

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL  
ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA A PARTIR DEL VOLUMEN DE  
ARCILLA Y LA POROSIDAD OBTENIDOS DE LOS REGISTROS  
ELÉCTRICOS.**

**ANGÉLICA MARÍA ROZO MARTÍNEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL  
ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA A PARTIR DEL VOLUMEN DE  
ARCILLA Y LA POROSIDAD OBTENIDOS DE LOS REGISTROS  
ELÉCTRICOS.**

**ANGÉLICA MARÍA ROZO MARTÍNEZ**

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniera de Petróleos

**DIRECTORES**

**Aristóbulo Bejarano., MGT.**

Escuela de Ing. de Petróleos UIS

**Darwin Mateus**

Geólogo ICP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2008**

## DEDICATORIA

**A mi familia** que me ha acompañado en este y en todos los pasos importantes en mi vida edificando conmigo la ingeniera que hoy orgullosos le entregan a la sociedad.

**A mi papá Gonzalo y a mi mamá Nelly** quienes, con paciencia y con la dedicación más sorprendente, han aportado a mi vida todos los peldaños que la componen y sin vacilar un segundo me han ayudado a ascender por ellos. A ellos que son mi faro y mi ejemplo, mi apoyo cuando a tientas intento dar un paso adelante. Gracias mami por tus besos y caricias, gracias papi por tu ejemplo y tu temple.

**A mis hermanos Liliana y Gonzalo** que han vivido conmigo cada tristeza y satisfacción durante este proceso, que han caminado a mi lado y que hoy también festejan conmigo. A Liliana por escucharme y ser mi amiga. A Gonzalo por todos esos momentos de felicidad que nos unen.

A ustedes este triunfo en conjunto, esta felicidad compartida. Con orgullo **A MI FAMILIA**.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por que estar en la mayoría de mis decisiones, guiándome con su espíritu y abonando en mi corazón la entereza para seguir sus pasos.

A miguel por ayudarme a levantar en mis tropiezos, por estar siempre a mi lado, por andar y construir conmigo el largo camino de la vida, por tu amor incondicional y tu paciencia.

A Aristóbulo Bejarano Wallens por sus recomendaciones y sugerencias, por su total disponibilidad y apoyo.

Al Ingeniero Néstor Fernando Saavedra por brindarnos la oportunidad de aportar a la industria nuestros conocimientos.

Al Geólogo Darwin Mateus por sus sugerencias y consejos, por confiarme la responsabilidad de esta investigación y creer en su exitoso fin.

Al Instituto Colombiano de Petróleos, por caminar de la mano con la académica y brindarme las herramientas necesarias para el desarrollo de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por albergar mis sueños y permitirme hacerlos realidad.

Al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo por ser el impulso último en mi carrera universitaria, por exigirme y formarme en un pensamiento crítico e inquieto.

A mis grandes amigos Ingry, Alfonso, Fabián y Jose por motivarme, apoyarme y brindarme su sabiduría y su tiempo, por sus palabras que me llenan, me aterrizan y me hacen feliz, por estar siempre para mí como incondicionalmente estoy para ellos.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Página</b>
INTRODUCCIÓN	
1. VOLUMEN Y TIPO DE ARCILLA.....	13
1.1. Diferencia entre Arcilla y Shale.....	13
1.2. Descripción y Tipos de los Minerales Arcillosos.....	16
1.2.1. Caolinita.....	16
1.2.2. Illita.....	17
1.2.3. Esmectita.....	18
1.2.4. Clorita.....	19
1.2.5. Vermiculita.....	20
1.3. Métodos Para Determinar el Volumen de Arcilla y el Tipo de Arcillas.....	21
1.3.1. Difracción de Rayos X.....	22
1.3.2. Registro de Rayos Gamma.....	22
1.3.2.1. Propiedades de los Rayos Gamma.....	24
1.3.2.2. Factores que afectan la medida.....	25
1.3.2.3. Usos del Perfil de Rayos Gamma.....	25
1.3.3. Registro de Rayos Gamma Espectral.....	27
1.3.3.1. Factores que afectan la medida.....	29
1.3.3.2. Usos del perfil de Rayos Gamma Espectral.....	30
2. POROSIDAD.....	34
2.1. Métodos Para Determinar la Porosidad.....	34
2.1.1. Laboratorio.....	34
2.1.2. Registro de Densidad (RHOB).....	36
2.1.2.1. Factores que afectan la medida.....	37
2.1.2.2. Usos del perfil de densidad de la formación.....	38
2.1.3. Registro Neutrón.....	40
2.1.3.1. Factores que afectan la medida.....	42

2.1.3.2.	Usos del perfil Neutrón.....	43
2.1.4.	Registro Sónico.....	44
2.1.4.1.	Factores que afectan la medida.....	46
2.1.4.2.	Usos del perfil Sónico.....	47
3.	ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA.....	49
3.1.	Criterio de falla de Mohr Coulomb.....	49
3.1.1.	Características del criterio de Mohr Coulomb.....	52
3.1.2.	Envolvente de Mohr.....	53
3.2.	Métodos para determinar el ángulo de fricción interna.....	55
3.2.1.	Ensayos Triaxiales.....	55
3.2.2.	Valores de la literatura.....	58
4.	RELACIÓN ENTRE EL ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA LA POROSIDAD Y EL VOLUMEN DE ARCILLA.....	60
4.1.	Rocas Cohesivas.....	60
4.2.	Rocas Friccionantes.....	60
5.	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL VOLUMEN DE ARCIILLA.....	63
6.	CORRELACIONES PARA CALCULAR EL AFI DETERMINADAS A PARTIR DE PRUEBAS DE LABORATORIO.....	74
6.1.	Regresión Múltiple.....	74
6.1.1.	Notación.....	76
6.1.2.	Interpretación de los Resultados.....	78
6.2.	Análisis del Set de Datos.....	81
7.	CALCULO DEL ÁNGULO DEL AFI POR FORMACIÓN A PARTIR DE LOS REGISTROS ELECTRICOS.....	99
8.	METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA.....	105
	CONCLUSIONES.....	111
	RECOMENDACIONES.....	113

NOMENCLATURA.....114  
BIBLIOGRAFÍA.....116

## LISTA DE FIGURA

	<b>Página</b>
Figura 1.1. Fotografía de un shale.....	14
Figura 1.2. Micrografía del mineral Caolinita.....	17
Figura 1.3. Micrografía del mineral Illita.....	18
Figura 1.4. Micrografía del mineral Montmorillonita.....	19
Figura 1.5. Micrografía del mineral Clorita.....	20
Figura 1.6. Micrografía del mineral Vermiculita.....	21
Figura 1.7. Principio físico y ubicación en un track en el software Geographix del Registro de Rayos Gamma.....	23
Figura 1.8. Configuración de la herramienta de Rayos Gamma Espectral.....	28
Figura 1.9. Respuestas de K, Th, U.....	29
Figura 2.1. Esquema de la herramienta del registro de Densidad de la formación.....	37
Figura 2.2. Esquema y principio de funcionamiento de la herramienta del registro Neutrón.....	43

Figura 2.3. Representación de las ondas P.....	45
Figura 2.4. Representación de las ondas S.....	45
Figura 2.5. Esquema y principio de funcionamiento de la herramienta del registro Sónico.....	46
Figura 3.1. Representación gráfica del criterio de la teoría de falla de Mohr Coulomb.....	52
Figura 3.2. Aproximación lineal de la envolvente de falla de Mohr.....	54
Figura 3.3. Representación gráfica de el montaje típico para realizar un ensayo triaxial.....	56
Figura 3.4. Fallas de una probeta en ensayo triaxial (a) Falla neta al corte, (b) Falla parcial al corte, (c) Deformación excesiva.....	57
Figura 4.1. Parámetros que influyen en el comportamiento del ángulo de fricción interna.....	61
Figura 5.1. Mapa de los tres pozos seleccionados para aplicar la metodología.....	63
Figura 5.2 a. Vclay para el pozo U1. (De izquierda a derecha) Primer track: curvas de Torio y Potasio. Segundo track: Curva de Torio mas Potasio y curva de IGR. Tercer track: volumen de arcilla para el pozo	

U1 (curva verde), las curvas de VCL2 y VCL1 son ajustes ensayados a la curva.....68

Figura 5.2 b. Vclay para el pozo U2. (De izquierda a derecha) Primer track: curva de SGR (Spectral Gamma Ray). Segundo track: Vshale del registro de Rayos Gamma convencional (curva café), vclay para el pozo U2 (curva verde), las otras curvas son ajustes ensayados a la curva.....69

Figura 5.2 c. Vclay para el pozo U3. (De izquierda a derecha) Primer track: curva de SGR (Spectral Gamma Ray) y la curva de Torio mas Potasio. Segundo track: Vshale del registro de Rayos Gamma convencional (curva naranja), vclay para el pozo U3 (curva azul), las otras curvas son ajustes ensayados a la curva.....70

Figura 5.3 a. Cross Plot del volumen de arcilla del SGR contra el volumen de shale del GR para el pozo U1.....71

Figura 5.3 b. Cross Plot del volumen de arcilla del SGR contra el volumen de shale del GR para el pozo U2.....71

Figura 5.3 c. Cross Plot del volumen de arcilla del SGR contra el volumen de shale del GR para el pozo U3.....72

Figura 5.3 d. Ventana de la ecuación correspondiente a Vcl (Vshl) para el pozo U3.....72

Figura 5.4. Cálculo del volumen de arcilla para el overburden del pozo U1 a partir de la ecuación obtenida del Cross Plot $V_{clay}$ Vs $V_{shale}$ .....	73
Figura 6.1. Entorno de la herramienta Statistix 9, utilizado para hacer el análisis del set de datos.....	82
Figura 6.2. Determinación del tipo de arcilla presente en la muestra a partir del registro de Rayos Gamma Espectral para el pozo U1.....	87
Figura 6.3. Gráfica del ángulo de fricción interna contra el volumen de arcilla para todos los datos de la formación Carbonera C7.....	94
Figura 6.4. Gráfica del ángulo de fricción interna contra el volumen de arcilla para todos los datos que presentan igual tipo de arcilla de la formación Carbonera C7.....	95
Figura 7.1. Pozos de los que se obtuvieron la mayoría de las muestras para las pruebas de laboratorio (azul y amarillo).....	99
Figura 7.2. Curva del ángulo de fricción interna para la formación Carbonera C7 (azul), y los valores de laboratorio para del AFI para este pozo (fucsia).....	101
Figura 7.3. Curva del ángulo de fricción interna para la formación Carbonera C5.....	102

Figura 7.4. Curva del ángulo de fricción interna para la formación Mirador.....	102
Figura 7.5. Ventana del programa para el cálculo del ángulo de fricción interna, matlab.....	104
Figura 8.1. Diagrama de flujo de la metodología para determinar el ángulo de fricción interna a partir de registros eléctricos.....	110

## LISTA DE TABLAS

	<b>Página</b>
Tabla 1.1 Respuesta del Registro de Rayos Gamma para Diferentes Tipos de Roca.....	24
Tabla 3.1 Valores de ángulo de fricción interna .....	59
Tabla 5.1 Muestra de la base de datos realizada para los campos de Cusiana y Cupiagua con información de los registros disponibles y su profundidad.....	67
Tabla 6.1. Datos de AFI, Vclay y porosidad obtenidos de ensayos de laboratorio para la obtención de las correlaciones.....	75
Tabla 6.2. Resultados relevantes del análisis de regresión múltiple para el set de datos.....	83
Tabla 6.3. Tipos de arcillas obtenidos a partir del análisis de las formaciones utilizando el Registro de Rayos Gamma Espectral.....	87
Tablas 6.4 Resultados relevantes del análisis de regresión múltiple para la formación Carbonera C7.....	89
Tablas 6.5 Resultados relevantes del análisis de regresión múltiple para la formación carbonera C5.....	90
Tablas 6.6 Resultados relevantes del análisis de regresión múltiple para la formación Mirador.....	91
Tablas 6.7 Resultados relevantes del análisis de regresión múltiple para la formación Barco y cuervo.....	92

**TITULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA A PARTIR DEL VOLUMEN DE ARCILLA Y LA POROSIDAD OBTENIDOS DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS.\***

**AUTOR: ANGÉLICA MARÍA ROZO MARTÍNEZ\*\***

**PALABRAS CLAVES:** Ángulo de fricción interna, volumen de arcilla, correlaciones.

### **RESUMEN**

El ángulo de fricción interna ( $\phi$ ) es un parámetro fundamental en la caracterización del comportamiento mecánico de una formación, a partir de dicho parámetro podemos obtener el UCS, es un dato de entrada para la construcción de un modelo geomecánico entre otras aplicaciones.

Actualmente existen en la literatura rangos de valores de ángulo de fricción interna para las formaciones según su contenido de shale. Estos valores resultan ser poco precisos debido a que permiten un amplio rango para las arenas arcillosas haciendo necesario realizar ensayos de laboratorio a muestras representativas de la formación, lo que resulta en la mayoría de los casos inviable económicamente.

En este proyecto se obtienen correlaciones para calcular el ángulo de fricción interna, para algunas formaciones del piedemonte llanero colombiano, a partir de la porosidad y el volumen de arcilla, teniendo en cuenta los tipos de arcillas presentes en dicho volumen. Estas propiedades de la roca se obtienen de los registros de Rayos Gamma convencional, Rayos Gamma Espectral y los registros de porosidad RHOB, DT y neutrón por lo que se tienen curvas continuas de estas para todo el intervalo en el que exista el registro permitiendo el cálculo más eficiente de el ángulo de fricción interna de las formaciones.

