

Caracterización estática de las arenas productoras de un campo en los Llanos Orientales

Elkin Yesid Báez Suarez

Proyecto de grado para optar el título de Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Director

Laura Elena Pérez García

M.Sc. en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Alberto Flórez Anaya

M.Sc. en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

Es mi deseo agradecer y dedicar este trabajo a mi mamá Aliria, por su apoyo y esfuerzo, a mi compañera de vida Alexandra y a nuestra hija Juliana mis principales motivaciones para completar este proyecto.

Gracias Totales;!!

Agradecimientos

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 Alberto Flórez por sus consejos profesionales y personales.

A los geólogos Crispín Fonseca, German Corredor, Jerson García y Wilson Gil 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

	Pág.
Introducción.....	10
1. Planteamiento del Problema	12
2. Objetivos.....	13
2.1 Objetivo General	13
2.2 Objetivos Específicos	13
3. Marco Teórico.....	14
3.1 Marco Referencial.....	14
3.2 Marco Geológico.....	16
3.2.1 Localización	16
3.2.2 Geología del Petróleo	17
3.2.3 Sistema petrolífero de la cuenca de los llanos orientales.	18
4. Modelo Estratigráfico.....	22
4.1 Columna Estratigráfica.....	22
5. Evaluación de la distribución espacial de la porosidad y permeabilidad del Yacimiento.....	32
5.1 Metodología para la evaluación de tipos de roca.....	34
6. Evaluación de la distribución espacial de la saturación de agua	54
7. Curvas de presión capilar	57
7.1 Calculo de la Saturación por función de Altura.....	58
7.2 Modelando de la función de altura para el cálculo de Saturación	63

8. Evaluación Volumétrica del yacimiento73

9. Conclusiones77

Referencias Bibliográficas.....79

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Perfil esquemático regional para la cuenca de los Llanos Orientales	20
Figura 2. Columna estratigráfica Generalizada de la Cuenca Llanos Orientales.	24
Figura 3. Registro tipo y columna estratigráfica del Campo de Estudio	25
Figura 4. Definición de zonas para el Campo de Estudio	26
Figura 5. Transecta de correlación sobre el área de estudio.....	27
Figura 6. Correlación Estratigráfica del área de estudio	28
Figura 7. Correlación Estructural del área de estudio	29
Figura 8. Intersección del modelo estructural y OWC para el yacimiento de interés	30
Figura 9. Correlación de identificación del contacto agua petróleo para el Yacimiento	31
Figura 10. Caracterización de yacimiento usando unidades de Flujo.....	37
Figura 11. Relación Porosidad Permeabilidad En el Yacimiento.....	38
Figura 12. Gráfico Modificado de Lorenz. Capacidad de flujo (k*h) acumulado vs Capacidad de almacenamiento (\emptyset *h) acumulado del Yacimiento.....	41
Figura 13. Gráfico Modificado de Lorenz. Capacidad de flujo (k*h) acumulado vs Capacidad de almacenamiento (\emptyset *h) acumulados, identificación de HFU	42
Figura 14. Gráfico Modificado de Lorenz. Capacidad de flujo (k*h) acumulado vs Capacidad de almacenamiento (\emptyset *h) acumulados, identificación de HFU	42
Figura 15. Resultado Análisis intervalo corazonado, Porosidad, permeabilidad, FUS, y R35	44
Figura 16. Gráfico de Permeabilidad vs Porosidad y tipos de roca para el yacimiento.....	44

Figura 17. Gráfico Integrado de Permeabilidad vs Porosidad.....45

Figura 18. Comparación Modelo de Permeabilidad y porosidad del núcleo Vs modelo de registros.
.....46

Figura 19. Histogramas de propiedades Porosidad y Permeabilidad, data de Registros, Escalado y Modelado en la malla numérica tridimensional.....47

Figura 20. Data Análisis para la normalización de la Porosidad48

Figura 21. Data Análisis para la normalización de la Permeabilidad49

Figura 22. Cross Plot Porosidad vs Permeabilidad. Celdas escaladas y Pobladas49

Figura 23. Modelado de la Porosidad.50

Figura 24. Modelado de la Permeabilidad.....50

Figura 25. Cálculo de WR35 para cada celda de la malla numérica tridimensional.51

Figura 26. Correlación tipos de roca entre el análisis de Porosidad vs Permeabilidad y el valor de WR3552

Figura 27. Sección transversal de la malla numérica modelada para las propiedades Porosidad y Permeabilidad53

Figura 28. Presión Capilar resultante de las fuerzas interfaciales en un tubo capilar.....56

Figura 29. Análisis conceptual de distribución de curva de presión capilar y tipo de roca57

Figura 30. Curvas de Presión capilar vs Saturación de Agua, data Laboratorio59

Figura 31. Curvas de Presión capilar vs Saturación de Agua ajustada a condiciones de yacimiento
.....60

Figura 32. Asociación de Muestras con data de presión capilar, a tipos de roca61

Figura 33. Curva de presión capilar con y sin corrección por Q_v 62

Figura 34. Curvas de presión capilar ajustadas utilizadas para la evaluación de saturación63

Figura 35. Curvas de presión capilar evaluadas para cada tipo de roca.....65

Figura 36. Modelado Tridimensional del yacimiento por tipos de roca65

Figura 37. Evaluación de los parámetros necesarios para la Ecuación de saturación69

Figura 38. Perfil de saturación para un pozo de control, por el método de función J y el modelo de Archie.70

Figura 39. Modelado 3D, de la función de saturación por el método de Brooks-Corey71

Figura 40. Modelado 3D, de la función de saturación por el método Leverett71

Figura 41. Sección transversal sobre el modelo tridimensional de tipos de roca y saturación Brooks-Corey72

Figura 42 Flujo de trabajo para análisis de incertidumbre (Caso Brooks Corey).74

Figura 43. Distribución probabilística del OOIP del área del Yacimiento por método Brooks Corey75

Figura 44. Distribución probabilística del OOIP del área del Yacimiento por método Leverett ..76

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de los tipos de roca según el radio de garganta de poro.	39
Tabla 2. Análisis de identificación de las capacidades de almacenamiento y de flujo para cada una de las unidades hidráulicas de flujo.....	41
Tabla 3. Análisis de Muestras con data de Presión capilar	60
Tabla 4. Estimación de parámetros J-Function, Swirr, Pc y Swn para una muestra.	64
Tabla 5. Estimación de parámetros J-Function, Swirr, Pc y Swn para una muestra.	64
Tabla 6. Resultados de la evaluación volumétrica del yacimiento para los escenarios P10, P50 y P90.....	74

Introducción

El entendimiento de la arquitectura geológica de un yacimiento es crucial para la cuantificación del volumen de aceite original en sitio y la explotación del mismo. Los campos petroleros con mejores resultados tanto en la determinación de su volumetría y la planificación para la extracción del hidrocarburo, establecen su desarrollo bajo parámetros obtenidos de la comprensión estática y dinámica de las zonas productoras con mejores propiedades físicas de la roca cuya evaluación y análisis permiten estrategias coherentes con la dinámica de la roca-fluido y la geometría del Yacimiento.

Para ello se parte de la construcción de un modelo estático robusto que integre la información y resultados de evaluaciones de diferentes disciplinas, como la petrofísica, sedimentología, estratigrafía, geofísica entre otras, que describan la complejidad del yacimiento y que identifiquen patrones y áreas de mayor potencial.

Los modelos geológicos buscan ajustarse a la realidad, su objetivo es caracterizar fielmente 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).

Durante los últimos años se ha desarrollado en la industria del petróleo una metodología para tal fin, que permite realizar modelos 3D sobre las zonas de interés y posibilita la estimación y análisis de estos factores, los cuales son evaluados estadísticamente mitigando la incertidumbre con el fin de entender las anisotropías y heterogeneidades de las rocas y propiedades petrofísicas del yacimiento de una forma más eficiente y real (Caers. 2005).

El entendimiento y aprovechamiento de la información adquirida durante la operación de un campo definirá la rentabilidad y explotación del mismo. Es por ello que la comprensión de las diferentes variables, permiten optimizar y disminuir las pérdidas por un mal plan de desarrollo haciendo la operatividad del mismo eficiente.

El presente trabajo tiene por objeto la cuantificación del aceite original en sitio de las arenas productoras de un sector de un campo de los llanos orientales integrando la información técnica disponible, donde se inicia con la individualización de unidades estratigráficas de la zona de interés, por medio de correlaciones detalladas entre los pozos, empleando como principal herramienta el comportamiento del registro GR tanto en su respuesta numérica como en su electroforma y en parte el registro resistivo que es muy característico y de fácil seguimiento a la unidad de interés a lo largo del yacimiento. Una vez identificadas estas subunidades se realizó la integración del modelo petrofísico del área (Porosidad y Permeabilidad) como datos de entrada para el escalado y poblamiento geoestadístico y así generar una malla numérica, con objeto de una posterior evaluación volumetría del yacimiento.

Con la información de presiones capilares se lograron identificar 6 litotipos empleando la metodología Winland R35, de los cuales solo 4 fueron consideradas como rocas productoras dentro del yacimiento. Se calculó la función de saturación para cada una de ellas, en el caso de la metodología Leverett o una función general para el caso Brooks-Corey. Finalmente se evaluó el volumen de aceite original en sitio por medio de la ecuación POES empleando los resultados de las funciones de saturación, utilizando un análisis de incertidumbre por el método Montecarlo donde se varió la semilla del poblamiento para la distribución de la porosidad y permeabilidad empleando el software Petrel de la compañía Schlumberger y lograr cuantificar el escenario más probable para la volumetría con la información suministrada, objetivo de este trabajo.

1. Planteamiento del Problema

El propósito de la construcción de modelos tridimensionales de un yacimiento principalmente es el lograr un modelo confiable, que integre la información sísmica, de pozos, núcleos y demás información técnica que contribuya al robustecimiento del modelo para ajustarlo de la forma más acertada a la configuración real del yacimiento, y poder determinar de manera óptima el aceite original en sitio, además como herramienta para identificar las características propias del yacimiento como la distribución de los fluidos, tipos de roca, disposición del sello, distancia al contacto y posibles barreras de permeabilidad entre otros factores que facilitan la comprensión y por tanto el desarrollo eficiente de un campo en producción.

La principal incertidumbre del yacimiento de estudio, es la cuantificación del aceite original en sitio, motivo por el que se trabajó para su evaluación por medio del uso de las presiones capilares empleando dos metodologías con parámetros de cálculo distintas para la cuantificación del mismo y poder tener una valoración objetiva ajustada a parámetros robustos que den confiabilidad en sus resultados.

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Construir un modelo tridimensional de las arenas productoras de un sector de un campo de los Llanos Orientales y realizar su evaluación volumétrica.

2.2 Objetivos Específicos

- Generar el modelo estratigráfico de los depósitos de la unidad productora y vincularlo al modelo estructural del área de interés.
- Evaluar la distribución espacial de la porosidad y estimar la permeabilidad.
- Evaluar la distribución espacial de la saturación de agua.
- Evaluar volumétricamente el yacimiento a la unidad de interés.

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 del mismo, 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 al modelo se generan agrupaciones con una relativa similitud entre los tamaños de poro, determinados por la relación grafica entre $J(S_w)$ y la S_w , en donde se puede expresar cada curva de presión capilar en la función global de $J(S_w)$ 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 he 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 terciario (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 Gacheta, 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 Gacheta (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. Figura 1.

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

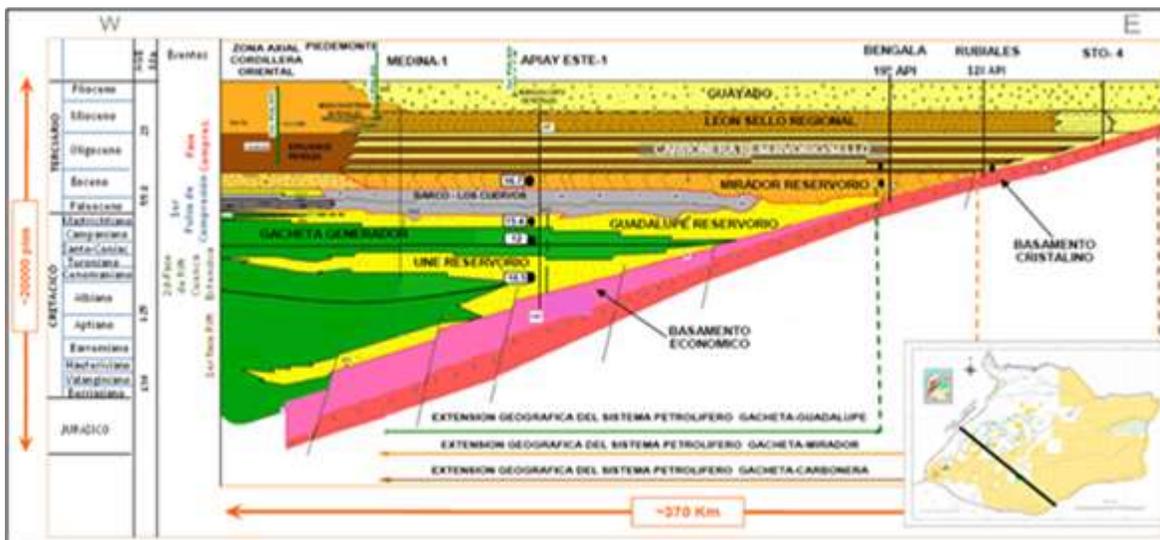
provincia del Meta las trampas principales son pliegues suaves, fallas de rumbo y trampas estratigráficas

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. Figura 1

Figura 1.

Perfil esquemático regional para la cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: 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 Gacheta, 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.

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

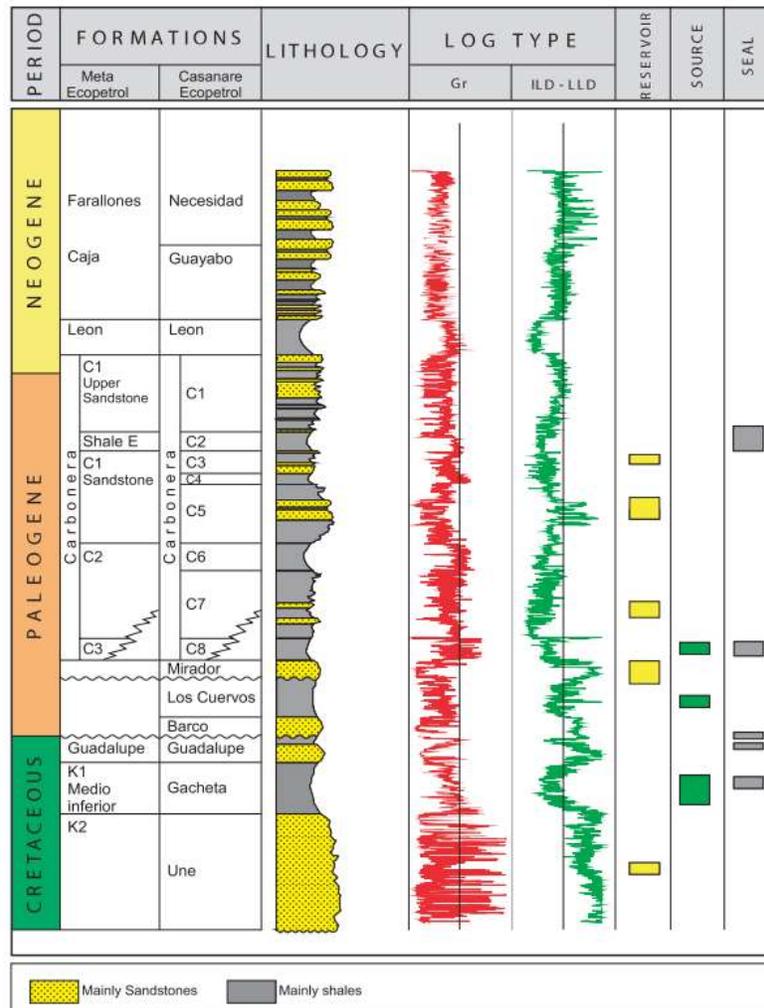
La Estratigrafía general de la cuenca ha sido definida a partir de los datos obtenidos en los diferentes pozos exploratorios y de desarrollo perforados en el área en años anteriores por las diferentes compañías que han operado en los Llanos. Figura 2.

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.

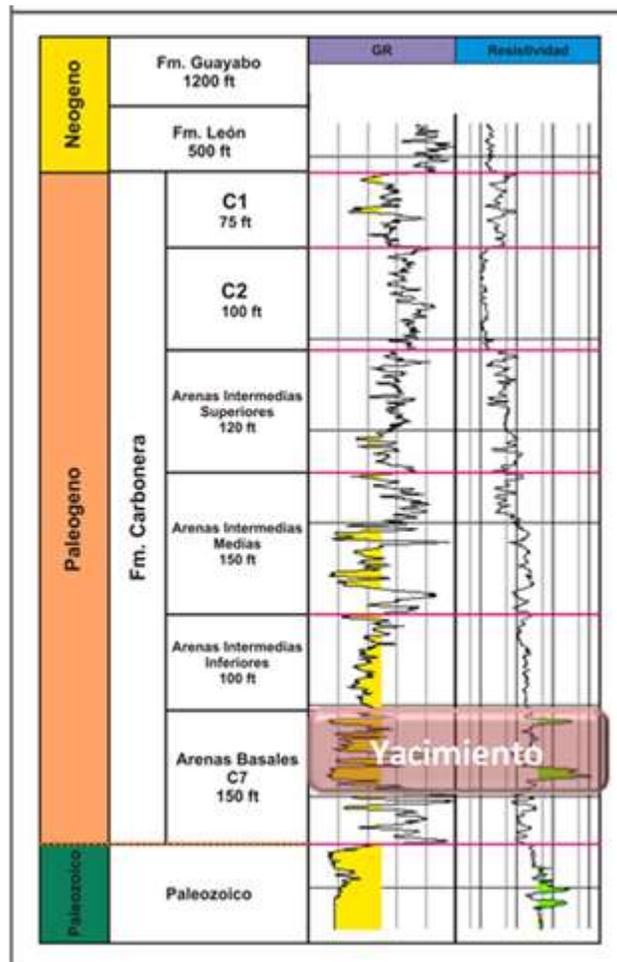


Fuente: Barrero D. (et al, 2007)

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 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 Figura 4.

Figura 3.

