

**ESTIMACIÓN EXPERIMENTAL DEL EMPOTRAMIENTO DEL
PROPANTE EN LA ROCA, APLICACIÓN A ROCAS DEL CRETACEO**

YAIR ANDRES QUINTERO PEÑA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA CIVIL
MAESTRIA EN GEOTECNIA
BUCARAMANGA**

2014

ESTIMACIÓN EXPERIMENTAL DEL EMPOTRAMIENTO DEL PROPANTE EN LA ROCA, APLICACIÓN A ROCAS DEL CRETACEO

YAIR ANDRES QUINTERO PEÑA

Trabajo de grado para optar al título de Maestría en Geotecnia

DIRECTORES

M.Sc. Hebenly Celis

Docente UIS

M.Sc. Jenny Mabel Carvajal

Líder Laboratorio de Mecánica de Rocas ICP-ECP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA CIVIL
MAESTRIA EN GEOTECNIA
BUCARAMANGA**

2014

Dedicatoria

A mi madre por su apoyo incondicional gracias a quien me ha hecho la persona que soy. A mi Diana por acompañarme en este camino en el que hemos crecido juntos, y a toda la familia por todo el apoyo y comprensión recibida durante esta etapa de la vida.

Yair Andrés Quintero Peña

Agradecimientos

Al Instituto Colombiano del Petróleo por brindarme esta oportunidad de crecimiento.

Al grupo de profesores de la maestría por todo el conocimiento compartido

Yair Andrés Quintero Peña

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	14
1. GENERALIDADES.....	15
1.1 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.....	15
1.2 MATERIAL PROPANTE O AGENTES DE SOPORTE	16
1.3 EQUIPOS DE LABORATORIO	21
1.4 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA.....	25
1.5 DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA EN LABORATORIO.....	27
2. ESTADO DEL ARTE	31
3. PLANTEAMIENTO DE METODOLOGÍA PARA ESTIMACIÓN DE EMPOTRAMIENTO DEL PROPANTE EN LA ROCA	46
4. APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	57
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIÓN.....	65
REFERENCIAS	67

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del proceso de fracturamiento hidráulico.....	15
Figura 2. Esquema de la geometría de fractura y ubicación de material propante después de una operación de fracturamiento hidráulico.	16
Figura 3. Imagen de arenas utilizadas como material propante, de mallas 20/40, 30/50..	18
Figura 4. Cascara de nuez.....	19
Figura 5. Arena recubierta con resina	21
Figura 6. Analizador de texturas	22
Figura 7. Comparador de caras	23
Figura 8. Maquina MTS 815	24
Figura 9. Esquema general de ensayo de toma de velocidades a nivel de laboratorio. ...	29
Figura 10. Curvas tipo de cambio de esfuerzo y deformación durante ensayo de laboratorio.....	30
Figura 11. Rompimiento de granos de propante	31
Figura 12. Imagen esquemática del proceso de empotramiento del propante en la roca.	32
Figura 13. Esquema de celda API para estimación de conductividad y empotramiento de propante en la roca.....	33
Figura 14. Gráfica tipo de perdida de conductividad de lecho propante en celda API	35
Figura 15. Gráfica tipo de perdida de conductividad de lecho propante para diferentes tipos de roca.....	36
Figura 16. (a) Esquema general del montaje, (b) esquema del ensayo resaltando la muestra de roca, propante y placa de carga	36
Figura 17. Calculo de empotramiento mediante medición de deformaciones en ensayo uniaxial	37
Figura 18. Efecto de la cantidad de arcilla en la muestra en la magnitud del empotramiento	38
Figura 19. Efecto del módulo de Young de la muestra en la magnitud del empotramiento.	39
Figura 20. Modelo físico base tomado para el desarrollo del modelo matemático para estimación del empotramiento del propante en la roca..	40

Figura 21. Esquema general de modelo físico de los sistemas de propante unicapa y multicapa.....	41
Figura 22. Cambios en la magnitud de empotramiento con variaciones presión y módulo de Young y diámetro promedio de propante	41
Figura 23. Comparación entre modelo matemático ajustado y resultados de laboratorio..	42
Figura 24. Representación esquemática del diseño de la punta del indentador.....	43
Figura 25 Taladro de Árbol	47
Figura 26 Cortadora Rubí	47
Figura 27 Pulidor de Superficies	48
Figura 28. Esquema del equipo analizador de texturas	49
Figura 29. Distribución espacial en muestra de puntos para indentación.....	50
Figura 30. Registro de fuerza a 5 cargas diferentes.....	50
Figura 31. Registro de distancia desplazada por el indentador a 5 cargas diferentes.	51
Figura 32. Estimación del módulo de Young a partir de ensayos de indentación	52
Figura 33. Montaje de lecho de propante para ensayo triaxial de empotramiento de propante.	53
Figura 34. Montaje de probeta previo a ensayo triaxial	53
Figura 35. Curva de desplazamiento estabilizada, ensayo triaxial de empotramiento	54
Figura 36. Huellas del propante impresas en la muestra de roca posterior al ensayo triaxial	55
Figura 37. Diagrama de flujo metodología de medición experimental de empotramiento de propante en la roca.....	56
Figura 38. Ubicación de los planos de depositación con respecto a la geometría de las muestras a caracterizar.	57
Figura 39. Correlaciones módulo de Young acústica – módulo de Young indentación	60
Figura 40. Correlación entre el módulo de Young por indentación y el modelo matemático de Gao Yuanping.....	61
Figura 41. Comparación entre los resultados obtenidos por interpretación de ondas acústicas y modelo matemático para módulo de Young.	62
Figura 42. Correlación de empotramiento para muestras seleccionadas a 5500 psi.....	63
Figura 43. Correlación de empotramiento para muestras seleccionadas a 6500 psi.....	63

Figura 44. Correlación de empotramiento para muestras seleccionadas a 5500 y 6500
psi..... 64

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características generales para diferentes tipos de propante	17
Tabla 2. Relaciones entre los módulos elásticos.	27
Tabla 3. Propiedades elásticas obtenidas por indentación instrumentada y ultrasonido.	45
Tabla 4. Datos de geometría velocidades y módulo de Young para discos de roca	58
Tabla 5. Tabla comparativa módulo de Young acústico e indentación.	59

RESUMEN

TÍTULO: Estimación experimental del empotramiento del propante en la roca, aplicación a rocas del Cretáceo *

AUTOR: Yair Andres Quintero Peña **

PALABRAS CLAVE: Empotramiento de propante, ensayos de laboratorio, indentación, módulo de Young.

CONTENIDO:

Ante el incremento de las necesidades energéticas a nivel mundial, el sector de hidrocarburos ha ampliado sus fronteras de exploración y producción a yacimientos más complejos, como lo son los prospectos ubicados en cuencas de offshore, gas shale, mantos de carbón entre otros. En el caso del desarrollo de yacimientos de shale plays, uno de los parámetros fundamentales para poder extraer las reservas de crudo, es la facilidad con la que la roca se pueda fracturar a tensión, ya que este volumen fracturado será como tal el yacimiento a explotar.

Teniendo en cuenta la importancia de las fracturas hidráulicas en el desarrollo de este tipo de yacimientos, los diferentes estudios orientados a poder identificar las mejores condiciones bajo las cuales se puedan realizar las fracturas de forma tal que estas permanezcan abiertas el mayor tiempo posible es de gran importancia. Este estudio propone una metodología para la caracterización de la pérdida de ancho de la fractura, debido al empotramiento del agente de sostén en la roca en las condiciones de los esfuerzos locales en el laboratorio, para reducir la incertidumbre de los resultados obtenidos a partir de modelos matemáticos utilizados para diseñar la geometría de las fracturas

En este documento se presenta la metodología planteada y los resultados obtenidos de la aplicación de la misma a rocas pertenecientes al Cretáceo, así como las correlaciones encontradas de entre las diferentes variables monitoreadas durante la ejecución de los diferentes experimentos

* Proyecto de grado

** Facultad: Ingenierías físico-mecánicas. Escuela: Ingeniería civil. Director: Hebenly Celis. Codirector: Jenny Mabel Carvajal

ABSTRACT

TITLE: Experimental estimation of proppant embedment in the rock, applied to cretaceous rocks *

AUTHOR: Yair Andres Quintero Peña **

Keywords: Proppant embedment, laboratory test, indentation test, Young's modulus.

CONTENT:

With the increase of energy needs worldwide, the hydrocarbon sector has expanded its exploration and production borders to more complex sites, such as are the prospects located in basins of offshore, shale gas, coal bed methane and others. For the development of different deposits of shale plays, one of the key parameters to extract oil reserves is the ease with which the rock will fracture under tension hydraulic fracture, as this fractured volume is as such the site to explore.

Given the importance of the hydraulic fractures in the development of such kind reservoirs, the different studies to be able to identify the best conditions under which fractures can be made so that these remain open as long as possible is of great importance. This study proposes a methodology for characterize of the loss of fracture width, due the proppant's embedment in the rock at in-situ stress conditions in laboratory, for reduce the result's uncertainty obtained from mathematical models used to design the geometry of fractures.

This document show the general methodology and the results obtained of applying it to rocks of the Cretaceous, as well as the correlations between the different variables monitored during the execution of the different experiments is presented

* Project degree

** Faculty: Fisical-mechanical Engineering faculty. School: Civil Engineering. Directors: Hebenly Celis, Jenny Mabel Carvajal

INTRODUCCION

La cuantificación del empotramiento del propante en la roca es de gran importancia para el óptimo desarrollo de yacimiento donde la productividad del mismo está asociado principalmente a la vida útil de la fractura hidráulica, como es el caso de yacimientos de Shale Gas y Shale Oil, razón por la cual diferentes personas tanto a nivel de la industria como de la academia han trabajado en modelos matemáticos, correlaciones empíricas y ensayos de laboratorio que permita tener un estimado del empotramiento del propante, dato que es de gran importancia en los modelos de diseño de fractura y selección de tipos y calidad de propante.

Con el desarrollo de esta metodología se busca tener una herramienta en el laboratorio de mecánica de rocas del ICP que permita evaluar este comportamiento en la roca y con esto aportar información importante a la hora de seleccionar el tipo de propante a utilizar según las características elásticas y condiciones de esfuerzo de cada yacimiento en particular, así como la posibilidad de la adquisición de este tipo de información en tiempo real durante la perforación.

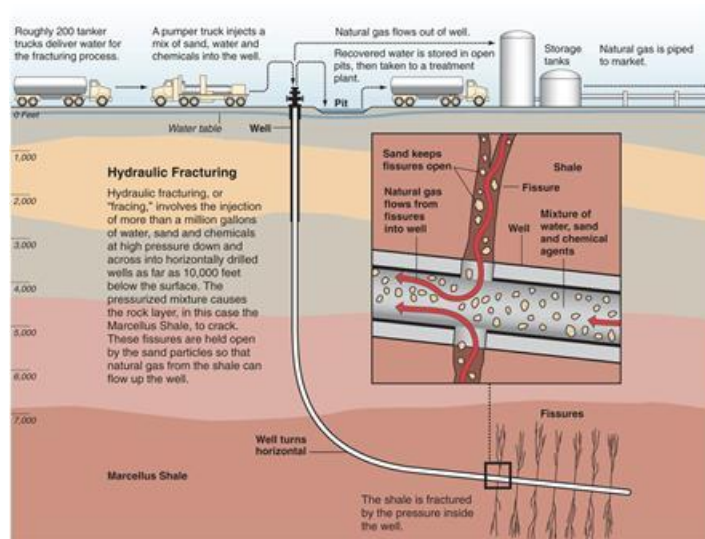
En este documento se presenta la metodología experimental propuesta para realizar ensayos de empotramiento del propante en la roca en laboratorio de mecánica de rocas, así como los resultados obtenidos de su implementación en muestras de roca del Cretáceo.

1. GENERALIDADES

1.1 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

El proceso de fracturamiento hidráulico es uno de los métodos de estimulación de pozos más conocidos y antiguos en la industria petrolera, el cual está orientado a mejorar la productividad de yacimientos petroleros, ya sea porque estos presentan problemas de reducción en su permeabilidad ocasionada por precipitación de compuestos orgánicos o inorgánicos en los poros de la matriz, problemas de compatibilidad de fluidos utilizados durante la perforación, completamiento de pozo o porque la formación en su condición natural tiene una permeabilidad muy baja haciéndola improductiva. De forma general este proceso consiste en la inyección de fluido de fractura a alta presión al fondo del pozo, hasta que este genera una falla por tensión en la roca, dicha falla es propagada hacia dentro del yacimiento de acuerdo a condiciones de diseño previo, la figura 1 ilustra de forma esquemática este proceso.

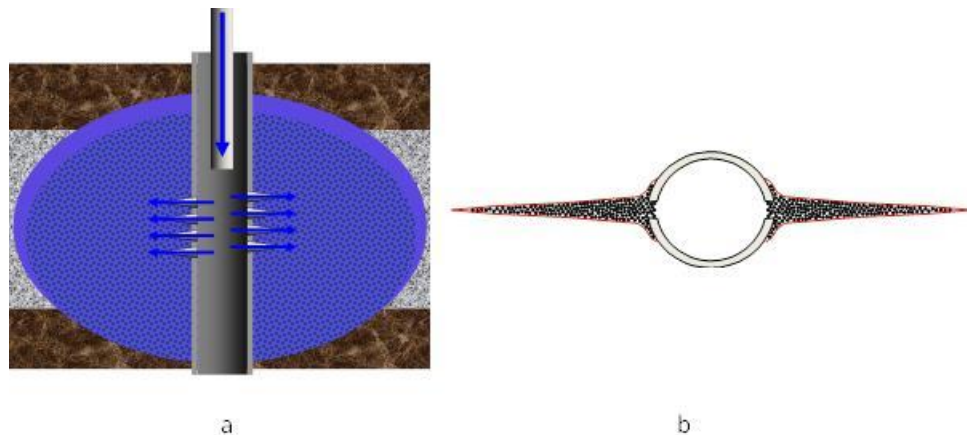
Figura 1. Esquema del proceso de fracturamiento hidráulico.