---

\* Trabajo de investigación

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

**TITLE: DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY TO CALCULATE THE INTERNAL FRICTION ANGLE FROM CLAY'S VOLUMEN AND POROSITY OF ELECTRICAL WELL LOGS.\***

**AUTHOR:** ANGÉLICA MARÍA ROZO MARTÍNEZ\*\*

**KEYWORDS:** Internal friction angle, clay's volume, correlations.

**ABSTRACT**

The internal friction angle ( $\phi$ ) is a important parameters in the characterization of mechanical behavior of a formation, from the above mentioned parameter it is possible to obtain the UCS and it is an input data to build a geomechanical model between others applications.

Nowadays there are in literature ranges of values of internal friction angle for the formations according to shale's volume. These value are slightly precise because they let to choose a value between wide ranges of possibilities for sand-shaly stones, this does necessarily to do to plugs tests of laboratory, this solutions is too expensive and little practices.

In this project it is obtained correlations for calculating the internal friction angle, for some Piedemonte Llanero colombiano formations, from the porosity and clay's volume and in the clay's volume it is analyzed the type of clay that there are in the formation. These two properties of the rock are obtained of conventional Gamma Rays, Spectral Gamma Rays and porosity well logs like Rhob, DT and neutrón, because it will let to calculate continuous curves, for the interval which there is well logs, for internal friction angle and this calculus is more efficient and practical than laboratory' s test .

---

\* Research work

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

## INTRODUCCIÓN

El criterio de falla de Mohr-Coulomb es usado para calcular el UCS y el AFI. Mohr propuso en 1900, que la falla compresional a través del plano esta relacionada con los esfuerzos normales y compresionales por medio de una función lineal en la que se relaciona el esfuerzo compresional, el coeficiente de fricción interna, el esfuerzo normal y la cohesión. La cohesión es la fuerza que se necesita para mantener un grano de arena en la superficie de la roca. El coeficiente de fricción interna es la resistencia al movimiento a través del plano de falla compresional debido a las fuerzas de compresión. El criterio de falla de Mohr-Coulomb esta diseñado tal que si la muestra de la roca tiene tres esfuerzos principales desiguales, la línea de falla pueda ser determinada. Si los valores de  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$  caen debajo de esta línea, la falla no puede ocurrir.

Este criterio se aplica para el cálculo del ángulo de fricción interna a partir de pruebas de laboratorio.

En este trabajo se desarrollará una metodología que proporcione valores del ángulo de fricción interna a partir de parámetros como el Volumen de arcilla y la porosidad obtenidos de los registros eléctricos

## **1. VOLUMEN Y TIPO DE ARCILLA**

El volumen de arcilla de las formaciones de overburden y en los yacimientos de hidrocarburo tiene un gran impacto en la estimación de las propiedades de la roca, reservas y productibilidad. Los minerales de arcillas presentes en el shale complican la determinación de la porosidad, saturación y permeabilidad.

La determinación apropiada del volumen y tipo de los minerales arcillosos en los yacimientos es fundamental para la correcta evaluación de estos. El cálculo de propiedades tales como la saturación de agua, ángulo de fricción interna (AFI), los esfuerzos máximos (horizontal y vertical) se hacen comúnmente con base en el volumen de shale; pero este no representa el volumen de arcilla presente en la formación por lo que usualmente se trabaja con valores aproximados de dichos parámetros.

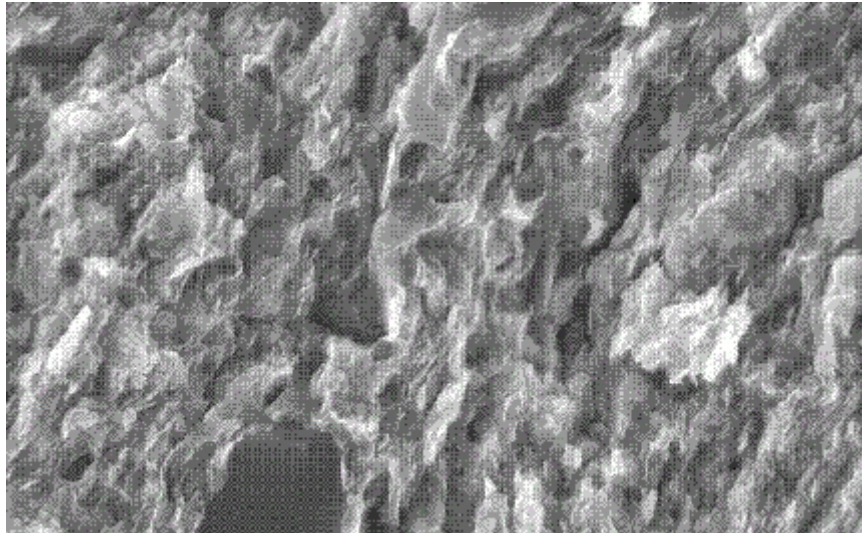
### **1.1 Diferencia entre Arcilla y Shale**

En la industria se utilizan estos dos términos sin ninguna diferencia, es apropiado hacer claridad que el shale es una roca de grano fino que contiene una gran fracción de minerales arcillosos, por lo que el volumen de arcilla y de shale de una formación son, aunque proporcionales, diferentes. Usualmente es el volumen de minerales arcillosos que se encuentra presente en las formaciones el que ocasiona problemas de estabilidad o en las lecturas de los registros eléctricos.

El shale puede estar definido como componente del suelo de grano fino que se presenta en las rocas sedimentarias con una forma de laminado específica, figura 1.1. Basado en los análisis de 10.000 shales (A.

Poupon, C. Clavier, J. Dumanoir, R. Gaymard and A. Misk, Julio 1970) se describió la composición mineral promedio de este y se determinó lo siguiente:

- Minerales arcillosos: 59%
- Cuarzo y chert: 20%
- Feldespato: 8%
- Óxidos de hierros: 3%
- Minerales orgánicos: 1%
- Carbonatos: 7%
- Otros 2%



**Figura 1.1** Fotografía de un shale. Tomado de Mineralogical Society.

EL 59% del shale constituido por minerales arcillosos puede estar compuesto por diversos tipos de arcillas. Los cientos de minerales arcillosos han sido agrupados y clasificados de acuerdo a su base

estructural y a su composición, en cinco grupos: Caolinita, Mica (ilita), Esmectita (montmorilonita), Clorita y Vermiculita. En común, todas poseen aluminosilicatos, que es clave como el elemento predominante presente. La estructura de las arcillas son láminas como resultado de su geometría y de su unidad estructural fundamental que contiene aluminio y silicio.

La estructura de las arcillas, normalmente se determina por métodos de difracción de rayos X, pero cuando ésta no se encuentra disponible, se necesita reconocer los elementos que sean susceptibles a la identificación por técnicas de registros. Desafortunadamente esta tarea es complicada debido a la fórmula química de la mayoría de los miembros de cada familia.

El hidrogeno es un miembro predominante en todas las arcillas, este tiene un gran impacto en la respuesta del registro Neutrón. La identificación de algunos de los otros elementos se puede hacer usando espectroscopia de Rayos Gamma, la cual se ha comprobado que es práctica, aunque indirecta, por medio del análisis químico de la formación. La mica se puede identificar con mayor facilidad debido a que sólo ella presenta potasio en su estructura química. Otro elemento característico fácil de identificar es el Aluminio y este se puede determinar a través de una técnica ya probada, llamada "neutron activation" la cual se está convirtiendo en un procedimiento rutinario en la toma de registros.

Sin embargo, el contenido de aluminio sólo, no nos sirve para identificar arcillas, ya que los feldespatos contienen también aluminio y la concentración de aluminio en las arcillas es muy variable.

Una segunda característica de las arcillas en la respuesta de los registros esta asociada con su naturaleza planar, que es resultado de su estructura. El agua atrapada entre las laminas contribuye a la conductividad y a la medida de la porosidad, sin embargo no es considerada parte de la porosidad efectiva.

Otro aspecto de la naturaleza laminar de la arcilla es la presencia de una carga negativa en la superficie, la cual es la responsable de absorber iones, principalmente cationes. En la presencia de un electrolito, esta carga superficial es la responsable de crear una delgada capa de un fluido con la composición alterada. Las moléculas polares del agua y los iones del potasio o del sodio son absorbidos mientras que los iones del cloro son repelidos. Esta doble capa que se crea tiene grandes implicaciones en la medida de la resistividad.<sup>1</sup>

## **1.2. Descripción y Tipos de los Minerales Arcillosos**

Los minerales de arcilla han sido clasificados, como se mencionó anteriormente, de acuerdo a su base estructural y a su composición, en cinco grupos: Caolinita, Mica (ilita), Esmectita (montmorilonita), Clorita y Vermiculita.

Los grupos de arcillas con mayor presencia en las formaciones de los yacimientos son:

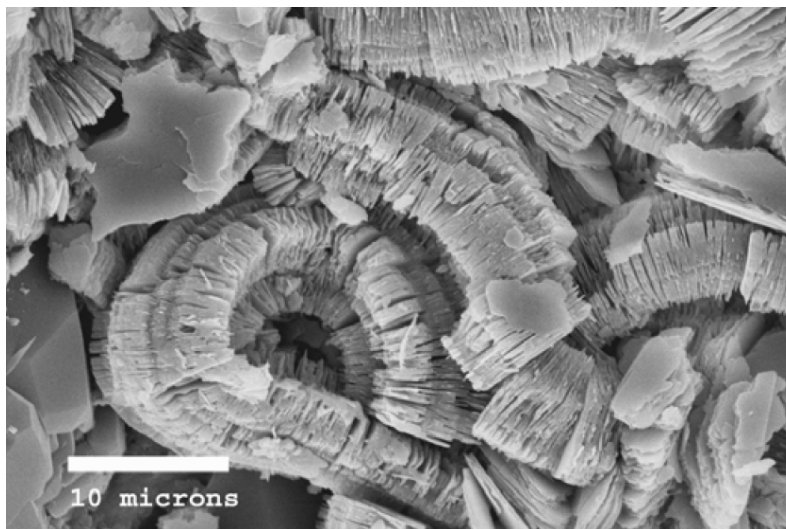
### **1.2.1. Caolinita**

Su fórmula química es  $Al_2 Si_2 O_5(OH)_4$

Este tipo de arcilla se forma por la descomposición del feldespato debido a la acción de agua y el dióxido de carbono. La caolinita está constituida por pequeñas capas hexagonales de superficie plana. Este

mineral posee la estructura cristalina más simple, en la que se distinguen dos estratos, uno formado por octaedros y otro formado por tetraedros en cuyos vértices se situarían los átomos de oxígeno y al interior el átomo de silicio, estructura en la cual las cargas se hallan balanceadas. La unión existente entre las capas es muy fuerte razón por la cual no se hincha (intrusión del agua en su estructura).

La caolinita tiende a alterarse a Illita y Clorita al aumentar la profundidad, figura 1.2.



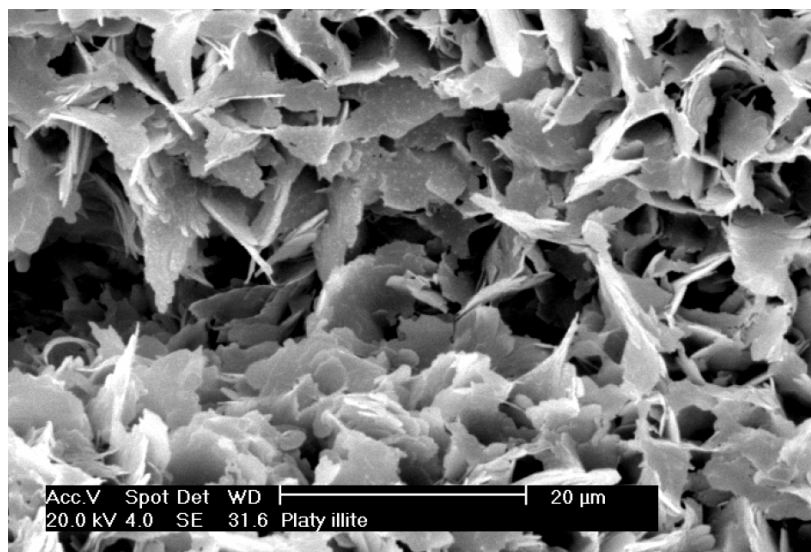
**Figura 1.2.** Micrografía del mineral Caolinita. Tomado de Mineralogical Society.

### 1.2.2. Illita

Su fórmula química es  $(K, H_3O)(Al, Mg, Fe)_2(Si, Al)_4O_{10}[(OH)_2, (H_2O)]$ .

La Illita es una arcilla micácea. La estructura de este mineral arcilloso es similar a la moscovita o a la sericita, con mayor composición de silicio, magnesio, hierro y agua; y un poco menos de aluminio tetraédrico y potasio laminar. La estructura cristalina de la Illita está compuesta por dos hojas tetraédricas que envuelven a una octaédrica,

y las puntas de los tetraedros de ambas capas, se orientan hacia el centro de la lámina octaédrica. En este tipo de arcilla se presenta sustitución isomórfica en la hoja tetraédrica (iones de silicio son remplazados por aluminio o hierro), compensándose de esta manera la deficiencia de carga por el ión potasio (Goets, 2000.Selley, 1992), figura 1.3.



