



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA
EN EXPLORACION Y EXPLOTACION DE RECURSOS NATURALES –
PERFORACION

CARACTERIZACIÓN DEL ESFUERZO HORIZONTAL MENOR UTILIZANDO UN
MODELO VTI, ESTUDIO DE POZOS EN LA FORMACION PIMIENTA

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

VERONICA ACEVEDO ALVAREZ

TUTOR: MTRO. DAVID VELAZQUEZ CRUZ
POSGRADO EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES

CIUDAD DE MÉXICO, ABRIL 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

CONTENIDO

CONTENIDO	v
LISTA DE FIGURAS	v
LISTA DE TABLAS	x
NOMENCLATURA.....	xi
Resumen	xiii
Introducción	xv
CAPÍTULO I: GAS DE LUTITA (SHALE GAS).....	16
1.1 Hidrocarburos no convencionales	16
1.1.2. Arenas bituminosas.....	20
1.1.3. El gas grisú (coal bed methane).....	21
1.1.4. Aceite en arenas compactas (thigt oil).....	24
1.1.5. Hidratos de gas (gas hydrate)	24
1.2. Localización de las cuencas de yacimientos de gas y aceite en lutitas	26
1.3. Principales cuencas de aceite y gas en lutitas de México	28
1.3.1 Exploración de Aceite en Lutitas (Oil Shale).....	29

CAPÍTULO II: MODELOS PARA EL CÁLCULO DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO	34
2.1 Modelado Constitutivo.....	34
2.1.1 Roca Ortotrópica	39
2.1.2 Roca transversalmente isotrópica.....	41
2.1.3 Roca Isotrópica	44
2.2 Modelos más utilizados en la industria para el esfuerzo horizontal mínimo	46
2.2.1 Modelo para obtener los esfuerzos horizontales partiendo de la ley de Hooke.....	46
2.2.1.1 Material ortotrópico.....	46
2.2.1.2 Material transversalmente isotrópico	48
2.2.1.3 Material isotrópico	50
2.2.2 Modelos para obtener el esfuerzo horizontal mínimo	52
2.2.2.1 Hubbert y Willis	52
2.2.2.2 Matthews y Kelly	53
2.2.2.3 Ben Eaton	53
2.2.2.3 Breckels y van Eekelen	54
2.2.2.5 Holbrook.....	55
2.2.3 Modelos para obtener el esfuerzo horizontal máximo.....	55

Contenido

CAPITULO III: APLICACIÓN DE LOS MODELOS	57
3.1 Esfuerzo de sobrecarga (OBG)	57
3.2 Cálculo de la presión de poro	58
3.3 Propiedades Elásticas	60
3.3.1 Parámetros elásticos Isotrópicos	60
3.3.2 Parámetros elásticos, (VTI)	61
3.4 Esfuerzo horizontal máximo y mínimo	62
3.4.1 Isotrópicos	62
3.4.2 Transversalmente isotrópico (VTI)	63
3.5 Caso de aplicación	63
BATIAL	64
CEFIRO	68
MOSQUETE	73
CAPITULO IV: DEFORMACIONES HORIZONTALES	78
4.1 Modelo de Anderson	78
4.2 Determinación de las deformaciones horizontales	80

4.2.1 Isotrópico.....	80
4.2.2 Transversalmente isotrópico, VTI	80
4.3 Caso de aplicación.....	81
BATIAL	82
Fractura con EH=0	83
Fractura con EH=1	83
Fractura con EH=1.1	84
Fractura con EH=1.2	85
Fractura con EH=1.3	86
Fractura con EH=1.4	87
Fractura con EH=1.5	88
CEFIRO	90
Fractura con EH=0	91
Fractura con EH=1	92
Fractura con EH=1.1	93
Fractura con EH=1.2	94
Fractura con EH=1.3	95

Contenido

Fractura con EH=1.4	96
Fractura con EH=1.5	97
MOSQUETE	99
Fractura con EH=0	100
Fractura con EH=1	100
Fractura con EH=1.1	101
Fractura con EH=1.2	102
Fractura con EH=1.3	103
Fractura con EH=1.4	104
Fractura con EH=1.5	105
CONCLUSIONES	107
BIBLIOGRAFIA.....	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. 1 Triángulo de los recursos

Figura 1. 2 Comparación entre los yacimientos convencionales y los yacimientos no convencionales

Figura 1. 3 Arena bituminosa

Figura 1. 4 Formas de extraer la Arena bituminosa

Figura 1. 5 Gas grisú

Figura 1. 6 Fracturamiento hidráulico en estratos de carbón

Figura 1. 7 Hidrato de metano

Figura 1.8. Cuencas de gas y aceite en lutitas en el mundo

Figura 1.8. Cuencas Perspectiva regional de plays de aceite y gas en lutitas

Figura 2.1 Material Ortotrópico

Figura 2.2 Coeficientes que se pueden obtener del registro sísmico dipolar

Figura 2.3a Isotropía transversal vertical

Figura 2.3b Isotropía transversal horizontal

Lista de figuras

Figura 2.4 Material isotrópico

Figura 3.1 Líneas de tendencia normal sobre un registro de resistividad.

Figura 3.2 Presión de Poro del pozo Batial 1

Figura 3. 3 Modulo de Young isotrópico línea roja, Modulo de Young VTI línea verde, Batial 1

Figura 3. 4 Relación de Poisson isotrópico línea roja, Relación de Poisson VTI línea verde, Batial 1

Figura 3. 5 Esfuerzo Horizontal Mínimo isotrópico, Eaton, línea roja, Esfuerzo Horizontal Mínimo VTI , línea negra, Batial 1

Figura 3. 6 Presión de Poro del pozo Céfiro 1

Figura 3.7 Modulo de Young isotrópico línea roja, Modulo de Young VTI línea verde, Céfiro 1

Figura 3. 8 Relación de Poisson isotrópico línea roja, Relación de Poisson VTI línea verde, Céfiro 1

Figura 3. 9 Esfuerzo Horizontal Mínimo isotrópico, Eaton, línea roja, Esfuerzo Horizontal Mínimo VTI ,Annie línea negra, Céfiro 1

Figura 3. 10 Presión de Poro del pozo Mosquete 1

Figura 3. 11 Modulo de Young isotrópico línea roja, Modulo de Young VTI línea verde, Mosquete 1

Figura 3. 12 Relación de Poisson isotrópico línea roja, Relación de Poisson VTI línea verde, Mosquete 1

Figura 3. 13 Esfuerzo Horizontal Mínimo isotrópico, Eaton, línea roja, Esfuerzo Horizontal Mínimo VTI ,Annie línea negra, Mosquete 1

Figura 4.1 Clasificación dinámica Andersoniana de las fallas

Figura 4. 2 Gráfica de la deformación horizontal máxima vs profundidad, Batial 1

Figura 4. 3 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 0$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

Figura 4. 4 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

Figura 4. 5 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.1 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

Figura 4. 6 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.2 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

Figura 4. 7 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.3 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

Figura 4. 8 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.4 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

Figura 4. 9 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.5 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

Figura 4.10 Gráfica de la deformación horizontal máxima vs profundidad, Céfiro 1

Figura 4. 11 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 0$ y gráfica del σ_h , del pozo Céfiro 1

Figura 4. 12 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Céfiro 1

Lista de figuras

Figura 4.13 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.1 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Céfiro 1

Figura 4. 14 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.2 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Céfiro 1

Figura 4. 15 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.3 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Céfiro 1

Figura 4. 16 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.4 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Céfiro 1

Figura 4. 17 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.5 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Céfiro 1

Figura 4.18 Gráfica de la deformación horizontal máxima vs profundidad, Mosquete 1

Figura 4. 19 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 0$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

Figura 4. 20 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

Figura 4. 21 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.1\varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

Figura 4. 22 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.2\varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

Figura 4. 23 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.3\varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

Figura 4. 24 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.4\varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

Figura 4. 22 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.5\varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. 1 Primeros 10 países en recursos de gas y aceite en lutitas técnicamente recuperables

Tabla 1.2. Pozos exploratorios de aceite y gas en lutitas terminados

Tabla 3. 1 Columna Geológica del Pozo Batial 1

Tabla 3. 2 Columna geológica del pozo Céfiro

Tabla 3. 3 Columna geológica del pozo Mosquete

Tabla 4. 1 Geometrías de las fracturas al variar la deformación máxima horizontal de 0 hasta 1.5, Batial

Tabla 4. 2 Geometrías de las fracturas al variar la deformación máxima horizontal de 0 hasta 1.5, Céfiro

Tabla 4.3 Geometrías de las fracturas al variar la deformación máxima horizontal de 0 hasta 1.5, Mosquete

NOMENCLATURA

S_v = sobre carga o esfuerzo principal vertical.

S_{hmin} = esfuerzo horizontal mínimo

S_{Hmax} = esfuerzo horizontal máximo

P_p = Presión de poro

E = Módulo de Young

ν = Relación de Poisson

UCS = Resistencia a la compresión sin confinar

S_1, S_2, S_3 = Esfuerzos principales TOTALES: mayor, intermedio, y menor

$\sigma'_1, \sigma'_2, \sigma'_3$ = Esfuerzos efectivos (los aplicados a la matriz mineral de a roca).

ϕ = Ángulo de fricción

G = Módulo de Corte

K = Módulo Volumétrico

Nomenclatura

α = Coeficiente de Biot

C_b, C_s = Compresibilidades

T_0 = Resistencia a la Tensión

KIC= Resistencia al fracturamiento

ϕ = Angulo de Fricción interna

C_0 = Cohesión

ε_H =deformación horizontal máxima

ε_h =deformación horizontal mínima

Resumen

Este trabajo surge debido a los problemas que ocasiona actualmente en la industria petrolera el usar modelos donde se considera a la roca isotrópica, según Franquet (2012) en los pozos no convencionales se presenta una anisotropía vertical.

La parte de la terminación de pozos es fundamental tener bien calculados los módulos elásticos debido a que si no se hace correctamente no se puede realizar un diseño óptimo en un fracturamiento hidráulico donde se requiere conocer el esfuerzo horizontal mínimo y para ello necesitamos los módulos elásticos. Esta etapa de terminación se ha convertido en crítica para los yacimientos en *shale*, debido a que para fluir requieren de fracturas hidráulicas; las cuales no se llevan a cabo de manera tradicional por lo que los costos aumentan significativamente.

En los yacimientos no convencionales, los modelos de esfuerzos que no consideran la roca isotrópica representan mejor las condiciones de los perfiles de esfuerzos *in situ*; en comparación con los modelos que consideran al yacimiento isotrópico. El diseño de la terminación se basa en considerar el modelo petrofísico y el perfil de esfuerzos, los cuales cuantifican si la fractura se contiene en la formación, la influencia de los disparos y las etapas. Esto puede ayudar a dar una estimulación que cubra los intervalos específicos del *shale*.

En este trabajo se presenta qué características tiene una roca isotrópica, transversalmente isotrópica y una roca anisotrópica, así como su matriz de esfuerzos.

Se propone comparar las propiedades elásticas considerando un modelo isotrópico y un modelo transversalmente isotrópico para comparar la diferencia en los resultados en el esfuerzo horizontal mínimo.

Resumen

Ya que se obtuvo el esfuerzo horizontal mínimo con los dos modelos (isotrópico y transversalmente isotrópico) se procede a estimar las deformaciones horizontales máximas a partir de los ISIP obtenidos de las fracturas de los pozos.

Se evalúa las diferencias que se presentan por los dos métodos antes mencionados junto con la deformación horizontal máxima. Esto con el fin de poder determinar si es conveniente cambiar el modelo isotrópico que es el que se utiliza actualmente para el cálculo de las propiedades elásticas o se debe de utilizar un modelo verticalmente isotrópico.

Con la información de tres pozos no convencionales se van a aplicar estos modelos, para poder determinar si es que existiera una variación en los resultados de los perfiles de esfuerzo, se compararán con las geometrías de las fracturas (longitud creada, longitud apuntalada y altura) para el caso isotrópico, transversalmente isotrópico y al considerar la deformación horizontal máxima. Para la deformación se va a variar de 1 hasta 1.5 en incrementos de 0.1. Las fracturas se van a realizar considerando un pozo vertical y con el diseño de fracturas que se realizó para una etapa.

Introducción

En México no se han logrado las altas producciones en *shale* como en otros países, tal es el caso del *play* Pimienta en la zona norte del País. Existen varios elementos que pueden explicar estos resultados, la calidad del yacimiento, la petrofísica, las propiedades elásticas el diseño del pozo, diseño de la terminación, el diseño de la fractura hidráulica.

En este trabajo se enfoca en obtener el esfuerzo mínimo horizontal con un modelo isotrópico y un modelo transversalmente isotrópico en 3 pozos de la formación Pimienta; debido a que estos parámetros son la base o los datos de entrada para poder caracterizar adecuadamente los yacimientos, por ejemplo para poder realizar un óptimo diseño de las fracturas hidráulicas deben de tenerse la mayor certidumbre los perfiles de esfuerzo.

La hipótesis que se sí existe una diferencia importante en la geometría de la fractura al considerar un modelo isotrópico con uno transversalmente isotrópico.

El objetivo general de este trabajo fue comprobar en tres pozos que las propiedades físicas, el esfuerzo mínimo y la deformación horizontal máxima del *play* Pimienta presentan una variación significativa en las geometrías de las fracturas al determinarlas por medio de un modelo transversalmente isotrópico y con un modelo isotrópico, este último es la manera en que actualmente se utiliza.

CAPÍTULO I: GAS DE LUTITA (SHALE GAS)

1.1 Hidrocarburos no convencionales

Un yacimiento convencional es aquel que cuenta con todo los elementos del llamado sistema petrolero conformado por:

- Roca generadora: rocas que dieron origen al hidrocarburo.
- Roca almacén: rocas que pueden almacenar el hidrocarburo.
- Trampa: secuencia que puede entrapar al hidrocarburo, rutas de migración efectiva.
- Roca sello: rocas que impida su movilidad hacia estratos superiores.
- Sincronía.

En un yacimiento convencional el hidrocarburo se genera en la roca madre migra hacia el yacimiento y se queda contenido ahí debido a que existe una roca trampa.

En el yacimiento no convencional la roca generadora es demasiado compacta para dejar fluir los hidrocarburos por lo que la roca generadora funciona también como yacimiento y al mismo tiempo como roca sello.

Definido lo anterior, el hidrocarburo no convencional es aquel que se puede extraer de depósitos que tienen solamente uno o dos de los factores que componen el sistema

petrolero y se caracterizan por tener un elevado costo de extracción debido a la tecnología que se utiliza. En este trabajo nos enfocaremos a éstos últimos

Los yacimientos no convencionales tienen tres características comunes: contenido energético bajo con respecto al volumen de la roca, dispersión de yacimientos en áreas muy extensas y permeabilidad muy baja. El volumen extraído por pozo es muy inferior al de yacimientos convencionales. Estos yacimientos requieren de tecnología especializada para su extracción, lo que los vuelve más costoso. Las principales diferencias que existen entre los yacimientos convencionales y no convencionales son:

- La trampa, el yacimiento y la roca generadora.

La figura 1.1 muestra el Triángulo de los Recursos, publicado en 1970 por Masters y Grey en 1970. El concepto de este triángulo sugiere que todos los recursos naturales se encuentran depositados en la naturaleza. Para el caso del petróleo y el gas, los yacimientos de alta permeabilidad son de pequeño tamaño y una vez descubiertos son fáciles de desarrollar. Para el caso de los yacimientos de baja permeabilidad o alta viscosidad, los volúmenes de hidrocarburos in-situ son enormes; siendo difícil el desarrollo de la tecnología para explotar económicamente estos yacimientos.

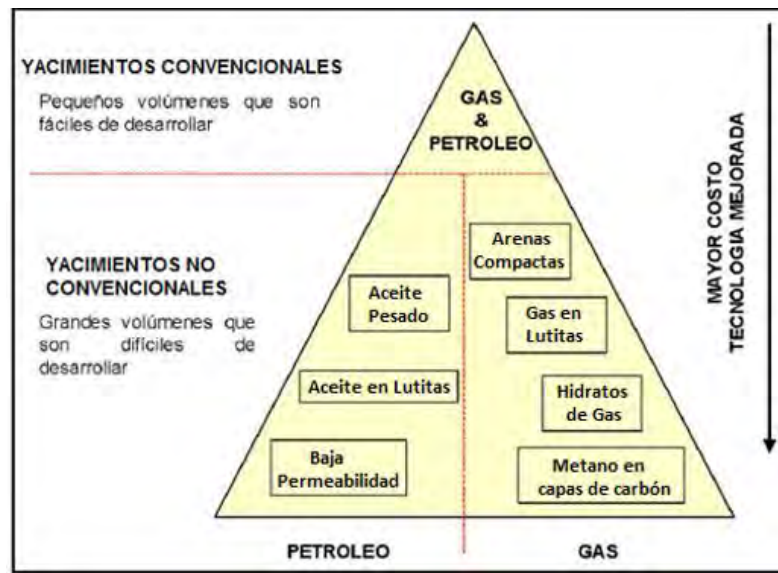


Figura 1. 2 Triángulo de los recursos (Master y Grey, 1970).

En la figura 1.2 se ejemplifica la diferencia entre yacimientos convencionales y los yacimientos no convencionales. En la figura se puede apreciar que una de las diferencias es la profundidad a la que se encuentran los hidrocarburos no convencionales, la cual es mayor que para los yacimientos convencionales.

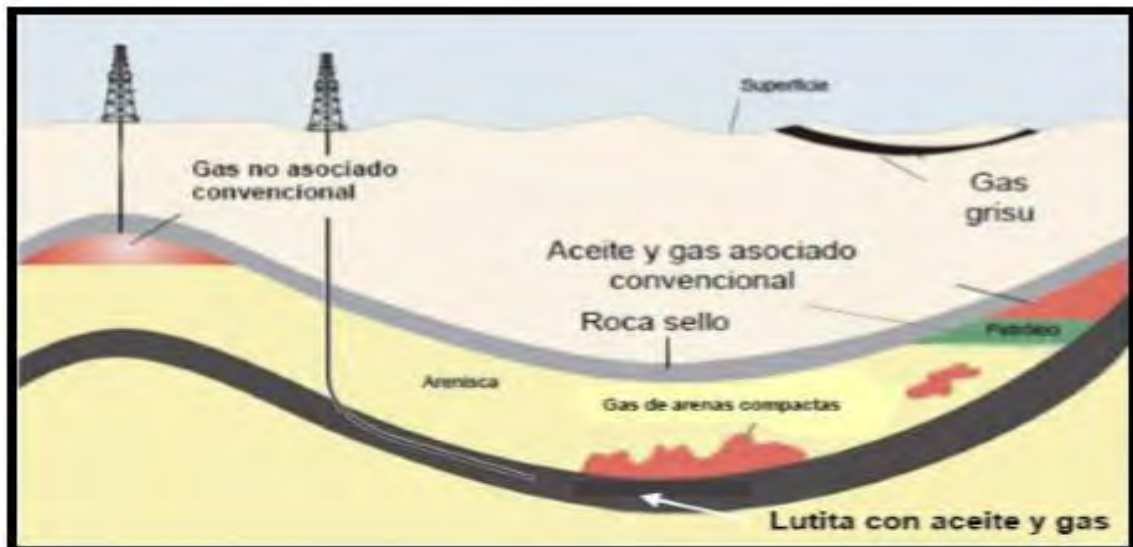


Figura 1. 2 Comparación entre los yacimientos convencionales y los yacimientos no convencionales (PEMEX, 2008).

Capítulo I

Una definición geológica de *shale* es cualquier "roca indurada (consolidada) laminada con materiales mayor al 67% de arcilla" (Jackson, 1997). Aproximadamente el 50% de todas las rocas sedimentarias se clasifican como *shale*. Los *shale* son depositados en ambientes sedimentarios de bajo consumo, donde las partículas de arcilla de grano fino se caen de la suspensión. Laminaciones (<1 mm), son una característica importante de los *shale*. Estas láminas, que son debido a la orientación paralela preferida de los minerales de arcilla, se desarrollan durante la compactación y con frecuencia hacen que la roca sea fisible, es decir, se divide fácilmente lo largo de planos estrechamente espaciados (Pettijohn, 1975).

Los poros de las lutitas son tan pequeños que se miden en nanómetros (nm), una milmillonésima de un metro. El tamaño medio de un poro de lutita es de 3 nm, aunque algunos llegan a medir más de 100 nm. Las cadenas de átomos de carbono ("cíclicos" en forma de lazo o anillo) forman hidrocarburos que se transportan a través de sedimentos finos con permeabilidad de 10^{-3} a 10^{-11} milidarcies¹. Los compuestos moleculares más pequeños pueden migrar a más de 6000 m de profundidad en lutitas con porosidad del 10% o menos.

1 Un 1 darcy = $9,869233 \times 10^{-13}$ m². El darcy (D) es una unidad que se usa para medir la permeabilidad, y de manera más común el milidarcy (mD). La permeabilidad de areniscas y lutitas arroja valores de 9.0×10^{-19} m² a 2.4×10^{-12} m² para el agua y entre 1.7×10^{-17} m² y 2.6×10^{-12} m² para el gas nitrógeno.

1.1.2. Arenas bituminosas

Es una arena mezclada con líquidos orgánicos altamente viscosos, de color negro, pegajoso, se presenta en estado sólido o semi-sólido (figura 1.3). El aceite se puede obtener por medio de pozos o minas a cielo abierto. (figura 1.4). Contienen aproximadamente un 83% de arena suelta o arenisca, un 10% de bitumen, un 3% de arcilla y un 4% de agua. Están saturadas de un petróleo denso y viscoso conocido como bitumen o alquitrán, que no fluye a menos que sea calentado o diluido con hidrocarburos más ligeros. Por su gravedad inferior a 10°API se cataloga como petróleo en fase semisólida o sólida.



Figura 1. 3 Arena bituminosa (Alboudwarej et al. 2006).

Las arenas bituminosas yacen a unos 75 metros de profundidad, por lo que se extraen con los métodos de la minería superficial y son extraídas con grandes palas mecánicas. Después de la extracción, el aceite se transporta a plantas de tratamiento para destilarse en hidrocarburos más ligeros, donde se recupera hasta el 90%.

En su extracción se usa agua caliente y productos químicos. La pirólisis (calentamiento en ausencia de oxígeno) es el proceso más utilizado en la obtención de hidrocarburos a partir de bitumen. La pirólisis consta de dos procesos: la rotura de los enlaces de kerógeno para formar bitumen y la degradación del bitumen para formar productos

líquidos, gases y un residuo carbonoso (coque). La destilación se hace aumentando la proporción de hidrógeno con respecto al carbón. La pirólisis para producir crudo empieza a ser efectiva a presión atmosférica y temperaturas superiores a los 400°C. Bajo condiciones ideales, la mayor parte del kerógeno se convierte en crudo.

La producción de un barril de crudo requiere separar el aceite de al menos dos toneladas de arena. Los problemas más importantes son el manejo de gran cantidad de sólidos, el tamaño de partícula al que las rocas deben ser fraccionadas, el transporte, el calor y la selección del método para establecer la fuente térmica adecuada al proceso. La manera de extraerlo en pozos petroleros es por inyección de vapor in situ.

