



Universitas Philosophica  
ISSN: 0120-5323  
ISSN: 2346-2426  
uniphilo@javeriana.edu.co  
Pontificia Universidad Javeriana  
Colombia

de los Ángeles Caram, Gabriela  
**TENSIÓN HACIA DIOS Y EL SENTIDO SIMBÓLICO DE  
LOS NOMBRES DIVINOS EN DIONISIO AREOPAGITA**  
Universitas Philosophica, vol. 36, núm. 73, 2019, Julio-Diciembre  
Pontificia Universidad Javeriana  
Bogotá, Colombia

DOI: <https://doi.org/10.11144/Javeriana.uph36-73.tdnd>







Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=409571290004>

- ▶ [Cómo citar el artículo](#)
- ▶ [Número completo](#)
- ▶ [Más información del artículo](#)
- ▶ [Página de la revista en redalyc.org](#)

redalyc.org

Sistema de Información Científica Redalyc  
Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal  
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso  
abierto

# Caracterización petrofísica 1D de los yacimientos de la cuenca Canning, Australia

Daniel Mauricio Rojas-Caro<sup>1,2\*</sup> ; María Liceth Cabrera-Ruiz<sup>1,2</sup> ; Erick Johan Illidge-Araujo<sup>1,3</sup> ; Juan David Badillo-Requena<sup>1</sup> ; Alessandro Batezelli<sup>2,4</sup> ; Maika Gambús-Ordaz<sup>1</sup> 

**Forma de citar:** Rojas-Caro, D.M.; Cabrera-Ruiz, M.L.; Illidge-Araujo, E.J.; Badillo-Requena, J.D.; Batezelli, A.; Gambús-Ordaz, M. (2020). Caracterización petrofísica 1D de los yacimientos de la cuenca Canning, Australia. *Boletín de Geología*, 42(3), 99-122. <https://doi.org/10.18273/revbol.v42n3-2020004>

## Resumen

La caracterización petrofísica de yacimientos desempeña un rol importante en la industria petrolera, siendo primordial en el gerenciamiento integral y la optimización de procesos de recuperación. El siguiente trabajo planteó el modelado petrofísico y de facies para las unidades formacionales del Grupo Grant y el yacimiento Anderson dentro del Bloque-Bunda-3D-2009 de la cuenca Canning en Australia. Esta propuesta fue dividida en dos etapas. La etapa conceptual se basó en el estudio de la migración y acumulación de hidrocarburos en el área, y la creación de un inventario desde la información registrada en el Sistema de Gestión de Información Geotérmica y de Petróleo de Australia Occidental (WAPIMS). La segunda etapa se desarrolló considerando que la cantidad y distribución de lutitas presentes en las areniscas, tienen un gran impacto en la productividad de los yacimientos de hidrocarburos. Así, el primer paso fue calcular el volumen de lutitas a través del índice lineal de rayos gamma. Posteriormente, se modelaron las facies mediante el uso de redes neuronales y los resultados fueron comparados con las descripciones litológicas reportadas de los núcleos de diámetro completo de perforación. La porosidad efectiva fue modelada mediante el registro de densidad volumétrica de la roca y el tipo de distribución de arcilla; la saturación de agua mediante la correlación de Poupon-Leveaux y el modelo de permeabilidad horizontal fue generado con los datos de análisis convencionales de núcleos de diámetro completo de perforación. Se resalta que la presencia de pirita afectó la respuesta de los registros de densidad volumétrica, porosidad neutrón y de resistividad para algunos pozos del área. Igualmente, el hidrodinamismo actuante y la presencia de agua meteórica en los acuíferos incidió en la respuesta del registro eléctrico resistivo, resultando complejo la identificación de contactos agua - hidrocarburo.

**Palabras clave:** Caracterización; Petrofísica; Yacimientos; Modelos 1D; Facies; Redes neuronales.

## 1D petrophysical characterization of reservoirs in the Canning Basin, Australia

### Abstract

The petrophysical characterization of deposits plays an important role in the oil industry, primarily in the integral management and optimization of recovery processes. The following project presents the petrophysical and facies modeling for the formational units of the Grant Group and the Anderson deposit within the Block-Bunda-3D-2009 of the Canning Basin in Australia. This proposal was divided into two stages. The conceptual stage was based on the study of hydrocarbon migration and accumulation in the area, and the creation of an inventory from the information recorded in the Western Australia Geothermal and Petroleum Information Management System (WAPIMS). The second stage was developed considering that the quantity and distribution of shales present in the sandstone, have a great impact on the productivity of hydrocarbon reservoirs. Thus, the first step was to calculate the volume of shales through the linear index of gamma rays. Subsequently, the facies were modeled using neural networks and the results were compared with the lithological descriptions reported of the full diameter drilling cores. The effective porosity was modeled by recording the volumetric density of the rock and the type of distribution of clay; water saturation by Poupon-Leveaux correlation and the horizontal permeability model was generated with conventional core drilling analysis data. It is highlighted that the presence of pyrite, affected the response of volumetric density, neutron porosity and resistivity records for some wells in the area. Likewise, the acting hydrodynamism and the presence of meteoric water in the aquifers affected the response of the resistive electrical record, making the identification of water-oil contacts complex.

**Keywords:** Characterization; Petrophysics; Reservoirs; 1D models; Facies; Neural networks.

<sup>1</sup> Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. (\*) [petroleosdrojas@hotmail.com](mailto:petroleosdrojas@hotmail.com), [marialiceth95@hotmail.com](mailto:marialiceth95@hotmail.com), [erickjo.illidge@ecopetrol.com.co](mailto:erickjo.illidge@ecopetrol.com.co), [juanbadillor@gmail.com](mailto:juanbadillor@gmail.com), [mkgambus@uis.edu.co](mailto:mkgambus@uis.edu.co)

<sup>2</sup> Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil. [batezeli@unicamp.br](mailto:batezeli@unicamp.br)

<sup>3</sup> Ecopetrol, Bogotá, Colombia.

<sup>4</sup> Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, São Paulo, Brasil.

## Introducción

La caracterización petrofísica de yacimientos considera la integración de información que describe la capacidad de almacenaje y producción de hidrocarburos, a partir del conocimiento de su arquitectura interna y externa (Chopra y Michelena, 2011). La exploración de hidrocarburos es una actividad de alto riesgo dado que requiere altos niveles de inversión, los cuales tienen que sortear amplios márgenes de incertidumbre. El éxito del proceso de exploración dependerá de la comprensión y la correcta cuantificación de los elementos primordiales dentro del sistema petrolífero (roca fuente, roca almacenadora, el sello y su calidad, la roca de sobrecarga, procesos de maduración - migración - acumulación y preservación de hidrocarburos).

De esta manera, la caracterización petrofísica de yacimientos es un proceso fundamental para la identificación y evaluación de zonas potencialmente generadoras 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 *et al.*, 2018). Por ende, características, tales como, la variabilidad espacial de las propiedades petrofísicas y la distribución espacial de los fluidos contribuyen de forma esencial en el desarrollo del yacimiento. La caracterización de yacimiento requiere la integración de diferentes tipos de información, todo esto con el objetivo de definir un modelo que lo represente adecuadamente (Horsfall *et al.*, 2015).

La información obtenida durante y posterior a la perforación de pozos, como los núcleos de perforación de diámetro completo, muestras de pared, registros de pozos y pruebas de presión; y su correcta descripción e interpretación, son fundamentales para la generación de modelos litológicos y petrofísicos, validados y calibrados, de los yacimientos de interés. En este trabajo se partió de mediciones de análisis básicos realizados sobre núcleos de perforación de diámetro completo (porosidad, permeabilidad horizontal, saturaciones de fluidos y descripción litológica) para la calibración de modelos petrofísicos mediante correlaciones núcleo - perfil. Adicionalmente, estas mediciones fueron usadas para los ajustes en profundidad de los núcleos de perforación respecto de la trayectoria de los pozos de correlación y los perfiles de pozos, y el establecimiento de los contactos agua - hidrocarburos. En resumen, se desarrolló el modelado de facies y de propiedades petrofísicas para las unidades formacionales del Grupo

Grant (Carolyn, Winifred y Betty) y el yacimiento Anderson en la cuenca Canning ubicada al noroeste de Australia, a través de una metodología que procura no solo reducir la incertidumbre al implementar el estudio de la física de rocas, el uso de las redes neuronales para el establecimiento de las facies predominantes; sino también sugiere una técnica para el modelado de la permeabilidad horizontal de la roca desde los datos propios del yacimiento sin tener que hacer uso de correlaciones desarrolladas para otros yacimientos.

El modelado de las propiedades petrofísicas afrontó el desafío de los procesos hidrodinámicos que afectan el área de estudio. Es decir, la estructura de entrapamiento conllevó a una constante recarga de agua meteórica que generó una disminución en la salinidad del agua en los yacimientos de estudio, dificultando la ubicación de los contactos agua-hidrocarburo. En consecuencia, la interpretación de las mediciones de los registros eléctricos, especialmente los resistivos, fueron complejas, debido a los contrastes de salinidad que presentó el agua.

Por último, se resalta que este artículo es el resultado de la primera parte del proyecto de investigación denominado *Caracterización petrofísica de yacimientos implementando atributos e inversión sísmica* (Rojas y Cabrera, 2019) que se desarrolló de forma mancomunada entre la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander (UIS), Colombia y el Instituto de Geociencias (IG) de la Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Brasil.

## Marco geológico

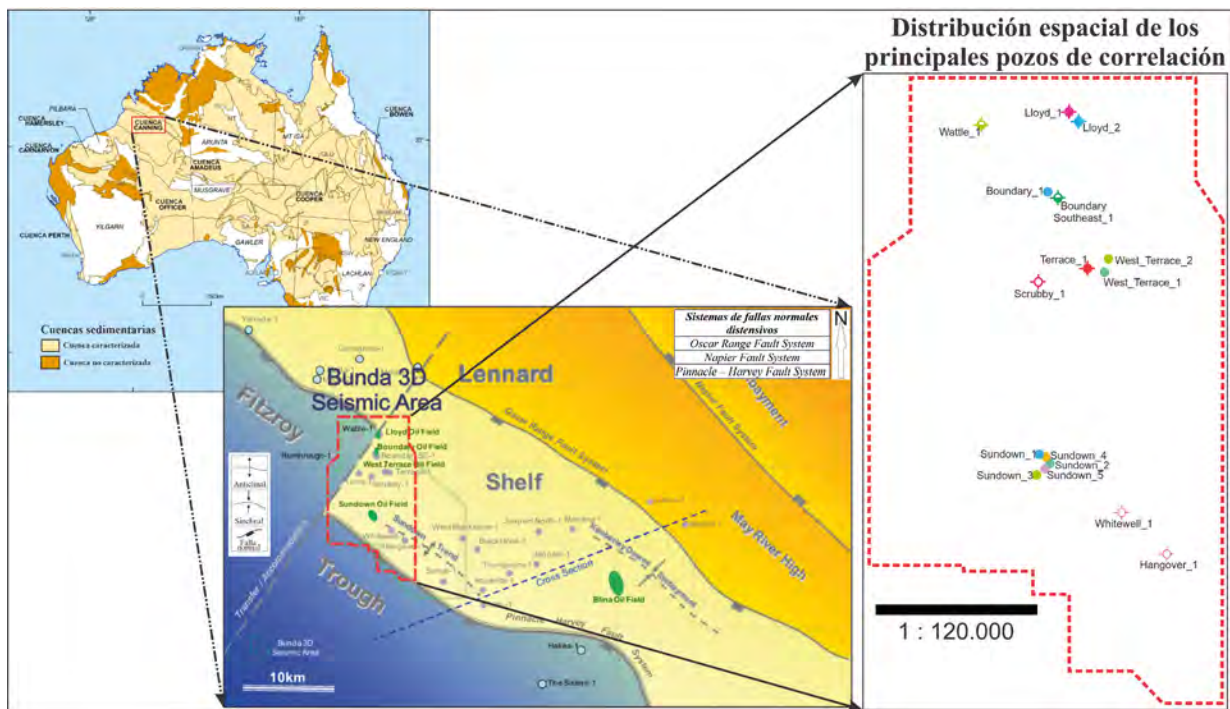
La cuenca Canning cubre un área de más de 430,000 km<sup>2</sup> y se encuentra ubicada al noroeste de Australia, siendo la cuenca sedimentaria en tierra de mayor extensión superficial de dicho país (Rudge, 2010). La cuenca se formó en el Paleozoico Temprano como un amplio depocentro cratónico, ahora dividido en dos subunidades principales de tendencia Noroeste (NW) - Sureste (SE), el sistema Fitzroy-Gregory Trough y la subcuenca Kidson (Kennard *et al.*, 1994b). El área de estudio, bloque sísmico Bunda 3D 2009, cubre parte del margen norte del canal Fitzroy. Donde el sistema de fallas Pinnacle-Harvey separa dicho canal de la plataforma de Lennard, una zona de transición activa al principio de la fase de división de Fitzroy.

En la Figura 1 se visualizan la ubicación espacial del área de estudio, los elementos estructurales del levantamiento y la distribución espacial de los principales pozos de correlación. 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 tendencia Sundown - Lloyd (Crostella, 1998). Las unidades formacionales del Grupo Grant pertenecen a la mega secuencia carbonífera tardío - triásico, siendo la megasecuencia más amplia y continua dentro de la cuenca Canning, con cerca de 4 km en la sección más espesa en el área de Fitzro-Trough (Kennard *et al.*, 1994a, 1994b; Mory, 2010). Forman y Wales (1981) y Crowe y Towner (1976a, 1976b, 1976c) definieron al Grupo Grant como suprayacente de manera discordante sobre el yacimiento Anderson. En la Figura 2 se puede observar una sección cruzada del esquema geológico de la Cuenca Canning, Australia.

