfectamente lo que genera canales de flujo para que el nitrógeno fluya sin restricción. Por lo tanto, estos valores iniciales de conductividad no son representativos porque se generan bajo condiciones poco comunes en la ejecución de un trabajo de fracturamiento hidráulico. La conductividad de la muestra EF-1 sufre una caída de más grande con respecto a EF-2 ya que de acuerdo a los resultados del profilómetro, esta superficie de fractura tiene menores cambios de altura a lo largo de la superficie de fractura por lo tanto cuando las superficies de fractura estén encajando una con otra se generan cada vez menos espacios vacíos que faciliten el movimiento de fluido a través de ella.

Las crestas y valles de EF-2 cumplen una función importante para mantener la conductividad ya que generan puntos de contacto localizados entre las caras de la fractura, lo que conlleva a una mayor cantidad de canales rodeando estos puntos que a su vez presentan mayor dificultad a ser restringidos. En este caso los canales se comenzarán a cerrar a medida que el esfuerzo de cierre aumenta, lo que va ocasionando que la roca vaya deteriorándose en esos puntos de presión localizada, aunque para el caso de este estudio no se alcanzó a observar una caída de esfuerzo drástica que hubiese permitido inferir que estaba sucediendo este fenómeno en la muestra EF-2. Por otro lado, en la muestra EF-1 si se observa una caída de presión mayor a la tendencia que se venía manteniendo después de los 500 psi, esto pudo ser resultado de algún daño que se haya presentado en la superficie de fractura, aunque esto no pudo ser visiblemente identificado en la muestra. Este punto de 500 psi se distingue como un punto de inflexión en ambas curvas, para el cual la caída de conductividad tiende a estabilizarse.

Se debe aclarar que en el alcance de este estudio no se realizaron pruebas para determinar las propiedades mecánicas de la roca, lo cual también puede influenciar en gran medida la medición de conductividad principalmente para los casos en los cuales no se tiene agente sostén en la fractura, como lo han evidenciado diferentes investigadores. A pesar de esto, cabe resaltar que las muestras fueron obtenidas de rocas separadas por pocos metros entre ellas, pertenecientes a la misma zona de la formación Eagle Ford y visualmente se presentan bastante similares, por lo cual se podría suponer que en este caso la conductividad sin agente sostén está influenciada en mayor proporción por la rugosidad de la superficie.

En estudios previos los resultados experimentales bajo las mismas condiciones, con instrumentación similar y para la misma formación, muestra que las tendencias de las curvas generadas en las mediciones durante la realización de este trabajo son

similares a las curvas presentadas por Guzek en 2014. Esto ayuda a validar la calidad de los datos obtenidos por parte de todos los investigadores.

Antes que se comienza a evaluar el comportamiento de la conductividad cuando se añade agente sostén, es necesario entender más en detalle el análisis granulométrico desarrolladas sobre el agente sostén, el cual se creía que era de número de tamiz 100 antes de realizar las pruebas. Según lo observado en el capítulo anterior la mayor cantidad de agente sostén quedó retenida en el tamiz de número 100, pero con base solo en esto no se podría asegurar que todo el material puede clasificarse como de tamaño 100. Las dos mallas entre las cuales estaba ubicada la malla de 100 eran la de 170 y 50. En la malla de 50 solo se retuvo el 2.2% del peso inicial, mientras en la malla de 170 quedó retenida una cifra significativa de casi el 20%, aunque es probable que si hubiese estado disponible un tamiz de número 140 o menor la mayor cantidad de este 20% hubiera quedado retenido en ella. Por lo tanto, se debe ser flexible con estos resultados y es razonable asumir que el agente sostén era en su mayor parte de número de tamiz 100. También podría clasificarse como un agente sostén 70/140, ya que en muchos casos los propante son identificados de acuerdo a un rango y no a un solo valor de número de tamiz, la clasificación bajo un número fijo es común solo para número de tamiz de 100. También en este caso hubiera sido erróneo clasificarlo como 70/140, ya que no se utilizaron estos dos tamaños de tamiz para el análisis granulométrico.

