

ANÁLISIS COMPARATIVO DE UNIDADES DE FLUJO EXAMINANDO LA  
SENSIBILIDAD EN EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO.

ÁLVARO EDUARDO HUERTAS BOTACHE  
JHONATHAN RAMIREZ BELTRAN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2020

ANÁLISIS COMPARATIVO DE UNIDADES DE FLUJO EXAMINANDO LA  
SENSIBILIDAD EN EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO.

ÁLVARO EDUARDO HUERTAS BOTACHE  
JHONATHAN RAMIREZ BELTRAN

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIEROS DE  
PETRÓLEOS

Director:

ARISTOBULO BEJARANO WALLENS  
Msc. Gestión tecnológica

Codirector:

JULIAN DAVID DE BEDOUT ORDOÑEZ  
Geólogo

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2020

## DEDICATORIA

*A Dios por darme la oportunidad de vivir día a día y la fuerza para superar cada obstáculo que se interpuso en este nuevo logro.*

*A mi padre Alvaro Huertas y mi madre Ana Mercedes Botache, por cada esfuerzo que realizaron para ver a su hijo alcanzar esta nueva meta, Infinitas gracias por su ayuda incondicional.*

*A mi hermana Laura Victoria y mi hermano Juan José que fueron, son y serán una parte importante en mi formación. Gracias por acompañarme en esta vida.*

*A cada uno de mis amigos de la Universidad, Jonathan, Juliancho, Ginita, Sergio, Daniel Cruz, Jesiquita, Cristian, a pesar de ser pocos, me brindaron su amistad sincera y me quedo con los mejores momentos que compartimos, Gracias por los ánimos, por el apoyo, por cada momento.*

*A Andrés Zambrano, Camilo Lozano, Andrés Jiménez, Daniela Lucia Vallejo, mis amigos de mi infancia, quienes me conocen desde siempre, me han acompañado en cada etapa de mi vida y están al pendiente de todo. Le agradezco a la vida por encontrármelos en mi camino.*

*Y por supuesto dedico este logro a cada persona, que he tenido el orgullo, la oportunidad y la coincidencia de conocer, porque cada una de ellas me brindaron la posibilidad de crecer y mejorar como persona.*

**Álvaro Eduardo Huertas Botache**

## DEDICATORIA

*A Dios por ser él, el ser más maravilloso en mi vida porque siempre ha estado sujetando mi mano y me acompaña a todo lugar al que vaya gracias, Padre.*

*A mi padre Juan Manuel, mi madre Luz Alix y mi hermana Marisol sin ustedes no hubiera llegado tan lejos, porque sé el gran esfuerzo y dedicación que hacen por mí, por ver a su hijo y hermano triunfar en la vida, por su amor, dedicación y compañía infinitas gracias doy a Dios por tenerlos en mi vida.*

*A mis abuelas, abuelo, tías, tíos, primos, primas y a mí tío Mario que me acompaña desde el cielo, gracias a todos por su amor y compañía*

*Al Dr. José Gregorio Hernández y la virgen María por ser ustedes quienes me enseñaron esta linda profesión, me acompañan a donde voy y quieren para mí el mejor futuro.*

*A la profesora Elva María Téllez y su hermosa familia por brindarme sus puertas de su hogar y haberme acogido como un integrante más.*

*A Hanctel, Andrés, Manuel, Alvarito, Sergio y Juliáncho mis mejores amigos, hermanos, confidentes hoy y siempre.*

*A Wilmar, Daniel Cruz, Julián Clavijo, Emmanuel, J Alex, mis petroleros.*

*A todos mis amigos verdaderos de mi línea que entraron conmigo en la sede Barbosa, Faber, Helmunth, Fabian, Téllez la mejor familia del apto 401, Jessica R, a los de la recocha del apto, y finalmente mis compas de estudio Saul, Omar, Lucho y Joel. Muchachos gracias a todos por brindarme su amistad sincera, por haber podido contar con ustedes, conocer las grandes personas que son y hacer de mi paso por la universidad un recuerdo imborrable.*

**Jhonathan Ramírez Beltrán**

## **AGRADECIMIENTOS.**

Los Autores expresan sus agradecimientos a:

A DIOS, que hizo posible cada ocasión y cada momento para nuestro crecimiento como personas.

A nuestros Familiares por brindarnos su apoyo incondicional día a día.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por ser nuestra alma mater, en donde recordaremos bellos momentos.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - SEDE BARBOSA, por ser nuestra alma mater, y ofrecernos esta gran oportunidad.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y Docentes por todas las lecciones enseñadas, que son indispensable en nuestro proceso de formación.

Al Ingeniero de Petróleos Aristóbulo Bejarano Wallens, director del proyecto, por sus contribuciones, orientación, paciencia y ayuda incondicional constante.

Al Geólogo Julián De Bedout Ordoñez, por su acompañamiento y valiosa ayuda durante el transcurso del proyecto.

A nuestros compañeros y amigos de Universidad, que decidieron animarnos acompañarnos y apoyarnos durante esta vital etapa de nuestra vida.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION .....	17
1. CONCEPTOS .....	18
1.1 UNIDAD DE FLUJO .....	18
1.2 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO .....	20
1.2.1 Porosidad.....	20
1.2.1.1 Según su origen.....	21
1.2.1.2 Comunicación de sus poros.....	21
1.3 CAPACIDAD DE FLUJO.....	24
1.3.1 Permeabilidad .....	25
1.3.1.1 Según su origen.....	26
1.3.1.2 Según los fluidos presentes .....	26
1.3.1.3 Según el tamaño.....	28
1.3.1.4 Ecuaciones empíricas.....	28
1.3.1.5 Técnicas de promedio para valores de la permeabilidad.....	30
1.3.1.6 Permeabilidad de producción.....	31
1.4 SATURACIÓN .....	33
1.4.1 Medición Directa .....	35
1.4.1.1 Método de la Retorta .....	35
1.4.1.2 Método de extracción con solventes.....	35
1.4.2 Medición Indirecta.....	35
1.4.2.1 Ecuación de Archie .....	35
1.4.2.1 Saturación de agua microporosa .....	37
1.4.2.2 Saturación de agua bound.....	38
1.5 MOVILIDAD .....	38
1.6 REGISTROS ELÉCTRICOS.....	39
1.6.1 Rayos Gamma .....	39
1.6.2 Densidad.....	40
1.6.3 Neutrón .....	41

1.6.5 Registros resistivos.....	42
1.7 DISTRIBUCIONES ESTADÍSTICAS.....	43
1.7.1 Percentil.....	43
1.7.2 Cuartil o cuantil.....	43
1.7.3 Decil.....	43
2. MÉTODOS DE CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO.....	44
2.1 GAMMA RAY.....	44
2.2 INDICADOR DE ZONA DE FLUJO (FZI).....	48
2.3 WINLAND R'35.....	50
3. GENERALIDADES DEL CAMPO KINGFISH.....	54
3.1 LOCALIZACIÓN.....	55
3.2 MODELO ESTRUCTURAL.....	55
3.3 FORMACIONES PRODUCTORAS.....	57
3.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....	58
4. MODELAMIENTO DE DATOS.....	59
5. ANALISIS DE RESULTADOS.....	65
CONCLUSIONES.....	76
RECOMENDACIONES.....	78
BIBLIOGRAFIA.....	79
ANEXOS.....	82

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ilustraciones de unidades de flujo.....	18
Figura 2. Ecuación Maestra de la Petrofísica .....	19
Figura 3. Porosímetro de mercurio .....	23
Figura 4. Curvas de permeabilidades relativas .....	27
Figura 5. Permeabilidad en: promedio aritmético, geométrico y armónico .....	31
Figura 6 Curva de Fetkovich - Carter.....	32
Figura 7 Curvas de declinación por Fetkovich .....	32
Figura 8 Grafica de datos de build - up.....	33
Figura 9. Representación gráfica del agua irreducible.....	37
Figura 10. Operaciones en offshore en la cuenca de Gippsland. ....	55
Figura 11. Sección transversal geológica .....	56
Figura 12. Columna estratigráfica pozo Kingfish 7.....	57
Figura 13. Registro de Porosidades vs Saturaciones .....	60
Figura 14. Gráfico de permeabilidades de unidades de flujo para GR.....	61
Figura 15. Gráfico de permeabilidades de unidades de flujo para FZI.....	62
Figura 16. Gráfico de permeabilidades de unidades de flujo para R'35.....	63
Figura 17. Unidades de Flujo según el método de indicador de zona de flujo. .	66
Figura 18. Unidades de Flujo según el método Winland R'35. ....	68
Figura 19. Zonas de Flujo según el método de Rayos Gamma.....	69
Figura 20 Unidades de Flujo según el método de Rayos Gamma.....	70

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación de permeabilidades según su tamaño .....	28
Tabla 2 Tabla de correlaciones para estimar las permeabilidades .....	29
Tabla 3 Tabla de rangos y variables para Archie.....	37
Tabla 4 Lista de archivos pozo Kingfish 7.....	54
Tabla 5 Datos Básicos de las Arenas .....	58
Tabla 6 Tipo de permeabilidades para cada modelo .....	59
Tabla 7 Unidades de Flujo para valores de RQI y Winland $r'^{35}$ .....	67
Tabla 8 Características de las unidades de flujo para el método FZI .....	71
Tabla 9 Características de las unidades de flujo para Winland $R'^{35}$ .....	72
Tabla 10 Características UF para el método de rayos Gamma. ....	72
Tabla 11 Porcentajes de error para cada método UF según Soi .....	74
Tabla 12 Resultados obtenidos para permeabilidades de los métodos UF .....	74
Tabla 13 Porcentajes de error para cada método de unidades de flujo.....	75

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Clasificación de UF según el radio de garganta de poro. ....	82
Anexo 2. Permeabilidad calculada para Método de Rayos gamma. ....	82
Anexo 3. Clasificación de ZF3 según su permeabilidad por GR. ....	82
Anexo 4. Permeabilidad calculada Método de Indicador de zona de Flujo. ....	83
Anexo 5. Clasificación de ZF4 según su permeabilidad por FZI. ....	83
Anexo 6. Permeabilidad calculada Método de Winland R'35. ....	83
Anexo 7. Clasificación de ZF5 según su permeabilidad por R'35. ....	84
Anexo 8. Clasificación de radio de garganta de poro por Winland R'35. ....	84
Anexo 9. Clasificación de radio de garganta de poro por Winland R'35. ....	86
Anexo 10. Registro de rayos Gamma GR. ....	97
Anexo 11 Registro de porosidades vs saturaciones. ....	98
Anexo 12. Registro de PHID, PHIN y PHINcorr. ....	99
Anexo 13. Registro de alfa D/N azul, D/Ncorr rojo. ....	100
Anexo 14 Registro de caliper. ....	101
Anexo 15 Registros de resistividad. ....	102
Anexo 16 Registros de PHID vs PHINcorr. ....	103
Anexo 17. Registro de porosidades VS registro de saturaciones. ....	104
Anexo 18. Registros de resistividad vs grafica de permeabilidades. ....	105
Anexo 19. Registros de saturación vs graficas de porosidad. ....	106
Anexo 20. Grafica de permeabilidades vs porosidad efectiva de percentiles. ....	107
Anexo 21. Clasificación UF por R'35. ....	107
Anexo 22 Log k vs PHIE. ....	108
Anexo 23 Gráfico UF por FZI. ....	109
Anexo 24. Gráfico UF por FZI. ....	110
Anexo 25. Gráfico UF por R'35. ....	111
Anexo 26. Gráfico UF por GR. ....	112
Anexo 27. Gráfico de permeabilidades de producción por FZI. ....	113
Anexo 28. Gráfico de permeabilidades de producción por R'35. ....	114
Anexo 29. Gráfico de permeabilidades de producción para GR. ....	115
Anexo 30 Diagrama de la metodología aplicada. ....	117

## RESUMEN

**TITULO:** ANÁLISIS COMPARATIVO DE UNIDADES DE FLUJO EXAMINANDO LA SENSIBILIDAD EN EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO.

**AUTORES:** ÁLVARO EDUARDO HUERTAS BOTACHE, JHONATHAN RAMÍREZ BELTRÁN.

**PALABRAS CLAVES:** PETROFÍSICA, PERCENTILES, ECUACIÓN, MÉTODOS

**DESCRIPCIÓN:** En este trabajo se propone una metodología, diagramas de flujo y ecuaciones para optimizar la definición de unidades de flujo considerando zonas o intervalos de la formación productora, la cual depende principalmente de su composición geológica, su capacidad de almacenamiento y de flujo y de la saturación de agua irreducible. Los principales métodos para su uso son Winland R<sup>35</sup>, Rayos gamma, Indicador de zona de flujo entre muchos otros, el impacto de cada modelo en el comportamiento de flujo puede ser diferente a pesar de contar con las mismas variables petrofísicas, en esta investigación se observa lo necesario y coherente que es el uso de datos de porosidad y permeabilidad para mejorar el rendimiento de los resultados en el uso de los métodos anteriormente mencionados además se propone diferentes aportes innovadores como lo son: Establecer una nueva ecuación para la determinación de la permeabilidad corrigiendo la ecuación propuesta por Amaefule Et al (1993) debido a que se obtenían resultados erróneos cuando se calculaba el radio garganta de poro en zonas arcillosas, afectando los resultados en los métodos para el cálculo de unidades de flujo del perfil geológico de la formación estudiada. El uso de pruebas de presión en campos muy recientes y/o datos de producción para campos maduros, brindando una mejora en los resultados obtenidos en el desarrollo de los métodos. La combinación del uso de los registros densidad (RHOB) neutrón (CNL) con el objetivo de obtener la saturación de agua irreducible calculada bajo la suma de la saturación de agua microporosa junto a la saturación de agua bound, además establecer las relaciones de porosidad total y efectiva, asumiendo que la porosidad efectiva es el volumen ocupado por los hidrocarburos y finalmente el uso de las distribuciones estadísticas como los percentiles para la aplicación y visualización de datos a trabajar.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Aristóbulo Bejarano Wallens. Codirector: Julián David de Bedout Ordoñez

## ABSTRACT

**TITLE:** ANÁLISIS COMPARATIVO DE UNIDADES DE FLUJO EXAMINANDO LA SENSIBILIDAD EN EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO.

**AUTHORS:** ÁLVARO EDUARDO HUERTAS BOTACHE, JHONATHAN RAMÍREZ BELTRÁN.

**KEY WORDS:** PETROPHYSICS, PERCENTILE, ECUATION, METHODS

**DESCRIPTION:** In this work a methodology, flow diagrams and equations are proposed to optimize the definition of flow units considering zones or intervals of the producing formation, which mainly depends on its geological composition, its storage and flow capacity and saturation. of irreducible water.

The main methods for its use are Winland R'35, Gamma rays, Flow zone indicator among many others, the impact of each model on flow behavior may be different despite having the same petrophysical variables, in this research It is observed how necessary and consistent the use of porosity and permeability data is to improve the performance of the results in the use of the aforementioned methods. In addition, different innovative contributions are proposed, such as:

Establish a new equation for the determination of permeability correcting the equation proposed by Amaefule Et al (1993) because erroneous results were obtained when calculating the pore throat radius in clay areas, affecting the results in the methods for calculating flow units of the geological profile of the studied formation. The use of pressure tests in very recent fields and / or production data for mature fields, providing an improvement in the results obtained in the development of the methods. The combination of the use of the neutron density (RHOB) records (CNL) in order to obtain the irreducible water saturation calculated under the sum of the microporous water saturation together with the bound water saturation, in addition to establishing the total porosity relationships and effective, assuming that the effective porosity is the volume occupied by the hydrocarbons and finally the use of the statistical distributions as the percentiles for the application and visualization of data to work.

---

\* Degree work

\*\* Faculty of Physiochemistry. School of petroleum engineer. Director: Aristóbulo Bejarano Wallens. Codirector: Julián David de Bedout Ordoñez

## INTRODUCCION

A mediados del siglo XX, la industria petrolera se interesó en aplicar nuevos métodos eficaces para yacimientos que presentaban mayor complejidad que los existentes y una mejora en la producción de campos actuales. Para esa época, con ayuda de datos geológicos principalmente y propiedades petrofísicas, la industria empezó a obtener una mejor claridad sobre yacimientos petrolíferos y un apoyo fundamental para la explotación, producción y estimulación de campos una vez se tuvo un mejoramiento importante en la información y conocimiento de estos.

Hasta hace unos años se empezó hablar sobre temas que dificultaban el paso de los fluidos cuando este pasa por diferentes zonas o intervalos de la formación productora dependiendo principalmente de su composición geológica como lo son las unidades de flujo, que afectan a un conjunto de rocas sedimentarias por su capacidad de almacenamiento y de flujo variables que dependiendo del tipo de roca tendrá mayor o menor restricción para el paso de los fluidos que se producen de una formación.

En este trabajo de grado se discutirá en los diferentes modelos de unidades de flujo observando ventajas y desventajas de cada modelo y realizando comparaciones entre ellos para saber qué modelo escoger siendo el más óptimo a emplear.

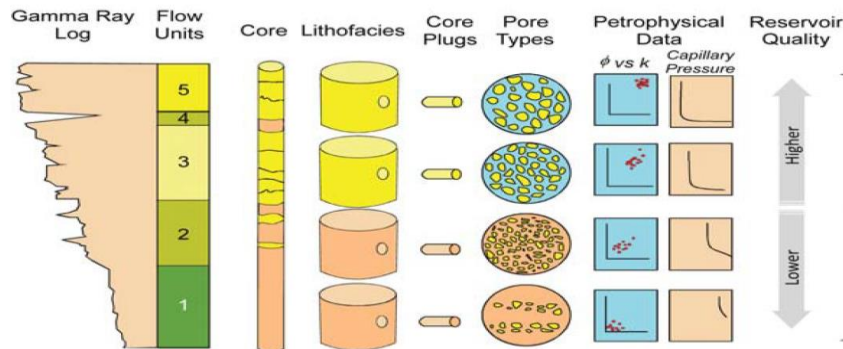
# 1. CONCEPTOS

## 1.1 UNIDAD DE FLUJO

El concepto de unidad de flujo según Ebanks<sup>3</sup> se define como una porción asignable de un yacimiento total que contiene unas cualidades geológicas y unas propiedades petrofísicas que afectan el flujo de los fluidos que son consistentes y predeciblemente diferentes con respecto a las mismas propiedades de distintos yacimientos y asimismo poseen la capacidad de transferir los fluidos de forma lateral y vertical

De igual forma para otros autores<sup>4</sup> definen la unidad de flujo como una zona de depósito que es continua lateral y verticalmente con una porosidad, permeabilidad y otras propiedades petrofísicas equivalentes que afectan principalmente el paso de fluidos.

Figura 1. Ilustraciones de unidades de flujo



Fuente: EBANKS, W. J (JR), SCHEIHING, M. H y ATKINSON, C.D. Flow Units for Reservoir Characterization, Geological Methods, part 6, 1992. P. 283.

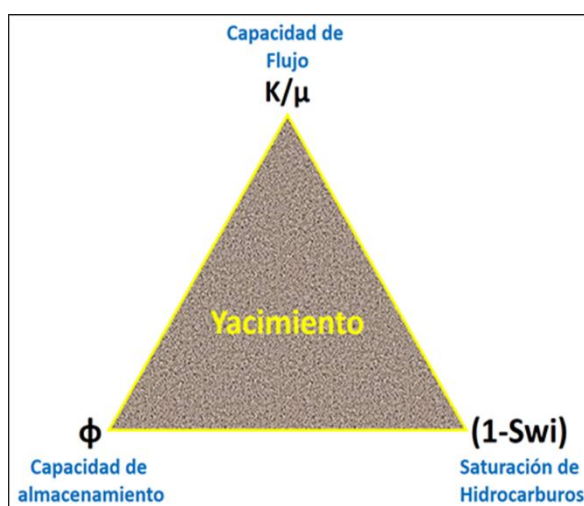
<sup>3</sup> Ebanks, W J (JR), Scheihing, M y Atkinson, C.D, Flow Units for Reservoir Characterization, Geological Methods, parte 6, 1992, p.282

<sup>4</sup> Hearn, C. L., Ebanks, W. J., Tye, R. S., & Ranganathan, V. (1984, August 1). Geological Factors Influencing Reservoir Performance of the Hartzog Draw Field, Wyoming. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/12016-PA

Y autores como J.C.Porras y Campos<sup>5</sup> se refieren a una unidad de flujo petrofísico como a un intervalo de sedimento con propiedades petrofísicas similares como la porosidad, permeabilidad, saturación de agua, radio de la garganta del poro, almacenamiento y capacidad de flujo que son diferentes de los intervalos que se encuentra por encima y por debajo. Las unidades de flujo petrofísico suelen agruparse para definir el contenedor de cualquier tipo de roca que tiene una capacidad de flujo similar donde se agruparon y utilizaron en la difusión del flujo de una unidad de yacimientos.

En los términos de este trabajo se postula que la unidad de flujo se relaciona con la ecuación maestra de la petrofísica (ver Figura 2) que tiene como variables la porosidad total y efectiva (comunicada), movilidad ( $k/\mu$ ) y la saturación de agua (irreducible y móvil) de la cual se obtiene la saturación de hidrocarburos. Debe notarse que esta definición es compatible con las definiciones de los autores anteriormente mencionados con la diferencia de que ellos relacionan las unidades de flujo en términos de permeabilidad mientras que en el presente trabajo son relacionadas en términos de la movilidad permeabilidad-viscosidad ( $k/\mu$ )

Figura 2. Ecuación Maestra de la Petrofísica



Fuente: Autores

<sup>5</sup> Porras, J. C., & Campos, O. (2001, January 1). Rock Typing: A Key Approach for Petrophysical Characterization and Definition of Flow Units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin. Society of Petroleum Engineers

## 1.2 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

Resultado del producto de la porosidad y un espesor dado de la formación ( $\phi \cdot h$ ). Se define cuantitativamente como el potencial de fluidos recuperables que puede contener el yacimiento, definida como el porcentaje de volumen poroso de roca que puede contener algún fluido.

**1.2.1 Porosidad** es una propiedad petrofísica que mide el volumen de fluidos almacenados dentro de la roca, su variación no sólo depende del tamaño, la morfología, la geometría de los granos sino también de la matriz de la roca y los cementantes. Todos estos factores influyen en la magnitud de la porosidad de un yacimiento petrolífero, la cual es importante siendo un factor que determina las reservas de hidrocarburos de un yacimiento y el potencial económico del proyecto.

Matemáticamente se puede aplicar la siguiente fórmula para su cálculo

$$\phi = \frac{V_b - V_{grano}}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \quad (1.1)$$

$\phi$  = Porosidad

$V_b$  = Volumen total de la roca

$V_p$  = Volumen poroso

$V_{grano}$  = Volumen de grano

La porosidad puede clasificarse de las siguientes diferentes formas como lo son:

### 1.2.1.1 Según su origen. Se puede clasificar en primaria o secundaria<sup>6</sup>

- **Porosidad Primaria**

Porosidad primaria o también conocida como intergranular es aquella que se origina durante procesos deposición de un material que brindan origen a la roca.

- **Porosidad Secundaria**

Porosidad que se generó a través de las alteraciones en la roca producto de procesos tales como lo son la dolomitización, la disolución y el fracturamiento<sup>7</sup>.

### 1.2.1.2 Comunicación de sus poros. Obstrucción de la comunicación de espacios de la roca producto de la deposición del material cementante que aísla del resto de un volumen poroso, se clasifican en:

- **Porosidad Total o Absoluta<sup>8</sup>**

Es la fracción del volumen total de la misma que no está ocupada por la matriz.

- **Porosidad Efectiva o Interconectada**

Simboliza la fracción del volumen total de roca que está conformada por espacios que puedan contener fluidos y se encuentran comunicados entre sí.

- **Porosidad no efectiva o no interconectada.**

Representa la fracción del volumen total de la roca que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos, pero no están comunicados entre sí. Para el cálculo del valor de la porosidad puede obtenerse de las siguientes formas:

---

<sup>6</sup>Silva, A. Clasificación de la Porosidad - La Comunidad Petrolera. Retrieved 9 September 2019, de [lacomunidadpetrolera.com/2012/08/clasificacion-de-la-porosidad](http://lacomunidadpetrolera.com/2012/08/clasificacion-de-la-porosidad)

<sup>7</sup>Porosidad Secundaria - Schlumberger Oilfield Glossary. (2019), de [www.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary\\_porosity.aspx](http://www.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_porosity.aspx)

<sup>8</sup>Salamanca, M. (2016). Ingeniería de Yacimientos. Retrieved 9 September 2019, de [www.acipet.com/wp-content/uploads/2014/06/Yacimientos](http://www.acipet.com/wp-content/uploads/2014/06/Yacimientos)

- **Medición directa**

Es llevada a cabo en un laboratorio petrofísico que determina el volumen total de roca, el volumen poroso y el volumen de los granos, a muestras de corazón que fueron obtenidos durante la perforación del pozo. Algunas prácticas para su cálculo son:

- **Método de Boyle**

Este método aplica la Ley de Boyle para medir la porosidad, donde un gas inerte se desplaza a temperatura constante. La muestra preservada es sumergida en salmuera para conocer su volumen total sin fluidos. El volumen de grano se obtiene aplicando la ecuación 1.2, haciendo una perturbación de presión que realiza el movimiento de un pistón y la medición de longitudes por el desplazamiento del gas helio en el pistón, luego se convierten a volúmenes (cm<sup>3</sup>) usando curvas de calibración.

$$V_{grano} = V_m - V_{ref} \left( \frac{P_1 - P_2}{P_2 - P_{abs}} \right) + V_d \left( \frac{P_2}{P_2 - P_{abs}} \right) \quad (1.2)$$

$V_{grano}$  = Volumen de grano

$P_1$  = Presión de referencia

$V_m$  = Volumen de la muestra

$P_2$  = Presión de expansión

$V_{ref}$  = Volumen referencia porta muestra

$P_{abs}$  = Presión absoluta

$V_d$  = Volumen desplazado por la muestra

- **Porosímetro de Mercurio**

El porosímetro de mercurio permite determinar el tamaño y distribución de los poros, así como la densidad aparente y de empaquetamiento de un núcleo de material poroso (suelo). Este proceso está basado en la intrusión de mercurio (líquido no mojante) en los poros de la muestra, para estimar las presiones capilares de la misma, siendo el tamaño de poro inversamente proporcional a la presión aplicada (entre baja y alta presión). La idea es inyectar mercurio a presiones incrementales en una muestra que ha sido previamente evacuada de todo tipo de fluido en sus poros, a medida que aumenta la presión

de cada inyección se determina su saturación, para formar una curva de Presión –Saturación, para determinar la porosidad en una muestra específica.

Figura 3. Porosímetro de mercurio



Fuente: Porosímetro de mercurio: Servicios Científico-técnicos de la UPC, November 2019, de [www.upc.edu/sct/es/equip/734/porosimetro-mercurio.html](http://www.upc.edu/sct/es/equip/734/porosimetro-mercurio.html)

- **Medición Indirecta**

Las herramientas de medición indirecta como lo son registros densidad y neutrón es una muy buena fuente para poder calcular la porosidad, especialmente en formaciones de alta complejidad litológica y donde las operaciones de corazonamiento por motivos económicos no se llevaron a cabo.

- **Registro densidad**

La fuente emite rayos gamma hacia la formación de exploración y algunos elementos específicos de la herramienta calculan el número de rayos gamma que retornan de la formación. Esta cantidad de rayos gamma que retornaron representan un estimado de la densidad de grano de la formación.

