

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA E IDENTIFICACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO
Y SU EFICIENCIA, A PARTIR DE UN MODELO DE LITOTIPOS. CASO DE ESTUDIO:
CAMPO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.

Juan Sebastián González González

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Director

Aristóbulo Bejarano Wallens

Magister en Gestión Tecnológica aplicada a la Industrial del Petróleo



Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Ingeniería de Yacimientos
Bucaramanga

2024

Dedicatoria

A mi mamá y hermanos, a quienes amo y quienes con su apoyo me ayudan a cumplir todas mis metas.

A mi papá, a quien extraño y quien me brindo todo lo necesario para conseguir estos logros, pero físicamente no me acompaña para celebrarlos.

A mi novia, por su amor y compañía para superar las dificultades que surgen en el día a día, y su motivación que me inspira a ser cada vez mejor.

Agradecimientos

En primer lugar, a Dios, por todas las bendiciones recibidas, por ser mi guía y fortaleza en momentos difíciles.

A mi director, MSc Aristóbulo Bejarano Wallens, por todo su tiempo y por compartir todo su conocimiento y experiencia para el desarrollo de este proyecto.

Tabla de contenido

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. OBJETIVOS	15
1.1 Objetivo general	15
1.2 Objetivos específicos	15
2. MARCO DE REFERENCIA.....	16
2.1. Antecedentes	16
2.2. Marco Geológico.....	19
2.2.1. Localización	19
2.2.2. Modelo Sedimentológico-Estratigráfico	19
2.3. Marco teórico - conceptual.....	22
3. MARCO METODOLÓGICO	32
4. RESULTADOS.....	33
4.1. Control de calidad	33
4.1.1. Inventario y homogenización de la información disponible	33
4.1.2. Ajuste del núcleo a profundidad de registro	34
4.2. Modelo Litológico.....	35
4.2.1. Identificación de litotipos en roca	35
4.2.2. Integración de registros de pozo y datos de petrofísica básica	38
4.2.3. Modelo supervisado para generación de curva de litotipos	40
4.3. Modelo Petrofísico	42

4.3.1. Modelo de arcillosidad.....	42
4.3.2. Modelo de porosidad.....	44
4.3.3. Modelo de permeabilidad.....	46
4.3.4. Modelo de saturación de agua.....	48
4.4. Identificación de unidades de flujo	49
4.5. Modelo de tipos de roca	53
CONCLUSIONES	59
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	62

Lista de Tablas

Tabla 1. Inventario información de núcleo disponible por pozo.....	33
Tabla 2. Inventario información de registros disponible por pozo	33
Tabla 3. Clasificación de la garganta de poro según R35.	40

Lista de Figuras

Figura 1. Mapa de localización de la cuenca de los Llanos Orientales, mostrando los límites estructurales de la cuenca. Tomada de Sarmiento (2011).....	19
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los Llanos Orientales. En la columna de elementos: R está asociado a roca yacimiento y S a roca sello. Tomada de ANH (2012).	20
Figura 3. Gráfico estratigráfico modificado de Lorenz, donde se ilustra la capacidad de almacenamiento (%PHIH) y la capacidad de flujo (%KH) en orden estratigráfico, permitiendo identificar las unidades de flujo a partir de los cambios de inflexión.....	30
Figura 4. Gráfico modificado de Lorenz, donde se ilustra la capacidad de almacenamiento (%PhiH) y la capacidad de flujo (%KH), ordenada según su relación K/ϕ	31
Figura 5. Flujo de trabajo para el desarrollo del modelo de litotipos y caracterización petrofísica.....	32
Figura 6. Ejemplo que ilustra la organización y estandarización de la información disponible de laboratorio (RCAL) y registros de pozo.....	34
Figura 7. Ajuste del núcleo a profundidad de registro para el pozo 1.	35
Figura 8. Identificación de litotipos en núcleo a partir de fotografías en LN.	37
Figura 9. Integración de datos composicionales y texturales por litotipos a partir de información de petrografía y DRX disponibles.....	37
Figura 10. Cluster análisis multipozo de los registros RHOB, NPHI y GR, donde se logra identificar el cluster asociado a cada litotipo.	38

Figura 11. Validación a partir del crossplot porosidad – permeabilidad empleando la cartilla Winland R35. Los colores de cada cluster están asociados a la definición de litotipos presente en la Figura 8. 39

Figura 12. Evaluación del grado de correlación del modelo de litotipos en los pozos de entrenamiento (grado de correlación en color negro) y pozos de validación (grado de correlación en color rojo)..... 41

Figura 13. Ecuaciones para el cálculo del modelo de arcillosidad final y los parámetros utilizados en cada método. 42

Figura 14. Ajuste del modelo arcillosidad final con los datos de difracción de rayos x para los pozos 2 y 3. 43

Figura 15. Ecuaciones y parámetros relacionados al método de las pendientes para el cálculo de la porosidad efectiva. 44

Figura 16. Ajuste del modelo de porosidad efectiva con los datos de porosidad de núcleo y litotipos para los pozos 1 y 2..... 45

Figura 17. Ajuste del modelo de porosidad efectiva con los datos de porosidad de núcleo y litotipos para los pozos 3 y 4..... 45

Figura 18. Ajuste del modelo de porosidad efectiva con los datos de porosidad de núcleo y litotipos para el pozo 5..... 46

Figura 19. Ajuste del modelo de permeabilidad con los datos de permeabilidad de núcleo y litotipos para los pozos 1 y 2..... 47

Figura 20. Ajuste del modelo de permeabilidad con los datos de permeabilidad de núcleo y litotipos para los pozos 3 y 4..... 48

Figura 21. Ajuste del modelo de saturación de agua a partir del método de Archie con los datos de núcleo de petrofísicos básicos asociados a la medición de saturación de agua para los pozos 1 y 2..... 49

Figura 22. Identificación de unidades hidráulicas de flujo y su relación con los litotipos a partir del gráfico estratigráfico modificado de Lorenz para el pozo 1. 51

Figura 23. Identificación de unidades hidráulicas de flujo y su relación con los litotipos a partir del gráfico estratigráfico modificado de Lorenz para el pozo 3. 52

Figura 24. Identificación de unidades hidráulicas de flujo y su relación con los litotipos a partir del gráfico estratigráfico modificado de Lorenz para el pozo 5. 53

Figura 25. Grado de ajuste entre los valores de radio de garganta poral extraído de los datos de presiones capilares a una saturación de mercurio de 35% (PTR_PC_35) y el radio de garganta poral calculado por medio de la ecuación de Winland R35 (PTR_35)..... 54

Figura 26. Grado de ajuste calculado a partir del RMSE entre los valores de radio de garganta poral extraído de los datos de presiones capilares a una saturación de mercurio de 50%, 55%, 60%, 65% y 70% y el radio de garganta poral calculado por medio de las ecuaciones de Pittman. 55

Figura 27. Tipificación petrofísica de rocas. Resumen donde se muestra la integración de los cinco tipos de rocas en los gráficos de porosidad vs permeabilidad, saturación de mercurio vs radio de garganta poral y radio de garganta poral vs saturación incremental de mercurio..... 56

Figura 28. Radios de garganta poral identificados a partir de la tipificación petrofísica de rocas y su correspondencia con la curva de litotipos. 57

Resumen

Título: Caracterización petrofísica e identificación de unidades de flujo y su eficiencia, a partir de un modelo de litotipos. Caso de estudio: Campo en la cuenca Llanos Orientales*

Autor: Juan Sebastián Gonzalez Gonzalez**

Palabras Clave: Litotipos, permeabilidad, tipos de roca, unidades de flujo.

Descripción: La generación de un modelo litológico integrando la información de núcleo, entendiendo que las características composicionales, texturales y diagenéticas controlan las características de producción del yacimiento, permite la generación de modelos petrofísicos mas asertivos, al poder generar relaciones y ecuaciones para cada grupo litológico. En cuanto al modelo petrofísico, el modelo de permeabilidad, el cual fue generado a partir de una regresión lineal múltiple, mostro un incremento del 15% en el coeficiente de correlación R^2 al incluir la curva de litotipos en el cálculo.

Las unidades de flujo identificadas a partir del grafico estratigráfico de Lorenz permitió identificar las mismas unidades de flujo en cada uno de los pozos, donde las unidades de flujo de mejores propiedades fueron clasificados como conductivas a superconductivas, con una contribución a la eficiencia del 87-89% a la capacidad de flujo y 50-59% a la capacidad de almacenamiento, asociadas a los litotipos 1, 2 y 5, los cuales presentan las mejores características como roca reservorio.

Al realizar la integración de la curva de litotipos y la clasificación de tipos de rocas a partir de la ecuación de Pittman R65, se logró identificar la coherencia y la relación entre estas dos variables.

Abstract

Title: Petrophysical characterization and identification of flow units and their efficiency, from a lithotype model. Case study: Field in the Llanos Orientales basin*

Author: Juan Sebastián González González**

Key words: Lithotypes, permeability, rock types, flow units.

Description: The generation of a lithological model integrating the core information, understanding that the compositional, textural and diagenetic characteristics control the production behavior of the reservoir, allows the generation of more assertive petrophysical models, by being able to generate relationships and equations for each lithological group. Regarding the petrophysical model, the permeability model, which was generated from a multiple linear regression, showed a 15% increase in the R² measurement coefficient when including the lithotype curve in the calculation.

The flow units identified from the Lorenz stratigraphic plot allowed the identification of the same flow units in each of the wells, where the flow units with the best properties were classified as conductive to superconducting, with a contribution to the efficiency of 87-89% to the flow capacity and 50-59% to the storage capacity, associated with lithotypes 1, 2 and 5, which present the best characteristics as reservoir rock.

By integrating the lithotype curve and classifying rock types from the Pittman R65 equation, it was possible to identify the coherence and relationship between these two variables.

INTRODUCCIÓN

Para el país, los crudos pesados constituyen una realidad para mantener una producción importante de hidrocarburos, siendo la cuenca de los Llanos Orientales la más relevante actualmente al aportar la mayor producción de petróleo y gas en Colombia (Upme, 2018).

Teniendo como objetivo una caracterización integrada del yacimiento e incrementar las reservas de hidrocarburos en un campo de la cuenca llanos, se plantea generar un modelo de litotipos y una caracterización petrofísica detallada integrando información disponible de núcleos de perforación, datos de laboratorio y registros de pozo; entendiendo las propiedades particulares de cada litotipo y como estas influyen en las características de producción del yacimiento.

Tradicionalmente, los tipos de roca son clasificados de acuerdo con sus propiedades petrofísicas, especialmente propiedades relacionadas a la interacción roca fluido. Existen varios métodos gráficos en la industria para definir tipos de roca, principalmente a partir de información de porosidad, permeabilidad y sus relaciones (Winland, Pittman, RQI, FZI) (Alhashmi *et al.*, 2016). Estos métodos tienden a basarse en un solo atributo principal asociado al sistema de poros para clasificar las rocas, lo cual puede generar una clasificación de tipos de roca deficiente (Xu, 2013), ya que la distribución del tamaño de los poros no define necesariamente el tipo de roca, de hecho, varios tipos de rocas pueden tener esencialmente la misma distribución del tamaño de los poros (Archie, 1950).

Una identificación litológica efectiva usando información de núcleo y registros de pozo es uno de los pasos más importantes para la caracterización de un yacimiento (Xu, 2013), entendiendo que los factores litológicos controlan propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad (Ren *et al.*, 2019; Senosy *et al.*, 2020). El modelo de litotipos permitirá generar un modelo petrofísico más sensible a cambios litológicos. Adicionalmente, los litotipos al ser identificables a partir de registros de pozo, serán extrapolables a partir de algoritmos en Python o técnicas de Machine Learning a pozos que no cuentan con información de núcleo. De esta manera, la información de núcleo puede llegar a tener mayor pertenencia en el modelo estático y permitirá un mejor entendimiento de la variación espacial de las litologías (Ren *et al.*, 2019) y las propiedades petrofísicas en el yacimiento.

En este trabajo se busca entender los factores que controlan la acumulación y flujo de hidrocarburos en el medio poroso, lo cual permitirá tener un mejor entendimiento del yacimiento y poder determinar los intervalos que mayor aporte tienen en la producción de este. Por lo tanto, se parte de la integración de diferentes fuentes de información para generar un modelo de litotipos que represente adecuadamente las variaciones litológicas; las cuales deben ser identificables en registro de pozo, con el objetivo de que sean extrapolables a partir de la generación de un algoritmo y permita representar adecuadamente las características litológicas y de producción del yacimiento.

Teniendo en cuenta que los parámetros y propiedades petrofísicas están controladas por factores litológicos, la caracterización petrofísica a realizar pretende efectuar un importante control

geológico al darle mayor relevancia a la información de núcleos, entendiendo que es la que brinda mayor certeza y conocimiento de la geología del yacimiento.

Asimismo, la caracterización petrofísica a través del modelo de litotipos permitirá disminuir la incertidumbre del campo al máximo y generar un aporte a la optimización de intervalos productores en el mismo, a partir del conocimiento de las características de producción de cada litotipo, la eficiencia de flujo de las diferentes unidades operacionales y la identificación de los intervalos con mayores capacidades de almacenamiento y flujo de hidrocarburos.

1. OBJETIVOS

1.1 Objetivo general

Realizar la caracterización petrofísica e identificación de unidades de flujo y su eficiencia, a partir de un modelo de litotipos. Caso de estudio: Campo en la Cuenca Llanos Orientales.

1.2 Objetivos específicos

- Generar modelo de litotipos y amarre roca - registro integrando información sedimentológica, mineralógica, petrofísica básica y registros de pozo.
- Calcular parámetros petrofísicos y calibrarlos con información de análisis de laboratorio.
- Evaluar capacidad de almacenamiento, capacidad de flujo y eficiencia de flujo por unidades operacionales, identificando los intervalos con mejores características en cuanto a producción.
- Generar algoritmo para la extrapolación del modelo de litotipos y parámetros petrofísicos a pozos no corazonados.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1. Antecedentes

Cooper *et al.*, (1995) presenta la historia evolutiva de las cuencas de los Llanos Orientales, Cordillera Oriental y Valle Medio del Magdalena, desde el triásico hasta el mioceno. Adicionalmente, provee un modelo estratigráfico de la cuenca basada en datos publicados de registros de pozos, núcleos, sísmica y afloramientos adquiridos por BP durante la exploración de las estribaciones de los Llanos, combinados con estudios regionales de la cuenca de los Llanos y la Cordillera Oriental.

Cazier *et al.*, (1995) presenta en su trabajo la geología del petróleo del campo Cusiana, donde muestra la distribución de datos de porosidad por medio de histogramas a partir de tapones de núcleos convencionales para las formaciones Guadalupe, Barco y Mirador. Además, presenta la clasificación composicional de las muestras, la historia paragenética y los principales procesos diagenéticos que las afectan, a partir de información de petrografía del campo Cusiana.

Sarmiento (2011) presenta una descripción de la evolución tectónica de la cuenca de los Llanos Orientales, los ambientes sedimentarios y las características sedimentológicas de las formaciones desde el paleozoico hasta la actualidad. Por otra parte, presenta las características litológicas, diagenéticas y petrofísicas de la roca reservorio en las formaciones Guadalupe, Barcos y Mirador para diferentes campos en la cuenca de los Llanos Orientales. Por último, muestra la distribución espacial de las propiedades petrofísicas entre diferentes regiones geográficas de la cuenca.

De acuerdo con Prasetya (2018), en su trabajo menciona como se realiza la clasificación de tipos de roca de acuerdo con diferentes disciplinas como geólogos, petrofísicos e ingenieros, cada especialidad con un enfoque diferente, donde pueden establecerse algunos vínculos. En el mismo trabajo se menciona que la mayoría de los métodos vinculados a las propiedades petrofísicas carecen del vínculo crítico con la geología y las reglas espaciales.

