

Miret Herrera, Jaime Facundo

Calibración de simulador de fracturas

2020

Instituto: Ingeniería y Agronomía

Carrera: Ingeniería en Petróleo



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Argentina.
Atribución – no comercial – compartir igual 4.0
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Documento descargado de RID - UNAJ Repositorio Institucional Digital de la Universidad Nacional Arturo Jauretche

Cita recomendada:

Miret Herrera, J.F. (2020) *Calibración de simulador de fracturas* [Informe de la Práctica Profesional Supervisada] Universidad Nacional Arturo Jauretche

Disponible en RID - UNAJ Repositorio Institucional Digital UNAJ <https://biblioteca.unaj.edu.ar/rid-unaj-repositorio-institucional-digital-unaj>



Universidad Nacional
ARTURO JAURETCHE

CALIBRACIÓN DE SIMULADOR DE FRACTURAS

Junio 2020

Contenido

1	Motivación	1
2	Objetivos	2
3	Alcance	2
4	Introducción	3
4.1	Descripción geográfica y geológica.....	3
4.2	Modelo geomecánico.....	5
4.3	Microsísmica.....	11
4.4	Simuladores de Fractura Hidráulica.....	16
5	Metodología de trabajo	22
6	Información del pozo	23
7	Parámetros de reservorio considerados para la calibración	24
8	Comparación de modelos geomecánicos	25
8.1	Modelo geomecánico calculado con De-hua Han (DHH).....	25
8.2	Modelo geomecánico acorde a Arrayán Sur.....	26
8.3	Diferencias de propiedades mecánicas entre modelos.....	27
9	Validación del modelo con estudio de microsísmica	31
9.1	F1: Simulaciones de fractura con 3 modelos.....	33
9.2	F2: Simulaciones de fractura con 3 modelos.....	34
9.3	F3: Simulaciones de fractura con 3 modelos.....	35
9.4	F4: Simulaciones de fractura con 3 modelos.....	37
9.5	F5: Simulaciones de fractura con 3 modelos.....	38
10	Conclusiones	40
11	Recomendaciones	42
11.1	Implementación del trabajo.....	42
12	Asignaturas implicadas de la carrera de Ingeniería en Petróleo.	43
13	Anexo: Simulaciones de fractura y match de presiones	44
14	Bibliografía	59

1 Motivación

La simulación de fracturas hidráulicas se realiza con software específicos desarrollados por las distintas compañías de servicio o incluso por empresas dedicadas exclusivamente a proveer soporte informático relacionado a la industria del petróleo y gas.

Existe una amplia gama de simuladores que implican diferencias no sólo en el *data input* solicitado por cada uno, sino también en la forma de interpretarlos (2D, 3D, modelos isótropos o anisótropos). Al mismo tiempo, sucede que las distintas compañías de servicio no poseen un criterio unificado para definir las constantes elásticas y propiedades geomecánicas que aplican a las formaciones de Cerro Dragón, en la Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ).

Dichas propiedades y constantes elásticas son calculadas a partir de las velocidades de onda Principal (V_p) y de Corte (V_s), que viajan a través de las formaciones. Éstas se obtienen directamente del Perfil Sónico Dipolar que mide los tiempos de tránsito (inversa de la velocidad) o, en su ausencia, a partir de correlaciones de modelos geomecánicos de distintas litologías y formaciones que no aplican al campo de estudio. Es decir, correlaciones desarrolladas por distintos autores que basaron sus estudios en yacimientos de otras partes del mundo, que no están ajustadas a la CGSJ.

Todo esto deriva en un desacuerdo entre la empresa operadora de la cuenca (PAE) y las contratistas a la hora de definir las simulaciones de fracturas que **aportan datos valiosos como la propagación, dimensión y conductividad que impactan directamente en la estimación de productividad.**

Finalmente, teniendo en cuenta la visión integrada del negocio, la cual busca mejorar los estándares de vida de la población de forma segura, accesible, sostenible y ambientalmente amigable; una motivación de este trabajo es generar un impacto favorable en la gestión económica y de recursos utilizados durante la fractura hidráulica.

2 Objetivos

- Realizar la calibración de simulador de fracturas para todas las compañías de servicio.
- Generar un modelo geomecánico del reservorio en la cuenca del Golfo San Jorge, validada con el estudio de microsísmica del Pozo-Y.
- Estandarizar los parámetros de reservorios a utilizarse en las simulaciones.

3 Alcance

- Establecer un modelo práctico que responda al área de Arrayán Sur.

Golfo San Jorge tuvo su origen gracias al entrecruzamiento de ríos de llanura, con muchas arenas desvinculadas y aporte de material volcánico proveniente de la cordillera.

Las principales formaciones productivas son “Comodoro Rivadavia” (esencialmente petrolífera), compuesta por limoarcilita tobácea, areniscas, toba fina y arcilla y la formación “Mina del Carmen” (petrolífera y gasífera) donde predominan la arenisca tobácea, fangolita, calizas, toba gruesa y toba fina.

A mayor profundidad que las formaciones geológicas “Comodoro Rivadavia” y “**Mina El Carmen**”, se encuentra la formación “**Pozo D-129**”. “Aquella que fue hace 125 millones de años el fondo de inmensos lagos y en la que se cocinaron los hidrocarburos de la región. Técnicamente es un shale con bajísima o nula permeabilidad, como Vaca Muerta, y aunque guarda diferencias con la formación neuquina, contiene recursos que podrían protagonizar el futuro de Cerro Dragón”, (Pan American Energy, 2017, p. 54).

A modo de resumen, se ilustra la columna estratigráfica de la cuenca del Golfo San Jorge poniendo foco en las formaciones con las cuáles se ha trabajado en este proyecto.

Columna estratigráfica de la Cuenca del Golfo San Jorge

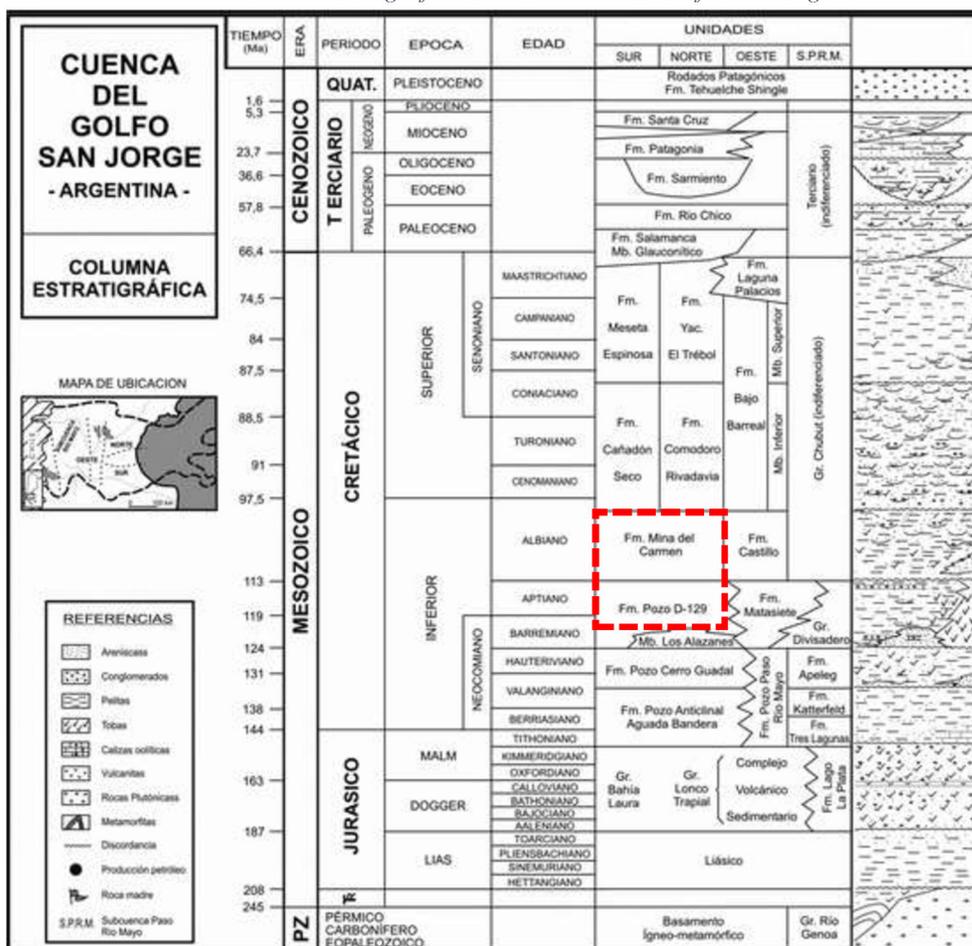


Figura 2 - Fuente: <https://www.researchgate.net/figure/Figura-4-Columna-estratigrafica->

4.2 Modelo geomecánico

Un modelo geomecánico se entiende como una representación sencilla de la distribución de esfuerzos actuantes in-situ, de las propiedades mecánicas de las rocas y de aquellas magnitudes que afectan la relación tensión-deformación como, por ejemplo: temperatura y presión poral [2](Zoback, 2007).

Un modelo geomecánico integra datos de perfiles de pozo, ensayos de laboratorio, ensayos de pozo y eventos de perforación con el objetivo de obtener magnitud y orientación de los esfuerzos principales junto a propiedades mecánicas específicas de las rocas.

Contar con un modelo geomecánico representativo de la zona de interés permite tener mayor eficiencia durante toda la vida del campo, desde la exploración y evaluación hasta el desarrollo, la producción y el abandono del mismo. Sin perder de vista el objetivo, este trabajo pone foco en generar mayor eficiencia durante las etapas de estimulación hidráulica.

En otras palabras, el desarrollo del modelo geomecánico sirve de plataforma para una reducción dramática de los costos y una gestión eficiente de recursos. Sobre todo, en las ramas de perforación y completación, evitando o disminuyendo la pérdida de producción debido al atascamiento de las tuberías, pérdida de circulación y producción de arena, además de suministrar mayor criterio logístico para optimizar la propagación y conductividad de las fracturas hidráulicas.

Dependiendo de las dimensiones analizadas, el modelo puede ser más o menos complejo:

Modelo Geomecánico 1D-2D: es el más sencillo. Este es el modelo que se ha llevado a cabo. Es a escala de pozo, donde se cuenta con perfiles, datos de minifrac y planilla XY de sísmica. Con éste, se obtuvieron las componentes como: esfuerzos principales ($S_v - S_{hmin}$) y propiedades elásticas: Módulo de Young y Coeficiente de Poisson (descriptos a continuación).

Modelo Geomecánico 3D: es más complejo que el anterior. Abarca datos volumétricos del reservorio e integra los modelos a escala de pozo, la sísmica y los modelos geológicos/estructurales de la roca reservorio y de las rocas que la rodean.

Principales componentes de un modelo geomecánico se centran en los esfuerzos del subsuelo y otras variables como la presión poral, las constantes elásticas y la resistencia de las rocas. Los esfuerzos principales in-situ son 3: uno vertical (S_v) y dos horizontales (S_{hmax} y S_{hmin}).

El modelo geomecánico busca conocer las orientaciones y magnitudes de dichos esfuerzos, partiendo de la base de que son ortogonales. Según cuál de ellos sea el predominante, el yacimiento tendrá un régimen normal, transcurrente o inverso.

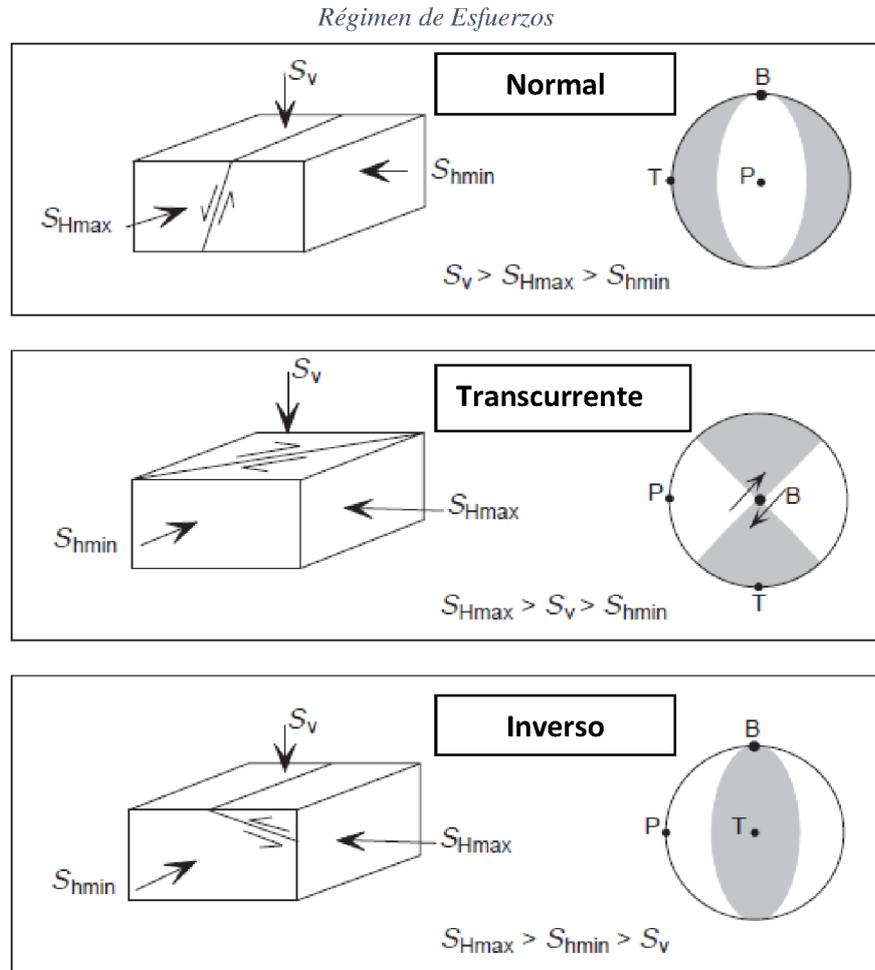


Figura 3 - Fuente: [2](Zoback, p. 9)

Cabe destacar que, para el **yacimiento de Cerro Dragón**, las formaciones se encuentran en **régimen normal** (Figura 3).

- **Esfuerzo vertical (S_v):** se debe a la sobrecarga u *overburden* de las formaciones suprayacentes de la formación de interés. Su magnitud se obtiene mediante la integración del perfil de densidad o sísmica.
- **Esfuerzo mínimo horizontal (S_{Hmin}):** generado por la actividad tectónica. Su magnitud se obtiene mediante modelos a partir de perfiles basados en las propiedades de las rocas, la presión de formación y el ambiente tectónico. O bien, se puede obtener prácticamente mediante ensayos de *Leak Off Test*, *Minifrac* o *DFIT*, que básicamente

consisten en generar una pequeña fractura y, conociendo la presión de falla y el tiempo de cierre, se obtiene el esfuerzo mínimo.

- **Esfuerzo máximo horizontal (S_{Hmax}):** generado por la actividad tectónica. Su magnitud no se puede medir. Se estima mediante análisis de deformación en los pozos y mediante los diagramas de Zoback.

La orientación de los esfuerzos principales se obtiene de la observación de deformaciones en los pozos durante la perforación (*breakouts* o fracturas por tensión), de la inversión a partir de mecanismos focales en los sismos y de indicadores geológicos de esfuerzos (por ejemplo, fallas).

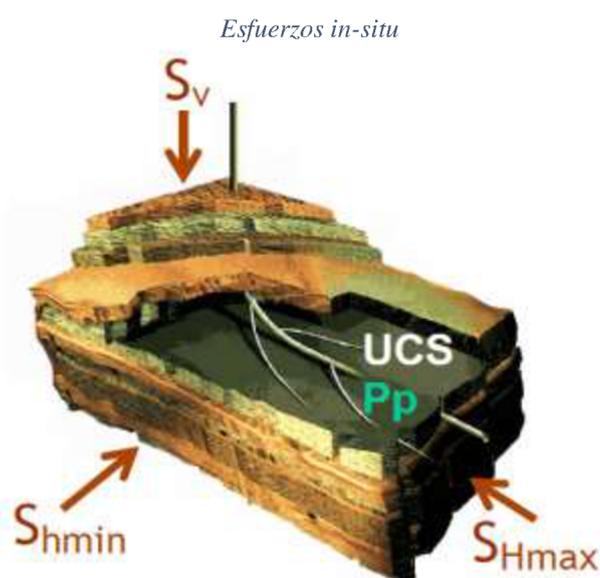


Figura 4 - Fuente: Stanford University (Zoback, 2007)

Además de los esfuerzos principales, hay otros componentes que considera un modelo geomecánico. Entre los más importantes se encuentran:

- **Presión Poral:** la presión de poro en profundidad es equivalente a un potencial hidráulico medido en relación con la superficie de la tierra. Puede ser normal (o hidrostática) cuando está dada por la presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad de la formación hasta el nivel del mar. Puede ser anormal (sobrepresión) debido a la subcompactación dejando a los fluidos sin escape o bien, por maduración térmica, produciéndose cambios de fase del querógeno, incrementando el volumen de fluidos o gas in situ.

La estimación de la presión poral es mediante modelos a través de perfiles (como el sísmico o resistivo), o a través de puntos de presión durante la perforación. También

puede ser estimada mediante herramientas geofísicas como la inversión sísmica y los cubos de velocidad.

Conocerla es importante durante la perforación (para tener una estrategia segura y eficiente, evitando *kicks*, *blow out*, admisiones, etc), en exploración (para buscar las zonas con mayor sobrepresión y por ende encontrar *sweet spots*) y en completación (para conocer el estado tensional de la roca a fracturar).

- **Constantes elásticas:** describen la deformación de una roca en respuesta a una tracción o compresión aplicada sobre ella. Las constantes se basan en los principios de la mecánica de medios continuos y la teoría de la elasticidad. Para comprender la relación entre esfuerzos y deformaciones, la ley de Robert Hooke (1660) plantea que la deformación es linealmente proporcional al esfuerzo:

Esfuerzo = $E \times$ **Deformación** o, matemáticamente, $dF = E \times d\varepsilon$, donde E es el módulo de Young y ε la deformación.

- o **Módulo de Young (E):** define la elasticidad longitudinal de la roca mediante la relación entre el esfuerzo y la deformación en un estado de tensión uniaxial. A mayores valores de E, más rígido será el material. Por ejemplo, el vidrio y el tungsteno tienen alto E, mientras las gomas y ceras son blandas y dúctiles, por ende, bajo E [4](BJ Services Company, 2005). Este concepto nos aclara porque el ancho de la fractura es menor en arcillas que en arenas, por ejemplo.

$$E = \frac{F}{\varepsilon_x} = \frac{\text{Stress (psi)}}{\text{Deformación}}$$

$$\varepsilon_x = \frac{(x_1 - x_2)}{x_1}$$

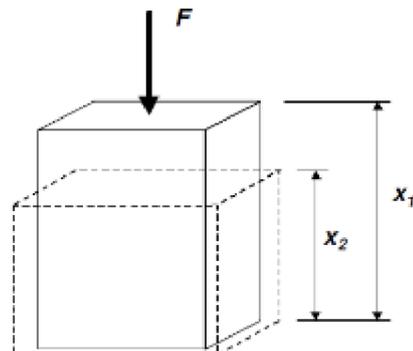


Figura 5.1 - Deformación producida por la aplicación de fuerza F - Fuente: BJ Services Co

- **Coefficiente de Poisson (ν):** es una medición de cuánto se va a deformar un material en dirección perpendicular a la dirección en que se aplica la fuerza. Técnicamente es la relación entre la deformación lateral y la deformación axial en un estado uniaxial. Los valores típicos de ν para las rocas están entre 0.2 y 0.35 (adimensional).

$$\nu = -\frac{\epsilon_y}{\epsilon_x}$$

$$\epsilon_y = \frac{(y_1 - y_2)}{y_1}$$

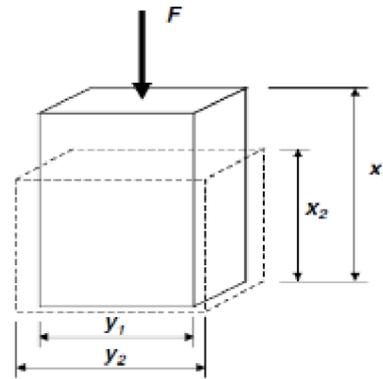


Figura 5.2 - La aplicación de la fuerza F también produce una deformación en la dirección Y - Fuente: BJ Services Co.

- **Módulo de Corte (G):** es similar al módulo de Young excepto que este refiere a cuando el material está siendo deformado en modo de corte puro. Define cuánta energía es requerida para el cambio de forma que experimenta un material elástico cuando se aplican esfuerzos cortantes.

$$G = \frac{F h}{A x}$$

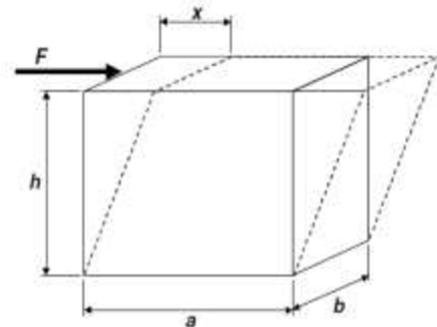


Figura 5.3 - Fuerza F aplicada para producir un esfuerzo cortante - Fuente: BJ Services Co.

- **UCS (Uniaxial Compressive Stress):** es la resistencia que tiene la roca sometida a compresión simple, uniaxial. La resistencia es la capacidad de sostener (o soportar) el esfuerzo de corte, el esfuerzo a la compresión, de tracción y de flexión. Todos ellos dependen de los esfuerzos efectivos (fuerza que pasa por la matriz sólida, no la presión que pasa por el fluido en los poros), por lo tanto, debemos conocer la presión poral.

Sin embargo, la resistencia también puede ser medida de forma compleja, mediante un estado triaxial de tensiones, en condiciones de alta temperatura, presión de poro, la dirección de aplicación de la carga, del tamaño de la muestra, entre otras. Cabe mencionar que la resistencia a tracción del reservorio muchas veces se asume igual a cero debido a su bajo valor, resultado de una baja consolidación o, en rocas físilas, a la presencia de planos débiles, de estratificación, foliación etc.

Para conocer las magnitudes de las constantes elásticas y la resistencia, se hacen pruebas de laboratorio en muestras como núcleos, plugs, coronas, entre otros. En general uno no dispone de dichas muestras de roca, por lo tanto, se utilizan relaciones empíricas para hallar parámetros mecánicos, mediante el uso de relaciones con valores obtenidos rutinariamente a través de los perfiles de pozo y/o la microsísmica.

Esto se basa en la suposición de que los fenómenos que afectan las propiedades mecánicas, también afectan: E, ν , Velocidades de onda (V_p y V_s), porosidad, etc.