- La densidad total de la formación está en función de la densidad de la matriz, porosidad y fluidos que albergan en un espacio poroso y se calcula la porosidad de la siguiente ecuación:

$$\phi_{DT} = \frac{\rho_{matriz} - \rho_b}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad (1.3)$$

$\rho_m$  = Densidad de la matriz

$\rho_f$  = Densidad del fluido que satura a la roca

$\rho_{bulk}$  = Densidad de la formación

- **Registro Neutrón**

Se basa en la medición de concentraciones de hidrógenos, lo que indica la presencia de agua o petróleo de la roca. Posee una fuente de neutrones, los cuales colisionan con los hidrógenos presentes en los poros de la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los neutrones dispersos liberados en las colisiones. La herramienta se llama CNL. Sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Si el registro neutrónico es alto indica alta índice de neutrones, y si es bajo indica bajo índice de neutrones. Se lee de derecha a izquierda. La unidad de medida es en fracción o en porcentaje.

### 1.3 CAPACIDAD DE FLUJO

Definida como el producto de la permeabilidad (k) de la formación y el espesor de la misma (h), es un factor clave para definir el potencial de flujo de un pozo productor, usado ampliamente en la ingeniería de yacimientos para el cálculo y la predicción del desempeño futuro, el potencial de recuperación secundaria y terciaria y el éxito en los procedimientos de estimulación de pozos.

En las pruebas de presiones transitorias realizadas a un pozo, el principal objetivo es la obtención más cercana al valor real del producto (k\*h). Para el cálculo de cada elemento del producto, se debe tener alguna medición de uno de ellos, por lo general el espesor de la formación de producción se estima con

ayuda de los registros de pozos. Entonces, es posible el cálculo de la permeabilidad, siempre y cuando se conozca el factor de volumétrico y la viscosidad del fluido. Concluyendo que la exactitud de la permeabilidad obedece a la exactitud del espesor estimado de la formación y de las propiedades del fluido de la misma.

**1.3.1 Permeabilidad.** Es una de las propiedades más importantes de un yacimiento, puesto que es uno de los parámetros asociado al potencial productor de un yacimiento, tan importante como para elegir el espesor productor e inclusive prediciendo posibles tasas de producción. La permeabilidad absoluta de rocas sedimentarias clásticas depende de la variación granulométrica, de la forma y empaquetamiento de los granos y de la cantidad y distribución del cementante.

Una ecuación empírica de flujo fue desarrollada por Darcy<sup>9</sup>, para definir la facilidad de flujo de un fluido en un material poroso, en un sistema lineal y horizontal.

$$v = \frac{Q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (1.4)$$

$v$ = Velocidad del fluido [cm/s]

$A$ = Área transversal [cm<sup>2</sup>]

$k$ = Permeabilidad[D]

$Q$ = Tasa de flujo[cm<sup>3</sup>/s]

$\mu$ = Viscosidad [cP]

$$\frac{dp}{dx} = \frac{P_2 - P_1}{L} \quad (1.5)$$

$P_2$ = Presión final [atm]

$P_1$ = Presión inicial [atm]

$L$ = Longitud del plug [cm]

La permeabilidad de la ecuación (1.5), es llamada absoluta, debido a que la roca está saturada por un sólo fluido o que se encuentra en una sola fase, como lo

---

<sup>9</sup>DARCY, HENRY. Les fontaines publiques de la ville de Dijon, VictorDalmont, 1856. p. 360

puede ser fluidos como petróleo, gas o agua. Se expresa el flujo a un caudal de un centímetro cúbico por segundo y una viscosidad en centipoise que atraviesa la muestra con un área transversal de un centímetro cuadrado y con un gradiente de presión de una atmósfera por segundo.

La permeabilidad puede clasificarse de las siguientes diferentes formas como lo son:

#### **1.3.1.1 Según su origen.** Se puede clasificar en primaria o secundaria<sup>10</sup>

- **Permeabilidad Primaria**

Conocida como permeabilidad de la matriz que se originó en el momento de la deposición y litificación de rocas sedimentarias.

- **Permeabilidad Secundaria**

La permeabilidad secundaria es el resultado de la alteración de la matriz de la roca por efectos de compactación, cementación, fractura y solución.

#### **1.3.1.2 Según los fluidos presentes.** Según las fases almacenadas en el medio poroso, la permeabilidad se puede clasificar en tres tipos<sup>11</sup>:

- **Permeabilidad Absoluta**

Cuando existe una sola fase, la cual satura 100% el medio poroso.

- **Permeabilidad Efectiva**

Cuando existe más de una fase en el medio poroso, pudiendo fluir de forma simultánea (petróleo, gas o agua). Es función de la saturación del fluido de interés

- **Permeabilidad Relativa**

Es la razón entre la permeabilidad efectiva a un fluido y una permeabilidad base, se utilizan tres bases diferentes que dependen del uso de los

---

<sup>10</sup>Tiab, D., & Donaldson, E. (2016). Petrophysics (2nd ed., p. 101). Amsterdam: Gulf Professional Publishing.

<sup>11</sup>Ahmed, T. Reservoir engineering handbook (3rd ed., pp. 288-300). Amsterdam: Gulf Professional Pub.

cálculos.

Permeabilidad base es la siguiente:

- ✓ Permeabilidad absoluta ( $K_{abs}$ )
- ✓ Permeabilidad al aceite a una saturación irreductible de agua ( $K_o@S_{wi}$ )
- ✓ Permeabilidad al agua a una saturación residual de aceite ( $K_w@S_{ro}$ )

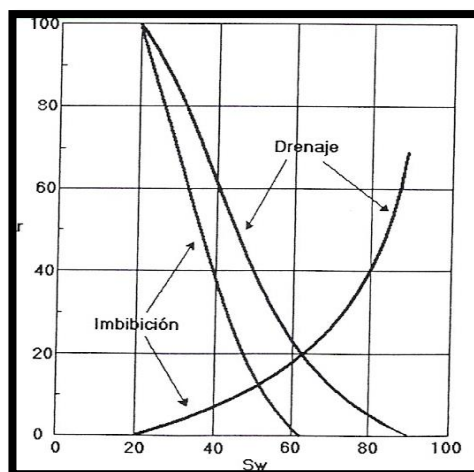
La permeabilidad relativa es la habilidad de una roca para permitir a un fluido pasar a lo largo de ésta, bajo un gradiente de potencial donde existen dos o más fases tales como aceite, gas y agua presentes en el espacio poroso de la roca. La cantidad y fase del fluido que se produce depende de la permeabilidad de la roca y del grado de saturación de cada una de las fases fluidas.

Las permeabilidades relativas no son las mismas para todos los tipos de roca de yacimientos, y pueden variar de formación a formación, y también dentro de las diferentes porciones de una formación heterogénea.

Es importante que las permeabilidades relativas se midan en el laboratorio considerando condiciones de presión, temperatura y saturación existente en el yacimiento.

La construcción de las curvas permeabilidad relativa se realizan mediante imbibición y drenaje (ver Figura 4).

Figura 4. Curvas de permeabilidades relativas



Fuente: Tomado del Blog petrolero, El fenómeno de histéresis, Relación con las curvas presión capilar y permeabilidad relativa

El proceso de drenaje se realiza saturando el núcleo con agua de formación que luego desplazará al aceite hasta la saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ), luego se realiza el proceso de imbibición que consiste en saturar el núcleo con aceite hasta alcanzar la saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ). Posteriormente se construyen las curvas de permeabilidad relativa mostradas en la Figura 4

**1.3.1.3 Según el tamaño.** Pueden clasificarse según el tamaño que se encuentra en el medio poroso.

Tabla 1 Clasificación de permeabilidades según su tamaño

K [mD]	Clasificación
<1	Muy baja
1-10	Baja
10-50	Mala
50-200	Intermedia
200-500	Buena
> 500	Excelente

Fuente: Autores

Para el cálculo del valor de la porosidad puede obtenerse de las siguientes formas

**1.3.1.4 Ecuaciones empíricas.** Científicos en conjunto con la industria petrolera han desarrollado correlaciones de forma directa entre la porosidad y permeabilidad, siendo la porosidad una variable fácilmente calculado por medio de registros. Algunos autores y sus fórmulas se describen en la siguiente tabla<sup>12</sup>

<sup>12</sup>ELKEWIDY, Tarek Ibrahim, Characterization of hydraulic (flow) units in heterogeneous clastic and carbonate reservoirs, 1996, University of Oklahoma. p.107-108Modificado.

Tabla 2 Tabla de correlaciones para estimar las permeabilidades

CORRELACIÓN	CONDICIONES
<p><b>Carman-Kozeny (1950)</b></p> $k = \frac{1}{2\tau^2 S_{vg}^2} \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2}$	<p>Modelos de tubos capilares, para en empaquetamiento esférico <math>\tau^2=2.5</math>. <math>S_{vg}</math> Área superficial por volumen de grano [<math>\text{cm}^{-1}</math>]</p>
<p><b>Tixier (1949)</b></p> $k = 105.8 \left[ \frac{1}{R_o(\rho_w - \rho_o)} \left( \frac{\Delta R_t}{\Delta h} \right) \right]$	<p>La presión capilar es inversamente proporcional a <math>k^{0.5}</math>. <math>\left( \frac{\Delta R_t}{\Delta h} \right)</math> Gradiente resistivo en la zona de transición.</p>
<p><b>Morris and Biggs (1967)</b></p> $k = U_2^2 \frac{\phi^6}{S_{wi}^2}$	<p><math>U_2 = 250</math> para petróleo con una gravedad media. <math>U_2 = 79</math> para gas seco.</p>
<p><b>Timur (1968)</b></p> $k = \frac{0.236\phi^{4.4}}{S_{wi}^2}$	<p>La ecuación fue generada empleando muestras de corazones saturados con una mezcla agua-aíres.</p>
<p><b>Coats and Dumanoir (1973)</b></p> $k = 10^4 \frac{\phi^{4.5}}{S_{wi}^2}$	<p><math>S_{wi}</math> Saturación de agua irreducible, sólo usar para estas condiciones.</p>
<p><b>Coats and Denoo (1981)</b></p> $k = 10^4 \phi^4 \left( \frac{1 - S_{wi}}{S_{wi}} \right)^2$	<p>Asegura que la permeabilidad sea cero para <math>S_{wi} = 1</math>, pero requiere el conocimiento de <math>S_{wi}</math>. Para areniscas limpias con porosidad intergranular o intercrystalina</p>

Fuente: ELKEWIDY, Tarek Ibrahim, Characterization of hydraulic (flow) units in heterogeneous clastic and carbonate reservoirs, 1996, University of Oklahoma. p.107-108 Modificado

**1.3.1.5 Técnicas de promedio para valores de la permeabilidad.** Existen varios métodos disponibles para el cálculo de los promedios para la mejorar y clasificar la permeabilidad, los más típicos son: Aritmética, Armónica y Geométrica.

- **Promedio aritmético**

Se usa para flujos en paralelo a los principales cambios de permeabilidad principalmente en permeabilidades horizontales, se puede usar para la mayoría de las rocas sedimentarias debido al lecho horizontal y la estratificación laminar general.

- **Promedio armónico**

Se representa para flujos perpendiculares a los principales cambios de permeabilidad. En la mayoría de los casos, se usa para aumentar la permeabilidad vertical. Para la permeabilidad horizontal, el promedio armónico casi nunca se usa, pero puede ser aplicable en capas de inmersión muy empinadas o sistemas fracturados.

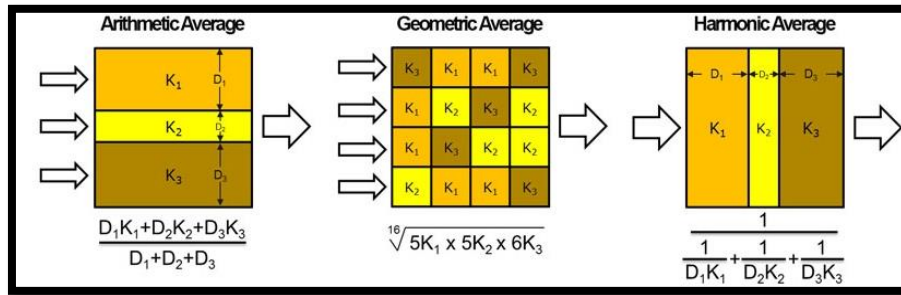
- **Promedio geométrico**

Se utiliza cuando no existe una preferencia por el flujo vertical u horizontal, la roca no tiene una anisotropía significativa para el flujo. Se realiza a menudo en carbonatos, pero también podría ser cierto en areniscas bien clasificadas, con apenas deflectores verticales y en algunos de los sistemas fracturados pueden tener estas características<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> How to Upscale Permeability: 3D Static Modeling - Exploration & Production Geology. Retrieved 14 January 2020, from <http://www.epgeology.com/static-modeling-f39/how-upscale-permeability-t6045.html>

Figura 5. Permeabilidad en: promedio aritmético, geométrico y armónico



Fuente: Tomado de geología, exploración y producción, Mejoramiento de la permeabilidad, promedio aritmético, geométrico y armónico.

**1.3.1.6 Permeabilidad de producción.** Permeabilidad de producción es la forma de denominar a la permeabilidad que predomina en una unidad de flujo, si la unidad es de interés entonces es la determinación de la permeabilidad del yacimiento, de esta forma en los simuladores de la industria petrolera es necesario del uso y conocimiento de la permeabilidad de producción ya que es un ítem de entrada, para su cálculo respectivo existen varios autores de los que se hablará a grueso modo, como Blasingame o Fekete, por ser de los más representativos.

- **Permeabilidad por datos de producción por Blasingame.**

El profesor de ingeniería de petróleos Tom Blasingame de la universidad de Texas A&M, en sus artículos publicados en la SPE como los denomino “Decline-curve using types curves-Analysis of gas well production data” y ”Type curve analysis using the pressure integral method” y junto a otros autores, establecieron que la permeabilidad de producción definida anteriormente es posible determinarla y calcularla con ayuda de datos de producción del campo o del yacimiento estudiado, siendo una de las formas para establecer la capacidad de producción de un yacimiento.

El análisis de los datos de producción se realiza bajo muchas restricciones que no permiten un modelo riguroso de los datos, los esfuerzos tradicionales no solo suponen condiciones de producción de generales como los son la presión constante en el fondo del pozo es por esto que algunos métodos presentan variaciones, métodos basados en análisis

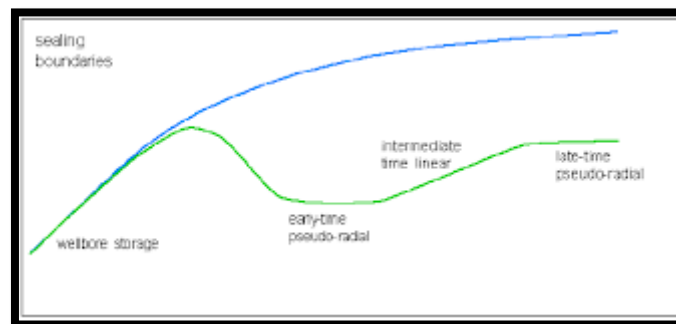


- **Permeabilidad por pruebas de presión.**

Fekete por otra parte determina el cálculo de la permeabilidad de producción partiendo desde los datos obtenidos por las pruebas de presión, pruebas que se realizan al yacimiento para definir sus diferentes características, desde el área, hasta el espesor del mismo.

El valor de la permeabilidad obtenida de una prueba de pozo es mucho más útil que la del análisis del núcleo, ya que representa la permeabilidad efectiva in situ promediada en una gran distancia (decenas o cientos de metros)<sup>15</sup>.

Figura 8 Grafica de datos de build - up



Fuente: Tomado y referenciado Interpretación de pruebas de presión, Louis Mattar, P. Eng. and Lisa Dean, P. Geol., Fekete Associates,

#### 1.4 SATURACIÓN

El medio poroso en las rocas está ocupado por más de un fluido. Una fracción de este medio está siempre ocupado por agua sin importar el ambiente sedimentario en el cual se halla depositado la roca. La fracción de volumen poroso restante puede estar ocupado por petróleo o por los tres (agua, petróleo y gas) para el caso de un yacimiento de petróleo. Es importante el conocimiento de la saturación del fluido ya que es uno de los factores necesarios para cuantificar los volúmenes originales de fluidos en el yacimiento.

La saturación se calcula de la siguiente manera para cada fluido de yacimiento:

---

<sup>15</sup>Louis Mattar, P. Eng. and Lisa Dean, P. Geol., Fekete Associates Inc. Reservoir engineering for geologists, Well test interpretation

$$S_f = \frac{\text{Volumen de los fluidos en la Roca}}{\text{Volumen Poroso de la Roca}} \quad (1.6)$$

$$S_w = \frac{\text{Volumen de Agua en la Roca}}{\text{Volumen Poroso de la Roca}} \quad (1.7)$$

$$S_o = \frac{\text{Volumen de Petroleo en la Roca}}{\text{Volumen Poroso de la Roca}} \quad (1.8)$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen de Gas en la Roca}}{\text{Volumen Poroso de la Roca}} \quad (1.9)$$

De esta forma se observa que las saturaciones presentes en la roca son una fracción del volumen poroso de la misma, por esta razón la sumatoria de las saturaciones de los fluidos deben de ser igual a 1 como se muestra en la siguiente ecuación

$$S_f = S_w + S_o + S_g = 1 \quad (1.10)$$

De la misma manera:

$$V_p = V_w + V_o + V_g \quad (1.11)$$

Para la medición de la saturación de fluido es posible obtener la información a partir de mediciones directas e indirectas sin embargo se recomienda una medición directa puesto que además de ser representativa es confiable.

**1.4.1 Medición Directa.** Se maneja un corazón de la zona de interés debidamente preservado como lo recomienda la Norma API-RP 40, para el cálculo de la saturación de fluido se indicarán a continuación los métodos más usados y los más importantes para esta práctica:

**1.4.1.1 Método de la Retorta.** Propuesto por Yuster y Levine en 1983, consiste en colocar la muestra de núcleo en una retorta suministrando calor se busca vaporizar el agua y el petróleo. Los líquidos que anteriormente fueron vaporizados se proceden a condensarse y se almacenan en un cilindro graduado para su cálculo de volumen. La saturación de gas se logra midiendo la cantidad de mercurio inyectado dependiendo si es gas-petróleo o gas-agua<sup>16</sup>.

**1.4.1.2 Método de extracción con solventes.** Es un método de destilación, la cual se realiza en un frasco de vidrio previamente calibrado y por un condensador de reflujo. El procedimiento consiste en tomar una muestra del núcleo del corazón en un dedal de extracción, luego se coloca en el matraz que contiene un solvente líquido como lo es el tolueno. Se le adicionará calor con el objetivo de que el hidrocarburo sea evaporado junto con el agua y luego sea condensado, secados y pesados.

**1.4.2 Medición Indirecta.** Se realiza la medida por medio de registro de inducción o laterolog, mide la resistividad de la formación para el cálculo de la saturación de petróleo basado en la ley de Ohm, para cuantificar la capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de una roca saturada de fluidos.

**1.4.2.1 Ecuación de Archie<sup>17</sup>.** La fórmula de Archie es una de las más conocidas para el cálculo de la saturación de agua. En 1942 Archie incluye en su ecuación de una zona no invadida por el filtrado de lodo de la formación, propiedades físicas de las rocas y mediciones de registros de pozos como lo son la tortuosidad, resistividad de agua, exponente de saturación y de la porosidad. La ecuación es la siguiente:

---

<sup>16</sup> Paris, M. Fundamentos ingeniería de yacimientos (2009, pp. 237- 238).

$$F_R = \frac{R_o}{R_w} \quad (1.12)$$

$$S_W = \left(\frac{R_o}{R_T}\right)^{\frac{1}{n}} = \left(\frac{F_R R_w}{R_T}\right)^{\frac{1}{n}} \quad (1.13)$$

Dónde:

$R_o$ : Resistividad del agua [ $\Omega\text{m}$ ]

$R_w$ : Resistividad agua de formación [ $\Omega\text{m}$ ]

$R_T$ : Resistividad verdadera [ $\Omega\text{m}$ ]

$F_R$ : Factor de formación de resistividad

Finalmente:

$$S_W = \left(\frac{a R_w}{\phi^m R_T}\right)^{\frac{1}{n}} \quad (1.14)$$

Dónde:

$\frac{R_o}{R_T} = I$ : Índice de resistividad

Los valores de las cinco variables Archie son relativamente fáciles de obtener de una matriz libre de arcilla y/o está dominado por la porosidad intergranular o intercrystalina (porosidad Archie). La siguiente tabla muestra las cinco variables y métodos para cuantificarla.

---

<sup>17</sup> Tiab, D., & Donaldson, E. (2016). Petrophysics (2nd ed., p. 835). Amsterdam: Gulf Professional Publishing.

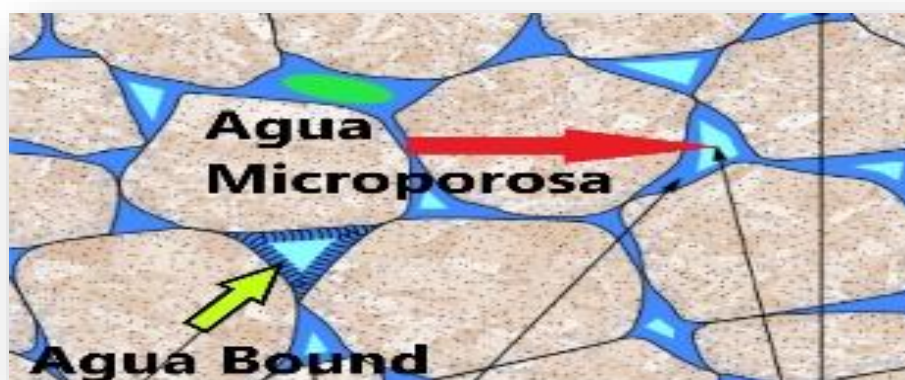
Tabla 3 Tabla de rangos y variables para Archie<sup>18</sup>

VARIABLE	RANGOS
<b>n</b>	1.8 = roca mojada por agua 2.2 = roca mojada por aceite
$R_w, R_T$	Valor calculado por registros eléctricos
$\phi$	Valor obtenido por corazones o por registro de densidad y/o neutrón y/o sónico
<b>m</b>	1.3 = pobremente consolidadas 3 = muy consolidada
<b>a</b>	0.6= poco compactada 1= muy compactada

Fuente: Autores

**1.4.2.1 Saturación de agua microporosa.** Es el agua que se encuentra atrapada en un conjunto de granos que no están interconectados y que integran la roca, como se visualiza en el siguiente gráfico.

Figura 9. Representación gráfica del agua irreducible



Fuente: Tomada y modificado de [www.swexp.com/field-testing-the-cutting-edge-nuclear-magnetic-resonance-nmr-tool-from-vista-clara/](http://www.swexp.com/field-testing-the-cutting-edge-nuclear-magnetic-resonance-nmr-tool-from-vista-clara/)

<sup>18</sup> Quiroga Jordan, E. (2018). Resistividad. Presentación. Curso Registro de Pozos

**1.4.2.2 Saturación de agua bound.** Es el agua presente en el espacio poroso que no fluye en condiciones de yacimiento normales que se encuentra ligada y no fluye con los procesos de producción primaria o secundaria, inyección o invasión, a menos que se altere su mojabilidad de la roca. Esta agua incluye el agua ligada por capilaridad y el agua ligada a la arcilla. Sin embargo, no se incluye el agua presente en los hidratos minerales ya que se relaja demasiado rápido para ser medida mediante técnicas de resonancia magnética nuclear (RMN)

## 1.5 MOVILIDAD

La movilidad se define como la medida de facilidad con la que un fluido se mueve a través del medio poroso, se expresa como la relación que existe entre la permeabilidad relativa y la viscosidad del fluido.

$$Movilidad = \frac{k}{\mu} \quad (1.15)$$

Donde:

Movilidad = movilidad del fluido en [cP<sup>-1</sup>]

k = permeabilidad relativa al fluido sin unidades

$\mu$  = viscosidad del fluido en [cP centipoise].

Cuando varios fluidos están fluyendo al mismo tiempo a través del yacimiento, se deben tomar en cuenta las permeabilidades relativas y las viscosidades correspondientes a esos fluidos. Los fluidos con altas movilidades se mueven a velocidades mayores que los fluidos con movilidades bajas.

En un proceso de desplazamiento de fluidos la relación de movilidades se puede definir como la movilidad del fluido desplazado entre la movilidad del fluido desplazante.

## 1.6 REGISTROS ELÉCTRICOS.

Los registros eléctricos son usados para examinar las condiciones actuales en las que se encuentra el pozo, formaciones de interés, medición y obtención de variables petrofísicas que determinan las características de la formación estudiada o evaluada y al análisis cualitativo y cuantitativo del yacimiento de interés, en este ítem se mencionan los registros eléctricos usados para el cálculo de la ecuación maestra de la petrofísica que se utilizaron en la elaboración de este trabajo de investigación.

**1.6.1 Rayos Gamma.** El registro de rayos gamma mide cuantitativamente como su nombre lo indica la actividad natural de los rayos gamma en las formaciones, fue introducido por primera vez al mercado en 1939 y su importancia radica en la detección y evaluación de minerales radioactivos presentes como lo son Potasio (K), Torio (Th) y Uranio (U).

En formaciones sedimentarias el registro de rayos gamma muestra el contenido presente de minerales arcillosos en la formación evaluada. Las formaciones limpias contienen una baja cantidad de minerales arcillosos presentando bajos niveles de radioactividad. El principal uso del registro de rayos gamma es de carácter litológico sobre la formación analizada.

Los Rayos Gamma se originan por la desintegración de 3 isótopos radioactivos: potasio 40, uranio 238 y torio 232. Estos tres isótopos en su degradación hacia isótopos estables son los que originan la radioactividad natural de las formaciones, el estudio de las cantidades del contenido de Th y K en minerales arcillosos ayudan a identificar tipos de arcillas (illita, montmorillonita o caolinita) y las cantidades de U puede indicar niveles con contenidos de materia orgánica (posible reconocimiento de rocas generadoras). La herramienta tiene un detector de centelleo con un cristal de yoduro de sodio activado por Talio que se encuentra contenido en una caja sellada a presión, la cual durante la toma del registro se mantiene pegada a la pared del pozo por medio de un resorte inclinado.

Aquellos rayos gamma que son emitidos por la formación casi nunca logran alcanzar el detector directamente, sino que se encuentran dispersos y van

perdiendo energía<sup>19</sup>. Con ayuda del registro de rayos gamma se puede calcular el nivel de arcilla o el volumen de shale en la Roca.

$$V_{sh} = \frac{Gr_{log} - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}} \quad (1.16)$$

Donde:

$V_{sh}$ =Volumen de shale

$Gr_{log}$ =Medida del registro rayos gamma

$Gr_{min}$ =Medida mínima del registro de rayos gamma

$Gr_{max}$ =Medida máxima del registro de rayos gamma

**1.6.2 Densidad.** Este registro es usado principalmente para la medición y evaluación de la porosidad, en este caso una fuente de Cesium-137 emite rayos gamma que interaccionan con los electrones de la formación, aunque existen casos donde la medición de la densidad de la formación también puede identificar depósitos de evaporitas, hallazgos de gas si se combina con el registro neutrón inclusive la determinación de la densidad del hidrocarburo presente.  $\rho_b$  es la densidad medida por el registro y es definida como el número de electrones presentes en la formación por unidad de volumen de formación.

Con ayuda del registro de densidad podemos calcular la porosidad total de la formación.

$$\phi_{DT} = \frac{\rho_{matriz} - \rho_b}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad (1.17)$$

Donde:

$\phi_{DT}$ =Porosidad total de la formación.

---

<sup>19</sup> Orrala, J y Tómalá, J. (2015). Evaluación de las Arenas "U" y "T" A partir de la Interpretación de Registros Eléctricos de Pozos para Determinar Zonas Productoras en el Centro Oriente Ecuatoriano. [Trabajo de Grado]. La Libertad-Ecuador. Universidad Estatal Península de Santa Helena.

