

Caracterización petrofísica de yacimientos implementando atributos e inversión sísmica

Maria Liceth Cabrera Ruiz

Daniel Mauricio Rojas Caro

**Trabajo de grado, bajo la modalidad de Pasantía de Investigación, para optar por el título
de Ingeniero de Petróleos**

Director del proyecto

Juan David Badillo Requena

Codirectores

M. Sc. Erick Johan Illigde Araujo

PhD. M.Sc. Maika Karen Gambús Ordaz

Tutores- Codirector Externo

PhD. M.Sc. Geo. Alessandro Batezelli

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

Agradecimientos

A Dios, por haberme dado la perseverancia, el deseo de aprender cada día y la fortaleza en los momentos difíciles.

A mis padres y hermanas por ser mi inspiración y mi mayor motivo de superación, por haberme brindado una educación llena de valores y principios.

A mi director de tesis, el Geólogo Juan Badillo, por brindarme su ayuda en los momentos indicados.

A mi Co-director el MSc. Erick Illidge, a quien le agradezco enormemente por haberme enseñado, corregido y motivado durante el desarrollo de la tesis, por haber depositado su confianza y sus conocimientos en mi equipo de trabajo.

A mi compañero de tesis y mejor amigo Daniel Rojas, gracias “Dani” por ser un excelente compañero de trabajo, por el compromiso y la dedicación.

A mi Co-director, PhD. Alessandro Batezelli, por haberme permitido hacer la pasantía de Investigación en la UNICAMP (Brasil) y por hacerme participe de su grupo de investigación: “Source-to-Sink and Paleopedology Research Group” .

A mi Co-directora PhD. Maika Gambús, por ser la persona que me direccionó en el camino de la investigación, dándome la oportunidad de pertenecer a su Semillero, además por haber sido mi profesora de dos áreas cruciales para el desarrollo de la tesis: Registros de pozo y Simulación.

A mi amigo, Ing. Wilmer Delgado, por ser mi apoyo y por toda la ayuda en la instalación de los Softwares empleados en la realización de la tesis.

Finalmente, agradezco a la Universidad Industrial de Santander, a mis profesores, a mi escuela, porque gracias a sus contribuciones logré mi formación profesional.

Maria Liceth Cabrera Ruiz

Agradecimientos

A Dios, a la Virgen María y a San Judas Tadeo (mi patrono) por haber sido nuestros protectores y dadores del don de la perseverancia en aquellos momentos donde nos sentimos más afligidos y desesperados y por la fortaleza espiritual para continuar con ese reto llamado aprendizaje.

A mi papá, mi mamá, y mis hermanos Juliana y Sebastián por ser el motor de mi vida y por apoyarme e impulsarme en cada una de los retos y locuras que me he propuesto en la vida. Este proyecto es gracias a ustedes. ¡Los amo! Y si volviera a nacer los pediría nuevamente como familia. ¡Gracias!

A mi segunda madre, la Hna. Stella y a la Sra. Aminta (un angelito en el cielo) y en general a la Familia Moreno y a grupo de viejas. Gracias por haberme abierto las puertas de su casa en Málaga. Gracias Infinitas por haberme permitido ser uno más de aquella mi segunda familia. ¡Gracias Infinitas!

A aquella a la cual siento mi hermana mayor, mi mejor amiga y mi confidente. Gracias Mary, por haber me aguantado las miles de chocheras. ¡La quiero mucho! Este triunfo es de los dos. Brasil nos espera!

A mis amigos Sergio, Yessenia, Jean Carlos, Sebastián, Oscar, Fabian, Daniel, Marcela, Sandra, Dianita, Paula, Sarita, Vanesa, Doña Marina, Luis Carlos, Yayfred y Maria Paula por haberme dado ánimo y sacarme sonrisas en esos momentos oscuros de desesperanza. Gracias Chicos.

A Juan David Badillo, gracias por habernos dado la mano en aquel momento de más necesidad. Infinitas gracias a Erick Illigde, dado que sin usted este proyecto no hubiese sido posible.

Gracias por el mar de conocimientos que nos brindó y por la paciencia que nos tuvo en medio de este proceso de aprendizaje. A Alessandro Batezelli, por habernos permitido la posibilidad de desarrollar con él el sueño de pasantía de investigación en la mejor universidad de América Latina, Unicamp, y por recibirnos con los brazos abiertos en aquel grupo de investigación que fue nuestro hogar en Brasil, “Source-to-Sink and Paleopedology Research Group”.

Finalmente, gracias a mi segundo hogar, mi querida UIS. Gracias a todos mis profesores. Soy lo que soy gracias al aporte que ustedes a través de sus clases depositaron en mí. Gracias infinitas.

Daniel Mauricio Rojas Caro

Contenido

	Pág.
Introducción	21
1. Justificación	23
2. Objetivos	24
2.1 Objetivo general.....	24
2.2 Objetivos específicos	24
3. Alcance	25
4. Fundamento Teórico	26
4.1 Propiedades petrofisicas del yacimiento.....	26
4.1.1 Modelo de Arcillosidad (VSh)	26
4.1.2 Porosidad total de la roca (ϕT).....	26
4.1.3 Porosidad efectiva de la roca (ϕEff)	27
4.1.4 Saturación de agua (S_w)	28
4.1.5 Permeabilidad (K_{Hor}).....	29
4.2 Secciones cruzadas o Geological Cross-Sections	31
4.2.1 Secciones cruzadas estratigráficas.	31
4.2.2 Secciones cruzadas estructurales.	32
4.3 Atributos y filtros sísmicos.....	32

4.3.1 Dip Steering.	32
4.3.2 Dip Steered Median Filter (DSMF).	34
4.3.3 Fault Enhancement Filter (FEF)	35
4.3.4 Thinned Fault Likelihood (TLF).....	35
4.4 Propiedades elásticas de la roca.....	36
5. Generalidades.....	38
5.1 Geología Regional	38
5.1.1 Identificación de la Cuenca y Plays petrolíferos.....	38
5.1.2 Reservorio.	40
5.1.3 Sello.	40
5.1.4 Fuente de hidrocarburos.....	42
5.1.5 Calendario de eventos del sistema petrolero.....	42
5.2 Antecedentes.....	42
6. Metodología	48
7. Aplicación de la metodología y resultados	51
7.1 Etapa conceptual	52
7.1.1 Pozos de correlación	52
7.1.2 Registros de pozos y pruebas DST.	53
7.1.3 Análisis de núcleos de perforación.	53
7.2 Etapa de desarrollo.....	54
7.2.1 Calibración de análisis de núcleo de perforación en profundidad.	55
7.2.2 Modelo de arcillosidad o VSh.	55
7.2.3 Modelado de registros por calidad de hueco.....	57

7.2.4 Modelo 1D de litotipos.	63
7.2.5 Modelo 1D petrofísico.	66
7.2.6 Secciones cruzadas de propiedades petrofísicas.	77
7.2.7 Elaboración de gráficos cruzados (Crossplot) a través de la integración de los modelos petrofísicos 1D y litotipos.	82
7.2.8 Interpretación estratigráfica, sedimentológica y estructural a través de atributos sísmicos.	85
7.2.9 Modelo 1D de relación tiempo-profundidad (Amarre Sísmica-Pozo).	94
7.2.10 Modelos 3D de impedancia acústica a través de inversión sísmica.	96
7.2.11 Modelo 3D de litotipos.	105
7.2.12 Distribución espacial de propiedades petrofísicas.	111
7.2.13 Identificación de plays petrolíferos.	115
8. Conclusiones	117
7. Recomendaciones	120
Referencias Bibliográficas	122

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Modelo de permeabilidad horizontal a partir de la correlación existente entre los datos de porosidad efectiva (ϕ_{Eff}) y permeabilidad horizontal (K_{Hor}) de los análisis de núcleos de perforación y el modelo de arcillosidad de la roca (VSh).	30
Figura 2. Comparación del proceso de rastreo de información implementando los tipos de Steering.	33
Figura 3. Comparación entre los tipos de Steering para el filtro Dip Steered Median Filter (DSMF)	34
Figura 4. Elementos estructurales del área de levantamiento del bloque sísmico Bunda 3D 2009	39
Figura 5. Mapa de localización del área de estudio y distribución espacial de los pozos de correlación.....	41
Figura 6. Columna estratigráfica, Canal de Fitzroy - área del Lennard Shelf.	44
Figura 7. Metodología de trabajo (Tomado de Illigde, E. 2017 y modificado).....	50
Figura 8. Modelo 1D de arcillosidad calibrado con los análisis X-Ray Diffraction (XRD) para el pozo Sundown 3, a la izquierda la Formación Carolyn y a la derecha la Formación Betty del Grupo Grant.	56
Figura 9. Sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad del modelo de arcillosidad de la roca (VSh) de las formaciones de	

interés en los pozos de correlación Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 2, Sundown 4.y Sundown 1..... 58

Figura 10. Correlación entre la velocidad de onda compresional (onda P), densidad volumétrica de la roca y modelo de arcillosidad (**VSh**) para la Formación Carolyn, en donde se cuentan con las tendencias límite superior (**ρ UpperLimitVp**) y límite inferior (**ρ LowerLimitVp**) para el modelado de la densidad volumétrica de la roca 60

Figura 11. Ajuste del modelo de densidad volumétrica para el pozo Sundown 2 del Bloque Bunda 3D a partir de la correlación modelo propuesta por Illigde. E. 2017 61

Figura 12. Correlación entre la velocidad de onda compresional (onda P), porosidad neutrón (ϕ NPHI) y modelo de arcillosidad (VSh) para la Formación Winifred del Grupo Grant, en donde se cuentan con las tendencias límites (**ϕ NPHI UpperLimitVp**) e inferior (**ϕ NPHI LowerLimitVp**) para el modelado de la porosidad neutrón. 62

Figura 13. Ajuste del modelo de porosidad neutrón para uno de los pozos de correlación del Bloque Bunda 3D a partir del modelo propuesto por Illigde. E. 2017 62

Figura 14. Crossplot entre el modelo de arcillosidad (VSh) y la densidad volumétrica de la roca (RHOB) para la clasificación de litotipos mediante redes neuronales en los pozos de análisis para la Formación Betty del Grupo Grant 65

Figura 15. Sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad del modelo de litotipos de las formaciones de interés en los pozos de correlación Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 2, Sundown 4 y Sundown 1 67

Figura 16. Diagrama de flujo aplicado para el modelado de la porosidad efectiva de la roca (ϕ Eff) para las formaciones de interés del Grupo Grant (Formación Carolyn y Betty) y la Formación Anderson..... 68

Figura 17. Relación de registros de pozos y modelos base necesarios para la construcción del modelo calibrado de porosidad efectiva (ϕ_{Eff}) en el pozo Sundown 4 para la Formación Anderson.....	69
Figura 18. Contacto Agua-Petróleo para la Sand_1100 en la Formación Betty del Grupo Grant en el pozo de correlación Sundown 2	70
Figura 19. Diagrama de flujo aplicado para el modelado de la saturación de agua para las formaciones de interés del Grupo Grant (Formaciones Carolyn y Betty) y la Formación Anderson.	72
Figura 20. Crossplot Picket-Plott para la determinación de la resistividad de agua para la zona de petróleo de la Sand_1100 en el pozo Sundown 4 para la Formación Betty del Grupo Grant	73
Figura 21. Modelo de saturación de agua para la Sand_1180 en el pozo Sundown_4 para la Formación Betty del Grupo Grant	74
Figura 22. Correlación entre la porosidad efectiva (ϕ_{Eff}), permeabilidad horizontal (KHor) y modelo de arcillosidad (VSh) para la Formación Betty del Grupo Grant, en donde se cuentan con las tendencias límite superior (KHor UpperLimitϕ_{Eff}) y límite inferior (KHor LowerLimitϕ_{Eff}) para el modelado de la permeabilidad horizontal de la roca.	75
Figura 23. Modelo de permeabilidad horizontal para en la Sand_1100 para el pozo Sundown 2 en la Formación Betty del Grupo Grant	76
Figura 24. Modelos de porosidad efectiva de la roca, saturación de agua y permeabilidad horizontal para la Sand_1680 en el pozo Sundown 4 para la Formación Anderson	77
Figura 25. Sección cruzada en dirección Suroeste (SW) - Noreste (NE) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad de los modelos de litotipos y de porosidad efectiva de la roca de	

las formaciones de interes en los pozos de correlación Sundown 3, Sundown 1, Scrubby 1, Boundary 1 y Lloyd 1	79
Figura 26. Sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad de los modelos de litotipos y de propiedades petrofisicas (porosidad efectiva de la roca y saturación de agua) de las formaciones de interes en los pozos de correlación Whitewell 1, Terrace 1 y Lloyd 2	80
Figura 27. Sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad de los modelos de litotipos y de propiedades petrofisicas (porosidad efectiva de la roca, saturación de agua y permeabilidad horizontal de la roca) de las formaciones de interes en los pozos de correlación Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 2 y Sundown 4.	81
Figura 28. Crossplot de la relación entre la porosidad efectiva de la roca, el modelo de arcillosidad y de litotipos para la Formación Carolyn del Grupo Grant.....	83
Figura 29. Crossplot de la relación entre la porosidad efectiva de la roca, el modelo de arcillosidad y de litotipos para la Formación Betty del Grupo Grant	83
Figura 30. Crossplot de la relación entre la porosidad efectiva de la roca, el modelo de arcillosidad y de litotipos para la Formación Anderson	84
Figura 31. Crossplot de la relación entre la permeabilidad horizontal de la roca, el modelo de arcillosidad y de litotipos para la Formación Betty del Grupo Grant	84
Figura 32. Crossplot de la relación entre la permeabilidad horizontal de la roca, el modelo de arcillosidad y de litotipos para la Formación Anderson	85
Figura 33. Diagrama del proceso de acondicionamiento sísmicos aplicación de filtros y generación de imágenes y atributos para la posterior interpretación de fallas.	86

Figura 34. Flujo de procesos aplicados sobre la imagen sísmica durante el acondicionamiento previo a la interpretación sísmica de fallas y horizontes	88
Figura 35. Análisis de resultados del atributo Thinned Fault Likelihood (TLF) obtenidos, a partir, de la implementación de Dip Steered Median Filter (DSMF), a través de Detailed Steering (1) y Background Steering (3), contando con una variación en el ruido en cada uno de los resultados.	89
Figura 36. Representación del proceso de interpretación de fallas normales a través de la superposición entre el filtro Fault Enhancement Filter (FEF) y el atributo Thinned Fault Likelihood (TFL).	90
Figura 37. Vista 3D de las fallas normales interpretadas y el filtro sísmico Fault Enhancement Filter (FEF)	90
Figura 38. Sección sísmica de la ubicación de los topes de las formaciones de interés interpretados por Al-Hinaai (2013).....	91
Figura 39. Vista del random line con los topes de las formaciones de interés interpretados.	91
Figura 40. Vista del resultado del modelo de celdas sobre una de las fallas obtenido tras la aplicación de la metodología Structural Gridding	92
Figura 41. Vista 2D del modelo de malla Pillar Gridding de celdas 100*100	93
Figura 42. Vista del modelo 3D de la estructura geológica con malla 100*100.	94
Figura 43. Intersección del modelo de zonas 3D para las formaciones de interés	94
Figura 44. Coeficiente de correlación entre la traza sintética del pozo y la traza sísmica en el pozo Sundown 5.....	95
Figura 45. Amarre sísmica-pozo en el pozo Sundown 5	96

Figura 46. Relación de registros de pozos y modelos de propiedades petrofísicas para la estimación del modelo de velocidad de onda de corte (VS) en los pozos de correlación a la izquierda el pozo Sundown 2 mientras a la derecha el pozo Terrace 1, en la Formación Betty del Grupo Grant.	99
Figura 47. Crossplot $\Lambda^* \rho$ vs. $\mu^* \rho$ para la identificación de la variación litológica en la Formación Carolyn del Grupo Grant	100
Figura 48. Crossplot $\Lambda^* \rho$ vs. $\mu^* \rho$ para la identificación de la variación de la porosidad efectiva de la roca (ϕ_{Eff}) en la Formación Betty del Grupo Grant	101
Figura 49. Crossplot $\Lambda^* \rho$ vs. $\mu^* \rho$ para la identificación de la variación de la permeabilidad horizontal de la roca (K_{Hor}) de la roca en la Formación Anderson	101
Figura 50. Crossplot $\Lambda^* \rho$ vs. $\mu^* \rho$ para la identificación de la variación de la saturación de agua en la Formación Anderson	102
Figura 51. Modelo inicial para el proceso de inversión de la onda compresional (Izquierda) y Modelo inicial para el proceso de inversión de la onda de corte (Derecha).	103
Figura 52. Etapa de análisis del proceso de inversión sísmica sobre el pozo Boundary 1, en donde se integra el modelo de baja frecuencia, el modelo de ondícula y los parámetros en la ventana de análisis.....	104
Figura 53. Relación de las correlaciones obtenidas en el proceso de inversión sísmica para cada uno de los pozos de interés.	104
Figura 54. Regresión linear entre la impedancia calculada a partir de los registros y la impedancia arrojada por el proceso de inversión.....	105
Figura 55. Volumen invertido para la onda compresional (izquierda) y Volumen invertido para la onda de corte (Derecha).	106

Figura 56. Análisis del proceso de regresión multivariable entre el listado de atributos sísmicos y el perfil de onda compresional (S-wave) para el área de estudio dentro de Bloque Bunda 3D 2009.....	107
Figura 57. Ajuste de los modelos obtenidos a partir de los análisis de regresión multivariables (rojo) con los modelos de dichas propiedades estimadas a partir de los registros de pozos (azul) para el pozo Boundary 1 del Bloque Bunda 3D 2009.	108
Figura 58. Distribución 3D de propabilidad (Probability Density Funtion- PDF) para las litologías.....	109
Figura 59. Resultado del proceso de regresión multivariable. Los modelos 3D de onda compresional, onda de corte y densidad volumétrica de la roca, porosidad total, porosidad efectiva y arcillosidad de la roca obtenidos del proceso de análisis multivariable.....	110
Figura 60. Cross-plots de selección de los tipos de roca TIPO I y TIPO II en el proceso de identificación de plays-petrolíferos.....	111
Figura 61. Vista 3D e intersección Sur- Norte de la distribución espacial litológica en Bloque Bunda 3D 2009	112
Figura 62. Vista 3D e intersección Sur- Norte del modelo de arcillosidad escalado a la malla 100*100 del modelo estructural en el Bloque Bunda 3D 2009	113
Figura 63. Vista 3D e intersección Sur- Norte del modelo de porosidad total de la roca escalado a la malla 100*100 del modelo estructural en el Bloque Bunda 3D 2009	113
Figura 64. Vista 3D e intersección Sur- Norte del modelo de porosidad efectiva de la roca escalado a la malla 100*100 del modelo estructural	114
Figura 65. Vista 3D del modelo de permeabilidad horizontal de la roca escalado a la malla 100*100 del modelo estructural.....	114

Figura 66. Relación de los modelos litológico, porosidad efectiva, permeabilidad horizontal, tipos de roca I y II y el plays petrolíferos para la Formación Carolyn	115
Figura 67. Relación de los modelos litológico, porosidad efectiva, permeabilidad horizontal, tipos de roca I y II y el plays petrolíferos para la Formación Betty del Grupo Grant	116
Figura 68. Relación de los modelos litológico, porosidad efectiva, permeabilidad horizontal, tipos de roca I y II y el plays petrolíferos para la Formación Anderson.....	116

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Pozos de correlación	52
Tabla 2. Inventario de registros de pozos y pruebas Drill-Steam Test (DST) de los pozos de correlación.....	53
Tabla 3. Análisis de núcleos de perforación para la Formación Betty del Grupo Grant	54
Tabla 4. Esquema de correlación para la determinación de la Correlation Type implementada en la Neural Net para la clasificación de litotipos mediante redes neuronales en los pozos de análisis para la Formación Winifred del Grupo Grant.....	65
Tabla 5. Areniscas interpretadas según los contactos agua-petróleo para los pozos Sundown....	71

Resumen

TÍTULO: CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS IMPLEMENTANDO ATRIBUTOS E INVERSIÓN SÍSMICA*

AUTORES: MARIA LICETH CABRERA RUIZ
DANIEL MAURICIO ROJAS CARO**

PALABRAS CLAVE: CARACTERIZACIÓN, PETROFÍSICA, YACIMIENTO, ATRIBUTOS E INVERSIÓN SÍSMICA

DESCRIPCIÓN

En este proyecto se planteó el desarrollo del proceso de caracterización petrofísica de yacimientos a través de atributos e inversión sísmica sobre las formaciones del Grupo Grant y la Formación Anderson del Bloque Sísmico Bunda 3D 2009 de la Cuenca Canning, Australia. Par la etapa conceptual, se construyó un inventario para el alcance, gracias a la se logró la delimitación de la información de pozos de correlación y volumen sísmico para del área, seguido, se generaron los modelos 1D de propiedades petrofísicas y litotipos, afrontando dos principales retos, efecto del hidrodinamismo, corrección de registros de contacto por calidad de hueco. Sumado a la evaluación lateral de estas a través de secciones cruzadas. Con esto, se procedió al tratamiento de la información sísmica a través de la implementación de filtros y atributos sísmicos con el fin de dar realce a las discontinuidades sísmicas, permitiendo así la interpretación de fallas y horizontes, los cuales fueron a la vez la entrada en la construcción del modelo estructural. El proceso de amarre sísmica-pozo se basó en la integración de la información de pozo y sísmica, cuyo fin fue dar correlación entre los topes y los horizontes, y la generación de un modelo de baja frecuencia, siendo estos la entrada en el proceso de inversión sísmica, cuyo resultado fueron bloques de impedancia acústica. Anterior al proceso de inversión, se realizó un análisis de prefactibilidad del mismo, involucrando las propiedades elásticas y petrofísicas, identificando la variabilidad de las propiedades petrofísicas en función a la distribución de las propiedades elásticas y el modelo de litotipos, motivo suficiente para la ejecución de la inversión sísmica y creación de modelos 3D de estas, mediante el uso de correlaciones multivariantes, para finalmente la caracterización petrofísica de las formaciones bajo estudio. Es de resaltar, que dichos modelos fueron calibrados y validados.

* Trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Juan David Badillo Requena

Abstract

TITLE: PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION OF RESERVOIRS IMPLEMENTING ATTRIBUTES AND SEISMIC INVERSION*

AUTHORS: MARIA LICETH CABRERA RUIZ
DANIEL MAURICIO ROJAS CARO**

KEYWORDS: PETROPHYSICS, CHARACTERIZATION, RESERVOIRS, ATTRIBUTES E SEISMIC INVERSION

DESCRIPTION:

In this project, the developing of modelling of 1D lithotypes and petrophysical for the Grant Group Formations and Anderson Formation of the Bunda Block 3D 2009 of the Canning Basin located on the Northwest of Australian Onshore was proposed. Initially, within of the conceptual stage, an inventory for the determination of goal of it was constructed thanks to delimitation of the correlation wells and seismic volume information for the study area, continued, were generated 1D models of petrophysics and lithotypes. In this project, three main challenges were faced, the effect of hydrodynamism, correction of well logs by well quality and presence of pyrite in the formations of interest. Added to the lateral assessment of these through of Cross-Section. After was proceeded to the seismic information treatment through the implementation of seismic filters and attributes in order to enhance the seismic discontinuities, allowing the interpretation of faults and horizons, which were at the same time the input into the building of the structural model. The seismic well-tie process was based on the integration of information at the well and seismic level, whose purpose was to provide a correlation between the tops and horizons, and the generation of a low-frequency model, these being the input data in the process of seismic inversion, which resulted in acoustic impedance. Prior to the inversion process, a pre-feasibility analysis was carried out, involving the elastic and petrophysical properties, identifying the variability of the petrophysical properties according to the distribution of the elastic properties and the lithotype model, sufficient reason for the execution of the seismic inversion and creation of 3D models of said properties, by means of the use of multivariable correlations, and in this way the petrophysical characterization of the formations under study. It is highlight that these models were calibrated and validated.

* Research Thesis

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Juan David Badillo Requena

Introducción

La caracterización de yacimientos puede ser referida a la integración de la información requerida para la descripción en términos de la capacidad de almacenaje y producción de hidrocarburos a partir del conocimiento de la arquitectura del yacimiento tanto interna como externa e incorporando en esta las distribuciones de las diferentes propiedades elásticas, petrofísicas y entre otras (Chopra, S. et al., 2011). Es así, como la caracterización petrofísica de yacimiento es un proceso fundamental para la identificación y evaluación de zonas potenciales de hidrocarburos, además de ser una herramienta que conduce a la estimación de tipo de fluidos, calidad de la roca y zonas de contacto agua-hidrocarburos (Kumar, M. et al., 2017).

El sector de hidrocarburos es el eslabón económico mundial con más riesgo de pérdida de capital de inversión, es así, como la etapa de exploración cumple un papel primordial en torno a la reducción de los factores que conllevan a dichas pérdidas de recursos económicos, por lo que la adquisición de volúmenes o líneas sísmicas y la perforación de pozos en el área de estudio son de vital importancia, dada la necesidad de contar con información base para la interpretación de cambios litológicos y de facies, continuidad de los estratos, propiedades físicas y elásticas de la roca, tipos de fluidos que saturan el medio poroso, identificación de estructuras o trampas, entre otras (Russell & Hampson, 2006).

Ligada a la perforación de pozos, se realiza la adquisición de información directa y con la mayor resolución sobre el área de interés, comprendiendo esta los análisis de núcleos de perforación (Conventional Core) y núcleos laterales de pared de pozo (Sidewall Core), registros

de pozo, pruebas de presión (DST- Drill-Steam Test) y descripción de recortes de perforación. Esta información es usada para la construcción y calibración de los modelos 1D de propiedades petrofísicas y litológicas del yacimiento.

Tras el proceso de adquisición de los datos sísmicos y procesamiento de estos, se continua con la etapa de interpretación sísmica, que, basándose en el uso de atributos y filtros sísmicos, logran así generar un realce específico sobre rasgos geométricos y/o estratigráficos de las secciones en estudio. Permitiendo la identificación y posterior interpretación de fallas, iluminación de geocuerpos, geometrías de los canales de sedimentación y discontinuidades litológicas asociadas a fallas (Illidge, 2017). Es así como después del tratamiento de la imagen sísmica se procede a la interpretación de las fallas y los horizontes de interés. Todo lo anterior con el fin de disponer de un modelo estructural de las formaciones gracias a la integración del modelo de fallas y el modelo de horizontes, dicho modelo estructural será la base para la posterior caracterización del mismo.

Posteriormente, con el fin de disminuir la incertidumbre se procede a la ejecución del proceso de amarre sísmica-pozo, donde se procura contar con el empalme entre la información a nivel de pozo y volumen sísmico, y así garantizar la confiabilidad y ajuste del proceso. Aprobando así, que tras la obtención de los modelos petrofísicos y de litotipos 1D, la interpretación sísmica de topes y fallas y amarre sísmica pozo, se efectuó la propagación de las propiedades petrofísicas, haciéndose necesario la obtención del volumen de impedancia acústica a través del concepto de inversión sísmica, dada la extensión areal en el área de estudio y su posible correlación con los modelos de propiedades petrofísicas 1D previamente estimados. Para finalmente, tener un modelo para la caracterización petrofísica de las formaciones de interés representado en el modelo estático del mismo.

1. Justificación

La caracterización de yacimientos desempeña un rol cada vez más importante en la industria de la exploración y producción de hidrocarburos, jugando un papel primordial en el gerenciamiento integral de reservorios y la optimización de la recuperación de los mismos. Es así como, la inversión sísmica y el uso de atributos sísmicos actúan como herramientas fundamentales en el proceso de caracterización, poblando espacialmente propiedades petrofísicas del mismo. Esto, con la vinculación de información base disponible del yacimiento, como los datos de registros de pozos, pruebas de presión, análisis de núcleos de perforación y bloques sísmicos,

En esta línea, el modelado de propiedades petrofísicas de yacimientos conlleva a la obtención de información esencial para el análisis de la complejidad del yacimiento para posteriores acciones en el proceso del gerenciamiento del mismo. Es así como, hoy en día, la técnica de inversión sísmica se ha posicionado como una metodología acertada para el conocimiento de las distribuciones espaciales de estas propiedades a partir de los datos sísmicos 3D y su correspondiente empalme con la data dura, previamente mencionada, dando como resultado una reducción en el grado de incertidumbre del proceso de caracterización, puesto que comprenden la extensión areal del yacimiento.

Para concluir, se hace factible el desarrollo del proceso de caracterización petrofísica de los yacimientos de la Cuenca Canning, ubicada al Oeste de Australia, con el fin de determinar los diferentes litotipos y los plays petrolíferos de esta zona de estudio, dada la generación de un modelo estático en donde se vinculen las distribuciones espaciales de dichas propiedades.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Caracterizar petrofísicamente yacimientos de la Cuenca Canning, Oeste de Australia, implementando atributos e inversión sísmica.

2.2 Objetivos específicos

- Identificar los yacimientos de la Cuenca Canning, que serán objeto de estudio con base a la revisión del sistema de información petrolera y geotérmica de Australia (WAPIMS).
- Generar modelos 1D petrofísicos a través de la integración de registros de pozos y análisis convencionales de núcleos de perforación en el área de estudio.
- Establecer modelos 1D de litotipos implementado la técnica de redes neuronales basados en el análisis de registros de pozos.
- Construir secciones cruzadas (*Cross Sections*) estratigráficas y estructurales para la identificación de variaciones laterales tanto estratigráficas, como de las propiedades petrofísicas.
- Elaborar gráficos cruzados (*Crossplot*) integrando los modelos y petrofísicos 1D y litotipos para la visualización de los diferentes contrastes de las propiedades en los litotipos previamente identificados.

- Estimar volúmenes de atributos sísmicos para la interpretación de rasgos estratigráficos, sedimentológicos y estructurales de los yacimientos en el caso de estudio.
- Determinar el modelo 1D de la relación tiempo-profundidad (amarre sísmica-pozo) para los pozos de correlación del volumen sísmico en estudio, para la identificación de los reflectores asociados a los topes de los yacimientos.
- Realizar un modelo 3D de impedancia acústica a través de la aplicación de la técnica de inversión sísmica.
- Obtener correlaciones entre la impedancia acústica y las propiedades petrofísicas para la distribución espacial de las mismas en el caso de estudio.
- Definir modelos 3D de litotipos a través de funciones de distribución probabilísticas para cada uno de los litotipos definidos inicialmente.
- Identificar plays petrolíferos tras la caracterización petrofísica de los yacimientos en el caso de estudio.

3. Alcance

En este trabajo de investigación se pretendió integrar la información geológica, de pozo, modelos petrofísicos 1D, atributos sísmicos (interpretación estructural y estratigráfica) y métodos geoestadísticos y/o redes neuronales para la generación de modelos 3D de litotipos con el fin de identificar aquellos rasgos estratigráficos que no logran ser visualizados en la imagen sísmica migrada en el dominio del tiempo, para la generación de un modelo estático en donde se vincularon

las distribuciones espaciales de las propiedades petrofísicas de los diferentes litotipos del caso de estudio, y consigo, la identificación de *plays* petrolíferos.

4. Fundamento Teórico

4.1 Propiedades petrofísicas del yacimiento

4.1.1 Modelo de Arcillosidad (V_{sh})

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{sand}}{GR_{shale} - GR_{sand}} \quad (1)$$

Donde:

- V_{sh} : Modelo de arcillosidad [V/V]
- GR_{log} : Respuesta del registro Gamma Ray [API]
- GR_{sand} : Respuesta Gamma Ray para las areniscas limpias [API]
- GR_{shale} : Respuesta Gamma Ray para las arcillas [API]

4.1.2 Porosidad total de la roca (ϕ_T)

- Porosidad total a partir del registro de densidad volumétrica ($\phi_{T_Density}$)

$$\phi_{T_Density} = \frac{\rho_{matrix} - \rho_{RHOB}}{\rho_{matrix} - \rho_{fluid}} \quad (2)$$

Donde:

$\phi_{T_Density}$: Porosidad total de la densidad volumétrica de la roca [V/V]

ρ_{matrix} : Densidad de la matriz de la roca [$\frac{g}{cm^3}$]

ρ_{RHOB} : Densidad volumétrica de la roca [$\frac{g}{cm^3}$]

ρ_{fluid} : Densidad del fluido saturante del medio poroso de la roca [$\frac{g}{cm^3}$]

- Porosidad total promedio a partir de la porosidad total del registro de densidad volumétrica y la porosidad neutrón ($\phi_{T_Average}$)

$$\phi_{T_Average} = (\phi_{NPHI} + \phi_{T_Density})/2 \quad (3)$$

Donde:

$\phi_{T_Average}$: Porosidad total promedio de la roca [V/V]

$\phi_{T_Density}$: Porosidad total de la densidad volumétrica de la roca [V/V]

ϕ_{NPHI} : Porosidad neutrón [V/V]

4.1.3 Porosidad efectiva de la roca (ϕ_{Eff})

- Modelo de porosidad efectiva a partir de la porosidad total a partir del registro de densidad volumétrica ($\phi_{Eff_Density}$)

$$\phi_{Eff_Density} = \phi_{T_Density} * (1 - V_{Sh}) \quad (4)$$

Donde:

$\phi_{Eff_Density}$: Porosidad efectiva de la roca [V/V]

$\phi_{T_Density}$: Porosidad total de la densidad volumétrica de la roca [V/V]

V_{Sh} : Modelo de arcillosidad [V/V]

- Modelo de porosidad efectiva a partir de la porosidad total promedio a partir del registro de densidad volumétrica y el registro de porosidad neutrón ($\phi_{Eff_Average}$)

$$\phi_{Eff_Average} = \phi_{T_Average} * (1 - V_{Sh}) \quad (5)$$

Donde:

$\phi_{Eff_Average}$: Porosidad efectiva promedio de la roca [V/V]

$\phi_{T_Average}$: Porosidad total promedio de la roca [V/V]

V_{Sh} : Modelo de arcillosidad [V/V]

4.1.4 Saturación de agua (S_w)

- Modelo de Archie de agua

$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{\phi_{Eff}^m * R_T} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (6)$$

Donde:

S_w : Saturación de agua por el modelo Archie [V/V]

R_w : Resistividad del agua de formación [Ohm.m]

R_T : Resistividad profunda real de la roca [Ohm.m]

ϕ_{Eff} : Porosidad efectiva de la roca [V/V]

a : Coeficiente de tortuosidad

m : Exponente de cementación

n : Exponente de saturación

- Modelo de saturación de Poupon-Leveaux o Indonesian

$$S_W = \left\{ \left[\left(\frac{V_{Sh}^{2-V_{Sh}}}{R_{Sh}} \right)^{\frac{1}{2}} + \left(\frac{\phi_{Eff}^m}{R_{Wa}} \right)^{\frac{1}{2}} \right]^2 * R_T \right\}^{-\frac{1}{n}} \quad (7)$$

Donde:

S_W : Saturación de agua de Poupon-Leveaux o Indonesian [V/V]

V_{Sh} : Volumen de arcillosidad [V/V]

R_{Sh} : Resistividad promedio de la arcilla [Ohm.m]

ϕ_{Eff} : Porosidad efectiva de la roca [V/V]

R_{Wa} : Resistividad aparente del agua de formación [Ohm.m]

R_T : Resistividad profunda real de la roca [Ohm.m]

n : Exponente de saturación

m : Exponente de cementación

4.1.5 Permeabilidad (K_{Hor}). Para la construcción de los modelos de permeabilidad horizontal de la roca *para las formaciones de interés*, se decidió el no uso de las correlaciones existentes en la literatura, debido a la existencia de datos *provenientes de los análisis de núcleos de perforación para las propiedades petrofísicas tanto para la porosidad efectiva (ϕ_{Eff}) y permeabilidad horizontal (K_{Hor}) de la roca*, dada la relación entre *estas y el modelo de arcillosidad de la roca (V_{Sh})*.