Fuente: stateimpact.npr.org

Esta fractura actúa como un canal de alta permeabilidad permitiendo un aumento en los volúmenes de crudo producidos una vez ha finalizado la intervención, sin embargo teniendo en cuenta que esta fractura permanece abierta por la presión que ejerce el fluido sobre las caras de la fractura generada, y que este a su vez esta presurizado por lo equipos de bombeo de superficie, al apagar las bombas de inyección esta presión se pierde, y la fractura se cierra, razón por la cual, una vez se ha terminado de generar la fractura en la roca, mezclado con la última etapa del fluido de fractura, es agregado al sistema el material sostén o propante, el cual es el encargado de garantizar que al momento de finalizar la operación de fractura, esta permanezca abierta y permita el flujo de crudo a través de la misma, en la figura 2 se representa de forma esquemática este sistema.

Figura 2. Esquema de la geometría de fractura y ubicación de material propante después de una operación de fracturamiento hidráulico. Vista lateral (a), Vista en planta (b)



Fuente: Curso básico de procesos de estimulación de pozos, ECP

1.2 MATERIAL PROPANTE O AGENTES DE SOPORTE

Los propantes varían en composición desde simple cuarzo hasta materiales cerámicos de alta resistencia con tratamientos térmicos e inclusión de resinas a nivel superficial para facilitar su fijación en la roca, y pueden ser clasificados de acuerdo a su forma, tamaño, resistencia, entre otras características. Este material

se mezcla en superficie con el fluido de fracturamiento en su etapa final, para luego ser depositados en la fractura abierta.

Uno de los factores críticos en el éxito del trabajo de fracturamiento radica en la buena selección de propante a utilizar, en función de los esfuerzos de la zona de interés, la profundidad de la formación, la rigidez de la roca entre otras, ya que una mala selección puede generar que la fractura se cierre prematuramente, impidiendo recuperar las reservas de crudo asociadas.

En la industria del petróleo se tienen varios tipos de propante naturales, como los son las arenas, cascara de nuez entre otras; también se han desarrollado materiales de soporte sintéticos cuya resistencia a confinamiento es mucho mayor, los cuales son conocidos como propantes de intermedia y alta resistencia, dentro de los cuales se puede citar la bauxita y carbolita entre otros. La selección del tipo de propante se basa principalmente en dos parámetros, el primero de ellos es la permeabilidad que puede dar el lecho de propante, ya que a este se tiene ligada la productividad de la fractura, y el segundo es la resistencia al rompimiento del mismo, el cual caracteriza la durabilidad del material bajo un rango de esfuerzos particulares, en la medida en el que propante es más resistente, este requiere más procesos y tratamientos, lo cual lo hace más costoso, en la tabla 1 se relacionan los rangos de presión de cierre y otras propiedades físicas de diferentes propantes.

Tabla 1. Características generales para diferentes tipos de propante

Propante	Gravedad Específica	Presión de Cierre, psi	Profundidad ft
Arena	2.65	5000	0-10000
Cerámica de Baja Densidad	2.72	6000-8000	7000-11000

Cerámica de Densidad Intermedia	3.15	8000 – 10000	8000-12000
Bauxita	3.60	10000 – 12000	12000-20000
Propantes Livianos y ultralivianos	1.05 – 2.02	Hasta 7000	0-8000

Dentro de los propantes más comunes encontramos: arena natural, arena resinada, cerámicos, cerámicos recubiertos con resina (curado parcial y completo), bauxita y bauxita recubierta con resina. Otros menos comunes son: cáscara de nuez, bolas de aluminio o acero, esferas de cristal y Propantes de bajo peso específico.

Arena

Se caracteriza por ser de los propantes de resistencia más baja, el cual es ampliamente utilizado y exitoso yacimientos cuyas presiones de cierre son bajas. Entre sus principales ventajas están su bajo costo comparado con los otros tipos de material propante y amplia disponibilidad.

Figura 3. Imagen de arenas utilizadas como material propante, de mallas 20/40, 30/50.



Fuente: <http://www.halliburton.com>.

El limitante de este tipo de propante es su resistencia, ya que al someterse a presiones altas, el materia de va rompiendo paulatinamente, lo que genera perdida

en el ancho de fractura y migración de material que puede generar taponamiento de medio poroso de la misma

Cáscaras de nuez

Este tipo de propantes permite obtener una distribución de una sola capa de material propante dentro de la fractura, proporcionando una mejor capacidad de flujo y reduciendo el problema de yacimientos con baja resistencia al incrustamiento. A pesar de esto las cáscaras de nuez son poco utilizadas en operaciones de fracturamiento hidráulico debido al desarrollo de nuevos productos que permiten tener mejores condiciones de flujo en la fractura y mantenerlas por un mayor tiempo. Adicionalmente debido a su deformabilidad, a altas presiones puede generar obstrucción en el medio poroso de la fractura afectando su productividad, por lo cual no es recomendable para ambientes en los cuales las cargas laterales son muy altas, en la figura 4 se muestra este tipo de propante.

Figura 4. Cascara de nuez.



Fuente: www.chipaxa.com

Bolas de aluminio

Son propantes adecuados para cualquier profundidad mayor a 6000 ft y sus ventajas son similares a las cáscaras de nuez. Su mayor limitación consiste en el alto grado de corrosión al entrar en contacto con agua salada a alta temperatura. Actualmente su uso es muy restringido en operaciones de fracturamiento ya que

han sido desplazadas por propantes de mejor calidad y que presentan mejor desempeño en la fractura como lo son los propantes cerámicos.

Cristales de vidrio

Presentan mayor resistencia a la ruptura que la arena. Se utilizan como material de sostén para formaciones duras y sujetas a una mayor presión de confinamiento. Sus limitaciones son principalmente la pérdida de una buena parte de su resistencia a la compresión durante el bombeo y su ruptura a valores de presión de confinamiento entre 600 y 700 Psi. Cuando los cristales de vidrio se rompen, se convierten en material pulverizado y no en partículas pequeñas como la arena, generando cierre de la fractura y pérdida significativa de la conductividad.

Bauxita

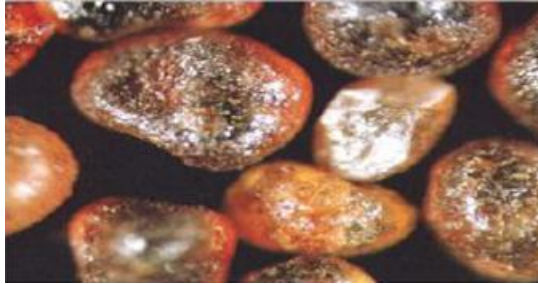
Este material de soporte es de densidad intermedia y es uno de los materiales más usados en las operaciones de Fracturamiento debido a que proporciona altos valores de conductividad de la fractura. Se ha demostrado que la Bauxita puede ser usada cuando la presión de cierre es superior a 8000 psi (55 MPa) debido al aplastamiento severo de la arena a estas presiones. Es conocida por sus buenos resultados en formaciones duras con permeabilidad media y en zonas profundas de baja permeabilidad. alguna de las desventajas de la bauxita es su alto costo, debido a su alta resistencia causa pérdida de apertura de fractura por empotramiento en la roca y su alto peso específico que la hace difícil de distribuir en la fractura.

Arenas recubiertas con resinas

Estos materiales son conocidos como propantes de resistencia intermedia, es decir, que sus propiedades de resistencia y capacidad de flujo son excepcionales para pozos que ubicados a profundidades intermedias con un rango de presión de confinamiento entre 3000 y 8000 Psi. Las arenas recubiertas una vez ubicadas en la fractura se adhieren entre sí, constituyendo un medio poroso fijo y compacto,

ayudando a reducir los problemas asociados a retornos de material propante durante la producción.

Figura 5. Arena recubierta con resina.



Fuente: <http://www.carboceramics.com>.

Propantes livianos y ultralivianos

Son propantes de alta resistencia y baja densidad, los cuales son fáciles de colocar en la fractura con fluidos de baja viscosidad y permiten lograr una distribución uniforme de las partículas. Estos propantes son también resistentes a interacciones químicas con los fluidos de yacimiento permitiendo buenos valores de conductividad por un tiempo prolongado.

1.3 EQUIPOS DE LABORATORIO

Teniendo en cuenta que la base de esta metodología es ensayos realizado en el laboratorio de mecánica de rocas, a continuación se explicara de forma breve algunos de los equipos utilizados y el tipo de ensayo asociado al mismo.

1.3.1 Analizador de texturas (Indentador)

Este equipo ampliamente utilizado en la industria de los alimentos, se utiliza para realizar una indexación de un determinado material con base a la respuesta que presente este ante una punción mediante un indentador; estas indexaciones pueden ser utilizadas para construir correlaciones entre parámetros obtenidos con

este equipo y las mediciones obtenidas mediante ensayos de caracterización convencional.

Figura 6. Analizador de texturas



Fuente: Laboratorio mecánica de rocas, ECP-ICP

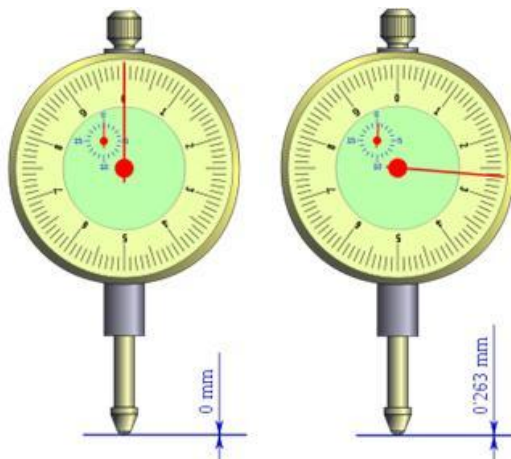
Adicionalmente a este tipo de caracterización, también es posible realizar ensayos de caracterización convencional, que no requieran la aplicación de altas cargas, confinamiento de la roca o monitoreo de deformación lateral de la roca, como es el caso de los ensayos de medición de velocidades acústicas, brazilian test, ensayos uniaxiales entre otros. Dependiendo del parámetro que se necesite caracterizar es necesario diferentes diseños el elemento que realiza la punción en el material a caracterizar, también llamado indentador, para este caso, el diseño utilizado es in indentador de cuerpo cilíndrico y punta plana, con el fin de poder contar con un área aproximadamente constante de aplicación de carga durante el ensayo

1.3.2 Comparador de caras

Un reloj comparador o comparador de caras es un instrumento de medición de dimensiones que se utiliza para comparar cotas mediante la medición indirecta del desplazamiento de una punta de contacto esférica cuando el aparato está fijo en

un soporte. Constan de un mecanismo de engranajes o palancas que amplifica el movimiento del vástago en un movimiento circular de las agujas sobre escalas graduadas circulares que permiten obtener medidas con una precisión de centésimas o milésimas de milímetro (micras). Además existen comparadores electrónicos que usan sensores de desplazamiento angular de los engranajes y representan el valor del desplazamiento del vástago en un visualizador. La esfera del reloj que contiene la escala graduada puede girarse de manera que puede ponerse el cero del cuadrante coincidiendo con la aguja y realizar las siguientes medidas por comparación (figura 7). El reloj comparador debe estar fijado a un soporte, cuya base puede ser magnética o fijada mecánicamente a un bastidor.

Figura 7. Comparador de caras.



Fuente: www.wikipedia.org

Es un instrumento que permite realizar controles dimensionales en la fabricación de manera rápida y precisa, por lo que es muy utilizado en la inspección de la fabricación de productos en series grandes.

1.3.3 Maquina MTS 815

Este equipo puede ser utilizado para una amplia gama de aplicaciones, que va desde caracterización de suelos hasta materiales mucho más competentes como lo son las rocas o incluso metales.

Figura 8. Maquina MTS 815.



Fuente: www.lameroc.com

En este equipo se pueden realizar ensayos bajo dos configuraciones principalmente, en la primera de ellas el ensayo se corre en condiciones uniaxiales bajo la cual es sometida a una carga de compresión axial y dependiendo del diseño experimental del ensayo, la muestra es llevada hasta la fractura, con este esquema se pueden determinar propiedades como la resistencia a la compresión no confinada (UCS), resistencia a la tensión, determinación de módulos elásticos entre otros.

La segunda configuración es en condiciones triaxiales, en la cual adicional a la carga axial aplicada a la muestra, se aplica una presión de confinamiento lateral y presión de poro mediante un fluido, este tipo de ensayo, en el caso de muestras de roca, se realiza con el fin de conocer el comportamiento de la muestra a

diferentes confinamientos, tratando de simular las condiciones a las que está expuesta la muestra a diferentes profundidades de enterramiento; bajo este esquema se obtienen propiedades como la resistencia a la compresión confinada (CCS), pérdida de conductividad de fracturas a diferentes condiciones de esfuerzos, caracterización de ángulo de fricción interna y la cohesión de la roca mediante ensayos de envolvente de falla múltiple o mediante la integración de análisis uniaxial y resultados triaxiales entre otras.

En este tipo de ensayo es posible monitorear diferentes variables, dentro de las más importantes esta la fuerza aplicada al sistema (Ya sea en condiciones uniaxiales o triaxiales), presión de poros, presiones de confinamiento, deformación de la roca, velocidades ultrasónicas y desplazamiento.

1.4 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA

La forma en la cual responde la deformación de un material ante la aplicación de una carga permite determinar qué tipo de modelo matemático se puede utilizar para simular este comportamiento, ya sea elástico lineal, no lineal, plástico, viscoso entre otros; una gran cantidad de materiales, incluidas las rocas presentan un comportamiento lineal elástico a cargas relativamente bajas, permitiendo caracterizar este comportamiento a través de la Ley de Hooke.

1.4.1 Módulo de Young (E):

Uno de los principales módulos elásticos utilizados es el módulo de Young, el cual estima la rigidez del material, y está definido como la relación de esfuerzo aplicado a un material sobre la deformación generada en el mismo por efecto del esfuerzo en la dirección de aplicación bajo un estado de carga uniaxial, Ecuación 1. Los rangos normales pueden ir desde unos cuantos cientos de miles de psi en el caso de rocas muy deformables y de baja competencia hasta varios millones de psi para el caso de rocas de muy baja deformabilidad y alta competencia.

$$E = \frac{\sigma_x}{\epsilon_x} \quad (1)$$

El módulo de Young también puede ser utilizado con un indicador del nivel de fragilidad de la roca, ya que a mayor valor de esta propiedad, la roca muestra un comportamiento más frágil durante la falla.