$\rho_{matriz}$ =Densidad de la matriz para el caso de la arena = 2.65g/cc

$\rho_b$ = Densidad medida del registro de densidad (bulk density) g/cc

$\rho_{fluido}$ =Densidad del fluido que invade la zona, entre 0.8-1.1 g/cc

**1.6.3 Neutrón.** El registro tomado con el neutrón es usado principalmente para la determinación de la porosidad en la formación. El registro responde a la cantidad de hidrogeno presente en la formación, en principio se disparan neutrones de alta energía con ayuda de fuentes radioactivas presentes en la herramienta donde se producen las interacciones entre los núcleos de los átomos con los cuales chocan<sup>20</sup>.

Con ayuda del registro del neutrón junto con el de densidad es posible calcular:

$$V_{sh} = \frac{RHOB_{log} - RHOB_{matriz} + (NPHI_{log} * (RHOB_{matriz} - RHOB_{fluido}))}{RHOB_{shale} - RHOB_{matriz} + (NPHI_{shale} * (RHOB_{matriz} - RHOB_{fluido}))} \quad (1.18)$$

$V_{sh}$ = Volumen de shale

$RHOB_{log}$ = Medida tomada del registro densidad

$RHOB_{matriz}$ = Densidad de la matriz para el caso de arena 2.65g/cc

$RHOB_{fluido}$ = Densidad del fluido que invade la zona, varía entre 0.8-1.1 g/cc

$RHOB_{shale}$ = Densidad para la arcilla, este valor se determina en las zonas arcillosas

$NPHI_{log}$ = Medida toma del neutrón en fracción.

$NPHI_{shale}$ = Medida tomada del neutron en las zonas Arcillosas

**1.6.4 Porosidades de la combinación densidad-neutrón.** En este trabajo se usa el método de las pendientes para el cálculo de porosidades

$$alfa = PHID / CNL_{Corregido} \quad (1.19)$$

---

<sup>20</sup> Orrala, J y Tómalá, J. (2015). Evaluación de las Arenas "U" y "T" A partir de la Interpretación de Registros Eléctricos de Pozos para Determinar Zonas Productoras en el Centro Oriente Ecuatoriano. [Trabajo de Grado]. La Libertad-Ecuador. Universidad Estatal Península de Santa Helena.

$$alfas = PHIDS / CNL_{Corregido} = -1 \quad (1.20)$$

$$\phi_T = CNL_{Corregido} \frac{\alpha - alfas}{1 - alfas} = \text{Método de las pendientes} \quad (1.21)$$

$$alfashw = PHIDshw / CNL_{shwCorregido} \quad (1.22)$$

$$\phi_e = CNL_{Corregido} \frac{\alpha - alflashw}{1 - alflashw} = \text{Método de las pendientes} \quad (1.23)$$

$\phi_T$  = Porosidad total

$\phi_e$  = Porosidad efectiva

$PHID$  = Porosidad determinada mediante el registro de densidad

$PHIDS$  = Porosidad total cero de la arena en el registro de densidad

$PHIDshw$  = Porosidad de lutita húmeda en el registro de densidad

$CNL_{Corregido}$  = Medida del registro neutrón corregido.

$CNL_{Corregido}$  = Porosidad total cero de la arena en el registro neutrón.

$CNL_{shwCorregido}$  = Porosidad de lutita húmeda en el registro neutrón.

**1.6.5 Registros resistivos.** Existen 2 principios para la obtención de los registros resistivos, los eléctricos que envían una corriente a la formación y los inductivos que inducen a la corriente eléctrica en la formación.

Los registros resistivos muestran variaciones en el sistema roca fluido en su interior, de esta forma contribuyen a cuantificar las variaciones y obtener el volumen de fluidos que pueda tener la formación.

Las medidas de resistividad junto con la porosidad permiten calcular la saturación de agua.

Los hidrocarburos no permiten el paso de la corriente eléctrica, se comportan como aislantes. Dependiendo de la salinidad del agua de formación se presentará mayor o menor resistencia al flujo de electrones.

## **1.7 DISTRIBUCIONES ESTADÍSTICAS.**

El análisis y uso de una gran cantidad de datos recolectados para el desarrollo del actual trabajo hace indispensable del uso de distribuciones estadísticas para lograr un mejor resultado en la predicción de variables dependientes que se logran calcular de los datos recolectados anteriormente nombrados.

**1.7.1 Percentil.** Es una medida de posición, ordena los datos de menor a mayor y obtiene el valor de la variable por debajo del cual se encuentra un porcentaje de observaciones, los percentiles separan la muestra en grupos de 1% cada uno.

**1.7.2 Cuartil o cuantil.** Es una medida de posición, informa el valor de la variable al ocupar la posición que nos interesa respecto a todo el conjunto, esto dividen la distribución en cuatro partes iguales cada una obteniendo tres divisiones que corresponden al 25%, 50% y 75%.

**1.7.3 Decil.** Es una medida de posición, informa el valor de la variable al ocupar la posición que nos interesa respecto a todo el conjunto, esto dividen la distribución en diez partes iguales cada una, obteniendo nueve divisiones que corresponden al 10%, 20%, 30% así sucesivamente, el percentil 10 es igual al primer decil.

## 2. MÉTODOS DE CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO.

Se toma como referencia los métodos usados en el artículo Sensitivity study of flow unit definition by use of reservoir simulation<sup>21</sup>, allí se definen las unidades de flujo con ayuda de 7 métodos de caracterización diferentes, sin embargo en el actual trabajo se decide abarcar solo 3 de ellos con el propósito de proponer y seleccionar el que mejor resultados nos suministre, los cuales se les realizó modificaciones de acuerdo con los parámetros principales de la ecuación maestra de la petrofísica que se establecieron anteriormente en el Capítulo 1.

### 2.1 GAMMA RAY

Las unidades de flujo para el modelo de gamma ray se interpretaron utilizando el registro de rayos gamma (GR), el registro de densidad (RHOB), junto al registro del neutrón (CNL) y con ayuda indispensable de la distribución estadística de los percentiles en el intervalo de 7500 a 7700 pies de formación. El método para ser desarrollado incluye los siguientes pasos.

- ✓ Se realiza una tabla de percentiles con los valores de los registros de pozo disponibles y en el intervalo de estudio.
- ✓ El registro de densidad se corrige por litología validando el valor de la matriz de la formación, a fin de obtener valores de porosidad certeros, tener en cuenta que la litología de la matriz predominante en la formación es arenas.

En el anterior ítem es indispensable aclarar que para su realización se debe calcular la densidad de la matriz (RHOM) con ayuda de los registros

---

<sup>21</sup> Stolz, A.-K., & Graves, R. M. (2003, January 1). Sensitivity Study of Flow Unit Definition by Use of Reservoir Simulation. Society of Petroleum Engineers.

de densidad (RHOB) y neutrón (CNL) en todo el intervalo estudiado, para esto es modificando la ecuación (1.17) de la siguiente manera.

$$\phi_{DT} = \frac{\rho_{matriz} - \rho_b}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad (1.17)$$

$$\phi_{CNL} = \frac{\rho_{matriz} - \rho_b}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad (2.1)$$

Donde:

$\phi_{DT}$ =Porosidad total de la formación por registro de densidad.

$\phi_{CNL}$ =Porosidad medida por el registro neutrón.

$\rho_{matriz}$ =Densidad de la matriz

$\rho_b$ = Densidad medida del registro de densidad

$\rho_{fluido}$ =Densidad del fluido que invade la zona

Despejando la densidad de la matriz y con la lectura de ambos registros es posible realizar el cálculo del valor de la matriz predominante. Examinando el percentil 0 para estos datos obtenidos observamos un valor de densidad de matriz de 2.54 g/cc cuando su valor debería ser 2.65g/cc, una diferencia de 6 centésimas de densidad de matriz es la corrección que se realiza al registro del neutrón junto a la acción de recalcular el registro de densidad.

- ✓ Con el registro de densidad corregido junto al registro neutrón se determina las porosidades totales y efectivas presentes en la formación estudiada.
- ✓ Se realiza el cálculo de fracción de arcilla en la formación con ayuda de la ecuación (1.16) según el registro de GR.

$$V_{sh} = \frac{Gr_{log} - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}} \quad (1.16)$$

Donde:

$V_{sh}$ =Volumen de shale

$Gr_{log}$ =Medida del registro rayos gamma

$Gr_{min}$ =Medida mínima del registro de rayos gamma

$Gr_{max}$ =Medida máxima del registro de rayos gamma

Se debe notar que para la medida mínima y máxima de rayos gama se utiliza el valor correspondiente al percentil 0 y 85 respectivamente, la medida de rayos gamma es la correspondiente a la lectura del registro en la profundidad que se calcula la fracción de arcilla.

- ✓ Se dibujó una línea de corte de lutita / arenisca en el registro de GR al API correspondiente al percentil 50 determinado por la tabla de percentiles elaborada anteriormente, para nuestro caso específico 60 unidades API, al observar cuando la curva de GR se encuentra por encima o por debajo de la línea de corte, se realizó una división inicial de la profundidad en intervalos. Las zonas con un GR similar se agruparon y se estimaron 2 unidades de flujo considerando los valores mayores y menores a 60 UAPI.
- ✓ Se asignó un número de unidades de flujo a cada uno de estos grupos, el número más alto corresponde al intervalo de profundidad más profundo y al más limpio.
- ✓ Para cada unidad de flujo, se toma un promedio aritmético de La porosidad efectiva y se calcula en base a los datos de porosidad del registro de densidad y neutrón corregido.
- ✓ En el cálculo de la permeabilidad para cada unidad de flujo es necesario estimarla para cada 0.5 ft de la formación
  - La saturación de agua irreducible es estimada en los 200 ft de formación partiendo de la saturación de agua microporosa y saturación de agua bound.
  - Es calculado el FZI para cada 0.5 ft de formación, se calculó usando la saturación de agua irreducible en la formación con ayuda de la siguiente ecuación (2.2).

$$FZI = \frac{1 - Swir}{Swir} \quad (2.2)$$

Donde

*FZI = Indicador de zona de flujo*

*Swir = Saturacion de agua irreducible.*

Esta solución es propuesta a partir de la solución empírica establecida por Amaefule<sup>22</sup> entre FZI y Swir y la excelente correlación que existe entre las mismas.

- Posterior al cálculo de FZI para cada 0.5 ft de formación, y teniendo en cuenta las siguientes definiciones matemáticas de RQI, se procede a realizar el siguiente procedimiento matemático, igualar las ecuaciones (2.3) y (2.4), y despejar la permeabilidad, de esta manera es posible calcular la permeabilidad para cada 0.5 ft de formación, como se presenta en la ecuación (2.5) .

$$RQI = \frac{1 - Swir}{Swir} \left( \frac{\phi_{ef}}{(1 - \phi_{ef})} \right) \quad (2.3)$$

Donde:

*RQI = Indice de calidad de la roca de yacimiento*

*Swir = Saturacion de Agua irreducible.*

*$\phi_{ef}$  = Porosidad Efectiva*

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_{ef}}} \quad (2.4)$$

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K * (1 - Swir)}{\phi_t}} \quad (2.4a)$$

Donde:

$RQI$  = Índice de calidad de la roca de yacimiento

$K$  = Permeabilidad en la formación

$\phi_{ef}$  = Porosidad Efectiva

$\phi_T$  = Porosidad Total

La ecuación 2.4a es propuesta en este trabajo para evitar sobrevaloración de RQI cuando la porosidad efectiva es muy pequeña o cero. La permeabilidad es entonces:

$$K = \frac{1}{(0,0314)^2} \left( \frac{\phi_{ef}^2}{(1 - \phi_{ef})^2} \right) \phi_T \frac{(1 - Swir)^3}{Swir^2} \quad (2.5)$$

- ✓ Gracias al anterior ítem es posible calcular la permeabilidad para cada unidad de flujo, tomando un promedio aritmético, geométrico y armónico de los valores dentro de los intervalos correspondientes a la profundidad de cada unidad de flujo.

## 2.2 INDICADOR DE ZONA DE FLUJO (FZI)

El método modificado, propuesto en este estudio, para la caracterización de la unidad de flujo en el modelo FZI fue desarrollado utilizando el concepto de FZI según Amaefule<sup>22</sup>, todas las muestras con valores de FZI similar pertenecen a

---

<sup>22</sup> AMAEFULE, JUDE O, et al. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, 1993, Paper SPE 26436.

una misma unidad de flujo respondiendo a las semejanzas en sus características de garganta de poro.

Las fuentes de datos para el desarrollo del método FZI fueron mediciones de los registros de densidad (RHOB) y del neutrón corregido (CNLcorr) para el intervalo de formación seleccionado de 200 ft. Los pasos seguidos por este método se encuentran a continuación.

- ✓ El registro de densidad y neutrón se corrige validando el valor de la matriz de la formación, a fin de obtener valores de porosidad certeros, tener en cuenta que la matriz predominante en la formación es arenas, para más detalle observe el segundo ítem del proceso desarrollado para el método de rayos gamma.
- ✓ El registro de densidad junto al registro del neutrón corregido determina las porosidades totales y efectivas presentes en la formación estudiada.
- ✓ Se estimó la saturación de agua microporosa y saturación de agua bound presente en la formación con ayuda de las porosidades anteriormente calculadas.
- ✓ La saturación de agua irreducible es estimada en los 200 ft de formación partiendo de la saturación de agua microporosa y saturación de agua bound.
- ✓ El FZI modificado para cada 0.5 ft de formación se calculó usando la saturación de agua irreducible en la formación.
- ✓ A partir de FZI es determinado el RQI para cada 0.5 ft de formación.
- ✓ Se establecieron los rangos de RQI asignando colores a cada rango cada intervalo de 0.5 ft recibió el color correspondiente a su valor RQI.
- ✓ Las muestras se agruparon por profundidad tomando en cuenta el color predominante en los diferentes intervalos de profundidad. Estos grupos constituyeron las principales unidades de flujo.
- ✓ Una vez que toda la profundidad se dividió en unidades de flujo, a cada unidad de flujo se le asignó un número.

- ✓ Para obtener la porosidad de las unidades de flujo correspondientes a cada profundidad, se calculó un valor promedio aritmético a partir del registro de densidad y neutrón en el intervalo de profundidad correspondiente.
- ✓ En el cálculo de la permeabilidad para cada unidad de flujo es necesario estimarla para cada 0.5 ft de la formación, tal cual como se realiza en el método de rayos gamma.
- ✓ Permeabilidad de las unidades de flujo correspondientes a las profundidades se calcularon con un promedio aritmético, geométrico, armónico.

El índice de calidad de roca de yacimientos (RQI), considera el cambio de radio de garganta de poro, distribución de grano y poro.

Expresando la ecuación usada en el trabajo en términos de FZI modificado.

$$RQI = FZI(\phi_z) \quad (2.6)$$

Donde:

RQI = Índice de calidad de la roca de yacimiento

FZI = Indicador de zona de flujo

$\phi_z$  = Porosidad Normalizada

### **2.3 WINLAND R'35**

Los tamaños de radios de garganta de poro, porosidad, permeabilidad, valora la calidad de la roca del yacimiento, con ayuda de las correlaciones matemáticas, que se desarrollaron en su momento por Winland en 1970 y se publicaron por Kolodzie; en donde se creó una relación empírica entre la porosidad de la roca,

permeabilidad de aire y el radio de apertura, donde se representa los resultados de una prueba de desplazamiento con mercurio desarrollada para una población de 300 muestras. El gráfico de Winland, se realizó con pruebas a corazones con aire. Es necesario una relación que acerque la permeabilidad medida al aire ( $k_{aire}$ ) con la permeabilidad medida con mercurio ( $k_{Hg}$ ). Winland realizó regresiones entre,  $k$  y radio de garganta de poro para varios percentiles (30, 40, 50) pero observó que la mejor correspondencia era la del percentil 35.

La ecuación de Winland es definida de la siguiente forma:

$$\log r_{35} = 0.732 + 0,588 \log K_{aire} - 0,864 \log \phi \quad (2.7)$$

Donde:

$r_{35}$ : Radio de garganta *de poro para* el percentil 35

$K_{air}$ : Permeabilidad medida al aire no corregida [mD]

$\phi$ : Porosidad [%]

Con la curva  $r_{35}$  se identifican los intervalos que poseen similares radios de garganta de poro, con una saturación de mercurio del 35% y de esta forma se dividen el yacimiento en varias unidades de flujo. Con ayuda de la ecuación empírica de Winland para el cálculo de  $r_{35}$  se caracterizan las unidades de flujo sin necesidad de un análisis especial de núcleos. De la relación  $r_{35}$  se distinguen cuatro categorías o rangos de tamaño de garganta de poro, para la caracterización de un sistema poroso.

Los rangos son definidos así según Alden<sup>23</sup>:

---

<sup>23</sup> ALDEN J MARTIN, et al, Characterization of Petrophysical Flow Units in Carbonate Reservoirs, 1997, AAPG Bulletin, V. 81, No. 5, p. 735.

- ✓ Megaporo: Son unidades de flujo, con gran tamaño de poro ( $>10$   $[\mu\text{m}]$ ), que producen fácilmente cerca de diez mil barriles por día de aceite, de mediana gravedad si el espesor de la zona y otros factores son constantes.
- ✓ Macroporo: Unidades de flujo con tamaño de poro un poco más pequeño (2-10  $[\mu\text{m}]$ ), capaces de producir mil barriles de aceite por día.
- ✓ Mesoporo: Unidades de flujo que permiten solo cien barriles de aceite por día, no tienen tasas máximas a menos que la zona tenga un espesor muy grande y continuidad del tipo de poro. (0.5-2  $[\mu\text{m}]$ ).
- ✓ Microporo: Unidades de flujo de grosor moderado que son de interés, pero como sellos potenciales, ya que solo producen pocos barriles de aceite de gravedad mediana por día sin restricciones mecánicas. ( $<0.5$   $[\mu\text{m}]$ ). En este estudio se asume que la microporosidad tiene una saturación de agua irreducible del 100% y es impermeable.

La ecuación de Winland R35 es ampliamente utilizada en la industria, pero no es la única para determinar distribuciones de permeabilidad en relación de la porosidad y el radio de poro. Es necesario resaltar que el modelo de Winland asume que el medio poroso es homogéneo y que se compone de tubos capilares rectos, circulares y no intercomunicados. De esta forma no tiene en cuenta la tortuosidad.

En este trabajo de investigación la fuente de datos para definir el Modelo de Winland R35 fueron los registros de densidad (RHOB), el neutrón (CNL), y el resistivo profundo (RILD), con ayuda de ellos es calculada la permeabilidad, porosidades efectivas y totales junto a las saturaciones presentes de agua en la formación.

Los pasos realizados en el método se pueden resumir de la siguiente manera:

- ✓ El  $r_{35}$  se calculó a partir de los valores de  $k-\phi$  para toda la profundidad de la formación utilizando la ecuación de Winland, observe la ecuación (2.7).
- ✓ Se asignaron colores en función del radio de garganta poral y manteniendo las categorías ya antes asignadas del método. Los radios  $r_{35}$  se clasificaron en megaporosos, macroporos, mesoporosa, microporosa y nanoporosa.
- ✓ Toda la profundidad se clasificó en mega, macro, meso, micro o nano, observando el tamaño predominante de la garganta del poro en las diferentes profundidades.
- ✓ Los grupos fueron interpretados como unidades de flujo y numerados según la profundidad, con el mayor número asignado a la profundidad más subterránea.
- ✓ La porosidad para cada unidad de flujo fue calculada como el promedio aritmético de los valores del registro de densidad y neutrón respectivamente para el correspondiente intervalo de profundidad.
- ✓ En el cálculo de la permeabilidad para cada unidad de flujo es necesario estimarla para cada 0.5 ft de la formación, tal cual como se realiza en el método de rayos gamma.
- ✓ Permeabilidad de las unidades de flujo correspondientes a las profundidades se calcularon con un promedio aritmético, geométrico, armónico.
- ✓ El número de unidades de flujo, intervalo de profundidad, permeabilidad, se tabuló junto a la porosidad para cada unidad de flujo.

### 3. GENERALIDADES DEL CAMPO KINGFISH

Para la elaboración del trabajo se tomó como referencia el campo offshore Kingfish ubicado al sur oriente de Australia, se recopiló y organizó la información existente del campo para el desarrollo de la metodología. Dentro de esta información se encuentra información de reportes de perforación, registros eléctricos digitales, informe de núcleos, mapas estructurales y datos básicos del campo

A partir de la información recopilada se estudió a profundidad y se realizó un modelo petrofísico óptimo para su aplicación. El campo Kingfish poseía información poco suficiente por la falta de reportes de producción, cañoneo y pruebas PVT, por ese motivo se escogió al pozo Kingfish 7 para la elaboración de este trabajo. El pozo Kingfish 7 es un pozo de exploración y del que mayor información disponía importantes para el buen desarrollo del modelo petrofísico (ver Tabla 4).

Tabla 4 Lista de archivos pozo Kingfish 7

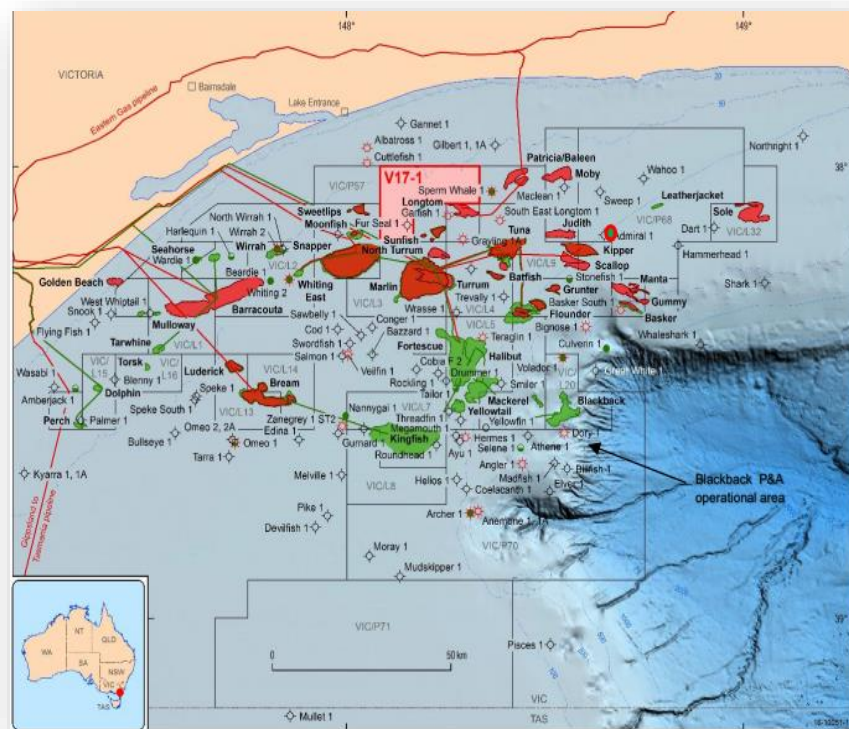
<b>Tipo de reporte</b>	<b>Descripción</b>
Registros eléctricos	SP, Caliper, CNL, DT, Resistivos, CNL, GR, Sonico
Análisis de núcleos	Reporte de análisis de núcleos, Imágenes de núcleos
Reporte de progreso	Reporte diario, reporte semanal, temperatura record, operaciones de schedule
Otros reportes	Pressure record, Reporte extendido de cores en laboratorio
Reporte completo del pozo	Reporte completo del pozo, bit record
Wireline	Imágenes en formato TIF (Density, Neutron, Resistivos, Sonico, mapas estructurales)
Análisis destructivos	Bioestratigrafía, estratigrafía y paleoambiente de la cuenca Gippsland, permeabilidades relativas,

Fuente: NOPIMS, Department of Mines, Industry Regulation and Safety

### 3.1 LOCALIZACIÓN.

El pozo Kingfish 7 se encuentra localizado en la cuenca de Gippsland ubicada en el estado de Victoria al sur oriente de Australia, este pozo se caracteriza principalmente por ser perforado offshore en mar abierto, exactamente en las siguientes coordenadas: Latitud 38° 35' 14.048" S, Longitud 148° 04' 59.761" E los pozos más cercanos son el Kingfish 3 a 0.9 millas al noreste y el Kingfish 4 a 1.0 milla al sureste.

Figura 10. Operaciones en offshore en la cuenca de Gippsland.



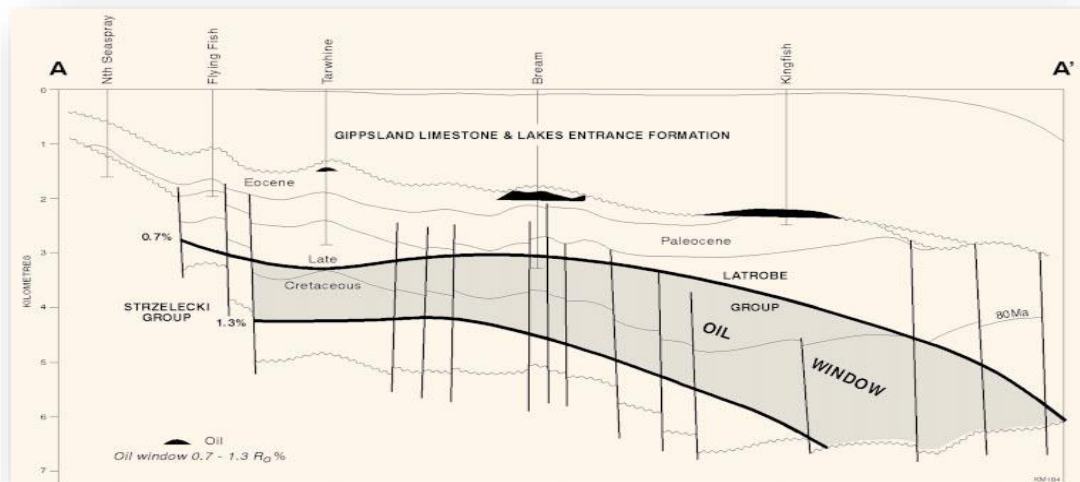
Fuente Department of Industry, Innovation and Science. (2019). Disponible en: [www.industry.gov.au/strategies-for-the-future/investing-in-offshore-petroleum-exploration](http://www.industry.gov.au/strategies-for-the-future/investing-in-offshore-petroleum-exploration)

### 3.2 MODELO ESTRUCTURAL

El petróleo y el gas se producen principalmente a partir de trampas estructurales y estructurales / estratigráficas dentro del oligoceno, eoceno, paleoceno y

cretácico tardío marino, marginales secuencias clásticas marinas y continentales. Se cree que el petróleo es en gran parte de origen vegetal terrestre. El petróleo crudo se genera a partir de la descomposición térmica, mientras que el gas natural se genera a partir del craqueo térmico de vitrinita y exinita (Burns et al., 1987). Las rutas de distribución y migración de petróleo y gas pueden ser explicado por las variaciones en la maduración de la roca madre, la influencia de la fresca biodegradación del agua y la calidad variable del sello de falla<sup>24</sup>. Las faunas del oligoceno al mioceno temprano en el Kingfish 7 comprenden los eventos normales de la deposición de aguas profundas en la cuenca de Gippsland. El hiato del oligoceno medio, se reconoce en el pozo Kingfish 6 como y en el 7 con aumento especulado de la profundidad del agua de 500 pies inmediatamente después del hiato sugiriendo que el evento pudo haber sido en parte debido a la disminución del nivel del mar eustático.

