

**PREDICCIÓN DE LA PERMEABILIDAD A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DEL
MODELO DE CONDUCTIVIDAD HIDRAULICA (HC) PARA UNA FORMACIÓN
PRODUCTORA DE HIDROCARBUROS**

RAFAEL ANDRES MAYOR MONTES

CÉSAR ALEJANDRO DÍAZ ARIAS

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2012**

**PREDICCIÓN DE LA PERMEABILIDAD A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DEL
MODELO DE CONDUCTIVIDAD HIDRAULICA (HC) PARA UNA FORMACIÓN
PRODUCTORA DE HIDROCARBUROS**

RAFAEL ANDRES MAYOR MONTES

CÉSAR ALEJANDRO DÍAZ ARIAS

**Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al título
de Ingeniero de petróleos**

Director

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, MSc.

INGENIERO DE PETROLEOS

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2012**

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Junio del 2012

DEDICATORIA

A DIOS todopoderoso que siempre me apoyo y me dio fuerzas para realizar este proyecto,

A mis padres Enelia Montes y José Farid Mayor por su apoyo y paciencia incondicional, a mis hermanas Diana Paola y Milena Constanza, además de las personitas que más amo, mi hijo Juan David Mayor Castaño junto con mi esposa Paola Alexandra. A mis sobrinos Carlos, María, Juan y al Ing. Juan Carlos Hernández. Sin duda a mis amigos aquellos que siempre me apoyaban cuando más lo necesitaba, se les agradece por este primer triunfo que me ayudaron a conseguir con el cual se empieza otra etapa de la vida.

RAFAEL ANDRES MAYOR MONTES

A DIOS, mi padre, mi mentor y mi fuerza, aquel que siempre ha estado a mi lado, y la razón por la cual es posible realizar este sueño, esto es para su gloria.

A mi madre Margarita Arias, por su amor, sus enseñanzas, y su apoyo incondicional, a mi padre Hernando Diaz (QEPD) por su amor y por enseñarme sobreponerme a las dificultades,

A mis hermanos y hermanas, en especial a José H. Diaz y Juan P. Diaz, por los buenos momentos compartidos y su apoyo en este proceso tan importante.

Al ingeniero Jairo Sepúlveda Gaona y sus colaboradores, cuya guía y soporte fueron vitales en la elaboración de este proyecto.

A mis amigos, por la amistad incondicional que me brindaron,

A todos, muchas gracias

CESAR ALEJANDRO DIAZ ARIAS

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, M.Sc. en Ingeniería de Petróleos, Coordinador Grupo de Investigación de Comportamiento de Fases - COFA, Coordinador Laboratorio de Pruebas Especiales -LAPE y director del proyecto; por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

RICARDO PARRA PINZÓN, Ingeniero químico y de petróleo, Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

A los compañeros **OSCAR FABIAN LIZCANO TOLEDO**, **DIEGO HERNAN RIOS DIAZ**, y **ERIC SALGUERO**, por su amistad y apoyo, gracias por ayudarnos a obtener este logro.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	11
1. ASPECTOS TEÓRICOS EN LA DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS	12
1.1 PERMEABILIDAD	12
1.1.1 Permeabilidad Absoluta	12
1.1.2 Permeabilidad Efectiva.....	12
1.1.3 Permeabilidad Relativa	12
1.2 POROSIDAD	13
1.3 CLASIFICACIÓN DE LA POROSIDAD SEGÚN INGENIERÍA	13
1.3.1 Porosidad Absoluta.....	13
1.3.2 Porosidad Efectiva	14
1.4 CLASIFICACIÓN GEOLÓGICA DE LA POROSIDAD	14
1.4.1 Porosidad Primaria	14
1.4.2 Porosidad Secundaria	14
1.5 PERFIL DE DENSIDAD	14
1.5.1 Usos del perfil de densidad.....	14
1.5.2 Determinación de la porosidad	14
1.6 PERFIL NEUTRÓNICO.....	15
1.6.1 Usos del perfil neutrónico.....	16
1.6.2 Efectos de los hidrocarburos	16
1.7 PERFIL DE RAYOS GAMMA.....	16
1.7.1 Usos del perfil de rayos gamma	16
1.7.2 Cálculo de volumen de shale.....	17

2.	FUNDAMENTOS BÁSICOS.....	19
2.1	MÉTODO CONVENCIONAL	19
2.2	MÉTODO DE UNIDAD HIDRÁULICA DE FLUJO (HFU)	19
2.3	MÉTODO DE CONDUCTIVIDAD HIDRÁULICA.....	23
2.3.1	Aplicación del desarrollo del método de HC	24
3.	EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS	27
3.1	RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN DEL ÁREA DE INTERÉS.....	27
3.1.1	Información geológica del área de estudio.....	27
3.2	APLICACIÓN DEL MÉTODO CONVENCIONAL	27
3.3	APLICACIÓN DEL MÉTODO DE HFU.....	28
3.4	PLANTEAMIENTO DE MEJORA DEL MODELO (HFU), PARA NUESTRA FORMACIÓN PRODUCTORA	30
3.5	REFORMA EN LA CONSTANTE $C = 10.6$ PARA EL MODELO DE REDONDEO DRT, EN NUESTRA FORMACIÓN PRODUCTORA	33
3.6	APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CONDUCTIVIDAD HIDRÁULICA (HC)	37
3.7	CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA DE NUESTRA ZONA PRODUCTORA PARA EL MÉTODO (HC)	37
3.8	VALIDACIÓN DEL MÉTODO DE GAUSS-NEWTON PARA EL PROCEDIMIENTO ITERATIVO APLICADO AL MODELO DE HCU.....	39
3.9	PROCEDIMIENTO ITERATIVO APLICADO AL MODELO DE HCU PARA NUESTRA FORMACIÓN PRODUCTORA DE HIDROCARBURO	41
4.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	48
5.	CONCLUSIONES.....	52
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	53

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Permeabilidad de reservorios de petróleo y gas	13
Tabla 2. Densidad de matriz de las principales litologías	15
Tabla 3. Resultados de las regresiones para el metodo HFU para la relacion permeabilidad vs porosidad	29
Tabla 4. Comparación de los valores de regresión para la nueva constante del método de redondeo DRT, para cada HFU.	33
Tabla 5. Comparación de los valores de la nueva constante para cada unidad hidráulica del método de HFU.....	34
Tabla 6. Caracterización de los 7 canales conductivos en funcion de la porosidad (ϕ), volumen de shale (Vcl) y diámetro hidráulico del poro (d_{Htry}).	38
Tabla 7. Valores iniciales para el método de Gauss-Newton (papper SPE-141122-STU-P)	40
Tabla 8. Validación de los valores finales para el método de Gauss-Newton (papper SPE-141122-STU-P).	41
Tabla 9. Cálculo de los variables “a”, “b” y “ d_{Hmax} ” para HCU-7.	43
Tabla 10. Valores finales de “a”, “b” y “ d_{Hmax} ” para HCU-7.	43
Tabla 11. Valores finales de “a”, “b” y “ d_{Hmax} ” para HCU-7.	44

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Gráfico 1. Relación Porosidad vs. Permeabilidad de la formación productora de hidrocarburos.....	28
Gráfico 2. Relación Porosidad vs. Permeabilidad para la formación productora de hidrocarburo por el método HFU.....	31
Gráfico 3. Relación Índice de calidad del yacimiento vs. Porosidad normalizada para la formación productora de hidrocarburo.	32
Gráfico 4. Relación Porosidad vs. Permeabilidad con $C = 9.85843$ para el método HFU	35
Gráfico 5. Relación Índice de calidad del yacimiento vs. Porosidad normalizada para una $C = 9.85843$ para el método HFU	36
Gráfico 6. Relación Permeabilidad vs. Número de muestras.....	45
Gráfico 7. Log-Log $(K/PHI)^{0,5}$ vs. Conductividad hidráulica.	46
Gráfico 8. Relación Diametro hidráulico del poro vs. Porosidad	47
Gráfico 9. Relación de Permeabilidad calculada (HFU) vs. Permeabilidad Calculada (HCU).....	50
Gráfico 10. Permeabilidad calculada (HCU) con error menor al 1%.....	51

RESUMEN

En este proyecto de grado, se logró la descripción de una formación productora por medio de la aplicación del método de conductividad hidráulica (HC), a partir de registros de potencial espontáneo, gamma ray, porosidad neutrónica, porosidad de densidad y datos obtenidos a partir de núcleos.

Para lograr una descripción acertada acerca de la formación productora, se debe filtrar la información recolectada de los pozos, es decir, escoger cuales son los datos de registros y que combinación de estos son las que mejor representan las condiciones de la formación productora. Luego de haber filtrado los datos, se deben corregir los registros y los datos de núcleos para tener mayor confiabilidad, ya que en la mayoría de los casos y debido a la presencia de shale se obtienen lecturas erróneas.

Inicialmente, se toman los datos recopilados para utilizarlos en el método de conductividad hidráulica; se utilizan los datos de porosidad y de permeabilidad al igual que los registros de potencial espontáneo y gamma ray para hallar las unidades de conductividad hidráulica, sus respectivos coeficientes de regresión y a qué grupo de facies pertenecen; posterior a esto, se procede a calcular el diámetro efectivo hidráulico, luego se procede basados en las unidades hidráulicas, el diámetro hidráulico efectivo, la porosidad y los coeficientes de regresión, se aplica el método de iteración de Gauss-Newton para obtener los coeficientes de regresión y el diámetro hidráulico efectivo para cada unidad con sus respectivos parámetros de "a" y "b", para luego ser implementados en la correlación propuesta para estimar la permeabilidad del yacimiento.

Por último se validan los resultados de permeabilidad calculados con los obtenidos originalmente por la base de datos, para verificar que tienen una aproximación lo más confiable a lo que se tiene en la formación productora.

INTRODUCCIÓN

En ingeniería de yacimientos, para desarrollar cualquier proyecto, ya sea para un campo petrolero en sus primeras etapas, en el área de recobro secundario, recobro terciario, o la implementación de estos en la primera etapa de producción, es necesario tener una buena descripción del yacimiento; pero esta descripción es un punto crucial a la hora de hacer una representación lo más real posible, puesto que es muy difícil ver como es el flujo de fluidos en el medio poroso y la interacción que hay en el sistema roca-fluido, la geología de la roca reservorio, la composición mineralógica y distribución petrográfica. Por consiguiente, todas estas propiedades, tanto físicas como químicas juegan un papel muy importante en el momento de describir un yacimiento que permita generar un modelo que sea lo más real posible; ya que si estas propiedades no están bien definidas podrían generar errores y variaciones que perjudicarán el desarrollo de cualquier proyecto en el área de yacimientos.

Muchos autores, en su interés por incursionar en esta área acerca de la petrofísica y la geología, han desarrollado una serie de correlaciones que permiten hacer predicciones principalmente petrofísicas de la roca reservorio. Pese a todo, no es suficiente limitarse solo al uso de correlaciones, es necesario integrar a este proceso de caracterización otro tipo de datos y herramientas como los registros de pozos, datos obtenidos a partir de núcleos, y estados mecánicos de los pozos, para lograr generar un modelo que me represente de forma fidedigna el yacimiento en estudio y su estado, de tal forma que me permita desarrollar proyectos con objetivos y metas muy acertadas que nos permitan lograr la mayor productividad de un campo petrolero.

1. ASPECTOS TEÓRICOS EN LA DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS

1.1 PERMEABILIDAD:

La permeabilidad, (K), es la capacidad de una roca o medio poroso de permitir el flujo de fluidos; la permeabilidad es controlada por el tamaño de los poros y la distribución espacial. Es común que la permeabilidad aumenta con el aumento de porosidad, sin embargo, existen rocas poco porosas con alta permeabilidad y viceversa, esto debido a capilares, canales o fracturas. Algunas rocas reservorio de composición calcárea, poseen alta permeabilidad debido a que poseen fracturas naturales o canales originados por fenómenos de disolución calcárea. Se distinguen tres tipos de permeabilidad:

1.1.1 Permeabilidad Absoluta (Ka):

Se define como la capacidad de flujo de fluidos cuando la roca reservorio esta 100% saturada de un solo fluido. Esta es una propiedad intrínseca de la roca independiente del fluido que fluye a través de ella.

1.1.2 Permeabilidad Efectiva (Ke):

Se refiere a la permeabilidad obtenida cuando dos o más fluidos no miscibles se encuentran presentes en el medio poroso. La permeabilidad efectiva indica cuan permeable es la roca con respecto a uno de los fluidos contenidos, por lo tanto resulta ser una función directa de la saturación de fluidos y siempre es menor que la permeabilidad absoluta, dado que la presencia de varios fluidos reduce el tamaño del espacio disponible para el flujo de cada uno de ellos. Por tanto, si uno de los fluidos presentes en el medio poroso no pudiese fluir, la permeabilidad efectiva de la roca para este sería cero.

1.1.3 Permeabilidad Relativa (Kr):

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta para un fluido específico. Se expresa en fracción o porcentaje y nunca supera la unidad (1 ó 100%). Es común emplear curvas de permeabilidades relativas vs saturación de fluido mojante para determinar la movilidad de los fluidos dentro del medio poroso. La cantidad de fluido fluyendo, no es un resultado exclusivo de la permeabilidad relativa, depende también de la viscosidad del fluido.