Registro tipo y columna estratigráfica del Campo de Estudio



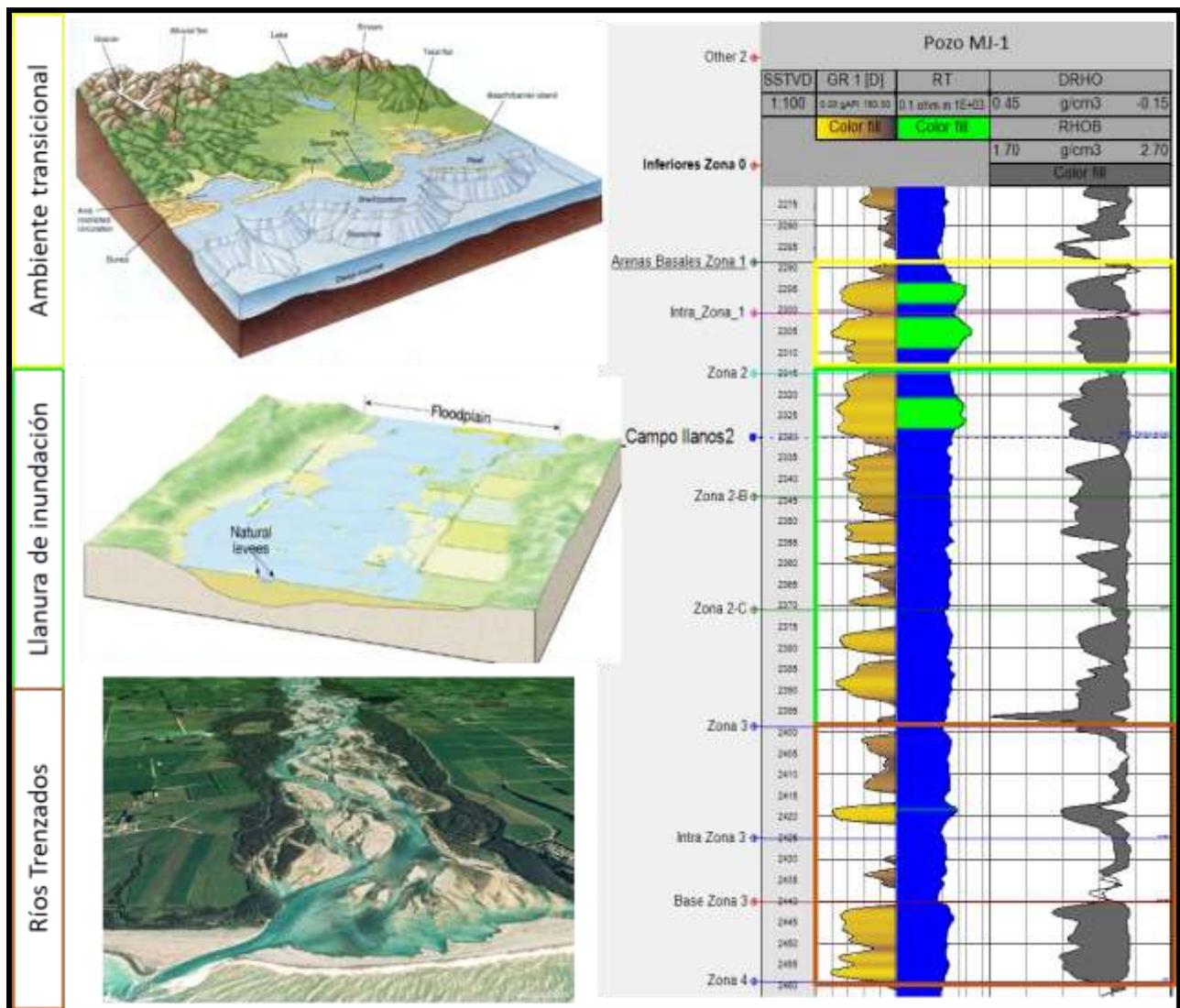
Fuente: Reporte Interno Ecopetrol. (2015)

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.

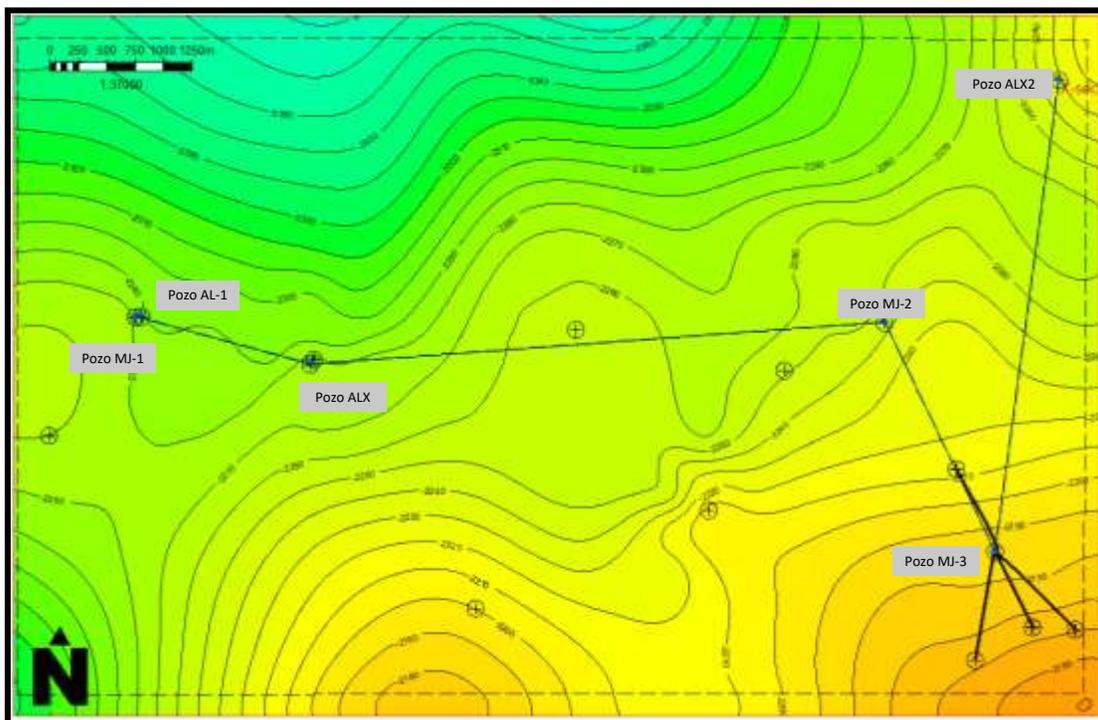
Definición de zonas para el Campo de Estudio



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 nos permite confirmar la continuidad lateral y vertical de la secuencia que constituye el yacimiento y 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.



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.

Figura 6.

Correlación Estratigráfica del área de estudio

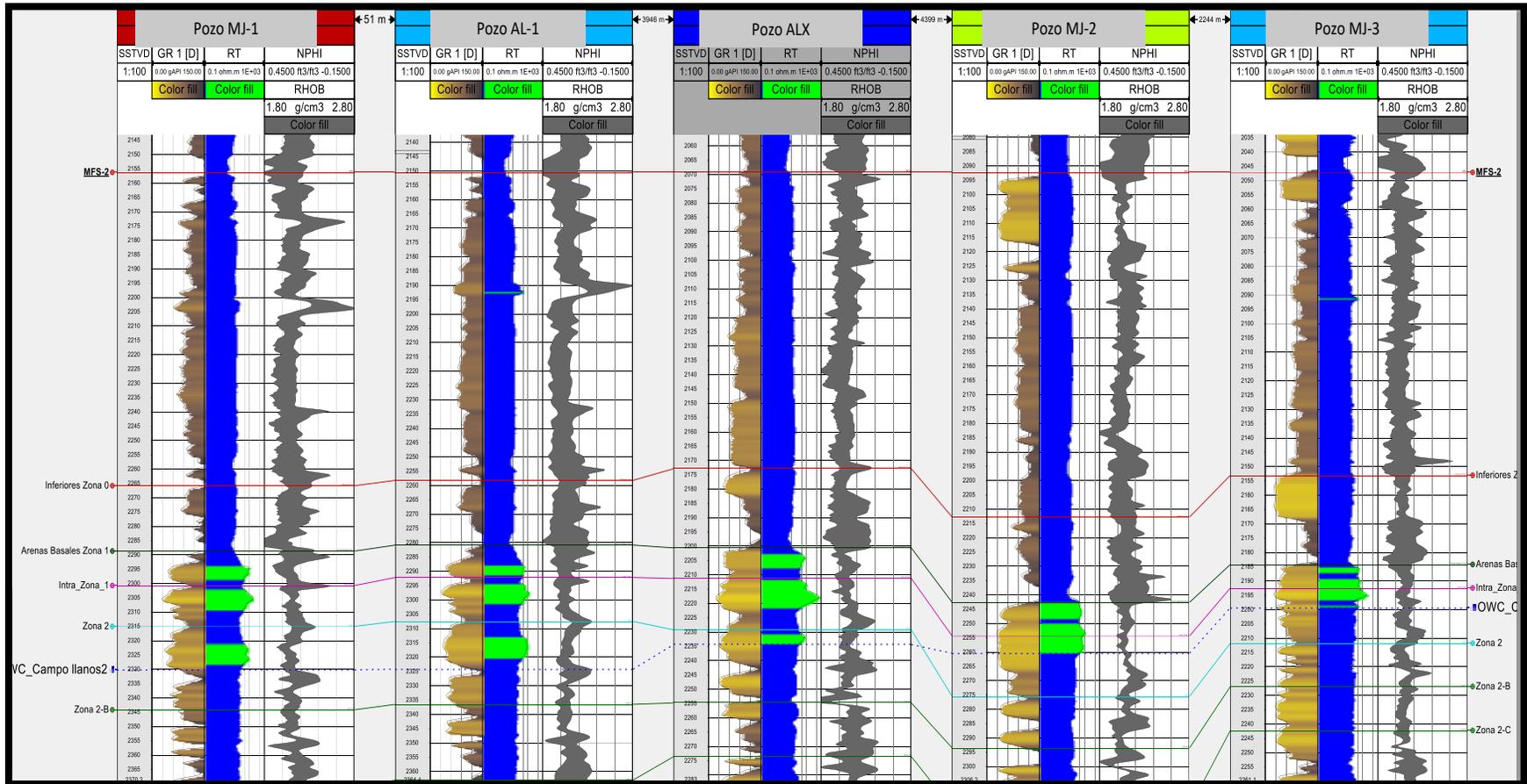
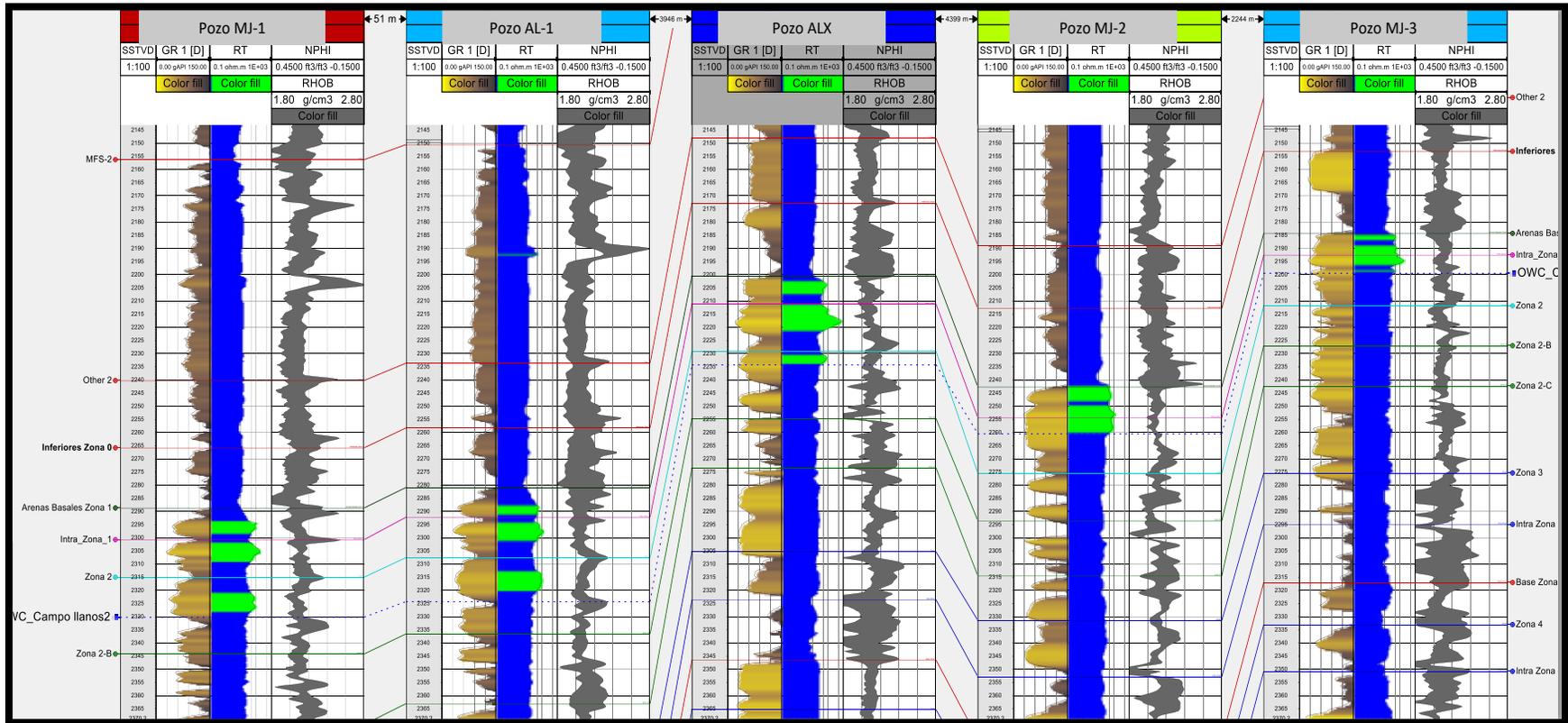


Figura 7.

Correlación Estructural del área de estudio



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 superior), y es enmarcado en verde en la figura 9 inferior.

Figura 8.

Intersección del modelo estructural y OWC para el yacimiento de interés

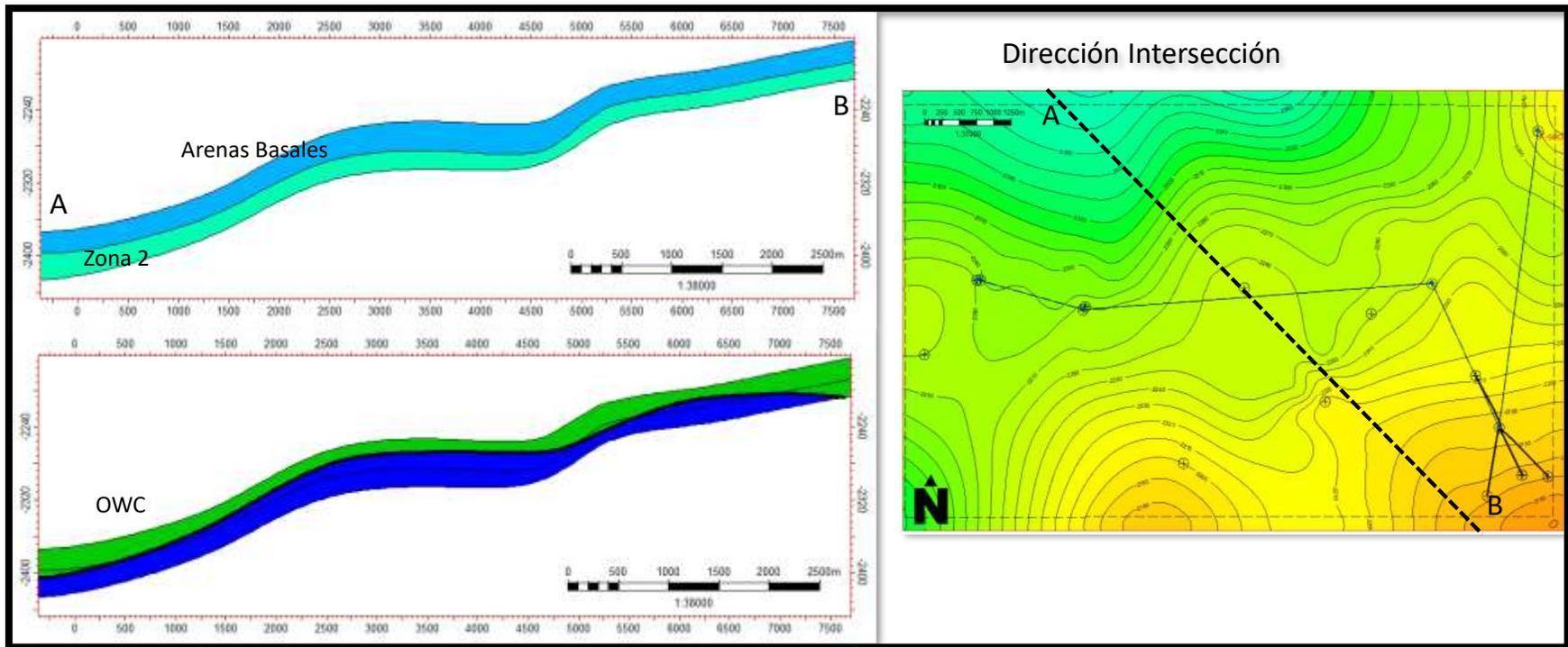
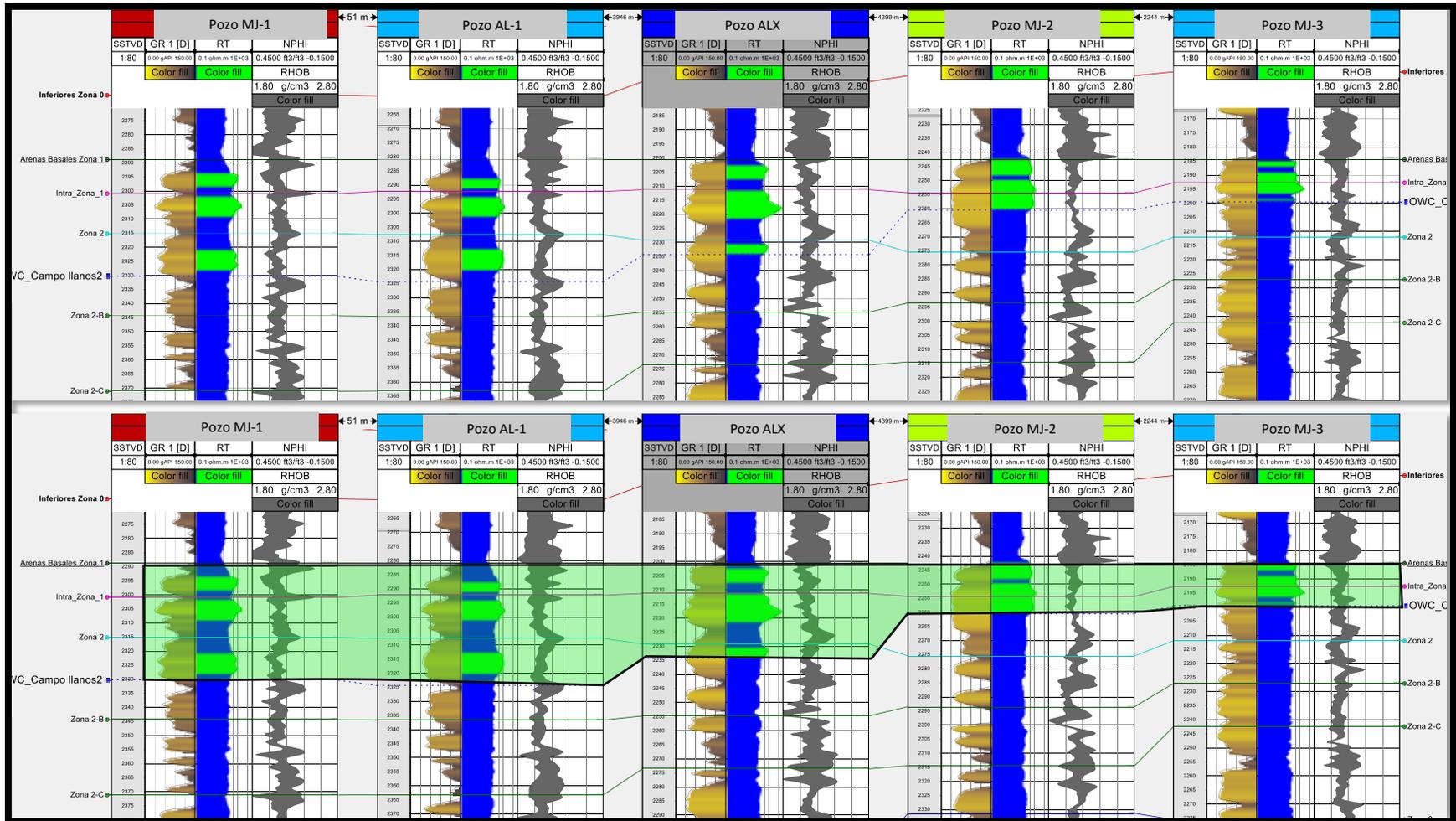


Figura 9.