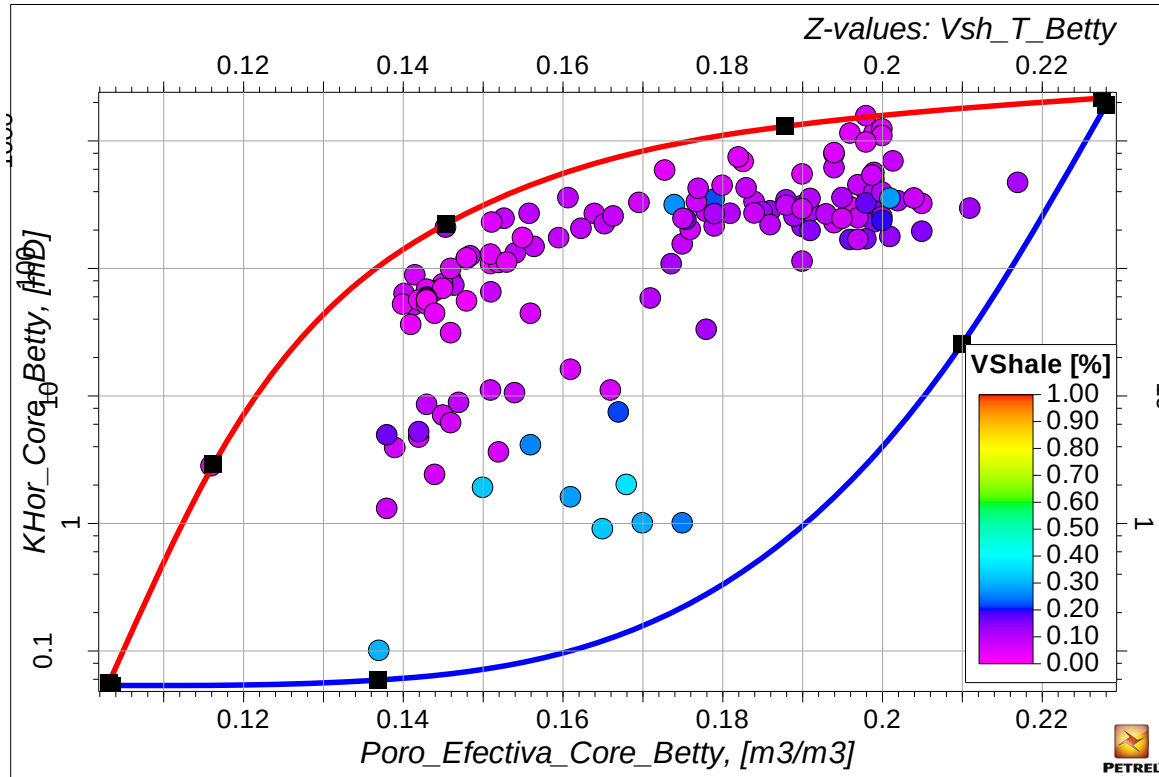


Figura 1. Modelo de permeabilidad horizontal a partir de la correlación existente entre los datos de porosidad efectiva (ϕ_{Eff}) y permeabilidad horizontal (K_{Hor}) de los análisis de núcleos de perforación y el modelo de arcillosidad de la roca (V_{Sh}).

Para la construcción de los modelos de permeabilidad horizontal de la roca para las formaciones de interés, se decidió el no uso de las correlaciones existentes en la literatura, debido a la existencia de datos provenientes de los análisis de núcleos de perforación para las propiedades petrofísicas tanto para la porosidad efectiva (ϕ_{Eff}) y permeabilidad horizontal (K_{Hor}) de la roca, dada la relación entre estas y el modelo de arcillosidad de la roca (V_{Sh}). (Ver Figura 1.).

4.2 Secciones cruzadas o Geological Cross-Sections

4.2.1 Secciones cruzadas estratigráficas. Son utilizadas para la visualización de las relaciones estratigráficas de un estrato a lo largo de una trayectoria previamente definida, que comprende el estudio de la variabilidad lateral de los procesos sedimentarios y las distribuciones de dicho estrato a lo largo de la sección de estudio. Algunas de las superficies que pueden ser utilizadas como “datum” para la construcción de estas secciones pueden ser los sedimentos de ceniza volcánica, discontinuidades, superficies de máxima inundación, los topes de formaciones de interés, entre otras (*Illidge, 2017.*)

Para definir los pozos de correlación dentro de la construcción de una sección cruzada o *Cross Section* se debe tenerse en cuenta que estos deben cumplir la regla de que el ángulo generado entre las líneas que los unen debe de ser mayor a 90°.

La definición de una sección cruzada estratigráfica es esencial para la comprensión de las variaciones laterales de los procesos y ambientes sedimentarios de un área de interés. En consecuencia, un proceso ideal es la generación de secciones cruzadas estratigráficas en dirección del rumbo y el buzamiento asociado a la superficie seleccionada como datum con el fin de definir dichos rasgos estratigráficos. Siendo así, las secciones en el sentido del buzamiento son usualmente las más útiles debido a que describen las variaciones regionales más significativas

Es importante tener en cuenta, que dentro del estudio de las secciones estratigráficas pueden ser definidos tres tipos de contactos: abruptos (*Deep-Water Overlying Shallow-Water Facies*), contactos entre facies (cambios gradacionales) y contactos erosionales (discordancias erosivas).

4.2.2 Secciones cruzadas estructurales. Las secciones cruzadas estructurales están diseñadas para visualizar las variaciones estructurales laterales del área de estudio, en la cual, se pueden interpretar fallas o pliegues. Es de tener en cuenta que, en este tipo de secciones, se debe de considerar la no modificación o alta alteración de la exageración vertical, opuesto al proceso llevado a cabo sobre las secciones cruzadas estratigráficas, debido a que se conlleva a la alteración en el proceso de interpretación del buzamiento de la estructura.

4.3 Atributos y filtros sísmicos

El refinamiento de los datos sísmicos es estrictamente necesario para la adecuada interpretación de los mismos, se resalta la importancia del uso de los filtros y atributos sísmicos, los cuales ofrecen mayor visibilidad en el momento del reconocimiento de fallas geológicas, intervalos con alta densidad de fracturas naturales, geometría de geocuerpos (domos salinos) y de canales con distintos espesores, aplicación directa en la continuidad de las formaciones para la definición de horizontes y realce de zonas con saturación de petróleo. A continuación, se define el principio de funcionamiento y las aplicaciones de los filtros y atributos sísmicos más relevantes en el proceso de interpretación sísmica.

4.3.1 Dip Steering. Atributo sísmico. Es un proceso de seguimiento de reflectores sísmicos por la técnica de *autotracking*, fundamentado en el pre-cálculo *dip-field*, almacenando en el *Steering-Cube* para cada una de las posiciones de rastro el buzamiento en el sentido de la dirección del inline y del xline. Cuyo principio de operación es la extracción del *dip* y *azimuth* local comparando traza a traza sísmica de los datos sísmicos. Usado para:

1. El mejorado de los datos sísmicos 2D y 3D, para el desarrollo de atributos de análisis a lo largo de eventos estratigráficos, teniendo en cuenta la posibilidad de aumentar/disminuir el suavizado (*slice*) en función a la mejor visualización de curvatura.
2. La reducción del ruido sísmico, aplicando filtros de orientación estructural
3. La interpretación de horizontes en función de los reflectores sísmicos

Para este atributo sísmico, el procedimiento de rastreo de información es un paso fundamental, dado que es el proceso de evaluación de los segmentos de la traza, con el fin de calcular la respuesta del atributo en el evento puntual. Dicho proceso se puede llevar a cabo en función de dos tipos de *Steering* (Ver Figura 2.):

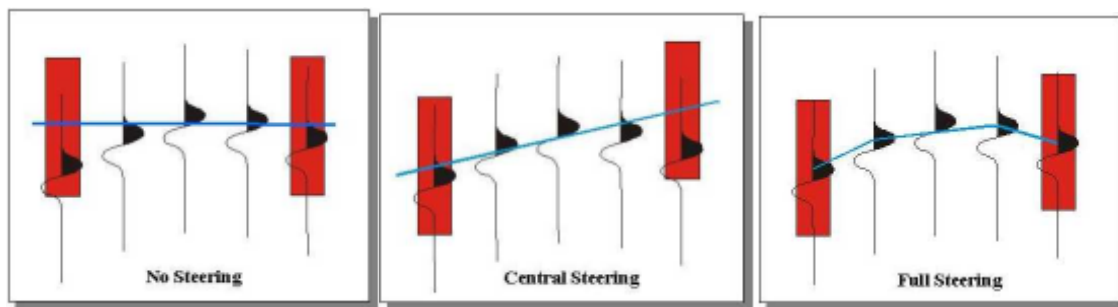


Figura 2. Comparación del proceso de rastreo de información implementando los tipos de Steering.

1. Central Steering: El buzamiento/azimuth del punto a evaluar se sigue con el fin de encontrar todos los segmentos de la traza y de esta forma calcular un valor medio de respuesta sobre el evento geológico evaluado.
2. Final Steering: Se procede igual que en el *Central Steering*, solo que el buzamiento/azimuth es actualizado en cada posición de rastreo.

4.3.2 Dip Steered Median Filter (DSMF). Filtro sísmico. Es un filtro-herramienta para el mejorado lateral de eventos coherentes/continuos en función del buzamiento de estos, a través de filtros de orientación estructural, el cual logra adaptarse a la orientación de dichos eventos sísmicos; y a la reducción/eliminación del ruido sísmico y aumentar la continuidad de los reflectores. Contribuye, a la vez, a una mayor interpretación de los datos sísmicos y proporciona el desarrollo automático de horizontes. Básicamente, el filtro se encarga de recolectar todas las amplitudes en un radio de investigación (*puede ser un círculo/cuadrado en función al buzamiento/azimuth local*) y los reemplaza por el valor central/media de las amplitudes en dicho radio. Es un filtro para eliminar el ruido aleatorio y mejorar la continuidad lateral de los eventos sísmicos a través del filtrado del ruido a lo largo del buzamiento de la estructura mediante estadística. Existiendo así diferentes tipos de Steering, y son (Ver *Figura 3.*):

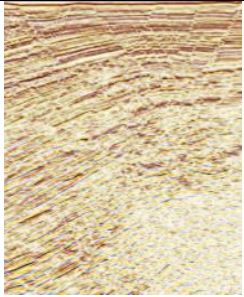
Input data	<i>Detailed Steering</i>	<i>Raw Steering</i>	<i>Background Steering</i>
			

Figura 3. Comparación entre los tipos de Steering para el filtro Dip Steered Median Filter (DSMF)

1. Full Stack
2. Detailed Steering: El ruido es removido, pero permanecen detalles asociados al buzamiento de fallas a la hora de mapearlas

3. Raw Steering: Alto contenido de picos de ruido y bandas alrededor de las amplitudes sísmicas bajas
4. Background Steering: El ruido es removido, presenta el menor suavizado a través de las fallas y es remane el buzamiento estructural

4.3.3 Fault Enhancement Filter (FEF)

Filtro sísmico. Permite la delimitación de fallas y fracturas a lo largo del buzamiento de la estructura, realzando así las discontinuidades de las reflexiones (reflectores) a través de la eliminación del ruido difuso. Según Gersztenkorn & Marfurt (1999), el FEF es el *input* para los atributos de Similaridad/Coherencia, los cuales procuran la delimitación rápida de discontinuidades geológicas de gran escala como fallas o características estratigráficas. Es el *input* de *data* sísmica para la generación del *Fault Enhancement Filter (FEF)*.

4.3.4 Thinned Fault Likelihood (TLF)

Atributo sísmico. Desarrollado para capturar, proporcionar y delinear imágenes sísmicas para la interpretación estructural de fallas (*definición de geometría de fallas 3D*) y fracturas en secciones horizontales y verticales de un área de estudio, de tal manera que el buzamiento es escaneado para la identificación de las máximas probabilidades relativas de anomalías sísmicas que conduzcan a fallas o fracturas teniendo en cuenta:

1. Máximo buzamiento
2. Rango de escaneo de buzamiento/azimuth

Su objetivo es la determinación de la una orientación de las fallas, a lo largo de la cual, la Apariencia/Similaridad/Varianza calculada a partir de la sísmica sea mínima, para la identificación de la presencia de fallas. De acuerdo a *Hale (2013) & Jaglan et al. (2015)*, el atributo Thinned Fault Likelihood (TFL), se usa para la captura de fallas y fracturas, con el fin de mejorar la imagen sísmica para la interpretación estructural a partir de la apariencia preservando las fallas a través de filtro de suavizado.

4.4 Propiedades elásticas de la roca

- **Módulo de Young (E)**

$$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (8)$$

Donde

E : Modulo de Y

V_p : Velocidad de onda compresional

V_s : Velocidad de onda de corte

ρ : Densidad de la roca

- **Relación de Poisson (σ)**

$$\sigma = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (9)$$

Donde:

σ : Relación de Poisson

V_p : Velocidad de onda compresional

V_s : Velocidad de onda de corte

- **Modulo volumétrico (K)**

$$K = \rho(V_p^2 - \frac{4V_s^2}{3}) \quad (10)$$

Donde:

K : Modulo volumétrico

V_p : Velocidad de onda compresional

V_s : Velocidad de onda de corte

ρ : Densidad de la roca

- **Modulo compresional (M)**

$$M = \rho V_p^2 \quad (11)$$

Donde:

M : Modulo compresional

V_p : Velocidad de onda compresional

ρ : Densidad de la roca

- **Parámetro de Lamè ➔ Lambda (λ)**

$$\lambda = \rho(V_p^2 - 2V_s^2) \quad (12)$$

Donde:

λ : Parámetro de Lamè ➔ Lambda

V_p : Velocidad de onda compresional

V_s : Velocidad de onda de corte

ρ : Densidad de la roca

- **Parámetro de Lamè ➔ mu (μ)**

$$\mu = \rho V_s^2 \quad (13)$$

Donde: ||

λ : Parámetro de Lamè → Lambda

V_p : Velocidad de onda compresional

V_s : Velocidad de onda de corte

ρ : Densidad de la roca

- **Relación de Lamè (λ/μ)**

$$\frac{\lambda}{\mu} = \left(\frac{V_p}{V_s} \right)^2 - 2 \quad (14)$$

Donde:

λ/μ : Relación de Lamè

V_p : Velocidad de onda compresional

V_s : Velocidad de onda de corte

5. Generalidades

5.1 Geología Regional¹

5.1.1 Identificación de la Cuenca y Plays petrolíferos. La Cuenca Canning, que cubre más de 430,000 km², ubicada en el Norte de Australia Occidental, es la cuenca sedimentaria de mayor extensión en el área. La cuenca fue establecida en los tiempos paleozoicos tempranos como un

¹ Bunda 3D 2009 Seismic Survey Interpretation Report

amplio depocentro cratónico, ahora dividido en dos sub-unidades principales de tendencia noroeste-sudeste, el Sistema *Fitzroy-Gregory Trough* y la Subcuenca *Kidson* (Ver Figura 4.).

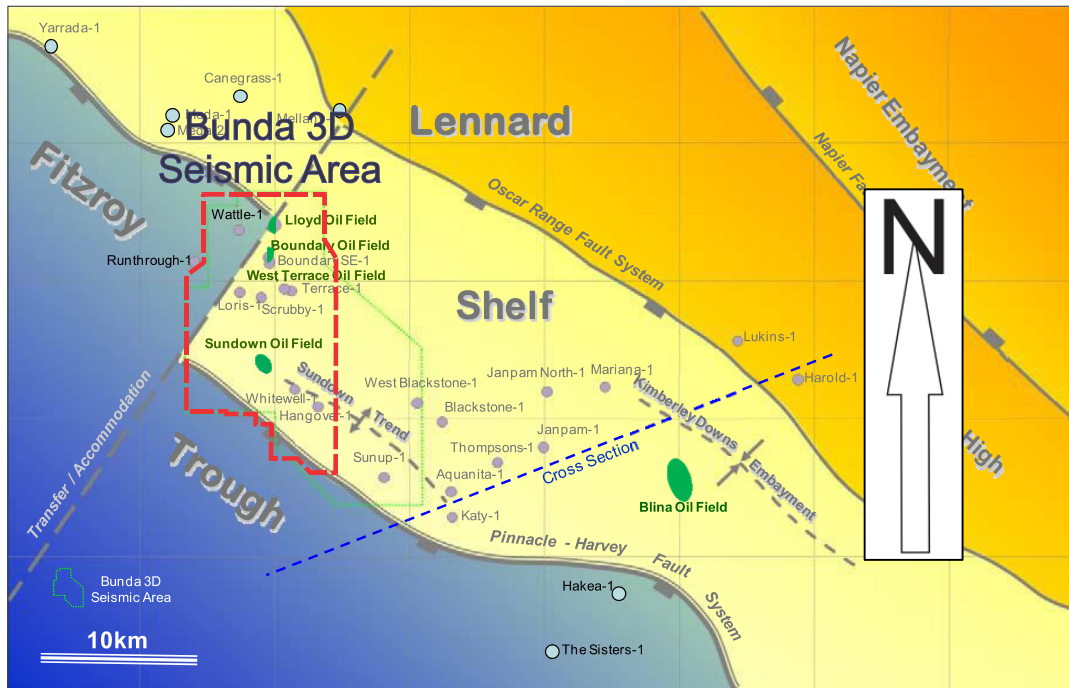


Figura 4. Elementos estructurales del área de levantamiento del bloque sísmico Bunda 3D 2009
Adaptado de: Bunda 3D 2009 Seismic Survey Interpretation Report y modificado

Las tensiones de cizallamiento post-devónicas crearon fallas extensas e inversión estructural en toda la región, particularmente a través de los espesores sedimentarios del sistema graben. El levantamiento regional y la erosión asociada con la formación de las estructuras resultaron en la eliminación de cientos de metros de la sección Paleozoica superior.

El área de estudio *Bunda* (ver Figura 5.) cubre parte del margen norte del canal *Fitzroy*, donde el sistema de fallas *Pinnacle-Harvey* separa el canal *Fitzroy* de la plataforma de *Lennard*, una zona de transición activa al principio de la fase de división de *Fitzroy*. La reactivación transpresiva, particularmente a lo largo del sistema de fallas *Pinnacle-Harvey*, invirtió localmente el

movimiento en las fallas principales y creó anticlinales de compresión que forman las trampas de hidrocarburos Permo-carboníferas en *Sundown-Lloyd Trend*.

5.1.2 Reservorio. Los datos de análisis propiedades petrofísica, como porosidad y permeabilidad, indican que la calidad de los yacimientos en la Cuenca Canning en general es baja hasta una profundidad de 2,500mRT, pero, hay excepciones locales, con buena evidencia de la preservación de la porosidad y permeabilidad a través de acumulaciones temprana de hidrocarburos, sumado a la presencia de fracturas y/o procesos diagenéticos. Los reservorios clásticos (*Ver Figura 6.*), presentes en la región, generalmente exhiben las mejores propiedades de reservorio (Poole, Grupo Grant, Anderson y Poulton/Tandalgo).

En el área de Sundown-Blina, las profundidades actuales del depósito varían desde cerca de la superficie hasta más de 3000 m. La mayoría de los reservorios clásticos Permo-carboníferos están por encima de los 2000 m, y las areniscas de alta porosidad se han demostrado en los Plays de las Formaciones Poole, Grupo Grant y Anderson, con permeabilidades de hasta 100 mD o más en la Formación Anderson y superando los 1000 mD en la Formación de la Beca.

5.1.3 Sello. Las lutitas de sellado con suficiente continuidad lateral están presentes para la mayoría de los Plays, y se puede demostrar que están presentes en el área de estudio de Bunda para la Formación Grant (tanto para la arena Carolyn superior como para las unidades de arena internas cubiertas por lechos de lutitas locales), arenas intercaladas de la Formación Anderson, y para carbonatos del alto Devónico donde se desarrolla el reservorio.

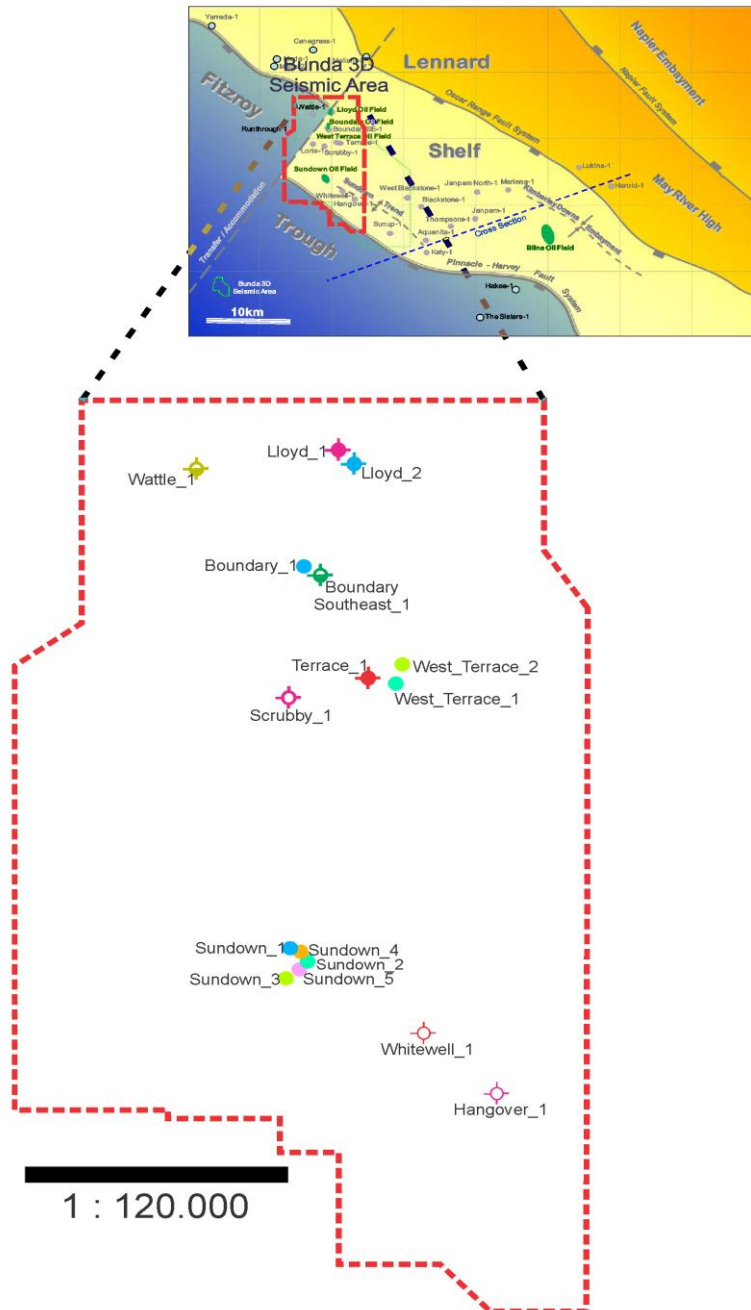


Figura 5. Mapa de localización del área de estudio y distribución espacial de los pozos de correlación. Adaptado de: Tomado de Bundra 3D 2009 Seismic Survey Interpretation Report y modificado

Sin embargo, los hidrocarburos se han producido a partir de Grant en los campos Sundown, West Terrace y Boundary, donde las lutitas y los limos locales delgados han demostrado ser focos efectivos.

5.1.4 Fuente de hidrocarburos. La evidencia disponible, a partir de los análisis geoquímicos TOC, para la cuenca Canning indica la presencia de rocas maduras de *Shale* marino en el Ordovícico (Formación Goldwyer), Devónico (Formación Gogo y equivalentes) y el Carbonífero Temprano (Formaciones Laurel y Anderson). Aunque las rocas de origen con una influencia de sedimentos terrígenos también se han identificado en la sección más joven, estas son generalmente inmaduras, excepto posiblemente dentro de las partes más profundas del Canal Fitzroy.

5.1.5 Calendario de eventos del sistema petrolero. El elemento clave para el atrapamiento y la acumulación de hidrocarburos en esta parte de la Cuenca Canning fue posiblemente en el momento de la formación de la trampa en el Sundown-Blina Fairway en relación con el momento de la expulsión de petróleo y gas en el Depocentro del Norte y la Plataforma del Norte.

5.2 Antecedentes

Los modelos numéricos tridimensionales de reservorios desempeñan un papel cada vez más importante en la industria de la exploración y producción de hidrocarburos, desempeñando un papel primordial en el gerenciamiento integral de yacimientos y la optimización de la recuperación de hidrocarburos. A diversos desafíos se debe de enfrentar los geofísicos de los yacimientos, entre los cuales se encuentra la integración de datos sísmicos 3D en el flujo de trabajo para el modelado

estático y dinámico de los reservorios (Doyen, 2007). El uso de la información sísmica 3D ha permitido la generación de diversas metodologías para el análisis cuantitativo y cualitativo de yacimientos tanto en la etapa de exploración como en la de desarrollo, logrando la construcción de modelos descriptivos que permiten la caracterización de las propiedades necesarias para su correcto entendimiento (Illidge, 2017).

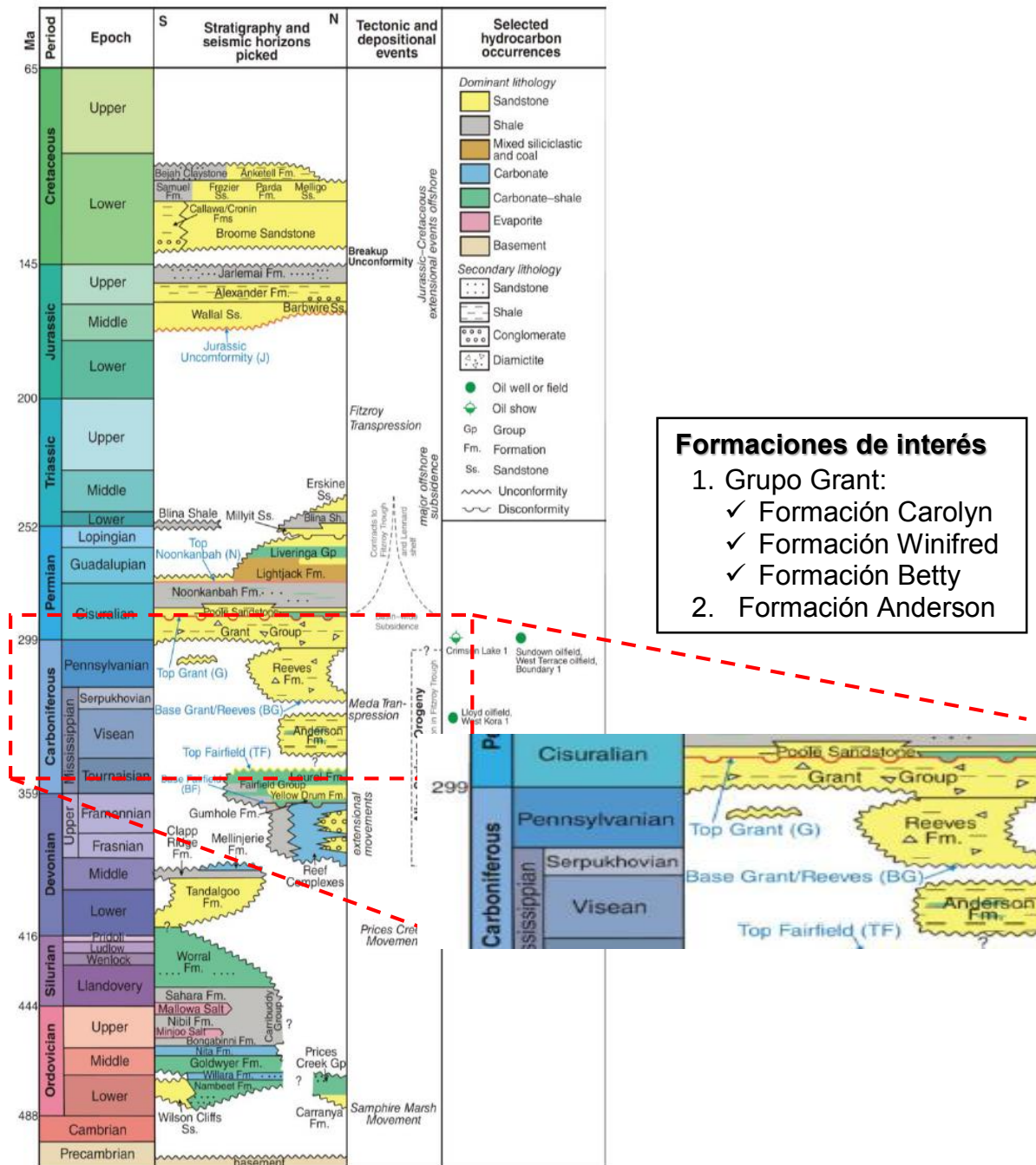


Figura 6. Columna estratigráfica, Canal de Fitzroy - área del Lennard Shelf. Adaptado de: Bunda 3D 2009 Seismic Survey Interpretation Report y modificado

Con la comparación, simulación y representación de datos de alta resolución sísmica y registros de pozos se busca la construcción de sismogramas sintéticos, los cuales constituyen un

procedimiento común de modelado directo. Sumado a esto, se pueden construir pseudo-registros a partir de datos sísmicos, abordando así, un procedimiento de modelado indirecto, que se denomina inversión sísmica (*Schlumberger, 2015*). La integración de estadística, interpretación sísmica y análisis de atributos sísmicos con el fin de generar modelos estáticos 3D pueden describir las distribuciones estratigráficas, deposicionales y petrofísicas del yacimiento. Uno de los resultados es la estimación del espesor neto de la formación de interés a través de mapas de probabilidades, el cual a su vez puede ser comparado con las predicciones realizadas a través de la inversión sísmica (*Zaid y Olatunbosun, 2016*).

La incertidumbre que se genera en la integración de registros de los pozos dentro del proceso geoestadístico de inversión sísmica, puede ser producto de los eventos relacionados con la perforación del pozo, como el posible colapso o la inestabilidad de las formaciones, lo que conlleva a posibles errores en la toma de los registros de pozo, y por ende, a un posterior modelado de los registros afectados por la calidad del hueco, contribuyendo a la reducción de la misma en dicho análisis (*Pereira y colaboradores, 2016*).

A partir de la revisión bibliográfica relacionada sobre el área de estudio, se presentan a continuación algunos autores que desarrollaron trabajos similares con el objetivo de esta investigación. Primeramente, *Al-Hinaai (2013)* desarrolló el análisis de facies sísmicas y la construcción de la arquitectura deposicional únicamente para el Grupo Grant con el fin de comprender la dinámica y la distribución de dichos depósitos glaciares a través de la integración de datos sísmicos y registros de pozo. Seguidamente *Pico & Preciado (2017)* identificaron plays exploratorios en la misma área, a través de la superposición de mapas pertenecientes a los elementos del sistema petrolífero. Por último, *Coronel (2017)* realizó la caracterización del grupo

Grant mediante la integración de análisis petrofísicos, geomecánicos y geofísicos, cuya finalidad fue la definición de potenciales áreas productoras en dichos reservorios.

La predicción de las propiedades de las rocas desde datos de reflexión sísmica, física de rocas, registros de pozos y la aplicación del método de clasificación *Self-Organizing Map* (SOM, algoritmo de red neuronal), permite la extracción de facies litológicas a escala de cara de pozo con base de impedancia sísmica (Parra y colaboradores, 2016).

Los principales procedimientos sistemáticos para la integración de información sísmica 3D y de producción, con el fin de crear una detallada descripción de yacimientos se puede dividir en tres secciones, la primera es la inversión estocástica de la información sísmica para la construcción de las distribuciones de impedancia con los datos de núcleos de perforación y registros de pozos. La segunda, comprende la simulación de la porosidad de tal forma que se correlacione con la impedancia acústica previamente generada. Y, la última sección es la estimación de los valores de permeabilidad consistentes para finalmente poblar el modelo estático con dichas propiedades en todo su dominio (Huang y Kelkar, 1996).

El uso de atributos sísmicos, tanto geométricos como estratigráficos, vinculados a los registros de pozos definen la base para la interpretación tanto de la litoestratigrafía de cuerpos turbidíticos arenosos (Illidge, Camargo y Pinto, 2017). Dicho proceso, refuerza la caracterización de yacimientos al integrar información proveniente de los análisis de núcleos de perforación, con el fin de distribuir espacialmente las distintas propiedades petrofísicas del reservorio para posteriores delimitar las zonas con acumulaciones comerciales de hidrocarburos (Coronel, 2017).

Muchas de las metodologías actuales que integra información geofísica y geológica se usan para mapear las zonas de exploración de hidrocarburos, generando polígonos para su sistema petrolífero con el objeto de estimar el volumen de hidrocarburos presente. Este tipo de metodología

fue implementada en el volumen sísmico Bunda 3D, dónde se pudo determinar dos *plays* para la Formación Betty del Pérmico, en los cuales se estimó un volumen de petróleo original en sitio (*Pico y Preciado, 2017*).

Así mismo, la inversión sísmica permite la conversión del contenido de amplitudes provenientes de las trazas sísmicas a modelos de impedancia acústica que ilustren rasgos geológicos que no son visibles en el dominio de amplitudes. Ahora, lo anterior, al ser integrado con el análisis de atributos sísmicos permite la definición de geocuerpos que pueden ser de interés en la industria de los hidrocarburos, (*Taner y colaboradores, 1994*).

Debido a que la información sísmica 3D tiene relación directa con el modelo de reflectividad del subsuelo, el cual a su vez también tiene relación con las propiedades petrofísicas de la roca, es factible el empleo dicha información para la estimación de modelos de litotipos (*Illidge, 2017*). En cuanto a la construcción de los modelos 1D de litotipos, se tiene como fundamento el uso de redes neuronales. Este concepto de redes neuronales se introdujo para la estimación de modelos que involucren correlacionar múltiples parámetros. Ahondando en la definición más acertada, dichas redes son una serie de algoritmos informáticos inspirados en la forma en que las redes neuronales biológicas, como el cerebro, procesan la información. Por lo general, consisten en unidades de procesamiento simples que están conectadas entre sí en una red de comunicación compleja (*Mc. Culloch y Pitts, 1943*).

6. Metodología

Para el desarrollo de este trabajo de investigación, se aplicó la metodología propuesta por *Illigde, 2017* (Ver *Figura 7.*), la cual, propone un proceso para la caracterización petrofísica de yacimientos a través de la articulación e integración de información geológica, pozos de correlación, modelos petrofísicos y de litotipos 1D, atributos y filtros sísmicos, proceso de inversión sísmica y métodos geoestadísticos para la generación de modelos 3D de litotipos y propagación de las propiedades petrofísicas tanto espacial como volumétricamente, con el fin de valorar la calidad de los yacimientos. Para la aplicación de metodología propuesta *Illigde, 2017* se dividió la misma en dos etapas, etapa *conceptual* y de *desarrollo*. La información fue obtenida del bloque sísmico *Bunda 3D 2009* de la base de datos *Western Australia Petroleum & Geothermal Information Managment System (WAPIMS)*.

Dentro de la *etapa conceptual*, se construyeron los diferentes inventarios bases para la identificación de los pozos de correlación para cada una de las formaciones de interés dentro de este estudio, por lo que se procedió a la segunda etapa, *etapa de desarrollo*, la cual fue dividida en varias sub-etapas.

La 1^{ra} sub-etapa de desarrollo denominada *Modelado de propiedades petrofísicas y litotipos 1D*, se inició con el modelado de la arcillosidad (V_{Sh}). Seguido, se dio el análisis e interpretación de los registros eléctricos, siendo necesario el modelado de los registros de contacto densidad volumétrica de la roca y la porosidad neutrón por efecto de calidad del hueco a través de la metodología planteada por *Illigde (2017)*. Sucesivo a esto, se continuo con la clasificación de

litotipos a través del uso de redes neuronales del *Software* Petrel® (Schlumberger) para las formaciones del Grupo Grant (Carolyn, Winifred y Betty) y la Formación Anderson teniendo como entrada los registros de pozos (Dt_p , PEF , $NPHI$, $RHOB$ y V_{sh}).

Dentro del modelado de las propiedades petrofísicas, se construyeron diagramas de flujo para la determinación de los modelos de porosidad efectiva de la roca (ϕ_{eff}) y saturación de agua (S_w) en función de la litología. Mientras que para los modelos permeabilidad horizontal se crearon en función de los datos de porosidad efectiva y permeabilidad horizontal de los *core*. Los modelos generados fueron calibrados con los datos de los análisis de núcleos de perforación.

Tras el modelado de las propiedades petrofísicas y litotipos 1D, se dio paso a la 2^{da} sub-etapa de desarrollo, la cual se denominó *Amarre Sísmica-Pozo e Interpretación sísmica*, donde inicialmente se procedió al acondicionamiento del bloque sísmico *Bunda 3D 2009*, este proceso se llevó a cabo en el *Software* *OpendTect 6.0.0* de la compañía *dGB Earth Sciences*®, a través de la aplicación de filtros sísmicos como *Dip Steered Median Filter (DSMF)* y el *Fault Enhancement Filter (FEF)* y atributos sísmicos como *Dip Steering (DS)*, *Background Steering*, *Detailed Steering* y el *Thinned Fault Likelihood (TFL)* para el análisis e interpretación de las fallas normales en el área de estudio.

