

Caracterización Sísmica 3D de Yacimientos acoplando Análisis Petrofísicos y Geomecánicos. Aplicación: Bloque Poseidón, Noroeste de Australia.

Nicolas Cordoba Castillo

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

A mis papás por haberme apoyado y acompañado durante este largo camino. Porque sin ellos nada de lo que he conseguido sería posible y su guía fue muy importante.

A mi hermano por apoyarme en todo momento y ser ese apoyo incondicional en cada momento y cada decisión importante estaba él apoyándome.

A mis amigos, amigas y compañeros que he hecho dentro y fuera de la universidad a lo largo de todos estos años porque de una forma u otra su vida ha impactado la mía.

A todos los profesores de la universidad y profesionales que tuvieron la voluntad de compartir su conocimiento de forma altruista sin esperar nada a cambio

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander y especialmente a la Escuela de Geología, por proporcionar el conocimiento, las bases teóricas y el ambiente que sirvieron de inspiración para pensar en grande y decidir embarcar una aventura con el desarrollo de esta tesis.

A mi director de tesis, M.Sc, Erick J. Illidge quien fue el profesor que me enseñó este camino de las geociencias y me ha acompañado en casi todas las etapas de esta ruta de aprendizaje. Así mismo a mi codirector M. Sc (c) Oscar Javier Acevedo, quien me compartió una parte de su conocimiento y las interminables horas de trabajo las cuales hicieron posible la culminación de este trabajo.

A los geólogos Julián de Bedout y Andres de la Hoz quienes fueron también una parte fundamental en la creación de conocimiento en esta rama de las geociencias y siempre estuvieron dispuestos a compartir su conocimiento.

Pág.

Tabla de Contenido

Introducción -----	13
1. Objetivos-----	14
1.1 Objetivo General -----	14
1.2 Objetivos Específicos -----	14
2. Marco Geológico -----	15
2.1 Localización-----	15
2.2 Evolución Geológica -----	16
2.3 Estratigrafía Regional -----	17
3. Metodología-----	19
3.1 Recopilación Bibliográfica e Inventario de datos -----	20
3.2 Modelo petrofísico 1D -----	21
3.3 Modelo Geofísico 1D -----	22
3.4 Modelo Geomecánico 1D -----	23
3.5 Inversión Sísmica y Generación de Modelo 3D-----	24
3.6 Análisis y Discusión de Resultados -----	25
4. Marco Teórico -----	26
4.1 Caracterización Petrofísica 1D-----	26
4.2 Caracterización Geofísica 1D-----	31
4.2.2 Propiedades Mecánicas Elásticas -----	32
4.2.3 Rock Physics Template (RPT) -----	33
4.3 Caracterización Geomecánica 1D -----	35

4.4 Caracterización Sísmica 3D -----	41
5. Resultados -----	43
5.1 Modelo Petrofísico 1D -----	43
5.1.1 Modelo litológico 1D.-----	44
5.1.2 Volumen de arcilla (Vsh). -----	43
5.1.3 Porosidad Efectiva (ϕ_{effec})-----	51
5.1.4 Saturación de agua (Sw)-----	52
5.1.5 Permeabilidad (K) -----	53
5.1.6 Unidades hidráulicas de flujo -----	55
5.2 Modelo geofísico 1D -----	61
5.2.1 Propiedades elásticas-----	61
5.2.2 Rock Physics Template (RPT)-----	64
5.2.3 Probability Density Function (PDF). -----	65
5.3 Modelo geomecánico 1D -----	67
5.3.1 Propiedades Mecánicas de Resistencia -----	67
5.3.2 Esfuerzos Principales y Presión de Poro -----	69
5.3.3 Curvas de Colapso y Breakdown-----	75
5.4 Inversión sísmica 3D -----	78
5.5 Geoestadística para modelado de propiedades 3D -----	83
6. Discusión -----	87
7. Conclusiones -----	88
8. Recomendaciones -----	90
Referencias Bibliográficas -----	92

Lista de Tablas

Tabla 1. Inventario de pozos de correlación	21
Tabla 2. Tabla resumen de eventos durante perforación en todos los pozos de correlación.	75

Pág.

Lista de Figuras

Figura 1. Mapa de localización del área de estudio.	15
Figura 2. Cortes geológicos de la evolución de la cuenca Browse	17
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada.	18
Figura 4. Flujo de trabajo para la caracterización del yacimiento.	19
Figura 5. Aproximaciones lineales y no lineales para el cálculo de volumen de arcilla a partir de GR.	26
Figura 6. Relación entre la densidad y la porosidad.	28
Figura 7. Gráfico entre la relación de resistividades de una arenisca saturada en agua y en hidrocarburo y la saturación de agua de la roca.	29
Figura 8. Relación entre porosidad y permeabilidad con el contenido de arcilla.	30
Figura 9. Gráfico cruzado entre onda compresional y de cizalla modelo de a) Castagna. 1985 y b) Illidge, 2017	32
Figura 10. Ecuaciones de módulos elásticos en un medio isotrópico.	33
Figura 11. Gráfico cruzado entre impedancia acústica y relación V_p/V_s	34
Figura 12. Distribución de probabilidad entre el registro Gamma-Ray y el de resistividad.	34
Figura 13. Criterio de falla de Mohr-Coulomb (a) Envolvente de falla (b) Linealización de la envolvente.	36
Figura 14. Perfil de presión de poro comparado con perfil de velocidad.	38
Figura 15. Diagrama esquemático de una prueba de Leak-off test.	40
Figura 16. Representación esquemática del proceso de inversión sísmica.	41

Figura 17. Volumen de arcilla calibrado con datos de DRX para el pozo Boreas-1	44
Figura 18. Núcleos con las litologías mas comunes en el yacimiento.....	45
Figura 19. Secciones delgadas del pozo Torosa-1 de la formación Plover inferior a 4304.08m..	46
Figura 20. Mineralogía a partir de difracción de Rayos-X (DRX) para el pozoPharos-1 en la Formación Golden (izq.) y para el pozo Boreas-1 en la Formación Plover Inferior (der.)	47
Figura 21. Gráficos cruzados principales usados para la identificación de litotipos	48
Figura 22. Litofacies encontradas en registros de pozo y litotipos interpretados con registros de pozo.....	49
Figura 23. Vista de registros de pozo con interpretación realizada	50
Figura 24. Porosidad efectiva calibrado con porosidad de RCA para el pozo Boreas-1	51
Figura 25. Carta de Schlumberger para calculo gráfico de resistencia del agua de formación. Modificado de Schlumberger Log Interpretation Charts 2009.	52
Figura 26. Modelo de Saturación de Agua para el pozo Boreas-1.	53
Figura 27. Gráfico cruzado entre porosidad y Permeabilidad de RCA con curvas de tendencia para estimación de modelo de permeabilidad 1D.....	54
Figura 28. Modelo petrofísico 1D calibrado con RCA y SCAL.....	55
Figura 29. Gráfico cruzado entre porosidad y permeabilidad de pruebas de rutina (RCA) con las curvas de garganta de poro propuestas por Winland.	56
Figura 30. Distribución de radios de garganta de poro para la formación Plover Inferior	57
Figura 31. Gráfico cruzado entre porosidad normalizada contra permeabilidad normalizada para identificar UHF.	58
Figura 32. Perfil de unidades hidraulicas de flujo.	59
Figura 33. Net pay calculado a partir de cut offs	60

Figura 34. Estimación de Vs usando tendencias con gráficos cruzados entre Vp, Vs y Vshale. .	62
Figura 35. Modelado de Vs comparado con pozos donde existe el registro y graficado en el pozo donde no existía previamente (Proteus-1).....	63
Figura 36. Perfil de propiedades mecánicas elásticas calculadas.	64
Figura 37. Gráficos cruzados entre propiedades elásticas para prefactibilidad del modelo litológico 3D.....	65
Figura 38. Función de densidad de probabilidad para la formación Plover Inferior con el RPT LambdaRho MuRho.....	66
Figura 39. Funciones envolventes para modelar el UCS a partir de datos de laboratorio para la Formación Jamieson.	68
Figura 40. Modelo de Propiedades Mecánicas de Resistencia Calibrado	69
Figura 41. Gráfico cruzado de registro de velocidad de onda p con el modelo de velocidad normal superpuesto.	71
Figura 42. Modelo de Presión de Poro calibrado.....	72
Figura 43. a) Prueba LOT. Tomada de Zoback (2007). b) Prueba LOT del pozo Pharos-1 a 7291ft	73
Figura 44. Modelo Geomecánico 1D calibrado.....	74
Figura 45. Modelo de Estabilidad de pozo creado a partir de modelo geomecánico 1D	76
Figura 46. Modelo geomecánico de estabilidad calibrado con pozo y dirección preferencial de esfuerzos	77
Figura 47. Calibración de amarre sísmica-pozo	78
Figura 48. Atributo Thinned Fault Likelihood (TFL) para identificar fallas.....	79
Figura 49. Marco Estructural creado a partir de superficies y fallas interpretadas.....	80

Figura 50. Modelo de celdas	80
Figura 51. Filtrado de frecuencias usando ondícula para escalar los registros a la sísmica.	81
Figura 52. Perfil de Impedancia Acústica a partir de registros de pozo comparado con escalado.	82
Figura 53. Modelo de Inversión Sísmica Acústica.	82
Figura 54. Gráficos cruzados entre Z_p y V_pV_s en pozo.....	83
Figura 55. Calibración de propiedades elásticas estimadas en modelo de inversión con datos de pozo.....	84
Figura 56. Propiedades petrofísicas, geofísicas y geomecánicas en 3D, Young, Lambda-Rho, Sw y V_{shale}	85
Figura 57. Gráfico cruzado Z_p vs V_pV_s de propiedades 3D en la Formación Plover Inferior	86
Figura 58. Localización de Geocuerpos en el bloque Poseidon	87

Resumen

Título: Caracterización Sísmica 3D de Yacimiento Acoplando Análisis Petrofísicos y Geomecánicos. Aplicación: Bloque Poseidón, Noroeste de Australia.*

Autor: Nicolas Cordoba Castillo**

Palabras Clave: Caracterización de Yacimiento, Petrofísica, Geomecánica, Sísmica 3D

Descripción: La Formación Plover es una arenisca del Jurásico medio que es identificada como uno de los principales yacimientos en la subcuenca Caswell en la mitad de la cuenca Browse, ubicada costa afuera al noroeste de Australia. Las formaciones del Jurásico en esta subcuenca fueron depositadas en un ambiente de deltas influenciado por mareas de forma sintectónica durante una etapa de extensión de la cuenca. Sin embargo, a pesar de las buenas propiedades de yacimiento de estas formaciones y la historia de producción de la cuenca, la mayoría de los pozos en el bloque Poseidon han sido abandonados por baja producción. La integración de registros de pozo, núcleos y sísmica es clave para caracterizaciones de yacimiento robustas para hacer un escalamiento de modelos 1D a 3D. En este sentido, es importante tener un panorama completo de la geología del subsuelo para reducir el riesgo exploratorio en futuras campañas de exploración o para reactivar pozos.

A través de modelos de propiedades de yacimiento petrofísicos, geomecánicos y geofísicos 3D de modelos de inversión sísmica, métodos geoestadísticos y modelos 1D se desarrolla una metodología integrada que reduzca la incertidumbre al buscar tipos de roca prospectivos integrando diferentes disciplinas enfocadas en aumentar la producción de la cuenca. Con este trabajo se proponen tres nuevas áreas prospectivas usando datos desde núcleos hasta sísmica 3D teniendo un entendimiento completo del yacimiento en el bloque Poseidon.

* 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 Seismic Reservoir Characterization Coupled to Petrophysical and Geomechanical models. A Case Study of the Poseidon Block in the Browse Basin, North-West Australia. *

Author: Nicolas Cordoba Castillo**

Key Words: Integrated Reservoir Characterization, Petrophysics, Geomechanics, 3D Seismic

Description: The Plover Formation is a middle Jurassic sandstone interpreted as one of the main reservoirs in the Caswell Sub-Basin in the middle part of the Browse Basin, on offshore North-West Australia. The Jurassic age Formations in the Sub-basin were deposited in tidally influenced deltas during a stage of extension in the basin. However, despite the good reservoir properties and the history of hydrocarbon production in the Basin most of the wells located in the Poseidon Block now are abandoned due to low production. The integration of well logs, cores, and seismic data are key to make solid reservoir characterization upscaling from 1D to a 3D model. In this way, having a full picture of the geology in the subsurface is useful to reduce the exploratory risk in future exploration campaigns or to reactivate wells.

Through an integrated reservoir characterization model using 3D petrophysical, geomechanical, and geophysical properties models from seismic inversion, geostatistical methods, and 1D models, we aimed to develop a methodology that reduces the uncertainty on finding the more prospective reservoir rocks through an integration of different disciplines focused on the increase of production in the basin. Therefore, with this integrated methodology, we proposed three new prospective areas using data from cores analysis to 3D seismic having a complete understanding of the reservoir in Poseidon's block.

* Degree Work

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

Introducción

En la cuenca Browse se ha documentado poco acerca del uso de técnicas integrales para la caracterización de los yacimientos Jurásicos más allá de caracterizaciones 1D y 3D independientes (Dunne *et al.*, 2018; Widiastri, 2007). Sin embargo, la adquisición reciente de sísmica 3D de buena resolución (Greenhalgh & Irving, 2016) permite su uso no solo cualitativamente sino también de forma cuantitativa para realizar cálculos a partir de esta. Además, la cuenca Browse tiene un gran potencial con acumulaciones comprobadas pero que se encuentra con baja exploración (Kuske *et al.*, 2015).

El presente trabajo tiene como fin desarrollar una caracterización integral de yacimientos de hidrocarburos ubicados en aguas profundas la cual se integre la mayor cantidad de información posible. De esta forma se busca realizar modelos robustos que sean lo más fieles posibles a la litología del área y que respete las variaciones laterales y verticales que existen en la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos. El estudio se desarrolló en una cuenca costa afuera de Australia, haciendo uso de un volumen sísmico y nueve (9) pozos, seis (6) de ellos cuentan con núcleos de perforación a los cuales se les realizaron descripciones y diferentes pruebas petrofísicas básicas (RCA) y especiales (SCAL). Con esta información se realizarán modelos 1D petrofísicos y geomecánicos, generando como resultando tanto tipos de roca en el intervalo de yacimiento como variables geomecánicas que a su vez se acoplarán a un modelo de inversión sísmica mediante técnicas geoestadísticas para así obtener como resultado la caracterización de los cuerpos de arenisca con las mejores propiedades para almacenar y producir hidrocarburos.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Caracterizar sísmicamente un yacimiento de hidrocarburo mediante análisis integrado de variables geofísicas, petrofísicas y geomecánicas para definir áreas e intervalos prospectivos que aporten al incremento de la producción de un bloque.

1.2 Objetivos Específicos

- Crear modelos 1D de variables geofísicas, petrofísicas y geomecánicas para los pozos de correlación integrando información de registros de pozo y núcleos.
- Construir modelos 3D de propiedades geofísicas, petrofísicas y geomecánicas del yacimiento a partir de inversión sísmica, métodos geoestadísticos y los modelos 1D definidos previamente.
- Acoplar los modelos 3D de propiedades geofísicas, petrofísicas y geomecánicas generados para definir áreas e intervalos prospectivos que aumenten las reservas del bloque.

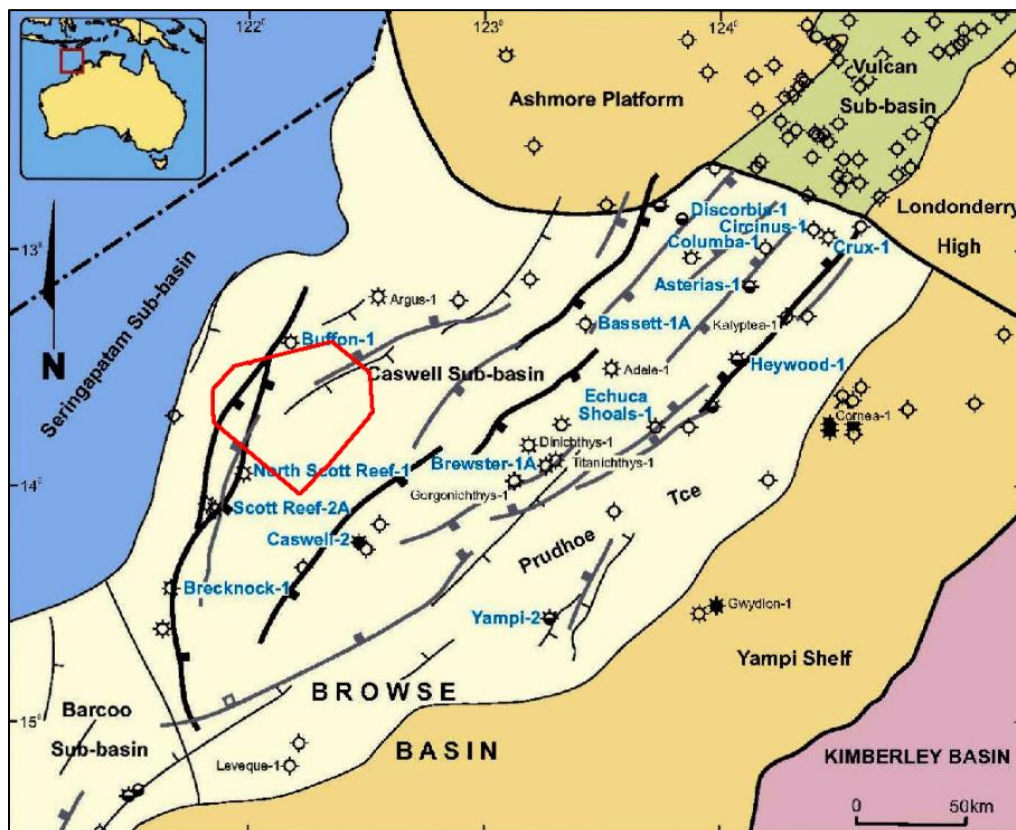
2. Marco Geológico

2.1 Localización

El área de estudio se encuentra localizada al Noroeste de Australia en la cuenca Browse (Costa Afuera), en la Subcuenca Caswell donde está ubicado el bloque Poseidón (**Figura 1**). La Subcuenca Caswell, es uno de los depocentros más grandes en la cuenca Browse, los sedimentos Paleozoicos a Cenozoicos alcanzan los 15 km de espesor y una extensión lateral de 200 km (Struckmeyer *et al.*, 1998).

Figura 1.

Mapa de localización del área de estudio.



Nota. Régimen extensivo en la subcuenca Caswell dominado por fallas normales con tenencia NNE. El área de estudio se encuentra marcada en color rojo. Modificado de Brincat *et al.* (2003)

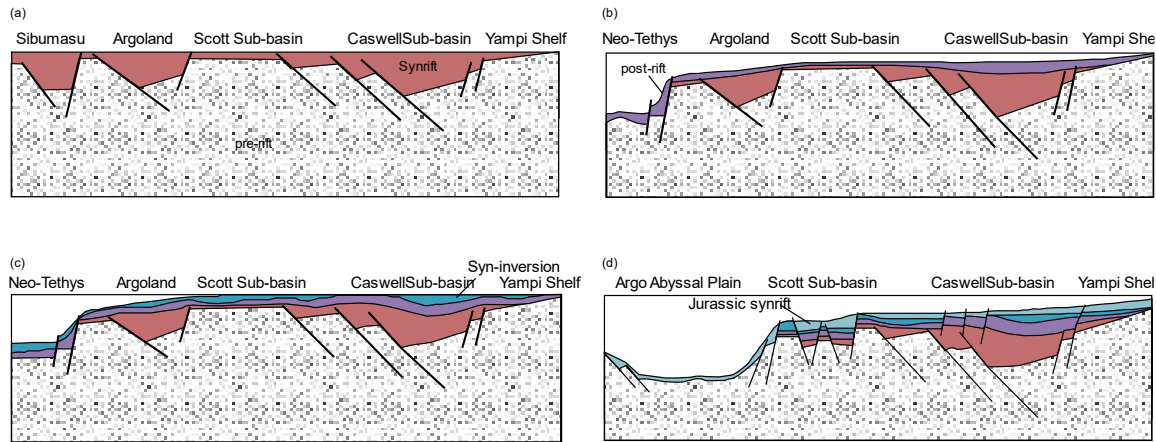
La cuenca Browse es de margen pasivo y su formación se encuentra asociada a una fase de extensión durante el rompimiento de Gondwana (Stephenson & Cadman, 1994). Por otra parte, tiene una orientación NE-SW y actualmente se encuentra limitada hacia el este por el bloque Kimberly, hacia el oeste con el Plateau Scott, hacia el norte con la plataforma Ashmore y hacia el Sur con la cuenca Canning (Stephenson & Cadman, 1994).

La mayoría de los hidrocarburos son generados en las Formaciones Plover, Upper Vulcan y las unidades del Cretácico inferior Echucha Shoals y Jaimeson (Greenhalgh *et al.*, 2015). El yacimiento, la Formación Plover, tiene la mayor extensión lateral dentro de la cuenca y además se ubica debajo del sello regional, la Formación Jamieson (Greenhalgh *et al.*, 2015).

2.2 Evolución Geológica

Movimientos tensionales al final del Pérmico llevaron a un fallamiento de bloques al este del margen de la cuenca Browse, un levantamiento del Plateau Scott al oeste y subsidencia en la parte central de la cuenca (Stephenson & Cadman, 1994).

La cuenca Browse ha sido afectada por una historia de deformación multietapa (Struckmeyer *et al.*, 1998) identificando seis fases tectónicas (**Figura 2**) las cuales son: extensión (Carbonífero al Pérmico temprano), subsidencia termal (Pérmico tardío al Triásico), inversión (Triásico tardío al Jurásico temprano), extensión (Jurásico temprano al medio), subsidencia termal (Jurásico medio al Paleógeno temprano) y finalmente inversión (Mioceno tardío al presente).

Figura 2.*Cortes geológicos de la evolución de la cuenca Browse*

Nota. a) Extensión del Carbonífero superior al Pérmico inferior b) Subsistencia termal del Pérmico superior al Triásico medio c) Inversión tectónica del Triásico superior d) Extensión del Jurásico inferior a medio. Modificado de Struckmeyer *et al.*, 1998.

2.3 Estratigrafía Regional

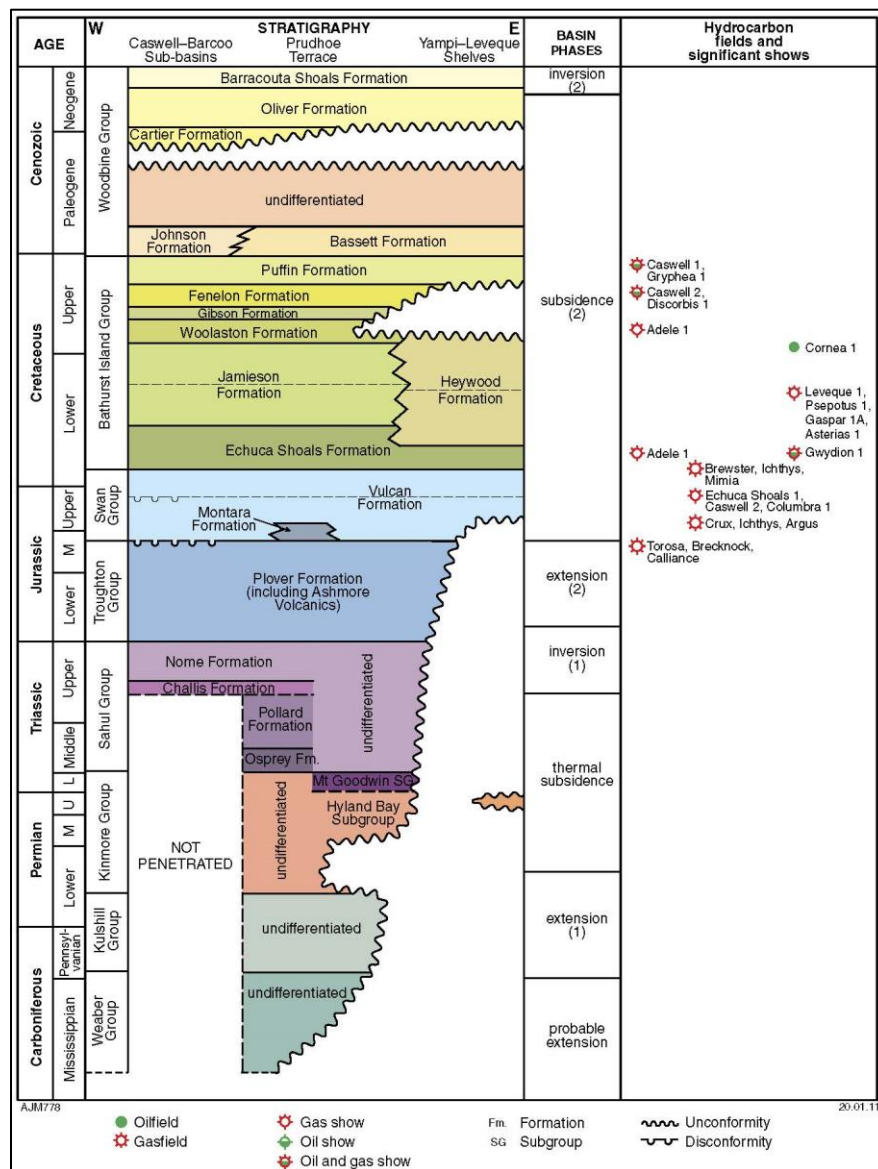
La estratigrafía de la cuenca comprende sedimentos que van desde el Pérmico hasta el Cenozoico tardío, y los cuales se encuentran sobre un basamento Precámbrico (Stephenson & Cadman, 1994) (**Figura 3**). En (Blevin *et al.*, 1997) se encuentra una descripción más detallada de la estratigrafía del área de estudio.

Respecto al yacimiento, la Formación Plover (Jurásico inferior - Jurásico medio), su sedimentación estuvo dominada por ambientes fluviodeltaicos con paquetes de arenas de canales y arenas deltaicas que progradan de base a tope, y que se intercalan con arenas más finas de prodelta y arcillas de llanura deltaica (Blevin *et al.*, 1997). La Formación fue sedimentada en una etapa *synrift* (Tovaglieri & George, 2014), en la cual también están asociados algunas rocas de origen volcanoclásticos y cuerpos ígneos intrusivos (Blevin *et al.*, 1997).

Por otra parte, los yacimientos más grandes en la subcuenca Caswell se encuentran por debajo del sello regional y cuentan con la mayor extensión lateral en la subcuenca (Greenhalgh & Irving, 2016).

Figura 3.

Columna estratigráfica generalizada.



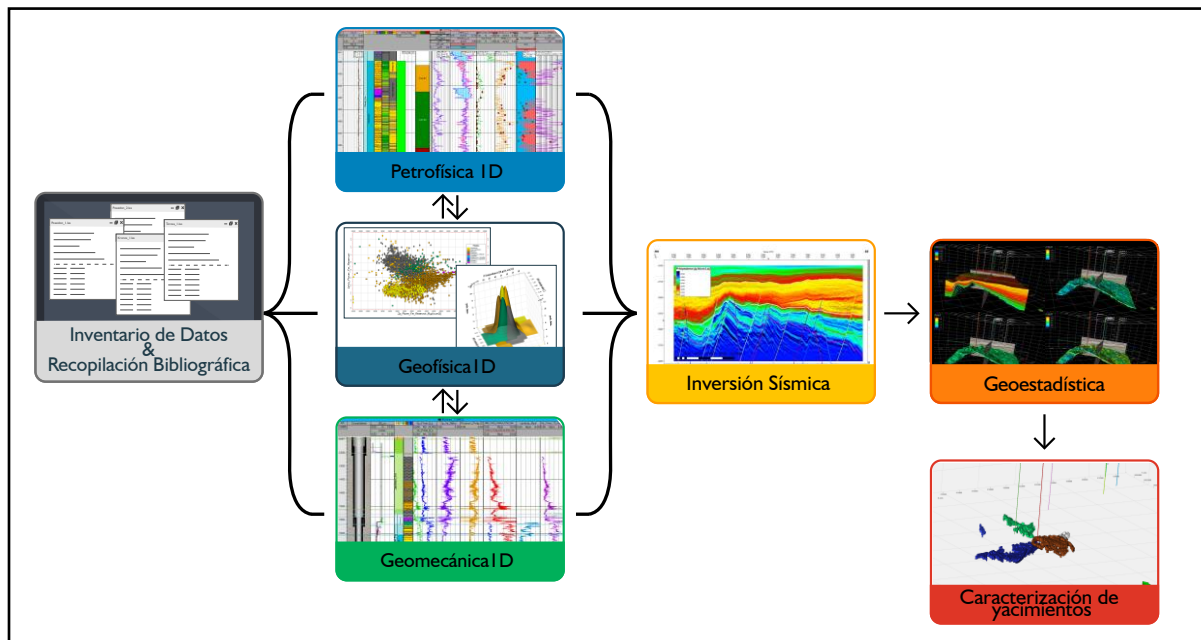
Nota. La Formación Plover, el yacimiento a caracterizar (Jurásico inferior a medio) se encuentra infrayaciendo el sello regional (Formación Jamieson, edad Cretácico). Tomada de Petroleum Division and Geological Survey of Western Australia, 2014.

3. Metodología

El flujo de trabajo para la caracterización sísmica se llevará a cabo en seis (6) fases metodológicas (**Figura 4**). Este comprende la recopilación de toda la información necesaria de la cuenca, como los registros de pozo y los datos de análisis de laboratorio, la realización de los modelos petrofísicos y geomecánicos 1D, su integración con el bloque sísmico Poseidón mediante procesos de inversión sísmica y geoestadística para así llegar al resultado final, la caracterización del yacimiento. Este trabajo se realizará de forma multidisciplinar desde varios frentes, donde se evaluará el yacimiento desde distintos puntos de vista cuyos resultados serán usados para dar validez a los diferentes modelos durante la realización del flujo de trabajo.

Figura 4.

Flujo de trabajo para la caracterización del yacimiento.