Dicho grupo consiste en una sección fluvio-glacial marina dominada por estratos siliciclásticos en donde predominan las areniscas fluviales intercaladas con capas de lutita marina. Además, Martínez *et al.* (1983) sugirieron que en el momento del proceso de

deposición, los glaciares rodeaban los márgenes de la cuenca y las sucesiones estratigráficas en el grupo son la representación de una combinación de dos periodos glaciares separados entre sí por un periodo interglaciar intermedio dominada por un intercalo de trasgresión y regresión general. Esto llevó a que se dividiera el Grupo Grant en tres unidades formacionales: Carolyn, Winifred y Betty. En la Figura 3 se puede visualizar la columna estratigráfica del área de Fitzroy Trough - Lennard Shelf (Cadman *et al.*, 1993; Rudge, 2010).

La unidad formacional Carolyn fue definida por Crowe y Tower (1976c), Forman y Wales (1981) y Mory (2010), como un grupo de areniscas intercaladas con lutitas. Dicha unidad está compuesta por diferentes subunidades: a) Wy Worry cuyo espesor es de 50 m entre intercalaciones de arena y lutita, dominada por areniscas macizas y con estratificación cruzada. Su ambiente deposicional está entre un ambiente lacustre y de lago fluvial; b) Millajidee con un espesor de entre 30 y 70 m formado por areniscas de grano medio a grueso con presencia de superficie de lecho bioturbadas, ondulaciones de interferencia, en forma de láminas e impresiones de plantas consistente con el ambiente deposicional deltaico; y c) Deadeea - Ngumba; horizontes arenosos continuos de grano medio - grueso, con un espesor de entre 50 y 19 m; respectivamente.



**Figura 1.** Ubicación espacial del área de estudio, los elementos estructurales del levantamiento del bloque sísmico de Bunda 3D 2009 y la distribución espacial de los principales pozos de correlación (adaptado de Rudge, 2010).

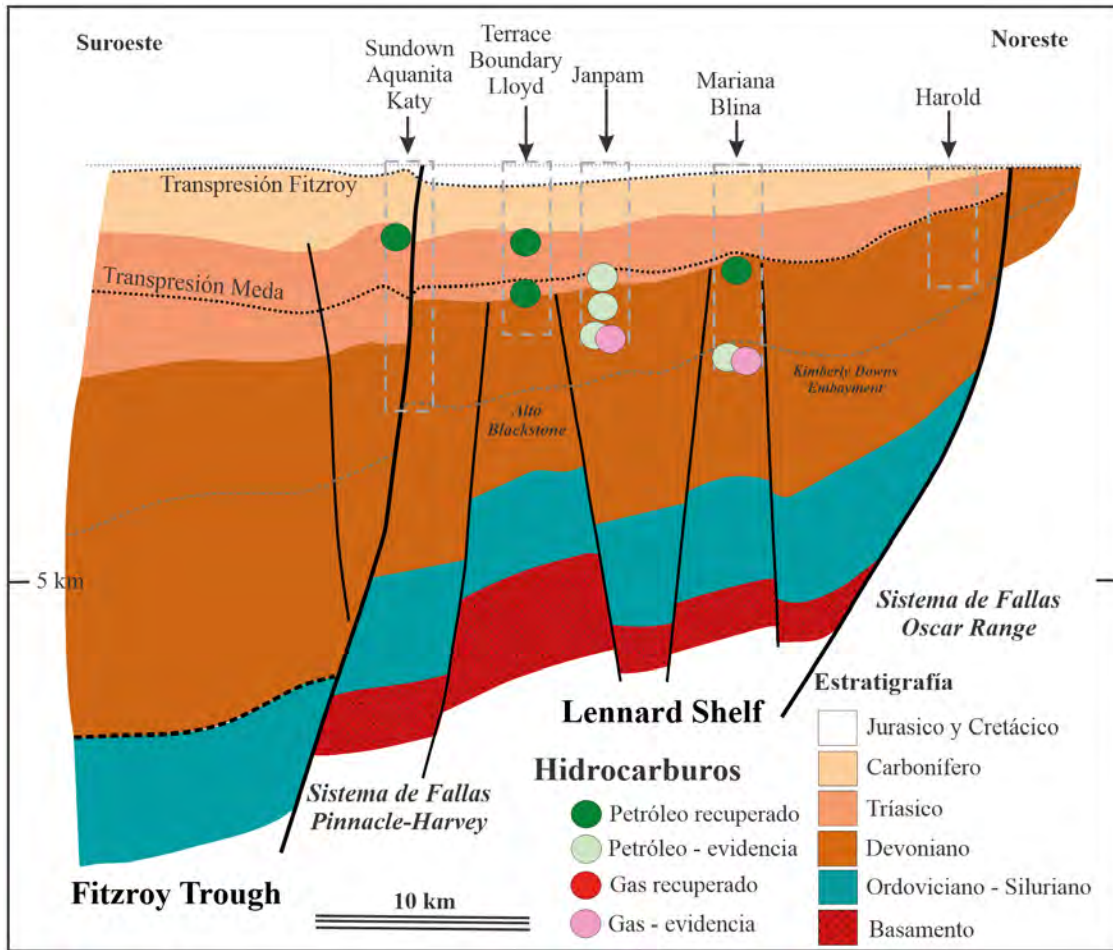


Figura 2. Sección cruzada del esquema geológico de la Cuenca Canning, Australia (adaptada de Rudge, 2010).

La unidad formacional Winifred definida por Crowe y Tower (1976b) como una intercalación de lutitas con areniscas muy finas. Forman y Wales (1981) demostraron dicha distribución e interpretaron la presencia de dichas areniscas como un indicador del proceso de glaciación en un ambiente de deposición marina dada la presencia de foraminíferos y briozoos que actúan como indicadores (Martínez *et al.*, 1983).

La unidad formacional Betty fue propuesta por Crowe y Tower (1976a) como la unidad basal del Grupo Grant compuesta por areniscas intercaladas con lutitas de espesura delgada y conglomerados hacia la base (Forman y Wales, 1981). Esta posee en promedio una espesura de 940 m en el área de Fitzroy – Trough, en

un ambiente de fluvio - glacial a transicional marino (Martínez *et al.*, 1983).

El yacimiento Anderson fue formado en el Viseano Carbonífero Inferior y es una unidad muy gruesa que suprayace al yacimiento Laurel a lo largo de las superficies Fitzroy – Trough y Lennard Shelf (McWhale *et al.*, 1958). Este yacimiento consiste en areniscas de tamaño fino a grueso de colores grises – pardos bien cementados y calibrados intercalados con láminas de lutita. Según Martínez *et al.* (1983), el ambiente de depositación varía entre continental y transicional deltaico con presencia ocasional de indicadores palinológicos marinos.

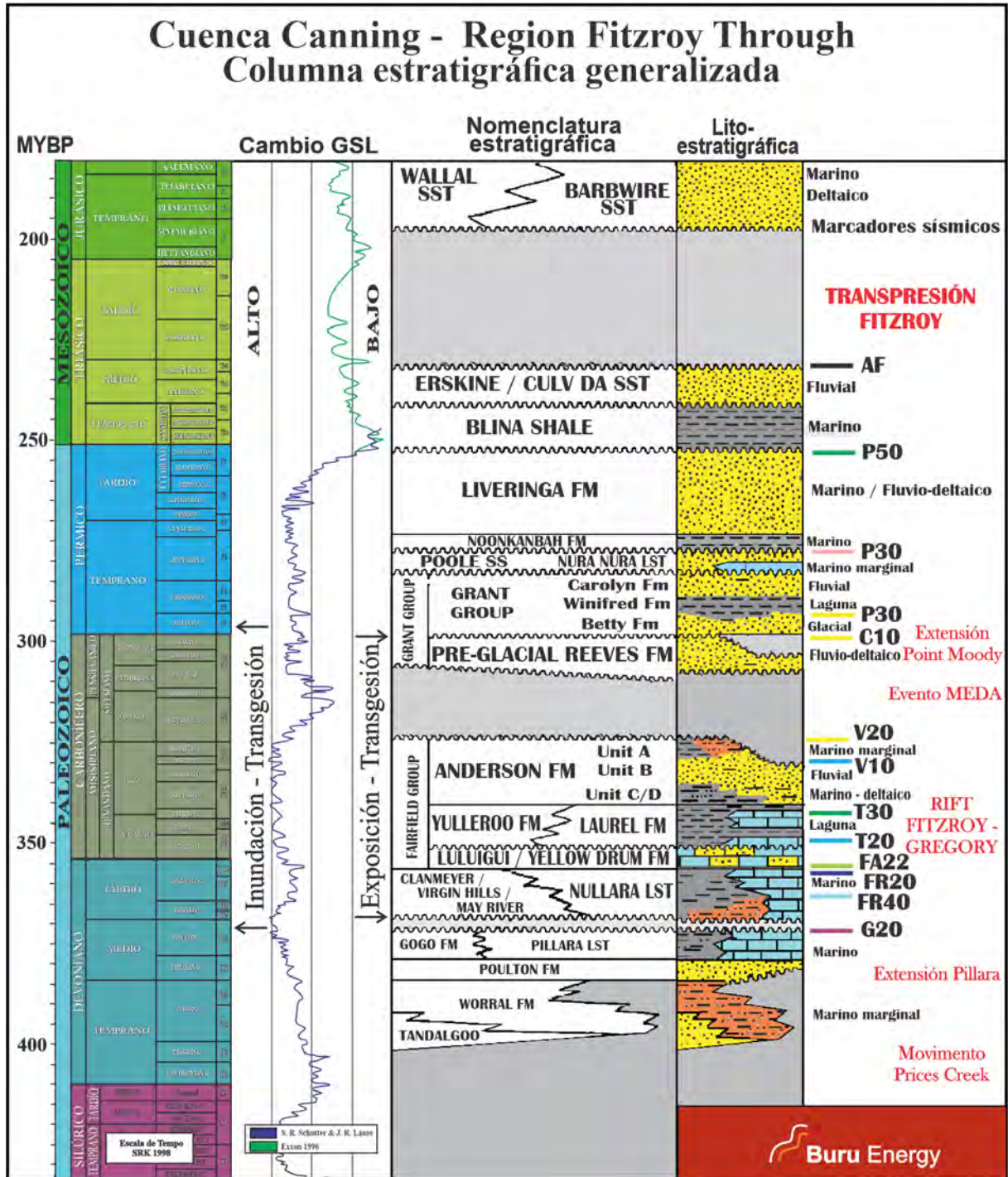


Figura 3. Columna estratigráfica del área de Fitzroy Trough – Lennard Shelf (adaptado de Cadman *et al.*, 1993; Rudge, 2010).

## Metodología

La fuente de la información utilizada en este trabajo corresponde a la plataforma de datos abierta del Sistema de Gestión de Información Geotérmica y de

Hidrocarburo de Australia Occidental (WAPIMS). El inventario de la información consistió en trayectoria de los pozos, reportes de perforación, registros geofísicos, pruebas de presión e informes de resultados de análisis básicos a núcleos de perforación. El flujograma de

trabajo fue dividido en dos etapas: conceptual y de desarrollo. La etapa conceptual tuvo como finalidad clasificar y organizar la información proveniente de la base de datos WAPIMS con el fin de determinar los yacimientos objetivo de estudio permitiendo valorar la factibilidad del proceso y la delimitación del área de estudio. Además de verificar los antecedentes bibliográficos del proceso de migración y acumulación de hidrocarburos en los yacimientos de la cuenca Canning. La etapa de desarrollo comprendió los diferentes procedimientos necesarios para el modelado 1D petrofísico y de facies de los yacimientos de interés.

Entre los procedimientos desarrollados está la generación del modelo de volumen lutita de la roca, a partir de la identificación de las áreas arcillosas y arenosas, siendo el primer filtro de control en la determinación de la calidad de los yacimientos. Sumado a esto, la metodología planteada por Illidge (2017) fue usada en la interpretación y evaluación de los registros geofísicos de resistividad, densidad, neutrón, sónico y rayos gamma, siendo necesario el modelado de los registros de pozos afectados por la calidad del hueco en áreas con deficiente respuesta del registro caliper (diferencia entre el tamaño de broca y registro caliper) afectados por inestabilidades en el hueco que generaron la presencia de derrumbes o desmoronamientos en la cara de los yacimientos. La valoración de este modelado se dio a partir del error absoluto entre el modelo generado y la respuesta original, donde se obtuvieron errores menores a 10%.

Posteriormente, la técnica de clasificación de facies para las unidades formacionales del Grupo Grant (Carolyn, Winifred y Betty) y el yacimiento Anderson se basó en el entrenamiento de redes neuronales. Este se realizó con los registros de pozos que contenían información litológica (sónico, efecto fotoeléctrico, porosidad neutrón y densidad volumétrica) y el modelo de volumen de lutita a través de una red neuronal no supervisada con correlación lineal para combinaciones 1 a 1 entre la información de entrada.

El modelado petrofísico integró mediciones de rayos gamma de núcleo de diámetro completo para el ajuste en profundidad de los resultados núcleos de perforación; mientras el proceso de calibración de los modelos de porosidad efectiva ( $\phi_e$ ), permeabilidad horizontal ( $K_{hor}$ ) y saturación de agua ( $S_w$ ) se realizó

al comparar estos con los análisis de laboratorio de los núcleos de diámetro completo. Los modelos de permeabilidad horizontal se generaron a partir de los datos de porosidad efectiva y permeabilidad horizontal de los núcleos a través de la metodología propuesta por Illidge (2017) basada en el establecimiento de límite superior e inferior entre los datos de las propiedades petrofísicas con el modelo de volumen de lutita buscan así la generación de correlaciones propias para cada uno de los yacimientos en estudio. Finalmente, la generación de secciones cruzadas de modelos de volumen de lutitas, porosidad y permeabilidad clasificadas se hicieron para la valoración de la heterogeneidad y variabilidad litológica y petrofísica de los yacimientos en estudio en los pozos de correlación.