Tras lo cual, se revisó la literatura para la determinación de la ubicación de los topes en el dominio del tiempo de las formaciones de interés, es así como se aplicó la interpretación realizada por *Al-Hinnai (2013)*, quien a través del análisis de estratigrafía de secuencias logró la determinación de estos, permitiendo el proceso de interpretación de los mismo. El proceso siguiente fue la generación del modelo estructural en tiempo integrando el modelo *Fault Framework* de las fallas normales y la interpretación de los horizontes, dicho proceso fue desarrollado a través de dos procesos, *Structural Gridding* y *Pillar Gridding*, con el fin de

seleccionar el enmallado correcto para el modelo, lo que permitió la construcción del modelo 3D de la estructura geológica en dominio del tiempo. Permitiendo de esta manera el desarrollo del amarre sísmica-pozo en el *Software Hampson Russell®* de la Compañía CCG obteniéndose los perfiles tiempo-profundidad (TZ), el modelo de ondícula y el modelo de baja frecuencia, fundamentales para la inversión sísmica. Con lo cual fue posible la correcta ubicación distribución de topes de las formaciones de interés en profundidad y la refinación de la ondícula para cada uno de los pozos de correlación.

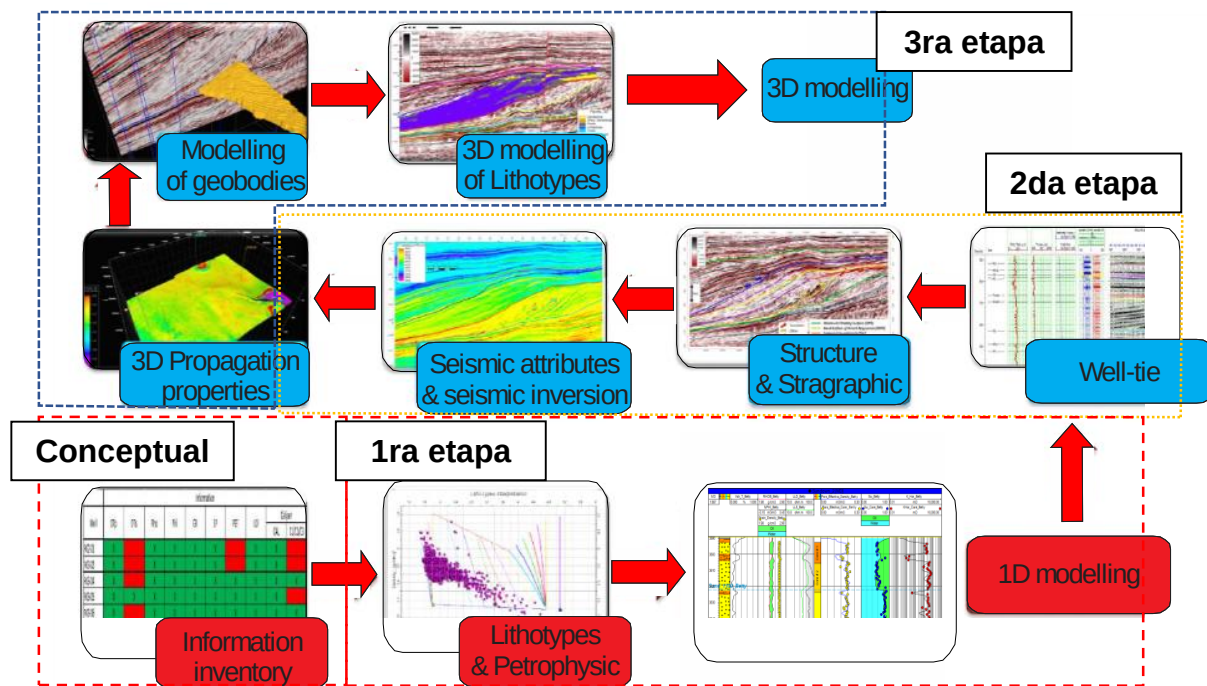


Figura 7. Metodología de trabajo (Tomado de Illigde, E. 2017 y modificado)

Por último, la 3ra subetapa de desarrollo denominada Inversión sísmica y propagación de propiedades petrofísicas, en la cual se inició con la evaluación de la prefactibilidad de la inversión, analizando mediante el uso de los Rock Physics Template (*RPT*) las tendencias entre las propiedades elásticas y las petrofísicas de la roca, con esto se definieron las tendencias y se dio el

aval para implementar la inversión sísmica. Seguidamente se construyó el modelo de baja frecuencia tanto para la onda compresional como para la onda de corte vinculando los registros de pozo, posteriormente se realizó el análisis de la inversión integrando el modelo de baja frecuencia y el modelo de ondícula definidos, esto se hizo con el fin de corroborar la correspondencia de las amplitudes entre los perfiles, supervisar los coeficientes de correlación y el porcentaje de error a nivel de pozo, de esta forma se evitó errores en la litología generada. Y así se obtienen los volúmenes de impedancia, luego se validaron los resultados. En lo que se refirió a la propagación de las propiedades petrofísicas, este proceso se hizo generando volúmenes para las propiedades elásticas que mostraron un mayor contraste litológico en el análisis de prefactibilidad, dichos volúmenes fueron contruidos en función al análisis multivariable y la selección de atributos, posteriormente, estos volúmenes fueron escalados e integrados junto con un modelo de probabilidad para los tipos de roca al modelo de Pillar Grid y de esta manera se realizó la distribución del tipo de roca, finalmente se asociaron las propiedades petrofísicas.

7. Aplicación de la metodología y resultados

En el marco de desarrollo de este trabajo de grado, se planteó una guía de trabajo que fue dividida en tres etapas:

7.1 Etapa conceptual

Para el desarrollo de este trabajo de investigación se utilizó información de pozos y volumen sísmico de la base de datos *Western Australia Petroleum & Geothermal Information Management System (WAPIMS)*. Siendo así, fue necesario la creación de un inventario en donde se tuvo una relación entre los pozos, registros de pozos, datos de núcleos de perforación y pruebas de presión (DST). Con el fin de dar cumplimiento al objetivo: Identificar los yacimientos de la Cuenca Canning, que serán objeto de estudio con base a la revisión del sistema de información petrolera y geotérmica de Australia (WAPIMS).

7.1.1 Pozos de correlación

Tabla 1.

Pozos de correlación

Pozo	Tipo de pozos
Boundary 1	Oil
Boundary Southeast ST1	Minor oil, plugged and abandoned
Hangover 1	Dry
Lloyd 1	Oil
Lloyd 2	Oil, plugged and abandoned
Scrubby 1	Dry
Sundown 1	Oil
Sundown 2	Oil
Otros (10)	...

7.1.2 Registros de pozos y pruebas DST. Cumpliendo así el proceso de identificación de datos base para el establecimiento del alcance de este proyecto se realizó el inventario de pozos de correlación con registros de pozos (*Cal*, *GR*, *Dtp*, *PEF*, *NPHI*, *RHOB* y *LLD*) y pruebas Drill- Steam Test (*DST*) (Ver Tabla 2.)

Tabla 2.

Inventario de registros de pozos y pruebas Drill-Steam Test (DST) de los pozos de correlación

Pozos	Registros de pozos								Prueba
	CAL	GR	RHOB	DRHO	NPHI	DTp	LLD	PEF	DST
Boundary 1	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Lloyd 1	Si	Si	No	Si	Si	Si	Si	No	No
Lloyd 2	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Sundown 1	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	No
Sundown 2	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Otros (11)	...	...	...	...	...	...	...	...	...

7.1.3 Análisis de núcleos de perforación. Dentro de la etapa conceptual, se procedió al establecimiento del inventario de los análisis petrofísicos de los núcleos de perforación, donde se establecieron los pozos base de correlación en cada una de las formaciones de interés. (Ver Tabla 3.)

Tabla 3.

Análisis de núcleos de perforación para la Formación Betty del Grupo Grant

Pozo	ρ_{grano}	$\phi_{efectiva}$	K_{Hor}	S_w	XRD
Sundown 2	Si	Si	Si	Si	No
Sundown 3	Si	Si	Si	Si	Si
Sundown 4	No	Si	Si	Si	No
West Terrace 1	Si	Si	Si	Si	No
West Terrace 2	Si	Si	Si	Si	No

7.2 Etapa de desarrollo

Dentro de esta segunda etapa, se desarrolló la evaluación litológica y petrofísica 1D, en los pozos de interés dentro del bloque sísmico Bunda 3D 2009 y en las formaciones de interés previamente descritas, y posterior a esto se procedió a la determinación de secciones cruzadas, con los cuales, fue posible la identificación de la variación lateral litológica, estratigráfica y de las propiedades petrofísicas dentro del área de estudio. Gracias a estas, fue posible observar las zonas y la variación de los contactos agua-petróleo producto de la influencia directa del hidrodinamismo sobre la distribución de los fluidos dentro de cada uno de las formaciones de interés.

Con el objetivo de dar cumplimiento a los objetivos:

- Generar modelos 1D petrofísicos a través de la integración de registros de pozos y análisis convencionales de núcleos de perforación en el área de estudio.
- Establecer modelos 1D de litotipos implementando la técnica de redes neuronales basados en el análisis de registros de pozos

- Construir secciones cruzadas (Cross Sections) estratigráficas y estructurales para la identificación de variaciones laterales tanto estratigráficas, como de las propiedades petrofísicas

7.2.1 Calibración de análisis de núcleo de perforación en profundidad. Para el uso adecuado de los datos provenientes de los análisis de núcleos de perforación, se hizo necesario realizar un ajuste en profundidad de dichos datos mediante la calibración del registro Core Gamma (corrido a nivel de laboratorio a los cores) con el registro Gamma Ray (nivel de pozo), en donde se observaron las similitudes entre estos y de esta manera lograr el ajuste de los datos experimentales en la profundidad correspondiente a nivel de pozo. Este procedimiento fue de vital importancia para garantizar la correcta calibración de los modelos petrofísicos 1D.

7.2.2 Modelo de arcillosidad o V_{sh} . Para el modelado de registros de pozo por calidad de hueco, la construcción de los modelos 1D de litotipos y la determinación de los modelos petrofísicos de porosidad efectiva, permeabilidad y saturación de agua en las formaciones de interés, es necesario la generación del modelo de arcillosidad teniendo en cuenta el modelo de arcillosidad (Ver Ecuación 1.):

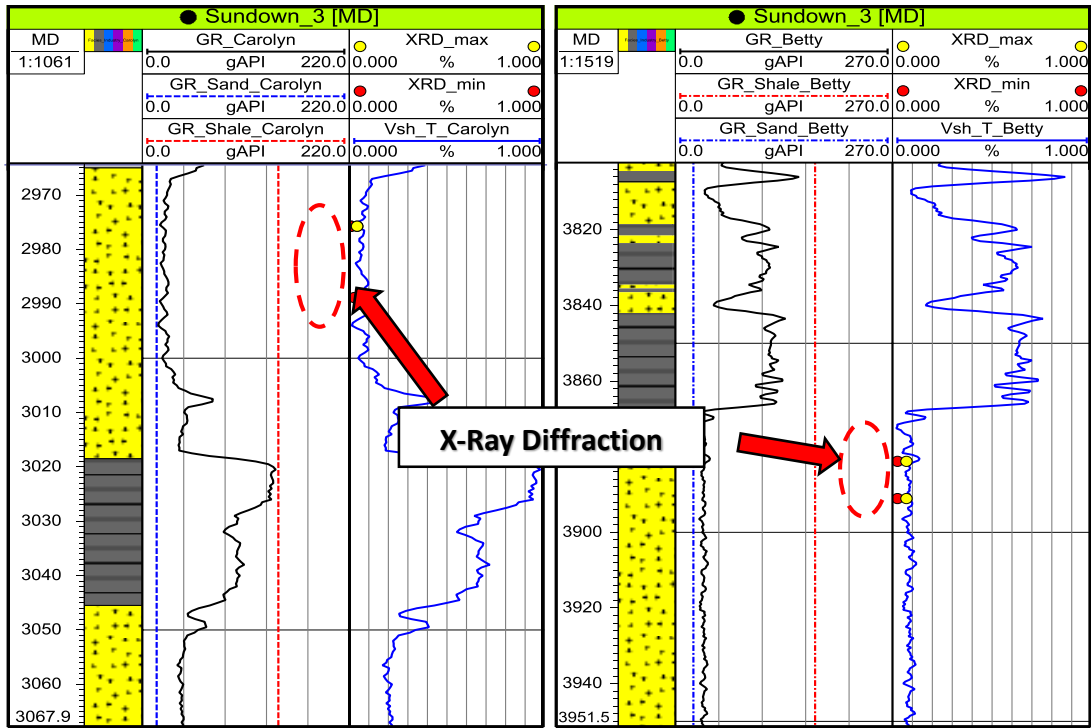


Figura 8. Modelo 1D de arcillosidad calibrado con los análisis X-Ray Diffraction (XRD) para el pozo Sundown 3, a la izquierda la Formación Carolyn y a la derecha la Formación Betty del Grupo Grant.

Dicho modelo (Ver Figura 8.), fue calibrado con datos X-Ray Diffraction (XRD) (Ver Ecuación 15.) de los análisis de núcleos de perforación, los cuales representan la relación de la sumatoria de las arcillas más representativas (hilita, caolinita y esméctica) en la roca. Dicho proceso de calibración fue posible en las formaciones del Grupo Grant (Formación Carolyn y Betty), dado que, para la Formación Anderson, en ninguno de los pozos con núcleos, fue tomado dicho análisis.

$$XRD = \frac{\sum(\% \text{Hilita} + \% \text{Caolinita} + \% \text{Esmectita})}{100} \quad (15)$$

Donde:

XRD: X-Ray Diffraction

% Hilita: Relación volumétrica de Hilita

% ***Kaolinita***: Relación volumétrica de Caolinita

% ***Esmectita***: Relación volumétrica de Esméctica

Es así, que tras la generación del modelo de arcillosidad o V_{sh} y la correspondiente calibración con los datos de *X-Ray Diffraction (XRD)*, con lo que se construyó una sección cruzada o Cross-Section en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde es posible evidenciar la heterogeneidad y/o variabilidad del modelo de arcillosidad de la roca (V_{sh}) de las formaciones de interés en los pozos de correlación Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 2, Sundown 4. y Sundown 1. Dicha sección se encuentra en la *Figura 9*.

7.2.3 Modelado de registros por calidad de hueco. Durante el proceso de análisis de los registros de pozos, fue necesario implementar un proceso de modelado de los registros de contacto, dada la heterogeneidad del pozo. Los registros modelados fueron la densidad volumétrica ($RHOB$) y el registro de porosidad neutrón ($NPHI$) y se realizó en las formaciones de interés, tanto para el Grupo Grant (Formación Carolyn y Betty) y la Formación Anderson. Dicho modelado, también se realizó sobre el sello regional, Formación Winifred, para la construcción del modelo de litotipos 1D de la misma. Las correlaciones fueron propuestas por el Codirector Externo Erick Johan Illigde Araujo (Illigde. E. 2017), las cuales se encuentran relacionadas con tendencias mínima (ρ ***LowerLimit***(V_p)) y máxima (ρ ***UpperLimit***(V_p)) entre los valores de velocidad de onda compresional (onda P) y el modelo de arcillosidad (V_{Shale}) y el correspondiente registro a modelar.

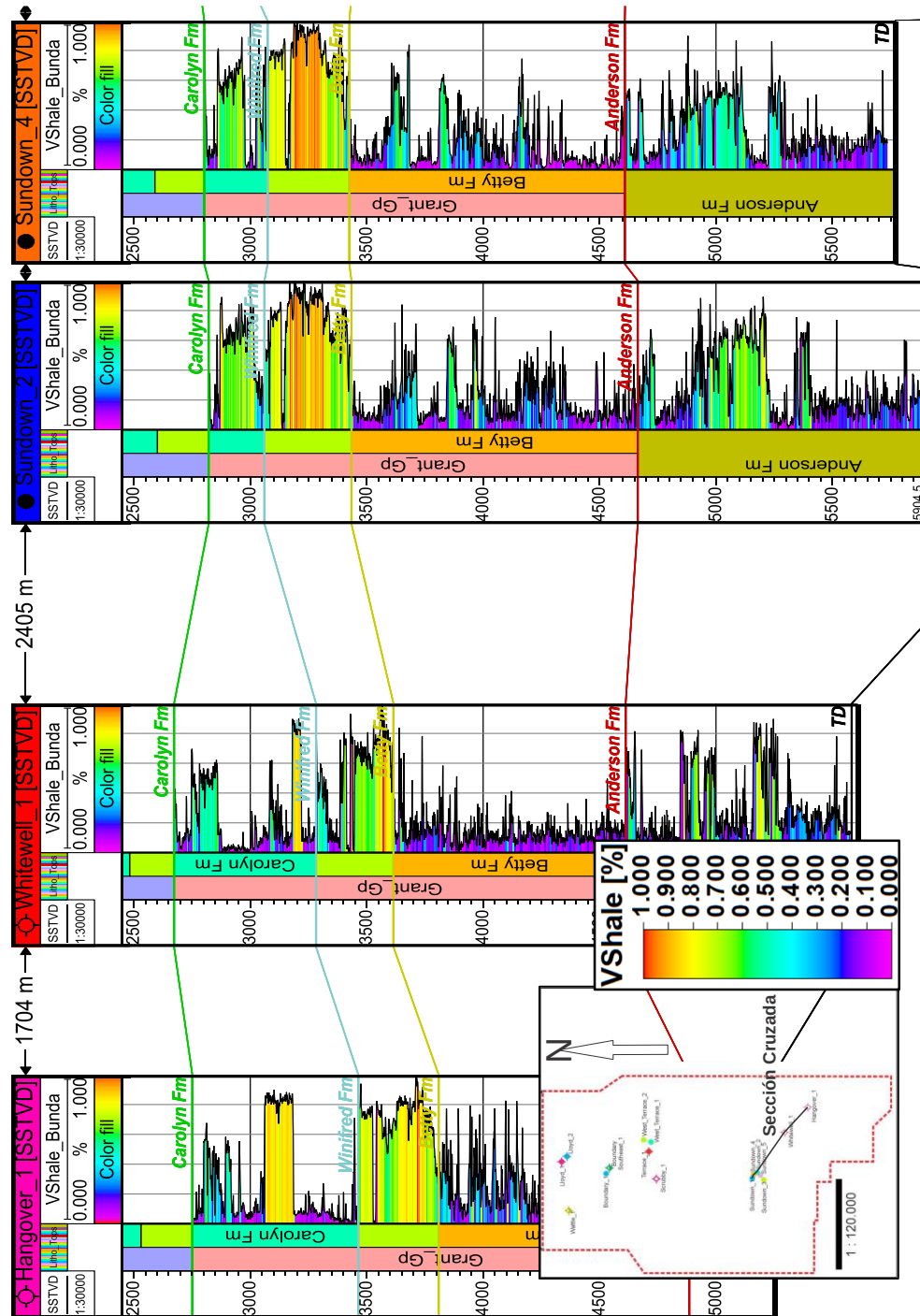


Figura 9. Sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad del modelo de arcillosidad de la roca (V_{Sh}) de las formaciones de interés en los pozos de correlación Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 2, Sundown 4.y Sundown

A continuación, se ilustran dichas correlaciones y los resultados obtenidos.

a) Registro de Densidad Volumétrica. La siguiente correlación (Ver Ecuación 16.) representa el modelo base para el modelado del registro de densidad volumétrica en las zonas con calidad de diámetro de pozo desfavorable y con $-0.09 \leq DRHO \leq 0.09$. En la Figura 10. Se cuenta con los límites inferior y superior empleados para dicho modelado.

$$\rho(V_p, V_{Sh}) = \rho_{UpperLimit}(V_p) * V_{Sh}^a + \rho_{LowerLimit}(V_p) * (1 - V_{Sh}^a) \quad (16)$$

(Illigde. E. 2017)

Donde:

$\rho_{UpperLimit}(V_p)$: Límite superior

$\rho_{LowerLimit}(V_p)$: Límite inferior

V_p : Velocidad de Onda Compresional o Onda P

a : Factor de calibración (dependiente de cada pozo)

Es de resaltar, que la densidad volumétrica modelada presenta un ajuste con un error absoluto (Ver Ecuación 17.) menor al 10%, lo cual, es considerado como una buena correspondencia. En ejemplo del proceso de ajuste puede ser verificado para el pozo Sundown 2 en la Figura 11. Dicho error absoluto fue determinado entre la densidad volumétrica original tras ser filtrada por $-0.09 \leq DRHO \leq 0.09$ con la densidad volumétrica modelada de la siguiente manera:

$$Error_{RHOB_{Modelado}} = \left| \left(\frac{RHOB_{DRHO} - RHOB_{Modelado}}{RHOB_{DRHO}} \right) * 100\% \right| \quad (17)$$

Donde:

$Error_{RHOB_{Modelado}}$: Error absoluto del modelo

$RHOB_{DRHO}$: Densidad volumétrica filtrada por calidad del hueco

$RHOB_{Modelado}$: Densidad volumétrica modelada

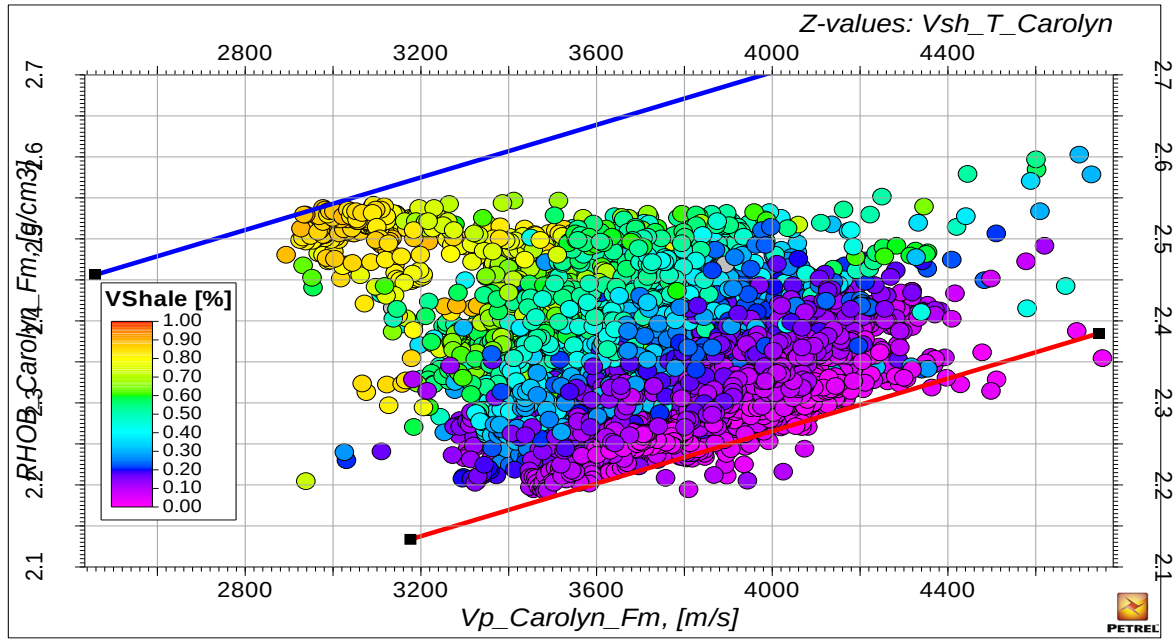


Figura 10. Correlación entre la velocidad de onda compresional (onda P), densidad volumétrica de la roca y modelo de arcillosidad (VSh) para la Formación Carolyn, en donde se cuentan con las tendencias límite superior ($\rho_{UpperLimit}(V_p)$) y límite inferior ($\rho_{LowerLimit}(V_p)$) para el modelado de la densidad volumétrica de la roca

b) Registro de Porosidad Neutrón

La siguiente correlación (Ver Ecuación 18.) representa el modelo base para el modelado del registro de densidad volumétrica en las zonas con calidad de diámetro de pozo desfavorable y con $-0.09 \leq DRHO \leq 0.09$. En Figura 12. se cuenta con los límites inferior y superior empleados para dicho modelado.

$$\phi_{NPHI}(V_p, V_{sh}) = \phi_{NPHI} UpperLimit(V_p) * V_{sh}^a + \phi_{NPHI} LowerLimit(V_p) * (1 - V_{sh}^a) \quad (18) \text{ (Illigde. E. 2017)}$$

Donde:

$\phi_{NPHI} UpperLimit(V_p)$: Límite superior

$\phi_{NPHI} LowerLimit(V_p)$: Límite inferior

V_{sh} : Volumen del Arcilla o *Shale*

V_p : Velocidad de Onda Compresional o Onda P

α : Factor de calibración (dependiente de cada pozo)

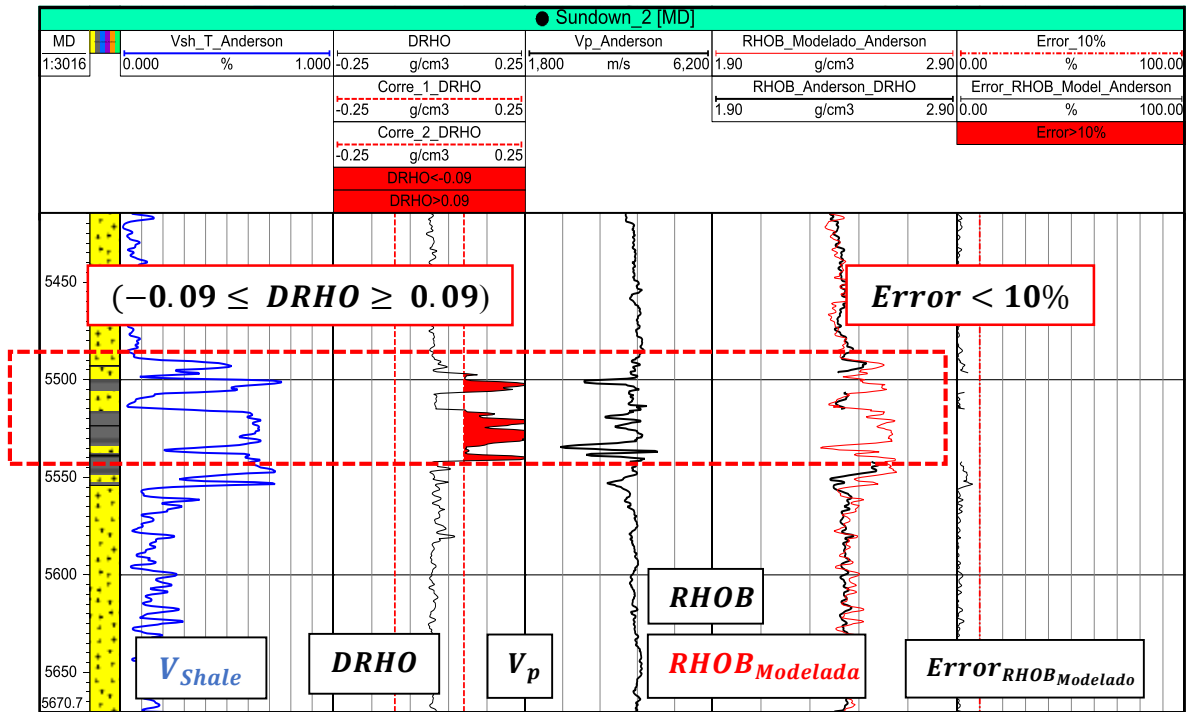


Figura 11. Ajuste del modelo de densidad volumétrica para el pozo Sundown 2 del Bloque Bunda 3D a partir de la correlación modelo propuesta por Illigde. E. 2017

Es de resaltar, que la porosidad neutrón modelada presentó un ajuste con un error absoluto menor al 10% en la mayor parte del pozo, lo cual, se consideró como una buena correspondencia o cotejo. Dicho error absoluto fue determinado entre la porosidad neutrón original tras ser filtrada por $-0.09 \leq DRHO \leq 0.09$ (Ver Ecuación 19.), siendo así, la Figura 13. se puede observar el ajuste entre el modelo y el registro original.

$$Error_{NPHI_{Modelado}} = \left| \left(\frac{NPHI_{DRHO} - NPHI_{Modelado}}{NPHO_{DRHO}} \right) * 100\% \right| \quad (19)$$

Donde:

$Error_{NPHI_{Modelado}}$: Error absoluto del modelo [%]

$NPHI_{DRHO}$: Porosidad neutrón filtrada por calidad del hueco [V/V]

$NPHI_{Modelado}$: Porosidad neutrón modelada [V/V]

$$\phi_{NPHI}(V_p, V_{Sh}) = \phi_{NPHI} \text{ UpperLimit}(V_p) * V_{Sh}^a + \phi_{NPHI} \text{ LowerLimit}(V_p) * (1 - V_{Sh}^a)$$

(20) (Illigde. E. 2017)

Figura 12. Correlación entre la velocidad de onda compresional (onda P), porosidad neutrón (ϕ_{NPHI}) y modelo de arcillosidad (V_{Sh}) para la Formación Winifred del Grupo Grant, en donde se cuentan con las tendencias limites ($\phi_{NPHI} \text{ UpperLimit}(V_p)$) e inferior ($\phi_{NPHI} \text{ LowerLimit}(V_p)$) para el modelado de la porosidad neutrón.

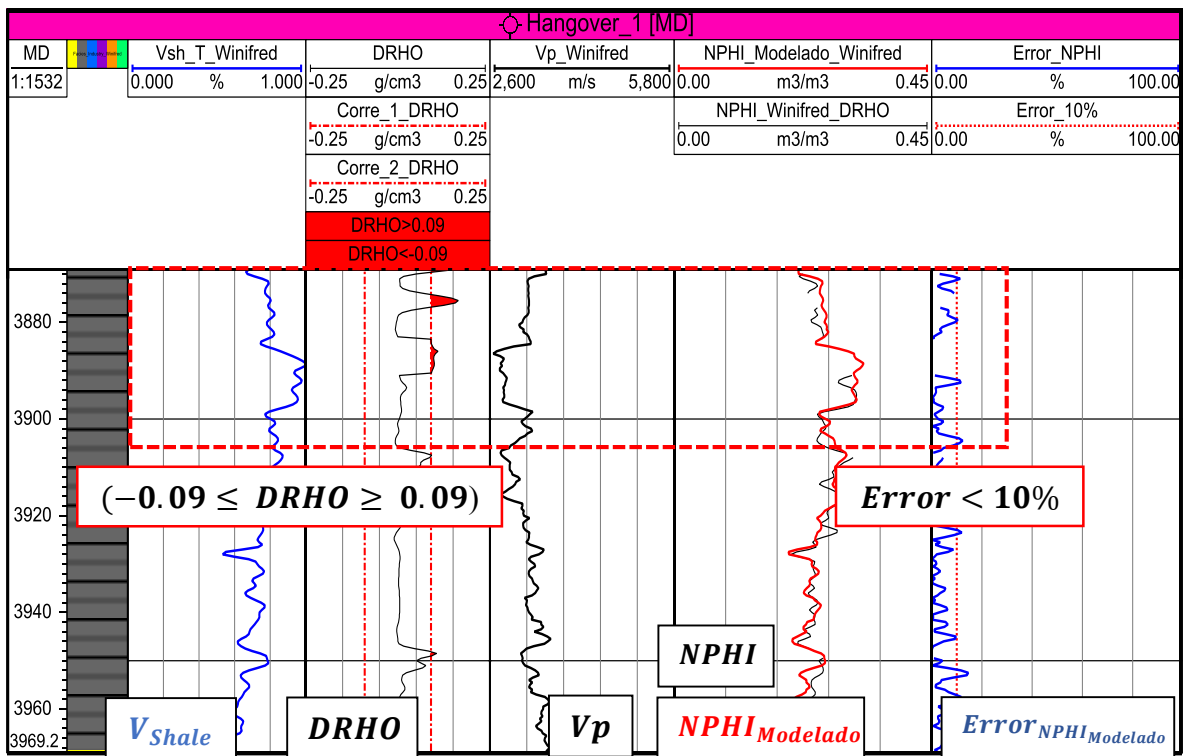


Figura 13. Ajuste del modelo de porosidad neutrón para uno de los pozos de correlación del Bloque Bunda 3D a partir del modelo propuesto por Illigde. E. 2017

7.2.4 Modelo 1D de litotipos. Después del modelado de los registros de densidad volumétrica de la roca y de porosidad neutrón, se procedió a la generación de un modelo 1D de litotipos para las formaciones de interés del Grupo Grant (Formación Carolyn y Betty) y la Formación Anderson. Es de resaltar, nuevamente, la Formación Winifred es el sello regional, por lo que también fue diseñado un modelo de litotipos.

Con el fin del cumplimiento del objetivo: “Establecer modelos 1D de litotipos implementado la técnica de redes neuronales basados en el análisis de registros de pozos”. A continuación, se encuentran la relación de los registros de pozos que fueron utilizados para dicho proceso:

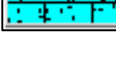
- DT_p : Registro sísmico de onda compresional (Onda P)
- PEF : Registro Foteoelectrónico
- $NPHI$: Registro de porosidad neutrón
- $RHOB$: Registro de densidad volumétrica de la roca
- VSh : Modelo de arcillosidad o *Shale*

Dicho proceso de modelado de litolitos fue realizado en **Petrel**® 2016 de la empresa Schlumberger, con la ayuda de Redes Neuronales (*Neural Net*) del módulo de **Stratigraphy**, donde se determinaron el número de litotipos a construir dependiendo de la descripción de los reportes de perforación de los pozos y los análisis de núcleos de perforación, con los cuales, se pudo constatar la veracidad de dicho proceso.

De forma general, en las formaciones de interes fueron determinadas 7 tipos de litologías con el uso de las *Neural Net*, tras el análisis respectivo de la descripción de los reportes de perforación de los pozos y los análisis de núcleos de perforación. Durante el análisis del para el desarrollo de la *Neural Net*, se contó con el importante aporte del Registro Foteoelectrónico dentro de este

proceso, dado que fue posible la detección de las areniscas con cemento calcáreo con esté, y estas litologías fueron:

1. Shale
2. Claystone
3. Silstone de baja densidad
4. Silstone de alta densidad
5. Sandstone de baja densidad
6. Sandtone de alta densidad
7. Sandstone con cemento calcareo

	Shale
	Claystone
	Silstone_Low_Density
	Silstone_High_Density
	Sandstone_Low_Density
	Sandstone_High_Density
	Sandstone_Calcareous_Cement

Y a continuación en la *Tabla 4.*, se tiene el esquema de correlación para la determinación de la Correlation Type implementada en la Neural Net para la clasificación de litotipos mediante redes neuronales, para dicho caso ejemplo fue seleccionado el modelo de Correlation Type Linear. Y un ejemplo del resultado obtenido puede ser observado en la *Figura 14.*, donde se cuenta con un Crossplot entre el modelo de arcillosidad (V_{sh}) y la densidad volumétrica de la roca ($RHOB$) para la clasificación de litotipos mediante redes neuronales en los pozos de análisis para la Formación Betty del Grupo Grant.

Tabla 4.