En cuanto a la clasificación de tipos de roca, Moya *et al.*, (2012) en su estudio de un reservorio siliciclástico demuestra que la definición de distribución de tipos de roca está controlada por el tamaño de la garganta del poro en lugar de la facies.

Según Moya *et al.*, (2012), lo anterior obedece a que las facies, las cuales están definidas como el aspecto, apariencia y característica de una unidad de roca que usualmente refleja la condición de su origen y se diferencia de unidades adyacentes (Bates & Jackson., 1987; Gunter *et al.*, 1997), puede incluir varios tipos de rocas petrofísicas y los promedios resultantes suelen ser más bajos que cuando se aplican tipos de rocas petrofísicas a partir del tamaño de garganta poral, lo cual está asociado a que un tipo de roca se define como una roca depositada en condiciones similares y que experimentan procesos diagenéticos similares, dando como resultado una relación única de porosidad-permeabilidad, perfil de presión capilar y saturación de agua para una altura dada por encima del agua libre en un yacimiento.

Por otra parte, Alhashmi *et al.*, (2016) presenta una clasificación de tipos de roca a partir de una función compleja de la relación entre facies, procesos diagenéticos y la interacción roca-fluido en el yacimiento.

De acuerdo con Tavakoli (2018), un tipo de roca perfecto debe tener las mismas características geológicas, petrofísicas y de reservorio. Según el autor, rutinariamente las características geológicas; ya sean facies o procesos diagenéticos, son los últimos que se vinculan al tener ya definidos las relaciones porosidad – permeabilidad para cada tipo de roca.

En cuanto a la identificación de unidades de flujo, Aggoun *et al.*, (2006) muestra cómo realizar una mejor descripción del yacimiento haciendo uso de registros de pozo e información de núcleos para identificar unidades hidráulicas de flujo y predecir la permeabilidad en intervalos o pozos sin núcleos.

Así mismo, Alhashmi *et al.*, (2016) muestra la importancia de establecer un vínculo entre las descripciones estáticas de un yacimiento, por ejemplo, una serie de datos de núcleo, con una descripción dinámica, como un perfil de flujo. Adicionalmente, muestra gráficos estratigráficos de Lorenz estableciendo la relación con otros parámetros como radio de garganta poral y a su vez radios de garganta poral con litofacies.

Finalmente, Omeje *et al.*, (2022) presenta el uso de gráficos estratigráficos de Lorenz para dividir el reservorio de acuerdo con unidades de flujo y su eficiencia.

2.2. Marco Geológico

2.2.1. Localización

El área de estudio se localiza en la cuenca de los Llanos Orientales, la cual se ubica al Este del territorio colombiano, entre los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada (**Figura 1**). Sus límites son: al Norte con el límite político con Venezuela, al Este con el escudo de Guyana, al Sur con la serranía de La Macarena, el arco Vaupés y rocas metamórficas del precámbrico y al Oeste con el sistema de fallas de la cordillera Oriental (Lozano y Zamora, 2014).

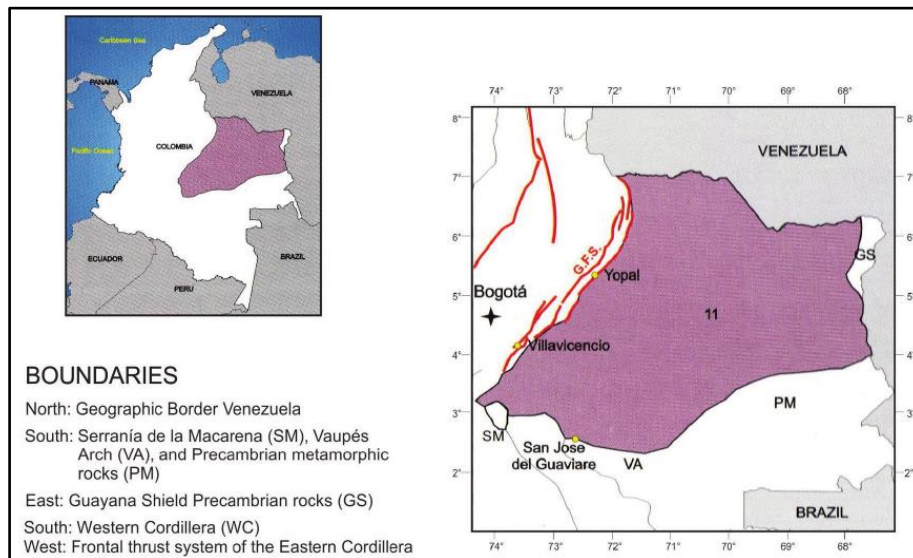


Figura 1. Mapa de localización de la cuenca de los Llanos Orientales, mostrando los límites estructurales de la cuenca. Tomada de Sarmiento (2011).

2.2.2. Modelo Sedimentológico-Estratigráfico

La cuenca actual de los Llanos Orientales corresponde a la superposición de varias cuencas de edades diferentes. La columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales (**Figura 2**), está representada por rocas precámbricas del basamento, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas,

las cuales están separadas por tres grandes discordancias regionales, que se localizan en la base del Paleozoico, Cretáceo Superior y Eoceno Medio (ANH, 2012).

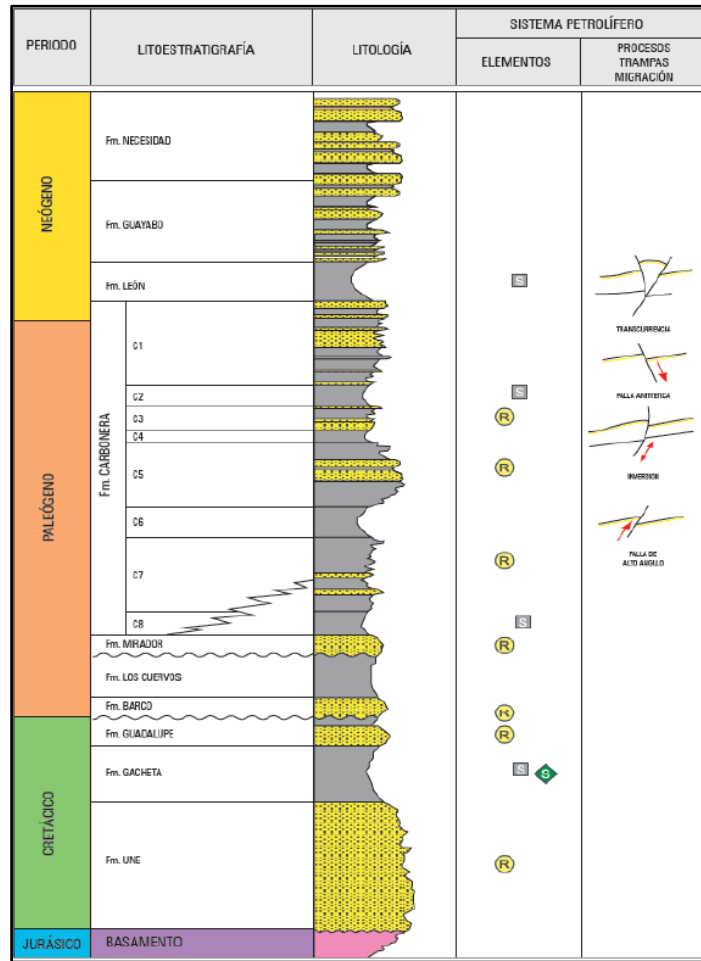


Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los Llanos Orientales. En la columna de elementos: R está asociado a roca yacimiento y S a roca sello. Tomada de ANH (2012).

Las secuencias Cenozoicas son de fundamental importancia para la geología petrolera de la cuenca de los Llanos, ya que contienen las mayores reservas de petróleo en Colombia conocidas hasta la fecha (Sarmiento, 2011).

En cuanto al ambiente de depositación de las secuencias cenozoicas, durante el Paleoceno tardío se depositaron las formaciones Barco – Los Cuervos, en un ambiente regresivo; la Formación Mirador del Eoceno tardío en ambiente fluvial deltaico y la Formación Carbonera del Oligoceno – Mioceno tardío como consecuencia de eventos transgresivos y regresivos (ANH, 2012).

Las formaciones que representan mayor interés en este trabajo se describen detalladamente a continuación:

Las formaciones Barco – Los cuervos están ausentes en los sectores de Apiay – Ariari, en el sur, y Caño Limón, al norte, y están presentes únicamente en el borde occidental de la cuenca. En el sector de Casanare, los depósitos continentales de las formaciones Barco y Los Cuervos son areniscas masivas, pobremente clasificadas en la base, para la primera de ellas; suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas delgadas de carbón y delgadas intercalaciones de areniscas en la Formación Los Cuervos. En el área de Arauca la Formación Barco consta de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas. La secuencia sedimentaria de la Formación Los Cuervos corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio. Ambos contactos de estas rocas con las secuencias inferiores y superiores son discordantes. Los espesores de estas formaciones aumentan regular y rápidamente hacia el Occidente, y superan los 1.000 pies en los primeros corrimientos de la cordillera. El máximo espesor se registra en el pozo Medina-1, donde tiene 1.710 pies (ANH, 2012).

La formación Mirador constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecrecientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas

veces feldespatos, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia. El espesor de la Formación Mirador aumenta hacia el Occidente, hasta alcanzar 950 pies en el pozo Floreña-1 (ANH, 2012).

Las areniscas son de tamaño de grano gruesas y a menudo pedregosas, de ambientes fluviales y de abanico aluvial son los sedimentos dominantes depositados en la formación Mirador sobre el área de la cuenca de los Llanos y sus estribaciones (Cooper *et al.*, 1995; Sarmiento, 2011).

2.3. Marco teórico - conceptual

En la caracterización de un reservorio el modelamiento petrofísico juega un rol importante al permitir un vínculo entre la información de núcleo y el dato sísmico. El modelamiento petrofísico se lleva a cabo para transformar la información de registros de pozo en propiedades del yacimiento; como el volumen de arcilla, la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua e hidrocarburos. Un análisis adecuado de estas propiedades del yacimiento permite discretizar entre zonas con y sin hidrocarburos (Azeem *et al.*, 2017).

La estimación adecuada del volumen de arcillas proporciona la base para calcular con precisión otros parámetros petrofísicos, como la porosidad y la saturación de agua en formaciones arcillosas.

La magnitud del registro gamma ray en la formación de interés está relacionada con el volumen de arcillas de la formación. La relación entre la magnitud del registro gamma ray y el volumen de arcillas puede ser lineal o no lineal, y son relaciones empíricas (Krygowski, 2013). En la práctica,

se utilizan diferentes métodos para estimar el volumen de arcillas, que se basan en el cálculo del índice de rayos gamma a partir del registro gamma ray (**Ecuación 1**) (Azeem *et al.*, 2017).

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

Donde: IGR es el índice de rayos gamma y describe un comportamiento lineal al volumen de arcillas. GRlog representa el valor del registro gamma ray en la profundidad de interés, GRmin y GRmax son los valores mínimos (intervalos limpios) y máximos (intervalos arcillosos) del registro gamma ray, respectivamente.

Sin embargo, el método lineal sobreestima el volumen de arcillas, mientras que los métodos no lineales (Steiber, Clavier, Larinov) predicen menor volumen de arcillas y dan resultados más precisos (Azeem *et al.*, 2017; Krygowski, 2013).

El registro de densidad es considerado que proporciona la estimación de porosidad más precisa de las herramientas disponibles. La ecuación para el cálculo de la porosidad relaciona los valores de la densidad del fluido y de la matriz (**Ecuación 2**) (Cannon, 2015).

$$\phi_{den} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{bulk}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (2)$$

Donde: ρ_{bulk} es la densidad aparente de la formación medida por el registro de densidad; los otros términos se refieren a la densidad del fluido (ρ_{fl}) y matriz (ρ_{ma}).

Para la estimación de la permeabilidad a partir de registros de pozos se usan comúnmente relaciones empíricas. Wyllie y Rose analizaron el efecto de la saturación de agua irreducible y la porosidad sobre la permeabilidad absoluta y desarrollaron la siguiente correlación empírica (**Ecuación 3**) (Tiab & Donaldson, 2015):

$$K = \left(\frac{a_{wr}\phi^3}{S_{wi}} \right)^2 \quad (3)$$

Donde: a_{wr} es una constante que depende de la densidad del hidrocarburo. Para un petróleo de gravedad media $a_{wr}=250$ y para gas seco $a_{wr}=79$, Permeabilidad (K) está en Milidarcies, y Porosidad (ϕ) y Saturación de agua irreducible (S_{wi}) son fracciones. Una expresión similar fue desarrollada por Timur (**Ecuación 4**):

$$K = 0.136 * \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad (4)$$

Donde: la permeabilidad está en mD y S_{wi} y ϕ están dadas en porcentajes.

Una técnica muy utilizada para la estimación de la permeabilidad es partir de una regresión logarítmica simple, como se muestra en la **Ecuación 5**:

$$\text{Log}K = A * \phi + B \quad (5)$$

Donde: A y B son constantes.

Debido a que el método anterior solo involucra la porosidad, una versión avanzada del análisis de regresión es el método de regresión lineal múltiple (MLR), el cual permite determinar la relación lineal entre una variable dependiente (Y) y una serie de variables independientes (X1, X2, X3, . . . Xn). El modelo de regresión lineal múltiple se puede expresar utilizando la **Ecuación 6**, donde Yi es la variable dependiente, Xi1, Xi2, Xi3, . . . Xin son las diferentes variables independientes, β_0 es la intersección con el eje Y, $\beta_1, \beta_2, \beta_3, . . . \beta_{Xn}$ son los coeficientes de regresión para las respectivas variables independientes, y ϵ_i es el error aleatorio (es decir, el residuo).

$$Y = b_0 + b_1X_1 + b_2X_2 + \dots + b_nX_n \quad (6)$$

La determinación de la saturación de agua suele ser el paso final en el modelamiento petrofísico. Es un parámetro importante ya que permite identificar si un yacimiento contiene hidrocarburos móviles y si se pueden producir sin agua (Cannon, 2015). La saturación de agua en arenas limpias puede determinarse utilizando la ecuación de Archie (**Ecuación 7**):

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{R_t\phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (7)$$

Donde: a es el coeficiente de porosidad de Archie, m es el exponente de cementación y n es el exponente de saturación. R_w es la resistividad del agua de formación determinada a partir de una muestra de agua no contaminada, R_t es la respuesta de la herramienta de resistividad de investigación profunda y ϕ es la porosidad determinada.

Con base en las interacciones roca – fluido, las rocas deben ser clasificadas en unidades de flujo separadas de acuerdo con sus capacidades de almacenamiento y flujo, denominados tipos de roca (Farshi *et al.*, 2019; Alhashmi *et al.*, 2016).

Un tipo de roca en petrofísica se define como una roca depositada bajo las mismas condiciones, que experimenta los mismos procesos diagenéticos y da como resultado una relación única de porosidad – permeabilidad, perfil de presión capilar y saturación de agua para una altura determinada sobre el agua libre en un yacimiento (Gunter *et al.*, 1997). De acuerdo con Alhashmi *et al.*, (2016), la definición de tipos de roca implica agrupar la roca con características de flujo similares, curvas de presión capilar, relación K y \emptyset y grupos de facies distinguibles. Hector *et al.*, (2003) introduce el término "electrofacies" como un conjunto de respuestas similares de registros de pozos para una o más facies sedimentarias similares o diferentes, que se encuentran bajo ciertas condiciones sedimentarias y diagenéticas, las cuales presentan propiedades petrofísicas similares.

En este trabajo, se hace referencia a litotipos, como un tipo de roca o grupo litológico que presenta las mismas características composicionales, diagenéticas, texturales (tamaño de grano, selección, empaquetamiento), grado de consolidación e impregnación. Adicionalmente, deben responder al comportamiento de producción del yacimiento; donde cada litotipo presenta valores similares de porosidad, permeabilidad y radio de garganta poral, y deben ser identificables a nivel de registros de pozo, con el objetivo de que sean extrapolables a otros pozos no corazonados.

