

**DETERMINACION DE UNIDADES HIDRAULICAS Y SU CORRELACION CON  
EL TIPO DE ROCA PARA UN CAMPO MADURO COLOMBIANO, MEDIANTE  
ANALISIS CLUSTER**

**WILLIAM ARTURO SOTO ULLOA  
DIEGO FERNANDO GALEANO BARRERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
FACULTAD DE FISICOQUIMICAS  
BUCARAMANGA  
2007**

**DETERMINACION DE UNIDADES HIDRAULICAS Y SU CORRELACION CON  
EL TIPO DE ROCA PARA UN CAMPO MADURO COLOMBIANO, MEDIANTE  
ANALISIS CLUSTER**

**WILLIAM ARTURO SOTO ULLOA  
DIEGO FERNANDO GALEANO BARRERA**

**Msc.SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO  
Director**

**Ing. ANDRES FELIPE CASTILLO MEJIA  
Co-director**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
FACULTAD DE FISICOQUIMICAS  
BUCARAMANGA  
2007**

## **RESUMEN**

### **TITULO**

DETERMINACION DE UNIDADES HIDRAULICAS Y SU CORRELACION CON EL TIPO DE ROCA PARA UN CAMPO MADURO COLOMBIANO, MEDIANTE ANALISIS CLUSTER

### **AUTORES**

DIEGO FERNANDO GALEANO BARRERA  
WILLIAM ARTURO SOTO ULLOA

### **PALABRAS CLAVES**

Unidades Hidráulicas, Tipos de Roca, Análisis Cluster, Continuidad Lateral, Registros Eléctricos.

### **RESUMEN**

El desarrollo de este trabajo, establece una metodología para definir zonas de determinadas propiedades petrofísicas denominadas unidades hidráulicas, definiendo y correlacionándolas a su vez con los tipos de roca presentes en la formación.

La extrapolación de la información de los pozos corazonados a los no corazonados, se realizó empleando técnicas de análisis estadístico y modelamiento numérico, involucradas en una herramienta de trabajo llamada PETROLAB; el cual es un programa que emplea redes neuronales para extender las propiedades petrofísicas a lo largo del campo.

En el documento, se perfecciona la correlación de las propiedades pozo a pozo entre si, para mejorar la caracterización del yacimiento; con el fin de establecer la posible continuidad de las arenas productoras, y lograr una mejor perspectiva del campo.

---

\*Proyecto de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos.  
Director: SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO.

## **SUMMARY**

### **TITLE**

DETERMINATION OF HIDRAULICS UNITS AND THEIR CORRELATION WITH THE ROCK TYPE FOR A COLOMBIAN MATURE FIELD, BY MEANS OF CLUSTER ANALYSIS.

### **AUTHORS**

DIEGO FERNANDO GALEANO BARRERA  
WILLIAM ARTURO SOTO ULLOA

### **KEY WORDS**

Hydraulic Units , Rock Types, Cluster Analysis, Lateral Continuity, Electric Logs.

### **ABSTRACT**

The development of this work, establishes a methodology to define zones of certain petrophysics properties denominated hydraulic units, defining and correlating them as well with the present rock types in the formation.

The extrapolation of the information of wells coreasoned to not coreasoned, was made using technical of statistical analysis and numerical modeling, involved in a called tool of work PETROLAB; which is a program that uses neuronal networks to extend the petrophisic properties throughout the field.

In the document, the correlation of the properties is perfected well to well between if, to improve the reservoir characterization; with the purpose of establishing the possible lateral continuity of producing sands, and obtaining one better perspective of the field.

---

\*Project of Degree

\*\*Faculty of Físico-Chemical Engineering. School of Engineering of Petroleum .

Director: SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO.

## **OBJETIVO GENERAL**

Plantear una metodología para determinar unidades hidráulicas para un campo maduro colombiano, correlacionándolas con los tipos de roca presentes en cada unidad hidráulica y evaluar su posible continuidad lateral.

## **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Determinar unidades hidráulicas para el Campo estudio mediante análisis Cluster.
- Determinar tipos de roca por el método Windland.
- Correlacionar las unidades hidráulicas con el tipo de roca.
- Realizar la edición, normalización y correcciones ambientales a los registros eléctricos de los pozos para hacer la extrapolación de unidades hidráulicas.
- Extrapolar las unidades hidráulicas determinadas a los pozos del campo.
- Evaluar la continuidad lateral de las unidades en el Campo.
- Aplicar metodología en el campo Tes del área Lisama.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>	<b>1</b>
<b>1.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS BÁSICAS</b>	<b>2</b>
1.1.1 Definición de Porosidad	2
1.1.2 Definición de permeabilidad	2
1.1.3 Definición de saturación	2
1.1.4 Corrección de propiedades petrofísicas básicas como porosidad y permeabilidad por presión de confinamiento.	2
<b>1.2 DEFINICION DE UNIDADES HIDRAULICAS</b>	<b>4</b>
1.2.1 Método Kozeny-Carmen para determinación de Unidades Hidráulicas.	5
1.2.2 Caracterización por unidades hidráulicas	8
1.2.3 Fundamento análisis cluster para determinación de unidades hidráulicas.	8
<b>1.3 DETERMINACIÓN DE TIPOS DE ROCA.</b>	<b>10</b>
1.3.1 Método Windland.	12
1.3.2 Método de Lorenz.	13
1.3.3 Método CDF.	14
<b>1.4 REGISTROS ELECTRICOS</b>	<b>16</b>
1.4.1 Resistividad	16
1.4.2 SP (potencial espontáneo)	18
1.4.3 Radioactividad	21
1.4.4 Registros de porosidad	23
1.4.4.1 Registro Sónico	23
1.4.4.2 Registros de densidad	24
1.4.4.3 Registro Neutrón.	25
<b>1.5 CONTINUIDAD LATERAL</b>	<b>26</b>
<b>2. METODOLOGIA PARA LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS.</b>	<b>26</b>
<b>2.1 RECOPIACIÓN Y CALIDAD DE LA INFORMACIÓN.</b>	<b>26</b>

2.1.1	Recopilación de información.	26
2.1.2	Análisis de calidad de la información y Selección de datos.	27
2.1.3	Corrección de Propiedades Petrofísicas Básicas (porosidad y permeabilidad) por Presión de confinamiento.	27
2.1.4	<b>CASO ESTUDIO:</b> Aplicación Campo Tes.	28
<b>2.2</b>	<b>METODOLOGIA PARA LA DETERMINACIÓN DE UNIDADES HIDRAULICAS.</b>	<b>34</b>
2.2.1	Determinación de Unidades Hidráulicas.	34
2.2.2	<b>CASO ESTUDIO:</b> Campo Tes.	37
<b>3.</b>	<b>DETERMINACION DE TIPO DE ROCA.</b>	<b>48</b>
<b>3.1</b>	<b>METODOLOGÍA</b>	<b>48</b>
3.1.1	Entrada de datos.	48
3.1.2	Determinación del parámetro Log R35 y R35	48
3.1.3	Grafica de Garganta de poro	48
3.1.4	Clasificación de tipo de roca	49
3.1.5	Resultados gráficos	49
3.2	<b>CASO ESTUDIO: Campo Tes.</b>	<b>49</b>
<b>4.</b>	<b>CORRELACION DE UNIDADES HIDRAULICAS CON EL TIPO DE ROCA.</b>	<b>64</b>
<b>4.1</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>65</b>
4.1.1	Verificación de información	65
4.1.2	Correlación tipo de roca con análisis mineralógicos	65
4.1.3	Clasificación de Análisis Mineralógicos con tipo de roca	65
4.1.4	Descripción del tipo de roca	65
4.1.5	Correlación de las unidades hidráulicas con el tipo de roca	65
4.2	<b>CASO ESTUDIO: Campo TES.</b>	<b>65</b>
<b>5.</b>	<b>PREPARACIÓN DE LOS REGISTROS ELECTRICOS PARA LA EXTRAPOLACIÓN DE LAS UNIDADES HIDRAULICAS.</b>	<b>87</b>
<b>5.1</b>	<b>METODOLOGÍA</b>	<b>87</b>
5.1.1.	Levantamiento de información de encabezados	87

5.1.2. Análisis de calidad de la información	88
5.1.3. Edición de los Registros Eléctricos	88
5.1.4. Correcciones Ambientales	89
5.1.5. Exportación de Resultados	89
<b>5.2 CASO ESTUDIO:</b> Campos TES.	<b>90</b>
<b>6. EXTRAPOLACION DE LA UNIDADES HIDRÁULICAS A LOS POZOS NO CORAZONADOS</b>	<b>97</b>
<b>6.1 METODOLOGÍA</b>	<b>97</b>
6.1.1 Encabezado de la tabla "BASE".	97
6.1.2 Generación de Transformadas.	98
6.1.3 Modelamiento de curvas	99
6.1.4 Ingreso de archivo "texto" para pozos no corazonados.	100
6.1.5 Resultados de la extrapolación	101
<b>6.2 CASO ESTUDIO:</b> Campo Tes.	<b>102</b>
<b>7 EVALUACIÓN DE CONTINUIDAD LATERAL.</b>	<b>110</b>
7.1 Metodología.	110
7.1.2 Adquisición de la información.	110
7.1.3 Montaje de Información.	110
7.1.4 Análisis de Resultados.	110
<b>7.2 CASO ESTUDIO</b> Campo Tes.	<b>110</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>116</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>119</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>120</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>123</b>

## LISTADO DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1</b> Propiedades de la roca .	10
<b>Tabla 2</b> Información de básicos de corazones para campo TES.	28
<b>Tabla 3</b> Información requerida para la determinación del parámetro $af_1$ .	31
<b>Tabla 4</b> Información requerida para la determinación del parámetro $aK_1$ .	31
<b>Tabla 5</b> Correcciones de Propiedades Petrofísicas Básicas (Porosidad - Permeabilidad). Para Tes X32 y TesX34	33
<b>Tabla 6</b> Datos de entrada-Programa Scala <i>versión 1.1</i> .	38
<b>Tabla 7</b> Parámetros generales calculados-Programa Scala <i>versión 1.1</i> . Para 3 Unidades Hidráulicas.	39
<b>Tabla 8</b> Resumen de las propiedades petrofísicas con 4 unidades hidráulicas	41
<b>Tabla 9</b> Resultados detallados de Programa Scala <i>versión 1.1</i> para 4 Unidades Hidráulicas.	42
<b>Tabla 10</b> Propiedades petrofísicas de la unidad hidráulica 1.	43
<b>Tabla 11</b> Propiedades petrofísicas de la unidad hidráulica 2.	43
<b>Tabla 12</b> Propiedades petrofísicas de la unidad hidráulica 3.	44
<b>Tabla 13</b> Propiedades petrofísicas de la unidad hidráulica 4.	44
<b>Tabla 14</b> Comparación entre porosidad y permeabilidad mínima y máxima por cada unidad hidráulica.	46
<b>Tabla 15</b> Determinación de los parámetros Log R35 y R35	50
<b>Tabla 16</b> Valores máximos y mininos del parámetro R35	51
<b>Tabla 17</b> Permeabilidades a diferentes valores de R35 y porosidad.	51
<b>Tabla 18</b> Cut-off del parámetro R35 para los diferentes tipos de roca	53
<b>Tabla 19</b> Clasificación de tipos de roca teniendo en cuenta los puntos de corte y sus parámetros de R35.	55
<b>Tabla 20</b> Prueba de presión capilar para el tipo de roca 1; TesX32	60
<b>Tabla 21</b> Prueba de presión capilar para el tipo de roca 2; TesX32	61
<b>Tabla 22</b> Prueba de presión capilar para el tipo de roca 3; TesX32	62

<b>Tabla 23</b>	Inventario análisis mineralógicos de campo TES.	<b>66</b>
<b>Tabla 24</b>	Correlación de análisis mineralógicos con tipo de roca	<b>66</b>
<b>Tabla 25</b>	Análisis mineralógico sección delgada para tipo de roca 1.	<b>68</b>
<b>Tabla 26</b>	Análisis mineralógico volumen y distribución de shale, tipo de roca 1	<b>68</b>
<b>Tabla 27</b>	Análisis mineralógico difracción de rayos x, tipo de roca 1.	<b>69</b>
<b>Tabla 28</b>	Análisis SEM, para tipo de roca 1.	<b>69</b>
<b>Tabla 29</b>	Análisis mineralógico sección delgada para tipo de roca 2	<b>70</b>
<b>Tabla 30</b>	Análisis mineralógico volumen y distribución de shale, tipo de roca 2	<b>71</b>
<b>Tabla 31</b>	Análisis mineralógico difracción de rayos x, tipo de roca 2.	<b>71</b>
<b>Tabla 32</b>	Análisis SEM, para tipo de roca 2.	<b>72</b>
<b>Tabla 33</b>	Análisis mineralógico sección delgada para tipo de roca 3.	<b>73</b>
<b>Tabla 34</b>	Análisis mineralógico volumen y distribución de shale, tipo de roca 3.	<b>74</b>
<b>Tabla 35</b>	Análisis mineralógico difracción de rayos x, tipo de roca roca 3.	<b>74</b>
<b>Tabla 36</b>	Análisis SEM, para los tipos de roca 3.	<b>75</b>
<b>Tabla 37</b>	Distribución de porosidad y permeabilidad para tipo de roca 1.	<b>76</b>
<b>Tabla 38</b>	Distribución de porosidad y permeabilidad para tipo de roca 2.	<b>77</b>
<b>Tabla 39</b>	Distribución de porosidad y permeabilidad para tipo de roca 3.	<b>78</b>
<b>Tabla 40</b>	Distribución de porosidad y permeabilidad para tipo de roca 4.	<b>79</b>
<b>Tabla 41</b>	Valores máximos y mininos de la porosidad y permeabilidad para cada tipo de roca.	<b>80</b>
<b>Tabla 42</b>	Correlación de tipos de roca con la unidad hidráulica 1.	<b>81</b>
<b>Tabla 43</b>	Correlación de tipos de roca con la unidad hidráulica 2.	<b>81</b>
<b>Tabla 44</b>	Correlación de tipos de roca con la unidad hidráulica 3.	<b>82</b>
<b>Tabla 45</b>	Correlación de tipos de roca con la unidad hidráulica 4.	<b>83</b>
<b>Tabla 43</b>	Prueba de presión capilar para el tipo de roca 1. TesX32	<b>79</b>
<b>Tabla 44</b>	Prueba de presión capilar para el tipo de roca 2. TesX32	<b>80</b>
<b>Tabla 45</b>	Prueba de presión capilar para el tipo de roca 3. TesX32	<b>81</b>
<b>Tabla 46</b>	Formato de encabezados.	<b>87</b>
<b>Tabla 47</b>	Encabezado pozo TES-X1.	<b>91</b>
<b>Tabla 48</b>	Clasificación de los archivos .LAS para realizar la edición a PRIZM .	

	<b>91</b>
<b>Tabla 49</b> Valores de GR limpio y sucio para el campo TES.	<b>95</b>
<b>Tabla 50</b> Encabezado de la tabla de resultados del programa Scala.	<b>98</b>
<b>Tabla 51</b> Encabezado de tabla de entrada al programa Petrolab	<b>98</b>
<b>Tabla 52</b> Encabezado archivo de texto transformado por el programa GRACE	<b>99</b>
<b>Tabla 53</b> Encabezado de tabla para los pozos no corazonados	<b>101</b>
<b>Tabla 54</b> Extrapolación de las unidades hidráulicas a pozos no corazonados.	<b>101</b>
<b>Tabla 55</b> Datos base para la generación del modelo, unidad hidráulica 1.	<b>102</b>
<b>Tabla 56</b> Archivo transformado de los datos base; programa GRACE.	<b>103</b>
<b>Tabla 57</b> Datos para la extrapolación de unidades hidráulicas	<b>105</b>
<b>Tabla 58</b> Extrapolación de las UH a los pozos no corazonados	<b>106</b>
<b>Tabla 59</b> Registros de entrada para generar modelo en Petrolab para UH1.	<b>106</b>
<b>Tabla 60</b> Registros de entrada para generar modelo en Petrolab para UH1.	<b>107</b>
<b>Tabla 61</b> Registros de entrada para generar modelo en Petrolab para UH1.	<b>108</b>
<b>Tabla 62</b> Comparación entre los coeficientes de correlación.	<b>108</b>

## LISTADO DE GRAFICAS

	Pág.
<b>Grafica 1.</b> Fundamento Análisis Cluster.	9
<b>Grafica 2.</b> Método modificado de Lorenz.	14
<b>Grafica 3.</b> Método Probabilístico CDF	16
<b>Grafica 4.</b> Registro de resistividad.	18
<b>Grafica 5.</b> Registro SP.	20
<b>Gráfica 6.</b> Registro GR.	23
<b>Grafica 7.</b> Registro Sónico.	24
<b>Grafica 8.</b> Registros RHOB y NPHI.	25
<b>Grafica 9.</b> Descarte del pozo Tes 8 por su tendencia.	30
<b>Grafica 10.</b> Correcciones por Presión de Confinamiento de Porosidad- Permeabilidad.	34
<b>Grafica 11.</b> Relación Clásica Porosidad-Permeabilidad Para 3 unidades Hidráulicas.	40
<b>Grafica 12.</b> Dendograma análisis cluster para 3 unidades hidráulicas.	40
<b>Grafica 13.</b> Dendograma análisis cluster para 4 unidades hidráulicas.	45
<b>Grafica 14.</b> Relación índice de calidad de yacimiento (RQI) contra índice de porosidad normalizada (PHI_Z), para 4 unidades hidráulicas.	45
<b>Grafica 15.</b> Relación clásica porosidad –permeabilidad para 4 unidades hidráulicas.	46
<b>Grafica 16.</b> Relación porosidad - Permeabilidad de corazón donde se muestran las gargantas de poro.	52
<b>Grafica 17.</b> Clasificación de los tipos de roca.	52
<b>Grafica 18.</b> Clasificación de los tipos de roca teniendo en cuenta los cutoffs.	53
<b>Grafica 19.</b> Distribución de la porosidad con la profundidad.	56
<b>Grafica 20.</b> Distribución de la permeabilidad con la profundidad.	57
<b>Grafica 21.</b> Distribución del parámetro R35 con la profundidad.	58
<b>Grafica 22.</b> Distribución del tipo de roca con la profundidad.	59

<b>Grafica 23.</b> Presión capilar para el tipo de roca1; Tes X32	<b>60</b>
<b>Grafica 24.</b> Presión capilar para el tipo de roca 2; Tes X32	<b>61</b>
<b>Grafica 25.</b> Presión capilar para el tipo de roca 3; Tes X32	<b>62</b>
<b>Grafica 26.</b> Presiones capilares para los tipos de roca 1,2 y 3; Tes X32	<b>63</b>
<b>Grafica 27.</b> Distribución de la porosidad y permeabilidad para 4 tipos de roca	<b>83</b>
<b>Grafica 28.</b> Distribución de la porosidad y permeabilidad para 4 UH	<b>84</b>
<b>Grafica 29.</b> Tipo de roca-unidad hidráulica Contra profundidad Tes X32	<b>85</b>
<b>Grafica 30.</b> Tipo de roca-unidad hidráulica Contra profundidad Tes X34	<b>86</b>
<b>Gráfica 31.</b> Correcciones al registro Gama Ray.	<b>93</b>
<b>Gráfica 32.</b> Trazado de la línea base de las arcillas para la curva del potencial espontáneo.	<b>94</b>
<b>Grafica 33.</b> Comparación de la curva de Gama Ray original con la corrección por Vshale.	<b>95</b>
<b>Grafica 34.</b> Sub. Modelo para cada unidad hidráulica.	<b>100</b>
<b>Grafica 35.</b> Registro Gamma Ray (GRe) empleado con su respectiva transformada GRe_tr ajustado a un polinomio de grado 7, para la unidad hidráulica 1.	<b>104</b>
<b>Grafica 36.</b> X – Section Tes X19 , X24	<b>113</b>
<b>Grafica 37.</b> X – Section Tes X19 , X24, X31, X35	<b>114</b>

## LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Formato de archivos .LAS	<b>90</b>
<b>Figura 2.</b> Archivo .LAS exportado de PRIZM	<b>96</b>
<b>Figura 3.</b> Ubicación de pozos Tes X19, X24, X31, X35	<b>113</b>

## INTRODUCCION

En la industria del petróleo se deben mejorar, optimizar e integrar cada uno de los procesos involucrados, desde la exploración, pasando por la perforación, producción, transporte y refinación de crudo; con el fin de tener un mayor conocimiento de cada área, obteniendo así mejores resultados a la hora de realizar un estudio.

Los campos maduros han retomado importancia en la industria de petróleo a causa de los altos precios del crudo que se manejan actualmente, y por la carencia de nuevos hallazgos de yacimientos de petróleo. Cada uno de los procesos involucrados se interrelacionan entre sí, y su éxito depende en gran medida de la forma como estén integrados dentro del esquema productivo.

La descripción del yacimiento juega un papel fundamental dentro de éste proceso, y su importancia radica en el entendimiento de la compleja variación de las propiedades petrofísicas de la roca. Por lo tanto, solo una apropiada caracterización de yacimientos puede ayudar a contestar preguntas tales como cantidad de fluidos, facilidad de flujo en el medio poroso, tasas de flujo de fluidos y recobros estimados.

Un buen estudio y conocimiento petrofísico permite un manejo eficiente del yacimiento, definiendo técnicas apropiadas de completamientos y estrategias de producción; reduciendo así la cantidad de petróleo remanente y aumentando el factor de recobro.

La descripción de yacimientos incluye el conocimiento y distribución de propiedades de la roca, entre las cuales se encuentra la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. Los valores de algunas de estas propiedades están disponibles en los registros de pozos como una medida indirecta, otras son

determinadas de muestras de roca (corazones); aunque sólo una pequeña porción de los pozos perforados en un campo de petróleo son corazonados principalmente por limitaciones económicas.

Es necesario establecer relaciones entre las respuestas de registros eléctricos; los cuales generalmente se encuentran disponibles, y la información de análisis de corazones para predecir propiedades tales como porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos en los pozos e intervalos no corazonados en un campo.

El desarrollo de este trabajo, establece una metodología para definir zonas de determinadas propiedades petrofísicas denominadas unidades hidráulicas, definiendo y correlacionándolas a su vez con los tipos de roca presentes en la formación.

La extrapolación de la información de los pozos corazonados a los no corazonados, se realizó empleando técnicas de análisis estadístico y modelamiento numérico, involucradas en una herramienta de trabajo llamada PETROLAB; el cual es un programa que emplea redes neuronales para extender las propiedades petrofísicas a lo largo del campo.

Se perfeccionó la correlación de las propiedades pozo a pozo entre si, para mejorar la caracterización del yacimiento; con el fin de establecer la posible continuidad de las arenas productoras, y lograr una mejor perspectiva del campo.

## MARCO TEORICO

El análisis detallado en las variaciones complejas de la geometría de poro entre las diferentes litofacies, es la clave para mejorar la descripción y exploración del yacimiento. Los datos de corazones proporcionan información sobre controles tanto diagenéticos como deposicionales en la geometría de poro. La variación en la geometría de poro define la existencia de distintas zonas (unidades hidráulicas) con características similares del flujo de fluidos.

La calidad hidráulica de una roca es controlada por atributos petrofísicos como la geometría de poro, la cual está en función de la mineralogía (tipo, morfología y localización relativa a las gargantas de poro) y textura (tamaño de grano, forma de grano, sorteado de la roca y empaquetamiento). Los atributos petrofísicos frecuentemente indican la existencia de distintas unidades de roca con similares propiedades de gargantas de poro para describir de manera más acertada el yacimiento.

Se han propuesto varios métodos para la adecuada descripción de yacimientos utilizando correlaciones empíricas, análisis estadístico, estableciendo relaciones causales entre las propiedades de la roca. Entre estos, los métodos de Testerman, Cant, unidades de flujo, unidades hidráulicas y curvas paramétricas; los cuales además, permiten perfeccionar la derivación de la permeabilidad a partir de la porosidad.

La selección clásica de tipos de roca, ha estado basada en observaciones geológicas subjetivas y en relaciones empíricas entre la porosidad y la permeabilidad. Sin embargo, para algunos datos de porosidad en un tipo de roca dado, la permeabilidad puede variar significativamente, indicando así la de varias unidades de flujo<sup>1</sup>. Para efectos de la investigación, se empleará el método de

---

<sup>1</sup> ENHANCED RESERVOIR DESCRIPTION: USING CORE AND LOG DATA TO IDENTIFY HYDRAULIC (FLOW) UNITS AND PREDICT PERMEABILITY IN UNCORED INTERVALS/WELLS.  
Jude O. Amaefule\* and Mehmet Altunbay\*, Core Laboratories; C)JebbarTiab\*, U. of Oklahoma; David G Kersey. SPE 26436

determinación de unidades hidráulicas para un campo maduro colombiano, aplicando modelos matemáticos propuestos en el documento, y de esta forma contribuir a la caracterización petrofísica de una formación en estudio.

## **1.1 Propiedades petrofísicas Básicas**

### **1.1.1 Definición de Porosidad:**

La porosidad de una roca esta definida como el porcentaje del espacio vacío, o espacio no mineral, que se encuentra entre los granos, matriz, y cemento. Por lo tanto, la porosidad es una medida de la capacidad de una roca de almacenar petróleo, gas, y agua.

### **1.1.2 Definición de permeabilidad:**

La permeabilidad es la medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido, la cual depende del tamaño y forma del grano y de la comunicación de los poros, por lo tanto también depende de las propiedades primarias de las rocas.

### **1.1.3 Definición de saturación:**

La saturación es la cantidad de fluido que contiene una roca y se expresa como un porcentaje del espacio poroso. Si una roca esta 100% saturada de agua, significa que todo el espacio poroso es ocupado por agua, pero generalmente en los yacimientos, las rocas contienen además de agua, gas y petróleo en cantidades variables.

### **1.1.4 Corrección de propiedades petrofísicas básicas como porosidad y permeabilidad por presión de confinamiento.**

Un parámetro importante a tener en cuenta, es la presión a la cuál están reportados los datos de porosidad y permeabilidad, ya que estos generalmente son determinados a presión de laboratorio o a condiciones ambientales.

Si los datos son reportados a condiciones de yacimiento no es necesario realizar correcciones. Para corregir las propiedades petrofísicas básicas por presión de confinamiento, las ecuaciones de Stanley C. Jones<sup>2</sup> son esenciales para lograr este objetivo (ecuaciones 1, 2, 3, 4).

$$f = \frac{f_o \text{Exp} \left[ a f_o \text{Exp} \left( \frac{-P}{s} \right) - 1 \right]}{(1 + C_o * P)} \quad \text{Ec 1}$$

$$a f = \frac{\ln \left[ \frac{f_1 * (1 + C_o * P_1)}{f_2 * (1 + C_o * P_2)} \right]}{\text{Exp} \left( \frac{-P_1}{s} \right) - \text{Exp} \left( \frac{-P_2}{s} \right)} \quad \text{Ec 2}$$

$$K = \frac{K_o \text{Exp} \left[ a K_o \text{Exp} \left( \frac{-P}{s} \right) - 1 \right]}{(1 + C_o * P)} \quad \text{Ec 3}$$

$$a K = \frac{\ln \left[ \frac{K_1 * (1 + C_o * P_1)}{K_2 * (1 + C_o * P_2)} \right]}{\text{Exp} \left( \frac{-P_1}{s} \right) - \text{Exp} \left( \frac{-P_2}{s} \right)} \quad \text{Ec 4}$$

$P_1, P_2$  = Presiones conocidas

$f_1, f_2$  = Porosidades a las presiones conocidas.

$K_1, K_2$  = Permeabilidades a las presiones conocidas.

---

<sup>2</sup> Two Point Determinations of permeability and PV vs. Net Confining Stress; SPE 15380.

$C_o$  = Compresibilidad de la formación en psi.

$aK, af$  = Constantes Jones .

$s$  = Esfuerzo de la formación.

Para un mayor entendimiento de las ecuaciones propuestas por Stanley C. Jones (ecuaciones 1, 2, 3,4), ver caso estudio ítem 2.1.4.

A partir de las ecuaciones presentadas, se establece un método para interpolar valores entre presiones conociendo los resultados a solo dos puntos de presión ( $P_1, P_2$ ). La metodología presentada por Jones contiene cuatro variables independientes, dos de las cuales no son separables  $C_o = 3.0 * 10^{-6} psi^{-1}$  y  $s = 3000 psi$ , debido a que para obtener estas correlaciones se utilizaron principalmente muestras de California. La aplicación de estas dos constantes establecidas no son las mejores para el caso de los campos maduros en Colombia, por lo tanto y basados en el artículo del ICP "*Parámetros para ajuste de curvas de porosidad y permeabilidad con la presión de confinamiento en campos Colombianos*"<sup>3</sup>, se decidió utilizar las constantes generadas a partir de 46 muestras de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, para la corrección de los 74 datos de porosidad y permeabilidad a presión de confinamiento del Campo Tes. Las constantes determinadas por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) para el Valle Medio del Magdalena se presentan a continuación:

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

$$s = 800 psi$$

## 1.2 Definición de unidades de hidráulicas

Una unidad hidráulica se define como un elemento representativo de volumen del total de la roca yacimiento, dentro del cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluidos son internamente consistentes y

---

<sup>3</sup> "Análisis de corozones con presiones de sobrecarga Lis 138-ICP 1988 "

predeciblemente diferentes de las propiedades de otro volumen de roca. En otras palabras, una unidad hidráulica es un paquete de roca con propiedades geológicas y petrofísicas similares entre si y diferentes a otra sección de roca.

### 1.2.1 Método Kozeny-Carmen para determinación de Unidades Hidráulicas.

La identificación y caracterización de las diferentes unidades hidráulicas se realiza con base en una modificación de la ecuación de Kozeny-Carmen<sup>4</sup> con el concepto de radio hidráulico medio.

$$K_{KZO} = \frac{f_e^3}{(1-f_e)^2} \left[ \frac{1}{F_{st}^2 * S_{gv}^2} \right] \quad \text{Ec.5}$$

Donde  $K_{KZO}$  representa la permeabilidad de Kozeny,  $f_e$  es porosidad efectiva,  $F_{st}^2$  Constante de Kozeny- Carmen y  $S_{gv}$  es el área superficial por volumen de grano ( $mm^{-1}$ ).

La Ecuación propuesta por Kozeny-Carmen, para efectos de su modelamiento tiene en cuenta las siguientes suposiciones:

- La formación es un paquete de tubos capilares.
- El tiempo en un tubo capilar de flujo de fluido es equivalente al de un volumen representativo de la roca (Unidad hidráulica).
- La porosidad es efectiva.

La variación de la constante de Kozeny ( $F_{st}^2$ ) varia de acuerdo a si la suposición es una roca ideal o una roca real. Estudios realizados por Carmen - Leverett<sup>5</sup>, muestran que para un tipo de roca ideal, uniforme y consolidada, el valor de la

---

<sup>4,5</sup> ENHANCED RESERVOIR DESCRIPTION: USING CORE AND LOG DATA TO IDENTIFY HYDRAULIC (FLOW) UNITS AND PREDICT PERMEABILITY IN UNCORED INTERVALS/WELLS. Jude O. Amaefule\* and Mehmet Altunbay\*, Core Laboratories; C)jebbarTiab\*, U. of Oklahoma; David G Kersey. SPE 26436

constante ( $Fst^2=5$ ), para las rocas reales, Rose - Bruce<sup>6</sup> llegaron a la conclusión que el valor de esta constante varia entre  $5 < Fst^2 < 100$ . La variación de la constante de Kozeny,  $Fst^2$  entre diferentes unidades hidráulicas, relaciona tres términos: Indicador de Zona de Flujo, FZI, índice de Calidad del Yacimiento RQI e Índice de porosidad normalizada PHI-Z ( $f_z$ ).

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, y a su vez correlaciona las respuestas de las herramientas de registros para el desarrollo de modelos de regresión en pozos corazonados y no corazonados.

Las ecuaciones modificadas de Kozeny -Carmen para la determinación de parámetros tales como índice de calidad de yacimiento ( $RQI$ ), índice de porosidad normalizada ( $f_z$ ) e indicador de zona de flujo  $FZI$ .

$$\sqrt{\frac{K_{KZO}}{f_e}} = \frac{f_e}{(1-f_e)} \left[ \frac{1}{Fst * S_{gv}} \right] \quad \text{Ec.6}$$

$$RQI = f_z FZI \quad \text{Ec.7}$$

$$RQI = \sqrt{\frac{K_{KZO}}{f_e}} = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{f_e}} \quad \text{Ec.8}$$

$$f_z = \frac{f_e}{(1-f_e)} \quad \text{Ec.9}$$

$$FZI = \left[ \frac{1}{Fst * S_{gv}} \right] \quad \text{Ec 10}$$

---

<sup>6</sup> ENHANCED RESERVOIR DESCRIPTION: USING CORE AND LOG DATA TO IDENTIFY HYDRAULIC (FLOW) UNITS AND PREDICT PERMEABILITY IN UNCORED INTERVALS/WELLS.  
Jude O. Amaefule\* and Mehmet Altunbay\*, Core Laboratories; C)JebbarTiab\*, U. of Oklahoma; David G Kersey. SPE 26436

La ecuación modificada ecuación 7, tomando logaritmo indica que para una unidad hidráulica, una gráfica log-log del índice de la Calidad del Yacimiento", RQI, versus "Índice de Porosidad Normalizada",  $f_z$  debe producir una línea recta con pendiente unitaria).

$$\text{LogRQI} = \text{Log}f_z + \text{LogFZI} \quad \text{Ec.11}$$

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  $f_z = 1$ .