**Figura 1.3.** Micrografía del mineral Illita. Tomado de Mineralogical Society.

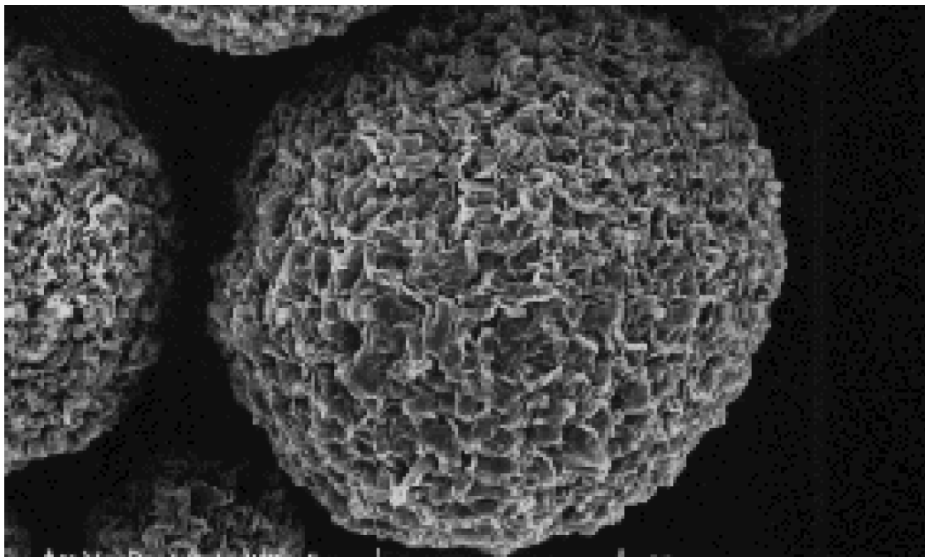
### 1.2.3. Esmectita

Su fórmula química es  $A_{14} Si_8 O_{20} (OH)_4 \cdot nH_2O$

La especie de Esmectita más comúnmente encontrada en las formaciones es la Montmorillonita (Goets, J. Selley, 1992).

Este tipo de arcilla, que es el mineral constituyente de la bentonita, está compuesto por cristales muy finos que al agruparse forman capas delgadas cuyos contornos son poco regulares. Debido a su gran capacidad para absorber agua esta arcilla tiende a sufrir hinchamiento

al contacto con el agua fresca. Las láminas adyacentes en la Esmectita no se encuentran ligadas por iones de potasio, como ocurre en la Illita, razón por la cual entre estas se ubican electrolitos, ciertas moléculas orgánicas polares, cationes intercambiables hidratados y además moléculas de agua que no están ligadas a ningún catión (H<sub>2</sub>O libre). Otra característica fundamental de este tipo de arcillas es su gran área superficial, figura 1.4.



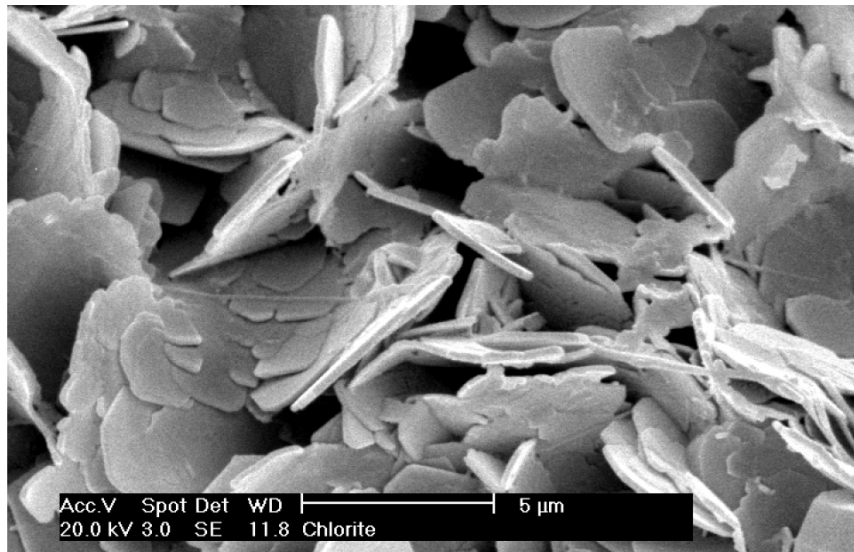
**Figura 1.4.** Micrografía del mineral Montmorillonita. Tomado de Mineralogical Society.

#### **1.2.4. Clorita**

Su fórmula química es  $A_{4-6}Z_4O_{10}(OH,O)_2$

Este grupo de minerales arcillosos presentan colores verdes en diversas matices, tiene diversas especies que difieren entre sí por la sustitución de elementos en la estructura cristalina. La red cristalina se diferencia de la Esmectita por una lámina octaédrica de hierro y magnesio (brucita) que ocupa el lugar del agua en la Esmectita. Los

iones hidratados de magnesio, aluminio o hierro son los encargados de unir fuertemente las láminas de la Clorita por lo que es poco probable el ingreso de electrolitos en dicha estructura, este tipo de arcilla, al igual que la Illita, presenta muy poca probabilidad de hinchamiento, figura 1.5.



**Figura 1.5.** Micrografía del mineral Clorita. Tomado de Mineralogical Society.

### 1.2.5. Vermiculita

Su fórmula química es  $(\text{Mg,Ca})_{1-1,4} (\text{Mg,Fe,Al})_{6,0} [(\text{Al,Si})_8\text{O}_{20}] (\text{OH})_{4,8} \text{H}_2\text{O}$

La vermiculita es un mineral formado por silicatos de hierro o de magnesio, se forma principalmente de la alteración de la biotita. Su estructura cristalina es similar a la que presenta la Illita, dos capas tetraédricas en medio de las cuales se ubica una capa octaédrica, pero la capa octaédrica de la vermiculita contiene principalmente hierro y

magnesio. Las capas de las arcillas del tipo vermiculita no presentan una fuerte adhesión razón por la cual son muy susceptibles a que el agua invada en el espacio interlaminar con llevando esta fenómeno al hinchamiento de la arcilla. Los minerales arcillosos de este tipo son los únicos que conservan sus propiedades de hidratación aún después de ser calentado a temperaturas tan altas como los 500°C, figura 1.6.



**Figura 1.6** Micrografía de la Vermiculita. Tomada de Mineralogical Society.

### **1.3. Métodos para determinar el volumen de arcilla y el tipo de arcillas.**

El volumen y tipos de arcillas de una formación puede ser determinado en laboratorio a partir de una prueba de difracción de rayos X que se realice a un plug o una muestra extraída del pozo, a partir de este dato, conocido por su naturaleza como estático, se puede caracterizar el contenido de arcilla de la profundidad a la que se extrajo la muestra. El volumen de arcilla también puede ser determinado de una forma más

continua y menos costosa utilizando los registro eléctricos, a este dato se le conoce como un valor dinámico del volumen de arcilla.

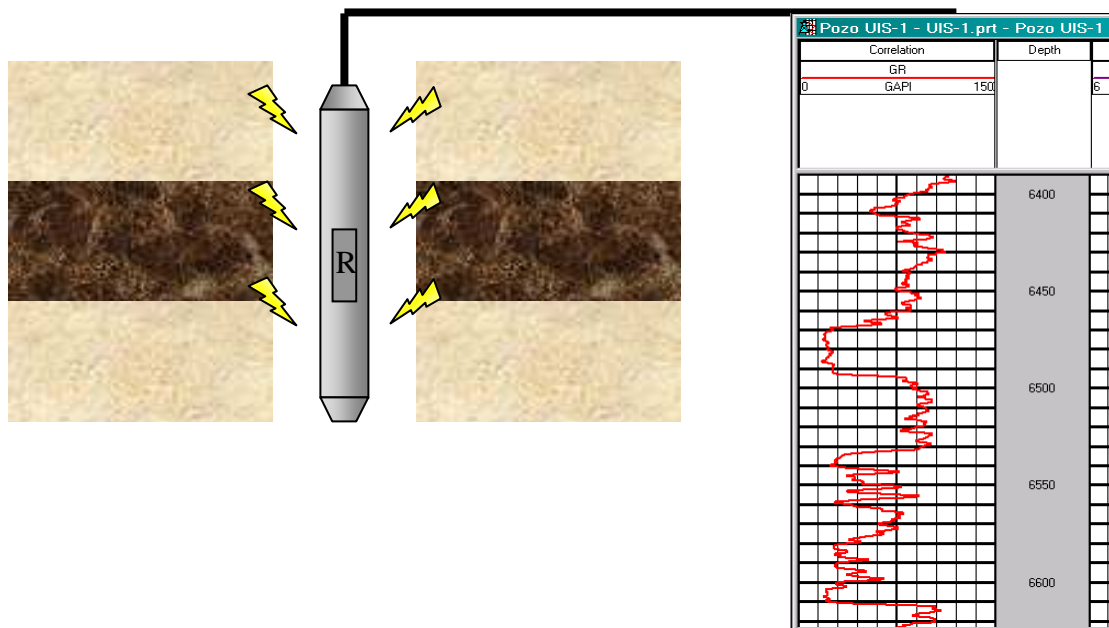
### **1.3.1 Difracción de Rayos X**

La difracción de Rayos X es una técnica de laboratorio que permite determinar la composición mineralógica de una muestra de formación, especialmente a sustancia de composición cristalina. Se basa en el estado cristalino de las sustancias que depende de la disposición de los átomos en la molécula, la regularidad en la disposición de estos átomos forma unos retículos de planos equidistantes que se denominan planos reticulares, la distancia entre estos planos controla la propiedad de difracción (Moore, 1989)

### **1.3.2 Registro de Rayos Gamma**

El registro de Rayos Gamma determina esencialmente el volumen de shale presente en la formación, pero se explicará debido al su aplicación dentro del proyecto.

El registro de rayos gamma se fundamenta en la característica que poseen todas las formaciones de emitir, debido a los elementos que las componen, radiación del tipo Gamma. Esta proporción de material radiactivo es característica de cada tipo de roca: arena, shale, caliza, entre otras, y permite diferenciar un tipo de roca de otro. El registro de Rayos Gamma capta los Rayos Gamma emitidos naturalmente por las formaciones y arroja una medida de que tan radiactivas son estas en unidades API, figura 1.7. El tipo de roca compuesto por más elementos radiactivos es la arcilla que se caracteriza por las respuestas más altas del registro y las arenas, carentes de elementos que emitan Rayos Gamma, presentan las menores lecturas.



**Figura 1.7.** Principio físico y ubicación en un track en el software Geographix del Registro de Rayos Gamma. El autor.

En la tabla 1.1 se aprecia la respuesta del registro de Rayos Gamma en algunos tipos de rocas.

**Tabla 1.1** Respuesta del Registro de Rayos Gamma para Diferentes Tipos de Roca.

TIPO DE ROCA	0 - 4	4 - 8	8 - 14	14 - 20	20 - 40	40 - 60	60 - 80	80-100	100-130	150-200	200-250	250-300
Roca de cubierta - Anhidrita												
Carbón												
Sal												
Dolomita												
Caliza												
Arenisca												
Caliza Arenosa y calcarea												
Arenisca Lutítica												
Caliza Lutítica												
Lutita Arenosa												
Lutita												
Lutita Orgánica de sedimentos												
Clay	Caolinita											
	Clorita											
	Illita											
	montmorillonita											
Mica	Muscovita											
	Biotita											

**Fuente:** Modificado de Well Logging for Earth Scientist, Darwin V. Ellis.

### 1.3.2.1 Propiedades de los Rayos Gamma

Los Rayos Gamma emiten energía distintiva de cada elemento, al pasar a través de la materia los Rayos Gamma experimentan una serie de colisiones con átomos del material de la formación, perdiendo energía con cada colisión. Después de haber perdido suficiente energía los Rayos Gamma son absorbidos debido al efecto fotoeléctrico.

La rata de absorción varía con la densidad de la formación, si dos formaciones tienen la misma cantidad de material radiactivo por unidad de volumen pero tienen diferentes densidades mostrarán diferentes niveles de radiactividad. Los perfiles de Rayos Gamma son entonces proporcionales a la concentración en peso de la radiactividad del material en la formación:<sup>2</sup>

$$GR \equiv \frac{\sum \rho_i v_i A_i}{\rho_b}$$

$\rho_i$ : densidad de los minerales radiactivos

$v_i$ : fracción del volumen del mineral

$\rho_i$ : en un factor proporcional correspondiente a la radiactividad del material.

$\rho_b$ : es la fracción de la densidad de la formación.

### **1.3.2.2. Factores que Afectan la Medida**

Entre los factores que afectan la medida del registro se encuentra las variaciones estadísticas. Dada la naturaleza estadística del fenómeno el número de Rayos Gamma que llega al contador fluctúa incluso cuando la sonda está inmóvil en el pozo, sin embargo, el número de Rayos Gamma contados en un periodo de tiempo relativamente largo será prácticamente constante.

Entre otros factores se tiene el espesor de la columna de cemento, el espesor de la tubería de revestimiento, el espesor de la columna de lodo y la excentricidad de la sonda; para hacer la correcciones necesarias por los cambios que pueden sufrir las deflexiones de la curva del perfil por este tipo de factores se encuentra una serie de ecuaciones, algunas en gráficas, que se puede utilizar para hacer las correcciones ya sea manual o a través de programas existentes en la industria.

### **1.3.2.3 Usos del Perfil de Rayos Gamma**

Entre los usos más reconocidos del registro de Rayos Gamma se encuentra:

- Calcular el volumen de arcilla. Para calcular el volumen de arcilla a partir de un registro de Rayos Gamma se han planteado diversas fórmulas, cada una con su rango o características de aplicación, entre estas se tiene la ecuación del índice de arcilla que es una de las más usadas por su sencillez y su amplio rango de aplicación:

$$V_{sh} = \frac{GR_0 - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}} = I_{sh}$$

Donde:

$V_{sh}$  = volumen de arcilla

$GR_0$  = lectura de GR a la profundidad deseada.