Con ese agente sostén ya identificado se realizaron las 2 pruebas adicionales para una concentración de 0.2 lb/ft<sup>2</sup> y 0.3 lb/ft<sup>2</sup> para el EF-2. Con base en las curvas mostradas en la figura 37, se evidencian un comportamiento variable a lo que venía observando en estudios previos. En este caso las curvas de diferente concentración tienen un punto de intersección a 3000 psi, la conductividad para la concentración de 0.2 es más de 1000 mD\*ft mayor a la de 0.3 lb/ft<sup>2</sup>. Aunque en ninguno de los casos anteriores se había trabajado con una concentración mayor a 0.2 lb/ft<sup>2</sup>, por lo cual tampoco se podría comparar tan fácilmente. Este resultado podría indicarnos

que no necesariamente a mayor concentración de agente sostén se tendrá una mayor concentración, puede existir un punto sobre el cual se está adicionando más material sin que sea necesaria su utilización, esto es algo que se debe estudiar a mayor profundidad en estudios futuros.

Después de realizadas las pruebas con agente sostén se trató de preservar las condiciones de la muestra al finalizar el flujo de nitrógeno, para observar un fenómeno conocido como la canalización natural del agente sostén, que podría darnos una idea de cómo se distribuye el agente sostén sobre la superficie de fractura a causa del flujo de fluidos y del esfuerzo de cierre que va incrementando con el transcurso de la prueba. Las figuras 39 y 40 muestran la distribución de agente sostén después de cada una de las pruebas.

Figura 39. Evidencia del EF-2 después de prueba con concentración de 0.2 lb/ft<sup>2</sup>.



Figura 40. Evidencia del EF-2 después de prueba con concentración de 0.3 lb/ft<sup>2</sup>.



Por medio de estas fotos se puede observar que la distribución homogénea de agente sostén sobre toda la superficie de fractura que se intentó realizar antes de cada una de las pruebas, no se mantuvo con el transcurso de la prueba. El agente sostén por efecto del flujo de gas y los espacios vacíos que encuentra en la superficie de la fractura y su empaquetamiento va a tratar de moverse, a menos que tenga una restricción como lo es un esfuerzo de cierre de alta magnitud. En la Figura 39 se evidencia claramente una mayor concentración de agente sostén en el centro de la muestra después de realizada la prueba con una concentración de 0.2 lb/ft<sup>2</sup>, por lo cual, es probable que se hayan generado canales de flujo alrededor de esta acumulación de propante, ya que este es el responsable de soportar el esfuerzo de cierre aplicado sobre la superficie de la fractura. De ser cierta esta afirmación, el flujo de gas se concentraría en los canales generados y no a través del empaquetamiento del agente sostén. Al usar una cantidad mayor de agente sostén la acumulación es más homogénea, tal y como se observa en la figura 40.

Adicionalmente, se evidencia la presencia de una zona continua sin agente sostén, la cual puede hacer alusión a un canal de flujo de gas. Esto representa el mismo fenómeno mencionado para la figura 39, aunque en esta se distingue con facilidad la acumulación de agente sostén en puntos específicos de la superficie de la fractura y en la figura 40 se distingue fácilmente el posible canal de flujo preferencial<sup>57</sup>.

El efecto de canalización puede traer beneficios importantes a la hora de hacer el análisis previo a un trabajo de fracturamiento hidráulico. En los últimos años empresas de servicios han desarrollado procedimientos como el HiWAY de Schlumberger para tratar de genera mejores canales de flujo por medio de una inyección de agente en pulsos. Aunque también con base en los resultados obtenidos puede inferirse que esa distribución del agente sostén puede ser función tanto del método en el que se introduce el agente sostén como también de las características propias de la roca. Entonces a partir de un conocimiento mayor de la roca a fracturar seguramente será posible desarrollar un procedimiento óptimo y con mejores resultados en la productividad.

Con base en la figura 37 en el cual se observan las cuatro curvas obtenidas, se evidencia que siempre el agente sostén va incrementar la conductividad en prácticamente un orden de magnitud, esto también fue claro en las investigaciones anteriores. Por lo tanto, el fracturamiento hidráulico siempre va acompañado de un agente sostén que brinda una conductividad suficiente manteniendo las fracturas abiertas. Cabe aclarar que otro tipo de proceso como el fracturamiento usando ácidos puede no requerir agente sostén ya que se generan superficies de fractura altamente irregulares, con lo cual se genera amplios canales de flujo.