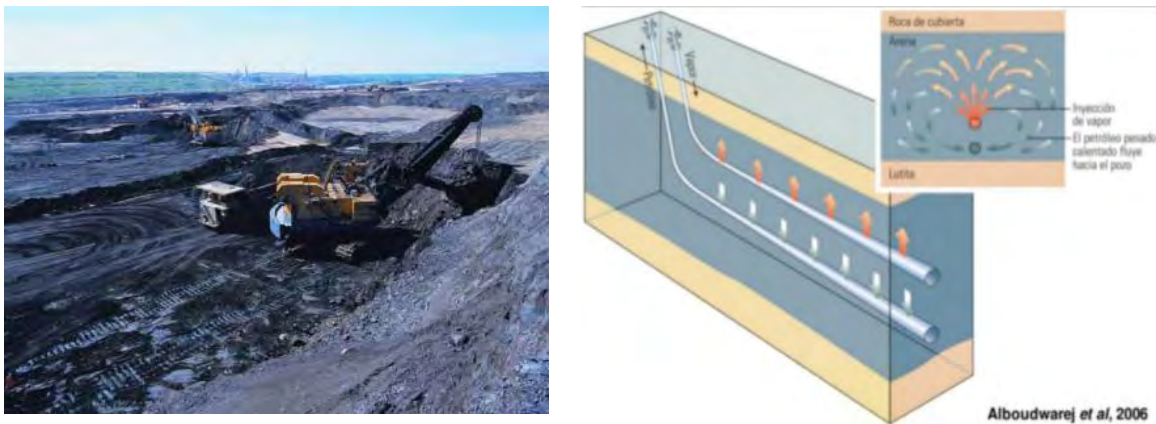


Figura 1. 4 Formas de extraer la Arena bituminosa (Alboudwarej et al. 2006).

1.1.3. El gas grisú (coal bed methane)

El término gas grisú es utilizado en México para referirse al gas asociado a yacimientos de carbón (figura 1.5). El gas grisú es el gas que se libera produc ería de yacimientos de carbón y el gas contenido en un estrato sin explotar.



Figura 1. 5 Gas grisú (Aminian et al. 2004).

El gas grisú está compuesto principalmente por gas metano. El gas metano es un gas incoloro e inoloro, su temperatura de fusión es de -183°C y su punto de ebullición de 164°C . Con un poder calorífico aproximado de 1030 btu/pe^3 @condiciones estándar. Es un poderoso combustible que en la década pasada ocupó la quinta parte de la energía producida. El gas grisú es el gas metano almacenado en la estructura del carbón. Las minas de carbón contienen volúmenes importantes de gas. En las minas de carbón por razones de seguridad, ambientales y económicas han orillado a crear nuevas técnicas para capturarlo y extraerlo.

El gas grisú se encuentra en yacimientos que no siempre son rentables, ya que pueden estar a grandes profundidades o carecer de la calidad deseada. Los yacimientos de carbón tienen baja permeabilidad, la cual disminuye con la profundidad. Por lo tanto, se hace necesario el fracturamiento hidráulico para poder extraerlo (figura 1.6).

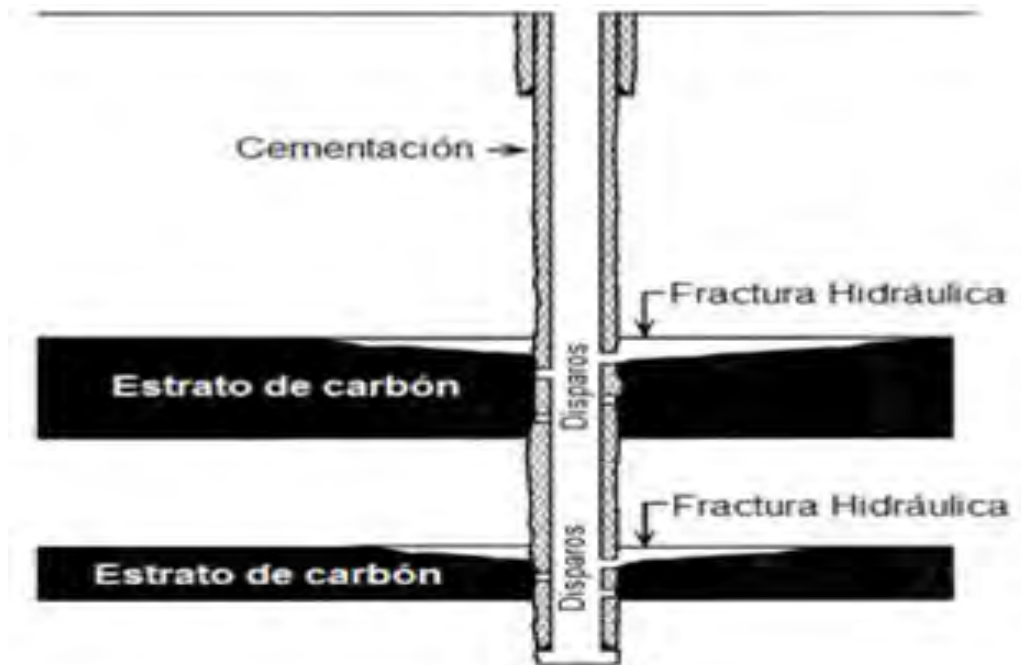


Figura 1. 6 Fracturamiento hidráulico en estratos de carbón (Aminian et al. 2004).

La adsorción es el mecanismo mediante el cual los gases hidrocarburos son almacenados en los yacimientos carboníferos este mecanismo difiere con el de almacenamiento en los yacimientos convencionales. En vez de ocupar espacios vacíos como gas libre entre los espacios granulares de arena, el metano se adhiere a la superficie sólida del carbón mediante la adsorción en los microporos. El área superficial excesivamente grande dentro de los microporos y su proximidad con las moléculas de metano en las superficies internas permiten volúmenes grandes de gas almacenados en el carbón. Aunque existe gas libre en las fracturas naturales del carbón y un poco de metano disuelto en el agua congénita, el volumen neto de metano se encuentra en los microporos. El mecanismo de adsorción crea la paradoja de tener almacenamientos altos de gas en yacimientos con porosidades menores a 2.5%. Un buen pozo productor de gas grisú, tiene un gasto promedio de dos o tres veces más gas que un yacimiento de areniscas con el mismo volumen, con 25% de porosidad y 30% de agua saturada

(Kuuskraa y Brandenburg, 1989). Los gases son liberados del carbón conforme se presenta una reducción en la presión de la roca matriz, dicha reducción se debe a la disminución constante de agua.

1.1.4. Aceite en arenas compactas (thigt oil)

Es un hidrocarburo ligero que se encuentra en *plays* con formaciones de baja porosidad. Con frecuencia el kerógeno yace en una mezcla de capas maduras de aceite y estructuras de rocas generadoras de baja permeabilidad. Extraerlo requiere de fracturamiento hidráulico para poder producirlo.

1.1.5. Hidratos de gas (gas hydrate)

Los hidratos de gas son un grupo especial de sustancias químicas cristalinas que ocurren naturalmente, conformadas de agua y gases de poco peso molecular, llamados compuestos de inclusión, que tienen una estructura de jaula y que incluyen moléculas de gas metano.

La molécula huésped en la estructura clathratica es agua, en forma de hielo y la inclusión son el metano y otros gases. Son sustancias sólidas que se asemejan al hielo, sin embargo, se pueden formar a temperaturas sobre el punto de congelación del agua (figura 1.7). Generalmente todos los gases (excepto el hidrógeno, helio y neón) forman hidratos, sin embargo, los más conocidos y abundantes en la naturaleza son los hidratos de metano.

Existen dos formas cristalográficas de hidratos de gas que se distinguen según el tamaño de los huecos en la estructura clathratica, (Collett y Kuuskraa.1998). Una de estas estructuras de hidratos, designada I, contiene 46 moléculas de agua y un máximo de 8 moléculas de metano. La segunda, designada II, contiene 136 moléculas de agua por celda y hasta 8 moléculas de metano. Se pueden formar hasta temperaturas sobre 0°C en determinadas condiciones de presión del gas.

Con la estructura I, en teoría, si se considera un factor de expansión apropiado de los hidratos, 1 m³ de hidratos de metano, en condiciones del depósito, puede contener hasta 164 m³ de gas metano en condiciones estándar de presión y temperatura a nivel del mar. Es debido a esto que los hidratos de gas en un yacimiento situado a más de 0.5 km bajo la superficie marina, contienen más metano por unidad de volumen que el contenido como gas libre en el mismo espacio. Este hecho explica el enorme interés en los hidratos de gas como potencial de futura fuente de recursos energéticos, cuya desestabilización se asocia a riesgos geológicos submarinos en el margen continental y puede constituir un factor importante en los cambios climáticos globales (Henriet y Mienert .1998).



Figura 1. 7 Hidrato de metano (Collett y Kuuskraa. 1998)

Los hidratos comenzaron a ser un problema en la industria del petróleo en la década de 1930 cuando fueron observados que se formaban en los gasoductos y líneas de gas natural bloqueando el flujo libre del gas.

Los hidratos de gas existen alrededor del mundo en numerosos ambientes, desde el Ártico hasta la Antártica. En tierra, en las regiones con "permafrost" (regiones en donde la temperatura bajo el punto de congelación permanentemente) de Alaska, el Norte de

Canadá y Siberia, se encuentran ampliamente distribuidos en el margen continental externo, en sedimentos del fondo y subsuelo marino del talud y elevación continental. Los hidratos de metano son los más comunes, pero pueden incluir etano y otros gases.

Es posible que el volumen de gas en los yacimientos de hidratos de gas exceda el volumen de las reservas convencionales conocidas de gas, sin embargo, aún existen dudas en los estudios del potencial de producción o de factibilidad económica de la extracción de metano.

1.2. Localización de las cuencas de yacimientos de gas y aceite en lutitas

En todo el mundo y sobre todo en E.U. se ha tomado gran importancia a la evaluación de los yacimientos de gas y aceite en lutitas. En la figura 1.8 se se muestran las cuencas existentes de gas y aceite en lutitas según la Energy Information Administration (EIA,2013).

Dentro de los análisis realizados por la EIA se enlista a los primeros diez países con mayores reservas en yacimientos de gas lutita en el mundo (tabla 1.1).

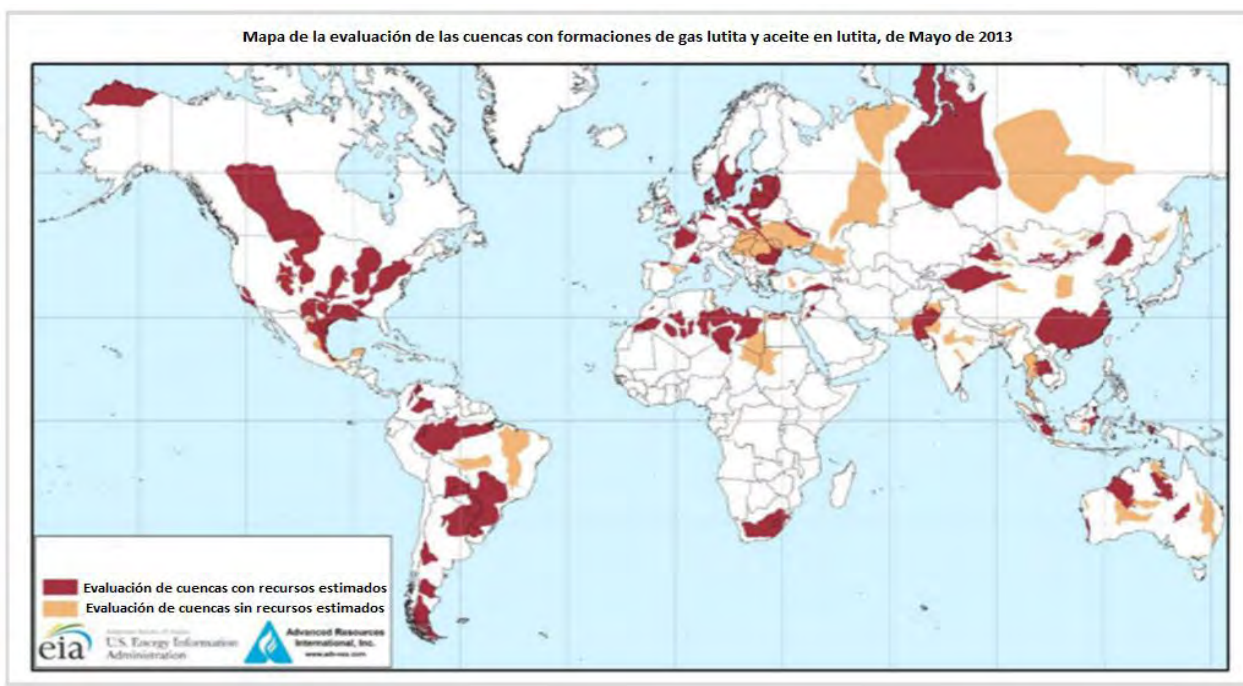


Figura 1.8. Cuencas de gas y aceite en lutitas en el mundo (EIA. 2013)

En México se han venido estudiando estas reservas, por un lado, se encuentra las cifras de la EIA en donde se ubica a México en la posición número seis con una cantidad de gas técnicamente recuperable de 545 billones de pies cúbicos (bpc); (tabla 1), mientras que de aceite se reportan 13.1 billones de barriles. Por otro lado PEMEX ha evaluado la cantidad de recurso en lutita en nuestro país en 60.2 billones de barriles de crudo equivalente que comprende: 31.9 billones de barriles de aceite, 36.8 bcf de gas natural húmedo, y 104.1 bcf de gas natural seco (Steve y Moodhe. 2015). La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) proporciona también cifras de recursos prospectivos, como se muestra en la tabla 1.2.

Tabla 1. 2 Primeros 10 países en recursos de gas y aceite en lutitas técnicamente recuperables (EIA. 2011)

Rango	País	Gas en lutitas (bpc)	Rango	País	Aceite en lutitas (miles de millones de barriles)
1	China	1115	1	Rusia	75
2	Argentina	802	2	Estados Unidos	58
3	Argelia	707	3	China	32
4	Estados Unidos	665	4	Argentina	27
5	Canadá	573	5	Libia	26
6	México	545	6	Australia	18
7	Australia	437	7	Venezuela	13
8	Sudáfrica	390	8	México	13
9	Rusia	285	9	Pakistán	9
10	Brasil	245	10	Canadá	9
	Total	7299		Total	345

1.3. Principales cuencas de aceite y gas en lutitas de México

Diversos estudios, geológicos, geofísicos y petroleros estiman que México cuenta con recursos de aceite en lutitas de gran magnitud, situándolo en el sexto lugar a nivel mundial, por lo que su desarrollo oportuno podría generar beneficios, tanto de abasto energético como de palanca de desarrollo.

PEMEX inició los trabajos exploratorios de aceite y gas en lutitas a principios del año 2010. En abril de 2011 la Energy Information Administration (EIA) publicó una evaluación a nivel mundial, estimando un recurso técnicamente recuperable para las cuencas de México. El conocimiento de más de 70 años de exploración, permitió a PEP identificar las siguientes provincias geológicas como precursoras de aceite y gas de lutitas:

- Burro-Picachos-Sabinas
- Burgos
- Tampico-Misantla
- Veracruz
- Chihuahua

En 2012, Pemex actualizó sus estimaciones para la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos-Burgos y Tampico-Misantla, en donde los resultados arrojaron que la proporción de aceite en lutitas es más de la mitad de los recursos totales.

El desarrollo de los campos de gas en lutitas y aceite en lutitas (shale gas y shale oil) requiere de una inversión estimada en exploración, producción y desarrollo según la Secretaría de Energía de 10 mil millones de dólares.

El desarrollo de este recurso significa para el país una oportunidad única de incrementar la producción futura de aceite en el largo plazo, así como para denotar beneficios en términos de inversiones, empleo, recaudación y desarrollo económico regional.

1.3.1 Exploración de Aceite en Lutitas (Oil Shale)

Pemex inició los trabajos exploratorios de aceite y gas en lutitas (shale oil/gas) a principios del año 2010. En junio de 2013 la Energy Information Administration (EIA) publicó una evaluación a nivel mundial, estimando un recurso técnicamente recuperable para las cuencas de México, de 13 billones de barriles de aceite en lutitas.

Hasta la fecha se han identificado dos niveles estratigráficos de interés y que corresponden a rocas de edad Jurásico Superior (Tithoniano) y Cretácico Superior (Turoniano), que se distribuyen en la zona norte de nuestro país como se puede observar en la figura 1.9.

Los plays del Cretácico Superior: Ojinaga, Eagle Ford y Agua Nueva, están distribuidos en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burro Picachos y Burgos en el noreste de México y son la extensión de la Formación Eagle Ford productora en el sur de Estados

Unidos. Los plays del Cretácico Superior Agua Nueva y Maltrata se extienden al sur en las cuencas de Tampico-Misantla y Veracruz.

Los plays del Jurásico Superior: la Casita y Pimienta están presentes en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla y son equivalentes a la Formación Haynesville productora en EUA.



Figura 1.8. Cuencas Perspectiva regional de plays de aceite y gas en lutitas.(PEMEX. 2013)

Los recursos prospectivos identificados son del orden de 60.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente a nivel nacional, de los cuales 35.4 corresponden a la cuenca Tampico- Misantla y 24.8 a la cuenca de Sabina-Burro-Picachos-Burgos; así mismo 31.3 corresponden a aceite y 28.9 de gas (PEMEX. 2016).

Desde el año 2010 que se inició la perforación de pozos en busca de yacimientos de aceite y gas en lutitas en el play Eagle Ford de la Provincia Burro-Picachos, obteniéndose resultados exitosos, en el año 2011 se perforó el pozo Emergente 1, en 2012 se perforaron los pozos: Percutor-1, Habano-1 y Arbolero-1, sobresaliendo éste

Capítulo I

último con una reserva certificada de 42 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En Febrero del 2014 Pemex Exploración y Producción (PEP) registró su primera producción de petróleo de lutitas por 400 barriles diarios en el pozo Anhérido-1. En la tabla 1.2 se presentan los 18 pozos que se han perforado, así como su resultado.

Tabla 1.2. Pozos exploratorios de aceite y gas en lutitas terminados (CNH. 2015)

Número	Pozo	Prof Tot.(m)	Fecha de Terminación	Intervalo Productor (m)	Municipio	Entidad Federativa	Resultado
1	Emergente-1	4,071	17/02/2011	3618-3670	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de gas seco
2	Percutor-1	3,436	30/03/2012	3330-3390	Progreso	Coahuila	Productor comercial de gas seco
3	Habano-1	3,770	15/04/2012	3703-3643	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de gas y condensado
4	Montañas-1	3,200	30/04/2012	3155-3080	Guerrero	Coahuila	Productor no comercial de gas y condensado
5	Nómada-1	2,850	30/06/2012	2806-2737	Nava	Coahuila	Improductivo o seco
6	Arbolero-1	4,007	07/07/2012	3825-3878	Anáhuac	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
7	Anhérido-1	3,945	28/12/2012	2847-2922	Cruillas	Tamaulipas	Productor comercial de aceite y gas
8	Chucla-1	3,705	30/03/2013	3560-3645	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de gas y condensado
9	Durian-1	4,250	05/07/2013	4155-4215	Anáhuac	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
10	Nuncio-1	4,900	23/11/2013	4821-4865	Burgos	Tamaulipas	Productor comercial de gas seco

Caracterización del esfuerzo horizontal menor utilizando un modelo VTI, estudio de pozos en la formación pimienta

11	Tangram-1	4,426	31/12/2013	4320-4400	China	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
12	Gamma-1	3,793	22/12/2013	3690-3740	Guerrero	Coahuila	Productor comercial de gas y condensado
13	Kernel-1	4,404	31/12/2013	4292-4364	Melchor Ocampo	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
14	Batial-1	4,199	21/05/2014	4110-4160	Los Herreras	Nuevo León	Productor no comercial de gas seco
15	Mosquete-1	4,156	11/06/2014	4030-4094	Burgos	Tamaulipas	Improductivo o seco
16	Nerita-1	4,100	08/08/2014	3922-4013	Los Ramones	Nuevo León	Productor no comercial de gas seco
17	Céfiro-1	4,598	28/09/2014	4502-4560	Burgos	Tamaulipas	Productor comercial de gas seco
18	Serbal-1	4,750	28/01/2015	4620-4715	Cruillas	Tamaulipas	Productor no comercial de gas húmedo

Según información de PEMEX, la cuenca de Burgos ha sido explorada en dos objetivos, el primero en el Cretácico, formación Eagle Ford al norte de Burgos y el segundo la formación Pimienta y la casita en el Jurásico al sur de Burgos. PEMEX comenzó su exploración en la formación Eagle Ford y luego se extendió a la formación Pimienta.

Para conocer con certeza la cantidad de reservas que se tienen de gas y aceite en lutita en México, es necesario incrementar el número de pozos perforados y realizar un análisis a detalle para lo cual se requiere grandes inversiones. Actualmente el costo de perforar y explorar estos yacimientos asciende a 7 millones de dólares (mdd) por pozo (PEMEX, 2015) y aunque este monto podría descender a 5 mdd si se incentiva el negocio del shale gas y oil mediante proyectos masivos que permitan extraer y explorar de manera más intensiva estos recursos. Con el nuevo sistema contractual, ya no solo será tarea de PEMEX, la CNH prevé ofrecer 124 bloques que cubren una área de 14406 km² en la cuenca de Burgos para la Rondas 2 a 4 y 158 bloques que cubren

Capítulo I

17625 km² en la cuenca Tampico-Misantla para las Rondas 1 a 4, esto sin incluir los recursos dados a PEMEX en la Ronda 0.

CAPÍTULO II: MODELOS PARA EL CÁLCULO DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO

Aunque la mayoría de las rocas sedimentaria son anisotrópicas, los modelos tradicionales asumen una roca isotrópica. Los modelos isotrópicos requieren menos información y son más fáciles de implementar. Sin embargo, los *shales* se describen mejor como rocas transversalmente isotrópicas que tienen los ejes simétricos perpendiculares al echado. En mediciones de laboratorio de *shale*, la anisotropía es muy alta en condiciones estáticas (Amadei, 1996) y condiciones dinámicas (Wang, 2001). Por lo que la anisotropía no puede ser ignorada.

2.1 Modelado Constitutivo

El modelo que se consideró en este trabajo fue el de asumir una relación lineal entre las fuerzas aplicadas y las deformaciones correspondientes. Esto se llama elasticidad lineal. Bajo ciertas condiciones, el comportamiento de la roca sigue la hipótesis elástica lineal

La teoría de la elasticidad lineal sigue la ley de Hooke que establece que la deformación es proporcional a los esfuerzos aplicados. La relación más general para el caso de elasticidad lineal es la siguiente ecuación.

$$\sigma_i = C_{ij}\varepsilon_j \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

C_{ij} = matriz de rigidez

Capítulo II

σ = es el tensor de esfuerzo

ε = es el tensor de la deformación

A continuación se va a desarrollar el procedimiento de cómo se llega a la ecuación anterior.

Partiendo de la matriz de esfuerzos de segundo orden tenemos lo siguiente:

$$\sigma_{ij} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2)$$

Considerando que tienen simetría $\sigma_{ij} = \sigma_{ji}$. La matriz toma la siguiente forma:

$$\sigma_{ji} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{12} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{13} & \sigma_{23} & \sigma_{33} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (3)$$

La matriz se coloca en forma de vector:

$$\sigma_{ij} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{33} \\ \sigma_{23} \\ \sigma_{13} \\ \sigma_{12} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (4)$$

Considerando que no existe simetría $\sigma_{ij} \neq \sigma_{ji}$ en el vector.

$$\sigma_{ij} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} \\ \sigma_{22} \\ \sigma_{33} \\ \sigma_{32} \\ \sigma_{31} \\ \sigma_{21} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (5)$$

Se hace lo mismo procedimiento pero para la deformación.