1.4.2 Relación de Poisson (μ):

Representa la relación entre la deformación lateral y la deformación axial que se genera en una muestra que es deformada en dirección axial como consecuencia de la aplicación de una carga a la muestra que se está analizando, Ecuación 2.

$$\nu = \frac{\epsilon_x}{\epsilon_y} \quad (2)$$

Los rango en los que se mueve esta propiedad en rocas esta entre 0.1 para el caso de muestra de una nivel de deformabilidad muy bajo, hasta valores cercanos a 0,4 donde la roca es muy deformable, de lo cual cabe resalta que el dato más alto con sentido físico es de 0,5 y corresponde al agua.

1.4.3 Modulo elástico de Bulk (Volumétrico) (K):

Esta variable representa la respuesta de un material al ser sometido a una condición de carga hidrostática (tres esfuerzos ortogonales iguales), y relaciona el cambio volumétrico que experimenta una muestra a ser sometida a un cambio de esfuerzos en condición hidrostática, ecuación 3

$$K = \frac{d\sigma}{d\epsilon_v} \quad (3)$$

Donde (σ) y (ϵ_v), representan el esfuerzo hidrostático y deformación volumétrica respectivamente.

1.4.4 Módulo de corte (G):

Representa una medida de la resistencia de un cuerpo a cambiar de forma como resultado de la aplicación de un esfuerzo de corte en la muestra, ecuación 4.

$$G = \frac{\text{Esfuerzo de corte}}{\text{Deformación de corte}} = \frac{\tau}{\gamma} \quad (4)$$

En los casos en que el material analizado se rige por el modelo de elasticidad lineal, es posible realizar la caracterización de todos los módulos elásticos del material a partir de la caracterización de al menos dos de ellos, a través de relaciones matemáticas que se tienen entre ellos y son mostradas en la tabla 2.

Tabla 2. Relaciones entre los módulos elásticos.

$E = 3K(1 - 2\nu)$	$K = \frac{1 + \nu}{3\lambda}$	$\frac{\lambda}{\lambda + G} = 2\nu$
$E = 2G(1 + \nu)$	$K = \frac{2}{3}G \frac{1 + \nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{G}{\lambda + G} = 1 - 2\nu$
$E = \frac{9KG}{3K + G}$	$K = \lambda + \frac{2}{3}G$	$\frac{\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 - \nu)$
$E = \frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G}G$	$\nu = \frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$	$\frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 + \nu)$
$E = \frac{\lambda}{\nu}(1 + \nu)(1 - 2\nu)$	$\frac{\lambda}{G} = \frac{2\nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{3\lambda + 4G}{\lambda + G} = 2(2 - \nu)$

Fuente: Petroleum related Rock Mechanics, FJÆR, E. et al.

1.5 DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA EN LABORATORIO

Para realizar la estimación de los módulos elásticos existen dos métodos experimentales que son el ensayo de compresión o el ensayo acústico, en el

primero, se registra el comportamiento de la deformación de la muestra causada por la aplicación de un esfuerzo ya sea a condiciones uniaxiales o triaxiales, esta medición se conoce como estática y en el segundo, se caracterizan los parámetros elásticos a partir del comportamiento de las ondas acústicas al atravesar una muestra (llamado también medición dinámica).

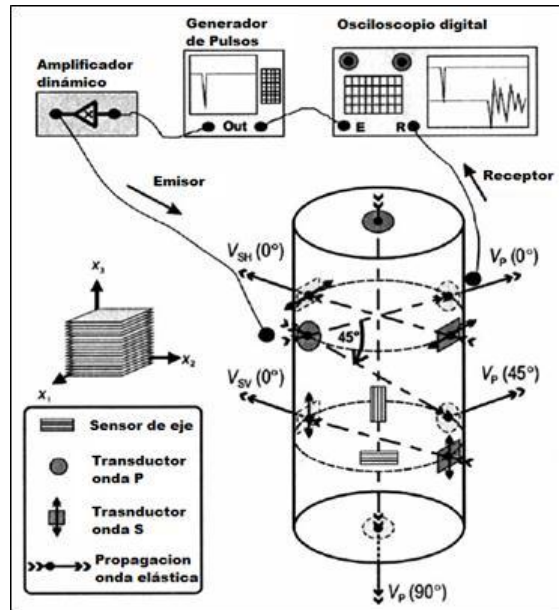
A pesar que este tipo de mediciones sirven para caracterizar la misma propiedad, se ha encontrado de acuerdo a resultados de laboratorio que existe diferencias entre las mediciones obtenidas por los dos métodos, de manera general, se observa que la propiedad estimada por el método acústico es mayor a la propiedad estimada por el método estático, esto es debido a la afectación que tiene el medio poroso cuando es atravesado por las ondas acústicas; adicionalmente, se observa que hay mayor desviación en la medida que la porosidad de la muestra aumenta.

1.5.1 Medición de propiedades a partir de ondas elásticas

Las ondas son perturbaciones mecánicas que se propagan a través de un material a grandes distancias, recolectando información de formaciones en lugares totalmente inasequibles. Las ondas elásticas en rocas se propagan con una velocidad que es función de la rigidez y de la densidad de la roca, parámetros que a su vez dependen de la porosidad del material, por lo cual esta medición proporciona información mediante la cual a partir de métodos matemáticas es posible determinar características importantes de la roca.

A nivel de laboratorio esta prueba se realiza de acuerdo a la norma ASTM D2845, de forma general la figura 9 muestra de forma esquemática el montaje utilizado en laboratorio para este tipo de ensayos.

Figura 9. Esquema general de ensayo de toma de velocidades a nivel de laboratorio.



Fuente: J. Alberto Ortega 2006.

Donde (V_p) y (V_s) son las velocidades de propagación de compresión y corte, y los ángulos referenciados en cada una de ellas representan la dirección de propagación de la onda con respecto a un plano de referencia, que en el caso de rocas laminadas como el caso del shale, este plano de referencia son los planos de depositación. Una vez calculadas las velocidades a partir del tiempo de viaje de la onda, es posible estimar los diferentes módulos elásticos a partir de las siguientes correlaciones.

$$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (5)$$

Donde (E) es el módulo de Young (psi o Pa) y (ρ) la densidad volumétrica de la muestra.

$$G = \rho V_s^2 \quad (6)$$

Donde (G) es el módulo de rigidez o de corte psi (o Pa).

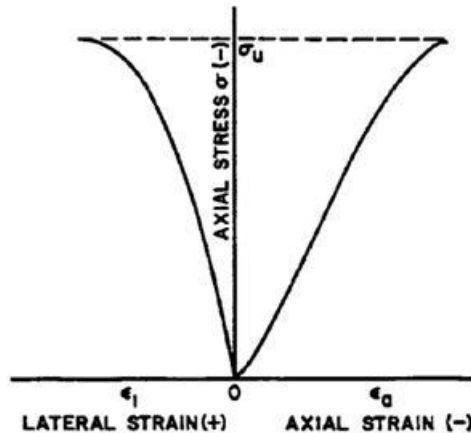
$$\nu = \frac{(Vp^2 - 2Vs^2)}{2(Vp^2 - Vs^2)} \quad (7)$$

Donde (ν) es la relación de Poisson.

1.5.2 Mediciones Estáticas (Módulos Estáticos)

Este tipo de mediciones se realiza con base a la norma ASTM D7012, la cual describe el método estándar para la estimación de resistencia compresiva y módulos elásticos de roca intacta bajo variación de esfuerzos, mediante el análisis la información de cambios de esfuerzo axial aplicado y la deformación generada tanto en dirección axial como circunferencial, la figura 10 muestra un grafica tipo de la información registrada durante este tipo de ensayos.

Figura 10. Curvas tipo de cambio de esfuerzo y deformación durante ensayo de laboratorio.

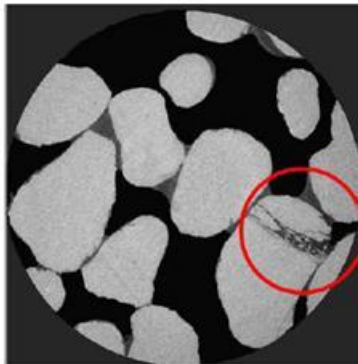


Fuente: Norma ASTM D7012.

2. ESTADO DEL ARTE

Para el desarrollo de yacimientos de shale gas y shale oil es de gran importancia la vida útil de la fractura hidráulica ya que esta es como tal la que genera el yacimiento, por lo cual, contar con una metodología que permita estimar la pérdida de apertura de la fractura hidráulica es de gran importancia, ya que esta pérdida de apertura impacta de forma importante en la conductividad de la fractura, y por ende en la producción del pozo como tal. Dentro de los factores que impactan a la pérdida de apertura de fractura se encuentran dos principalmente, el primero de estos el rompimiento del material propante por efecto de presión (crushing); este rompimiento se produce debido a que las cargas que se transmiten de la formación al lecho de propante en la fractura exceden la resistencia a la compresión del material, empezando a fracturarlo progresivamente como se puede ver en la figura 11.

Figura 11. Rompimiento de granos de propante.

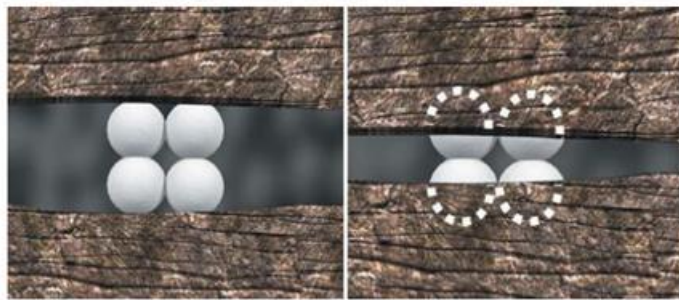


Fuente: SPE 135502

Una mala selección de propante de acuerdo a las condiciones de esfuerzo a los que estarán sometidos en fondo de pozo afectan dos aspectos principalmente y pueden marcar diferencia en el éxito de un trabajo de este tipo, el primer aspecto es el caso en el que el propante seleccionado no tenga la resistencia suficiente los finos generados por el rompimiento del propante migren a través del medio poroso

de la fractura, generando taponamiento del mismo y por tanto pérdida de conductividad; mientras que en el caso que de que la resistencia del propante este muy por encima de las condiciones de yacimiento, el impacto es de tipo económico, ya que el costo del propante aumenta considerablemente en función de la resistencia del mismo y por ende aumenta el consto final del trabajo de fractura. El segundo proceso que genera pérdida de ancho de fractura es el empotramiento del propante en la roca (Embedment), en el cual debido a la elasticidad de la roca y la rigidez del propante, este se va incrustando progresivamente en la roca hasta el punto que puede cerrar totalmente la fractura, figura 12.

Figura 12. Imagen esquemática del proceso de empotramiento del propante en la roca.



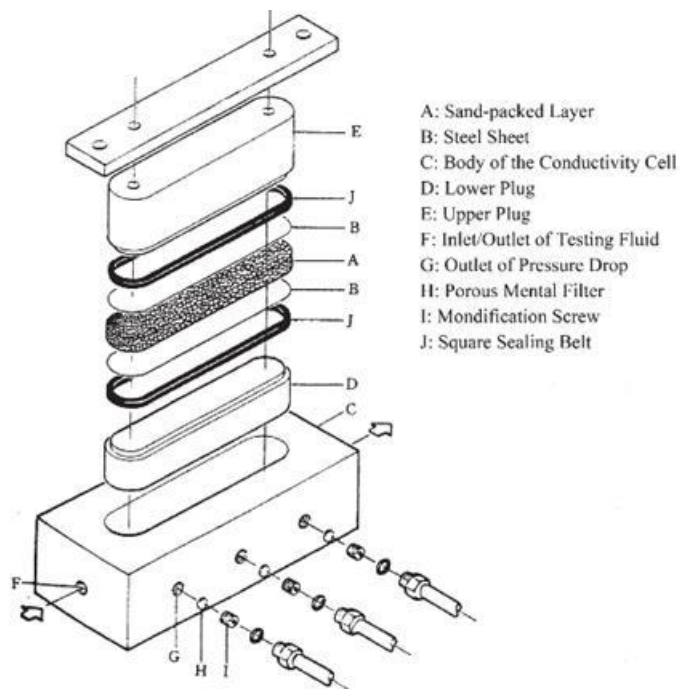
Fuente: SPE 135502.

El empotramiento del propante se puede ver afectado por la mayor o menor deformabilidad de la roca, la rigidez del propante, el tamaño de los granos de propante, los esfuerzos aplicados en la fractura entre otros, al igual que el crushing, el empotramiento afecta la conductividad de la fractura, ya que al reducirse el ancho de fractura, el área de flujo disponible también se ve afectada.

Teniendo en cuenta que la producción de yacimientos tipo shale gas y shale oil dependen del éxito y tiempo de vida de un trabajo de fractura, diferentes autores se han dado a la tarea de establecer metodologías que permitan realizar una

estimación del empotramiento a nivel de laboratorio, por ejemplo en el Journal of Petroleum Science & Engineering de agosto de 2006, Wen Qingzhi et al, publicaron un documento que lleva como título “The effect of proppant embedment upon the long-term conductivity of fractures”, en el cual a partir de unas pequeñas modificaciones de la celda API utilizada para medir la conductividad del propante, estiman de forma indirecta el empotramiento, Figura 13.

Figura 13. Esquema de celda API para estimación de conductividad y empotramiento de propante en la roca.



Fuente: Journal of Petroleum Science Engineering 55.

El principio utilizado en este diseño experimental se basa en la ley de Darcy y de acuerdo a estándar SY/T6302-1997, es posible calcular la permeabilidad y la conductividad de un lecho de propante mediante la ecuación 8.

$$F_{RDC} = k * W_f = \frac{5.411 * 10^{-4} \mu Q}{\Delta p} \quad (8)$$

Dónde:

W_f = Ancho de la fractura con propante, cm.