Correlación de identificación del contacto agua petróleo para el Yacimiento



5. Evaluación de la distribución espacial de la porosidad y permeabilidad del Yacimiento.

Para la construcción de un modelo geológico tridimensional, se integra información de diversas áreas como geofísica, petrofísica y sedimentología, que le dan un sentido lógico a todos los datos existentes de la formación objetivo, orientados a enmarcar el yacimiento sobre las propiedades que controlan la capacidad de almacenamiento del hidrocarburo y como están distribuidas en el mismo.

Con el trabajo desarrollado, se obtuvo como resultado el entendimiento y análisis de las propiedades y particularidades que constituyen el modelo tridimensional de las arenas productoras de interés, como lo son la porosidad, permeabilidad, tipos de roca y la estimación de la saturación, calculadas tanto por la evaluación petrofísica realizada por la compañía mediante registros de pozo, como por el análisis de los resultados de laboratorio básicos y especiales de núcleos para el modelamiento de la misma, objetivo de este trabajo.

Se caracterizaron las propiedades de roca, que permitieron de forma analítica dar un sentido físico y posterior estimación de contenido de hidrocarburo a la unidad productora, refinando el cálculo volumétrico del área de interés en función de un modelo predictivo, donde se remarcaron las zonas con mayores acumulaciones empleando data directa medida en el yacimiento.

La relevancia del haber determinado la capacidad de almacenamiento de la arena productora, evaluada a través del cálculo de la porosidad y posterior poblamiento dentro de la malla numérica, fue en razón de cuantificar el total de aceite entrampado en el área, y entender la distribución de los cuerpos arenosos y su interconectividad permitiendo la predicción y locación de mejores áreas de desarrollo.

Para la construcción de la malla numérica tridimensional del yacimiento, se tomó la información existente de la interpretación sísmica del área, la cual cuenta tan solo con la interpretación de sísmica 2D y un modelo en profundidad de los horizontes tope y base del yacimiento e información obtenida de los pozos perforados.

Las correlaciones de las subunidades identificadas se usaron como herramientas para la generación de los mapas estructurales a fin de construir la malla numérica; Además se implementó dentro del modelo la evaluación petrofísica del campo, utilizando los registros calculados de porosidad y permeabilidad, los cuales fueron empleados como data de entrada al modelo para su escalamiento y posterior poblamiento dentro del yacimiento, y asimismo, se cargó la data de núcleos útil para comparar tanto la evaluación petrofísica (Porosidad Permeabilidad y Saturación), así como el resultado de la evaluación de la saturación por presión capilar, y poder tener un control de las propiedades que conforman la malla numérica.

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 además 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 (Informe interno ECP).

5.1 Metodología para la evaluación de tipos de roca

Comprender la relación permeabilidad- porosidad, mediante el análisis cuantitativo de pruebas básicas de corazones, es un desafío para el desarrollo correcto de las zonas productoras. Nos facilita evaluar de una forma más acertada el comportamiento y distribución de estas propiedades dentro del yacimiento, pudiendo mapear estas características intrínsecas de una unidad productora continua en intervalos identificados que conserven estas propiedades uniformes, por tanto, resaltarán zonas de mayor beneficio y/o identificara áreas de baja productividad.

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 solo se afecta durante el proceso de depositacion, sino que además es afectada por los procesos diageneticos posteriores. La porosidad es clasificada generalmente en dos categorías, porosidad total que abarca el total de la porosidad, tanto espacios

porosos aislados como interconectados y la porosidad afectiva que solo 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.

Permeabilidad (k):

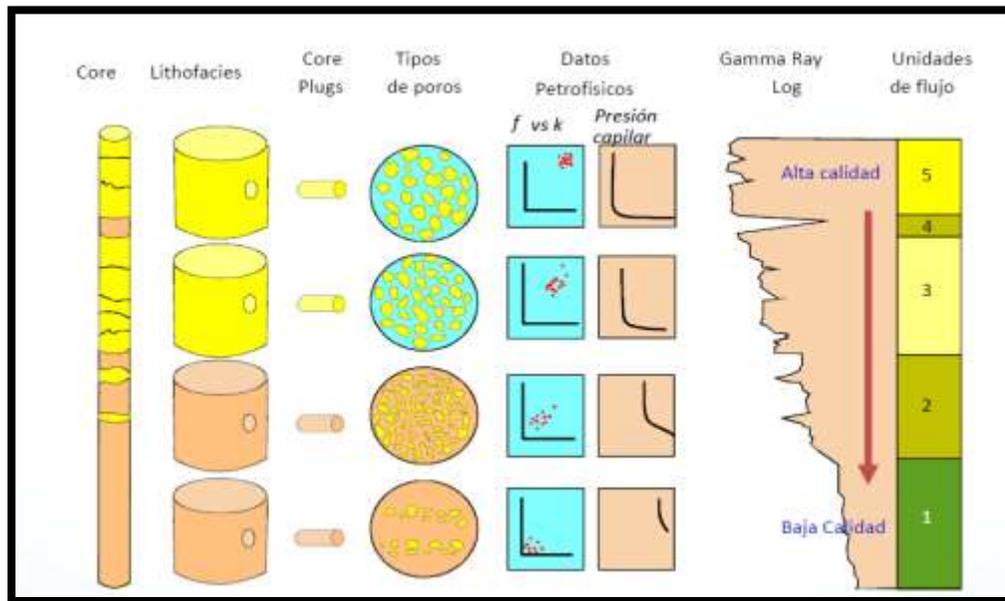
La permeabilidad es una medida de las propiedades de flujo de un fluido a través de los poros, la cual no depende solamente de la proporción volumétrica del espacio de poro, sino que además depende de la conectividad y la distribución geométrica de la misma. Por esta razón se entiende que la relación 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", y. 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 Hidráulica. 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 10.

Figura 10.

Caracterización de yacimiento usando unidades de Flujo



Fuente: (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.

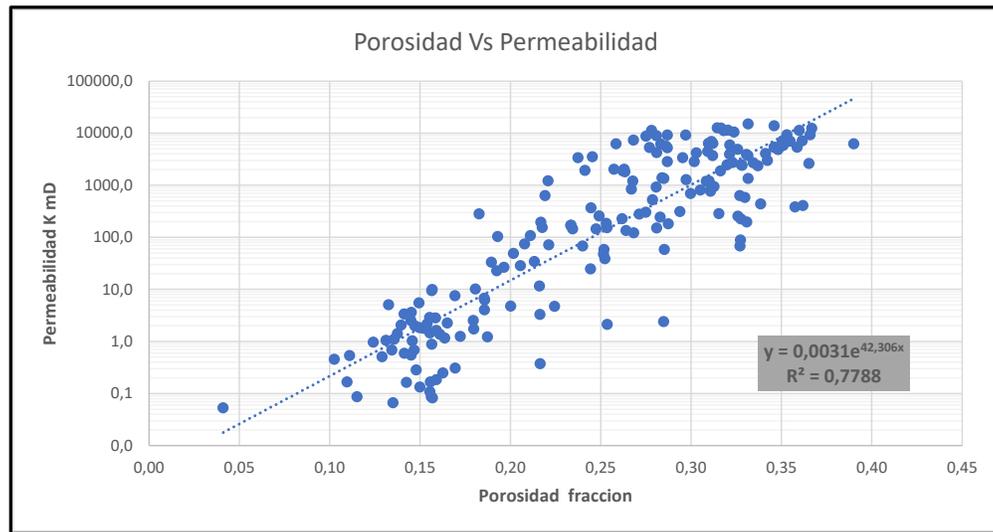
El análisis para la clasificación de los tipos de roca se realizó mediante la metodología de Winland para identificar los tamaños de radio de garganta de poro encontrados en el yacimiento.

El método Winland R35 evalúa el tamaño de garganta poro, que es el espacio que permite el flujo de fluidos dentro del sistema poroso, entendido como el radio de un círculo perpendicular al flujo. El método WR35 (Ecuación 1), estima la calidad de la roca mediante una función matemática que vincula la porosidad y la permeabilidad al aire, desarrollada por H. D. Winland en 1970, y que posteriormente es publicada por Kolodzie en 1980.

Para esta función donde la saturación de la muestra al 35%(R35) remarca la capacidad de la muestra de almacenar a una saturación de ese valor, donde la permeabilidad está en milidarcies, y la porosidad en porcentaje. (Figura 11)

Figura 11.

Relación Porosidad Permeabilidad En el Yacimiento



Ecuación de Winland:

$$\text{Log}r_{35} = 0.732 + 0.588 \log k_{\text{aire}} - 0.864 \log \phi \quad (1)$$

Dónde:

R35=Radio de apertura correspondiente al percentil 35

K aire= Permeabilidad del aire no corregida (mD).

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

Utilizando la ecuación de Winland para determinar el R35, se identifican agrupaciones de roca que tengan similares radios de poro, y por tanto características homogéneas para su clasificación de tipo de roca.

De manera general dentro de la función de Winland son diferenciados 4 grupos definidos los tamaños de garganta de poro, los cuales se están determinados como: Megaporo, Macroporo, Mesoporo y Microporo. La tabla 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	Rango 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.

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 13), 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 12 y Figura 13. 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 grafico resultante del cálculo de las capacidades acumuladas expuestas en la Tabla 2, con el cual se identificaron 6 unidades hidráulicas de flujo (Figura 12.), separadas por el cambio de pendiente y denotando el valor de la capacidad de almacenamiento ($\emptyset \cdot h$) 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.

Figura 12.

Gráfico Modificado de Lorenz. Capacidad de flujo (k*h) acumulado vs Capacidad de almacenamiento (Ø*h) acumulado del Yacimiento.

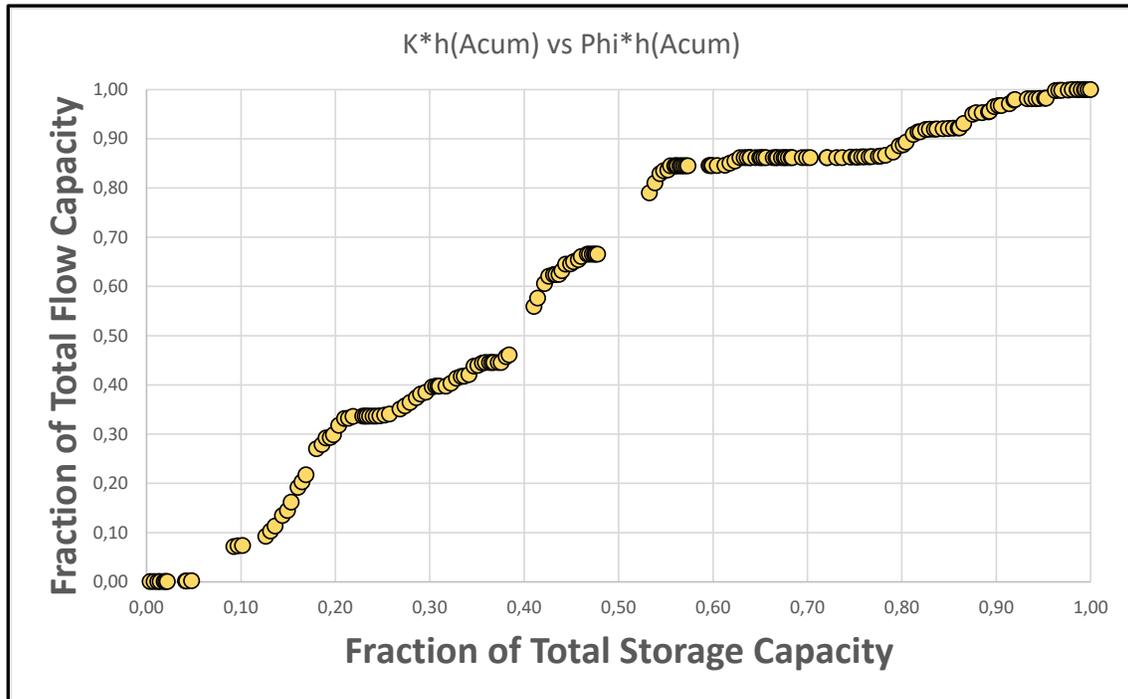


Tabla 2.

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	60,779 K * H Norm Acum	0,116 Phi * H Norm	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 13.

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

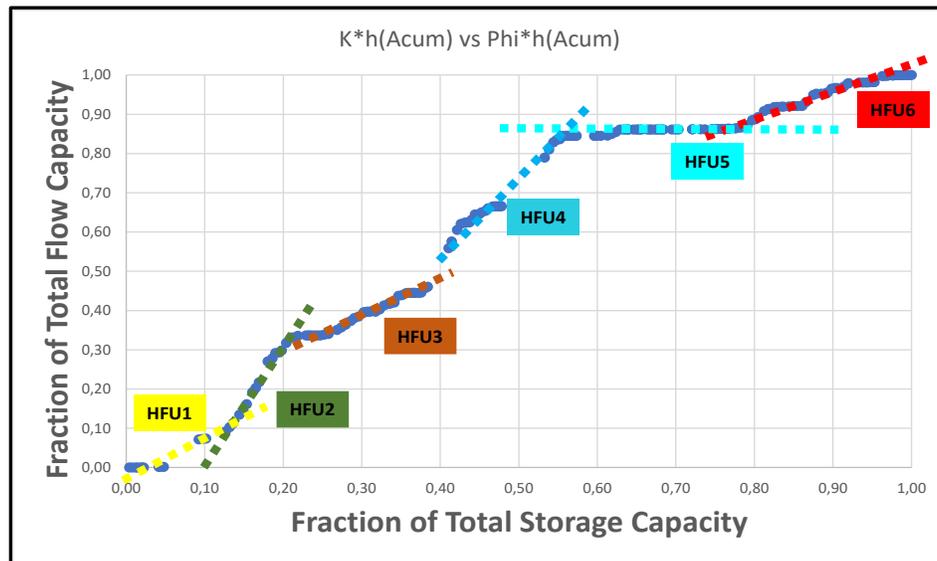
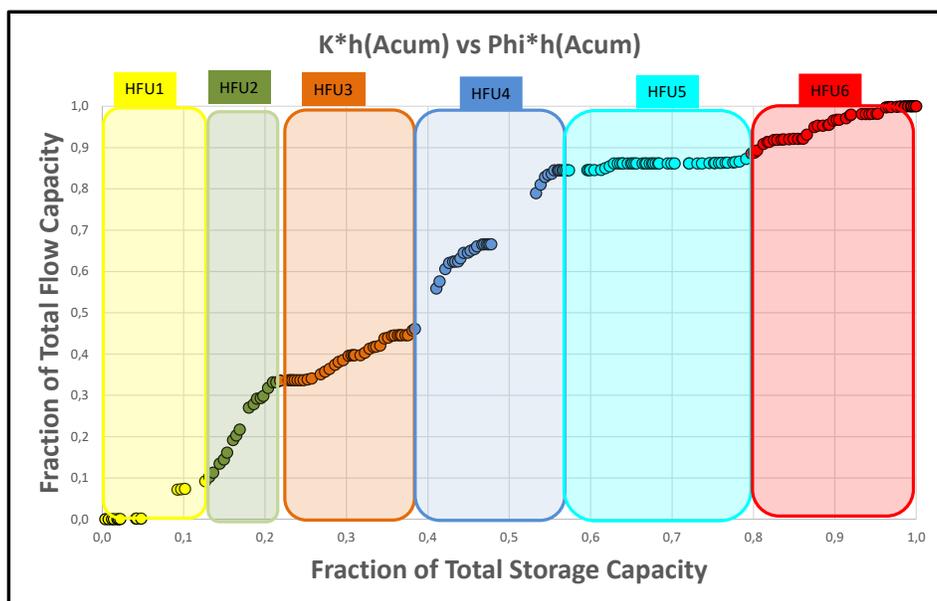


Figura 14.

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



Una vez identificadas las secciones para cada HUF (Figura 14), se establecieron los rangos de valores para los tipos de roca según la evaluación por el método Winland R35 y su relación con la capacidad de almacenamiento y transmisibilidad. Los análisis para clasificar los tipos de roca se realizaron agrupando similares valores de WR35 como lo muestra la Figura 16 y Figura 17, en la cual se asociaron 4 familias como rocas productoras de hidrocarburo en el yacimiento.

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 data de control para el poblamiento de las propiedades en el yacimiento (Porosidad, permeabilidad, FUS (k/Phi), y R35 para el intervalo corazonado) como se muestra en la Figura 15.

Definidos los tipos de roca, estos fueron ploteados en el grafico 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 la data por inyección de mercurio o plato poroso.

Figura 15.

Resultado Análisis intervalo corazonado, Porosidad, permeabilidad, FUS, y R35

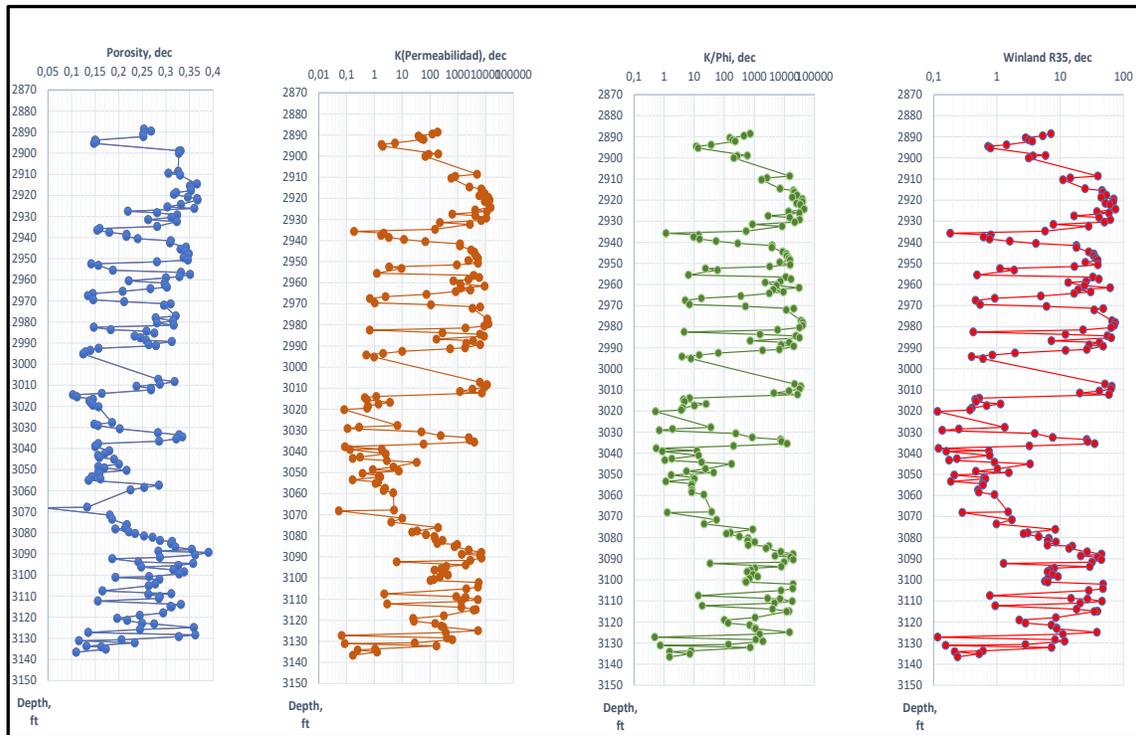


Figura 16.