3.1 Recopilación Bibliográfica e Inventario de datos

La primera parte del flujo de trabajo consiste en la recopilación de información de la cuenca, tanto artículos como reportes relacionados a su geología, evolución, configuración estructural, estratigráfica y sistemas petrolíferos presentes en la subcuenca Caswell como datos de registros de pozo, núcleos, reportes de completamiento e interpretativos y sísmica, los cuales fueron obtenidos de la base de datos *National Offshore Petroleum Information Management System (NOPIMS)* <https://www.ga.gov.au/nopims> y del proyecto Terranubis de Opendtect <https://terranubis.com/> de su base de datos de proyectos libres.

El bloque Poseidón 3D cubre una extensión de 2828 km² y dentro de este se encuentran ubicados 9 pozos Boreas 1, Poseidon 1, Zephyros 1, Poseidon 2, Torosa 1, Pharos 1, Poseidon N1, Kronos 1, y Proteus 1 (Ver listado completo de registros para cada pozo en la **Tabla 1**). Los distintos registros de pozo, pruebas de presión y datos de núcleos fueron inventariados y organizados para conocer hasta donde podríamos llegar con los modelos. Se encontró que 6 de los 9 pozos a utilizar tenían núcleos, cada uno de ellos con sus respectivas pruebas RCA y SCAL.

Tabla 1.*Inventario de pozos de correlación*

	Boreas 1	Poseidon 1	Poseidon 2	Kronos 1	Pharos 1	Poseidon N1	Proteus 1	Torosa 1	Zephyros 1
BS	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Caliper (C1/C2)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
LCAL	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
GR	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Spectral GR	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
SP								✓	
RHOB	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NPHI	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PEF	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
DTp	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
DTs	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓	✓
DTs (slow/fast)	✓	✓			✓	✓			✓
DTst	✓	✓	✓	✓	✓	✓			✓
Resistivity	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
OBTI	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Core (Inter ft.)	16191 - 16547		15515 - 15554 & 16604 - 16809	16463 - 16584	16282 - 16548			14114 - 16584	16568 - 16923
Rock Mechanics					✓				
LOT/FIT	LOT	LOT	LOT	LOT	LOT	LOT	LOFT & FIT	LOT	LOFT & FIT
DST/MDT	DST & MDT	MDT		DST & MDT	MDT	MDT		MDT	MDT

3.2 Modelo petrofísico 1D

Una vez realizado el análisis de la calidad/cantidad de los datos disponibles, se procede con la interpretación de los registros de pozo. Esta se hizo enfocada en la creación de los modelos 1D de litología y de propiedades petrofísicas (volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua, permeabilidad absoluta horizontal, unidades hidráulicas de flujo y espesor neto de arena petrolífera) calibrados con la información obtenida de las descripciones sedimentológicas y ensayos petrofísicos de los núcleos de perforación. De lo anterior, se obtiene como resultado los tipos de roca y espesores de arena neta que servirán como datos de entrada para la propagación de propiedades petrofísico en el modelo 3D. Para esto se realizaron las siguientes actividades en los 9 pozos de correlación:

- Construcción de modelos 1D de Volumen de arcilla de todos los pozos de correlación calibrados con la información de DRX para el intervalo de interés (yacimiento) y la roca sello.
- Construcción de modelos 1D de porosidad efectiva calibrado con información de mediciones de laboratorio y modelos 1D litológicos de los pozos de correlación.
- Construcción de modelos 1D de saturación de agua para los pozos de correlación calibrado con la información de pruebas de pozo o pruebas de laboratorio sobre núcleos de los pozos de correlación.
- Construcción de modelos 1D de permeabilidad absoluta horizontal para los pozos de correlación calibrado con la información de mediciones de laboratorio.
- Construcción de modelos 1D de unidades hidráulicas de flujo y tipos de roca basados en las variables petrofísicas definidas para los pozos de correlación.

3.3 Modelo Geofísico 1D

Para relacionar las propiedades de yacimiento previamente mencionadas con la sísmica se hizo un proceso de prefactibilidad donde se relacionen todos los modelos 1D generados previamente, con las ondas sísmicas, esto dependerá del tipo de inversión sísmica que se realice (Filippova, 2011). Para esto se realizó un cálculo de diferentes propiedades mecánicas elásticas, las cuales están directamente relacionadas con las velocidades de onda p, s y la densidad. Posterior a esto, siguiendo la metodología de *Rock Physics Template (RPT)* propuesta por Avseth & Odegaard. (2004) se realizaron diferentes gráficos cruzados para determinar cuál de estos distinguía mejor las propiedades del yacimiento. Para eso se desarrollaron las siguientes actividades.

- Reconstrucción de modelos 1D de onda P, S y densidad para todos los intervalos de interés donde se tenga información disponible.
- Cálculo de modelos 1D de propiedades elásticas en todos los pozos de correlación para las unidades de interés
- Construcción de gráficos cruzados de propiedades elásticas (RPT) para realizar la prefactibilidad del proceso de inversión sísmica
- Cálculo de función de distribución de probabilidad de los litotipos con el RPT seleccionado.

3.4 Modelo Geomecánico 1D

El modelo geomecánico de las formaciones asociado a las estructuras geológicas presentes permite tener un entendimiento más amplio de estas, esto permite ayudar a tomar decisiones, tanto en un posible fracturamiento hidráulico de las formaciones para aumentar la producción en pozos existentes, como en procesos de ubicación y completamiento de futuros pozos en el campo (Zoback, 2007). En esta etapa se tomaron como datos de entrada registros de pozo para estimar y las propiedades mecánicas de resistencia, la presión de poro y la magnitud de los esfuerzos principales (σ_1 , σ_2 y σ_3) de la roca calibrando todos estos modelos tanto con información de eventos de perforación, pruebas de presión y producción como Leak-Off-Test (LOT), Modular Formation Dynamics Tester (MDT) y Drill Stem Test (DST) como con pruebas de laboratorio de mecánica de rocas. Con lo anterior se pretende lograr un entendimiento más completo del comportamiento mecánico de las formaciones durante las etapas de perforación y posterior producción. Para esto se siguieron las siguientes actividades.

- Generación de modelos 1D de propiedades elásticas dinámicas y estáticas para todos los pozos de correlación.
- Generación de modelos 1D de propiedades mecánicas de resistencia, respetando los modelos 1D de litológicos, calibrados con la información de pruebas de laboratorio sobre núcleos de los pozos de correlación.
- Generación de modelos 1D de presión de poro para los pozos de correlación calibrado con la información de mediciones de presión, densidad de fluido de perforación y eventos de perforación relacionados a inlfujos.
- Generación de modelos 1D de esfuerzos principales calibrado con información de registros de imagen, caliper multibrazo orientado y pruebas de integridad de Formación para los pozos de correlación.
- Generación de modelos 1D de estabilidad de pozo calibrado con información de caliper multibrazo orientado y eventos de perforación para los pozos de correlación.

3.5 Inversión Sísmica y Generación de Modelo 3D

Finalmente, se integraron los modelos 1D petrofísicos, geofísicos y geomecánicos previamente generados en un modelo 3D de celdas que se realizó a partir de la interpretación estructural y estratigráfica del bloque sísmico Poseidón (interpretación que se desarrolló en conjunto por el equipo de trabajo como parte de la elaboración del proyecto integrado de caracterización). Posterior al escalado de los modelos 1D petrofísicos, geofísicos y geomecánicos al modelo 3D de celdas se implementó un proceso de inversión sísmica post apilado al volumen sísmico de Poseidón con el objetivo de utilizar los volúmenes resultantes como guías para la propagación de las propiedades geomecánicas y petrofísicas a partir de técnicas geoestadísticas

logrando así la construcción de un modelado de propiedades 3D. A continuación, se listan las actividades que se desarrollaron durante esta fase.

- Generación de modelos de baja frecuencia de Z_p basado en el modelo 3D de estratigrafía sísmica generado previamente.
- Realizar el análisis de inversión confirmando que el error sea menor al 10% para el intervalo de interés.
- Realizar la corrida de la inversión sísmica post-apilado para el intervalo de interés.
- Escalamiento de modelos 1D para generación de modelo estático 3D de propiedades físicas de la roca
- Identificación de yacimientos con el tipo de roca con mejores propiedades petrofísicas y geomecánicas

3.6 Análisis y Discusión de Resultados

Con la distribución espacial del yacimiento con las mejores propiedades petrofísicas y geomecánicas en el bloque Poseidón se ubican geocuerpos con potencial prospectivo que contribuyan a incrementar las reservas de la cuenca y esta información es útil para un posterior análisis de sistemas petrolíferos donde se cuenta con un conocimiento completo de la distribución de este geocuerpo. Así mismo, se plantea un flujo de trabajo integrado que lleve a definir, con la menor incertidumbre de acuerdo con los datos disponibles, intervalos prospectivos en diferentes cuencas costa afuera.

4. Marco Teórico

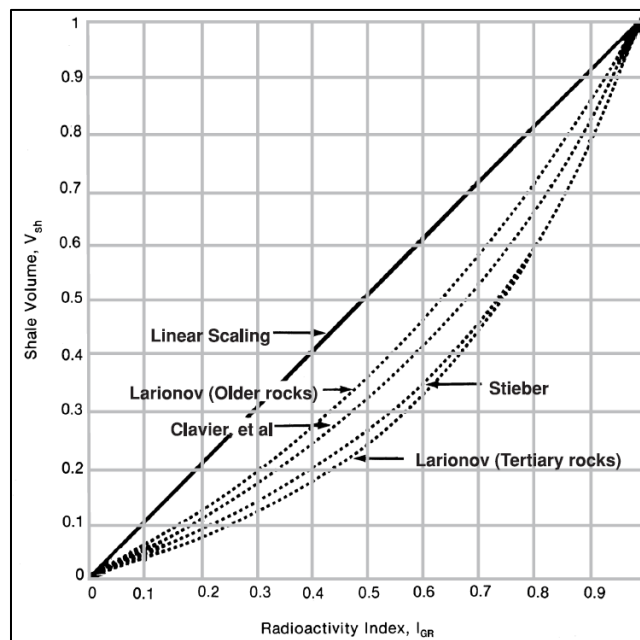
4.1 Caracterización Petrofísica 1D

4.1.1 Volumen de Arcilla

Debido a que las arcillas tienen una radioactividad más alta que una arena, el registro Gamma-Ray (GR) puede ser usado para el cálculo de volumen de arcilla en yacimientos porosos (Asquith & Krygowski, 2004). De esta forma se realiza una linealización del registro Gamma-Ray (**Ecuación 1**) donde la lectura mínima representa la zona de arena y la lectura máxima la zona arcillosa (Ellis & Singer, 2007). Por otra parte, diversos autores (Larionov, 1969; Steiber, 1970; Clavier, 1971) han realizado transformaciones no lineales del Gamma-Ray de acuerdo con la edad de las formaciones o relaciones geográficas (Asquith & Krygowski, 2004) (Ver **Figura 5**).

Figura 5.

Aproximaciones lineales y no lineales para el cálculo de volumen de arcilla a partir de GR.



Nota. Tomado de Asquith & Krygowski, 2004.

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

Donde V_{sh} Volumen de arcilla, I_{GR} Índice de arcillosidad, GR_{log} registro de Gamma-Ray, GR_{min} valor de Gamma-Ray en arenas limpias y GR_{max} valor de Gamma-Ray en arcillas.

Otra aproximación al cálculo del volumen de arcilla a partir de registros de pozo la muestra (Bhuyan & Passey, 1994) dando lugar a la **Ecuación 2**.

$$V_{sh} = \frac{PHI_N - PHI_D}{PHI_{NShale} - PHI_{DShale}} \quad (2)$$

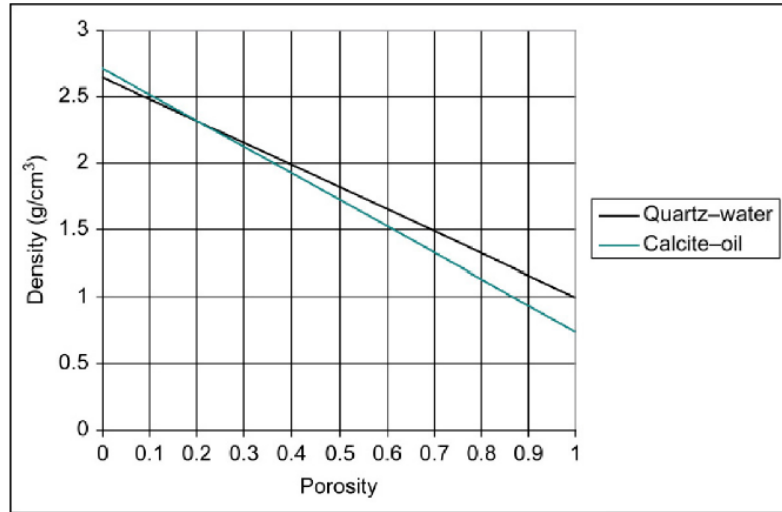
Donde PHI_N es la porosidad neutrón, PHI_D es la porosidad a partir de densidad, PHI_{NShale} es la porosidad neutron en arcillas y PHI_{DShale} es la porosidad del registro de densidad en arcillas.

4.1.2 Porosidad

La porosidad se define como la razón entre el espacio vacío de la roca sobre su volumen total (Asquith & Krygowski, 2004). La porosidad no puede ser medida directamente con registros de pozo, pero hay registros con los que se puede estimar como los sínicos, neutron, densidad y la resonancia magnética nuclear (Cannon, 2015). De esta forma, la densidad volumétrica de una roca está dada por una relación lineal (**Figura 6**) entre la densidad de la matriz, del fluido y la porosidad (Glover, 2000) (**Ecuación 3**) la cual deriva a la ecuación de la porosidad a partir de densidad (**Ecuación 4**).

Figura 6.

Relación entre la densidad y la porosidad.



Nota. Se muestra como ejemplo una matriz de cuarzo saturada en agua y una matriz de caliza saturada en petróleo. Tomado de Kennedy, 2015.

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_{ma} + \phi\rho_f \quad (3)$$

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (4)$$

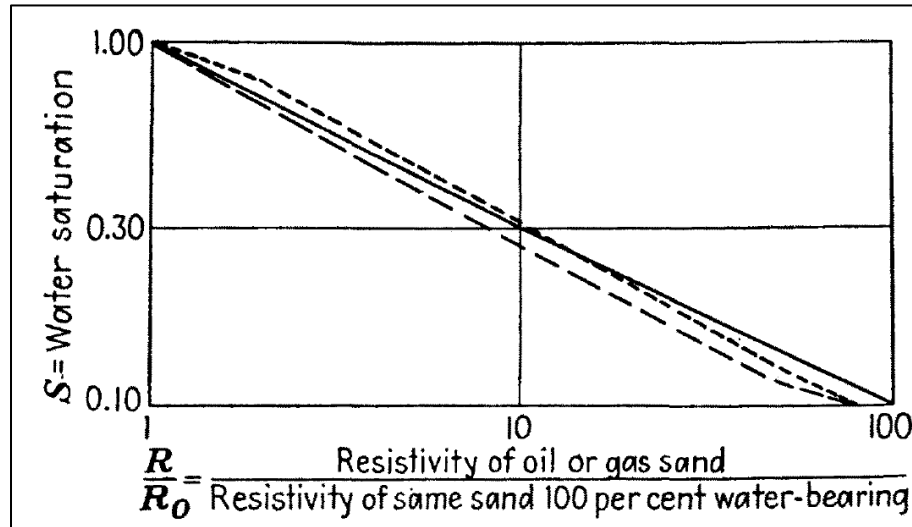
Donde Φ_D es porosidad a partir de densidad, ρ_{ma} es la densidad de la matriz, ρ_b es la densidad volumétrica y ρ_f es la densidad del fluido.

4.1.3 Saturación de Agua

Archie (1942) desarrolló una metodología para calcular esta propiedad con registros de pozo en arenas limpias usando relaciones empíricas con la resistividad (**Figura 7**) de donde deriva la **Ecuación 5**. Para resolver esta propiedad en otras formaciones con mayor contenido de arcillas, diversos autores (Waxman & Smits 1968; Waxman & Thomas, 1974; Clavier *et al.*, 1977) han desarrollado diferentes aproximaciones usando las propiedades eléctricas de las arcillas.

Figura 7.

Gráfico entre la relación de resistividades de una arenisca saturada en agua y en hidrocarburo y la saturación de agua de la roca.



Nota. Tomado de Archie, 1942.

$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{\Phi_{effec}^m \cdot R_t} \right)^{1/n} \quad (5)$$

Donde a , m y n corresponden a los coeficientes de tortuosidad, cementación y saturación respectivamente, R_w es la resistividad del agua de formación, R_t es la resistividad profunda y Φ_{effec} la porosidad efectiva.

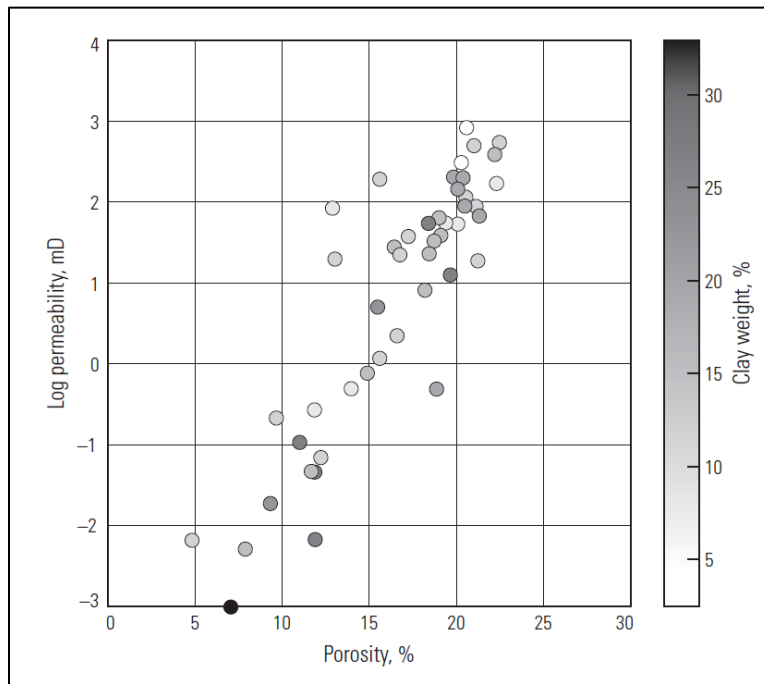
4.1.4 Permeabilidad

La permeabilidad (K) es la capacidad que tienen las rocas para transmitir los fluidos y es controlada por el tamaño de la garganta de poro y capilaridad (Asquith & Krigowski, 2004). Aunque se relaciona con la porosidad (**Figura 8**), no es el único registro de pozo con el que se puede asociar ya que el registro de resistividad depende en parte de los fluidos que están contenidos en la roca (Ellis & Singer, 2007) y relaciones con las zonas de transición pueden ser establecidas para determinarla.

Varias metodologías han sido desarrolladas para determinar la permeabilidad usando registros de pozo (Wyllie and Rose, 1950; Timur, 1968) dando como resultado las **Ecuaciones 6 y 7** respectivamente. Sin embargo, estas ecuaciones no tienen en cuenta el volumen de arcilla en sus cálculos, el cual es importante para la determinación de la permeabilidad y debe ser tenido en cuenta (Ellis & Singer, 2007).

Figura 8.

Relación entre porosidad y permeabilidad con el contenido de arcilla.



Nota. Tomado de Ellis & Singer, (2007).

$$K = \left(250 * \frac{\phi^3}{S_{wirr}} \right)^2 \quad (6)$$

$$K = \left(93 * \frac{\phi^{2.2}}{S_{wirr}} \right)^2 \quad (7)$$

4.1.5 Unidades Hidráulicas de flujo

Son intervalos estratigráficos continuos que representan una efectividad del yacimiento, dentro de un marco geológico y con porosidad y permeabilidad distintivas (Gunter, 1997). Estas unidades buscan ser lo más fiel posible a la roca, respetando su distribución y tamaño de grano ya que estos controlaban la dinámica del flujo de fluidos (Kolodzie, 1980; Pittman, 1992). Se han desarrollado diversas técnicas para la discretización de estas unidades dentro de las que se encuentran Wiland R35 elaborada por Kolodzie, 1980 (**Ecuación 8**), Rapex elaborada por Pittman, 1992. Estas dos metodologías usan datos de Routine Core Analysis (RCA) y los asocian con datos pruebas especiales (SCAL) (**Ecuación 9**). Por otra parte, está la propuesta por Amaefule *et al.* (1993) quien relacionó la porosidad y la permeabilidad y desarrolló su concepto de FZI (*Flow Zone Indicator*) (**Ecuación 10**).

$$\text{Log } R35 = 0.732 + 0.588 * \log(k) - 0.864 * \log(\phi) \quad (8)$$

$$\text{Log } R_{apex} = -0.177 + 0.475 * \log(k) - 0.099 * \log(\phi) \quad (9)$$

$$\text{Log } RQI = \text{Log } \phi_z + \text{Log } FZI \quad (10)$$

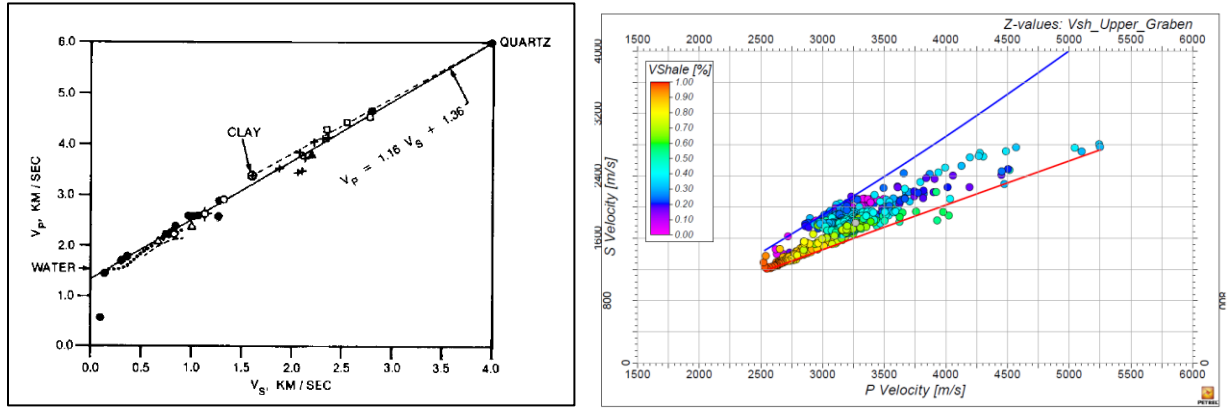
4.2 Caracterización Geofísica 1D

4.2.1 Completamiento de registros

Debido a que no todos los registros se encuentran disponibles en la mayoría de los casos, diversos autores (Castagna, 1985; Illidge, 2017) han intentado dar respuesta a esto encontrando relaciones empíricas entre los registros de onda P y onda S (**Figura 9**) llegando a desarrollar soluciones como las **Ecuaciones 11 y 12** respectivamente que permiten la estimación de estas propiedades.

Figura 9.

Gráfico cruzado entre onda compresional y de cizalla modelo de a) Castagna. 1985 y b) Illidge, 2017



Nota. Tomado de Castagna, 1985

$$V_p = 1.16 V_s + 1.36 \quad (11)$$

$$V_s(V_p, V_{sh}) = V_s \text{ Upper Limit}(V_p) * (1 - V_{sh}^a) + V_s \text{ Lower Limit}(V_p) * V_{sh}^a \quad (12)$$

4.2.2 Propiedades Mecánicas Elásticas

Hay una gran variedad de parámetros elásticos que pueden ser usados para describir el comportamiento isotrópico y elástico en las rocas (Simm & Bacon, 2014). Estos pueden ser obtenidos a partir de cálculos entre la onda P y la onda S (**Figura 10**). Estos módulos representan relaciones entre esfuerzos y deformación en los materiales (Zoback, 2007)

Figura 10.

Ecuaciones de módulos elásticos en un medio isotrópico.

Symbol	E	σ	K or κ	M	λ (lambda)	μ (mu)	λ/μ	V_p	V_s	V_p/V_s
Entity	Young's modulus	Poisson's ratio	Bulk modulus	P wave modulus	Lamé parameter	Lamé parameter	Lamé impedance ratio	V-primary	V-secondary	V_p/V_s ratio
(E, σ)			$\frac{E}{3(1-2\sigma)}$	$\frac{E(1-\sigma)}{(1+\sigma)(1-2\sigma)}$	$\frac{E\sigma}{(1+\sigma)(1-2\sigma)}$	$\frac{E}{2(1+\sigma)}$	$\frac{2\sigma}{1-2\sigma}$	$\sqrt{\frac{E(1-\sigma)}{(1+\sigma)(1-2\sigma)\rho}}$	$\sqrt{\frac{E}{2(1+\sigma)\rho}}$	$\sqrt{\frac{1-\sigma}{1/2-\sigma}}$
(E, κ)		$\frac{3\kappa - E}{6\kappa}$		$3\kappa \frac{3\kappa + E}{9\kappa - E}$	$3\kappa \frac{3\kappa - E}{9\kappa - E}$	$\frac{3\kappa E}{9\kappa - E}$	$\frac{3\kappa}{E} - 1$	$\sqrt{\frac{3\kappa(3\kappa + E)}{\rho(9\kappa - E)}}$	$\sqrt{\frac{3\kappa E}{(9\kappa - E)\rho}}$	$\sqrt{\frac{3\kappa + E}{E}}$
(E, μ)		$\frac{E - 2\mu}{2\mu}$	$\frac{\mu E}{3(3\mu - E)}$	$\mu \frac{4\mu - E}{3\mu - E}$	$\mu \frac{E - 2\mu}{3\mu - E}$			$\sqrt{\frac{\mu(4\mu - E)}{\rho(3\mu - E)}}$	$\sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{4\mu - E}{3\mu - E}}$
(σ, κ)	$3\kappa(1 - 2\sigma)$			$3\kappa \frac{1 - \sigma}{1 + \sigma}$	$3\kappa \frac{\sigma}{1 + \sigma}$	$\frac{3\kappa(1 - 2\sigma)}{2(1 + \sigma)}$	$\frac{2\sigma}{1 - 2\sigma}$	$\sqrt{\frac{3\kappa(1 - \sigma)}{\rho(1 + \sigma)}}$	$\sqrt{\frac{3\kappa(1 - 2\sigma)}{2\rho(1 + \sigma)}}$	$\sqrt{\frac{1 - \sigma}{1/2 - \sigma}}$
(σ, μ)	$2\mu(1 + \sigma)$		$\frac{2\mu(1 + \sigma)}{3(1 - 2\sigma)}$	$2\mu \frac{1 - \sigma}{1 - 2\sigma}$	$\mu \frac{2\sigma}{1 - 2\sigma}$			$\sqrt{\frac{2\mu(1 - \sigma)}{\rho(1 - 2\sigma)}}$	$\sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{1 - \sigma}{1/2 - \sigma}}$
(σ, λ)	$\lambda \frac{(1 + \sigma)(1 - 2\sigma)}{\sigma}$		$\lambda \frac{1 + \sigma}{3\sigma}$	$\lambda \frac{1 - \sigma}{\sigma}$		$\lambda \frac{1 - 2\sigma}{2\sigma}$		$\sqrt{\frac{\lambda(1 - \sigma)}{\rho\sigma}}$	$\sqrt{\frac{\lambda(1 - 2\sigma)}{\rho 2\sigma}}$	$\sqrt{\frac{1 - \sigma}{1/2 - \sigma}}$
(κ, μ)	$\frac{9\kappa\mu}{3\kappa + \mu}$	$\frac{3\kappa - 2\mu}{2(3\kappa + \mu)}$		$\kappa + 4\mu/3$	$\kappa - 2\mu/3$			$\sqrt{\frac{\kappa + 4\mu/3}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{\kappa + 4\mu/3}{\mu}}$
(κ, λ)	$9\kappa \frac{\kappa - \lambda}{3\kappa - \lambda}$	$\frac{\lambda}{3\kappa - \lambda}$		$3\kappa - 2\lambda$		$3(\kappa - \lambda)/2$		$\sqrt{\frac{3\kappa - 2\lambda}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{3(\kappa - \lambda)}{2\rho}}$	$\sqrt{2 \frac{\kappa - 2\lambda/3}{\kappa - \lambda}}$
(μ, λ)	$\mu \frac{3\lambda + 2\mu}{\lambda + \mu}$	$\frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)}$	$\lambda + 2\mu/3$	$\lambda + 2\mu$				$\sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\mu}}$
(V_p, V_s)	$\frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}$	$\frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}$	$\rho(V_p^2 - 4V_s^2/3)$	ρV_p^2	$\rho(V_p^2 - 2V_s^2)$	ρV_s^2	$\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2$			

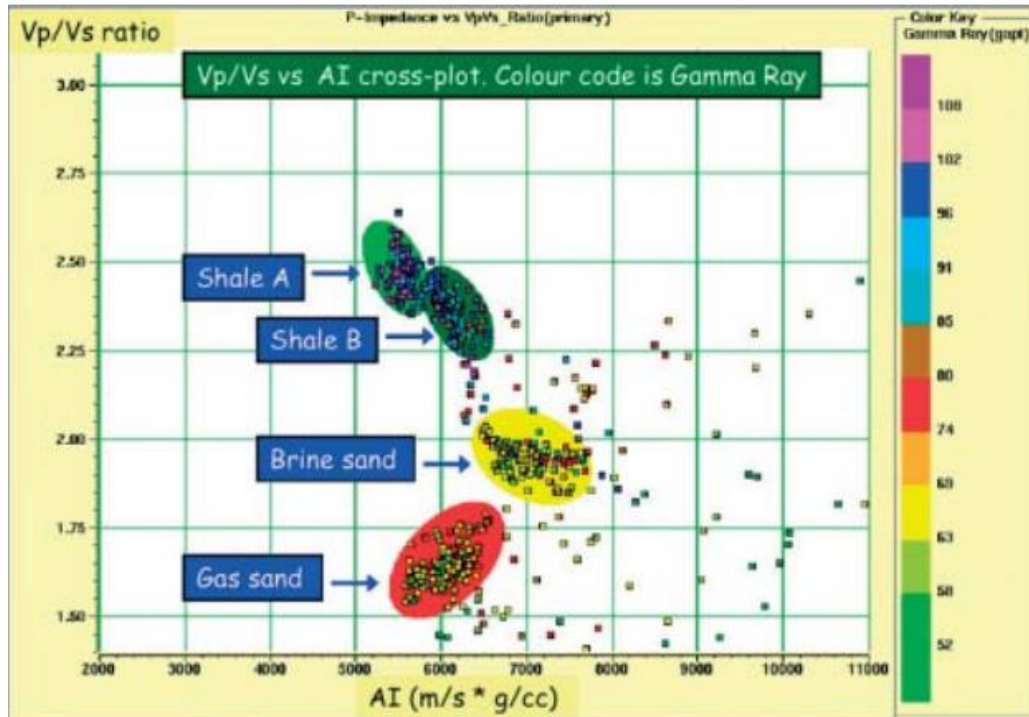
Nota. Tomado de Simm & Bacon, 2014.