He aquí que entra en juego el perfil sónico dipolar, el cual mide los tiempos de tránsito de onda en la roca, e inversamente, las velocidades de onda compresional y de corte.

En un sólido elástico, isótropo y homogéneo, los módulos elásticos pueden ser determinados a partir de la velocidad de onda compresional V_p y de onda de corte V_s .

Cálculo de variables - Dado V_p (ft/s), V_s (ft/s) y Densidad Bulk - ρ_b (g/cc):

$$\nu = \text{Coeficiente de Poisson} [0,5 \cdot (V_p/V_s)^2 - 1] / [(V_p/V_s)^2 - 1]$$

$$E = \text{Módulo de Young} (.10^6 \text{ psi}) = 2G \cdot (1 + \nu)$$

$$G = \text{Módulo de corte} (.10^6 \text{ psi}) = 1,347 \cdot 10^{-8} \rho_b \cdot V_s^2$$

$$Sh_{min} (\text{psi}) = (\nu / (1 - \nu)) \cdot (\text{Obb Press} - \text{BiotK} \cdot P_p) + \text{BiotK} \cdot P_p$$

4.3 Microsísmica

Partiendo de la base vista en la cátedra de Geofísica de la UNAJ [5] (Lafourcade, 2018), la sismología es la ciencia que estudia la estructura interna de la Tierra, el movimiento de las placas tectónicas y telúricas. Desde esta mirada, es factible pensar que eventuales perturbaciones se propaguen en su interior, en forma de **ondas elásticas**.

Las perturbaciones naturales que producen vibraciones desde el interior de la Tierra son los terremotos y la rama de la geofísica que los estudia es la sismología. En este trabajo se pone foco en las perturbaciones o “propagación” de ondas generadas a partir de las fracturas hidráulicas. El estudio de la propagación de las ondas producidas brinda información acerca de la estructura del interior de la Tierra, de las regiones que la forman, sus densidades y constantes elásticas.

Los fundamentos teóricos de la sismología se basan en los principios de la mecánica de medios continuos y la teoría de la elasticidad. Como se mencionó, para comprender la propagación de las **ondas sísmicas** y establecer la relación entre esfuerzos y deformaciones, se tiene en cuenta la Ley de Hooke.

Ahora bien, volviendo a la propagación de las ondas generadas por las perturbaciones del subsuelo, se clasifican en función del movimiento que producen en las partículas del medio en el cual se propagan. Existen dos tipos de ondas que se propagan con distintas velocidades llamadas P y S (también llamadas de cuerpos o volumétricas), son las más rápidas y por lo tanto son las primeras que registran los sismógrafos.

Las **ondas P** (*Primary*) son las primeras en llegar, son longitudinales o compresionales. El movimiento de vibración de las partículas es paralelo a la dirección de propagación, lo que implica su mayor velocidad. Dependen de la compresibilidad del medio y se transmiten por sucesivas compresiones y descompresiones, con cambios de volumen. Como tanto sólidos, líquidos y gases se pueden comprimir, se transmiten por todos los medios.

Onda Compresional: cambios de volumen sin cambios de forma

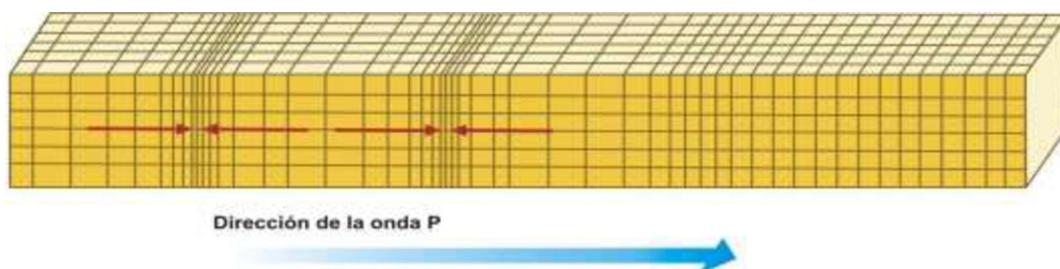


Figura 6.1 - Fuente: <https://sites.google.com/site/nuestroplanetalatierra/seismos>

Las **ondas S** (*Shear*) son transversales o de corte. El movimiento de vibración de las partículas es perpendicular a la dirección de propagación, lo cual supone un mayor recorrido y por lo tanto menor velocidad. Dependen de la elasticidad (rigidez) de las rocas y se transmiten por una deformación cizallante que no generan cambios de volumen.

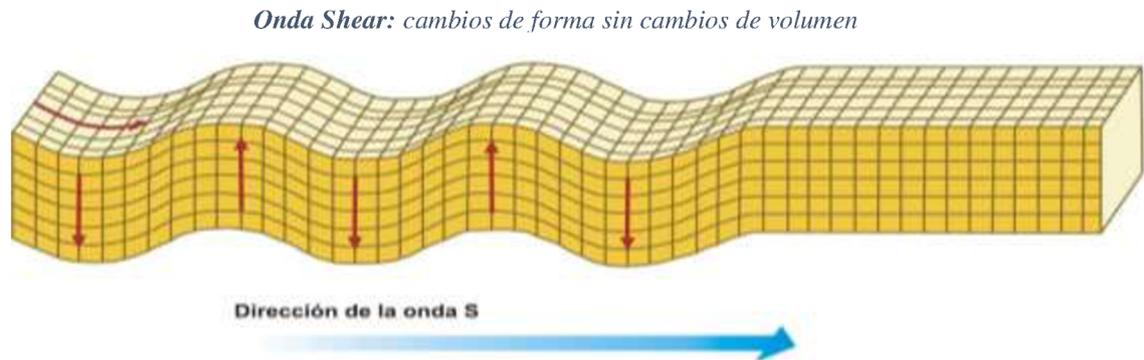


Figura 6.2 – Fuente: <https://sites.google.com/site/nuestroplanetatierra/seismos->

Adentrándose en el campo del **monitoreo microsísmico**, es una técnica que registra y localiza los eventos microsísmicos (MS) que son pequeños pulsos de energía de ondas sísmicas generadas por pequeños desplazamientos de las partículas de roca como reacción a los cambios de los esfuerzos in-situ y el volumen de roca, tales como los que ocurren durante las operaciones de estimulación hidráulica. Durante estas operaciones, las fracturas se crean por medio de la inyección de fluido a alta presión. Estas fracturas se propagan y luego se mantienen abiertas utilizando apuntalantes sólidos, conocidos como “agente sostén”. El mapeo de la distribución espacial y temporal de estos eventos ha demostrado ser exitoso para monitorear el desarrollo de las fracturas hidráulicas a medida que avanzan a través de una formación, produciendo alteraciones en la misma.

El monitoreo microsísmico ha demostrado ser un mecanismo viable para calibrar los modelos y proporcionar datos empíricos sobre la efectividad de las operaciones de estimulación.

Como afirma [6](Schlumberger, 2016), “el sector geofísico de las compañías de servicios a menudo adquiere datos MS, que luego interpretan e integran con otras mediciones para proporcionar a las compañías operadoras conocimientos sobre los sistemas de fracturas inducidas hidráulicamente. Los principales datos utilizados para evaluar los eventos MS son los registros de forma de ondas obtenidos a partir de una red de receptores emplazados en el fondo del pozo (sensores) o en la superficie (geófonos)”.

Para el desarrollo de este trabajo, la adquisición de la microsísmica se realizó desde un pozo monitor (Pozo-Y), como se muestra en la figura 7.

Monitoreo de fractura hidráulica desde un pozo vertical

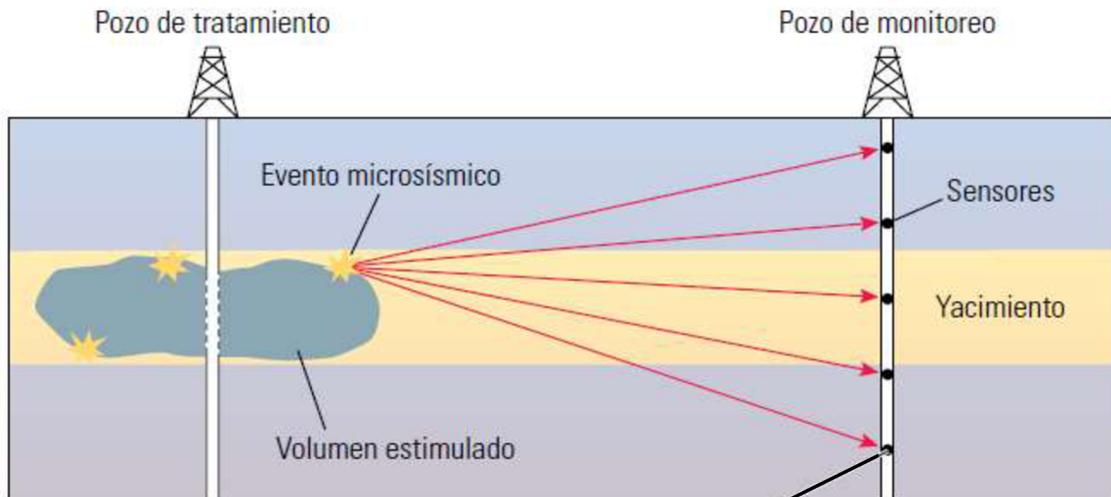


Figura 7 - Fuente: (Schlumberger, 2016)

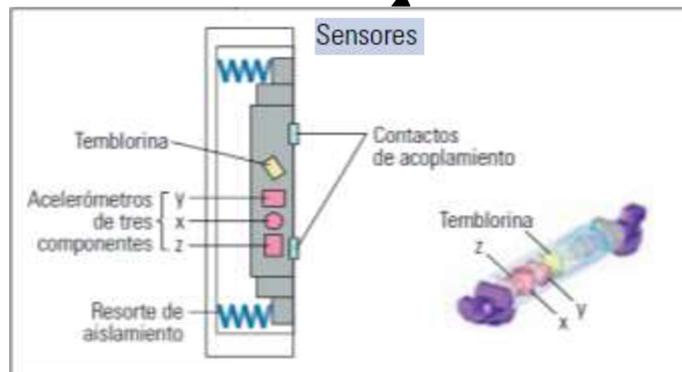


Figura 7.1 – Fuente: Los sensores multicomponentes desplegados en un pozo de monitoreo vertical registran los eventos microsísmicos provocados por el fracturamiento hidráulico (extremo superior). Las localizaciones de los eventos, determinadas a partir del procesamiento de los datos, permiten a los ingenieros monitorear el avance de las operaciones de estimulación. Para adquirir datos sísmicos de alta fidelidad, la herramienta versátil de generación de imágenes sísmicas VSI (extremo inferior) utiliza acelerómetros de geófonos de tres ejes (x, y y z) (inserto) que se encuentran aislados acústicamente del cuerpo de la herramienta por medio de resortes de aislamiento.

Cuando se dispone de pozos de observación cercanos, el monitoreo desde el fondo del pozo ofrece la proximidad necesaria con respecto a las etapas de fractura del pozo que se está estimulando y asegura una relación Señal/Ruido (S/N) más alta que la que ofrece el monitoreo desde la superficie. Los arreglos de fondo de pozo a menudo conservan un mayor contenido de alta frecuencia que los arreglos de superficie. Este contenido de alta frecuencia es útil para la caracterización de los eventos MS. El registro de los arribos de las ondas P y S en el fondo del pozo se realiza utilizando sensores de 3 componentes (mostrados en la **Figura .1**).

Los geofísicos utilizan estos datos para mapear la extensión y la evolución de los eventos MS. Dichos mapas proporcionan información valiosa relacionada con las variaciones de la deformación, los esfuerzos presentes en el yacimiento y las formaciones adyacentes. Esta información se utiliza para guiar las decisiones asociadas con los tratamientos de estimulación durante su ejecución. Si los eventos MS indican un crecimiento indeseado de las fracturas o la activación de las fallas, los operadores pueden optar por interrumpir prematuramente el bombeo de las etapas, utilizar tecnologías de divergencia u omitir las etapas del tratamiento de estimulación.

La caracterización de la población de fuentes MS ayuda a cuantificar las magnitudes y direcciones de los esfuerzos y las variaciones del desplazamiento en el volumen de yacimiento afectado durante la operación de estimulación. Para describir la magnitud y dirección de los movimientos de las rocas en cada localización de fuente, los geofísicos procesan los registros de forma de onda, toman en cuenta los efectos de la propagación, determinan el patrón de radiación de las emisiones acústicas y efectúan un proceso de inversión para obtener las propiedades de las fuentes, los movimientos de las rocas y la energía liberada. Como el medio en que se propagan no es homogéneo se producen fenómenos de refracción y reflexión pero, además, fenómenos de dispersión y absorción que hacen disminuir la energía de dichas perturbaciones a medida que son captadas por los geófonos o sensores.

Posteriormente, los ingenieros de yacimientos combinan la evolución espacial y temporal de las características de las fuentes con información adicional para determinar el estado de los esfuerzos y los trayectos del flujo de fluidos presentes en el yacimiento. **A partir de esta información, estos ingenieros consuman predicciones de la productividad, que ayudan a los operadores a desarrollar y manejar sus yacimientos.**

A modo ilustrativo, se presentan los eventos registrados por el estudio microsísmico del Pozo-Y aledaño al Pozo-X estimulado. En este último, hubo 5 etapas de fractura. Las etapas 1 y 2 en la formación D-129, las etapas 3 y 4 en MEC-A y la etapa 5 en MEC-B.

Vista superior de eventos registrados por estudio de microsísmica desde pozo vecino

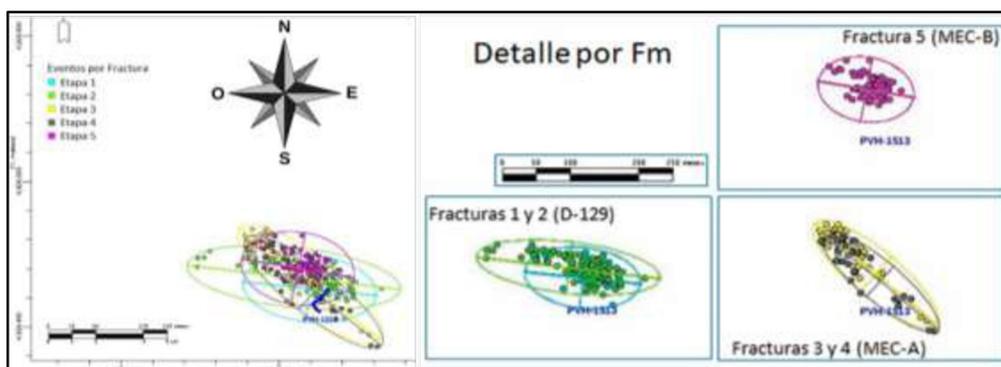


Figura 8 - Fuente: PAE

Debe recordarse que cualquier dispositivo sísmico (sensor o geófono) mide tiempo, no distancia. Para convertir el tiempo en distancia, la velocidad de la vibración a través de las formaciones debe ser conocida. Esta puede obtenerse del perfil acústico, el cual es muy dependiente de la densidad Bulk, que a su vez depende de la porosidad y las saturaciones relativas de líquidos y gases. Estos factores, sumado a la heterogeneidad de las formaciones, tienden a limitar la resolución y precisión de los resultados. Sin embargo, siempre que se utilicen suficientes dispositivos de medición convenientemente ubicados, esta técnica puede aplicarse para tener una buena concepción de la geometría de fractura y detectar múltiples fracturas.

Para este método se tiene en cuenta la impedancia acústica (Z), magnitud física que define un medio elástico y que resulta del producto de la velocidad de propagación de la onda y la densidad del medio: $Z = v \cdot \rho$

La precisión de las estimaciones de los hipocentros depende de la geometría del arreglo de geófonos y de los errores asociados con los datos, que inciden en la determinación del tiempo de arribo de los eventos y la dirección de los arribos a los receptores. Durante las operaciones de estimulación, las fuentes de ruido extraño y de alta amplitud son numerosas. En consecuencia, la baja relación señal-ruido (S/N) es uno de los mayores desafíos de la adquisición y el procesamiento de datos MS.

4.4 Simuladores de Fractura Hidráulica.

Los simuladores de fractura hidráulica son software desarrollados por compañías de tecnología o incluso por las mismas empresas de servicio. Trabajan mediante modelos analíticos, semi-analíticos o numéricos con el objetivo de encontrar la evolución en el tiempo del largo fracturado, la apertura y las presiones. Permiten optimizar el tratamiento, mejorando el resultado de terminación de pozos incluso en tiempo real.

Los factores que inciden en el resultado de la estimulación son muchos, incluyendo características del reservorio, esfuerzos actuantes, fluidos de tratamiento, agentes sostén, la secuencia de aplicación, etc. Existe evidencia creciente que muestra que la fractura puede crecer de una manera compleja debido a heterogeneidades locales, formación de capas con propiedades variadas y redes de fracturas naturales en el reservorio. Estos factores complican el diseño de tratamientos y hacen que el modelado numérico sea más difícil.

Una vez definido la geometría de fractura necesaria para obtener la producción deseada, es necesario volcar toda la información en un simulador para diseñar la operación (caudales, concentración de agentes de sostén, volúmenes y tipos de fluidos). También una vez terminada la operación se volcará en el simulador los datos registrados en el pozo para verificar que cotejen con el diseño. En el mercado hay varios simuladores comercialmente disponibles **y, aunque se puede utilizar un simulador u otro, lo importante es definir cuál de los modelos disponibles se adapta más para la zona y configurar los diferentes parámetros para cada yacimiento.**

Con el objetivo de proveer una herramienta que permita abordar distintos aspectos de la fractura hidráulica, con variado grado de complejidad, se han desarrollado simuladores en 2D y 3D.

Es importante comprender que ellos se rigen por distintos modelos teóricos y matemáticos, los cuales tienen distintas asunciones para proveer una herramienta de utilidad que optimice las estimulaciones durante la etapa de completación de pozos.

Los primeros modelos teóricos (2D) se desarrollaron en los '50. Todos los simuladores comerciales incluyen por lo menos los 3 más reconocidos de ellos, que son:

1. PKN (Perkins, Kern, Nordgren, 1972)
2. KGD (Kristianovich, Geerstma, De Klerk, 1961)
3. Radial

A principios de los '90, con la evolución de la informática, el aumento del precio del petróleo y el elevado costo de los tratamientos, junto con el desarrollo de reservorios no convencionales (y por ende con la aparición de condiciones complejas de estimulación), el desarrollo de modelos más elaborados fue necesario. En ese entonces salieron al mercado simuladores como el pseudo 3D (P3D), los 3D planos (PL3D) y los 3D, en orden creciente de complejidad y demanda computacional.

Los modelos full-3D son mucho más sofisticados y solo se pueden ejecutar en *workstation o clusters de cómputo*. Los simuladores tratan de aproximarse lo más posible a lo que pase en el reservorio, pero todos son limitados y consideran algunas asunciones.

Los simuladores comerciales más usuales, y que utilizan las compañías de servicios son: Fracpro RES®, Fracpro PT®, FracCADE® y el Meyer®. **Para el desarrollo de este trabajo se ha utilizado el Fracpro PT®, bajo el modelado 3D-Planar.**

Simuladores de fractura hidráulica

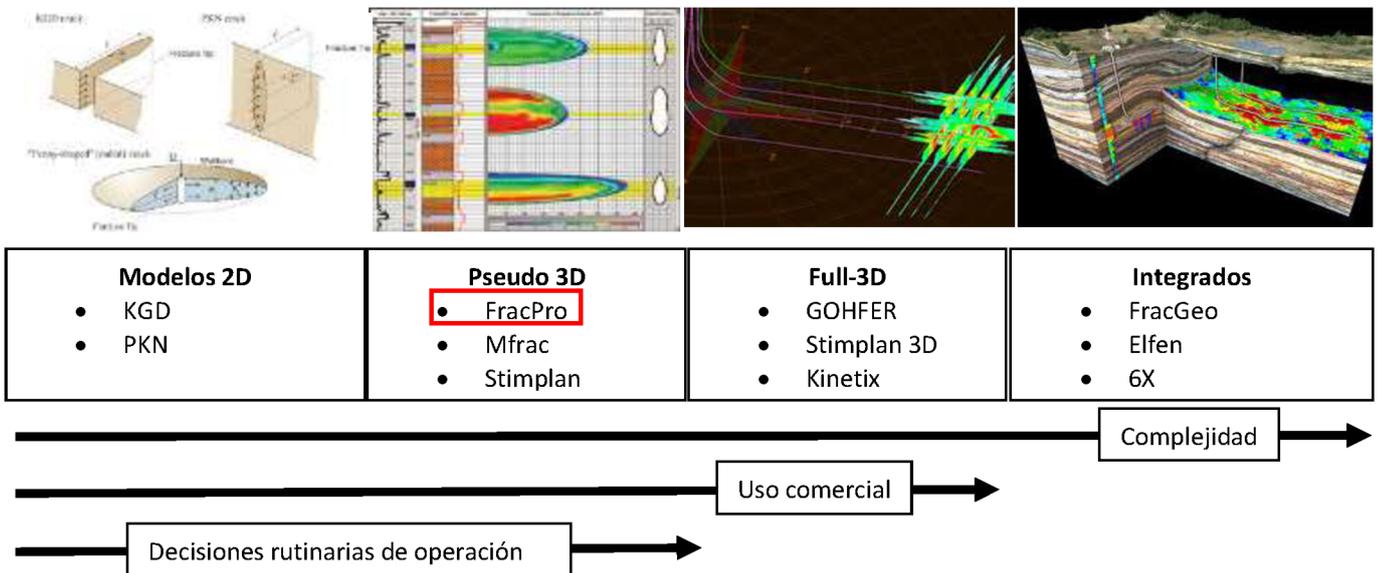


Figura 9 - Fuente: Cátedra de geomecánica, UNAJ.

Modelos 2D

En los modelos 2D la altura es fijada por el usuario. Es decir que quien realiza el diseño deberá estimar cuál sería la altura de la fractura. Una de las consecuencias de ese tipo de modelo es que generalmente la altura asumida en el diseño es menor que la real, y en consecuencia resulta que la fractura estimada es más larga que la real. Hubo una tendencia a abandonar

completamente estos modelos y reemplazarlos por P3D porque en la mayoría de los casos las presiones teóricas son bastante diferentes de las presiones medidas en el campo.

Los modelos en 2D asumen:

1. Una elasticidad en dos planos o dos dimensiones, sin considerar las fuerzas que actúan perpendicularmente al plano de fractura.
2. Que la altura de la fractura es constante.
3. Que los valores de E (Young), ν (Poisson), C_t (pérdida de filtrado) y *toughness* son constantes en toda la altura de la fractura.
4. Que el fluido se desplaza en una sola dirección (cambio de presión unidireccional).
5. Que las fracturas hidráulicas se propagan perpendicularmente al principal esfuerzo (camino del menor esfuerzo) y, en general, crecen en el plano vertical.