## Análisis de resultados

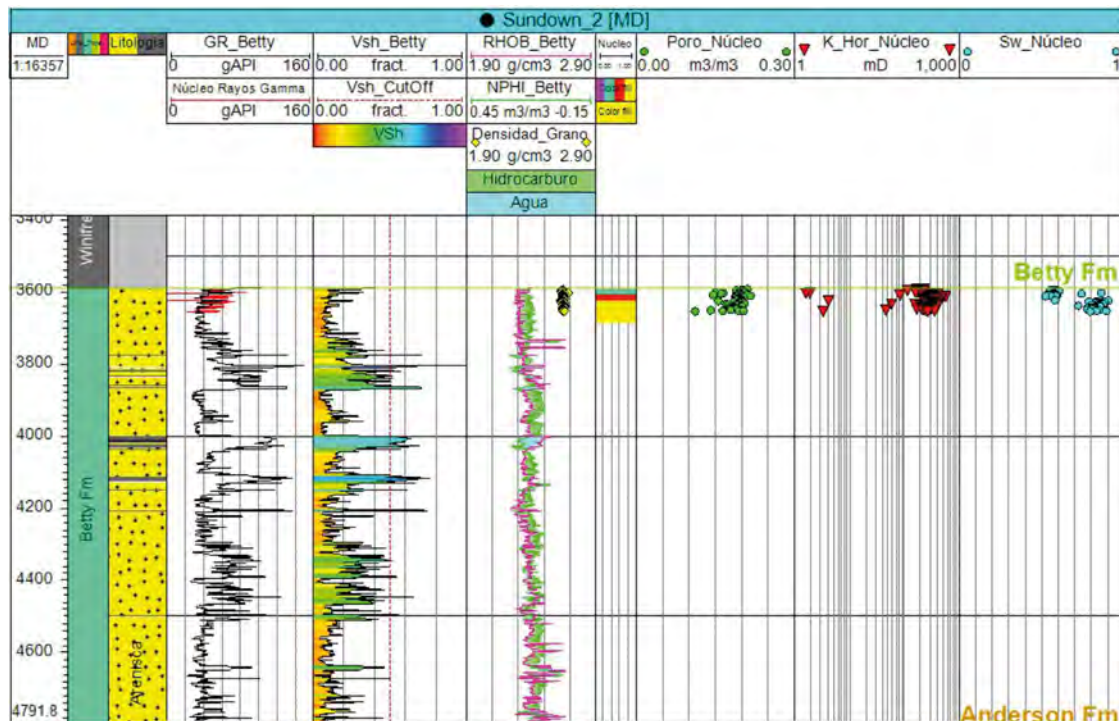
Una vez definidos los yacimientos de estudio, y considerando que la información a utilizar se registra durante y después de la perforación (núcleos de diámetro completo, las muestras de pared, registros de pozos y pruebas de presión), se establece que debe ser cotejada en profundidad para su posterior uso. Es así, como se procedió a la corrección en profundidad de los análisis de laboratorio de los núcleos de diámetro completo a partir del registro de rayos gamma corrido sobre dichos núcleos y comparado con el registro rayos gamma. Dicho proceso fue necesario dado el colapso vertical de algunas secciones de las muestras núcleos de diámetro completo.

La Tabla 1 muestra la relación de los núcleos de diámetro completo corazonados para la unidad formacional Betty del Grupo Grant y el yacimiento Anderson en los pozos de correlación Lloyd 1 (L11), Sundown 2 (S2), Sundown 3 (S3) y Sundown 4 (S4). En la unidad formacional Carolyn no se evidenciaron datos de análisis de núcleos de diámetro completo. Además, en la tabla se presenta la relación de las secciones recuperadas en los núcleos y la descripción litológica de los mismos.

La Figura 4 muestra la comparación del registro de rayos gamma medido en los núcleos perforados, a las profundidades de 1095 – 1099 para el núcleo 1, 1099 – 1104,5 m para el núcleo 2, y 1104,5 – 1122,5 m, para el núcleo 3; con el registro de rayos gamma corrido dentro de la unidad formacional Betty del Grupo Grant.

**Tabla 1.** Relación de los intervalos corazonados a partir de núcleos de diámetro completo, su longitud y profundidades no recuperadas en la unidad formacional Betty del Grupo Grant y el yacimiento Anderson en los pozos de correlación Lloyd 1 (L11), Sundown 2 (S2), Sundown 3 (S3) y Sundown 4 (S4).

No.	Pozo	Yacimiento / unidad formacional	Intervalo (m)	Longitud (m)	Recuperación del núcleo			Descripción litológica
					Longitud (m)	Fracción (%)	Profundidad no recuperada (m)	
1	L11	Anderson	1511 - 1529	18	18	100	-	Intercalación de areniscas consolidadas con lutitas
1	S2	Betty	1095 - 1099	4	3,82	95,5	1098,82 - 1099	Areniscas consolidadas
2	S2	Betty	1099 - 1104,5	5,5	5,14	93,45	1104,14 - 1104,25	Arenisca friable
3	S2	Betty	1104,5 - 1122,5	18	9,6	53,33	1114,2 - 1122,5	Intercalación de areniscas consolidadas y lutitas
2	S3	Betty	1086 - 1104	18	12,62	70	1098,62 - 1104	Areniscas consolidadas con intercalación de areniscas arcillosas
3	S3	Betty	1174 - 1192	18	15,75	88	1189,75 - 1192	Areniscas consolidadas con intercalación de areniscas arcillosas
1	S4	Betty	1090 - 1108	18	18	100	-	Lutitas friables
2	S4	Betty	1166,77 - 1169	2,23	2,23	100	-	Areniscas consolidadas
3	S4	Betty	1172,2 - 1190,8	18,6	18,6	100	-	Areniscas consolidadas
4	S4	Anderson	1609,2 - 1627,7	18,5	18,5	100	-	Areniscas consolidadas



**Figura 4.** Comparación del registro de rayos gamma de núcleo (línea roja) vs respuesta del registro de rayos gamma del pozo (línea negra) dentro del yacimiento Betty del Grupo Grant en la cuenca Canning, Australia.

### Modelamiento del volumen de lutitas ( $V_{Sh}$ )

El modelo para cuantificar el volumen de lutita ( $V_{Sh}$ ) se generó a partir del registro rayos gamma (Ecuación 1) dado que los registros de densidad volumétrica y porosidad neutrón de la roca debieron ser modelados en algunas secciones por la mala calidad de las paredes del pozo.

$$V_{Sh} = \frac{GR_{log} - GR_{SS}}{GR_{Sh} - GR_{SS}} \quad (1)$$

Donde:

- $V_{Sh}$ : modelo de volume de lutita (vol%)
- $GR_{log}$ : respuesta del registro de rayos gamma (gAPI)
- $GR_{SS}$ : respuesta rayos gamma para las areniscas limpias (gAPI)
- $GR_{Sh}$ : respuesta rayos gamma para las lutitas (gAPI)

Adicionalmente, se dispuso de los resultados semicuantitativos de Difracción de Rayos X (DRX) obtenidos sobre las muestras de areniscas de la unidad formacional Betty para la identificación de las lutitas representativas. A pesar de que convencionalmente el modelo de lutitas es validado con resultados DRX, al ser estos semicuantitativos, sirvieron netamente como estimativos más no concluyentes. Sin embargo, fue posible contar con imágenes de Microscopia Electrónica de Barrido (SEM, por sus siglas en inglés) y espectrogramas que permitieron identificar la presencia de arcillas como illita y caolinita en la unidad formacional Betty.

La Figura 5 muestra el proceso de calibración núcleo – perfil, donde se encuentra el modelo 1D de lutita para el pozo Sundown 3, a la izquierda para la unidad formacional Carolyn y a la derecha la unidad formacional Betty del Grupo Grant.

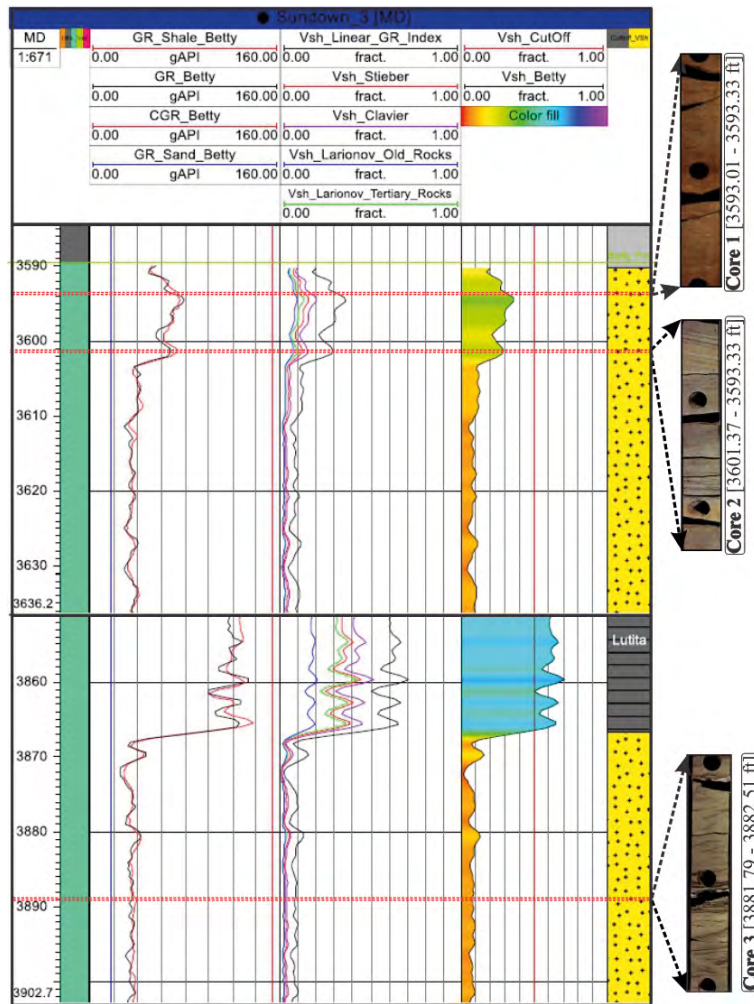
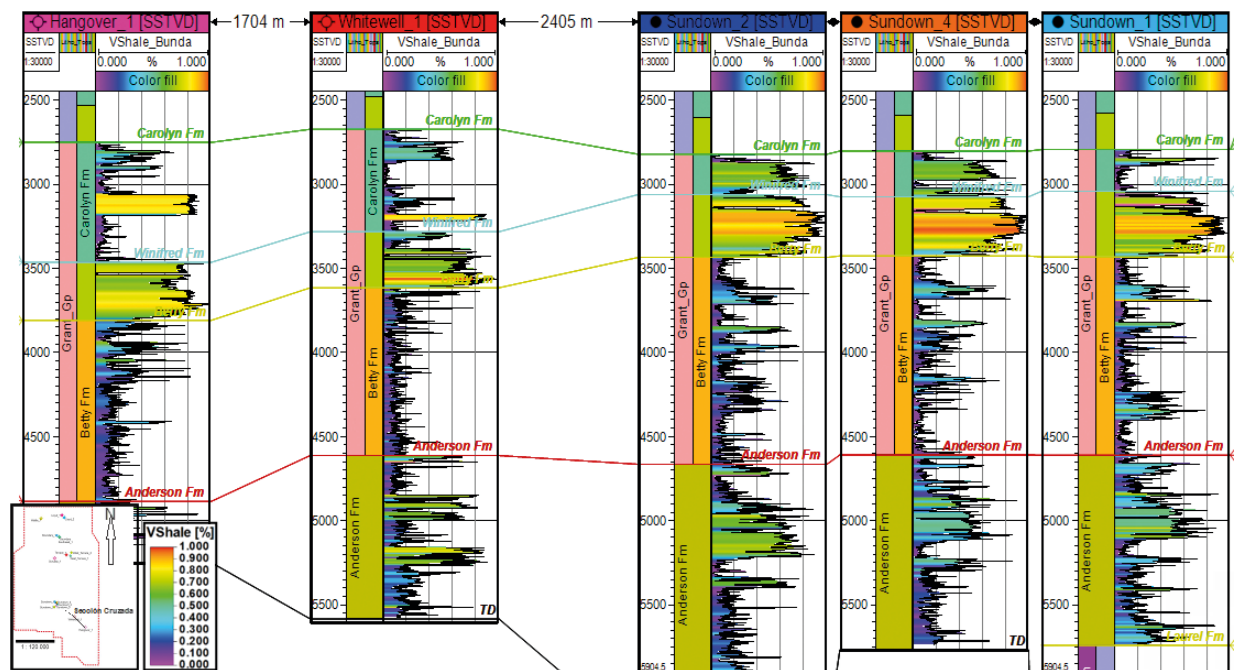


Figura 5. Modelo 1D de lutita de la roca ( $V_{Sh}$ ) comparado con las imágenes de los núcleos de diámetro completo para el Sundown 3 en la unidad formacional Betty del Grupo Grant.

En la Figura 6 se cuenta con una sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) del modelo de lutita de la roca ( $V_{sh}$ ), de los yacimientos de interés en los pozos de correlación Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 2, Sundown 4 y Sundown 1. En dicha sección se puede evidenciar la heterogeneidad y variabilidad del modelo de volumen de lutita de la roca ( $V_{sh}$ ). Resaltando los altos contenidos de lutita de la unidad formacional Winifred del Grupo Grant, permitiendo ser un referente para evaluar su calidad como sello del sistema petrolífero. Además, la unidad formacional Carolyn presenta secciones hacia el Noroeste con alto contenido de lutita, siendo estas capas sellantes para las acumulaciones de hidrocarburos en el campo Sundown. Además de

que la unidad formacional Betty es la más limpia del Grupo Grant.

Por último, el yacimiento Anderson presenta capas intra-yacimiento, que permiten evidenciar la posible existencia de areniscas saturadas intra-yacimiento. Además es posible determinar que las unidades formacionales del Grupo Grant y el yacimiento Anderson presentan un alto volumen de lutitas. Dado que un yacimiento puede considerarse limpio si el contenido de lutita es menor al 5% del volumen de la roca, arcilloso si el contenido de lutita está entre 5% y 33%, y al poseer valores mayor a 33% de contenido de lutita es considerada altamente arcilloso (Kamel y Mabrouk, 2003).



