



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DETERMINACIÓN DE LA
FRAGILIDAD Y DUCTILIDAD
DE LAS ROCAS A PARTIR DE
REGISTROS GEOFÍSICOS DE
POZO**

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERO GEOFÍSICO

P R E S E N T A

MAURICIO BUENDÍA MILLÁN

DIRECTOR(A) DE TESIS

M. I. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

Agradecimientos

A mi familia por ser el pilar donde he encontrado la mayor de las fortalezas, un cálido cobijo y el lugar que me ha dado la mayor de las seguridades para enfrentar al porvenir.

A todos mis amigos que me hicieron vivir los momentos más felices y decisivos en esta etapa de mi vida, siempre desearé el mayor de los éxitos en los caminos que tengan que recorrer.

A todos los profesores que aportaron su tiempo, paciencia, consejos, correcciones y la motivación para ver y entender mejor al mundo.

Especialmente al Maestro Castrejón por todo lo que me ha enseñado, apoyado y aconsejado como un gran tutor y modelo a seguir.

Gracias a todos por el tiempo que me han brindado, haya sido breve o siga con la fortuna de compartir con ustedes, los recuerdos que he generado permanecerán.

Dedicatoria

A mi abuelita Julia

A mis padres Magdalena, Eduardo, Marina, Julio, Beatriz

A mi hermana Bárbara y mis primitos Alex y Andy

A mi Lupita por todo lo que nos deparé juntos...



Contenido

Resumen	1
Capitulo I. Parámetros Petrofísicos	2
Fragilidad y Ductilidad	2
Parámetros petrofísicos empleados	4
Capitulo II. Registros para la caracterización	14
Registros de Porosidad	15
Registros de Correlación	21
Registros de Resistividad	25
Capítulo III. Métodos de caracterización de la fragilidad y ductilidad	29
Metodologías basadas en esfuerzos.....	30
Metodologías basadas en porcentajes de minerales.....	36
Metodologías basadas en módulos elásticos	42
Capítulo IV. Interpretación conjunta de registros	51
Esfuerzos	51
Ángulo de Fricción Interna	58
Fracciones Minerales	59
Módulos Elásticos	62
Estado Transicional	64
Fracturabilidad	66
Capítulo V. Casos de aplicación	68
Pozo 1	71
Pozo 2	85
Conclusiones	98
Bibliografía	104

El estudio en el comportamiento mecánico de las rocas en los pozos petroleros se incrementó con la explotación de yacimientos no convencionales y trajo consigo el reto de caracterizar mejor el pozo para que su producción resultara viable. Esto generó nuevos estudios sobre parámetros que en formaciones convencionales no habían sido considerados en la geomecánica aplicada.

En los yacimientos de hidrocarburos no convencionales por su característica de impermeabilidad, uno de los objetivos principales es identificar las zonas con una mayor probabilidad de ser fracturadas, creando así vías por las cuales el fluido de interés pueda moverse y llegar hasta la tubería de producción. A este tipo de zonas se les denominó frágiles.

Varias metodologías se han desarrollado en muestras de rocas en condiciones de superficie y no como otros métodos en condiciones *in situ* de presión, volumen y temperatura (PVT).

En este trabajo se hizo una revisión exhaustiva para determinar cuáles de estos parámetros geomecánicos pueden ser obtenidos a través de la información de las curvas de Registros Geofísicos de Pozo. Analizar cuáles son más fáciles de calcular y dan mejores resultados, para emplearlos en casos de estudio para evaluar y comparar los resultados.

En esta sección se presentan las propiedades petrofísicas empleadas.

Fragilidad y ductilidad

La definición de fragilidad y ductilidad ha sido estudiada en base a diferentes características de las rocas, dependiendo del área de aplicación.

Las definiciones de fragilidad son diversas, siendo las más comunes las que se determinan a partir de la relación esfuerzo-deformación, contenido de la matriz, y parámetros elásticos.

La fragilidad sería la facilidad de los materiales elásticos para deformarse permanentemente con fracturas al llegar al esfuerzo máximo que puede soportar.

El comportamiento opuesto es la ductilidad: capacidad de los materiales viscoelásticos para que sus partículas adquieran un reacomodo en su organización espacial hasta alcanzar el punto de esfuerzo máximo y deformarse en forma permanente, si no es el caso su estructura puede lograr un reacomodo, aunque con un tiempo recuperación lento.

Estos comportamientos son visualizados en la figura 1, donde se observa la respuesta de dos materiales sometidos a un esfuerzo, la reacción es diferente para cada material. La curva ECF es la manifestación de un material frágil, con una tendencia lineal y una caída abrupta tras alcanzar el punto de fractura.

Por otro lado, la curva ABCD es característica de un comportamiento dúctil, se puede observar una tendencia no lineal, al momento de alcanzar el punto de fractura la caída no es tan abrupta (no hay pérdida de cohesión), por lo tanto, puede seguir soportando esfuerzo hasta perder por completo la cohesión. (Zhang, *et. al.*, 2016).

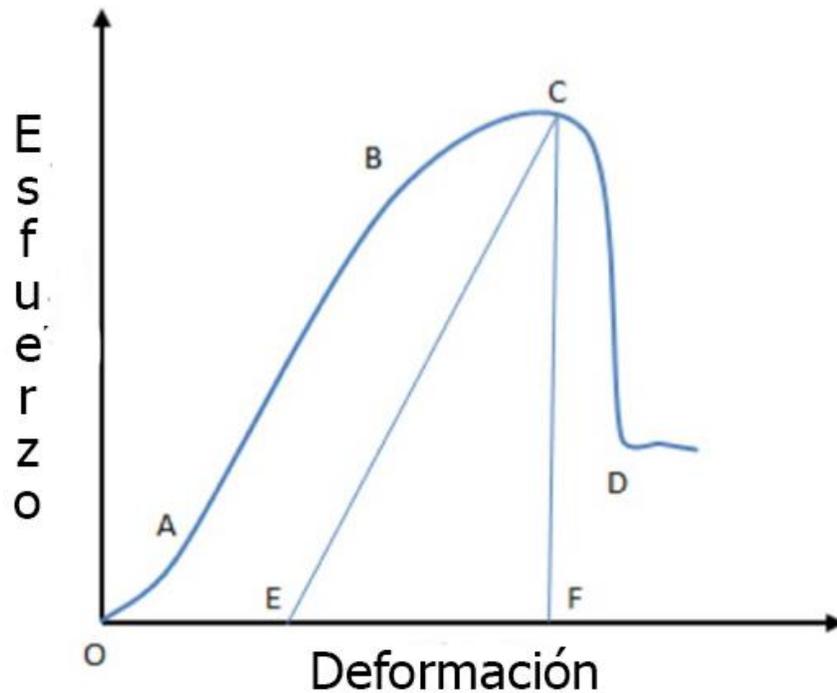


Figura 1. Comportamiento frágil y dúctil debido a la relación esfuerzo-deformación.

Esta gráfica indica que los comportamientos son diferentes, con esta definición también se puede definir uno tomando de referencia al otro. Este argumento es necesario para las metodologías que se detallarán más adelante.

Parámetros petrofísicos empleados

Aquí se describirán las propiedades petrofísicas utilizadas.

Porosidad

La porosidad es el espacio entre las partículas de una roca que no está ocupado por materia sólida (matriz), sino por fluidos. Es definida como el volumen ocupado por fluidos V_p ente el volumen total de la roca V_T .

$$\phi_T = \frac{V_P}{V_T} \dots (1.1)$$

Para obtener el V_p se puede utilizar la relación:

$$V_P = \frac{1}{\gamma} (V_{fluido} - V_{seco}) \dots (1.2)$$

Donde γ es la gravedad específica, V_{fluido} es el volumen de la roca cuando contiene fluido y V_{seco} es el volumen de la roca completamente seca.

Inicialmente se considera a la porosidad total. Sin embargo, en términos prácticos sólo se requiere conocer el espacio poroso conectado por el cual el fluido que contenga la roca pueda moverse, a este caso se denomina *porosidad efectiva*. Por el contrario, si los poros se encuentran aislados hablamos de *porosidad no efectiva*.

Resistividad

La resistividad es la oposición que presenta un material frente al paso de una corriente eléctrica, se expresa como el cociente del voltaje entre la intensidad de corriente multiplicado por el área dividida por la longitud:

$$R = \frac{V}{I} * \frac{a}{l} \dots (1.3)$$

En Geofísica es uno de los parámetros más importantes permite caracterizar cuerpos que compartan este atributo electromagnético sin la necesidad de precisar de las dimensiones de un cuerpo, a diferencia de la resistencia. El opuesto de la resistividad es la conductividad.

En general, las rocas tienden a ser resistivas, pero, si en los poros se encuentran fluidos con características electrolíticas, la medición de este parámetro puede verse afectada. (Arroyo-Carrasco, 1996). Otro efecto que se debe de considerar es la presencia de arcilla en las rocas, pueden alterar las observaciones sin que exista una cantidad importante de agua. Por otra parte, es común que el aceite y el gas se visualice como un alto resistivo. Siempre hay que visualizar la forma de adquisición del registro para evitar una interpretación errónea.

Esfuerzo

Es el conjunto de fuerzas que actúan sobre un área específica. La relación se expresa como:

$$\sigma = \frac{F}{A} \dots (1.4)$$

Los esfuerzos pueden actuar dentro de todas las partículas que posea el material, a estos se les denomina *esfuerzos de cuerpo*. Cuando solo actúan sobre los bordes y superficies, son llamados *esfuerzos de superficie*.

La orientación de los esfuerzos es importante, dado que el esfuerzo aplicado perpendicularmente sobre la superficie no es equivalente al que es aplicado de forma tangencial, se denominan *esfuerzos normales o de tensión* y *esfuerzo de corte o de cizalla* respectivamente.

Deformación

La deformación es el reacomodo que puede tener las partículas dentro de un cuerpo tras someterse a un esfuerzo. Podemos observar una deformación como la relación referente al cambio entre el estado original:

$$\varepsilon = \frac{\Delta l}{l} \dots (1.5)$$

Es común que asociemos el término deformación a un comportamiento dúctil, en este se puede observar claramente. En un material con un comportamiento frágil la deformación es mínima antes de perder la cohesión de las partículas.

Un material que sufrió una deformación manifiesta una dirección preferencial de acuerdo con la dirección del esfuerzo mínimo, a su vez perpendicular del esfuerzo máximo. Si las deformaciones se orientan con las direcciones de planos principales de los esfuerzos se denominan *elongaciones* y las que se efectúan en el resto de los planos, *deformaciones de corte*.

Módulo de Young

Es una relación muy importante para la Geomecánica, Sismología y Petrofísica. Expresa una relación entre un esfuerzo y una deformación uniaxial, en caso de que la proporción entre el esfuerzo y la deformación fueran equivalentes el módulo se expresaría como la unidad.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \dots (1.6)$$

Esta misma expresión puede reescribirse en términos de las velocidades de onda compresional (V_p), de corte (V_s) y de la densidad de la roca (ρ). (López-Aguirre, *et. al.*, 2016).

$$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \dots (1.7)$$

Al expresar esta y las demás relaciones geomecánicas con base en las velocidades de onda y la densidad, proporcionan un método de cuantificación indirecta, acorde a los alcances de las herramientas de registros geofísicos.

Coefficiente de Poisson

Es la proporción que existe entre una deformación transversal sobre una deformación longitudinal, indica la variación en la forma de un material cuando uno de sus ejes se expande y otro se comprime.

$$\nu = \frac{\varepsilon_{transversal}}{\varepsilon_{longitudinal}} \dots (1.8)$$

El estudio de este coeficiente es importante para determinar el comportamiento de un material, de ser isótropo el cambio sería el mismo en todas direcciones, por el contrario, se puede determinar anisotropía si hay direcciones preferenciales. Al igual que el módulo de Young también se puede expresar a través de las velocidades de onda. (López-Aguirre, *et. al.*, 2016).

$$v = \frac{Vp^2 - 2Vs^2}{2(Vp^2 - Vs^2)} \dots (1.9)$$

Primer Parámetro de Lamé

Es el módulo que expresa la elasticidad de un material, se compone de dos partes *módulo volumétrico* y del *módulo de cizalla*. Este parámetro también llamado módulo de incompresibilidad sólo posee una interpretación física bajo condiciones específicas de un medio acústico, es decir, donde no haya propagación de ondas de corte, esto cancela el módulo de cizalla (μ) y deja exclusivamente el término relacionado al cambio volumétrico (K). Su expresión es la siguiente:

$$\lambda = K - \frac{2}{3}\mu \dots (1.10)$$

Además, por medio de velocidades de onda y la densidad:

$$\lambda = \rho(Vp^2 - 2Vs^2) \dots (1.11)$$

Y por el Módulo de Young y Coeficiente de Poisson:

$$\lambda = \frac{E * v}{(1 + v)(1 - 2v)} \dots (1.12)$$

Módulo de Cizalla

Esta relación es el coeficiente entre un esfuerzo sobre una deformación de corte.

$$\mu = \frac{\sigma}{\varepsilon_c} \dots (1.13)$$

Conocido también como módulo de rigidez, se representa comúnmente con μ o G. En este trabajo se utiliza μ . Su expresión por velocidad de corte y la densidad es:

$$\mu = \rho V_s^2 \dots (1.14)$$

Y con E y ν :

$$\mu = \frac{E}{2 + 2\nu} \dots (1.15)$$

Módulo Volumétrico

Cuantifica la resistencia que tiene un material antes de sufrir una compresión, dicho cambio es sobre la dirección de los esfuerzos principales. Físicamente representa la presión requerida para que un cuerpo disminuya su volumen (V), la ecuación es:

$$K = \frac{P}{\frac{\Delta V}{V}} \dots (1.16)$$

En términos de velocidades y la densidad:

$$K = \rho(V_p^2 - 2V_s^2) \dots (1.17)$$

Al inverso de este módulo también se le conoce como Comprensibilidad:

$$C = \frac{1}{K} \dots (1.18)$$

Tabla 1. Propiedades de los Módulos Elásticos (López-Aguirre, *et. al.*, 2016).

Mineral o fluido	ρ densidad [$\frac{gr}{cc}$]	E Módulo de Young [GPa]	ν Poisson [Adim]	μ Módulo de Corte [GPa]	λ Parámetro de Lamé [GPa]
Cuarzo	2.65	95	0.07	44	8
Feldespatos	2.62	40	0.32	15	28
Plagioclasas	2.63	70	0.35	26	59
Calcita	2.71	84	0.32	32	56
Dolomita	2.87	117	0.3	45	65
Anhidrita	2.98	72	0.23	29	26
Siderita	3.96	135	0.32	51	90
Pirita	4.93	305	0.15	132	59
Arenisca	2.6	32 – 105	0.05	7 a 24	1 a 3
Caliza	2.72	97 – 280	0.33	9 a 26	18 a 52
Lutita	2.3 - 2.6	20 – 160	0.27	2 a 19	3 a 24
Agua de formación	1.03	0	0.5	0	2.3
Hidrocarburos (40 API)	0.83	0	0.5	0	1.6

La tabla 1 presenta valores de módulos elásticos para algunos minerales, rocas y fluidos.

Contenido Mineralógico

Otra de las aplicaciones de la Petrofísica es el contenido de minerales que posee una roca, sea sedimentaria, metamórfica o ígnea. La descripción de los minerales da precisión acerca de la litología, contribuye a descifrar el origen-evolución de la formación a la cual pertenezca y entender el comportamiento de las propiedades físicas.

En términos geológicos podemos describir la dureza de los minerales gracias a la escala de dureza mineralógica de Mohs, la cual, clasifica los minerales de más endebles con un valor bajo, siendo el Talco el menor con una cifra de 1. Por el contrario, el mineral con mayor dureza es el diamante con 10 en la escala. Los principales formadores de rocas se pueden encontrar en la escala: Cuarzo 7, Ortoclasa 6 y Calcita 2-4.

Una roca que posea mayor porcentaje de un mineral manifestará el comportamiento de ese mineral predominante, sin embargo, se debe de tomar en cuenta la forma en que se encuentra este mineral, puede afectar sus propiedades ya sea por el arreglo cristalino o impurezas que presente.

Reconocer de forma certera el contenido de los diferentes minerales es importante para determinar el tipo de litología, para lograrlo se han desarrollado diferentes metodologías como gráficas cruzadas (*crossplot*) o bien mediante el desarrollo de herramientas que miden la espectroscopía en el rango de frecuencias en el espectro electromagnético de cada mineral. Aunque estas mediciones pueden ser cercanas a los valores reales, siempre será recomendable hacer una calibración con datos de laboratorio extraídos de una muestra de roca.

Contenido de Carbono Orgánico Total

Responde a la cantidad de materia orgánica, se incluye al querógeno, bitúmenes, aceite y gas. La determinación de este valor es de especial interés para la evaluación de cualquier yacimiento, puesto que a mayor cantidad un yacimiento puede tener más potencial de generación de hidrocarburos. La forma de medición al igual que el contenido mineralógico ha sido mejorado, desde las

interpretaciones cualitativas solo con registros de resistividad, graficas rápidas *quick-looks*, técnicas geoquímicas o bien el uso de herramientas más avanzadas.

Para lograr una aproximación de este parámetro se han realizado la comparación entre Impedancias Acústicas, litología, anisotropía y la técnica AVO. Aunque, han sido útiles cuando el porcentaje de Carbono Orgánico Total (TOC) es alto, no tiene resolución si el porcentaje es bajo.

La metodología más optima ha sido empleada a partir de la metodología CARBOLOG las cuales eliminan las inconsistencias en los intervalos con un menor porcentaje de TOC (Sun, *et. al.*, 2013).

Impedancia Acústica

Se conoce como Impedancia Acústica (AI) al producto de la velocidad de onda por la densidad del medio que atraviese, por lo tanto, encontramos una impedancia para la onda compresional V_p y una impedancia para la onda de corte V_s . Las relaciones de las impedancias (I) son:

$$I_p^2 = (V_p * \rho)^2 = \frac{(\lambda + 2\mu)}{\rho} \dots (1.19)$$

$$I_s^2 = (V_s * \rho)^2 = \mu\rho \dots (1.20)$$

(Goodway, *et. al.*, 1997).

Estos parámetros han sido de los más utilizados para dar una interpretación geomecánica a los registros de pozo y analizar la presencia de fluidos. Para lograr una interpretación más acertada suele realizarse comparaciones con las velocidades de onda y los parámetros elásticos,

usualmente se presentan por medio de gráficas cruzadas o bien como coeficientes o índices, como los que se detallarán más adelante.

La tabla 2 muestra los parámetros petrofísicos utilizados en este trabajo.

Tabla 2. Resumen de propiedades Petrofísicas y Geomecánicas.

Propiedades Petrofísicas		Propiedades Geomecánicas	
Porosidad	$\phi_T = \frac{V_P}{V_T}$	Esfuerzo	$\sigma = \frac{F}{A}$
Resistividad	$\rho = \frac{V}{I} * \frac{a}{l}$	Deformación	ϵ
Contenido Mineralógico		Módulo de Young	$E = \frac{\sigma}{\epsilon}$
Carbono Orgánico Total	TOC	Coefficiente de Poisson	$\nu = \frac{\epsilon_{transversal}}{\epsilon_{longitudinal}}$
Impedancia Acústica	ρv	Primer parámetro de Lamé	$\lambda = K - \frac{2}{3}\mu$
		Módulo de Cizalla	$\mu = \frac{\sigma}{\epsilon_c}$
		Módulo Volumétrico	$K = \frac{P}{\frac{\Delta V}{V}}$

En el capítulo previo se resumieron algunas propiedades importantes para aplicar las metodologías que se desarrollarán más adelante. Aquí se incluirán las herramientas que permiten determinar esas propiedades, se mencionará su funcionamiento, alcances, limitaciones y posibles errores.

Las herramientas más comunes en los Registros Geofísicos de Pozo se pueden clasificar de acuerdo con la propiedad que miden, siguiendo ese concepto podemos encontrar:

- Registros de Correlación
- Registros de Resistividad
- Registros de Porosidad
- Nuevas tecnologías.

Puesto que en cada categoría encontramos una amplia variedad de herramientas sólo se mencionarán las que son más importantes para el objetivo de este trabajo, resumiendo lo esencial de cada registro. A continuación, se describirán de acuerdo con su grado de importancia para obtener los parámetros ya descritos.

Registros Sónicos

Los registros sónicos o acústicos pertenecen al grupo de porosidad, pero su principio de medición no es igual al resto del grupo. Éste se basa en la emisión de un pulso acústico que se propaga a través de la herramienta, el lodo de perforación y la formación. Conforme la onda se propaga es sometida al principio de Huygens-Fresnel, creando un “rebote” de la onda, redirigiéndose a la herramienta. Esta onda recopila la información del medio que recorre hasta llegar a los receptores de la herramienta, el arribo registrado se denomina lentitud o el inverso de la velocidad.

De todas las ondas que se propagan las de mayor importancia son las compresionales, de corte, Rayleigh, Stonley, flexurales. Principalmente se busca obtener las dos primeras.

La lentitud es principalmente sensible a la cantidad de fluido y matriz que contenga la formación (Arroyo-Carrasco, 1996). Tomando esto en cuenta, es un gran auxiliar para la interpretación de la formación.

Un parámetro que se puede obtener de estos registros es la porosidad sónica:

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \dots (2.1)$$

Donde Δt_{ma} es el tiempo de tránsito de la matriz, Δt_f es el tiempo de tránsito del fluido y Δt es el tiempo medido.

Al invertir la lentitud compresional y de corte obtenemos la *Velocidad de onda p* y *Velocidad de onda s*, como se mencionó, a partir de dichas velocidades es posible obtener los parámetros elásticos.

Este registro a diferencia de la mayoría no se corrige, sólo requiere de calibración. Debemos de tomar en cuenta que dada la naturaleza de su funcionamiento la herramienta debe correrse en una posición *centrada*.

En formaciones no consolidadas (principalmente arcillosas) existe el problema del límite de separación entre la herramienta y la pared del pozo para que pueda detectar los arribos de la formación (Bateman, 1985). Además, estas formaciones también requieren añadir un coeficiente para el correcto cálculo de la porosidad dando como resultado:

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \times \frac{1}{B_{cp}} \dots (2.2)$$

Donde el factor B_{cp} es el factor de corrección para formaciones no consolidadas. Éste debe de cumplir $B_{cp} = \frac{\Delta t_{sh}}{100}$. Donde Δt_{sh} es el tiempo de tránsito en lutitas.

Generalmente este registro muestra las curvas DTCO (de color negro en línea punteada) y DTS (de color morado en línea de raya corta) que son equivalentes a la lentitud de onda compresional y la lentitud de onda de corte respectivamente, es graficado en una escala lineal con un intervalo de 140 a 40 y de 400 a 200 $\left[\frac{\mu s}{ft} \right]$ respectivamente, normalmente en el tercer carril.

Los registros de densidad pertenecen al grupo de registros de porosidad, su funcionamiento se basa en los efectos de la radioactividad. Como la mayoría de este grupo, posee una fuente radiactiva que envía rayos gamma de energía media hasta la formación donde son desviados o absorbidos. La interacción más importante es el efecto Compton, de este sobreviven los rayos gamma; dependiendo de los conteos que se logran registrar en el receptor, se puede estimar la densidad electrónica.

La densidad electrónica no es lo mismo que la densidad real, aunque, se aproxima mucho a un valor real. La aproximación se da entre el número de moléculas y el peso atómico de los componentes que conforman la roca. Si los receptores logran detectar muchos rayos gamma será indicador que la formación es menos densa, por el contrario, si los receptores no logran registrar una cantidad importante la roca será más densa; se tiene una relación proporcional inversa.

Este registro es afectado principalmente por la densidad del lodo de perforación. Si es más denso que la formación se tiene que compensar este efecto por medio de la gráfica de *espina y costillas*. Para visualizar la confiabilidad, el incremento en el registro de error o $\Delta\rho$ si muestra deflexiones mayores de +/- 0.25 g/cm³ esos datos no son confiables. Posterior a esta corrección automática, se debe de hacer correcciones ambientales por diámetro de pozo y densidad de lodo.

De forma similar a los registros sónicos se puede determinar la porosidad a partir de los registros de densidad por medio de la relación:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots (2.3)$$

Donde ρ_{ma} es la densidad de la matriz, ρ_f la densidad del fluido y ρ_b la densidad que es registrada.

Cabe mencionar que cuando se encuentran arcillas pueden afectar el porcentaje de porosidad efectiva en comparación de una formación limpia. (Bateman, 1985), en este caso se tiene la relación:

$$\phi_D = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b) - V_{sh}(\rho_{ma} - \rho_{sh})}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots (2.4)$$

Se necesita asegurar que la fuente radioactiva sea enfocada por eso se debe de *excentrar* la herramienta con la ayuda del brazo que trae consigo.

La curva que se genera se denomina RHOB normalmente se coloca en el 3 carril junto con el registro de neutrón, de color rojo en línea continua, en escala lineal de 1.95 a 2.95 $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$. La curva de control de calidad se denomina DRHO de color gris en línea punteada, en escala de -0.25 a +0.25 $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$.

Una curva que también se deriva de este registro es la curva del Factor Fotoeléctrico PEF. Esta curva responde al principio físico del mismo nombre de *efecto fotoeléctrico* caracterizado por un nivel de energía más baja y el desprendimiento de un electrón del núcleo de un átomo al chocar el rayo gamma. Esta curva es de especial interés para la interpretación litológica de las formaciones, así como en la determinación de la mineralogía. Se suele colocar

en un solo carril con escala de 0 a 10 $\left[\frac{\text{barn}}{\text{electron}}\right]$ en escala lineal, de color café en línea discontinua de raya y punto.

Junto con los registros sónicos son los más importantes para conseguir la determinación de parámetros geomecánicos, además, la combinación de estos registros ayuda a la caracterización mineralógica.

Registro de Neutrones

El registro de neutrones también funciona a partir de la respuesta radioactiva de la formación. El funcionamiento es similar al registro de densidad, pero esta herramienta responde al Índice de Hidrógeno. Esta herramienta emite neutrones de alta velocidad a la formación; los átomos de hidrógeno ocasionan que los neutrones se “ralenticen”, al colisionar y ser capturados se emiten rayos gamma que son detectados por la herramienta (GNT). El hidrógeno se localiza principalmente en el agua y en menor medida en algunos gases, dentro de los poros de las rocas.

Este registro es más sensible a afectaciones ambientales que otros registros. Algunos de los efectos a corregir son: diámetro de pozo, espesor de enjarre, salinidad del pozo, peso de lodo, temperatura de pozo, la presión y salinidad de las formaciones arcillosas.

Tomando en cuenta las características del principio físico, esta herramienta se corre en una posición *excentrada*.

La forma para poder determinar la porosidad total en formaciones arcillosas se describe en la ecuación:

$$\phi_T = \phi_N - V_{sh}\phi_{N_{sh}} \dots (2.5)$$

Donde ϕ_N es el valor medido del registro corregido por correcciones ambientales, V_{sh} es el volumen de la arcilla y ϕ_{Nsh} es la respuesta de la herramienta en una zona con lutitas. Este registro se puede presentar con los nombres de TNPH, en el mismo carril que el registro de densidad, con color azul fuerte en línea discontinua de raya, en una escala de 45% a -15%.

Este registro es de los más utilizados para realizar una interpretación cualitativa y cuantitativa junto con el registro de densidad para determinar zonas de interés, interpretación litológica e identificación mineralógica por medio de las gráficas cruzadas.

Registro de Rayos Gamma

Es uno de los registros más importantes, se corre en la mayoría de los pozos y en las diferentes etapas de este. Tiene aplicaciones como el reconocimiento de la litología (en combinación con otros registros), correlación entre pozos y determinación de volúmenes de arcilla. A diferencia de los registros de porosidad el Registro de Rayos Gamma (GR) no excita la formación con una fuente externa, solo detecta la radiación natural de las rocas.

Su principio de medición es el decaimiento radioactivo de los elementos radioactivos pertenecientes a la familia de los isótopos padre de las series radiactivas de $U^{235-238}$, Th^{232} y K^{40-19} , la herramienta mide la radiación total emitida por estos átomos en los minerales de la roca. La herramienta de Espectroscopía de Rayos Gamma (NGT) es capaz de medir la energía específica proveniente de cada elemento.