Figura 11. Sección transversal geológica



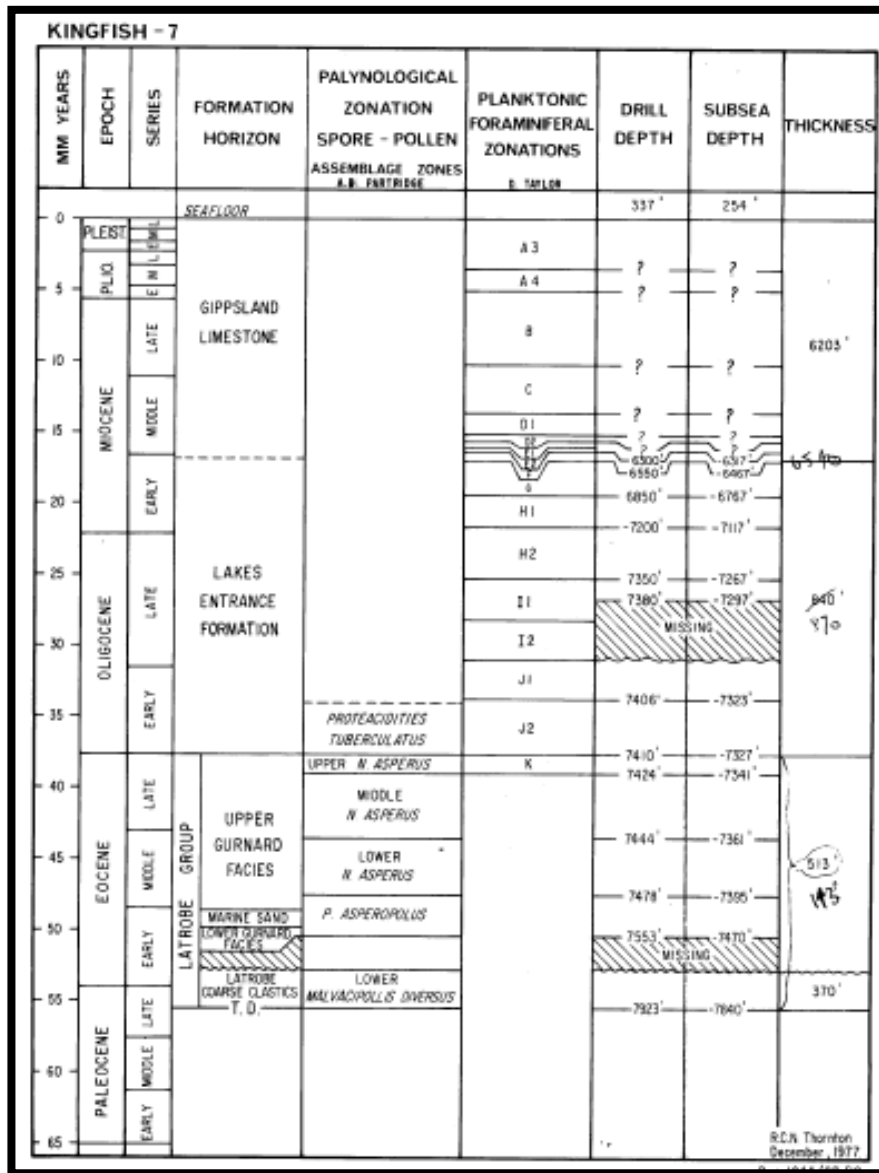
Fuente: Malek, R; Mehin, K, Oil and gas resources of Victoria, Department of Natural Resources and Environment

<sup>24</sup> Malek, R; Mehin, K, Oil and gas resources of Victoria, Department of Natural Resources and Environment, p. 5

### 3.3 FORMACIONES PRODUCTORAS

Son las formaciones Marine Sand (7498 – 7524) [ft], Lower Gurnard (7524 – 7553) [ft], Latrobe Coarse (7553 – 7923) [ft] de las edades del Eoceno-Paleoceno tardío, caracterizada por intercalaciones de depósitos areniscas sub redondeadas con presencia de pirita en algunos estratos y shale calcáreo. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 46 a 50 °API.

Figura 12. Columna estratigráfica pozo Kingfish 7



Fuente: Australian Government. Well Completion Report Scanned image File.

### 3.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Las arenas a tener en cuenta en este apartado son Marine sand, Lower Gurnard, Latrobe Coarse todas estas arenas se le realizaron Formation Interval Tests (FIT), prueba para determinar datos básicos sobre las mismas y sobre los fluidos que estas contienen, el resultado de las pruebas se puede observar en el documento Well Completion Report y la revista Oil and gas resources of Victoria un resumen es presentado a continuación.

Tabla 5 Datos Básicos de las Arenas

Parámetro	Marine Sand	Lower Gurnard	Latrobe Coarse
Temp. Yacimiento [°F]	189	187	190
API @ 60°F	47	48	50
GOR [scf/stb]	100	124	200
Espesor promedio de la arena [ft]	26	29	370
Profundidad Promedio [ft]	7524	7553	7923
Presión de formación [psig]	3254	3254.96	3360
Porosidad [%]	20		
Tipo de crudo	Parafínico		
Permeabilidad [mD]	5000 - 40000		
Saturación de agua [%]	18		
Presión inicial del yacimiento [psia]	3318		
Temperatura del yacimiento [°F]	215		
Presión de burbuja [psia]	905		
Viscosidad del aceite [cP]	0.51		
Salinidad del agua [ppm]	30.000		
Mecanismo de empuje	Empuje por agua		
Bo [rb/stb]	1.27		

Fuente: Australian Government and Oil and gas resources of Victoria, Malek R; Mehin K.

#### 4. MODELAMIENTO DE DATOS

Tomando datos de núcleo del pozo se pudo demostrar cual es el mejor modelo dinámico que brindó una representación real acerca de la permeabilidad optima de producción que presentaba el campo Kingfish. Realizando cálculos se obtuvieron, ajustaron e interpretaron los datos petrofísicos más simples como lo fueron la porosidad y la saturación, pero hubo una propiedad petrofísica más compleja en ser calculada como lo fue la permeabilidad debido a que por su composición geológica, da paso a los fluidos por un camino preferente pudiendo ser paralelo, perpendicular o anisotrópica.

Tabla 6 Tipo de permeabilidades para cada modelo

<b>GR (2 UF)</b>			
	UF1(ZF1)	UF1(ZF2)	UF2(ZF3)
<b>Karit [mD]</b>	27.482	3.3227	1990.545
<b>Kgeo [mD]</b>	19.013	0.1872	740.8229
<b>Karmonic [mD]</b>	7.3276	0.0033	27.8037

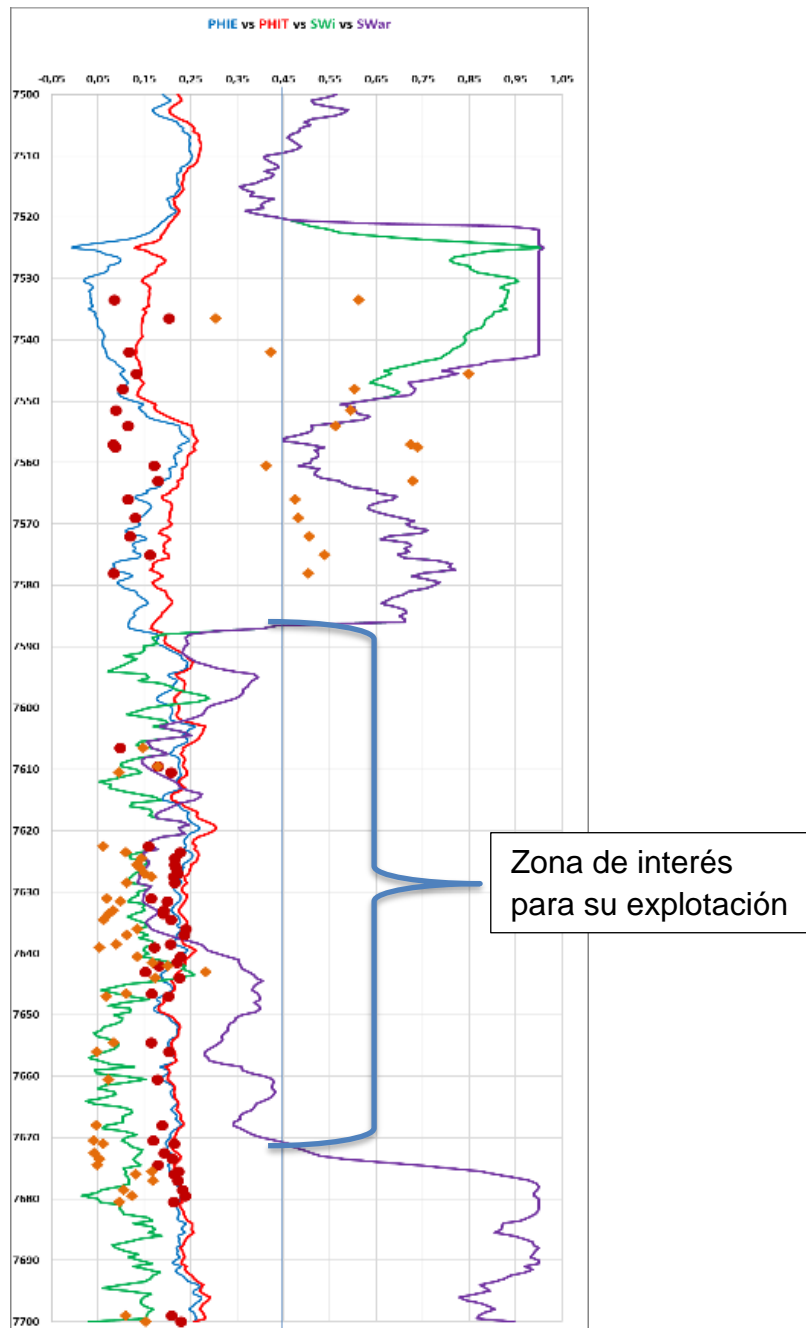
<b>FZI (5 UF)</b>				
	ZF1	ZF2	ZF3	ZF4
<b>Karit [mD]</b>	26,40	0,0210	9,260	2060
<b>Kgeo [mD]</b>	12,85	0,0100	1,452	882,9
<b>Karmonic [mD]</b>	0,003	0,0022	0,379	532,6

<b>R'35 (5 UF)</b>					
	ZF1	ZF2	ZF3	ZF4	ZF5
<b>Karit [mD]</b>	28,6	0,1750	10,60	0,57	2026
<b>Kgeo [mD]</b>	21,9	0,0200	5,940	0,36	837,5
<b>Karmonic [mD]</b>	14,7	0,0015	3,030	0,19	330,6

Fuente: Autores

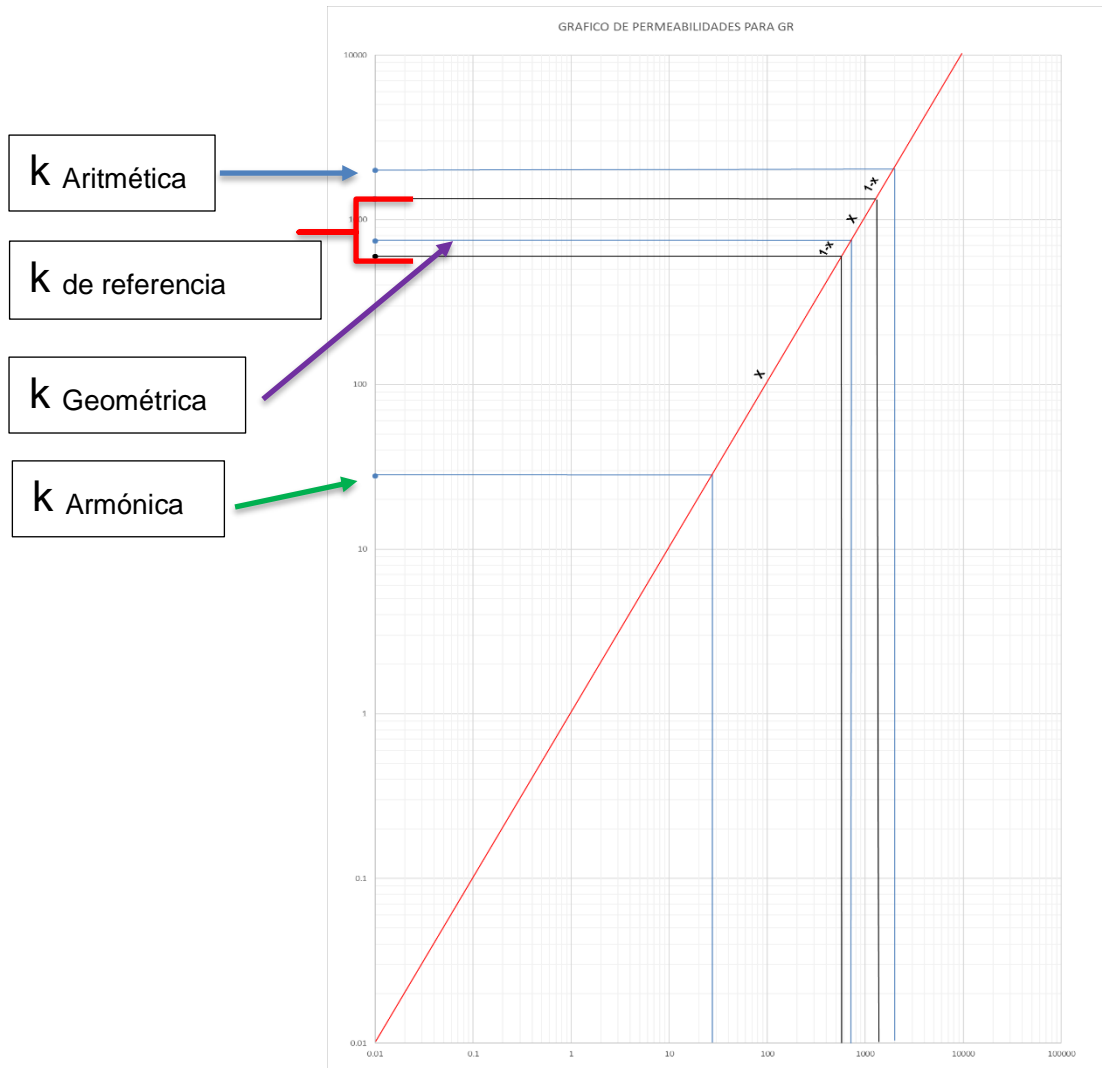
Revisando registros del pozo se determinó la zona de interés posiblemente productora y en ayuda de datos de núcleos se tomó la permeabilidad a una profundidad específica y se realizó un gráfico para obtener el tipo de permeabilidad que predominaba en la zona de interés

Figura 13.Registro de Porosidades vs Saturaciones



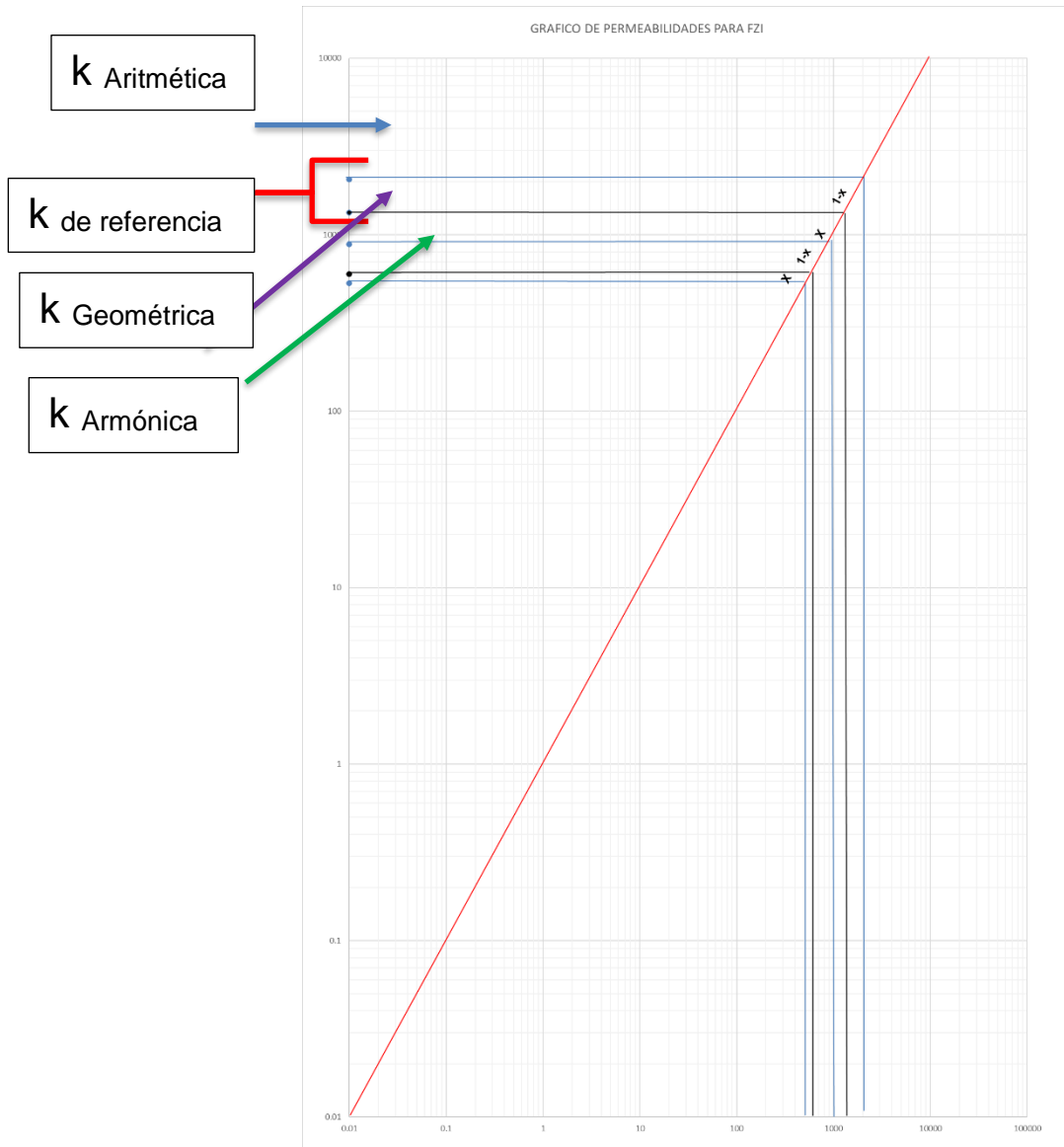
Fuente: Autores

Figura 14. Gráfico de permeabilidades de unidades de flujo para GR



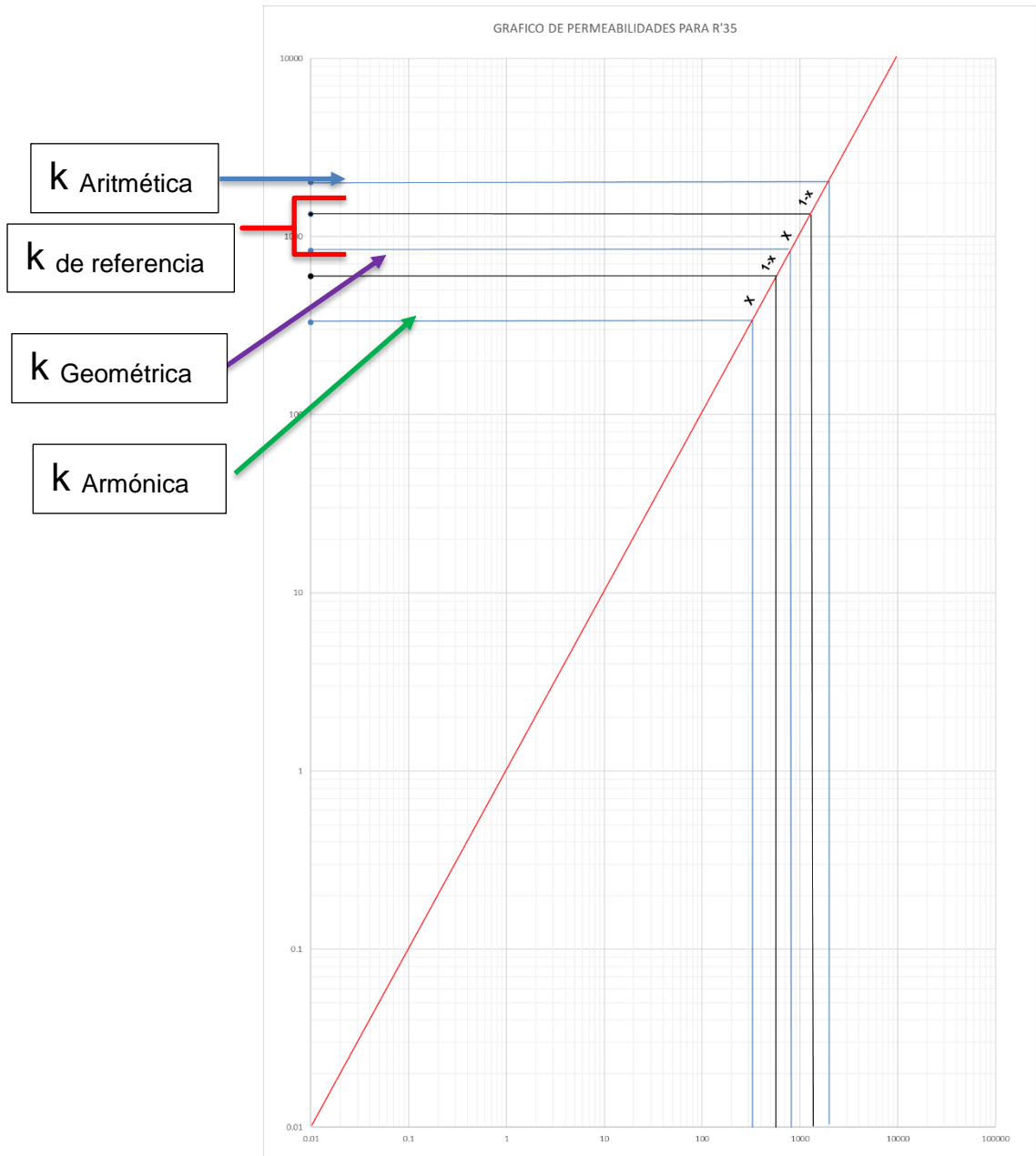
Fuente: Autores

Figura 15. Gráfico de permeabilidades de unidades de flujo para FZI



Fuente: Autores

Figura 16. Gráfico de permeabilidades de unidades de flujo para R'35



Fuente: Autores

Interpretando el gráfico de la Figura 8, Figura 9 y Figura 10 se determinó el tipo y el valor de cada permeabilidad correspondientes a cada unidad de flujo y se tomaron datos de permeabilidad de 1330 [mD] y 600 [mD] como referencia para conocer a que unidad de flujo y clasificación pertenecía ya que no se disponía de datos de producción del campo para validar la tasa de aceite que fluía en ese pozo, debido a que es un pozo exploratorio.

Se usaron las siguientes ecuaciones de permeabilidad de producción aritmética (4.1) y permeabilidad de producción armónica (4.2) para conocer el tipo de permeabilidad que pertenecía y conocer el error de los métodos

$$k_{R1} = (1 - x)k_{arit} + xk_{geom} \quad (4.1)$$

$$k_{R2} = (1 - x)k_{geom} + xk_{arit} \quad (4.2)$$

## 5. ANALISIS DE RESULTADOS

Con base a los datos adquiridos, obtenidos por medio de los registros tomados en el pozo y por la documentación de diferentes métodos para la caracterización de unidades de flujo, teniendo presente y usando en ocasiones indispensablemente las distribuciones estadísticas como lo fueron los percentiles se obtuvieron, se calcularon el número de unidades de flujo presentes en el pozo con sus respectivas características más importantes como lo son: el tope, la base, la permeabilidad promedio de la unidad de flujo ( $k$ ), la porosidad efectiva ( $\phi_{ef}$ ), la saturación de agua promedio presente en la unidad de flujo ( $S_w$ ) y la saturación de crudo ( $S_{oi}$ ) presente en cada una.

Es necesario resaltar que dependiendo del método de caracterización usado para la evaluación del intervalo se obtuvieron diferentes cantidades de unidades de flujo con diferentes características.

Como se enuncio en el Capítulo 2 los métodos a utilizar para la caracterización de las unidades fueron exactamente 3, método de rayos gama, método de indicador de zona de flujo y método de radio de garganta de poro de Winland r'35, allí se nombra desde las herramientas indispensables para la aplicación de cada método hasta el paso a paso de la aplicación del método en el intervalo estudiado para estimar sus respectivas unidades de flujo presentes.

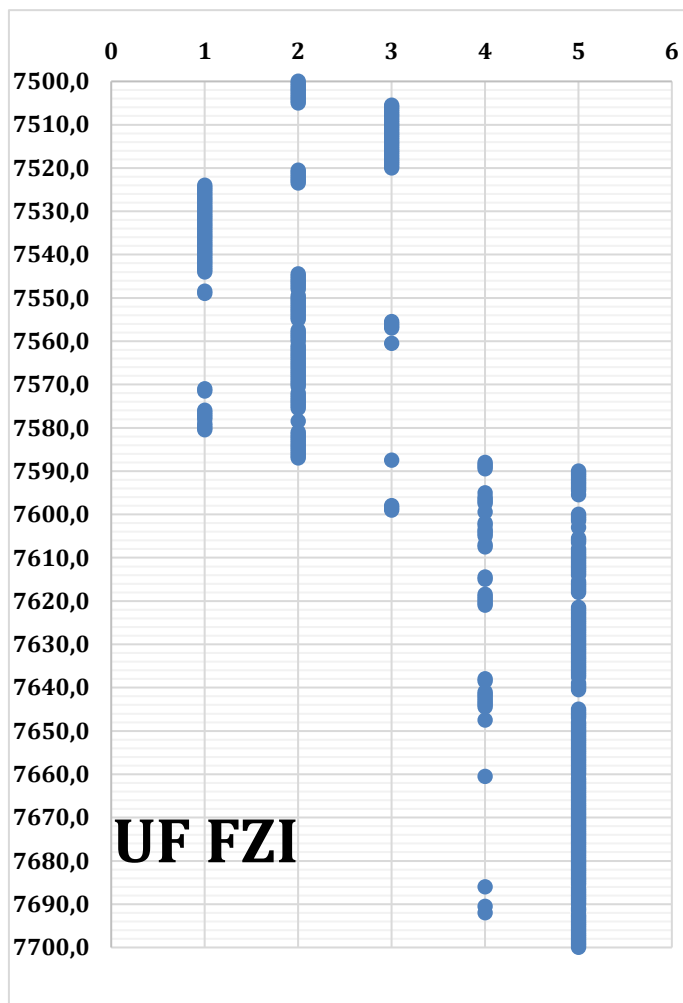
Y no menos importante, para el desarrollo de un análisis integral es necesario conocer el lugar y el contexto del pozo y la zona que se estudió, es esta una de las razones por la que se incluyó el Capítulo 3 donde abarca información general y específica del campo y pozo estudiado.

Con lo anteriormente claro se procede a mostrar los resultados más importantes del estudio elaborado, con sus correspondientes análisis:

Como se enuncio anteriormente la cantidad de unidades de flujo que se obtienen como resultado varia con el método a utilizarse, en las siguientes figuras se puede observar las unidades de flujo calculadas por cada método de caracterización de unidades de flujo.

- ✓ Se desarrolló la metodología expuesta en el Capítulo 2 para el cálculo respectivo de las unidades de flujo por el método de indicador de zonas de flujo presentes en el intervalo estudiado de 200 [ft], en el pozo Kingfish 7, en la siguiente Figura 17 se puede observar los resultados obtenidos.

Figura 17. Unidades de Flujo según el método de indicador de zona de flujo.