Como se afirma en [7] “Cracking Rock: Progress in Fracture Treatment Design”, Barry Brady, Jack Elbel, Mark Mack, Hugo Morales, Ken Nolte (Tulsa, Oklahoma, USA) y Bobby Poe (Houston, Texas, USA)., uno de los modelos más populares es el **PKN**. Es analítico, aplicable a fisuras planas, largas y finas y de sección vertical elipsoidal. Otro modelo muy conocido es el **KGD** aplicable a fisuras planas más anchas que las PKN, más altas que largas y de sección vertical rectangular. Este modelo asume un estado plano de deformaciones en secciones horizontales. A diferencia de los anteriores, en el modelo **Radial** la altura de la fractura no está ajustada, por lo tanto, el largo y alto de fractura son aproximadamente iguales.

Modelos geométricos 2D para la propagación de fractura planar

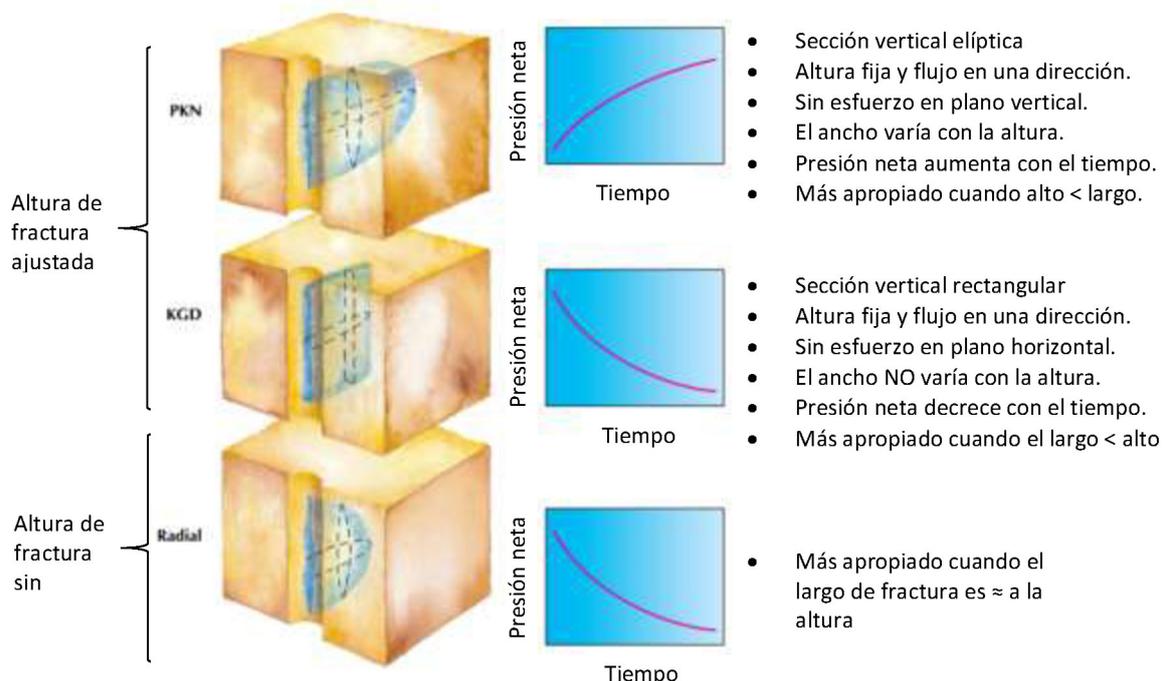


Figura 10 - Fuente: [7] Paper “Cracking Rock”, USA.

Modelos Pseudo 3D:

Todos los modelos P3D consideran la fractura como un plano liso y no consideran cambio de dirección en la fractura una vez salida de la vecindad del pozo. Por lo tanto, también son llamados modelos planares. **Dentro de esta categoría se encuentra el FRACPRO, con el cual se ha llevado adelante este trabajo.**



Figura 11 - Pantalla principal de Fracpro PT®. Desarrollado en 1994 por la empresa RES y luego por Pinnacle Technology para el Gas Research Institute (EE.UU.). Soft oficial de Halliburton y utilizado por BJ y Schlumberger.

Estos a su vez, pueden ser modelados grillados o agrupados, según el tipo de cálculos que emplea el simulador. Para el modelo grillado, el simulador divide la fractura en celdas verticales. Según la precisión en los cálculos pedida por el usuario el simulador dividirá la fractura en una cantidad mayor o menor de celdas, lo que influirá en el tiempo de procesamiento. En cada celda se simula el ancho, la presión, la altura, la medida en que crece la fractura etc., aplicando el balance de masa entre las diferentes celdas. Pueden ser utilizados en tiempo real para cotejar en la misma locación, diseño y operación, recibiendo los datos de presión, caudal y concentración del frac-plan. Por su parte, el modelo agrupado (diseñado cuando las computadoras no tenían la potencia de hoy) permite simplificar y llevar el trabajo de simulación al pozo en lugar de hacerlo en las oficinas. En consecuencia, son modelos mucho más rápidos para correr que los de análisis por celda. En lugar de resolver ecuaciones para cada celda

simplifican las ecuaciones agrupando y promediando varios parámetros (E , ν) en uno solo. Entonces el resultado es una fractura que tiene la forma de dos semi-elipses. Los simuladores comerciales basados en estos modelos son el Meyer y el FRACPRO. Los resultados son aproximaciones y no soluciones exactas. El programa utiliza ecuaciones de flujo en dos dimensiones y permite calcular los efectos de convección.

Los P3D utilizan las leyes de elasticidad. Son pseudo 3D ya que combinan el modelo PKN en el sentido del desplazamiento longitudinal y del modelo KGD para simular el crecimiento de la fractura en altura. Por el uso combinado de estos dos modelos la presión neta es muy dependiente de la fricción sobre las caras de la fractura y la limitación principal en el crecimiento en altura es la diferencia de los esfuerzos in situ entre las diferentes capas. Una de las principales asunciones que tiene el FRACPRO, por ejemplo, es que la propagación de las fracturas se da en un medio isotrópico, es decir, aquel en que las propiedades físicas no varían en las diferentes direcciones.

Modelos 2D vs. P3D para diferentes contrastes formacionales

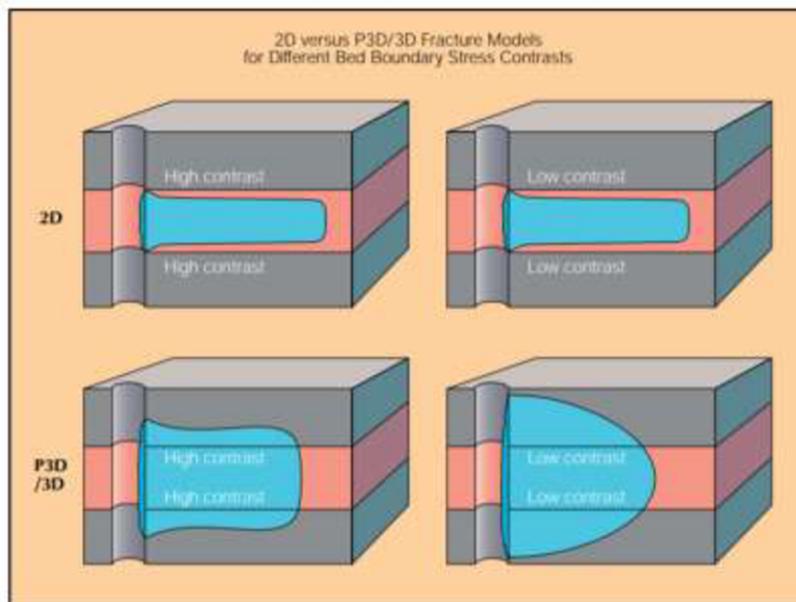


Figura 12 - Fuente: Paper "Cracking Rock", USA.

Haciendo énfasis en la limitación del crecimiento en altura de la fractura, los simuladores pueden trabajarla mediante los contrastes de stress in-situ entre capas y/o la variación de permeabilidad. En FRACPRO, se cuenta con una variable adicional y adimensional denominada **Composite Layering Effect (CLE)**. Esta variable define una pérdida de energía hidráulica debida al cambio litológico vertical, conteniendo la fractura en las zonas de interés. A mayores valores de CLE, mayor será el confinamiento de la fractura. Se le debe otorgar un valor a cada formación con un criterio razonable que se ajuste a la litología que se esté trabajando, por ejemplo,

mediante perfiles de pozo. Para este caso de estudio, el CLE se definió según el contenido de arcilla (perfil de Vclay). Para formaciones poco arcillosas el CLE llega a 3 (adimensional), para formaciones semi-arcillosas el CLE llega a 5 y para formaciones completamente arcillosas el CLE llega a 20 (adimensional).

En la figura siguiente, se visualiza la terminología del CLE (Warpinski, 1998, SPE), para referir a este fenómeno que fue postulado hace 2 décadas.

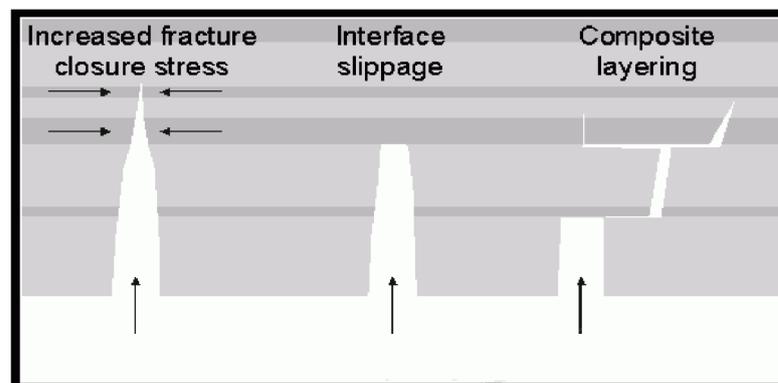


Figura 13 - A la izquierda muestra el clásico confinamiento del crecimiento debido a contrastes de esfuerzos en las formaciones superiores e inferiores de la payzone. El "interface slippage" es un mecanismo 2D KGD que resulta en un confinamiento total de la fractura en la interface. El Composite Layering presenta la pérdida de energía por cambios litológicos. Fuente: FRACPRO.

Modelo Full-3D

Hay modelos realmente 3D que dividen el reservorio en una malla de celdas en las direcciones vertical y horizontal (longitudinal y lateral). Cada celda está definida por sus parámetros de mecánica de roca, lo que permite simular discontinuidades. Por sus complejidades estos modelos se utilizan solamente desde una *work-station* o clúster de cómputo y para estudios tal como calibrar los otros modelos y hacer trabajos de investigación. Si generalmente ya hay dificultad para conseguir la información necesaria para hacer una simulación sencilla en un modelo P3D, se debe descartar la posibilidad de obtener la información para una simulación más sofisticada. Estos modelos se basan en:

1. Elasticidad en 3D.
2. La altura es calculada con la presión neta.
3. Para E , ν , C_t y tenacidad (*toughness*) se usan los valores "verdaderos" para cada zona.
4. Flujo de fluido en dos direcciones (considera efectos de convección para el agente de sostén).

5 Metodología de trabajo

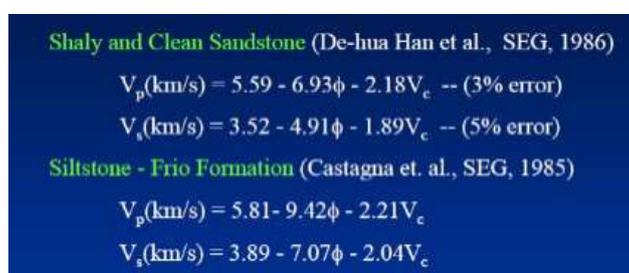
Esta sección describe los pasos realizados para la calibración del modelo de fractura hidráulica a través del análisis de la interpretación microsísmica registrada en el Pozo-Y, cuyo estudio fue obtenido durante la estimulación hidráulica del vecino Pozo-X.

En primer lugar, se incorporó el concepto de modelo geomecánico y sus componentes típicas.

En segundo lugar, se planteó la incógnita de cómo hacer los cálculos del modelo geomecánico sin contar con el perfil sísmico dipolar. Dicha incógnita se resolvió utilizando un modelo que pueda responder a los perfiles frecuentes que corre la operadora en la cuenca GSI: el Triple-combo (resistividad-densidad-neutrón), Gamma Ray (GR) y Potencial Espontáneo (SP). Este modelo se obtuvo de una correlación resultado de una regresión múltiple (relación empírica) a partir del perfil sísmico dipolar, V_{clay} (perfil interpretado) y del perfil de porosidad. Estas últimas 2 variables (V_{clay} y porosidad) fueron determinantes para ajustar el modelo geomecánico que logró calibrar el simulador de fracturas.

Se obtuvieron entonces, las correlaciones de PAE (Miret) que resultan en ecuaciones de onda V_p y V_s para suplantar la ausencia del perfil sísmico dipolar (en la mayoría de los pozos).

En tercer lugar, se compararon las correlaciones de PAE con las correlaciones que aplican las compañías de servicio. A modo comparativo se tomó como ejemplo el modelo de De-hua Han, que responde a *shales* y *sandstones* de Texas:



Shaly and Clean Sandstone (De-hua Han et al., SEG, 1986)

$$V_p(\text{km/s}) = 5.59 - 6.93\phi - 2.18V_c \text{ -- (3\% error)}$$
$$V_s(\text{km/s}) = 3.52 - 4.91\phi - 1.89V_c \text{ -- (5\% error)}$$

Siltstone - Frio Formation (Castagna et. al., SEG, 1985)

$$V_p(\text{km/s}) = 5.81 - 9.42\phi - 2.21V_c$$
$$V_s(\text{km/s}) = 3.89 - 7.07\phi - 2.04V_c$$

Figura 14 - Correlaciones de De-Hua Han (aplica a Shales & Sandstones de Texas); Correlaciones de Castagna (aplica a Frio Formation, Golfo de México) - Fuente: BJ Services Company.

Una vez desarrolladas las correlaciones, se simularon las 5 etapas de fractura del Pozo-X con el software FRACPRO PT y se visualizaron las diferencias geométricas que representaban los distintos modelos (Miret y De-hua Han), con respecto a las fracturas simuladas a partir del perfil sísmico dipolar (tomado como modelo guía).

Finalmente, se validaron las correlaciones de PAE con el estudio de microsísmica del Pozo-Y.

Es importante destacar que para cada una de las simulaciones se hicieron los *match* de presiones que permite acoplar la presión neta “real” con la presión neta “observada” (o predicha) por el simulador. Tiene el objetivo de que las predicciones de presión del simulador sean lo más certeras posibles con la respuesta de presión producida por la formación. Para lograr el *Pressure Matching* se ajustan variables como el módulo de Young, coeficiente de Poisson, fricciones en el pozo, esfuerzos in-situ, pérdida de caudal por *leakoff*. En el *Anexo: Simulaciones de fractura y match de presiones* se pueden observar en detalle las dimensiones de fractura arrojadas por el simulador y el *matcheo* de presiones mencionado.

6 Información del pozo

- Ubicación geográfica: Chubut – Cuenca Golfo San Jorge – Arrayán Sur – Pozo-X.
- Profundidad: 2500 m
- Método de estimulación: Tapón y packer - Convencional
- Casing: 5 ½” – 17 lb/ft y tubing: 2 ⅞” – 6.5 lb/ft
- Cantidad de estimulaciones hidráulicas (formación): 2 (D-129), 3 (MEC).

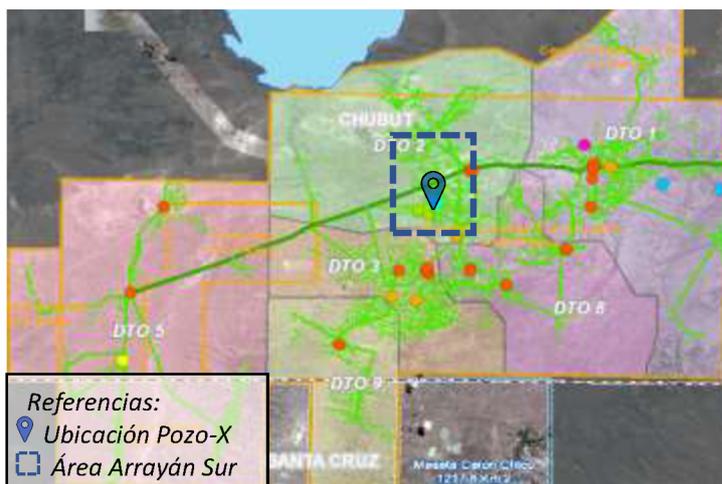


Figura 15 - Mapa de Cuenca Golfo San Jorge - Ubicación del Pozo-X
Fuente: Intranet PAE.

Se eligió este pozo porque cuenta con toda la información para llevar adelante el proyecto:

- Perfiles frecuentes GSJ:
 - Triple Combo (resistividad, densidad, neutrón), RNMN, GR, SP, Porosidad y Vclay.
- Simulaciones de la Compañía de servicio Baker Hughes.
- Perfil sónico dipolar (DT, DTSD).
- Estudio de microsísmica.

7 Parámetros de reservorio considerados para la calibración

A continuación, se detallan los parámetros calculados y tenidos en cuenta para la calibración, obtenidos a partir de información extraída de perfiles suministrados por PAE, conocimientos del área y datos registrados durante perforación.

- Con perfil sísmico dipolar se calcularon propiedades geomecánicas del pozo:
 - Esfuerzo mínimo horizontal (S_{hmin}), Módulo de Young, Coeficiente de Poisson.
- Con perfil de densidad (ZDNC) se calculó:
 - Esfuerzo de sobrecarga (S_v).
- Con resonancia magnética (RSMN), directamente se cargaron datos de:
 - Permeabilidad
- Puntos de presión otorgados por Desarrollo de Reservas:
 - Presión Poral
- Con GR, SP y Resistividad Somera:
 - Vclay: el volumen de arcilla es un perfil interpretado por petrofísica de PAE.
- Control geológico:
 - Litología
- Con Vclay se definieron valores de:
 - Composite Layering Effect (CLE)

8 Comparación de modelos geomecánicos.

Se muestran a continuación los resultados obtenidos de una de las correlaciones (De-hua Han) utilizadas por Compañías de servicio en contraste con las correlaciones obtenidas por PAE (autor). Cada uno de los modelos calculados se concluye con porcentajes de error absoluto, comparándolos con el modelo obtenido del perfil sónico dipolar.

8.1 Modelo geomecánico calculado con De-hua Han (DHH)

Las variables que afectan las ecuaciones de onda son la porosidad y el Vclay:

Shaly and Clean Sandstone (De-hua Han et al., SEG, 1986)

$$V_p(\text{km/s}) = 5.59 - 6.93\phi - 2.18V_c - (3\% \text{ error})$$

$$V_s(\text{km/s}) = 3.52 - 4.91\phi - 1.89V_c - (5\% \text{ error})$$

Se ilustra a continuación la relación uno a uno entre las velocidades de onda del perfil sónico dipolar (DT-DTSD) y las de DHH, coloreando todos los datos del pozo en función de:
a) Vclay, b) Porosidad.

a) Vclay:

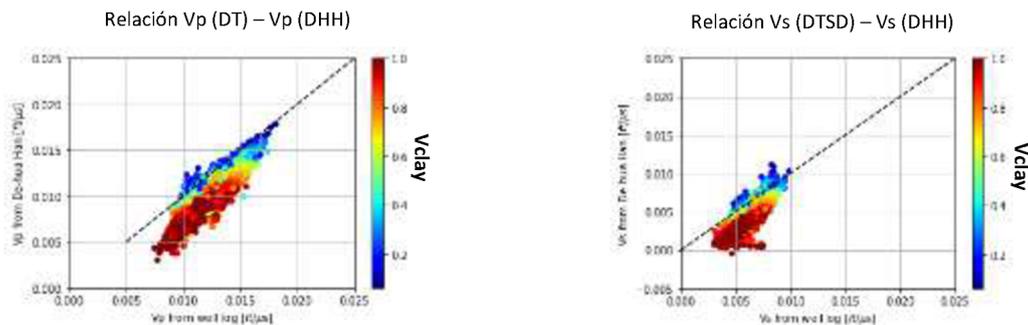


Figura 16 - Relación 1-1 de velocidades de onda V_p y V_s de Well Log y Modelo de DHH coloreado con Vclay.
Fuente: Python 3.1

- Ambas figuras muestran que las ecuaciones V_p y V_s de DHH no son precisas para valores de Vclay mayores a 0.4 (mayores a 40 % de arcilla).

- Según rangos de arcilla, se identifican 3 regiones donde predominan cierto tipo de litologías:

1. Con Vclay < 0.4, predominan arenisca tobácea y toba gruesa.
2. Con Vclay entre 0.4 - 0.7, predominan arenisca arcillosa y toba fina.
3. Con Vclay > 0.7, predominan limoarcilita y toba fina.

b) Porosidad:

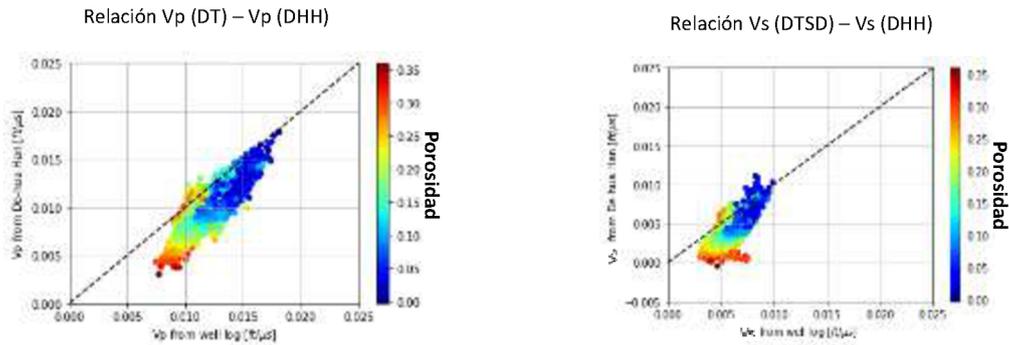


Figura 17 - Relación 1-1 de velocidades de onda Vp y Vs de Well Log y Modelo de DHH coloreado con Porosidad.
Fuente: Python 3.1

- Ambos gráficos muestran mala precisión para cualquier valor de porosidad.
- Comparando las relaciones Vp/Vs (perfil SD) y Vp/Vs (DHH) el **modelo (utilizado por las compañías de Servicio) presenta un 17 % de error absoluto.**

Nota: los gráficos consideran las velocidades de onda en toda la profundidad del pozo (800 m – 2500 m).

8.2 Modelo geomecánico acorde a Arrayán Sur

Como se mencionó, este modelo responde no sólo a la litología y principales formaciones de la Cuenca GSJ, sino también a la ausencia del perfil sísmico dipolar con el que se calculan las constantes elásticas y, con éstas, finalmente se corren las simulaciones de fractura.