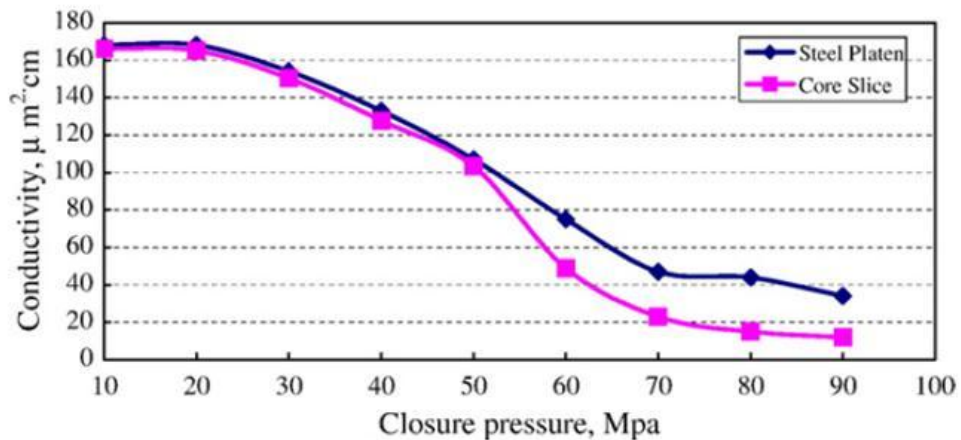
Q = Tasa de flujo en la fractura, cm^3/s .

Δp = Presión diferencial a través de la sección de prueba, kPa.

Para el ensayo se cortan dos láminas de roca de acuerdo a las medidas de la celda, y en medio de ellas se ubica un lecho de material propante a ensayar, presurizando de forma axial el montaje y llevando monitoreo de la caída de presión necesaria para mantener un flujo determinado de líquido a través de la fractura empacada. De acuerdo a la ecuación 8 y asumiendo que la permeabilidad del propante como tal no varía durante la ejecución del ensayo, la afectación en la caída de presión estaría asociada a la reducción de ancho del lecho únicamente y esta se asume equivalente al empotramiento del propante. Adicionalmente a diseño anterior, se monta uno adicional, en el cual las láminas de roca son remplazadas por láminas de acero, el cual se asume que por su dureza, este no permite enterramiento y por lo cual se puede medir la conductividad base a partir de la cual se realiza el análisis.

En la figura 14 se muestra una de las curvas tipo obtenidas de los experimentos realizados, en la cual la línea azul representa el caso de conductividad base (montaje con láminas de acero y propante), la cual muestra una reducción gradual de la conductividad de lecho propante posiblemente ocasionada por progresivo rompimiento de pepas de propante como consecuencia de la aplicación de carga.

Figura 14. Gráfica tipo de pérdida de conductividad de lecho propante en celda API.

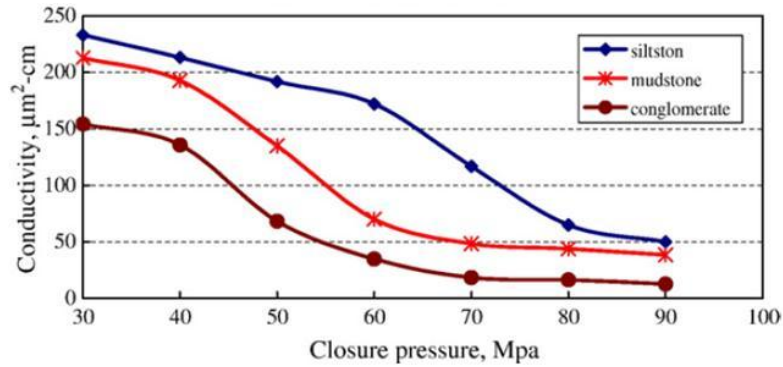


Fuente: Journal of Petroleum Science Engineering 55.

Mientras que la curva fucsia representa el valor de la conductividad del lecho propante para el caso con láminas de roca, en el cual de forma similar se observa como la conductividad va disminuyendo en la medida que el esfuerzo aplicado aumenta, sin embargo para el caso de la figura, alrededor de los 50 Mpa, se observa una desviación con respecto al caso base, la cual de acuerdo a la hipótesis de este ensayo, es debida al empotramiento de propante.

Con el fin de evaluar este efecto con respecto a diferentes tipos de roca, en el diseño se escogieron muestras de siltstone, mudstone y conglomerado, esto con el fin de evaluar en diferentes rangos de competencia de la roca, encontrando que la pérdida de conductividad en rocas con mayor competencia, que para este caso es el siltstone, es menor que la medida en locas más suaves como el mudstone y conglomerado, figura 15.

Figura 15. Gráfica tipo de pérdida de conductividad de lecho propante para diferentes tipos de roca.

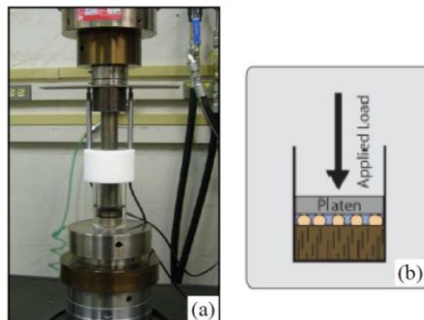


Fuente: Journal of Petroleum Science Engineering 55.

La desventaja de esta metodología está en el hecho de asumir que la permeabilidad del material propante permanece constante durante el ensayo, lo cual no se cumple, ya que en la medida en que el propante va enterrándose en la roca, el área disponible a flujo se reduce y por tanto la permeabilidad del medio.

Otro trabajo relacionado con este tema es el publicado en el ARMA 2012, publicado por Alramahi et al, cuyo título es “Proppant embedment and conductivity of hydraulic fractures in shale”, en el cual se plantea un protocolo de ensayo para estimar el empotramiento a en un ensayo uniaxial, figura 16.

Figura 16. (a) Esquema general del montaje, (b) esquema del ensayo resaltando la muestra de roca, propante y placa de carga.

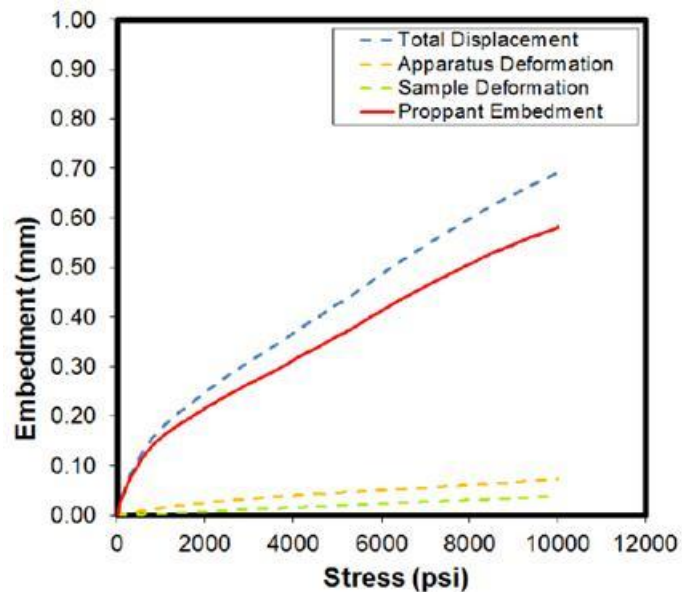


Fuente: ARMA 12-291

Este protocolo de ensayo consiste en aplicar carga de forma axial a la muestra y monitorear la deformación generada en el montaje total de la muestra mediante el uso de LVDT a medida que la carga aplicada va aumentando. El cálculo del empotramiento en este ensayo es estimado de forma indirecta mediante el cálculo de la deformación individual de cada uno de los elementos individuales (Muestra de roca, endcup) y restársela a la deformación total registrada por el LVDT, figura 17.

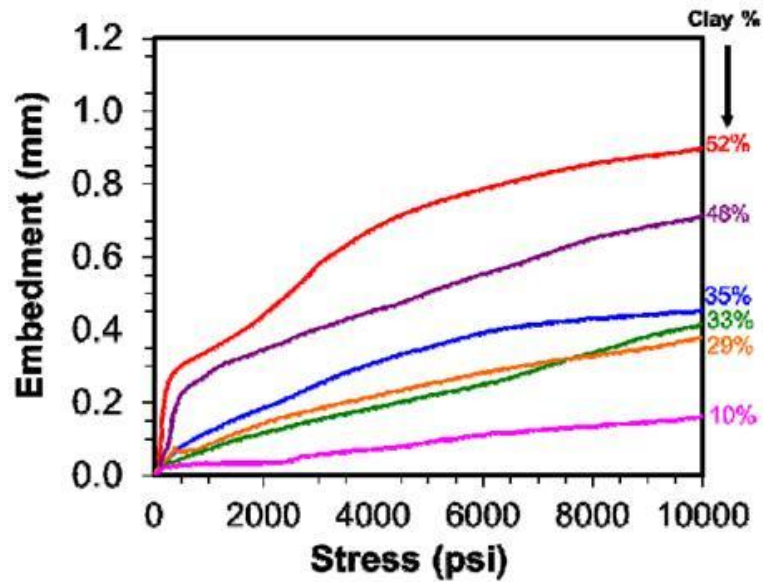
Para este procedimiento es necesario conocer previo al ensayo la caracterización de módulos elásticos de la muestra de roca y de los elementos metálicos que intervienen en el ensayo. Resultados interesantes en este estudio fue el efecto del contenido de arcilla en la muestra en el empotramiento final a diferentes condiciones de esfuerzo, encontrando que a medida que el porcentaje de arcilla se incrementa, la cantidad de proppante embebida también aumenta, figura 18,

Figura 17. Calculo de empotramiento mediante medición de deformaciones en ensayo uniaxial.



Fuente: ARMA 12-291

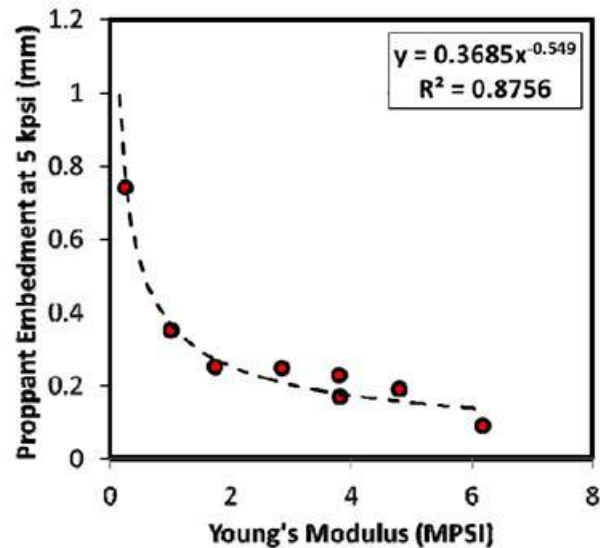
Figura 18. Efecto de la cantidad de arcilla en la muestra en la magnitud del empotramiento.



Fuente: ARMA 12-291

El incremento de arcilla en la muestra genera un incremento de la deformabilidad de la muestra y por ende una reducción en el módulo de Young de la misma, lo cual soportaría el comportamiento encontrado en estos ensayos, lo cual también fue corroborado al realizar pruebas a muestras con diferentes módulos de Young, encontrando como el empotramiento reducía progresivamente en la medida que el módulo de Young de la muestra incrementaba, figura 19.

Figura 19. Efecto del módulo de Young de la muestra en la magnitud del empotramiento.

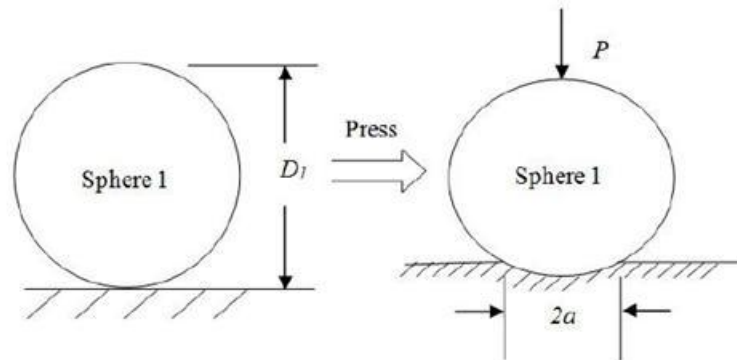


Fuente: ARMA 12-291

La principal restricción de esta metodología es el hecho que la determinación del empotramiento se hace de forma indirecta y la representatividad del resultado obtenido depende en gran manera de la caracterización del comportamiento deformacional que tenga cada uno de los elementos que intervienen en el ensayo.

En la conferencia técnica de las SPE del 2012, Gao Yuanping et al, en el artículo titulado “New mathematical models for calculating the proppant embedment and fracture conductivity”, en el cual presenta un modelo matemático para realizar la predicción del empotramiento, en el cual la suposición base es que al entrar dos materiales de deformabilidades diferentes, cada uno de ellos va a sufrir un deformación proporcional a las constantes elásticas de cada material en particular. Para el caso del empotramiento del propano en la roca se asume una esfera de un material 1 se pone en contacto con una superficie de material 2 y se le aplica una carga como se puede ver en la figura 20.

Figura 20. Modelo físico base tomado para el desarrollo del modelo matemático para estimación del empotramiento del propante en la roca.



Fuente: SPE 155954.

