

Identificación de nuevas oportunidades de perforación para incrementar el recobro mediante el modelamiento petrofísico integrado en un sector de un campo en los Llanos Orientales

Elkin Yesid Báez Suarez

Proyecto de grado para optar el título de Magíster en Ingeniería de Petróleos y Gas

Director

Laura Elena Pérez García

M. Sc. en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Bucaramanga

2022

### **Agradecimientos**

A mi familia por su amor, apoyo incondicional y acompañamiento en esta etapa.

A Laura Elena Pérez García, Ingeniera de Yacimientos y directora del Proyecto, por su apoyo incondicional, valiosos aportes y su dedicación en este trabajo.

A Cesar Rojas por sus consejos profesionales y personales.

A los geólogos Crispín Fonseca, German Corredor, Jerson García y Allan Cifuentes por sus importantes contribuciones, consejos y tiempo para el desarrollo de esta investigación.

A la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, Yacimientos, por brindar el soporte técnico a este proyecto.

## Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción.....	12
1. Planteamiento del Problema .....	14
2. Objetivos.....	16
2.1 Objetivo General .....	16
2.2 Objetivos Específicos .....	16
3. Marco Teórico .....	17
3.1 Marco Referencial .....	17
3.2 Marco Geológico.....	19
3.2.1 Localización.....	19
3.2.2 Geología del Petróleo .....	20
3.2.3 Sistema petrolífero de la cuenca de los llanos orientales.....	21
4. Modelo Estratigráfico .....	24
4.1 Columna Estratigráfica .....	25
5. Caracterización de las propiedades petrofísicas del Yacimiento.....	35
5.1 Modelado Petrofísico.....	36
5.2 Metodología para la evaluación de tipos de roca .....	38
5.3 Gráfico Modificado de Lorenz .....	51
5.4 Análisis de clúster .....	56
6. Construcción del Modelo Estático.....	68

6.1 Evaluación de la Saturación de agua mediante Curvas de presión Capilar .....	80
7. Modelado de la función de altura para el cálculo de Saturación .....	84
7.1 Determinación del aceite original “in situ” .....	89
8. Identificación de nuevas oportunidades de perforación .....	92
9. Conclusiones .....	104
10. Recomendaciones.....	106
Referencias Bibliográficas .....	107

## Lista de Figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Perfil esquemático regional para la cuenca de los Llanos Orientales .....	23
Figura 2. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos Orientales. ....	26
Figura 3. Registro tipo y columna estratigráfica del Campo de Estudio .....	27
Figura 4. Definición de zonas para el Campo de Estudio.....	28
Figura 5. Transecta de correlación sobre el área de estudio. ....	29
Figura 6. Correlación Estratigráfica del área de estudio.....	30
Figura 7. Correlación Estructural del área de estudio.....	31
Figura 8. Intersección del modelo estructural y OWC para el yacimiento de interés .....	33
Figura 9. Correlación de identificación del contacto agua petróleo para el Yacimiento .....	34
Figura 10. Resultado análisis composicional en Roca total.....	38
Figura 11. Resultado análisis densidad de grano.....	40
Figura 12. Cross-plot multi pozo, Densidad-Neutrón-Gr, Zona de interés .....	40
Figura 13. Caracterización de yacimiento usando unidades de Flujo.....	42
Figura 14. Distribución de los radios de garganta de poro para un pozo del Yacimiento. ....	45
Figura 15. Ajuste de datos Inyección de Mercurio por presión vs Compresibilidad de la roca (Muestras X01 y X02). ....	46
Figura 16. Ajuste de datos Inyección de Mercurio por presión vs Compresibilidad de la roca. ..	48
Figura 17. Distribución del radio de garganta de poro en el yacimiento .....	50
Figura 18. Relación Porosidad permeabilidad en el yacimiento en muestras de núcleo. ....	50

Figura 19. Gráfico Modificado de Lorenz. Capacidad de flujo (k*h) acumulado vs Capacidad de almacenamiento ( $\emptyset$ *h) acumulado del Yacimiento.....	52
Figura 20. Gráfico Modificado de Lorenz. Capacidad de flujo (k*h) acumulado vs Capacidad de almacenamiento ( $\emptyset$ *h) acumulados, identificación de HFU.....	53
Figura 21. Gráfico Modificado de Lorenz. Capacidad de flujo (k*h) acumulado vs Capacidad de almacenamiento ( $\emptyset$ *h) acumulados, identificación de HFU.....	54
Figura 22. Resultado Análisis intervalo corazonado, Porosidad, Permeabilidad, FUS(K/PHI), RQI y FZI.....	55
Figura 23. Gráfico de RQI vs Porosidad Normalizada para el yacimiento .....	56
Figura 24. Rango de datos de propagación: Porosidad efectiva y contenido de arcilla VShale y el registro asociado el valor de FZI .....	59
Figura 25. Valores limite obtenidos de las propiedades para cada clúster identificado .....	59
Figura 26. Histogramas de las propiedades por cada clúster identificado .....	60
Figura 27. RQI (Reservoir quality index) vs Porosidad Normalizada.....	61
Figura 28. Porosidad Vs Permeabilidad, Ajustada a las unidades hidráulicas. ....	61
Figura 29. Porosidad Vs Permeabilidad, con tendencias de unidades hidráulicas. ....	62
Figura 30. CrossPlot Densidad-Neutrón, junto con GR y Unidades hidráulicas definidas. ....	63
Figura 31. CrossPlot Densidad-GR, junto con Unidades Hidráulicas y Cutoff de Resistividad..	63
Figura 32. Propagación del modelo de tipos de roca mediante el Clúster análisis y ajuste con data de laboratorio y evaluación petrofísica del yacimiento. ....	65
Figura 33. Datos de entrada para la construcción del volumen de la propiedad discreta (GR)....	69
Figura 34. Arriba: Mapa de tendencia del registro discreto de calidad de arena “Arena Limpia”. Abajo: Volumen 3D del registro discreto generado a partir de Gr. ....	70

Figura 35. Análisis de la distribución de Vshale, para arena limpia y arena sucia.....	71
Figura 36. Análisis de la distribución de Porosidad, para arena limpia y arena sucia.....	72
Figura 37. Análisis de la distribución de Permeabilidad, para arena limpia y arena sucia.....	72
Figura 38. A Comparación Modelo de Permeabilidad y porosidad del núcleo Vs modelo de registros.....	73
Figura 39. Modelo de VShale e Histograma de la propiedad (Data de Registros, Escalado y Modelado).....	74
Figura 40. Modelo de Porosidad e Histograma de la propiedad (Data de Registros, Escalado y Modelado).....	75
Figura 41. Modelo de Permeabilidad e Histograma de la propiedad (Data de Registros, Escalado y Modelado).....	75
Figura 42. Cross Plot Porosidad vs Permeabilidad. Izquierda: Celdas escaladas y Pobladas. Derecha: calculo valor RQI. ....	76
Figura 43. Cross Plot Porosidad vs Permeabilidad. Izquierda: Valor de FZI. Derecha: Unidades Hidráulicas método RQI-FZI.....	77
Figura 44. Cross Plot Porosidad vs Permeabilidad VS HUF. Arriba: Resultado HFU. Abajo: Resultado análisis por clúster.....	78
Figura 45. Cross Plot Porosidad vs Arcillosidad vs FZI.....	79
Figura 46. Cross Plot Permeabilidad vs Porosidad vs FZI. ....	79
Figura 47. Curvas de Presión capilar vs Saturación de Agua, data Laboratorio (Plato poroso)...	81
Figura 48. Curvas de Presión capilar vs Saturación de Agua ajustada a condiciones de yacimiento.....	81
Figura 49. Curva de presión capilar Muestra 01 ajustada por Qv. ....	82

Figura 50. Curvas de presión capilar ajustadas $Q_v$ y Stress .....	83
Figura 51. Curvas de presión capilar evaluadas para cada tipo de roca. ....	85
Figura 52. Modelado Tridimensional del yacimiento por Unidades Hidráulicas. ....	86
Figura 53. Perfil de saturación para un pozo de control, por el método de función J y el modelo de Archie. ....	88
Figura 54. Modelado 3D, de la función de saturación por el método Leverett .....	89
Figura 55. Modelado 3D, de la función de saturación por el método Leverett .....	90
Figura 56. Distribución probabilística del OOIP del área del Yacimiento por método Leverett .	91
Figura 57. Diferenciación términos Gross y Net Pay. ....	93
Figura 58. Determinación de Net Pay en el yacimiento según el resultado de la malla tridimensional. ....	94
Figura 59. Promedios petrofísicos zonas PAY por pozos.....	95
Figura 60. Mapa de Net Pay para el yacimiento. ....	97
Figura 61. Correlación análisis Net Pay pozos perforados. ....	98
Figura 62. Mapa net pay y pozo perforado optimizado. ....	99
Figura 63. Mapa distancia al contacto Agua-petróleo y espesor Net pay de los pozos existentes.....	100
Figura 64. Propuestas de pozo a perforar- Mapa Net Pay. ....	102
Figura 65. Validación propuesta de Perforación.....	103

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Clasificación de los tipos de roca según el radio de garganta de poro. ....	49
Tabla 2. Análisis de identificación de las capacidades de almacenamiento y de flujo para cada una de las unidades hidráulicas de flujo. ....	53
Tabla 3. Análisis de Muestras por Presión capilar, RQI, FZI.....	84
Tabla 4. Promedios petrofísicos obtenidos, Net Pay, Porosidad efectiva, Saturación de agua y Vshale .....	95

## Resumen

**Título:** Identificación de nuevas oportunidades de perforación para incrementar el recobro mediante el modelamiento petrofísico integrado en un sector de un campo en los Llanos Orientales\*

**Autor:** Elkin Yesid Báez Suarez\*\*

**Palabras Clave:** RQI, Tipos de roca, presión capilar, saturación, porosidad, permeabilidad, radio de garganta de poro, diagrama de Lorenz, capacidad de flujo, capacidad de almacenamiento, Net pay.

### Descripción:

Para aumentar el recobro en un campo de los llanos orientales, se propuso caracterizar las arenas productoras mediante la implementación del modelo petrofísico, el análisis de agrupación y mapas de Net pay como herramientas de identificación de nueve pozos de desarrollo, donde se discretizaron seis unidades hidráulicas de flujo (HFU) y cinco tipos de roca dentro de las arenas objetivo, utilizando la metodología RQI (Reservoir Quality Index), delimitando las zonas por calidad de roca optimas (porosidad y permeabilidad), saturación de fluido, espesor de roca y distancia al contacto.

Para el modelo de saturación se usaron las ecuaciones de saturación de agua por función de altura, empleando la metodología de Leverett (1942) para cada unidad hidráulica. A partir de los modelos estructural, petrofísico y de las funciones por presión capilar se generó el modelo geocelular (con un área total de 54.20 km<sup>2</sup>, 1.760.400 celdas en total, de 25x25 metros y 310 ft de espesor), donde son pobladas la porosidad y permeabilidad con métodos geoestadísticos.

Con la malla numérica de porosidad y permeabilidad se evaluaron las unidades hidráulicas a partir del análisis de agrupación, la saturación de agua por presión capilar, el Net pay y la distancia al contacto agua petróleo. Finalmente se efectúa un análisis de incertidumbre a la volumetría del hidrocarburo entrampado en el yacimiento. Se ejecutaron 300 realizaciones para el análisis de incertidumbre, a partir del cambio aleatorio de las semillas de los modelos de porosidad y permeabilidad por el método de muestreo Montecarlo.

En conclusión, se determinaron los escenarios por percentiles P10, P50 y P90, donde el escenario P50 da un aceite original en sitio de 146 millones de barriles, escenario bajo el cual se tomó el mapa de Net Pay para la identificación de los nueve pozos propuestos como parte del plan de desarrollo. La metodología empleada, busca disminuir la incertidumbre al momento de proponer escenarios de desarrollo conforme a las heterogeneidades del yacimiento.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Ingeniería de Yacimientos Director: Laura Elena Pérez García. M.Sc. en Ingeniería de Petróleos.

## Abstract

**Title:** Identification of new drilling opportunities to increase recovery through integrated petrophysical modeling in a sector of a field in the Llanos Orientales basin \*

**Author:** Elkin Yesid Báez Suarez\* \*

**Keywords:** RQI, Rock types, capillary pressure, saturation, porosity, permeability, pore throat radius, Lorenz diagram, flow capacity, storage capacity, Net pay.

### Description:

To increase the recovery factor in a field in the Llanos Orientales basin, it was proposed the characterization of the producing sands implementing a petrophysical model, clustering analysis, and Net pay maps as identification tools to define nine development wells, where six hydraulic units of flow (HFU) and five types of rock within the target sands where determined using the RQI (Reservoir Quality Index) methodology, delimiting the zones by optimal rock quality (porosity and permeability), fluid saturation, rock thickness and contact distance.

Using Leverett's (1942) methodology for each hydraulic unit, the water saturation functions by height function were employed for the saturation model. The geocellular model was created from the structural, petrophysical, and capillary pressure function models. It has a total area of 54.20 km<sup>2</sup>, 1,760,400 cells overall, is 25x25 meters in size, and is 310 feet thick.

The hydraulic units were assessed using a numerical mesh of porosity and permeability, water saturation measured by capillary pressure, net pay, and the distance to the oil-water contact. The volumetrics of the hydrocarbons trapped in the reservoir was then subjected to uncertainty analysis. The Montecarlo sampling approach was used to generate 300 realizations for the uncertainty analysis using a random variation of the seeds of the porosity and permeability models.

In conclusion, the percentiles P10, P50, and P90 were used to determine the scenarios. The P50 scenario, which results in an original oil in place of 146 million barrels, was used to identify the nine wells proposed as a component of the development plan using the Net Pay map. While presenting development scenarios that take into account the deposit's heterogeneities, the methodology used attempts to reduce uncertainty.

---

\* Graduate Thesis

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Reservoir Engineering Specialization  
Director: Laura Elena Pérez García. M.Sc. in Petroleum Engineering.

## Introducción

La complejidad de la distribución de los cuerpos arenosos que presentan acumulación de hidrocarburos económicamente rentables para su extracción, requiere un entendimiento de sus heterogeneidades para una optimización en los planes de desarrollo, y para ello es necesaria la construcción de modelos estáticos robustos que capten de forma predictiva los parámetros necesarios para mitigar la incertidumbre de la operación.

La arquitectura geológica ayuda a la comprensión de los elementos que facilitan la identificación de locaciones con mejores propiedades para su desarrollo, entre los que se cuentan la calidad de roca y su interacción con el fluido presente en el yacimiento, barreras de permeabilidad, la distancia al contacto, entre otros. Una adecuada aproximación a la arquitectura del yacimiento contribuye en mejorar la prospectividad del campo al permitir una estrategia de desarrollo con mayor probabilidad de éxito.

La integración de información proveniente de diferentes disciplinas técnicas y su adecuado análisis permiten la construcción de mallas tridimensionales como herramientas de evaluación y cotejo de las propiedades del yacimiento, las cuales describen no solo numéricamente, sino que además brindan una apreciación visual que mejoran la comprensión del área de estudio.

Un modelo tridimensional sólido, será una herramienta de gran ayuda al momento de plantear y justificar propuestas de perforación, al representar el entendimiento geológico y dinámico del reservorio.

Los modelos geológicos buscan ajustarse al ambiente del yacimiento, su objetivo es caracterizar las variables que lo constituyen: propiedades como la porosidad, saturación, contacto

entre fluidos, continuidad y conectividad de arenas, tipo y comportamiento de las fallas y barreras de permeabilidad, entre otros (Rojas 2011).

El objetivo de este trabajo es construir un modelo estático de un sector de un campo en los Llanos Orientales para la caracterización de las arenas productoras y proponer oportunidades de perforación coherentes con las propiedades del yacimiento, especificando rasgos que lo controlen y delimitando zonas estratégicas de desarrollo.

La evaluación de estos parámetros se realizó con la metodología Índice de calidad de roca (RQI) y el índice de zona de flujo (FZI), que caracteriza e individualiza la calidad de la roca de acuerdo con las propiedades porosidad y permeabilidad. Se aplicó el algoritmo vinculante MRGC (Multi-Resolution Graph-Based Clustering o Clustering basado en gráficos de resolución múltiple) usando como datos de control el Vshale, Porosidad y el valor FZI, con lo que se diferenciaron 6 unidades hidráulicas de las cuales 2 se consideran rocas no reservorio. Se realizó una propagación de estas propiedades dentro de la malla numérica, honrando los modelos estructural y estratigráfico del campo; la integración de estos modelos mediante la herramienta geoestadística permitió plantear el modelo de desarrollo del campo con un menor nivel de incertidumbre al permitir la identificación de las zonas con mejores propiedades para su desarrollo. Las ecuaciones de Saturación se construyeron por medio de la función de altura de Leverett para cada unidad Hidráulica, utilizando la información de análisis especiales de laboratorio.

Finalmente se calculó el volumen de aceite original en sitio por medio de la ecuación POES sobre la malla numérica y se generaron mapas de OOIP, NetPay y Distancia al contacto con los cuales se analizaron y se realizaron las propuestas de perforación como parte del plan de desarrollo del área de estudio.

## 1. Planteamiento del Problema

Dado el escenario actual de los precios del hidrocarburo y la oportunidad económica que esto representa, el desarrollo del campo de estudio se ha visto restringido por el bajo número de pozos perforados que limitan el recobro del yacimiento. El escenario descrito, dificulta la generación de modelos geoestadísticos confiables y por tanto, la comprensión de la distribución de las propiedades de roca, que favorezcan la producción del reservorio.

En consecuencia, los resultados eficaces de perforación son limitados debido a la incertidumbre sobre la malla tridimensional generada, dificultando la proposición de escenarios con posicionamiento de pozos más rentables; además, los bajos costos del crudo limitaron la inversión y por tanto el desarrollo de este. El desconocimiento de las heterogeneidades que restringen y limitan la productividad del yacimiento, unido a la falta de una caracterización integrada, llevaron a que el campo se considerara como un activo no atractivo para un desarrollo más acelerado que permitiera incrementar técnico-económicamente el factor de recobro de hidrocarburos.

Para mejorar estos resultados de producción y aprovechando los buenos precios del crudo, se generará un modelo estático que favorezca la identificación de áreas que incrementen el recobro del reservorio extrayendo un máximo de hidrocarburo con la información suministrada.

Este proyecto integra información estratigráfica, sedimentológica y petrofísica del yacimiento, posibilitando la proposición de un escenario con énfasis en oportunidades de perforación en zonas potencialmente más productivas; aplicando argumentos técnicos que validen propuestas de perforación idóneas en el sector.

Se realizó la evaluación petrofísica, que se realiza con base en la interpretación de los registros de pozo y la integración con la información de los análisis básicos y especiales de núcleos, herramientas que ayudan a la construcción de un modelo más descriptivo de la unidad de interés.

Por medio de estos análisis y cálculos se determinaron las condiciones que favorecen la producción de hidrocarburos y a su vez, se descartaron áreas bajo condiciones de menor potencial de recobro usando la metodología RQI (Reservoir Quality Index o índice de calidad de reservorio), función usada para la caracterización de tipos de roca mediante la relación porosidad y permeabilidad. El método proporciona una comprensión de los factores que controlan las características de movimiento o flujo de fluido y, por tanto, logra diferenciar la calidad de los tipos de roca y su distribución espacial. De esta manera, se identificaron las zonas con mayor potencial de desarrollo dentro de la arena reservorio focalizando áreas a drenar con un mejor recobro de hidrocarburo, objetivo de este trabajo.

Para la cuantificación del volumen original en sitio a partir de cada unidad hidráulica HFU (Hydraulic Flow Units), se evaluó la saturación inicial mediante la función de altura propuesta por Leverett para cada unidad, utilizando la información de pruebas de presión capilar dando un resultado más real del volumen de aceite entrampado en la roca reservorio.

Una vez cuantificados los parámetros anteriormente descritos a nivel de pozo, se realizó la propagación geoestadística de los valores obtenidos y la parametrización por medio de “cut off” de los componentes evaluados el mapa de Net Pay, resaltando las zonas con mayor columna de hidrocarburo y mejores propiedades de roca, favoreciendo la identificación de nuevas locaciones de pozo y descartando áreas con propiedades bajas, tanto en volumen como en saturación consideradas de menor prospectividad. Finalmente, se propuso un escenario de desarrollo

conforme al modelo resultante, cuya implementación puede beneficiar a la compañía operadora al mejorar el factor de recobro.

## **2. Objetivos**

### **2.1 Objetivo General**

Identificar nuevas oportunidades de perforación para incrementar el recobro mediante el modelamiento petrofísico integrado en un sector de un campo de los Llanos Orientales.

### **2.2 Objetivos Específicos**

Caracterizar el sector del yacimiento de estudio considerando los análisis de las propiedades roca, y roca-fluido obtenidos experimentalmente.

Ajustar un modelo petrofísico existente con base a la correlación núcleo-perfil.

Construir un modelo estático que integre los modelos estructural, estratigráfico y petrofísico en el yacimiento de estudio, mediante el uso de simulación geoestadística.

Proponer oportunidades de perforación en el sector modelado de un Campo de los Llanos Orientales para aumentar el recobro en el yacimiento.

### 3. Marco Teórico

#### 3.1 Marco Referencial

En cualquier campo petrolero exitoso, se deberá contar con una caracterización detallada de los diferentes elementos que lo constituyen, con el objeto de predecir y construir un flujo determinado de trabajo, que resalte los rasgos más determinantes de las áreas con mayor prospectividad y mejor producción, como la comprensión de la relación roca fluido y las zonas con patrones identificados que maximicen el recobro del yacimiento.

En este trabajo se realiza un modelamiento 3D de un sector de un campo en desarrollo, aplicando métodos geoestadísticos desarrollados para tal fin y ampliamente empleados dentro de la industria, los cuales son usados según el caso de análisis de la información existente, estas metodologías de trabajo, fortalecen el desarrollo de los campos de forma eficiente, ahorrando costos operacionales y parametrizando estrategias de desarrollo propias del área y a la unidad objetivo.

Una de las características más importantes en la construcción de modelos estáticos es el poder determinar el volumen de hidrocarburo entrampado dentro del espacio poroso de la roca de manera precisa y a su vez que permita identificar zonas con mayor acumulación y mejores propiedades de roca.

Darling, T. (2005), considera que es de “importancia primaria” la determinación certera del aceite original en sitio, y cree que una evaluación de saturación por presión capilar, podría llegar a reemplazar por completo un modelo realizado por evaluación de registros eléctricos de

pozo, ya que describe dicha metodología como muy eficaz y práctica. Asimismo, discute basado en su experiencia que, en muchos yacimientos se manejan valores promedios de saturación sobre el modelo estático y que además estos no cuentan con una clara identificación de litotipos asociados a propiedades directas del yacimiento; Cree que una evaluación de la saturación por función de altura puede ser usada tanto en modelos estáticos como dinámicos entablando la unión entre los datos de núcleo y los registros de pozo, donde la porosidad y la permeabilidad son valores de entrada para la función de altura, ambas relacionadas con la Presión capilar.

Lian et al (2014), discuten sobre la complejidad de la geometría poral dentro de la estructura de la roca y como esta afecta la saturación y distribución del hidrocarburo, así como de las propiedades petrofísicas como la porosidad, permeabilidad y la presión capilar, las cuales son complejas de caracterizar. Para ello presentan un método para determinar la saturación y su distribución integrando las relaciones entre las propiedades anteriormente nombradas, cuantificando el radio de garganta de poro empleando la metodología de Winland R35 (radio de apertura de poro al 35% de saturación de mercurio), donde las curvas de presión capilar son ajustadas con la función de Brooks-Corey evaluando los parámetros necesarios para ello (Saturación de agua irreducible, presión de desplazamiento y “n” el exponente de Corey).

Abdollahian et al (2018) evalúan un yacimiento de arenas apretadas para determinar la volumetría del hidrocarburo entrampado, empleando funciones de saturación por curvas de presión capilar para reducir la incertidumbre en la determinación de este, así como también para identificar características propias de la roca agrupadas por las tendencias de las curvas de presión capilar. Utilizaron la función Leverett donde de acuerdo con el modelo se generan agrupaciones con una relativa similitud entre los tamaños de poro, determinados por la relación grafica entre  $J(S_w)$  y la

SW, en donde se puede expresar cada curva de presión capilar en la función global de  $J(SW)$  ajustando los parámetros propios del modelo, correspondientes a la calidad de roca del yacimiento.

Rushing et al (2008) plantean un flujo de trabajo para la caracterización de unas arenas apretadas productoras de gas, donde integran información tanto de pequeña escala (Petrología, con propiedades físicas de roca) y gran escala (elementos geológicos); Manejando principalmente la individualización de tres diferentes tipos de roca, discretizados desde el punto de vista depositacional, petrográfico e hidráulico. Donde por medio de las curvas de presión capilar determinan litotipos identificando diferencias en el tipo y distribución de los espacios porales sobre las muestras evaluadas, en el cual las curvas por inyección de mercurio para cada tipo de roca muestran un grado de similitud dentro de la relación Porosidad contra Permeabilidad.

## **3.2 Marco Geológico**

### ***3.2.1 Localización***

El área de estudio corresponde a un sector de un campo productor en la cuenca de los Llanos Orientales, en el sector estable conocido como “Foreland”. La unidad de interés son las Areniscas Basales de edad terciaria (Oligoceno) que reposan discordantemente sobre el basamento (Paleozoico). El pozo descubridor dio como resultado petróleo con gravedad API de 14° de la formación Carbonera de la unidad C7.

### 3.2.2 Geología del Petróleo

Para la cuenca llanos han sido identificados tres conjuntos de rocas madre los cuales están dentro de las edades Paleozoica, Cretácica y Terciaria.

Paleozoico; Tiene un potencial residual en hidrocarburos poco importante, bien sea debido a sobre maduración o a generación y posterior migración de hidrocarburos, los cuales no fueron acumulados en las trampas Cretácicas – Terciarias.

Cretácica; Dentro de la Cuenca de los Llanos y del piedemonte se encuentra constituida principalmente por las arcillas de la Formación Gachetá, la cual presenta equivalencia temporal y litológica con la Formación La Luna, reconocida como la roca madre principal en las cuencas adyacentes. La Formación Gachetá, es considerada como la fuente de los crudos en la Cuenca de los Llanos, con un TOC promedio de 1.9 - 2 % y un VRE de 0.62% calculado en la parte oriental de los Llanos.

Terciaria basal; (Paleoceno - Eoceno) posee un potencial petrolífero no despreciable.

La materia orgánica que constituye las rocas madres Cretácica y Terciaria proviene de ambientes marinos someros a terrestres con algún grado de similitud, constituidas en su mayoría por material detrítico heredado de vegetales provenientes del continente y de áreas transicionales influenciados por ambientes marinos someros. El tipo de Querógeno predominante es de Tipo II, rico en hidrógeno y pobre en oxígeno, lo cual es favorable para la generación de hidrocarburos líquidos.

La mayoría del petróleo descubierto ha sido generado por estas rocas madre enterradas a grandes profundidades, lo que indica que la zona principal de generación de aceite ("oil Kitchen")

se encuentra localizada en la parte Occidental, profunda de la cuenca situada en el dominio de los "foothills" bajo la cordillera.

El petróleo pudo originarse de lutitas Cretáceas. Con el enterramiento progresivo, el hidrocarburo debió ser impelido hacia las areniscas interestratificadas, de donde comenzó a desplazarse desde las partes centrales del geosinclinal (Cordillera Oriental) hacia las áreas marginales, siendo la cuenca de los Llanos una de ellas. Es muy probable también que se hayan originado hidrocarburos a partir de sedimentos Terciarios, Formación Carbonera en la zona profunda de la cuenca, bajo circunstancias similares a las prevalecientes en el Cretáceo.

En la Cuenca de los Llanos se reconocen dos pulsos migratorios principales: el primero originado a finales del Eoceno hasta poco antes del Oligoceno temprano; el segundo pulso migratorio ocurre durante el Oligoceno hasta el Mioceno temprano.

Según lo expuesto, el petróleo que pudo haberse originado y migrado se acumuló con anterioridad a los movimientos orogénicos del Terciario Tardío. El desarrollo de estructuras relacionadas con estos movimientos constituye buenas trampas que involucran a la vez acumulaciones que se reajustaron a las nuevas condiciones estructurales (Reporte Interno ECP).

### ***3.2.3 Sistema petrolífero de la cuenca de los llanos orientales.***

#### *Roca Fuente:*

Las rocas fuente de la cuenca son las lutitas de la Formación Gachetá (Formación Chipaque), la Formación Barco - Los Cuervos y la Formación Une, cuyos valores de TOC actuales se encuentran por debajo de 2% (Montes, 2009). La mayor madurez termal se encuentra hacia el SW de la cuenca asociada a la Falla Guaicaramo.

Igualmente se considera el nivel C8 de la Formación Carbonera como roca fuente secundaria de carácter continental la cual ha generado aceite y gas.

*Migración:*

Actualmente se consideran dos pulsos de migración, uno durante el Eoceno tardío - Oligoceno (Orogenia Preandina) y otro situado después de la Orogenia Andina en el Mioceno medio.

*Rocas Yacimiento:*

El principal yacimiento de la cuenca lo constituyen las areniscas continentales de la Formación Mirador y las areniscas de las formaciones Barco y Carbonera con porosidades de hasta 20%. Otro yacimiento importante se encuentra en las areniscas de la Formación Guadalupe.

*Trampas:*

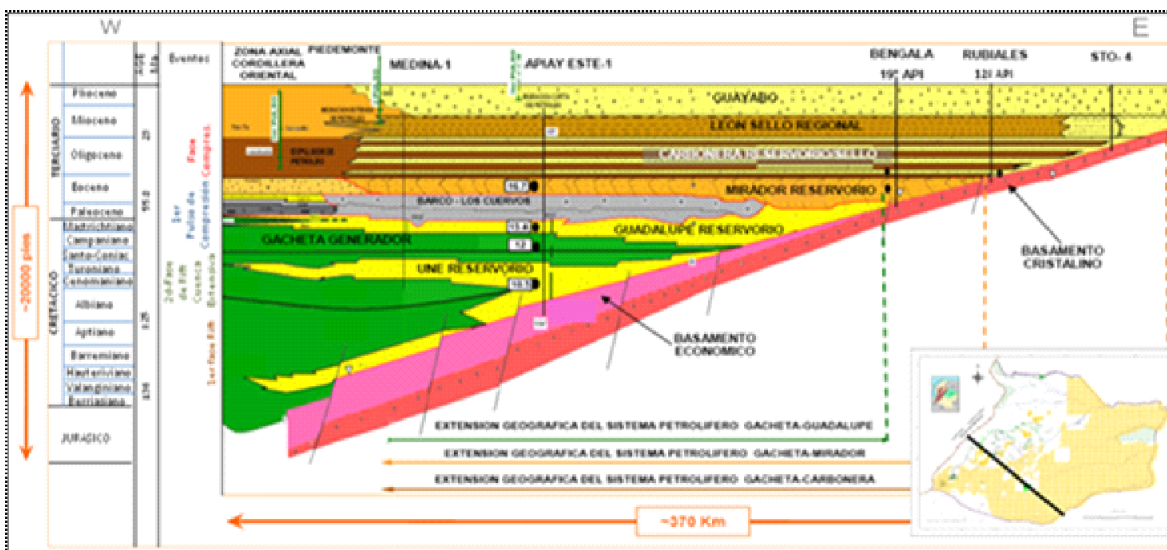
Se han definido 5 provincias estructurales y dentro de ellas los siguientes tipos de entrapamientos. Los cabalgamientos y pliegues proporcionan el mayor número de trampas en la provincia del Piedemonte. En la provincia del Casanare se presentan fallas antitéticas reactivadas en el Mioceno y pequeños movimientos de rumbo por la compresión Andina, además también se encuentran trampas estratigráficas tipo barras y canales. La provincia de Arauca se caracteriza por un plegamiento suave y fallas de rumbo con movimiento durante el Oligoceno. En la provincia de Vichada el entrapamiento se atribuye a fallamiento normal entre el Mioceno y el Plioceno. En la provincia del Meta las trampas principales son pliegues suaves, fallas de rumbo y trampas estratigráficas

El tipo de trampa encontrado es de un monoclinal con buzamiento entre los 2 grados en dirección NW, afectada por fallas normales de preferencia SW-NE con un bajo salto de falla de desplazamiento vertical y un ángulo de pronunciamiento elevado.

El Yacimiento esta principalmente controlado por un factor estratigráfico; La roca sello, conformada por lodolitas intercaladas con las arenas que forman sellos verticales, sin embargo, el sello principal que permitió la acumulación en las Arenas Basales es el que suprayace el yacimiento, este corresponde con una superficie de inundación regional ya que no presenta un cierre estructural, además tiene un componente hidrodinámico que influye sobre la producción de los pozos, Informe interno Ecopetrol. Figura 1.

**Figura 1.**

*Perfil esquemático regional para la cuenca de los Llanos Orientales*



*Nota.* Tomado de: Barrero D. (et al, 2007)

Hacia el borde Oriental de la cuenca de los Llanos, donde los depósitos Terciarios traslapan rocas Cretácicas, es factible que parte del petróleo haya migrado y se haya acumulado en trampas estratigráficas y estructurales asociadas con solevantamientos Intra-Cretáceos y del Terciario Inferior.

A lo largo de la toda la cuenca se encuentran gran cantidad de rezumaderos de petróleo y campos productores, que comprueban la existencia de los procesos de generación, migración y entrapamiento de crudo en la zona.

