

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA A PARTIR DE NÚCLEOS DE  
PERFORACIÓN Y REGISTROS DE POZO PARA LAS ARENISCAS DE LA  
FORMACIÓN MUGROSA DEL CAMPO COLORADO BLOQUES I Y II**

**ALDEMAR CASTILLO MARTÍNEZ 2001715  
Geología**

**JULIO RODOLFO RÍOS SIERRA 2043086  
Ingeniería de Petróleos**

**Ing. ARISTÓBULO BEJARANO MGT  
Ingeniero de Petróleos**

**GERMAN MEZA  
Geólogo**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FISCOQUÍMICAS  
ESCUELAS DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA  
2008**

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA A PARTIR DE NÚCLEOS DE  
PERFORACIÓN Y REGISTROS DE POZO PARA LAS ARENISCAS DE LA  
FORMACIÓN MUGROSA DEL CAMPO COLORADO BLOQUES I Y II**

**ALDEMAR CASTILLO MARTÍNEZ  
JULIO RODOLFO RÍOS SIERRA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de Geólogo  
y Ingeniero de Petróleos**

**Ing. ARISTÓBULO BEJARANO MGT  
Ingeniero de Petróleos**

**GERMAN MEZA  
Geólogo**

**Codirector ICP  
RUBÉN HERNÁN CASTRO  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2008**

## **AGREDECIMIENTOS**

Les queremos dar un agradecimiento a todas las personas que nos colaboraron en el desarrollo de este trabajo en especial a:

Ingeniero Aristóbulo Bejarano, Ingeniero Hernando Buendía, Ingeniero Rubén Castro, Ingeniero Héctor Hugo Pérez, Geólogo German Meza, Geólogo Jorge Pinto, al grupo de investigación campos maduros, a las directivas del Campo Escuela, a los integrantes de los frentes de investigación en petrofísica y geología, Allan S., Gerson G., Crispin F., Ivonne J. y a Laura R.

A todos ellos un sincero agradecimiento ya que con sus recomendaciones y apoyo se logró se logró culminar este trabajo.

## DEDICATORIA

*A DIOS por permitirme cumplir con esta meta y por darme la oportunidad para demostrarlo y seguirlo haciendo "GRACIAS PADRE".*

*A mis padres Marco Julio y Josefina por que son el soporte para seguir adelante, razón de mi vida. Les doy gracias y dedico este triunfo a sus grandes esfuerzos.*

*A mi hermanita Maria Nelly por ser mi apoyo permanente en todo momento, esto es para ti también*

*A mis hermanos Francisco, Danilo, Orlando y Samuel y a toda mi familia porque creen en mi en especial a mi tia Flor a quien respeto y quiero mucho.*

*A mis amigos de quienes estoy orgulloso de haberlos conocido y porque confían en mi.*

JULIO R.

## DEDICATORIA

*A mis padres Maria Isabel y Luis Arturo por ser el apoyo y amigos incondicionales en los cuales siempre encontre el respaldo para continuar adelante.*

*A mis hermanos Patricia, Carlos y al menor de la familia: Alberto quien ha sido la representación de un hermano mayor, por sus sabios consejos y la confianza depositada en mí. Hermano muchas de las cosas que tengo hoy se las debo, espero algún día poder brindarle todo el apoyo que usted me brindo.*

*A mis amigos y compañeros de la vida universitaria y a toda la familia de las Residencias Universitarias UQZ con quienes aprendí lo que es la convivencia y el liderazgo.*

ALDEMAR C.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	17
<b>OBJETIVOS</b>	18
OBJETIVO GENERAL	18
OBJETIVOS ESPECIFICOS	18
<b>1. FUNDAMENTOS DE PETROFÍSICA Y REGISTRO ELÉCTRICO</b>	<b>19</b>
1.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS	19
1.1.1 Porosidad	19
1.1.2 Saturación	20
1.1.3 Permeabilidad	22
1.1.4 Resistividad	23
1.1.5 Factor de Formación	24
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS REGISTROS	25
1.2.1 Registro Potencial Espontáneo (SP)	25
1.2.2 Perfil de Rayos Gamma	29
1.2.3 Registro de Resistividad	32
1.2.4 Registro Neutrón (NPHI)	32
1.3 DEFINICIÓN DE FACIE	35
1.4 DEFINICIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS	35
1.4.1 Corrección de las propiedades petrofísicas básicas (porosidad y permeabilidad)	36
1.4.2 Método de kozeny-carmen para la determinación de unidades hidráulicas	37
<b>2. GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO</b>	<b>40</b>
2.1 GENERALIDADES	40
2.1.1 Localización	40
2.1.2 Reseña Histórica Del Campo Colorado	41
2.1.3 Marco geológico regional	42
2.1.4 Estratigrafía Cuenca Valle Medio del Magdalena	43
2.2 Estructura campo colorado	45
<b>3. DESCRIPCIÓN DE NÚCLEOS DE PERFORACIÓN</b>	<b>51</b>
2.3 ANTECEDENTES	51
2.4 METODOLOGÍA	52

	pág.
3.2.1 Análisis Textural	52
3.2.2 Análisis Composicional	54
3.2.3 Determinación de Facies	55
3.2.4 Ajuste roca registro	56
3.2.5 Resultados	56
3.2.6 Litofacies Grava	58
3.2.7 Litofacies Arenisca	59
3.2.8 Litofacies Clásticas de Grano Fino	63
<b>4. UNIDADES HIDRÁULICAS</b>	<b>68</b>
4.1 CORRECCIONES A LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS BÁSICAS POR PRESIÓN DE CONFINAMIENTO	68
4.2 DETERMINACIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICA	73
4.2.1 Caracterización Para Tres Unidades Hidráulicas	76
4.2.2 Caracterización para cuatro Unidades hidráulicas	78
4.3 EXTRAPOLACIÓN DE LAS UNIDADES HIDRÁULICAS	83
<b>5. CALAULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA <math>S_w</math></b>	<b>89</b>
5.1 DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN	89
5.2 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA	102
5.3 MONTAJE DE LA INFORMACIÓNEN EL SOFTWARE	109
CONCLUSIONES	111
RECOMENDACIONES	113
BIBLIOGRAFIA	114
ANEXOS	115

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Modificado del código Litofacial de Miall 1985	56
Tabla 2. Corrección de porosidad y permeabilidad	68
Tabla 3. Resumen de la salida de datos de SCALA	78
Tabla 4. Resumen salida de datos estadísticos de SCALA	81
Tabla 5. Encabezado del formato para cargar en PETROLAB	85
Tabla 6. Encabezado de las transformadas generadas por PETROLAB	85
Tabla 7. Forma del encabezado del registro para extrapolar la información de los pozos que no tiene datos de corazones	86
Tabla 8. Encabezado del registro que nos arroja PETROLAB	87
Tabla 9 Factores de Dunlap	94
Tabla 10. Salinidad total equivalente para pozos campo colorado	95
Tabla 11. Salinidades para la formación M.B	97
Tabla 12. Valores de resistividad a temperatura de la formación	98
Tabla 13. Datos de porosidad, permeabilidad y factor de Formación	100
Tabla 14. Determinación de Sw con $n=m=1.592$ , $R_w=0.41$ y $R_t=rsd$	102
Tabla 15. Determinación del parámetro A	107

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Zonas registradas por el SP	27
Figura 2. Comportamiento de la curva de SP para diferentes litologías	28
Figura 3. Funcionamiento del Neutrón	34
Figura 4. Localización Campo Colorado tomado de ECOPEPETROL 2003 Diagnostico y Estrategias de Recobro	40
Figura 5. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca	43
Figura 6. Línea Sísmica PMS 981700. Sentido SW-NE tomada de Ecoperol ICP 2003 D.E.R.	46
Figura 8. Estructural al tope de la Formación Mugrosa (Zona B)	48
Figura 9. Correlaciones estructurales bloque I	49
Figura 10 Correlaciones estructurales bloque II	50
Figura 11 Tamaño de grano. AMERICA CANADIA STRATIGRAPHIC	53
Figura12. Forma de las partículas y esfericidad.	53
Figura.13. Imágenes de calibrado de las partículas.	53
Figura 14. The Rock Color Chart (1991), la cual provee muestras de colores catalogados por sus respectivos códigos para unificar la comprensión de estos colores	54
Figura 15: Clasificación composicional para areniscas basada en Fol.	55
Figura 16 Muestra en la que las madrigueras se emplazan en facies arenisca	57
Figura 17 Muestra en la que las madrigueras se emplazan es limolitas.	58
Figura 18 Graduación Inversa	59
Figura 19. Muestra típica de arenisca con estratificación cruzada en artesa, facies St	60
Figura 20 Muestra típica de artesa en afloramiento, facies St.	60
Figura 21. Muestra de artesas amalgamadas, de espesor considerable	61

Figura 22	Forma como aparece la estratificación cruzada paralela en núcleos	61
Figura 23.	Se muestran los relictos de ripples.	62
Figura 24	Típico ejemplo de las ondulitas en afloramiento, facies Sr	63
Figura 25	Típico afloramiento de facies clásticas de grano fino (limolitas, arcillalitas)	64
Figura 26.	Típico ejemplo de una limolita arenosa poco laminada, facies FI	64
Figura 27.	Típica limolita arcillosa masiva, facies Fsm.	65
Figura 28 a, 28b	Arriba se muestra una arcillolita, varicoloreada, abajo una árnicas de grano muy fina cuya estratificación a sido perturbada por la bioturbación.	66
Figura 29.	Típico icnofacies escoyenia, esta aparece en todas las litologías	67
Figura 30.	Mapa extrapolación de las unidades hidráulicas	84
Figura 31.	Formato encabezado de los registros para ser cargados al softwa	88
Figura 32.	Distribución de la resistividad para el campo colorado	101

## LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Grafica 1. Relación porosidad corregida contra permeabilidad corregida para el campo colorado	72
Grafica 2. Datos de RQI Y PHI_Z del campo colorado.	74
Grafica 3. RQI vs. PHI_Z del campo colorado, distribución de líneas para ajuste de unidades hidráulicas.	75
Grafica 4. Dendrograma análisis CLUSTER; tres unidades Hidráulicas	76
Grafica 5. RQI vs. PHI_Z para tres unidades Hidráulicas	77
Grafica 6. Permeabilidad vs. Porosidad para tres unidades Hidráulicas	78
Grafica 7. Dendrograma análisis CLUSTER; cuatro unidades Hidráulicas	85
Grafica 8. RQI vs. PHI_Z para cuatro unidades Hidráulicas	80
Grafica 9. Permeabilidad vs. Porosidad para cuatro unidades Hidráulicas	81
Grafica 10. Diagrama para Determinar la resistividad $R_w$	93
Grafica 11. Constante A vs. RSD	104

## **ANEXOS**

- Anexo A. Formato de Descripción de Núcleos
- Anexo B. Descripción de Secciones Delgadas
- Anexo C. Columnas Estratigráficas y Correlaciones
- Anexo D. Información Petrel
- Anexo E. Secciones delgadas campo colorado
- Anexo F. Análisis básicos y especiales

## RESUMEN

### TITULO

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA A PARTIR DE NÚCLEOS DE PERFORACIÓN Y REGISTROS DE POZO PARA LAS ARENISCAS DE LA FORMACIÓN MUGROSA DEL CAMPO COLORADO BLOQUES I Y II\*<sup>1</sup>

### AUTORES:

ALDEMAR CASTILLO MARTÍNEZ, JULIO RODOLFO RÍOS SIERRA\*\*

### PALABRAS CLAVE

Unidades Hidráulicas, Análisis Cluster, Salinidad, Resistividad, Factor de formación, Litofacies

### RESUMEN

En el análisis petrofísico se debe tener en cuenta diferentes aspectos que pueden influir en el valor de las propiedades petrofísicas, aspectos como la corrección por presión de confinamiento a las propiedades básicas como a la porosidad y a la permeabilidad; permiten generar valores generados de las propiedades petrofísicas sean mas cercanos a las del yacimiento.

Definir las unidades hidráulicas y el indicador de zona de flujo en un yacimiento permiten evaluar zonas que pueden ser de gran interés, por esta razón se decide realizar la caracterización de la unidades hidráulicas y el indicador de zona de flujo para el campo escuela colorado para los bloques I y II.

El campo escuela es un campo que presenta deficiencia en la información para realizar el calculo de la saturación de agua; ya que para trabajos anteriores no contaban con el valor de los parámetros ( $n$ ,  $m$  a  $R_w$ ) se tomaron arbitrariamente sin tener los datos de laboratorio. Con este trabajo se determinaron estos parámetros mediante análisis de laboratorio y proponiendo metodologías que nos permiten tener valores más reales a los del yacimiento. La falta de registros de porosidad es otro problema que presenta el campo para determinar el valor de la porosidad de las arenas de interés. Con este trabajo se presenta una metodología para calcular la porosidad, y así tener los parámetros necesarios para poder determinar la saturación de agua en el yacimiento.

---

\*Proyecto de Grado

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

\*\*Directores: ARISTÓBULO BEJARANO, GERMAN MEZA

## ABSTRACT

### TITLE

PETROPYSICS CHARACTERIZATION THROUGH OF WELL LOGS AND DRILLING CORE FOR THE MUGROSA FORMATION OF THE SANDS FOR COLORADO FIELD ZONES I II<sup>2</sup>

### AUTHORS:

ALDEMAR CASTILLO MARTÍNEZ, JULIO RODOLFO RÍOS SIERRA\*\*

Hydraulic Units, Rock Types, Cluster Analysis, Salinity, Resistivity, Formation Factor, Lithofacies.

In the petrofísica analysis one is due to consider different aspects that can influence in the value of the petrofísicas properties, aspects like the correction by pressure of confinement to the basic properties like the porosity and to the permeability; they allow to generate generated values of the petrofísicas properties are but near those of the deposit.

To define the hydraulic units and the indicator of zone of flow in a deposit they allow to evaluate zones that can be of great interest, therefore is decided to realise the characterization of the hydraulic units and the indicator of zone of flow for the field school colored for blocks I and II.

The field school is a field that presents/displays deficiency in the information to realise the calculation of the water saturation; since for previous works they did not count on the value of the parameters ( $n$ ,  $m_s$  to  $R_w$ ) were taken arbitrarily without having the laboratory data. With this work these parameters by means of laboratory analysis were determined and proposing methodologies that allow us to have more real values to those of the deposit. The lack of porosity registries is another problem that presents/displays the field to determine the value of the porosity of interest sands. With this work a methodology appears to calculate the porosity, and thus to have the parameters necessary to be able to determine the water saturation in the deposit.

---

<sup>2</sup>Proyecto de Grado

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

\*\*Directores: ARISTÓBULO BEJARANO, GERMAN MEZA

## INTRODUCCIÓN

Los estudios petrofísicos con los que cuenta este campo se realizaron utilizando metodologías y técnicas que hoy día se pueden reevaluar y reinterpretar gracias a los avances tecnológicos.

Un aspecto principal es replantear la información disponible de estudios petrofísicos hechos con anterioridad, acerca de cómo es el comportamiento del petróleo respecto a su movilidad en los diferentes tipos de roca. Es necesaria la identificación de zonas que pueden presentar un gran interés como roca reservorio y que hoy en día pueden llegar a ser representativas en el aumento de la producción para el campo.

Por otra parte, la falta de datos sobre cómo es la distribución y cuál es la dirección de los canales de flujo, representa un alto grado de incertidumbre en la interpretación de la información encontrada. Donde los análisis básicos, especiales y sedimentológicos ayudan a proyectar una visión más acertada de la distribución de los hidrocarburos en el campo.

Este estudio está enfocado en realizar la caracterización de las propiedades petrofísicas específicamente en los bloques I y II para la formación mugrosa, buscando definir mejores oportunidades de producción. De esta manera a través de los registros de pozo y, orientados por el modelo geológico, se desarrolla una metodología que permita relacionar e interpretar dichas propiedades.

La primera parte de este estudio explica cuáles son las herramientas básicas para un estudio petrofísico, es decir, cuáles y qué tipo de registros; esto con el fin de entender qué se puede determinar a partir de los conocimientos básicos.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Realizar la caracterización petrofísica a partir de núcleos de perforación y registros de pozo de la formación mugrosa para los bloques I y II en el campo escuela Colorado.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Interpretar y analizar la información correspondiente a la descripción y caracterización petrofísica disponible para el campo Colorado.
- Desarrollar una metodología y análisis petrofísico que satisfaga el objetivo general.
- Establecer y realizar el ajuste del análisis de corazones con los registros de la roca que permita ajustar propiedades litológicas del campo en los bloques I y II de la formación mugrosa.
- Ajustar los resultados obtenidos de modelos anteriores usados para la formación Mugrosa a los resultados obtenidos con esta caracterización para dicha formación.

## 1. FUNDAMENTOS DE PETROFÍSICA Y REGISTROS ELÉCTRICOS

Petrofísica es el estudio de las relaciones que existen entre las propiedades físicas texturales y químicas de las rocas y de los fluidos contenidos en ellas, basado en las medidas de registros de pozo y análisis de corazones. La interpretación de registros eléctricos nos permite determinar litologías y la presencia o ausencia de hidrocarburos en éstas.

Los parámetros de interés para un intérprete al momento de evaluar una formación por medio de los registros son la porosidad ( $\Phi$ ), la saturación de agua ( $S_w$ ) y la permeabilidad ( $K$ ). Con los dos primeros es posible calcular el volumen de hidrocarburos existentes en un reservorio, con el último, la razón a la cual estos se pueden producir (Bendeck, 1992).

### 1.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Estos parámetros pueden ser determinados por los registros de pozos y ajustados con los análisis de laboratorio (básico y especial).

**1.1.1 Porosidad.** Denotada como ( $\Phi$ ), es la fracción del volumen total de roca correspondiente al espacio poral. Las porosidades se clasifican de acuerdo al ordenamiento físico del material que encierra un poro y a la distribución y forma de los poros.

En una arena limpia la roca matriz está formada por granos individuales de arena, de forma aproximadamente esférica, y compactados entre sí cuyo espacio poral viene a darse entre los granos. Tal porosidad es denominada 'porosidad intergranular', que se supone ha existido en las formaciones desde el tiempo en que se depositaron y por eso se le conoce también como 'porosidad primaria'.

Los carbonatos pueden también mostrar porosidad intergranular, dependiendo de cómo fueron originalmente depositados. En adición, pueden también tener porosidad secundaria en la forma de espacios vugulares o pequeñísimas “cavernas”. Esta porosidad secundaria es generada por la acción de las aguas de formación y fuerzas tectónicas sobre la roca matriz después de la depositación.

La porosidad puede calcularse de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_m}{V_b} * 100(\%) \quad \text{Ec 1}$$

$$V_b = V_p + V_m \quad \text{Ec 2}$$

$V_b$  = Volumen total de la roca yacimiento (ft<sup>3</sup>)

$V_p$  = Volumen poroso (ft<sup>3</sup>)

$V_m$  = Volumen de la matriz (ft<sup>3</sup>)

**1.1.2 Saturación.** A la fracción del espacio poral que contiene agua se le denomina ‘saturación de agua’ y se le denota por ( $S_w$ ). La sumatoria de todas las saturaciones en una roca reservorio debe ser 100%; una fracción remanente de petróleo o gas, denominada saturación de hidrocarburo ( $S_h$ ) es igual a ( $1 - S_w$ ). Podemos deducir que el reservorio se encontraba inicialmente lleno con agua y que sobre el tiempo geológico, el petróleo y el gas que se formaron en alguna otra parte, migraron hacia las formaciones porosas, desplazando el agua de los espacios porales de mayor tamaño. Sin embargo, la migración de los hidrocarburos nunca logra desplazar toda el agua intersticial. Existe una saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) que representa el agua retenida por la tensión superficial en la superficie de los granos, al contacto entre granos y en los más pequeños intersticios. Su valor varía desde cerca de 0.05% en formaciones

gruesas con poca área de superficie, hasta cerca de 0.40% o más en formaciones de grano muy fino y con una gran área de superficie. El agua irreducible nunca fluirá cuando la formación sea puesta en producción.

La fracción del volumen total de formación correspondiente a los hidrocarburos está dada por  $(\Phi \cdot S_h)$  o  $(\Phi \cdot (1 - S_w))$ , donde  $S_h$  es la saturación de hidrocarburos. Uno de los principales objetivos de los registros es determinar esta cantidad, cuyo rango de variación es de 0 hasta un máximo de  $(\Phi \cdot (1 - S_{wirr}))$ .

Para un fluido en particular, por ejemplo agua, la saturación  $S_w$ , está dada por:

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua de la roca } V_w}{\text{volumen total de la roca } V_p} \quad \text{Ec 3}$$

La ecuación para determinar la saturación de agua es basada en la fórmula de Archie:

$$S_w^n = \frac{a R_t}{R_w \phi^m} \quad \text{Ec 4}$$

$S_w$  = Saturación de Agua

$n$  = Exponente de saturación

$a$  = Constante

$R_t$  = Resistividad de la roca

$R_w$  = Resistividad del agua de formación

$\phi$  = Porosidad Efectiva

$m$  = Índice de cementación

**1.1.3 Permeabilidad.** La permeabilidad es la medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido. Ésta depende del tamaño y forma del grano y de la comunicación de los poros y a la par, de las propiedades primarias de las rocas. La unidad de medida es el *darcy*.

Esta propiedad puede ser medida en el laboratorio en pequeñas muestras cilíndricas de roca y puede ser calculada por la siguiente expresión, asumiendo flujo laminar y que sólo un fluido fluye por el medio poroso:

$$K = \frac{Q}{A} \mu \frac{dL}{dp} \quad \text{Ec 5}$$

$\frac{Q}{A}$  = Volumen de flujo por unidad de área,

$\mu$  = Viscosidad del fluido

$\frac{dL}{dp}$  = Gradiente de presión en la dirección de flujo.

Las porosidades varían solamente por un factor de 3, mientras que la permeabilidad puede variar por un valor cercano a 4000 milidarcys (md). En contraste con la porosidad, la permeabilidad depende fuertemente del valor absoluto del tamaño de grano de la roca. Sedimentos con gran tamaño de grano y poros grandes poseen normalmente altas permeabilidades, mientras que rocas de grano fino con poros pequeños y caminos de flujo más tortuosos, presentan bajas permeabilidades.

**1.1.4 Resistividad.** La resistividad es un parámetro muy importante ya que sus registros permiten deducir parámetros esenciales. En conjunto con los registros de porosidad y el conocimiento de resistividades del agua de formación, determinan los valores de saturación. Las medidas de resistividad se utilizan solas o en

combinación para deducir la resistividad de la formación en la zona no invadida, esto es, más allá de la zona contaminada por los fluidos.

La resistividad la podemos definir como la resistencia eléctrica por unidad de volumen que presenta un cierto material al paso de la corriente eléctrica y que presenta una propiedad intrínseca del mismo; se expresa en ohmios-metro. El agua de formación presentará un mayor o menor grado de conductividad dependiendo de su salinidad debido al fenómeno conocido como conducción electrolítica mientras que los hidrocarburos son aislantes perfectos y no permiten el paso de la corriente eléctrica.

El agua de formación es conductiva debido a la disolución de las sales en solución en soluciones electrolíticas. Los análisis de laboratorio nos muestran que la resistividad de una solución salina (resistividad de  $R_w$ ), disminuye cuando la concentración de sales y la temperatura aumentan. Así para cualquier concentración de sal, la temperatura de la solución salina también afecta la conductividad.

De igual forma la viscosidad del agua cambia considerablemente con las variaciones de temperatura. Como la viscosidad del agua disminuye cuando la temperatura aumenta, los iones encuentran menos resistencia de fricción a su paso y pueden moverse más libremente. En consecuencia, a mayor temperatura, la solución presenta una mayor conductividad (menor resistividad).

*Conducción de las Rocas.* La mayoría de formaciones que contienen petróleo o gas están constituidas por rocas que al no presentar fluidos o estar secas, no conducen la corriente eléctrica puesto que la corriente puede fluir sólo a través del agua intersticial debido a su contenido de sales. A mayor concentración de sales menor resistividad del agua de formación y por tanto, también la de la formación.

