

Modelado 3D del tensor de esfuerzos principales mediante la conjugación de rasgos
estructurales. Aplicación: Bloque Poseidón, noroeste de Australia

Juan Felipe Celis Mantilla

Trabajo de Grado para Optar el título de Geólogo

Director

Erick J. Illidge Araujo

Geólogo M. Sc. en Geofísica

Codirector

Oscar Javier Acevedo Quintero

Geólogo M. Sc. (c) en Geofísica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

Especialmente a mis padres, hermanos y toda mi familia, porque nunca me han faltado en los momentos más importantes de mi vida y jamás podría reemplazarles.

A mis amigos cercanos y a los aún más cercanos, aquellos en los que he podido confiar y que saben verdaderamente lo que significa lucharla.

A esa personita que pese a la distancia y los problemas, no ha hecho sino mostrarme su lado más dulce y comprensivo, la paz mental que su sola presencia me produce es algo que jamás creo ser capaz de retribuir de la misma manera.

Finalmente, a Paco y Kuky, gracias por su mera compañía a lo largo de las incontables noches de pandemia, el amor incondicional que derrochan sin importar las circunstancias es algo que atesoraré toda mi vida.

-Celis.

Agradecimientos.

A mi director Erick por instruirme en este camino de las geociencias desde muy pronto y que ha seguido ahí a lo largo de mi crecimiento como geólogo. A mi codirector “don” Oscar, quien también me brindó apoyo pacientemente a través de muchas horas de trabajo.

A aquellos geólogos que lograron transmitir sus enseñanzas en mí, en especial a Julián de Bedout y a los muchachos del grupo del IBA 2019, con quienes aprendí el valor del trabajo en equipo.

Finalmente, a la Universidad industrial de Santander y a la Escuela de Geología, autores directos de los ambientes académicos que permitieron mi aprendizaje como estudiante, mi crecimiento como persona y mi formación como profesional.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	14
1. Objetivos	16
1.1. Objetivo General	16
1.2. Objetivos Específicos.....	16
2. Marco Geológico	17
2.1. Localización	17
2.2. Evolución Tectónica	17
2.3. Estratigrafía Regional	20
2.4. Sistema Petrolífero.....	23
2.4.1. Roca Generadora.....	24
2.4.2. Roca Yacimiento.....	24
2.4.3. Roca Sello	24
2.4.4. Migración	24
2.4.5. Trampa	24
3. Metodología	25
3.1. Recopilación Bibliográfica e Inventario de Datos.	27
3.2. Amarre Sísmica Pozo.....	28
3.3. Análisis Multi-Atributo.....	28

3.3.1.	Structural Smoothness.	29
3.3.2.	Cosine of Phase.	29
3.3.3.	RMS Amplitude.	30
3.3.4.	Thin Fault Likelihood.	30
3.4.	Interpretación Sísmica estructural.	31
3.5.	Modelo 3D estructural.	32
3.6.	Construcción del modelo 3D de velocidades.	32
3.7.	Conversión tiempo-profundidad.	32
3.8.	Análisis de imágenes de pozo.	32
3.9.	Modelo de discontinuidades.	33
3.10.	Determinación del régimen estructural.	33
3.11.	Modelo analítico del tensor de esfuerzos principales.	33
4.	Marco Teórico.	34
4.1.	Tensor de esfuerzos principales.	34
4.1.1.	Esfuerzo vertical, máximo y mínimo.	35
4.1.2.	Regímenes Andersonianos.	36
4.1.3.	Imágenes de pozo.	37
4.2.	Breakouts y fracturas inducidas.	40
4.3.	Amarre sísmica-pozo.	43
4.4.	Conversión de dominio $T \rightarrow Z$	45

4.4.1.	Velocidades de migración.....	45
4.4.2.	Métodos de conversión de dominio.	47
4.4.2.1.	Funciones de velocidad.....	50
4.4.2.2.	Modelo <i>Layer Cake</i> :	50
4.4.2.3.	Uso de velocidad promedio.	51
5.	Resultados y Análisis.....	52
5.1.	Amarre sísmica-pozo.	52
5.2.	Modelo de velocidades.	54
5.3.	Marco estructural en profundidad.....	56
5.4.	Fracturas y discontinuidades.....	59
5.5.	Modelo tectónico y tensor de esfuerzos principales.	70
6.	Discusión.....	75
7.	Conclusiones.	80
8.	Recomendaciones.	82
	Rerefencias Bibliográficas	83

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Mapa de la ubicación de la cuenca Browse	17
Figura 2: Cortes esquemáticos de la evolución tectónica, cuenca Browse.	18
Figura 3: Columna generalizada para cuencas del NW, offshore australiano.....	20
Figura 4: Columna generalizada para la cuenca Browse.....	21
Figura 5: Tabla de eventos para la cuenca Browse	25
Figura 6: Esquema metodológico	26
Figura 7: Sección sísmica, Inline 2025.....	28
Figura 8: Atributo de <i>Structural Smoothness</i> , Inline 2025.....	29
Figura 9: Atributo de <i>Cosine of Phase</i> , Inline 2025.	29
Figura 10: Atributo de <i>RMS Amplitude</i> , Inline 2025.....	30
Figura 11: Atributo de <i>Thin Fault Likelihood</i> , Inline 2025.....	31
Figura 12: <i>Thin Fault Likelihood</i> superpuesto a la sísmica original, Inline 2025.	31
Figura 13: Esquema del tensor de esfuerzos principales.....	34
Figura 14: Regímenes tectónicos Andersonianos.....	36
Figura 15: Esquema de las características en los regímenes Andersonianos.	37
Figura 16: Herramientas OBMI, FMI y NGI de Schlumberger.	39
Figura 17: Ejemplo de breakouts y fracturas inducidas.	40
Figura 18: Diagrama general para los Breakouts.	41

Figura 19:	Diagrama general para las Fracturas Inducidas.	42
Figura 20:	Esquema del <i>Brasilian Disk Test</i>	43
Figura 21:	Flujo de trabajo para el amarre sísmica-pozo.	44
Figura 22:	Frente de ondas y trazado de rayos.	46
Figura 23:	Métodos de conversión de dominio según su complejidad.	48
Figura 24:	Ejemplo esquemático de un modelado Estocástico.	49
Figura 25:	Esquema de un modelo <i>Layer Cake</i>	51
Figura 26:	Amarre sísmica-pozo realizado para Kronos 1.	52
Figura 27:	TDRs producto del amarre sísmica pozo.	53
Figura 28:	Velocidades promedio en formato nube de puntos.	54
Figura 29:	Modelo 3D de velocidades promedio interpoladas en el intervalo de interés.	54
Figura 30:	Modelo de velocidades promedio sin corrección por topes, Inline 2992.	55
Figura 31:	Modelo de velocidades con corrección por topes, Inline 2992.	55
Figura 32:	Sección de horizontes y fallas principales interpretadas. Inline 2025.	56
Figura 33:	Fallas y horizontes interpretados en 3D.	56
Figura 34:	Modelo 3D Estructural en tiempo.	57
Figura 35:	Modelo estructural final convertido a profundidad.	59
Figura 36:	Fracturas resistivas en imagen NGI, pozo Pharos 1.	60
Figura 37:	Posibles breakouts en imagen OBMI, pozo Zephyros 1.	61
Figura 38:	Fracturas inducidas en imagen FMI, pozo Torosa 1.	62

Figura 39:	Fallas en imágenes NGI, pozo Pharos 1.	63
Figura 40:	Fracturas naturales en imagen FMI, pozo Poseidón 1.	64
Figura 41:	Datos de fracturas naturales.	65
Figura 42:	Datos de Fallas.	65
Figura 43:	Datos de Fracturas Inducidas.	65
Figura 44:	Filtro de <i>Ant Tracking</i> aplicado al TFL, Inline 2025.	66
Figura 45:	Planos de discontinuidades extraídos automáticamente.	67
Figura 46:	Datos de las discontinuidades extraídas automáticamente.	68
Figura 47:	Discontinuidades filtradas con datos de fracturas naturales.	68
Figura 48:	Histograma de rosetas para las discontinuidades filtradas.	69
Figura 49:	Red de fallas final.	70
Figura 50:	Modelo tectónico sólo con fracturas naturales y fallas principales.	71
Figura 51:	Modelo tectónico con fracturas naturales, fallas principales y secundarias.	72
Figura 52:	Componentes del esfuerzo horizontal máximo para la formación Plover.	73
Figura 53:	Vista oblicua de la dirección del SHmax, formación Plover.	73
Figura 54:	Vista en planta de la dirección del SHmax, formación Plover.	74
Figura 55:	Calibración usando fracturas inducidas, pozo Torosa 1.	74
Figura 56:	Vista oblicua del tensor de esfuerzos principales para la formación Plover.	75
Figura 57:	Modelo de estabilidad de pozo y breakouts sintéticos.	77
Figura 58:	Modelo de estabilidad de pozo y ovalización.	78

Figura 59: Magnitudes de los esfuerzos principales modeladas.	79
--	----

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Inventario de información para cada pozo.....	27
Tabla 2: Coeficientes de correlación calculados en el proceso de amarre.	53
Tabla 3: Distribución de las fracturas recopiladas.	64

Resumen

Título: Modelado 3D del tensor de esfuerzos principales mediante la conjugación de rasgos estructurales. Aplicación: Bloque Poseidón, noroeste de Australia.*

Autor: Juan Felipe Celis Mantilla **

Palabras Clave: Geofísica, Interpretación sísmica, Tensor de esfuerzos principales, Sísmica 3D, Modelo estructural, Fracturas Naturales.

Descripción: La subcuenca Caswell, el mayor depocentro de la cuenca Browse, ubicada costa afuera al NW de Australia y posee una de las mayores reservas de hidrocarburos del continente. Sin embargo, debido a su historia de evolución tectónica con múltiples fases, esta presenta una alta complejidad estructural que afecta principalmente a las formaciones yacimiento, lo que ha producido el abandono de múltiples pozos cuyo éxito al perforarse no fue el esperado.

En este orden de ideas, el presente trabajo tiene como propósito el de aportar a la caracterización sísmica del yacimiento de manera tridimensional, desarrollando una metodología para modelar el tensor de esfuerzos principales, siendo esta una valiosa guía que permite comprender mejor los escenarios geológicos donde el aspecto estructural es fundamental, disminuyendo el riesgo exploratorio y contribuyendo al mejoramiento en la posible ubicación de futuros pozos.

Para ello se usó la información presente dentro de un campo petrolero ubicado en la subcuenca Caswell, el Bloque Poseidón, que cuenta con nueve (9) pozos perforados con un set de datos 1D como 3D lo suficientemente robusto como para realizar múltiples modelos a partir de rasgos estructurales de la propia cuenca, tales como un modelo de velocidades promedio, un modelo estructural en profundidad que presenta estructuras con tendencias similares a las identificadas por otros autores que han trabajado en esta cuenca (fallamiento normal y *half-grabens* con rumbos principalmente NE), un modelo de discontinuidades y un modelo tectónico; de modo que la integración de éstos, junto con una calibración a partir de las fracturas naturales interpretadas previamente en imágenes de pozo, generan finalmente un modelo analítico tridimensional de la dirección de los esfuerzos principales para el intervalo de la roca yacimiento, que arroja una orientación en el esfuerzo horizontal máximo de entre 70° - 100°, correspondiendo con la dirección que indican las fracturas inducidas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Erick Johan Illidge Araujo. Máster en Geofísica
Codirector: Oscar Javier Acevedo Quintero. Candidato a Máster en Geofísica

Abstract

Title: 3D Modeling of the Main Stress Tensor Combining Well Data and Structural Features with Seismic Interpretation. A Case Study of the Poseidon Block in The Browse Basin, North West Australia*

Author: Juan Felipe Celis Mantilla**

Key Words: Geophysics, Seismic Interpretation, Main Stress Tensor, 3D Seismic, Structural Modeling, Natural Fractures.

Description: The Caswell sub-basin is the largest depocenter of the Browse basin, located offshore to the NW of Australia and has one of the largest hydrocarbon reserves on the continent. However, due to its history of tectonic evolution with multiple phases, it presents a high structural complexity that mainly affects reservoir formations, which has led to the abandonment of multiple wells whose success when drilled was not as expected.

In this order of ideas, the present work aims to contribute to the seismic reservoir characterization in a three-dimensional way, developing a methodology to model the main stress tensor, this being a valuable guide that allows a better understanding of the geological scenarios where the structural aspect is fundamental, reducing exploration risk and contributing to the improvement in the future well placements

To do this, use is made of the information present within an oil field located in the Caswell sub-basin, the Poseidon Block, which has nine (9) drilled wells with a data set both 1D and 3D robust enough to make multiple models, constructed from structural features of the basin itself, such as an average velocity model, an in-depth structural model that presents structures with trends similar to those identified by other authors who have worked in this basin (normal faulting and half-grabens with courses mainly NE), a discontinuity model and a tectonic model; so that the integration of all the aforementioned, together with a calibration with the natural fractures previously interpreted in borehole images, generate as a final result a three-dimensional analytical model of the direction of the main stresses for the interval of the reservoir rock, which gives an orientation in the maximum horizontal stress of between 70° - 100° , corresponding to the direction indicated by the induced fractures.

* Degree Work

** Faculty of Physics-Chemistry Engineering, Geology School. Directed by Ericj Johan Illidge Araujo, Master in Geophysics. Co-directed by Oscar Javier Acevedo Quintero, Candidate to Master in Geophysics.

Introducción

Una de las mayores reservas de hidrocarburos en Australia corresponde a la cuenca Browse (Widisari, 2007) y si bien presenta un historial de exploración que data desde 1971, ha sido poco estudiada a nivel internacional pese a sus considerables reservas, tanto estimadas como confirmadas, debido a su evolución tectónica que tuvo lugar a lo largo de múltiples etapas, lo que produjo un sistema de fallas que afectan principalmente a las rocas reservorio (Kuske et al, 2015). Ejemplo de esto es un campo petrolero ubicado en la subcuenca Caswell, el mayor depocentro de la cuenca Browse, este campo es conocido como el Bloque Poseidón, donde fueron perforados nueve (9) pozos que actualmente se encuentran sellados y abandonados pero que presentaron ocurrencias menores de hidrocarburos (Kuske et al, 2015) y que también corresponde al sitio donde se va a realizar el presente trabajo. No obstante, en el 2013 fue adquirida sísmica 3D de alta resolución que ha reactivado el interés sobre esta cuenca, pues ahora es posible identificar la distribución en las estructuras y del yacimiento a una resolución que permite una mejor comprensión del comportamiento de la roca a nivel de subsuelo, además cuenta con las condiciones idóneas para un sistema petrolífero con posible desarrollo (Greenhalgh & Irving, 2016).

Siendo así, este proyecto propone construir un modelo analítico 3D del tensor de esfuerzos principales, mediante el desarrollo de una metodología en la que se integran distintos modelos 3D creados a partir de rasgos estructurales propios de la cuenca, tales como la interpretación sísmica de fallas y horizontes, el análisis de fracturas naturales previamente interpretadas a partir de imágenes de pozo (OBMI, FMI y NGI) y las velocidades promedio de la roca. La implementación de esta metodología se realizó en un cubo sísmico con un volumen de 2,828km² gracias a que se cuenta con información 1D y 3D lo suficientemente robusta como para generar modelos que

intentan ser lo más fieles a la realidad. La estimación del tensor de esfuerzos principales se realizó para el intervalo de roca que conforman el yacimiento (formación Plover), con el fin de contribuir en la caracterización del prospecto además de ayudar comprender el comportamiento de la dirección de los esfuerzos sufridos por la roca y sus posibles fluidos contenidos dentro de esta a nivel del subsuelo.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Modelar el tensor tridimensional de esfuerzos principales para el intervalo de interés en el área de estudio (roca generadora y yacimiento, formación Plover) acoplando rasgos estructurales geométricos, fracturas naturales, interpretación sísmica y de registros de imagen para contribuir tanto en la caracterización del prospecto como en la definición de áreas donde serán perforados nuevos pozos productores (well placement).

1.2. Objetivos Específicos

- Realizar amarre sísmica pozo, por medio de sismogramas sintéticos y su respectiva calibración con la traza sísmica, con el fin de obtener curvas tiempo profundidad que permita la generación de modelos de velocidad.
- Construir un modelo 3D estructural del área de estudio en el intervalo de interés en el dominio de profundidad a partir de la interpretación de fallas y horizontes en el volumen sísmico calibrado con la información de pozo.
- Realizar la interpretación de rasgos estructurales y deformaciones del hueco (breakouts o fracturas inducidas) en los registros de imagen para su integración con el modelo 3D estructural definido previamente.

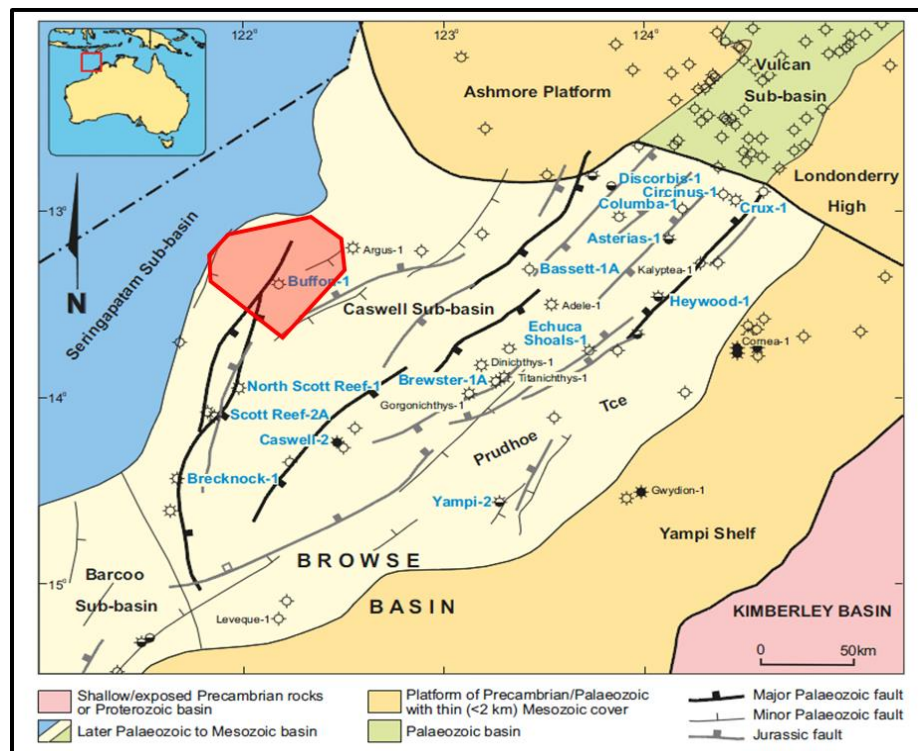
2. Marco Geológico

2.1. Localización

El área de estudio corresponde a un bloque sísmico que abarca un área de 2828 km² ubicado costa afuera, al noroeste del continente australiano en el mar de Timor, más específicamente dentro en la subcuenca Caswell, y ésta a su vez dentro de la cuenca Browse que comprende un área total aproximada de 140.000km². A este bloque se le denomina Bloque Poseidón.

Figura 1:

Mapa de la ubicación de la cuenca Browse



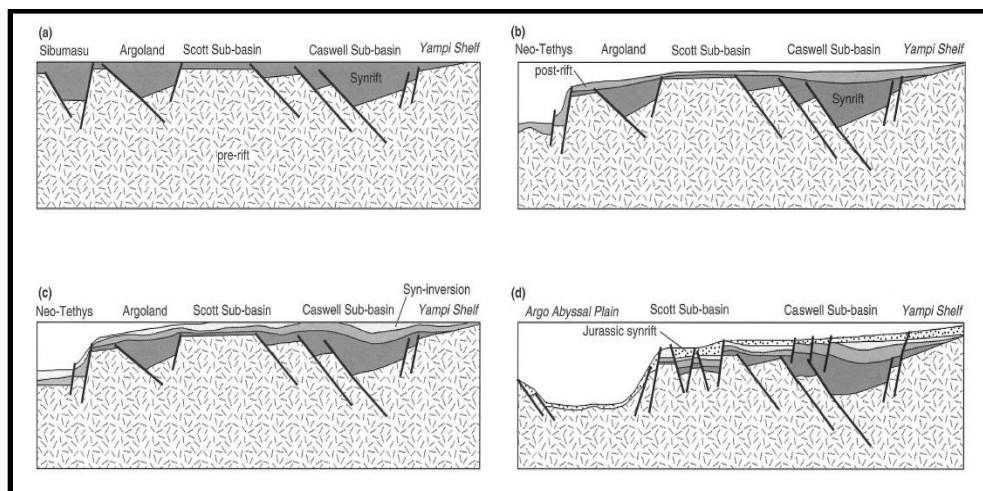
Nota: el área de estudio delimitada por el contorno rojo se encuentra dentro de la Subcuenca Caswell. Tomado y modificado de Brincat et al, 2003.

2.2. Evolución Tectónica

La cuenca Browse ha sufrido cambios desde el Carbonífero tardío en una serie de etapas tectónicas claramente identificadas siendo un total de siete fases (Struckmeyer et al, 1998).

Figura 2:

Cortes esquemáticos de la evolución tectónica, cuenca Browse.



Nota: Las etapas se resumen en a) extensión del Carbonífero tardío al Pérmico temprano. b) Subsistencia termal del Pérmico tardío al Triásico medio. c) Inversión tectónica del triásico superior. d) Extensión del Jurásico temprano al medio. Tomado de H. I. Struckmeyer et al, 1998.

A partir del Devónico tardío al Carbonífero temprano (1) con el inicio de una extensión en la corteza superior evidenciada por el inicio del fallamiento normal para una acentuación de este mismo régimen.

Desde el Carbonífero tardío al Pérmico temprano (2) con el inicio de la formación de la cuenca a gran escala y de las estructuras de tipo half-graben; este régimen toma lugar hasta el Triásico tardío (3) donde predomina un periodo de subsidencia termal que mostraba ritmos lentos en la extensión de la corteza inferior / manto superior.

Este comportamiento se mantiene hasta que ocurre un *rifting* al NW de la plataforma, causando una inversión desde el Triásico tardío hasta el Jurásico temprano (4) dando inicio a la

reactivación de fallas menores, la inversión de los half-graben paleozoicos y la formación de anticlinales regionales.

Sin embargo, entre el jurásico temprano y el medio (5) tiene lugar nuevamente una fase de inversión que produjo fallamiento normal a pequeña escala y de alta densidad en la corteza superior resultando en el levantamiento y posterior colapso de los anticlinales.

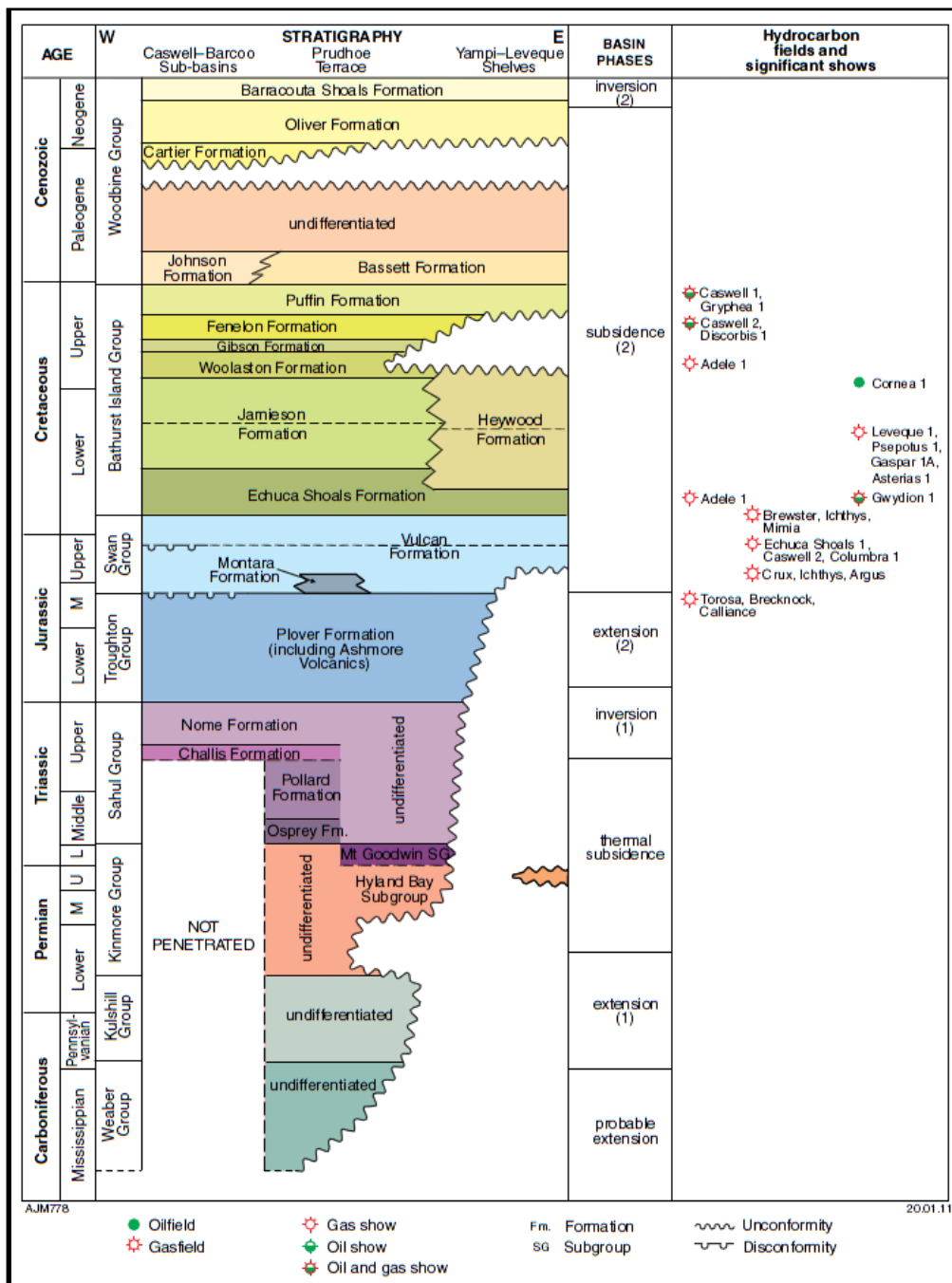
A partir de este punto, desde el Jurásico tardío hasta el Cenozoico (6) donde ocurre una intercalación constante entre cortos periodos de subsidencia termal seguidos de periodos de reactivación tectónica regional menor y eustatismo que se evidencia en la constante reactivación de fallas mayores, levantamientos, erosiones, extensiones demás marcadores intraplaca.

El último cambio notable ocurre en el Mioceno tardío pues, desde este hasta tiempos actuales (7) se ha mantenido una fase de inversión donde existe una reactivación en las fallas preexistentes originadas por la extensión dando origen a anticlinales (especialmente en la subcuenca Caswell) que producen rompimiento en las tramas del Plioceno hasta tiempos recientes evidenciada gracias a la movilización de fluidos.

2.3. Estratigrafía Regional

Figura 3:

Columna generalizada para cuencas del NW, offshore australiano.

