

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

DEPARTAMENTO DE PETRÓLEOS

**RECOPIACIÓN, ESTANDARIZACIÓN DE ANÁLISIS
CONVENCIONALES Y ESPECIALES DE NÚCLEOS A FIN DE
GENERAR LOS TIPOS DE ROCA DE LOS DIFERENTES CAMPOS
DEL BLOQUE 15**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

JOSÉ LUIS GARCÍA GUERRA

jose.garcia@epn.edu.ec

DIRECTOR:

ING. JOSÉ FRANCISCO PAZ VILLAROEL

francisco.paz@epn.edu.ec

CO-DIRECTOR:

ING. GONZALO MAURICIO CERÓN LOPEZ

gonzalo.ceron@epn.edu.ec

Quito, Abril 2017

DECLARACIÓN

Yo José Luis García Guerra, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

JOSÉ LUIS GARCÍA GUERRA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por José Luis García Guerra, bajo nuestra supervisión.

Ing.
José Francisco Paz Villaruel

Ing.
Gonzalo Mauricio Cerón López

AGRADECIMIENTOS

Un especial agradecimiento a mis tutores Francisco Paz y Gonzalo Cerón, por su gran ayuda, guía y colaboración para el desarrollo de este trabajo de titulación.

A los Ingenieros de Petroamazonas que supieron compartir sus conocimientos y el tiempo necesario, especialmente a los Ingenieros-a Patricia Poveda, Julio Pazos y Álvaro Izurieta.

A la Escuela Politécnica Nacional por formarme como profesional y como persona. Además, por permitir el uso del software Well-Insight™- EASTSEA STAR.

A Dios y a la vida por haber conspirado para mantenerme firme y nunca rendirme en los momentos difíciles y poder cumplir mis objetivos.

DEDICATORIA

A mi familia, José L., H. Mariela y Alan I., pilar fundamental en mi vida.

A mis amigos.

Y, a todos aquellos que saben nadar contra corriente, a los que lo tienen todo más difícil, a los que nunca pierden la fe. A los que saben que, caer y levantarse forma parte del camino. Porque solo los más grandes, pueden alcanzar la victoria más hermosa, junto a la más cruel de las derrotas.

"Si se cree y se trabaja duro, se puede". D. Simeone

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	1
CERTIFICACIÓN	2
AGRADECIMIENTOS	3
DEDICATORIA	4
RESUMEN	7
ABSTRACT	7
INTRODUCCIÓN	8
CAPÍTULO 1	1
REFERENCIAL TEÓRICO	1
1.1 UNIDADES DE FLUJO.....	1
1.1.1 MÉTODO DE WINLAND R35	1
1.1.2 MÉTODO DE UNIDADES HIDRÁULICAS	2
1.2 ANÁLISIS DE NÚCLEOS.....	5
1.3 GENERALIDADES DEL BLOQUE 15	6
CAPÍTULO 2	8
METODOLOGÍA	8
CAPÍTULO 3	13
DESCRIPCIÓN DE LOS RESULTADOS	13
CAPÍTULO 4	19
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	19
CAPÍTULO 5	21
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	21
5.1 CONCLUSIONES.....	21
5.2 RECOMENDACIONES	21

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Gráfico de Winland R35.....	2
Figura 1. 2 Determinación del número de unidades hidráulicas	4
Figura 1. 3 Estimación Ecuaciones para cada unidad de flujo.....	4
Figura 1. 4 Clasificación de análisis de núcleos	5
Figura 1. 5 Relación directa permeabilidad- porosidad, Complejo Indillana.....	6
Figura 1. 6 Representación esquemática de un estuario	7
Figura 1. 7 Sistema fluvial con influencia estuarina y/o mareal	7
Figura 2. 1 Ejemplo de la identificación de tipos de roca y unidades de flujo.....	9
Figura 2. 2 Ejemplo de comparación de valores medidos y calculados	10
Figura 2. 3 Ejemplo del uso de registros eléctricos en la validación de ecuaciones y tipos de roca	10
Figura 2. 4 Curvas Agrupadas de Presión capilar y Permeabilidad por Tipo de roca	11

Figura 2. 5 Curvas Promedio de Presión Capilar y Permeabilidad Relativa por Tipo de Roca	12
Figura 3. 1 Resultados de Curvas de Presión Capilar por tipo de roca.....	15
Figura 3. 2 Resultados de curvas de Permeabilidad Relativa por tipo de roca.	18

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 Clasificación de los Tipos de Roca según R35	2
Tabla 2. 1 Ejemplo de clasificación del reservorio en unidades de flujo.....	9
Tabla 2. 2 Clasificación del Bloque 15 por zonas.....	11
Tabla 3. 1 Datos estadísticos de Porosidad de Núcleo Recopilada U inferior.....	13
Tabla 3. 2 Datos estadísticos de Permeabilidad de Núcleo Recopilada U inferior.....	13
Tabla 3. 3 Datos estadísticos de Porosidad de Núcleo Recopilada T principal	13
Tabla 3. 4 Datos estadísticos de Permeabilidad de Núcleo Recopilada T principal.....	13
Tabla 3. 5 Tipos de Roca generadas- U inferior.....	12
Tabla 3. 6 Correlaciones desarrolladas U inferior	12
Tabla 3. 7 Desarrollo de regresiones lineales múltiples U inferior	13
Tabla 3. 8 Tipos de Roca generadas- T principal.....	13
Tabla 3. 9 Correlaciones desarrolladas T principal	13
Tabla 3. 10 Desarrollo de regresiones lineales múltiples T principal	14
Tabla 4. 1 Correlación de permeabilidad medida y calculada – U inferior.....	19
Tabla 4. 2 Correlación de permeabilidad medida y calculada- T principal	19
Tabla 4. 3 Propiedades petrofísicas por tipo de roca- U inferior	20
Tabla 4. 4 Propiedades petrofísicas por tipo de roca- T principal.....	20
Tabla 4. 5 Saturación crítica de agua para los tipos de roca	20

RESUMEN

En el presente trabajo se elaboró una clasificación de los tipos de roca para los campos del Bloque 15, a partir de información recopilada de análisis convencionales y especiales de núcleos. Este análisis se realizó en base a la metodología propuesta por Winland y por Amaefule et al. en función al radio de poro efectivo y a las unidades hidráulicas de flujo, respectivamente. La clasificación por tipos de roca permitió desarrollar correlaciones de porosidad-permeabilidad, las cuales fueron validadas comparando los datos de permeabilidad medidos en laboratorio y calculados. Las diferentes unidades hidráulicas fueron relacionadas con el comportamiento de los registros Gamma-Ray, Potencial Espontáneo, Resistividad y Porosidad, mediante el uso de regresiones lineales desarrolladas para cada campo, las cuales permitieron crear un tipo de roca artificial para los pozos que no poseen análisis de núcleos y poder determinar ecuaciones de permeabilidad.

Una vez clasificados los tipos de roca, se procedió a agrupar, promediar las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa de los datos obtenidos de los análisis especiales de núcleos. Esta agrupación se desarrolló para cada tipo de roca.

Los resultados obtenidos de las ecuaciones porosidad-permeabilidad, mostraron un fuerte grado de correlación entre la permeabilidad medida y calculada. De igual manera, los resultados obtenidos de la aplicación de regresiones lineales en pozos sin núcleos, muestran una distribución normal en un gráfico de la porosidad para cada tipo de roca.

Palabras clave: Tipo de Roca, Unidades Hidráulicas, Correlación porosidad-permeabilidad, Tipo de Roca artificial.

ABSTRACT

The classification of the reservoir into different rock types, and the application of hydraulic flow units is a key step for understanding the reservoir description. Furthermore, for providing strong petrophysics input data in a reservoir simulation model. Several methods have been applied in the classification of rock types. Winland's and Amaefule's methods are considered very useful in clastic reservoirs. These methods were applied on Napo-U and Napo-T reservoirs in Block 15, located in the Ecuadorian basin, using available core data. The main objectives were to develop correlations between porosity and permeability for each rock type, and multilinear regression models to predict artificial rock types based on well logs, these in zones without core data. Once rock types were defined, capillary pressure and relative permeability curves were grouped, normalized, averaged and de-normalized to represent a set of curves for each rock type.

Correlations were tested by comparing core permeability with calculated permeability. Results present strong correlation between measured and calculated parameters. Multilinear regression models were tested in wells without core data, and results present a normal distribution between porosity and rock type.

Key words: Rock Typing, Hydraulic Flow Units, porosity permeability relation, artificial rock types.

INTRODUCCIÓN

La permeabilidad es una propiedad petrofísica de la roca que caracteriza a un reservorio y describe su comportamiento de flujo. Generalmente, la permeabilidad se la determina a partir de mediciones directas en laboratorio, a núcleos tomados de los pozos, estas mediciones son llamadas análisis convencionales de núcleos. Adicionalmente, en laboratorio se determinan propiedades como la presión capilar y permeabilidades relativas, estas mediciones son llamadas análisis especiales de núcleos. Sin embargo, en pozos y zonas que no poseen estos análisis, la permeabilidad es estimada a partir de modelos empíricos que relacionan la permeabilidad y la porosidad, $\log(k) = a\phi + b$. Pero, esta relación, por lo general, no genera buenos resultados, debido a que, en un reservorio se pueden encontrar rocas que posean valores altos y bajos de permeabilidad, a un mismo valor de porosidad. Por lo tanto, no existe una relación directa de estas dos propiedades, y al estimar valores de permeabilidad a partir de valores de porosidad en zonas y pozos que no posean análisis de núcleos puede generar datos erróneos.

La determinación de la permeabilidad es de gran importancia debido a que esta propiedad caracteriza a un reservorio, determina su potencial productor y es un dato clave en el diseño de estudios de ingeniería, así como en la construcción de un modelo de simulación. Para que una formación sea caracterizada como reservorio, esta debe de ser capaz de permitir el flujo de hidrocarburos a través de sus poros, esta capacidad es conocida como la permeabilidad, con la cual, se puede determinar el potencial de un reservorio para producir hidrocarburos. En estudios de ingeniería, como estudios de recuperación secundaria y recuperación mejorada, se busca mejorar las condiciones de flujo de fluidos en el medio poroso, por tal motivo un dato erróneo de permeabilidad puede generar resultados indeseados y sobre todo pérdida de capital. Por otra parte, esta propiedad es un dato de entrada en un modelo de simulación de reservorio, en el cual se integran los datos geológicos, petrofísicos y de flujo con el fin de estudiar al reservorio y estudiar la mejor manera para su explotación.

Debido a la importancia y en base a la problemática generada, se plantea en este trabajo estimar la permeabilidad de manera confiable, en zonas y pozos que no contienen núcleos, mediante métodos publicados en la literatura que tomen en cuenta los aspectos mencionados. Para esto, se requiere generar los diferentes tipos de roca que componen los reservorios de petróleo. Esta generación, no es más que clasificar las rocas reservorio en distintas unidades, donde cada unidad posee características geológicas y petrofísicas únicas. Entre la literatura investigada se puede destacar que los métodos de Winland R35 y RQI/FZI han generado buenos resultados en reservorios clásticos, a partir de datos obtenidos en los análisis de núcleos. Por lo cual, se aplicarán estos métodos en los reservorios U y T de la formación Napo, en los campos del Bloque 15, en el oriente ecuatoriano, a partir de una muestra de 25 pozos que cuentan con análisis de núcleos.

Pregunta de Investigación

¿Es posible estimar valores de permeabilidades a zonas y pozos que no posean núcleos a partir de la generación de tipos de roca de los reservorios del Bloque 15?

Objetivo General

Generar los tipos de roca mediante la recopilación y estandarización de los análisis convencionales y especiales de núcleos para los reservorios U y T del Bloque 15.

Objetivos específicos

- ❖ Realizar un inventario de los núcleos disponibles en el Bloque 15.
- ❖ Realizar un inventario de los análisis convencionales y especiales disponibles.
- ❖ Generar relaciones de conversión simple de porosidad a permeabilidad por campo y arena.
- ❖ Generar relaciones de conversión de porosidad a permeabilidad mediante los métodos de Winland R35 y método de Indicadores de zonas de flujo FZI por sus siglas en inglés.
- ❖ Comparar los valores obtenidos mediante los tres métodos
- ❖ En base de las muestras recopiladas, determinar tipos de roca y asignar curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares a cada tipo.

Alcance

Se definirán los tipos de roca de los reservorios U y T del Bloque 15 a partir de los análisis convencionales y especiales de núcleos, con el fin de establecer relaciones porosidad-permeabilidad, en base a métodos publicados en la literatura. Las mismas que permitan estimar la permeabilidad a partir de porosidad obtenida en registros eléctricos, y aplicar en pozos que no posean análisis de núcleos.

CAPÍTULO 1

REFERENCIAL TEÓRICO

1.1 UNIDADES DE FLUJO

Se define como unidad de flujo, a un cuerpo de volumen específico dentro de un reservorio, el cual posee propiedades geológicas y petrofísicas similares que controlan el flujo de fluido dentro del sistema poroso. En base a esto, se puede decir que una unidad de flujo es un tipo de roca presente en una o varias porciones de reservorio con propiedades geológicas y petrofísicas similares. Dichas unidades de flujo, están caracterizadas por: (Tiab y Donaldson, 2012)

- Compartir características petrofísicas similares.
- Pueden estar compuestas por varias litologías.
- Se las puede reconocer a través de registros eléctricos.
- Pueden estar comunicadas entre ellas.
- Pueden ser identificadas a través de sus propiedades petrofísicas.

Debido a la heterogeneidad de los reservorios de la cuenca oriente, cada reservorio puede estar compuesto por varias unidades de flujo y es de vital importancia para el desarrollo del reservorio, su apropiada determinación.

Para determinar las unidades de flujo existen diversas metodologías como son los métodos sedimentológicos, litofacies, Winland R35, Unidades Hidráulicas, siendo los dos últimos los que mejores resultados han generado en reservorios clásticos y métodos de estudio en el presente trabajo. (Amaefule et al. 1993; Porras et al. 1999; Guo et al. 2005; Gunter et al. 2014)

1.1.1 MÉTODO DE WINLAND R35


El método de Winland R35 consiste en la agrupación de tipos de roca en función de su radio poral, calculado al 35% de saturación en una prueba de inyección de Mercurio. Winland desarrolló una ecuación empírica, Ecuación (1.1), para calcular el valor de R35 en función de la porosidad y la permeabilidad obtenida en laboratorio con más de 300 muestras que comprendieron a reservorios clásticos y carbonatados. (Gunter et al. 2014) Este método es una excelente herramienta para el entendimiento de los tipos de roca en función del valor calculado de R35 y de las propiedades del reservorio, Figura 1.1. Este método propone diferenciar los tipos de roca en función de R35 clasificándolos como nano-poro, micro-poro, meso-poro, macro-poro y mega-poro como se indica en la Tabla (1.1). (Chekani et al. 2009)

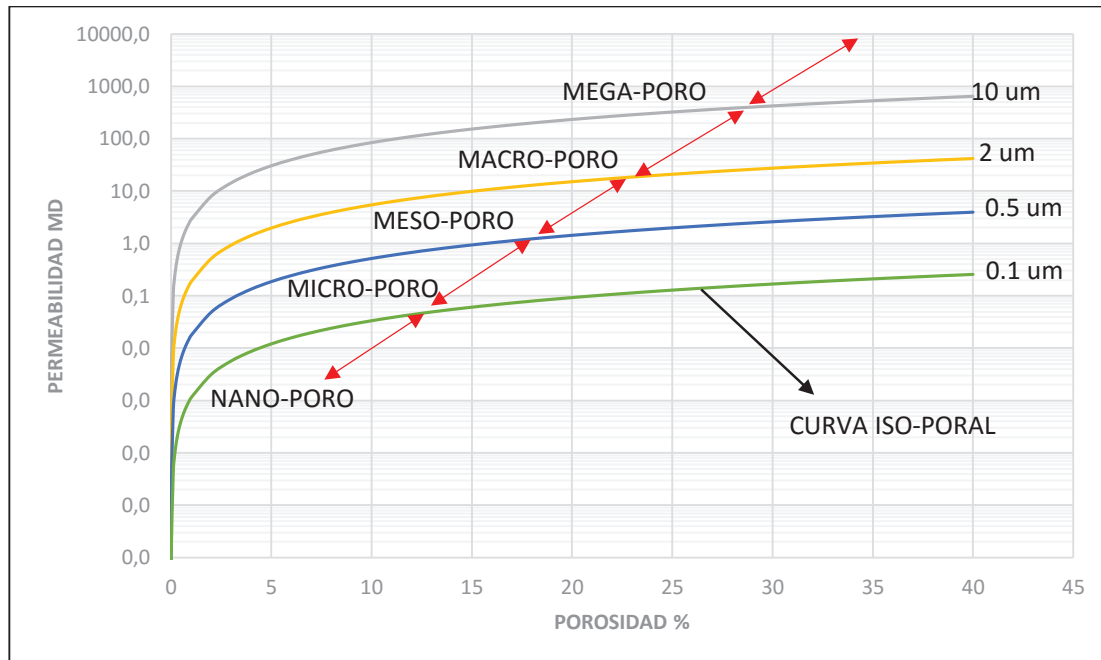
$$R35 = 10^{[0.732+0.588*\text{Log}(K)-0.864*\text{Log}(\emptyset)]}$$

(1.1)

Tabla 1. 1 Clasificación de los Tipos de Roca según R35

Elaborado por: García Guerra José

Tipo de Roca	WINLAND	Radio efectivo (μm)	Calidad
X_1	MEGA-PORO	$R35 > 10$	MAYOR  MENOR
.	MACRO-PORO	$2 \leq R35 \leq 10$	
.	MESO-PORO	$0,5 \leq R35 < 2$	
.	MICRO-PORO	$0,1 \leq R35 < 0,5$	
X_n	NANO-PORO	$R35 < 0,1$	

**Figura 1. 1 Gráfico de Winland R35**

Elaborado por: García Guerra José

Para el cálculo de la Ecuación (1.1), K es la permeabilidad medida en milidarcys (md), ϕ es la porosidad en porcentaje (%) y $R35$ se obtiene en micrones (μm). El gráfico semi-log de Winland relaciona los valores de permeabilidad y porosidad, además de clasificar los tipos de roca mediante sus valores de $R35$ con el uso de curvas iso-porales. (Gunter et al. 2014)

Los tipos de roca que corresponden a macro-poro y mega-poro tendrán mejor calidad en sus propiedades petrofísicas y generalmente corresponden a rocas depositadas en ambientes sedimentarios que favorecen al almacenamiento y flujo de hidrocarburos.

1.1.2 MÉTODO DE UNIDADES HIDRÁULICAS

El método de unidades hidráulicas ha sido utilizado en reservorios clásticos y carbonatados generando buenos resultados en la clasificación de unidades de flujo y la obtención de relaciones porosidad-permeabilidad. (Guo et al. 2005; Uguru et al. 2005; Alavi et al. 2014) El método consiste en la clasificación de unidades de flujo en función de los valores de FZI calculados mediante las Ecuaciones (1.4) a (1.6), en pozos que posean análisis de núcleos.