Relaciones alternativas de valores similares de FZI de la (Ec. 11) también pueden ser desarrolladas para la (Ec. 5) como sigue:

Si  $K$ (md), FZI ( $\mu\text{m}$ ), y  $f_e$  en fracción, se tiene:

$$K = 1014(FZI)^2 \left( \frac{f_e^3}{(1-f_e)^2} \right) \quad \text{Ec. 12}$$

El índice de porosidad reducida ( $f_R$ ) esta definido como:

$$f_R = \left( \frac{f_e^3}{(1-f_e)^2} \right) \quad \text{Ec. 13}$$

Se tiene:

$$K = 1014(FZI)^2 * f_R \quad \text{Ec.14}$$

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.

### **1.2.2 CARACTERIZACIÓN POR UNIDADES HIDRÁULICAS**

El método de caracterización por unidades hidráulicas, es utilizado para identificar y caracterizar unidades hidráulicas dentro del mapa de unidades geológicas (facies). Emplea datos de núcleos para desarrollar un conocimiento de la compleja variación en geometría de poro dentro de las diferentes litofacies. Las variaciones en la geometría de los poros definen la existencia de distintas zonas (unidades hidráulicas), con características similares de flujo de fluidos.

La diferencia en la relación porosidad / permeabilidad evidencia la existencia de diferentes unidades hidráulicas.

El método provee una relación derivada fundamentalmente entre la porosidad y la permeabilidad , donde se refleja la influencia de varias variables geológicas (deposicional y diagenética), tales como FZI (Indicador de Zona de Flujo) e RQI (Índice de Calidad de Yacimiento), los cuáles controlan el flujo de fluidos en el yacimiento<sup>7</sup>.

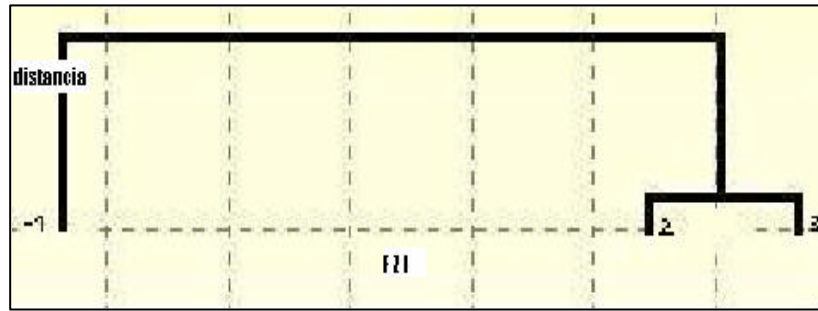
### **1.2.3 FUNDAMENTO ANALISIS CLUSTER PARA DETERMINACIÓN DE UNIDADES HIDRAULICAS**

El análisis Cluster utiliza la información de una serie de variables tales como FZI y la distancia existente entre estos valores, y conforme a estas variables se mide la similitud entre ellos. Una vez medida la similitud se agrupan en: grupos internamente homogéneos y diferentes entre sí.

Para lograr un mayor entendimiento del fundamento de análisis Cluster en la gráfica 1 , se observan tres puntos (-1,2, y 3). Se realizara un agrupamiento cluster con estos tres puntos. Los puntos dos y tres se unirán para formar un cluster ya que estos están más cerca. Este sería el cluster No1.

---

<sup>7</sup> Fundamento Programa Scala Version 1.1-ICP



**Grafica 1 .Fundamento Análisis Cluster**

El valor promedio del cluster numero1, seria  $2.5 \left[ \frac{(2+3)}{2} \right]$  ya que se obtendría de promediar los dos valores.

El historial de FZI del cluster No 1 seria 2 y 3 ya que estos son los dos puntos agrupados dentro del cluster.

El "origen 1" del cluster No1 seria (2) y el "origen 2" seria (3).

La altura seria 1 que es la distancia que hay entre dos y tres

Es posible que con dos puntos todo parezca muy obvio, pero al hacer el ejercicio con el cluster No 2 se observa que se deben tener en cuenta el agrupamiento anterior.

Para formar el cluster No2, habrán desaparecido los puntos 2 y el 3 como candidatos a aparearse, ya que de estos dos ya se encuentran apareados. En cambio aparece la media del cluster No1 como candidato a apareamiento.

Puesto que no se tiene más candidatos sino los puntos -1, y 2.5 estos serán los valores que den origen al cluster No2. Sus propiedades son las siguientes:

Origen 1 = -1

Origen 2= 2.5

Historial de FZI seria -1, 2, 3 ya que el historial hace referencia a los orígenes de todos los clusters agrupados en cluster superior.

La media seria  $\left[ \frac{-1+2+3}{.3} \right] = 1.33$  puesto que la media debe ser la sumatoria de todos los puntos agrupados dividida entre el número de puntos. Para este caso la altura seria 3.5, que es la distancia entre -1 y 2.5. (Ver gráfica 1).

### 1.3 Determinación de tipos de roca.

#### Propiedades de las rocas:

Las propiedades como textura, composición, estructuras sedimentarias, y morfología dependen en general, del origen de los materiales, ambiente de depositación, condiciones de enterramiento, y tectónica del área. Todas estas propiedades por lo tanto, tienen un interés económico, y su determinación es importante para entender el yacimiento y su capacidad para producir petróleo o gas.

Con el fin de categorizar las propiedades de la roca se pueden establecer tres grupos principales de propiedades, tabla1 (Tomado de manual SCALA version1.1):

PRIMARIAS(definitivas)	SECUNDARIAS(dependientes)	TERCIARIAS (latente)
Composicion (%)	Porosidad (%)	Resistividad (ohm-m)
Textura (mm)	Permeabilidad (md)	Potencial espontáneo SP (mv)
Estructuras sedimentarias (m)	Saturación (%)	Radioactividad (API)
Morfología (descriptiva)	Densidad (g/cc)	Tiempo de viaje del sonido seg/ft

Tabla 1. Propiedades de la roca

El primer grupo de propiedades, se denomina el grupo de propiedades primarias o definitivas, debido a que estas son las características fundamentales del yacimiento. Entre las propiedades definitivas están la composición mineral, textura, estructuras sedimentarias, y morfología. Las propiedades fundamentales que ejercen un control primario sobre otras propiedades del yacimiento, se pueden considerar propiedades secundarias o dependientes.

Las propiedades dependientes incluyen la porosidad, permeabilidad, saturación de fluido, y densidad total.

La dependencia de las propiedades secundarias se puede observar en la porosidad, ya que la capacidad de almacenamiento de una roca es controlada por la composición mineral, principalmente por los materiales cementantes, también por propiedades texturales como tamaño de grano, uniformidad, y empaquetamiento, por lo cual, el conocimiento de las propiedades primarias en un yacimiento, es en cierto grado una indicación cualitativa de las propiedades secundarias. (Manual de ayuda Scala Versión 1.1, Grupo KPR Instituto Colombiano del Petróleo ICP).

El tercer grupo se denomina el de las propiedades terciarias o latentes. Estas son las que se miden en la cara del pozo por registros geoeléctricos. Las propiedades terciarias más importantes son la resistividad, potencial espontáneo, radioactividad natural e inducida, y el tiempo de viaje del sonido, las cuales son determinadas, en gran parte, por la composición mineral, porosidad, y las características de los fluidos en la roca. Por esta razón, el tipo de roca y la saturación de fluidos pueden ser determinados con exactitud utilizando registros.

Para la determinación de tipos de roca, es importante tener en cuenta que las propiedades secundarias son de vital importancia, y cuyos métodos empleados para lograr este objetivo son: Windland, Gráficos de Lorenz y Métodos de probabilidad CDF.

Los tipos de roca se definen como intervalos de roca caracterizados por litología similar, estructura poral, relación de porosidad y permeabilidad, capilaridad y potencial de producción de la roca depositadas bajo condiciones semejantes, las cuales experimentaron procesos diagenéticos equivalentes resultando en una única relación porosidad-permeabilidad, perfiles de presión capilar y saturación de agua para una profundidad dada por encima del nivel de agua libre en un yacimiento. Las observaciones petrográficas de estructura de poro, mineralogía y diagénesis están relacionadas a la porosidad y la permeabilidad. Los factores de control (tamaño de garganta de poro, volúmenes de arcillas o porcentajes de

porosidad secundaria) son identificados, los cuales deben estar relacionados a medidas petrofísicas avanzadas y las respuestas de los registros.

El agrupamiento de la relación entre la porosidad y la permeabilidad esta relacionado con la presión capilar por las líneas de Windland R35 o en su defecto una grafica porosidad/permeabilidad.

### **1.3.1 Método Windland**

Windland R35 corresponde a los radios de garganta de poro (micrones) a una saturación de mercurio de 35% en una prueba de presión capilar ( octubre 1997, Gunter G.W, Finneran J.M, Hartmann 38748). El acoplamiento de Windland R35 en los datos de porosidad/permeabilidad a los datos de presión capilar, es una etapa crítica en la definición petrofísica de los tipos de roca.

Las medidas de presión capilar están desarrolladas en muestras representativas, para confirmar tipos de roca deducidas a partir de las graficas de porosidad-permeabilidad y cálculos de Windland R35<sup>8</sup>.

Los datos de presión capilar cuantifican la distribución de garganta de poro, la capacidad de los sellos, saturación de agua irreducible (Swi) y saturación de agua en el yacimiento, a una profundidad dada por encima del nivel de agua libre.

Los resultados de los tipos de roca tienen un único agrupamiento de porosidad/permeabilidad, valores de R35 y perfil de la presión capilar, amarrados a litofacies por observaciones petrográficas.

---

<sup>8</sup> Overview of an Integrated Process Model to Develop Petrophysical Based Reservoir Descriptions. G.W.Gunter, SPE, Amoco EPTG; J. J. Pinch, J.M.Finneran and W.T. Bryant. SPE 38748

La ecuación propuesta por Windland que relaciona el parámetro R35 con la porosidad y permeabilidad es la que sigue:

$$\text{Log}R35 = 0.732 + 0.588\text{Log}(K) - 0.864\text{Log}(f) \quad \text{Ec 15}$$

La ecuación es aplicada a yacimientos:

- No consolidados
- Sedimentos jóvenes
- Carbonatos diagenéticamente alterados
- Estructuralmente complejos
- Naturalmente fracturados
- En formaciones gasíferas
- Secuencias de arena y shale

### 1.3.2 Metodo de Lorenz.

El método modificado de Lorenz<sup>9</sup>, muestra una grafica de capacidad de flujo  $K * h$  contra capacidad de almacenamiento  $f * h$  que es calculada en una unidad de flujo básica, manteniendo la posición estratigráfica.

La capacidad de almacenamiento se basa en el volumen poroso de hidrocarburos ( $\text{Phi}(1-S_w)$ ), a su vez la capacidad de flujo resulta de un producto entre el intervalo de la muestra en profundidad y la permeabilidad

Para crear un grafico de Lorenz, es necesario tener las unidades de flujo ya definidas y seguir con la metodología:

1. Se determina la capacidad de almacenamiento.

$f$ : Porosidad

$h$ : Intervalo en profundidad de la muestra.

$K$ : Permeabilidad

$$f_i * h_i = j_i \quad \text{Ec 16}$$

---

<sup>9</sup> -Early determination of Reservoir flow units using an integrated petrophysical method. Gunter, G.W, Finneran; SPE 38679. 1997. -Overview of an integrated process model to develop petrophysical based reservoir descriptions. Gunter, G.W, Finneran; SPE 38748. 1997

$$\left( \frac{j_i}{j_{i-total}} \right) * 100 = Cf_i \quad \text{Ec 17}$$

2. Se determina el porcentaje acumulado de almacenamiento:

$$(Cf_i + Cf_{i+1}) * 100 \quad \text{Ec 18}$$

3. Se realiza el mismo procedimiento para la capacidad de flujo:

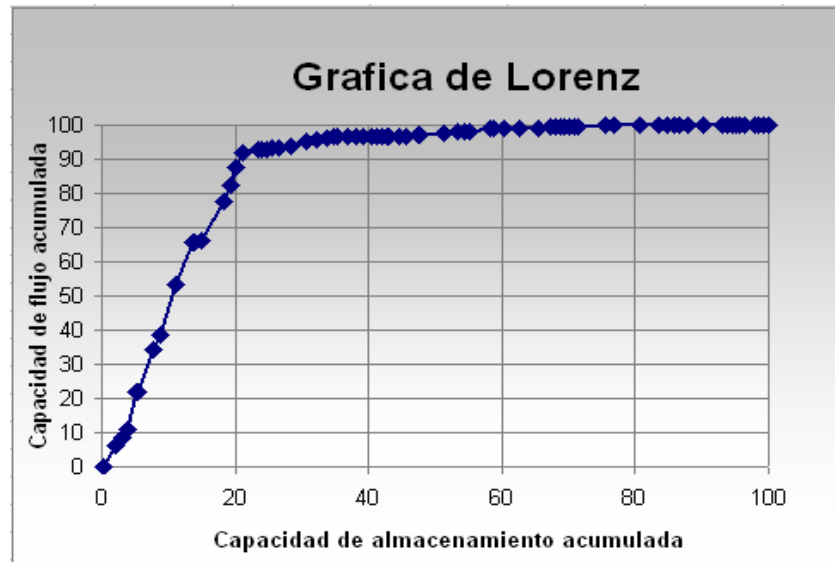
$$K_i * h_i = k_i \quad \text{Ec 19}$$

$$\left( \frac{k_i}{k_{total}} \right) * 100 = Ck_i \quad \text{Ec 20}$$

4. Calcular el porcentaje acumulado de flujo:

$$(Ck_i + Ck_{i+1}) * 100 \quad \text{Ec 21}$$

5. Teniendo valores de capacidad de flujo y almacenamiento, se procede a graficar estos valores, donde las líneas con tendencia horizontal representan barreras de no flujo y aquellas con tendencia vertical representa flujos. (ver grafica 2).



Grafica 2. Método modificado de Lorenz.

### 1.3.3 Método CDF

El método CDF (Cumulative Distribution Function), utilizado para clasificar tipos de roca. El CDF, es un método estadístico empleado para calcular la probabilidad de encontrar un rango de variables como es el caso de permeabilidad, que sean menores o equivalentes al valor estipulado. Los valores de permeabilidad son organizados de forma ascendente, y las probabilidades son calculadas; Siendo la primera aplicación de la función de distribución acumulativa.

El método, identifica los tipos de roca asociados a las pendientes generadas en una grafica como sigue:

$X_i$ : Valores de permeabilidad

$m$ : Media de la permeabilidad

$n$ : Numero de valores

1. Determinar la sumatoria de las permeabilidades y su respectiva media.
2. Luego se determina la variable  $(X_i - m)^2$  de cada uno de los valores y posteriormente calcular su sumatoria.

3. Hallar la varianza:

$$\frac{\left(\sum (X_i - m)^2\right)}{n - 1} \quad \text{Ec 22}$$

4. Determinar La desviación estándar:

$$\left(\frac{\left(\sum (X_i - m)^2\right)}{n - 1}\right)^{0.5} \quad \text{Ec 23}$$

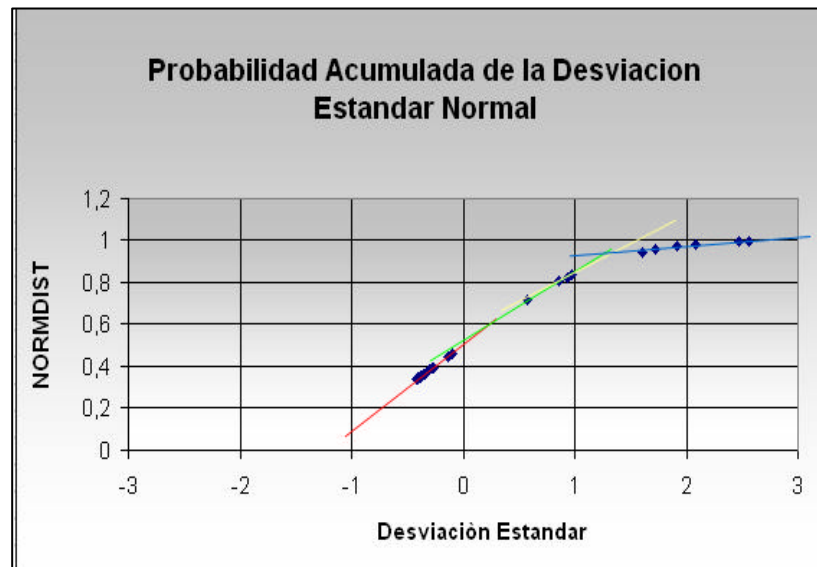
5. Calcular desviación estándar sigma:

$$\frac{X - m}{\left(\frac{\left(\sum (X_i - m)^2\right)}{n - 1}\right)^{0.5}} \quad \text{Ec 24}$$

6. Calcular la distribución Normal como formula de excel para la desviación estándar sigma:

= *NORMSDIST* (Desviación estándar sigma)

7. Graficar valores de NORMDIST contra Desviación estándar y Permeabilidad contra la desviación estándar, Para luego agrupar los tipos de roca de acuerdo a las pendientes; es decir cada cambio de pendiente representa un tipo de roca. (Grafica 3).



Grafica 3. Método Probabilístico CDF

## 1.4 REGISTROS ELECTRICOS

### 1.4.1 RESISTIVIDAD

La resistividad eléctrica es la habilidad para impedir el flujo de una corriente eléctrica a través de una roca que esta saturada de fluido expresada en ohm-m y es función de la salinidad del agua de la formación, la porosidad efectiva y la cantidad de hidrocarburos atrapados en el espacio poroso.

Los hidrocarburos son considerados aislantes perfectos, los cuales no permiten el paso de la corriente eléctrica. El agua de formación presenta un mayor o menor

grado de conductividad dependiendo de su salinidad, ya que a mayor salinidad de agua de formación será más conductivo y menos resistivo, debido a la presencia de los minerales en ella.

La resistividad decrece con el incremento de porosidad, salinidad y temperatura de los fluidos, e incrementa con el aumento de contenido de petróleo o disminución de la porosidad. Las medidas de la resistividad también son dependientes de la geometría del poro, composición de la roca, fluido intersticial y temperatura.

La mayoría de formaciones (productoras potenciales de Hidrocarburos), están conformadas por zonas que cuando secas no conducen la corriente eléctrica, lo cual significa que la roca matriz posee conductividad cero o resistividad infinitamente grande, y como los Hidrocarburos son buenos aislantes no es difícil predecir que una corriente eléctrica solo podrá fluir a través del agua con la que satura la estructura poral de la formación; esto solo se logra cuando el agua intersticial contiene sales disueltas.

La arcillosidad de una roca afecta en mayor o menor grado su resistividad dependiendo de la proporción de arcilla con respecto al volumen de la roca, de las propiedades físicas de la arcilla y de la manera como ésta se ha distribuido en la formación. Generalmente las arcillas contienen agua ligada, las cuales son normalmente buenas conductoras eléctricas, lo cual implica que a mayor arcillosidad, mayor será la conductividad de la roca o menor su resistividad.

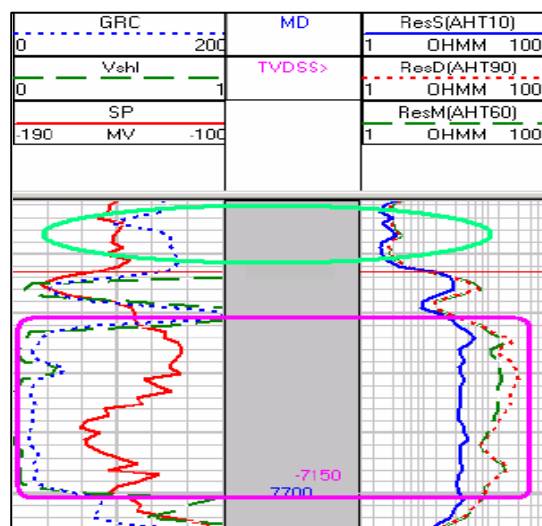
Las arcillas y lutitas, normalmente presentan una alta porosidad y están impregnadas con agua de alta salinidad; por consiguiente su resistividad es relativamente baja y prácticamente constante a lo largo y ancho del intervalo. Los valores oscilan desde 0.2 ohm-m hasta unos pocos ohm-m. Las rocas compactas e impermeables (tales como anhidritas, sal, formaciones calcáreas densas y ciertas clases de carbón) son altamente resistivas debido al bajo contenido de

agua intersticial. Las formaciones porosas y permeables tales como arenas, presentan resistividades con variaciones de magnitud muy amplia dependiendo del fluido que la contenga.

### Registro de resistividad

Los registros de resistividad generalmente se corren a tres diferentes profundidades de investigación, las medidas proporcionan información de las resistividades de la formación  $R_t$  (zona virgen) y zona invadida  $R_{XO}$ . Con dichas medidas se pueden identificar posibles zonas con contenido de Hidrocarburos y zonas de agua.

La gráfica 4, muestra una serie de registros tales como GR, SP y resistividad, donde se observa una primera zona (circulo color verde claro), el cual representa una zona de baja resistividad con valores altos de GR, indicando zonas de agua y formaciones de shale. En la segunda zona (rectángulo color morado), representa una zona de alta resistividad con valores bajos de GR, indicando arenas limpias con posible contenido de hidrocarburos.



Gráfica 4. Registro de resistividad

#### **1.4.2 POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)**

Es una medida directa de la diferencia de potencial en milivoltios, entre un electrodo móvil en la cara del pozo y otro fijo en la superficie.

Las defecciones del SP resultan del flujo de corrientes eléctricas en el lodo. Estas son causadas por dos grupos principales de fuerzas electromotrices en las formaciones, los componentes electroquímicos y electrocinéticos.

Las fuerzas electrocinéticas tienen sus orígenes en las reacciones que ocurren cuando el agua dulce no entra en contacto con las formaciones geológicas. Los efectos electroquímicos ocurren en el contacto entre el filtrado del lodo, y el agua connata que llena los poros de las capas permeables y las lutitas adyacentes.

Estas corrientes son fenómenos naturales y durante su paso al hueco causan cambios en el nivel del potencial eléctrico del lodo. Los efectos electrocinéticos de cualquier tipo, ocurren cuando hay movimiento relativo entre un sólido y un líquido, así la existencia de un diferencial de potencial en la interfase sólido-líquido, en una roca porosa se atribuye a este fenómeno. Su valor depende principalmente de la presión diferencial entre la columna del lodo y la de la formación que provoca el movimiento del electrolito a través del revoque en las capas y así mismo de la resistividad y viscosidad de los líquidos que fluyen.

La mayor diferencia del potencial se presenta en el contacto entre areniscas y arcillas, debido a que las arcillas indican un potencial positivo relativo a las areniscas. Las mediciones o cálculos indirectos del SP ayudan a identificar la arcillosidad de la formación, a identificar los tipos de roca y a definir el espesor de los estratos de la arena; adicionalmente permite calcular la resistividad del agua de formación por lo cual es considerada una herramienta útil para la interpretación de las propiedades de la roca.

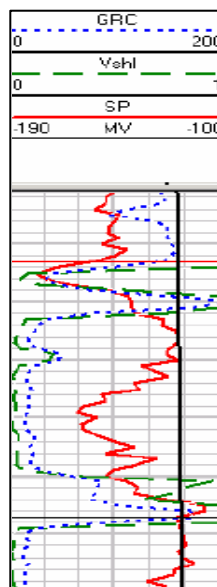
✓ **Registro SP**

La curva de potencial espontáneo (SP), es un registro de diferencia de potencial de un electrodo móvil en la cara del pozo y un potencial fijo en el electrodo de superficie en función de la profundidad.

El registro SP se corre en hueco abierto y es útil en pozos con lodos dulces para detectar capas permeables, ubicar sus límites y permitir la correlación entre capas, determinar valores de la resistividad del agua de formación y dar valores cualitativos del contenido arcilloso de una capa.

En la grafica 5, se muestra que frente a las lutitas las lecturas de la curva de SP son más o menos constantes y tienden a seguir una línea recta en el perfil (línea color negro), llamada línea base de lutitas; frente a formaciones permeables la curva SP (color rojo) se aparta de la línea base de las lutitas. En capas permeables de suficiente espesor tienden a alcanzar una desviación constante definiendo una línea de arenas. La desviación puede ser hacia la izquierda (negativa), o hacia la derecha (positiva), dependiendo de la salinidad relativa del agua de formación y del filtrado del lodo.

El SP no se puede registrar en pozos llenos de lodo no conductores, porque tales lodos no forman una conexión eléctrica entre el electrodo de SP y la formación.



**Grafica 5. Registro SP**

### 1.4.3 RADIOACTIVIDAD

La radioactividad de una formación depende de la presencia de iones radioactivos en las rocas, tales como uranio (U), torio (Th), potasio (K), los cuáles emiten continuamente rayos gama. Estos rayos son ondas electromagnéticas de alta energía como las de la luz y se producen a menudo simultáneamente con la emisión de los rayos beta. Los rayos gama son similares a los rayos x pero su longitud de onda es mas corta y pueden penetrar a mayores profundidades. Estas características permiten que se puedan registrar perfiles nucleares en pozos con tuberías de revestimiento ya que las radiaciones de rayos gama emitidas por las formaciones detrás de la tubería de revestimiento, pueden penetrar y alcanzar los detectores de rayos gama en el pozo.

Al pasar a través de la materia, los rayos gama experimentan sucesivas colisiones con los átomos de la formación de acuerdo con el efecto Compton de dispersión, perdiendo energía en cada colisión. Finalmente, después de que el rayo gama a perdido suficiente energía es absorbido según el efecto fotoeléctrico por un átomo de la formación. En el efecto fotoeléctrico de los rayos gama de baja energía son absorbidos completamente por los átomos del material de la formación dando lugar a la expulsión de electrones de dichos átomos.

Las arenas y calizas limpias exhiben muy poca radioactividad mientras que las lutitas muestran una alta radioactividad. Algunas lutitas bituminosas se caracterizan por su alta radiactividad mientras que muchas calizas y arenas arcillosas exhiben radiactividad intermedia.

La medida de la radioactividad de la formación es efectiva para distinguir zonas permeables ya que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas las cuales son impermeables y son encontradas en algunos casos en areniscas y carbonatos.

### ✓ Registro Gamma Ray

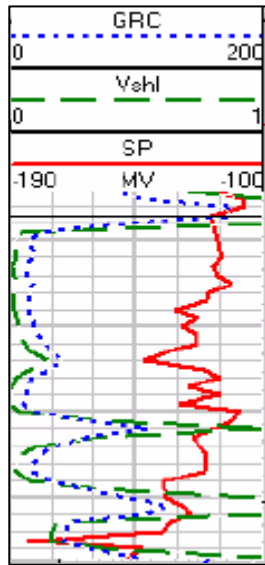
Mide la radiactividad natural de las formaciones. Es útil en la detección y evaluación de minerales radiactivos como torio, uranio y potasio.

La curva del Gamma Ray generalmente refleja el contenido de lutitas de las formaciones ya que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas.

En la gráfica 6, muestra que las formaciones limpias (arenas), normalmente tienen un nivel bajo de radiactividad, a menos que estén contaminadas de cenizas volcánicas o cuando las aguas de formación tengan contenidos de sales disueltas de potasio.

El Gamma Ray puede ser registrado en pozos entubados, siendo muy útil en operaciones de terminación-reacondicionamiento y frecuentemente se usa para sustituir al SP en pozos entubados donde es imposible obtener el SP. Empleados en los pozos abiertos cuando este no alcanza a desarrollarse satisfactoriamente. En ambos casos es útil en la ubicación de capas no arcillosas y para correlaciones.

La medida del Gamma Ray espectral discrimina el aporte que hace cada uno de los elementos radiactivos (uranio, torio y potasio) a la medida del Gamma Ray total. Es muy útil ya que en algunas formaciones uno de estos elementos puede ser lavado y se usa entonces la medida de los restantes, o en el caso en el que el lodo de perforación sea KCl lo cuál daría una medida errónea del potasio.



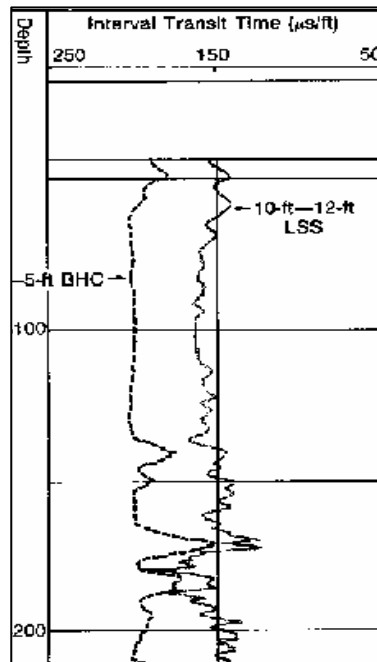
Gráfica 6. Registro GR

#### 1.4.4 REGISTROS DE POROSIDAD

##### 1.4.4.1 Registro Sónico

En un registro sónico de la profundidad contra delta de tiempo, el tiempo requerido para que una onda compresional de sonido recorra un pie de formación, conocido también como tiempo de transito, el delta de tiempo es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido.

La grafica 7, muestra como el tiempo de transito de una formación dada depende de su litología y su porosidad. La dependencia de la porosidad conocida la litología, hace que el registro sónico sirva como registro de porosidad, por lo tanto un mayor tiempo de viaje significa mayor porosidad y cortos tiempos de viaje significa menor porosidad.

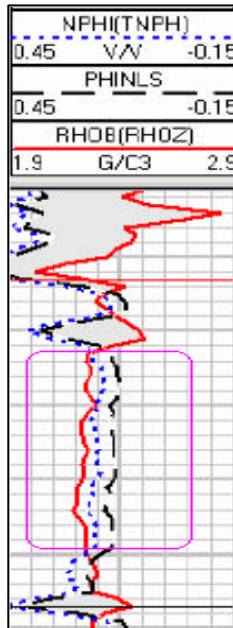


Grafica 7. Registro sónico

#### 1.4.4.2 Registros de densidad

Este registro se utiliza principalmente como registro de porosidad denominado RHOB, en la grafica 6 se observa, que la densidad de las formaciones oscila entre 1.9 y 2.9  $\frac{gr}{cm^3}$ , de esta forma ayuda a caracterizar el tipo de formación. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de los minerales en depósitos de evaporitas, descubrimiento de gas, determinación de densidad de Hidrocarburos y evaluación de arenas arcillosas y litología complejas.

En la grafica 8, muestra los registros RHOB y NPHI (neutrón) en los cuales logran identificar posibles zonas de gas, (Rectángulo color morado), donde los registros antes mencionados se cruzan haciendo que su densidad sea más baja.



**Grafica 8. Registros RHOB y NPHI**

#### **1.4.4.3 Registro Neutrón.**

Son usados principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad. Ellos responden, en primer lugar, a la cantidad de hidrogeno presentes en la formaciones. Así, en formaciones limpias cuyos pozos estén llenos de agua o petróleo, este registro nos da el valor real de espacio poroso lleno de fluido.

Las zonas gasíferas pueden identificarse usando el registro neutrón con otro registro de porosidad como por ejemplo registro de densidad con valores de porosidad obtenido de corazones (*Ver grafica 8*).

Una combinación de registro neutrón con uno o dos registros de porosidad da valores aun más exactos de porosidad.

## **1.5 Continuidad lateral**

La compleja variación de la continuidad en formaciones en ambientes fluviales deltaicos, conllevan a que sus canales no sean muy extensos o en su defecto que no exista conectividad alguna; por lo cual se puede inferir que la calidad de un estudio sobre continuidad lateral, radique en la cercanía de los pozos a analizar.

El rumbo de un canal puede determinarse a partir de la dirección de las paleo corrientes o en su defecto en las direcciones prevalecientes del agua y el viento, las que influyen significativamente en la forma, continuidad y tendencia de los cuerpos arenosos.

Poder determinar las secuencias entre los cuerpos arenosos es un poco tedioso, debido a que la subestimación de la complejidad del yacimiento en ambientes fluviales, pueden tener implicancias económicas importantes porque con las estrategias de drenaje iniciales podrían no extraerse las reservas de hidrocarburos recuperables anticipadas. Contrariamente, la sobrestimación de la complejidad del yacimiento, puede llevar a perforar demasiados pozos en yacimientos que exhiben buena conexión hidráulica, desperdiciando valiosos recursos.<sup>10</sup>

## **2. METODOLOGIA PARA LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS.**

Para la determinación de unidades hidráulicas en un campo maduro colombiano, es necesario:

### **2.1 RECOPIACION Y CALIDAD DE LA INFORMACION.**

#### **2.1.1 Recopilación de información:**

<sup>10</sup> Investigación de la sedimentología en yacimientos clásticos; Carmen Contreras, Nick DrinkWater. SLB-2001

Datos de Básicos (pozos corazonados) tanto porosidad como permeabilidad (horizontal al aire), teniendo en cuenta la presión a la cual fueron tomados estos datos y su respectiva profundidad. La presión a la que se realiza el análisis Cluster debe ser muy similar a las condiciones a las que se encontraría la muestra de roca en el yacimiento.

Se recomienda tener cuidado con los cortes en los corazones, ya que el buzamiento de la formación juega un papel muy importante a la hora de emplearlos para la determinación de la porosidad y la permeabilidad.

### **2.2.3 Análisis de calidad de la información y Selección de datos:**

Se debe corroborar la información que se tenga de análisis petrofísicos básicos, teniendo en cuenta tanto los datos de porosidad como permeabilidad, los cuales deben corresponder a la profundidad a la que fueron reportados.

Después de tener la certeza de que los datos pertenecen a las profundidades reportadas, se deben seleccionar aquellos valores donde la información este completa, es decir que a una profundidad exista un valor de porosidad y de permeabilidad, descartando valores donde solo se reporte alguna de ellas.

En caso que los valores no correspondan a las profundidades reportadas, se debe realizar un ajuste en profundidad empleando registros de “core gama”.

### **2.2.4 Corrección de Propiedades Petrofísicas Básicas (porosidad y permeabilidad) por Presión de confinamiento:**

Un parámetro importante que se debe tener en cuenta, es la presión a la cuál están reportados los datos de porosidad y permeabilidad, ya que estos generalmente son determinados a presión de laboratorio o a condiciones ambientales.