Partiendo de la matriz de la deformación de segundo orden tenemos lo siguiente:

$$\varepsilon_{ij} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} & \varepsilon_{12} & \varepsilon_{13} \\ \varepsilon_{21} & \varepsilon_{22} & \varepsilon_{23} \\ \varepsilon_{31} & \varepsilon_{32} & \varepsilon_{33} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (6)$$

Considerando que tienen simetría $\varepsilon_{ij} = \varepsilon_{ji}$. La matriz toma la siguiente forma:

$$\varepsilon_{ji} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} & \varepsilon_{12} & \varepsilon_{13} \\ \varepsilon_{12} & \varepsilon_{22} & \varepsilon_{23} \\ \varepsilon_{13} & \varepsilon_{23} & \varepsilon_{33} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (7)$$

La matriz se coloca en forma de vector:

$$\varepsilon_{ij} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} \\ \varepsilon_{22} \\ \varepsilon_{33} \\ \varepsilon_{23} \\ \varepsilon_{13} \\ \varepsilon_{12} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (8)$$

Considerando que no existe simetría $\varepsilon_{ij} \neq \varepsilon_{ji}$ en el vector.

$$\varepsilon_{ij} = \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} \\ \varepsilon_{22} \\ \varepsilon_{33} \\ \varepsilon_{32} \\ \varepsilon_{31} \\ \varepsilon_{21} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (9)$$

Recordando la teoría de la elasticidad lineal que sigue la ley de Hooke que establece que la deformación es proporcional a los esfuerzos aplicados.

$$\sigma_{ij} = C_{ijkl}\varepsilon_{kl} \dots\dots\dots (10)$$

Donde:

Capítulo II

C_{ijkl} = matriz de rigidez

σ = es el tensor de esfuerzo

ε = es el tensor de la deformación

Los tensores son de cuarto orden. La matriz de rigidez que se obtiene de $C_{ijkl} = \sigma_{ij}\varepsilon_{kl}$ tiene 36 constantes tal y como se muestra a continuación:

$$C_{ijkl} = \begin{bmatrix} C_{1111} & C_{1122} & C_{1133} & C_{1123} & C_{1113} & C_{1112} \\ C_{2211} & C_{2222} & C_{2233} & C_{2223} & C_{2213} & C_{2212} \\ C_{3311} & C_{3322} & C_{3333} & C_{3323} & C_{3313} & C_{3312} \\ C_{2311} & C_{2322} & C_{2333} & C_{2323} & C_{2313} & C_{2312} \\ C_{1311} & C_{1322} & C_{1333} & C_{1323} & C_{1313} & C_{1312} \\ C_{1211} & C_{1222} & C_{1233} & C_{1223} & C_{1213} & C_{1212} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (10)$$

La matriz de rigidez que se obtiene al considerar que $C_{ijkl} \neq C_{jikl}$ da como resultado 18 constantes, ver la siguiente matriz:

$$C_{jikl} = \begin{bmatrix} C_{1111} & C_{1122} & C_{1133} & C_{1123} & C_{1113} & C_{1112} \\ C_{2211} & C_{2222} & C_{2233} & C_{2223} & C_{2213} & C_{2212} \\ C_{3311} & C_{3322} & C_{3333} & C_{3323} & C_{3313} & C_{3312} \\ C_{3211} & C_{3222} & C_{3233} & C_{3223} & C_{3213} & C_{3212} \\ C_{3111} & C_{3122} & C_{3133} & C_{3123} & C_{3113} & C_{3112} \\ C_{2111} & C_{2122} & C_{2133} & C_{2123} & C_{2113} & C_{2112} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (11)$$

Si se considera que $C_{ijkl} \neq C_{ijlk}$ se van a obtener 27 constantes tal y como se observa a continuación:

$$C_{ijkl} = \begin{bmatrix} C_{1111} & C_{1122} & C_{1133} & C_{1132} & C_{1131} & C_{1121} \\ C_{2211} & C_{2222} & C_{2233} & C_{2232} & C_{2231} & C_{2221} \\ C_{3311} & C_{3322} & C_{3333} & C_{3332} & C_{3331} & C_{3321} \\ C_{3211} & C_{3222} & C_{3233} & C_{3232} & C_{3231} & C_{3221} \\ C_{3111} & C_{3122} & C_{3133} & C_{3132} & C_{3131} & C_{3121} \\ C_{2111} & C_{2122} & C_{2133} & C_{2132} & C_{2131} & C_{2121} \end{bmatrix} \dots (12)$$

Si sumamos el número de constantes de las ecuaciones (10), (11) y (12) nos da 81 componentes.

Pero al considerar que los tensores de esfuerzo y deformación son simétricos implica que el tensor de rigidez también es simétrico. Se cumple $C_{ijkl} = C_{jikl} = C_{ijlk}$ por lo que las constantes son las 36 de la ecuación (10).

No es práctico utilizar cuatro subíndices por lo que se recurre a la notación de Voigt donde $ij = i$ y $kl = j$. Los valores de i, j van de 1 hasta 6, es decir:

Antes i, j	11	22	33	23	13	12
Después i	1	2	3	4	5	6

Al utilizar la notación antes mencionada se llega a la ecuación 1.

$$\sigma_i = C_{ij}\epsilon_j \dots (1)$$

Al utilizar la notación antes mencionada la ley de Hooke generalizada en forma matricial queda de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \sigma_3 \\ \tau_4 \\ \tau_5 \\ \tau_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & C_{14} & C_{15} & C_{16} \\ C_{21} & C_{22} & C_{23} & C_{24} & C_{25} & C_{26} \\ C_{31} & C_{32} & C_{33} & C_{34} & C_{35} & C_{36} \\ C_{41} & C_{42} & C_{43} & C_{44} & C_{45} & C_{46} \\ C_{51} & C_{52} & C_{53} & C_{54} & C_{55} & C_{56} \\ C_{61} & C_{62} & C_{63} & C_{64} & C_{65} & C_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \epsilon_1 \\ \epsilon_2 \\ \epsilon_3 \\ \gamma_4 \\ \gamma_5 \\ \gamma_6 \end{bmatrix} \dots (13)$$

Para aplicaciones prácticas, es posible simplificar aún más la matriz de rigidez al considerar simétrico al material, quedando 21 coeficientes de rigidez (Carcione 2001). Este es el caso conocido como anisotropía General.

$$\begin{bmatrix} \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \sigma_3 \\ \tau_4 \\ \tau_5 \\ \tau_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & C_{14} & C_{15} & C_{16} \\ 0 & C_{22} & C_{23} & C_{24} & C_{25} & C_{26} \\ 0 & 0 & C_{33} & C_{34} & C_{35} & C_{36} \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & C_{45} & C_{46} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{55} & C_{56} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 \\ \gamma_4 \\ \gamma_5 \\ \gamma_6 \end{bmatrix} \dots\dots\dots (14)$$

En las figuras 2.1, 2.2 y 2.3 se presentan los tres tipos de isotropía comúnmente consideradas en la mecánica de rocas: isotropía completa, isotropía transversal y ortotrópica.

2.1.1 Roca Ortotrópica

La simetría ortotrópica (simetría ortorrómbica) según Frydman,2010; implica que en los tres planos ortogonales existe simetría elástica y la roca tiene propiedades diferentes en las tres direcciones perpendiculares de un plano X,Y y Z. (figura 2.1).

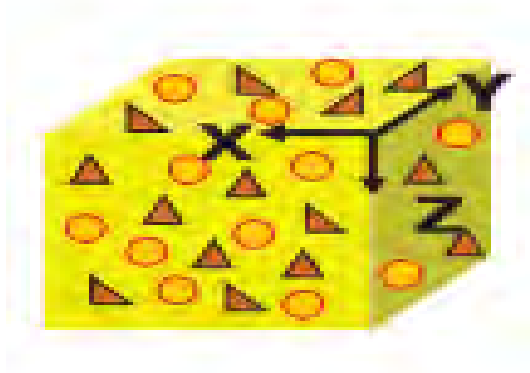


Figura 2.1 Material Ortotrópico. (Frydman. 2010)

Utilizando la notación matricial y aplicando las suposiciones de simetría para la condición ortotrópica, se tiene que:

$$\begin{bmatrix} \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \sigma_3 \\ \tau_4 \\ \tau_5 \\ \tau_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{22} & C_{23} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{23} & C_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{55} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 \\ \gamma_4 \\ \gamma_5 \\ \gamma_6 \end{bmatrix} \dots\dots\dots (15)$$

Que implica nueve coeficientes de rigidez para la condición ortotrópica ($C_{11}, C_{12}, C_{13}, C_{22}, C_{23}, C_{33}, C_{44}, C_{55}, C_{66}$). Ahora la pregunta es de donde se pueden obtener estos nueve coeficientes, la respuesta es que solo con cuatro coeficiente son independientes ($C_{33}, C_{44}, C_{55}, C_{66}$) por lo tanto se pueden calcular los restantes.

Por medio de la herramienta sónica dipolar se tienen los valores de los cuatro coeficientes de rigidez, en la figura 2.2 nos muestra esquemáticamente que lecturas corresponden a cada coeficiente.

$$\left. \begin{aligned} C_{33} &= \rho V_p^2 \\ C_{44} &= \rho V_s^2 \\ C_{55} &= \rho V_{sH}^2 \end{aligned} \right\} \text{Coeficientes de rigidez obtenidos del registro sónico dipolar y la densidad}$$

$$C_{66} = \text{Stoneley}$$

$$C_{12} = C_{33} - 2C_{44}$$

$$C_{11} = C_{12} + 2C_{66}$$

$$C_{13} = C_{12}$$

$$C_{23} = C_{13}$$

$$C_{22} = C_{11}$$

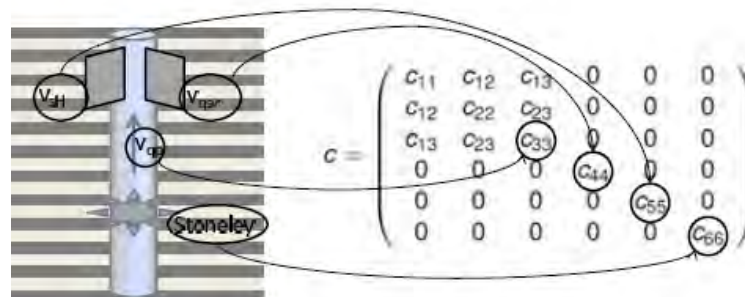


Figura 2.2 Coeficientes que se pueden obtener del registro sísmico dipolar. (Prioul Romain. 2012)

2.1.2 Roca transversalmente isotrópica.

La isotropía transversal describe una roca que es isotrópica en un plano y exhibe diferentes propiedades perpendiculares a este plano; es decir que tiene las mismas propiedades en 2 ejes principales.

TIV Medio Isotrópico

Transversal Vertical: Característica de la roca en la cual sus propiedades son las mismas en la dirección del eje X y eje Y pero diferente en la dirección del eje Z.(figura 2.3a).

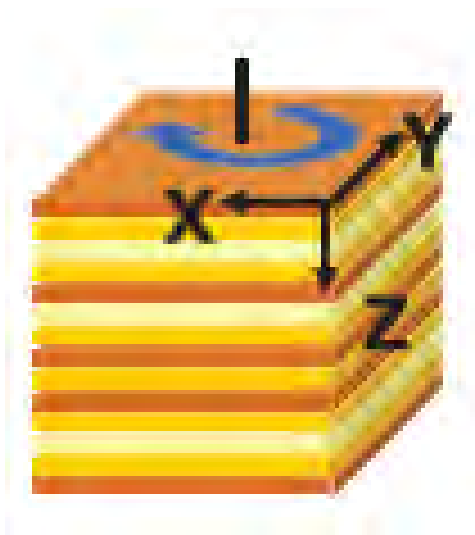


Figura 2.3a Isotropía transversal vertical (Frydman. 2010)

TIH Medio Isotrópico

Medio Isotrópico Transversal Horizontal: Característica de la roca en la cual sus propiedades son las mismas en la dirección del eje Y y eje Z pero diferente en la dirección del eje X. (figura 2.3b).

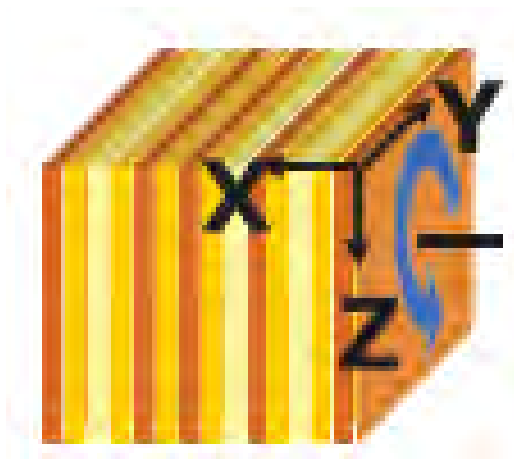


Figura 2.3b Isotropía transversal horizontal (Frydman. 2010)

$$\begin{bmatrix} \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \sigma_3 \\ \tau_4 \\ \tau_5 \\ \tau_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{11} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{13} & C_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 \\ \gamma_4 \\ \gamma_5 \\ \gamma_6 \end{bmatrix}, \dots (16)$$

Capítulo II

En este caso se tienen cinco coeficientes de elasticidad independientes

$$(C_{11}, C_{13}, C_{33}, C_{44}, C_{66}).$$

$$\left. \begin{aligned} C_{33} &= \rho V_p^2 \\ C_{44} &= \rho V_s^2 \end{aligned} \right\} \text{ Coeficientes de rigidez obtenidos por } \\ \text{medio del registro sísmico dipolar y la} \\ \text{densidad.}$$

$$C_{66} = \text{Stoneley}$$

$$C_{13} = C_{12} = C_{33} - 2C_{44}$$

$$C_{11} = C_{12} + 2C_{66}$$

$$C_{13} = C_{12}$$

Lo anterior se logró gracias a considerar la aproximación de ANNIE de Schoenberg et al., (1996), donde $C_{12} = C_{13} = C_{23}$. La segunda aproximación de ANNIE asume el parámetro de anisotropía de Thomsen δ (Thomsen, 1986) es igual a 0.

La matriz expresada en términos del módulo de Young, relación de poisson y el módulo de corte se tiene de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \sigma_3 \\ \tau_4 \\ \tau_5 \\ \tau_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/E & -\nu/E & -\nu'/E' & 0 & 0 & 0 \\ -\nu/E & 1/E & -\nu'/E' & 0 & 0 & 0 \\ -\nu'/E' & -\nu'/E' & 1/E' & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mu' & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mu' & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 \\ \gamma_4 \\ \gamma_5 \\ \gamma_6 \end{bmatrix} \dots\dots\dots (17)$$

Donde:

E = módulo de Young en el plano de isotropía

ν =relación de Poisson en el plano de isotropía

μ = módulo de corte en el plano de isotropía

E' = módulo de Young en un plano que contiene a la normal al plano de la isotropía

ν' = relación de Poisson en un plano que contiene a la normal al plano de la isotropía

μ' = módulo de corte en un plano que contiene a la normal al plano de la isotropía

Los dos valores de módulo de Young (E' y E), relación de Poisson (ν' y ν) y módulo de corte (μ' y μ) se pueden expresar como una función de las constantes de rigidez.

$$E' = C_{33} - 2 \frac{C_{13}^2}{C_{11} + C_{12}} \dots\dots\dots (18)$$

$$E = \frac{(C_{11} - C_{12})(C_{11}C_{33} - 2C_{13}^2 + C_{12}C_{33})}{C_{11}C_{33} - C_{13}^2} \dots\dots\dots (19)$$

$$\nu' = \frac{C_{13}}{C_{11} + C_{12}} \dots\dots\dots (20)$$

$$\nu = \frac{(C_{33}C_{12} - C_{13}^2)}{C_{11}C_{33} - C_{13}^2} \dots\dots\dots (21)$$

$$\mu' = C_{44} = \frac{EE'}{E + (1 + 2\nu')E'} \dots\dots\dots (22)$$

$$\mu = C_{66} = \frac{E}{2(1 + \nu)} \dots\dots\dots (23)$$

2.1.3 Roca Isotrópica

Si se considera que el medio tiene las mismas propiedades sin importar la dirección, entonces estamos en el caso de isotropía lineal. (figura 2.4).

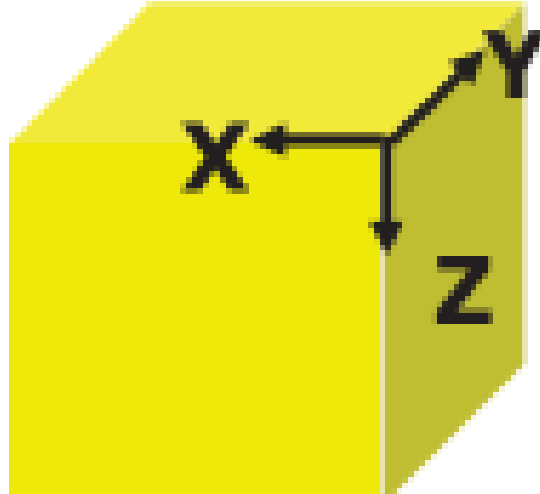


Figura 2.4 Material isotrópico. (Frydman.2010)

Para el material isotrópico, se necesitan sólo dos coeficientes de rigidez; estos coeficientes pueden ser dos de varias combinaciones de parámetros (dependiendo a lo que podamos o queramos medir).

$$\begin{bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \sigma_z \\ \tau_{xz} \\ \tau_{yz} \\ \tau_{xy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{12} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{11} & C_{12} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{12} & C_{11} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_x \\ \varepsilon_y \\ \varepsilon_z \\ \gamma_{xz} \\ \gamma_{yz} \\ \gamma_{xy} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (24)$$

La matriz puede caracterizarse completamente con los datos de la onda S (V_s) desde el registro sísmico y vertical ondas P (V_p) y con los datos de registro de la densidad (ρ). Para la simetría isotrópica, la relación entre la velocidad de la fase de propagación de la onda y las constantes de rigidez viene dada por:

$$\left. \begin{aligned} C_{11} &= \rho V_p^2 \\ C_{44} &= \rho V_s^2 \end{aligned} \right\} \text{ Coeficientes de rigidez obtenidos por medio del registro sísmico y la densidad.}$$

$$C_{12} = \rho(V_p^2 - 2V_s^2)$$

$$C_{11} = C_{22} = C_{33}$$

$$C_{12} = C_{13} = C_{23}$$

$$C_{44} = C_{55} = C_{66}$$

2.2 Modelos más utilizados en la industria para el esfuerzo horizontal mínimo

2.2.1 Modelo para obtener los esfuerzos horizontales partiendo de la ley de Hooke

Retomemos la ecuación (1)

$$\sigma_i = C_{ij}\varepsilon_j \dots\dots\dots (1)$$

2.2.1.1 Material ortotrópico

$$\begin{bmatrix} \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \sigma_3 \\ \tau_4 \\ \tau_5 \\ \tau_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{22} & C_{23} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{23} & C_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{55} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 \\ \gamma_4 \\ \gamma_5 \\ \gamma_6 \end{bmatrix} \dots\dots\dots (25)$$

Para facilitar las ecuaciones se hace la suposición de que el cuerpo se encuentra paralelo al eje principal; lo que da como resultado es que los esfuerzos de corte sean nulos. Los subíndices serán x,y y z como en el plano cartesiano de los esfuerzos principales.

Capítulo II

$$\begin{bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \sigma_z \\ \tau_{xx} \\ \tau_{yx} \\ \tau_{zy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{22} & C_{23} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{23} & C_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{55} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_x \\ \varepsilon_y \\ \varepsilon_z \\ \gamma_{xx} \\ \gamma_{yz} \\ \gamma_{zy} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (25b)$$

Las apóstrofes nos indican que son los esfuerzos efectivos

$$\begin{bmatrix} \sigma'_x \\ \sigma'_y \\ \sigma'_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} \\ C_{12} & C_{22} & C_{23} \\ C_{13} & C_{23} & C_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon'_x \\ \varepsilon'_y \\ \varepsilon'_z \end{bmatrix} \dots\dots\dots (26)$$

Donde:

$$\sigma'_x = \sigma_h - \alpha_x P_p \text{ esfuerzo mínimo horizontal efectivo}$$

$$\varepsilon'_x = \varepsilon_h \text{ deformación horizontal mínimo efectivo}$$

$$\sigma'_y = \sigma_H - \alpha_y P_p \text{ esfuerzo máximo horizontal efectivo}$$

$$\varepsilon'_y = \varepsilon_H \text{ deformación horizontal máxima efectiva}$$

$$\sigma'_z = \sigma_v - \alpha_z P_p \text{ esfuerzo vertical efectivo}$$

$$\varepsilon'_z = \varepsilon_v \text{ deformación vertical efectiva}$$

La matriz queda de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \sigma_h - \alpha_x P_p \\ \sigma_H - \alpha_x P_p \\ \sigma_v - \alpha_z P_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} \\ C_{12} & C_{22} & C_{23} \\ C_{13} & C_{23} & C_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_h \\ \varepsilon_H \\ \varepsilon_v \end{bmatrix} \dots\dots\dots (27)$$

Si se coloca la matriz en forma de ecuaciones:

$$\sigma_h - \alpha_x P_p = C_{11}\varepsilon_h + C_{12}\varepsilon_H + C_{13}\varepsilon_v \dots\dots\dots (28)$$

$$\sigma_H - \alpha_y P_p = C_{12}\varepsilon_h + C_{22}\varepsilon_H + C_{23}\varepsilon_v \dots\dots\dots (29)$$

$$\sigma_v - \alpha_z P_p = C_{13}\varepsilon_h + C_{23}\varepsilon_H + C_{33}\varepsilon_v \dots\dots\dots (30)$$

Despejando la deformación vertical efectiva de la ecuación 30

$$\varepsilon_v = (\sigma_v - \alpha_z P_p - C_{13}\varepsilon_h - C_{23}\varepsilon_H)/C_{33}$$

Sustituyendo en la ecuación 29, despejando σ_H y simplificando se tiene:

$$\sigma_H = \alpha_y P_p + \frac{C_{23}}{C_{33}}(\sigma_v - \alpha_z P_p) + \left(C_{12} - \frac{C_{13}C_{23}}{C_{33}}\right)\varepsilon_h + \left(C_{22} - \frac{C_{23}^2}{C_{33}}\right)\varepsilon_H \dots\dots\dots (31)$$

Se hace lo mismo para la ecuación 28

$$\sigma_h = \alpha_x P_p + \frac{C_{13}}{C_{33}}(\sigma_v - \alpha_z P_p) + \left(C_{11} - \frac{C_{13}^2}{C_{33}}\right)\varepsilon_h + \left(C_{12} - \frac{C_{13}C_{23}}{C_{33}}\right)\varepsilon_H \dots\dots\dots (32)$$

2.2.1.2 Material transversalmente isotrópico

$$\begin{bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \sigma_z \\ \tau_{xx} \\ \tau_{yx} \\ \tau_{zy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{11} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{13} & C_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_x \\ \varepsilon_y \\ \varepsilon_z \\ \gamma_{xx} \\ \gamma_{yz} \\ \gamma_{zy} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (17)$$