Principalmente el registro es sensible a las arcillas dentro de las cuales se encuentran minerales con isótopos provenientes de las series radioactivas; por lo tanto, se puede relacionar el volumen de arcilla con el conteo de rayos gamma registrado por la herramienta.

Los efectos negativos se asocian al enjarre y la densidad del lodo de perforación. Además, al ser una de las herramientas más versátiles, se puede correr de forma *centrada* o *excentrada*, dependiendo de su posición afecta la medición. Si se dispone de la herramienta de Espectroscopía es recomendable hacer una corrección por Uranio (U), que es asociado con materia orgánica

(TOC), rocas ígneas ácidas o sales de U en los poros, y altera mucho la radioactividad original de la roca.

Para calcular el volumen de arcilla se utiliza en primera instancia al Índice de Arcilla (I_{sh}):

$$I_{sh} = \frac{Gr - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}} \dots (2.6)$$

Donde Gr es la medición en cada punto del registro, Gr_{min} la lectura mínima y Gr_{max} la lectura máxima en todo el registro, respectivamente. Antiguamente se asumía que éste índice era equivalente al Volumen de Arcilla (V_{sh}). Consecuentemente se desarrollaron mejores modelos logarítmicos con base en la edad aproximada de la roca dando como resultado las metodologías:

Larinov para rocas jóvenes (Terciario):

$$V_{sh} = 0.083 * (2^{3.7 * I_{GR}} - 1) \dots (2.7)$$

Stieber (Cretácico Sup.):

$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{3.0 - 2.0 * I_{GR}} \dots (2.8)$$

Clavier (Cretácico Inf.):

$$V_{sh} = 1.7 * [3.38 * (I_{GR} + 0.7)^2]^{0.5} \dots (2.9)$$

Larinov para rocas viejas (Jurásico Sup.):

$$V_{sh} = 0.33 * [(2^{2 * I_{GR}}) - 1.0] \dots (2.10)$$

Es común que la curva de GR se encuentre en el primer carril, con una escala lineal de 0 a 150 API, con un color verde en línea discontinua de raya. Por su parte las curvas de espectroscopía se muestran: K de color negro en línea

punteada en escala lineal de 0 a 0.05 %, Th de color azul en línea continua en escala lineal de 0 a 10 [ppm] y Uranio de color verde en línea discontinua de raya larga en la misma escala que el Th.

Registro Caliper

Esta herramienta se puede clasificar en el grupo de registros de correlación, tiene un principio de funcionamiento mecánico. Son dispositivos conocidos como “*brazos*”, cuando una sonda desciende dentro del pozo estos se extiendan y proporcionan la posición correcta para la herramienta, si debe de estar *centrada* o *excentrada*. Como cada herramienta maneja diferentes disposiciones, se pueden encontrar Calipers de 1, 2, 3, 4 y hasta de 6 brazos. Al extenderse se crea tensión en el cable de la herramienta, cuyo incremento se interpreta como atorones de la herramienta. También el caliper se mide en dispositivos como flejes y brazos con patines.

Esta medición no tiene correcciones, sólo requiere ser calibrada de forma adecuada, además de ser revisada constantemente para evitar que los patines se atasquen y obtener mediciones confiables.

La principal aplicación es la medición de la forma del pozo. Ayuda a determinar posibles derrumbes en la pared del pozo, la tensión en una sección y la orientación de los esfuerzos mínimos observando la ovalación del agujero también conocida como *break out*. Es una herramienta muy útil para determinar si hubo errores en la medición de otros registros.

Junto con el diámetro de la barrena o *Bit Size BS* se puede calcular el enjarre, una medida necesaria para efectuar las correcciones en varios registros; se puede calcular por medio de la relación:

$$h_{mc} = \frac{BS - CAL}{2} \dots (2.11)$$

Se presenta en el primer carril junto al registro de Rayos Gamma, de color gris y línea punteada en una escala de 6 a 16 [in], aunque puede ajustarse. El BS también se suele colocar en este carril con la misma escala la diferencia es el color naranja y representa el hmc.

Registros de Conducción

En esta categoría encontramos a los registros que miden la resistividad, junto al registro de Potencial Espontáneo fueron los primeros en desarrollarse. Se basan en inyectar corriente y medir la conductividad de las rocas (o su inverso, la resistividad). Se obtiene una mayor profundidad de penetración proporcional a la separación entre los electrodos de la herramienta, la mayoría de estas son capaces de discriminar las zonas lavada, transicional e inalterada de la pared del pozo y la formación. La herramienta presenta varias curvas de investigación profunda, media y somera.

Estas herramientas se corren en una posición *centrada*, desde la fuente se propaga la corriente a través del lodo de perforación hasta la formación; por lo tanto, el lodo debe de ser de ser conductivo, es decir base agua.

Las principales afectaciones que tiene son: diámetro del agujero, resistividad del lodo, espesor de las capas (resistividad de las capas adyacentes) y enjarre.

En algunas formaciones no se puede emplear el lodo base agua ya que disuelve las zonas que presentan sal creando oquedades o puede hidratar lutitas hidrófitas e hincharlas. En este caso la opción ha sido emplear lodos base aceite o no conductores, esto condujo al desarrollo de las herramientas de inducción.

Registros de Inducción

El principio de estas herramientas se fundamenta principalmente en la Ley de Faraday, ya que la sonda está diseñada para crear un campo magnético variable que induce corriente eléctrica en la formación. Como respuesta a esto la formación genera un campo magnético secundario que induce corriente en una bobina receptora, en forma proporcional a la conductividad de la roca.

Dependiendo de la frecuencia del campo magnético es la profundidad de investigación alcanzada por la herramienta. Al igual que las herramientas conductivas presenta curvas de resistividad media y profunda, y en los arreglos de inducción también incluye curvas de investigación somera.

También se corren centradas, pero no precisan de un tipo de lodo para funcionar y son aplicables a los pozos en agujero descubierto. Su limitación está dada por la resistividad de la roca, y funcionará sin problemas a resistividades menores a $500 \Omega m$.

Estas herramientas se corrigen por los efectos de diámetro de agujero (resistividad del lodo) y espesor de capas.

Registros de Microresistividad

En este grupo se encuentran herramientas que fueron destinadas para investigar la resistividad de la zona lavada

Dado que las herramientas necesitan enfocar la corriente en un área muy pequeña se requiere que las herramientas se coloquen de forma *excentrada*, mediante patines. Se corrigen por espesor de enjarre.

Todas las curvas de resistividad se grafican en el 2 carril, en una escala logarítmica de 0.2 a 2000 [Ωm], si las curvas son de investigación somera se suelen presentar de color rojo y con línea continua, para las de investigación media de color café y línea discontinua de raya corta, para las de investigación profunda de color negro y línea discontinua de raya larga.

Para hacer interpretación de la saturación de fluidos móviles se deben de tener al menos dos curvas de resistividad de diferente profundidad de investigación; si hay agua salada se observa un bajo resistivo, por el contrario, si se tiene un alto resistivo se puede considerar la presencia de hidrocarburos o una roca bien consolidada.

También se puede determinar de forma cualitativa y cuantitativa el diámetro de invasión de filtrado de lodo en la formación. En situaciones comunes, si se tiene que la curva de resistividad media tiene valores más cercanos a la curva de resistividad profunda, el diámetro de invasión puede ser pequeño; por otro lado, si se acerca más a la curva de resistividad somera se puede determinar que el diámetro de invasión es profundo.

Además de determinar la resistividad de la zona lavada (R_{xo}), también se puede determinar la resistividad verdadera de la roca (R_t). Con ambas se puede calcular la saturación de agua y la saturación de la zona lavada. Los métodos más usados para determinar estas resistividades son las llamadas gráficas de torbellino, las cuales determinan estas resistividades junto con el diámetro de invasión. También se calculan a través de un sistema de ecuaciones si se conoce el factor geométrico de la sonda en cada zona de la medición, permitiendo estimar el diámetro de invasión.

Los registros de resistividad responden a la cantidad, tipo y salinidad de fluidos presentes en los poros de una roca, aunque, la presencia de arcillas y algunos minerales también pueden afectar las mediciones, registrándolos como bajos resistivos (Krygowski, 2003). Son las herramientas indispensables para la determinación de saturaciones de fluidos, un elemento necesario en la interpretación petrofísica.

Varios autores han abordado el comportamiento frágil o dúctil de las rocas a partir de una o varias propiedades físicas y químicas, sin embargo, para realizar un análisis integral no se puede abordar una sola perspectiva.

En este apartado se incluyen solamente las metodologías que se pueden emplear con la información obtenida de los Registros Geofísicos de Pozo, con esto se reduce a una lista de las principales metodologías y posteriormente se analiza si hay relación entre ellas. No se detallan metodologías que requieran estudios de laboratorio en condiciones específicas, a pesar de ser muy útiles y puntuales.

Estas metodologías se basan en el cálculo del *Índice de Fragilidad* (BI, *Brittleness Index*), que manifiesta un porcentaje o escala que cuantifica este comportamiento en una zona específica. La ductilidad se describe como una falta de fragilidad, como estado complementario o simplemente el opuesto. Existe un umbral en el cual no se puede definir sólo uno de estos dos casos, esta transición de un estado al otro también ha sido estudiada, aunque en menor medida que la descripción total de los estados. Más adelante se aborda un poco acerca de este comportamiento transicional y su importancia en la interpretación conjunta.

3.1. Metodologías basadas en esfuerzos

Metodología de Hucka y Das

De los índices mostrados en este trabajo los primeros índices descritos en general son los que se basan en la medición de los esfuerzos compresivos σ_c y de tensión σ_t descritos por estos autores por el cociente:

$$BI_1 = \frac{\sigma_c - \sigma_t}{\sigma_c + \sigma_t} \dots (3.1)$$

Como se puede observar hay una relación en la proporción de esfuerzos compresionales y de tensión, si el esfuerzo compresional es proporcional al esfuerzo de tensión el índice será muy pequeño.

También plantean que ésta relacionado a la cantidad de finos formados en la Prueba de Impacto de Protodyakonov:

$$BI_2 = q\sigma_c \dots (3.2)$$

Donde q es el porcentaje de finos (menores a un diámetro de 6 mm) formados en la Prueba de Impacto de Protodyakanov y σ_c es el esfuerzo compresivo uniaxial. En el índice se puede inferir que la presencia de los finos determina en gran medida el porcentaje fragilidad, es decir, al considerar que no hay presencia de finos sólo se tendrá una matriz sólida o mineral.

Otro índice para destacar es el que se basa en la envolvente del círculo de Mohr a través del ángulo interno:

$$BI_3 = \text{sen}(\theta) \dots (3.3)$$

Donde θ es el ángulo de fricción interna de la roca.

Hucka y Das abordan otras metodologías como la medición del *esfuerzo reversible*, *energía reversible* y *pruebas de dureza*. Todas estas requieren pruebas de laboratorio para analizar las rocas en un estado anterior y posterior a una fractura, en consecuencia, sólo se pueden trabajar con núcleos.

Cuando se realizaron estas pruebas fueron aplicadas en rocas de tipo Skarn (una roca carbonatada metamorfoseada por una intrusión ígnea) y Limolita; se identificaron tendencias diferentes para cada tipo de roca y metodología, describiendo un comportamiento particular dependiendo del material.

Si se analiza el primer índice muestra un coeficiente adimensional, mientras que el otro queda en unidades de esfuerzo. Cabe destacar que las pruebas basadas en la medición de esfuerzos compresivos y de tensión fueron cercanos a los del ángulo interno de fricción. Se menciona que los materiales con un comportamiento dúctil poseen un menor ángulo interno de fricción al contrario de los materiales frágiles (Hucka y Das, 1974).

Metodología de Altindag

Las metodologías de este autor también tomaron de referencia los esfuerzos compresivos y de tensión, dentro de su trabajo se muestran dos ecuaciones:

$$BI_4 = \frac{\sigma_c}{\sigma_t} \dots (3.4)$$

$$BI_5 = \frac{\sigma_c \sigma_t}{2} \dots (3.5)$$

Ambas metodologías las trató de relacionar con el Índice de Perforación (*Drill-ability Index* DI) entre otros parámetros, buscó hacer una correlación para

analizar el comportamiento de las rocas con fines geotécnicos. Las pruebas las llevo a cabo en diferentes rocas como margas, limolitas, areniscas, tobas, dolomitas, arcillas y minerales como sílice, hematita, entre otras.

De los resultados mostró que el índice BI_4 mostraba una correlación deficiente, al contrario, el BI_5 mostró buenos resultados. (Altindag, 2002) Dentro de las relaciones con otras propiedades destaco las que se hicieron con la velocidad de onda de corte y de densidad, las cuales son:

$$V_p = 0.8718 (BI_5)^{0.2818} \dots (3.6)$$

$$\rho = 1572(BI_5)^{0.0978} \dots (3.7)$$

Respectivamente, con valores de R^2 de 0.87 y 0.86. V_p se determinó con unidades de $\left[\frac{km}{s}\right]$ y ρ con $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$; estas relaciones demostraron tener una aproximación que si bien no es óptima tampoco es despreciable. En consecuencia, se pueden despejar estas relaciones para expresar dos índices extra:

$$BI_6 = e^{\left(\frac{\ln\left(\frac{V_p}{0.8718}\right)}{0.2818}\right)} \dots (3.8)$$

$$BI_7 = e^{\left(\frac{\ln\left(\frac{\rho}{1572}\right)}{0.0978}\right)} \dots (3.9)$$

Metodología de Yagiz

Perteneciente también al grupo de metodologías que se basan en la descripción de la fragilidad por medio de los esfuerzos. Esta metodología toma de referencia las metodologías de (Hucka y Das, 1974) y (Altindag, 2002) para hacer comparaciones con su modelo de predicción.

Este nuevo índice se obtuvo a través del estudio de núcleos de diferentes tipos de litologías provenientes de 48 proyectos de túneles en los Estados Unidos. Esta metodología se concibe para tener una aproximación del estado frágil y dúctil antes de realizar o en lugar de pruebas de penetración en la roca.

Se desarrolló a partir de pruebas estadísticas, para validar el modelo arrojando una correlación aceptable con $R=0.94$. A diferencia de las metodologías previas el autor también añade la densidad de la roca (ρ) como un parámetro adicional:

$$BI_8 = 0.198 \sigma_c - 2.174 \sigma_t + 0.913\rho - 3.807 \dots (3.10)$$

Con este modelo se puede mencionar que al tener una variable más la estimación será mejor (Yagiz, 2008).

Metodología de Nygård *et. al.*

Este autor define la fragilidad a partir del concepto de un “Coeficiente de Sobreconsolidación (OCR por sus siglas en inglés)”. Si una roca ha sido sometida a un gran nivel de esfuerzo efectivo y posteriormente el esfuerzo efectivo se quita, se considera como un material “Sobreconsolidado (OC)”. El esfuerzo vertical máximo al cual ha estado sometido en toda su historia geológica se denomina “esfuerzo de pre-consolidación $\sigma'_{v \max}$ ”. En cambio, si

el esfuerzo vertical actual máximo es más grande que en cualquier punto de su historia, la roca se denomina como “Normalmente Consolidada (NC)”. El OCR se define como la proporción entre el esfuerzo de pre-consolidación y el esfuerzo vertical máximo actual:

$$OCR = \frac{\sigma'_v \max}{\sigma'_v} \dots (3.11)$$

La metodología sugiere que esta definición sólo sería válida si σ'_v es igual a σ'_1 (esfuerzo vertical) y el esfuerzo efectivo horizontal σ'_h es igual a σ'_3 (en el eje y), sin embargo, se menciona que es válida para casos en donde estas condiciones no se cumplen en su totalidad, en casos isotrópicos y anisotrópicos entre σ'_v y σ'_h .

La relación entre los estados OC y NC puede explicar el comportamiento dúctil y frágil. Es importante mencionar que, el trabajo estudió la respuesta de 40 muestra de calizas arcillosas y lutitas del Mar del Norte, a partir de estas se realizó una correlación logarítmica entre el OCR y la metodología SHANSEP (Historia del Esfuerzo y Propiedades Ingenieriles Normalizadas del Suelo) una metodología para describe la deformación transversal de las lutitas. Con esto se pudo desarrollar el índice de fragilidad:

$$BI_9 = OCR^b = \left(\frac{\sigma'_v \max}{\sigma'_v} \right)^b \dots (3.12)$$

Con b como una constante empírica, en el trabajo se muestra que b fue equivalente a 0.89. $\sigma'_v \max$ puede ser estimado a partir de σ_c o de V_p en $\left[\frac{m}{s} \right]$:

$$\sigma'_v \max = 8.6 (\sigma_c)^{0.55} \dots (3.13)$$

$$\sigma'_v \max = 1 \times 10^{-7} (V_p)^{2.5} \dots (3.14)$$

Finalmente, en las conclusiones los autores mencionan que si una roca NC con un bajo OCR mostrará un comportamiento dúctil; si un material OC con un alto OCR mostrará un comportamiento frágil (Nygård, *et. al.*,2006).

3.2. Metodologías basadas en porcentajes de minerales

Metodología de Jarvie *et. al.*

Esta forma de calcular la fragilidad fue concebida a partir del estudio de la formación Barnett Shale. Siendo una de las formaciones más importantes en cuanto a reservas y productividad para E.U.A, fue requerido un estudio de sus características principales. Se le dio énfasis a la composición mineralógica como un factor importante para la producción.

El autor definió tres componentes principales para hacer la descripción del comportamiento frágil mediante la descripción mineralógica: porcentaje de Cuarzo (Qz), Carbonatos (Ca) y Arcilla (Cly), proporcionando la relación:

$$BI_{10} = \frac{Qz}{Qz + Ca + Cly} \dots (3.15)$$

Concluye con la idea que los minerales que predominen dentro de una lutita podrán modificar el comportamiento de la roca, es decir, si el porcentaje de un mineral frágil (Qz) predomina sobre los minerales arcillosos (Cly) la roca mostrará un comportamiento frágil. Si una roca tiene esa constitución le sería más sencillo llegar al punto de fractura sin presentar una gran deformación. Este método tiene la limitación de que sólo se puede aplicar a lutitas (*shale*) (Jarvie, *et. al.*, 2007).

Metodología de Wang y Gale

La metodología que plantearon estos autores también se desarrolló como un complemento para caracterizar una formación viable para su explotación, se

tomaron en cuenta otros conceptos como el contenido de gas y el espesor de las formaciones.

Esta metodología tomó conceptos de la Síntesis de Modelo Gráfico Clástico (CGSM por sus siglas en inglés), que permite determinar los porcentajes principales de matriz y minerales para formaciones arcillosas y areniscas delgadas (Walles, 2004).

Complementando el desarrollo que obtuvieron Jarvie *et. al.* (2007), se dio un peso al Carbono Orgánico Total (TOC) como un factor importante que contribuye a un comportamiento dúctil mientras que los porcentajes minerales como la Dolomita (*Dol*) y Calcita (*Ca*) podían contribuir a un comportamiento frágil, resultando en el nuevo modelo:

$$BI_{11} = \frac{Qz + Dol}{Qz + Dol + Ca + Cly + TOC} \dots (3.16)$$

Se observa que el cambio más notorio es la inclusión del porcentaje de TOC (que incluye las fracciones de querógeno y gas). A pesar de que se menciona que la temperatura junto con la presión y el esfuerzo efectivo son factores también importantes, no se tomaron en cuenta en esta ecuación. El describir de una manera más certera el tipo de carbonato da una respuesta más clara a diferencia de la ecuación previa (Wang y Gale, 2009).

Metodología de Jin *et. al.*

Está metodología continuó con el trabajo de Jarvie *et. al.* (2007) y tuvo como eje principal la descripción mineralógica que se encuentra en cada formación, obtenidos mediante la herramienta de registros de Espectroscopía de Captura de Elementos (ECS, GEM). Utiliza de referencia los pesos de los minerales

clásticos (cuarzo Q, feldespatos F, y micas M) y los minerales carbonatados, separando la calcita de la dolomita:

$$BI_{12} = \frac{W_{QFM}}{W_{tot}} + \frac{W_{Carb}}{W_{tot}} = \frac{W_{QFM} + W_{calcita} + W_{dolomita}}{W_{tot}} \dots (3.17)$$

Donde W_{tot} es el porcentaje de todos los minerales. Como no se tiene en todos los pozos el registro ECS, el autor realizó una aproximación a partir de la porosidad neutrón y de la lentitud compresional del registro sínico, dos curvas que por lo general son registradas en la mayoría de los pozos. Para este fin empleo datos de las formaciones de lutitas de Woodford, Barnett y Eagle Ford. Tomando de referencia el índice B_{12} pudo observar una correlación lineal para cada una de las formaciones y dio como resultado una aproximación general para las lutitas:

$$BI_{13} = -1.8748 * \phi_N + 0.9679 \dots (3.18)$$

$$BI_{14} = -0.0108 * DTC + 1.5435 \dots (3.19)$$

Con R^2 de 0.9048 y de 0.8578 respectivamente.

Cabe mencionar que para el índice B_{13} no se utilizaron los datos de Woodford porque decrementaba la calidad de la regresión. Podemos notar que si se utiliza la porosidad neutrón se tendrán valores más confiables respecto a lentitud compresional. La metodología principal se comparó con la ecuación basada en el ángulo de fricción interna BI_3 y con algunas que toman de referencia a los módulos elásticos que se mencionan en la sección 3.3 (Jin, *et. al.*, 2014).

Este modelo plantea un arreglo a las tres metodologías previas, nuevas consideraciones acerca de las fracciones minerales que contribuyen al comportamiento frágil, y adiciona factores que no habían sido considerados.

La ecuación fue desarrollada para la formación Bakken, del basamento Williston ubicado en el área de Dakota del Norte, una reserva no convencional que en los últimos años ha incrementado su producción.

Las características mineralógicas de la formación propiciaron la adaptación de la nueva ecuación, su composición principal es de cuarzo, calcita, dolomita, illita y feldespato. La aportación de calcita en esta formación se indicó considerable para formaciones frágiles, reasignando su comportamiento de dúctil a mineral frágil, aunque con una aportación menos importante que el cuarzo y la dolomita.

Otra aportación fue la consideración de la pirita como un mineral frágil; puesto que en otras formaciones la concentración es menor al 10% no se había tomado en cuenta, en esta formación ese porcentaje es mayor; a este tipo de formaciones se les considera extremadamente frágiles. También se tomó en cuenta el feldespato como mineral frágil. Finalmente se produjo el índice:

$$BI_{15} = \frac{Qz + Ca + Dol + Fel + Py}{Qz + Ca + Dol + Fel + Py + Cly + TOC} \dots (3.20)$$

Donde Fel es feldespato y Py pirita. Cabe mencionar que el TOC se calculó con la relación empírica del método Schmoker:

$$TOC = \left(\frac{154.497}{\rho_b} \right) - 57.261 \dots (3.21)$$

Donde ρ_b es la densidad en $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$. La comparación entre las metodologías se observa en la figura 2:

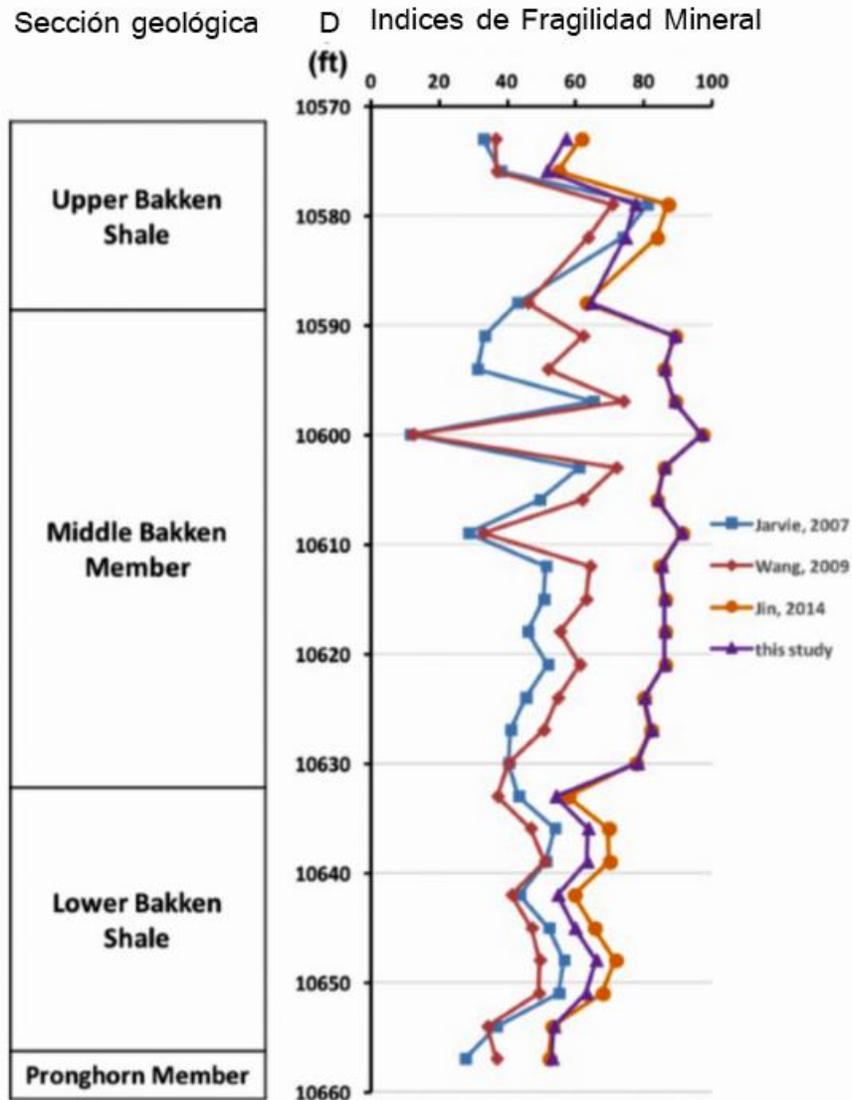


Figura 2. Comparación de Índices de Fragilidad para la formación Bakken (Xu y Sonnenberg, 2016).

De acuerdo con la descripción a la profundidad de 10,600 ft y 10,610 ft existía un aporte considerable de calcita, las primeras dos metodologías manejan comportamientos muy diferentes en comparación con el de Jin y Xu, los que

claramente muestran una mejor aproximación al comportamiento de estas formaciones (Xu y Sonnenberg, 2016).

Este grupo de metodologías están descritas para formaciones no convencionales por lo que, puede haber cierta discrepancia en algunos intervalos que no cumplan con esta característica. Sin embargo, se ha demostrado que el comportamiento que describen estos índices tiene consistencia con otros índices.

3.2. Metodologías basadas en módulos elásticos

Metodología de Rickman y Mullen

Como se ha mencionado en las metodologías previas que se basan principalmente en la formación de lutitas Barnett, en este caso los autores buscan romper este paradigma. Las metodologías basadas en las propiedades mineralógicas requieren de una buena calibración, con núcleos. La necesidad de excluir la caracterización mineralógica como un modelo general con referencia a la formación Barnett, hizo que se tomaran en cuenta los parámetros elásticos del Coeficiente de Poisson y el Módulo de Young. El primero refleja el comportamiento de una roca tras ser sometida a un esfuerzo, el segundo la relación entre el esfuerzo y la deformación que ocasiona. Las ecuaciones son:

$$E_B = \left(\frac{E - 1}{8 - 1} \right) * 100 \dots (3.22)$$

$$v_B = \left(\frac{v - 0.4}{0.15 - 0.4} \right) * 100 \dots (3.23)$$

Siendo E el Módulo de Young calculado, v el coeficiente de Poisson calculado, E_B Módulo de Young ajustado y v_B Coeficiente de Poisson ajustado. Dando como resultado la ecuación:

$$B_{16} = \frac{E_B + v_B}{2} \dots (3.24)$$

Dado que los módulos ajustados fueron calculados sólo para esa formación, se requiere tener una generalización, que es obtenida si se normalizan los parámetros:

$$B_{17} = \frac{1}{2} \left(\frac{(E - E_{min})}{(E_{max} - E_{min})} + \frac{(v_{max} - v)}{(v_{max} - v_{min})} \right) \dots (3.25)$$

Siendo los máximos y mínimos del Módulo de Young y del Coeficiente de Poisson respectivamente. Estos valores son los valores máximos y mínimos absolutos en todo el registro.