La unidad empleada para la medida de permeabilidad es el Darcy (D). Un Darcy es la permeabilidad obtenida por el flujo de un centímetro cúbico por segundo (cm^3/seg) de un fluido con una viscosidad de un centipoise (cp) a través de un área de sección transversal de un centímetro cuadrado (cm^2) y bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro (atm/cm). En la práctica, un Darcy resulta ser una medida demasiado grande, por lo cual se acostumbra emplear el milidarcy (mD).

El rango de permeabilidad de las formaciones productoras es extremadamente amplio, varía desde permeabilidades de menos de 0.1 mD hasta permeabilidades por encima de los 10.000 mD. El límite inferior de permeabilidad permitido para que un pozo se considere comercial depende de diferentes factores como: tipo de formación, espesor de la formación, tipo de producción del pozo (gas o aceite), saturación de agua, presión de la formación, viscosidad de los hidrocarburos, precio de los hidrocarburos entre otros.

La tabla 1, muestra una clasificación de la permeabilidad de los reservorios de petróleo y gas en términos cualitativos:

K (mD)	CLASIFICACIÓN
1-15	Mala a regular
15-50	Moderada
50-250	Buena
250-1000	Muy buena
>1000	Excelente

Tabla 1 - Permeabilidad de reservorios de petróleo y gas¹

1.2 POROSIDAD:

Se define como la capacidad de una roca de contener fluidos y se expresa mediante la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. En las rocas sedimentarias la porosidad depende de la textura de la roca, orientación, grado de selección, empaquetamiento, grado de compactación y la forma de distribución del cemento dentro de los poros. La porosidad se puede clasificar según la ingeniería o la geología.

1.3 CLASIFICACIÓN DE LA POROSIDAD SEGÚN INGENIERÍA

Desde el punto de la contribución de la porosidad a la producción de fluidos y de acuerdo a la interconexión del volumen poroso debido a que en el proceso de sedimentación de la roca reservorio, está pudo haber sufrido procesos de cementación o compactación, que generó un aislamiento de los poros. La porosidad se puede clasificar en porosidad absoluta y efectiva:

1.3.1 Porosidad Absoluta:

Es la relación del volumen total de poros (comunicados y no comunicados) entre el volumen total de la roca del yacimiento. En algunos casos hay rocas con una porosidad considerable, pero la conductividad de fluidos de esta es baja o nula.

¹ Dresser Atlas, "Well Logging and Interpretation Techniques" 1982

1.3.2 Porosidad Efectiva:

Es la relación del volumen total de poros intercomunicados entre el volumen total de la roca. En este caso, se tiene en cuenta la capacidad de flujo de la roca; esta se ve afectada en su gran mayoría por factores litológicos.

1.4 CLASIFICACIÓN GEOLÓGICA DE LA POROSIDAD

Esta clasificación se hace de acuerdo al origen de la porosidad, si esta pudo haberse generado en la sedimentación, o si se generó por procesos posteriores a la sedimentación como la diagénesis, catagénesis, o por campos de esfuerzos.

1.4.1 Porosidad Primaria:

Llamada también “porosidad intergranular”, constituida por los espacios vacíos que quedan entre los granos durante la depositación de los sedimentos.

1.4.2 Porosidad Secundaria:

Formada después de la depositación por un proceso geológico artificial, como consecuencia de fracturas (naturales o artificiales), o por disolución calcárea.

1.5 PERFIL DE DENSIDAD:

El perfil de densidad de formación es primordialmente un indicador de porosidad y constituye una de las herramientas más valiosas en la evaluación de formaciones.

1.5.1 USOS DEL PERFIL DE DENSIDAD

La herramienta de densidad de formación se usa en pozos abiertos, perforados con cualquier tipo de herramienta de lodo; en combinación con otras herramientas de porosidad, además de estimar la porosidad, tiene las siguientes aplicaciones:

- Determinación litológica.
- Determinar tipo de fluidos polares.
- Evaluar areniscas arcillosas y litológicas complejas

1.5.2 DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD

La densidad total, ρ_b , de una formación limpia es la suma ponderada de las contribuciones de la densidad de la matriz y de la densidad del filtrado del lodo:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad EC.1$$

Despejando la porosidad del perfil de densidad, se obtiene:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad EC.2$$

Donde;

ρ_{ma} = densidad de la matriz, constante para cada tipo de roca $\left(\frac{g}{cm^3}\right)$

ρ_f = densidad del fluido de lodo $\left(\frac{g}{cm^3}\right)$

ρ_b = densidad total del perfil de densidad $\left(\frac{g}{cm^3}\right)$

En la tabla 1 se muestran las densidades para diferentes matrices.

MATRIZ (ρ_{ma})	DENSIDAD (gr/cm ³)
Arenisca, arenas, cuarzo	2.65
Areniscas calcáreas	2.68
Calizas	2.71
Dolomitas	2.87
Lignito	1.4 – 1.9

Tabla 2 - Densidad de matriz de las principales litologías²

El promedio entre la porosidad de densidad, ϕ_D , y la porosidad neutrónica, ϕ_N , se puede calcular a través de la siguiente ecuación:

$$\phi_A = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \quad EC.3$$

El cálculo anterior sirve para determinar la porosidad efectiva mediante la siguiente ecuación:

$$\phi_e = (1 + Vsh)\phi_A \quad EC.4$$

Donde;

Vsh = volumen de shale

1.6 PERFIL NEUTRÓNICO:

Los perfiles neutrónicos fueron los primeros en usar fuentes radioactivas para determinar la porosidad de formaciones permeables. Después de que apareció la herramienta de densidad de formación, la herramienta neutrónica fue utilizada en

²Camargo Puerto, J. A. “ Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto” 2008

combinación con esta para identificar zonas gasíferas y para corregir las mediciones de porosidad obtenidas en reservorios arcillosos.

1.6.1 USOS DEL PERFIL NEUTRONICO

La herramienta neutrónica se puede correr en cualquier tipo de pozo, abierto o revestido, lleno con lodo base agua o con lodo base aceite. El perfil neutrónico se usa para:

- Determinar porosidad.
- Identificar reservorios con gas en combinación con el perfil de densidad.
- Determinar el volumen de shale en combinación con el perfil de densidad.
- Evaluar litologías complejas en combinación con los perfiles de densidad y sínico.

1.6.2 EFECTO DE LOS HIDROCARBUROS

El índice de hidrogeno de un gas es muy bajo en relación al del agua, por tanto la presencia de gas residual en la zona lavada, produce una porosidad neutrónica muy baja.

En zonas gasíferas, la porosidad neutrónica se puede determinar de forma aproximada, si además del perfil neutrónico se dispone del perfil de densidad, aplicando la siguiente ecuación:

$$\phi_{N-D} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 - \phi_D^2}{2}} \quad EC.5$$

Donde,

ϕ_N = porosidad neutronica

ϕ_D = porosidad de densidad

1.7 PERFIL DE RAYOS GAMMA:

El registro de rayos gamma, GR, mide la resistividad natural en la formación y puede ser usada para identificar litologías y para correlacionar zonas.

1.7.1 USOS DEL PERFIL DE RAYOS GAMMA

Los usos principales para este perfil, es determinar topes de formaciones y hacer correlaciones litológicas entre pozos, estimar el contenido de shale en los reservorios y delimitar la calidad de la roca reservorio en los yacimientos.

También permite definir cambios de facies en los ambientes sedimentarios a partir de la tendencia y forma del perfil.

1.7.2 CÁLCULO DE VOLUMEN DE SHALE

Debido a que el shale es más reactivo que las arenas y los carbonatos, por eso los registros de rayos gamma pueden ser usados para calcular el volumen de shale en los poros de los reservorios. El volumen de shale se expresa como un porcentaje el cual es llamado V_{sh} . Este valor puede ser aplicado a las arenas arcillosas.

El cálculo de rayos gamma es el primer paso necesario para determinar el volumen de shale del registro rayos gamma.

$$I_{GR} = \frac{GR_{Log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad EC.6$$

Donde,

I_{GR} = índice de rayos gamma

GR_{Log} = lectura de rayos gamma en la formación

GR_{min} = rayos gamma mínimo (arenas limpias de carbonatos)

GR_{max} = rayos gamma máximo (shale)

Luego, conociendo el índice de rayos gamma "IGR" se estima el volumen de shale, aplicando según el grado de consolidación de la roca.

Para rocas jóvenes, de bajo grado de consolidación de edad Terciaria:

$$V_{sh} = 0.083[2^{3.7(IGR)} - 1] \quad EC.7$$

Para rocas antiguas, consolidadas de edad pre-Terciaria:

$$V_{sh} = 0.33[2^{2(IGR)} - 1] \quad EC.8$$

Donde;

I_{GR} = índice de rayos gamma

V_{sh} = volumen de shale

En una primera estimación del " V_{sh} ", cuando no se conoce aun la relación entre el índice de rayos gamma y el volumen de shale es recomendable usar una relación

lineal de la reactividad, es decir, que el índice de rayos gamma sea igual al volumen de shale:

$$I_{GR} = V_{sh} \quad EC.9$$

2. FUNDAMENTOS BÁSICOS

2.1. MÉTODO CONVENCIONAL

Para la construcción de modelos de simulación representativos del yacimiento y una administración eficaz de este, es necesario el conocimiento y la distribución de la porosidad y la permeabilidad ya que estas propiedades constituyen un factor crítico en la descripción del yacimiento. Varios autores³ han señalado la importancia de estos parámetros para la planificación de estrategias en programas de inyección de agua y futuras construcciones de modelos de simulación en determinados campos. La distribución de la permeabilidad y la porosidad se determinan generalmente a partir de datos núcleos de los pozos; sin embargo la mayoría de los pozos no han sido corazonados ya que esta es una operación muy costosa. Debido a esta restricción, la permeabilidad se estima a en las secciones sin corazonar de los pozos, relacionando la permeabilidad frente a la porosidad que se han desarrollado a partir de conjuntos de datos estadísticos. En zonas sin corazonar, la permeabilidad se calcula empíricamente a partir de registros derivados de porosidad mediante la ecuación.

$$\log k = a\phi + b \quad EC.10$$

Pese a estas afirmaciones, no hay las suficientes bases teóricas que fundamenten la grafica tradicional de logaritmo de permeabilidad frente la porosidad. Al graficar la ecuación anterior para un set de datos, se tiene que la porosidad es independiente de la variación litológica de la roca, en contraste, la permeabilidad depende fuertemente del tamaño del grano.

2.2 MÉTODO DE UNIDAD HIDRÁULICA DE FLUJO (HFU)

El concepto de HFU muestra la clasificación según la relación entre la permeabilidad y la porosidad en función del tamaño y geometría del poro, dicho concepto se basa en la ecuación de Kozeny⁴ y Carmen⁵. Asumiendo que la roca del yacimiento consta de tubos capilares no conectados.

La calidad hidráulica de la roca, está influenciada por la geometría del poro y a su vez por la petrofísica de la roca. Cambios significativos en la mineralogía nos indican la existencia de diferentes unidades de rocas con similares características en la garganta del poro; la determinación de este parámetro es fundamental para

³ Shirer, J.A., et al, Stiles, J.H. et al, and Chopra, A.K."Application of Field-Wide Conventional Coring in the Jay-Little Escambia Creek Unit"JPC (December 1978)

⁴Kozeny.J.: "Uher Kapillare Lcitung des Wassers im Boden, Sitzungsherichte."Class I (1927).

⁵Carmen.P.C: "Fluid Flow through Granular Beds," Alche (1937)

una zonificación eficaz del yacimiento dentro de unidades hidráulicas (HU) con similares propiedades. La clave para determinar las unidades hidráulicas y las respectivas relaciones de permeabilidad-porosidad, es el radio de unidad hidráulica promedio (r_{mh}).

$$r_{mh} = \frac{\text{Area seccion transversal}}{\text{Perimetro mojado}} \quad EC.11$$

Según el estudio de Kozeny y Carmen, considera que la roca del yacimiento está compuesta de un haz de tubos capilares no conectados donde el radio del tubo capilar es igual a:

$$r_{mh} = \frac{r}{2} \quad EC.12$$

Este radio puede ser relacionado con el área por unidad de volumen del grano (S_{gv}) y la porosidad efectiva ϕ_e , de la siguiente forma:

$$S_{gv} = \frac{2}{r} \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) = \frac{1}{r_{mh}} \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad EC.13$$

La ecuación de Poisseuille para el flujo en “n” tuberías circulares es:

$$Q = \frac{n(\pi r^4)\Delta P}{8\mu L} \quad EC.14$$

Donde, $Q = \frac{cm^3}{s}$, $L = cm$, $\Delta P = \frac{dinas}{cm^2}$, $\mu = cp$

La ecuación de Darcy que se utiliza para el flujo laminar:

$$Q = \frac{k(A_c)\Delta P}{\mu L} \quad EC.15$$

Considerando la relación del área específica de la roca, Kozeny y Carmen establecidas mediante la ley de Darcy⁶ y de Poisseuille⁷ y relacionando el caudal (Q) de la ecuación (14) con la ecuación (15), y despejando la permeabilidad obtenemos;

⁶ “Permeability prediction base on capillary model” SPE 141122-STU.(September 2010)

⁷ “Permeability prediction base on capillary model” SPE 141122-STU.(September 2010)

$$k = \frac{n(\pi r^4)}{8A_c} \quad EC.16$$

Sustituyendo la ecuación (12) en la ecuación (16),

$$k = \frac{\phi_e r^2}{8\tau^2} = \frac{\phi_e}{2\tau^2} \left(\frac{r}{2}\right)^2 = \frac{\phi_e r_m^2}{2\tau^2} \quad EC.17$$

En esta relación entre la porosidad y la permeabilidad se considera que el tiempo de viaje de un fluido en un tubo capilar es igual a la de un REV (volumen representativo primario). Reemplazando la ecuación (13) en la ecuación anterior se obtiene la siguiente relación:

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \left[\frac{1}{2\tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad EC.18$$

Y en su forma más generalizada como:

$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \left[\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2} \right] \quad EC.19$$

Donde la permeabilidad esta en μm^2 , ϕ_e en fracción, y el termino F_s es el factor de forma. El término $F_s \tau^2$ se conoce como la constante de Kozeny y según estudios tiene un amplio rango de variación (5 – 100), lo que dificulta la predicción de la permeabilidad; sin embargo diversos estudios encontraron que esta constante varía para diferentes unidades hidráulicas, y para una unidad su valor es constante.