Fuente: Autores

Como se puede observar en la Figura 17 por cada 0.5 ft de formación se le asigna a cada 7 unidades de flujo un número entre 1 y 5, para nuestro caso específico cada número de estos establece un rango de RQI que se calcula para cada 0.5 ft como se muestra en la siguiente Tabla 7.

Tabla 7 Unidades de Flujo para valores de RQI y Winland r'35

<b>UF #</b>	<b>RQI</b>	<b>R'35</b>
<b>1</b>	<0.0489	<0.5
<b>2</b>	0.0489-0.2926	0.5-2.5
<b>3</b>	0.2926-0.6320	2.5-5
<b>4</b>	0.6320-1.365	5-10
<b>5</b>	>1.366	>10

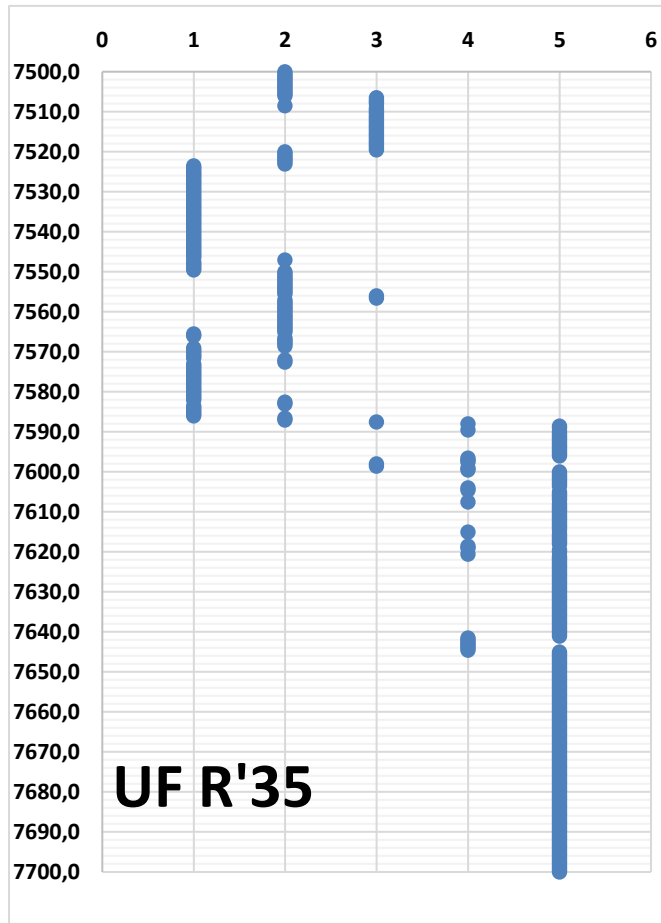
Fuente: Autores

Obteniendo fracciones de formación con características similares si el número es repetitivo cada 0.5 ft o si es cercano.

De allí se puede seleccionar intervalos de formación con características afines y concluir que con ayuda del método de indicador de zona de flujo se obtuvieron 4 zonas de flujo importantes siendo la última y más profunda de las 4 zonas la más prometedora para la explotación y producción de hidrocarburos.

- ✓ En el desarrollo de la metodología expuesta en el Capítulo 2 para el cálculo respectivo de las unidades de flujo por el método de Winland r'35 presentes en el intervalo estudiado de 200 [ft], en el pozo Kingfish 7, en la siguiente Figura 18 se puede observar los resultados obtenidos.

Figura 18. Unidades de Flujo según el método Winland R'35.



Fuente: Autores

Apreciando la Figura 18 igualmente que en el anterior caso por cada 0.5 ft de formación se le asigna un numero entre 1 y 5, para nuestro caso específico cada número de estos depende del tamaño de garganta de poro de la roca en esa profundidad, los anteriores números son determinados por el rango establecido en la Tabla 7, un rango ya establecido por la literatura.

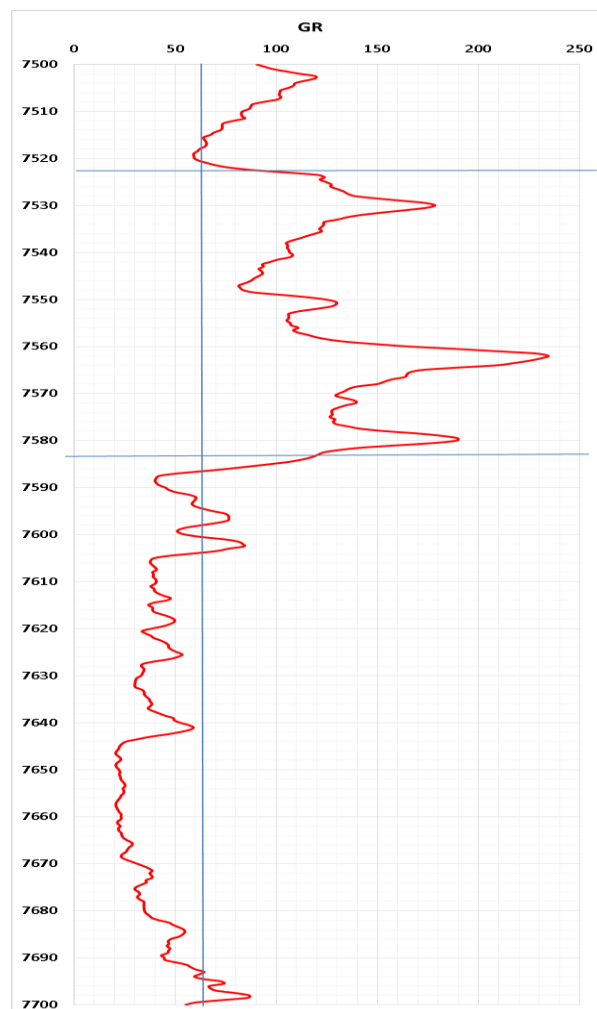
De esta forma se obtienen fracciones de formación con características similares si el número es repetitivo cada 0.5 ft o si es cercano.

De allí se puede seleccionar intervalos de formación con características afines y concluir que con ayuda del método de Winland R'35 se obtuvieron 5

zonas de flujo importantes siendo la última y más profunda de las 5 zonas la más prometedora para la explotación y producción de hidrocarburos, muy similar al método de indicador de zona de flujo.

- ✓ Se desarrolló la metodología expuesta en el Capítulo 2 para el cálculo respectivo de las unidades de flujo por el método de Rayos gamma presentes en el intervalo estudiado de 200 [ft], en el pozo Kingfish 7, en la siguiente Figura 16 se puede observar los resultados obtenidos.

Figura 19. Zonas de Flujo según el método de Rayos Gamma.

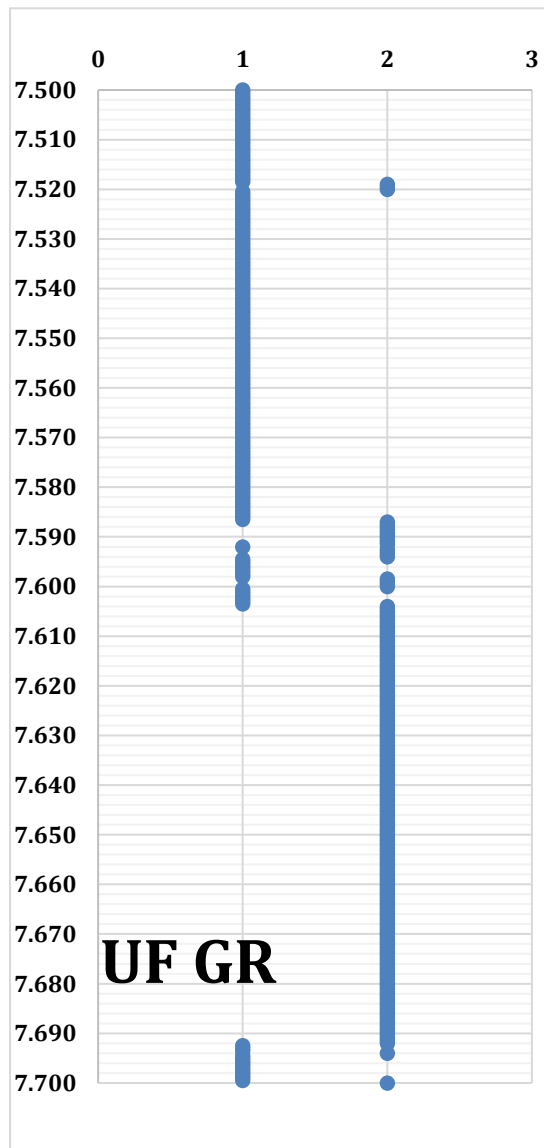


Fuente: Autores

En la anterior Figura 19 podemos observar los resultados por el método de rayos gamma, después de realizar un corte al registro en el percentil 50,

exactamente a los 60 API se empiezan a definir las zonas de flujo dependiendo del comportamiento del registro, fácilmente se puede observar las 2 divisiones en el registro (2 unidades de flujo) que conforman 3 zonas, estas son las zonas de interés más importantes interpretadas por los autores, sin embargo en la Figura 20 se observa claramente una única división que da lugar a 2 zonas y 2 unidades de flujo determinadas por el actual método.

Figura 20 Unidades de Flujo según el método de Rayos Gamma.



Fuente: Autores

De allí se puede observar claramente que la unidad de flujo inferior es una arena, la mejor roca para almacenar hidrocarburos y claramente tiene las condiciones

para ser una zona de flujo productora de hidrocarburos. La sección superior es de calidad muy inferior con presencia de arenas arcillosas y zona de arcillas muy buena como roca sello.

Con los análisis de resultados anteriormente expuestos se procedió a realizar una evaluación de las características más importantes de cada zona de flujo determinada según el método, para ir más al detalle y poder contrastar las diferencias más claramente.

- ✓ Para el Método de indicador de zona de flujo se determinaron 4 unidades de flujo importantes en él, y las principales características se muestran en la siguiente Tabla 8

Tabla 8 Características de las unidades de flujo para el método FZI

UF FZI											
# Z F	Tope [ft]	Base [ft]	h [ft]	K arit	K geo	K armonic	PHIE arit	Sw arit	Sw geo	Sw Arm	Soi
1	7500	7524.5	24.5	26.383	12.85	0.00267	21%	49%	48%	47%	52%
2	7525	7544.5	19.5	0.021	0.01	0.00219	6%	87%	87%	86%	13%
3	7545	7588.5	43.5	9.258	1.452	0.37931	15%	63%	61%	59%	39%
4	7589	7700	111	2060.1	882.9	532.635	22%	13%	12%	11%	88%

Fuente: Autores

Claramente se aprecia que la zona de flujo más profunda (ZF 4) tiene características destacables, empezando por el simple hecho que es la más gruesa entre las 4 unidades determinadas con 111 ft de espesor, además de que la permeabilidad presente en ella, en las diferentes formas calculadas es la más destacada, junto a esto observemos como la saturación de aceite presente se encuentra por encima del 85%, sin embargo también se debe mencionar que la unidad de flujo más somera (ZF 1) se le ha calculado una saturación de aceite mayor al 50%, aunque unas bajas permeabilidades.

- ✓ En el Método de Winland R'35 se determinaron 5 zonas importantes en él, y las principales características se muestran en la siguiente Tabla 9 .

Tabla 9 Características de las unidades de flujo para Winland R'35

UF R'35											
# ZF	Tope [ft]	Base [ft]	Espesor [ft]	Karit	Kgeo	Karmonic	Porosidad arit	Sw arit	Sw geo	Sw Armonic	Soi
1	7500	7522.5	22.5	28.638	21.926	14.72847	22%	46%	46%	45%	54%
2	7523	7550.5	27.5	0.175	0.015	0.0015117	7%	82%	81%	80%	19%
3	7551	7568.5	17.5	10.597	5.941	3.0303683	19%	57%	56%	56%	44%
4	7569	7586.5	17.5	0.567	0.360	0.1919421	12%	72%	72%	71%	28%
5	7587	7700	113	2025.600	837.522	330.58839	22%	14%	12%	11%	88%

Fuente: Autores

Muy similar al anterior método de Indicador de zona de flujo, Winland presenta 5 unidades de flujo y 5 zonas de flujo en el intervalo de 200 ft, donde se observa que la zona de flujo más profunda (ZF 5) tiene características importantes, partiendo por el hecho que es la más gruesa entre las 4 unidades determinadas con 113 ft de espesor , además de que la permeabilidad presente en ella es la mayor en todos los casos, junto a esto observemos como la saturación de aceite presente se encuentra por encima del 85%, sin embargo también se debe mencionar que la zona de flujo más somera (ZF 1) se le ha calculado una saturación de aceite mayor al 50% y la tercera zona de flujo (ZF 3) poco menos de 50%, aunque unas bajas permeabilidades y claramente unos espesores mucho menores.

- ✓ Para el Método de Rayos gamma se determinaron 3 zonas importantes en él, y las principales características se muestran en la siguiente Tabla 10.

Tabla 10 Características UF para el método de rayos Gamma.

Unidades de Flujo GR												
UF	# ZF	Tope [ft]	Base [ft]	Espesor [ft]	K arit	K geo	K armonic	Porosidad arit	Sw arit	Sw geo	Sw Armonic	Soi
1	1	7500	7523.5	23.5	27.4	19.01	7.32	21%	47%	47%	46%	53%
1	2	7524	7584.5	60.5	3.32	0.18	0.0032	12%	72%	71%	70%	29%
2	3	7585	7700	115	1990.5	740.82	27.804	22%	14%	13%	11%	87%

Fuente: Autores

A pesar de ser el Método para definir zonas de flujo que determinó el número menor de zonas de flujo presente en el intervalo de 200ft estudiado con solo 2 unidades de flujo presentes, los valores de las características de las zonas de flujo se asemejan bastante a los 2 anteriores métodos, manteniéndose un comportamiento similar, donde se obtiene que la zona de flujo más profunda (ZF 2) tiene características sustanciales, partiendo por el hecho que es la más gruesa entre las 2 unidades determinadas con 115 ft de espesor , además de que la permeabilidad presente en ella es la mayor, junto a esto observemos como la saturación de aceite presente se encuentra justo en el 87%, sin embargo también se debe mencionar que la zona de flujo más somera (ZF 1) en la zona de flujo 1 (ZF 1) se le ha calculado una saturación de aceite mayor al 50%, aunque unas bajas permeabilidades y claramente un espesor mucho menor.

Es necesario precisar que el método para la determinación de unidades de flujo que nos ofrecería mejor resolución puesto que nos generó mayor información, es el de Winland R'35 con la determinación de 5 zonas de flujo ya que, el Indicador de zona de flujo (FZI) y el método de rayos gamma nos generaron 4 zonas de flujo y 2 respectivamente, aunque mayor información no necesariamente en todas las ocasiones signifique el más recomendado, también se debe realizar la siguiente observación, el método de rayos gamma además de ser sencillo resulta muy práctico y con unos resultados muy semejantes o similares a los otros dos métodos (FZI y R'35), lo cual podría ser un método fiable para la validación de resultados o para su uso como primera aproximación.

Cuantitativamente y teniendo como referencia la saturación de aceite inicial ( $S_{oi}$ ) presente en las zonas de flujo, contrastadas con las saturaciones de aceite iniciales presente en los núcleos a la profundidad de 7629 ft , se realizó el cálculo del error absoluto, los resultados se obtienen en la siguiente Tabla 11.

Tabla 11 Porcentajes de error para cada método UF según Soi

<b>Método de determinación de zona de Flujo</b>	<b>% Saturación de aceite inicial pronosticado en la zona de flujo</b>	<b>% Error de Saturación de aceite inicial.</b>
<b>FZI</b>	88%	19%
<b>R'35</b>	88%	19 %
<b>GR</b>	87%	18%

Fuente: Autores

Se observa que la diferencia del porcentaje de error absoluto entre los métodos no es tan abrupta, sin embargo existe una leve inclinación por el método de rayos gamma, aunque en estas instancias y con la amplia incertidumbre en el ámbito petrolero, los anteriores tres métodos de determinación de zonas de flujo, bajo el ítem de la saturación de aceite inicial que para nada es poco importante trabajan de la mejor manera, ya que presentan un bajo porcentaje de error absoluto aunque para nada despreciables.

De esta forma se debe observar el porcentaje de error absoluto en otros ítems importantes como la permeabilidad pronosticada para cada zona de flujo usando los datos proporcionados por las respectivas unidades de flujo, dependiendo del método para la determinación de estas y contrastándolas con los datos de núcleos.

Tabla 12 Resultados obtenidos para permeabilidades de los métodos UF

<b>GR</b>		<b>FZI</b>		<b>R'35</b>	
<b>X</b>	0.47	<b>X</b>	0.38	<b>X</b>	0.42
<b>1-x</b>	0.53	<b>1-x</b>	0.62	<b>1-x</b>	0.58
<b>K<sub>R1</sub> [mD]</b>	1401	<b>K<sub>R1</sub>[mD]</b>	1613	<b>K<sub>R1</sub> [mD]</b>	1533
<b>X</b>	0.80	<b>X</b>	0.192	<b>X</b>	0.53
<b>1-x</b>	0.20	<b>1-x</b>	0.808	<b>1-x</b>	0.47
<b>K<sub>R2</sub> [mD]</b>	169	<b>K<sub>R2</sub>[mD]</b>	816	<b>K<sub>R2</sub> [mD]</b>	568

Fuente: Autores

Analizando los resultados de la Tabla 12 con dos valores aleatorios de 1330[mD] y 600 [mD] para indicar el error de cada método, se indica que el método de unidad de flujo más apropiado que describe la zona de interés es R'35 con una permeabilidad cercana de los 1533 [mD] por derecha y por izquierda con una permeabilidad de 568 [mD] con un error cercano al 9% del valor tomado aleatoriamente.

Tabla 13 Porcentajes de error para cada método de unidades de flujo

<b>Método de unidad de Flujo</b>	<b>% Error de k</b>
<b>GR</b>	130%
<b>FZI</b>	22%
<b>R'35</b>	9%

Fuente: Autores.

El segundo método que mejor se acerca al valor real es FZI presentando un error cercano al 22%.

El tercer método es GR que presenta un error de permeabilidad (k) alrededor del 130%, este valor de error se asocia a que se toma un valor muy por encima del valor obtenido por la permeabilidad.

No se pudieron comparar datos de producción debido a que no se disponía de datos de producción del campo.

Todos los métodos se aproximan muy bien a los datos que se tomaron de las pruebas de núcleos mostrando permeabilidades muy similares, demostrando que es una herramienta muy importante para su uso a pesar de ser un método analítico a partir de los mismos datos.

## CONCLUSIONES.

- Incluir la variable Viscosidad en la ecuación maestra de la petrofísica es necesario para no despreciar los hidrocarburos no convencionales como el Heavy Oil.
- A pesar de la complejidad de algunos métodos de definición de unidades de flujo el Gamma Ray proporciona buenas zonas de interés sin necesidad de ser un método tan robusto.
- Las unidades de flujo determinadas en el pozo Kingfish 7, en el campo Kingfish en el estado de Victoria en Australia se establecieron con ayuda de análisis sedimentológicos, petrográficos, estadísticos, interpretaciones de registros de pozos y basados en el radio de garganta de poro.
- Los resultados demuestran claramente que el método de Winland R'35 es el más completo de los 3 métodos analizados anteriormente, con 5 zonas de flujo determinadas junto al intervalo de interés de 113 pies de espesor de formación.
- Los métodos de determinación de unidades de flujo de Indicador de zona de flujo (FZI) y rayos gamma nos proporcionaron 4 y 3 zonas de flujo respectivamente, a pesar de suministrarnos menos información ambos convergen en determinar una zona de interés viable para la producción de hidrocarburos, ubicándose en lo más profundo del intervalo de estudio, y con aproximadamente 115 pies de espesor
- Se prueba que la variable crítica de la sensibilidad es la permeabilidad dado el escalamiento y la naturaleza vectorial de la permeabilidad, además de la heterogeneidad del yacimiento.

- La variable definitiva en este tipo de aproximaciones es el cálculo propuesto de la saturación de agua irreducible dada su relación con microporosidad.
- En el desarrollo del estudio se observó lo imprescindible del uso de distribuciones estadísticas, para este caso específico los percentiles, claramente es una herramienta para la validación de resultados hallados indirectamente o sencillamente para la visualización más compacta de una gran cantidad de datos.
- La determinación de la permeabilidad en las unidades de flujo se realizó a partir de la ecuación (2.4a) y (2.5) modificadas y propuestas en este trabajo por los autores junto al director del proyecto, aunque existen diferentes formas de calcular la permeabilidad por diferentes métodos y propuestas por autores famosos en la literatura se decidió realizar la propuesta teniendo en cuenta que se ajusta a los datos de campo que se suministraron y provee los mejores resultados

## RECOMENDACIONES.

- Realizar un estudio en el mismo campo con el mismo pozo y en la misma zona con el propósito de usar otros métodos para determinar de igual manera unidades de flujo y contrastar resultados ya presentados en este estudio con los nuevos obtenidos.
- Es recomendable calcular la permeabilidad de las zonas de flujo en este trabajo ya determinadas, con las ecuaciones convencionales definidas en el Capítulo 1, demostrando las sensibilidades y las variaciones que puede presentar el uso de las diferentes ecuaciones empíricas.
- Es posible realizar un complemento al trabajo si se implementa una simulación de Montecarlo para determinar y corroborar los datos ya obtenidos por las investigaciones en campo y de esta forma tener certezas en el cálculo de reservas posibles

## BIBLIOGRAFIA

1. AHMED, TAREK, Reservoir Engineering Handbook, Third Edition, Gulf Professional Publishing, 2006.
2. ALDEN J MARTIN, et al, Characterization of Petrophysical Flow Units in Carbonate Reservoirs, 1997, AAPG Bulletin, V. 81, No. 5, p. 735.
3. AMAEFULE, JUDE O, et al. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and predict Permeability in Uncored Intervals/Wells, 1993, Paper SPE 26436.
4. ARCHIE, G. E. —The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Trans. AIME, Vol. 146, pág. 54-56, 1942
5. ASQUITH, G. B., with Gibson, C. R.: Basic Well Log Analysis for Geologists, Methods in Exploration Series, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa (1982).
6. AUSTRALIAN GOVERNMENT Y GEOSCIENCE AUSTRALIAN. Well Completion Report Scanned Image File. (1977). Victoria, pp.123-154.
7. BLASINGAME, T. Type Curve Analysis Using the Pressure Integral Method. (1989). Texas.
8. BLASINGAME, T. y PALACIO, J. Decline Curve Analysis Using Type Curves Analysis of Gas Well Production Data. (1993). Texas: SPE.
9. EBANKS, W J (JR), Scheihing, M y Atkinson, C.D, Flow Units for Reservoir Characterization, Geological Methods, parte 6, 1992, p.282
10. ELKEWIDY, TAREK IBRAHIM, Characterization of hydraulic (flow) units in heterogeneous clastic and carbonate reservoirs, 1996, University of Oklahoma. p.107-108 Modificado.
11. G. W. Gunter, et al. Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method, 1997, Paper SPE 38679. p.5
12. HEARN, C. L., EBANKS, W. J., TYE, R. S., & RANGANATHAN, V. (1984, August 1). Geological Factors Influencing Reservoir Performance of the Hartzog Draw Field, Wyoming. Society of Petroleum Engineers.

13. HOW TO UPSCALE PERMEABILITY, 3d static modeling - exploration & production Geology. Retrieved 14 January 2020, Disponible en <http://www.epgeology.com/static-modeling-f39/how-upscale-permeability-t6045.html>
14. JIMENÉZ DURAN, JIMENA T. Determinación de permeabilidades relativas en laboratorio en un sistema líquido – líquido. Trabajo de grado. Instituto Politecnico Nacional. 2010
15. LOUIS MATTAR, P. ENG. AND LISA DEAN, P. GEOL., Fekete Associates Inc. Reservoir engineering for geologists, Well test interpretation
16. MADRID.ORG. (2019). Estadística Básica. [online] Disponible en: [http://www.madrid.org/cs/StaticFiles/Emprendedores/Analisis\\_Riesgos/pages/pdf/estadisticas\\_es.pdf](http://www.madrid.org/cs/StaticFiles/Emprendedores/Analisis_Riesgos/pages/pdf/estadisticas_es.pdf) [Accessed 31 Oct. 2019].
17. MALEK, R; MEHIN, K, Oil and gas resources of Victoria, Department of Natural Resources and Environment, p. 47- 49
18. MEZA CONSTANTINO, KAREN E. Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos. Trabajo de grado. Universidad Nacional Autónoma de México, 2013
19. NOPIMS, Department of Mines, Industry Regulation and Safety. Retrieved from <https://nopims.dmp.wa.gov.au/Nopims/Search/WellDetails#>
20. ORRALA, J Y TÓMALA, J. 2015. Evaluación de las Arenas “U” y “T” A partir de la Interpretación de Registros Eléctricos de Pozos para Determinar Zonas Productoras en el Centro Oriente Ecuatoriano. [Trabajo de Grado]. La Libertad-Ecuador. Universidad Estatal Península de Santa Helena.
21. PARIS, M. Fundamentos ingeniería de yacimientos (2009, pp. 237- 238).
22. PICKETT, G. R., 1973, Pattern recognition as a means of formation evaluation: Society of Professional Well Log Analysts 14th Annual Logging Symposium Transactions, paper A, p. A1–A21
23. PITTMAN, Edward D, Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone, 1992, American Association of Petroleum Geologist Bulletin.

24. PALACIO, J. C., & BLASINGAME, T. A. (1993, January 1). UNAVAILABLE - Decline-Curve Analysis With Type Curves - Analysis of Gas Well Production Data. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/25909-MS
25. PORRAS, J. C., & Campos, O. (2001, January 1). Rock Typing: A Key Approach for Petrophysical Characterization and Definition of Flow Units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin. Society of Petroleum Engineers.
26. SALAMANCA, M. (2016). Ingeniería de Yacimientos. Retrieved 9 September 2019, from <https://acipet.com/wp-content/uploads/2014/06/Yacimientos.pdf>
27. SCHLUMBERGER Oilfield Glossary. Retrieved 12 November 2019, from <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rwa.aspx>
28. THOMEER, J. H. M., 1960, Introduction of a pore geometrical factor defined by the capillary pressure curve: Journal of Petroleum Technology, Mar., p. 73-77.
29. TIAB, D., & DONALDSON, E. (2016). Petrophysics. Amsterdam: Gulf Professional Publishing.

## ANEXOS

Anexo 1. Clasificación de UF según el radio de garganta de poro.

UF	Clase de Poro	Rangos '35	micrómetros	RQI
1	<b>Microporo</b>	<0.5	0.5	<0.0489
2	<b>Mesoporo</b>	0.5-2.5	2.5	0.0489-0.2926
3	<b>Macroporo</b>	2.5-5	5	0.2926-0.6320
4	<b>Macroporo2</b>	5,0-10	10	0.6320-1.365
5	<b>Megaporo</b>	>10	>10	>1.366

Anexo 2. Permeabilidad calculada para cada una las unidades de flujo en el Método de definición de unidades de flujo Rayos gamma.

<b>GR</b>			
	ZF1	ZF2	ZF3
<b>Karit</b>	27.4813929	3.32272218	1990.545
<b>Kgeo</b>	19.013459	0.18727228	740.822963
<b>Karmonic</b>	7.32765756	0.00327665	27.8036795

Anexo 3. Clasificación de ZF3 según su permeabilidad por GR.

<b>GR</b>	
<b>X</b>	0.48
<b>1-x</b>	0.52
<b>K<sub>R1</sub></b>	1401
<b>X</b>	0.80
<b>1-x</b>	0.20
<b>K<sub>R2</sub></b>	169

Fuente: Autores

Anexo 4. Permeabilidad calculada para cada una las unidades de flujo en el Método de definición de unidades de flujo de Indicador de zona de Flujo.