Esquema de correlación para la determinación de la Correlation Type implementada en la Neural Net para la clasificación de litotipos mediante redes neuronales en los pozos de análisis para la Formación Winifred del Grupo Grant

Correlation type: Linear					
	DTP_Winifred	PEF_Winifred	NPHI_M_Winifred	RHOB_M_Winifred	Vsh_T_Winifred
DTP_Winifred	1.0000	0.4861	0.8200	0.1091	0.7196
PEF_Winifred	0.4861	1.0000	0.4880	0.4467	0.6185
NPHI_M_Winifred	0.8200	0.4880	1.0000	0.1506	0.7001
RHOB_M_Winifred	0.1091	0.4467	0.1506	1.0000	0.6272
Vsh_T_Winifred	0.7196	0.6185	0.7001	0.6272	1.0000
Total	0.8814	0.6433	0.8438	0.8151	0.9179

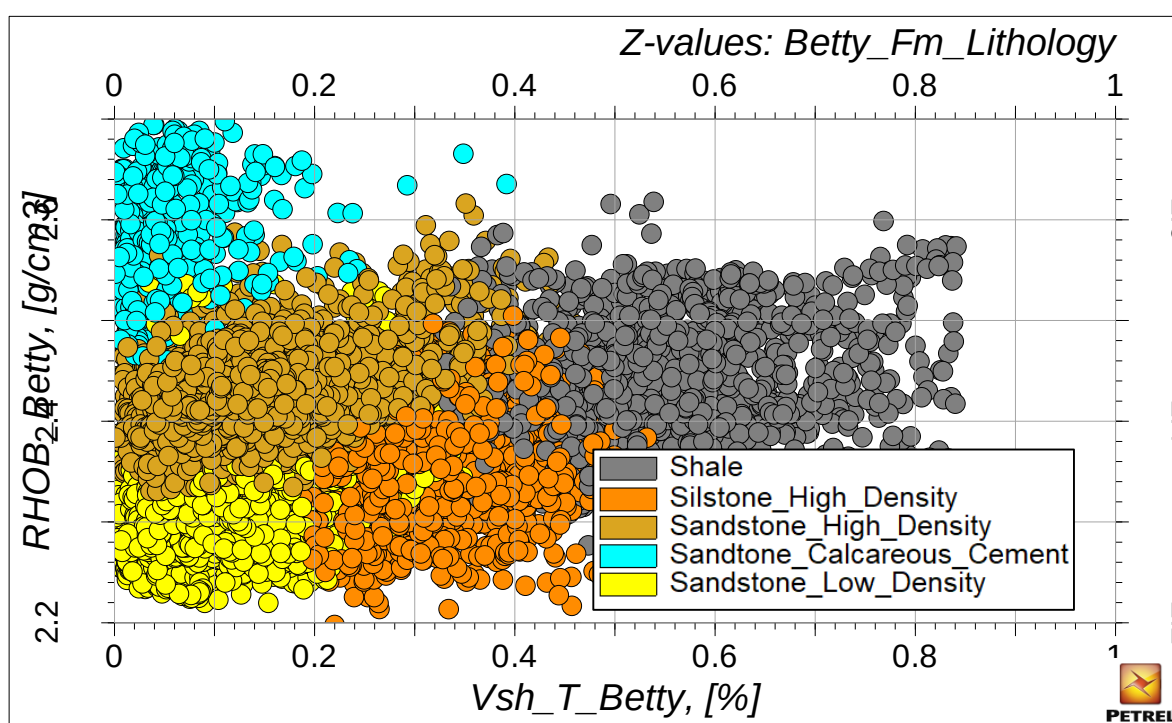


Figura 14. Crossplot entre el modelo de arcillosidad (V_{sh}) y la densidad volumétrica de la roca ($RHOB$) para la clasificación de litotipos mediante redes neuronales en los pozos de análisis para la Formación Betty del Grupo Grant

Es así, que tras la generación de los modelos de litotipos para las formaciones de interés, incluyendo a la Formación Winifred dada la importancia de valoración de su carácter de formación sello regional, se procedió a la generación de una sección cruzada o Cross-Section (*Ver Figura 15.*) en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad del modelo de litotipos de las formaciones de interés en los pozos de correlación Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 2, Sundown 4 y Sundown 1.

7.2.5 Modelo 1D petrofísico. Con el fin de dar cumplimiento al objetivo *“Generar modelos 1D petrofísicos a través de la integración de registros de pozos y análisis convencionales de núcleos de perforación en el área de estudio”*. La primera de las etapas, estuvo enmarcada en el modelado de propiedades petrofísicas básicas para la evaluación de *plays* petrolíferos (porosidad efectiva, la saturación de agua y la permeabilidad horizontal). Por lo que se hizo necesario el reconocimiento y análisis de los registros eléctricos y las descripciones de núcleos de perforación en el Software Petrel ® 2016. Este proceso se llevó a cabo para las formaciones de interés del Grupo Grant (Formación Carolyn y Betty) y la Formación Anderson.

a) Modelo de porosidad efectiva (ϕ_{Eff}).

Al contar con el modelo de arcillosidad (V_{Sh}) y de litotipos 1D, se procedió a la generación de los modelos de porosidad efectiva para las formaciones de interés, por lo que se consideraron dos modelos de porosidad efectiva:

1. Porosidad efectiva a partir de la porosidad total promedio ($\phi_{T_Average}$), calculada a partir de la porosidad total del registro de densidad ($RHOB$) y la porosidad neutrón (ϕ_{NPHI}), y el modelo de arcillosidad (V_{Sh}). Ver la *Ecuación 3 y 5*.

2. Porosidad efectiva a partir de la porosidad total ($\phi_{T_Density}$), del registro de densidad volumétrica ($RHOB$) y el modelo de arcillosidad (V_{Sh}). Ver la Ecuación 4.

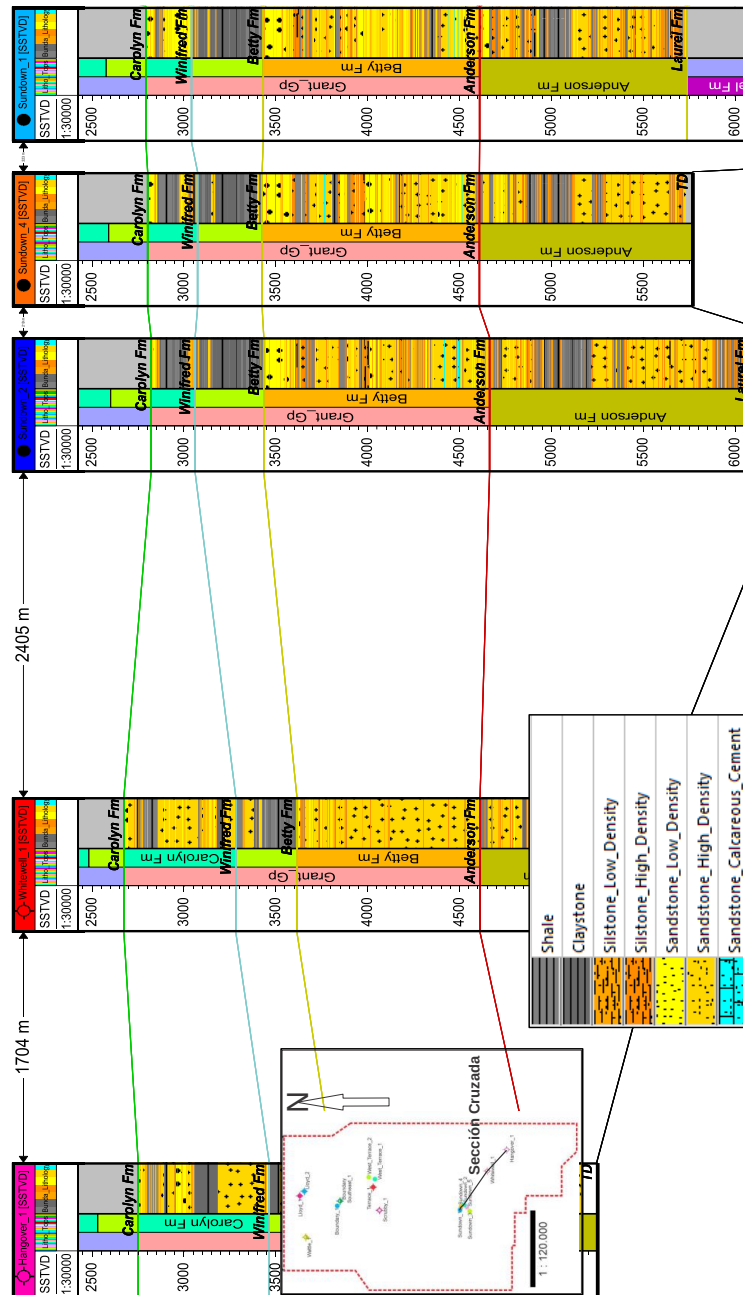


Figura 15. Sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad del modelo de litotipos de las formaciones de interés en los pozos de correlación Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 2, Sundown 4 y Sundown 1

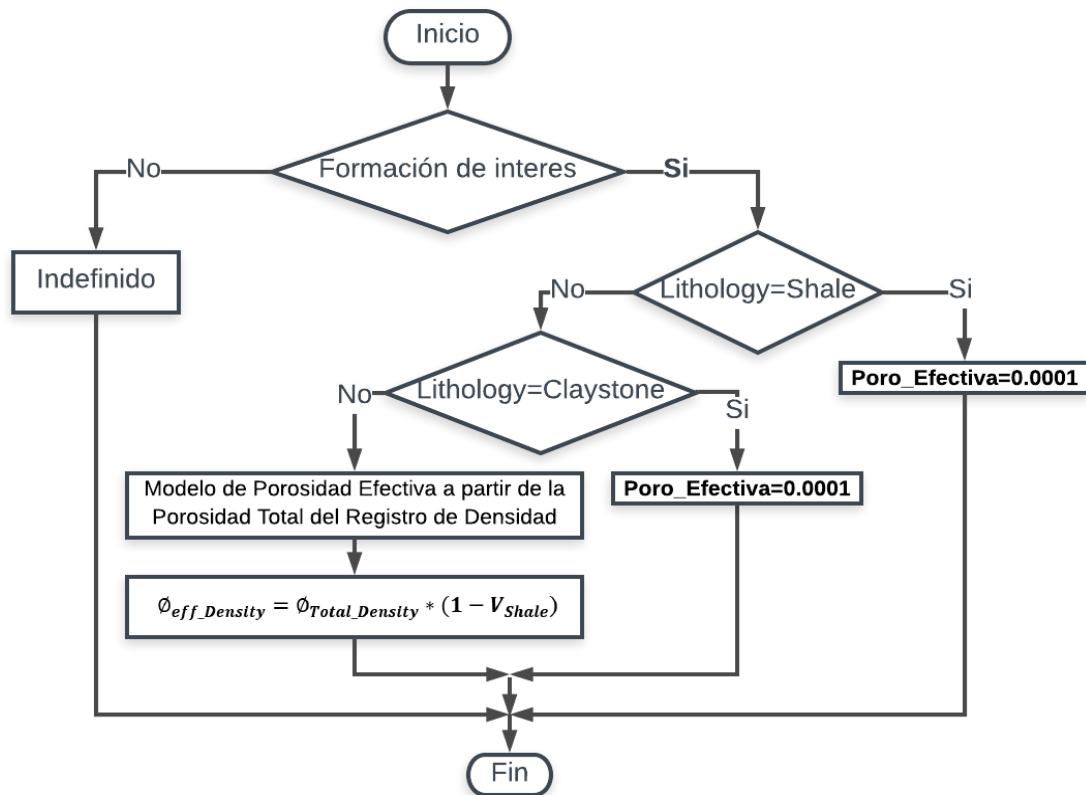


Figura 16. Diagrama de flujo aplicado para el modelado de la porosidad efectiva de la roca (ϕ_{Eff}) para las formaciones de interés del Grupo Grant (Formación Carolyn y Betty) y la Formación Anderson

Tras el modelado de ambos casos y en el proceso de calibración con los análisis de porosidad efectiva de los núcleos de perforación, se determinó una mayor correspondencia entre estos con el modelo generado a partir de la porosidad total del registro de densidad volumétrica. Por lo que se decidió modelar la porosidad efectiva por medio de este modelo. A continuación, en la Figura 16. se cuenta con el diagrama de flujo empleado para dicho proceso. Y en la Figura 17. el modelo porosidad efectiva en el pozo Sundown 4 para la Formación Anderson, con la correspondiente calibración con los datos de análisis de núcleos de perforación.

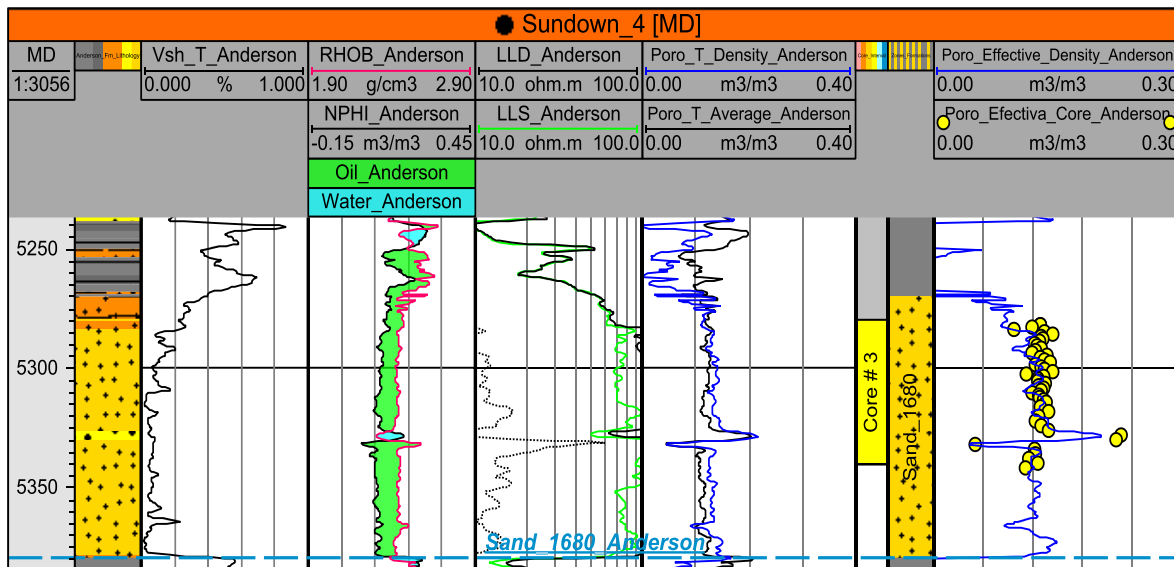


Figura 17. Relación de registros de pozos y modelos base necesarios para la construcción del modelo calibrado de porosidad efectiva (ϕ_{Eff}) en el pozo Sundown 4 para la Formación Anderson

b) Modelo de Saturación de Agua (S_w). Contando con el modelo de porosidad efectiva en los pozos de correlación para las formaciones de interés, se procedió a la generación del modelo de la saturación de agua para dichas formaciones, este proceso modelado, inicialmente, se basó en el *modelo convencional de Saturación de Agua de Archie* (Ver Ecuación 6.), para el cual, era necesario la resistividad del agua de formación. Dichas resistividades, se tomaron de los análisis *Drill-Steam Test (DST)*, y al ser implementados, los resultados no eran coherentes con los datos de saturación de agua provenientes de los análisis de núcleos de perforación.

Dado que el modelo de saturación de agua de Archie no funcionó, se procedió a la implementación del modelo de saturación de agua de Poupon-Leveaux o Indonesian (Ver Ecuación 7.) con el que se obtuvo modelos de saturación de agua que calibraban con los análisis de núcleos de perforación.

Es así, como se inició un análisis sobre la información involucrada en dicho modelo. Y se llegó a la identificación de una variación mínima, casi imperceptible, en la respuesta obtenida

sobre la resistividad profunda, entre las diferentes zonas de la formación. Por lo que al constatar los resultados de las pruebas *DST*, se logró identificar que el Grupo Grant y la Formación Anderson y la región en general, se ven afectadas por una sobrecarga de agua meteórica con muy baja salinidad, la cual, conllevó a un enmascaramiento de la respuesta de resistividad entre el hidrocarburo acumulado y el agua de formación. Siendo así, se procedió a la interpretación *del Oil/Water Contact (OWC)* en cada uno de los pozos de correlación para las formaciones de interés. Teniendo en el tipo de pozos de correlación.

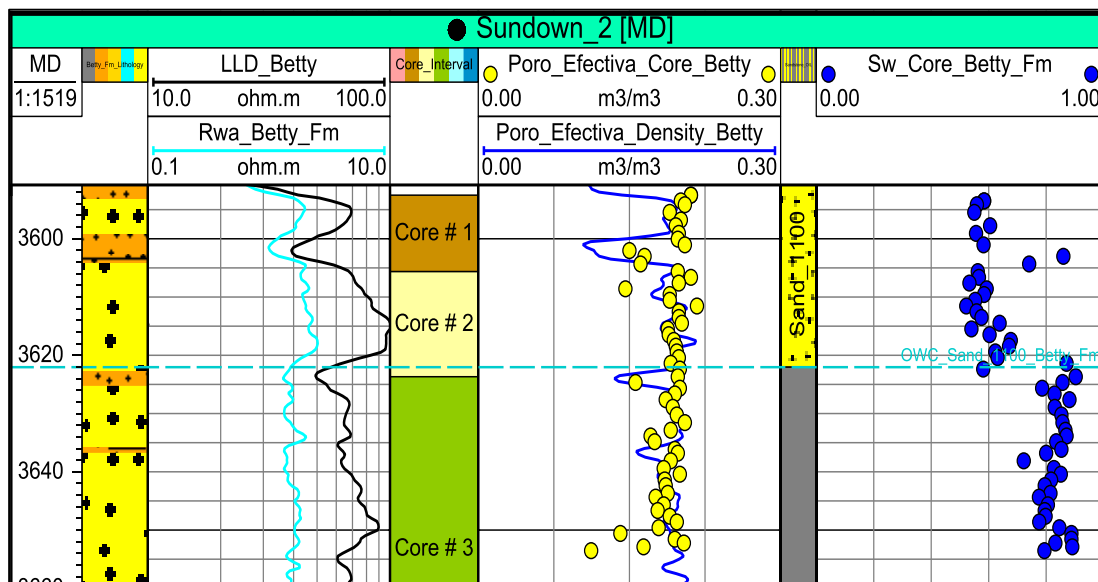


Figura 18. Contacto Agua-Petróleo para la Sand_1100 en la Formación Betty del Grupo Grant en el pozo de correlación Sundown 2

- Para los pozos Sundown, productores de petróleo, se identificaron diferentes de areniscas productoras en cada una de las formaciones de interés, por lo que para cada una se determinó un *del Oil/Water Contact (OWC)*, (ver Tabla 5). Dichos contactos se encuentran calibrados con los datos de saturación de agua de los análisis de núcleos de perforación (Ver Figura 18.). Interpretando se así:

Tabla 5.

Areniscas interpretadas según los contactos agua-petróleo para los pozos Sundown

Formación		Oil/Water Contact
Grupo Grant	Formación Carolyn	Sand_900
	Formación Betty	Sand_1100
		Sand_1180
	Formación Anderson	Sand_1480
		Sand_1680

- En los otros pozos productores o con evidencia de petróleo, se realizó el mismo procedimiento de interpretación de contactos. Teniendo se en cuenta, que para las Formaciones Carolyn y Betty solo se identificó un contacto, mientras que, en la Formación Anderson, se interpretaron dos.
- **Resistividad del agua de formación.** Tras contar con los contactos agua-petróleo y las pruebas DST, se procedió a la determinación de las resistividades de agua para cada una de los intervalos de interés y posteriormente al modelado de la saturación de agua. De dichas pruebas, se contó con los valores de resistividad de agua de formación a nivel de laboratorio, la salinidad de agua y la temperatura de la formación en los puntos donde fueron tomadas.

Dichas resistividades se llevaron desde condiciones de laboratorio a nivel de condiciones de yacimiento, a través de la siguiente correlación de Schlumberger ® (Ver Ecuación 21.):

$$R_{wReservoir} = \left(R_{wLaboratory} * \frac{T^{\circ}_{Laboratory} + 21.5}{T^{\circ}_{Reservoir} + 21.5} \right) \quad (21)$$

Donde:

$R_{wLaboratory}$: Resistividad del agua de formación a condiciones de laboratorio [Ohm.m]

$R_{w_{Reservoir}}$: Resistividad del agua de formación a condiciones de formación [Ohm.m]

$T^{\circ}_{Laboratory}$: Temperatura de laboratorio [$^{\circ}C$]

$T^{\circ}_{Reservoir}$: Temperatura del datum del yacimiento [$^{\circ}C$]

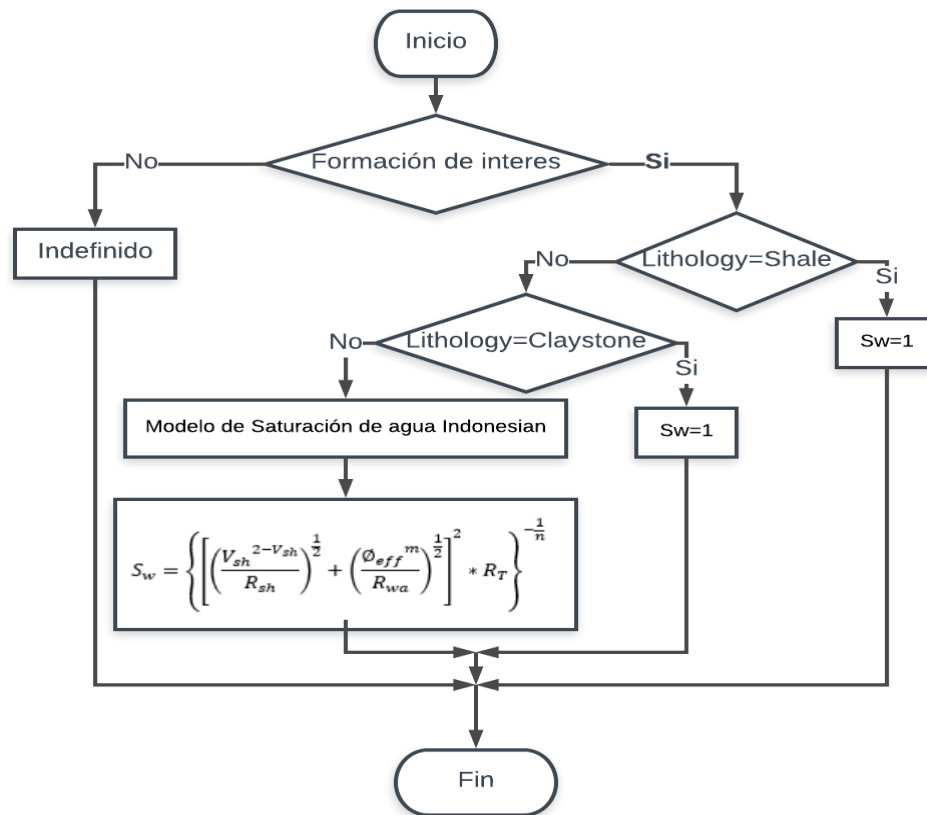


Figura 19. Diagrama de flujo aplicado para el modelado de la saturación de agua para las formaciones de interés del Grupo Grant (Formaciones Carolyn y Betty) y la Formación Anderson.

Dichas resistividades, solo fueron implementadas en las zonas de acuífero, o sea, debajo del contacto agua-petróleos, esto, ya que al ser implementadas en el modelo de saturación de agua de Poupon-Leveaux o Indonesian en las zonas de petróleo no se lograba una correspondencia con los valores de saturación de agua de los análisis de núcleos de perforación.

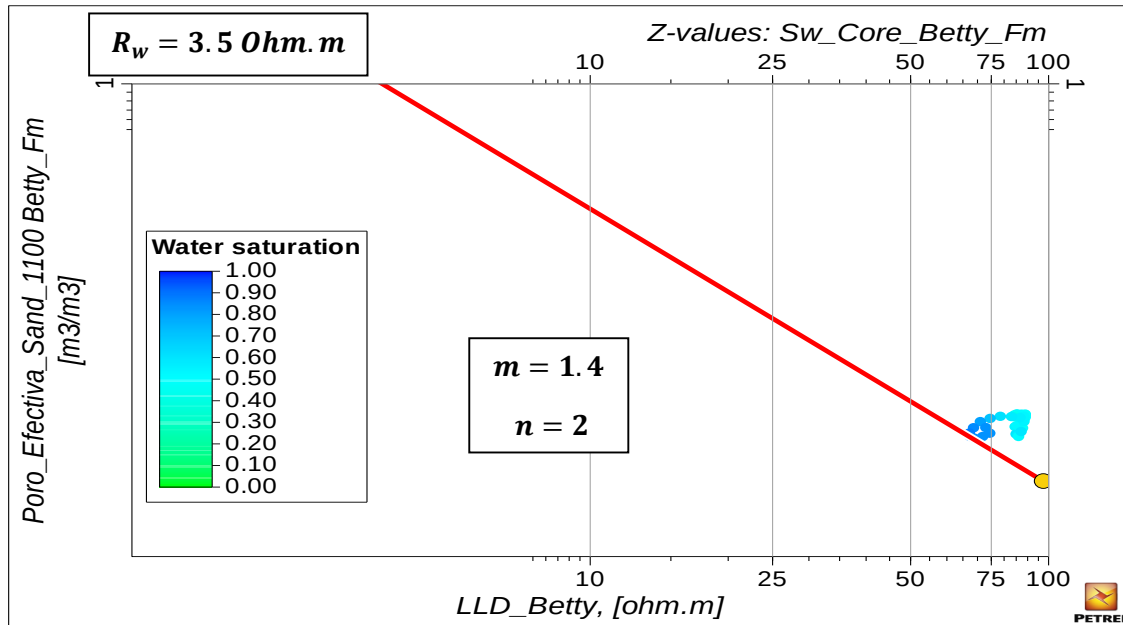


Figura 20. Crossplot Picket-Plott para la determinación de la resistividad de agua para la zona de petróleo de la Sand_1100 en el pozo Sundown 4 para la Formación Betty del Grupo Grant

Es así, como se implementó la técnica de *Crossplot Picket-Plott* para la determinación de la resistividad en las zonas de petróleo, teniendo en cuenta que en las pruebas *DST* también fue reportado los valores de los exponentes de saturación (n) y de cementación (m), con los que se construyeron las pendientes en dichos *Crossplot*. Este proceso puede ser observado en la Figura 20., donde se tienen los valores de resistividad de agua, m y n que fueron usados.

Al contar con los valores de resistividad de agua para cada una de las zonas tanto saturadas con petróleo como las afectadas por la presencia del proceso de sobrecarga sobre el acuífero o hidrodinamismo, se procedió a la construcción de un flujo de trabajo para el modelado de la saturación de agua en las formaciones de interés empleando el modelo de saturación de agua de Poupon-Leveaux o Indonesian (Ver Figura 19.). Y en la Figura 21. se cuenta con el resultado del modelo de Saturación de Agua para la Sand_1180 en el pozo Sundown_4 para la Formación Betty del Grupo Grant.

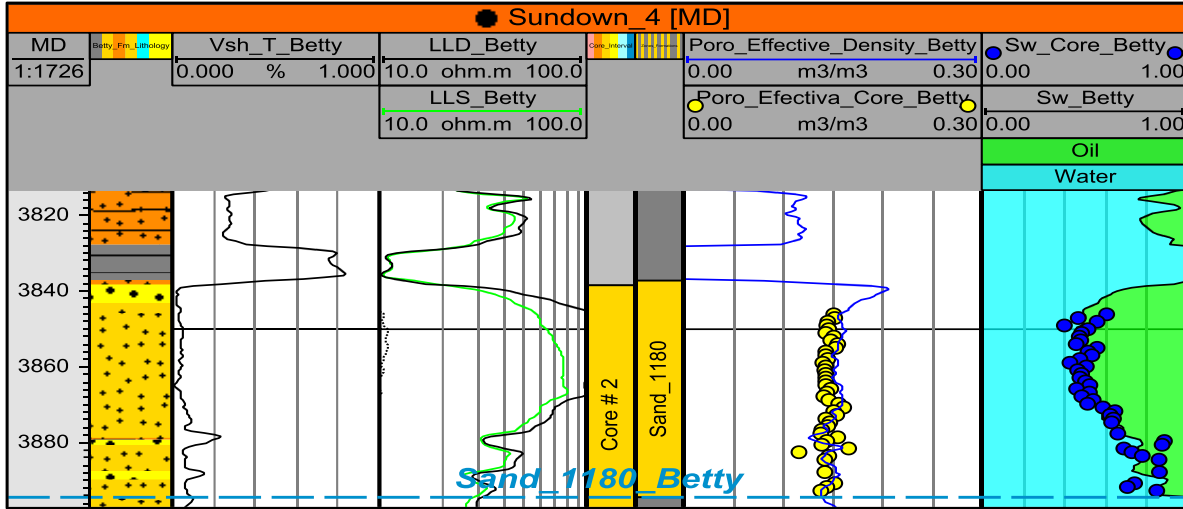


Figura 21. Modelo de saturación de agua para la Sand_1180 en el pozo Sundown_4 para la Formación Betty del Grupo Grant

Modelo de permeabilidad horizontal (K_{Hor}). Para la construcción de los modelos de permeabilidad horizontal de la roca para las formaciones de interés, se decidió el no uso de las correlaciones existentes en la literatura, debido a la existencia de datos provenientes de los análisis de núcleos de perforación para las propiedades petrofísicas tanto para la porosidad efectiva (ϕ_{Eff}) como para la permeabilidad horizontal (K_{Hor}) de la roca, dada la relación entre estas y el modelo de arcillosidad de la roca (V_{Sh}).

Dichos modelos se basaron en la correlación (Ver Ecuación 22.) propuesta por Illigde (2017), la cual a través del establecimiento del límite superior ($K_{Hor} \text{ UpperLimit}(\phi_{Eff})$) e inferior ($K_{Hor} \text{ LowerLimit}(\phi_{Eff})$) entre los datos de las propiedades petrofísicas con el modelo de arcillosidad. Dicha correlación es:

$$\begin{aligned}
 K_{Hor}(\phi_{Eff}, V_{Sh}) &= K_{Hor} \text{ UpperLimit}(\phi_{Eff}) * V_{Sh}^a + K_{Hor} \text{ LowerLimit}(\phi_{Eff}) \\
 &* (1 - V_{Sh}^a) \quad (22)
 \end{aligned}$$

Donde:

$K_{Hor} \text{ UpperLimit}(\phi_{Eff})$: Límite superior

$K_{Hor} \text{ LowerLimit}(\phi_{Eff})$: Límite inferior

V_{Sh} : Modelo de Volumen del Arcilla o *Shale*

ϕ_{Eff} : Modelo de porosidad efectiva de la roca

α : Factor de calibración (dependiente de cada formación)

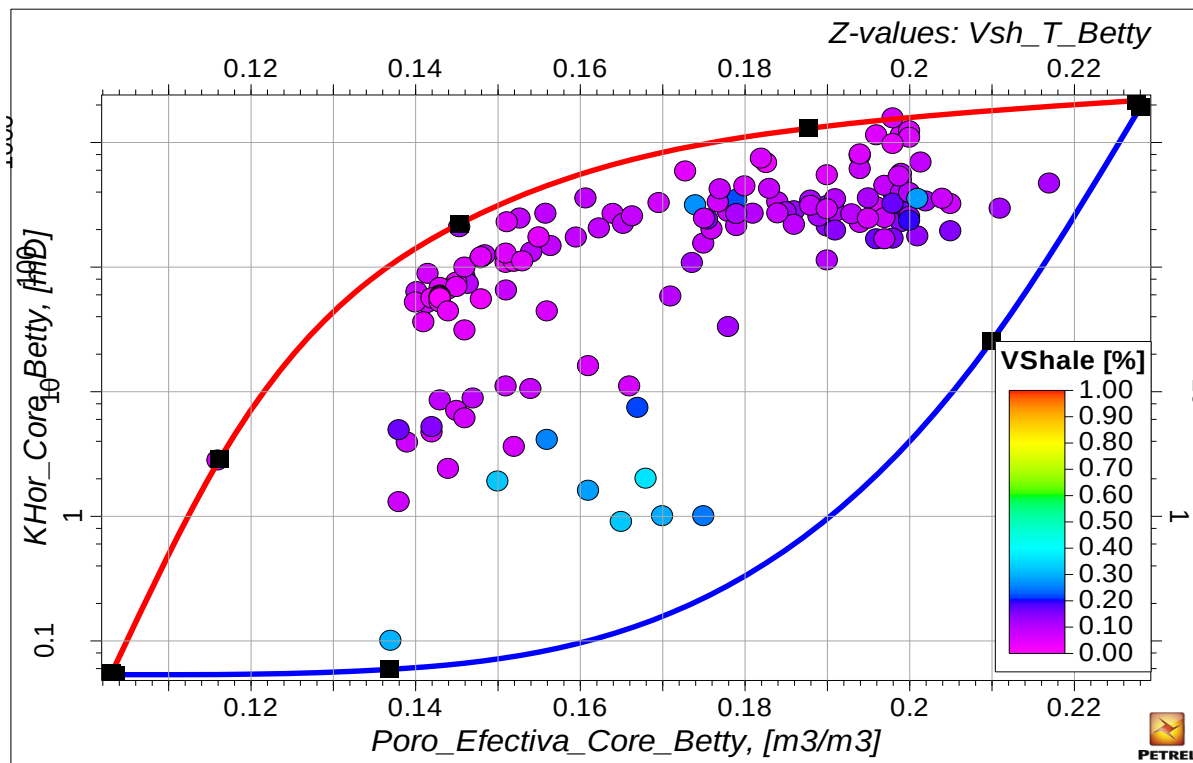


Figura 22. Correlación entre la porosidad efectiva (ϕ_{Eff}), permeabilidad horizontal (K_{Hor}) y modelo de arcillosidad (V_{Sh}) para la Formación Betty del Grupo Grant, en donde se cuentan con las tendencias límite superior ($K_{Hor} \text{ UpperLimit}(\phi_{Eff})$) y límite inferior ($K_{Hor} \text{ LowerLimit}(\phi_{Eff})$) para el modelado de la permeabilidad horizontal de la roca.

Es así, como en la Figura 22. se cuenta con el Crossplot del modelo de permeabilidad horizontal (K_{Hor}) en función de la porosidad efectiva (ϕ_{Eff}) y el modelo de arcillosidad de la roca (V_{Sh}) para la Formación Betty. Y en la Figura 23., se encuentra el modelo de permeabilidad horizontal generado para la Formación Betty del Grupo Grant en el pozo Sundown 2.

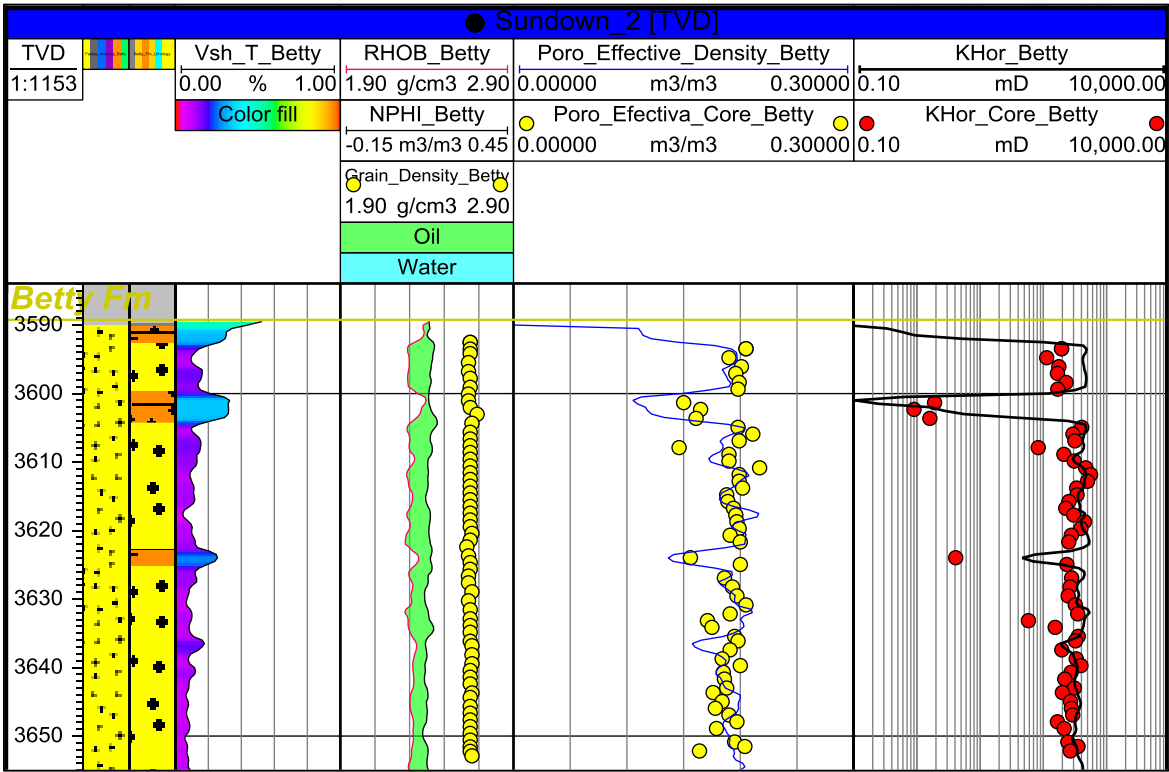


Figura 23. Modelo de permeabilidad horizontal para en la Sand_1100 para el pozo Sundown 2 en la Formación Betty del Grupo Grant

Es posible observar que dicho modelo fue calibrado con los datos de permeabilidad horizontal de la roca provenientes de los análisis de núcleos de perforación para dicha sección de la formación, lo cual, permite tener una mayor certidumbre respecto de la aplicación de la correlación propuesta por Illigde (2017).

De esta manera, fueron modeladas las propiedades petrofísicas básicas de la roca para los diferentes pozos de correlación que contaban con datos básicos de correlación, lo cual, permitió calibrar dichos modelos con datos reales y aumentar la certidumbre en el proceso aplicado para la determinación de las mismas. A continuación, en la *Figura 2*. se cuenta con el resultado de los modelos de estas propiedades con su respectiva calibración para la Sand_1680 en el pozo Sundown 4 en la Formación Anderson.