#### *Roca Sello.*

El sello regional de la cuenta es la formación León la cual se compone principalmente de arcillas, lodolitas e intercalaciones de arenas lodosas. Sobre la Formación Mirador, uno de los principales yacimientos, yacen las lodolitas de la Formación Carbonera, específicamente el miembro C8, el cual constituye la roca sello. Además de las lutitas de la Formación Gachetá y las lutitas interestratificadas de la Formación Guadalupe (García, Mier, Cruz, y Vásquez. 2009)

### **4. Modelo Estratigráfico**

La geología del campo comprende una secuencia estratigráfica de rocas sedimentarias desde el Paleozoico al Reciente, depositadas sobre un basamento granítico. En esta parte de la cuenca no existe evidencia de unidades del Cretáceo más superior ni del Paleoceno.

El yacimiento del área comercial del campo atañe a las areniscas basales correspondientes a la formación Carbonera compuesta por cuarzo-arenitas y arenitas sub-arcósicas de grano fino a grueso, regularmente seleccionadas, friables, con porosidades que varían entre 27 y 30% y permeabilidades del orden de 500 a 5000 milidarcies. El espesor total de dicha unidad en el campo está entre 200 y 400 pies.

Según los resultados de análisis de laboratorio geoquímicos sobre el aceite de campos circundantes, se concluyó que la roca generadora del hidrocarburo es la formación Gachetá, lo que infiere que el aceite migro tanto lateral como verticalmente a zonas de menor potencial, respecto al buzamiento regional, llegando a las áreas propicias para su entrapamiento y acumulación. Como es sabido, la migración de los hidrocarburos en la cuenca se dio durante dos periodos, el Oligoceno-Mioceno Tardío y la segunda en el Mioceno tardío-Plioceno. (Tomado reporte interno Ecopetrol)

#### **4.1 Columna Estratigráfica**

La unidad productora del campo es Arenas Basales, esta unidad varía entre arenas conglomeráticas a arenas de grano muy fino, intercaladas con pequeñas capas de lodolitas, limolitas y esporádicos niveles de carbón y siderita; regularmente las acumulaciones de hidrocarburo se sitúan en el tope del yacimiento, el cual es suprayacido por un marcador que presenta buena continuidad lateral, que además proporciona en el área un buen sello vertical

La Estratigrafía general de la cuenca ha sido definida a partir de los datos obtenidos en los diferentes pozos exploratorios y de desarrollo perforados en el área en años anteriores por las diferentes compañías que han operado en los Llanos. Figura 2.

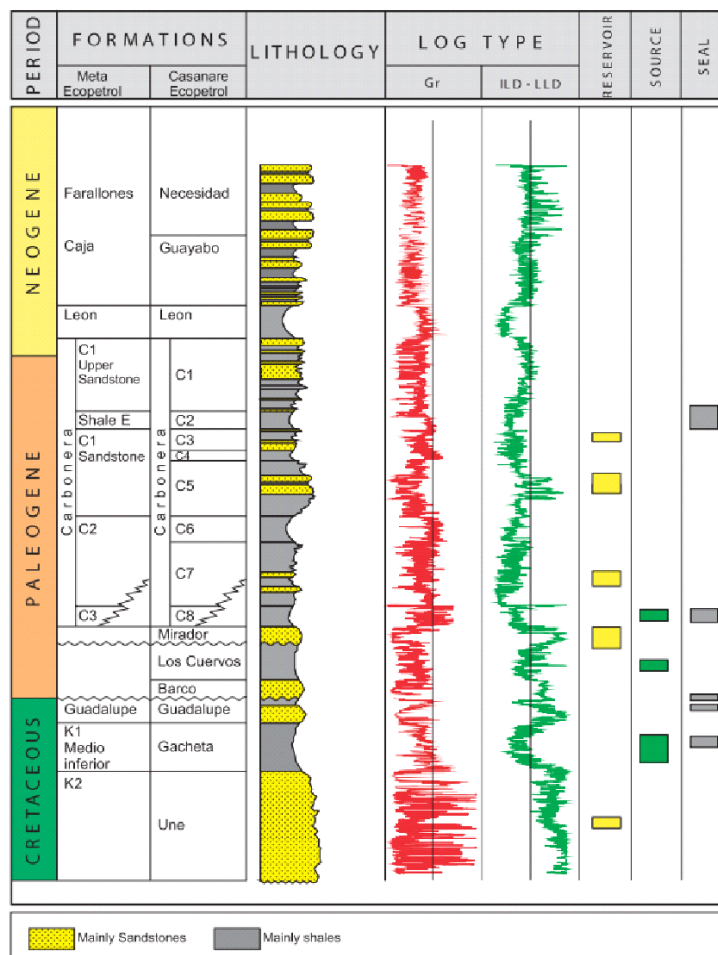
Las arenas que constituyen el yacimiento son establecidas como depositadas por ríos meandriformes y conforman una sucesión de arenas de cuarzo con variaciones de grano fino a grueso bien seleccionadas, con algunas láminas de carbón, y local granodecrecimiento; Adicionalmente, se identifica una subzona en la cual se encuentra el contacto agua petróleo, siendo

descartada por interés comercial, el espesor de cada una de estas zonas varía dependiendo de estructuras internas.

La Unidad almacenadora corresponde a predominio de capas de areniscas intercaladas con lentes de shale cuyo espesor promedio es de 300 pies. El hidrocarburo se presenta en la parte superior de la Unidad donde las arenas muestran acumulación, evidenciada por la respuesta de los registros resistivos, como se observa en la Figura 3 (Tomado reporte interno Ecopetrol).

**Figura 2.**

*Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos Orientales.*

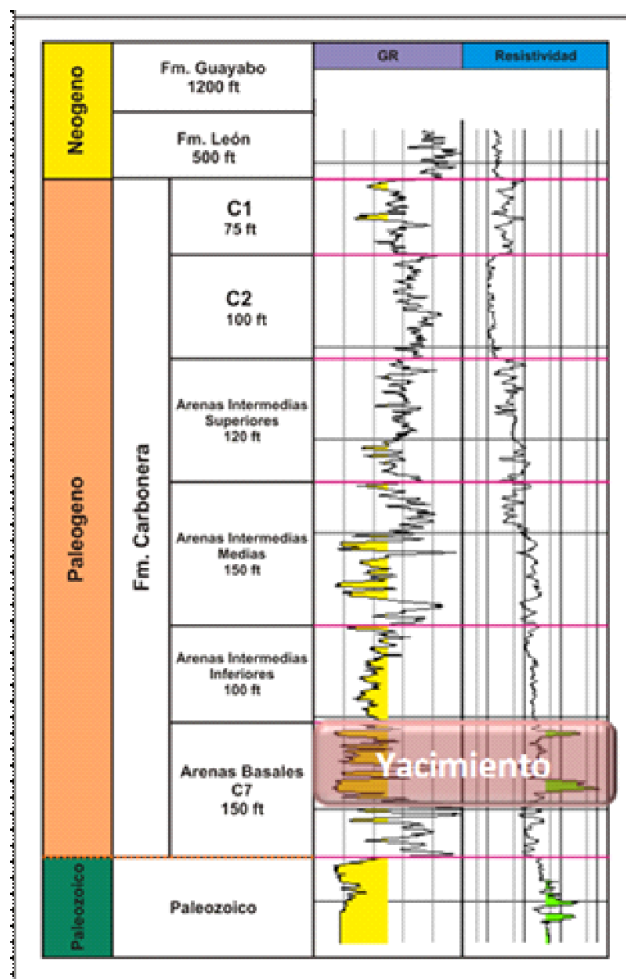


Nota. Tomado de: Barrero D. (et al, 2007)

El límite superior de estas arenas se identifica por un incremento del registro de resistividad, el cual es un indicador de la presencia de hidrocarburos, y además el registro Gamma Ray (GR) señala arenas muy limpias, siendo de fácil seguimiento la correlación de dicha unidad. El espesor promediado de la unidad varía entre los 120 y los 140 ft. Esta unidad se asocia con depósitos de origen fluvial y las electrofacies se identificaron como formas que se asocian principalmente a canales apilados. Ver Figura 4.

**Figura 3.**

*Registro tipo y columna estratigráfica del Campo de Estudio*

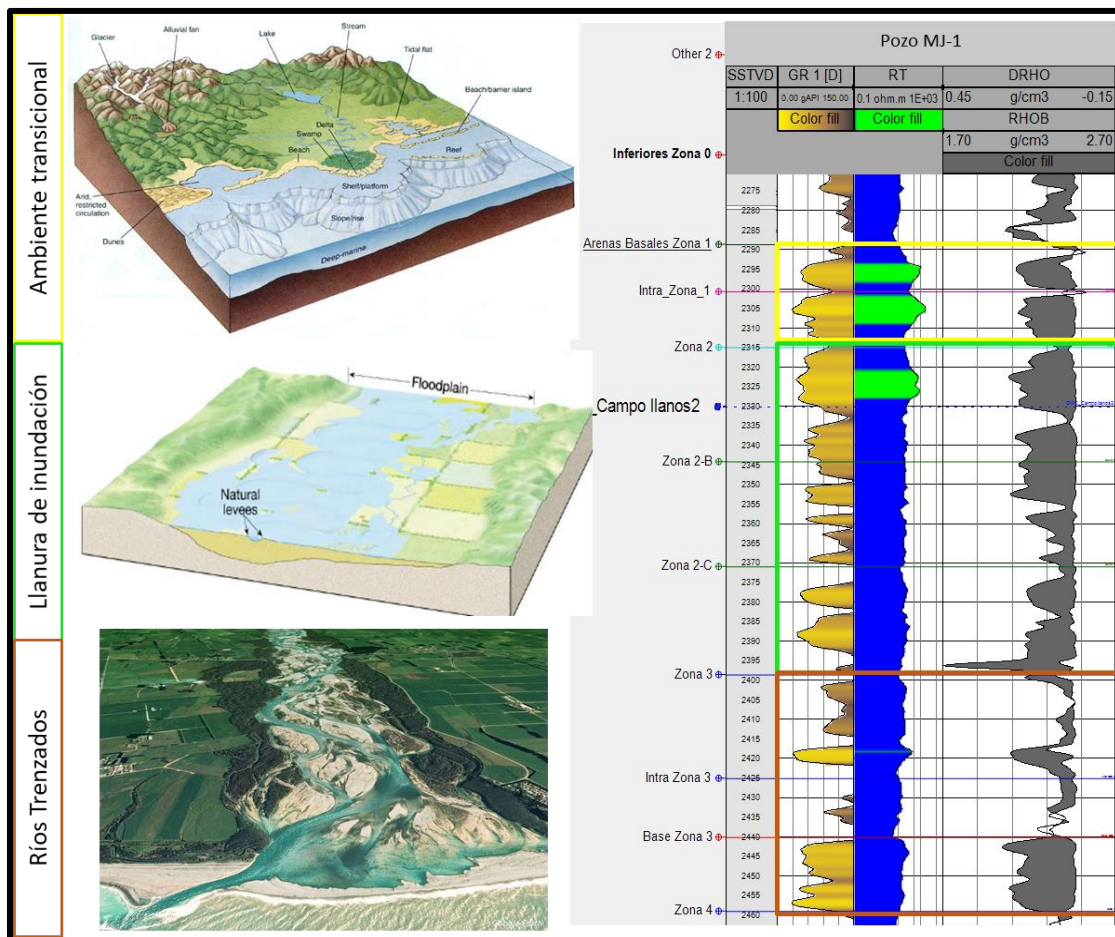


*Nota.* Tomado de: Reporte Interno Ecopetrol. (2015)

Se definieron 3 zonas con base en la respuesta del registro GR en la Formación Arenas Basales. La zona 3, corresponde a la base de esta Formación, definida como una secuencia de canales apilados (ríos trenzados); la zona 2, la cual suprayace la zona 3, se ha definido como una secuencia de Shales Intermedios que se desarrollan a lo largo del yacimiento, y se ha asociado a un ambiente de Llanura de Inundación; por último la zona 1 que es la zona productora en el Campo de estudio, ubicada en el tope de la Formación Arenas Basales, corresponde a un ambiente transicional, con influencia mareal, que puede ser catalogado como una ambiente de canales estuarinos (Estuarine Channel) con sus respectivas planicies de inundación mareal (Tidal Mud Flat) Figura 4.

**Figura 4.**

*Definición de zonas para el Campo de Estudio.*

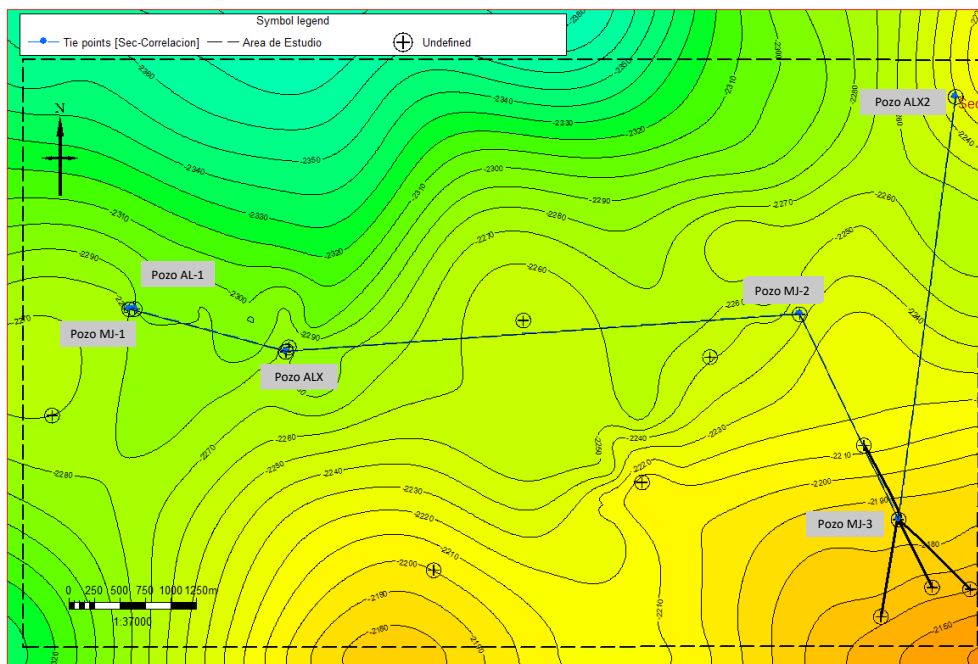


La Figura 5 muestra una correlación del área de estudio, la cual permite identificar marcadores de correlación de pozos sobre todo el espesor de interés y a lo largo del campo. La sección de correlación y su colocación sobre el área de estudio se muestra en la Figura 5, al tope de la unidad productora, lo que permite confirmar la continuidad lateral y vertical de la secuencia que constituye el yacimiento. Dentro de las 3 zonas de interés, se identificaron de base a tope de la sección, 8 intraunidades que pudieron seguirse por toda el área de estudio, las cuales fueron definidas con la respuesta de los registros eléctricos de pozo Figura 6.

De igual forma la correlación estructural Figura 7 muestra la poca variación de la posición de los pozos en el área mostrando un buzamiento relativamente bajo.

### Figura 5.

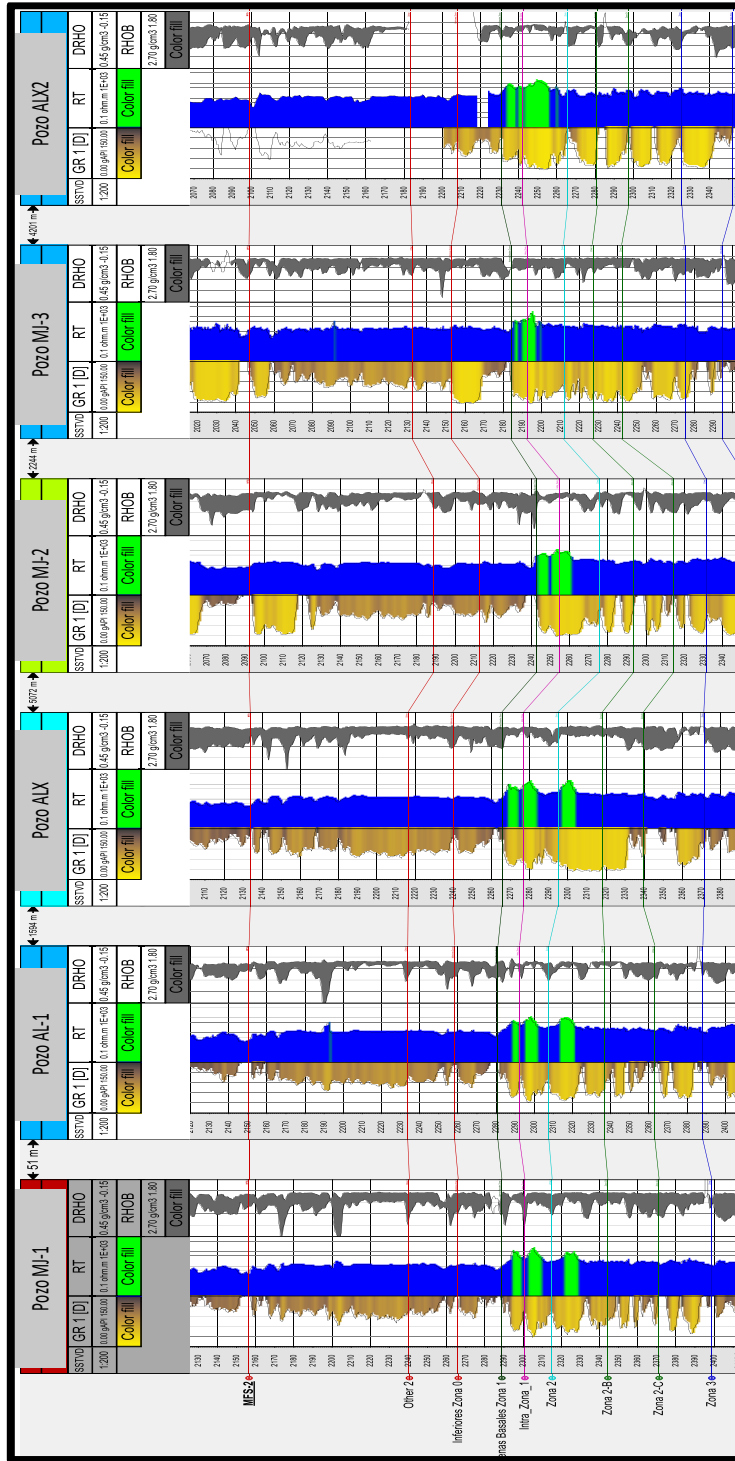
*Transecta de correlación sobre el área de estudio.*



*Nota.* Tomado de: Baez 2021

Figura 6.

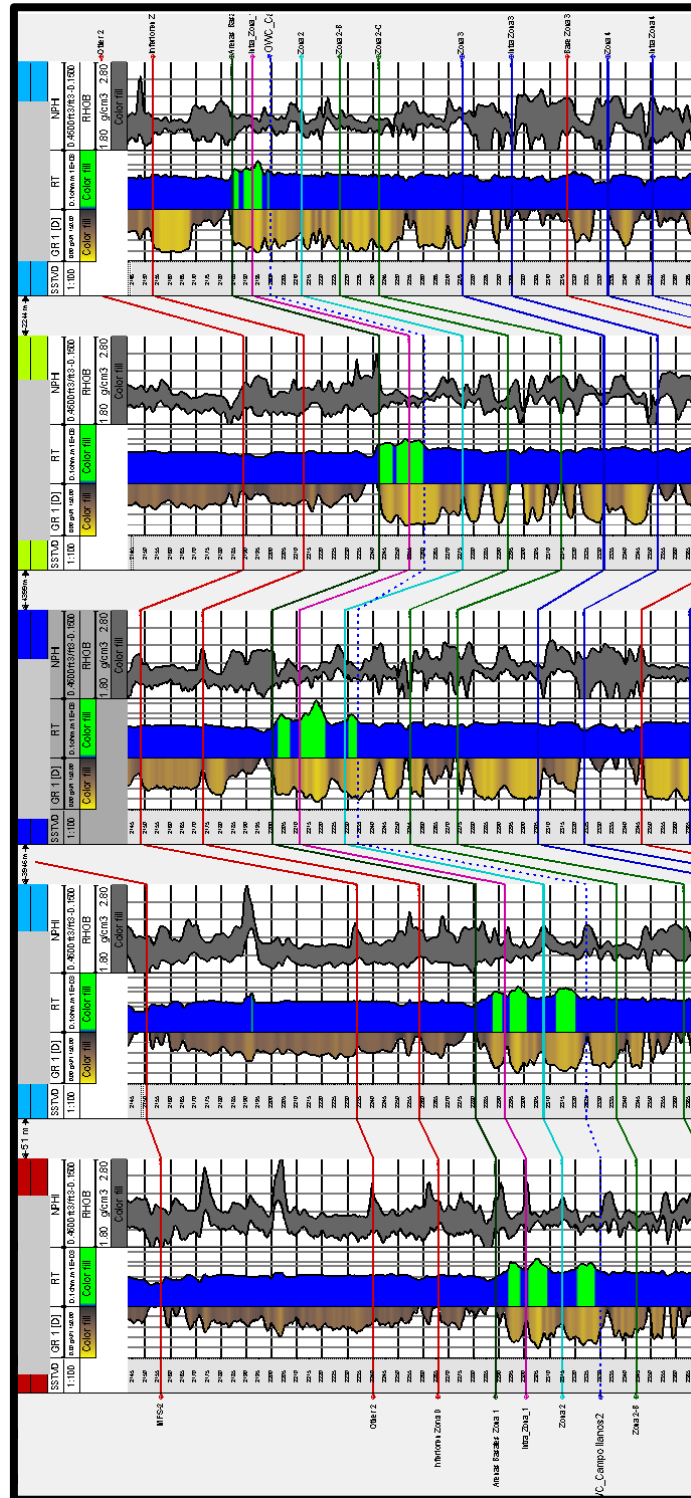
Correlación Estratigráfica del área de estudio



Nota. Tomado de: Baez, 2021

Figura 7.

Correlación Estructural del área de estudio

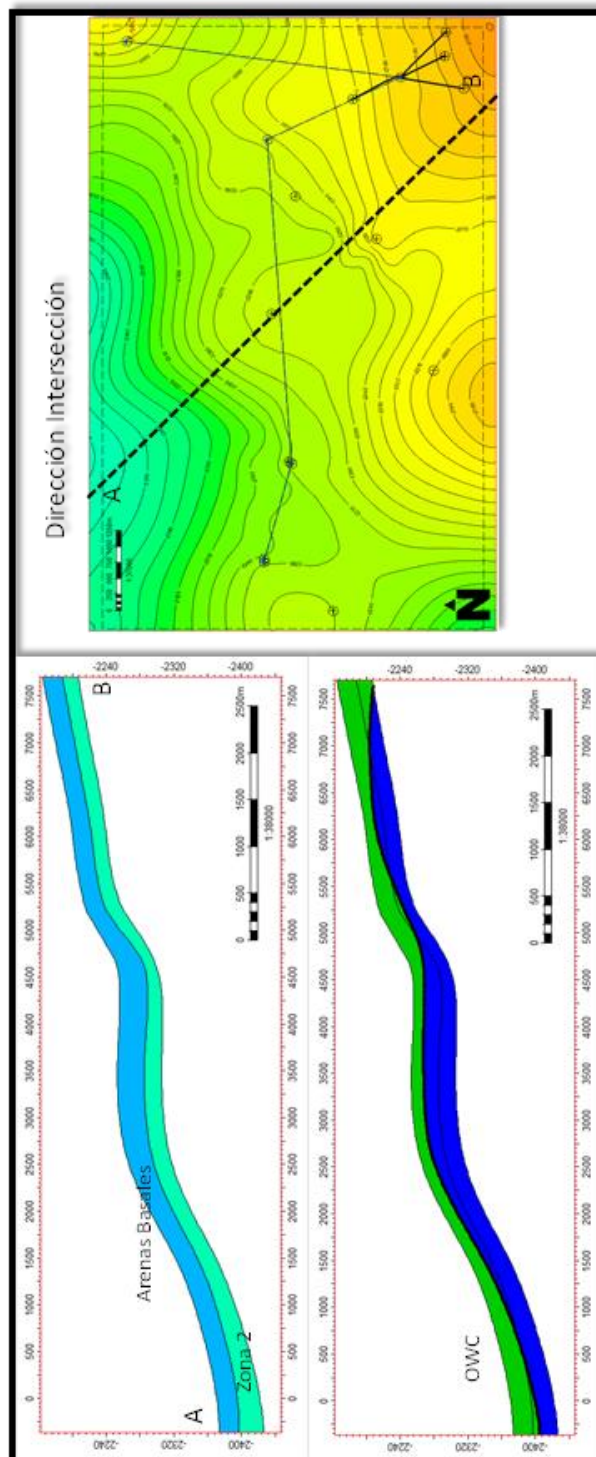


Nota. Tomado de: Baez, 2021

Teniendo el control de cada subunidad estratigráfica, se procedió a identificar el contacto agua petróleo del yacimiento, siendo este un contacto inclinado como lo muestra la Figura 8, de fácil control y seguimiento en razón a la respuesta del registro de resistividad, como se muestra en la Figura 9, donde el contacto es resaltado con la línea azul punteada (Figura 9 Izquierda), y es enmarcado en verde en la Figura 9 Derecha.

**Figura 8.**

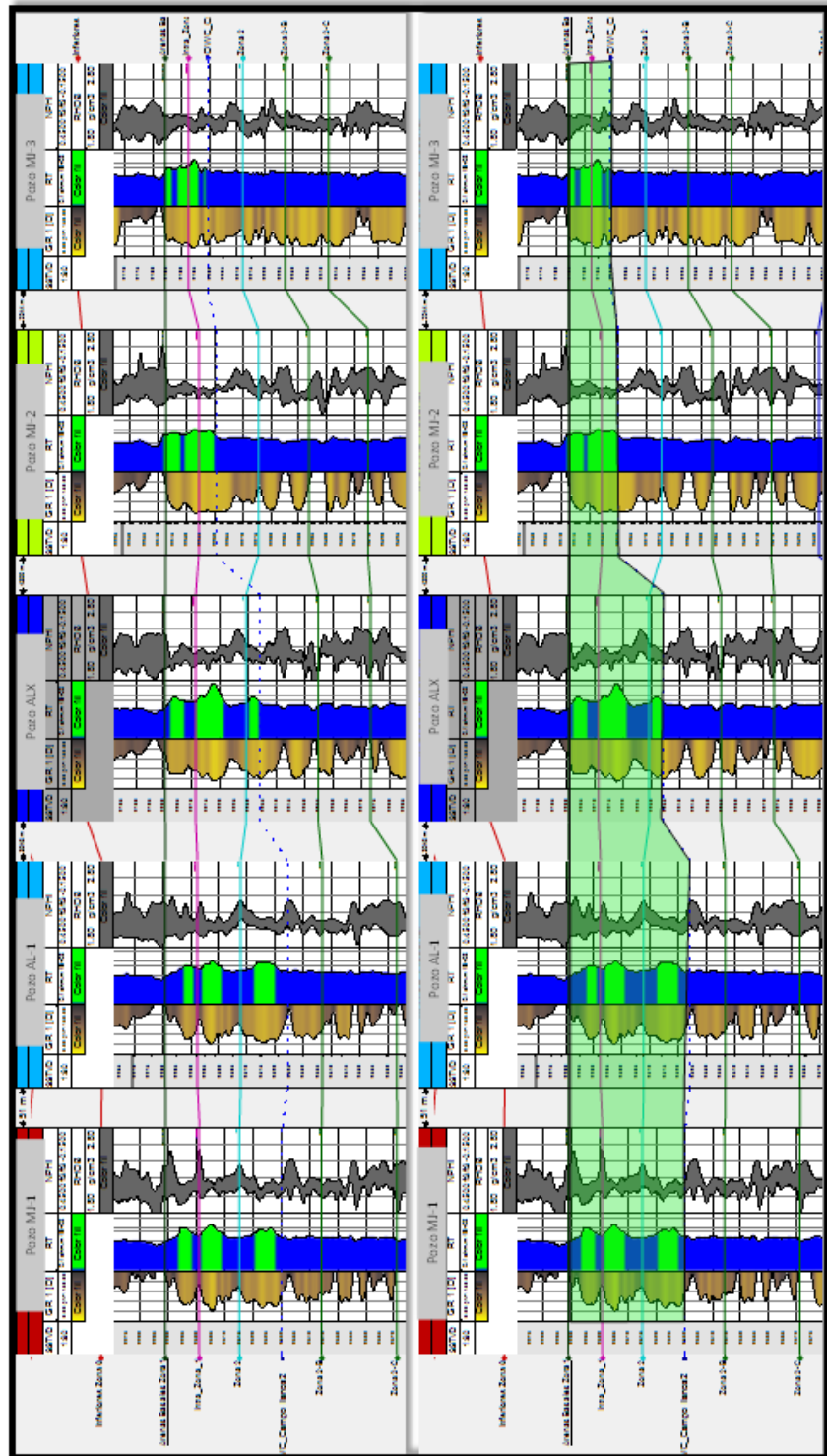
*Intersección del modelo estructural y OWC para el yacimiento de interés*



*Nota.* Tomado de: Baez, 2021

Figura 9.

Correlación de identificación del contacto agua petróleo para el Yacimiento



Nota. Tomado de: Baez, 2021

## 5. Caracterización de las propiedades petrofísicas del Yacimiento

La construcción de la malla numérica se inició con la carga y control de calidad de la información suministrada por la compañía, en primera medida con la carga de los pozos perforados en el área y adicionalmente con la carga y QC del modelado petrofísico y su validación con el ajuste de datos resultantes de los análisis de laboratorio, en la que se encontró una buena calibración del modelo, el cual mantiene una correlación coherente entre los parámetros evaluados como el  $V_{shale}$ , porosidad y permeabilidad.

Estos registros son los datos de entrada para la identificación de litotipos según el método RQI-FZI, ya que son los parámetros que encuadran la capacidad de flujo y almacenamiento del reservorio y su estrecho vínculo permiten la discretización de áreas con mejores resultados en producción a través de la caracterización de unidades hidráulicas (HU) y la saturación del yacimiento.

Una vez determinados los valores de porosidad y permeabilidad para cada celda y realizada la propagación de la función de discretización de las unidades hidráulicas se efectuó el cálculo de aceite original en sitio OOIP, para identificar de forma predictiva zonas con mayores acumulaciones de aceite y buenas propiedades en calidad de roca, objetivo de este estudio.

Partiendo del modelo existente del área (Baez, 2010), generado a partir de la interpretación de las líneas sísmicas 2D y los topes de formación de pozo, se generó el modelo base yacimiento.

Para el control roca-registro se emplearon los datos de laboratorio y los registros Gamma Ray, como una herramienta de rápido control entre las zonas arenosas (Con valores de

permeabilidad altos) y las zonas arcillosas (Barreras de permeabilidad), igualmente la combinación Densidad-Neutrón, y el registro resultante de la evaluación petrofísica Vshale.

También como un control visual se empleó el registro de resistividad con un Cutoff de 60 ohmios de referencia para las zonas con presencia de hidrocarburos. Al correlacionar y hacer seguimiento a los topes y las respuestas de estos registros eléctricos, se tiene una idea de la continuidad y calidad de la roca reservorio descritos en el modelo sedimentológico (canales principales y barras mid channel), areno-lodosos (canales secundarios y terciarios, bordes de canal, planicies estuarinas arenosas) y lodosos (llanuras de inundación, planicies estuarinas lodosas y pantanos). Variaciones en la línea de Shale o de arenisca pueden ser determinadas por la forma del GR. Formas específicas de la curva del GR se han clasificado y a menudo se relacionan a los depósitos de diferentes ambientes sedimentarios.

Intervalos en forma de campana (grano decreciente) a menudo se consideran como depósitos de canal, donde el relleno inferior es relativamente de grano grueso y el relleno superior es grano decreciente (disminución de las propiedades petrofísicas hacia el tope). Los intervalos en forma de embudo (grano creciente, más limpio al tope) se interpretan como representantes de somerización de aguas acompañados con un incremento en los niveles de energía, como por ejemplo depósitos de frentes costeros y barras.

### **5.1 Modelado Petrofísico.**

La formación productora es la Fm Carbonera en la unidad C-7, correspondiente a las arenas basales, que corresponde a una secuencia de areniscas cuarzosas, arcillolitas, algunos niveles carbonosos y limos, constituyendo una unidad con características particularmente buenas de

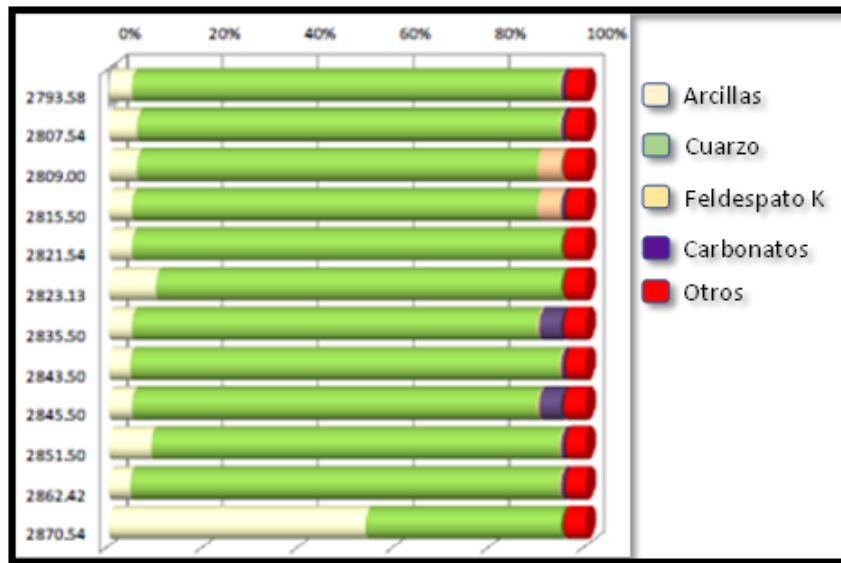
porosidad y permeabilidad sobre toda su extensión, aunque la acumulación de hidrocarburo solo se da hacia el tope de la unidad, distribuido por todo el área de estudio, con algunas acumulaciones en sectores aislados identificados como lentes de arena diseminados por el campo.