<b>FZI</b>				
	ZF1	ZF2	ZF3	ZF4
<b>Karit</b>	26.3825656	0.02117146	9.25837715	2060.11507
<b>Kgeo</b>	12.8546514	0.00527975	1.45168884	882.900544
<b>Karmonic</b>	0.00266719	0.00218947	0.37930674	532.635275

Anexo 5. Clasificación de ZF4 según su permeabilidad por FZI.

<b>FZI</b>	
<b>X</b>	0.38
<b>1-x</b>	0.62
<b>K<sub>R1</sub></b>	1613
<b>X</b>	0.192
<b>1-x</b>	0.808
<b>K<sub>R2</sub></b>	816

Anexo 6. Permeabilidad calculada para cada una las unidades de flujo en el Método de definición de unidades de flujo de Winland R'35.

<b>R'35</b>					
	ZF1	ZF2	ZF3	ZF4	ZF5
<b>Karit</b>	28.637969	0.1753841	10.597415	0.5673386	2025.6003
<b>Kgeo</b>	21.926191	0.0153674	5.9407177	0.3600345	837.52151
<b>Karm</b>	14.728469	0.0015116	3.0303682	0.1919421	330.58838

Fuente: Autores

Anexo 7. Clasificación de ZF5 según su permeabilidad por R'35.

<b>R'35</b>	
<b>X</b>	0.42
<b>1-x</b>	0.58
<b>K<sub>R1</sub></b>	1533
<b>X</b>	0.53
<b>1-x</b>	0.47
<b>K<sub>R2</sub></b>	568

Anexo 8. Clasificación de radio de garganta de poro por Winland R'35 por cores del intervalo 7533.5-7700 pies.

Profundidad	Winland R'35	Clasificación de Poro
7533.5	0.418339956	1
7536.5	4.866772785	3
7540.0	1.434278223	2
7542.0	1.434278223	2
7545.5	0.148933427	1
7548.0	0.532674091	2
7551.5	0.476143992	1
7554.0	0.727973615	2
7557.0	0.22382909	1
7557.5	0.214909377	1
7560.5	2.281565919	2
7563.0	0.496699307	1
7566.0	1.094261895	2
7569.0	1.207987796	2
7572.0	0.982182904	2
7575.0	1.177790333	2
7578.0	0.695569202	2
7606.5	6.473313788	4
7609.5	9.516055305	4
7610.5	26.65654152	5
7622.5	34.14299229	5
7623.5	24.73712259	5
7624.5	15.92656196	5
7625.5	17.70758058	5

7626.0	16.76515511	5
7627.0	15.60292517	5
7627.5	13.02953491	5
7628.5	22.4171317	5
7631.0	30.48287854	5
7631.5	24.20374217	5
7633.0	29.12339718	5
7633.5	33.34520599	5
7634.5	45.60835475	5
7636.0	20.03192564	5
7637.0	25.07088576	5
7638.5	28.66046506	5
7639.0	44.53093757	5
7640.5	18.74991897	5
7641.5	13.29163745	5
7642.0	8.145378273	4
7643.0	3.943804037	3
7644.0	13.09122235	5
7646.5	16.79250739	5
7647.0	39.38518722	5
7654.5	23.710774	5
7656.0	61.12253871	5
7660.5	31.48262969	5
7668.0	59.1035823	5
7670.5	60.49695717	5
7671.0	48.6819588	5
7672.5	67.99096977	5
7673.5	55.89764964	5
7674.5	51.79484848	5
7675.5	13.69692016	5
7676.0	17.97668003	5
7677.0	13.34787763	5
7678.5	26.56536179	5
7679.5	22.43078329	5
7680.5	27.19993428	5
7699.0	22.25112583	5
7700.0	15.96299532	5

Fuente: Autores

Anexo 9. Clasificación de radio de garganta de poro por Winland R'35 y  
 Indicador de zona de flujo en el intervalo estudiado 7500-7700 ft

Profundidad	Clasificación de poro por FZI	Clasificación de poro por R'35
7500.0	2	2
7500.5	2	2
7501.0	2	2
7501.5	2	2
7502.0	2	2
7502.5	2	2
7503.0	2	2
7503.5	2	2
7504.0	2	2
7504.5	2	2
7505.0	2	2
7505.5	2	2
7506.0	3	2
7506.5	3	2
7507.0	3	3
7507.5	3	3
7508.0	3	3
7508.5	3	3
7509.0	3	2
7509.5	3	3
7510.0	3	3
7510.5	3	3
7511.0	3	3
7511.5	3	3
7512.0	3	3
7512.5	3	3
7513.0	3	3
7513.5	3	3
7514.0	3	3
7514.5	3	3
7515.0	3	3
7515.5	3	3
7516.0	3	3
7516.5	3	3

Profundidad	Clasificación de poro por FZI	Clasificación de poro por R'35
7517.0	3	3
7517.5	3	3
7518.0	3	3
7518.5	3	3
7519.0	3	3
7519.5	3	3
7520.0	3	3
7520.5	3	2
7521.0	2	2
7521.5	2	2
7522.0	2	2
7522.5	2	2
7523.0	2	2
7523.5	2	2
7524.0	2	1
7524.5	1	1
7525.0	1	1
7525.5	1	1
7526.0	1	1
7526.5	1	1
7527.0	1	1
7527.5	1	1
7528.0	1	1
7528.5	1	1
7529.0	1	1
7529.5	1	1
7530.0	1	1
7530.5	1	1
7531.0	1	1
7531.5	1	1
7532.0	1	1
7532.5	1	1
7533.0	1	1
7533.5	1	1
7534.0	1	1
7534.5	1	1
7535.0	1	1
7535.5	1	1

Profundidad	Clasificación de poro por FZI	Clasificación de poro por R'35
7536.0	1	1
7536.5	1	1
7537.0	1	1
7537.5	1	1
7538.0	1	1
7538.5	1	1
7539.0	1	1
7539.5	1	1
7540.0	1	1
7540.5	1	1
7541.0	1	1
7541.5	1	1
7542.0	1	1
7542.5	1	1
7543.0	1	1
7543.5	1	1
7544.0	1	1
7544.5	1	1
7545.0	2	1
7545.5	2	1
7546.0	2	1
7546.5	2	1
7547.0	2	1
7547.5	2	2
7548.0	2	1
7548.5	2	1
7549.0	1	1
7549.5	1	1
7550.0	2	1
7550.5	2	2
7551.0	2	2
7551.5	2	2
7552.0	2	2
7552.5	2	2
7553.0	2	2
7553.5	2	2
7554.0	2	2
7554.5	2	2

Profundidad	Clasificación de poro por FZI	Clasificación de poro por R'35
7555.0	2	2
7555.5	2	2
7556.0	3	2
7556.5	3	3
7557.0	3	3
7557.5	3	2
7558.0	2	2
7558.5	2	2
7559.0	2	2
7559.5	2	2
7560.0	2	2
7560.5	2	2
7561.0	3	2
7561.5	2	2
7562.0	2	2
7562.5	2	2
7563.0	2	2
7563.5	2	2
7564.0	2	2
7564.5	2	2
7565.0	2	2
7565.5	2	2
7566.0	2	1
7566.5	2	1
7567.0	2	2
7567.5	2	2
7568.0	2	2
7568.5	2	2
7569.0	2	2
7569.5	2	1
7570.0	2	1
7570.5	2	1
7571.0	2	1
7571.5	1	1
7572.0	1	1
7572.5	2	2
7573.0	2	2
7573.5	2	1

Profundidad	Clasificación de poro por FZI	Clasificación de poro por R'35
7574.0	2	1
7574.5	2	1
7575.0	2	1
7575.5	2	1
7576.0	2	1
7576.5	1	1
7577.0	1	1
7577.5	1	1
7578.0	1	1
7578.5	1	1
7579.0	2	1
7579.5	1	1
7580.0	1	1
7580.5	1	1
7581.0	1	1
7581.5	2	1
7582.0	2	1
7582.5	2	1
7583.0	2	2
7583.5	2	2
7584.0	2	1
7584.5	2	1
7585.0	2	1
7585.5	2	1
7586.0	2	1
7586.5	2	1
7587.0	2	2
7587.5	2	2
7588.0	3	3
7588.5	4	4
7589.0	4	5
7589.5	4	5
7590.0	4	4
7590.5	5	5
7591.0	5	5
7591.5	5	5
7592.0	5	5
7592.5	5	5

Profundidad	Clasificación de poro por FZI	Clasificación de poro por R'35
7593.0	5	5
7593.5	5	5
7594.0	5	5
7594.5	5	5
7595.0	5	5
7595.5	4	5
7596.0	5	5
7596.5	4	5
7597.0	4	4
7597.5	4	4
7598.0	4	4
7598.5	3	3
7599.0	3	3
7599.5	3	4
7600.0	4	4
7600.5	5	5
7601.0	5	5
7601.5	5	5
7602.0	5	5
7602.5	4	5
7603.0	4	5
7603.5	5	5
7604.0	4	5
7604.5	4	4
7605.0	4	4
7605.5	4	5
7606.0	5	5
7606.5	5	5
7607.0	5	5
7607.5	4	5
7608.0	4	4
7608.5	5	5
7609.0	5	5
7609.5	5	5
7610.0	5	5
7610.5	5	5
7611.0	5	5
7611.5	5	5

Profundidad	Clasificación de poro por FZI	Clasificación de poro por R'35
7612.0	5	5
7612.5	5	5
7613.0	5	5
7613.5	5	5
7614.0	5	5
7614.5	5	5
7615.0	4	5
7615.5	4	4
7616.0	5	5
7616.5	5	5
7617.0	5	5
7617.5	5	5
7618.0	5	5
7618.5	5	5
7619.0	4	4
7619.5	4	4
7620.0	4	5
7620.5	4	5
7621.0	4	4
7621.5	4	5
7622.0	5	5
7622.5	5	5
7623.0	5	5
7623.5	5	5
7624.0	5	5
7624.5	5	5
7625.0	5	5
7625.5	5	5
7626.0	5	5
7626.5	5	5
7627.0	5	5
7627.5	5	5
7628.0	5	5
7628.5	5	5
7629.0	5	5
7629.5	5	5
7630.0	5	5
7630.5	5	5

Profundidad	Clasificación de poro por FZI	Clasificación de poro por R'35
7631.0	5	5
7631.5	5	5
7632.0	5	5
7632.5	5	5
7633.0	5	5
7633.5	5	5
7634.0	5	5
7634.5	5	5
7635.0	5	5
7635.5	5	5
7636.0	5	5
7636.5	5	5
7637.0	5	5
7637.5	5	5
7638.0	5	5
7638.5	4	5
7639.0	4	5
7639.5	5	5
7640.0	5	5
7640.5	5	5
7641.0	5	5
7641.5	4	5
7642.0	4	4
7642.5	4	4
7643.0	4	4
7643.5	4	4
7644.0	4	4
7644.5	4	4
7645.0	4	4
7645.5	5	5
7646.0	5	5
7646.5	5	5
7647.0	5	5
7647.5	5	5
7648.0	4	5
7648.5	5	5
7649.0	5	5
7649.5	5	5

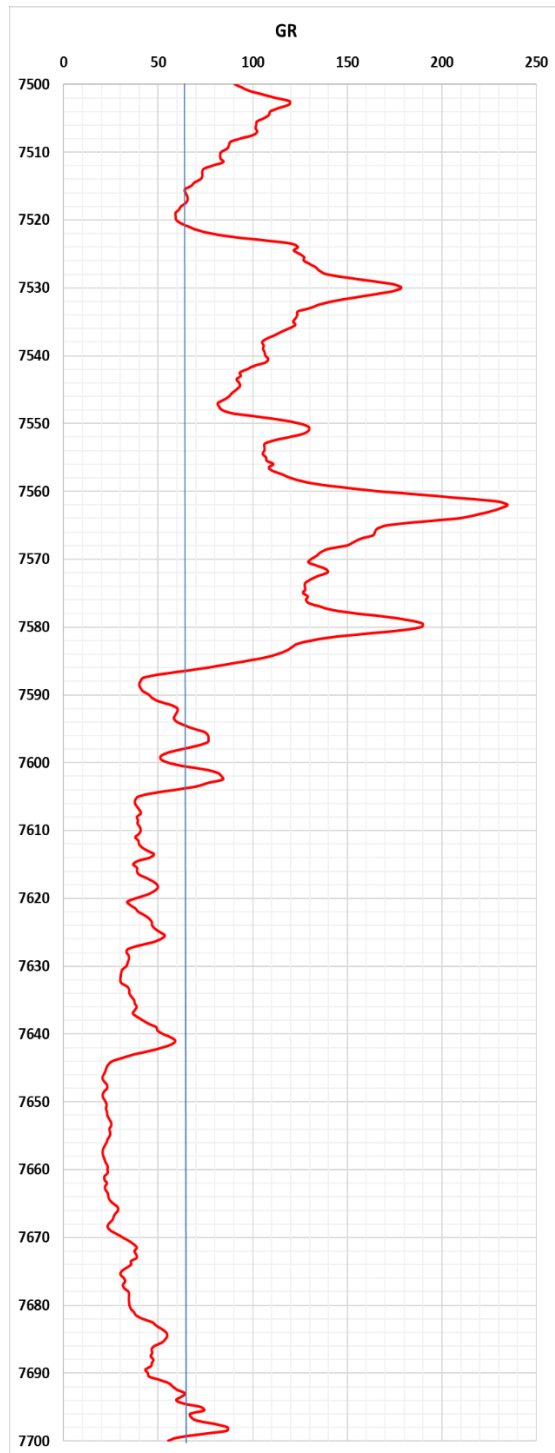
Profundidad	Clasificación de poro por FZI	Clasificación de poro por R'35
7650.0	5	5
7650.5	5	5
7651.0	5	5
7651.5	5	5
7652.0	5	5
7652.5	5	5
7653.0	5	5
7653.5	5	5
7654.0	5	5
7654.5	5	5
7655.0	5	5
7655.5	5	5
7656.0	5	5
7656.5	5	5
7657.0	5	5
7657.5	5	5
7658.0	5	5
7658.5	5	5
7659.0	5	5
7659.5	5	5
7660.0	5	5
7660.5	5	5
7661.0	4	5
7661.5	5	5
7662.0	5	5
7662.5	5	5
7663.0	5	5
7663.5	5	5
7664.0	5	5
7664.5	5	5
7665.0	5	5
7665.5	5	5
7666.0	5	5
7666.5	5	5
7667.0	5	5
7667.5	5	5
7668.0	5	5
7668.5	5	5

Profundidad	Clasificación de poro por FZI	Clasificación de poro por R'35
7669.0	5	5
7669.5	5	5
7670.0	5	5
7670.5	5	5
7671.0	5	5
7671.5	5	5
7672.0	5	5
7672.5	5	5
7673.0	5	5
7673.5	5	5
7674.0	5	5
7674.5	5	5
7675.0	5	5
7675.5	5	5
7676.0	5	5
7676.5	5	5
7677.0	5	5
7677.5	5	5
7678.0	5	5
7678.5	5	5
7679.0	5	5
7679.5	5	5
7680.0	5	5
7680.5	5	5
7681.0	5	5
7681.5	5	5
7682.0	5	5
7682.5	5	5
7683.0	5	5
7683.5	5	5
7684.0	5	5
7684.5	5	5
7685.0	5	5
7685.5	5	5
7686.0	5	5
7686.5	4	5
7687.0	5	5
7687.5	5	5

Profundidad	Clasificación de poro por FZI	Clasificación de poro por R'35
7688.0	5	5
7688.5	5	5
7689.0	5	5
7689.5	5	5
7690.0	5	5
7690.5	5	5
7691.0	4	5
7691.5	5	5
7692.0	5	5
7692.5	4	5
7693.0	5	5
7693.5	5	5
7694.0	5	5
7694.5	5	5
7695.0	5	5
7695.5	5	5
7696.0	5	5
7696.5	5	5
7697.0	5	5
7697.5	5	5
7698.0	5	5
7698.5	5	5
7699.0	5	5
7699.5	5	5
7700.0	5	5