Para llevarlo adelante, se realizó una regresión múltiple (relación empírica) a partir de perfiles sísmico dipolar (DT, DTSD), Vclay y Porosidad y así obtener las ecuaciones de velocidades de onda que aplican a Arrayán Sur.

Se observa a continuación, que las ecuaciones están discriminadas por rangos de Vclay. De esta forma, se alcanzó mayor precisión del modelo.

CGSJ (0 < Vc < 0.4) - (Miret, UNAJ, 2020)
 $Vp(\text{km/s}) = 5.27 - 6.75 * \phi - 0.229 * Vc$
 $Vs(\text{km/s}) = 2.86 - 3.85 * \phi - 0.148 * Vc$

CGSJ (0.4 < Vc < 0.7) - (Miret, UNAJ, 2020)
 $Vp(\text{km/s}) = 5.43 - 6.25 * \phi - 1.02 * Vc$
 $Vs(\text{km/s}) = 3.06 - 3.85 * \phi - 0.745 * Vc$

CGSJ (0.7 < Vc < 1) - (Miret, UNAJ, 2020)
 $Vp(\text{km/s}) = 5.49 - 6.43 * \phi - 1.126 * Vc$
 $Vs(\text{km/s}) = 3.07 - 4.12 * \phi - 0.751 * Vc$

Ecuaciones de Onda – Modelo geomecánico de Arrayán Sur en ausencia de Perfil Sísmico Dipolar.

Con el mismo criterio de comparación utilizado en el modelo anterior, se ilustra a continuación la relación uno a uno entre las velocidades de onda del perfil sísmico dipolar y las correlaciones de Miret, coloreando todos los datos del pozo en función de: a) V_{clay} , b) Porosidad.

a) V_{clay}

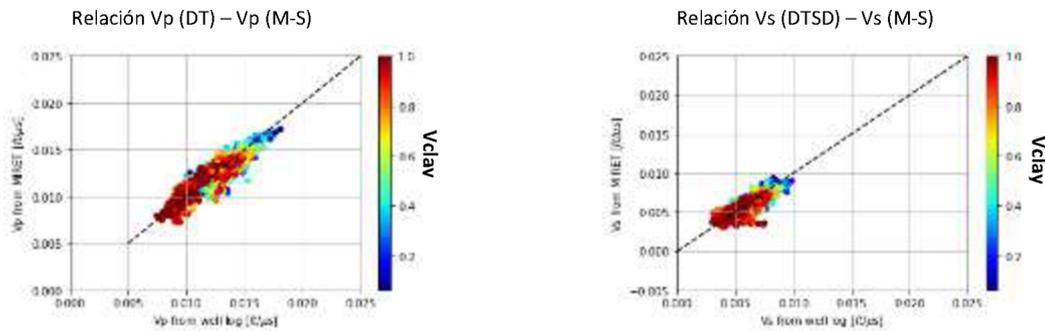


Figura 18 - Relación 1-1 de velocidades de onda V_p y V_s de Well Log y Modelo de Miret coloreado con V_{clay} . Fuente: Python 3.1

b) Porosidad:

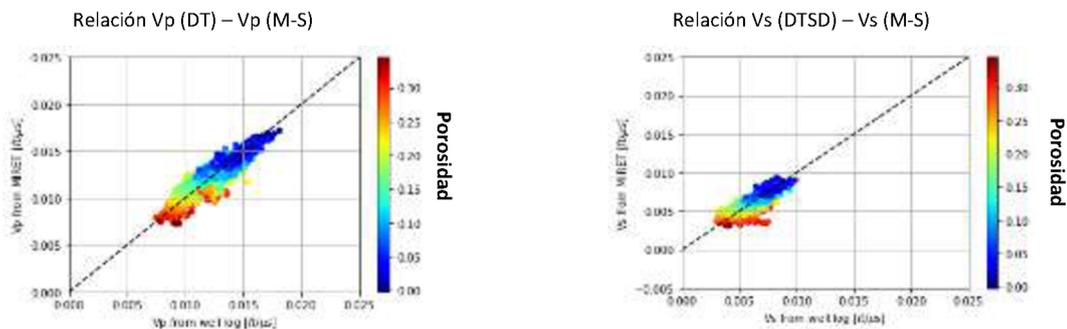


Figura 19 - Relación 1-1 de velocidades de onda V_p y V_s de Well Log y Modelo de Miret coloreado con Porosidad. Fuente: Miret, Python 3.1

- El modelo muestra mejor precisión para todos los rangos de arcilla y porosidad. La relación uno a uno se ajusta a todos los valores de V_{clay} y Porosidad.
- Comparando las relaciones V_p/V_s (perfil sísmico dipolar) y V_p/V_s (Miret) el modelo presenta un 5 % de error absoluto.

8.3 Diferencias de propiedades mecánicas entre modelos

Con el fin de contrastar y hacer más visibles las diferencias entre el modelo de DHH y el de PAE, se muestra a continuación la comparativa entre los valores de las principales propiedades geomecánicas.

- **Esfuerzo mínimo horizontal:** el modelo de **DHH** presenta un **11 % de error absoluto** con respecto al esfuerzo calculado con el perfil Sónico Dipolar (SD). En referencia al gráfico, el modelo es impreciso ± 410 psi (por encima y por debajo) en relación con el perfil SD.

Por su parte, el **modelo de PAE** presenta un **4 %**. El modelo presenta un desvío de ± 135 psi en relación con el valor del perfil SD. Se ve gráficamente como las correlaciones de PAE ajustan en mayor medida.

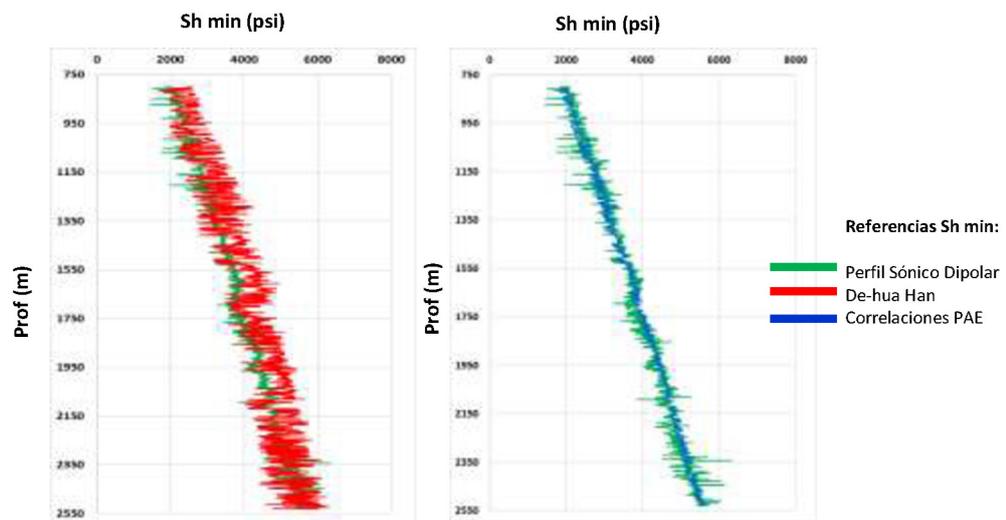


Figura 20 - Contraste de Shmin entre los 3 modelos geomecánicos.

- **Coefficiente de Poisson:** el modelo de **DHH** presenta un **17.6 % de error absoluto**. En referencia al gráfico, el modelo es impreciso ± 0.056 (adimensional en relación con el valor del perfil SD).

Por su parte, el **modelo de PAE** presenta un **6.8 %**. El modelo es impreciso ± 0.021 (adimensional) en relación con el valor del perfil SD.

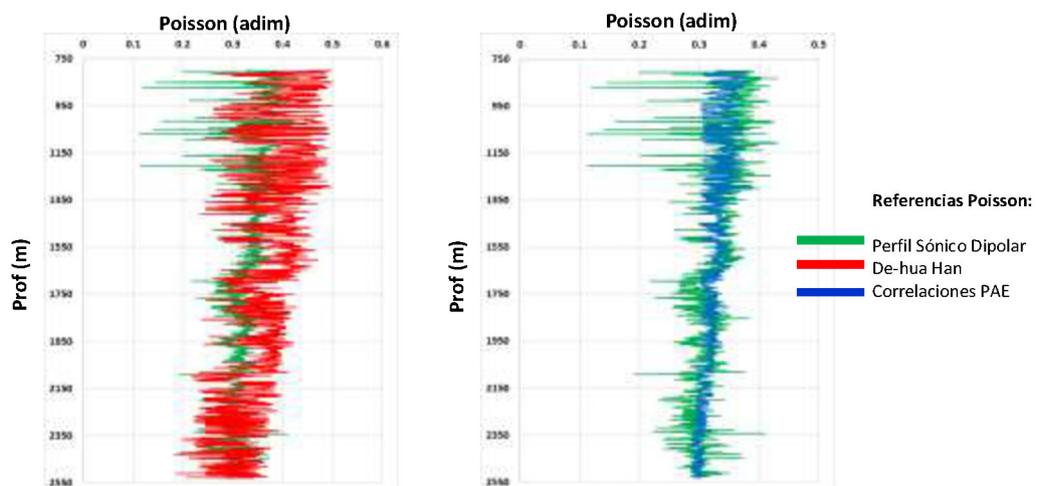


Figura 21 - Contraste de Poisson entre los 3 modelos geomecánicos

- **Módulo de Young:** el modelo de DHH presenta un 43 % de error absoluto. En referencia al gráfico, el modelo está fallando ± 1.42 Mpsi en relación con el valor del perfil SD.

Por su parte, el modelo de PAE presenta un 14.8 %. El modelo difiere en ± 0.463 Mpsi en relación con el valor del perfil SD.

Si bien en esta última propiedad el error es alto, el error absoluto se redujo en un 28 %.

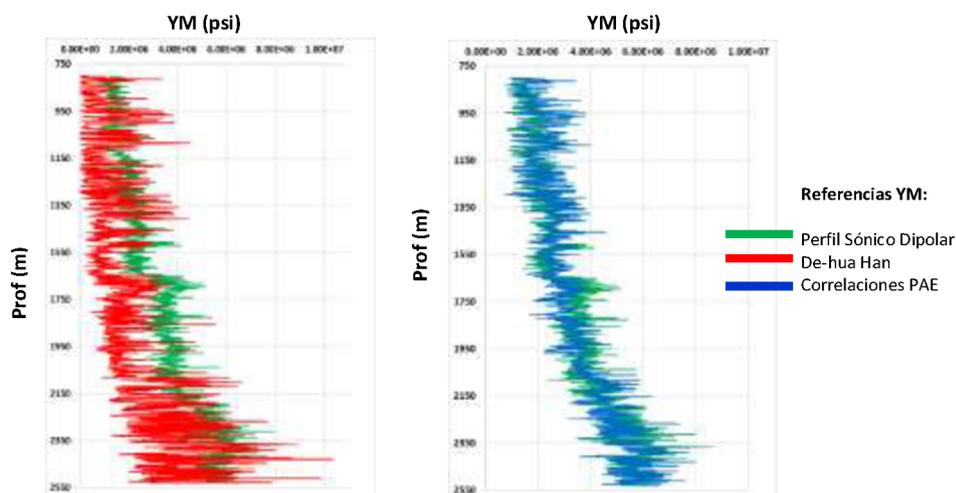


Figura 22 - Contraste de Módulo Young entre los 3 modelos geomecánicos.

Es importante mencionar que en ausencia del perfil Sónico Dipolar, tanto para el Sh_{min} como el coeficiente de Poisson y Módulo de Young, se logra una respuesta más precisa para todos los niveles donde se fractura en GSJ.

Prosiguiendo con el impacto favorable mencionado en las Secciones 1 y 4.2 de *Motivación y Modelo geomecánico* respectivamente, los contrastes de propiedades geomecánicas recién mostrados permiten destacar una serie de puntos a favor de este trabajo.

Por un lado, el hecho de estimar un esfuerzo mínimo mucho mayor al real (esfuerzo contra el cuál abrirá la fractura hidráulica), hace pensar que requiere un mayor esfuerzo desde superficie. Como se muestra en la *Figura 20*, el modelo de DHH sobreestima el Sh_{min} . Lo cual deriva en, por ejemplo, más potencia en las bombas, instalaciones más resistentes, mayor consumo energético y, por ende, menor eficiencia.

Por otro lado, reducir el margen de error en el cálculo del Sh_{min} , permite optimizar el diseño del tratamiento a realizar. Por ejemplo, la selección de agente sostén, crítico en el éxito de una fractura. Para ello se debe considerar una cantidad apropiada y el tipo adecuado, para soportar el esfuerzo de cierre (Sh_{min}) y la temperatura de formación. Cuanto más severas sean

las condiciones esperadas del subsuelo, más sofisticado debe ser el agente de sostén (con su costo asociado).

Por último y también durante el diseño, una falsa estimación de los módulos elásticos desencadena en una falsa simulación de fractura y en consecuencia un análisis erróneo de los recursos que el proceso de terminación realmente requiere. Tal como muestra la *Figura 22*, el modelo de DHH subestima en más de 40 % el Módulo de Young, lo cual implica que las formaciones presentan mayor ductilidad y mayor resistencia a la fractura. Entonces, al estar más contenidas, las fracturas simuladas con el modelo de DHH alcanzan mayor longitud (tal como se observa en las ilustraciones de la *Sección 9: F1: Simulaciones de fractura con 3 modelos*). En consecuencia, se comete un error significativo a la hora de estimar el volumen de agua para alcanzar la geometría de fractura deseada. Considerando que el modelo de PAE muestra simulaciones con mayor crecimiento en altura (ya que el fluido se pierde en formaciones que no son de interés), será necesario inyectar más agua y arena para cumplir con la geometría deseada.

Como cierre de esta sección, reduciendo el margen de error en el cálculo de los esfuerzos y los módulos elásticos, se puede afirmar que la sustentabilidad del negocio y la gestión eficiente de recursos (como son el agua, el agente sostén y las instalaciones de superficie) son factores que se ven favorecidos con el desarrollo de este trabajo.

9 Validación del modelo con estudio de microsísmica

Tras obtener los modelos del perfil sónico dipolar, de las correlaciones de PAE y de las correlaciones de DHH, se prosiguió a simular las fracturas para conocer sus dimensiones y conductividad y evaluar que éstas se propaguen acorde a los eventos registrados con el estudio de microsísmica aportado por petrofísica de PAE.

Es importante mencionar que hubo 5 estimulaciones en el pozo. Las etapas 1 y 2 en la formación D-129, las etapas 3 y 4 en MEC-A y la etapa 5 en MEC-B:

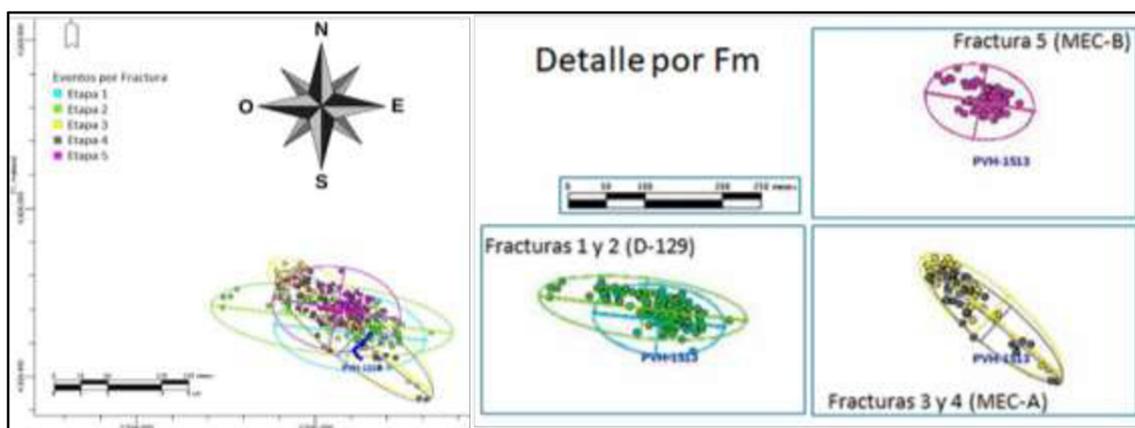


Figura 8 - Vista superior de eventos registrados por estudio de microsísmica desde pozo vecino
Fuente: Maximiliano García Torrejón, PAE.

Tabla 1: Descripción geométrica de la nube de eventos microsísmicos

Etapa n°	Formación	Largo de región (m)	Ancho de región (m)	Alto de región (m)	Azimuth (grados)	Área de región (m ²)
1	D-129	172.21	93.40	100.00	96.49	12,633.32
2	D-129	271.68	82.42	165.00	96.92	17,586.10
3	MEC-A	235.53	73.30	180.00	130.72	13,560.03
4	MEC-A	227.61	62.70	150.00	130.75	11,208.50
5	MEC-B	144.66	99.27	200.00	100.21	11,278.25

Fuente: PAE.

A continuación, se muestra la distribución de eventos registrados por el estudio de microsísmica.

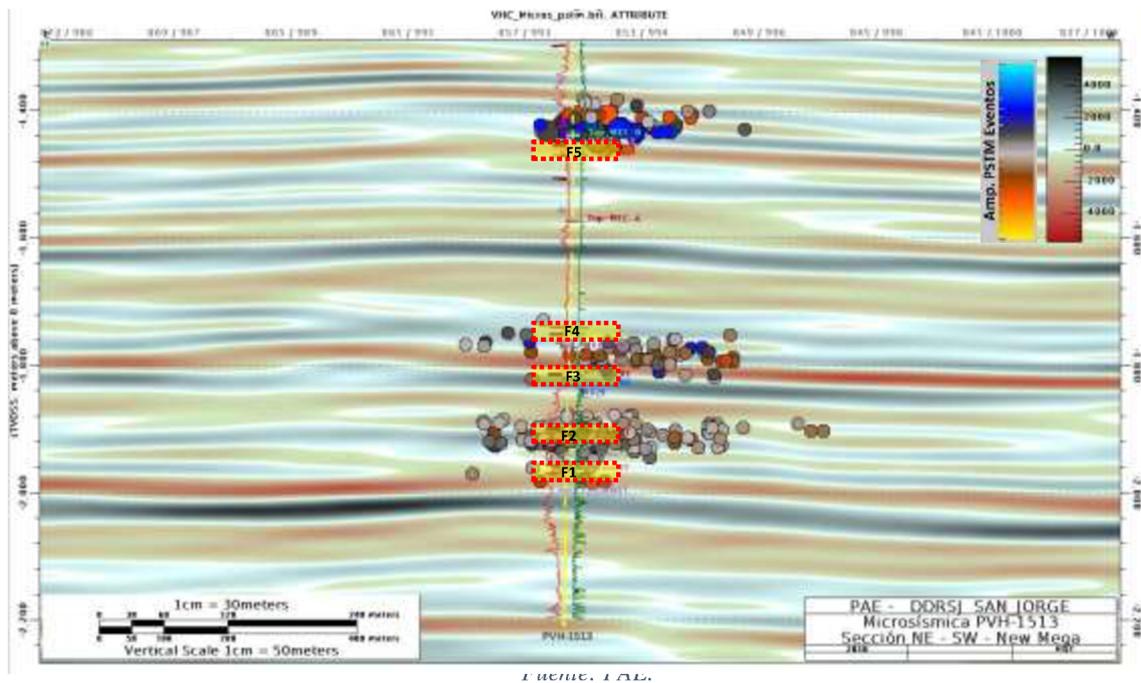
Cabe destacar que las simulaciones muestran la fractura efectiva, es decir, hasta donde llega a concentrarse el agente sostén con un volumen finito bombeado desde superficie. En contrapartida, el estudio de microsísmica muestra hasta donde pudo haber sido perturbada la roca (generando algún sonido) sin necesidad de que responda a la estimulación hidráulica. Es

por esta razón que la nube de eventos sísmicos registrados siempre será mucho mayor que la simulación de fractura.

Referencias:

- Rectángulo amarillo-rojo: ubicación de los punzados de las 5 etapas de fractura (F1 a F5).
- Paleta de colores amarillo-azul: amplitud de los eventos.
- Paleta de colores rojo-negro: amplitud de la sísmica; según los contrastes de impedancia acústica que se detecta en superficie. Muestra el contraste formacional según densidad de roca.

Figura 23: Sección sísmica Oeste - Este



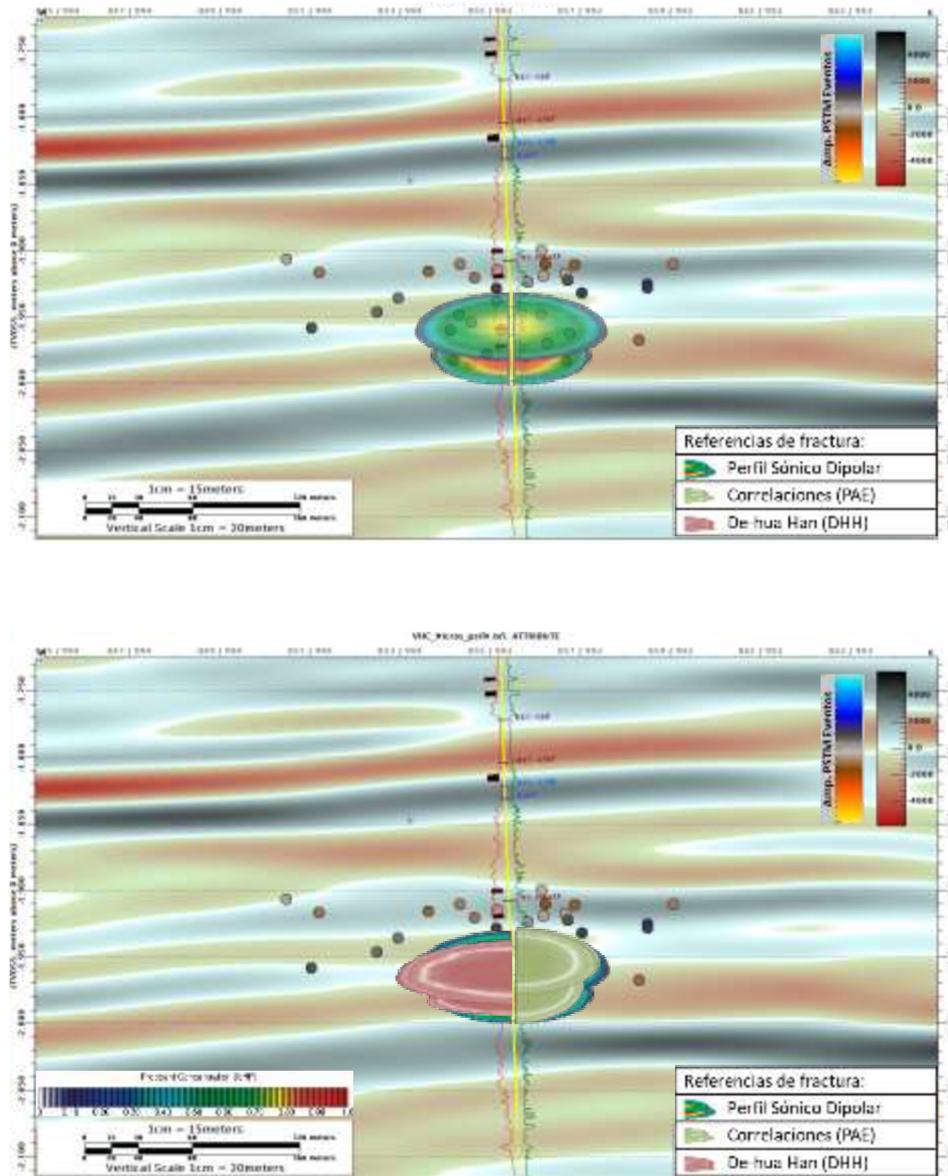
Para poder comparar cómodamente los resultados otorgados por el sector de microsísmica con los resultados del simulador, se recorre fractura por fractura mostrando las simulaciones con los 3 modelos geomecánicos (Perfil Sónico Dipolar, modelo de PAE y modelo de De-hua Han).