Para corregir las propiedades básicas por presión de confinamiento, las ecuaciones de Stanley C.Jones<sup>11</sup> (Ecuaciones 1, 2, 3 y 4), son esenciales para lograr este objetivo (ver ítem 1.1.4).

## 2.2.5 CASO ESTUDIO: Aplicación Campo Tes.

### Recopilación de la información:

Inicialmente se encontró un archivo en Excel en el cuál se especifica información de básicos de los pozos Tes-X7, Tes-X8, Tes-X32, Tes-X34 como se muestra en la tabla 2.

POZO	I D	PROF	POROSIDAD	K AIRE HOR
TES000-X34	TES000X34	7116	12,7	1
TES000-X34	TES000X34	7117	7,6	1
TES000-X34	TES000X34	7118	14,5	2
TES000-X34	TES000X34	7119	22,1	2
TES000-X34	TES000X34	7120	16,3	1
TES000-X34	TES000X34	7121	6,8	1

Tabla 2. Información de básicos de corazones para el campo Tes.

La información dada esta reportada a una presión de 200 psi, se toma a su vez permeabilidad al aire horizontal, ya que es la requerida por el programa SCALA para sus datos de entrada.

### Análisis de calidad de la información y selección de datos:

Se tomaron los datos encontrados anteriormente y se analizaron con datos originales de Tes-X7, Tes-X8, Tes-X32, Tes-X34.

### Tes-X7

<sup>11</sup> Two Point Determinations of permeability and PV vs. Net Confining Stress; SPE 15380.

Estudio realizado por ECOPETROL en el año 1980 para la superintendencia de producción, reporta que son muestras de pared las cuales no contienen datos de permeabilidad.

#### **Tes-X8**

Estudio realizado por ECOPETROL en el año 1980 para la división de exploración, reporta que son muestras de pared con muy pocos datos de permeabilidad.

#### **Tes-X32**

Estudio realizado por Instituto Colombiano del Petróleo-ICP para ECOPETROL en el año 1989, reporta que son análisis básico de corazones, el cual contiene datos de porosidad y permeabilidad con profundidades que varían desde 7441 ft a 8390 ft para un total de 255 pies recuperados aproximadamente. Comprende la formación mugrosa B.

De los pies recuperados reanalizaron el 20.3% aproximadamente, equivalente a 52 muestras horizontales y 34 muestras verticales, el resto de corazones presentaron fracturas y otros correspondieron a limolitas y arcillolitas.

La porosidad reportada se realizó a condiciones de laboratorio en el porosímetro Boyle y utilizando como gas de medida el helio.

Se determinó la permeabilidad absoluta al aire, confinando la muestra con gas Nitrógeno a una presión de 200 psi, lo cual indica que se debe realizarlas correcciones respectivas por presión de confinamiento para simular condiciones de yacimientos (*ver ítem 1.1.4*).

#### **TES-X34**

Estudio realizado por Instituto Colombiano del Petróleo-ICP para ECOPETROL en 1987 presenta análisis petrofísicos básicos. Los análisis efectuados y reportados se realizaron a condiciones ambiente.

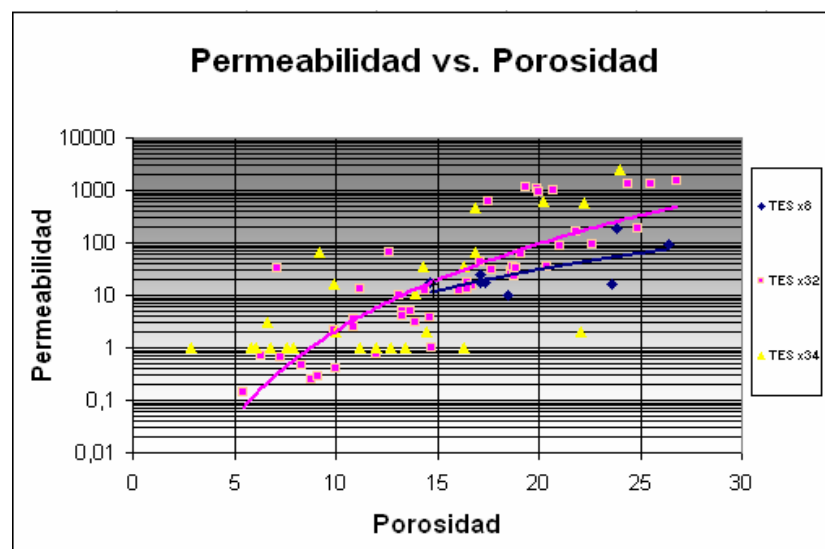
Las porosidades se determinaron por el sistema Boyle.

Las permeabilidades determinadas fueron muy escasas debido a la poca consolidación y fracturas presentadas por estas.

Al hacer el análisis de calidad comparando los resultados originales con los encontrados en las tablas de Excel, se concluyo que efectivamente estos datos si estaban reportados a las respectivas profundidades.

### Selección de datos:

Estando completamente seguros que las profundidades reportadas pertenecían a sus valores de porosidad y permeabilidad, se procede a seleccionar los datos completos, es decir aquellos que reportan ambos valores, descartando los que no estén completos, a su vez se descartaron los pozos Tes-X7 y Tes-X8 ya que son muestras de pared. Tes-X7 no tiene información de permeabilidad y TesX-8 contiene muy pocos datos de permeabilidad y al graficar dichos datos con la porosidad se aleja de la tendencia de pozos Tes-X32 y Tes-X34 como se muestra en la grafica 9.



Grafica 9. Descarte del pozo Tes X8 por su tendencia.

**Corrección de Propiedades Petrofísicas Básicas (Porosidad y Permeabilidad) por Presión de confinamiento.**

Basados en el informe “Análisis de corazones con presiones de sobrecarga Lisama-138 realizado por el ICP en el año de 1988 se seleccionó un plug sometido a diferentes presiones de confinamiento que varían desde 200 psi a 3000 psi.

Teniendo en cuenta la ecuación 2, para la determinación del parámetro  $a_{\emptyset 1}$ , se requiere del empleo adicional de las constantes  $C_o = 0.0000193$  y  $s = 800$  psi, estudio realizado para el Valle Medio del Magdalena (Tabla 3).

$a_{\emptyset 1}$ (200-3000)	0.0496
P (psi)	porosidad (%)
200	22.10
500	21.00
750	20.80
1000	20.60
1500	20.40
2000	20.30
2500	20.20
3000	20.20

Tabla 3. Información requerida para la determinación del parámetro  $a_{\emptyset 1}$

Luego en la ecuación 4, se repite el mismo procedimiento para la determinación del parámetro  $a_{K1}$ . Los resultados se ilustran en la tabla 4.

$a_{K1}$ (200-3000)	0.1943
P (psi)	K (mD)
200	609.00
500	586.00
750	566.00
1000	553.00
1500	532.00
2000	527.00
2500	515.00
3000	499.00

Tabla 4. Información requerida para la determinación del parámetro  $a_{K1}$

Para corregir las propiedades petrofísicas básicas (porosidad-permeabilidad), ecuaciones 1 y 3 están en función de P (presión neta de sobrecarga), la cuál debe ser determinada primero por la ecuación 25.

$$NOB = (Pr of)(gL) - (Pr of - KBE)(gP) \quad \text{Ec 25}$$

*NOB* = Net Over Burden (Presión Neta de Sobrecarga).

$$gL : \text{Gradiente Litostático} = 1 \frac{psi}{ft}$$

$$gP : \text{Gradiente de Presión estática de yacimiento} = \frac{2415 \text{ psi}}{5000 \text{ ft}} = 0.483 \frac{psi}{ft} \quad ^{12}$$

*KBE* : Elevación de la Kelly Bushing.

*Pr of* : Profundidad en TVD.

Reemplazando en la ecuación 17 y con un valor promedio de *NOB* = 3991.30 *psi* para Tes X32 y Tes X34, los resultados obtenidos de los 74 valores corregidos se muestran a continuación:

---

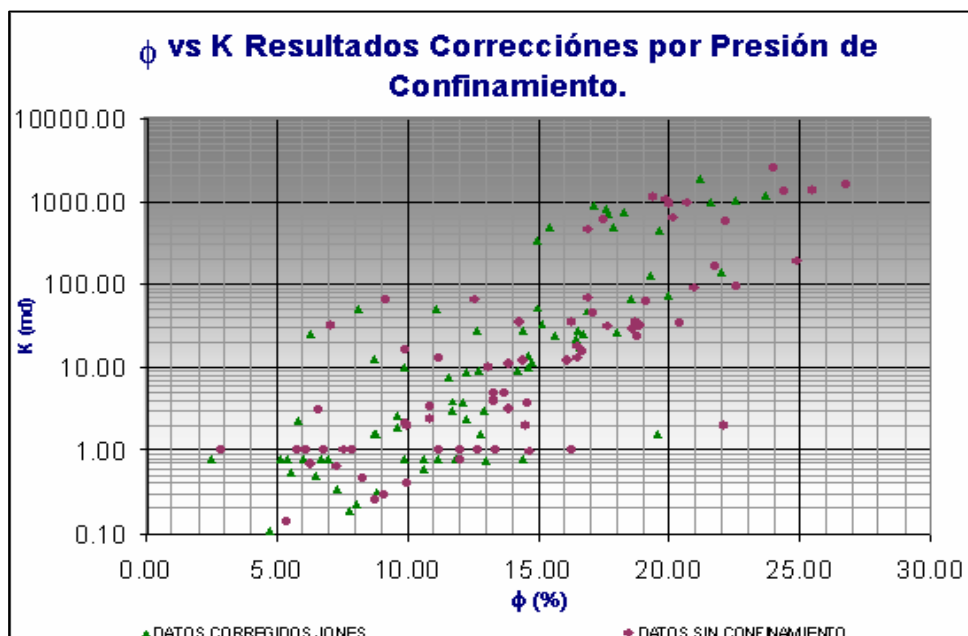
<sup>12</sup> MODELAMIENTO ESTÁTICO DEL ÁREA LISAMA - VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. Ruben Castro ;Jose R. Sandoval/2006

Profundidad (ft)	Identificador	Porosidad (%)	Porosidad corregida (%)	Permeabilidad (mD)	Permeabilidad corregida (mD)
7125	TESX347125	9,2	8,13	65	49,76
7127	TESX347127	20,2	17,85	630	482,27
7128	TESX347128	22,2	19,62	579	443,23
7129	TESX347129	16,9	14,94	451	345,24
7130	TESX347130	24	21,21	2457	1880,84
7184	TESX347184	2,9	2,56	1	0,77
7449	TESX327449	24,4	21,57	1307	1000,51
7459	TESX327459	20,7	18,3	971	743,3
7472	TESX327472	26,8	23,69	1562	1195,72
7474	TESX327474	25,5	22,54	1348	1031,9
7557	TESX327557	7,1	6,28	32	24,5
8343	TESX328343	12,6	11,14	65	49,76
8352	TESX328352	17,5	15,47	613	469,25
8353	TESX328353	19,9	17,59	1058	809,9
8354	TESX328354	19,4	17,15	1133	867,32
8355	TESX328355	20	17,68	918	702,73
7133	TESX347133	16,9	14,94	68	52,05
7134	TESX347134	16,3	14,41	35	26,79
7135	TESX347135	14,3	12,64	35	26,79
7142	TESX347142	6,6	5,83	3	2,3
7189	TESX347189	9,9	8,75	16	12,25
7458	TESX327458	21	18,56	88	67,36
7471	TESX327471	24,9	22,01	185	141,62
7473	TESX327473	17,1	15,11	44	33,68
7475	TESX327475	19,1	16,88	62	47,46
7487	TESX327487	21,8	19,27	164	125,54
7636	TESX327636	11,2	9,9	13	9,95
7117	TESX347117	7,6	6,72	1	0,77
7121	TESX347121	6,8	6,01	1	0,77
7123	TESX347123	10	8,84	2	1,53
7141	TESX347141	13,9	12,29	11	8,42
7182	TESX347182	5,8	5,13	1	0,77
7185	TESX347185	6,8	6,01	1	0,77
7187	TESX347187	7,9	6,98	1	0,77
7188	TESX347188	6,1	5,39	1	0,77
7448	TESX327448	10,9	9,63	2,4	1,84
7450	TESX327450	13,7	12,11	4,9	3,75
7452	TESX327452	18,6	16,44	29	22,2
7453	TESX327453	6,3	5,57	0,69	0,53
7457	TESX327457	18,7	16,53	35	26,79
7460	TESX327460	16,5	14,58	18	13,78
7476	TESX327476	18,8	16,62	23	17,61
7486	TESX327486	20,4	18,03	34	26,03
7489	TESX327489	22,6	19,97	94	71,96
7490	TESX327490	13,3	11,76	5	3,83
7559	TESX327559	16,7	14,76	15	11,48
7594	TESX327594	9,9	8,75	2,1	1,61
7599	TESX327599	13,1	11,58	10	7,66
7625	TESX327625	18,9	16,7	32	24,5
7626	TESX327626	16,5	14,58	13	9,95
7627	TESX327627	17,7	15,64	31	23,73
7628	TESX327628	14,4	12,73	12	9,19
7629	TESX327629	16,1	14,23	12	9,19
8341	TESX328341	7,3	6,45	0,65	0,5
8342	TESX328342	10,9	9,63	3,4	2,6
8349	TESX328349	13,3	11,76	4	3,06
8351	TESX328351	13,3	11,76	3,9	2,99
8357	TESX328357	14,6	12,9	3,8	2,91
7116	TESX347116	12,7	11,22	1	0,77
7118	TESX347118	14,5	12,82	2	1,53
7119	TESX347119	22,1	19,53	2	1,53
7120	TESX347120	16,3	14,41	1	0,77
7122	TESX347122	13,4	11,84	1	0,77
7181	TESX347181	11,2	9,9	1	0,77
7186	TESX347186	12	10,61	1	0,77
7456	TESX327456	8,8	7,78	0,25	0,19
7483	TESX327483	9,1	8,04	0,29	0,22
7582	TESX327582	8,3	7,34	0,46	0,35
7583	TESX327583	13,9	12,29	3,1	2,37
7595	TESX327595	10	8,84	0,41	0,31
7597	TESX327597	14,7	12,99	0,97	0,74
7598	TESX327598	12	10,61	0,78	0,6
8340	TESX328340	5,4	4,77	0,14	0,11
8357	TESX328357	14,6	12,9	3,8	2,91

Tabla 5. Correcciones de Propiedades Petrofísicas Básicas (Porosidad - Permeabilidad) para Tes X32 y Tes X34.

Los resultados anteriores muestran como se reduce la porosidad y la permeabilidad debido a la presión que ejerce las capas adyacentes a la formación productora, evidenciando así la importancia que tiene la corrección de las mismas antes de iniciar cualquier cálculo.

El efecto de las correcciones realizadas contra los datos originales de laboratorio se ilustra en la gráfica 10.



Grafica 10. Corrección por presión de confinamiento Porosidad-Permeabilidad

## 2.3 METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DE UNIDADES HIDRAULICAS.

### 2.2.1 Determinación de Unidades Hidráulicas.

El procedimiento, consta de tres partes principales:

**Identificación, caracterización - validación, y predicción** de la continuidad de las unidades hidráulicas.

**Identificación de las Unidades Hidráulicas:** Se debe primero, calcular el índice de porosidad normalizada (Ecuación 9), el índice de calidad del yacimiento (Ecuación 8) y el indicador de zona de flujo (Ecuación 10). Segundo realizar una gráfica log-log del índice de calidad del yacimiento contra el índice de porosidad normalizada (Grafica 14), en la cual con la ayuda del análisis estadístico se determina el número de unidades hidráulicas.

El cálculo del índice de porosidad normalizada, el índice de calidad del yacimiento y el indicador de zona de flujo, se realizan utilizando datos del análisis de corazones, porosidad efectiva ( $f_e$ ) y permeabilidad Klinkenberg ( $k_{\psi}$ ), obtenidos bajo esfuerzos in situ (presión de confinamiento ítem 1.1.4).

La gráfica 14, se construye con los valores de RQI en el eje y, y ( $f_e$ ) en el eje x. Sobre ella se trazan líneas de pendiente unitaria las cuales dividen la nube de puntos en agregados (unidades hidráulicas). Este proceso de definición de unidades hidráulicas, involucra la aplicación de técnicas estadísticas clásicas que incluyen diagramas histograma / frecuencia, pruebas normales, análisis grupal, y análisis de error para la discriminación de unidades hidráulicas (Realizado por el programa SCALA 1.1). El proceso finaliza con la fijación de un valor de FZI para cada unidad hidráulica que incorpora los atributos geológicos de textura y mineralogía.

**Caracterización y Validación de Unidades Hidráulicas.** Las unidades hidráulicas son caracterizadas, definiendo para cada una de ellas un indicador de zona de flujo FZI, índice de calidad de yacimiento RQI e índice de porosidad normalizada PHI\_Z. La validación se lleva a cabo corroborando estas anteriores definiciones, calculando los valores de porosidad y permeabilidad media para cada unidad hidráulica en los pozos corazonados; estableciendo relaciones entre las variables (RQI, PHI\_Z) y FZI.

Para efectos de cálculos de unidades hidráulicas mediante agrupamiento Cluster, una herramienta fue desarrollada para facilitar el proceso llamada SCALA versión 1.1<sup>13</sup>.

La versatilidad del programa permite elegir el número de unidades hidráulicas con las cuales se desea trabajar, partiendo de la elección de las mismas se debe realizar mediante la agrupación de las familias de puntos observados en el dendograma, en el se debe tener en cuenta la distancia en el eje “y” de la grafica 12 deben ser de igual o similar altura para cada unidad hidráulica y de igual forma una distribución escalada de las propiedades petrofísicas como: Permeabilidad, porosidad, indicador de zona de flujo e Índice de calidad de yacimiento. Teniendo los datos seleccionados en el ítem anterior, se procede a la ejecución del programa Scala 1.1 dejando únicamente datos de entrada como profundidad, I\_D (identificador), porosidad y permeabilidad en este respectivo orden (*ver ejemplo Caso estudio*), luego se procede a ejecutar el programa.

### **2.2.2 Resultados obtenidos del programa Scala:**

Al final se obtiene una tabla resumen que relaciona cada Unidad hidráulica con su respectivo indicador de zona de flujo (calculado geométrico), coeficiente de correlación, porosidad media aritmética, permeabilidad media geométrica y el número de datos asignados a cada unidad de flujo.

Después se obtiene una tabla que relaciona los datos de entrada al programa con el respectivo índice de calidad de yacimiento (RQI), indicador de zona de flujo (FZI) ,índice de porosidad normalizada (PHi\_z) y a que unidad hidráulica pertenecen cada valor en profundidad. Se puede visualizar también diferentes gráficas como porosidad-permeabilidad y RQI vs PHi\_z (*ver caso estudio*).

---

<sup>13</sup> Programa SCALA versión 1.1. Grupo KPR Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

Para un óptimo agrupamiento de las unidades hidráulicas se deben tener en cuenta:

- ✓ Analizar el agrupamiento cluster, el cual el eje “y” de la grafica 12, debe tener una altura similar para todas las unidades hidráulicas.
- ✓ El escalonamiento de las propiedades petrofísicas tales como Porosidad promedio, permeabilidad promedio, Indicador de zona de flujo, de las deferentes unidades hidráulicas.
- ✓ Tener en cuenta el coeficiente de correlación de cada unidad hidráulica, en lo posible acercase a 100%.

### **2.2.3 CASO ESTUDIO: Campo Tes.**

#### **Determinación de Unidades Hidráulicas.**

Una vez seleccionado los datos, descartando los que no se utilizaran, corregidos en este caso por presión de confinamiento, fueron 74 valores de Tes-X32 y Tes-X34 los candidatos para continuar con el propósito del proyecto como se muestra en la tabla 6 los datos seleccionados.

Profundidad (ft)	Identificador	Porosidad %	Permeabilidad (mD)
7125	TESX347125	8,13	49,76
7127	TESX347127	17,85	482,27
7128	TESX347128	19,62	443,23
7129	TESX347129	14,94	345,24
7130	TESX347130	21,21	1880,84
7184	TESX347184	2,56	0,77
7449	TESX327449	21,57	1000,51
7459	TESX327459	18,3	743,3
7472	TESX327472	23,69	1195,72
7474	TESX327474	22,54	1031,9
7557	TESX327557	6,28	24,5
8343	TESX328343	11,14	49,76
8352	TESX328352	15,47	469,25
8353	TESX328353	17,59	809,9
8354	TESX328354	17,15	867,32
8355	TESX328355	17,68	702,73
7133	TESX347133	14,94	52,05
7134	TESX347134	14,41	26,79
7135	TESX347135	12,64	26,79
7142	TESX347142	5,83	2,3
7189	TESX347189	8,75	12,25
7458	TESX327458	18,56	67,36
7471	TESX327471	22,01	141,62
7473	TESX327473	15,11	33,68
7475	TESX327475	16,88	47,46
7487	TESX327487	19,27	125,54
7636	TESX327636	9,9	9,95
7117	TESX347117	6,72	0,77
7121	TESX347121	6,01	0,77
7123	TESX347123	8,84	1,53
7141	TESX347141	12,29	8,42
7182	TESX347182	5,13	0,77
7185	TESX347185	6,01	0,77
7187	TESX347187	6,98	0,77
7188	TESX347188	5,39	0,77
7448	TESX327448	9,63	1,84
7450	TESX327450	12,11	3,75
7452	TESX327452	16,44	22,2
7453	TESX327453	5,57	0,53
7457	TESX327457	16,53	26,79
7460	TESX327460	14,58	13,78
7476	TESX327476	16,62	17,61
7486	TESX327486	18,03	26,03
7489	TESX327489	19,97	71,96
7490	TESX327490	11,76	3,83
7559	TESX327559	14,76	11,48
7594	TESX327594	8,75	1,61
7599	TESX327599	11,58	7,66
7625	TESX327625	16,7	24,5
7626	TESX327626	14,58	9,95
7627	TESX327627	15,64	23,73
7628	TESX327628	12,73	9,19
7629	TESX327629	14,23	9,19
8341	TESX328341	6,45	0,5
8342	TESX328342	9,63	2,6
8349	TESX328349	11,76	3,06
8351	TESX328351	11,76	2,99
8357	TESX328357	12,9	2,91
7116	TESX347116	11,22	0,77
7118	TESX347118	12,82	1,53
7119	TESX347119	19,53	1,53
7120	TESX347120	14,41	0,77
7122	TESX347122	11,84	0,77
7181	TESX347181	9,9	0,77
7186	TESX347186	10,61	0,77
7456	TESX327456	7,78	0,19
7483	TESX327483	8,04	0,22
7582	TESX327582	7,34	0,35
7583	TESX327583	12,29	2,37
7595	TESX327595	8,84	0,31
7597	TESX327597	12,99	0,74
7598	TESX327598	10,61	0,6
8340	TESX328340	4,77	0,11
8357	TESX328357	12,9	2,91

Tabla 6. Datos de entrada, Programa Scala versión 1.1.

Los valores mostrados en la tabla 6, son los datos requeridos para ejecutar el programa Scala, el cual realiza una **Identificación, caracterización - validación, y predicción** de la continuidad de las unidades hidráulicas (*Ver ítem 4 metodología*), Basadas en el análisis cluster como se vio anteriormente. Se trabajó definiendo 3 y 4 Unidades Hidráulicas para posteriormente observar los resultados.

### Resultados obtenidos del programa Scala:

Una vez ejecutado el programa, se procede a hacer una comparación de resultados con 3 y 4 unidades hidráulicas.

### CARACTERIZACION CON 3 UNIDADES HIDRÁULICAS

La tabla 7, resume los parámetros importantes que calcula el programa.

Unidad	#Datos	Desv. Estándar	Coef. Correl	FZI promedio	Log (FZI) Prom	Log (FZI) max	Log (FZI) min	POR media	PER media
1	16	0.0893	0.9037	8.1991	0.9138	1.0407	0.724	15.98	279.2792
2	41	0.1398	0.9869	1.9162	0.2824	0.5882	0.0748	12.33	7.2214
3	17	0.1293	0.9742	0.6785	-0.1685	0.0027	-0.4411	11.11	0.7071

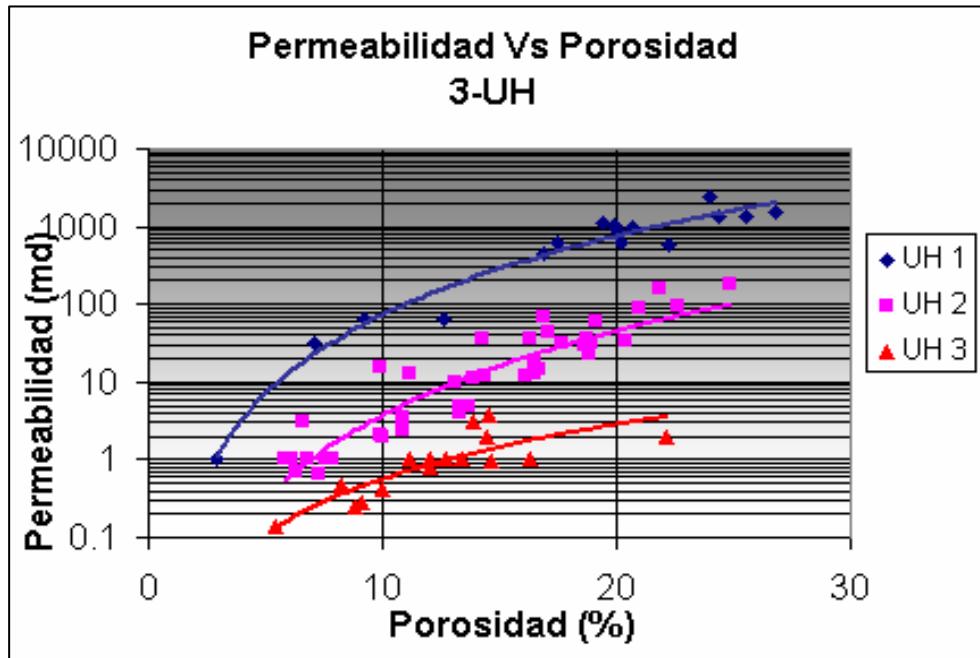
**Tabla 7. Parámetros generales calculados-Programa Scala versión 1.1. Para 3 Unidades Hidráulicas.**

La tabla 7, muestra resultados completos incluyendo indicador de zona de flujo (FZI), e índice de calidad de yacimiento (RQI) como a su vez porosidad y permeabilidad media perteneciente a su respectiva unidad hidráulica.

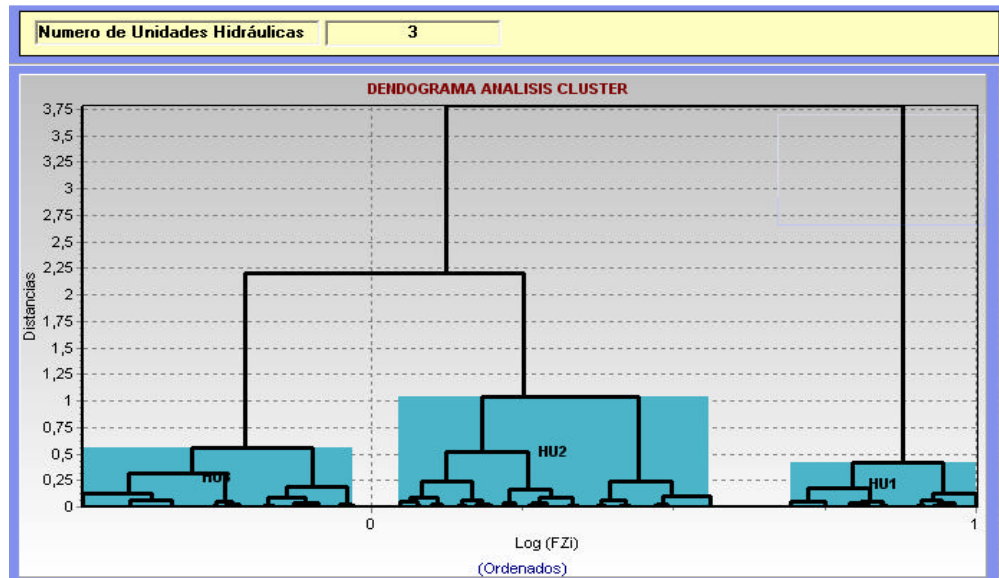
El coeficiente de correlación es casi del 100 % pero no presenta buena distribución en las propiedades como porosidad, permeabilidad e indicador de zona de flujo, ya que decrece de una manera muy brusca, por lo tanto se debe buscar un equilibrio entre ellas definiendo más unidades hidráulicas.

La relación clásica porosidad -permeabilidad escala semilogaritmica (grafica 11), presenta una deficiente distribución en la unidad hidráulica 2, ya que la nube de

puntos se concentra en esta unidad y dentro de ella un amplio rango de porosidad y permeabilidad.



Gráfica 11. Relación clásica porosidad – permeabilidad, para 3 unidades hidráulicas.



Gráfica 12. Dendrograma análisis Cluster; 3 unidades hidráulicas.

La grafica 12, muestra el dendograma del agrupamiento Cluster para 3 unidades hidráulicas, donde se observa que no se mantiene una altura similar o la distancia entre los puntos para la unidad hidráulica 2 es bastante grande respecto a las unidades 1 y 3.

## CARACTERIZACION CON 4 UNIDADES HIDRÁULICAS

La tabla 8, presenta un resumen de FZI, porosidad, permeabilidad media con su respectiva unidad hidráulica y el numero de valores asignados a cada una, observando en la agrupación con 4 unidades hidráulicas, se puede garantizar una mejor distribución entre las propiedades como la porosidad y permeabilidad e indicador de zona de flujo de una forma mas escalada, garantizando la optima clasificación en el agrupamiento cluster realizado por el programa. Analizando la desviación estándar son valores muy bajos y el coeficiente de correlación son altos, de esta forma el modelo generado es confiable.

En la grafica 13, se muestra el dendograma el cual evidencia el buen agrupamiento cluster ya que la altura eje y, de cada unidad hidráulica son similares.

Unidad	#Datos	Desv. Estándar	Coef. Correl	FZI promedio	Log (FZI) Prom.	Log(FZI) max	Log (FZI) min	POR media	PER media
1	16	0.09	0.90	8.20	0.91	1.04	0.72	15.98	279.28
2	11	0.06	0.97	2.97	0.47	0.59	0.41	14.39	30.34
3	30	0.08	0.99	1.63	0.21	0.38	0.07	11.57	4.27
4	17	0.13	0.97	0.68	-0.17	0.00	-0.44	11.11	0.71

**Tabla 8. Resumen de las propiedades petrofísicas con 4 unidades hidráulicas**

El análisis más detallado se presenta en la tabla 9, la cual muestra que para cada valor de porosidad y permeabilidad en profundidad existe un único valor de indicador de zona de flujo (FZI), índice de porosidad normalizada (PHI\_Z) e índice de calidad de yacimiento (RQI) y a la unidad hidráulica al cual pertenece. Se puede apreciar a su vez en el identificador el pozo al cuál pertenece cada valor antes mencionado.

Profundidad [pies]	Identificador I D	Porosidad [%]	Permeabilidad [md]	RQI	PHI Z	FZI	UH
7117	TESX32	6,72	0,77	0,11	0,07	1,47	3
7452	TESX32	16,44	22,20	0,36	0,20	1,85	3
7453	TESX32	5,57	0,53	0,10	0,06	1,64	3
7457	TESX32	16,53	26,79	0,40	0,20	2,02	3
7557	TESX32	6,28	24,50	0,62	0,07	9,27	1
8343	TESX32	11,14	49,76	0,66	0,13	5,30	1
7595	TESX32	8,84	0,31	0,06	0,10	0,61	4
7597	TESX32	12,99	0,74	0,08	0,15	0,50	4
8354	TESX32	17,15	867,32	2,23	0,21	10,79	1
8355	TESX32	17,68	702,73	1,98	0,21	9,22	1
7458	TESX32	18,56	67,36	0,60	0,23	2,62	2
7471	TESX32	22,01	141,62	0,80	0,28	2,82	2
7473	TESX32	15,11	33,68	0,47	0,18	2,63	2
7475	TESX32	16,88	47,46	0,53	0,20	2,59	2
7487	TESX32	19,27	125,54	0,80	0,24	3,36	2
7636	TESX32	9,90	9,95	0,31	0,11	2,87	2
7448	TESX32	9,63	1,84	0,14	0,11	1,29	3
7450	TESX32	12,11	3,75	0,17	0,14	1,27	3
7459	TESX32	18,30	743,30	2,00	0,22	8,94	1
7472	TESX32	23,69	1195,72	2,23	0,31	7,19	1
7474	TESX32	22,54	1031,90	2,12	0,29	7,30	1
7460	TESX32	14,58	13,78	0,31	0,17	1,79	3
7476	TESX32	16,62	17,61	0,32	0,20	1,62	3
7486	TESX32	18,03	26,03	0,38	0,22	1,72	3
8340	TESX32	4,77	0,11	0,05	0,05	0,94	4
7490	TESX32	11,76	3,83	0,18	0,13	1,35	3
7559	TESX32	14,76	11,48	0,28	0,17	1,60	3
7594	TESX32	8,75	1,61	0,13	0,10	1,40	3
7599	TESX32	11,58	7,66	0,26	0,13	1,95	3
7625	TESX32	16,70	24,50	0,38	0,20	1,90	3
7626	TESX32	14,58	9,95	0,26	0,17	1,52	3
7627	TESX32	15,64	23,73	0,39	0,19	2,09	3
7628	TESX32	12,73	9,19	0,27	0,15	1,83	3
7629	TESX32	14,23	9,19	0,25	0,17	1,52	3
8341	TESX32	6,45	0,50	0,09	0,07	1,26	3
8342	TESX32	9,63	2,60	0,16	0,11	1,53	3
8349	TESX32	11,76	3,06	0,16	0,13	1,20	3
8351	TESX32	11,76	2,99	0,16	0,13	1,19	3
8357	TESX32	12,90	2,91	0,15	0,15	1,01	4
7456	TESX32	7,78	0,19	0,05	0,08	0,58	4
7483	TESX32	8,04	0,22	0,05	0,09	0,60	4
7582	TESX32	7,34	0,35	0,07	0,08	0,87	4
7583	TESX32	12,29	2,37	0,14	0,14	0,99	4
8352	TESX32	15,47	469,25	1,73	0,18	9,45	1
8353	TESX32	17,59	809,90	2,13	0,21	9,98	1
7598	TESX32	10,61	0,60	0,07	0,12	0,63	4
7489	TESX32	19,97	71,96	0,60	0,25	2,39	3
8357	TESX32	12,90	2,91	0,15	0,15	1,01	4
7134	TESX34	14,41	26,79	0,43	0,17	2,54	2
7127	TESX34	17,85	482,27	1,63	0,22	7,51	1
7128	TESX34	19,62	443,23	1,49	0,24	6,11	1
7129	TESX34	14,94	345,24	1,51	0,18	8,60	1
7130	TESX34	21,21	1880,84	2,96	0,27	10,98	1
7184	TESX34	2,56	0,77	0,17	0,03	6,52	1
7133	TESX34	14,94	52,05	0,59	0,18	3,34	2
7125	TESX34	8,13	49,76	0,78	0,09	8,78	1
7135	TESX34	12,64	26,79	0,46	0,14	3,16	2
7142	TESX34	5,83	2,30	0,20	0,06	3,18	2
7189	TESX34	8,75	12,25	0,37	0,10	3,87	2
7449	TESX34	21,57	1000,51	2,14	0,27	7,78	1
7121	TESX34	6,01	0,77	0,11	0,06	1,75	3
7123	TESX34	8,84	1,53	0,13	0,10	1,35	3
7141	TESX34	12,29	8,42	0,26	0,14	1,86	3
7182	TESX34	5,13	0,77	0,12	0,05	2,25	3
7185	TESX34	6,01	0,77	0,11	0,06	1,75	3
7187	TESX34	6,98	0,77	0,10	0,08	1,39	3
7188	TESX34	5,39	0,77	0,12	0,06	2,08	3
7116	TESX34	11,22	0,77	0,08	0,13	0,65	4
7118	TESX34	12,82	1,53	0,11	0,15	0,74	4
7119	TESX34	19,53	1,53	0,09	0,24	0,36	4
7120	TESX34	14,41	0,77	0,07	0,17	0,43	4
7122	TESX34	11,84	0,77	0,08	0,13	0,59	4
7181	TESX34	9,90	0,77	0,09	0,11	0,79	4
7186	TESX34	10,61	0,77	0,08	0,12	0,71	4

Tabla 9. Resultados detallados de Programa Scala para 4 Unidades Hidráulicas.