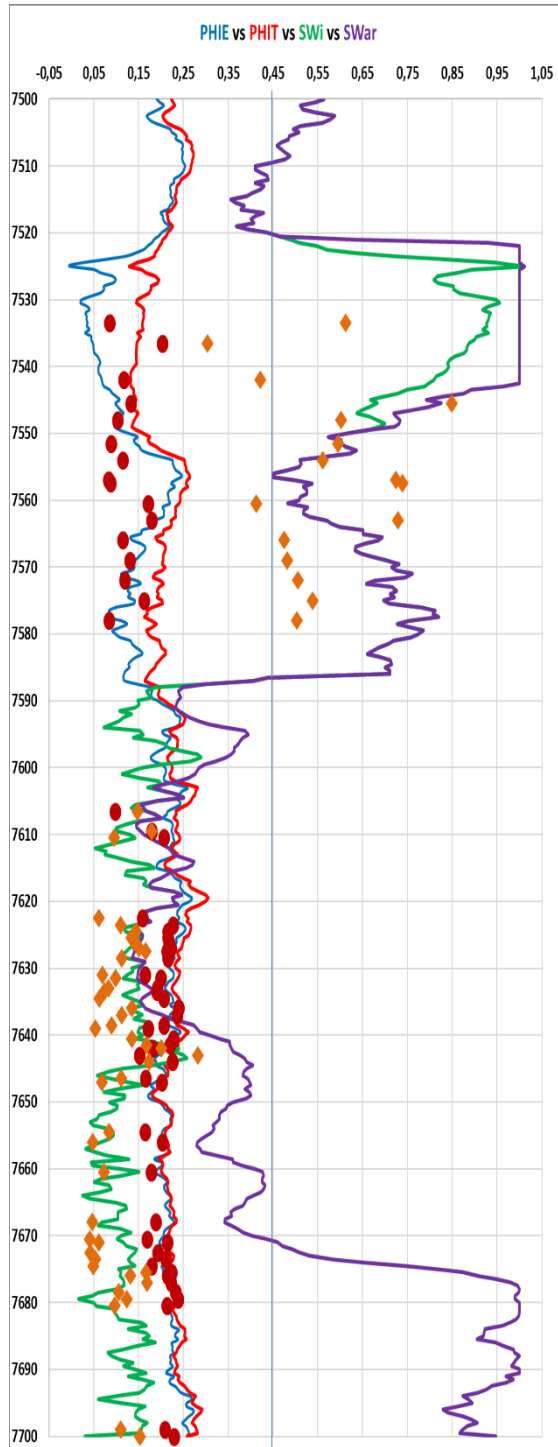
Fuente: Autores

## Anexo 10. Registro de rayos Gamma GR



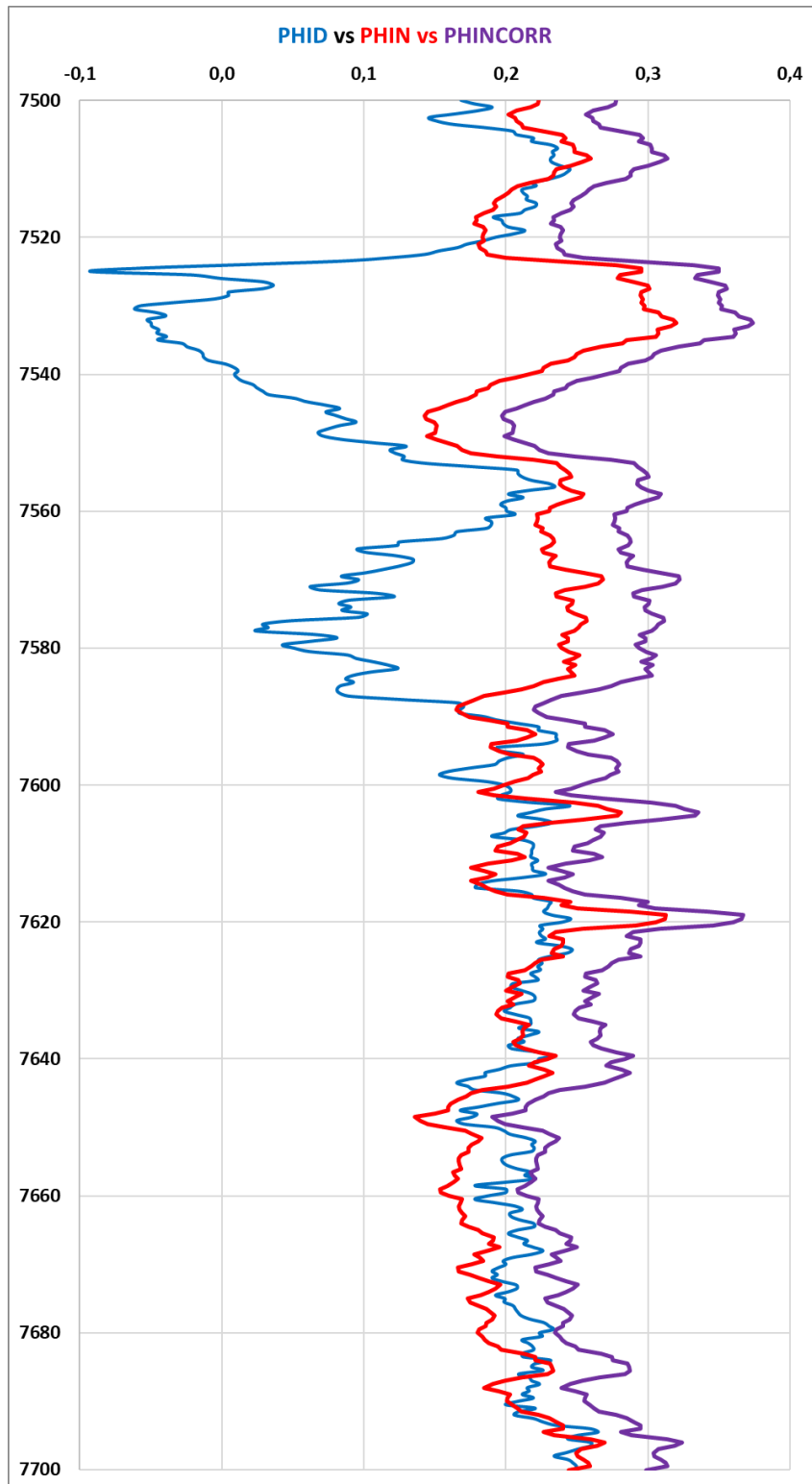
Fuente: Autores

# Anexo 11 Registro de porosidades vs saturaciones



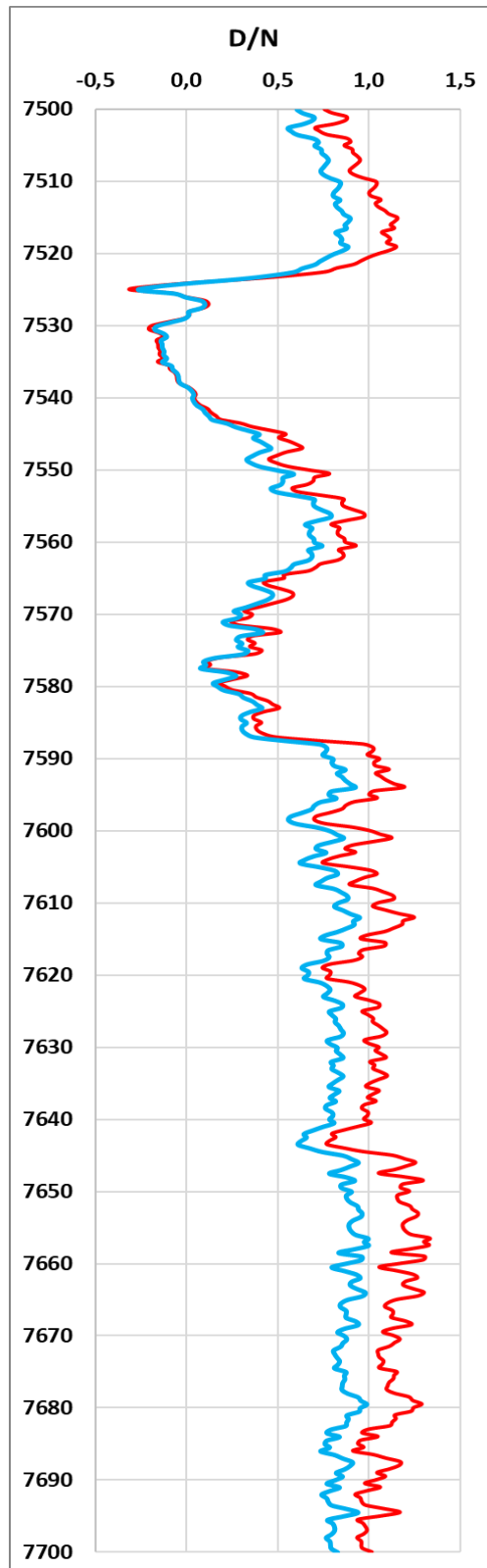
Fuente: Autores

Anexo 12. Registro de PHID, PHIN y PHINcorr



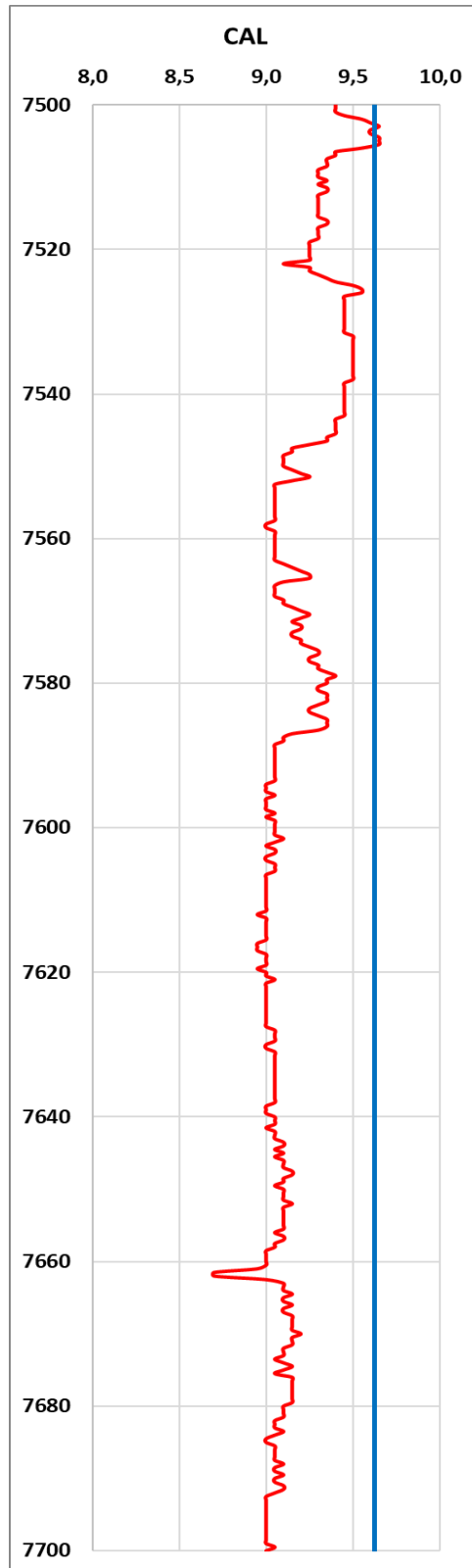
Fuente: Autores

Anexo 13. Registro de alfa D/N azul, D/Ncorr rojo



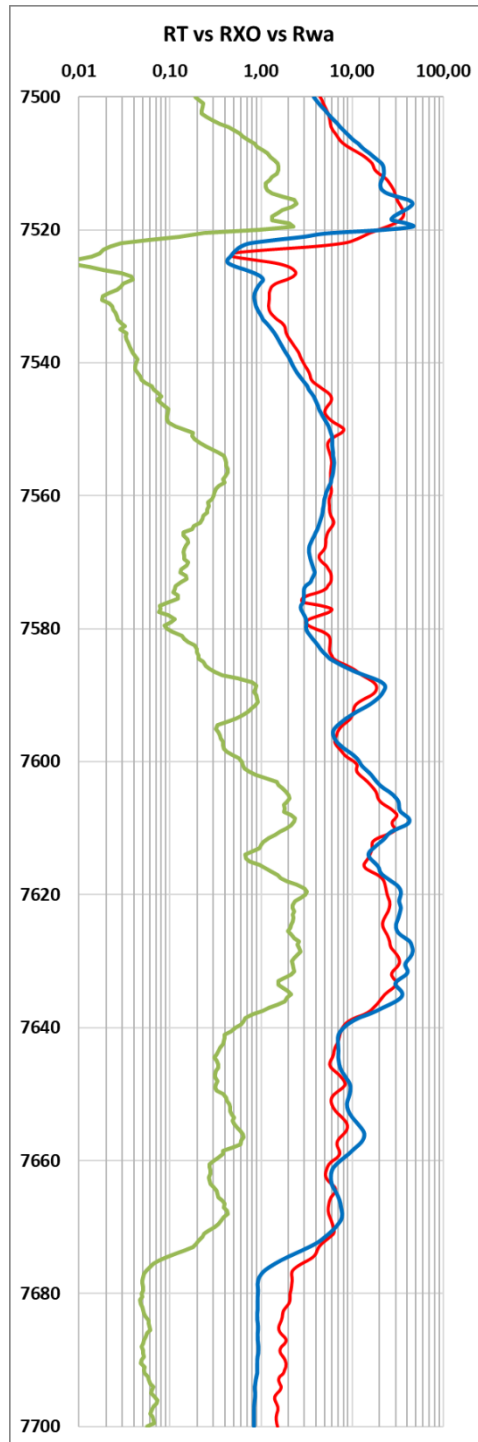
Fuente: Autores

# Anexo 14 Registro de caliper



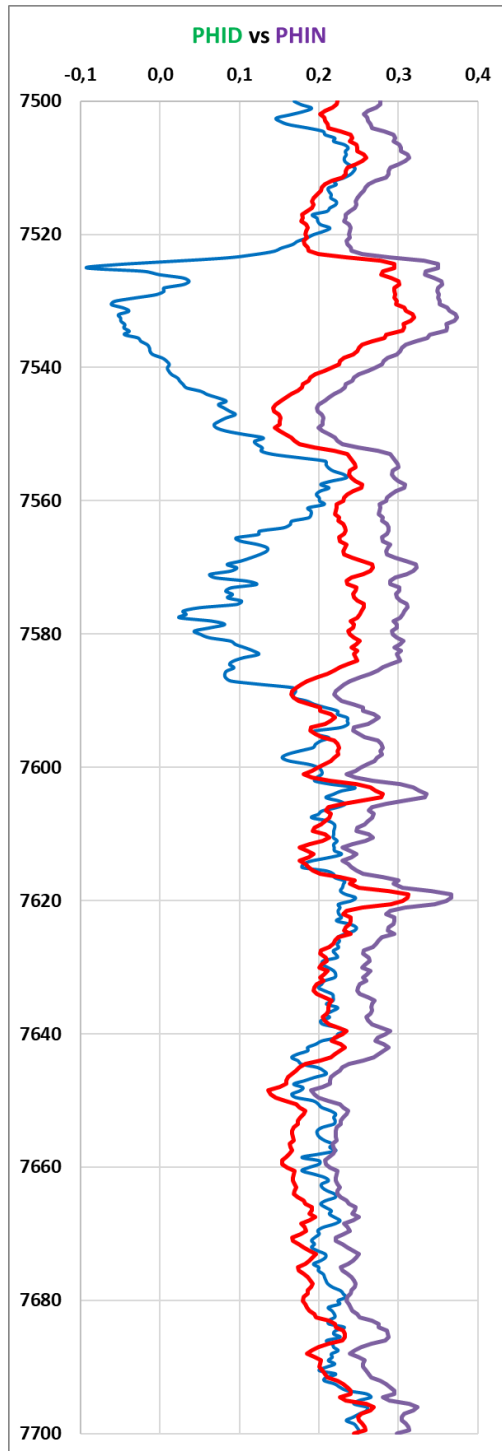
Fuente: Autores

## Anexo 15 Registros de resistividad



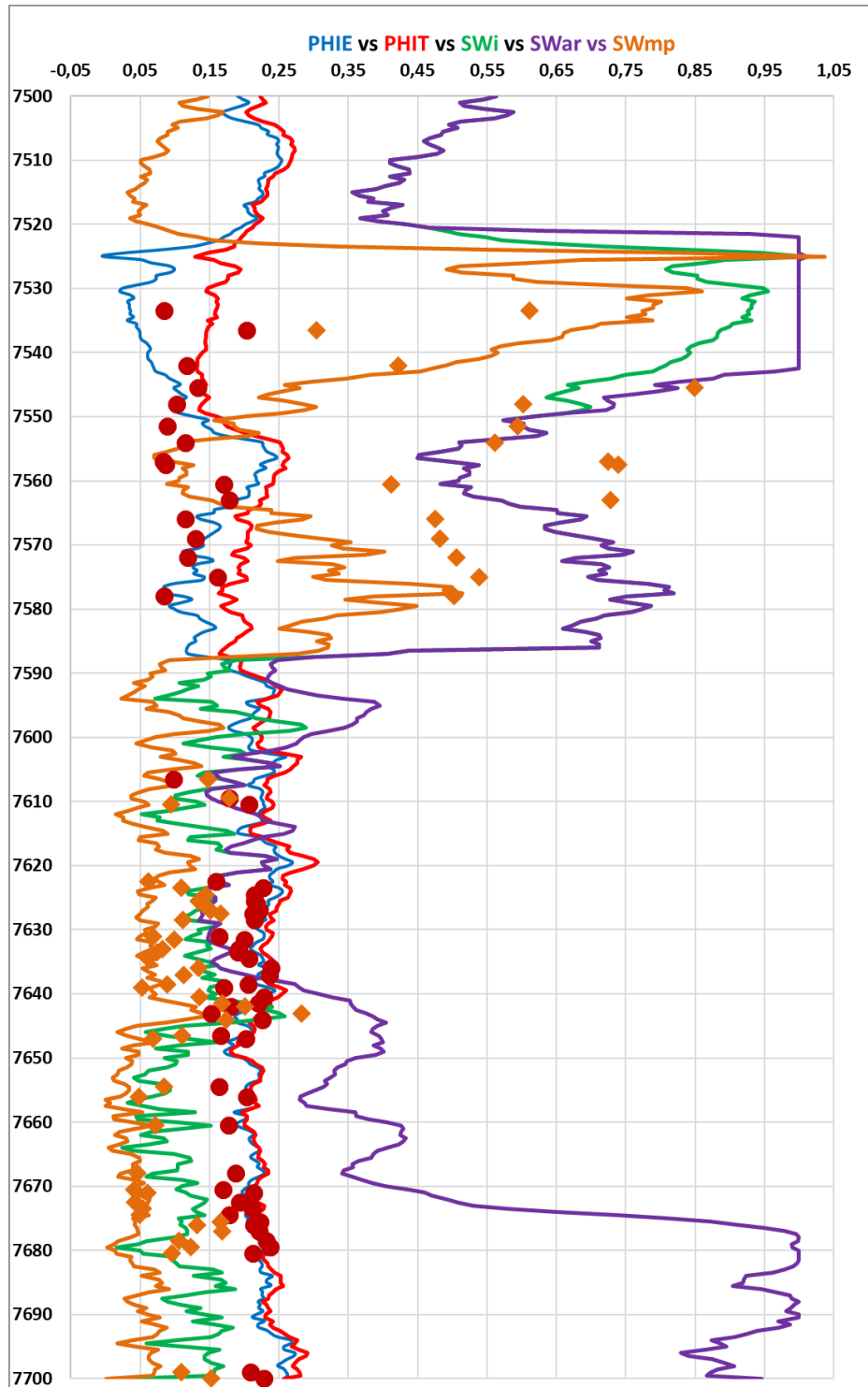
Fuente: Autores

Anexo 16 Registros de PHID vs PHINcorr



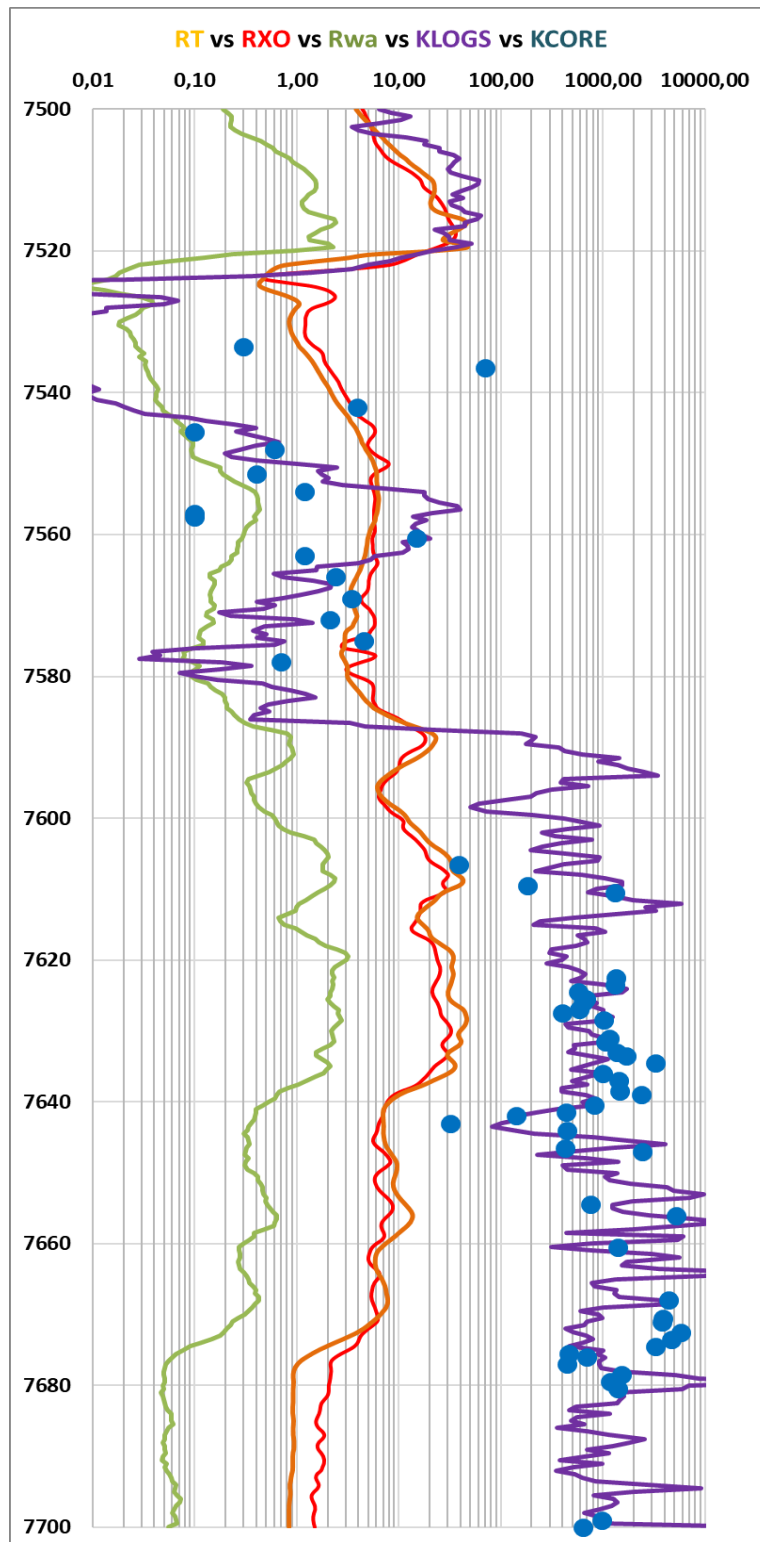
Fuente: Autores

Anexo 17. Registro de porosidades VS registro de saturaciones



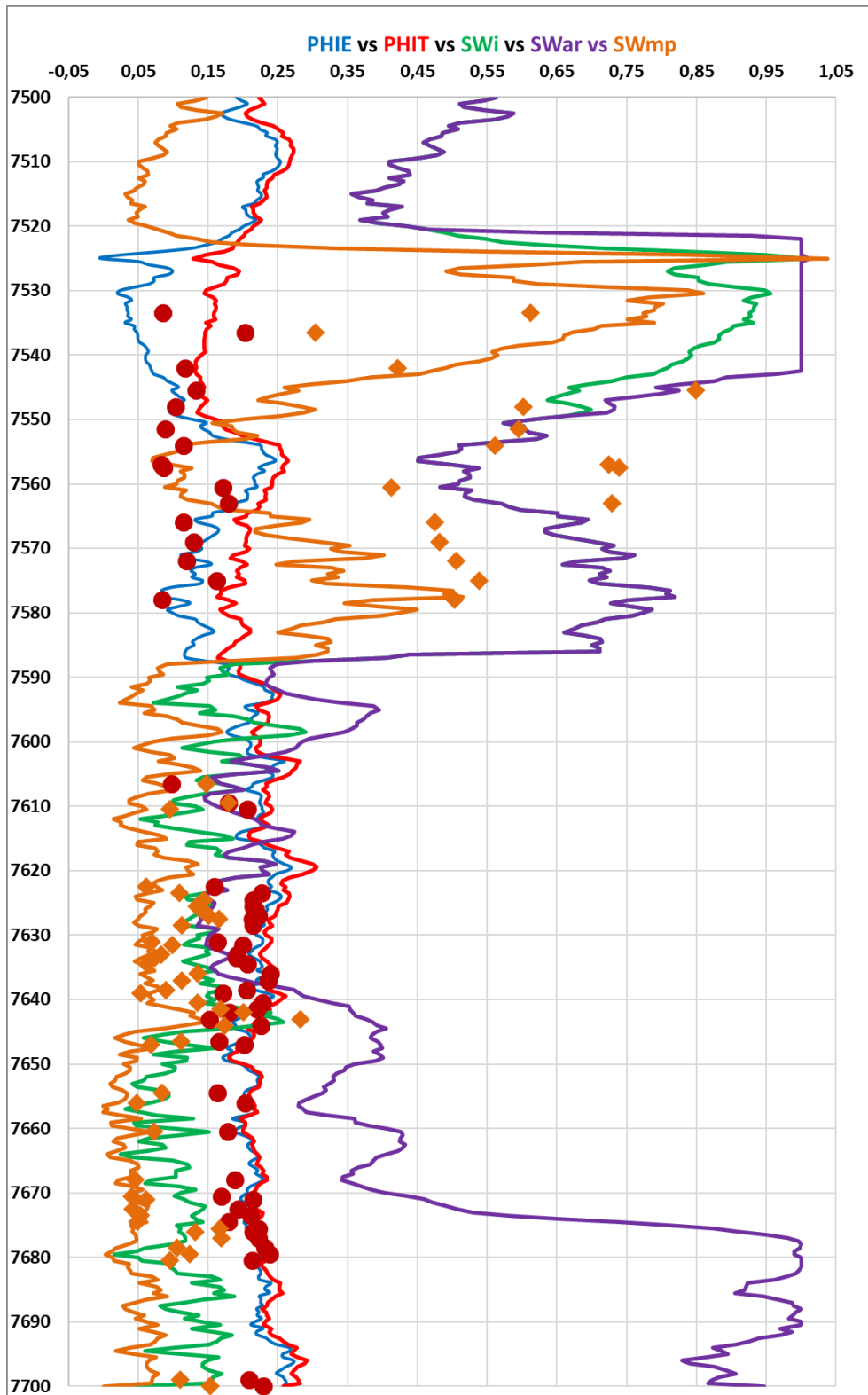
Fuente: Autores

Anexo 18. Registros de resistividad vs grafica de permeabilidades



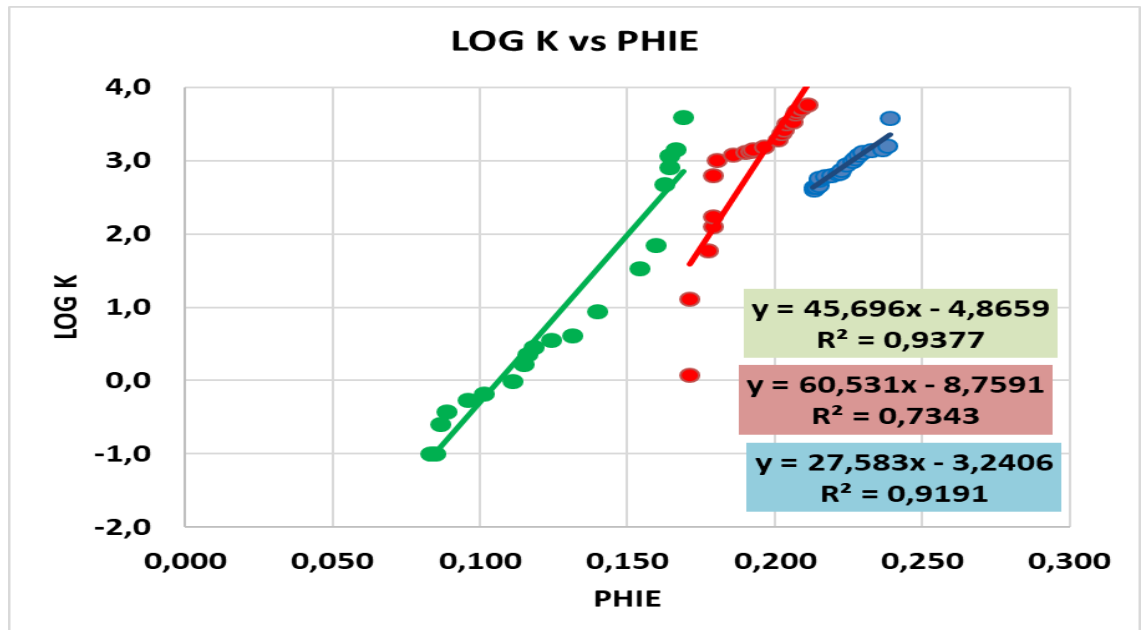
Fuente: Autores

Anexo 19. Registros de saturación vs graficas de porosidad

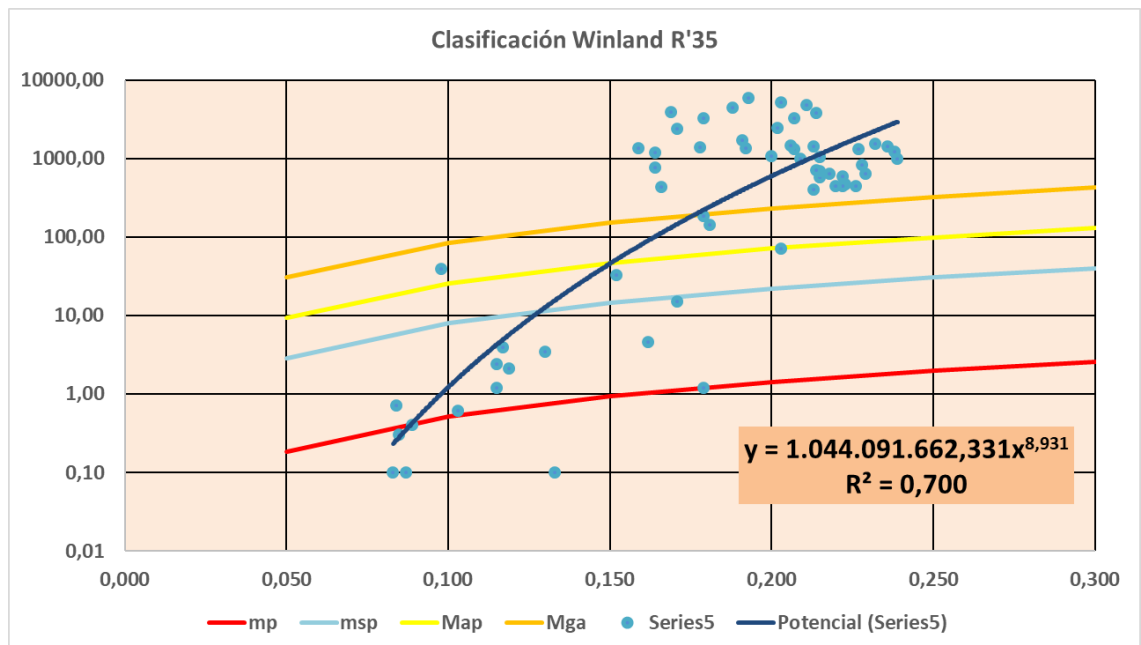


Fuente: Autores

Anexo 20. Grafica de permeabilidades vs porosidad efectiva de percentiles

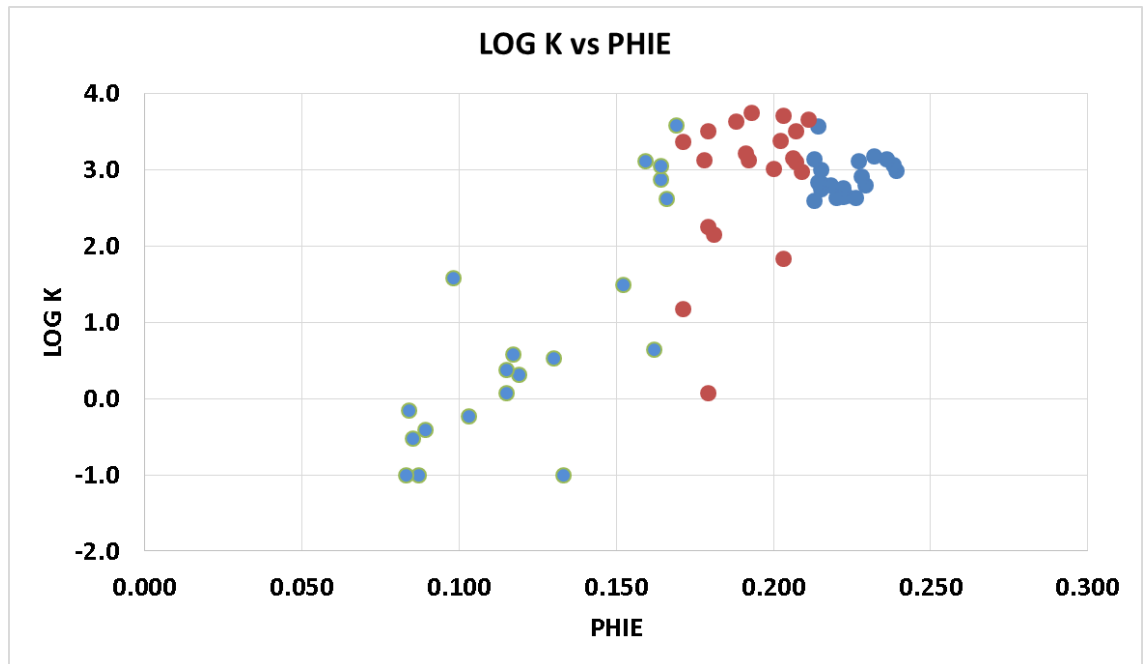