**Figura 6.** Sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad del modelo de volumen de lutita de la roca ( $V_{sh}$ ) de los yacimientos de interés en los pozos de correlación Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 2, Sundown 4 y Sundown 1.

## Modelado de facies

*Modelado de registros de pozo en secciones con mala calidad de hueco:* durante la etapa de inventario de información, previamente desarrollado, se evidenció que en algunas secciones del pozo se contaba con una calidad deficiente en el diámetro de los pozos de correlación. Esto al observar amplias diferencias entre el registro caliper y el tamaño de la broca usada para la perforación de la zona. En la Figura 7 se puede corroborar la mala calidad del hueco para una sección del pozo Sundown 2 en el intervalo del yacimiento Anderson.

Evaluando la presencia de posibles derrumbamientos o erosión en la cara del pozo, los cuales, afectaron las mediciones de los registros de pozos que requirieron el contacto con dicha pared para efectuar sus registros. Por ejemplo, los registros de densidad volumétrica y porosidad neutrón de la roca. Siendo así, se implementó la metodología propuesta por Illidge (2017) para el modelado de los registros de pozos afectados para la mala calidad de las paredes del pozo.

Dicha metodología se fundamenta en la selección de las áreas a ser objeto del modelado, en función de la

verificación de la calidad de las paredes del pozo (diferencia entre el registro caliper y el tamaño de la broca) y la respuesta del registro de corrección de la densidad volumétrica (DRHO). Siendo aplicado sobre las áreas con desmoronamiento, erosión o derrumbe de las paredes del pozo. Es así como, se decidió modelar los registros de densidad volumétrica y porosidad neutrón en dichas zonas, al ser afectados por el deficiente o inexistente contacto entre la herramienta de sondaje con la pared del yacimiento.

Las áreas con caliper deficiente (presencia de derrumbes de las paredes del pozo) y con valores superiores a  $\pm 0,1 \text{ g/cm}^3$  se interpretaron como áreas poco confiables en la respuesta de dicho registro DRHO por el efecto de la

calidad de hueco (presencia de derrumbes, etc.). De esta manera, se determinó la selección de límites inferior ( $-0,09 \text{ g/cm}^3$ ) y superior ( $0,09 \text{ g/cm}^3$ ) sobre el DRHO para la determinación de las zonas de los diferentes yacimientos de interés dentro de la trayectoria de los pozos en donde era necesario el modelado de la densidad volumétrica y la porosidad neutrón de la roca afectados por dicho efecto.

Este proceso fue implementado a través de la metodología de Illidge (2017), la cual vincula las respuestas y relaciones existentes entre la velocidad de onda compresional y el modelo de lutita con los perfiles de densidad volumétrica (Ecuación 2) y la porosidad neutrón de la roca (Ecuación 3).

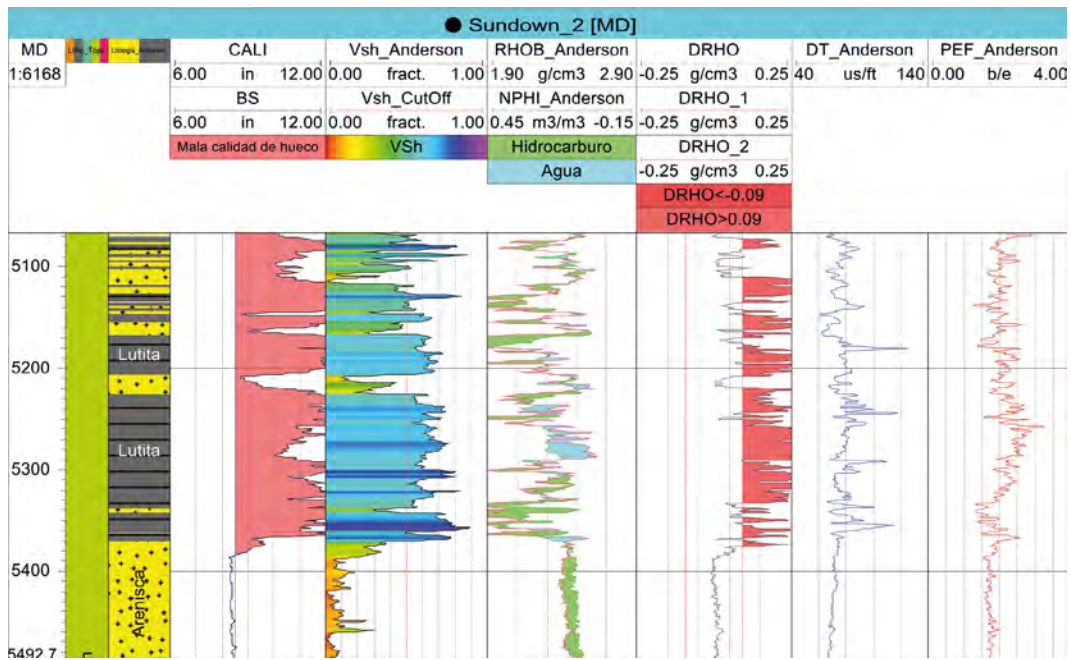


Figura 7. Ejemplo de la mala calidad de las paredes del pozo para un intervalo del yacimiento Anderson en el Pozo Sundown 2.

$$\rho(V_p, V_{Sh}) = \rho \text{ UpperLimit}(V_p) \times V_{Sh}^a + \rho \text{ LowerLimit}(V_p) \times (1 - V_{Sh}^a) \quad (2)$$

$$\phi_{NPHI}(V_p, V_{Sh}) = \phi_{NPHI} \text{ UpperLimit}(V_p) \times V_{Sh}^a + \phi_{NPHI} \text{ LowerLimit}(V_p) \times (1 - V_{Sh}^a) \quad (3)$$

Donde:

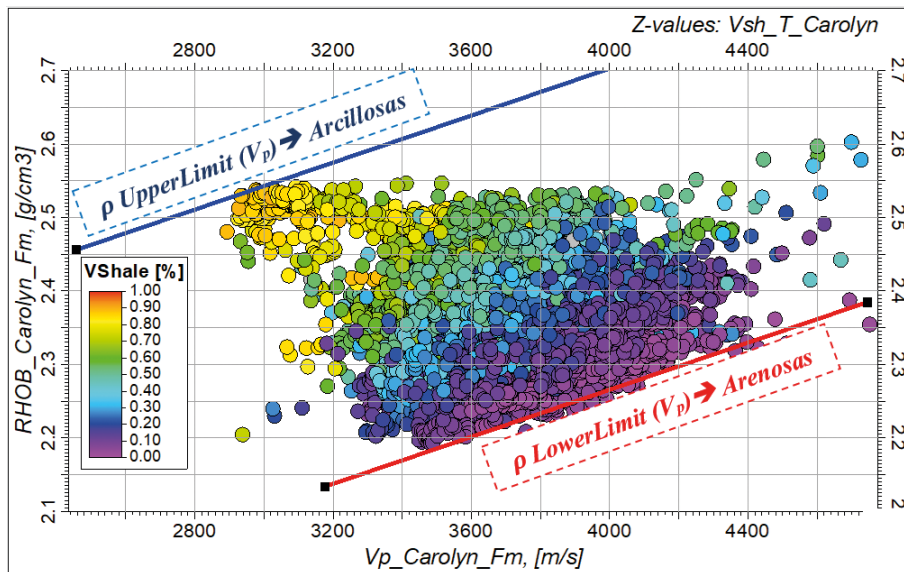
- $\rho \text{ UpperLimit}(V_p)$ : límite superior
- $\rho \text{ LowerLimit}(V_p)$ : límite inferior
- $V_{Sh}$ : modelo de volume de lutita
- $\phi_{NPHI} \text{ UpperLimit}(V_p)$ : límite superior
- $\phi_{NPHI} \text{ LowerLimit}(V_p)$ : límite inferior
- $V_{Sh}$ : modelo de volumen de lutita
- $V_p$ : velocidad de onda compresional u onda P
- a: factor de calibración (depende de cada pozo y es ajustado por el intérprete)

La Figura 8 es el gráfico de correlación que muestra la velocidad de onda compresional, el modelo de lutita y la densidad volumétrica de la roca para la unidad formacional Carolyn. En dicho gráfico fueron determinados los límites inferior ( $\rho \text{ LowerLimit}(V_p)$ ) y superior ( $\rho \text{ UpperLimit}(V_p)$ ) usados en la ecuación 2 para el modelado de la densidad volumétrica. Este proceso también se desarrolló para el modelado de la porosidad neutrón de la roca. Ambos modelados fueron efectuados en las zonas de los pozos de correlación

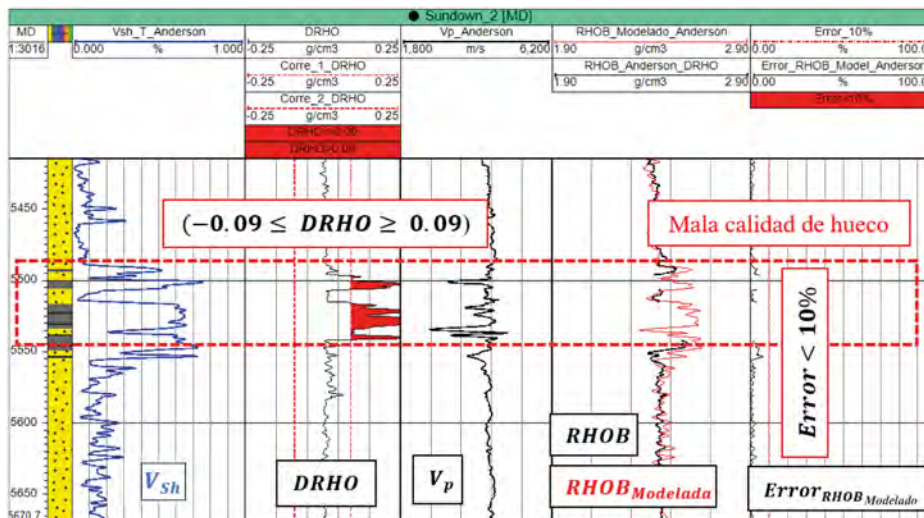
que presentaban problemas con la calidad del hueco en los yacimientos de interés.

La Figura 9 muestra el ajuste entre el modelo de densidad volumétrica de la roca y la respuesta original de dicho perfil para uno de los pozos de correlación del Bloque Bunda 3D en la Formación Anderson. Es de resaltar que la diferencia entre el modelo generado y la respuesta original, tanto en el caso de registro de densidad volumétrica como para el caso del registro de porosidad neutrón de la roca es menor al 10%. Lo que permite determinar que la metodología usada es

aceptable y los modelos son acordes. El modelado de registros eléctricos de pozos en las zonas del pozo con mala calidad de hueco se hace una necesidad para garantizar que en los intervalos de interés se cuente con una correcta información que conlleve a la generación de modelos de facies y de propiedades petrofísicas. Es así, como la metodología propuesta por Illidge (2017) se presenta como una herramienta para dar cumplimiento a este objetivo. Esta logra articular información del registro sísmico y de rayos gamma, no afectados por la calidad del hueco, en el proceso de modelado.



**Figura 8.** Correlación entre la velocidad de onda compresional ( $V_p$ ), densidad volumétrica de la roca (RHOB) y modelo de lutita ( $V_{sh}$ ) para la unidad formacional Carolyn, en donde se cuentan con las tendencias límite superior (UpperLimit ( $V_p$ )) y límite inferior (LowerLimit( $V_p$ )) para el modelado de la densidad volumétrica de la roca.



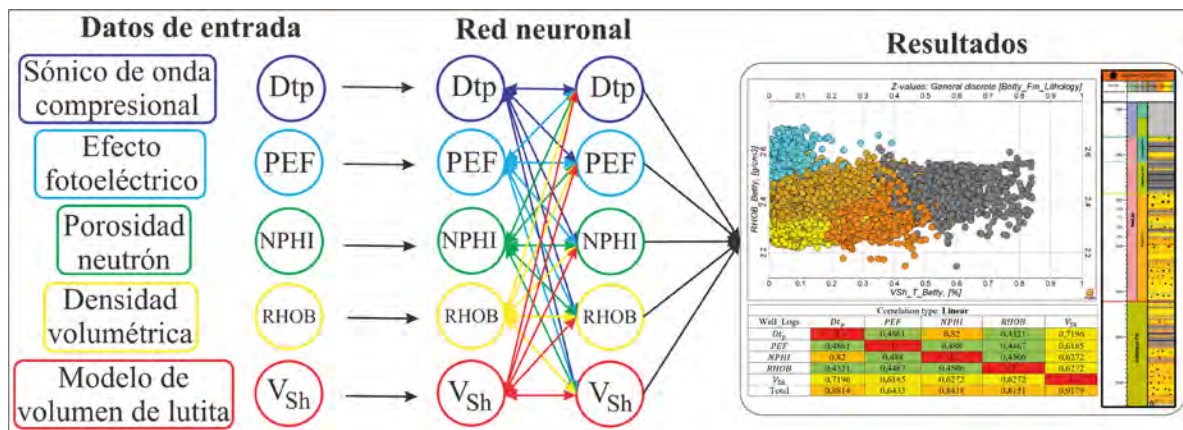
**Figura 9.** Ajuste entre el modelo de densidad volumétrica y la respuesta original del registro de contacto para uno de los pozos de correlación del Bloque Bunda 3D a partir de la correlación propuesta por Illidge (2017) en una zona del pozo con mala calidad.