Las tablas 10, 11, 12, 13 muestran valores de porosidad y permeabilidad para cada unidad hidráulica de una manera mas organizada, donde se evidencian que las propiedades de la unidad hidráulica 1 son de mejor calidad y donde sus propiedades petrofísicas disminuyen a medida que aumenta la unidad hidráulica hasta llegar a una unidad heterogénea (unidad Hidráulica 4).

Profundidad [pies]	Identificador I D	Porosidad [%]	Permeabilidad [md]	RQI	PHI_Z	Fzi	UH
7557	TESX32	6,28	24,50	0,62	0,07	9,27	1
8343	TESX32	11,14	49,76	0,66	0,13	5,30	1
8354	TESX32	17,15	867,32	2,23	0,21	10,79	1
8355	TESX32	17,68	702,73	1,98	0,21	9,22	1
7459	TESX32	18,30	743,30	2,00	0,22	8,94	1
7472	TESX32	23,69	1195,72	2,23	0,31	7,19	1
7474	TESX32	22,54	1031,90	2,12	0,29	7,30	1
8352	TESX32	15,47	469,25	1,73	0,18	9,45	1
8353	TESX32	17,59	809,90	2,13	0,21	9,98	1
7127	TESX34	17,85	482,27	1,63	0,22	7,51	1
7128	TESX34	19,62	443,23	1,49	0,24	6,11	1
7129	TESX34	14,94	345,24	1,51	0,18	8,60	1
7130	TESX34	21,21	1880,84	2,96	0,27	10,98	1
7184	TESX34	2,56	0,77	0,17	0,03	6,52	1
7125	TESX34	8,13	49,76	0,78	0,09	8,78	1
7449	TESX34	21,57	1000,51	2,14	0,27	7,78	1

Tabla 10. Propiedades petrofísicas de la unidad hidráulica 1.

Profundidad [pies]	Identificador I D	Porosidad [%]	Permeabilidad [md]	RQI	PHI_Z	Fzi	UH
7458	TESX32	18,56	67,36	0,60	0,23	2,62	2
7471	TESX32	22,01	141,62	0,80	0,28	2,82	2
7473	TESX32	15,11	33,68	0,47	0,18	2,63	2
7475	TESX32	16,88	47,46	0,53	0,20	2,59	2
7487	TESX32	19,27	125,54	0,80	0,24	3,36	2
7636	TESX32	9,90	9,95	0,31	0,11	2,87	2
7134	TESX34	14,41	26,79	0,43	0,17	2,54	2
7133	TESX34	14,94	52,05	0,59	0,18	3,34	2
7135	TESX34	12,64	26,79	0,46	0,14	3,16	2
7142	TESX34	5,83	2,30	0,20	0,06	3,18	2
7189	TESX34	8,75	12,25	0,37	0,10	3,87	2

Tabla 11. Propiedades petrofísicas de la unidad hidráulica 2.

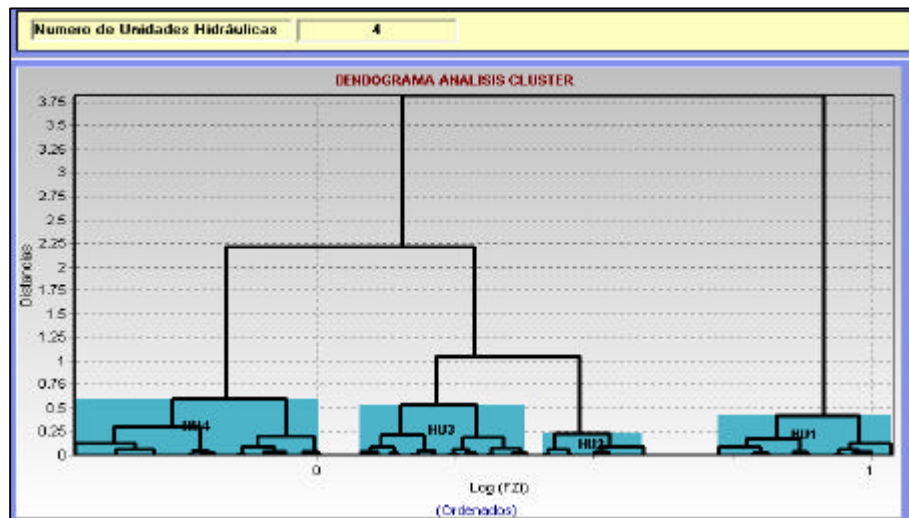
Profundidad	Identificador	Porosidad	Permeabilidad	RQI	PHi_Z	Fzi	UH
[pies]	I D	[%]	[md]				
7117	TESX32	6,72	0,77	0,11	0,07	1,47	3
7452	TESX32	16,44	22,20	0,36	0,20	1,85	3
7453	TESX32	5,57	0,53	0,10	0,06	1,64	3
7457	TESX32	16,53	26,79	0,40	0,20	2,02	3
7448	TESX32	9,63	1,84	0,14	0,11	1,29	3
7450	TESX32	12,11	3,75	0,17	0,14	1,27	3
7460	TESX32	14,58	13,78	0,31	0,17	1,79	3
7476	TESX32	16,62	17,61	0,32	0,20	1,62	3
7486	TESX32	18,03	26,03	0,38	0,22	1,72	3
7490	TESX32	11,76	3,83	0,18	0,13	1,35	3
7559	TESX32	14,76	11,48	0,28	0,17	1,60	3
7594	TESX32	8,75	1,61	0,13	0,10	1,40	3
7599	TESX32	11,58	7,66	0,26	0,13	1,95	3
7625	TESX32	16,70	24,50	0,38	0,20	1,90	3
7626	TESX32	14,58	9,95	0,26	0,17	1,52	3
7627	TESX32	15,64	23,73	0,39	0,19	2,09	3
7628	TESX32	12,73	9,19	0,27	0,15	1,83	3
7629	TESX32	14,23	9,19	0,25	0,17	1,52	3
8341	TESX32	6,45	0,50	0,09	0,07	1,26	3
8342	TESX32	9,63	2,60	0,16	0,11	1,53	3
8349	TESX32	11,76	3,06	0,16	0,13	1,20	3
8351	TESX32	11,76	2,99	0,16	0,13	1,19	3
7489	TESX32	19,97	71,96	0,60	0,25	2,39	3
7121	TESX34	6,01	0,77	0,11	0,06	1,75	3
7123	TESX34	8,84	1,53	0,13	0,10	1,35	3
7141	TESX34	12,29	8,42	0,26	0,14	1,86	3
7182	TESX34	5,13	0,77	0,12	0,05	2,25	3
7185	TESX34	6,01	0,77	0,11	0,06	1,75	3
7187	TESX34	6,98	0,77	0,10	0,08	1,39	3
7188	TESX34	5,39	0,77	0,12	0,06	2,08	3

Tabla 12. Propiedades petrofísicas de la unidad hidráulica 4.

Profundidad	Identificador	Porosidad	Permeabilidad	RQI	PHi_Z	Fzi	UH
[pies]	I D	[%]	[md]				
7595	TESX32	8,84	0,31	0,06	0,10	0,61	4
7597	TESX32	12,99	0,74	0,08	0,15	0,50	4
8340	TESX32	4,77	0,11	0,05	0,05	0,94	4
8357	TESX32	12,90	2,91	0,15	0,15	1,01	4
7456	TESX32	7,78	0,19	0,05	0,08	0,58	4
7483	TESX32	8,04	0,22	0,05	0,09	0,60	4
7582	TESX32	7,34	0,35	0,07	0,08	0,87	4
7583	TESX32	12,29	2,37	0,14	0,14	0,99	4
7598	TESX32	10,61	0,60	0,07	0,12	0,63	4
8357	TESX32	12,90	2,91	0,15	0,15	1,01	4
7116	TESX34	11,22	0,77	0,08	0,13	0,65	4
7118	TESX34	12,82	1,53	0,11	0,15	0,74	4
7119	TESX34	19,53	1,53	0,09	0,24	0,36	4
7120	TESX34	14,41	0,77	0,07	0,17	0,43	4
7122	TESX34	11,84	0,77	0,08	0,13	0,59	4
7181	TESX34	9,90	0,77	0,09	0,11	0,79	4
7186	TESX34	10,61	0,77	0,08	0,12	0,71	4

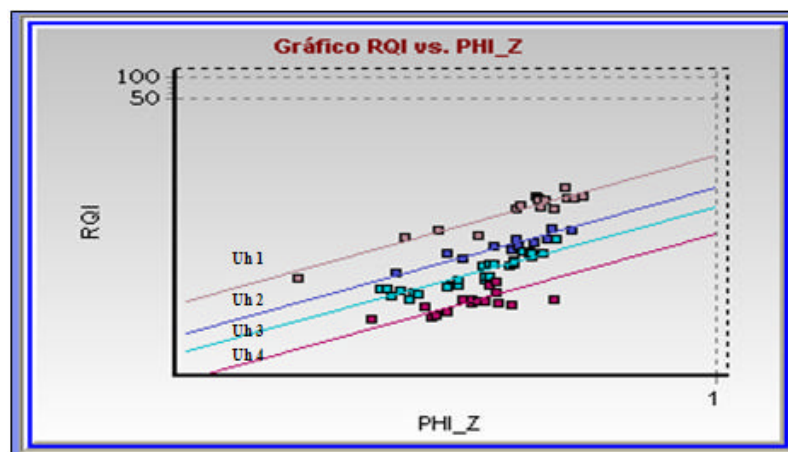
Tabla 13. Propiedades petrofísicas de la unidad hidráulica 4.

La agrupación de las familias se muestra en el dendograma de la gráfica 13 donde en el eje “y” se ilustra la distancia entre los puntos de FZI, y el eje “x” el logaritmo de FZI.



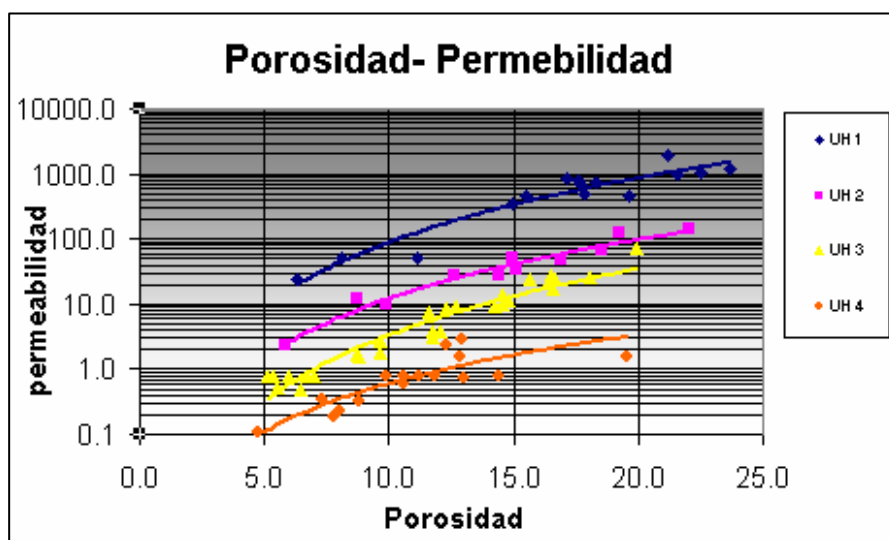
**Grafica 13. Dendograma análisis Cluster; 4 unidades hidráulicas.**

El comportamiento de índice de calidad de yacimiento (RQI) y el índice de porosidad normalizada (PHI\_Z) respectivo para cada unidad hidráulica, se presenta en la gráfica 14, donde se muestra que las mejores propiedades petrofísicas que favorecen al flujo de fluidos los tiene la unidad hidráulica 1.



**Grafica 14. Relación índice de calidad de yacimiento (RQI) contra índice de porosidad normalizada (PHI\_Z), para 4 unidades hidráulicas.**

La gráfica 15, es una relación clásica porosidad -permeabilidad escala semilogarítmica, la cual presenta una mejor distribución en las unidades hidráulicas ya que la nube de puntos se reparten uniformemente dando una mejor descripción de las propiedades petrofísicas de cada una.



Grafica 15. Relación clásica porosidad –permeabilidad para 4 unidades hidráulicas

En la tabla 14, se presenta una comparación entre porosidad y permeabilidad mínima y máxima por cada unidad hidráulica.

Unidad Hidraulica	Porosidad		Permeabilidad		POR media	PER media	FZI promedio
	Min	Max	Min	Max			
1	6.28	23.69	24.50	1880.84	15.98	279.28	8.20
2	5.83	22.01	2.30	141.62	14.39	30.34	2.97
3	5.13	19.97	0.50	71.96	11.57	4.27	1.63
4	2.56	19.53	0.11	2.91	11.11	0.71	0.68

Tabla 14. Valores máximos y mininos de la porosidad y permeabilidad para cada unidad hidráulica.

Realizando el análisis de resultados proporcionados por Scala, se concluye que es más adecuado el trabajo con 4 unidades hidráulicas, puesto que el agrupamiento Cluster nos permite identificar mas claramente las propiedades petrofísicas manteniendo así la misma distancia entre los puntos de Indicador de zona de flujo

(FZI) en el dendograma (*ver grafica 13*), lo cual no ocurre con 3 unidades hidráulicas (*ver grafica 12*).

Otros factores representativos para la elección de las 4 unidades Hidráulicas son el índice de calidad de yacimiento (RQI), Porosidad media y Permeabilidad media ya que los resultados son dados en un rango mas apropiado permitiendo una mejor caracterización del yacimiento.

### **Resultados Obtenidos**

**UH 1:** Es una unidad caracterizada por poseer altos valores de porosidad y permeabilidad, el promedio de porosidad es de 15.98% y el de permeabilidad de 279.28 md, a esta unidad hidráulica fueron asignados 16 datos del cual un valor fue excluido de la unidad ya que no cumple con el rango de valores pertenecientes a esta un coeficiente de correlación del 90.0%, presenta el mayor indicador de zona de flujo (FZI) de 8.20 *mm*.

**UH 2:** Esta unidad es un poco menos uniforme que la anterior, el promedio de porosidad es 14.39 % y el de permeabilidad de 30.34 md, a esta unidad hidráulica fueron asignados 11 datos con un coeficiente de correlación del 97.00 %, presenta un indicador de zona de flujo (FZI) de 2.97 *mm*.

**UH 3:** Esta es una unidad medianamente uniforme, el promedio de porosidad es de 11.57% y el de permeabilidad de 4.27 md, esta es la unidad a la que mas datos fueron asignados, en total 30 datos con un coeficiente de correlación del 99.00%, presenta un indicador de zona de flujo (FZI) de 1.63 *mm*.

**UH 4:** Esta es una unidad con propiedades petrofísicas muy deficientes, con un promedio de porosidad de 11.11% y de permeabilidad de 0.71 md. Los datos asignados fueron en total 17 con un coeficiente de correlación del 97.00 %, presenta un indicador de zona de flujo (FZI) de 0.68 *mm*.

### 3. DETERMINACION DE TIPO DE ROCA.

#### METODO WINDLAND

El método empleado para determinar el tipo de roca es el propuesto por Windland<sup>14</sup>, cuyo análisis se basa en una relación entre la porosidad y la permeabilidad, para calcular un parámetro llamado “Log R35”; que representa el tamaño de garganta de poro. La ecuación que modela el parámetro “Log 35” es la ecuación 15.

#### 3.1 Metodología

**3.1.1 Entrada de datos:** Tomar datos de porosidad y permeabilidad corregidos anteriormente por presión de confinamiento.

**3.1.2 Determinación del parámetro Log R35 y R35:** Con los datos de entrada, se calcula el parámetro Log R35 con la ecuación 15, para cada valor de porosidad y permeabilidad, a su vez se calcula el valor mínimo y máximo de R35 sacando antilogaritmo de éste.

**3.1.3 Grafica de Garganta de poro:** Teniendo en cuenta los valores máximos y mínimos de R35, se crea una tabla en la cual se definen rangos de R35 y rangos de porosidad entre los máximos y mínimos. De la ecuación 15 se despeja la permeabilidad (K), la cuál está en función de la porosidad y el parámetro Log R35 (*ver caso estudio*).

Se calculan nuevos valores de permeabilidad, graficando estos resultados contra valores de porosidad, generando así unas curvas que representan el tamaño de garganta de poro (micrones) o parámetro R35.

---

<sup>14</sup> Overview of an Integrated Process Model to Develop Petrophysical Based Reservoir Descriptions. G.W.Gunter, SPE, Amoco EPTG; J. J. Pinch, J.M.Finneran and W.T. Bryant. SPE 38748

En la misma gráfica, se deben representar los valores que se tenían de porosidad y permeabilidad (inicialmente corregidas por presión de confinamiento), y finalmente determinar el número de tipos de roca agrupándolos entre sí, teniendo en cuenta el distanciamiento entre las respectivas gargantas de poro. (*Ver caso estudio*).

**3.1.4 Clasificación de tipo de roca:** Teniendo en cuenta la agrupación de los tipos de roca en la gráfica del ítem anterior, se seleccionan cut offs (rango de valores a criterio propio), entre los valores máximos y mínimos de R35 para cada tipo de roca.

Estos cut offs de R35, ayudan a clasificar los tipos de roca seleccionándolos de acuerdo a si están o no en el rango establecido (*ver caso estudio*).

**3.1.5 Resultados gráficos:** Finalmente teniendo los resultados, se pueden realizar gráficas que relacionen la profundidad con la porosidad, permeabilidad, R35, tipo de roca, unidades hidráulicas.

## **3.2 CASO ESTUDIO: Campo Tes.**

**Entrada de datos:** Para el desarrollo de esta fase del proyecto, se tomaron resultados corregidos de porosidad y permeabilidad por presión de confinamiento. Se mostraron en la tabla 6, los 74 valores de entrada del campo Tes, los cuales fueron corregidos previamente a una presión neta de sobrecarga de 3990.31 psi, tomando datos de permeabilidad horizontal al aire y porosidad total. Estos datos constituyen la información requerida para la determinación de tipos de roca por el método propuesto por Windland.

**Determinación del parámetro Log R35 y R35:** Con la ecuación 15, se calculan los valores de **Log R35 Y R35** mostrados en la tabla 15, empleando las porosidades y permeabilidades corregidas por presión de confinamiento.

Profundidad pies	Porosidad porcentaje	Ka md	k/phi relacion	Winland Log R35	Winland R35 Micrones
7125	8,21	50,26	6,12	0,94	8,76
7127	18,02	487,10	27,03	1,23	16,88
7128	19,80	447,67	22,61	1,17	14,81
7129	15,07	348,70	23,13	1,21	16,18
7130	21,41	1899,68	88,74	1,51	32,38
7184	2,59	0,77	0,30	0,31	2,04
7449	21,76	1010,53	46,43	1,34	22,02
7459	18,46	750,75	40,66	1,33	21,32
7472	23,90	1207,69	50,52	1,35	22,55
7474	22,74	1042,23	45,82	1,33	21,59
7557	6,33	24,74	3,91	0,86	7,22
8343	11,24	50,26	4,47	0,82	6,68
8352	15,61	473,95	30,36	1,27	18,80
8353	17,75	818,01	46,09	1,37	23,20
8354	17,30	876,00	50,62	1,39	24,69
8355	17,84	709,77	39,79	1,33	21,25
7133	14,29	41,45	2,90	0,69	4,84
7134	13,78	21,34	1,55	0,53	3,38
7135	12,09	21,34	1,76	0,58	3,79
7142	5,58	1,83	0,33	0,24	1,74
7189	8,37	9,75	1,17	0,52	3,28
7458	17,76	53,65	3,02	0,67	4,67
7471	21,05	112,78	5,36	0,80	6,24
7473	14,46	26,82	1,86	0,57	3,71
7475	16,15	37,80	2,34	0,62	4,13
7487	18,43	99,98	5,42	0,81	6,52
7636	9,47	7,92	0,84	0,42	2,61
7117	6,51	0,52	0,08	-0,14	0,73
7121	5,83	0,52	0,09	-0,10	0,80
7123	8,57	1,04	0,12	-0,06	0,87
7141	11,91	5,75	0,48	0,25	1,77
7182	4,97	0,52	0,11	-0,04	0,92
7185	5,83	0,52	0,09	-0,10	0,80
7187	6,77	0,52	0,08	-0,15	0,71
7188	5,23	0,52	0,10	-0,05	0,88
7448	9,34	1,25	0,13	-0,05	0,89
7450	11,74	2,56	0,22	0,05	1,12
7452	15,94	15,15	0,95	0,39	2,44
7453	5,40	0,36	0,07	-0,16	0,69
7457	16,03	18,29	1,14	0,43	2,71
7460	14,14	9,40	0,67	0,31	2,04
7476	16,11	12,02	0,75	0,32	2,11
7486	17,48	17,76	1,02	0,39	2,47
7489	19,37	49,11	2,54	0,61	4,12
7490	11,40	2,61	0,23	0,06	1,16
7559	14,31	7,84	0,55	0,26	1,82
7594	8,48	1,10	0,13	-0,05	0,90
7599	11,23	5,22	0,47	0,25	1,77
7625	16,20	16,72	1,03	0,41	2,55
7626	14,14	6,79	0,48	0,23	1,69
7627	15,17	16,20	1,07	0,42	2,65
7628	12,34	6,27	0,51	0,26	1,81
7629	13,80	6,27	0,45	0,22	1,64
8341	6,26	0,34	0,05	-0,23	0,59
8342	9,34	1,78	0,19	0,04	1,10
8349	11,40	2,09	0,18	0,01	1,02
8351	11,40	2,04	0,18	0,00	1,00
8357	12,51	1,99	0,16	-0,04	0,91
7116	10,88	0,52	0,05	-0,33	0,47
7118	12,43	1,04	0,08	-0,20	0,63
7119	18,94	1,04	0,06	-0,36	0,44
7120	13,97	0,52	0,04	-0,42	0,38
7122	11,48	0,52	0,05	-0,35	0,45
7181	9,60	0,52	0,05	-0,28	0,52
7186	10,28	0,52	0,05	-0,31	0,49
7456	7,54	0,13	0,02	-0,55	0,28
7483	7,80	0,15	0,02	-0,52	0,30
7582	7,11	0,24	0,03	-0,37	0,43
7583	11,91	1,62	0,14	-0,07	0,84
7595	8,57	0,21	0,02	-0,47	0,34
7597	12,60	0,51	0,04	-0,39	0,41
7598	10,28	0,41	0,04	-0,37	0,42
8340	4,63	0,07	0,02	-0,51	0,31
8357	12,51	1,99	0,16	-0,04	0,91

Tabla 15. Determinación de los parámetros Log R35 y R35.

Los valores correspondientes a R35 mínimo y máximo (teniendo en cuenta todos los datos) son:

<b>MAX R35</b>	<b>32,38</b>
<b>MIN R35</b>	<b>0,28</b>

**Tabla 16. Valores máximos y mínimos de R35**

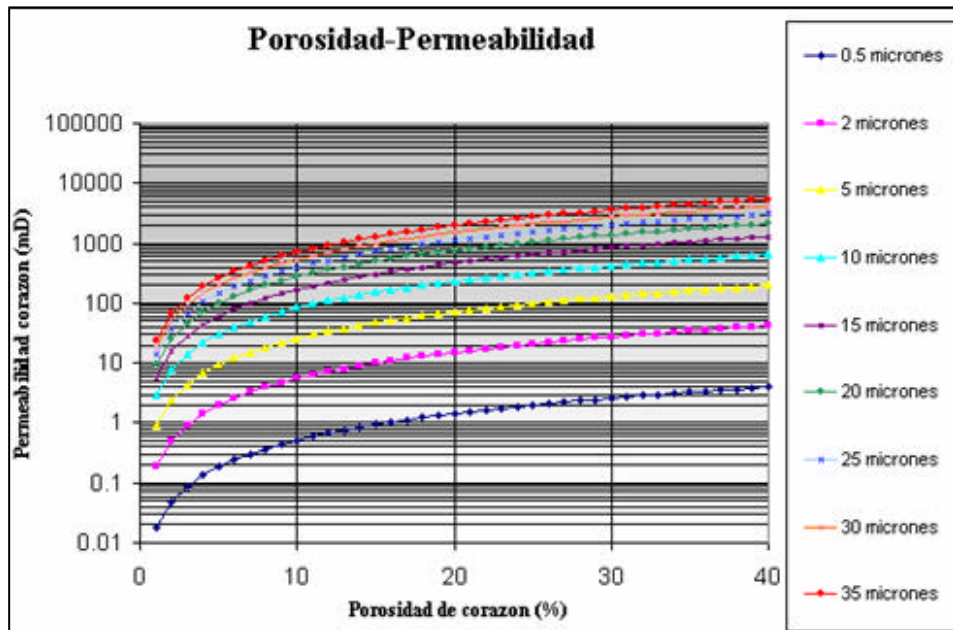
Los valores mostrados en la tabla 16, muestran valores de garganta de poro mínimos de 0.28, indicando que el tipo de roca presenta una restricción en las propiedades que favorecen el flujo de fluidos, caso contrario a las muestras con valores cercanos a 32.38 micrones, que a pesar de no ser gargantas de poro macros; los tipos de roca que se encuentren en este rango poseen buenas propiedades petrofísicas

**Gráfica de Garganta de poro:** Se calculan las respectivas permeabilidades a diferentes valores de R35 y porosidad (tabla 17) de la misma ecuación 15 con el fin de construir las curvas para cada R35 de interés (ver grafica 16).

valores R35					
0,1		0,5		2	
Porosidad	Permeabilidad	Porosidad	Permeabilidad	Porosidad	Permeabilidad
1	0,0011	1	0,0175	1	0,1850
2	0,0031	2	0,0485	2	0,5121
3	0,0057	3	0,0879	3	0,9293
4	0,0087	4	0,1342	4	1,4181
5	0,0121	5	0,1863	5	1,9684
6	0,0158	6	0,2435	6	2,5731
7	0,0198	7	0,3054	7	3,2273
8	0,0241	8	0,3717	8	3,9269
9	0,0286	9	0,4419	9	4,6689
10	0,0334	10	0,5159	10	5,4506
11	0,0384	11	0,5934	11	6,2700
12	0,0437	12	0,6743	12	7,1251
13	0,0491	13	0,7585	13	8,0144
14	0,0548	14	0,8458	14	8,9364
15	0,0606	15	0,9360	15	9,8899

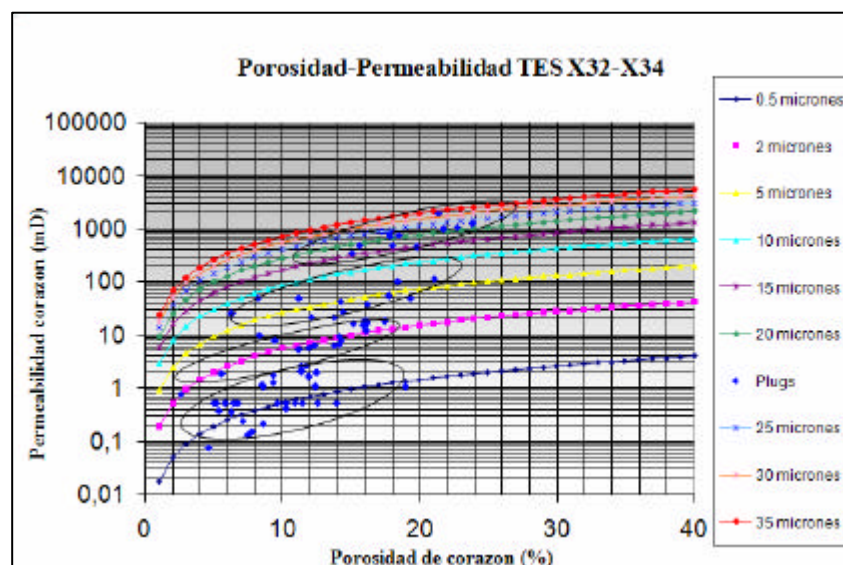
**Tabla 17. Permeabilidades a diferentes valores de R35 y porosidad**

En la tabla 17, se muestra un rango de algunos valores de R35 (0.1 a 2) y de porosidad. Despejando permeabilidad de la ecuación 15, y reemplazando los respectivos valores de R35 y porosidad, se obtienen los valores mostrados. Con estos valores de permeabilidad y porosidad, se construye una grafica donde las curvas representan los tamaños de gargantas de poro. (Gráfica 16).



**Gráfica 16. Relación porosidad - Permeabilidad de corazón donde se muestran las gargantas de poro.**

Posteriormente en la misma gráfica, se incluyen los valores originales de porosidad y permeabilidad corregidos por presión de confinamiento como se observa en la gráfica 17, ya que con estos se clasificarán los tipos de roca. Se clasificaron 4 tipos de roca, teniendo en cuenta la distribución de los datos en las curvas que representan las gargantas de poro.

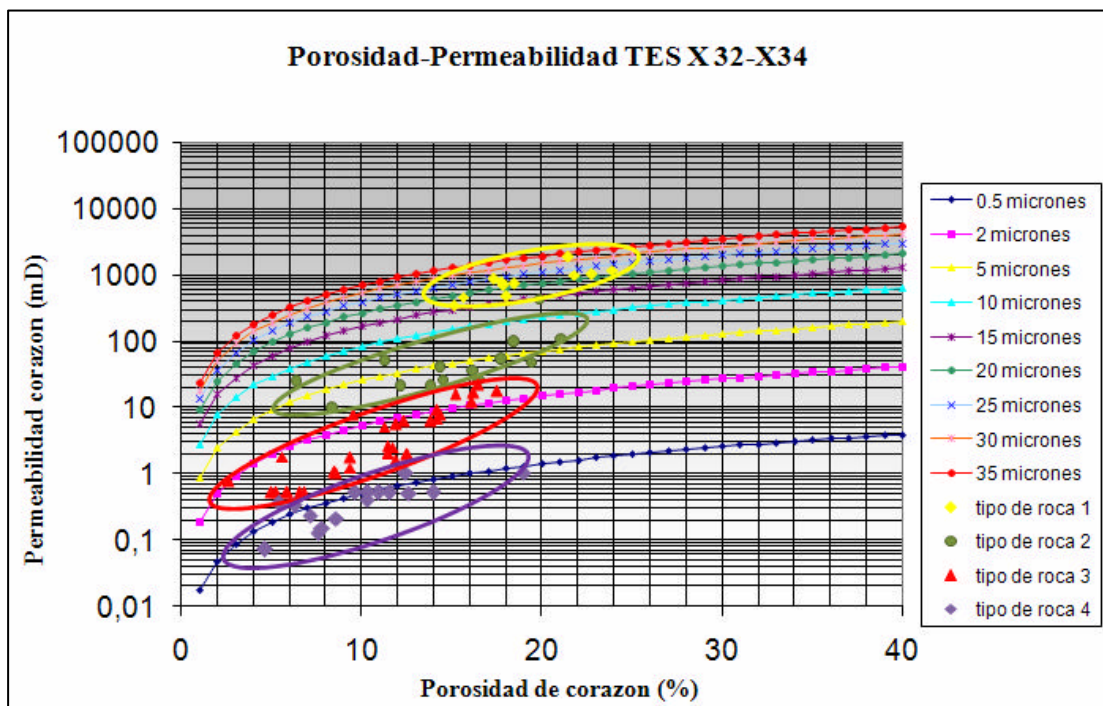


**Gráfica 17. Clasificación de los tipos de roca.**

**Clasificación de tipo de roca:** Los cut-offs seleccionados para la clasificación del tipo de roca teniendo en cuenta la grafica 17 son:

R35	R35
min	max
cutoff	cutoff
16	35.00
3	16.00
0.7	3.00
0.28	0.70

Tabla 18. Cut-off del parámetro R35 para los 4 tipos de roca.