Los núcleos con los que cuenta el campo tienen información convencional de porosidad, permeabilidad, densidad de grano y análisis especiales en muestras a las que se les realizó pruebas de presiones capilares tanto por inyección de mercurio como por plato poroso.

Los estudios mineralógicos concluyen que Carbonera es una formación compuesta principalmente de cuarzo (más del 90%) de acuerdo a los resultados de SEM y clasificada petrográficamente como cuarzoarenitas y cuarzoarenitas conglomeráticas con tamaño de grano de medio a muy grueso y la principal arcilla presente en el yacimiento es la Caolinita, La arcilla se encuentra como material disperso que taponan poros y gargantas, presente en láminas aglomeradas por un mineral arcilloso con composición similar a illita; menor proporción arcilla del tipo esmectita y feldespato de potasio cubriendo los granos y creando puente entre ellos Figura 10 (Informe interno ECP).

**Figura 10.**

*Resultado análisis composicional en Roca total.*



*Nota.* Tomado de: Reporte interno, compañía Operadora 2018

## 5.2 Metodología para la evaluación de tipos de roca

Determinar la correspondencia Porosidad ( $\emptyset$ ) y Permeabilidad ( $k$ ), empleando un análisis cuantitativo de pruebas de laboratorio denominadas básicas de corazones, es una herramienta esencial para discretizar parámetros que favorezcan la ejecución de un plan de desarrollo efectivo en un campo petrolero.

Comprender la distribución y el rango dentro del yacimiento de las propiedades petrofísicas permite mapear e identificar áreas con mejor prospectividad.

*Porosidad ( $\emptyset$ ):*

Por definición la porosidad en una roca, es la fracción de roca que es ocupada por espacios porosos. La porosidad es la capacidad de almacenamiento de un fluido. Entre mayor sea el espacio

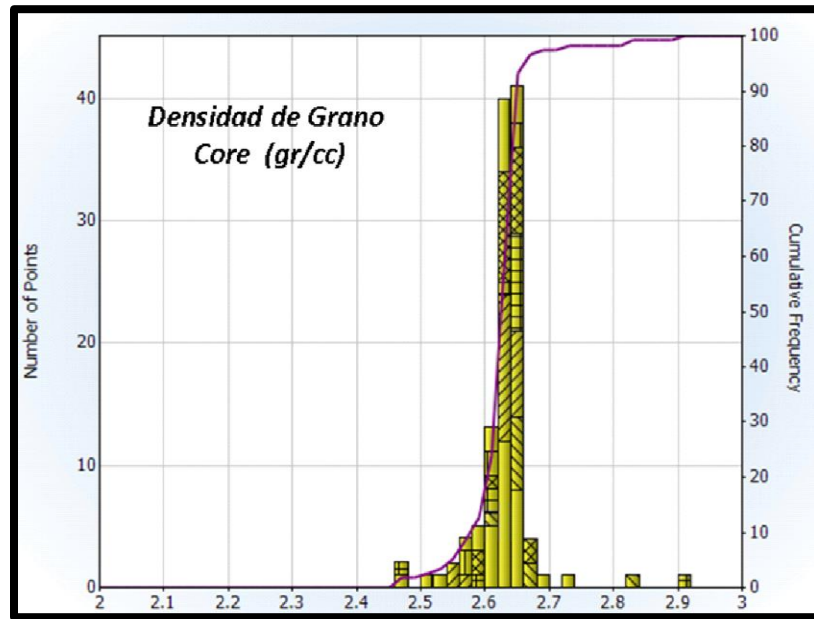
vacío que exista entre la constitución de la roca, mayor será el volumen que podrá almacenar de un fluido (Rushing, 2008). La porosidad no sólo se afecta durante el proceso de depositación, sino que además es afectada por los procesos diagenéticos posteriores. La porosidad es clasificada generalmente en dos categorías, porosidad total que abarca el total del espacio que puede almacenar fluido, tanto espacios porosos aislados como interconectados y la porosidad efectiva que cuantifica el volumen poroso interconectado. En los yacimientos de arenisca convencionales con poca o ninguna diagénesis, la porosidad efectiva es a menudo ligeramente menor que la porosidad total. Sin embargo, la porosidad efectiva en arenas compactas de gas es típicamente mucho menor que la porosidad total debido a la diagénesis. El tipo y la magnitud de la diagénesis gobierna la conectividad de la porosidad primaria. (Baez, 2021)

El modelo de porosidad suministrado por la compañía fue el resultado de la evaluación de los registros Densidad-Neutrón con parámetros de densidad de matriz de 2.65 gr/cc y del fluido de 1 gr/cc, donde los resultados sobre muestras de núcleo indican que la formación objetivo está principalmente constituida por cuarzo, con más de un 90% de composición Figura 11.

De igual forma se realizó un análisis sobre el conjunto de datos de los registros Densidad-Neutrón y GR, para identificar su distribución y ubicación en un cross plot, que ayuda a identificar características de calidad de roca en el yacimiento, como muestra la Figura 12, la cual muestra una constitución de porosidad alta, pero con un contenido significativo de arcillas en la zona de interés.

**Figura 11.**

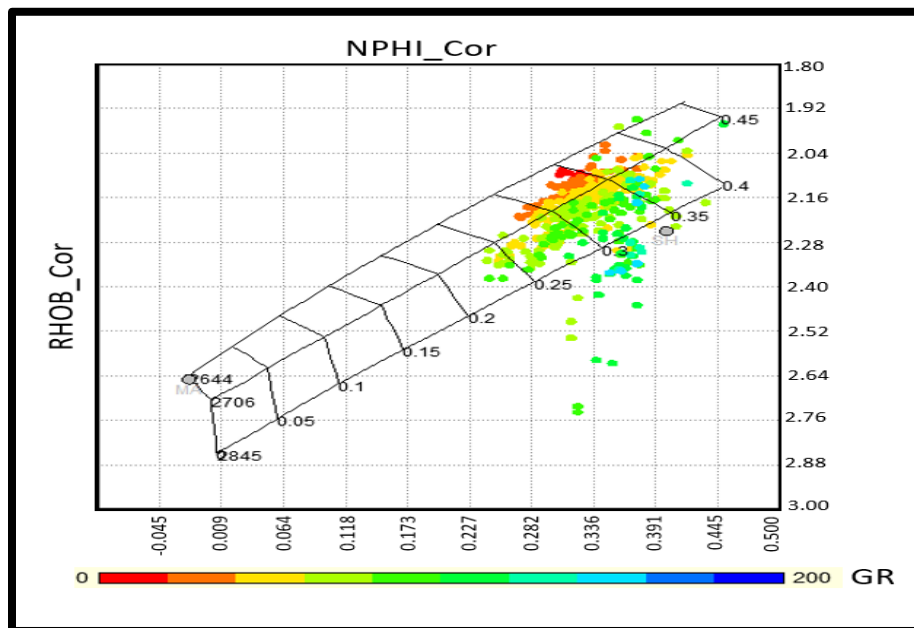
*Resultado análisis densidad de grano.*



*Nota.* Tomado de: Compañía Operadora 2018.

**Figura 12.**

*Cross-plot multi pozo, Densidad-Neutrón-GR, Zona de interés*



*Permeabilidad (k):*

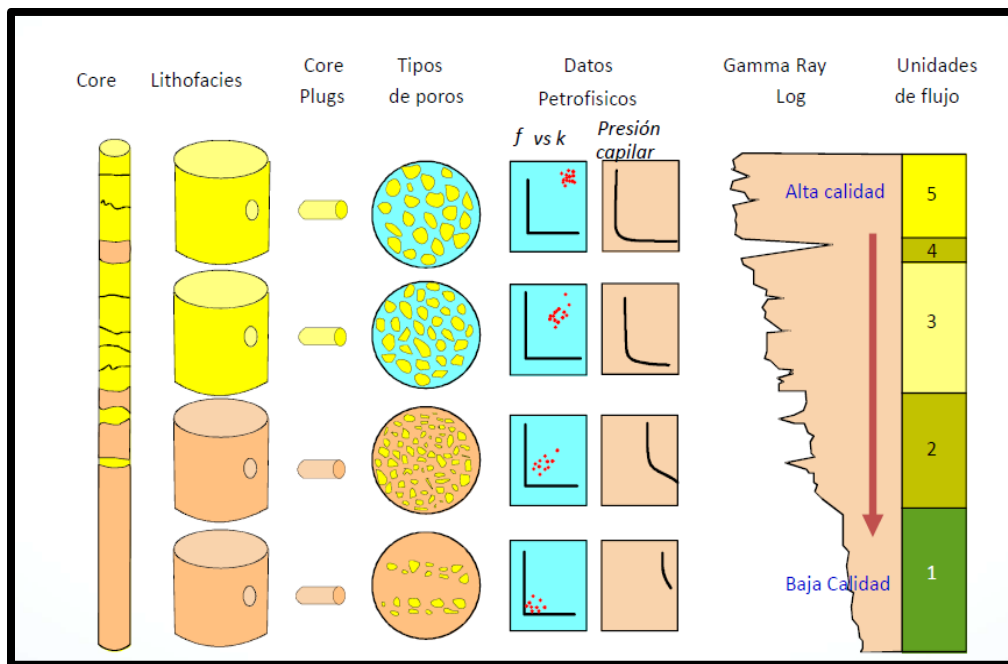
La permeabilidad es una medida de las propiedades de flujo de un fluido a través de los poros, la cual no depende solamente de la proporción volumétrica del espacio de poro, sino que además depende de la conectividad y la distribución geométrica de la misma. Por esta razón se entiende que la relación de la porosidad y la permeabilidad está dada en función de la geometría de los poros. La permeabilidad se define como "una medida de la capacidad de la roca para transmitir fluidos"(Amyx, 1960). En particular, la permeabilidad absoluta o específica es la permeabilidad a un fluido cuando la roca está completamente saturada con ese mismo fluido. La permeabilidad se ve afectada por la mayoría de las propiedades de las rocas a escala de poros, es decir, textura, composición y diagénesis. Los componentes de textura incluyen empaque, tamaño de grano, angularidad de grano y "sorting". En general, los materiales limpios de grano grueso tienen poros más grandes y mejor conectados, mientras que las arenas de grano pequeño tienen poros más pequeños y menos bien conectados. La composición, distribución y estructura de la arcilla en las gargantas de los poros también pueden afectar significativamente la permeabilidad de una roca (Rushing, 2008).

El análisis de pruebas y registros de pozo, define la movilidad de los fluidos contenidos dentro de una unidad los cuales comparten una estimación numérica consistente. Para la caracterización de yacimientos es importante identificar rasgos comunes entre las propiedades de roca porosidad y permeabilidad denominadas unidades hidráulicas. Un análisis de unidad hidráulica es similar a un modelo petrográfico, donde las unidades hidráulicas se cuantifican en la escala de poros, pero representan una capacidad de flujo físico dentro de la roca y su propiedad de almacenamiento, las cuales son controladas por la estructura poral de la roca, y va a representar, según los valores obtenidos, esas capacidades dentro del yacimiento. Cada unidad de flujo se identifica mediante modelos de porosidad y permeabilidad integrando datos petrofísicos.

Una capa del yacimiento puede tener varias unidades de flujo, las cuales están comunicadas entre ellas, cada unidad es identificada mediante la correlación de pozos analizando su estratigrafía y el valor de las propiedades petrofísicas calculadas, además se pueden identificar barreras de permeabilidad y definir la calidad de roca para cada unidad. La herramienta base para identificar estas características y definir unidades hidráulicas es un análisis de los resultados de laboratorio de la sección corazonada de pozo, los cuales incluyen mediciones de porosidades totales y efectivas además de la permeabilidad y el análisis de distribución del tamaño de garganta de poro obtenido por la inyección de mercurio Figura 13.

**Figura 13.**

*Caracterización de yacimiento usando unidades de Flujo*



*Nota.* Tomado de: (Ebanks, W. J(GR), Scheihing, M H y Atkinson, C.D).

Visualizar e individualizar el sistema poroso del yacimiento es el primer paso para comprender el comportamiento y distribución del mismo, siendo el tamaño de poro el espacio

existente entre las partículas que constituyen la roca y su tamaño absoluto una propiedad calculable y mapeable dentro de la malla numérica, que permite dichos análisis dentro del modelo.

El análisis para la clasificación de los tipos de roca se realizó mediante la metodología de RQI (Reservoir Quality Index) para identificar los tamaños de radio de garganta de poro encontrados en el yacimiento.

El método RQI parte de la reinterpretación de la ecuación de Carman-Kozeny realizada por Amaefule, Tiab et al. Donde se propone el uso del término  $K_T$ , el cual hace referencia a la constante de Kozeny, siendo esta variable, la cual está dada según la unidad de flujo. Se tiene que:

$$k = \left( \frac{1}{K_T S_{Vgr}^2} \right) \frac{\emptyset^3}{(1 - \emptyset)^2} \quad (1)$$

El término  $K_T$  para una capa homogénea se determina mediante la ecuación:

$$K_T = \frac{1}{J_1^2} \quad (2)$$

$J_1$ , hace referencia al “índice Litológico” y es determinado por los datos de registros especiales de presión capilar, que son ajustados a una tendencia lineal dada por la ecuación:

$$\log J(S_w^*) = -\lambda \log J(S_w^*) + \log J_1 \quad (3)$$

El término es:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (4)$$

El índice de calidad de roca RQI, toma en cuenta el radio de garganta de poro, la distribución tanto del grano y el poro tomando en cuenta la ecuación de k; de esta forma dividiendo la expresión de k por la porosidad y sacando la raíz cuadrada, se tiene:

$$\sqrt{\frac{k}{\emptyset}} = \left( \frac{1}{\sqrt{K_T} S_{Vgr}^2} \right) \frac{\emptyset}{(1 - \emptyset)} \quad (5)$$

Para valores de porosidad (Fracción) y Permeabilidad K (mD) se obtiene:

$$RQI = (0.0314) * \sqrt{\frac{k}{\emptyset}} \quad [\mu m] \quad (6)$$

FZI (Indicador de Zona de Flujo), es el término con el cual se representan características geológicas tanto de la textura como de la composición mineralógica en la estructura de distintas capas, y este dado por la función:

$$FZI = \frac{1}{S_{Vgr} \sqrt{K_T}} \quad (7)$$

Replanteando la ecuación, se tiene que:

$$\Phi_z = \frac{\emptyset}{(1 - \emptyset)} \quad (8)$$

Despejando

$$FZI = \frac{(0.0314) * \sqrt{\frac{k}{\emptyset}}}{\frac{\emptyset}{(1 - \emptyset)}} \quad (9)$$

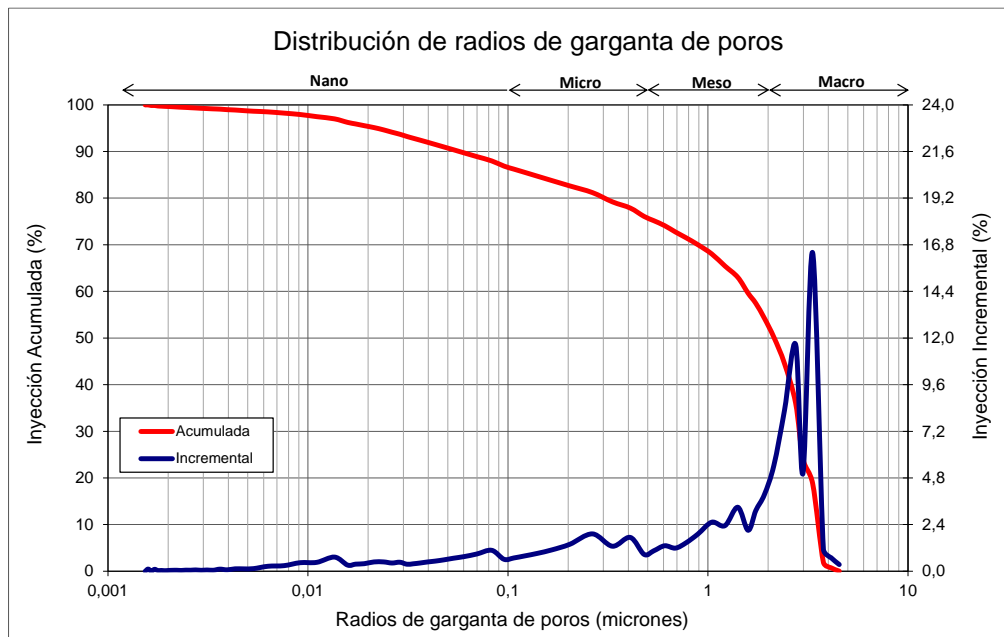
$$RQI = FZI(\Phi_z) \quad (10)$$

La caracterización de tipo de roca mediante la implementación del método FZI, proporciona una comprensión de los factores que controlan las características de movimiento o flujo de fluido, y por tanto logra discretizar y diferenciar la calidad de roca. Teniendo en cuenta que el conjunto de elementos necesarios para realizar una apropiada caracterización de tipos de roca, deben tener un volumen de datos que permita resaltar los rasgos principales del yacimiento y de buena calidad, es decir, que abarquen una buena resolución vertical (Porosidad, Permeabilidad, presión capilar y saturaciones).

Para la determinación de tipos de roca se utilizó la información de análisis especiales, inyección de mercurio, la cual sirve para identificar las principales agrupaciones de tamaños de radio de garganta de poro encontrados dentro del yacimiento. La Figura 14 muestra el resultado de un análisis por inyección de mercurio para una de las muestras del área de estudio.

### Figura 14.

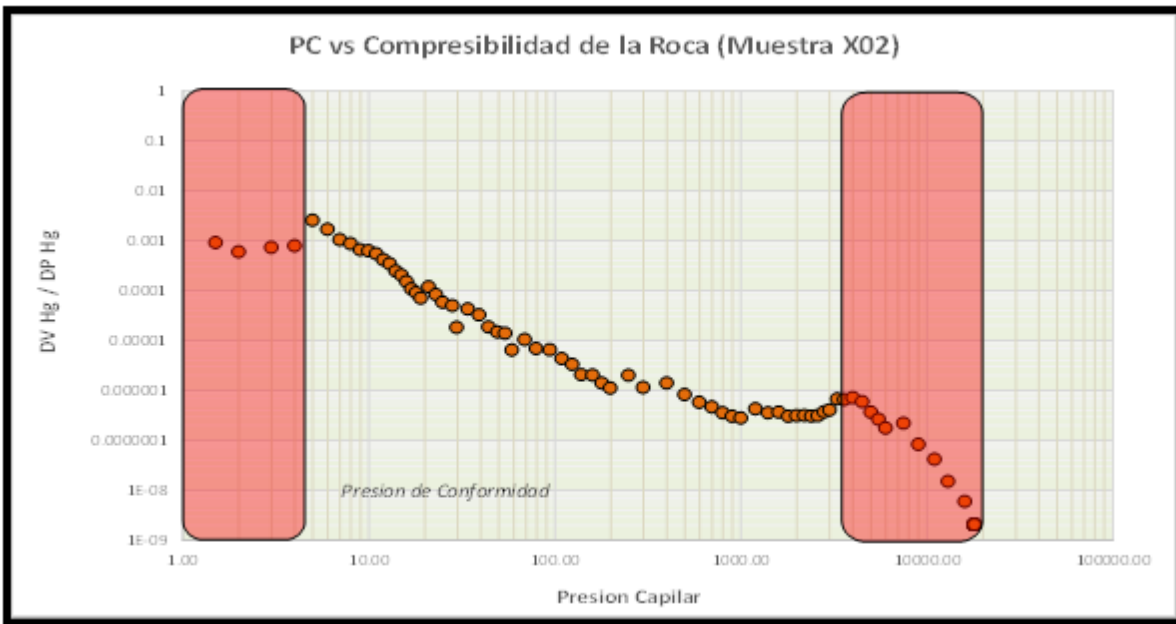
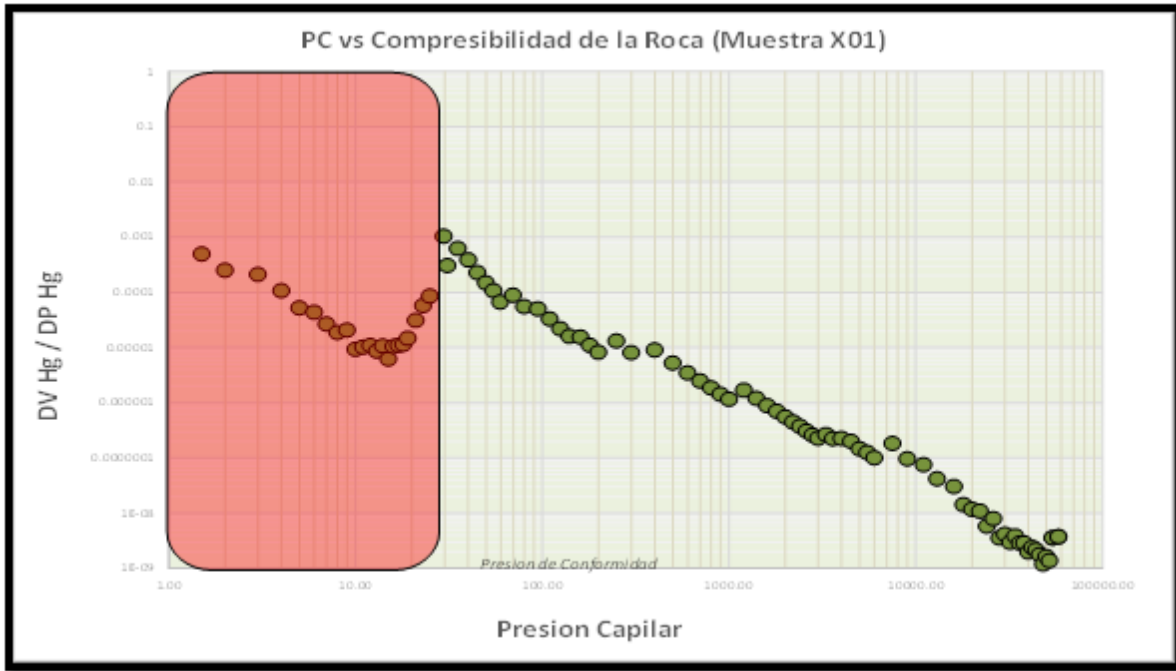
*Distribución de los radios de garganta de poro para un pozo del Yacimiento.*



Se realizó corrección a los datos de presión capilar, graficando la presión y la compresibilidad del mercurio, tomando como datos óptimos solamente los datos que se comportan de forma estable para cada una de las muestras. Como lo muestra la Figura 15.

**Figura 15.**

*Ajuste de datos Inyección de Mercurio por presión vs Compresibilidad de la roca (Muestras X01 y X02).*



Se procedió a realizar una corrección por contenido de arcilla o  $Q_v$  (Figura 16) determinado por la Ecuación 12 (Corrección por Intercambio Catiónico). Donde la Corrección está dada por la siguiente función (Ecuación 11):

$$P_c^* = P_c \left[ \frac{\emptyset_e}{\emptyset_t} \right]^{-0.5} \quad y \quad S_{Hg}^* = S_{Hg} \left[ \frac{\emptyset_e}{\emptyset_t} \right] \quad (11)$$

Donde:

$P_c^*$ = Presión Capilar corregida.

$S_{Hg}^*$ =Saturación de mercurio corregida.

$\emptyset_t$ = Porosidad total medida en el Laboratorio.

$\emptyset_e$ = Porosidad efectiva:

$$\frac{\emptyset_e}{\emptyset_t} = 1 - (0.6425 * Sal^{-0.5} + 0.22) * Q_v \quad (12)$$

Sal= Salinidad del agua de formación en g/L NaCl equivalentes.

$Q_v$ = Capacidad de intercambio catiónico en meq/ml.

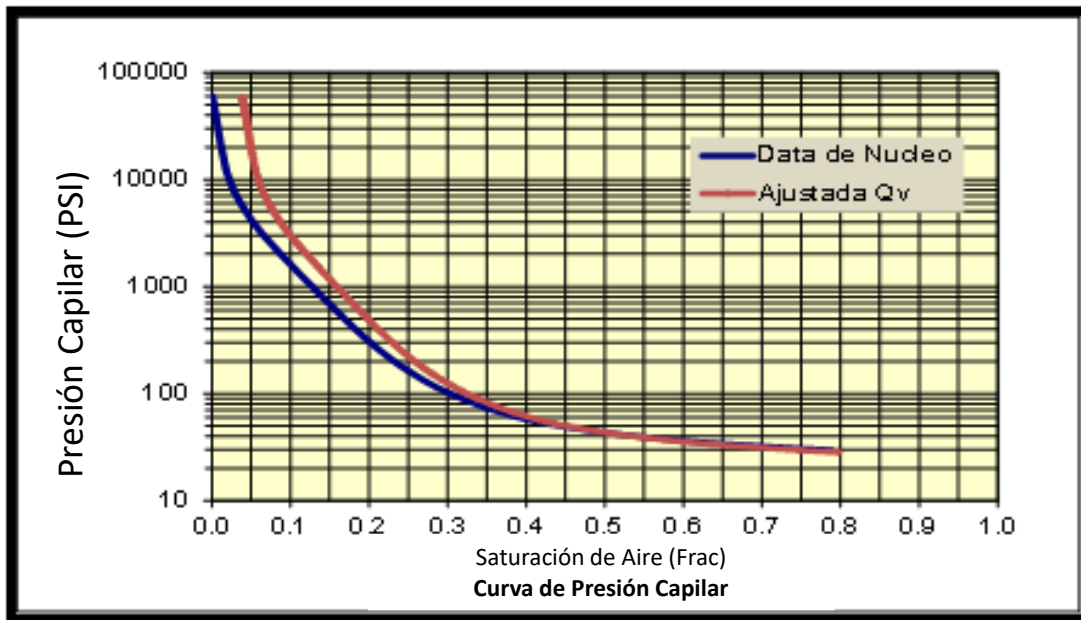
El valor de  $Q_v$  (Ecuación 13) es asociado a la capacidad de intercambio catiónico (CEC) (Este dado en meq/100g) de las arcillas medidas en el laboratorio, y se determina usando la siguiente Ecuación, la cual depende de la densidad de la arcilla constituyente:

$$Q_v = CEC * densidad / (100 * \emptyset) \quad (13)$$

Donde la densidad de la Caolinita esta entre 3-15 (meq/100g).

**Figura 16.**

*Ajuste de datos Inyección de Mercurio por presión vs Compresibilidad de la roca.*



Hechas las correcciones para cada muestra, se observó una variación menor al 4% en el valor de saturación de aire como muestra la Figura 16, siendo la Caolinita la arcilla presente dentro del yacimiento, no presenta mayores variaciones sobre las correcciones realizadas al total de muestras utilizadas dentro del estudio.

La aplicación de los métodos FZI (Fluid Zone Indicator) y RQI (Reservoir Quality Index), tienen como principal objetivo identificar sectores que favorezcan la producción de hidrocarburo resaltando áreas donde los mejores tipos de roca se encuentren en mayor proporción y se encuentren interconectados, permitiendo definir unidades hidráulicas de flujo (HFU), agrupando las “vías de flujo” de fluidos de rangos similares para la unidad de estudio, en lugar de definir simplemente la distribución de litotipos, y por tanto una herramienta que destaca locaciones para un posicionamiento más favorable al momento de proponer una estrategia de desarrollo.

De manera general dentro de la industria petrolera, son diferenciados 4 grupos de tamaños de garganta de poro, los cuales están agrupados en los siguientes rangos: Megaporo, Macroporo, Mesoporo y Microporo. La tabla 1 muestra la clasificación de tipo de roca según el radio de garganta poral.

**Tabla 1.**

*Clasificación de los tipos de roca según el radio de garganta de poro.*

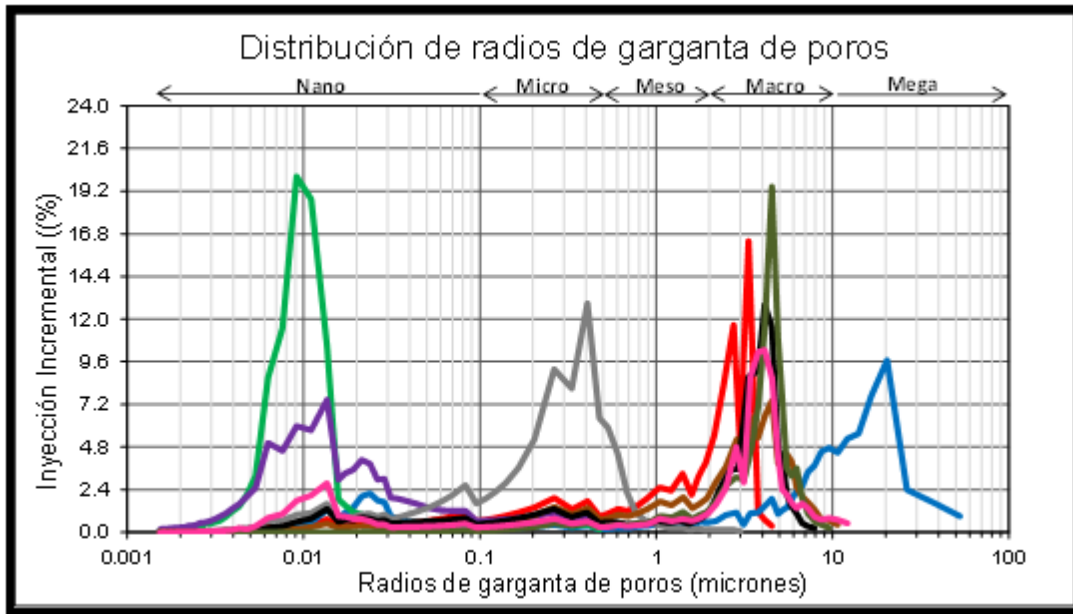
Tipos de garganta de Poro de acuerdo a su tamaño	Rangos de Tamaño
Megaporosa (Petrofacies 1)	> 10 micrones
Macroporosa (Petrofacies 2)	de 2 a 10 micrones
Mesoporosa (Petrofacies 3)	de 0,5 a 2 micrones
Microporosa (Petrofacies 4)	de 0,1 a 0,5 micrones
Nanoporosa (Petrofacies 5)	<0,1 micrones

*Nota.* Tomado de Salazar Rodríguez, 2004.

Una vez ajustadas las curvas de inyección de mercurio, se identificaron cuatro familias de radios de garganta de poro, como se muestra en la Figura 17. Además, la Figura 18 muestra la relación entre los datos de porosidad y permeabilidad desde las mediciones de laboratorio sobre las muestras de corazón existentes para el campo.

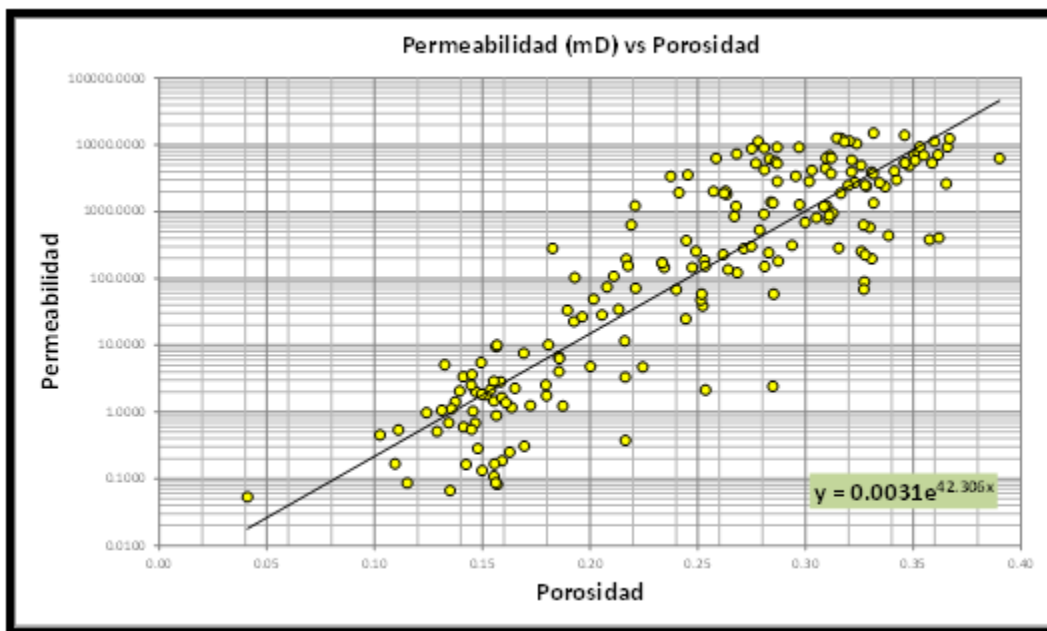
**Figura 17.**

*Distribución del radio de garganta de poro en el yacimiento*



**Figura 18.**

*Relación Porosidad permeabilidad en el yacimiento en muestras de núcleo.*



Al graficar permeabilidad (k) contra porosidad ( $\emptyset$ ), en escala logarítmica da como resultado una recta de pendiente  $m = 0.864/0.588$ ; y con intercepto  $b = \frac{\text{Logr}_{35} - 0.732}{0.588}$ ; en la cual m y b están en función del tipo de roca.