Para simplificar el uso de la ecuación (19), se divide en ambos lados por ϕ_e y se la aplica raíz cuadrada obteniendo:

$$\sqrt{\frac{k}{\phi_e}} = \left[\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right] \left[\frac{1}{\sqrt{F_s} (\tau S_{gv})} \right] \quad EC.20$$

El lado izquierdo de la ecuación se simboliza por el RQI (Índice de Calidad del Reservorio), usado como una ordenada de la gráfica del método de HFU. Para dejar la ecuación en unidades campo con una permeabilidad en mD, entonces el RQI se define por:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} \quad EC.21$$

El RQI, es la relación que hay entre la permeabilidad y la porosidad, pero que a la vez depende de la distribución y tamaño de la garganta del poro, ya que en distintos sectores del yacimiento se puede tener igual porosidad pero diferente permeabilidad; suele presentarse en unidades de campo con una permeabilidad en mD, y se denota como $(k/\Phi)^{0.5}$. Las variaciones en los atributos geométricos de los poros define la existencia de distintas zonas o unidades hidráulicas (HU), con similares características de flujo de fluidos (Amaefule et al., 1993). El RQI está en función de la relación volumen de poros y el volumen de grano (Φ_z).

La abscisa de la gráfica del método HFU, se define como Índice de porosidad Normalizado, es la relación entre el volumen del poro y el volumen de grano ϕ_z ;

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad EC.22$$

El indicador de zona de flujo (FZI) de la roca es la parte que representa el tamaño de poro y la geometría. El parámetro está fuertemente influenciado por otros parámetros tales como la tortuosidad (τ), área interna por unidad de volumen de grano (S_{gv}), y el factor de forma (F_s), todos los cuales son muy difíciles de predecir y son propios de cada litología. Las unidades del FZI son las micras (μm). Cabe resaltar que en el método de unidades hidráulicas de flujo HFU, las muestras que tengan similares valores de FZI tienen un tamaño de poro y geometría similar.

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s}(\tau S_{gv})} = \frac{RQI}{\phi_z} \quad EC.23$$

Estableciendo la ecuación de forma logarítmica como:

$$\log RQI = \log \phi_z + \log FZI \quad EC.24$$

Así, en una gráfica log-log de todas las muestras correspondientes a RQI frente ϕ_z con valores similares de FZI se verán representadas sobre una línea recta con pendiente igual a la unidad. Por otra parte las muestras con valores diferentes a FZI se encuentran integradas en otras líneas paralelas. El valor de la constante FZI puede determinarse directamente a partir de la intersección de la línea con pendiente igual a la unidad $\phi_z = 1$.

Una vez hemos obtenido las muestras correspondientes a FZI, estamos en capacidad de determinar intrínsecamente las propiedades petrofísicas de una

unidad hidráulica, a su vez de forma directa podremos determinar la permeabilidad del reservorio mediante la ecuación propuesta por Amaefule⁸.

$$k = 1014(FZI^2) \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \quad EC.25$$

2.3. MÉTODO DE CONDUCTIVIDAD HIDRÁULICA (HC)

Este trabajo presenta un método novedoso, es decir, el método de conductividad hidráulica (HC), el cual es un resultado de la evaluación del método HFU, por lo que se espera que los ingenieros sean capaces de aumentar la precisión en el establecimiento de la correlación entre la permeabilidad y la porosidad, especialmente para las formaciones donde predomine los tipos de rocas areniscas.

El FZI es un parámetro estructural del poro que tiene en cuenta la tortuosidad y el área de superficie específica y tiene la misma unidad que la permeabilidad. Dos muestras de roca pueden tener los mismos valores de conductividad, pero el régimen de los granos que forman las muestras y la distribución de tamaño de poro es lo que puede ser significativamente diferente, dando como resultado una diferencia considerable en la permeabilidad.

El método de HC ha sido en primer lugar introducido en el estudio de Permadi⁹ y otros, se muestra que la permeabilidad está fuertemente relacionada con la porosidad y la potencia efectiva del diámetro hidráulico del poro (d_H),

$$k = (a)(\phi)(d_H^b) \quad EC.26$$

Para el modelo capilar de un medio poroso, la permeabilidad se puede escribir como (Scheidegger¹⁰, 1957):

$$k = (1014)(C)(\phi^3) \quad EC.27$$

Donde C es la conductividad hidráulica.

Combinando la ecuación (26) con la ecuación (27) resulta en:

⁸ Amaefule et al, 1993.

⁹ Permadi, P. "An Investigation of the Interrelation Among Pore Throat, Surface Area, Permeability, and NMR Log Data," Final Study Report of ITB.2004

¹⁰ Scheidegger, A. E. "The Physics of Flow through Porous Media," University of Toronto Press.1957

$$C = \frac{(a)(d_H^b)}{(1014)(\phi^2)} \quad EC.28$$

La ecuación 28 puede ser modificada en forma logarítmica así:

$$\log d_H = \frac{2}{b} (\log \phi) + \frac{1}{b} \log \left(\frac{1014(C)}{a} \right) \quad EC.29$$

En la gráfica Log- log entre d_H y ϕ , todos los datos que tienen la geometría y la estructura de poro constante tienen una pendiente de $2/b$. De lo contrario, la geometría y la estructura de poro se encuentran en otras líneas paralelas diferentes.

2.3.1 Aplicación del desarrollo del método de HC

En primer lugar, una gráfica transversal de $(k/\phi)^{0.5}$ vs C , obtenidos a partir de la modificación de la ecuación (27) para convertirse en la ecuación (30) mediante los conjuntos de datos de permeabilidad y de porosidad de la roca del reservorio.

$$C = \frac{k}{(1014)(\phi^3)} \quad EC.30$$

Entonces, con base a características de registro de rayos gamma, potencial espontáneo y resistividad, también pueden ser catalogados como un grupo de facies (FG) que consta de diferentes tipos de ambientes sedimentarios.

La unidad de permeabilidad actual (k_{act}) está en mD y la unidad de porosidades en fracciones. Un valor inicial de "a" y "b" se toman con base en una ecuación desarrollada en el estudio que realizó (Permadi, et al., 2004), es decir, con el valor de "a" de 20.464 y de "b" de 1.646. La porosidad y el d_H se trazan en las gráficas Log-Log con d_H como la ordenada y porosidad como la abscisa.

El método de conductividad hidráulica se realizó mediante el cálculo del valor de diámetro de poro hidráulico efectivo (d_H), basado en la ecuación. (26) con una permeabilidad disponible y los conjuntos de datos de porosidad para convertirse en:

$$d_{Htry} = \left(\frac{k_{act}}{(a)(\phi)} \right)^{\frac{1}{b}} = \left(\frac{k_{act}}{(20.464)(\phi)} \right)^{\frac{1}{1.646}} \quad EC.31$$

El siguiente paso consiste en clasificar de modo que algunos puntos tiendan a caer sobre una de las unidades de conductividad hidráulica (HCU), que agrupa las

líneas que se desarrollan con base en el método común, es decir, la gráfica entre la permeabilidad frente al número de muestras mostradas.

Es obvio que existe la posibilidad de que los datos de puntos se pueden agrupar para formar diferentes categorías para que estas también puedan representar el número de HCU. Entonces, los conjuntos de datos, totalmente agrupados en cada línea de HCU representados en una grafica, se utilizarán para calcular los valores de los parámetros “a” y “b”. Por ejemplo, los conjuntos de datos de permeabilidad y de porosidad de facies de cada grupo se utilizan para calcular el diámetro hidráulico de poro efectivo d_H con el valor de “a” de 20.464 y “b” como 1.646, por lo que esta suposición inicial de d_H se abrevia como d_{Htry} y le da una gráfica log-log de d_{Htry} vs ϕ .

Luego, basándose en lo anterior, puede ser calculado que la relación de d_H y ϕ puede ser hecha como:

$$\log d_H = m(\log \phi) + \log y \quad EC. 32$$

$$\log y = \log d_{H(MAX)} \quad EC. 33$$

$$\log d_H = m(\log \phi) + \log d_{H(MAX)} \quad EC. 34$$

$$d_H = 10^{m(\log \phi) + \log d_{H(MAX)}} \quad EC. 35$$

Donde “y” es la intersección con la ordenada de la gráfica Log-Log entre d_H vs ϕ , “m” es la pendiente de la gráfica Log-Log entre d_H vs ϕ , $d_{H(MAX)}$ es el d_H máximo para la gráfica Log-Log entre d_H vs ϕ . Entonces, la permeabilidad con cada estimación inicial de “a”, “b”, y d_H se pueden derivar y se muestra en la ecuación. (31):

$$k = (a)(\phi) \left(10^{b(m(\log \phi) + \log d_{H(MAX)})} \right) \quad EC. 36$$

El método de Gauss-Newton se aplica para obtener el valor de “a”, “b”, y d_H para cada conjunto de datos de permeabilidad y porosidad. La iteración se desempeña hasta que sus valores son lo suficientemente convergentes con la diferencia entre el valor último y el anterior igual a 0,01% que indirectamente representa la diferencia entre la permeabilidad del núcleo actual y la permeabilidad calculada a partir de la ecuación. (36) que es inferior del 1%.

Ahora, supongamos que la estimación inicial de $d_{HtryMAX}$ es de 25 para todos los conjuntos de datos agrupados sobre las líneas de la unidad de flujo representadas en la grafica. A continuación se desarrollara el método de Gauss Newton;

$$Z^T \times Z = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial a} & \frac{\partial f_1}{\partial d_{Htry(MAX)}} \\ \frac{\partial f_2}{\partial a} & \frac{\partial f_2}{\partial d_{Htry(MAX)}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial a} & \frac{\partial f_2}{\partial a} \\ \frac{\partial f_1}{\partial d_{Htry(MAX)}} & \frac{\partial f_2}{\partial d_{Htry(MAX)}} \end{bmatrix} \quad EC.37$$

$$\Delta k = k_{act} - k_{corr} \quad EC.38$$

$$\begin{bmatrix} \Delta a \\ \Delta d_{Htry(MAX)} \end{bmatrix} = [(Z^T) \times (Z)]^{-1} \times [(Z^T) \times (\Delta k)] \quad EC.39$$

$$\begin{bmatrix} a_1 \\ d_{Htry(MAX)}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_0 \\ d_{Htry(MAX)}^0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta a \\ d_{Htry(MAX)} \end{bmatrix} \quad EC.40$$

Donde:

$$\frac{\partial f}{\partial a} = (\phi) \times 10^{b(m(\log \phi) + \log d_{Htry(MAX)})} \quad EC.41$$

$$\frac{\partial f}{\partial d_{Htry(MAX)}} = (a) \times (b) \times \left(d_{Htry(MAX)}^{(b-1)} \right) \times (\phi^{(b-1)}) \quad EC.42$$

La iteración se repite hasta que Δa , $\Delta d_{Htry(MAX)}$, Δy , y Δk dan valores convergentes. Posteriormente, este método de Gauss Newton se realiza de nuevo para otros valores de "b" dentro del rango de 1,5 a 2,5, para cada valor adicional de "b" de 0.01 hasta que el resultado más convergente con el menor valor de Δk es obtenido.

Los valores de "a" y "b" se basan en la diferencia mínima de permeabilidad (Δk) entre la permeabilidad actual (k_{act}) y la permeabilidad obtenida por el método de HC (k_{corr}) de los dos puntos que están exactamente en línea de cada unidad de flujo.

El cálculo de HC para todos los puntos con "a" y "b" en la gráfica Log-Log entre d_H y ϕ representan todas las zonas a producir una gráfica Log-Log entre el valor calculado de d_H y ϕ que se basa en cada ambiente sedimentario.

3. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS

3.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN DEL ÁREA DE INTERÉS

La información requerida para la aplicación de las metodologías en este documento son las siguientes:

- Datos de perfiles de rayos gamma, densidad de la formación y neutrónico de los pozos¹¹.
- Mediciones de porosidad, permeabilidad, volumen de arcillas, espesor total y espesor neto de los intervalos a evaluar, (En total 1200 datos).
- Estados mecánicos de los pozos.