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z}$$

(1.4)

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right)$$

(1.5)

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}}$$

(1.6)

FZI es conocido como Indicador de Zona de Flujo, por sus siglas en inglés, y se expresa en μm ; ϕ_z corresponde a la porosidad normal (Kharrat et al. 2009) que representa la relación entre el volumen poroso y el volumen de grano (Alavi et al. 2014) y se expresa en fracción. RQI es el Índice de Calidad de la Roca, por sus siglas en inglés, y se expresa en μm .

Estas ecuaciones fueron desarrolladas por Amaefule et al en busca de modificar la ecuación desarrollada por Kozeny-Carman en 1937 (Amaefule et al. 1993), Ecuación (1.7), la cual consistía en un modelo de reservorio compuesto por un conjunto de capilares con cierta tortuosidad, factor de forma F_s y radio hidráulico S_{gv} .

$$K = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2 F_s \tau^2 S_{gv}^2}$$

(1.7)

Debido a la complejidad de estas variables, Amaefule et al modificó esta ecuación con la variable FZI, Ecuación (1.8), la cual puede ser obtenida con datos fácilmente medibles como porosidad y permeabilidad, mediante las Ecuaciones (1.4) a (1.6).

$$FZI = \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2}$$

(1.8)

Para lograr una clasificación de las unidades hidráulicas en función a FZI, existen varios métodos como análisis estadísticos, análisis clúster de datos, tipo de roca discreto. Siendo este último utilizado en este trabajo debido a su simplicidad de cálculo, y su eficiencia. (Aguilar et al. 2014)

FZI es convertido a un valor discreto llamado, tipo de roca discreto, DRT por sus siglas en inglés, mediante la Ecuación (1.9), (Kharrat et al. 2009).

$$DRT = REDONDEAR.(2 \ln(FZI) + 10.6)$$

(1.9)

El número de unidades hidráulicas, UH, puede ser determinado en una gráfica Logarítmica de los valores de RQI vs ϕ_z , como se indica en la Figura 1.2, donde los puntos que

pertencen a cierta unidad caerán en la misma recta de pendiente unitaria. (kharrat et al. 2009)

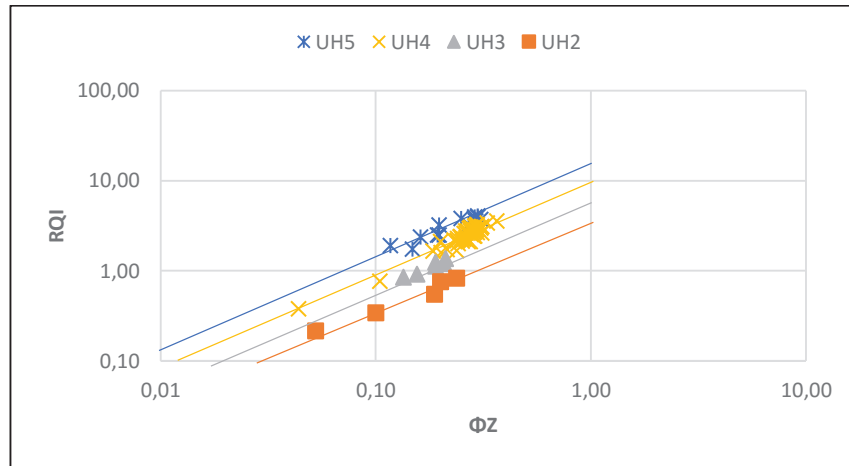


Figura 1. 2 Determinación del número de unidades hidráulicas
Elaborado por: García Guerra José

Los datos que caen en la misma recta de pendiente unitaria, pueden ser agrupados en un gráfico semi-log de permeabilidad vs porosidad y estimar ecuaciones potenciales para cada unidad, como se indica en la Figura 1.3.

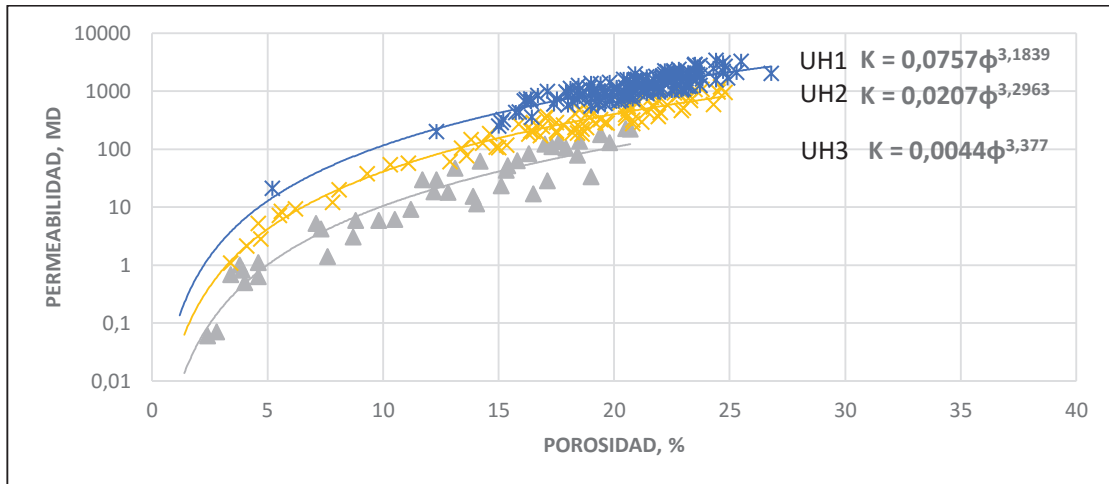


Figura 1. 3 Estimación Ecuaciones para cada unidad de flujo
Elaborado por: García Guerra José

Los valores de FZI calculados con datos de núcleos pueden ser relacionados con las curvas Gamma Ray (GR); Potencial Espontáneo (SP); Resistividad profunda (RD); Porosidad Neutrón (NPH); Porosidad (PHI); Densidad (RHO); obtenidas en los registros eléctricos, con el uso de regresiones lineales múltiples, con el fin de predecir valores de FZI en pozos que no poseen análisis de núcleos. (Uguru et al. 2005)

Para la aplicación de los métodos mencionados, es necesario el uso de mediciones de propiedades petrofísicas como la porosidad y permeabilidad en el laboratorio, conocido como análisis de núcleos.

1.2 ANÁLISIS DE NÚCLEOS

Los análisis de núcleos son métodos directos para determinar propiedades y datos esenciales para la exploración, evaluación y caracterización petrofísica de un reservorio. Estos análisis, estudian directamente muestras verticales o cores, tomadas de la formación productora, por lo que es una evidencia directa de la presencia, abundancia, distribución y características, tanto del sistema poroso como de hidrocarburos.

Existen diversos métodos en laboratorio para encontrar ciertas propiedades, Figura 1.4, por lo que se puede clasificar a estos análisis en convencionales y especiales. Para los dos tipos, se utilizan núcleos o plugs tomados de los cores y se proceden, mediante métodos estandarizados, a la medición de parámetros deseados. (Tiab y Donaldson, 2012)

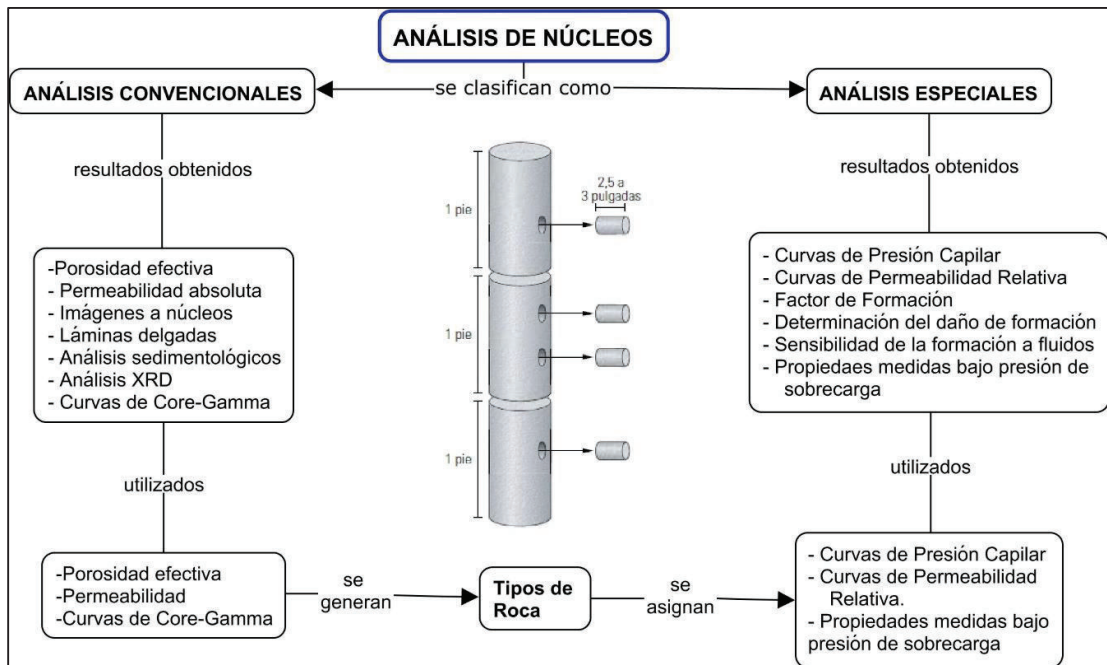


Figura 1. 4 Clasificación de análisis de núcleos
Elaborado por: García Guerra José

La porosidad efectiva se considera como el espacio poroso o vacío entre los granos que componen a una roca y se encuentra intercomunicado, es decir que ayuda al flujo de fluidos dentro de la roca. La capacidad al flujo de fluidos de una roca se conoce como permeabilidad. (Tiab y Donaldson, 2012)

Estas propiedades pueden variar dentro de un mismo reservorio debido a factores como la uniformidad de los tamaños de los granos, grado de cementación o consolidación, compactación, la presencia de láminas de arcilla, alteraciones químicas de la roca, fracturas, etc. (Tiab y Donaldson, 2012)

Es por esto que, aún en un reservorio homogéneo, no existe una relación directa entre las dos propiedades como se puede apreciar en la Figura 1.5, donde a cierto valor de porosidad se pueden encontrar varios valores de permeabilidad, estos datos fueron obtenidos de análisis de núcleos del complejo Indillana.

Clásicamente, se ha utilizado por su simplicidad, una correlación directa permeabilidad y porosidad mediante una regresión logarítmica simple, Figura 1.5. El uso de esta correlación puede ofrecer resultados aproximados en areniscas homogéneas (Kharrat et al. 2009).

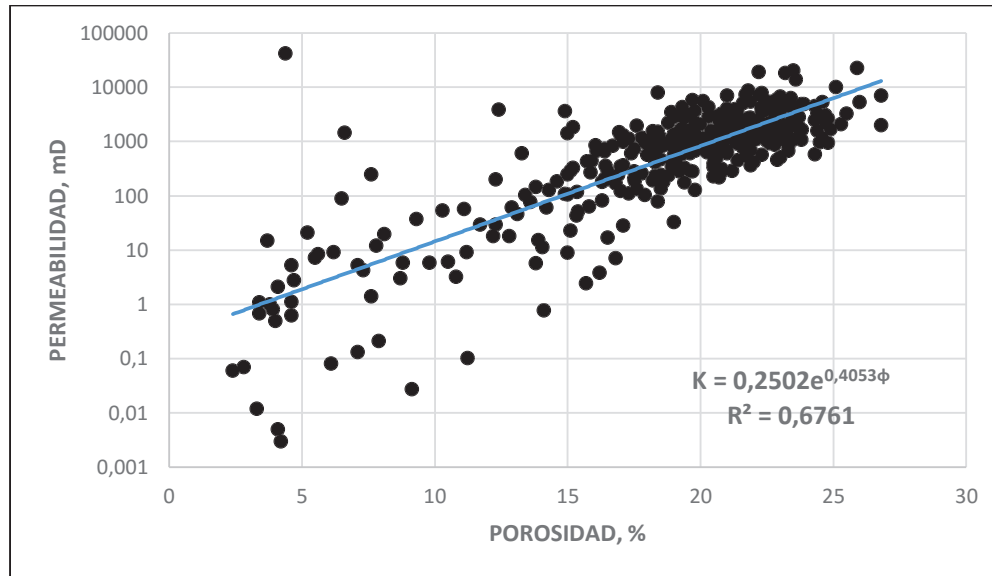


Figura 1. 5 Relación directa permeabilidad- porosidad, Complejo Indillana
Elaborado por: García Guerra José

1.3 GENERALIDADES DEL BLOQUE 15

El Bloque 15, Activo Indillana, se encuentra ubicado en el corredor central Sacha-Shusufindi de la cuenca oriente ecuatoriana, Anexo 1.1. Este corredor abarca campos hidrocarburíferos importantes y prolíficos en la cuenca, posee crudos livianos y medianos. (Baby et al. 2014)

El Bloque está compuesto por los siguientes campos:

- Complejo Indillana: compuesto por los campos Indillana, Jivino, Laguna, Itaya, Napo y Concordia.
- Campo Limoncocha.
- Campos Yanaquincha Este, Yanaquincha Oeste y Yanaquincha Norte.
- Campos Paka Norte y Paka Sur.
- Campo Palmar Oeste.
- Campo Palmeras Norte.
- Campo Tuich
- Campo Pañayacu
- Campo Quinde

Sus principales reservorios son los reservorios “U inferior” y “T principal” de la formación Napo, Anexo 1.2. U inferior es una arenisca cuarzosa relativamente limpia, con presencia escasa de “caolinita, lícticos, micas y minerales pesados”. (Baby et al. 2014)

T principal es una arenisca cuarzosa de grano medio a grueso, variando ocasionalmente a fino. Presenta un importante contenido de feldespatos alcalinos, mica y minerales pesados. (Baby et al. 2014)

La calidad de los reservorios está ligado a los ambientes sedimentarios, donde los reservorios depositados en ambientes de canales fluviales, canales estuarinos y canales mareales poseen baja calidad. Mientras los reservorios depositados en ambientes de barras, planicie arenosa son los de mejor calidad, Figura 1.7. Para las areniscas U y T, la

mejor calidad se encuentran en los cuerpos inferiores, U inferior y T principal. (Baby et al. 2014)

Los reservorios U inferior y T principal presentan ambientes sedimentarios similares, caracterizados por sistemas fluviales con influencia estuarina y/o mareal (Baby et al. 2014), como se muestra en la Figura 1.6.

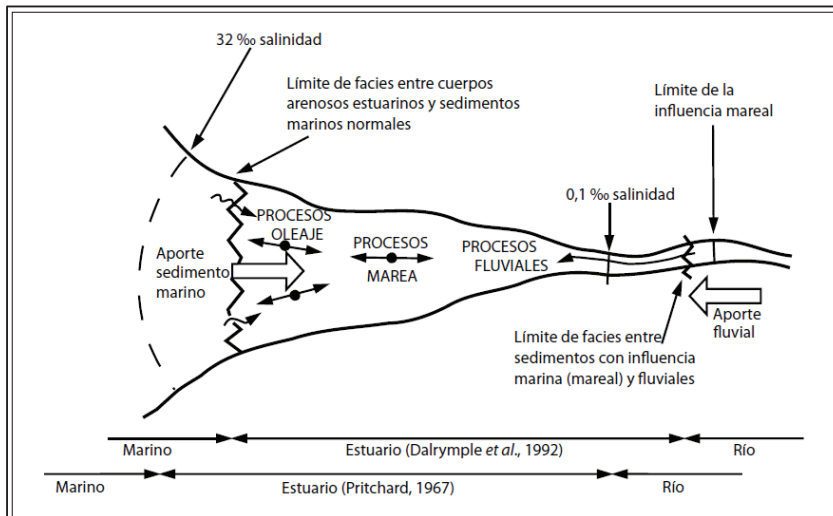


Figura 1. 6 Representación esquemática de un estuario
Elaborado por: Arche, 2010.

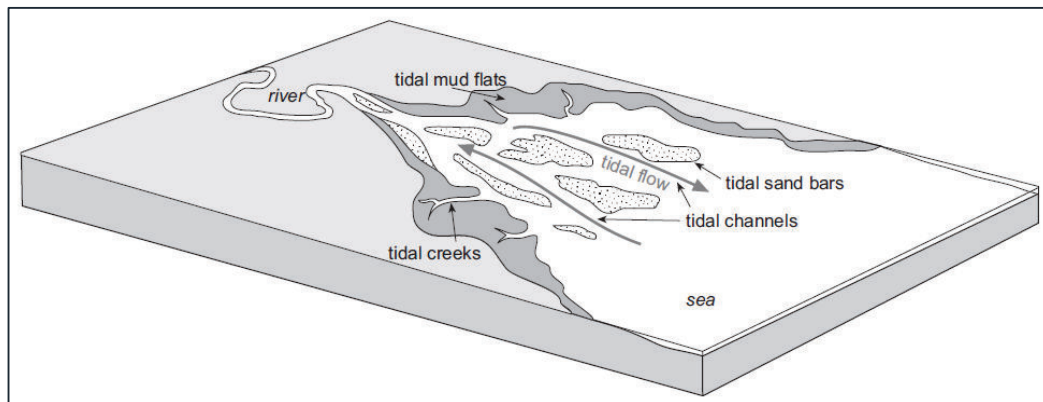


Figura 1. 7 Sistema fluvial con influencia estuarina y/o mareal
Elaborado por: Nichols, 2009.

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA

La metodología aplicada se basó en el estudio de dos variables, porosidad y permeabilidad, con el fin de establecer una correlación entre ellas. Para establecer dicha correlación, se clasificó al reservorio en distintas unidades o tipos de roca y en cada unidad se estableció una única correlación de porosidad-permeabilidad. Cada unidad con su respectiva correlación fue validada mediante la comparación de los datos obtenidos en laboratorio y datos calculados mediante la incorporación de dichas unidades con las curvas obtenidas en registros eléctricos. Una vez realizada la validación se asignó un juego de curvas de presión capilar y permeabilidad relativa a cada unidad.

La información necesaria comprendió de medidas de porosidad, permeabilidad, curvas de presión capilar y permeabilidad relativa obtenidas en laboratorio. Se recopilaron, estandarizaron y validaron los datos de porosidad-permeabilidad de 742 y 733 núcleos obtenidos de 46 cores de los reservorios U inferior y T principal, respectivamente. Adicional se recopilaron 74 núcleos de U inferior y 54 núcleos de T principal, con análisis de presión capilar y permeabilidad relativa.

Se elaboró una base de datos con la información recopilada, Anexo 2.1 y 2.2. Los pozos Limoncocha 2, 8, 22, no fueron validados debido a que no pudieron ser corregidos en profundidad.

A manera de ejemplo, se describe la metodología aplicada para el reservorio U inferior de los campos Palmeras Norte y Palmar Oeste, PLN-PLO.