Gráfica 18. Clasificación de los tipos de roca teniendo en cuenta los cutoffs.

La grafica 18, muestra la ubicación de los tipos de roca y los valores que fueron clasificados en cada uno de ellas correspondientes a sus respectivas gargantas de poro.

**Tipo de roca 1:** Los cut-off de R35 mayores de 16, son clasificados en este tipo de roca, los cuales representan los segmentos de roca con mejores propiedades petrofísicas que favorecen el flujo de fluidos en el yacimiento.

**Tipo de roca de 2:** El rango seleccionado de valores de R35 está entre 3 y 16. En este tipo de roca las propiedades van disminuyendo sin perder sus buenas características petrofísicas.

**Tipo de roca de 3:** El rango seleccionado de valores de R35 está entre 0.7 a 3 y donde sus propiedades petrofísicas son deficientes.

**Tipo de roca de 4:** El rango seleccionado de valores de R35 son todos aquellos valores menores de 0.7, lo cuál indica que no se favorece el flujo de fluidos en el yacimiento, haciendo que este tipo de roca presente malas propiedades petrofísicas.

La tabla 19, muestra la clasificación de los tipos de roca teniendo en cuenta los puntos de corte y sus parámetros de R35, donde los valores de R35 mayores 16, pertenecen a un buen tipo de roca.

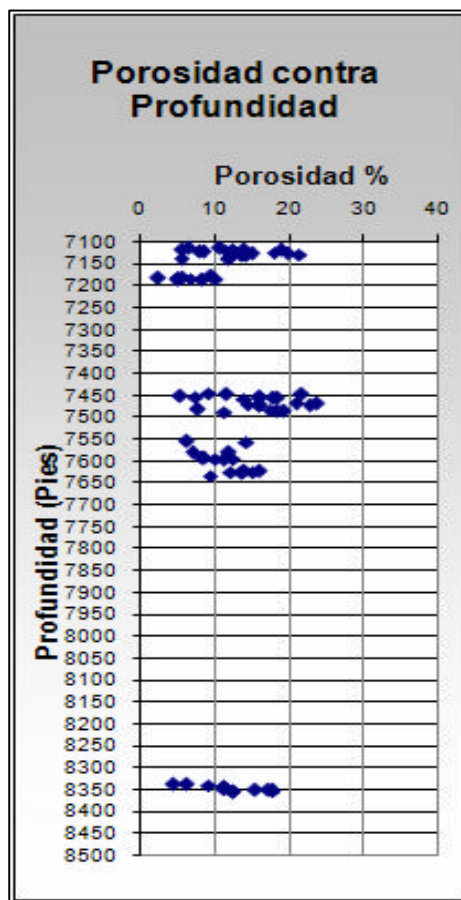
Prof	Porosidad	Ka	k/phi	Winland	RT
Pies	%	MD	relación	Log R35	
7125	8,21	50,26	6,12	0,94	2
7127	18,02	487,10	27,03	1,23	1
7128	19,80	447,67	22,61	1,17	2
7129	15,07	348,70	23,13	1,21	1
7130	21,41	1899,68	88,74	1,51	1
7184	2,59	0,77	0,30	0,31	3
7449	21,76	1010,53	46,43	1,34	1
7459	18,46	750,75	40,66	1,33	1
7472	23,90	1207,69	50,52	1,35	1
7474	22,74	1042,23	45,82	1,33	1
7557	6,33	24,74	3,91	0,86	2
8343	11,24	50,26	4,47	0,82	2
8352	15,61	473,95	30,36	1,27	1
8353	17,75	818,01	46,09	1,37	1
8354	17,30	876,00	50,62	1,39	1
8355	17,84	709,77	39,79	1,33	1
7133	14,29	41,45	2,90	0,69	2
7134	13,78	21,34	1,55	0,53	2
7135	12,09	21,34	1,76	0,58	2
7142	5,58	1,83	0,33	0,24	3
7189	8,37	9,75	1,17	0,52	2
7458	17,76	53,65	3,02	0,67	2
7471	21,05	112,78	5,36	0,80	2
7473	14,46	26,82	1,86	0,57	2
7475	16,15	37,80	2,34	0,62	2
7487	18,43	99,98	5,42	0,81	2
7636	9,47	7,92	0,84	0,42	3
7117	6,51	0,52	0,08	-0,14	3
7121	5,83	0,52	0,09	-0,10	3
7123	8,57	1,04	0,12	-0,06	3
7141	11,91	5,75	0,48	0,25	3
7182	4,97	0,52	0,11	-0,04	3
7185	5,83	0,52	0,09	-0,10	3
7187	6,77	0,52	0,08	-0,15	3
7188	5,23	0,52	0,10	-0,05	3
7448	9,34	1,25	0,13	-0,05	3
7450	11,74	2,56	0,22	0,05	3
7452	15,94	15,15	0,95	0,39	3
7453	5,40	0,36	0,07	-0,16	4
7457	16,03	18,29	1,14	0,43	3
7460	14,14	9,40	0,67	0,31	3
7476	16,11	12,02	0,75	0,32	3
7486	17,48	17,76	1,02	0,39	3
7489	19,37	49,11	2,54	0,61	2
7490	11,40	2,61	0,23	0,06	3
7559	14,31	7,84	0,55	0,26	3
7594	8,48	1,10	0,13	-0,05	3
7599	11,23	5,22	0,47	0,25	3
7625	16,20	16,72	1,03	0,41	3
7626	14,14	6,79	0,48	0,23	3
7627	15,17	16,20	1,07	0,42	3
7628	12,34	6,27	0,51	0,26	3
7629	13,80	6,27	0,45	0,22	3
8341	6,26	0,34	0,05	-0,23	4
8342	9,34	1,78	0,19	0,04	3
8349	11,40	2,09	0,18	0,01	3
8351	11,40	2,04	0,18	0,00	3
8357	12,51	1,99	0,16	-0,04	3
7116	10,88	0,52	0,05	-0,33	4
7118	12,43	1,04	0,08	-0,20	4
7119	18,94	1,04	0,06	-0,36	4
7120	13,97	0,52	0,04	-0,42	4
7122	11,48	0,52	0,05	-0,35	4
7181	9,60	0,52	0,05	-0,28	4
7186	10,28	0,52	0,05	-0,31	4
7456	7,54	0,13	0,02	-0,55	4
7483	7,80	0,15	0,02	-0,52	4
7582	7,11	0,24	0,03	-0,37	4
7583	11,91	1,62	0,14	-0,07	3
7595	8,57	0,21	0,02	-0,47	4
7597	12,60	0,51	0,04	-0,39	4
7598	10,28	0,41	0,04	-0,37	4
8340	4,63	0,07	0,02	-0,51	4
8357	12,51	1,99	0,16	-0,04	3

Tabla 19. Clasificación de los tipos de roca teniendo en cuenta los puntos de corte

**Resultados gráficos:**

**Porosidad contra Profundidad:** La gráfica 16, ilustra la variación de la porosidad con la profundidad; indicando que a mayor profundidad, la porosidad tiende a ser menor posiblemente debido a los esfuerzos netos de sobrecarga que mantiene presionada la formación.

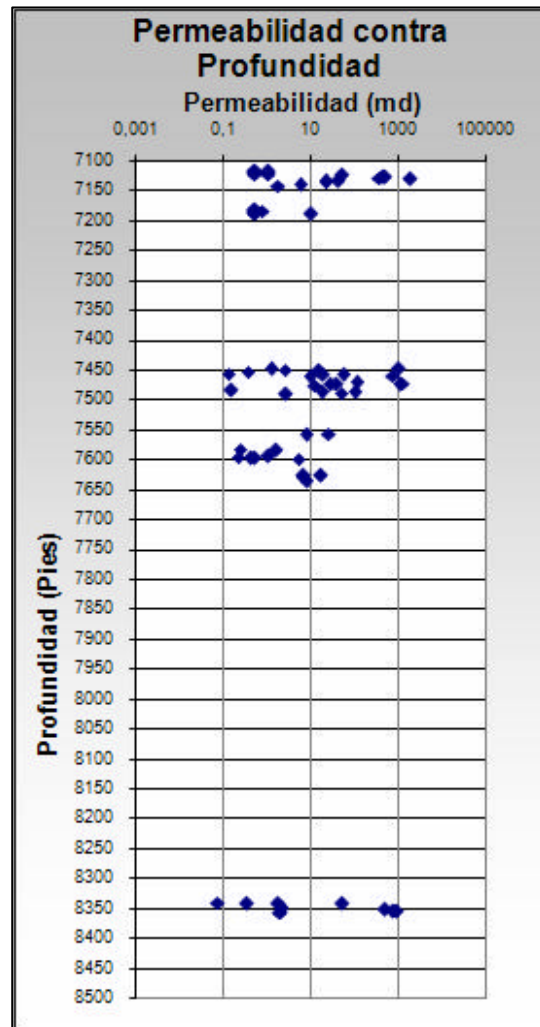
La gráfica 19, deja en evidencia los intervalos que están muestreados o corazonados y/o en su defecto aquellos intervalos donde existe un estudio petrofísico básico.



**Gráfica 19. Distribución de la porosidad con la profundidad.**

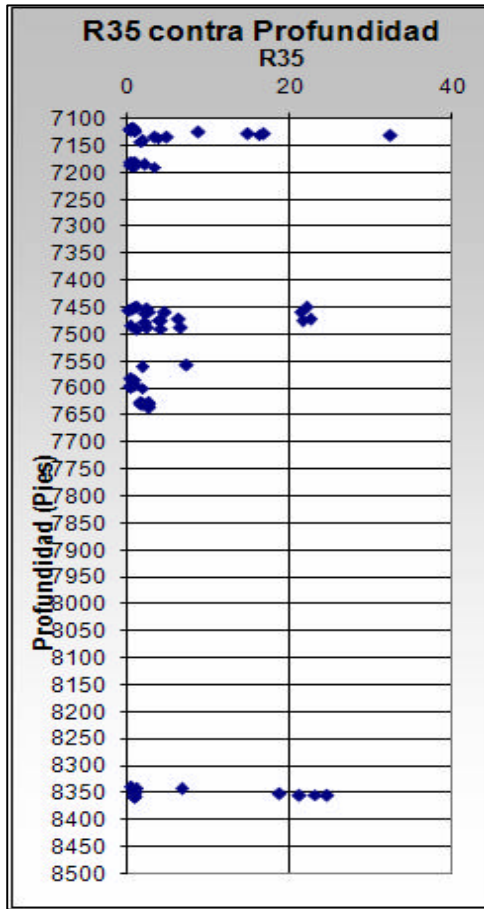
**Permeabilidad contra Profundidad:** La gráfica 20, ilustra la variación de la permeabilidad con la profundidad en una escala semilogarítmica, indicando que en un pequeño intervalo de profundidad, la permeabilidad puede variar en un

rango entre 0.1 hasta 1000 aproximadamente, lo cuál es un indicio de la heterogeneidad que presenta el yacimiento.



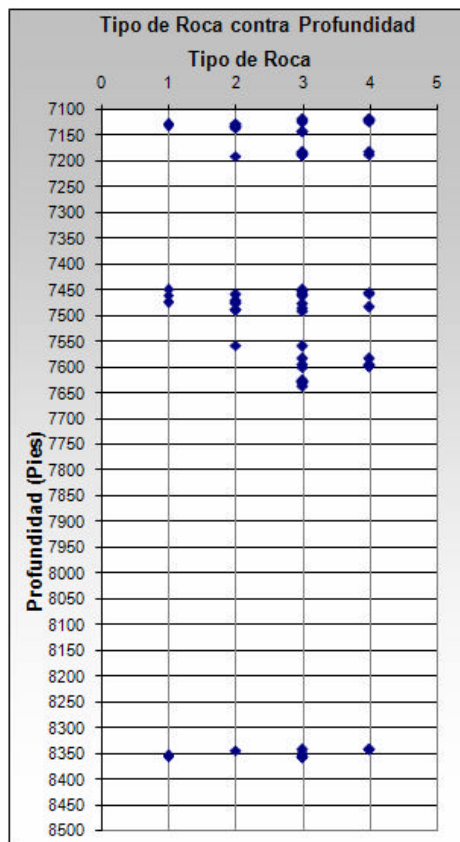
Grafica 20. Distribución de la permeabilidad con la profundidad.

**R35 contra Profundidad:** La gráfica 21, muestra la variación del parámetro R35 (garganta de poro) con la profundidad; indicando que los tamaños de garganta de poro en la zona de campo TES, en su gran mayoría se encuentran en un rango de 0.7 hasta 5 micrones, lo cuál significaría que es una arena sucia o arcillosa, diferente a aquellos rangos de gargantas de poro que varían entre 15 y 35 micrones pertenecientes a una arena limpia.



Grafica 21. Distribución del parámetro R35 con la profundidad.

**Tipo de Roca contra Profundidad:** En la gráfica 22, se observa como en un intervalo de profundidad existen diferentes tipos de roca; evidenciando el tiempo y ambiente de depositación típicos de ambientes fluviales, donde se tienen canales cuyas propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad varían con la distancia (anisotropía).



Grafica 22. Distribución del tipo de roca con la profundidad.

### Análisis de resultados de tipos de roca por presiones capilares:

Los reportes de presiones capilares para el campo Tes, son limitados existiendo información de tes X32. El método utilizado para determinar las presiones capilares es el de plato poroso, empleando el sistema aire- agua; los cuales reportan presiones entre 1 y 35 Psi a una profundidad específica. Se hace la aclaración que las curvas de presión capilar contra saturación de agua representan la homogeneidad del yacimiento si las curvas están más cercanas a los ejes y su forma se asemeja a una "L"; Representando una alta permeabilidad y baja presión de desplazamiento, y heterogeneidad del yacimiento cuando se aleja de los ejes y pierde la forma de "L", lo cual representa rocas de baja permeabilidad y altas presiones de desplazamiento inicial<sup>15</sup>.

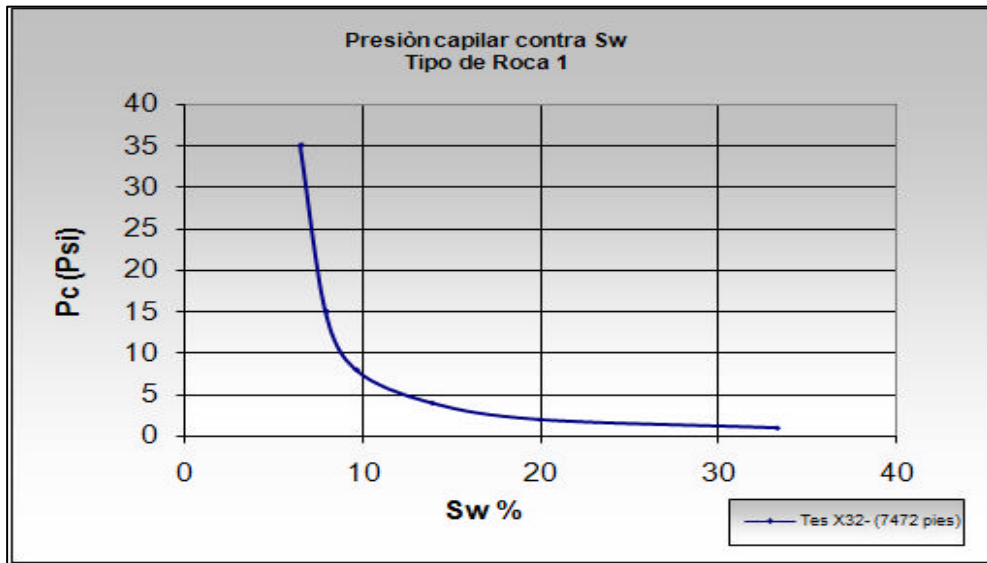
<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer, Universidad del Zulia.pag. 42./1994

Realizando la agrupación por tipos de roca se tiene:

**Tipo de roca1:** En la tabla 20, se muestra la prueba de presión capilar realizada para el pozo Tes X32 a una profundidad de 7472.

TES-X32	Profundidad
TR1	7472
Presion	Sw %
1	33,27
2	19,95
4	13,86
8	9,6
15	7,91
35	6,49

Tabla 20. Prueba de presión capilar para el tipo de roca 1; TesX32



Grafica 23. Presión capilar para el tipo de roca1; Tes X32

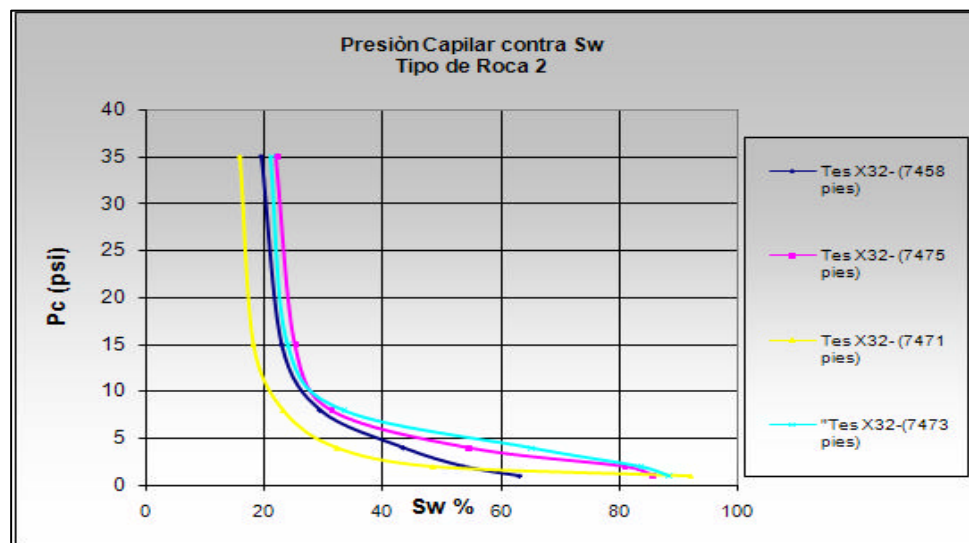
En la grafica 23, se observa como en el tipo de roca 1, la presión capilar corrobora la homogeneidad de sus propiedades petrofísicas, debido a que su curva es típica

para una muestra homogénea donde a valores altos de saturación de agua la presión capilar es baja.

**Tipo de roca2:** En la tabla 21, se muestra la prueba de presión capilar realizada para el pozo Tes X32 a unas profundidades de 7471, 7458,7475 y 7473 pies.

TES-X32	Profundidad	Profundidad	Profundidad	Profundidad
TR2	7471	7458	7475	7473
Presion	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %
1	91,99	63,18	85,9	88,34
2	48,35	53,78	81,09	83,56
4	32,1	43,51	54,49	65,01
8	23	29,46	31,3	33,4
15	17,97	22,97	25,21	23,97
35	15,7	19,57	22,01	21,1

Tabla 21. Prueba de presión capilar para el tipo de roca 2; TesX32



Gráfica 24. Presión capilar para el tipo de roca 2; Tes X32

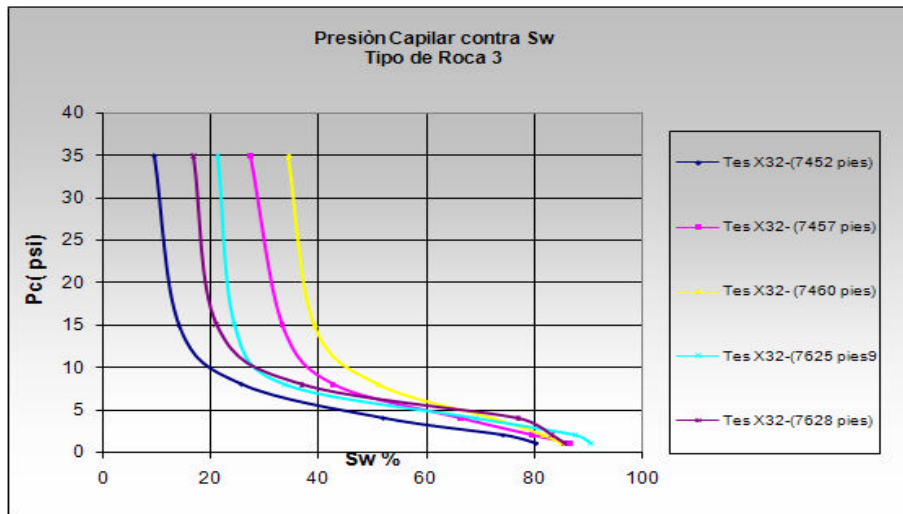
En la grafica 24, se observa como en el tipo de roca 2, las curvas de presión capilar a diferentes profundidades siguen manteniendo la forma de "L", pero alejándose un poco de los ejes, lo cual se infiere que la homogeneidad se mantiene pero en menor grado que en el tipo de roca 1; teniendo también buenas

propiedades petrofísicas como alta permeabilidad y bajas presiones de desplazamiento.

**Tipo de roca 3:** En la tabla 22, se muestran las pruebas de presiones capilares realizadas para el pozo Tes X32 a unas profundidades de 7452, 7457, 7460, 7625 y 7628 pies respectivamente.

TES-X32	Profundidad	Profundidad	Profundidad	Profundidad	Profundidad
TR3	7452	7457	7460	7625	7628
Presion	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %
1	80,48	86,82	85,06	90,61	85,76
2	74,36	79,73	81,65	87,71	83,33
4	52,14	66,39	72,12	69,13	77,08
8	25,78	42,74	51,07	33,57	36,98
15	14,1	33,28	39,26	24,28	21,18
35	9,54	27,36	34,42	21,18	16,84

Tabla 22. Prueba de presión capilar para el tipo de roca 3; TesX32



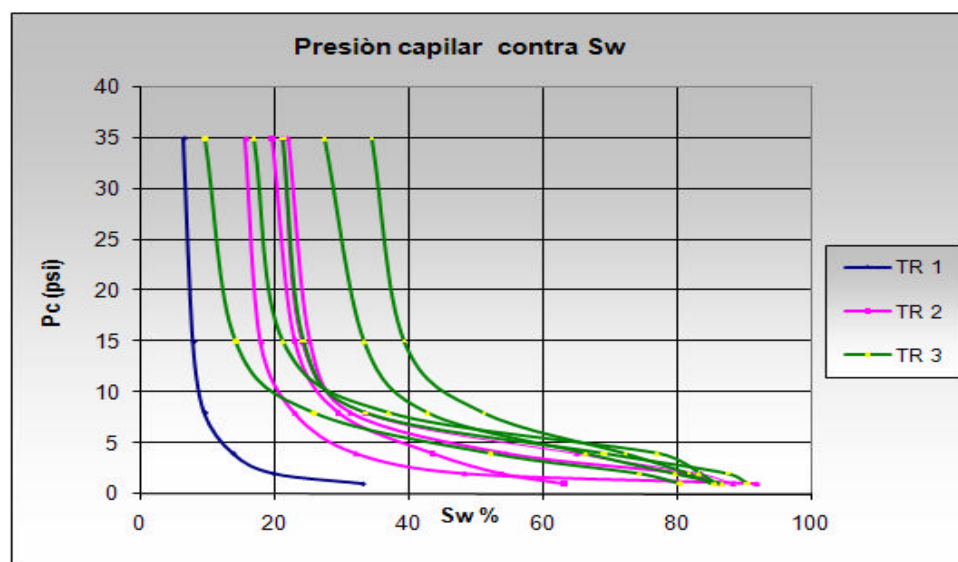
Gráfica 25. Presión capilar para el tipo de roca 3; Tes X32

En la grafica 25, se observa como en el tipo de roca 3, las curvas de presión capilar a diferentes profundidades pierden gradualmente la forma de "L" a excepción de la curva reportada a una profundidad de 7452 pies. La muestra 7452 pies mantiene su forma, indicando que a ésta profundidad las propiedades

petrofísicas son buenas con una porosidad 16.44% y una permeabilidad 22 md; estando en el límite del tipo de roca 2 y tipo de roca 3. Las otras curvas se alejan gradualmente de los ejes; lo cual se infiere que son muestras un poco heterogéneas, evidenciando las deficientes propiedades petrofísicas como bajas permeabilidades y altas presiones de desplazamiento.

**Tipo de roca 4:** Para este tipo de roca no se reportan pruebas depresión capilar.

Realizando la comparación de la información reportada para los tres tipos de roca; la grafica 26 presenta una mejor visión de cómo está distribuida la heterogeneidad del yacimiento; afirmando que el tipo de roca 3 presenta las propiedades petrofísicas más deficientes en el yacimiento comparado con los tipos de roca 1 y 2 que muestran buenas permeabilidades y bajas presiones iniciales. Las muestras del tipo de roca 3 a las profundidades de 7625 pies y 7628 pies, muestran un comportamiento que no se asemejan al tipo de roca al cual pertenecen; indicando su similitud en los valores de saturación de agua con el tipo de roca 2, pero su cambio evidente en las presiones capilares corroboran junto con los valores de porosidad y permeabilidad, que son muestras pertenecientes al tipo de roca 3.



**Grafica 26. Presiones capilares para los tipos de roca 1,2 y 3; Tes X32**

#### **4. CORRELACION DE UNIDADES HIDRAULICAS CON EL TIPO DE ROCA.**

Para la correlación de unidades hidráulicas con el tipo de roca, es necesario tener en cuenta las propiedades primarias de la roca tales como: textura, composición, estructuras sedimentarias y morfología (*ver tabla 1*).

Los análisis mineralógicos, texturales y demás análisis hechos en los pozos del campo para caracterizar cada unidad hidráulica, son de vital importancia para este estudio, entre los cuales se encuentra: sección delgada, volumen y distribución de shale, DRX (difracción de rayos X) y análisis SEM.

##### **a. SECCION DELGADA**

En este análisis se tiene en cuenta la fragmentación de granos, que incluye el contenido de cuarzo mono y policristalino, chert, moscovita, biotita, feldespato, material orgánico entre otros, también se encuentra la matriz deposicional del shale, la cual puede ser laminar o dispersa y a su vez específica la cantidad de cemento de la roca y la porosidad total.

##### **b. VOLUMEN Y DISTRIBUCIÓN DE SHALE**

Este análisis especifica la distribución de shale, el cual puede ser laminar, disperso o estructural. Además proporciona información acerca del volumen total de shale.

##### **c. DRX (DIFRACCIÓN DE RAYOS X)**

Muestra información acerca de la mineralogía de la roca, basados en el estudio del contenido de arcillas, carbonatos, sólidos de perforación y otros minerales como el cuarzo, plagioclasa, anhidrita, pirita y el feldespato.

##### **d. ANÁLISIS SEM**

Los datos son derivados del análisis de energía dispersiva espectral, teniendo en cuenta las composiciones elementales tales como: Sodio, calcio, magnesio, hierro, sílice, aluminio, potasio, azufre, fósforo, titanio, bario y cloro.

#### **4.1 Metodología:**

**4.1.1 Verificación de información:** Se debe realizar la búsqueda de información acerca de análisis mineralógicos que se encuentren disponibles para el campo.

**4.1.2 Correlación tipo de roca con análisis mineralógicos:** Una vez obtenida la información de análisis mineralógicos con los cuáles cuenta el campo, se procede a verificar las profundidades que reportan dichos análisis y se correlacionan luego con el tipo de roca presente a esa profundidad, determinados previamente por método Windland.

**4.1.3 Clasificación de Análisis Mineralógicos con tipo de roca:** Se toman los análisis disponibles que tenga el campo y en una tabla se clasifica la información mineralógica para cada tipo de roca (*ver caso estudio*).

**4.1.4 Descripción del tipo de roca:** Con la información anterior, se hace una pequeña descripción de los aspectos más sobresalientes de cada tipo de roca por cada reporte disponible.

**4.1.5 Correlación de las unidades hidráulicas con el tipo de roca:** Teniendo en cuenta que en una unidad hidráulica pueden existir varios tipos de roca, el siguiente paso es correlacionarlas definiendo que tipo de roca corresponde a cada unidad hidráulica por medio de gráficas, tablas, resultados de presión capilares etc.

#### **4.2 CASO ESTUDIO: Campo TES.**

**Verificación de datos:** Se recibió información acerca de análisis mineralógicos en el Instituto Colombiano de Petróleo como se observa en la tabla 23<sup>16</sup>.

Pozo	Profundidad (ft)	Formación	Thin Section	X-Ray Diffraction	SEM/EDS
Tes000X32	7459	Mugrosa B	X	X	X
Tes000X32	7473	Mugrosa B	X	X	X
Tes000X32	7518	Mugrosa B	X	X	
Tes000X32	7558.5	Mugrosa B	X	X	X
Tes000X32	8342	Mugrosa B	X	X	X
Tes000X32	8347.5	Mugrosa B	X	X	
Tes000X34	7141	Mugrosa B	X	X	X
Tes000X34	7169	Mugrosa B	X	X	
Tes000X34	7187	Mugrosa B	X	X	X
Tes000X34	7487	Mugrosa B	X	X	
Tes000X34	7495	Mugrosa B	X	X	X
Tes000X34	7555.5	Mugrosa B	X	X	X

**Tabla 23. Inventario Análisis Mineralógicos campo Tes.**

Analizando los estudios mineralógicos realizados al campo Tes tales como: sección delgada, volumen y distribución de shale, difracción de rayos X y análisis SEM para 4 tipos de roca, los cuales fueron realizados con el objetivo de medir el impacto sobre la estructura porosa.

Estos estudios se basaron en los parámetros del tamaño de poro, tamaño de poro predominante y las características de ellos.

**Correlación tipo de roca con análisis mineralógicos:** La información de la profundidad con el tipo de roca reportada en los análisis mineralógicos del campo se muestra en la tabla 24.

POZO	PROF	TIPO DE ROCA
TES00x32	7459	1
TES00x32	7473	1
TES00x32	7518	.....
TES00x32	7558,5	2
TES00x32	8342	3
TES00x32	8347,5	3
TES00x34	7141	3
TES00x34	7169	.....
TES00x34	7187	3
TES00x34	7487	2
TES00x34	7495	.....
TES00x34	7555,5	2

**Tabla 24. Correlación de análisis mineralógicos con tipo de roca**

<sup>16</sup> Informe Petrográficas Lisama-ICP, DAVID K. DAVIES & ASSOCIATES, INC.1994

Los datos que se encuentran con el símbolo “.....”, hacen referencia a que a esta profundidad no existe un valor correspondiente a un tipo de roca y los valores más cercanos a ellos están a una diferencia de 8 ft a 13 ft, lo cuál es un intervalo bastante grande ya que se podría estar incluyendo otro tipo de roca que no pertenece a esta.

En la tabla 24, se observa únicamente tres tipos de roca aún cuando se definieron 4, esto se debe a que en los análisis mineralógicos disponibles para el campo, no reportan profundidades correspondientes al tipo de roca 4; La caracterización mineralógica de las muestras de tipo de roca 4, permite inferir que este tipo de roca presenta propiedades mas deficientes que las muestras de los otros tipos de roca.

#### **Clasificación de Análisis Mineralógicos con tipo de roca:**

Teniendo definidos los tipos de roca y estudios mineralógicos correspondientes a ellos, se procede luego a clasificarlos de la siguiente forma.

#### **TIPO DE ROCA 1.**

Se tomaron las profundidades correspondientes a 7459 ft y 7473ft para este tipo de roca (*ver tabla 24*), y así clasificar la información.

Los análisis mineralógicos disponibles son:

- **SECCION DELGADA**

La tabla 25<sup>17</sup> , muestra información particularizada acerca de la mineralogía del campo.

---

<sup>17</sup> *Informe petrograficos Lisama-ICP; DAVID K. DAVIES & ASSOCIATES, INC.1994*

THIN SECTION POINT COUNT ANALYSIS		
WELL	TESOX32	TESOX32
DEPTH (ft)	7459	7473
SAMPLE N° D3361	001	002
GRAIN SIZE (mm)	0,31	0,29
OVERALL SORTING	MS	MWS
FRAMEWORK GRAINS		
MONOCRYSTALLINE QUARTZ	38	36
POLYCRYSTALLINE QUARTZ	15	12
CHERT*	4	6
MUSCOVITE	-	-
BIOTITE	-	-
K-FELDSPAR	-	TR
PLAG FELDSPAR	1	TR
GLASS/TUFF IRF	-	-
FELSIC IRF	1	1
PLUTONIC IRF	-	-
QUARTZITE MRF	5	5
GNEISS MRF	-	-
SCHIST MRF	8	6
PHYLLITE MRF	-	-
SAND/SILT SRF	2	6
SHALE SRF	-	2
LIMESTONE SRF	-	-
FOSSIL FRAGMENTS	-	-
GLAUCONITE	-	-
ORGANIC MATERIAL	-	-
ACCESSORY MINERALS**	TR	TR

Tabla 25. Análisis mineralógico sección delgada, tipo de roca 1

Los valores mostrados en la tabla 25, también reportan arcillas infiltradas, de origen volcánico.

- **VOLUMEN Y DISTRIBUCION DE SHALE**

La tabla 26 muestra las características del Shale donde “\*”, hace referencia al volumen total del Shale desde el análisis de sección delgada.

SAMPLE N° D3361	WELL	DEPTH (ft)	LAMINAR SHALE	STRUCTURAL SHALE	DISPERSED SHALE	VSHALE*
001	TESOX32	7459	0	0	3	3
002	TESOX32	7473	0	2	5	7

Tabla 26. Análisis mineralógico volumen y distribución de shale, tipo de roca 1

- **DRX (Difracción de Rayos X).**

“\*\*”, hace referencia a que la illita-esméctica tiene un 60% de capas expandibles, como se evidencia en la tabla 27<sup>18</sup>.