3.1.1 INFORMACIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA DE ESTUDIO

La formación productora de hidrocarburos está constituida por tres miembros geológicos: superior, medio e inferior; para correlacionar estas formaciones, se utilizó como marcador el miembro superior de esta información ya que según la litología de las rocas se presenta un cambio fácil de identificar entre las calizas y arcillas de la formación anterior a esta y las areniscas del miembro superior.

La unidad superior está conformada principalmente por areniscas y unas pocas intercalaciones de lutitas. Esta unidad está dividida en dos subdivisiones, la superior 1 y la superior 2.

La unidad medio, está compuesta principalmente por lutitas y pequeñas intercalaciones de calizas.

La unidad inferior, está conformada por secuencias de areniscas y lutitas pero los intervalos de estas secuencias son variables a través de esta unidad.

Cabe resaltar que las unidades con mayor prospección de hidrocarburos son las unidades inferior y superior, debido a que están constituidas principalmente por rocas almacén como las areniscas.

3.2 APLICACIÓN DEL MÉTODO CONVENCIONAL

El método convencional consiste en generar una gráfica semi-log donde se relacionen los datos de permeabilidad con respecto a los de porosidad de la formación productora de hidrocarburos. La gráfica obtenida es la siguiente:

¹¹ Vidal, Eduardo e Izquierdo, Luis. “Metodología para la correlación de porosidades medidas en núcleos con porosidades de perfiles” 1995. Tesis de grado.

PERMEABILIDAD vs POROSIDAD

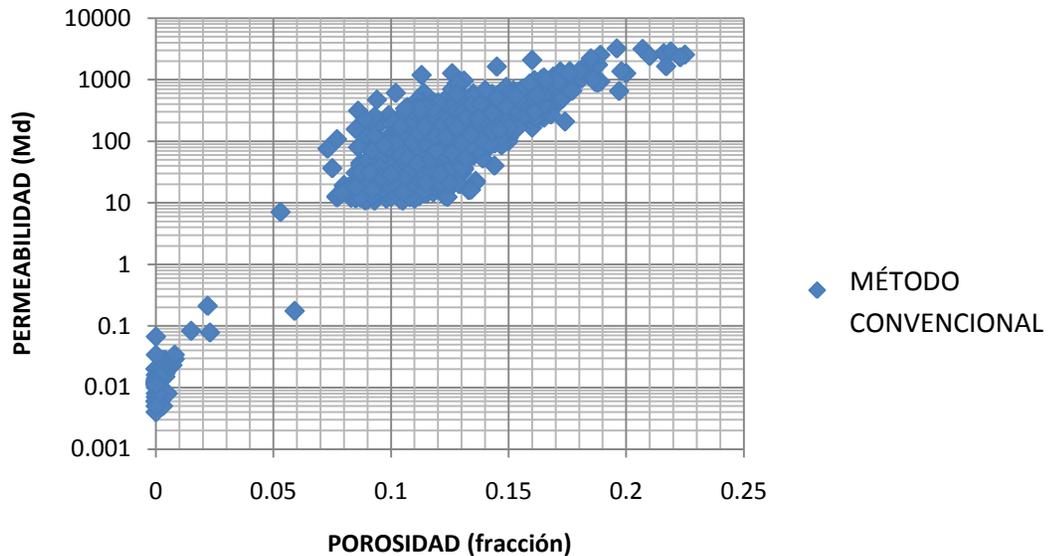


Gráfico 1 - Relación Porosidad-Permeabilidad de la formación productora de hidrocarburos.

Como podemos observar, la relación entre permeabilidad y porosidad no presenta una tendencia clara que permita caracterizar la formación, ya que esta solo nos muestra dos nubes de puntos y no permiten hacer un estudio claro de la formación y sus diferentes litologías.

3.3 APLICACIÓN DEL MÉTODO HFU.

Este método además de aplicar la misma relación que el método convencional, se incorpora los parámetros “índice de calidad del yacimiento” (RQI) que me indica la relación entre la porosidad efectiva y la permeabilidad de la formación; y el “índice de zona de flujo” (FZI) que tiene en cuenta la tortuosidad, superficie de área por unidad de volumen de grano y el factor de forma de la formación, (ver procedimiento del método HFU, en el numeral 2.2 de este proyecto). Adicionalmente, se utiliza para una mejor descripción de la formación la distribución del tipo de roca (DRT) que a partir de los valores continuos, calculados de FZI son sometidos a una manipulación matemática derivada de técnicas geoestadísticas.

$$DRT = \text{Redondeo}[(2\text{Log}(FZI)) + C]^{12}$$

EC. 43

¹² Irvan Rahmawan, Yusni Aditiah, Akbar Kurniawan, Tri Firmanto, Jati Priyantoro, and Ezzat E. Gomaa, "Estimating Permeability in Uncored Wells Using Modified Flow Zone Index" SPE122490. August 2009.

Donde C es una constante que depende de la distribución normal de los datos de FZI que generalmente tiene un valor de 10.6.

RESULTADOS DE LAS REGRESIONES PARA EL METODO HFU PARA LA RELACION PERMEABILIDAD Vs. POROSIDAD		
DRT	COEFICIENTE DE REGRESION	TIPO DE REGRESION
DRT 12	0,2123	LINEAL
DRT 13	0,6693	POTENCIAL
DRT14	0,8869	POTENCIAL
DRT 15	0,9441	POTENCIAL
DRT 16	0,9933	POTENCIAL
DRT 17	0,9987	POTENCIAL
DRT 18	0,5026	LOGARITMICA

Tabla 3 - Resultados de las regresiones para el método HFU para la relación Permeabilidad vs. Porosidad

Como podemos ver en el grafico 2 y en la tabla 3, mediante el modelamiento de redondeo DRT con $C= 10.6$, se identificaron 10 unidades hidráulicas de flujo para la formación productora de hidrocarburo, pero al generar las regresiones para cada una de ellas, se observó que algunas no se ajustaban a las regresiones potenciales (DRT12- DRT18), y las otras (DRT10-DRT19-DRT20), no cumplían con los suficientes datos para una mejor caracterización del yacimiento, por esta razón no se tendrán en cuenta como (HFU), lo cual nos indica que solo obtuvimos 5 unidades hidráulicas de flujo para nuestra formación de interés.

El grafico 3, nos representa una gráfica log-log de todas las muestras correspondientes a RQI frente ϕ_z con valores similares de FZI que se verán representadas sobre una línea recta con pendiente igual a la unidad, lo cual nos indica que para nuestra formación productora obtuvimos 5 (HFU), ya que los valores de la regresión (DRT12-DRT18) son muy bajos, esto se asocia a que estos datos pertenecen a la unidad medio de la formación donde los valores de porosidad y permeabilidad son bajos, y por consiguiente no las catalogamos como unidades hidráulicas para nuestro yacimiento. El valor de la constante FZI puede determinarse directamente a partir de la intersección de la línea con pendiente igual a la unidad $\phi_z = 1$. Por otra parte las muestras con valores diferentes a FZI que no se encuentran integradas en otras líneas paralelas tales como (DRT10-DRT19-DRT20), no las podremos catalogar como unidades hidráulicas de flujo.

3.4 PLANTIAMIENTO DE MEJORA DEL MODELO (HFU), PARA NUESTRA FORMACIÓN PRODUCTORA.

Como modelo de investigación para nuestro proyecto nos enfocamos en un punto importante, dando una mejora significativa en el desarrollo del método de unidades hidráulicas de flujo para nuestra formación productora de hidrocarburo.

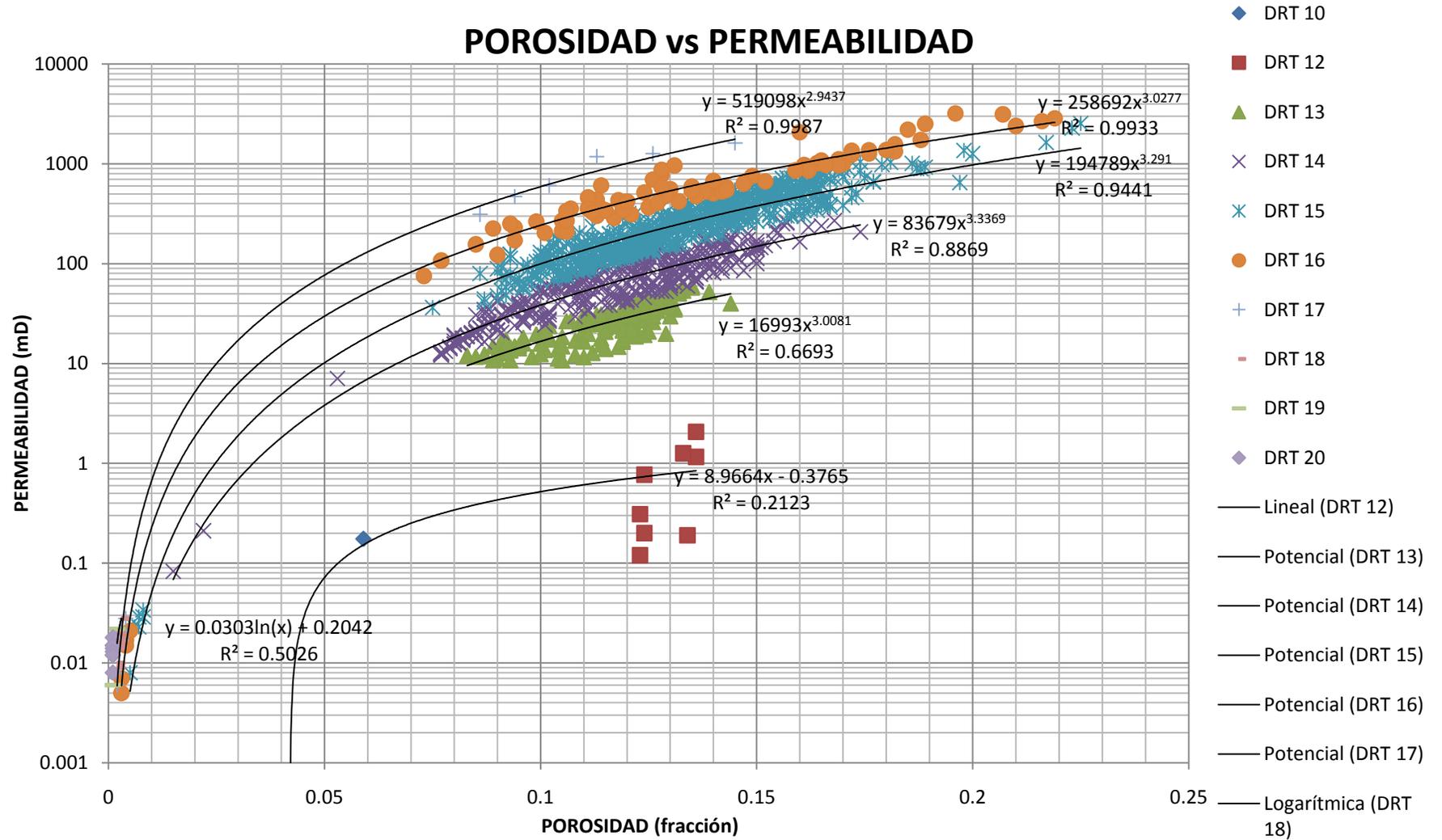


Gráfico 2 - Relación Porosidad vs. Permeabilidad para la formación productora de hidrocarburo por el método HFU