Por último, para cada etapa, se computó la diferencia geométrica (largo y alto) de las fracturas de las correlaciones en relación con las fracturas del perfil sónico dipolar (SD).

Para más información, en el margen inferior izquierdo, se muestra la concentración de agente de sostén de 0 a 1 en (lb/pg²), que alcanza la fractura.

9.1 F1: Simulaciones de fractura con 3 modelos

Ilustración 1 - Sección sísmica Fractura 1



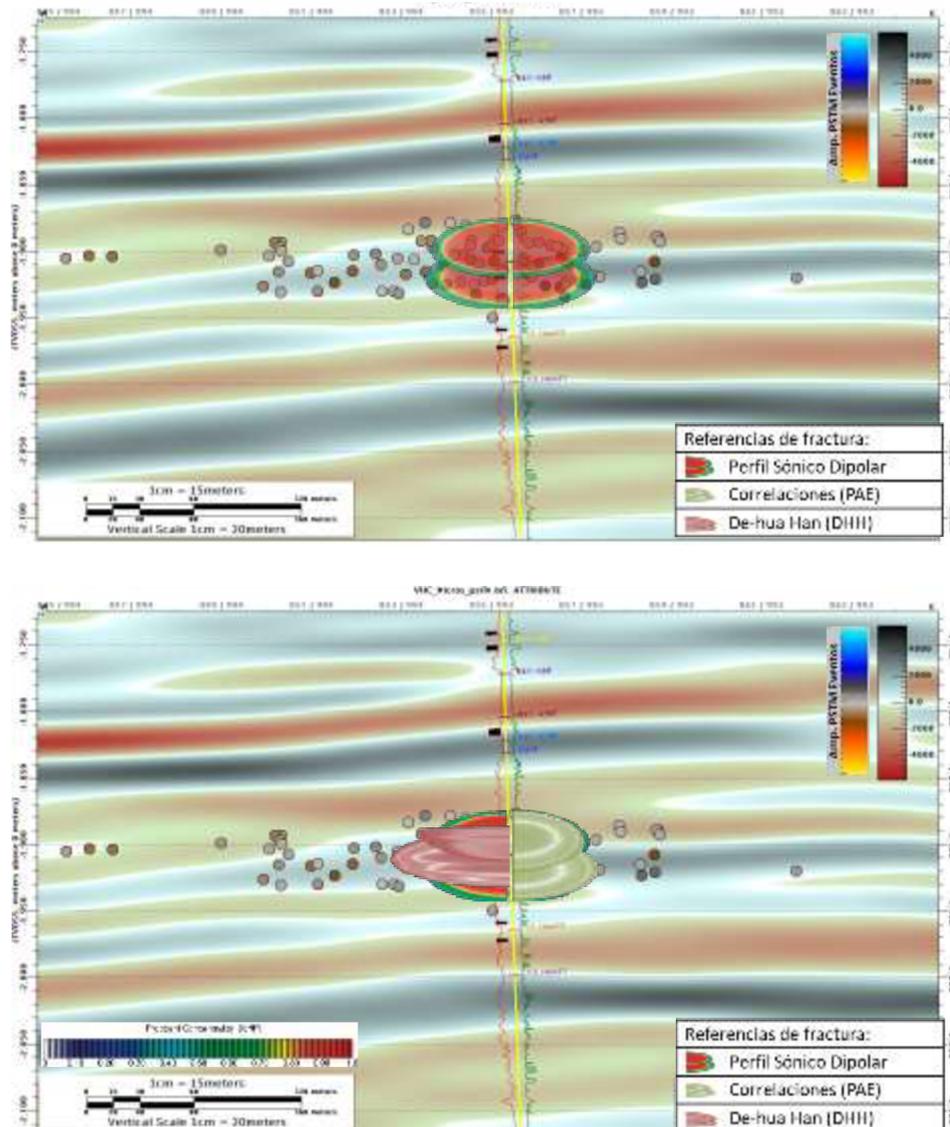
Cita Fuente: PAE.

Se observa que el área de fractura registrada por microsísmica alcanza un considerable crecimiento en altura, es decir, con mayor tendencia en alto que en largo. Las simulaciones del perfil SD y de PAE responden a ese crecimiento vertical, a diferencia de la simulación de DHH que posee mayor propagación lateral.

Para la etapa 1, los contrastes geométricos (largo y alto) entre la fractura del perfil SD y las fracturas de las correlaciones PAE y correlaciones de DHH son de 12 % y 14 %, respectivamente.

9.2 F2: Simulaciones de fractura con 3 modelos

Ilustración 2 - Sección sísmica Fractura 2



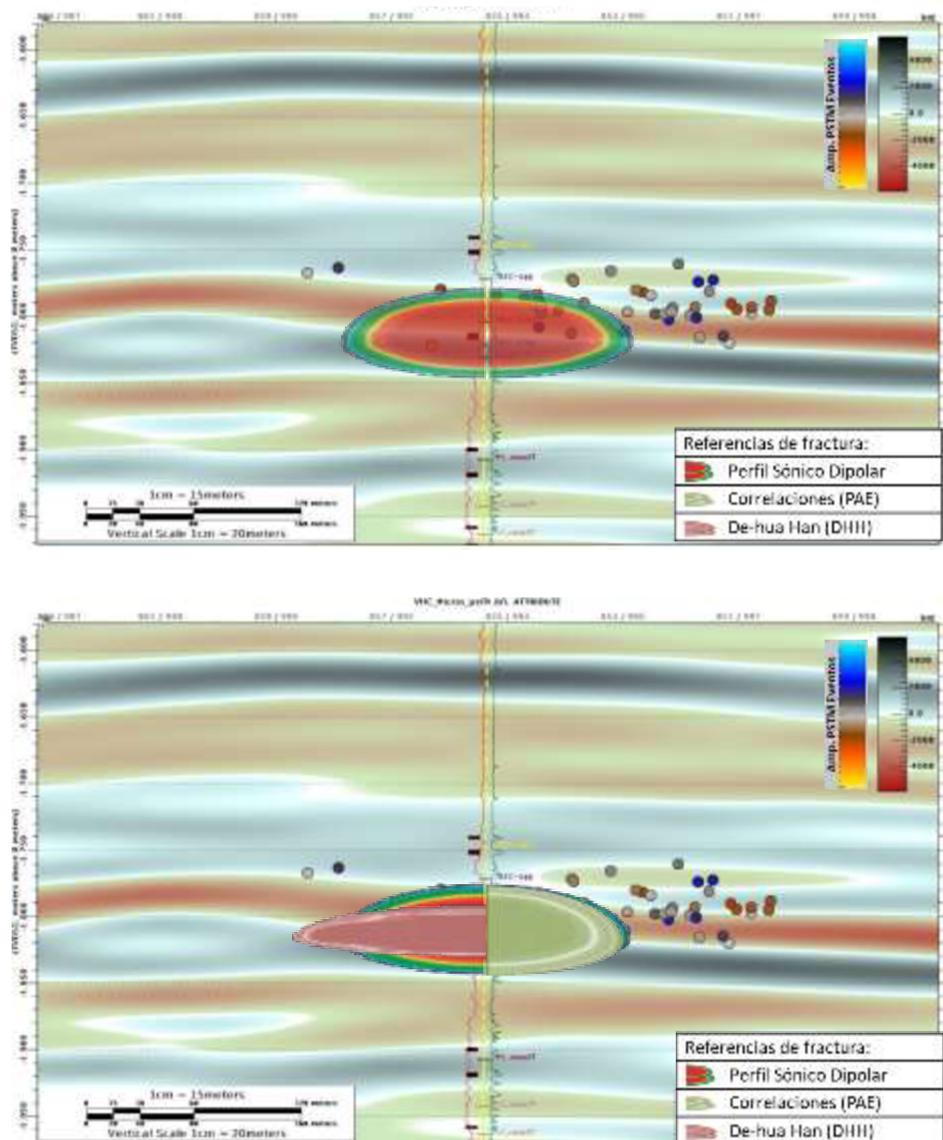
Fuente: PAE.

Se percibe que las fracturas de las correlaciones del perfil sónico y de PAE responden a los eventos registrados en altura, pero con menor alcance lateral, a diferencia de la simulación con DHH, que se ve contenida verticalmente, pero con mayor propagación lateral.

Para la etapa 2, los contrastes geométricos (largo y alto) entre la fractura del perfil SD y las fracturas de las correlaciones PAE y correlaciones de DHH son de 4 % y 40 %, respectivamente.

9.3 F3: Simulaciones de fractura con 3 modelos

Ilustración 3 - Sección sísmica Fractura 3



Fuente: PAE.

De acuerdo con lo reportado por microsísmica, se observa que el ala Este de la fractura crece en mayor longitud respecto del ala Oeste. Este fenómeno puede deberse a condiciones geológicas particulares y no deberían ser generalizados para todo el yacimiento.

En este caso, se distingue que las fracturas de las correlaciones del perfil sónico y de PAE alcanzan mayor altitud que las correlaciones de DHH, respondiendo a los eventos microsísmicos.

Para la etapa 3, los contrastes geométricos (largo y alto) entre la fractura del perfil SD y las fracturas de las correlaciones PAE y correlaciones de DHH son de 8 % y 27 %, respectivamente.

Consideración para validar simulaciones de fracturas 4 y 5:

Antes de describir las fracturas 4 y 5, cabe destacar que para ellas se ha tenido en cuenta una recomendación del simulador FRACPRO. Sugiere considerar un único intervalo para aquellos punzados que estén muy próximos.

Con esta consideración, se logra que las simulaciones respondan en mayor medida a lo registrado por el estudio microsísmico.

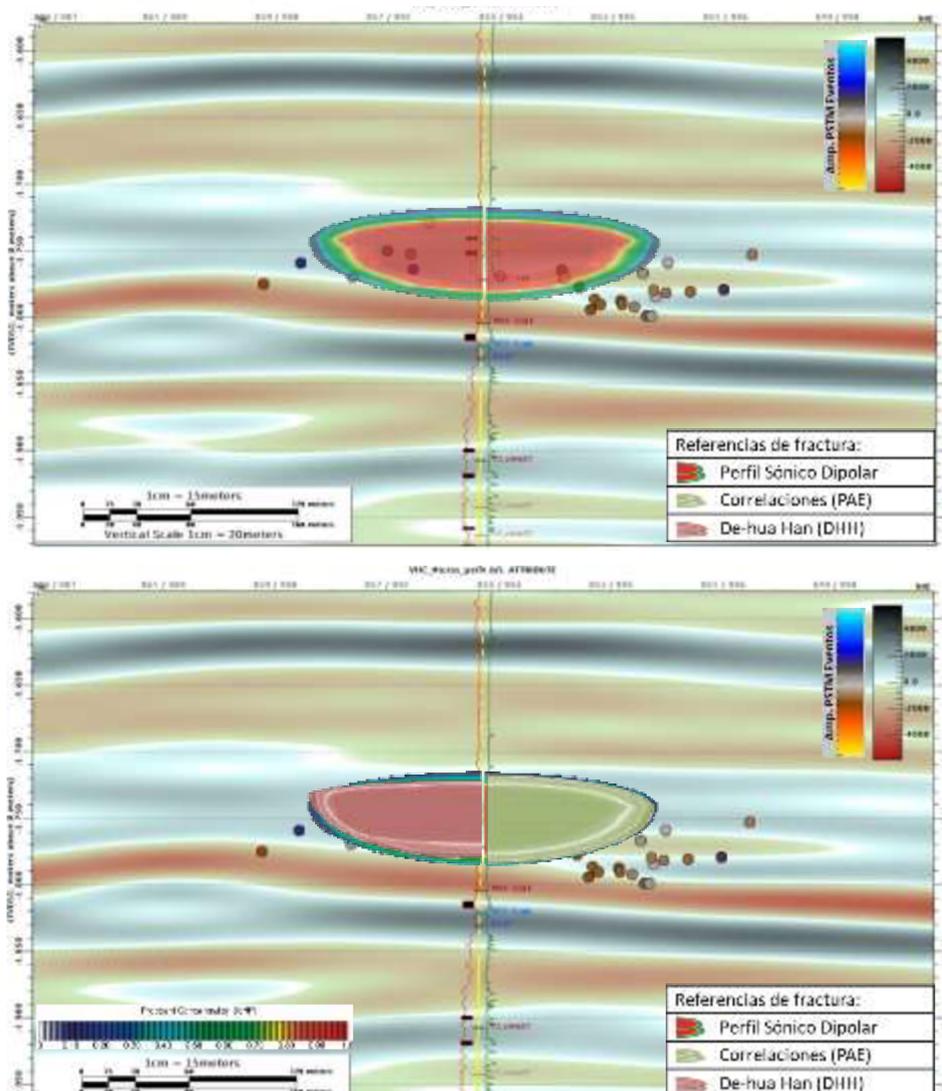
Para definir un criterio, se estableció como único intervalo a punzados que están a 10 m o menos de distancia.

- En la etapa 4, hay 2 punzados próximos. La base del punzado más somero se encuentra a 2093 m y el tope del punzado más profundo a 2101 m. Se unifican intervalos porque hay diferencia de 8 m.

- En la etapa 5, hay 3 punzados próximos. La base del punzado más somero se encuentra a 1802 m, el punzado del medio entre 1803 y 1804.5 m y el tope del punzado más profundo a 1806 m. Se unifican intervalos porque hay diferencias de 1 m y 1,5 m, respectivamente.

9.4 F4: Simulaciones de fractura con 3 modelos

Ilustración 4 - Sección sísmica Fractura 4



Fuente: PAE.

En este caso, acorde al estudio de microsísmica, la mayoría de los eventos registrados en el ala Este, se encuentran por debajo de los punzados y de la fractura simulada. Según la explicación del geólogo de la zona, esto se puede deber a la presencia de un reservorio más profundo que no fue consensuado para estimular debido a la alta saturación de agua. Aun así, la fractura se propagó en dicho sentido y se calibró el simulador para que las fracturas respondan a dicha tendencia.

Las simulaciones del perfil SD y de PAE responden a la propagación en longitud y en profundidad.

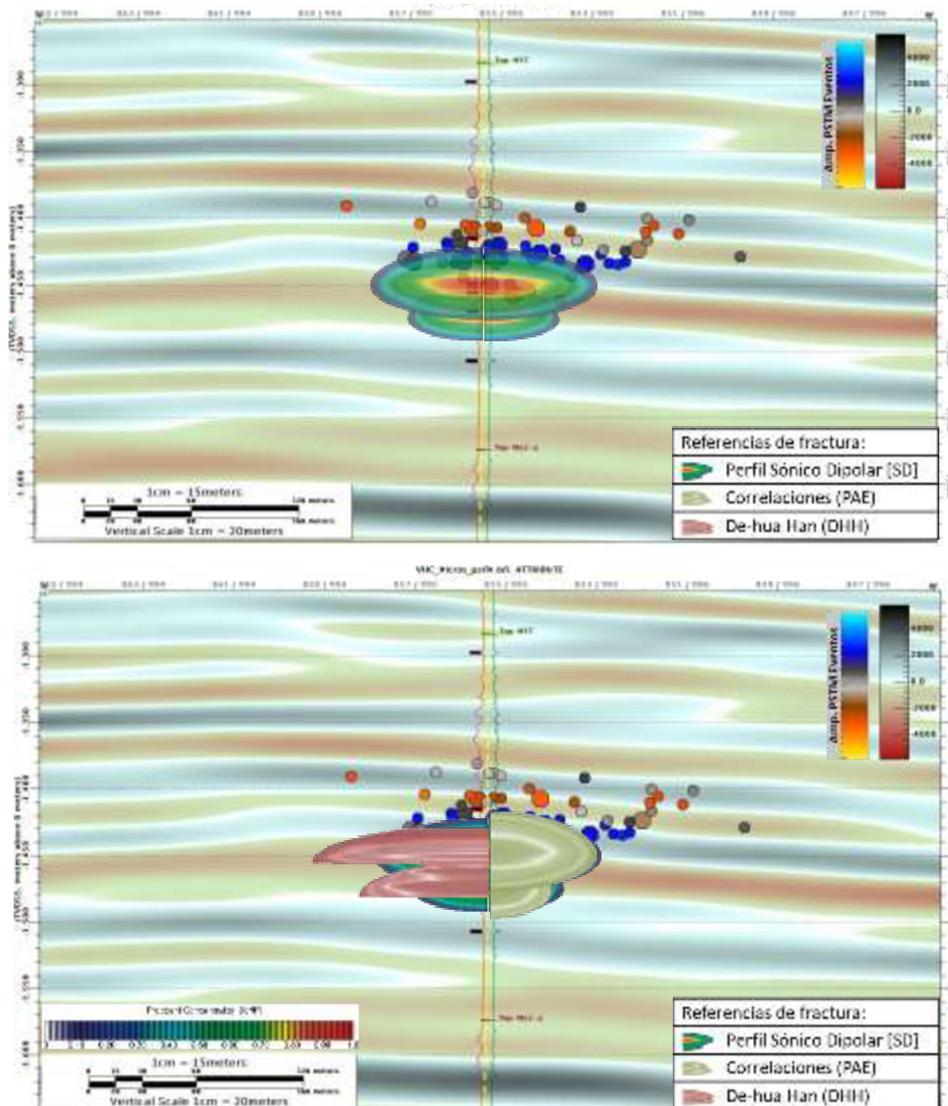
Es coherente que pueda ir en profundidad y de hecho las simulaciones alcanzan la profundidad de 2120 m, hasta la cual se observa zona reservorio. Allí se ven contenidas por un gran cuello arcilloso que no posee porosidad efectiva.

La simulación de DHH muestra tendencias similares, pero en menor proporción geométrica.

Para la etapa 4, los contrastes geométricos (largo y alto) entre la fractura del perfil SD y las fracturas de las correlaciones PAE y correlaciones de DHH son de 4 % y 12 %, respectivamente.

9.5 F5: Simulaciones de fractura con 3 modelos

Ilustración 5 - Sección sísmica Fractura 5



Fuente: PAE.

En este caso, la gran mayoría de los eventos fueron registrados hacia arriba de los punzados. El tope del reservorio punzado y estimulado termina en 1793 m y, el reservorio más somero y próximo, comienza a los 1779 m. Desde el punto de vista geológico, entre un reservorio y otro, hay un cuello arcilloso de 14 m que pudo haber sido atravesado haciendo que la fractura se propague en altura. Como se mencionó anteriormente, el hecho de unificar intervalos de punzado permitió que las simulaciones de fractura respondan al estudio de microsísmica.

Para que la fractura se propague a lo largo de un plano horizontal, debe haber un confinamiento tanto en la parte superior como en la parte inferior de la zona de interés. Dicho confinamiento se puede dar gracias al cambio litológico y/o al cambio de propiedades petrofísicas como son la porosidad y permeabilidad. Como se observa en la *Ilustración 5*, la fractura tiende a crecer en altura debido a que el paquete formacional somero tiene buena porosidad, es decir que no provee contención hacia arriba. Además, dicho comportamiento se vincula al registro de los eventos microsísmicos.

Según lo observado en las simulaciones, se distingue que las fracturas de las correlaciones del perfil sísmico y de PAE alcanzan mucha mayor altitud que las correlaciones de DHH, respondiendo a los eventos microsísmicos.

Para la etapa 5, los contrastes geométricos (largo y alto) entre la fractura del perfil SD y las fracturas de las **correlaciones PAE y correlaciones de DHH son de 11 % y 54 %**, respectivamente.

Todas las simulaciones tienen tendencia a la propagación lateral. Sin embargo, no se alcanza la longitud mostrada por los eventos microsísmicos ya que, como se dijo, el estudio de microsísmica muestra hasta donde pudo haber sido perturbada la roca (generando algún sonido) sin necesidad de que responda a la estimulación hidráulica. Es por esta razón que la nube de eventos sísmicos registrados siempre será mucho mayor que la simulación de fractura.

10 Conclusiones

1. De acuerdo a los objetivos planteados se concluye que se logró realizar la calibración del simulador de fracturas para las compañías de servicio.

Dicha calibración se efectuó gracias a un modelo geomecánico que se ajusta a las propiedades físicas, litológicas y de reservorio de la Cuenca del Golfo San Jorge y que finalmente ha sido validado por un estudio de microsísmica de la zona.

2. Se ha disminuido, en gran medida, el margen de error del cálculo de las propiedades geomecánicas y, por ende, de las geometrías de fracturas simuladas. Se pasó de un 17 % de error absoluto (correspondiente al modelo de De-hua Han) a un 5 % de error absoluto (correspondiente al modelo desarrollado por el autor de este trabajo).

En términos geométricos y comparando con las fracturas simuladas a partir del perfil sísmico dipolar, las fracturas del modelo desarrollado se diferencian en promedio 8 % contra un 35 % del modelo de DHH.

3. En las etapas de fractura F1, F2 y F3 con el modelo desarrollado se logra alcanzar mayor dimensión en altura a diferencia del modelo de DHH. Se logra ajustar mejor a lo registrado en el análisis de sísmica.

En las etapas F4 y F5 se unificaron intervalos de punzado para alcanzar mayor cantidad de eventos y, por ende, tener mayor validación con el estudio de microsísmica, tal como se planteó en los objetivos.

4. En la CGSJ, los perfiles GR y SP no son buenos indicadores de arcilla si se los interpreta por separado. Se descartó el criterio de tomar rangos de GR y SP para definir valores de Composite Layering Effect (CLE).

El perfil V_{clay} es determinante para la correlación y para el criterio de CLE.