Las apóstrofes nos indican que son los esfuerzos efectivos

$$\begin{bmatrix} \sigma'_x \\ \sigma'_y \\ \sigma'_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} \\ C_{12} & C_{11} & C_{13} \\ C_{13} & C_{13} & C_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon'_x \\ \varepsilon'_y \\ \varepsilon'_z \end{bmatrix} \dots\dots\dots (33)$$

Donde:

Capítulo II

$$\sigma'_x = \sigma_h - \alpha_x P_p \text{ esfuerzo mínimo horizontal efectivo}$$

$$\varepsilon'_x = \varepsilon_h \text{ deformación horizontal mínimo efectivo}$$

$$\sigma'_y = \sigma_H - \alpha_y P_p \text{ esfuerzo máximo horizontal efectivo}$$

$$\varepsilon'_y = \varepsilon_H \text{ deformación horizontal máxima efectiva}$$

$$\sigma'_z = \sigma_v - \alpha_z P_p \text{ esfuerzo vertical efectivo}$$

$$\varepsilon'_z = \varepsilon_v \text{ deformación vertical efectiva}$$

La matriz queda de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \sigma_h - \alpha_x P_p \\ \sigma_H - \alpha_y P_p \\ \sigma_v - \alpha_z P_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} \\ C_{12} & C_{11} & C_{13} \\ C_{13} & C_{13} & C_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_h \\ \varepsilon_H \\ \varepsilon_v \end{bmatrix} \dots\dots\dots (34)$$

Si se coloca la matriz en forma de ecuaciones:

$$\sigma_h - \alpha_x P_p = C_{11} \varepsilon_h + C_{12} \varepsilon_H + C_{13} \varepsilon_v \dots\dots\dots (35)$$

$$\sigma_H - \alpha_y P_p = C_{12} \varepsilon_h + C_{11} \varepsilon_H + C_{13} \varepsilon_v \dots\dots\dots (36)$$

$$\sigma_v - \alpha_z P_p = C_{13} \varepsilon_h + C_{13} \varepsilon_H + C_{33} \varepsilon_v \dots\dots\dots (37)$$

Despejando la deformación vertical efectiva de la ecuación 37

$$\varepsilon_v = (\sigma_v - \alpha_z P_p - C_{13} \varepsilon_h - C_{13} \varepsilon_H) / C_{33}$$

Sustituyendo en la ecuación 36, despejando σ_H y simplificando se tiene:

$$\sigma_H = \alpha_y P_p + \frac{C_{13}}{C_{33}} (\sigma_v - \alpha_z P_p) + \left(C_{12} - \frac{C_{13}^2}{C_{33}} \right) \varepsilon_h + \left(C_{11} - \frac{C_{13}^2}{C_{33}} \right) \varepsilon_H \dots\dots\dots (38)$$

Se hace lo mismo para la ecuación 36

$$\sigma_h = \alpha_x P_p + \frac{C_{13}}{C_{33}} (\sigma_v - \alpha_z P_p) + \left(C_{11} - \frac{C_{13}^2}{C_{33}} \right) \varepsilon_h + \left(C_{12} - \frac{C_{13}^2}{C_{33}} \right) \varepsilon_H \dots\dots\dots (39)$$

2.2.1.3 Material isotrópico

$$\begin{bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \sigma_z \\ \tau_{xz} \\ \tau_{yz} \\ \tau_{xy} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{12} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{11} & C_{12} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{12} & C_{11} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_x \\ \varepsilon_y \\ \varepsilon_z \\ \gamma_{xz} \\ \gamma_{yz} \\ \gamma_{xy} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (25)$$

Las apóstrofes nos indican que son los esfuerzos efectivos

$$\begin{bmatrix} \sigma'_x \\ \sigma'_y \\ \sigma'_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{12} \\ C_{12} & C_{11} & C_{12} \\ C_{12} & C_{12} & C_{11} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon'_x \\ \varepsilon'_y \\ \varepsilon'_z \end{bmatrix} \dots\dots\dots (40)$$

Donde:

$$\sigma'_x = \sigma_h - \alpha_x P_p \quad \text{esfuerzo mínimo horizontal efectivo}$$

$$\varepsilon'_x = \varepsilon_h \quad \text{deformación horizontal mínimo efectivo}$$

$$\sigma'_y = \sigma_H - \alpha_y P_p \quad \text{esfuerzo máximo horizontal efectivo}$$

$$\varepsilon'_y = \varepsilon_H \quad \text{deformación horizontal máxima efectiva}$$

$$\sigma'_z = \sigma_v - \alpha_z P_p \quad \text{esfuerzo vertical efectivo}$$

$$\varepsilon'_z = \varepsilon_v \quad \text{deformación vertical efectiva}$$

Capítulo II

La matriz queda de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \sigma_h - \alpha_x P_p \\ \sigma_H - \alpha_x P_p \\ \sigma_v - \alpha_z P_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{12} \\ C_{12} & C_{11} & C_{12} \\ C_{12} & C_{12} & C_{11} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_h \\ \varepsilon_H \\ \varepsilon_v \end{bmatrix} \dots\dots\dots (41)$$

Si se coloca la matriz en forma de ecuaciones:

$$\sigma_h - \alpha_x P_p = C_{11} \varepsilon_h + C_{12} \varepsilon_H + C_{12} \varepsilon_v \dots\dots\dots (42)$$

$$\sigma_H - \alpha_y P_p = C_{12} \varepsilon_h + C_{11} \varepsilon_H + C_{12} \varepsilon_v \dots\dots\dots (43)$$

$$\sigma_v - \alpha_z P_p = C_{12} \varepsilon_h + C_{12} \varepsilon_H + C_{11} \varepsilon_v \dots\dots\dots (44)$$

Despejando la deformación vertical efectiva de la ecuación 44

$$\varepsilon_v = (\sigma_v - \alpha_z P_p - C_{12} \varepsilon_h - C_{12} \varepsilon_H) / C_{11}$$

Sustituyendo en la ecuación 43, despejando σ_H y simplificando se tiene:

$$\sigma_H = \alpha_y P_p + \frac{C_{12}}{C_{11}} (\sigma_v - \alpha_z P_p) + \left(C_{12} - \frac{C_{12}^2}{C_{11}} \right) \varepsilon_h + \left(C_{12} - \frac{C_{12}^2}{C_{11}} \right) \varepsilon_H \dots\dots\dots (45)$$

Se hace lo mismo para la ecuación 42

$$\sigma_h = \alpha_x P_p + \frac{C_{12}}{C_{11}} (\sigma_v - \alpha_z P_p) + \left(C_{11} - \frac{C_{12}^2}{C_{11}} \right) \varepsilon_h + \left(C_{12} - \frac{C_{12}^2}{C_{11}} \right) \varepsilon_H \dots\dots\dots (46)$$

2.2.2 Modelos para obtener el esfuerzo horizontal mínimo

2.2.2.1 Hubbert y Willis

En el año de 1957, Hubbert y Willis realizaron experimentos en donde deducen que al aplicar una presión en el subsuelo, las rocas se sujetan a tres esfuerzos fundamentales, perpendiculares y diferentes entre sí y que el plano de fractura es ortogonal al plano del mínimo esfuerzo. También definieron que para que una fractura sea producida, la presión deberá vencer la presión de formación y el esfuerzo horizontal efectivo de la roca. Concluyeron que las fracturas hidráulicas en la tierra siempre se propagan perpendicularmente del esfuerzo mínimo principal, porque este es la menor configuración de energía. Esto da un principio fundamental para la medición de las fracturas hidráulicas y la prueba LOT.

$$P_{fr} = P_p + \sigma_h \dots\dots\dots (47a)$$

También establecieron que el esfuerzo mínimo horizontal varía de 1/3 a 1/2 del esfuerzo matricial vertical, esto es:

$$\sigma_h \cong \left(\frac{1}{3} \text{ o } \frac{1}{2}\right) \sigma_v \dots\dots\dots (47b)$$

$$\sigma_v = S - P_p \dots\dots\dots (47c)$$

$$\sigma_h \cong \left(\frac{1}{3} \text{ o } \frac{1}{2}\right) (S - P_p) \dots\dots\dots (47d)$$

$$P_{fr} = P_p + \frac{1}{3} \text{ a } \frac{1}{2} (S - P_p) \dots\dots\dots (47e)$$

$$\frac{\sigma_h}{\sigma_v} = 0.3 \dots\dots\dots (47f)$$

$$S_h = 0.3(S_v - P_p) + P_p \dots\dots\dots (47g)$$

Después de proponer esta relación (que a menudo subestima los valores medidos) modificaron la constante empírica a 0.5.

2.2.2.2 Matthews y Kelly

En 1967 Matthews y Kelly publicaron una relación que difiere de la de Hubbert y Willis al introducir una variable denominada “coeficiente de esfuerzo matricial (Ki)” que relaciona el esfuerzo horizontal entre el esfuerzo vertical efectivo.

$$k_i = \frac{\sigma_h}{\sigma_v} \dots\dots\dots (46a)$$

$$k_i = \frac{P_{fr} - P_p}{S - P_p} \dots\dots\dots (46b)$$

$$k_i = \frac{LOT - P_p}{S - P_p} \dots\dots\dots (46c)$$

$$P_{fr} = P_p + k_i \sigma_v \dots\dots\dots (46d)$$

$$S_h = k_i(z)(S_v - P_p) + P_p \dots\dots\dots (46e)$$

Requiere una estimación de la presión de poro a la profundidad de interés, así como funciones empíricamente para $k_i(z)$.

2.2.2.3 Ben Eaton

En 1969 Ben Eaton obtuvo la la presión de fractura a partir de la siguiente ecuación:

$$P_{fr} = v/(1 - v)(S_v - P_p) + P_p \dots\dots\dots (47a)$$

$$\frac{\sigma_h}{\sigma_v} = \left(\frac{v}{1-v}\right) \dots\dots\dots (47b)$$

$$S_h = \frac{v}{1-v} (S_v - P_p) + P_p \dots\dots\dots (47c)$$

Donde v se obtiene del nomograma de Eaton. $v = 0.0645 \ln(D) - 0.0673$

Eaton reemplazó el valor empírico por una relación v .

2.2.2.3 Breckels y van Eekelen

Usando datos de fractura de la costa del Golfo de Estados Unidos, Breckels y van Eekelen (1982) propusieron las relaciones entre el esfuerzo horizontal mínimo y la profundidad. En estas relaciones también se consideraron los efectos anormales de la presión de poro. Pueden escribirse de la siguiente manera:

$$\sigma_h = 0.197(z)^{1.145} + 0.46(Pp - Ph) + Pp \dots\dots\dots (48a)$$

Para $z < 11,500\text{ft}$

$$\sigma_h = 1.167(z) - 4596 + 0.46(Pp - Ph) + Pp \dots\dots\dots (48b)$$

Para $z > 11,500\text{ft}$

Donde:

z = es la profundidad

Ph = es la presión hidrostática a la profundidad z , de interés. La presión se expresa en psi.

2.2.2.4 Zoback y Healy

En el año de 1984 Zoback y Healy su trabajo se basa en el equilibrio friccional.

$$\frac{\sigma_h}{\sigma_v} = \left(\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu \right)^{-2} \dots\dots\dots (49)$$

$$\frac{S_h - Pp}{S_v - Pp} = \left(\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu \right)^{-2} \dots\dots\dots (50)$$

Para $\mu = 0.6$, la relación de esfuerzos efectivos es 0.32

2.2.2.5 Holbrook

Holbrook en 1990, reemplaza la constante empírica, con la función de porosidad ϕ .

$$\frac{\sigma_h}{\sigma_v} = (1 - \phi) \dots\dots\dots (51)$$

$$S_h = (1 - \phi)(S_v - Pp) + Pp \dots\dots\dots (52)$$

Obsérvese que para porosidades razonables del 35%, produciría una constante de 0.65.

2.2.3 Modelos para obtener el esfuerzo horizontal máximo

El parámetro de esfuerzo más difícil de estimar es el valor correspondiente al esfuerzo horizontal máximo. De hecho no se tiene una forma directa de medirlo, por lo que se tiene que inferir a partir de pruebas o de observaciones del sistema de fallas actuales.

El esfuerzo horizontal máximo puede ser estimada de la prueba LOT con la prueba de repertura en el fracturamiento (figura 2.5). En un caso ideal, cuando el fluido no penetra la fractura hasta que la fractura se reabre, el esfuerzo horizontal máximo σ_H puede ser calculando usando la siguiente ecuación para pozos verticales (Bredehoeft et. Al. 1976).

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_r - P_o \dots\dots\dots (53)$$

Donde

P_r es la presión de reapertura

P_o es la presión de poro en la fractura.

Esta ecuación es derivada de la solución de Kirsch para un agujero circular, con una presión interna en un medio isotrópico, homogéneo y elástico lineal. La asunción en la derivación es que la reapertura ocurre cuando la presión del fluido aplicada sobre la pared del pozo es lo suficientemente alta para cancelar o anular el esfuerzo mínimo tangencial sobre la pared del pozo.

Si la fractura es ligeramente conductora, la presión del fluido en la pared del pozo puede pasar parcialmente y la presión dentro de la fractura en la pared del pozo es igual a la presión del pozo. En este caso, el esfuerzo horizontal máximo puede ser obtenido (Ito et al. 1997):

$$\sigma_H = 3\sigma_h - 2P_r \dots\dots\dots (54)$$

En el caso extremo con una fractura más conductiva, la presión del fluido puede pasar completamente hasta el extremo de la punta. Esto implica que la reapertura está dominado por la fuerza total de la presión del fluido en la superficie de la fractura y la presión de reapertura es igual al esfuerzo horizontal mínimo (Rutqvist et al.2000).

$$\sigma_H = P_r \dots\dots\dots (55)$$

CAPITULO III: APLICACIÓN DE LOS MODELOS

En este capítulo se muestra la forma en que se obtuvieron los módulos elásticos, esfuerzo horizontal mínimo y las deformaciones horizontales máximas y mínimas. La información mínima requerida para poder hacer los cálculos, las consideraciones que se hicieron. Lo anterior se realizó para un medio isotópico y para un medio VTI.

3.1 Esfuerzo de sobrecarga (OBG)

El esfuerzo vertical o de sobrecarga está definido como la combinación del peso de la matriz de la roca; el cual es el esfuerzo efectivo vertical más la presión ejercida por los fluidos en los espacios porosos de la roca a la profundidad de interés.

$$S(h) = \int_0^h \rho(z)gdz \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

$S(h)$ = es el esfuerzo total vertical a la profundidad h

$\rho(z)$ = es la densidad a la profundidad z debajo de la superficie

g = es la aceleración debido a la gravedad.

La ecuación (1) puede reescribirse de la siguiente manera:

$$\sigma_v = S(h) - Pp \dots\dots\dots (2)$$

Donde:

σ_v = es el esfuerzo vertical efectivo

p = es la presión de poro, la cual es causada por los fluidos en los espacios porosos.

$S(h)$ puede ser calculada por la integración de las densidades de la masa a través de los datos del registro de densidad (RHOB). Si existe columna de agua sobre la superficie, se le debe de añadir $\rho_w g z_w$ a la ecuación (1).

Donde:

ρ_w = es la densidad del agua

z_w = es la profundidad del agua

En este trabajo es para pozos terrestres por lo que trabajaremos con la ecuación (2) y se obtuvieron los valores por medio del registro de densidad.

3.2 Cálculo de la presión de poro

Para calcular la presión de poro la mayoría de los métodos de estimación están basados en la suposición de que la presión de poro está influenciada por propiedades que dependen de la compactación de la lutita tales como: la porosidad, la densidad, la velocidad sónica, la resistividad.

El método comúnmente utilizado por años, es el de puntos de lutita basado en un registro litológico, sin embargo un registro que se encuentra afectado por las condiciones de la geometría del agujero o formaciones radioactivas no arcillosas comúnmente conducen a interpretaciones erróneas en el análisis de puntos de lutita y por consiguiente en la determinación de la presión de poro.

Para evitar la selección de lutitas o cuando el GR está afectado o no, pero tenemos la velocidad del intervalo, el Mtro David Velázquez Cruz, desarrolló un método basado exclusivamente en la “divergencia” La metodología está basada en la tendencia de compactación normal de los sedimentos y la forma en que estos divergen de su tendencia de compactación normal cuando existe desequilibrio en la compactación. La metodología establece que si la presión de sobrecarga se incrementa con la profundidad y existe desequilibrio en la compactación a cierta profundidad, la presión de poro debe empezar a incrementarse a esa misma profundidad.

Este método considera los indicadores de porosidad respecto de su tendencia de compactación normal y construir directamente “áreas divergentes” que permitan calcular

la presión de poro con métodos basados en el esfuerzo efectivo y la teoría de la compactación.

Las gráficas de plantillas, son el resultado de la definición del comportamiento normal de cualquier parámetro sensible a la compactación. Cualquier cambio de porosidad respecto a las líneas de tendencia, es un indicador de zonas con presión anormal (Velázquez,2010). Estas plantillas se ajustan primeramente con la línea de la tendencia normal de compactación con el registro de resistividad mediante la ordenada al origen y su pendiente. Posteriormente las demás líneas serán paralelas. (figura 3.1).

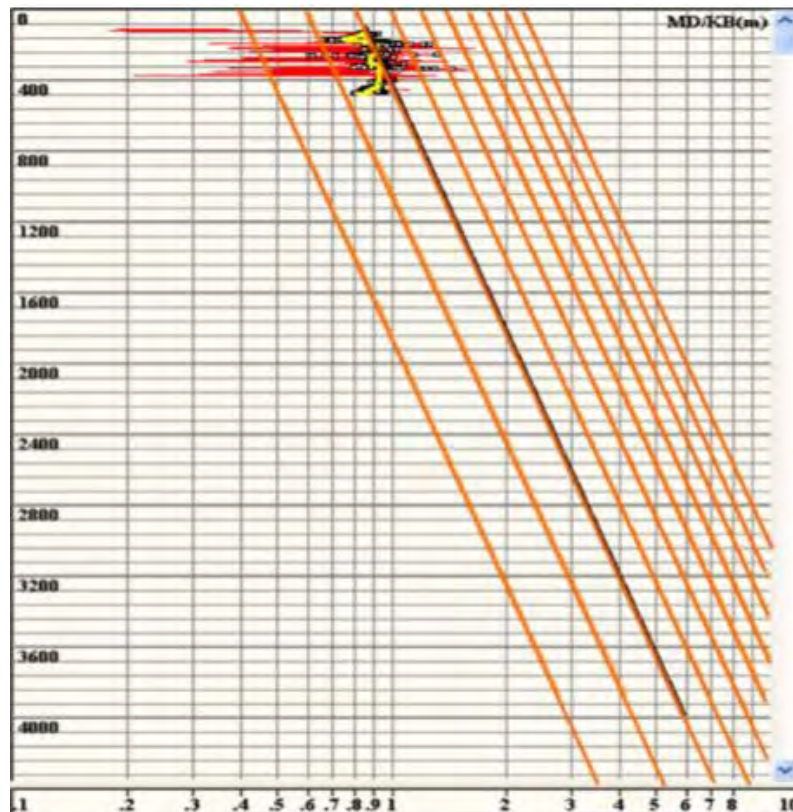


Figura 3.1 Líneas de tendencia normal sobre un registro de resistividad. (Velázquez, 2010).

3.3 Propiedades Elásticas

Las propiedades elásticas son los principales parámetros de entrada que se requieren para realizar la evaluación del esfuerzo horizontal.

3.3.1 Parámetros elásticos Isotrópicos

Con el registro sísmico convencional se pueden obtener el módulo de young y la relación de poisson a lo largo del pozo.

$$\begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{12} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{11} & C_{12} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{12} & C_{11} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{66} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (3)$$

$$C_{11} = \rho V_p^2 \dots\dots\dots (4)$$

$$C_{66} = \rho V_s^2 \dots\dots\dots (5)$$

Las ecuaciones (4) y (5) para poder usarlas con los valores del registro sísmico debemos de usar su inverso porque las unidades son microsegundo sobre pie y necesitamos velocidades.

$$C_{11} = \rho \left(\frac{1}{DTP}\right)^2 \dots\dots\dots (6)$$

$$C_{66} = \rho \left(\frac{1}{DTS}\right)^2 \dots\dots\dots (7)$$

$$C_{12} = \rho \left[\left(\frac{1}{DTP}\right)^2 - 2\left(\frac{1}{DTS}\right)^2 \right] \dots\dots\dots (8)$$

$$C_{11} = C_{22} = C_{33} \dots\dots\dots (9)$$

$$C_{12} = C_{13} = C_{23} \dots\dots\dots (10)$$

$$C_{44} = C_{55} = C_{66} \dots\dots\dots (11)$$

Donde

DTP = es la onda compresional $[\mu s / ft]$

DTS = es la onda de cizalla $[\mu s / ft]$

ρ = es la densidad [g/cc]

Posteriormente de obtener todas las constantes de la matriz, por facilidad en el manejo de las unidades se transforman a gradientes (g/cc).

Para obtener el módulo de Young y la relación de poisson solo se requiere los datos del registro sísmico y el de densidad para poder utilizar las ecuaciones siguientes:

$$v = \frac{\left(\frac{1}{DTP}\right)^2 - 2\left(\frac{1}{DTS}\right)^2}{2\left(\frac{1}{DTP}\right)^2 - 2\left(\frac{1}{DTS}\right)^2} \dots\dots\dots (12)$$

$$E = \frac{\rho\left(\frac{1}{DTS}\right)^2\left(3\left(\frac{1}{DTP}\right)^2 - 4\left(\frac{1}{DTS}\right)^2\right)}{\left(\frac{1}{DTP}\right)^2 - 2\left(\frac{1}{DTS}\right)^2} \dots\dots\dots (13)$$

3.3.2 Parámetros elásticos, (VTI)

Para la obtención de los parámetros elásticos considerando un medio transversalmente isotrópico, (VTI). Para este modelo ya se requiere del registro sísmico dipolar. Se tienen las siguientes ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{12} & C_{11} & C_{13} & 0 & 0 & 0 \\ C_{13} & C_{13} & C_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_{44} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{66} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (14)$$

$$C_{33} = \rho\left(\frac{1}{DTP}\right)^2 \dots\dots\dots (15)$$

$$C_{44} = \rho\left(\frac{1}{DTS}\right)^2 \dots\dots\dots (16)$$

$$C_{66} = \rho\left(\frac{1}{DTS_H}\right)^2 \dots\dots\dots (17)$$

$$C_{12} = C_{13} \dots\dots\dots (18)$$

$$C_{13} = C_{33} - 2C_{44} \dots\dots\dots (19)$$

$$C_{13} = C_{23} \dots\dots\dots (20)$$

$$C_{11} = C_{22} \dots\dots\dots (21)$$

$$C_{11} = C_{12} + 2C_{66} \dots\dots\dots (22)$$

$$C_{44} = C_{55} \dots \dots \dots (23)$$

Donde

DTSH = es la onda de cizalla horizontal, Stonley [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

Para obtener el módulo de Young y la relación de poisson se utilizan las siguientes ecuaciones.

$$E'_{vert} = C_{33} - 2 \frac{C_{13}^2}{C_{11} + C_{12}} \dots \dots \dots (24)$$

$$E_{horz} = \frac{(C_{11} - C_{12})(C_{11}C_{33} - 2C_{13}^2 + C_{12}C_{33})}{C_{11}C_{33} - C_{13}^2} \dots \dots \dots (25)$$

$$v'_{vert} = \frac{C_{13}}{C_{11} + C_{12}} \dots \dots \dots (26)$$

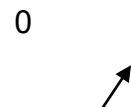
$$v_{horz} = \frac{(C_{33}C_{12} - C_{13}^2)}{C_{11}C_{33} - C_{13}^2} \dots \dots \dots (27)$$

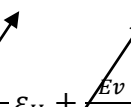
3.4 Esfuerzo horizontal máximo y mínimo

3.4.1 Isotrópicos

Con el registro sísmico convencional se pueden obtener el módulo de young y la relación de poisson a lo largo del pozo

Para el cálculo del esfuerzo horizontal máximo y mínimo se tienen las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_h - \alpha Pp = \frac{v}{1-v} (\sigma_v - \alpha Pp) + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_h + \frac{Ev}{1-v^2} \varepsilon_H \dots \dots \dots (28)$$


$$\sigma_H - \alpha Pp = \frac{v}{1-v} (\sigma_v - \alpha Pp) + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_H + \frac{Ev}{1-v^2} \varepsilon_h \dots \dots \dots (29)$$


Por facilidad y por no contar con una metodología por obtener las deformaciones horizontales se desprecian, cabe aclarar que sus valores son muy pequeños menores a 0.01 por lo que argumentan que no impactan en el resultado.