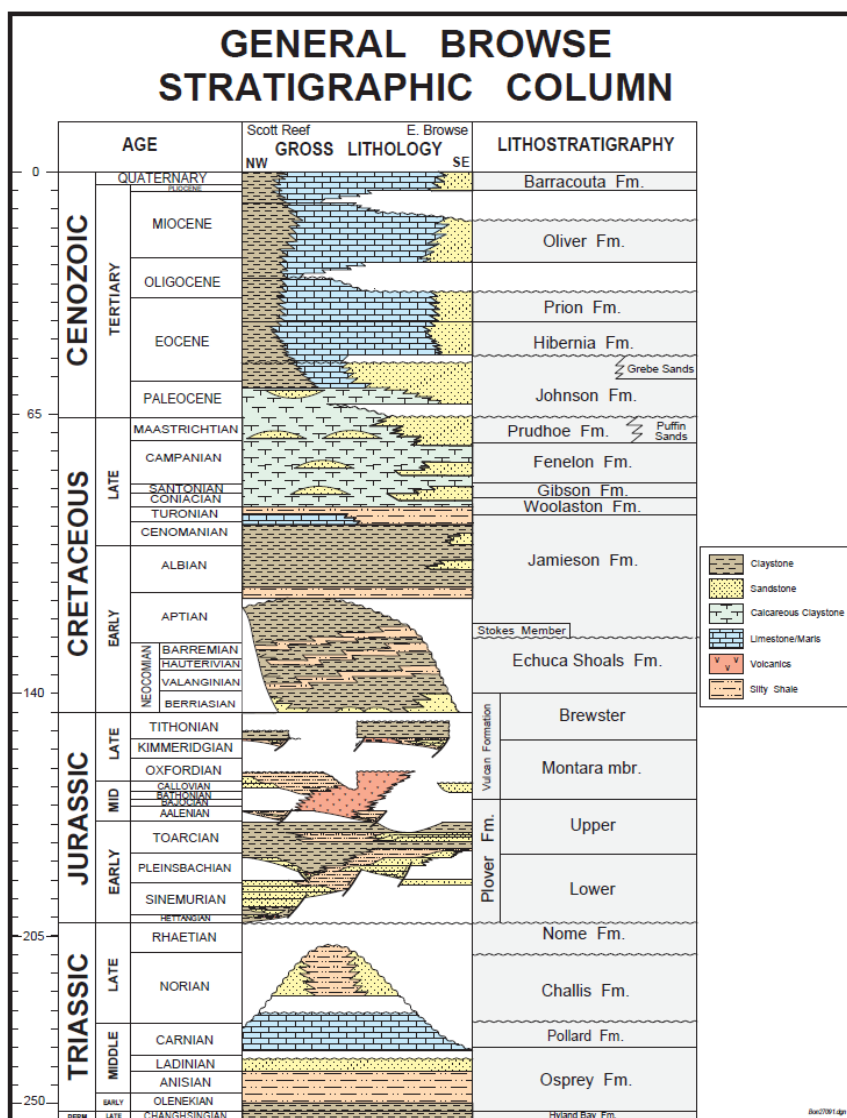


Nota: Tomado de: Western Australia's Petroleum and Geothermal Explorer's Guide, 2014.

El noroeste australiano presenta una depositación de sedimentos que se remontan desde el Pérmico temprano suprayaciendo un basamento del Precámbrico (Sthephenson, 1994) y delimitando la estratigrafía regional a nivel de la cuenca Browse se tiene un total de 14 formaciones geológicas a tener en consideración puesto que entran en el intervalo de estudio.

Figura 4:

Columna generalizada para la cuenca Browse



Nota: tomado de: *Proteus-1, st1 & st2 Well Completion Report volume 2: Interpretive Data*, Conoco Phillips, 2015.

Formación Nome (Triásico Tardío): Unidad geológica más antigua hasta donde los pozos dentro del bloque Poseidón dieron alcance, conformada por intercalaciones de areniscas con distintos grados de arcillocidad y limolitas (Belvin, et al, 1997).

- **Formación Plover (Jurásico Temprano – Jurásico Medio):** sedimentación de granulometría arenosa que se llevó acabo en ambientes fluvio-deltaicos formando canales deltaicos que progradan hacia el tope mientras presentan en menor medida arcillas de llanura deltaica. A esta formación también se le asocian litologías de origen volcanoclástico y cuerpos ígneos intrusivos debido a que la sedimentación ocurrió en una etapa *synrift* (Belvin, et al, 1997).
- **Formación Vulcan (Jurásico Tardío – Cretácico Temprano):** en la base presenta sedimentos asociados a deltas de areniscas y limos mientras que desde su parte media hasta el tope existen sedimentos lodolíticos y abanicos submarinos de areniscas. (S. le Poldevin et al, 2015).
- **Formación Echuca Shoals (Cretácico Temprano, Valanginiano-Haptiano):** Depósitos de arcillolita glauconítica intercalada con areniscas depositadas durante un periodo de transgresión (S. le Poldevin et al, 2015).
- **Formación Jamieson (Cretácico Temprano – Cretácico Medio):** Gruesos paquetes de arcillolitas con limolitas hacia el tope depositados en un ambiente de marino profundo de baja energía, lo cual hace de esta formación el sello regional de la cuenca debido a su alta continuidad lateral (S. le Poldevin et al, 2015).
- **Formación Woolaston (Cretácico Tardío, Cenomaniano – Turoniano):** Margas y Calizas con una tasa de sedimentación lenta, de carácter pelágico a hemipelágico (S. le Poldevin et al, 2015).

- **Formación Johnson (Paleoceno):** Con alto contenido de material calcáreo, presenta mayormente calcilutitas y calcarenitas con presencia de arcillolitas intercaladas hacia el tope (S. le Poldevin et al, 2015).
- **Formación Grebe (Paleoceno – Eoceno):** Mayormente conformada por calcarenitas y calcilutitas con presencia de cherts en cantidades traza.
- **Formación Prior (Eoceno Tardío – Oligoceno):** Calizas y areniscas de plataforma, carácter fluviodeltaico hacia la base (S. le Poldevin et al, 2015).
- **Formación Oliver (Mioceno Medio):** Areniscas con alto contenido de cuarzo hacia la base mientras que el tope presenta carbonatos marinos (S. le Poldevin et al, 2015).
- **Formación Barracouta (Mioceno Medio – Mioceno Tardío):** La formación más somera y reciente dentro de las alcanzadas por los pozos dentro del bloque Poseidón, suprayaciendo a la formación Oliver de manera inconforme, está compuesta mayormente por sedimentos carbonatados (S. le Poldevin et al, 2015).

2.4. Sistema Petrolífero

Históricamente la cuenca Browse ha tenido múltiples éxitos en el ámbito exploratorio desde el año 1971 con el primer reporte de gas acumulado en las proximidades el arrecife Scott y en 1995 con el primer reporte de aceite en la plataforma Yami (S. le Poldevin et al, 2015).

Hasta la fecha se han perforado alrededor de 150 pozos dentro de la cuenca, iniciando lentamente con un par de pozos en 1970 y creciendo en ritmo debido a los constantes hallazgos, reflejando el interés sobre esta cuenca llegando a un máximo de actividad de perforación en 2002 hasta descender drásticamente en el 2007 a ritmos similares a los del comienzo siendo que en la actualidad el mayor interés recae en la prospectividad de gas sobre todo en la parte de Caswell, la subcuenca central. Si bien, la cuenca Browse presenta baja actividad exploratoria respecto a otras

cuenca a nivel mundial, se estima que las posibilidades de hallar posteriores acumulaciones de hidrocarburos para desarrollo, ya sea aceite o gas (principalmente gas) son favorables (S. le Poldevin et al, 2015).

2.4.1. Roca Generadora

Lateralmente hablando se presenta una variación en qué formación rocosa puede generar hidrocarburos, sin embargo, casi la totalidad de estas se ubican por debajo del sello regional, ocurriendo en la parte media e inferior de la formación Plover, el tope de la formación Vulcan y hacia la base en la formación Echuca Shoals (Greenhalgh, 2015).

2.4.2. Roca Yacimiento

Para la subcuenca Caswell el yacimiento más grande lo comprende la formación Plover (Jurásico Medio-Inferior), específicamente hacia su tope, por este motivo que algunos autores la dividen en Plover Superior e Inferior debido a su carácter tanto de generar como de almacenar. (Conoco Phillips, 2015).

2.4.3. Roca Sello

Debido a su gran espesor, continuidad lateral y relativo bajo grado de afectación por las fallas, la formación Jamieson es por definición el sello regional para la cuenca.

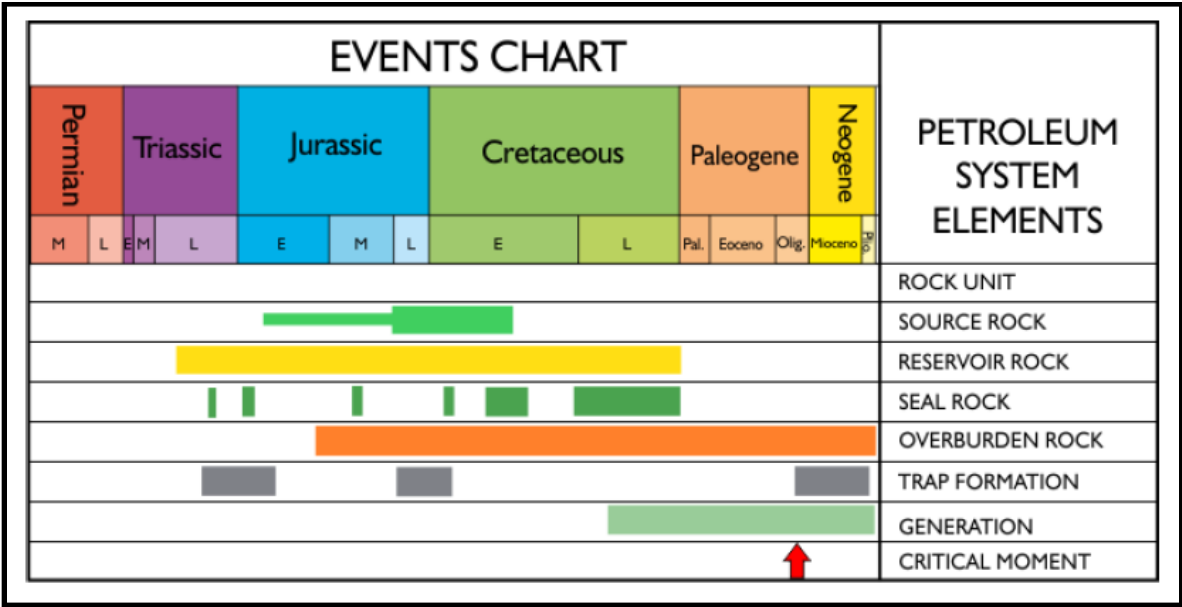
2.4.4. Migración

Ocurre a partir del Cretácico Superior hasta alcanzar el momento crítico en el Oligoceno.

2.4.5. Trampa

En su mayoría y debido a la evolución tectónica de la cuenca, las trampas más comunes corresponden a las de tipo estructural, siendo bloques fallados y rotados del Jurásico Medio; también y en menor medida se registran anticlinales generados en el periodo de inversión del Mioceno (Belvin et al, 1997).

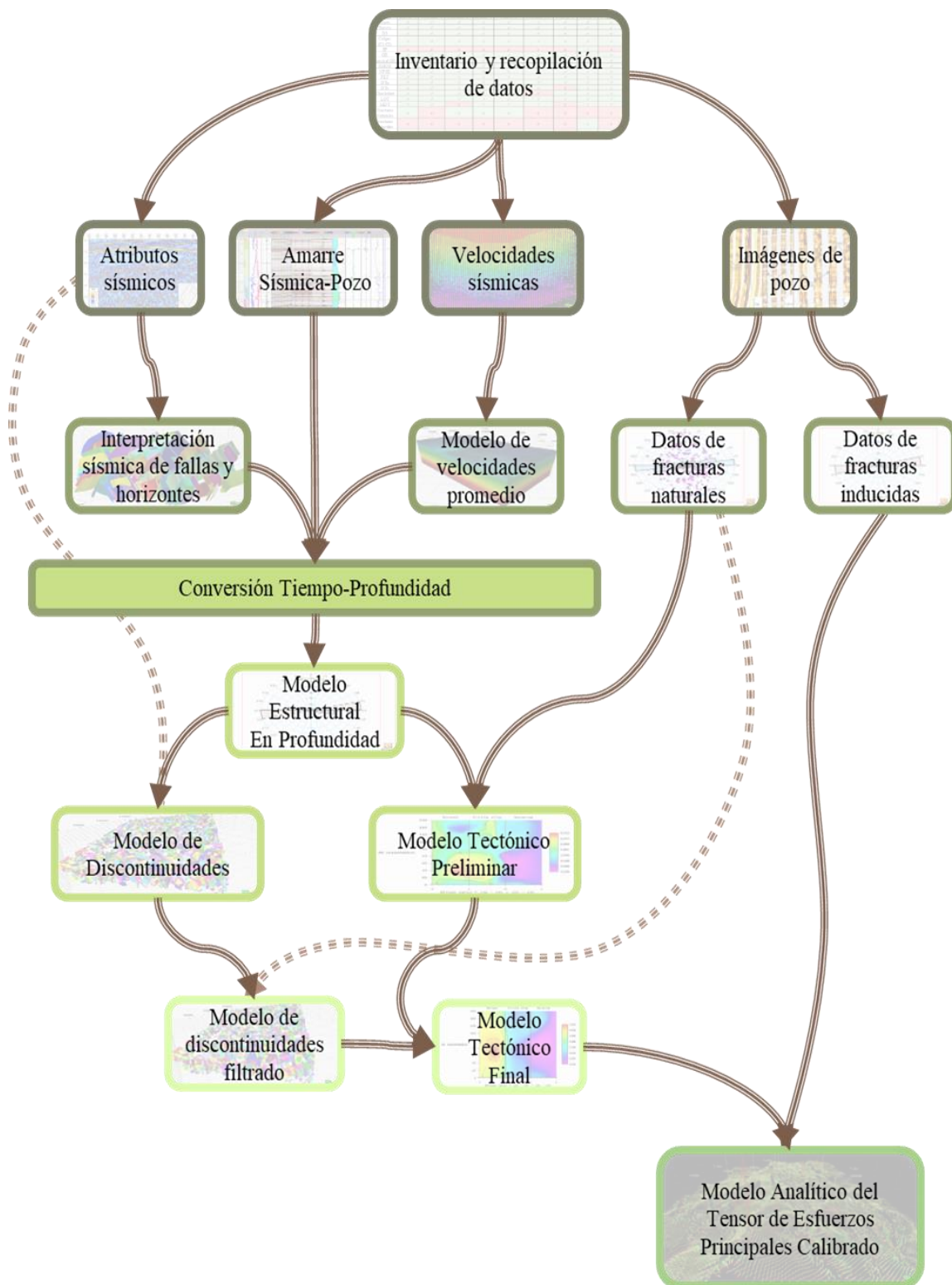
Figura 5:
Tabla de eventos para la cuenca Browse



Nota: Tomada y modificada de: M. G. Bishop, 1999.

3. Metodología

El procedimiento metodológico por el cual se llevó acabo esta investigación parte de la separación entre dos tipos de sets de datos bien diferenciados, puesto que los diferentes procesos realizados se dividen según la naturaleza de estos: Información 1D Geofísica (registros de pozo) e información Sísmica 3D (volúmenes sísmicos, velocidades intervalo). Una vez clasificados y acondicionados los distintos tipos de información inicial necesarias, resultan dentro de la categoría 1D la información de registros de pozos, registros para el amarre sísmica pozo y registros de imagen de pared de pozo y fracturas naturales; mientras que dentro de la información 3D se cuentan con volúmenes sísmicos, Volúmenes de atributos sísmicos estructurales de borde (TFL) y un volumen de velocidades intervalo.

Figura 6:*Esquema metodológico*

3.1. Recopilación Bibliográfica e Inventario de Datos.

La organización de la información disponible comienza con un análisis bibliométrico para cada artículo y reporte que fueron recopilados con relación a la geología e historial productivo de la subcuenca Caswell, los distintos datos de registros de pozo, laboratorio, imágenes de pozo, fracturas, velocidades y volúmenes sísmicos fueron adquiridos de la *National Offshore Petroleum Information Management System* (NOPIMS, <http://www.ga.gov.au/nopims>) y también del proyecto *Terranubis* de Opendtect (<https://terranubis.com/datainfo/NW-Shelf-Australia-Poseidon-3D>), siendo toda la información de uso libre.

Posterior a la adquisición se realizó el inventariado de los distintos registros y datos para cada pozo existente dentro del bloque Poseidón 3D, siendo un total de nueve (9) pozos: Boreas 1, Poseidón 1, Poseidón 2, Kronos 1, Pharos 1, Poseidón N1, Proteus 1, Torosa 1 y Zephyros 1.

Tabla 1:

Inventario de información para cada pozo.

[illegible]

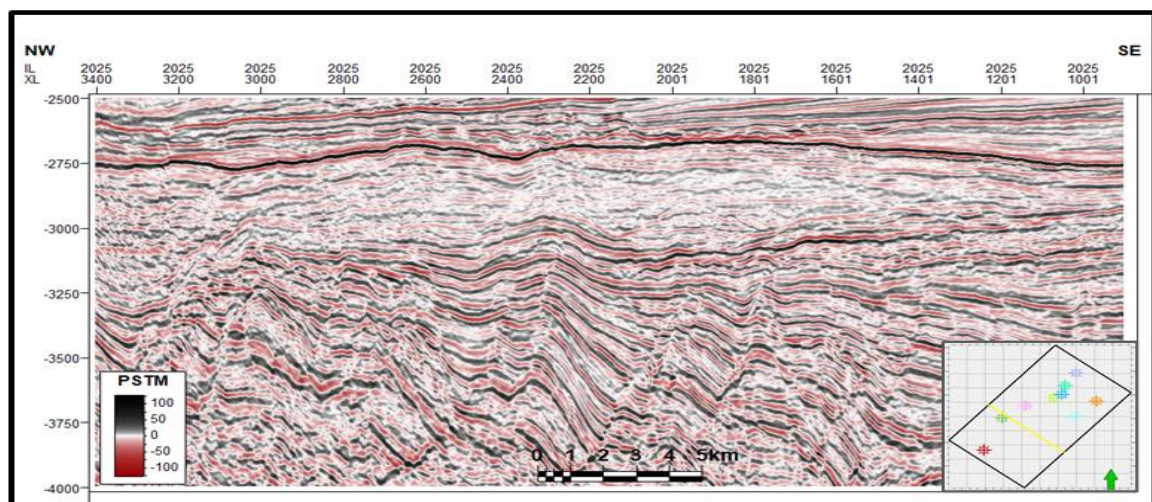
3.2. Amarre Sísmica Pozo.

Es necesario ligar la información que se encuentra en los pozos a la existente en los volúmenes sísmicos puesto que se encuentran en diferentes dominios (profundidad y tiempo respectivamente), para ello se realiza el proceso de amare, en el cual se generan los sismogramas sintéticos para cada pozo a partir de los modelos 1D de densidad y de velocidad de onda P (DTp) como también la trayectoria de los pozos entre las formaciones de interés, de esta manera se comparan las trazas sintéticas generadas con las trazas dentro del volumen.

3.3. Análisis Multi-Atributo.

Figura 7:

Sección sísmica, Inline 2025.

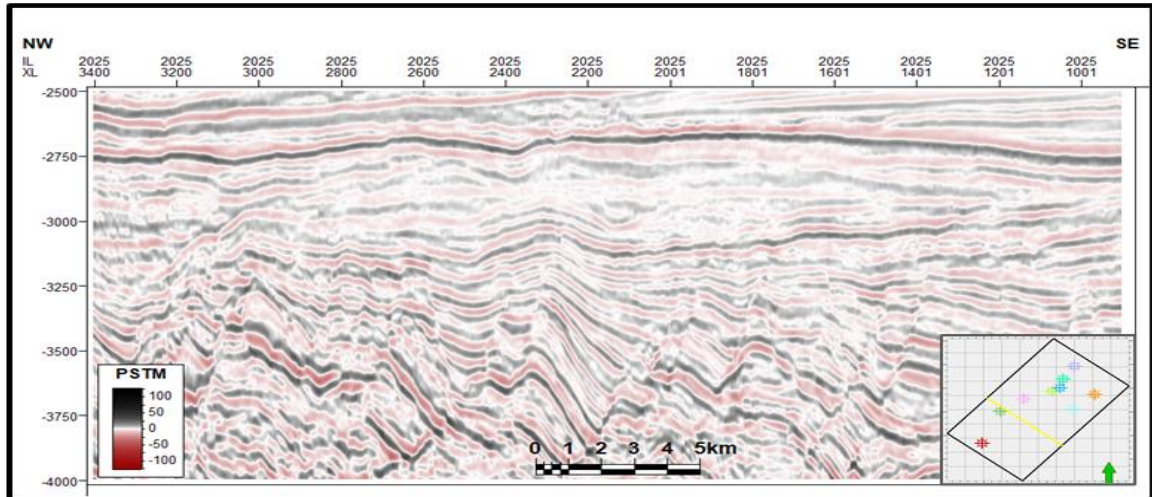


El inicio de la construcción del modelo parte en la interpretación sísmica estructural y estratigráfica, para lo cual es necesario resaltar distintos rasgos dentro del volumen original según se requiera; los atributos relevantes aplicados para el desarrollo de este proyecto se resumen a continuación.

3.3.1. Structural Smoothness.

Figura 8:

Atributo de Structural Smoothness, Inline 2025.

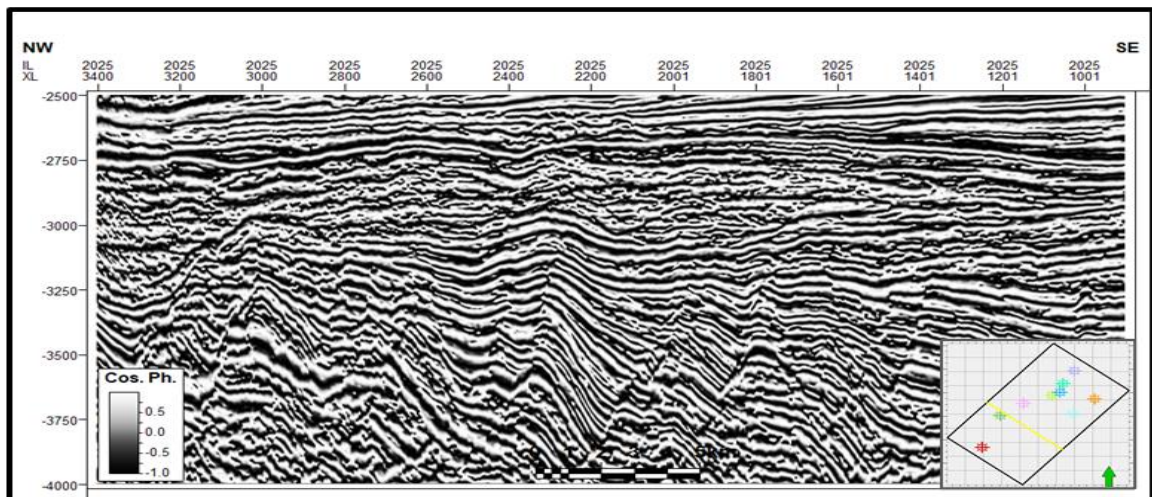


Realiza un suavizado en las amplitudes sísmicas, reduciendo así los niveles de ruido, facilitando el proceso de interpretación tanto de fallas como horizontes.

3.3.2. Cosine of Phase.

Figura 9:

Atributo de Cosine of Phase, Inline 2025.

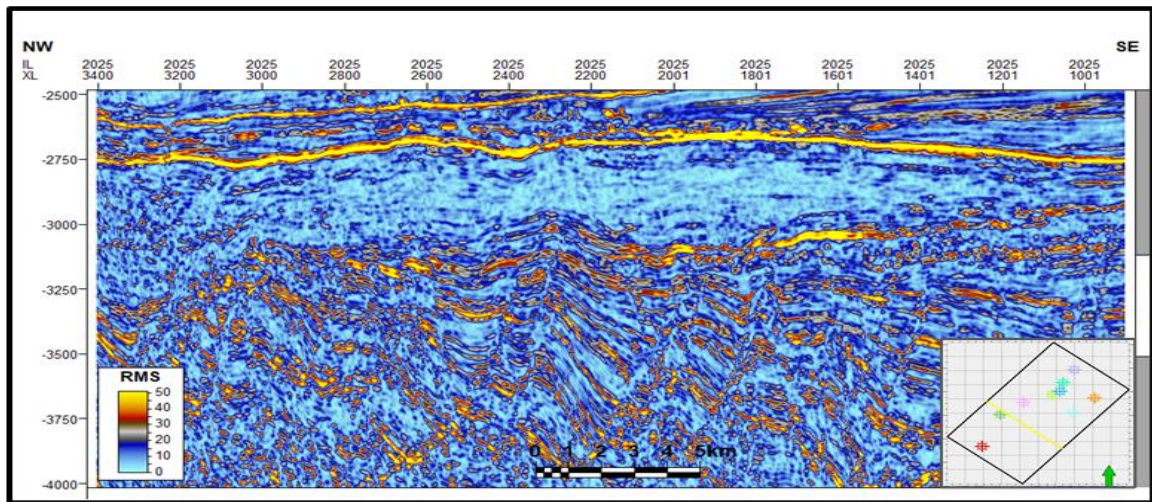


Normaliza los valores de las amplitudes, simplificándolos para destacar la geometría de los reflectores, útil para facilitar el seguimiento de un mismo horizonte y, adicionalmente permite identificar discontinuidades estructurales a simple vista.

3.3.3. *RMS Amplitude.*

Figura 10:

Atributo de RMS Amplitude, Inline 2025



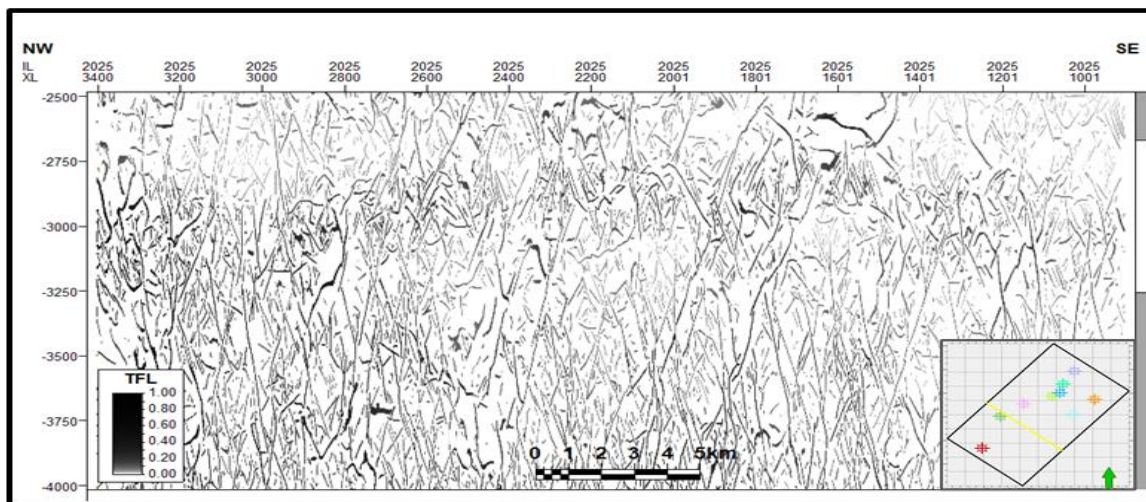
Acentúa las amplitudes, sin importar su valor original, útil para identificar variaciones en la porosidad, continuidad en la litología y presencia de hidrocarburos.