En la industria del petróleo se han adoptado varias metodologías que utilizan la integración de varios datos para clasificar los tipos de roca principalmente a partir de relaciones porosidad – permeabilidad (Pittman, RQI, FZI, Lucia, Winland) (Alhashmi *et al.*, 2016).

Aunque existen varias metodologías en la literatura para la definición de tipos de roca, en este apartado se presenta únicamente los métodos de Winland, Pittman y FZI, los cuales son los más usados. Winland descubrió que el sistema de poros efectivo que domina el flujo a través de una roca corresponde a una saturación de mercurio del 35 % (R35). Basada en mediciones de laboratorio en 312 muestras; 82 muestras de baja permeabilidad, incluidas 56 areniscas y 26 carbonatos corregidos para gas, y 240 muestras de permeabilidad no corregida, desarrollo una ecuación empírica (**Ecuación 8**) que relaciona porosidad, permeabilidad al aire y radio de garganta poral (Alhashmi *et al.*, 2016; Rivas *et al.*, 2014).

$$\log r_{35} = 0.732 + 0.588 \log k - 0.8641 \log \Phi \quad (8)$$

Donde: r_{35} es el radio de garganta poral a una saturación de mercurio del 35%, k es la permeabilidad al aire (md), Φ es la porosidad efectiva en porcentaje.

Pittman (1992) desarrolló, como método alternativo de Winland, una serie de ecuaciones correspondientes a saturaciones de mercurio del 10% al 75%, por medio del análisis de 196 muestras de areniscas. La **Ecuación 9** representa la forma tipo de las ecuaciones de Pittman, la cual tiene la siguiente forma:

$$\log(R_x) = A + B \log(k) - C \log(\phi) \quad (9)$$

Donde: R_x es el radio de garganta correspondiente a un valor de saturación x (um), k es la permeabilidad (mD), ϕ es la porosidad (%) y los coeficientes A, B y C son los parámetros de ajuste.

Bear (1972) definió la unidad hidráulica como el volumen elemental representativo de la roca del yacimiento dentro del cual las propiedades geológicas y petrofísicas son las mismas. Ebanks (1987) definió las unidades de flujo como una porción mapeable del reservorio total dentro de la cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son consistentes y predeciblemente diferentes de las propiedades de otros volúmenes de roca del yacimiento. Hearn *et al.* (1984) define la unidad de flujo como una zona de yacimiento que es lateral y verticalmente continua, y tiene características similares de permeabilidad, porosidad y estratificación. Gunter *et al.*, (1997) definió la unidad de flujo como un intervalo estratigráficamente continuo de un proceso de yacimiento similar que respeta el marco geológico y mantiene la característica del tipo de roca (Tiab & Donaldson, 2015; Opuwari *et al.*, 2021; Aggoun *et al.*, 2006).

El indicador de zona de flujo es un parámetro único que incorpora los atributos geológicos de textura y mineralogía en la discriminación de distintas facies geométricas de poros (unidades hidráulicas) (Amaefule *et al.*, 1993). Ofrece una relación entre las propiedades petrofísicas a pequeña escala, como tapones de núcleo, y a gran escala, como los registros de pozo. Las rocas que tienen los mismos valores de FZI tienen propiedades de flujo similares y, por lo tanto, pertenecen a una misma unidad de flujo (Farshi *et al.*, 2019).

El indicador de zona de flujo, designado como FZI, viene dado por la **Ecuación 10** (Amaefule *et al.*, 1993):

$$FZI = RQI/NPI = \{(0.0314\sqrt{\frac{K}{\Phi}})\}/\{\Phi/(1 - \Phi)\} \quad (10)$$

Donde: FZI es indicador de zona de flujo (μm), RQI es el indicador de calidad de roca reservorio (μm), NPI es la porosidad normalizada ($\frac{\Phi}{1-\Phi}$), K es la permeabilidad (md), Φ es la porosidad efectiva (v/v).

La importancia de dividir los intervalos sedimentarios en unidades de flujo refleja grupos de rocas que tienen propiedades geológicas y físicas similares y un entorno deposicional que afecta el flujo de fluidos. Las variaciones en las propiedades de las rocas son el resultado de cambios deposicionales, diagenéticos y posteriores a la deposición (Mahjour *et al.*, 2016).

El gráfico estratigráfico modificado de Lorenz (SMLP), ilustra la capacidad de flujo acumulativo (%K*h acumulativo) frente a la capacidad de almacenamiento acumulativo (% Φ *h acumulativo) ordenada en la secuencia estratigráfica del yacimiento. En la **Figura 3** el gráfico permite evaluar el flujo del yacimiento a partir de los puntos de inflexión, los cuales indican cambios en el flujo o la capacidad de almacenamiento (Gunter *et al.*, 1997; Mahjour *et al.*, 2016).

La capacidad de almacenamiento corresponde al producto de porosidad y espesor, la capacidad de flujo representa el producto de permeabilidad y espesor, y la velocidad de la unidad de flujo (FUS) o la eficiencia de la unidad de flujo (FUE) corresponde al porcentaje de la capacidad de

flujo dividido por el porcentaje de la capacidad de almacenamiento (Gunter *et al.*, 1997; Opuwari *et al.*, 2021).

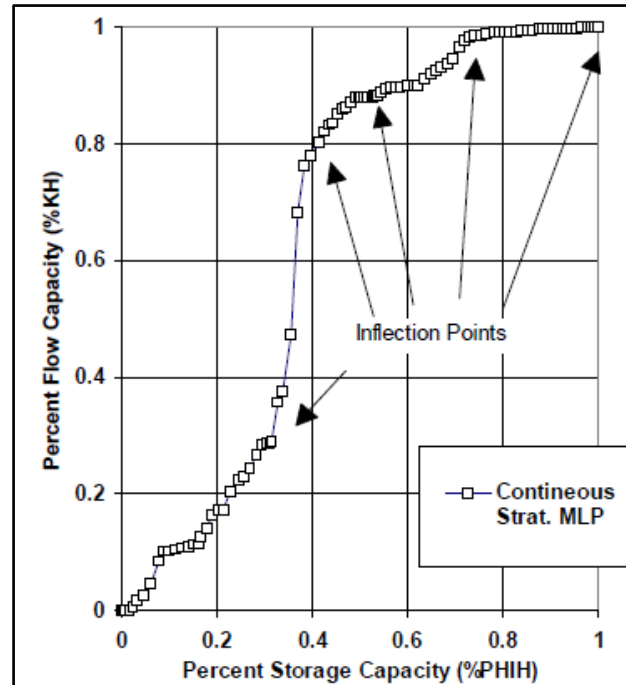


Figura 3. Gráfico estratigráfico modificado de Lorenz, donde se ilustra la capacidad de almacenamiento (%PHIH) y la capacidad de flujo (%KH) en orden estratigráfico, permitiendo identificar las unidades de flujo a partir de los cambios de inflexión.

El gráfico modificado de Lorenz (MLP) muestra la capacidad de flujo (%K*h) y la capacidad de almacenamiento (% ϕ *h) por secuencia (**Figura 4**), es decir, por unidades de flujo y no pie a pie como se realizó en el gráfico estratigráfico de Lorenz modificado (SMLP); esta selección es determinada según su relación K/ϕ (Gunter *et al.*, 1997).

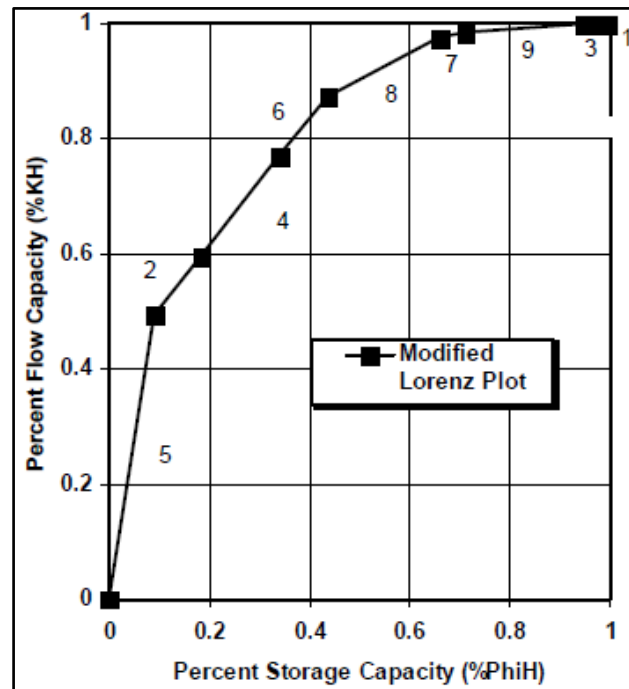


Figura 4. Gráfico modificado de Lorenz, donde se ilustra la capacidad de almacenamiento (%PhiH) y la capacidad de flujo (%KH), ordenada según su relación K/ϕ .

En cuanto a los métodos supervisados para clasificación, el algoritmo de mapas pseudoorganizados es un modelo de red neuronal y es un resultado directo del trabajo en el área de “cuantificación vectorial” que se introdujo por primera vez en Kohonen (1986) (Hagenbuchner & Tsoi, 2005).

El módulo Ipsom predice y propaga grupos de clasificación de rocas. Puede utilizar el mapa autoorganizado probabilizado e indexado en 2D para facilitar la interpretación geológica de los datos de registros y la predicción de facies. Estos métodos se basan en la tecnología de red neuronal (el algoritmo de Kohonen) y está diseñado para la interpretación geológica de los datos de registros de pozos y la predicción de facies, así como para la derivación óptima de parámetros petrofísicos, como las unidades hidráulicas (Techlog guru).

3. MARCO METODOLÓGICO

La metodología de este trabajo está constituida por una serie de etapas donde se integran diferentes fuentes de información, estableciendo relaciones entre los datos de núcleo y registros de pozo. La finalidad es desarrollar un modelo de litotipos que sirva de input en una caracterización petrofísica y a su vez establecer un flujo de trabajo en Python para la generación y reproducción de los modelos en el campo. En la **Figura 5** se presenta el flujo de trabajo establecido para el desarrollo del proyecto.

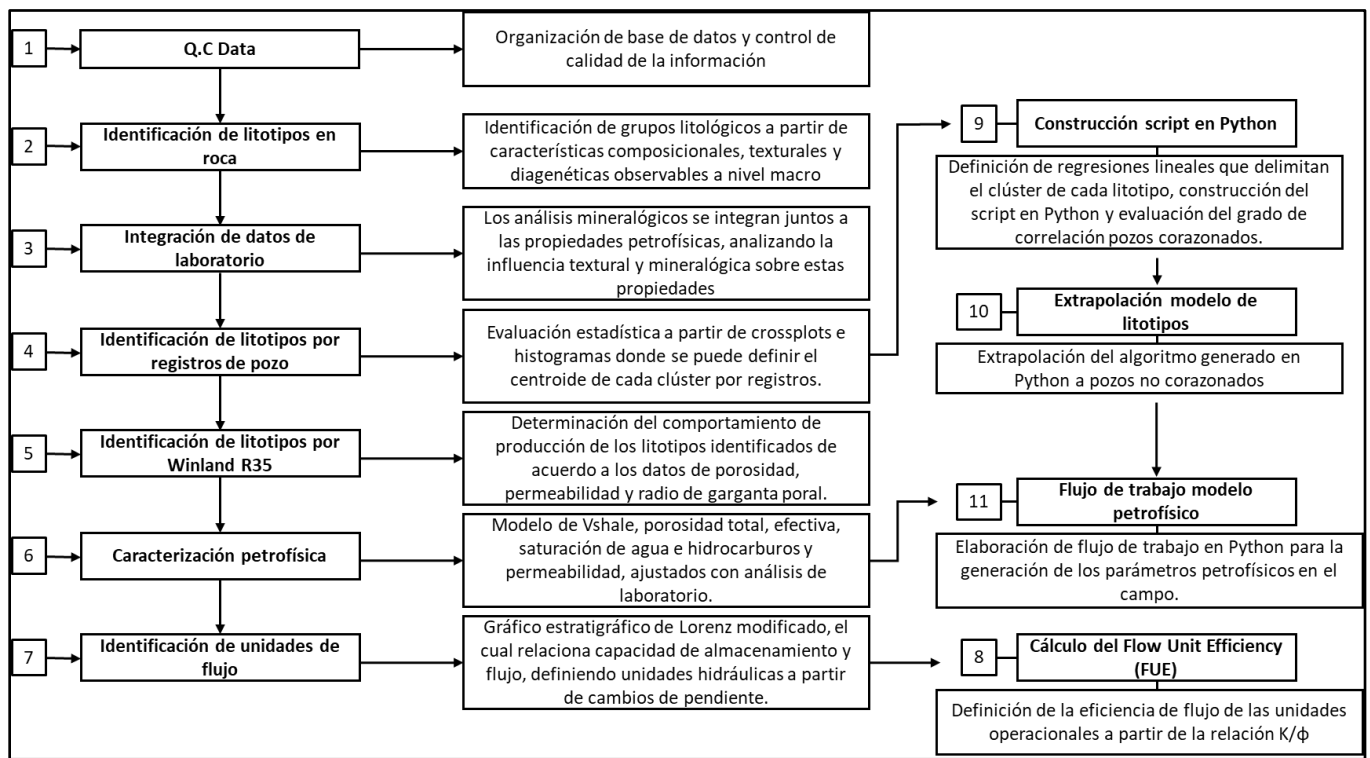


Figura 5. Flujo de trabajo para el desarrollo del modelo de litotipos y caracterización petrofísica.

4. RESULTADOS

4.1. Control de calidad

4.1.1. Inventario y homogenización de la información disponible

La información para cada uno de los pozos, asociada a columnas estratigráficas, fotografías en luz natural, datos de difracción de rayos X (DRX), registro *core gamma ray* (CGR), datos de petrofísicos básicos (RCAL; *Routine Core Analysis*), datos de petrofísicos especiales (SCAL; *Special Core Analysis*) y registros de pozo, fue inventariada, organizada y cargada en el proyecto de Techlog.

Tabla 1. Inventario información de núcleo disponible por pozo

Pozo	Columna	Fotografías	DRX	CGR	RCAL					SCAL	
					Porosidad	K air	KK	So	Sw	Pc Hg	Propiedades Eléctricas
Pozo_01	x	x		x	x	x	x	x	x		
Pozo_02	x	x	x	x	x	x	x	x	x		
Pozo_03	x	x	x	x	x	x	x				
Pozo_04		x		x	x	x	x				
Pozo_05		x			x	x	x			x	x

Tabla 2. Inventario información de registros disponible por pozo

Pozo	BS	CAL	SP	GR	DEN	NEU	PEF	RS	RT
Pozo_01	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Pozo_02	x	x		x	x	x	x	x	x
Pozo_03	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Pozo_04	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Pozo_05	x	x	x	x	x	x	x	x	x

En cuanto a registros de pozo, se organizó la información disponible por pozo, se estandarizaron los nemónicos de los registros en base al estándar de la industria, asimismo, se estandarizaron las unidades para cada una de las curvas, como se muestra en la **Figura 6**.

DATA_LQC	Measured Depth	ft
MD	Measured Depth	ft
01_LITO		
LIT_T2_150824	Lithology	unitless
02_RCAL		
Dg	Core Grain Density	g/cm3
Kair	Core Permeability	mD
KK	Core Permeability	mD
Porosidad	Core Porosity	%
Porosidad_frac	Core Porosity	ft3/ft3
BS	Bit Size	in
CALI	Caliper	in
DENS	Bulk Density	g/cm3
GR	Gamma Ray	gAPI
NEU_Lm	Neutron Porosity	v/v
NEU_Sd	Neutron Porosity	v/v
PEF	Photoelectric Factor	b/e
RS	Resistivity - Medium	ohm.m
RT	Resistivity - True Formation	ohm.m
SP	Spontaneous Potential	mV

Figura 6. Ejemplo que ilustra la organización y estandarización de la información disponible de laboratorio (RCAL) y registros de pozo.