4.2.3 Rock Physics Template (RPT)

Avseth & Odegaard (2004) desarrollaron el concepto de Rock Physics Template (RPT) el cual consiste en el desarrollo de gráficos cruzados entre propiedades elásticas (**Figura 11**) teniendo en cuenta su significado físico para discretizar entre litologías saturadas en gas y en agua. La probabilidad de ocurrencia de una u otra variable de salida, está definida por una distribución de probabilidad, que es una descripción de la probabilidad de que una variable de como resultado un valor de salida u otro (Ma & Zhang, 2019), lo que también se puede ver como una distribución de frecuencias (**Figura 12**).

Figura 11.

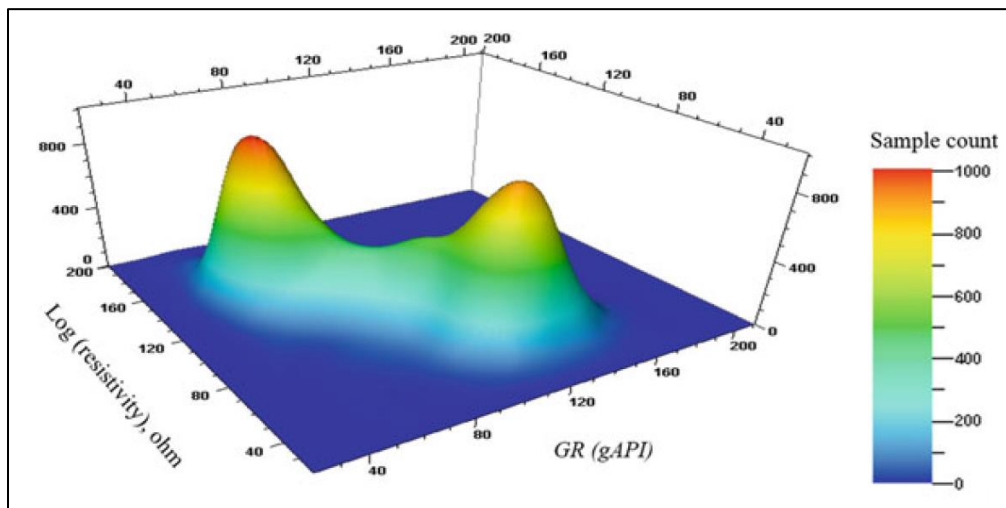
Gráfico cruzado entre impedancia acústica y relación Vp/Vs.



Nota. Tomado de Avseth & Odegaard (2004)

Figura 12.

Distribución de probabilidad entre el registro Gamma-Ray y el de resistividad.



Nota. Tomado de (Ma & Zhang, 2019)

4.3 Caracterización Geomecánica 1D

4.3.1 Propiedades Mecánicas de Resistencia

La resistencia de una roca está relacionada principalmente con el valor del esfuerzo principal máximo en el cual la roca pierde la capacidad de soportar dicho esfuerzo aplicado (Zoback, 2007; Herwanger, 2014). Uno de los criterios más usados para definir esta propiedad ha sido el criterio de envolvente de falla de Mohr-Coulomb y su linealización (Zoback, 2007), la cual da una solución gráfica (**Figura 13**) para de estas derivar parámetros tales como el esfuerzo compresivo sin confinamiento (UCS), ángulo de fricción (FANG) y Cohesión (S_o) dando como resultado el desarrollo de las **Ecuaciones 13-15**. Por otra parte, estas propiedades mecánicas de resistencia pueden ser estimadas usando registros de pozo como el sónico de onda p, densidad, neutron, entre otros como lo muestran Khaksar *et al.*, 2009.

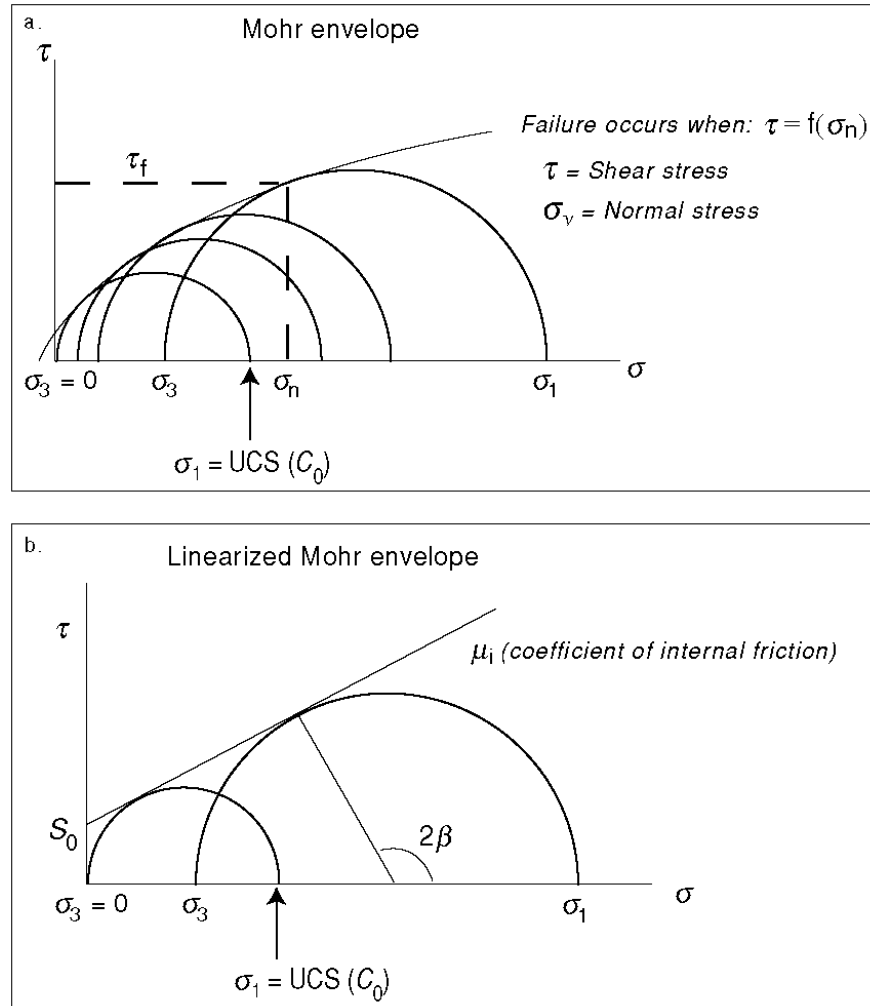
$$\tau = S_o + \sigma_n \mu_i \quad (13)$$

$$C_o = 2S_o \left[(\mu_i^2 + 1)^{1/2} + \mu_i \right] \quad (14)$$

$$\phi = \tan^{-1}(\mu_i) \quad (15)$$

Figura 13.

Criterio de falla de Mohr-Coulomb (a) Envolvente de falla (b) Linealización de la envolvente.



Nota. Tomado de Zoback, 2007.

4.3.2 Presión de poro

4.3.2.1 Esfuerzo Vertical (S_v). El esfuerzo vertical o también conocido como esfuerzo de sobrecarga es el esfuerzo ejercido en un punto por el material que le está suprayaciendo a este (Zoback, 2007). De tal forma se tiene (**Ecuación 16**):

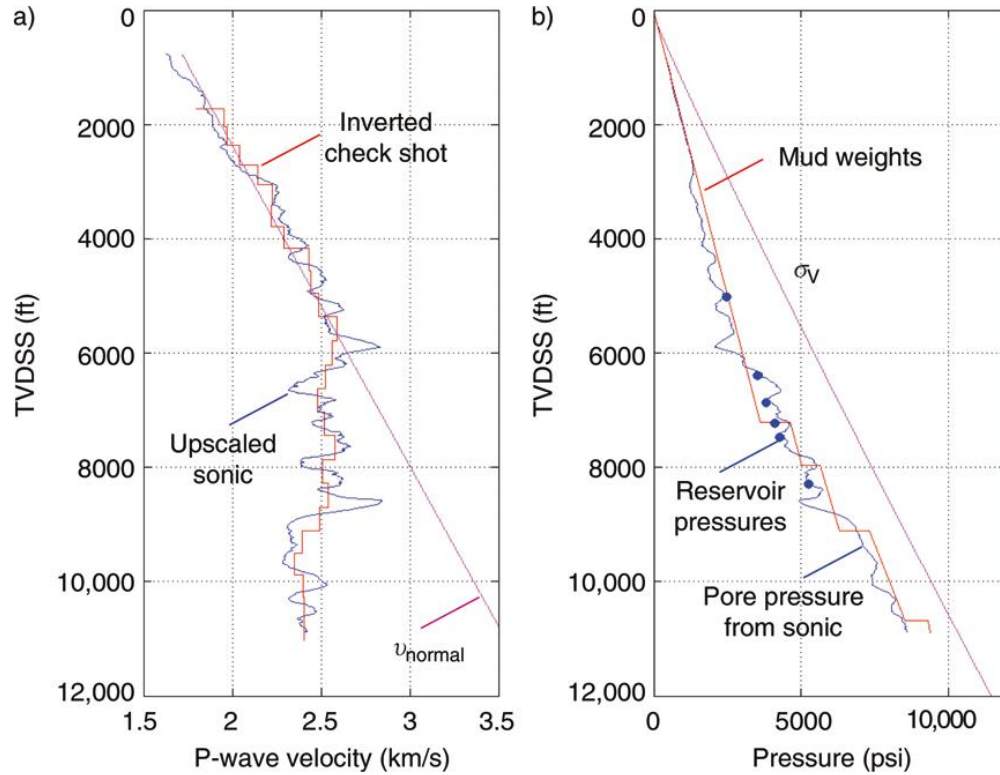
$$S_v = \rho_w g z_w + \int_{z_w}^Z \rho(z) g dz \quad (16)$$

Donde en la primera parte de la **Ecuación 15** se tiene en cuenta la fuerza ejercida por la columna de agua que se toma constante donde ρ_w es la densidad del agua, z_w es la profundidad del agua y g es la aceleración de la gravedad. En la segunda parte de la **Ecuación 16** se tiene en cuenta la carga litostática desde la profundidad del suelo marino hasta una profundidad Z sumando cada una de las cargas puntuales de roca que suprayacen el punto a evaluar.

4.3.2.2 Presión de Poro. La presión de poro es aquella que es ejercida por los fluidos contenidos en los poros de la roca al ser comprimidos, a mayor profundidad, los fluidos dentro de la roca estarán más presionados (Zhang, 2011). Las rocas al ser enterradas tienen unos fluidos internos los cuales quedarán almacenados dentro de la porosidad de estas. Dependiendo de la litología, estos fluidos pueden escapar (como en areniscas con buenas unidades hidráulicas de flujo) y estar conectados con superficie, por lo cual la presión sería normal o pueden quedar atrapados dentro la microporosidad de la roca (como en arcillas con malas unidades hidráulicas de flujo) lo que ocasionaría una presión anormal (Zhang, 2019) (**Figura 14**). Esta es apenas una de las causas de una presión anormal que se puede dar en las formaciones, Zhang (2019) habla un poco más a detalle sobre estas. Eaton (1975) expresa esto con la **Ecuación 17**.

Figura 14.

Perfil de presión de poro comparado con perfil de velocidad.



Nota. a) tendencia de velocidad normal (compactación) comparada con velocidad de registro b) esfuerzo vertical y presión de poro a partir de registro sónico calibrada con puntos de presión. Tomado de Sayers, 2010.

$$P_p = S_v - (S_v - P_p^{hydro}) * \left(\frac{v_p}{v_{norm}}\right)^\alpha \quad (17)$$

Eaton (1975) estableció que existía una relación entre esta compactación normal y algunos registros de pozo como la velocidad de onda P y los registros resistivos por lo cual podía ser modelada. Esta curva corresponde a cuál debería ser la tendencia normal de compactación de los sedimentos (Ver **Ecuación 18**).

$$V_{norm} = C \sigma_n^{1/b} \quad (18)$$

Donde C y b son los coeficientes y σ_n es el esfuerzo normal efectivo (Ver **Ecuación 19**)

$$\sigma_n = S_v - P_p^{hydro} \quad (19)$$

Donde S_v es el esfuerzo normal y P_p^{hydro} es la presión hidrostática.

La presión de poro puede ser calibrada con pruebas tipo MDT (Modular Formation Dynamics Tester) o DST (Drill Stem Test) ya que estas muestran una relación directa y confiable con esta propiedad (Zou, 2017)

4.3.3 Esfuerzos

Anderson (1951) propuso la relación de los esfuerzos principales con el tipo de falla que estos generan (normal, inversa y de rumbo). Desde entonces, se ha intentado cuantificar y entender la magnitud de estos esfuerzos a través de diferentes tipos de datos como *break-outs*, fracturas inducidas e incluso registros de pozo (Zoback, 2007). Además, muchas pruebas de laboratorio que no se hacen con mucha frecuencia y que sirven para estimar estos esfuerzos principales, han sido modelados a partir de registros de pozo (Khaksar *et al.*, 2009; Chang *et al.*, 2006). Para el cálculo de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo Javani *et al.* (2017) usa las **Ecuaciones 20 y 21** las cuales son para medios poro-elásticos. Por otra parte, la ecuación propuesta por Eaton (1969) no tiene en cuenta la tectónica activa.

$$S_{Hmax} = \frac{v}{1-v} * (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_s}{1-v^2} \varepsilon_H + \frac{E_s v_s}{1-v^2} \varepsilon_h \quad (20)$$

$$S_{Hmin} = \frac{v}{1-v} * (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_s}{1-v^2} \varepsilon_h + \frac{E_s v_s}{1-v^2} \varepsilon_H \quad (21)$$

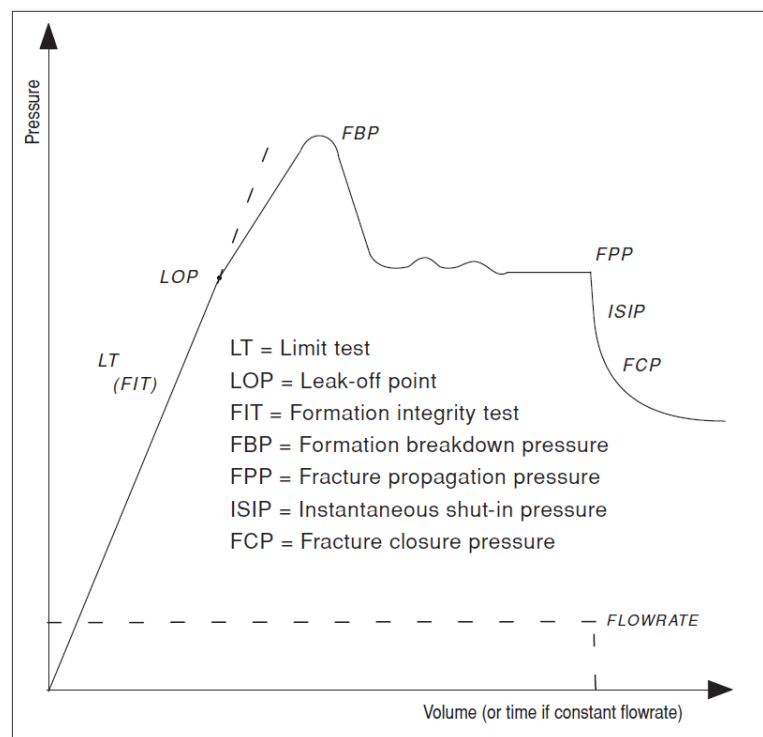
Donde S_{Hmin} es el esfuerzo horizontal mínimo, S_{Hmax} es el esfuerzo horizontal máximo, v es la relación de Poisson estática, α es el parámetro de Biot que generalmente es 1, E_s es el módulo de Young estático, ε_h es la deformación en la dirección del esfuerzo mínimo y ε_H es la deformación en la dirección del esfuerzo máximo.

El esfuerzo mínimo horizontal se puede calibrar con una medida directa en pozo como lo son las pruebas LOT (*Leak-off Test*) (Zoback, 2007) (**Figura 15**). Estas pruebas se realizan algunos pocos metros debajo del asentamiento del revestimiento en hueco abierto, en caso de no estar disponible, se puede usar el *Formation Integrity Test* (FIT) (Zoback, 2007).

El entendimiento de las propiedades mecánicas elásticas y de resistencia del yacimiento es útil para resolver problemas de estabilidad de pozo, reactivación de fallas, problemas operacionales como arenamiento, entre otros (Zoback, 2007).

Figura 15.

Diagrama esquemático de una prueba de Leak-off test.



Nota. La presión de la formación se encuentra en función del volumen bombeado o al tiempo, al perder la linealidad la función es donde se encuentra el punto de *Leak*, el cual es cercano a la presión en la que se empiezan a formar fracturas, por lo tanto, útil para calibrar el esfuerzo mínimo horizontal. Tomado de Zoback, 2007.

Por otra parte, el esfuerzo máximo horizontal es más difícil de calibrar pues no hay una medida directa de este, sin embargo, este se puede calibrar con el ancho de los *break-outs* (Zoback, 2007).

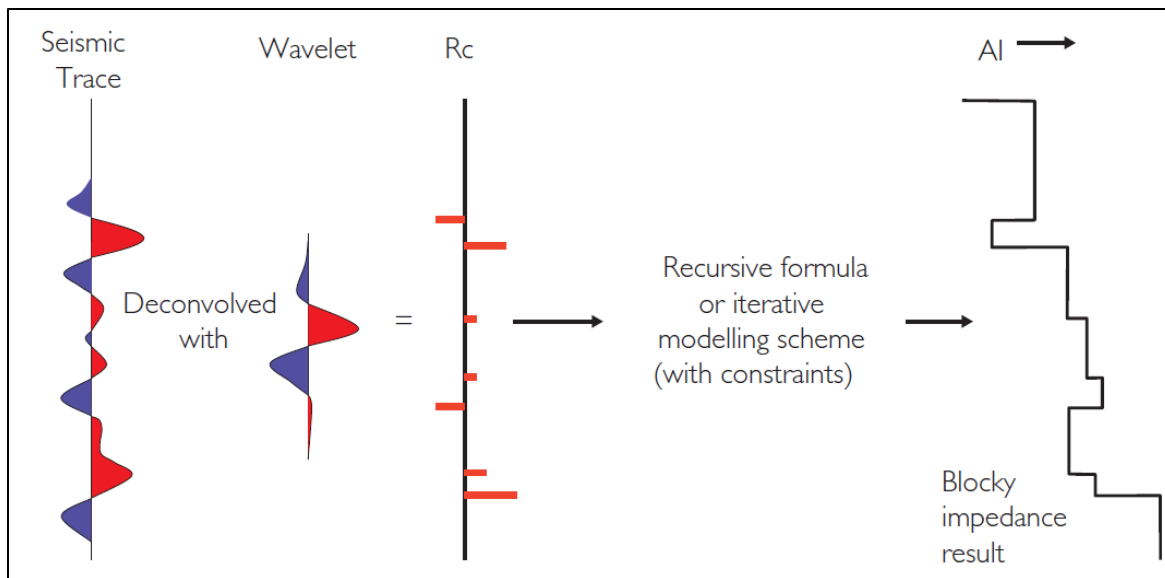
4.4 Caracterización Sísmica 3D

4.4.1 Inversión Sísmica y Analisis Multi-Atributo

La inversión sísmica es una técnica para crear un modelo de la tierra usando la sísmica como dato de entrada principal sísmica, de tal forma que puede considerarse como lo opuesto a la técnica de modelo directo (**Figura 16**) que consiste en crear una traza sísmica a partir de un modelo de la tierra (Russell, 1988).

Figura 16.

Representación esquemática del proceso de inversión sísmica.



Nota. Tomado de Simm & Bacon (2014).

Según Simm & Bacon (2014), de forma general, hay dos tipos de inversión, determinística y estocástica. La solución determinística solo puede encontrar soluciones dentro del ancho de banda de la sísmica original mientras que la geoestadística o estocástica puede incluir detalles más allá de este (Filippova, 2011). Por otra parte, Russell *et al.* (1997) desarrolló la técnica de análisis de sísmica multi-atributo, con la cual resuelve el problema de predecir propiedades físicas de la tierra a partir de diferentes atributos sísmicos.

La inversión sísmica en muchas cuencas alrededor del mundo ha probado ser una técnica muy buena para conocer mejor el yacimiento y de esta forma ampliar reservas y planear pozos que atraviesen estructuras que antes no habían sido tenido en cuenta por falta de información (Barclay *et al.*, 2008). De esta forma se han usado técnicas de tipos de roca y se ha acoplado a modelos de inversión sísmica 3D (Dezfoolian *et al.*, 2013; Thai *et al.*, 2017).

5. Resultados

5.1 Modelo Petrofísico 1D

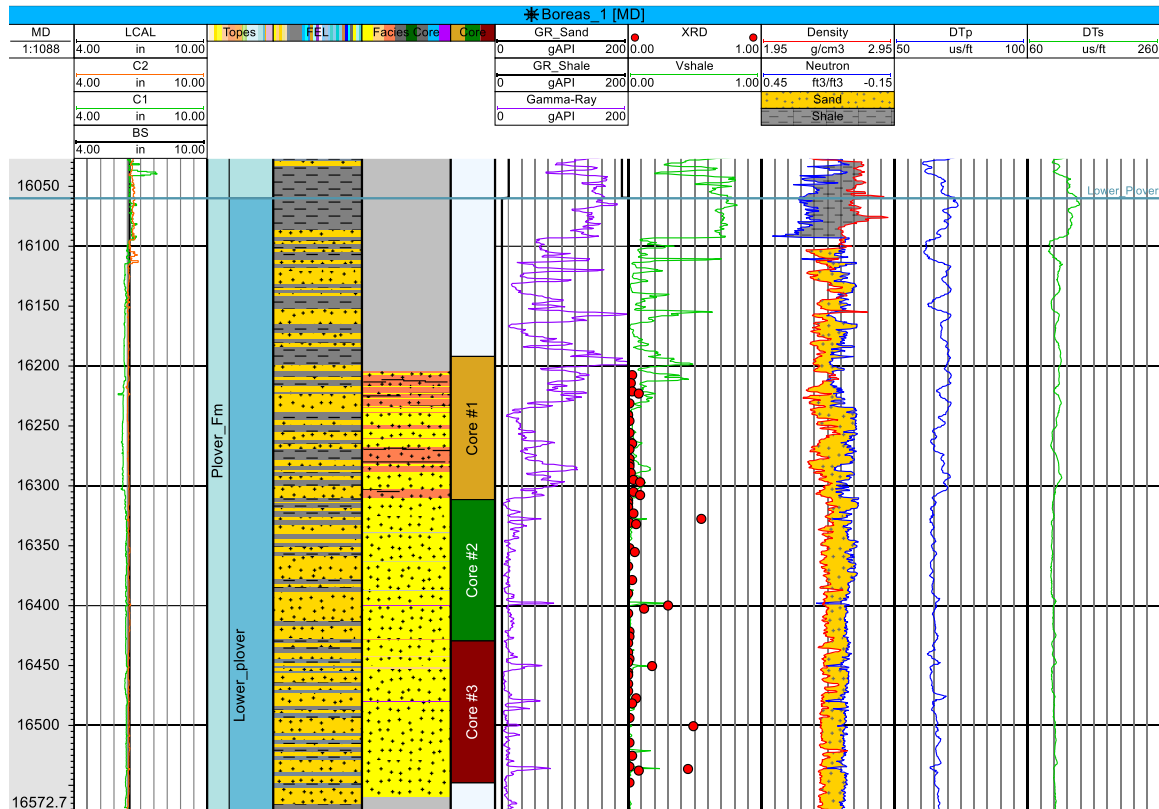
5.1.1 Volumen de arcilla (*Vsh*).

El volumen de arcilla fue calculado acorde a las litologías presentes en las diferentes formaciones usando las **Ecuaciones 1 y 2**. De tal forma que, para las arenas con laminaciones de arcillas vistas en núcleo presentes en la Formación Plover Inferior se usó el valor de *Vsh* a partir de Neutron-Densidad ya que la resolución del Gamma-Ray no estaba resolviendo de manera adecuada estas zonas. Para las demás formaciones se usó el registro de Gamma-Ray para el cálculo de esta propiedad.

Estos modelos de *Vsh* fueron comparados con los datos de DRX para los pozos donde se encontraba disponible este análisis de laboratorio. En las formaciones y pozos donde no se tuviese esta información se realizó el modelo acorde a la litología interpretada (Ver **Figura 17**). En las arenas se pueden encontrar valores de *Vshale* entre 0 y 5%

Figura 17.

Volumen de arcilla calibrado con datos de DRX para el pozo Boreas-1



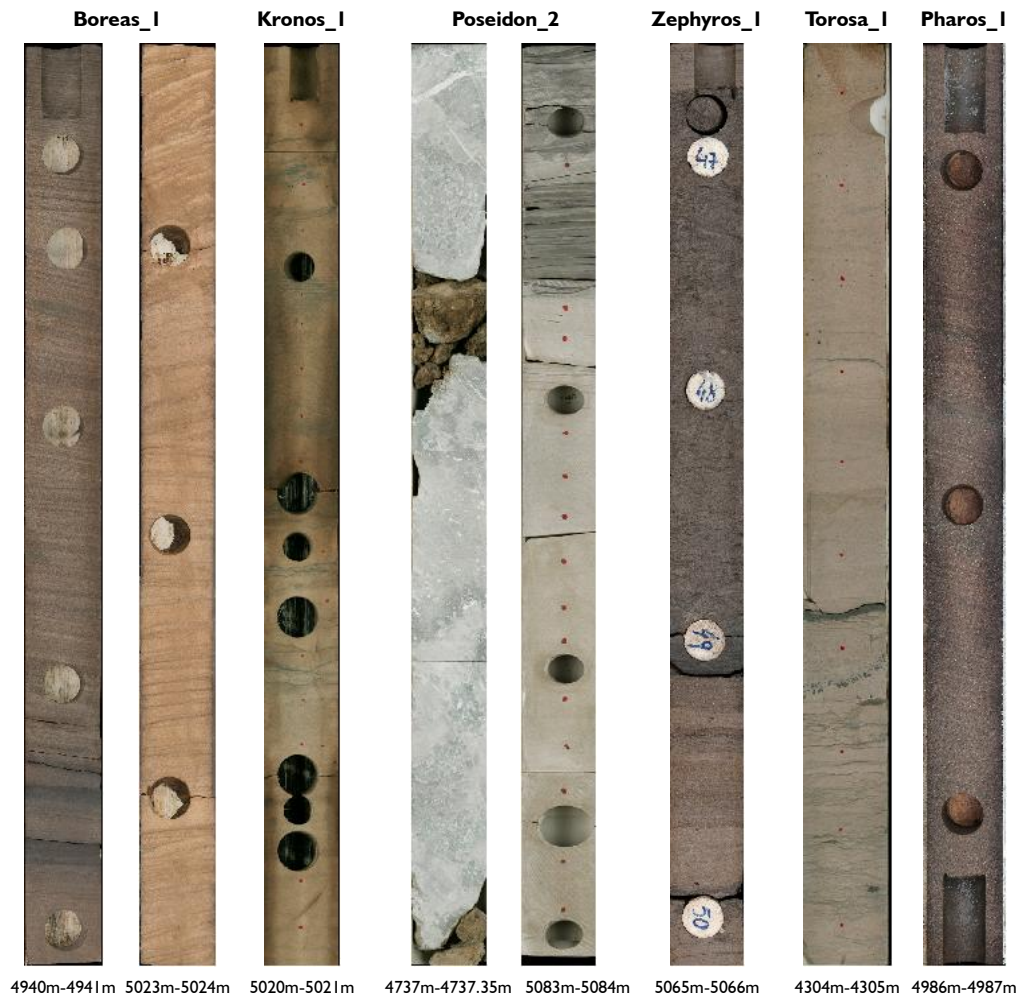
Nota. Hay una muy alta correlación entre los puntos de mineralogía de DRX (puntos rojos) y la curva de modelo de Vshale (verde) la cual muestra valores muy bajos de arcillosidad.

5.1.1 Modelo litológico 1D.

Litológicamente, la Formación Plover inferior corresponde a areniscas con laminaciones de arcillas como se puede ver en los núcleos (**Figura 18**). Estas litologías, según descripciones de sección delgada (**Figura 19**) composicionalmente corresponden a cuarzoareniscas. Sin embargo, esta formación se vio afectada principalmente por eventos diagenéticos que crearon sobrecrecimiento de cuarzo, calcita y reemplazamiento de algunos minerales a illita, que, si bien esta última presenta microporosidad, a nivel general todos estos procesos afectaron la calidad del yacimiento.

Figura 18.