Si observamos las ecuaciones anteriores, al eliminar los dos términos de las deformaciones nos queda la ecuación de Eaton y que $\sigma_h = \sigma_H$.

3.4.2 Transversalmente isotrópico (VTI)

Con el procedimiento anterior ya se cuenta con toda la información necesaria para poder calcular los esfuerzos horizontales:

$$\sigma_h - \alpha Pp = \frac{c_{13}}{c_{33}} (\sigma_v - \alpha Pp) + \frac{c_{11} - c_{13}^2}{c_{33}} \varepsilon_h + \frac{c_{13} - c_{13}^2}{c_{33}} \varepsilon_H \dots\dots\dots (30)$$

$$\sigma_H - \alpha Pp = \frac{c_{13}}{c_{33}} (\sigma_v - \alpha Pp) + \frac{c_{11} - c_{13}^2}{c_{33}} \varepsilon_H + \frac{c_{13} - c_{13}^2}{c_{33}} \varepsilon_h \dots\dots\dots (31)$$

3.5 Caso de aplicación

A continuación se describen tres pozos que se encuentran ubicados en la zona norte del país. Son yacimientos no convencionales en el play Jurásico Superior Pimienta.

Primero se da una descripción breve del pozo que incluye la columna geológica, el inicio y término de la perforación y terminación respectivamente, si fue productor o no.

Posteriormente se muestran las gráficas de la presión de poro, los módulos elásticos, el esfuerzo horizontal mínimo sin considerar las deformaciones máximas y mínimas horizontales; para el caso de un medio isotrópico y VTI.

BATIAL

El pozo se localiza a 1.825 Km al NW del pozo Herreras-2 y a 124,16 Km al SW de Reynosa, Tamaulipas. En el municipio Los Herreras, Nuevo León

Condiciones estructurales: es un play no convencional. El cual se considera como una acumulación continua de hidrocarburos, en la cual la roca generadora actúa al mismo tiempo como almacén y sello, la trampa no existe como tal, presenta muy baja permeabilidad.

La columna geológica se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3. 2 Columna Geológica del Pozo Batial 1

Columna geológica	
Paleoceno Indiferenciado	328m tvd
Cretácico Superior Méndez	1427m
Cretácico Superior San Felipe	1743m
Cretácico Superior Agua Nueva	2060m
Cretácico Superior Tamaulipas Superior	2250m
Cretácico Superior Otates	2356m
Cretácico Superior Tamaulipas Inferior	2365m
Jurásico Superior Pimienta	2900m
PT	3081

Inició de la perforación: el 06 de Junio de 2013

Terminó de la perforación: el 21 de Diciembre de 2013.

Inicio de la terminación: el 30 de Enero de 2014.

Terminación sin equipo: 21 de Mayo de 2014.

La profundidad del pozo piloto: 3080 mv.

Capítulo III

Resultado: Productor no comercial de gas seco.

Prueba de producción: Disparado y fracturado.

Formación: Pimienta del Jurásico Superior.

Fluyó por: 4 1/2"

Est. 14/64"

P_{TP} : 700 psi

Q_{gas} : 0.494 mmpcd

Q_{cond} : 0 bpd

Q_{agua} : 48 bpd

salinidad_{TP}: 43,317 ppm

ph: 6.47

La presión de poro se obtuvo por el método de divergencias que nos dice que la compactación debe ser paralela a la línea de la compactación normal. (figura 3.2).

Para ajustarla con las plantillas se tuvo una pendiente de 0.001 y una ordenada al origen de 120. El esfuerzo de sobre carga se obtuvo del registro de densidad.

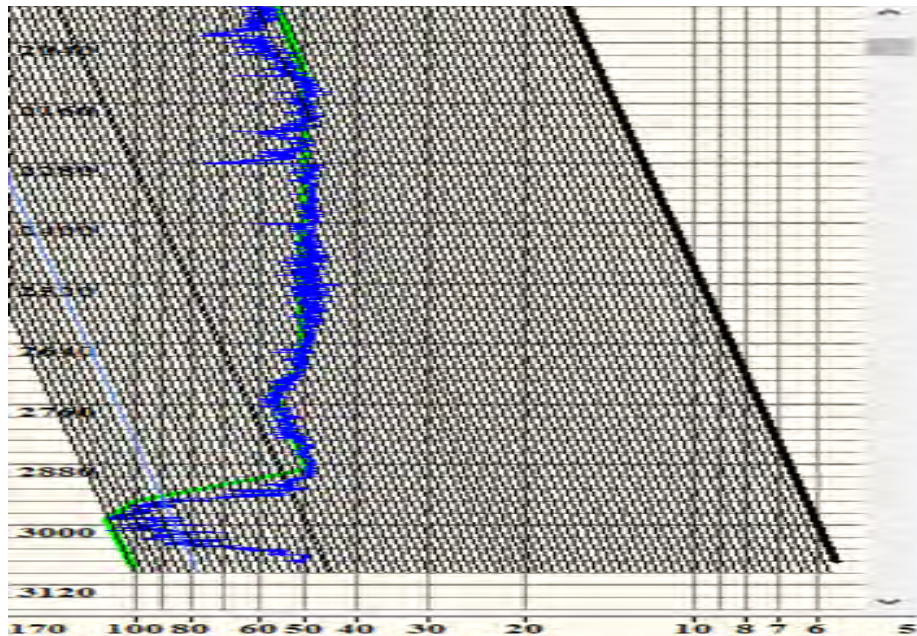


Figura 3.2 Presión de Poro del pozo Batial 1

A partir de los tiempos de tránsito de la onda compresional y la onda de corte y la onda de Stonely obtenidos del registro sísmico dipolar se calcularon las constantes de la matriz de rigidez.

Con las constantes de rigidez se obtuvo el módulo de Young isotrópico línea roja y el módulo de Young VTI línea verde,(figura 3.2). Es mayor el módulo de young isotrópico en promedio de 886 kpsi en comparación con el modelo VTI.

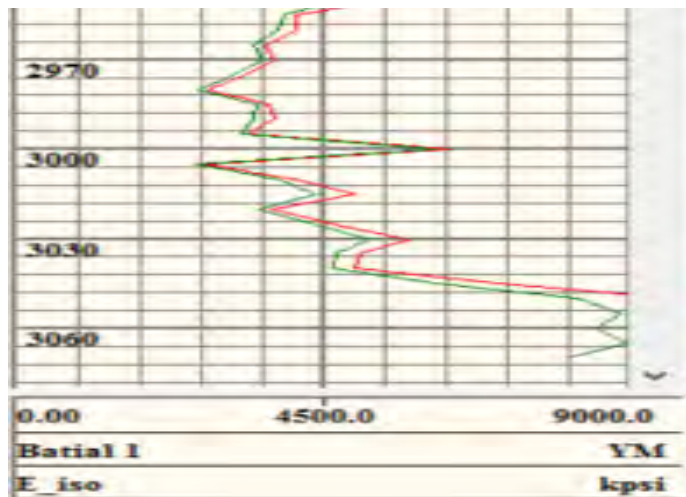


Figura 3.3 Modulo de Young isotrópico línea roja, Modulo de Young VTI línea verde, Batial 1

Capítulo III

Ahora se calculan las relaciones de poisson tanto isotrópico (línea roja) y VTI (línea verde). (figura 3.3). Es menor el modelo isotrópico en promedio de 0.1 en comparación con el modelo VTI.

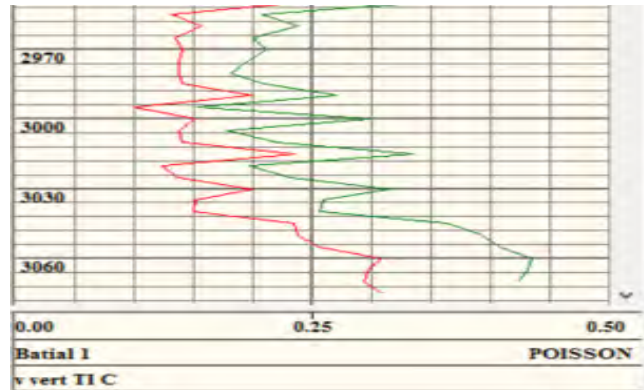


Figura 3. 4 Relación de Poisson isotrópico línea roja, Relación de Poisson VTI línea verde, Batial 1

Por último se calculó el esfuerzo horizontal mínimo por los dos métodos antes mencionados (figura 3.4). En este caso las dos curvas se empalman, esto era predecible pues al despreciar las deformaciones en los dos métodos se reducen las ecuaciones a la de Eaton, 1969.

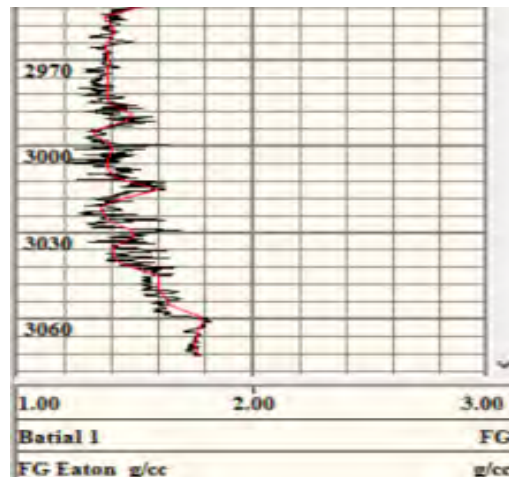


Figura 3. 5 Esfuerzo Horizontal Mínimo isotrópico, Eaton, línea roja, Esfuerzo Horizontal Mínimo VTI , línea negra, Batial 1

CEFIRO

Condiciones estructurales: es un play no convencional. El cual se considera como una acumulación continua de hidrocarburos, en la cual la roca generadora actúa al mismo tiempo como almacén y sello, la trampa no existe como tal, presenta muy baja permeabilidad.

Tabla 3. 2 Columna geológica del pozo Céfiro

Columna geológica	
Eoceno Indiferenciado	Aflora
Paleoceno Indiferenciado	328m
Cretácico Superior Méndez	1427m
Cretácico Superior San Felipe	1743m
Cretácico Superior Agua Nueva	2060m
Cretácico Superior Tamaulipas Superior	2250m
Cretácico Superior Otates	2356m
Cretácico Superior Tamaulipas Inferior	2365m
Jurásico Superior Pimienta	2853m
PT	3005

Inició de la perforación: el 11 de Agosto de 2013

Terminó de la perforación: el 4 de Diciembre de 2013.

Inicio de la terminación: el 20 de Marzo de 2014.

Terminación sin equipo: 28 de Septiembre de 2014.

La profundidad del pozo piloto: 3005 mv.

Resultado: Productor de gas seco.

Prueba de producción: disparado y fracturado.

Capítulo III

Formación: Pimienta del Jurásico Superior.

Fluyó por: 4 1/2"

Est. 22/64"

P_{TP} : 5400 psi

Q_{gas} : 12.024 mmpcd

Q_{cond} : 0 bpd

Q_{agua} : 192 bpd

salinidad_(NaCl): 68,357 ppm

ph: 6.52

La presión de poro se obtuvo por el método de divergencias que nos dice que la compactación debe ser paralela a la línea de la compactación normal. (figura 3.5).

Para ajustarla con las plantillas se tuvo una pendiente de 0.001 y una ordenada al origen de 120. El esfuerzo de sobre carga se obtuvo del registro de densidad.

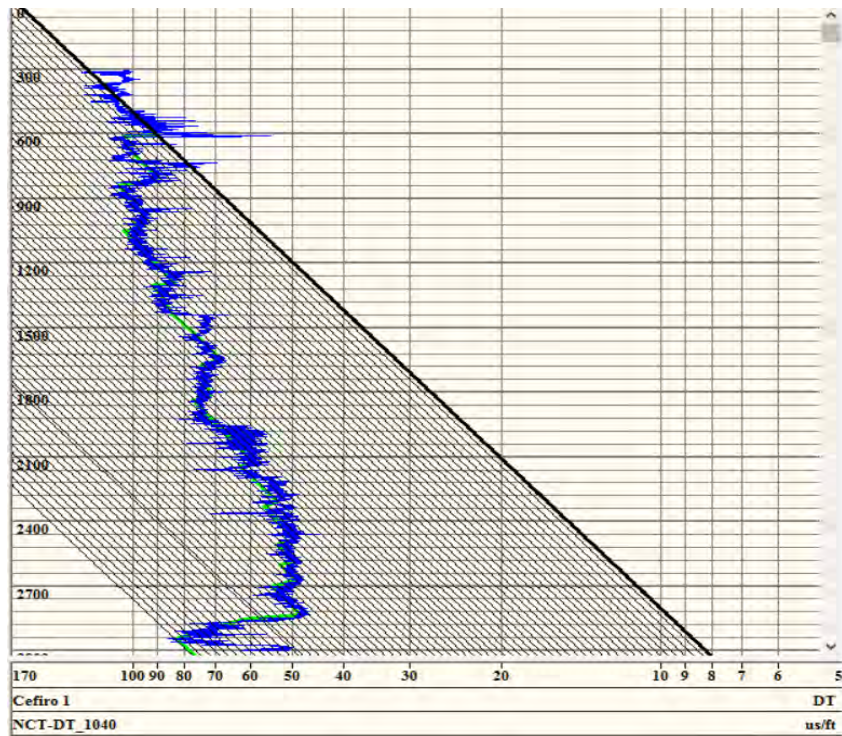


Figura 3. 6 Presión de Poro del pozo Céfiro 1

A partir de los tiempos de tránsito de la onda compresional y la onda de corte y la onda de Stonely obtenidos del registro sísmico dipolar se calcularon las constantes de la matriz de rigidez.

Con las constantes de rigidez se obtuvo el módulo de Young isotrópico línea roja y el módulo de Young VTI línea verde,(figura 3.6). Es mayor el módulo de young isotrópico en promedio de 980 kpsi en comparación con el modelo VTI.

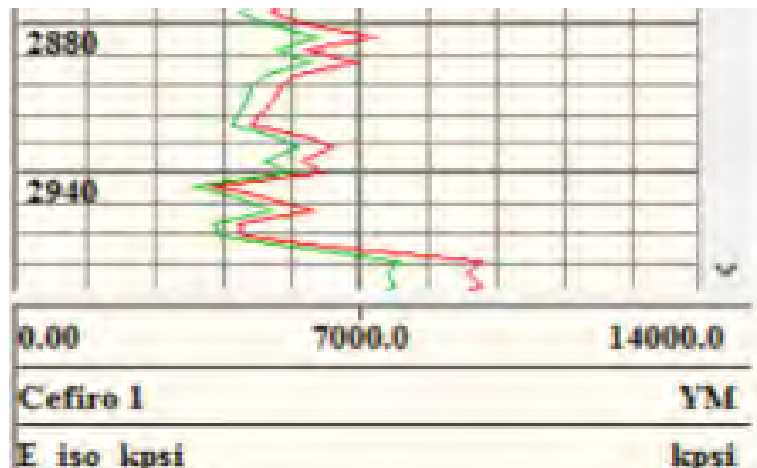


Figura 3.7 Modulo de Young isotrópico línea roja, Modulo de Young VTI línea verde, Céfiro 1

Ahora se calculan las relaciones de poisson tanto isotrópico (línea roja) y VTI (línea verde). (figura 3.3). Es menor el modelo isotrópico en promedio de 0.17 en comparación con el modelo VTI.

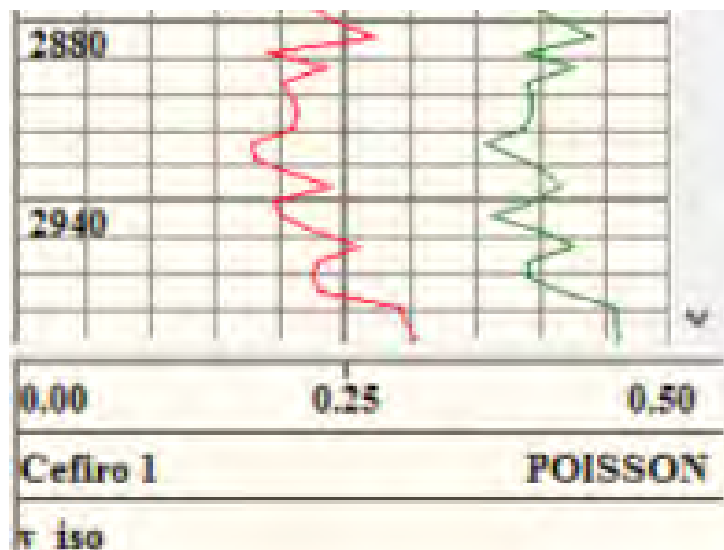


Figura 3. 8 Relación de Poisson isotrópico línea roja, Relación de Poisson VTI línea verde, Céfiro 1

El esfuerzo horizontal mínimo se calculó por los dos métodos isotrópico y VTI (figura 3.4). Las dos curvas se empalman debido a que al despreciar las deformaciones en los dos métodos se reducen las ecuaciones a la de Eaton, 1969.

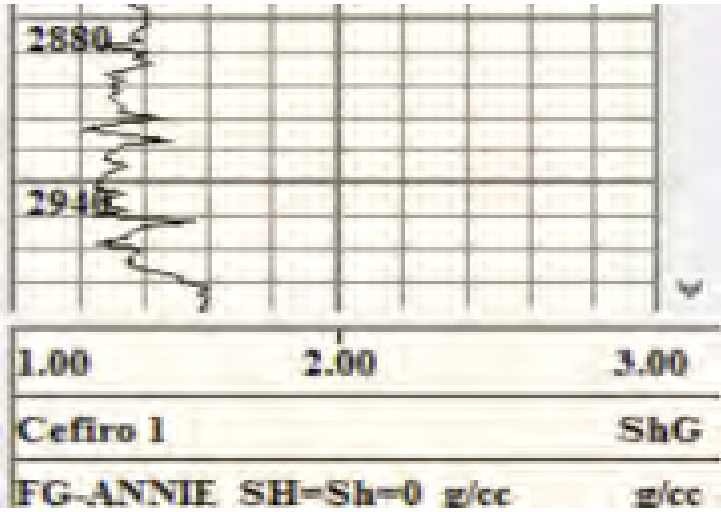


Figura 3. 9 Esfuerzo Horizontal Mínimo isotrópico, Eaton, línea roja, Esfuerzo Horizontal Mínimo VTI ,Annie línea negra, Céfiro 1

MOSQUETE

Condiciones estructurales: es un play no convencional. El cual se considera como una acumulación continua de hidrocarburos, en la cual la roca generadora actúa al mismo tiempo como almacén y sello, la trampa no existe como tal, presenta muy baja permeabilidad.

Tabla 3. 3 Columna geológica del pozo Mosquete

Columna geológica	
Oligoceno Vicksburg	Aflora
Eoceno Indiferenciado	380
Paleoceno Indiferenciado	1080m
Cretácico Superior Méndez	1380m
Cretácico Superior San Felipe	1720m
Cretácico Superior Agua Nueva	1820m
Cretácico Superior Tamaulipas Superior	1950m
Cretácico Superior Otates	2060m
Cretácico Superior Tamaulipas Inferior	2070m
Jurásico Superior Pimienta	2420m
PT	2555m

Inició de la perforación: el 18 de Agosto de 2013

Terminó de la perforación: el 09 de Noviembre de 2013.

Inicio de la terminación: el 19 de Diciembre de 2013.

Terminación sin equipo: 11 de Junio de 2014.

La profundidad del pozo: 2439.52 mv.

Resultado: Improductivo seco.

Prueba de producción:

Formación: Pimienta del Jurásico Superior.

Fluyó por: 4 1/2"

Est. 22/64"

P_{TP} : 135 psi

Q_{gas} : 0.000 mmpcd

Q_{cond} : 0 bpd

Q_{agua} : 83 bpd

salinidad_{TP}: 18,546 ppm

ph: 7.0

La presión de poro se obtuvo por el método de divergencias que nos dice que la compactación debe ser paralela a la línea de la compactación normal. (figura 3.9).

Para ajustarla con las plantillas se tuvo una pendiente de 0.001 y una ordenada al origen de 120. El esfuerzo de sobre carga se obtuvo del registro de densidad.

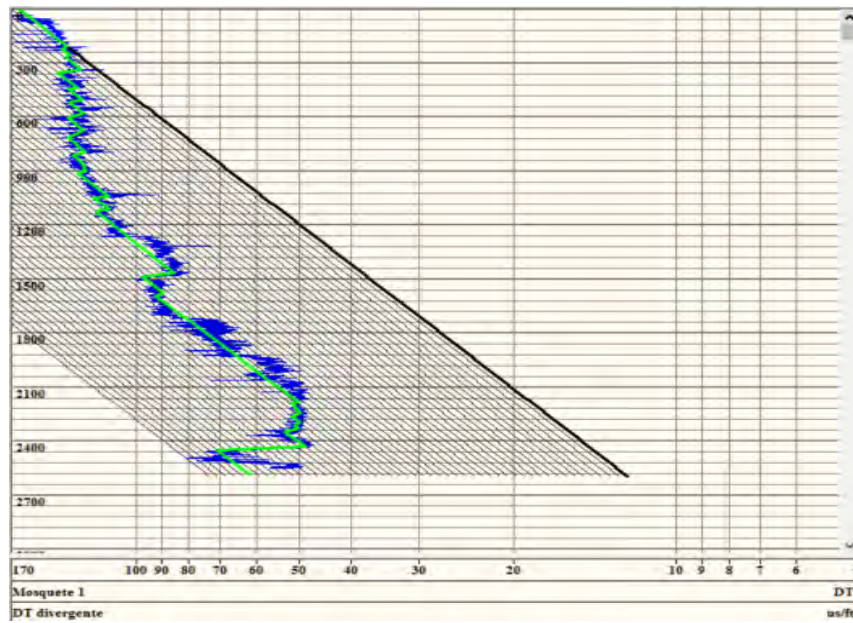


Figura 3. 10 Presión de Poro del pozo Mosquete 1

A partir de los tiempos de tránsito de la onda compresional y la onda de corte y la onda de Stonely obtenidos del registro sísmico dipolar se calcularon las constantes de la matriz de rigidez.