**Modelado de facies:** el proceso de clasificación de facies para las unidades formacionales del Grupo Grant (Carolyn, Winifred y Betty) y el yacimiento Anderson, se desarrolló a través de la vinculación de perfiles geofísicos de pozo (sónico de onda compresional -  $Dt_p$ , efecto fotoeléctrico - PEF, porosidad neutrón - NPHI, densidad volumétrica - RHOB y el modelo del volumen de lutita -  $V_{Sh}$ ) como datos de entrada para el entrenamiento de la red neuronal. La red neuronal aplicada fue de tipo no supervisada con correlación lineal entre combinaciones 1 a 1 entre la información de entrada con el fin de determinar 6 facies. Otorgando un mayor grado de correlación entre los datos de entrada (alrededor del 0,8), con un promedio de 20,000 iteraciones por entrenamiento y un error límite de este de máximo 1%.

En la Figura 10 se presenta el diagrama de flujo aplicado para el modelado de facies a través de redes neuronales, cuyos resultados fueron el modelo de facies litológicas para los yacimientos de interés. En la Tabla 2, se puede visualizar el grado de correspondencia entre los datos de entrada (perfiles de pozo) para la unidad formacional Winifred del Grupo Grant, siendo este uno de los parámetros de entrenamiento de la red

neuronal implementada. Posteriormente, se procedió al modelado de las 6 facies para los yacimientos de interés, los cuales fueron lutita, arenisca limpia de alta densidad, arenisca limpia de baja densidad, arenisca arcillosa de alta densidad, arenisca arcillosa de baja densidad, arenisca con cemento calcáreo.

De los resultados se resalta, la importancia del registro efecto fotoeléctrico (PEF, por sus siglas en inglés) en la determinación de las areniscas con cemento calcáreo (calcita) dada la relación existente entre dicho registro y el número atómico efectivo que permite vincular el concepto mineralógico. Las areniscas con cemento calcáreo fueron definidas en los reportes de perforación sobre las muestras de paredes, ripios y núcleos de diámetro completo. Además, la clasificación de facies se desarrolló sobre la unidad formacional Winifred, con el fin de verificar la función de sello regional del sistema petrolífero, contando así con una intercalación entre areniscas arcillosas y lutitas. En la Tabla 3 se resume la descripción de las 6 facies modeladas a través de redes neuronales, recopiladas desde las muestras de paredes y los núcleos de diámetro completo en los reportes de completamiento de pozo obtenidos desde la plataforma WAPIMS.








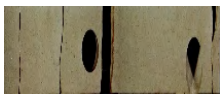
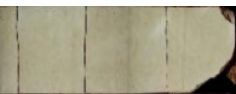


**Figura 10.** Diagrama de flujo aplicado para la implementación de redes neuronales en el modelado de facies, cuyos datos de entrada fueron los perfiles geofísicos de pozos.

**Tabla 2.** Determinación de la correlación existente entre los registros de pozos de entrada en la red neuronal para la clasificación de facies en los pozos de correlación para la unidad formacional Winifred del Grupo Grant.

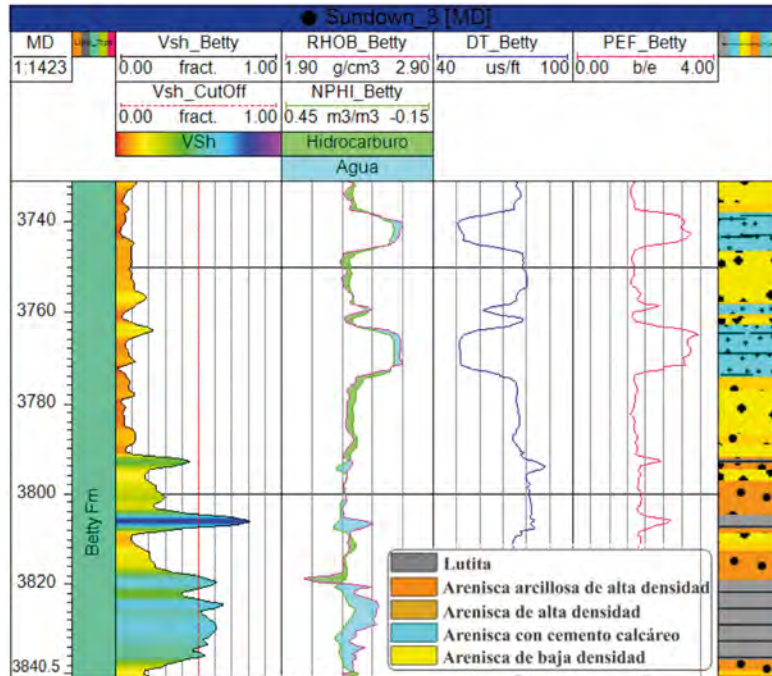
Registros de pozo	$Dt_p$	PEF	NPHI	RHOB	$V_{Sh}$
$Dt_p$	1	0,4861	0,82	0,4321	0,7196
PEF	0,4861	1	0,488	0,4467	0,6185
NPHI	0,82	0,488	1	0,4506	0,6272
RHOB	0,4321	0,4467	0,4506	1	0,6272
$V_{Sh}$	0,7196	0,6185	0,6272	0,6272	1
Total	0,8814	0,6433	0,8438	0,8151	0,9179

**Tabla 3.** Descripción de facies modeladas a través de redes neuronales (fotografía de sección de núcleo de diámetro completo tomada de la descripción de muestras de paredes y núcleo de diámetro completo).

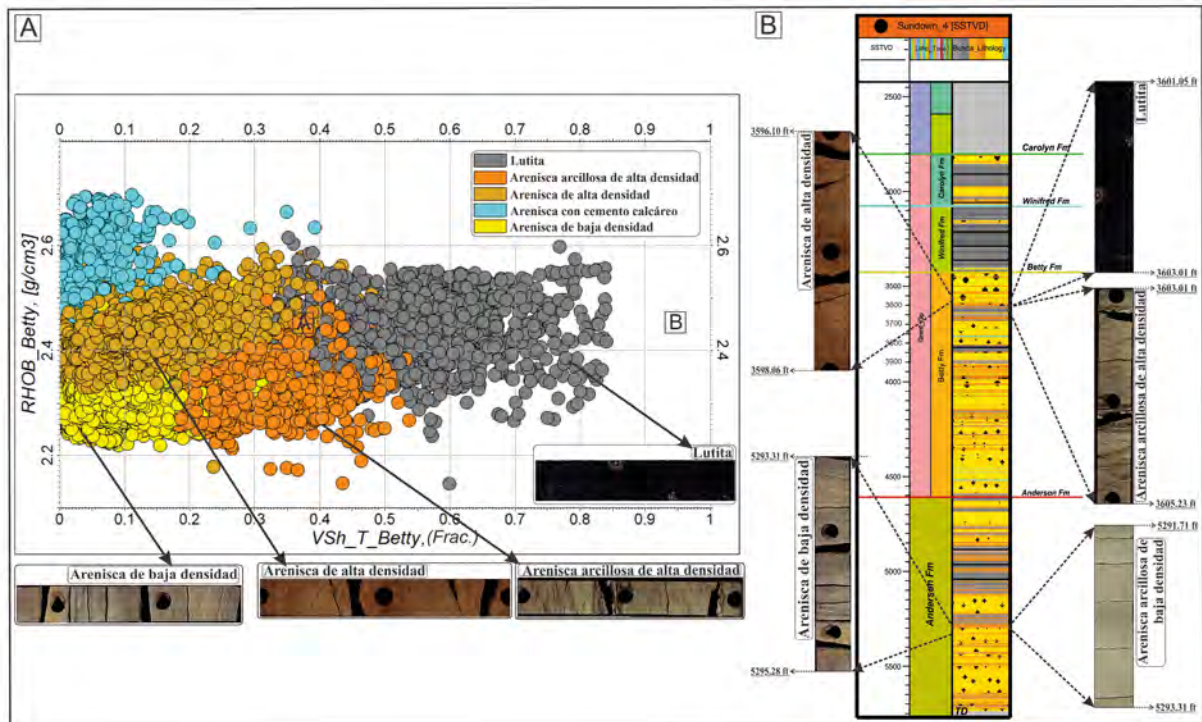
Facies	Sundown 2	Sundown 4	Descripción de facie
Lutita	<u>No consta</u>	Núcleo 2 - Betty 	Lutita de color gris oscuro, moderadamente duro, ocasionalmente limoso, subfísil - fisionable, con granos muy finos de cuarzo intercalados con medio limolitas de marrón y moderadamente duro.
Arenisca limpia de alta densidad	Núcleo 1 - Betty 	Núcleo 1 - Betty 	Arenisca de claro, translúcido, blanco, ocasionalmente, naranja y marrón, gris claro. De grano medio-grueso, mal clasificado, traza de pirita, traza de cuarzo rosa, traza feldespato.
Arenisca limpia de baja densidad	Núcleo 2 - Betty 	Núcleo 3 - Betty 	Arenisca de color claro o translúcido, predominantemente de grano medio y ocasionalmente grueso. Sus granos son muy angulares - arredondados. Cemento de sílice, trazas de fragmentos líticos verdes. Con rastro de pirita que afectan su densidad.
Arenisca arcillosa de alta densidad	Núcleo 2 - Betty 	Núcleo 3 - Betty 	Arenisca de color gris medio, es firme, masivo, no calcáreo, con ocasionales granos de cuarzo bien redondeados incrustado. Además, presentas calidades parecidas a las limolitas.
Arenisca arcillosa de baja densidad	Núcleo 3 - Betty 	Núcleo 4 -Anderson 	Arenisca de gris - blanco - marrón medio, firme - moderadamente duro, en bloques, astillado, micro - micáceo, ligeramente limoso, con muy finos granos de cuarzo.
Arenisca con cemento calcáreo	<u>No consta</u>	<u>No consta</u>	Arenisca de color blanco - gris claro, friable - moderadamente duro, muy fino - grano fino, muy angular, pero con cuarzo subangular. Cemento calcáreo de tipo calcita.

En la Figura 11 se evidencia el conjunto de registros de pozos usados para el modelado de facies en el pozo Sundown 3 para la unidad formacional Betty del Grupo Grant. En este se evidencian los altos valores (>3 b/e) del registro de Efecto Fotoeléctrico (PEF) que fueron determinantes para el modelado de areniscas con cemento calcárea (calcita). Se muestra en la Figura 12, la gráfica de clasificación de facies para la unidad formacional Betty validada con los núcleos de perforación de diámetro completo (Figura 12A) y el

modelo 1D de facies para las unidades formaciones del Grupo Grant y el yacimiento Anderson en el pozo de correlación Sundown 4 y la correspondiente validación con los núcleos de perforación de diámetro completo (Figura 12B). Finalmente, la Figura 13 muestra una sección cruzada del modelo de facies en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) en donde se visualiza la heterogeneidad y variabilidad litológica lateral de los yacimientos en estudio.



**Figura 11.** Ejemplo del conjunto de registros de pozos usados para el modelado de facies en el pozo Sundown 3 para la unidad formacional Betty del Grupo Grant. En este se evidencian los altos valores (>3 b/e) del registro de Efecto Fotoeléctrico (PEF) los cuales fueron determinantes para el modelado de areniscas con cemento calcáreo (calcita).



**Figura 12. A.** Gráfica de clasificación de facies para la unidad formacional Betty del Grupo Grant corroborado con los núcleos de perforación de diámetro completo. **B.** Modelo 1D de facies en el pozo Sundown 4 y su validación con los núcleos de perforación de diámetro completo.

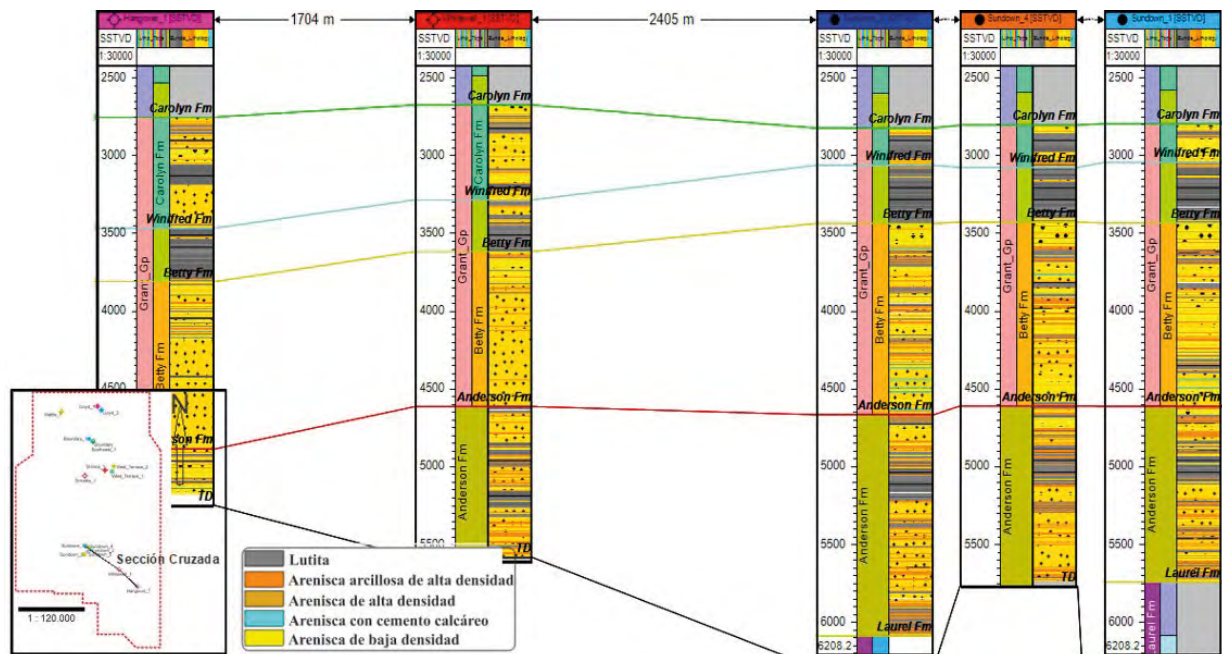


Figura 13. Sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad litológica de los yacimientos en estudio en los pozos de correlación Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 4 y Sundown 1.