5. Se ha obtenido un modelo práctico que aplica a Arrayán Sur, con 3 ecuaciones de V_p y V_s según rangos de V_{clay}:

CGSJ (0 < V_c < 0.4) - (Miret, UNAJ, 2020)

$$V_p(\text{km/s}) = 5.27 - 6.75 * \phi - 0.229 * V_c$$

$$V_s(\text{km/s}) = 2.86 - 3.85 * \phi - 0.148 * V_c$$

CGSJ (0.4 < V_c < 0.7) - (Miret, UNAJ, 2020)

$$V_p(\text{km/s}) = 5.43 - 6.25 * \phi - 1.02 * V_c$$

$$V_s(\text{km/s}) = 3.06 - 3.85 * \phi - 0.745 * V_c$$

CGSJ (0.7 < V_c < 1) - (Miret, UNAJ, 2020)

$$V_p(\text{km/s}) = 5.49 - 6.43 * \phi - 1.126 * V_c$$

$$V_s(\text{km/s}) = 3.07 - 4.12 * \phi - 0.751 * V_c$$

6. El trabajo genera un impacto positivo desde una mirada integral del negocio. Tanto desde la gestión económica como en la gestión de recursos. La eficiencia tanto de la inyección de agua y agente sostén, como de la instalación de equipos de superficie, se ve incrementada.

Esto redundará en mayor criterio logístico en las etapas de completación y en mejores predicciones de productividad debido a la estimulación del reservorio.

11 Recomendaciones

De este informe es posible extraer una serie de acciones y conclusiones que se espera sean beneficiosas para la realización de futuros exitosos trabajos en el área y que se presentan a continuación:

- Definir un mayor alcance dependerá de la validación del modelo con pozos pertenecientes a otras áreas.
- Los punzados que se encuentren a 10 m o menos de distancia entre sí, deberán unificarse en un solo intervalo en el FRACPRO, tomando el tope del más somero y la base del más profundo.
- El Composite Layering Effect (CLE) será conveniente ajustarlo según rangos de V_{clay} : buen parámetro para diferenciar zonas reservorio de No reservorio.

Recomendación:

V_{clay}	CLE
$\leq 0,4$	1
$0,4 < \wedge \leq 0,6$	5
$> 0,6$	20

Fuente 1: "Optimization of Composite Layering Effect Based on Measured Formation Fracture Height to Length Ratios"; Department of Petroleum Engineering, Texas Tech University, 2018, USA.

11.1 Implementación del trabajo

Como comentario final, se afirma que el trabajo aquí desarrollado está siendo implementado por la compañía operadora. Considera adoptar las recomendaciones mencionadas y busca generar un mayor alcance extendiendo la aplicación del trabajo hacia otras áreas del yacimiento.

12 Asignaturas implicadas de la carrera de Ingeniería en Petróleo.

Para llevar a cabo este proyecto ha sido fundamental el conocimiento y entendimiento de los contenidos teórico-prácticos de muchas de las asignaturas cursadas durante la carrera de Ingeniería en Petróleo. Además, para facilitar el entendimiento del auditorio o todo aquel que lea el trabajo, fue necesario hacer un marco teórico a modo introductorio.

Entre las asignaturas implicadas se destacan:

- **Geomecánica:** por la comprensión de los esfuerzos actuantes en el subsuelo, las propiedades mecánicas y leyes constitutivas, además de los métodos y cálculos numéricos de los cuales se obtienen dichos esfuerzos.
- **Geología y Geología del petróleo:** fundamental para entender la mineralogía y las formaciones productivas y no productivas del área de estudio. Si bien la Cuenca del Golfo San Jorge comprende yacimientos muy complejos, debido a su variación litológica tanto vertical como horizontal, estas asignaturas permitieron un mayor entendimiento de los ambientes deposicionales que favorecieron dichos escenarios.
- **Geofísica:** por proveer el conocimiento de prospección sísmica, para estimar la perturbación de las formaciones a medida que están siendo estimuladas, por medio de técnicas físicas y matemáticas efectuadas desde la superficie de la tierra.
- **Perfilaje de pozo:** asignatura clave y de gran relevancia para entender los perfiles otorgados por la compañía operadora con los cuales se llevó adelante el trabajo. Se han utilizado no sólo para comprender las formaciones de interés sino, también, para llevar adelante la correlación geomecánica que se ajusta a la litología de la Cuenca.
- **Reservorios:** necesario para comprender la importancia y necesidad de valores de porosidad, permeabilidad y las propiedades de flujos comprendidos en la roca almacén.