Para mostrar la relación entre estos dos parámetros se realizó una gráfica cruzada (*crossplot*) para el cual se concluyó que un material frágil mantendrá valores bajos del Coeficiente de Poisson y altos del Módulo de Young, para un material dúctil el inverso con valores altos del Coeficiente de Poisson y bajos para el Módulo de Young (Rickman y Mullen, 2008).

Metodología de Luan

Esta relación considera la premisa de que la fragilidad y la ductilidad presentan anisotropía, por lo tanto, se debía de corroborar con los materiales a determinar. Se optó por crear muestras sintéticas correspondientes a Cuarzo, Caolinita, Calcita y Carbón Orgánico, cada una representaba un nivel de cementación diferente correspondiente al A1-20%, A2-15%, A3-10% y A4-5%.

Esta metodología contempló un proceso de inversión entre el esfuerzo, la deformación y una matriz de transición que asumía que el ángulo de incidencia fuese normal. Las relaciones resultantes de las deformaciones fueron expresadas a través del ángulo de incidencia; asumiendo además un esfuerzo unitario, se describen el Módulo de Young y el coeficiente de Poisson. Finalmente, los autores definen la fragilidad y la ductilidad en función de estos parámetros como:

$$B_{18} = \frac{E}{\nu} \dots (3.26)$$

$$D = \frac{v}{E} \dots (3.27)$$

La razón de que el autor definiera un índice para la ductilidad se encuentra fundamentada desde la propuesta del ángulo de fricción. Definió entonces que la ductilidad es el recíproco de la fragilidad, también lo corroboró mediante los resultados a las muestras, mostrando que la ductilidad tiene sus valores máximos en un ángulo de incidencia de 0° y el mínimo a 90° , siendo el opuesto exacto a la fragilidad con el máximo de valores para un ángulo de 90° y mínimo a 0° . Los resultados experimentales se pueden observar en las figuras 3 y 4 (Luan, *et. al.*, 2014).

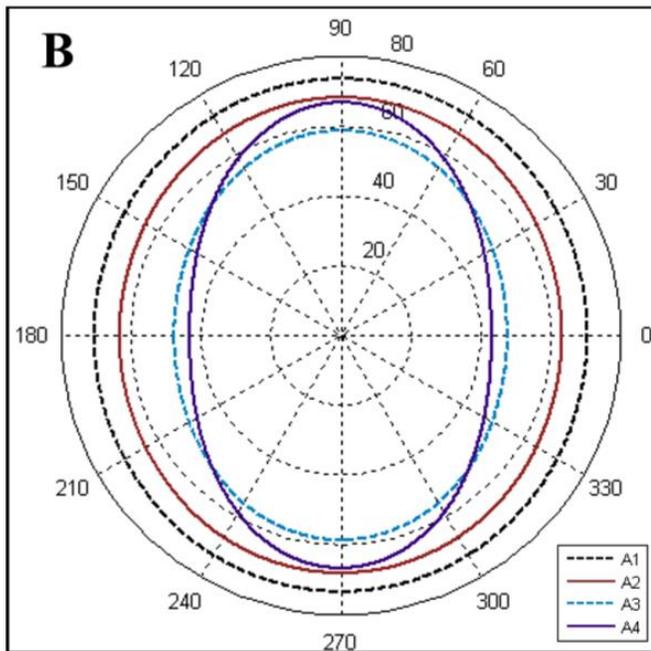


Figura 3. Comportamiento Frágil (Luan, *et. al.*, 2014)

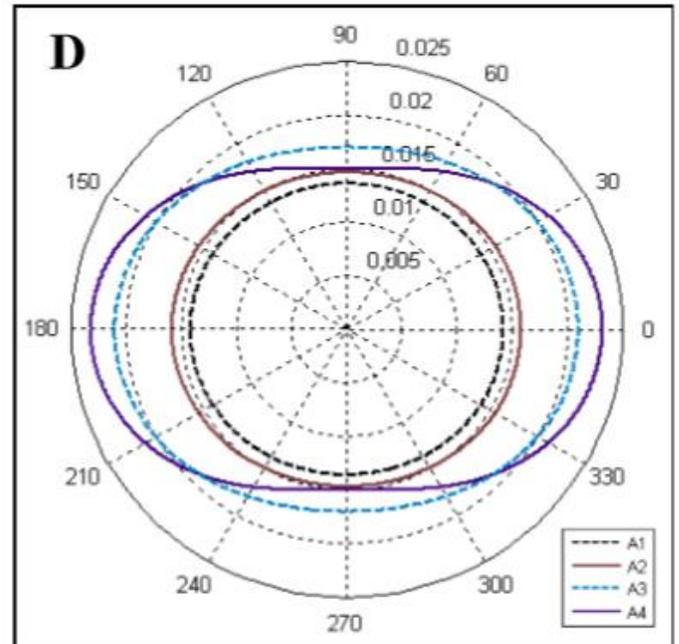


Figura 4. Comportamiento Dúctil (Luan, *et. al.*, 2014)

Metodología de Sun

La relación para la fragilidad obtenida por Sun es parte de una metodología más amplia para determinar la física de las rocas y la Petrofísica. Este método que plantea recibe el nombre de AS-Xu-White, el cual a grandes rasgos: 1) obtiene

la litología y las propiedades petrofísicas fundamentales, 2) estima las propiedades de las fases sólidas y fluidas en las rocas, 3) calcula los módulos de volumen (volumétrico) y de corte (cizalla) junto con la forma de los poros, 4) calcula los módulos elásticos de la roca saturada, y finalmente 5) determina las velocidades de onda P y S de las rocas saturadas a partir de los módulos elásticos.

Esta metodología fue diseñada para un campo en Liaohe en China, en el cual se tienen varios pozos registrados con una concentración anómala de gas en formaciones de lutitas. Para su explotación se previno que el comportamiento de la fragilidad era fundamental para poder crear una red de fracturas que permitieran el libre flujo de gas.

La mejora de este método es que incorpora el parámetro de *Erho* ($E\rho$) que es el Módulo de Young multiplicado por la densidad de la roca. Se obtuvo porque al desarrollar el algoritmo que permitía la inversión de los módulos para obtener tanto el Módulo de Young y el Coeficiente de Poisson a partir de las Impedancias Acústicas y la densidad, se lograba evitar la inestabilidad de la inversión, además, no discrepaba tanto a comparación del módulo original.

$$B_{19} = \frac{E\rho}{\nu} \dots (3.28)$$

Las conclusiones indican que una roca que presente una fragilidad notable será propensa a ser perforada y desarrollar fracturas. También que este cociente es un método factible, pero puede mejorarse si se tienen más datos para realizar una calibración adecuada (Sun, *et. al.*, 2013).

En este grupo de metodologías se puede determinar que las propiedades de los módulos elásticos son fundamentales para el cálculo de la fragilidad.

Adicionalmente, muestran que la fragilidad y la ductilidad son comportamientos opuestos, también que se puede estudiar anisotropía dentro de estos estados a partir del ángulo de fricción interna.

Metodología de Guo

Esta metodología tiene un precedente importante descrito por Goodway *et. al.*, 2010. Es realizada a partir de la descripción de equivalencia entre atributos sísmicos:

$$\frac{E}{1 + \nu} = 2\mu \dots (3.29)$$

La equivalencia es respaldada por la Figura 5, esta describe que los comportamientos mecánicos se pueden expresar a través de los atributos sísmicos. El umbral de la fragilidad se define entre valores del Módulo de Young de medios a grandes, del Módulo de Incompresibilidad (λ) bajos, del Módulo de Rigidez (μ) medios y del Coeficiente de Poisson pequeños. Por el contrario, para un comportamiento dúctil es necesario tener valores bajos de E y de λ , y altos en μ y ν . Se destaca que $\lambda\rho$ es el mejor discriminador de posibles zonas productoras entre zonas de lutitas dúctiles, lutitas calcáreas infracturables y carbonatos.

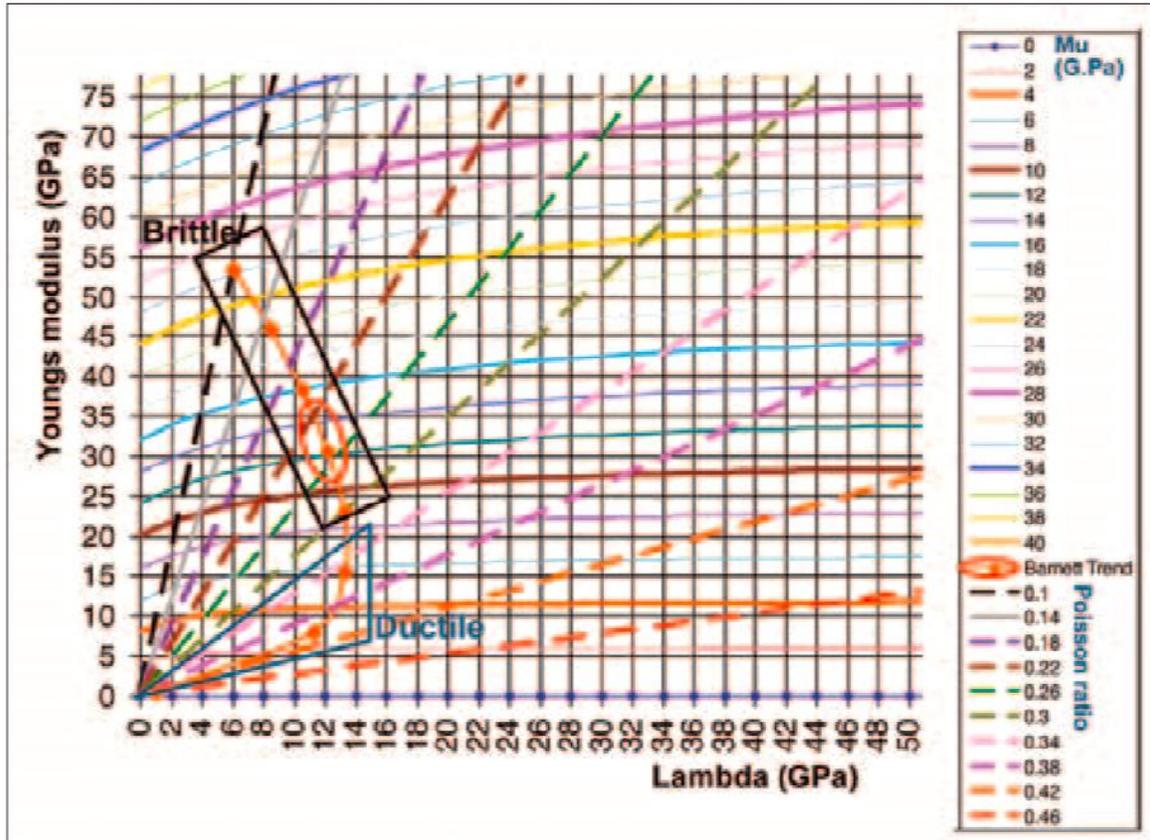


Figura 5. Comparación entre atributos sísmicos (E, ν, μ, λ) para la formación Barnett Shale (Goodway, et. al., 2010).

Para poder explicar la habilidad para poder crear o propagar fracturas naturales o inducidas se recurre a la ecuación de Esfuerzo Horizontal Mínimo de Cierre (en términos de λ y μ):

$$\sigma_{xx} = \frac{\lambda}{\lambda + 2\mu} \left[\sigma_{zz} - B_V P_p + 2\mu e_{yy} \left(\frac{e_{yy}^{2zz} - e_{xx}^2}{e_{yy}^2} \right) \right] + B_H P_p \dots (3.30)$$

Donde σ_{zz} es el esfuerzo de sobrecarga $\sigma_{yy} = \mu e_{yy}$ es el esfuerzo horizontal máximo, e_{xx}, e_{yy} son las deformaciones en los ejes X y Y respectivamente, P_p es la Presión de Poro B_V y B_H son constantes poro-elásticas vertical y horizontal. Esta ecuación describe el comportamiento mecánico de la roca, el esfuerzo efectivo al que está sometida la formación y la dirección del esfuerzo horizontal máximo.

Se determinó que $\lambda\rho$ es el factor dominante en el comportamiento de la roca. Sin embargo, se notó que en un modelo de fractura anisotrópica la orientación que se tuvieran de estos atributos paralelos (\parallel) o perpendiculares (\perp) modificaban la dirección del esfuerzo horizontal máximo. La rigidez perpendicular (\perp) determina la resistencia de la roca a obtener una fractura de corte transversal, mientras que el módulo de incompresibilidad perpendicular (\perp) define la resistencia de la roca a tener una fractura por dilatación (Goodway, *et. al.*, 2010).

Al tener los rangos de valores bajos para $\lambda\rho$ y medios para $\mu\rho$, ya se tenían criterios para determinar las zonas propensas a propagar fracturas, aunque los autores de la metodología invirtieron la primera parte de la ecuación para desarrollar su ecuación para la fragilidad:

$$B_{20} = \frac{\lambda + 2\mu}{\lambda} \dots (3.31)$$

Los resultados de esta ecuación mostraron una tendencia similar con la medición del coeficiente de Poisson. El Módulo de Young se mostró como un buen indicador tanto de microestructuras asociadas a la geometría del poro, como de una estimación de su promedio conocido como la densidad de las fracturas (Guo, *et. al.*, 2012).

Metodología de Chen

Para este método se realizó un modelo de física de rocas para comprender a la fragilidad, como es afectada por diferentes factores y cómo cambia la sensibilidad en su medición.

El objetivo de su trabajo era obtener la matriz de la roca (cuarzo, arcilla y carbonatos), que como se ha mencionado en metodologías previas es destacable para explicar el comportamiento de la roca.

En segunda instancia fue analizar las características de los poros y los fluidos, se menciona que la mayoría de las reservas no convencionales poseen una porosidad total menor al 10% generalmente repartida en microporos no conectados. Para la parte de fluida se determinó agua libre, agua irreducible, gas adsorbido (localizado en la superficie de las partículas de arcilla) y gas libre ubicado en el espacio poroso y fracturas naturales.

Con ambos aspectos se desarrolló un modelo para estimar velocidades de onda y de corte, sin embargo, el objetivo principal era obtener una nueva ecuación que fuera sensible a notar los cambios en la fragilidad descrita a través del Módulo de Young, por lo tanto, se obtuvo la nueva ecuación:

$$B_{21} = \frac{E}{\lambda} \dots (3.32)$$

Esta nueva ecuación mostró un comportamiento con mayor sensibilidad que E . Mientras que E mostraba un decremento con el incremento en contenido de cuarzo, la fragilidad B_{21} mostraba una tendencia inversa. Esto también sucedía con la concentración del contenido de materia orgánica mostrando que si se incrementaba también lo hacía la nueva ecuación, cabe destacar que se puede distinguir la respuesta de la saturación de agua a la saturación por gas. Estas razones propiciaron que la relación $\frac{E}{\lambda}$ haya sido considerada mejor para la caracterización de horizontes frágiles ricos en gas en comparación con E , ya que comprende los efectos de la materia orgánica, porosidad, fluidos y matriz de la roca (Chen, *et. al.*, 2014).

Tabla 3 Resumen de Índices de Fragilidad (BI)

Índice de Fragilidad	Propiedad principal	Autores
$BI_1 = \frac{\sigma_c - \sigma_t}{\sigma_c + \sigma_t}$	σ_c esfuerzo compresivo σ_t esfuerzo tensional	(Hucka y Das, 1974)
$BI_2 = q\sigma_c$	q porcentaje de finos	
$BI_4 = \frac{\sigma_c}{\sigma_t}$		(Altindag, 2002)
$BI_5 = \frac{\sigma_c \sigma_t}{2}$		
$BI_6 = e^{\left(\frac{\ln\left(\frac{V_p}{0.8718}\right)}{0.2818}\right)}$	V_p velocidad de onda compresional	
$BI_7 = e^{\left(\frac{\ln\left(\frac{\rho}{1572}\right)}{0.0978}\right)}$	ρ densidad	
$BI_8 = 0.198 \sigma_c - 2.174 \sigma_t + 0.913 \rho - 3.807$		(Yagiz, 2008)
$BI_9 = OCR^b = \left(\frac{\sigma'_v \max}{\sigma'_v}\right)^b$	OCR Coeficiente de sobreconsolidación b constante	(Nygård, <i>et. al.</i> , 2006)
$BI_3 = \text{sen}(\theta)$	θ ángulo de fricción interna	(Hucka y Das, 1974)
$BI_{10} = \frac{Qz}{Qz + Ca + Cly}$	Porcentajes minerales de: Qz Cuarzo, Ca Calcita y Cly Arcilla	(Jarvie, <i>et. al.</i> , 2007)
$BI_{11} = \frac{Qz + Dol}{Qz + Dol + Ca + Cly + TOC}$	Dol Dolomita, TOC Carbono Orgánico Total	(Wang y Gale, 2009)
$BI_{12} = \frac{W_{QFM} + W_{calcita} + W_{dolomita}}{W_{tot}}$	W Pesos (fracciones) minerales	(Jin, <i>et. al.</i> , 2014)
$BI_{13} = -1.8748 * \phi_N + 0.9679$	ϕ_N Porosidad Neutrón	
$BI_{14} = -0.0108 * DTC + 1.5435$	DTC Curva de lentitud P	
$BI_{15} = \frac{Qz + Ca + Dol + Fel + Py}{Qz + Ca + Dol + Fel + Py + Cly + TOC}$	Fel Feldespato, Py Pirita	(Xu y Sonnenberg, 2016)
$B_{16} = \frac{E_B + \nu_B}{2}$	E_B y ν_B Módulo de Young y Coeficiente de Poisson normalizados	(Rickman y Mullen, 2008)
$B_{17} = \frac{1}{2} \left(\frac{(E - E_{min})}{(E_{max} - E_{min})} + \frac{(\nu_{max} - \nu)}{(\nu_{max} - \nu_{min})} \right)$		
$B_{18} = \frac{E}{\nu}$		(Luan, <i>et. al.</i> , 2014)
$B_{19} = \frac{E\rho}{\nu}$		(Sun, <i>et. al.</i> , 2013)
$B_{20} = \frac{\lambda + 2\mu}{\lambda}$	λ Módulo de Incompresibilidad μ Módulo de Rigidez	(Guo, <i>et. al.</i> , 2012)
$B_{21} = \frac{E}{\lambda}$		(Chen, <i>et. al.</i> , 2014)

Las ecuaciones previas, se agrupan de acuerdo sus las propiedades principales:

- 1) Esfuerzos
- 2) Ángulo de Fricción Interna
- 3) Contenido Mineralógico
- 4) Módulos Elásticos

La mayoría de estos índices describen sus comportamientos a través de propiedades que pueden ser relacionadas a las velocidades de ondas mecánicas y densidad. Su validez ha sido probada con datos obtenidos en calibración con muestras y pruebas en laboratorio, por lo que se consideran confiables.

Teniendo en cuenta su calibración, se pueden obtener los índices de fragilidad y ductilidad en función de las curvas de los registros geofísicos de pozo, para que ayuden a dar una interpretación cuantitativa de las formaciones.

Esfuerzos

El esfuerzo por considerar inicialmente es el esfuerzo máximo vertical (o sobrecarga). Existen diferentes ecuaciones para su cálculo, sin embargo, aquí sólo se detallará el método Belloti y Giacca ajustado al de la Integral, porque estas metodologías emplean directamente la información de los registros de pozo de Densidad y Sónico. Encontramos dos casos específicos: un pozo terrestre y un pozo marino, para el primero tenemos:

$$\sigma_v = \int_0^D \rho_b g dD \dots (4.1)$$

Donde:

$$\rho_b = \rho_{ma}(1 - \phi) + \rho_{fl}\phi \dots (4.2)$$

D es equivalente a la profundidad de interés, g es la constante gravitacional, ρ_b es la densidad volumétrica, ρ_{ma} es la densidad de la matriz y ρ_{fl} es la densidad del fluido.

En pozos marinos empleamos la ecuación:

$$\sigma_v = g \int_0^{Da} \rho_a dD + g \int_{Da}^D [\rho_a(1 - \phi) + \rho_{fl}\phi] dD \dots (4.3)$$

Donde Da es la profundidad del tirante de agua y ρ_a es la densidad del agua de mar. La metodología de Belloti y Giacca destaca que se deben obtener los parámetros a partir de las ecuaciones (2.1), (2.2) del registro sísmico y (2.3) (2.4) para el registro de densidad, también se ofrece una tabla de valores promedio de tiempo de tránsito de matriz (tabla 4).

Tabla 4. Valores de tiempo de tránsito de la matriz.

Matriz	$\Delta t_{ma} \left[\frac{\mu s}{ft} \right]$
Anhidrita	50
Arena	47.5 – 55.6
Dolomita	43.5
Limolita	43.5 – 47.6
Lutita	47
Sal	67
Agua de mar	200

Al conocer la porosidad total promedio y la densidad de las formaciones se aplican las ecuaciones (4.1) o (4.3) dependiendo del tipo de pozo que se tenga.

En cuanto a los esfuerzos horizontales tenemos los casos del esfuerzo máximo y el esfuerzo mínimo SHM y SHm, respectivamente. Respecto al primer caso se puede describir como consecuencia de una deformación elástica uniaxial, si los esfuerzos horizontales se pueden considerar iguales ($\sigma_H = \sigma_h$) la ecuación que describe esta relación es:

$$\sigma_H = \sigma_h = \left(\frac{1}{\nu - 1} \right) \sigma_v + P_p \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right) \dots (4.4)$$

Donde ν es el coeficiente de Poisson, P_p es la presión de poro (la presión a la cual se encuentran los fluidos dentro del espacio poroso), σ_v es el esfuerzo vertical. En este escenario se debe de suponer un medio elástico lineal, homogéneo e isotrópico, deformación uniaxial y que los esfuerzos que actúan son los principales.

Por otro lado, si tenemos deformaciones elásticas uniaxiales se puede determinar el esfuerzo horizontal mínimo:

$$\sigma_h = \left(\frac{1}{\nu - 1} \right) \sigma_v + P_p \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right) + \varepsilon_h \left(\frac{E}{1 - \nu^2} \right) + \varepsilon_H \nu \left(\frac{E}{1 - \nu^2} \right) \dots (4.5)$$

Y el esfuerzo horizontal máximo:

$$\sigma_H = \left(\frac{1}{\nu - 1} \right) \sigma_v + P_p \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right) + \varepsilon_H \left(\frac{E}{1 - \nu^2} \right) + \varepsilon_h \nu \left(\frac{E}{1 - \nu^2} \right) \dots (4.6)$$

Donde E es el Módulo de Young, ε_h es la deformación debida al esfuerzo horizontal mínimo, ε_H la deformación debida al esfuerzo horizontal máximo.

Para este caso se supone un medio elástico lineal, medio homogéneo e isótropo, con deformación lateral y esfuerzos diferentes.

También existen relaciones dependientes de la cuenca sedimentaria, se conocen como Correlaciones de Breckels y van Eeckelen:

Región costera de EUA:

$$\sigma_h = 0.197D^{1.145} + 0.46(P_p - P_{pn}); \text{ para } D < 11\,500 \text{ ft} \dots (4.7)$$

$$\sigma_h = 1.167D - 4\,596 + 0.46(P_p - P_{pn}); \text{ para } D > 11\,500 \text{ ft} \dots (4.8)$$

Lago de Maracaibo, Venezuela:

$$\sigma_h = 0.210D^{1.145} + 0.56(P_p - P_{pn}); \text{ para } 5\,900 < D < 9\,200 \text{ ft} \dots (4.9)$$

Brunei, Asia:

$$\sigma_h = 0.227D^{1.145} + 0.49(P_p - P_{pn}); \text{ para } D < 10\,000 \text{ ft} \dots (4.10)$$

Donde P_{pn} es la presión de poro normal y D la profundidad (Trejo-Ortiz, 2009).

El Esfuerzo de Confinamiento Compresivo o Resistencia a la Compresión Uniaxial (UCS por sus siglas en inglés) muestra la compresibilidad de las rocas sin confinamiento. Su obtención se realiza comúnmente mediante pruebas triaxiales en laboratorios, pero también existen algunas estimaciones calibradas con muestras de núcleos:

Lutitas (Chang y Zong, 2004):

$$UCS = \sigma_c = 75.52 * \left(\frac{V_p}{1000} \right)^2 \dots (4.11)$$

Donde V_p es la velocidad de las ondas “p” y está en $\left[\frac{m}{s}\right]$

Areniscas (Oyler, 2009):

$$UCS = \sigma_c = 468\,000 * e^{-0.054DTCO} \dots (4.12)$$

Donde DTCO es la lentitud (o tiempo de tránsito) de la onda “p”.

Carbonatos (Militzer y Stoll, 1973):

$$UCS = \sigma_c = \left(\frac{7682}{DTCO}\right)^{1.82} \dots (4.13)$$

El Esfuerzo Tensional es otra medida de gran importancia en la mecánica de rocas, que muchas veces es omitido dadas las condiciones específicas que requiere su estimación. Indica la resistencia de un material que se mantiene bajo esfuerzo antes de su fractura, es una propiedad crítica en la estabilidad de pozos.

Las dificultades para obtener este parámetro son diversas, en cuanto a las pruebas de laboratorio la preparación de las muestras y los equipos necesarios representan los principales problemas. Dentro estas pruebas podemos encontrar las pruebas: Directa de Esfuerzo de Tensión (DTS), Extensión Biaxial, Convertidor de Compresión de Carga y Esfuerzo de Tensión Brasileña (BTS), este último siendo el más empleado para conseguir mediciones fiables por la facilidad para preparar una muestra.

Dentro de los métodos de estimación indirecta podemos encontrar las comparaciones con el USC y la Iniciación de Fractura (*Crack Initiation, CI*). CI indica el comienzo de la distribución de fracturas a escala de grano, se ha encontrado que la propagación se limita en las rocas cristalinas. Mecánicamente

es comparable al Esfuerzo Tensional (σ_t), sin embargo, si la roca presenta microfracturas, la precisión de la estimación decae. El modelo de aproximación es:

$$\sigma_t = \frac{CI}{\beta} \dots (4.14)$$

Donde la constante β toma valores de 8 y 12. A pesar de que mecánicamente es semejante las correlaciones muestran un R^2 apenas de 0.22 para $\beta = 8$ siendo la mejor aproximación para una densidad de datos mayor a los recabados por el UCS, pero siendo superados por las mediciones de laboratorio.

La variación en la correlación queda sujeta a los tipos de roca siendo mejor en rocas ígneas como granodioritas que en rocas metamórficas y sedimentarias. Se demostró que separando los tipos de roca sedimentaria la relación de $\beta = 8$ otorgaba un buen ajuste.

Es importante considerar las laminaciones y la foliación metamórfica ya que, modifican en gran medida la dirección de la carga si se encuentran entre los 30° a 60° . Si una roca posee un porcentaje considerable de algún mineral con estas características, puede afectar la propagación de las fracturas ocasionando fracturas irregulares (Perras y Diederichs, 2014).

El CI se puede obtener por medio de la porosidad efectiva y los parámetros elásticos. En el primer caso se justifica el método dado que la iniciación en la fractura total de la roca inicia en las microfracturas o en la cantidad de porosidad efectiva que contenga la roca, para el estudio se emplearon muestras de granodiorita (Pradesh, India), una roca ígnea que su

principal fuente de porosidad es por microfracturas. El estudio reveló una correlación negativa con un $R^2 = 0.84$ (Basu y Mishra, 2014).

$$CI = -373.5 \phi_e + 122.8 \dots (4.15)$$

La comparación con módulos elásticos se realizó con algunos Índices de Fragilidad en muestras de núcleo, el resultado de todas las comparaciones mostró que la mejor relación fue obtenida con el Módulo de Young con un $R^2 = 0.96212$ teniendo la ecuación:

$$E = 0.3081 CI + 8.5921 \dots (4.16)$$

Donde E es el Módulo de Young (Ren, *et. al.*, 2018), si se despeja la ecuación da como resultado:

$$CI = \frac{E - 8.5921}{0.3081} \dots (4.17)$$

Finalmente, si aplicamos las ecuaciones (4.16) y (4.17) a (4.14) obtenemos las ecuaciones:

$$\sigma_t = \frac{-373.5 \phi_e + 122.8}{8} = -46.6875 \phi_e + 15.35 \dots (4.18)$$

$$\sigma_t = \frac{\frac{E - 8.5921}{0.3081}}{8} = \frac{E - 8.5921}{2.4648} \dots (4.19)$$

Ángulo de fricción interna

El ángulo de fricción interna se puede describir también, de acuerdo con las litologías:

Lutitas (Lal, 1999):

$$\theta = \sin^{-1} \left(\frac{V_p - 1000}{V_p + 1000} \right) \dots (4.20)$$

Areniscas (Fang, 1995):

$$\theta = 20.5 + 15 * (1 - V_{sh}) \dots (4.21)$$

Carbonatos (Bemer, 2004):

$$\theta = -89.3 * (\phi) + 49 \dots (4.22)$$

General (Lizcano, 2015):

$$\theta = 2 (\tan^{-1}(k^{-0.5} - 0.25\pi)) \dots (4.23)$$

Donde k es la relación de esfuerzos efectivos es equivalente a $k = \frac{v}{1-v}$

Las ecuaciones tanto del UCS como el del Ángulo de Fricción Interna continuamente se están mejorando, se muestran las que han obtenido mejores resultados, de acuerdo con los trabajos de (Chang, *et. al.*, 2006) y (López-Aguirre, *et. al.*, 2016). Por el contrario, los descritos para el σ_t pueden presentar problemas al utilizarse.