---

<sup>57</sup> GUERRA, J. URIBE, J. LUNA, E. ZHU, D. Self-Channeling in Proppant Pack in the Eagle Ford Shale Formation. Buenos Aires: SPE, 2017. SPE-185561-MS

## 6. CONCLUSIONES

- Es fundamental seguir rigurosamente los procedimientos de preparación de muestras y montaje de los equipos para asegurar la confiabilidad de los resultados obtenidos.
- El uso de agente sostén para soportar los esfuerzos de cierre en la muestra EF-2 generó una conductividad 13 veces mayor a la observada en la muestra EF-1 sin agente sostén, es decir, el uso adecuado del propante puede aumentar hasta en un orden de magnitud la conductividad final de las fracturas.
- Se observe un efecto positivo de la rugosidad de la superficie de fractura (topografía) sobre la conductividad final, esto sin el uso de agente sostén. Sin embargo, este comportamiento solo se presenta a condiciones de laboratorio.
- Las tendencias observadas permiten señalar que no necesariamente una concentración de agente sostén mayor va a generar un aumento en la conductividad de las fracturas en la formación Eagle Ford, por lo cual es necesario realizar estudios especializados que permitan identificar la concentración óptima a usar en esta formación.
- La reorganización del agente sostén debido al flujo de gas y al esfuerzo de cierre puede producir canales de flujo preferencial a lo largo de la fractura, esto pudo ser una de las causas de los resultados altos de conductividad observados para las dos muestras a diferentes concentraciones.

## 7. RECOMENDACIONES

- Realizar mediciones experimentales de la conductividad de las fracturas con una muestra diferente para cada concentración de agente sostén, cabe aclarar que las rocas deben tener propiedades mecánicas similares y deben ser de la misma zona de la formación, ya sea de la formación Eagle Ford u otros shales.
- Desarrollar una correlación que permita predecir la conductividad de las fracturas con altos valores de concentración del agente sostén. Esto teniendo en cuenta que los efectos de la rugosidad de la superficie de la fractura y las propiedades mecánicas tienden a ser despreciables bajo estas condiciones.
- Realizar mediciones experimentales de la conductividad de las fracturas usando muestras provenientes de formaciones de shales de Colombia.
- Realizar mediciones experimentales de la conductividad de las fracturas a condiciones de temperatura de yacimiento y comparar con las obtenidas previamente.
- Simular en laboratorio la distribución del agente sostén al ser inyectado directamente con el fluido hacia la muestra previamente fracturada y estudiar la productividad final del yacimiento.

## BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Measurement of and Specifications for Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-Packing Operations, Recommended Practice 19C. 2 ed. API, 2014.

BASU, N; BARZOLA, G; BELLO, H; CLARKE, P. y VILORIA, O. Eagle Ford Reservoir Characterization from Multisource Data Integration. Long Beach, California: AAPG, 2012.

BOYER, Chuck; CLARK, Bill; JOCHEN, Valeria; LEWIS, Rick y MILLER, Camron. Shale Gas: A Global Resource. En: Oilfield Review. Schlumberger, 2011.

BRITISH PETROLEUM. BP Statistical Review of World Energy. BP, 2016.

DONOVAN, Arthur; STAERKER, Scott; PRAMUDITO, Aris; LI, Weiguo; CORBETT, Matthew. LOWERY, Christopher; ROMERO, Andrea y GARDNER, Rand. The Eagle Ford Outcrops of West Texas: A Laboratory for Understanding Heterogeneities with Unconventional Mudstone Reservoirs. En: GCAGS Journal, vol. 1. 2012.

ECONOMIDES, Michael; HILL, Daniel; EHLIG-ECONOMIDES, Christine y ZHU, Ding. Petroleum Production Systems. 2 ed. Prentice Hall, 2013.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and shale Oil Plays. EIA, 2011.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. EIA, 2013.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. U.S. Field production of crude oil. En: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=MCRFPUS2&f=A>

ENRIQUEZ-TENORIO, Omar; KNORR, Ashley; ZHU, Ding y HILL, Daniel. Relationships Between Mechanical Properties and Fracturing Conductivity for the Eagle Ford Shale. Beijing: SPE, 2016. SPE-181858-MS.