Partiendo de este modelo físico el autor propone un modelo en el cual relaciona los módulos elásticos de cada materia y con esto predice un valor de deformación o enterramiento del propante en la roca (Ecuación 9),

$$h = \frac{2 \frac{3}{8} P D_1^{\frac{2}{3}}}{D_1} \frac{1 - \nu_1^2}{E_1} + \frac{1 - \nu_2^2}{E_2} \frac{2}{3} - \frac{1 - \nu_1^2}{E_1} \frac{2}{3} \quad (9)$$

Donde

P = Presión aplicada

D1 = Diámetro promedio de una pepa de propante

ν_1 = Relación de Poisson del propante

E1 = Modulo de Young del propante

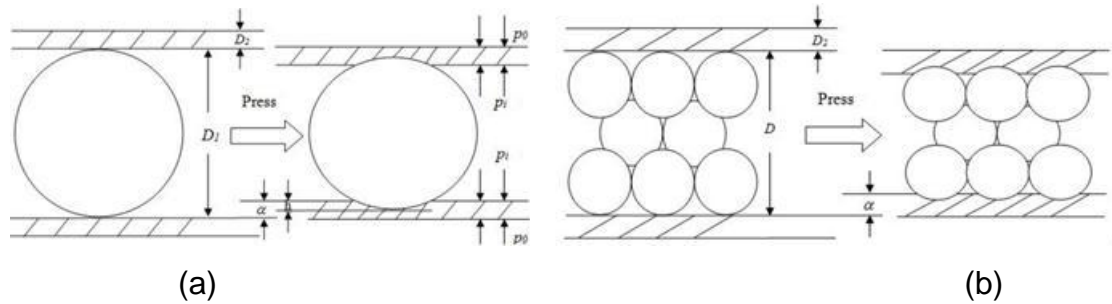
ν_2 = Relación de Poisson de la roca

E2 = Modulo de Young de la roca

Para este modelo base se presentan algunas modificaciones con las cuales se pueda simular condiciones como un lecho compuesto de una única capa de propante en medio de dos materiales rocosos o un lecho propante de más de una

capa de propante (multicapa) en medio de dos materiales rocosos, figura 21 (a) y (b).

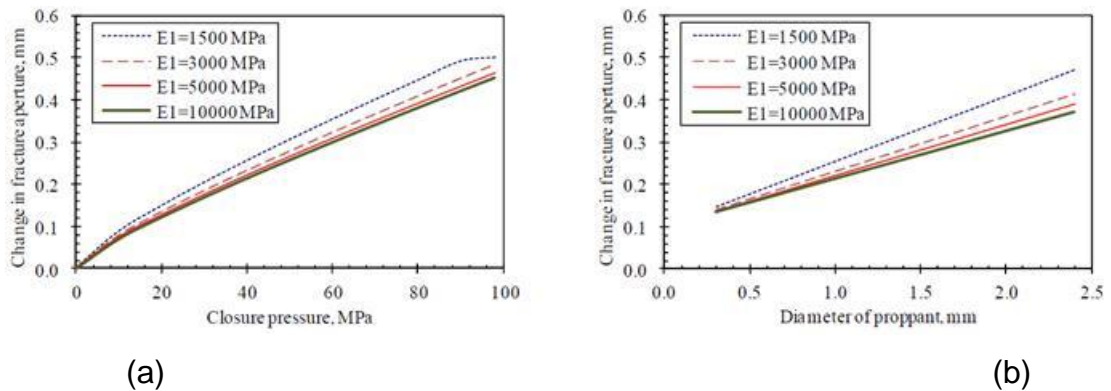
Figura 21. Esquema general de modelo físico de los sistemas de propante unicapa (a) y multicapa (b).



Fuente: SPE 155954.

Dentro de los análisis de sensibilidad de las variables del modelo en el resultado final, se corrobora los resultados encontrados en otros estudios, donde una de las variables que más impactan el proceso de empotramiento es el módulo de Young de la roca, mostrando menores valores cuando el módulo de Young de la roca es alto e incrementando en la medida que el módulo de Young de la roca disminuye, figura 22 (a).

Figura 22. Cambios en la magnitud de empotramiento con variaciones presión con módulo de Young (a) y diámetro promedio de propante con módulo de Young (b).

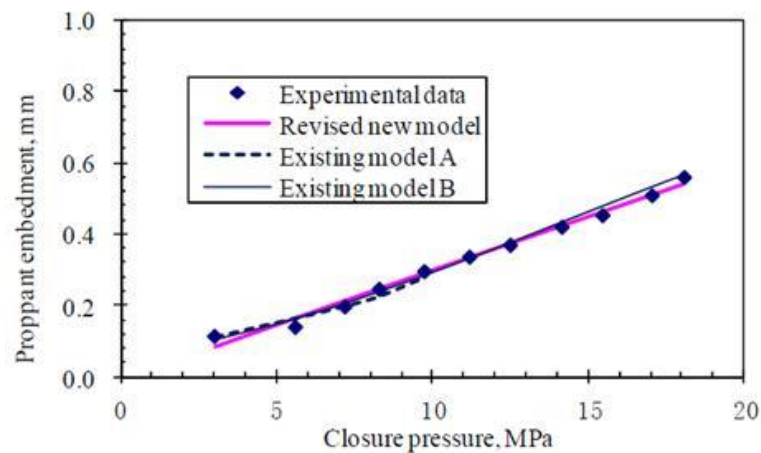


Fuente: SPE 155954.

Dentro del análisis de sensibilidad del modelo también se resalta el impacto del tamaño promedio de propante, incrementando la magnitud del empotramiento en la medida en la que el tamaño del propante incrementa, como se puede ver en la figura 22(b), lo cual puede estar relacionado con el hecho de que para tamaños grandes, la cantidad de propante en un área constante es menor y por tanto los puntos de contacto en los que se distribuye la carga es menor comparado con los puntos de contacto obtenidos en el caso donde el propante es pequeño y por tanto la cantidad de pepas de propante en la misma área es mayor.

Cabe resaltar de igual manera que para la aplicación de este modelo propuesto, es necesario realizar el ajuste de las constantes para la condición en particular, ya que estas pueden variar de una roca a otra dependiendo del comportamiento mecánico de la misma; para el caso de este artículo, el modelo inicial fue reajustado, buscando reproducir las mediciones realizadas en un ensayo de laboratorio, en la figura 23 se muestra el resultado del modelo ajustado con respecto a los datos experimentales.

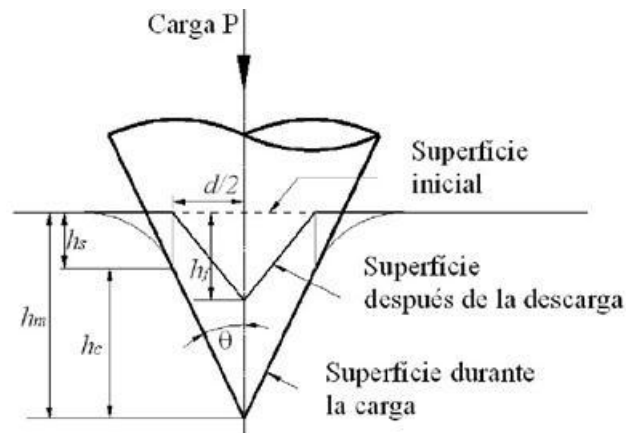
Figura 23. Comparación entre modelo matemático ajustado y resultados de laboratorio.



Fuente: SPE 155954.

De acuerdo a lo encontrado en literatura, para realizar la estimación experimental del empotramiento es necesario contar con una cantidad considerable de muestra de la zona objetivo en caso de que se requiera realizar una caracterización de esta propiedad en todo el espesor del yacimiento, adicionalmente el tiempo requerido para realizar el corte preparación y ensayo bajo los protocolos convencionales no es práctico a la hora de evaluar un gran volumen de pruebas, razón por la cual se plantea la posibilidad de realizar esta caracterización mediante ensayos de indentación, sin encontrar otras referencias para en la literatura que citen este equipo para la medición del empotramiento, sin embargo si es utilizada para realizar otro tipo de caracterizaciones, como es el caso del artículo presentado en la revista de metalurgia de enero de 2008 titulado “Medición del módulo de elasticidad en materiales de ingeniería utilizando la técnica de indentación instrumentada y de ultrasonido”, donde a partir de ensayos de nano-indentación y analizando la respuesta que presenta un material ante la aplicación de carga con una punta (indentador) de geometría conocida (Figura 24).

Figura 24. Representación esquemática del diseño de la punta del indentador.



Fuente: Revista de metalurgia Madrid, Madrid 2008.

En esta metodología se correlacionan varios parámetros para interpretar el módulo de Young, entre los parámetros está la profundidad máxima (h_m) que pudo alcanzar de acuerdo a la carga aplicada en el ensayo, la profundidad residual (h_s)

la cual es la profundidad a la cual quedo la huella después de retirar la carga sobre la muestra, esta profundidad es la que marca el grado de deformabilidad de la roca, ya que al tener un módulo de Young más bajo la profundidad de la huellas final va a ser considerablemente menor a la huella máxima registrada durante el ensayo, y otros parámetros como lo son la superficie de contacto entre el indentador y la muestra, la cual va a depender del diseño que se utilice para la punta del indentador (piramidal, esférico, cónico, cilíndrico, etc).

Adicional a la técnica de indentación, se utilizó el método de ultrasonido para realizar la estimación del módulo elástico mediante la medición del tiempo que le toma a una onda compresional y una de corte recorrer una longitud de muestra conocida, ecuación 10.

$$E = \frac{\rho * V_s^2 * (3 * V_p^2 - 4 * V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (10)$$

Donde

E = Modulo de Young

ρ = Densidad del material caracterizado.

V_s = Velocidad de la onda de corte

V_p = Velocidad de la onda compresiva

En la tabla 3 se relacionan los resultados de la caracterización realizada a diferentes materiales conocidos, mediante las técnicas de indentación instrumentada y mediciones acústicas, de lo cual se observa que el ajuste existente entre la estimación realizada por los dos métodos es muy buena.

Tabla 3. Propiedades elásticas obtenidas por indentación instrumentada y ultrasonido.

Material	ρ^* (kg/m ³)	E_u (GPa) (medidos por ultrasonido)	$\nu\mu$	E_n (GPa) (medidos por indentación)	†	‡
Sílice amorfa	2200	72,9±0,5	0,160±0,008	68,4±0,1	0,15	0,20
Zafiro policristalino	4.018	—	—	397,0±5,2	2,51	0,25
Vidrio	2.481	72,5±0,4	0,230±0,005	72,5±0,2	0,25	0,00
Aluminio 1100	2.700	67,9±2,0	0,360±0,007	67,9±1,6	2,31	0,00
Aluminio de alta pureza	2.686	68,4±0,2	0,350±0,002	68,5±1,0	1,52	0,00
Titanio	—	—	—	109,8±1,9	0,73	0,00
Cobre electrolítico	8.950	116,6±0,1	0,360±0,001	116,1±1,7	1,53	0,00
Acero patrón	7.726	212,5±1,2	0,280±0,002	234,8±3,4	1,46	4,98
Monocristal de silicio	—	—	—	147,2±1,8	1,22	2,50
AISI 304	8.578	199,5±0,0	0,310±0,003	198,5±6,1	3,10	0,10
AISI M2	7.852	208,1±1,8	0,270±0,004	254,1±3,1	1,24	21,2
TiN-M2	—	—	—	429,2±20	4,65	0,01
TiN-304	—	—	—	434,7±15	3,52	0,22

Fuente: Revista de metalurgia de Madrid, 2008.

La técnica de indentación es ampliamente utilizada en la industria de los metales, donde este ensayo es utilizado para realizar la estimación de la dureza del material, así como en la industria de los alimentos para evaluar la textura como indicador de calidad de los mismos.

3. PLANTEAMIENTO DE METODOLOGÍA PARA ESTIMACIÓN DE EMPOTRAMIENTO DEL PROPANTE EN LA ROCA

El planteamiento de esta metodología se divide en tres fases principales, el primero de ellos es la preparación y caracterización acústica de las muestras, la segunda cubre los ensayos de indentación y una tercera fase en la cual se realiza el ensayo a condiciones triaxiales buscando simular de la mejor forma las condiciones en profundidad a las cuales se daría el empotramiento, en el desarrollo de esta capítulo se explicaran cada una de estas fases.

3.1 FASE I PREPARACIÓN DE MUESTRAS

Extracción y corte de muestras

Para la evaluación de la metodología Empotramiento se requieren muestras que cuenten con una geometría regular, preferiblemente cilindros de 1.5 (in) de diámetro y 4 (in) de longitud aproximadamente. En esta metodología, la extracción se realizó utilizando un taladro de árbol (Figura 25) bajo los siguientes parámetros de operación:

- Velocidad de corte (giro de la broca) 230 RPM.
- Descenso del mandril (eje del taladro) Manual.
- Fluido Lubricante – Agua Dulce o aceite mineral, el tipo de fluido depende si la muestra tiene o no arcillas reactivas, caso en el cual se utiliza aceite mineral

Posteriormente, las muestras se ubican en el soporte de seguridad. Una vez seleccionado el área del corte, se enciende la cortadora y se desplaza el disco a lo largo del riel de seguridad y se realiza el corte de forma lenta, el fluido refrigerante utilizado es agua dulce. La figura 26 muestra el equipo usado en el corte, la

finalidad de este corte es obtener dos discos con caras contiguas con para el ensayo de indentación y triaxial.

Figura 25 Taladro de Árbol



Fuente: Laboratorio mecánica de rocas, ECP-ICP

Figura 26 Cortadora Rubí



Fuente: Laboratorio mecánica de rocas, ECP-ICP

Pulimento De Muestras

Se utiliza el pulidor de superficies, el cual rectifica cada una de las caras de la muestra, llevándolas a encontrar paralelismo entre ellas. Los parámetros de

operación del pulidor que se utilizaron en esta metodología, fueron de 5 líneas (0.0635 mm) de descenso vertical del disco pulidor, por cada viaje de la bandeja contenedora de la muestra. La Planitud de la muestra se comprueba con un comparador de caratula y el valor diferencial máximo permitido es 0.025 mm. La Figura 27 presenta el pulidor de superficies.