Gráfico de Permeabilidad vs Porosidad y tipos de roca para el yacimiento

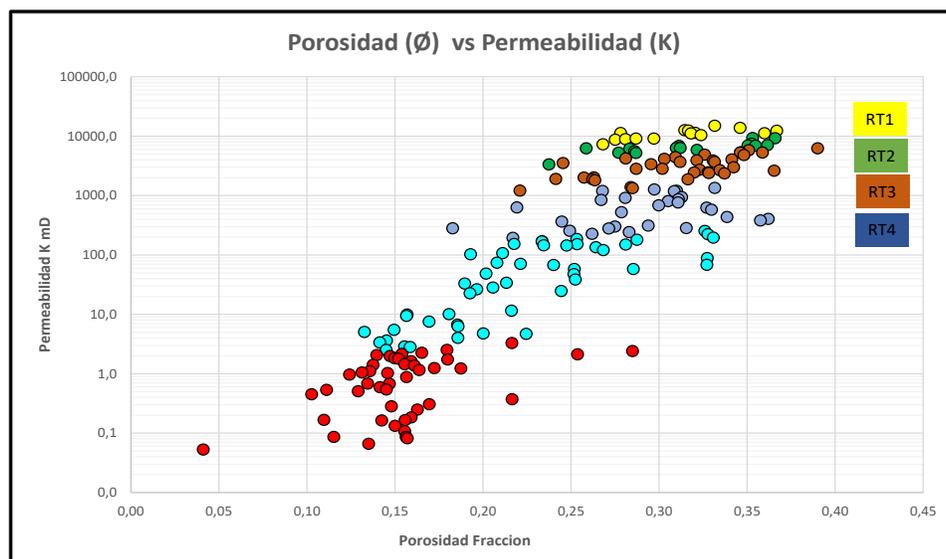
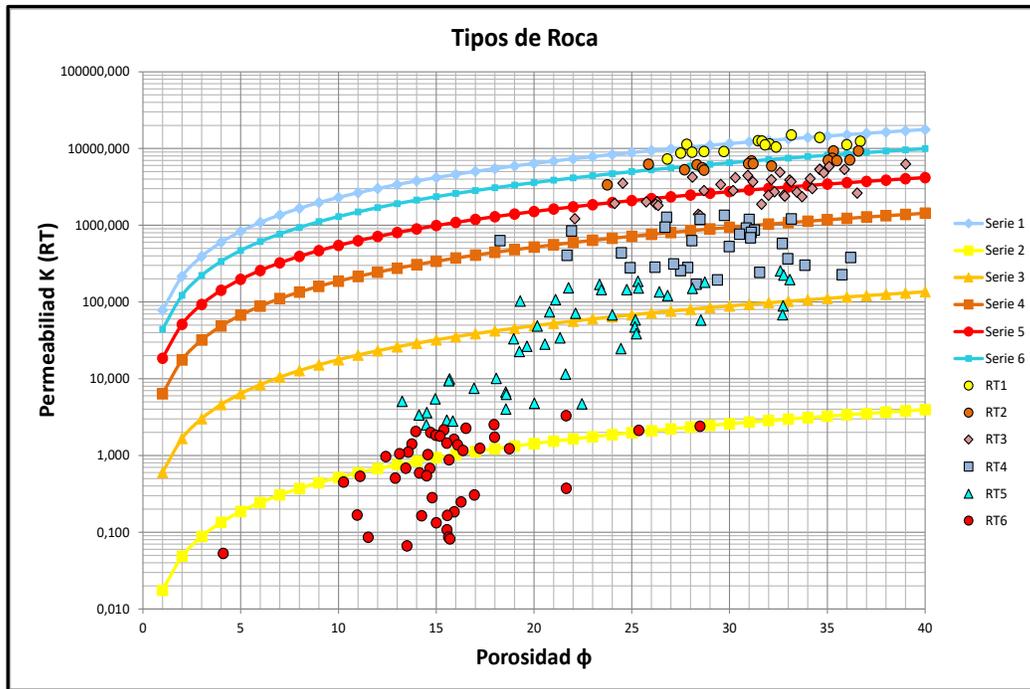


Figura 17.

Gráfico Integrado de Permeabilidad vs Porosidad

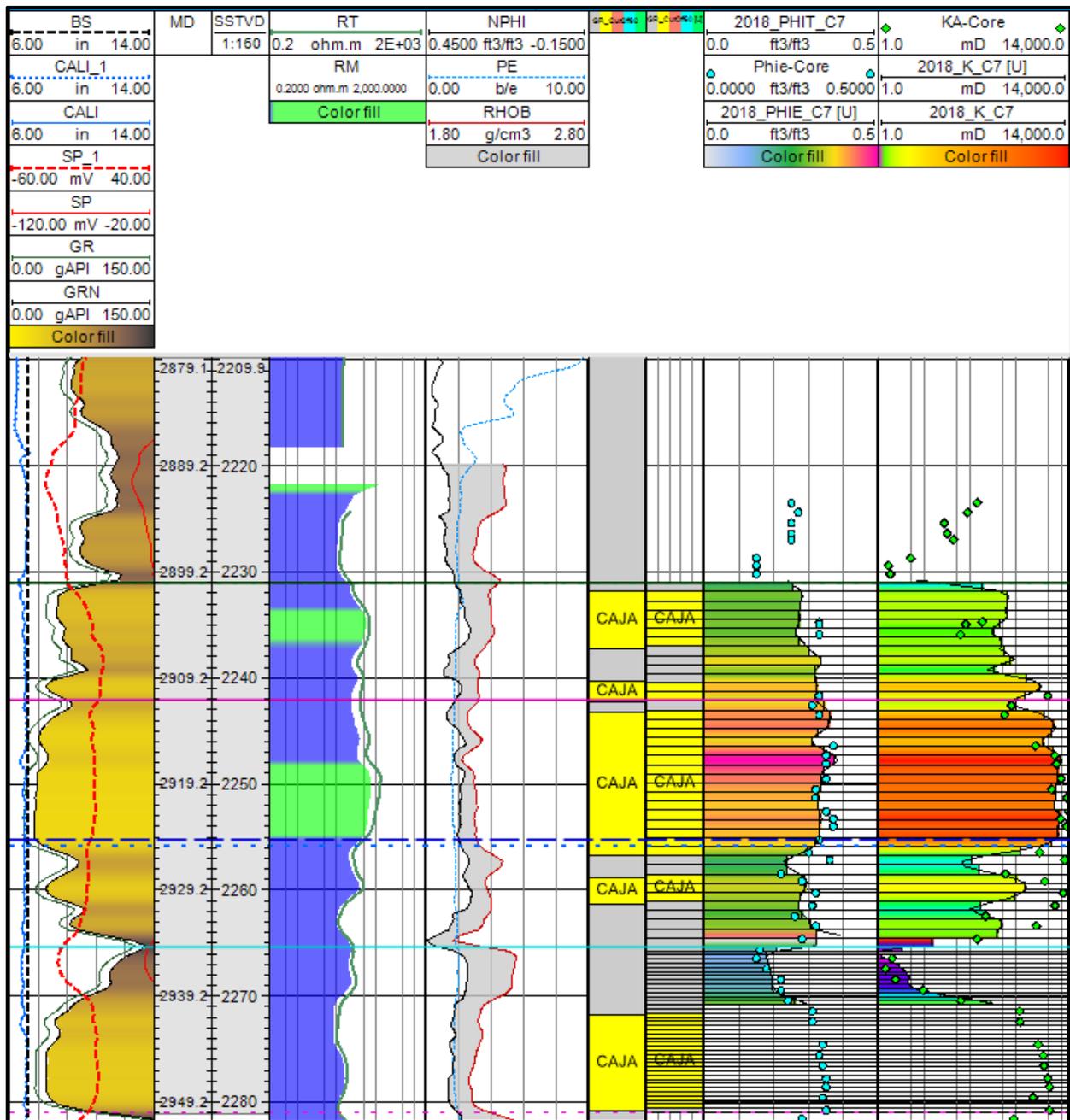


Inmediatamente construida la malla numérica empleando los mapas estructurales generados y previamente ajustados al modelo estructural existente y a los topes reinterpretados para la unidad de interés, se realizó el escalado de las propiedades de roca porosidad y permeabilidad, empleando un cálculo probabilístico de distribución.

Se generó un escalado de los registros GR con un corte de arenas limpias de 60 api para el yacimiento, y se procedió a realizar el escalado de las propiedades porosidad y permeabilidad las cuales fueron escaladas como variables continuas por medio del método “promedio aritmético”. La Figura 18 muestra el resultado de los valores de permeabilidad y porosidad, evaluados tanto en muestras de laboratorio (Como puntos), calculados por medio de la evaluación petrofísica (Registros) y finalmente escalados dentro del modelo tridimensional del yacimiento (Celdas), mostrando un ajuste congruente con la data.

Figura 18.

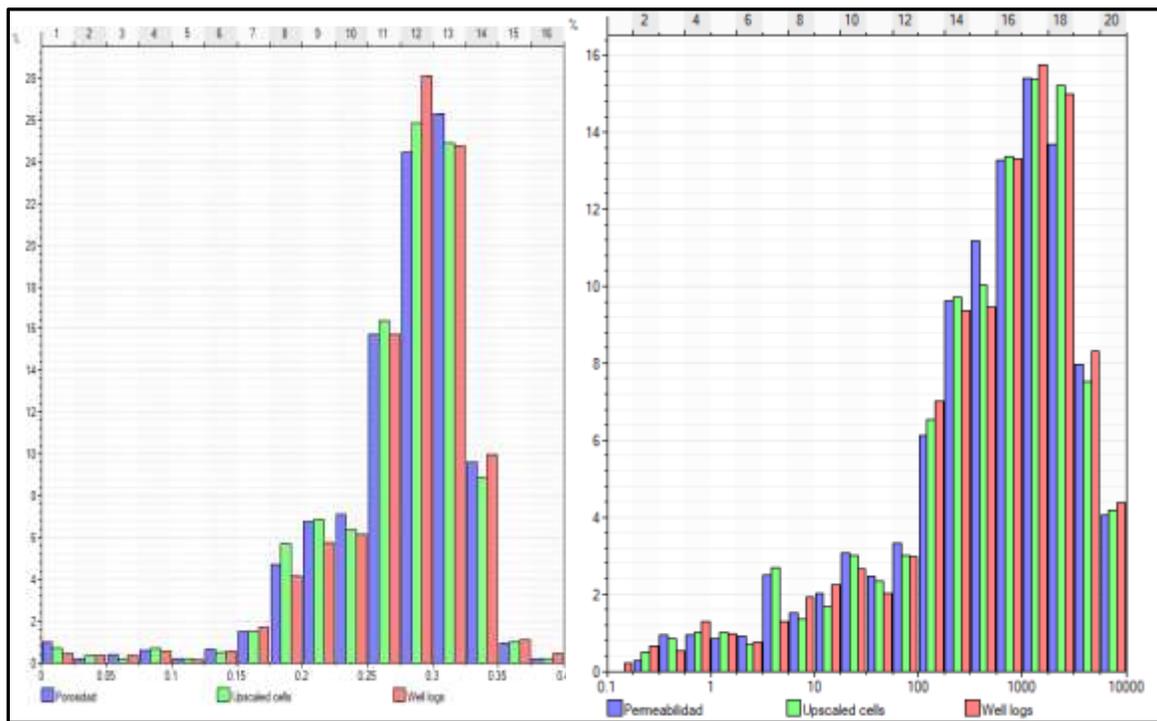
Comparación Modelo de Permeabilidad y porosidad del núcleo Vs modelo de registros.



La figura 18 muestra los histogramas de los datos de registro, escalados y modelados, en el cual se demarca un buen control y ajuste entre ellos.

Figura 19.

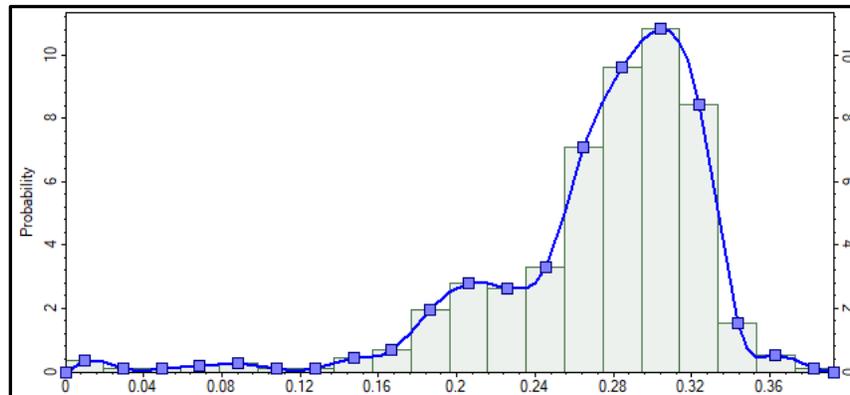
Histogramas de propiedades Porosidad y Permeabilidad, data de Registros, Escalado y Modelado en la malla numérica tridimensional.



Para el modelo de poblamiento de la porosidad se realizó con el algoritmo de distribución denominado “Gaussian random function simulation”, utilizando la herramienta de análisis de datos para calcular la normalización de los datos de la variable (Figura 20), calculo variograma vertical y además el variograma horizontal se definió como Anisotrópico con rangos de 2200 * 1600.

Figura 20.

Data Análisis para la normalización de la Porosidad

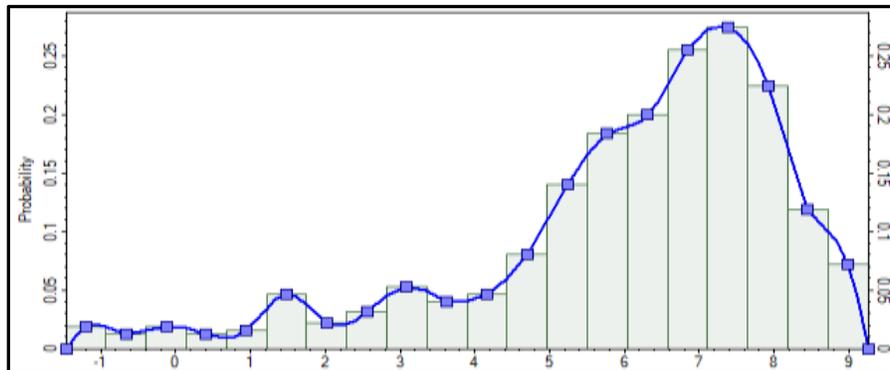


La permeabilidad se pobló teniendo en cuenta la propiedad de porosidad como Co-kriging. Es muy importante considerar que la distribución de la permeabilidad es log-normal, por lo que se debe aplicar el logaritmo a los valores para poder utilizar la simulación gaussiana. Una vez aplicado se considera la correlación intrínseca que existe entre la porosidad y la permeabilidad, para lo que se realizó un análisis de datos teniendo en cuenta la tendencia existente entre ambas propiedades. El modelado se efectuó utilizando el algoritmo denominado Gaussian random function simulation, utilizando la herramienta análisis de datos para calcular la normalización de los datos de la variable (Primero se realizó transformación logarítmica y posteriormente la normalización) Figura 21, se calculó variograma vertical y el variograma horizontal el cual se definió como anisotrópico 2200 * 1600.

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 indica con un variograma areal similar a la extensión del modelo.

Figura 21.

Data Análisis para la normalización de la Permeabilidad



Esto asegura que la relación k/ϕ se mantenga y también los rangos dentro de cada tipo de roca “TR” de tal manera que en las celdas queda una relación porosidad, permeabilidad y garganta poral coherente, para el posterior poblado de la saturación de agua. Figura 22 a Figura 24.

Figura 22.

Cross Plot Porosidad vs Permeabilidad. Celdas escaladas y Pobladas

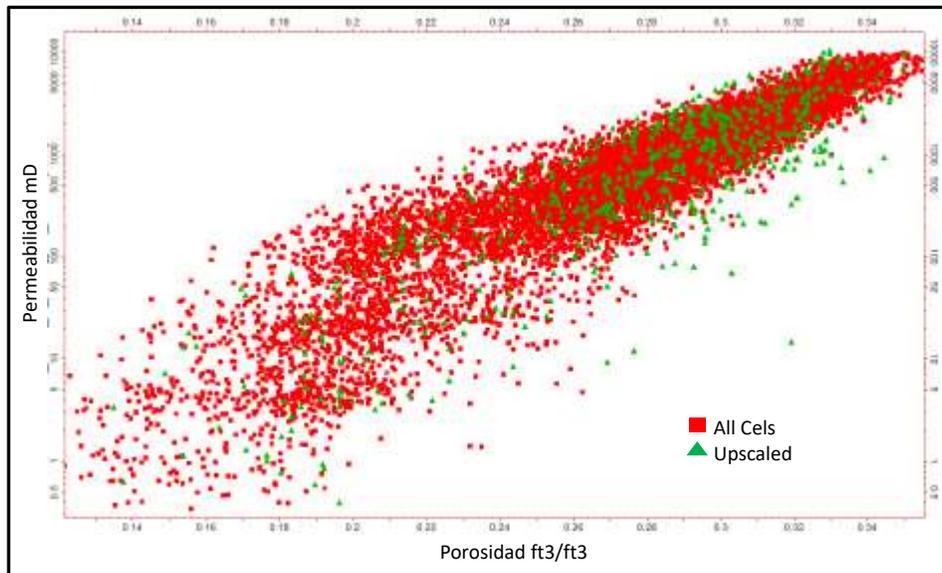


Figura 23.

Modelado de la Porosidad.