Fracciones minerales

Para determinar los porcentajes minerales se disponen de diferentes métodos que incluyen los derivados directamente de las herramientas o analíticos.

Para el primer caso de herramientas se tiene la Espectroscopía de Rayos Gamma NGS del cual obtenemos las curvas de Potasio, Torio y Uranio, el registro de Litodensidad LDT podemos obtener la curva de Factor Fotoeléctrico y la Espectroscopía de Captura de Elementos ECS de la cual detallo más adelante sus características.

Las herramientas de NGS y LDT poseen gráficas cruzadas (*crossplots*) que contribuyen a la identificación mineralógica. También se tienen *crossplots* de curvas de porosidad: ρ_b , Δt y ϕ_N . En los cuales se puede identificar las litologías sedimentarias principales y los minerales de sus matrices.

Otros métodos que se emplean son las gráficas de M-N, MID, ρ_{maa} vs U_{maa} . Estos análisis requieren de las curvas del registro sísmico, densidad y de neutrones. En cuanto al método M-N requiere calcular los valores de M y N por medio de las relaciones:

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_b - \rho_f} * 0.01 \quad y \quad N = \frac{(\phi_N)_f - \phi_N}{\rho_b - \rho_f} \dots (4.24)$$

Donde el factor de 0.01 en el coeficiente de M, es sólo si las unidades de medida están en Sistema de Unidades Inglés por el contrario si son unidades métricas se emplea un factor de 0.003, para N es indiferente. Al tener estos valores se grafican para visualizar el contenido de la sección escogida.

En cuanto a los métodos de MID, ρ_{maa} vs U_{maa} se requieren los valores leídos de las curvas. Para MID se necesitan los valores de Δt_{maa} y ρ_{maa} , que

son los valores aparentes de tiempo de tránsito y de densidad de matriz. En la gráfica de ρ_{maa} vs U_{maa} donde se requiere los valores aparentes de la densidad y de la sección transversal de captura. Para ambos casos se dibujan triángulos donde su localización dentro de estos representa el valor en porcentaje (%) de los minerales.

En cuanto a los métodos analíticos, estos construyen un sistema de ecuaciones, el número de ecuaciones depende directamente de los minerales que se quieran determinar; es común que los programas para visualizar y manipular datos de registros de pozo tengan programados módulos que realicen estos cálculos. La forma en que realizan los cálculos es asignar al sistema de ecuaciones valores de los diferentes registros, de este sistema se obtiene la matriz de volúmenes posteriormente se realiza una inversión que ajuste mejor los volúmenes minerales a cada punto de la profundidad, se itera de tal forma que se corrigen los valores hasta que se ajusten a las curvas de entrada dado un error mínimo. El sistema de ecuaciones tiene la forma (ec. 4.25a):

$$C_n = \phi C_{n_f} + (1 - \phi) \left(\sum_{n=1}^i (V_n C_{ma_n}) \right) \dots (4.25a)$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \left(\sum_{n=1}^i (V_n \rho_{ma_n}) \right) \dots (4.25b)$$

$$1 = \sum_{n=1}^i V_n \dots (4.25c)$$

Donde C_n es la curva de algún registro, C_{n_f} el valor de la curva para fluido, C_{ma_n} es el valor de la curva en la matriz, V_n es el volumen del mineral a obtener. Por ejemplo, la ecuación para la curva de densidad sería la 4.25b. El valor de porosidad se debe de obtener previo a este desarrollo. Algo importante a considerar es que una aproximación más adecuada requiere sustraer el efecto de las arcillas, esto se consigue restando el V_{sh} a los valores de las curvas.

El volumen de los minerales arcillosos en el total de la roca se puede determinar obteniendo V_{sh} a partir del índice de arcillosidad I_{sh} . El tipo de arcilla se puede determinar en forma gráfica con las curvas de los registros NGS y LDT.

Previamente se abordó el registro geoquímico ECS, este registro funciona con base en el efecto inelástico de los neutrones, maneja un rango de energía entre 600 [keV] hasta 8 [MeV]. Alcanza una profundidad de investigación de 9 [in], con una fuente de Am-Be y un detector de centelleo. De este registro se obtienen las curvas de elementos químicos, pesos-secos de fracciones minerales, pesos-secos de litología y propiedades de la matriz. Esta herramienta ha sido útil en identificar las fracciones minerales secas contribuyendo a una mejor interpretación petrofísica de las formaciones. A partir de las curvas W_{QFM} (cuarzo, feldespato, mica), W_{cal} (carbonato total), W_{cly} (arcilla) se puede determinar B_{12} previamente descrito (Schlumberger, 2006).

Con los registros de neutrón pulsado (C/O, GST, TMD, RST) a partir de los espectros de energía inelástico y de captura, se pueden determinar los porcentajes de elementos químicos constituyentes de los minerales de las rocas: H, C, O, Mg, Al, Si, S, Cl, K, Ca, Ti, Mn, Fe y Gd,

Módulos elásticos

En el capítulo I se describió como los módulos elásticos pueden ser determinados a partir de las velocidades de ondas (P y S) y la densidad de la roca. En petrofísica encontramos estas relaciones equivalentes para el tiempo de tránsito (lentitud) de ondas P y S expresado en $\left[\frac{\mu s}{ft}\right]$:

$$E_d = \rho \frac{\left(4 - 3\left(\frac{DTS^2}{DTCO^2}\right)\right)}{DTS^2 \left(1 - \frac{DTS^2}{DTCO^2}\right)} \dots (4.26)$$

$$v_d = \frac{2 - \frac{DTS^2}{DTCO^2}}{2 \left(1 - \frac{DTS^2}{DTCO^2}\right)} \dots (4.27)$$

El subíndice d se refiere a un parámetro dinámico, para el Módulo de Young (E) su estimación debe de ajustarse a un modelo estático (E_s) similar a una muestra de laboratorio (Santillán-Ladrón de Guevara y Arellano-Gil, 2013) el resultado de este ajuste puede darse por:

$$E_s = E_d(0.8 - \phi_{Total}) \dots (4.28)$$

$$E_s = \left(\frac{E_d}{3.3674}\right)^{2.042} \dots (4.29)$$

De acuerdo con Zhang *et. al.* (2016) para el Coeficiente de Poisson (ν) se considera como válida su estimación dinámica.

En cuanto a los Parámetros de Lamé y las Impedancias Acústicas, la estimación de estas son obtenidas directamente por las estimaciones de las Velocidades de Ondas P y S (Goodway, *et. al.*, 1997). Sólo se debe de

considerar las unidades de estos modelos, para la velocidad se toma en $\left[\frac{Km}{s}\right]$ y la herramienta sónica $\left[\frac{\mu s}{ft}\right]$, la densidad $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$ se registra de la misma forma.

$$V_p \left[\frac{km}{s}\right] = (DTCO^{-1})/0.911344 \times 10^{-6} \left[\frac{\mu s}{ft}\right] \dots (4.30)$$

$$V_p \left[\frac{m}{s}\right] = (DTCO^{-1})/3.28084 \times 10^{-6} \left[\frac{\mu s}{ft}\right] \dots (4.31)$$

$$V_s \left[\frac{km}{s}\right] = (DTS^{-1})/0.911344 \times 10^{-6} \left[\frac{\mu s}{ft}\right] \dots (4.32)$$

$$V_s \left[\frac{m}{s}\right] = (DTS^{-1})/3.28084 \times 10^{-6} \left[\frac{\mu s}{ft}\right] \dots (4.33)$$

Estado transicional

Definir un estado dominante frágil y dominante dúctil en las rocas es de gran utilidad para determinar el comportamiento que manifestará la roca al ser sometida a esfuerzos. Es más fácil para una roca frágil propagar microfracturas en una dirección preferencial con un esfuerzo relativamente pequeño, al contrario de una roca dúctil que necesita de un mayor esfuerzo para mostrar una dirección preferencial en forma de deformación.

En la naturaleza no todas las rocas se pueden categorizar totalmente en alguno de los dos comportamientos, entonces encuentran un lugar en un umbral de transición con una tendencia hacia alguno de estos. Este estado transicional ha sido estudiado en algunas pruebas de laboratorio, se han reconocido algunos factores como el esfuerzo al que están sometidas las rocas y como puede contribuir al cambio; si las condiciones de esfuerzo cambian podría manifestar un comportamiento diferente al esperado (Nygård, *et. al.*, 2006).

El esfuerzo no es el único factor que puede determinar la posible respuesta, también la temperatura contribuye a que la estructura cristalina muestre un comportamiento plástico, algunos minerales pueden cambiar su comportamiento, como en el caso de los silicatos, si las condiciones de presión también son favorables se propicia el deslizamiento. Se ha relacionado que la presencia de minerales como el yeso, serpentina y otros minerales hidratados contribuyen con la temperatura en la disposición de un régimen frágil, ya que al aumentar la temperatura pierden su plasticidad.

Adicionalmente a este factor también se puede asociar la presión a la que están sometidas las rocas, generalmente una mayor presión conduce un comportamiento dúctil, en algunas muestras como areniscas con 15% de

porosidad, dunitas y grabos serpentinizados este efecto ha sido observado; por otra parte, en lutitas no se ha reportado (Paterson y Wong, 2005).

Finalmente, otro factor a considerar es la disposición de los granos y minerales de las rocas, la laminación y direcciones preferenciales pueden influir en la respuesta que se puede esperar en las rocas. Si se determinan estas condiciones contribuiría grandemente a la descripción mecánica de cada tipo de roca.

En algunos trabajos ya se ha dispuesto zonas para estas tendencias, el más reconocido en exploración es el de (Pérez-Alltamar y Marfurt, 2013) (Pérez-Altamar y Marfurt, 2014). La combinación de *crossplots* entre el primer parámetro de Lamé y en el módulo de cizalla por la densidad de la roca, coloreados por el registro de Rayos Gamma contribuyó a determinar la litología, mientras que los coloreados por el índice de fragilidad correspondiente a la mineralogía por el índice B_{10} y B_{11} determinaron zonas para los comportamientos totales y transicionales.

Fracturabilidad

En la exploración de recursos no convencionales predecir el lugar óptimo para producir fracturas o propagar una red de fracturas con un menor gasto de energía ayuda a reducir costos en la producción, tomando en consideración la estimación de la fragilidad. Sin embargo, no sólo basta con describir la fragilidad, autores como (Jin X. , *et. al.*, 2015) y (Bai, 2016) han descrito otro parámetro denominado “*Índice de Fractura o Fracturabilidad*” (FI o *Fracability Index*). Este parámetro de acuerdo con la primera propuesta determina que el mejor objetivo es no sólo el que posee una mayor fragilidad sino el que requiere de menos energía para crear fracturas. Con este índice se buscó establecer objetivos con mayor potencial, localizar la posición de las fracturas respecto a las barrenas y optimizar la trayectoria horizontal en pozos de esta característica. Esta metodología fue probada con éxito en un pozo de Barnett Shale.

De acuerdo con Bai la Fragilidad y la Fracturabilidad no son equivalentes, establece que la fragilidad tiene una asociación con la resistencia a la compresión (UCS), mientras que la Fracturabilidad está asociada con la Presión de Ruptura. Las diferencias o asociaciones entre estos términos han estado en discusión de varios investigadores y no es el objetivo del presente trabajo, pero mencionar este término revela la importancia de tomar en consideración estos comportamientos mecánicos en la exploración y perforación.

Una aplicación a una escala mucho mayor es la comprensión del sistema de fallas que se pueden dar en una región, el estudio sobre el sistema de fallamiento compete más a la tectónica y a la mecánica de rocas, pero en algunos trabajos se ha zonificado de acuerdo con estos comportamientos. Es posible que el estudio con datos de pozos pueda proveer nuevos datos para esclarecer los

mecanismos que se dan en condiciones in situ a diferencia de las pruebas en laboratorio con condiciones controladas (Mandl, 2000).

En este trabajo se presentan dos pozos nombrados Pozo-1 y Pozo-2 en los cuales se calcularon los diferentes índices descritos. Fueron seleccionados por ser pozos exploratorios que poseen una buena cantidad de curvas de registros.

El flujo de trabajo para cada uno de estos pozos fue el siguiente:

1. Revisión de datos y curvas disponibles. - en cada pozo se seleccionó el intervalo donde se dispone de la mayor cantidad de curvas para realizar el análisis.
2. Despliegue inicial. - se desplegaron todas las curvas disponibles. Las curvas DTCO, DTSM, RHOB, PEF y GR ayudaron a seleccionar zonas que tenían características similares.
3. Cálculo de parámetros petrofísicos. - se calcularon los parámetros petrofísicos como el volumen de arcilla, la porosidad total y porosidad efectiva, entre otros, que son necesarios para calcular algunas ecuaciones descritas en el capítulo previo.
4. Determinación de fragilidad y ductibilidad. -
 - a. Cálculo de esfuerzos y ángulo de fricción interna (AFI). - De las ecuaciones descritas (4.7 a 4.23) de acuerdo con el tipo de litología algunas describen mejor el comportamiento de los esfuerzos y del AFI.
 - b. Determinación de la mineralogía. - si no se tenían las fracciones de los principales minerales de las formaciones, utilizó alguna de las metodologías (analítica o gráfica) para calcularlos. También se calculó el Carbono Orgánico Total (TOC) mediante la ec. (3.21).

- c. Cálculo de módulos elásticos. - para esto se utilizaron las curvas DTCO, DTS y RHOB, con las ecuaciones descritas tanto en el capítulo I y el IV se realizó el cálculo.
5. Cálculo de los Índices de Fragilidad (BI), interpretación cualitativa y discriminación. - a partir de los parámetros obtenidos en el punto anterior se calcularon todos y cada uno de los BI; posteriormente se desplegaron las curvas resultantes de acuerdo con grupo al que pertenecen. Finalmente se seleccionaron las que mostraban un comportamiento similar o más representativo, para realizar un análisis cuantitativo.
 6. Selección de Índices y análisis de intervalos mediante el método de agrupamiento (*clusters*). - con la selección de índices y ayuda de clusters se realizó un análisis cuantitativo de 4 zonas: 1) estado frágil, 2) estado con tendencia frágil, 3) estado con tendencia dúctil y 4) estado dúctil. Se obtuvieron los valores promedio para cada zona.
 7. Interpretación de resultados. - utilizando las curvas, datos, *crossplots* y con el resultado de clusters, se desplegó la zonificación de intervalos, los valores promedio para los índices clave, y analizaron las gráficas resultantes, para comprobar la relación que existe entre los índices obtenidos.

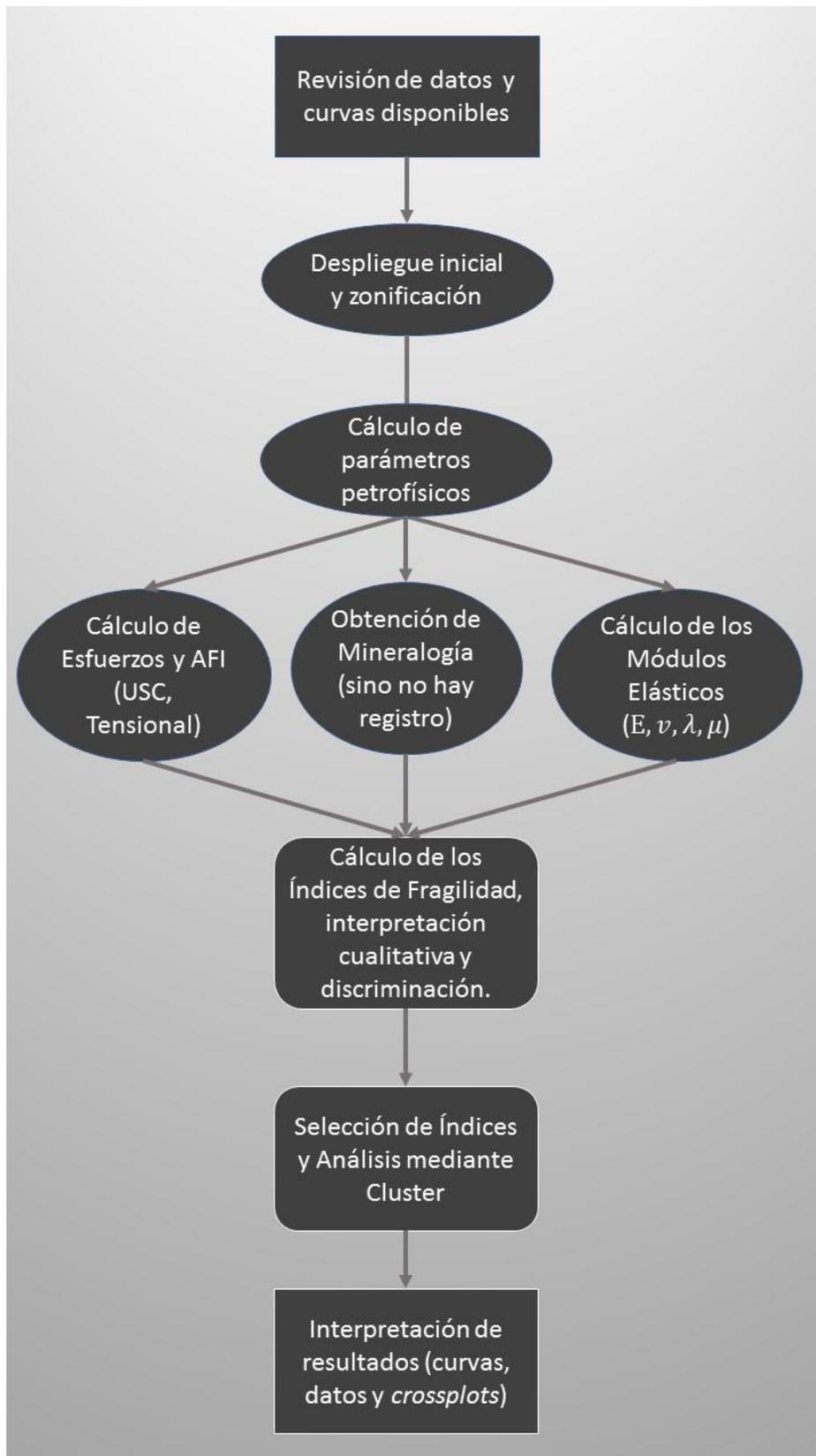


Figura 6. Flujo de Trabajo aplicado a Pozo-1 y Pozo-2.

Pozo-1

Este pozo incluye la siguiente información: registro de espectroscopía de rayos gamma (NGS) con las curvas de HCGR, HFK, HTHO y HURA; arreglo de inducción (AIT) con profundidades de investigación a 10”, 20”, 30”, 60” y 90”; registro de litodensidad (LDT) con curvas RHOB, PEF, DPFI y CALI; registro de neutrones (CNL) con curva TNPH y NPHI; registro sínico dipolar (DSI) con curvas DTCO, DTSM, DTSM_FAST, DTSM_SLOW y SPHI; y registro geoquímico (ECS) con curvas de porcentaje en peso: WCAR (carbonatos), WQFM (cuarzo, feldespato y micas), WCLA (arcillas) y WPYR (pirita). Como una herramienta complementaria un registro de echados con las curvas DIP y DPAZ. El despliegue de las curvas de los registros permite reconocer 5 zonas que se visualizan en la Figura 7.

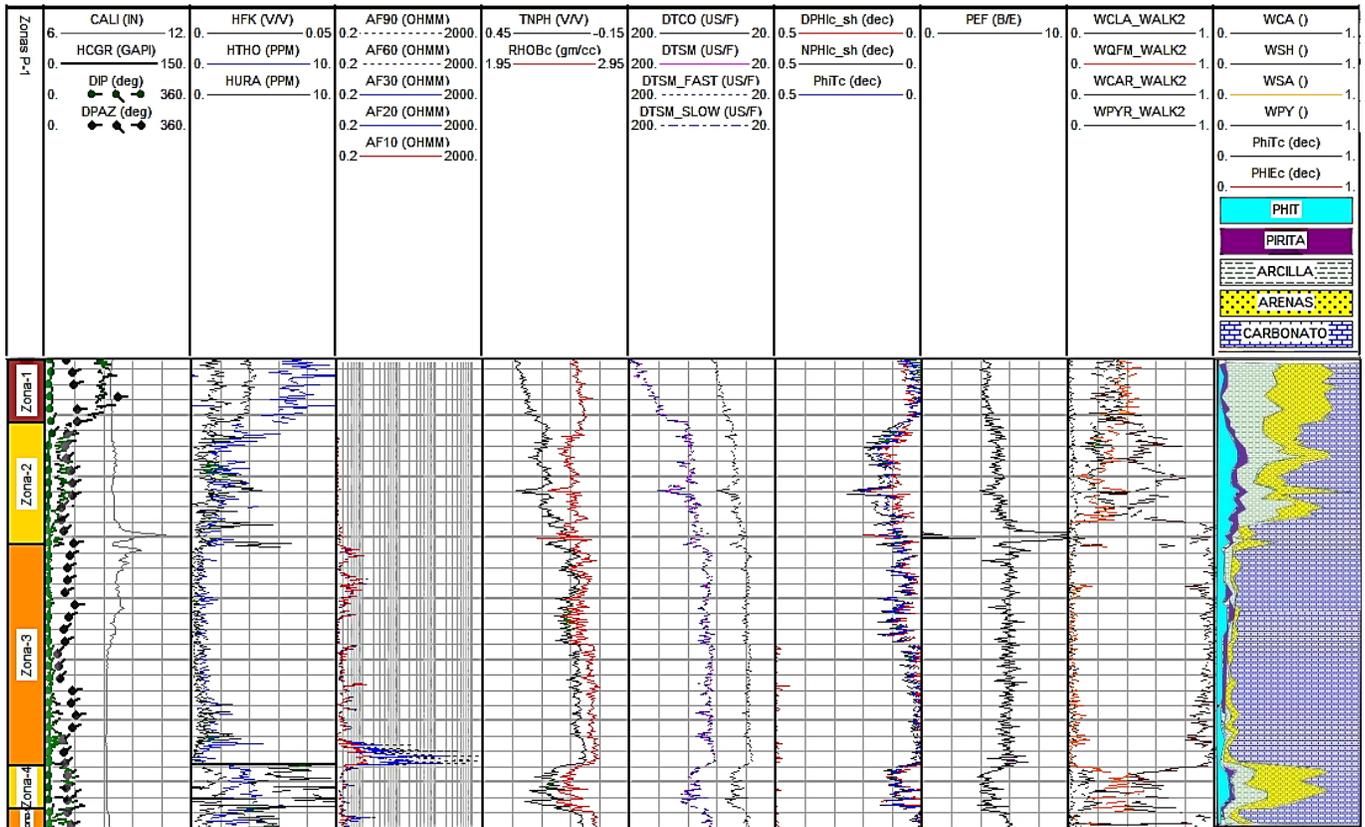


Figura 7. Despliegue de registros del Pozo-1.

Se observa en la Figura 7 la zonificación realizada mediante la curva de PEF, corroborando con RHOB y NPHI, el registro ECS y los *crossplots* (Figuras 8 y 9); donde se observa que la zona 1 puede ser considerada como de lutitas arenosas, la zona 2 como una caliza areno arcillosa con piritita, la zona 4 como arenisca calcárea arcillosa con piritita; y las zonas 3 y 5 como calizas.

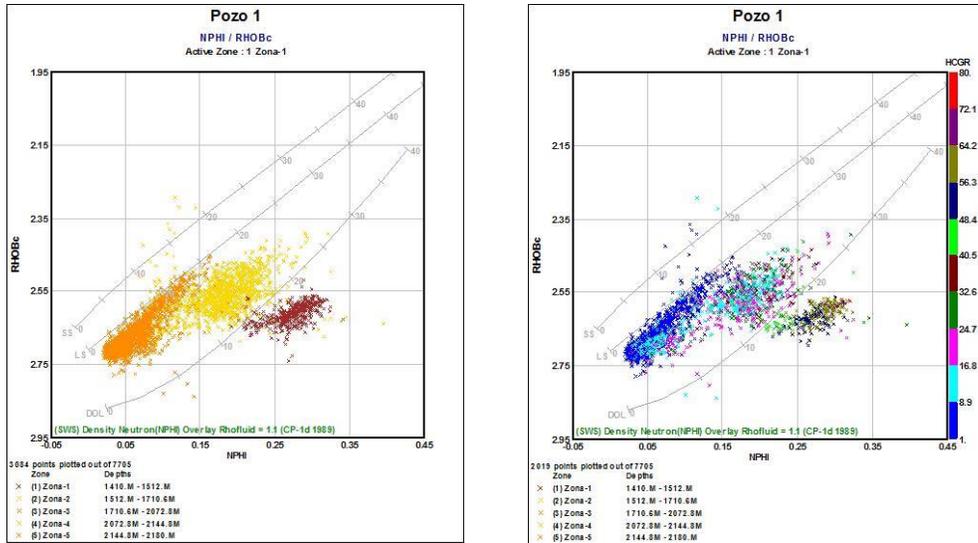


Figura 8. Crossplots por zonas (izq.) y con GR (der.) del pozo 1.

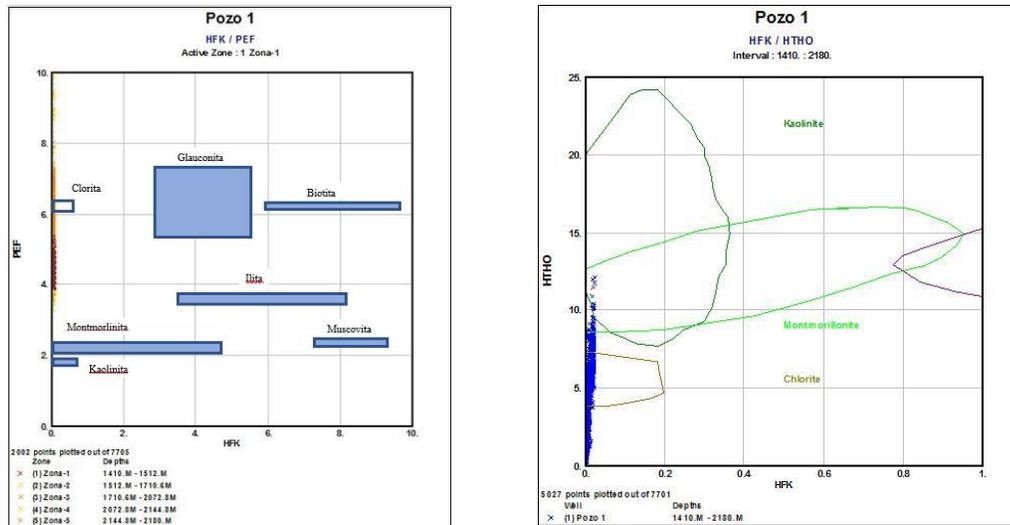


Figura 9. Crossplots de curvas de espectroscopía en el pozo 1.

De acuerdo con el CALIPER en el punto de contacto entre la zona 2 y 3 es posible que existiese algún problema con la herramienta por lo que los valores de otras curvas pueden resultar afectados en ese punto.

Se realizó el cálculo de la Porosidad Total, Porosidad Efectiva y Volumen de Arcilla (V_{sh}) con el modelo de Larinov para rocas viejas (ec. 2.10).