4.1.2. Ajuste del núcleo a profundidad de registro

Con el objetivo de realizar una caracterización petrofísica con alto grado de certidumbre es necesario que las profundidades correspondientes a los datos de núcleos y las mediciones de registros de pozos sean consistentes. Para esto, el ajuste en profundidad se realizó a partir de la relación entre el core gamma ray (CGR) y el gamma ray (GR) de pozo, en donde se desplaza el CGR hasta la referencia en profundidad del registro GR, buscando obtener un alto grado de similitud en la deflexión de los registros.

En la **Figura 7** se muestran los ajustes en profundidad aplicados a los datos de núcleo respecto a la información de registros para el pozo 1.

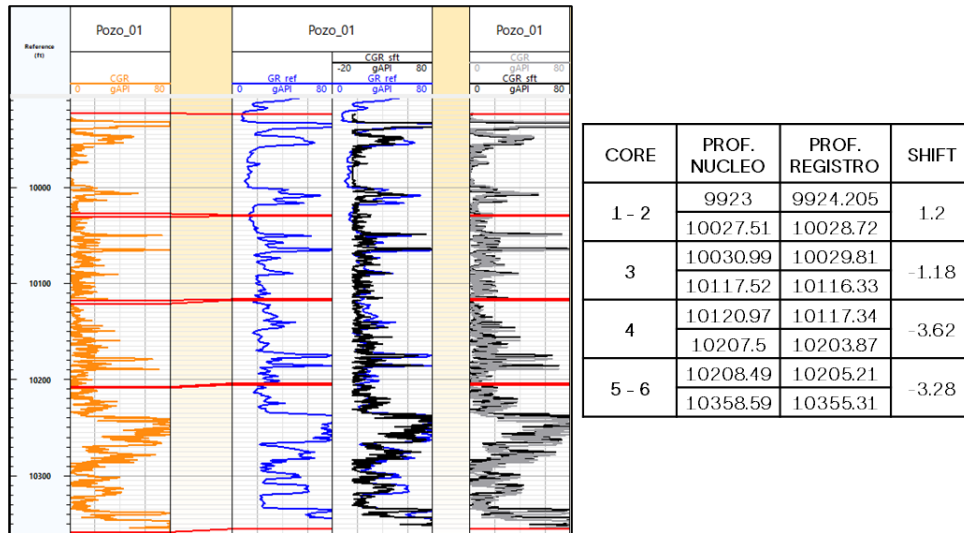


Figura 7. Ajuste del núcleo a profundidad de registro para el pozo 1.

4.2. Modelo Litológico

4.2.1. Identificación de litotipos en roca

A partir de la integración de la información sedimentológica por medio de las columnas estratigráficas, las características texturales, composicionales y los datos de laboratorio de petrofísicos básicos, se realizó la agrupación de litotipos diferenciables en laboratorio, roca y registros. De acuerdo con lo anterior, los litotipos 1, 2 y 5 se identificaron como los mejores en cuanto a su calidad de reservorio; litotipos 3, 4 y 6 como rocas retardantes y, finalmente, los litotipos 7 y 8 como los intervalos sello.

A partir de la integración de la información composicional, textural y propiedades petrofísicas, el litotipo 1 se identificó como una cuarzoarenita de tamaño de grano gruesos a medios, con moderada selección, de carácter friable, con la mejor impregnación; el litotipo 2 como una cuarzoarenita de tamaño de grano muy grueso, con selección moderada a mala, presencia de intraclastos lodosos y ocasionales guijos, presenta una cementación mayor comparada con el litotipo 1; el litotipo 3 una cuarzoarenita con tamaños de grano medio a fino, baja impregnación, alta cementación por sílice y caolinita, y alta compactación; el litotipo 4 como una cuarzoarenita conglomerática de grano grueso a muy grueso, con moderada a mala selección, compacta y cementada por arcillas; el litotipo 5 y 6 corresponden a conglomerados arenosos, diferenciados por su grado de impregnación ya que el litotipo 5 presenta impregnación buena mientras el litotipo 6 presenta impregnación nula; el litotipo 7 corresponde a intervalos heterolíticos producto de intercalaciones arena-lodo y, por último, el litotipo 8 como los intervalos de lodolitas. En la **Figura 8** se pueden observar las características visuales de los 8 litotipos identificados.

Como se puede observar en la **Figura 9**, las muestras de DRX y Petrografía fueron tomadas únicamente en los litotipos con mejores propiedades petrofísicas que corresponden a los litotipos 1 y 2, y el litotipo 3 que presenta propiedades petrofísicas moderadas, los demás litotipos fueron definidos en base a fotografías de luz natural, datos de petrofísicos básicos y registros de pozo.

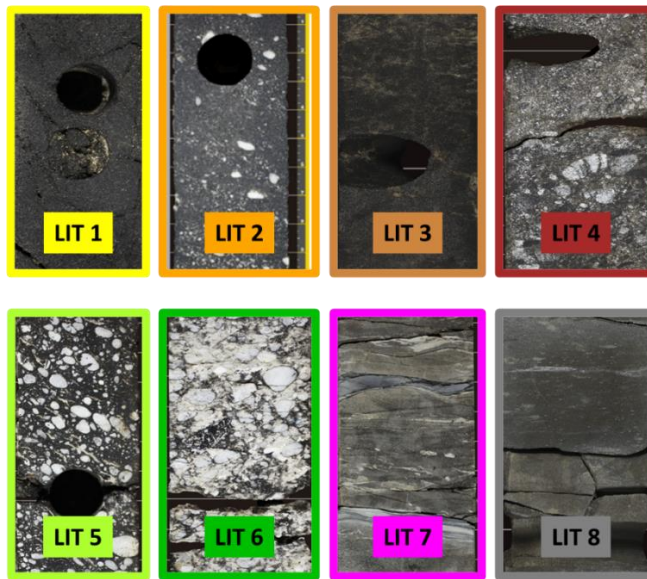


Figura 8. Identificación de litotipos en núcleo a partir de fotografías en LN.

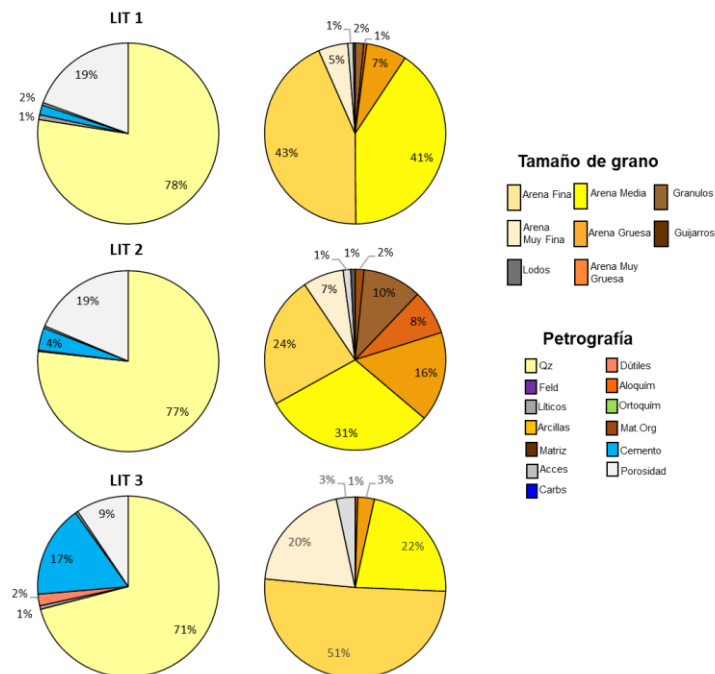


Figura 9. Integración de datos composicionales y texturales por litotipos a partir de información de petrografía y DRX disponibles.

4.2.2. Integración de registros de pozo y datos de petrofísica básica

Por medio de una evaluación estadística a partir de crossplots e histogramas, se logró definir los centroides de cada clúster y discretizar los diferentes litotipos, entendiendo su comportamiento en cuanto a la calidad de reservorio, como se observa en la **Figura 10**.

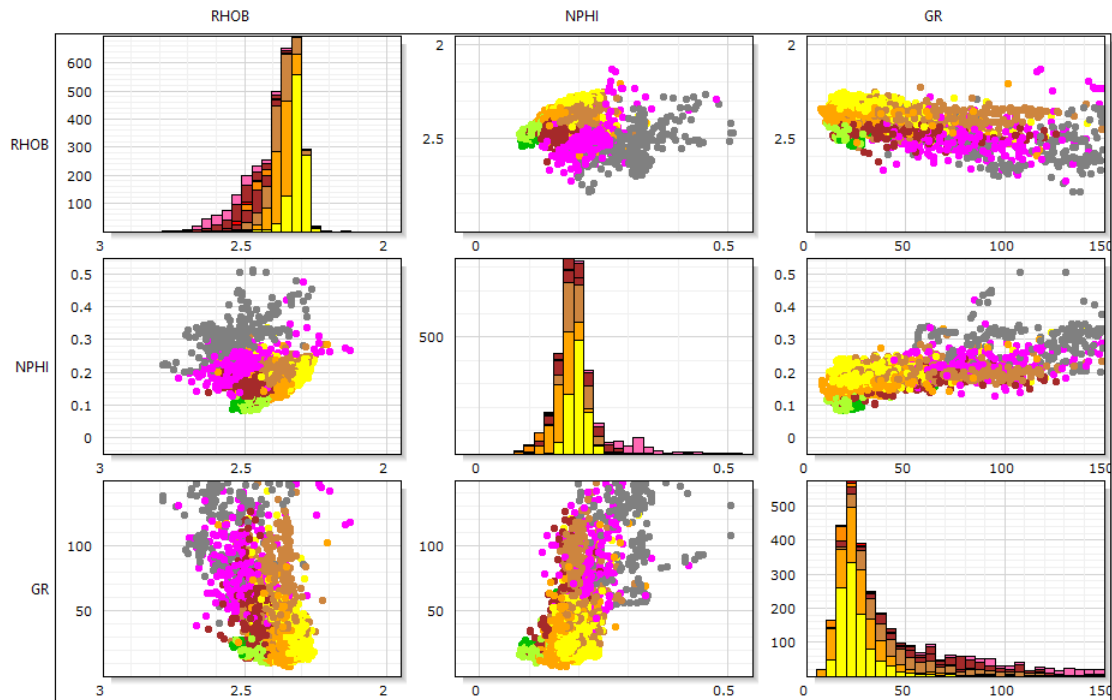


Figura 10. Cluster análisis multipozo de los registros RHOB, NPHI y GR, donde se logra identificar el cluster asociado a cada litotipo.

De acuerdo con el análisis estadístico realizado a partir de registros, el litotipo 1 y 2 presentan características como roca reservorio con los valores más bajos de densidad, lo que se asocia al aumento del espacio poroso. El litotipo 3 se discretiza a partir de un aumento de la densidad, asociada a la presencia de mayor concentración de arcillas como cemento, los litotipos 4, 5 y 6 presentan valores altos para el registro densidad y más bajos del registro neutrón asociado a la

disminución del espacio poral y a la característica conglomerática de estos litotipos, mientras que los litotipos 7 y 8 muestran características propias de roca sello con un aumento en el registro neutrón propio de su contenido elevado de arcillosidad.

A partir de la integración de los datos de núcleo de porosidad, permeabilidad y radios de garganta poral por medio del grafico de Winland (**Figura 11**), se logró identificar las características de producción asociadas a cada litotipo y como las características composicionales y texturales influyen sobre estas propiedades.

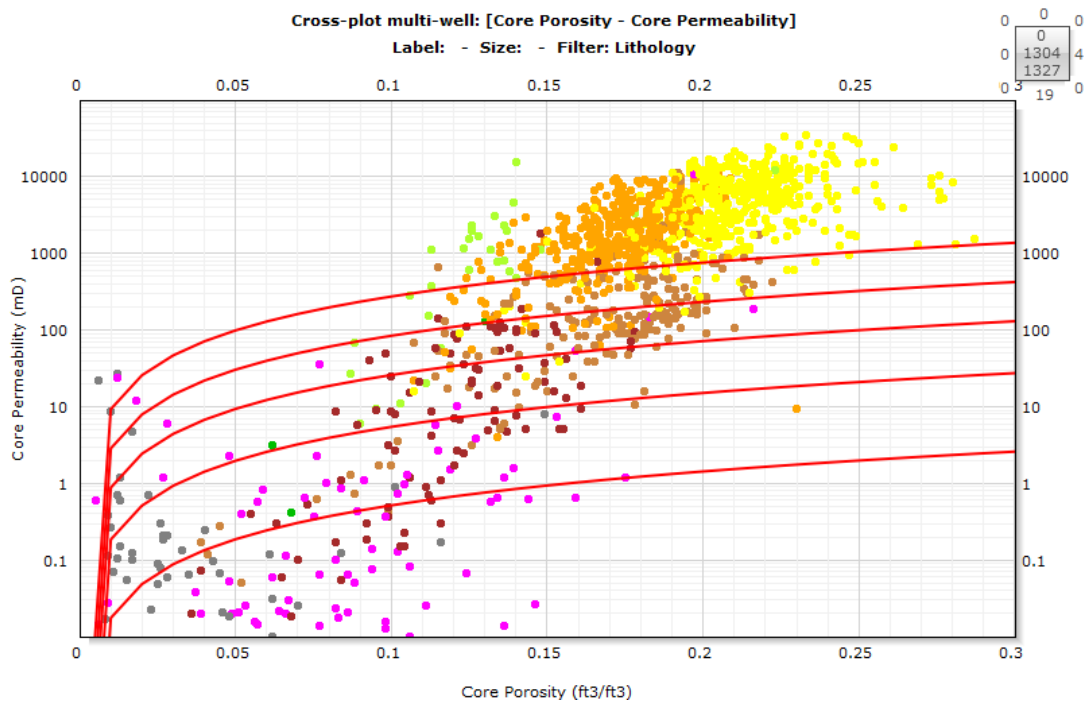


Figura 11. Validación a partir del crossplot porosidad – permeabilidad empleando la cartilla Winland R35. Los colores de cada cluster están asociados a la definición de litotipos presente en la Figura 8.

De acuerdo con la clasificación de la garganta de poro según R35 (Tabla 3) y con el análisis estadístico a partir del crossplot multipozo porosidad – permeabilidad empleando la cartilla de

Winland, el litotipo 1 presenta un valor de Φ de 21.1%, K de 4186mD y R35 de 52.4 μ m, lo cual corresponden a megaporos. Para el litotipo 2 se estableció un valor para la Φ de 17.1%, K de 1527mD y R35 de 34.6 μ m, lo cual corresponde a megaporos. Para el litotipo 3 se estableció un valor para la Φ de 16.7%, K de 118.5mD y R35 de 8 μ m, lo cual corresponde a macroporos. Para el litotipo 4 se estableció un valor para la Φ de 11.9%, K de 7.77mD y R35 de 2.2 μ m, lo cual corresponde a macroporos. Para el litotipo 5 se estableció un valor para la Φ de 12.9%, K de 517.1mD y R35 de 23.7 μ m, lo cual corresponde a megaporos. Para el litotipo 6 se estableció un valor para la Φ de 8.6%, K de 5.45mD y R35 de 1.14 μ m, lo cual corresponde a mesoporos. Para el litotipo 7 se estableció un valor para la Φ de 8%, K de 0.18mD y R35 de 0.4 μ m, lo cual corresponde a microporos. Para el litotipo 8 se estableció un valor para la Φ de 3.2%, K de 0.08mD y R35 de 0.6 μ m, lo cual corresponde a microporos.