Para el agua de formación que sólo contiene cloruros de sodio, su resistividad ( $R_w$ ) viene dada en función de su temperatura y su salinidad.

**1.1.5 Factor de Formación.** Este factor de formación está dado por la relación existente entre la resistividad de la formación y la resistividad de la solución salina con la que está saturada totalmente. Conocida como constante de proporcionalidad o factor de formación ( $F$ ) está dada por,

$$F = \frac{R_0}{R_w} \quad \text{Ec 6}$$

el cual al mismo tiempo está relacionado con la porosidad de la formación, distribución de los poros y tamaño de poros dada por

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{Ec 7}$$

$m$  = Factor de cementación

$a$  = Es un parámetro que se determina de manera empírica.

## 1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS REGISTROS

Una clasificación que se le puede dar a los registros sería los pasivos y los activos. Los registros pasivos son aquellos que toman las propiedades físicas de la roca directamente; los activos son aquellos en los cuales debemos aplicar un método estimulante para poder tomar sus reacciones. Con esta clasificación los podemos ubicar de acuerdo a su necesidad, los registros de hueco abierto y los registros en hueco revestido.

En los registros de hueco abierto tenemos los pasivos: caliper, gamma ray, potencial espontáneo y los activos: acústicos, nucleares y electromagnéticos.

En los registros en hueco revestido tenemos los pasivos: gamma ray, temperatura y velocidad de flujo y los activos: acústicos, nucleares, electromagnéticos y mecánicos.

A continuación se mencionan algunos de los registros anteriormente citados con el fin de poder entender algunas de sus propiedades.

**1.2.1 Registro Potencial Espontáneo (SP).** La curva de Potencial Espontáneo (SP) es el registro de un fenómeno físico natural que ocurre en las rocas de una formación (Ver Fig. 2). La curva del SP registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por interacción del agua connata de la formación y el fluido de perforación conductivo, y ciertas rocas que actúan como membranas selectivas de iones (lutitas).

La curva del SP se registra generalmente en la pista 1 (pista izquierda) del perfil, usualmente junto con curvas de resistividad.

Aunque relativamente simple en su concepción, el SP es muy útil e informativo en pozos con lodos dulces para:

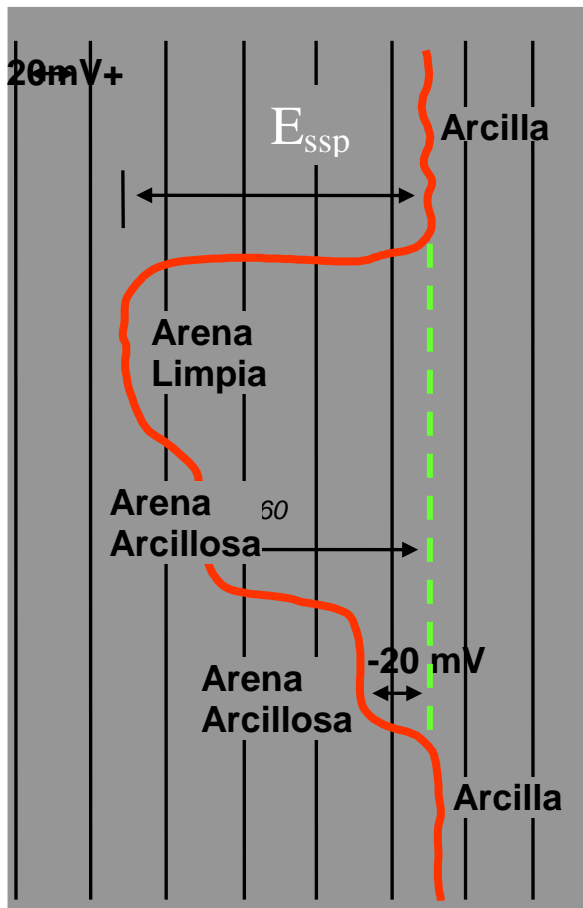
1. Detectar capas permeables.
2. Ubicar sus límites y permitir la correlación entre capas.
3. Determinar valores de la resistividad del agua de formación.
4. Dar valores cualitativos del contenido arcilloso de una capa.

La Curva de Potencial Espontáneo (SP) es un registro en función de la profundidad, de la diferencia entre el potencial de un electrodo móvil en el pozo y el potencial fijo de un electrodo de superficie. La unidad utilizada es el milivoltio.

Frente a las lutitas, las lecturas de la curva del SP son más o menos constantes y tienden a seguir una línea recta en el perfil llamada 'línea base de arcillas' (Ver Fig. 1). Frente a formaciones permeables la curva del SP se aparta de la línea base de arcillas. En capas de suficiente espesor tiende a alcanzar una desviación constante, definiendo líneas de arenas.

La posición de la línea de arcillas en el perfil no tiene un significado útil para la interpretación. El ingeniero que corre el perfil elige la escala de sensibilidad del SP y la posición de la línea, de tal forma que las desviaciones permanezcan dentro de la pista del SP.

**Figura 1. Zonas registradas por el SP**

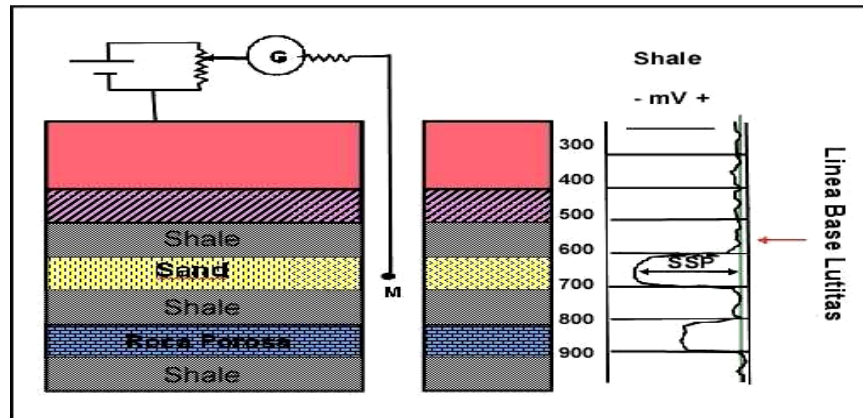


*Fuente: Autores del proyecto*

El Sp no se corre en pozos llenos de lodos no conductores (base-aceite), ya que tales lodos no forman una conexión eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Si las salinidades (resistividades) del filtrado del lodo y del agua de formación son más ó menos iguales, las flexiones del SP serán casi iguales.

Una representación del comportamiento de la curva del Sp se da en la Fig. 2, la cual mide la diferencia de potencial que se crea en la zona de las arcillas y en la zona de las areniscas o zona permeable, dando como resultado un desplazamiento hacia la izquierda (-) definiendo dicha zona. Esto depende de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo.

Figura 2. Comportamiento de la curva de SP para diferentes litologías



Fuente: Autores del proyecto

El límite de la capa se localiza en el punto de inflexión de la curva SP y su pendiente es una medida de la tasa de cambio de la intensidad de corriente con la profundidad en el hueco abierto. La regla general es que el punto de inflexión se desplaza hacia la capa de más baja resistividad.

El cálculo de la fracción de arcilla realizado a partir del perfil de Potencial Espontáneo (SP), se puede efectuar mediante las siguientes ecuaciones, (Bendeck, 1992):

$$ISHP = \frac{SPC - SPC_{cl}}{SPC_{sh} - SPC_{cl}} \quad \text{Ec 8}$$

$$V_{sh} = 0.083 * \left[ 10^{3.7ISHP} - 1.0 \right] \quad \text{Ec 9}$$

$ISHP$  = Índice de arcillosidad, V/V

$SPC_{cl}$  = Valor del SP Corregido en Arenas, MV

$SPC_{sh}$  = Valor del SP Corregido en Arcillas, MV

$V_{sh}$  = Fracción de Arcilla, V/V

Factores que afectan la forma y amplitud del SP:

1. Espesor de la Capa.
2. Resistividad de la Capa.
3. Diámetro del Hueco.
4. Profundidad de Invasión.
5. Contenido de Arcillas en zonas Permeables.
6. Arenas Arcillosas Petrolíferas.
7. Salinidad del filtrado de lodo y agua de formación.

Una de las aplicaciones importantes del SP es permitir la diferenciación de las rocas reactivas y no reactivas, es decir, porosas y no porosas, pero la mineralogía no es observada, por lo tanto es necesario complementar los perfiles con observaciones litológicas por medio de corazones de pozo. Sin embargo el análisis de perfiles eléctricos SP con sus inexactitudes permite evaluar las resistividades y salinidades del agua de formación, así como en muchos casos resulta un buen indicador del contenido de arcilla de la formación.

**1.2.2 Perfil de Rayos Gamma.** Como lo indica su nombre el Perfil de Rayos Gamma mide la actividad natural de Rayos Gamma en las formaciones. Es importante en la detección y evaluación de minerales radioactivas como Potasio y Uranio.

Una de las mayores limitaciones de los registros eléctricos es el estudio de las características de las formaciones con tubería de revestimiento. Existen muchos pozos viejos con tubería de revestimiento que no fueron registrados en forma apropiada. Para obtener información sobre la estructura de un yacimiento, de mapa stratigráfico, o para el cañoneo y reacondicionamiento de pozos donde muchas veces es necesario obtener información sobre la profundidad y espesor de dichas formaciones en pozos con tubería de revestimiento. Esta información se

puede obtener a través del uso de la herramienta de rayos gamma para el cual la tubería de revestimiento no representa ningún obstáculo.

En formaciones sedimentarias el Perfil de Rayos Gamma generalmente refleja el contenido de lutita de las formaciones, esto es porque los elementos radiactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias tienen normalmente un nivel bajo de radiactividad, a menos que estén contaminadas de cenizas rodados de graníticos radiactivo, o que las aguas de formación contengan sales de Potasio disueltas.

El Perfil de Rayos Gamma puede ser corrido en pozos entubados lo que lo hace muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento de pozos. Es frecuentemente usado para complementar el registro de Potencial Espontáneo y como sustituto de la curva SP en pozos perforados con lodos salados, vacíos o con lodos base aceite. En cada caso es útil en la ubicación de capas arcillosas y no arcillosas, y para correlaciones en general.

Desde el punto de vista de ingeniería de perfiles nucleares, sólo tres clases de detectores de Rayos Gamma son de interés, estos son los siguientes: la cámara de ionización, el contador Geiger-Mufler y el centelleómetro; el último es el más empleado tanto en los perfiles de Rayos Gamma como en los perfiles de densidad.

Las principales aplicaciones de las herramientas son:

1. Análisis de tipo de arcillas.
2. detección de minerales pesados.
3. Contenido de potasio en evaporitas.
4. Correlaciones en pozos.

Los perfiles de rayos gamma obtenidos de los pozos dependen de la radiactividad o desintegración espontánea de los elementos químicamente inestables que se encuentran en formaciones geológicas. Durante la desintegración espontánea los electrones radiactivos despiden tres tipos de rayos: rayos alfa, rayos beta, y rayos gamma.

Se ha establecido que todas las rocas tienen cierta cantidad de material radiactivo por pequeña que sea. Las arenas y calizas exhiben muy poca radiactividad mientras que las lutitas exhiben una alta radiactividad y entre tanto, las arenas arcillosas muestran una radiactividad intermedia.

*Factores que afectan la curva.* Dentro de los factores que afectan la medida de la curva GR se encuentran la excentricidad del detector en el pozo, espesor radial del lodo en el peso, densidad del lodo, espesor de la tubería de revestimiento y espesor de la columna de cemento. El perfil de rayos Gamma refleja la proporción de arcilla y puede ser un indicador de su contenido.

Las correcciones pueden ser importantes en pozos entubados y en pozos cuyo diámetro es muy grande.

El modelo de arcillosidad en una interpretación petrofísica, es decir el volumen de shale (Vsh), puede ser extraído de la curva de rayos gamma a partir de un set de ecuaciones, (Bendeck, 1992), descritas a continuación:

$$Ish = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}} \quad \text{Ec 10}$$

$Ish$  = Índice de arcillosidad, V/V

*Uso del registro de Rayos Gamma.* Es particularmente útil para la definición de estratos de lutita cuando la curva del SP está redondeada en formaciones muy resistivas. Refleja proporciones de lutita y puede ser usado cuantitativamente como un indicador del contenido de lutita. Puede ser usado también para la delineación de minerales no radiactivos incluyendo estratos de carbón. En un pozo entubado hace posible la ubicación precisa de cañones perforadores.

**1.2.3 Registro de Resistividad.** El parámetro resistivo de mayor interés es  $R_t$  debido a que está relacionado con la saturación de hidrocarburos. La determinación de  $R_t$  es por lo tanto de fundamental importancia.  $R_{xo}$  también es un parámetro de interés pues de la comparación entre  $R_{xo}$  y  $R_t$  se puede tener una idea de la movilidad de los hidrocarburos y, cuando la invasión del filtrado es muy profunda, el conocimiento de  $R_{xo}$  sirve para obtener mejores valores de  $R_t$ .

Al determinar  $R_t$  y  $R_{xo}$  es necesario tener en cuenta algunos factores que afectan dichas lecturas, como:

1. El pozo lleno de fluido.
2. Las formaciones adyacentes.
3. La influencia de  $R_{xo}$  en la medición de  $R_t$  y viceversa.

Los dos primeros pueden deducirse con el uso de aparatos de perfilaje diseñados para ser muy poco afectados por el pozo, y al mismo tiempo presentan una buena definición vertical. El tercer factor se resuelve haciendo uso de varios aparatos de resistividad con distintas profundidades de investigación.

**1.2.4 Registro Neutrón (NPHI).** Los registros neutrónicos se usan para determinar la porosidad y para correlacionar registros en hueco entubado o hueco abierto. Responden primariamente a la cantidad de hidrogeno presente en la formación. Así, en formaciones limpias, cuyos poros estén llenos con agua o aceite, el registro neutrón refleja la cantidad de espacio poroso lleno de líquido.

El registro neutrón se puede usar para determinar litologías y zonas gasíferas realizando cross-plots entre los valores de porosidad del neutrón y los valores de registro de densidad.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras, los cuales tienen una masa casi idéntica a la masa del átomo de hidrógeno. Neutrones de alta energía son emitidos continuamente desde una fuente radioactiva que es montada en una sonda. Los neutrones colisionan con el núcleo del material de la formación (Ver Fig. 3). En cada colisión, el neutrón pierde algo de su propia energía. La cantidad de energía perdida por colisión depende de la masa relativa de los núcleos. La mayor pérdida de energía ocurre cuando un neutrón choca contra un núcleo de hidrógeno. Por lo tanto, la baja de los neutrones depende en su mayor parte de la cantidad de hidrógeno en la formación. (Fonseca, 2002).

*Principio de funcionamiento del registro neutrón.* Capturados por átomos tales como Cloro, Hidrógeno, o Silicón. Los núcleos capturados emiten rayos gamma de alta energía al momento de la captura. Las herramientas miden entonces:

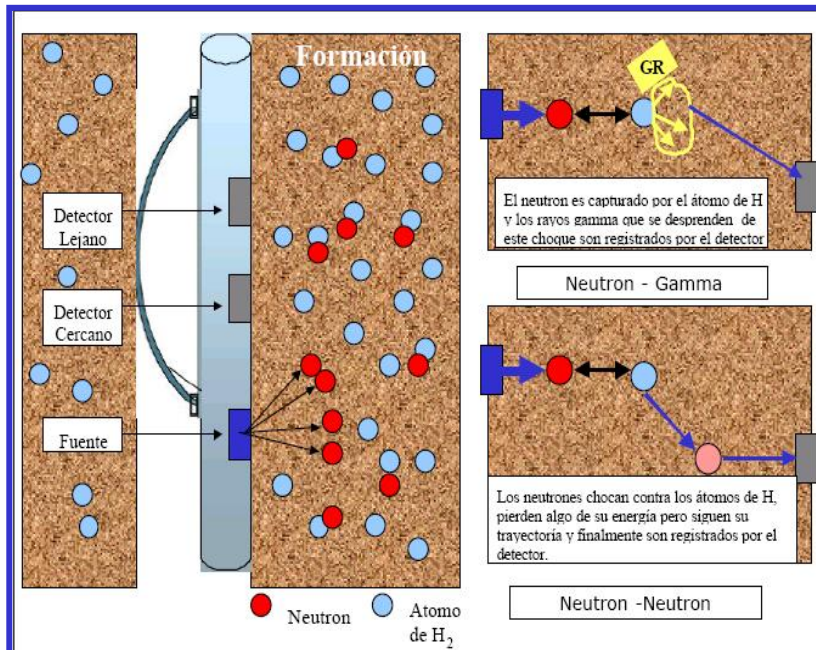
1. El número de rayos gamma emitidos por unidad de tiempo.
2. El número de neutrones que no han sido capturados después de un tiempo específico.

Cuando la concentración de hidrógenos es alta, muchos de los neutrones son rápidamente capturados. Por el contrario si es baja, los neutrones viajan antes de ser capturados; por lo tanto, la lectura del registro indicará un valor bajo de porosidad.

Es así que la colisión entre neutrones y núcleos se resume en un choque elástico, cuando el neutrón cede algo de energía al átomo y continúa moviéndose a menor velocidad en diferente dirección; choque inelástico cuando la energía del neutrón

se transfiere al átomo continuando aquél su movimiento a una velocidad reducida; y por ultimo, una captura radioactiva cuando luego de sucesivas colisiones los neutrones entran en el nivel de energía térmico y permanecen allí hasta ser capturados por el núcleo de algún elemento “absorbedor de neutrones”.

**Figura 3. Funcionamiento del Neutrón**



Fuente: Autores del Proyecto

El perfil neutrónico se utiliza para medir la porosidad y para esto se requiere de *correcciones por efecto de litología y parámetros del pozo*. Los registros de pozo son herramientas de gran utilidad en la industria petrolera, pues ésta proporciona una gran cantidad de información. La investigación sobre cada una de estas herramientas proporciona ayuda al intérprete en la búsqueda de soluciones de problemas que se pueden presentar en campos de estudio o áreas de investigación.

Para un mejor análisis e interpretación se debe trabajar en equipo ingenieros de petróleos y geólogos, y así poder llevar acabo el desarrollo de grandes proyectos investigativos e industriales.

### 1.3 DEFINICIÓN DE FACIES

Una facies es un intervalo estratigráfico caracterizado por una litología, unas estructuras sedimentarias, forma de los bancos y demás elementos que permitan una diferenciación de los procesos sedimentarios existentes en el registro geológico<sup>3</sup>.

### 1.4 DEFINICIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICAS

Una unidad hidráulica es el volumen de roca de un yacimiento donde las propiedades geológicas (textura, estructura, tamaño de grano, mineralogía) y petrofísicas (porosidad, permeabilidad, saturación y densidad) afectan el flujo de fluidos a este volumen de roca de forma directa pero si analizamos otro volumen de roca la forma como lo afecta será diferente; de esta forma podemos identificar en un yacimiento la propiedades geológicas y petrofísicas. Una unidad hidráulica involucra mucho más que las facies geológicas en un sistema deposicional y por lo tanto no coinciden necesariamente con los límites de éstas. Normalmente la variabilidad de las propiedades petrofísicas es grande entre diferentes unidades hidráulicas y pequeña dentro de cada una de ellas. Por lo tanto una unidad hidráulica puede incluir varios tipos de facies y tipos de roca dependiendo de la combinación de las propiedades geológicas (mineralogía y textura) que determinan los atributos de geometría de poro, y por ende, facilitan o afectan el flujo de fluidos.

Para definir el tipo de unidad hidráulica debemos aplicar la metodología y ecuaciones planteadas por Kozeny-Carmen.

**1.4.1 Corrección de las propiedades petrofísicas básicas (porosidad y permeabilidad).** Los valores de porosidad y permeabilidad que se obtienen del

---

<sup>3</sup> R. G. Walker (1979a, p. 3), S. Bogas (1987<sup>a</sup>, p 337)

laboratorio son determinados a presión de laboratorio o a condiciones ambientales, por esta razón es muy importante determinar el valor de la presión al cual calcularon estos parámetros petrofísicos. Si los resultados del laboratorio ya están calculados a presión de yacimiento estos no necesitan correcciones, pero si las propiedades petrofísicas básicas no están calculadas a presión de yacimiento, debemos utilizar las ecuaciones de Stanley C. Jones para obtener datos más confiables y reales del yacimiento. El desarrollo se da por las siguientes ecuaciones:

$$\phi = \frac{\phi_0 \text{Exp}^{\left[ a\phi * \left[ \text{Exp}^{\left( \frac{-p}{\delta} \right)} - 1 \right] \right]}}{1 + C_0 * P} \quad \text{Ec 11}$$

$$a\phi = \frac{\ln \left[ \frac{\phi_1 * (1 + C_0 * P_1)}{\phi_2 * (1 + C_0 * P_2)} * (1 - \phi_2) \right]}{\text{Exp}^{\left( \frac{-P_1}{\delta} \right)} - \text{Exp}^{\left( \frac{-P_2}{\delta} \right)}} \quad \text{Ec 12}$$

$$K = \frac{K_0 \text{Exp}^{\left[ aK * \text{Exp}^{\left( \frac{-p}{\delta} \right)} - 1 \right]}}{1 + C_0 * P} \quad \text{Ec 13}$$

$$aK = \frac{\ln \left[ \frac{K_1 * (1 + C_0 * P_1)}{K_2 * (1 + C_0 * P_2)} \right]}{\text{Exp}^{\left( \frac{-P_1}{\delta} \right)} - \text{Exp}^{\left( \frac{-P_2}{\delta} \right)}} \quad \text{Ec 14}$$

Para la determinación de estos parámetros debemos tener en cuenta las constantes  $C_0$  y  $\delta$  los cuales tienen un valor de  $3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$  y  $3000 \text{ psi}$ , respectivamente; estos valores fueron calculados para muestra de California. Se

deben utilizar los datos para los campos colombianos los cuales fueron determinados en el estudio “parámetros para ajuste de curvas de porosidad y permeabilidad con la presión de confinamiento en campos colombianos”<sup>4</sup>, el valor determinado para los campo de Valle Medio del Magdalena son:

$$C_o = 0.00000193 \text{ psi}^{-1}$$

$$\delta = 800 \text{ psi}$$

Las unidades Hidráulicas permiten identificar zonas con características petrofísicas similares, aplicando los conceptos de Indicador de Zona de Flujo e Índice de Calidad del Yacimiento (FZI y RQI respectivamente), los cuales incorporan las características de la geometría de poro, que a su vez son controladas por los procesos deposicionales y diagenéticos.

**1.4.2 Método de kozeny-carmen para la determinación de unidades hidráulicas.** El método se basa en las modificaciones realizadas a las ecuaciones utilizadas por Kozeny-Carmen<sup>5</sup> en el concepto de radio hidráulico

$$K_{KZO} = \frac{\phi_e^3}{(1-\phi_e)^2} \left( \frac{1}{F_{st} * S_{gv}^2} \right) \quad \text{Ec 15}$$

$K_{KZO}$  = permeabilidad de Kozeny

$\phi_e$  = porosidad efectiva

$F_{st}$  = constante de Kozeny - Carmen

$S_{gv}$  = área superficial por vol. de grano ( $\mu\text{m}^{-1}$ ), micrones

<sup>4</sup>“Análisis de corazones con presión de sobrecarga Lis 138-ICP 1988 ”

<sup>5</sup> Two point determination of permeability and PV vs. Net confining stress; SPE 15380

La constante de Kozeny,  $F_{st}^2$ , puede variar entre  $5 < F_{st}^2 < 100$ , este valor se encuentra delimitado por parámetros geológicos y petrofísicos, el valor de esta constante varía entre las diferentes unidades hidráulicas, con la modificación de la ecuación de Kozeny -Carmen podemos determinar:

$$\sqrt{\frac{K_{KZO}}{\phi_e}} = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \left( \frac{1}{F_{st}^2 * S_{gv}} \right) \quad \text{Ec 16}$$

$$RQI = \phi_z FZI \quad \text{Ec 17}$$

$$RQI = \sqrt{\frac{K_{KZO}}{\phi_e}} = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} \quad \text{Ec 18}$$

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad \text{Ec 19}$$

$$FZI = \left[ \frac{1}{F_{st}^2 * S_{gv}} \right] \quad \text{Ec 20}$$

$FZI$  = Indicador de la zona de flujo

$RQI$  = Índice de la calidad de yacimiento

$PHI - Z(\phi_z)$  = Índice de porosidad normalizada

“El indicador de zona de flujo (FZI), es un parámetro único, que incorpora atributos geológicos y petrofísicos de textura y mineralogía en la discriminación de distintas facies en la geometría poral que a su vez correlaciona las respuestas de las

herramientas de registros para el desarrollo de modelos de regresión en pozos corazonados y no corazonados”<sup>6</sup>.