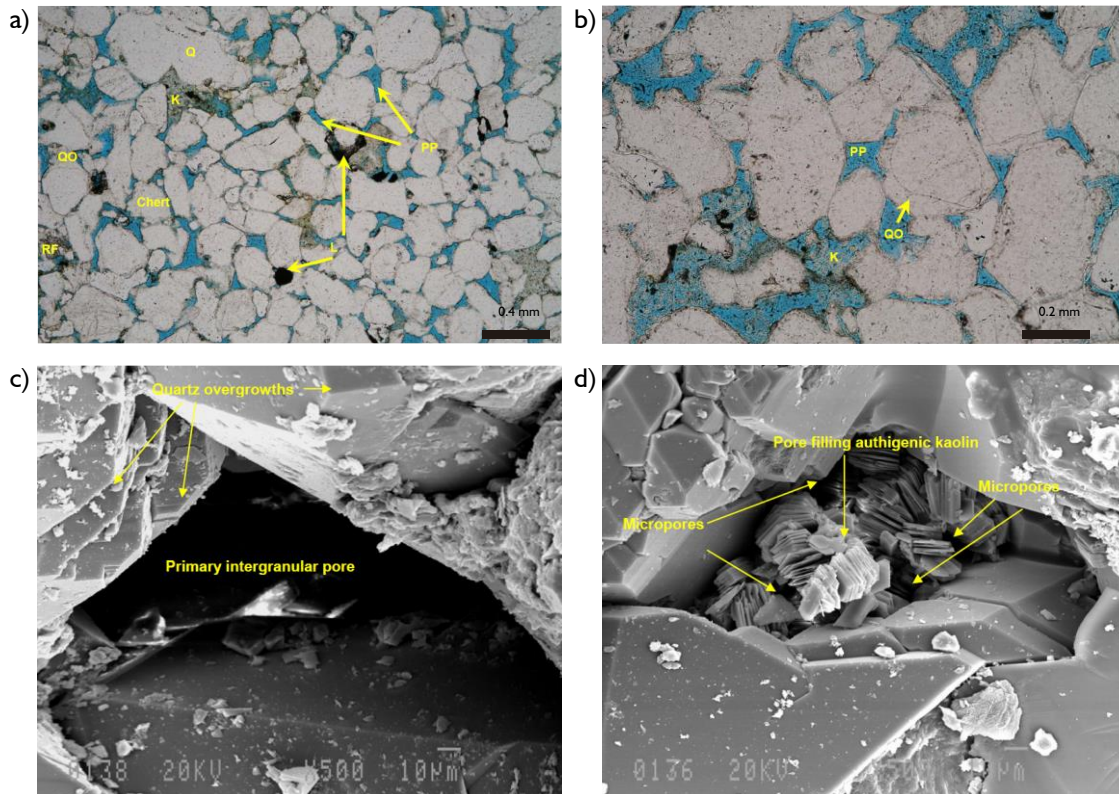
Núcleos con las litologías mas comunes en el yacimiento.



Nota. Tomado de Well Completion Report de cada pozo.

Figura 19.

Secciones delgadas del pozo Torosa-1 de la formación Plover inferior a 4304.08m



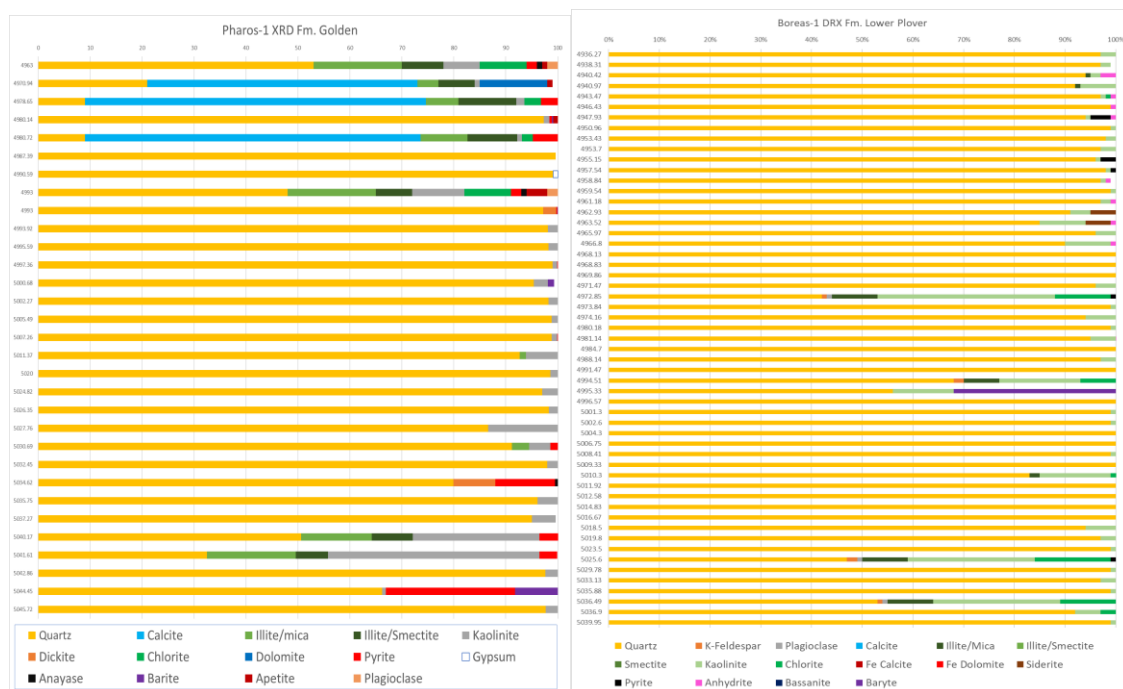
Nota. (a) fotografía a gran escala de la sección con tamaño de grano medio y bien calibrada b) Ampliación de la sección delgada donde se ve el sobrecrecimiento de cuarzo (c) SEM de la macroporosidad primaria y (d) SEM de la porosidad primaria rellanada por kaolinita autigenica. Tomado de reporte del pozo)

Mineralógicamente, según los análisis de DRX (**Figura 20**) encontrados en los reportes de cada pozo, la composición principal de las rocas de las Formaciones Golden y Plover Inferior (izquierda y derecha respectivamente) están compuestos principalmente de cuarzo, lo que confirma lo observado en la **Figura 19** de petrografía sobre la composición de estos granos. Principalmente las rocas de estas formaciones son clasificadas como cuarzoareniscas. La principal arcilla presente es la illita aunque también se encuentra en alta proporción relativa la

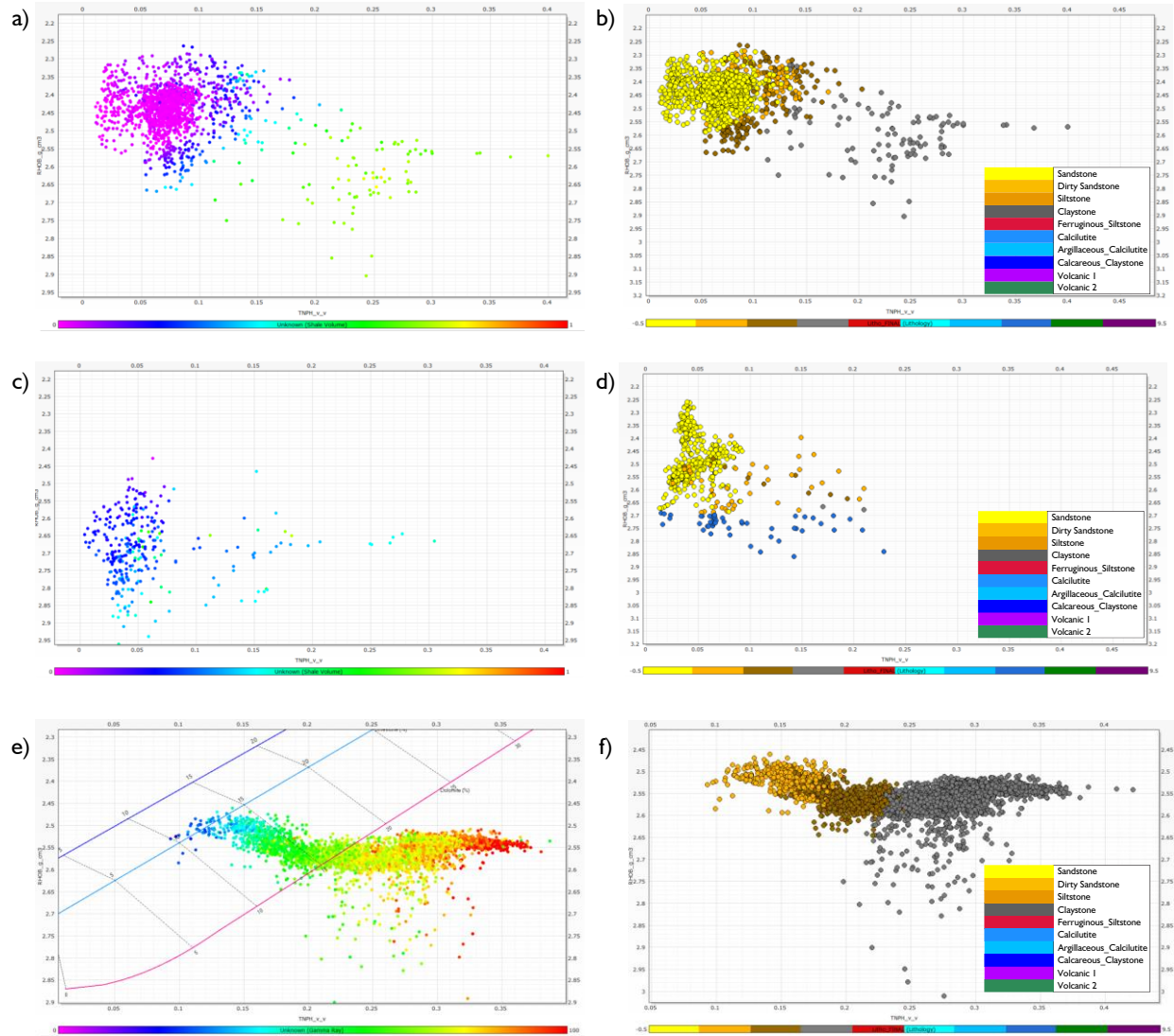
illita/esmectita. El modelo litológico se construyó para todas las formaciones donde hubiese registro disponible a partir de gráficos cruzados (**Figura 21**) con los diferentes registros de pozo (GR, RHOB, NPHI, PEF, DTp y DTs) guiándonos de descripciones de núcleos e interpretaciones de facies principalmente (**Figura 22**), donde se construyó un modelo inicial litológico para las formaciones yacimiento calibrado con estas descripciones de núcleos (**Figura 23**).

Figura 20.

Mineralogía a partir de difracción de Rayos-X (DRX) para el pozoPharos-1 en la Formación Golden (izq.) y para el pozo Boreas-1 en la Formación Plover Inferior (der.)



Nota. La composición mineralógica principal de los reservorios presentes en el área de estudio corresponde a cuarzo, existiendo algunos niveles calcáreos hacia el tope de la Formación Golden, algunos minerales del grupo de las arcillas y minerales pesados como barita y siderita.

Figura 21.*Gráficos cruzados principales usados para la identificación de litotipos*

Nota. (a) NPHI-RHOB de Formación Plover Inferior, (b) NPHI-RHOB de Formación Plover Inferior interpretado, (c) NPHI-RHOB de Formación Golden, (d) NPHI-RHOB de Formación Golden interpretado, (e) NPHI-RHOB de Formación Jamieson y (f) NPHI-RHOB de Formación Jamieson interpretado

Figura 22.

Litofacies encontradas en registros de pozo y litotipos interpretados con registros de pozo.

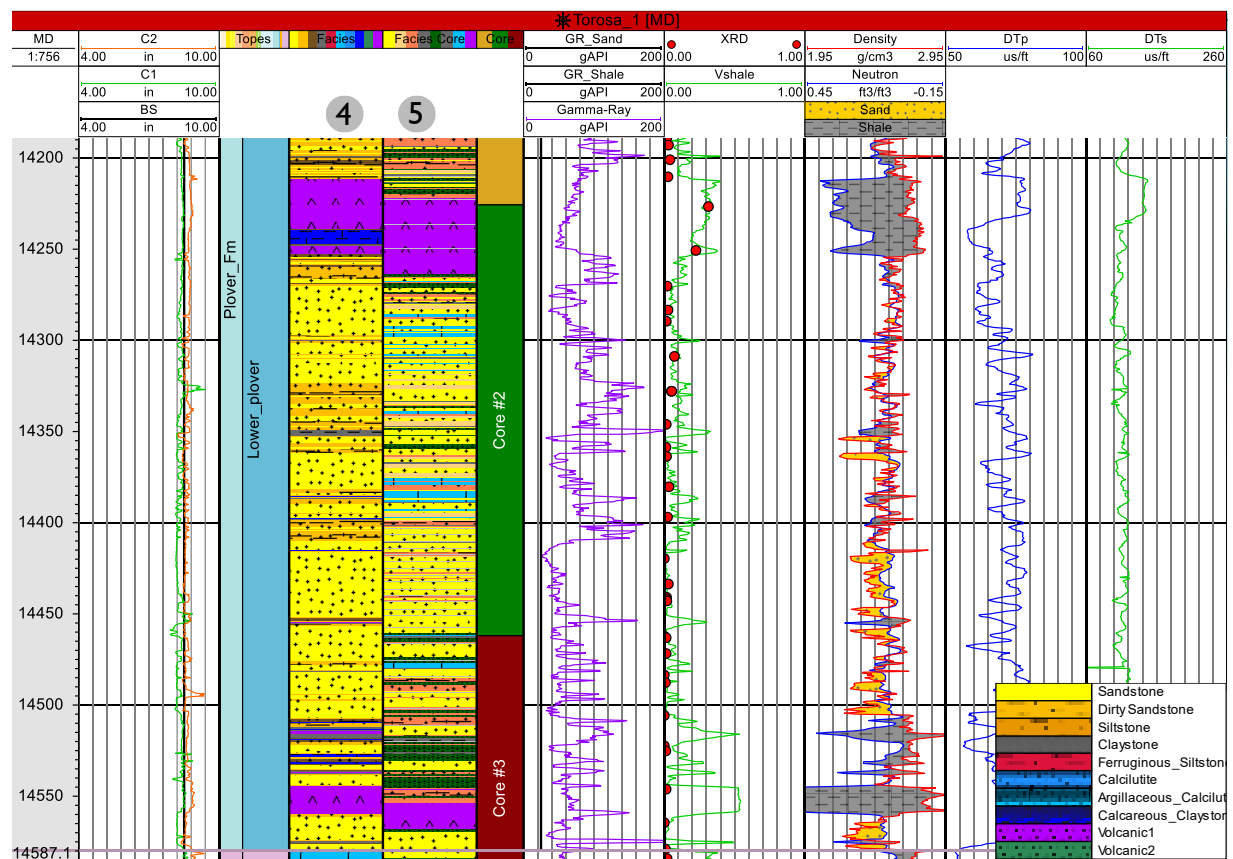
Lithofacies	Litho_Final
Crossbedded Sandstone	Sandstone
Horizontal Bedded Sandstone	
Laminated Sandstone	
Pebbly Sandstone	
Rippled Sandstone	
Conglomerate	
Massive Sandstone	Dirty Sandstone
Carbonaceous Sandstone	
Swailey Sandstone	
Heterolithic	
Bioturbated Sandstone	
Bioturbated Siltstone	Siltstone
Laminated Siltstone	
Massive Siltstone	
Laminated Claystone	Claystone
Massive Claystone	
	Ferruginous Siltstone
Calcarenite	Calcarenite
Calcareous Claystone	Calcareous Claystone
Argillaceous Limestone	Argillaceous Limestone
Heterolithic Toba	Volcanic 1
Tuff	Volcanic 2
Volcanics	

Nota. A la izquierda se encuentran las litologías que están interpretadas a partir de núcleos y que se encuentran en los reportes de interpretación de cada pozo. A la derecha se encuentran las litologías interpretadas a partir de registro de pozo usando técnicas de gráficos cruzados.

En la **Figura 23** se puede ver la correlación que existe entre la información de núcleos (Carril 5) y la interpretación realizada a partir de registros de pozo (Carril 4). Además, se puede ver también una correlación con la información de DRX vista previamente donde los puntos que están indicando mayor contenido de arcillas coinciden con estas delgadas zonas de litología arenisca sucia. Esta interpretación se extendió más allá del yacimiento ya que, para el proceso de inversión sísmica y la posterior propagación de propiedades, es importante tener el máximo amarre posible entre roca-pozo-sísmica teniendo 6 propiedades básicas (V_p , V_s , ρ , N_{phi} , V_{sh} y Litología).

Figura 23.

Vista de registros de pozo con interpretación realizada



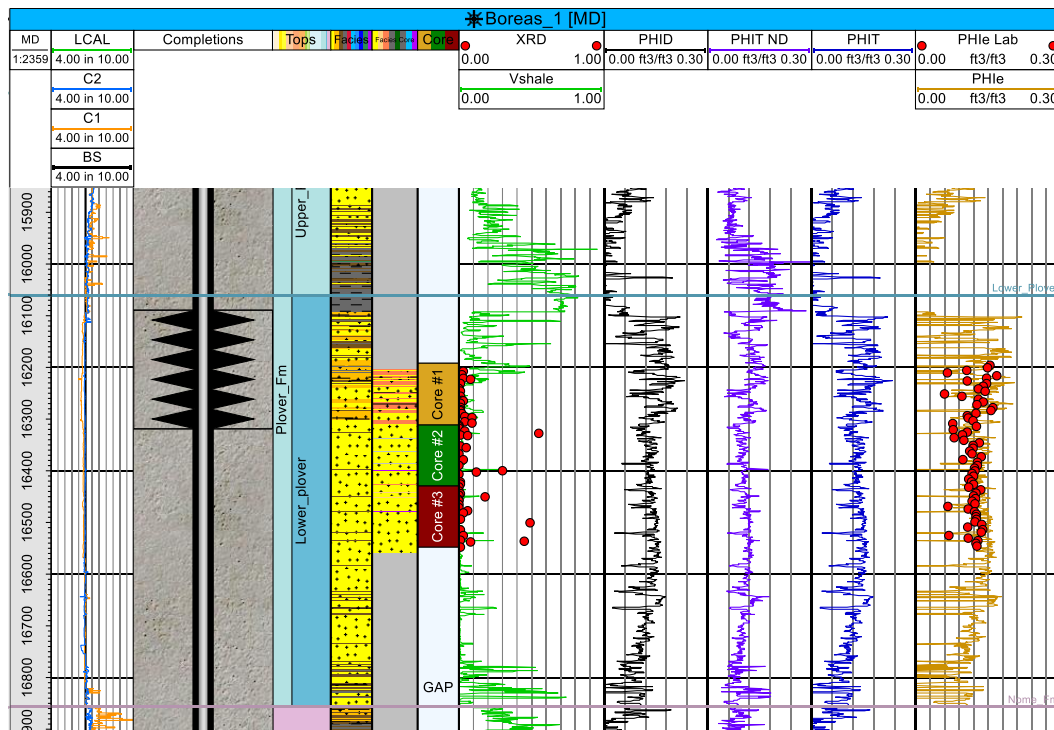
5.1.3 Porosidad Efectiva (ϕ_{efec})

De manera similar al Vsh, la porosidad efectiva también se calculó teniendo en cuenta las litologías presentes y la distribución de las arcillas en las arenas (laminación). Siendo así que para las arenas limpias la porosidad total se calculó usando una densidad de matriz (ρ_{ma}) en la **Ecuación 3** de 2.65 g/cm³ y para las arenas con laminación arcillosa o areniscas sucias según la clasificación de litotipos 2.6 g/cm³.

Ahora bien, para el modelo de porosidad efectiva (**Figura 24**) no se usó la corrección por Vsh debido a que las arenas del yacimiento corresponden a cuarzoareniscas con muy poca arcilla según análisis mineralógicos de DRX, de tal forma que la porosidad efectiva es igual a la porosidad total. Además, para las unidades arcillosas o volcanoclásticas, para no afectar los posteriores modelos petrofísicos, se estableció una porosidad de 1%.

Figura 24.

Porosidad efectiva calibrado con porosidad de RCA para el pozo Boreas-1



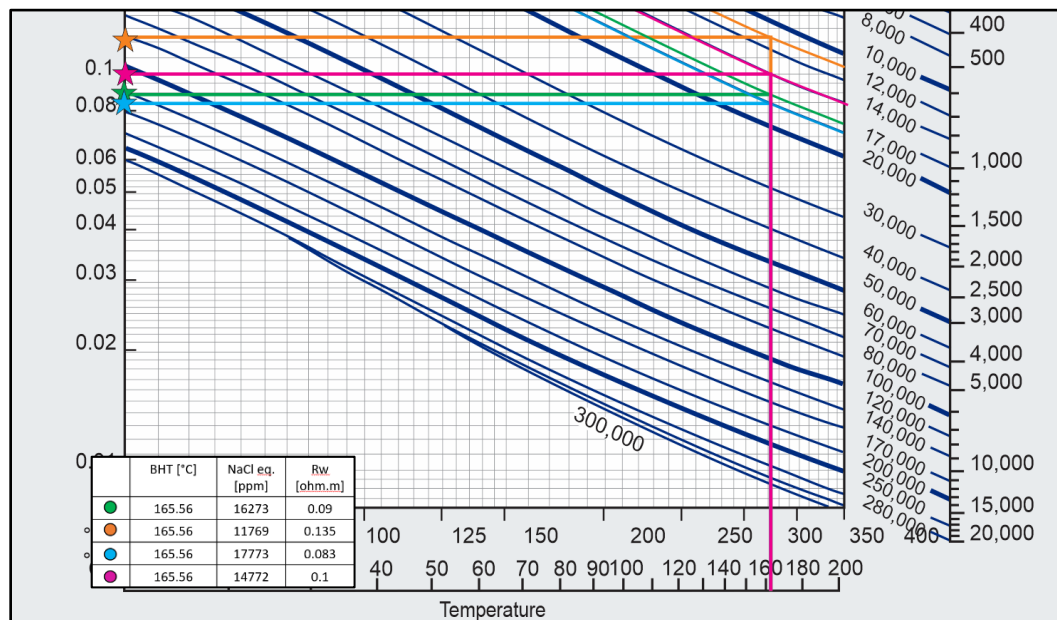
Estos modelos de ϕ_{effec} fueron comparados con los datos de porosidad RCA a condición de yacimiento para los pozos donde se encontraba disponible este análisis de laboratorio. En las formaciones y pozos donde se tuviese esta información disponible se realizó el modelo respetando la litología interpretada. En las arenas se pueden encontrar valores de porosidad entre 10 y 20%

5.1.4 Saturación de agua (S_w)

Debido a la composición mineralógica de la litología de los yacimientos, reportada en los pozos, siendo principalmente cuarzoarenisca, se usó la ecuación de Archie, 1942 (Ver Ecuación 5) para calcular la saturación de agua en todos los pozos de correlación (**Figura 25**).

Figura 25.

Carta de Schlumberger para calculo gráfico de resistencia del agua de formación. Modificado de Schlumberger Log Interpretation Charts 2009.

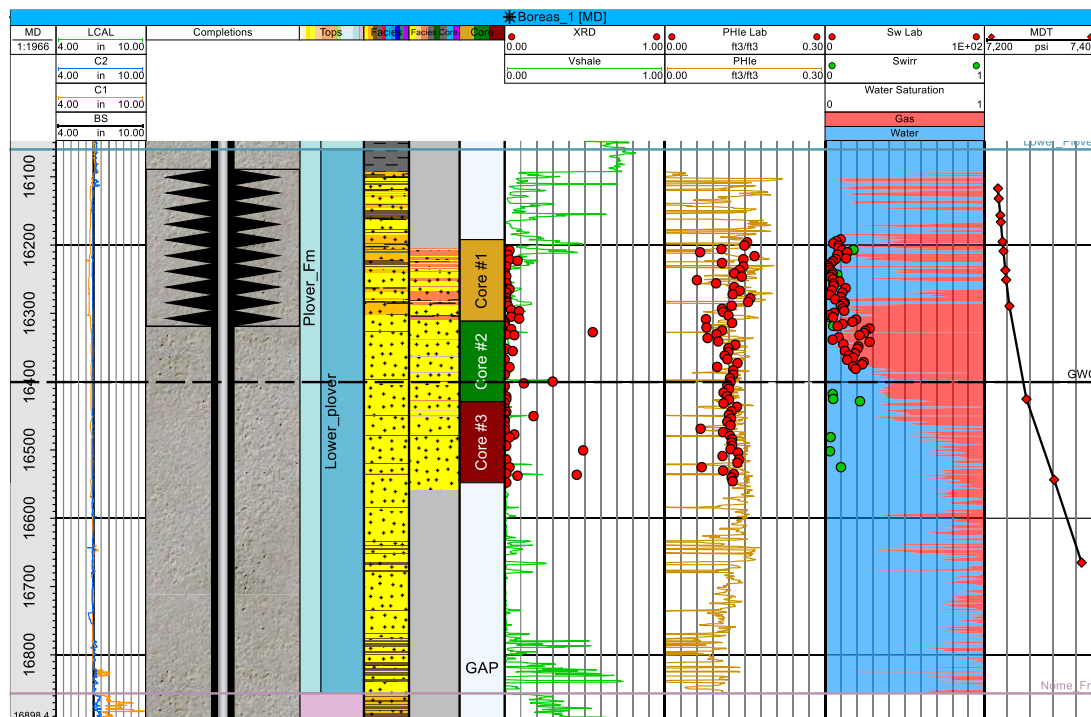


Los coeficientes a , m y n de la ecuación de Archie, fueron determinados a partir de un promedio de los datos de SCAL y este mismo valor fue usado en los pozos cercanos no corazonados. Por otra parte, para la R_w se usaron los valores de química del agua que variaban entre 0.083 y 0.135 ohm.m.

Así mismo, se usaron pruebas de saturación de agua por el método Dean-Stark para calibrar los modelos en todos los pozos corazonados (**Figura 26**). En las arenas se pueden encontrar valores de saturación de agua entre 0 y 30%.

Figura 26.

Modelo de Saturación de Agua para el pozo Boreas-1.



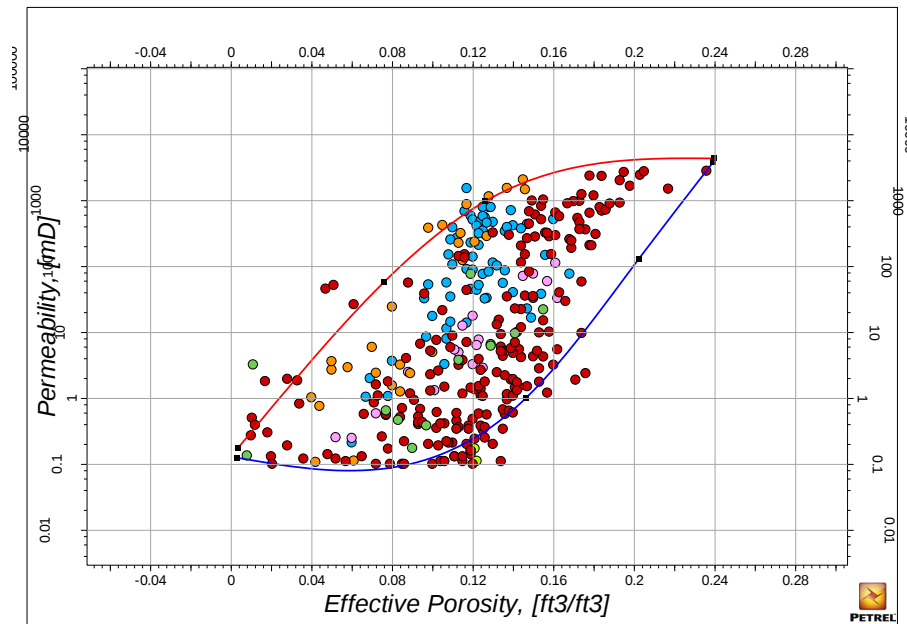
Nota. El contacto agua gas (OWC) obtenido a partir del cambio de tendencia de las presiones del MDT se correlaciona con del modelo de saturación de agua obtenido.

5.1.5 Permeabilidad (K)

Siguiendo lo recomendado por (Ellis & Singer, 2007) se usó la metodología propuesta Illidge (2017), generando un par de curvas envolventes las cuales serán los límites superior e inferior de la ecuación para el cálculo de esta propiedad (**Figura 27**).

Figura 27.

Gráfico cruzado entre porosidad y Permeabilidad de RCA con curvas de tendencia para estimación de modelo de permeabilidad 1D

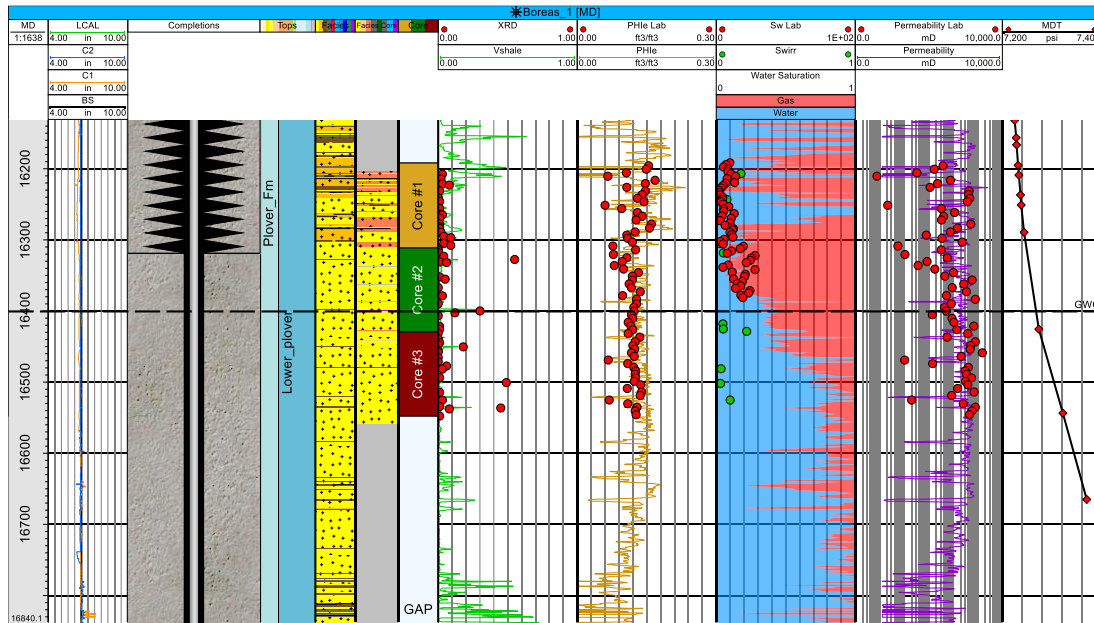


Nota. Las curvas rojas y azul siguen la distribución de los puntos en el gráfico cruzado teniendo en cuenta el componente litológico (V_{shale}). Los colores representan los diferentes pozos disponibles en yacimiento.