En la clasificación del reservorio en distintas unidades, Figura 2.1, los métodos de Winland R35 y Unidades hidráulicas fueron utilizados, los cuales, sirvieron para clasificar al reservorio de manera gráfica y cuantitativa. Los valores de R35, RQI, ϕz y FZI fueron calculados en cada núcleo, con las Ecuaciones (1.3) a (1.9), como se muestra en el Anexo 2.3.

Mediante el método de mínimos cuadrados utilizado por Excel, se establecieron ecuaciones potenciales Permeabilidad-Porosidad a cada unidad de flujo, Tabla 2.1. Con el fin de validar las ecuaciones en base a los métodos utilizados, se compararon los resultados obtenidos con una ecuación exponencial obtenida de manera directa sin ninguna clasificación del reservorio, Figura 2.2. (Kharrat et al. 2009)

Las curvas de registros eléctricos fueron ligadas a los tipos de roca mediante una regresión lineal múltiple, como se muestra en la Ecuación 2.1, desarrollada en el Software Well-Insight mediante el método de mínimos cuadrados. Como técnica estadística, dicha regresión busca relacionar variables en función de una variedad de situaciones y poder predecir valores. (Walpole et al. 2012).

Los valores a pronosticar son FZI en pozos que no posean análisis de núcleos, a partir del comportamiento de las curvas de GR, SP, RD, NPH, PHI, ROHO. Cada valor de FZI pronosticado corresponderá a un valor de DRT, mediante la Ecuación (1.9) y este valor DRT a su vez, le corresponderá una ecuación de permeabilidad-porosidad, como se muestra en el ejemplo de la Tabla 2.1.

La validación de la regresión, Track 5, de las ecuaciones Track 6; Track 7, y los tipos de roca, Track 8, fue realizada comparando los valores medidos en laboratorio, puntos, y los valores calculados, curvas continuas de la Figura 2.3. Se realizó la comparación de los valores obtenidos y medidos en 14 pozos de U inferior y 9 pozos de T principal, total 25 pozos.

Una vez validadas las correlaciones y regresiones desarrolladas, se agruparon las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa por tipo de roca, como se puede observar en las Figura 2.4 y 2.5.

A este juego de curvas, se las normalizó, promedió y des-normalizó utilizando la metodología desarrollada por Tarek Ahmed (Ahmed, 2006). Los ejemplos de los resultados se pueden observar en la Figura 2.4 y 2.5

Esta metodología se aplicó a los campos del Bloque 15, para los reservorios U inferior y T principal. Para simplificar el análisis, se dividió al Bloque en 4 Zonas, Tabla 2.2, en base a su ubicación geográfica y ambiente de sedimentación. La ubicación geográfica de cada zona, se presenta en el Anexo 1.1.

Con el fin de visualizar la metodología empleada, se ha elaborado un WorkFlow de los pasos seguidos, Anexo 2.4.

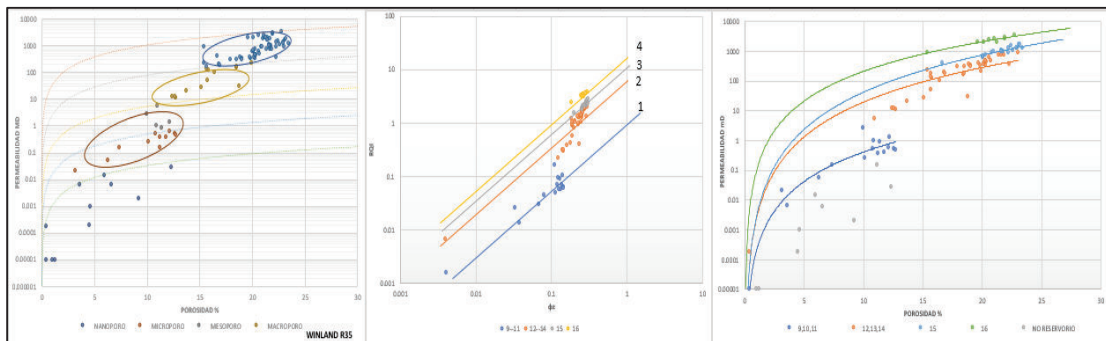


Figura 2. 1 Ejemplo de la identificación de tipos de roca y unidades de flujo
Elaborado por: García Guerra José

Tabla 2. 1 Ejemplo de clasificación del reservorio en unidades de flujo
Elaborado por: García Guerra José

Unidad Hidráulica, UH	DRT	Ecuación obtenida	R ²
UH4	≥16	$k = 0.1069\phi^{3.3038}$	0.9495
UH3	15	$k = 0.0031\phi^{4.1434}$	0.8516
UH2	12-14	$k = 0.0027\phi^{3.8686}$	0.9105
UH1	9-11	$k = 0.0002\phi^{3.2824}$	0.9449

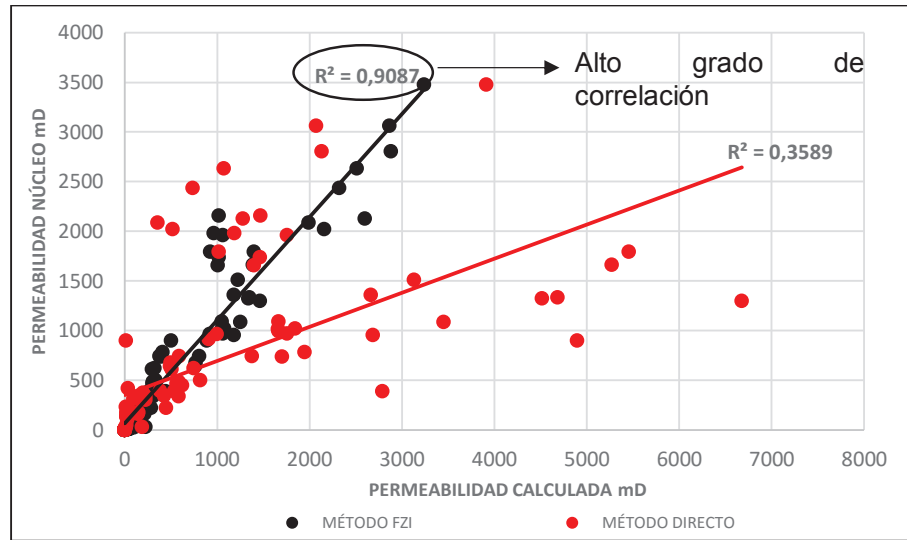


Figura 2. 2 Ejemplo de comparación de valores medidos y calculados
Elaborado por: García Guerra José

$$FZI\ predcida = \alpha_1 * GR + \alpha_2 * SP + \alpha_3 * \log(RD) + \alpha_4 * NPH + \alpha_5 * PHI + \alpha_6 * RHO$$

(2.1)

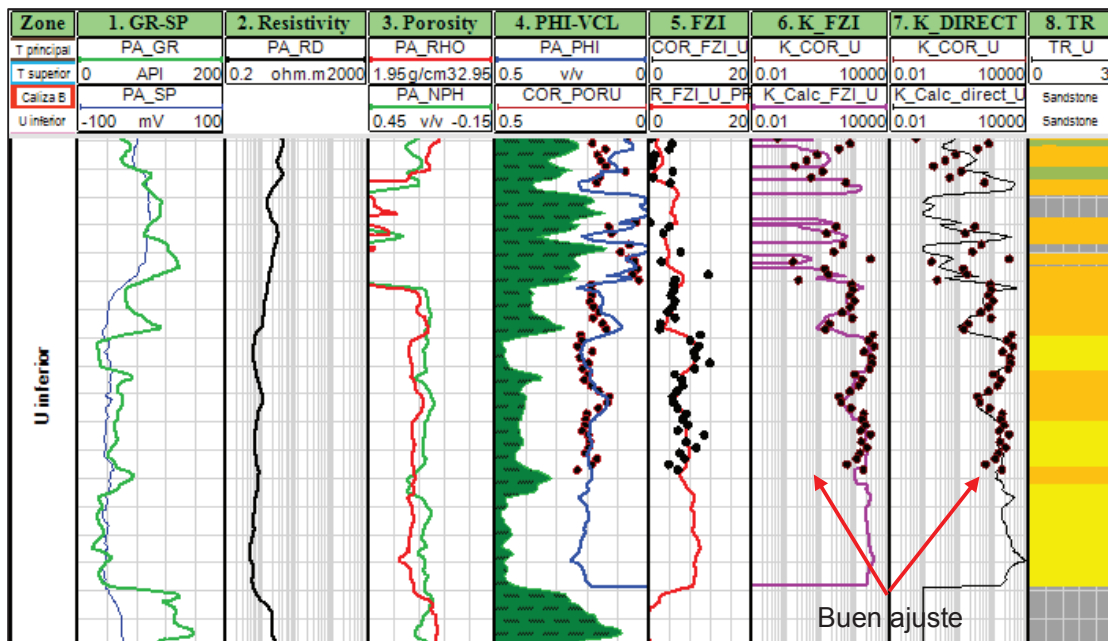


Figura 2. 3 Ejemplo del uso de registros eléctricos en la validación de ecuaciones y tipos de roca

Elaborado por: García Guerra José

Tabla 2. 2 Clasificación del Bloque 15 por zonas

Elaborado por: García Guerra José

ZONA	CAMPOS	AMBIENTE
ZONA 1	Complejo Indillana	Canales fluviales y de marea
ZONA 2	Palmar Oeste – Palmeras Norte	Barras de marea y planicies arenosas
ZONA 3	Limoncocha	Barras y canales de marea
ZONA 4	Yanaquincha Este- Yanaquincha Norte- Paka Sur	Barras y canales de marea

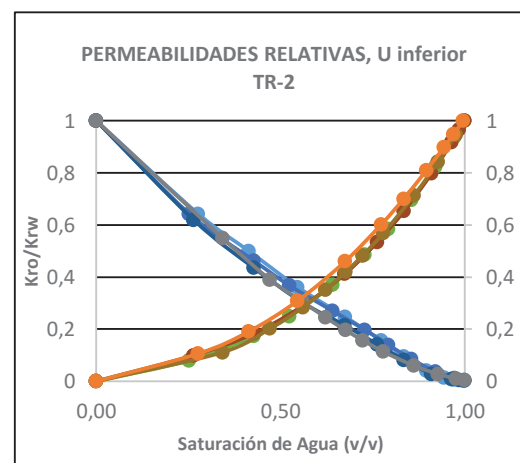
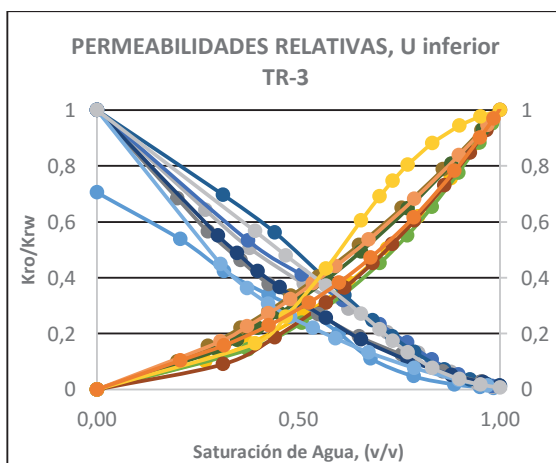
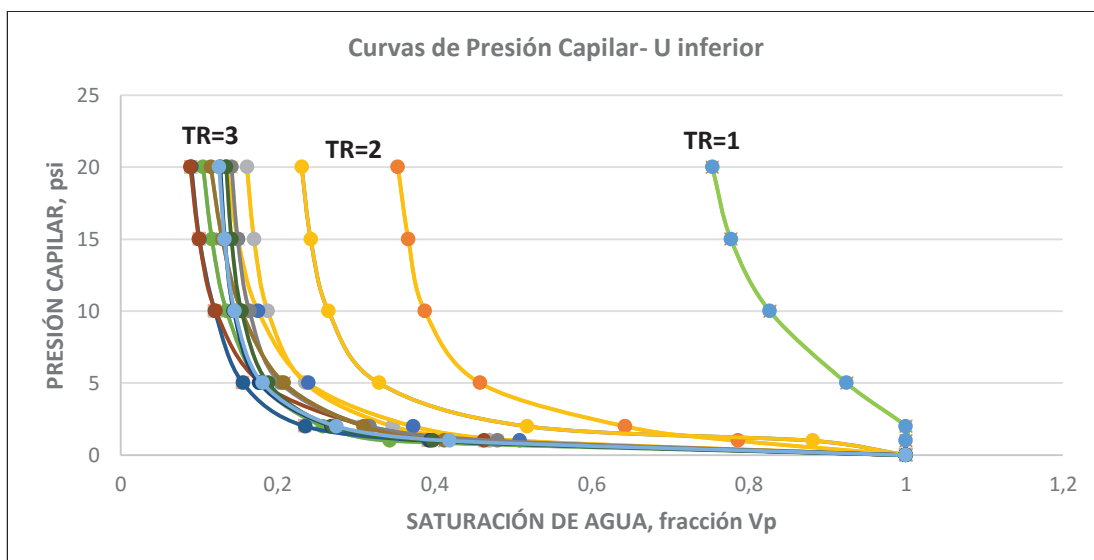


Figura 2. 4 Curvas Agrupadas de Presión capilar y Permeabilidad por Tipo de roca
Elaborado por: García Guerra José

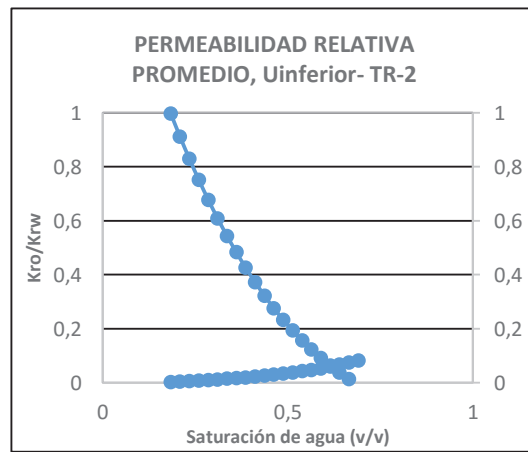
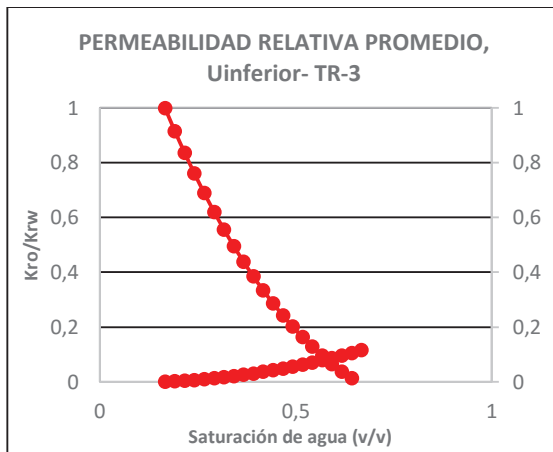
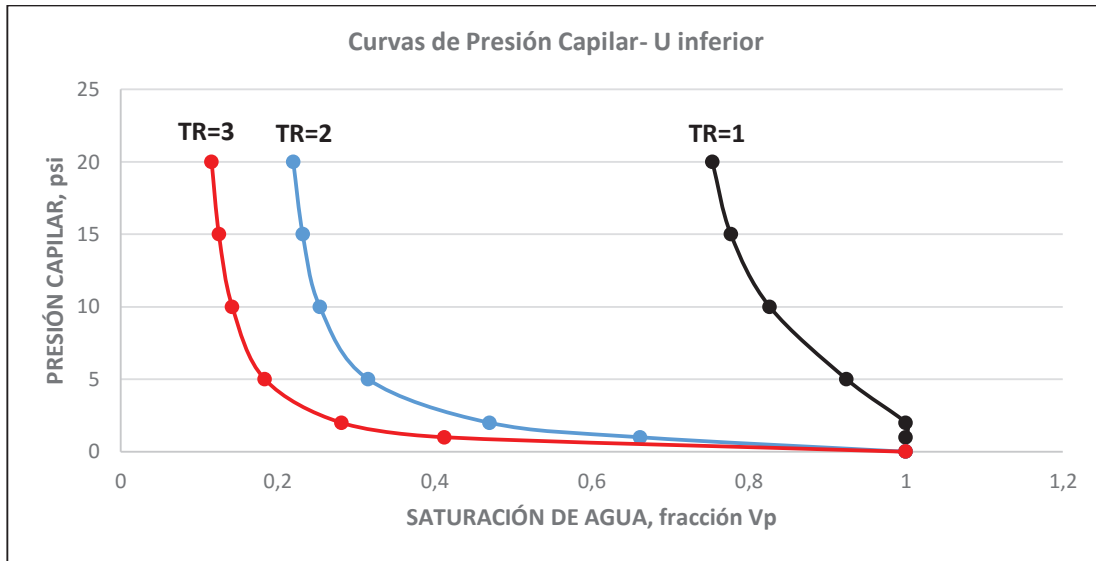


Figura 2. 5 Curvas Promedio de Presión Capilar y Permeabilidad Relativa por Tipo de Roca

Elaborado Por: García Guerra José

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DE LOS RESULTADOS

Los datos de porosidad y permeabilidad obtenida en los análisis de núcleos fueron recopilados, estandarizados y almacenados en los formatos que se presentan en el Anexo 2.1 y 2.2. Para la visualización gráfica de la data en histogramas, referirse al Anexo 3.2. A continuación, en las tablas 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 se presentan datos estadísticos de la información recopilada para U inferior y T principal.

Tabla 3. 1 Datos estadísticos de Porosidad de Núcleo Recopilada U inferior

Elaborado por: García Guerra José

Porosidad (porcentaje) - U inferior						
Muestras	Promedio	Mediana	Varianza	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo
742	18.24	19.755	23.66	4.86	0.39	26.8

Tabla 3. 2 Datos estadísticos de Permeabilidad de Núcleo Recopilada U inferior

Elaborado por: García Guerra José

Permeabilidad (mD)- U inferior						
Muestras	Promedio	Mediana	Varianza	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo
742	1586.90	958.65	807061.87	2840.96	0.00018	42390

Tabla 3. 3 Datos estadísticos de Porosidad de Núcleo Recopilada T principal

Elaborado por: García Guerra José

Porosidad- T principal						
Muestras	Promedio	Mediana	Varianza	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo
733	16.22	17	24.24	4.9	0.6	26.8

Tabla 3. 4 Datos estadísticos de Permeabilidad de Núcleo Recopilada T principal

Elaborado por: García Guerra José

Permeabilidad- T principal						
Muestras	Promedio	Mediana	Varianza	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo
733	900	320	1400511.6	1183.4	0.001	7359

En las Tablas 3.5 y 3.8 se presentan los resultados obtenidos en la generación de tipos de roca; en las Tablas 3.6 y 3.9 el desarrollo de correlaciones; en las Tablas 3.7 y 3.10 regresiones lineales múltiples; para los reservorios U inferior y T principal respectivamente.