De las ecuaciones anteriores podemos ver que la ecuación 17 modificada, aplicando (Log) indica que para una unidad hidráulica; una gráfica log-log del índice de la Calidad del Yacimiento, RQI, versus “Índice de Porosidad Normalizada”, debe producir una línea recta con pendiente unitaria.

$$\text{LogRQI} = \text{Log}\phi_z + \text{LogFZI}$$

Ec 21

El indicador de la zona de flujo, FZI, es por lo tanto el único parámetro para la identificación de cada unidad hidráulica, y representa la variación de la constante de Kozeny. El valor de FZI puede determinarse de la intercepción entre la línea de pendiente unitaria y  $\phi_z = 1$ .

El indicador de la zona de flujo, FZI, se puede correlacionar a ciertas combinaciones de repuestas de registros y así desarrollar modelos de regresión para la predicción de permeabilidad en pozos e intervalos corazonados y no corazonados.

Las unidades hidráulicas permiten identificar zonas con características petrofísicas similares, aplicando los conceptos de Indicador de Zona de Flujo e Índice de Calidad del Yacimiento (FZI y RQI respectivamente), los cuales incorporan las características de la geometría de poro, que a su vez son controladas por los procesos geológicos (deposicionales y diagenéticos)

---

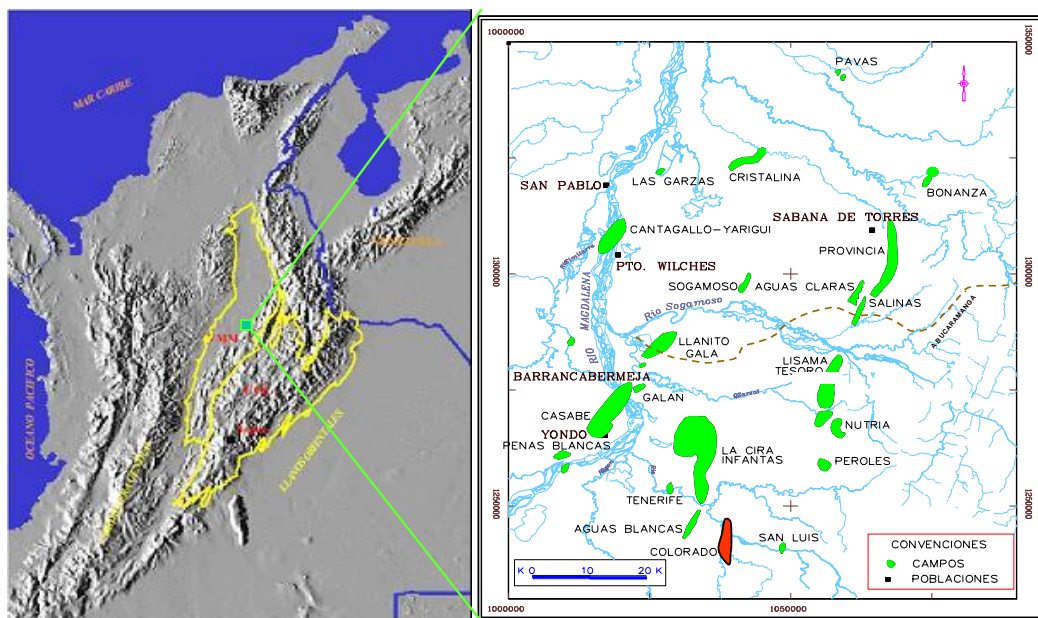
<sup>6</sup> SOTO ULLOA, William Arturo; GALEANO BARRERA, Diego Fernando. Tesis de Grado “Determinación de unidades hidráulicas y su correlación con el tipo de roca para un campo maduro colombiano, mediante análisis Cluster”. Universidad Industrial de Santander: Bucaramanga. 2007, p 6 y 7

## 2. GENERALIDADES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO\*

### 2.1 GENERALIDADES

**2.1.1 Localización.** El Campo Colorado se encuentra ubicado entre las coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este, Y = 1'238.000 – 1'.247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares (figura 4). Se ubica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) regido por la estructura de la cordillera oriental del Piedemonte Occidental al sur del Campo La Cira – Infantas y al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander).

**Figura 4. Localización Campo Colorado tomado de ECOPETROL 2003 Diagnóstico y Estrategias de Recobro**



Cuenca VMM – Cor.  
COLOMBIA

**CAMPO COLORADO**

Fuente: Diagnóstico Estrategias de Recobro ECOPETROL-ICP, 2003

\* Tomado de “Diagnóstico Estrategias de Recobro-ECOPETROL-ICP”, 2003

**2.1.2 Reseña Histórica del Campo Colorado.** La primera fase de exploración para este campo se llevo a cabo entre 1923 hasta 1932 con 7 pozos perforados. la fase de perforación se inicio el 3 de septiembre de 1945 con el pozo denominado c-9 el cual luego de realizarle pruebas mostró muy buenos resultados dando inicio a un programa de perforación entre 1945 y 1946 con 8 pozos perforados, esta campaña fue realizada por la tropco compañía encargada de esta etapa.

La compañía encargada del desarrollo de este campo fue ECOPETROL hacia los años de 1953 a 1964 a través de la perforación de 60 pozos completando así 75 pozos perforados. Su máxima producción ocurrió en 1961 con 1771 BOPD y en 1966 su tasa de producción cayo a 467 BOPD. Este periodo obligo a perder pozos productores dado los problemas mecánicos presentados tales como taponamiento de las líneas por precipitación de parafinas. El máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedia de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en junio de 1976 a 47 en junio de 1989. Se han llevado a cabo trabajos de "Workover" recuperando la producción del área, sin embargo los problemas mecánicos presentados hacen que rápidamente decline sin obtener buenos resultados

En la actualidad se desarrollan trabajos de orden investigativo de la mano de la UIS y ECOPETROL aportando conocimiento y tecnología el propósito de esto dos entes es desarrollar investigación que soporte la parte operacional realizando estudios como: estudio del comportamiento de las parafina, caracterización de fluidos (PVT) caracterización petrofísica, análisis de presiones, optimización de producción, caracterización estratigráfica, análisis geoquímica, con un solo objetivo optimizar y aumentar la producción del campo colorado mejorando las

condiciones actuales generando nuevas oportunidades tanto económicas como sociales.

**2.1.3 Marco Geológico Regional.** La evolución tectónica del vmm ha estado caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en el triásico tardío y el cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleofallas normales, cuya subsidencia causada por tectónica de bloques (fabre, 1983) está ligada a la depositación de los sedimentos pre-cretáceos de las formaciones bocas, jordán, girón y los santos. a comienzos del cretáceo la distensión desencadena una regresión general hasta principios del terciario, la cual está marcada por la depositación de la formación lisama en la misma época en que ocurre vulcanismo en la cordillera central.

La fase tectónica compresiva de la depresión del VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno (Morales, 1985). Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander–Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales. Una fase de compresión mayor ocurrida durante el Mioceno medio a tardío debido al levantamiento orogénico de la Cordillera Oriental provoca la deformación de los sedimentos hasta entonces depositados, formando una cadena plegada y fallada cabalgante con vergencia al occidente.

La distribución y el tipo de depósitos está fuertemente controlada por la paleo topografía que distribuye diferentes asociaciones de facies de acuerdo a su localización paleogeográfica. En los depocentros como en el área de Yariguí, Cayumba y Vijagual los ciclos estratigráficos son más espesos y contienen generalmente mayor fracción de facies arenosas de canal. Hacia los paleo altos,

como La Cristalina, Cáchira (Sogamoso) y Casabe las capas terminan en “onlap” y predominan facies finas de llanura de inundación y complejos de “crevasse splay”.

**2.1.4 Estratigrafía Cuenca Valle Medio del Magdalena.** La secuencia estratigráfica del vmm fue inicialmente descrita por morales et al. (1958) y modificada por etayo et al. (1958). abarca edades desde el jurásico tardío hasta el reciente (figura 5).

La aplicación de este trabajo es para la formación Mugrosa la cual fue depositada en el terciario, por esta razón solo mencionaremos la características de terciario.

Figura 5 .Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM.

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA	
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA		
	PLIOCENO			
TERCIARIO	MIOCENO	REAL		
		COLORADO		
		MUGROSA		
	OLIGOCENO	ESMERALDAS		
		LA PAZ		
	EOCENO	DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO		
		LISAMA		
	PALEOCENO			
	CRETACEO	MAESTRICHTIANO	UMIR	
		CAMPANIANO		
SANTONIANO		LA LUNA		
CONIACIANO				
TURONIANO				
CENOMANIANO				
ALBIANO		SIMITI		
APTIANO		TABLAZO		
BARREMIANO		PAJA		
		ROSABLANCA		
VALANGINIANO	TAMBOR			
JURASICO		GIRON		
PREMESOZOICO		BASAMENTO		

Fuente: ECOPELROL – ICP 2003 D.E.R.

- Terciario

La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental y fueron depositadas en una cuenca de antepaís. Posteriormente y hasta el Reciente la depositación se dio en una cuenca intermontana como parte de un cinturón deformado, producto del levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental, como respuesta a las colisiones de la Cordillera Occidental y el Arco de Panamá con el Occidente y Noroccidente de Colombia (Barrero, 1979, Colleta et al., 1990; Dengo & Covey, 1993; Cooper et al., 1995).

La secuencia terciaria del VMM ha sido subdividida desde el punto de vista regional y de producción en las unidades operacionales A, B, C, D y E. Suárez (1996) utiliza un esquema crono–estratigráfico en el cual las unidades deposicionales se encuentran limitadas por discordancias y son denominadas informalmente por dicho autor como Tectonosecuencias, debido a su relación con eventos tectónicos ocurridos durante esta época en la Cuenca del VMM. La estratigrafía de base a techo corresponde a las formaciones Lisama, La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo Mesa. Las Zonas D y E corresponden a la Tectonosecuencia del Eoceno Superior, la cual representa la primera depositación netamente continental en la cuenca posterior al predominio marino en el Cretáceo. Las Zonas B y C corresponden a la Tectonosecuencia 2 y la Zona A a la Tectonosecuencia 3.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995). Para Suárez (1996), ésta formación corresponde a la denominada tectonosecuencia 2 cuyo tope está marcado por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”.

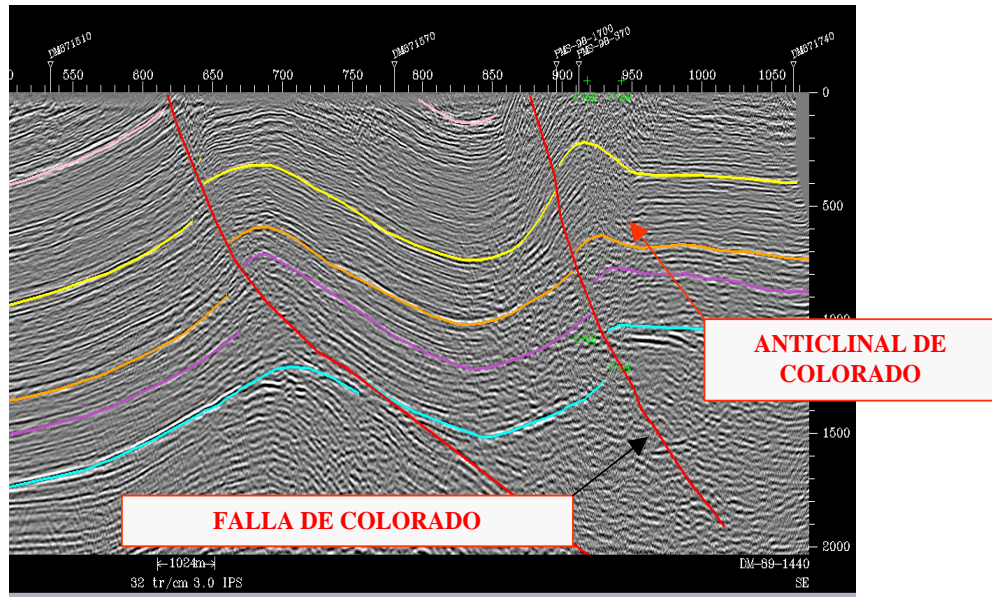
## **2.2 ESTRUCTURA CAMPO COLORADO**

El análisis estructural que se presenta en este trabajo. Está basado en el estudio realizado por ECOPETROL-ICP titulado “Diagnostico Estrategias de Recobro-ECOPEPETROL-ICP, 2003”

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado.

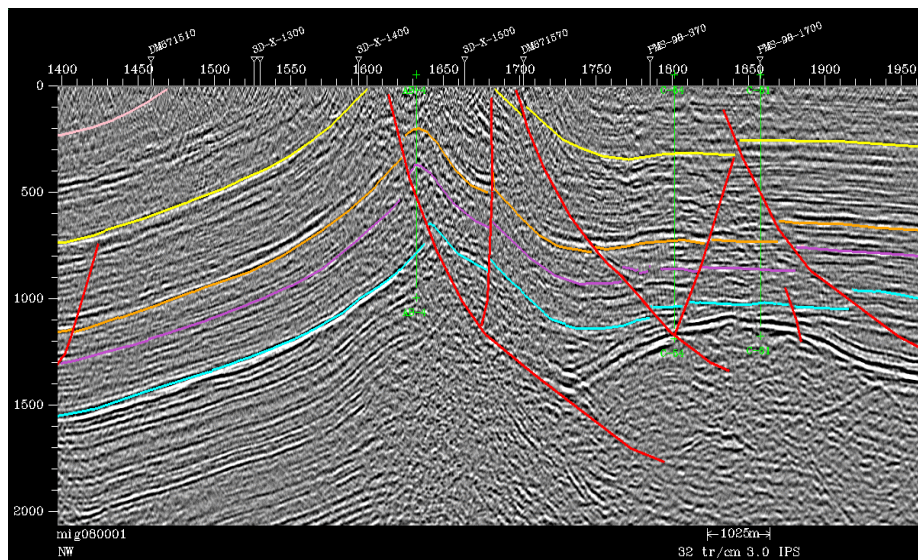
Soportado en la interpretación de registros de pozo y de la sísmica disponible para el área cercana al campo. Dichas interpretaciones evidenciaron un sistema de fallas satélites SW-NE en el bloque colgante de la Falla de Colorado; 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante hacia el norte de la estructura. De esta manera se infiere una geometría anticlinal, ver figuras (6 y 7).

Fig. 6 Línea Sísmica DM-89-1440. Sentido NW-SE



Fuente Ecopetrol – ICP 2003 D.E.R.

Figura.7 Línea Sísmica PMS 981700. Sentido SW-NE

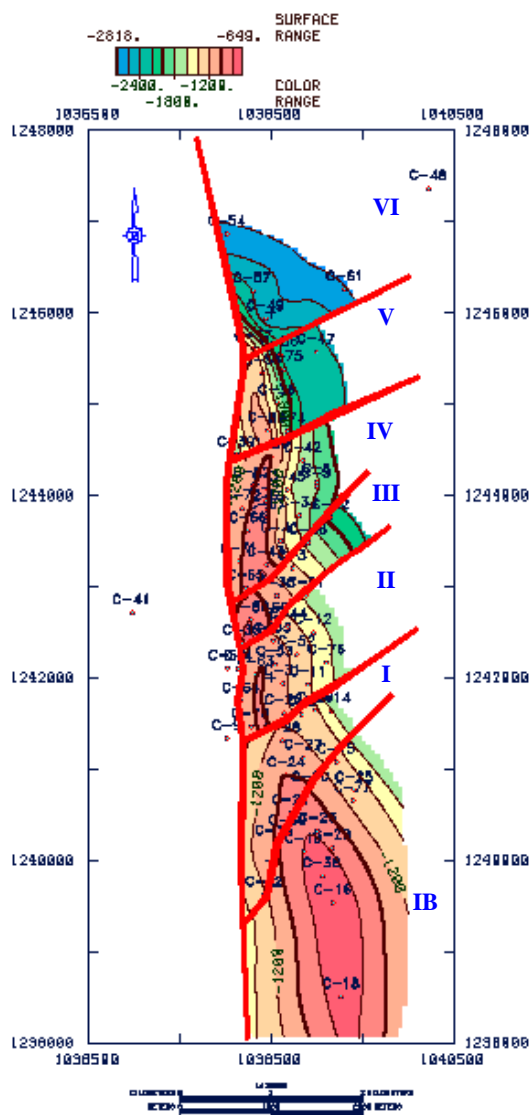


Fuente Ecoperol ICP 2003 D.E.R.

El Anticlinal de Colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en sentido W-E y SW-NE. De sur a norte en este trabajo se denominan los Bloques IB, I, II, III y IV están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el Bloque IB está mas alto y el Bloque IV más bajo. Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque VI en la parte norte del campo (figura 9).

Partiendo de la información disponible para la parte estructural, la cual se basa en los datos de registro eléctricos. A partir de estos datos se proyectaron las unidades inferiores (B1, B2, C1 y C2). Teniendo en cuenta que para algunas profundidades requeridas no se contaba con la información de registros.

Figura 8 estructural al tope de la Formació Mugrosa (Zona B)

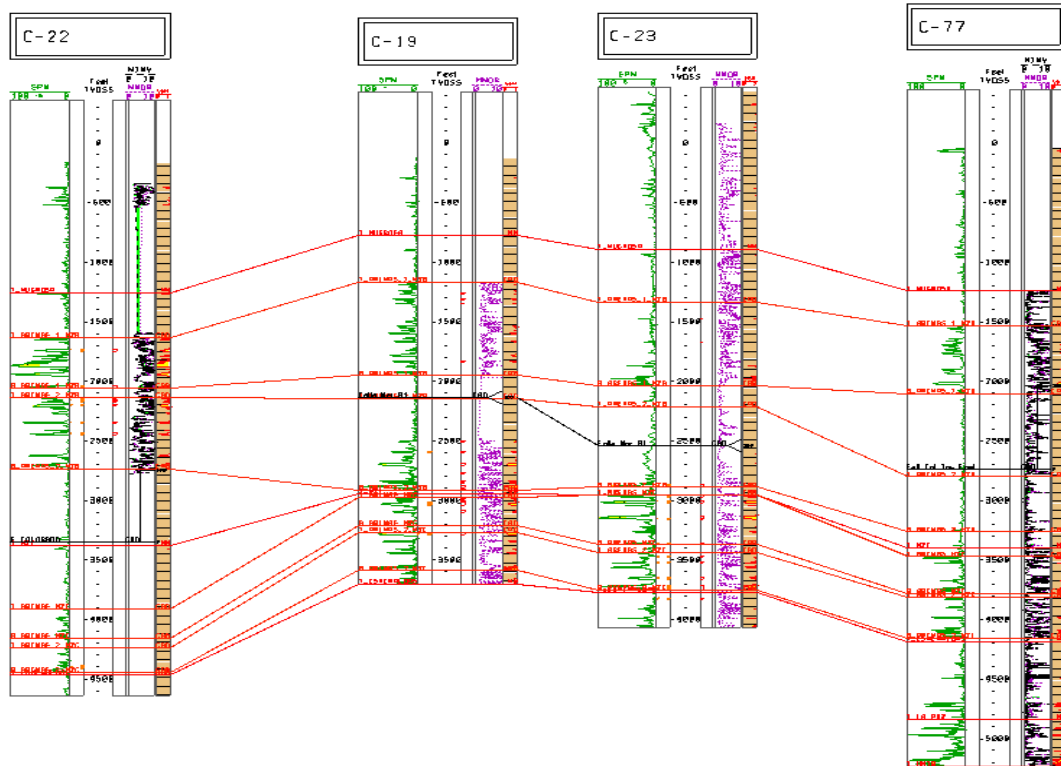


Fuente: Ecopetrol ICP 2003 D.E.R.

Para corroborar esta información se realizaron correlaciones estructurales en sentido SW-NE y N-S siguiendo las zonas permeables de acuerdo a la respuesta del registro SPN (Potencial Espontáneo Normalizado) y que tuvieran reportados el mismo tipo de fluidos en las pruebas iniciales de producción (figura 10, 11). Dicha interpretación no corresponde a los marcadores geológicos de la zona sino que se

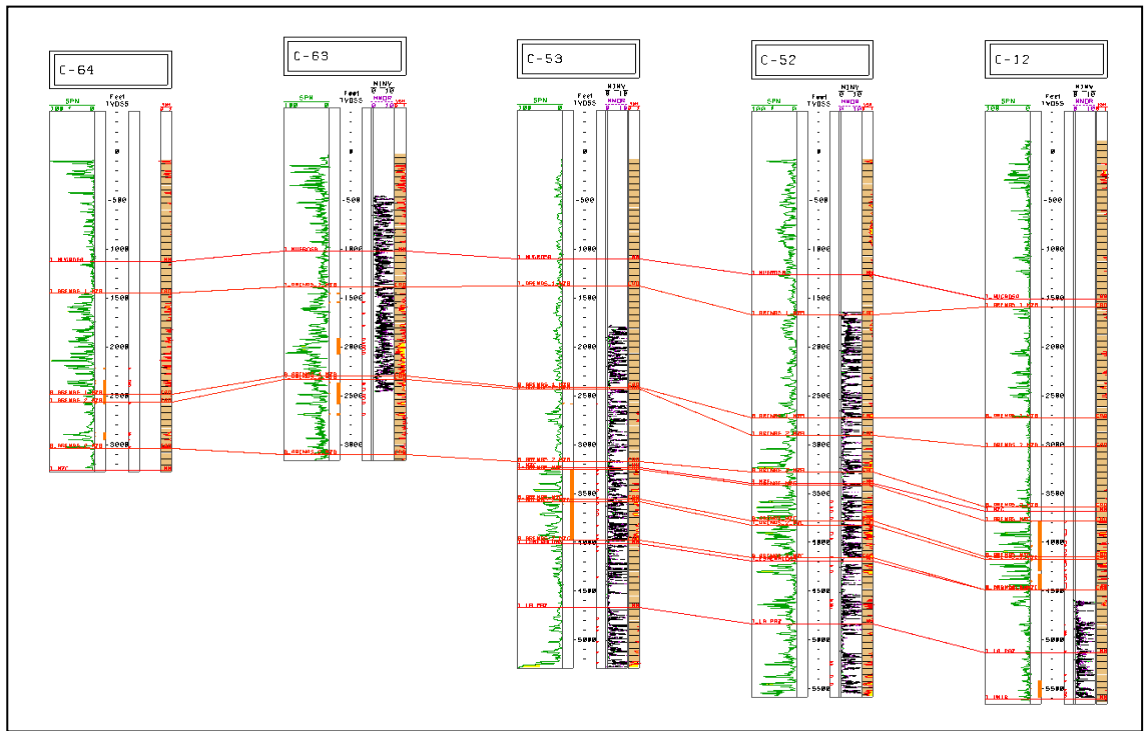
baso en las respuestas de registros SPN, microresistivos, pruebas de producción e intervalos cañoneados.

Figura 9. Correlaciones estructurales bloque I



Fuente: ECOPELROL ICP 2003 D.E.R.

Figura 10. Correlaciones estructurales bloque II



Fuente: ECOPETROL ICP 2003 D.E.R.