Como resultado se tiene el modelo de permeabilidad horizontal para todos los pozos de correlación (**Figura 28**) calibrado con pruebas RCA de permeabilidad horizontal a presión de yacimiento y valores que varían desde 100-1000 mD en la litología arenisca limpia.

Figura 28.

Modelo petrofísico 1D calibrado con RCA y SCAL



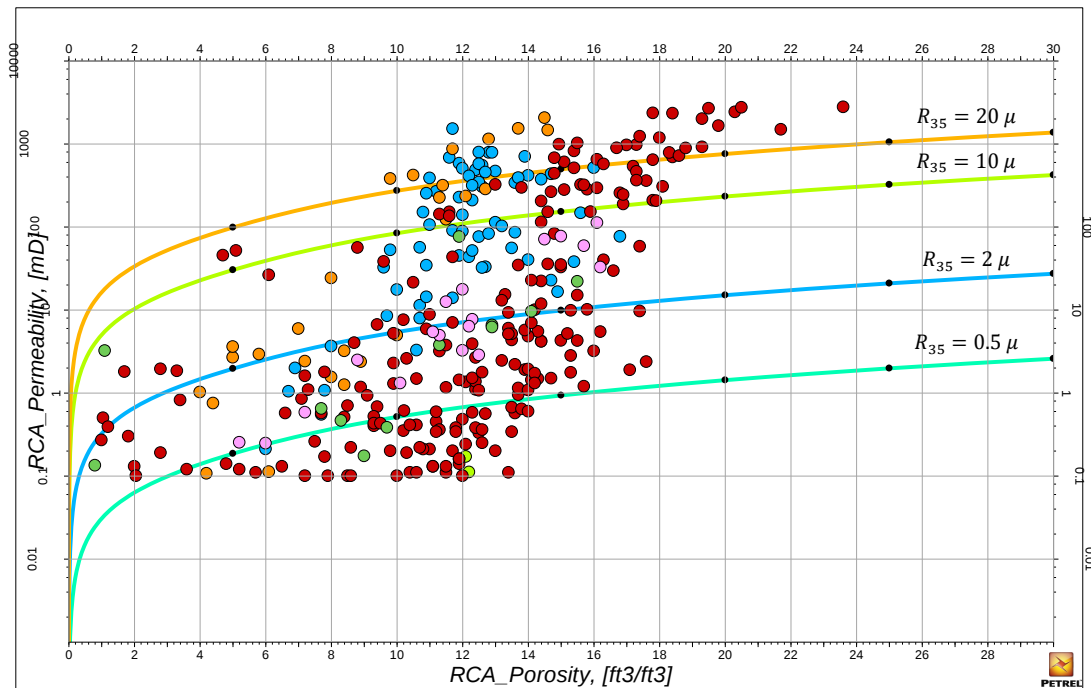
5.1.6 Unidades hidráulicas de flujo

El modelo propuesto para la creación de unidades hidráulicas de flujo tiene como base lo propuesto por Gunter (1997). En primer lugar, se hizo un gráfico cruzado de porosidad y permeabilidad de pruebas de rutina (RCA) (**Figura 29**) con las curvas de radio de garganta de poro propuestas por Winland en el trabajo de Kolodzie (1980) y a su vez un gráfico cruzado de radio de garganta de poro y función de distribución normal de porosidad (**Figura 30**) para de tal forma poder ver cómo está siendo la distribución de los tipos de roca y la mejor forma para poder caracterizarlos.

Las curvas sobre el grafico en la **Figura 29** son líneas de igual tamaño de garganta de poro dado por la ecuación que definió Winland donde relaciona la porosidad y permeabilidad con valores de 0.5, 2, 10 y 20 micras de radio de garganta de poro que representan los rangos de micro, meso, macro y mega poro, definidos por Doveton (1995).

Figura 29.

Gráfico cruzado entre porosidad y permeabilidad de pruebas de rutina (RCA) con las curvas de garganta de poro propuestas por Winland.

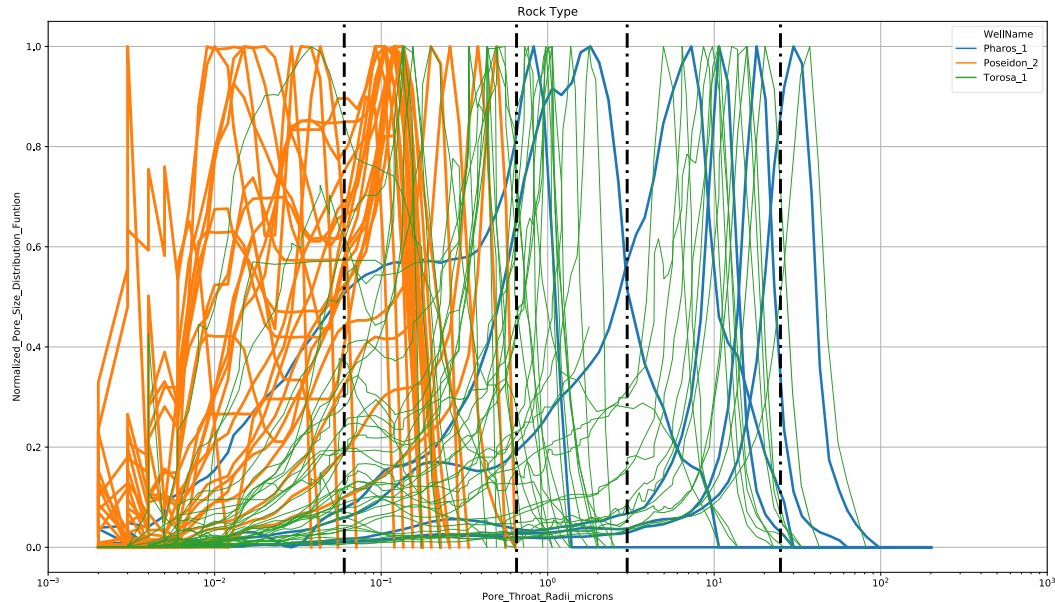


Nota. Las curvas representan los radios de garganta de poro según la ecuación de Kolodzie (1980). Los colores representan los diferentes pozos disponibles en yacimiento.

Ahora bien, en la **Figura 30** se puede ver cómo es la distribución de los radios de garganta de poro obtenidos de pruebas de laboratorio de inyección de mercurio para los intervalos de interés. De esta forma, se pudo ver como en estos 3 pozos se mantiene una tendencia en los datos a mostrar 5 agrupaciones en total marcados por unos límites de radio de garganta de poro de 0.06, 0.65, 3 y 25 micras respectivamente teniendo una base de cinco tipos de roca diferentes. Sin embargo, ya que en pozo no se hizo tan evidente esta distinción para los de peores capacidades de flujo (radio de garganta de poro muy bajos), se redujo a cuatro, donde los que no aportan al flujo se unificaron en uno solo teniendo de esta forma las rocas con radio garganta de poro menor a 0.65.

Figura 30.

Distribución de radios de garganta de poro para la formación Plover Inferior



Nota. Gráfico construido a partir de datos de radio de garganta de poro obtenidos de pruebas de saturación de mercurio. Las líneas corresponden a las agrupaciones de radios de garganta de poro visto en los datos con valores de izquierda a derecha de 0.06, 0.65, 3 y 25 micras respectivamente

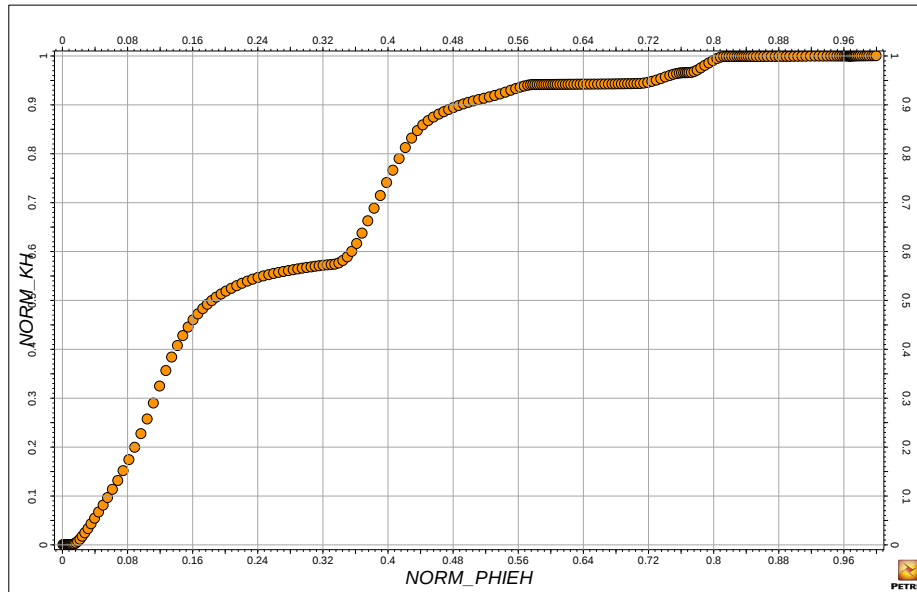
Posteriormente se crea un diagrama de Lorenz modificado, como lo indica Slatt (2013), calculando la capacidad de almacenamiento y la capacidad de flujo como se ve en la **Figura 31**. Este diagrama ayuda a determinar la cantidad de unidades hidráulicas de flujo que se deben definir para tener un modelo que se aproxime a la realidad. Los puntos consecutivos que se puedan unir con líneas rectas corresponderán a la misma unidad hidráulica de flujo. La interpretación de estas es independiente de la información litológica, pero se relaciona a esta.

Ahora bien, para validar el modelo creado se hace lo que Gunter (1997) denomina como un Perfil de Flujo Estratigráfico (*Stratigraphic Flow Profile*) (**Figura 32**) donde se contrastan las

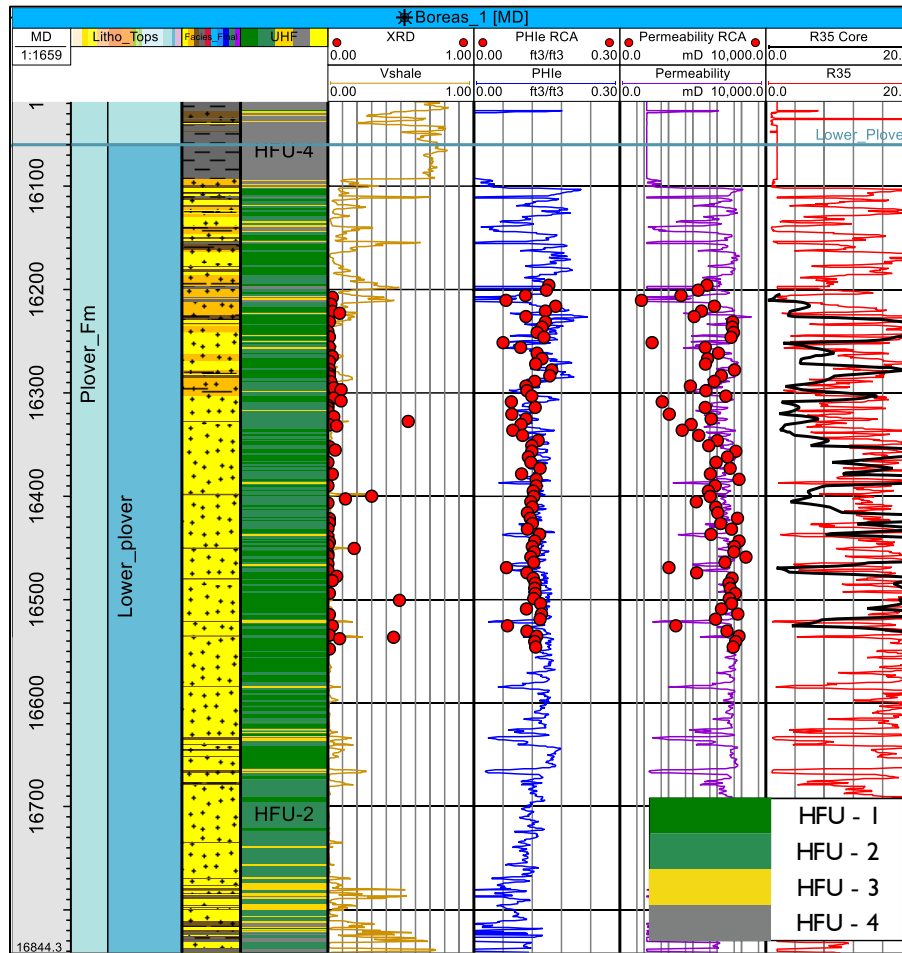
unidades de flujo creadas a partir del análisis del radio de garganta de poro (**Figura 30**) y la normalización de la porosidad y permeabilidad (**Figura 31**)

Figura 31.

Gráfico cruzado entre porosidad normalizada contra permeabilidad normalizada para identificar UHF.



Nota. Los puntos alineados con una pendiente alta representan zonas de buena capacidad de almacenamiento y flujo de fluidos. Por otra parte, cuando los puntos tienen una tendencia mas horizontal representa zonas de sellos con poco potencial como yacimiento.

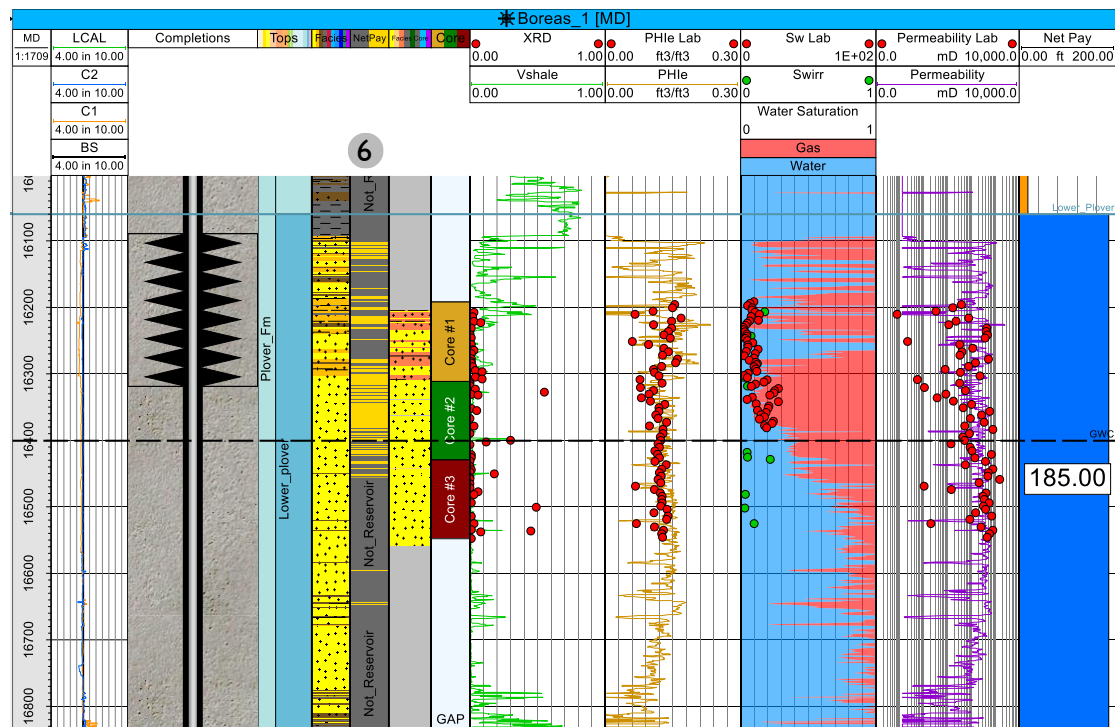
Figura 32.*Perfil de unidades hidráulicas de flujo.*

Nota. La primera unidad de flujo (HFU – 1) corresponde a la que tiene mejor capacidad de almacenamiento y flujo. Esta capacidad disminuye en la HFU – 2 y así sucesivamente hasta la HFU – 4.

Ahora bien, con estas propiedades petrofísicas, las litologías y las UHF se usaron valores de corte para calcular el *Net Pay* (Carril 6) y se calculó el espesor de estos intervalos de arena neta petrolífera (Último carril de izquierda a derecha) (**Figura 33**). De esta forma, se obtuvo un promedio de 120 pies distribuidos de la siguiente forma.

Figura 33.

Net pay calculado a partir de cut offs



Nota. En el séptimo carril están graficados los intervalos que corresponden a la arena neta petrolífera. En el último carril de izquierda a derecha, se encuentra el espesor total de estos intervalos.

5.2 Modelo geofísico 1D

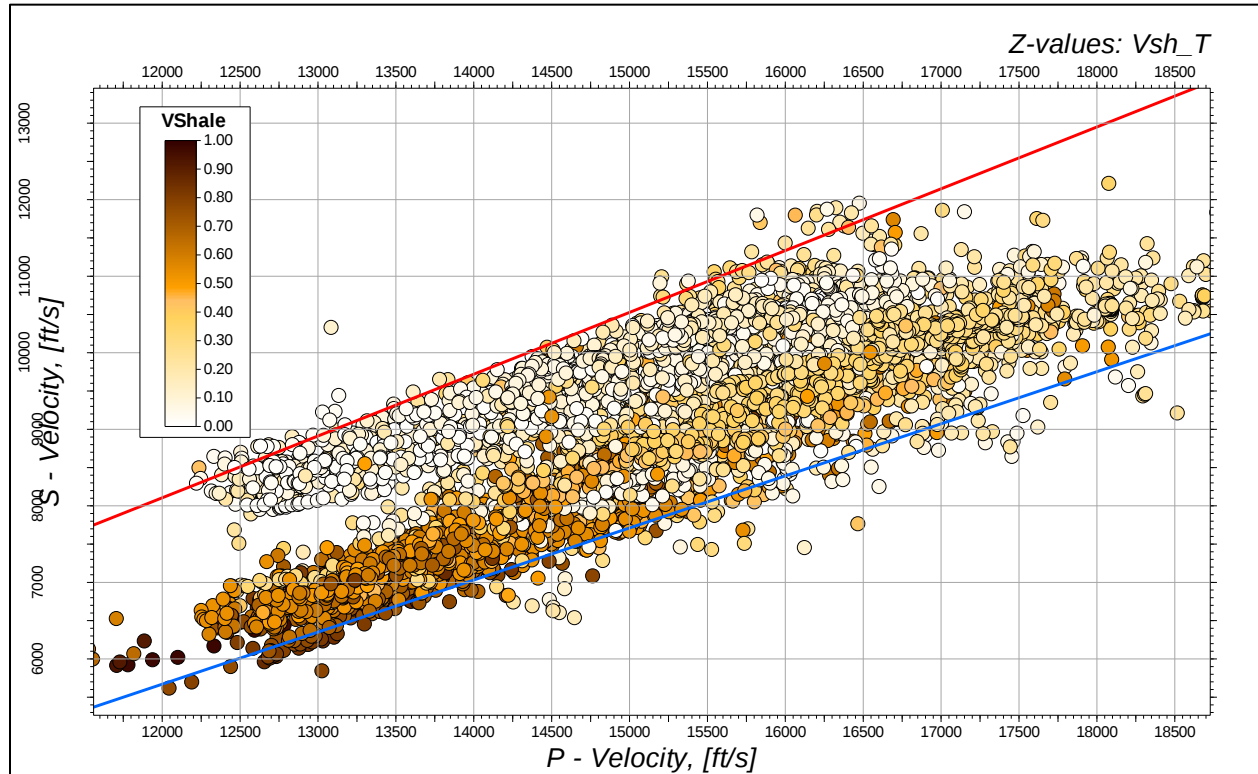
5.2.1 Propiedades elásticas

5.2.1.1 Completamiento de registros. Antes de realizar el cálculo de propiedades mecánicas elásticas, es necesario que los registros que se utilicen estén lo más completos posible debido a que el propósito final de este trabajo es hacer un proceso de inversión sísmica y propagación de propiedades 1D y se necesita un amarre o punto de control con alta certidumbre los cuales serían los pozos con seis propiedades, dos litológicas (volumen de arcilla y litología) y 4 indicadores de porosidad (V_p , V_s , Rho y Φ). Para esto se realizaron diferentes correlaciones con el registro sísmico de onda P, el cual era el que presentaba mayor continuidad en nuestros datos. Las correlaciones con los registros de sísmico de onda S, densidad y neutrón fueron realizadas según la metodología de Illidge (2017) usando la **Ecuación 11**.

Este modelado se debe realizar para todos los pozos de correlación, por formación como se muestra en la **Figura 34** donde se grafican los datos para la Formación Jamieson. Se grafica el registro del que se parte para hacer el modelo en el eje X (V_p), el registro que se va a modelar en el eje Y (V_s , Rho o Φ) y en el eje Z el volumen de arcilla. Una vez hecho el gráfico cruzado se crean unas curvas de tendencia que rodearán la nube de puntos y servirán de límites superior e inferior que serán las funciones que modelen el nuevo registro.

Figura 34.

Estimación de Vs usando tendencias con gráficos cruzados entre Vp, Vs y Vshale.

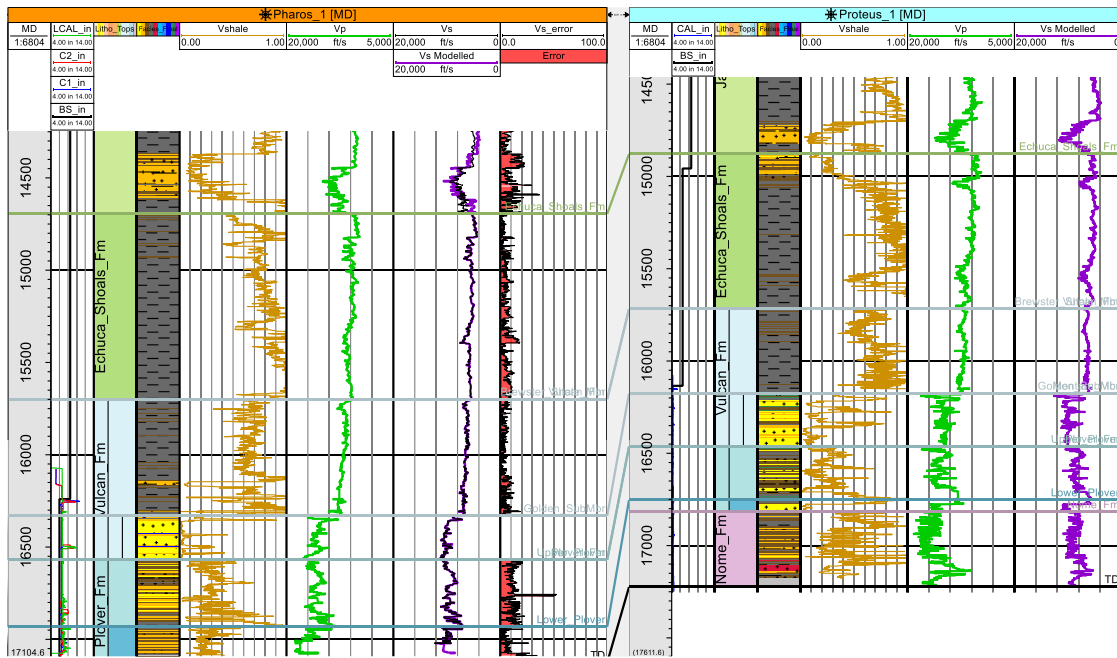


Nota. Las curvas rojas y azul siguen la distribución de los puntos en el gráfico cruzado teniendo en cuenta el componente litológico (Vshale).

Es necesario destacar que, para la realización de este modelado, al menos en uno de los pozos, el registro a modelar debe estar presente. Los registros estimados, son comparados en los pozos donde existe el registro original como en la **Figura 35** donde el pozo Proteus-1 (derecha), como es señalado en el inventario de datos, no contaba con el registro de velocidad de onda S, por lo cual fue modelado en su totalidad a partir de los otros pozos con esta metodología comparando los resultados con los demás pozos de correlación para así determinar la validez del resultado o ajustar el coeficiente de la **Ecuación 11**.

Figura 35.

Modelado de Vs comparado con pozos donde existe el registro y graficado en el pozo donde no existía previamente (Proteus-1)

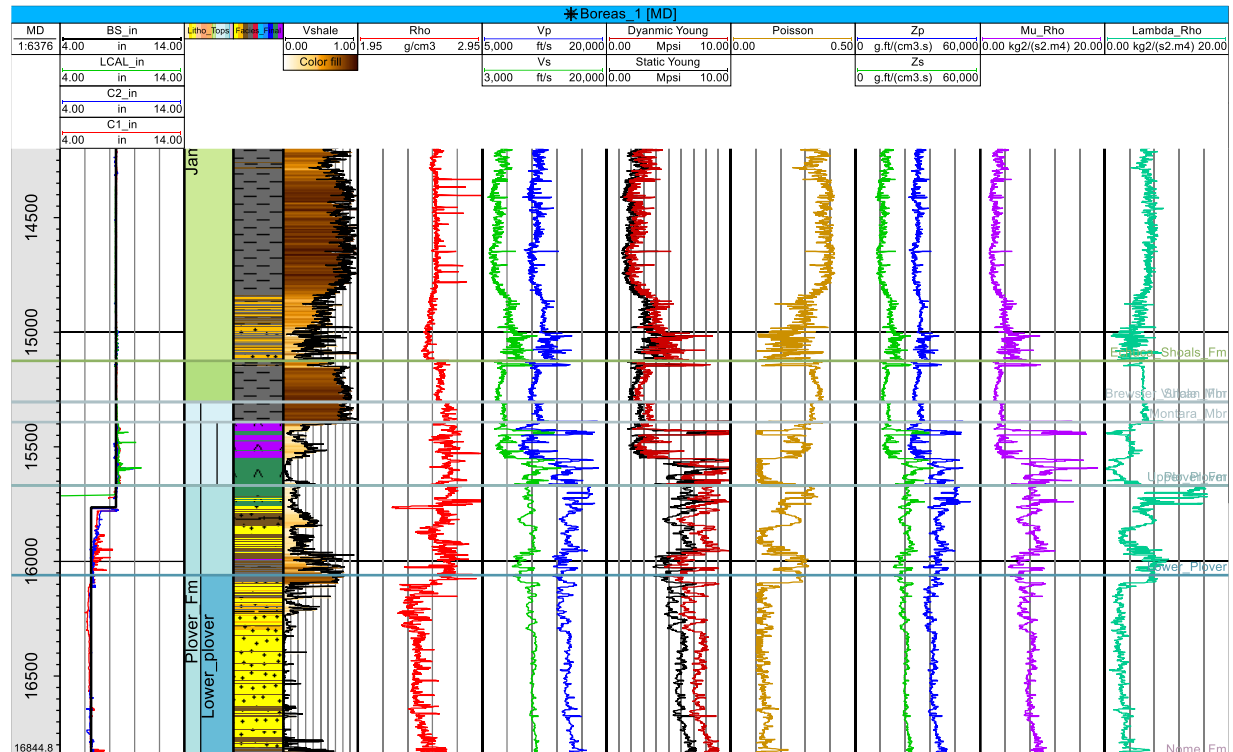


Nota. El error (ultimo carril) entre el valor teórico (registro original de color negro) y el valor estimado del registro de velocidad de onda S se mantiene por debajo el 10% en casi todo el pozo.

5.2.1.2 Cálculo de propiedades mecánicas elásticas. El cálculo de estas propiedades no tan solo es útil para entender el comportamiento mecánico de las rocas sino también como control de la calidad de la inversión sísmica y la propagación de propiedades. Dentro de las propiedades mecánicas elásticas que se calcularon están la impedancia de onda P, impedancia de onda S, Relación de Poisson, Módulo de Young, Relación Vp/Vs, Lambda-Rho y Mu-Rho (**Figura 36**).

Figura 36.

Perfil de propiedades mecánicas elásticas calculadas.



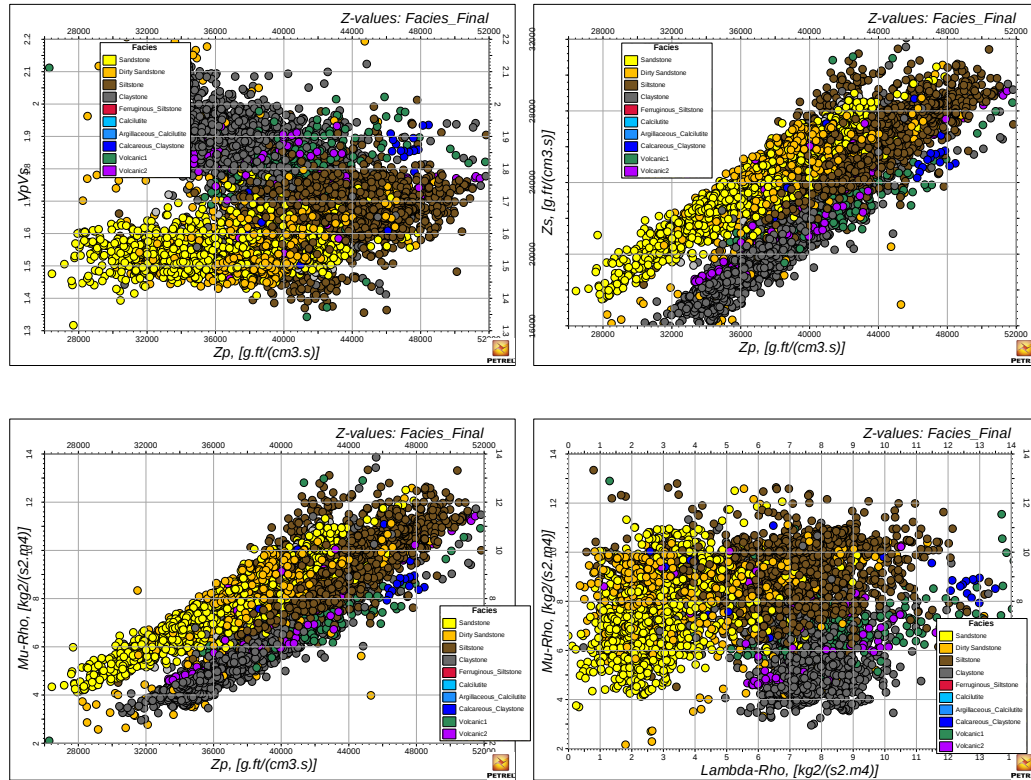
Nota. Las areniscas presentan valores de módulo de Young alto con poisson bajo por lo que tienen una alta resistencia.