### Propiedades petrofísicas básicas

Establecidos los modelos de facies y de volumen de lutita, se procedió a la determinación de las propiedades petrofísicas básicas para el estudio de zonas prospectivas dentro de cada uno de los yacimientos, esto en función de capacidades de flujo y saturaciones de fluidos.

**Porosidad efectiva:** el primer paso aplicado para el modelado de la porosidad efectiva de la roca fue la determinación del modelo de porosidad total de la roca ( $\phi_{T\_Densidad}$ ). Esto se logró a partir de la respuesta del registro de densidad volumétrica de la roca (RHOB) (Ecuación 4).

$$\phi_{T\_Densidad} = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{RHOB}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad (4)$$

Donde:

- $\phi_{T\_Densidad}$ : modelo de porosidad total de la roca ( $V/V$ )
- $\rho_{matriz}$ : densidad de la matriz de la roca ( $g/cm^3$ )
- $\rho_{RHOB}$ : densidad volumétrica de la roca ( $g/cm^3$ )
- $\rho_{fluido}$ : densidad del fluido saturante ( $g/cm^3$ )

Posterior a la determinación del modelo de porosidad total, y con el fin de aplicar el modelo correcto para la

porosidad efectiva de la roca ( $\phi_e$ ), se hizo fundamental la determinación del tipo de distribución de lutitas contenidas en la roca. Dado que estas pueden ser de cuatro tipos: laminares, estructurales, dispersas o combinaciones (Asquith, 1998; Ali *et al.*, 2016). Por lo cual, a través de la gráfica de distribución de lutitas de Thomas y Stieber (1975) fue posible visualizar el tipo de lutita contenida en los yacimientos de interés. La técnica pretende analizar la variación existente de la porosidad en relación con el volumen y distribución de lutita en la roca en las secuencias de arena-lutita.

En la Figura 14 está la gráfica de la distribución de lutitas para la unidad formacional Betty del Grupo Grant, en la que se evidenció una tendencia de lutita laminar contenida en dicha unidad. Teniendo en cuenta la tendencia de lutitas laminares contenidas en los yacimientos de interés, se determinó implementar el modelo de porosidad efectiva que vincula este efecto (Ecuación 5). En la Figura 15A se muestra el diagrama de flujo aplicado para el modelado de la porosidad efectiva de la roca para las unidades formacionales de interés del Grupo Grant (Carolyn y Betty) y el yacimiento Anderson. Mientras en la Figura 16 está el modelo de facies y los modelos de porosidad total y efectiva para la unidad formacional Betty del Grupo Grant en el pozo Sundown 2. Es de resaltar que a través de la técnica de inyección de mercurio fueron

obtenidos los valores de porosidad efectiva de la roca sobre las muestras de diámetro completo con los cuales fue validado el modelo desarrollado.

$$\phi_e = \phi_{T\_Densidad} - V_{Sh} \times (\phi_{T\_Densidad} - \phi_{Sh}) \quad (5)$$

Donde:

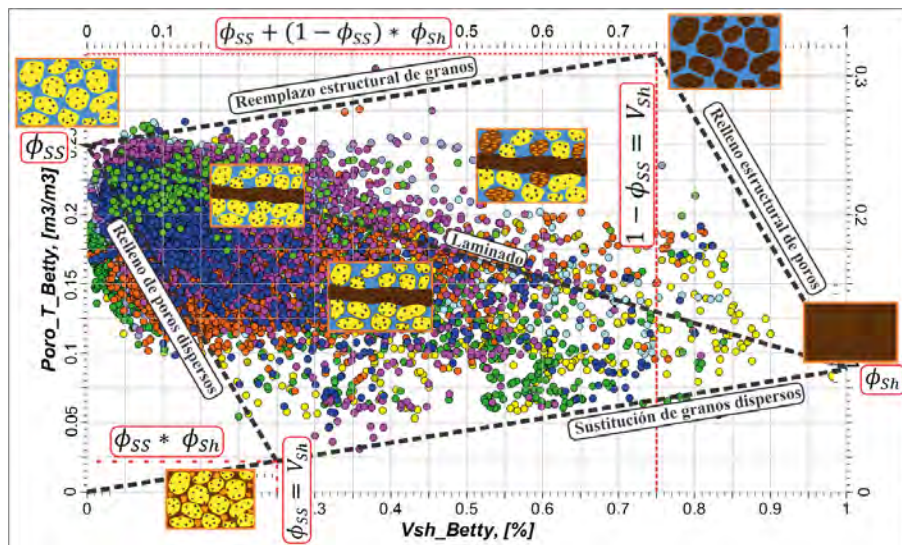
- $\phi_e$ : modelo de porosidad efectiva para yacimientos con lutita laminada (V/V)
- $\phi_{T\_Densidad}$ : modelo de porosidad total desde la respuesta del registro de densidad volumétrica de la roca (V/V)
- $\phi_{Sh}$ : porosidad de lutita (V/V)
- $V_{Sh}$ : modelo de lutita (V/V)

Este modelo presentó inconvenientes en pozos Lloyd 1, Lloyd 2, West Terrace 1 y West Terrace 2 localizados en la parte norte del área del estudio debido a la presencia de trazas de pirita ( $FeS_2$ ) en los yacimientos de interés. Dicho mineral fue descrito en los reportes provenientes de la descripción de ripios de perforación en estos pozos. La pirita afectó directamente la respuesta del registro de densidad volumétrica de la roca por su alta densidad ( $5 \text{ g/cm}^3$ ), lo que llevó a contar con estimaciones pesimistas de la porosidad efectiva. También tuvo incidencia en los registros de porosidad neutrón y resistivo. Este último se vio afectado por la buena conductividad eléctrica de dicho mineral (Klimentos, 1995).

Saturación de agua: el modelo de saturación de agua se vio influenciado por el efecto de la recarga de agua meteórica y/o hidrodinamismo sobre los yacimientos

de interés. Dado que esto condujo a tener contrastes de la salinidad en el agua de formación; efectos sobre la respuesta de resistividad, siendo casi imperceptible las variaciones de resistividad profunda entre las zonas saturadas por hidrocarburo y las saturadas por agua (acuífero). En la Figura 15B se tiene el diagrama de flujo aplicado para el modelado de la saturación de agua para las unidades formacionales de interés del Grupo Grant y el yacimiento Anderson.

La compleja identificación de los contactos agua - hidrocarburo, se evidenció por la presencia de hidrodinamismo, los contactos no son horizontales sino inclinados, como producto de la no verticalidad de la fuerza resultante entre la fuerza hidráulica y la fuerza de flotación (Hubbert, 1953). En la Figura 17 se puede observar la representación esquemática de los contactos agua - hidrocarburo identificados en función de los registros de pozos y los análisis de saturación de agua en los núcleos de diámetro completo en la unidad formacional Betty del Grupo Grant para las arenas 1100 y 1180. Es de resaltar, que los yacimientos producto de los procesos sedimentarios, presentan múltiples arenas saturadas con hidrocarburos a diferentes profundidades. Por ende, la existencia de diversos contactos agua - hidrocarburo y variaciones en la respuesta de la resistividad del agua de formación, hizo necesaria la evaluación y la corrección de los datos provenientes de las pruebas *Drill-Steam Test* (DST). Entre los datos obtenidos de esas pruebas DST estaban los fluidos de formación fundamentales para la determinación de las características del agua de formación.



**Figura 14.** Gráfica del modelo de distribución de lutitas de Thomas y Stieber (1975) aplicado a la unidad formacional Betty del Grupo Grant. Tendencia laminada de las lutitas en el yacimiento de interés. En donde  $V_{Sh}$  es el volumen de lutita,  $\phi_{SS}$  es la porosidad máxima y  $\phi_{Sh}$  es la porosidad en la lutita.

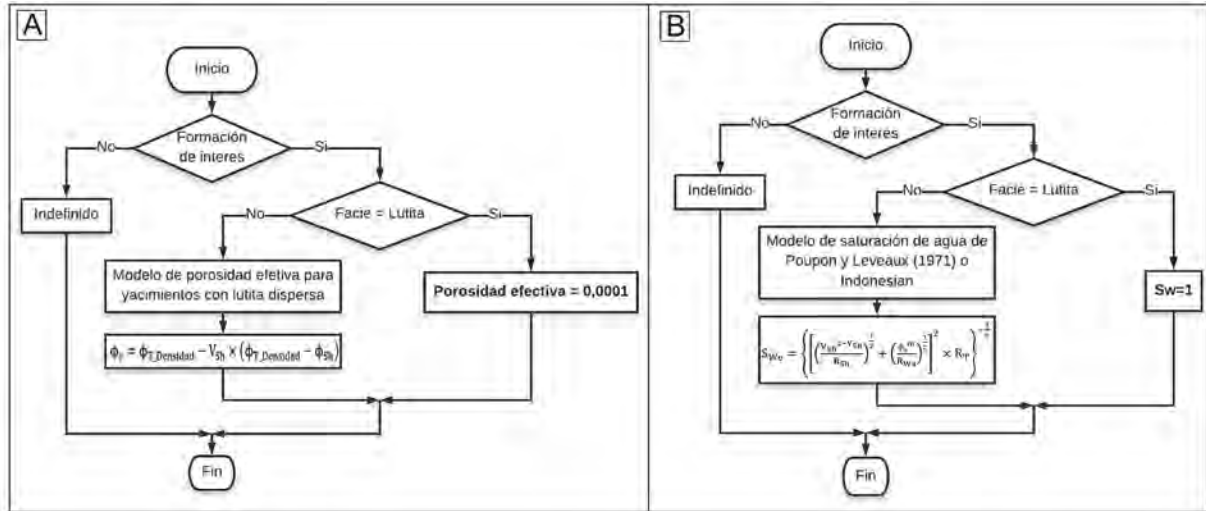


Figura 15. Diagramas de flujo aplicado para el modelado de A. la porosidad efectiva de la roca y B. la saturación de agua para las unidades formacionales Grupo Grant y el yacimiento Anderson.

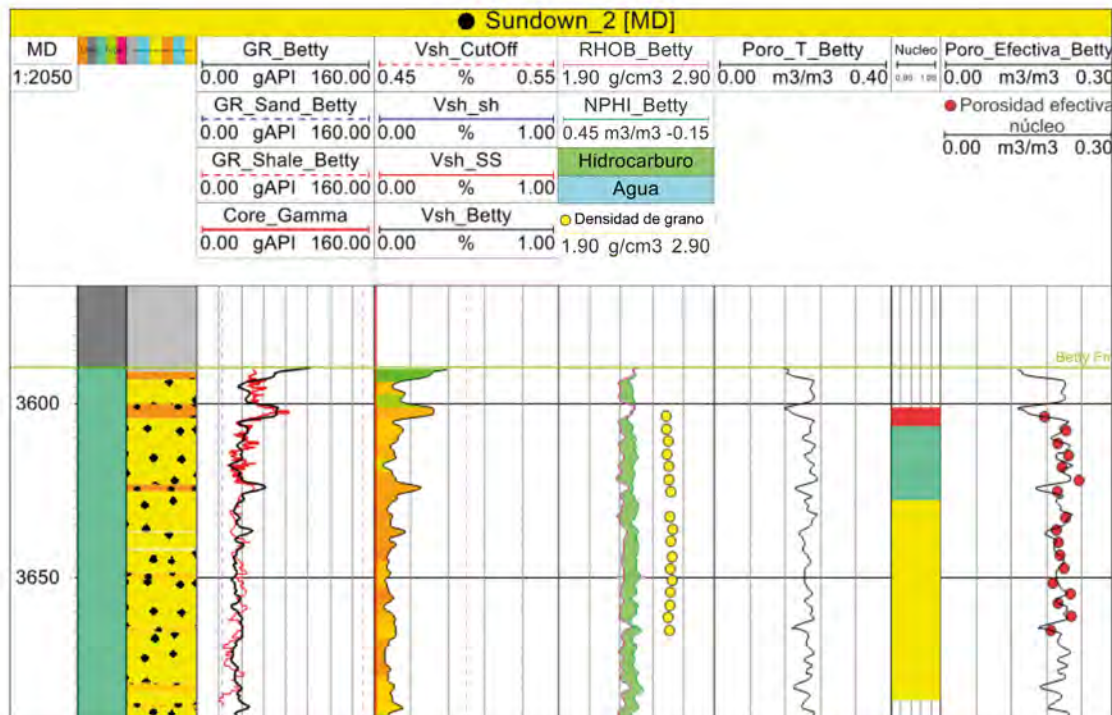


Figura 16. Modelo de facies y los modelos de porosidad total y efectiva para la unidad formacional Betty del Grupo Grant en el pozo de correlación Sundown 2.

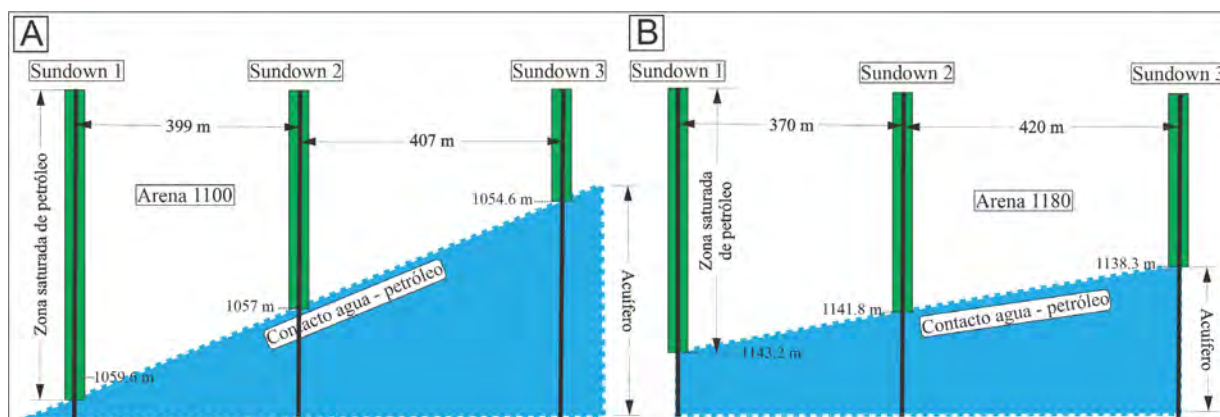
La interpretación de los valores de salinidad y resistividad de las muestras de agua (pruebas fisicoquímicas) tomadas desde los yacimientos de interés a través de las pruebas de presión (DST) fue un referente en la determinación de los contactos de agua-hidrocarburo. Permitiendo determinar las zonas en las cuales el agua recuperada no correspondían a

agua connata sino a agua meteóricas desde las zonas de acuífero debajo de dichos contactos.