### 5.3 Gráfico Modificado de Lorenz

El gráfico modificado de Lorenz es ampliamente utilizado en la industria petrolera para identificar las distintas unidades Hidráulicas dentro de un Yacimiento, la cual emplea una relación entre la capacidad de flujo acumulada ( $k \cdot h$ ) y la capacidad de almacenamiento acumulada ( $\emptyset \cdot h$ ) donde K es la permeabilidad y  $\emptyset$  la porosidad; Ponderándolas mediante la relación ( $k/\emptyset$ ) o “Flow Unit Speed” (FUS), la cual es una indicación referente de almacenamiento y de capacidad de movilidad del fluido en el yacimiento; Dentro del sistema poroso pueden definirse los rangos entre las unidades hidráulicas existentes dentro de la formación objetivo.

Para evaluar el método de Lorenz, se graficaron los datos de Capacidad de flujo ( $k \cdot h$ ) acumulado vs Capacidad de almacenamiento ( $\emptyset \cdot h$ ) acumulado, identificando zonas con alta o baja capacidad “FUS”, donde los segmentos individualizados por medio de las agrupaciones lineales de valores resultantes (mediante análisis de segmentos de recta como muestra la Figura 20), indican zonas uniformes, y las variaciones o cambios de pendiente en las agrupaciones, son indicadores de cambios o separación de las unidades hidráulicas de flujo (HUF), como lo muestran las Figura 19 y Figura 20. Por ejemplo, en el caso de pendientes pequeñas, son indicadores de zonas de baja capacidad de flujo y/o zonas de movilidad cero, por tanto, rocas de baja calidad.

Para la caracterización del área de estudio, se analizó el gráfico resultante del cálculo de las capacidades acumuladas expuestas en la Tabla 2, con el cual se identificaron 6 unidades

hidráulicas de flujo (Figura 21.), separadas por el cambio de pendiente y denotando el valor de la capacidad de almacenamiento ( $\phi \cdot h$ ) como el límite para cada unidad, (indicador de cambio entre cada HUF); Las unidades HFU5 y HFU6 se descartaron como yacimiento productor debido a su pendiente baja, indicando una capacidad de transmisibilidad y de almacenamiento de fluido cercana a cero dentro del yacimiento y por tanto catalogadas como rocas no yacimiento intrínsecamente en el análisis (Baez, 2021).

### Figura 19.

*Gráfico Modificado de Lorenz. Capacidad de flujo ( $k \cdot h$ ) acumulado vs Capacidad de almacenamiento ( $\phi \cdot h$ ) acumulado del Yacimiento.*

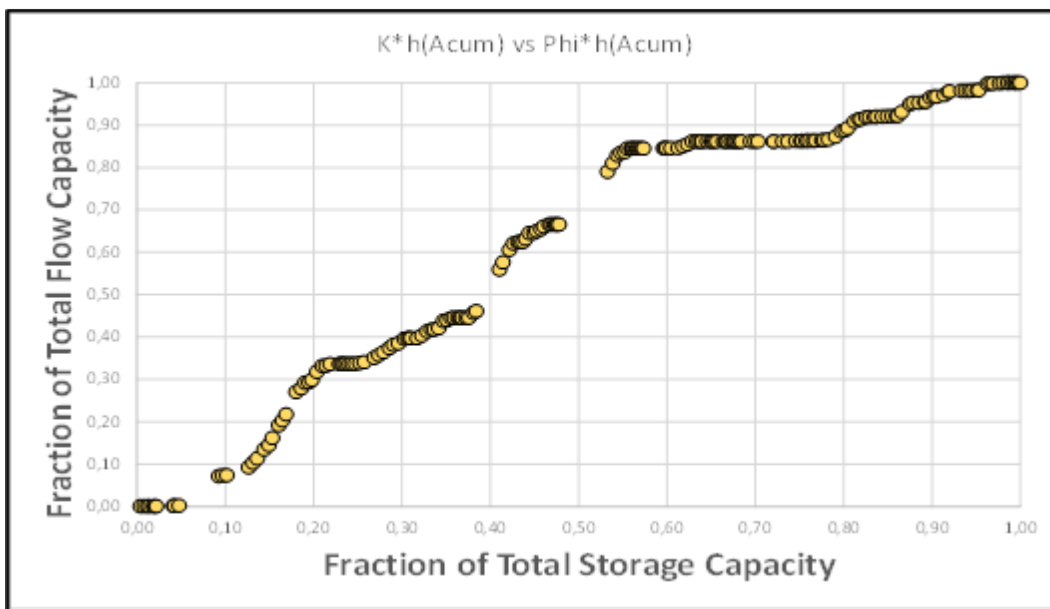


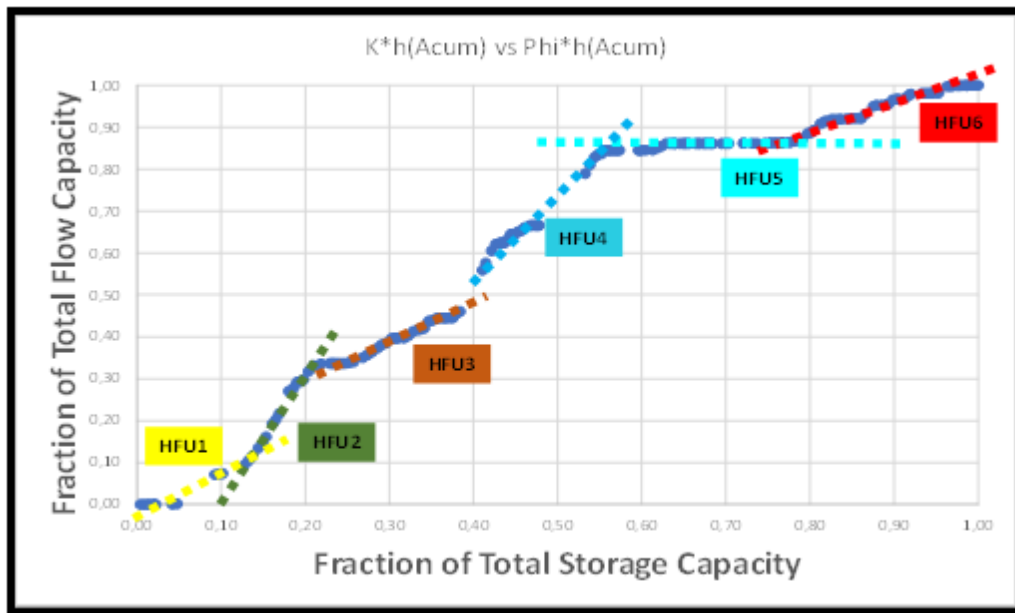
Tabla 2.

Análisis de identificación de las capacidades de almacenamiento y de flujo para cada una de las unidades hidráulicas de flujo.

Flow Unit	Storage Capacity	Flow Capacity	Top ft	Base ft	H ft	K Average mD	Phi Average dec	505060,07 K * H mD-ft	0,03505267 K * H Norm Acum	60,779 Phi * H Norm Acum	0,116 Phi * H Norm Acum	Phi * H Norm Acum
1	0,120	0,092	2888,6	2914,6	26	680,9	0,2703	17703,71	0,035	0,0351	7,0269	0,116
2	0,210	0,332	2914,6	2931,5	16,9	8167,2	0,3228	138025,04	0,273	0,3083	5,4548	0,090
3	0,380	0,457	2931,5	2971,5	40	1934,4	0,2609	77374,16	0,153	0,4615	10,4371	0,172
4	0,570	0,845	2971,5	3019,5	48	3567,7	0,2247	171250,11	0,339	0,8006	10,7877	0,177
5	0,800	0,888	3019,5	3088,7	69,2	492,4	0,2123	34075,09	0,067	0,8681	14,6934	0,242
6	1,000	1,000	3088,7	3136,6	47,9	1391,1	0,2584	66631,97	0,132	1,0000	12,3795	0,204

Figura 20.

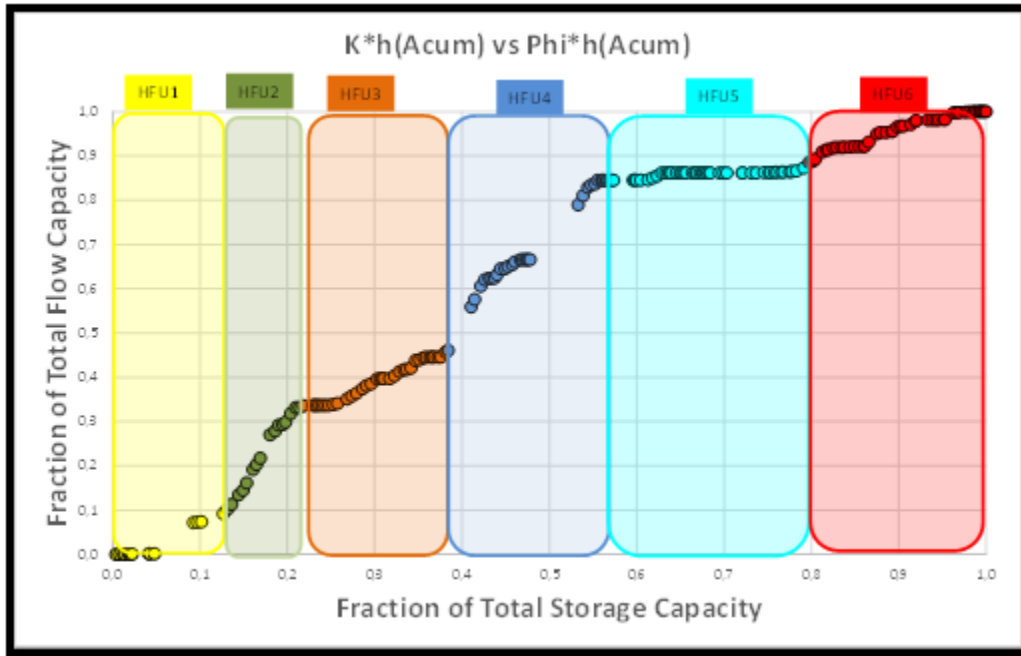
Gráfico Modificado de Lorenz. Capacidad de flujo (k\*h) acumulado vs Capacidad de almacenamiento (Ø\*h) acumulados, identificación de HFU.



Nota. Tomado de: (Baez, 2021)

**Figura 21.**

*Gráfico Modificado de Lorenz. Capacidad de flujo ( $k \cdot h$ ) acumulado vs Capacidad de almacenamiento ( $\Phi \cdot h$ ) acumulados, identificación de HFU.*

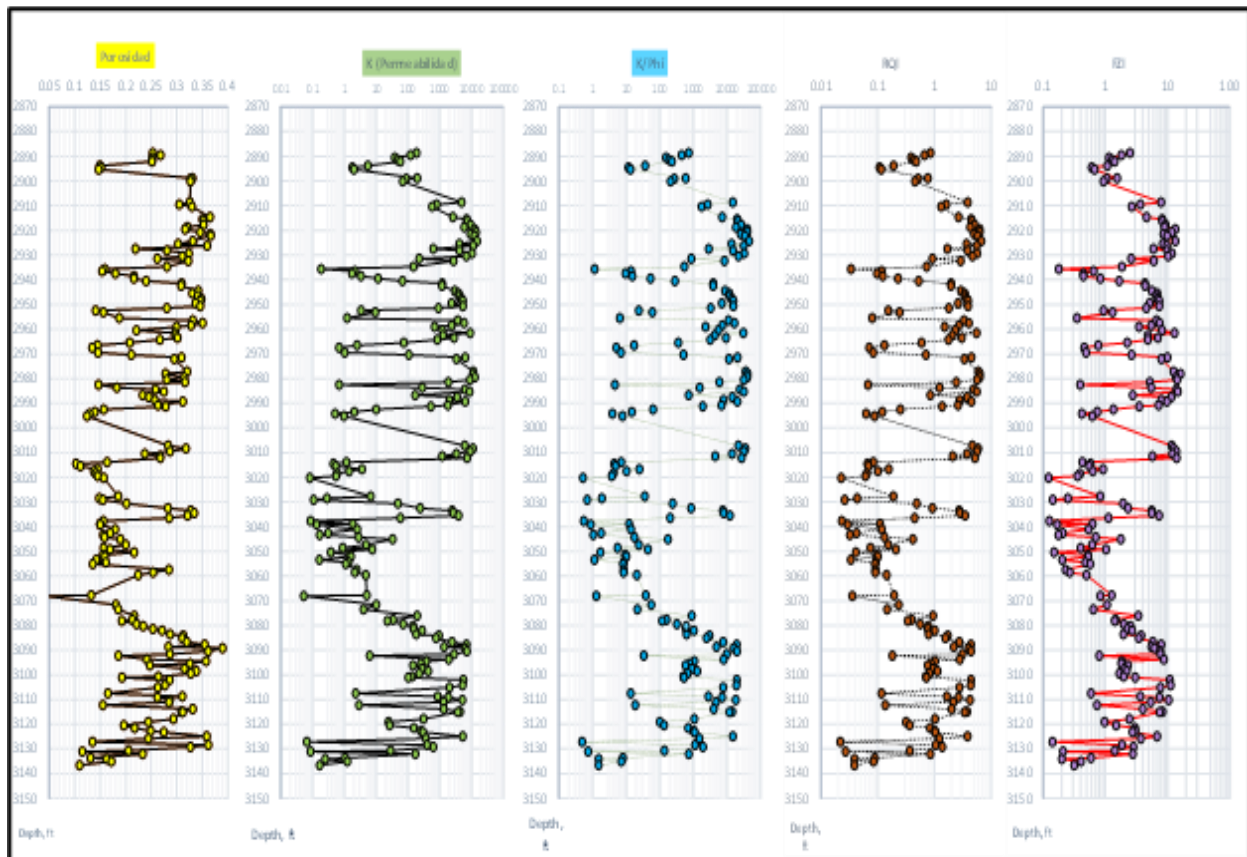


*Nota.* Tomado de: (Baez, 2021)

Tomando los datos de laboratorio, se hizo una revisión parcial de estos rangos, para observar la tendencia general de los parámetros previamente descritos, los cuales sirvieron como datos de control para el poblamiento de las propiedades en el yacimiento (Porosidad, permeabilidad, FUS ( $k/\Phi$ ), y RQI para el intervalo corazonado) como se muestra en la Figura 22.

Figura 22.

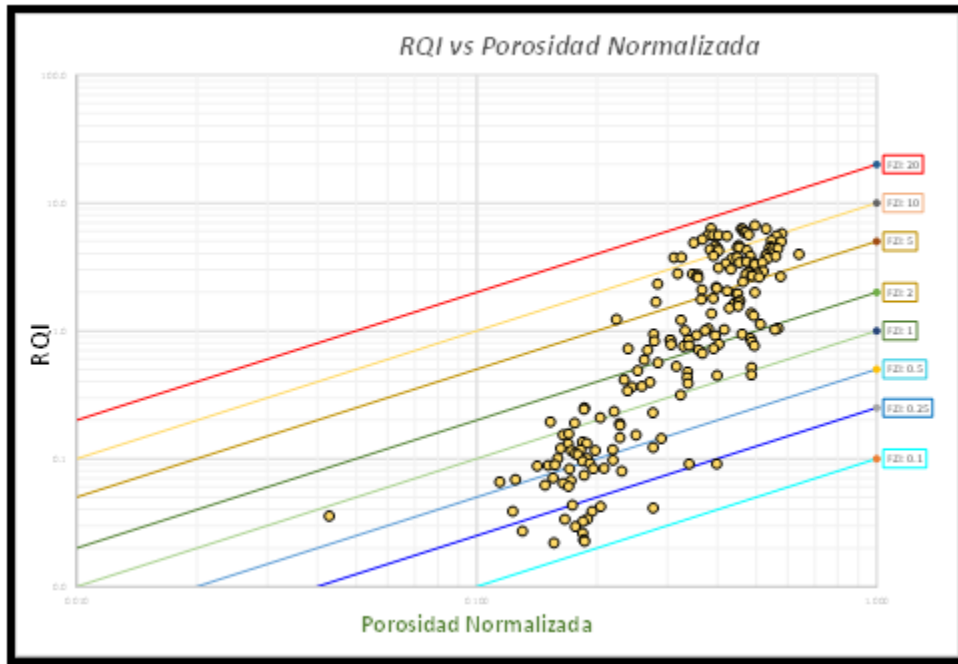
Resultado Análisis intervalo corazonado, Porosidad, Permeabilidad, FUS(K/PHI), RQI y FZI.



Una vez identificadas las secciones para cada HUF (Figura 21), se establecieron los rangos de valores para los tipos de roca según los resultados de la evaluación por el método RQI y su relación con la capacidad de almacenamiento y transmisibilidad. Los análisis para clasificar los tipos de roca se realizaron agrupando valores similares de FZI como lo muestra la Figura 23.

**Figura 23.**

*Gráfico de RQI vs Porosidad Normalizada para el yacimiento*



#### 5.4 Análisis de clúster

Uno de los principales problemas es el de dimensionalidad, donde los agrupamientos de múltiples datos de entrada para su modelamiento coherente no son fáciles de usar y de discretizar, debido a su volumen, haciendo difícil su agrupamiento y más aún la identificación de los valores de restricción entre grupos y propiedades (facies u otras propiedades del yacimiento). La metodología mayormente empleada, se fundamenta en dos procesos, los cuales son:

- Elegir una gran cantidad de “clústeres”, para una agrupación automática
- Y un segundo análisis más detallado, donde se fusionan manualmente grupos de electrofacies a las que se le parametrizan características geológicas

En este trabajo se empleó un método denominado MRGC (Multi-Resolution Graph-Based Clustering), el cual ayuda en la solución del problema de la dimensionalidad, y resuelve en un resultado lógico, en el cual los puntos de control son agrupados congruentemente en diferentes proporciones no solo de separación, sino por las características de sus propiedades como densidad de datos, tamaños, formas y demás características las cuales son parametrizadas en un número óptimo de agrupaciones.

Este análisis se llevó a cabo utilizando no solo registros como el volumen de arcilla, sino que empleó la función FZI que vincula el tipo de roca, e implícitamente las curvas de porosidad y de permeabilidad, controladas por la distribución de electroformas (Calidad de roca) de acuerdo al modelo petrofísico preexistente del área de estudio.

La representación del modelo tridimensional y el volumen de información que lo soporte, permitirá un mejor ajuste del mismo a la arquitectura del reservorio, introduciendo unos parámetros de tipos de roca, en el que los geólogos pueden deducir el proceso no solo sedimentario que controló la geometría del yacimiento, sino que además la interacción roca fluido (Porosidad, permeabilidad, RQI, FZI y Saturación) permitiendo fortalecer la predictibilidad del mismo, haciendo posible la propagación de los caracteres dispuestos para la extrapolación de los datos calculados de sus propiedades básicas.

Se realizó un modelado de facies que discretizó Arena, Arena Sucia y Shale, el cual fue escalado y corrido mediante el algoritmo SIS (Sequential Indicator Simulation) mediante el análisis de proporción vertical y los respectivos variogramas y lograr así una verificación de ajuste entre la respuesta de los registros eléctricos pozo y el poblamiento de la propiedad.

No todas las combinaciones de curvas arrojaron valores similares de propiedades de roca, y como el interés de este trabajo es modelar tipos de roca y calcular la saturación por una función

de altura, se emplearon algunos de los registros anteriormente mencionados, que están restringidos no solamente al tamaño de garganta de poro, sino que también al volumen de arcilla en la roca (Porosidad, Permeabilidad, FZI y vshale), facilitando el control de distribución de la red poral y por tanto el de la permeabilidad, asociándolos a patrones de electroforma anteriormente mapeados.

El análisis se realizó sobre la definición numérica de la diferenciación natural entre los distintos patrones por la elección de los registros adecuados y el proceso de ajuste (Examen de valores cuantitativos “discretos” atribuidos a las propiedades elegidas).

Por capacidad de cómputo y facilidad de trabajo se eligieron cinco patrones o asociaciones de datos, es decir, cinco tipos de roca ya que la solución o aplicabilidad de estas herramientas no dan una solución tan simple y puede estar sujeto al criterio de cada intérprete y puede llegar a ser inconsistente con el volumen y los valores de los datos existentes.

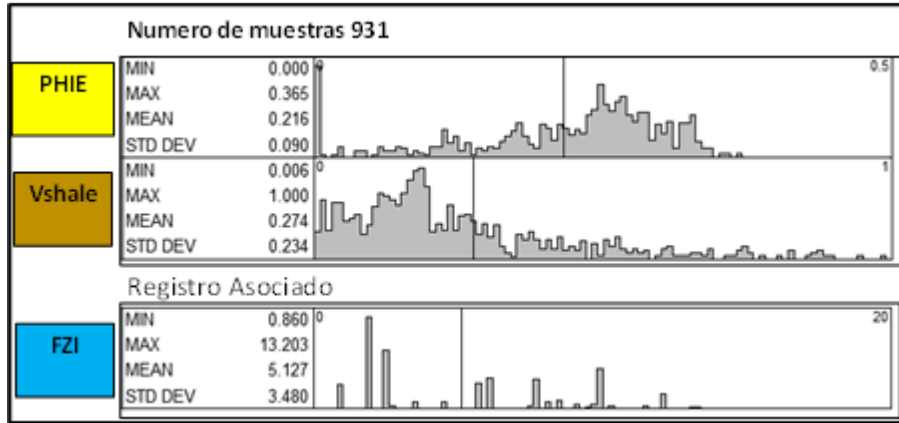
Algunas de las consideraciones para el análisis de datos pueden ser:

- Variedad de formas
- Vecindad entre los datos
- Tamaños no balanceados
- Diferentes densidades / Volúmenes

Para ello, se aplican métodos de agrupamiento que son diferenciados por ser métricos o estadísticos. Aquí se empleó el método métrico el cual usa el concepto de similaridad entre puntos donde la distancia Euclidiana es usada. Los resultados del análisis de Clúster se muestran a continuación, Figura 24 a Figura 26, donde claramente se ve la asociación entre los diferentes registros, y en el que se definen los clústeres en función principalmente del valor de la porosidad y el contenido de arcilla.

**Figura 24.**

*Rango de datos de propagación: Porosidad efectiva y contenido de arcilla VShale y el registro asociado el valor de FZI*



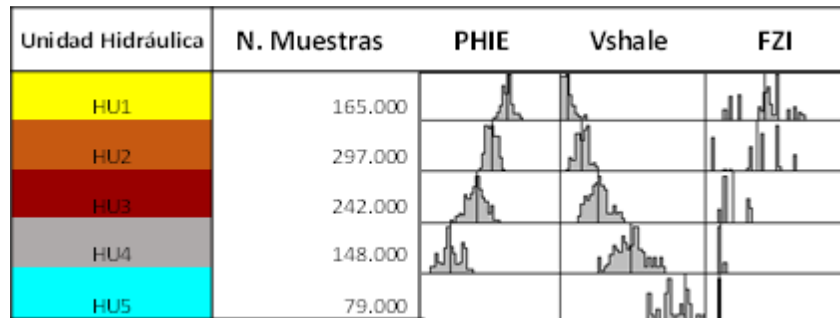
**Figura 25.**

*Valores límite obtenidos de las propiedades para cada clúster identificado*

Unidad Hidráulica	N. Muestras	PHIE	Vshale	FZI
HU1	165.000	0.32	0.5	8.08
HU2	297.000	0.26	0.15	7.06
HU3	242.000	0.24	0.31	3.74
HU4	148.000	0.12	0.48	1.96
HU5	79.000	0.02	0.86	1.81

**Figura 26.**

*Histogramas de las propiedades por cada clúster identificado*



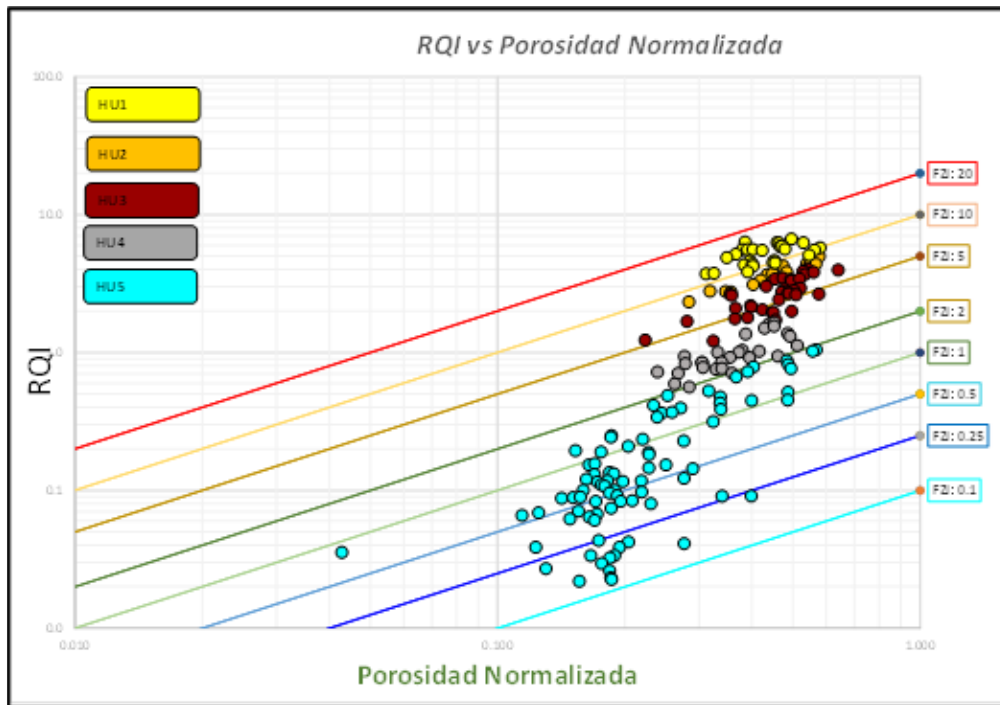
El resultado del Clustering muestra un ajuste entre los registros de Porosidad efectiva y el contenido arcilla VShale, donde se considera que las unidades hidráulicas de mejor calidad, están constituidas por porosidades más altas y contenidos de arcilla bajos (HU1), y de forma contraria, para la unidad hidráulica con menos potencial, está conformada por porosidades bajas y VShale alto (HU5)

Al aplicar el agrupamiento de regresión multilínea iterativo a los datos básicos proporcionados en la Figura 23, el número óptimo de unidades de flujo hidráulico es cinco.

Los datos centrales de cada unidad de flujo se asignaron a una línea de regresión con un valor fijo del indicador de zona de flujo y también se caracterizaron por una geometría de poro constante, como se muestra en la Figura 27. Las Figuras 28 y 29 muestran los datos de corazón diferenciados por unidad hidráulica y su tendencia general respectivamente. Cada unidad tiene una geometría y textura similar y por tanto similares características de flujo.

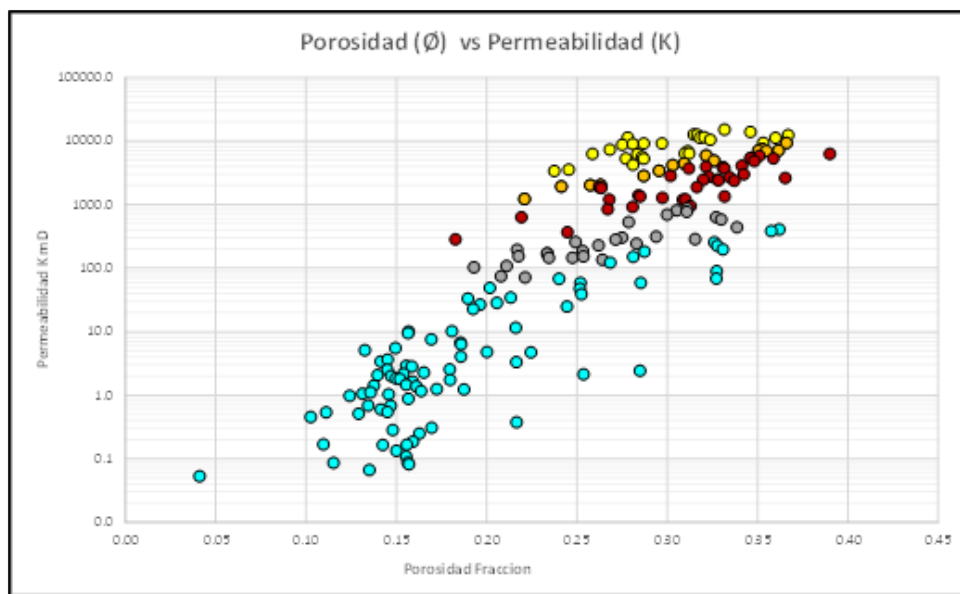
**Figura 27.**

*RQI (Reservoir quality index) vs Porosidad Normalizada.*



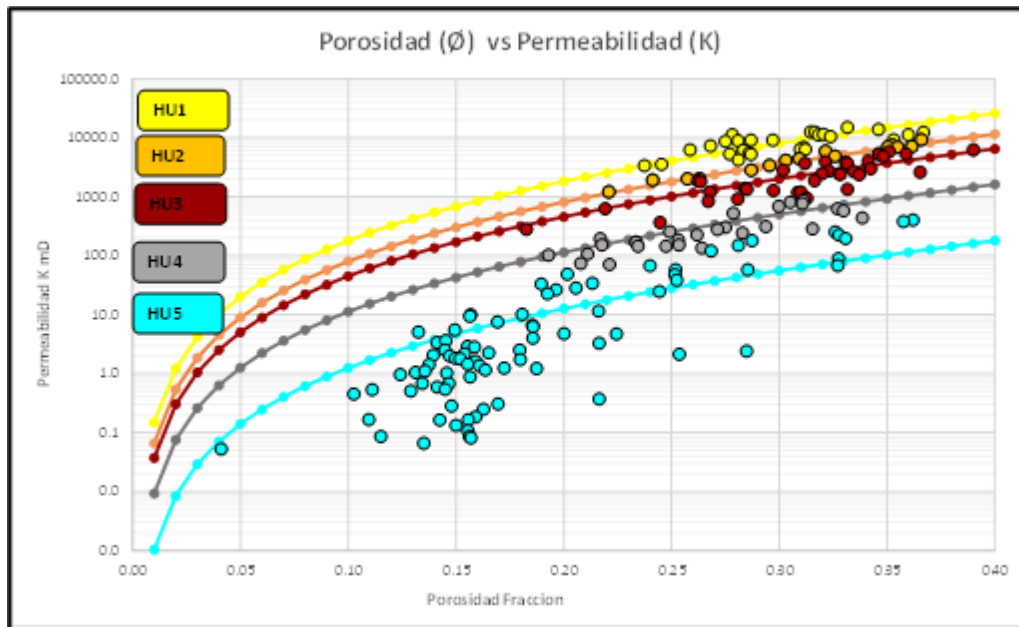
**Figura 28.**

*Porosidad Vs Permeabilidad, Ajustada a las unidades hidráulicas.*



**Figura 29.**

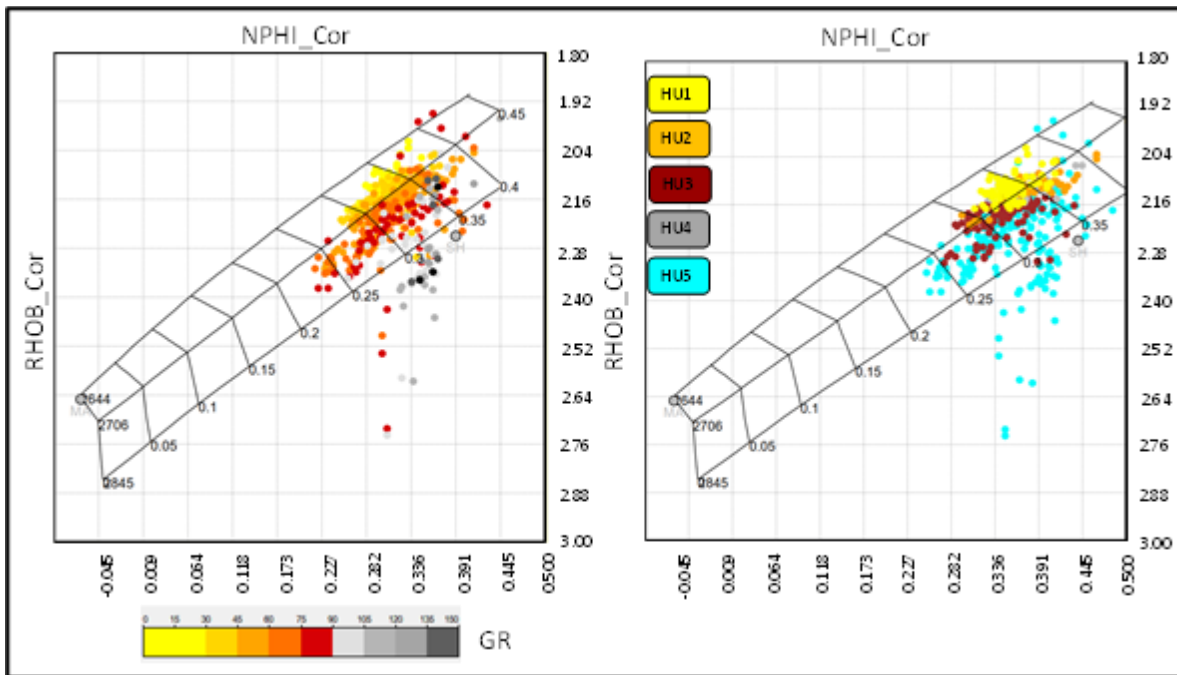
*Porosidad Vs Permeabilidad, con tendencias de unidades hidráulicas.*



Una vez identificados los intervalos de discretización para las unidades hidráulicas de los registros empleados para la clasificación por tipo de roca y ejecutada la propagación del modelo de “Clustering”, se realizó un control de calidad empleando los crossplots de los registros de Densidad-Neutrón y GR, contra las Unidades hidráulicas y cutoff de Resistividad, considerándose herramientas de apoyo y confiabilidad visual, acorde a los parámetros establecidos dentro del cómputo (Figura 30 y Figura 31), donde se muestra una congruencia general, entre los valores de arena limpia (altas porosidades y acumulación preferente de hidrocarburo) a la unidad hidráulica de mejor calidad “HU1” y el detrimento de las propiedades sobre el resto de las HU identificadas.