5.2.2 Rock Physics Template (RPT)

Se hicieron diferentes gráficos cruzados con los módulos elásticos previamente calculados (**Figura 37**) y se evaluó cuál de estos estaba diferenciando mejor la litología interpretada para el yacimiento y el significado físico que implicaba el uso de cualquiera de esta combinación de módulos elásticos. Como se puede ver en la **Figura 37**, el grafico cruzado de Lambda-Rho contra Mu-Rho es el que está discriminando mejor las litologías interpretadas para la Formación Plover Inferior. Existe cierto solapamiento de las nubes de puntos de las litologías interpretadas, sin embargo, para validar o no este RPT se hará un análisis de densidad de la función de probabilidad.

Figura 37.

Gráficos cruzados entre propiedades elásticas para prefactibilidad del modelo litológico 3D.



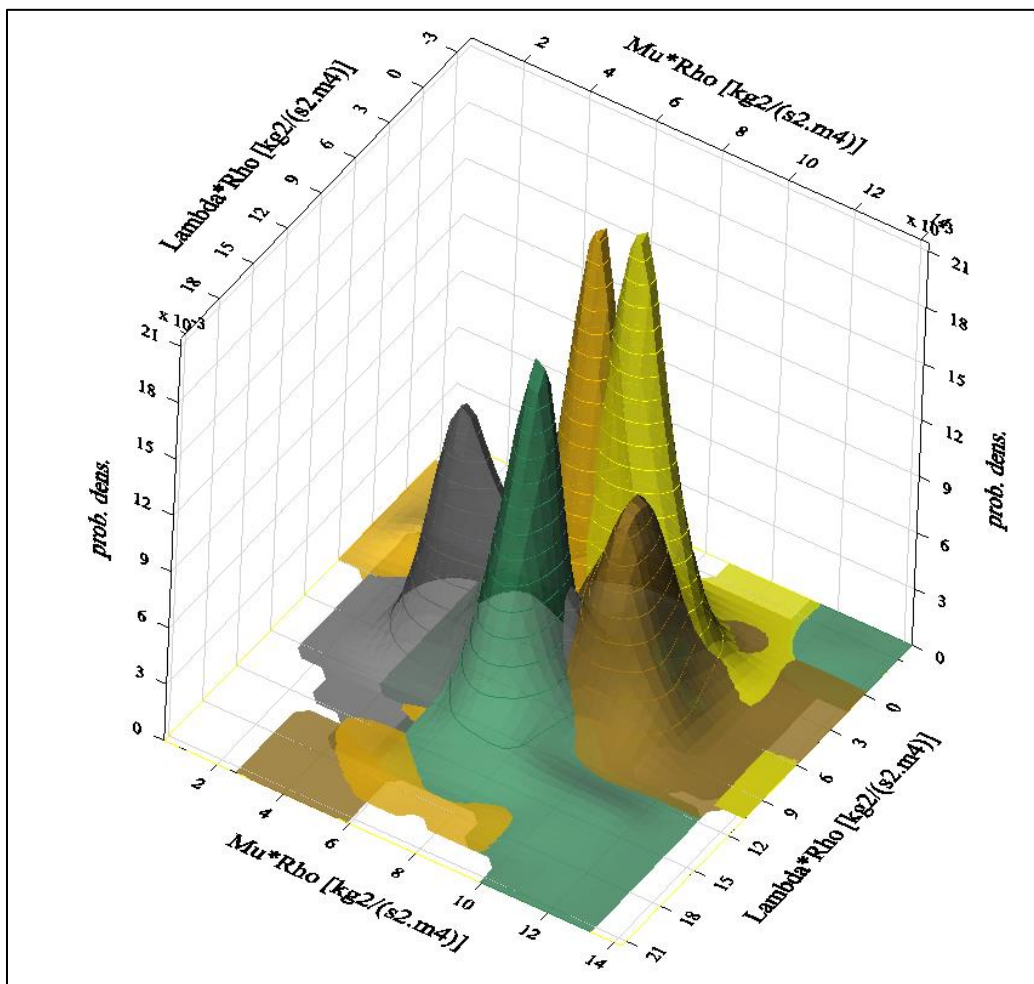
5.2.3 Probability Density Function (PDF).

Para tener mayor confiabilidad sobre el RPT elegido se decidió emplear una técnica estadística descrita por Doyen (2007) para caracterización de yacimientos donde se puede visualizar la distribución de las litologías en el gráfico cruzado seleccionado (**Figura 38**). Para el cálculo de esta función de densidad de probabilidad se puede notar que el litotipo *Volcanic2* no fue tenido en cuenta (**Figura 38**) debido a su poca representatividad en los pozos de correlación usados en esta formación. Dos características de este gráfico son importantes para determinar su confiabilidad. La primera, y más evidente, que no se cruzan las distribuciones de probabilidad de cada litología. Puede haber cierto traslape entre una litología y otra, pero no que se crucen completamente, esto significaría que no está bien discretizada y se podría proceder (1) eligiendo otro RPT o (2)

refinando la interpretación. La segunda característica por evaluar es la *altura* de las curvas de distribución de probabilidad. Esta indica que tan probable es que sea una litología u otra y en las zonas de traslape es importante ya que al realizar el proceso de inversión la litología que quede en el modelo final será la que tenga la probabilidad más alta.

Figura 38.

Función de densidad de probabilidad para la formación Plover Inferior con el RPT LambdaRho MuRho



Nota. Se puede ver como el RPT elegido está discretizando bien los diferentes tipos de litologías interpretados previamente en la etapa de petrofísica 1D.

5.3 Modelo geomecánico 1D

5.3.1 *Propiedades Mecánicas de Resistencia*

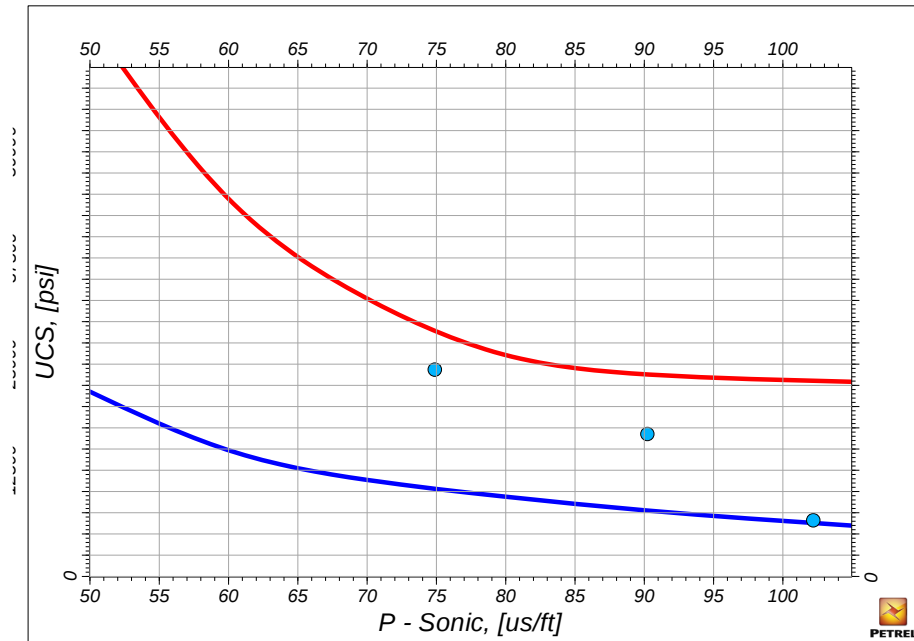
Para el cálculo de las propiedades mecánicas de resistencia se empezó calculando el UCS (*Unconfined Compressive Strength*) y el ángulo de fricción (FANG). Estas propiedades varían de un tipo de roca a otro, es por esto por lo que se han desarrollado gran cantidad de modelos y relaciones lineares y multi-lineares para determinar estas propiedades a partir de registros de pozo (Khaksar *et al.*, 2009). Estas relaciones son empíricas y dependen tanto de la litología como de la cuenca en la que fueron aplicadas.

Chang (2006) sintetiza las ecuaciones más usadas para la estimación del UCS y el ángulo de fricción, sin embargo, ya que nuestros datos no se ajustaban a estas curvas de tendencia se realizó una evaluación de la tendencia que tenían las pruebas de laboratorio de UCS y FANG con los registros de pozo y se aplicó la metodología propuesta por Illidge (2017) donde se generó un modelo de curvas envolventes para cada formación (**Figura 39**) y se usó esta relación para generar los modelos de UCS y FANG en los 9 pozos de correlación teniendo en cuenta la litología de las rocas usando el Vshale (*Ver Ecuación 11*).

Por otra parte, la Cohesión (S_o) se obtuvo usando la relación geométrica entre el UCS y el FANG teniendo en cuenta la linealización del criterio de falla de Mohr-Coulomb (**Ecuación 13**).

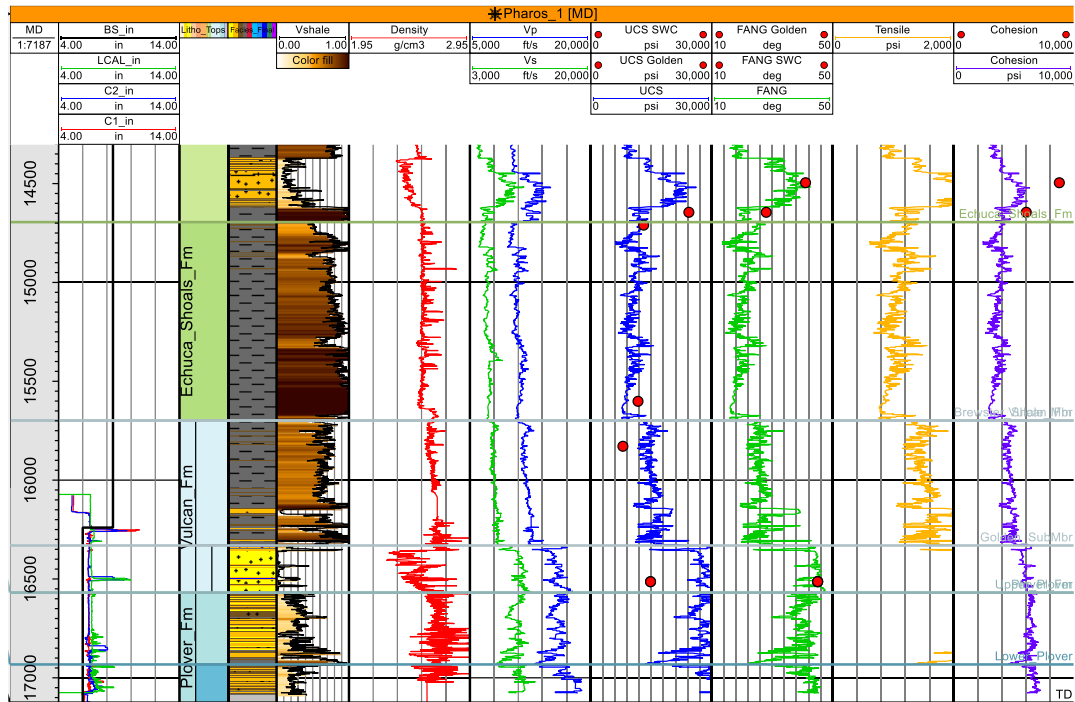
Figura 39.

Funciones envolventes para modelar el UCS a partir de datos de laboratorio para la Formación Jamieson.



Nota. Las curvas marcan la tendencia en la que los datos se van a distribuir teniendo en cuenta si son rocas arcillosas tenderán a la curva azul mientras que si son areniscas tenderán a la curva roja.

Finalmente, se hizo el cálculo del esfuerzo de tensión, el cual generalmente tiende a 0 o alcanza valores muy bajos y a profundidad estos esfuerzos se vuelven despreciables (Zoback, 2007). De esta forma se determinó que el esfuerzo de tensión es equivalente a 1/10 del esfuerzo confinante (UCS) para nuestro caso de estudio. En la **Figura 40** se puede ver el cálculo de todas estas propiedades en el pozo las cuales se ajustan bastante bien con las pruebas geomecánicas presentes en el pozo Pharos -1.

Figura 40.*Modelo de Propiedades Mecánicas de Resistencia Calibrado*

Nota. Los modelos de propiedades mecánicas de resistencia muestran una buena correlación con las pruebas hechas en laboratorio. En las zonas de arenas el UCS se acerca a valores de 30000 psi con un ángulo de fricción cercano a los 45°.

5.3.2 Esfuerzos Principales y Presión de Poro

5.3.2.1 Completamiento de registros En etapas anteriores se procuró tener los 6 registros (Vsh, Litología, Vs, Vp, Rho y Phi) completados lo máximo posible modelando a partir de otros registros de pozo. Sin embargo, para el cálculo de la magnitud de los esfuerzos y la presión de poro es necesario que el registro de densidad (Rho) esté desde superficie. Es por esto, que a partir de la relación de Traugott (1997) (Ver **Ecuación 22**) más conocida como la relación de Amoco se completó este registro en donde no había ningún otro disponible.

$$\rho_{Amoco} = A + \left(\frac{TVD - W - a}{3125} \right)^B \quad (22)$$

Donde A y B son coeficientes que de manera general corresponden a 16.3 y 0.6 respectivamente, TVD es la profundidad, W es la profundidad de la columna de agua y a es el espacio entre el nivel del mar y la mesa rotatoria. Los coeficientes A y B fueron ajustados de acuerdo con las tendencias que presentaban nuestros datos de compactación de densidad ya que esta ecuación deriva de los conceptos de curvas normal de compactación. De esta forma, se tiene que el registro de densidad final está hecho por partes compuestas por el registro original, el modelado a partir de Illidge y el modelo a partir de Traugott.

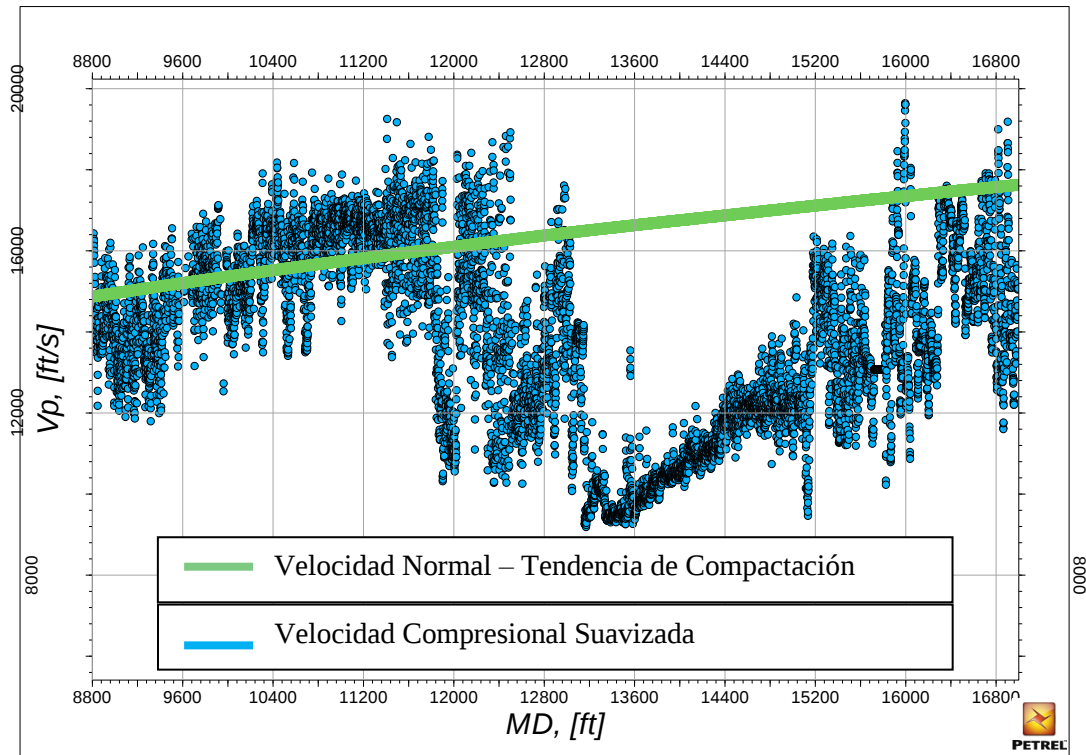
5.3.2.3 Presión de Poro.

Para el cálculo de la presión de poro se usó la **Ecuación 17** donde como parámetro de entrada se requiere un cálculo previo del esfuerzo vertical (**Ecuación 16**) y la velocidad normal (**Ecuación 18**). De tal forma que, para determinar los coeficientes de la velocidad normal se hizo un gráfico cruzado entre el esfuerzo normal efectivo y la velocidad de onda P suavizada (**Figura 41**) y se hizo un cálculo inicial de esta velocidad normal con coeficientes de 80 y 2.0 para C y b respectivamente. Estos coeficientes fueron ajustados hasta encontrar el mejor ajuste de los datos a la tendencia que estaban mostrando los 9 pozos de correlación.

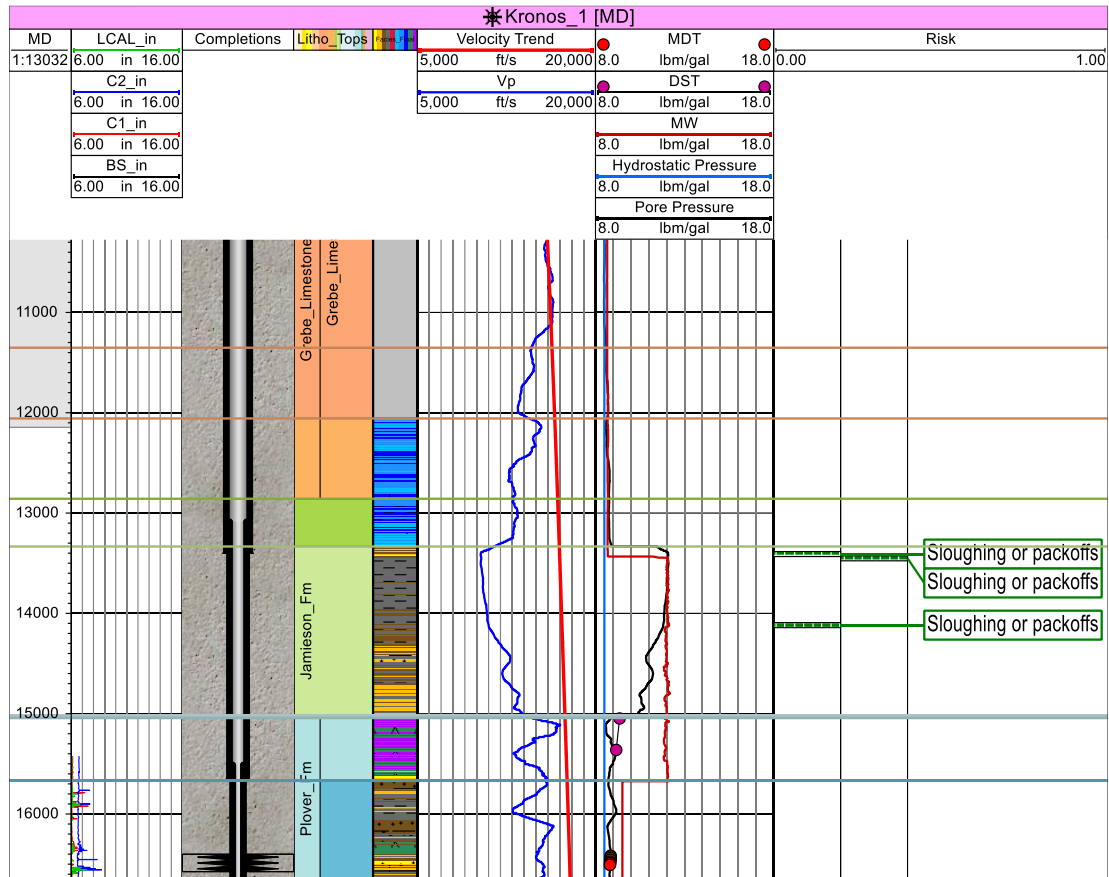
Por otra parte, valor de α en la **Ecuación 17** se calibró de acuerdo tanto a parámetros operacionales como eventos perforación y pruebas de presión tipo MDT y DST (**Figura 42.**). Así mismo, teniendo en cuenta los macro eventos de la cuenca, se decidió crear tres tendencias de datos Triásico-Jurásico, Cretácico y Paleógeno hasta la actualidad. Es necesario destacar que en las rocas del Paleógeno hasta la actualidad la perforación se hizo *riserless*, es decir, se usó como fluido de perforación el agua del mar por lo tanto no hay un control de las presiones en la pared del pozo mientras se perforaba de tal forma que no hay eventos de perforación para calibrar en esta zona.

Figura 41.

Gráfico cruzado de registro de velocidad de onda p con el modelo de velocidad normal superpuesto.



Nota. En 12800 ft hay una disminución en los datos de velocidad comparado con la tendencia normal de esta misma lo que según Sayers (2010) es un indicador de sobrepresión.

Figura 42.*Modelo de Presión de Poro calibrado*

Nota. El modelo de presión de poro (curva negra) se encuentra calibrado con los eventos e perforación (último carril) y el peso del lodo (curva roja).

5.3.2.4 Esfuerzo horizontal mínimo y máximo. Para el cálculo de estas propiedades mecánicas se usó la ecuación de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo (Ver **Ecuaciones 20 y 21**), y a pesar de esta cuenca de ser de margen pasivo, desde el Mioceno medio al tardío esta ha comenzado a estar bajo compresión (le Poidevin *et al.*, 2015). Debido a esto, se usaron estas ecuaciones donde se tienen en cuenta la deformación horizontal en la dirección de los esfuerzos.

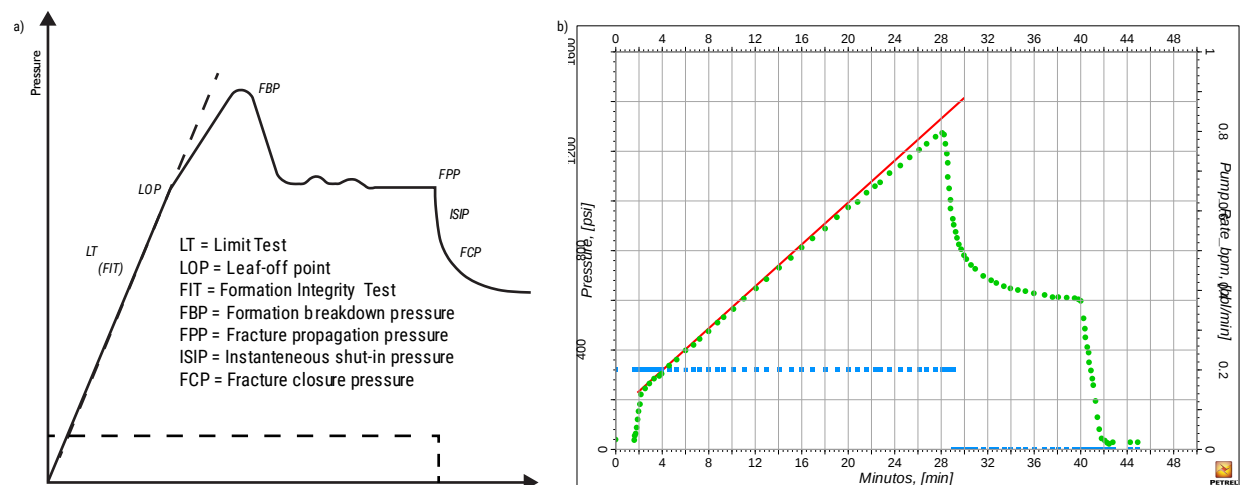
Para el cálculo del Poisson y Young estáticos se usaron los datos de mecánica de rocas en las pruebas de UCS. Para el Young se realizó una correlación entre el Young dinámico calculado

y el Young estático de laboratorio creando una línea de tendencia y calcular el Young estático dependiente del dinámico. Para el Poisson estático se usó la correlación del 80% del dinámico dando un buen ajuste entre los datos.

De acuerdo con lo visto en Zoback (2007) respecto a las pruebas para calibrar el esfuerzo mínimo, dentro del set de datos se contaba con pruebas LOT en algunos pozos **Figura 43** las cuales fueron usadas para calibrar el esfuerzo mínimo horizontal donde esta información estuviese disponible

Figura 43.

a) Prueba LOT. Tomada de Zoback (2007). b) Prueba LOT del pozo Pharos-1 a 7291ft



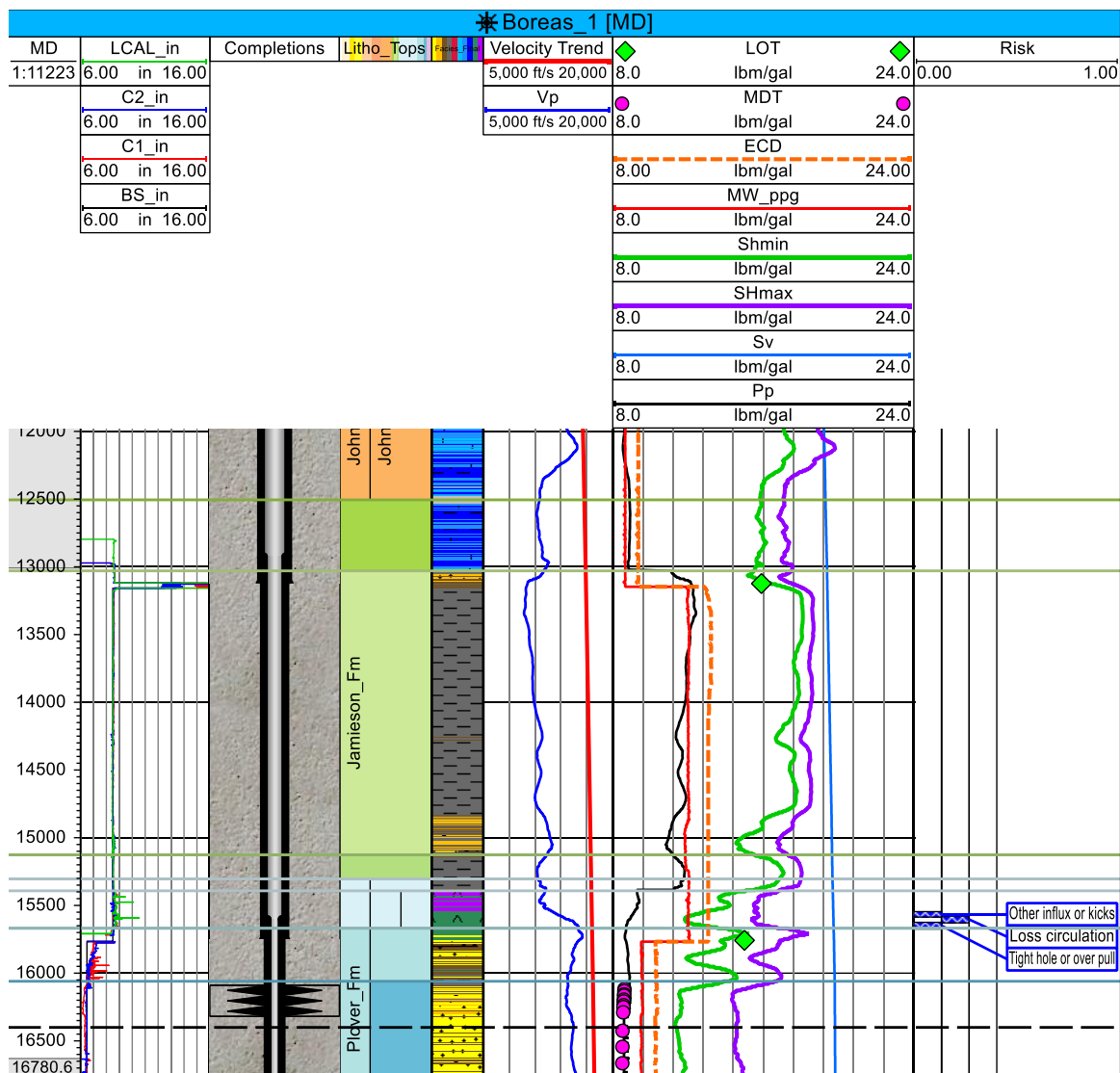
Nota. En color verde está la prueba de Leak-off la cual a los 20 minutos sale de la tendencia (línea color rojo) llegando a una presión de 1000 psi. En color azul se encuentra la tasa de bombeo la cual cae después de los 28 minutos. La prueba fue realizada a 17261 pies de profundidad.

Respecto al esfuerzo horizontal, en nuestro caso en particular se calibrará con un modelo de estabilidad de pozo, el cual uno de sus resultados es un modelo sintético de imagen de pared de pozo donde se podrán ver los *break-outs* los cuales serán contrastados con los interpretados del registro caliper multibrazo. En la **Figura 44** se puede ver el resultado parcial de estos cálculos con

un buen ajuste entre las pruebas de presión, eventos de perforación (Tabla 2) y parámetros operacionales para el estado de esfuerzos.

Figura 44.

Modelo Geomecánico 1D calibrado



Nota. El modelo geomecánico 1D se encuentra completamente calibrado con todos los tipos de datos disponibles. Cuando el peso del lodo (curva roja) superó el esfuerzo mínimo horizontal se dan eventos de pérdida de circulación que afectan la integridad del pozo. Esto también sirve como calibración del modelo generado.