Tabla 3. 5 Tipos de Roca generadas- U inferior

Elaborado por: García Guerra José

U inferior	Baja Calidad → Buena Calidad			
RT	0	1	2	3
CAMPO	NO RESERVORIO	ARENISCA ARCILLOSA	ARENISCA MEDIA	ARENISCA LIMPIA
	DRT	DRT	DRT	DRT
Indillana	0-8	9-11	12-14	≥ 15
Laguna	0-8	9-11	12-13	≥ 14
Concordia	0-8	9-11	12-14	≥ 15
Itaya	0-8	9-11	12-14	≥ 15
Jivino	0-8	9-11	12-15	≥ 16
PLO-PLN	0-8	9-11	12-14	≥ 15
LIMONCOCHA	0-11	---	12-14	≥ 15
YNN-YNE	0-11	---	12-14	≥ 15
Paka Sur	0-10	----	----	≥ 15

Tabla 3. 6 Correlaciones desarrolladas U inferior

Elaborado por: García Guerra José

U inferior			
ZONA	DRT	Ecuación	R ²
ZONA 1	≥ 16	$k = 0.8613\phi^{2.7461}$	0.6645
	15	$k = 0.0757\phi^{3.1839}$	0.7905
	14	$k = 0.0207\phi^{3.2963}$	0.9599
	12-13	$k = 0.0044\phi^{3.3777}$	0.9199
	9-11	$k = 0.8E - 05\phi^{3.9512}$	0.8888
	0-8	K=0	----
	DIRECTO	$k = 0.2502e^{0.4053*\phi}$	0.6761
ZONA 2	≥ 16	$k = 0.1069\phi^{3.3038}$	0.9495
	15	$k = 0.0031\phi^{4.1434}$	0.8516
	12-14	$k = 0.0027\phi^{3.8686}$	0.9105
	9-11	$k = 0.0002\phi^{3.2824}$	0.9449
	0-8	K=0	----
	DIRECTO	$k = 0.0001e^{0.7695*\phi}$	0.9137
ZONA 3	≥ 16	$k = 0.3455\phi^{2.9947}$	0.9026
	15	$k = 0.0663\phi^{3.2267}$	0.958
	14	$k = 0.0289\phi^{3.148}$	0.9399
	12-13	$k = 0.0023\phi^{3.6297}$	0.8327
	0-11	K=0	---
	DIRECTO	$k = 0.12476e^{0.4488*\phi}$	0.8045
ZONA 4	≥ 16	$k = 0.0205\phi^{3.9032}$	0.4839
	15	$k = 0.018\phi^{3.6767}$	0.5116
	12-14	$k = 0.0025\phi^{4.0954}$	0.981
	0-11	K=0	---
	DIRECTO	$k = 0.0093e^{0.6022*\phi}$	0.8015

Tabla 3. 7 Desarrollo de regresiones lineales múltiples U inferior

Elaborado por: García Guerra José

U inferior							
$FZI = a_1 + a_2GR + a_3SP + a_4LOG(RD) + a_5NPH + a_6PHI + a_7RHO$							
COEFICIENTES	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7
CAMPO							
Indillana	-62.8343	0.0345	-	-2.6330	-1.7079	48.8267	27.2984
Laguna	15.5917	-0.050	-0.0049	-6.3272	6.6531	0.9261	-2.7002
Concordia	30.9862	-0.0418	0.0165	-8.9706	1.4962	-20.0342	-6.8038
Itaya	34.8463	-0.1097	0.0556	7.5290	5.6296	-0.7928	-10.4877
Jivino	75.9069	-0.1317	-0.1915	-6.0584	-25.5750	6.8554	-20.3064
PLO-PLN	42.9855	-0.0935	-0.0602	-3.1237	-28.5506	4.2259	-10.0833
Limoncocha	63.1165	-0.1927	0.0977	0.8151	-56.2634	-69.795	-6.2759
YNE-YNN	-23.3927	0.1497	---	-1.9429	4.8622	40.7077	10.8942
Paka Sur	25.2985	-0.0023	0.0433	1.1817	26.5467	54.7337	-11.663

Tabla 3. 8 Tipos de Roca generadas- T principal

Elaborado por: García Guerra José

T principal	Baja Calidad → Buena Calidad			
RT	0	1	2	3
CAMPO	NO RESERVORIO	ARENISCA ARCILLOSA	ARENISCA MEDIA	ARENISCA LIMPIA
	DRT	DRT	DRT	DRT
Indillana	0-8	9-11	12-13	≥ 14
Laguna	0-8	9-11	12-13	≥ 14
Concordia	0-8	9-11	12-13	≥ 14
Itaya	0-8	9-11	12-13	≥ 14
Jivino	0-8	9-11	12-13	≥ 14
PLO-PLN	---	---	---	---
LIMONCOCHA	0-8	9-11	12-14	≥ 15
YNN-YNE	0-9	---	10 - 13	≥ 14
Paka Sur	0-8	9-13	14	≥ 15

Tabla 3. 9 Correlaciones desarrolladas T principal

Elaborado por: García Guerra José

T principal			
ZONA	DRT	Ecuación	R ²
ZONA 1	≥ 15	$k = 0.5424\emptyset^{2.6655}$	0.7525
	14	$k = 0.0136\emptyset^{3.4556}$	0.9417
	12-13	$k = 0.0054\emptyset^{3.2552}$	0.9465
	9-11	$k = 0.0003\emptyset^{3.3772}$	0.8427
	0-8	K=0	---
	DIRECTO	$k = 0.0201e^{0.5381*\emptyset}$	0.6945
ZONA 3	≥ 16	$k = 0.0536\emptyset^{3.5921}$	0.6498
	15	$k = 0.0374\emptyset^{3.422}$	0.9046
	14	$k = 0.0149\emptyset^{3.399}$	0.9395
	12-13	$k = 0.0013\emptyset^{3.8501}$	0.864
	9-11	$k = 7E - 6\emptyset^{4.9604}$	0.858
	0-8	K=0	---
DIRECTO	$k = 0.0905e^{0.4501*\emptyset}$	0.7003	

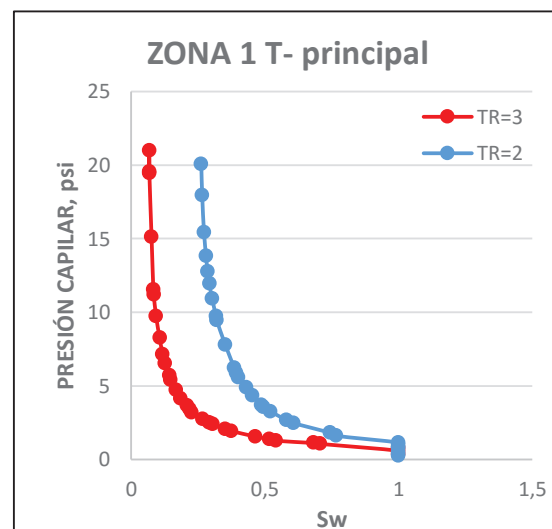
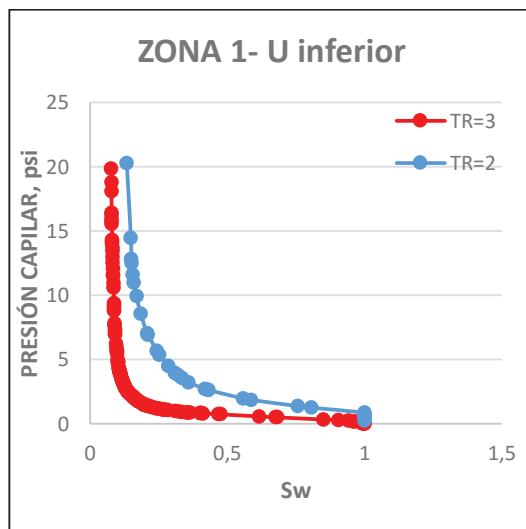
ZONA 4	≥ 16	$k = 0.0013\phi^{3.8501}$	0.9656
	14-15	$k = 0.0062\phi^{3.819}$	0.6067
	10-13	$k = 0.0002\phi^{4.615}$	0.5727
	0-9	K=0	---
	DIRECTO	$k = 0.1996e^{0.4129*\phi}$	0.4564

Tabla 3. 10 Desarrollo de regresiones lineales múltiples T principal

Elaborado por: García Guerra José

T Principal							
$FZI = a_1 + a_2GR + a_3SP + a_4LOG(RD) + a_5NPH + a_6PHI + a_7RHO$							
COEFICIENTES	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7
CAMPO							
Indillana	---	---	---	---	---	---	---
Laguna	4.1038	-0.0509	-0.0351	-0.3004	-1.4436	9.0572	0.9623
Concordia	---	---	---	---	---	---	---
Itaya	12.3992	-0.1465	-0.0673	2.6943	31.307	-47.1717	-1.3092
Jivino	-109.9119	0.1357	0.1530	3.6678	14.7684	82.3086	38.9843
PLO-PLN	---	---	---	---	---	---	---
Limoncocha	149.6289	-0.1365	0.0238	-1.9719	24.3044	-94.7490	-51.9128
YNE-YNN-PKS	128.136	-0.0610	---	1.5588	13.6881	-78.5446	-46.3833

Una vez determinados los tipos de roca, se agruparon las curvas de presión capilar y permeabilidades relativas para cada zona. Cada tipo de roca presenta un juego de curvas, las cuales fueron normalizadas, promediadas y des-normalizadas. (Ahmed, 2006) En la Figura 3.1, se presentan los resultados obtenidos de la agrupación de presiones capilares por zona y reservorio.



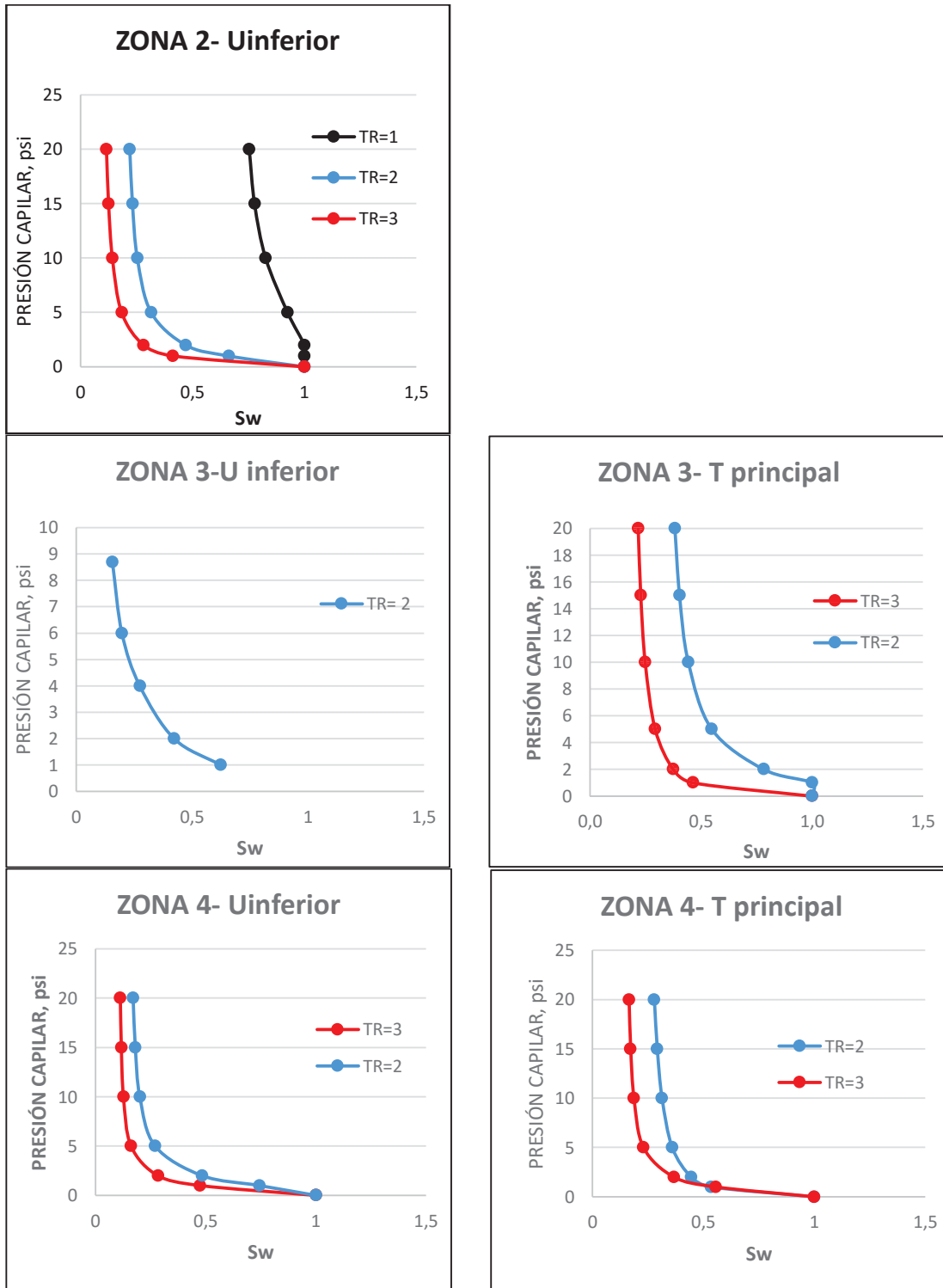
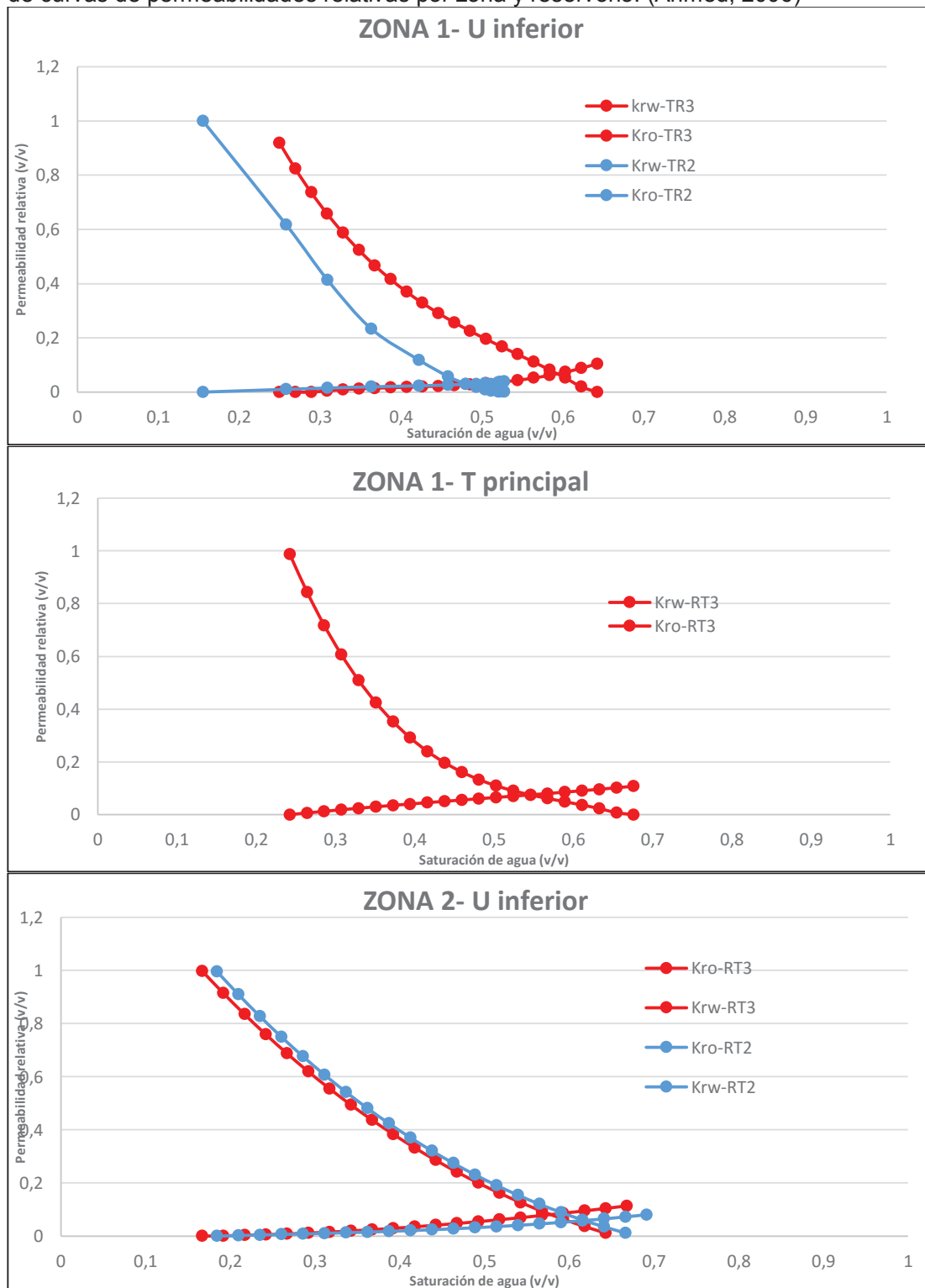
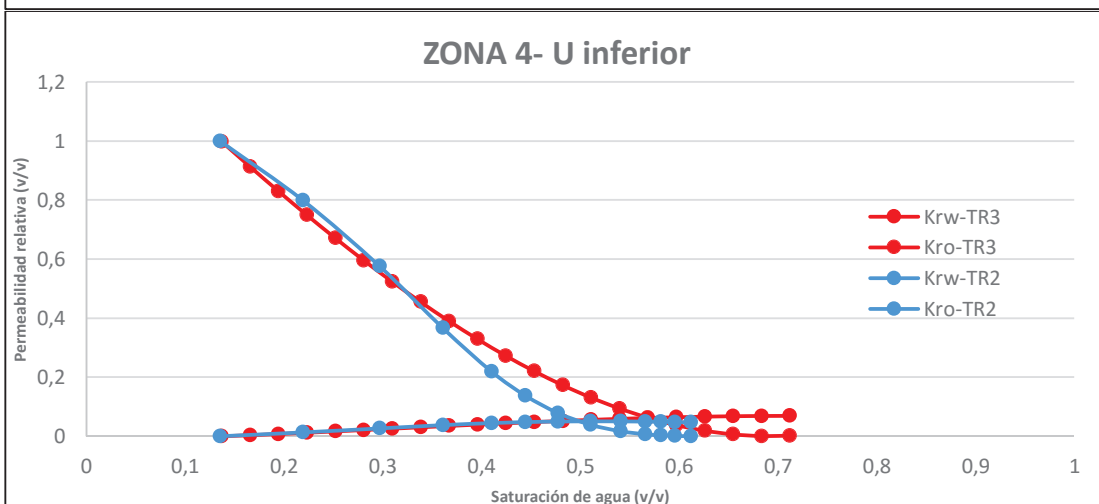
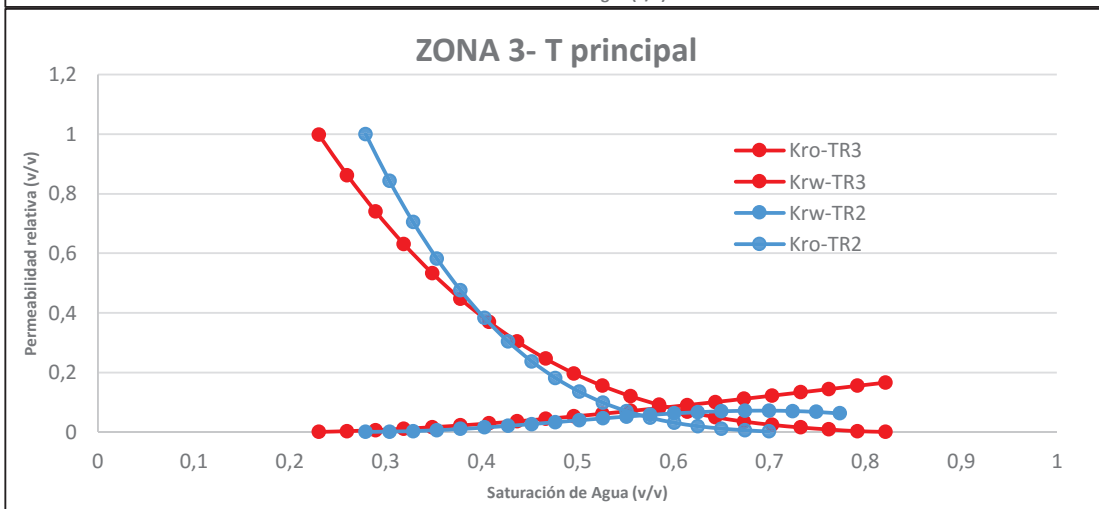
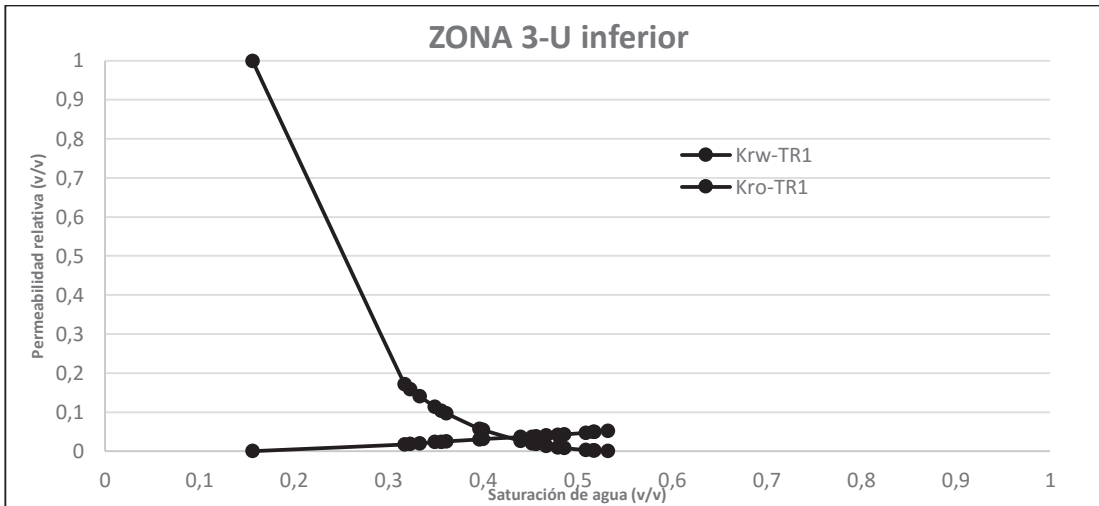
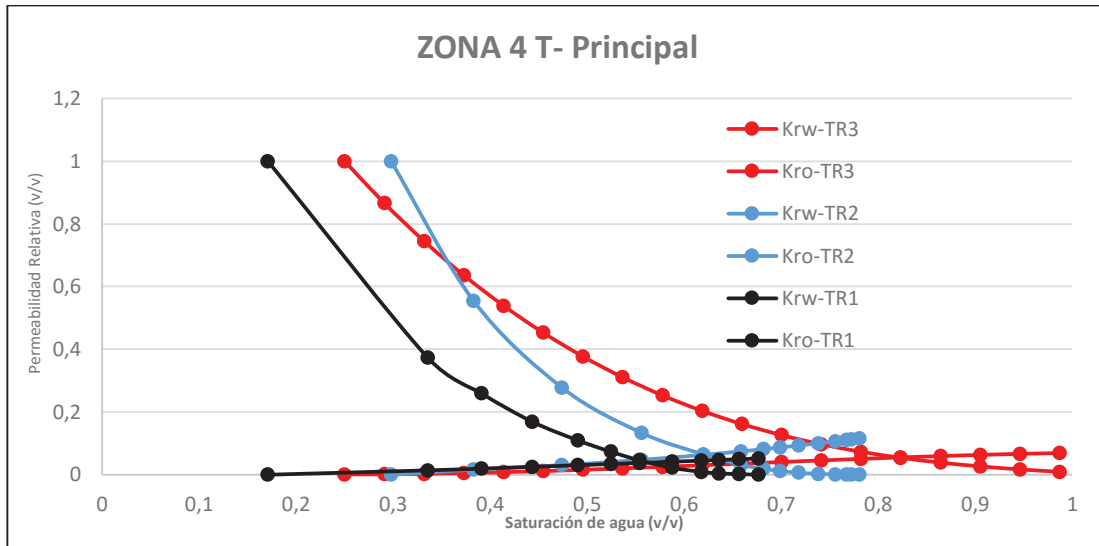