3.3.4. *Thin Fault Likelihood.*

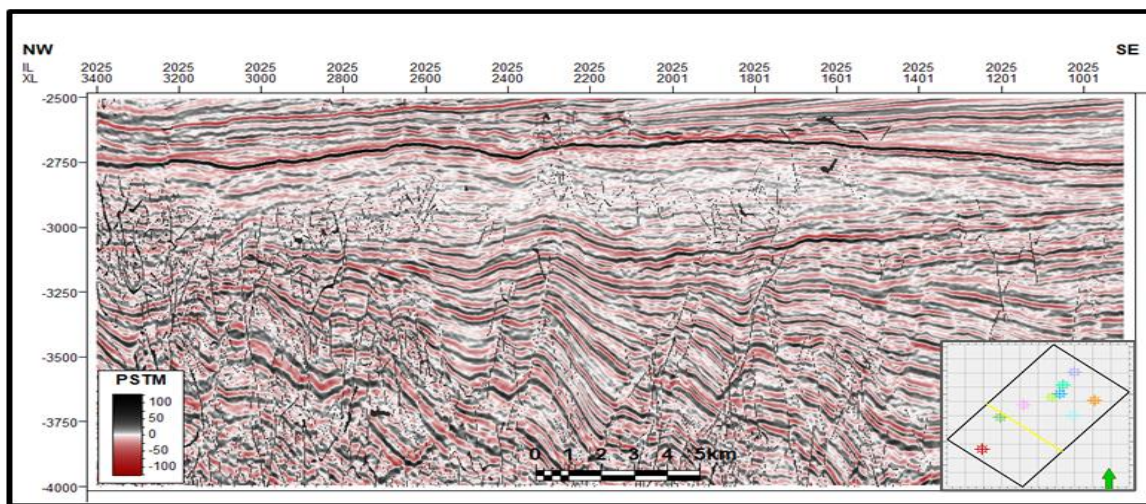
Este atributo de borde (*Edge attribute*) como su nombre lo indica, genera el trazo de fracturas con un alto grado de detalle (figura 11), siendo sumamente útil para la interpretación de fallas, con la salvedad de que este atributo mejora su aprovechamiento cuando se superpone a otro volumen sísmico durante la interpretación, como se puede observar en la figura 12.

Figura 11:

Atributo de Thin Fault Likelihood, Inline 2025.

**Figura 12:**

Thin Fault Likelihood superpuesto a la sísmica original, Inline 2025.



Como se puede apreciar, la superposición de este atributo realza en gran medida los trazos de las fallas principales.

3.4. Interpretación Sísmica estructural.

Teniendo ya un set de atributos sísmicos tanto estructurales como estratigráficos y habiendo ya amarrado los pozos a la información sísmica 3D se procede con la interpretación de horizontes y fallas para el intervalo de interés, que para el caso correspondería al sistema

petrolífero desde su sello (Formación Jamieson) hasta el basamento cristalino del jurásico (Formación Nome/Chalis). Empezando con la interpretación de fallas principales guiado por el atributo de *TFL* y *Cosine of Phase*. Seguido a esto se interpretaron los horizontes correspondientes a los miembros en el intervalo interés. Generando así el modelo interpretativo de horizontes y Fallas principales.

3.5. Modelo 3D estructural.

Los horizontes y las fallas interpretados se usan como dato de entrada para generar un modelo 3D estructural para el bloque Poseidón en el dominio del tiempo.

3.6. Construcción del modelo 3D de velocidades.

El modelo de velocidades es obligatorio para convertir la información de un dominio al otro y viceversa, para construirlo se hizo uso de las velocidades de migración adquiridas en el proyecto Terranubis, interpolándose para generar un volumen de velocidades promedio que posteriormente se calibra con la información de topes y horizontes.

3.7. Conversión tiempo-profundidad.

Partiendo del hecho de que a los pozos se aplicara correctamente el proceso de amarre sísmica-pozo y de que el modelo de velocidades ya se encuentra calibrado, se usan estos dos como insumos para convertir a profundidad toda la información que se encuentre en el dominio del tiempo, tales como lo son la interpretación sísmica de horizontes y fallas.

3.8. Análisis de imágenes de pozo.

A partir de la información presente en los reportes interpretativos para cada pozo realizados por las distintas compañías que han trabajado en este bloque (*Conoco Philips* y *Woodside Energy*), los cuales están conformados por registros de imagen adquiridos con sensores de distinta resolución (*FMI*, *OBMI* y *NGI*), se realizó una clasificación sistemática de los distintos

tipos de estructuras presentes en la pared de pozo con el fin de encontrar indicadores de la dirección de los esfuerzos horizontal máximo y mínimo, tales como fracturas inducidas para los primeros y *breakouts* para los segundos; estos datos a su vez funcionan como puntos de calibración para el modelo final del tensor de esfuerzos.

3.9. Modelo de discontinuidades.

Es necesaria la generación de una red de discontinuidades o fallas (tanto principales como secundarias) que ocupe el volumen sísmico en el intervalo de interés y que posea la misma tendencia que las fracturas identificadas en imágenes de pozo, ya que a partir de esta red se realiza el análisis geométrico que modela de manera 3D la variación en los rumbos y buzamientos, con los cuales estima en primera instancia el tensor de esfuerzos principales y el tipo de régimen estructural a partir de principios andersonianos.

3.10. Determinación del régimen estructural.

Se determinó el régimen estructural de la zona de manera analítica, es decir, teniendo en cuenta los rumbos y buzamientos de las fracturas, para lo cual se construye un modelo tectónico basado en la red de fallas, que precisamente utiliza estas características mencionadas como datos de entrada, generando una predicción estadística respecto a cuál es el posible régimen que da lugar a dicho arreglo estructural.

3.11. Modelo analítico del tensor de esfuerzos principales.

Si el modelo tectónico predice un régimen que sea coherente con la evolución tectónica de la cuenca y a demás datos que puedan corroborarlo, se usa este mismo modelo para predecir la magnitud relativa de cada componente de los esfuerzos principales para cada punto dentro de la roca de interés y una vez se conocen las componentes, se puede graficar vectorialmente la dirección resultante para cada uno de los esfuerzos principales.

4. Marco Teórico

4.1. Tensor de esfuerzos principales.

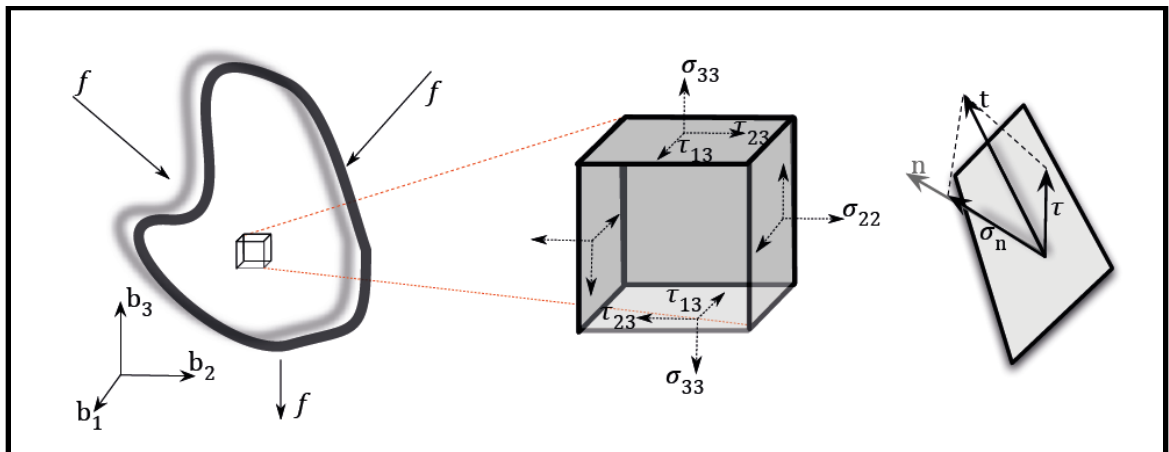
El tensor es una entidad algebraica, un objeto matemático que representa un conjunto de componentes que pueden tener cualquier dimensión (un conjunto de escalares, vectores, etc.) y que requieren de un espacio físico o diferenciable sobre el cual definirse.

Se puede entender en este orden de ideas al Tensor de Esfuerzos principales como una representación matemática en forma de matriz del estado tensional al que se encuentra sometido un punto contenido en un objeto o material de mayor escala, con un sistema de referencia asociado que se define sobre el mismo punto (González. A. P, 2019).

Ahora también se debe comprender que el concepto de esfuerzo (o tensión) se define como fuerza sobre unidad de área y se suele tratar con unidades de psi o MPa, dichos esfuerzos se aplican sobre un objeto o material el cual está sujeto a estas fuerzas que se distribuyen a través de su medio continuo como una función continuamente variable.

Figura 13:

Esquema del tensor de esfuerzos principales.



Nota: Fuerzas externas son aplicadas sobre el material (izquierda), esfuerzos medidos sobre un volumen infinitesimal que conforma el material (centro), y fuerza o tracción (t) actuando sobre

uno de sus planos con su componente normal σ_n y de cizalla τ (derecha). Tomado de Kratz, A, Meyer B. & Hotz I, 2011.

Por lo que se asume que cada volumen infinitesimal dentro del material puede experimentar esfuerzos diferentes ya que los componentes de los esfuerzos actúan sobre las superficies individuales de maneras distintas (figura 13), descomponiéndose en los esfuerzos normales (σ) que actúan perpendicular a la superficie, o los esfuerzos de cizalla o cortantes (τ) que actúan paralelos a la superficie (Aadnøy B. S, & Looyeh R, 2011). En este orden de ideas y ya que se trata de un tensor de vectores en tres dimensiones, la expresión matricial requiere de nueve componentes para ser descrito adecuadamente, de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix}$$

Donde la notación para cada componente requiere de tres elementos: su magnitud (puede ser σ o τ), la dirección normal a la superficie a la que hace referencia (primer subíndice) y la dirección en la que actúa (segundo subíndice), para las componentes normales (o principales) se suele notar con σ mientras que para las componentes de cizalla se usa τ (Zhang, 2019).

4.1.1. Esfuerzo vertical, máximo y mínimo.

A suficiente profundidad y para una cuenca sedimentaria cuya variación topográfica no cambie abruptamente, se puede asumir con seguridad que uno de los principales componentes del tensor de esfuerzos va a estar orientado paralelo al eje vertical, con una magnitud equivalente a la presión de sobrecarga (Shen, 2018), a esta componente vertical se le denota como S_v . Bajo esta asunción se tiene que las otras dos direcciones deben yacer sobre el plano horizontal ya que todas son ortogonales entre sí, a estas componentes se les conoce como el esfuerzo horizontal máximo

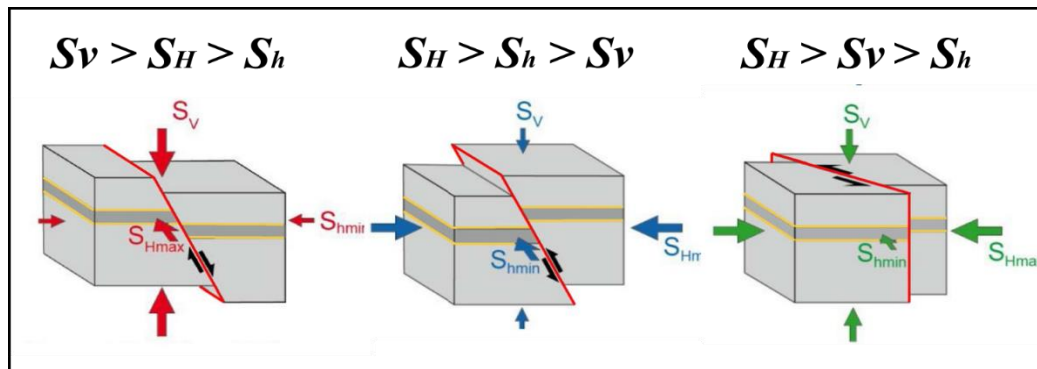
S_H y esfuerzo horizontal mínimo S_h , es gracias a esta asunción que se simplifica la determinación en la orientación de los esfuerzos, siendo únicamente necesario para los horizontales (Zoback, 2007).

4.1.2. Regímenes Andersonianos.

Anderson en 1905 sintetizó tres escenarios básicos para describir el movimiento de las fallas en diferentes estados de esfuerzos (figura 14).

Figura 14:

Regímenes tectónicos Andersonianos.



Nota: régimen normal (izquierda), régimen inverso (centro) y régimen de rumbo (derecha).

Tomado y modificado de Mariucci M, 2020.

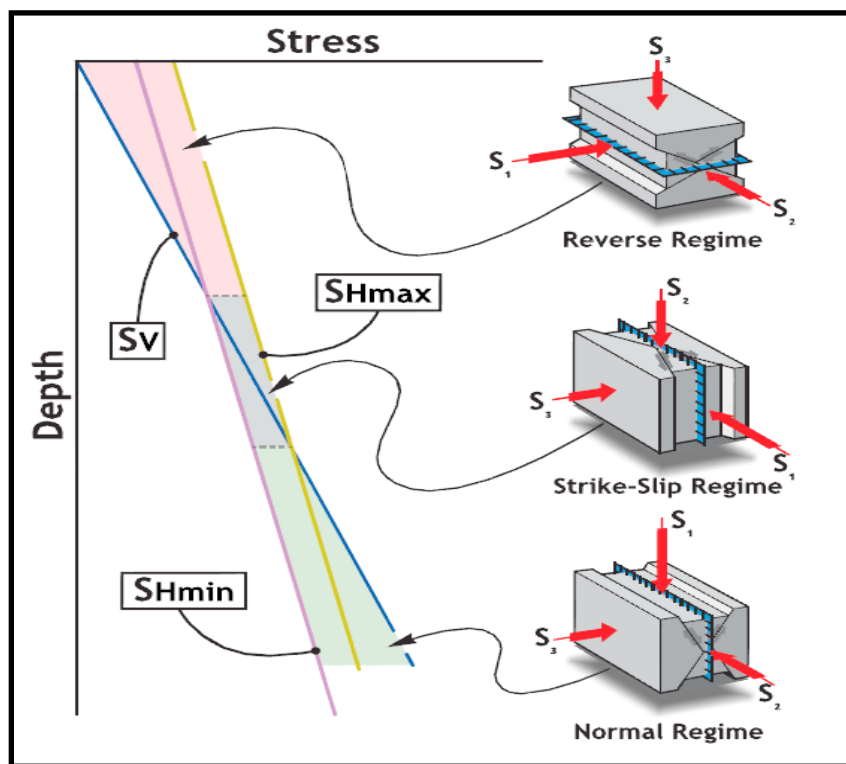
El régimen será normal cuando el esfuerzo vertical sea superior a los dos horizontales, será inverso cuando el esfuerzo vertical sea menor a ambos horizontales y será de rumbo cuando el esfuerzo vertical sea intermedio a los dos horizontales.

La importancia de identificar en qué régimen se encuentra un sitio de interés radica en que hay ciertas características asociadas a las configuraciones específicas de los componentes del tensor de esfuerzos para cada régimen particular, es decir, características que ayudan a definir los posibles escenarios a la hora de modelar propiedades que tengan coherencia con la realidad, como lo es en el caso del presente trabajo. Uno de los aspectos más destacables es la correlación entre la

profundidad y la magnitud de los esfuerzos principales con respecto al régimen predominante, como se observa en la figura 15, los esfuerzos horizontales máximo y mínimo (SH_{max} y SH_{min}) aumentan con la profundidad al mismo ritmo mientras que el esfuerzo vertical (S_v) es regido por la profundidad ya que también influye la columna de material que se encuentre sobre el punto que se está evaluando (Anderson, 1905).

Figura 15:

Esquema de las características en los regímenes Andersonianos.



Nota: El plano azul indica la dirección en la que se propagarían fallas inducidas hidráulicamente.

Tomado de Brooke-Barnett, 2015.

4.1.3. Imágenes de pozo.

Las imágenes de pared de pozo micro resistivas se han convertido en un insumo esencial para los geólogos cuya misión sea aumentar el grado de control en la complejidad de un yacimiento

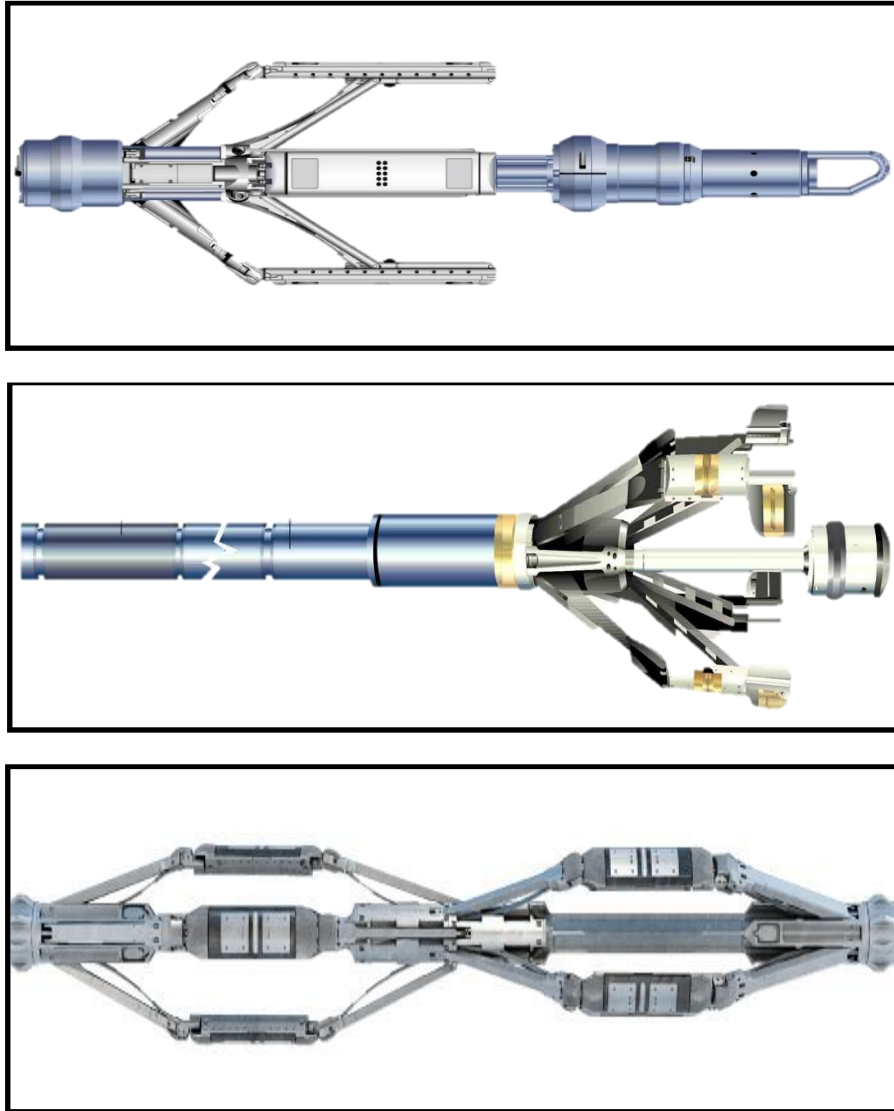
ya sea por su estructura, su estratigrafía o una combinación de ambas (Cheung et al, 2001), pudiendo aprovechar estas para definir la posición estructural del yacimiento y caracterizar rasgos como la foliación y las fracturas, además de poder extraer de estas mismas información de buzamiento para mejorar los modelos sísmicos interpretativos, entender mejor el mapeo de las distintas formaciones, calcular con mayor grado de confianza las reservas y estimar de mejor manera el proceso para definición en la ubicación de los pozos.

La obtención de las imágenes de pared de pozo fue realizada a partir del uso de distintas herramientas con detectores resistivos, tales como la herramienta *Fullbore Micro Imager* (FMI), el dispositivo *Oil-Base Micro Imager tool* (OBMI) y las denominadas como *Next Generation Imager* (NGI) como se observan en la figura 16, propiedad de *Schlumberger*. Si bien todas estas herramientas difieren en su diseño, siendo unas mejoras directas en cuanto a aspectos de resolución y calidad de sensores, su funcionamiento y principios físicos siguen siendo los mismos, de modo que se tienen cuatro brazos ortogonales que son guiados por rieles y funcionan específicamente en pozos perforados con lodos no conductivos (Cheung et al, 2001).

Estos brazos se acoplan por parejas ortogonales (C1-C3 y C2-C4) funcionando cada par como un único detector, esto con el fin de mejorar la centralización de la herramienta en pozos no verticales. Cada herramienta produce curvas resistivas que deben ser procesadas para poder determinar de manera automática los buzamientos a la vez que se genera una imagen de la pared de pozo a falso color, dichas imágenes se generan en cuatro bandas correspondientes a cada patín, cubriendo un rango aproximado de entre 8% a 17% de la superficie para un hueco de 12,5 pulgadas o 29% a 32% para un hueco de 8 pulgadas, con una resolución en el muestreo de la curva de 3cm en vertical y horizontal, pudiendo resolver capas con un valor mínimo de espesor de 6,5cm (Conoco Philips, 2013).

Figura 16:

Herramientas OBMI, FMI y NGI de Schlumberger.



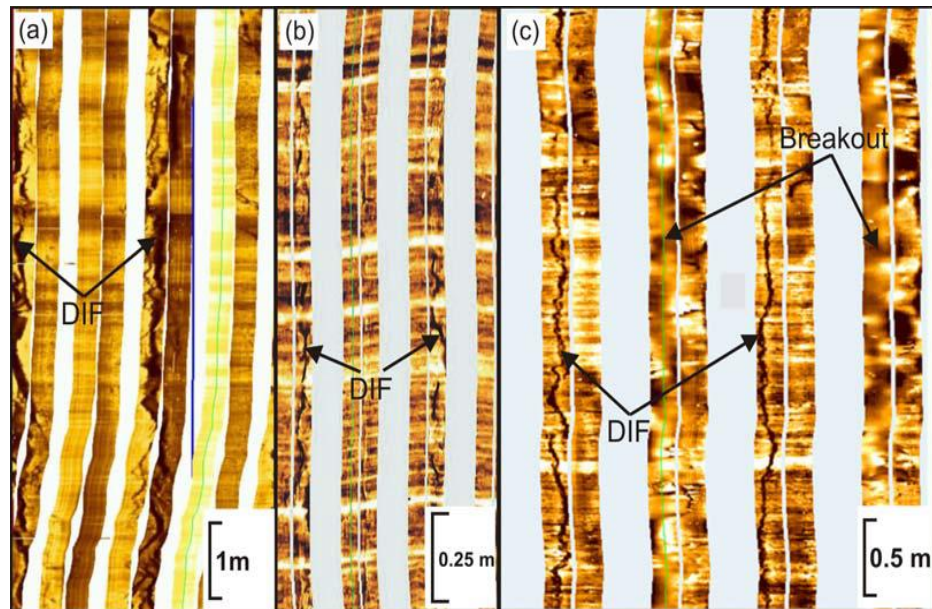
Nota: (primera imagen) herramienta FMI, (segunda imagen) herramienta OBMI y (tercera imagen) herramienta NGI, todas las fotografías de las herramientas fueron tomadas de los reportes interpretativos de Conoco Phillips y Woodside Energy.

4.2. Breakouts y fracturas inducidas.

Existe una relación entre los esfuerzos horizontales y el tipo de estructuras que producen, Bell y Gough (1979), y Gough y Bell (1981) notaron a partir de la examinación sistemática de un registro orientado de *dip-meter* que las paredes de un set de pozos ubicados en Alberta, Canadá, presentaban elongaciones orientadas consistentemente en dirección NE-SW, conjeturando que esto se debía a las variaciones azimutales del campo de esfuerzos horizontal (S_H y S_h), lo que producía un fallamiento de cizalla compresivo en las paredes de los pozos que se orientaban con el S_h , debilitando la roca hasta el punto de producir derrumbes en esas zonas (figura 17c), elongando así el radio de los pozos.

Figura 17:

Ejemplo de breakouts y fracturas inducidas.



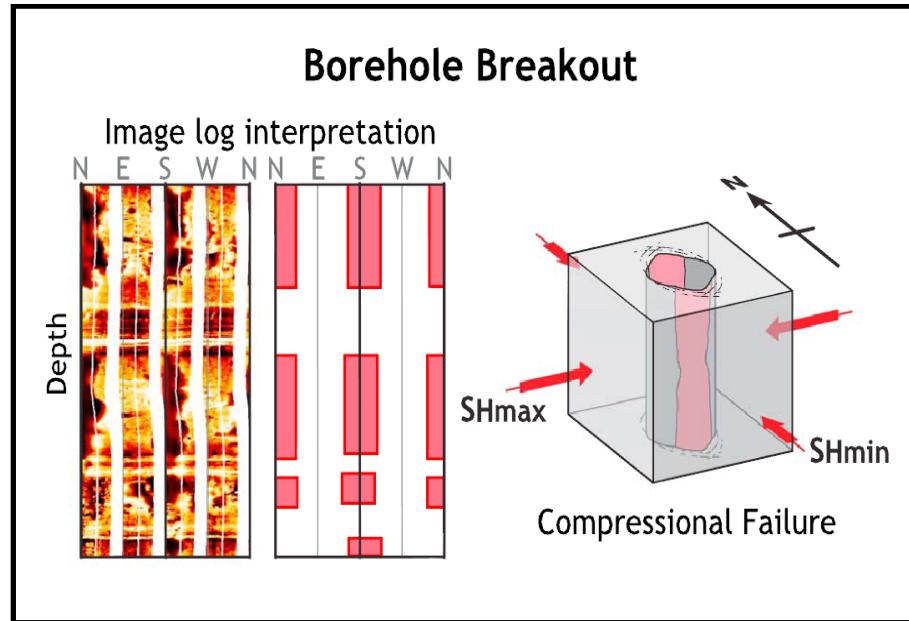
Nota: (a) fracturas inducidas, (b) fracturas inducidas, (c) fracturas inducidas y breakouts, registros de imagen FMI tomados de Tingay M, 2008.

Hoy en día se conoce ampliamente a este tipo de derrumbes en la pared de pozo como breakouts (BO) y es gracias a estos, que se ha simplificado la determinación de la dirección del S_h

(figura 18), simplemente encontrando el azimut de los BO ya sea con el uso de calipers orientados o de registros de imágenes de pozo.

Figura 18:

Diagrama general para los Breakouts.