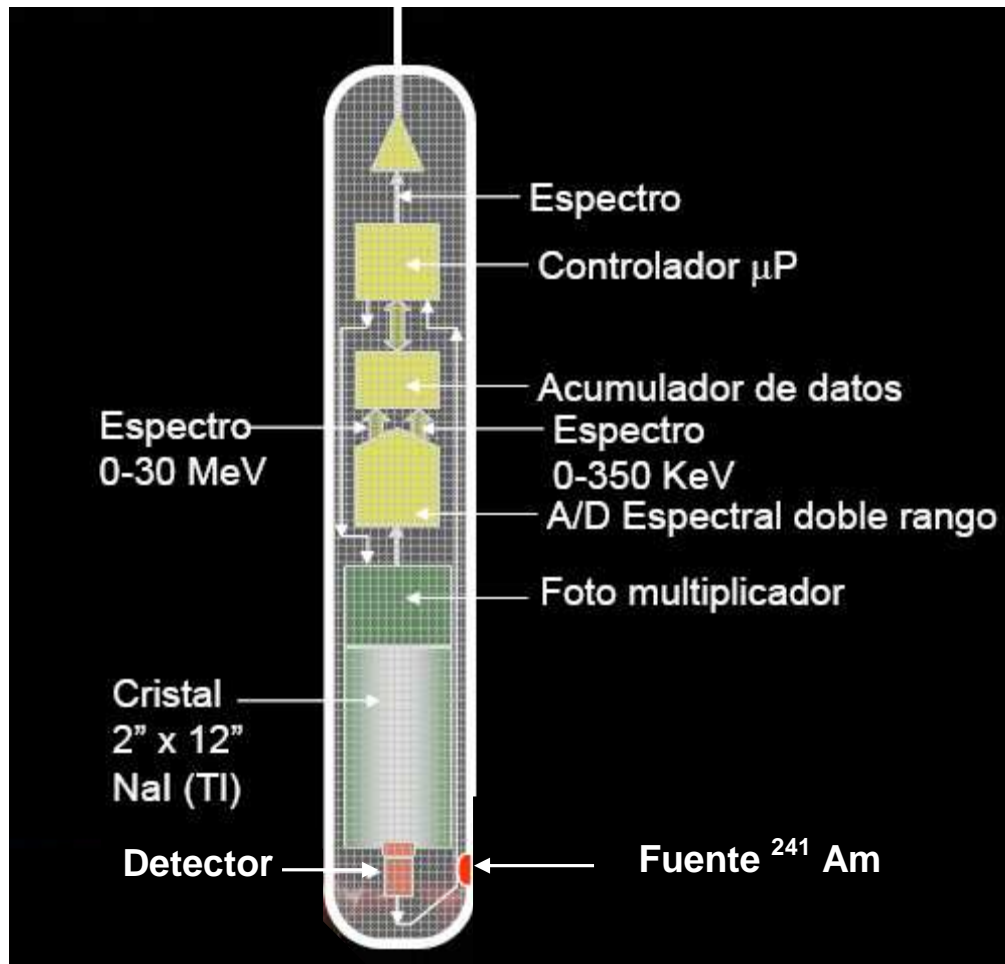
$GR_{clean}$  = lectura significativa del valor más bajo registrada por la herramienta (constante).

$GR_{sh}$  = lectura significativa del valor más alto registrada por la herramienta (constante).

- Determinar la litología: La herramienta de Rayos Gamma permite registrar la radiactividad de las rocas existentes en la formación, principalmente la que proviene de los elementos del Torio, Uranio y Potasio, estos elementos están presentes principalmente en las arcillas por lo que cuando la herramienta se corre en formaciones con alta presencia de arcillas los valores que arroja (en unidades API) el GR son altos; y por ende al arrojar valores bajos se interpreta que la formación es una arena, ya que estas presentan cantidades insignificantes de material radiactivo.

### **1.3.3. Registro de Rayos Gamma Espectral**

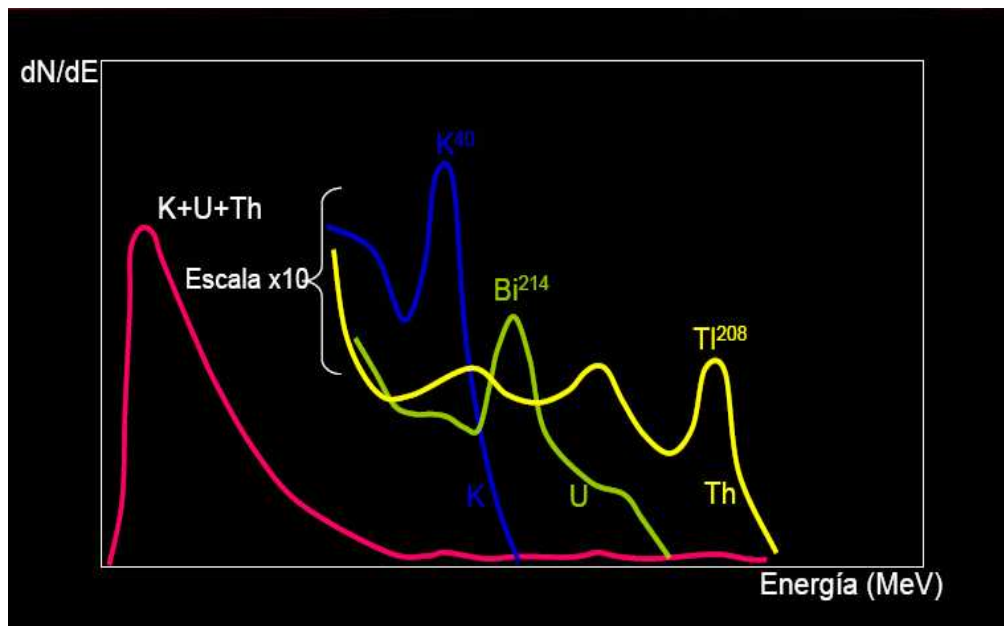
El registro de Rayos Gamma convencional registra la radiactividad total de las rocas. Ésta proviene principalmente de los elementos Uranio, Torio y Potasio, los dos últimos son los que aportan la radiación de las arcillas y a través de estos es que identificamos las zonas arcillosas como se explicó anteriormente. El Uranio es un elemento radiactivo que no se encuentra presente en las arcillas y que se asocia a zonas con fracturas donde frecuentemente se deposita. La dificultad del registro de Rayos Gamma convencional y lo que dio paso al registro de Rayos Gamma Espectral es que capta la radiación total de las formaciones sin discriminar el tipo de elemento que la produce ocasionando esto que arenas fosfáticas, como las que se encuentran en la formación Guadalupe del piedemonte llanero, o aquellas con presencia de uranio debido a depósitos en las fracturas se registren como arcilla. El registro espectral es una herramienta que provee una medida cuantitativa de Torio, Uranio y Potasio. El primer registro espectral comercial fue hecho por Dresser Atlas en los 60. Solo recientemente esta medida se ha incorporado en la evaluación de zonas litológicamente complejas. En la figura 1.8 se aprecia la configuración interna de la herramienta que le permite discriminar la radiación que recibe.



**Figura 1.8** Configuración de la herramienta de Rayos Gamma Espectral. Modificado de Curso Registros convencionales, Halliburton.

El Potasio consiste en tres isótopos que exhiben una masa de 39, 40, 41 con una abundancia de 93.08, 0.0119 y 6.9 por ciento respectivamente. El único isótopo inestable del Potasio es el nucleido Potasio-40, el mayor contribuidor, el cual emite un único, fácilmente identificable rayo gamma de 1.46 Mev.

El registro espectral mide la radiación total, la radiación emitida por el Potasio 40 ( $K^{40}$ ) de 1.46 Mev, la serie de Uranio del nucleido de Bismuto (metal) ( $Bi^{40}$ ) que emana rayos gamma de 1.764 Mev y la serie de Torio del nucleido de Talio ( $Tl^{208}$ ) que emite rayos gamma de 2.614 Mev, figura 1.9. Estas medidas son entonces relacionadas con las características de la formación, mejorando así la evaluación de la secuencia.



**Figura 1.9** Respuestas de K, Th, U. Modificado de Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs. SPE 1994.

### 1.3.3.1 Factores que afectan la medida

Este registro presenta el mismo principio de funcionamiento del registro de Rayos Gamma, por lo que los factores que afectan su medida son los mismos.

### 1.3.3.2 Usos del perfil de Rayos Gamma Espectral

Entre los usos más reconocidos del registro de Rayos Gamma Espectral se encuentran:

- Determinar el contenido de arcilla: El volumen de arcilla se determina usando las respuestas de Torio y de Potasio y omitiendo la respuesta del Uranio en los cálculos.

Varios de los minerales arcillosos pueden ser identificados por series radioactivas, se puede cuantificar cada una de las siguientes relaciones:

$$IGR = \frac{SGR(Th + K)_{log} - SGR(Th + K)_{min}}{SGR(Th + K)_{max} - SGR(Th + K)_{min}}$$

Donde:

$SGR(Th + K)_{min}$  = lectura del registro mínima

$SGR(Th + K)_{max}$  = lectura del registro máxima

$IGR$ : índice de contenido de arcilla

Este índice es luego usado en la siguiente relación para encontrar un valor cuantitativo de la cantidad de arcilla presente:

$$V_{cl} = \frac{2^{G_{CUR} * AI} - 1}{2^{G_{CUR}} - 1}$$

Donde:

$V_{CL}$  = Volumen de arcilla

$AI$  = Índice de arcilla

$G_{CUR}$  = Exponente para las familias de curvas que relacionan AI con el volumen de arcilla.

$G_{CUR} = 3.7$  para rocas terciarias

$G_{CUR} = 2$  para rocas más viejas

$G_{CUR}$  = se aproxima a cero para una relación lineal.

- Determinar el tipo de arcilla: Los minerales arcillosos que se encuentran usualmente presentes en las formaciones pueden ser identificados por la presencia o la relación de los componentes radioactivos presentes. El incremento de la cantidad de Torio y Potasio son los indicadores por excelencia para determinar el tipo de arcilla, por ejemplo, Illita, Glaucomita y micas arcillosas son usualmente asociados a respuestas altas de Potasio. Bauxita, Bentonita y Montmorilonita están usualmente asociadas a altos contenidos de Torio. La caolinita se describe mejor por una combinación de dos respuestas. Para hacer la determinación del tipo de arcilla para un intervalo en el que se cuenta con la respuesta del registro, Jorge Bendeck en "Una herramienta para la evaluación de formaciones" propone hacer un crossplot de Torio Vs Potasio para luego súper-ponerlo con una gráfica sectorizada que determina según el comportamiento de estos dos elementos el tipo de arcilla.

La razón principal en la difícil cuantificación de la arcilla es que la curva total de los rayos gamma responde a radioactividad que no refleja la litología presente.

- zonas fracturadas: La medida del registro espectral provee un método para diferenciar entre la radioactividad natural asociada con la litología y la radioactividad, que es probablemente más una función de depósitos secundarios debido a la migración de fluidos de la formación, ya sea hidrocarburos o agua; la radioactividad secundaria es más en su mayoría proveniente del Uranio que contiene sales solubles. Analizando la cantidad de Uranio presente con el respectivo contenido de arcilla es posible identificar zonas fracturadas o zonas altamente permeables. Las fracturas pueden ser localizadas analizando las repuestas obtenidas e identificando las zonas que contienen bajo o un decremento de las cantidades de Torio y Potasio y un incremento de Uranio.

La relación entre la respuesta del registro y el contenido de arcilla, varía de secuencia a secuencia. En la mayoría de artículos tienen en cuenta la respuesta del uranio. Para este trabajo se cree que este componente hace la respuesta empírica y tendría que hacerse para cada secuencia geológica. Si esta respuesta es omitida el volumen de arcilla encontrado se aproxima más a una función lineal. La cantidad total de la arcilla presente es obtenida por la suma de las respuestas del torio y del potasio y se asume que es una arcilla que puede ser identificada por una serie radioactiva específica. Un método para determinar si más Uranio está presente que lo que la litología indica es obteniendo un contenido de clay aparente usando la respuesta de las dos ecuaciones anteriores y comparar este con el contenido de arcilla presente. Si hay más Uranio presente que lo que indica el volumen de arcilla, esto puede

ser interpretado como una zona de alta permeabilidad o fracturamiento.<sup>2</sup>

Donde las condiciones del pozo afecten las medidas del gamma ray, cambios en el tamaño del pozo y peso del lodo, debe ser compensado para realizar previos cálculos.

La herramienta puede ser utilizada tanto en hueco abierto como con casing, pero los resultados son mejores cuando se registra en hueco abierto.

Si información adicional es necesitada sobre el tipo de arcilla presente, una comparación de la medida del registro espectral con la densidad aparente como la que se obtiene con el registro densidad compensado es beneficioso ya que muchos tipos de arcilla tienen una única o se identifica con una densidad de grano.

El registro espectral, combinado con el método discutido de interpretación, mejora la evaluación y soluciona varios problemas encontrados en las zonas productoras potencialmente radioactivas.

## **2. POROSIDAD**

La porosidad de las rocas es una de las propiedades petrofísica más importantes, se encuentra directamente relacionada con la saturación de fluidos y es fundamental en la caracterización de los yacimientos, modelos de simulación, entre muchas otras aplicaciones. La porosidad se define como el espacio de la roca que se encuentra ocupado por fluidos dividido entre el volumen total de la roca. Existen dos tipos de porosidad:

- La porosidad primaria es la que se debe a los espacios entre los granos consecuencia de la depositación de los sedimentos.
- La porosidad secundaria es la que se debe a fenómenos como lixiviación, fracturamiento y fisuramiento de la roca durante el proceso de formación.