Para el cálculo del UCS para la zona 1 se utilizó la ec. (4.11) (curva USC_sh en Figura 10), para las zonas 2 y 4 la ec. (4.12) (curva UCS_sand), para las zonas 3 y 5 la ec. (4.13) (curva USC_ca). Posterior al cálculo en cada zona, se empataron las curvas para obtener una sola curva que tomara en cuenta las particularidades de las formaciones (curva UCS_T).

En cuanto al Esfuerzo Tensional la ec. (4.18) que estima el parámetro a partir de la Porosidad Efectiva (curva STphie), daba valores que se consideraron con una mejor aproximación que la ec. (4.19) que emplea el Módulo de Young (curva ST_E). También se calculó el esfuerzo vertical máximo con la ec. (3.14) y el esfuerzo vertical con la ec. (4.1).

De forma similar para obtener el Ángulo de Fricción Interno (AFI) para la zona 1 se utilizó la ec. (4.20) (curva ThetaSh), para las zonas 2 y 4 la ec. (4.21) (curva ThetaSnd), y en las zonas 3 y 5 la ec. (4.22) (curva ThetaCar) también se empataron las curvas en una sola (curva Theta_T). También se calculó el AFI con la ec. (4.23) que es una ecuación general (curva ThetaGEN), sin embargo, se obtuvieron valores mayores a 90° , lo que causaría problemas con el Índice de Fragilidad (BI_3) que emplea la función seno y no se utilizó este

resultado para la estimación del índice BI. El despliegue se observa en la Figura 10.

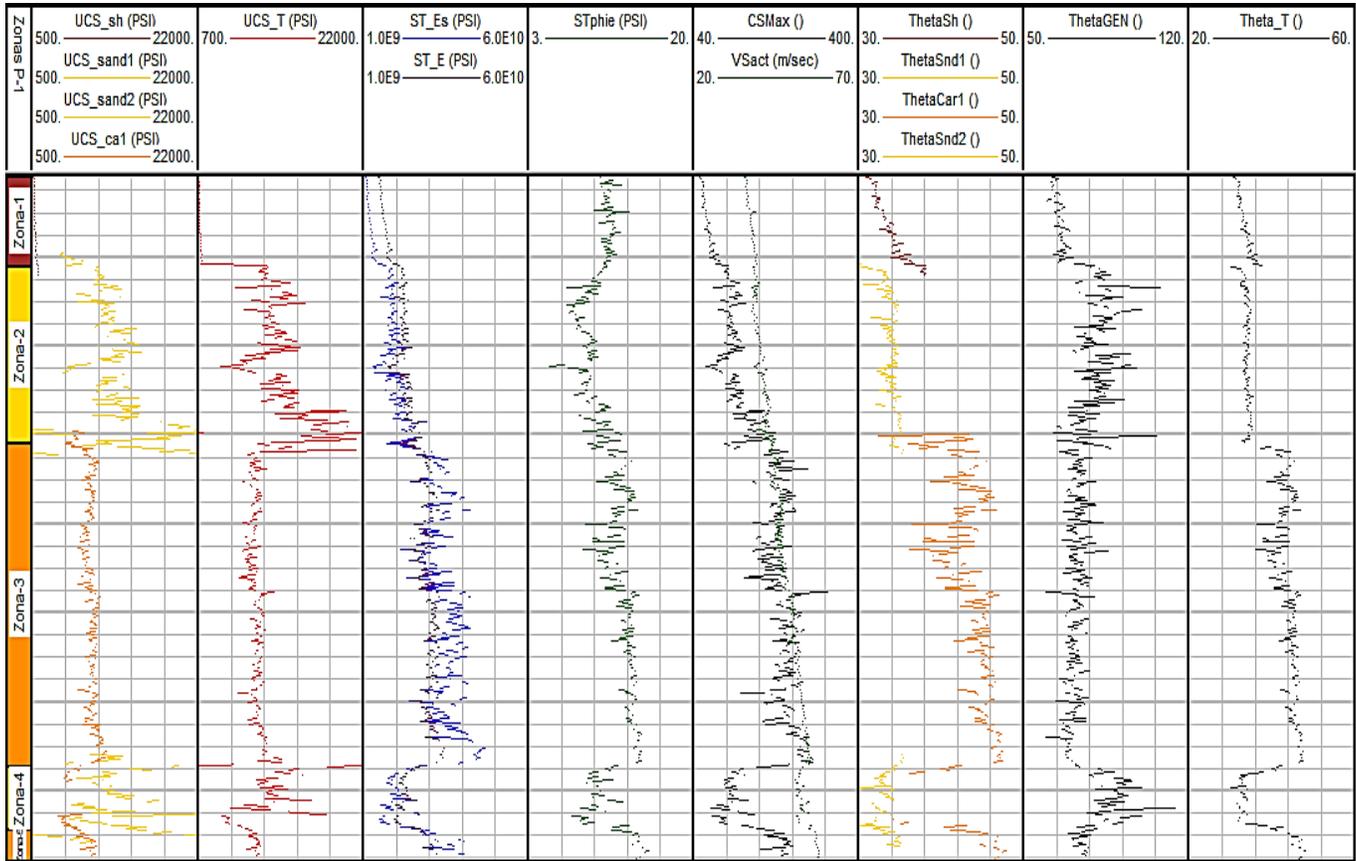


Figura 10. Cálculo de UCS, Esfuerzo Tensional y AFI del Pozo-1.

En cuanto al cálculo de las fracciones minerales se emplearon directamente las curvas del registro ECS para realizar los cálculos de los BI correspondientes, adicionalmente se desplegaron las curvas del registro NGS para visualizar cambios en la curva de Uranio (asociada a material orgánica), y se calculó el TOC con la ec. (3.21), el resultado se observa en la Figura 11.

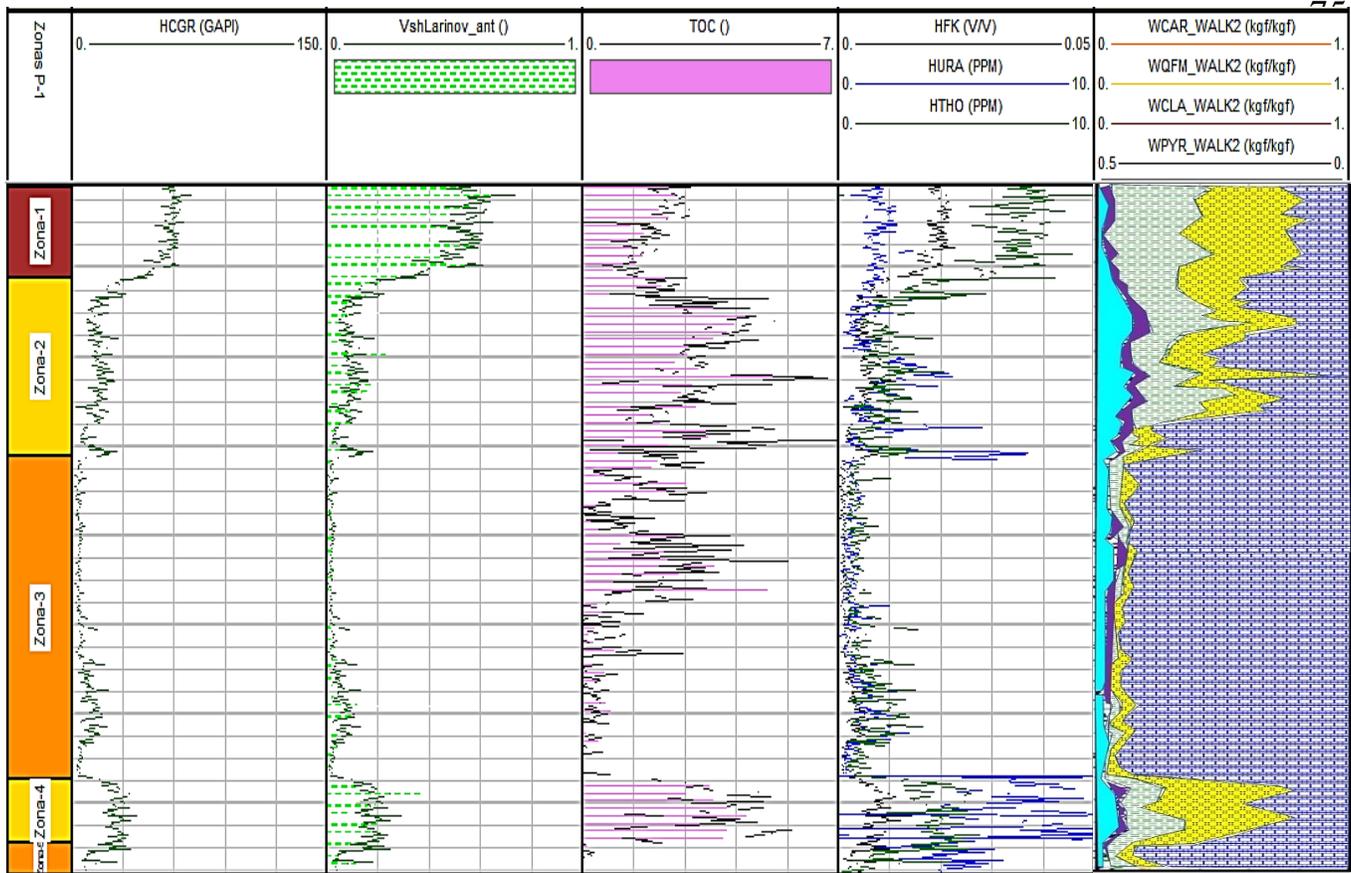


Figura 11. Despliegue de la Mineralogía, Vsh y TOC calculadas en el Pozo-1.

Para el cálculo de los Módulos Elásticos lo primero fue calcular las velocidades de onda P con la curva DTCO, y la velocidad de onda S con la curva DTSM que es la curva de lentitud de onda S promedio; el registro DSI también mide lentitud de las ondas de corte rápida DTSM_FAST y lenta DTSM_SLOW. Se utilizó la curva DTSM para tener un panorama general y se analizaron las otras lentitudes (onda S rápida y lenta) para realizar un análisis de anisotropía.

A partir de las velocidades de las ondas P y S (curvas V_p y V_s en la Figura 12) con la ec. (1.7) se calculó el Módulo de Young (curva E), y se comparó con el módulo dinámico obtenido mediante la ec. (4.26) a partir de las curvas DTCO

y DTSM para llegar al Módulo Estático de Young con las ecs. (4.28) (curva Esphi) y (4.29) (curva Es).

La estimación con la ec. (1.7) mostró valores más apegados a los descritos en la Tabla 1. A diferencia de los calculados con las ecs. (4.28) y (4.29). También se calculó el valor de E normalizado con el primer término de la ec. (3.25) (curva E_n). Sin embargo, todas las curvas del módulo E muestran la misma tendencia y son consistentes.

Para el Coeficiente de Poisson (ν) se usó la ec. (1.9) además de su valor normalizado con el segundo término de la ec. (3.25). Finalmente, para el cálculo del Primer Parámetro de Lamé (λ) y el Módulo de Cizalla (μ) se utilizaron las ecuaciones (1.12) (curva $Lmnda$) y (1.15) (curva mu), respectivamente, a partir de las relaciones de E y ν . Se muestra el resultado en la Figura 12.

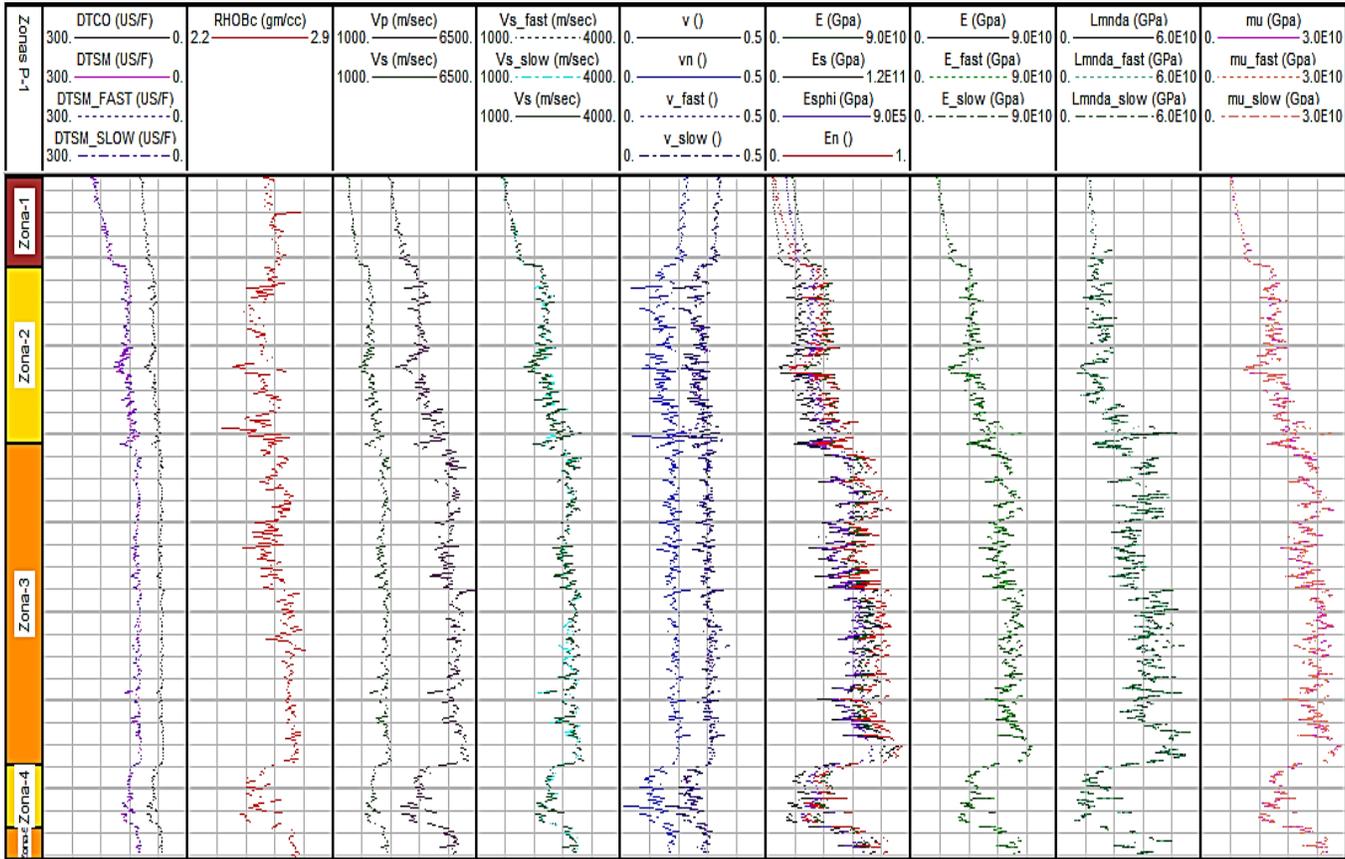


Figura 12. Cálculo de Velocidades de Ondas y Módulos Elásticos en Pozo-1.

Para cada grupo se calcularon los respectivos índices de fragilidad (BI), en el grupo de los índices por medio de UCS y el esfuerzo tensional, que se muestran en la Figura 13, el que obtuvo mejores resultados fue índice BI_3 , que mostrando valores dentro del rango de las litologías sedimentarias para lograr una correlación, teniendo las zonas 3 y 5 (con Calcita) mayor fragilidad que las zonas 2 y 4 (con contenido de Cuarzo), con un comportamiento dúctil en la zona 1; los índices BI_2 , BI_5 y BI_8 también mostraron mayor fragilidad en las zonas 2 y 4, sin embargo, los valores son muy grandes. Por otra parte, el índice BI_9 mostró valores mayores que los rangos de rocas de acuerdo con el tipo de litología, sin embargo, se debe de tomar en cuenta que este índice no se calcula a partir del UCS ni del Esfuerzo Tensional, sino por el Esfuerzo Vertical Máximo y el Esfuerzo Vertical. El índice BI_4 no dio buen resultado pues fue el único que mostró un comportamiento diferente a los otros, marcando la zona 1

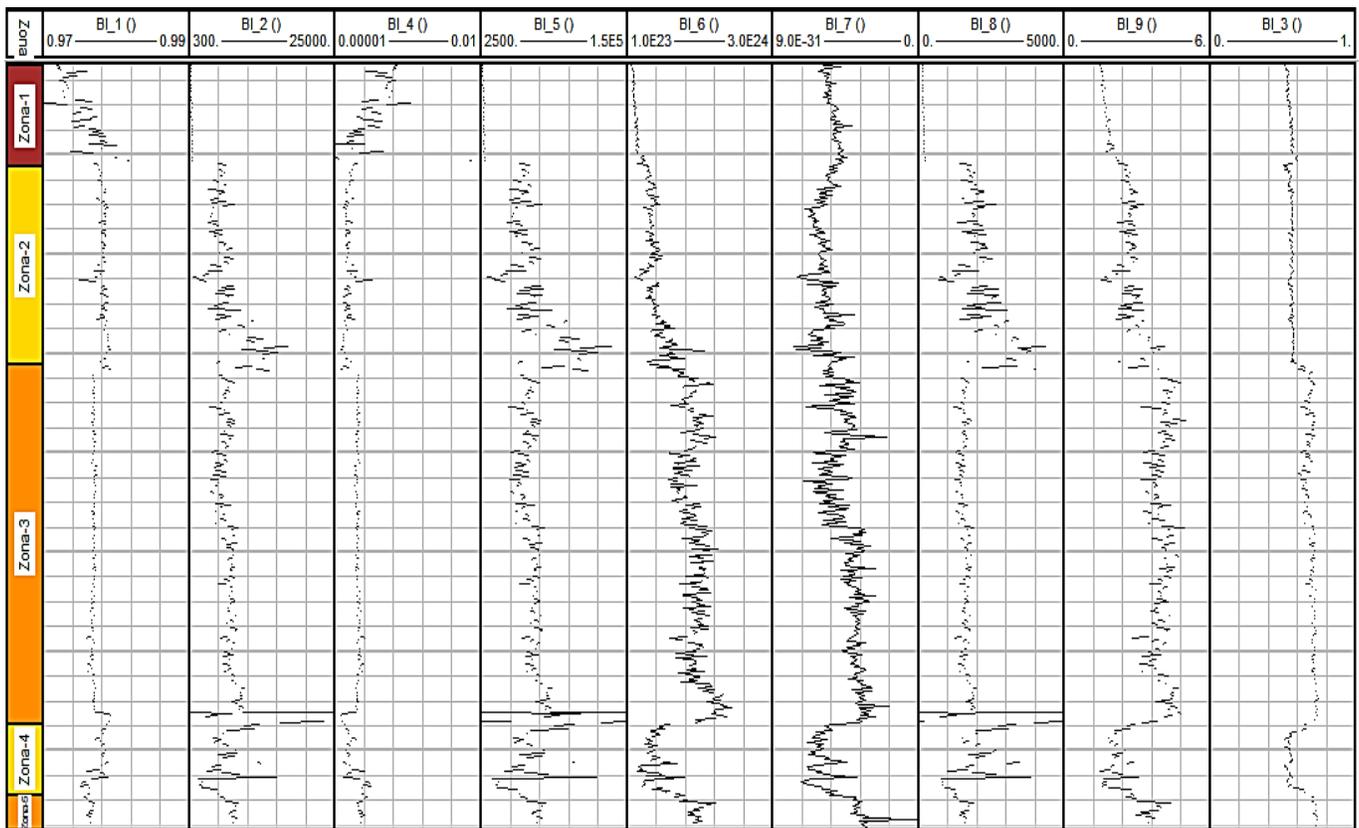


Figura 13. Índices de Fragilidad a partir de Esfuerzos y de Angulo de Fricción Interna en Pozo-1.

como la de mayor fragilidad, siendo que son lutitas que normalmente tienen un comportamiento dúctil. En general hay una variabilidad muy grande, en los rangos de los valores del BI obtenidos con estas ecuaciones.

El índice BI_3 usa el Ángulo de Fricción Interna y mostró mayor correlación con las litologías que los otros índices previamente descritos, como se observan en la Figura 13.

En cuanto a los índices calculados a partir de la mineralogía (Fig. 14) sus valores quedaron dentro de los rangos para rocas sedimentarias, excepto BI_{11} y BI_{15} . Todos mostraron la misma tendencia en fragilidad, excepto el BI_{10} que mostró un comportamiento opuesto a los otros, considerándose erróneo pues marco la lutita como la más frágil. Los que mostraron mejores resultados fueron el BI_{12} y el BI_{14} interpretando las zonas 3 y 5 como los más frágiles y la 1 como

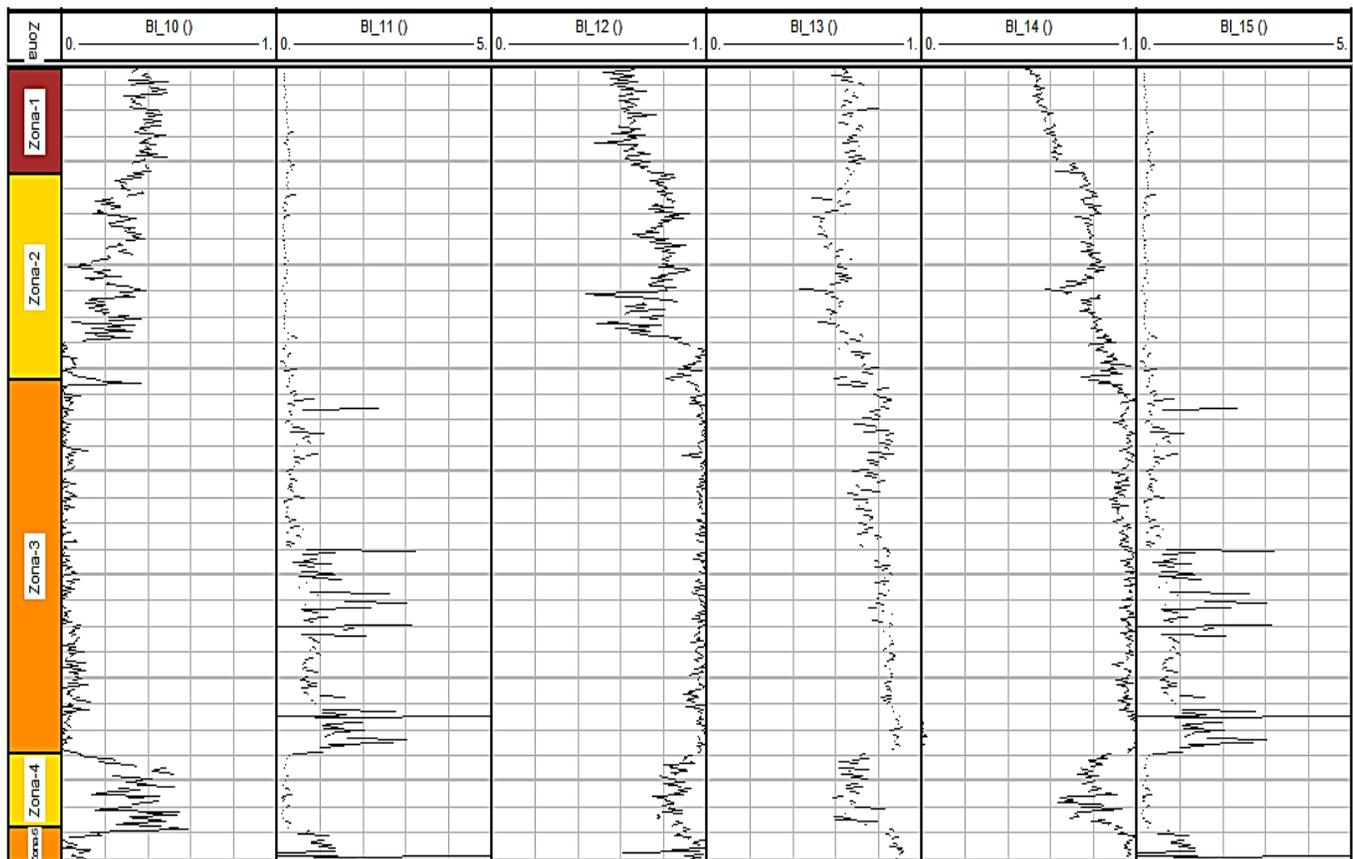


Figura 14. Índices de Fragilidad con base en el contenido Mineralógico en Pozo-1.

la más dúctil; en cuanto a los índices BI_{11} y el BI_{15} mostraron tendencias similares ya que ambos incluyen al TOC, pero sus comportamientos son variables; estos índices podrían servir para definir los intervalos frágiles a disparar en fracturamiento hidráulico.

Para el grupo de Índices calculados a partir de los Módulos Elásticos (Fig. 15), el que mejor resultado mostró fue el BI_{17} por los rangos de valores del índice que deben tener las rocas sedimentarias, identificando las zonas 3 y 5 como las más frágiles, seguidas de las zonas 2 y 4 menos frágiles y la zona 1 como dúctil. Los índices BI_{16} , BI_{18} y BI_{19} mostraron la misma tendencia que el BI_{17} . Por la parte de los índices BI_{20} y BI_{21} no mostraron la misma tendencia, marcan las zonas 2 y 4 como las más frágiles y la 1 como la más dúctil. El mejor índice fue el BI_{17} .

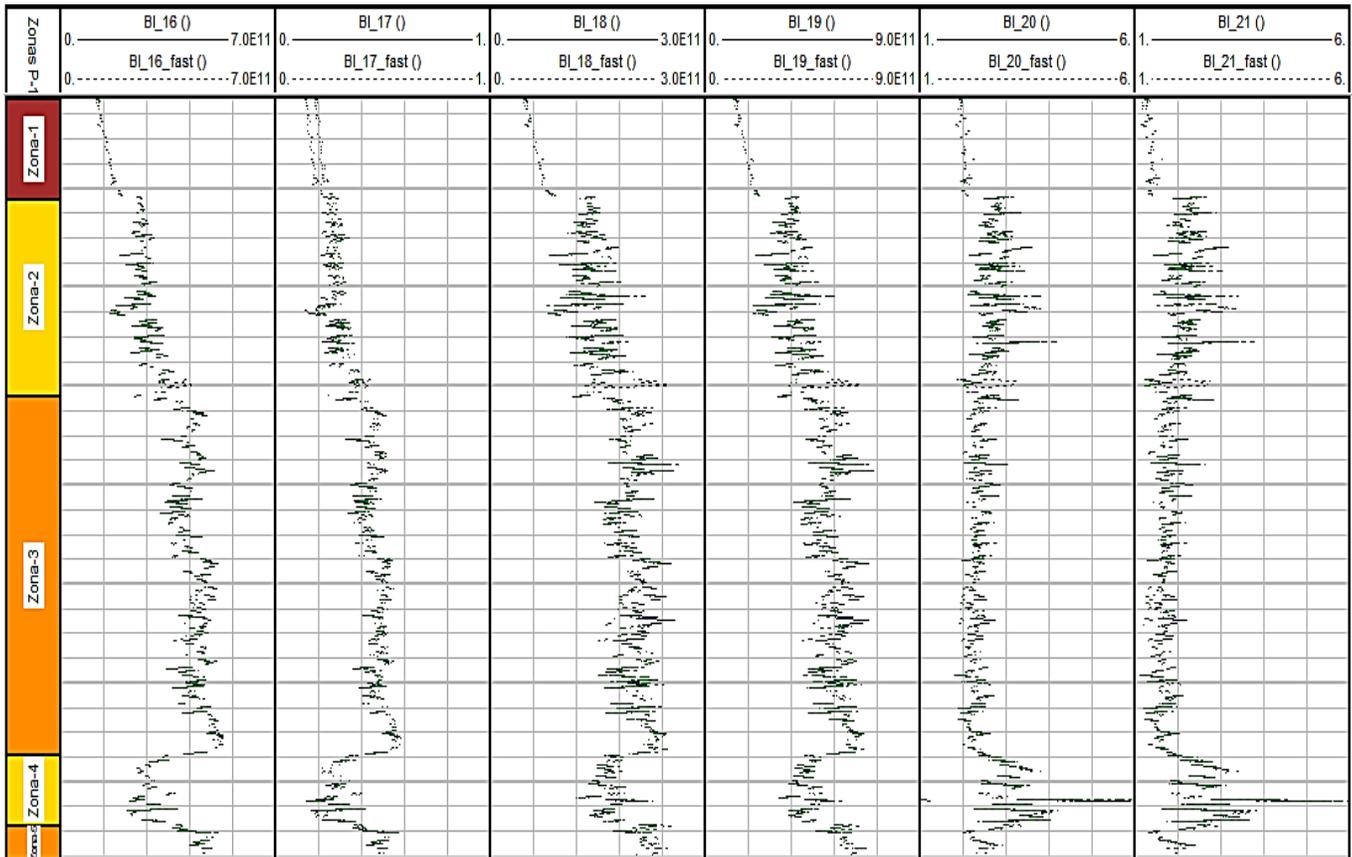


Figura 15. Índices de Fragilidad obtenidos a partir de los Módulos Elásticos en Pozo-1.