Según los análisis fisicoquímicos desarrollados en el agua de formación en los yacimientos de interés, se contó con un agua muy fresca ( $R_w = 10 - 15 \text{ Ohm.m}$  a  $20^\circ\text{C}$ , dependiendo de la formación) y una relación

de iones de bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ) y iones de cloruro ( $\text{Cl}^-$ ) alta, para las zonas de acuífero. Dicho comportamiento es típico de aguas meteóricas provenientes de sobrecargas hidrodinámicas. Además, la concentración de sales disueltas es muy baja. Esto permitió esclarecer la sobrecarga de agua meteórica en los yacimientos de

interés. Para la unidad formacional Betty, los datos usados en el pozo Sundown 2 corresponden a la prueba de presión DST#2 (1087 – 1099 m), con 4 barriles de hidrocarburo y 42 barriles de agua, es decir, una saturación de 90% de agua.



**Figura 17.** Representaciones esquemáticas de los contactos agua - hidrocarburo identificados en función de los registros de pozos y los análisis de saturación de agua en los núcleos de diámetro completo en la unidad formacional Betty del Grupo Grant para **A.** la arena 1100 y **B.** la arena 1180. Referencia TVDSS.

Mientras que la respuesta de resistividad de agua en las zonas de hidrocarburo fue de 1,8 Ohm.m con salinidades para el agua de connata, proveniente de los procesos sedimentarios, de formación de entre 1150 – 2700 ppm de NaCl. Dichas medidas se tomaron a condiciones de laboratorio (25°C) a partir de los datos provenientes de las pruebas DST.

Dado que los datos de resistividad de agua estaban a condiciones de laboratorio, fueron corregidos a condiciones de yacimiento a partir de la correlación de Arps (1953, Ecuación 6). Tomando para la unidad formacional Betty, una profundidad de referencia de 1100 m y una temperatura de 37,5°C.

$$R_{wYacimiento} = \left( R_{wLaboratorio} \times \frac{T_{Laboratorio}^{\circ} + 21,5}{T_{Yacimiento}^{\circ} + 21,5} \right) \quad (6)$$

Donde:

- $R_{wLaboratorio}$ : resistividad del agua – condiciones de laboratorio (Ohm.m)
- $R_{wYacimiento}$ : resistividad del agua – condiciones de yacimiento (Ohm.m)
- $T_{Laboratorio}^{\circ}$ : temperatura de laboratorio (°C)
- $T_{Yacimiento}^{\circ}$ : temperatura datum del yacimiento (°C)

Teniendo en cuenta lo anterior, se decidió implementar el modelo de Poupon-Leveaux o Indonesian (Poupony

Leveaux, 1971; Ecuación 7) para el modelado de la saturación de agua tanto en la zona saturada con agua (acuífero) como en la zona saturada de hidrocarburo. Dado que el modelo de saturación de agua de Archie (1942) no puede ser aplicado sobre yacimientos con valores mayores a 5% en volumen de lutita.

$$S_{we} = \left\{ \left[ \left( \frac{V_{Sh}^{2-V_{Sh}}}{R_{Sh}} \right)^{\frac{1}{2}} + \left( \frac{\phi_e^m}{R_{wa}} \right)^{\frac{1}{2}} \right]^2 \times R_T \right\}^{-\frac{1}{n}} \quad (7)$$

Donde:

- $S_{we}$ : saturación efectiva de agua de Poupon-Leveaux o Indonesian (V/V)
- $V_{Sh}$ : volumen de lutita (V/V)
- $R_{Sh}$ : resistividad en la base de lutita (Ohm.m)
- $\phi_e$ : porosidad efectiva de la roca (V/V)
- $R_{wa}$ : resistividad aparente agua de formación (Ohm.m)
- $R_T$ : resistividad profunda real de la roca (Ohm.m)
- $n$ : exponente de saturación
- $m$ : exponente de cementación

La decisión de usar el modelo de Poupon-Leveaux o Indonesian se basó en que este vincula el efecto de hidrodinamismo, esto al permitir el uso de valores diferenciados de resistividad de agua para las zonas

saturadas de hidrocarburo y el acuífero. Además, es efectiva para los yacimientos con alto contenido de lutitas, lo cual se adapta a las condiciones de los yacimientos de interés. El exponente de cementación (m) se obtuvo desde las pruebas de laboratorio para el Factor de Formación (FF) en función de la presión confinante (Figura 18) en donde m representa la pendiente de la recta y se asumió para la constante de tortuosidad (a) el valor de 1 (Ecuación 8). El valor de 1,8 para m corresponde al promedio ponderado de las pendientes en cada uno de los casos. Además, el exponente de saturación (n), corresponde a la pendiente del índice de resistividad como función de la saturación de agua, el cual fue determinado. El valor implementado para el modelo de saturación de agua

fue de 2. Como resultado, en la Figura 19 se cuenta con el modelo de saturación de agua efectiva para la unidad formacional Betty del Grupo Grant en el pozo Sundown 2. Además, es posible evidenciar el contraste de los registros de resistividad profunda y somera tanto para las zonas de acuífero como las saturadas por hidrocarburo. El modelo fue cotejado con los datos de los análisis de núcleos de diámetro completo.

$$\log FF = -m \times \log(\phi) \quad (8)$$

Donde:

- FF: factor de formación
- m: exponente de cementación
- $\phi$ : porosidad (V/V)

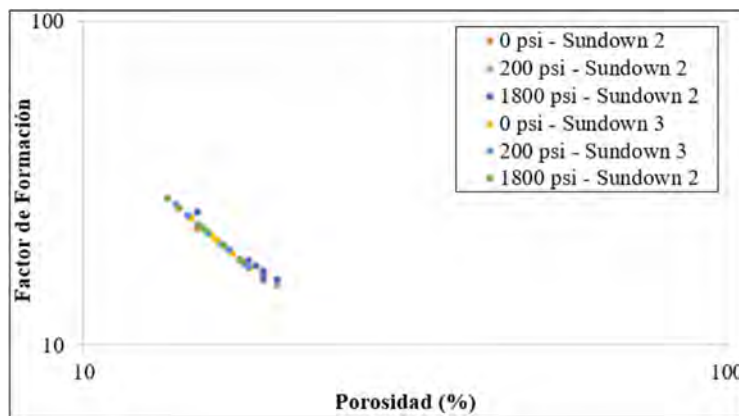


Figura 18. Factor de formación como función de la porosidad de la roca en donde los datos provenientes de la muestra fueron llevados a diferentes presiones de confinamiento. En la gráfica, la pendiente representa el exponente de cementación (m).

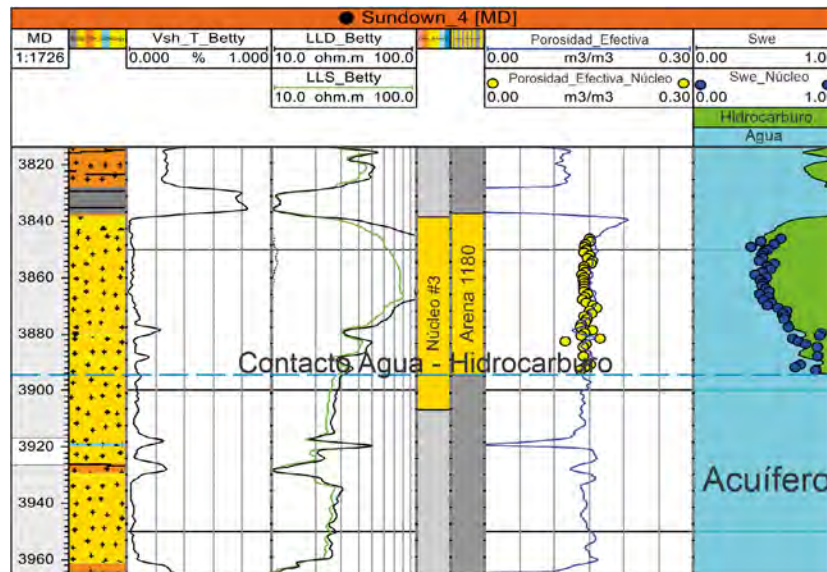


Figura 19. Modelo de saturación de agua para la unidad formacional Betty del Grupo Grant en el pozo Sundown 2 y el contraste de los registros de resistividad profunda y somera entre las zonas de acuífero e hidrocarburo evidenciando así la presencia del efecto hidrodinámico valorado desde las pruebas de presión.

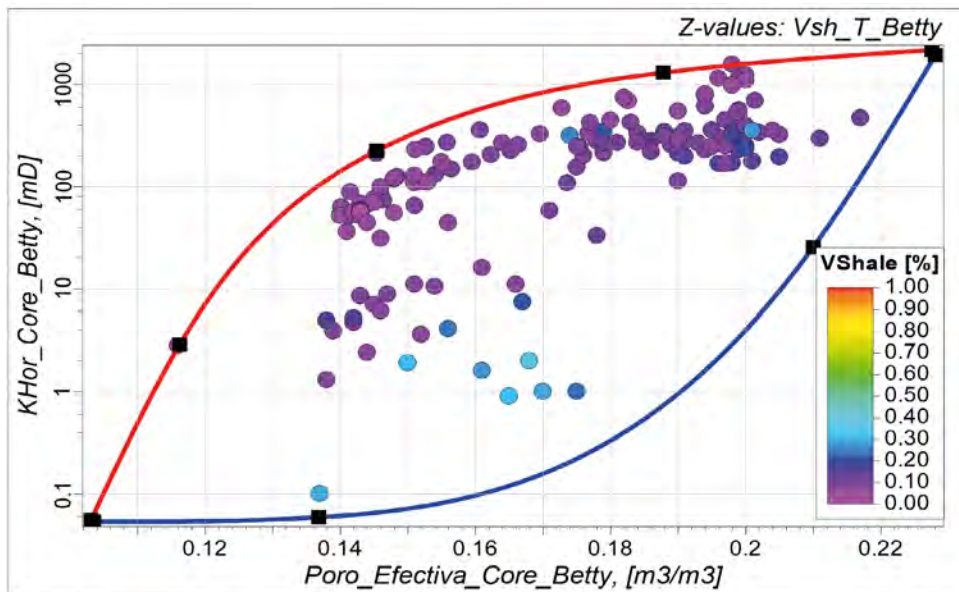
Permeabilidad horizontal de la roca: para la construcción de los modelos de permeabilidad horizontal de la roca para los yacimientos de interés, se decidió no usar las correlaciones existentes en la literatura. Esto, debido a la existencia de datos provenientes de los análisis de núcleos de perforación para las propiedades petrofísicas tanto para la porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) como para la permeabilidad horizontal ( $K_{Hor}$ ) de la roca. Además de la relación directa entre estas y el modelo de lutita de la roca ( $V_{Sh}$ ). Estos modelos se basaron en la correlación propuesta por Illidge (2017), la cual a través del establecimiento de los límite superior ( $K_{Hor}$  UpperLimit( $\phi_e$ )) e

inferior ( $K_{Hor}$  LowerLimit( $\phi_e$ )) entre los datos de las propiedades petrofísicas con el modelo de lutita buscaba la generación de correlaciones propias para cada uno de los yacimientos en estudio (Ecuación 9). De esta manera la Figura 20 es un ejemplo del proceso de correlación entre la porosidad efectiva ( $\phi_e$ ), permeabilidad horizontal ( $K_{Hor}$ ) y modelo de lutita ( $V_{Sh}$ ) para la unidad formacional Betty del Grupo Grant. La Figura 21 muestra los resultados de los modelos de estas propiedades con su respectiva calibración para la arena 1680 del yacimiento Anderson en el pozo Sundown 4.

$$K_{Hor}(\phi_e, V_{Sh}) = K_{Hor} \text{ UpperLimit}(\phi_e) * V_{Sh}^a + K_{Hor} \text{ LowerLimit}(\phi_e) * (1 - V_{Sh}^a) \quad (9)$$

Donde:

- $K_{Hor}$  UpperLimit( $\phi_e$ ): límite superior
- $K_{Hor}$  LowerLimit( $\phi_e$ ): límite inferior
- $V_{Sh}$ : modelo de volumen de lutitas (V/V)
- $\phi_e$ : modelo de porosidad efectiva de la roca (V/V)
- a: factor de calibración (dependiente de cada unidad formacional o yacimiento y es determinado por el intérprete)



**Figura 20.** Correlación entre la porosidad efectiva, permeabilidad horizontal y modelo de lutita para la unidad formacional Betty del Grupo Grant, en donde se cuentan con las tendencias límite superior ( $K_{Hor}$  UpperLimit( $\phi_e$ )) y límite inferior ( $K_{Hor}$  LowerLimit( $\phi_e$ )) para el modelado de la permeabilidad horizontal de la roca.

Mientras en la Figura 22 se cuenta con la sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad de los modelos de propiedades petrofísicas (porosidad

efectiva, saturación de agua y permeabilidad horizontal de la roca) de los yacimientos de interés en los pozos de Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 2 y Sundown 4.