Tabla 3. Clasificación de la garganta de poro según R35.

Tipo de poro	Rango tamaño garganta de poro R35 (μm)
Megaporos	>10
Macroporos	10>R35>2.5
Mesoporos	2.5>R35>0.5
Microporos	0.5>R35>0.1
Nanoporos	0.1>R35

4.2.3. Modelo supervisado para generación de curva de litotipos

Para la extrapolación de la curva de litotipos se generó un modelo supervisado utilizando el algoritmo de mapas pseudo organizados a partir de la herramienta IPSOM en Techlog, entendiéndose que puede constituir un input importante en la generación y calibración del modelo petrofísico.

Inicialmente, se generó un análisis de discriminantes lineales para analizar cuales registros permiten discretizar mejor los litotipos identificados en núcleo para los 5 pozos. Como resultado, se encontró que los registros densidad y neutrón constituyen los discriminantes más efectivos.

Para la construcción del modelo supervisado, 3 de los 5 pozos se utilizaron como entrenamiento para la indexación y generación del modelo de litotipos y los 2 pozos restantes se utilizaron como blind test para verificar la validez de la predicción. En los pozos de validación (**Figura 12**) se alcanzó un grado de correlación del 77.2% para el pozo 4 y 71.1% para el pozo 5, lo cual garantiza un alto grado de predictibilidad del modelo de litotipos a extrapolar a los pozos no corazonados.

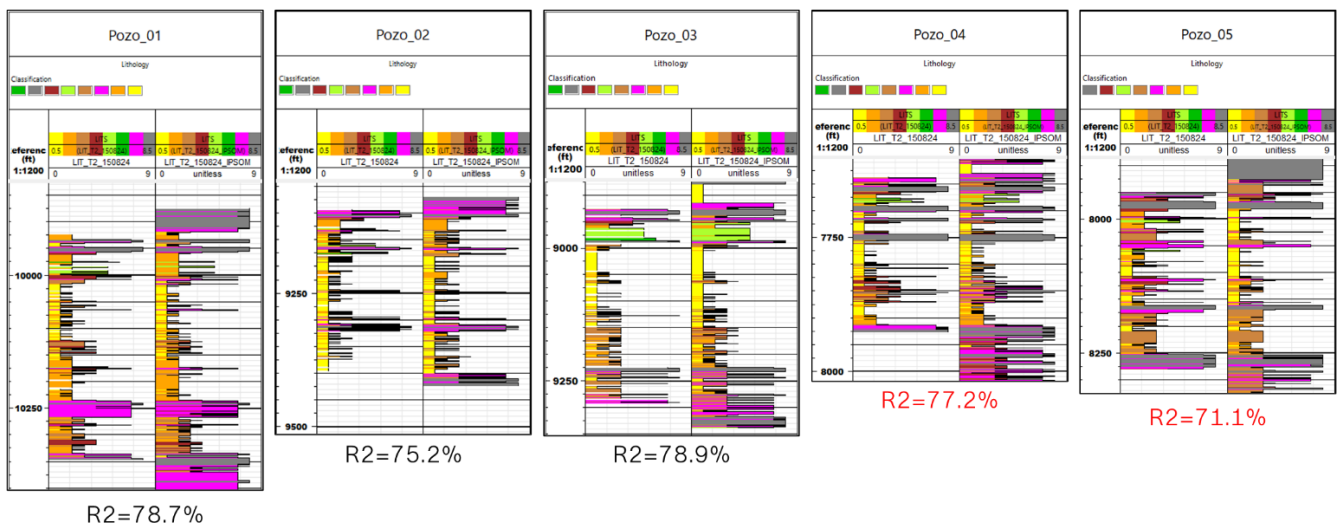


Figura 12. Evaluación del grado de correlación del modelo de litotipos en los pozos de entrenamiento (grado de correlación en color negro) y pozos de validación (grado de correlación en color rojo).

4.3. Modelo Petrofísico

4.3.1. Modelo de arcillosidad

Para la generación del modelo de arcillosidad se utilizó la combinación entre los registros Rayos Gamma y Densidad-Neutrón, donde el modelo de arcillosidad final se generó a partir de un promedio aritmético entre los dos métodos, como se observa en la **Figura 13**. En la misma figura se pueden observar los parámetros utilizados como referencia para el cálculo.

Método Rayos Gamma

$$GR_{index} = \frac{GR - GR_{matriz}}{GR_{shale} - GR_{matriz}}$$

$$VSHGR = GR_{index}$$

GR matriz	GR shale
12.45	74.05

Método Densidad - Neutrón

$$X0 = NEU_{matriz}$$

$$M1 = \frac{(NEU_{fluido} - NEU_{matriz})}{(DEN_{fluido} - DEN_{matriz})}$$

$$X1 = NEU + M1 * (DEN_{matriz} - DEN)$$

$$X2 = NEU_{shale} + M1 * (DEN_{matriz} - DEN_{shale})$$

$$VSHDN = \frac{(X1 - X0)}{(X2 - X0)}$$

DEN matriz	2.65
DEN shale	2.5353
DEN fluido	1
NEU matriz	0
NEU shale	0.4047
NEU fluido	1

$$VSH_{FINAL} = \frac{VSHGR + VSHDN}{2}$$

Figura 13. Ecuaciones para el cálculo del modelo de arcillosidad final y los parámetros utilizados en cada método.

Como resultado, en la **Figura 14** se puede observar el ajuste del modelo de arcillosidad final y los datos de difracción de rayos X de la fracción arcilla para los pozos 2 y 3. La medición del ajuste del modelo se efectuó a partir del error absoluto medio (MAE), el cual mide la diferencia entre el valor pronosticado y el valor real, en la misma escala de los datos. En el pozo 2 se estableció un MAE de 0.03 lo que equivale a un 3% en promedio de diferencia entre el modelo y el dato de núcleo, y para el pozo 3 se estableció un MAE de 0.056 lo que equivale a un 5.6% en promedio de diferencia entre el modelo y el dato de núcleo, mostrando en general un buen ajuste entre el modelo de arcillosidad final y los datos de difracción de rayos x.

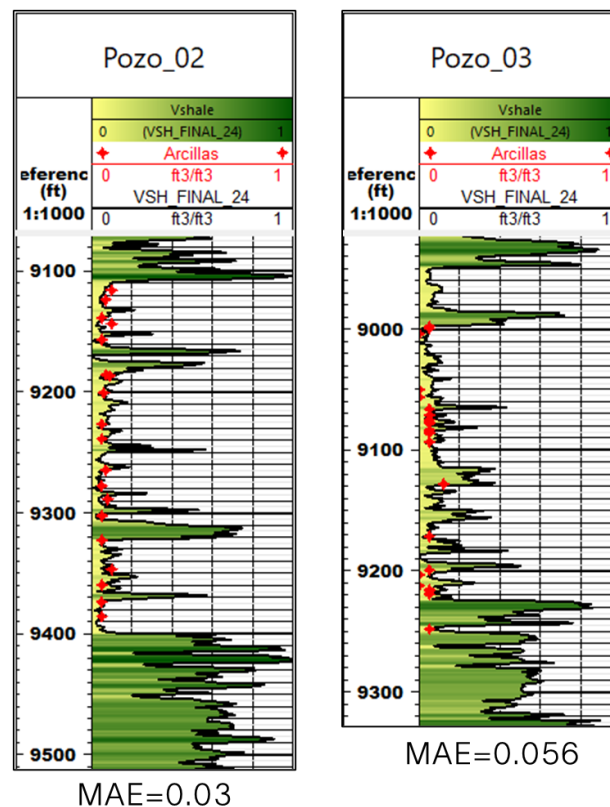


Figura 14. Ajuste del modelo arcillosidad final con los datos de difracción de rayos x para los pozos 2 y 3.

4.3.2. Modelo de porosidad

El modelo de porosidad fue construido a partir de los registros Densidad-Neutrón, empleando el método de las pendientes propuesto por Aristóbulo Bejarano, el cual se detalla en la **Figura 15**. En la misma figura se pueden observar los parámetros utilizados como referencia para el cálculo.

Método de las pendientes

$$PHID = \frac{pma - pbulk}{pma - pf}$$

$$Alfa = \frac{PHID}{PHIN}$$

$$PHIE = \left(\frac{Alfa - Alfash}{1 - Alfash} \right) * PHIN$$

pma	2.65
pf	1
Alfash	0.05

Figura 15. Ecuaciones y parámetros relacionados al método de las pendientes para el cálculo de la porosidad efectiva.

Como resultado, en las **Figuras 16, 17 y 18** se puede observar el ajuste del modelo de porosidad efectiva y los datos de porosidad de núcleo en los pozos con información disponible de petrofísica básica. La medición del ajuste del modelo se efectuó a partir del grado de correlación (R2), donde el pozo 1 muestra un grado de correlación del 71%, el pozo 2 muestra un grado de correlación del 64%, el pozo 3 un grado de correlación del 77%, el pozo 4 un grado de correlación del 64% y el pozo 5 un grado de correlación del 73%, mostrando en general un buen ajuste para todos los pozos entre el modelo de litotipos, el modelo de porosidad efectiva y los datos de núcleo.

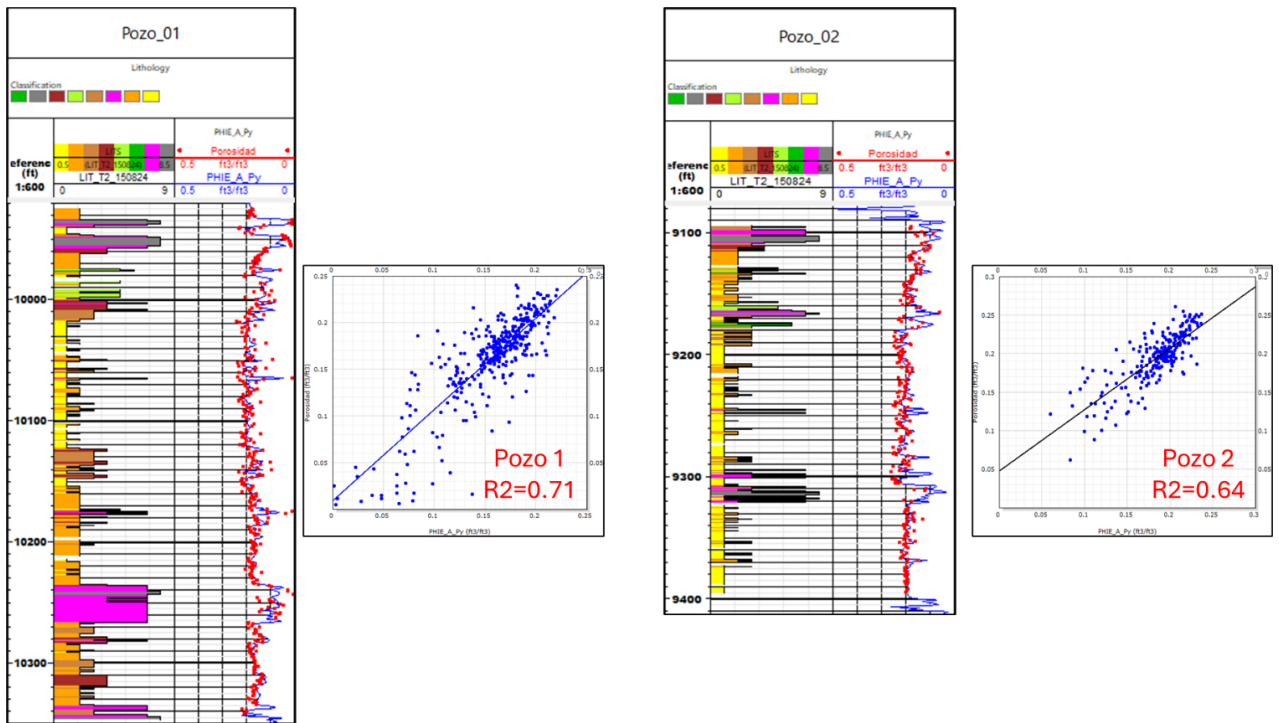


Figura 16. Ajuste del modelo de porosidad efectiva con los datos de porosidad de núcleo y litotipos para los pozos 1 y 2.

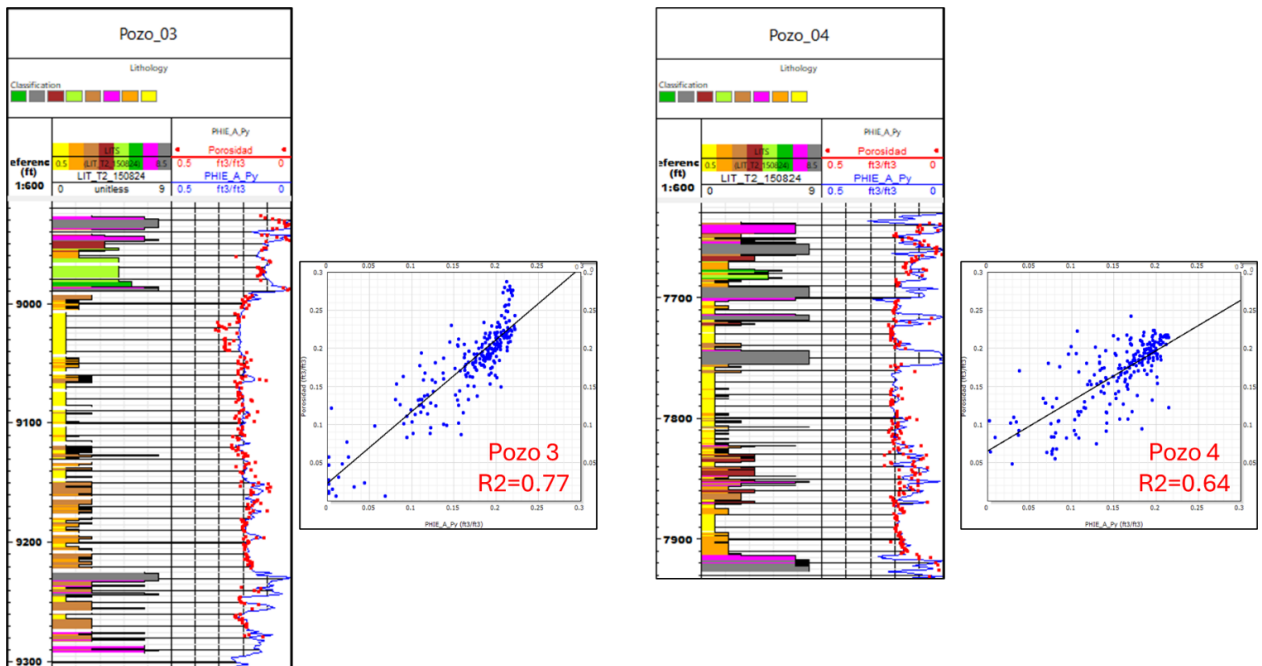


Figura 17. Ajuste del modelo de porosidad efectiva con los datos de porosidad de núcleo y litotipos para los pozos 3 y 4.

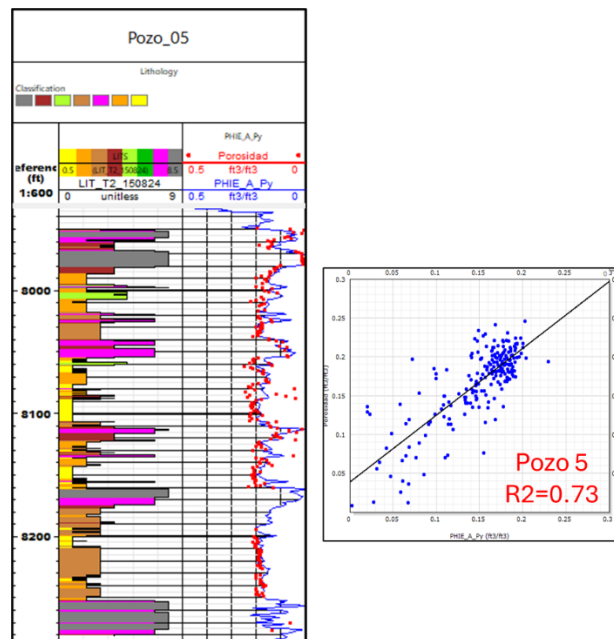


Figura 18. Ajuste del modelo de porosidad efectiva con los datos de porosidad de núcleo y litotipos para el pozo 5.