Cabe destacar que en todos estos índices también se estimaron los valores para las Velocidades de Onda S rápida (FAST) y lenta (SLOW), graficándolas en las mismas secciones; tras el análisis cualitativo se determinaron pequeñas diferencias en BI_{17} en las zonas dúctiles 1 y 2, y para BI_{18} , BI_{19} , BI_{20} y BI_{21} en la zona frágil 3. (Figura 15).

El análisis cuantitativo para determinar anisotropía de la onda S arrojó los valores mostrados en la Tabla 5.

Tabla 5. Análisis de anisotropía de onda S del Pozo-1.

Cluster	#	Cluster	BI_17		BI_17_fast		BI_17_slow		BI_20		BI_20_fast		BI_20_slow	
#	Points	Spread	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.
1	959	1.939	0.24179	0.06027	0.28174	0.05391	0.2737	0.05557	2.6307	0.5025	2.6539	0.5373	2.6501	0.5439
2	1047	0.9144	0.46061	0.05348	0.47934	0.04938	0.47533	0.051	2.2797	0.1592	2.2901	0.1735	2.2525	0.2013

Los valores para máximos y mínimos de los Índices de Fragilidad, tanto para la velocidad de las ondas S rápida (FAST) como para la S lenta (SLOW) no son significativamente diferentes, por lo tanto, para este caso no se puede observar una anisotropía clara. Puede ser de utilidad para un estudio con una escala que muestre gran detalle, pero siendo el objetivo analizar toda la sección del pozo no se observa un cambio notable. Además de que no se tiene la inclinometría de las direcciones de viaje de las ondas S rápida y lenta, respecto al Norte magnético.

Para realizar el análisis de los índices se consideró un *cluster* de 4 grupos para mostrar los valores promedio que corresponderían para cada sección, los

Tabla 6. Cluster para índices principales del Pozo-1.

Cluster	#	Cluster	BI_3		BI_8		BI_9		BI_12		BI_15		BI_17		BI_20	
#	Points	Spread	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.
1	114	0.5742	0.55185	0.01931	199.25	196.5	1.7729	0.1982	0.6469	0.05589	0.25172	0.07412	0.17154	0.02073	2.0444	0.1487
2	266	1.333	0.56087	0.02756	1931.9	548.7	2.5107	0.4431	0.80335	0.08533	0.21507	0.0783	0.26046	0.04479	2.8961	0.4509
3	403	0.8425	0.6963	0.03066	1586.6	155.4	3.9692	0.4419	0.96502	0.03547	0.62731	2.574	0.46171	0.0519	2.3	0.1715
4	53	2.254	0.62152	0.06845	4201.2	1193.	3.8125	0.5162	0.94109	0.04268	3.7579	23.15	0.40899	0.07847	2.2662	0.2578

resultados pueden observarse en la Tabla 6 y en la Figura 16 la agrupación en *clusters*.

En la Figura 17 los *crossplots* entre índices muestran alguna correlación, sobre todo entre BI_8 y BI_9 , BI_8 y BI_{17} y BI_9 y BI_{17} ; sin embargo, los valores caen fuera de los rangos de rocas sedimentarias y no se observa correspondencia entre las zonas: frágil - menos frágil - menos dúctil – dúctil, excepto en los índices BI_3 , BI_{12} y BI_{17} . Se confirma que los mejores Índices de Fragilidad para este pozo fueron BI_3 , BI_{12} (y BI_{14}) y BI_{17} , correspondientes cada uno a un grupo de índices. El color rojo corresponde para los puntos dúctiles, el café para una tendencia dúctil, el color azul claro para una tendencia frágil y el color azul fuerte para el estado frágil.

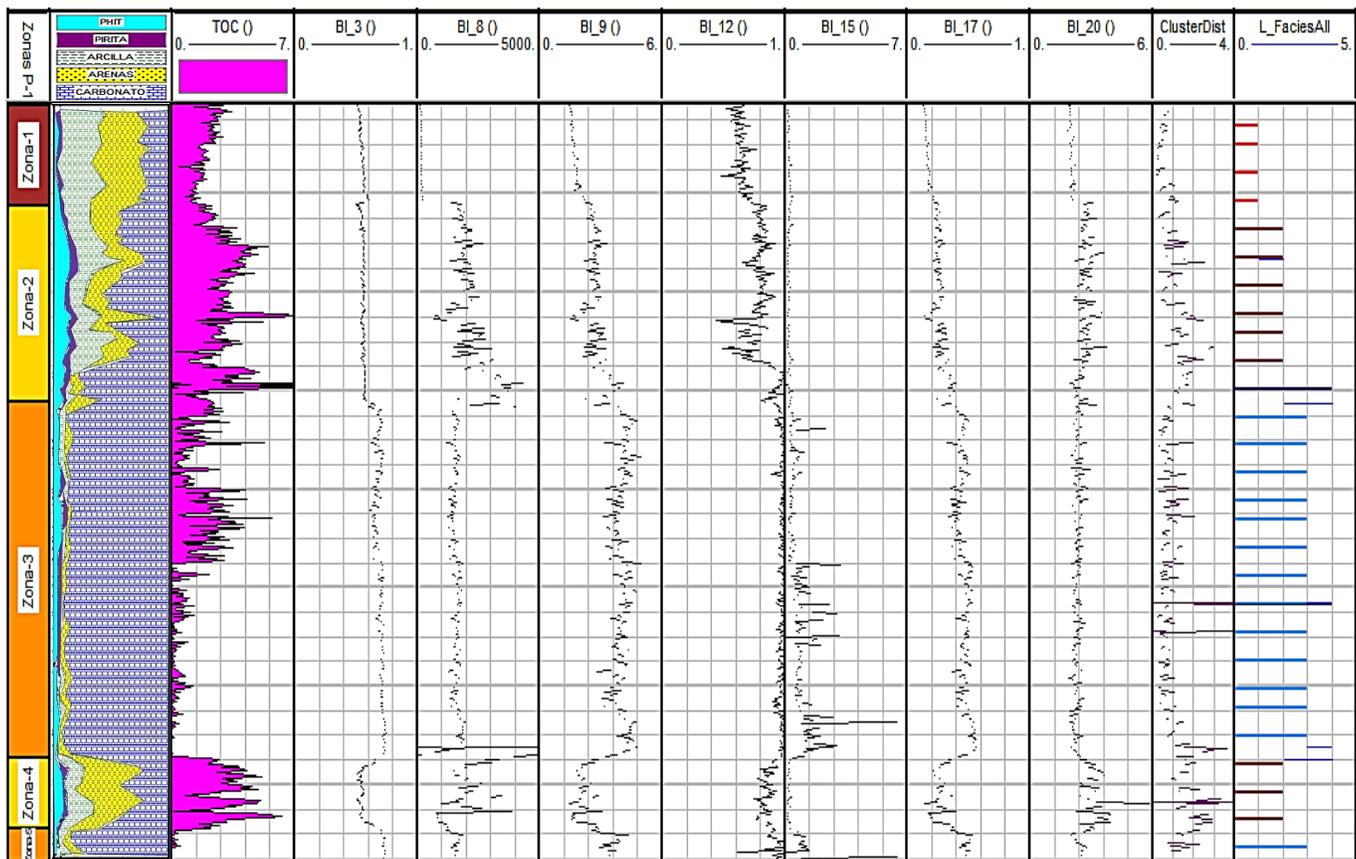


Figura 16. Agrupación en clusters en Pozo-1.

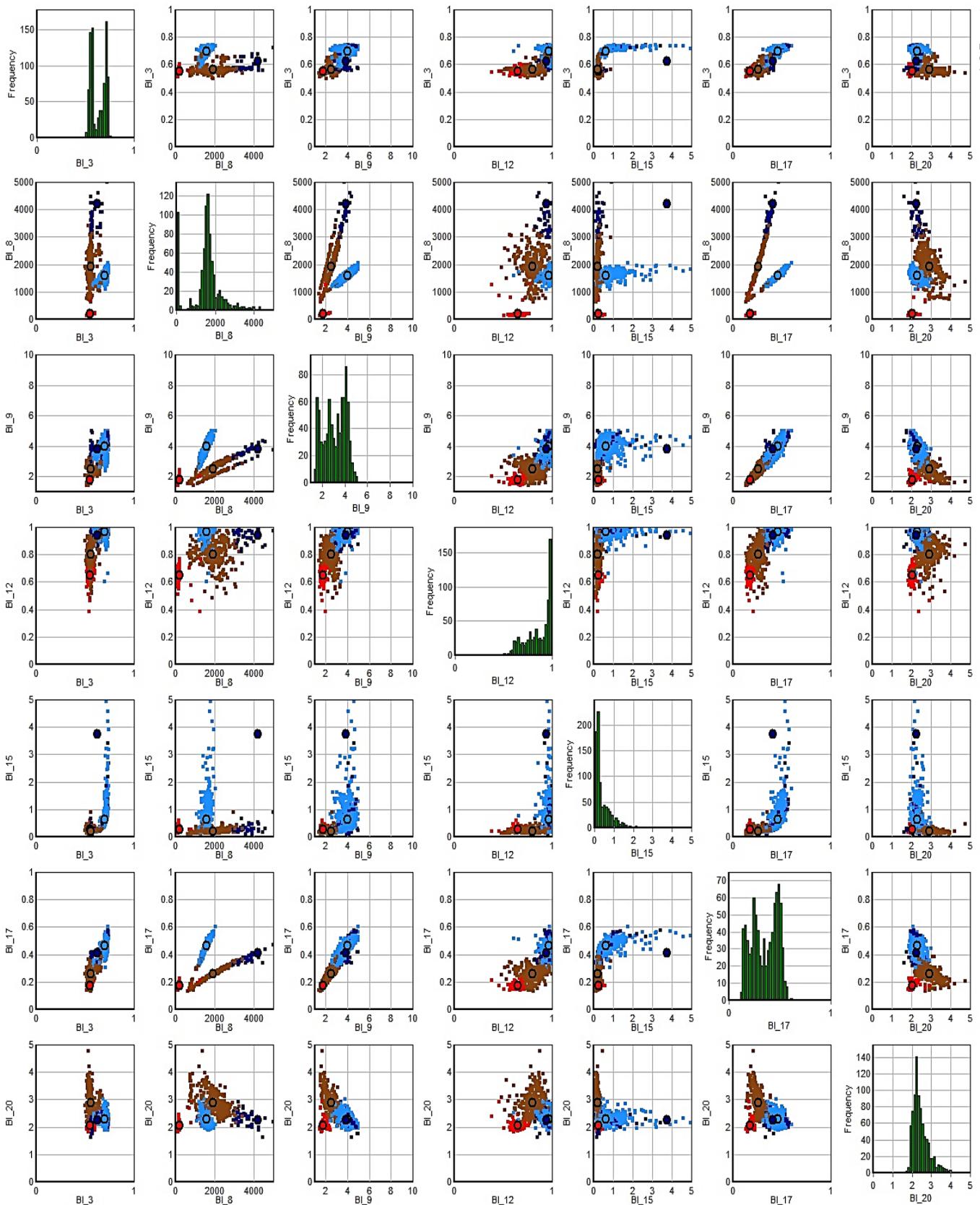


Figura 17. Crossplots de Índices de Fragilidad principales. Color rojo - dúctil, color café - transicional dúctil, azul claro - transicional frágil, azul fuerte - frágil, para Pozo-1.

La figura 18 muestra los *crossplots* entre el Rayos Gamma corregido (HCGR) vs Índice de fragilidad (IB_{17}), donde se observan las zonas frágil y dúctil.

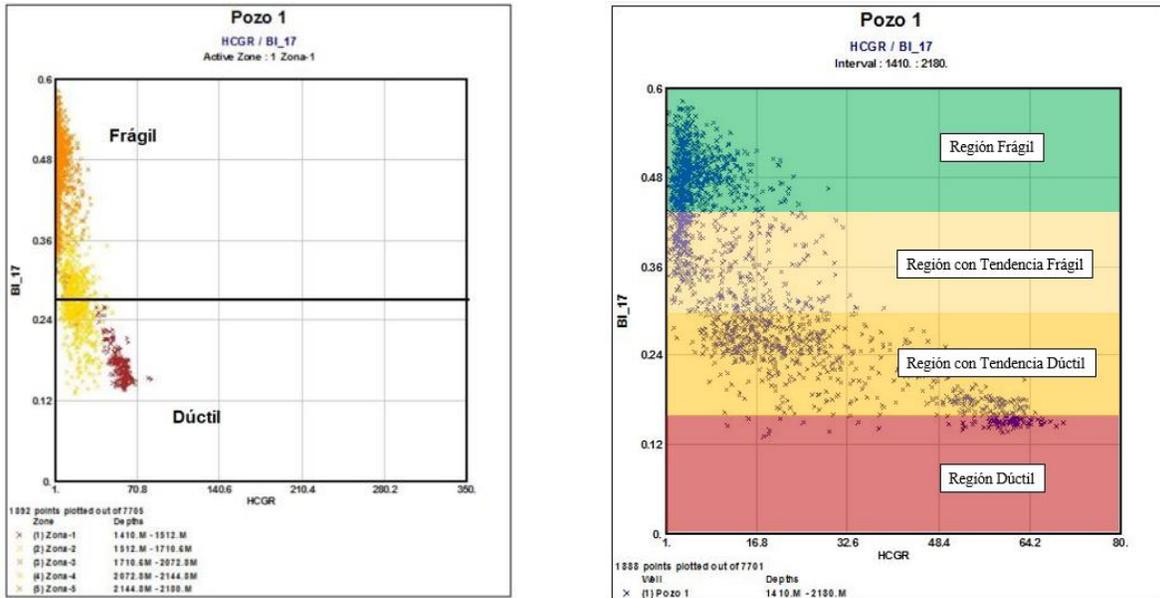


Figura 18. Crossplots HCGR vs IB_{17} para Pozo-1.

La figura 19 muestra el *crossplot* de la relación de Poisson (ν) vs Módulo de Young (E), mostrando las zonas frágil y dúctil.

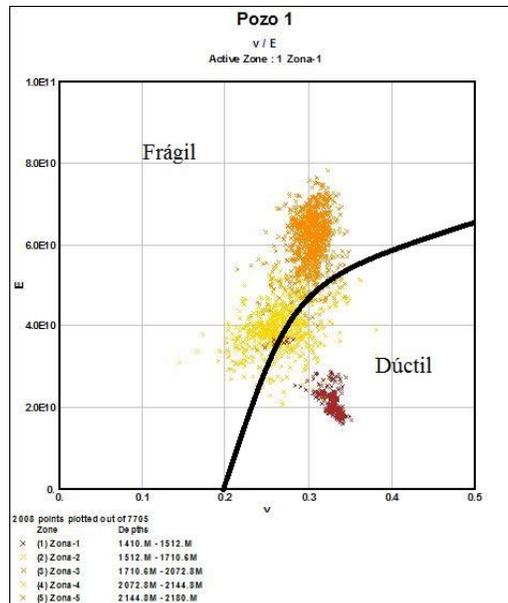


Figura 19. Crossplot ν vs E para Pozo-1.

La figura 20 muestra los *crossplots* del parámetro de Lamé Lambda (λ) vs Módulo de Young (E), mostrando las zonas frágil y dúctil con el parámetro Mu (μ).

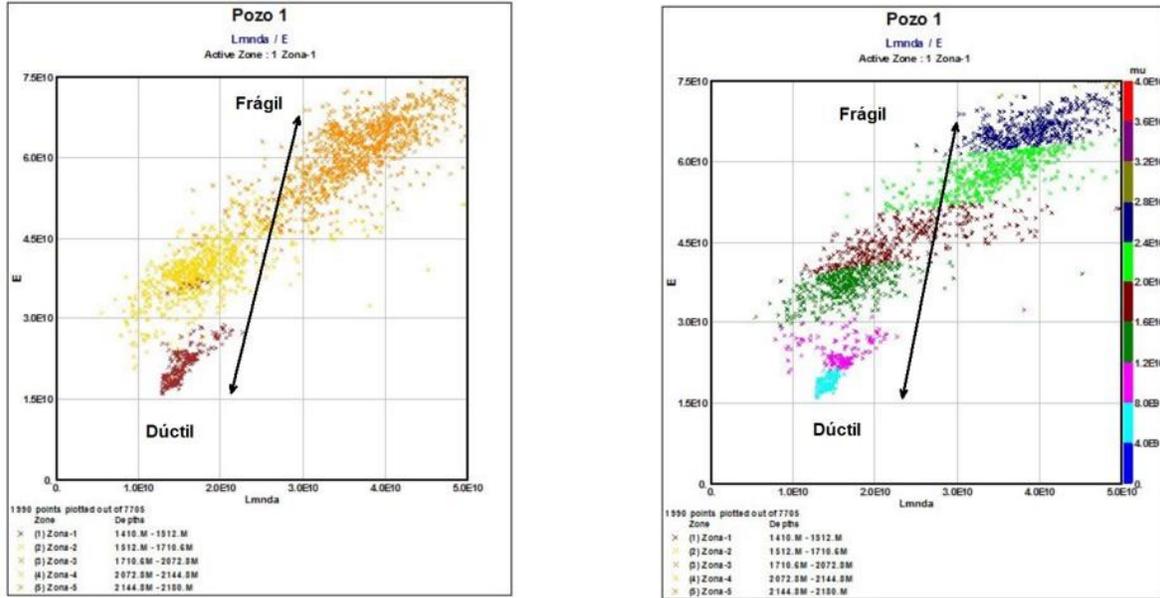


Figura 20. *Crossplots* λ vs E y μ para Pozo-1.

La figura 21 muestra los *crossplots* de los parámetros $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$ y HCGR, mostrando los puntos de minerales.

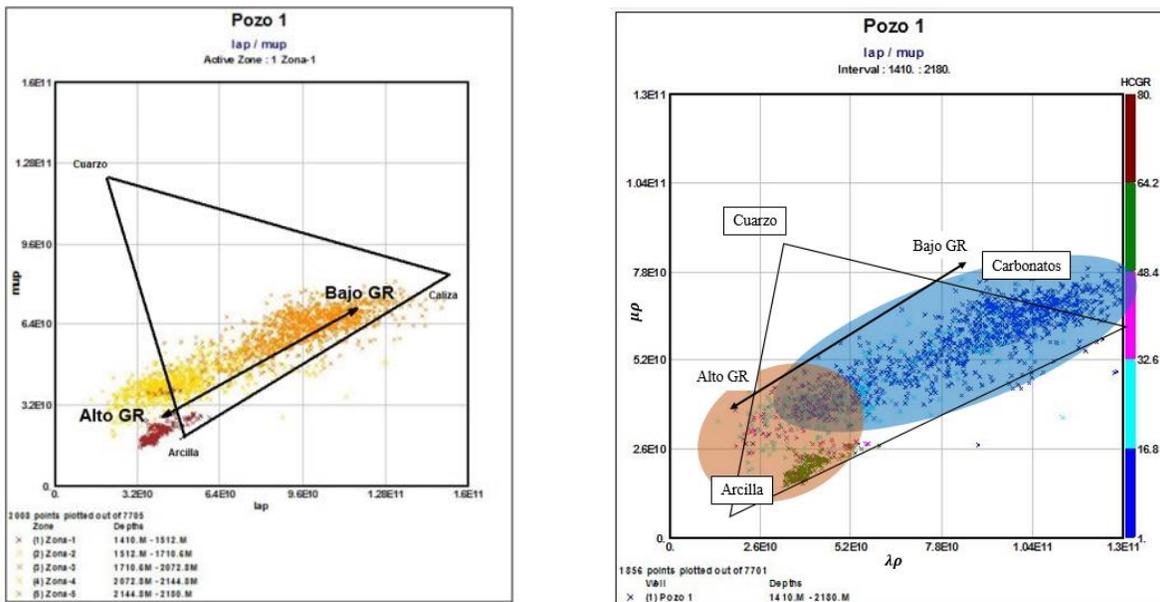


Figura 21. *Crossplots* $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$ y HCGR para Pozo-1.

Pozo-2

Este pozo incluye la siguiente información: registro NGS con curvas de HCGR, HFK, HTHO y HURA; registro AIT con curvas a 10”, 20”, 30”, 60” y 90”; registro LDT con curvas RHOB, PEF y CALI; registro CNL con curva TNPH y NPHI; registro DSI con curvas DTCO, DTSM, DTSM_FAST y DTSM_SLOW; y registro ECS con curvas WCAR, WQFM, WCLA y WPYR.

En este pozo se identifican 2 zonas mostradas en la Figura 22.

De acuerdo con las curvas PEF, RHOB, NPHI, del registro ECS y los *crossplots* de las figuras 23 y 24; las dos zonas corresponderían a un horizonte de areniscas arcillosas en la parte superior y en la parte inferior a calizas.

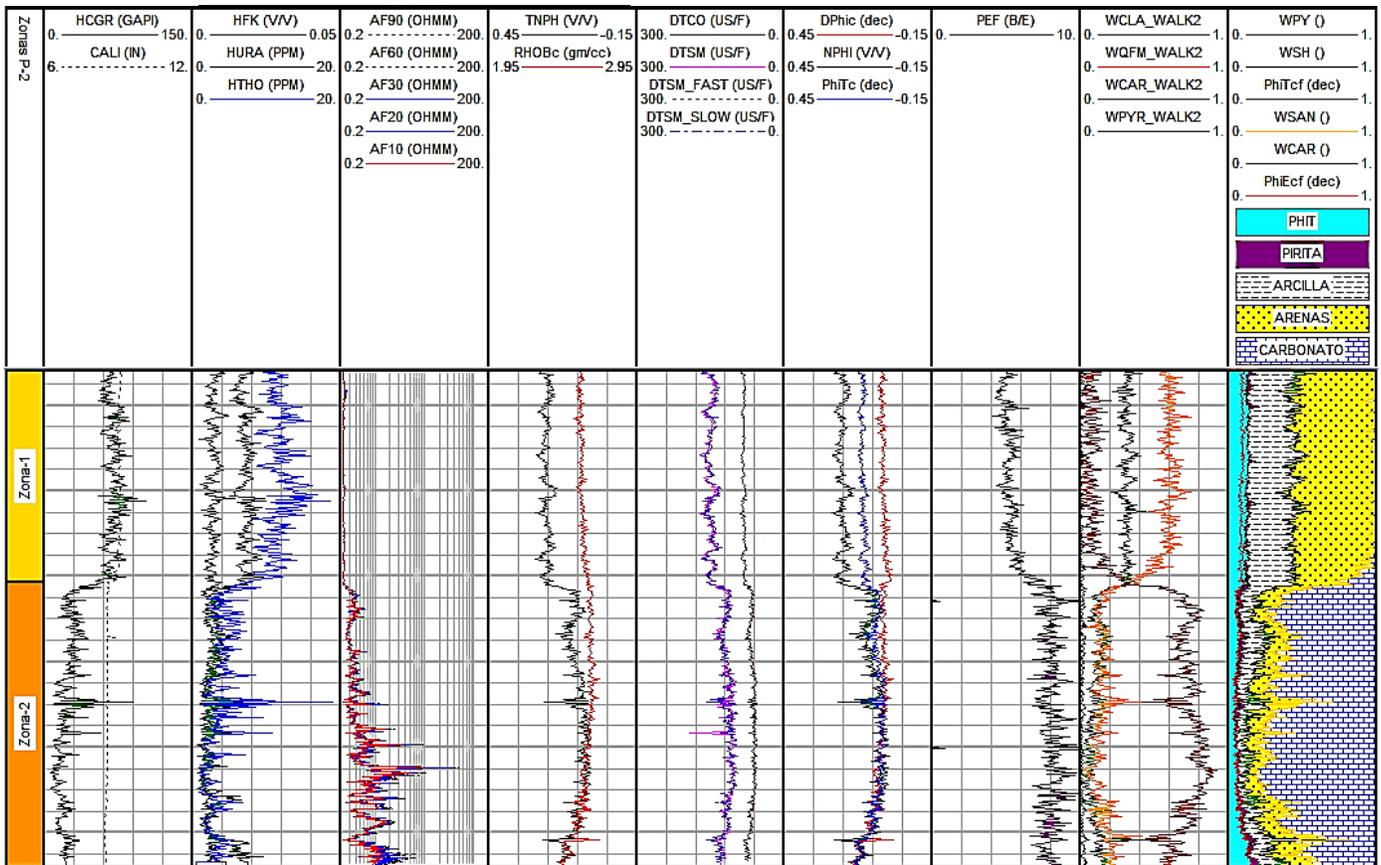


Figura 22. Despliegue de registros del Pozo-2.

De acuerdo con las curvas PEF, RHOB, NPHI, del registro ECS y los *crossplots* de las figuras 23 y 24; las dos zonas corresponderían a un horizonte de areniscas arcillosas en la parte superior y en la parte inferior a calizas.

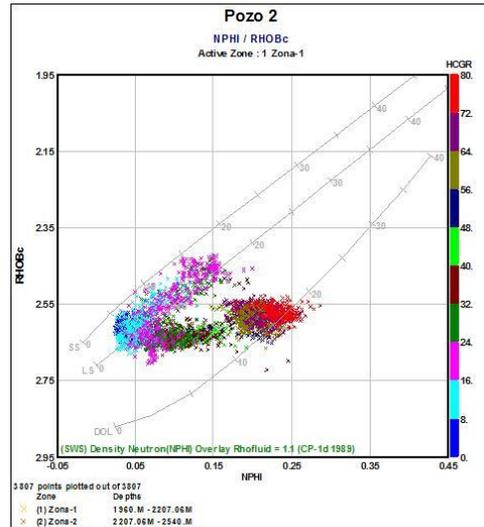
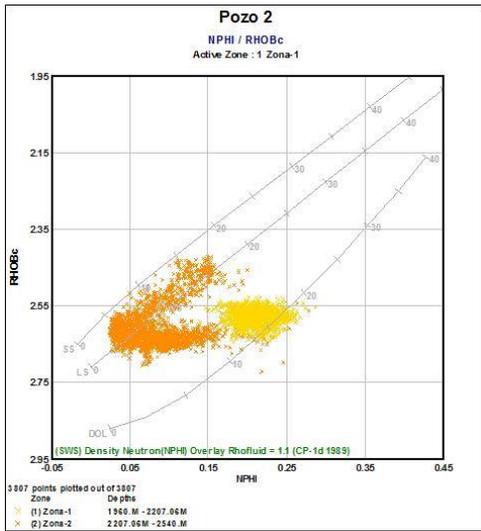


Figura 23. Crossplots por zonas (izq.) y con GR (der.) del pozo 2.

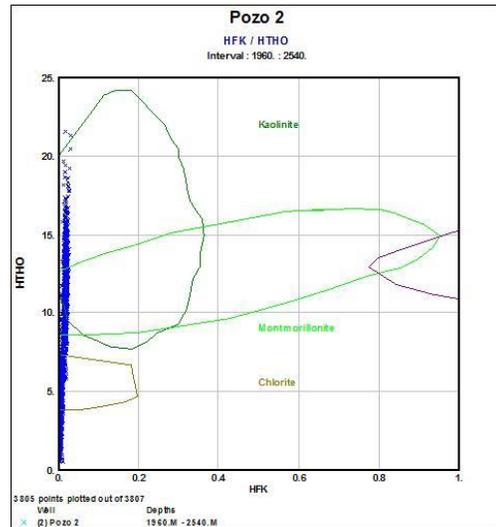
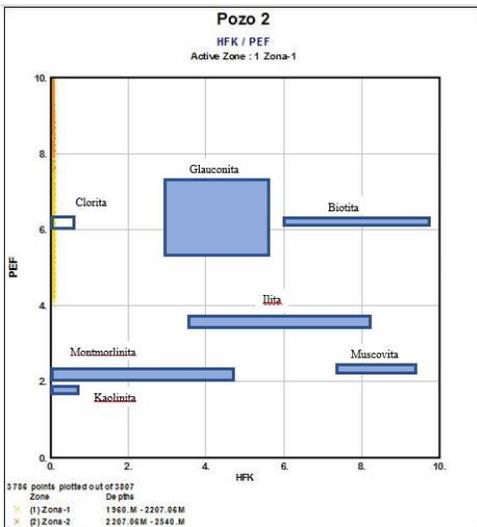


Figura 24. Crossplots de curvas de espectroscopía en el pozo 2.