MÉTODO HFU

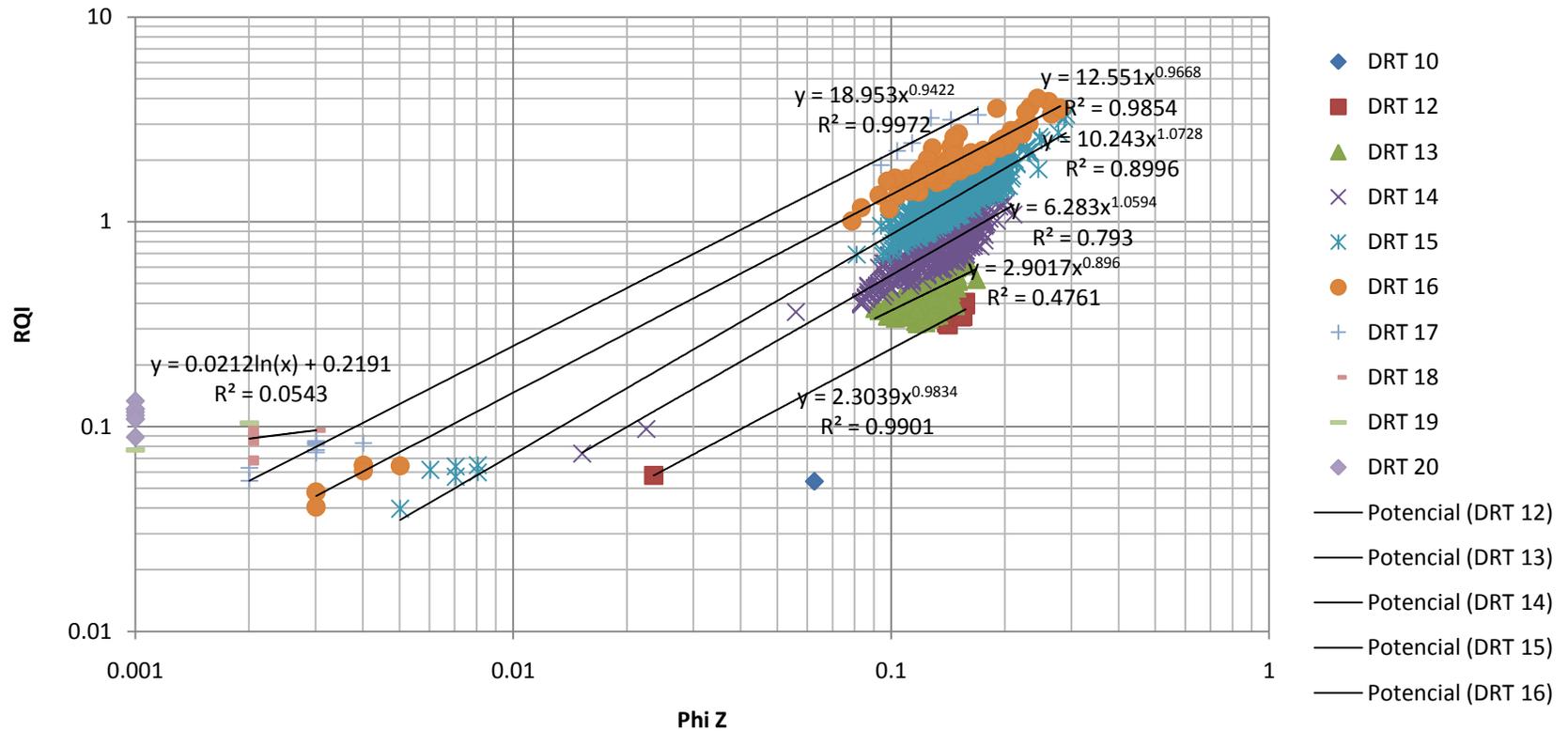


Gráfico 3 - Relación índice de calidad del yacimiento vs. Porosidad normalizada para la formación productora de hidrocarburo.

3.5 REFORMA EN LA CONSTANTE C=10.6, PARA EL MODELO DE REDONDEO DRT, EN NUESTRA FORMACIÓN DE PRODUCTORA.

De acuerdo con la Ec. 43, la constante C, nos indica que este parámetro depende de los datos de distribución normal de los datos de FZI para cualquier tipo de yacimiento de petróleo a nivel mundial, donde usualmente tiene un valor de C=10.6.

Nuestro punto de vista nace en representar un valor diferente de la constante C=10.6, para nuestra formación de interés, puesto que desglosando el significado que tiene cada tipo de yacimiento con respecto a los valores de FZI, no podemos concluir que sus características tales como la tortuosidad, superficie de área por volumen de grano y su factor de forma sean iguales para cualquier tipo de yacimiento de petróleo.

La metodología utilizada para el cálculo de la nueva constante fue desarrollada a partir de los datos de FZI para nuestra formación productora y mediante el empleo del software DMS de la compañía Halliburton¹³ para la interpretación de modelos estadísticos de distribución normal; dio como resultado la nueva constante con un valor de 9.85843 (C= 9.85843).

La aplicabilidad de esta nueva constante se puede ver representada en las tablas 4 y 5 y graficas 4 y 5, dando como resultados favorables en las regresiones de tipo potencial para cada una de las unidades hidráulicas de flujo del yacimiento.

PERMEABILIDAD VS POROSIDAD					
C= 10.6			C= 9.85843		
DRT	REGRESION		DRT	REGRESION	
DRT 12	0,2123	LINEAL	DRT 11	0,9986	POTENCIAL
DRT 13	0,6693	POTENCIAL	DRT 12	0,8822	POTENCIAL
DRT14	0,8869	POTENCIAL	DRT 13	0,8893	POTENCIAL
DRT 15	0,9441	POTENCIAL	DRT14	0,9284	POTENCIAL
DRT 16	0,9933	POTENCIAL	DRT 15	0,9865	POTENCIAL
DRT 17	0,9987	POTENCIAL	DRT 16	0,9987	POTENCIAL
DRT 18	0,5026	LOGARITMICA	DRT 17	0,655	LINEAL

Tabla 4 - Comparación de los valores de regresión para la nueva constante del método de redondeo DRT, para cada HFU.

¹³ Landmark “Decision Management System™ (DMS™) Softwar” Halliburton.

Como podemos ver en el grafico 4 y en la tabla 4, mediante el modelamiento de redondeo DRT con $C= 9,85843$, se identificaron 11 posibles unidades hidráulicas de flujo para la formación productora de hidrocarburo, al representar los coeficientes de regresión para cada una de ellas, se observa que la HFU (DRT17) no se ajusta a las regresión potencial, y las otras (DRT10-DRT11-DRT18-DRT19-DRT20), no cumplían con los suficientes datos para una mejor caracterización del yacimiento, por esta razón no se tendrán en cuenta como (HFU), lo cual nos indica que solo obtuvimos 5 unidades hidráulicas de flujo con una mejor caracterización en su coeficiente de regresión para nuestra formación de interés.

METODO HFU					
C= 10.6			C= 9.85843		
DRT	REGRESION		DRT	REGRESION	
DRT 12	0,9901	LINEAL	DRT 11	0,9973	POTENCIAL
DRT 13	0,4761	POTENCIAL	DRT 12	0,7785	POTENCIAL
DRT14	0,793	POTENCIAL	DRT 13	0,7959	POTENCIAL
DRT 15	0,8996	POTENCIAL	DRT14	0,8724	POTENCIAL
DRT 16	0,9854	POTENCIAL	DRT 15	0,9707	POTENCIAL
DRT 17	0,9972	POTENCIAL	DRT 16	0,997	POTENCIAL
DRT 18	0,0543	LOGARITMICA	DRT 17	0,2935	LINEAL

Tabla 5 - Comparación de los valores de la nueva constante para cada unidad hidráulica del método de HFU.

El grafico 5, nos representa una gráfica log-log de todas las muestras correspondientes a RQI frente ϕ_z con valores similares de FZI, lo cual nos indica que para nuestra formación productora obtuvimos 5 (HFU), ya que los valores de la regresión (DRT18) son muy bajos, esto se asocia a que estos datos pertenecen a la unidad medio de la formación donde los valores de porosidad y permeabilidad son bajos. La HFU (DTR11) a pesar de que tiene un valor de regresión alto, no nos registra datos suficientes para su caracterización, por consiguiente no las catalogamos como unidades hidráulicas para nuestro yacimiento.

Las muestras con valores diferentes a FZI que no se encuentran integradas en otras líneas paralelas tales como (DRT10-DRT19-DRT20), no las podremos catalogar como unidades hidráulicas de flujo.

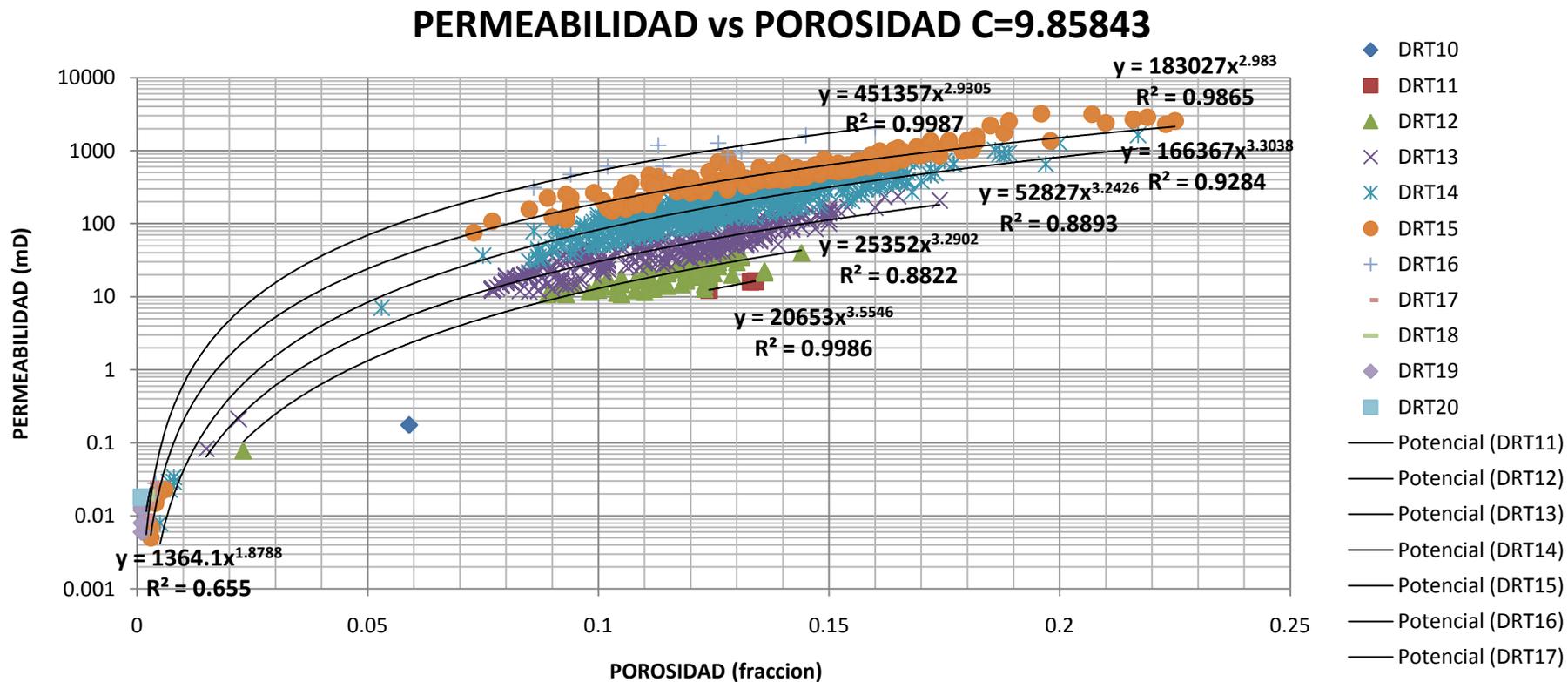


Gráfico 4 - Relación Porosidad vs. Permeabilidad, con C= 9.85843 para el método HFU.

METODO HFU C=9.85843

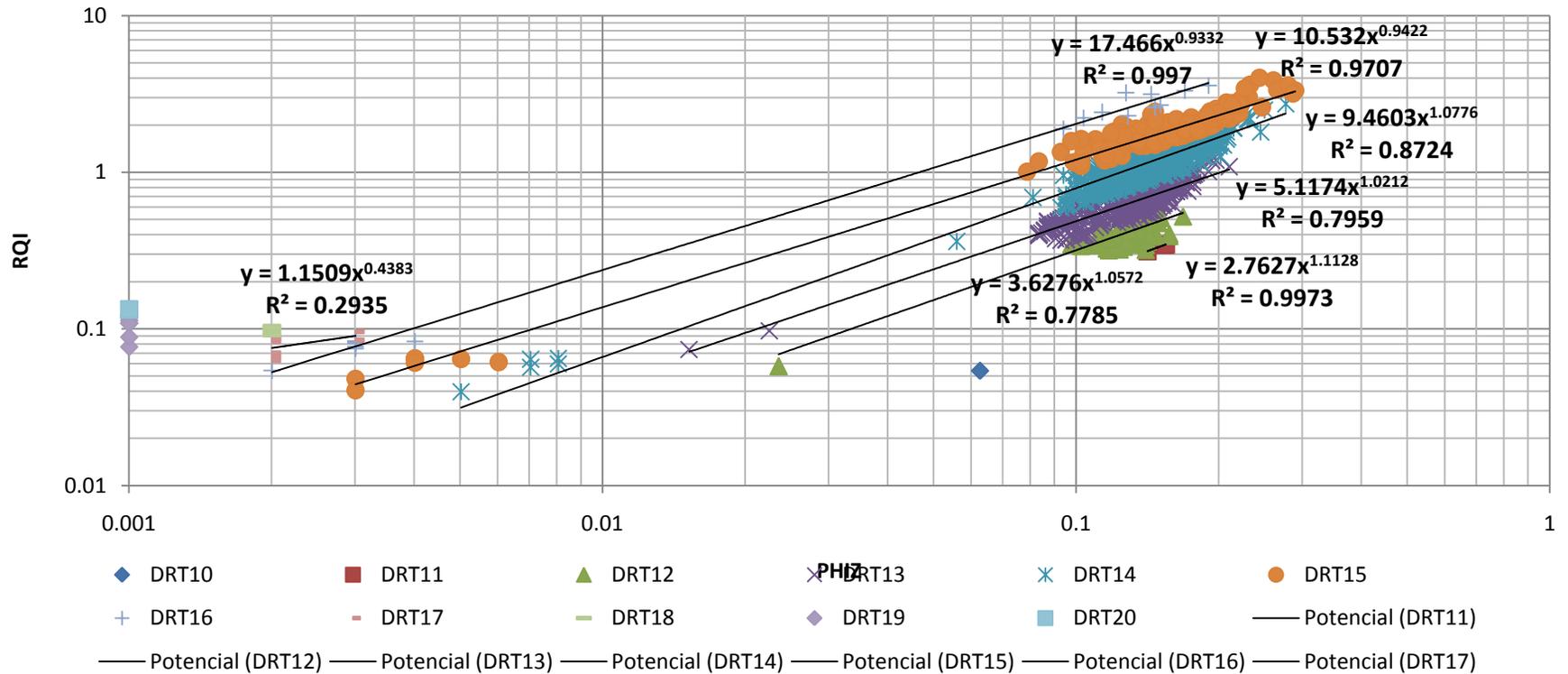


Gráfico 5 - Relación Índice de calidad del yacimiento vs. Porosidad normalizada para una C= 9.85843, para el método HFU.