Con las constantes de rigidez se obtuvo el módulo de Young isotrópico línea roja y el módulo de Young VTI línea verde,(figura 3.10). Es mayor el módulo de young isotrópico en promedio de 1389 kpsi en comparación con el modelo VTI.

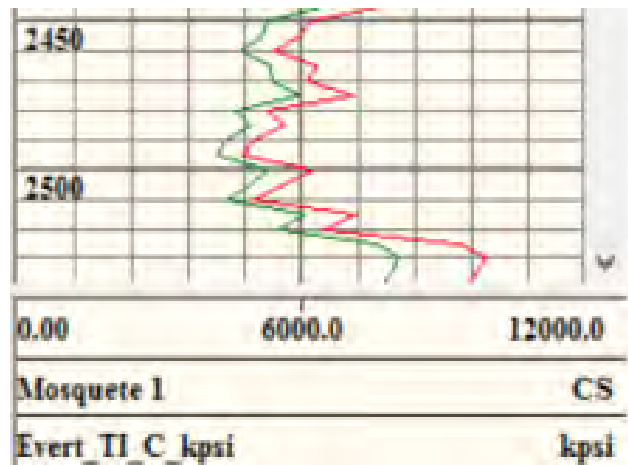


Figura 3. 11 Modulo de Young isotrópico línea roja, Modulo de Young VTI línea verde, Mosquete 1

Ahora se calculan las relaciones de poisson tanto isotrópico (línea roja) y VTI (línea verde). (figura 3.11). Es menor el modelo isotrópico en promedio de 0.11 en comparación con el modelo VTI.

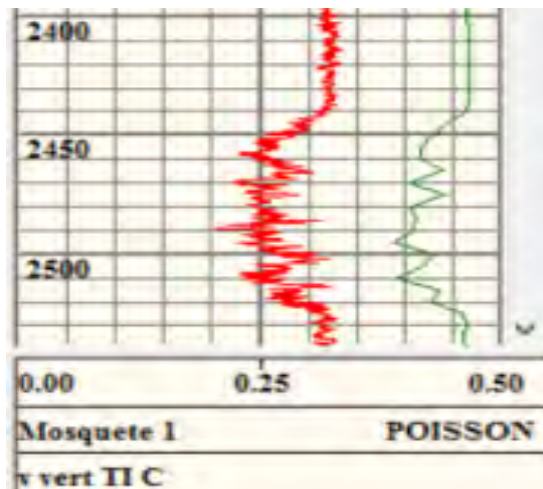


Figura 3. 12 Relación de Poisson isotrópico línea roja, Relación de Poisson VTI línea verde, Mosquete 1

Por último se calculó el esfuerzo horizontal mínimo por los dos métodos antes mencionados (figura 3.12). En este caso las dos curvas se empalman, esto era predecible pues al desprestigiar las deformaciones en los dos métodos se reducen las ecuaciones a la de Eaton, 1969.

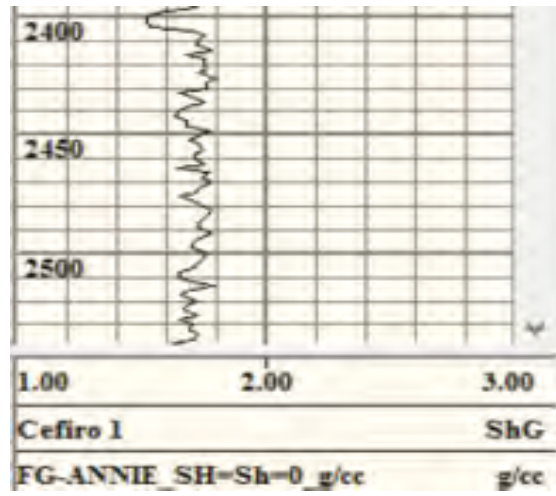


Figura 3. 13 Esfuerzo Horizontal Mínimo isotrópico, Eaton, Línea roja, Esfuerzo Horizontal Mínimo VTI ,Annie línea negra, Mosquete 1

CAPITULO IV: DEFORMACIONES HORIZONTALES

En este capítulo se presentará el desarrollo de cómo calcular las deformaciones horizontales máxima y mínima (por medio de los ISIP de las fracturas y considerando el modelo de Anderson), que por lo general no son consideradas en la práctica.

Se presenta una tabla comparativa de la variación de la geometría de la fractura hidráulica (para pozos verticales) sin considerar las deformaciones y al considerarlas.

4.1 Modelo de Anderson

Anderson (1905) realizó una clasificación dinámica de las fallas basada en el posicionamiento de los tres vectores principales de esfuerzos, ortogonales entre sí que cumplen el requisito general de $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$, (figura 4.1). Un esfuerzo principal siempre es vertical, explicó la ocurrencia de tres tipos de fallas: fallas normales, fallas transcurrentes, fallas inversas.

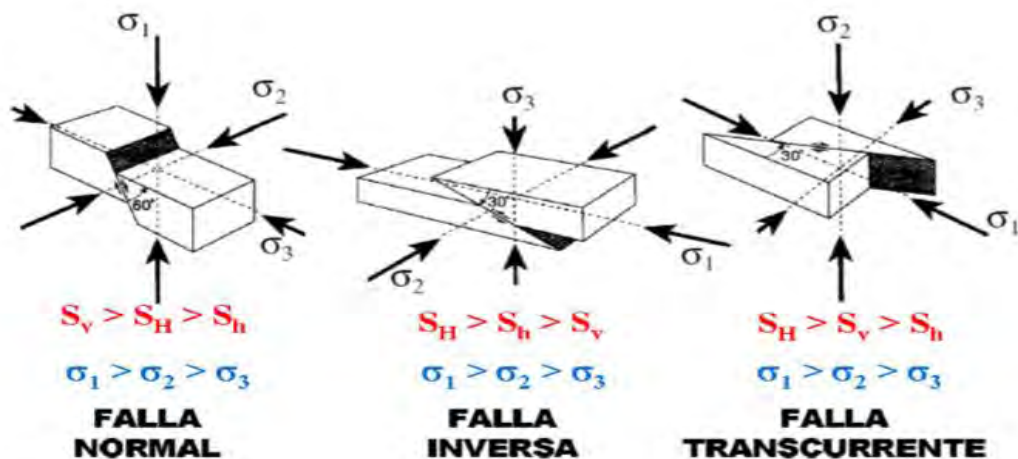


Figura 4.1 Clasificación dinámica Andersoniana de las fallas.(McClay. 1987).

Capítulo IV

La ecuación de Anderson es la siguiente:

$$\sigma_H = \sigma_h + k(\sigma_v - \sigma_h) \dots\dots\dots (1)$$

Tomando la relación de esfuerzos efectivos de Eaton (1969)

$$k_o = \frac{\sigma_h}{\sigma_v} = \left(\frac{v}{1-v}\right) \dots\dots\dots (2)$$

Despejando σ_v de la ecuación (2) se tiene:

$$\sigma_v = \left(\frac{1-v}{v}\right)\sigma_h \dots\dots\dots (3)$$

Sustituyendo la ecuación (3) en la ecuación (1):

$$\sigma_H = \sigma_h + k \left[\left(\frac{1}{v} - 1\right) \sigma_h - \sigma_h \right] \dots\dots\dots (4)$$

Reacomodando términos y simplificando:

$$\sigma_H = \sigma_h \left[1 + k \left(\frac{1}{v} - 2\right) \right] \dots\dots\dots (5)$$

Donde

k =parámetro de ajuste

Para regímenes de margen pasivo y de fallamiento normal $k = 0.5$

$$\sigma_H = \sigma_h \left[1 + 0.5 \left(\frac{1}{v} - 2\right) \right] \dots\dots\dots (6)$$

$$\sigma_H = \frac{1}{2v} \sigma_h \dots\dots\dots (7)$$

4.2 Determinación de las deformaciones horizontales

4.2.1 Isotrópico

Retomando la ecuación del esfuerzo horizontal mínimo

$$\sigma_h = \alpha_x P_p + \frac{C_{12}}{C_{11}} (\sigma_v - \alpha_z P_p) + \left(C_{11} - \frac{C_{12}^2}{C_{11}} \right) \varepsilon_h + \left(C_{12} - \frac{C_{12}^2}{C_{11}} \right) \varepsilon_H \dots\dots\dots (8)$$

y asumiendo que el valor de ε_H será

$$\varepsilon_H = n * \varepsilon_h \dots\dots\dots (9)$$

Sustituyendo la ecuación 1 en la 7 nos queda:

$$\sigma_h = \alpha_x P_p + \frac{C_{12}}{C_{11}} (\sigma_v - \alpha_z P_p) + \left(C_{11} - \frac{C_{12}^2}{C_{11}} \right) \varepsilon_h + \left(C_{12} - \frac{C_{12}^2}{C_{11}} \right) (n * \varepsilon_h) \dots\dots\dots (10)$$

Ahora solo tenemos una incógnita, así que despejamos ε_h

$$\varepsilon_h = \frac{\sigma_h - \alpha_x P_p - \frac{C_{12}}{C_{11}} (\sigma_v - \alpha_z P_p)}{C_{11} + n C_{12} - \left[\frac{C_{12}^2 (1+n)}{C_{11}} \right]} \dots\dots\dots (11)$$

4.2.2 Transversalmente isotrópico, VTI

Retomando la ecuación del esfuerzo horizontal mínimo

$$\sigma_h = \frac{C_{13}}{C_{33}} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \left(\frac{C_{11} - C_{13}^2}{C_{33}} \right) \varepsilon_h + \left(\frac{C_{13} - C_{13}^2}{C_{33}} \right) \varepsilon_H \dots\dots\dots (12)$$

El valor de σ_h se obtiene de los ISIP de las fracturas. Se tiene dos incógnitas ($\varepsilon_h, \varepsilon_H$) por lo que es posible obtener sus valores. Se asume que el valor de ε_H será:

$$\varepsilon_H = n * \varepsilon_h \dots\dots\dots (13)$$

Por lo que al despejar ε_h tenemos:

$$\varepsilon_h = \frac{\sigma_h - \alpha_x P_p - \frac{C_{13}}{C_{33}}(\sigma_v - \alpha_z P_p)}{C_{11} + n C_{13} - \left[\frac{C_{13}^2 (1+n)}{C_{33}} \right]} \dots\dots\dots (14)$$

4.3 Caso de aplicación

En los tres pozos se realizó el cálculo de las deformaciones así como su diseño de fractura sin considerar las deformaciones y al tomarlas en cuenta. Se tomó el diseño de las fracturas realizadas en campo para una etapa, el objetivo no es analizar si fue el óptimo diseño, sino más bien poder comparar las geometrías al considerar las deformaciones horizontales.

BATIAL

Para el caso de Batial 1 se contó con diez ISIP por lo que se trabajó con diez datos a sus respectivas profundidades.

Para cada profundidad se obtuvieron C_{11} , C_{13} , C_{33} , P_p , σ_v , σ_h que son los datos requeridos para la ecuación (14). Con respecto al valor de n esta en un rango de 1-1.5 con incrementos de 0.1. La deformación horizontal máxima, se encuentra en un rango de 0.001-0.00175 g/cc. (figura 4.1).

Para obtener las geometrías de fracturas se tomó la cédula de bombeo de una etapa que se realizó en el pozo Batial 1. Con 1,800 sacos de arena cuarcítica (200 sacos Jordan malla 100 y 1,600 sacos Jordan malla 30/50) y 1,200 sacos de apuntalante cerámico (Carbolite 20/40), 10 m³ de HCL al 15%, a un gasto de 80 bpm. Lo único que se modificó para cada una fue el esfuerzo horizontal mínimo considerando las deformaciones horizontales. Para el caso de isotrópico también se modificó el módulo de Young y la relación de poisson.



Figura 4. 2 Gráfica de la deformación horizontal máxima vs profundidad, Batial 1

Fractura con EH=0

En la figura 4.3 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada muy grande de 400m con una altura de 22 metros, el detalle o el pero en esta fractura es su concentración pues es muy baja. Para una concentración de 1lb/ft² apenas si supera los cincuenta metros. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde se empalman el modelo isotrópico con el TVI sin considerar las deformaciones horizontales debido a que los dos modelos se reducen al método de Eaton.

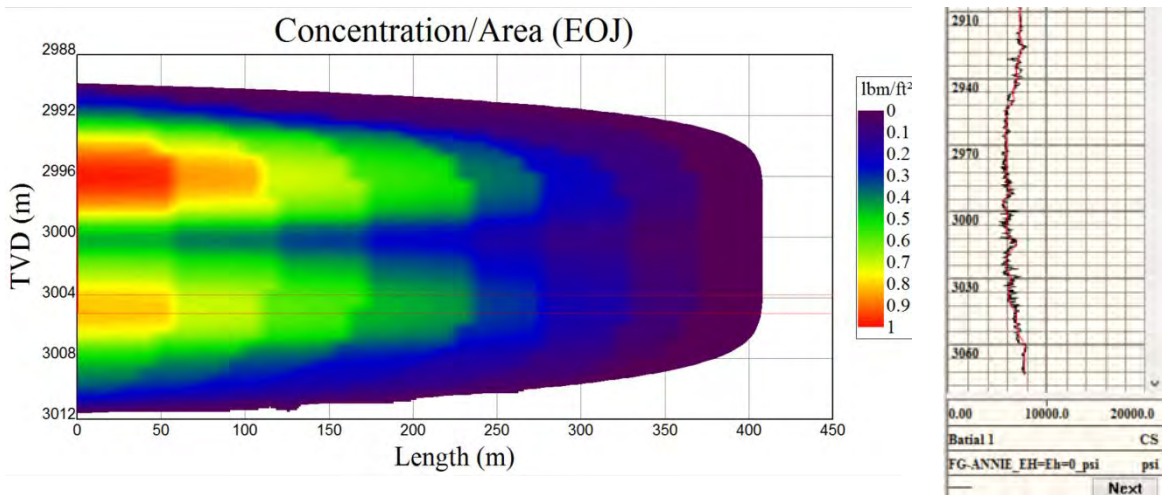


Figura 4. 3 Geometría de la fractura con $\epsilon_H = 0$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

Fractura con EH=1

En la figura 4.4 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 160m y longitud apuntalada de 133m y altura de 23 metros. La longitud creada disminuyó más de la mitad pero lo que realmente interesa es la longitud apuntalada que si bien disminuyó pero aumento la concentración de 0.8-3.3 lb/ft² lo que

nos indica una mayor conductividad. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde se consideran las deformaciones horizontales máxima y mínima iguales. Aquí ya se observa que existe entre los dos modelos una diferencia en el esfuerzo horizontal mínimo, siendo mayor cuando se consideran las deformaciones. La línea roja indica el modelo VTI considerando iguales las deformaciones horizontales.

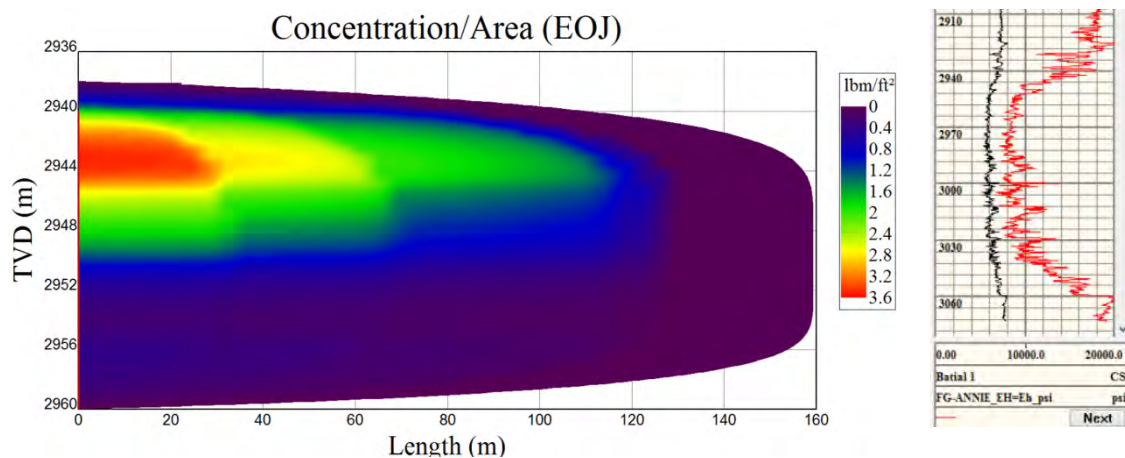
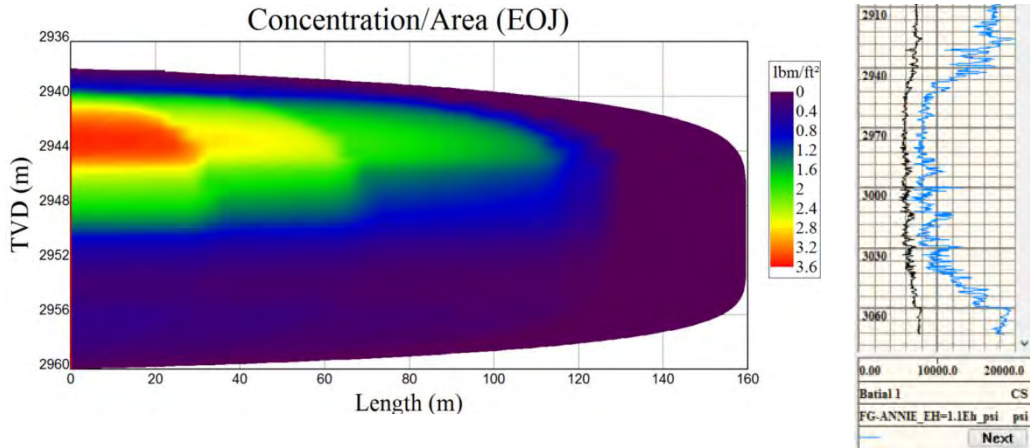


Figura 4. 4 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

Fractura con EH=1.1

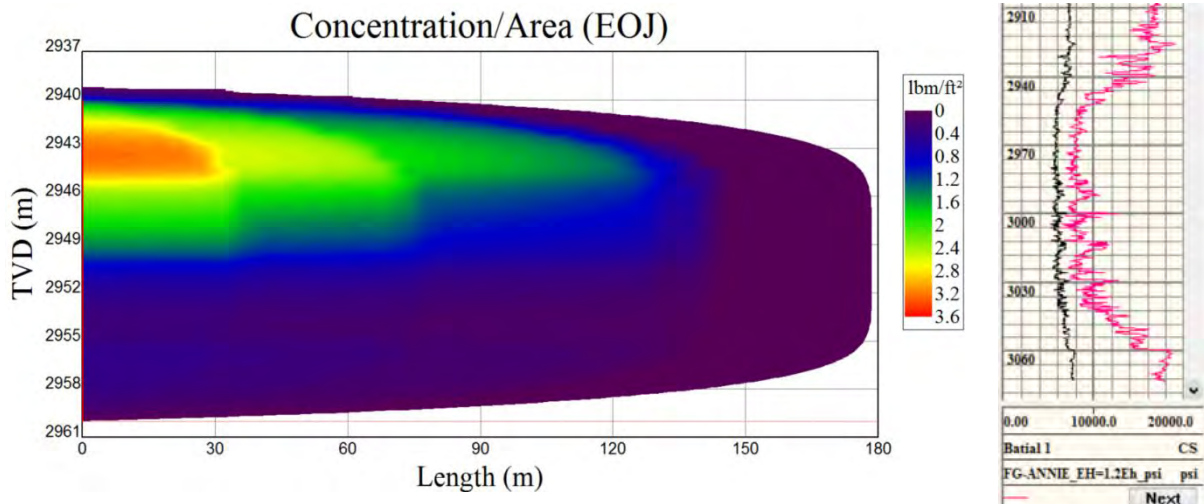
En la figura 4.5 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 160m y longitud apuntalada de 133m y altura de 23 metros. Es la misma geometría que la anterior. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea azul es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal.



4. 5 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.1 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

Fractura con EH=1.2

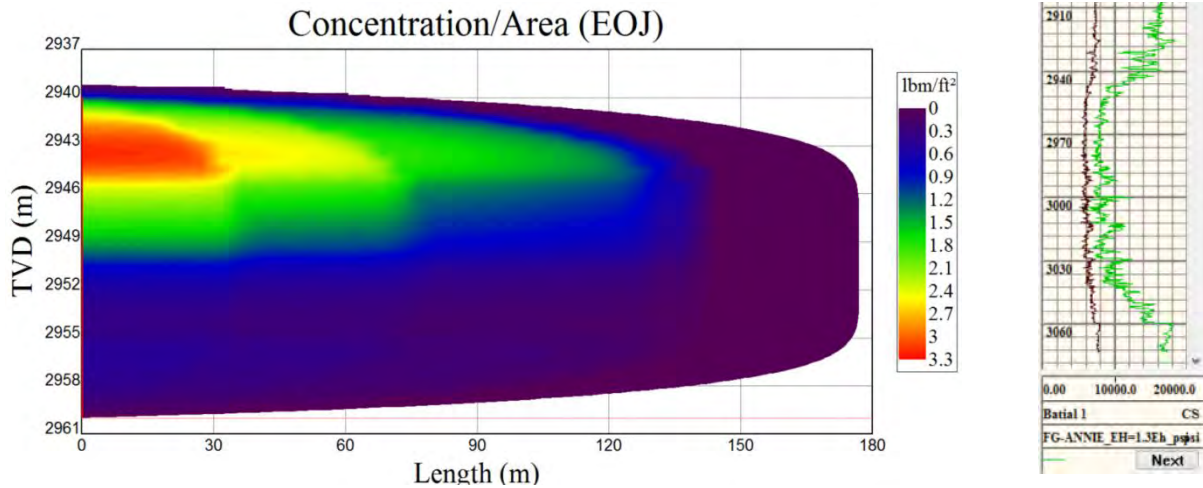
En la figura 4.6 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 180m y longitud apuntalada de 133m y altura de 23 metros. Es la misma geometría que la anterior aunque la longitud creada haya sido mayor. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea rosa es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal considerando $\varepsilon_H = 1.2 * \varepsilon_h$.



4. 6 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.2 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

Fractura con EH=1.3

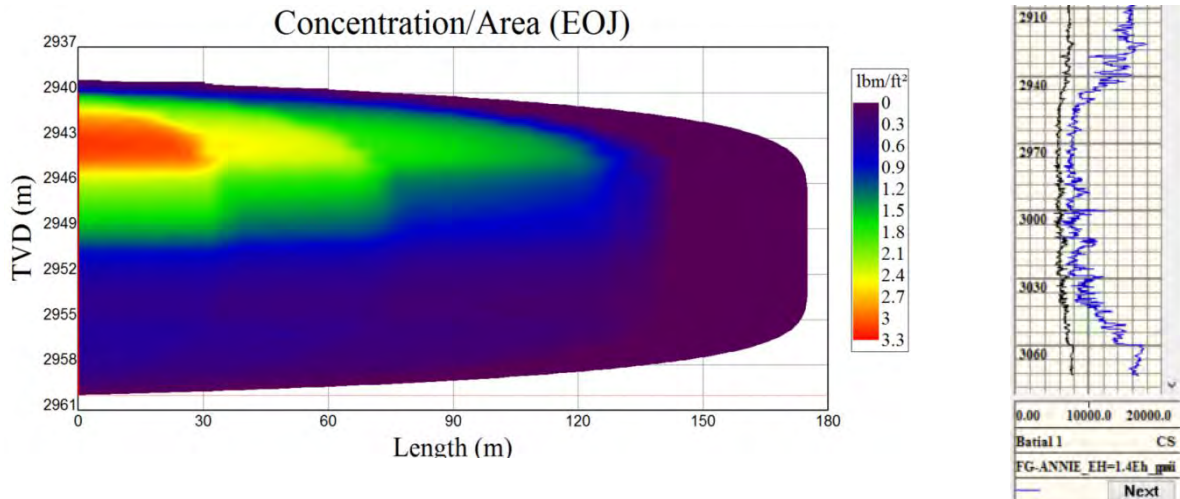
En la figura 4.7 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 175m y longitud apuntalada de 133m y altura de 23 metros. Es la misma geometría que la anterior. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea verde es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal considerando $\varepsilon_H = 1.3 * \varepsilon_h$.