Figura 3. 1 Resultados de Curvas de Presión Capilar por tipo de roca
 Elaborado por: García Guerra José

A continuación, en la Figura 3.2 se presentan los resultados obtenidos para la agrupación de curvas de permeabilidades relativas por zona y reservorio. (Ahmed, 2006)







**Figura 3. 2 Resultados de curvas de Permeabilidad Relativa por tipo de roca.
Elaborado por: García Guerra José**

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En la generación del tipo de roca se clasificó al reservorio U inferior y T principal en tipo de roca 1, 2 y 3 dentro de la roca reservorio y un tipo de roca 0 en no reservorio. Los tipos de roca 1, 2 y 3 corresponden a arenisca arcillosa, arenisca media y arenisca limpia, respectivamente. En el Anexo 4.1 y 4.2, se muestran los valores de porosidad y permeabilidad, obtenidos en núcleos, en el gráfico de Winland. Además, la descripción en los registros a cada tipo de roca. (Sierra et al. 2015)

En base al método de unidades de flujo, Anexo 4.3 y 4.4, se puede observar que los reservorio U inferior y T principal son clasificados en 5 unidades hidráulicas de flujo y 1 unidad no reservorio, en función a los valores DRT calculados. Se observan en las Tablas 3.5 y 3.8 que los datos que se encuentran en rangos de DRT superiores o iguales a 14 corresponden a unidades de mejor calidad.

Con el fin de empatar los dos resultados Winland- FZI, se clasificó al reservorio en 3 tipos de roca y un tipo correspondiente a no reservorio. Debido a las características propias del reservorio, un tipo de roca puede estar asociado por más de una unidad hidráulica como corresponde en la mayoría de los campos a los tipos de roca 2 y 3.

Como se puede visualizar en las Tablas 3-5 y 3.8, las unidades de flujo con valores de DRT de 0 a 8; 9 a 11; 12 a 3; y mayores a 16, fueron asociadas debido a que representaron valores con una fuerte correlación entre porosidad y permeabilidad. (Kharrat et al. 2009)

Para analizar la validez de los resultados obtenidos en el desarrollo de ecuaciones, se comparan los datos calculados y los datos medidos, analizando el grado de correlación que se presentan, Tablas 4.1 y 4.2. Donde se puede observar que el método de unidades hidráulicas supera al método directo, en base al grado de correlación existente entre los datos medidos y calculados. Además, en los Anexos 4.5 a 4.11, se observan que los resultados de los valores calculados de permeabilidad con los métodos mencionados tienen un buen ajuste con los valores medidos en laboratorio.

Tabla 4. 1 Correlación de permeabilidad medida y calculada – U inferior

Elaborado por: García Guerra José

MÉTODO UNIDADES HIDRÁULICAS vs DIRECTO		
ZONA	R ² - MÉTODO UNIDADES HIDRÁULICAS	R ² - MÉTODO DIRECTO
1	0.8261875	0.469675
2	0.9087	0.3589
3	0.8772333	0.3617667
4	0.774275	0.4852

Tabla 4. 2 Correlación de permeabilidad medida y calculada- T principal

Elaborado por: García Guerra José

MÉTODO UNIDADES HIDRÁULICAS vs DIRECTO		
ZONA	R ² - MÉTODO UNIDADES HIDRÁULICAS	R ² - MÉTODO DIRECTO
1	0.7199	0.2568
2	NO SE PRODUCE EN T principal	
3	0.89055	0.611125
4	0.8827	0.394

Para dar validez a las regresiones lineales múltiples desarrolladas, se las aplicó mediante el uso del Software Well-Insight en 30 pozos de U inferior y 18 pozos de T principal que no cuentan con análisis de núcleos. Esto permitió la clasificación de tipos de roca en pozos a partir de los comportamientos de las curvas de registros eléctricos.

Los resultados obtenidos presentan una distribución normal de porosidad vs tipo de roca, Anexo 4.12 y 4.13, lo cual indica que la aplicación de las regresiones clasifica al reservorio en tipos de roca de manera confiable, y puede ser aplicada para el uso de modelos petrofísicos además de ser input para el desarrollo de un modelo dinámico (Aguilar et al. 2014) (Sierra et al. 2015) (Al Hamami et al. 2013)

De las distribuciones normales generadas, se puede describir a los tipos de roca en función de sus propiedades petrofísicas, Tablas 4.3 y 4.4:

Tabla 4. 3 Propiedades petrofísicas por tipo de roca- U inferior

Elaborado por: García Guerra José

U inferior			
TIPO DE ROCA	POROSIDAD PROMEDIO, %	PERMEABILIDAD, Md	FZI promedio
3	18	1300	13
2	14	185	5
1	11.3	1	1.2

Tabla 4. 4 Propiedades petrofísicas por tipo de roca- T principal

Elaborado por: García Guerra José

T principal			
TIPO DE ROCA	POROSIDAD PROMEDIO, %	PERMEABILIDAD, Md	FZI promedio
3	16	800	12
2	12	32	4
1	6.6	0.3	1.15

Los datos obtenidos de los análisis especiales de núcleo fueron escasos debido a la antigüedad de los campos. Se puede observar en las Figuras 4.1 y 4.2 que la mayoría de los datos representan al tipo de roca 2 y tipo de roca 3.

Las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa son utilizadas para entender el comportamiento de flujo en el medio poroso. Al promediar las curvas para cada tipo de roca, se genera un input válido para el desarrollo de un modelo de simulación. Cada tipo de roca tendrá un valor promedio de los valores de saturación de agua crítica. (Aguilar et al. 2014)

Los valores de saturación de agua crítica están en función del tipo de roca, donde este valor decrece en los mejores tipos de roca como se puede observar en la Tabla 4.5.

Tabla 4. 5 Saturación crítica de agua para los tipos de roca

Elaborado por: García Guerra José

	U inferior			T principal		
	Tipo de roca 1	Tipo de roca 2	Tipo de roca 3	Tipo de roca 1	Tipo de roca 2	Tipo de roca 3
Swi Promedio	0.75	0.18	0.11	---	0.29	0.15

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Se generó los tipos de roca para los reservorios U inferior y T principal de los distintos campos del Bloque 15, encontrando 3 tipos de roca: tipo de roca 1- arenisca arcillosa; tipo de roca 2- arenisca media; tipo de roca 3- arenisca limpia. Además, se determinó un tipo de roca no reservorio, tipo de roca 0, a rocas con porosidades menores al 4%.
- La metodología de Winland R35 ofreció buenos resultados en la clasificación de los tipos de roca, sin embargo, no toma en cuenta ciertas propiedades geológicas como la textura y forma de los granos que componen la roca reservorio.
- El método de unidades hidráulicas de flujo ofreció buenos resultados en el desarrollo de correlaciones porosidad- permeabilidad, obteniendo un alto grado de correlación entre la permeabilidad medida y calculada al comparar con el método tradicional.
- Los tipos de roca obtenidos mediante el uso de las regresiones lineales múltiples presentaron resultados positivos al indicar una distribución normal de los datos predichos en función de la porosidad.
- La clasificación de los tipos de roca en función a sus valores petrofísicos medidos es un método simple y rápido que ofrece un mejor entendimiento del reservorio además de obtener relaciones de porosidad-permeabilidad de manera confiable y tener un input de datos válidos para un modelo de simulación.
- La división del Bloque 15 por zonas permitió la simplificación del trabajo, además se pudo obtener resultados válidos y fácilmente aplicables en pozos futuros.
- La agrupación de curvas de presiones capilares y permeabilidad relativa, para cada tipo de roca generó resultados acordes al tipo de roca. Encontrando valores de saturaciones iniciales de agua menores, en tipos de roca de mejor calidad. De igual manera en las curvas relativas; obteniendo diferentes comportamientos de las curvas en función a los tipos de roca de mejor calidad.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda descartar la información de núcleos en pozos que no sea posible el ajuste en profundidad núcleo-registro, debido a la incertidumbre que se genera.
- Es recomendable el uso de registros eléctricos para la clasificación de los tipos de roca, debido a que representan datos continuos del reservorio y ayudan a la comparación con los datos de núcleos.
- Es importante conocer los ambientes de sedimentación de los diferentes campos antes de agruparlos.
- Para futuros trabajos, se recomienda probar las correlaciones y modelos de regresiones lineales en campos cercanos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilar, C., Hugo, G., y Rincón, G. (2014, May 21). *Hydraulic Unit Determination and Permeability Prediction Based On Flow Zone Indicator Using Cluster Analysis*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/169307-MS
- Ahmed, T. (2006). *Reservoir engineering handbook*. Elsevier, USA.
- Al Hamami, M. T. M. N., Bizarro, P., Sousa, A., y Ribeiro, M. T. (2012, January 1). *Reservoir Characterization And Modeling Of A Carbonate Reservoir - Case Study*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/161039-MS
- Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., y Keelan, D. K. (1993, January 1). *Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/26436-M
- Arche, A. (2010). *Sedimentología: del proceso físico a la cuenca sedimentaria*. CSIC-CSIC Press, España.
- Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. (Eds.). (2014). *La cuenca Oriente: geología y petróleo*. Ecuador.
- Chekani, M., y Kharrat, R. (2009, January 1). *Reservoir Rock Typing in a Carbonate Reservoir—Cooperation of Core and Log Data: Case Study*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/123703-MS
- Fazel Alavi, M. (2014, January 19). *Determination of Reservoir Permeability Based on Irreducible Water Saturation and Porosity from Log Data and FZI (Flow Zone Indicator) from Core Data*. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-17429-MS
- Gunter, G. W., Spain, D. R., Viro, E. J., Thomas, J. B., Potter, G., y Williams, J. (2014, September 16). *Winland Pore Throat Prediction Method - A Proper Retrospect: New Examples From Carbonates and Complex Systems*. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Guo, G., Diaz, M. A., Paz, F. J., Smalley, J., y Waninger, E. A. (2007, December 1). *Rock Typing as an Effective Tool for Permeability and Water-Saturation Modeling: A Case Study in a Clastic Reservoir in the Oriente Basin*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/97033-PA
- Kharrat, R., Mahdavi, R., Bagherpour, M. H., y Hejri, S. (2009, January 1). *Rock Type And Permeability Prediction Of A Heterogeneous Carbonate Reservoir Using Artificial Neural Networks Based On Flow Zone Index Approach*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/120166-MS
- Nichols, G. (Ed.). (2009). *Sedimentology and stratigraphy*. John Wiley & Sons. United Kingdom
- Porras, J. C., Barbato, R., y Khazen, L. (1999, January 1). *Reservoir Flow Units: A Comparison Between Three Different Models in the Santa Barbara and Piritá Fields, North Monagas Area, Eastern Venezuela Basin*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/53671-MS
- Sierra, F., Terán, N. León, S., Morales, O., y Bastidas, M. (2015). *Bloque 7: Desarrollo y Producción en la Nueva Era Petrolera*. Quito: ISBN.
- Tiab, D., y Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf professional publishing, USA.

Uguru, C. I., Onyeagoro, U. O., Lin, J., Okkerman, J., y Sikiru, I. O. (2005, January 1). *Permeability Prediction Using Genetic Unit Averages of Flow Zone Indicators (FZIs) and Neural Networks*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/98828-MS

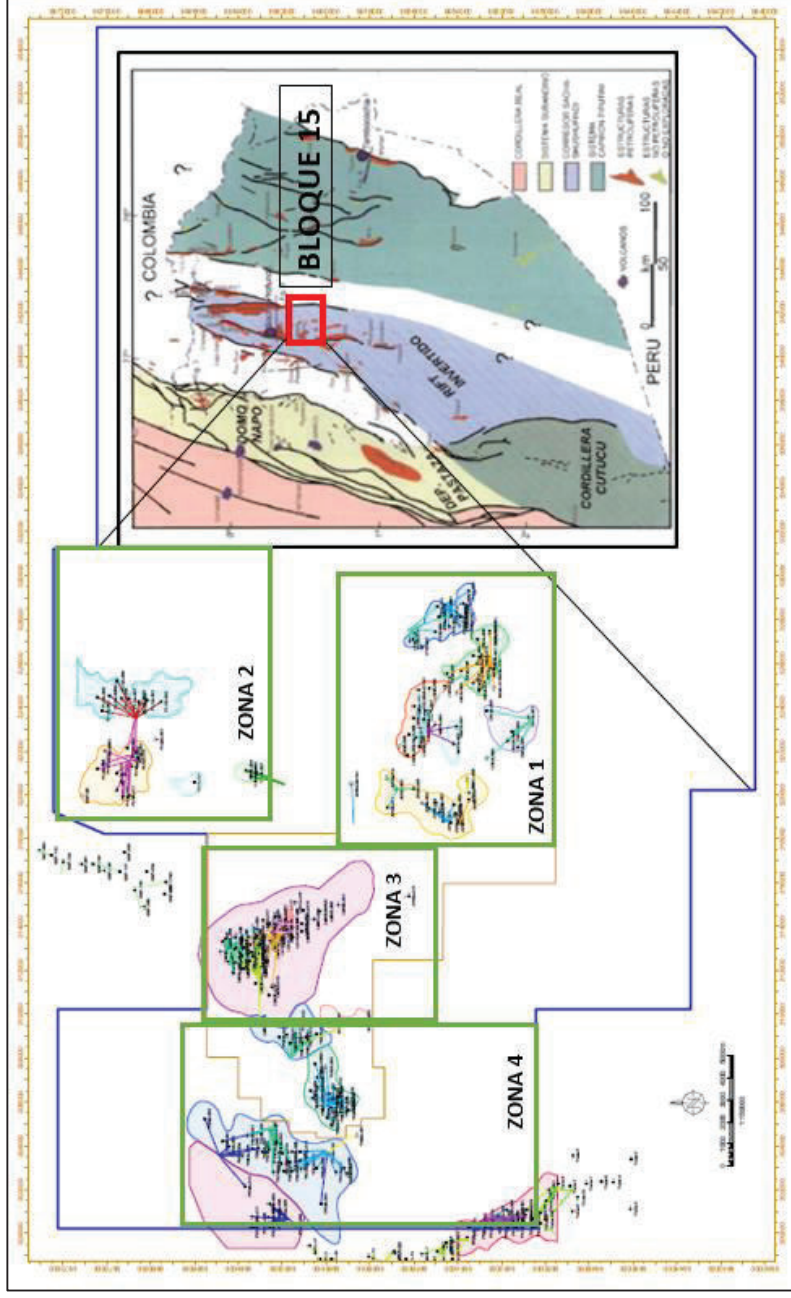
Walpole, R. E., Myers, R. H., Myers, S. L., y Ye, K. (1993). *Probability and statistics for engineers and scientists* (Vol. 5). Macmillan, USA.