4.3.3. Modelo de permeabilidad

El modelo de permeabilidad se generó a partir de una regresión multilíneal, donde inicialmente se determinó las variables que presentaban mayor correlación con los datos de permeabilidad de núcleo, a partir de un análisis de componentes principales. De acuerdo con este análisis, se logró determinar que las variables de volumen de arcilla, porosidad efectiva y la curva de litotipos tenían un alto grado de correlación con los datos de permeabilidad de núcleo. La curva de litotipos se incluyó en el análisis debido a que presentaba una fuerte correlación con los datos de permeabilidad, esto debido a que las características composicionales y texturales, controlan las características de flujo de estas litologías, lo cual permite discretizarlos e identificarlos con registros y datos de núcleo.

Adicionalmente, por medio de gráficos cruzados se determinó que la curva de porosidad efectiva y los datos de permeabilidad de núcleo mostraban un mejor ajuste por medio de una función logarítmica, mientras que la curva de volumen de arcilla y los datos de permeabilidad de núcleo mostraban un mejor ajuste por medio de una función lineal. A partir de este análisis, se logró determinar la ecuación de permeabilidad que se muestra a continuación:

$$\log_{10}(\text{Core Permeability}) = -2.637534 * \text{Shale Volume Fraction} + 0.8629558 * \log_{10}(\text{Effective Porosity}) - 0.2889966 * \text{Lithology} + 4.606808$$

Como resultado, en las **Figuras 19 y 20** se puede observar el ajuste del modelo de permeabilidad y los datos de permeabilidad de núcleo en los pozos con información disponible de petrofísica básica.

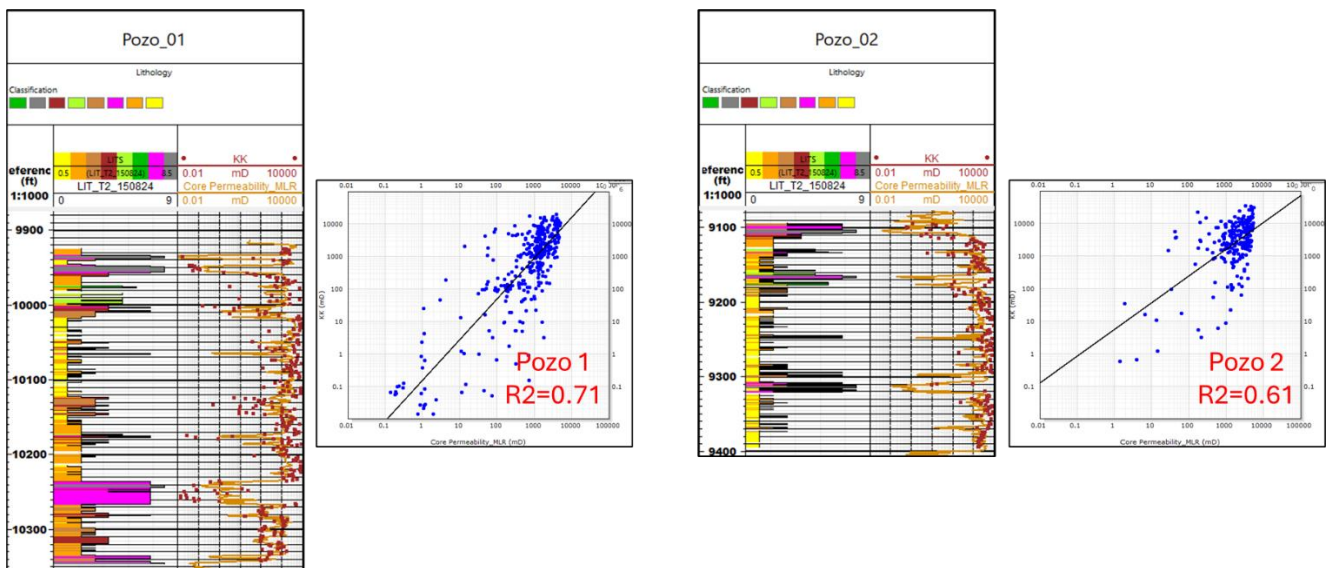


Figura 19. Ajuste del modelo de permeabilidad con los datos de permeabilidad de núcleo y litotipos para los pozos 1 y 2.

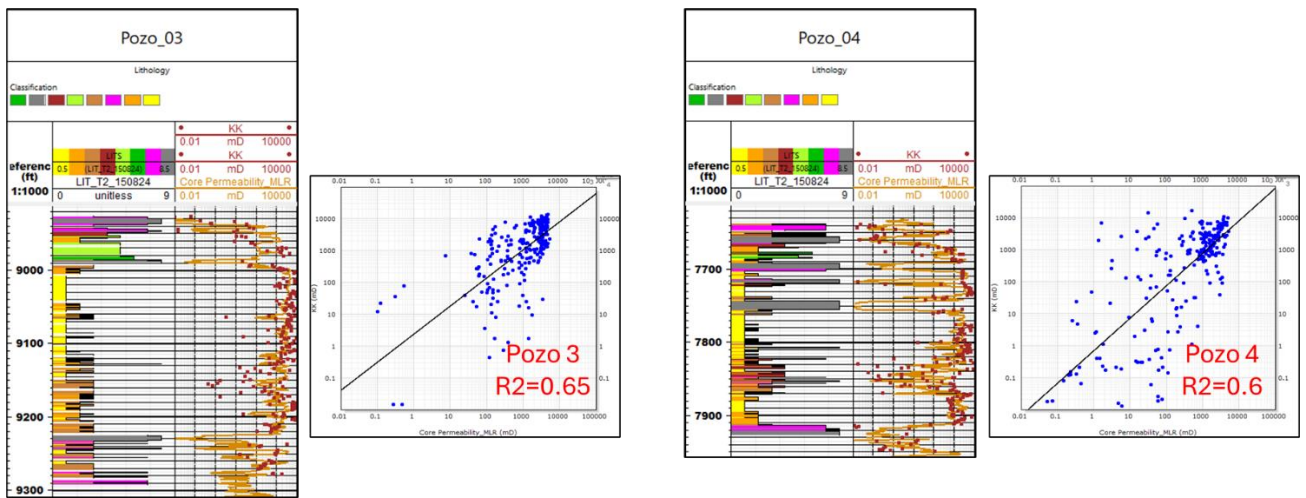


Figura 20. Ajuste del modelo de permeabilidad con los datos de permeabilidad de núcleo y litotipos para los pozos 3 y 4.

4.3.4. Modelo de saturación de agua

El modelo de saturación de agua se generó a partir de la ecuación de Archie, teniendo en cuenta que las litologías arenosas presentaban contenido de arcilla <10%. A partir de los datos suministrados, el valor de resistividad de agua (R_w) se estableció en 0.4 ohm.m, el exponente de cementación (m) en 2, exponente de saturación (n) en 2 y el factor de tortuosidad (a) en 1. En la **Figura 21** se muestra el resultado del modelo de saturación de agua (SW_{AR}) y su buen ajuste visual con los datos de núcleo (Sw).

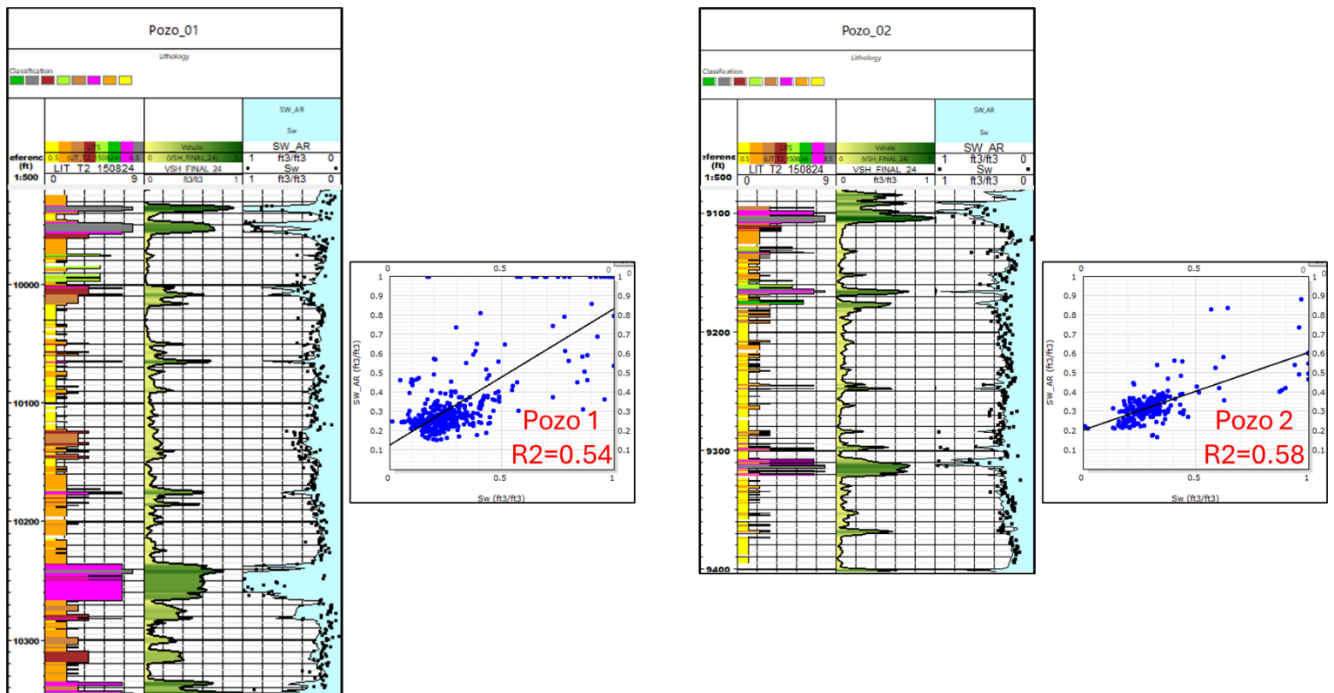


Figura 21. Ajuste del modelo de saturación de agua a partir del método de Archie con los datos de núcleo de petrofísicos básicos asociados a la medición de saturación de agua para los pozos 1 y 2.

4.4. Identificación de unidades de flujo

El gráfico estratigráfico modificado de Lorenz (SMLP), es usado para identificar las capacidades de almacenamiento y flujo del reservorio a partir de los valores de porosidad, permeabilidad y espesor de los intervalos, calculado por medio de la curva de litotipos. El método utiliza el cálculo de la capacidad de almacenamiento que es el producto entre el valor de porosidad y el espesor, y la capacidad de flujo, que es el producto entre el valor de permeabilidad y espesor. Estos valores se normalizan y se obtienen las capacidades de almacenamiento y flujo acumuladas. Este gráfico presenta en el eje X la capacidad de almacenamiento y en el eje Y la capacidad de flujo, ordenados de manera estratigráfica. En el grafico se pueden identificar diferentes pendientes o puntos de inflexión que son interpretados como cambios asociados a diferentes unidades de flujo. Nabawy (2023) propuso ocho rangos de clasificación para las unidades de flujo en función de sus

ángulos de pendiente: (1) barrera (0°), (2) semibarrera ($0^\circ-5^\circ$), (3) deflector ($5^\circ-15^\circ$), (4) semiconductor ($15^\circ-30^\circ$), (5) conductor ($30^\circ-60^\circ$), (6) superconductor ($60^\circ-75^\circ$), (7) fracturado ($75^\circ-85^\circ$) y (8) altamente fracturado ($85^\circ-90^\circ$).

Como resultado, para el pozo 1 se identificaron 7 unidades de flujo (**Figura 22**), donde las unidades hidráulicas de flujo 2, 4, 5 y 6 están compuestas principalmente por los litotipos 1, 2 y 5, y de acuerdo con los rangos propuesto por Nabawy, presenta un ángulo de 71° , 60° , 31° y 63° respectivamente, clasificándose estas unidades de flujo como conductivas a superconductivas, con una contribución buena a la eficiencia del 89% a la capacidad de flujo y del 59% a la capacidad de almacenamiento. Mientras que las unidades 1, 3 y 7 están compuestas principalmente por los litotipos 3, 4 y 7, las cuales presentan ángulos de 2° , 18° y 9° respectivamente, clasificándose como semibarreras a semiconductoras, con una eficiencia pobre y una contribución del 11% a la capacidad del flujo y del 41% a la capacidad de almacenamiento.

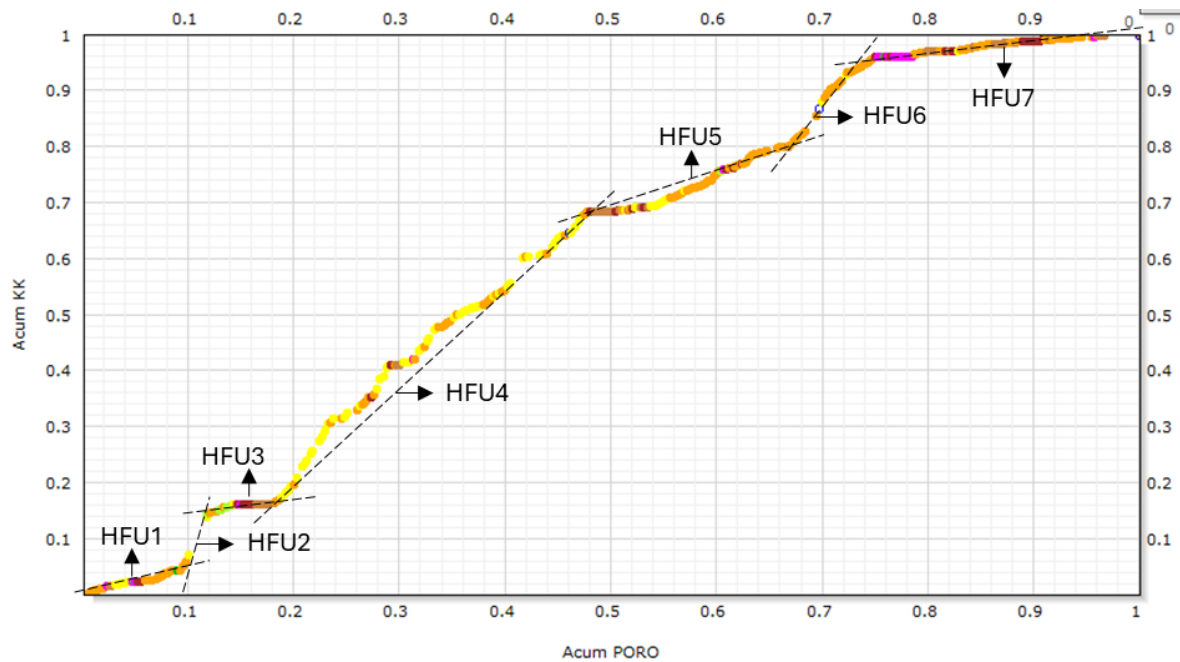


Figura 22. Identificación de unidades hidráulicas de flujo y su relación con los litotipos a partir del gráfico estratigráfico modificado de Lorenz para el pozo 1.