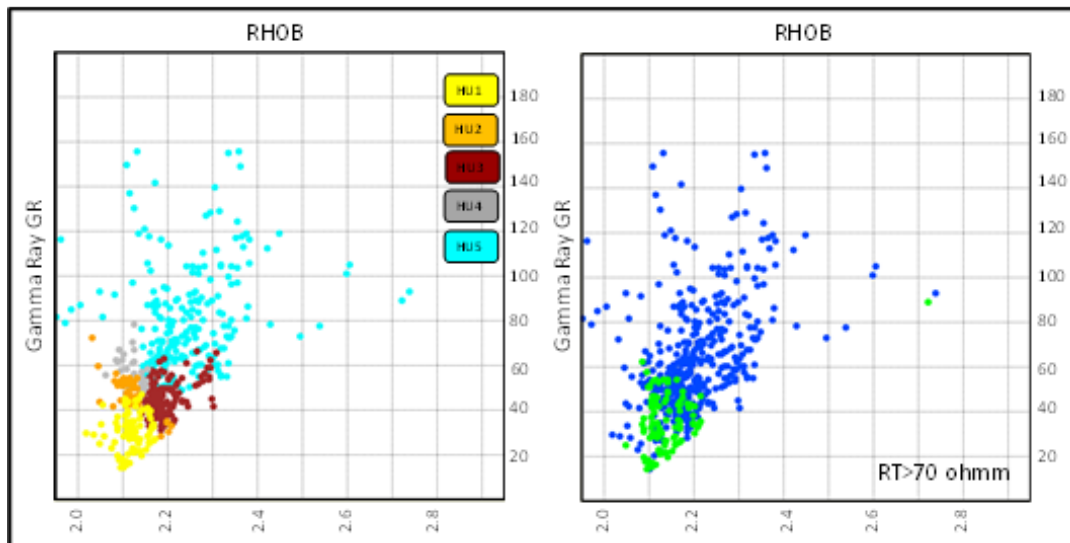
**Figura 30.**

*CrossPlot Densidad-Neutrón, junto con GR y Unidades hidráulicas definidas.*



**Figura 31.**

*CrossPlot Densidad-GR, junto con Unidades Hidráulicas y Cutoff de Resistividad*



Para validar el modelo, se empleó una función de correlación entre los resultados anteriormente expuestos, contrastados al modelo petrofísico existente con base a la correlación núcleo-perfil de la evaluación de registros de pozo (Figura 32)

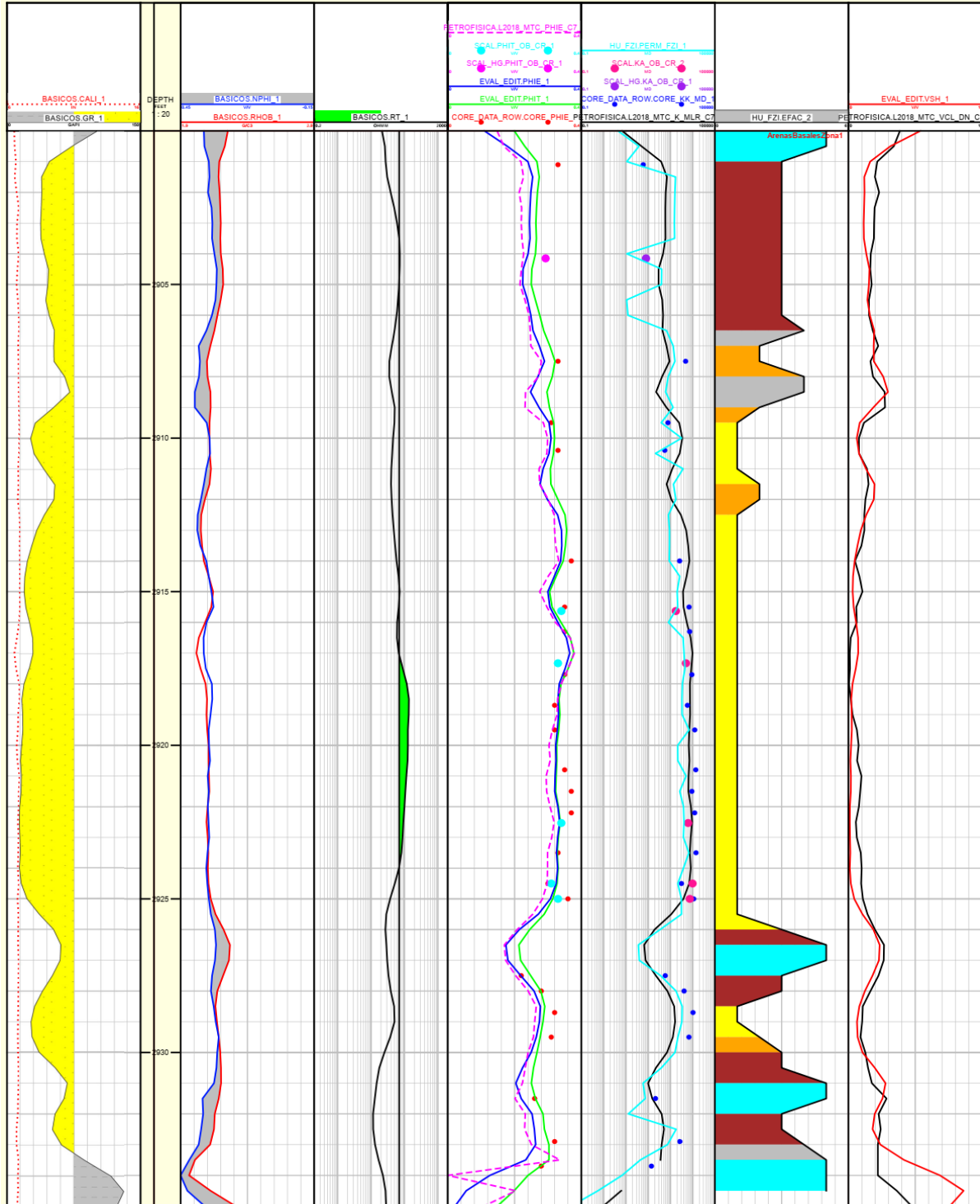
Esta relación de la Permeabilidad K, en función del parámetro FZI (como lo muestra la Ecuación 14), evalúa la curva de permeabilidad a partir de los datos de entrada del modelo, y la compara con la curva obtenida por el modelo petrofísico:

$$k = 1014(FZI)^2 * \left( \frac{\varnothing_e^3}{(1 - \varnothing)^2} \right) \quad (14)$$

Como se muestra en la siguiente figura, el ajuste de los datos de núcleo (como puntos) y las curvas de los registros generados en los distintos cálculos muestran una buena calibración. Particularmente y por ser objeto de este estudio, la correlación de los registros de Permeabilidad (Track 5, donde la evaluación petrofísica de la Permeabilidad está en negro, y la curva resultante de la propagación de la unidad hidráulica en color cian) son considerablemente buenas. Adicionalmente, en el Track 6 se muestra el registro discreto de clasificación de las unidades hidráulicas para el pozo ejemplo, en el cual se relacionaron 4 familias como rocas productoras de hidrocarburo en el yacimiento y un tipo de roca adicional como barrera de permeabilidad.

Figura 32.

Propagación del modelo de tipos de roca mediante el Clúster análisis y ajuste con data de laboratorio y evaluación petrofísica del yacimiento.



Definidos los tipos de roca, estos se dispusieron en el gráfico porosidad vs permeabilidad Figura 16 y Figura 17, los cuales sirvieron como guías para el control e individualización de las muestras con información de presión capilar dentro de las 4 familias de tipos de roca productoras de hidrocarburo y posterior estimación de la saturación de agua empleando los datos por inyección de mercurio o plato poroso.

Adicionalmente, se corroboró que las tendencias de distribuciones de garganta y los perfiles de las curvas de  $P_c$  fuesen similares para cada unidad. Las características de cada tipo de roca, desde el punto de vista litológico, petrofísico y textural, se presentan a continuación:

Unidad Hidráulica Flujo 1 (HUF1), corresponde a areniscas de aspecto no consolidado principalmente cuarzosas entre un 85-95% en composición, y aproximadamente un 4% de arcilla tipo caolinita predominantemente. Texturalmente presentan tamaños de grano de muy fino a muy grueso, con muy mala selección. Esta petrofacies corresponde a cuarzoarenitas ligeramente conglomerática y conglomerática (Ref. ICP, junio-2015). A nivel de propiedades petrofísicas presenta permeabilidades por encima de los 9 Darcy y porosidades efectivas alrededor del 33%. De acuerdo a las curvas de Presión capilar por centrífuga, presenta una saturación de agua irreducible entre el 10-15 %. En cuanto a la impregnación de hidrocarburos, presenta alta saturación por encima del contacto agua-petróleo.

Unidad Hidráulica Flujo 2 (HUF2), también corresponde a areniscas principalmente cuarzosas entre un 76-95% con un porcentaje de arcilla del 4%. Los minerales arcillosos corresponden principalmente a Caolinita, la diferencia entre las dos es más de tipo textural donde el tamaño de grano disminuye entre muy fino a grueso, mejorando un poco la selección. Según las características texturales y composicionales ésta petrofacies corresponden a Cuarzo arenitas principalmente de Arena media moderadamente sorteada. (Ref. ICP-Junio-2015).

Petrofísicamente presenta porosidades un poco menores 29-30% y permeabilidades entre 3-9 Darcys; a nivel de saturación de agua irreducible ésta se encuentra alrededor de 20-22% según las curvas de presión capilar por Centrífuga. Al igual que el HUF 1 este HFU 2 presenta alta saturación de hidrocarburos.

Unidad Hidráulica Flujo 3 (HUF3), composicionalmente predomina el cuarzo 61-90%, bajos a moderados contenidos de caolinita entre 5-34%. Estas petrofacies corresponden a areniscas, la cual presenta tamaños de granos que van de limo a fino. La matriz arcillosa presenta una morfología de aspecto masivo (Arcillolitas arenosa o Arenitas arcillosas, Ref. ICP-Junio-2015). En cuanto a las propiedades petrofísicas, presenta porosidades entre el 20-30% y Permeabilidades entre 500-3000 mD, con saturaciones de agua irreducibles alrededor del 36%. En cuanto la presencia de hidrocarburos, las evidencias sobre núcleo muestran bastante irregular el manchamiento por parches e incluso asociado más al límite superior de permeabilidades para este tipo de unidad.

Unidad Hidráulica Flujo 4 (HUF4), es un tipo de roca que no presentó manchamiento de hidrocarburos a pesar de ser una roca con buenas propiedades petrofísicas, porosidades entre el 19-25% y permeabilidades entre 10-500mD. De acuerdo a la composición mineralógica por DRX, esta petrofacies presenta altos contenidos de Cuarzo (75-90%, promedio 82% en peso) y bajos contenidos de Minerales arcillosos (5-15%, promedio 9% en peso). Los Minerales arcillosos corresponden principalmente a Caolinita (42-90%, promedio 57%) e Illita (5-47%, promedio 27%) y de manera escasa y puntual Esmectita y Clorita. Estas petrofacies corresponden a areniscas de aspecto desconsolidado o friable, la cual presenta tamaños de granos que van de Limo a grueso. (Ref. ICP-junio-2015). Presenta altas saturaciones de agua según presión capilar por mercurio entre el 68 y 76%. La presencia de este tipo de roca en la columna de hidrocarburos explica el

control por calidad de roca que tuvo la acumulación de hidrocarburos, y es la explicación para que se encuentre agua por encima de zonas con hidrocarburo.

Unidad Hidráulica de Flujo 5 (HUF5), corresponden a las litologías asociadas a arcillas y shales, los cuales son asociados en este modelo con las rocas de baja permeabilidad, más como barreras de flujo.

## **6. Construcción del Modelo Estático.**

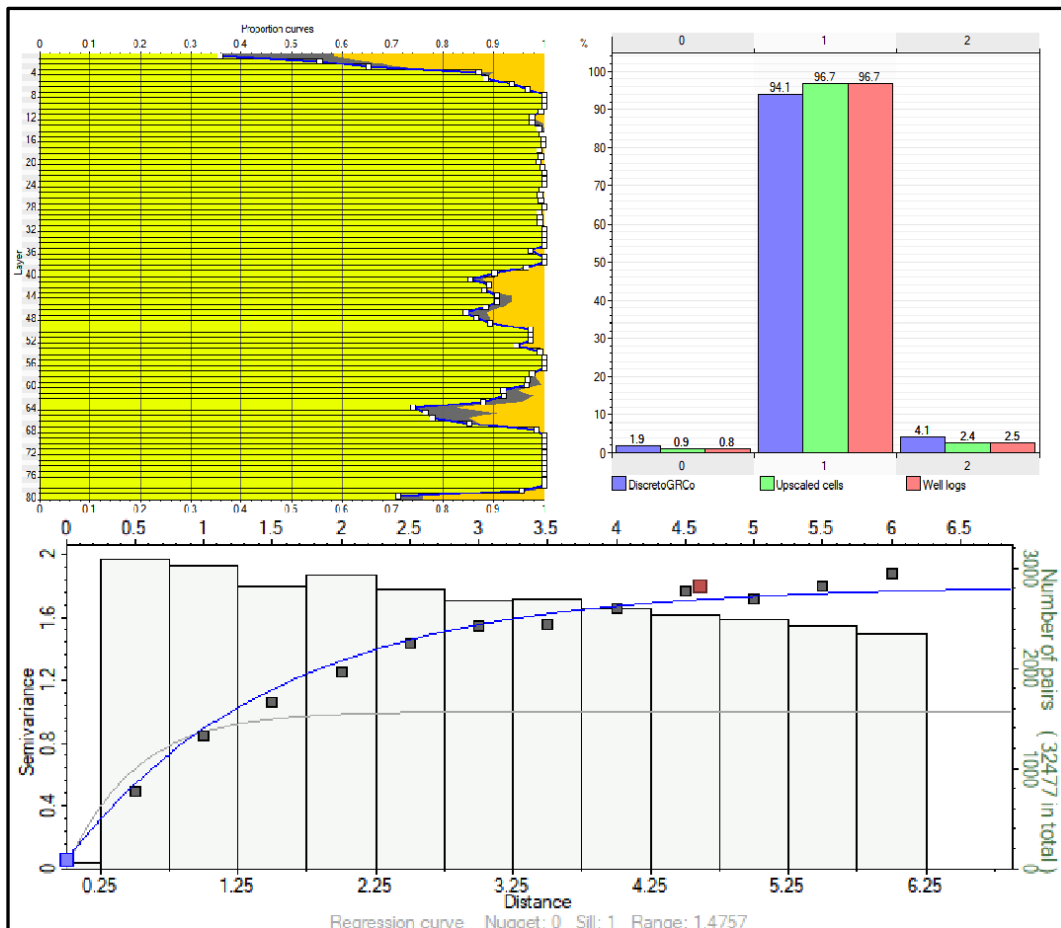
Para la construcción de la malla tridimensional, se tomaron las superficies creadas por los topes estratigráficos en los pozos para la unidad objetivo. Inicialmente se evaluó una propiedad discreta para resaltar y propagar en la malla numérica la calidad de la respuesta del registro GR, diferenciando entre Arena limpia, Arena Sucia y Shale, esto con el fin de ser utilizado como parámetro de tendencia “Bias”, opción que ayuda a hacer una mejor correlación de la propiedad objetivo con el escalado de la celda.

De igual forma se generaron mapas de proporción de “facies” concernientes al registro discreto de calidad de roca anteriormente calculado a partir del GR, con el objetivo de darle un mayor control a las zonas donde no se tiene información puntual del yacimiento, y como resultado se generó un volumen 3D con la tendencia de distribución de dicha propiedad, el cual fue computado a partir de las curvas de proporción vertical y variogramas para darle control de la distribución espacial de la propiedad como lo muestra la Figura 34.

La Figura 33, muestra el análisis de proporción vertical referente a los tres tipos de calidad de roca considerados en el registro discreto, además del variograma vertical para el caso de la Arena Limpia, y el Histograma resultante de la propiedad poblada donde se compara el porcentaje de la data del registro, las celdas escaladas y finalmente el poblamiento total de la malla, donde mayoritariamente el yacimiento está constituido de arena limpia.

**Figura 33.**

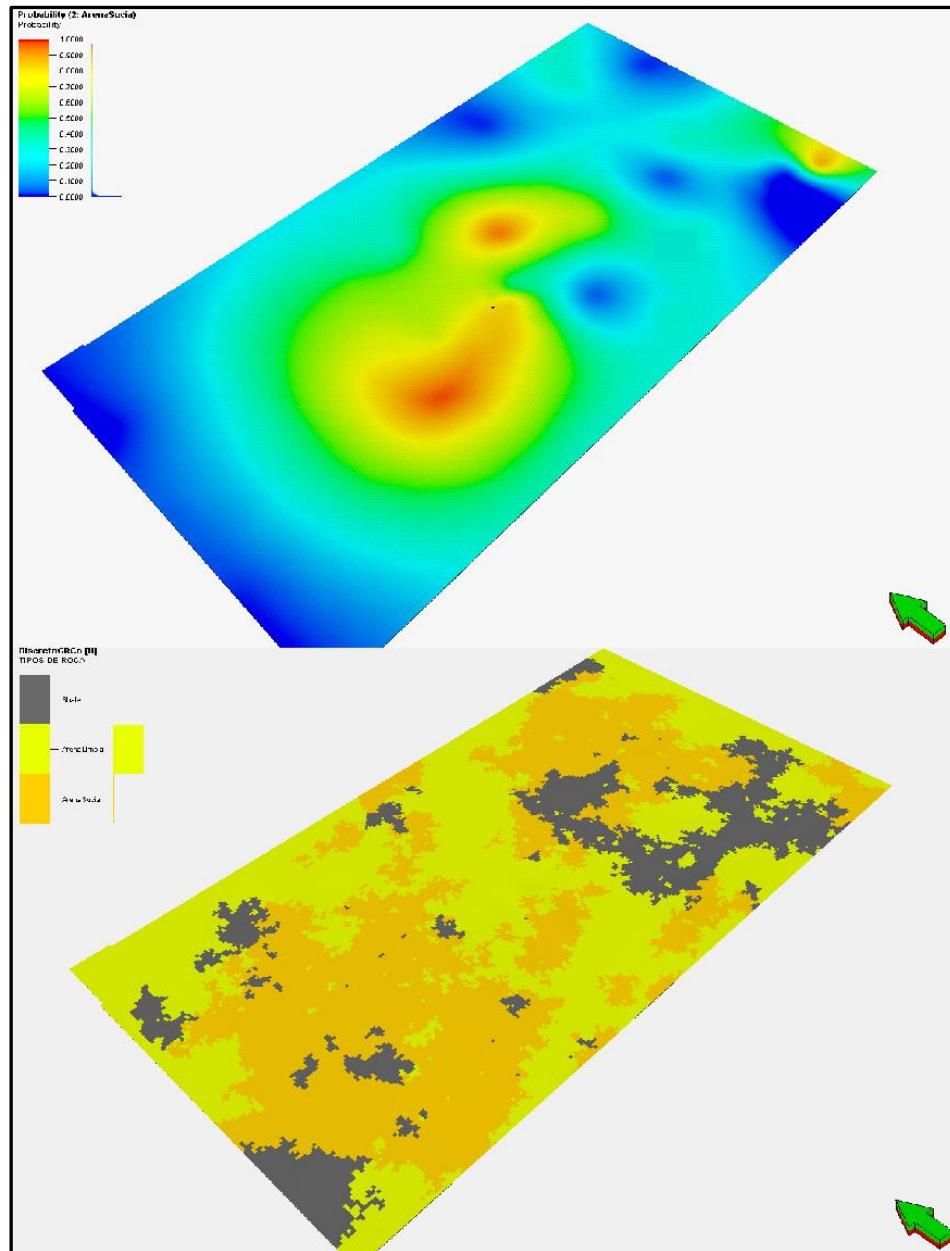
*Datos de entrada para la construcción del volumen de la propiedad discreta (GR).*



**Figura 34.**

Arriba: Mapa de tendencia del registro discreto de calidad de arena “Arena Limpia”. Abajo:

Volumen 3D del registro discreto generado a partir de Gr.



Una vez generada la malla tridimensional, se procedió al escalamiento y poblamiento de las diferentes propiedades necesarias para la evaluación volumétrica del yacimiento (VShale,

Porosidad y permeabilidad) las cuales fueron escaladas como variables continuas por medio del método “promedio aritmético”. Las figuras 35 a 37 muestran los Histogramas ajustados para cada propiedad, así como los variogramas de distribución espacial tanto para arena Limpia como para arena sucia. (Baez, 2021).

**Figura 35.**

*Análisis de la distribución de Vshale, para arena limpia y arena sucia.*

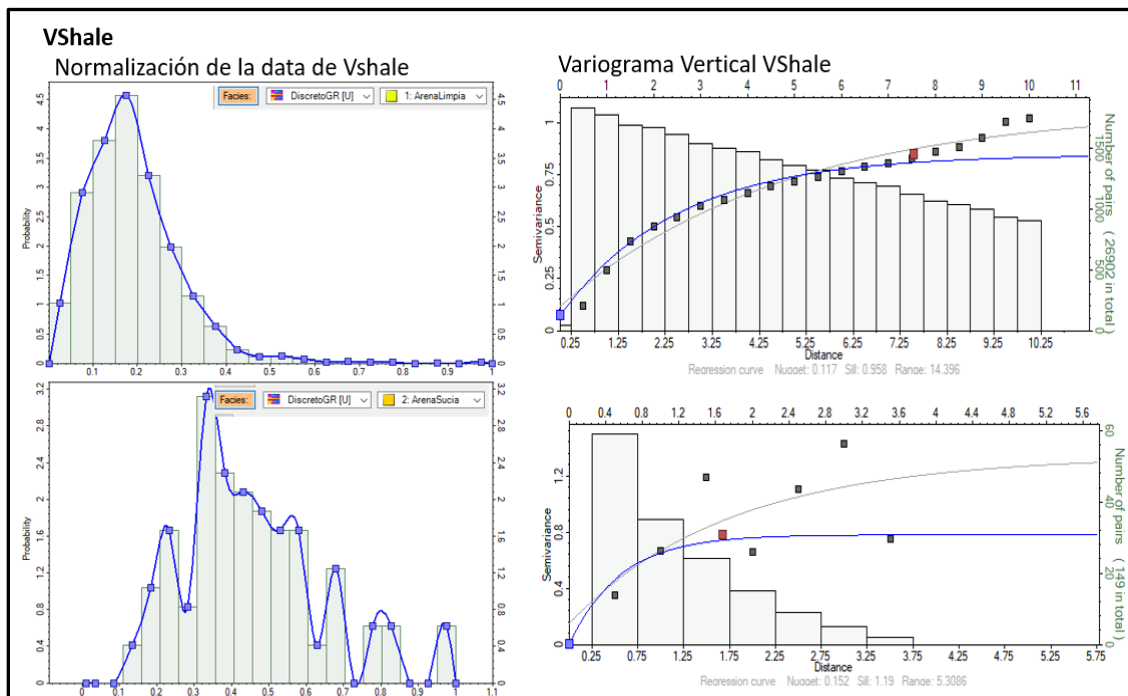


Figura 36.

Análisis de la distribución de Porosidad, para arena limpia y arena sucia.

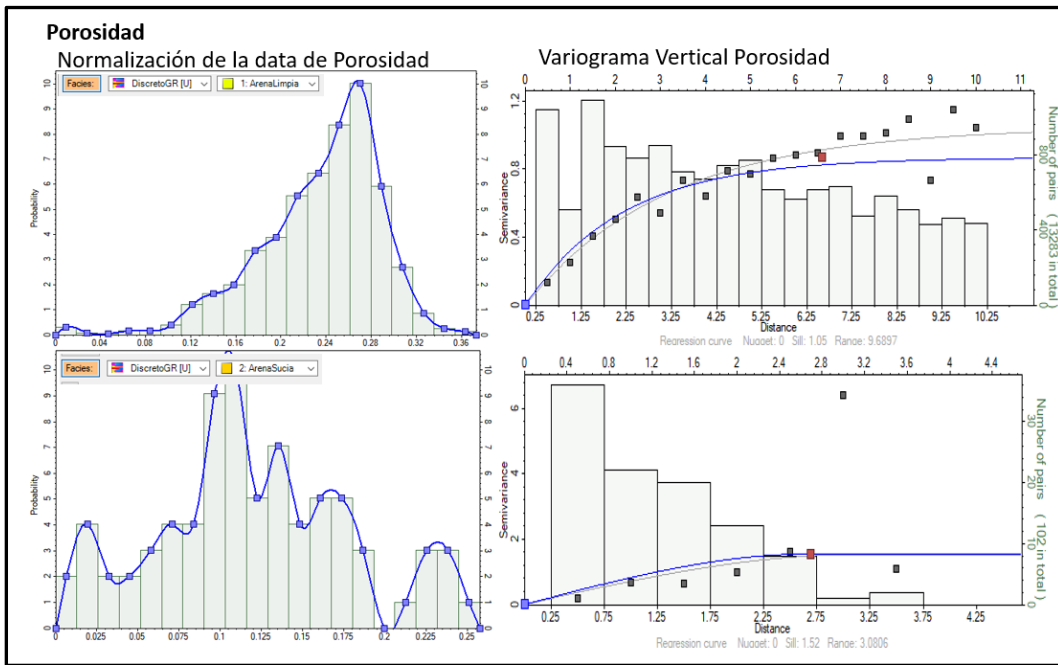
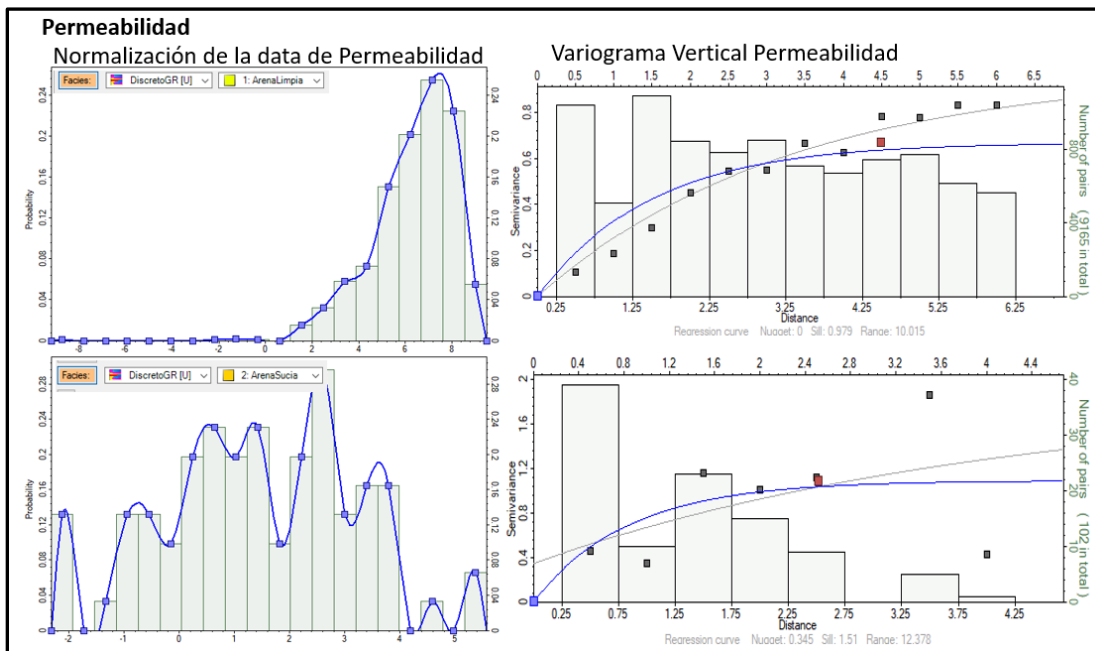


Figura 37.

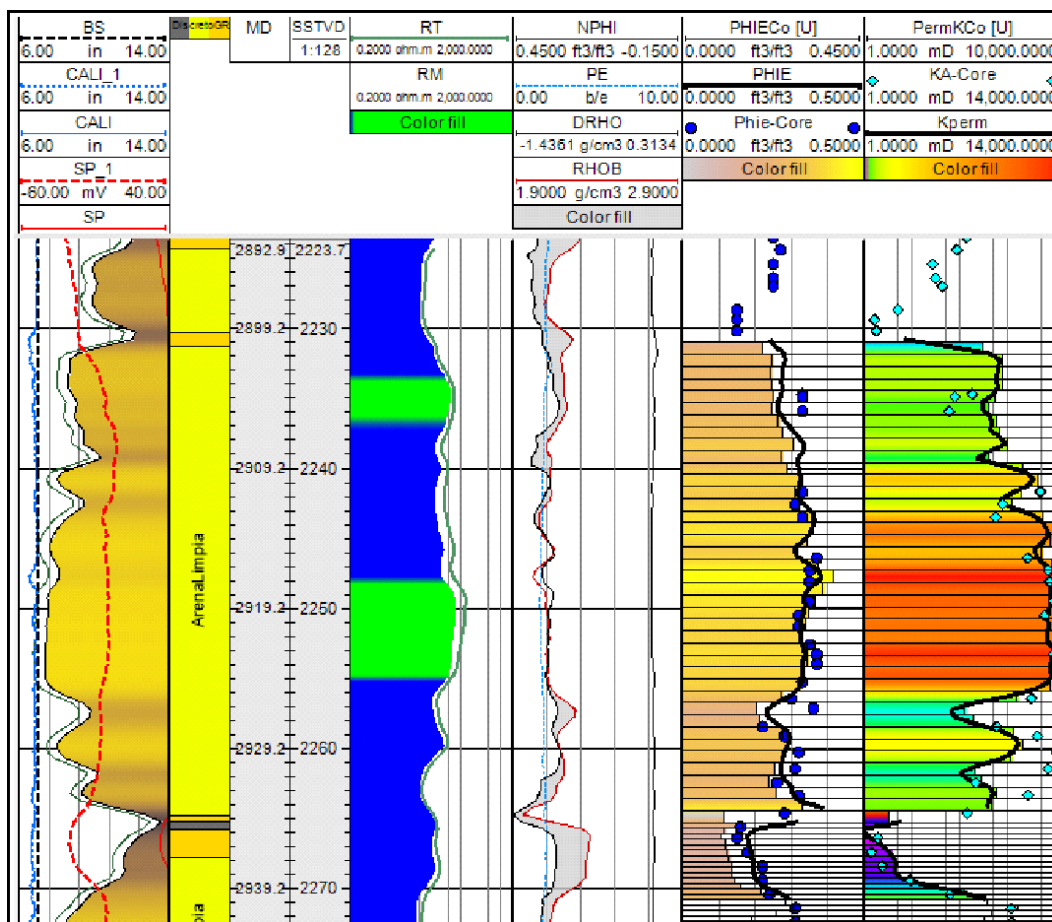
Análisis de la distribución de Permeabilidad, para arena limpia y arena sucia.