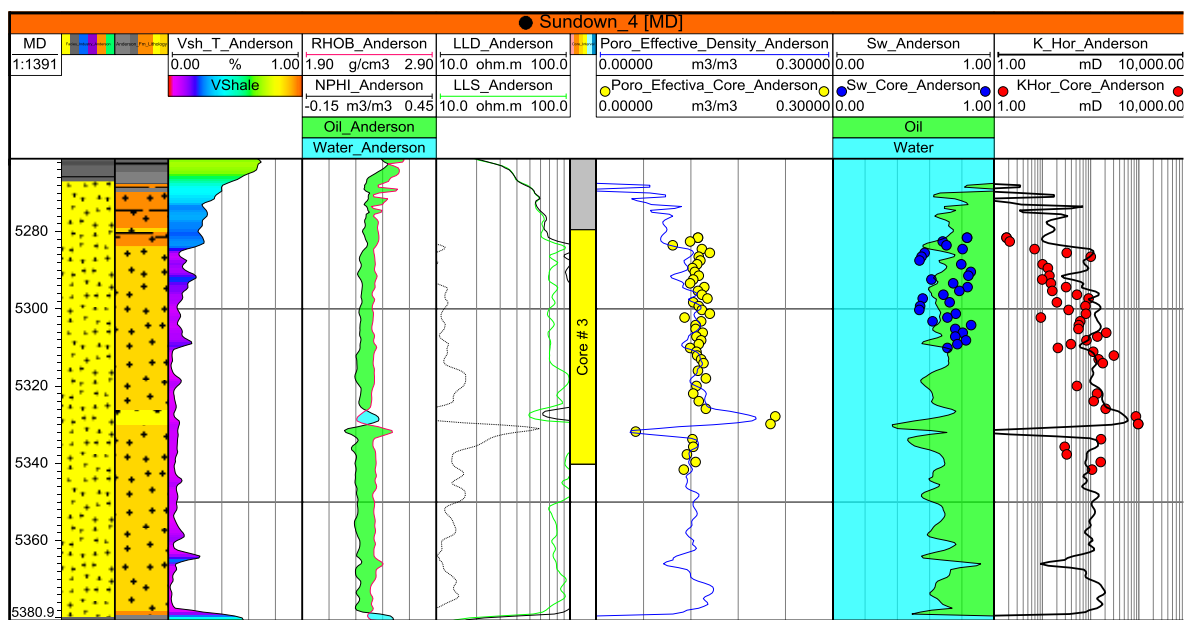


Figura 24. Modelos de porosidad efectiva de la roca, saturación de agua y permeabilidad horizontal para la Sand_1680 en el pozo Sundown 4 para la Formación Anderson

7.2.6 Secciones cruzadas de propiedades petrofísicas. Tras la generación de los modelos 1D de litotipos, para la clasificación litológica, y de propiedades petrofísicas básicas como la porosidad efectiva de la roca (ϕ_{Eff}), la saturación de agua (S_w) y la permeabilidad horizontal de la roca (K_{Hor}), se procedió a la generación de secciones cruzadas en direcciones preferenciales,

donde se cumplieran las condiciones para la identificación de las variaciones laterales y heterogeneidad de estas propiedades, es así como se tiene que en la:

1. Figura 25. Sección cruzada en dirección Suroeste (SW) - Noreste (NE) →
Modelos de litotipos y de porosidad efectiva de la roca para los pozos de correlación Sundown 3, Sundown 1, Scrubby 1, Boundary 1 y Lloyd 1.
2. Figura 26. Sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) →
Modelos de litotipos y de propiedades petrofísicas para los pozos de correlación Whitewell 1, Terrace 1 y Lloyd 2.
3. Figura 27. Sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) →
Modelos de litotipos y de propiedades petrofísicas para los pozos de correlación Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 2 y Sundown 4.



Figura 25. Sección cruzada en dirección Suroeste (SW) - Noreste (NE) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad de los modelos de litotipos y de porosidad efectiva de la roca de las formaciones de interés en los pozos de correlación Sundown 3, Sundown 1, Scrubby 1, Boundary 1 y Lloyd 1

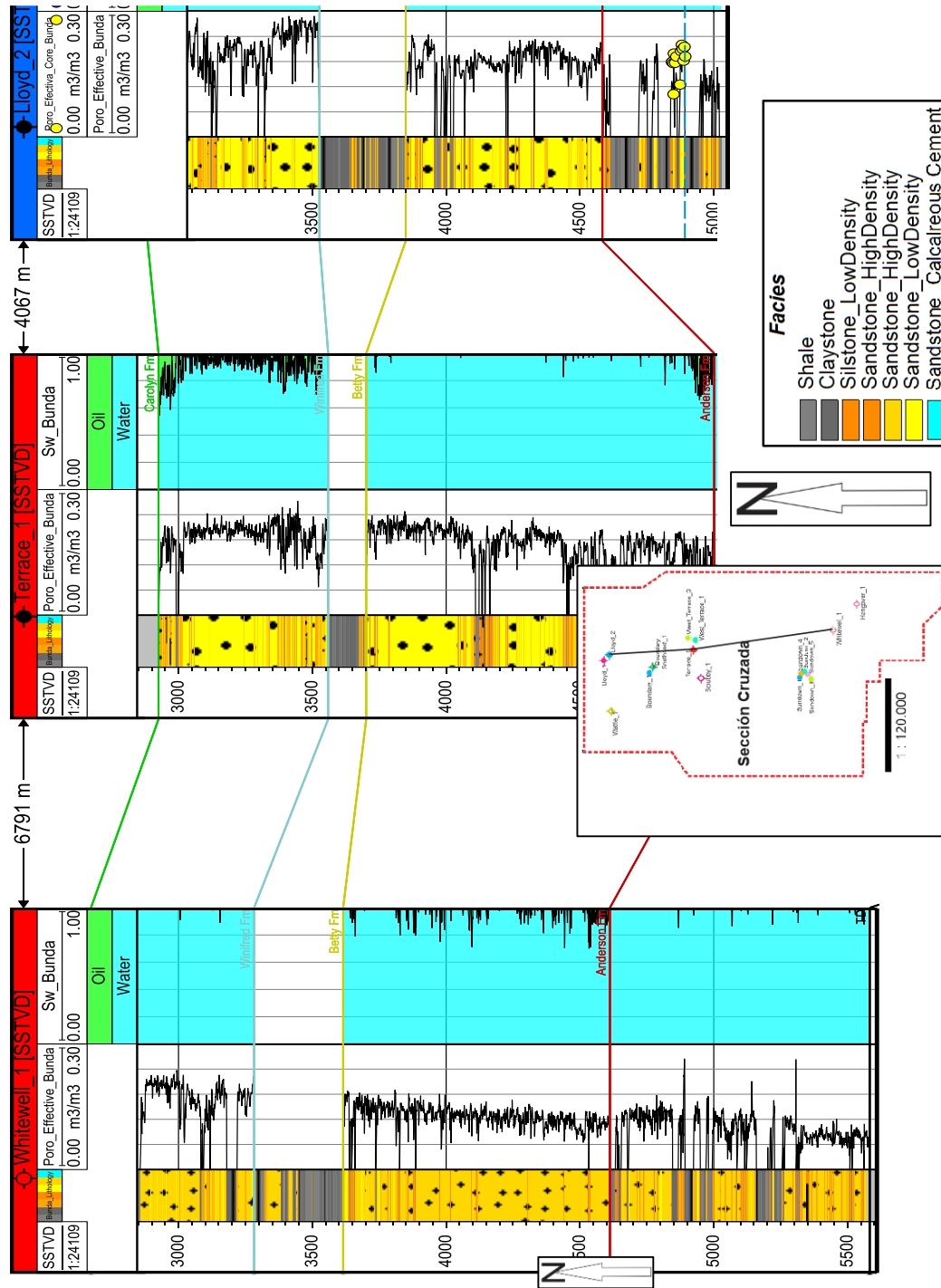


Figura 26. Sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad de los modelos de litotipos y de propiedades petrofísicas (porosidad efectiva de la roca y saturación de agua) de las formaciones de interés en los pozos de correlación Whitewell 1, Terrace 1 y Lloyd 2

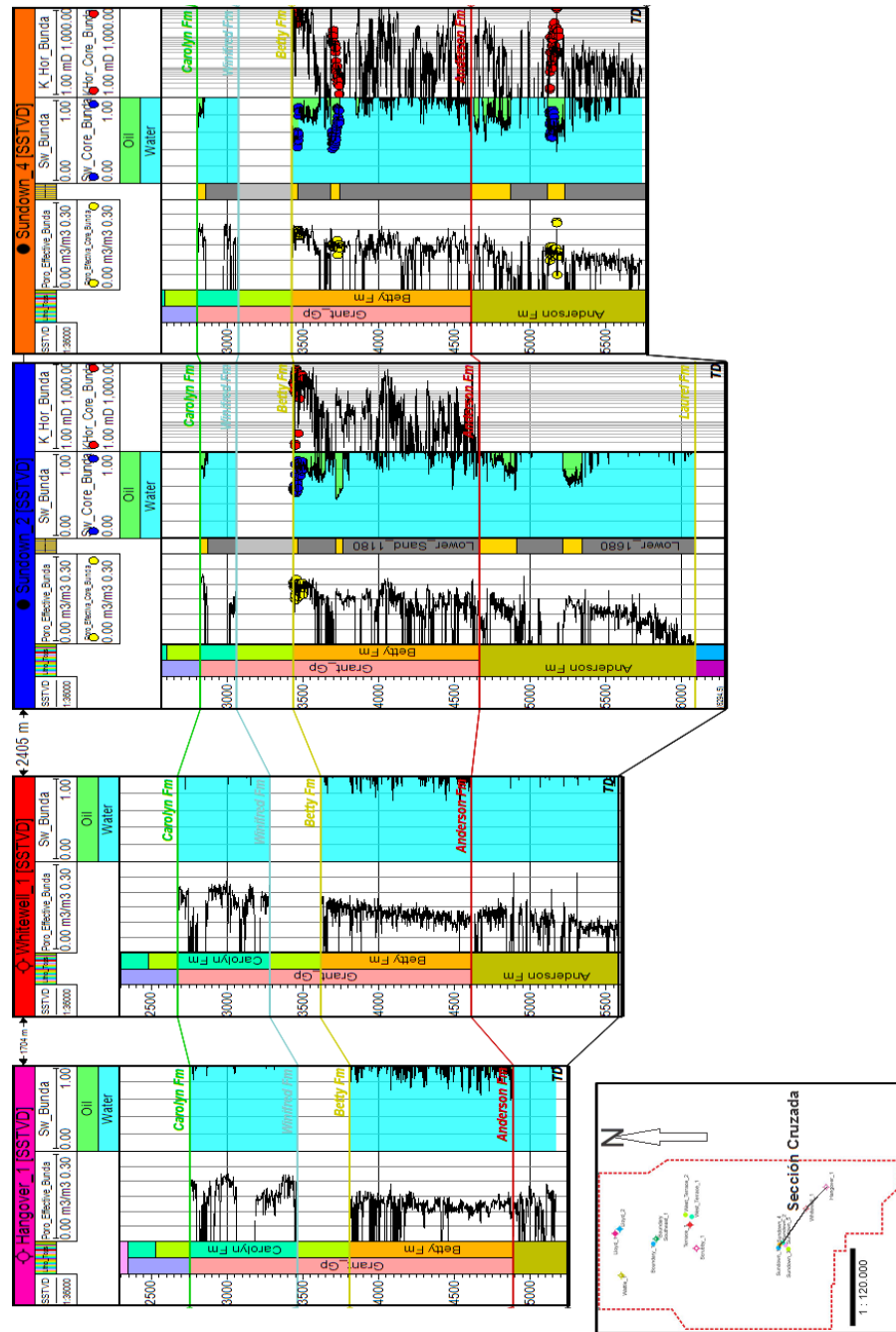


Figura 27. Sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad de los modelos de litotipos y de propiedades petrofísicas (porosidad efectiva de la roca, saturación de agua y permeabilidad horizontal de la roca) de las formaciones de interés en los pozos de correlación Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 2 y Sundown 4.

7.2.7 Elaboración de gráficos cruzados (Crossplot) a través de la integración de los modelos petrofísicos 1D y litotipos. Con el fin de dar cumplimiento al objetivo de “Elaborar gráficos cruzados (Crossplot) integrando los modelos y petrofísicos 1D y litotipos para la visualización de los diferentes contrastes de las propiedades en los litotipos previamente identificados”. A continuación se cuentan con diferentes Crossplot donde se puede evidenciar la heterogeneidad y/o variabilidad de la porosidad efectiva y la permeabilidad horizontal de la roca en relación a los diferentes tipos de litologías modeladas en cada una de las formaciones de interés para esta investigación. Resaltando sé que en las *Sandstone_Low_Density* se contó con los valores más altos en ambas propiedades petrofísicas. Teniendo se ordenes de $17\% \geq \phi_{Eff} \leq 27\%$, siendo los valores más altos para la Formación Carolyn, y $80\text{ mD} \geq K_{Hor} \leq 8000\text{ mD}$. Respeto de las otras litologías, se evidenció una alta variabilidad de estas propiedades en las formaciones de interés.

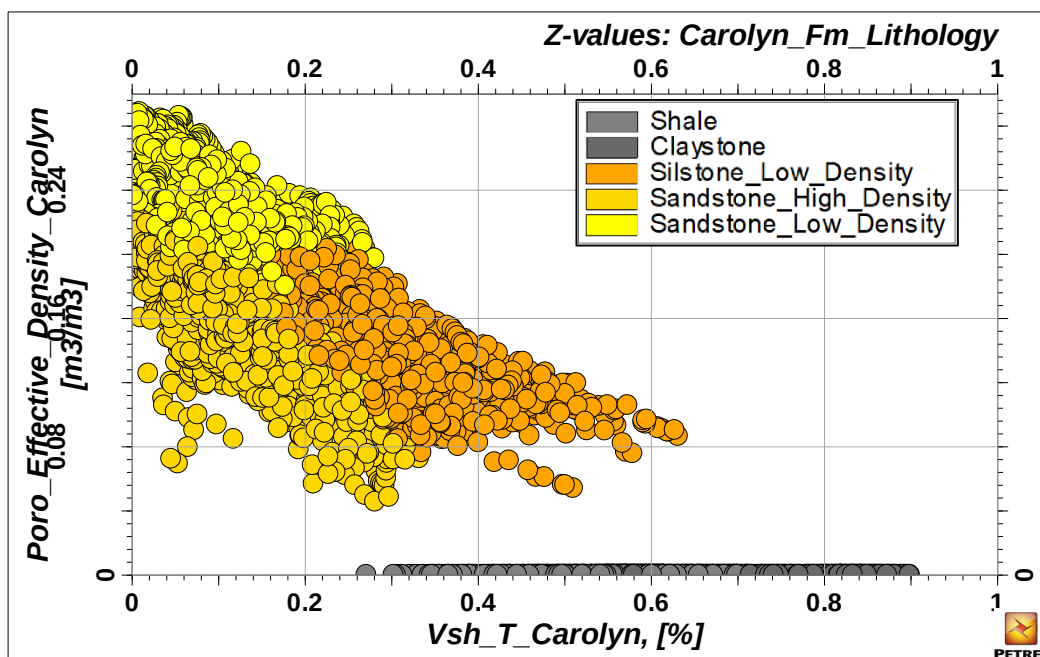


Figura 28. Crossplot de la relación entre la porosidad efectiva de la roca, el modelo de arcillosidad y de litotipos para la Formación Carolyn del Grupo Grant

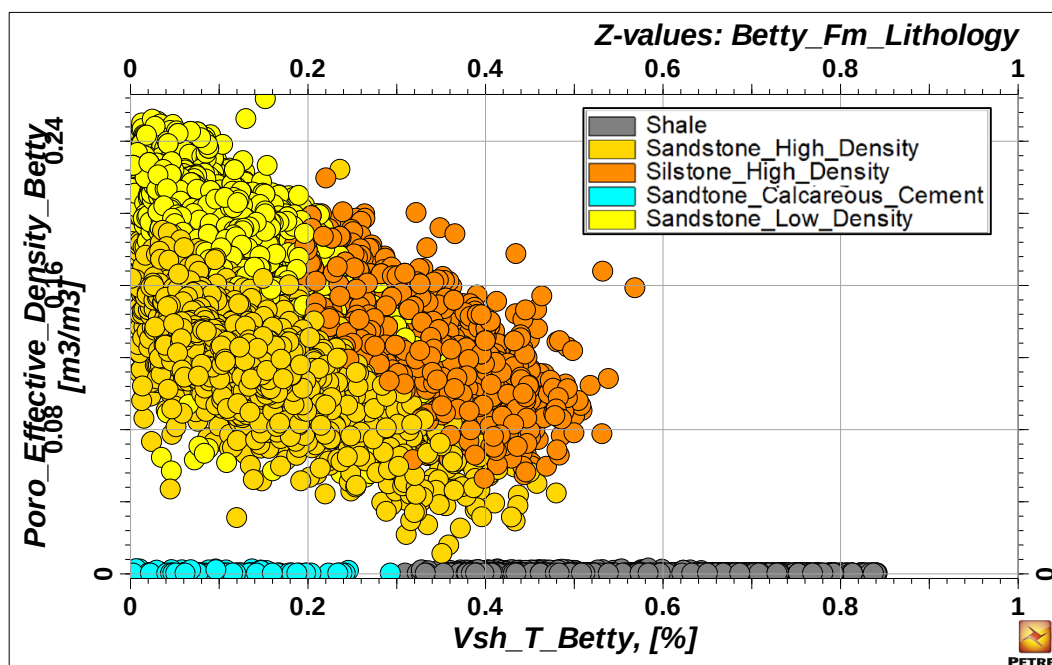


Figura 29. Crossplot de la relación entre la porosidad efectiva de la roca, el modelo de arcillosidad y de litotipos para la Formación Betty del Grupo Grant

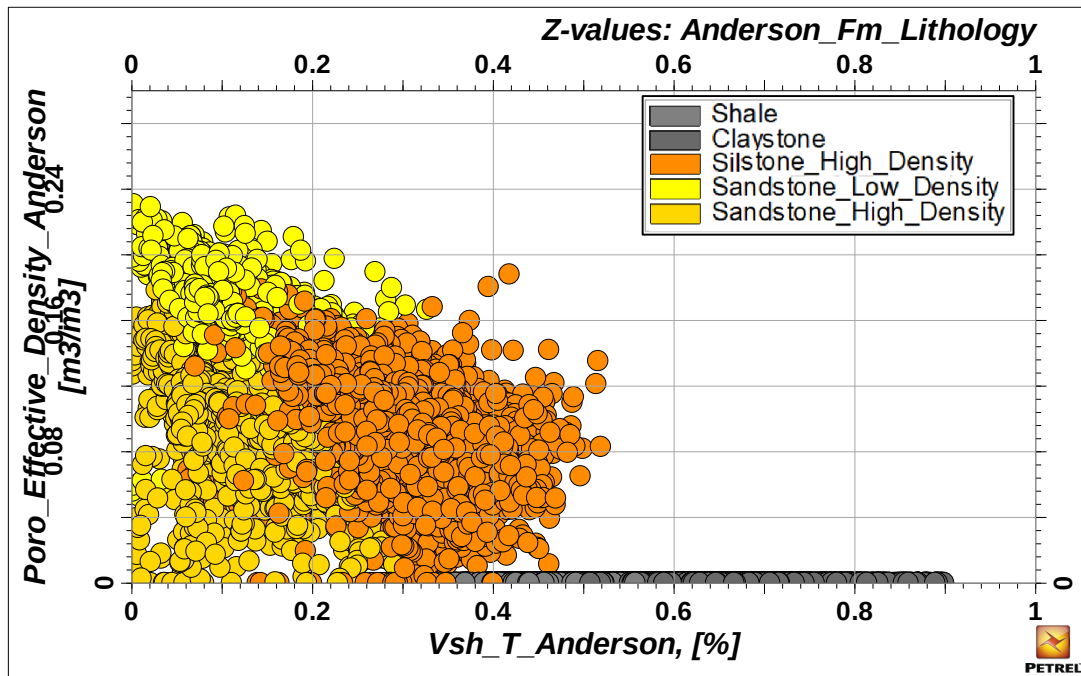


Figura 30. Crossplot de la relación entre la porosidad efectiva de la roca, el modelo de arcillosidad y de litotipos para la Formación Anderson

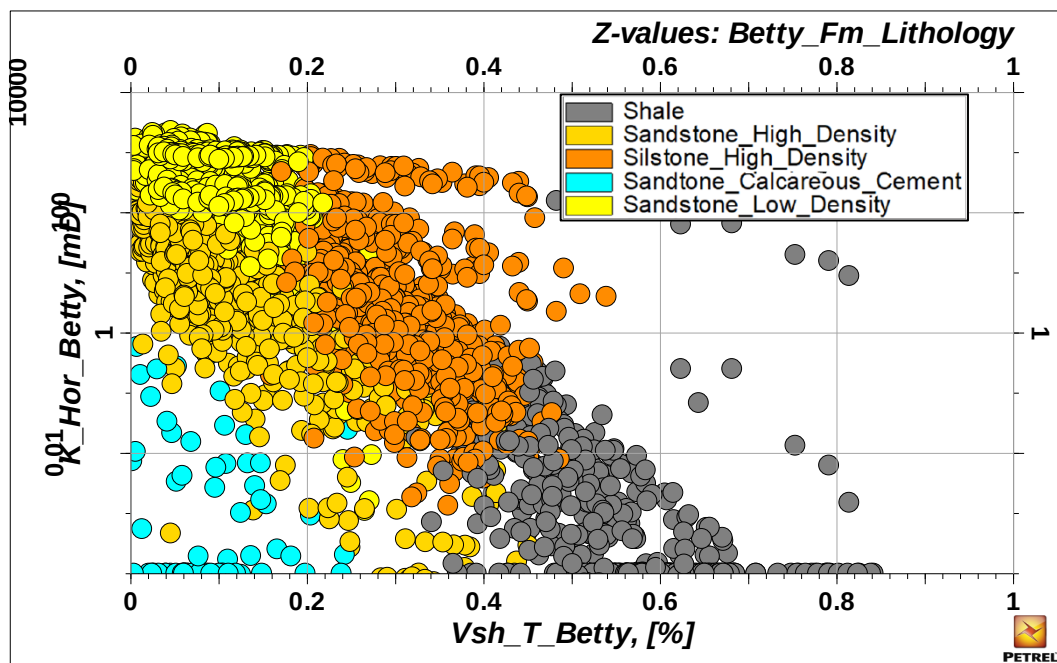


Figura 31. Crossplot de la relación entre la permeabilidad horizontal de la roca, el modelo de arcillosidad y de litotipos para la Formación Betty del Grupo Grant

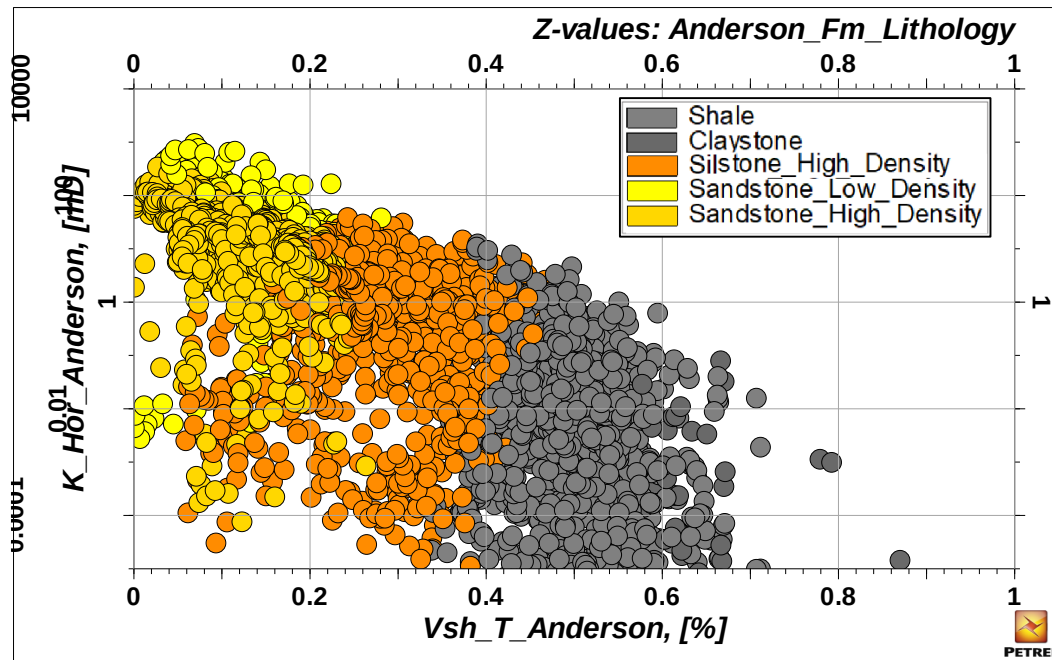


Figura 32. Crossplot de la relación entre la permeabilidad horizontal de la roca, el modelo de arcillosidad y de litotipos para la Formación Anderson

7.2.8 Interpretación estratigráfica, sedimentológica y estructural a través de atributos sísmicos. Dentro del proceso de interpretación estratigráfica, estructural y sedimentológica en el área de estudio, se dividió en diferentes puntos base para el cumplimiento del objetivo *“Estimar volúmenes de atributos sísmicos para la interpretación de rasgos estratigráficos, sedimentológicos y estructurales de los yacimientos en el caso de estudio”*.

La información sísmica es una herramienta indispensable en la construcción del modelo estructural de yacimientos, ya que permite de acuerdo a su calidad y resolución, incorporar los detalles más marcados y útiles para el entendimiento del almacenamiento y flujo de los diferentes fluidos en dicho reservorio. Dada la necesidad del refinamiento de los datos sísmicos para una mejor comprensión de los mismos, se maximiza la importancia del uso de los filtros y atributos sísmicos, los cuales ofrecen mayor visibilidad en el momento del reconocimiento de fallas

geológicas, intervalos con alta densidad de fracturas naturales y geocuerpos como los domos salinos a consecuencia del realce que se genera.

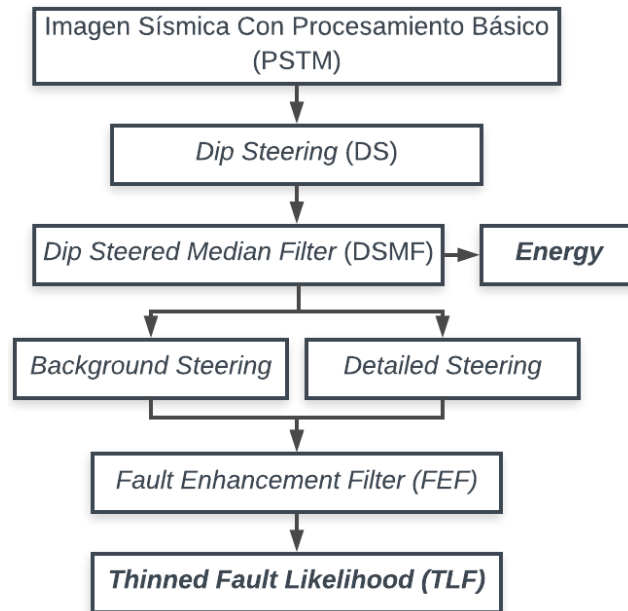


Figura 33. Diagrama del proceso de acondicionamiento sísmicos aplicación de filtros y generación de imágenes y atributos para la posterior interpretación de fallas.

Los filtros utilizados para el acondicionamiento de los datos sísmicos cuya finalidad es la identificación de fallas e intervalos con alta densidad de fracturas fueron Dip Steered Median Filter (DSMF) y Fault Enhancement Filter (FEF), los cuales se complementaron para cumplir su función, mientras el primero se trata de un buzamiento guiado aplicado a la imagen PSTM (imagen sísmica con procesamiento básico) para mejorar la continuidad de reflectores, el segundo filtro se aplicó a la imagen DSFM (imagen resultante del anterior procedimiento) para resaltar discontinuidades y fallas mejorando así la definición de las mismas. Posterior a la etapa de filtrado, se empleó en la imagen FEF el atributo geométrico Thinned Fault Likelihood (TFL) para la localización de las discontinuidades y mejorar así la visualización de fallas. Y así se llevó a cabo

la interpretación de las fallas siguiendo el flujo de trabajo que se muestra en la Figura 33. basándose en los dos volúmenes finales que se resaltan en dicho esquema.

Dado que el volumen sísmico Bunda 3D 2009 fue obtenido en un área de esfuerzos distensivos, motivo por el cual, las fallas presentes en dicha área son de carácter normal, esta identificación del régimen de falla fue primordial para la definición de los parámetros requeridos para la aplicación del atributo geométrico (FEF), como lo fueron un intervalo de valores para el buzamiento de las fallas normales y una aproximación del rumbo de las mismas (estos valores se extrajeron de los reportes del volumen sísmico). Siendo necesario para lograr el realce de las fallas en la orientación acertada y de esta manera, aumentar la calidad de la interpretación sísmica. En la Figura 34. se tiene el resultado del flujo de procesos aplicados sobre la imagen sísmica durante el acondicionamiento previo a la interpretación sísmica de fallas y horizontes sísmicos.

Tras la generación de diversas imágenes sísmicas en función de los parámetros de refinación, se pudo determinar a *partir del análisis de resultados del atributo Thinned Fault Likelihood (TLF)* obtenido a través de *Background Steering* y no del *Detailed Steering*, dado que este último por su carácter detallado le incorporaba ruido a la imagen final, imposibilitando la continuidad de las fallas y por ende la interpretación de las mismas, proceso que no ocurrió en el primero (Ver *Figura 35*). La calidad de la imagen TFL estuvo influenciada principalmente por el rumbo y el buzamiento de las discontinuidades identificadas. El intervalo para el rumbo se definió entre 130° y 165° , en cuanto al intervalo para el ángulo de buzamiento, de 50° a 90° , los cuales exhibieron mayor definición de las fallas en la imagen resultante.

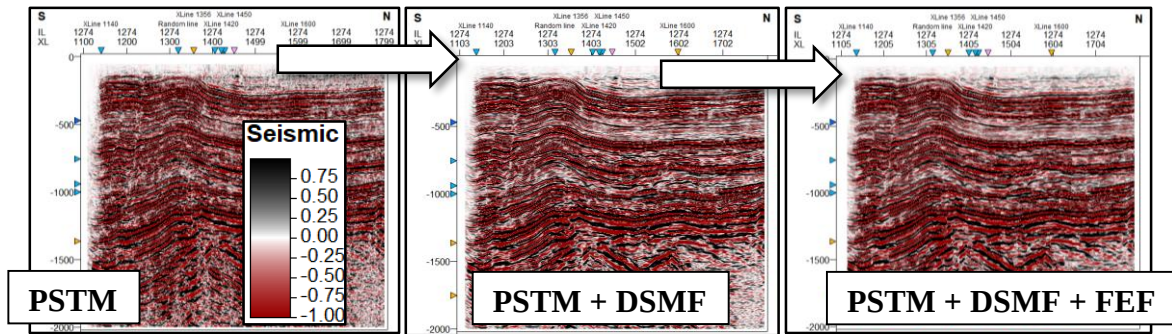


Figura 34. Flujo de procesos aplicados sobre la imagen sísmica durante el acondicionamiento previo a la interpretación sísmica de fallas y horizontes

El modelo de fallas fue construido mediante la superposición de las imágenes sísmicas *Fault Enhancement Filter (FEF)* y el atributo *Thinned Fault Likelihood (TFL)* (ver la Figura 36.) de esta forma se aumentó la confiabilidad y calidad de la interpretación mediante la comparación detallada de las dos imágenes. Mientras en la Figura 37. se tiene una vista 3D de dichas fallas normales interpretadas y el filtro sísmico *Fault Enhancement Filter (FEF)*.

Tras el proceso de interpretación de las fallas normales, se procedió a la interpretación de los horizontes sísmicos de las formaciones de interés, para lo cual, se procedió al uso de los reflectores interpretados por Al-Hinaai (2013), quien a través de la implementación de la estratigrafía de secuencias logró dicha identificación. En la Figura 38. es posible visualizar los topes identificados para los pozos Lloyd_2 y Wattle_1. Siendo así, en la Figura 39. se tiene una vista *random line* donde es posible observar la interpretación realizada para la identificación de los topes de las formaciones de interés Sumado a lo anterior, logró identificar que el tope de la Formación Carolyn se enfrentó a un proceso de discontinuidad con la Formación Poole Sandstone (por lo que fue necesaria su interpretación), el tope de la Formación Winifred se vio erodado hacia la Formación Carolyn y el Formación Anderson erodado hacia la Formación Betty, lo cual fue primordial a la hora de definir el modelo de horizontes para la posterior determinación del modelo 3D de la

estructura geológica. Dicho proceso de interpretación de horizontes se llevó a cabo sobre las Formaciones Poole Sandstone, Carolyn, Winifred, Betty, Anderson y Laurel en función a la imagen sísmica *Dip Steered Median Filter (DSMF)*.

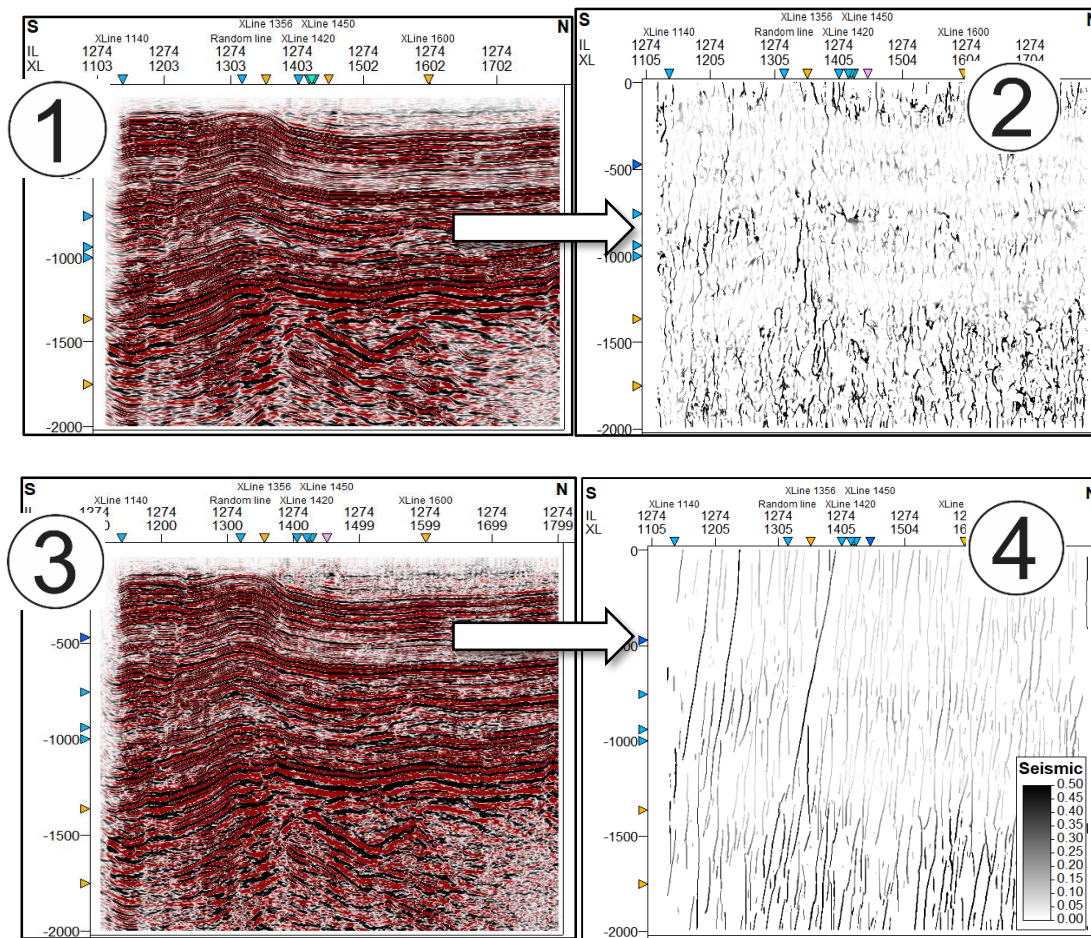


Figura 35. Análisis de resultados del atributo Thinned Fault Likelihood (TLF) obtenidos, a partir, de la implementación de Dip Steered Median Filter (DSMF), a través de Detailed Steering (1) y Background Steering (3), contando con una variación en el ruido en cada uno de los resultados.