Figura 27 Pulidor de Superficies



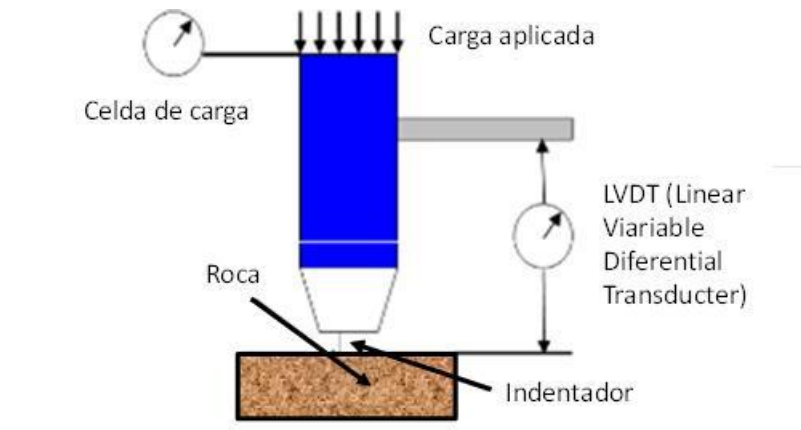
Fuente: Laboratorio mecánica de rocas, ECP-ICP

Finalizado el proceso de extracción corte y preparación de muestra, se procede a realizar la toma de velocidades acústicas, con las cuales se realiza la estimación del módulo de Young de acuerdo a la ecuación 10.

3.2 FASE II ENSAYOS DE INDENTACIÓN

Para los ensayos de indentación fue utilizado el analizador de texturas TA HD Plus mostrado en la figura 6, el cual tiene dos funciones principales en este ensayo, la primera es aplicar la carga sobre la muestra a caracterizar a través de una punta metálica llamada indentador, que para este caso se utilizó un indentador de punta plana con cuerpo cilíndrico, y la carga transmitida a la muestra es generada a través de una celda que para este equipo se tiene una de 5 KN. La segunda función es realizar el registro, monitoreo y control del desplazamiento del indentador mediante la LVDT, en la figura 28.

Figura 28. Esquema del equipo analizador de texturas

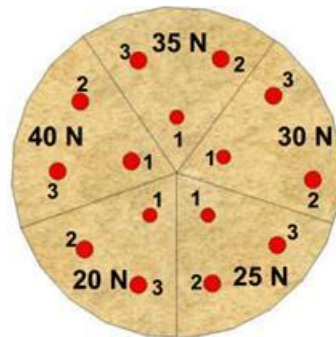


Fuente: Autor

En este equipo es posible realizar ensayos con control de carga o control de desplazamiento, para el caso de la aplicación de esta metodología se seleccionó el control por carga, teniendo en cuenta que es la condición que simula de una mejor forma las condiciones en profundidad a las cuales se da el empotramiento, donde la carga constante aplicada es equivalente al esfuerzo de cierre en fondo y se mantiene constante hasta que la LVDT deja de registrar desplazamiento.

Con el fin de poder determinar los cambios registrados en la muestra con diferentes cargas aplicadas, se seleccionaron 5 valores dentro de los márgenes normales que se manejan en yacimiento, que fueron 20, 25, 30, 35 y 40 N, inicialmente se realizaron ensayos a mayor carga pero estos fueron descartados por salirse de los valores probables para en condiciones de campo, y para cada uno de los valores de carga se realizaron tres mediciones, con el fin de revisar la repetitividad del dato a cada carga, cada punto de ensayo fue distribuido en la muestra cómo se ilustra en la figura 29.

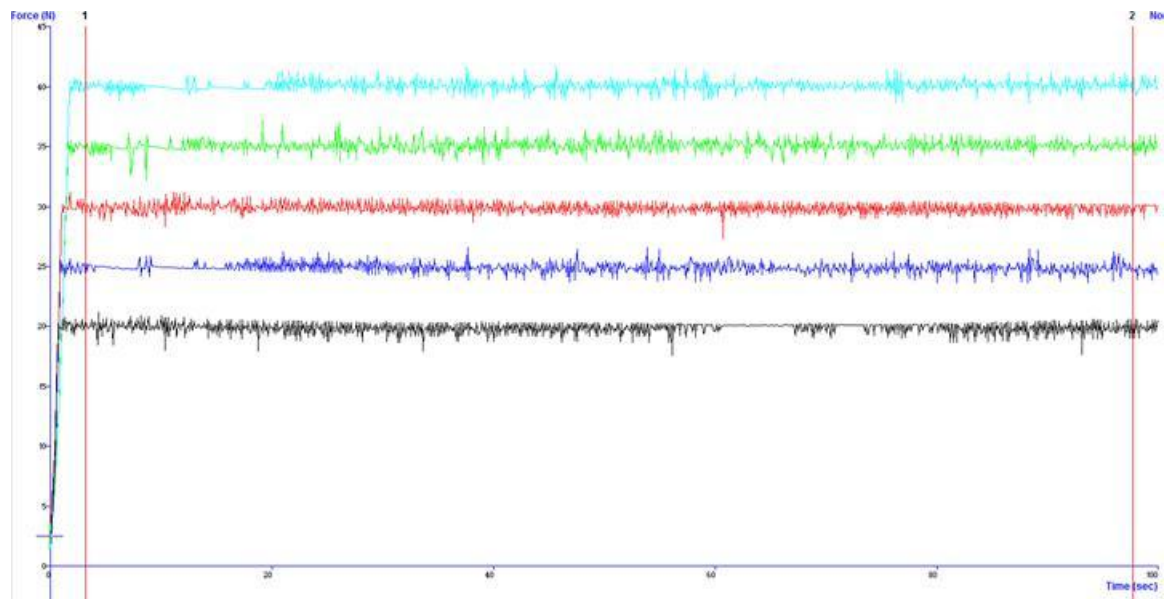
Figura 29. Distribución espacial en muestra de puntos para indentación.



Fuente: El autor

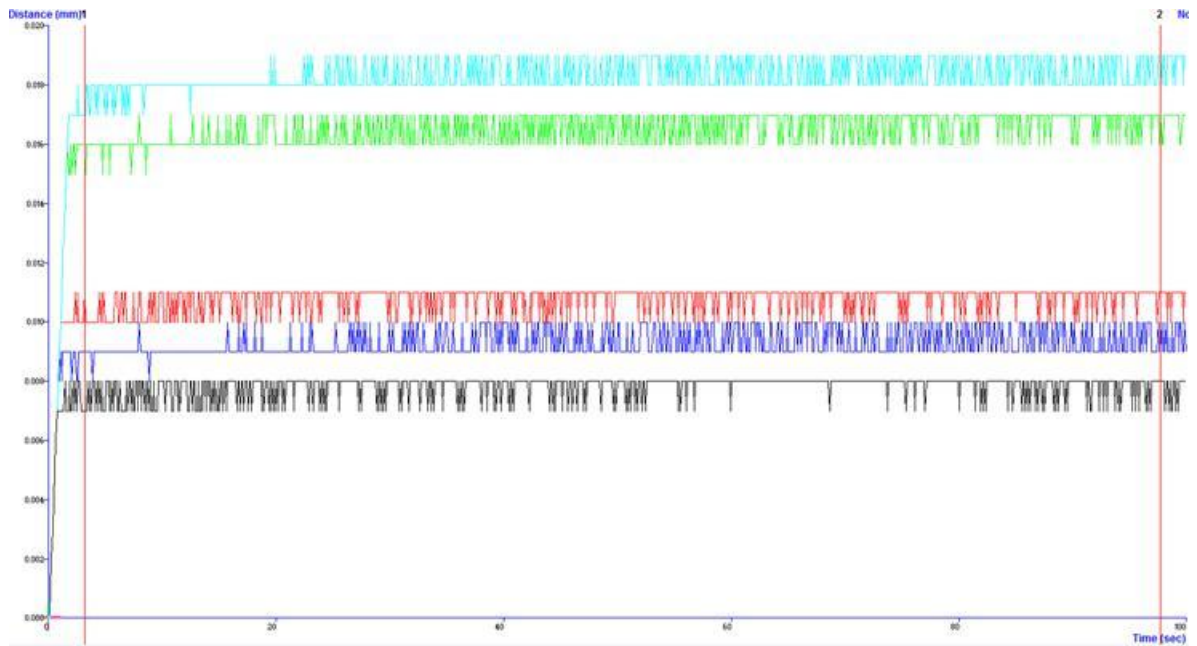
De la información registrada en el programa del equipo, se almacenan los datos de fuerza aplicada (figura 30), desplazamiento registrado (figura 31) y tiempo total del ensayo.

Figura 30. Registro de fuerza a 5 cargas diferentes.



Fuente: El autor

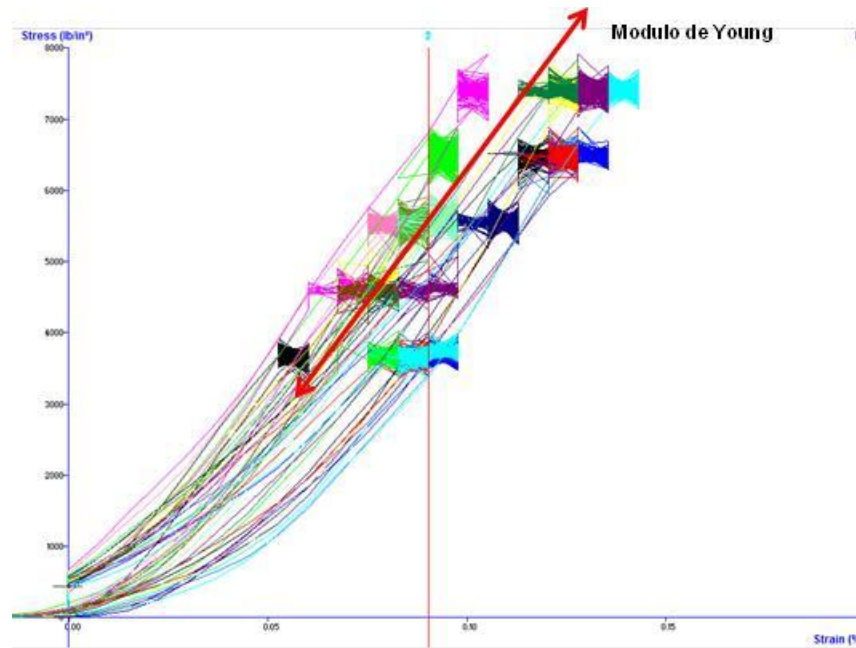
Figura 31. Registro de distancia desplazada por el indentador a 5 cargas diferentes.



Fuente: El autor

Posterior al registro de los parámetros del ensayo se estima el valor del esfuerzo aplicado de acuerdo a la carga utilizada en cada punto de prueba utilizando el área transversal del indentador y también se estima el valor de la deformación con base a la profundidad de indentación y la longitud original del disco de roca utilizado para el ensayo; con estos datos se construye la curva de esfuerzo-deformación, de la cual es posible estimar el módulo de Young a partir de la pendiente de la sección lineal de la curva para cada carga ensayada, figura 32.

Figura 32. Estimación del módulo de Young a partir de ensayos de indentación



Fuente: El autor

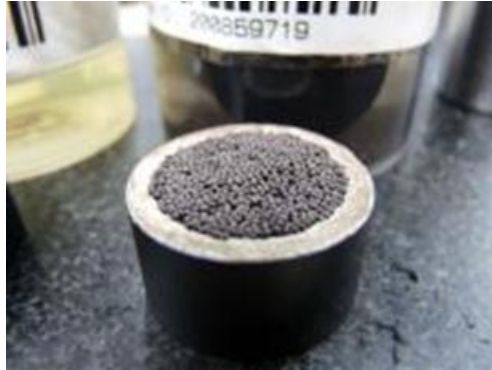
Teniendo en cuenta que el área caracterizada por la indentación es muy pequeña en comparación con el tamaño de la muestra, se estima el valor de módulo de Young para que punto de ensayo y se estima el valor promedio como dato representativo para toda la muestra.

3.3 FASE III ENSAYO TRIAXIAL

Teniendo en cuenta que para esta fase se continúa con la misma muestra utilizada en la indentación, lo primero que se procede a hacer es el pulido de la superficie hasta borrar las huellas de indentación sin olvidar que se debe conservar la planitud de la muestra. Una vez terminada la preparación, el primer paso para el montaje es aplicar grasa de vacío en la superficie de uno de los discos y verter sobre esta el material propante a evaluar en el ensayo, que para este caso se utilizó bauxita, es importante garantizar la mayor densidad de propante en la superficie de la muestra conservando un arreglo unicapa y asegurarse que el

lecho de propante quede alejado de los bordes de la muestra sin perder la centralización con respecto al eje del mismo, en la figura 33 se observa el montaje de propante realizado.

Figura 33. Montaje de lecho de propante para ensayo triaxial de empotramiento de propante.



Fuente: El autor

A continuación sobre la superficie del lecho de propante se coloca el otro disco correspondiente a la misma profundidad, colocando alrededor del par de discos chaqueta termo encogible, esto con el fin de darle mayor estabilidad al montaje, figura 34.

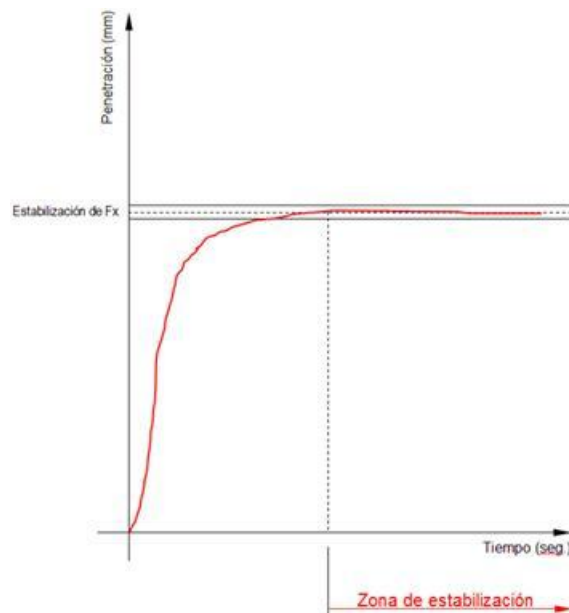
Figura 34. Montaje de probeta previo a ensayo triaxial



Fuente: El autor

Ya con la probeta armada se procede a realizar el ensayo triaxial, en el cual el valor de confinamiento va a ser de acuerdo a las condiciones de esfuerzo estimadas a la profundidad de la muestra que se va a caracterizar y la carga axial será equivalente a los esfuerzos aplicados en los ensayos de indentación, teniendo en cuenta que mientras en el ensayos de indentación el área de aplicación de carga es la punta del indentador, en el montaje triaxial se asume que esta área es la cubierta por material propante. Ya montada la probeta en la celda triaxial se inicia el ensayo, subiendo el confinamiento y la carga axial de forma simultanea hasta la condición de la primera carga a evaluar y sosteniendo las condiciones de confinamiento y carga axial hasta que el equipo deje de registrar desplazamiento axial, momento en el cual se asume que la proporción de empotramiento generado en la roca a la condición de carga ya se habrá estabilizado, figura 35.