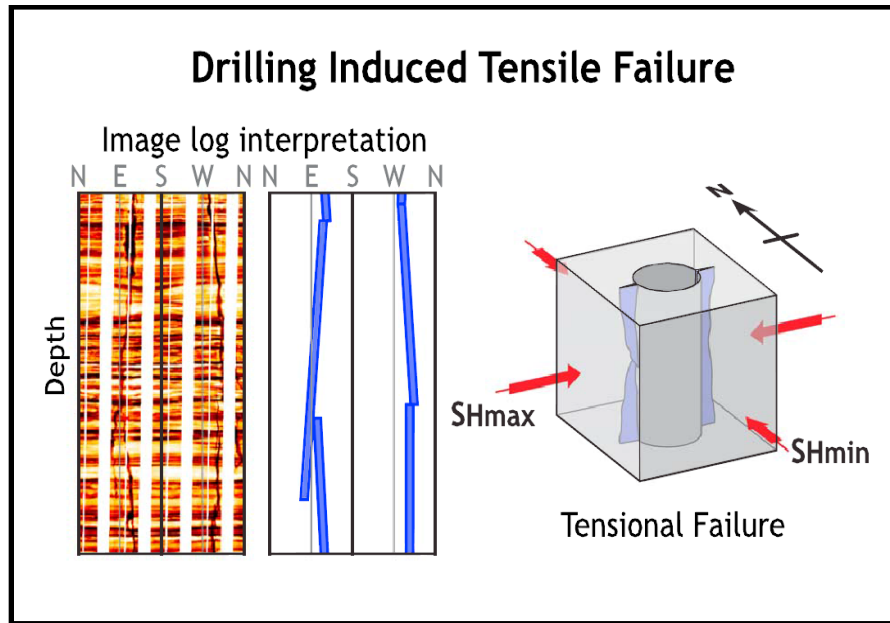


Nota: En rojo, BO interpretado en imágenes micro resistivas (izquierda), BO presente en la pared de pozo (derecha). Tomado y modificado de Brooke-Barnett, 2015.

Paralelamente, también fue denotada la existencia de estructuras que se orientaban consistentemente en la dirección del S_H en las paredes de los pozos, estas tendían únicamente a ser fracturas de tensión o tracción (*tensile fractures*) cuyo origen, a diferencia de los BO que es a partir de una zona de cizalla que posteriormente pasa a ser un derrumbe, estas eran inducidas directamente del proceso de perforación, por lo que se les denota como **fracturas inducidas** (*drilling-induced fractures, DIFT*) y que también permiten la determinación del S_H (figura 19).

Figura 19:

Diagrama general para las Fracturas Inducidas.

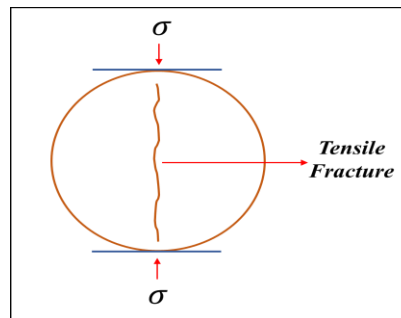


Nota: En azul, DIFT interpretado en imágenes micro resistivas (izquierda), DIFT presente en la pared de pozo (derecha). Tomado y modificado de Brooke-Barnett, 2015

El por qué la perforación induce directamente este tipo específico de fracturas dentro de la pared de pozo de tal manera que siempre indiquen la dirección del S_H se describe gracias al *Brasilian Disk Test* (figura 20), que consiste en aplicar un esfuerzo compresivo a un disco sólido a lo largo de un eje que pase por su centro, lo que produce la formación de fracturas longitudinales alineadas paralelamente a lo largo de este eje que se unen y propagan dividiendo el material a la vez que produce el cierre de las demás microfracturas que pudieran estar orientadas de manera diferente (Li D, 2013).

Figura 20:

Esquema del Brazilian Disk Test.



Nota: la carga aplicada sobre el eje del disco se denota como σ . Tomado de Li D, 2013 y modificado de Hobbs, 1964.

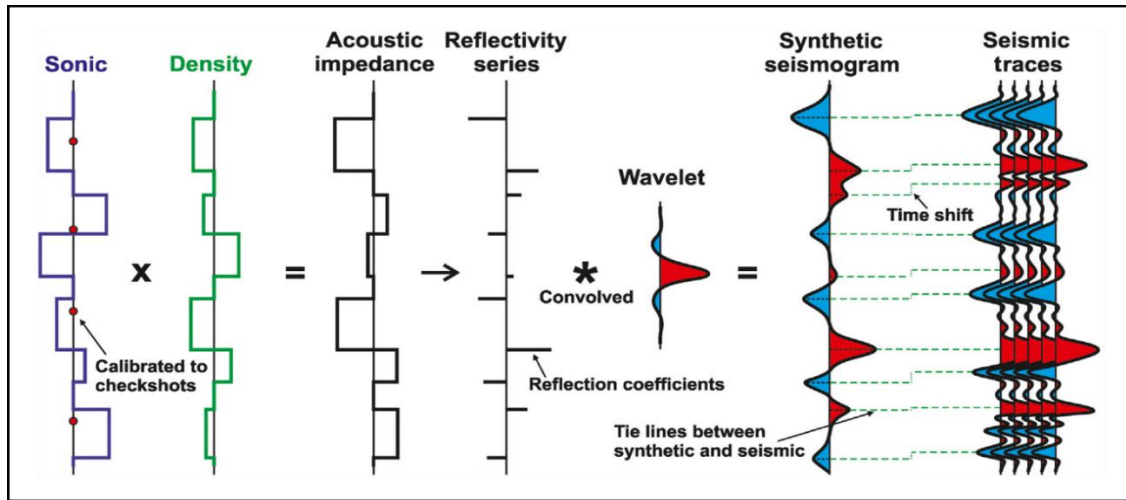
4.3. Amarre sísmica-pozo.

Los registros de pozo son considerados como datos fuertemente ligados a la realidad geológica que representan por lo que comúnmente son usados para correlacionar las señales sísmicas con la estratigrafía y estructura de la tierra (White & Smith, 2003), este es el objetivo a la hora de realizar el amarre sísmica-pozo, siendo que actualmente existe un procedimiento estándar que permite cumplir con dicho objetivo, como se ilustra en la figura 21.

El amarre inicia con la estimación de una ondícula a partir de las trazas sísmicas, a la que luego se le aplica una convolución con valores de reflectividad calculados a partir de los registros sísmico calibrado con checkshots (generalmente DTp) y de densidad, generando así la traza sintética (figura 21). La forma de dicha ondícula es definida por su amplitud, fase y polaridad, que, en el caso de conocer la fuente que produce la señal sísmica, también se conocería su forma y se podría calcular una deconvolución determinística que lo resolvería fácilmente, pero muchas veces no se cuenta con este conocimiento, así que lo común es realizar una deconvolución estadística con tal de estimar la forma de la fuente de la manera más fiel a la realidad (Hampson-Russell, 1999).

Figura 21:

Flujo de trabajo para el amarre sísmica-pozo.



Nota: Tomado de Cox D. R, 2020.

Por otro lado, para el cálculo de la reflectividad a partir del DTp y densidad existe otra consideración y va asociada a la escala de cada registro, ya que la diferencia en la resolución entre éstos suele diferir en gran medida, llegando al punto en el que generalmente los registros de pozo poseen al menos dos órdenes de magnitud más que los datos sísmicos (Mathieu J, 2011), por lo que debe realizarse un suavizado que permita llevar ambos registros a una resolución que permita su amarre y si esto no es tomado en cuenta puede generar ruido en el registro de coeficientes de reflexión que posteriormente se traducirían en una traza sintética poco fiel a la realidad. Ahora, habiendo generado la traza sintética luego de evaluar las consideraciones anteriormente mencionadas, su forma debería ser similar al de las trazas dentro del volumen sísmico, por lo que el siguiente paso es el ajustar el desfase de los tiempos entre sintética y sísmica, es aquí donde el intérprete toma un papel crucial puesto que se necesita de alinear las amplitudes de las ondículas a la vez que no se fuerzan estiramientos o encogimientos (*stretch and squeeze*) del sismograma

sintético que generarían valores de velocidades físicamente no posibles para el intervalo de interés (Illidge, 2017) afectando los modelos generados a partir de estas.

Finalmente se tiene que calcular el coeficiente de correlación (γ_{ST}), ya que es la base para definir la calidad del amarre entre la traza sintética y la traza sísmica. (Herrera R, 2012). Por lo general la ecuación aplicada es la siguiente:

$$\gamma_{ST}(\tau) = \frac{\sum_{i=1}^n [S(i) - \mu_S][T(i + \tau) - \mu_T]}{(\sum_{i=1}^n [S(i) - \mu_S]^2 \sum_{i=1}^n [T(i) - \mu_T]^2)^{1/2}} \quad (1)$$

Describe la comparación entre dos secuencias dependientes del tiempo: $S = [s_1, s_2, \dots, s_n]$ y $T = [t_1, t_2, \dots, t_n]$, ambas de longitud n dentro de una ventana de evaluación τ , donde μ es el valor promedio para la traza en cada punto (Hampson-Russell, 1999).

4.4. Conversión de dominio $T \rightarrow Z$.

4.4.1. Velocidades de migración.

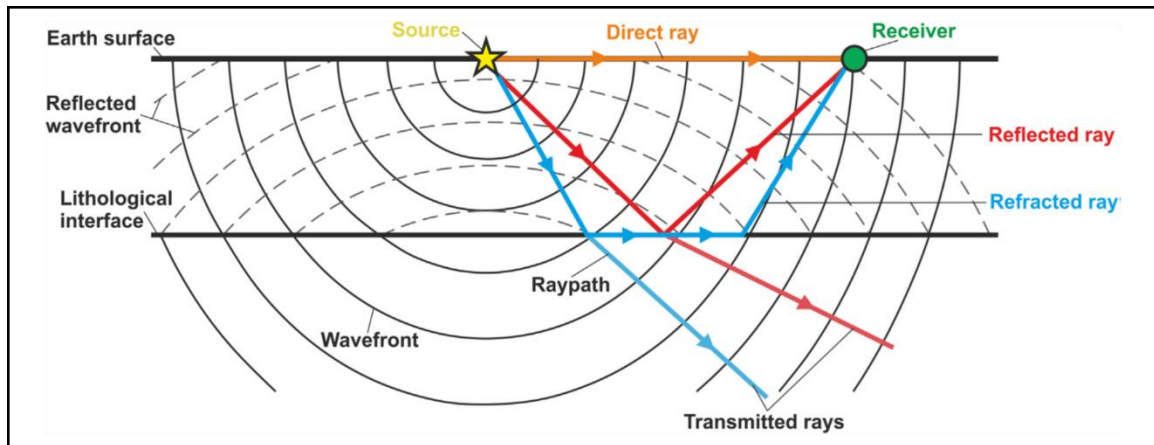
La construcción de modelos que requieren información tanto en el dominio del tiempo (T) como el de la profundidad (Z) es una práctica ampliamente usada cuando se trata de comprender a detalle la geología en subsuelo para un sitio de interés (Foum, A 2019), es por esto que a través de los años se han desarrollado múltiples metodologías y flujos de trabajo que permiten al geólogo interprete maniobrar a la hora de estimar con certeza tanto la velocidad de la roca como el delineamiento de los reflectores (Yilmaz Ö et al, 2001), las dos características base de las que se parte para desarrollar este tipo de modelado.

Hay que entender el tipo de velocidades en las que se encuentra la sísmica a procesar, ya que hay algunas consideraciones cuando se trata de pasar de T a Z diferentes cuando se trata de Z a T (Etris E, 2001), por ejemplo, las velocidades normalmente usadas para procesar la sísmica son

las velocidades de migración, sabiendo que la migración es una técnica que corrige la posición de los reflectores deslocalizados debido al efecto de la refracción de las ondas acústicas, como se observa en la figura 22.

Figura 22:

Frente de ondas y trazado de rayos.



Nota: El diagrama describe los caminos que toma una onda sísmica que es producida por una fuente (amarillo) hacia un receptor (verde), ya sea de forma directa (naranja), reflejadas (rojo) o refractadas (azul), la corrección por migración se realiza por el desplazamiento en la señal captada por el receptor que es producida por la llegada de los rayos refractados. Tomado y modificado de Cox et al, 2020.

Existen dos posibles formas clásicas en las que la sísmica puede estar procesada con velocidades de migración dependiendo de si se encuentra en Z o T, siendo la primera sísmica pre apilada de migración en profundidad (*Pre-Stack Depth Migration o PSDM*) y la segunda sísmica pre apilada de migración en tiempo (*Pre-Stack Time Migration o PSTM*). Cada una tiene sus características propias, la sísmica PSDM es más confiable a la hora de interpretar estructuras puesto que es más próxima a la realidad cuando se trata de buzamientos, sin implicar que son 100% fieles a la misma (Etris E, 2001), suelen ser más precisos a la hora de construir modelos con mayor

complejidad y presentan menos distorsiones laterales en la velocidad ya que tienen en cuenta todo el espacio dentro del cubo sísmico (Etgen J, 2012), por otro lado, la sísmica PSTM debe ser analizada con más cuidado ya que puede presentar un riesgo durante la interpretación de estructuras al asumir un modelo de velocidades constante (Etris E, 2001), sin embargo, la sísmica PSTM presenta grandes fortalezas en otros aspectos, tales como la correcta definición de reflectores para zonas con diferentes velocidades apiladas (como lo es un plano de falla), la posibilidad de realizar análisis AVO y que puede ser usada como dato de entrada para generar modelos de impedancia acústica (Yilmaz Ö et al, 2001).

Si bien ambos tipos de sísmica presentan diferentes aplicaciones en las que destacarían mejor según el caso, se recuerda que son solo guías que facilitan el correcto modelamiento de las velocidades, para el caso del presente trabajo, las velocidades sísmicas son PSTM, lo que implica que deben ser interpretadas con más cautela, lo que no sacrifica la calidad del resultado final puesto que matemáticamente hablando, ambos tipos de sísmica se calculan a partir de un mismo algoritmo de migración, el de Kirchhoff (Yilmaz Ö, 2001), por lo tanto, la diferencia entre estas no radica en la resolución o robustez contenida dentro de las mismas, sino en la disposición en la que se ordenan los datos (Etgen J, 2012), ya que para la sísmica PSDM se aplica este algoritmo en todos los puntos XYZ muestreados dentro del mismo espacio del cubo sísmico; mientras que la sísmica PSTM está compuesta por múltiples imágenes 2D aisladas espacialmente las unas de las otras, es esta diferencia en su naturaleza la que explica las características mencionadas anteriormente.

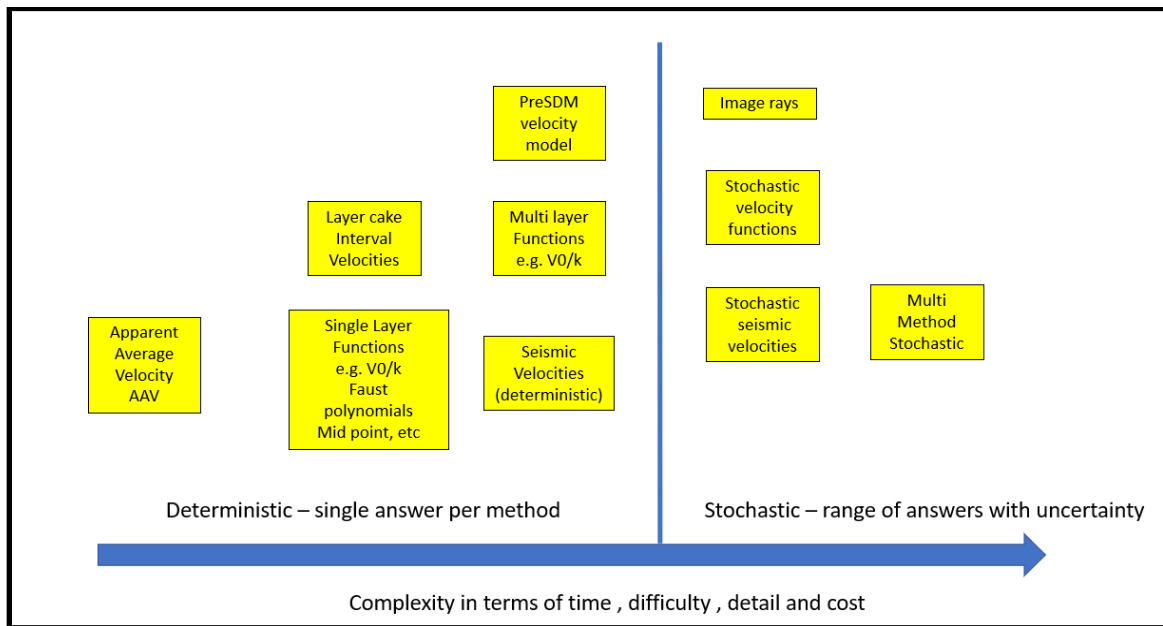
4.4.2. Métodos de conversión de dominio.

A rasgos generales, el éxito a la hora de realizar un proceso de conversión de dominio radica en hacer un buen análisis de las posibilidades que otorgan los datos de entrada (cantidad de

pozos, registros sísmicos, de *checkshots*, la calidad de mis datos, la complejidad de la geología, etcétera) y el tipo de objetivo a cumplir realizando dicho modelo (Foum A, 2019), puesto que la complejidad que pueden llegar a alcanzar estos procesos depende directamente de su uso final: producir un mapa, planificar la ubicación de un nuevo pozo, construir un modelo complejo de la tierra y así sucesivamente, por lo que hay que discernir en primera instancia entre un modelamiento estocástico o determinístico.

Figura 23:

Métodos de conversión de dominio según su complejidad.



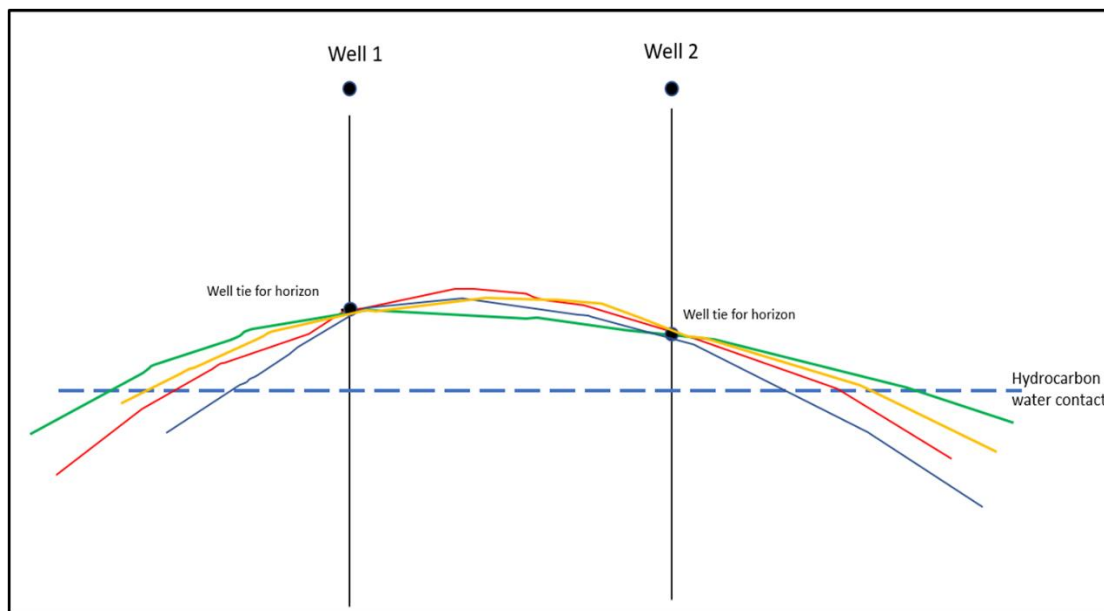
Nota: Se hace referencia a la complejidad cuando se trata en términos de costo económico, de procesamiento, tiempo, grado de detalle y dificultad para su implementación. Tomado de Foum A, 2019.

Para el caso de modelos con alto grado de complejidad, lo mejor es aplicar algoritmos estocásticos (figura 23, derecha), lo que quiere decir que generan múltiples soluciones ya que modelan teniendo en cuenta criterios geoestadísticos pero que añaden también un grado de

incertidumbre (figura 24), algunos de estos métodos son la tomografía sísmica y el cálculo por medio de trazado de rayos, comúnmente usados con sísmica PSDM (Etgen J, 2012).

Figura 24:

Ejemplo esquemático de un modelado Estocástico.



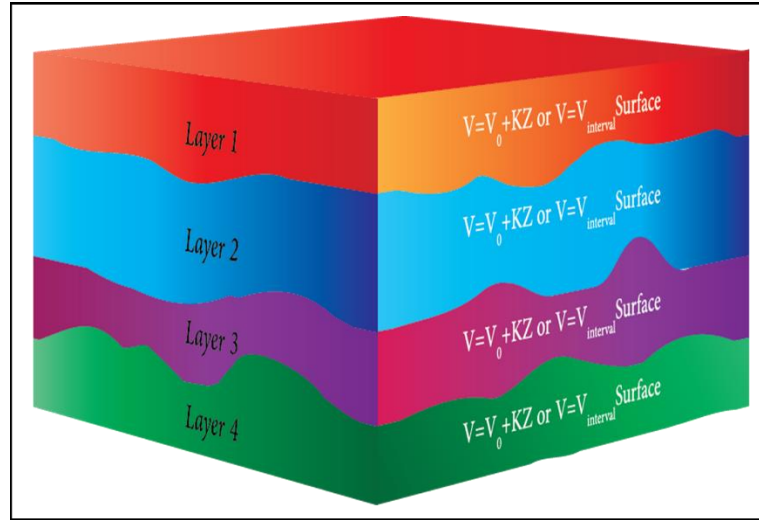
Nota: ejemplo de las conversiones a profundidad ficticias para una sección con 2 pozos, nótese como todos los posibles resultados encajan con los marcadores de los topos, pero difieren considerablemente en cuanto a su forma más allá de estos. Tomado de Fournier, 2019.

Por otro lado, modelos cuya complejidad no sea tan elevada pueden ser resueltos por algoritmos determinísticos (figura 23, izquierda), que generan una única respuesta a partir de un conjunto de datos de entrada que el geólogo interprete debe definir concienzudamente con antelación, algunos de los modelos determinísticos más usados son la función de velocidad, el modelo *layer cake*, y el mapeo de velocidades sísmicas (Fournier, 2019). Puntualmente se decidió trabajar un modelado determinístico para esta investigación considerando que la sísmica es PSTM, lo ideal para mantener al mínimo la generación de posibles anomalías es mantener la complejidad a un bajo grado.

Ahora bien, teniendo pleno conocimiento del tipo de sísmica en cuestión y una idea clara del tipo de modelo que se desea realizar, lo siguiente es discernir cuál método es el más apropiado para cumplir el objetivo propuesto, por lo que se evaluaron alternativas.

4.4.2.1. Funciones de velocidad: Es una fórmula matemática que relaciona directamente el tiempo (o profundidad) con el tiempo de viaje, puede ser una función lineal, exponencial o polinomial, siendo usada dentro de una sola capa, el intervalo completo de interés o dentro de un arreglo de capas. Permite modelarse con parámetros invariables, útil para zonas con poco control de pozo, o con parámetros variables que se interpolan basados en la información de pozo. Este tipo de modelos suele generar los modelos más sencillos cuando no se cuenta con mucha información inicial.

4.4.2.2. Modelo *Layer Cake*: Este nombre fue adoptado haciendo referencia al hecho de que, si se conoce la velocidad intervalo, es posible computar automáticamente profundidad de los reflectores mediante la interpretación de capas, dando la apariencia de “pastel” (figura 25) al volumen sísmico (Maleki M, 2020); este método es útil siempre y cuando se tenga un modelo de velocidades intervalo confiable, si este es el caso, la resolución de este modelo permite hacer el escalado de otras medidas de velocidad de alta resolución como por ejemplo las velocidades instantáneas calibradas a partir de registros sísmicos, este modelo es confiable para arreglos geológicos con litologías uniformes, donde no haya habido periodos de inversión o que presenten deformaciones estructurales severas (Marsden D, 1989).

Figura 25:*Esquema de un modelo Layer Cake.*

Nota: Tomado de Maleki M, 2020.

4.4.2.3. Uso de velocidad promedio: Si se tiene un conjunto de datos compilados como parejas tiempo-profundidad, por ejemplo a partir de horizontes objetivo interpretados a través de unas superficies continuas se pueden calcular los valores de velocidad promedio a lo largo de estas para que posteriormente se interpolen formando una malla (figura 28), o por otro lado, también funciona tener directamente velocidades promedio procesadas con el fin de producir un mapa 3D de velocidades intervalo (figura 29) en el que se pueden operar con los valores de tiempo presentes en la sismica para construir el mapa de profundidad 3D (Foum A, 2019), generando un modelo continuo con variaciones suaves aproximadas al comportamiento real de la tasa a la cual la velocidad varía según la profundidad.

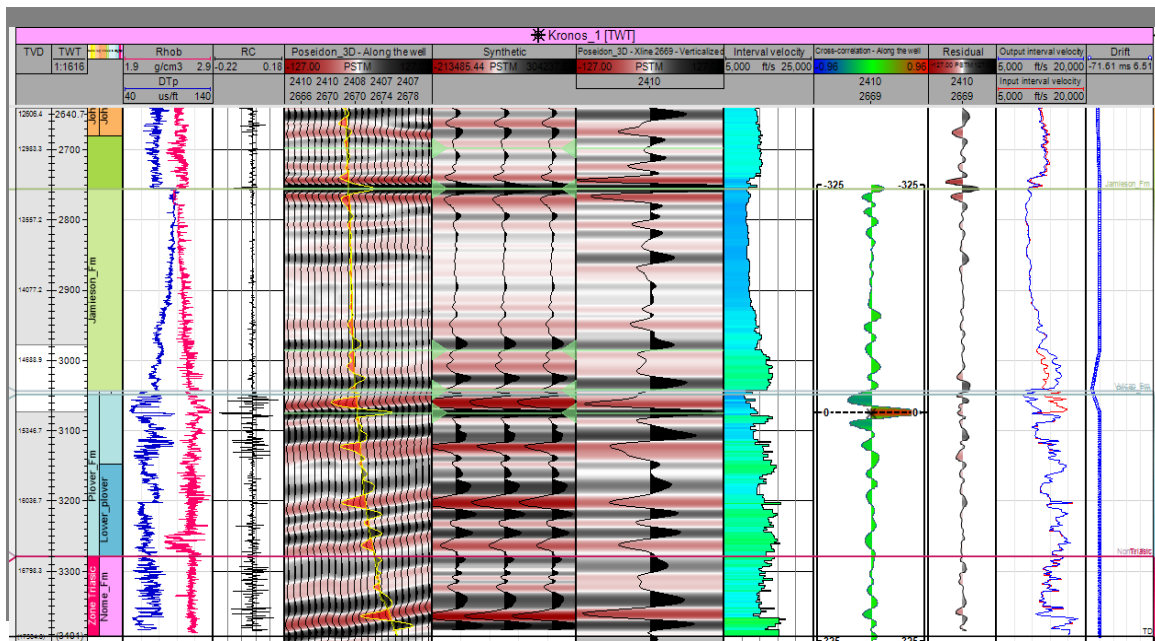
5. Resultados y Análisis

5.1. Amarre sísmica-pozo.

Se aplicó un suavizado en el registro sísmico para todos los pozos de modo que fuera similar en resolución al de densidad y así generar el coeficiente de reflectividad, la ondícula fue definida también para cada pozo, extraída de manera estadística a partir de la traza sísmica más cercana y luego se calculó una ondícula promedio a partir de las 9 individuales, lo que permitió realizar el amarre multi pozo simultáneo con una ventana de evaluación en el intervalo de interés, finalmente, el resultado final del amarre es un TDR (*Time to Depth Relationship*) que es lo que permite ubicar adecuadamente la traza sintética.