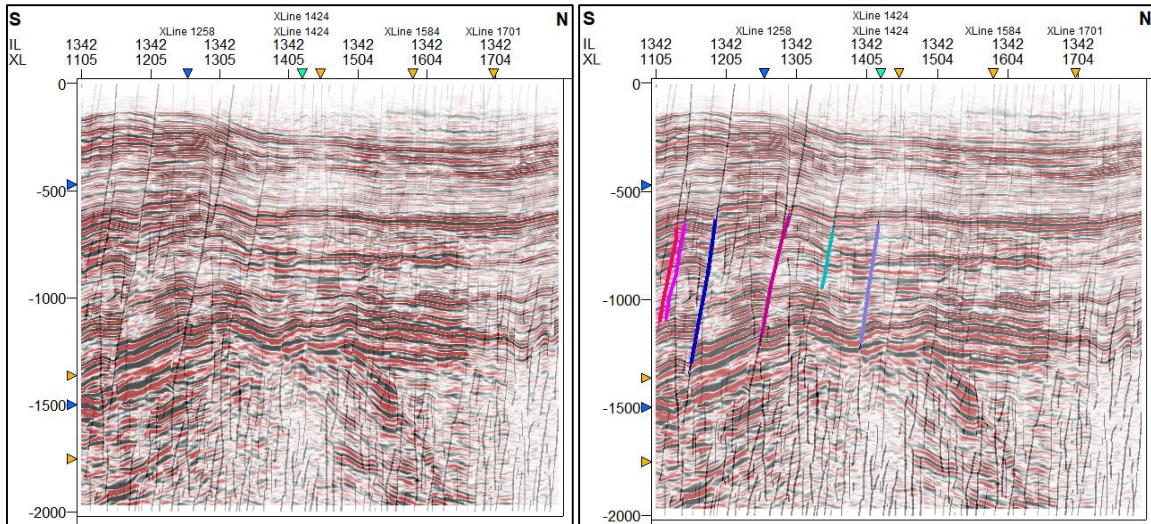


Figura 36. Representación del proceso de interpretación de fallas normales a través de la superposición entre el filtro Fault Enhancement Filter (FEF) y el atributo Thinned Fault Likelihood (TFL).

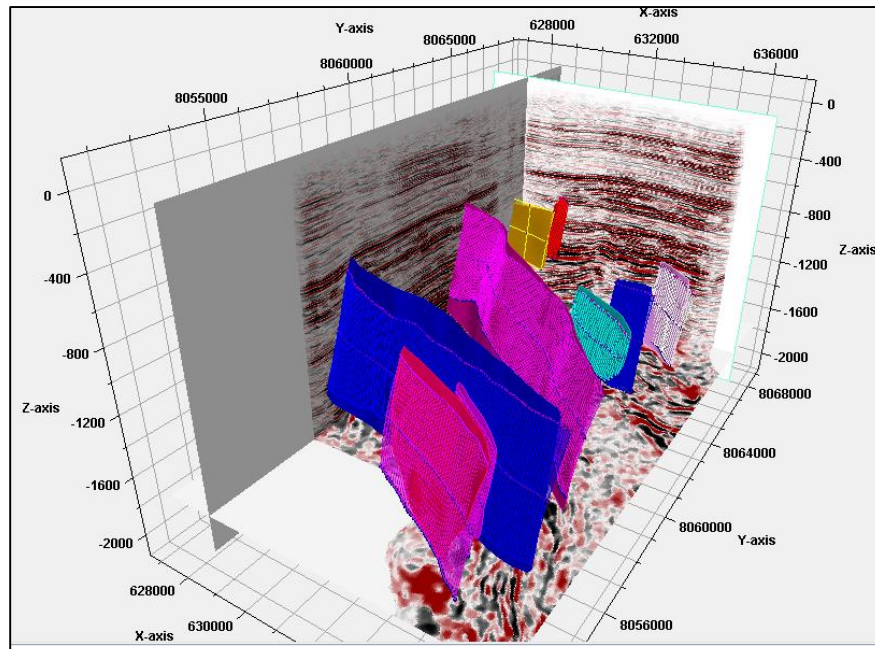


Figura 37. Vista 3D de las fallas normales interpretadas y el filtro sísmico Fault Enhancement Filter (FEF)

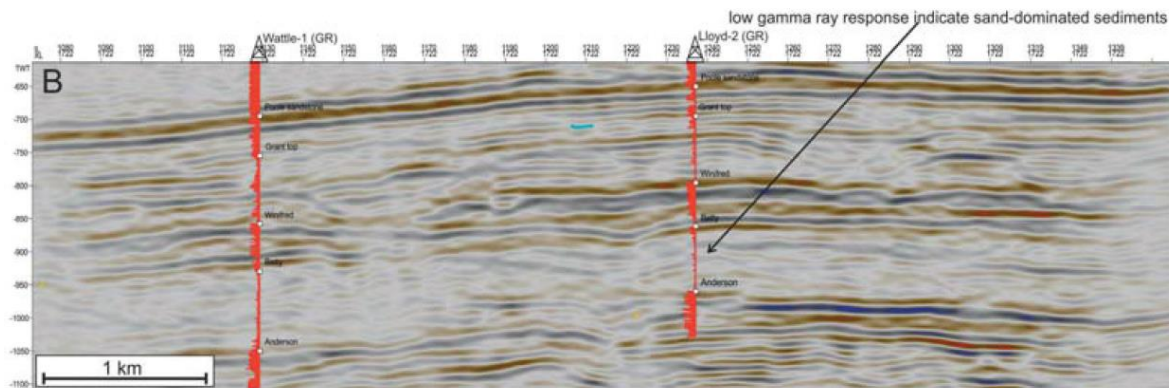


Figura 38. Sección sísmica de la ubicación de los topos de las formaciones de interés interpretados por Al-Hinaai (2013)

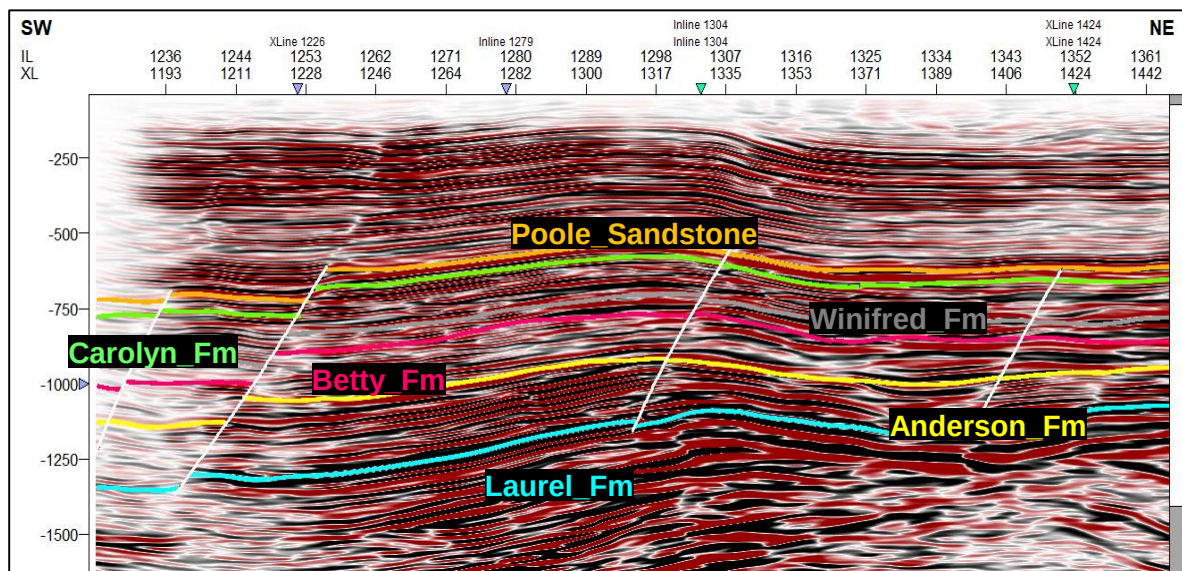


Figura 39. Vista del random line con los topos de las formaciones de interés interpretados.

El resultado de la integración entre el modelo de fallas normales y el modelo de horizontes, previamente interpretados, fue el modelo estructural o *Structural Framework*. Tras lo cual, se procedió a la generación del modelo de celdas, el cual se construyó con tipo de celdas *Corner Point*, implementando a su vez la metodología de *Pillar Gridding* para la construcción del enmallado final, dado que está brindó las condiciones necesarias para adaptación de las celdas en

función a la dirección de las fallas, permitiendo así un correcto salto de falla (Ver Figura 40) y evitando la deformación de las celdas en dichas direcciones y la posible existencia de volúmenes negativos. Para la geometría de los pilares del enmallado en general se decidió usar *pillar geometric vertical, linear & listric* con una distancia de tolerancia del 1%, con un incremento en i y j de 100. Es así, como en la Figura 41, se puede observar dicho enmallado la dirección de dichas celdas para el modelo de malla Pillar Gridding de celdas 100*100.

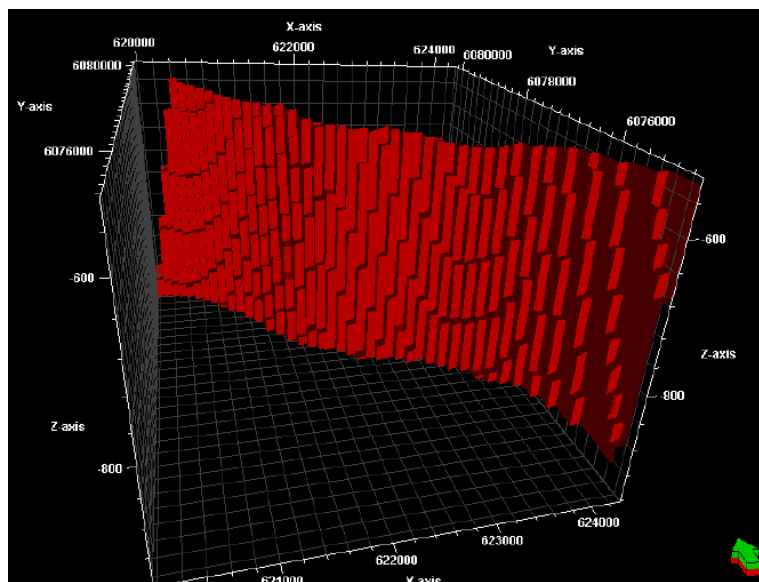


Figura 40. Vista del resultado del modelo de celdas sobre una de las fallas obtenido tras la aplicación de la metodología Structural Gridding

Y en la Figura 42, el modelo 3D de la estructura geológica, tras la integración del modelo de fallas normales y la interpretación de los horizontes sísmicos. Es de resaltar, que también fue implementado dentro del proceso de enmallado la metodología de *Structural Gridding*, sin embargo, los resultados obtenidos no fueron los adecuados al compararla con la metodología de *Pillar Gridding*, dado que la primera de estas no permitió obtener un correcto salto de falla,

conduciendo a la vez a una errónea orientación de las celdas dado que no se adaptaron en la dirección de las fallas.

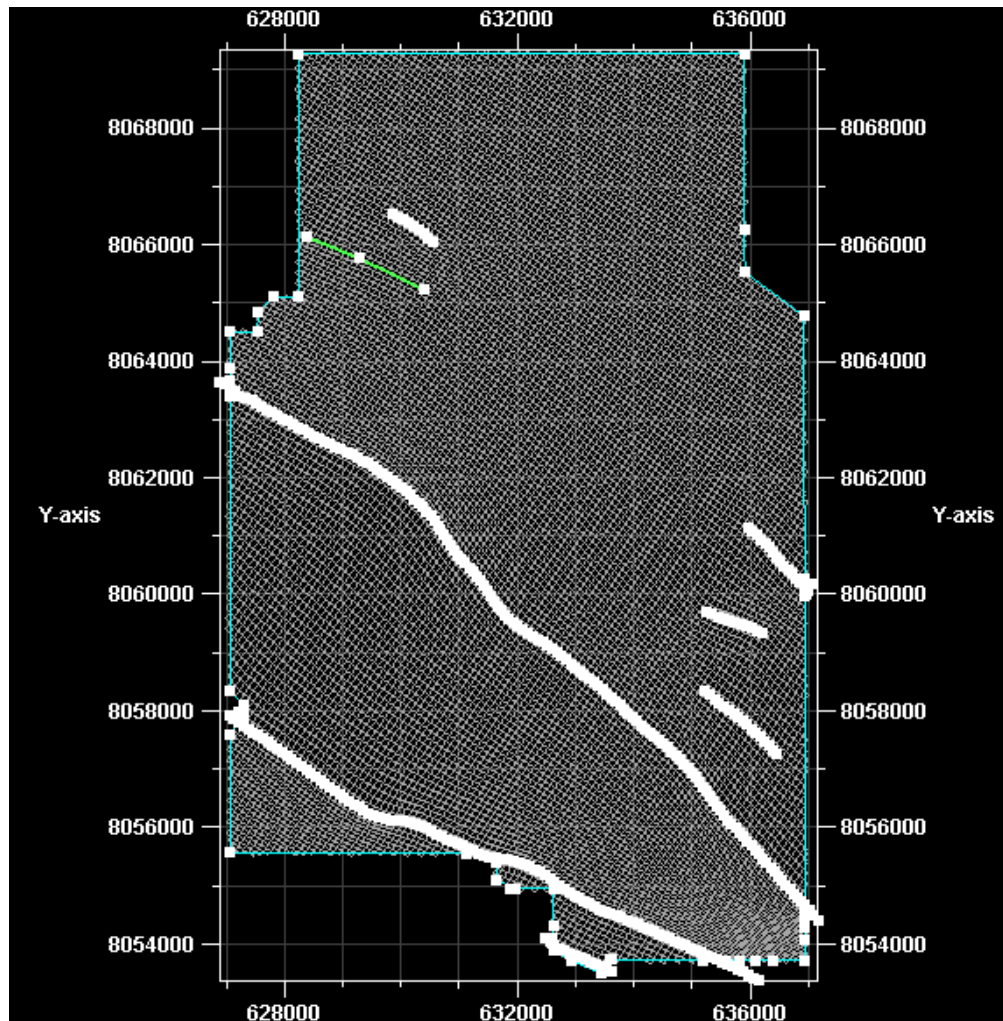


Figura 41. Vista 2D del modelo de malla Pillar Gridding de celdas 100*100

En la Figura 43. Puede observarse una intersección en dirección Sur-Norte del modelo estructural, en donde se logra evidenciar la variabilidad de los espesores de las formaciones de interés y la presencia de discontinuidades como fallas normales.

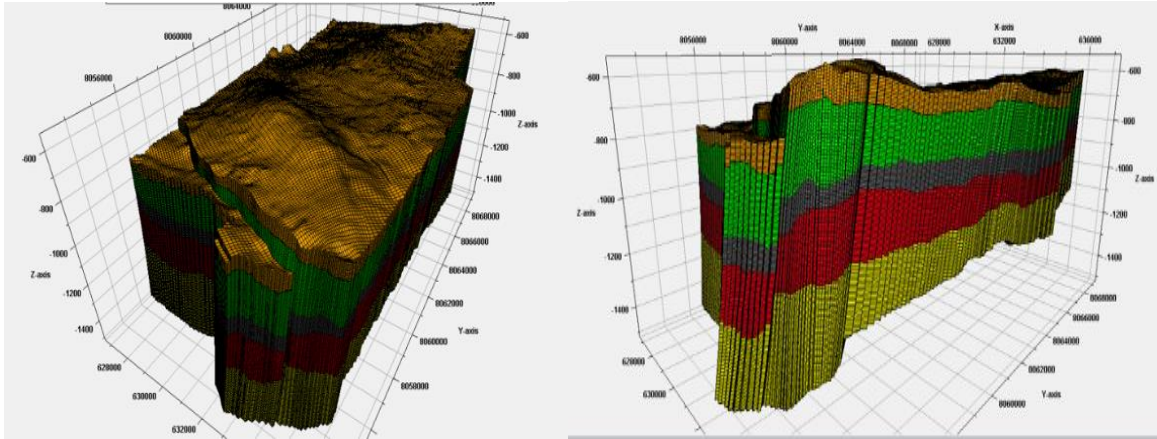


Figura 42. Vista del modelo 3D de la estructura geológica con malla 100*100.

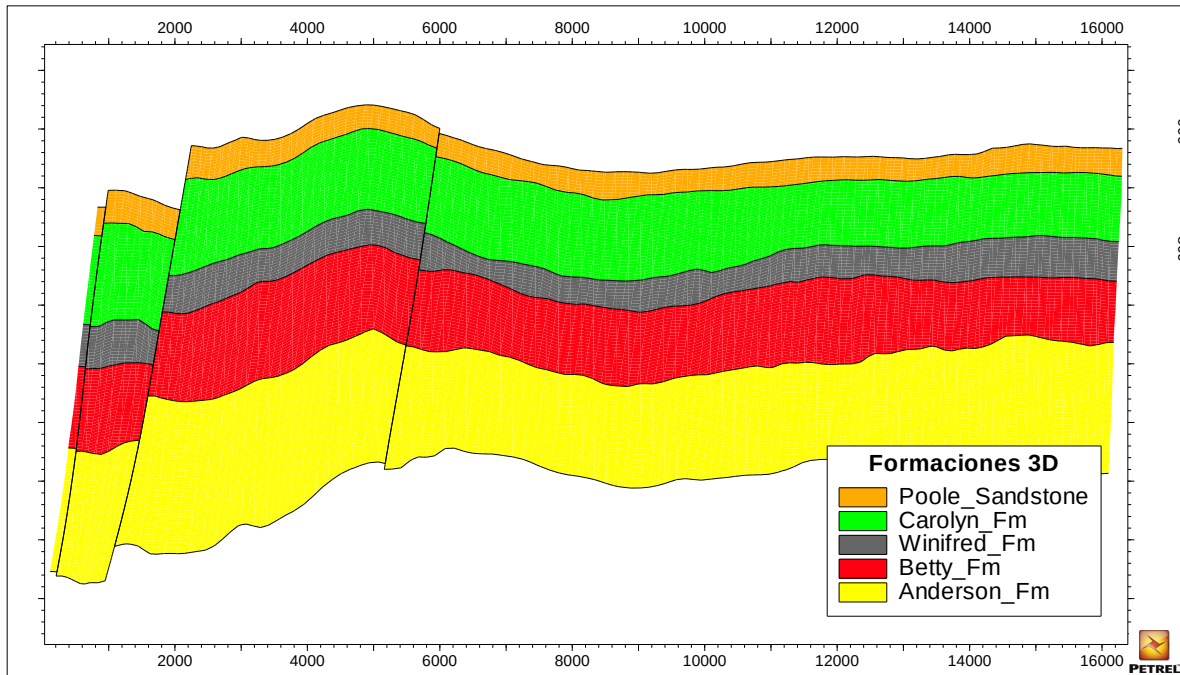


Figura 43. Intersección del modelo de zonas 3D para las formaciones de interés

7.2.9 Modelo 1D de relación tiempo-profundidad (Amarre Sísmica-Pozo). Con el fin de dar cumplimiento del objetivo *“Determinar el modelo 1D de la relación tiempo-profundidad (amarre sísmica-pozo) para los pozos de correlación del volumen sísmico en estudio, para la identificación de los reflectores asociados a los topes de los yacimientos”*, se procedió al

desarrollo del proceso de amarre sísmica-pozo en el programa Hampson-Russell de la Compañía CGG.

Dicho proceso se basó en la correlación de los horizontes sísmicos, previamente interpretados en base a la propuesta de *Al-Hinaai (2013)*, y los topes de las formaciones en los pozos de correlación. Para lo cual, previo al proceso de inversión, se hizo necesario el suavizado de los registros de pozos con el fin de llevarlos a la resolución de la sísmica. Con esto, se dio paso a la aplicación de procesos de alargamiento y encogimiento sobre la traza sintética del pozo para su respectivo ajuste. Tras esto, se establecimiento de la ondícula, para la cual, tras la revisión de diferentes modelos se decidió el uso de una ondícula tipo Ricker con longitud de 312 ms, llevando a un máximo de correlación del orden de 0.5.

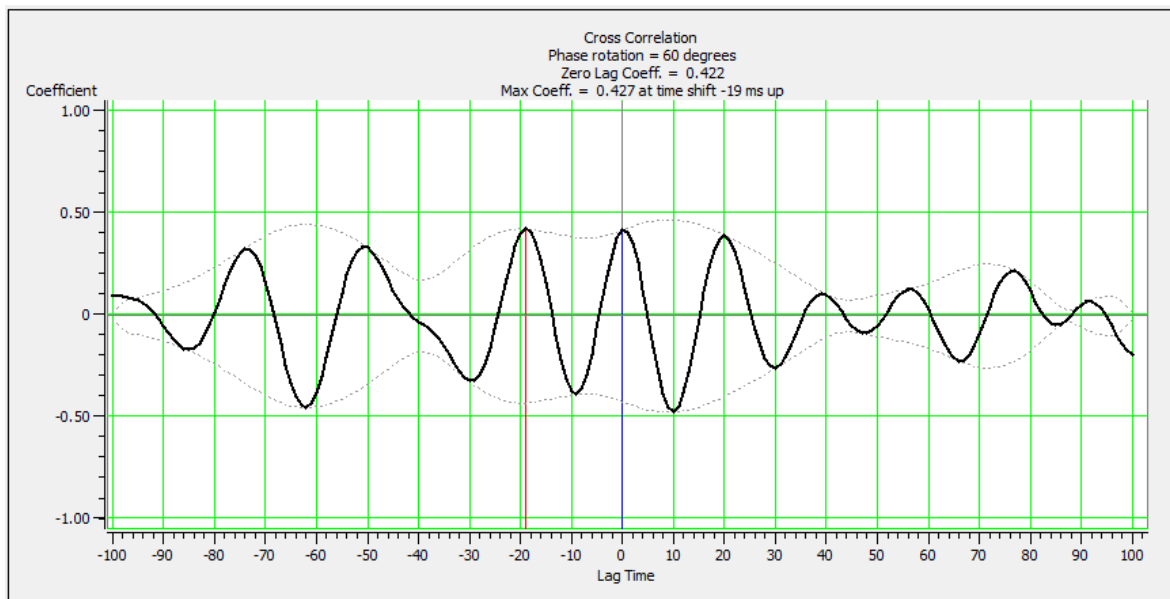


Figura 44. Coeficiente de correlación entre la traza sintética del pozo y la traza sísmica en el pozo Sundown 5

En la *Figura 44*, se puede observar la correlación existente en el pozo Sundown 5 entre la traza sintética del pozo y la traza sísmica. Y en la *Figura 45*, se tiene el resultado del amarre sísmica-pozo para el pozo Sundown 5, con la relación de registros de pozos con sus respectivos suavizados y la calibración entre el CheckShot y la tabla Tiempo-Profundidad. Sumado a esto, se puede observar la relación entre la traza sintética del pozo y la traza sísmica; y la vista de los horizontes sísmicos correlacionados con los topes de las formaciones de interés.

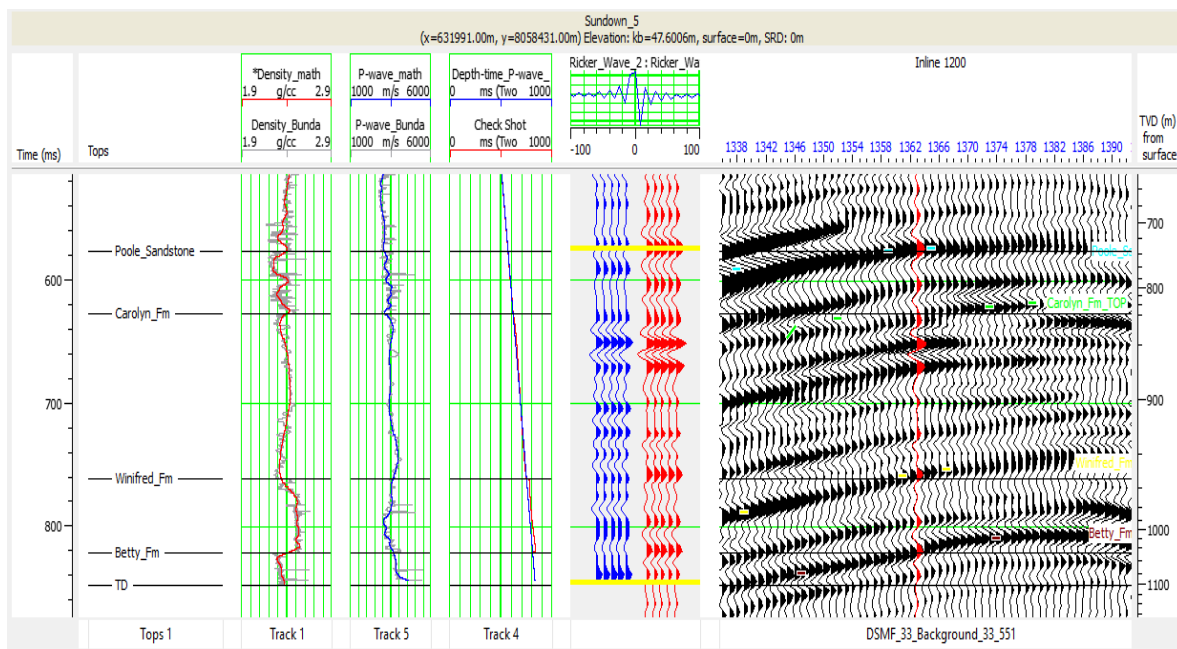


Figura 45. Amarre sísmica-pozo en el pozo Sundown 5

7.2.10 Modelos 3D de impedancia acústica a través de inversión sísmica. Con el fin de dar cumplimiento al objetivo *“Realizar un modelo 3D de impedancia acústica a través de la aplicación de la técnica de inversión sísmica”*, el primero paso que se llevó a cabo fue el desarrollo del estudio de prefactibilidad del proceso de inversión sísmica, con el cual, se pretendió la verificación de los posibles resultados o panoramas tras la ejecución de esta.

Prefactibilidad de la inversión sísmica. Previo al desarrollo del proceso de inversión sísmica se hizo necesario el cálculo de las propiedades elásticas de la roca a partir de las velocidades de onda, es decir, valores de velocidades de onda compresional (V_P) y velocidades de onda de corte (V_S) y de la densidad de la roca ($RHOB$). Puesto que en set de registros de pozos de entrada no se contaba con el registro sísmico de onda de corte (D_{ts}), no era posible tener un perfil de velocidad de onda de corte (V_S) en los pozos de interés, es por lo cual, se recurrió al uso de una correlación de la literatura que permitió la estimación de dicha velocidad en función de la velocidad de onda compresional (V_P) y el modelo de arcillosidad o volumen de shale (V_{Sh}).

La correlación utilizada para el cálculo de los perfiles de velocidad de onda de corte (V_S) fue la propuesta por *Greenberg & Castagna (1992)*, quienes, en función a la litología de la roca, la velocidad de onda compresional (V_P) y el modelo de arcillosidad de la roca (V_{Sh}) propusieron modelos específicos para la estimación de esta velocidad. Las correlaciones implementadas fueron:

- Shales o Claystones (ecuación 23) (Greenberg, M. & Castagna, J., 1992)

$$V_S = 0.7697 * V_P - 0.86735 \quad (23)$$

Donde:

V_P : Velocidad de onda compresional $\left[\frac{km}{s}\right]$

V_S : Velocidad de onda de corte $\left[\frac{km}{s}\right]$

V_{Sh} : Volumen de arcilla $[V/V]$

- Areniscas con alto contenido de arcilla (ecuación 24) (Greenberg, M. & Castagna, J., 1992)

$$V_S = V_P * \frac{3.89 - 2.04 * V_{Sh}}{5.8112 - 2.2032 * V_{Sh}} \quad (24)$$

Donde:

V_p : Velocidad de onda compresional $\left[\frac{km}{s}\right]$

V_s : Velocidad de onda de corte $\left[\frac{km}{s}\right]$

V_{sh} : Volumen de arcilla $\left[\frac{V}{V}\right]$

En la *Figura 46.* se tiene la relación de los registros de pozos y el modelo de propiedades petrofísicas usadas en el proceso de estimación del modelo de velocidad de onda corte (V_s) para el pozo de correlación Sundown 2 y Terrace 1 en la Formación Betty del Grupo Grant. Tras contar con los modelos de velocidades de onda compresional y onda de corte, se procedió a la estimación de las propiedades elásticas de roca para las formaciones de interés para el estudio de la prefactibilidad del proceso de inversión sísmica, estas propiedades se calcularon usando las ecuaciones establecidas en la literatura a partir de los valores de onda compresional, onda de corte y densidad volumétrica. (*Ver Ecuación 8 a la Ecuación 14.*)

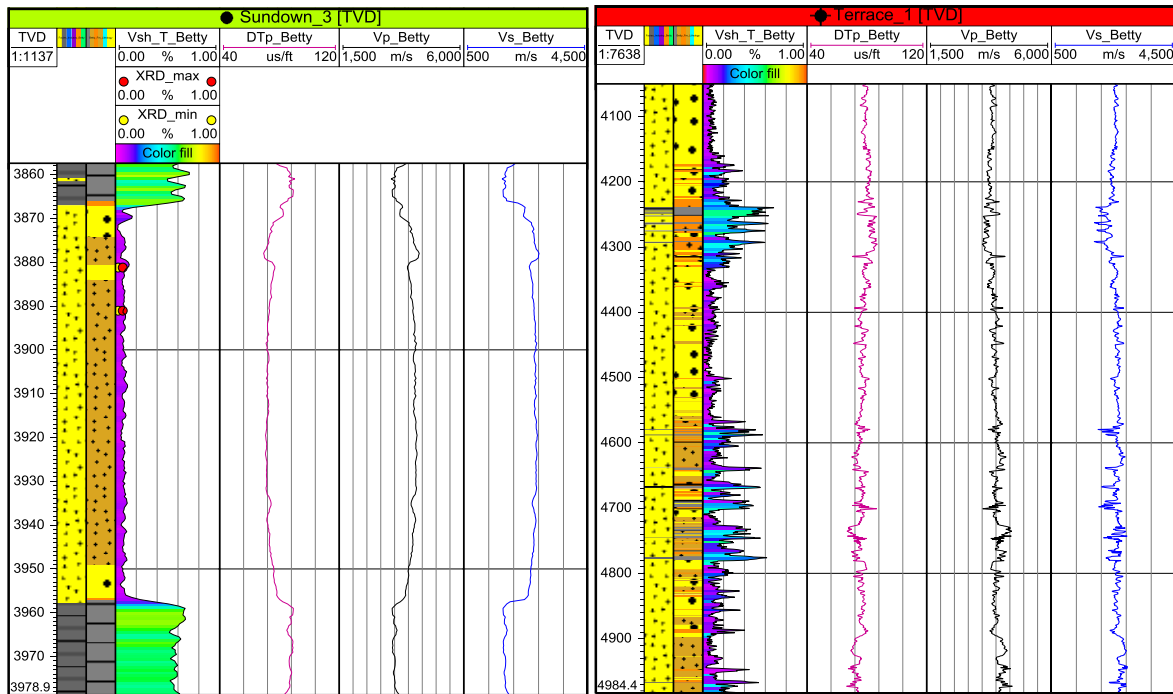


Figura 46. Relación de registros de pozos y modelos de propiedades petrofísicas para la estimación del modelo de velocidad de onda de corte (V_s) en los pozos de correlación a la izquierda el pozo Sundown 2 mientras a la derecha el pozo Terrace 1, en la Formación Betty del Grupo Grant.

Tras la estimación de las diferentes propiedades elásticas de la roca, se procedió a la generación de los *Crossplot Rock Physics Templates* (RPT) para las formaciones de interés con el fin de valorar la relación existente entre las propiedades elásticas y las propiedades petrofísicas como porosidad efectiva (ϕ_{Eff}), la permeabilidad horizontal (K_{Hor}), la saturación de agua (S_w) y el contenido de arcilla (V_{Sh}) y los modelos de litotipos.

Es así como en la Figura 47. se tiene el resultado del análisis sobre la Formación Carolyn del Grupo Grant para la variabilidad litológica; en la Figura 48. Para la identificación de la variación de la porosidad efectiva de la roca (ϕ_{Eff}) en la Formación Betty del Grupo Grant; en la Figura 49. la variabilidad de la permeabilidad horizontal de la roca (K_{Hor}) para la Formación Anderson y

finalmente en la *Figura 50*. el resultado de la variación de la saturación de agua en la Formación Betty.

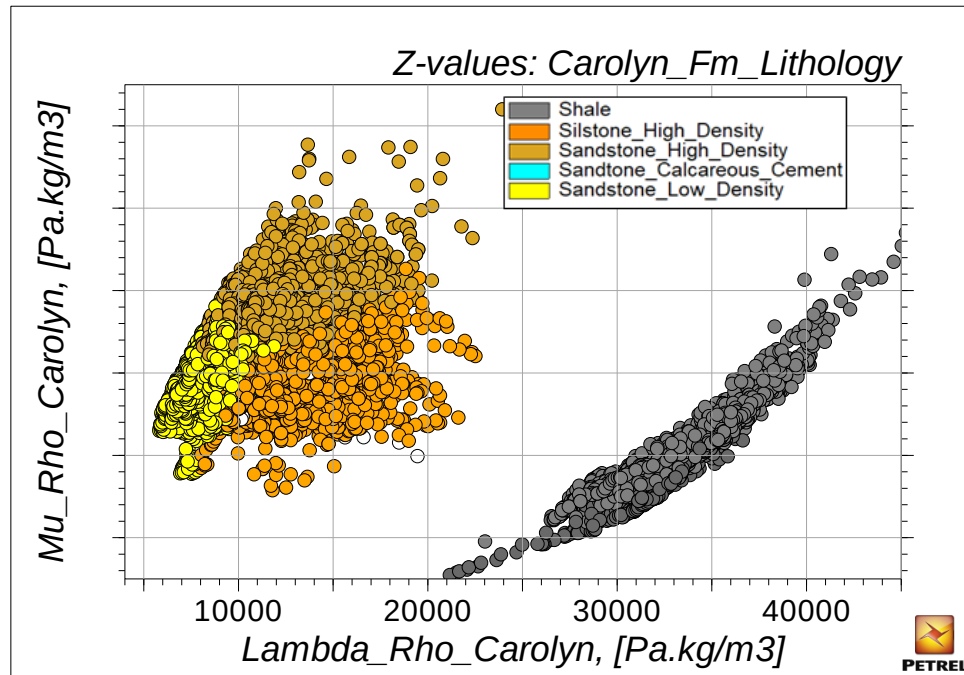


Figura 47. Crossplot Lamba*Rho vs. Mu*Rho para la identificación de la variación litológica en la Formación Carolyn del Grupo Grant

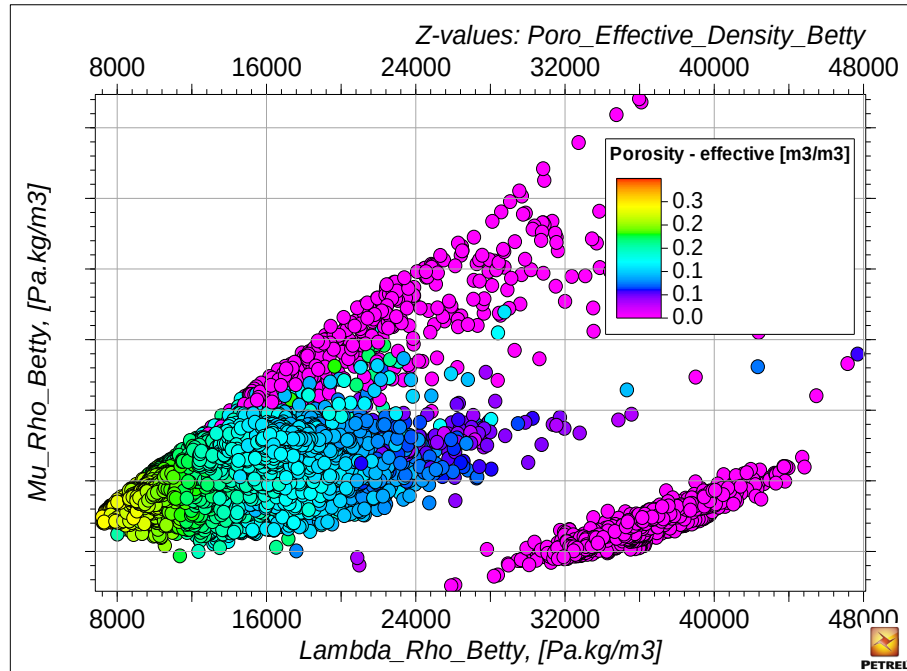


Figura 48. Crossplot $\Lambda \cdot \rho$ vs. $\mu \cdot \rho$ para la identificación de la variación de la porosidad efectiva de la roca (ϕ_{Eff}) en la Formación Betty del Grupo Grant

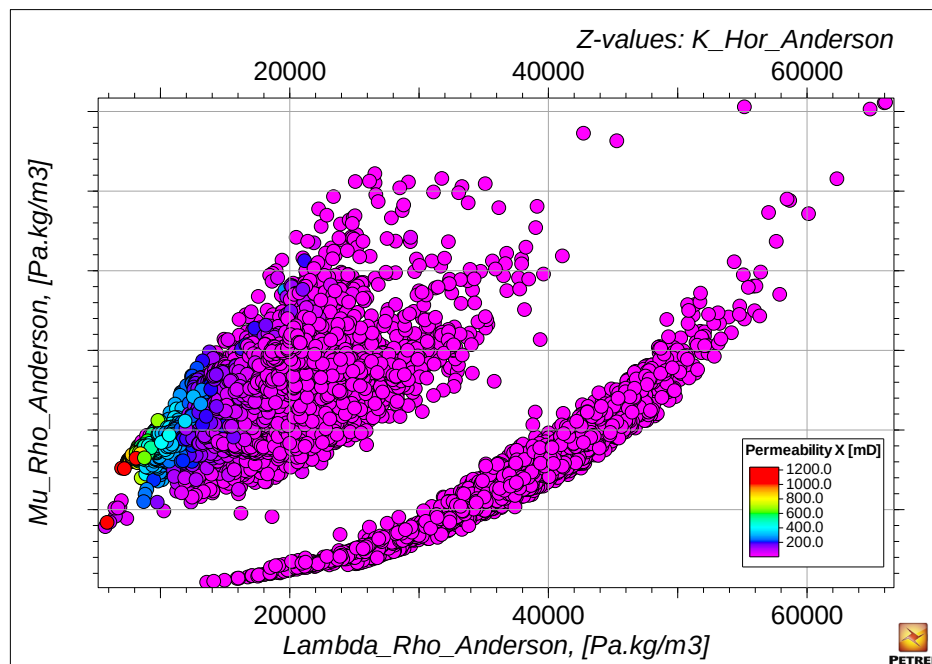


Figura 49. Crossplot $\Lambda \cdot \rho$ vs. $\mu \cdot \rho$ para la identificación de la variación de la permeabilidad horizontal de la roca (K_{Hor}) de la roca en la Formación Anderson

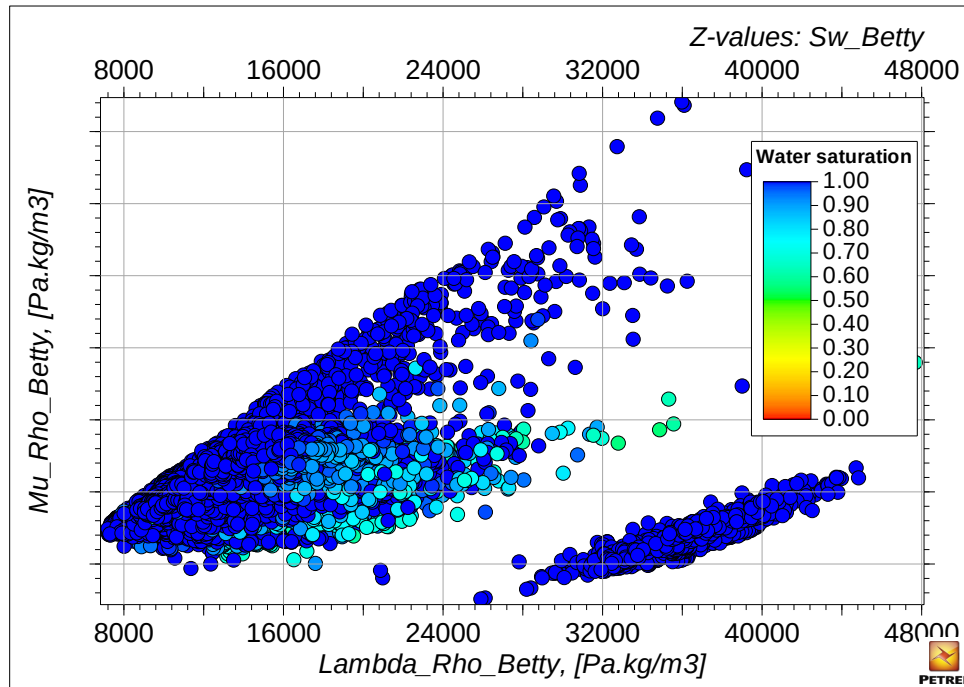


Figura 50. Crossplot Lamba*Rho vs. Mu*Rho para la identificación de la variación de la saturación de agua en la Formación Anderson

Posterior al visto bueno del proceso de prefactibilidad de la inversión sísmica, se hizo necesario la generación de los modelos de baja frecuencia para la impedancia acústica de onda compresional y onda de corte, basándose en el modelo de horizontes previamente desarrollado, esto permitió respetar la estratigrafía y el modelo estructural del mismo. Estos fueron la entrada para en el proceso de inversión. En la Figura 51. se evidencia el resultado de dicho modelo. Para la propagación de la propiedad de interés se implementó la técnica de interpolación de.