Al igual que en el Pozo-1 se calculó la Porosidad Total, Porosidad Efectiva, y Volumen de Arcilla (Vsh) con la ecuación de Stieber (ec. 2.8), mostradas en la Figura 25.

En cuanto a la estimación del UCS en la zona 1 se utilizó la ec. (4.12) (curva UCS_sand) y en la zona 2 la ec. (4.13) (curva USC_ca) al finalizar se empataron las curvas en una sola curva (UCS_T). Para el Esfuerzo Tensional solo se utilizó la ec. (4.18) con base en la Porosidad Efectiva (curva STphie), descartando los valores obtenidos para la ec (4.19) del Módulo de Young. El esfuerzo vertical máximo y el esfuerzo vertical se obtuvo con las ecs. (3.14) y (4.1), respectivamente.

Para el AFI en la zona superior la ec. (4.21) (curva ThetaSnd) y en la zona inferior la ec. (4.22) (curva ThetaCar) y se empataron en una sola curva (Theta_T).

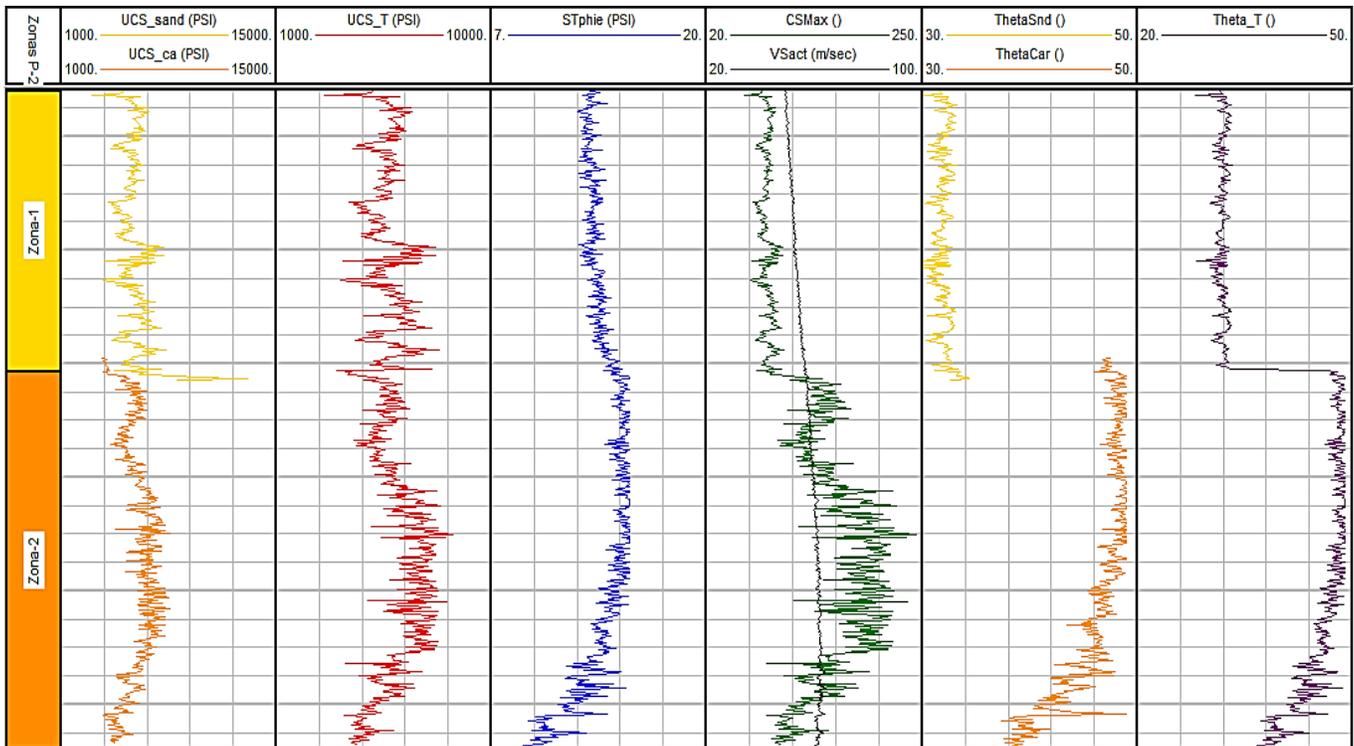


Figura 25. Cálculo de Esfuerzos UCS, Tensional y AFI del Pozo-2

Las fracciones minerales se tomaron directamente del registro ECS y se calculó el TOC por medio de la ec. (3.21) como se muestra en la Figura 26.

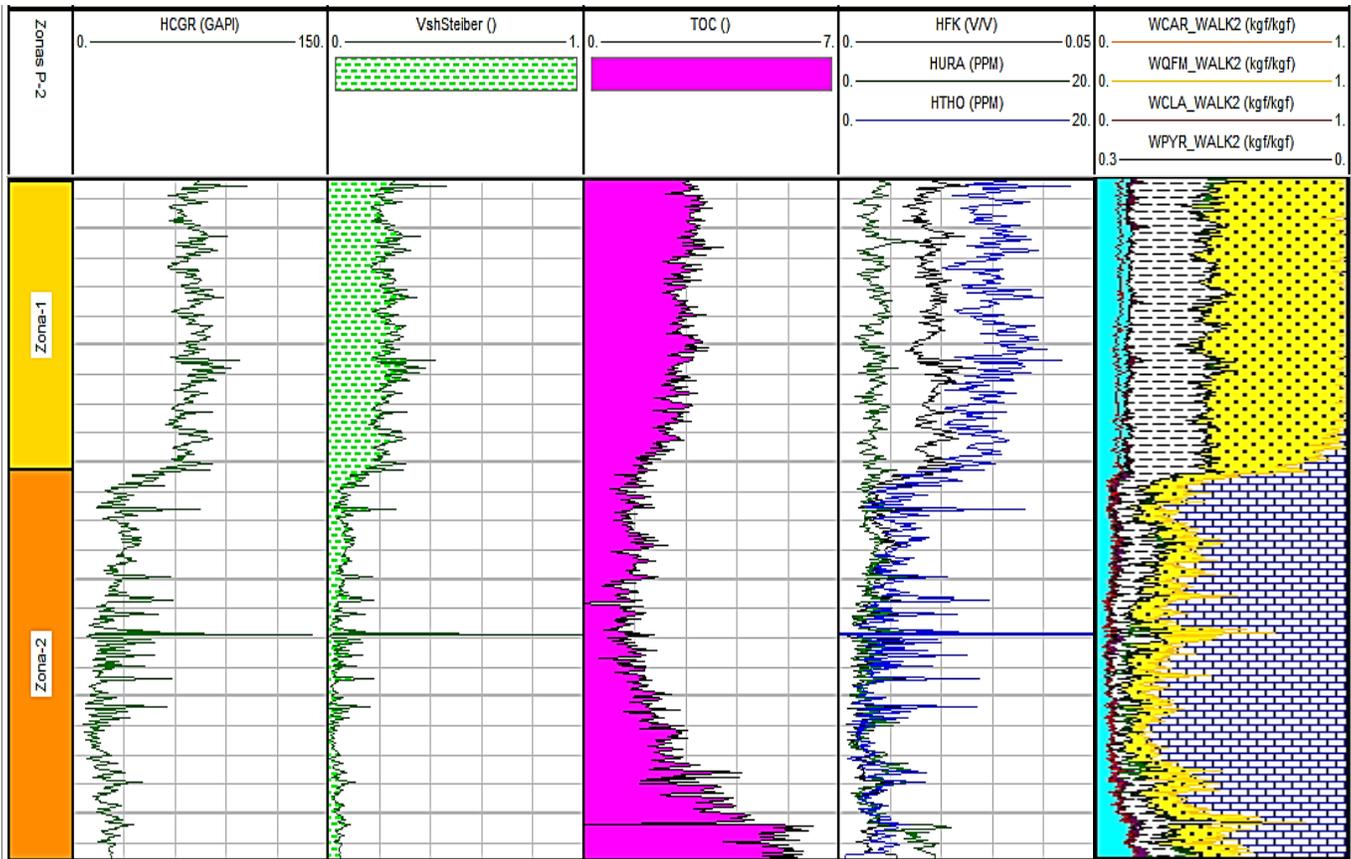


Figura 26. Despliegue de Mineralogía, Vsh y TOC del Pozo-2.

Para determinar los Módulos Elásticos se obtuvieron las velocidades de onda P (curva V_p) y onda S (curva V_s), además de las velocidades de la onda S rápida y lenta (curvas V_{s_fast} y V_{s_slow}). Posteriormente mediante la ec. (1.7) se determinó el Módulo de Young (curva E), omitiendo también los calculados por las ecs. (4.26), (4.27) y (4.28) de acuerdo con lo observado en el pozo 1. Para este pozo también se calculó el valor de E normalizado (curva E_n) con la ec. (3.25).

Para el Coeficiente de Poisson (curva v), el valor normalizado (curva vn), el Primer Parámetro de Lamé (curva Lmnda) y el Módulo de Cizalla (curva mu) se emplearon las ecs. (1.9), (3.25) (1.12) y (1.15) respectivamente, el despliegue se muestra en la Figura 27.

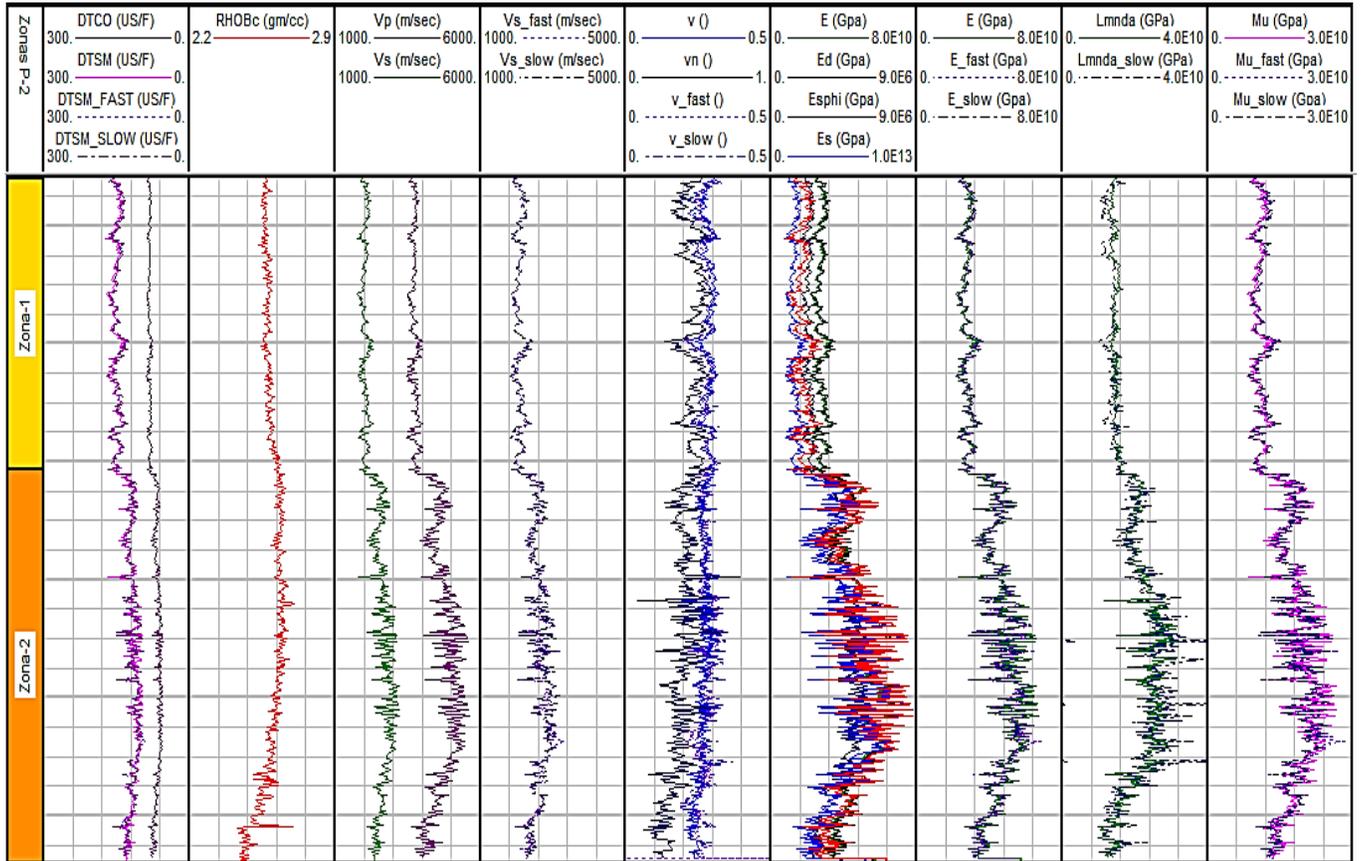


Figura 27. Cálculo de Velocidades de Ondas y Módulos Elásticos en Pozo-2.

En los índices de fragilidad obtenidos a partir de Esfuerzos las tendencias de los índices se mostraron consistentes excepto el BI_4 que presentó comportamientos opuestos, del resto los valores caen fuera de rango (valores mayores a 1). El único que presenta valores menores a 1 es el BI_3 que se calcula a partir del Ángulo de Fricción Interna, muestra cambios apenas perceptibles en la zona 1 con comportamiento dúctil, mientras que en la zona 2 se puede observar comportamiento frágil, como se muestra en la Figura 28:

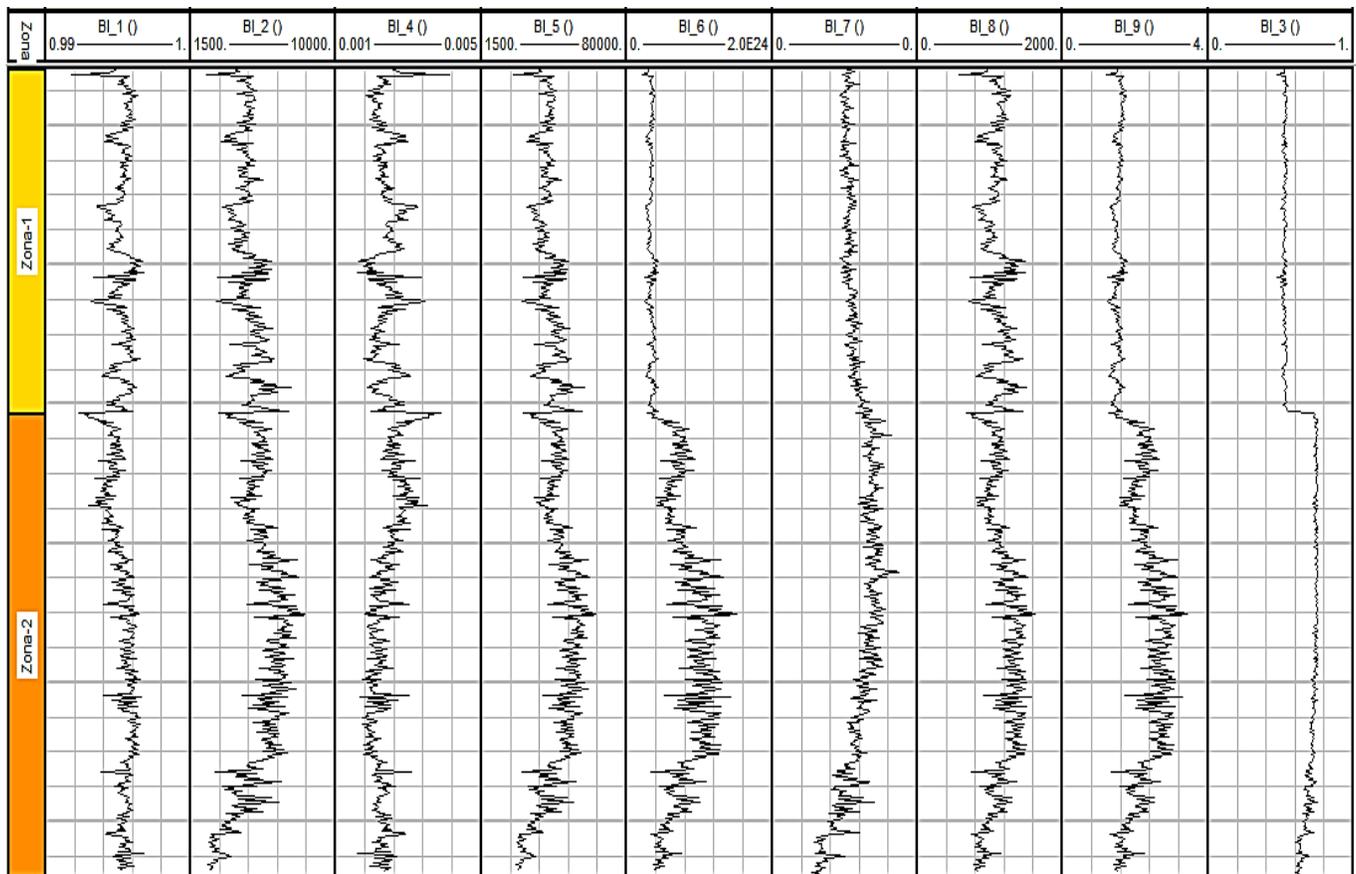


Figura 28. Índices de Fragilidad a partir de Esfuerzos y de Angulo de Fricción Interna en Pozo-2.

En los índices calculados a partir de la mineralogía (Figura 29), sus valores quedaron dentro de los rangos para rocas sedimentarias, mostrando comportamientos similares, excepto BI_{10} que muestra un comportamiento opuesto a los otros índices. Los que mostraron mejores resultados fueron el BI_{12} y el BI_{14} interpretando las zona 2 como la más frágil y la zona 1 como la más dúctil. Los índices BI_{11} y BI_{15} podrían utilizarse para determinar los intervalos a disparar para fracturamiento hidráulico.

En los índices calculados a partir de Módulos Elásticos los resultados fueron similares al pozo 1, pero con detalles particulares. Al igual que en el Pozo-1 se observó que el mejor identificador fue el BI_{17} dado que es el único en donde los valores están en el rango de las rocas sedimentarias, aunque con

poco detalle en la zona 1 que es la más dúctil, y la zona 2 que es la más frágil (Figura 30). Por otra parte, los índices BI_{16} , BI_{18} y BI_{19} muestran un comportamiento similar. En cuanto a los índices BI_{20} y BI_{21} siguen mostrando una tendencia diferente al resto, estos pueden utilizarse para definir los intervalos a disparar para fracturamiento hidráulico.

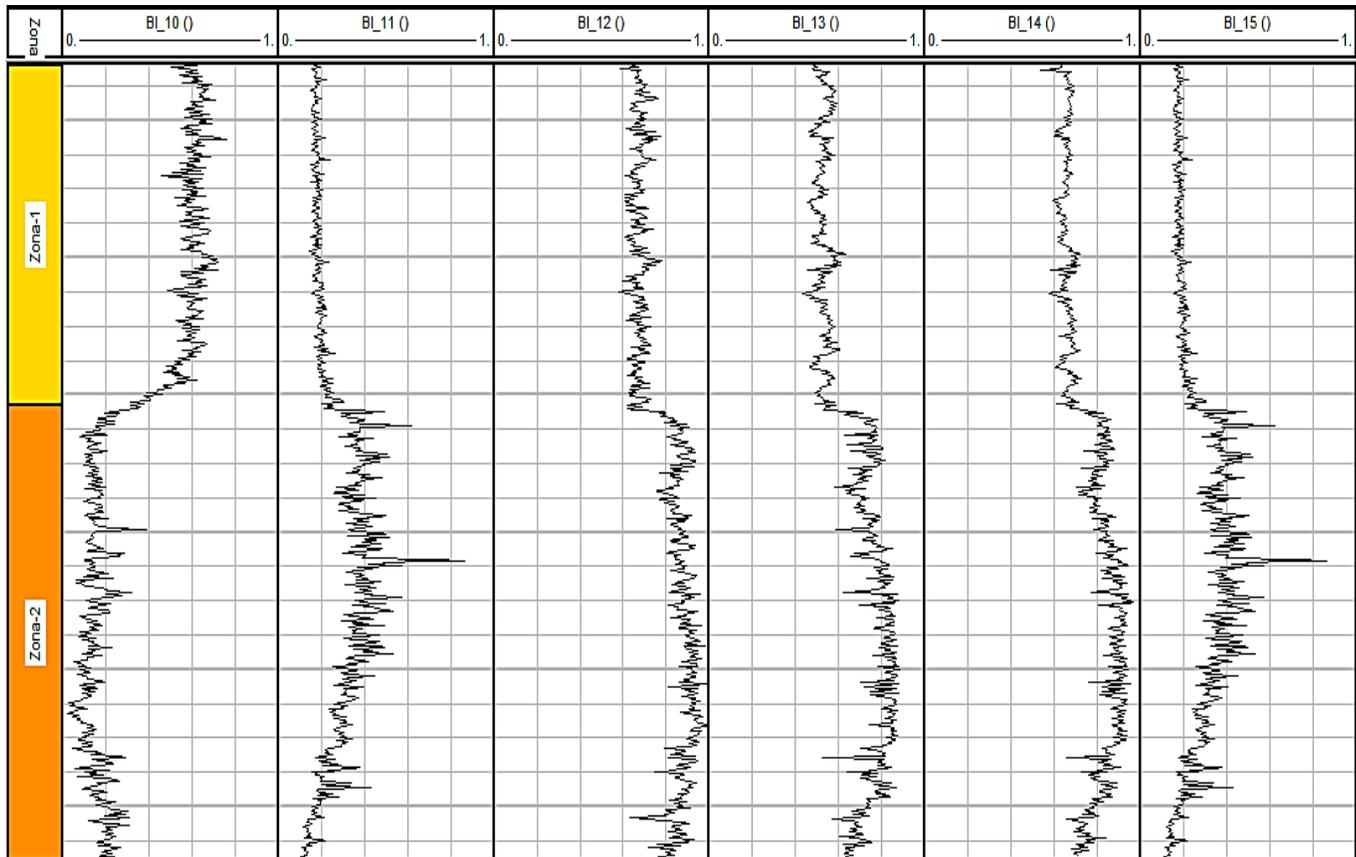


Figura 29. Índices de Fragilidad con base en el contenido Mineralógico en Pozo-2.

En la visualización de la anisotropía de las Velocidades de Onda S rápida (FAST) y lenta (SLOW) los resultados generales muestran que hay una variación mínima, excepto en el índice BI_{17} que a pesar de mostrar una tendencia similar los valores muestran una separación respecto al resultado obtenido por la curva promedio DTSM; entre los índices provenientes de las curvas FAST y SLOW no se puede observar una diferencia notable. Por lo tanto, del análisis de estos resultados se tomó el índice BI_{18} que muestra valores más

cercanos a la tendencia promedio y así, apreciar mejor la variabilidad de estas curvas.

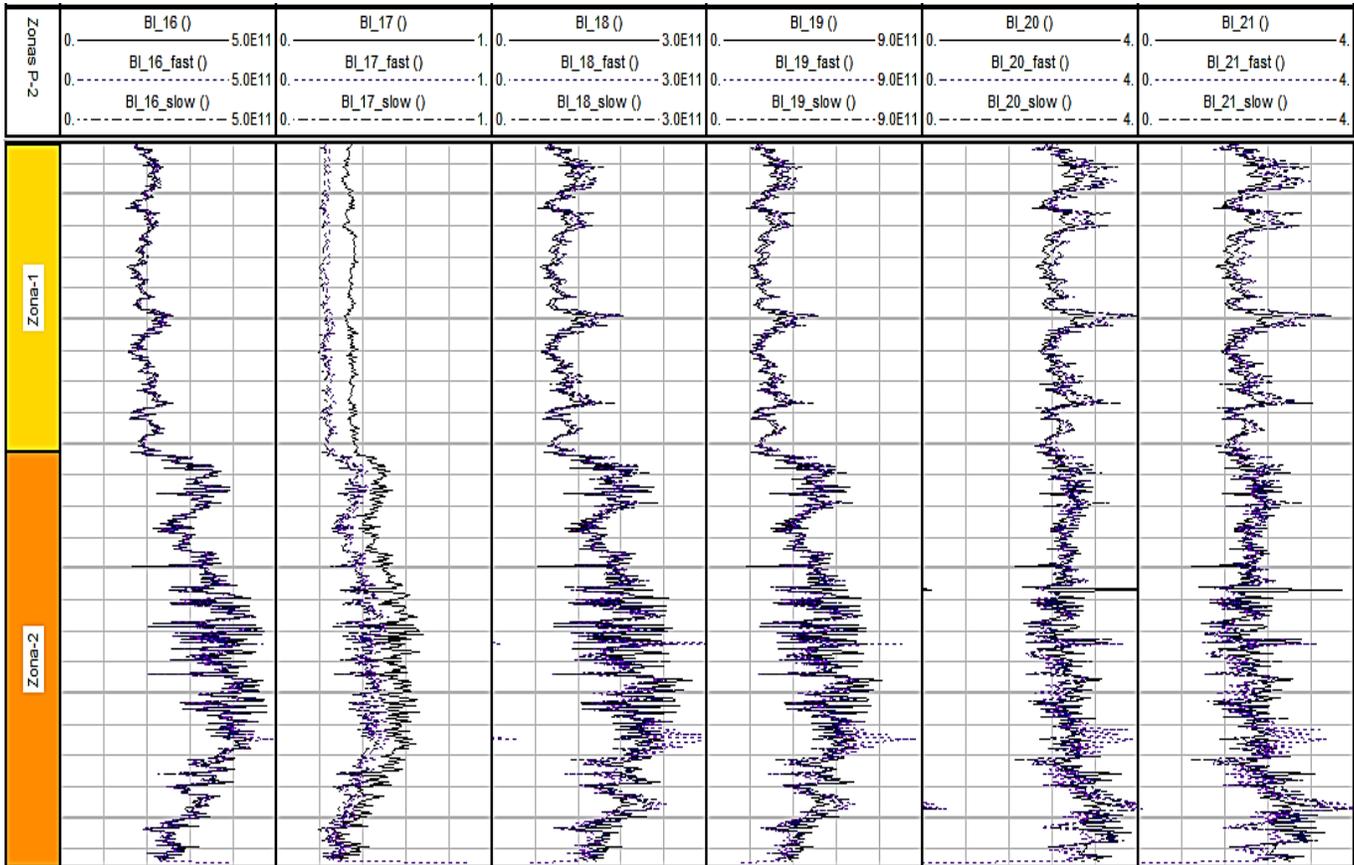


Figura 30. Índices de Fragilidad obtenidos a partir de los Módulos Elásticos en Pozo-2.

El análisis cuantitativo para determinar anisotropía de la onda S arrojó los valores mostrados en la Tabla 7.

Tabla 7. Análisis de anisotropía de onda S del Pozo-2.

Cluster	#	Cluster	BI_18		BI_18_fast		BI_18_slow		BI_20		BI_20_fast		BI_20_slow	
#	Points	Spread	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.
1	1922	1.237	1.1E11	2.9E10	1.1E11	2.2E10	1.1E11	2.3E10	2.428	0.1955	2.5116	0.2205	2.5173	0.266
2	1858	1.962	1.8E11	3.9E10	1.8E11	3.9E10	1.8E11	3.3E10	2.8701	0.2743	2.842	0.4148	2.9286	0.3857

Los valores obtenidos de la anisotropía entre los índices calculados con las velocidades FAST y SLOW no son significativamente diferentes, tomando

en cuenta los valores de la desviación estándar la diferencia es mínima. Existe, pero no es suficiente para mostrar una dirección preferencial en el comportamiento mecánico en este caso.

Tabla 8. Cluster para índices principales del Pozo-2.