X-RAY DIFFRACTION MINERALOGY		
WELL	TESOIX32	TESO X32
DEPTH (ft)	7459	7473
SAMPLE Nº D3361	001	002
CLAYS		
SMECTITE	-	-
ILLITE-SMECTITE	1*	1
ILLITE	1	1
KADUNITE	2	4
CHLORITE	-	-
OTHERS	-	-
CARBONATES		
ANKERITE	-	-
CALCITE	-	6
DOLOMITE	-	-
SIDERITE	-	-
OTHERS	-	-
OTHER MINERALS		
QUARTZ	94	84
K-FELDSPAR	2	-
PLAGIOCLASE	-	-
PYRITE	-	4
ANHYDRITE	-	-
GOETHITE	-	-
TOTALS		
TOTAL CLAYS	4	6
TOTAL CARBONATES	0	6
TOTAL OTHER MINERALS	96	88
TOTAL DRILL SOLIDS	0	0
TOTAL PERCENTAGES	100	100

Tabla 27. Análisis mineralógico difracción de rayos x; tipo de roca 1

- **ANALISIS SEM**

La tabla 28 presenta un análisis composicional derivado del análisis de energía dispersiva espectral.

ELEMENTAL COMPOSITION (WEIGHT PERCENT)		
WELL	Tes000X32	Tes000X32
DEPTH (ft)	7459	7473
SAMPLE Nº D3361	001	002
SODIUM		
MAGNESIUM	-	-
ALUMINIUM	8.55	12.7
SILICA	71.8	58.1
POTASSIUM	1.44	3.87
CALCIUM	1.34	12.2
IRON	3.21	6.99
SULFUR	13.6	6.22
PHOSPHORUS	-	-
CHLORINE	-	-
TITANIUM	-	-
BARIIUM	-	-

Tabla 28. Análisis mineralógico SEM, tipo de roca 1

<sup>18</sup> Informe petrograficos Lisama-ICP; DAVID K. DAVIES & ASSOCIATES, INC1994

## TIPO DE ROCA 2.

Se tomaron las profundidades correspondientes a 7558.5 ft y 7487ft para este tipo de roca (*ver tabla 24*), y así clasificar la información disponible.

Los análisis mineralógicos disponibles son:

- **SECCION DELGADA**

La tabla 29<sup>19</sup>, muestra información particularizada acerca de la mineralogía del campo.

THIN SECTION POINT COUNT ANALYSIS		
WELL	Tes000X32	Tes000X33
DEPTH (ft)	7558,5	7487
SAMPLE N° D3361	004	010
GRAIN SIZE (mm)	0,26	0,04
OVERALL SORTING	MWS	PS
<b>FRAMEWORK GRAINS</b>		
MONOCRYSTALLINE QUARTZ	39	38
POLYCRYSTALLINE QUARTZ	9	4
CHERT*	8	5
MUSCOVITE	-	1
BIOTITE	-	-
K-FELDSPAR	-	1
PLAG FELDSPAR	1	1
GLASS/TUFF IRF	-	-
FELSIC IRF	1	3
PLUTONIC IRF	-	-
QUARTZITE MRF	5	-
GNEISS MRF	-	-
SCHIST MRF	4	-
PHYLLITE MRF	1	-
SAND/SILT SRF	-	-
SHALE SRF	1	-
LIMESTONE SRF	-	-
FOSSIL FRAGMENTS	-	-
GLAUCONITE	-	-
ORGANIC MATERIAL	-	1
ACCESSORY MINERALS**	TR	TR
<b>DEPOSITIONAL SHALE MATRIX</b>		
LAMINER	-	-
DISPERSED	2***	37
<b>CEMENTS</b>		
PORE-LINING CLAY	TR	-
KAOLINITE	1	-
PORE-FILL CLAY	-	-
QUARTZ OVERGROWTHS	2	-
GOETHITE	-	3

Tabla 29. Análisis mineralógico sección delgada, tipo de roca 2

Los valores mostrados en la tabla 29 con el símbolo “\*\*\*”, hacen referencia a que es una arcilla infiltrada. Aquellos con símbolo\*\*”, significa que la roca es probablemente de origen volcánico.

<sup>19</sup> Informe petrograficos Lisama-ICP; DAVID K. DAVIES & ASSOCIATES, INC1994

- **VOLUMEN Y DISTRIBUCION DE SHALE**

La tabla 30<sup>20</sup> muestra las características del Shale donde “\*\*”, hace referencia al volumen total del Shale desde el análisis de sección delgada.

SAMPLE N° D3361	WELL	DEPTH (ft)	LAMINAR SHALE	STRUCTURAL SHALE	DISPERSED SHALE	VSHALE*
004	TES00X32	7558,5	0	1	3	4
010	TES00X34	7487	0	0	37	37

Tabla 30. Análisis mineralógico volumen y distribución de shale, tipo de roca 2

- **DRX (Difracción de Rayos X).**

“\*\*”, hace referencia a que la illita-smectítica tiene un 60% de capas expandibles, como se evidencia en la tabla 31.

X-RAY DIFFRACTION MINERALOGY		
WELL	TES00X32	TES00X32
DEPTH (ft)	7459	7473
SAMPLE N° D3361	001	002
<b>CLAYS</b>		
SMECTITE	-	-
ILLITE-SMECTITE	1*	1
ILLITE	1	1
KAOLINITE	2	4
CHLORITE	-	-
OTHERS	-	-
<b>CARBONATES</b>		
ANKERITE	-	-
CALCITE	-	6
DOLOMITE	-	-
SIDERITE	-	-
OTHERS	-	-
<b>OTHER MINERALS</b>		
QUARTZ	94	84
K-FELDSPAR	2	-
PLAGIOCLASE	-	-
PYRITE	-	4
ANHYDRITE	-	-
GOETHITE	-	-
<b>DRILL SOLIDS</b>		
BENTONITE	-	-
HALITE	-	-
BARITE	-	-
<b>TOTALS</b>		
TOTAL CLAYS	4	6
TOTAL CARBONATES	0	6
TOTAL OTHER MINERALS	96	88
TOTAL DRILL SOLIDS	0	0
<b>TOTAL PERCENTAGES</b>	100	100

Tabla 31. Análisis mineralógico difracción de rayos x, tipo de roca 2

<sup>20</sup> Informe petrograficos Lisama-ICP; DAVID K. DAVIES & ASSOCIATES, INC1994

- **ANALISIS SEM**

La tabla 32<sup>21</sup> es un análisis composicional derivado del análisis de energía dispersiva espectral a las profundidades de 7558.5 ft y 7555.5 ft.

<b>ELEMENTAL COMPOSITION (WEIGHT PERCENT)</b>		
WELL	TES00X32	TES00X34
DEPTH (ft)	7558,5	7555,5
SAMPLE N° D3361	004	012
<b>SODIUM</b>		
	3,96	-
<b>MAGNESIUM</b>		
	1,94	-
<b>ALUMINIUM</b>		
	3,24	9,31
<b>SILICA</b>		
	36,8	61,4
<b>POTASSIUM</b>		
	-	3,49
<b>CALCIUM</b>		
	27,2	9,77
<b>IRON</b>		
	-	4,08
<b>SULFUR</b>		
	27	11,9
<b>PHOSPHORUS</b>		
	-	-
<b>CHLORINE</b>		
	-	-
<b>TITANIUM</b>		
	-	-
<b>BIARIUM</b>		
	-	-

**Tabla 32, Análisis mineralógico SEM, tipo de roca 2**

La tabla 32 muestra información a una profundidad de 7555.5 ft ya que para 7487 ft no se evidenciaron datos en este análisis, lo cuál es bastante válido ya que 7555.5 ft pertenece también al mismo tipo de roca.

### **TIPO DE ROCA 3.**

Se tomaron las profundidades correspondientes a 8342 ft y 8347.5 ft para este tipo de roca (*ver tabla 21*), y así clasificar la información.

Los análisis mineralógicos disponibles fueron:

- **SECCION DELGADA**

<sup>21</sup> Informe petrograficos Lisama-ICP; DAVID K. DAVIES & ASSOCIATES, INC1994

La tabla 33<sup>22</sup>, muestra información particularizada acerca de la mineralogía del campo.

<b>THIN SECTION POINT COUNT ANALYSIS</b>		
WELL	TES00X32	TES00X32
DEPTH (ft)	8342	8347,5
SAMPLE N° D3361	005	006
GRAIN SIZE (mm)	0,37	0,01
OVERALL SORTING	MS	PS
<b>FRAMEWORK GRAINS</b>		
MONOCRYSTALLINE QUARTZ	49	22
POLYCRYSTALLINE QUARTZ	13	1
CHERT*	5	2
MUSCOVITE	-	3
BIOTITE	-	-
K-FELDSPAR	TR	2
PLAG FELDSPAR	-	-
GLASS/TUFF IRF	-	-
FELSIC IRF	-	-
PLUTONIC IRF	-	-
QUARTZITE MRF	10	-
GNEISS MRF	-	-
SCHIST MRF	4	-
PHYLLITE MRF	-	-
SAND/SILT SRF	2	-
SHALE SRF	3	-
LIMESTONE SRF	-	-
FOSSIL FRAGMENTS	-	-
GLAUCONITE	-	-
ORGANIC MATERIAL	-	2
ACCESSORY MINERALS**	TR	-
<b>DEPOSITIONAL SHALE MATRIX</b>		
LAMINER	-	-
DISPERSED	3***	62
<b>CEMENTS</b>		
PORE-LINING CLAY	-	-
KAOLINITE	2	-
PORE-FILL CLAY	-	-
QUARTZ OVERGROWTHS	2	-
GOETHITE	-	2
CALCITE	-	-
DOLOMITE	-	-
SIDERITE	-	TR
PYRITE	TR	-
BARITE	TR	-
BITUMEN	-	-
ANHYDRITE	-	-
<b>POROSITY</b>		
TOTAL POROSITY	7	4

Tabla 33. Análisis mineralógico sección delgada; tipo de roca 3

<sup>22</sup> Informe petrograficos Lisama-ICP; DAVID K. DAVIES & ASSOCIATES, INC1994

Los valores mostrados en la tabla 33 con el símbolo “\*\*\*\*”, hacen referencia a que es una arcilla infiltrada. Aquellos con símbolo “\*”, significan que la roca es probablemente de origen volcánico.

- **VOLUMEN Y DISTRIBUCION DE SHALE**

La tabla 34<sup>23</sup> muestra las características del Shale donde “\*”, hace referencia al volumen total del Shale desde el análisis de sección delgada.

SAMPLE N° D3361	WELL	DEPTH (ft)	LAMINAR SHALE	STRUCTURAL SHALE	DISPERSED SHALE	VSHALE*
005	TES000 2	8342	0	3	5	8
006	TES000 2	8347,5	0	0	62	62

Tabla 34. Análisis mineralógico volumen y distribución de shale, tipo de roca 3

- **DRX (Difracción de Rayos X).**

En el estudio hace referencia a que la illita-smectica tiene un 60% de capas expandibles, como se evidencia en la tabla 35.

X-RAY DIFFRACTION MINERALOGY		
WELL	TES00X32	TES00X32
DEPTH (ft)	8342	8347,5
SAMPLE N° D3361	005	006
<b>CLAYS</b>		
SMECTITE	-	-
ILLITE-SMECTITE	1	8
ILLITE	2	12
KAOLINITE	4	30
CHLORITE	-	-
OTHERS	-	-
<b>OTHER MINERALS</b>		
QUARTZ	92	48
K-FELDSPAR	1	2
PLAGIOCLASE	-	-
PYRITE	-	-
ANHYDRITE	-	-
GOETHITE	-	TR
<b>TOTALS</b>		
TOTAL CLAYS	7	50
TOTAL CARBONATES	0	0
TOTAL OTHER MINERALS	93	50
TOTAL DRILL SOLIDS	0	0
TOTAL PERCENTAGES	100	100

Tabla 35. Análisis mineralógico difracción de rayos X, tipo de roca 3

<sup>23</sup> petrograficos Lisama-ICP; DAVID K. DAVIES & ASSOCIATES, INC 1994

- **ANÁLISIS SEM**

La tabla 36<sup>24</sup>, es un análisis composicional derivado del análisis de energía dispersiva espectral a las profundidades de 8342 ft y 8347.5 ft para el tipo de roca 3 y 4.

ELEMENTAL COMPOSITION (WEIGHT PERCENT)		
WELL	TES00x32	TES00x32
DEPTH (ft)	8342	8347,5(4)
SAMPLE N° D3361	005	006
SODIUM	1,56	
MAGNESIUM	-	
ALUMINIUM	12,9	
SILICA	72,8	
POTASSIUM	1,65	
CALCIUM	3,34	
IRON	3,55	
SULFUR	4,2	
PHOSPHORUS	-	
CHLORINE	-	
TITANIUM	-	
BARIUM	-	

Tabla 36. Análisis mineralógico SEM; tipo de roca 3

#### 4.2.4 Descripción del tipo de roca:

- **TIPO DE ROCA 1:**

Corresponden a rocas con espacio poral homogéneo y de poca tortuosidad. Son aquellas que presentan mayores valores de porosidad entre un (15.07%-22.74%) y permeabilidad entre (348-1200 md) como se observa en la tabla 34.

<sup>24</sup> Informe petrograficos Lisama-ICP; DAVID K. DAVIES & ASSOCIATES, INC1994

Profundidad	Porosidad	Permeabilidad	Tipo de Roca
7127	18,02	487,10	1
7129	15,07	348,70	1
7130	21,41	1899,68	1
7449	21,76	1010,53	1
7459	18,46	750,75	1
7472	23,90	1207,69	1
7474	22,74	1042,23	1
8352	15,61	473,95	1
8353	17,75	818,01	1
8354	17,30	876,00	1
8355	17,84	709,77	1

Tabla 37. Distribución de la porosidad y permeabilidad tipo de roca 1

La principal característica de este tipo de roca, es su tamaño de garganta de poro que varía entre 16 micrones a 35 micrones, valor de R35 teórico; debido a que fue calculado a partir de ecuaciones basadas en datos experimentales de mercurio determinado previamente por el método propuesto por Windland, lo cual hace que se favorezca el flujo de fluidos; siendo así el mejor tipo de roca caracterizado. El tamaño de grano predominante, es del orden de 0.29 a 0.31 mm aproximadamente, el contenido de cuarzo monocristalino es de 36% a 38%, y policristalino de 12% a 15%.

La matriz deposicional del shale es dispersa con un VShale de 3 a 7 % aproximadamente y cuyo material cementante es cuarzo, calcita y dolomita principalmente.

Los minerales predominantes en la roca en su mayoría, están compuestos de cuarzo entre 80 a 90% y otros como pirita, feldespatos, carbonatos y arcillas en menor proporción.

- **TIPO DE ROCA 2:**

Tiene espacios porales un poco menos uniformes que los del tipo de roca 1, y con una tortuosidad ligeramente mayor que ésta. Presenta valores intermedios de porosidad (8.2%-19.3%) y permeabilidad (10-120md). Los análisis son mostrados en la tabla 38:

Profundidad	Porosidad	Permeabilidad	Tipo de Roca
7125	8,21	50,26	2
7128	19,80	447,67	2
7557	6,33	24,74	2
8343	11,24	50,26	2
7133	14,29	41,45	2
7134	13,78	21,34	2
7135	12,09	21,34	2
7189	8,37	9,75	2
7458	17,76	53,65	2
7471	21,05	112,78	2
7473	14,46	26,82	2
7475	16,15	37,80	2
7487	18,43	99,98	2
7489	19,37	49,11	2

Tabla 38. Distribución de la porosidad y permeabilidad tipo de roca 2

La principal característica de este tipo de roca, es su tamaño de garganta de poro que varía entre 3 a 16 micrones (R35 teórico), lo cual hace que se favorezca en menor grado el flujo de fluidos; siendo así un buen tipo de roca caracterizado. El tamaño de grano predominante es del orden de 0.04 a 0.27 mm aproximadamente. El contenido de cuarzo monocristalino es de 38%, y policristalino entre 4% a 9%, presentando a su vez un porcentaje de Chert entre 5-8%.

La matriz deposicional del shale es dispersa con un VShale de 4 a 37 % aproximadamente y cuyo material cementante es anhidrita principalmente.

Los minerales predominantes en la roca; en su mayoría son cuarzo entre 80 a 90% y otros como piritita, feldespatos, carbonatos y arcillas en menor proporción.

- **TIPO DE ROCA 3:**

Tiene espacios porales heterogéneos y con una tortuosidad mayor que la de los tipos de roca estudiadas anteriormente. Este tipo de roca presenta bajos valores de porosidad entre 2 a 15% y de permeabilidad 0.5 a 17md como se observa en la tabla 39.

Profundidad	Porosidad	Permeabilidad	Tipo de Roca
7184	2,59	0,77	3
7142	5,58	1,83	3
7636	9,47	7,92	3
7117	6,51	0,52	3
7121	5,83	0,52	3
7123	8,57	1,04	3
7141	11,91	5,75	3
7182	4,97	0,52	3
7185	5,83	0,52	3
7187	6,77	0,52	3
7188	5,23	0,52	3
7448	9,34	1,25	3
7450	11,74	2,56	3
7452	16,44	22,00	3
7457	16,03	18,29	3
7460	14,14	9,40	3
7476	16,11	12,02	3
7486	17,48	17,76	3
7490	11,40	2,61	3
7559	14,31	7,84	3
7594	8,48	1,10	3
7599	11,23	5,22	3
7625	16,20	16,72	3
7626	14,14	6,79	3
7627	15,17	16,20	3
7628	12,34	6,27	3
7629	13,80	6,27	3
8342	9,34	1,78	3
8349	11,40	2,09	3
8351	11,40	2,04	3
8357	12,51	1,99	3
7583	11,91	1,62	3
8357	12,51	1,99	3

**Tabla 39. Distribución de la porosidad y permeabilidad tipo de roca 3**

En este tipo de roca, su tamaño de garganta de poro varía entre 0.7 y 3 micrones, lo cuál dificulta el flujo de fluidos; siendo así un tipo de roca con bajas propiedades petrofísicas. El tamaño de grano predominante es del orden de 0.01 a 0.37 mm aproximadamente. El contenido de cuarzo monocristalino varia entre 22 a 49%, y policristalino entre 1% a 13%, presentando a su vez un porcentaje de Chert entre 2-5%, así como feldespatos, moscovita y algo de material orgánico. La matriz deposicional del shale es dispersa, con un VShale de 8 a 62 % aproximadamente y cuyo material cementante es cuarzo principalmente. Los

minerales predominantes en la roca en su mayoría son: cuarzo entre 50 a 90% y arcillas asociadas a esmectitas, illitas y kaolinita.

- **TIPO DE ROCA 4:**

Tiene espacios porales bastante heterogéneos. Este tipo de roca presenta bajos valores de porosidad entre 4-12% y de permeabilidad 0.2 a 0.8 md aproximadamente como se observa en la tabla 40.

Profundidad	Porosidad	Permeabilidad	Tipo de Roca
7453	5,40	0,36	4
8341	6,26	0,34	4
7116	10,88	0,52	4
7118	12,43	1,04	4
7119	18,94	1,04	4
7120	13,97	0,52	4
7122	11,48	0,52	4
7181	9,60	0,52	4
7186	10,28	0,52	4
7456	7,54	0,13	4
7483	7,80	0,15	4
7582	7,11	0,24	4
7595	8,57	0,21	4
7597	12,60	0,51	4
7598	10,28	0,41	4
8340	4,63	0,07	4

**Tabla 40. Distribución de la porosidad y permeabilidad tipo de roca 4**

El tipo de roca 4 se caracteriza por ser una roca con propiedades petrofísicas muy deficientes, la cual la hace un tipo de roca considerada por no tener la capacidad de contribuir al almacenamiento o producción.

Los porcentajes de arcillas son mayores que las del tipo de roca 3, presentando un bajo contenido de cuarzo.

En la tabla 41, se presenta una comparación entre porosidad y permeabilidad mínima y máxima por cada tipo de roca, dejando ver la distribución de las propiedades una manera escalonada, aunque la porosidad no se cumpla esto, las propiedades promedio, máxima y mínima si tiene este requerimiento.

Tipo de Roca	Porosidad		Permeabilidad		Porosidad	Permeabilidad
	Max	Min	Max	Min	Promedia	Promedio
1	23,90	15,07	1899,68	348,70	19,08	874,95
2	21,05	6,33	447,67	9,75	14,38	74,78
3	17,48	2,59	22,00	0,52	11,26	5,54
4	18,94	4,63	1,04	0,07	9,86	0,45

**Tabla 41. Valores máximos y mínimos de la porosidad y permeabilidad para cada tipo de roca.**

### **Correlación de las unidades hidráulicas con el tipo de roca:**

Teniendo definidos y caracterizados los tipos de roca, se procede a hacer la correlación de éstos con las unidades hidráulicas, ya que en una unidad hidráulica pueden existir diferentes tipos de roca como se observa en la gráfica 20.

- **UNIDAD HIDRAULICA 1**

Como se puede observar en la tabla 42, el tipo de roca 1 es el más predominante en esta unidad hidráulica, aunque en ella exista el tipo de roca 2 en menor proporción.

Profundidad	Tipo de Roca	UH
7449	1	1
7459	1	1
7472	1	1
7474	1	1
7557	2	1
8343	2	1
8352	1	1
8353	1	1
8354	1	1
8355	1	1
7125	2	1
7127	1	1
7128	2	1
7129	1	1
7130	1	1
7184	3	1

Tabla 42. Correlación de tipos de roca con la unidad hidráulica 1

- **UNIDAD HIDRAULICA 2**

La tabla 43, muestra como en esta unidad hidráulica, el tipo de roca 2 es predominante casi en un 100% y un pequeño porcentaje del tipo de roca 3.

Profundidad	Tipo de Roca	UH
7458	2	2
7471	2	2
7473	2	2
7475	2	2
7487	2	2
7133	2	2
7134	2	2
7135	2	2
7142	3	2
7189	2	2

Tabla 43. Correlación de tipos de roca con la unidad hidráulica 2

- **UNIDAD HIDRAULICA 3**

El tipo de roca 3 es el más representativo en esta unidad hidráulica, como se muestra en la tabla 44, aunque en ella existan propiedades pertenecientes al tipo de roca 2 y 4.

Profundidad	Tipo de Roca	UH
7448	3	3
7450	3	3
7452	3	3
7453	4	3
7457	2	3
7460	3	3
7476	3	3
7486	3	3
7489	2	3
7490	3	3
7559	3	3
7594	3	3
7599	3	3
7625	3	3
7626	3	3
7627	3	3
7628	3	3
7629	3	3
8341	4	3
8342	3	3
8349	3	3
8351	3	3
7117	3	3
7121	3	3
7123	3	3
7141	3	3
7182	3	3
7185	3	3
7187	3	3
7188	3	3

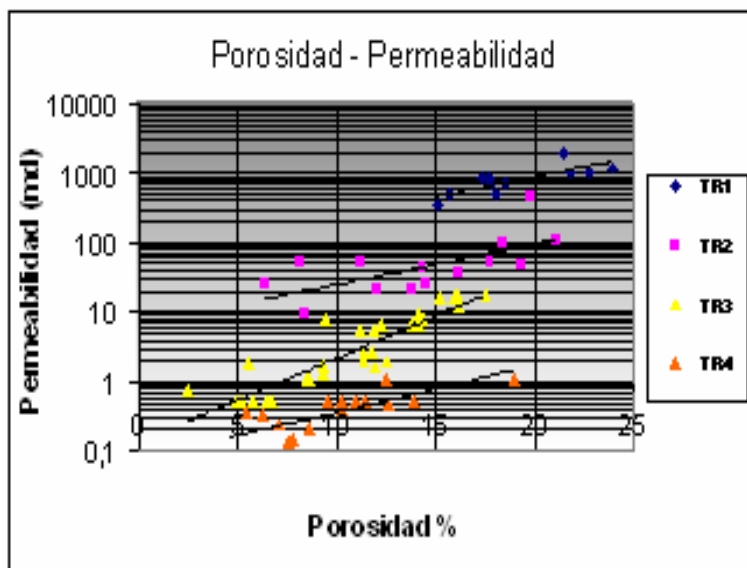
Tabla 44. Correlación de tipos de roca con la unidad hidráulica 3

- **UNIDAD HIDRAULICA 4**

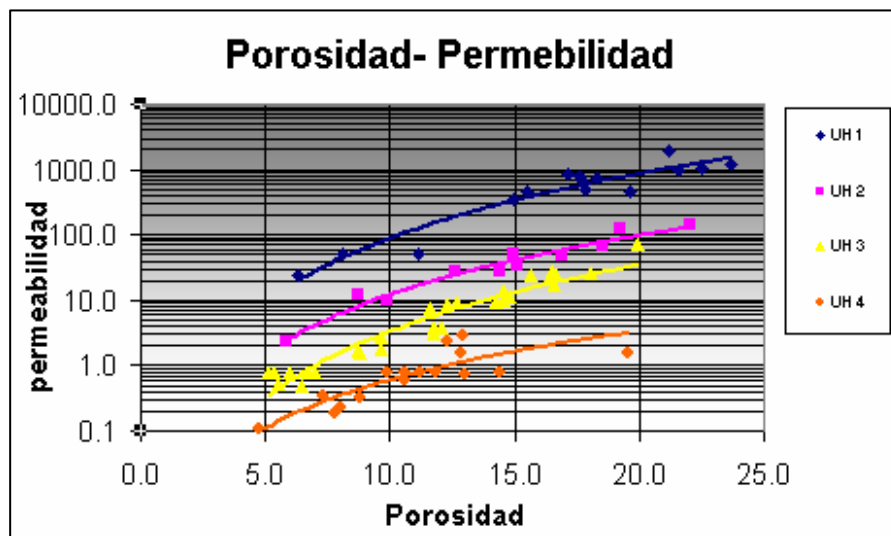
Esta unidad hidráulica por su parte el tipo de roca 4 es predominante, la cual contiene rastros menores del tipo de roca 3.

Profundidad	Tipo de Roca	UH
7483	4	4
7582	4	4
7583	3	4
7595	4	4
7597	4	4
7598	4	4
8340	4	4
8357	3	4
7116	4	4
7118	4	4
7119	4	4
7120	4	4
7122	4	4
7181	4	4
7186	4	4

Tabla 45. Correlación de tipos de roca con la unidad hidráulica 4



Grafica 27. Distribución de la porosidad y permeabilidad para 4 tipos de roca



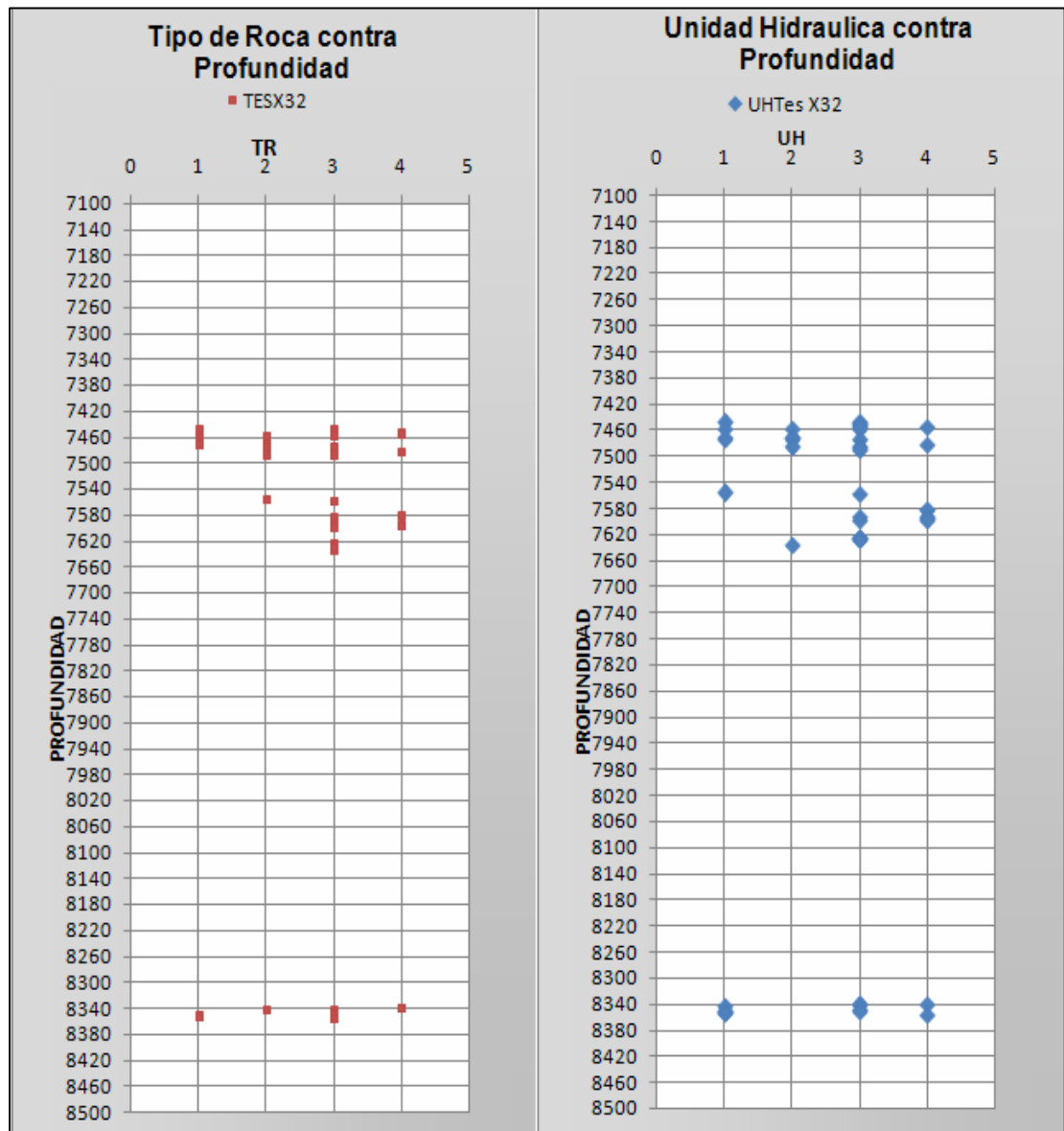
Grafica 28. Distribución de la porosidad y la permeabilidad para 4 unidades hidráulicas.

En la grafica 27, se puede observar la distribución de los tipos de roca y realizando la comparación con la grafica 28, la cual muestra la distribución de de las unidades hidráulicas, se puede concluir que el rango en la distribución de la porosidad y permeabilidad en las unidades hidráulicas es mayor, corroborando una vez mas que en una unidad hidráulica pueden existir mas de un tipo de roca.

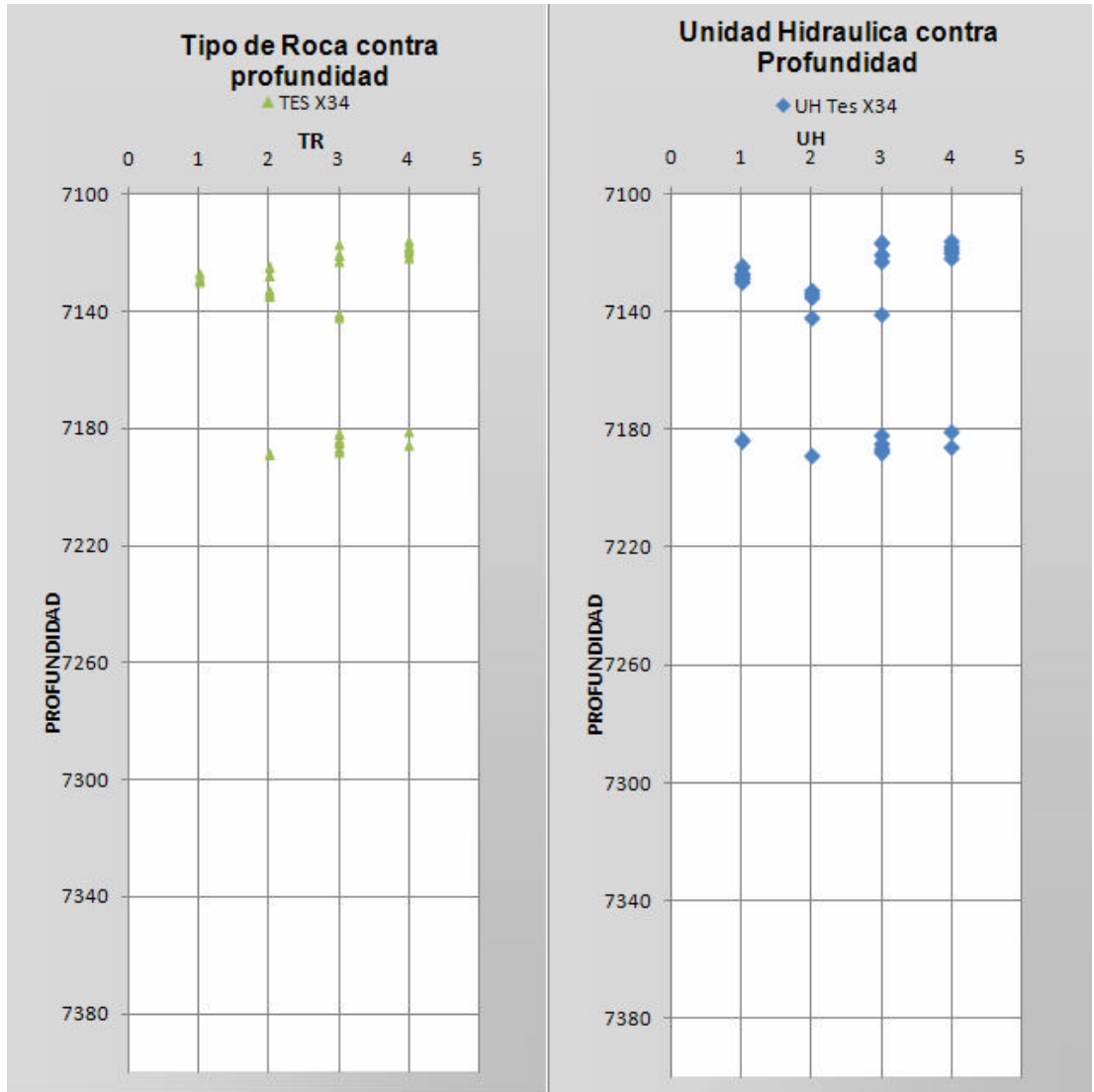
Haciendo el comparativo entre los métodos de unidades hidráulicas y tipos de roca, se infiere que ambos son confiables; debido a que tienen una optima distribución de los puntos que representan las unidades hidráulicas y los tipos de roca respectivamente, corroborando una clara clasificación de cada una de ellas.