FJAER, Erling; HOLT, R.; HORSRUD, P.; RAAEN A. y RISNES R. Petroleum Related Rock Mechanics. Petroleum Related Rock Mechanics. 2 ed. Elsevier, 2008.

GUERRA, Jesse; URIBE, Julian; LUNA, Eduardo y ZHU, Ding. Self-Channeling in Proppant Pack in the Eagle Ford Shale Formation. Buenos Aires: SPE, 2017. SPE-185561-MS

GUERRA, Jesse; ZHU, Ding y HILL, Daniel. The Impairment of Fracture Conductivity in the Eagle Ford Shale Formation. Woodlands, Texas: SPE, 2017. SPE 184857-MS.

GUZEK, James. Fracture Conductivity of the Eagle Ford. Texas A&M University, 2014.

JANSEN, Timothy; ZHU, Ding y HILL, Daniel. The Effect of Rock Mechanical Properties on Fracture Conductivity for Shale Formations. Woodlands, Texas: SPE, 2015. SPE 173347.

KAINER, Cody; GUERRA, Dante; ZHU, Ding y HILL, Daniel. A Comparative Analysis of Rock Properties and Fracture Conductivity in Shale Plays. Woodlands, Texas: SPE, 2017. SPE-184877-MS.

KING, George. Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?. Florencia, Italia: SPE, 2010. p. 2-3. SPE-133456-MS

LIANG, Feng; SAYER, Mohammed; AL-MUNTASHERI, Ghaithan; CHANG, Frank y LI, Leiming. Comprehensive Review on Proppant Technologies. Southwest Petroleum University, 2015.

MA, Zee y HOLDITCH, Stephen. Unconventional Oil and Gas Resource Handbook, Evaluation and Development. Waltham, Massachusetts: Elsevier, 2016.

PASSEY, Quinn; BOHACS, Kevin; ESCH, William; KLIMENTIDIS, Robert y SINHAH, Robert. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs. Beijing: SPE, 2010. SPE-131350-MS.

PEREZ, P., ZHU, Ding y HILL, Daniel. The Effect of Rock Mechanical Properties on Fracture Conductivity in the Marcellus Shale. Beijing: SPE, 2016. SPE 181867

SCHLUMBERGER. Oilfield glossary, Proppant. En: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/proppant.aspx>

SHELLEY, Robert; GRIESE, William; JOHNSON, Bill; FIELDER, Eugene; HEINZE, James y WERLINE, James. Data Analysis of Barnett Shale Completions. SPE Journal, 2008. SPE-100674-PA.

SINGHAL, B. y GULPA, R. Applied Hydrogeology of Fractured Rocks. 2 ed. Springer, 2010 .

SPEIGHT, James. Shale Gas Production Processes. Waltham, Massachusetts: Elsevier, 2013.

TIAB, Djebbar y DONALDSON, Ronald. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2 ed. Elsevier, 2004.

U.S. NATIONAL COMMITTEE FOR ROCK MECHANICS. Rock Fractures and Fluid Flow: Contemporary Understanding and Applications. Washington, D.C.: National School of Sciences, 1996.

VAN DAM, D. y DE PATER, C. Roughness of Hydraulic Fractures: The importance of In-Situ Stress and Tip Processes. Houston: SPE, 1999. SPE-56596.

WALLS, Joel; CERON, Maria y ANDERSON, Juliana. Characterizing Unconventional Resource Potential in Colombia; a Digital Rock Physics Project. Denver: URTEC, 2014. URTEC-1913256-MS.

YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES. Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Desafío energético: Vaca Muerta. En: <https://www.ypf.com/energiaypf/Paginas/vaca-muerta.html>

ZHANG, Junjing; KAMENOV, Anton; HILL, Daniel y ZHU Laboratory Measurement of Fracture Conductivities in the Barnett Shale. Woodlands, Texas: SPE, 2013. SPE-163839-MS.

ZHANG, Junjing; ZHU, Ding y HILL, Daniel. Water-Induced, Damage to Propped-Fracture Conductivity in Shale Formations. SPE Journal, 2016. SPE 173346-PA.