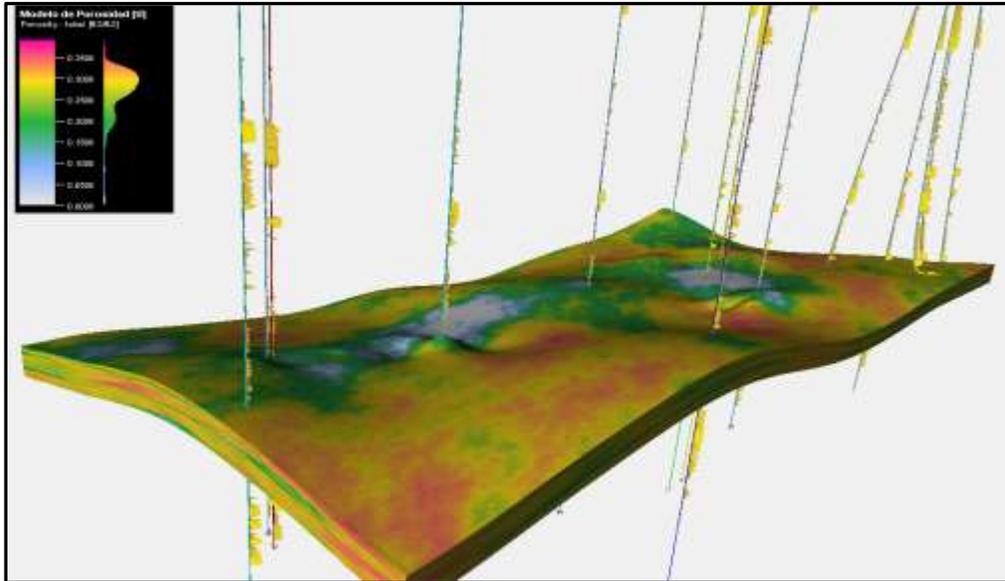
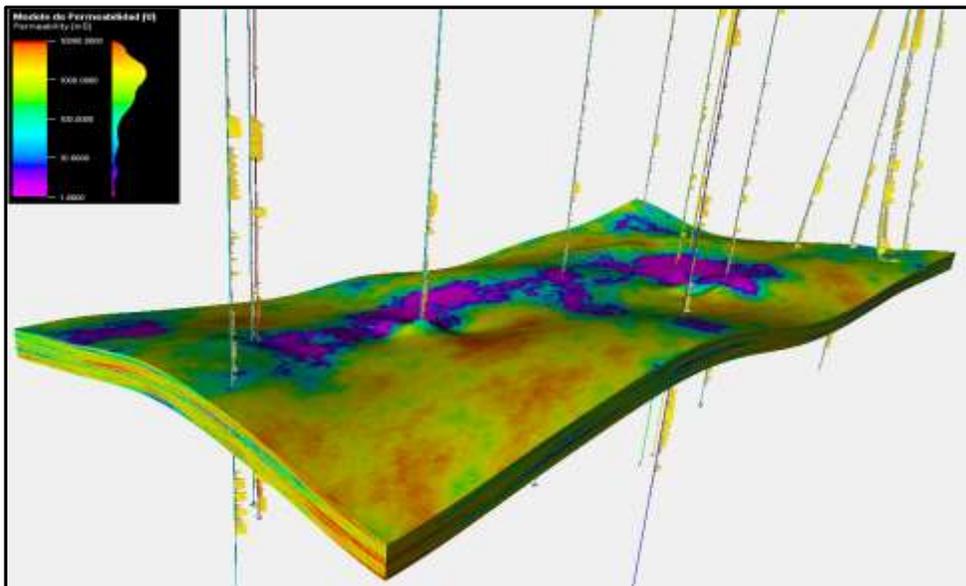


Figura 24.

Modelado de la Permeabilidad.



Pobladas las propiedades Porosidad y permeabilidad, y conociendo los rangos para la clasificación de los tipos de roca, se aplicó a cada celda la ecuación de Winland y así determinar el valor de R35 para cada una de ellas, permitiendo la discretización por Tipo de Roca según el análisis efectuado para tal fin (Individualizar las celdas según sus propiedades dentro de los cinco tipos de roca en función de su valor de R35). Las Figura 24 y Figura 25 muestran la correlación entre el análisis de Porosidad vs Permeabilidad y el valor de WR35.

Figura 25.

Cálculo de WR35 para cada celda de la malla numérica tridimensional.

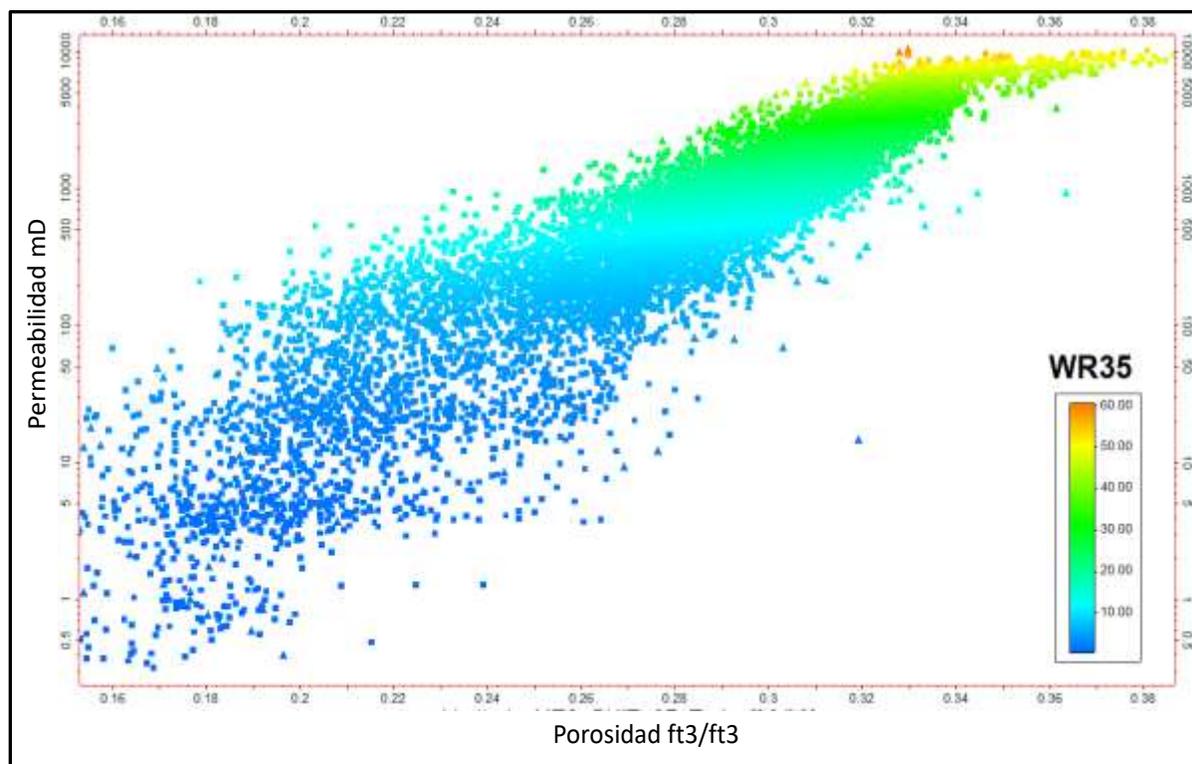
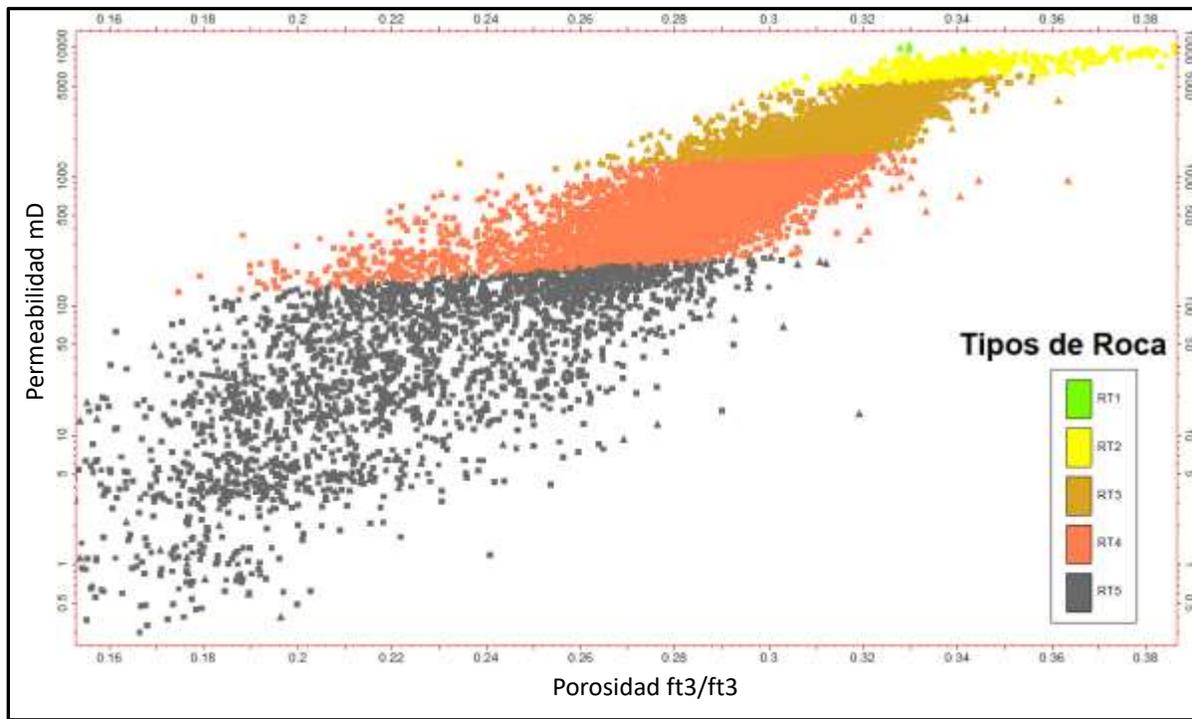


Figura 26.

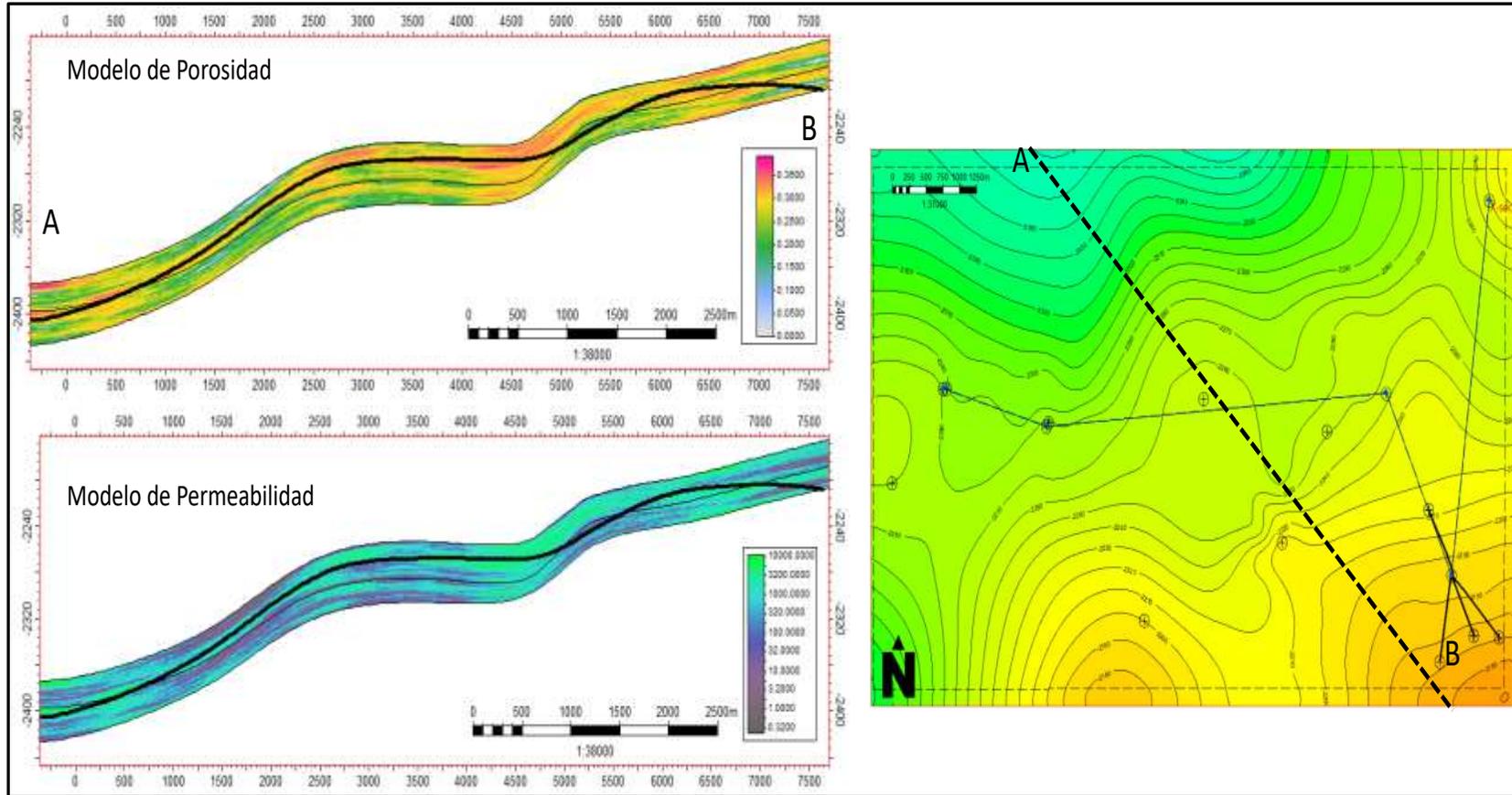
Correlación tipos de roca entre el análisis de Porosidad vs Permeabilidad y el valor de WR35



La figura 27 nos muestra una sección transversal del modelo tridimensional poblado con las propiedades Porosidad y Permeabilidad resultado del análisis espacial de las mismas.

Figura 27.

Sección trasversal de la malla numérica modelada para las propiedades Porosidad y Permeabilidad



6. Evaluación de la distribución espacial de la saturación de agua

El espacio poroso dentro de la unidad productora está ocupado por más de un fluido. La saturación correspondiente a cada fluido, es la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido en particular. Las fracciones de fluido que ocupan el espacio poroso son constituidas por agua, petróleo y gas de tal forma que el Volumen poroso está conformado por la sumatoria de los volúmenes de cada uno de los fluidos (Ecuaciones 2 y 3).

$$V_p = V_o + V_g + V_w \quad (2)$$

$$1 = \frac{V_w + V_o + V_g}{V_p} = S_w + S_o + S_g \quad (3)$$

$$S_f = \frac{\text{Volumen de fluido en la Roca}}{\text{Volumen Poroso en la Roca}} \begin{cases} S_w = \frac{\text{Volumen de agua en la Roca}}{\text{Volumen Poroso en la Roca}} \\ S_o = \frac{\text{Volumen de petroleo en la Roca}}{\text{Volumen Poroso en la Roca}} \\ S_g = \frac{\text{Volumen de gas en la Roca}}{\text{Volumen Poroso en la Roca}} \end{cases}$$

La saturación de agua dentro de un yacimiento es la propiedad más importante al momento de evaluar el mismo ya que define en gran medida la viabilidad del proyecto en desarrollo; la metodología de evaluación de este parámetro por medio de la presión capilar en muchos casos ayuda a comprender el comportamiento y predictibilidad del yacimiento. Encontramos diferentes Saturaciones de agua asociadas a los tipos de roca, en algunos casos agrupaciones significativas e identificables de un tipo de roca particular y, por tanto, diferentes resultados en la producción según la ubicación y la conjunción de las mismas.

El análisis del modelo capilar permite la comparación de los resultados experimentales y su extrapolación en el yacimiento; También realizar un cálculo de saturación más objetivo a la

realidad del yacimiento que no dependa de las resistividades medidas con registros eléctricos de pozo, que de igual forma es validado por los resultados mismos del campo en producción.

Las curvas de presión capilar son afectadas por la geometría del poro, por tanto, tener un control sobre la geometría y el tamaño de poro es el principal input para poder analizar las curvas de presión capilar. Un contraste en la presión a través de la interfase, debido a la energía interfacial entre las dos fases inmiscibles, tiene como resultado una curvatura sobre dicha diferencia, de esta manera, la presión capilar, denotada por “ p_c ”, se define como la diferencia de presión que existe entre dos fluidos inmiscibles en equilibrio a través de una interfase curva. Esta curvatura es consecuencia de la preferencia de una de las fases a mojar las paredes del capilar.

Matemáticamente, la presión capilar se define como la Ecuación 4:

$$P_c = p_{nw} - p_w \quad (4)$$

Donde p_{nw} es la presión en la fase no mojante y p_w es la presión en la fase mojante.

Aplicando el concepto de presión en líquidos estáticos y teniendo en cuenta la presencia de la presión atmosférica tenemos la Ecuación 5:

$$p_{nw} = p_{atm} + (h_1 \rho_{nw} g) \quad (5)$$

Por tanto, $p_c = h(\rho_w + \rho_{nw})$, siendo la tensión interfacial definida por la Ecuación 6:

$$\sigma = \frac{rgh(\rho_w - \rho_{nw})}{2(\cos\theta)} \quad (6)$$

Sustituyendo, la ecuación para determinar la presión capilar, en términos de la mojabilidad, las fuerzas superficiales entre fluidos y tamaño del capilar, es la siguiente ecuación:

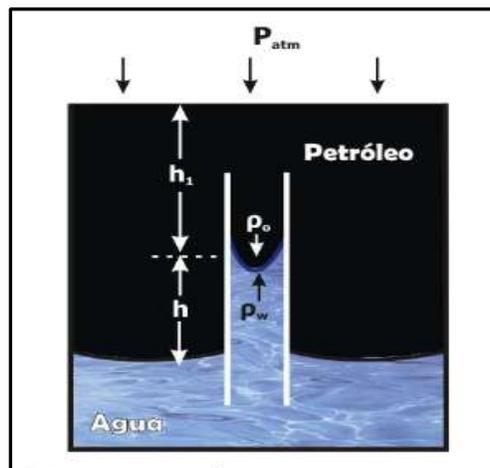
$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (7)$$

Donde p_c es la presión capilar en dinas/cm², σ es la tensión interfacial entre fluidos en dinas/cm², θ es el ángulo de contacto y r es el radio del capilar en cm.

Las fuerzas capilares presentes en un medio poroso generan una retención de fluidos en el medio que va en contra de las fuerzas gravitacionales. En un medio poroso, mientras la diferencia de densidades entre fluidos y las fuerzas gravitacionales se hacen presentes, el movimiento ascendente del aceite también experimenta una fuerza de resistencia debido a la capilaridad. Sin embargo, eventualmente el equilibrio entre las fuerzas capilares y gravitacionales ocurre y se tiene como resultado una distribución particular de fluidos, zonificación y el nivel de contacto de fluidos en un yacimiento. Como se muestra en la Figura 28, el menisco de los fluidos inmiscibles en el capilar puede ser:

Figura 28.

Presión Capilar resultante de las fuerzas interfaciales en un tubo capilar



Nota. Tomado de Green y Willhite 1998.

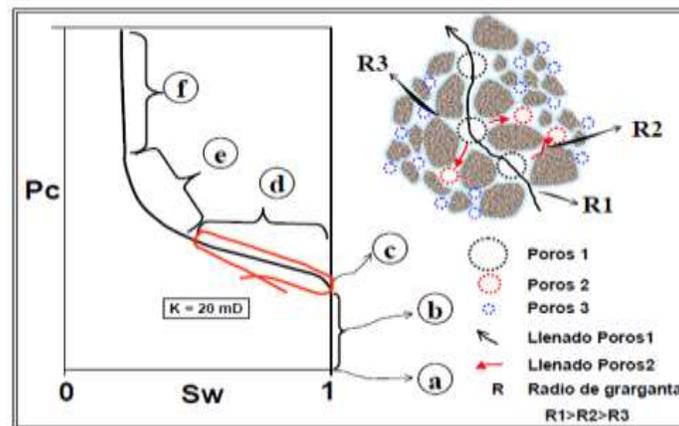
- Cóncavo con respecto a la fase más densa, el fluido en el capilar estará por arriba de la interfase de los dos fluidos fuera del capilar.
- Recta a través del capilar y a la altura de la interfase de los fluidos fuera del capilar.
- Convexa con respecto a la fase más densa y por debajo de la interfase de los fluidos fuera del capilar.