Figura 26:

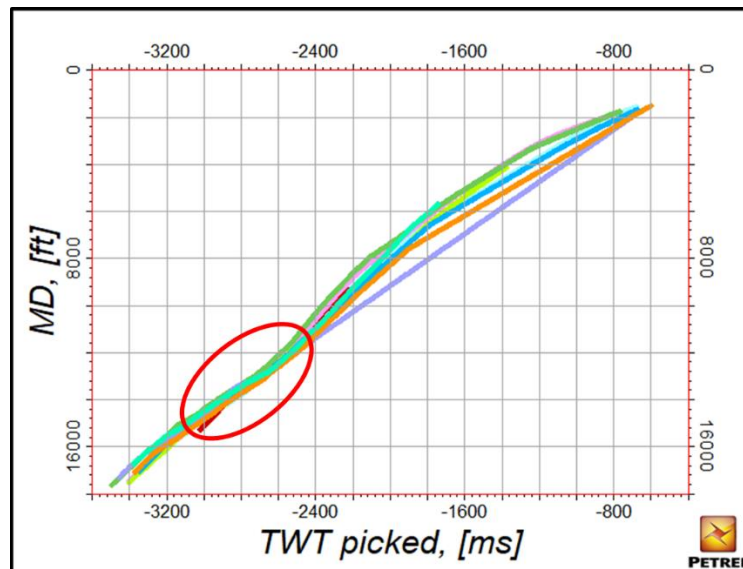
Amarre sísmica-pozo realizado para Kronos 1.



Nota: Como se muestra en el ejemplo de la figura 26, se compararon las trazas circundantes al pozo (track 6), la traza sintética generada (track 7) y la traza individual más cercana al pozo (track 8), adicionalmente se calculó el coeficiente de correlación (CC) en cada pozo, que cuantifica la similitud entre las trazas sintéticas y originales, siendo uno (1) el valor máximo.

Figura 27:

TDRs producto del amarre sísmica pozo.



Nota: se aprecian colores de cada línea que indican un pozo distinto, la zona marcada por el área roja comprende al intervalo en tiempo-profundidad para el cual fue realizado el proceso de amarre, es decir, el intervalo del yacimiento, cabe resaltar como todos los pozos muestran una misma tendencia en sus valores dentro de la ventana en la cual se realizó el amarre.

Para corroborar la calidad se calculó el coeficiente de correlación (CC) igualmente para cada pozo, donde se resalta que todos los pozos presentes se encuentran por encima de 0.5, lo que se considera como un ajuste satisfactorio con buen grado de confiabilidad.

Tabla 2:

Coeficientes de correlación calculados en el proceso de amarre.

Pozo	Boreas 1	Poseidon 1	Poseidon 2	Kronos 1	Pharos 1	Poseidon N1	Proteus 1	Torosa 1	Zehpyros 1
CC	0.654	0.594	0.516	0.838	0.521	0.575	0.516	0.745	0.603

5.2. Modelo de velocidades.

Ya que la información de la velocidad promedio original suministrada dentro del proyecto Terranubis se encuentra como nube de puntos, el primer paso fue realizar una interpolación que mantuviera las tendencias de la manera más suave posible para el intervalo de interés.

Figura 28:

Velocidades promedio en formato nube de puntos.

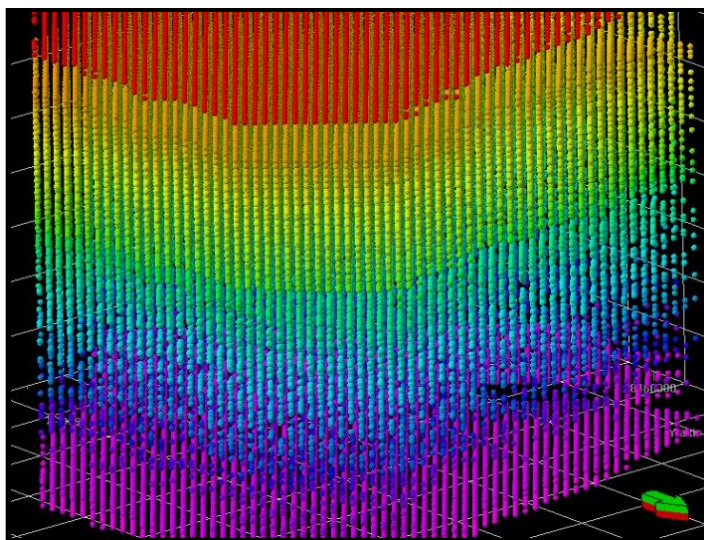
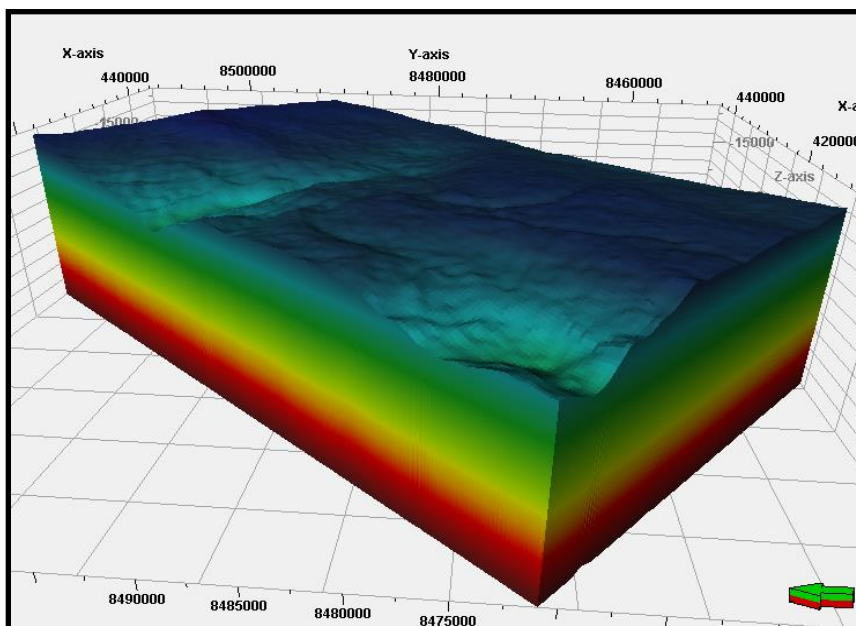


Figura 29:

Modelo 3D de velocidades promedio interpoladas en el intervalo de interés.



Acto seguido se generó el modelo de velocidades avanzado que usa los horizontes interpretados y los datos de topes de formaciones como correcciones que calibran las velocidades promedio, lo que asegura variaciones de velocidad más coherentes con la estratigrafía interpretada (figuras 30 y 31).

Figura 30:

Modelo de velocidades promedio sin corrección por topes, Inline 2992.

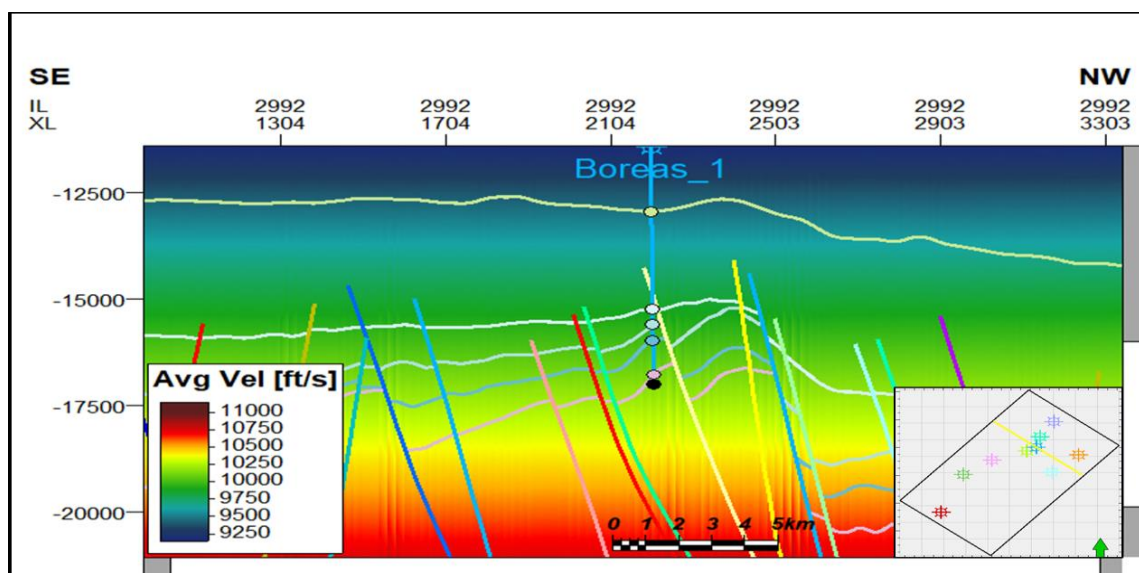
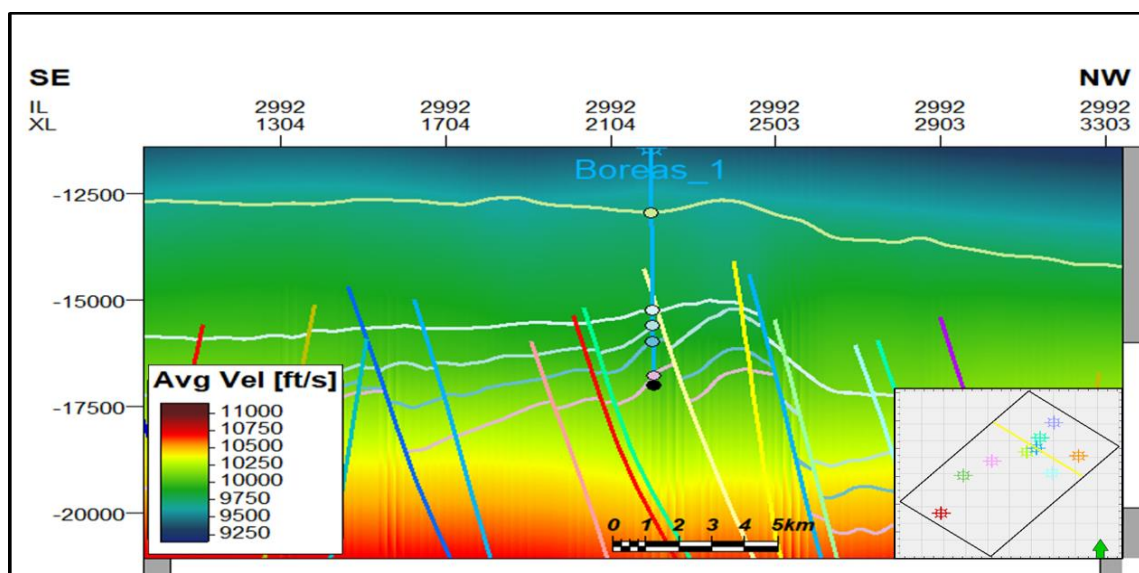


Figura 31:

Modelo de velocidades con corrección por topes, Inline 2992.



5.3. Marco estructural en profundidad.

La interpretación es el dato de entrada para generar el modelo 3D estructural, siendo un total de 90 fallas con rumbos entre los $N60^{\circ}W - N40^{\circ}E$ y 5 horizontes correspondientes a las formaciones Jamieson, Vulcan, Upper Plover, Lower Plover y Triassic (figura 32).

Figura 32:

Sección de horizontes y fallas principales interpretadas. Inline 2025.

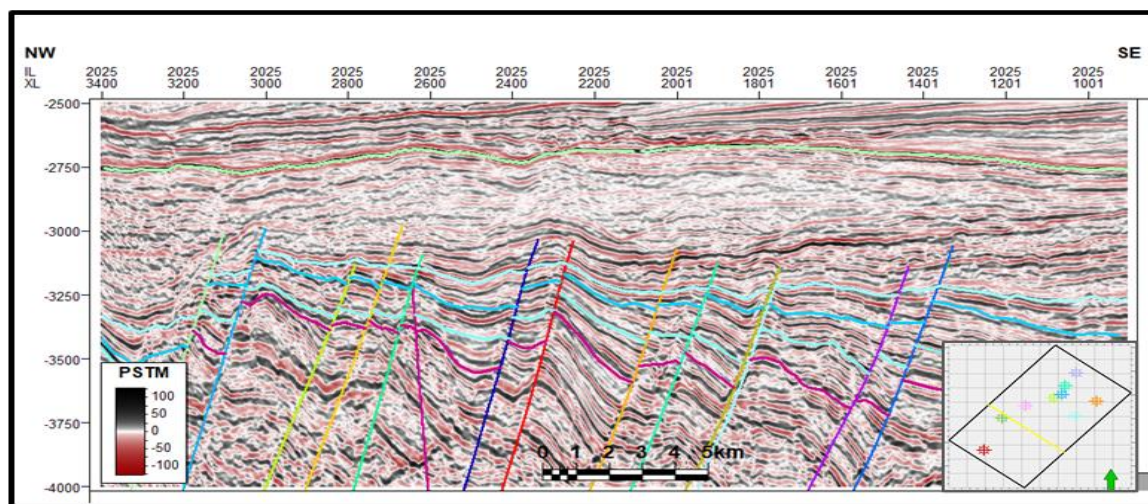
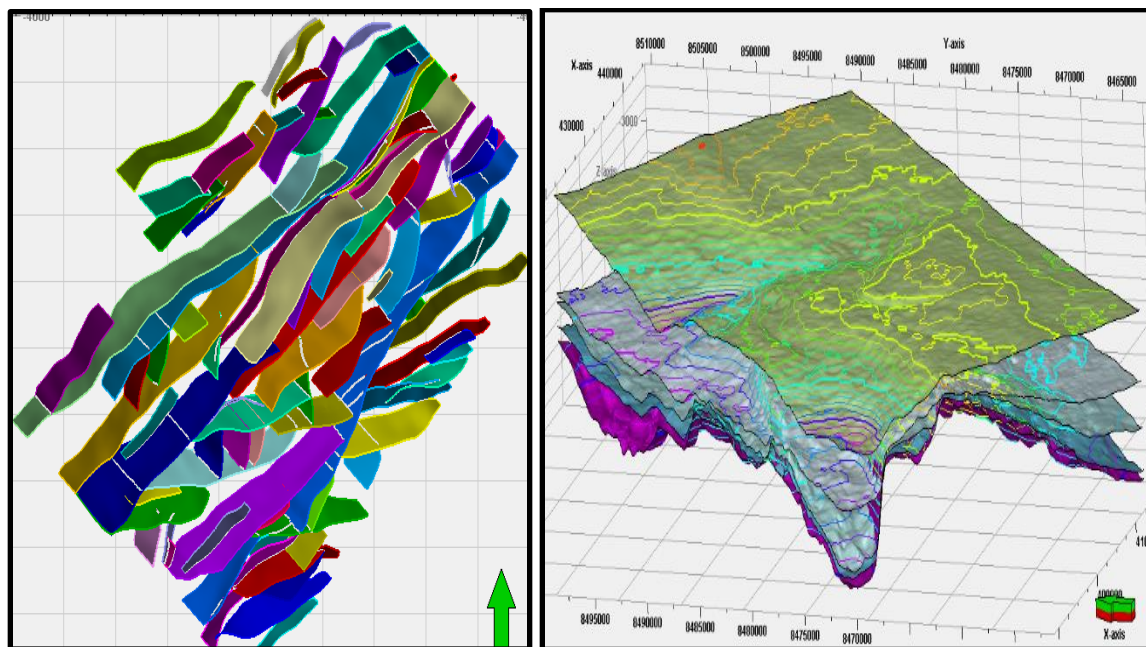


Figura 33:

Fallas y horizontes interpretados en 3D.

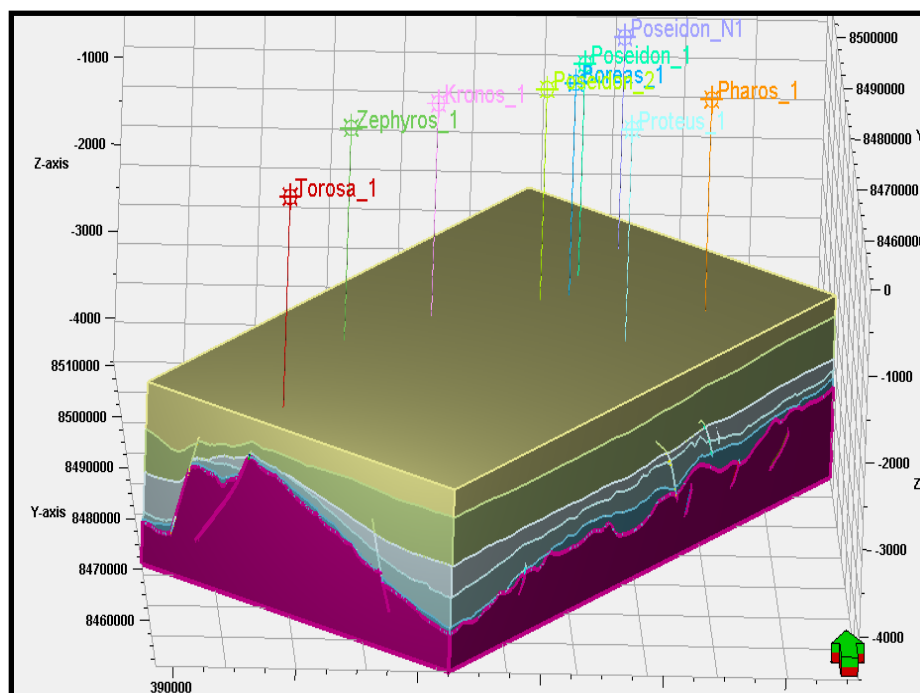


De la interpretación se rescatan las tendencias en las estructuras principales de rumbo NE, (figura 33, izquierda) con alta densidad de fallamiento mayoritariamente de tipo normal para las rocas del Jurásico, entrando en concordancia con lo expuesto por Struckmeyer en 1997, además de presentar estructuras tipo half-grabben con una dirección de buzamiento preferencial hacia el NW, la influencia de las fallas es mayor para el intervalo de yacimiento y casi nula en lo que respecta al sello.

Con los rasgos interpretados sísmicamente se construyó el modelo 3D estructural en tiempo (figura 34), este ya permite la adición e integración de otro tipo de información necesaria para posteriores fases del desarrollo metodológico.

Figura 34:

Modelo 3D Estructural en tiempo.

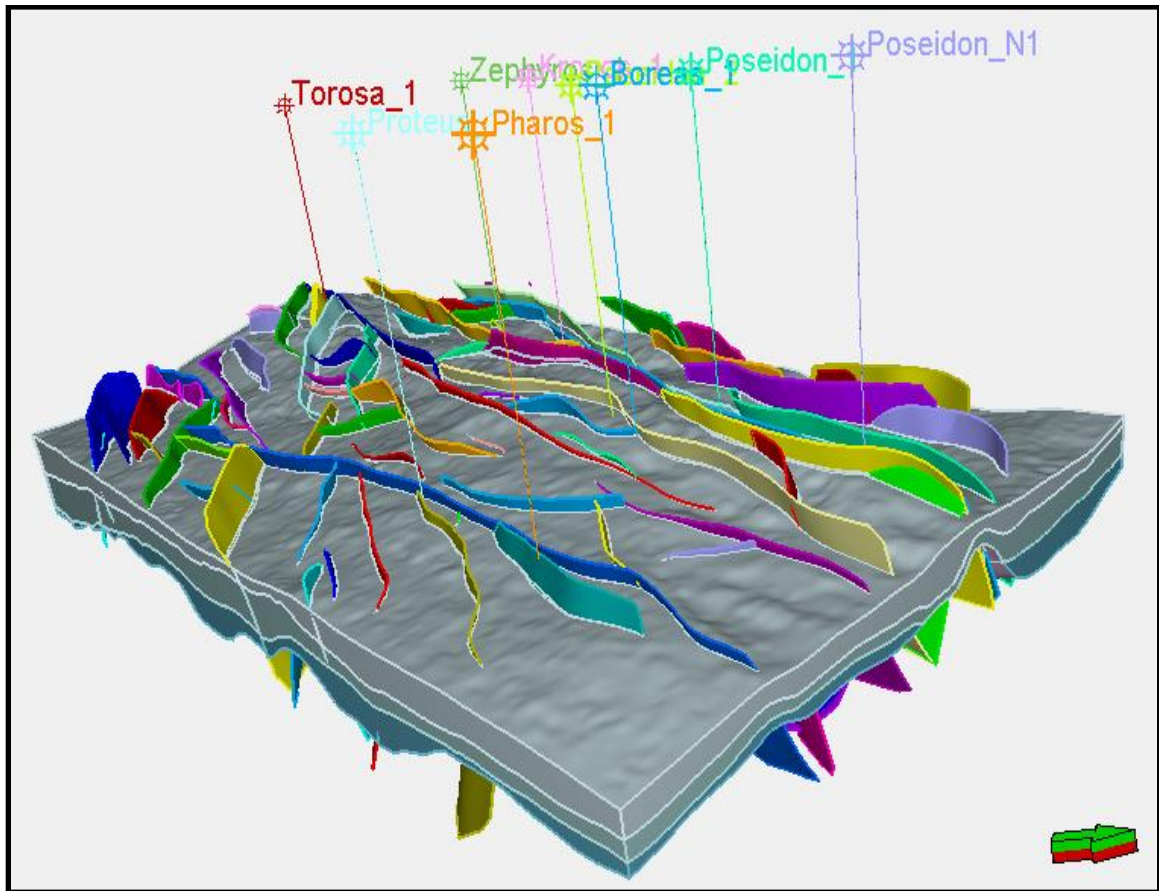


Este fue el modelo estructural convertido al dominio de la profundidad haciendo uso del modelo de velocidades, indicando un buen grado de ajuste que se puede denotar gracias que los topes para cada pozo coinciden con los convertidos, además de mantener coherentemente las

variaciones de espesor para cada formación (figura 35), hecho que también indica buena calidad del amarre sísmica-pozo.

Figura 35:

Modelo estructural final convertido a profundidad.



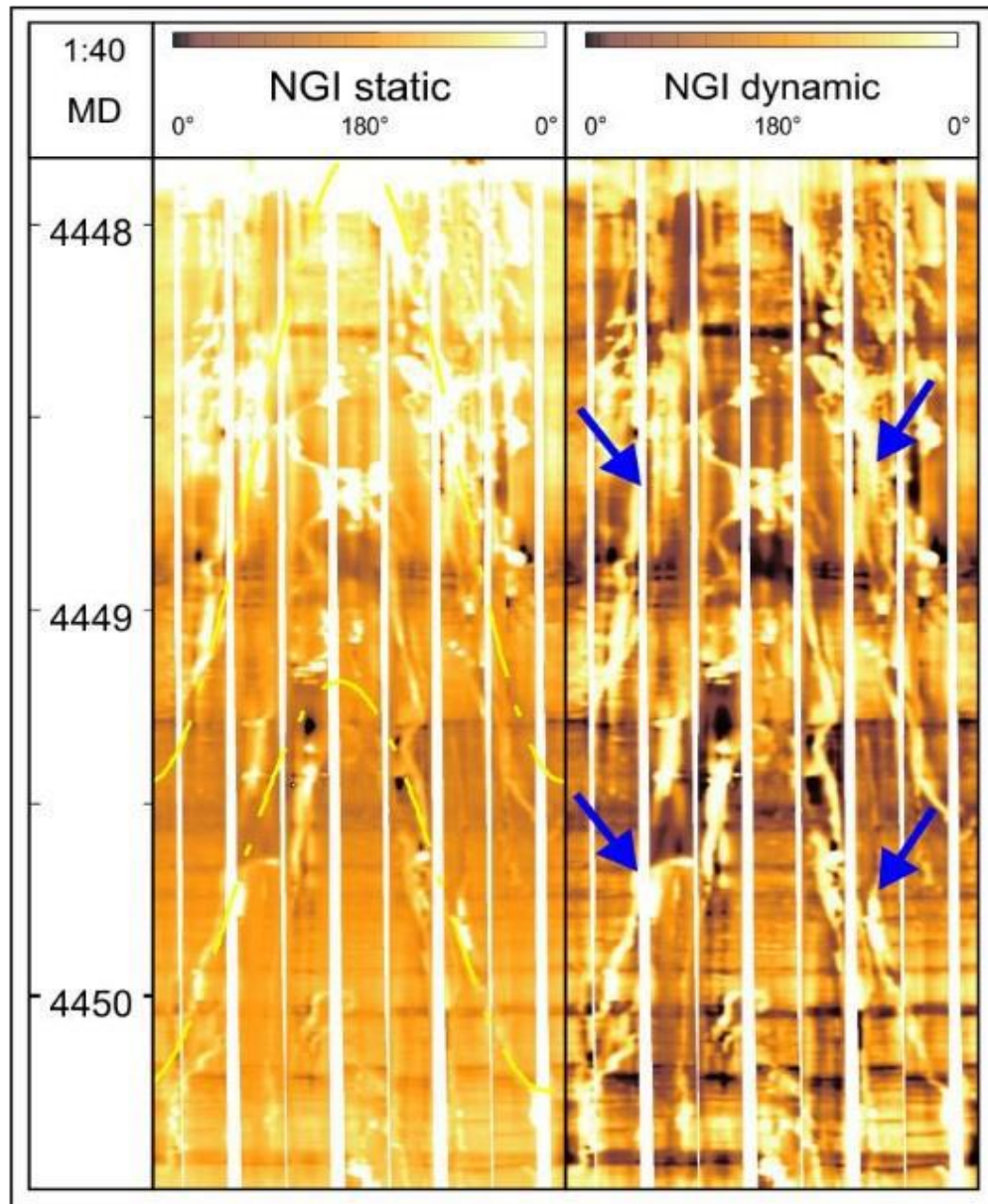
Nota: la figura muestra las 3 formaciones que conforman el yacimiento para el bloque Poseidón: Vulcan, Upper Plover y Lower Plover

5.4. Fracturas y discontinuidades.

Lo primero es la extracción de los tipos de fracturas presentes en los pozos, donde se determinaron dos grupos principales: por un lado se tienen las fracturas naturales conformadas por las fallas, las fracturas tanto abiertas (conductivas) como cerradas (resistivas), y por el otro las fracturas inducidas por perforación. El valor en esta distinción radica en que los distintos tipos de fracturas permiten la calibración de diferentes modelos. A continuación se ejemplifica cada tipo de fractura reportada en los trabajos realizados previamente por las compañías perforadoras.