La Figura 38 muestra el control y ajuste de los diferentes registros empleados en el modelamiento del yacimiento, así como el escalado de las propiedades, permeabilidad y porosidad, los datos obtenidos por pruebas de laboratorio (Como puntos), los resultantes de la evaluación petrofísica (Registros) y finalmente los generados a partir del escalamiento de dichas propiedades (Celdas), mostrando un ajuste congruente con los datos. (Baez, 2021)

**Figura 38.**

*Comparación Modelo de Permeabilidad y porosidad del núcleo Vs modelo de registros.*

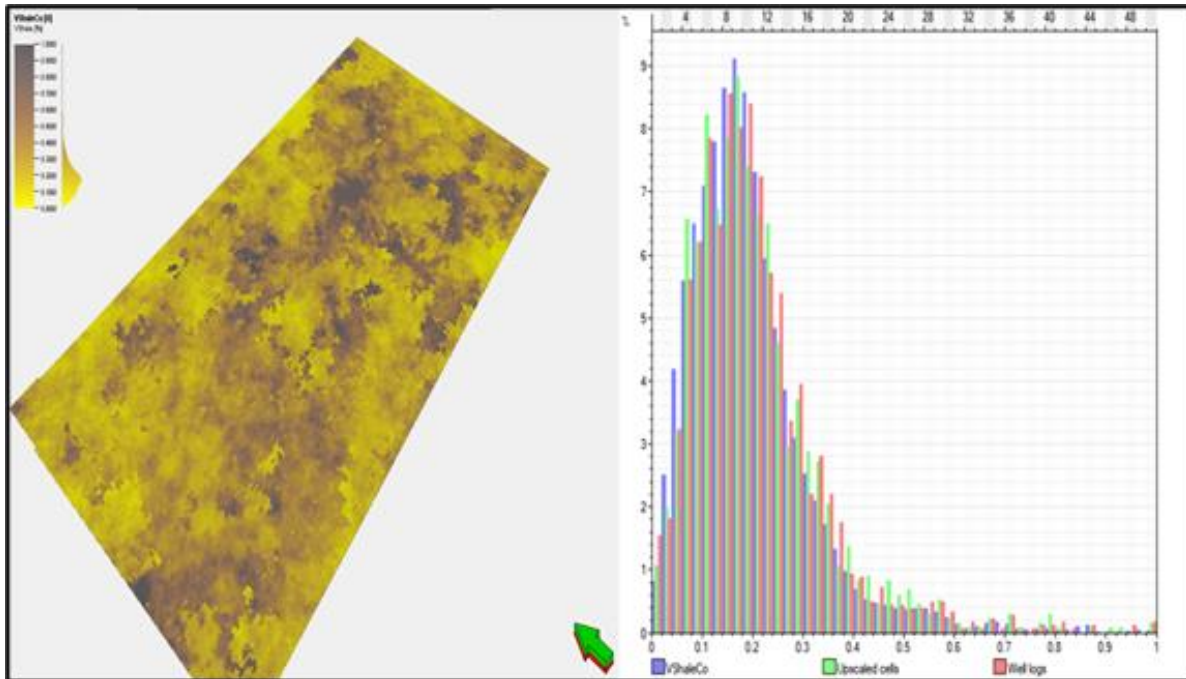


Realizado el control de calidad de los datos, junto con el análisis de distribución de los datos a poblar, se realizó la propagación de los parámetros Vshale, Porosidad y Permeabilidad.

La primera propiedad que se pobló fue el Vshale, el cual se escaló con el parámetro Bias asociado a la malla discreta del registro GR, y se empleó el algoritmo “Gaussian random Function Simulation”, el resultado se muestra en la Figura 39.

**Figura 39.**

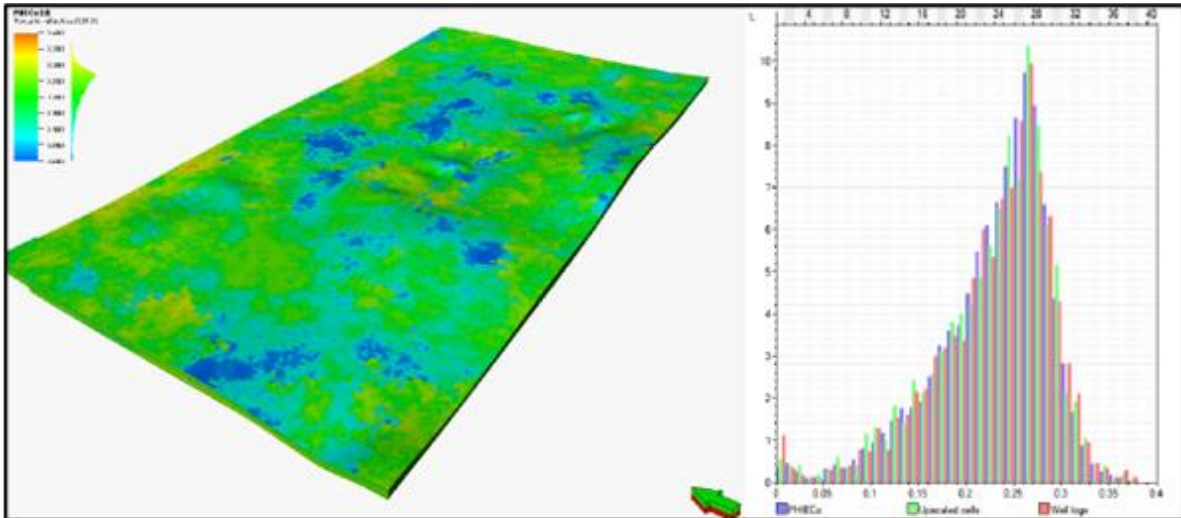
*Modelo de VShale e Histograma de la propiedad (Data de Registros, Escalado y Modelado).*



El poblamiento de la porosidad se realizó con el algoritmo de distribución denominado “Sequential Gaussian Simulation”, empleando los análisis de normalización de la propiedad y los variogramas resultantes de la distribución de los datos. Además, se empleó el Co-Kriging utilizando el volumen poblado del Vshale con un coeficiente de correlación del 0.86 como lo muestra la Figura 40. Como el poblado 3D es de la dispersión sobre la media, los datos duros deben tener más peso que los datos blandos en la fórmula del co-kriging. Esto se indicó con un variograma areal similar a la extensión del modelo (Baez, 2010)

**Figura 40.**

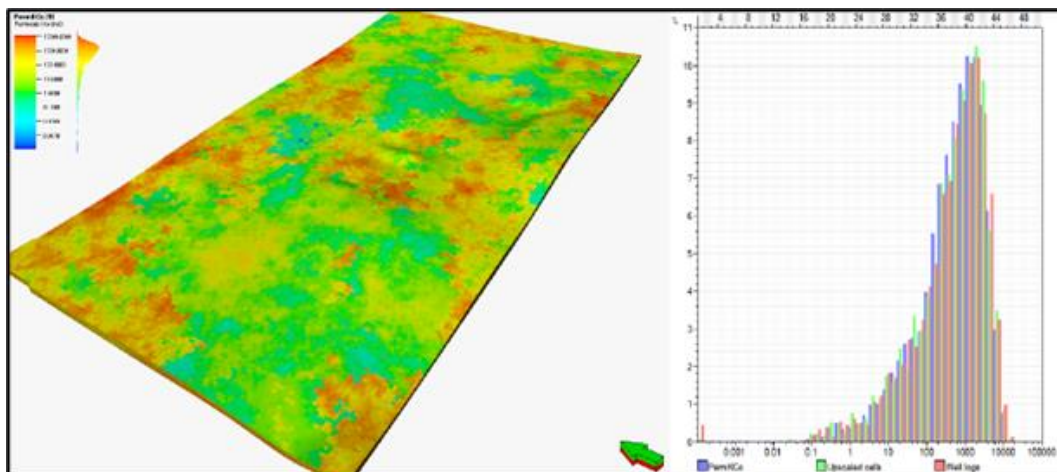
*Modelo de Porosidad e Histograma de la propiedad (Data de Registros, Escalado y Modelado).*



De igual forma se pobló la Permeabilidad, pero en esta oportunidad se empleó el Co-Kriging utilizando el volumen poblado de la porosidad con un coeficiente de correlación del 0.78 como lo muestra la Figura 41.

**Figura 41.**

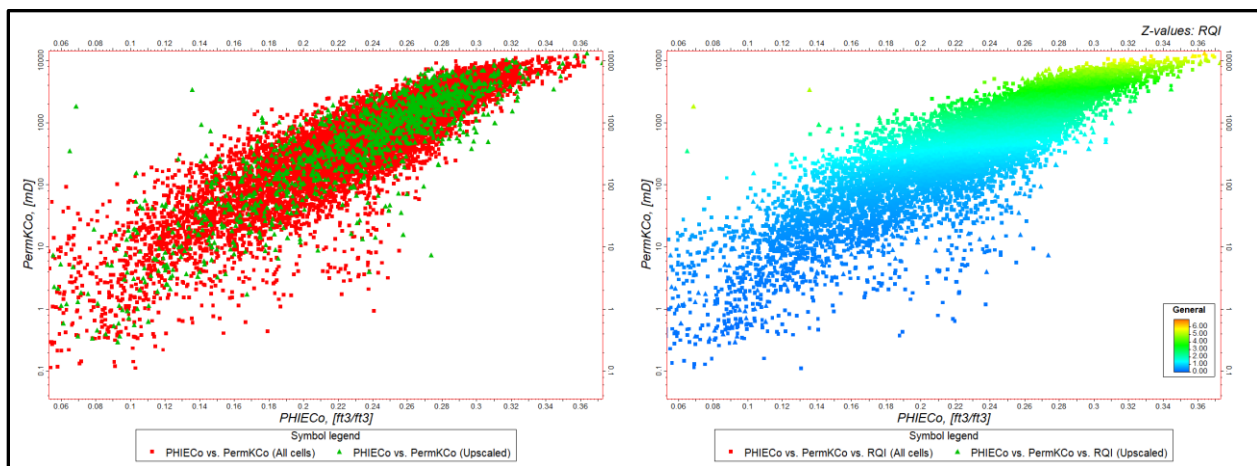
*Modelo de Permeabilidad e Histograma de la propiedad (Data de Registros, Escalado y Modelado).*



La relación entre la Porosidad y la permeabilidad al estar vinculadas, garantiza que la correlación  $k/\phi$  (FUS o velocidad de flujo de la unidad) se sustente y de esta forma poder definir los límites para condicionar de las unidades hidráulicas (HU) proporcionando una asociación entre porosidad, permeabilidad y garganta de poro análoga, para el posterior poblado de la saturación de agua Figura 42. (Baez 2010)

**Figura 42.**

*Cross Plot Porosidad vs Permeabilidad. Izquierda: Celdas escaladas y Pobladas. Derecha: calculo valor RQI.*



Una vez pobladas las propiedades  $V_{shale}$ , Porosidad y permeabilidad, se generaron las mallas para calcular los parámetros RQI y FZI empleando las ecuaciones respectivas; y conociendo los rangos para la discretización de las unidades hidráulicas establecidas tanto por el análisis por clúster, como por el método usual. Se parametrizaron las agrupaciones de las HU como se muestra en la Figura 43, donde cada celda según las propiedades anteriormente pobladas, se asignó a una de las 5 unidades identificadas.

La Figura 44 muestra una comparación entre el método RQI tradicional y el análisis por clúster, donde se observa una variación en la proporción del número de celdas en las unidades hidráulicas principalmente en las unidades HU1 y HU2.

**Figura 43.**

*Cross Plot Porosidad vs Permeabilidad. Arriba: Valor de FZI. abajo: Unidades Hidráulicas método RQI-FZI.*

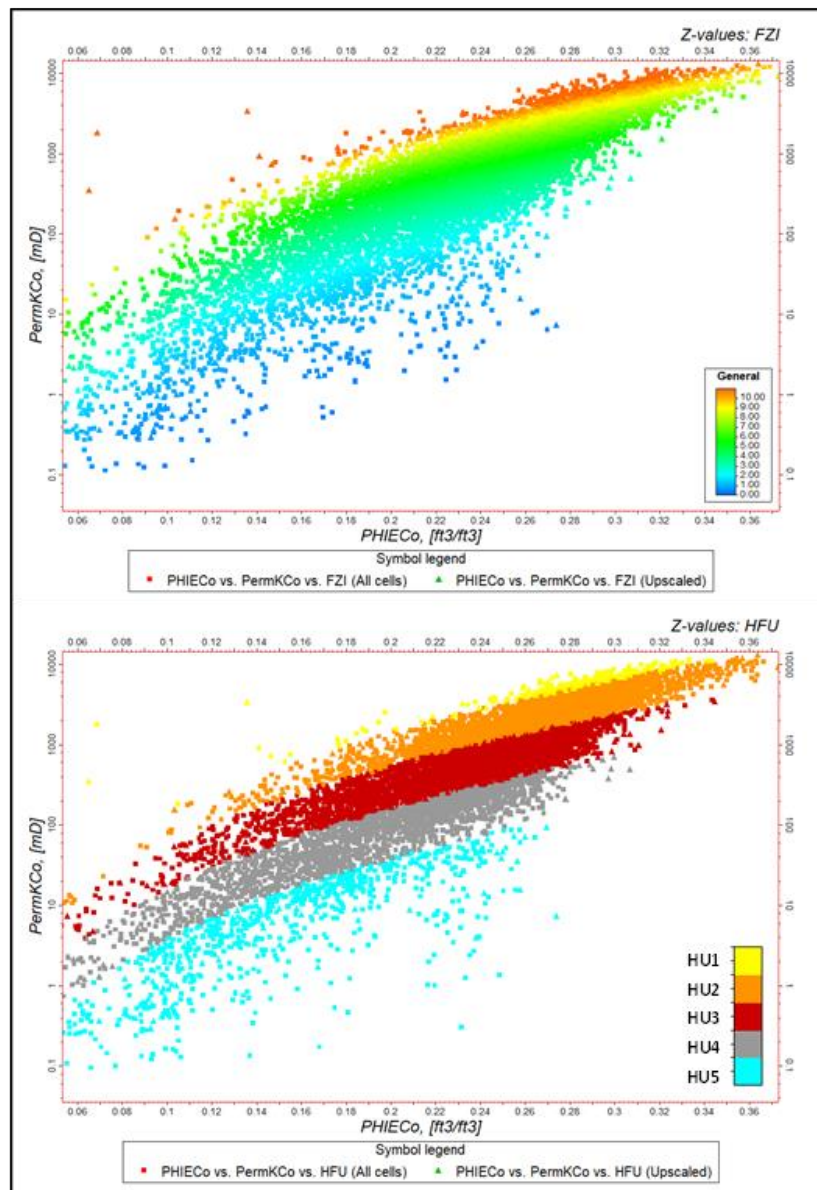
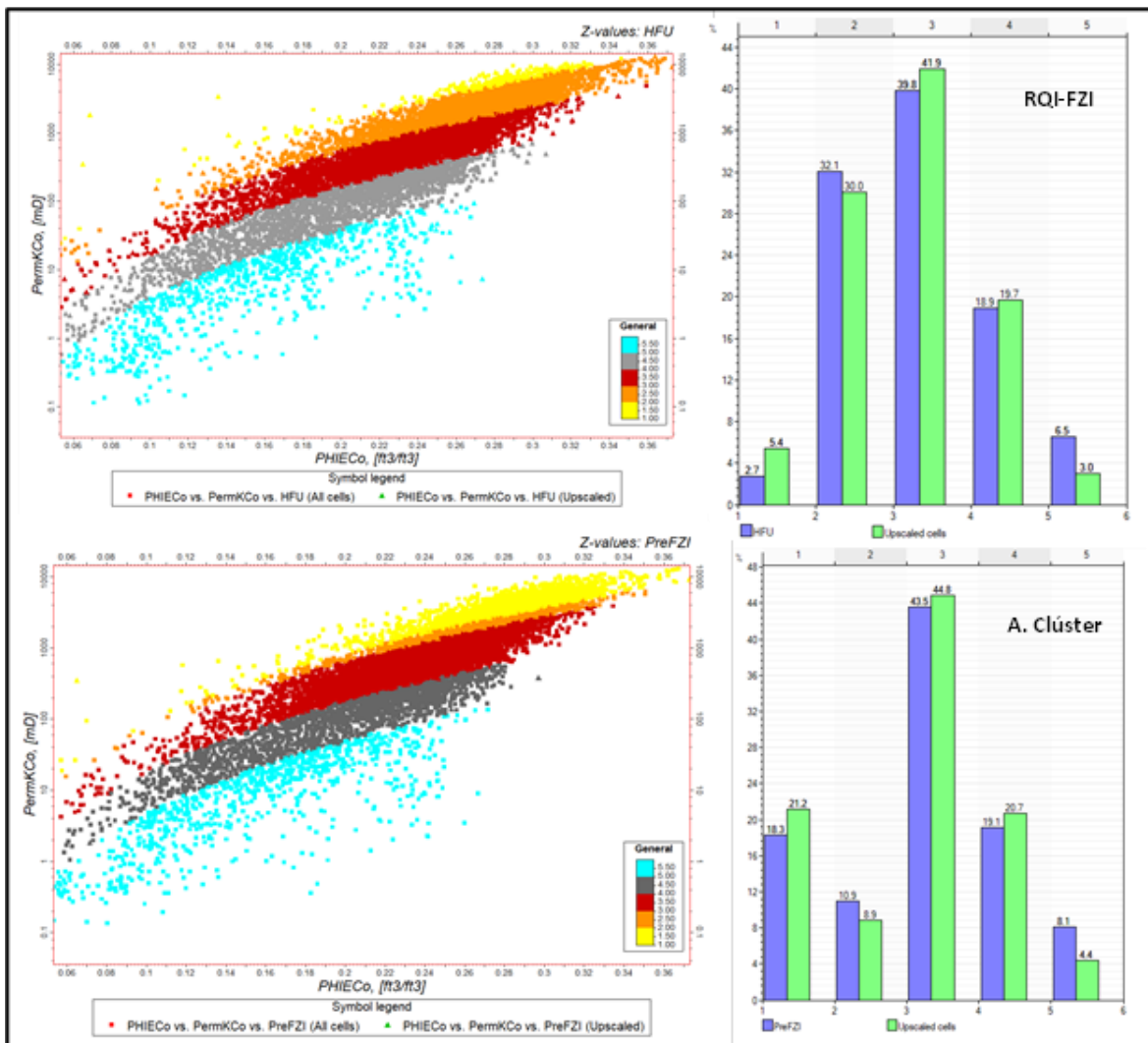


Figura 44.

*Cross Plot Porosidad vs Permeabilidad VS HUF. Arriba: Resultado HFU. Abajo: Resultado análisis por clúster, y a la derecha el porcentaje de celdas escalados de la propiedad respectivamente.*

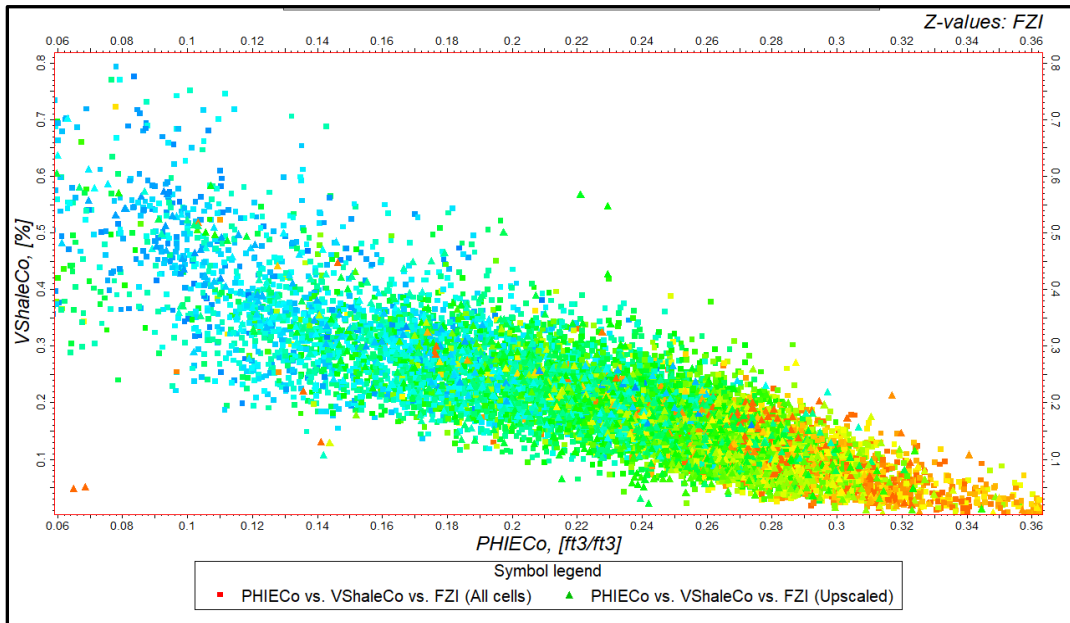


Esta diferencia entre los dos métodos visiblemente categoriza en mayor proporción el volumen total de celdas pertenecientes a la unidad hidráulica 1 (HU1), lo que modifica el volumen de OOIP ya que al ser roca tipo uno, sus propiedades son de mejor calidad en el yacimiento y también su distribución espacial; estas características deberán validarse con la perforación de nuevos pozos de desarrollo. Las Figuras 45 y 46 nos muestran las relaciones coherentes del

poblamiento geoestadístico entre la Porosidad, permeabilidad y el Vshale respecto a la caracterización de tipos de roca FZI.

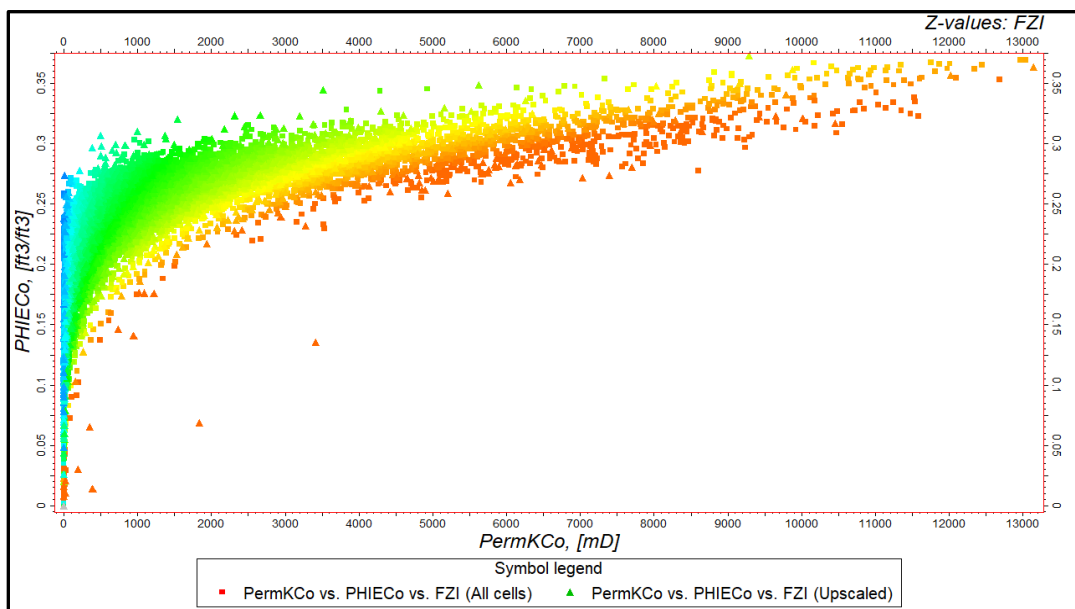
**Figura 45.**

*Cross Plot Porosidad vs Arcillosidad vs FZI.*



**Figura 46.**

*Cross Plot Permeabilidad vs Porosidad vs FZI.*



### 6.1 Evaluación de la Saturación de agua mediante Curvas de presión Capilar

La evaluación de la saturación del área de interés se efectuó por medio de la función de altura empleando la ecuación de Leverett para cada una de las unidades hidráulicas dada la importancia de remarcar la interacción roca fluido, y de cómo la física capilar es determinante en la caracterización de un yacimiento, haciendo de este un modelo más robusto.

Los análisis de laboratorio especiales muestran la constitución de la roca y cómo el radio de garganta poral es determinante al momento de individualizar unidades de flujo, ya que se asocian entre rangos de similaridad geométrica, mojabilidad y tensión interfacial y que más adelante conforman de acuerdo a sus características los tipos de roca.

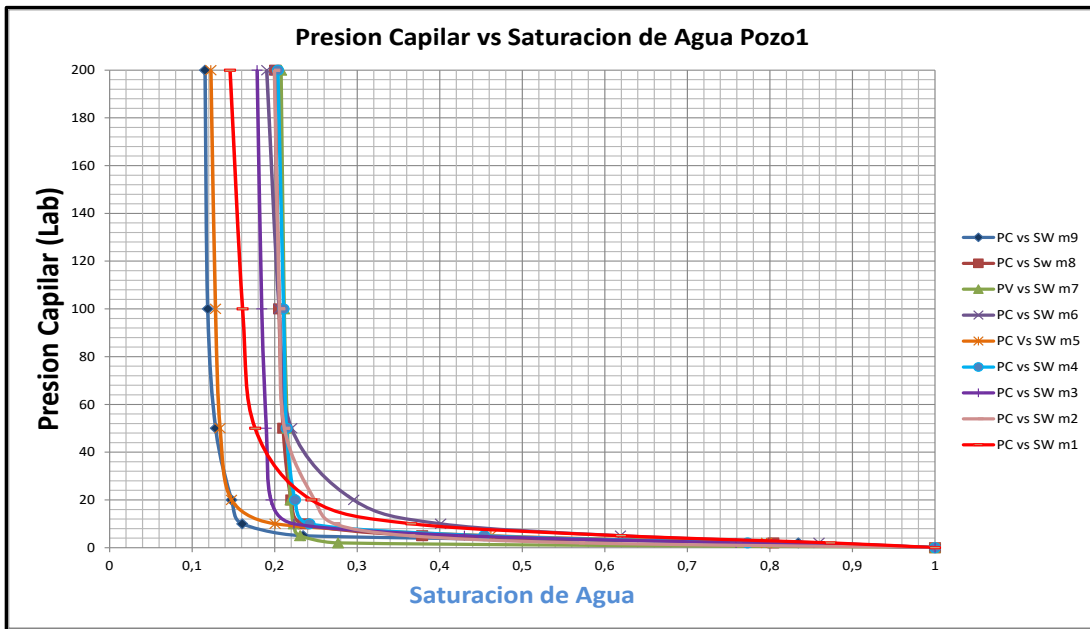
Este estudio empleó las ecuaciones producto de una caracterización para cada Unidad hidráulica independiente, a diferencia de una función general (Una ecuación de saturación para todo el yacimiento) como es el caso de la función Brooks-Corey.

Cada muestra analizada se pudo asociar según sus características petrofísicas a una unidad hidráulica específica, determinado sus valores de RQI y FZI, con las cuales se vinculó el dato de la muestra al modelo predictivo y así tener un ajuste del mismo. En la Figura 47 se presenta el total de muestras tomadas para un pozo, las cuales fueron empleadas para tal fin y que se ajustaron a condiciones de yacimiento en la Figura 48 (Sohrabi. 2007) donde:

$$P_{C_{res}} = \frac{(\sigma \cos \theta)_{res}}{(\sigma \cos \theta)_{Lab}} * (P_C)_{Lab} \quad (15)$$

**Figura 47.**

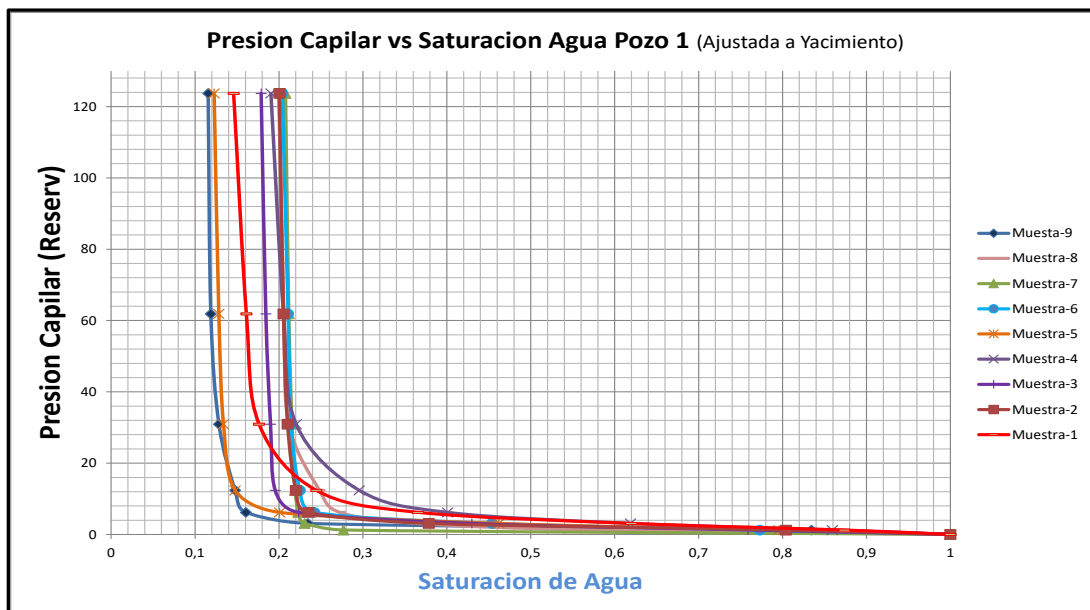
*Curvas de Presión capilar vs Saturación de Agua, data Laboratorio (Plato poroso)*



*Nota.* Tomado de: (Baez, 2021)

**Figura 48.**

*Curvas de Presión capilar vs Saturación de Agua ajustada a condiciones de yacimiento*



*Nota.* Tomado de: (Baez, 2021)

De igual forma a cada muestra se le efectuó el ajuste por estrés, aplicando la siguiente ecuación:

$$P_c^* = P_c \left[ \frac{\emptyset_{res}}{\emptyset_{Lab}} \right]^{-0.5} \quad y \quad S_{nw}^* = S_{nw} \left[ \frac{\emptyset_{res}}{\emptyset_{Lab}} \right] \quad (16)$$

Donde:

$P_c^*$ = Presión Capilar corregida por Stress.

$S_{nw}^*$ =Saturación de agua corregida por Stress.

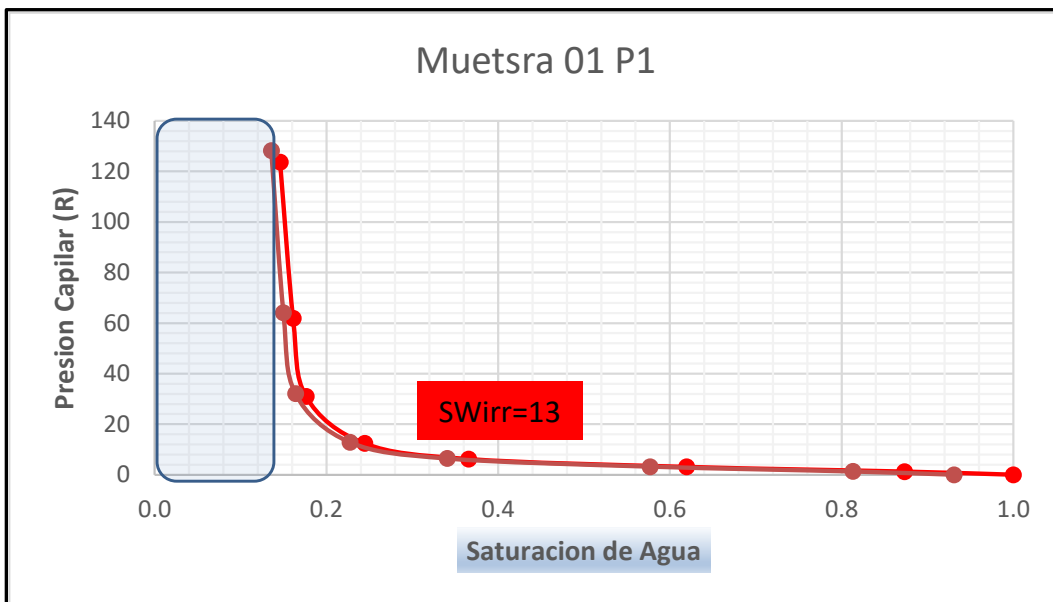
$\emptyset_{res}$ = Porosidad medida en reservorio.

$\emptyset_{Lab}$ = Porosidad medida en el Laboratorio.

Se realizaron las correcciones a cada prueba de plato poroso, a lo que se determinó una variación de saturación de agua irreducible entre 2% y 4 % de la medida original como muestra la Figura 49, donde este ajuste de Saturación irreducible pasa de 15 al 13 %. La Figura 50 muestra el total de muestras corregidas por stress para la elaboración de la función de saturación. (Baez. 2010)

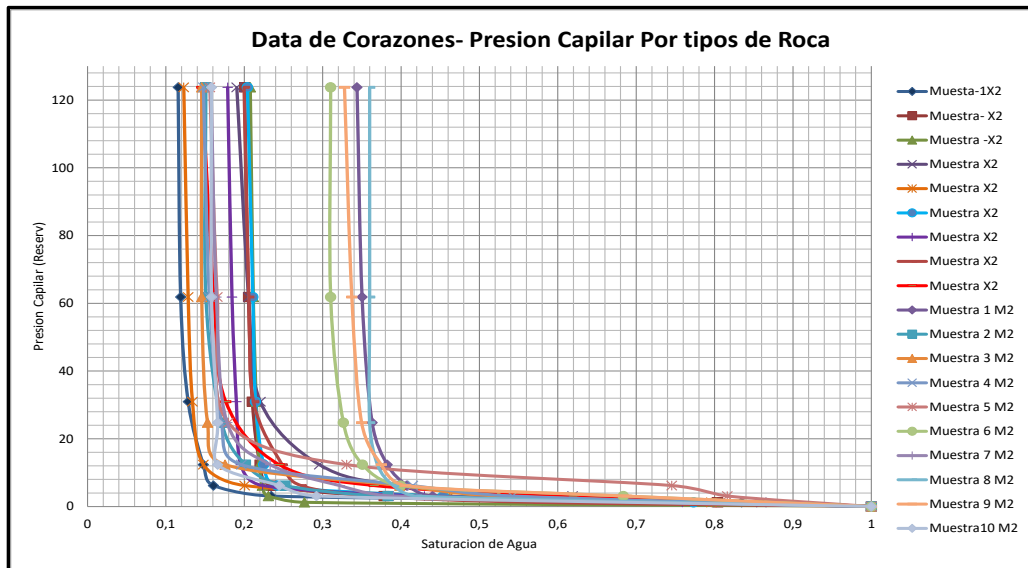
### Figura 49.