En el pozo 3 se identificaron 7 unidades de flujo (**Figura 23**), donde las unidades hidráulicas de flujo 2, 4 y 6 están compuestas principalmente por los litotipos 1, 2 y 5, y de acuerdo con los rangos propuesto por Nabawy, presenta un ángulo de 53° , 55° y 66° respectivamente, clasificándose estas unidades de flujo como conductoras a superconductoras, con una contribución buena a la eficiencia del 88% a la capacidad de flujo y del 57% a la capacidad de almacenamiento. Mientras que las unidades 1, 3, 5 y 7 están compuestas principalmente por los litotipos 3 y 7, las cuales presentan ángulos de 2° , 26° , 17° y 11° respectivamente, clasificándose como semibarreras a semiconductoras, con una eficiencia pobre y una contribución del 12% a la capacidad del flujo y del 43% a la capacidad de almacenamiento.

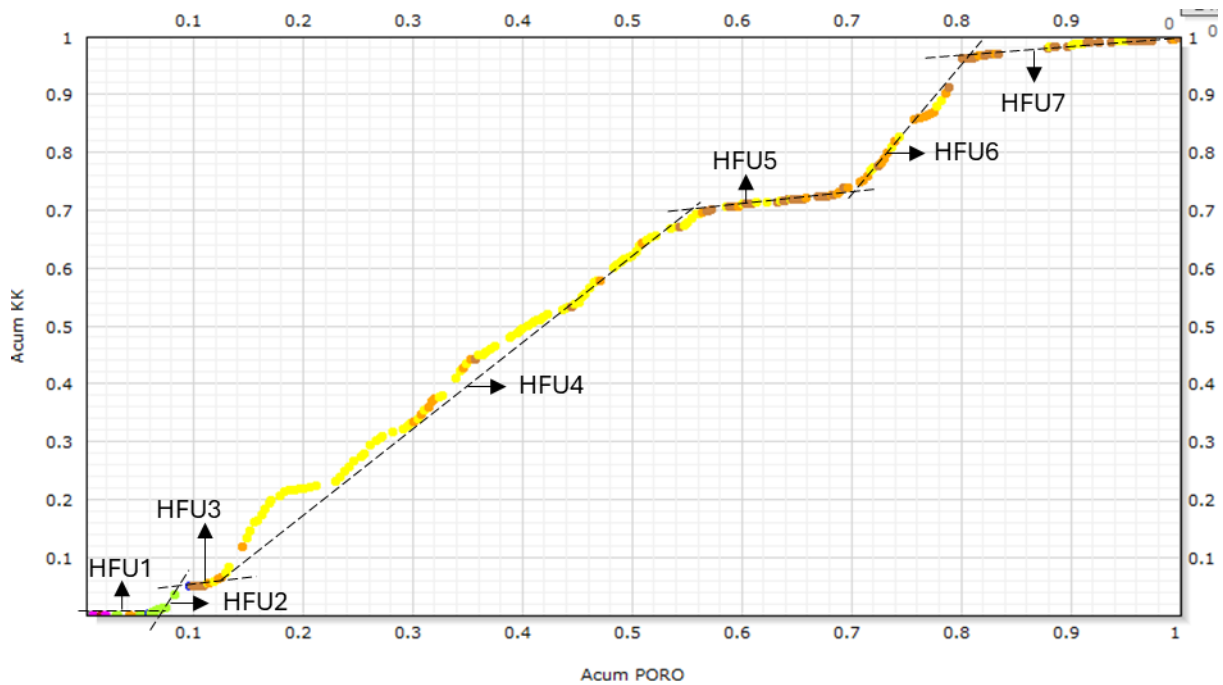


Figura 23. Identificación de unidades hidráulicas de flujo y su relación con los litotipos a partir del gráfico estratigráfico modificado de Lorenz para el pozo 3.

En el pozo 5 se identificaron 8 unidades de flujo (**Figura 24**), donde las unidades hidráulicas de flujo 2, 4, 6 y 7 están compuestas principalmente por los litotipos 1, 2 y 5, y de acuerdo con los rangos propuesto por Nabawy, presenta un ángulo de 51° , 65° , 67° y 39° respectivamente, clasificándose estas unidades de flujo como conductoras a superconductoras, con una contribución buena a la eficiencia del 87% a la capacidad de flujo y del 50% a la capacidad de almacenamiento. Mientras que las unidades 1, 3, 5 y 8 están compuestas principalmente por los litotipos 3, 4, 7 y 8, las cuales presentan ángulos de 4° , 2° , 20° y 6° respectivamente, clasificándose como semibarreras a semiconductoras, con una eficiencia pobre y una contribución del 13% a la capacidad del flujo y del 50% a la capacidad de almacenamiento.

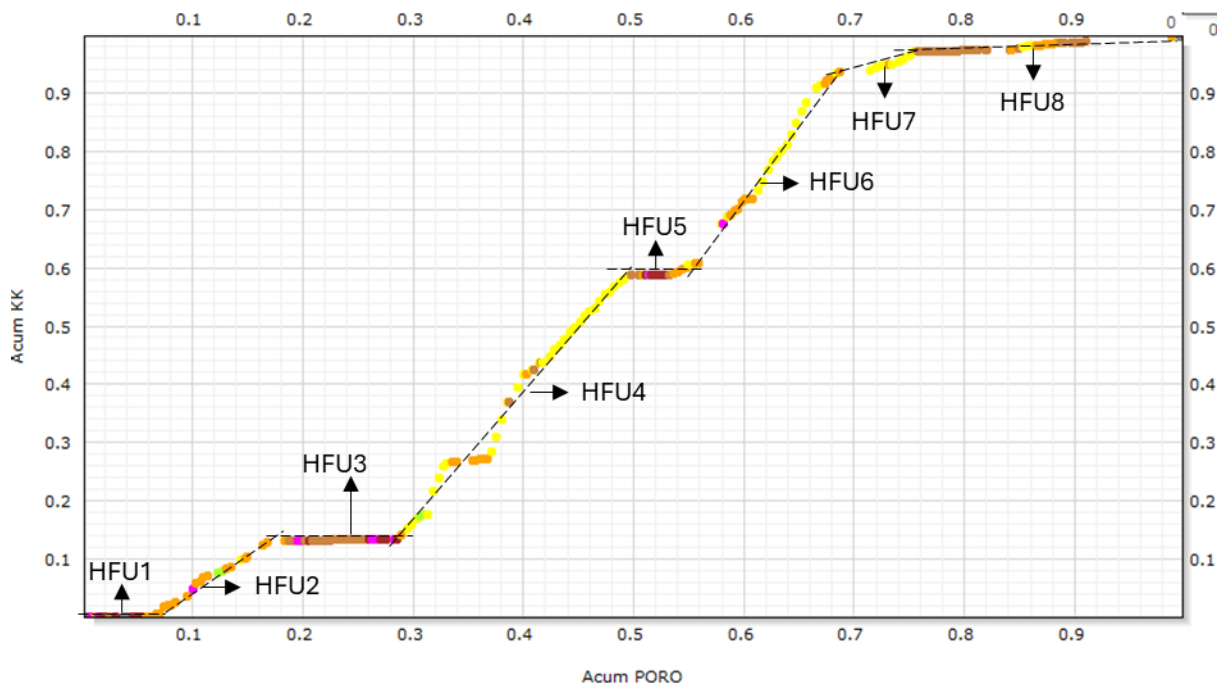


Figura 24. Identificación de unidades hidráulicas de flujo y su relación con los litotipos a partir del gráfico estratigráfico modificado de Lorenz para el pozo 5.

4.5. Modelo de tipos de roca

A partir de los análisis de presiones capilares por inyección de mercurio, se realizó una tipificación petrofísica de rocas basada en un análisis de tamaño de garganta poral. Inicialmente, se evaluó el grado de ajuste entre el radio de garganta poral extraído de los datos de presiones capilares a una saturación de mercurio de 35% y el radio de garganta poral por medio de la ecuación de Winland R35, donde se logró evidenciar una alta variación respecto a la línea $y=x$, lo que indica un bajo grado de correspondencia entre el valor extraído del dato de núcleo y el que se predice con la ecuación empírica de Winland R35 (**Figura 25**). Debido a lo anterior, se emplearon las ecuaciones de Pittman, tratando de identificar la ecuación que presenta un mayor grado de ajuste con los valores extraídos de los datos de presiones capilares a diferentes saturaciones.

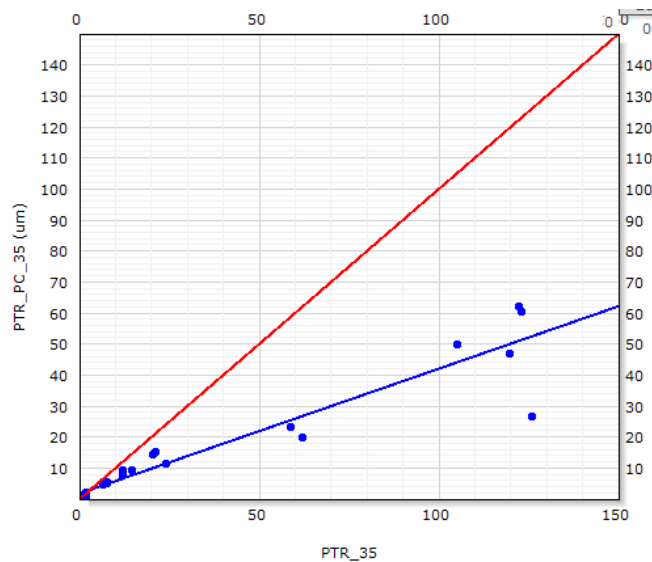


Figura 25. Grado de ajuste entre los valores de radio de garganta poral extraído de los datos de presiones capilares a una saturación de mercurio de 35% ($PTR_{PC_{35}}$) y el radio de garganta poral calculado por medio de la ecuación de Winland R35 (PTR_{35}).

Por medio de diferentes gráficos cruzados donde se analiza la relación del radio de garganta poral extraído de los datos de presiones capilares a una saturación de mercurio de 50%, 55%, 60%, 65% y 70% comparados con los radios de garganta poral calculados a partir de las ecuaciones empíricas de Pittman, se logró identificar que el radio de garganta poral calculado a partir la ecuación de Pittman a una saturación de mercurio del 65%, logra predecir con mayor exactitud el radio de garganta poral extraído de los datos de presiones capilares.

Como se puede observar en la **Figura 26**, el mínimo error cuadrático medio (RMSE), cuyo valor es de 5.3, se da al emplear la ecuación de Pittman a una saturación de mercurio del 65%.

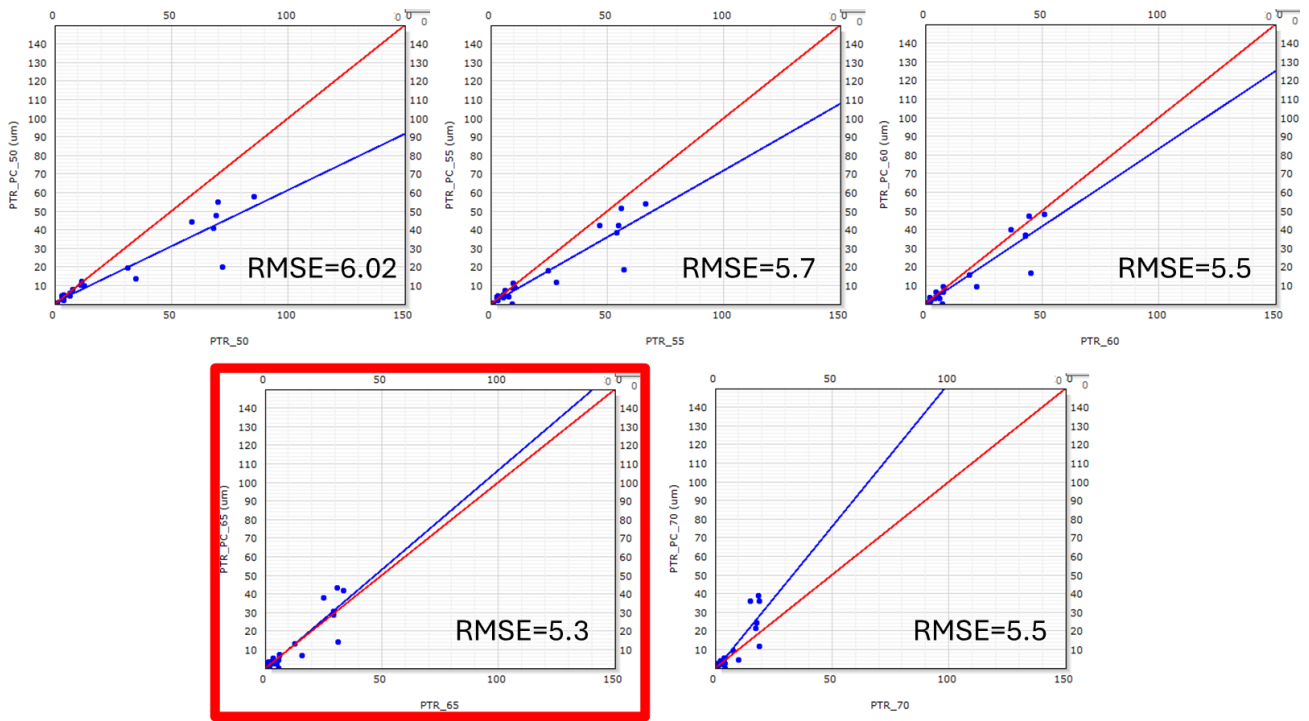


Figura 26. Grado de ajuste calculado a partir del RMSE entre los valores de radio de garganta poral extraído de los datos de presiones capilares a una saturación de mercurio de 50%, 55%, 60%, 65% y 70% y el radio de garganta poral calculado por medio de las ecuaciones de Pittman.

En la **Figura 27** se muestra el resumen de los cinco tipos de roca identificados y definidos a partir de los gráficos de radio de garganta poral vs saturación incremental de mercurio, saturación de mercurio vs radio de garganta poral y porosidad vs permeabilidad.

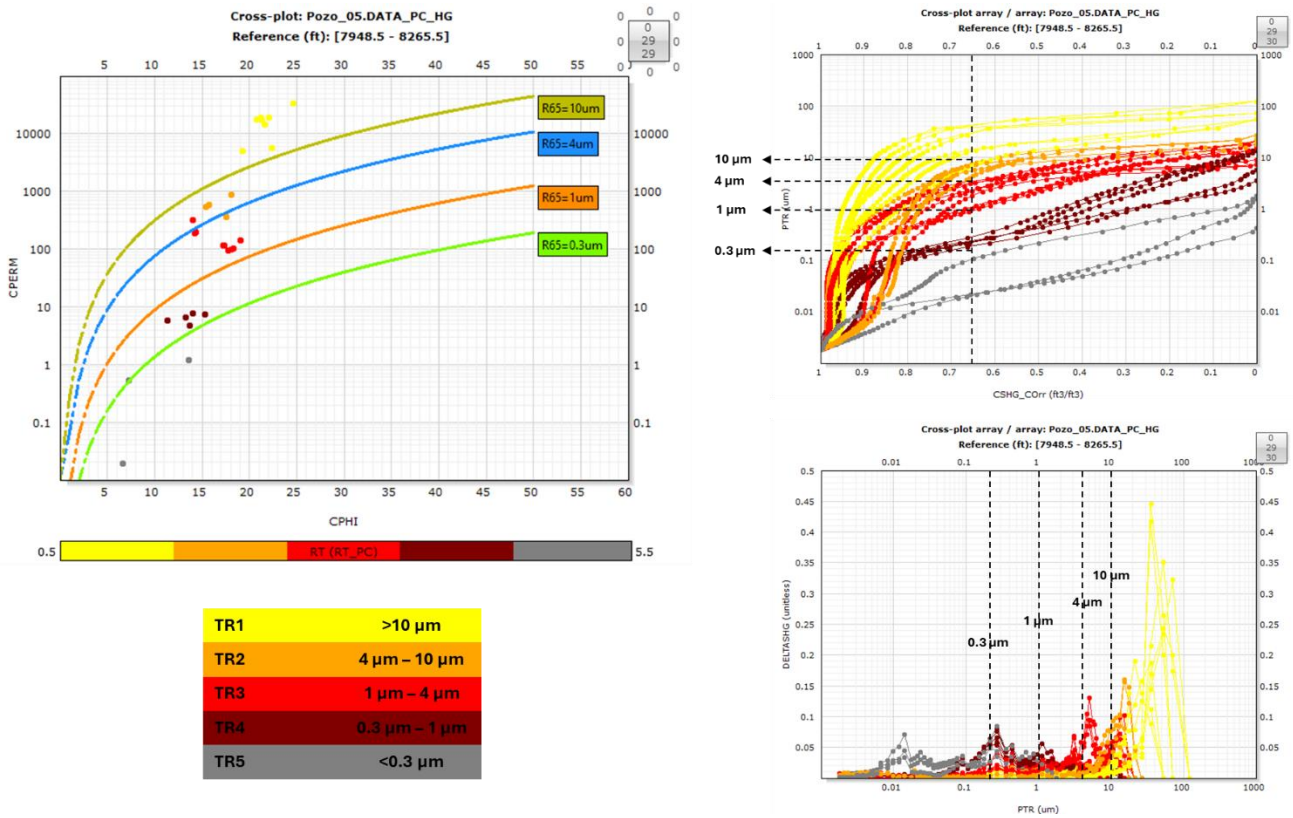


Figura 27. Tipificación petrofísica de rocas. Resumen donde se muestra la integración de los cinco tipos de rocas en los gráficos de porosidad vs permeabilidad, saturación de mercurio vs radio de garganta poral y radio de garganta poral vs saturación incremental de mercurio.