### **3. DESCRIPCIÓN DE NÚCLEOS DE PERFORACIÓN**

#### **3.1 ANTECEDENTES**

En esta fase del proyecto se realizó la fase de descripción de núcleos de perforación disponibles en la Litoteca Nacional (ICP) para los pozos col. 30, Col. 3, col. 9, col. 11, col. 21, col. 24, col. 25, col. 26, col.27, col. 30, col. 54

Para el objetivo de este proyecto se tendrá en cuenta la descripción principalmente de los pozos col. 21, col.26, col.27, debido a que presentan un mayor numero de pies corazonados y esto son los que tiene una buena continuidad, lo cual significa una mayor representatividad de la descripción.

Basados en el informe Diagnostico Y Estrategias De Recobro Campo Colorado 2003 De ECOPETROL se encuentra una revisión de la descripción realizada en anteriores estudios la cual menciona la descripción realizada a los pozos col-3, col-9, col-11, col-21 y col-30 donde se encontró una gran variedad desde areniscas de grano medio a muy fino, lodolitas y arcillolitas limosas, las cuales se representan de manera muy general en el registro SPN.

“Las variaciones granulométricas entre las arenas de grano muy fino a medio y las laminaciones e intercalaciones con lodolitas arenosas, lodolitas y limolitas arcillosas varicoloreadas, reflejan múltiples variaciones en el régimen de flujo que indican etapas de acreción vertical y lateral de canales hasta abandono en llanuras de inundación. Esto sugiere un sistema de ríos meándricos con corrientes en la parte final de un estado juvenil, teniendo en cuenta el dominio de granulometría fina. Se observó una composición predominante de cuarzo y biotita

en los granos que conforman las areniscas, lo cual sugiere una fuente de sedimentos posiblemente de cuarzodioritas a granodioritas”<sup>7</sup>.

Las recomendaciones hechas por este informe indican realizar una descripción mas detallada para los núcleos existentes de esta manera a continuación se realiza la descripción para los pozos antes mencionados objeto de este trabajo.

### **3.2 METODOLOGÍA**

La metodología implementada para la descripción de los núcleos buscando hacer una caracterización estratigráfica y sedimentológica se baso en el formato del ICP al cual se hicieron algunas modificaciones por Crispín Fonseca ver anexo A. formatos de descripción.

**3.2.1 Análisis Textural.** Este análisis permite realizar una descripción de rocas sedimentarias lo que permite identificar la facies, características ambientales. Los parámetros que rigen esta descripción son:

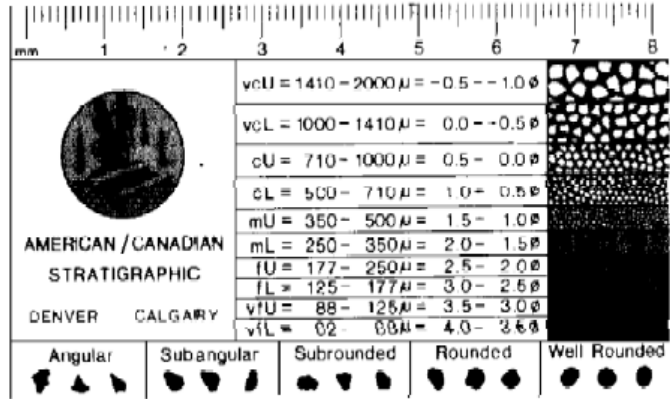
- Tamaño de grano
- Esfericidad
- Calibrado
- Armazón
- Matriz
- Cemento
- Color
- Estructura

A continuación se muestra de manera general los tipos de métodos gráficos guías usadas para esta caracterización.

---

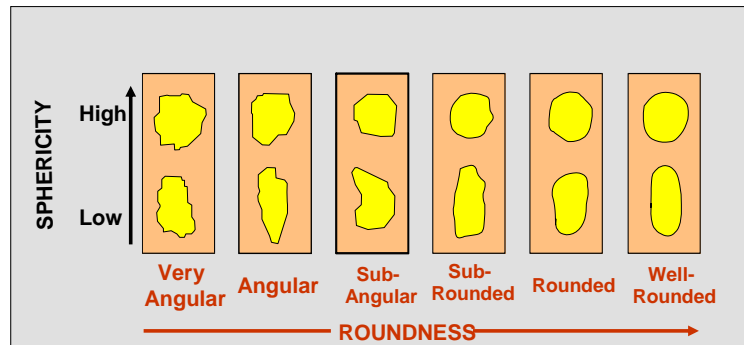
<sup>7</sup> Descripción e Interpretación de Núcleos de Perforación - Evaluación de Roca Almacenadora en los Sectores de Zarzalito y Playón (ICP,1997).

Figura 11: Tamaño de grano



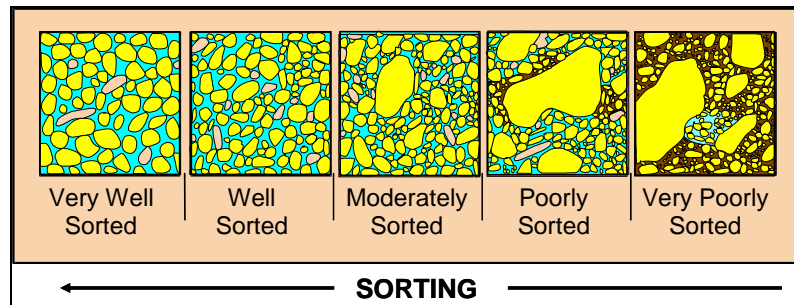
Fuente: AMERICA CANADIA STRATIGRAPHIC

Figura.12: Forma de las partículas y esfericidad modificado de Friedman 1987.



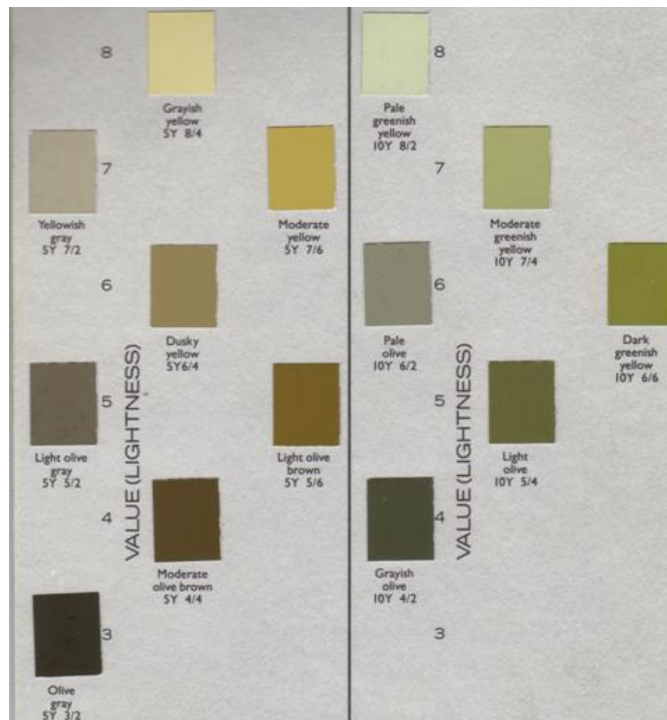
Fuente: Autores del proyecto

Figura.13: Imágenes de calibrado de las partículas Pettijhon, en Boggs, Jr. 1987



Fuente: Autores del proyecto

Figura 14 The Rock Color Chart (1991), la cual provee muestras de colores catalogados por sus respectivos códigos para unificar la comprensión de estos colores.



Fuente: autores del proyecto

### 3.2.2 Análisis Composicional.

La descripción composicional se realizó utilizando lupas de 40X; con la cual se dio un estimado del contenido de minerales, cemento y matriz para cada uno de los intervalos de interés, buscando realizar el mayor detalle posible para cada uno de los corazones. Los minerales más comunes encontrados fueron cuarzo, feldespato y líticos podemos corroborar esta descripción con los datos arrojados de la descripción de las secciones delgadas del estudio “Descripción e Interpretación de Núcleos de Perforación - Evaluación de Roca Almacenadora en los Sectores de Zarzalito y Playón (ICP, 1997)” (ver anexo B, descripción de secciones delgadas). Para tener una mejor descripción composicional de las muestras se debería realizar análisis especiales como: secciones delgadas, análisis DRX,

análisis SEM. La figura (15) continuación muestra como se pueden clasificar las areniscas de acuerdo a la composición.

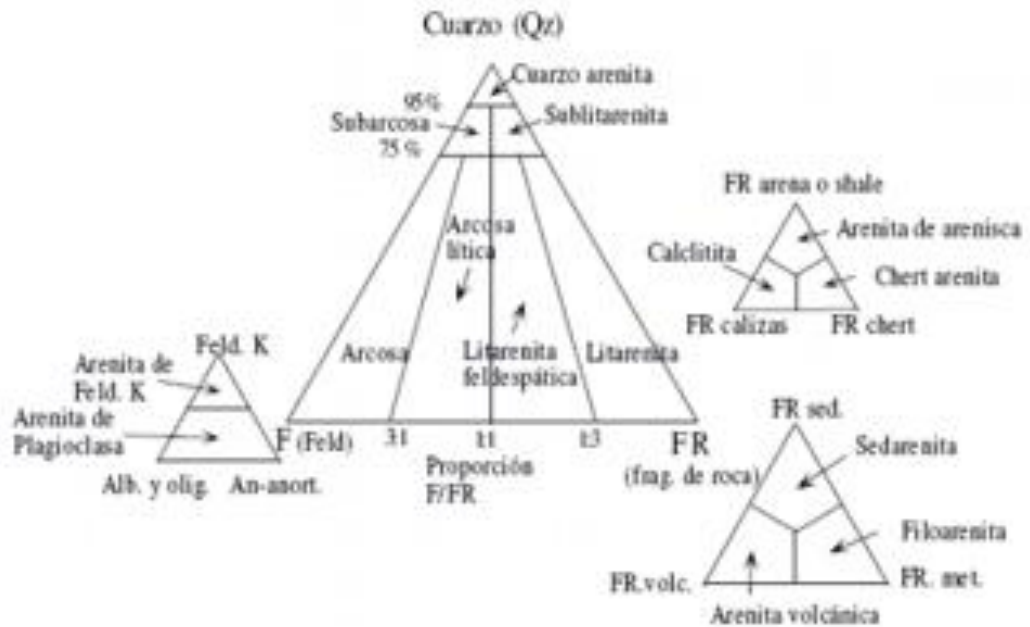


Figura 15: Clasificación composicional para areniscas basada en Folk, 1974.

**3.2.3 Determinación de Facies.** Esto se determinó teniendo en cuenta la clasificación de Miall (1996), el cual determina el tipo de facie, según el tamaño de grano, estructura y textura sedimentaria lo cual conduce a un ambiente clasificado de depositación y un flujo de corriente característico. La tabla (1) presenta las nomenclaturas, los tipos de facies, estructuras sedimentarias y la interpretación.

**Tabla 1. Modificado del código Litofacial de Miall 1985**

Código	Facies	Estructura sedimentaria	Interpretación
Gci	Grava clasto sostén	Gradación inversa	Flujo detríticos ricos en clastos (alta resistencia) o flujos detríticos pseudoplasticos (baja resistencia)
St	Arenisca fina a muy gruesa, puede ser guijarrosa	Estratos cruzados en artesa, individuales o agrupados	Dunas 3D de crestas sinuosas y linguoides
Sp	Arenisca fina a muy gruesa, puede ser guijarrosa	Estratos cruzados tabulares planares, individuales y agrupados	Dunas 2D transversales y linguoides
Sm	Arenisca fina a gruesa	Maciza o pobremente laminada	Depósitos de flujo gravitatorio
Sr	Limolitas hasta arenisca gruesa	Laminación cruzada ondulítica	Ondulitas (bajo régimen de flujo)
Fl	Arenisca, limolita, arcillolita	Laminación fina, ondulitas muy pequeñas	Depósitos de planicie, canales abandonados o flujos menguantes
Fsm	Limolita, arcillolita	Maciza	Depósitos de charcas o canales abandonados
Fm	Arcillolita, limolita	Maciza, grietas de desecación	Depósitos de planicie o canales abandonados
Fr	Arcillolita, limolita	Maciza, raíces, bioturbación	Capas con raíces, suelo incipiente

*Fuente: Autores del Proyecto*

**3.2.4 Ajuste Roca Registro.** Este ajuste se realizó teniendo en cuenta las características de la roca y el registro a profundidad. Dado que la continuidad de los núcleos en estos pozos es muy irregular y ante la ausencia del core gamma, se hizo la correlación interpretando el registro en este caso SP y resistivos largo y corto e identificando los paquetes de arenas los cuales se encuentran espaciados por varias capas de shales, estas facilitan la identificación de la profundidad verdadera de la cual se extrajo el núcleo. Donde se observó que existía un desfase entre el núcleo y el registro en un promedio de 9 ft.

**3.2.5 Resultados.** En esta descripción se identificaron siete tipos de litofacies, donde se muestra un predominio de la litofacies escoyenia en la que se registran señales posdeposicionales de un ambiente continental (figuras 16, 17 y); presentando una tendencia a perturbar la estratificación interna en todos los casos. Los tipos de facies se muestran a continuación.

*Figura 16 Muestra en la que las madrigueras se emplazan en facies arenisca.*



*Fuente: Autores del Proyecto*

*Figura 17 Muestra en la que las madrigueras se emplazan es limolitas.*



*Fuente: Autores del Proyecto*

**3.2.6 Litofacies Grava.** Tanto en la descripción de núcleos como en reconocimiento de afloramiento para la formación mugrosa se observó la facies Gci (clasto soportado, gravas en gradación inversa). Que se pueden dar de la siguiente manera (1) rica en clastos, (2) en flujos de detritos, o (3) como un flujo con poca fuerza en una capa de carga inercial transportada por un flujo laminar a turbulento.

Figura 18. Se muestra la gradación inversa de una arenisca que va desde grano medio y finalmente pasa a gravas.



Fuente: Autores del Proyecto

**3.2.7 Litofacies Arenisca.** Dentro de las areniscas se encontraron cuatro litofacies predominantes (St, Sp, Sm y Sr).

**A. Litofacies St:** (areniscas en estratificación interna en artesas). Esta facie se caracteriza por presentar la estratificación en la artesa, también por la presencia de laminación cruzada que consiste en sets curvados, con un ángulo de inclinación que rara vez alcanzan completamente una depositación de laminación horizontal. La estratificación cruzada normalmente se curva hacia fuera en la base de la artesa, que muestra invariablemente una relación erosional relacionada a la estratificación suprayacente, en las figura (18 ) muestra la foto de un corzon donde se logro la identificación de la *litofacie St* y las figuras (19 y 20 ) muestra las fotos de esta identificada en afloramiento.

Figura 19. Muestra típica de arenisca con estratificación cruzada en artesa, facies St.



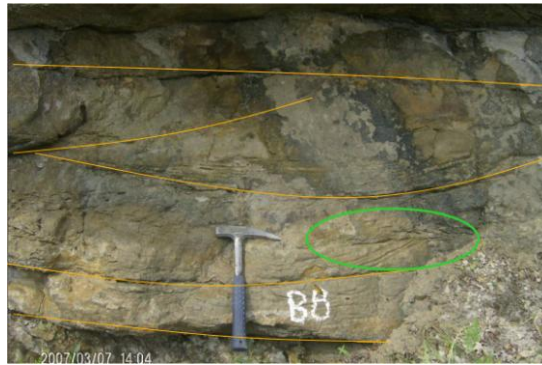
Fuente: Autores del Proyecto

Figura 20. Muestra típica de artesa en afloramiento, facies St.



Fuente: Autores del proyecto

Figura 21. Muestra de artesas amalgamadas, de espesor considerable.



Fuente: Autores del proyecto

**B. Litofacies Sp:** (areniscas con estratificación cruzada plana). Esta litofacie se caracteriza por presentar areniscas medias o gruesas con clastos, la laminación en esta litofacie se puede dar de la siguiente forma cruzada es típicamente en o cerca del ángulo de reposo ( $15-35^\circ$ ), Las superficies limitantes superior e inferior son típicamente planas, con poca evidencia de erosión. Las arenas son típicamente sorteadas por los procesos de migración de los ripples el tamaño de grano modal puede diferir por varias clases de tamaño (figura 21).

Figura 22. Forma como aparece la estratificación cruzada paralela en núcleos.



Fuente: Autores del Proyecto

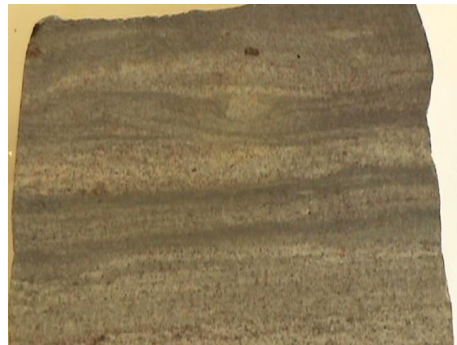
Los sets de capas cruzadas se forman en arenas de tamaño de grano de muy fino a muy grueso. Los espesores de set de 0.5-1.5m son típicos de la mayoría de las areniscas fluviales.

**C .Litofacies Sr:** (areniscas con ripples y ondulitas). Areniscas de grano muy fino a medio con ripples y ondulitas a mediana y gran escala.

El desarrollo de ripples ocurre a bajas velocidades de flujo ( $< 1$  m/s), y son muy sensibles a cambios en las condiciones del flujo. Los ripples individuales van de 1 a 3 cm. de altura

Presenta variedad de tipos de ripples asimétricos que caracterizan a esta litofacie. El rango de tamaño de grano va de grueso a muy fino, pero de fino a medio es más típica, en la figuras se muestran se muestran relictos identificados en corazones figura(22), y la figura(23) muestra la identificación de la facie en afloramiento.

*Figura 23. Se muestran los relictos de ripples.*



*Fuente: Autores del Proyecto*

Figura 24. Típico ejemplo de las ondulitas en afloramiento, facies Sr



Fuente: Autores del Proyecto

**D. Litofacies Sm:** (arenisca masiva). Esta litofacies se identifica por la presencia de areniscas que van de finas a gruesas su estructura es masiva a pobremente laminar, Los estratos de arenisca en afloramiento pueden aparecer masivos si la exposición no escoge la laminación. Sin embargo, las areniscas masivas realmente no existen. Ellas pueden mostrar gradación, o mostrarse muy débil, la laminación desigual. Tales estratos son los depósitos de flujos de sedimento gravitatorio.

**3.2.8 Litofacies Clásticas de Grano Fino.** Litofacies Fl, Fsm y Fm representan una gradación en el tamaño de grano y las características laminadas relativamente gruesas de depósitos próximos a los depósitos de floodplain hasta depósitos más distales. En la figura (24) se presenta una imagen típica de la litofacies clásticas de grano fino, esta imagen muestra un espesor de la capa de finos de aproximadamente 15 m.

Figura 25. Típico afloramiento de facies clásticas de grano fino (limolitas, arcillalitas)



Fuente: autores del proyecto

A. *Litofacies Fl*: (Laminated Sand, Silt and Mud)

Se caracteriza por las intercalaciones entre lodo y limo con areniscas muy finas, se encuentran comúnmente en áreas de overbank, y ocurren por depositación en suspensión y por corrientes de tracción débiles, la estratificación ondulosa y la bioturbación es diseminada

Figura 26. Típico ejemplo de una limolita arenosa poco laminada, facies *Fl*.



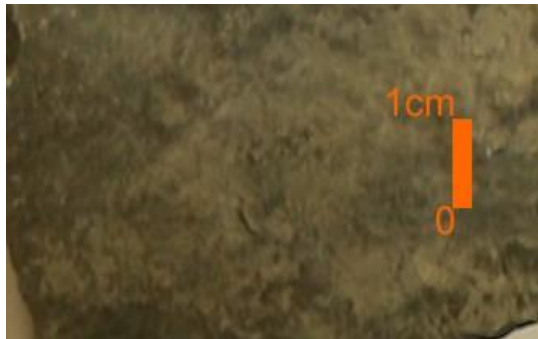
Fuente: autores del proyecto

El rango de espesores típico de los depósitos continuos FI va de pocos centímetros a muchos metros, dependiendo del suministro de sedimentos, del estilo fluvial, y de las tasa de subsidencia de la cuenca.

B. *Litofacies Fsm*: (Siltstone, Claystone)

Las facciones de esta litofacies, que la distinguen de FI, es la ausencia de capas de arenisca. Es otras facciones, tales como el bandeado y la presencia de accesorios, esta litofacies coincide con FI. Esto probablemente representa un depósito de floodplain algo relativamente más lejano a las fuentes clásticas como tal como lo es estar cerca a canales.

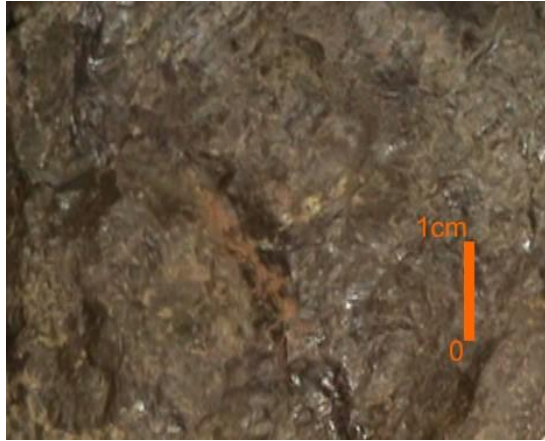
*Figura 27. Típica limolita arcillosa masiva, facies Fsm.*



*Fuente: autores del proyecto*

C. *Litofacies Fr*.

Esta litofacies representa el desarrollo de suelos en un clima húmedo. Los nódulo de carbonato están normalmente ausentes, pero la cementación silica puede ocurrir como el resultado de la percolación. La litología huésped puede ser arena, limo o arcilla, con mucha estratificación primaria, tal como laminación cruzada, perturbada o destruida, por el emplazamiento de raíces y bioturbación, dando a las capas una apariencia moteada. Esta litofacie se caracteriza por presentar un alto grado de bioturbación de raíces y la presencia de icnofosiles, como se muestra en las figuras (27 y 28)



a



b

*Figura 27 a, 27b Arriba se muestra una arcillolita, varicoloreada, abajo una árnicas de grano muy fina cuya estratificación ha sido perturbada por la bioturbación.*

*Figura 29. Típico icnofacies escoyenia, esta aparece en todas las litologías*



*Fuente: autores del proyecto*

Como resultados de este trabajo se entregan las columnas de los pozos colorado 21 y 27 las cuales se desarrollaron a escala 1:10 al igual su digitalización mostrando las litofacies mencionada anteriormente de igual manera su descripción textural. (Ver anexo C, columna estratigráfica)

## 4. UNIDADES HIDRÁULICAS

### 4.1 CORRECCIONES A LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS BÁSICAS POR PRESIÓN DE CONFINAMIENTO

Previo a la determinación de las unidades hidráulicas se debe realizar las correcciones por presión de confinamiento utilizando las ecuaciones (10, 11, 12 y 13) de Stanley C. Jones con las cuales se obtienen los datos de porosidad y permeabilidad a presión de yacimiento.