*Curva de presión capilar Muestra 01 ajustada por  $Q_v$ .*



**Figura 50.**

*Curvas de presión capilar ajustadas  $Q_v$  y Stress*



*Nota.* Tomado de: Baez, 2021

Ajustada cada muestra tanto a condiciones de yacimiento y por stress se evaluaron acorde a sus propiedades porosidad y permeabilidad, los valores de RQI y FZI para asociarlas dentro de alguna de las unidades hidráulicas en el yacimiento entre los rangos establecidos mediante el análisis de clúster Tabla 3.

**Tabla 3.***Análisis de Muestras por Presión capilar, RQI, FZI*

Tipo de roca para las muestras de SW								
Muestra	MUESTRA	LAB	DATA-1	Recalculada		Recalculada		RT
	Profundidad	K(md)	Porosidad	Porosidad N	RQI	FZI	Ø*100	
1	2914,6	2598,79	0,37	0,5873	2,6316	4,4808	37	3
2	2916,3	7432,60	0,35	0,5385	4,5758	8,4979	35	2
3	2921,5	9237,74	0,37	0,5873	4,9615	8,4479	37	2
4	2924,3	14714,25	0,33	0,4925	6,6304	13,4618	33	1
5	2926,2	11056,91	0,36	0,5625	5,5029	9,7830	36	1
6	2944,5	2942,70	0,31	0,4493	3,0593	6,8094	31	3
7	2978,1	11239,18	0,28	0,3889	6,2910	16,1768	28	1
8	2984,4	6203,89	0,26	0,3514	4,8504	13,8049	26	2
9	3090,5	7036,47	0,36	0,5625	4,3899	7,8043	36	2

*Nota.* Tomado de: Baez 2010

### 7. Modelado de la función de altura para el cálculo de Saturación

La función de Leverett fue la ecuación empleada para la determinación de la saturación de agua para cada unidad hidráulica de acuerdo al método RQI-FZI, siendo esta una función que al aplicar a gargantas porales similares, describe el comportamiento de la capilaridad dentro del yacimiento generando una relación entre las muestras analizadas en laboratorio y registros de pozo, pero a su vez hace que la cuantificación de la saturación sea independiente del registro de resistividad.

La ecuación de la función J está planteada así:

$$Función J = \frac{0.2166 * Pc * \left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5}}{\sigma \cos \theta} \quad (17)$$

Se calcularon los valores de J para cada curva de presión capilar asociada al tipo de roca (Figura 51), haciendo un gráfico de Saturación normalizada contra función J y los valores de porosidad ( $\emptyset$ ) y la permeabilidad (k) son curvas evaluadas por petrofísica (Logs) y o valores de laboratorio de análisis básicos. (Baez, 2021)

**Figura 51.**

*Curvas de presión capilar evaluadas para cada tipo de roca.*

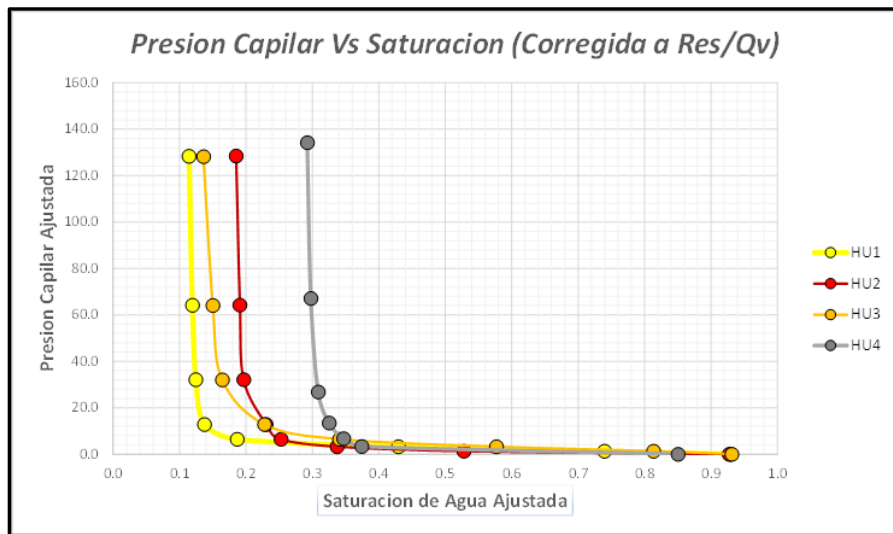
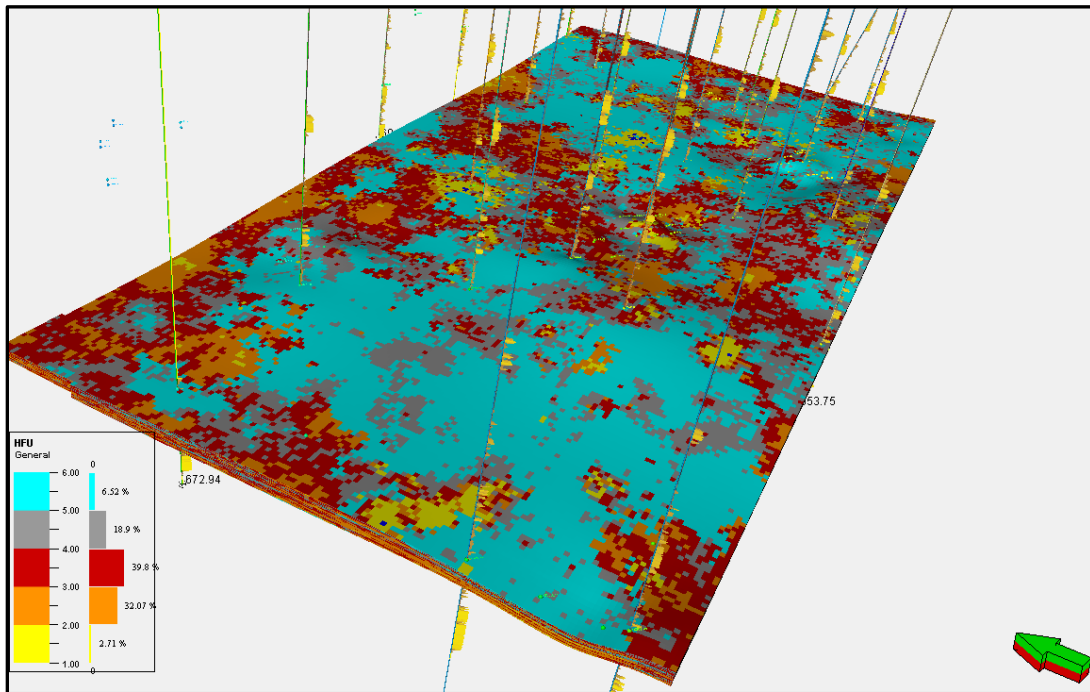


Figura 52.

Modelado Tridimensional del yacimiento por Unidades Hidráulicas.



- Función de Saturación por Leverett:

$$Sw = a * \left( \frac{Pc}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \right)^\lambda + Swirr \qquad Sw = a * (J)^\lambda + Swirr \qquad (18)$$

Donde:

Sw= Saturación de Agua

Swirr= Saturación de agua irreducible

K= Permeabilidad

ϕ= Porosidad

θ= Ángulo de contacto entre el agua y el hidrocarburo

σ= Tensión interfacial entre el agua y el hidrocarburo

Y donde  $\lambda$  y “a” son parámetros de ajuste

Para el cálculo de la presión capilar en yacimiento tenemos que:

$$P_c = gh\Delta\rho = 0.433h\Delta\rho \quad (19)$$

Donde g corresponde a la gravedad, h a la altura y  $\Delta\rho$  a la diferencia de densidades entre los fluidos agua-hidrocarburo.

Las ecuaciones de Saturación para cada unidad hidráulica son las siguientes (Ecuaciones 20 a 23)

$$S_w RT1 = (1,2139) * \left( \frac{P_c}{\sigma C \cos\theta} * \sqrt{\frac{K}{\phi}} \right)^{-1.094} + 0.11 \quad (20)$$

$$S_w RT2 = (0.776) * \left( \frac{P_c}{\sigma C \cos\theta} * \sqrt{\frac{K}{\phi}} \right)^{-0.931} + 0.18 \quad (21)$$

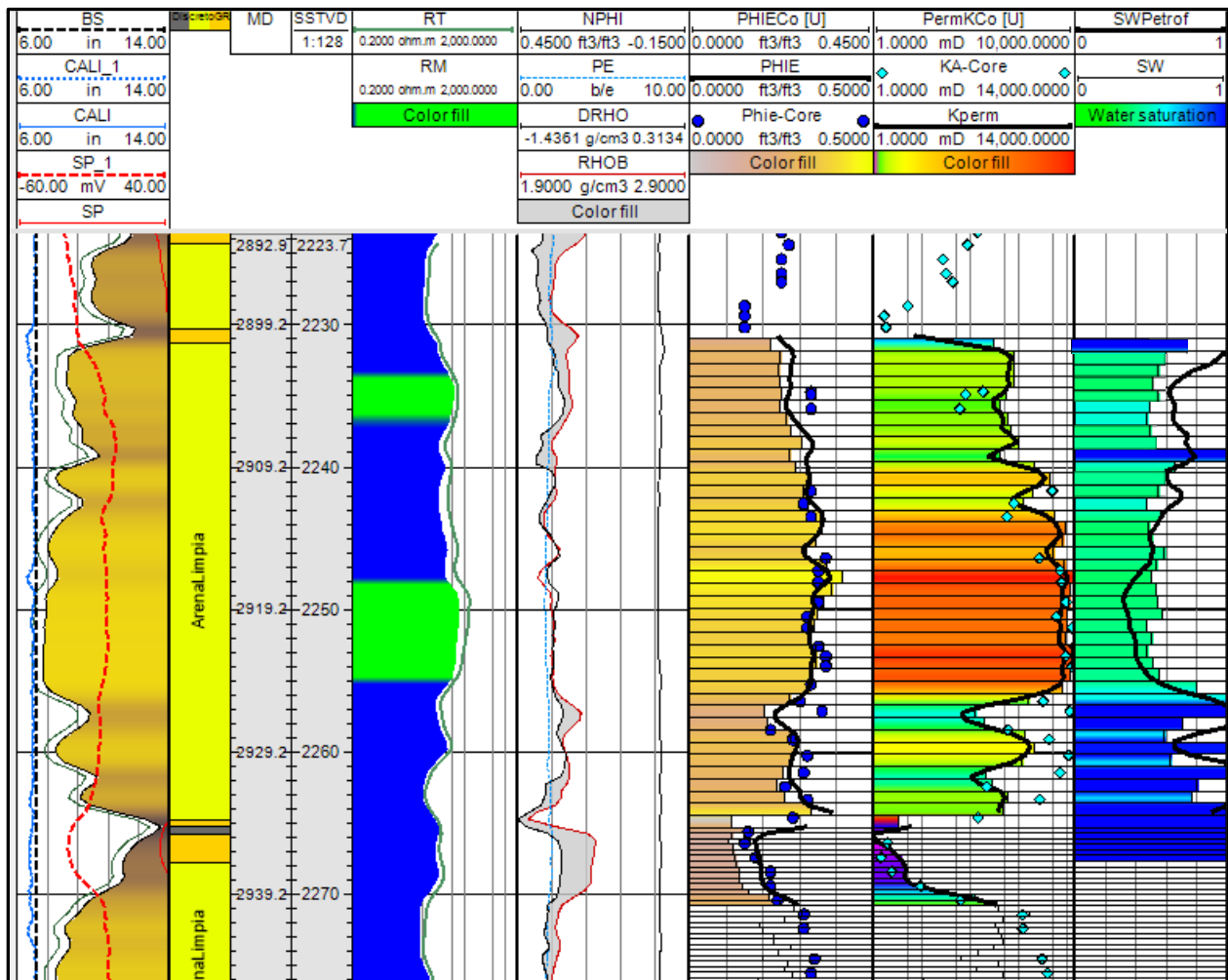
$$S_w RT3 = (1.338) * \left( \frac{P_c}{\sigma C \cos\theta} * \sqrt{\frac{K}{\phi}} \right)^{-0.864} + 0.14 \quad (22)$$

$$S_w RT4 = (2.7023) * \left( \frac{P_c}{\sigma C \cos\theta} * \sqrt{\frac{K}{\phi}} \right)^{-1.252} + 0.30 \quad (23)$$

Ya con las propiedades Porosidad - Permeabilidad pobladas dentro de la malla numérica, y además diferenciadas las unidades hidráulicas por los métodos RQI-FZI y análisis por clúster, se procedió a determinar la saturación de agua del yacimiento para cada unidad, donde se obtuvo una correlación buena entre la evaluación petrofísica por registros de resistividad utilizando la ecuación de Archie y los modelos de Saturación por presión capilar, Figura 53.

Figura 53.

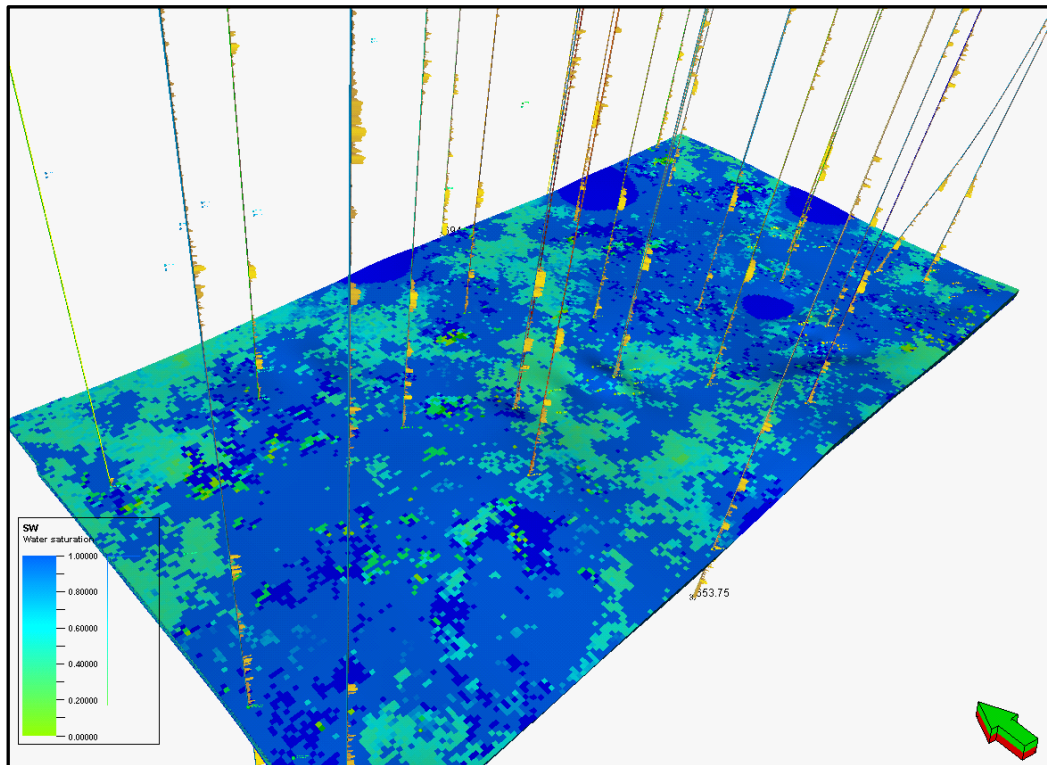
Perfil de saturación para un pozo de control, por el método de función J y el modelo de Archie.



La Figura 54, muestra resultado de la evaluación de las ecuaciones por presión capilar de la saturación de agua del yacimiento

**Figura 54.**

*Modelado 3D, de la función de saturación por el método Leverett*



### 7.1 Determinación del aceite original “in situ”

Con la malla numérica construida, y las funciones de saturación para cada unidad hidráulica, se cuantificó el volumen de aceite original en el yacimiento (OOIP) mediante la aplicación de la ecuación:

$$POES = \frac{7758 * A * h * \emptyset(1 - Sw)}{Bo} \quad (24)$$

A=Área del yacimiento

h=Espesor de la roca Yacimiento

$\emptyset$ =Porosidad

Sw= Saturación de Agua

Bo= Factor volumétrico de formación.

Una vez realizada la evaluación volumétrica del área de estudio, cuyo caso base dio un total de 140 MMSTB, se realizó una sensibilidad a la volumetría del mismo, ejecutando múltiples realizaciones empleando la incertidumbre de “semilla” sobre los modelos de discretización de GR, Vshale, Porosidad y Permeabilidad con el modelo Montecarlo, que consiste en generar posibles escenarios resultantes de una serie de datos iniciales aleatorios. La Figura 55 indica la secuencia de cálculo, para el análisis de sensibilidad y la Figura 56 muestra el resultado de 200 casos corridos.

**Figura 55.**

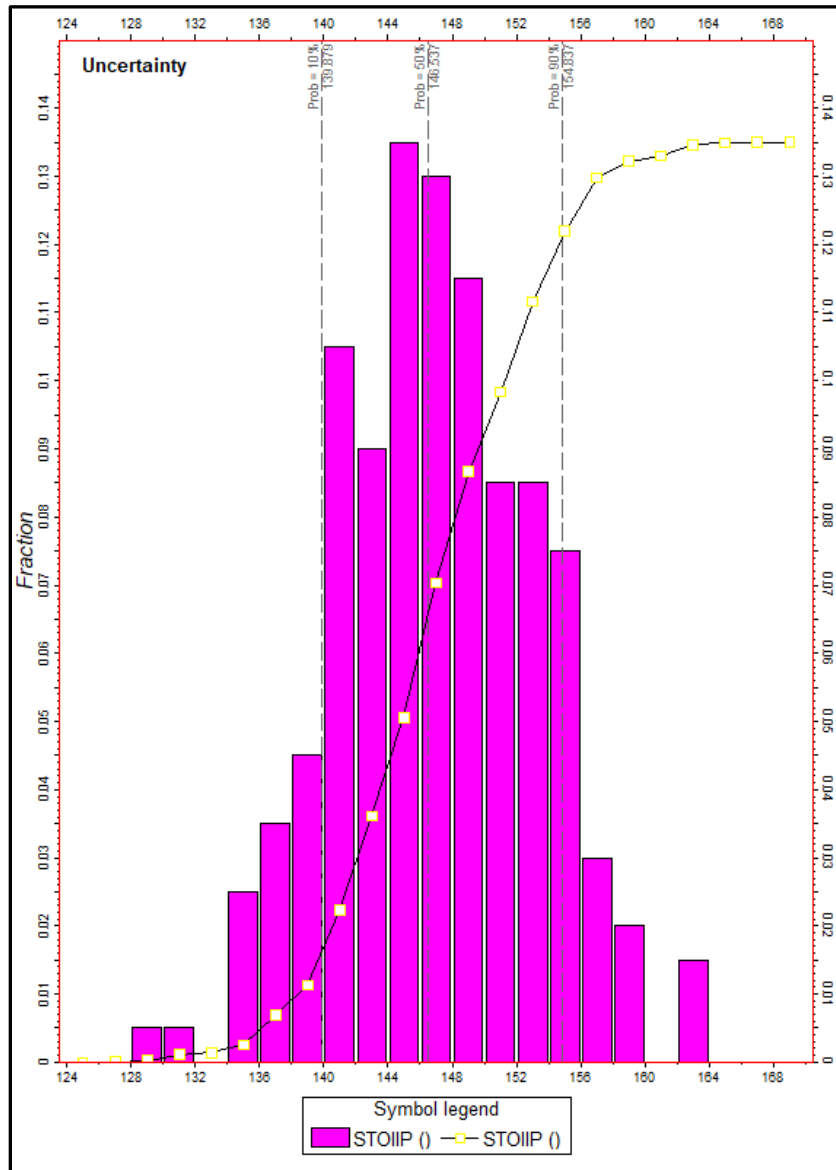
*Modelado 3D, de la función de saturación por el método Leverett*

The screenshot displays a software workflow for 3D modeling and saturation function calculation. On the left, a list of tasks is shown with checkboxes and icons, including 'With 3D grid', 'Make simple grid', 'Make horizons', 'Layering', 'Make contacts', 'Geometrical modeling', 'Scale up well logs', 'Facies modeling', 'Petrophysical modeling', and 'Volume calculation'. The central area shows a sequence of 'Run only' buttons, each with a 'With reference object' dropdown. The right-hand pane contains a list of mathematical expressions for various variables:

- PC=(0.433 \* 0.0359 \* Oil\_water\_contact)
- JF=(0.2166 \* (PC/25.98) \* Pow(PermKCo/PHIECo,0.5))
- RQI=(0.0314)\*Sqrt(PermKCo/PHIECo)
- PHIZ=(PHIECo/(1-PHIECo))
- FZI=RQI/PHIZ
- HFU=IF( FZI<=1.81, 6, IF( FZI<=1.96, 5, IF( FZI<=3.74, 4,IF( FZI<=7.06, 3, IF( FZI<=8.08, 2, IF( FZI<=200, 1, SWHU1=IF( HFU=1, (Pow(JF, -1.28453)\*0.08473)+0.10692, U)
- SWHU1C=IF( SWHU1>=1, 1, SWHU1)
- SWHU2=IF( HFU=2, (Pow( JF, -1.12031)\*0.10976)+0.19666,SWHU1C)
- SWHU2C=IF( SWHU2>=1,1, IF( HFU=2 And SWHU2<0.2,0.2, SWHU2)
- SWHU3=IF( HFU=3, (Pow(JF, -0.34726)\*0.17125)+0.15938, SWHU2C)
- SWHU3C=IF( SWHU3>1, 1, IF( HFU=3 And SWHU3<0.25,0.25, SWHU3))
- SWHU4=IF( HFU=4, (Pow(JF, -0.62305)\*0.2867)+0.34542, SWHU3C)
- SWHU4C=IF( SWHU4>1,1, IF( HFU=4 And SWHU4<0.38, 0.38,SWHU4))
- SWHU5=IF( HFU=5, (Pow(JF, -0.25652)\*0.62994)+0.21388, SWHU4C)
- SWHU56=IF( SWHU5>1,1, SWHU5)
- SW=SWHU56

Figura 56.

Distribución probabilística del OOIP del área del Yacimiento por método Leverett



El resultado de la sensibilidad muestra los escenarios de OOIP para los casos P10 (139MMSTB), P50 (146 MMSTB) y P90 (154 MMSTB)

## 8. Identificación de nuevas oportunidades de perforación

El desarrollo de nuevas áreas propuestas geológicamente, están planteadas en función del entendimiento de las características internas del reservorio. Esta estrategia usa información de pozos ya perforados y de información petrofísica calculada y poblada estadísticamente, buscando áreas poco drenadas, compartimentalizadas o aisladas en el reservorio.

Teniendo como base los resultados de la evaluación volumétrica empleando el análisis de clúster para la clasificación de unidades hidráulicas, el poblamiento geoestadístico de las propiedades del reservorio, el cálculo de Saturación de agua por función de altura, y la correlación entre los pozos ya perforados, se obtuvo la información necesaria para la proposición de nuevos pozos de desarrollo, con un potencial de producción de hidrocarburos similar al de pozos exitosos en el campo.

Dado los resultados de desarrollo dentro del yacimiento, se han parametrizado algunas respuestas de registros eléctricos que permiten resaltar intervalos para la producción de los hidrocarburos, definiendo la roca reservorio, donde inicialmente se discretizó por medio del registro de gamma ray, un cut off de arena limpia y arcillosas.

Las zonas inicialmente resaltadas, para ser rocas de máxima producción conforme a las heterogeneidades del yacimiento, se acotaron a un contenido de VShale no mayor al 6% hasta un 15% del registro, el cual está definido por la siguiente ecuación:

$$VSh_{Stieber} = \frac{IGR}{3 - 2 IGR}; \quad IGR = \frac{GR_{LogSignal} - GR_{CleanRock}}{GR_{Shale} - GR_{CleanRock}} \quad (25)$$

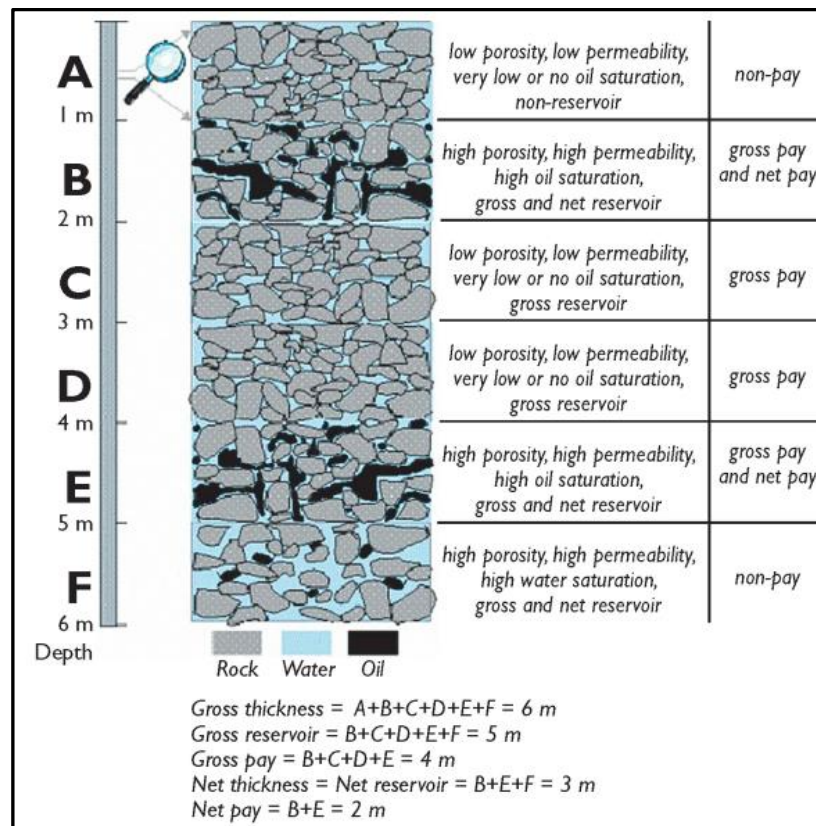
Los elementos que definen la caracterización de este yacimiento se basan en la relación espacial de la distribución de las unidades hidráulicas, distancia al contacto y la saturación; discriminando zonas permeables con la continuidad de las mismas, sobre rocas de menor calidad.

De esta manera se descartan rocas como barreras de permeabilidad y deflectores de flujo (Baffles), haciendo predictivas las tendencias de buena propiedad, es decir, mejor calidad de roca delimitada dentro del mapa de Net pay.

Net pay es conceptualizado como la parte del reservorio donde el hidrocarburo se considera económicamente rentable, bajo un específico método de producción (Etris y Stewart, 2003) Figura 57. Los valores de “cut off” son determinados por la relación entre la porosidad, permeabilidad y la saturación de agua, proveniente del modelo de altura por presión capilar.

**Figura 57.**

*Diferenciación términos Gross y Net Pay.*

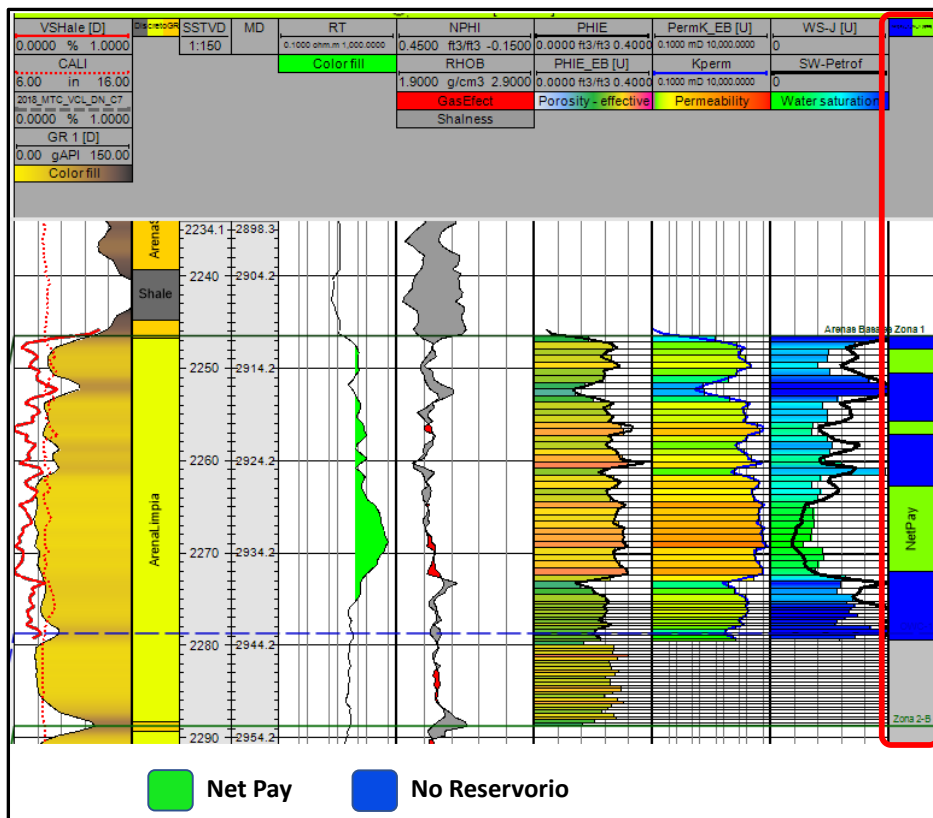


*Nota.* Tomado de: Etris & Stewart, 2003.

Para la evaluación y discretización de la malla tridimensional respecto al Net Pay, se realizó una restricción sobre las Unidades hidráulicas tomando solo las unidades 1 a 4, las cuales tienen buenas propiedades, tanto porosidad como de permeabilidad, y además se acotaron solo las celdas de la malla tridimensional con saturaciones no mayores al 65% agua y a su vez, se validó el modelo con el registro de resistividad corregido, como lo muestra la Figura 58, en el cual el registro de resistividad tiene un Cut off de valores mayores 60 ohmios (en verde) para el campo, considerada la resistividad de hidrocarburo mínima para su producción, también el registro de GR define la calidad de la arena considerando arena limpia con valores menores a 50 grados API y porosidades del orden entre 20 a 35%

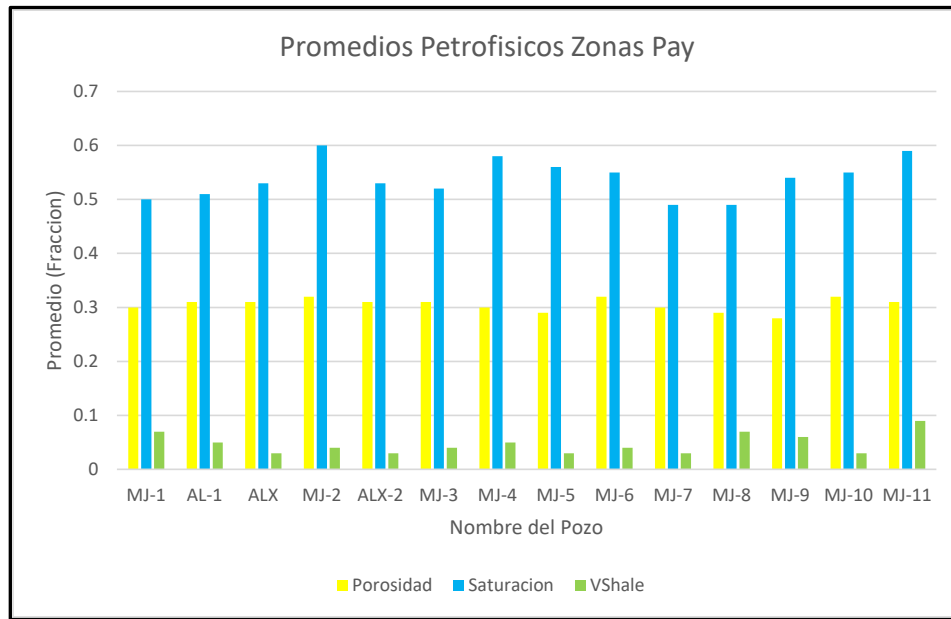
**Figura 58.**

*Determinación de Net Pay en el yacimiento según el resultado de la malla tridimensional.*



**Figura 59.**

*Promedios petrofísicos zonas PAY por pozos*



**Tabla 4.**

*Promedios petrofísicos obtenidos, Net Pay, Porosidad efectiva, Saturación de agua y Vshale*

POZO	Net Pay (ft)	Promedio en fracción		
		Av_Porsidad eff	AV_SW	AV_Shale Vol
MJ-1	17.61	0.3	0.5	0.07
AL-1	24.85	0.31	0.51	0.05
ALX	12.21	0.31	0.53	0.03
MJ-2	7.23	0.32	0.6	0.04
ALX-2	26.62	0.31	0.53	0.03
MJ-3	6.2	0.31	0.52	0.04
MJ-4	10.71	0.3	0.58	0.05
MJ-5	8.5	0.29	0.56	0.03
MJ-6	3	0.32	0.55	0.04
MJ-7	23.9	0.3	0.49	0.03
MJ-8	16.4	0.29	0.49	0.07
MJ-9	20.08	0.28	0.54	0.06
MJ-10	4.22	0.32	0.55	0.03
MJ-11	3.16	0.31	0.59	0.09

La actual cuenca Llanos es una cuenca de antepaís (foreland basin) originada por el levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Neógeno. Su basamento en el área de estudio está conformado mayormente por sedimentitas del Paleozoico, aunque con ocasionales rocas ígneas. Regionalmente presenta una inclinación hacia el oeste-noroeste ocasionada por la flexura generada por el peso de la cordillera, de manera que la cuña sedimentaria de edad Cretáceo-Reciente muestra un adelgazamiento en sentido oeste-este, y noroeste - sureste, al tiempo que un marcado diacronismo de las unidades basales en la misma dirección, tomado informe interno Ecopetrol 2014

Hacia el sector oriental del departamento del Meta ocurren sistemas de fallas inversas o normales de pequeño salto y dirección norte-sur de edad Cenozoica. Sistemas complejos de fallas permite pensar en movimientos de rumbo representados en estructuras en flor, probablemente sinextrales debidos a la Orogenia Andina.