13 Anexo: Simulaciones de fractura y match de presiones

Figura 24: Fractura 1 con Perfil Sónico Dipolar – FRACPRO

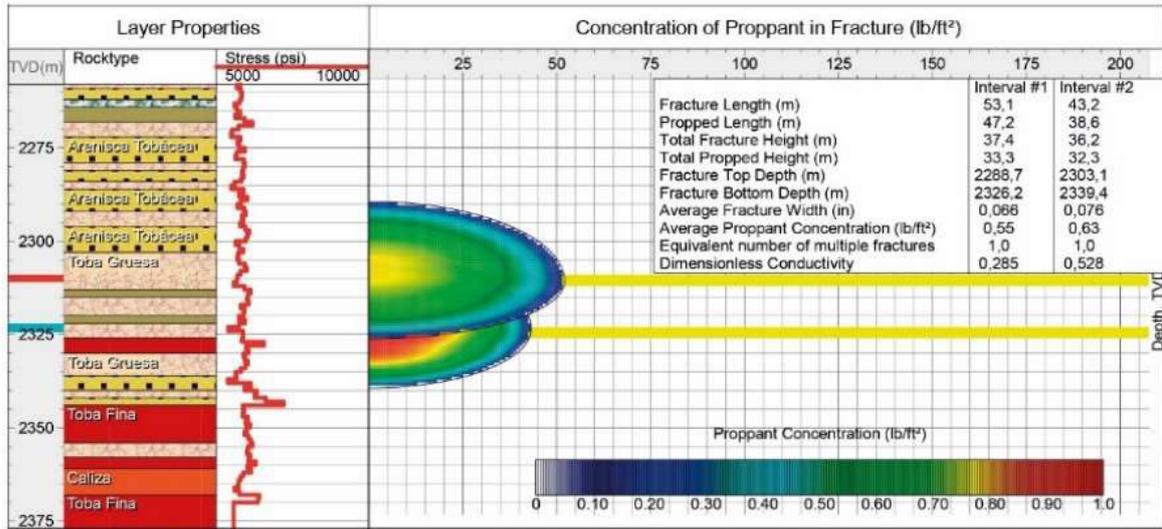


Figura 25: Match de presiones - Cita: Figura 24

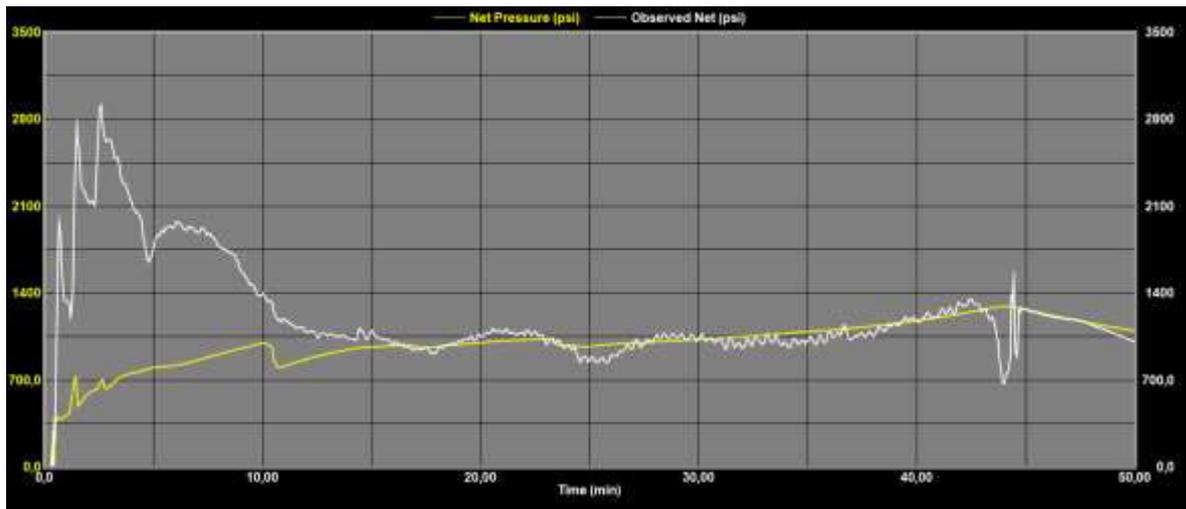


Figura 26: Fractura 1 con Correlaciones PAE

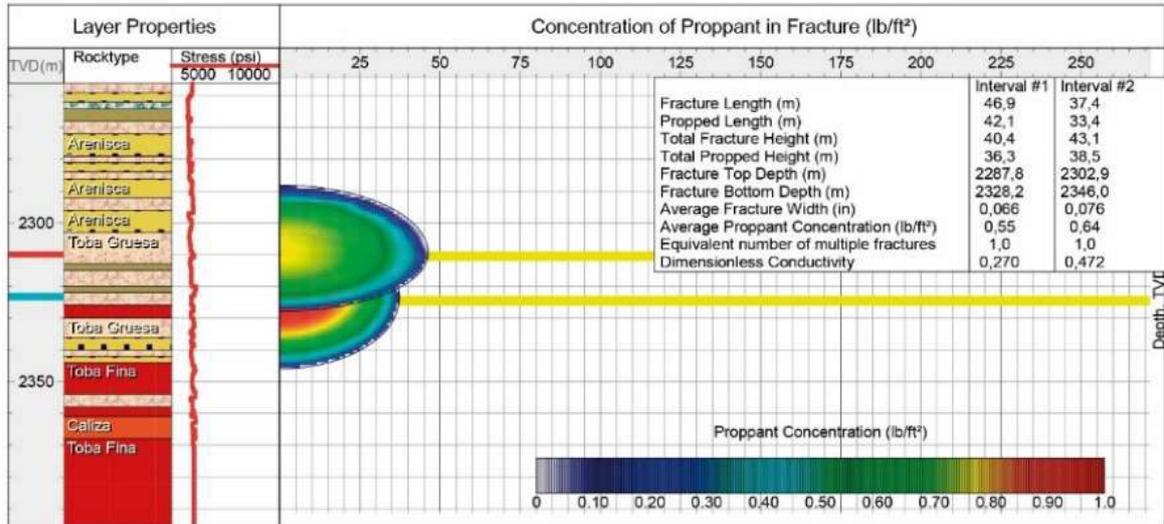


Figura 27: Match de presiones - Cita: Figura 26

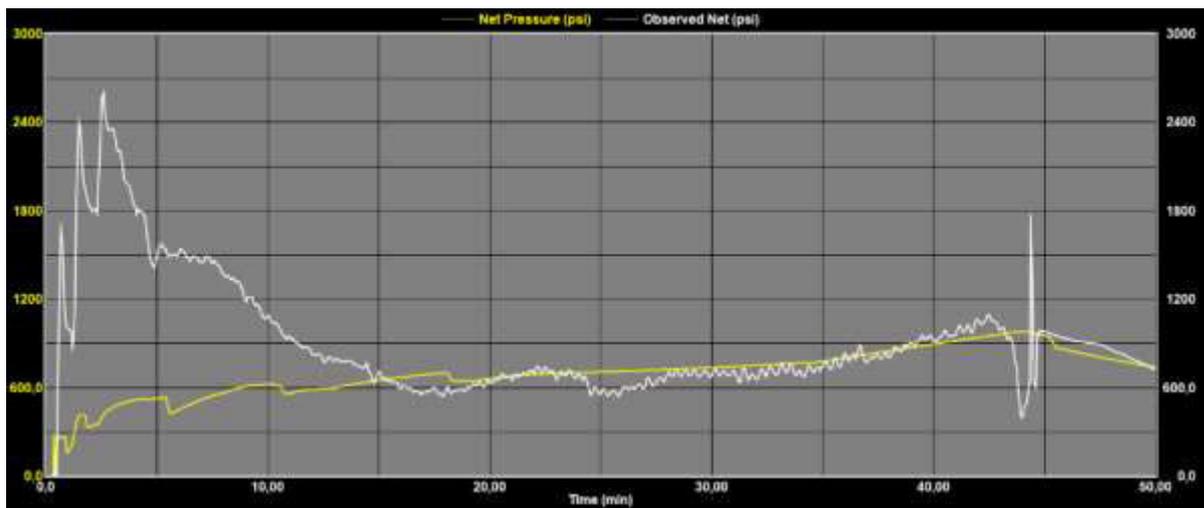


Figura 28: Fractura 1 con Correlaciones DHH

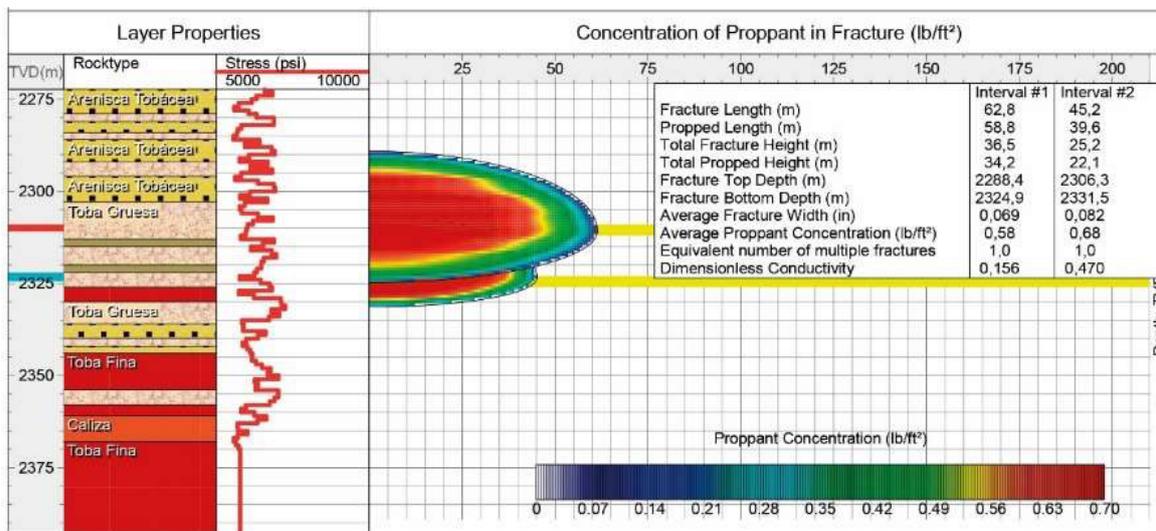


Figura 29: Match de presiones - Cita: Figura 28

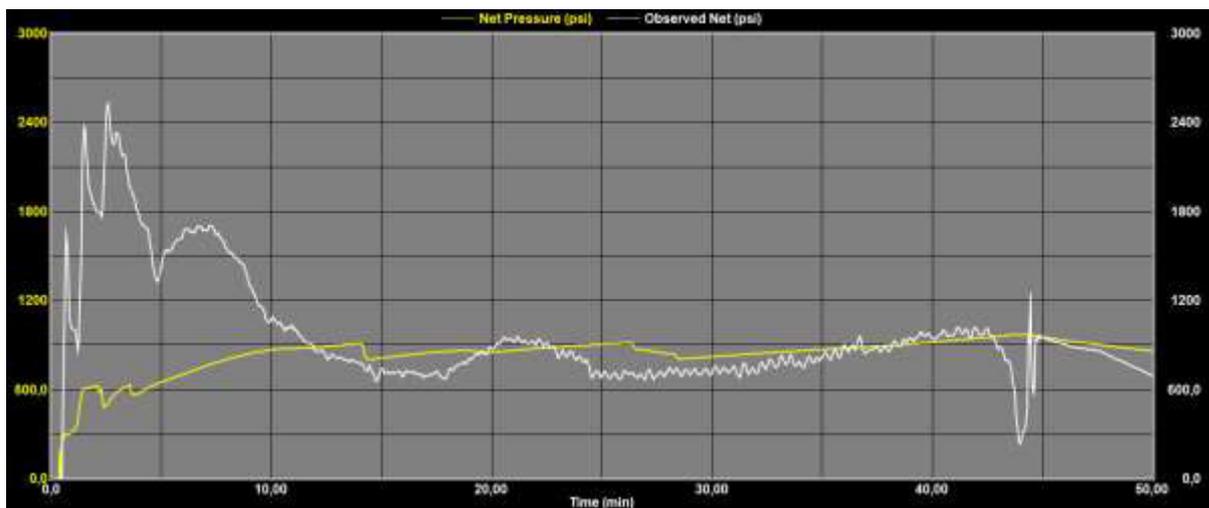


Figura 30: Fractura 2 con Perfil Sónico Dipolar

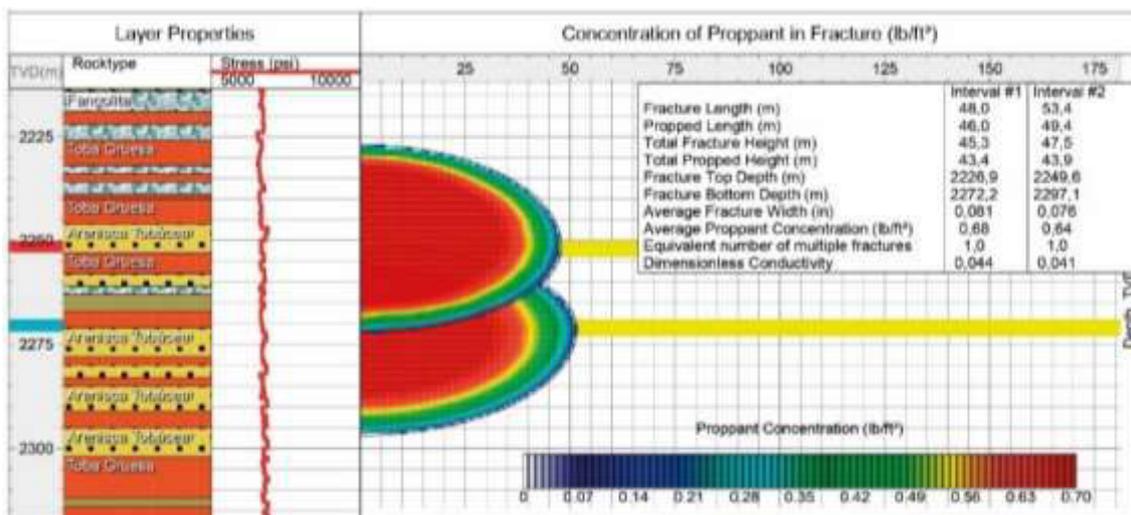


Figura 31: Match de presiones - Cita: Figura 30

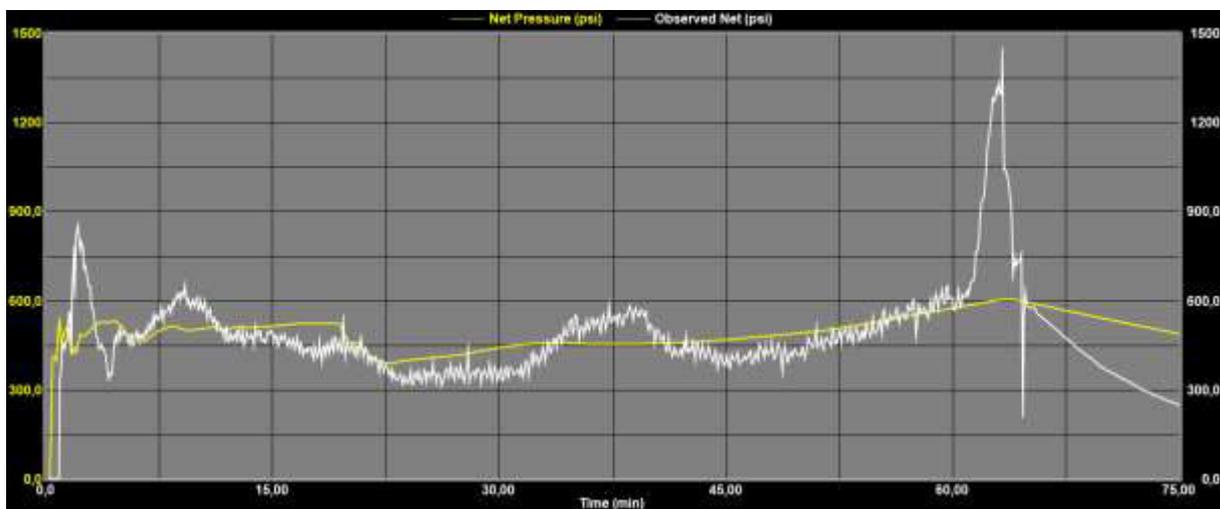


Figura 32: Fractura 2 con Correlaciones PAE

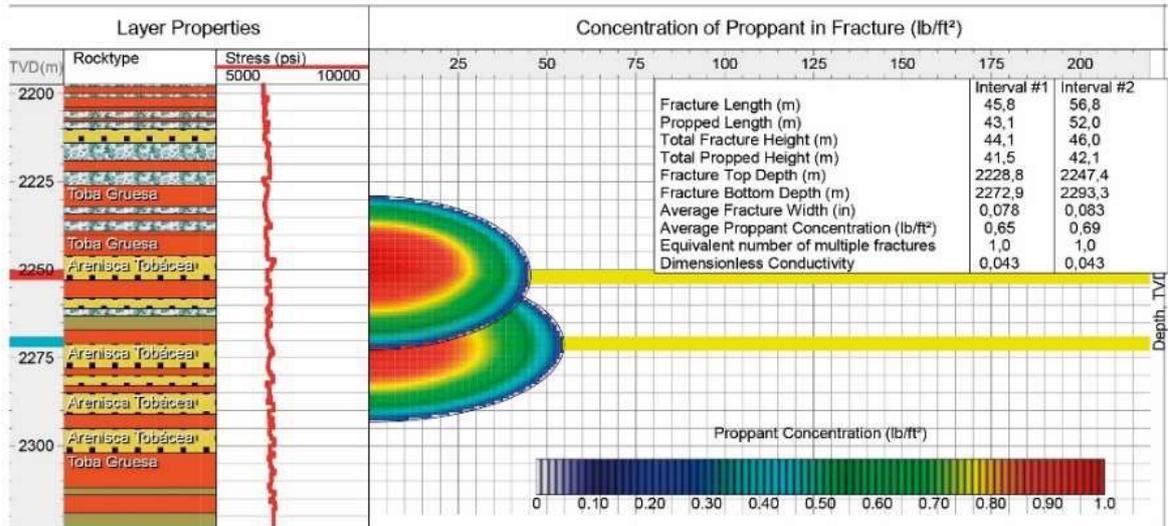


Figura 33: Match de presiones - Cita: Figura 32

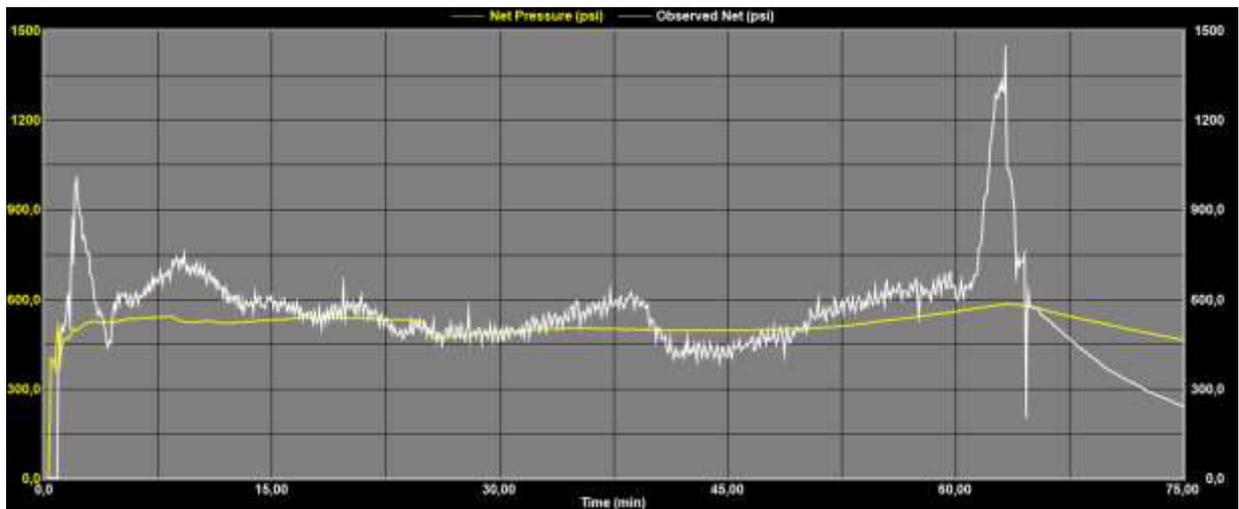


Figura 34: Fractura 2 con Correlaciones DHH

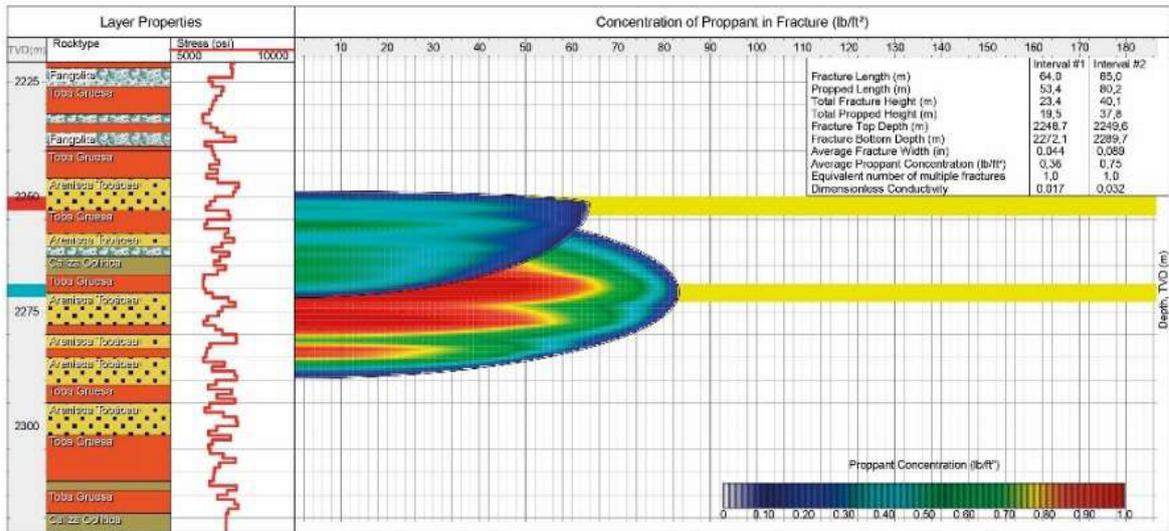


Figura 35: Match de presiones - Cita: Figura 34

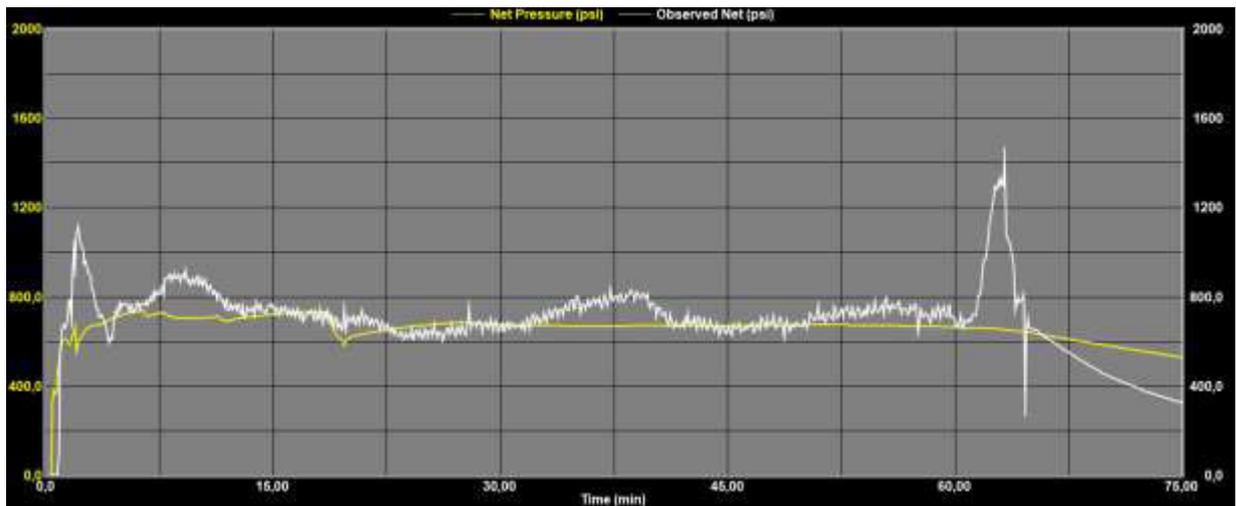


Figura 36: Fractura 3 con Perfil Sónico Dipolar

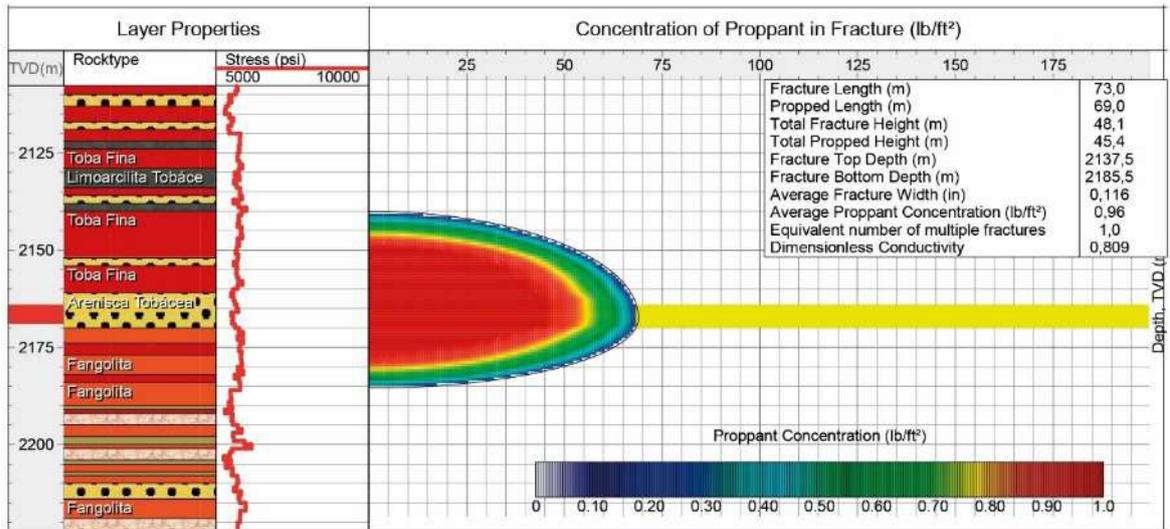


Figura 37: Match de presiones - Cita: Figura 36

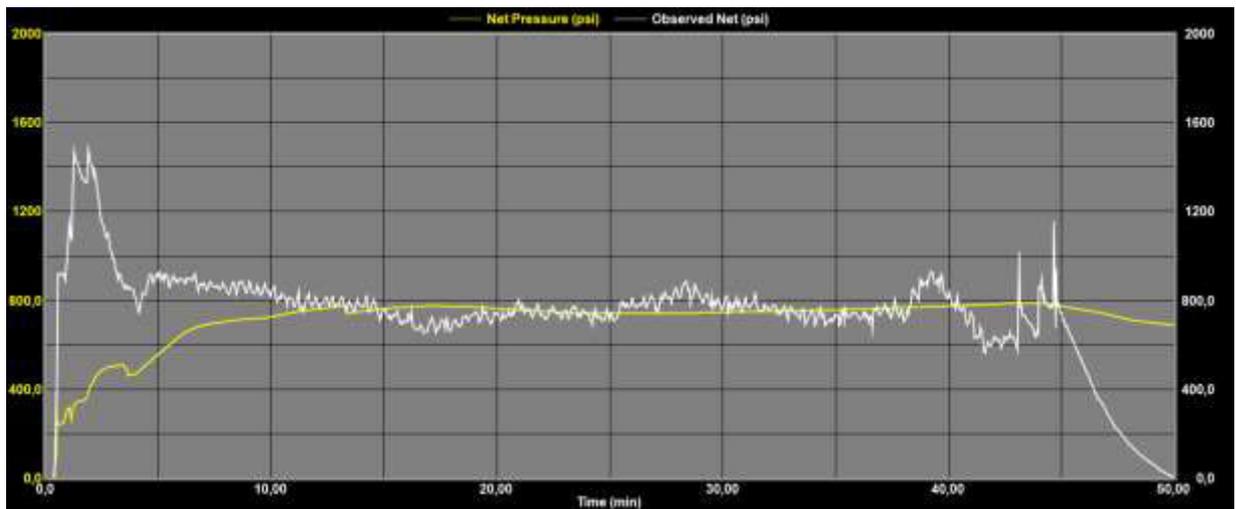


Figura 38: Fractura 3 con Correlaciones PAE

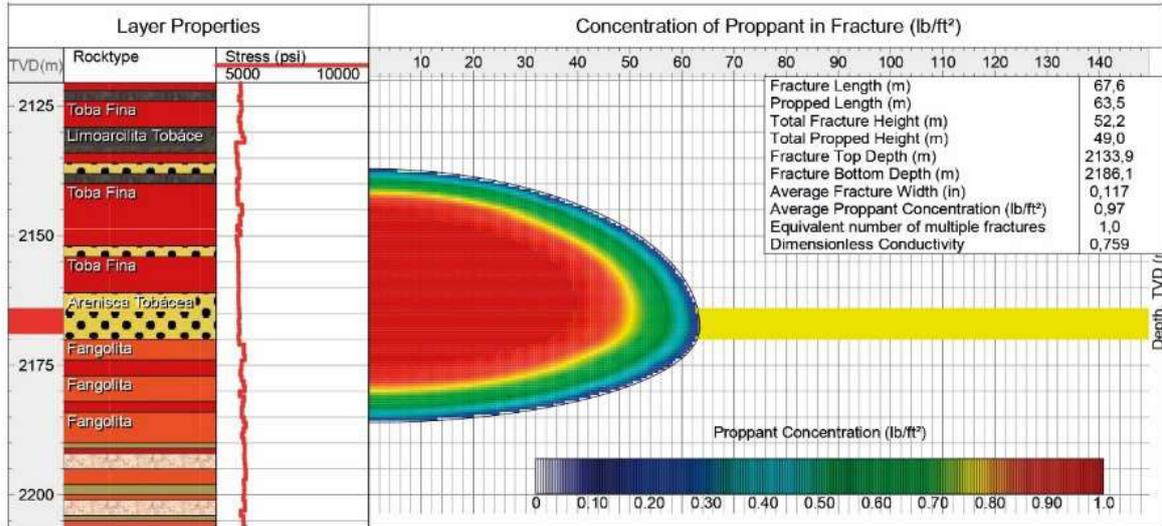


Figura 39: Match de presiones - Cita: Figura 38

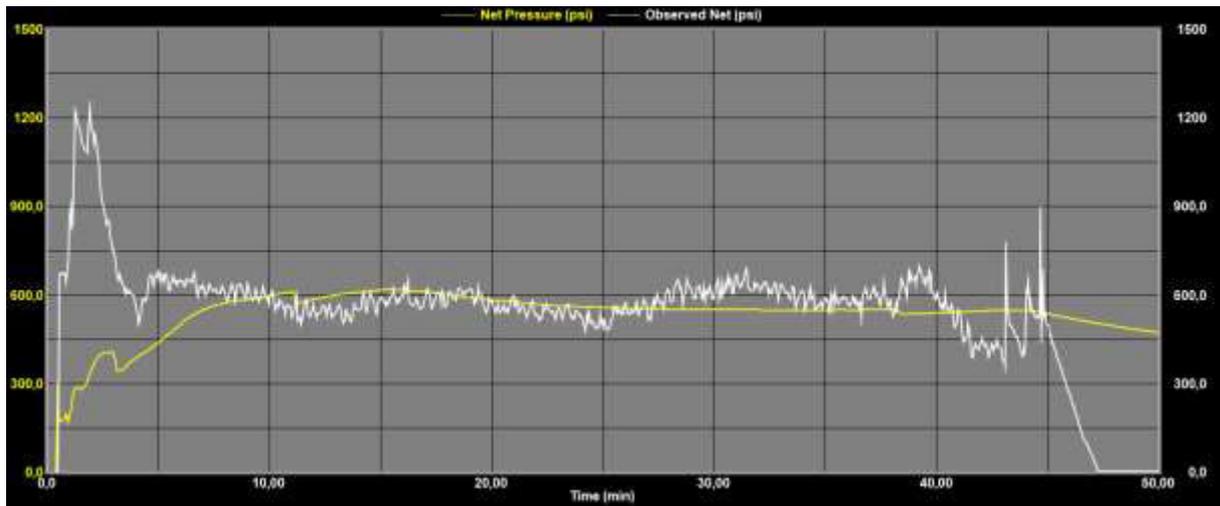


Figura 40: Fractura 3 con Correlaciones DHH

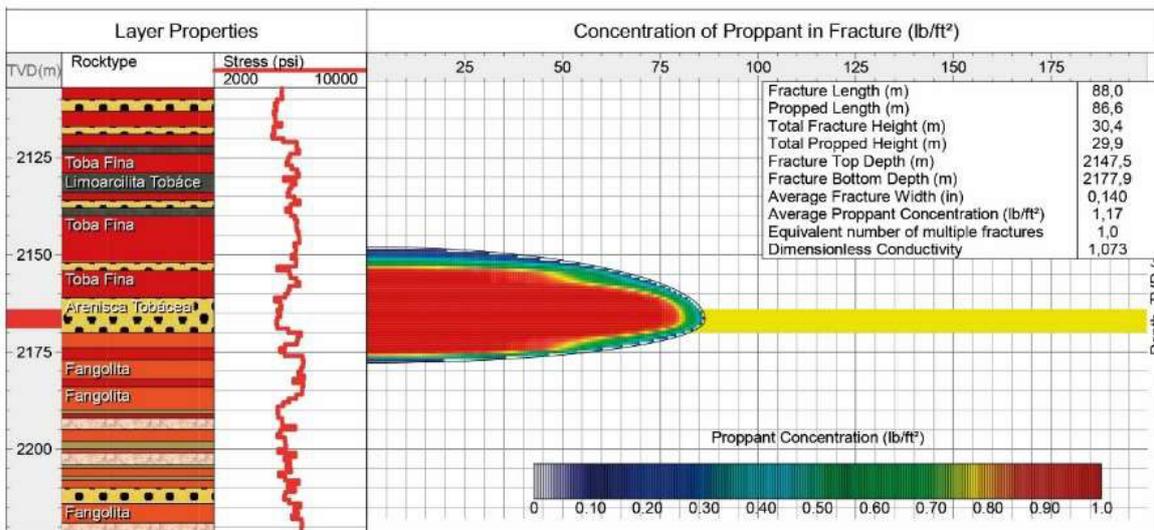


Figura 41: Match de presiones - Cita: Figura 40

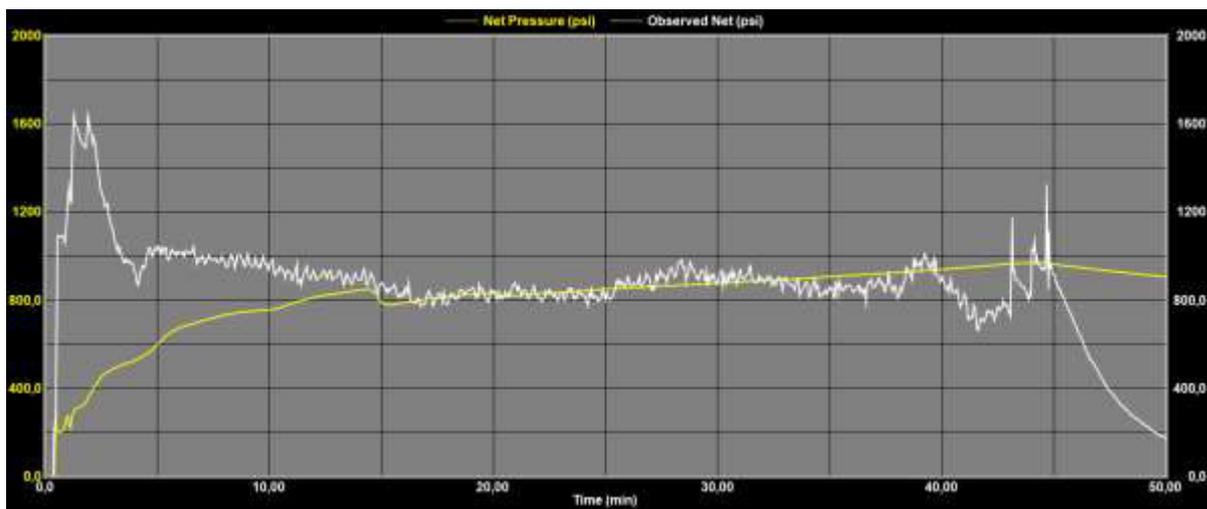


Figura 42: Fractura 4 con Perfil Sónico Dipolar

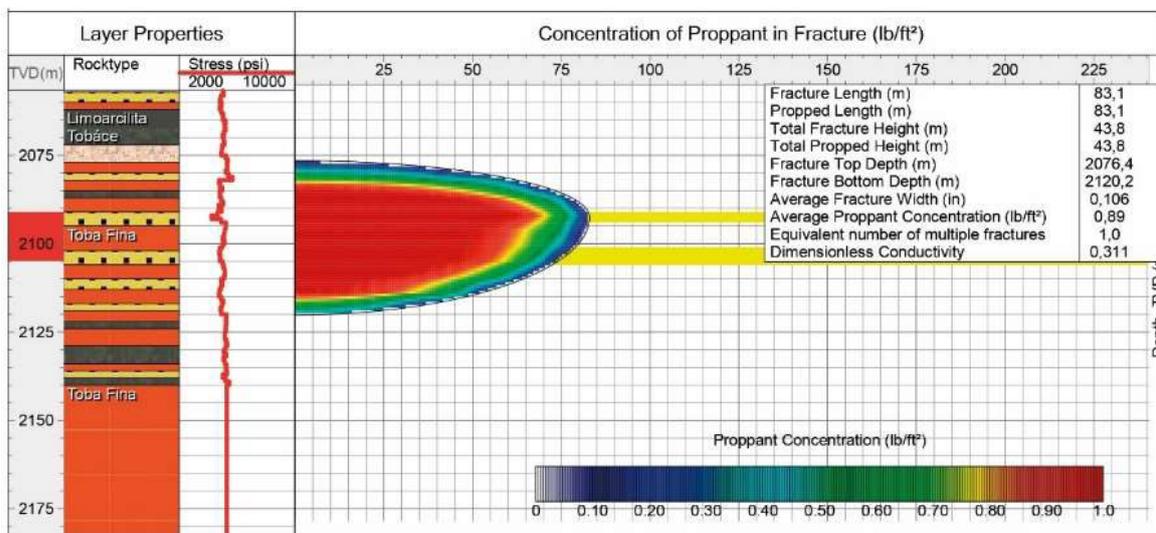


Figura 43: Match de presiones - Cita: Figura 42

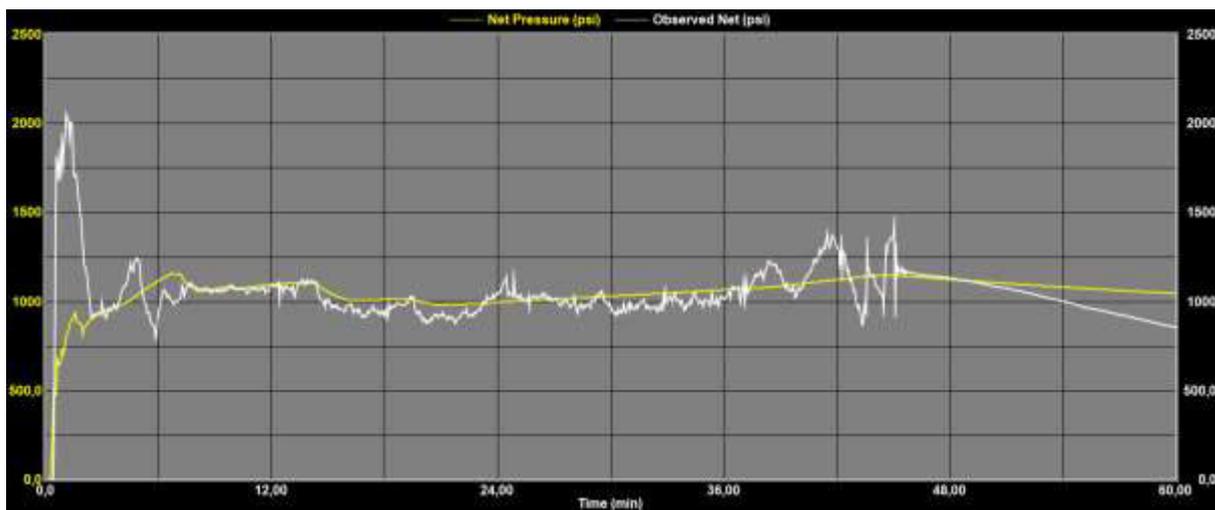


Figura 44: Fractura 4 con Correlaciones PAE

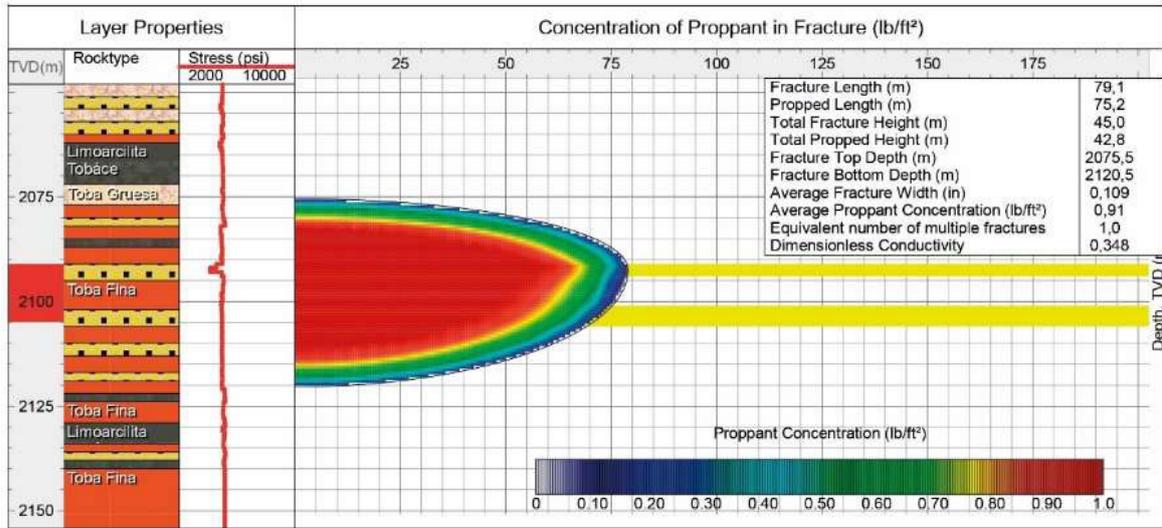


Figura 45: Match de presiones - Cita: Figura 44

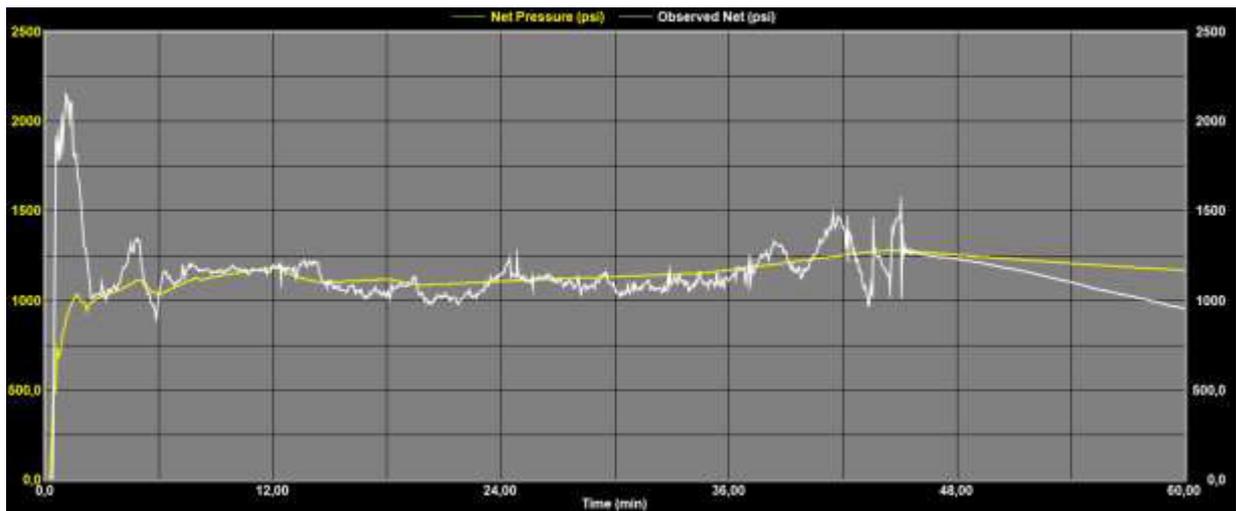


Figura 46: Fractura 4 con Correlaciones DHH

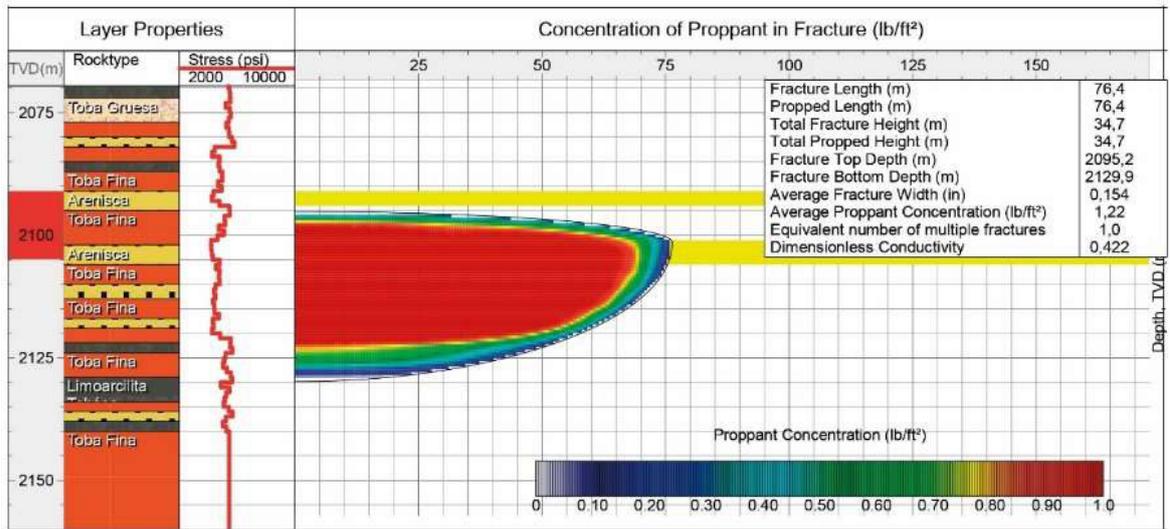


Figura 47: Match de presiones - Cita: Figura 46

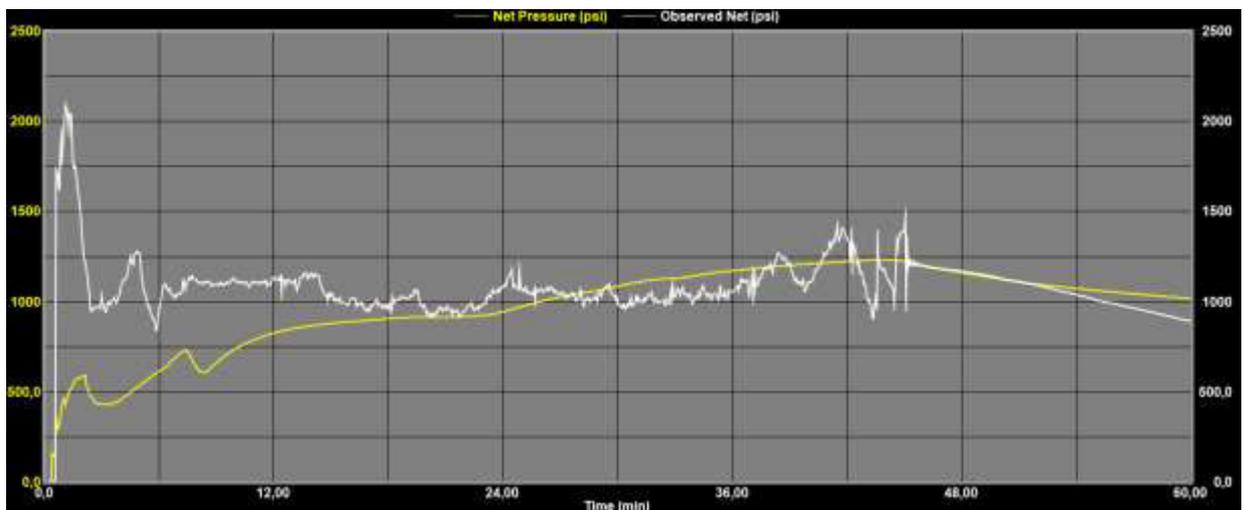


Figura 48: Fractura 5 con Perfil Sónico Dipolar

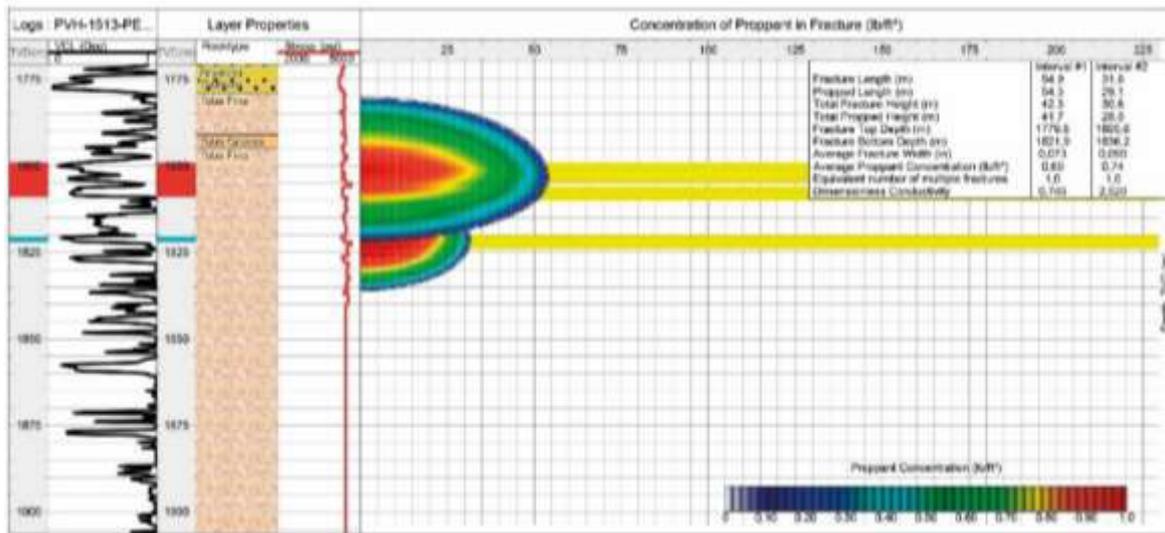