4. 7 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.3 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

Fractura con EH=1.4

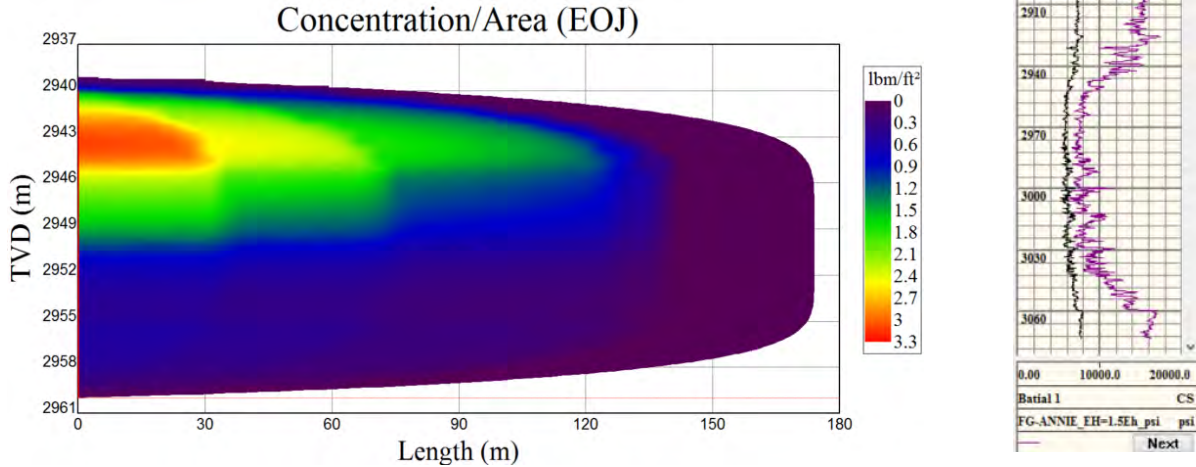
En la figura 4.8 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 175m y longitud apuntalada de 133m y altura de 22 metros. Es la misma geometría que la anterior. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea azul es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal considerando $\varepsilon_H = 1.4 * \varepsilon_h$.



4. 8 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.4 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

Fractura con EH=1.5

En la figura 4.9 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 169m y longitud apuntalada de 130m y altura de 23 metros. Es la misma geometría que la anterior. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea morada es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal considerando $\varepsilon_H = 1.5 * \varepsilon_h$.



4. 9 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.5 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Batial 1

En la tabla 4.1 se muestran los resultados de como varía la geometría de la fractura hidráulica al introducir la deformación, lo cual impacta en el valor del esfuerzo horizontal mínimo y este a su vez en la geometría de la fractura.

Tabla 4. 1 Geometrías de las fracturas al variar la deformación máxima horizontal de 0 hasta 1.5, Batial 1

BATIAL	0	1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
Longitud Creada	400	160	160	180	175	175	168
Longitud apuntalada	250	133	133	133	133	133	130
altura	22	23	23	23	23	22	23

CEFIRO

Para el caso de Cefiro 1 se contó con quince ISIP por lo que se trabajo con quince datos a sus respectivas profundidades.

Para cada profundidad se obtuvieron C_{11} , C_{13} , C_{33} , P_p , σ_v , σ_h que son los datos requeridos para la ecuación (14). Con respecto al valor de n esta en un rango de 1-1.5 con incrementos de 0.1. La deformación horizontal máxima, se encuentra en un rango de 0.0017-0.0025 g/cc. (figura 4.10).

Para obtener las geometrías de fracturas se tomó la cédula de bombeo de una etapa que se realizó en el pozo Batial 1. Con un gasto inicial de 70 BPM, 250 sacos de arena malla 100, 250 sacos de arena malla 40/70, 1500 sacos de arena blanca 30/50, 2500 sacos de carbolite 20/40, 10 m³ de HCL al 15%. Lo único que se modificó para cada una fue el esfuerzo horizontal mínimo considerando las deformaciones horizontales. Para el caso de isotrópico también se modificó el módulo de Young y la relación de poisson.

A partir de los valores de los ISIP se calculó la deformación horizontal máxima, el cual se encuentra en un rango de 0.0012-0.0025 g/cc. Como se muestra en la figura 4.10.

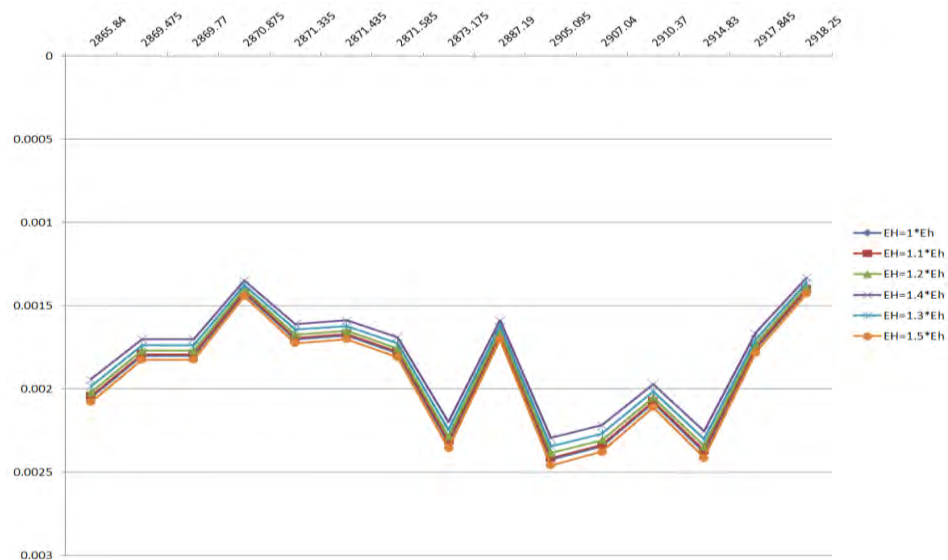


Figura 4.10 Gráfica de la deformación horizontal máxima vs profundidad, Céfiro 1

Fractura con EH=0

En la figura 4.11 se muestra la geometría de la fractura al no considerar las deformaciones horizontales. La longitud creada de 380m y longitud apuntalada de 300m y altura de 24 metros. La longitud apuntalada con una concentración de 0.2 lb/. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde no se consideran las deformaciones horizontales máxima y mínima. La curva verde es el esfuerzo horizontal mínimo con un modelo isotrópico y se empalma con el VTI.

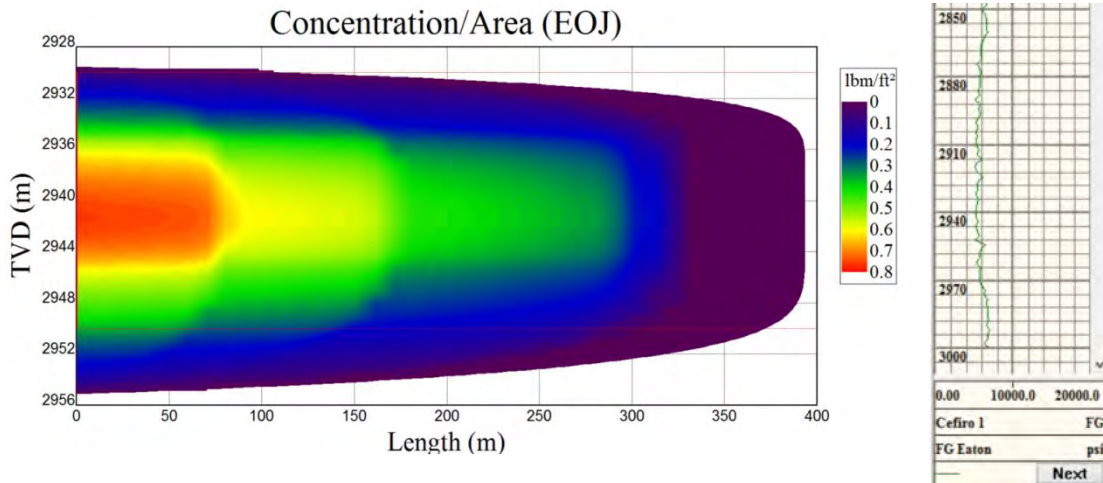
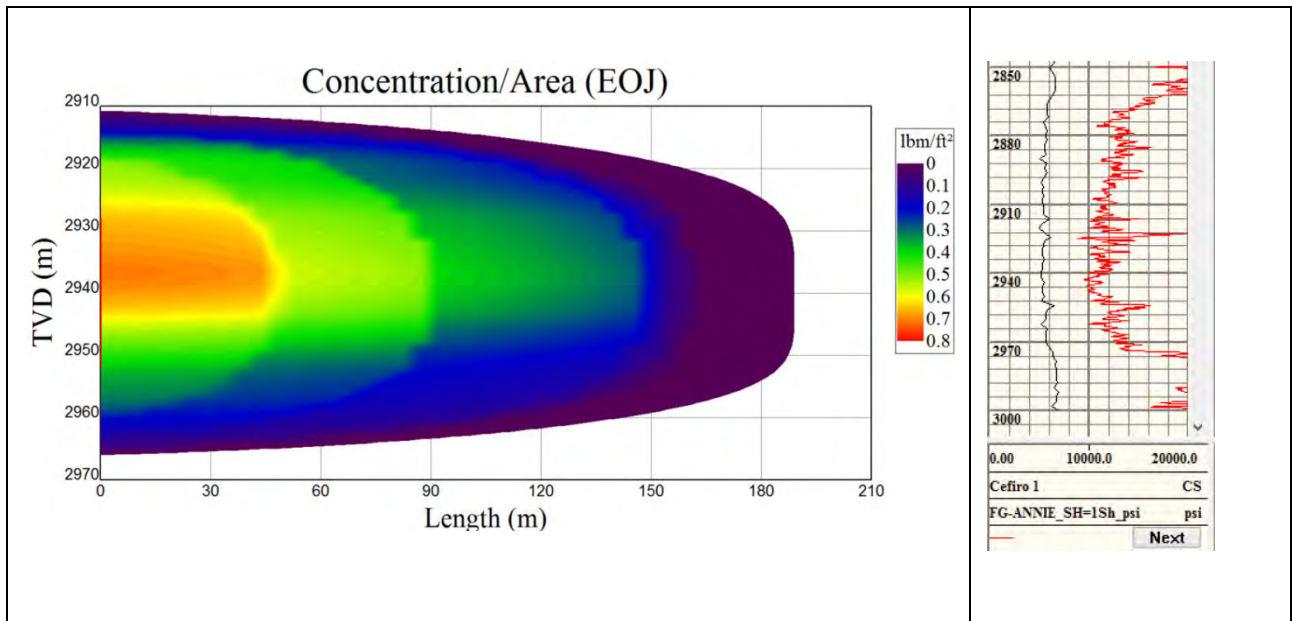


Figura 4. 11 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 0$ y gráfica del σ_h , del pozo Céfiro 1

Fractura con EH=1

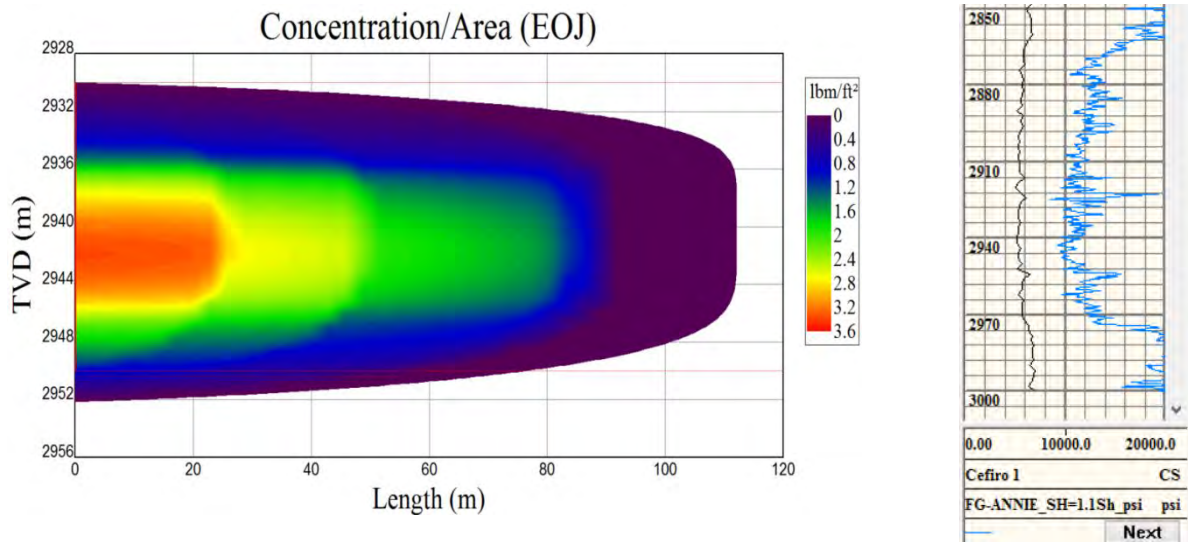
En la figura 4.12 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 190m y longitud apuntalada de 150m y altura de 50 metros. La longitud creada disminuyó más de la mitad pero lo que realmente interesa es la longitud apuntalada disminuyó y no aumento la concentración de 0.8-3.3 lb/ft² porque creció en altura . Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde se consideran las deformaciones horizontales máxima y mínima iguales. Aquí ya se observa que existe entre los dos modelos una diferencia en el esfuerzo horizontal mínimo, siendo mayor cuando se consideran las deformaciones. La línea roja indica el modelo VTI considerando iguales las deformaciones horizontales.



4. 12 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Céfiro 1

Fractura con EH=1.1

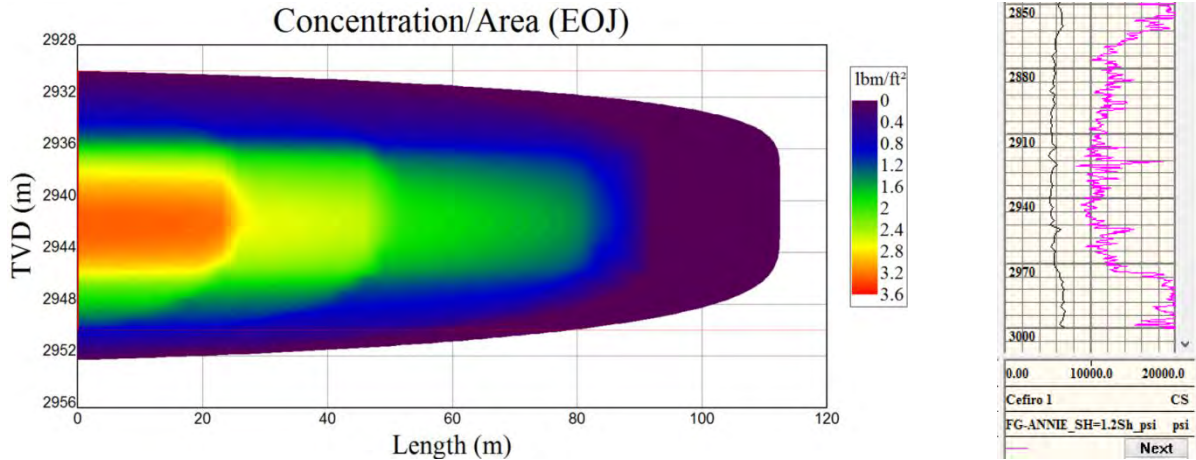
En la figura 4.13 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 110m y longitud apuntalada de 90m y altura de 20 metros. En esta geometría disminuyó aún más que la anterior pero ya aumento la concentración. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea azul es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal.



4. 13 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.1 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Céfiro 1

Fractura con EH=1.2

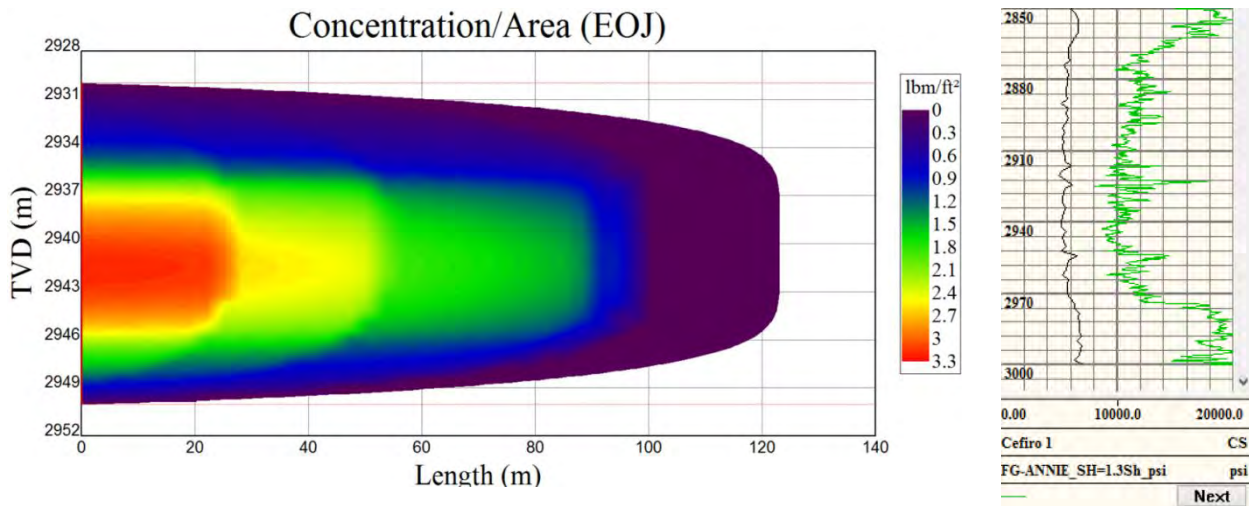
En la figura 4.14 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 180m y longitud apuntalada de 133m y altura de 23 metros. Es la misma geometría que la anterior aunque la longitud creada haya sido mayor. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea rosa es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal considerando $\varepsilon_H = 1.2 * \varepsilon_h$.



4. 14 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.2 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Céforo 1

Fractura con EH=1.3

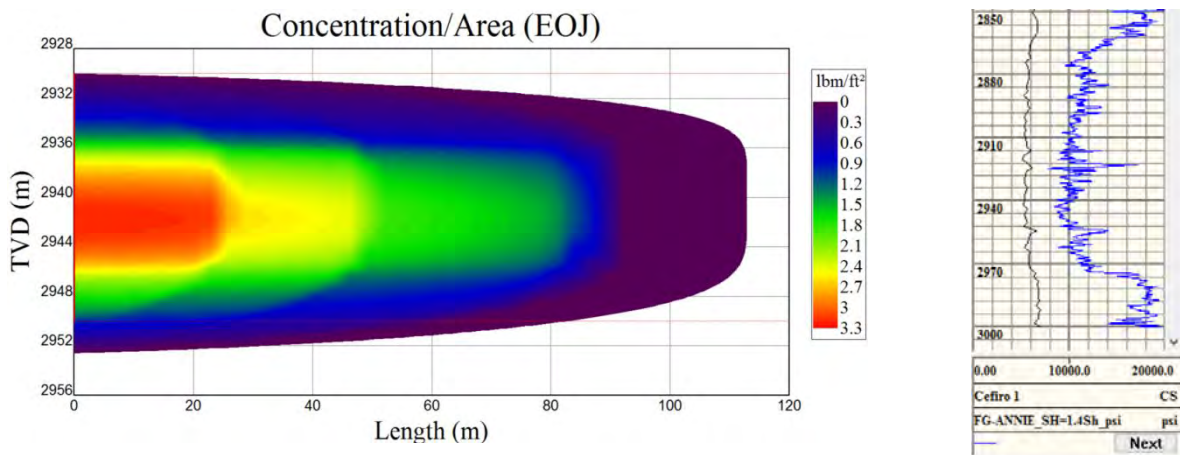
En la figura 4.15 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 125m y longitud apuntalada de 90m y altura de 20 metros. Es la misma geometría que la anterior. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea verde es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal considerando $\varepsilon_H = 1.3 * \varepsilon_h$.



4. 15 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.3 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Céforo 1

Fractura con EH=1.4

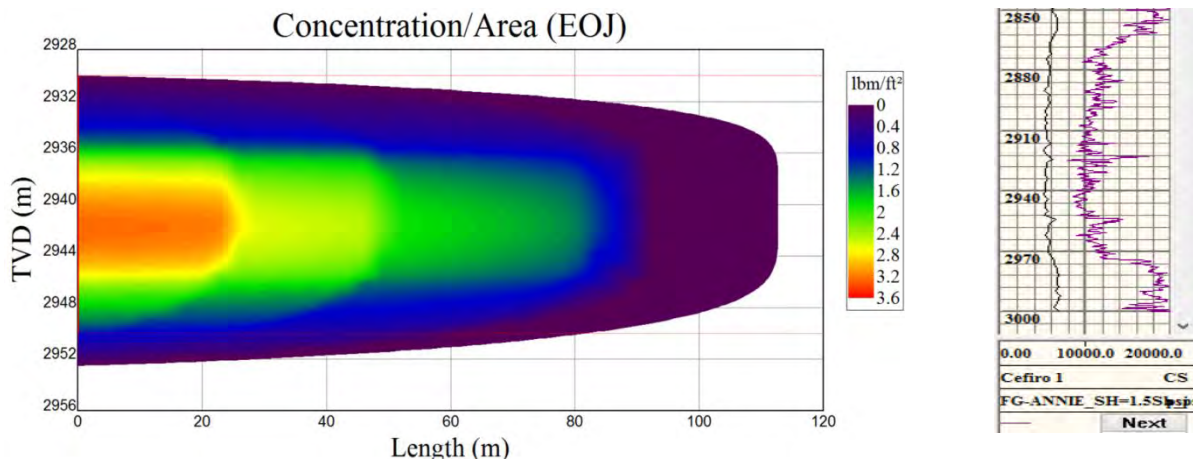
En la figura 4.16 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 110m y longitud apuntalada de 90m y altura de 22 metros. Es la misma geometría que la anterior. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea azul es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal considerando $\varepsilon_H = 1.4 * \varepsilon_h$.



4. 16 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.4 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Céforo 1

Fractura con EH=1.5

En la figura 4.17 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 1110m y longitud apuntalada de 90m y altura de 23 metros. Es la misma geometría que la anterior. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea morada es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal considerando $\varepsilon_H = 1.5 * \varepsilon_h$.



4. 17 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.5 * \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Céforo 1

En la tabla 4.2 se muestran los resultados de como varía la geometría de la fractura hidráulica al introducir la deformación, lo cual impacta en el valor del esfuerzo horizontal mínimo y este a su vez en la geometría de la fractura.