A partir de las ecuaciones (11 y 13) obtenemos el valor de  $a\phi$  y  $aK$

$$a\phi = 0.0917673 \text{----- ecuación 11}$$

$$aK = 0.80489052 \text{----- ecuación 13}$$

En la tabla 2 se aprecian los valores de porosidad y permeabilidad sin corregir se pueden obtener los valores corregidos aplicando la ecuación de Stanley C. Jones

**Tabla 2. Corrección de porosidad y permeabilidad**

PROFUNDIDAD (ft)	POZO	POROSIDAD SIN CORREGIR	POROSIDAD CORREGIDA	PERMEABILIDAD SIN CORREGIR	PERMEABILIDAD CORREGIDA
4063	Colorado034063	16.200	15.873	51.000	44.220
4073	Colorado034073	14.600	14.298	1.000	0.866
4067.5	Colorado034067	15.600	15.282	16.080	13.938
4073	Colorado034073	14.800	14.494	1.000	0.866
3886	Colorado093886	6.500	6.368	0.330	0.290

Continua

PROFUNDIDAD (ft)	POZO	POROSIDAD SIN CORREGIR	POROSIDAD CORREGIDA	PERMEABILIDAD SIN CORREGIR	PERMEABILIDAD CORREGIDA
2940	<b>Colorado092940</b>	6.600	6.555	0.020	0.019
4000	<b>Colorado094000</b>	4.600	4.498	0.480	0.418
4357	<b>Colorado094357</b>	3.700	3.601	0.020	0.017
4468	<b>Colorado094468</b>	14.500	14.139	4.340	3.665
4478	<b>Colorado094478</b>	13.700	13.354	3.860	3.258
4580	<b>Colorado094580</b>	8.200	7.971	0.570	0.478
2293	<b>Colorado112293</b>	12.500	12.554	5.580	5.760
2336	<b>Colorado112336</b>	17.300	17.358	59.410	60.972
2354.5	<b>Colorado112354</b>	20.000	20.059	251.970	257.963
2369.5	<b>Colorado112369</b>	10.700	10.732	1.300	1.328
2601	<b>Colorado112601</b>	8.900	8.890	18.710	18.571
3271.3	<b>Colorado193271</b>	15.800	15.630	2.200	2.034
3272.9	<b>Colorado193272</b>	16.300	16.125	1.900	1.756
3274.2	<b>Colorado193274</b>	8.500	8.400	0.200	0.185
3284.4	<b>Colorado193284</b>	5.700	5.630	0.100	0.092
3285.8	<b>Colorado193285</b>	16.400	16.222	5.100	4.709
3286.5	<b>Colorado193286</b>	12.700	12.556	0.500	0.462
2141	<b>Colorado242141</b>	6.000	6.046	0.030	0.032
2149	<b>Colorado242149</b>	9.500	9.569	0.030	0.032
2152	<b>Colorado242152</b>	8.500	8.562	0.090	0.095
2527	<b>Colorado242527</b>	6.100	6.101	0.070	0.070
2531	<b>Colorado242531</b>	5.900	5.901	0.010	0.010
3978	<b>Colorado243978</b>	4.700	4.597	0.010	0.009
3981	<b>Colorado243981</b>	7.500	7.341	0.040	0.035
4016	<b>Colorado244016</b>	2.700	2.638	0.010	0.009
4025	<b>Colorado244025</b>	3.800	3.714	0.030	0.026
1890	<b>Colorado251890</b>	12.000	12.146	2.000	2.189
1895	<b>Colorado251895</b>	11.000	11.134	0.010	0.011
1898	<b>Colorado251898</b>	8.000	8.100	0.100	0.109
1914	<b>Colorado251914</b>	20.000	20.212	7.000	7.632
1915	<b>Colorado251915</b>	12.000	12.140	39.000	42.516
1916	<b>Colorado251916</b>	17.000	17.186	63.000	68.669

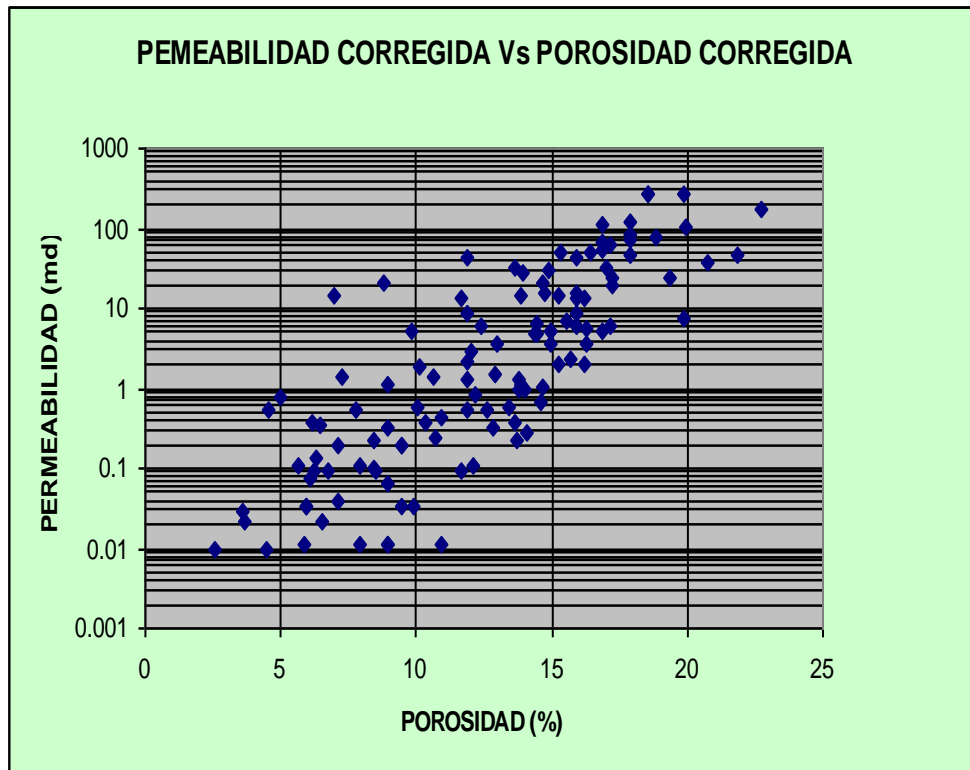
PROFUNDIDAD (ft)	POZO	POROSIDAD	PERMEABILIDAD		PERMEABILIDAD
		SIN CORREGIR	POROSIDAD CORREGIDA	SIN CORREGIR	CORREGIDA
1917	<b>Colorado251917</b>	17.000	17.186	51.000	55.581
1924.5	<b>Colorado251924</b>	12.000	12.137	0.500	0.544
1929	<b>Colorado251929</b>	12.000	12.136	8.000	8.702
1956	<b>Colorado251956</b>	16.000	16.165	12.000	13.000
1966	<b>Colorado251966</b>	6.000	6.068	0.030	0.032
1968	<b>Colorado251968</b>	9.000	9.098	0.010	0.011
1970.5	<b>Colorado251970</b>	9.000	9.098	0.010	0.011
1972	<b>Colorado251972</b>	10.000	10.107	0.030	0.032
1977	<b>Colorado251977</b>	9.000	9.097	0.060	0.065
1984	<b>Colorado251984</b>	5.000	5.055	0.700	0.755
1987	<b>Colorado251987</b>	8.000	8.085	0.010	0.011
1991	<b>Colorado251991</b>	9.000	9.094	0.300	0.323
1995	<b>Colorado251995</b>	12.000	12.120	1.200	1.292
1998	<b>Colorado251998</b>	19.000	19.174	69.000	74.273
2125	<b>Colorado252125</b>	7.000	7.055	13.000	13.735
2126	<b>Colorado252126</b>	14.000	14.102	13.000	13.733
2129	<b>Colorado252129</b>	16.000	16.113	14.000	14.783
2277	<b>Colorado252277</b>	13.000	13.060	1.400	1.448
2278	<b>Colorado252278</b>	9.000	9.043	1.000	1.034
2279	<b>Colorado252279</b>	15.000	15.067	27.000	27.922
2286	<b>Colorado252286</b>	18.000	18.075	78.000	80.587
2286	<b>Colorado252286</b>	18.000	18.075	65.000	67.156
2286	<b>Colorado252286</b>	16.000	16.068	40.000	41.327
2351	<b>Colorado252351</b>	11.000	11.037	0.400	0.410
2376	<b>Colorado252376</b>	18.000	18.048	44.000	44.920
2381	<b>Colorado252381</b>	18.000	18.046	111.000	113.247
2383	<b>Colorado252383</b>	17.000	17.044	103.000	105.058
3835	<b>Colorado263835</b>	15.300	15.027	6.800	5.995
3846.5	<b>Colorado263846</b>	19.600	19.265	286.000	251.916
3852.5	<b>Colorado263852</b>	17.400	17.094	54.000	47.543
3846.5	<b>Colorado263846</b>	19.600	19.265	286.000	251.916
4120.7002	<b>Colorado264120</b>	10.000	9.777	0.200	0.173
4124.7998	<b>Colorado264124</b>	12.900	12.620	0.900	0.777

PROFUNDIDAD (ft)	POZO	POROSIDAD	PERMEABILIDAD		PERMEABILIDAD
		SIN CORREGIR	POROSIDAD CORREGIDA	SIN CORREGIR	CORREGIDA
4127.2002	<b>Colorado264127</b>	15.800	15.468	5.300	4.575
4129.8999	<b>Colorado264129</b>	10.600	10.364	0.600	0.518
4127.2002	<b>Colorado264127</b>	15.800	15.468	5.300	4.575
4120.7002	<b>Colorado264120</b>	10.000	9.777	0.200	0.173
3548	<b>Colorado263548</b>	15.800	15.574	3.800	3.428
3830	<b>Colorado263830</b>	15.300	15.028	5.000	4.410
3832	<b>Colorado263832</b>	12.700	12.467	3.000	2.645
3830	<b>Colorado263830</b>	15.300	15.028	5.000	4.410
3495	<b>Colorado273495</b>	10.800	10.644	0.220	0.199
3496.2	<b>Colorado273496</b>	12.200	12.026	0.100	0.091
3496.9	<b>Colorado273496</b>	13.800	13.607	0.200	0.181
3498.5	<b>Colorado273498</b>	12.900	12.718	0.300	0.272
3499.9	<b>Colorado273499</b>	14.000	13.804	1.000	0.906
3780	<b>Colorado273780</b>	6.700	6.573	0.140	0.124
3783.6	<b>Colorado273783</b>	14.400	14.149	0.400	0.354
3785.1	<b>Colorado273785</b>	6.500	6.376	0.400	0.354
3821.8	<b>Colorado273821</b>	6.600	6.472	0.100	0.088
3831.5	<b>Colorado273831</b>	7.500	7.354	0.200	0.176
3832.8	<b>Colorado273832</b>	23.100	22.726	49.000	43.205
3834	<b>Colorado273834</b>	20.500	20.157	25.000	22.041
3835.6	<b>Colorado273835</b>	16.800	16.505	6.200	5.466
3837.2	<b>Colorado273837</b>	21.900	21.539	39.000	34.376
3838.9	<b>Colorado273838</b>	24.000	23.614	182.000	160.402
3840.5	<b>Colorado273840</b>	21.100	20.748	108.000	95.172
3841.9	<b>Colorado273841</b>	7.700	7.550	1.500	1.322
3859.3	<b>Colorado273859</b>	14.900	14.629	0.300	0.264
3860.8	<b>Colorado273860</b>	12.300	12.069	0.100	0.088
3900.3	<b>Colorado273900</b>	14.600	14.326	1.400	1.228
3908	<b>Colorado273908</b>	15.500	15.211	21.870	19.175
3909.5	<b>Colorado273909</b>	16.100	15.802	15.000	13.150
3910	<b>Colorado273910</b>	18.200	17.871	26.000	22.793
3911.3	<b>Colorado273911</b>	18.000	17.674	35.000	30.680
3913	<b>Colorado273913</b>	16.800	16.491	8.900	7.800

PROFUNDIDAD (ft)	POZO	POROSIDAD	PERMEABILIDAD		PERMEABILIDAD
		SIN CORREGIR	POROSIDAD CORREGIDA	SIN CORREGIR	CORREGIDA
3914.5	<b>Colorado273914</b>	16.400	16.096	7.400	6.485
3915.5	<b>Colorado273915</b>	18.200	17.870	21.000	18.402
3916.8	<b>Colorado273916</b>	17.100	16.786	14.000	12.267
3965.3	<b>Colorado273965</b>	15.400	15.103	0.700	0.611
3966.1	<b>Colorado273966</b>	15.500	15.201	1.100	0.960
3967.2	<b>Colorado273967</b>	10.900	10.678	0.400	0.349
4032	<b>Colorado274032</b>	12.300	12.045	14.440	12.548
4033	<b>Colorado274033</b>	14.200	13.911	0.600	0.521
4034.2	<b>Colorado274034</b>	16.100	15.779	2.100	1.825
4035.6	<b>Colorado274035</b>	17.800	17.452	5.600	4.865
4036.2	<b>Colorado274036</b>	18.100	17.748	6.300	5.473
4037.3	<b>Colorado274037</b>	17.200	16.861	3.800	3.301
4038.4	<b>Colorado274038</b>	10.700	10.473	1.900	1.650
4061.7	<b>Colorado274061</b>	7.100	6.941	0.100	0.087
4109.6	<b>Colorado274109</b>	9.000	8.798	0.100	0.086
3691	<b>Colorado533691</b>	10.400	10.223	5.640	5.028
3691	<b>Colorado533691</b>	14.380	14.146	33.400	29.778
3691	<b>Colorado533691</b>	14.700	14.461	28.400	25.320

La grafica 1 relaciona la porosidad vs. Permeabilidad donde esta tiene una tendencia lineal

Grafica 1. Relación porosidad corregida contra permeabilidad corregida para el campo colorado



Fuente: Autores del Proyecto

#### 4.2 DETERMINACIÓN DE UNIDADES HIDRÁULICA

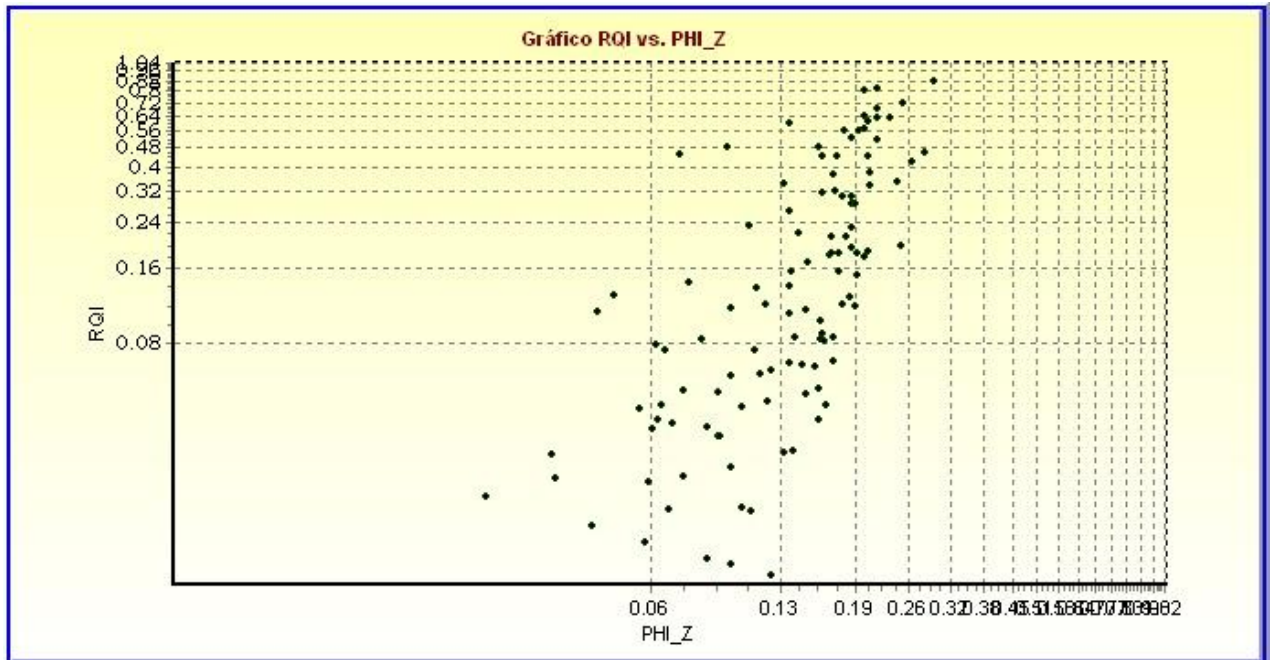
Una vez se obtienen los valores de porosidad y permeabilidad a presión de yacimiento se realiza la determinación de las unidades hidráulicas esto con el fin de visualizar el control por parte del canales de flujo por donde se mueven los hidrocarburos.

Esto se lleva a cabo de la siguiente manera:

- Determinar el índice de porosidad normalizada (ecuación)
- Índice de calidad del yacimiento (ecuación)
- Indicador de zona de flujo (ecuación)

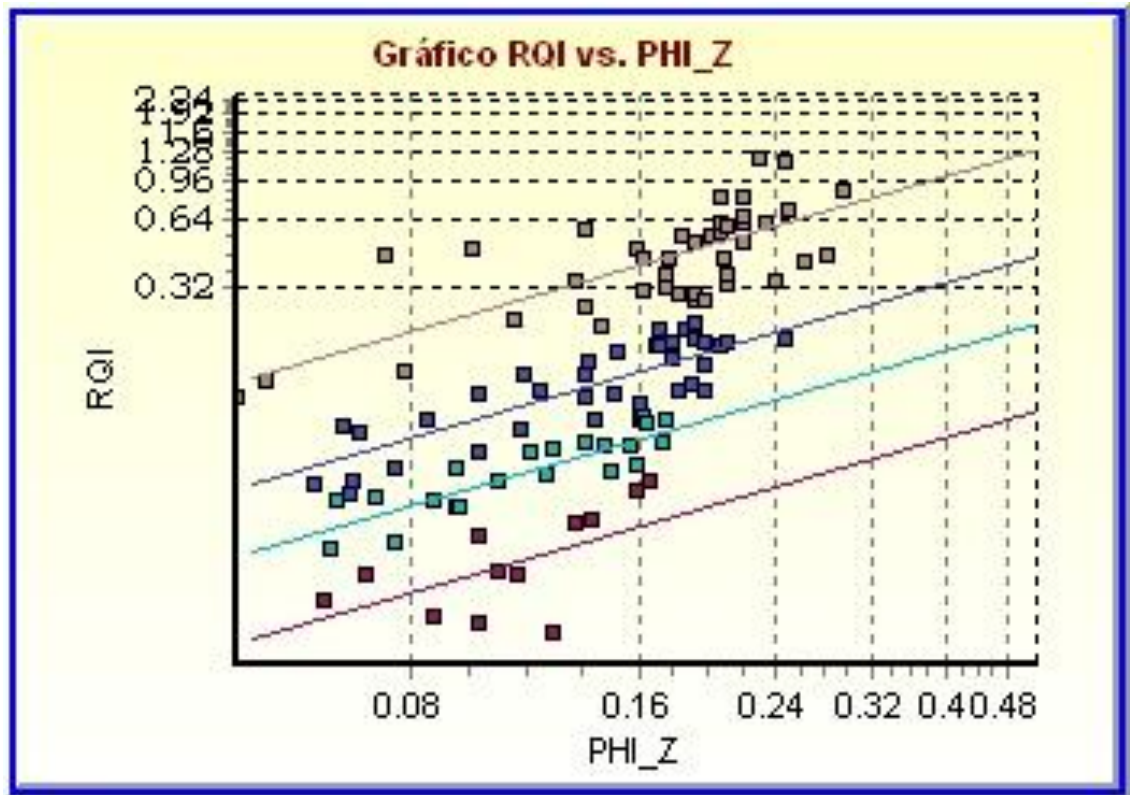
Determinados estos parámetros se observa el comportamiento mediante graficas como por ejemplo.  $RQI$  Vs.  $\phi_z$ , (Grafica 2) según este comportamiento se de esta grafica se realiza el trazado de líneas de pendiente unitaria positivas, de manera que se obtenga el mejor ajuste o distribución de los datos como se observa en la grafica 3.

**Grafica 2. Datos de RQI Y PHI\_Z del campo colorado.**



*Fuente: Autores del Proyecto*

Grafica 3. RQI vs. PHI\_Z del campo colorado, distribución de líneas para ajuste de unidades hidráulicas.



Fuente: Autores del Proyecto

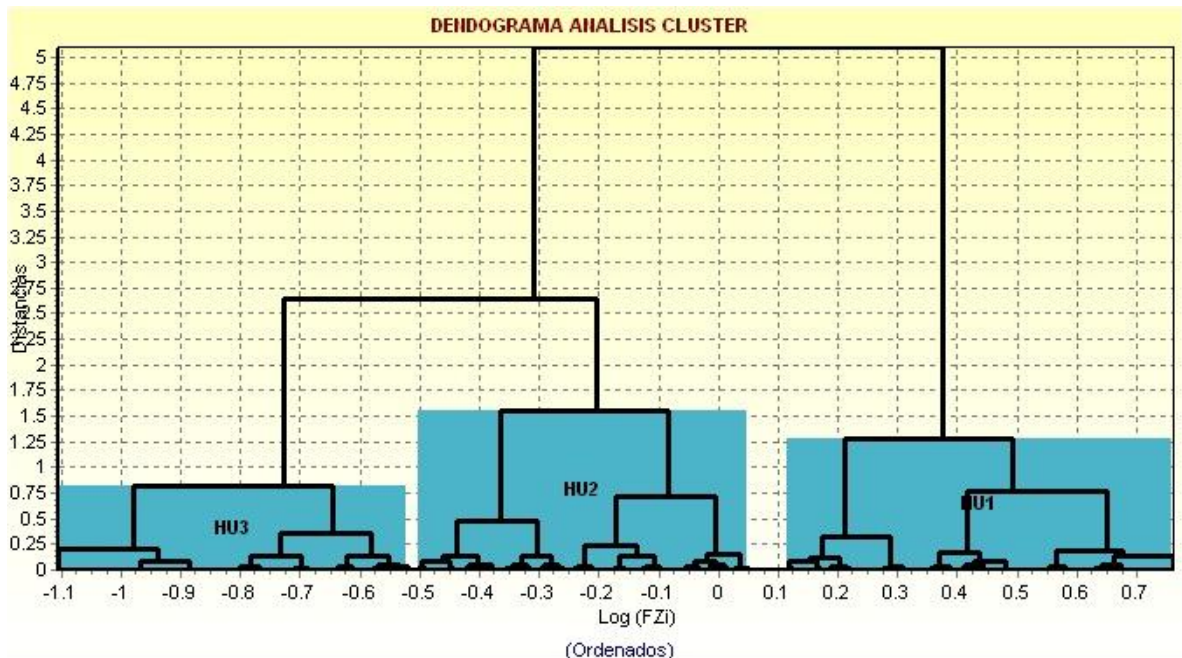
El manejo de las ecuaciones y de las graficas puede ser un trabajo tedioso, igualmente aplicar los parámetros estadísticos adecuados y manejar toda esta información. Para facilitar este trabajo ICP-ECOPETROL ha diseñado un programa que me facilita la aplicación de los parámetros estadísticos y también permite calcular FZI, RQI y PHI-Z, este programa es conocido como ESCALA (Special Core Analysis ICP- Modulo HU). Este programa involucra la ejecución del análisis CLUSTER donde se involucran análisis estadísticos convencionales y la elaboración de Dendrogramas. Este programa recopila los datos en familias de acuerdo a la distribución de los datos en el espacio grafico.

Para el caso estudio se tiene que al ingresar los datos de la tabla (2) al programa SCALA este determina el número de unidades hidráulicas mediante el análisis del dendrogramas y distribución de datos estadísticos convencionales.

En este caso durante la ejecución del programa este arroja inicialmente tres y cuatro unidades hidráulicas para las cuales se les realiza el análisis correspondiente.

**4.2.1 Caracterización Para Tres Unidades Hidráulicas.** El primer análisis que se analiza es el dendrograma donde se determina el número de unidades hidráulicas las mejores opciones las tenemos para tres o cuatro unidades. Para tres unidades el dendrograma muestra la siguiente distribución grafica 4.