3.6 APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CONDUCTIVIDAD HIDRÁULICA (HC)

En el año 2004 se desarrolló una nueva técnica para caracterizar un yacimiento de una forma más precisa; este documento presenta un modelamiento novedoso, es decir, el método de conductividad hidráulica (HC), el cual es el desarrollo del resultado del método de unidades hidráulicas de flujo (HFU).

Partiendo en base al modelo de tubo capilar implementado en el método de HFU, el propósito del modelo de conductividad hidráulica es generar una mejor caracterización litológica de la estructura y geometría de la roca, a partir de la determinación del valor del diámetro hidráulico del poro (d_h) ya que este parámetro afecta fuertemente la permeabilidad, al igual que la las constantes “a” y “b”, (ver procedimiento en el numeral 2.3 de este proyecto.)

Procedemos a realizar una grafica semi-log de la permeabilidad con respecto al número de muestras, identificando 7 unidades hidráulicas basándose en el cambio de pendiente del conjunto de datos graficados, ver grafico 6, pág. 45.

De este grafico podemos observar que las unidades de conductividad hidráulica (HCU-1 y HCU-2) presentan los valores de permeabilidad más altos que se encuentran en el yacimiento, lo que las hace las unidades de mayor relevancia por su capacidad de flujo de fluidos. Las unidades HCU-3 y HCU-4 poseen características muy similares ya que hay un leve incremento que las diferencia. Las unidades de conductividad hidráulicas (HCU-5, HCU-6 y HCU-7) son las que tienen valores de permeabilidad por debajo de los 100 md (bajas permeabilidades en el yacimiento) y las tres poseen características hidráulicas distintas debido a sus pendientes.

3.7 CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA DE NUESTRA ZONA PRODUCTORA DE HIDROCARBURO PARA EL MÉTODO (HC)

Luego de haber identificado las posibles unidades de conductividad hidráulicas en nuestra zona productora de hidrocarburo, se da inicio a la caracterización litológica de los 7 canales conductivos hidráulicos presentes en nuestro yacimiento, (ver gráfico 7 y tabla 6). Se puede apreciar que todos los canales presentan una pendiente de 0.5 por ciclo indicando conductividades similares, las conductividades están agrupadas de acuerdo a los registros de gamma ray y los datos tabulados del volumen de shale, porosidad y diámetros hidráulicos del poro de nuestra zona productora.

- **Conductividad Hidráulica (CH-1):** Nos representa un medio de baja porosidad con un porcentaje de shale alto, lo que me indica una distribución

hidráulica del poro baja y a su vez una capa laminar pronunciada de shale por todo el canal conductivo.

- **Conductividades Hidráulicas (CH-2, CH-3 y CH-4):** Poseen porcentajes de shale disperso en la roca, con características litológicas similares; la diferencia es la relación entre permeabilidad-porosidad para cada una de los canales conductivos.
- **Conductividades Hidráulicas (CH-5 y CH-6):** Presentan porcentajes un poco más bajos y dispersos de shale por todo el canal hidráulico, con referencia a los canales conductivos anteriores; igualmente nos indica un aumento en la relación permeabilidad-porosidad y diámetro hidráulico del grano.
- **Conductividad Hidráulica (CH-7):** Es la que cuenta con un menor porcentaje de shale y mayor relación de permeabilidad-porosidad que las unidades anteriores, siendo de este, el canal conductivo con la mejor capacidad para almacenamiento y flujo de fluido hidrocarburos.

CONDUCTIVIDADES	\emptyset (%)	Vcl (%)	$d_{Htrymax}$
CH - 1	0.073	0.214	2.869
	0.096	0.347	19.426
CH - 2	0.097	0.095	2.705
	0.117	0.344	25.206
CH - 3	0.118	0.221	2.998
	0.134	0.332	27.033
CH - 4	0.135	0.011	3.441
	0.151	0.252	28.501
CH - 5	0.152	0.002	10.311
	0.17	0.189	33.408
CH - 6	0.171	0.002	19.31
	0.19	0.133	41.022
CH - 7	0.191	0	32.541
	0.225	0.092	57.894

Tabla 6 – Caracterización de los 7 canales conductivos en función de la porosidad (\emptyset), volumen de shale (Vcl) y el diámetro hidráulico del poro (d_{Htry}).

De acuerdo con la caracterización litológica de cada uno de los canales conductivos (C-H) presentes en nuestra zona de estudio, procedemos a realizar un grafico log-log de d_H vs Porosidad (ver grafico 8, pág. 47), en la cual podemos

analizar las características litológicas de cada unidad de conductividad hidráulica (HCU) con relación al diámetro hidráulico del poro y su porosidad, además generando una línea recta con pendiente igual a la unidad ($m = 1$) para cada HCU podemos evaluar el parámetro real de " d_{Hmax} " requerido para la determinación de la permeabilidad (Ecu.36) de cada HCU.

Una vez terminado el proceso de caracterizaron litológica de cada HCU y teniendo en cuenta los conjuntos de datos, totalmente agrupados en cada línea de HCU representados en la grafica 8, se utilizarán para calcular los valores de los parámetros "a" y "b". Por ejemplo, los conjuntos de datos de permeabilidad y de porosidad de los canales conductivos hidráulicos (C-H) de cada grupo, se utilizan para calcular el diámetro hidráulico de poro efectivo d_H con el valor inicial de "a" de 20.464 y "b" como 1.646, además del valor estimado de $d_{HtryMAX}$ para todos los conjuntos de datos agrupados sobre las líneas con " $m = 1$ " de la unidad de flujo representadas en la grafica (ver grafico 8, pág. 47).

El método de Gauss-Newton se aplica para obtener el valor de "a", "b", y d_H para cada conjunto de datos de permeabilidad y porosidad (ver procedimiento en el numeral 2.3.1 de este articulo). La iteración se valida hasta que sus valores son lo suficientemente convergentes con la diferencia entre el valor último y el anterior igual a 0,01% que indirectamente representa la diferencia entre la permeabilidad del núcleo actual y la permeabilidad calculada a partir de la ecuación (36) que es inferior del 1%.

3.8 VALIDACIÓN DEL MÉTODO DE GAUSS-NEWTON PARA EL PROCEDIMIENTO ITERATIVO APLICADO AL MODELO DE HCU.

A continuación se validará el método de Gauss Newton, aplicado al conjunto de datos característicos del yacimiento evaluado en el papper SPE-141122-STU-P. (Ver referencia bibliográfica).

Como primera medida se realizará el procedimiento a seguir de las ecuaciones y datos requeridos como iniciales para la posterior iteración del método.

Como se puede observar en la tabla 7, se registran los valores iniciales de porosidad, permeabilidad, "a", "b", $d_{HtryMAX}$, (ver tabla 1 del papper SPE-141122-STU-P) de dos grupos de facies (FG-4 y FG-2) seleccionados para la evaluación del método iterativo.

En la cual mediante la ecuación 36, se calcula la permeabilidad corregida para los datos iniciales.

$$k = (a)(\phi) \left(10^{b(m(\log\phi) + \log d_{H(MAX)})} \right)$$

Posteriormente se procede al procedimiento iterativo del método de Gauss-Newton,

$$Z^T \times Z = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial a} & \frac{\partial f_1}{\partial d_{Htry(MAX)}} \\ \frac{\partial f_2}{\partial a} & \frac{\partial f_2}{\partial d_{Htry(MAX)}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial a} & \frac{\partial f_2}{\partial a} \\ \frac{\partial f_1}{\partial d_{Htry(MAX)}} & \frac{\partial f_2}{\partial d_{Htry(MAX)}} \end{bmatrix}$$

$$\Delta k = k_{act} - k_{corr}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta a \\ \Delta d_{Htry(MAX)} \end{bmatrix} = [(Z^T) \times (Z)]^{-1} \times [(Z^T) \times (\Delta k)]$$

$$\begin{bmatrix} a_1 \\ d_{Htry(MAX)}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_0 \\ d_{Htry(MAX)}^0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta a \\ \Delta d_{Htry(MAX)} \end{bmatrix}$$

Donde:

$$\frac{\partial f}{\partial a} = (\phi) \times 10^{b(m(\log\phi) + \log d_{Htry(MAX)})}$$

$$\frac{\partial f}{\partial d_{Htry(MAX)}} = (a) \times (b) \times \left(d_{Htry(MAX)}^{(b-1)} \right) \times (\phi^{(b-1)})$$

UNIDAD HIDRAULICA 5		
RESERVOIR	19-1 aN	19-3 aN
FG	4	2
Φ	0.115	0.214
K act (mD)	6.2	34
a0	20.464	20.464
b0	1.646	1.646
d Htry (MAX)	25	25
d Htry	2.875	5.35
K corr 0 (mD)	13.384	69.226
δf/δa0	0.654	3.382
δf/δdHtry(MAX)0	116.388	323.49

**Tabla 7 – Valores iniciales para el método de Gauss-Newton.
(Papper SPE-141122-STU-P)**

Luego de a ver implementado el paso a paso para el proceso de validación del método iterativo, se registra un error significativo en el valor de la derivada $\delta f / \delta d_{Htry} (MAX)_0$, reportado en la serie de datos evaluados por el papper y los resultados para la misma serie de datos validados en nuestro proyecto (ver tabla 7 y 8, sombreado de color amarillo), el cual se expresa mediante la ecuación 42. Esto nos lleva a tomar asunto en la demostración y validación matemática de la ecuación 42, planteada por el papper, registrando una solución no aplicable de dicha ecuación para el modelo iterativo. Lo cual para nuestro proyecto no se tendrá como referencia esta serie de ecuaciones propuestas, además del método de Gauss-Newton.

UNIDAD HIDRAULICA 5		
RESERVOIR	19-1 aN	19-3 aN
FG	4	2
Φ	0.115	0.214
K act (mD)	6.2	34
a0	20.464	20.464
b0	1.646	1.646
d Htry (MAX)	25	25
d Htry	2.875	5.35
K corr 0 (mD)	13.384	69.226
$\delta f / \delta a_0$	0.654	3.382
$\delta f / \delta d_{Htry}(MAX)_0$	0.881	4.557

**Tabla 8 – Validación de los valores finales para el método de Gauss-Newton.
(Papper SPE-141122-STU-P)**

3.9 PROCEDIMIENTO ITERATIVO APLICADO EN EL MODELO DE HCU PARA NUESTRA FORMACIÓN PRODUCTORA DE HIDROCARBURO.

El objetivo del proceso iterativo es llegar a determinar los valores correspondientes a los parámetros de “a”, “b” y “d_H”, que se ajusten de la mejor forma al conjunto de datos agrupados para cada unidad de conductividad hidráulica en nuestro yacimiento, para poder evaluar el valor de permeabilidad implementando la correlación mejorada en nuestro proyecto.

Partiendo de la ecuación 34, y despejando el parámetro “d_H”, obtenemos las siguientes dos ecuaciones;

$$\log d_H = m(\log \phi) + \log d_{H(MAX)}$$

$$d_H = \phi^m (d_{HMAX}) \quad \text{Ec. 44}$$

$$d_H = \left[\frac{K}{(a)(\phi)} \right]^{\frac{1}{b}} \quad \text{Ec. 45}$$

Igualando las ecuaciones 44 y 45 obtenemos;

$$\phi^m (d_{HMAX}) = \left[\frac{K}{(a)(\phi)} \right]^{\frac{1}{b}} \quad \text{Ec. 46}$$

Desarrollando operaciones matemáticas y despejando “b”, obtenemos la ecuación para la determinación de dicho parámetro, para el conjunto de datos de porosidad y permeabilidad de cada HCU, sin necesidad del proceso de iteración.

$$b = \frac{\ln\left(\frac{(K_1)(\phi_2)}{(K_2)(\phi_1)}\right)}{\ln\left(\frac{\phi_1}{\phi_2}\right)} \quad \text{Ec. 47}$$

Donde,

$\phi(\%)_{1-2}$ y $K(mD)_{1-2}$ = valores específicos de (C – H), para cada (HCU).

De acuerdo con la ecuación 47, podemos implementar la siguiente relación,

$$\phi^{(b)(m)} (d_{HMAX}^b) = \frac{K}{(a)(\phi)} \quad \text{Ec. 48}$$

Por último despejamos la propiedad a la cual se centra nuestro estudio en este artículo, la permeabilidad (K);

$$K = (a)(d_{HMAX}^b)(\phi^{bm+1}) \quad \text{Ec. 49}$$

Implementando el programa Microsoft Office Excel opción “Solver”¹⁴, podemos determinar el valor de los parámetros reales de “a” y “dH”, para el conjunto de valores de conductividad hidráulica (C-H), característicos de cada unidad de conductividad hidráulica (HCU), cuando el valor de Δk sea igual a cero. Los valores de “a”, “b” y “dH”, para cada HCU, se pueden observar en la tabla 9.