Tabla 4. 2 Geometrías de las fracturas al variar la deformación máxima horizontal de 0 hasta 1.5, Céfiro 1

CEFIRO	0	1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
Longitud Creada	380	190	110	125	110	110	110
Longitud apuntalada	300	150	90	90	90	90	90
Altura	24	50	20	20	22	20	23

MOSQUETE

Para el caso del pozo Mosquete 1 se contó con nueve ISIP por lo que se trabajo con nueve datos a sus respectivas profundidades.

Para cada profundidad se obtuvieron C_{11} , C_{13} , C_{33} , P_p , σ_v , σ_h que son los datos requeridos para la ecuación (14). Con respecto al valor de n esta en un rango de 1-1.5 con incrementos de 0.1. La deformación horizontal máxima, se encuentra en un rango de 0.0014-0.0026 g/cc. (figura 4.18).

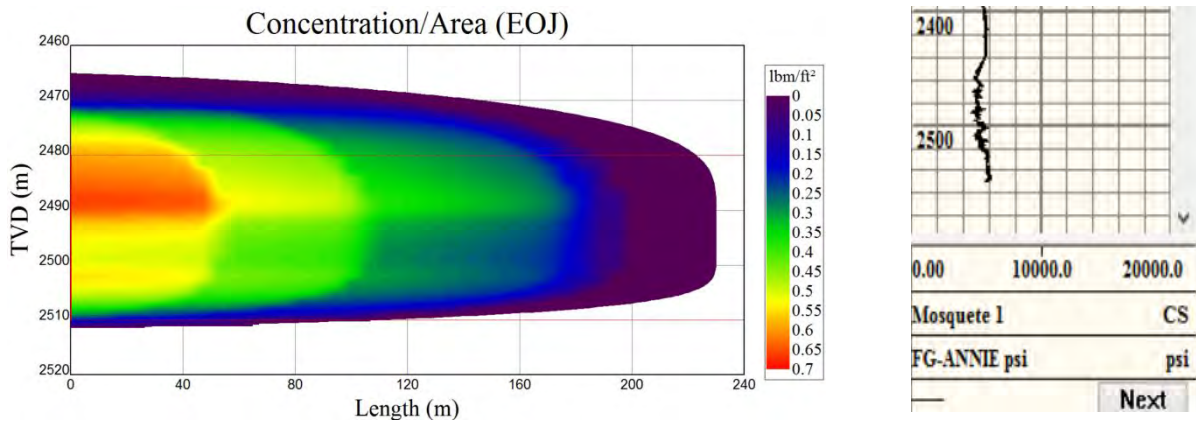
Para obtener las geometrías de fracturas se tomó la cédula de bombeo de una etapa que se realizó en el pozo Batial 1. Con un gasto de 80 BPM, 250 sacos de arena malla 100, 1500 sacos de arena blanca 30/50, 1250 sacos de carbolite 20/40, 10 m³ de HCL al 20%. Lo único que se modificó para cada una fue el esfuerzo horizontal mínimo considerando las deformaciones horizontales. Para el caso de isotrópico también se modificó el módulo de Young y la relación de poisson.



Figura 4.18 Gráfica de la deformación horizontal máxima vs profundidad, Mosquete 1

Fractura con EH=0

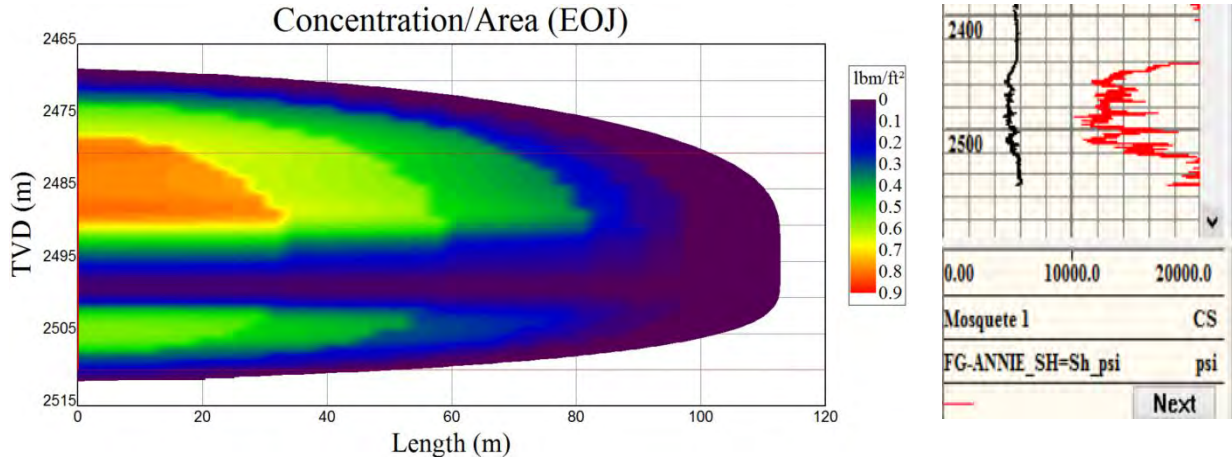
En la figura 4.19 se muestra la geometría de la fractura al no considerar las deformaciones horizontales. La longitud creada de 230m y longitud apuntalada de 180m y altura de 43 metros. La longitud apuntalada con una concentración de 0.1 lb/. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde no se consideran las deformaciones horizontales máxima y mínima. La curva verde es el esfuerzo horizontal mínimo con un modelo isotrópico y se empalma con el VTI.



4. 19 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 0$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

Fractura con EH=1

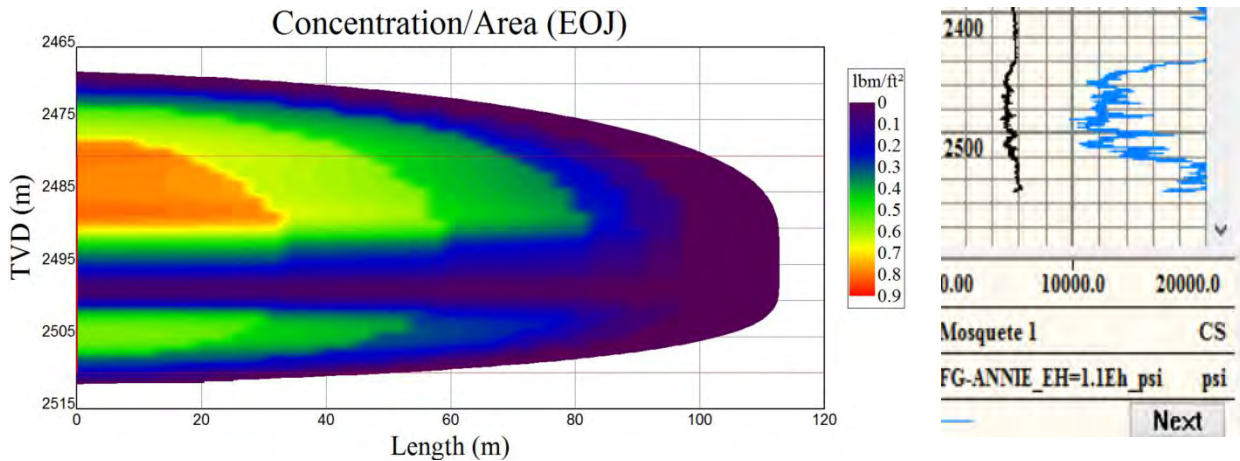
En la figura 4.20 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 110m y longitud apuntalada de 90m y altura de 40 metros. En esta geometría disminuyó aún más que la anterior pero no aumento la concentración. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea roja es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal.



4. 20 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = \varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

Fractura con EH=1.1

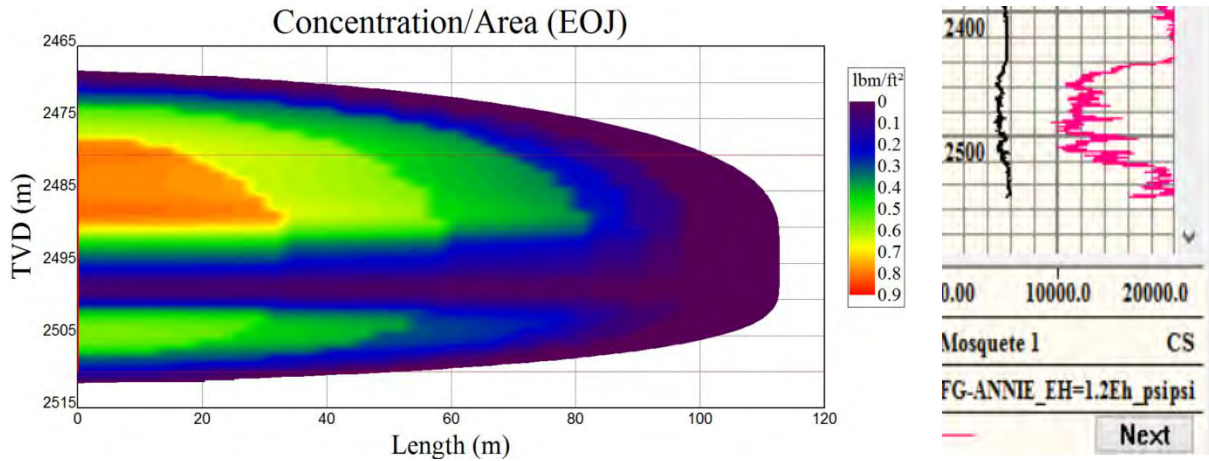
En la figura 4.21 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 110m y longitud apuntalada de 90m y altura de 40 metros. En esta geometría disminuyó aún más que la anterior pero ya aumento la concentración. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea azul es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal.



4. 21 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.1\varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

Fractura con EH=1.2

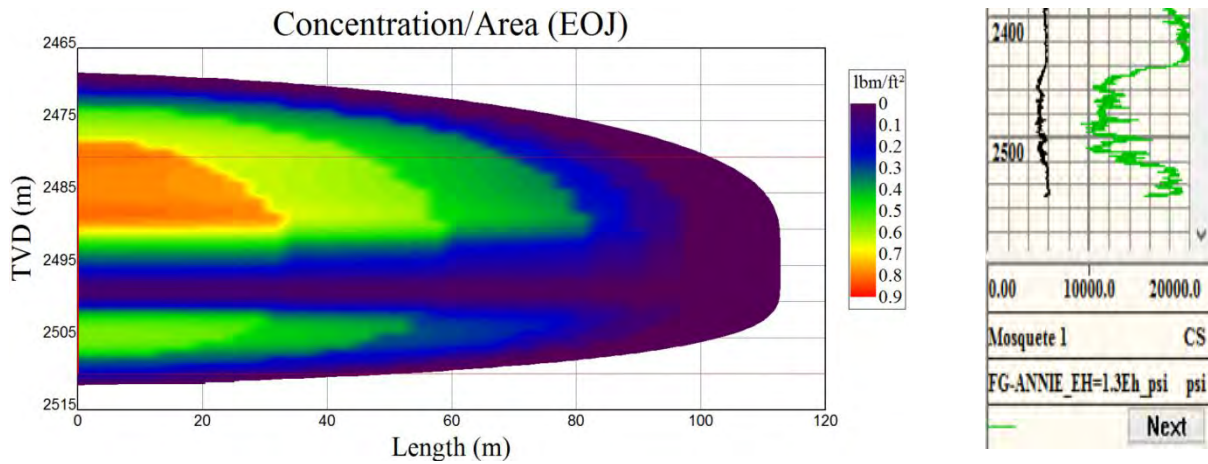
En la figura 4.22 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 110m y longitud apuntalada de 90m y altura de 42 metros. Es la misma geometría que la anterior aunque la longitud creada haya sido mayor. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea rosa es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal considerando $\varepsilon_H = 1.2 * \varepsilon_h$.



4. 22 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.2\varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

Fractura con EH=1.3

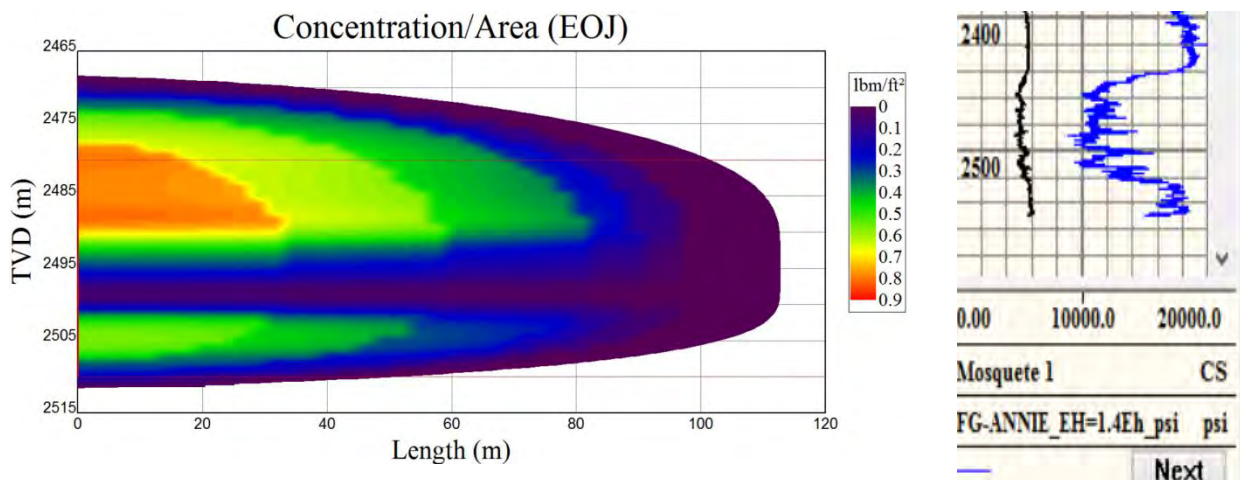
En la figura 4.23 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 125m y longitud apuntalada de 90m y altura de 40 metros. Es la misma geometría que la anterior. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea verde es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal considerando $\varepsilon_H = 1.3 * \varepsilon_h$.



4. 23 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.3\varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

Fractura con EH=1.4

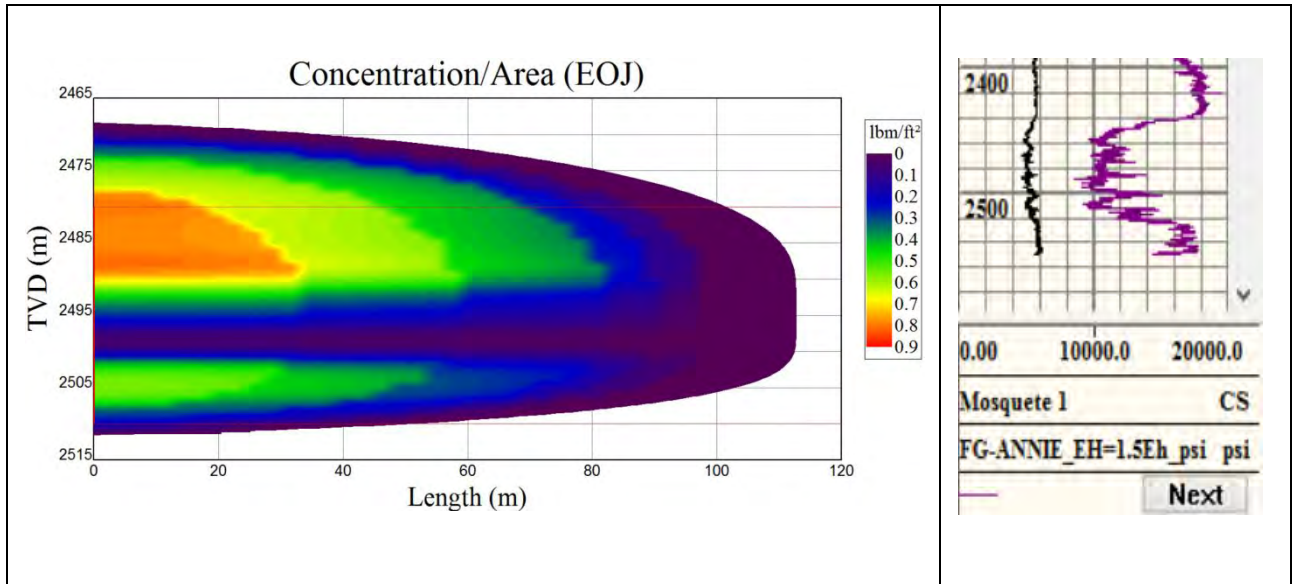
En la figura 4.24 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 110m y longitud apuntalada de 90m y altura de 42 metros. Es la misma geometría que la anterior. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea azul es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal considerando $\varepsilon_H = 1.4 * \varepsilon_h$.



4. 24 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.4\varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

Fractura con EH=1.5

En la figura 4.25 del lado izquierdo observamos la geometría de la fractura con una longitud creada de 1110m y longitud apuntalada de 90m y altura de 43 metros. Es la misma geometría que la anterior. Del lado derecho de la figura se muestra esfuerzo horizontal mínimo donde la curva negra es el modelo isotrópico mientras que la línea morada es el modelo VTI para obtener el esfuerzo mínimo horizontal considerando $\varepsilon_H = 1.5 * \varepsilon_h$.



4. 22 Geometría de la fractura con $\varepsilon_H = 1.5\varepsilon_h$ y gráfica del σ_h , del pozo Mosquete 1

En la tabla 4.3 se muestran los resultados de como varía la geometría de la fractura hidráulica al introducir la deformación, lo cual impacta en el valor del esfuerzo horizontal mínimo y este a su vez en la geometría de la fractura.

Tabla 4.3 Geometrías de las fracturas al variar la deformación máxima horizontal de 0 hasta 1.5, Mosquete

MOSQUETE	0	1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
Longitud Creada	230	110	110	110	110	110	110
Longitud apuntalada	180	90	90	90	90	90	90
Altura	43	40	40	40	40	40	43

CONCLUSIONES

El esfuerzo horizontal mínimo no presenta ninguna diferencia entre el modelo isotrópico y el VTI cuando se desprecian en ambos casos la deformación horizontal máxima por lo que es indistinto usar un modelo u otro porque los dos se reducen a la ecuación de Eaton.

Al considerar la deformación máxima sí existe una diferencia en el esfuerzo horizontal mínimo con solo igualarla con el esfuerzo horizontal mínimo. Cuando se va aumentando la proporción la diferencia ya no es tan notoria. Se pudo corroborar lo anterior con la geometría de las fracturas, cuando no se consideran las deformaciones las geometrías son mayores más de lo doble que cuando se introducen con solo igualar las deformaciones pero cuando se va aumentando la proporción de la deformación máxima de 1 a 1.5 con incrementos de 0.1 con respecto a la deformación horizontal mínima las geometrías ya no cambian de manera significativa. Por lo que podemos concluir que con solo tomarlas en cuenta e iguales nos dará una mejor caracterización del esfuerzo horizontal mínimo.

El modelo VTI por sí solo resulta indistinto que usar el modelo tradicional pero cuando se calcula la deformación máxima si existe un cambio para estos pozos por lo que se sugiere considerarlos anisotrópicos e invertir en la toma de información, recursos tecnológicos, económicos, humanos para tener una mayor certidumbre en el éxito del proyecto.

BIBLIOGRAFIA

1. Higgins Shannon et al. (2008). "Anisotropic Stress Models Improve Completion Design in the Baxter Shale". SPE 115736
2. Franquet, J.A. & Rodríguez, E.F. (2012). "Orthotropic Horizontal Stress Characterization from Logging and Core Derived Acoustic Anisotropies". ARMA 12-644
3. Jimenez Aquila Fredy et al. (2003). "Using Cross Dipole Aniotropy Data to Improve Reservoir Understanding in the Southern/Marine Areas of Mexico". SPE 84204.
4. Tutuncu Azra N. (2010). "Anisotropy, Compaction and Dispersion Characteristics of Reservoir and Seal Shale". ARMA 10-344
5. Tutuncu Azra N. (2012). "The Role of Mechanical and Acoustic Anisotropies on Reservoir Characterization and Field Development in North American Fractured Unconventional Shale Reservoirs". ARMA 12-664
6. Xu S. et al.(2005). "Evaluation of Anisotropic Rock Properties in Sedimentary Rocks From Well Logs". OTC 17251.
7. Rituparna Sarker et al. (2010). "Anisotropic elastic moduli of the Mancos B Shale-An experimental study". SEG.
8. Romain Prioul et al. (2012). " Theoretical estimate of tube-wave modulus in arbitrary anisotropic media". SEG
9. Frydman Marcelo (2010). "Determinations of the Dynamic Elastic Constants of a Transverse Isotropic Rock Based on Borehole Dipole Sonic Anisotropy in Deviated Wells". IBP 2304_10.
10. Mehdi Ostadhassan et al. (2012). "Geomechanical Modeling of an Anisotropic Formation Bakken Case Study". SEG

11. Debarrata Basu et al. (1994). "Determination of Dynamic Elastic Properties of Rock and Fracture Pressure Gradient from Sonic Waveforms". Indian Journal of Geology Vol. 66, N 1, p. 31-38.
12. Norris Andrew and Sinha Bikash (1992). "Weak elastic anisotropy and the tube wave". Geophysics, vol.58
13. Jimenez Aquila Fredy et al. (2003). "Using Cross Dipole Sonic Anisotropy Data to Improve Reservoir Understanding in the Southern/Marine Areas of Mexico". SPE 84204
14. Ortega J. et al.(2010).A multi-scale micromechanics framework for shale using nano-tools. ARMA 10-480
15. Sone Hiroki & Zoback Mark D. (2013). Mechanical properties of Shale-gas Reservoir rocks Part 1: Static and Dynamic elastic properties and Anisotropy. Geophysics, Vol 78 N. 5.
16. Sone Hiroki & Zoback Mark D. (2013). Mechanical properties of Shale-gas Reservoir rocks Part 2: Static and Dynamic elastic properties and Anisotropy. Geophysics, Vol 78 N. 6.
17. Hornby Brian E. et al. (2000). Effective Medium Modeling of the Electrical and Elastic Properties of Anisotropic Porous Media.
18. S.A.B. da FONTOURA (2008). Geotechnical Behavior of Sedimentary Argillaceous Rocks. ARMS5
19. Jaeger (2007) Fundamentals of Rock Mechanics, (ed) Blackwell Publishing.
20. Mavko (2003) The rock physics handbook-Tools form seismic analysis in porous media, (ed) Cambridge University Press.
21. Zoback (2007) Reservoir geomechanics, (ed) Cambridge.

22. Weaver Charles E. (1989). Clays, Muds, and Shales. (Ed), Elsevier Amsterdam - Oxford - New York – Tokyo.
23. Kuuskraa, V.A. and Brandenburg, C.F.: "Coalbed Methane Sparks a New Energy Industry," revista Oil & Gas. (Octubre 1989) pág.87, No. 41, 49.
24. "Coalbed methane- Fundamental concepts" K. Aminian, West Virginia University, 2004.
25. Collett T.S. y Kuuskraa V.A. "Hydrates contain vast store of world gas resources". Oil and Gas Journal, Ivlay. 1998.
26. Henriot J.P. y Mienert J. "Relevance to world margin stability and climatic change". Geological Society, Publicación N° 137. 1998.
27. Nieman M., Palmowski D. y Peters K. "La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras". Artículo publicado en Oilfield Review. Schlumberger. 2011.
28. Ali S., Clark W., Moore R. y Dribus JR. "La diagénesis y la calidad de los yacimientos". Oilfield Review 22, no. 2. Diciembre, 2010
29. Wang,Z. Dynamic vs static properties of reservoir rocks. 2000