Para determinar la porosidad de las formaciones existen diversos registros que nos permiten leerla directamente o calcularla a partir de otros parámetros.

### **2.1 Métodos para determinar la porosidad**

Existen diversos métodos para determinar la porosidad de una formación, estos métodos se pueden agrupar principalmente en dos grandes grupos las técnicas de laboratorio y los registros eléctricos.

#### **2.1.1. Laboratorio**

Para determinar la porosidad de las rocas en laboratorio existen tres métodos principalmente usados:

- Método de imbibición: Inicialmente se pesa la roca o medio poroso y se procede a sumergirla totalmente en un fluido humectante en vacío durante el tiempo suficiente para causar que el fluido humectante penetre en todos los poros. Después del proceso de imbibición también se pesa la muestra. Utilizando estos dos pesos paralelamente con la densidad del fluido permiten determinar el volumen poroso de la muestra objeto del estudio. Cuando la muestra está completamente saturada con el líquido humectante, una medición del cambio del volumen del líquido humectante es también un valor directo del volumen poroso de la muestra.
- Método de inyección de mercurio: En esta prueba inicialmente se determina el volumen de la muestra por la inmersión de esta en mercurio. Después de evacuar la muestra la presión hidrostática del mercurio en la cámara conteniendo la muestra y el mercurio, se incrementa. Como resultado el mercurio penetrará en el espacio del poro y a causa de que la presión es suficientemente alta, el mercurio penetrará en poros suficientemente pequeños. Sin embargo la prueba no es totalmente eficiente ya que se requiere de presiones infinitamente altas para llenar todos los poros y a presiones tan altas se deforman las estructuras de granos de la muestra.
- Método de expansión de gas: La porosidad determinada a partir de este tipo de pruebas corresponde a la porosidad efectiva de la muestra, el volumen de esta es medido separadamente. La prueba consiste en encerrar la muestra en un contenedor de

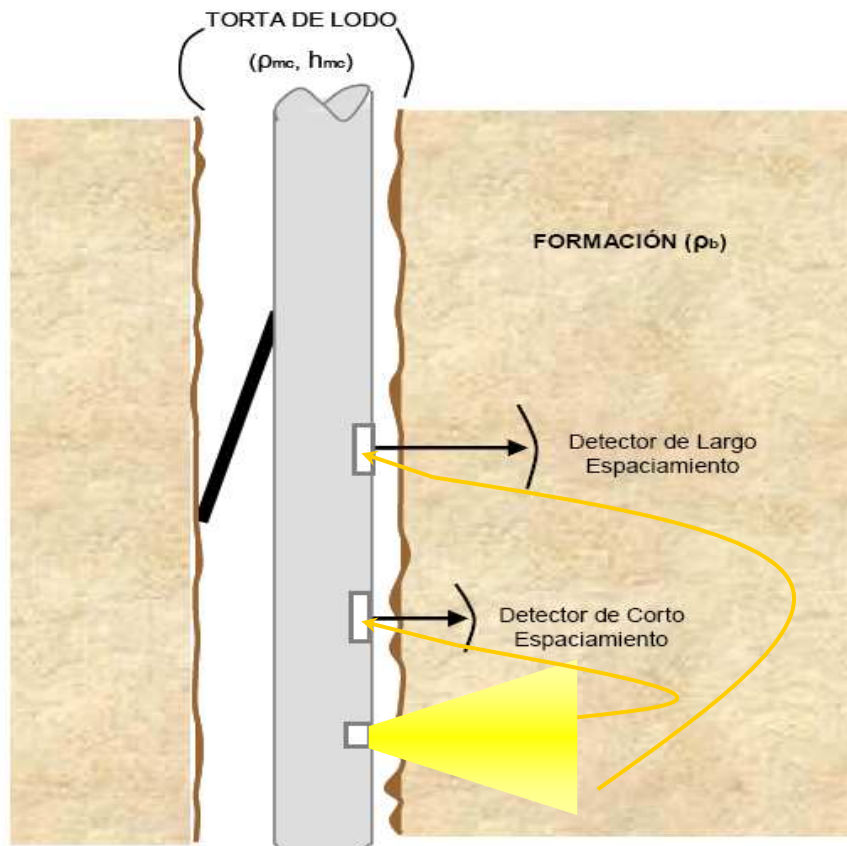
volumen conocido, cuando la válvula entre dos contenedores es abierta el gas se expande dentro del contenedor evacuando y la presión del gas decrece. Entonces a partir de la ecuación de los gases se calcula el volumen poroso.

### **2.1.2. Registro de densidad (RHOB)**

El registro de densidad, al igual que muchos otros registros, utiliza características de la interacción de la materia y la energía, para a partir de mediciones hechas a la formación derivar propiedades de esta tales como su densidad, porosidad, entre otras.

La herramienta es un patín que cuenta con un brazo que lo mantiene pegado a la pared del pozo, Figura 2.1. En el patín se coloca una fuente colimada de 1,5 curies de cesio 137 que emite Rayos Gamma con una energía inicial de 662 Kev. Los Rayos Gamma interactúan con la formación y luego son captados por unos detectores ubicados a una distancia fija de la fuente.<sup>3</sup>

Usualmente la herramienta cuenta con un detector de espaciamiento corto y uno de espaciamiento largo, el primero se ve afectado por la torta de lodo adherida a la pared del pozo, sobre estimando el valor de la densidad cuando la torta es más densa que la formación y subestimando dicho valor cuando la torta es menos densa que la formación. La diferencia entre las densidades leídas por el detector de espaciamiento largo y el de espaciamiento corto da una corrección que se suma o se resta a la medida del detector de espaciamiento largo. Esta corrección se hace automáticamente en el equipo de superficie que a través de un algoritmo y con las medidas de los detectores arroja el valor de la densidad de la formación. Este registro proporciona una medida de la porosidad total de la formación.



**Figura 2.1** Esquema de la herramienta del registro de Densidad de la formación. Modificado de Escamilla, 2007.

#### 2.1.2.1. Factores que afectan la medida

Las medidas de la herramienta deben ser corregidas por el tipo de fluido presente en el pozo, esta corrección se hace a través de gráficas predeterminadas según sea el caso. Otro agente que afecta la medida del registro es la presencia de hidrocarburos gaseosos en la formación ya que estos van a disminuir el valor de densidad de la formación.

La interpretación del perfil de Densidad puede ser afectada por la presencia de arcillas o lutitas en las formaciones. A pesar de que las propiedades de la lutita varían con las formaciones y el lugar, una

densidad típica para capas de lutita e intercalaciones laminares de lutita es del orden de 2,2 a 2,65. Las densidades de las lutitas tienden a ser menores en profundidades pequeñas donde las fuerzas de compactación no son tan grandes. Las lutitas dispersas o arcillas diseminadas en los espacios porales pueden tener, en general, densidades algo menores que las lutitas intercaladas.

EL efecto de presión de compactación es otro factor que afecta la medida del registro RHOB. La densidad total de las lutitas se incrementa con la compactación y en áreas donde los sedimentos son relativamente recientes, el incremento de la densidad de la lutita con la profundidad es aparente en los registros. Sin embargo en zonas con sobre presión esta tendencia es invertida; la densidad de la lutita decrece con el incremento de profundidad. Las sobre presiones se deben a barreras que han impedido el escape de agua durante el proceso de compactación. Las presiones resultantes de los fluidos pueden llegar al valor de las que corresponden a las formaciones sobrepuestas. Debido al exceso de agua, las lutitas con sobre presión tienen poca compactación y sus densidades son menores que las que les corresponden. Esta disminución en densidad frecuentemente se asocia con las lutitas ubicadas hasta a 300 metros encima de areniscas permeables de alta presión.

#### **2.1.2.2 Usos del perfil de densidad de la formación.**

Entre los usos más reconocidos del registro de Densidad se encuentra:

- Determinar la porosidad de la formación: Para una formación limpia de densidad de matriz,  $\rho_{ma}$ , conocida y que tiene una porosidad  $\Phi$ , y está saturada con un líquido de densidad

promedio,  $\rho_f$ , la densidad total de la formación  $\rho_b$  será rigurosamente:

$$\rho_b \approx \phi\rho_f + (1-\phi)\rho_{ma}$$

para los fluidos porales comunes, exceptuando gas e hidrocarburos ligeros, y para los minerales de matriz comunes, la diferencia entre la densidad aparente  $\rho_a$ , leída por el registro de densidad, y la densidad de la formación  $\rho_b$ , es tan poca que se desprecia. Resolviendo para  $\Phi$ :

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Donde  $\rho_b = \rho_a$ .

En la tabla 1 se dan algunos valores comunes para  $\rho_{ma}$ .

- Determinar la litología: Existen en la literatura tablas de las densidades promedio de ciertos tipos de rocas, a partir de estos datos podemos estimar el tipo de formación si comparamos con la lectura del registro.
- La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales en los depósitos de evaporitas, descubrimiento de gas combinado con el Neutrón; determinación de la densidad de hidrocarburo; evaluación de arenas arcillosas y litológicas complejas y en la determinación del rendimiento de lutitas petrolíferas.

### 2.1.3. Registro Neutrón

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras, cuya masa es casi idéntica a la masa de un átomo de hidrógeno. Por su condición eléctrica, pueden penetrar sustancias compuestas ignorando las capas de electrones en los átomos para interactuar solamente con el núcleo. El registro neutrón aprovecha esta característica de los neutrones y desde una fuente radiactiva se emiten continuamente neutrones de alta energía (alrededor de 2 MeV); estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales, con cada colisión el neutrón pierde algo de energía, figura 2.2. La cantidad de energía perdida depende de la relación de masas entre los núcleos. Rápidamente la energía de los neutrones se reduce hasta 0.025 MeV; luego se esparcen aleatoriamente sin perder más energía, hasta que son capturados por el núcleo de elementos tales como cloro, hidrógeno o silicio. Dicho núcleo se excita y emite un rayo gamma.

La colisión entre neutrones y núcleos puede clasificarse como sigue:

- Choque elástico: rige la ley de conservación del momentum. El neutrón cede algo de energía al átomo y continúa moviéndose a menor velocidad en diferente dirección. El átomo aumenta su velocidad.
- Choque inelástico: la energía del neutrón se transfiere al átomo continuando aquel su movimiento a una velocidad reducida. La velocidad del átomo aumenta y su núcleo se excita hasta liberar un rayo gamma retornando a su nivel de energía normal. El choque inelástico ocurre entre neutrones de energía y átomos relativamente pesados, es decir, la pérdida máxima de energía ocurre cuando el neutrón golpea un núcleo de hidrógeno. Las

colisiones con núcleos mucho más pesados no disminuyen demasiado la velocidad del neutrón, por esto la disminución en la energía del neutrón depende de la cantidad de hidrógeno presente en la formación.

- Captura Radiactiva: Después de sucesivas colisiones los neutrones entran en el nivel de energía térmico y permanecen allí hasta ser capturados por el núcleo de uno de los pocos elementos clasificados como “absorbedores de neutrones” siendo el cloro el más comúnmente encontrado. El núcleo que captura el neutrón a su vez, emite un rayo gamma.

Teniendo en cuenta lo anterior el funcionamiento de La herramienta del registro Neutrón “lee” la cantidad de hidrógeno presente en la formación. El hidrógeno está presente principalmente en los fluidos, de manera que el índice de hidrógeno está directamente asociado con la porosidad.

Existen dos métodos para detectar los neutrones que han disminuido su energía:

En un proceso neutron – gamma, los neutrones son absorbidos por los núcleos atómicos y esta reacción produce una radiación artificial o secundaria de rayos gamma de alta energía, llamados rayos gamma de Captura, registrada en el detector. Y en un proceso neutrón – neutrón, los neutrones lentos son registrados en el detector antes de que sean capturados.

Cuando se emplea el principio de neutrón –neutrón la herramienta no necesita de un filtro o discriminador para eliminar las radiaciones de rayos gamma que proviene de diferentes fuentes, ya que el detector es insensible a este tipo de radiación.

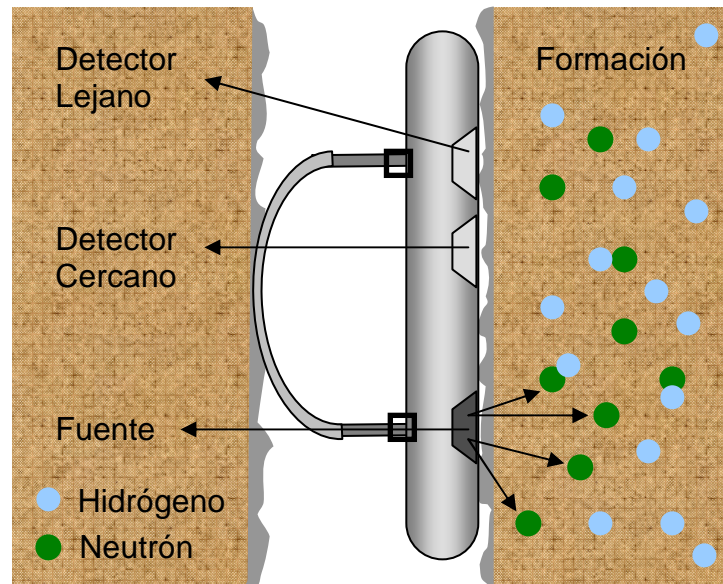
Mientras que cuando se emplea el principio del proceso neutrón – gamma se deben tener en cuenta las diferentes fuentes:

- La radiación natural de los rayos gamma registrada en los perfiles de rayos gamma.
- La radiación de rayos gamma emitidos por la misma fuente de neutrones cuando se emplea una fuente de Radio – Berilio, ya en desuso. Por cada neutrón emitido de la fuente, el Radio produce aproximadamente 5000 rayos gamma. Estos rayos gamma pueden llegar al detector directamente de la fuente o indirectamente después de pasar por el pozo y las formaciones
- La radiación artificial o secundaria de rayos gamma producida cuando los neutrones lentos son absorbidos o capturados por los diferentes átomos.