White, H. J., Skopec, R. A., Ramirez, F. A., Rodas, J. A., & Bonilla, G. (1995). *Reservoir characterization of the Hollin and Napo formations, western Oriente Basin, Ecuador*.

ANEXOS

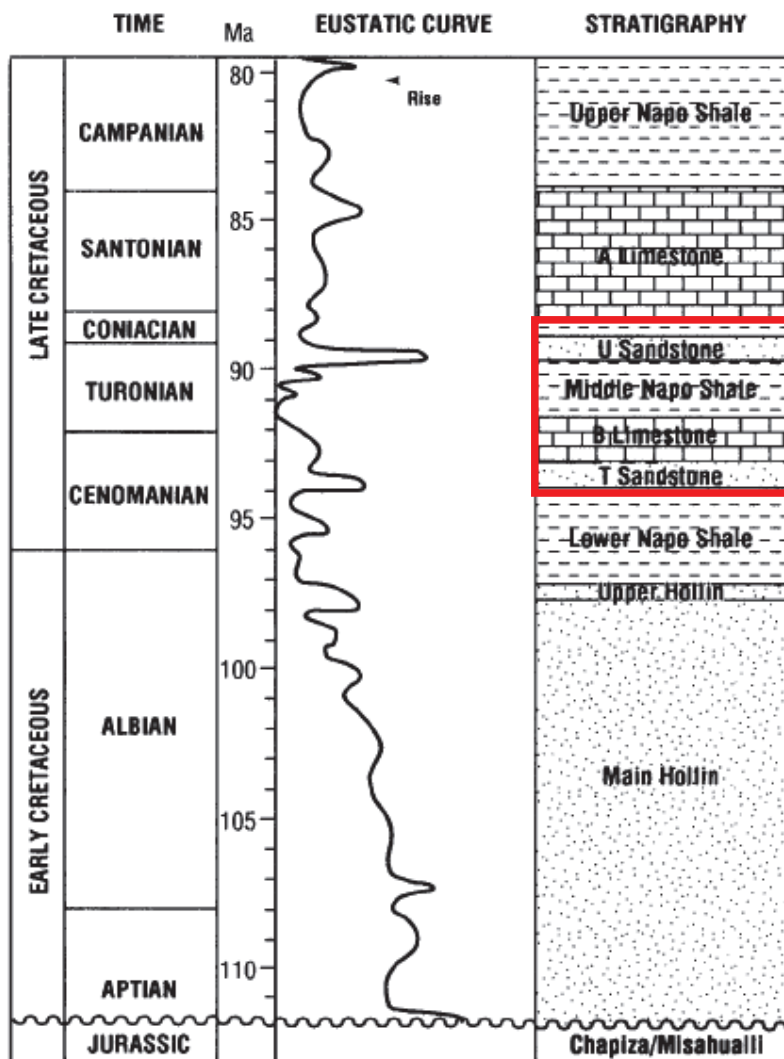
Capítulo 1

ANEXO 1.1 UBICACIÓN Y DIVISIÓN DEL BLOQUE 15



Elaborado por: García Guerra José

ANEXO 1.2 ESTRATIGRAFÍA DE LA FORMACIÓN NAPO



Elaborado por: White et al. 1995

Capítulo 2

ANEXO 2.1 FORMATO DE ESTANDARIZACIÓN DE DATOS

Análisis Convencionales

CAMPO	POZO	N° MUESTRA #	PROFUNDIDAD REPORTADA pies A_i	PROFUNDIDAD CORREGIDA pies $A_i \pm a_i$	K mD Y_i	ϕ % X_i	R35 μ_m vali	Winlnad TR Nombre vali	Φ_z	RQI μ_m vali	FZI μ_m vali	DRT
Nombre _i	Nombre _i	i	A_i	$A_i \pm a_i$	Y_i	X_i	μ_m vali	Nombre vali	vali	μ_m vali	μ_m vali	vali
.
.
Nombre _n	Nombre _n	n	A_n	$A_n + a_n$	Y_n	X_n	μ_m val _n	val _n	val _n	μ_m val _n	val _n	val _n

Análisis Especiales- Presión Capilar

MUESTRA #		POZO	PROFUNDIDAD pies A_i	ϕ % X_i	K mD Y_i	RT Vali	PRESIÓN CAPILAR, psi Vali . . . Val _n	
i	Nombre _i	Nombre _i	A_i	X_i	Y_i	Vali	SATURACIÓN DE AGUA, fracción Vali . . . Val _n	
.	
n	Nombre _n	Nombre _n	A_n	X_n	Y_n	Val _n	Vali . . . Val _n	

Análisis Especiales- Permeabilidad relativa

MUESTRA #	POZO	PROFUNDIDAD pies A_i	ϕ % X_i	K mD Y_i	RT Vali	Condiciones iniciales		Condiciones finales	
						Sw inicial fracción Vali	Ko efectiva mD Vali	So residual fracción Vali	Kw efectiva mD Vali
i	Nombre _i	A_i	X_i	Y_i	Vali	Vali	Vali	Vali	Vali
.
n	Nombre _n	A_n	X_n	Y_n	Val _n	Val _n	Val _n	Val _n	Val _n

ANEXO 2.2 VALIDACION DE DATOS

U inferior							
CAMPO	POZO	PRESIÓN DE CONFINAMIENTO (psi)	ϕ	K	Pc	Kr	CORREGIDO EN PROFUNDIDAD
CONCORDIA	CNCA-001	400	X	X			X
INDILLANA	INDA-002	400	X	X			X
ITAYA	ITYB-006	5907	X	X	X		X
ITAYA	ITYA-003	4800	X	X			X
JIVINO	JVNA-001	3525	X	X	X	X	X
JIVINO	JVNB-003	400	X	X			X
JIVINO	JVNC-004	NR	X	X	X		X
LAGUNA	LGNA-001	400	X	X	X		X
LIMONCOCHA	LMND-004	400	X	X	X	X	X
LIMONCOCHA	LMNH-008	400	X	X	X	X	
LIMONCOCHA	LMNI-009	400	X	X			X
LIMONCOCHA	LMNK-022	800	X	X			
LIMONCOCHA	LMNF-006	400	X	X	X	X	X
PAKA SUR	PKSB-012	4641	X	X	X	X	X
PALMAR OESTE	PLOA-003	3863	X	X	X	X	X
PALMERAS NORTE	PLNA-007	3779	X	X	X	X	X
YANAQUINCHA ESTE	YNEA-030	800	X	X	X	X	X
YANAQUINCHA ESTE	YNEA-012	800	X	X	X	X	X
YANAQUINCHA NORTE	YNNA-002	800	X	X	X	X	X

T principal							
CAMPO	POZO	PRESIÓN DE CONFINAMIENTO	ϕ	K	Pc	Kr	Validado
ITAYA	ITYB-006	6023	X	X	X		X
ITAYA	ITYA-003	4800	X	X			X
JIVINO	JVNA-001	3630	X	X	X	X	X
JIVINO	JVNB-003	400	X	X			X
JIVINO	JVNC-004	400	X	X	X		X
LAGUNA	LGNA-001	400	X	X	X	X	X
LIMONCOCHA	LMND-004	400	X	X	X	X	X
LIMONCOCHA	LMNH-008	400	X	X	X	X	
LIMONCOCHA	LMNI-009	400	X	X			X
LIMONCOCHA	LMNK-022	800	X	X	X		
LIMONCOCHA	LMNL-026	800	X	X	X	X	X
LIMONCOCHA	LMNB-002	NR	X	X			
LIMONCOCHA	LMNB-002	400	X	X			
LIMONCOCHA	LMNF-006	400	X	X	X	X	X
PAKA SUR	PKSB-012	5631	X	X	X	X	X
YANAQUINCHA ESTE	YNEA-004	800	X	X	X	X	X
YANAQUINCHA ESTE	YNEA-030	800	X	X	X	X	X
YANAQUINCHA ESTE	YNEA-012	800	X	X	X	X	X
YANAQUINCHA NORTE	YNNA-002	800	X	X	X	X	X

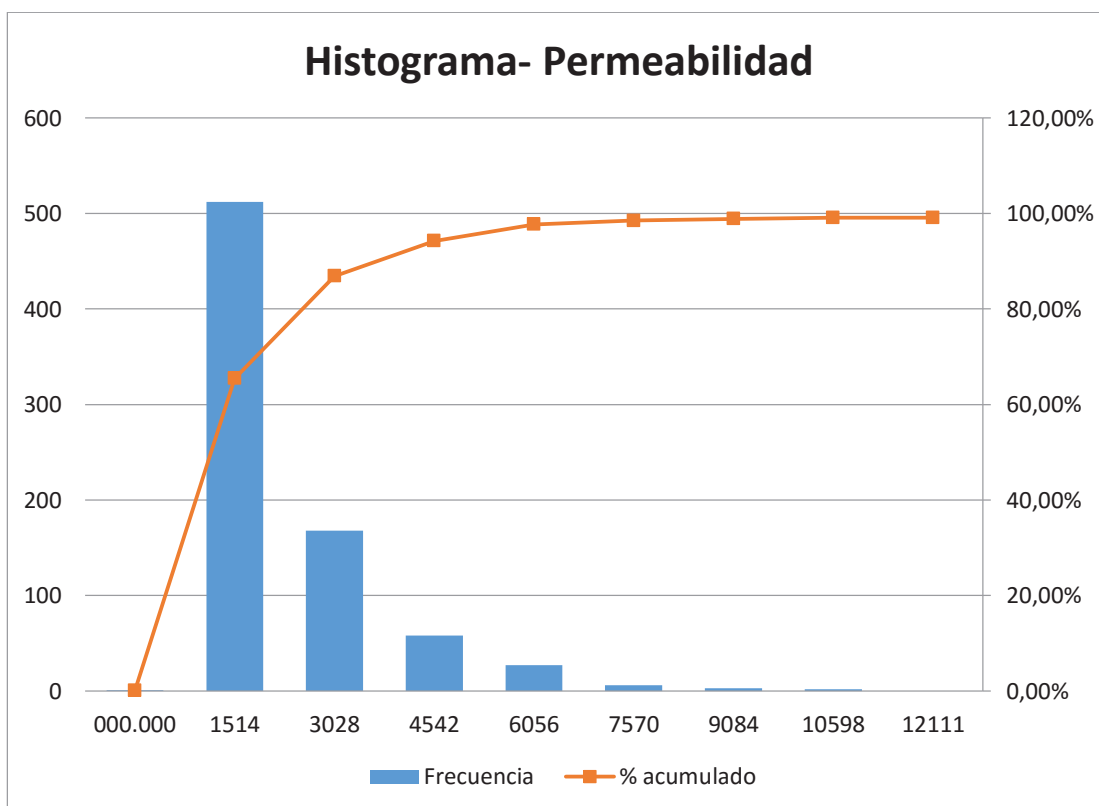
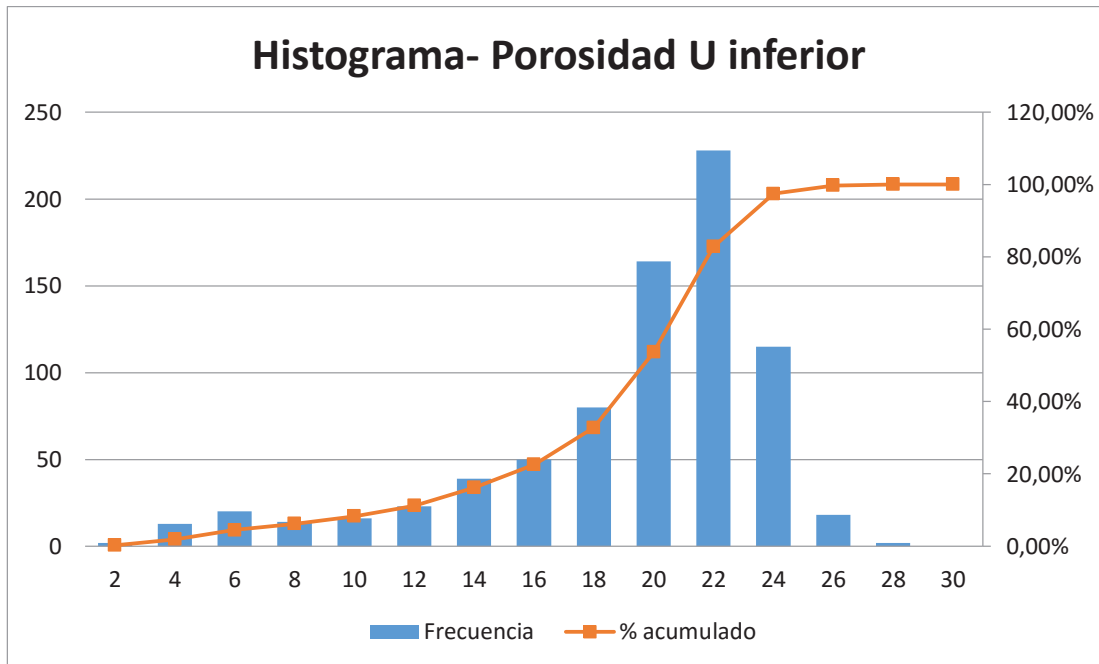
ANEXO 2.3 EJEMPLO HOJA DE CÁLCULO

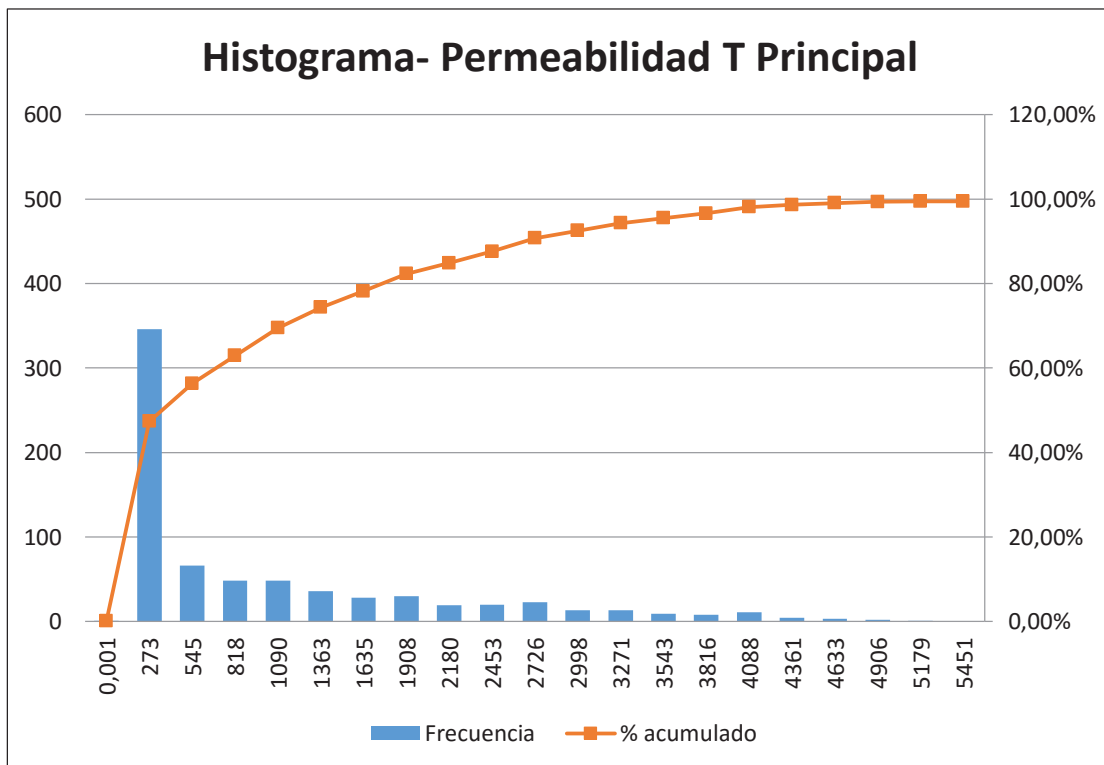
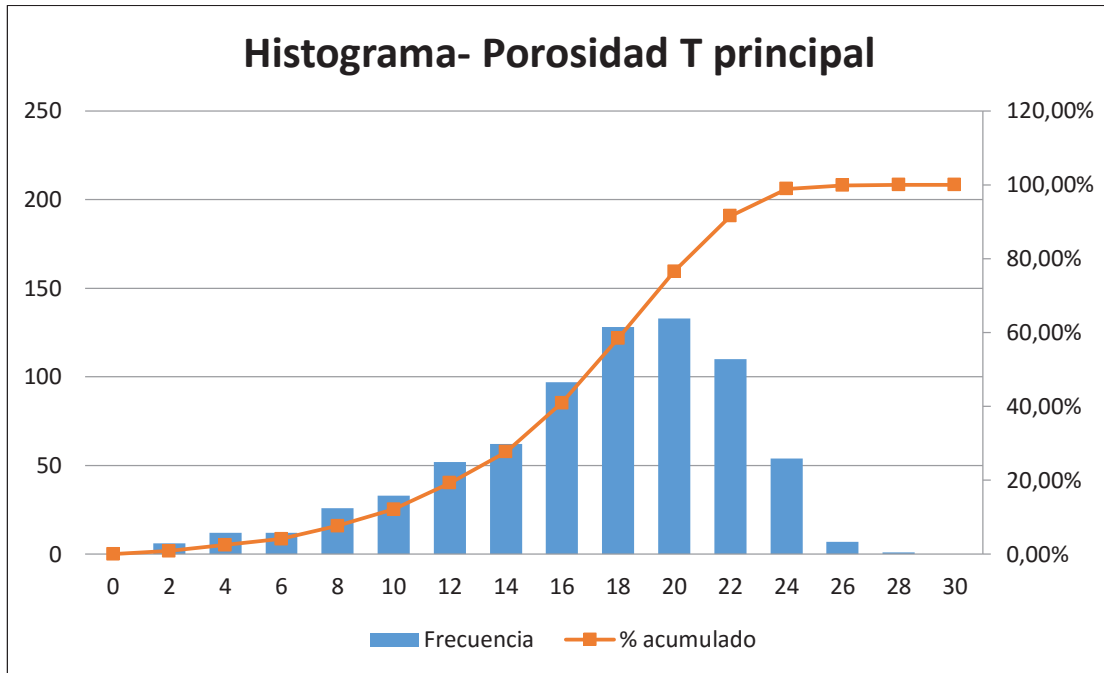
POZO	MUESTRA #	PROFUNDIDAD CORREGIDA		Kair/Kkibrg mD	Φ %	R35 um	Winland TR	φz	RQI		FZI um	DRT
		pies	um						um	um		
CNCA-001	1	9384.5	0.131	7.1	0.30023983	MICROPORO	0.07642626	0.04265168	0.55807618	9		
CNCA-001	2	9385.5	187.69	18.4	9.46195303	MACROPORO	0.2254902	1.0028623	4.44747627	14		
CNCA-001	3	9386.5	61.065	14.2	6.11601834	MACROPORO	0.16550117	0.65115092	3.93441892	13		
CNCA-001	4	9387.5	7.016	16.8	1.48194967	MESOPORO	0.20192308	0.20291764	1.00492544	11		
CNCA-001	5	9388.5	2.432	15.7	0.8427316	MESOPORO	0.18623962	0.12358382	0.66357426	10		
CNCA-001	6	9389.5	0.766	14.1	0.46881468	MICROPORO	0.16414435	0.07318709	0.44587028	9		
CNCA-001	7	9390.5	12.029	7.8	3.94825527	MACROPORO	0.0845987	0.38993939	4.60928357	14		
CNCA-001	8	9391.5	3.817	16.2	1.06913281	MESOPORO	0.19331742	0.15241693	0.78842834	10		
CNCA-001	9	9392.5	121.58	17	7.84857964	MACROPORO	0.20481928	0.8397234	4.09982602	13		
CNCA-001	10	9399.5	0.003	4.2	0.05129321	NANOPORO	0.04384134	0.008392	0.19141759	7		
CNCA-001	11	9400.2	46.184	13.1	5.56414743	MACROPORO	0.15074799	0.58957597	3.91100394	13		
CNCA-001	12	9401.5	18.162	12.2	3.41801013	MACROPORO	0.13895216	0.38311713	2.7571872	13		
CNCA-001	13	9403.5	89.79	6.5	15.0709597	MEGAPORO	0.06951872	1.16704326	16.7874685	16		
CNCA-001	14	9404.7	37.099	9.3	6.57681625	MACROPORO	0.10253583	0.62714689	6.11636809	14		
CNCA-001	15	9405.9	1440.994	6.6	76.0689457	MEGAPORO	0.07066381	4.63968789	65.6586134	19		
CNCA-001	16	9406.4	0.621	4.6	1.09072457	MESOPORO	0.04821803	0.11537097	2.39269353	12		
CNCA-001	17	9407.7	14.808	3.7	8.49817357	MACROPORO	0.0384216	0.62816971	16.3493899	16		
CNCA-001	18	9408.8	21.17	5.2	7.81442407	MACROPORO	0.05485232	0.63356096	11.5503036	15		
CNCA-001	19	9409.8	1.084	3.4	1.96516687	MESOPORO	0.03519669	0.17729841	5.03736059	14		
CNCA-001	20	9410.5	219.379	18.6	10.2745665	MEGAPORO	0.22850123	1.07837721	4.71934974	14		