7. Curvas de presión capilar

En el laboratorio se muestrea experimentalmente un tipo de roca específico, la cual se individualiza con la gráfica de presión capilar, y cada tipo de roca tiene un rango de radios de garganta específicos Figura 29 (Amaya L. y Angarita M. 2004).

Figura 29.

Análisis conceptual de distribución de curva de presión capilar y tipo de roca



Nota. Tomado de: Amaya L. y Angarita M. 2004

- a) Roca 100% saturada de agua.
- b) Mínimo de presión de desplazamiento ejercida (P_b) para vencer P_c en R1.
- c) Entra la primera gota de aceite a Poro-1 ($P_b > P_c$).
- d) Llenado Poros-1 sin mayor incremento de presión. Zona asociada al mayor factor de recobro (se ubican los tubos de mayor r).
- e) Incremento significativo en la presión de desplazamiento para vencer R2 (tubos de r intermedio) y llenar Poros-2.

f) Incremento presión de desplazamiento, P_b no vence P_c en R3 (tubos de menor r), no se alcanza Poros-3, los cuales quedan a condiciones de Swirr

7.1 Calculo de la Saturación por función de Altura

Los yacimientos están dominados por las fuerzas de presión capilar, lo que hace resaltar la importancia de determinar y comprender la física capilar de la roca. La saturación es un parámetro que puede evaluarse desde de la información de núcleos y permitirá la construcción de un modelo de saturación a partir de una función de altura.

Un yacimiento bien caracterizado, dependerá de las condiciones estáticas y dinámicas, las cuales juntas representan la interacción roca fluido, permitiendo generar un modelo más robusto que incluye tipos de roca y una función de altura de saturación para cada tipo de roca identificado.

La presión capilar nos muestra la interacción de los fluidos con la roca siendo afectada por la geometría de la roca, la distribución del tamaño del poro y su geometría, además de su tensión interfacial y mojabilidad.

La estimación de la Saturación para el yacimiento se realizó mediante el análisis de las muestras de laboratorio asociadas a cada tipo de roca, creando unas funciones independientes por tipo de roca para la función Leverett y otra ecuación general con algunos datos de ajuste propicios para el método Brooks-Corey, lo que nos permitió comparar los resultados de la evaluación volumétrica con parámetros distintos y comparar el resultado entre las funciones.

Se tomaron cada una de las muestras, las cuales cuentan con información tanto de Porosidad y permeabilidad (para asociarlas entre los intervalos definidos por el método de Winland a un tipo de roca específico), así como las curvas de presión capilar Figura 30.

Las mediciones de presión capilar realizadas en laboratorio fueron ajustadas a condiciones de Yacimiento (Ecuación 8), Figura 31. (Sohrabi. 2007) donde:

$$P_{C_{res}} = \frac{(\sigma \cos \theta)_{res}}{(\sigma \cos \theta)_{Lab}} * (PC)_{Lab} \quad (8)$$

Figura 30.

Curvas de Presión capilar vs Saturación de Agua, data Laboratorio

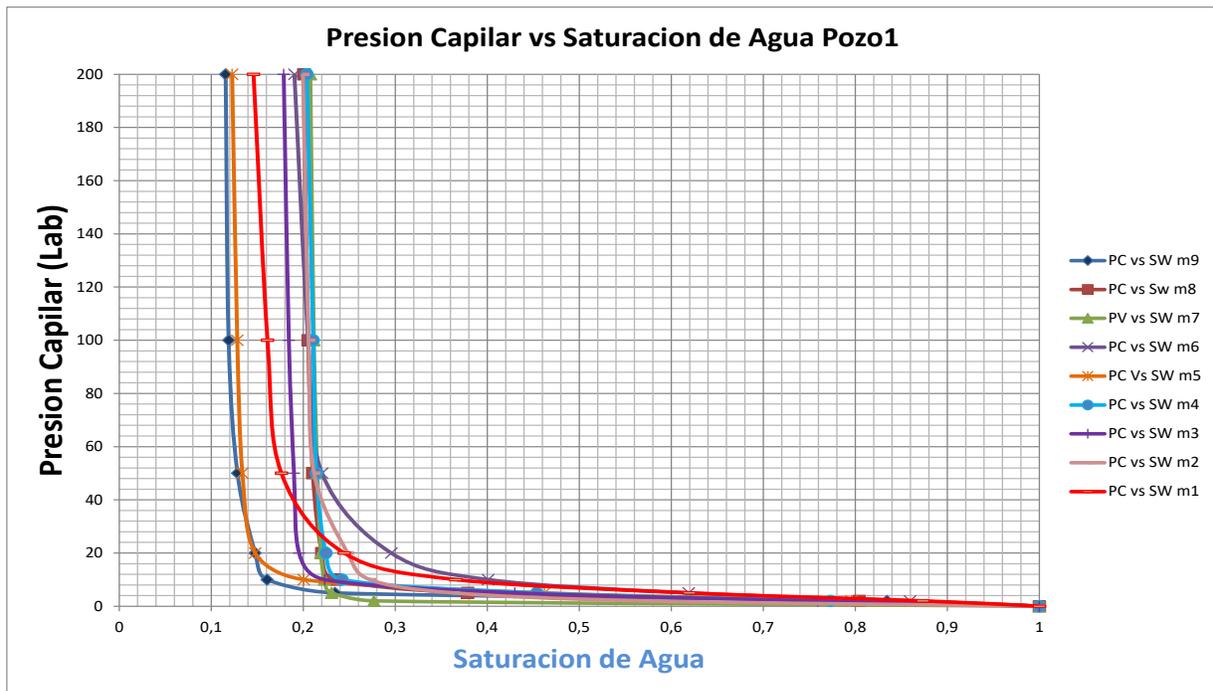
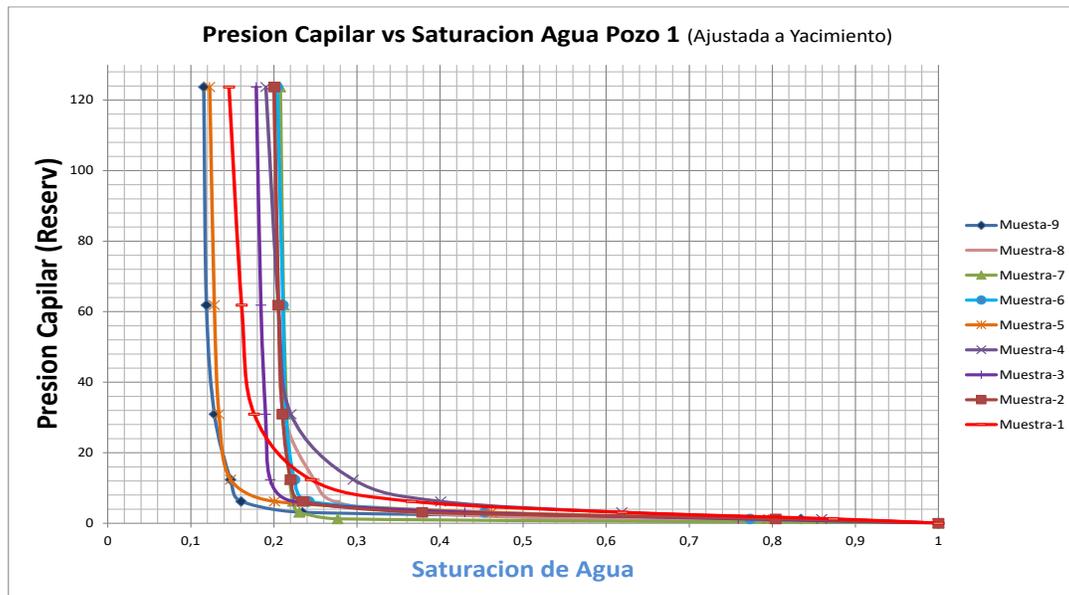


Figura 31.

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



Una vez corregidas las muestras a condiciones de yacimiento, se hicieron los respectivos cálculos de la ecuación de Winland R35 para determinar dentro de que grupo de tipos de roca estaría cada muestra, cómo se observa en la Tabla 3.

Tabla 3.

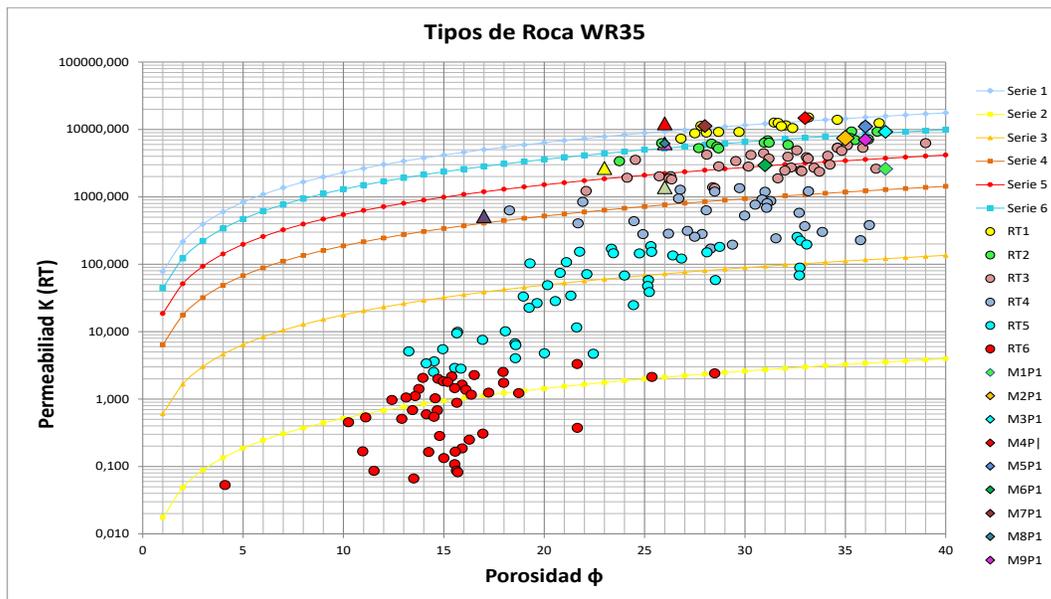
Análisis de Muestras con data de Presión capilar

Tipo de roca para las muestras de SW									
Muestra	MUESTRA	LAB	DATA-1	Recalculada	Recalculada		Ø*100	RT	R35
	Profundidad	K(md)	Porosidad	Porosidad N	RQI	FZI			
1	2914,6	2598,79	0,37	0,5873	2,6316	4,4808	37	3	24,264
2	2916,3	7432,60	0,35	0,5385	4,5758	8,4979	35	2	47,223
3	2921,5	9237,74	0,37	0,5873	4,9615	8,4479	37	2	51,148
4	2924,3	14714,25	0,33	0,4925	6,6304	13,4618	33	1	74,239
5	2926,2	11056,91	0,36	0,5625	5,5029	9,7830	36	1	58,212
6	2944,5	2942,70	0,31	0,4493	3,0593	6,8094	31	3	30,415
7	2978,1	11239,18	0,28	0,3889	6,2910	16,1768	28	1	73,028
8	2984,4	6203,89	0,26	0,3514	4,8504	13,8049	26	2	54,897
9	3090,5	7036,47	0,36	0,5625	4,3899	7,8043	36	2	44,627

La Figura 32 además de mostrar los datos de porosidad y permeabilidad del intervalo corazonado, también muestra la posición en el gráfico de las muestras a las que se les realizaron análisis especiales, útiles para el ajuste de las funciones de saturación para cada tipo de roca.

Figura 32.

Asociación de Muestras con data de presión capilar, a tipos de roca



Una vez se identificó a qué tipo de roca pertenece cada muestra, se procedió a realizar una corrección por contenido de arcilla o QV determinado por la Ecuación 10, (Corrección por Intercambio Catiónico). Donde la Corrección está dada por la siguiente función (Ecuación 9):

$$P_c^* = P_c \left[\frac{\phi_e}{\phi_t} \right]^{-0.5} \quad \text{y} \quad S_{nw}^* = S_{nw} \left[\frac{\phi_e}{\phi_t} \right] \quad (9)$$

Donde:

P_c^* = Presión Capilar corregida.

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

\emptyset_t = Porosidad total medida en el Laboratorio.

\emptyset_e = Porosidad efectiva: $\frac{\emptyset_e}{\emptyset_t} = 1 - (0.6425 * Sal^{-0.5} + 0.22) * Qv.$ (10)

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

Qv = Capacidad de intercambio catiónico en meq/ml.

Hechas las correcciones para cada muestra, se observó una variación en el valor de saturación de agua irreducible dentro de 2 a 4 puntos porcentuales (Figura 33), donde la muestra da una saturación de agua irreducible aproximada del 20%, y una vez ajustada por Qv , su Saturación de agua irreducible ajustada es del 18%. 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 Figura 34 muestra el total de curvas ajustadas utilizadas para la construcción del modelo de saturación.

Figura 33.

Curva de presión capilar con y sin corrección por Qv

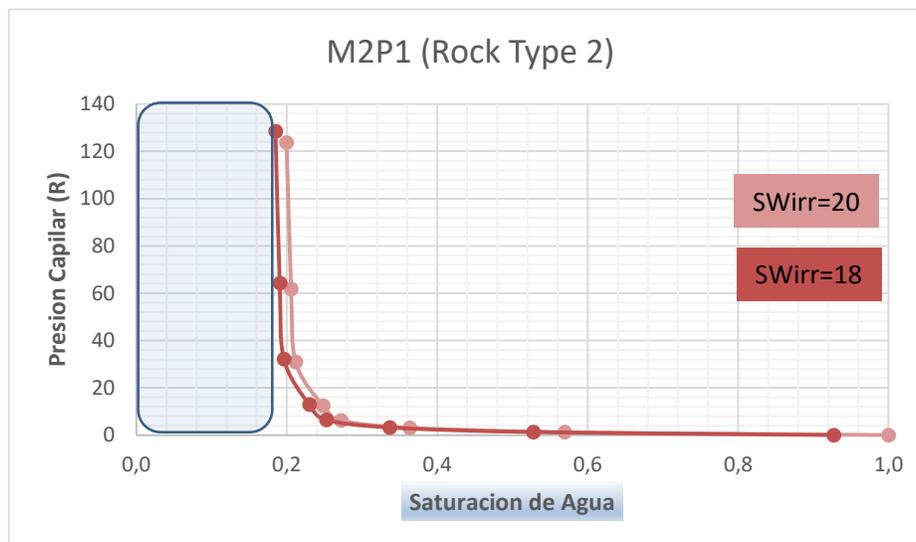
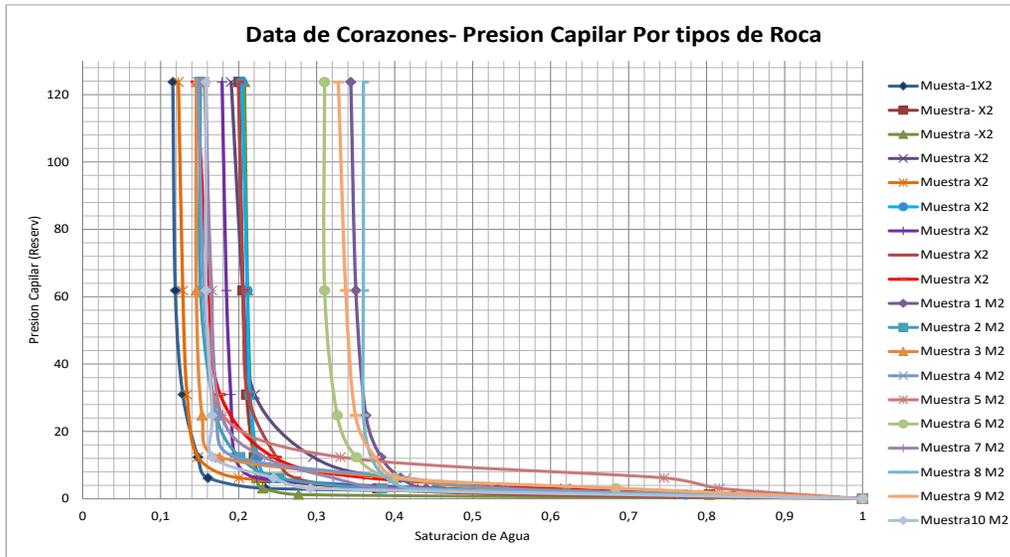


Figura 34.

Curvas de presión capilar ajustadas utilizadas para la evaluación de saturación



7.2 Modelando de la función de altura para el cálculo de Saturación

Se tomaron como metodologías las funciones de altura de Leverett y Brooks-Corey para dar un ajuste más acertado de la saturación del yacimiento independientes de la resistividad y teniendo en cuenta el análisis de tipo de roca modelado en el área de interés como se muestra en la Figura 35. Utilizando las curvas de presión capilar estimadas para cada tipo de roca (Figura 36); estas funciones describen el comportamiento de la capilaridad dentro del yacimiento permitiendo una unión entre los registros de pozo y los datos obtenidos en laboratorio por medio de la función J que es la base para la generación de una función de saturación.

La función J está dada por la siguiente ecuación:

$$Función J = \frac{0.2166 * P_{c*}}{\sigma \cos\theta} \left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5} \quad (11)$$

Se deben calcular los valores de J para cada curva de presión capilar asociada al tipo de roca, 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. La tabla 4 presenta los valores de una muestra en la cual se determinaron algunos parámetros necesarios para la construcción de la función de saturación, de igual forma, la Tabla 5, resume los valores promediados para un tipo de roca particular (RT1).

Tabla 4.

Estimación de parámetros J-Function, Swirr, Pc y Sw para una muestra.

Muestra 5			Rock Type 1						
Pc	2926.2' Ka = 11056.91		Pc(res)	SW irr	SW Norm	Porosidad	Permeabilidad	(σ) [*] Cos (\emptyset)	Funcion J
	Sw	lr							
0	1,000		0,000	0,12	1,0000	0,36	11056,91	25,98076	0,000
2,0	0,796	1,377	1,237		0,7680				1,808
5,0	0,462	3,178	3,093		0,3887				4,519
10,0	0,201	14,302	6,186		0,0916				9,038
20,0	0,148	32,180	12,372		0,0315				18,076
50,0	0,134	57,671	30,929		0,0157				45,190
100,0	0,128	65,585	61,859		0,0094				90,381
200,0	0,123	73,473	123,718		0,0031				180,761

Tabla 5.

Estimación de parámetros J-Function, Swirr, Pc y Sw para una muestra.

Rock Type 1				
Presion Pc*	Saturacion S* _{nw}	SW* irr	SW* Norm	Funcion* J
0,0000	0,9292	0,11	0,9416	0,000
1,2835	0,7395		0,7235	0,897
3,2086	0,4293		0,3671	2,242
6,4173	0,1864		0,0878	4,484
12,8346	0,1373		0,0314	8,968
32,0864	0,1244		0,0165	22,419
64,1729	0,1192		0,0106	44,838
128,3458	0,1140		0,0046	89,675

Figura 35.