Figura 35. Curva de desplazamiento estabilizada, ensayo triaxial de empotramiento



Fuente: El autor

Finalizado el tiempo de estabilización, se procede retirar las cargas de confinamiento y axial que se aplicaron para el ensayo y se desmonta la probeta de la máquina, al tener los dos discos de roca se limpia con superficie de la muestra teniendo cuidado de no generar daño en la misma al retirar los granos de propante que estén empotrados en la roca, figura 36.

Figura 36. Huellas del propante impresas en la muestra de roca posterior al ensayo triaxial

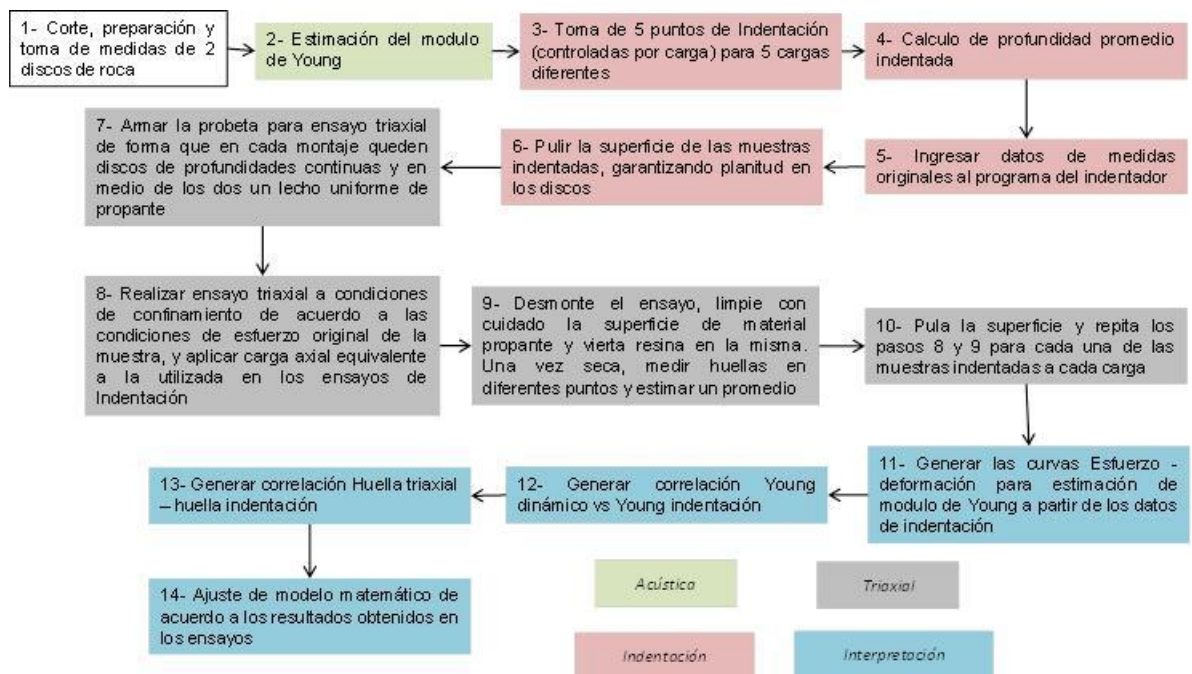


Fuente: El autor

Con el fin de poder tener una impresión física de las huellas que dejó el propante durante el ensayo triaxial se procede aplicar sobre la superficie de la muestra una capa de aproximadamente 2 mm de resina de secado rápido (en la preparación previa de la resina se debe revisar que la viscosidad final de la mezcla no sea muy alta para garantizar que esta pueda cubrir la profundidad total de las huellas), para esta aplicación se utilizó el producto “great planes”. Finalizado el tiempo de secado se procede a pulir la superficie de la resina garantizando la planitud de la misma, después se desprende el disco de resina de la superficie de la roca y utilizando el comparador de caras se procede a medir los cambios de nivel en la superficie de la resina que representan la profundidad de las huellas dejadas por el propante en la roca y se reporta el dato promedio registrado como profundidad de empotramiento para la condición de carga aplicada.

Teniendo en cuenta que hasta ahora se realizó la evaluación de empotramiento una de las cinco presiones evaluadas en el ensayo de indentación, se procede a pulir la superficie de la muestra de roca hasta borrar las huellas del ensayo anterior y se repite el protocolo anterior hasta haber evaluado las cuatro presiones restantes. En la figura 37 se presenta de forma general un diagrama de flujo de para las fases de corte, preparación y ensayo de muestras.

Figura 37. Diagrama de flujo metodología de medición experimental de empotramiento de propante en la roca.

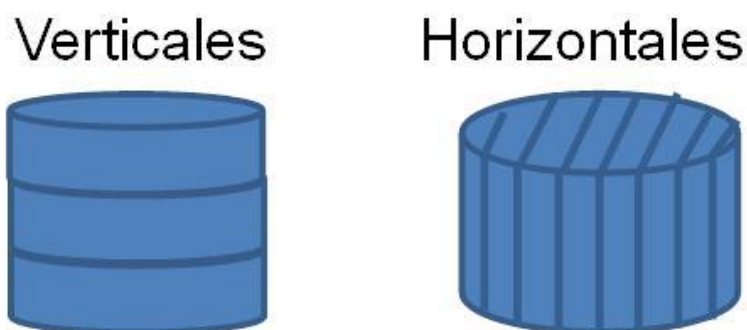


Fuente: El autor

4. APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para realizar la aplicación del protocolo planteado en el capítulo anterior se seleccionaron un total de 19 discos de roca con presencia de planos de depositación en la misma, de forma tal que de las 19 muestra fueron cortadas 10 horizontales (eje del disco paralelo a los planos de depositación) y 9 verticales (eje del disco perpendicular a los planos de depositación), la ubicación de los planos de depositación con respecto a la muestra se observa en la figura 37. A cada una de las muestras se les realizo su respectiva preparación, toma de velocidades y estimación de módulo de Young, de acuerdo al protocolo propuesto en el capítulo anterior, estos resultados son mostrados en la tabla 4.

Figura 38. Ubicación de los planos de depositación con respecto a la geometría de las muestras a caracterizar.



Fuente: El autor

Finalizada la caracterización de velocidades, se procede a aplicar la fase II del protocolo descrito en el capítulo anterior, en el cual se realizan indentaciones a cada uno de los discos a 5 presiones diferentes (20 N, 25 N, 30 N, 35 N, 35 N) y a partir de cada una de las curvas de esfuerzo-deformación se interpreta el valor de módulo de Young de cada punto, el valor reportado por muestra es equivalente al promedio de cada una de las presiones ensayadas (tabla 5).

Tabla 4. Datos de geometría velocidades y módulo de Young para discos de roca

Numero de muestra	Orientación	Longitud (mm)	Densidad (gr/cc)	Velocidad P (m/seg)	Velocidad S (m/seg)	Young (psi)
1	Vertical	12.903	2.52	4229.5	2015.6	4097064
2	Vertical	12.317	2.37	2877.8	1642.3	2329283
3	Vertical	12.008	2.65	3097.1	1498.6	2144487
4	Vertical	12.441	2.37	3079.5	1495.3	2065787
5	Vertical	12.521	2.44	3365.9	1621.9	2508507
6	Vertical	12.614		2919.9	1491.0	2065913
7	Vertical	11.14	2.28	3219.8	1566.8	2190000
8	Vertical	11.321	2.44	3161.7	1808.6	2970000
9	Vertical	12.475	2.46	3688.8	1752.6	2980000
10	Horizontal	11.636	2.40	3504.8	1515.1	2214796
11	Horizontal	11.92	2.60	3973.3	1432.7	2204902
12	Horizontal	11.542	2.34	3952.7	1495.1	2150488
13	Horizontal	12.079	2.34	3921.8	1564.6	2330068
14	Horizontal	13.067	2.41	4058.1	1439.1	2067781
15	Horizontal	13.5	2.36	4017.9	1566.1	2369179
16	Horizontal	12.959		4438.0	1347.1	1967952
17	Horizontal	14.008	2.30	4030.5	1403.6	1930000
18	Horizontal	12.426	2.39	3823.2	1661.8	2700000
19	Horizontal	13.034	2.48	4123.3	1749.7	3150000

Fuente: El autor

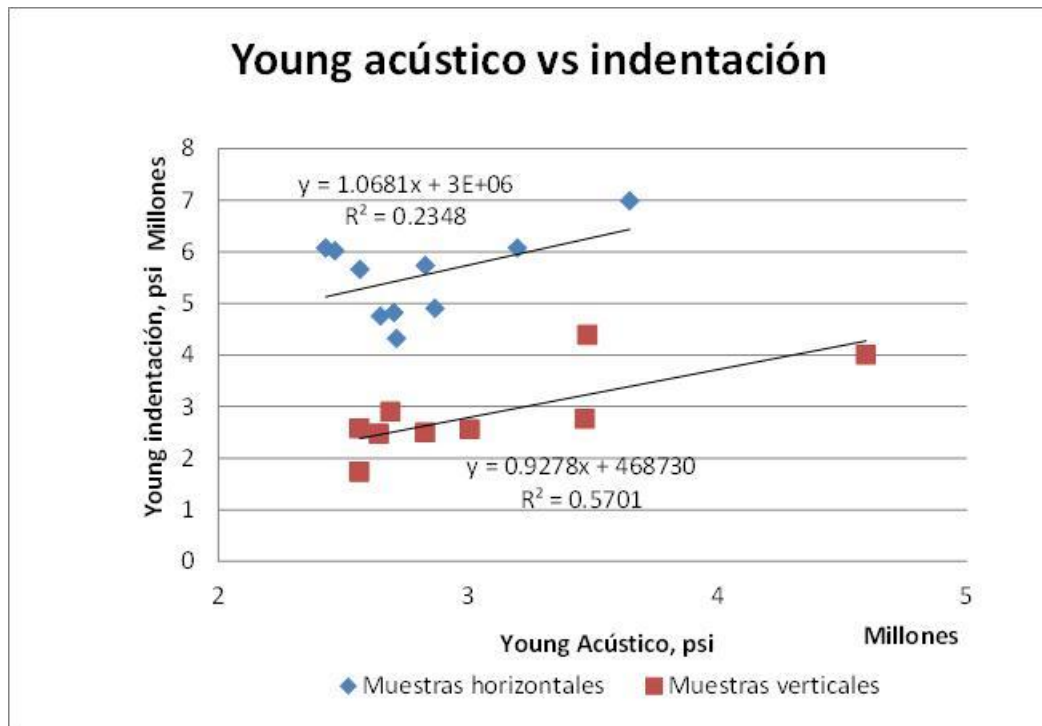
Tabla 5. Tabla comparativa módulo de Young acústico e indentación.

Numero de muestra	Orientación	Young (psi)	Young indentación(psi)
1	Vertical	4097064	4001966
2	Vertical	2329283	2497049
3	Vertical	2144487	2471838
4	Vertical	2065787	1734197
5	Vertical	2508507	2556878
6	Vertical	2065913	2576978
7	Vertical	2190000	2897474
8	Vertical	2970000	2762407
9	Vertical	2980000	4385137
10	Horizontal	2214796	4321565
11	Horizontal	2204902	4821132
12	Horizontal	2150488	4754993
13	Horizontal	2330068	5730717
14	Horizontal	2067781	5658163
15	Horizontal	2369179	4902259
16	Horizontal	1967952	6017409
17	Horizontal	1930000	6073963
18	Horizontal	2700000	6074615
19	Horizontal	3150000	6985672

Fuente: El autor

De forma general a partir de los datos se puede observar una correspondencia casi 1:1 en el caso de las muestras verticales, mientras en general las muestras horizontales la medición de indentación da poco más del doble de la obtenida con acústica, agrupando de forma clara las muestras según su orientación con respecto a los planos de depositación de la roca, en la figura 38 se muestran las dos correlaciones obtenidas para el módulo de Young en muestras horizontales y verticales

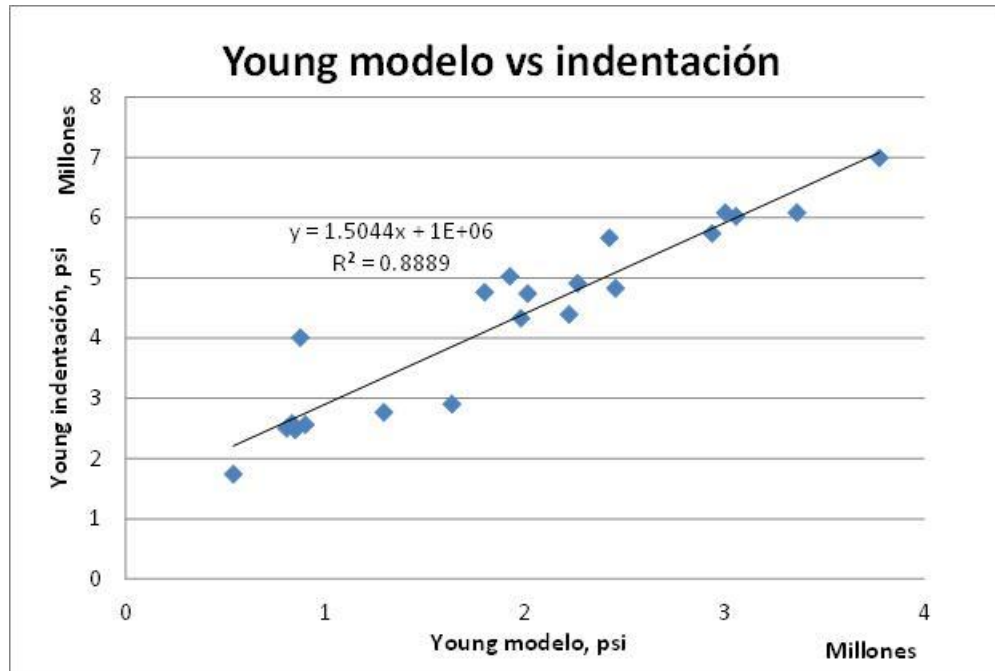
Figura 39. Correlaciones módulo de Young acústica – módulo de Young indentación



Fuente: El autor

Adicional a la correlación con el módulo de Young acústico, se revisó el modelo planteado por Gao Yuanping en el artículo SPE 155954, referenciado en la ecuación 9, mediante el cual se busca predecir a partir del dato obtenido de penetración con el indentador, el valor del módulo de Young del material indentado que para esta aplicación es roca, encontrando una buena correlación entre el modelo y el dato obtenido de las curvas esfuerzo deformación del ensayo de indentación, figura 39.