De las anteriores fuentes, la radiación artificial es la que se desea registrar en los perfiles de Neutrón, lo que puede lograrse fácilmente por medio de diseños apropiados de la herramienta.

#### **2.1.3.1. Factores que afectan la medida**

- En las arcillas, el agua que se encuentra ligada a la estructura de estas aumenta la lectura del registro neutrón arrojando porosidades anormalmente altas.
- La selección de la matriz apropiada para los cálculos internos de la porosidad es fundamental para no incurrir en errores.
- En formaciones con presencia de gas y agua salada la porosidad es subestimada debido a los pocos oxígenos presentes en estos tipos de fluidos.<sup>4</sup>



**Figura 2.2** Esquema y principio de funcionamiento de la herramienta del registro Neutrón. La autora.

### 2.1.3.2. Usos del perfil Neutrón

- Determinar la porosidad: La respuesta de porosidad que proporciona el registro Neutrón es directa, no necesita emplearse ninguna fórmula para hallarla, es decir que el perfil muestra el valor de porosidad directamente en función del contenido de hidrógeno en la formación.

Sin embargo, cuando los poros están ocupados por gas, mas que aceite o agua, la porosidad neutrón va a ser baja. Esto ocurre por que en el gas la concentración de hidrogeno es menor que en el aceite o en el agua. A esto se le conoce como el efecto del gas.

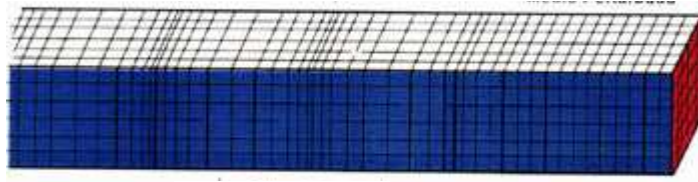
La respuesta del registro neutrón varía según las diferencias entre los tipos de detectores; el espaciamiento entre la fuente y detector; y la litología: arena, caliza o dolomita.

A diferencia de los otros registros el neutrón no es calibrado en unidades físicas, sino a partir de una matriz de caliza.

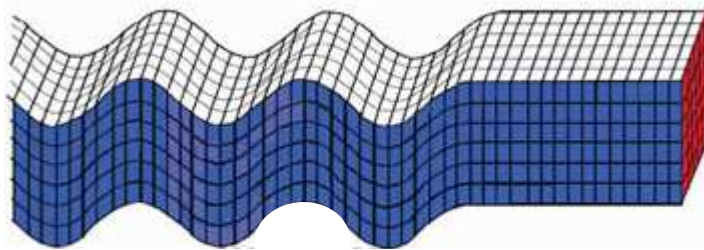
#### **2.1.4. Registro Sónico**

El registro sónico se fundamenta en la característica que tienen las ondas acústicas de propagarse a través de cualquier medio sólido. Existen dos tipos de ondas acústicas:

- Compresionales o de presión (ondas P): son un tipo particular de ondas longitudinales. La onda se propaga en el modo compresional, es decir, la dirección de propagación es paralela a la dirección de desplazamiento de las partículas. Los gases, líquidos y sólidos tienden a oponerse a la compresión; en consecuencia, las ondas compresionales pueden propagarse a través de ellos, figura 2.3.
- Ondas de cizallamiento o Distorsionales (ondas S): son un tipo particular de onda transversal y su dirección de propagación es perpendicular a la dirección del desplazamiento de las partículas. A causa de su rigidez los sólidos tienden a oponerse al esfuerzo cortante o cizallamiento, es decir, las fuerzas que tienden a causar que dos partes continuas de un cuerpo se deslicen una relativa a la otra; en consecuencia las ondas de cizallamiento pueden propagarse a través de sólidos y no a través de líquidos y gases puesto que estos últimos no tienen rigidez, si la viscosidad es despreciable, figura 2.4.



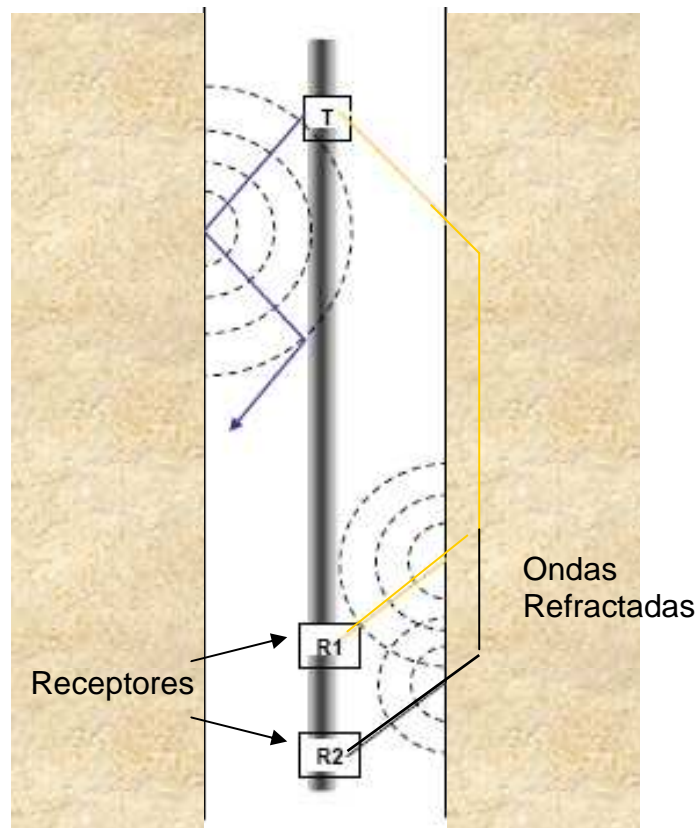
**Figura 2.3** Representación de las ondas P. Modificado de [www.Funvisis.gov.ve](http://www.Funvisis.gov.ve)



**Figura 2.4** Representación de las ondas S. Modificado de [www.Funvisis.gov.ve](http://www.Funvisis.gov.ve)

Con base en la propiedad que tienen estas ondas acústicas de desplazarse en los medios sólidos e ir disipándose proporcionalmente a la oposición que presente el material, se desarrolló el registro Sónico que midiendo el tiempo de tránsito, que se ve afectado por los obstáculos que encuentre la onda en su trayectoria, nos proporciona una medida indirecta de la porosidad. Con este mismo principio encontramos en el mercado diversas herramientas que varían en su configuración y en la especialidad de su funcionamiento. El principio de la herramienta se refleja en la figura 2.5.

El registro sónico mide la porosidad primaria más la porosidad de arcilla, a partir de este no se puede determinar la porosidad secundaria.



**Figura 2.5** Esquema y principio de funcionamiento de la herramienta del registro Sónico. La autora.

#### 2.1.4.1 Factores que afectan la medida

- Litología: Entre los factores que se deben establecer para el cálculo de la porosidad se encuentra  $\Delta t_{ma}$  que es el tiempo de tránsito de la onda en la matriz, esta selección se debe hacer minuciosamente para no incurrir en errores en la porosidad calculada por una mala selección.
- Arcilla: El contenido alto de agua en las arcillas ocasiona una lectura muy alta de  $\Delta t$ .

- La profundidad de investigación: la profundidad de investigación de las herramientas es pequeña; por lo general el fluido observado por el registro será el filtrado de lodo.
- Compactación: por la naturaleza de la lectura del registro este se ve afectado por el grado de compactación de las formaciones, en formaciones poco consolidadas la lectura de  $\Delta t$  será alta e irá variando con la profundidad.
- Porosidad Secundaria: La lectura del registro sónico no tiene en cuenta la porosidad secundaria
- Efecto del hueco: El estado del hueco (diámetro y rugosidad) son determinantes en el  $\Delta t$  leído por la herramienta, debido al tiempo de interacción de la onda con el fluido presente en el pozo.

#### 2.1.4.2. Usos del perfil Sónico

El registro sónico tiene muchas y diversas aplicaciones, entre las más importantes encontramos:

- Determinar la porosidad: Wyllie propuso una ecuación que relaciona el tiempo de tránsito leído por el registro sónico con la porosidad de la formación:

$$\phi = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Donde:

$\Delta t_{ma}$ : tiempo de tránsito del material de la matriz [ $\mu s/ft$ ].

$\Delta t_{\log}$ : Lectura del registro [ $\mu s/ft$ ].

$\Delta t_f$ : Tiempo de tránsito del fluido saturante [ $\mu s/ft$ ].

Esta relación empírica de la porosidad supone una saturación de agua de 100% y un volumen de shale de 0% y se aplica para

formaciones consolidadas como es el caso de las formaciones que se utilizaran durante el desarrollo de este trabajo.

- Determinar propiedades mecánicas de la roca: El registro permite determinar valores dinámicos de parámetros mecánicos como el modulo de Young, modulo de Poisson, UCS, entre otras.

### 3. ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA

El ángulo de fricción (AFI) interna es una propiedad de la roca requerida como dato de entrada para generar el modelo geomecánico de un pozo (ver figura 1), este se podría definir como la medida de la capacidad de una masa de roca de soportar una fuerza cortante, es el ángulo ( $\phi$ ) medido entre la fuerza normal (N) y la fuerza resultante (R), que es alcanzado justo antes de que ocurra la ruptura en respuesta al esfuerzo cortante. Su tangente (S/N) es el coeficiente de fricción dinámica (Manilla, A. Garnica, P, 2003).

Una definición matemática del ángulo de fricción interna se presenta a través del criterio de falla de Mohr Coulomb.

#### 3.1 Criterio de falla de Mohr Coulomb

Los criterios de falla son relaciones que se establecen entre los valores reales de los máximos esfuerzos principales en el momento particular de la falla, también se pueden definir como una formula que relaciona la resistencia de un material con algunos otros parámetros de modo que su representación matemática sería:

$$F(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) = 0$$

Para encontrar esta ecuación existen dos métodos el método teórico que consiste en usar un cierto mecanismo de falla y derivar la función F, con base en ecuaciones de mecánica de fallas. El otro método es el empírico que consiste en usar un número de resultados de pruebas de falla y aplicarles técnicas de análisis de regresión estadística. El criterio de falla de Mohr Coulomb hace parte de los métodos teóricos.

El ingeniero francés Mohr Coulomb propuso el criterio de falla que lleva su nombre en 1900, este criterio de falla es usado para determinar

principalmente el ángulo de fricción interna y el UCS . Mohr Coulomb plateó que la cedencia (yield) o fracturamiento de la roca debe ocurrir cuando el esfuerzo de corte exceda la suma de la resistencia de cohesión y la resistencia friccional de los planos de deslizamiento.

En los ensayos de laboratorio Coulomb encontró que las rocas bajo compresión fallaban sobre un plano inclinado  $45^\circ$  con respecto al máximo esfuerzo de corte y el plano de falla. Matemáticamente la relación lineal planteada por el criterio Mohr-Coulomb, que plantea que la falla de cizalla a través de un plano depende del esfuerzo normal y el esfuerzo de cizalla, es:

$$|\tau| = S + \mu\sigma$$

Donde

$\tau$  es el esfuerzo de cizalla

$\mu$  es el coeficiente de fricción interna

$\sigma$  es el esfuerzo normal

$S$  es la cohesión de la roca

La cohesión es la fuerza requerida para sujetar un grano de arena a la superficie de la roca (Higgins Shannon, 2006), y el coeficiente de fricción interna es la resistencia al movimiento a lo largo del plano de cizalla debido a fuerzas friccionantes (Rahim, 2003).

El criterio de falla de Mohr Coulomb predice exactamente la fractura de una roca para bajas presiones de confinamiento. Para rocas sueltas, la línea pasa por el origen, es decir, la cohesión es cero. Está diseñado para una muestra de roca que se encuentra sometida principalmente a tres esfuerzos desiguales, entonces se puede determinar a partir de la

gráfica de esfuerzo-deformación una línea por debajo de la cual, para cualquier valor de  $\sigma$  y  $\tau$ , no ocurrirá falla, como se puede apreciar en la figura 3.1, en esta figura la línea recta (línea de falla según Mohr) representa el criterio M-C y el círculo de Mohr, que toca la línea de falla, indica el momento de ruptura de la roca. A partir de esta figura se pueden definir los esfuerzos normal y de cizalla de la siguiente forma:

$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}2\beta$$

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}2\beta$$

Donde

$\sigma_3$  es la presión de confinamiento en Psi

$\sigma_1$  es la carga total aplicada en Psi

$2\beta$  es el ángulo formado entre el punto en donde coinciden el círculo de Mohr y la línea de falla.