Contando con las propiedades físicas de la roca (V_p , V_s , $RHOB$), el amarre sísmica-pozo, la interpretación sísmica, modelo de baja frecuencia y la ondícula, se continuó con el desarrollo del proceso de inversión, el cual, se llevó a cabo para el cálculo de los volúmenes de impedancia tanto para la onda compresional como para la onda de corte. En este proyecto fue aplicada la Inversión Sísmica *Post-Stack* en el Software Hampson Russell CGG®. Dicho proceso se dividió en dos

secciones, la primera, etapa de análisis de inversión, donde se compararon los modelos original, inicial e invertido. Para esto, fue necesaria la adaptación de parámetros de la ventana de análisis, con el fin de dar un aumento en el factor de correlación (Ver. Figura 52.).

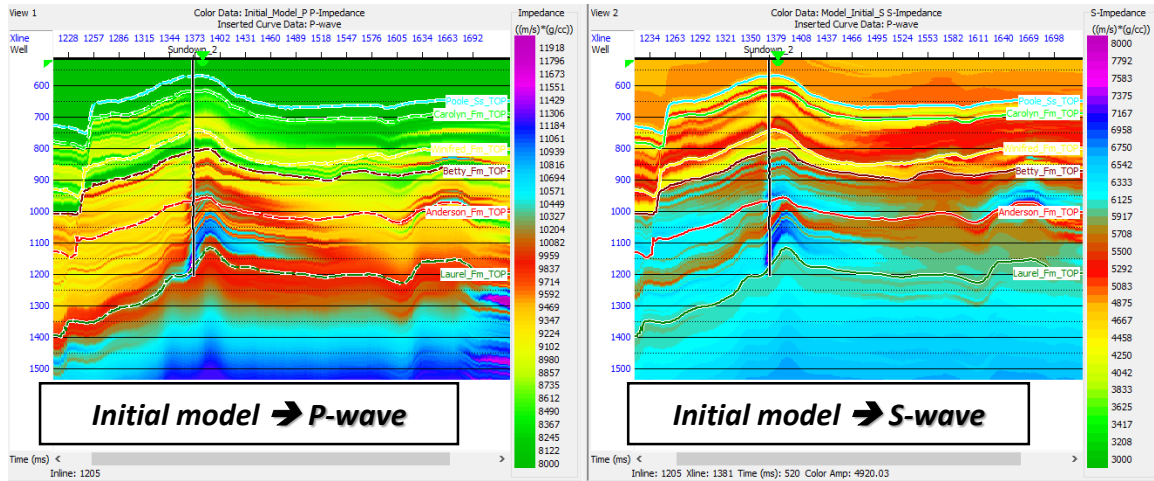


Figura 51. Modelo inicial para el proceso de inversión de la onda compresional (Izquierda) y Modelo inicial para el proceso de inversión de la onda de corte (Derecha).

Es de resaltar, que las correlaciones entre la traza sintética del pozo y la traza sísmica se encuentran dentro del margen de aceptación, estas pueden ser observadas en la Figura 53. Segundo, la ejecución del proceso de inversión en base a los parámetros previamente seleccionados.

En la Figura 54. se muestra la regresión lineal entre la impedancia calculada a partir de los registros de pozo ($Z_{P(Original_{Log})}$) y la impedancia invertida ($Z_{P(Inverted_{Log})}$), donde es posible evidenciar la relación existente entre estas dos propiedades puesto que se obtuvo una baja dispersión de los mismo y se mantuvo la tendencia casi todo su dominio. En la Ecuación 24. Se puede observar la relación entre dichos modelos.

$$Z_{P(Inverted_{Log})} = 0.7452 * Z_{P(Original_{Log})} + 2237.1423 \quad (24)$$

Donde:

$Z_{P(Inverted_{Log})}$: Modelo de impedancia invertida de onda compresional

$Z_{P(original_{Log})}$: Modelo de impedancia original de onda compresional (suavizado)

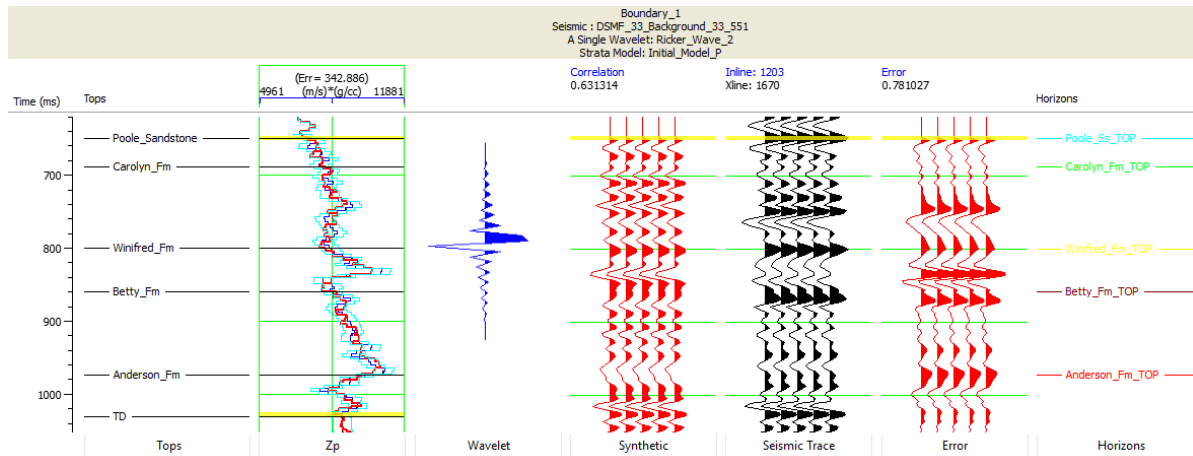


Figura 52. Etapa de análisis del proceso de inversión sísmica sobre el pozo Boundary 1, en donde se integra el modelo de baja frecuencia, el modelo de ondícula y los parámetros en la ventana de análisis.

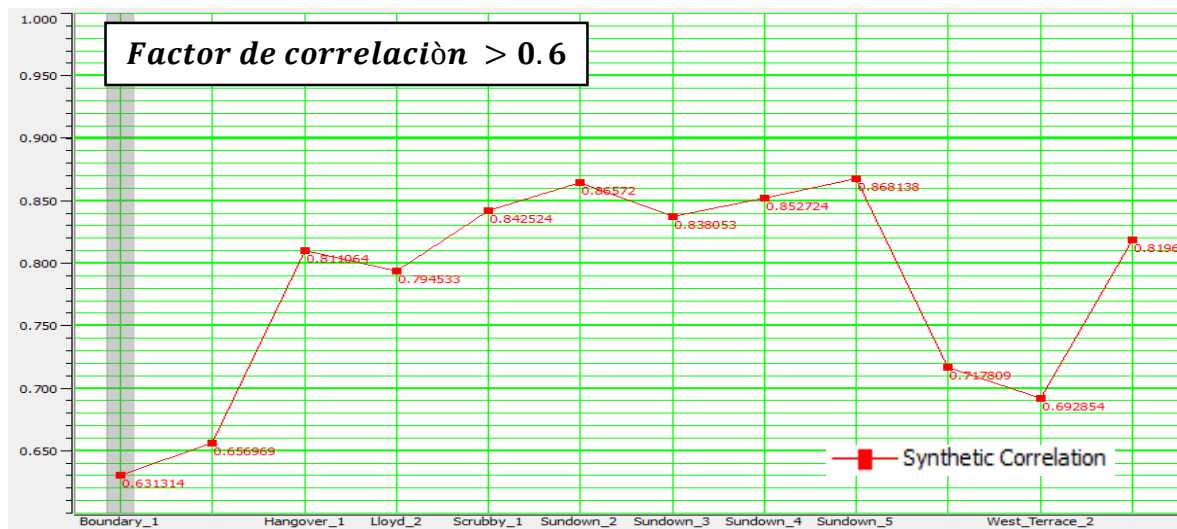


Figura 53. Relación de las correlaciones obtenidas en el proceso de inversión sísmica para cada uno de los pozos de interés.

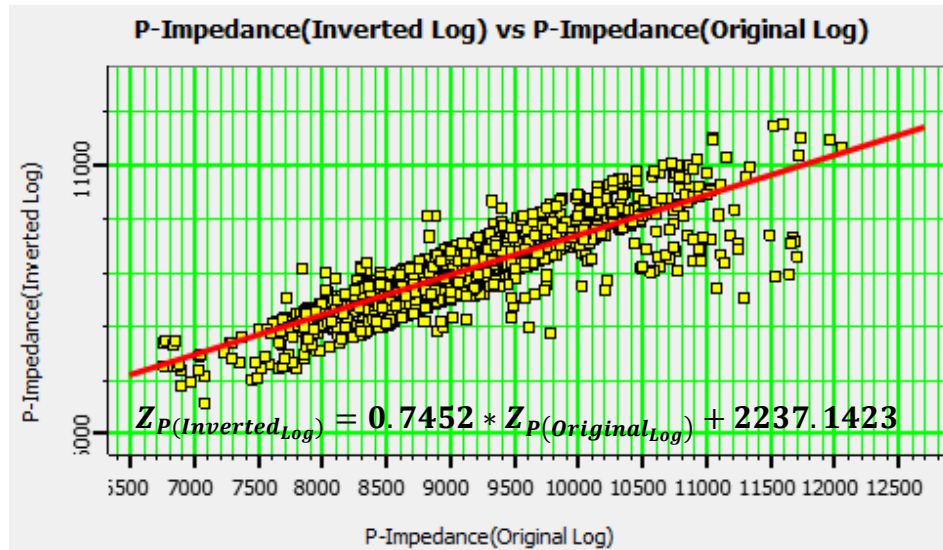


Figura 54. Regresión lineal entre la impedancia calculada a partir de los registros y la impedancia arrojada por el proceso de inversión.

Finalmente, en la Figura 55. se tienen los resultados obtenidos del proceso de inversión tanto para la onda compresional como para la onda de corte. Se muestran las variaciones de impedancia dentro del área de estudio, las cuales correspondieron principalmente a la litología presente en dicha área.

7.2.11 Modelo 3D de litotipos. Con el fin de dar cumplimiento al objetivo “Definir modelos 3D de litotipos a través de funciones de distribución probabilísticas para cada uno de los litotipos definidos inicialmente”, se dio paso a la implementación de la metodología para la generación del modelo 3D de litotipos, el cual fue posible construir dada la existencia de los volúmenes de impedancia acústica. Previo al modelado 3D de litotipos en Petrel, fue necesario la obtención de los volúmenes de onda compresional (*P-Wave*), onda de corte (*S-Wave*) y densidad volumétrica de la roca. Estos fueron generados en el programa Hampson Russell dentro del módulo de *Emerge*, el cual, permitió realizar el análisis multivariable y selección del set de atributos sísmicos que

sumados contribuyeron al cálculo de dichos volúmenes, teniendo en cuenta los procesos de entrenamiento y sobreentrenamiento del proceso multivariable. Es así como en la Figura 56. se puede observar el resultado del análisis de regresión multivariable entre el listado de los atributos sísmicos y el perfil de velocidad de onda compresional desarrollado para el área de interés.

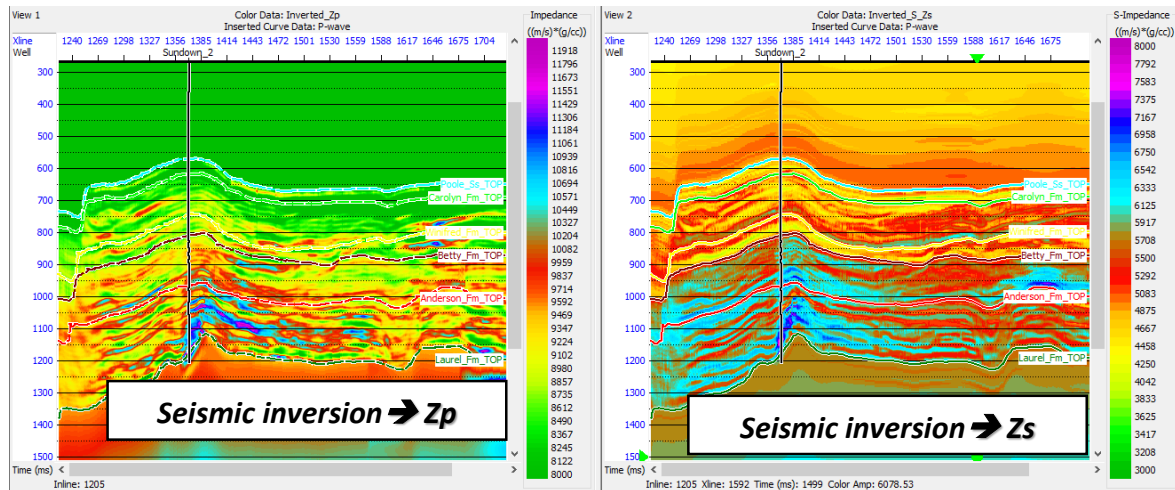


Figura 55. Volumen invertido para la onda compresional (izquierda) y Volumen invertido para la onda de corte (Derecha).

Es de resaltar que los volúmenes generados a través del Emerge fueron densidad volumétrica de la roca ($RHOB$), porosidad efectiva de la roca (ϕ_{Eff}), porosidad total de la roca (ϕ_T) y el modelo de arcillosidad (V_{Sh}). Estos volúmenes fueron esenciales para la propagación de las propiedades petrofísicas y posterior evaluación de plays petrolíferos. En la Figura 57. se muestra el ajuste de los modelos obtenidos a partir de análisis de regresión multivariable con los modelos de dichas propiedades estimados a partir de los registros de pozo. Mientras que en la Figura 58. se tiene el resultado del proceso de regresión multivariable para la obtención del volumen sísmico de onda de corte (S-wave).

Contando con los volúmenes sísmicos de onda compresional (P -wave), onda de corte (S -wave) y densidad volumétrica de la roca ($RHOB$), se procedió al cálculo de los volúmenes de las propiedades elásticas de la roca $\text{Lamba} * \text{Rho}$ ($\lambda * RHOB$) y $\text{Mu} * \text{Rho}$ ($\mu * RHOB$), dado que estas permitieron evidenciar dentro del análisis de prefactibilidad la posible variabilidad en las propiedades de interés dentro del proceso de caracterización de yacimientos, como lo son la porosidad efectiva (ϕ_{Eff}) y la permeabilidad horizontal de la roca (K_{Hor}). Pero no se lograron evidenciar variaciones en la saturación de agua (S_w) dado que las acumulaciones de hidrocarburo en esta área de estudio presentan dos factores importantes dentro del proceso de evaluación. Primero, las saturaciones de agua son elevadas por encima el orden del 75%, teniendo así, acumulaciones no comerciales de crudo.

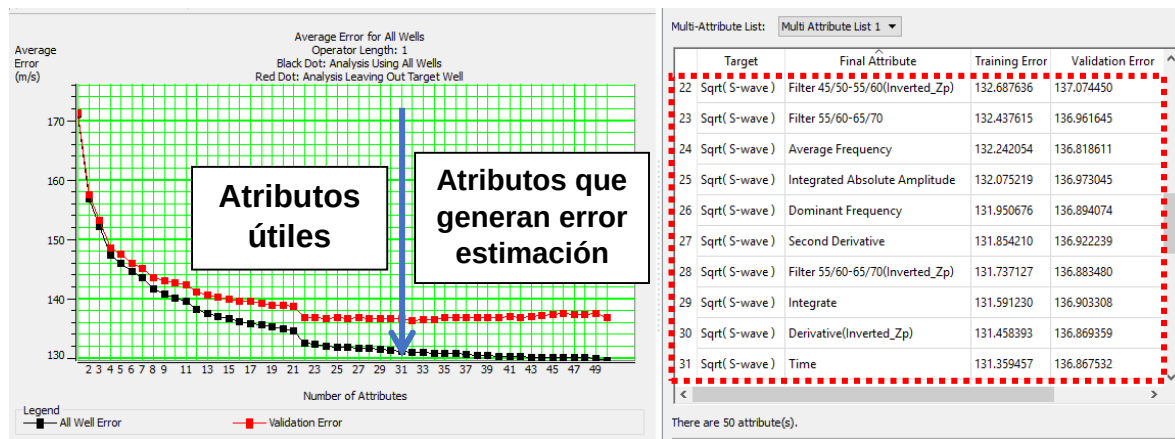


Figura 56. Análisis del proceso de regresión multivariable entre el listado de atributos sísmicos y el perfil de onda compresional (S -wave) para el área de estudio dentro de Bloque Bunda 3D 2009.

Segundo, el espesor de estas es menor a la resolución de la sísmica, lo cual conduce a la no visualización de estas dentro del bloque sísmico, a menos de ser aplicado un atributo sísmico como Horizon Cube, pero este no fue considerado dentro de la metodología de este proyecto. Es así, como en la Figura 59. se tiene una vista de los modelos 3D de onda compresional, onda de corte y

densidad volumétrica de la roca, obtenidos del proceso de análisis multivariable, los cuales fueron la entrada para la generación del modelo 3D de litologías. Previo a la construcción del modelo 3D de litologías, se hizo necesario el modelado de la Probability Density Function (PDF), donde se crearon las distribuciones probabilísticas 3D para las diferentes litologías descritas en la sección de modelo 1D de litotipos, fundamental para la construcción del modelo 3D de litotipos. Dicha distribución puede ser vista en la Figura 58.

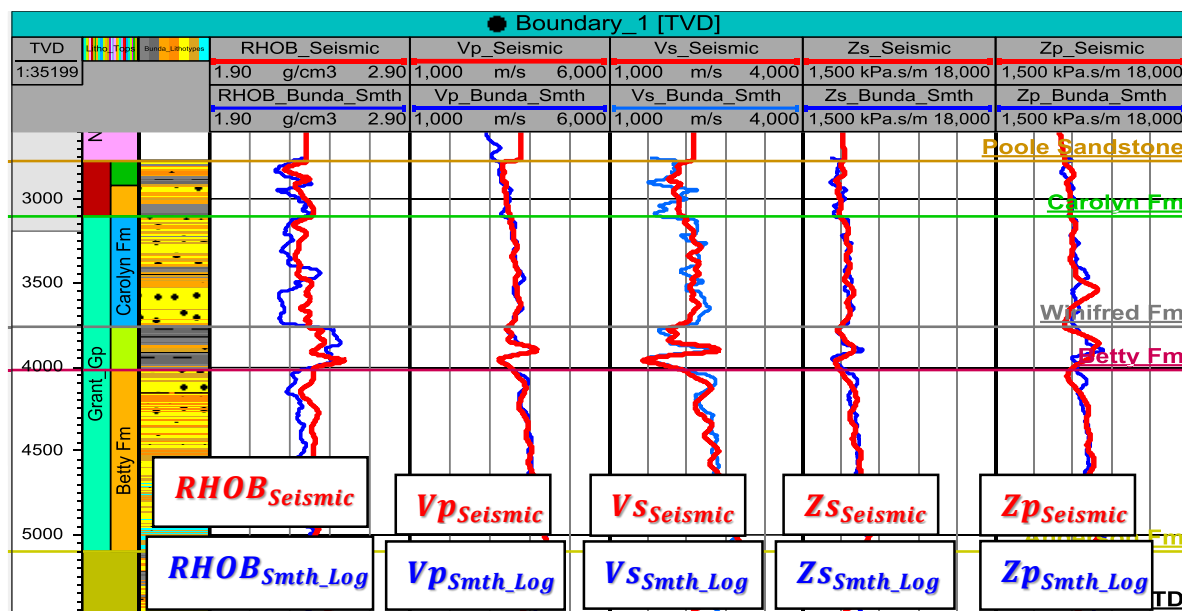


Figura 57. Ajuste de los modelos obtenidos a partir de los análisis de regresión multivariables (rojo) con los modelos de dichas propiedades estimadas a partir de los registros de pozos (azul) para el pozo Boundary 1 del Bloque Bunda 3D 2009.

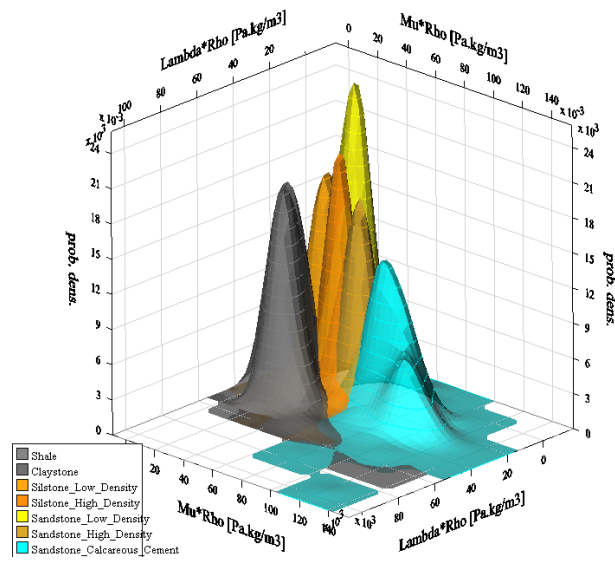


Figura 58. Distribución 3D de probabilidad (Probability Density Function- PDF) para las litologías

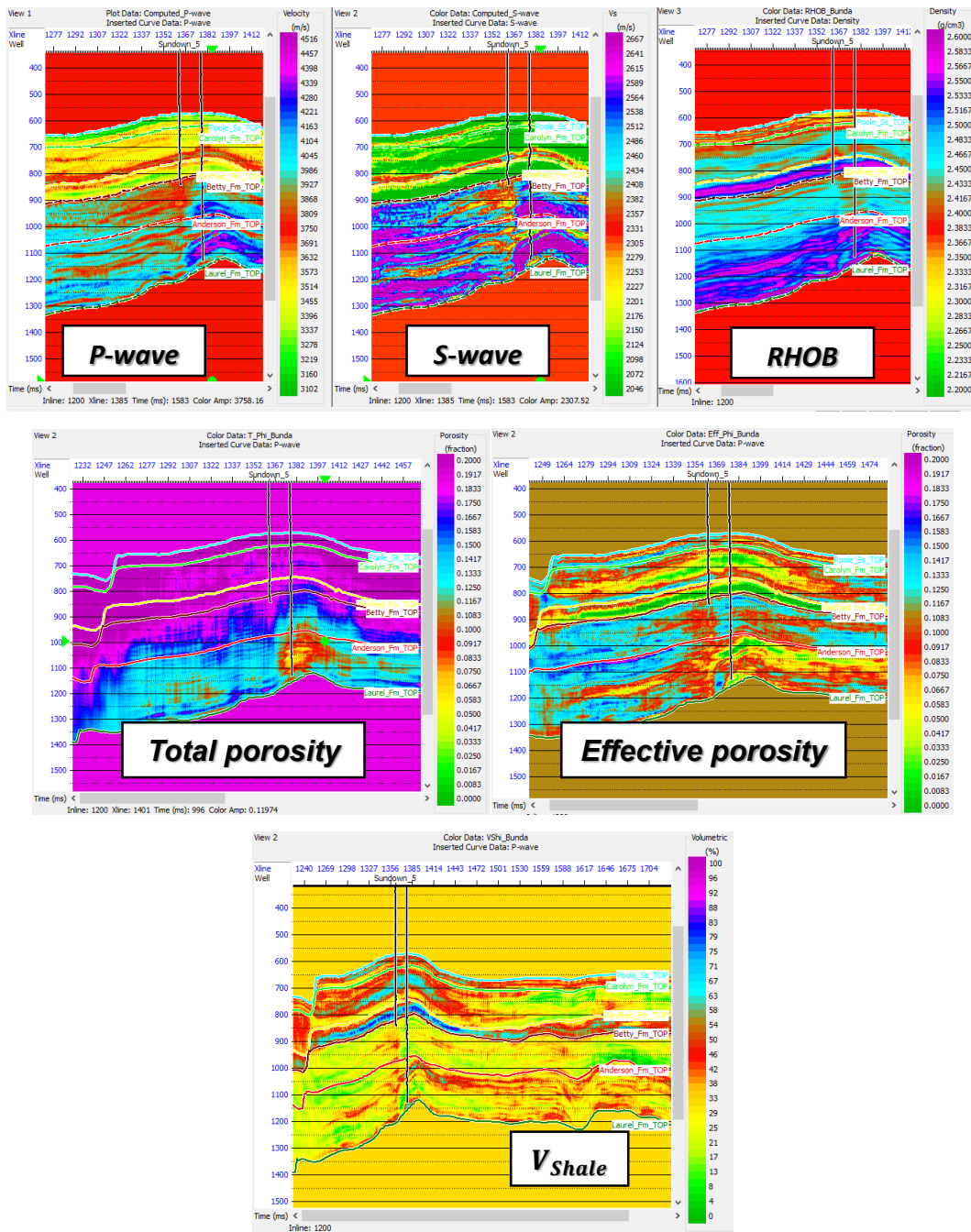


Figura 59. Resultado del proceso de regresión multivariable. Los modelos 3D de onda compresional, onda de corte y densidad volumétrica de la roca, porosidad total, porosidad efectiva y arcillosidad de la roca obtenidos del proceso de análisis multivariable.

Posterior a esto, se procedió al escalamiento de las propiedades elásticas dentro del modelo de celdas previamente desarrollado, dado que estas fueron la entrada al proceso de

Litho_Prediction, con el cual, se tuvo la distribución litológica espacial, que en base a los contrastes observados en el análisis de prefactibilidad de la inversión permitió la identificación de los tipos de roca *TIPO I* y *TIPO II* (Ver Figura 60.). En la Figura 61. se cuenta con la Vista 3D e intersección Sur- Norte de la distribución espacial litológica en Bloque Bunda 3D 2009.

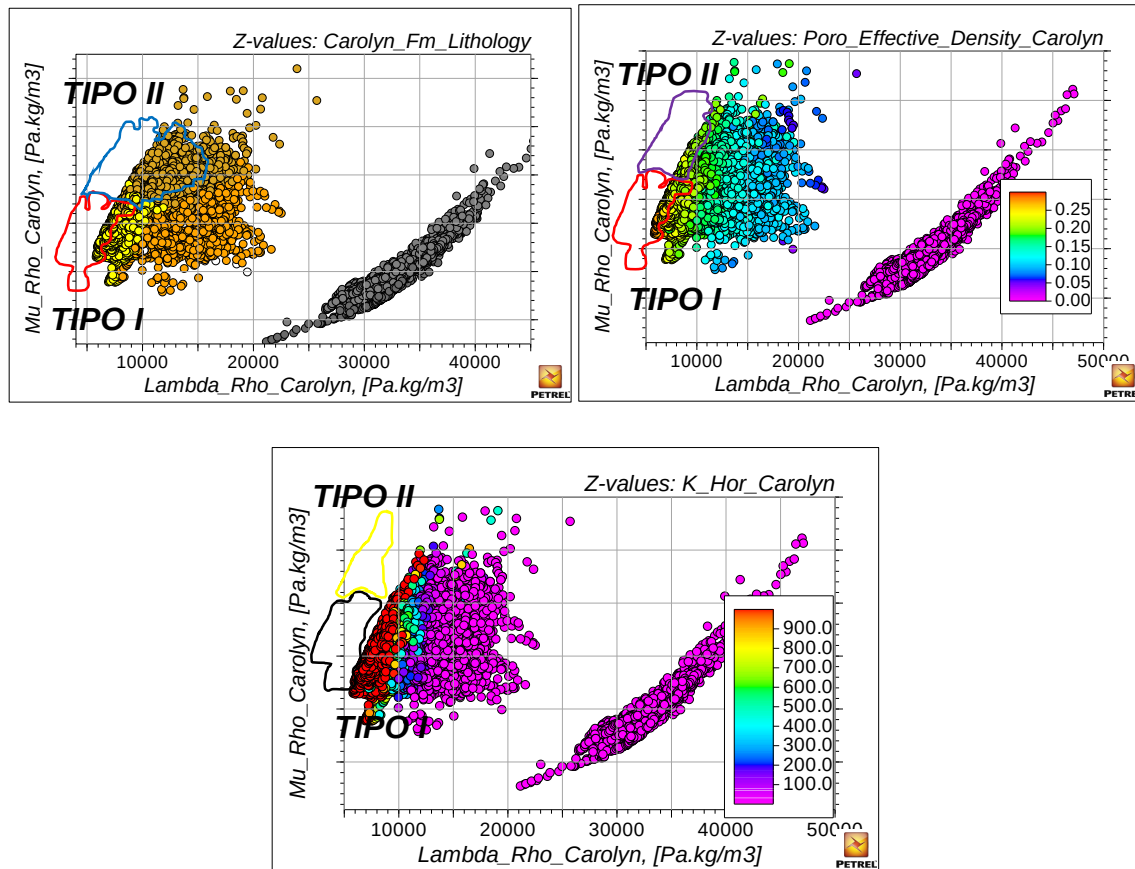


Figura 60. Cross-plots de selección de los tipos de roca TIPO I y TIPO II en el proceso de identificación de plays-petrolíferos.

7.2.12 Distribución espacial de propiedades petrofísicas. Con el fin de dar cumplimiento al objetivo “Obtener correlaciones entre la impedancia acústica y las propiedades petrofísicas para la distribución espacial de las mismas en el caso de estudio”, se procedió al escalamiento de los volúmenes de propiedades petrofísicas, como porosidad efectiva y permeabilidad horizontal de la

roca, obtenidos a través del módulo Emerge de Hampson Russel. Dicho proceso de escalamiento se llevó a cabo sobre la grilla 100*100 desarrollada previamente en la sección de generación de modelado estructural 3D. Contando de esta manera con bloques escalados e intersecciones para el modelo de arcillosidad (V_{Sh}) (Ver Figura 62.), porosidad total de la roca (ϕ_T) (Ver Figura 63.), porosidad efectiva de la roca (ϕ_{Eff}) (Ver Figura 64.). Estos sirvieron de entrada para al cálculo de la permeabilidad horizontal de la roca. Esta fue determinada de forma separada para cada una de las formaciones de interés a través del uso de las correlaciones propuestas para su modelado 1D (Ver Sección de modelado de la permeabilidad horizontal de la roca- Sección Petrofísica 1D). Dicho modelo puede ser observado en la Figura 65.