ANEXO 2.4 WORKFLOW DE LA METODOLOGÍA EMPLEADA

Capítulo 3

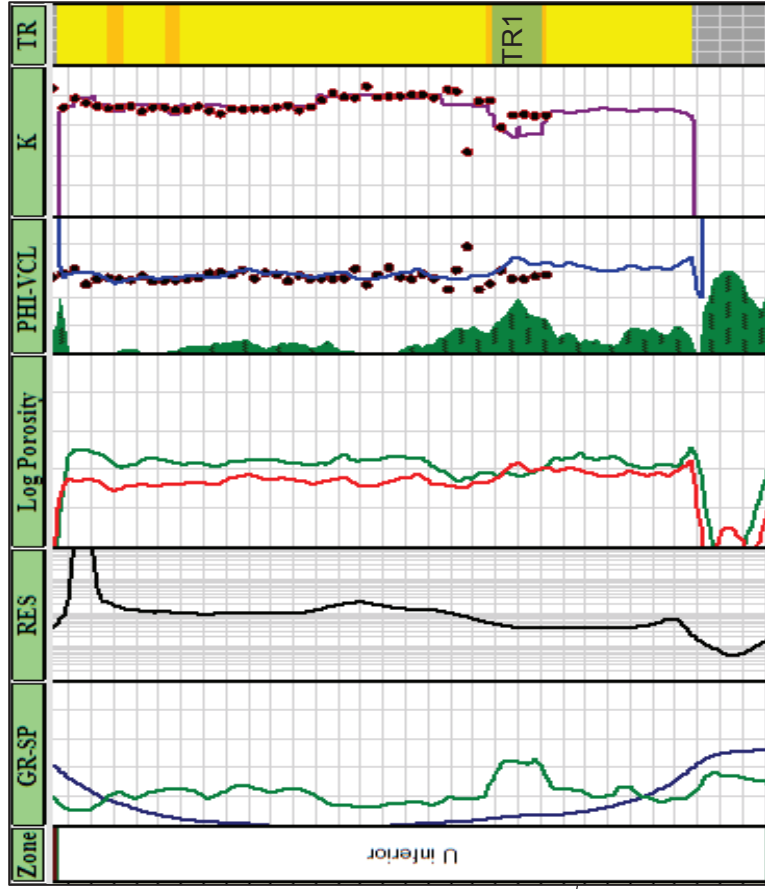
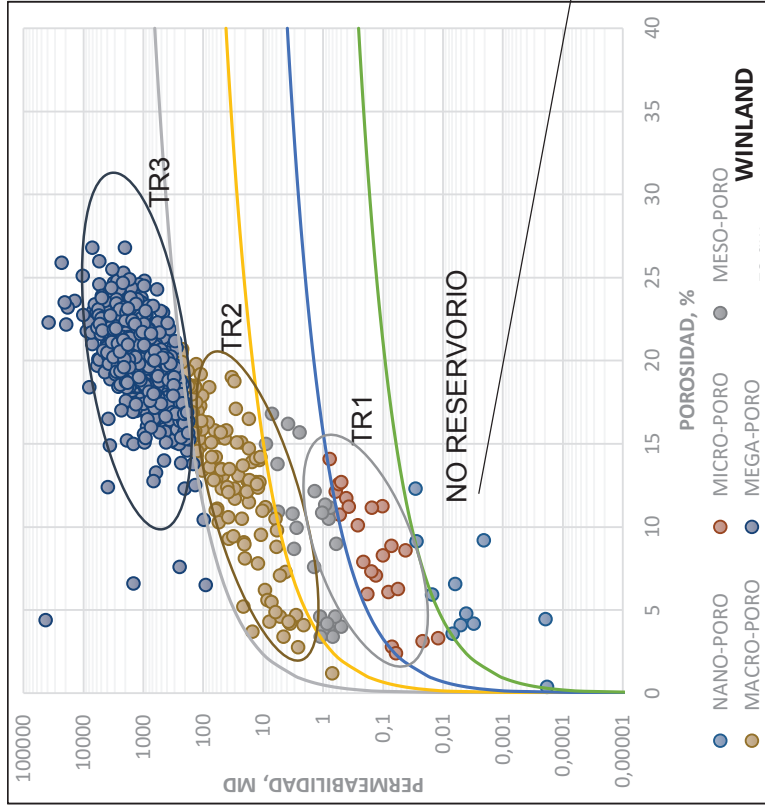
ANEXO 3.1 HISTOGRAMAS DE INFORMACIÓN RECOPIADA





Capítulo 4

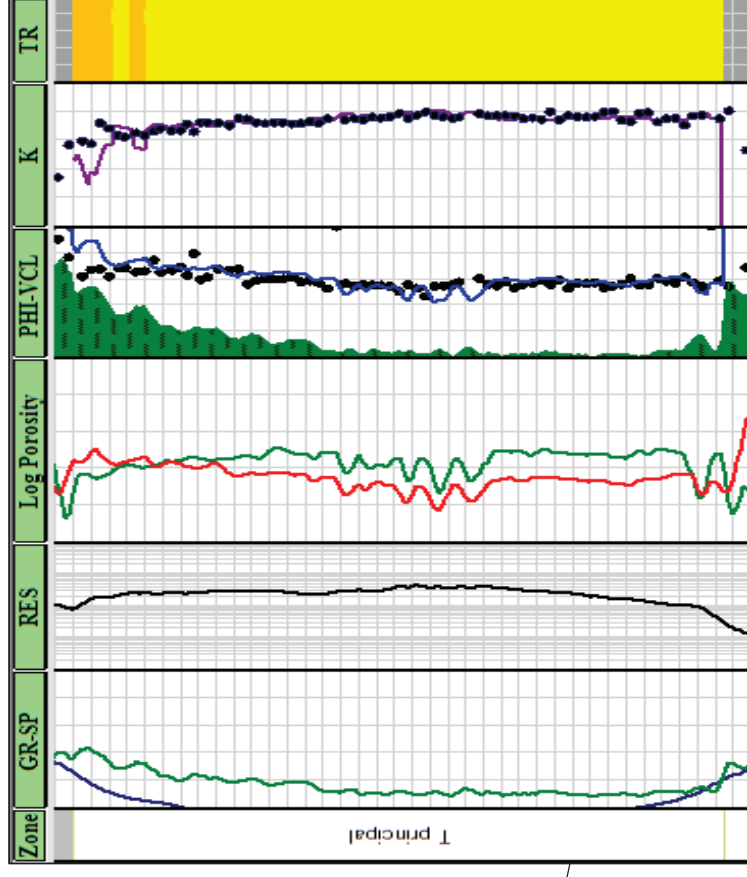
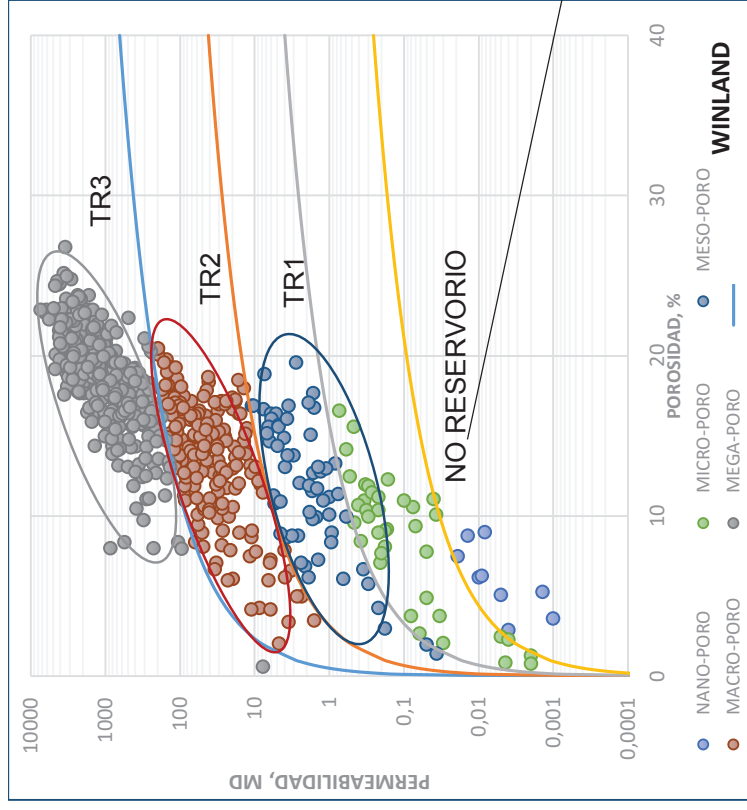
ANEXO 4.1 MÉTODO WINLAND - U INFERIOR



*NR= No reservorio

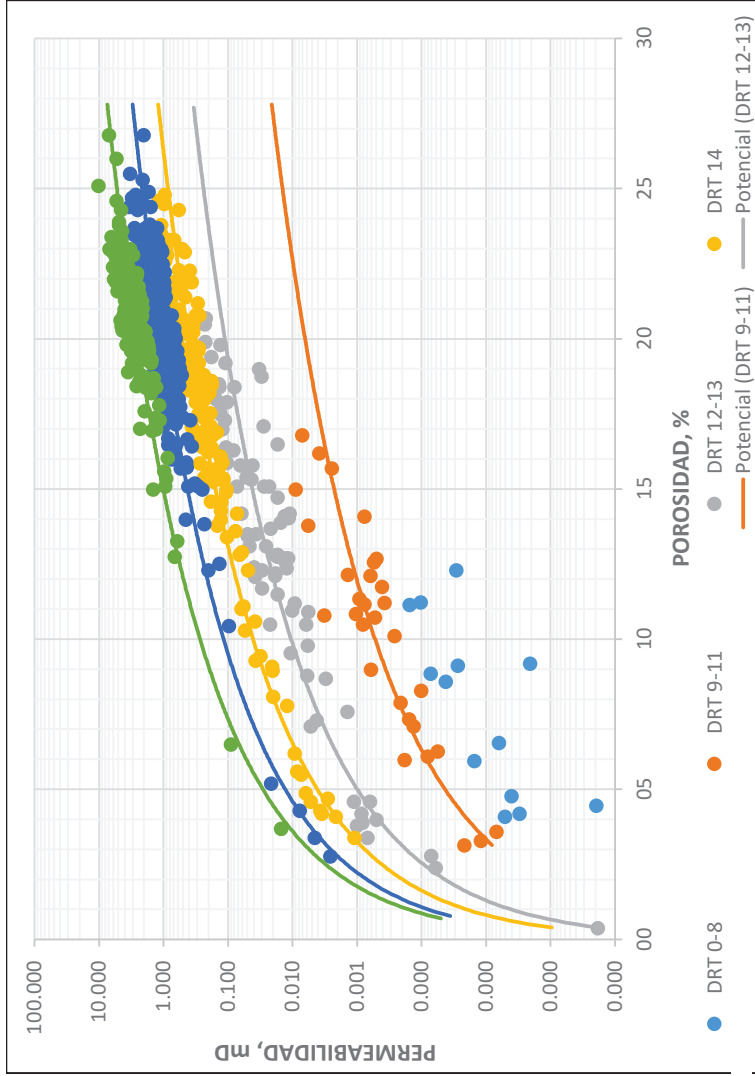
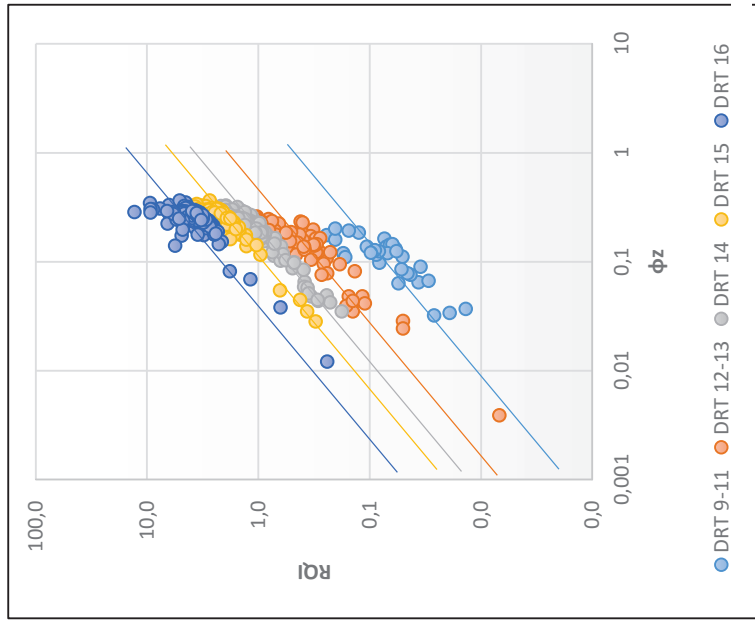
*TR i= Tipo de roca; i= 1, 2, 3.

ANEXO 4.2 MÉTODO WINLAND - T PRINCIPAL

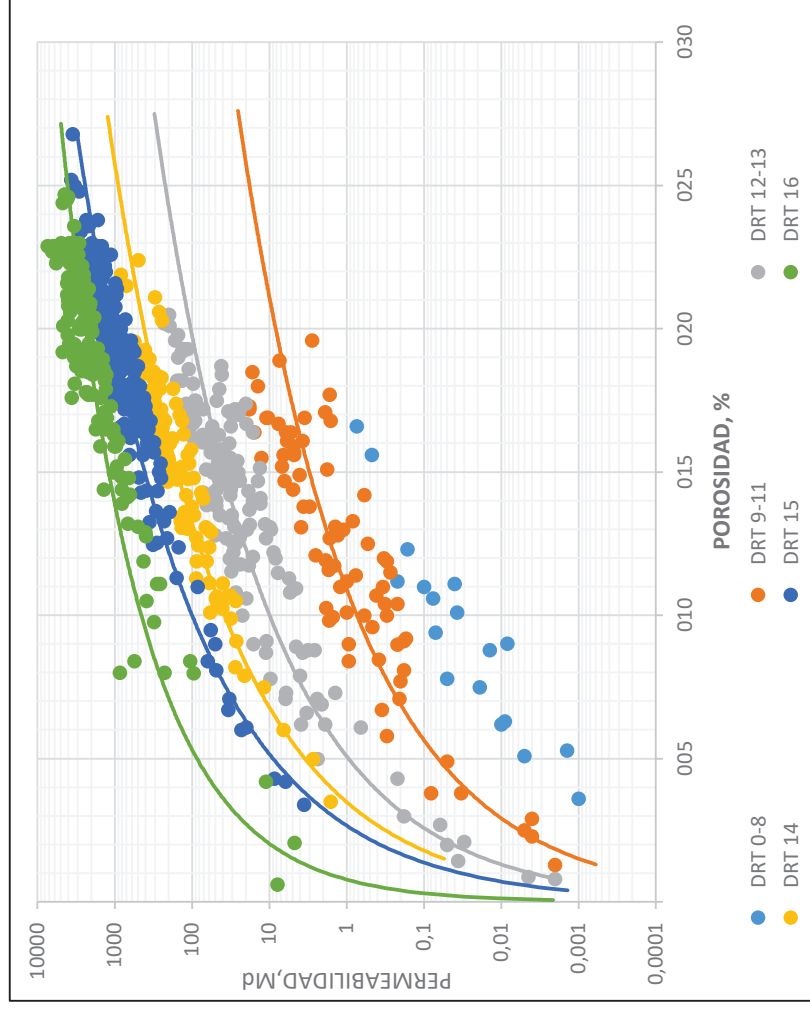
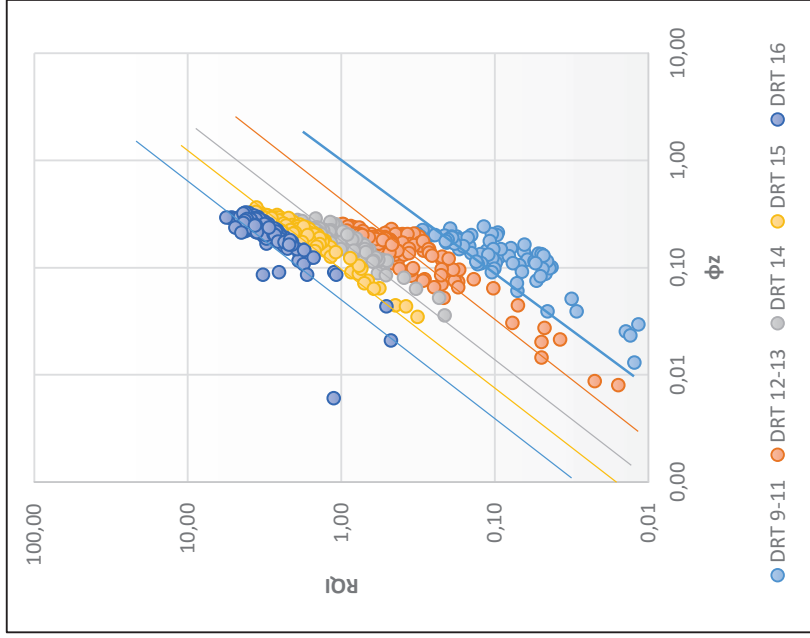


*NR= No reservorio
 *TR i= Tipo de roca; i= 1, 2, 3.