Tabla 2.

Tabla resumen de eventos durante perforación en todos los pozos de correlación.

FIELD:				Poseidon											
AVERAGE TIME TO TD BY WELL (Days)				85											
						PROBABILITY									
						Improbable		Unlikely		Possible		Likely		Probable	
MULTI CATASTROPHIC	>20%														
	Greater than	16.9													
CATASTROPHIC	10% - 20%							Poseidon_1 Loss circulation				Proteus_1 Gas kick			
	Between	8	And											17	
MAJOR	5% - 10%							Pharos_1 Gas kick Poseidon_1 Loss circulation Poseidon_1 Other influx or kicks				Pharos_1 Loss circulation Poseidon_N1 Gas kick Proteus_1 Other influx or kicks Proteus_1 Other influx or kicks			
	Between	4	And											9	
SERIOUS	1% - 5%			Boreas_1 Loss circulation Boreas_1 Loss circulation		Pharos_1 Wellbore stability Pharos_1 Gas kick Poseidon_1 Loss circulation Poseidon_1 Gas kick Toros_1 Wellbore stability		Pharos_1 Tight hole or over pull Poseidon_N1 Sloughing or packoffs Proteus_1 Loss circulation Proteus_1 Loss circulation		Poseidon_2 Loss circulation Kronos_1 Sloughing or packoffs Kronos_1 Sloughing or packoffs Kronos_1 Sloughing or packoffs Proteus_1 Other influx or kicks Proteus_1 Loss circulation					
	Between	1	And									4			
LIGHT	0% - 1%			Toros_1 Tight hole or over pull		Poseidon_1 Stuck pipe Boreas_1 Loss circulation Boreas_1 Loss circulation Zephyros_1 Loss circulation		Pharos_1 Tight hole or over pull Pharos_1 Tight hole or over pull Pharos_1 Tight hole or over pull Pharos_1 Tight hole or over pull Pharos_1 Tight hole or over pull Poseidon_1 Sloughing or packoffs Poseidon_1 Loss circulation Poseidon_1 Loss circulation Poseidon_1 Stuck pipe Poseidon_1 Loss circulation Poseidon_2 Tight hole or over pull Poseidon_2 Tight hole or over pull Poseidon_2 Tight hole or over pull Poseidon_2 Tight hole or over pull Boreas_1 Other influx or kicks Boreas_1 Loss circulation Boreas_1 Tight hole or over pull Poseidon_N1 Tight hole or over pull		Poseidon_1 Loss circulation Poseidon_N1 Loss circulation Poseidon_N1 Loss circulation Zephyros_1 Wellbore stability Zephyros_1 Wellbore stability Poseidon_1 Loss circulation Poseidon_N1 Loss circulation Proteus_1 Other influx or kicks Proteus_1 Loss circulation Proteus_1 Stuck pipe Proteus_1 Gas kick					
	Between	0	And	1											

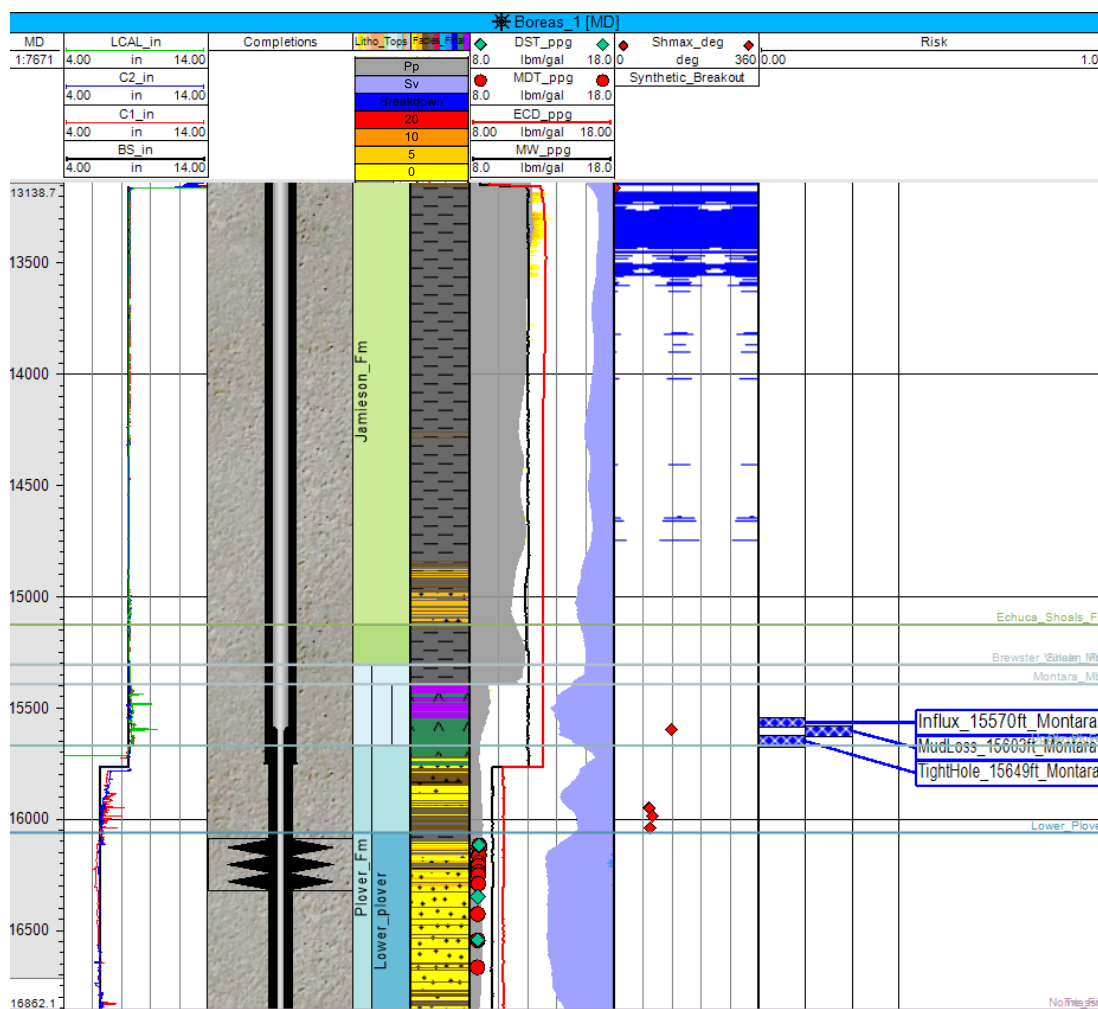
Nota. La mayoría de los eventos durante la perforación se encuentran en la zona inferior izquierda por lo que no afectaron de forma grave el completamiento del pozo. Sin embargo, es de destacar la gravedad de los eventos en los pozos Pharos y Proteus ubicados al E del bloque.

5.3.3 Curvas de Colapso y Breakdown

Las curvas de colapso (0%, 5%, 10% y 20%) en conjunto con el peso del lodo ayudó a la creación de una imagen sintética de pared de pozo donde se pueden ver los anchos de los break-outs y tener un valor cuantitativo de este (**Figura 45**). Este modelo sintético de ancho de break-outs tiene como datos de entrada el modelo geomecánico 1D hecho previamente el cual está completamente calibrado con pruebas de presión y eventos de perforación. Además, tiene

Figura 45.

Modelo de Estabilidad de pozo creado a partir de modelo geomecánico 1D

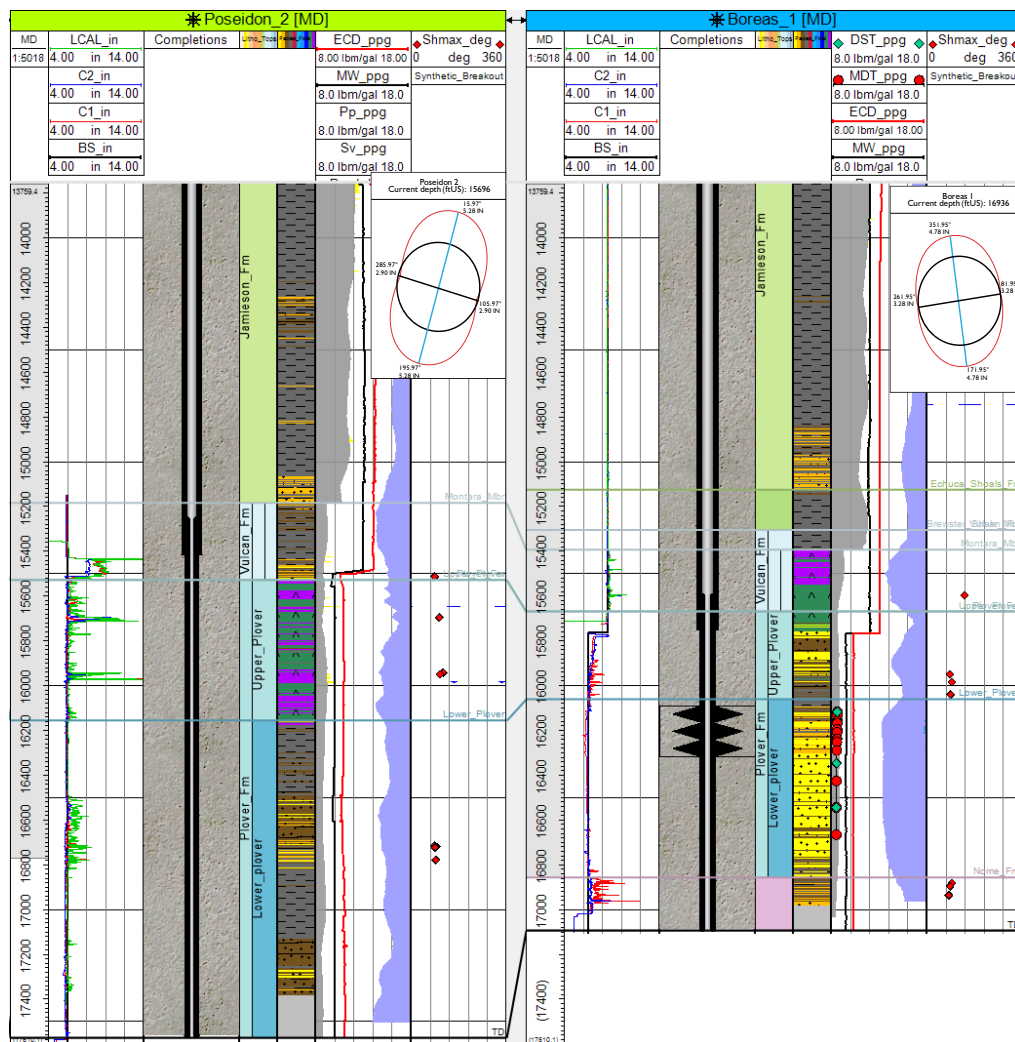


Como resultado final del análisis geomecánico 1D, con la presión de poro y los esfuerzos calculados y calibrados con los eventos del pozo y pruebas puntuales de presión en todos los pozos de correlación se obtuvo un modelo de estabilidad de pozo (**Figura 46**) el cual obtuvo una muy buena correlación con la información dada por los *calipers* sobre los *break-outs*. A pesar de que en el yacimiento no se encuentran muchos *break-outs* según los *calipers*, se pudo identificar los

existentes con esta metodología, lo cual indica la calibración del modelo de propiedades mecánicas en 1D. Usando los registros de *caliper* identificamos que la dirección preferencial del esfuerzo máximo horizontal tiene un *azimuth* que varía entre 80 y 120°. Los pozos de correlación tienen alta estabilidad, son rocas altamente compactadas y con cementación por lo que podría ser necesario algún tipo de estimulación para su puesta en producción.

Figura 46.

Modelo geomecánico de estabilidad calibrado con pozo y dirección preferencial de esfuerzos



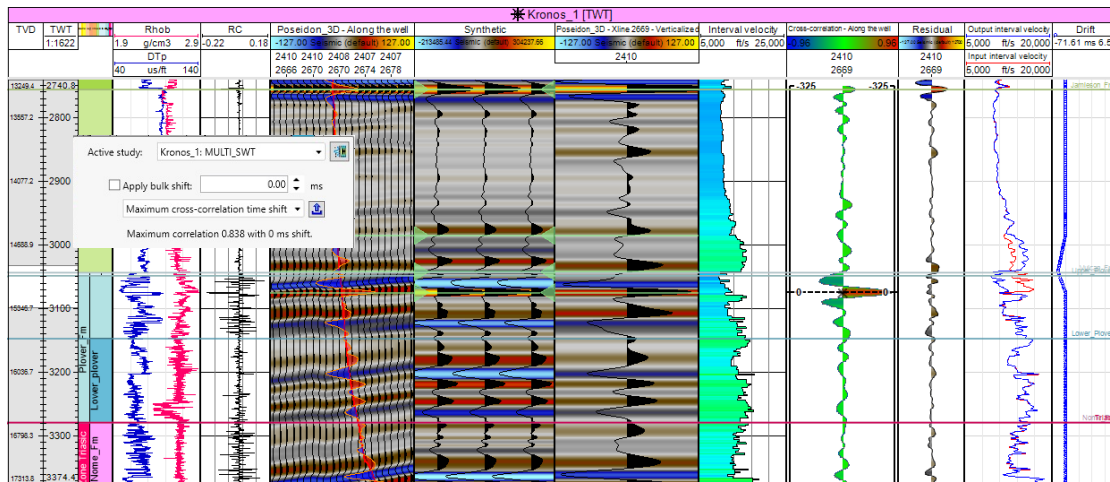
Nota. Las curvas de colapso se encuentran por debajo de la presión de poro viéndose pocos breakouts en la imagen sintética

5.4 Inversión sísmica 3D

Ahora bien, la inversión sísmica 3D requiere como dato de entrada un modelo estructural, el cual es definido a partir de la interpretación de fallas y horizontes y que se realizó en conjunto con los demás integrantes del proyecto usando atributos sísmicos que facilitarían la interpretación de estos. Para el amarre sísmica-pozo se obtuvo una correlación de superior a 0.5 para los 9 pozos (**Figura 47**) lo que permitiría iniciar la interpretación de horizontes. Sin embargo, antes de continuar con esta se prefirió hacer una interpretación de las fallas, ya que estas nos darían buena información acerca del salto de los reflectores y la continuidad de estos.

Figura 47.

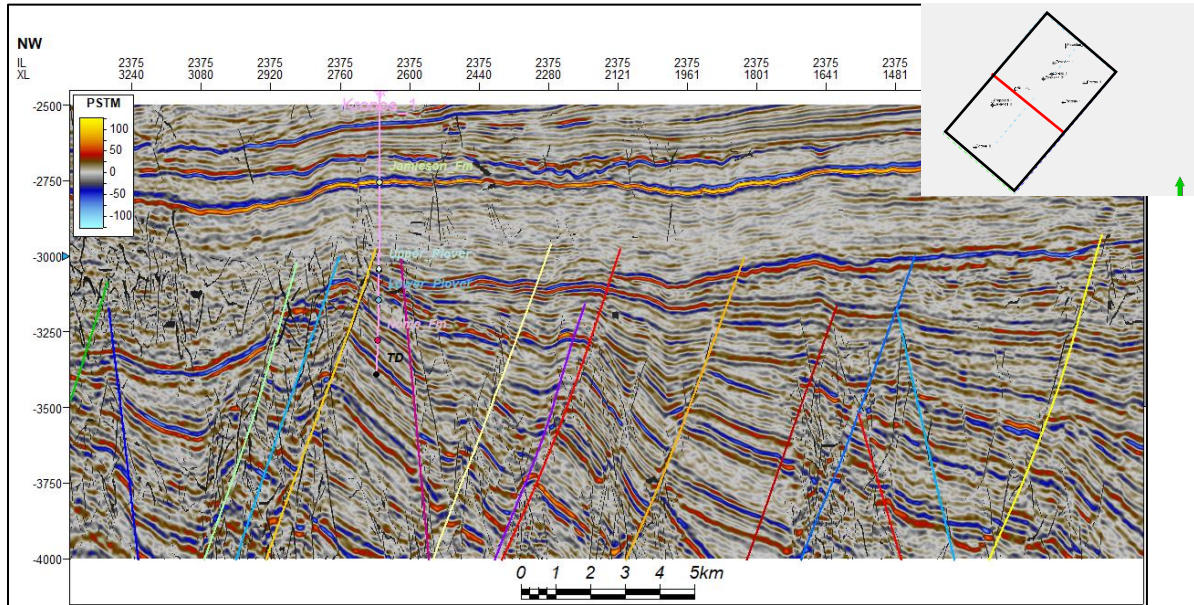
Calibración de amarre sísmica-pozo



Para facilitar la interpretación de las fallas principales se corrió el atributo de *Thinned Fault Likelihood* para seguir las fallas superpuesto a la sísmica original (**Figura 48**). Una vez las fallas principales fueron interpretadas, se hizo la interpretación de horizontes

Figura 48.

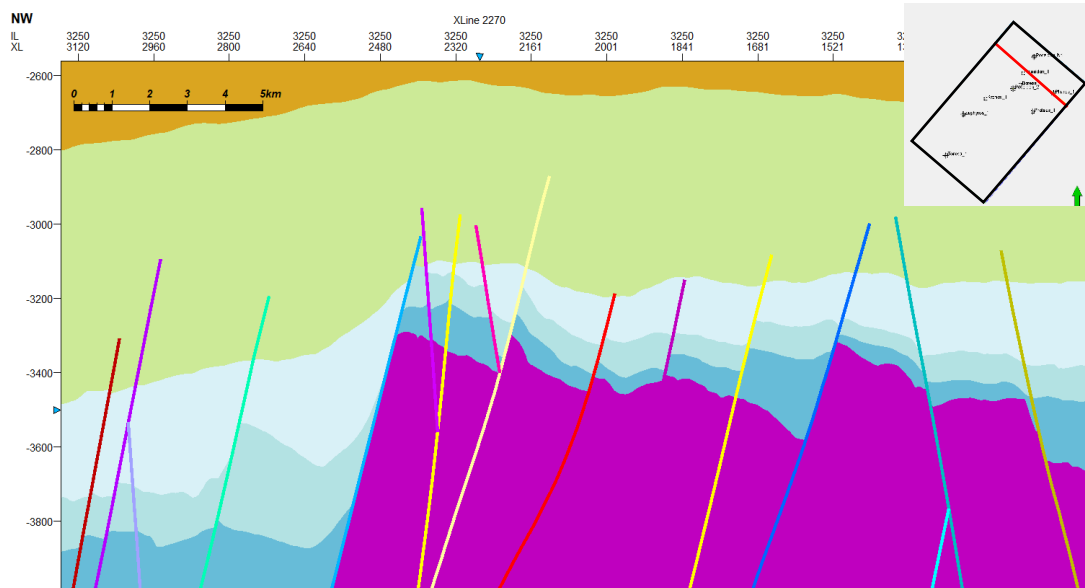
Atributo Thinned Fault Likelihood (TFL) para identificar fallas



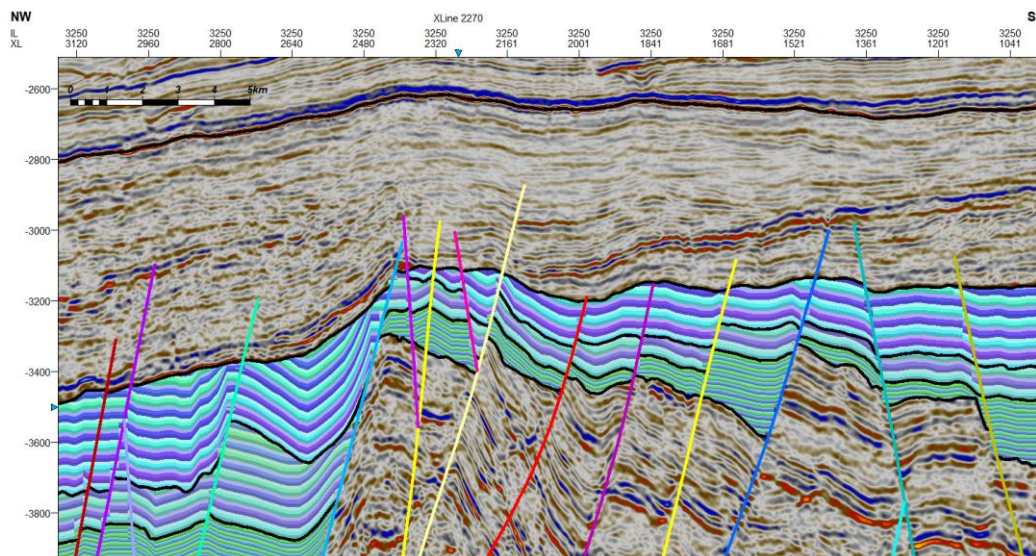
Una vez se finalizó de interpretar todos los horizontes relacionados a la zona de interés, el yacimiento del Jurásico, se procedió a realizar el modelo estructural (**Figura 49**) para tener completa la geometría del yacimiento. Con el modelo estructural hecho, se procede a crear el modelo de celdas, el cual tiene como propósito representar en celdas tridimensionales lo que se está viendo a escala de pozo sin perder el detalle que ofrecen los registros de pozo de esta forma se indica la resolución vertical óptima donde las variaciones verticales están siendo representadas en estas celdas dando como resultado lo visto en la **Figura 50**. Debido a que la zona de interés se concentra en el Miembro Inferior de la Formación Plover se utilizó mayor resolución en esta que en las formaciones suprayacentes.

Figura 49.

Marco Estructural creado a partir de superficies y fallas interpretadas.

**Figura 50.**

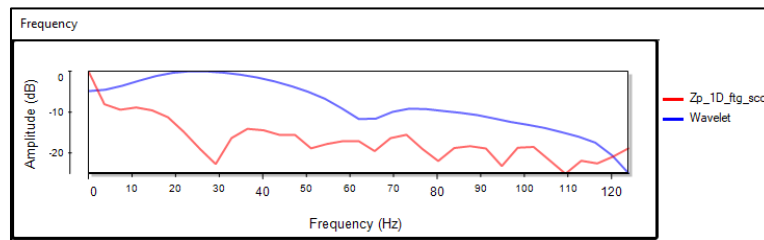
Modelo de celdas



Ahora bien, ante de hacer el modelo de inversión sísmica se creó un modelo inicial de baja frecuencia escalando los registros de pozo al modelo de celdas creado previamente, para esto se filtraron por frecuencia usando la ondícula (**Figura 51**).

Figura 51.

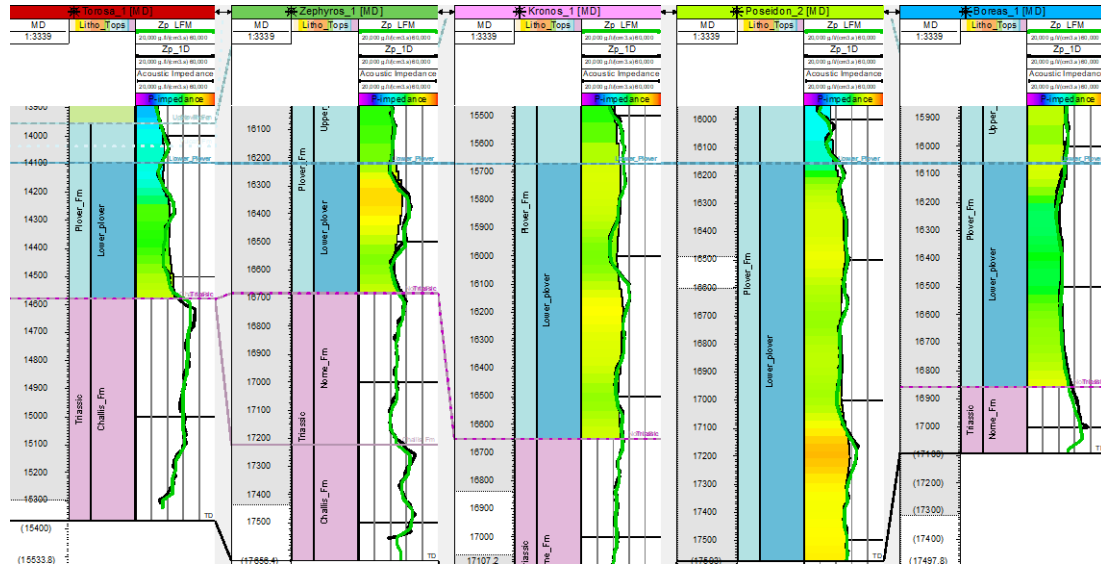
Filtrado de frecuencias usando ondícula para escalar los registros a la sísmica.



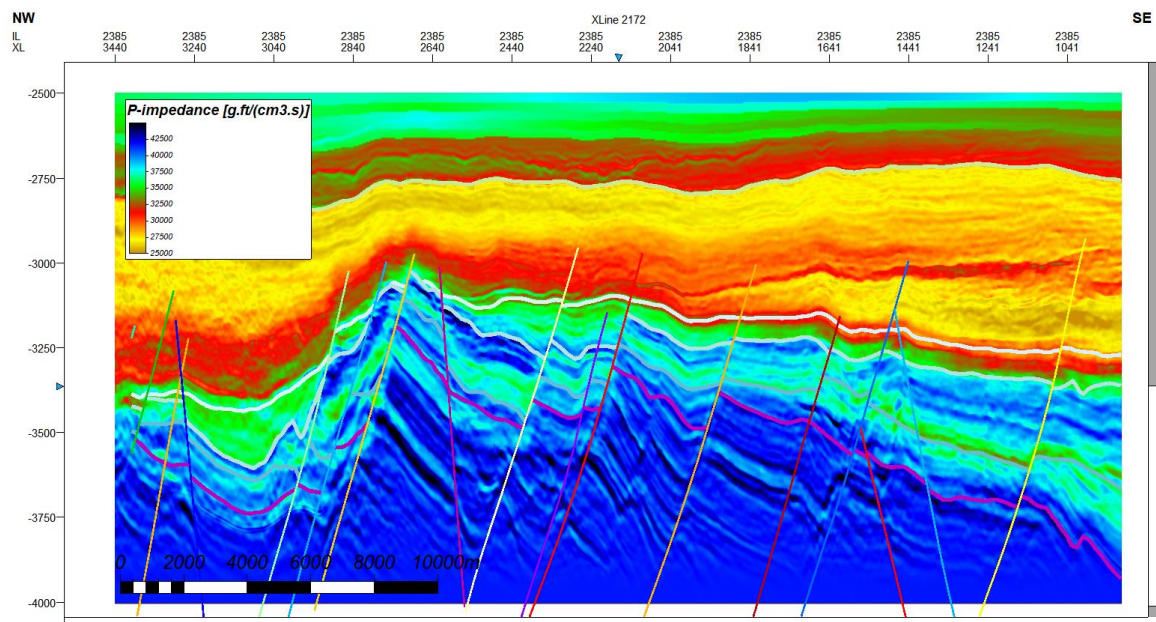
Como parte del control de calidad, se graficaron estas propiedades escaladas en la grilla y se compararon con los registros filtrados para determinar si se estaba respetando la información de pozo (**Figura 52**). Posterior a esto, se distribuyeron estas propiedades en la misma grilla usando el método de Kiriging. Con estas propiedades en el modelo de celdas, se convirtieron a sísmica donde finalmente entraron como dato de entrada a la inversión sísmica. Ahora, para hacer el modelo de inversión sísmica, se aplicó el proceso de inversión sísmica simultanea acústica usando como datos de entrada el modelo inicial o de bajas frecuencias donde se obtiene como resultado de un cubo de Impedancia acústica (Z_p) (Ver **Figura 53**).

Figura 52.

Perfil de Impedancia Acústica a partir de registros de pozo comparado con escalado.

**Figura 53.**

Modelo de Inversión Sísmica Acústica.



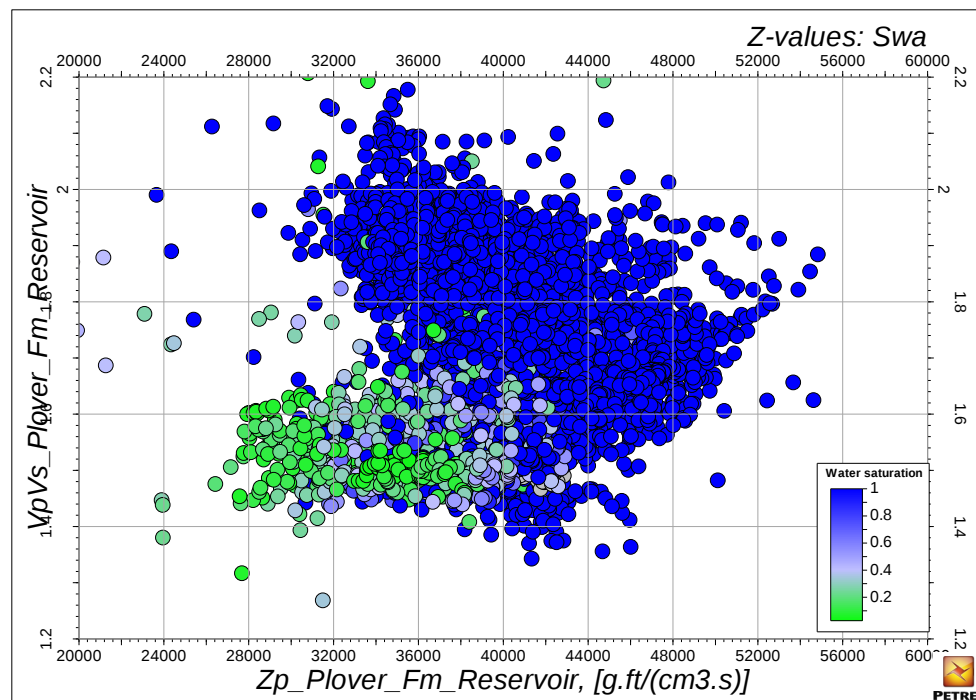
5.5 Geoestadística para modelado de propiedades 3D

Una vez tenemos la inversión sísmica hecha, se estiman las demás propiedades elásticas (V_p , V_s y ρ) usando redes neuronales con análisis multi atributo las cuales nos ayudaran a definir donde se encuentran las arenas que están saturadas con gas identificadas en pozo (**Figura 54**).