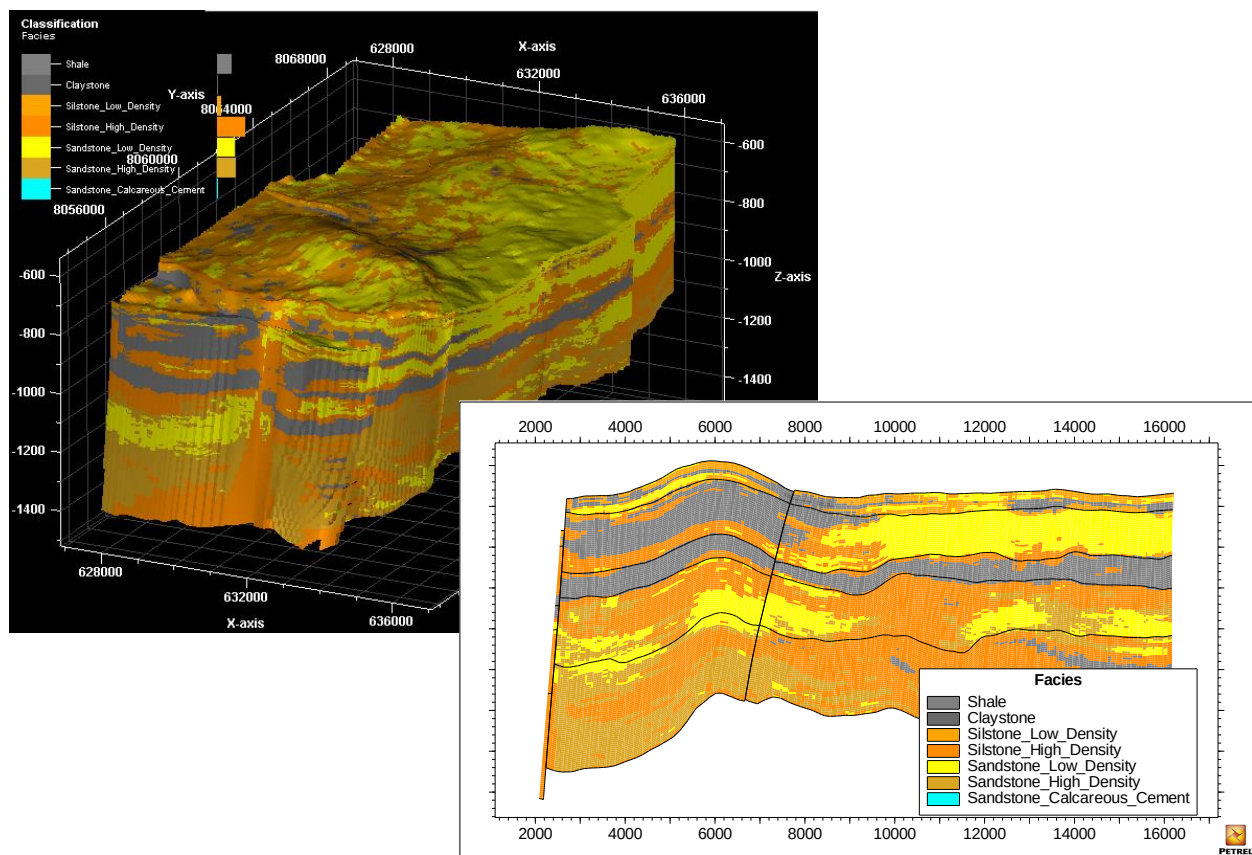


Figura 61. Vista 3D e intersección Sur- Norte de la distribución espacial litológica en Bloque Bunda 3D 2009

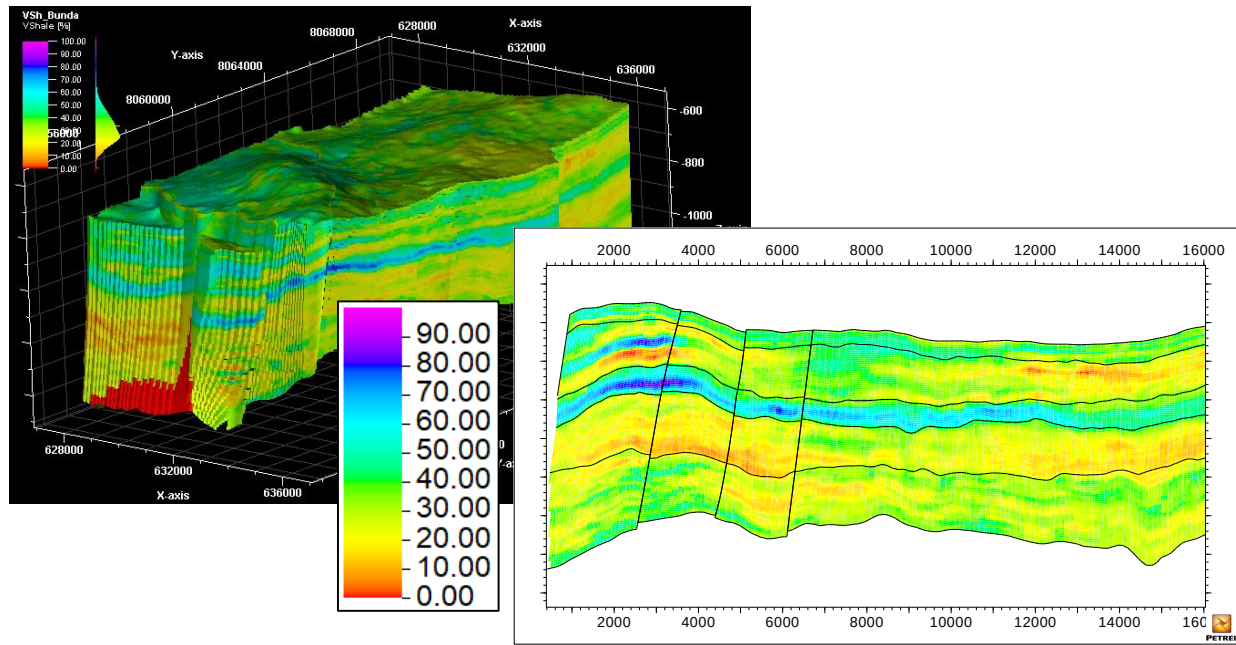


Figura 62. Vista 3D e intersección Sur- Norte del modelo de arcillosidad escalado a la malla 100*100 del modelo estructural en el Bloque Bunda 3D 2009

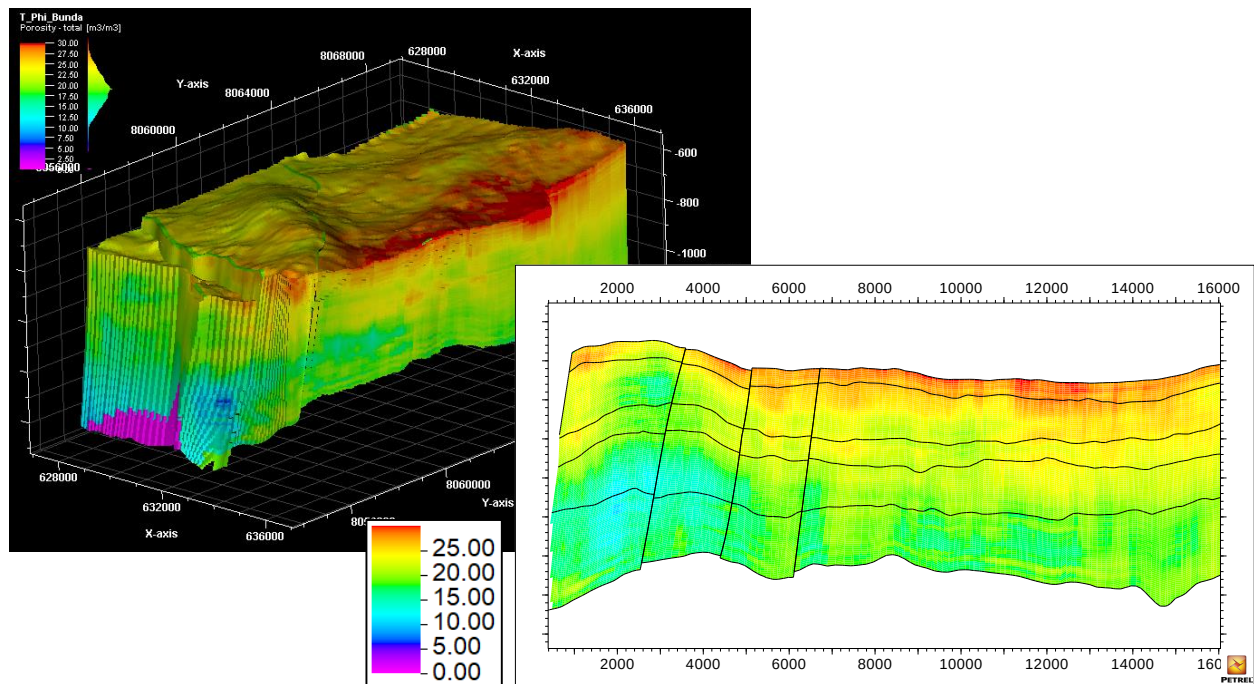


Figura 63. Vista 3D e intersección Sur- Norte del modelo de porosidad total de la roca escalado a la malla 100*100 del modelo estructural en el Bloque Bunda 3D 2009

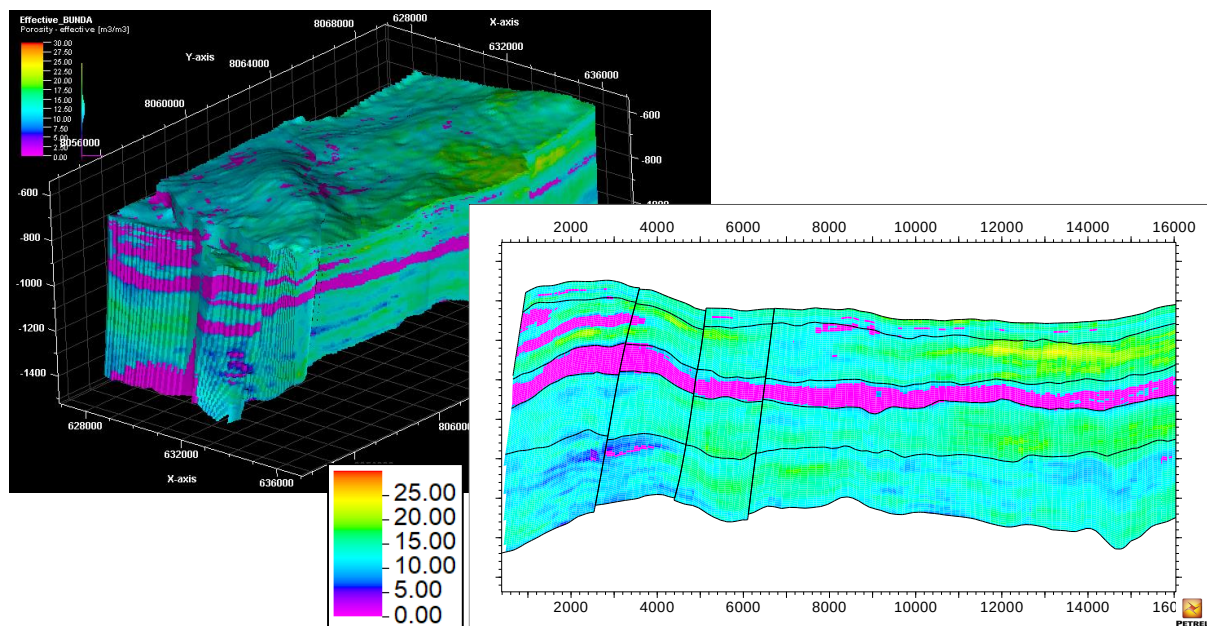


Figura 64. Vista 3D e intersección Sur- Norte del modelo de porosidad efectiva de la roca escalado a la malla 100*100 del modelo estructural

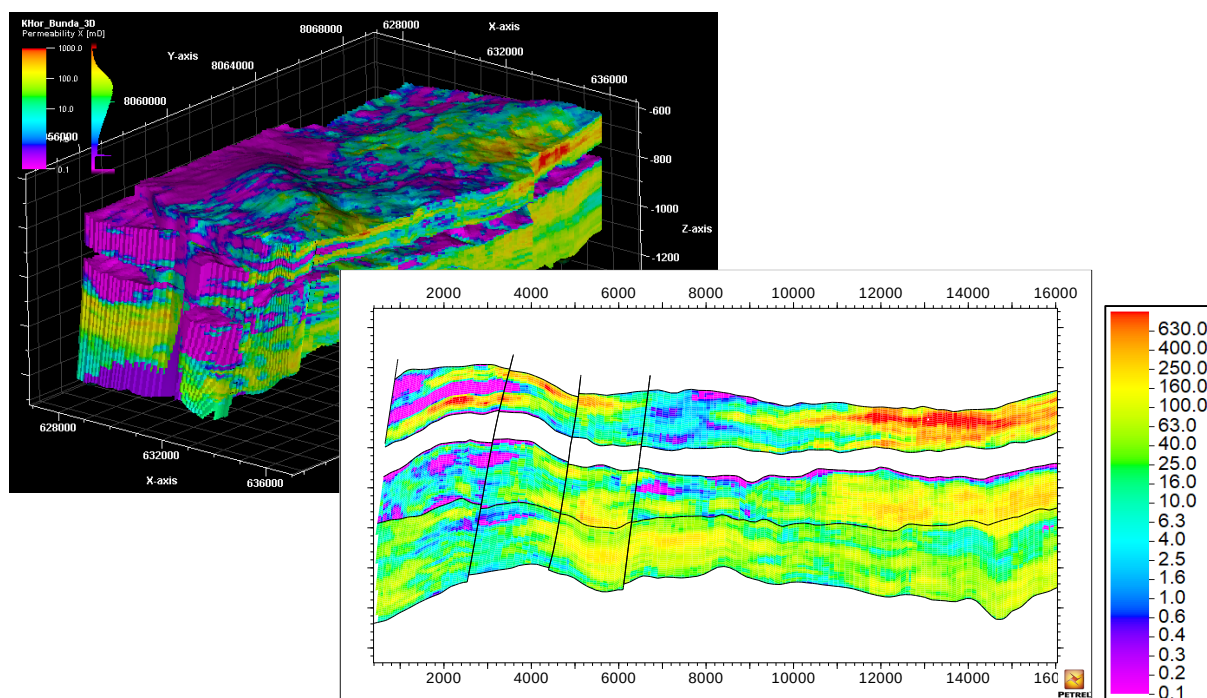


Figura 65. Vista 3D del modelo de permeabilidad horizontal de la roca escalado a la malla 100*100 del modelo estructural

7.2.13 Identificación de plays petrolíferos. Con el fin de dar cumplimiento al objetivo *“Identificar plays petrolíferos tras la caracterización petrofísica de los yacimientos en el caso de estudio”*, y contando con las propiedades petrofísicas escaladas, se procedió a la selección del tipo de roca que presentaba las mejores características petrofísicas. Es así como con la ayuda de los *Rock Physics Templates* (RPT), se concluyó que los tipos de roca *TIPO 1* y *TIPO 2*, cuya litología son respetivamente *Sandstone_Low_Density* y *Sandstone_High_Density*, y tomando como valores base $\phi_{Eff} > 15\%$ y $K_{Hor} > 150\text{ mD}$ para la delimitación de los *play* en cada una de las formaciones de interés, lo cual condujo la definición de los mismos en cada una de ellas. Se resalta nuevamente que la propiedad petrofísica de la saturación de agua no se tuvo en cuenta dadas las valoraciones previamente descritas. Es así como en las *Figuras 67, 68 y 69*, se presentan las relaciones de los modelos litológico, porosidad efectiva, permeabilidad horizontal, Tipos de roca I y II y el *plays* petrolíferos para las Formaciones Carolyn, Betty, Anderson, respectivamente.

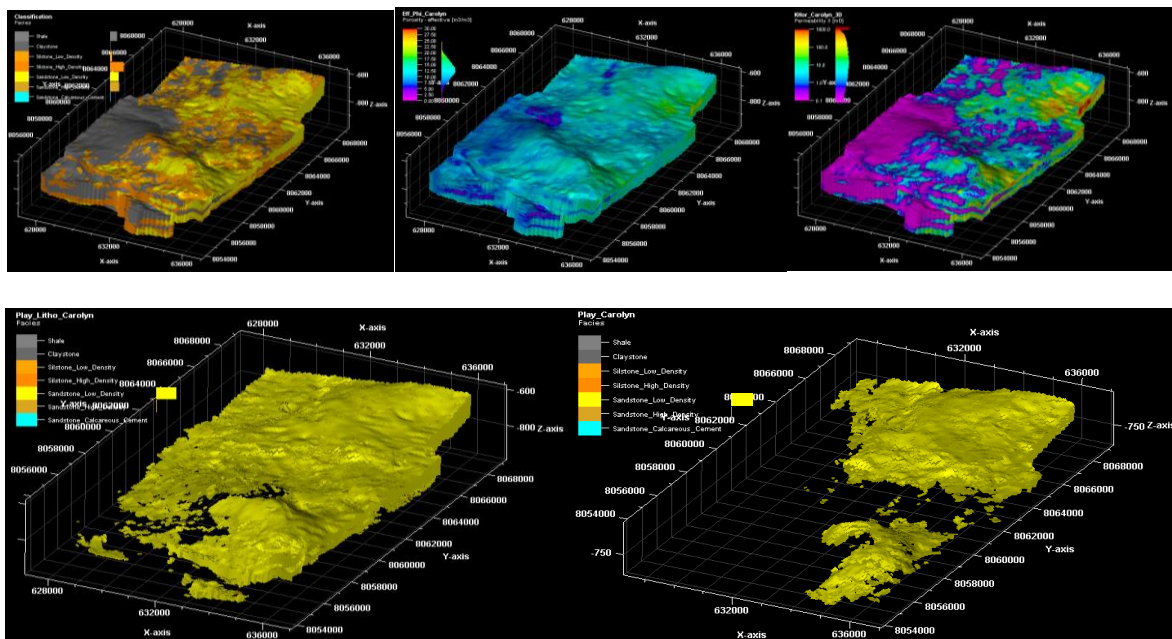


Figura 66. Relación de los modelos litológico, porosidad efectiva, permeabilidad horizontal, tipos de roca I y II y el *plays* petrolíferos para la Formación Carolyn

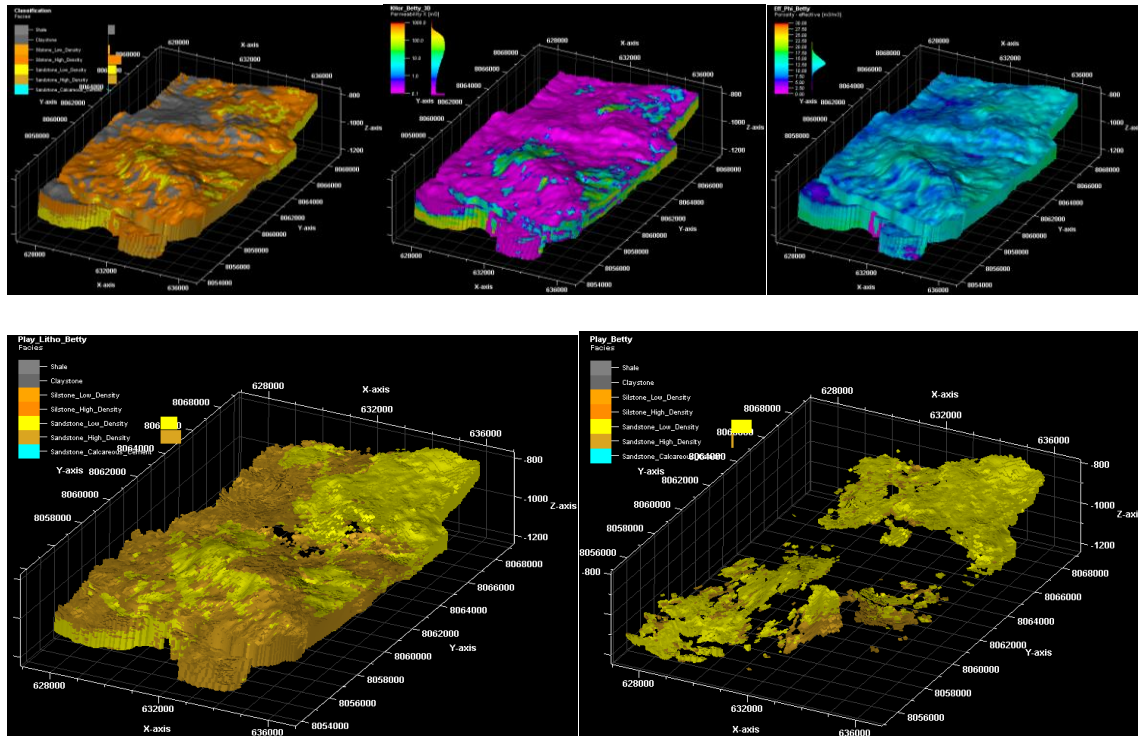


Figura 67. Relación de los modelos litológico, porosidad efectiva, permeabilidad horizontal, tipos de roca I y II y el plays petrolíferos para la Formación Betty del Grupo Grant

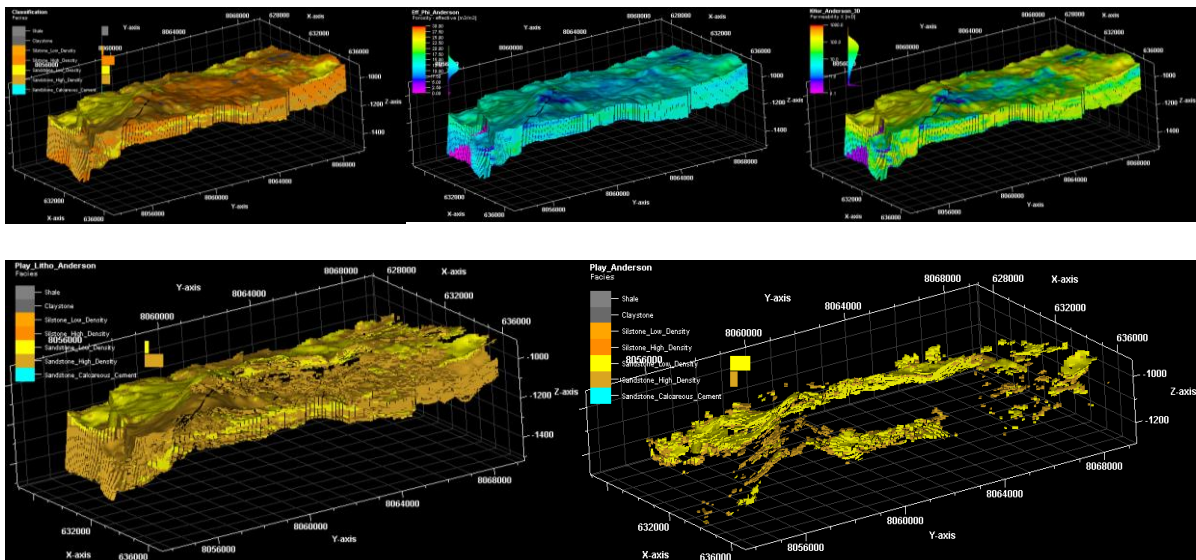


Figura 68. Relación de los modelos litológico, porosidad efectiva, permeabilidad horizontal, tipos de roca I y II y el plays petrolíferos para la Formación Anderson

8. Conclusiones

El ajuste en profundidad de los análisis de núcleos de perforación, usando las respuestas del *Core-Gamma* garantizó la calibración de modelos de propiedades petrofísicas, dado que fueron acertados manteniendo en la mayoría de su extensión una correlación adecuada. Y por tanto un aumentó en el grado de confiabilidad de los modelos petrofísicos generados.

Se resalta que el perfil de arcillosidad creado a partir del registro Gamma Ray fue el de mayor importancia, ya que los posteriores modelos se generaron con el uso de este. En cuanto a la calibración de la arcillosidad, dicho proceso se hizo con los *X-Ray Diffraction (XRD)*.

Los litotipos fueron definidos en base a la física de rocas, involucrando el modelo de arcillosidad y la mineralogía, esta última se basó en el uso del registro de factor fotoeléctrico (*PEF*) y el registro de densidad volumétrica de la roca (*RHOB*). Dichos perfiles necesitaron la corrección por calidad de hueco, cumpliendo así con los requisitos necesarios para ser la entrada en el entrenamiento de las redes neuronales que permitieron la clasificación de los litotipos.

Al definir los *Oil/Water-Contact (OWC)* en las formaciones estudiadas se encontró que pozo a pozo la profundidad dicho contacto variaba significativamente, hecho que respalda uno de los principales efectos del hidrodinamismo, el cual es la presencia de un contacto agua-aceite inclinado documentado por el autor *Hubbert (1953)*.

Debido al contraste de baja salinidad del agua saturante, se creó un escenario en el cual la interpretación de los *Oil/ Water-Contact* fue compleja, puesto que las variaciones de resistividad a estas profundidades fueron casi imperceptibles, por tal motivo fue necesario complementar la

interpretación con los análisis convencionales de núcleos de perforación, específicamente los datos de saturaciones.

La ecuación usada en la generación del modelo de saturación fue *Poupon-Leveaux* o *Indonesian*, como consecuencia de los procesos hidrodinámicos y de la arcillosidad presentes en el área de estudio, además se hizo necesario variar la resistividad del agua para las zonas, es decir, para la zona de aceite se empleó un valor diferente al de la zona de agua, esta variación tuvo sustento en la información arrojada por el análisis de agua de formación para cada zona.

El acondicionamiento del volumen sísmico Bunda 3D mediante el uso de los filtros *Dip Steered Mediam Filter (DSMF)* y *Fault Enhancement Filter (FEF)* y el atributo geométrico *Thinned Fault Likelihood (TFL)*, permitió realizar una interpretación más acertada tanto de las fallas normales presentes en el área de estudio como también de los horizontes que conforman las formaciones de interés. Para el modelo de fallas se resalta la implementación del atributo *Thinned Fault Likelihood (TFL)*, el cual reemplaza la función del atributo de similaridad y a su vez brinda un mejor delineado de las discontinuidades interpretadas.

El amarre sísmica-pozo fue un procedimiento en el cual se llevaron los eventos estratigráficos observados a nivel de pozo a la información sísmica, dando como resultado una tabla tiempo-profundidad indispensable en el proceso de conversión. Además, se definieron los parámetros para una ondícula tipo *Ricker* de acuerdo con el coeficiente de correlación entre la traza sintética y la traza del pozo, la cual posteriormente se usó en la inversión.

La correlación utilizada para la estimación de los valores de velocidades de onda de corte, para el caso de estudio fue acertada, ya que se contaba con la presencia de areniscas con alto contenido de arcilla, es decir, contenidos de arcilla mayores al 5%, motivo por el cual, se decidió

utilizar dicha correlación, la cual vincula además de los valores de velocidades de onda compresional, el valor del volumen de arcilla.

El análisis de prefactibilidad para la inversión sísmica arrojó dos tendencias bien definidas para las rocas arcillosas y las no arcillosas, dichas tendencias se relacionan directamente con las dos propiedades petrofísicas a propagar, es decir, la porosidad efectiva y la permeabilidad horizontal.

El proceso de inversión depende de la calidad del modelo de baja frecuencia generado a partir de los registros de densidad y velocidad de onda suavizados, además del tipo de ondícula seleccionado previamente. Es por esta razón que el análisis de la inversión fue indispensable para corroborar la correspondencia de las amplitudes y de esta forma se evitó un error en la generación de las litologías.

Los volúmenes de las propiedades elásticas de la roca $\text{Lamba} * \text{Rho}$ ($\lambda * \text{RHOB}$) y $\text{Mu} * \text{Rho}$ ($\mu * \text{RHOB}$), generados a partir de los volúmenes sísmicos de onda compresional (P-wave), onda de corte (S-wave) y densidad volumétrica de la roca (RHOB), se emplearon en el proceso de propagación litológica, ya que, permitieron evidenciar dentro del análisis de prefactibilidad el mayor contraste entre la distribución de los tipos de roca, y esto fue lo más relevante en la caracterización de los yacimientos, puesto que garantizó un modelo litológico que respetó la estratigrafía y la sedimentología, contribuyendo de esta forma a la correcta caracterización petrofísica y definición de *Plays* en el área de estudio.

7. Recomendaciones

El modelo de arcillosidad es fundamental en la caracterización petrofísica 1D de las formaciones, por esta razón es de vital importancia la calibración del mismo con los XRD, no obstante, estos datos pueden ser semicuantitativos, lo cual que pueden generar incertidumbre en la dicha calibración. Por tal motivo se sugiere hacer el proceso de calibración con datos cuantitativos para disminuir la incertidumbre el modelo.

La presencia de minerales como la pirita en las formaciones estudiadas afectó significativamente los registros de densidad volumétrica de la roca y porosidad neutrón. Según *Klimentos (1995)* dicho mineral al poseer una densidad muy alta (5 g/cm^3) aumenta la densidad aparente de la roca, lo que a su vez conduce a valores de porosidades pesimistas, motivo por el cual conlleva a que el registro de densidad volumétrica de la roca sea poco acertado para dichos cálculos de porosidad, tanto total como efectiva de la roca. En cuanto a la influencia de dicho mineral sobre el registro neutrón se da en el hecho de estimar valores de porosidad que son menores a los valores reales, por estas razones se recomienda el uso de los registros sínicos para el cálculo de la porosidad efectiva, sin embargo, se trae a colación que en la información disponible para el área de estudio no se encontraron valores de tiempos de tránsito para la matriz de la roca y para el fluido saturante de la misma.

Los procesos hidrodinámicos afectan la respuesta de los registros resistivos y pueden incurrir en errores en el momento de la estimación de las saturaciones de hidrocarburo, debido a las bajas

resistividades que presenta el agua, es por eso que se debe usar valores de resistividades diferentes para la zona saturada con hidrocarburo y para el acuífero.

Se recomienda para posibles trabajos aplicados en el área de estudio de este proyecto la reinterpretación de los horizontes, pese a que en proceso de amarre sísmica-pozo se presentaron incongruencias en el momento en el que se realizó la comparación de los sismogramas, esto causó que se tuviera que encoger o estirar el sismograma sintético modificando así el perfil de velocidad promedio y generando variaciones no deseadas.

Cuando se realizó el análisis de prefactibilidad para la inversión sísmica, una de las propiedades petrofísicas más importantes como lo es la saturación de hidrocarburos no fue posible de propagar en el volumen 3D, pese a motivos como la resolución de la sísmica, los espesores de las rocas reservorios y las elevadas saturaciones de agua, por esta razón se menciona el hecho de implementar el atributo de *Horizon Cube* para propagar dicha propiedad.

Referencias Bibliográficas

- Al-Hinaai, J. (2013). Constraining the structural evolution of the Canning Basin, NW Australia, and control on Carboniferous-Permian ice sheets development. University of Manchester.
- Al-Hinnai, J., & Redfem, J. (2014). The late Carboniferous basal Grant Group unconformity, Canning Basin, Australia: A complex surface recording glacial tectonic and halotectonic process. *Australian Journal of Earth Sciences*, 61 (5), 703-717. <https://doi.org/10.1080/08120099.2104.921241>.
- Behrens, R.A. y Tran, T.T.; (1999): Incorporating Seismic Data of Intermediate Vertical Resolution into Three-Dimensional Reservoir Models: A New Method. *SPE Reservoir Eval. & Eng*, Vol. 2, No. 4, pag. 322-333, SPE & Chevron Petroleum Technology Co. August 1999. SPE 57481.
- Berdugo, C y Carbonell, S; (2013): Evaluación estructural, petrofísica y estratigráfica de un sector de interés en la Subcuenca Patria de la Cuenca Cauca- Patía. (Trabajo de grado- Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga- Colombia.
- Chopra, S. & Michelena, R. (2011) Introduction to this special section: Reservoir characterization. *The Leading Edge*, 30(1), 35.-37. Society of Exploration Geophysicists. Calgary, Canadá.
- Coronel, D. (2017). Caracterización de yacimientos mediante la Integración de Análisis Petrofísicos, Geomecánicos y Geofísicos. (Trabajo de grado- Geología). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga- Colombia.
- Crostella, A. (1998). A review of oil occurrences within the Lennard Shelf, Canning Basin, Western Australia, Western Australia Geological Survey, Report, pag. 40.
- Edwards, P. & Rudge, T. (2010). Bunda 3D 2009 Seismic Survey Interpretation Report, Submitted to the Dept. of Mines and Petroleum, WA, pag. 38.

- Greenberg, M. & Castagna, J. (1992). Shear-wave velocity estimation in porous rocks: theoretical formulation, preliminary verification and applications¹, (April 1991), 195–209.
- Horsfall, O., Davies, D., & Davies, O. (2015). Hydrocarbon Reservoir Characterization Using Well Log in Niger Delta Basin of Nigeria. *International Journal of Applied and Natural Sciences (IJANS)*, 4(5), 55–64.
- Huang, X. y Kelkar, M. (1996): Reservoir Characterization by Integration of Seismic and Dynamic Data. SPE & The University of Tulsa. SPE/DOE 10th Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa OK, 21-24 April 1996, page. 157-168. SPE/DOE 35415
- Hubbert, M. (1953). Entrapment of Petroleum under Hydrodynamic Conditions. *AAPG Bulletin*, 37 (1953), pag. 1954-2026.
- Illigde, E. (2017). Inversión y atributos sísmicos en la clasificación de Litotipos. (Tesis de investigación – Maestría en Geofísica). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga- Colombia.
- Idowu, A.O. (1992). Areal 3D Seismic Methods for Reservoir Characterization Case History from the Niger Delta. Nigerian Natl. Petroleum Corp. 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. Washington DC, USA. October 4-7, 1992. SPE-24744-MS.
- Kennard, J., Jackson, M., Romine, K., Shaw, R. & Southgate, P. (1994). Depositional Sequences and Associated Petroleum Systems of the Canning Basin, WA. *The Sedimentary Basins in Western Australia*, Proceedings of the Petroleum Exploration Society Symposium, Perth, 1994, pag. 657–676.
- Klimentos, T. (1995). Pyrite Volume Estimation By Well Log Analysis And Petrophysical Studies. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts*, 36(6).
- Krief, M., Garat, J. Stellingwerff, J y Ventre, J.; (1990). A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves (full- waveform sonic).
- Leveaux, J., & Poupon, A. (1971). Evaluation of Water Saturation in Shaly Formations. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts*.

- Luna, J. (2017). Geological Modeling of the Oligocene-Miocene Turbidite System in the Eastern Marlim Oilfield, Campos Basin, Brazil. University of Campinas. Institute of Geosciences.
- Martin, P; (2014): Modelamiento geomecánico 3D a partir de un modelo de velocidad intervállica de alta resolución vertical usando inversión sísmica. Aplicación a un campo colombiano. (Trabajo de grado- Maestría en Geotecnia). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga- Colombia.
- Ma'ruf, M.F., Arsyad, A., Crouzet, G., Handoko, S. y Langitan, F. (1996). Improved Reservoir Geology Model using Seismic 3D and Well Data, a case study Rantau Field, Indonesia. SPE, Pertamina, Petrosystems, CGG Petrosystems y Elnusa. 1996 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference. Adelaide, Australia. 28-31 October 1996. SPE-36969-MS.
- Msolo, A. y Gidlow, M. (2015). Relative rock physic templates in the elastic impedance domain. Tullow Oil, Cape Town. SEG-2015-5864583.
- Parra, J., Iturrarán-Viveros, U., Parra, J.S. (2016). A workflow using self-organized mapping to predict rock properties from seismic reflection data. Southwest Research Institute, Universidad Nacional Autónoma de México & JPGeosciences. SEG-2016-13655103.
- Pendrel, J. y Riel, P. (Jason Geosystems Canada & Netherlands). (1997). Estimating Porosity from 3D Seismic Inversion and 3D Geostatistics. SEG-1997-0834.
- Pereira, P., Bordinon, F., Nunes, R., Azevedo, L. y Soares, A. (2016): Integration of uncertain well-log data into geostatistical seismic Inversion. SEG International Exposition and 86th Annual Meeting, pag. 2921-2925. SEG.
- Pico, D. & Preciado, G. (2017). Metodología para la Identificación de *Plays* Exploratorios de Hidrocarburos con Base en la integración Geológica y Geofísica. Aplicación al Bloque Bunda, noroeste de Australia. Universidad Industrial de Santander.
- Playton, T., Hocking, R., Tohver, E., Hillbun, K., Haines, P. W., Trinajstić, K., Wray, D. (2017). Integrated Stratigraphic Correlation of Upper Devonian Platform-to-Basin Carbonate Sequences, Lennard Shelf, Canning Basin, Western Australia: Advances in Carbonate Margin-to-Slope Sequence Stratigraphy and Stacking Patterns. In *New Advances in Devonian Carbonates: Outcrop Analogs, Reservoirs, and Chronostratigraphy* (pp. 248–301). SEPM (Society for Sedimentary Geology). <https://doi.org/10.2110/sepmssp.107.10>.

- Rajput, S.; (2014). Transforming Seismic Reflection Data into Quantitative Rock Properties by Seismic Inversion. International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 20-22 January 2014. ITPC 17532.
- Ramírez, A; (2013) Predicción de las propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad, a partir de análogos de afloramientos como modelo base para utilizar en subsuelo. Aplicación a la Formación Mugrosa, Cuenca del Valle Medio del Magdalena. (Trabajo de grado-Maestría en Geología). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga- Colombia.
- Tian, J., Cai, Y., Yuan, Y. y Miao, Q. (Tarim Oil Company), Lei, X. y Tong, Y. (Schlumberger). (2013). From Well-Driven Seismic Data Processing to Seismic Reservoir Characterization by 3D Seismic Imaging of Ordovician Karst Caves in West China. International Petroleum Technology Conference. Beijing, China. 26-28 March 2013. IPTC 16735.
- Wilson,T., Hart, A. y Sullivan, P. (2014). Characterization of Marcellus shale fracture systems for fracture model development using 3D seismic and microseismic data., West Virginia University; Energy Corporation of America. SEG Denver 2014 Annual Meeting, page. 2683-2687. SEG-2014-0547.
- Yang, Y., & Mahmoud, K. A. (2013). Theory and Approach for Mapping Hydrodynamic Traps. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-16810-Abstract.
- Zampetti, V. y Mukund, S. (Maersk Oil Qatar), Marquez, X. y Bach, S. (Maersk Oil Research and Technology Centre) y Emang, M. (Qatar Petroleum). (2014). 3D Seismic Characterization of UER Karst, Offshore Qatar. Petroleum Technology Conference. Doha, Qatar. 20-22 January 2014. IPTC-17638-MS.