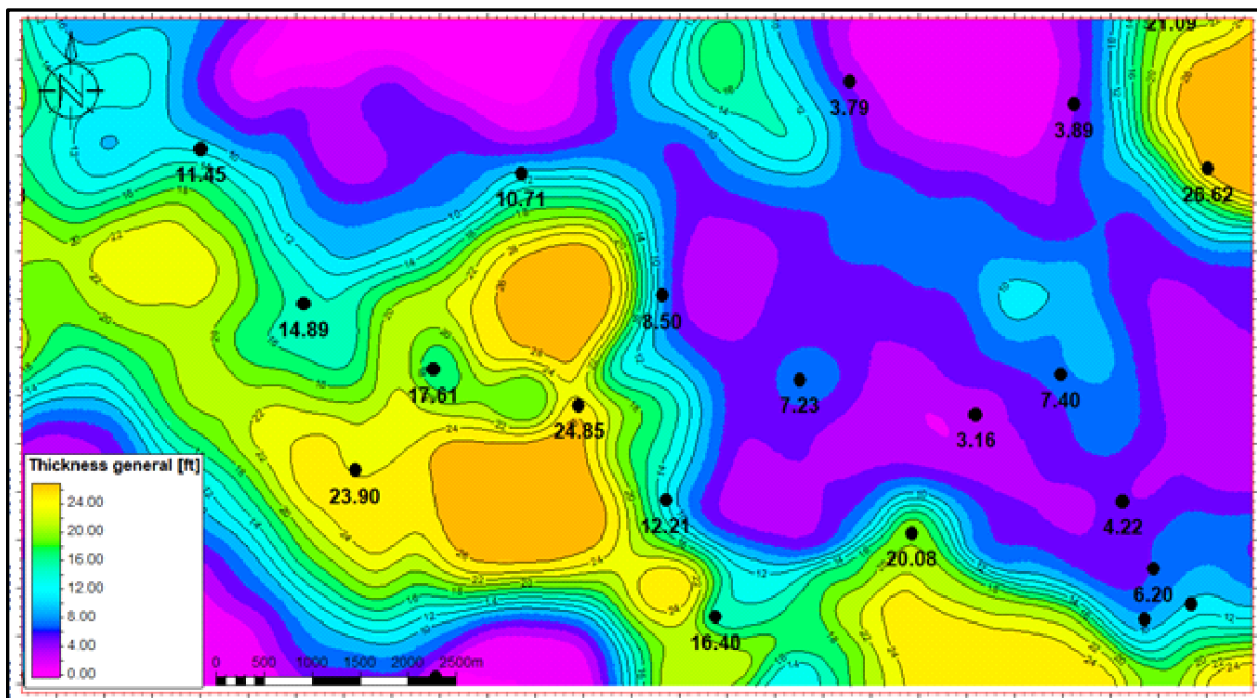
La estructura del campo de estudio está constituida por un amplio monoclinal orientado regionalmente en una dirección N50°E. La mencionada estructura presenta un buzamiento de 0.1° a 1. 2° en dirección noroeste, la dirección del sistema de fallas es predominantemente N40-50°E, concordante con la tendencia estructural de los campos vecinos

Los saltos de fallas son pequeños, tanto así que, en ambos bloques, de lado y lado de falla, se encuentra hidrocarburos, los saltos de falla aumentan o disminuyen el espesor neto, pero no se consideran límite de yacimiento. Son claramente notables los paleo-altos a nivel de la Discordancia del Paleozoico cuyo relieve puede estar asociado a arenas con mejor comportamiento en producción, dada su relación con el influjo de agua en los pozos (Modificado informe Interno Ecopetrol 2014).

El mapa de Net pay, se obtuvo como resultado de la parametrización de las mallas de saturación (SW), porosidad y unidades hidráulicas como lo muestra la Figura 60, y se validó con los pozos existentes del área, donde el registro discreto de Net pay muestra el ajuste del modelo petrofísico y el de saturación, pudiendo determinar el valor de dicha propiedad (Espesor) para cada pozo y así poder generar un escenario del mismo, donde se identificó una mayor acumulación y distribución en área hacia el sur oeste del yacimiento.

**Figura 60.**

*Mapa de Net Pay para el yacimiento.*



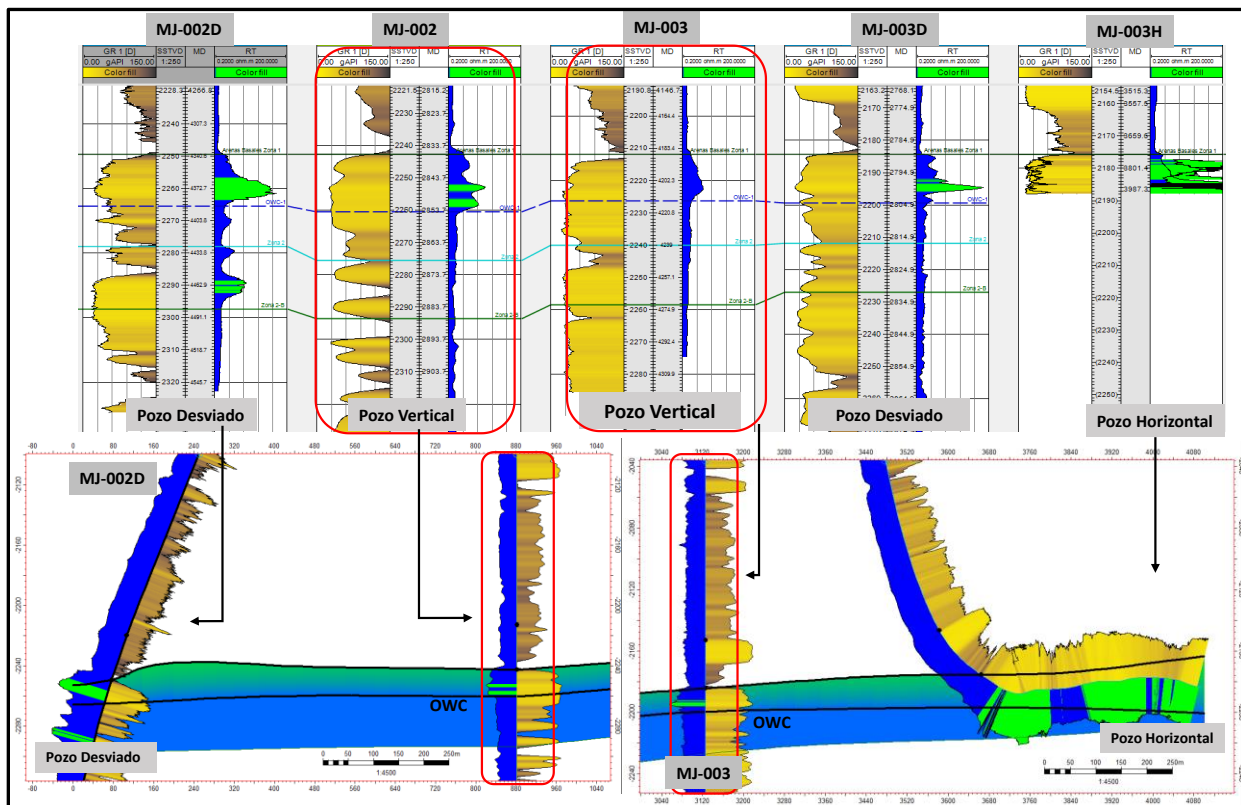
El fluido de producción del área corresponde a una emulsión de crudo y agua que varía entre un 40% y 95% de BS&W. El análisis de los datos petrofísicos y de producción, permitieron definir que existe una relación directa entre el espesor neto petrolífero y los caudales de producción de hidrocarburos Figura 61, donde a mayor Net pay mayor es el EUR por pozo (datos proporcionados por la compañía), por lo cual los planes de desarrollo y planeación de los pozos en

el campo se orientan en la búsqueda de posiciones estratigráficas favorables que permitan el hallazgo de columnas netas de hidrocarburos.

Con el mapeo del espesor del net pay se obtuvieron propuestas de pozos horizontales que maximicen el drenaje de la arena productora, como los casos presentados en las Figura 61 y Figura 62 donde a raíz de los resultados de pozos desviados y verticales, se logró caracterizar y proponer un pozo horizontal con un Net pay de 14 pies de espesor. Es importante resaltar la importancia del control sedimentológico (Cambio de facies y por tanto de posible calidad de roca lateralmente) dentro del yacimiento, que deberá ser tenido en cuenta en la planeación y perforación de las secciones horizontales de los pozos propuestos, metodología que viene siendo aplicada por la compañía.

**Figura 61.**

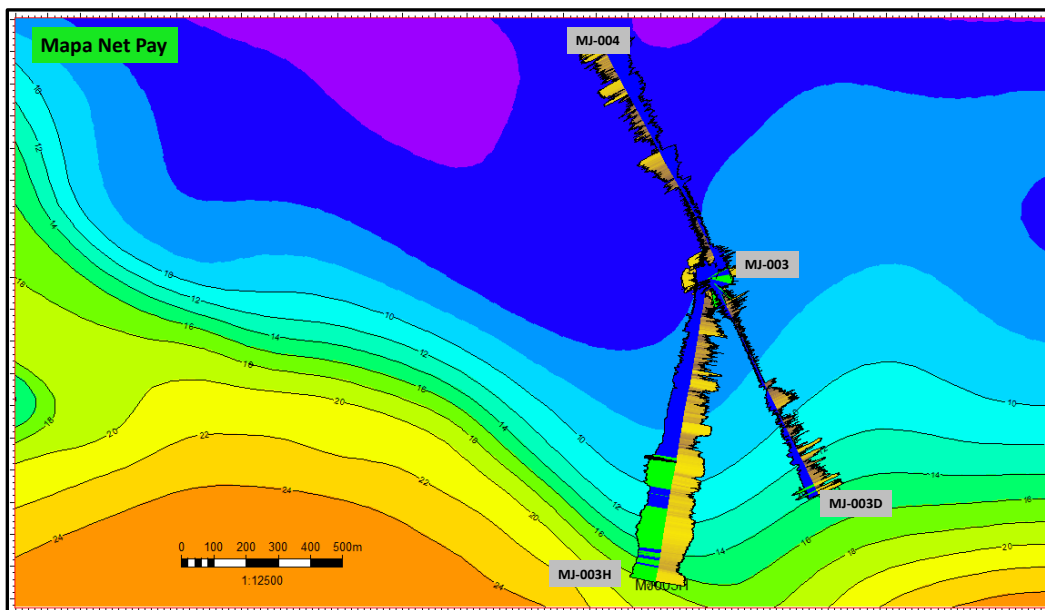
*Correlación análisis Net Pay pozos perforados.*



Como muestra la Figura 62, el pozo desviado MJ003D mostró un mejor espesor de Net pay que el vertical del clúster en dirección sur, facilitando el direccionamiento del pozo horizontal MJ003H en dicha dirección.

**Figura 62.**

*Mapa net pay y pozo perforado optimizado.*



También se logró identificar una barrera de permeabilidad presente en la región sur-oriental del yacimiento, la cual favorece considerablemente en la producción de hidrocarburo, ya que restringe el flujo de agua del acuífero y por tanto hace que el incremento del BSW sea menos acelerado. Con base en este hallazgo se generaron recomendaciones de un control estratigráfico con el fin de ajustar el desarrollo del campo aprovechando dicha ventaja.

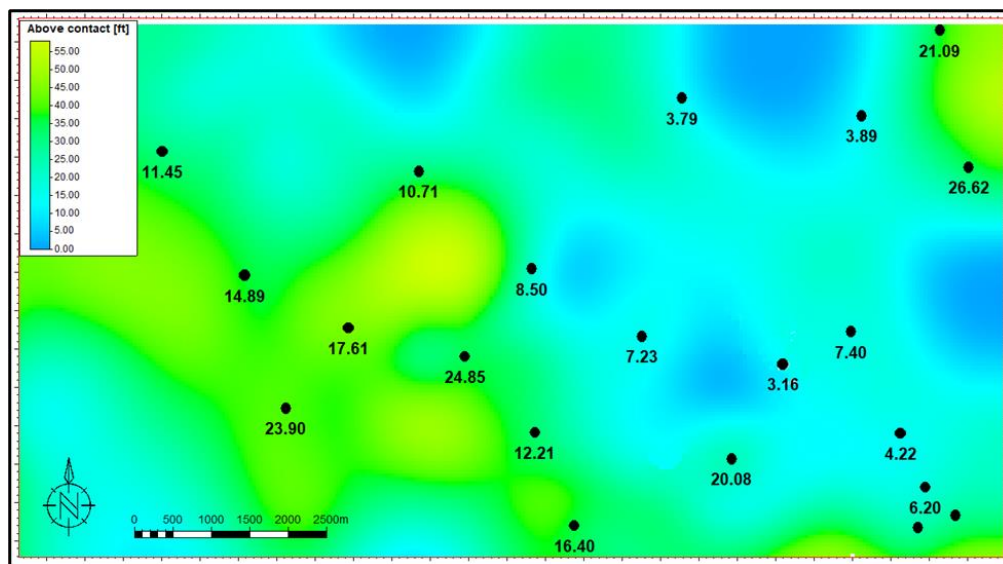
Otro factor crítico es el hidrodinamismo que afecta las acumulaciones de hidrocarburo en el área, sustentado en el comportamiento de la producción de agua que evidencia la presencia de un acuífero activo, y en la identificación del contacto agua petróleo a diferentes profundidades,

siendo más profundo hacia el NW del campo, con base en la respuesta de los registros de resistividad y los resultados de la evaluación petrofísica anteriormente discutida.

Para obtener una visualización de la localización del OWC con respecto al tope del yacimiento, se realizó la resta entre estas dos superficies (Tope de la unidad objetivo – Contacto Agua/petróleo). La Figura 63 muestra el Net Gross del yacimiento, con potencial sobre todo el área de estudio al no tener cierre estructural. Así mismo, al igual que el mapa de net pay y siendo coherente con el modelo, la mayor acumulación y por tanto el mayor espesor respecto al contacto agua petróleo, se da en el área Suroeste, donde el contacto agua petróleo se encuentra más cercano de la superficie tope del yacimiento (tonos fríos) y por tanto serían las zonas más propensas a un rápido aumento contenido de agua libre (no disuelta) y sedimentos (limo, arena) que trae el crudo abreviado como BSW).

**Figura 63.**

*Mapa distancia al contacto Agua-petróleo y espesor Net pay de los pozos existentes.*

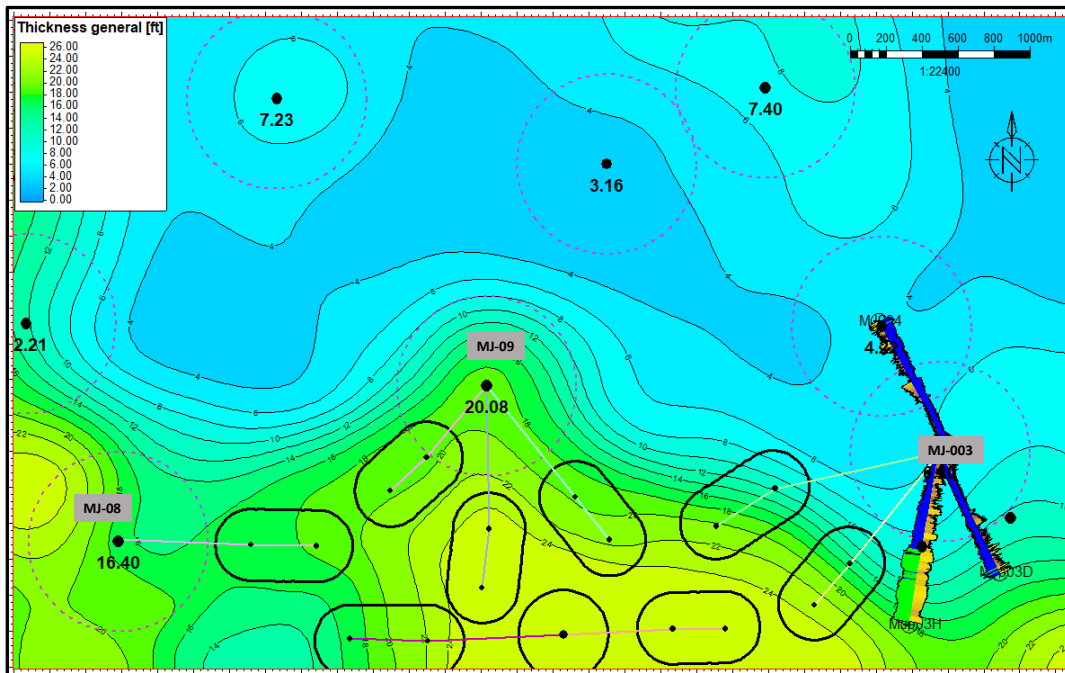


La propuesta para la perforación de nuevos pozos de desarrollo del campo de estudio, considerando las diferentes heterogeneidades del yacimiento, sugiere la perforación de pozos horizontales, los cuales saldrían de las locaciones existentes, como lo muestra la Figura 64, donde se propone emplear los Clúster existentes (MJ-03, MJ-08 y MJ-09), con una arquitectura tipo estrella, completamiento con liner ranurado y además la utilización de pozos piloto de ser necesario, con el fin de caracterizar las áreas con mayor complejidad y así poder asegurar el net pay para la navegación de los pozos.

La planeación y ejecución de pozos horizontales ayudan a traspasar barreras de flujo e interconectar estas zonas, contactando características verticales que pueden ser muy eficientes (Calidad de roca), donde el hidrocarburo pudo ser “bypassado” a raíz de variaciones de flujo producto de la calidad de roca por cambios de una transición de facie, lo que pudiera incomunicar capas con potencial considerable. Se consideró un Net Pay no menor a 10 pies, como parte objetivo de la campaña, así como un espaciamiento entre pozos con radio mínimo de 200 metros (Información suministrada por la compañía) como lo muestra la Figura 64, en donde las elipses negras representan el segmento a drenar de cada pozo propuesto.

**Figura 64.**

*Propuestas de pozo a perforar- Mapa Net Pay.*



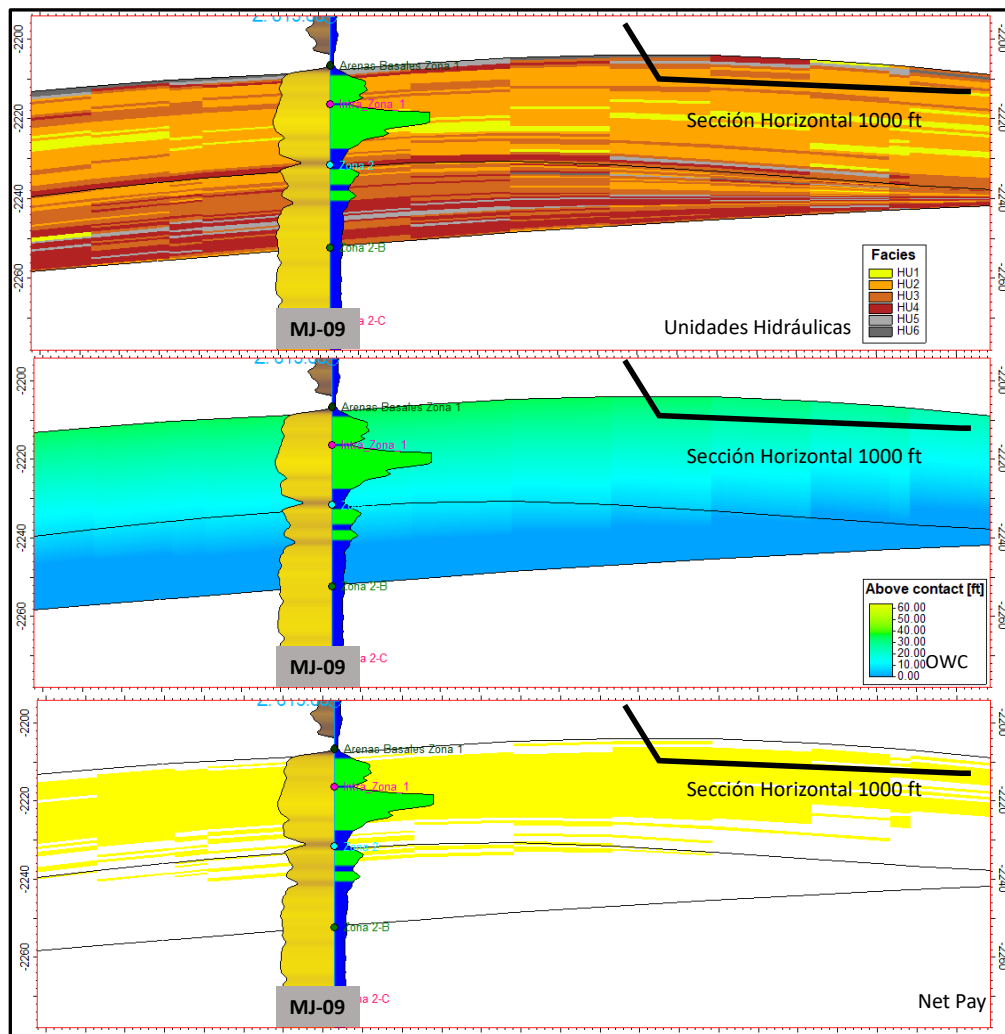
Se propone perforar un total de 9 pozos en la sección sureste del campo como una primera etapa de desarrollo, aprovechando las locaciones de pozo ya construidas y la correlación y resultado en relación al pozo horizontal MJ-003H para continuar y expandir el desarrollo del yacimiento, lo que favorece y valida las propuestas en el área.

Inicialmente desde el Clúster MJ003, se proponen 2 pozos horizontales hacia el SW para caracterizar y validar el resultado del mapa de net pay. De igual forma aprovechar la locación del pozo MJ-09, para perforar 3 pozos Horizontales que abrirán la posibilidad de perforar un pozo vertical hacia el sur de la estructura, como nuevo clúster de desarrollo, que no solo brindará nueva información para el control del área de estudio, sino que, en el caso de éxito, permitirá expandir considerablemente el área desarrollada del yacimiento conforme al modelo propuesto y que apalancaría la perforación de 2 pozos horizontales con Net pay de 24 pies y una distancia considerable al contacto OWC, favoreciendo la eficiencia de los pozos.

La Figura 65, es un ejemplo de análisis para la posición de pozos de desarrollo, donde además de las correlaciones estructurales, se tiene como base fundamental el modelo tridimensional de la zona de interés, así como de las propiedades y el posible escenario resultante de la perforación.

**Figura 65.**

*Validación propuesta de Perforación*



## **9. Conclusiones**

Con el análisis de la unidad objetivo, se pudieron diferenciar 8 subunidades estratigráficas las cuales fueron controladas tanto por espesores como por límites de máximos de inundación (Capas arcillosa) además de la forma de respuesta del registro de gamma ray, que permite intuir la calidad de la arena presente en la unidad.

Mediante el análisis de tipos de roca, se pudieron identificar 6 unidades hidráulicas, de las cuales dos se consideraron rocas con bajas propiedades y o barreras de permeabilidad, y las restantes cuatro como rocas reservorio, asociadas según la calidad de las mismas mediante la metodología RQI.

Se generó el modelo tridimensional empleando métodos geoestadísticos para la propagación de las propiedades Vshale, Porosidad, Permeabilidad y unidades hidráulicas de flujo.

Para la evaluación volumétrica de cada unidad hidráulica, donde se utilizaron las funciones de saturación por presión capilar, asociada a cada tipo de roca se aplicaron correcciones a condiciones de yacimiento, volumen de arcilla por intercambio catiónico y corrección por estrés según la muestra para la definición de cada función.

Una vez propagados los parámetros VShale, porosidad y permeabilidad, y agrupados en cada tipo de roca, se discretizan las zonas con mayor potencial separando las rocas de menor calidad con la relación  $k/\emptyset$  o capacidad de flujo (FUS), delimitando las zonas de bajas propiedades y o barreras de permeabilidad y baja saturación.

Se logró un buen ajuste entre el modelo de saturación evaluado con registros eléctricos estimado por la compañía y el calculado a partir de curvas de presión capilar con un mejor cotejo

en las rocas asociadas a las unidades hidráulicas tipo 1 y tipo 2 donde sus espesores son uniformes, y con variaciones considerables en las capas más delgadas y con menor calidad de roca.

Se dedujo que algunos de los pozos existentes cuentan con una capa arcillosa a la base de la arena productora o localmente embebida dentro de la misma, presente lateralmente en algunos sectores y que puede seguirse parcialmente debido a su espesor vertical en función de la respuesta del registro gamma ray, la cual favorece la producción de hidrocarburo, desacelerando el aumento del BSW localmente, característica que necesitaría un mayor control sedimentológico, y apoyado por la proposición de pozos pilotos que ayudan en el control espacial al momento de perforación de nuevos pozos de desarrollo.

Se propusieron un total de 9 pozos como parte del plan desarrollo sobre el área de interés conforme al análisis de unidades hidráulicas y el net pay resultante, con saturaciones de agua menores al 65% y porosidades mayores al 20%. De los cuales 6 pozos corresponden a propuesta de perforación desde clústeres existentes, y 2 más dependen de los resultados del pozo vertical propuesto más hacia el sur que permita caracterizar y validar el modelo propuesto.

A pesar de la implementación del modelo petrofísico, y la construcción del modelo geoestadístico, el área de estudio tiene una considerable incertidumbre debido al control estratigráfico asociado a un bajo espesor de arena neta petrolífera, la cual presenta variaciones considerables laterales derivadas de la calidad de roca.

Si bien se lograron los objetivos de este trabajo, es pertinente considerar que el escenario de desarrollo está limitado por la poca información de pozos y el distanciamiento entre los mismos; dificultando un ajuste certero principalmente de los variogramas de distribución de las propiedades, que podrían variar considerablemente con la introducción de nueva información.

### **10. Recomendaciones.**

Se recomienda la adquisición de un cubo sísmico del área para una mejor caracterización empleando atributos sísmicos y lograr un mejor entendimiento del yacimiento, también como una herramienta de control adicional durante el aterrizaje y navegación de pozos de desarrollo.

Se recomienda un estudio exhaustivo sedimentológico y mapeo detallado clúster a clúster sobre la zona de interés de los ambientes presentes en el reservorio y así mitigar la alta incertidumbre estratigráfica.

Se sugiere la perforación de pozos pilotos para ajustar y mejorar la caracterización del reservorio, ya que pueden identificar posibles compartimentalizaciones, contactos agua petróleo y la posibilidad de identificar y mapear barreras de permeabilidad.

Se recomienda un control minucioso durante el aterrizaje y navegación de los pozos para minimizar un eventual daño en las barreras de permeabilidad a la base de las arenas productoras ya que puede afectar los resultados de producción del pozo.

**Referencias Bibliográficas**

- Abdollahian, A., Tadayoni, M., & Junin, R. Bin. (2018). A new approach to reduce uncertainty in reservoir characterization using saturation height modeling, Mesaverde tight gas sandstones, western US basins. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(3), 1953–1961. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0594-5>
- Akbar, M. N. A., & Permadi, P. (2016). Estimation of Fluid-Fluid Contact and the Transition Zone: A Case Study of Low Contrast Resistivity Zone. November. <https://doi.org/10.2523/iptc-18807-ms>.
- Al-Ajmi, Fahad A., and Stephen A. Holditch. "Permeability Estimation Using Hydraulic Flow Units in a Central Arabia Reservoir." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2000. doi: <https://doi.org/10.2118/63254-MS>
- Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993). Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>.
- Amaya, L. y Angarita, M. 2004. Análisis conceptual, experimental y aplicado al campo Guando de presiones capilares. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
- Amyx, J.W., Bass, D.M., Jr., and Whiting, R.L. (1960) *Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties*, McGraw-Hill Book Co., New York, NY.
- Baez, E.Y., (2021) Caracterización estática de las arenas productoras de un campo de los llanos orientales. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.

- Barrero D., Pardo A., Vargas C., Martínez J., (2007). Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Bernabé, Y., & Maineu, A. (2015). Physics of Porous Media: Fluid Flow Through Porous Media. Treatise on Geophysics: Second Edition, 11, 19–41. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53802-4.00188-3>.
- Brooks, R.H. and Corey, A.T. (1964) Hydraulic Properties of Porous Media. Hydrology Papers 3, Colorado State University, Fort Collins.
- Buckley, S.E., and M.C. Leverett. (1942): "Mechanism of Fluid Displacement in Sands." Trans. 146 107–116. doi: <https://doi.org/10.2118/942107-G>
- Caers, J. (2005). Petroleum geostatistics (p. 104). Richardson: Society of Petroleum Engineers.
- Chandra, V., Barnett, A., Corbett, P., Geiger, S., Wright, P., Steele, R., & Milroy, P. (2015). Effective integration of reservoir rock-typing and simulation using near-wellbore upscaling. Marine And Petroleum Geology, 67307-326. doi:10.1016/j.marpetgeo.2015.05.005
- Daraei, M., Bayet-Goll, A., & Ansari, M. (2017). An integrated reservoir zonation in sequence stratigraphic framework: A case from the Dezful Embayment, Zagros, Iran. Journal Of Petroleum Science And Engineering, 154389-404. doi:10.1016/j.petrol.2017.04.038.
- Darling, T. (2005). Well Logging and Formation Evaluation. In *Well Logging and Formation Evaluation*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7883-4.X5000-1>
- Etris, N. & Stewart, B., "Net-to-Gross Ratio," Core Lab Reservoir Technologies Division, Calgary

- García, M., Mier, R., Cruz, L., Vásquez, M., (2010), Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas, Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones, Universidad Industrial de Santander
- Ghadami, N., Reza Rasaei, M., Hejri, S., Sajedian, A., & Afsari, K. (2015). Consistent porosity–permeability modeling, reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir. *Journal Of Petroleum Science And Engineering*, 13158-69. doi:10.1016/j.petrol.2015.04.017
- Green, D. y Willhite, G. 1998. Enhanced oil recovery, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.
- Guo, B., Ghalambor, A., & Duan, S. (2004). Correlation between sandstone permeability and capillary pressure curves. *Journal Of Petroleum Science And Engineering*, 43239-246. doi:10.1016/j.petrol.2004.02.016
- Kolodzie Jr., S. (1980). Analysis Of Pore Throat Size And Use Of The Waxman-Smits Equation To Determine Ooip In Spindle Field, Colorado. <https://doi.org/10.2118/9382-MS>.
- Lalicata, J., Tanis, E. A., Reed, D. A., & Zannitto, P. J. (2012, January 1). A Saturation Height Function Model Derived From Capillary Pressure, Lower Etchegoin/Williamson Reservoir, Lost Hills Field. Society of Petroleum Engineers.
- Lian, P. Q., Tan, X. Q., Ma, C. Y., Feng, R. Q., & Gao, H. M. (2016). Saturation modeling in a carbonate reservoir using capillary pressure based saturation height function: a case study of the Svk reservoir in the Y Field. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 6(1), 73–84. <https://doi.org/10.1007/s13202-015-0159-9>.

- Montes L. (2009). Organic Geochemistry Atlas of Colombia, By: ANH, Universidad Nacional de Colombia, RA Geología E.U. and GEMS Ltda., Earth Sciences Research Journal, Edición especial, 13: 1-134.
- Na, Y., Mountney, N., Colombera, L., & Dorrell, R. (2017). A 3D forward stratigraphic model of fluvial meander-bend evolution for prediction of point-bar lithofacies architecture. *Computers & Geosciences*, 10565-80. doi:10.1016/j.cageo.2017.04.012
- Rojas Suárez, C. A (2011). Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la zona c-formación mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira (Doctoral dissertation, Universidad Nacional de Colombia).
- Rushing, J. A., Newsham, K. E., & Blasingame, T. A. (2008). Rock typing - Understanding productivity in tight gas sands. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 60(10), 53–56. <https://doi.org/10.2118/1008-0053-jpt>.
- Sohrabi, M., Jamiolahmady, M., & Tafat, M. (2007). Estimation of Saturation Height Function Using Capillary Pressure by Different Approaches. <https://doi.org/10.2118/107142-ms>.
- Spooner, Paul. "Lifting the Fog of Confusion Surrounding Clay and Shale in Petrophysics." Paper presented at the SPWLA 55th Annual Logging Symposium, Abu Dhabi, United Arab Emirates, May 2014.
- Susilo, A. (2010). Permeability Prediction Based on Capillary Model. <https://doi.org/10.2118/141122-STU>.
- Zahoor, M., Derahman, M., & Yunan, M. (2009). Implementation of Brooks and Corey Correlation in Water Wet Case -With Immobile Wetting Phase. *Nafta Scientific Journal*, 60(7–8), 435–437.