¹⁴ Microsoft Office Excel 2010

HCU	a	b	dHmax
HCU-1	39.5293414	1.45580529	262.9511975
HCU-2	29.5229446	1.50551932	171.5680188
HCU-3	25.203963	1.6087133	106.5299858
HCU-4	19.1987652	1.78266097	69.35433546
HCU-5	21.8816493	1.67947976	48.07319214
HCU-6	21.6120347	1.71527255	32.31126523
HCU-7	20.7504542	1.62779549	25.39115092

Tabla 9 – Cálculo de las variables “a”, “b” y “d_{HMAX}” para cada HCU.

A continuación registraremos un ejemplo en la cual tomamos dos pares de datos de porosidad y permeabilidad de los canales conductivos 2 y 3 (CH-2 y CH-3), para la unidad de conductividad hidráulica 7 (HCU-7), además del valor inicial de “d_{HtryMAX}” leído de la grafica 8. Arrojando resultados exitosos. (Ver tablas 10 y 11).

VALORES INICIALES		
UNIDAD HIDRAULICA 7 (HCU-7)		
C-H	2	3
Φ	0.105	0.118
K act (mD)	10.788	14.719
a	20.464	20.464
b	1.5	1.5
d Htry (MAX)	25	25
K corr (mD)	9.13	12.23
m	1	1

Tabla 10 – Valores iniciales de “a”, “b” y “d_{HMAX}” para HCU-7.

VALORES CALCULADOS "a, b, dHmax"		
UNIDAD HIDRAULICA 7 (HCU-7)		
C-H	2	3
Φ	0.105	0.118
K act (mD)	10.788	14.719
a	20.75	
b	1.62	
d H (MAX)	25.39	
K corr (mD)	10.750	14.610
m	1	1
Δk (%)	0.001	0.005

Tabla 11 – Valores finales de “a”, “b” y “d_{HMAX}” para HCU-7.

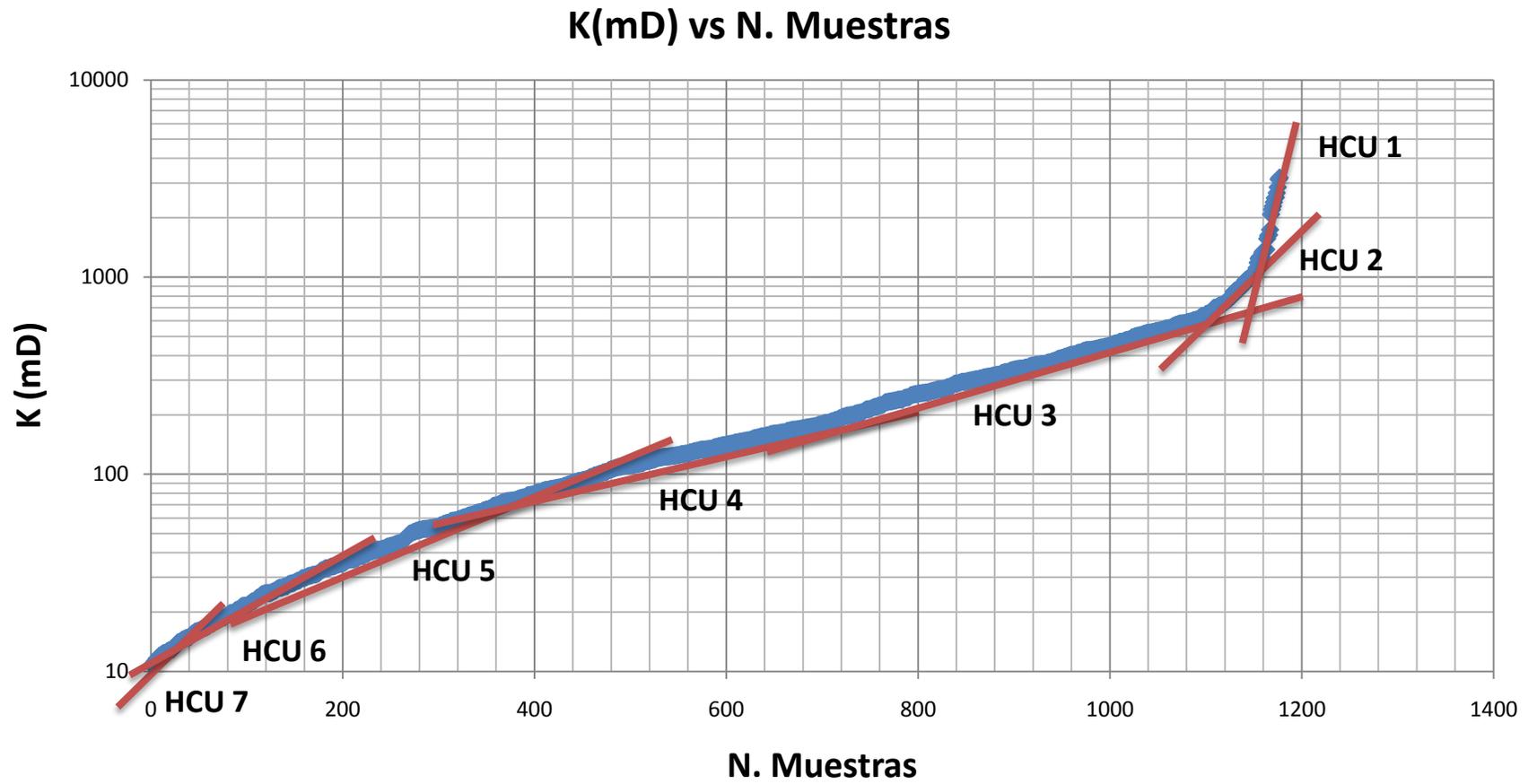


Gráfico 6 - Relación Permeabilidad vs. Número de Muestras.

CONDUCTIVIDAD HIDRAULICA

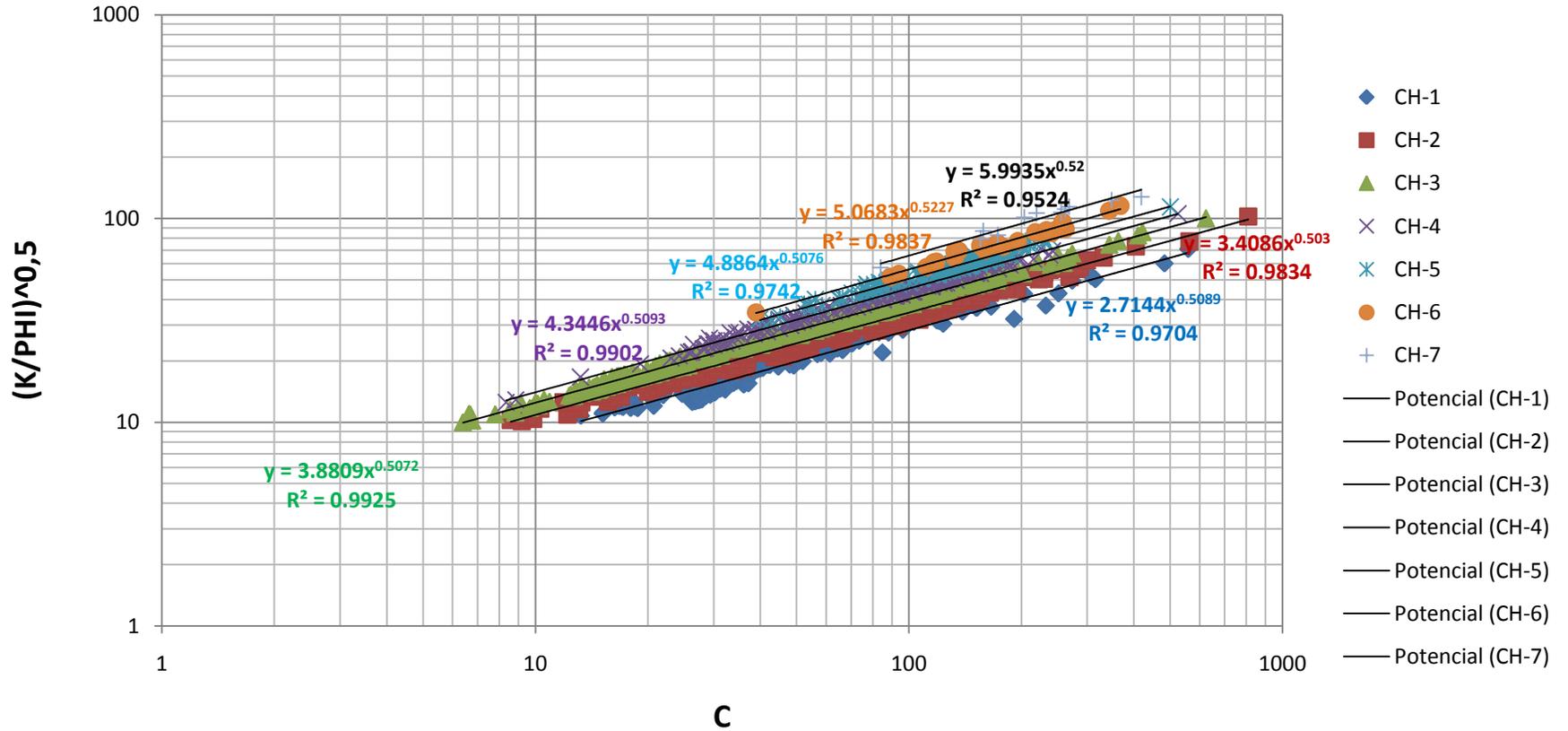


Gráfico 7 – Log-Log $(K/PHI)^{0,5}$ vs. Conductividad Hidráulica.

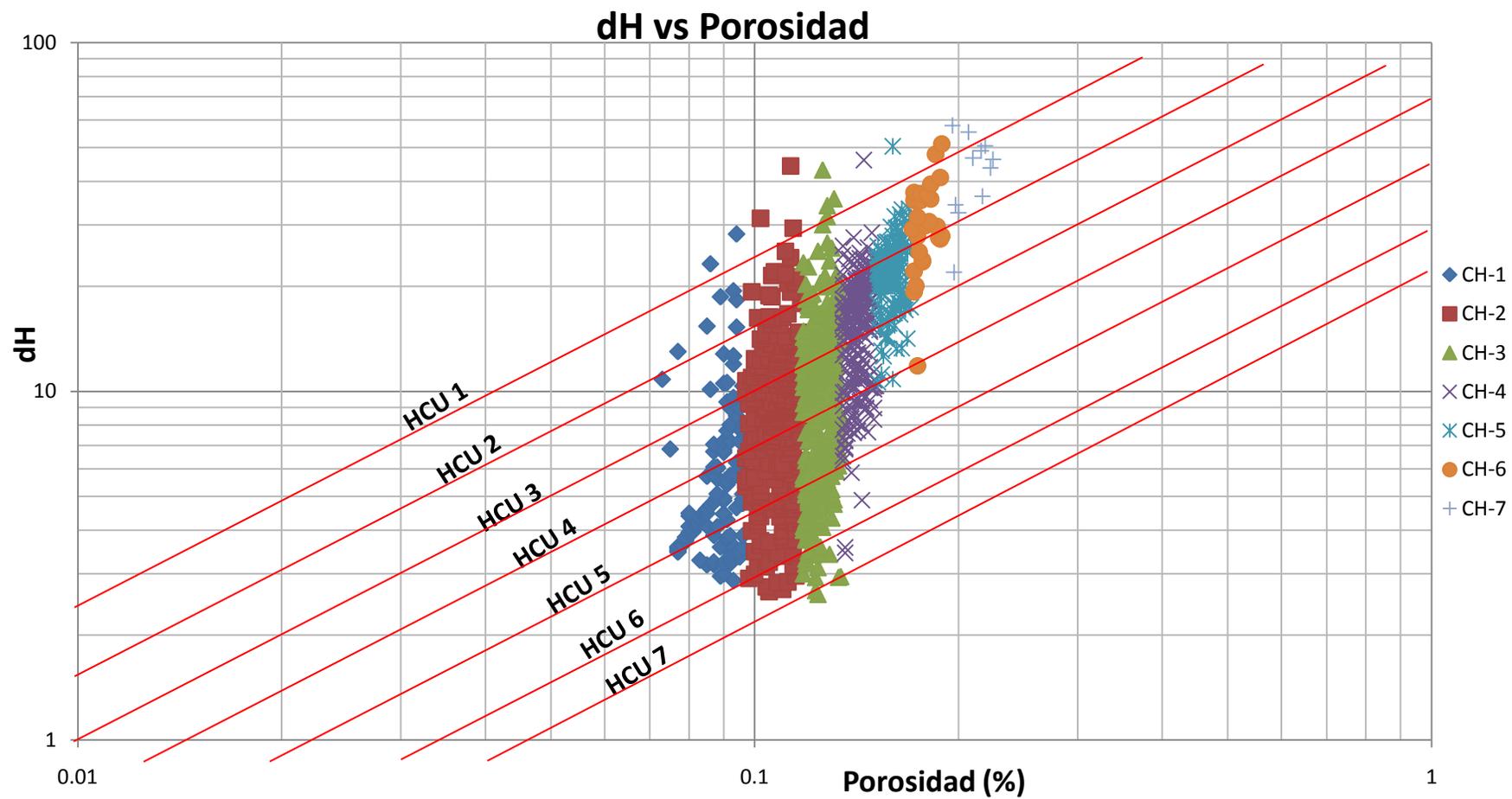


Gráfico 8 – Relación Diámetro Hidráulico del poro vs. Porosidad.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Después del proceso de estudio, evaluación y caracterización de las unidades hidráulicas para nuestra formación productora de hidrocarburos, propuestos por los métodos de unidades hidráulicas de flujo (HFU) y unidades de conductividad hidráulica (HCU), se procede a determinar la permeabilidad a partir de datos de porosidad y parámetros específicos de cada método.