**Tipo de Roca-Unidad Hidráulica contra profundidad:** En las gráficas 29 y 30, se observa que no necesariamente en una unidad hidráulica existe un único tipo de roca, aunque generalmente predomine el mismo tipo de roca con la misma unidad hidráulica.

Para efectos de este estudio, casualmente el número de unidades hidráulicas coincide con el número de tipos de roca seleccionados, aclarando que estos pueden variar dependiendo de las propiedades de las formaciones.



Grafica 29. Tipo de roca-unidad hidráulica Contra profundidad Tes X32



**Grafica 30. Tipo de roca-unidad hidráulica Contra profundidad Tes X34**

## 5. PREPARACION DE LOS REGISTROS ELECTRICOS PARA LA EXTRAPOLACION DE LAS UNIDADES HIDRAULICAS.

Para la preparación de los registros eléctricos, es necesario incluir el levantamiento de información de encabezados, edición, y correcciones ambientales necesarias para posteriormente extrapolar las unidades hidráulicas.

### 5.1 Metodología

#### 5.1.1. Levantamiento de información de encabezados:

El levantamiento de encabezados es útil para tener un inventario de los registros y la información más utilizada con los que cuenta cada pozo, de esta forma tener un mayor entendimiento y la información más organizada.

Inicialmente se debe buscar la información de los registros eléctricos disponibles de los pozos del campo en formato “.LAS”, el cual hace referencia a la información original entregada por la compañía que corre el registro.

La información de los encabezados debe contener los registros que tiene cada “.LAS”, como la densidad del lodo, tamaño de la broca, el intervalo de profundidades donde fue corrido el registro, resistividad del lodo (RM), resistividad del filtrado(RMF), resistividad de la costra de lodo(RMC); teniendo en cuenta que cada resistividad esta asociada a una temperatura.

Una vez extraída esta información se debe crear una tabla en EXCEL, donde se reporte que para cada pozo existe una información definida, como la que se muestra en la tabla 46.

POZO	REGISTRO	BASE	TOPE	TAMANO DE BROCA	RMF	TEMP	RM	TEMP	RMC	TEMP	TIPO DE LODO	DENSIDAD
Tes-1												

Tabla 46. Formato de encabezados

### **5.1.2. Análisis de calidad de la información:**

Una vez realizado los encabezados para los pozos, se deben descartar aquellos “.LAS”, que se hayan corrido en hueco entubado (registros CCL), ya que estos no proporcionan información para el estudio a desarrollar.

Se debe realizar un análisis minucioso, seleccionando aquellos registros que se hayan corrido en intervalos grandes en profundidad, ya que algunos solo reportan pequeños intervalos corridos, lo cuál dificulta la edición de los respectivos registros. De igual forma se deben seleccionar los registros que se repitan con frecuencia en todos los pozos.

### **5.1.3. Edición de los Registros Eléctricos.**

Teniendo los registros seleccionados, se procede a realizar la edición respectiva de los mismos con la ayuda del programa GeoGraphix.

PRIZM, es una herramienta fundamental ya que es una aplicación petrofísica de GeoGraphix, diseñada para asistir a los geólogos y petrofísicos en el análisis e interpretación de los datos de registros de pozos. PRIZM ayuda al importe de datos digitales desde numerosas fuentes y proporciona una visión y análisis con los datos integrados a este.

Esta herramienta permite ver, editar y analizar datos de registros de pozos en tres diferentes formatos:

- [Visión](#) del registro
- [Visión](#) en Crossplot
- [Visión](#) de reportes.

Se debe realizar el ingreso de los .LAS a PRIZM revisando que la carga se haya realizado de forma correcta.

Posteriormente realizar de Merge y Splice para unificar los registros de las mismas propiedades que se corrieron a diferentes profundidades.

- Conjunto de curvas **MERGE**: Combina dos o más conjunto de curvas que tienen rangos de profundidad similares pero curvas diferentes.
- Conjunto de curvas **SPLICE** combina dos a más conjunto de curvas que contienen curvas similares pero a diferentes rangos de profundidad<sup>25</sup>.

#### **5.1.4. Correcciones Ambientales.**

Revisar los informes realizados durante los modelos anteriores (si existen), para verificar las clases de correcciones ambientales que se realizaron en cada uno de los registros, esto con el fin de tener una guía durante la elaboración de la correcciones ambientales que se hacen en el proyecto.

Se deben realizar las correcciones ambientales necesarias a los registros. Los aspectos más importantes que se deben tener en cuenta, son las correcciones del registro Gamma Ray especialmente por efectos de geometría del hueco y peso del lodo y la curva de SP por arcillosidad.

La curva GR, inicialmente cargada, se corrige por efectos de hueco utilizando la curva CALI, y se debe nombrar dependiendo al set de registros junto al cual fue corrido (GRCe Corregido excentralizado, GRCc Corregido centralizado) para su posterior utilización y despliegue (*Ver caso estudio*).

Al registro SP se le debe realizar el trazado de la línea base arcilla para la curva del potencial espontáneo la cual es corregida por arcillosidad.

Por ultimo los registros de resistividad se corrigen cuando se tienen disponibles las 3 curvas; somera, media y profunda.

#### **5.1.5. Exportación de Resultados**

Una vez realizada la edición y las correcciones ambientales necesarias a los registros, se procede a exportar los resultados es decir los **“.LAS”** corregidos, ya

---

<sup>25</sup> Manual PRIZM 9.5

que son estos los que se emplearan para la respectiva extrapolación de las unidades hidráulicas a los pozos no corazonados con la ayuda de programa PETROLAB.

## 5.2 CASO ESTUDIO: Campos TES.

### Levantamiento de información de encabezados:

Una vez entregados los “.LAS” del campo TES, el cual consta de 28 pozos se procede a revisar los “.LAS” de cada pozo como se muestra a continuación:

```

~Version Information Block
VERS.          2.00:    CWLS LOG ASCII STANDARD - VERSION 2.000000
WRAP.          NO:    One Line Per Depth Step
#
~Well Information Block
#MNMNEM.UNIT          Data          Information
#-----
STRT.F              2500.00000:    START DEPTH
STOP.F              8400.00000:    STOP DEPTH OR BOTTOM LOG INTERVAL
STEP.F              0.25000:    STEP LENGTH OR LOG DEPTH INCREMENT
NULL.              -999.25000:    NO VALUE
CN.                ECOPETROL:    COMPANY
WELL.              TESORO-1:    WELL
FLD.               TESORO:    FIELD
FL.                :    FIELD LOCATION
PROV.              :    PROVINCE
STAT.              SANTANDER:    STATE
CTRY.              COLOMBIA:    COUNTRY
LCC.               SCHLUMBERGER:    SERVICE COMPANY
DATE.              15-MAY-79:    LOG DATE
WN.                TESORO 1:    WELL_NAME
UWI.               TESO0001:    UNIQUE WELL ID
#
~Curve Information Block
#MNMNEM.UNIT          API CODE          Curve Description
#-----
DEPT.ft            :    Current Depth
GR .gAPI           35 310 01 01:    Gamma Ray
#
~Parameter Information Block
#MNMNEM.UNIT          Value          Description
#-----
LMF.               D.F:    Log Measured From
PDAT.              G.L:    Permanent Datum
EPD.F              252.13500:    Elevation of Permanent Datum
APD.F              23.00000:    Feet Above Permanent Datum
DMF.               D.F.:    Drilling Measured From
FTYP.              CONTINUOS DIPMETER:    Log File Type
DLAB.              15- MAY-79:    Date Logger At Bottom
RUN.               1:    Run Number
DD.F               10827.00000:    Depth Driller
DL.F               10796.00000:    Depth Logger
BLI.F              10795.00000:    Bottom Log Interval
TLI.F              2499.00000:    Top Log Interval
CLOD.IN            9 5/8:    Casing Size 1
CBDR.F             2499.00000:    Casing Bottom (Driller)
BS.IN              8 1/2:    Current Bit Size
DFT.               LIGNOSULFONATE:    Drilling Fluid Type
FD.LB/G            10.1000:    drilling Fluid density
MUO.S              41.00:    drilling Fluid viscosity
DFPH.              9.50:    drilling Fluid pH
DFL.ML             5.4000:    drilling Fluid Loss

```

Figura 1. Formato de .LAS

Se extrae la información necesaria de cada “.LAS” tales como registros corridos, base y tope del intervalo registrado, tamaño de la broca de perforación, tipo de lodo, densidad de lodo, resistividades del lodo, costra y filtrado a su respectiva

temperatura, para posteriormente construir la respectiva tabla de encabezados como se muestra en la tabla 47.

POZO	REGISTRO				Base	Tope	Broca	Tipo de lodo	densidad	RM	TEMP
Tes-X1					PIES	PIES	PULG		LPG	mv	°F
	GR				8400	2500	8 1/2	Lignosulfonato	10	1.7	84
		Geodip	SHDT	DDIR	8410	2500	8 1/2	Lignosulfonato	10.1	1.7	84
			Borehole	Azimuth	8410	2500	8 1/2	Lignosulfonato	10.1	1.7	84
	Gamma Ray				10782	2501	8 1/2	Lignosulfonato	10.1	1.7	84
		Geodip	SHDT	DDIR	10900	2450	8 1/2	Lignosulfonato	10.1	1.7	84
			Borehole	Azimuth	10900	2450	8 1/2	Lignosulfonato	10.1	1.7	84
	CALIPER			Azimuth	3120	2490	8 1/2	Lignosulfonato	10.1	1.7	84
	CALIPER			Azimuth	4100	3050	8 1/2	Lignosulfonato	10.1	1.7	84
	CALIPER			Azimuth	5438	4050	8 1/2	Lignosulfonato	10.1	1.7	84
	CALIPER			Azimuth	5830	5340	8 1/2	Lignosulfonato	10.1	1.7	84
	CALIPER			Azimuth	6292	5790	8 1/2	Lignosulfonato	10.1	1.7	84
	CALIPER			Azimuth	7930	6250	8 1/2	Lignosulfonato	10.1	1.7	84
	CALIPER			Azimuth	8300	7620	8 1/2	Lignosulfonato	10.1	1.7	84

Tabla 47. Encabezado pozo Tes-X1.

#### Análisis de calidad de la información:

Inicialmente se descartaron todos los “.LAS” que contenían registros corridos en hueco entubado (CCL) y aquellos cuyos registros fueron corridos en intervalos cortos de profundidad. Posteriormente se hizo un encabezado con los registros a utilizar tal como se muestra en la tabla 48 (Color Azul turquesa).

Pozo	Registro				GL	DF	Base	Tope
Tes-1								
	GR						8400	2500
		Geodip	SHDT	DDIR			8410	2500
			Borehole	Azimuth			8410	2500
	GR				450		10782	2501
		Geodip	SHDT	DDIR	450		10900	2450
			Borehole	Azimuth	450		10900	2450
	CAL			Azimuth	450	473	3120	2490
	CAL			Azimuth	450	473	4100	3050
	CAL			Azimuth	450	473	5438	4050
	CAL			Azimuth	450	473	5830	5340
Tes-5								
	CAL	GR	RHOB	densidad bulk	450	472	8330	850
	GR	SP	Indu.conduct	Indu.resisti	450	472	8340	8100
	GR	SP	Indu.conduct	Indu.resisti	450	472	8338	850
	CCL				450	472	8320	8094
	CCL				450	472	8328	5500
	GR	CAL	RHOB	poros sonicdos neutron	450	472	8250	5502

Tabla 48. Clasificación de los .LAS para realizar la edición a PRIZM

Adicional a ello, se realizo la búsqueda de los registros que mas se repitieran en todos los pozos, llegando así a un número de 20 pozos que cumple con todos los requisitos para su posterior edición.

### **Edición de los Registros Eléctricos.**

Se empleo el Programa PRIZM, como herramienta para realizar la edición de los registros eléctricos.

Para realizar una carga exitosa, se debe verificar que los “.LAS” estén estructurados adecuadamente y una forma de realizar dicha verificación es empleando el programa “LAS Certified”.

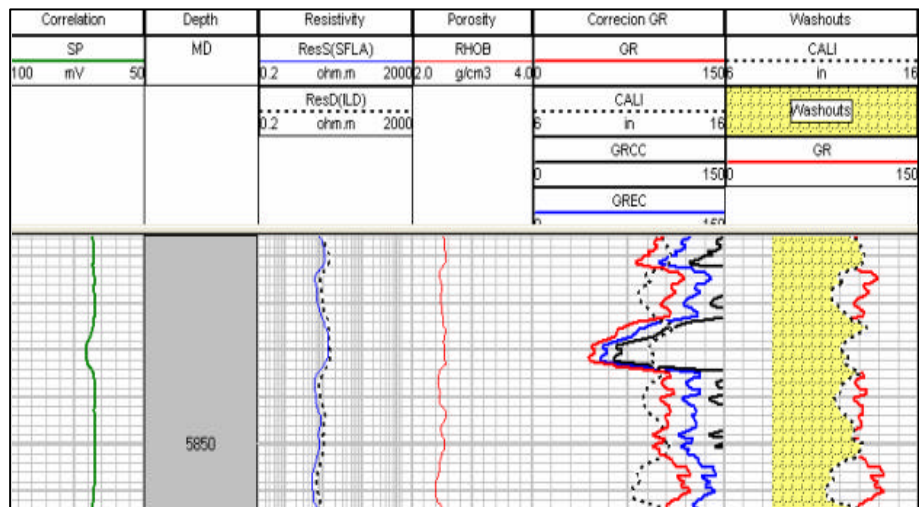
Una vez estén digitalizados de forma correcta, se procede a importar los “.LAS”, al programa PRIZM, corroborando que su carga haya sido exitosa.

Posteriormente el programa PRIZM realiza los respectivos Merge y Splice para unificar los registros de las mismas propiedades que se corrieron a diferentes profundidades.

### **Correcciones Ambientales.**

Se realizaron a los registros cargados, correcciones del registro Gamma Ray especialmente por efectos de geometría del hueco y peso del lodo, también la curva de SP por arcillosidad.

La curva GR, inicialmente cargada, se corrigió por efectos de hueco utilizando la curva CALI, nombrándose así dependiendo del conjunto de registros junto al cual fue corrido (GRCe Corregido excentralizado, GRCc Corregido centralizado) para su posterior utilización.



Gráfica 31. Correcciones al registro Gama Ray.

La gráfica 31, ilustra las correcciones realizadas al registro Gama Ray, empleando el registro Caliper para correcciones por estado del hueco, incluyendo a su vez la corrección por peso del lodo, evidenciando así una zona con bastante derrumbe denominado “washouts”.

Las modificaciones y cartas que emplea el programa PRIZM para sus respectivas correcciones son:

GR Eccentered (in, lb/gal)

$$GR_{Ce}[] = GR[] * SWS\_GR\_3in\_Eccent\_E( CALI[], Mudwt )$$

GR Centered (in, lb/gal)

$$GR_{Cc}[] = GR[] * SWS\_GR\_3in\_Centered\_E( CALI[], Mudwt )$$

Donde:

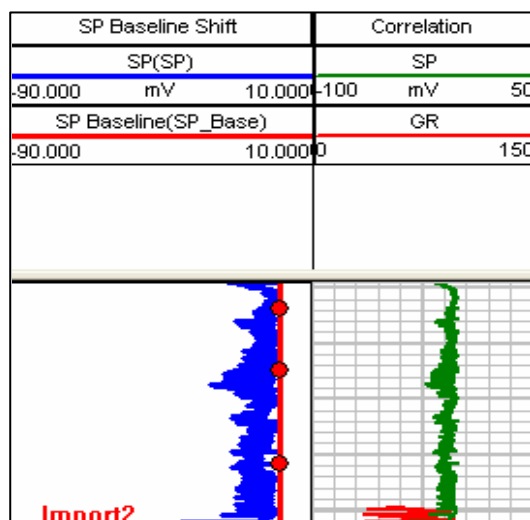
CALI[ ]: valor del “.LAS” en la curva caliper a una respectiva profundidad.

Mudwt: densidad del lodo.

GR[ ]: Curva Gama Ray original.

SWS\_GR\_3: Lectura de la carta de Schlumberger para corrección excentralizado y centralizado.

Se realizó el trazo de la línea base arcilla para la curva del potencial espontáneo SP, la cual es corregida por arcillosidad como se ilustra en la gráfica 32.



**Gráfica 32. Trazo de la línea base arcilla para la curva del potencial espontáneo.**

Adicionalmente, se hizo respectivas correcciones por volumen de shale “VSHALE”, teniendo en cuenta el registro Gama Ray para construir dicha curva.

$$Vshl[] = \min(1, \max(0, (GR[] - GRcln) / (GRshl - GRcln) ))$$

**Ec. 26**

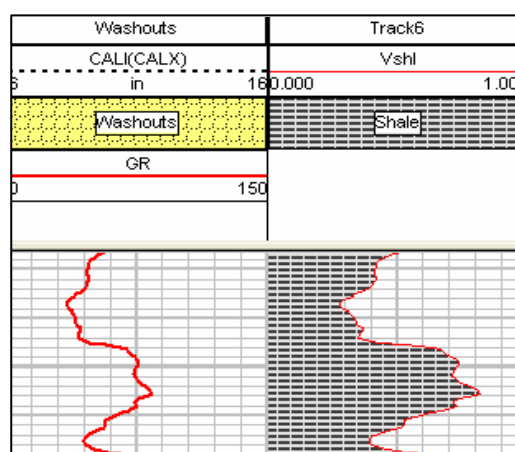
Donde:

Vshl [ ]: curva de VShale

GR [ ]: curva Gama Ray original.

GRcln: Valor correspondiente al Gama Ray limpio.

GRshl: Valor correspondiente al Gama Ray sucio.



**Grafica 33. Comparación de la curva de Gama Ray original con la corrección por Vshale**

La gráfica 33, muestra una comparación de la curva de Gama Ray original con la corrección por Vshale, donde se observa que a valores altos registrados por el Gama Ray original, es de esperarse altos valores de volúmenes de Shale.

La tabla 49, presenta los valores respectivos del gamma ray sucio y gamma ray limpio para cada formación y para cada pozo. La lectura de los mismos se realiza revisando el registro de cada pozo individual; es decir el gamma ray sucio se determina tomando como base la tendencia de los picos mas altos en la lectura del registro gamma ray corregido, de igual forma para los valores del gamma ray limpio la tendencia que se debe tomar es la de los picos mas bajos en el registro de gamma ray.

FORMACION	COLORADO ZONA A		MUGROSA		MUGROSA ZONA B		MUGROSA ZONA C	
POZO	GR limpio	GR Sucio	GR limpio	GR Sucio	GR limpio	GR Sucio	GR limpio	GR Sucio
TESX1	24	60	10	30	65	135	60	120
TESX2	90	135	105	130	65	130	60	105
TESX3	65	120	-	-	-	-	60	120
TESX4	75	135	120	140	80	140	60	130
TESX5	80	140	120	135	75	130	60	120
TESX18	90	150	120	140	80	145	60	145
TESX19	120	140	-	-	-	-	-	-
TESX22	80	150	100	120	75	120	50	120
TESX23	75	105	100	105	60	110	75	95
TESX24	90	140	80	120	60	135	60	140
TESX25	90	120	70	100	45	100	55	75
TESX26	55	140	120	130	70	115	40	100
TESX27	75	140	100	110	55	115	60	95
TESX28	60	90	70	80	70	90	40	90
TESX29	60	135	90	95	45	90	35	75
TESX30	55	140	98	120	45	125	60	115
TESX31	90	145	120	125	70	120	50	120
TESX32	75	148	145	150	50	142	100	146
TESX33	80	148	100	120	60	135	55	120
TESX34	75	120	-	-	-	-	-	-
TESX35	75	140	105	130	60	140	55	145
TESX36	70	146	100	150	75	130	50	120

**Tabla 49. Valores de GR limpio y sucio para el campo TES.**

La tabla 49, presenta diversos valores de gamma ray para cada una de las formaciones respectivas pertenecientes a cada pozo; reflejándose una variación significativa entre las formaciones; lo cual no ocurre cuando se realiza un análisis para cada formación, donde los valores de gamma ray limpio y sucio se mantienen dentro de un rango específico.

### Exportación de Resultados:

Una vez realizadas las correcciones ambientales, los valores corregidos de las nuevas curvas son exportados de PRIZM, para su posterior utilización y manejo en la extrapolación de las unidades hidráulicas a partir de los registros eléctricos a los pozos no corazonados.

A continuación se muestra el encabezado del respectivo “.LAS”, una vez realizadas las correcciones ambientales.

```
VERS. 2.00: Ver 2.00
WRAP. NO:
VEND. PRIZM:GeoGraphix
~W
STRT.F 876.0000:START DEPTH
STOP.F 8630.0000:STOP DEPTH
STEP.F 0.2500:STEP
NULL. -999.2500:NULL VALUE
WELL. TES -3 :WELL
COMP. ECOPETROL:COMPANY
UWI. TESO0003:UNIQUE WELL ID
FLD. TES :FIELD
CNTY. :COUNTY
STAT. SANTANDER:STATE
CTRY. COLOMBIA:COUNTRY
PROV. SANTANDER:PROVENCE
SRVC. GEOGRAPHIX:SERVICE
PDAT. KB:PERMANENT DATUM
LMF. R.T:LOG MEASURED FROM
DMF. KB:DRILLING MEASURED FROM
LOC. :LOCATION
DATE. :LOG DATE
~C
DEPT.F :DEPTH
GREC. :
GRCC. :
vsh1 :
C2. :
RB.deg :
Dev1.deg :
GR1.gAPI :
SFLA.ohm.m :
GR. :Gamma Ray
```

Figura 2. .LAS exportado de PRIZM

## **6. EXTRAPOLACION DE LA UNIDADES HIDRAULICAS A LOS POZOS NO CORAZONADOS**

Una vez determinada las unidades hidráulicas (programa SCALA), se debe correlacionar las propiedades de las unidades hidráulicas con las respuestas de los registros eléctricos a utilizar. Para ello se deben encontrar ciertas variables (FZI, RQI, PHI\_Z), que sean predominantes a la hora de realizar la predicción.

Para encontrar las variables dominantes en la predicción de otra no es un trabajo fácil y de ahí depende en alto grado la calidad del modelo generado. Para tal efecto se utilizó una tecnología no convencional, sistemas de modelamiento numérico, denominado GRACE, (Graphing Advanced Computation and Exploration of Data)<sup>26</sup>, para obtener modelos que describan mejor el comportamiento de los yacimientos y se encuentra incluido en el programa PETROLAB.

El Modelamiento se realizo partiendo de los valores de unidades hidráulicas y de FZI obtenidos en el software SCALA para cada uno de los datos de Plugs.

### **6.1 Metodología:**

#### **6.1.1 Encabezado de la tabla “BASE”:**

Usando el programa SCALA 1.1, se calculó el indicador de zona de flujo (FZI) y se asigno unidad hidráulica a cada uno de los datos de corazones, provenientes del análisis de núcleos realizado en el laboratorio de Básicos del Instituto Colombiano del Petróleo ICP.

Al final de la ejecución de SCALA 1.1 se obtiene una tabla cuyo encabezado es muestra en la tabla 50.

---

<sup>26</sup> *Caracterización petrofísica de laboratorio campo JAZMIN-OMIMEX, Marzo de 2004.*

Profundidad	Porosidad	Permeabilidad	FZI	UH

**Tabla 50. Encabezado de la tabla de resultados del programa Scala**

A cada uno de estos datos de corazones se le debe asignar el valor de la lectura de los registros eléctricos a sus profundidades respectivas. Al final de esta etapa se debe tener una nueva tabla que luzca como la que se ilustra en la tabla 51:

Profundidad	Gre	RHOB	Spc	UH	FZI

←-----Variables Independientes----->dependiente

**Tabla 51. Encabezado de tabla de entrada al programa Petrolab**

La tabla 51, ilustra el encabezado de la tabla de datos "BASE". A manera de ejemplo se muestran los registros Rt, GRe, SPc pero como es apenas obvio se pueden seleccionar otros registros diferentes como RHOB, IDPH etc. Utilizando la herramienta "filtro de datos" de Microsoft Excel divida la tabla "BASE" en múltiples tablas bajo el criterio de unidad hidráulica. Es decir para cada una de las unidades hidráulicas se deberá generar un archivo de texto separado por tabulaciones que contenga los mismos campos de la tabla "BASE"

Por ejemplo si en la tabla "BASE" existen definidas 5 unidades hidráulicas, luego el número de archivos de texto que se deberán generar serán cinco.

### **6.1.2 Generación de Transformadas:**

Los archivos de texto mencionados en el item anterior, constituyen la entrada de datos a programa PETROLAB. El usuario debe usar el vinculo a GRACE.exe que suministra el programa para generar las transformaciones optimas de las variables

independientes respecto a la dependiente (ver manual PETROLAB). Una vez se ejecutado GRACE se genera un archivo de texto transformado para cada uno de los archivos de entrada. Cada uno de los archivos transformados esta formado por cada una de las variables (dependientes e independientes) y su transformada así como se muestra en la Tabla 52.

Gre	Gre_tr	RHOB	RHOB_tr	SPc	SPc_tr	FZI	FZI_tr

**Tabla 52. Encabezado archivo de texto transformado por el programa GRACE**

Las transformaciones que realiza GRACE.exe, se hacen de tal modo que se cumple para este caso en particular que:

$$GRe_{tr} + Rt_{tr} + SPc_{tr} = FZI_{tr} \quad \text{Ec.26}$$

Y en general; Variable dependiente transformada =  $\Sigma$  variables independientes transformadas.

**6.1.3 MODELAMIENTO DE CURVAS** :El siguiente paso es modelar las curvas que se generan a partir de cada una de las variables contra su transformada .En este paso el usuario de PETROLAB 1.0, debe procurar ajustar polinomios de un alto grado de correlación posible pero procurando al máximo que estos polinomios sean curvas suaves (ver caso estudio).

Una vez se ha ajustado los polinomios se tiene un modelo que se compone de cinco sub modelos (un sub modelo para cada unidad hidráulica; grafica 34<sup>27</sup>), cada uno de los cuales esta compuesto por un set de polinomios (GRe Vs GRe\_tr, Rt Vs Rt\_tr.....etc.)

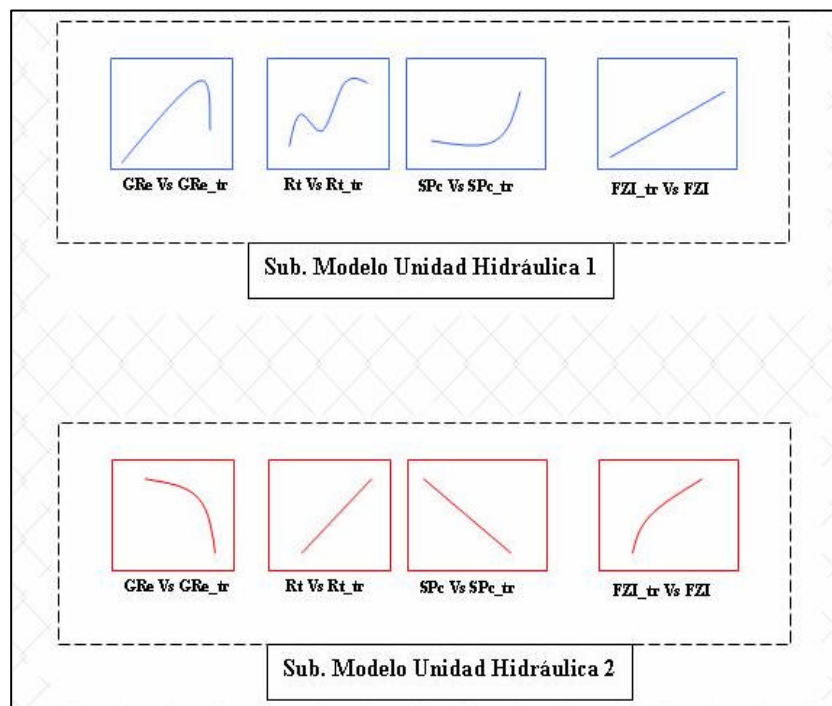
GRe Vs GRe\_tr

<sup>27</sup> Tomado de manual Petrolab; Publio Alejandro Sandoval

Rt Vs Rt\_tr

SPcVs SPc\_tr

FZI\_tr Vs FZI



Grafica 34. Sub. Modelo para cada unidad hidráulica

**6.1.4 INGRESO DE ARCHIVO “.txt” PARA POZOS NO CORAZONADOS:** Para ingresar archivos de texto que poseen la información de los registros eléctricos para los pozos no corazonados, estos registros deben ser previamente corregidos y normalizados (ver capítulo 5). Se debe tener en cuenta cuales registros se utilizaron para crear el modelo, la tabla debe contener los mismos registros.

Profundidad	Gre	RHOB	Spc

Tabla 53. Encabezado de tabla para los pozos no corazonados

La tabla anterior muestra el encabezado de un pozo no corazonado. Obviamente ésta no va a tener una columna de FZI ni tampoco de Unidad Hidráulica.

**6.1.5 RESULTADOS DE LA EXTRAPOLACION:** Retomando el ítem anterior, se tiene que aunque en el archivo de texto que contiene los valores de los registros para el pozo no corazonado, no existe la columna de unidad hidráulica, ésta si aparecerá desde el primer momento ya que es función del programa realizar esta tarea en el mismo instante en el que se carga el archivo. Tabla 54.

PROFUNDIDAD	Gre	Rt	SPC	UH
2305	134	24,2	-0,3667	2

Tabla 54. Extrapolación de las unidades hidráulicas a pozos no corazonados.

Se supone entonces que para esta combinación de registros, da una unidad hidráulica 2. Luego el sub.Modelo que buscará PETROLAB para calcular las transformadas será el de la unidad Hidráulica 2.

En este punto se tiene los valores de las transformadas de las variables independientes. La transformada de la variable dependiente se puede calcular como la suma de las transformadas de las variables independientes, por lo que el valor de FZI\_tr en este momento es un valor conocido.

Conocido el valor de FZI\_tr para este punto, se calcula el valor de FZI en el dominio real utilizando la curva FZI\_tr Vs FZI del correspondiente sub Modelo (realizado internamente por PETROLAB).

El valor de FZI calculado será asignado a este punto y continuara la misma tarea con cada una de las profundidades hasta que completa todo el pozo.

Una vez calculado todo el pozo, el usuario de PETROLAB 1.0 deberá guardar los cambios y luego cargar los datos de otro pozo al que se le desee aplicar el modelo.

## 6.2 CASO ESTUDIO: Campo Tes.

**Encabezado de la tabla “BASE”:** La tabla 55, representa la tabla de datos “BASE”. Cada uno de estos datos de corazones se le debe asignar el valor de la lectura de los registros eléctricos a cada una de las profundidades respectivas.

Profundidad	GR <sub>e</sub>	SP <sub>c</sub>	RHOB	FZI	UH
7127.00	99.914	-17.523	2.458	7.51	1.00
7128.00	900.947	-21.996	2.385	6.11	1.00
7129.00	938.721	-2.202	2.377	8.60	1.00
7130.00	1.036.419	-16.733	2.432	10.98	1.00
7184.00	1.242.682	-24.644	2.44	6.52	1.00
7557.00	92.112	-44.729	2.054	9.27	1.00
8343.00	1.012.733	-30.968	2.359	5.30	1.00
8354.00	1.019.393	-124.883	2.245	10.79	1.00
8355.00	74.205	-204.914	2.322	9.22	1.00
7125.00	1.208.629	-12.626	2.461	8.78	1.00
7449.00	647.811	-70.147	2.553	7.78	1.00
7459.00	500.999	-115.963	2.494	8.94	1.00
7472.00	669.889	-95.655	2.516	7.19	1.00
7474.00	389.909	-148.183	2.357	7.30	1.00
8352.00	1.112.708	-60.333	2.35	9.45	1.00
8353.00	1.075.532	-77.553	2.321	9.98	1.00

**Tabla 55. Datos base para la generación del modelo, unidad hidráulica 1**

En el campo TES, se definieron 4 unidades hidráulicas, luego el número de archivos de texto que se deberán generar serán cuatro, uno para cada unidad hidráulica. De igual forma para las unidades hidráulicas 2,3 y 4 se crean unas tablas similares a la tabla 51.

**Generación de Transformadas:** El siguiente paso es determinar las transformadas de cada uno de los registros utilizados anteriormente en el programa PRIZM.

Estas transformadas son realizadas internamente por el programa PETROLAB, ayudado con un vínculo al programa GRACE.exe.