Figura 49: Match de presiones - Cita: Figura 48

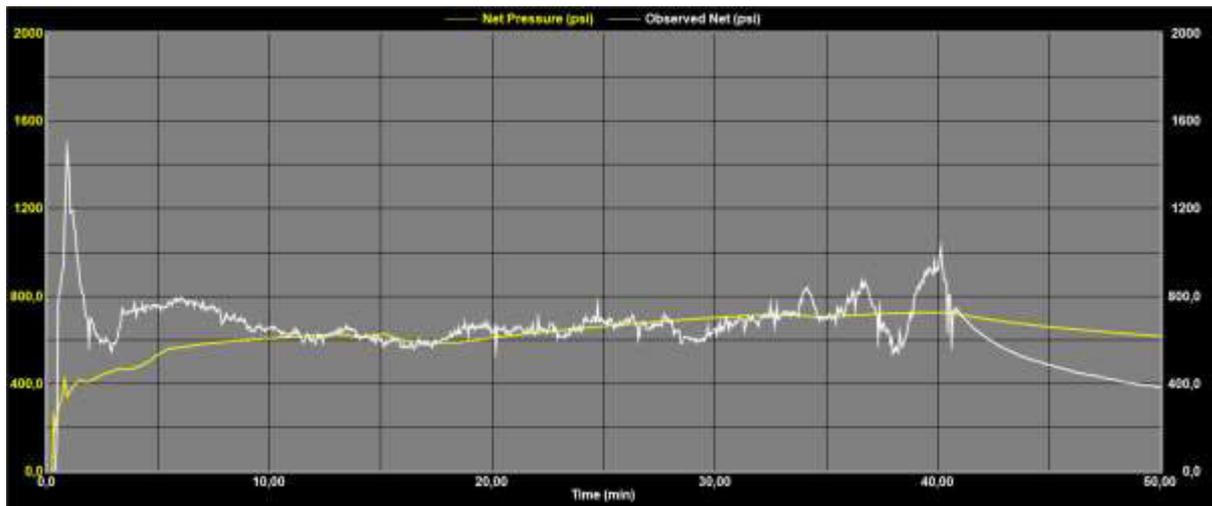


Figura 50: Fractura 5 con Correlaciones PAE

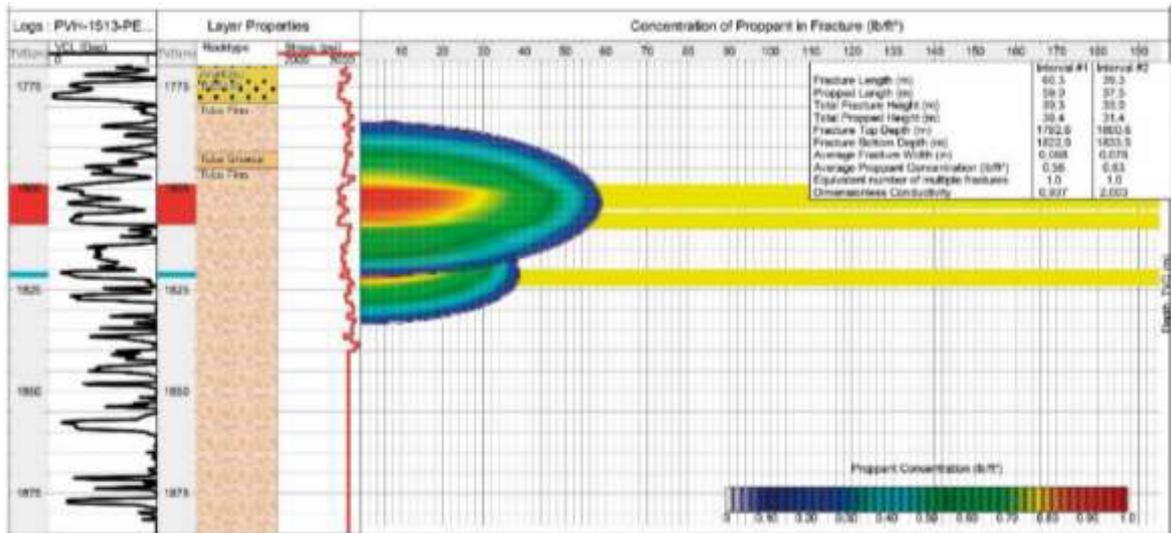


Figura 51: Match de presiones - Cita: Figura 50

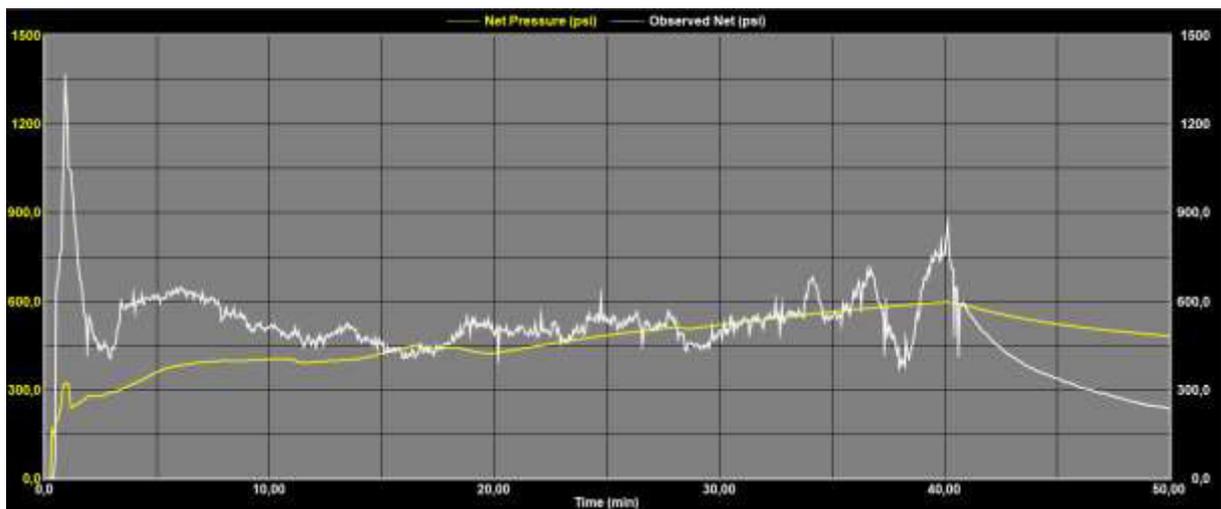


Figura 52: Fractura 5 con Correlaciones DHH

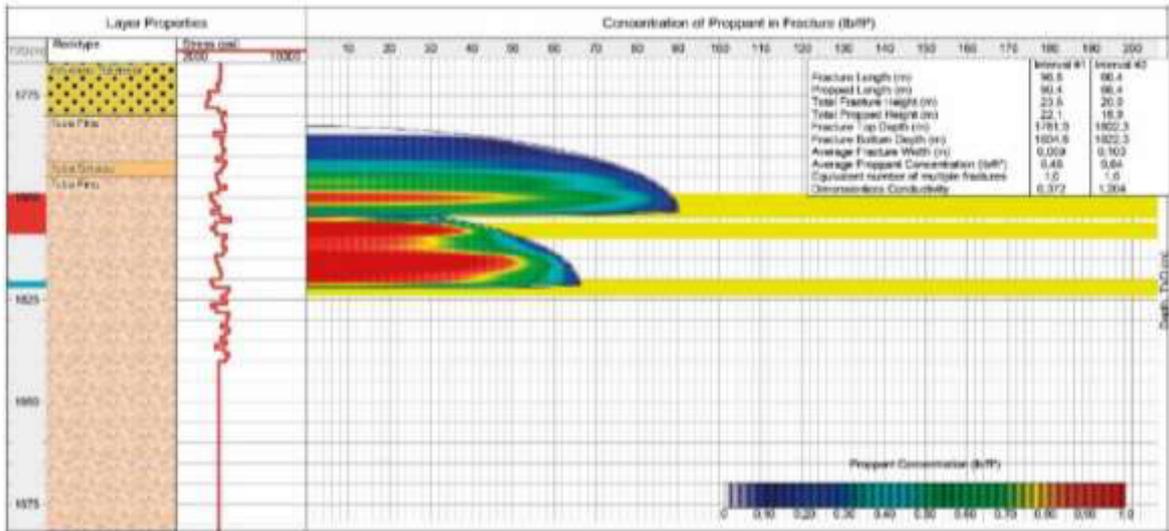
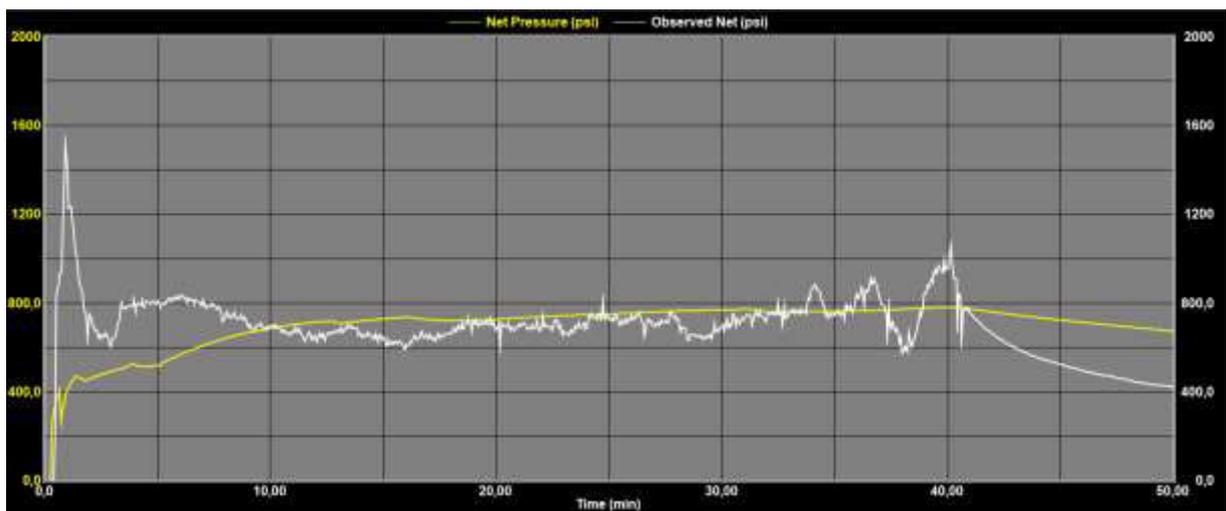


Figura 53: Match de presiones - Cita: Figura 52



14 Bibliografía

- [1] “Cerro Dragón, energía para el desarrollo argentino”, Pan American Energy, 2017.
<https://www.cerrodragon.com.ar/#page=1>
- [2] “Reservoir Geomechanics”, Mark D. Zoback, 2007
- [3] “Definición de modelo geomecánico”, Cátedra de Geomecánica, UNAJ, 2020.
- [4] BJ Services Company – Hydraulic Fracturing Manual – Version 1.0 – Tony Martin, Region Engineer Singapore, June 2005.
- [5] “Introducción a la Prospección Sísmica”, Pedro Lafourcade, Cátedra de Geofísica, UNAJ, 2018. (Lafourcade, 2018)
- [6] “Fracturamiento hidráulico: Valoraciones a partir del monitoreo microsísmico”, Joel Le Calvez, Raj Malpani, Jerry Stokes, Michael Williams, Schlumberger, 2016.
<https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/02-microseismic-spanish>
- [7] “Cracking Rock: Progress in Fracture Treatment Design”, Barry Brady, Jack Elbel, Mark Mack, Hugo Morales, Ken Nolte (Tulsa, Oklahoma, USA) y Bobby Poe (Houston, Texas, USA).
https://connect.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors92/1092/p04_17.pdf
- [8] “Desarrollo y validación de un simulador de fracturamiento hidráulico orientado al petróleo y gas”, Mecánica Computacional Vol XXXIV, págs. 1027-1041 (artículo completo), Sebastián Giusti, Martín Pucheta y Mario Storti (Eds.), Buenos Aires, 2016.
- [9] “Modelos Geomecánicos 3D y su creciente utilización en la industria petrolera”, Américo Fernández y José Alvarellós.
https://www.scipedia.com/wd/images/f/fc/Draft_Content_953719712Fernandez_Alvarrellos.pdf
- [10] “Portal del petróleo – Simulación de Fracturamiento Hidráulico”, 10 de enero de 2015.
<https://www.portaldelpetroleo.com/2015/01/simulacion-de-fracturamiento-hidraulico.html#:~:text=Los%20modelos%20en%20D%20asumen,de%20la%20fractura%20es%20CONSTANTE.>
- [11] “Reservoir Stimulation”, Michael J. Economides and Kenneth G. Nolte, 1987.