A continuación daremos un ejemplo y hallaremos la permeabilidad por los dos métodos propuestos;

- **MÉTODO UNIDADES HIDRÁULICAS DE FLUJO (HFU).**

Datos iniciales,

$$\phi = 0.105$$

$$K_{real} = 10.788 (mD)$$

Implementando la ecuación 25 obtenemos;

$$k = 1014(FZI^2) \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} = 10.778 (mD)$$

Donde;

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} = 0.3183$$

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) = 0.1173$$

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_S(\tau_{Sgv})}} = \frac{RQI}{\phi_z} = 2.7120$$

- **MÉTODO UNIDADES DE CONDUCTIVIDAD HIDRÁULICAS (HCU).**

Datos iniciales,

$$\phi = 0.105$$

$$K_{real} = 10.788 (mD)$$

Implementado la ecuación 49, obtenemos;

$$K = (a)(d_{HMAX}^b)(\phi^{bm+1}) = 10.750 (mD)$$

Donde,

$$\begin{aligned} a &= 20.75 \\ b &= 1.62 \\ d_{HMAX} &= 25.39 \\ m &= 1 \end{aligned}$$

Una vez determinado el valor de la permeabilidad por los dos métodos, se realiza una grafica log-log de la permeabilidad real vs. permeabilidad calculada por los métodos HFU y HCU. (Ver grafico 9), en la cual se observa un mejor agrupamiento de los resultados obtenidos por el método HFU, con error menor al 1%, con respecto al método de HCU, el cual nos arroja resultados menores al 10% de error.

Esto nos lleva a realizar un grafico log-log donde se muestra la relación de permeabilidades reales vs permeabilidades calculadas por el método HCU; donde se puede apreciar la grafica calculada con un error menor a 10% y 1% respectivamente (ver grafico 10). Es obvio que al reducir el error significativamente nos muestra una tendencia más ajustada a los valores reales, sin embargo al hacer menor el error genera un número mayor de unidades de conductividad hidráulicas. Esto indica que el método de unidades de conductividad hidráulicas es mucho más preciso en yacimientos que tienen mayor complejidad en sus ambientes de depositación y tienen heterogeneidad en cuanto a la permeabilidad y porosidad.

Permeabilidad Calculada (HFU) Vs. Permeabilidad Calculada (HCU)

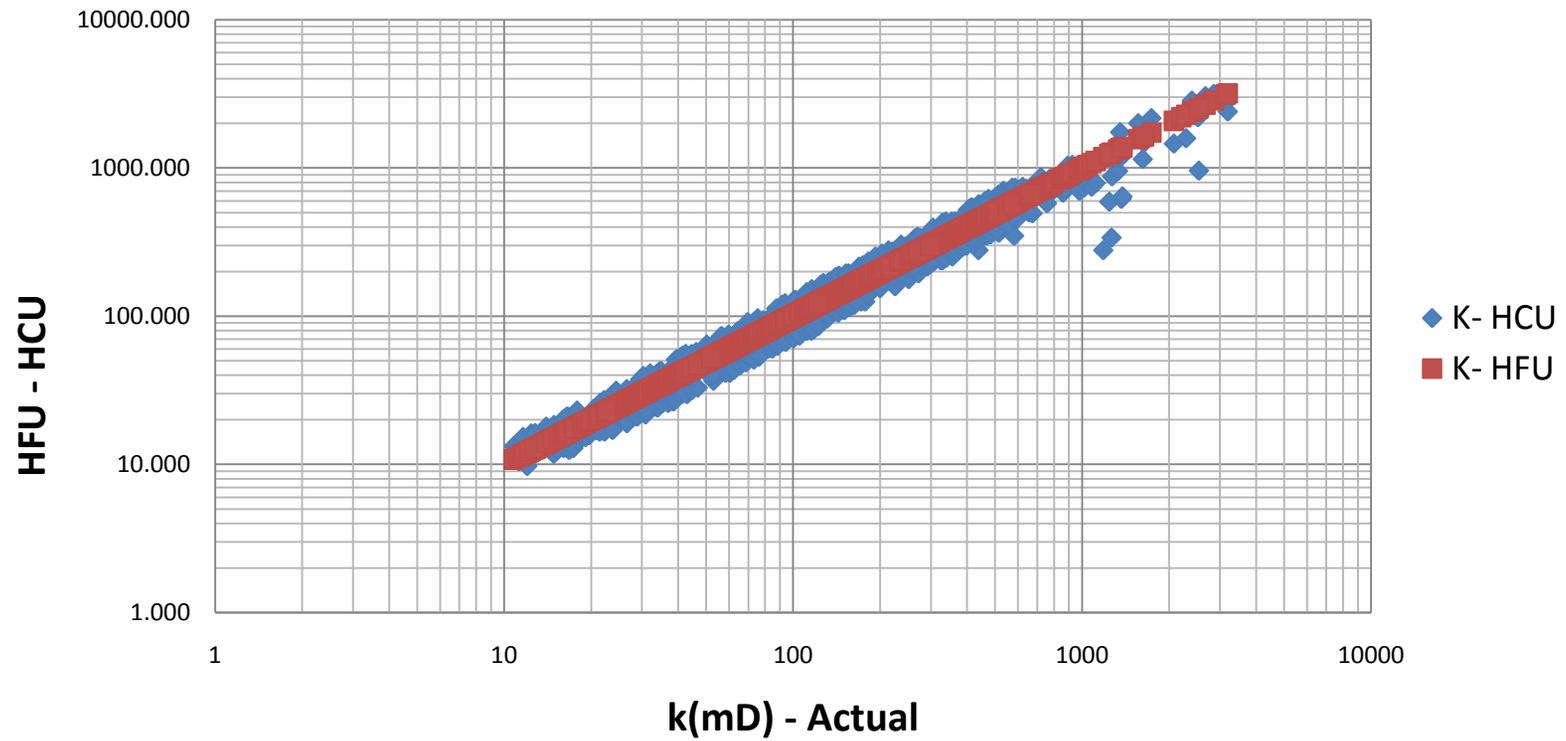


Gráfico 9 – Relación Permeabilidad calculada (HFU) vs. Permeabilidad calculada (HCU).

Permeabilidad Real Vs. Permeabilidad Calculada

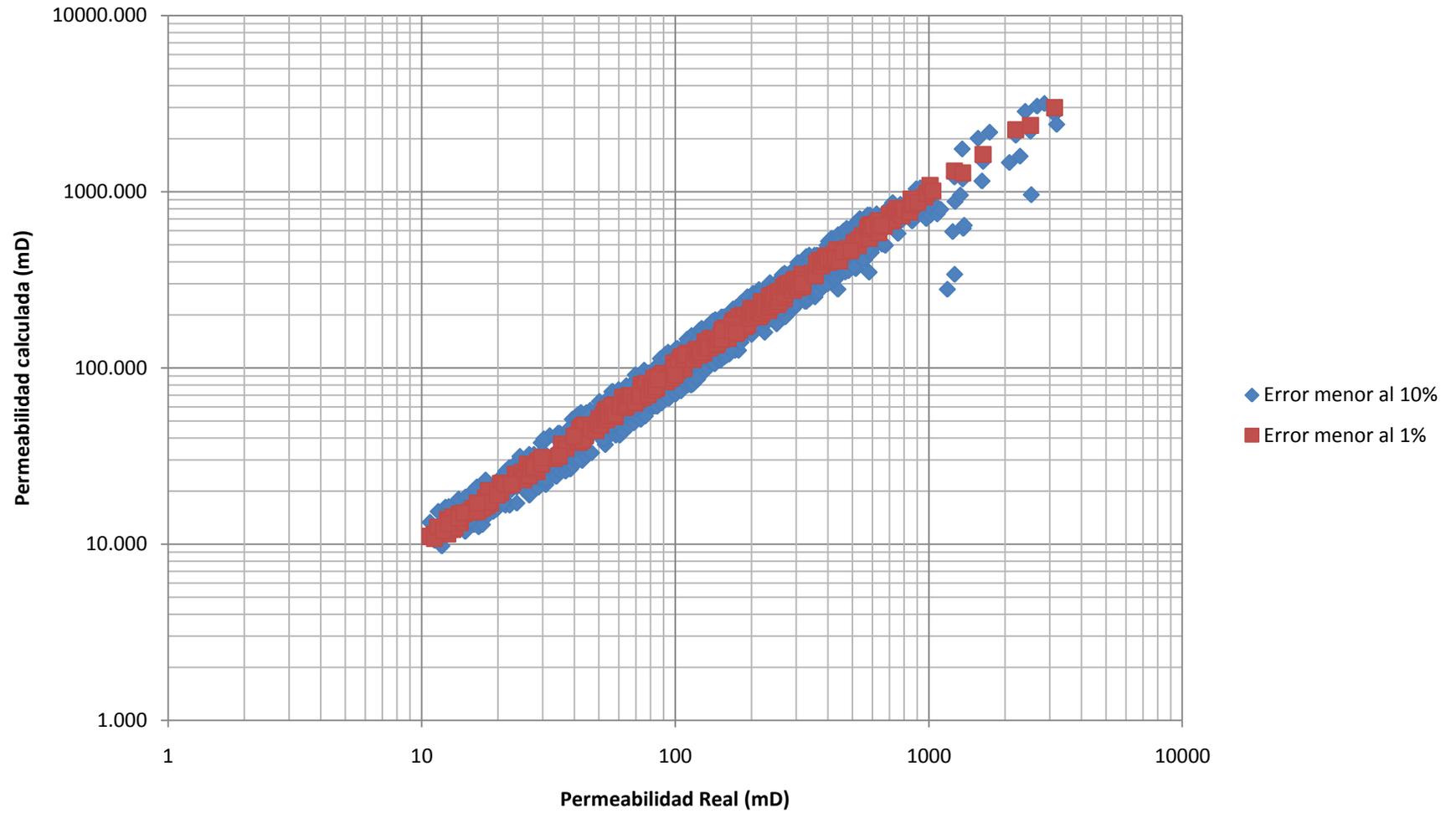


Gráfico 10 – Permeabilidad calculada (HCU) con error menor al 1%.

5. CONCLUSIONES

- La importancia de la caracterización del yacimiento mediante el método de unidades de conductividad hidráulica (HCU), estableciendo la relación entre permeabilidad y porosidad, diámetro hidráulico, conductividad hidráulica y unidad hidráulica de flujo; todo con el objetivo de aumentar el factor de recobro y tener éxito en los proyectos de IOR y EOR.
- El método de unidades de conductividad hidráulicas (HCU), nos brinda un aporte muy fundamental para el proceso de evaluación del comportamiento de la permeabilidad vs. porosidad en un yacimiento de petróleo, adquiriendo información completa de registros de potencial espontáneo, gamma ray, densidad neutrónica y densidad de porosidad, para así obtener una eficaz caracterización de zona de flujo.
- En el proceso de determinación de la permeabilidad por medio de la caracterización de unidades hidráulicas, se analizaron 1200 datos de la formación productora, arrojando porcentajes de error muy bajos (Δk (%) = 0.001), esto nos representa una alta confiabilidad en los resultados al momento de la aplicación de los modelos de HFU como HCU.
- El método de HCU, es un método práctico y de fácil aplicación, muy robusto al momento de realizar la caracterización de los canales hidráulicos de flujo presentes en la formación de interés. Teniendo en cuenta la gran importancia que posee la relación entre la permeabilidad y la porosidad en función del tamaño del grano del poro, la tortuosidad, el factor de forma y el radio de unidad hidráulica promedio.

6. BIBLIOGRAFÍA

- Agus Susilo, Institut Teknologi Bandung “Permeability Prediction Based on Capillary Model” SPE 141122-STU.September 2010.
- Camargo Jorge A. “Introducción a la Interpretación de Perfiles de Pozo Abierto”. Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Neiva, 2008
- Irvan Rahamawan, Yusni Aditiah, Akbar Kurniawan, Tri Firmanto, Jati Priyantoro, And Ezzat E. Gomaa, EMP Malacca Strait” Estimating Permeability in Un cored Wells Using Modified Flow Zone Index” SPE 122490. August 2009
- Jude O. Amaefule* and Mehmet Altunbay*, Core Laboratories; Djebbar Tiab*, U. of Oklahoma; David G. Kersey and Dare K. Keelan*, Core Laboratories “Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells” SPE 26436.October 1993
- Vidal, Eduardo e Izquierdo, Luis. “Metodología para la correlación de porosidades medidas en núcleos con porosidades de perfiles” 1995. Tesis de grado.