**Grafica 4. Dendrograma análisis CLUSTER; tres unidades Hidráulicas**

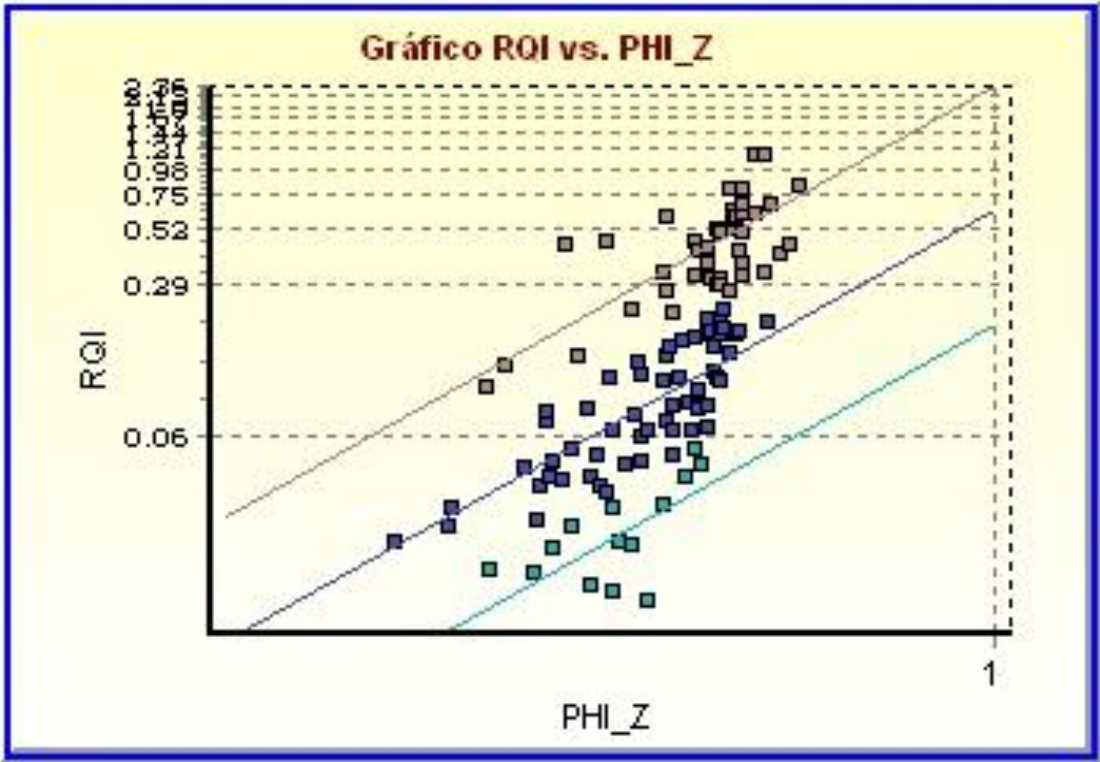


Fuente: Autores del Proyecto

De las graficas RQI vs. PHI\_Z (Grafica 5) y permeabilidad vs. Porosidad (grafica 6), se observa que la mayoría de puntos se concentran en la unidad dos lo que

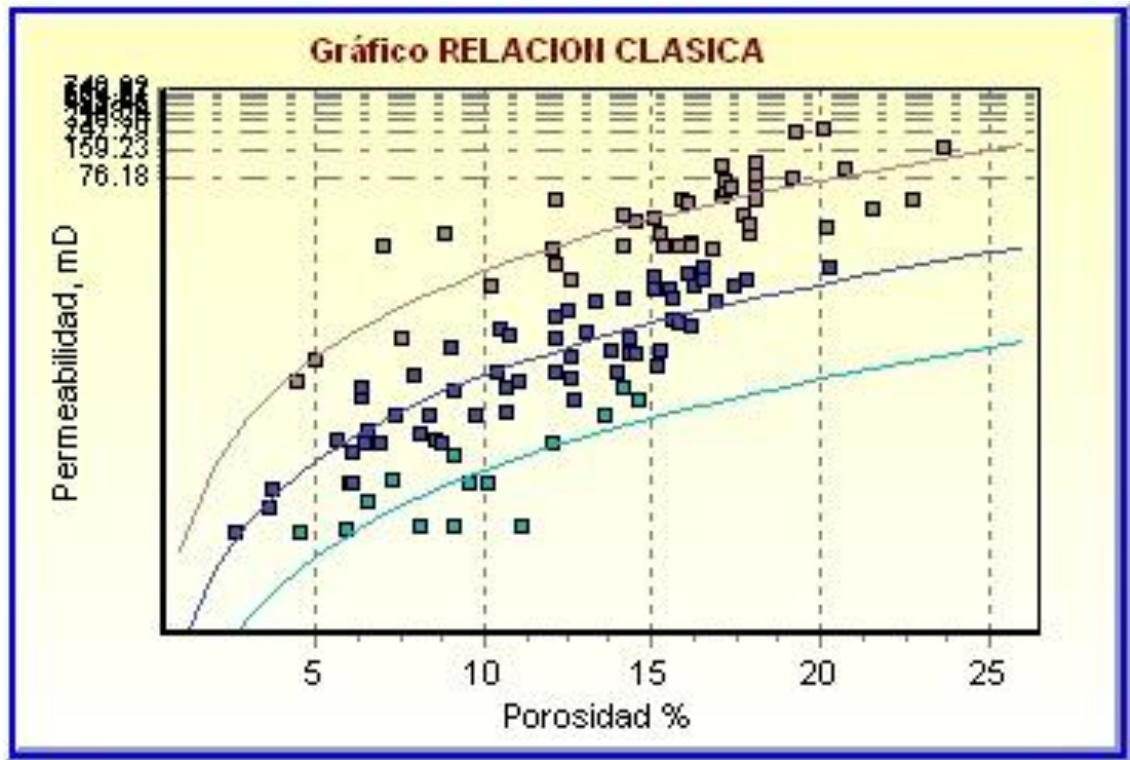
podría generar un error en la interpretación de los datos debido a la amplitud ó alcance de la misma. En este caso se pensaría en la generación de otra unidad.

Grafica 5. RQI vs. PHI\_Z para tres unidades Hidráulicas



Fuente: Autores del Proyecto

Grafica 6. Permeabilidad vs. Porosidad para tres unidades Hidráulicas



Fuente: Autores del Proyecto

La tabla (3) muestra el análisis estadístico básico para las tres unidades hidráulicas y los valores RQI, FZI

Tabla 3. Resumen de la salida de datos de SCALA

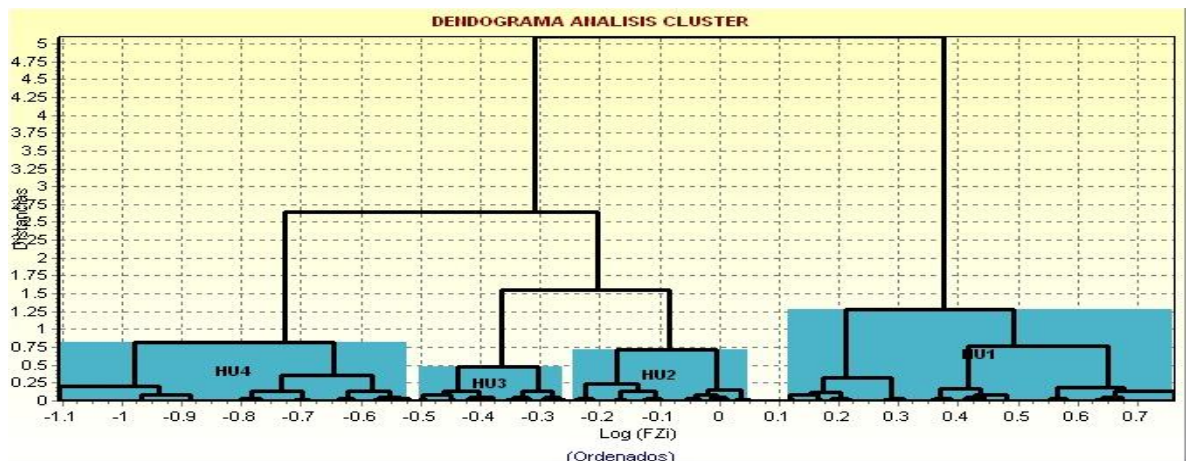
Unidad	#Datos	Desv. Estándar	Coef. Correl	FZI Promedio	Log (FZI) Prom.	Log(FZI) máx.	Log (FZI) min.	POR Media	PER Media
1	43.000	0.171	0.978	2.369	0.375	0.761	0.114	15.700	26.494
2	62.000	0.164	0.996	0.627	-0.203	0.050	-0.502	11.650	0.640
3	16.000	0.173	0.992	0.187	-0.729	-0.521	-1.105	9.820	0.036

Fuente: Autores del Proyecto

En esta tabla se observa que el coeficiente de correlación para todas la unidades hidráulicas esta muy similar se podría pensar que los resultados son buenos, lo que no sucede con el FZI el cual muestra valores promedios para las unidades 2 y

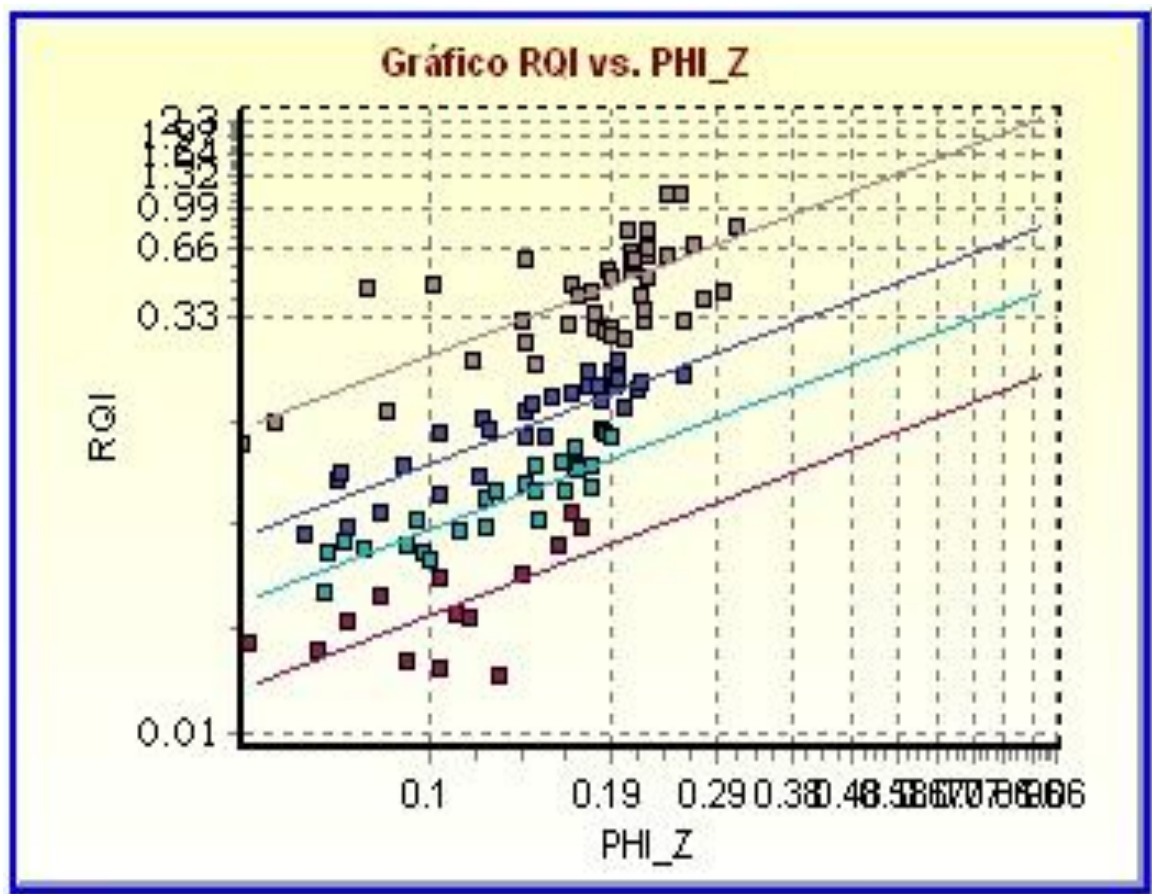
3 de 0.627 y 0.187 respectivamente lo cual indica que la zona de flujo estaría controlada por la unidad hidráulica 1 lo cual se corrobora con los datos de porosidad y permeabilidad con valores de 15.7 y 26.494 respectivamente, mientras que las unidades 2 y 3 presenta una porosidad regular y una baja permeabilidad.

**4.2.2 Caracterización Para Cuatro Unidades Hidráulicas.** Los resultados entregados para la determinación de las cuatro unidades hidráulicas presento una mejor distribución de los datos, como se observa en la Grafica (7) continuación:



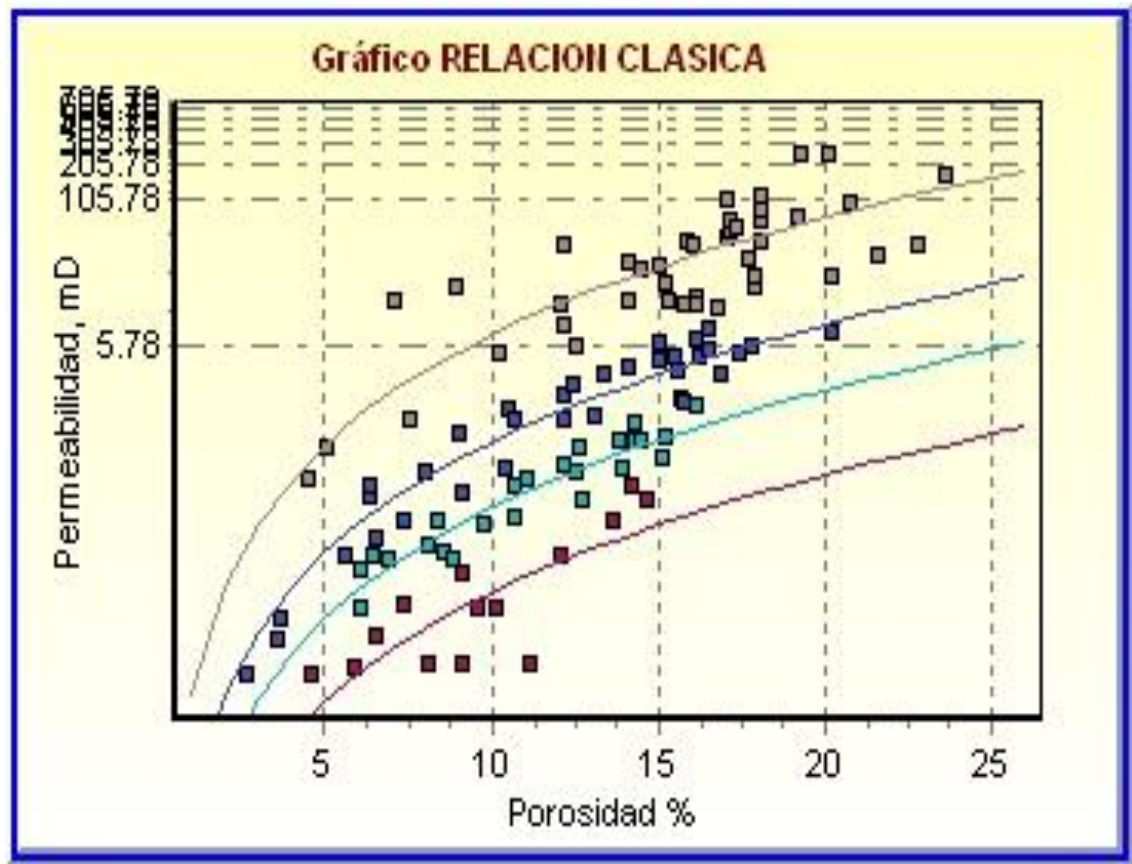
**Grafica (7) Dendrograma análisis CLUSTER; cuatro unidades Hidráulicas**

Para esta distribución y comparada con la de tres unidades se puede apreciar de una mejor manera como se distribuyen las unidades de flujo, de la misma forma esto garantiza que exista un mayor control por parte de cada unidad de flujo y que los datos presenten una mayor validez al realizar el análisis correspondiente para cada unidad, se determinó que este tipo de distribución corresponde a una buena correlación de los datos puesto que para un número mayor de unidades se aprecian distribuciones distorsionadas que en una menor medida contribuirán al estudio.



Grafica (8) RQI vs. PHI\_Z para cuatro unidades Hidráulicas

En la grafica RQI vs. PHI\_Z Grafica (8) se visualiza la distribución de los datos, para los cuales se da una distribución de cuatro unidades hidráulicas, se aprecia que para porosidades entre el 15 y 25 % con un alto índice de calidad del yacimiento mientras que para la unidad 2 aunque la porosidad se mantiene en el mismo rango de valores que para la unidad uno el índice de calidad del yacimiento disminuye y de igual manera sucede para las unidades 3 y 4. de acuerdo a lo observado en la Grafica (9) donde encontramos una buena distribución de los datos de Permeabilidad vs. Porosidad, para las cuatro unidades hidráulicas.



Grafica (9) Permeabilidad vs. Porosidad para cuatro unidades Hidráulicas

La tabla (4) muestra los datos estadísticos básicos de las unidades hidráulicas; también presenta los valores del RQI y FZI para cada unidad hidráulica

Tabla 4 Resumen salida de datos estadísticos de SCALA

Unidad	No de Datos	Desv. Estándar	Coef. Correl	FZI promedio	Log (FZI) Prom.	Log(FZI) máx.	Log (FZI) min	POR Media	PER Media
1	43	0.171	0.9782	2.3686	0.3745	0.7613	0.1142	15.7	26.4937
2	36	0.0943	0.9862	0.8226	-0.0848	0.0498	-0.2442	12.16	1.189
3	26	0.0754	0.9926	0.4304	-0.3661	-0.2598	-0.5016	10.95	0.2712
4	16	0.1732	0.9923	0.1868	-0.7286	-0.5209	-1.1049	9.82	0.0358

De la misma forma el análisis correspondiente para esta tabla muestra que definitivamente la unidad hidráulica 1 presenta valores coherente tanto en porosidad como en permeabilidad de 15.7 y 26.4937 respectivamente y un FZI de 2.3686 con una correlación del orden de 0.9782. Como también lo es la unidad hidráulica 2. Sin embargo las demás unidades aunque presentan un valor de porosidad promedio bueno tienen un bajo índice de zona de flujo esto podría estar asociado a la permeabilidad existente para estas zonas y a otros parámetro geológicos como la continuidad presente en los canales de flujo el cual juega un papel importante, el tamaño de grano, tamaño de garganta de poro etc.

- CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD HIDRÁULICA UNO

Esta es la unidad con las mejores características de porosidad y permeabilidad también presenta los mejores valores del indicador de zona de flujo, lo que la hace la mejor zona con características petrofísicas, esta unidad contiene la mayor cantidad de datos 43. El valor del coeficiente de correlación es de 97.82%, el valor promedio de la porosidad es de 15.7% y el de la permeabilidad promedio es de 26.49 md el valor del indicador de la zona de flujo promedio es de 2.37 micrones ( $\mu m$ )

- CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD HIDRÁULICA DOS

Los datos obtenidos catalogan esta unida con buenas propiedades de porosidad y permeabilidad también buenos valores del indicador de zona de flujo, de estas razones esta es la segunda mejor unidad con características petrofísica, esta unidad contiene una cantidad de 36 datos. El valor del coeficiente de correlación es de 98.62%, el valor promedio de la porosidad es de 12.16% y el de la permeabilidad promedio es de 1.18 md el valor del indicador de la zona de flujo promedio es de 0.82 micrones ( $\mu m$ )

- **CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD HIDRÁULICA TRES**

Los datos obtenidos catalogan esta unida con propiedades de porosidad y permeabilidad muy bajas los valores del indicador de zona de flujo son bajos, dadas estas razones esta es la tercera unidad, con características petrofísica muy bajas lo que la hace poco interesante, esta unidad contiene una cantidad de 26 datos. El valor del coeficiente de correlación es de 99.26%, el valor promedio de la porosidad es de 10.95% y el de la permeabilidad promedio es de 0.271 md el valor del indicador de la zona de flujo promedio es de 0.43 micrones ( $\mu\text{m}$ )

- **CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD HIDRÁULICA CUATRO**

Esta es la unidad con los datos más bajos de porosidad y permeabilidad también el indicador de la zona de flujo es bajo para esta unidad; lo que hace a esta unidad que tiene los valore muy bajos ser la menos atractiva para realizar estudios petrofísicos, esta unidad contiene una cantidad de 16 datos. El valor del coeficiente de correlación es de 99.23%, el valor promedio de la porosidad es de 9.82% y el de la permeabilidad promedio es de 0.0358 md el valor del indicador de la zona de flujo promedio es de 0.1868 micrones ( $\mu\text{m}$ )

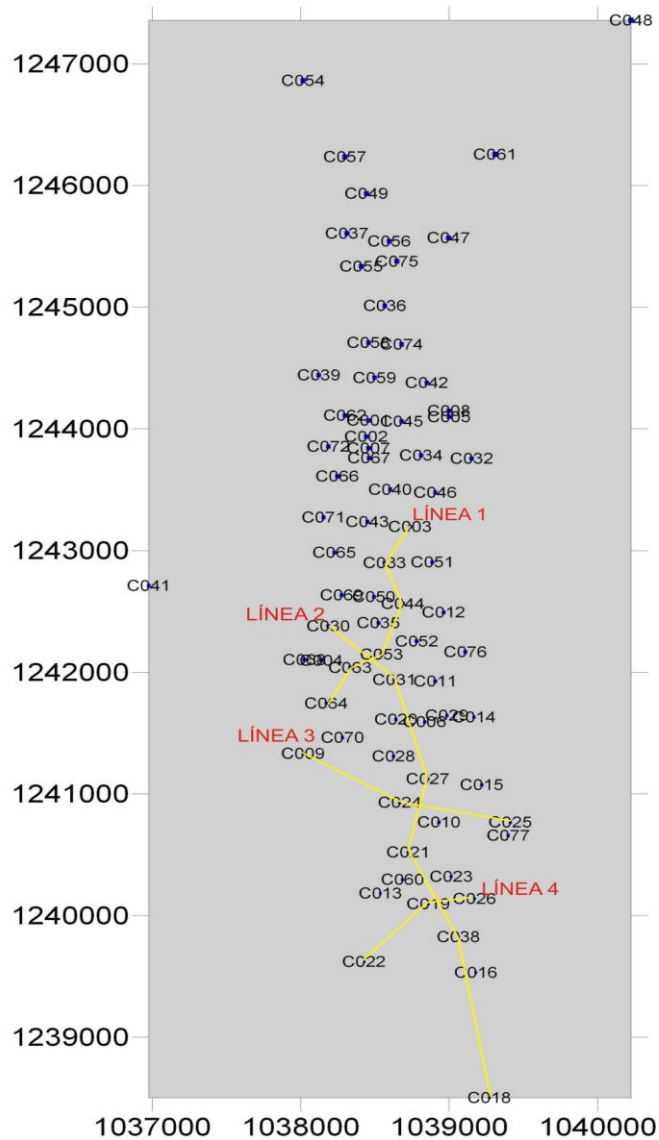
### **4.3 EXTRAPOLACIÓN DE LAS UNIDADES HIDRÁULICAS**

Una vez determinadas las unidades hidráulicas para las muestras donde se calcularon los parámetros de petrofísica básica (porosidad y permeabilidad), se debe buscar la forma de extrapolar esta información a todo el pozo incluyendo intervalos no corazonados, esta información se debe extrapolar para los pozos que no tienen información y a los pozos donde no se tienen datos de petrofísica básica o no tienen corazones. y que hacen parte de este estudio Para este caso,

Campo escuela colorado la extrapolación general se realizara para los siguientes pozos Colo (03, 33, 44, 53, 63, 64, 30, 31, 27, 21, 19, 38, 18, 09, 21, 25, 26 y 22) ver figura (29)

**Figura 30. Mapa extrapolación de las unidades hidráulicas**

## CAMPO ESCUELA COLORADO



Fuente: Autores del Proyecto

Para realizar la extrapolación debemos acudir a una herramienta que permita llevar a cabo la extrapolación de la información a los demás pozos. La herramienta que se utilizó es el software PETROLAB este software ha sido desarrollado por ICP - ECOPEPETROL, con la ayuda de este programa podemos extrapolar la información a los demás pozos y así podemos definir las unidades hidráulicas presentes en cada pozo al cual se le extrapola. PETROLAB funciona con la herramienta denominada GRACE esta permite realizar el análisis gráfico. Los datos para incluir a PETROLAB se deben tener en formato txt, el encabezado de este formato se muestra en la tabla (5)

**Tabla 5. Encabezado del formato para cargar en PETROLAB**

depth	sp	rsd	fzicore	uh
4063	71.9552	19.588	3.0897	1
4067.5	85.5967	19.003	1.84685	1

Fuente: Autores del Proyecto

Para este estudio se generaron cuatro unidades hidráulicas, de tal manera que se deben generar cuatro archivos que contenga la información de las cuatro unidades con el mismo encabezado, como el mostrado en la tabla anterior. Estos datos se corren en el programa PETROLAB y este genera una transformada para cada uno de los archivos ingresados, estos archivos se establecen de la siguiente manera:

**Tabla 6. Encabezado de las transformadas generadas por PETROLAB**

depth	depth_Tr	rsd	rsd_Tr	sp	sp_Tr	fzicore	fzicore_Tr	Sum_Tr_Indep	fzicore_Meas	fzicore_Calc_Inv_Tr
4063.000	-0.361	19.588	0.062	71.955	-0.033	3.090	0.977	-0.331	3.090	2.356
4067.500	-0.355	19.003	0.110	85.597	-0.112	1.847	-0.953	-0.358	1.847	2.356
4000.000	-0.427	16.993	0.109	33.387	-0.011	2.219	-0.491	-0.329	2.219	2.356

Fuente: Autores del Proyecto

En esta parte es importante que exista un buen set de registros para los pozos que se extrapolan normalmente una buena correlación se da a partir de registros como Gamma Ray, Sónico, de densidad o combinado con los resistivos. En este caso se trabajaron pozos que contenían mayor set de registros para los cuales se trabajo el Sp y Rsd (resistivo profundo) cabe anotar que debido al uso de estos registros los datos obtenidos no serán los mas óptimos sin embargo so de gran ayuda en particular para este caso. Por esta razón se recomienda realizar la corrida de diferentes set de registros para el campo los cuales serán de gran utilidad no solo para trabajos de este tipo sino para el soporte en el desarrollo de otros programas que busquen mejorar la producción del campo.