Curvas de presión capilar evaluadas para cada tipo de roca

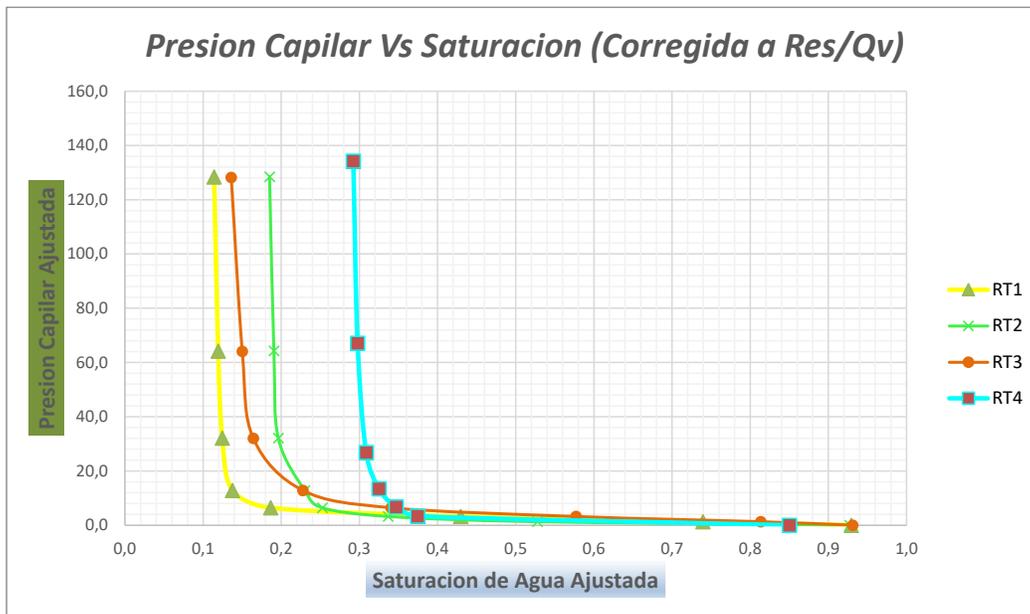
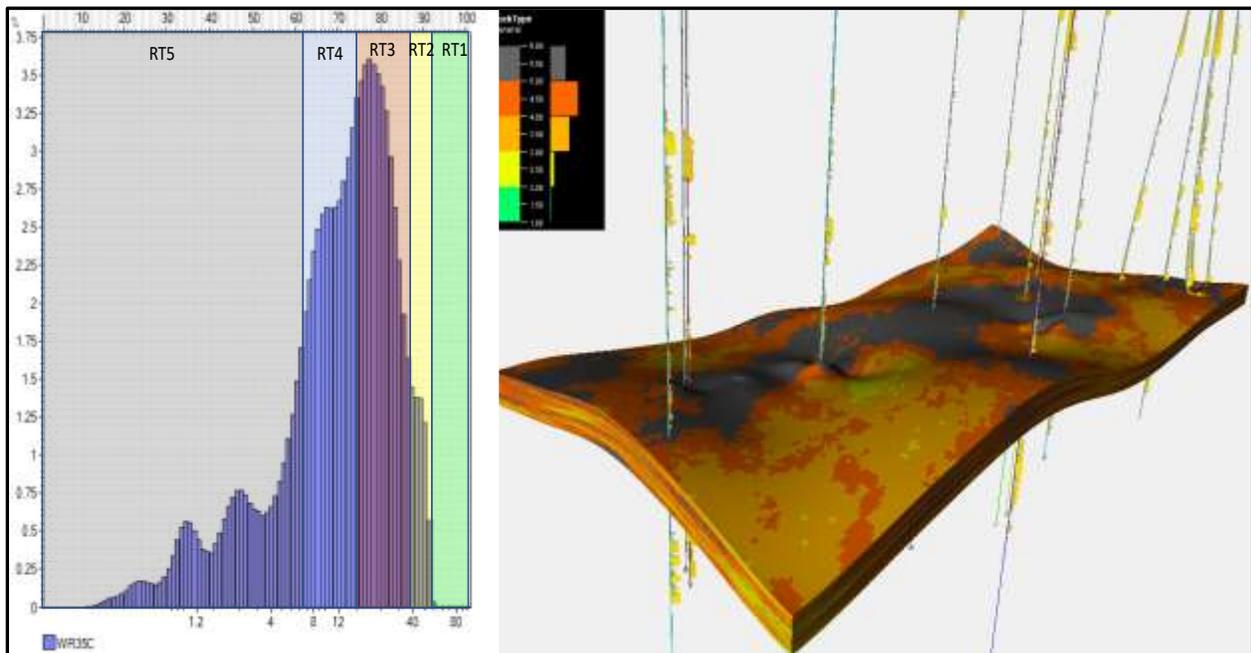


Figura 36.

Modelado Tridimensional del yacimiento por tipos de roca



• **Función Leverett:**

La ecuación de saturación de Leverett está propuesta de la siguiente manera (Ecuación 12):

$$S_w = a * \left(\frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\emptyset}} \right)^\lambda + S_{wirr} \quad S_w = a * (J)^\lambda + S_{wirr} \quad (12)$$

Donde:

S_w = Saturación de Agua

S_{wirr} = Saturación de agua irreducible

K = Permeabilidad

\emptyset = Porosidad

θ = Angulo de contacto entre el agua y el hidrocarburo

σ = Tensión interfacial entre el agua y el hidrocarburo

Y donde λ y “a” son parámetros de ajuste

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

$$P_c = gh\Delta\rho = 0.433h\Delta\rho$$

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

Con la determinación de la función J y la Saturación de agua irreducible para cada tipo de roca, se obtuvieron las siguientes funciones (Ecuaciones 13 a 16)

$$S_w \text{ RT1} = (1,2139) * \left(\frac{P_c}{\sigma \cos \theta} * \sqrt{\frac{K}{\emptyset}} \right)^{-1.094} + 11 \quad (13)$$

$$S_w \text{ RT2} = (0.776) * \left(\frac{P_c}{\sigma \cos \theta} * \sqrt{\frac{K}{\emptyset}} \right)^{-0.931} + 18 \quad (14)$$

$$S_w RT3 = (1.338) * \left(\frac{P_c}{\sigma \cos \theta} * \sqrt{\frac{K}{\phi}} \right)^{-0.864} + 14 \quad (15)$$

$$S_w RT4 = (2.7023) * \left(\frac{P_c}{\sigma \cos \theta} * \sqrt{\frac{K}{\phi}} \right)^{-1.252} + 30 \quad (16)$$

- **Modelo Brooks Corey**

El modelo realizado por Brooks y Corey, emplea la información obtenida de laboratorio, para calcular la saturación de agua irreducible (S_{Wirr}), la presión de desplazamiento (P_e), el exponente Corey (λ) (Corey 1964), y la relación entre porosidad y permeabilidad, además de la relación de altura al contacto y la diferencia de densidades de los fluidos forzando un control entre la evaluación petrofísica de los resistivos, y el cálculo por presión capilar (Zahoor).

Para generar una función de Saturación mediante la ecuación de Brooks-Corey (Ecuación 17), hay que determinar los parámetros establecidos dentro de la misma, los cuales están en función del tipo de roca, además de haber evaluado las curvas de porosidad y permeabilidad de la siguiente manera:

$$Brooks - Corey: S_w = S_{Wirr} + (1 - S_{Wirr}) * \left(\frac{P_{CLab}}{P_e} \right)^{-1/\lambda} \quad (17)$$

P_e : Presión de entrada

λ : Índice de distribución de garganta de poro

S_{Wirr} : Funcion de la saturación de agua irreducible

La primera de las variables es S_{Wirr} ; la cual se determinó por el análisis de las muestras de presión capilar Tabla 4 para cada muestra, ya que el modelo se basa en un análisis estadístico de todos los datos de presión capilar en el cual es generada una curva de tendencia para cada

parámetro dentro de la función; tendríamos que graficando $S_{w_{irr}}$ vs K o $S_{w_{irr}}$ entre otras variables como muestra la Figura 37. Es importante comprender la relación entre la Saturación de agua irreducible con la distribución de tamaños de poro y el radio de garganta de poro dada en la relación $S_{w_{irr}}$ vs Winland R35, ya que mantienen una relación directa como lo muestra la Figura 37.

De manera general la caracterización del Yacimiento nos da un rango de valores para cada propiedad de la siguiente forma: El valor de la Saturación de agua irreducible, dio un rango entre el 11% y el 30%, entre las muestras por tipo de roca existentes. Las permeabilidades del yacimiento son altas, mayores a los 1500mD, y porosidades mayores al 26%.

De las relaciones obtenidas se definieron las siguientes ecuaciones:

$$S_{w_{irr}} = (0.764) * (WR35)^{-0.442} \quad (18)$$

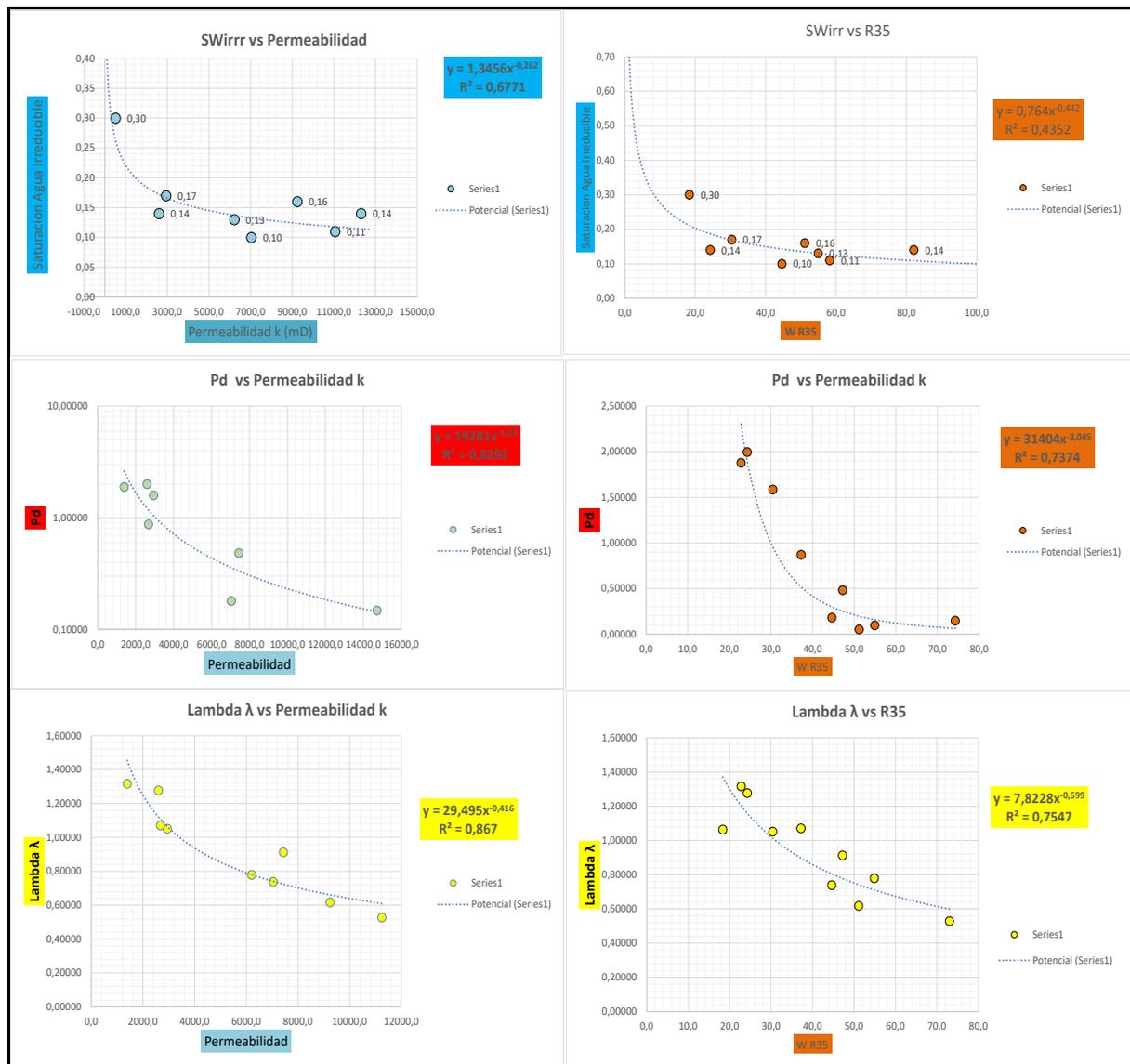
$$Lambda \lambda = (7.8228) * (WR35)^{-0.599} \quad (19)$$

$$Pe = (31404) * (WR35)^{-3.045} \quad (20)$$

Parámetros que fueron reemplazados dentro de la función Brooks-Corey para la evaluación de la saturación del Yacimiento.

Figura 37.

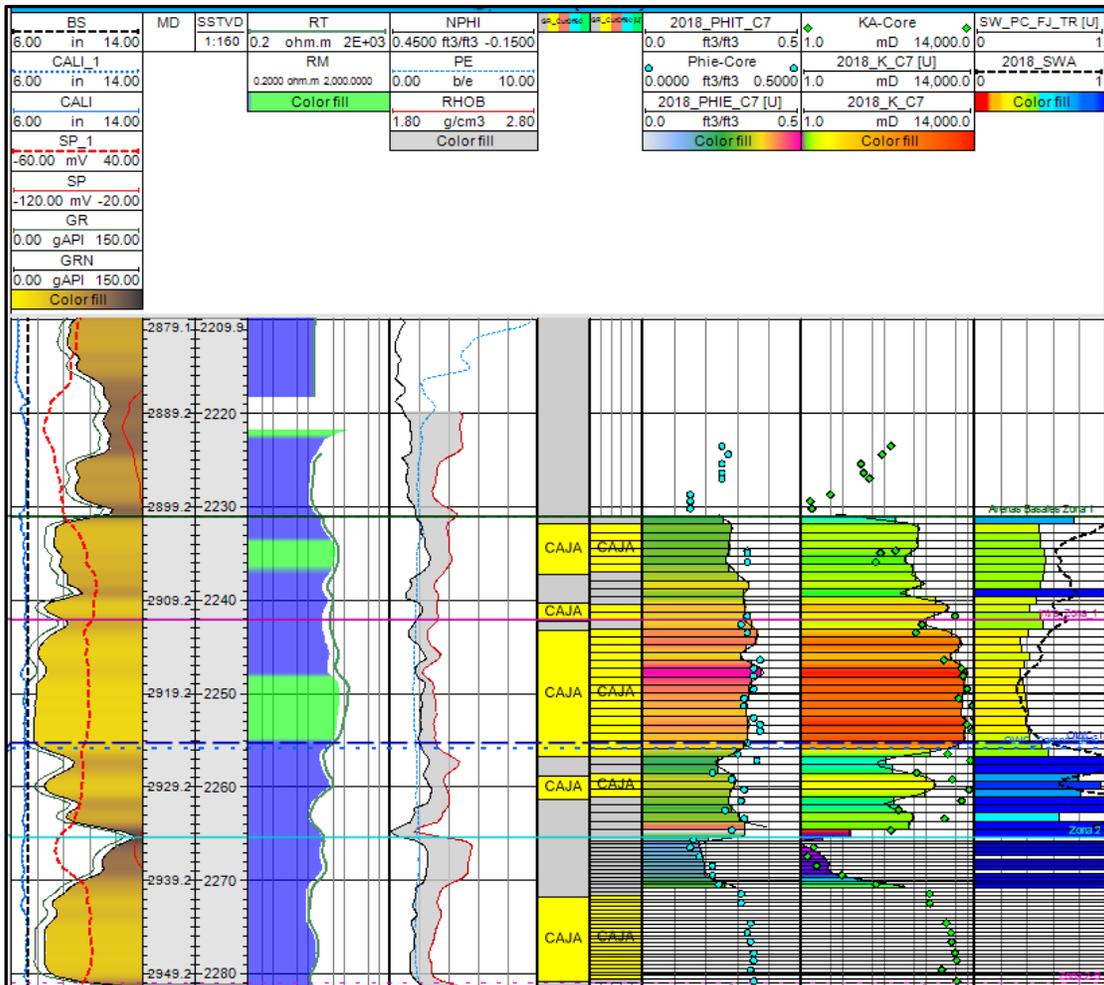
Evaluación de los parámetros necesarios para la Ecuación de saturación



Una vez obtenidas las funciones de saturación, se evaluaron dentro de la malla numérica tridimensional del Yacimiento, mostrando un ajuste bueno entre el modelo de saturación por Archie de la petrofísica calculada mediante registros eléctricos de pozo y los modelos de Saturación por presión capilar, Figura 38.

Figura 38.

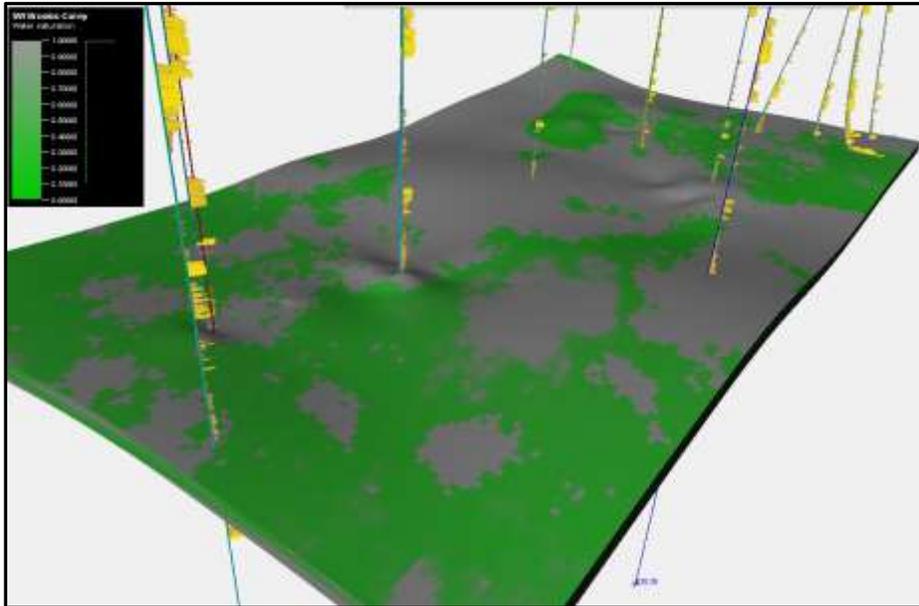
Perfil de saturación para un pozo de control, por el método de función J y el modelo de Archie.



Las siguientes figuras, muestran el poblamiento tridimensional de los casos base del modelo de saturación por presión capilar Figura 39 y Figura 40. Luego de realizar el cálculo de la saturación se realizaron cortes transversales y longitudinales al campo con el objetivo de dar control de calidad a los modelos resultantes, como lo muestra la Figura 41.

Figura 39.