Figura 36:

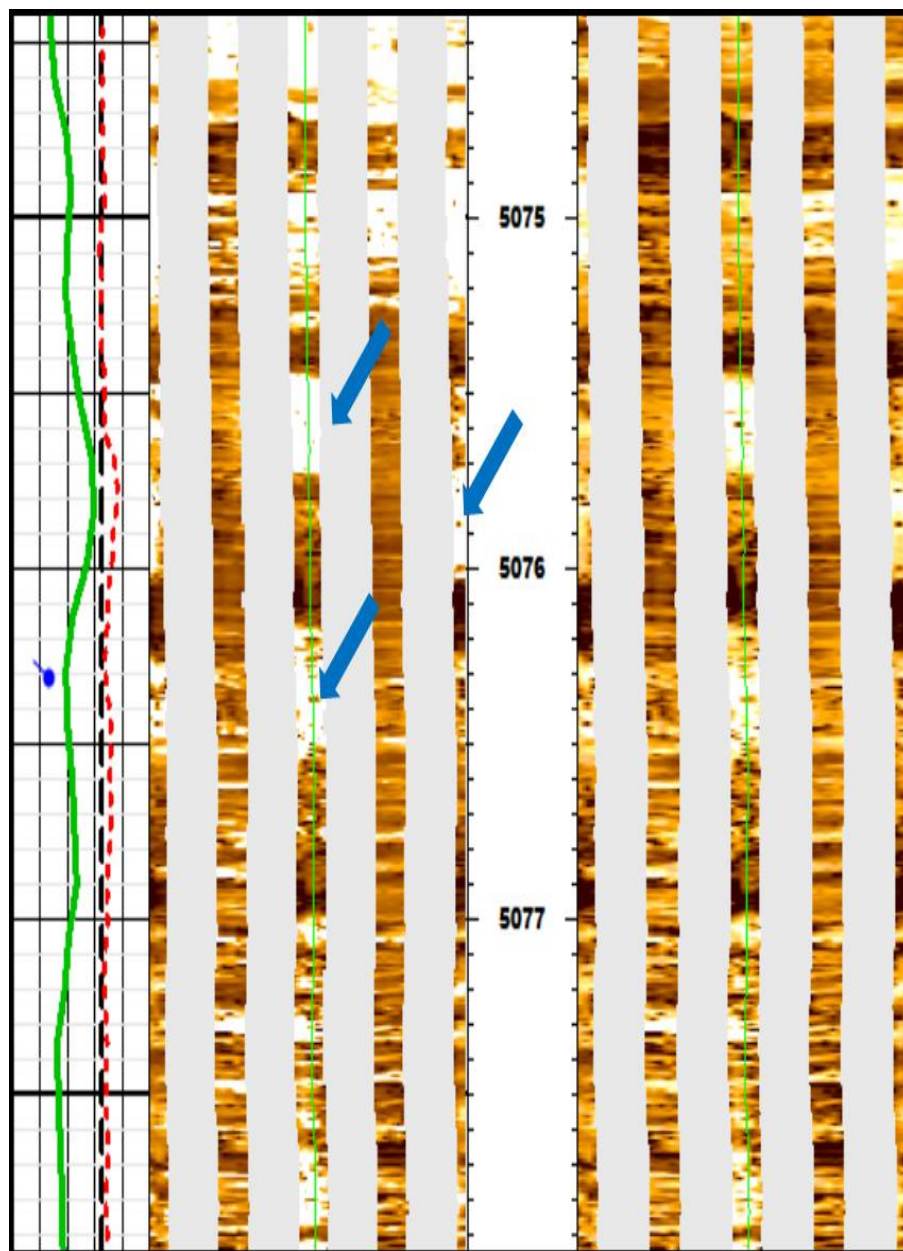
Fracturas resistivas en imagen NGI, pozo Pharos 1.



Nota: Las flechas azules indican las fallas resistivas, tomado de *Pharos 1, Well Completion Report, Volume 2: Interpretive Data, Conoco Phillips, 2016.*

Figura 37:

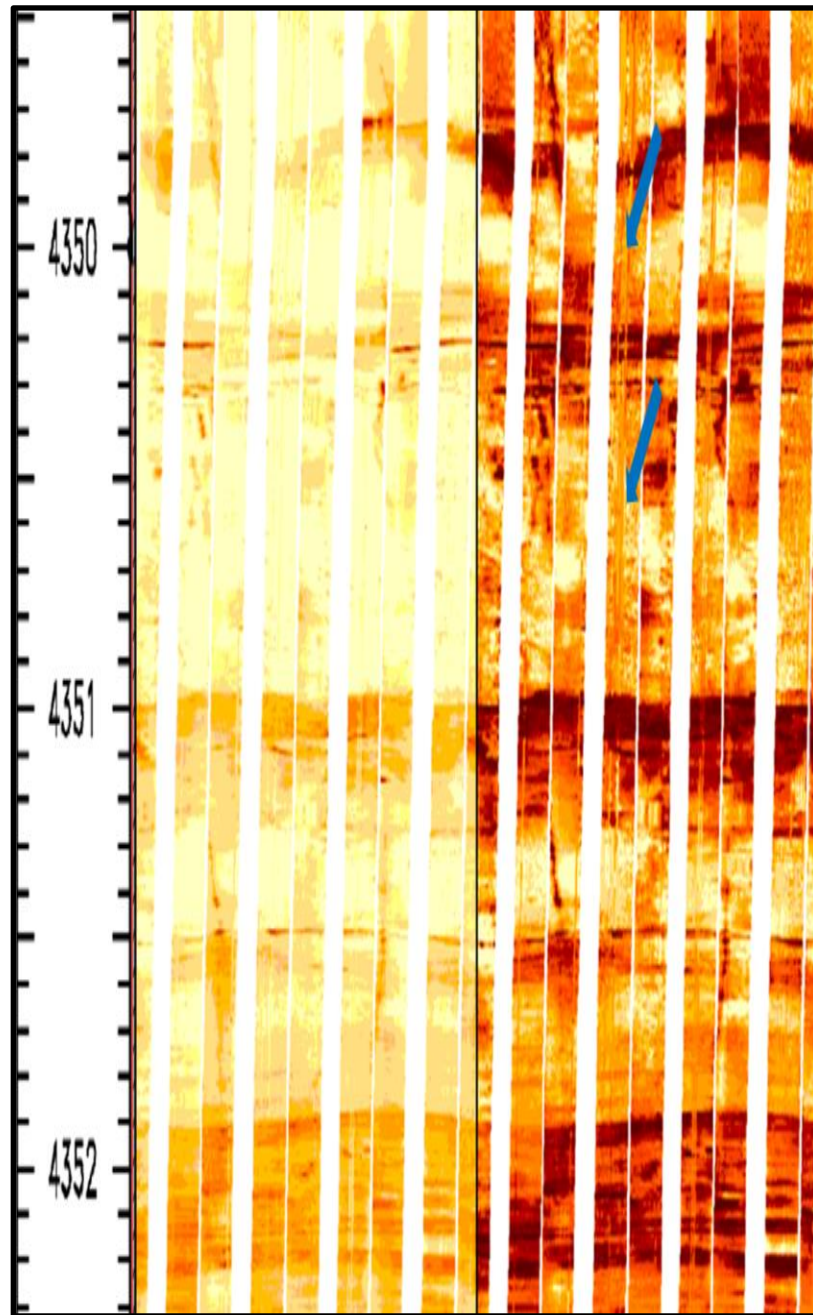
Posibles breakouts en imagen OBMI, pozo Zephyros 1.



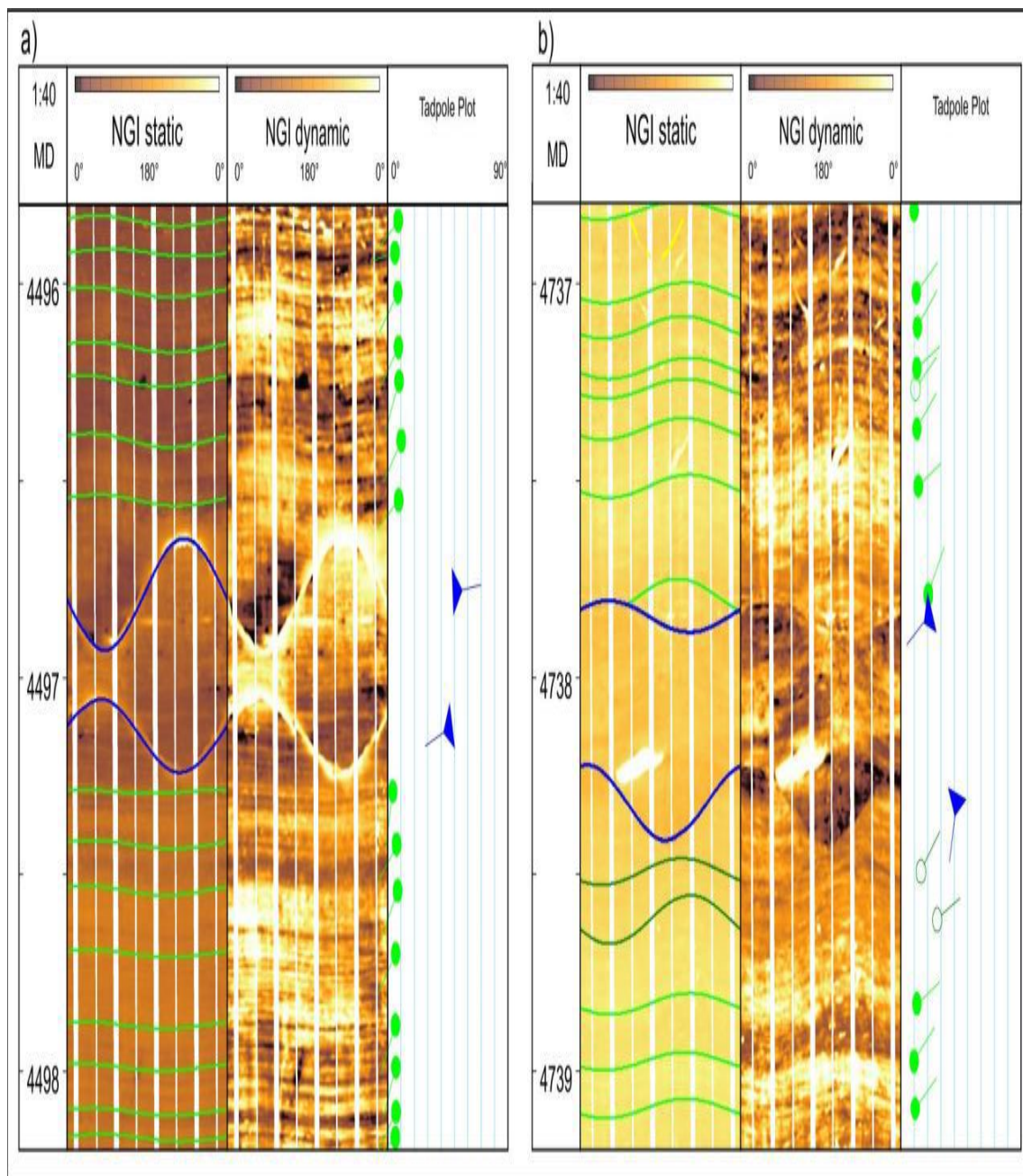
Nota Como se observa en la figura 37, un Breakout es denotado por los C1 y C2 (línea punteada negra y roja) a una profundidad de 5076m, causando pérdida en el contacto herramienta-roca, produciendo un cambio abrupto en la calidad de la imagen para esos intervalos; tomado y modificado del reporte OBMI combinado para Zephyros, Conoco Philips, 2013

Figura 38:

Fracturas inducidas en imagen FMI, pozo Torosa 1.

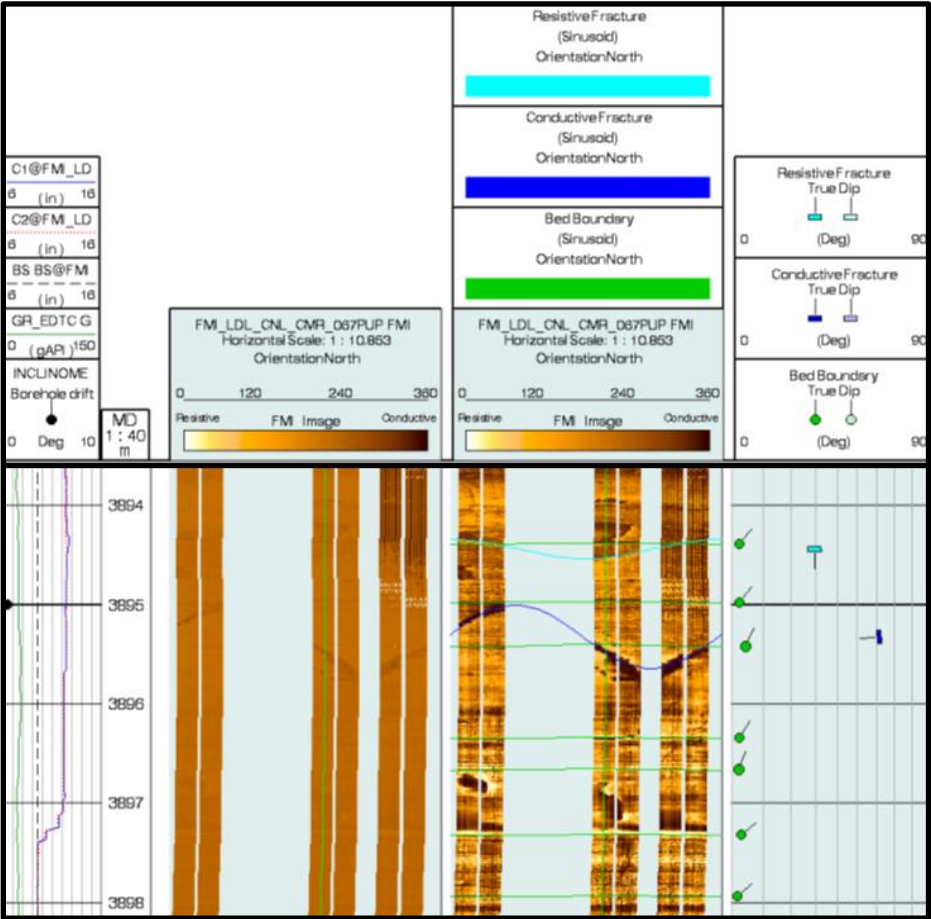


Nota: las flechas azules indican las fracturas inducidas, presentando un aspecto similar a lo explicado en la figura 19, se reporta una dirección del esfuerzo horizontal máximo en el sentido E-W. tomado y modificado de *Woodside Energy, Well Completion Report, Torosa 1, 2007*.

Figura 39:*Fallas en imágenes NGI, pozo Pharos 1.*

Nota: en azul (a) fallas no asociadas a deformaciones o laminaciones, (b) fallas definidas por la diferencia de contraste en las amplitudes de falso color, tomado de *Conoco Phillips, 2016, Pharos 1 Well Completion Report, Volume 2: Interpretive Data*.

Figura 40:
Fracturas naturales en imagen FMI, pozo Poseidón 1.



Nota: Eventos interpretados en un control de calidad donde se evidencian una fractura resistiva (tadpole celeste) y una conductiva (tadpole azul), Tomado y modificado de *Conoco Phillips, Level Zero Data Quality Report FMI Poseidon 1*.

A partir de los registros de imagen y sus respectivos reportes interpretativos realizados para cada pozo, se extrajeron un total de 313 datos de fracturas, distribuidas de la siguiente manera.

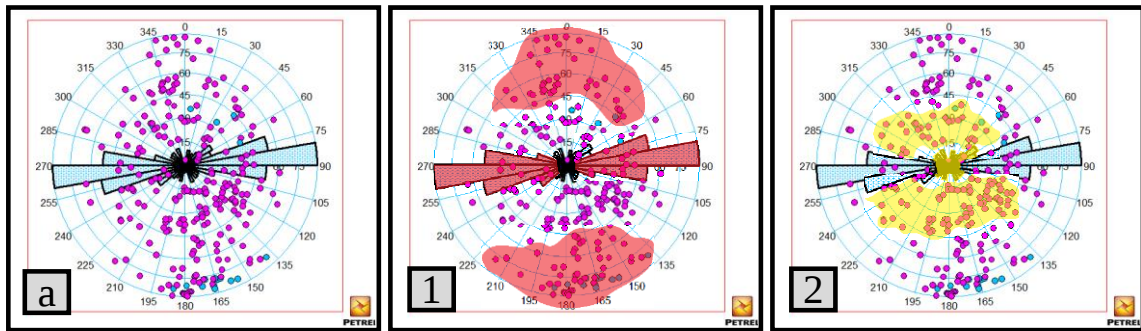
Tabla 3:
Distribución de las fracturas recopiladas.

Tipo	Fallas	F. Cerradas	F. Abiertas	F. Inducidas	Total
Cantidad	34	235	17	27	313

Lo siguiente fue cargar estos datos de fracturas al proyecto digital para su procesamiento, se visualizaron en estereogramas junto con su distribución en histogramas de rosetas

Figura 41:

Datos de fracturas naturales.



La figura 41 muestra (a) los polos para las fracturas naturales abiertas en azul y cerradas en magenta, presenta una tendencia marcada el rumbo con dirección E-W que se acentúa por la agrupación de datos como se muestra en (1), mientras que una segunda agrupación más dispersa re representa en la parte central de la roseta, como se observa en (2).

Figura 42:

Datos de Fallas.

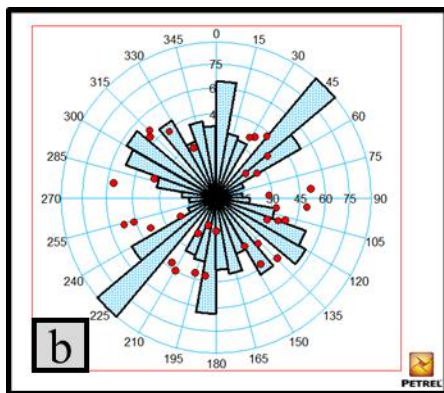
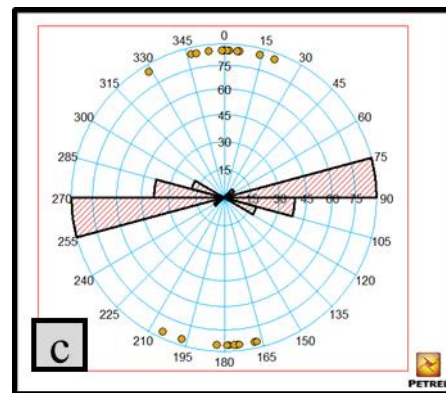


Figura 43:

Datos de Fracturas Inducidas.



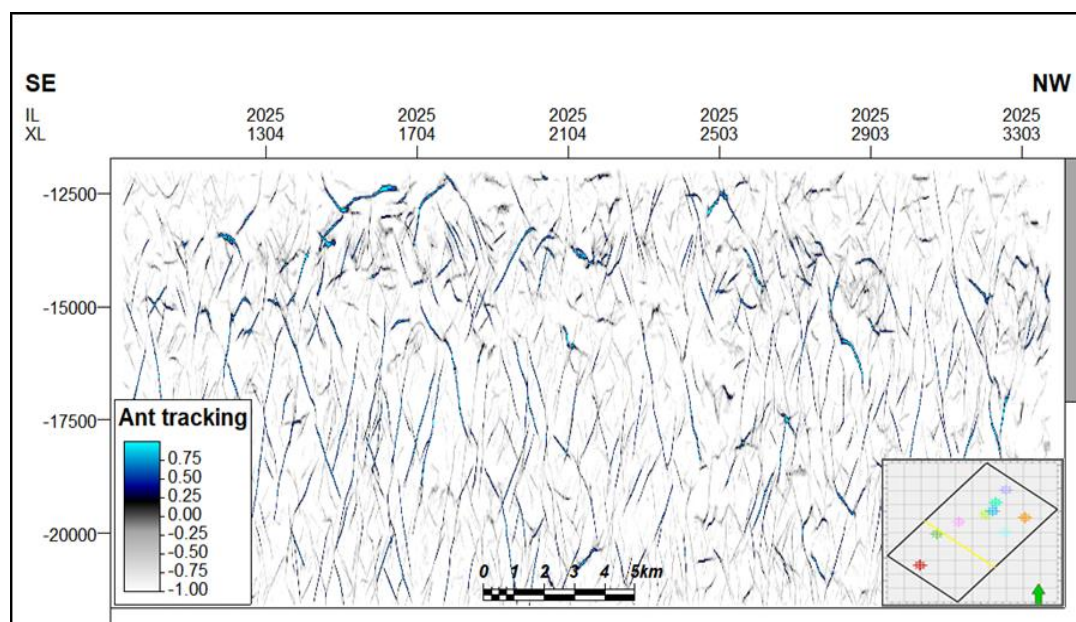
Nota: La figura 42 representa las fallas donde se nota una distribución uniforme con una leve tendencia hacia la dirección SW-NE, mientras que la figura 43 se tienen los datos de las *DIFTs* donde se denota una tendencia por ser verticales y alineadas en dirección E-W, coincidiendo con reportes.

Una vez clasificados los distintos tipos de fracturas, se procedió con la creación del modelo 3D de discontinuidades, para esto es necesaria la conversión a profundidad de un atributo de borde de alta resolución, *TFL* en este caso (figura 11), con el que se genera un volumen de discontinuidades bien definidas en la dimensión espacial, y, por lo tanto, con su rumbo y buzamiento bien definidos.

Lo siguiente fue la aplicación un filtro de *Ant Tracking* (figura 44), esto con el fin de disminuir cualquier posible ruido generado luego del proceso de conversión y también de disminuir la cantidad de discontinuidades menores a la vez que se resaltan más aquellos trazos con mayor grado de continuidad.

Figura 44:

Filtro de Ant Tracking aplicado al TFL, Inline 2025.

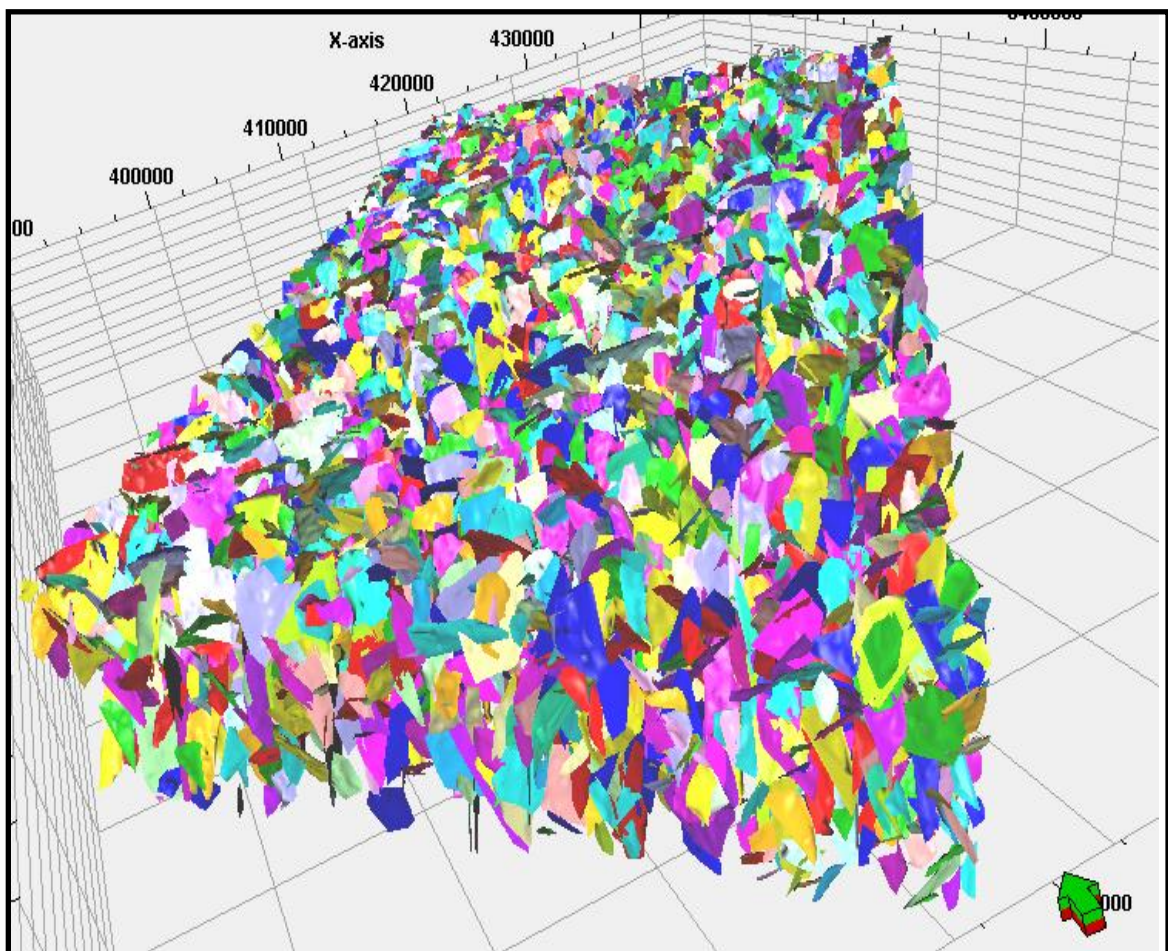


Nota: disminuye la cantidad de trazos con respecto al TFL original, pero se resaltan más aquellos trazos con buen grado de continuidad y longitud considerable.

En sección las discontinuidades son percibidas como trazos, pero tridimensionalmente son los planos de las discontinuidades (figura 45) que se proceden a extraer de manera automática, estos planos se definen como las fallas secundarias debido a su menor longitud y área superficial con respecto a las fallas principales.

Figura 45:

Planos de discontinuidades extraídos automáticamente.

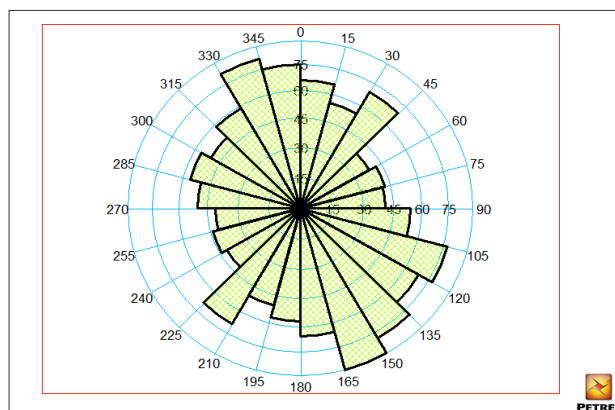


Ahora bien, al ser una extracción automática guiada por el atributo, los planos obtenidos presentan arbitrariamente direcciones en su rumbo y buzamiento (figura 46), por lo que es

necesario realizar primero un filtro que mantenga únicamente aquellos planos que presenten el mismo comportamiento que las fracturas recopiladas según las imágenes de pozo (figura 48).

Figura 46:

Datos de las discontinuidades extraídas automáticamente.



Nota: Se observa como el histograma de rosetas en la figura 46 presenta una distribución aleatoria en la dirección de las discontinuidades, la extracción arrojó 37.389 planos con una longitud mínima de 2km y con una desviación en el rumbo máxima de 6°.

Figura 47:

Discontinuidades filtradas con datos de fracturas naturales.