Los ángulos  $\theta$  y  $\phi$  representados en la figura 3.1 se relacionan según la ecuación:

$$\phi + \frac{\pi}{2} = 2\theta$$

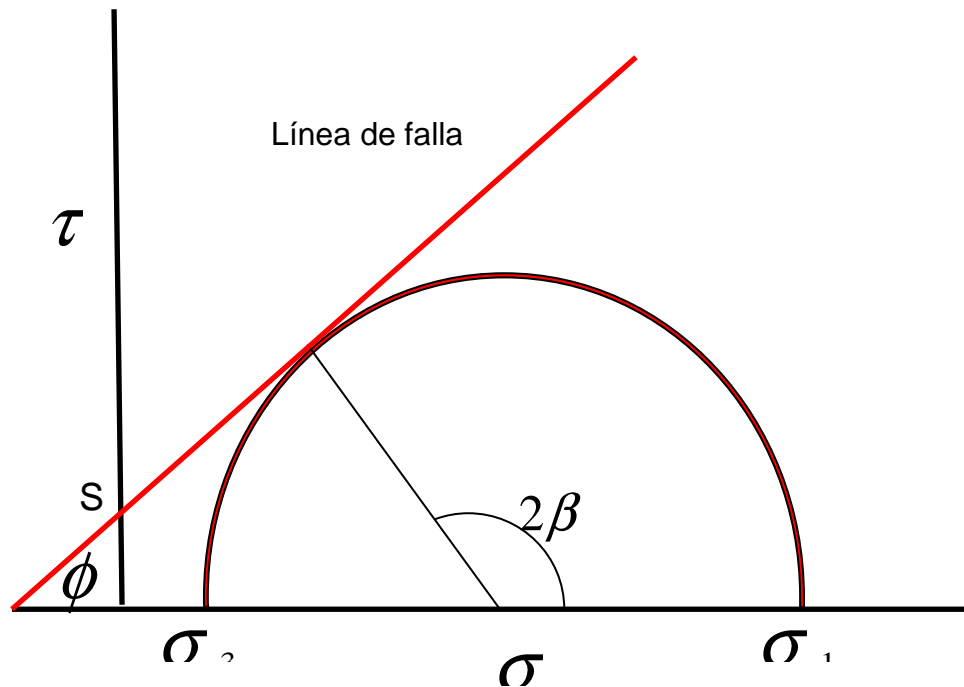
Según esta ecuación  $\phi$  varía entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$ , en la práctica varía entre  $30^\circ$  y  $40^\circ$ , mientras que  $\theta$  varía entre  $45^\circ$  y  $90^\circ$ . Es importante notar que  $\theta$  está dado sólo por el ángulo de fricción interna  $\phi$  de tal forma que el plano de falla es independiente del esfuerzo máximo.

El ángulo de fricción interna es el ángulo que forma la línea del plano horizontal con la línea de falla, figura 3.1 (Rahim, 2003). Definido por la ecuación:

$$\text{Tan}\phi = \mu$$

### **3.1.1. características del criterio de Mohr Coulomb.**

- En el momento en que ocurre el fracturamiento de la muestra, el desplazamiento sobre el plano de corte será función de la rugosidad de las superficies, la cual está definida por el coeficiente de fricción interna  $\mu$ .
- La cohesión también puede definirse a partir de la gráfica 3.1 como la medida del máximo esfuerzo de corte que la roca soportará sin fracturarse a una presión atmosférica.
- El criterio de falla de Mohr Coulomb no aplica para presiones de confinamiento muy bajas o muy bajas.
- Este criterio utiliza únicamente el máximo y mínimo esfuerzo de grano, esfuerzo efectivo, para predecir la falla.
- Este criterio muestra como la resistencia al corte de una roca aumenta a medida que el esfuerzo efectivo de compresión aumenta, también muestra como un incremento de la presión de poro de la muestra puede causar que esta falle.



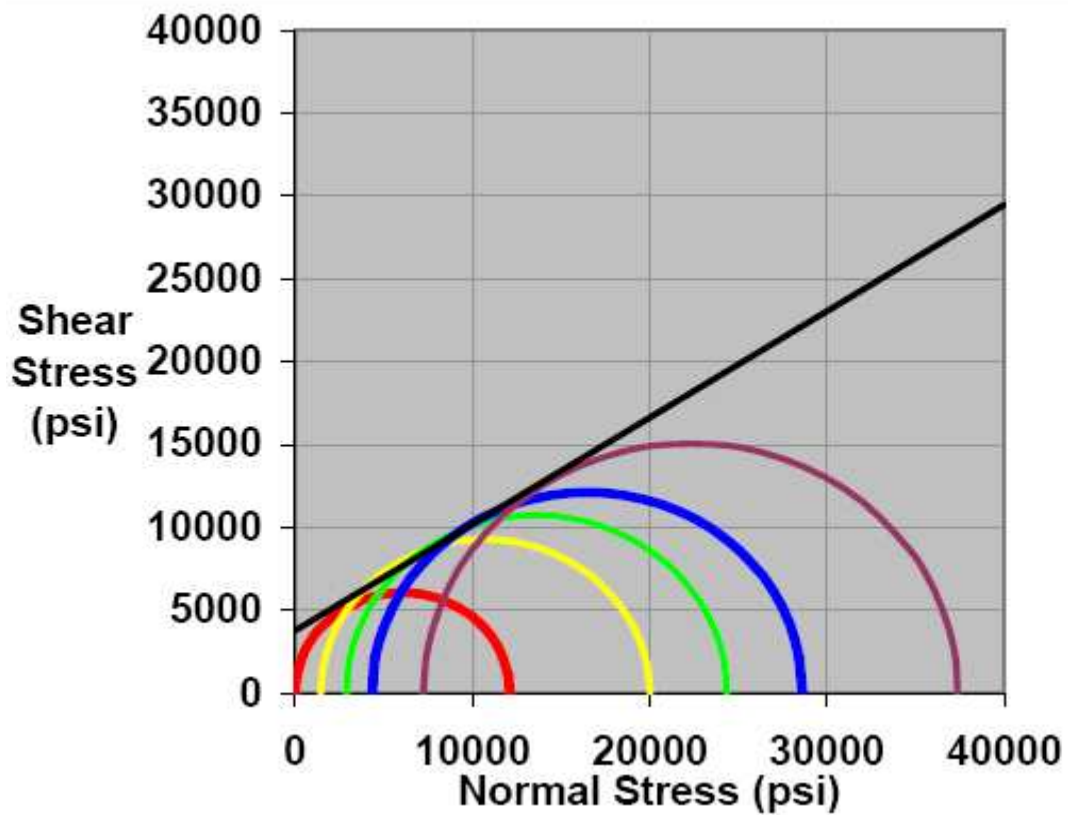
**Figura 3.1.** Representación gráfica del criterio de la teoría de falla de Mohr Coulomb. Modificado de Higgins Shannon, 2006.

### 3.1.2. Envolvente de Mohr

La envolvente de falla de Mohr es la curva en la cual se mide la máxima resistencia de un material bajo diferentes presiones de confinamiento, es decir, construyendo círculos de Mohr para distintos estados de tensiones  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$  de un misma roca, es posible trazar una línea tangente a estos círculos, esta línea se denomina envolvente de ruptura o de falla, también es conocida como Curva de Ruptura Experimental. Esta curva representa los esfuerzos máximos de corte que pueden ser soportados por la muestra de roca en el momento de la ruptura, figura 3.2. El esfuerzo máximo normal y esfuerzo de corte están dados por las

coordenadas del punto de contacto, estos pueden actuar bajo condiciones dadas de presión de confinamiento sobre el plano de fractura, cuya orientación esta dada por  $\theta$ .

La envolvente de falla de Mohr, en conjunto con la curva de esfuerzo-deformación, es entonces un mecanismo para calcular el esfuerzo de corte correspondiente al punto de ruptura de un material bajo presión de confinamiento incremental.



**Figura 3.2** Aproximación lineal de la envolvente de falla de Mohr. Modificado de Higgins Shannon, 2006.

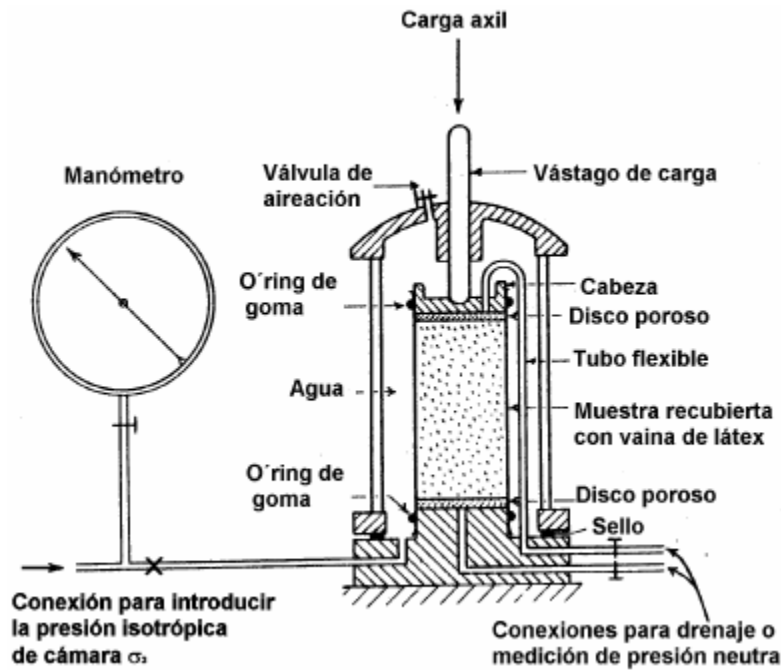
## **3.2 Métodos para determinar el ángulo de fricción interna**

La determinación del ángulo de fricción interna se basa principalmente en datos obtenidos de ensayos de laboratorio conocidos como ensayos triaxiales en los que se caracteriza el comportamiento tensión-deformación de la roca.

### **3.2.1. Ensayos Triaxiales**

Se conoce como ensayos triaxiales a pruebas de laboratorio donde se pueden variar las presiones actuantes en tres direcciones ortogonales sobre un espécimen del suelo. En este tipo de ensayos, buscando la simplificación de las pruebas, dos de las tres tensiones actuantes son iguales ( $\sigma_3 = \sigma_2$ ) cuando la probeta utilizada es cilíndrica.

El montaje típico de un ensayo triaxial es el representado en la figura 3.3 y recibe el nombre de cámara triaxial. Las muestras utilizadas para este tipo de ensayos son muestras de forma cilíndrica y son colocadas para el desarrollo de la prueba en una cámara cilíndrica y hermética que posteriormente se llena de agua que es el fluido que permite aplicar una presión de confinamiento variables utilizando un compresor y para proteger la muestra de la exposición al líquido se recubre de una vaina de látex delgada. Mediante el eje que atraviesa la parte superior de la cámara (ver figura 3.3) se transmite a la muestra una carga axial.



**Figura 3.3** Representación gráfica de el montaje típico para realizar un ensayo triaxial. Tomado de Resistencia al corte, universidad Tecnológica Nacional, Argentina 2003.

En un ensayo triaxial la carga principal  $\sigma_1$  es la misma carga axial, y las cargas principales intermedia y menor  $\sigma_3$  y  $\sigma_2$ , son iguales a la presión de cámara, esta carga actúa tanto en la superficie vertical de la muestra como en sus bases. Entonces si la carga axial aplicada por el pistón es  $P$  y la sección transversal de la muestra es  $A$ , entonces:

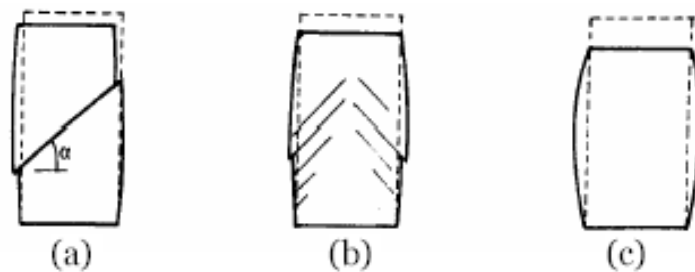
$$\sigma_1 = \frac{P}{A} + \sigma_3$$

$$\frac{P}{A} = \sigma_1 - \sigma_3$$

El esfuerzo  $P/A$  es entonces igual a la diferencia entre las tensiones principales mayor y menor,  $\sigma_1 - \sigma_3$  y se denomina tensión desviante  $\sigma_d$

Las conexiones en los extremos de la muestra permiten el drenaje de agua y aire desde los vacíos de la roca o la medición de la presión de poros bajo condiciones no drenadas.

Una muestra en un ensayo triaxial puede fallar de diversas formas como se muestran en la figura 3.4.



**Figura 3.4** Fallas de una probeta en ensayo triaxial (a) Falla neta al corte, (b) Falla parcial al corte, (c) Deformación excesiva. Tomado de Resistencia al corte, universidad Tecnológica Nacional, Argentina 2003.