Modelado 3D, de la función de saturación por el método de Brooks-Corey

**Figura 40.**

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

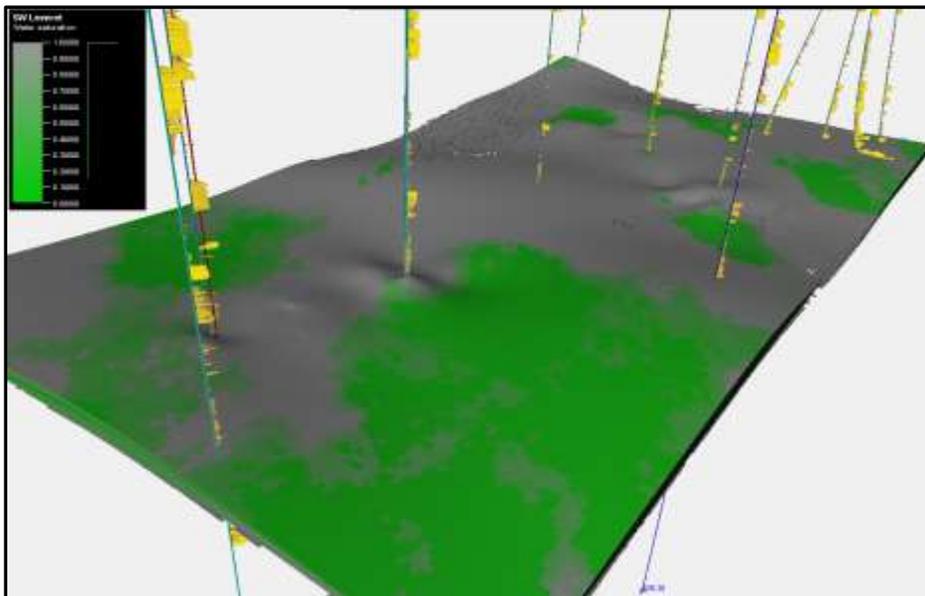
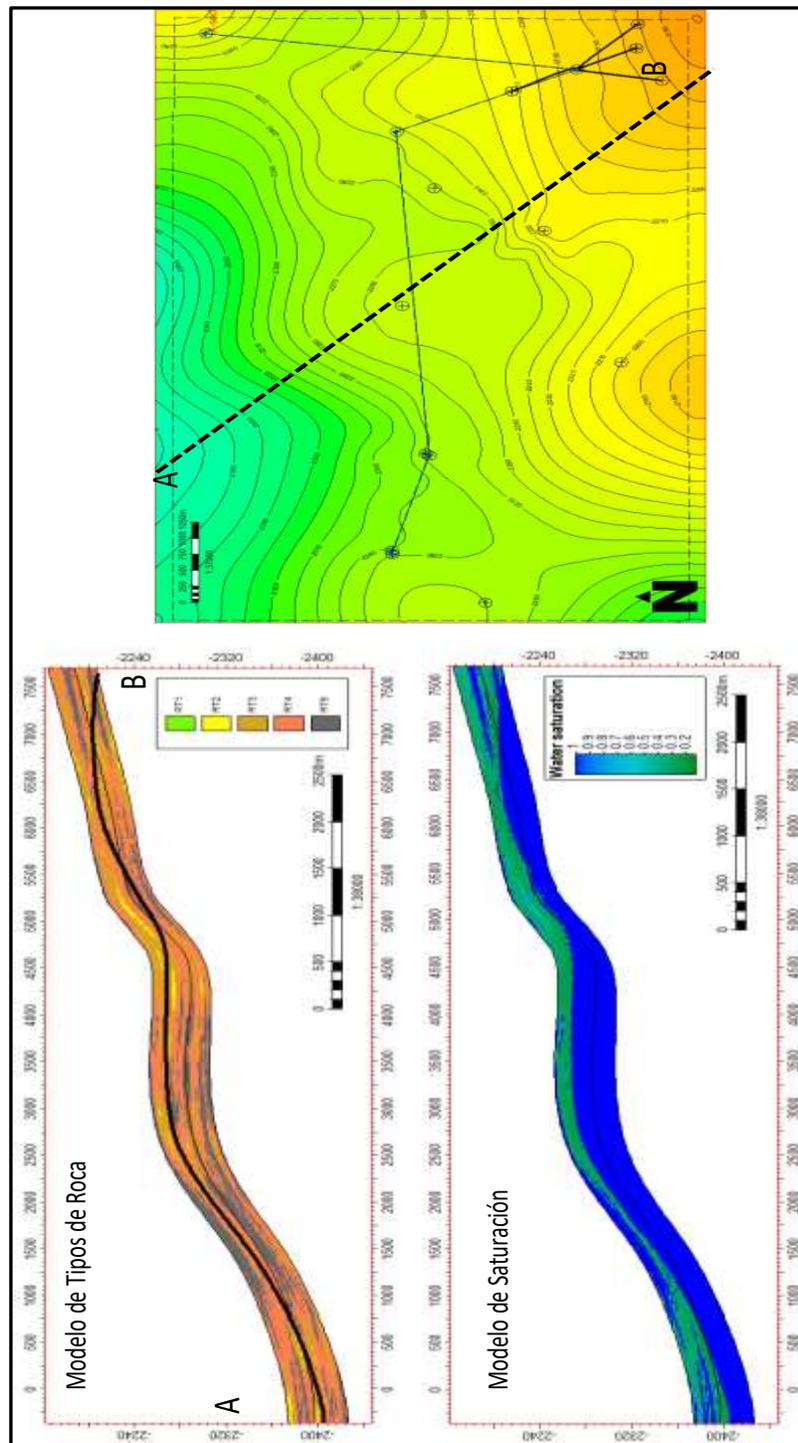


Figura 41.

Sección transversal sobre el modelo tridimensional de tipos de roca y saturación Brooks-Corey



8. Evaluación Volumétrica del yacimiento

Una vez pobladas dentro de la malla numérica las funciones de saturación por presión capilar empleando los métodos Leverett y Brooks-Corey, se realizó la evaluación volumétrica del área del Yacimiento empleado la ecuación de POES donde:

$$POES = \frac{7758 * A * h * \emptyset (1 - S_w)}{Bo} \quad (21)$$

A=Area del yacimiento

h=Espesor de la roca Yacimiento

\emptyset =Porosidad

S_w = Saturación de Agua

B_o = Factor volumétrico de formación

En la estructuración del escenario de probabilidad del OOIP, se corrieron múltiples realizaciones para evaluar la saturación del Yacimiento conforme a los dos modelos de saturación propuestos para tal fin; Se realizó un análisis de incertidumbre sobre el modelo, utilizando las variables porosidad y permeabilidad que afectan volumen del campo y su distribución.

Aplicando una variación en la semilla tanto de la porosidad como de la permeabilidad por medio del método Montecarlo, el cual asigna un valor aleatorio para las variables propuestas, y respecto de las distribuciones de tipos de roca, la variación areal de la distribución se verá afectada por la semilla. Ésta marca el camino a seguir por la simulación y por ende da resultados diferentes para cada realización.; los resultados fueron los siguientes Tabla 6. La Figura 42 nos muestra el “Workflow” de incertidumbre empleado para la función Brooks-Corey donde se corrieron

múltiples casos para la evaluación volumétrica, de igual forma se desarrolló la misma metodología para la función Leverett. Se puede dividir cada flujo de trabajo en dos secciones, en donde la primera genera distintas distribuciones tanto de porosidad como de permeabilidad con variación de semilla solamente y una segunda parte donde computa las funciones de saturación evaluadas para el yacimiento.

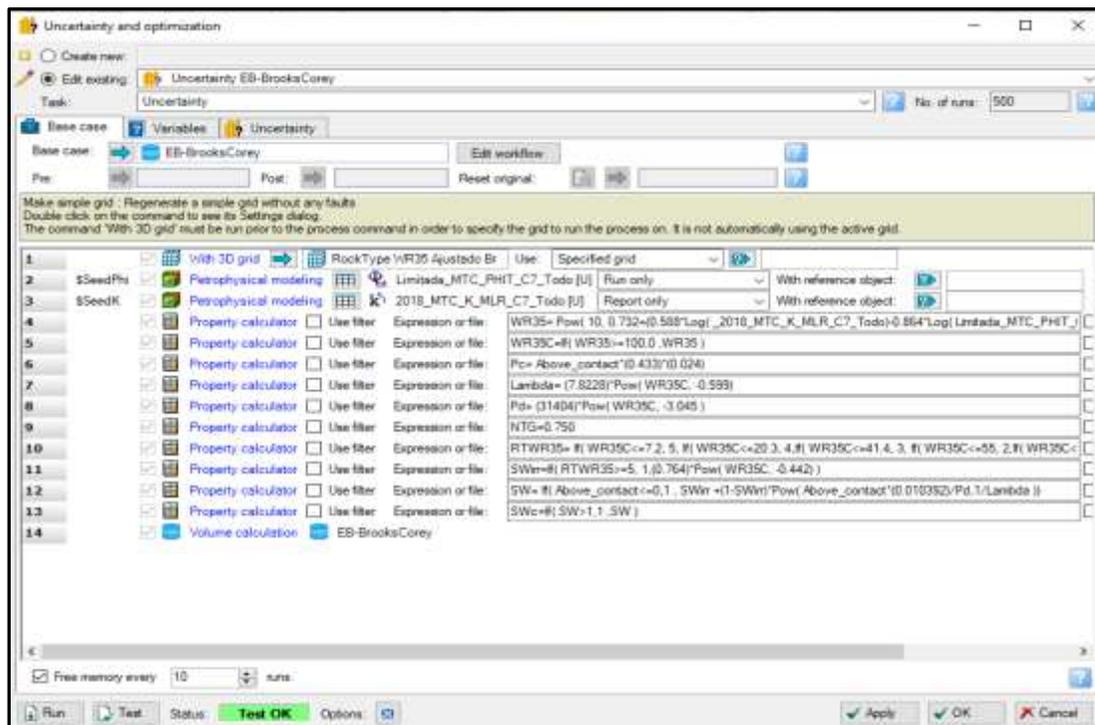
Tabla 6.

Resultados de la evaluación volumétrica del yacimiento para los escenarios P10, P50 y P90

Porb:	OOIP		
	P10	P50	P90
Leverett	186	192	197
Brooks-Corey	205	210	214

Figura 42.

Flujo de trabajo para análisis de incertidumbre (Caso Brooks Corey)



Para el cálculo de Hidrocarburo Original In Situ se utilizó el “workflow” de incertidumbres para cada caso, donde se generaron 500 realizaciones, mostrando una distribución de P10, P50 y P90. Figuras 43 y Figura 44.

Figura 43.
Distribución probabilística del OOIP del área del Yacimiento por método Brooks Corey

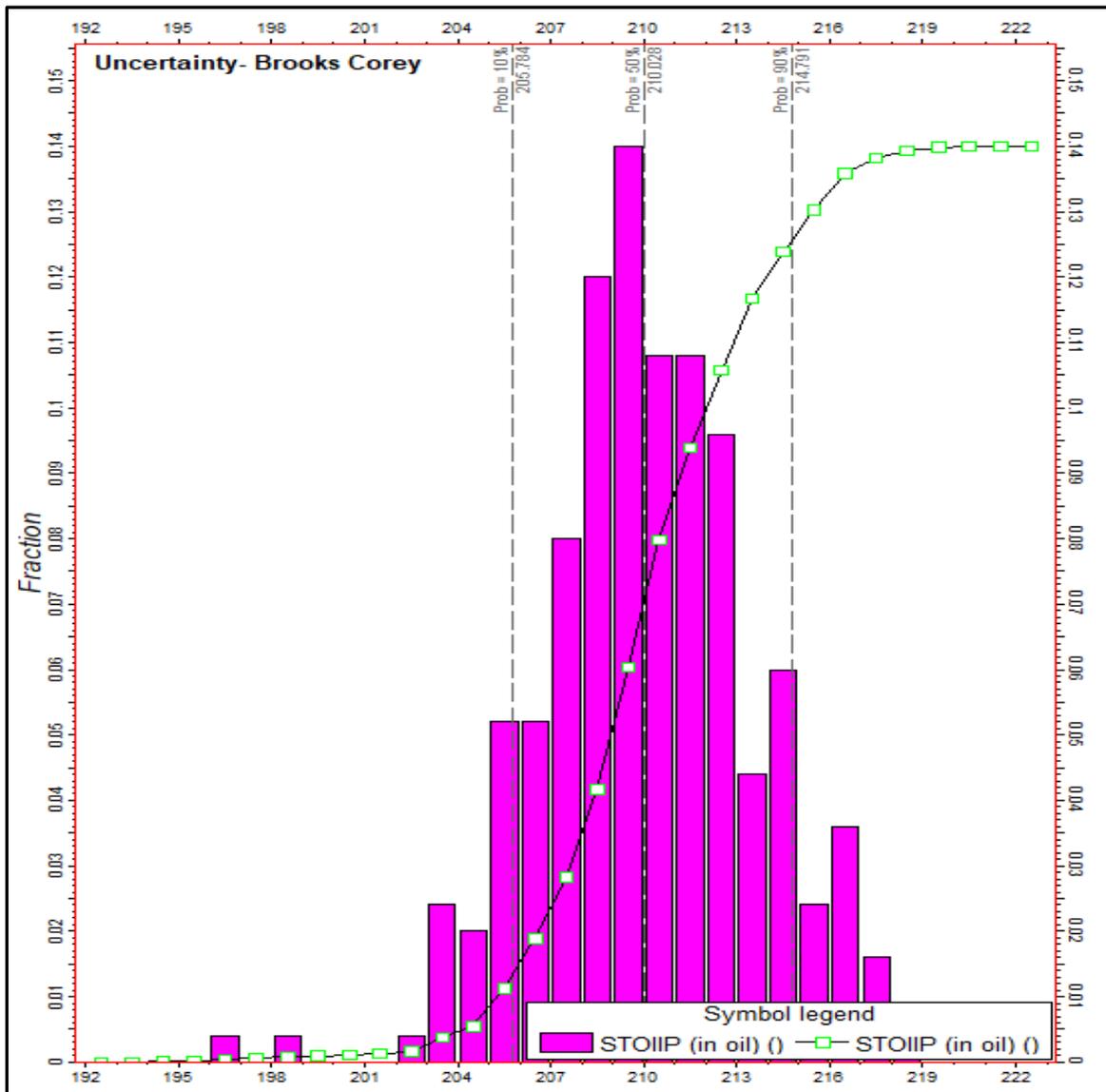
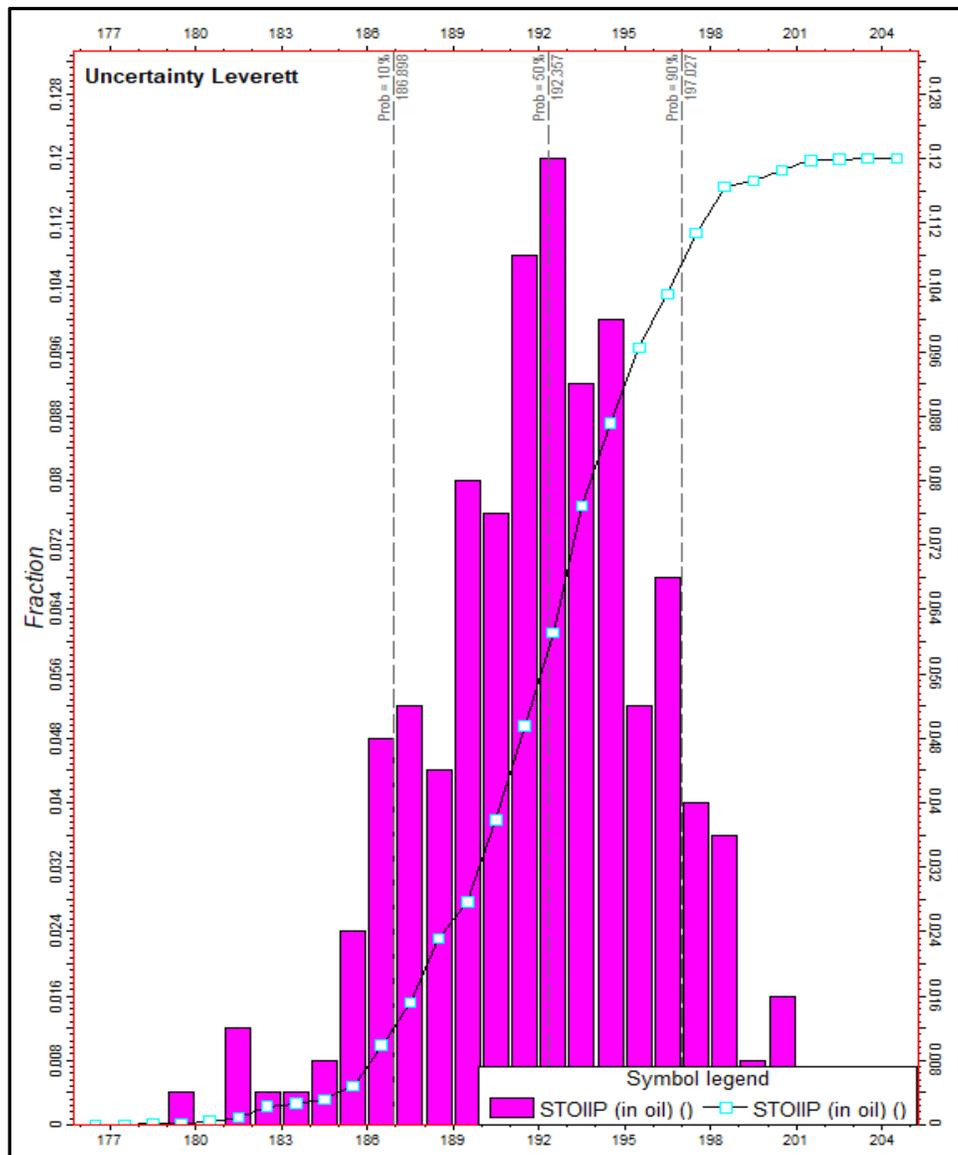


Figura 44.

Distribución probabilística del OOIP del área del Yacimiento por método Leverett



9. Conclusiones

La heterogeneidad en el yacimiento representa la principal incertidumbre en el modelo geológico. Al tratarse de un campo con control estratigráfico, de crudo pesado, bajo espesor petrolífero y con acuífero activo, los retos para el hallazgo y producción de hidrocarburos requieren de diferentes metodologías y herramientas tecnológicas y analíticas que permitan predecir las propiedades de las arenas a perforar.

Dentro de las 3 zonas de interés del área de estudio, se identificaron de base a tope de la sección 8 intra-unidades que pudieron seguirse por todo sector, con base a la respuesta de los registros eléctricos, las cuales servirán para generar un control de ambiente de depositación, clave en el desarrollo del campo.

Se identificaron 6 tipos de roca por medio del análisis de data de corazones, de los cuales se individualizaron 2 como rocas no yacimiento y 4 como rocas generadoras de hidrocarburo dentro del área asignada en el Yacimiento.

Con el modelo de presiones capilares por tipo de roca, fue posible identificar características propias de cada tipo de roca, como la saturación de agua irreducible que directamente afecta la relación k/ϕ o capacidad de flujo (FUS).

Al cotejar los resultados entre los modelos de saturación por presión capilar con el modelo de saturación de Archie, se puede concluir que los modelos tienen un buen ajuste, principalmente donde las arenas son más limpias y sus espesores son homogéneos, lo que reafirma la importancia de la implementación de los cálculos de saturación por los dos métodos.

A pesar de ser funciones con parámetros de entrada diferentes, las dos funciones dieron como resultados volumetrías considerablemente cercanas con una diferencia de 18 millones de

barriles en el escenario P50 del yacimiento. Donde la función Leverett da un resultado de 192 MMbbl y la función Brooks-Corey de 210 MMbbl.

El resultado del cálculo del modelo de saturación por presión capilar da un ajuste considerablemente bueno respecto al modelo realizado por evaluación petrofísica empleando registros de pozo y la ecuación de Archie, principalmente preciso sobre los segmentos de arena más limpios, y algunas variaciones en las arenas con hidrocarburo más sucias.

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>.
- 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.
- 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., & Mainault, 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>
- 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 carbonos, 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>.
- 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.