Estos modelos 3D son comparados pozo a pozo para corroborar que tan bien están estimando las propiedades que estamos calculando (**Figura 55**) y se ajustan hasta encontrar la mejor correlación entre el 1D y el 3D. De esta forma se honra lo máximo posible la interpretación hecha en pozo que está basada en análisis y descripciones de núcleos.

Figura 54.

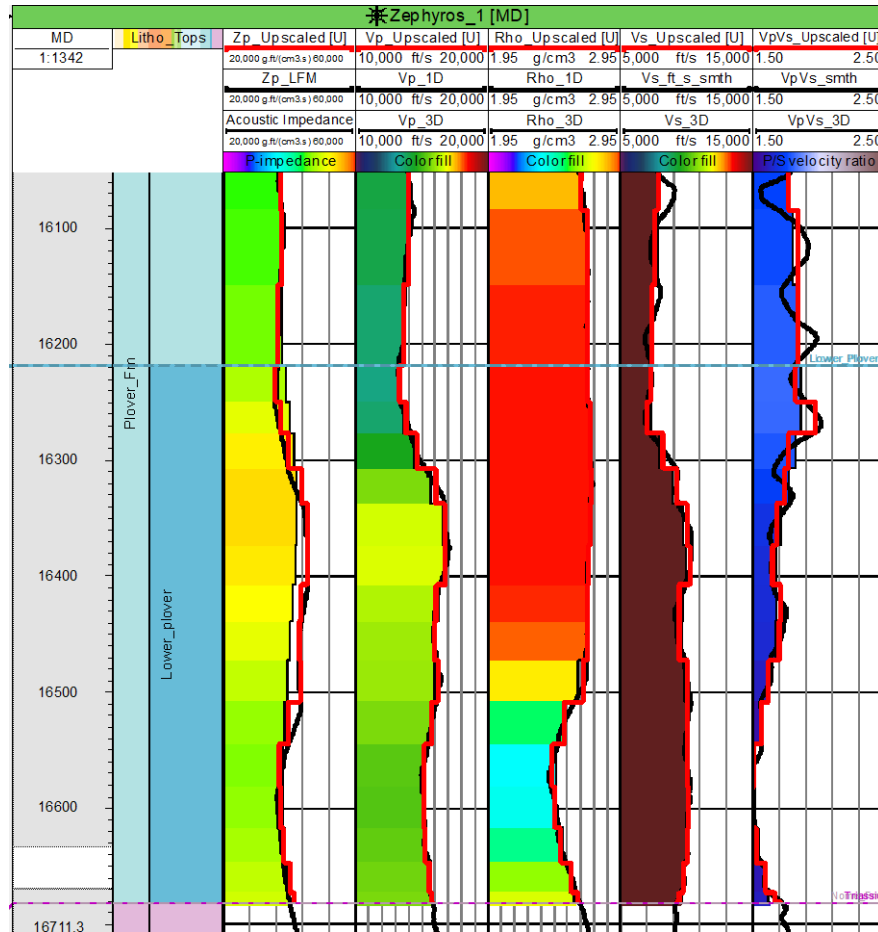
Gráficos cruzados entre Z_p y V_pV_s en pozo.



Nota. El modelo de saturación de agua se ve representado en el gráfico cruzado entre propiedades elásticas discretizando la zona de saturación de gas.

Figura 55.

Calibración de propiedades elásticas estimadas en modelo de inversión con datos de pozo



Nota. Hacia la base de la Formación Plover se ve la fuerte caída de la impedancia acústica (Z_p) y de la relación V_p/V_s representando con propiedades elásticas la saturación de agua en la formación.

La inversión sísmica y la geoestadística realizada para propagar las propiedades en el bloque de celdas permitió encontrar y delimitar los geocuerpos de interés (Arenas limpias con buenas propiedades petrofísicas) (Ver **Figura 56**). El gráfico de Impedancia Acústica contra la relación V_p/V_s como se vio previamente era el que mejor ayudaba a diferenciar estas arenas

saturadas con agua por lo cual se hizo un gráfico con las propiedades 3D estimadas (**Figura 57**).

Finalmente, se propone la ubicación de pozos en estos geocuerpos identificados (**Figura 58**).

Figura 56.

Propiedades petrofísicas, geofísicas y geomecánicas en 3D, Young, Lambda-Rho, Sw y Vshale

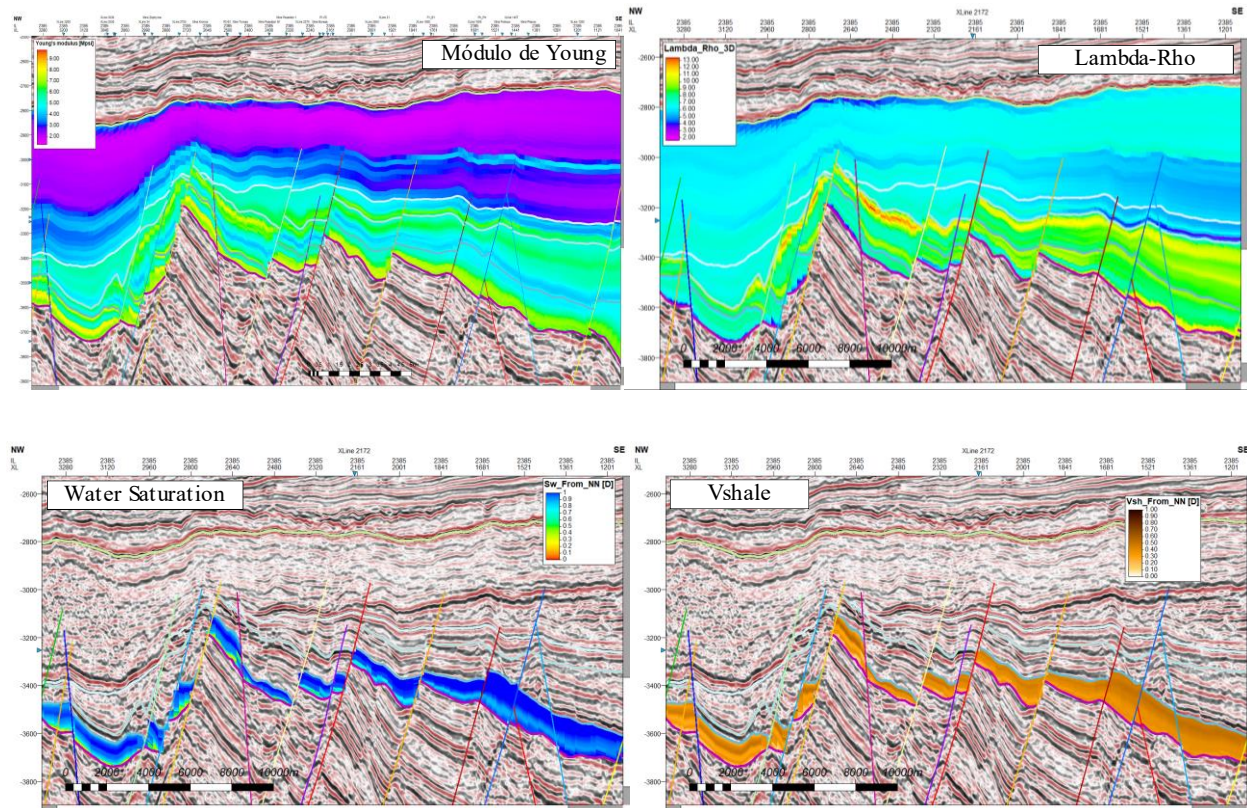
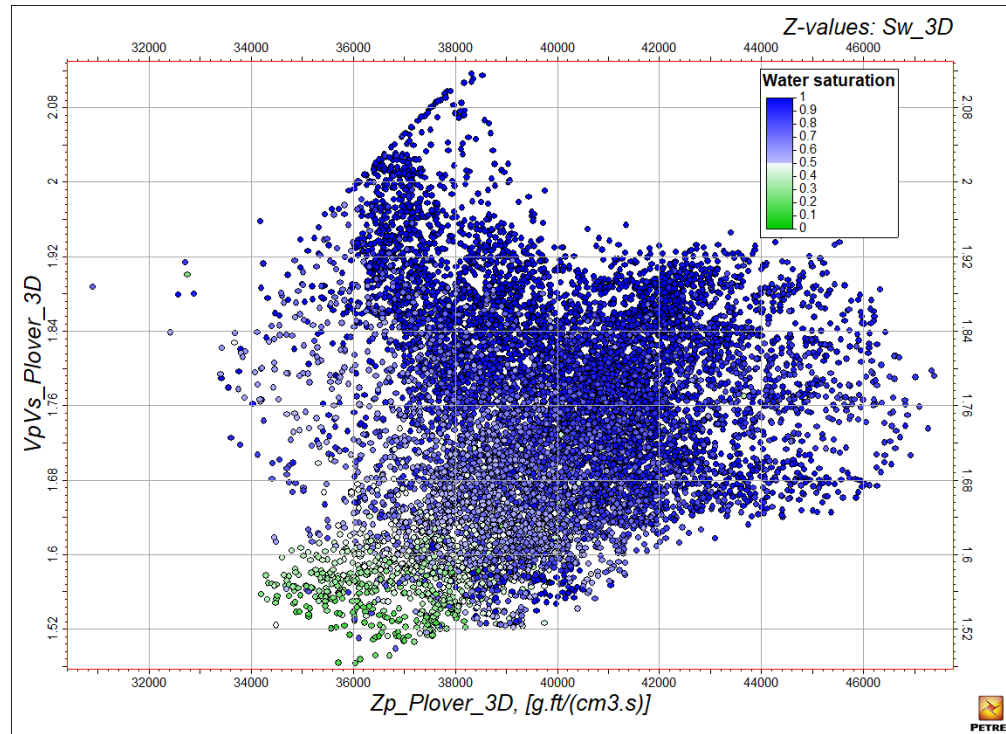
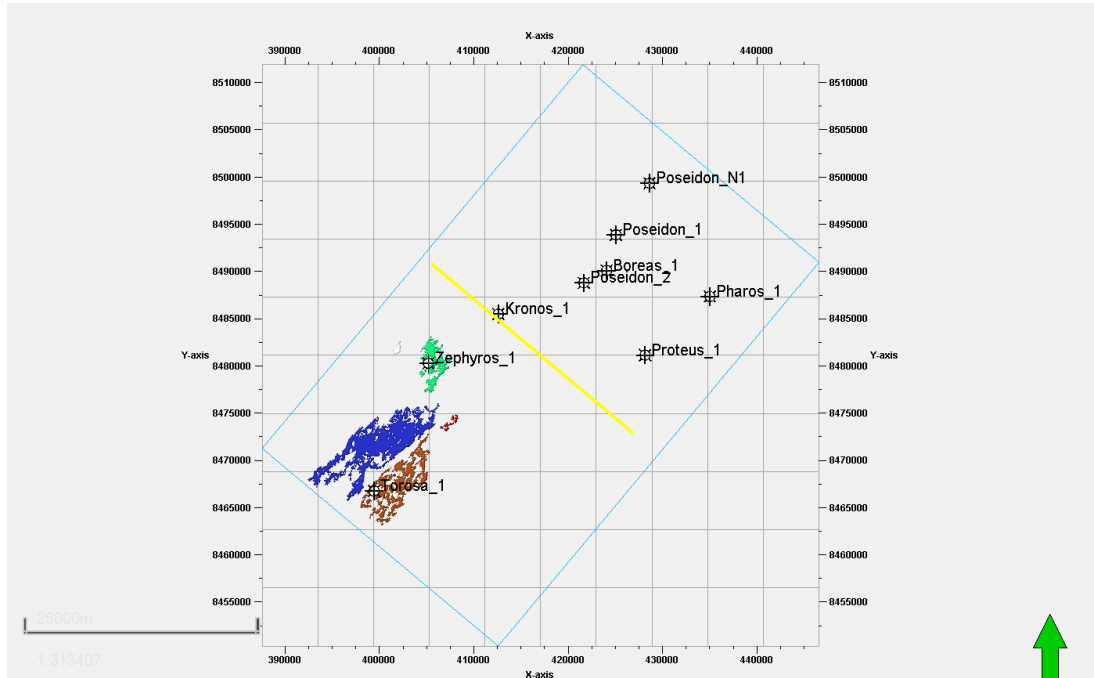


Figura 57.

Gráfico cruzado Z_p vs V_p/V_s de propiedades 3D en la Formación Plover Inferior



Nota. El gráfico cruzado entre propiedades 3D permite identificar hacia que zona se encuentran las rocas saturadas en gas en la cuenca con valores de impedancia de onda p (Z_p) y relación V_p/V_s bajos.

Figura 58.*Localización de Geocuerpos en el bloque Poseidon*

Nota. Los geocuerpos se encuentran distribuidos hacia la parte Suroeste del bloque Poseidón cerca a los pozos Zephyros-1 y Torosa-1.

6. Discusión

Respecto a los resultados obtenidos, la gran profundidad de los pozos la diagénesis y las litologías volcanoclasticas afectan bastante los registros de pozo y deben ser tomadas en cuenta. Además, aunque no todos los pozos contaban con datos de pruebas de laboratorio *RCA* y *SCAL*, con la metodología usada se pudo obtener modelos bastante ajustados a estos encontrando un muy buen ajuste con la permeabilidad, que si bien, no tiene un ajuste perfecto es de tener en cuenta que es una de las propiedades más difíciles de calcular con registros de pozo. Por otra parte, la saturación de agua en algunos pozos se vio afectada por la gran cantidad de laminaciones que

estaba en estas arenas haciendo que las lecturas de los resistivos se vieses afectadas, obteniendo valores de Saturación de Agua más altos que los vistos en las pruebas *RCA*.

Por otra parte, en el apartado de geomecánica, en las pruebas uniaxiales y triaxiales usadas para calibrar el modelo existían datos que no reflejaban con total propiedad mecánicas de las rocas que estaban en el pozo como por ejemplo un valor muy alto de UCS de 50000 psi en una formación arcillosa y un valor de UCS de 14000 psi en arenas a 16500 ft de profundidad los cuales corresponderían a litologías opuestas según lo indicado por Attewell & Farmer (1976). Estos valores no fueron tenidos en cuenta para la creación de los modelos al ser considerados no representativos.

En cuanto a la geofísica, importante para la posterior creación de los modelos en 3D, se encontró que solo la impedancia acústica no estaba discretizando las arenas y las arcillas dentro de la misma formación por lo que fue necesario el uso de la impedancia de onda S para discretizar estas litologías. Con los resultados obtenidos se evidenció que el uso de una inversión de apilados parciales es necesario para tener mejores resultados.

Finalmente, la concentración de los geocuerpos que se definieron al SW del campo cerca a los pozos Torosa-1 y Zephyros-1 tiene coherencia con lo descrito por Palu *et al.*, 2017 donde justifica la presencia de grandes acumulaciones hacia la parte más profunda de la cuenca en el SW en la subcuenca Caswell y pocas acumulaciones hacia el NE en la subcuenca Barcoo por la madurez termal.

7. Conclusiones

La clasificación de litológica y petrofísica 1D mostró mejores resultados al integrar toda la información de ripios, núcleos y registros de pozo disponible para los 9 pozos de correlación así

mismo como la información de descripciones de núcleos. Aunque las técnicas de redes neuronales de *clustering* parecen ser prometedoras para esta labor, en grandes áreas costa afuera con pocos pozos relativamente y gran variabilidad lateral, lo mejor es la interpretación usando gráficos cruzados. Es de gran importancia no solamente integrar los datos de núcleos a las interpretaciones sino también mantener una buena discretización con registros de pozo ya que esto será muy útil para la posterior propagación en 3D.

El modelo de permeabilidad hecho a partir de las funciones envolventes propuestas por Illidge (2017) mostró un muy buen ajuste con los datos de pruebas de laboratorio (SCAL) ya que al involucrar la arcillosidad en el modelo y su proximidad a estas líneas de tendencia se puede tener un control litológico de la propiedad que se está estimando. Por tal razón no solo fue usada para el cálculo de permeabilidad sino también para el de distintos registros de pozo que no estaban completos en la zona de estudio.

Para el análisis de prefactibilidad, no solo fue útil el uso de gráficos cruzados (RPT) para identificar el mejor par de propiedades elásticas que permitiesen la propagación de litologías en 3D, sino también su posterior evaluación con la técnica estadística de Función de Probabilidad de Densidad (*Probability Density Function*), la cual ayudó a identificar el mejor RPT usando la distribución de probabilidad de ocurrencia de una u otra.

Con el modelo geomecánico se pudo crear un modelo de estabilidad de pozo, donde se determinó el ancho de los *break-outs*. Por otra parte, el modelo de propiedades mecánicas de resistencia es útil para posteriores etapas de producción en un modelo acoplado ya que la profundidad a la que se encuentran estos yacimientos puede ser necesario el uso de algún tipo de estimulación del pozo para su puesta en producción.

La inversión sísmica y la posterior propagación de propiedades petrofísicas y elásticas en 3D permitió conocer la distribución espacial de los geocuerpos de areniscas con las mejores propiedades petrofísicas encontrando 3 zonas de alto interés donde se propone la ubicación de pozos para su puesta en producción. Por otra parte, se encontró que un modelo de inversión acústica junto al uso de geoestadística y redes neuronales puede llegar a ser suficiente para la estimación de las demás propiedades geofísicas y posteriormente la identificación de geocuerpos de interés.

La metodología integrada desde el dato de núcleo hasta la sísmica, uniendo la caracterización petrofísica y geomecánica resultó ser robusta y mantuvo consistencia con los datos teniendo en cuenta la cantidad de pozos disponibles y la extensión del área de la sísmica. Esto permitió tener una alta confiabilidad en el resultado final del proceso de identificación de geocuerpos de arenas prospectivas. Además, servirá de insumo para distintos trabajos dentro del proyecto ayudando a caracterizaciones estratigráficas, estructurales y a la creación de modelos dinámicos construyendo una caracterización más completa y un mejor entendimiento del yacimiento.

8. Recomendaciones

Se recomienda el uso de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) para reducir aún más la incertidumbre en el cálculo de las propiedades petrofísicas; ya que sería de gran utilidad su uso en los pozos que no se encuentran corazonados, para tener modelos aún más confiables y fieles a la realidad y reduciendo la incertidumbre en yacimientos con arenas laminares como los del área de estudio. Por otra parte, para hacer estudios más avanzados en el área de estudio, se encuentra todo un set de pruebas de laboratorio especiales (SCAL)

Debido a la complejidad estructural de la zona, es importante tener un buen control de los horizontes y las fallas, por lo tanto, se recomienda que para tener un modelo de propiedades más robusto se haga una interpretación más detallada que la actual, ya que, aunque fue hecha cada 50 Inlines y Xlines y con un intervalo de 5 en las zonas cercanas a los pozos, se hace necesario un mejor control.

Así mismo, se recomienda el uso de inversión sísmica de apilados parciales para encontrar obtener como resultado cubos de impedancia de onda compresional y de corte de forma más directa. lo que puede permitir que se identifiquen con mayor facilidad los geocuerpos de arenas saturadas en gas.

Finalmente, se propone la perforación de un pozo estratigráfico al W del área de estudio para tener más clara la continuidad de las formaciones en esta zona y evaluar su potencial como yacimiento. Así mismo, también se sugiere la perforación de un pozo al sur del pozo Proteus-1 para controlar específicamente el cambio lateral de facies del miembro Golden de la Formación Vulcan, el cual presentó buenas características litológicas y petrofísicas que serían interesantes de evaluar en una escala 3D.

Referencias Bibliográficas

- Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993). *Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells* . <https://doi.org/10.2118/26436-MS>
- Anderson, E. M. (1951). *The dynamics of faulting and dyke formation with applications to Britain*. Oliver and Boyd.
- Archie, G. E. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Transactions of the AIME*, 146(01), 54–62. <https://doi.org/10.2118/942054-G>
- Asquith, G. B. (n.d.). *Basic well log analysis* (Vol. 16).
- Attewell, P. B., & Farmer, I. W. (2012). *Principles of engineering geology*. Springer Science & Business Media.
- Avseth, P. A., & Odegaard, E. (2004). Well log and seismic data analysis using rock physics templates. *First Break*, 22(10). <https://doi.org/https://doi.org/10.3997/1365-2397.2004017>
- Barclay, F., Bruun, A., Rasmussen, K. B., Alfaro, J. C., Cooke, A., Cooke, D., Salter, D., Godfrey, R., Lowden, D., McHugo, S., & others. (2008). Seismic inversion: Reading between the lines. *Oilfield Review*, 20(1), 42–63.
- Bhuyan, K., & Passey, Q. R. (1994). *Clay Estimation From Gr And Neutron -Density Porosity Logs* .
- 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.*
- Brincat, M. P., Lisk, M., Kennard, J. M., Bailey, W. R., & Eadington, P. J. (2003). Evaluating the oil potential of the Caswell Sub-basin: insights from fluid inclusion studies. *Proceedings Timor Sea Petroleum Geoscience, Proceedings of the Timor Sea Symposium, Darwin, Northern Territory*, 19–20. https://www.researchgate.net/profile/Peter-Eadington-2/publication/228586344_Evaluating_the_oil_potential_of_the_Caswell_Sub-basin_Insights_from_fluid_inclusion_studies/links/54f522fb0cf2ba615064cb4d/Evaluating-the-oil-potential-of-the-Caswell-Sub-basin-I
- Cannon, S. (2015). *Petrophysics: a practical guide*. John Wiley & Sons.
- Castagna, J. P., Batzle, M. L., & Eastwood, R. L. (1985). Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. *GEOPHYSICS*, 50(4), 571–581. <https://doi.org/10.1190/1.1441933>
- Chang, C., Zoback, M. D., & Khaksar, A. (2006). Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 51(3), 223–237. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.01.003>
- Clavier, C., Coates, G., & Dumanoir, J. (1984). Theoretical and Experimental Bases for the Dual-Water Model for Interpretation of Shaly Sands. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 24(02), 153–168. <https://doi.org/10.2118/6859-PA>
- Clavier, C., Hoyle, W., & Meunier, D. (1971). Quantitative Interpretation of Thermal Neutron Decay Time Logs: Part I. Fundamentals and Techniques. *Journal of Petroleum Technology*,

23(06), 743–755. <https://doi.org/10.2118/2658-A-PA>

Dezfoolian, M. A., Riahi, M. A., & Kadkhodaie-Ilkhchi, A. (2013). Conversion of 3D seismic attributes to reservoir hydraulic flow units using a neural network approach: An example from the Kangan and Dalan carbonate reservoirs, the world's largest non-associated gas reservoirs, near the Persian Gulf. *Earth Sciences Research Journal*, 17, 75–85. http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1794-61902013000200001&nrm=iso

Doveton, J. H. (1995). Wireline Petrofacies Analysis: Notes from short course presented in Calgary. *Alberta, April*, 24–28.

Doyen, P. M. (2007). *Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective* (p. 255 pp.). <https://doi.org/10.3997/9789073781771>

Dunne, J., Zengerer, M., Stein, H., Gallagher, S., Kilic, F., Kumar, P., & Singh, S. P. (2018). Geomechanical prestack depth migration of the Kraken 3D (Browse Basin, Australia). *ASEG Extended Abstracts*, 2018(1), 1–8. https://doi.org/10.1071/ASEG2018ABT7_4C

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>

Ellis, D. V., & Singer, J. M. (2007). *Well logging for earth scientists* (Vol. 692). Springer.

Filippova, K., Kozhenkov, A., & Alabushin, A. (2011). Seismic inversion techniques: choice and

- benefits. *First Break*, 29(5). <https://doi.org/https://doi.org/0.3997/1365-2397.29.5.49948>
- Glover, P. (2000). Petrophysics. *University of Aberdeen, UK*.
- Greenhalgh, J., & Irving, R. (2015). Geologic and geophysical challenges that were overcome with the use of technology — Caswell subbasin, Browse Basin. *The Leading Edge*, 35(1), 27–31. <https://doi.org/10.1190/tle35010027.1>
- Greenhalgh, J., Rajeswaran, D., & Paten, T. (2015). *PS A New Look at the Petroleum Potential of the Caswell Sub-Basin, Browse Basin*.
- Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D. J., & Miller, J. D. (1997). *Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method*. <https://doi.org/10.2118/38679-MS>
- Herwanger, J. (2014). *Seismic Geomechanics: How to Build and Calibrate Geomechanical Models using 3D and 4D Seismic Data*. https://doi.org/https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.439.EET-V_Slides_SeismicGeomechanics_JorgHerwanger_EAGE-Website_
- Illidge Araujo, E. J. (2017). *Inversion y Atributos Sísmicos en la Clasificación de Litotipos* [Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander]. https://uids-primo.hosted.exlibrisgroup.com/permalink/f/1gjmsqs/uids_bucaramanga181861.
- 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/https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2017.07.004>

- Kennedy, M. (2015). *Practical petrophysics*. Elsevier.
- Khaksar, A., Taylor, P. G., Fang, Z., Kayes, T. J., Salazar, A., & Rahman, K. (2009). *Rock Strength from Core and Logs, Where We Stand and Ways to Go* . <https://doi.org/10.2118/121972-MS>
- Kolodzie Jr., S. (1980). *Analysis Of Pore Throat Size And Use Of The Waxman-Smits Equation To Determine Oil In Spindle Field, Colorado* . <https://doi.org/10.2118/9382-MS>
- Kuske, T., le Poidevin, S., & Edwards, D. (2015). Browse Basin petroleum accumulations. *The APPEA Journal*, 55(2), 463.
- Larionov, V. V. (1969). Borehole radiometry. *Nedra, Moscow*, 127.
- le Poidevin, Steve;Kuske, Tehani;Edwards, Dianne;Temple, R. (2015). *Australian Petroleum Accumulations Report 7 Browse Basin : Western Australia and Territory of Ashmore and Cartier Islands adjacent area, 2nd edition*. <https://doi.org/10.11636/record.2015.010>
- Ma, Y. Z., & Zhang, X. (2019). *Quantitative geosciences: Data analytics, geostatistics, reservoir characterization and modeling*. Springer.
- Palu, T., Hall, L., Grosjean, E., Edwards, D., Rollet, N., Higgins, K., Boreham, C., Murray, A., Nguyen, D., Khider, K., & Buckler, T. (2017). Integrated petroleum systems analysis to understand the source of fluids in the Browse Basin, Australia. *The APPEA Journal*, 57(2), 781–788. <https://doi.org/10.1071/AJ16191>
- Petroleum Division and Geological Survey of Western Australia. (2014). *Western Australia's Petroleum and Geothermal Explorer's Guide – 2014 Edition*. <http://dmp.wa.gov.au/Documents/Petroleum/PD-RES-PUB-100D.pdf>

- Pittman, E. D. (1992). Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone¹. *AAPG Bulletin*, 76(2), 191–198. <https://doi.org/10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D>
- Russell, B. H. (1988). *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Society of Exploration Geophysicists. <https://doi.org/10.1190/1.9781560802303>
- Russell, B., Hampson, D., Schuelke, J., & Quirein, J. (1997). Multiattribute seismic analysis. *The Leading Edge*, 16(10), 1439–1444. <https://doi.org/10.1190/1.1437486>
- Sayers, C. M. (2010). *Geophysics Under Stress*. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers. <https://doi.org/10.1190/1.9781560802129>
- Schlumberger. (2009). *Log Interpretation Charts*. Schlumberger.
- Simm, R., Bacon, M., & Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: An interpreter's handbook*. Cambridge University Press.
- Slatt, R. M. (2013). *Stratigraphic reservoir characterization for petroleum geologists, geophysicists, and engineers*. Newnes.
- Steiber, S. J. (1970). Pulsed neutron capture log evaluation in the Louisiana Gulf Coast: Society of Petroleum Engineers. *45th Annual Meeting, Paper SPE-2961*.
- Stephenson, A. E., & Cadman, S. J. (1994). Browse Basin, Northwest Australia: the evolution, palaeogeography and petroleum potential of a passive continental margin. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 111(3), 337–366.

[https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0031-0182\(94\)90071-X](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0031-0182(94)90071-X)

Struckmeyer, H. I. M., 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.*

Thai, N. B., Tran, X. Van, Quang Do, K., Hoang, Q. T., & Nguyen, T. M. (2017). Applying the evaluation results of porosity-permeability distribution characteristics based on hydraulic flow units (HFU) to improve the reliability in building a 3D geological model, GD field, Cuu Long Basin. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(3), 687–697. <https://doi.org/10.1007/s13202-017-0334-2>

Timur, A. (1968). *An Investigation Of Permeability, Porosity, And Residual Water Saturation Relationships .*

Tovaglieri, F., & George, A. D. (2014). Stratigraphic architecture of an Early–Middle Jurassic tidally influenced deltaic system (Plover Formation), Browse Basin, Australian North West Shelf. *Marine and Petroleum Geology*, 49, 59–83. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.09.011>

Traugott, M. (1997). Pore/fracture pressure determinations in deep water. *World Oil*, 218(8), 68–70.

Waxman, M. H., & Smits, L. J. M. (1968). Electrical Conductivities in Oil-Bearing Shaly Sands. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 8(02), 107–122. <https://doi.org/10.2118/1863-A>

Waxman, M. H., & Thomas, E. C. (1974). Electrical conductivities in shaly sands–II. The temperature coefficient of electrical conductivity. *J. Petrol. Technol. Trans. AIME*, 257, 218.

- Widiasri, I. S. (2007). *Petrophysics of the Northern Browse Basin*.
<https://digital.library.adelaide.edu.au/dspace/handle/2440/112515>
- Wyllie, M. R. J., & Rose, W. D. (1950). Some Theoretical Considerations Related To The Quantitative Evaluation Of The Physical Characteristics Of Reservoir Rock From Electrical Log Data. *Journal of Petroleum Technology*, 2(04), 105–118.
<https://doi.org/10.2118/950105-G>
- 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). *Applied petroleum geomechanics*. Gulf Professional Publishing.
- Zoback, M. D. (2007). *Reservoir geomechanics*.
- Zou, C. (2017). *Unconventional petroleum geology*. Elsevier.