El trabajo de realiza de la siguiente manera: Se debe generar un archivo con los registros que se están trabajando para cada uno de los pozos si la cantidad de pozos a los cuales se les va a extrapolar la información son 20 debemos generar 20 archivos con los respectivos registros que estamos trabajando la tabla (7), muestra el encabezado de los registro que vamos a utilizar para realizar la extrapolación

**Tabla 7. Forma del encabezado del registro para extrapolar la información de los pozos que no tiene datos de corazones**

depth	sp	rsd
567.000	1.557	4.747
567.500	1.502	7.238
568.000	1.433	9.528
568.500	0.708	11.487
569.000	0.018	12.944
569.500	0.641	14.239

Fuente: Autores del Proyecto

Al cargar estos registros, PETROLAB genera un nuevo registro donde se tiene el valor de la unidad hidráulica y el valor del FZI a este nuevo registro le podemos adicionar otro registro si se desea. La tabla (8) muestra el encabezado que arroja el programa.

**Tabla 8 Encabezado del registro que nos arroja PETROLAB**

depth	rsd	HU	FZI
566.5	1.77199996	3	0.5162389
567	4.74700022	3	0.5162389
567.5	7.23799992	3	0.5075864
568	9.52799988	3	0.4997585
568.5	11.4870005	3	0.4892591
569	12.9440002	3	0.4766249

Fuente: Autores del Proyecto

A estos registros le debemos adicionar el encabezado que deben tener todos los registros para poderlos cargar en una plataforma que permita visualizarlos, las plataformas más comunes son:

```

P.          NO:      One Line Per Depth Step

1 Information Block
M,UNIT      Data      Information
-----
T,ft        5770.00000:  START DEPTH
P,ft        6160.00000:  STOP DEPTH OR BOTTOM LOG INTERVAL
P,ft        0.25000:    STEP LENGTH OR LOG DEPTH INCREMENT
L.          -999.25000:  NO VALUE
L.          ECOPEPETROL: COMPANY
L.          COLORADO-3: WELL
L.          COLORADO:   FIELD
L.          :           FIELD LOCATION
V.          :           PROVINCE
V.          SANTANDER:  STATE
Y.          COLOMBIA:   COUNTRY
L.          SCHLUMBERGER: SERVICE COMPANY
E.          11-JUN-56:   LOG DATE
L.          COLORADO-3:  WELL_NAME
D.          COLO0003:   UNIQUE WELL ID

2 Information Block
M,UNIT      API CODE  Curve Description
-----
T,ft        :          Current Depth
mV          01 010 01 01: Spontaneous Potential
W,ohm.m     :          Micro-Diverse Resistivity
L,in        :          Micro Caliper
R,ohm.m     :          Micro-Normal Resistivity

3 Parameter Information Block
M,UNIT      Value      Description
-----
ft          494.80000:  Elevation of Rotary Table
P.          M.:        Log File Type
L.          2:         Run Number
ft          6152.00000: Depth Driller
ft          6151.00000: Depth Logger
L,ft        6148.00000: Bottom Log Interval
L,ft        5750.00000: Top Log Interval
ft          398.00000:  Feet Measured
in          8.62500:   Current Bit Size
L.          LDM BASE:  Drilling Fluid Type
lbm/gal     12.03000:  Drilling Fluid Density
c.s         80.00:    Drilling Fluid Viscosity
H.          12.00:    Drilling Fluid pH
L,ml        4.30000:  Drilling Fluid Loss
ohm.m       1.30000:  Resistivity of Mud Sample
degF        85.00:   Mud Sample Temperature
ohm.m       0.76000:  Mud Resistivity At Bht
degF        142.00:  Temperature At Bht
ohm.m       0.55000:  Mud Filtrate Resistivity at Bht
ohm.m       1.10000:  Mud Cake Resistivity At Bht
h           2.00000:  Operating Rig Time
L.          337:     No. Camion
P.          WRS-P:   Sonde Type
K.          HYDRAULIC: Pad Type
L.          P. DUREAUX: Engineers's Name
N.          B. TABORDA: Witness's Name

4 Header Information Block
L,tda
DEPTH      SP      PSD I      fzi      uh
70.000     -10.555     1.895     8.474     1
70.250     -10.431     1.911     8.469     1
70.500     -10.308     1.923     8.462     1
70.750     -10.185     1.898     8.463     2
71.000     -10.061     1.873     8.465     2
71.250     -9.938      1.849     8.467     2
71.500     -9.814      1.826     8.468     2
71.750     -9.857      1.810     8.470     2
72.000     -9.960      1.819     8.472     1
72.250     -10.064     1.829     8.473     1
72.500     -10.199     1.834     8.469     1

```

Figura 31. Formato encabezado de los registros para ser cargados al software

## 5. CALCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA $S_w$

### 5.1 DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

Para la interpretación de perfiles eléctricos se requiere un conocimiento claro acerca de las resistividades del agua de formación, a pesar que la curva  $S_p$  entrega una forma para su determinación, resulta más representativo obtener estos resultados de muestras representativas de la formación. El agua de formación es una manera de obtener dicha muestra pues estas conducen la electricidad debido a los iones de sal contenidos en la solución, la capacidad de esta agua para transferir la electricidad esta en función de la concentración de iones por unidad de volumen y la velocidad a la que el Ion se mueva cuando se le aplica una diferencia de potencial.

Por definición la resistividad específica de un medio es la resistencia de una unidad volumétrica del medio. La resistividad del agua de formación es muy importante durante la interpretación de datos petrofísicos y al mismo tiempo cuando se esta determinando la saturación de agua partiendo de los registros de pozo. La resistividad se expresa de acuerdo a la unidad lineal escogida por ejemplo si la unidad lineal esta en pie, esta se expresaría en ohmios-pie, algunas unidades de conversión están dadas por:

$$1 \text{ ohmio-cm} = \frac{1}{30.5} \text{ ohmio-pie} = \frac{1}{100} \text{ ohmio-metro}$$

Cuando en un pozo se mide la resistividad de una formación de espesor finito con electrodos espaciados en dimensiones comparables se mide una resistividad

aparente (producido por el efecto del hoyo) que relaciona la resistividad verdadera. Para mostrar como se mide la resistividad de la roca en un pozo es necesario considerar un potencial eléctrico creado en un punto debido a la aplicación de una corriente eléctrica en otro punto dentro de un medio homogéneo de resistividad uniforme.

### **5.1.1 Métodos Para Determinar la Resistividad del Agua de Formación.**

1. medida directa de una muestra representativa.
2. Análisis químico de una muestra representativa.
3. Por catálogos de muestras de aguas, e interpolando en mapas de igual salinidad, mapas isosalínicos, o isoconnáuticos de formaciones geológicas.
4. a partir de evaluación de perfiles eléctricos
  - a).  $R_w$  del  $S_p$
  - b).  $R_w$  de los registros de resistividad
  - c). Gráficos de resistividad porosidad

Las muestras representativas tomadas directamente ofrecen una gran certeza en los resultados obtenidos. Existen algunos métodos para realizar el muestreo los cuales son.

1. Muestra obtenida de la línea de flujo de un pozo con RAP alta
2. muestra obtenida del separador de un pozo fluyente con una RAP alta
3. muestra obtenida de la tubería de producción o de perforación en pruebas de formación, es recomendable realizar las muestras en diferentes intervalos de la sarta. Sin embargo las muestras mas representativas están próximas a los obturadores.

En el caso de que se presenten las siguientes condiciones: pozos fluyendo con una alta RGP; pozos de gas y destilado; pozos con escapes en la tubería de

revestimiento; muestras tomadas del fondo de los tanques de almacenamiento o de producción. Las muestras tomadas resultan ser no representativas para realizarles estudios o análisis de laboratorio ya que los resultados que se obtengan de dichas muestras no serán lo más exactos posibles.

La medida de  $R_w$  de formación se realiza directamente en el laboratorio a la temperatura Standard de (68° F) a través de una pila de conductividad de inmersión donde el resultado se da en ohmio-metro

**5.1.2 Corrección por efecto de temperatura.** Debido a que la temperatura en las formaciones no permanece constante se hace necesario realizar las correcciones por efecto de la temperatura por medio de la siguiente ecuación

$$R_{w_2} = R_{w_1} * \frac{t_1 + 6.77}{t_2 + 6.77} \text{ ----- ecuación 23}$$

En vista de la falta de datos sobre la resistividad del agua de formación para el campo se hace necesario realizar una distribución de los datos para lo cual se lleva a cabo el Procedimiento para el cálculo de la resistividad.

**5.1.3 Revisión de archivos.** Se revisaron los archivos disponibles en el campo extrayendo los datos de salinidades que se tomaron en el momento de la perforación para cada pozo del campo generando una base de datos en Excel la cual facilita la selección y manejo de la información encontrada. Ajustándolos a la profundidad de cada pozo revisado.

El control de calidad de esta información se realizo de la siguiente manera

1. valores > a 12000 ppm se excluyeron debido a que son valores de salinidad del lodo de perforación

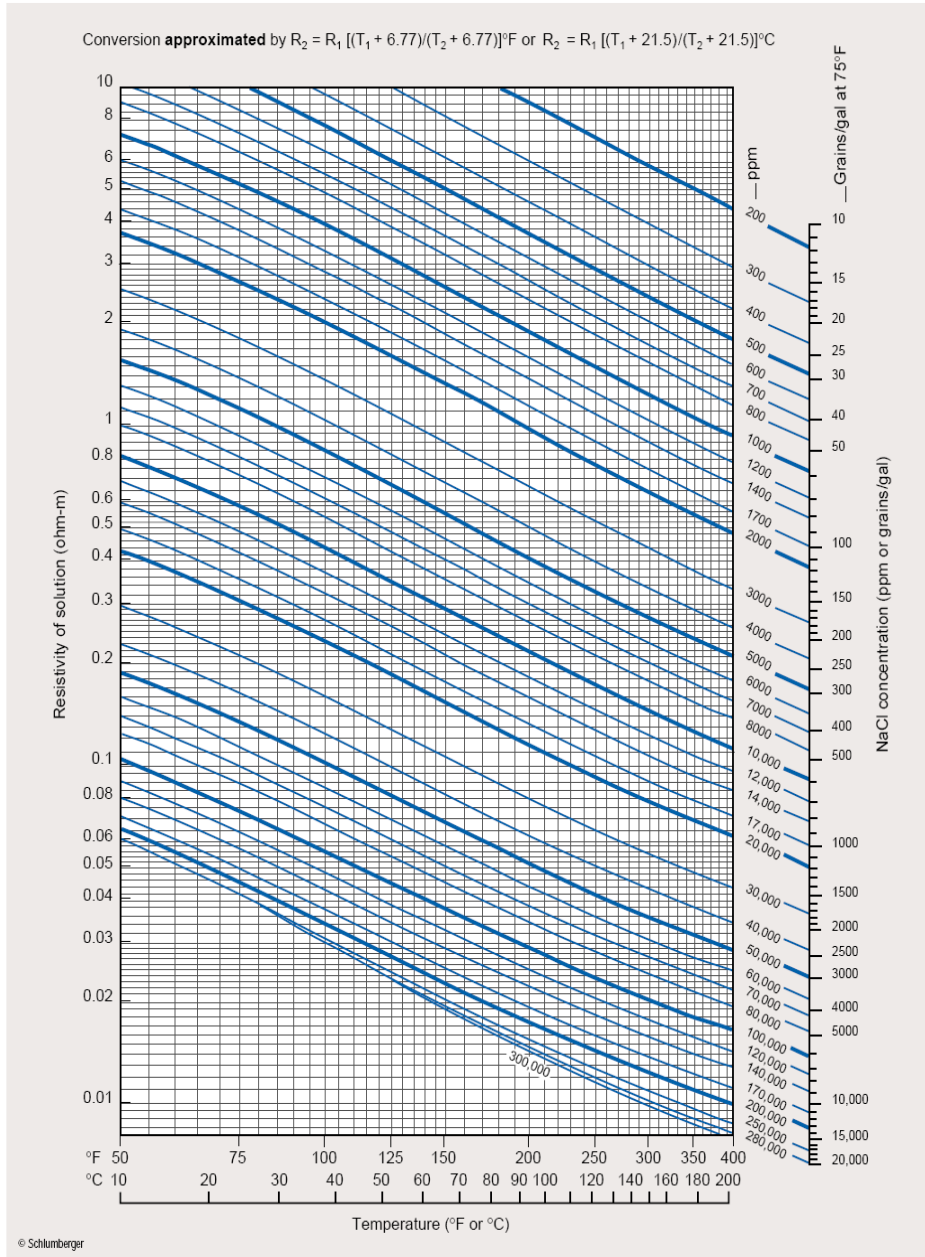
2. valores < a 500 ppm se excluyeron, puesto que la salinidad del agua muy probablemente era de una medida de las aguas de escorrentía en superficie.
3. valores que no se encontraban referenciados a una profundidad no se tuvieron en cuenta.

Los datos de salinidad se encontraron en ppm de iones de ( $\text{Cl}^-$ , Na, k, Mg, Ca,  $\text{SO}_4$ ,  $\text{CO}_3$ ) para lo cual se utilizo el método químico con el propósito de expresarlos en ohmios – metro.

El método de consiste en hacer uso de los datos de análisis químicos del agua de muestras representativas realizados en el laboratorio, para obtener el valor de la resistividad a partir de la grafica de Schlumberger. Resistividades para soluciones de NaCl de diferentes concentraciones a diferentes temperaturas.

### Resistivity of NaCl Solutions

Gen-9



Grafica 10. Diagrama para Determinar la resistividad  $R_w$

Como primer paso es necesario realizar la conversión de iones a salinidad equivalente NaCl para reducir la salinidad en partes por millón (ppm) de los diferentes iones presentes en las muestras haciendo uso de la tabla de factores de conversión de DUNLAP

**Tabla 9. Factores de Dunlap**

Iones	Factor
Na	1,00
K	1,00
Ca	0,95
Mg	2,00
So <sub>4</sub>	0,50
Cl	1,00
HCO <sub>3</sub>	0,27
CO <sub>3</sub>	1,26

*Fuente: autores del proyecto*

Basados en los factores de conversión de la tabla anterior se obtuvieron los siguientes valores de NaCl para cada pozo del campo colorado.

**Tabla 10. Salinidad total equivalente para pozos campo colorado**

POZO	INTERVALO (pies)	FORMACIÓN	NaCl (ppm)
COLO 20	2194-2636	B1	4950
COLO 20	2626-2636	B1	5240
COLO 20	2296-2302	B1	4920
COLO 21	1733-2375	B1	5600
COLO 22	2402-2416	B1	7150
COLO 22	2504-2512	B1	2500
COLO 22	2518-2526	B1	2500
COLO 22	2531-2540	B1	2500
COLO 22	2560-2568	B2	2800
COLO 22	2702-2714	B2	3300
COLO 23	3828-3840	C1	11200
COLO 23	3357-3342	B2	3000
COLO 24	2194-2207	B1	4650
COLO 24	1853-2008	B1	100
COLO 24	3763-3765	C1	10200
COLO 24	1873-1880	B1	4810
COLO 24	1863-1869	B1	4810
COLO 24	1933-1948	B1	3600
COLO 24	2000-2008	B1	4100
COLO 24	2057-2062	B1	4450
COLO 24	2070-2076	B1	4450
COLO 24	2079-2083	B1	4450
COLO 24	2098-2115	B1	3900
COLO 24	2126-2134	B1	3900
COLO 24	2090-2115	B1	3900
COLO 24	2126-2134	B1	3900
COLO 24	2194-2207	B1	4650
COLO 25	2448-2456	B1	5050
COLO 25	2376-2387	B1	5050
COLO 25	2263-2271	B1	4800
COLO 25	2276-2290	B1	4800
COLO 25	1988-2004	B1	5250
COLO 27	3826-3845	C1	3000
COLO 27	4106-4120	C2	5700
COLO 28	3962-3986	C1	3980
COLO 30	2640-2635	B1	3700
COLO 30	2621-2609	B1	3700
COLO 30	2602-2594	B1	3700
COLO 30	2588-2566	B1	3700
COLO 30	2555-2525	B1	3700
COLO 30	2640-2635	B1	3600

COLO 30	2621-2609	B1	3700
COLO 30	2662-2594	B1	3700
COLO 30	2525-2640	B1	3700
COLO 30	2525-2640	B1	3600
COLO 30	2525-2640	B1	3700
COLO 30	2525-2640	B1	3700
COLO 31	2418-2408	B1	6900
COLO 31	2653-2642	B1	8600
COLO 31	2170-2158	B1	6700
COLO 34	4838-4840	C2	8800
COLO 34	4960-4962	C2	6700
COLO 34	5028-5030	C2	9700
COLO 36	3188-3500	B2	9900
COLO 37	3216-3808	B2	7000
COLO 37	3216-3808	B2	7900
COLO 37	3560-3562	B2	2000
COLO 37	3204-3216	B1	9200
COLO 39	2631-3111	B1	6000
COLO 39	3101-3111	B1	2900
COLO 39	3101-3111	B1	6000
COLO 39	2769-2779	B1	6300
COLO 40	2770-2780	B1	4500
COLO 40	2314-2322	B1	9000
COLO 40	2770-2781	B1	4500
COLO 42	4654-4664	C1	3300
COLO 42	4724-4730	C1	5900
COLO 42	4888-4900	C2	3000
COLO 43	2005-2015	B1	3600
COLO 43	2584-2595	B1	2900
COLO 43	4252-5447	C2	10300
COLO 46	2742-2946	B1	6500
COLO 58	4230-4504	C2	9000
COLO 58	4230-4504	C2	8900
COLO 58	4230-4504	C2	8500
COLO 58	4230-4504	C2	9100
COLO 58	42304504	C2	9300
COLO 58	4230-4504	C2	9300
COLO 58	4230-4504	C2	4500
COLO 58	4440-4504	C2	9400
COLO 58	2146-5414	B1	10200
COLO 58	21465414	B1	10300
COLO 60	2170-2178	B1	4600
COLO 63	2124-2132	B1	2900
COLO 65	3028-3034	B1	8400

Estos datos fueron calculados en el laboratorio a una temperatura de 80 °F. con estos valores se ingresa a la grafica (47) y leemos el valor de la resistividad y así obtenemos  $R_{w1}$ .

Ahora se debe calcular el valor de  $R_{w2}$ , para lo cual se necesita conocer la temperatura ( $T_z$ ) en la profundidad a la cual fue tomado el dato de salinidad en la formación. En este paso es importante tener en cuenta el Gradiente Geotérmico (GGT) de cada pozo, el cual se determina usando las siguientes ecuaciones.

$$GGT = \frac{T_f - T_s}{PT} * 100 \quad \text{-----ecuación 24}$$

$$T_z = \frac{GGT * P_z}{100} + T_s \quad \text{-----ecuación 25}$$

Donde:

GGT = gradiente geotérmico

$T_f$  = temperatura de fondo

$T_s$  = temperatura de superficie

PT = profundidad total

$T_z$  = temperatura a una profundidad referenciada

Tomando las variables necesarias para el cálculo de estos parámetros donde arrojó la tabla mostrada abajo,

El dato de la salinidad obtenido fue el resultado del promedio para cada una de las formaciones (mugrosa B, mugrosa C) como se puede observar en las siguientes tablas 11 y 12:

**Tabla 11. Salinidades para la formación M.B**

POZO	FORMACIÓN	SALINIDAD DEL AGUA (NaCl)
20	B	5036.6
21	B	5600
22	B	3458.3
23	B	3000
24	B	4274.6
25	B	4990
30	B	3683.3
31	B	7400
36	B	9900
37	B	6525
39	B	5300
40	B	6000
43	B	3250
46	B	6500
58	B	10250
60	B	4600
63	B	2900
65	B	8400

**Tabla 12. de salinidades para la formación M.C**

POZO	FORMACIÓN	SALINIDAD DEL AGUA (NaCl)
23	C	12008
26	C	24000
27	C	10064.4
28	C	3980
42	C	10163.6
46	C	12075
34	C	8400
43	C	10300
58	C	8500
60	C	15600

Cabe mencionar que el cálculo de la resistividad para cada temperatura y profundidad se realiza basados en la tabla de schlumberger con propósito de hallar los datos de  $R_{w2}$ . para este calculo solo se tuvieron en cuenta los datos de la formación mugrosa B dado que para esta se tiene un set de datos mas completos, en esta tabla se promediaron los valores de Resistividades, GGT, y Tz donde se puede observar que se encuentra en un valor de 0.410945435 ohmios-metro, y 0.58796883, 133.1667 respectivamente. En este sentido se recomienda realizar un muestreo de aguas de formación los cuales garanticen una mayor exactitud al momento de realizar los cálculos de la resistividad para la formación.