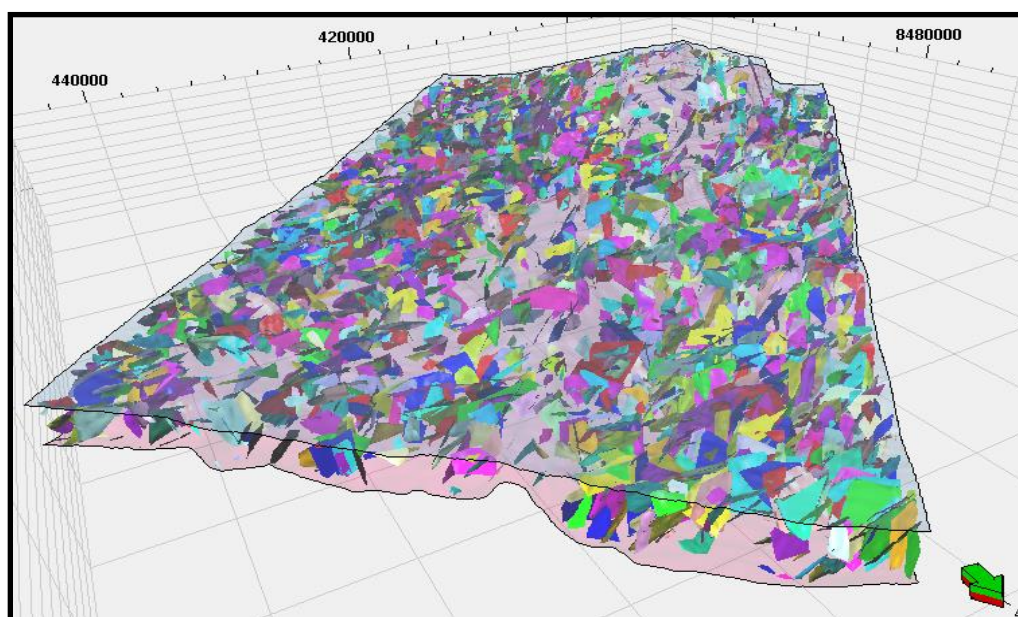
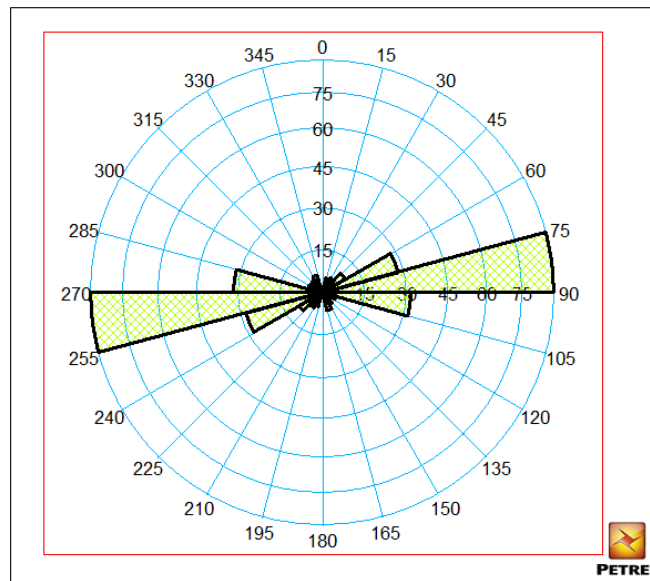


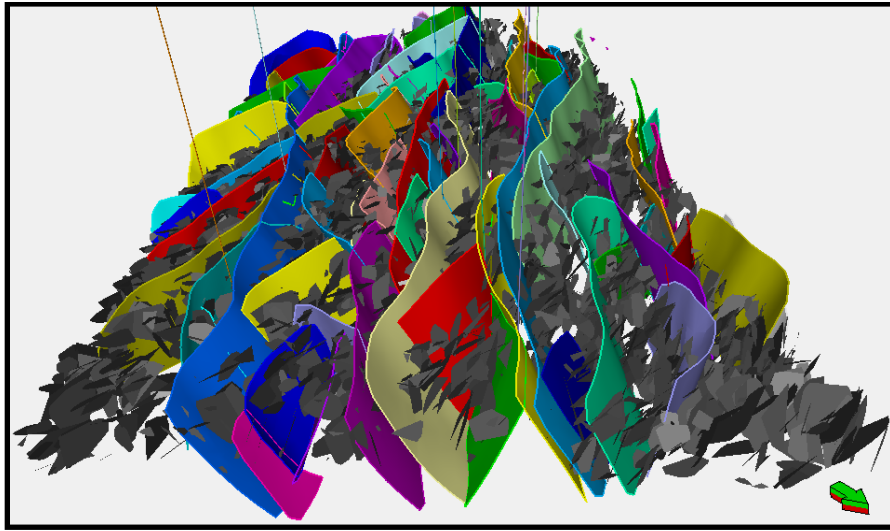
Figura 48:

Histograma de rosetas para las discontinuidades filtradas.



Nota: modelo de discontinuidades filtrado con fallas naturales y restringido para el intervalo del yacimiento (figura 47), ahora presenta una tendencia muy similar a las mostradas por las fracturas naturales recopiladas (figura 41), el número de discontinuidades disminuyó a 3671.

El resultado final de todo este proceso de clasificación, análisis y filtrado de las fracturas naturales es la construcción de una red de fallas integrada a partir de las principales interpretadas en la sísmica y de las secundarias filtradas con datos de imágenes de pozo, tal como se observa en la figura 49.

Figura 49:*Red de fallas final.*

5.5. Modelo tectónico y tensor de esfuerzos principales.

En primer lugar, se determinó analíticamente el régimen de esfuerzos a partir de la construcción de un modelo tectónico, este tipo de modelos usan como dato de entrada las fracturas naturales de un área para definir el posible régimen de esfuerzos que daría lugar al arreglo estructural en cuestión y también predecir las tendencias en la orientación de las fracturas y de los esfuerzos principales, esto es posible puesto que se aplica la ley de Anderson para cada plano que se usa como dato de entrada.

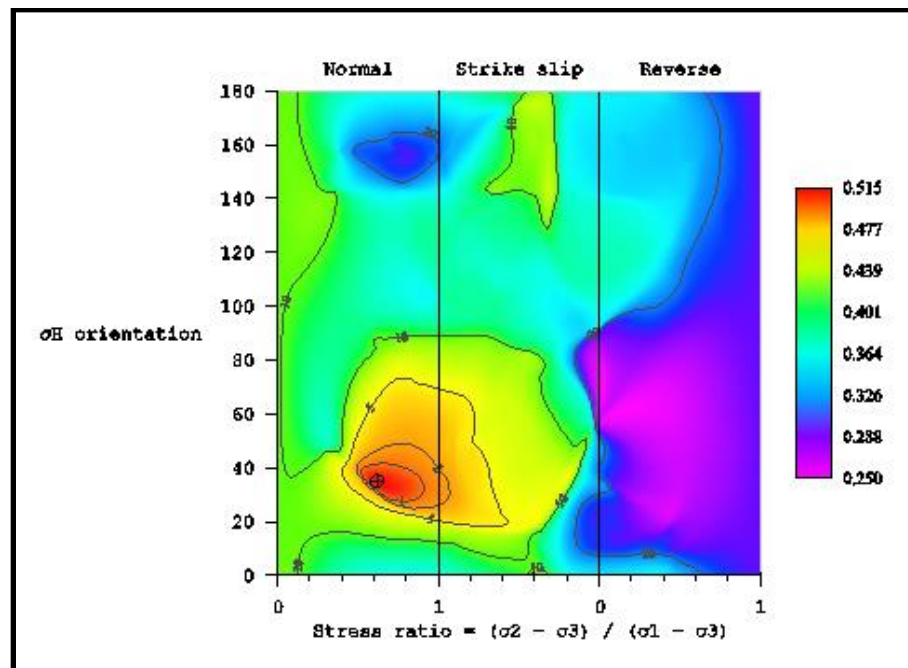
De modo que según su ángulo corresponderá a un tipo específico de falla que a su vez es generada por un tipo específico de ambiente tectónico, es por esto que el modelo es de carácter netamente analítico, solo teniendo en cuenta los aspectos geométricos de las fracturas que se decidan evaluar.

Este proceso se llevó a cabo en dos pasos, el primero sólo predijo usando las fracturas naturales recopiladas dentro el intervalo de interés y las fallas principales interpretadas en profundidad, dando un primer indicador del posible régimen de esfuerzos y una posible dirección

del esfuerzo horizontal máximo (figura 50); los resultados generales del modelo se describen en un gráfico de tipo de régimen vs dirección del esfuerzo horizontal máximo con una escala de colores en función del grado de ajuste.

Figura 50:

Modelo tectónico sólo con fracturas naturales y fallas principales.

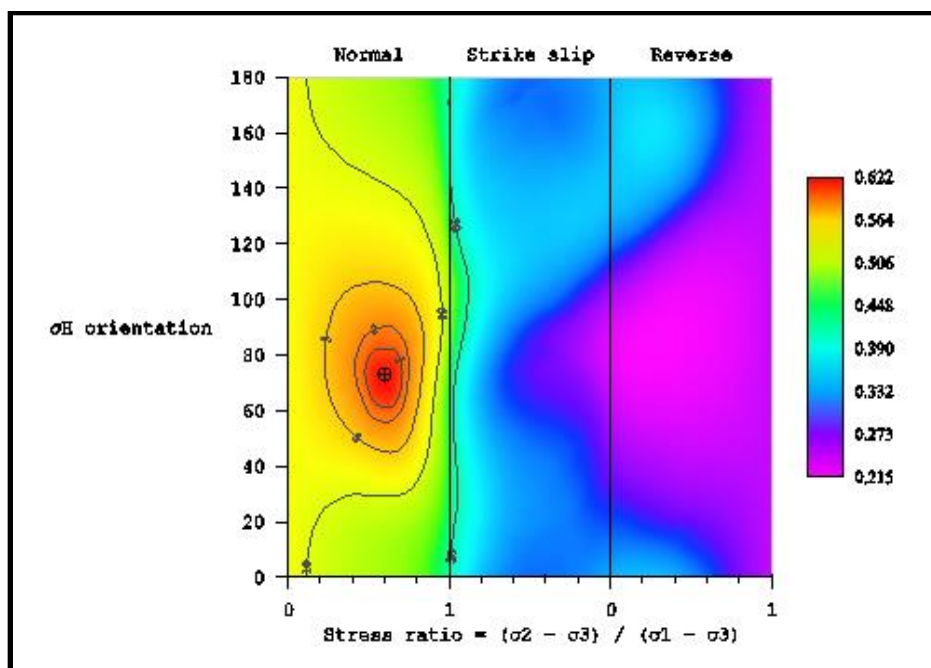


Nota: En el eje X del gráfico se tiene la relación relativa de los esfuerzos principales, se divide en 3 secciones contiguas donde cada una corresponde a un régimen de esfuerzos en particular (izquierda normal, centro de rumbo e inverso hacia la derecha), en el eje Y se tiene la dirección en la orientación del esfuerzo horizontal máximo en azimuth y la escala de colores representa el porcentaje de ajuste que tiene cada régimen según los datos de entrada usados. Se puede apreciar en este primer modelo como el mayor ajuste tiene una tendencia poco marcada entre el régimen normal y el de rumbo, a su vez que una dirección del esfuerzo horizontal máximo de 36° aproximadamente, sin embargo, teniendo en cuenta la cantidad de puntos y fallas principales usadas (376 en total) comparadas con el tamaño del modelo, se considera a la información usada

en el primer paso como de baja densidad. Por lo que el segundo paso consiste en añadir al modelo las fracturas secundarias (más de 3600) que fueron filtradas con el fin de poblar el volumen lo suficiente con datos coherentes para producir una predicción más robusta, resultando en el modelo presentado en la figura 51.

Figura 51:

Modelo tectónico con fracturas naturales, fallas principales y secundarias.



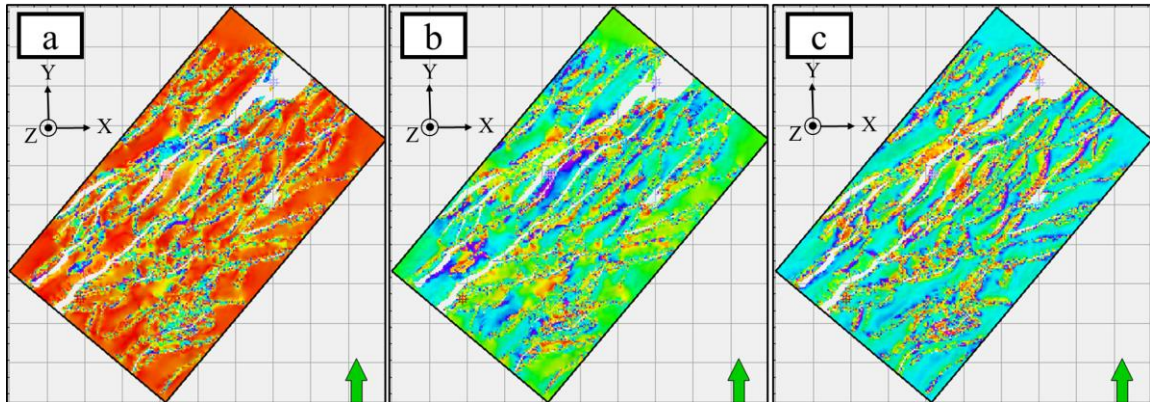
Se observa que la inclusión de las fracturas secundarias aumentó en gran medida la calidad de la estimación, puesto que la tendencia por el régimen normal ahora está claramente definida con una dirección del SHmax entre los 70° y 100°, adicionalmente este régimen también mantiene una coherencia con la historia evolutiva de la cuenca, por lo que se puede asumir con seguridad que el esfuerzo máximo corresponde al esfuerzo vertical.

Ahora teniendo un modelo tectónico que refleje las características de la cuenca, se aplica esta predicción para cada punto dentro del yacimiento, generando lo que se conoce como los *fault drivers* (aspectos conductores o guía de las fallas, Schlumberger, 2018) que no son más que las

componentes de las magnitudes relativas en direcciones XYZ definidas dentro de un marco referencial propio del modelo (figura 52).

Figura 52:

Componentes del esfuerzo horizontal máximo para la formación Plover.



Nota: esta figura ejemplifica como se obtuvo la dirección del SHmax para todo punto dentro de la formación Plover, teniendo (a) la magnitud relativa del SHmax en dirección X, (b) la magnitud relativa del SHmax en dirección Y, y (c) la magnitud relativa del SHmax en dirección Z. Por lo que, teniendo las componentes de las magnitudes relativas para cada esfuerzo principal, se graficaron vectorialmente facilitando así su comprensión (figuras 53 y 54).

Figura 53:

Vista oblicua de la dirección del SHmax, formación Plover.

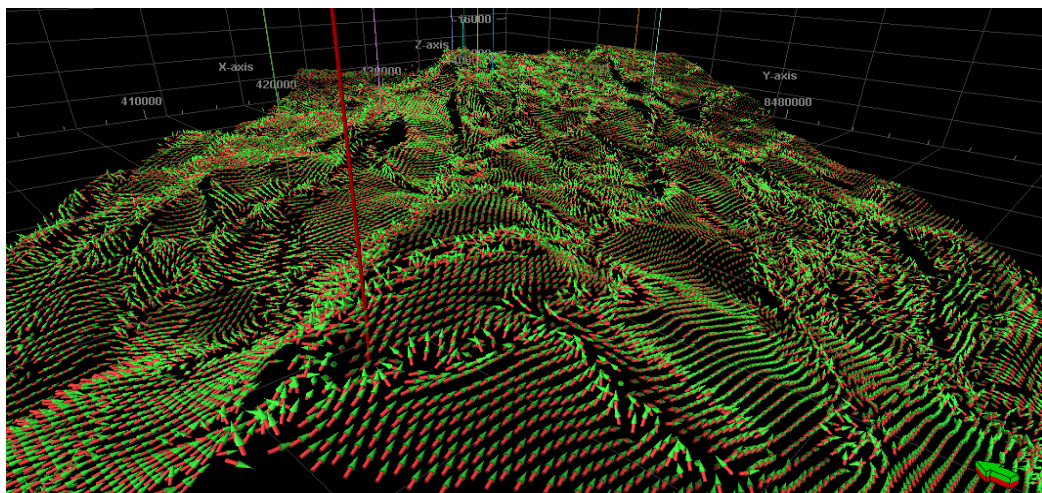
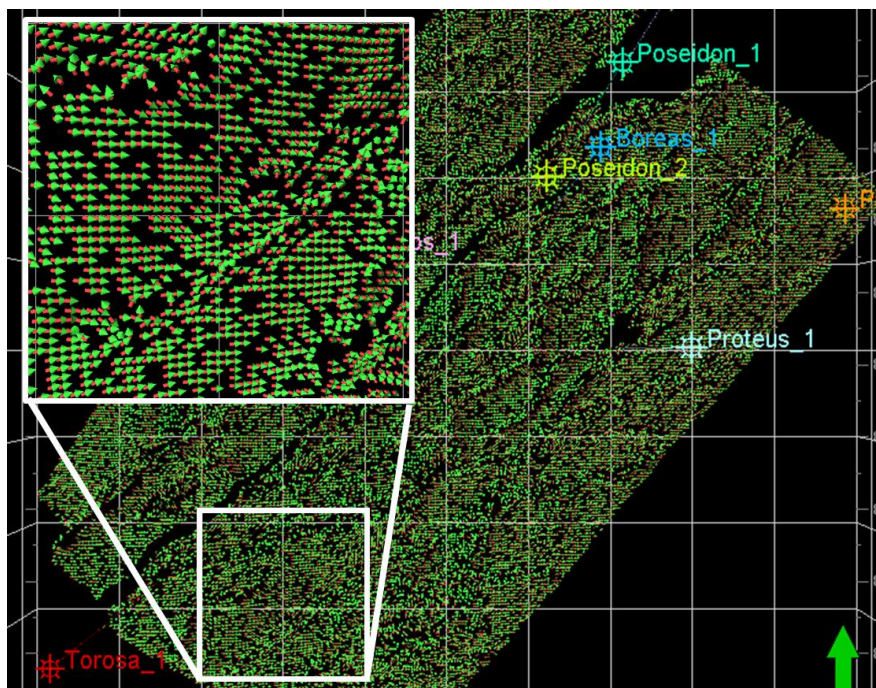


Figura 54:

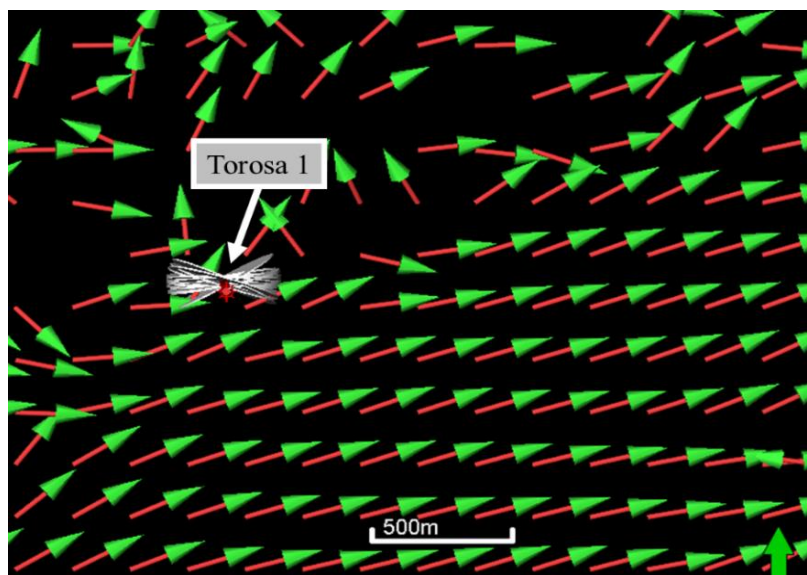
Vista en planta de la dirección del SHmax, formación Plover.



Ahora bien, como un control adicional se comparó esta dirección del esfuerzo principal arrojada por el modelo vs el rumbo de las fracturas inducidas, que no fueron utilizadas para definir el propio modelo, a modo de calibración.

Figura 55:

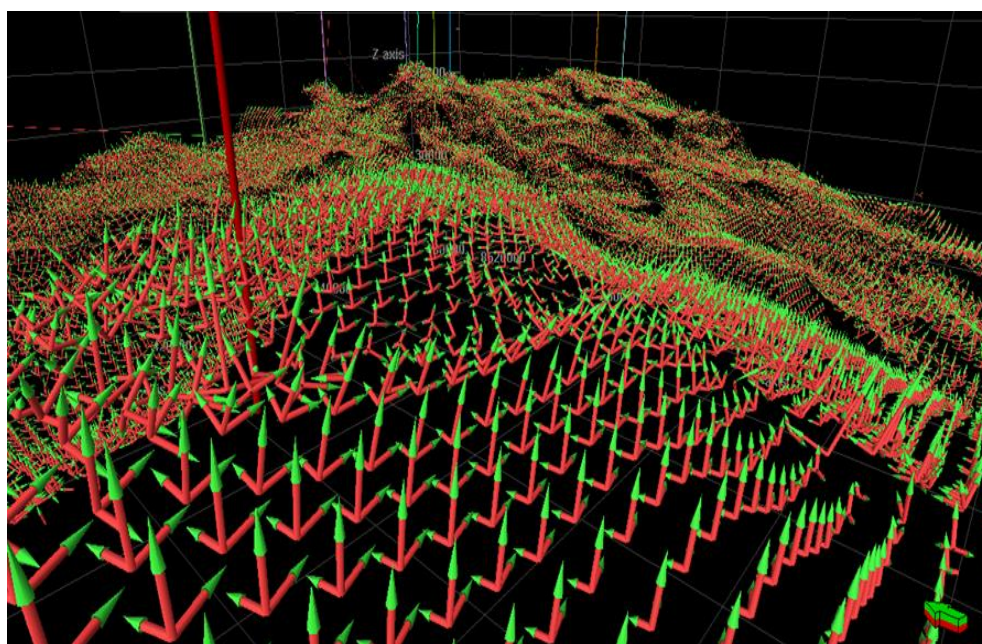
Calibración usando fracturas inducidas, pozo Torosa 1.



Nota: la imagen corresponde a un acercamiento hacia el pozo Torosa 1, se muestra que en la calibración se usaron las fracturas inducidas ubicadas en profundidad dentro de este mismo, se puede ver como su orientación comparte una dirección similar con la presentada por el modelo, indicando un buen grado de ajuste en la predicción del tensor de esfuerzos principales. Por lo que finalmente teniendo que el modelo tectónico arroja predicciones confiables, se determinaron los *drivers* para el esfuerzo horizontal mínimo y el vertical, una vez teniendo los 3, se graficó el tensor de esfuerzos principales para cada punto del yacimiento (figura 56).

Figura 56:

Vista oblicua del tensor de esfuerzos principales para la formación Plover.



6. Discusión.

En primera instancia, la interpretación sísmica de horizontes y fallas añadiendo su posterior modelo estructural 3D en profundidad presentan una coherencia en cuanto al tipo de estructuras que se identifican (fallamientos normales y half-grabens) descritas por Le Poidevin et al, 2015.

Respecto a la construcción del modelo de velocidades, se necesitaba de uno que fuera óptimo a la hora de convertir a profundidad los datos existentes en tiempo, por lo que se eligió aplicar el método de las velocidades intervalo no sólo porque se contaba con la información de velocidades de migración a la mano, también se tuvo en cuenta lo expuesto por Fournier, 2019, quien describe que las alternativas de usar el modelo *layer cake*, o una función de velocidad para todo el intervalo sísmico si bien también habrían resuelto de manera relativamente satisfactoria con un modelo más simplificado pero acorde, no encajaban del todo en los niveles de roca jurásico ya que al estar tan afectados por fallas, los topes no ajustaban bien al convertirse a profundidad.

Todos los datos de entrada usados en cada modelo se calibraron con la intención de mantener el mayor grado de fidelidad hacia la roca en la medida de lo posible, como se expuso a lo largo de este trabajo, sin embargo, hay ciertos aspectos que no se pudieron controlar al grado que se hubiera requerido debido a que se encontraban fuera del alcance de manipulación.

Por ejemplo, al tratarse de un volumen sísmico de 64 bits, la generación de las trazas sintéticas a la hora de realizar el amarre si bien presentan un buen índice de correlación para todos los pozos, resultan con una resolución que produce errores menores de emparejamiento en algunos sectores puntuales dentro de la ventana de evaluación.

En cuanto a las fracturas extraídas a partir de las interpretaciones presentes en los reportes, cada pozo agrupa sus datos de fracturas con diferentes nomenclaturas, siendo que este trabajo las unifica y estandariza como se expuso en capítulos anteriores, sin embargo, a la hora de corroborar estos datos en las imágenes de pozo, la calidad de dichas imágenes no refleja contundentemente estas interpretaciones para los casos de FMI y OBMI, tanto por su resolución como por su cobertura de la pared del hueco, esto es particularmente problemático a la hora de identificar

breakouts, ya que estos en las interpretaciones expresan un grado de incertidumbre que no se puede despreciar fácilmente.

Por lo cual se realizó un control adicional a esta información ya que se recurrió a un resultado expuesto por Córdoba N. (2021), quien obtuvo un modelo geomecánico para el mismo intervalo de interés con el que pudo calcular tanto la magnitud de los esfuerzos principales como un modelo de estabilidad de pared, que define unos breakouts sintéticos y la ovalización del pozo.

Figura 57:

Modelo de estabilidad de pozo y breakouts sintéticos.