Gre	Gre_Tr	RHOB	RHOB_Tr	SP	SP_Tr	FZI	FZI_Tr	Sum_Tr Indep
9,99E+06	4,94E+04	2,46E+05	-6,24E+03	-1,75E+05	-1,50E+04	7,51E+05	-8,17E+04	2,81E+04
9,01E+06	-9,23E+03	2,39E+05	-1,74E+04	-2,20E+05	-4,26E+04	6,11E+05	-9,92E+04	-6,93E+04
9,39E+06	7,16E+03	2,38E+05	-1,42E+04	-2,20E+05	-4,29E+04	8,60E+05	-1,98E+04	-4,99E+04
1,04E+07	7,32E+04	2,43E+05	-1,01E+04	-1,67E+05	-9,23E+03	1,10E+06	2,14E+05	5,39E+04
1,24E+07	-2,91E+04	2,44E+05	-8,33E+03	-2,46E+05	-5,09E+04	6,52E+05	-9,39E+04	-8,83E+04
9,21E+06	5,25E+03	2,05E+05	9,68E+04	-4,47E+05	-4,42E+04	9,27E+05	4,08E+04	5,79E+04
1,01E+07	5,89E+04	2,36E+05	-1,55E+04	-3,10E+05	-5,31E+04	5,30E+05	-1,10E+05	-9,71E+03
1,02E+07	6,36E+04	2,25E+05	2,86E+04	-1,25E+06	4,69E+04	1,08E+06	1,94E+05	1,39E+05
7,42E+06	-4,73E+04	2,32E+05	2,97E+03	-2,05E+06	9,70E+04	9,22E+05	3,43E+04	5,27E+04
1,21E+07	-4,65E+03	2,46E+05	-6,84E+03	-1,26E+05	2,09E+04	8,78E+05	-3,39E+03	9,37E+03
6,48E+06	-6,18E+04	2,55E+05	-1,24E+04	-7,01E+05	-8,52E+03	7,78E+05	-7,13E+04	-8,28E+04
5,01E+06	-8,34E+04	2,49E+05	-6,09E+03	-1,16E+06	3,94E+04	8,94E+05	7,62E+03	-5,01E+04
6,70E+06	-5,96E+04	2,52E+05	-8,44E+03	-9,57E+05	2,19E+04	7,19E+05	-9,02E+04	-4,61E+04
3,90E+06	-9,98E+04	2,36E+05	-1,36E+04	-1,48E+06	6,15E+04	7,30E+05	-8,72E+04	-5,18E+04
1,11E+07	6,41E+04	2,35E+05	-1,06E+04	-6,03E+05	-2,39E+04	9,45E+05	5,65E+04	2,95E+04
1,08E+07	7,32E+04	2,32E+05	1,39E+03	-7,76E+05	2,81E+03	9,98E+05	1,09E+05	7,74E+04

**Tabla 56. Archivo transformado de los datos base; programa GRACE.Unidad Hidráulica 1**

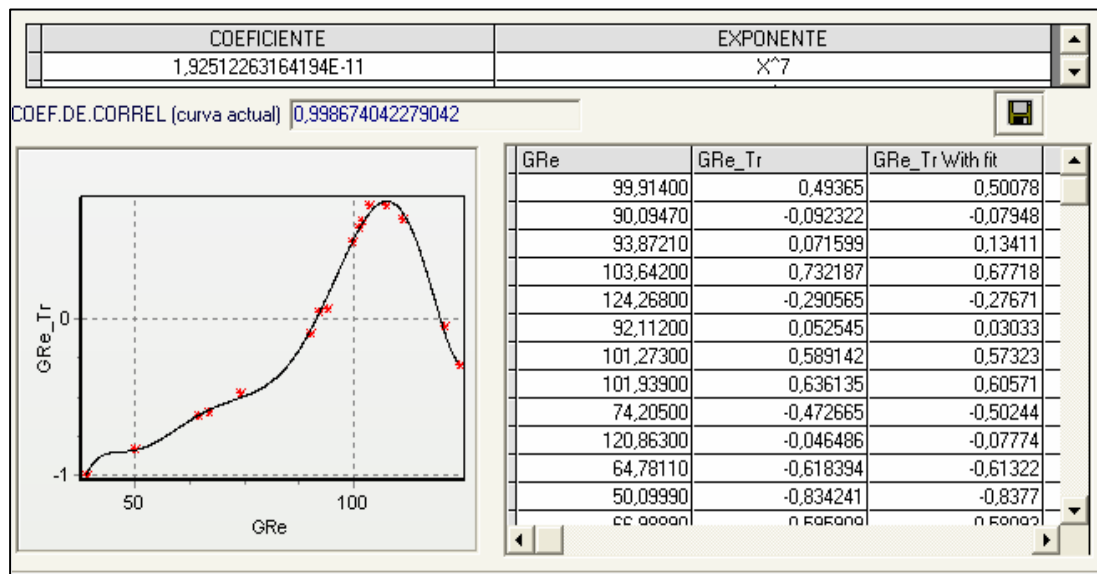
La tabla 56, muestra los registros empleados en el programa PETROLAB junto con sus respectivas transformadas para la unidad hidráulica 1. Sucesivamente se realiza la misma operación para las unidades hidráulicas 2,3 y 4.

**Modelamiento de Curvas:** El siguiente paso es modelar las curvas que se generan a partir de cada una de las variables contra su transformada.

Siguiendo los pasos propuestos en la metodología, el modelamiento de curvas está basado en el ajuste de polinomios. El programa PETROLAB proporciona la opción para el ajuste de curvas mediante el cambio del polinomio efectuando su cambio de una manera muy suave.

Se realizaron ajustes a los registros Gama Ray, SP, RHOB para cada unidad hidráulica.

La grafica 35, muestra el registro Gamma Ray (GRe) empleado con su respectiva transformada GRe\_tr ajustado a un polinomio de grado 7, para la unidad hidráulica 1.



**Grafica 35. Registro Gamma Ray (GRe) empleado con su respectiva transformada GRe\_tr ajustado a un polinomio de grado 7, para la unidad hidráulica 1.**

Se tomo un polinomio de grado 7, ya que con este exponente los puntos son cubiertos casi en tu totalidad por la curva y con un buen coeficiente de correlación. De igual forma se debe realizar el ajuste de polinomios para las curvas restantes de la unidad hidráulica 1 para los registros RHOB y SP.

Una vez terminado el ajuste de los registros de la unidad hidráulica 1, se procede a realizar los ajustes respectivos a las unidades hidráulicas 2,3 y 4.

**Ingreso de archivos “.txt” para pozos no corazonados:** Para poder crear los archivos de texto o texto delimitado por tabulaciones (opción de Excel), se debe hacer un pequeño análisis de calidad a los resultados obtenidos anteriormente del programa PRIZM, ya que el ingreso de datos no permite espacios vacíos o en su defecto valores de -999.29, lo cual es un valor tomado por la herramienta que no representa ningún valor.

Un ejemplo de lo anterior se evidencia en la tabla 57.

DEPTH	Gre	RHOB	SPc
6400	276,499	2,454	-33,286
6400,25	286,287	2,454	-33,286
6400,5	300,968	2,456	-33,788
6400,75	315,649	2,46	-33,788
6401	333,707	2,459	-34,241
6401,25	350,751	2,448	-34,241
6401,5	359,777	2,437	-34,253
6401,75	364,607	2,435	-34,253
6402	377,284	2,435	-33,905

**Tabla 57. Datos para la extrapolación de unidades hidráulicas**

La tabla 57, muestra el encabezado para poder crear correctamente los archivos de texto correspondiente a cada pozo al cual se le desea hacer la extrapolación de las unidades hidráulicas y FZI.

**Resultados de la extrapolación:** Una vez seguida la metodología correctamente, se importan los archivos de texto “.txt” del ítem anterior (ver manual PETROLAB), a los cuáles se les realizara la extrapolación de las unidades hidráulicas a los pozos no corazonados.

Finalmente se exportan estos resultados y se obtendrá una tabla como la siguiente.

DEPTH	Gre	RHOB	SPc	HU	FZI
6400	276,499	2,454	-33,286	3	1,138
6400,25	286,287	2,454	-33,286	3	1,138
6400,5	300,968	2,456	-33,788	3	1,138
6400,75	315,649	2,46	-33,788	3	1,138
6401	333,707	2,459	-34,241	3	1,138
6401,25	350,751	2,448	-34,241	3	1,138
6401,5	359,777	2,437	-34,253	3	1,138
6401,75	364,607	2,435	-34,253	3	1,138
6402	377,284	2,435	-33,905	3	1,138
6402,25	380,438	2,435	-33,905	3	1,138
6402,5	375,717	2,436	-32,318	3	1,138
6402,75	366,266	2,436	-32,318	3	1,138
6403	356,849	2,431	-3,073	2	2,894
6403,25	346,514	2,423	-3,073	2	2,894
6403,5	341,075	2,414	-29,152	3	1,138
6403,75	330,515	2,409	-29,152	3	1,138
6404	330,228	2,409	-28,015	3	1,138

Tabla 58. Extrapolación de las unidades hidráulicas a pozos no corazonados.

## ANALISIS DE CORRIDAS EN PETROLAB

**CORRIDA 1;** Inicialmente se alimento el programa Petrolab con los registros GR, SP y RHOB obteniendo los siguientes resultados para TES X32 Y TES X34 en la unidad hidráulica 1 (tabla 59); donde para cada valor de FZI obtenido de programa SCALA de le asigna el valor respectivo del registro.

Profundidad	GRe	SPc	RHOB	FZI	UH
7127.00	99.914	-17.523	2.458	7.51	1.00
7128.00	900.947	-21.996	2.385	6.11	1.00
7129.00	938.721	-2.202	2.377	8.60	1.00
7130.00	1.036.419	-16.733	2.432	10.98	1.00
7184.00	1.242.682	-24.644	2.44	6.52	1.00
7557.00	92.112	-44.729	2.054	9.27	1.00
8343.00	1.012.733	-30.968	2.359	5.30	1.00
8354.00	1.019.393	-124.883	2.245	10.79	1.00
8355.00	74.205	-204.914	2.322	9.22	1.00
7125.00	1.208.629	-12.626	2.461	8.78	1.00
7449.00	647.811	-70.147	2.553	7.78	1.00
7459.00	500.999	-115.963	2.494	8.94	1.00
7472.00	669.889	-95.655	2.516	7.19	1.00
7474.00	389.909	-148.183	2.357	7.30	1.00
8352.00	1.112.708	-60.333	2.35	9.45	1.00
8353.00	1.075.532	-77.553	2.321	9.98	1.00

Tabla 59. Registros de entrada para generar modelo en Petrolab para UH1.

Para esta corrida se obtuvo un grado de correlación mayor de 70 %. Para cada unidad hidráulica.

Se realizó el procedimiento con los mismos registros para la unidad hidráulica 2 con una correlación de aproximadamente de 71 %. La unidad hidráulica 3 presenta un grado de correlación de 74 % y la unidad hidráulica 4 con un grado de correlación de 72 % aproximadamente.

**CORRIDA 2** se alimento el programa Petrolab con los registros GR, SP y NPHI obteniendo los siguientes resultados para TES X32 Y TES X34 en la unidad hidráulica 1(tabla 60); donde para cada valor de FZI obtenido de programa SCALA de le asigna el valor respectivo del registro.

Se realizó el procedimiento con los mismos registros para la unidad hidráulica 2 con una correlación de aproximadamente de 59 %. La unidad hidráulica 3 presenta un grado de correlación de 62% y la unidad hidráulica 4 con un grado de correlación de 60 % aproximadamente.

depth	GR <sub>e</sub>	SP <sub>c</sub>	NPHI	FZI <sub>core</sub>	UH
7127	99.914	-17.523	0.316	7.51	1.00
7128	900.947	-21.996	0.318	6.11	1.00
7129	938.721	-0.2202	0.261	8.60	1.00
7130	1.036.419	-16.733	0.324	10.98	1.00
7184	1.242.682	-24.644	0.269	6.52	1.00
7557	92.112	-44.729	0.184	9.27	1.00
8343	1.012.733	-30.968	0.254	5.30	1.00
8354	1.019.393	-124.883	0.102	10.79	1.00
8355	74.205	-204.914	0.107	9.22	1.00
7125	1.208.629	-12.626	0.322	8.78	1.00
7449	647.811	-70.147	0.322	7.78	1.00
7459	500.999	-115.963	0.169	8.94	1.00
7472	669.889	-95.655	0.147	7.19	1.00
7474	389.909	-148.183	0.177	7.30	1.00
8352	1.112.708	-60.333	0.359	9.45	1.00

**Tabla 60. Registros de entrada para generar modelo en Petrolab para UH1**

Empleando estos registros el coeficiente de correlación de cada unidad hidráulica no supera el 60%, indicando que no estos registros no representan un buen ajuste para generar el modelo.

**CORRIDA 3:** Se alimento el programa Petrolab con los registros GR, SP posteriormente obteniendo los siguientes resultados para TES X32 Y TES X34 en la unidad hidráulica 1 (tabla 61);

depth	GRe	SPc	FZlcore	UH
7127	99.914	-17.523	7.51	1
7128	900.947	-21.996	6.11	1
7129	938.721	-2.202	8.60	1
7130	1.036.419	-16.733	10.98	1
7184	1.242.682	-24.644	6.52	1
7557	92.112	-44.729	9.27	1
8343	1.012.733	-30.968	5.30	1
8354	1.019.393	-124.883	10.79	1
8355	74.205	-204.914	9.22	1
7125	1.208.629	-12.626	8.78	1
7449	647.811	-70.147	7.78	1
7459	500.999	-115.963	8.94	1
7472	669.889	-95.655	7.19	1
7474	389.909	-148.183	7.30	1
8352	1.112.708	-60.333	9.45	1
8353	1.075.532	-77.553	9.98	1

**Tabla 61. Registros de entrada para generar modelo en Petrolab para UH1**

Para esta corrida se obtuvo un grado de correlación menor de 50 %. Para cada unidad hidráulica.

Se realizo el procedimiento con los mismos registros para las unidad hidráulica 2 con un grado de correlación de 45%, unidad hidráulica 3 con 48% y la unidad hidráulica 4 con un grado de correlación de 47% aproximadamente .

Analizando las corridas individuales se obtiene:

REGISTROS	Coeficiente de correlacion
GR, SP, RHOB	70%
GR, SP, NPHI	60%
GR, SP	<50%

**Tabla 62. Comparación entre los coeficientes de correlación**

Con el programa Petrolab; se juega aleatoriamente con los exponentes para cada curva o registro hasta obtener un porcentaje de correlación mayor de 80% que es lo optimo.

Con los registros empleados en el modelamiento, se observa en la tabla 62; que el coeficiente más cercano de correlación fue con los registros de GR, SP, RHOB con 70%; por lo cual se decide trabajar con estos tres registros para el resto del modelamiento del campo TES; para su posterior extrapolación de las unidades hidráulicas a los pozos no corazonados.

## **7 EVALUACIÓN DE CONTINUIDAD LATERAL.**

### **7.1 Metodología**

**7.1.1 Adquisición de la información:** Para evaluar la continuidad lateral, es importante tener en cuenta que la información disponible en los campos no es completa, por ende el estudio se debe realizar recopilando la mayor cantidad de información posible con la que se cuente.

**7.1.1.1** Set de registros GR o Sp editados en PRIZM, para correlacionar por litoestratigrafía los diferentes pozos. (*Ver capítulo 5*).

**7.1.1.2** Resultados de la extrapolación de unidades hidráulicas con su respectivo FZI.

**7.1.1.3** Datos de presiones para las formaciones.

**7.1.1.4** Estudios de bioestratigrafía y cronoestratigrafía en los diferentes pozos a correlacionar.

**7.1.1.5** Diferentes pruebas de presión para indicar la presencia de límites o fallas.

**7.1.1.6** Pruebas de fluidos en las formaciones.

**7.1.1.7** Información de petrofísica y mineralogía de corazones.

**7.1.1.8** Imágenes con interpretación de líneas sísmicas del área donde se encuentran los pozos.

**7.1.2 Montaje de Información:** Partiendo del proyecto realizado en el capítulo 5, se procede al montaje de la información adicional; tales como datos de presiones, unidades hidráulicas con sus respectivos FZI, análisis de fluidos, información de petrofísica y mineralogía en el programa PRIZM.

**7.1.3 Análisis de Resultados:** Se debe realizar el análisis pozo a pozo, identificando zonas de flujo y correlacionándolas con la información disponible de los pozos adyacentes.

### **7.2 CASO ESTUDIO Campo Tes.**

**Adquisición de la información:** Revisando estudios e información disponible para el campo Tes se encontró:

- ✓ Set de registros con GR o SP: Los pozos a correlacionar son aquellos que se han venido trabajando a lo largo del proyecto en el campo TES, para un total de 20 pozos en estudio, con información de registros GR y Sp.
- ✓ Resultados arrojados por PETROLAB sobre unidades hidráulicas y FZI, para 20 pozos.
- ✓ Pruebas de presión de 5 pozos:

#### **TES X1.**

Se realizaron varias pruebas “build up” a este pozo, determinadas a diferentes fechas en el mismo año.

1. 25 de Junio de 1979
2. 30 de Junio de 1979
3. 13 julio de 1979
4. 19 de Julio de 1979

#### **TES X6.**

Se tiene estudio de una prueba de Build-up del 24 de Julio de 1982.

#### **TES X19.**

Se reportan dos análisis de presiones “Build-up”, y una prueba GRS para este pozo en el mismo año:

1. 4 de Octubre de 1984-GRS, Build -up
2. 12 de Octubre de 1984-Build-up

#### **TES X23.**

Para este pozo; se reporta una prueba “DST”y una prueba GRS.

1. 11 de Noviembre de 1985. DST y GRS

## **TES X37.**

2 Pruebas GRS, fueron realizadas para este pozo.

1. 4 de Febrero de 1998
  2. 31 de Marzo de 1999
- ✓ Reporte de análisis de fluidos de 27 pozos.
  - ✓ Información petrofísica y mineralógica de corazones de 2 pozos.

### **Montaje de la información:**

Al proyecto realizado en PRIZM, el cual cuenta con los registros ya montados de GR y Sp, se le adiciona información de las unidades hidráulicas, FZI, análisis de fluidos, pruebas de presión, generación de curvas Vshale y cálculo de saturaciones de agua.

Para el calculo de saturaciones de agua, se empleo el método propuesto por Archie; tomando las constantes de  $n = m = 2$  y  $a = 1$ .

Unidades Hidráulicas y FZI: Se le realiza un encabezado en formato .LAS para su posterior importación a PRIZM.

- Análisis de Fluidos, presiones y petrofísica: Empleando el icono de Wellbase en PRIZM, se realiza la incorporación de la información.

### **Análisis de Resultados:**

Analizando los pozos Tes X19, X24, X31, X35 debido a su cercanía en el campo como se observa en la figura 3. Teniendo en cuenta la información sobre composición de fluidos, presiones, unidades hidráulicas, respuestas de registros eléctricos, curvas de saturación de agua y realizando un X- section en el programa Prizm cargando las curvas anteriormente nombradas, el seguimiento de los canales se muestra en la grafica 36.

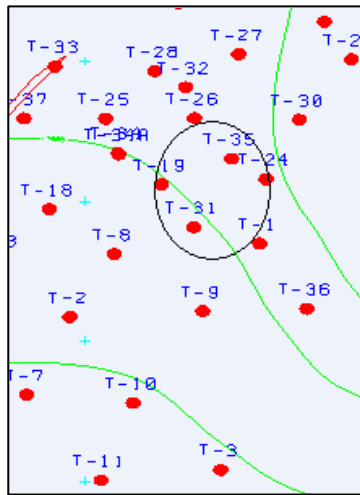
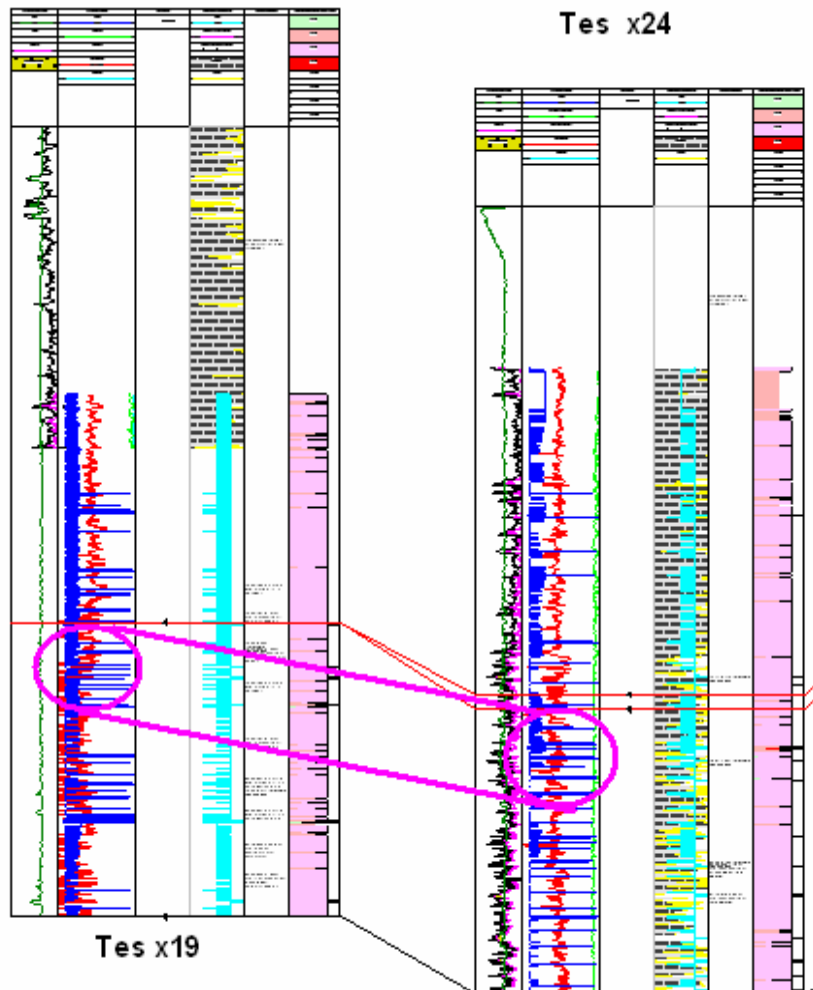
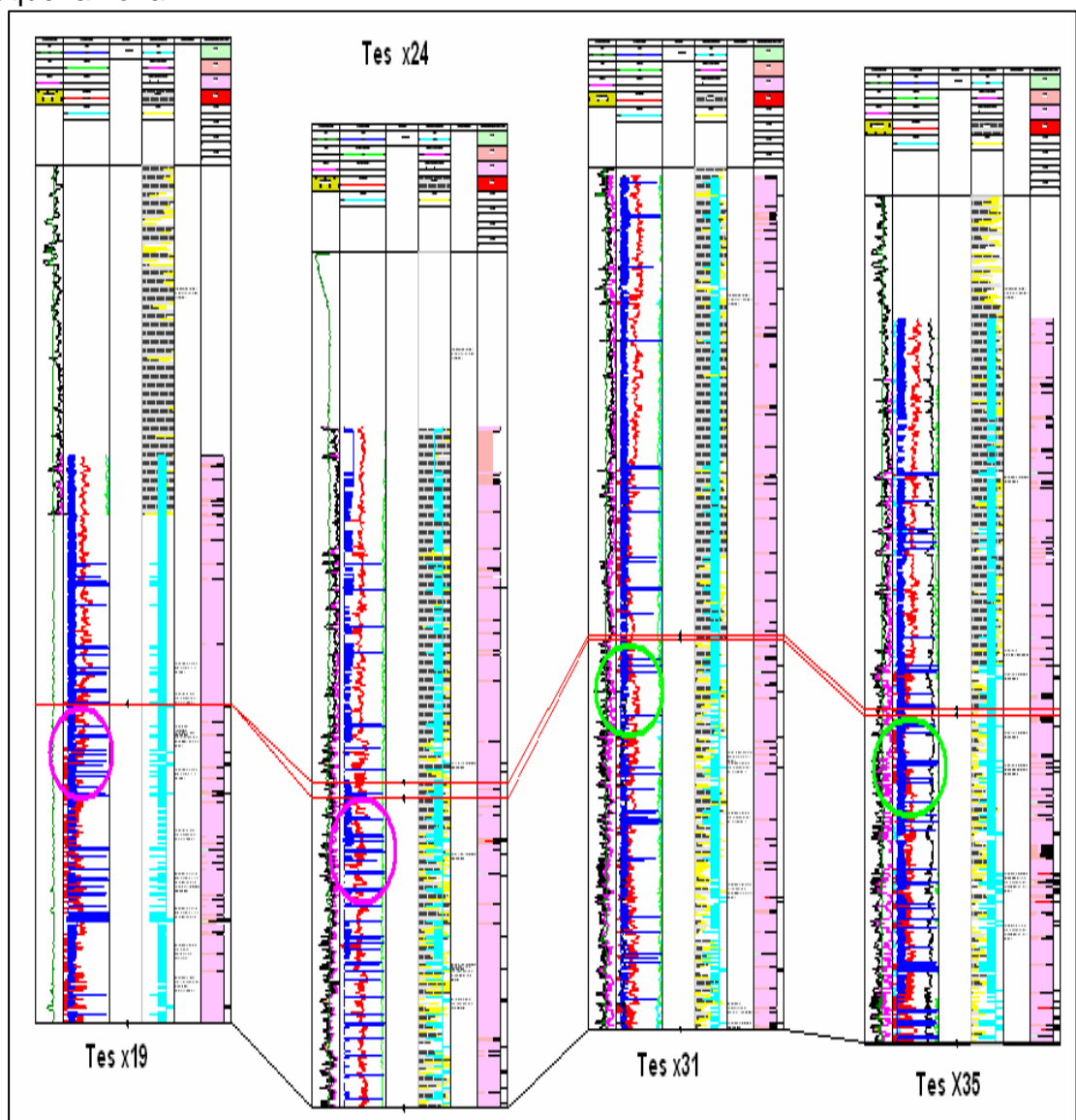


Figura 3. Ubicación de pozos Tes X19, X24, X31, X35



Grafica 36. X – Section Tes X19 , X24

En la grafica 36, se observan áreas donde posiblemente exista continuidad de los canales como se resaltan en los círculos fucsia para los pozos Tes X19 y Tes X24, esto concuerda con la información de composición de fluidos donde se reporta una gravedad API 29, producción de aceite del 90%, una salinidad de 8000 ppm aproximadamente, además con las curvas de unidades hidráulicas (Predomina unidad hidráulica 3), GR, SP similares y curvas de saturación de agua (color azul agua marina), ayudan a la visualización y a la conclusión de la continuidad en esta pequeña zona.



Grafica 37. X – Section Tes X19 , X24, X31, X35

En la grafica 37, se analiza la continuidad de los canales y en ella se encuentra que existen diversas áreas donde la conectividad hidráulica se ve interrumpida (Tes X24 y Tes X31) y Se puede concluir que la conectividad hidráulica posiblemente se pueda dar en zonas muy específicas, predominando las zonas donde no hay conectividad; ratificando el tipo de ambiente deltaico fluvial en el cual se encuentra el campo.

## CONCLUSIONES

1. Se debe tener en cuenta que para mejorar la descripción y producción del yacimiento, un parámetro importante como la variación en la geometría de poro, delimita la existencia de distintas zonas (unidades hidráulicas) con características similares del flujo de fluidos, ayudando en la identificación de zonas con mejores propiedades petrofísicas que favorecen la acumulación y el movimiento de hidrocarburos en el yacimiento.
2. Para el estudio petrofísico, los reportes de básicos fueron el punto de partida para la identificación y caracterización de unidades hidráulicas dentro del mapa de unidades geológicas (facies), los cuales se reportaron a condiciones de laboratorio, implicando así la corrección necesaria por presión de confinamiento, y de esta forma garantizar la calidad del modelo generado.
3. La determinación de unidades hidráulicas se basó en el análisis Cluster, empleando información de una serie de variables tales como FZI y la distancia existente entre ellos, agrupándolos internamente en familias homogéneas y diferentes entre sí.
4. Para un óptimo agrupamiento de las unidades hidráulicas, se tuvo en cuenta el escalonamiento de las propiedades petrofísicas, el análisis del coeficiente de correlación, y las alturas que representan el agrupamiento de las familias en el dendograma del análisis Cluster.

5. En el caso estudio para el campo TES, se caracterizaron 4 unidades hidráulicas, las cuales las unidad hidráulicas 1 y 2, son paquetes de roca con buenas propiedades petrofísicas que favorecen el flujo de fluidos; aportando mayor producción en los pozos. La unidad hidráulica 3, es predominante en la zona en estudio pero es de menor calidad y aporta menor cantidad de fluidos en la producción. La unidad hidráulica 4 presenta propiedades petrofísicas muy deficientes las cuales impiden el flujo de fluidos en el yacimiento.
  
6. Para la determinación de tipos de roca, no solo se tuvo en cuenta la relación entre la porosidad y la permeabilidad, sino también características como litología, estructura poral, composiciones mineralógicas, capilaridad y potencial de producción de la roca. Se obtuvo un tipo de roca 1, con gargantas de poro mayores de 16 micrones; tipo de roca 2 entre 3 y 15 micrones; tipo de roca 3 entre 0.7 y 3 micrones y tipo de roca 4 entre 0.28 y 0.7, siendo el tipo de roca 1 el que mejores propiedades petrofísicas presenta.
  
7. Los registros eléctricos se emplearon para la evaluación de formaciones y la definición de capas productoras de hidrocarburos, pero su importancia radicó en el amarre con la información de corazones y lograr así un ajuste en la extrapolación de las unidades hidráulicas a los pozos no corazonados.
  
8. El set de registros con mejor ajuste para la extrapolación de las unidades hidráulicas a los pozos no corazonados son  $S_p$ , GR, RHOB con un porcentaje de correlación mayor del 70% para el caso estudio.

9. El estudio de continuidad lateral, se vio limitado por la compleja variación de las formaciones en el ambiente fluvial de tipo deltaico en el que se encuentra el campo, conllevando a que sus canales no sean muy extensos o en su defecto que la conectividad existente sea muy difícil de asegurar con la información disponible. Se concluye que la calidad de un estudio sobre continuidad lateral, radica en la cercanía de los pozos a analizar y la información disponible tales como pruebas de presiones, análisis de fluidos, saturaciones de agua, Información de petrofísica y mineralogía de corazones entre otros.

## RECOMENDACIONES

1. los datos reportados de básicos y especiales, pueden ser muestras tanto de corazones como de pared. Para efectos de caracterización petrofísica, se recomienda tomar los reportes de corazones y las muestras de pared únicamente tenerlas en cuenta si son estudios confiables.
2. Se recomienda realizar estudios mineralógicos en muestras de roca tipo 4, debido a que no se reporta información acerca de ésta, viéndose afectada la descripción de la composición de la roca y por ende un mejor entendimiento del modelo petrofísico propuesto.
3. La herramienta utilizada para la extrapolación de las unidades hidráulicas (PETROLAB), es una herramienta que presenta dificultades a la hora de realizar las corridas. Se recomienda mejorarla y en lo posible integrarla con el programa SCALA, ya que es un soporte esencial en cualquier estudio petrofísico.
4. Se recomienda para un estudio posterior, incorporar información de pozos nuevos con buenos set de registros eléctricos y en lo posible tomar muestras de corazones, para lograr un mejor ajuste en el modelo y por ende una caracterización más completa

## BIBLIOGRAFIA

1. **AMAEFULE** Jude O.” and **ALTUNBAY** Mehmet \*, Core Laboratories; Djebbar Tiab\*, U. of Oklahoma; David G Kersey; Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. SPE 26436, October 1993.
2. **JONES** Stanley C. Two point determinations of permeability and pv vs. net confining stress; SPE 15380. March 1988.
3. Ecopetro-ICP. Parámetros para ajuste de curvas de porosidad y permeabilidad con la presión de confinamiento en campos colombianos. Informe; Diciembre 2006.
4. Unidad de servicios técnicos y laboratorio. Caracterización petrofísica de laboratorio campo Jazmin-Omimex. Instituto Colombiano del Petróleo; coordinación de daños a la formación. Piedecuesta, marzo de 2004.
5. Ecopetro-ICP. Registros eléctricos e información petrofísica de los pozos corazonados Campo Tes. Septiembre 2006.
6. **CONTRERAS** Ronald. Caracterización petrofísica para la identificación de petrofacies y extrapolación del modelo a través de redes neuronales de los miembros “o” y “p”, de la formación escandalosa, trampas bejucal-2, bejucal-4, torunos-4, cuenca barinas-apure., Universidad de los Andes. Septiembre 2006.

7. **COSTE** J-F and **VALOIS** Totalfina J-P. Elf. An innovative approach for the analysis of production history in mature fields: a key stage for field re-engineering, SPE 62889, October 2002.
8. **VILLALBA** Marlene, PDVSA, **MENDEZ** Osmary, UDO, Cruz Marcano, Opportunities for redevelopment of mature fields by determinations of hydraulic units for commingled production; SPE 69599. March 2001.
9. **RAMPAZZO** M, **GONZÁLEZ** G. **FERRER** A, **IRALDI** A. and **ALVAREZ** R. Hydraulic units in traditional areas of eastern Venezuela. PDVSA: SPE 53944. April 1999.
10. **SAAVEDRA** Néstor Fernando, **SANDOVAL** Publio Alejandro, **MESA** Alexandra, **PERALTA** Roberto Carlos, **DUARTE** Anker G. Programa Scala versión 1.1 manual; ECOPETROL-ICP. Junio 2002.
11. **RUEDA LIZCANO** Silvia, **VELANDIA GÓMEZ** Luis. Ajuste de correlaciones porosidad permeabilidad utilizando unidades hidráulicas en yacimientos anisotrópicos integrando datos de registros corazones e imágenes base en pozos del área Apiay-Colombia. Universidad Industrial de Santander, 2000.
12. **OLIVELLA** Jorge Bendeck **PERFILES ELÉCTRICOS. UNA HERRAMIENTA PARA LA EVALUACIÓN DE FORMACIONES.** Santa fe de Bogotá, octubre de 1992.
13. **ROMERO** Jaidier Acosta, **BUELVAS** Omar. Evaluación de yacimientos naturalmente fracturados a partir de registros eléctricos- un caso colombiano. Universidad Industrial de Santander, 2001.

14. **GUNTER G.W, FINNERAN J.M, HARTMANN D.J.** Determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. SPE 38679.October 1997.
  
15. **GUNTER G.W, FINNERAN J.M, HARTMANN D.J.** Overview of an integrates process model to develop petrophysical based reservoir descriptions. SPE 38748.October 1997.
  
16. **NANDALAL Ali, GUNTER.** Multiple different rock type methods used in this reservoir characterization study. SPE 81048. 2003.

**Anexos.**