Al realizar una integración entre la información de litotipos y la clasificación de tipos de rocas a partir de la ecuación de Pittman R65, se logró identificar la coherencia y la relación entre las características composicionales y texturales agrupadas en los diferentes litotipos y el comportamiento de producción del reservorio a partir de las relaciones de porosidad, permeabilidad y radio de garganta poral asociados a los diferentes tipos de roca, como se observa en la **Figura 28**.

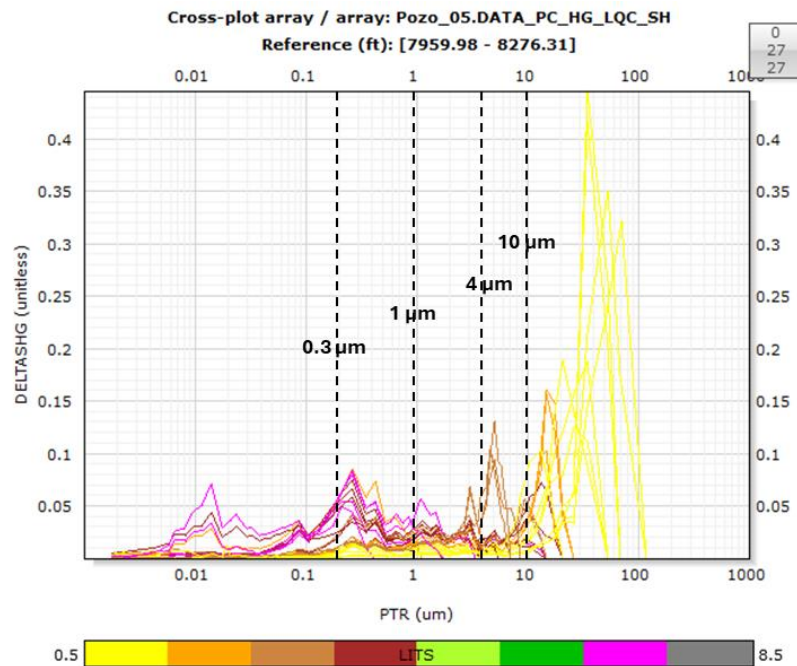


Figura 28. Radios de garganta poral identificados a partir de la tipificación petrofísica de rocas y su correspondencia con la curva de litotipos.

A partir del análisis previo, se pudo identificar que el tipo de roca 1 presenta las mejores propiedades como roca reservorio con una porosidad promedio de 21%, permeabilidad promedio de 16360 mD y radio de garganta poral promedio de 26 μm , asociados con el litotipo 1, el cual corresponde a litologías clasificadas como cuarzoarenita de tamaño de grano gruesos a medios, con moderada selección, de carácter friable, con la mejor impregnación.

El tipo de roca 2 presenta una porosidad promedio de 16.7%, permeabilidad promedio de 595 mD y radio de garganta poral promedio de 5.4 μm , asociados con el litotipo 2, el cual corresponde a litologías clasificadas como cuarzoarenita de tamaño de grano muy grueso, con selección moderada a mala, presencia de intraclastos lodosos y ocasionales guijos, con una cementación

mayor, lo cual se puede evidenciar en la disminución de sus propiedades petrofísicas respecto al tipo de roca 1.

El tipo de roca 3 presenta una porosidad promedio de 16.7%, permeabilidad promedio de 150 mD y radio de garganta poral promedio de 2.4 μm , asociados con el litotipo 3, el cual corresponde a litologías clasificadas como cuarzoarenita con tamaños de grano medio a fino, baja impregnación, alta cementación por sílice y caolinita, y alta compactación, lo cual se puede evidenciar en la disminución de sus propiedades petrofísicas respecto al tipo de roca 2.

El tipo de roca 4 presenta una porosidad promedio de 13.5%, permeabilidad promedio de 6.4 mD y radio de garganta poral promedio de 0.45 μm , asociados con el litotipo 4, el cual corresponde a litologías clasificadas como cuarzoarenita conglomerática de grano grueso a muy grueso, con moderada a mala selección, compacta y cementada por arcillas.

El tipo de roca 5 presenta una porosidad promedio de 9.1%, permeabilidad promedio de 0.57 mD y radio de garganta poral promedio de 0.16 μm , asociados con el litotipo 7, el cual corresponde a litologías clasificadas como intervalos heterolíticos producto de intercalaciones arena-lodo.

CONCLUSIONES

El modelo litológico se generó tomando como referencia las descripciones sedimentológicas e integrando las características composicionales, texturales, diagenéticas y datos de petrofísicos básicos, lo que permitió identificar 8 litotipos, diferenciables por medio de registros de pozo. A partir de la integración de la información composicional, textural y propiedades petrofísicas, los litotipos 1, 2 y 5 se identificaron como los mejores en cuanto a su calidad de reservorio; litotipos 3, 4 y 6 como rocas retardantes y, finalmente, los litotipos 7 y 8 como los intervalos sello.

El modelo de arcillosidad se generó a partir de un promedio aritmético entre los métodos de rayos gamma y densidad – neutrón, donde se logró obtener un muy buen ajuste, con un error absoluto medio de 3 a 5% entre el modelo de arcillosidad final y los datos de difracción de rayos X.

El modelo de porosidad efectiva se generó a partir del método de las pendientes, el cual evidencia mejores resultados que métodos tradicionales generados a partir de los registros densidad y densidad – neutrón, obteniendo coeficientes de correlación R^2 de 64 a 77%.

El modelo de permeabilidad se generó a partir de un modelo de regresión lineal múltiple, donde a partir de un análisis de componentes principales se identificó que las curvas de porosidad efectiva y volumen de arcilla mostraban un alto grado de correlación con los datos de permeabilidad de núcleo. Adicionalmente, con el objetivo de mejorar el ajuste entre el modelo de permeabilidad y

los datos de núcleo, se incluyó la curva de litotipos en la ecuación, aumentando el grado de correlación en un 15%.

A partir del gráfico estratigráfico modificado de Lorenz (SMLP) fue posible identificar en cada uno de los pozos 7 a 8 unidades de flujo, las cuales fueron clasificadas de acuerdo con los rangos de clasificación propuesto por Nabawy (2023), donde los mayores ángulos están asociados a las mejores unidades de flujo, clasificadas como conductivas a superconductivas, con una contribución a la eficiencia del 87-89% a la capacidad de flujo y 50-59% a la capacidad de almacenamiento, y están representadas principalmente por los litotipos 1, 2 y 5. Por otro lado, los menores ángulos están asociados con las unidades de flujo de menores propiedades, clasificadas como semibarreras a semiconductoras, con una contribución a la eficiencia del 11-13% a la capacidad de flujo y 41-50% a la capacidad de almacenamiento, representadas principalmente por los litotipos 3, 4, 7 y 8.

La tipificación petrofísica de rocas a partir de los datos de presión capilar por inyección de mercurio permitió la identificación de 5 tipos de roca, donde a partir de *crossplots* entre los radios de garganta poral extraídos de los datos de presión capilar y los calculados a partir de las diferentes ecuaciones empíricas de Winland y Pittman para las diferentes saturaciones de mercurio, se logró identificar que la ecuación de Pittman a una saturación de mercurio del 65%, logra predecir con mayor exactitud el radio de garganta poral extraído de los datos de presiones capilares. De acuerdo con lo anterior, el tipo de roca 1 presenta radios de garganta poral mayor a 10 μm , el tipo de roca 2 radios de garganta poral entre 4 – 10 μm , el tipo de roca 3 radios de garganta poral entre 1 – 4

um, el tipo de roca 4 radios de garganta poral entre 0.3 – 1 um y el tipo de roca 5 radios de garganta poral menor a 0.3 um.

Por medio de la integración entre la curva de litotipos y la clasificación de tipos de rocas a partir de la ecuación de Pittman R65, se logró identificar la coherencia y la relación entre las dos variables y como las características composicionales, texturales y diagenéticas agrupadas en los diferentes litotipos, controlan el comportamiento de producción del reservorio, evidenciado en las relaciones de porosidad, permeabilidad y radios de garganta poral asociados a los diferentes tipos de roca.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aggoun, R. C., Tiab, D., & Owayed, J. F. (2006). Characterization of flow units in shaly sand reservoirs—Hassi R'mel Oil Rim, Algeria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 50(3-4), 211-226. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.10.006>
- Alhashmi, N. F., Torres, K., Faisal, M., Cornejo, V. S., Bethapudi, B. P., Mansur, S., & Al-Rawahi, A. S. (2016, September). Rock typing classification and hydraulic flow units definition of one of the most prolific carbonate reservoir in the onshore Abu Dhabi. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. OnePetro. <https://doi:10.2118/181629-ms>
- ANH. (2012). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Cuenca Llanos Orientales.
- Archie, G. E. (1950). Introduction to petrophysics of reservoir rocks. *AAPG bulletin*, 34(5), 943-961. <https://doi.org/10.1306/3D933F62-16B1-11D7-8645000102C1865D>
- Azeem, T., Chun, W. Y., Khalid, P., Qing, L. X., Ehsan, M. I., Munawar, M. J., & Wei, X. (2017). An integrated petrophysical and rock physics analysis to improve reservoir characterization of Cretaceous sand intervals in Middle Indus Basin, Pakistan. *Journal of Geophysics and Engineering*, 14(2), 212-225. <https://doi:10.1088/1742-2140/14/2/212>
- Bear J. Dynamics of fluids in porous media. New York: Elsevier; 1972.
- Cannon, S. (2015). *Petrophysics: a practical guide*. John Wiley & Sons.
- Ebanks Jr, W. J. (1987). Flow unit concept-integrated approach to reservoir description for engineering projects. *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull;(United States)*, 71(CONF-870606-).

- Farshi, M., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Khanehbad, M., & Golafshani, T. (2019). Reservoir rock typing using integrating geological and petrophysical properties for the Asmari Formation in the Gachsaran oil field, Zagros basin. *Journal of petroleum Science and Engineering*, 176, 161-171. <https://doi:10.1016/j.petrol.2018.12.068>
- Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D. J., & Miller, J. D. (1997, October). Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. In *SPE annual technical conference and exhibition*. OnePetro. <https://doi.org/10.2118/38679-MS>
- Hagenbuchner, M., & Tsoi, A. C. (2005). A supervised training algorithm for self-organizing maps for structures. *Pattern Recognition Letters*, 26(12), 1874-1884. <https://doi.org/10.1016/j.patrec.2005.03.009>
- Hearn, C. L., Ebanks, W., Tye, R. S., & Ranganathan, V. (1984). Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw Field, Wyoming. *Journal of Petroleum Technology*, 36(08), 1335-1344. <https://doi.org/10.2118/12016-PA>.
- Krygowski, D. A. (2003). *Guide to Petrophysical Interpretation* (Austin, TX: American Association of Petroleum Geologists).
- Lozano, E., & Zamora, N. (2014). *Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales*.
- Mahjour, S. K., Al-Askari, M. K. G., & Masihi, M. (2016). Flow-units verification, using statistical zonation and application of Stratigraphic Modified Lorenz Plot in Tabnak gas field. *Egyptian Journal of Petroleum*, 25(2), 215-220. <https://dx.doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.05.018>
- Moya, C., Gunter, G. W., Mahadevan, J., & Wolgemuth, K. M. (2012, April). Quantification of hydrocarbon volume: An example using rock typing methodology applied in Cerro Negro

- field, Eastern Venezuela basin. In *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. OnePetro. <https://doi.org/10.2118/151628-MS>
- Omeje, E. T., Obiora, D. N., Okeke, F. N., Ugbor, D. O., Ibuot, J. C., & Akpan, A. S. (2022). Aquifer flow unit analysis using stratigraphic modified Lorenz plot: a case study of Edem, eastern Nigeria. *Journal of Engineering and Applied Science*, 69(1), 1-13. <https://doi.org/10.1186/s44147-022-00081-9>
- Opuwari, M., Mohammed, S., & Ile, C. (2021). Determination of reservoir flow units from core data: A case study of the lower cretaceous sandstone reservoirs, Western Bredasdorp Basin Offshore in South Africa. *Natural resources research*, 30(1), 411-430. <https://doi.org/10.1007/s11053-020-09722-3>
- Prasetya, J., Putera, I. F., Surjono, S. S., & Setyowiyoto, J. (2018). 3D Petrophysical Rocktype and FZI modeling of Berai carbonate reservoir at Barito Basin, Eastern Kalimantan Province.
- Ren, X., Hou, J., Song, S., Liu, Y., Chen, D., Wang, X., & Dou, L. (2019). Lithology identification using well logs: A method by integrating artificial neural networks and sedimentary patterns. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106336. <https://doi.org/10.1016/j.petro.2019.106336>
- Rivas, J., Busnego, H., Bejarano, C., & Meza, R. (2014). Modeling of Pore Throat Radio using Pittman Modified Equation for Carabobo Area in the Faja Petrolífera del Orinoco.
- Sarmiento, L. F. (2011). Petroleum geology of Colombia, Llanos Basin. *Colombia: Fondo Editorial Universidad EAFIT-ANH*.
- Senosy, A. H., Ewida, H. F., Soliman, H. A., & Ebraheem, M. O. (2020). Petrophysical analysis of well logs data for identification and characterization of the main reservoir of Al Baraka

- Oil Field, Komombo Basin, Upper Egypt. *SN Applied Sciences*, 2(7), 1-14.
<https://doi.org/10.1007/s42452-020-3100-x>
- Tavakoli, V. (2018). *Geological core analysis: Application to reservoir characterization* (p. 99). Cham, Switzerland: Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-78027-6>
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf professional publishing.
- Upme, U. T. P. (2018). Determinar los escenarios de incorporación de reservas de petróleo y gas con un horizonte mínimo de 25 años, que incluyan recursos convencionales y no convencionales, y se estime las inversiones asociadas a cada escenario, a partir de la actualización de las variables de entorno nacional e internacional, que impactan el desarrollo de la actividad exploratoria y de producción de hidrocarburos en Colombia. V4.
- Xu, C. (2013). Reservoir description with well-log-based and core-calibrated petrophysical rock classification. <https://repositories.lib.utexas.edu/handle/2152/21315>.

Techlog gurú