Anexo 21. Clasificación UF por R'35



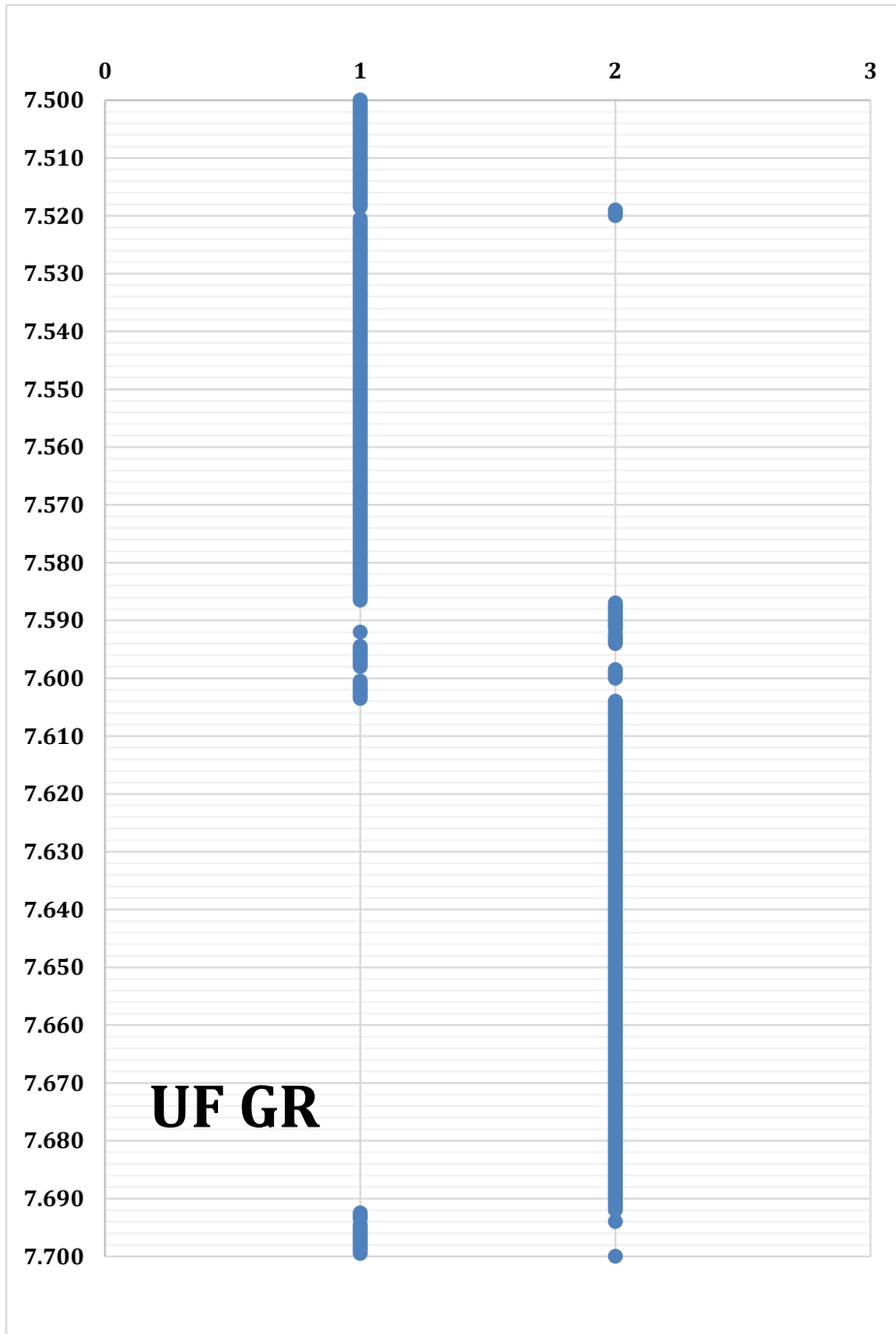
Fuente: Autores

Anexo 22 Log k vs PHIE



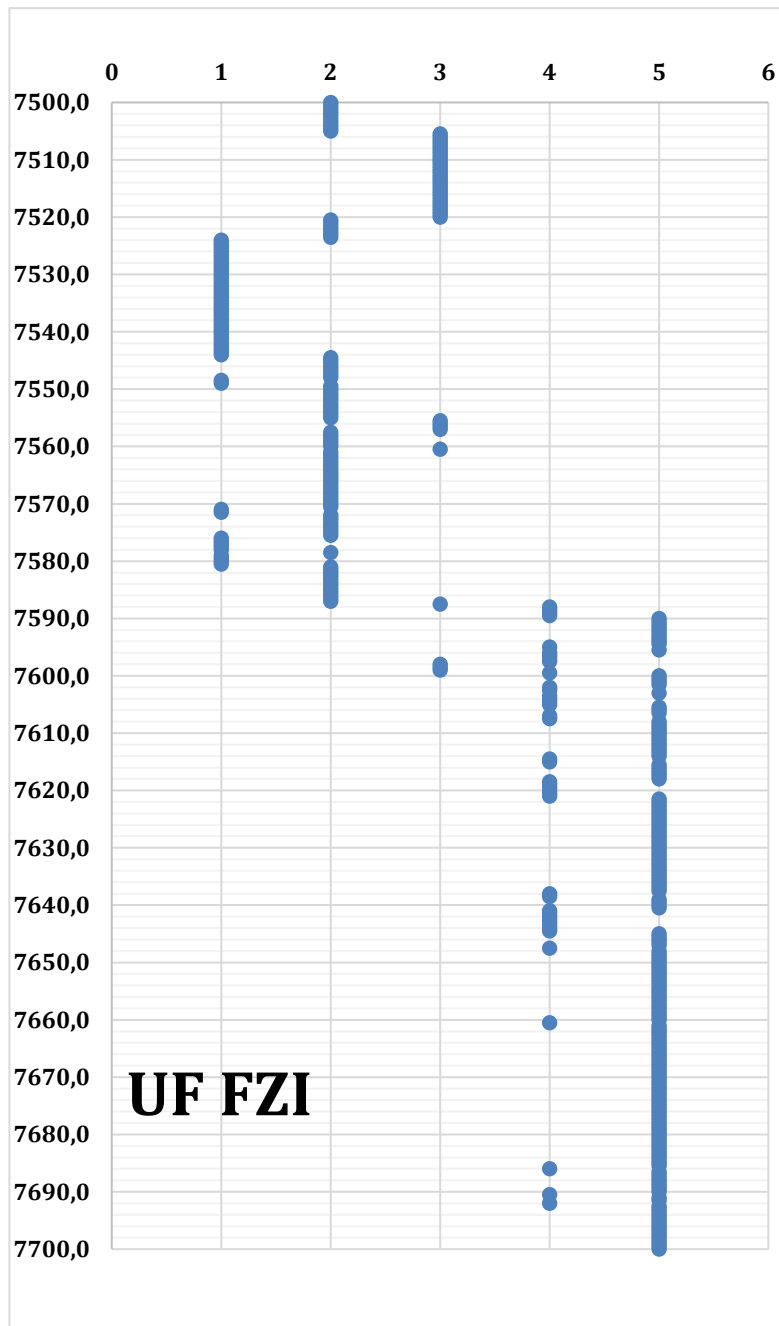
Fuente: Autores

Anexo 23 Gráfico UF por GR



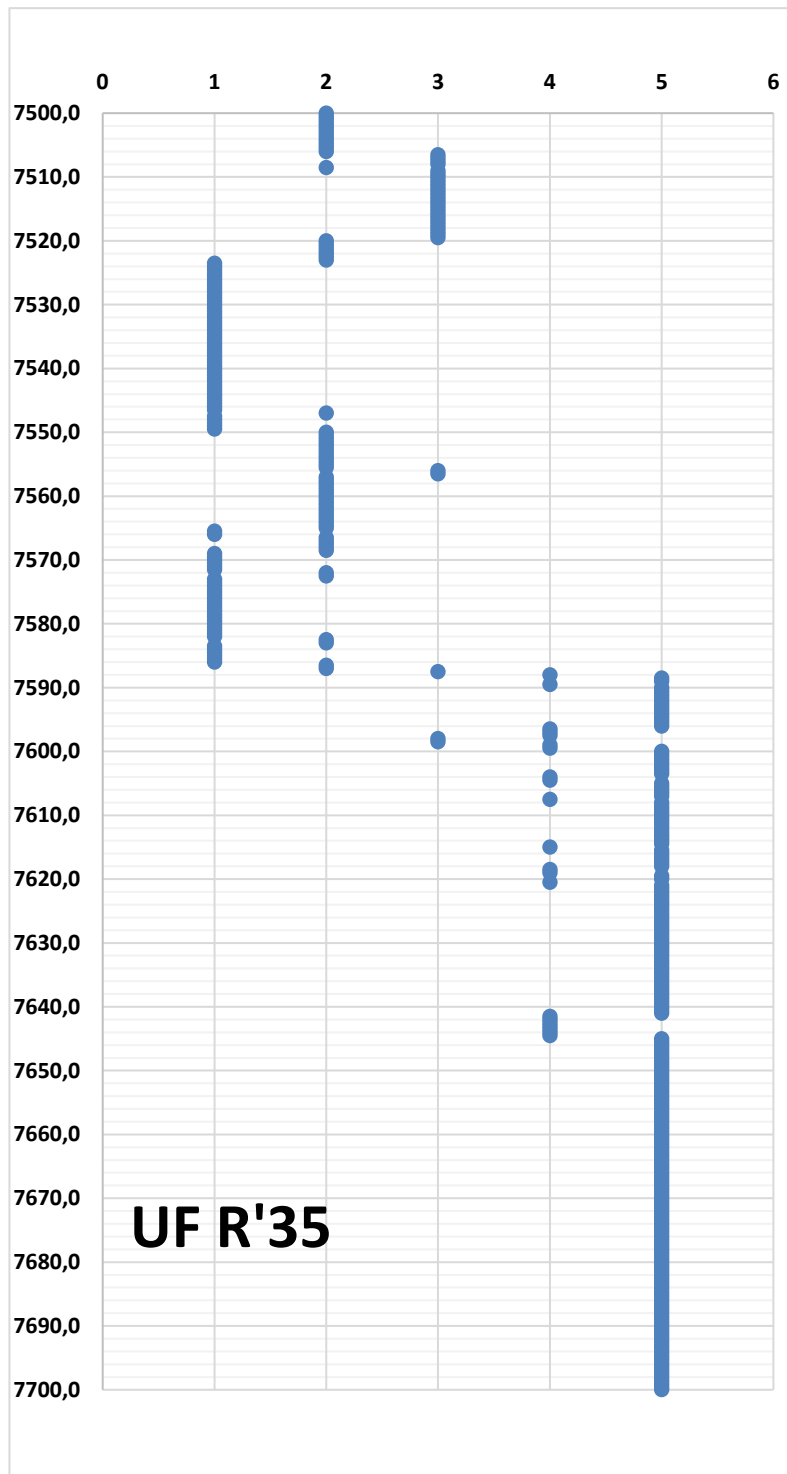
Fuente: Autores

## Anexo 24. Gráfico UF por FZI



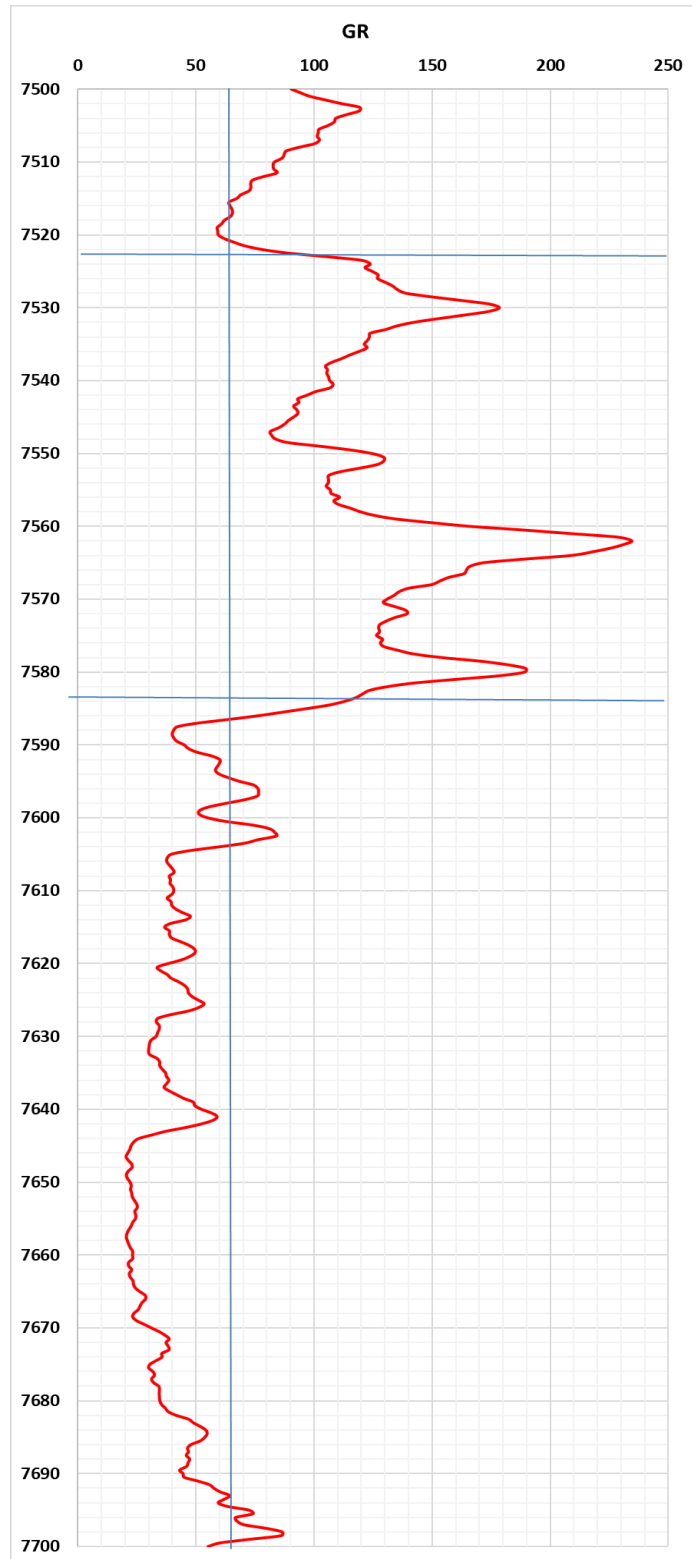
Fuente: Autores

Anexo 25. Gráfico UF por R'35



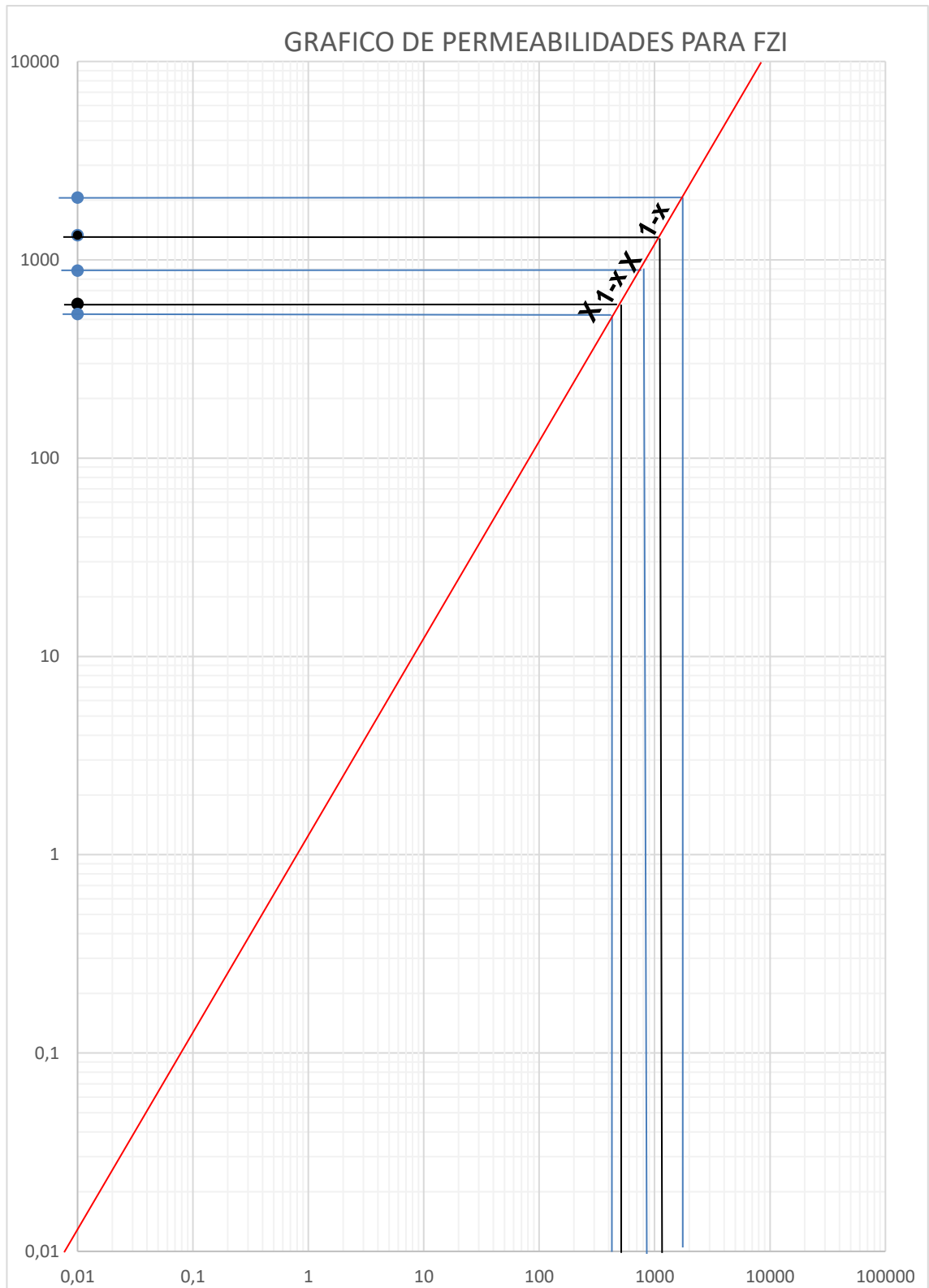
Fuente: Autores

## Anexo 26. Gráfico UF por GR



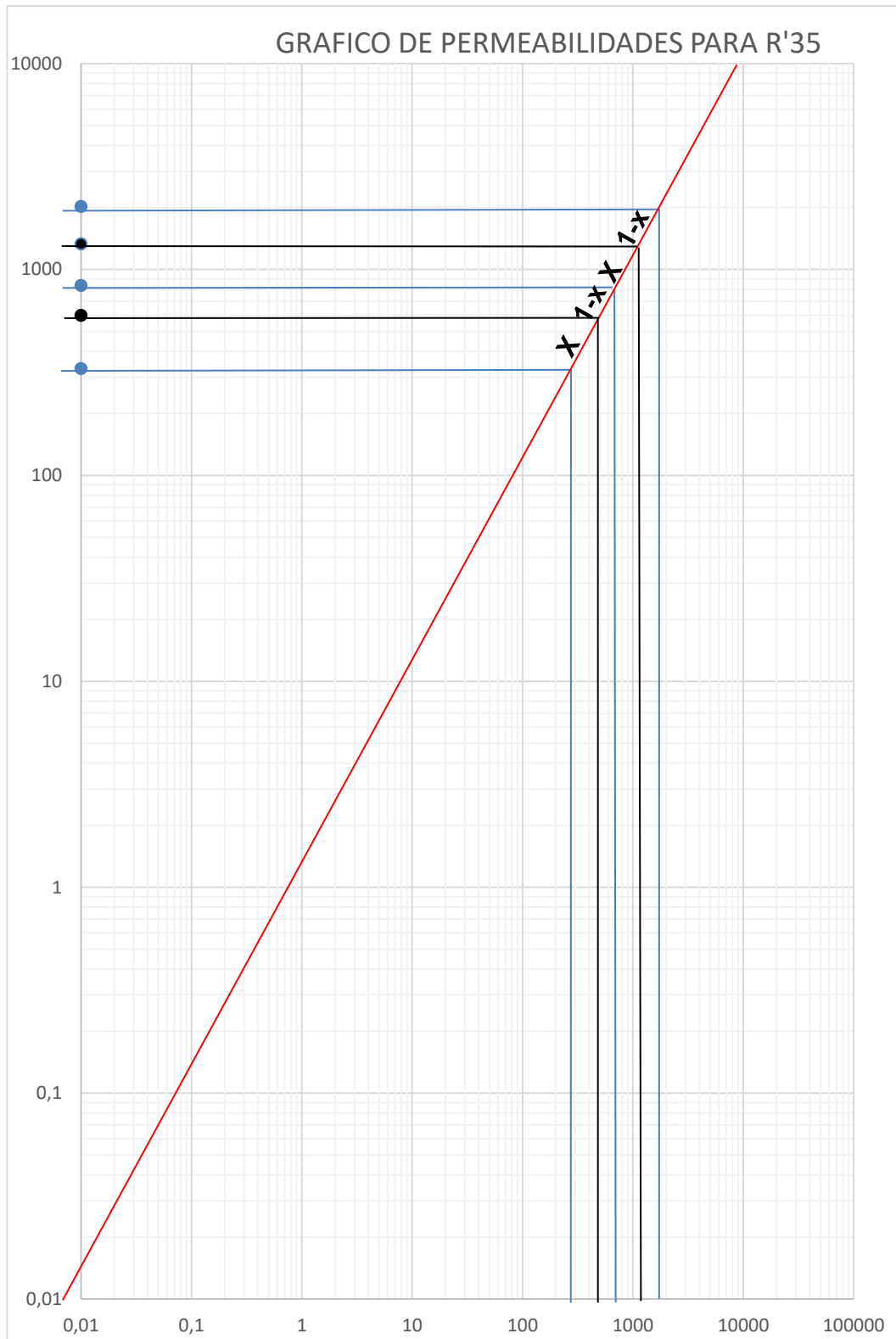
Fuente: Autores

Anexo 27. Gráfico de permeabilidades de producción por FZI



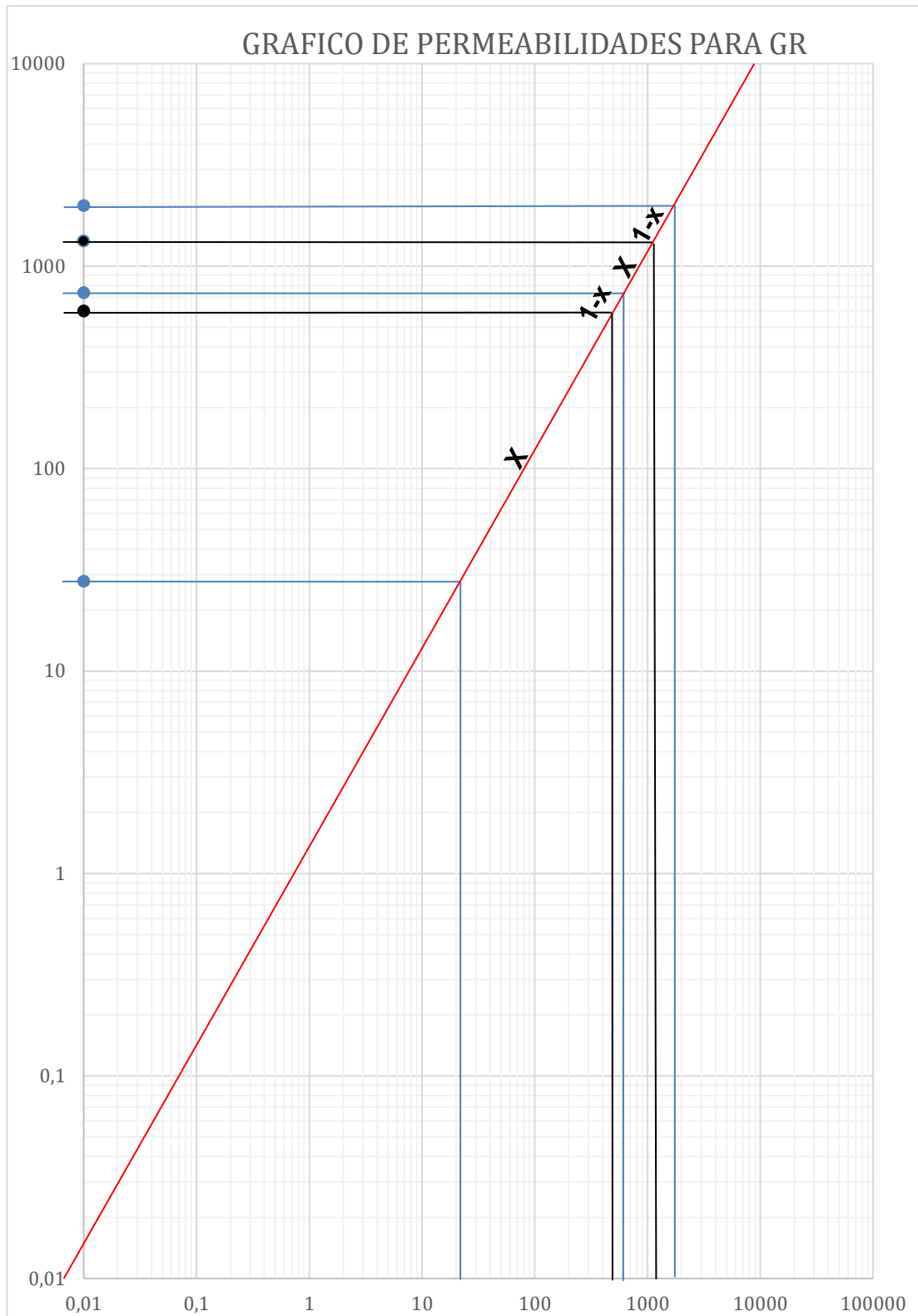
Fuente: Autores

Anexo 28. Gráfico de permeabilidades de producción por R'35



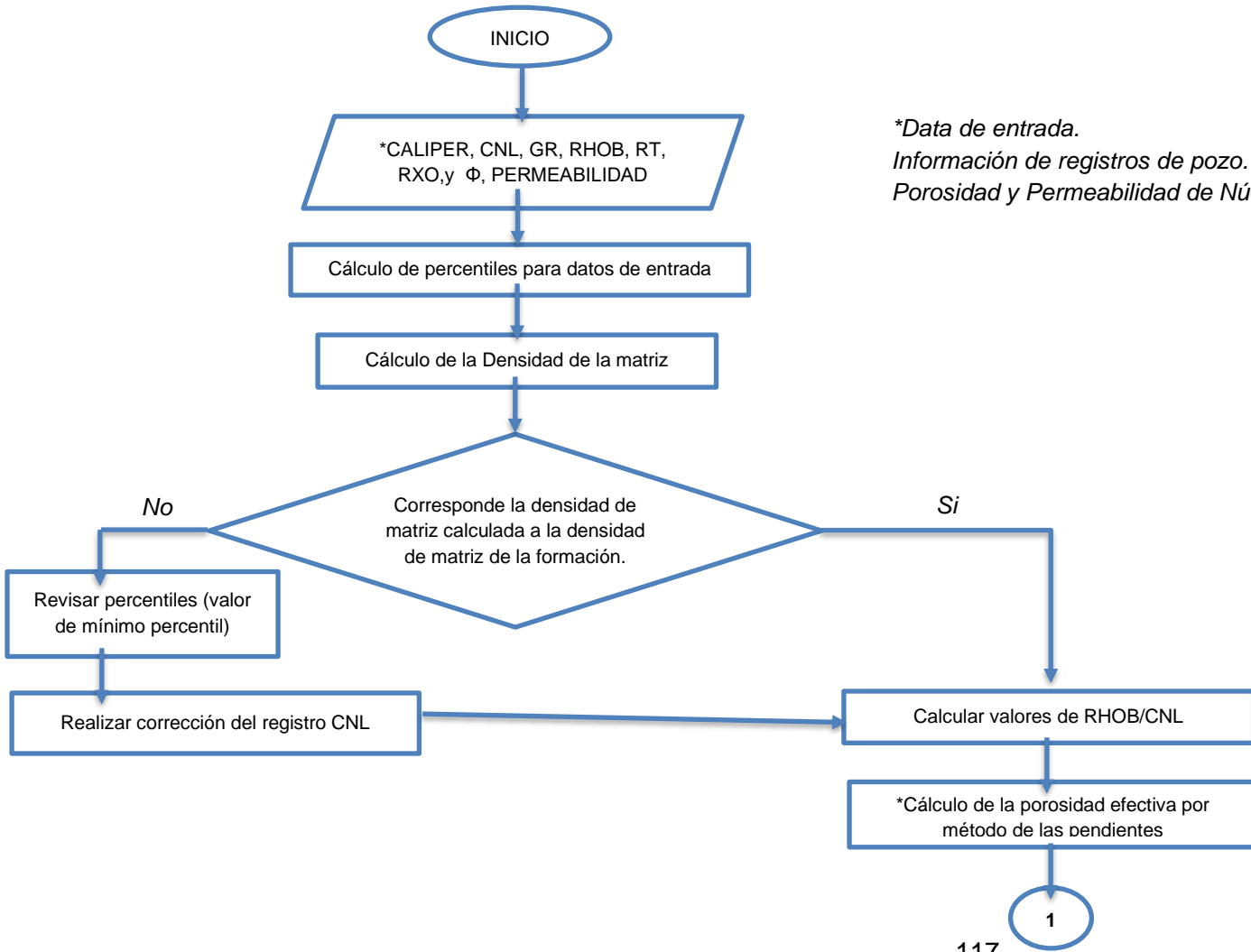
Fuente: Autores

Anexo 29. Gráfico de permeabilidades de producción para GR



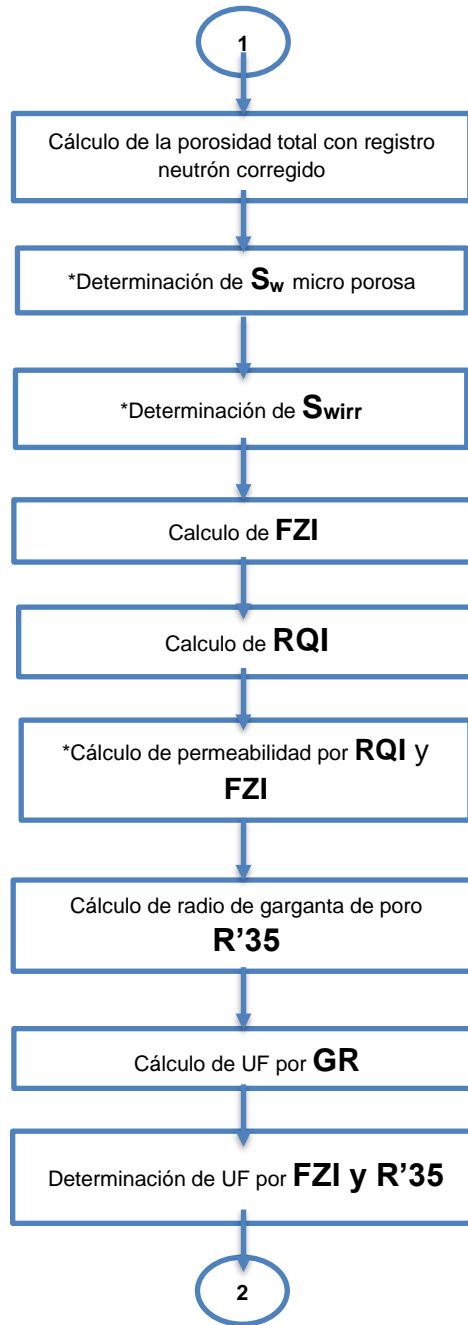
Fuente: Autores

Anexo 30 Diagrama de la metodología aplicada.



*\*Data de entrada.  
Información de registros de pozo.  
Porosidad y Permeabilidad de Núcleos.*

*\*Sugerencia del director de tesis  
ABW.*



*\*Sugerencia del director de tesis ABW.*

*\*Sugerencia del director de tesis ABW y autores.*

*\*Sugerencia del director de tesis ABW y autores.*