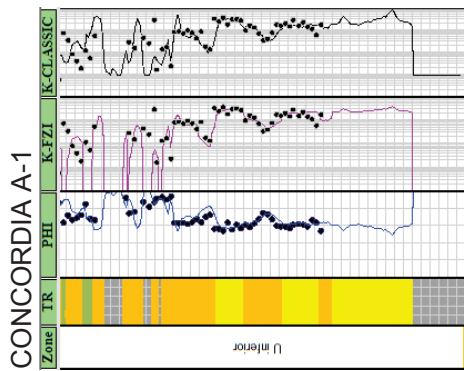
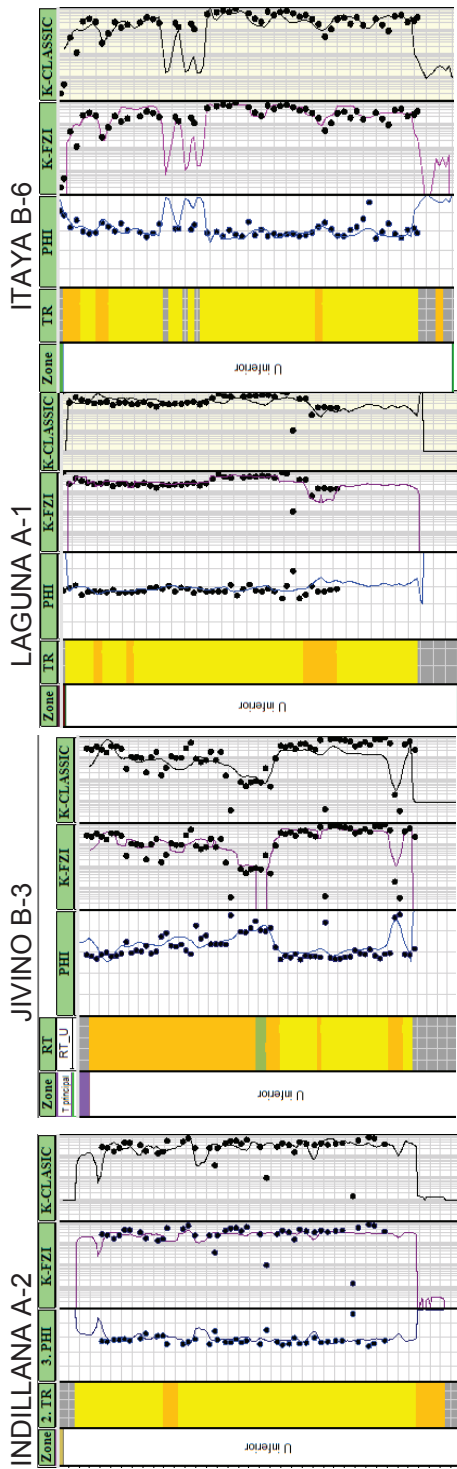
ANEXO 4.2 MÉTODO UNIDADES HIDRÁULICAS - U INFERIOR



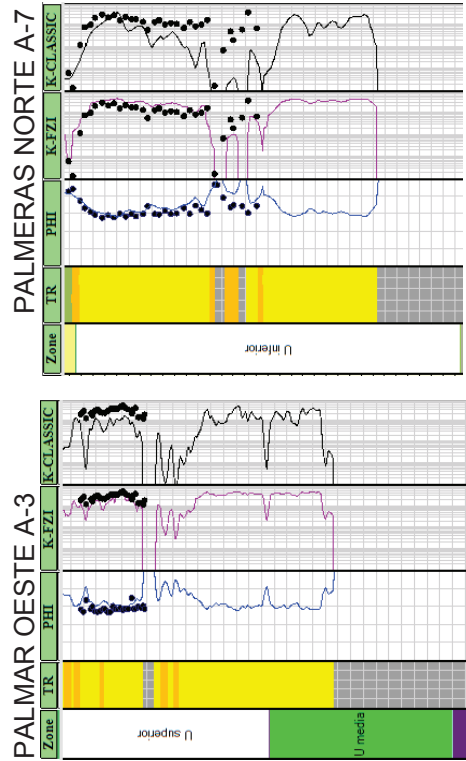
ANEXO 4.3 MÉTODO UNIDADES HIDRÁULICAS - T PRINCIPAL



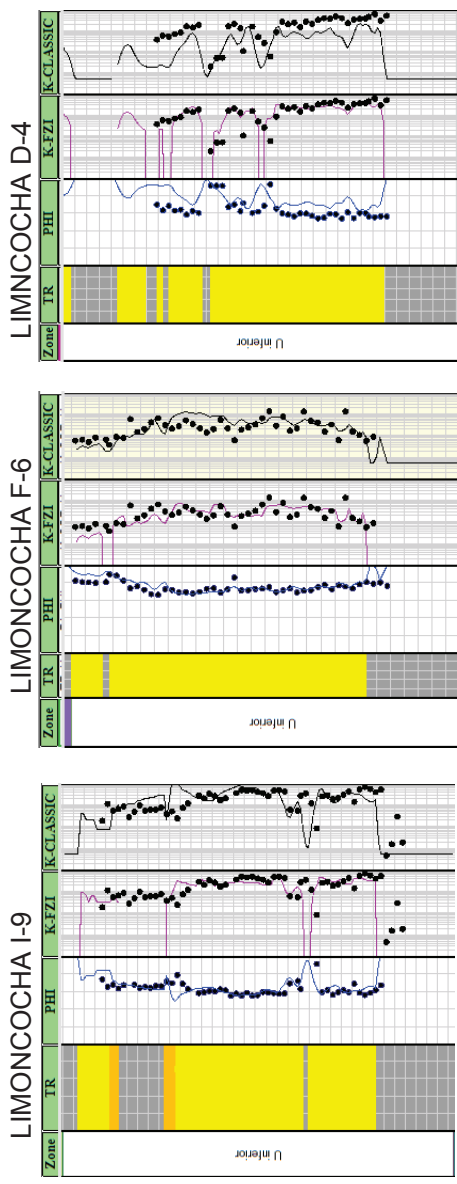
ANEXO 4.5 RESULTADOS DEL USO DE LAS ECUACIONES U INFERIOR - ZONA 1



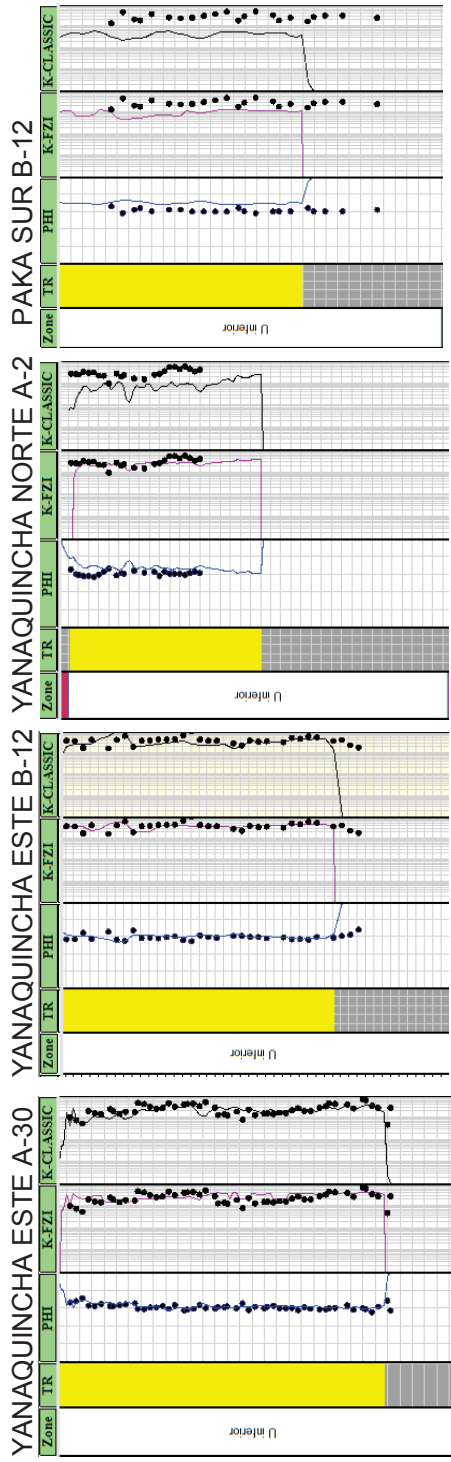
ANEXO 4.6 RESULTADOS DEL USO DE LAS ECUACIONES U INFERIOR - ZONA 2



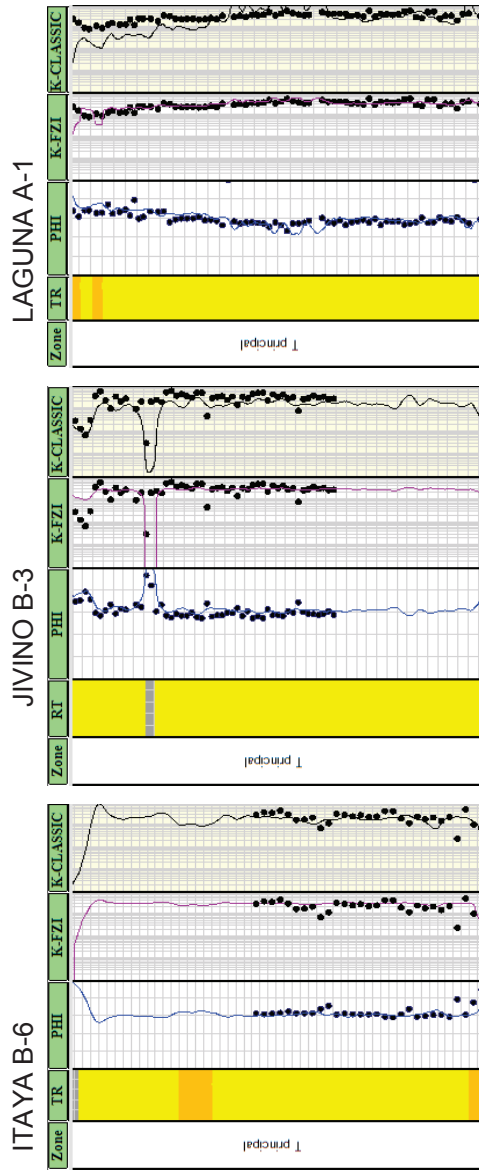
ANEXO 4.7 RESULTADOS DEL USO DE LAS ECUACIONES U INFERIOR - ZONA 3



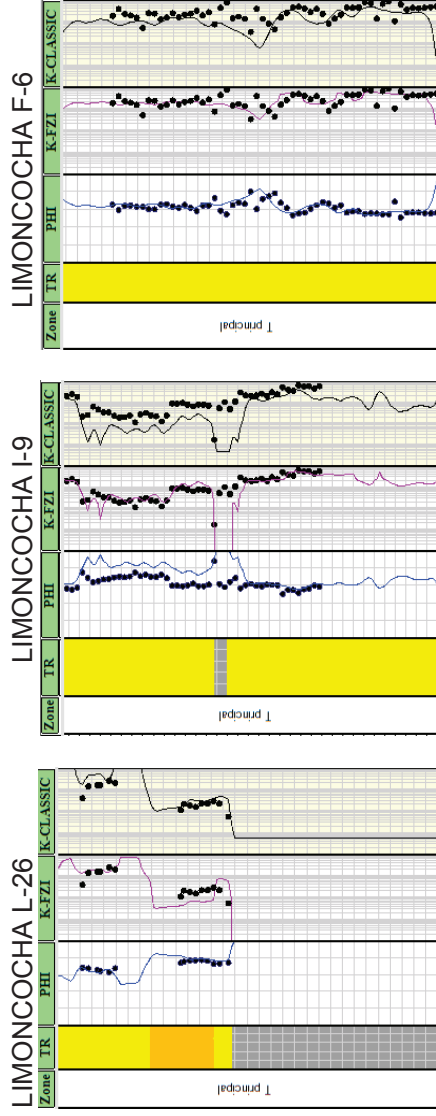
ANEXO 4.8 RESULTADOS DEL USO DE LAS ECUACIONES U INFERIOR - ZONA 4



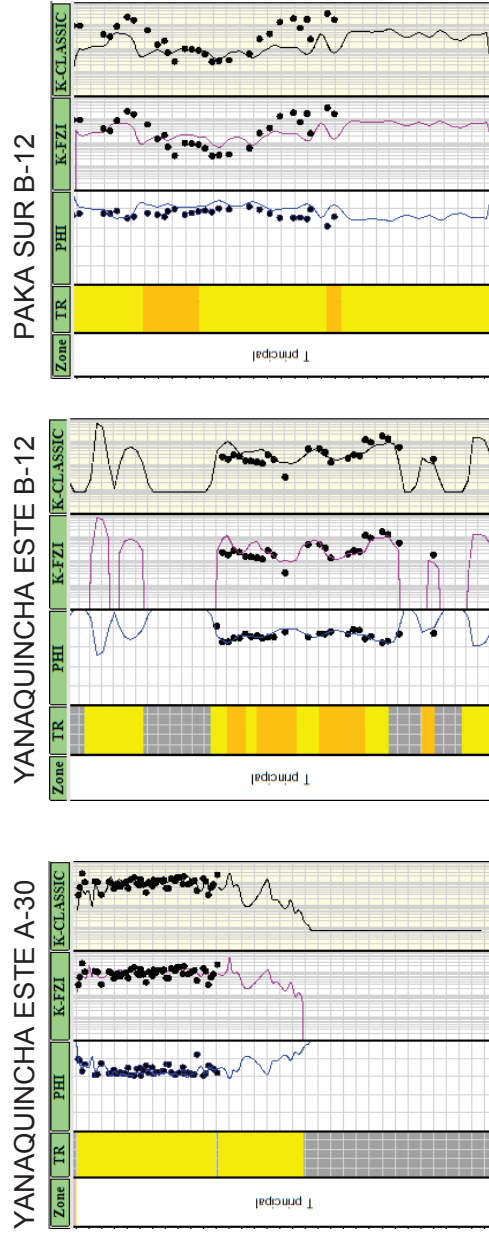
ANEXO 4.9 RESULTADOS DEL USO DE LAS ECUACIONES T PRINCIPAL - ZONA 1



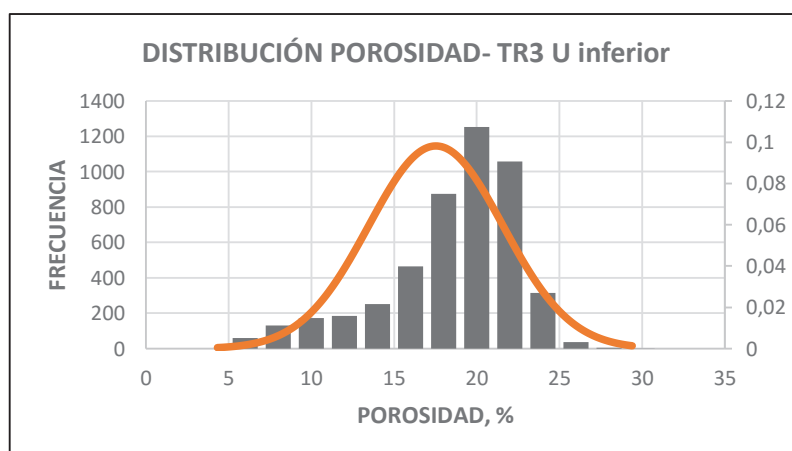
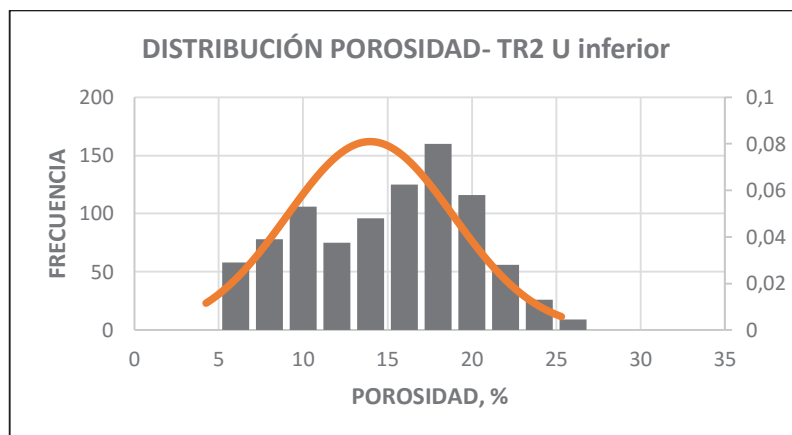
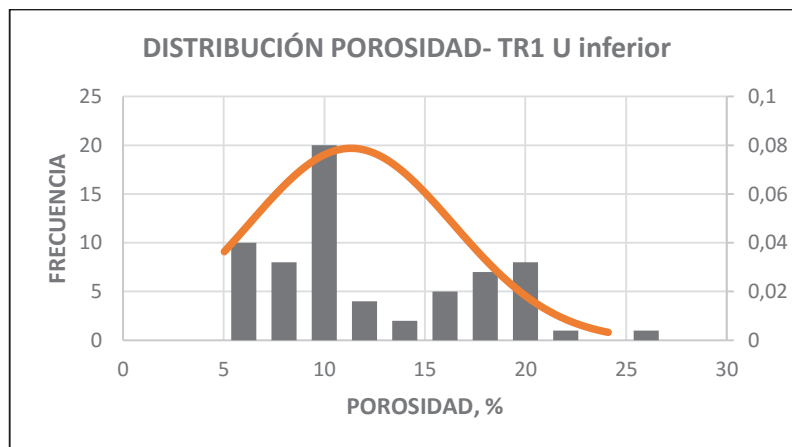
ANEXO 4.10 RESULTADOS DEL USO DE LAS ECUACIONES T PRINCIPAL - ZONA 3



ANEXO 4.11 RESULTADOS DEL USO DE LAS ECUACIONES T PRINCIPAL - ZONA 4



ANEXO 4.12 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE REGRESIONES LINEALES U INFERIOR



ANEXO 4.13 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE REGRESIONES LINEALES T PRINCIPAL