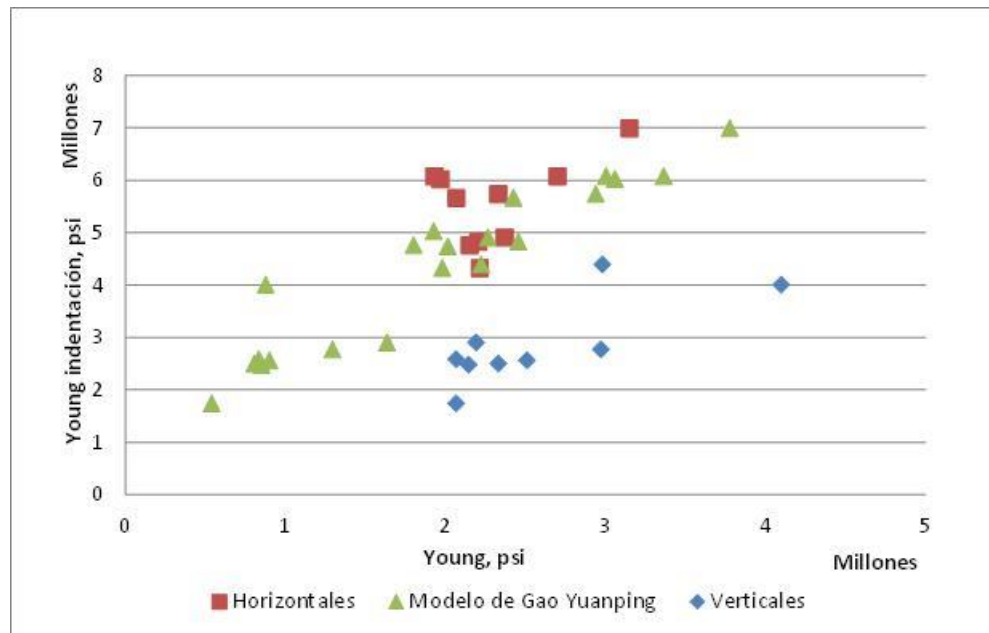
Figura 40. Correlación entre el módulo de Young por indentación y el modelo matemático de Gao Yuanping.



Fuente: El autor

En la figura 40 se presenta la comparación entre las correlaciones obtenidas para el módulo de Young con los datos de acústica y del modelo, se puede observar como los valores por acústica en muestras horizontales (rojo) y los predichos por el modelo de Yuanping presentan un buen ajuste entre ellos, esto posiblemente debido a que el modelo matemático no puede estimar el efecto de los planos de depositación y las ondas transmitidas en las muestras horizontales no presentan mayor afectación por la presencia de estos planos, razón por la cual el escenario medido en ambos casos es el mismo, mientras que en el caso de las muestras verticales estas presentan afectación en el comportamiento de las ondas con las cuales se estimó el módulo de Young, afectación que no es posible tener con el modelo matemático, razón por la cual estas muestras se ubican en una tendencia diferente y no reproducible por el modelo.

Figura 41. Comparación entre los resultados obtenidos por interpretación de ondas acústicas y modelo matemático para módulo de Young.

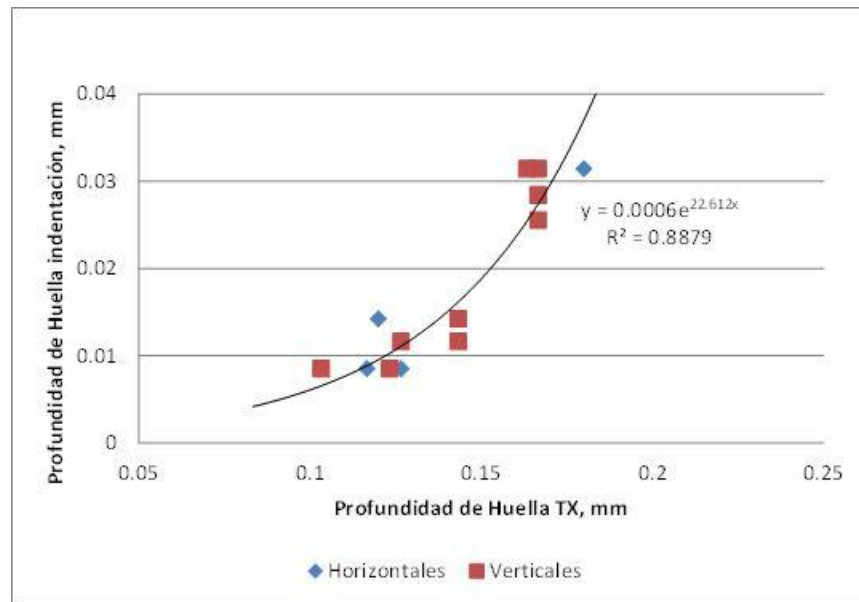


Fuente: El autor

Ahora para los ensayos triaxiales se escogieron dos presiones que equivalen en esfuerzo a 4500 y 5500 psi, en la figura 22 se muestra la correlación obtenida entre la medición por ensayos de indentación y triaxiales para la presión de 5500 psi en muestras seleccionadas.

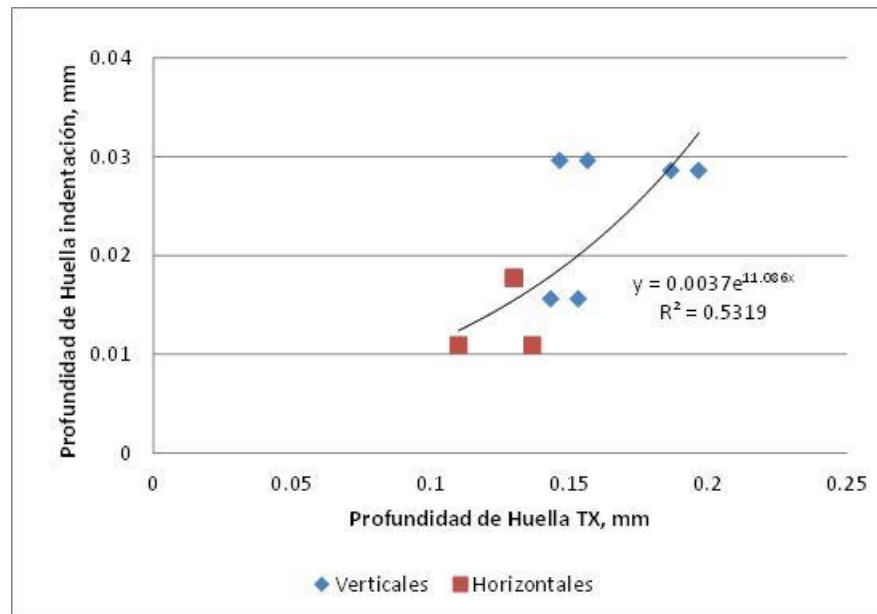
En la figura 22 se muestra el comportamiento de los datos obtenidos para la presión de 6500 psi en las mismas muestras.

Figura 42. Correlación de empotramiento para muestras seleccionadas a 5500 psi



Fuente: El autor

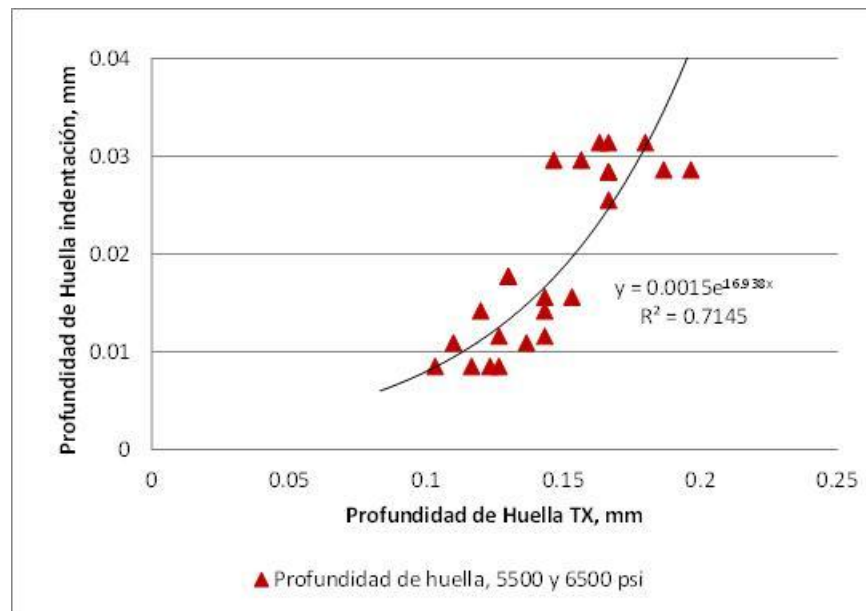
Figura 43. Correlación de empotramiento para muestras seleccionadas a 6500 psi



Fuente: El autor

A pesar de que la correlación obtenida con los datos de la segunda presión ensayada es menor, al graficar los datos de las dos presiones se observa que todos los datos caen dentro de una misma tendencia como se puede observar en la figura 24.

Figura 44. Correlación de empotramiento para muestras seleccionadas a 5500 y 6500 psi.



Fuente: El autor

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIÓN

- Es posible realizar la estimación de la magnitud del empotramiento del propante en la roca a partir de ensayos triaxiales en el laboratorio de mecánica de rocas y correlacionar esta medición con los resultados obtenidos en ensayos de indentación.
- Se encontró correlación entre las estimaciones del módulo de Young realizadas a partir de velocidades acústicas con los datos interpretados a partir de las curvas de esfuerzo-deformación obtenidas en los ensayos de indentación.
- Se observó un muy buen ajuste entre los datos de módulo de Young obtenidos a partir de velocidades acústicas y los calculados con el modelo matemático propuesto por Yuanping.
- Correlacionando los datos de módulo de Young dinámico y el obtenido por indentación se obtienen correlaciones independientes para el caso de las muestras verticales y horizontales.
- Los resultados de Modulo de Young a partir de mediciones acústicas en las muestras horizontales presentan una mayor dispersión debido a que a pesar de que todos los discos ensayados tienen la misma dirección de corte con respecto al corazón, no es posible asegurar que todas estén cortadas en la misma dirección con respecto al campo de esfuerzos a las que estuvo sometida la roca in-situ.

- Se recomienda evaluar el efecto del cambio del tamaño y material del propante utilizado en el ensayo, con el fin de contar con correlaciones que permitan evaluar las opciones disponibles en el mercado.
- Se recomienda implementar la metodología con muestras provenientes de diferentes tipos de litologías para evaluar el efecto de este parámetro en la magnitud del empotramiento del propante.

REFERENCIAS

ABOUSLEIMAN, Younane, TRAN, Minh, HOANG, Son, BOBKO, Christopher, ORTEGA, Alberto, ULM, Franz. Geomechanics field and lab characterization of Woodford shale: the next gas play. SPE 110120, 2007.

ALRAMAHI, B., SUNDBERG, M.I. Proppant embedment and conductivity of hydraulic fractures in shales. 46th US Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium, Chicago 2012.

ASTM D2845, Standard test method for laboratory determination of pulse velocities and ultrasonic elastic constants of rock, 2005

ASTM D7012, Standard test method for compressive strength and elastic moduli of intact rock core specimens under varying states of stress and temperatures, 2010.

CASTILLO, Ruben, HERNANDEZ, Alirio. Propantes en shale plays: Evaluación y selección de los tipos de propantes a utilizar en el piloto de shale gas. Informe 2011 Ecopetrol.

CRESPO, Esteban. Evaluación técnica de las metodologías utilizadas para la medición de la conductividad del material propante en laboratorio mediante el uso de la celda de conductividad API, 2008.

FJAER, E., HOLT, R.M., HORSRUD, A.M., RAAEN, A.M., RISNES, R. Petroleum related rock mechanics, segunda edición 2008.

GAO, Yuanping, LV, Youchang, WANG, Man, LI, Kewen. New mathematical models for calculating the proppant embedment and fracture conductivity. SPE 155954, 2012.

JOSH, M., ESTEBAN, L., DELLE, C., PIANE, J., SAROUT, J., DEWHURST, M.B. Laboratory characterization of shale properties. Journal of petroleum science and engineering, 2012

MEZA, J.M., FRANCO, E.E., FARIAS, M.C.M., BUIOCHI, F., SOUZA, R.M., CRUZ, J.. Medición del módulo de elasticidad en materiales de ingeniería utilizando la técnica de indentación instrumentada y de ultrasonido. Revista de metalurgia enero de 2009, pág. 52-65, ISSN 0034-8570

RICO, A., GARRIDO, M.A., RODRIGUEZ, J. Problemática en la determinación del módulo elástico y dureza de materiales cerámicos de alta rigidez mediante indentación. Boletín de la sociedad española de cerámica y vidrio. 2008

RODRIGUEZ, Eusebio, BAHAMON, Jorge, CASTILLO, Ruben. Curso de procesos eficientes de estimulación de pozos.

VOLK, Leonard, RAIBLE, Clarence, CARROLL, Herbert. Embedment of high strength proppant into low-permeability reservoir rock. SPE 9867

WEN, Qingzhi et al. The effect of proppant embedment upon the long-term conductivity of fractures. Journal of Petroleum Science & Engineering. 2006