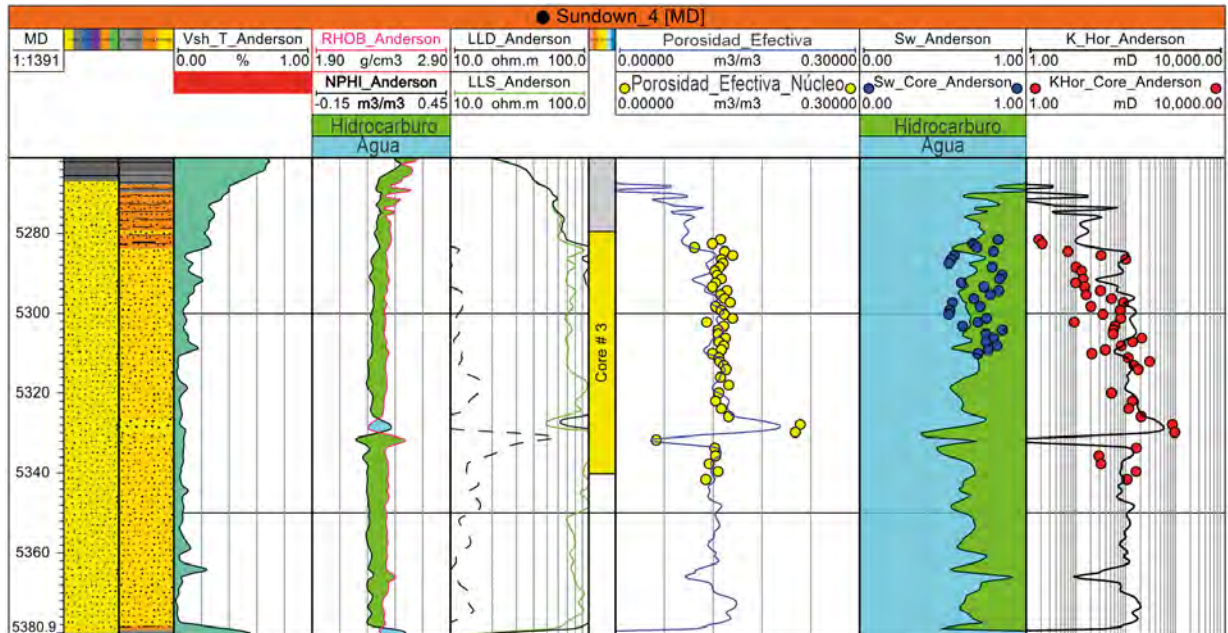


Figura 21. Resultado de los modelos litológico y de propiedades petrofísicas respectivamente calibradas con los análisis de núcleos de diámetro completo arena 1680 del yacimiento Anderson para el pozo Sundown 4.

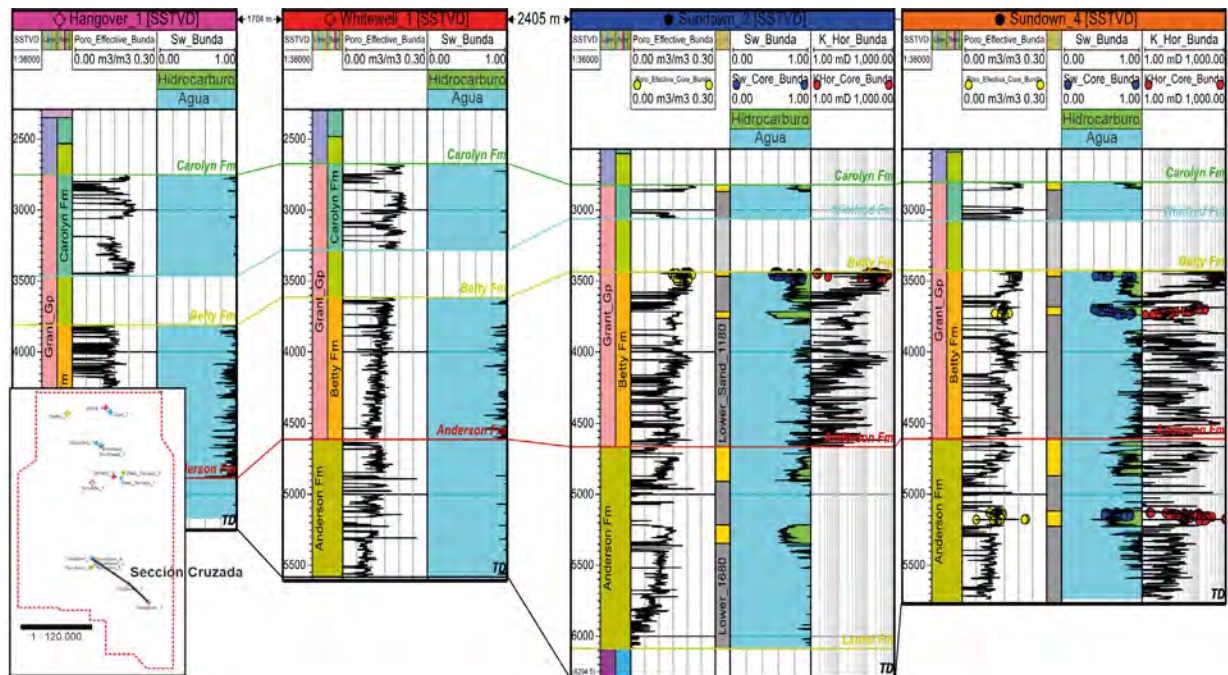


Figura 22. Sección cruzada en dirección Sureste (SE) - Noroeste (NW) donde se evidencia la heterogeneidad y variabilidad de los modelos de litotipos y de propiedades petrofísicas de los yacimientos de interés en los pozos de correlación Hangover 1, Whitewell 1, Sundown 2 y Sundown 4.

## Conclusiones

El modelo de volumen de lutita se generó a partir del registro rayos gamma. Dicho modelo es de importancia mayor dado que se vincula directamente sobre los modelos posteriormente realizados, modelado de registros de contacto, modelo de facies y modelo de propiedades petrofísicas básicas. Convencionalmente, el modelo de lutitas es validado con los datos de Difracción de Rayos X, los cuales indican el contenido mineralógico de las muestras de roca. Para el presente estudio no fue posible su vinculación, dado que dichos resultados fueron reportados como semicuantitativos, por lo que, no son concluyentes sino netamente estimativos. Además, las imágenes de Microscopia Electrónica de Barrido y el espectrograma permitieron identificar la presencia de lutitas como arcillas y caolinita en los yacimientos de interés.

La clasificación de facies fue definida con base en la aplicación de redes neuronales, cuya entrada fueron los registros geofísicos con información litológica, los cuales se usaron para el entrenamiento de dichas redes. El resultado del modelado de las agrupaciones litológicas fue válido con las imágenes y descripciones de núcleos de diámetro completo en los reportes de perforación. Lo que permitió establecer que las redes neuronales son una herramienta de calidad para la clasificación de facies, con la información necesaria para la validación de los resultados.

Los registros de densidad volumétrica y porosidad neutrón de la roca fueron modelados en las profundidades donde el registro caliper en comparación al tamaño de la broca indicó zonas con mala calidad de hueco. Además, se contó con el apoyo de la respuesta del registro de corrección de la densidad volumétrica para la selección de dichas zonas en donde se exhibieron respuestas mayores al  $\pm 1 \text{ g/cm}^3$ .

Los procesos hidrodinámicos que tiene influencia directa sobre las acumulaciones de hidrocarburos ocasionan una serie de eventos que se evidenciaron a lo largo del desarrollo de este trabajo. Como lo fue el hecho que el contacto agua - hidrocarburo estuviera inclinado, de que el registro de resistividad profunda enmascarara el contraste del contacto debido a la baja salinidad del acuífero y que el modelo de saturación se estimara con la correlación de Poupon-Leveaux.

Los modelos petrofísicos desarrollados confirman que la unidad formacional Betty del Grupo Grant y yacimiento Anderson presentan una buena calidad

como yacimiento, dada las condiciones de contenido de lutitas, porosidad efectiva y permeabilidad horizontal de la roca. Pero, el modelo de saturación de agua se presentó como un desafío dada la presencia de sobrecarga de agua fresca meteórica por el efecto del hidrodinamismo.

La presencia de minerales con características magnéticas y con densidad alta en comparación con las areniscas, como por ejemplo la pirita, afectaron directamente la respuesta de los registros de densidad-volumétrica, porosidad-neutrón y de resistividad involucrando así el modelo de porosidad-efectiva. Por lo cual, para dichos pozos con presencia de este tipo de minerales, se hace necesario validar el modelado de la porosidad efectiva desde la respuesta del registro sísmico. Este proceso no se llevó a cabo dado que no se contaban con las respuestas de tiempos de tránsito de la matriz ni de los fluidos saturantes.

## Agradecimientos

Los autores agradecen al equipo de trabajo de Relaciones Exteriores UIS, quienes fueron el vínculo para el desarrollo de la pasantía en el Grupo de Investigación *Source-to-Sink and Paleopedology Research Group* del Instituto de Geociencias de la UNICAMP. Al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y al Semillero de Investigación de Simulación Geomecánica, quienes fueron el pilar académico de este artículo. Por último, al comité organizador y académico del XVIII Congreso Colombiano de Petróleo y Gas en el Marco de la II Cumbre de Petróleo y Gas de Colombia, dado que, gracias a ellos, fue posible la presentación de este trabajo de investigación.

## Referencias

- Ali, A.; Hussain, M.; Rehman, K.; Toqeer, M. (2016). Effect of shale distribution on hydrocarbon sands integrated with anisotropic rock physics for AVA modelling: a case study. *Acta Geophysica*, 64(4), 1139-1163. <https://doi.org/10.1515/acgeo-2016-0041>
- Archie, G. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Transactions of the AIME*, 146(01), 54-62. <https://doi.org/10.2118/942054-G>
- Arps, J. (1953). The effect of temperature on the density and electrical resistivity of sodium chloride

- solutions. *Journal of Petroleum Technology*, 5(10), 17-20. <https://doi.org/10.2118/953327-G>
- Asquith, B. (1998). *Log Evaluation of Shaly Sandstones Reservoirs: A practical guide*. Volume 31, AAPG.
- Cadman, S.; Pain, L.; Vuckovic, V; le Poidevin, S. (1993). Canning Basin, W.A. Bureau of Resource Sciences, Australian Petroleum Accumulations Report 9.
- Chopra, S.; Michelena, R. (2011). Introduction to this special section: Reservoir characterization. *The Leading Edge*, 30(1), 35-37. <https://doi.org/10.1190/1.3535430>
- Crostella, A. (1998). A review of oil occurrences within the Lennard Shelf, Canning Basin, Western Australia. Western Australia Geological Survey, Report.
- Crowe, R.; Towner, R. (1976a). Definitions of some new and revised rock units in the Canning Basin. Geological Survey of Western Australia. Record 1976/24, p 23.
- Crowe, R.; Towner, R. (1976b). Permian stratigraphic nomenclature (Noonkanbah 1:250000). Geological Survey of Western Australia. Annual Report – 1975, p. 56-58.
- Crowe, R.; Towner, R. (1976c). Environmental interpretation of the Permian Nura Mermeber of the Poole Sandstone, Noonkanbah sheet area, Canning Basin: a gradation between fluvial and shallow water marine facies. Western Australia Department of Mines. Annual Report 1975, p. 59-62.
- Forman, D.; Wales, D. (1981). *Geological evolution of the Canning Basin, Western Australia*. Commonwealth of Australia.
- 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*, 4(5), 55-64.
- Hubbert, M. (1953). Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. *AAPG Bulletin*, 37(8), 1954-2026. <https://doi.org/10.1306/5CEADD61-16BB-11D7-8645000102C1865D>
- Illidge, E. (2017). Inversión y atributos sísmicos en la clasificación de Facies. Tesis de Maestría, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Kamel, M.; Mabrouk, W. (2003). Estimation of shale volume using a combination of three porosity logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 40(3-4), 145-157. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(03\)00120-7](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00120-7)
- Kennard, J.; Jackson, M.; Romine, R.; Southgate, P. (1994a). *Canning Basin project Stage - II – Geohistory Modelling*. Australian Geology Survey Organization.
- Kennard, J.; Jackson, M.; Romine, K.; Shaw, E.; Southgate, P. (1994b). Depositional sequences and associated petroleum systems of the Canning Basin, W.A. *Western Australian Basin Symposium*, Perth, Australia.
- Klimentos, T. (1995). Pyrite volume estimation by well log analysis and petrophysical studies. *The Log Analyst*, 36(6), 11-17.
- Kumar, M.; Dasgupta, R.; Singha, D.; Singh, N. (2018). Petrophysical evaluation of well log data and rock physics modeling for characterization of Eocene reservoir in Chandmari oil field of Assam-Arakan basin, India. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8(2), 323-340. <https://doi.org/10.1007/s13202-017-0373-8>
- Martinez, D.; Winkler, F.; Granados, L. (1983). *The Carboniferous of the World*. Volume 2 publication Issue 20. International Union of Geological Sciences Publication. Instituto Geológico y Minero de España.
- McWhale, J.; Playford, P.; Lindner, A.; Gleinster, B.; Balme, B. (1958). The stratigraphy of western Australia. *Journal of the Geological Society of Australia*, 4(2), 1-153. <https://doi.org/10.1080/00167615608728471>
- Mory, A. (2010). A review of mid-Carboniferous to Triassic stratigraphy, Canning Basin, Western Australia. Geological Survey of Western Australia. Report 107.
- Poupon, A.; Leveaux, J. (1971). Evaluation of water saturation in Shaly Formations. *SPWLA 12th Annual Logging Symposium*. Dallas, USA.

Rojas, D.; Cabrera, M. (2019). Caracterización petrofísica de yacimientos implementando atributos e inversión sísmica. Tesis, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Rudge, T. (2010). Bunda 3D 2009 Seismic Survey Interpretation Report L6, L8 and EP104 R5. Submitted to the Department of Mines and Petroleum, West-Australia. Buru Energy.

Thomas, E.; Stieber, S. (1975). The Distribution of Shale in Sandstones and its effect upon porosity. *SPWLA 16th Annual Logging Symposium*, New Orleans, USA.

---

---

Trabajo recibido: noviembre 27 de 2019  
Trabajo aceptado: agosto 21 de 2020

---

---