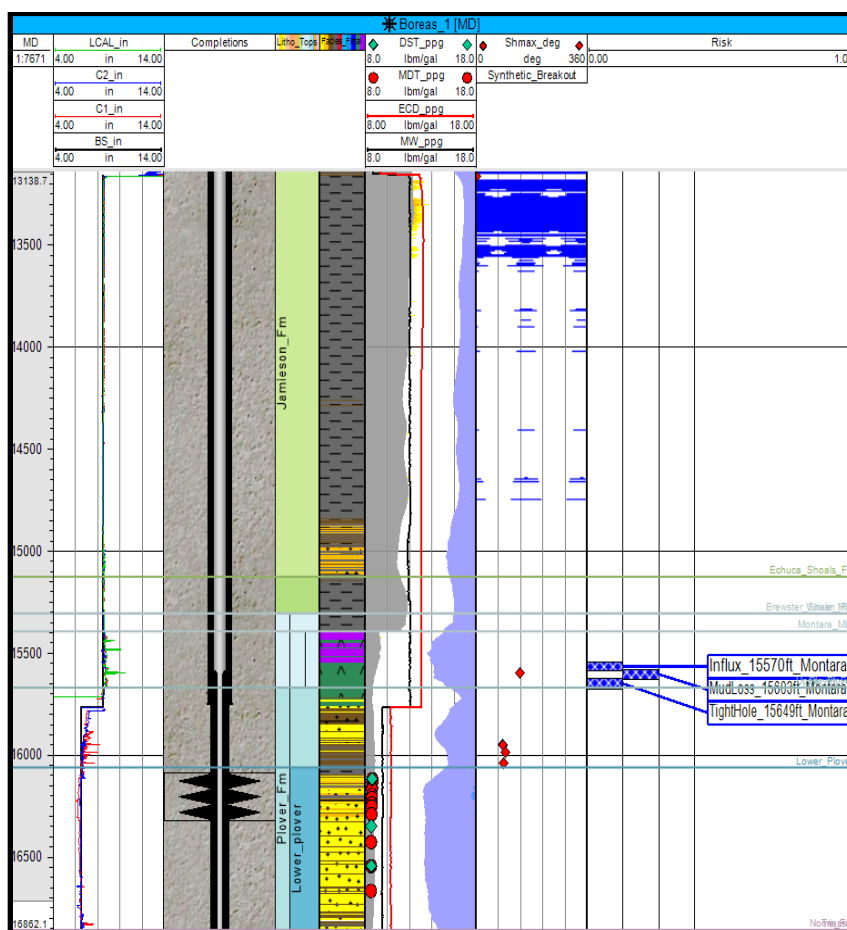
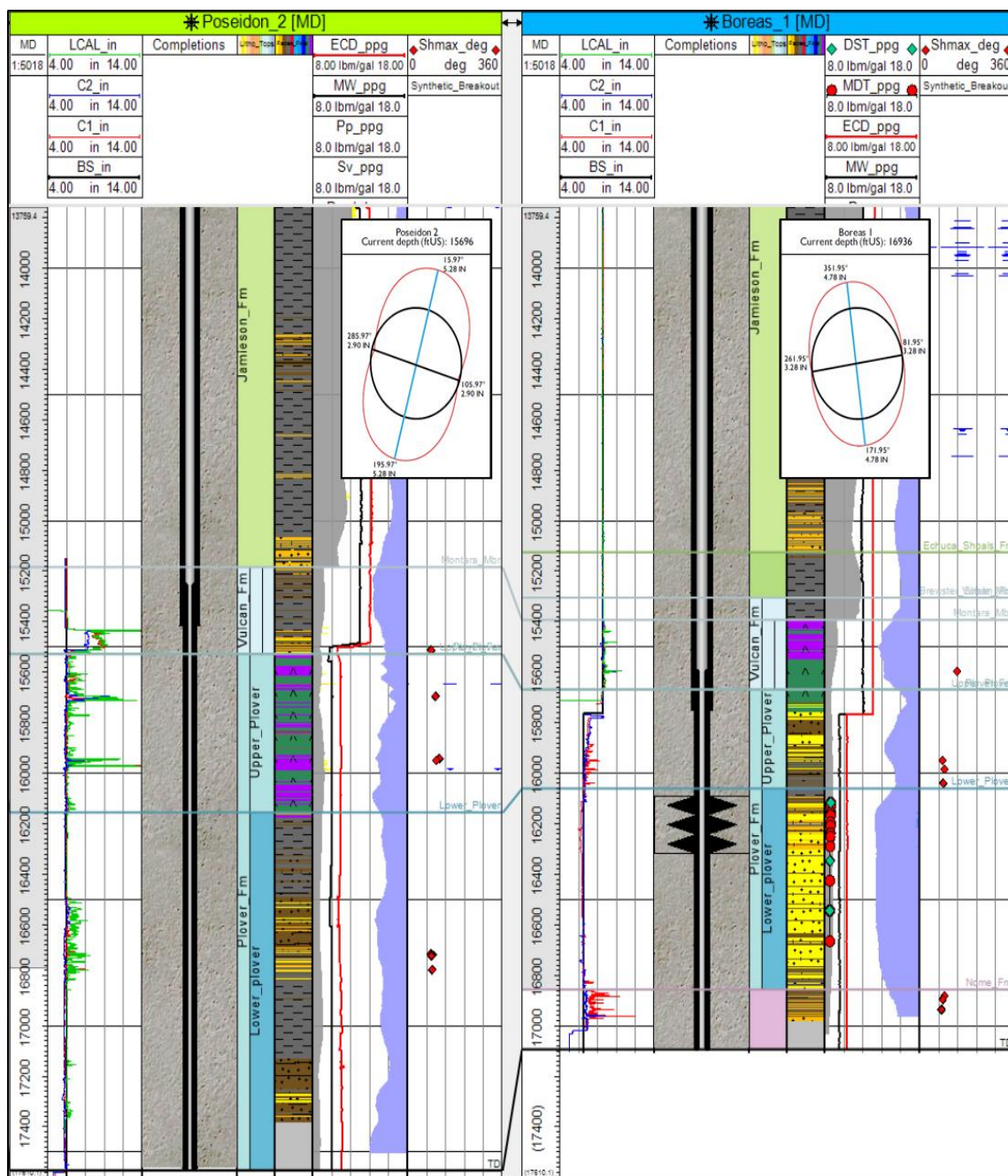


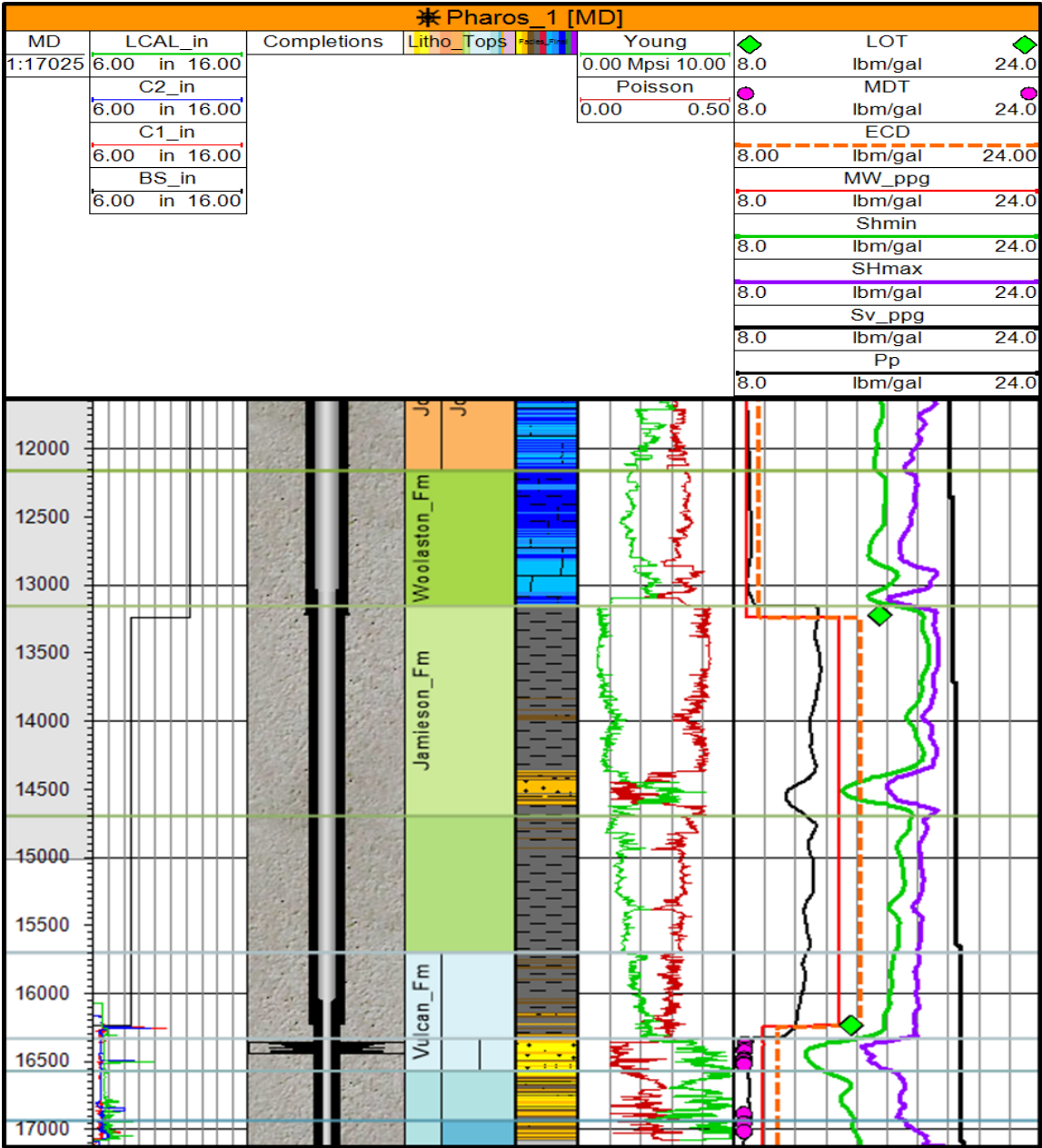
Figura 58:

Modelo de estabilidad de pozo y ovalización



Nota: De esta figura se resalta como las ovalizaciones presentan las deformaciones en dirección del esfuerzo horizontal mínimo en rangos aproximados entre 16° y 351°. Tomado y modificado de Córdoba N, 2021.

Figura 59:
Magnitudes de los esfuerzos principales modeladas.



Nota: En este modelo se calibró con pruebas de mecánica de rocas LOT y MDT, se puede ver como el esfuerzo vertical (extremo derecho, curva negra) es mayor en todo momento al esfuerzo horizontal máximo (curva violeta) y al esfuerzo horizontal mínimo (curva verde), manteniendo la coherencia con el régimen estimado en el modelo tectónico. Tomado y modificado de Córdoba N, 2021.

Finalmente reitera el carácter netamente analítico (geométrico) de este modelo final del tensor de esfuerzos principales, puesto que la totalidad de los parámetros calculados fueron a partir de rasgos tales como el rumbo, el buzamiento, la longitud de las discontinuidades, la interpretación sísmica de fallas y horizontes, etcétera, adicionalmente la red de fracturas no está dotada de propiedades más avanzadas tales como la porosidad, permeabilidad o grado de apertura, para este tipo de procesos se requieren de otros modelos numéricos que no competen al alcance de esta investigación.

7. Conclusiones.

El modelo 3D final del tensor de esfuerzos principales fue caracterizado para el intervalo del yacimiento, a partir de la integración de múltiples rasgos estructurales, presentando una tendencia NE en la dirección del SHmax, variando en un rango de entre 70° y 100° según el modelo tectónico con un ajuste superior al 64%, mientras que las fracturas inducidas registran un rango de entre 80° y 120°, indicando que el modelo presenta una buena coherencia que se traduce en una buena capacidad para predecir la orientación de los esfuerzos principales.

El alto grado de correlación presentes en las curvas tiempo-profundidad (TDR's) generadas a partir del amarre sísmica-pozo para el intervalo de interés se ve reflejado en el buen ajuste que

presentan el modelo de velocidades corregido por topes, este siguiendo de manera paulatina los cambios en la geometría de las formaciones.

La principal característica a resaltar de la interpretación que dio lugar al modelo 3D estructural es la alta densidad de fallamiento de tipo normal en las rocas del Jurásico (Formación Plover y Vulcan), que generan las estructuras de tipo half-graben que compartimentalizan la cuenca a nivel regional, correspondiendo con el tipo de estructuras que se formarían según su evolución tectónica.

El modelo tectónico se vio altamente beneficiado al momento de añadir las fallas secundarias, puesto que su estimación del régimen de esfuerzos tomó una tendencia claramente definida por uno en particular cuando fueron añadidas como dato de entrada, tendencia que no era tan clara usando solo los datos presentes en pozos, es por eso que se realza la importancia de generar una buena red de fracturas que se calibre con los datos de fracturas naturales ya conocidos.

Adicionalmente este tipo de modelos analíticos son fundamentales como dato de entrada para generar una red de fracturas naturales que se pueda dotar con propiedades avanzadas asociadas a las fracturas, esto con el fin de apuntar a la simulación del flujo de posibles fluidos a través del tiempo.

Es necesario desarrollar continuamente técnicas y metodologías que permitan el aprovechamiento de los recursos petrolíferos al máximo, ya que la mayoría estos no se explotan de manera óptima, es aquí donde juega un papel protagonista este tipo de modelos que requieren datos ya existentes en un campo en el que se sabe que hay potencial de desarrollo, permitiendo ampliar el abanico de opciones ya sea para el análisis de migración de fluidos, simulación de fracturas o elegir la ubicación de un nuevo pozo exploratorio con menos riesgo.

8. Recomendaciones.

Debido a la magnitud en las dimensiones del cubo sísmico (casi 3000 km²) y a la cantidad de fracturas presentes se recomienda para futuros proyectos dedicados en este bloque el realizar la interpretación de horizontes y fallas con una mayor resolución, ya que para el caso de este trabajo fue realizada cada 50 inlines y xlines, yendo a 5 en las zonas estructuralmente más complejas, pudiendo controlar adecuadamente la estructura, no es equivocado pensar en que puede ser mejor con un control que aumente su grado de detalle.

Se recomienda la adquisición de registros de imagen con mejor calidad en cuanto a la resolución de muestreo y al grado de cobertura que pueden alcanzar, tal sería el caso de un registro acústico que maneje frecuencias ultrasónicas o más conocido como UBI (*Ultrasonic Borehole Imager*), con el fin de facilitar la interpretación y control de calidad de estructuras tales como los Breakouts.

Para finalizar se propone la perforación de un nuevo pozo estratigráfico hacia la zona SW del bloque Poseidón, esto con el fin de aumentar el grado de control tanto en la estratigrafía como en la recopilación de nuevos datos de fracturas que enriquezcan el modelo hacia futuras iteraciones.

Referencias Bibliográficas

- Aadnøy, B. S., & Looyeh, R. (2019). Stress/strain definitions and components. En *Petroleum Rock Mechanics* (pp. 3–12). Elsevier.
- Allen, P. A., & Allen, J. R. (2005). *Basin analysis: principles and applications*
- Al-Mutawa, M., Al-Matar, B. S., Abdulrahman, Y. M. A. M., Liu, H., Kelkouli, R., & Razouqi, M. M. (2008). Application of a Highly Efficient Multistage Stimulation Technique for Horizontal Wells. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*. doi:10.2118/112171-ms
- Anderson, E. M. (1905). The dynamics of faulting. *Transactions of the Edinburgh Geological Society*, 8(3), 387–402. <https://doi.org/10.1144/transed.8.3.387>
- Bell, J. S., & Gough, D. I. (1979). Northeast-southwest compressive stress in Alberta evidence from oil wells. *Earth and planetary science letters*, 45(2), 475-482. [https://doi.org/10.1016/0012-821X\(79\)90146-8](https://doi.org/10.1016/0012-821X(79)90146-8)
- Blevin, J. E., Struckmeyer, H. I. M., Boreham, C. J., Cathro, D. L., Sayers, J., & Totterdell, J. M. (1997). Browse Basin high resolution study. Interpretation report, North West Shelf, Australia. AGSO Record, 38. ISSN: 1039-0073
- Brincat, M. P., Lisk, M., Kennard, J. M., Bailey, W. R., & Eadington, P. J. (2003, June). Evaluating the oil potential of the Caswell Sub-basin: insights from fluid inclusion studies. In *Proceedings Timor Sea Petroleum Geoscience, Proceedings of the Timor Sea Symposium, Darwin, Northern Territory* (pp. 19-20).

- Brooke-Barnett, S., Flottmann, T., Paul, P. K., Buseti, S., Hennings, P., Reid, R., & Rosenbaum, G. (2015). Influence of basement structures on in situ stresses over the Surat Basin, southeast Queensland. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 120(7), 4946-4965. <https://doi.org/10.1002/2015JB011964>
- Cameron, M., Fomel, S., & Sethian, J. (2008). Time-to-depth conversion and seismic velocity estimation using time-migration velocity. *Geophysics*, 73(5), VE205-VE210. <https://doi.org/10.1190/1.2967501>
- CHEUNG, P., HAYMAN, A. & LARONGA, R. 2001. A Clear Picture in Oil-Base Muds. *Oilfield Review*, 13, 2-26.
- ConocoPhillips. (2013). Zephyros_1_S1R2_OBMI_Image_Combined.
- ConocoPhillips Australia Pty. Ltd. (2013). WA-315-P, Browse Basin North West Shelf Western Australia Structural and sedimentological analysis of OBMI images.
- ConocoPhillips (Browse Basin) Pty Ltd. (2015). PROTEUS-1, ST1 & ST2 WELL COMPLETION REPORT VOLUME 2: INTERPRETIVE DATA.
- Córdoba, N. (2021). Caracterización Sísmica 3D de Yacimientos acoplando Análisis Petrofísicos y Geomecánicos. Aplicación: Bloque Poseidón, Noroeste de Australia. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Cox, D. R., Newton, A. M., & Huuse, M. (2020). An introduction to seismic reflection data: acquisition, processing and interpretation. In *Regional Geology and Tectonics* (pp. 571-603). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-64134-2.00020-1>

- Cubizolle, F., Valding, T., Lacaze, S., & Pauget, F. (2015). Global method for seismic-well tie based on real time synthetic model. In SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015 (pp. 1776-1781). Society of Exploration Geophysicists. <http://dx.doi.org/10.1190/segam2015-5862834.1>
- Duchesne, M. J., & Gaillot, P. (2011). Did you smooth your well logs the right way for seismic interpretation? *Journal of Geophysics and Engineering*, 8(4), 514-523. <https://doi.org/10.1088/1742-2132/8/4/004>
- Eaton, B. A. (1969). Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. *Journal of Petroleum Technology*, 21(10), 1353–1360. <https://doi.org/10.2118/2163-PA>
- Eaton, B. A. (1975). The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. <https://doi.org/10.2118/5544-MS>
- Etgen, J. T., & Kumar, C. (2012). What really is the difference between Time and Depth Migration? A tutorial. SEG Technical Program Expanded Abstracts 2012, 1-5. <https://doi.org/10.1190/segam2012-0266.1>
- Etris, E. L., Crabtree, N. J., Dewar, J., & Pickford, S. (2001). True depth conversion: more than a pretty picture. *CSEG recorder*, 26(9), 11-22.
- Fang, J., Zhou, F., & Tang, Z. (2017). Discrete fracture network modelling in a naturally fractured carbonate reservoir in the Jingbei oilfield, China. *Energies*, 10(2), 183. <https://doi.org/10.3390/en10020183>

- Foum, A. (2019). An Introduction to Velocity Modelling and Depth Conversion in Hydrocarbon Exploration. Recuperado de LinkedIn website: <https://www.linkedin.com/pulse/introduction-velocity-modelling-depth-conversion-hydrocarbon-foum/>
- Gonzalez, A. P. (2019). Mecapedia, Enciclopedia Virtual de Ingeniería Mecánica, Área de Ingeniería Mecánica, Dpto. Ingeniería Mecánica y Construcción, Universitat Jaume I. Recuperado de http://www.mecapedia.uji.es/tensor_de_tensiones.htm website: <http://www.mecapedia.uji.es>
- Gough, D. I., & Bell, J. S. (1981). Stress orientations from oil-well fractures in Alberta and Texas. Canadian Journal of Earth Sciences, 18(3), 638-645. <https://doi.org/10.1139/e81-056>
- Greenhalgh, J., Rajeswaran, D., & Paten, T. (2015). PS A New Look at the Petroleum Potential of the Caswell Sub-Basin, Browse Basin. <https://doi.org/10.1190/ice2015-2208566>
- Herrera, R. H., & van der Baan, M. (2012). Guided seismic-to-well tying based on dynamic time warping. In SEG Technical Program Expanded Abstracts 2012 (pp. 1-5). Society of Exploration Geophysicists. <https://doi.org/10.1190/segam2012-0712.1>
- Herrera, R. H., Fomel, S., & van der Baan, M. (2014). Automatic approaches for seismic to well tying. Interpretation, 2(2), SD9-SD17. <https://doi.org/10.1190/INT-2013-0130.1>

- Herron, D. A. (2014). Tutorial: Tying a well to seismic using a blocked sonic log. *Interpretation*, 2(2), SD1-SD7. <https://doi.org/10.1190/INT-2013-0123.1>
- Hobbs, D. W. (1964, May). The tensile strength of rocks. In *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts* (Vol. 1, No. 3, pp. 385-396). Pergamon. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(64\)90005-1](https://doi.org/10.1016/0148-9062(64)90005-1)
- Illidge, E. J. (2017). *Inversion y Atributos Sismicos en la Clasificacion de Litotipos* [Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander]. https://uids-primo.hosted.exlibrisgroup.com/permalink/f/1gjmsqs/uids_bucaramanga181861.
- Inichinbia, S., Sule, P., Ahmed, A. I., & Hamza, H. (2014). b. Well-to-seismic tie of Amangi hydrocarbon field of the Niger Delta of Nigeria. *IOSR J. of Appl. Geol. and Geophy*, 2(2), 97-105. e-ISSN: 2321-0990
- Javani, D., Aadnoy, B., Rastegarnia, M., Nadimi, S., Aghighi, M. A., & Maleki, B. (2017). Failure criterion effect on solid production prediction and selection of completion solution. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 9(6), 1123-1130. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2017.07.004>
- Ju, W., Shen, J., Qin, Y., Meng, S., Li, C., Li, G., & Yang, G. (2018). In-situ stress distribution and coalbed methane reservoir permeability in the Linxing area, eastern Ordos Basin, China. *Frontiers of Earth Science*, 12(3), 545-554. <https://doi.org/10.1007/s11707-017-0676-6>

- Kolawole, O., & Ispas, I. (2020). Interaction between hydraulic fractures and natural fractures: current status and prospective directions. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(4), 1613-1634.
- Kratz, A., Meyer, B., & Hotz, I. (2011). A visual approach to analysis of stress tensor fields. In *Dagstuhl Follow-Ups (Vol. 2)*. Schloss Dagstuhl-Leibniz-Zentrum für Informatik. 10.4230/DFU.Vol2.SciViz.2011.188
- Kuske, T., le Poidevin, S., & Edwards, D. (2015). Browse Basin petroleum accumulations. *The APPEA Journal*, 55(2), 463-463.
<https://doi.org/10.1071/AJ14098>
- Lawrence, S., Thompson, M., Rankin, A., Alexander, J., Bishop, D., & Boterhoven, B. (2014). A new structural analysis of the Browse Basin, Australian North West Margin. *The APPEA Journal*, 54(1), 1-10.
- Le Poidevin, S. R., Kuske, T. J., Edwards, D. S. and Temple, P. R. 2015. Australian Petroleum Accumulations Report 7 Browse Basin: Western Australia and Territory of Ashmore and Cartier Islands adjacent area, 2nd edition. Record 2015/10. Geoscience Australia, Canberra.
<http://dx.doi.org/10.11636/Record.2015.010>
- Lejri, M. (2015). Subsurface stress inversion modeling using linear elasticity: sensitivity analysis and applications (Doctoral dissertation, Université de Montpellier).

- Li, D., & Wong, L. N. Y. (2013). The Brazilian disc test for rock mechanics applications: review and new insights. *Rock mechanics and rock engineering*, 46(2), 269-287.
<https://doi.org/10.1007/s00603-012-0257-7>
- Maerten, F., & Maerten, L. (2009). Paleostress and slip recovery from complex faults geometry using mechanical interactions: application to fracture prediction. *Search and Discovery Article*, 40439, 29.
- Maleki, M. (2020). Choosing the Best Velocity Model Building Method for Depth Conversion. Recuperado de LinkedIn website:
<https://www.linkedin.com/pulse/choosing-best-velocity-model-building-method-depth-meysam-maleki/>
- Mariucci, M. T., & Montone, P. (2020). Database of Italian present-day stress indicators, IPSI 1.4. *Scientific Data*, 7(1), 298. <https://doi.org/10.1038/s41597-020-00640-w>
- Marsden, D. (1989). Layer cake depth conversion, Part I. *The Leading Edge*, 8(1), 10-14.
<https://doi.org/10.1190/1.1439561>
- PETROLEUM DIVISION and GEOLOGICAL SURVEY OF WESTERN AUSTRALIA, 2014, Western Australia's Petroleum and Geothermal Explorer's Guide – 2014 Edition: Western Australia Department of Mines and Petroleum, p 32.
- Philips, C. (2009). Level Zero Data Quality Report FMI Poseidon 1.
- Phillips, C. (2016). Pharos 1 Well Completion Report, Volume 2: Interpretive Data.
- Russell, H. (1999). Theory of the STRATA Program. Hampson-Russell, CGG Veritas.

Sayers, C. M. (2010). *Geophysics Under Stress*. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers.

Schlumberger. (2021). Schlumberger Oilfield Glossary. Recuperado de https://glossary.oilfield.slb.com/Terms/h/hydrostatic_pressure.aspx

Seham, A. Mohammed, A. Alaa, H. (2018). *3D Seismic Attribute Analysis in Browse Basin, Australia*.

Shen, Luyi & Schmitt, Douglas & Haug, Kristine. (2018). *Measurements of the States of In Situ Stress for the Duvernay Formation near Fox Creek, West-Central Alberta*. 10.13140/RG.2.2.32016.97288. ISBN 978-1-4601-3977-6

Simm, R., Bacon, M., & Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: An interpreter's handbook*. Cambridge University Press.

Simm, R., Bacon, M., & Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: An interpreter's handbook*. Cambridge University Press.

Stephenson, A. E., & Cadman, S. J. (1994). *Browse Basin, Northwest Australia: the evolution, paleogeography and petroleum potential of a passive continental margin*. [https://doi.org/10.1016/0031-0182\(94\)90071-X](https://doi.org/10.1016/0031-0182(94)90071-X)

Struckmeyer, H. I., Blevin, J. E., Sayers, J., Totterdell, J. M., Baxter, K., & Cathro, D. L. (1998). *Structural evolution of the Browse Basin, North West Shelf: new concepts from deep-seismic data*.

Symonds, P. A., Collins, C. D. N., & Bradshaw, J. (1994). *Deep structure of the Browse Basin: implications for basin development and petroleum exploration*.

- Tingay, M., Reinecker, J., & Müller, B. (2008). Borehole breakout and drilling-induced fracture analysis from image logs. World Stress Map Project, 1-8.
- Ubaku, U. C. G. (2021). Integration of Borehole Geophysical Data and 3D Seismic Data in Reservoir Characterization. International Journal of Progressive Research in Science and Engineering, 2(4), 16-23. ISSN (Online): 2582-7898
- Walden, A. T., & White, R. E. (1984). On errors of fit and accuracy in matching synthetic seismograms and seismic traces. Geophysical Prospecting, 32(5), 871-891. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.1984.tb00744.x>
- White, R. E., & Hu, T. (1998). How accurate can a well tie be?. The Leading Edge, 17(8), 1065-1071. <https://doi.org/10.1190/1.1438091>
- White, R., & Simm, R. (2003). Tutorial: Good practice in well ties. first break, 21. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.21.10.25640>
- Widiasri, I. S. (2007). Petrophysics of the Northern Browse Basin (Doctoral dissertation).
- Woodside Energy. (2007). Torosa 1, Well Completion Report, Interpretive Data.
- Yilmaz, Ö. (2001). Seismic data analysis: Processing, inversion, and interpretation of seismic data. Society of exploration geophysicists.
- Yilmaz, Ö., Tanir, I., & Gregory, C. (2001). A unified 3-D seismic workflow. Geophysics, 66(6), 1699-1713. <https://doi.org/10.1190/1.1487112>

Zhang, J. (2011). Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. *Earth-Science Reviews*, 108(1), 50–63.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2011.06.001>

Zhang, J. J. (2019). Stresses and strains. En *Applied Petroleum Geomechanics* (pp. 1–27). Elsevier.

Zoback, M. D. (2010). *Reservoir geomechanics*. Cambridge university press.