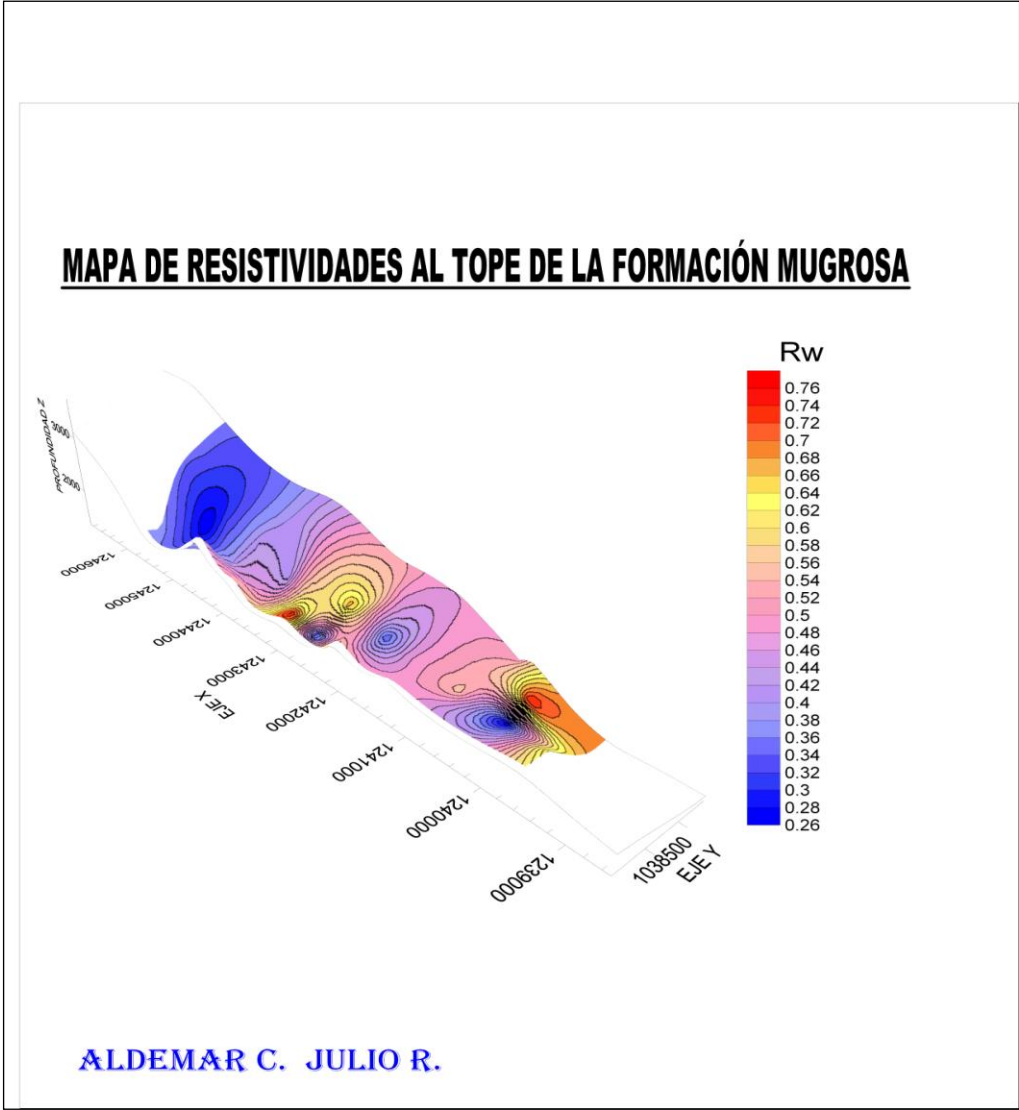
**Tabla 13 Valores de resistividad a temperatura de la formación**

PROF.	TEMP. DE LA FORMACIÓN	RESISTIV. (ohm.m) @TEMPERATURA DE FORMACIÓN CALC.	T. DE FONDO (°F)	T. DE SUPF(°F)	GGT	Tz
1854.557098	0.88435321	0.415903386	127	100.4	0.63333333	127
1719.869598	0.874840709	0.399774651	120	100.4	0.45581395	120
1998.541443	0.894522314	0.587784098	125	100.4	0.52340426	125
1804.522918	0.880819473	0.671216122	124	100.4	0.51959489	124
1704.505341	0.873755586	0.440940159	139	100.4	0.9346247	139
1866.16095	0.885172749	0.497410727	106	100.4	0.22222222	106
1706.299316	0.873882288	0.46739294	150	100.4	0.62077597	150
1956.438965	0.891548765	0.279723501	135	100.4	0.59655172	135
2007.797852	0.895176061	0.209141848	140	100.4	0.65562914	140
1777.646515	0.878921288	0.286232913	148	100.4	0.67355313	148
2480.512756	0.92856224	0.339321582	150	100.4	0.62241185	150
1972.457458	0.892680094	0.336418421	135	100.4	0.55806452	135
2060.798401	0.898919302	0.549875648	142	100.4	0.62556391	142
3010.876037	0.966019919	0.302855984	140	100.4	0.64918033	140
1644.759796	0.86953597	0.207077033	137	100.4	0.63103448	137
1792.458984	0.87996744	0.410556584	140	100.4	0.57725948	140
1910.83255	0.888327746	0.713362834	120	100.4	0.54293629	120
1675.383789	0.871698834	0.282029394	119	100.4	0.54148472	119
PROMEDIO		0.410945435			0.58796883	133.1667

Fuente: Autores del proyecto

A partir de estos datos se generaron los mapas de distribución de resistividad para el campo colorado donde se aprecia un posible control sobre esta propiedad por parte de la estructura geológica.

Figura 31 Distribución de la resistividad para el campo colorado



Fuente: autores del proyecto

## 5.2 CÁLCULO DE LA SATURACION DEL AGUA

Para el calculo de la saturación de agua se utilizará la ecuación de Archie modificada ver ecuación (26) donde las constantes las podemos modificar de acuerdo al a información de laboratorio disponible.

$$S_w^n = \frac{aR_t}{R_w\phi^m} \dots\dots\dots\text{ecuación 26}$$

$S_w$  = Saturación de Agua

$n$  = Exponente de saturación

$a$  =Constante

$R_t$  =Resistividad de la roca

$R_w$  =Resistividad del agua de formación

$\phi$  =Porosidad Efectiva

$m$  =Índice de cementacion

Para este trabajo disponemos de información de laboratorio donde se calculo el factor de formación, los datos arrojados los podemos ver en la tabla 14

**Tabla (14) Datos de porosidad, permeabilidad y factor de Formación**

Pozo	Profundidad	Poros Efect	Perm H.	Factor de la formacion
25	1890	12.00	2	36
25	1916	17.00	63	28
25	1929	12.00	8	27
25	1956	16.00	12	18
25	1914	20.00	7	12
25	1915	12.00	39	24
25	1998	19.00	69	20
25	2126	14.00	13	18
25	2129	16.00	14	14
25	2279	15.00	27	20
25	2286	18.00	78	16
25	2286	18.00	65	13
25	2286	16.00	40	19
25	2376	18.00	44	13
25	2381	18.00	111	13
25	2383	17.00	103	16
25	1917	17.00	51	25

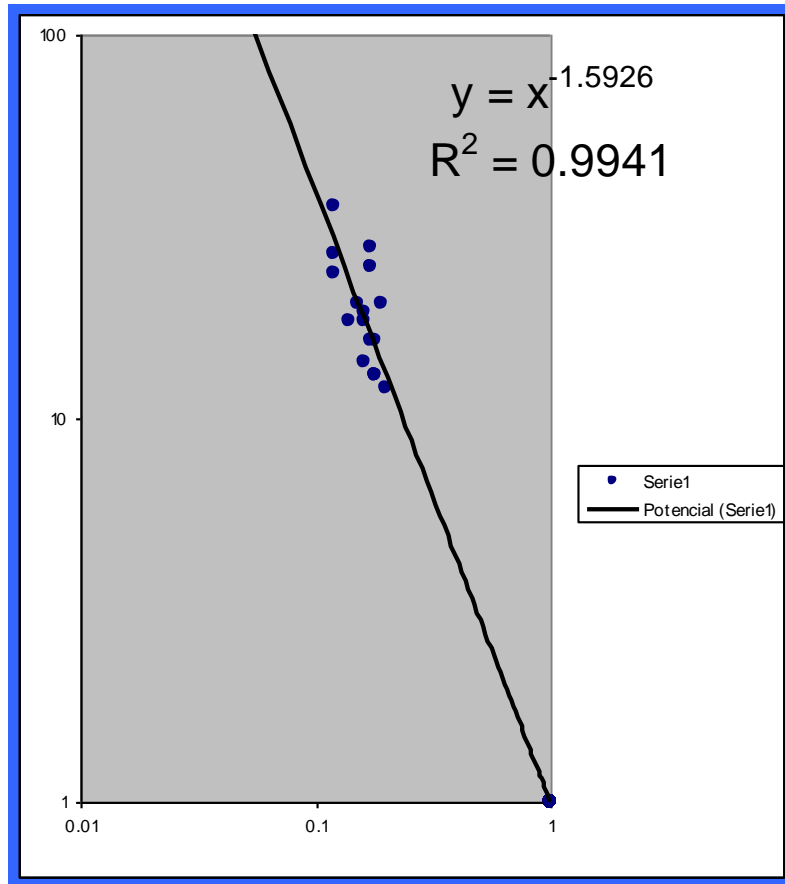
*Fuente: Autores del Proyecto*

Con esta información podemos calcular el valor de las constantes  $a$  y  $m$ , estos valores los podemos obtener de acuerdo a la ecuación (27) que me relaciona la porosidad y el factor de formación y deja  $a$  y  $m$  como constantes.

$$F = a\phi^{-m} \dots\dots\dots\text{ecuación 27}$$

Graficando los valores de porosidad y permeabilidad y obligando que la recta pase por uno como podemos ver en la figura (48). De esta grafica podemos calcular el valor de  $a$  y  $m$ .

**Grafica (11) Grafica calculo de el valor de las constantes  $a$  y  $m$**



*Fuente: Autores del Proyecto*

De esta relación podemos determinar que  $m=1.592$  y  $a=1$  el coeficiente de correlación es muy bueno lo que corrobora que los valores de estas constantes es muy bueno.

El valor de resistividad de la roca ( $R_t$ ) lo podemos determinar a partir del registro de resistividad profundo **Rsd** buscando que este registro no se vea tan

influenciado por la torta de lodo ni por la zona invadida, los datos medidos por esta herramienta son los valores de la resistividad de la zona virgen.

La resistividad del agua de formación fue determinada anteriormente donde se encontró que el valor promedio es de 0.4109 ohmios-m, se tomaron los valores de  $n=m = 1.592$ .

Inicialmente se determina la saturación de agua para los puntos donde se tomaron los datos de laboratorio, puesto que en estos intervalos se cuenta con el valor de porosidad. Teniendo en cuenta que este dato es el más escaso en el campo y ante la falta de registros que permitan y faciliten el cálculo de este valor.

En la tabla (15) podemos ver el valor de la saturación de agua calculada por la ecuación de Archie, asumiendo los valores de las constantes anterior mente nombradas

**Tabla (15) Determinación de Sw con  $n=m=1.592$ ,  $R_w=0.41$  y  $R_t=rsd$**

depth	rsd	porosidad	Sw	Sw((%)
4063	19.588	0.196	0.449	44.865
4067.5	19.003	0.190	0.471	47.136
2293	21.094	0.211	0.398	39.765
2354.5	19.109	0.191	0.467	46.711
2601	40.940	0.409	0.135	13.502
1915	24.419	0.244	0.313	31.330
1916	24.998	0.250	0.302	30.156
1917	24.513	0.245	0.311	31.134
1929	27.468	0.275	0.259	25.865
1956	19.743	0.197	0.443	44.292
1998	27.061	0.271	0.265	26.502
2125	20.996	0.210	0.401	40.068
2126	23.362	0.234	0.337	33.671
2129	32.133	0.321	0.200	20.033
2279	19.018	0.190	0.471	47.076
2376	30.265	0.303	0.221	22.086

<b>3841.9</b>	20.404	0.204	0.420	41.979
<b>1895</b>	28.521	0.285	0.243	24.328
<b>1970.5</b>	19.877	0.199	0.438	43.807
<b>1972</b>	20.329	0.203	0.422	42.232
<b>1977</b>	20.366	0.204	0.421	42.107
<b>1987</b>	24.430	0.244	0.313	31.307
<b>2149</b>	20.091	0.201	0.430	43.050
<b>4468</b>	62.100	0.621	0.068	6.849
<b>1890</b>	26.275	0.263	0.278	27.806
<b>1914</b>	24.008	0.240	0.322	32.208
<b>1991</b>	26.338	0.263	0.277	27.697
<b>1995</b>	28.200	0.282	0.248	24.781
<b>3548</b>	21.596	0.216	0.383	38.271
<b>1898</b>	23.022	0.230	0.345	34.485
<b>1924.5</b>	23.681	0.237	0.329	32.936
<b>2152</b>	19.299	0.193	0.460	45.964
<b>2351</b>	24.163	0.242	0.319	31.872
<b>3965.3</b>	20.968	0.210	0.402	40.155
<b>4073</b>	28.956	0.290	0.237	23.735
<b>4109.6</b>	28.819	0.288	0.239	23.919

La saturación de agua ( $S_w$ ) se determina mediante la ecuación (30) donde se tiene una relación entre el valor de la saturación de agua irreducible ( $S_{wIrred}$ ) y el valor del FZI; se puede asumir que el valor de  $S_w$  es igual al valor de  $S_{wIrred}$ , ya que en este yacimiento se da un sistema de empuje por gas en solución

$$S_w = S_{wIrred} = \frac{1}{1 + FZI} \dots\dots\dots \text{ecuación 28.}$$

Se deben buscar parámetros que permitan calcular el valor de la porosidad ( $\phi$ ) en los pozos donde no se tienen datos de corazones, teniendo en cuenta los resultado de la extrapolación de los pozos corazonados a los pozos no

corazonados, expresados como los parámetros FZI y Unidades Hidráulicas. Mediante el análisis de las siguientes ecuaciones se obtiene el calculo de el valor de la porosidad ( $\phi$ ).

Considerando anteriormente que;  $S_w = S_{wIrred}$  y multiplicando la porosidad por la saturación de agua irreducible, y tomando a esta como una constante =  $A$ . se tiene:

$$\phi * S_{wIrred} = A \text{ ----- ecuación 29}$$

Este cálculo se desarrolla para los valores calculados en laboratorio como lo podemos ver en la tabla (16).

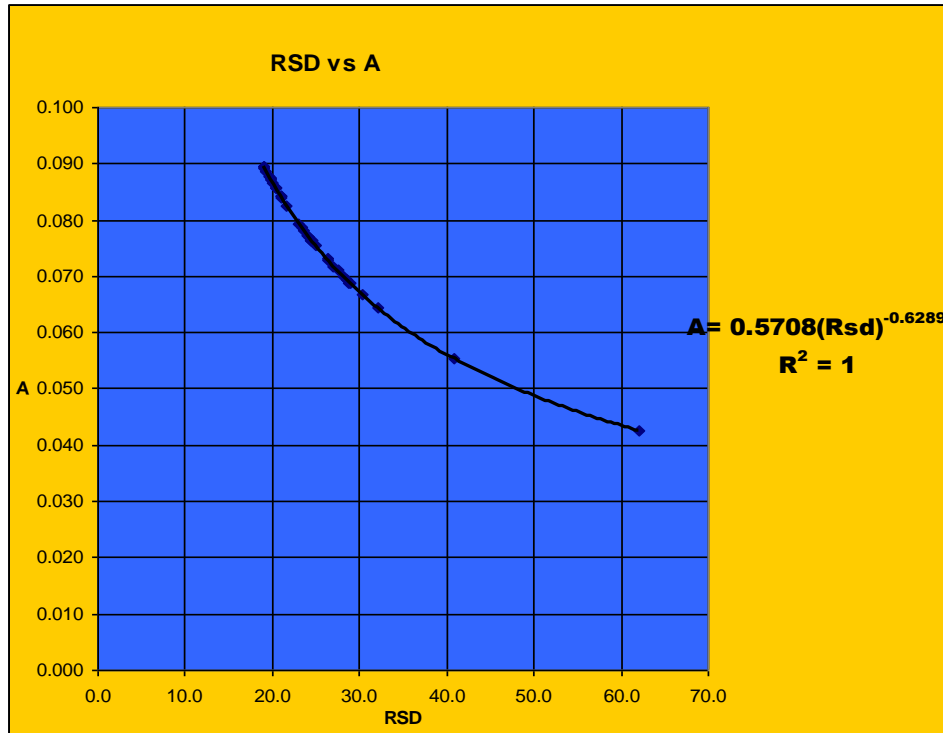
**Tabla (16) Determinación del parámetro  $A$**

depth	rsd	porosidad	Sw	FZI	A
<b>4063</b>	19.588	0.196	0.449	2.778	0.088
<b>4067.5</b>	19.003	0.190	0.471	1.662	0.090
<b>2293</b>	21.094	0.211	0.398	1.481	0.084
<b>2354.5</b>	19.109	0.191	0.467	4.488	0.089
<b>2601</b>	40.940	0.409	0.135	4.651	0.055
<b>1915</b>	24.419	0.244	0.313	4.253	0.077
<b>1916</b>	24.998	0.250	0.302	3.024	0.075
<b>1917</b>	24.513	0.245	0.311	2.721	0.076
<b>1929</b>	27.468	0.275	0.259	1.925	0.071
<b>1956</b>	19.743	0.197	0.443	1.460	0.087
<b>1998</b>	27.061	0.271	0.265	2.605	0.072
<b>2125</b>	20.996	0.210	0.401	5.772	0.084
<b>2126</b>	23.362	0.234	0.337	1.887	0.079
<b>2129</b>	32.133	0.321	0.200	1.566	0.064
<b>2279</b>	19.018	0.190	0.471	2.410	0.090
<b>2376</b>	30.265	0.303	0.221	2.249	0.067
<b>3841.9</b>	20.404	0.204	0.420	1.609	0.086
<b>1895</b>	28.521	0.285	0.243	0.079	0.069
<b>1970.5</b>	19.877	0.199	0.438	0.108	0.087
<b>1972</b>	20.329	0.203	0.422	0.158	0.086

<b>1977</b>	20.366	0.204	0.421	0.265	0.086
<b>1987</b>	24.430	0.244	0.313	0.130	0.076
<b>2149</b>	20.091	0.201	0.430	0.171	0.086
<b>4468</b>	62.100	0.621	0.068	0.971	0.043
<b>1890</b>	26.275	0.263	0.278	0.964	0.073
<b>1914</b>	24.008	0.240	0.322	0.762	0.077
<b>1991</b>	26.338	0.263	0.277	0.592	0.073
<b>1995</b>	28.200	0.282	0.248	0.743	0.070
<b>3548</b>	21.596	0.216	0.383	0.799	0.083
<b>1898</b>	23.022	0.230	0.345	0.414	0.079
<b>1924.5</b>	23.681	0.237	0.329	0.481	0.078
<b>2152</b>	19.299	0.193	0.460	0.353	0.089
<b>2351</b>	24.163	0.242	0.319	0.488	0.077
<b>3965.3</b>	20.968	0.210	0.402	0.355	0.084
<b>4073</b>	28.956	0.290	0.237	0.463	0.069
<b>4109.6</b>	28.819	0.288	0.239	0.323	0.069

Realizando una regresión lineal entre los valores de  $A$  y el registro resistivo profundo ( $R_{sd}$ ) ver grafica 11 podemos generar una ecuación que relaciona estos dos parámetros, y podemos tener el valor de  $A$  para los pozos donde tenemos el registro profundo ( $R_{sd}$ )

Grafica 12. Constante A vs. RSD



Fuente: Autores del Proyecto

Así tenemos la siguiente ecuación:

$$A = 0.5708 (Rsd)^{-0.6289} \dots\dots\dots \text{Ecuación 30}$$

Y la porosidad la obtenemos mediante la siguiente ecuación:

$$\phi = A + FZI \dots\dots\dots \text{ecuación 31}$$

### 5.3 MONTAJE DE LA INFORMACIÓN EN EL SOFTWARE

La información recopilada en este trabajo fue montada en el software PRETEL, de la compañía schlumberger. Plataforma que se encuentra en la sala de sistemas de

la escuela de geología este trabajo se desarrollo en el transcurso de casi todo el desarrollo de este trabajo, la información montada en este programa fue la siguiente:

- Ubicación de los pozos en las coordenadas norte y sur y su profundidad, este trabajo se realizo para 74 pozos.
- Registros iniciales, a estos registros no se les a realizado correcciones ni las normalizaciones, el estado de estos registros es malo y requiere un buen tratamiento para poder trabajar con ellos, la mayoría de de estos registros fueron corridos en diferente tramos, lo que genera en algunos pozos se realizaron hasta cuatro corridas de SP a diferentes profundidades y así con los diferentes registros, en total fueron 150 archivos montados.
- Registros normalizados, se realizo el montaje de los registros normaliza para el campo. Estos contienen registros SPN, Vsh, RsD y RsS.
- Se cargaron los topes para de las diferentes formaciones estos topes se encontraron en un archivo suministrado por las directivas del Campo Escuela, los topes cargados fueron: tope para la formación mugrosa MZB, tope y base para mugrosa B1, tope y base para mugrosa B2, tope para mugrosa C, tope y base para mugrosa C1, tope y base para mugrosa C2 y tope para mugrosa ZD. Esta información se monto para 71 pozos.
- Descripción de corazones, se cargo la información de la descripción de corazones para 4 pozos.
- Fueron cargadas 3 líneas sísmicas a las cuales se les realizo una interpretación a poco detalle de las interpretaciones subministrada por los informes anteriores, cabe mencionar que el mal estado no permite una

buena interpretación igualmente se encontró que falta información para realizar este trabajo

- Unidades hidráulicas y el indicador de zona de flujo (FZI), se cargaron las unidades hidráulicas y el indicador de zona de flujo (FZI) para los pozos: Colo (03, 33, 44, 53, 63, 64, 30, 31, 27, 21, 19, 38, 18, 09, 21, 25, 26 y 22).
- La Saturación de agua  $S_w$  se determinó para los pozos: colo (03, 33, 44, 53, 63, 64, 30, 31, 27, 21, 19, 38, 18, 09, 21, 25, 26 y 22).

El detalle de esta información se encuentra en el anexo D montajes de información en software.

## CONCLUSIONES

- La descripción de corazones permitió determinar siete litofacies, que son la que predominan en el campo
- De acuerdo a las ecuaciones establecidas por J.C. Jones se corrigieron los valores de presión de confinamiento llevadas a presión del yacimiento estos valores permitieron realizar un calculo mas exacto al determinar la porosidad y permeabilidad
- Con la información disponible para el campo se pudieron determinar cuatro unidades hidráulicas las cuales se extrapolaron para los bloques I yII
- Se planteo un método que relaciona el indicador de zona de flujo y el registro resistivo, para poder calcular la porosidad
- Se realizo el mapa de la distribución de salinidad para la formación mugrosa B para el campo. De este se pudo determinar que el valor de la resistividad del agua de formación mugrosa B se encuentra en un valor de 0.41 ohmios-m.
- De los valores obtenidos en el laboratorio del factor de formación se determinaron los valores de las constantes m y n. para los que correspondía un valor de 1.592

## RECOMENDACIONES

- Ajustar las Unidades Hidráulicas a los intervalos cañoneados y así realizar la evolución de las unidades que pueden representar interés económico.
- Realizar un muestro de aguas mas detallado en el fin de determinar el origen del agua del campo y analizar si el campo esta compartimentalizado producto de las fallas.
- Tomar más muestras de núcleos con el fin de realizar analisis básicos y especiales.
- A partir de las muestras de núcleos de las unidades hidráulicas uno y dos, se les debe realizar los análisis especiales( SEM, DRX, Capacidad de intercambio Cationico, Secciones delgadas y pruebas de resistividad de laboratorio )

## BIBLIOGRAFÍA

ECOPETROL-ICP, 2003. Informe Diagnóstico y Estrategias de recobro Campo Colorado.

FONSECA, Paola, 2002. Definición conceptual, experimental y aplicada de Porosidad total, efectiva y Microporosidad

JORGE BENDECK OLIVELLA, 1992, Perfiles Eléctricos Una Herramienta Para La Evaluación De Formaciones

J.C. RAMOS and T. Cross Caracterización Y Predicción De Yacimientos En Areniscas De Canales Fluviales, Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena, Colombia, 1997, ARTICULO CT&F.

E. A. Koerperich, SPE-AIME, Shell Development. Utilization of Low-Salinity Shaly Sand Reservoir.

Osera, Elsevier, 1986 Fundamentals of Well-interpretation.

Zaki Bassiouni, SPE, 1994. Theory Measurement, and Interpretation of Well Logs, pag. 1 - 50

Estudio Integrado De Geología y Petrofísica Para Areniscas de Mugrosa Campo Lisama - Llanito, Colombia, 2007

AMAEFULE J. O, 1988, SPE. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Velís: SPE 26436.

KOZENNY, J., 1927. Uber Kapillare Leitung des Wassers mi Boden, Sitzungsberichte: Royal Acader Science, vienna, pg 271-306.

JONES, C. Stanley, 1988, SPE. Marathon Oil Co, Two-Point Determination of Permeability and PV vs. Net Confining Stress, SPE 15380, SPE Formatiion Evaluation, March 1988.

G.W.Gunter,SPE, Over View of an integrated Process Model to Develop Petrophysical Based Reservoir Descriptions. 1997.

WALKER, R.G. (ed), 1984, Facies Models, 2<sup>nd</sup> ed.:Geocience Canada Reprint Ser 1, 317 p

Sam Bogss, Jr. 1987, Principles of Sedimetology and Stratigraphy, United States of America, 337 p

# ANEXOS