Cluster	#	Cluster	BI_3		BI_8		BI_9		BI_12		BI_15		BI_18		BI_20	
#	Points	Spread	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.
1	870	0.8422	0.53496	0.04609	973.71	116.6	1.4558	0.09175	0.66428	0.04265	0.18876	0.03055	8.4E10	8.0E9	2.3078	0.1163
2	786	0.811	0.5342	0.00859	1222.7	109.2	1.6183	0.07303	0.68691	0.03568	0.19285	0.02762	1.1E11	9.4E9	2.6302	0.1732
3	950	1.751	0.70526	0.04497	990.72	102.8	1.914	0.24	0.8433	0.05339	0.27095	0.1025	1.5E11	2.5E10	2.8471	0.3956
4	1174	1.427	0.73849	0.01519	1308.8	119.5	2.645	0.2685	0.90376	0.04124	0.37775	0.0917	2.0E11	3.0E10	2.7422	0.2355

En el análisis de clusters se consideraron 4 grupos para mostrar los valores promedio, mostrados en la Tabla 8 con los índices BI_3 , BI_8 , BI_9 , BI_{12} , BI_{15} , BI_{18} y BI_{20} . En la Figura 31 se observa la agrupación en clusters, usando

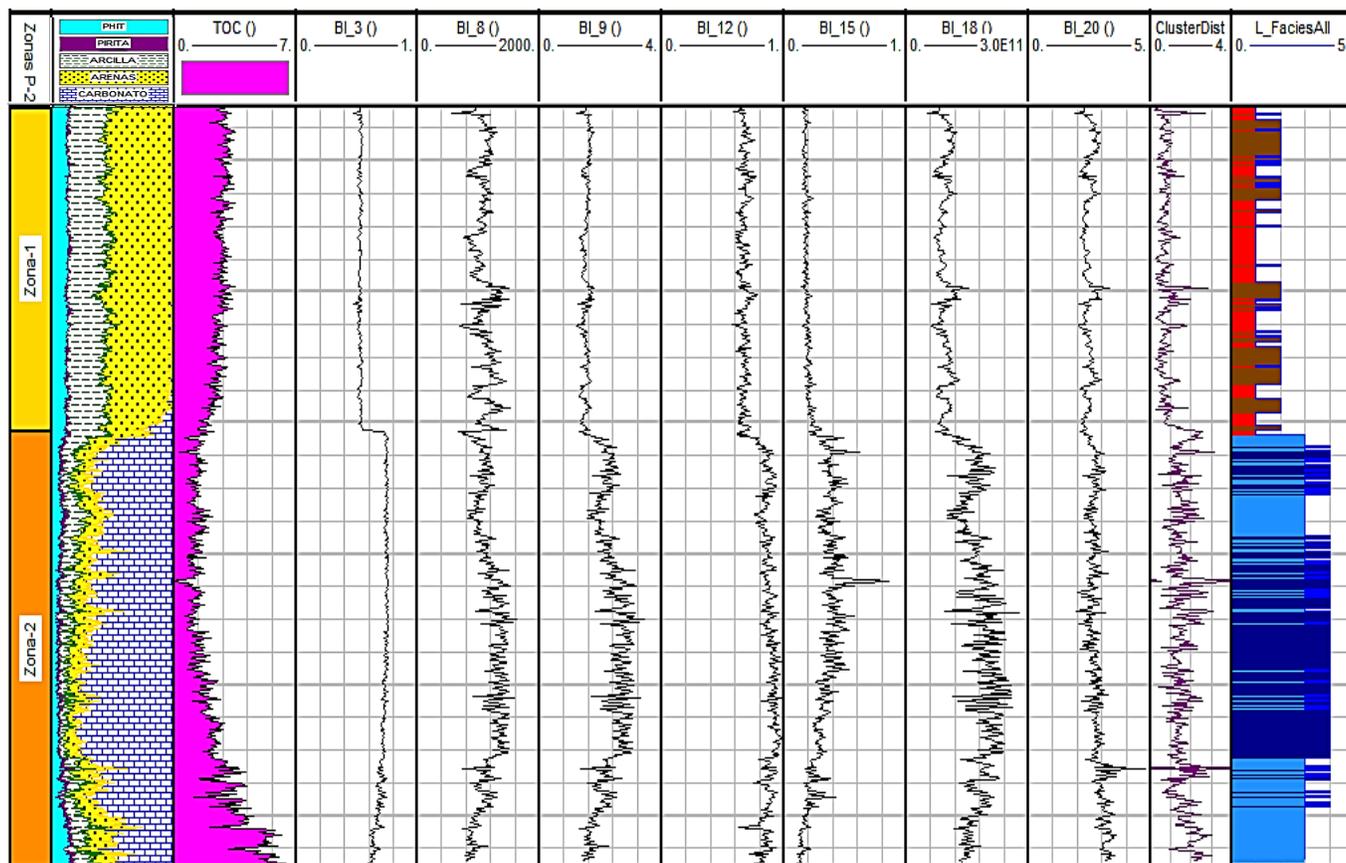


Figura 31. Agrupación en clusters en Pozo-2

nuevamente el código de colores: rojo-dúctil, café-tendencia a dúctil, azul claro-tendencia a frágil y azul fuerte-frágil.

Este pozo mostró con mayor claridad los cambios en el comportamiento mecánico que pueden existir dentro de un bloque litológico, a diferencia del Pozo-1 donde la densidad de datos fue menor y se pueden observar variaciones con mayor detalle. Con el índice BI_3 podemos hacer una separación clara de comportamientos y observar sus transiciones con las combinaciones con todos los demás índices.

En la Figura 32 los *crossplots* entre índices muestran alguna correlación, sobre todo entre BI_8 y BI_9 ; sin embargo, los valores caen fuera de los rangos de rocas sedimentarias y no se observa correspondencia entre las zonas: frágil - menos frágil - menos dúctil – dúctil, excepto en los índices BI_3 , BI_{12} y BI_{15} , que se confirman como los mejores índices de Fragilidad para este pozo.

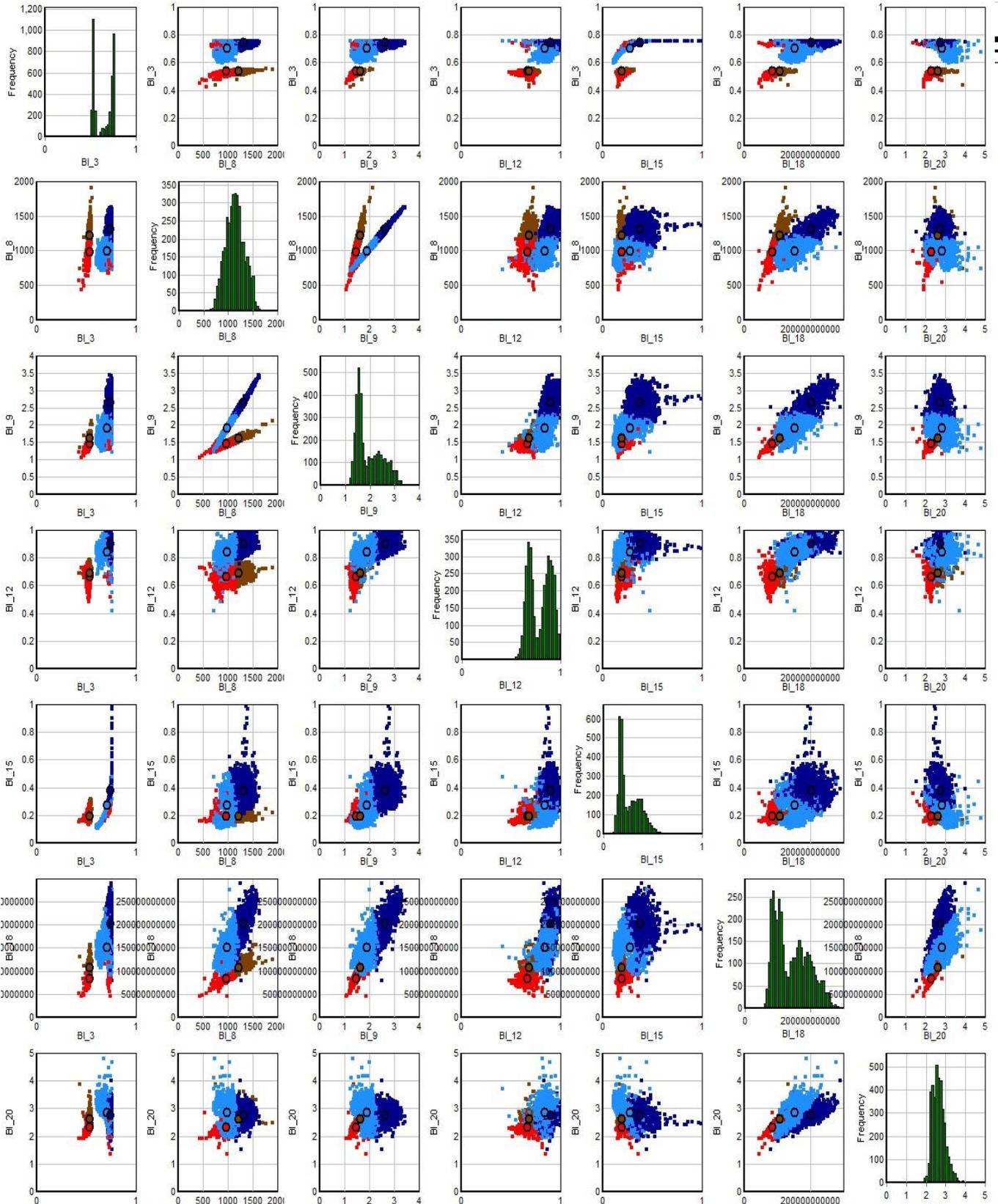


Figura 32. Crossplots de Índices de Fragilidad principales. Color rojo - dúctil, color café - transicional a dúctil, azul claro - transicional a frágil, azul fuerte - frágil, para Pozo-2.

La figura 33 muestra el *crossplot* entre el Rayos Gamma corregido (HCGR) vs Índice de fragilidad (IB_{17}), donde se observan las zonas frágil y dúctil.

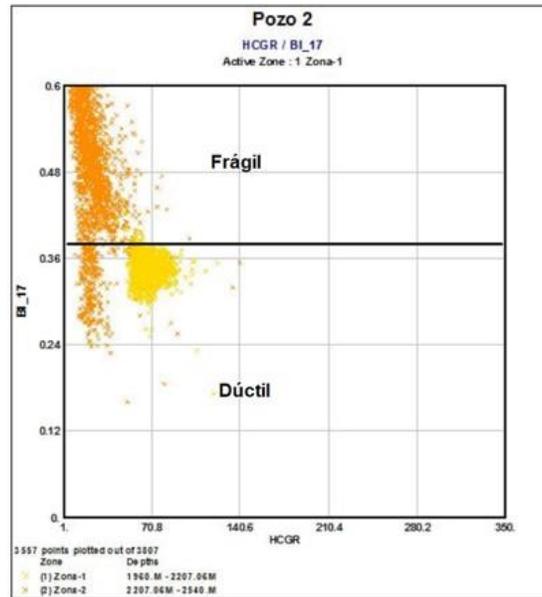


Figura 33. Crossplot HCGR vs IB_{17} para Pozo-2.

La figura 34 muestra el *crossplot* de la relación de Poisson (ν) vs Módulo de Young (E), mostrando las zonas frágil y dúctil.

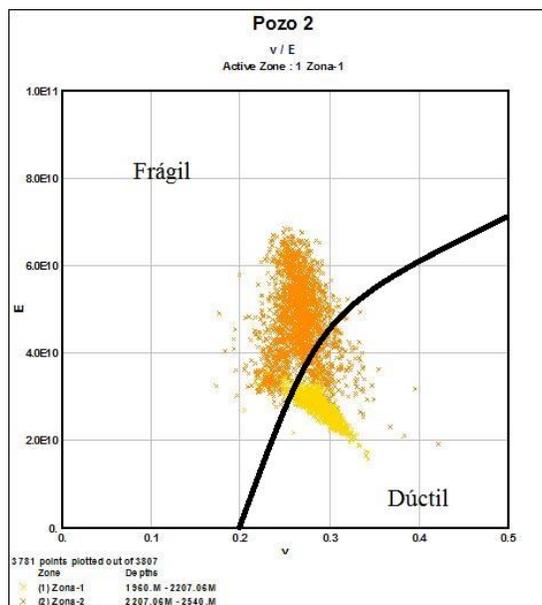


Figura 34. Crossplot ν vs E para Pozo-2.

La figura 35 muestra los *crossplots* del parámetro de Lamé Lambda (λ) vs Módulo de Young (E), mostrando las zonas frágil y dúctil con el parámetro Mu (μ).

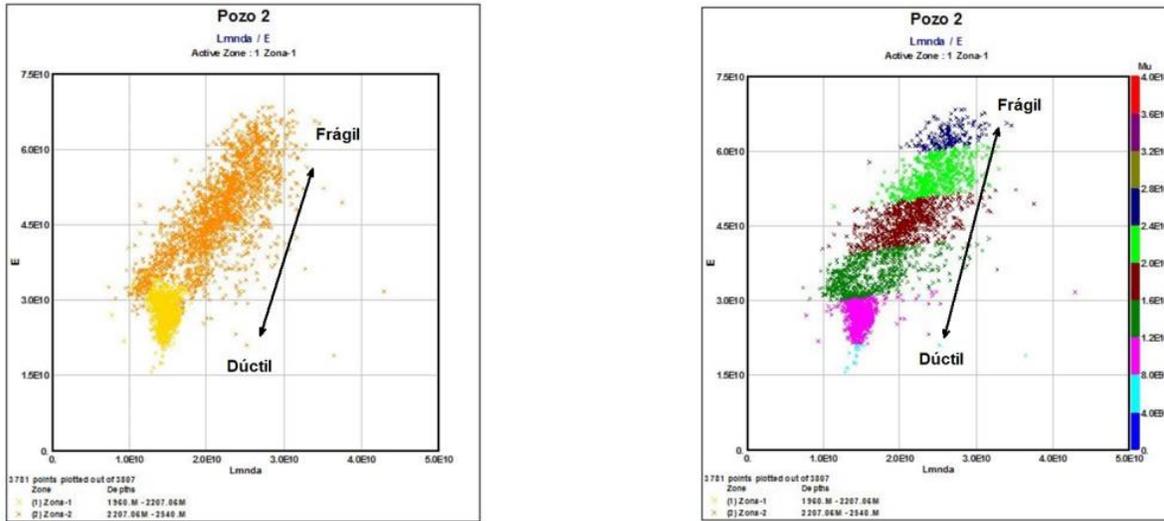


Figura 35. *Crossplots* λ vs E y μ para Pozo-2.

La figura 36 muestra el *crossplot* de los parámetros $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$, mostrando los puntos de minerales.

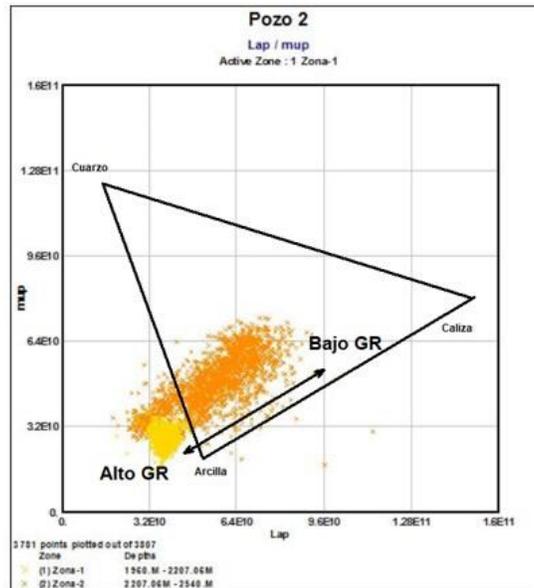


Figura 36. *Crossplot* $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$ para Pozo-2.

Particulares

En el análisis de anisotropía realizado para los casos de aplicación Pozo-1 y Pozo-2 de las lentitudes de onda S rápida y lenta, muestran una variación muy pequeña por lo tanto existe anisotropía a una escala pequeña. Tendría que hacerse el estudio a escala de detalle para determinar las direcciones de esfuerzo mínimo y máximo. Se requeriría tener curvas de inclinometría de la herramienta (azimuth, rumbo relativo y desviación).

Definir con claridad las zonas de horizontes con características litológicas similares es de suma importancia, para ajustar los modelos que interpreten con mayor definición la zona. Posteriormente, unir los resultados, empatando las curvas en el punto adecuado puede evitar problemas para los cálculos posteriores.

La mineralogía de cada pozo es particular, en el Pozo-1 el contenido de TOC generó problemas en la estimación de la fragilidad, resultando en una mejor aproximación con el índice BI_{12} a diferencia del BI_{15} que lo tomó en cuenta. Al contrario del Pozo-2 donde no mostró cambios significativos.

Los módulos elásticos en general muestran buenos resultados cualitativos y cuantitativos a excepción de los índices BI_{20} y BI_{21} , pues muestran tendencias opuestas, pero con un buen nivel de detalle. Queda a consideración del intérprete tomar en cuenta estos índices, aunque de forma personal lo recomendaría para un análisis general.

La fragilidad y la ductilidad no son comportamientos que puedan ser estudiados sólo desde una metodología, se sugiere siempre calcular al menos un índice por grupo para realizar un análisis conjunto que revele el total de particularidades. En este trabajo los mejores resultaron 1) AFI: BI_3 (Hucka y Das, 1974); 2) Esfuerzos: BI_8 (Yagiz, 2008), BI_9 (Nygard *et. al.*, 2006); 3) Contenido Mineralógico: BI_{12} (Jin *et. al.*, 2014), BI_{15} (Xu y Sonnenberg, 2016); 4) Módulos Elásticos: BI_{17} (Rickman y Mullen, 2008) , BI_{18} (Luan *et. al.*, 2014) y BI_{20} (Guo *et. al.*, 2012).

En este trabajo sólo se utilizaron curvas de registros geofísicos de pozos para hacer el estudio, sería conveniente en otro trabajo comparar los resultados con Índices de Fracturamiento obtenidos en núcleos en laboratorio.

Los métodos principales para determinar modelos para calcular Índices de Fragilidad se agrupan de acuerdo con los parámetros que necesitan en sus ecuaciones, en: 1) utilizando el ángulo de fricción interna (AFI), 2) utilizando esfuerzos, 3) utilizando porcentajes de minerales, y 4) utilizando módulos elásticos.

La obtención de propiedades como el UCS, Esfuerzo Tensional y AFI con los modelos presentados fue adecuada, aunque sería mejor obtener estos parámetros con modelos particulares para cada pozo o para cada región, es decir, que estos modelos estén calibrados con muestras específicas de las formaciones geológicas presentes.

Las mediciones de parámetros que no han sido bien estudiados como el Esfuerzo Tensional puede representar problemas, pero podría obtenerse por medio de otras propiedades con éxito.

Los índices mineralógicos no pueden ser generalizados, cada pozo posee una mineralogía particular por lo tanto un modelo general propuesto es:

$$BI = \frac{Mf}{Mt + (TOC)}$$

donde Mf sería todos los minerales frágiles incluyendo Cuarzo, Pirita, Feldespatos, Calcita, Dolomita, Micas; Mt minerales totales incluyendo minerales Arcillosos, el TOC puede considerarse o no de acuerdo con las características específicas del pozo.

Cabe mencionar que hasta la fecha no se han considerado modelos con el porcentaje de agua en el espacio poroso y podría ser un factor que también contribuya a este índice.

Los índices de los módulos elásticos son grandes discriminadores y como una primera revisión al estado mecánico, sin embargo, no están exentos de problemas sobre todo los que emplean los Parámetros de Lamé.

Analizar el estado transicional depende de diferentes factores, como la sobrecarga, temperatura y presión, esto indicará de forma más clara las formaciones objetivo y así entender su geomecánica.

Hasta la fecha de este trabajo no se ha encontrado alguna publicación que describa la influencia de la dirección de los estratos, pliegues, laminaciones o bandeamientos (rocas metamórficas) en el índice de fragilidad; pero en definitiva es un factor que contribuye a la propagación de fracturas en una orientación preferencial.

La ductilidad es el recíproco de la fragilidad (Luan *et. al.*, 2014).

Las propiedades de los módulos elásticos son fundamentales para el cálculo de la fragilidad. Una roca que presente una fragilidad considerable será más fácil de ser perforada y desarrollar fracturas.

El Módulo de Young se mostró como un buen indicador tanto de microestructuras asociadas a la geometría del poro, como de una estimación de su promedio conocido como la densidad de las fracturas (Guo, *et. al.*, 2012).

Si se tiene la *Velocidad de onda p* y *Velocidad de onda s* polarizada ortogonalmente en los planos horizontal y vertical (ondas s rápida: V_{sf} y lenta: V_{ss}), sería posible hacer análisis de anisotropía en los módulos elásticos y determinar las direcciones de esfuerzos horizontal mínimo (en dirección de propagación de V_{ss}) y horizontal máximo (en dirección de V_{sf}).

Para optimizar el fracturamiento hidráulico en los intervalos con mayor índice de fragilidad, se debe disparar la tubería en la dirección de esfuerzo horizontal máximo. Y el pozo es mas estable si está desviado en la dirección de mínimo esfuerzo.

En este trabajo se consideraron la mayoría de las metodologías actuales, sin embargo, es muy probable que en el futuro se describan nuevos parámetros petrofísicos y a partir de estos, nuevas metodologías que ayuden a entender mejor como es el comportamiento de las rocas medidas *in situ*.

- Altindag, R. (2002). The evaluation of rock brittleness concept on rotary blast hole drills. *The Journal of the South African Institute of Mining and Metallurgy*, 61-66.
- Arroyo-Carrasco, F. A. (1996). *Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos*. CDMX: Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Bai, M. (2016). Why are brittleness and fracability not equivalent in designing hydraulic fracturing in tight shale gas reservoirs. *Petroleum*, 1-19.
- Basu, A., y Mishra, D. A. (2014). A method for estimating crack-initiation stress of rock materials by porosity. *Journal Geological Society of India*, 397-405.
- Bateman, R. M. (1985). Open-hole log analysis and formation evaluation. En R. M. Bateman, *Neutron Logs* (págs. 357-370). Boston: International Human Resources Development Corporation.
- Belloti, P., y Giacca, D. (1978). AGIP deep drilling technology. Part 3. *Pressure evaluation improves drilling programs United States*, Web.
- Breckels, I. M., y Van Eekelen, H. A. (1982). Relationship between horizontal stress and depth in sedimentary basins. *Society of Petroleum Engineers of AIME*, 2191-2199.
- Chang, C., Zoback, M. D., y Khaksar, A. (2006). Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 223-237.
- Chen, J., Zhang, G., Chen, H., y Yin, X. (2014). The construction of shale rock physics effective model and prediction of rock brittleness. *SEG Annual Meeting*, 2861-2865.
- Goodway, B., Chen, T., y Downton, J. (1997). Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters λ_p , μ_p and λ/μ fluid stack from P and S inversions. *CSEG National Convention Expanded Abstracts*, 1-4.
- Goodway, B., Perez, M., Varsek, J., y Abaco, C. (2010). Seismic petrophysics and isotropic-anisotropic AVO methods for unconventional gas

exploration. *The Leading Edge / Special Section: Tight Gas Sands*, 1500-1508.

Guo, Z., Champman, M., y Li, X. (2012). Exploring the effect of fractures and microstructure on brittleness index in the Barnett Shale. *SEG Annual Meeting*, 1-5.

Hucka, V., y Das, B. (1974). Brittleness determination of rocks by different methods. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech*, 389-392.

Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., y Pollastro, R. M. (2007). Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bulletin*, 475-499.

Jin, X., Shah, S. N., Roegiers, J.C., y Zhang, B. (2015). An integrated petrophysics and geomechanics approach for fracability evaluation in shale reservoirs. *SPE Journal*, 518-526.

Jin, X., Shah, S., Truax, J., y Roegiers J.C. (2014). A practical petrophysical approach for brittleness prediction from porosity and sonic logging in shale reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Amsterdam*, 1-18.

Krygowski, D. A. (2003). *Guide to Petrophysical Interpretation*. Texas USA.

López-Aguirre, D., España-Pinto, M. E., y Nicolás-López, D. R. (2016). *Tesis de maestría: Geomecánica para formaciones siliciclásticas, mediante compresibilidades y análisis de sistemas petroleros*. Ciudad de México, Ciudad Universitaria: Programa de maestría y doctorado en Ingeniería, Maestría en Ingeniería en Exploración y Explotación de Recursos Naturales Perforación.

Luan, X., Di, B., Wei, J., Li, X., Qian, K., Xie, J., y Ding, P. (2014). Laboratory measurements of brittleness anisotropy in synthetic shale with different cementation. *SEG Denver 2014 Annual Meeting*, 3005-3009.

Mandl, G. (2000). *Faulting in brittle rocks an introduction to the mechanics of tectonic faults*. Austria: Springer.

- Nygård, R., Gutierrez, M., Bratli, R. K., y Høeg, K. (2006). Brittle-ductil transition, shear failure and leakage in shales and mudrocks. *Marine and Petroleum Geology*, 201-212.
- Paterson, M., y Wong, T.F. (2005). Brittle-ductile transition. En M. Paterson, & T.-F. Wong, *Experimental rock deformation - the brittle field* (págs. 232-235). Springer Science & Business Media.
- Pérez-Alltamar, R., y Marfurt, K. (2013). Brittleness estimation from seismic measurements in unconventional reservoirs: Application to the Barnett Shale. *SEG Houston Annual Meeting*, 2258-2263.
- Pérez-Altamar, R. (14 de Mayo de 2020). *ACE Internacional* . Obtenido de WEBINAR Estimación de la fracturabilidad a través de inversión sísmica en yacimientos no convencionales: https://fd76e2bf-bb5f-475c-830f-4710c1216125.usrfiles.com/ugd/fd76e2_21b9e3ea25e046bcbe136ee42b47d155.pdf
- Perez-Altamar, R., y Marfurt, K. (2014). Mineralogy-based brittleness prediction from surface seismic data: Application to the Barnett Shale. *Interpretation*, 255-271.
- Perras, M. A., y Diederichs, M. S. (2014). A review of the tensile strength of rock: concepts and Tetsting. *Geotechnical and Geological Engineering*, 525-546.
- Ren, J., Han, D.H., y Wang, Y. (2018). Analysis of key mechanical parameters and their relations with brittleness in triaxil failure test. *SEG International Exposition and 88th Annual Metting*, 3618-3622.
- Rickman, R., y Mullen, M. (2008). A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale. *Annual Technical Conference and Exhibition Denver SPE*, 1-11.
- Santillán-Ladrón de Guevara, A., y Arellano-Gil, J. (2013). *Métodos de predicción del modelo geomecánico aplicado a la perforación de pozos, caso de estudio para campos del litoral de Tabasco*. CDMX: Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, UNAM.
- Schlumberger. (2006). *ECS Elementary Capture Sprecetroscopy Sonde*. EEUU: Schlumberger.

- Sun, S., Sun, Y., Sun, C., Liu, Z., y Dong, N. (2013). Methods of calculating total organic carbon from well logs and its application on rock's properties analysis. *GeoConvention: Integration* , 1-7.
- Sun, S., Wang, K., Yang, P., Li, X., Sun, J., Liu, B., y Jin, K. (2013). Integrated prediction of shale oil reservoir using pre-stack algorithms for brittleness and fracture detection. *International Petroleum Technology Conference*, 1-8.
- Trejo-Ortiz, M. D. (2009). *Aplicación de la geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo de la Región Sur*. CDMX: Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería UNAM.
- Wallis, F. (2004). A new method to help identify unconventional targets for exploration and development through integrative analysis of clastic rock property fields. *Houston Geological Society Bulletin*, 35-49.
- Wang, F. P., y Gale, J. F. (2009). Screening criteria for shale-gas systems. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 779-793.
- Xu, J., y Sonnenberg, S. (2016). Brittleness and rock strength of the Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota. *Unconventional Resources Technology Conference*, 2237-2254.
- Yagiz, S. (2008). Assessment of brittleness using rock strength and density with punch penetration test. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 66-74.
- Zhang, D., Ranjith, P., y Perera, M. (2016). The brittleness indices used in rock mechanics and their application in shale hydraulic fracturing: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 158-170.
- Zhao, J., Feng, X.T., Zhang, X.W., Zhang, Y., Zhou, Y.Y., y Yang, C.X. (2017). Brittle-ductile transition and failure mechanism of Jinping marble under true triaxial compression. *Engineering Geology*, 160-170.