Los ensayos triaxiales se desarrollan principalmente en dos etapas, la aplicación de la presión isotrópica y la aplicación en la tensión desviante. Las diversas posibilidades de aplicación de estas dos etapas generan distintos tipo de pruebas. Los ensayos triaxiales se pueden clasificar en:

- Ensayo no consolidado no drenado: recibe también el nombre de ensayo rápido (UU), no se presenta durante la prueba drenaje por lo que no se presenta disminución en la presión de poro durante la aplicación de la presión isotrópica  $\sigma_3$ , la muestra se falla aplicando rápidamente la carga axial (sin drenaje).
- Ensayo consolidado no drenado: recibe también el nombre de ensayo consolidado rápido (CU), se presenta el drenaje durante la aplicación de la presión de la cámara, de modo que varíe la presión de poro y la muestra se consolide bajo dicha presión de cámara. La presión de confinamiento se transforma en efectiva  $\bar{\sigma}_3$ . No se permite el drenaje durante la aplicación de la tensión desviante.
- Ensayo consolidado no drenado con medición de presión neutra: se denomina  $\bar{CU}$ , Este tipo de ensayo es similar al CU con la diferencia que durante la etapa de aplicación de la tensión desviante se procede a la medición de la presión neutra, permitiendo esto obtener la presión efectiva en cada momento del ensayo.
- Ensayo consolidado drenado: recibe también el nombre de ensayo lento (S), en este tipo se permite el drenaje durante las dos etapas de la prueba triaxial de manera que se tiene una consolidación bajo la presión de cámara, transformándose la presión en efectiva y el exceso de presión de poro se disipa durante la aplicación lenta de la tensión desviante.<sup>5</sup>

### 3.2.2. Valores de la literatura

Actualmente para obtener datos del ángulo de fricción interna se utilizan valores propuestos en la literatura (ver tabla 3.1) en los que se le

asignan valores de AFI a las formaciones según su contenido de shale. Esta técnica es muy poco precisa ya que propone un amplio rango de valores para las arenas arcillosas, es decir para un volumen determinado de shale existe una amplia gamma de opciones de ángulo de fricción interna que posibilita en gran medida la selección de un valor poco representativo de este.

**Tabla 3.1** Valores de ángulo de fricción interna. Modificado de Jorge E. Alba Urtado, PhD. Profesor principal, Facultad de Ingeniería Civil. Universidad Nacional, Perú

ROCA	AFI
Basalto	40-42
Calcita	40-42
Arenisca compacta	34-36
Arenisca	35-40
Caliza dolomita	30-38
Esquisto grafitoso	26-36
Yeso	34-35
Cuarcita micáceo	38-40
Esquisto micáceo	28-30
Neiss	39-41
Lutita	28-39
Esquisto talco	20-30
Arcilla	15-25

#### **4. RELACIÓN ENTRE EL ANGULO DE FRICCIÓN INTERNA LA POROSIDAD Y EL VOLUMEN DE ARCILLA**

En el análisis del impacto que tienen la porosidad y el volumen de arcilla en el ángulo de fricción interna es fundamental describir los tipos de roca según la naturaleza de la resistencia al cizallamiento de sus partículas, las rocas se clasifican en cohesivas y fricciones.

##### **4.1 Rocas cohesivas**

El nombre cohesivas de las rocas viene del latín “Cohere” que significa pegajoso, bajo este nombre se agrupan todas aquellas rocas en las que sin presiones normales aplicadas sobre el plano de corte presentan una cierta resistencia al cizallamiento. A este grupo pertenecen las arcillas.

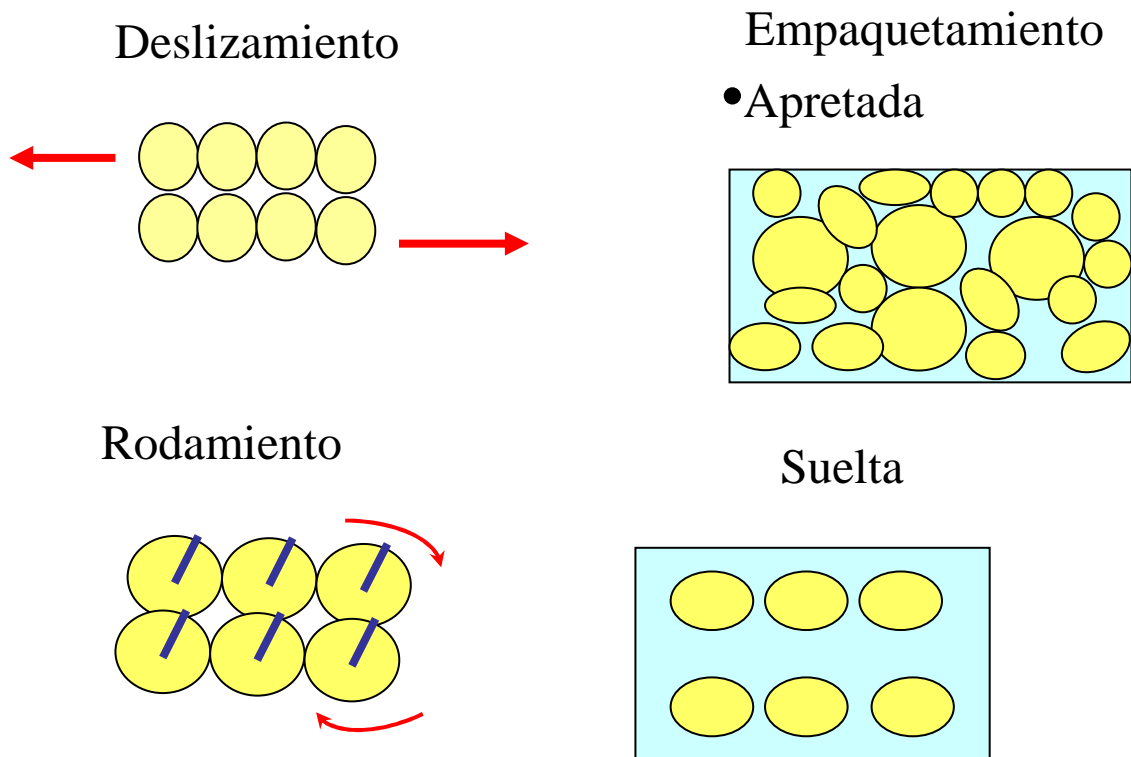
Las rocas cohesivas se caracterizan por que su estructura no puede adaptarse fácilmente a las nuevas condiciones de tensiones que pueden presentarse, esto se debe principalmente a que el agua necesita mayor tiempo para moverse dentro de la masa por la baja permeabilidad de este tipo de rocas.

##### **4.2. Rocas Fricciones**

Se denomina fricciones a aquellas rocas que no presentan cohesión debido a que sus partículas están ligadas por agentes cementantes, en este tipo de rocas la resistencia al corte está proporcionada sólo por la fricción interna del material. Dentro de este grupo se encuentran las arenas.

Las rocas de este tipo presentan alta permeabilidad y permiten un buen desplazamiento de fluidos por lo que su estructura se adaptará fácilmente a nuevas condiciones de tensión.

El ángulo de fricción interna muestra un comportamiento diferente en rocas cohesivas que en rocas friccionantes, esto se debe principalmente a la naturaleza de este parámetro. El ángulo de fricción interna depende principalmente de tres características de la roca el deslizamiento, rodamiento y empaquetamiento de los granos, figura 4.1



**Figura 4.1.** Parámetros que influyen en el comportamiento del ángulo de fricción interna. La autora.

El deslizamiento entre los granos produce fricción en el material influenciando así el ángulo de fricción interna, la rotación o el rodamiento también son causantes de la generación de fricción y finalmente el empaquetamiento que está relacionando con la estructura

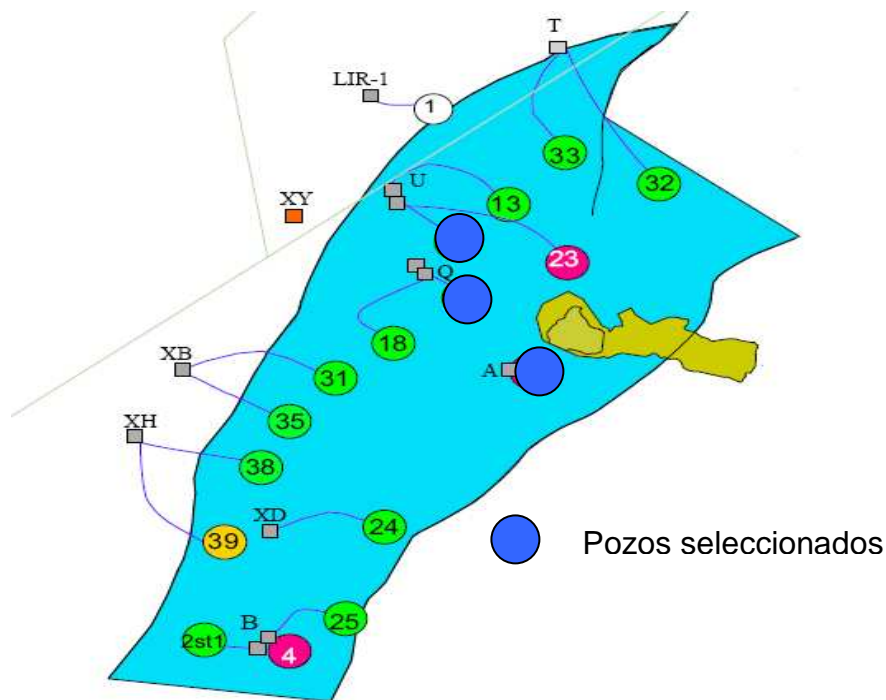
granular también tiene una incidencia directa con el ángulo de fricción interna del material.

Teniendo en cuenta la naturaleza y factores que afectan este parámetro de estudio se puede concluir fácilmente que para las **arenas arcillosas**, que es el tipo de formación hacia el cual se enfoca la investigación, la porosidad, que es también consecuencia del empaquetamiento de la roca, es una de las propiedades petrofísicas que más notablemente afectará los valores que tome el ángulo de fricción interna.

El ángulo de fricción interna presenta muy poca variación en las rocas cohesivas, es decir en las arcillas, debido a que estas presentan en su naturaleza cristalina muy pocos de los parámetros que están afectando el AFI, desde este punto de vista es muy poco probable que el volumen de arcilla afecte significativamente esta medida, pero como se mencionó anteriormente se busca determinar la relación existente entre el AFI, la porosidad y el  $V_{clay}$  en formaciones de arenas arcillosas para las cuales el volumen de arcilla, representante de las rocas cohesivas, sí impactaría la medida del AFI, es decir entre mayor sea el volumen de arcilla más comportamiento cohesivo y por ende menos afectación en el ángulo de fricción interna mostrará la formación y para valores intermedios del  $V_{clay}$  este será un factor “amortiguador” de la variación del AFI y por ende influirá en su determinación.

## 5. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL VOLUMEN DE ARCILLA

Para el desarrollo de una metodología que me permita determinar el volumen de arcilla de las formaciones inicialmente se seleccionó el área de trabajo. Para realizar la selección se construyó una tabla en Excel con los datos disponibles para cada uno de los pozos en los campos de Cusiana y Cupiagua, En la tabla 5.1 se aprecia un ejemplo. Esta “base de datos” cuenta con la información de registros disponibles y la profundidad para la que se encuentran.



**Figura 5.1.** Mapa de los tres pozos seleccionados para aplicar la metodología. Modificado de Cupiagua Well Report.

Para la selección los parámetros de mayor peso fueron la densidad y calidad de la información, los pozos seleccionados, figura 5.1, tienen

un intervalo de profundidad mediano que posee registro de Rayos Gamma Espectral, registro de Rayos Gamma convencional y de porosidad para todo el pozo.

La metodología planteada es la siguiente:

1. Verificar la existencia y la calidad del registro de Rayos Gamma Espectral (al menos para un intervalo) y el registro de Rayos Gamma Convencional: este paso, que va de la mano con la selección del área de trabajo, se desarrollo mediante la base de datos, creada para la zona de interés, en la que se verificó la disponibilidad de los registro. Posteriormente se verificó la calidad de estos.
2. A partir del Gamma Ray espectral se determina el Índice de contenido de arcilla (*IGR*): El cálculo del *IGR* se realiza como se mencionó en la sección 1.3.3.2 para la zona en la que se cuente con el registro. Para los pozos seleccionados el registro se encontraba disponible para la zona productora. Utilizando el software Geographix (PrizM) se calculan las curvas de *IGR* introduciendo la respectiva ecuación para los tres pozos seleccionados U1, U2, U3.
3. Con dicho *IGR* se determina el volumen de arcilla para las formaciones que cuentan con el registro Gamma Ray Espectral: se utiliza el mismo software, se introduce la ecuación para el cálculo del *Vclay*, obteniéndose de este modo una curva del volumen de arcilla para la zona productora de los tres pozos, figura 5.2 a,b,c.

4. Una vez obtenido el volumen de arcilla, se realiza un cross Plot de  $V_{clay}$  vs  $V_{sh}$ : Se obtiene el volumen de shale a partir del registro de Rayos Gamma convencional y utilizando los software PrizM y LESA se realiza un cross Plot de ésta propiedad contra el volumen de arcilla obtenido del registro de Rayos Gamma Espectral, buscando obtener una relación matemática que permita hacer un cálculo aproximado del volumen de arcilla a partir del volumen de shale, figura 5.3 a,b,c,d.
  
5. A partir de la ecuación obtenida en el paso anterior se calcula el volumen de arcilla para el overburden: En los pozos seleccionados el registro de Rayos Gamma convencional se encontraba para todo el pozo por lo que al tener una ecuación de  $V_{clay}$  en función del  $V_{sh}$  se puede calcular el volumen de arcilla para todo el pozo. Se observa que en el tramo de profundidad en el que se cuenta con los dos registros las curvas muestren un buen ajuste. En la figura 5.4 se observa el volumen de arcilla determinado para el overburden para el pozo U1.
  
6. Se compara con datos de laboratorio: si se dispone de datos de laboratorio de volumen de arcilla se verifica la exactitud de la curva calculada: Los puntos rojos utilizados en las gráficas 5.2-5.4 indican pruebas de laboratorio realizadas para determinar el volumen de arcilla.

Siguiendo esta metodología se calculó el volumen de arcilla para los tres pozos inicialmente seleccionados. Si se desea aplicar dicha metodología y no se cuenta con el registro de Rayos Gamma Espectral

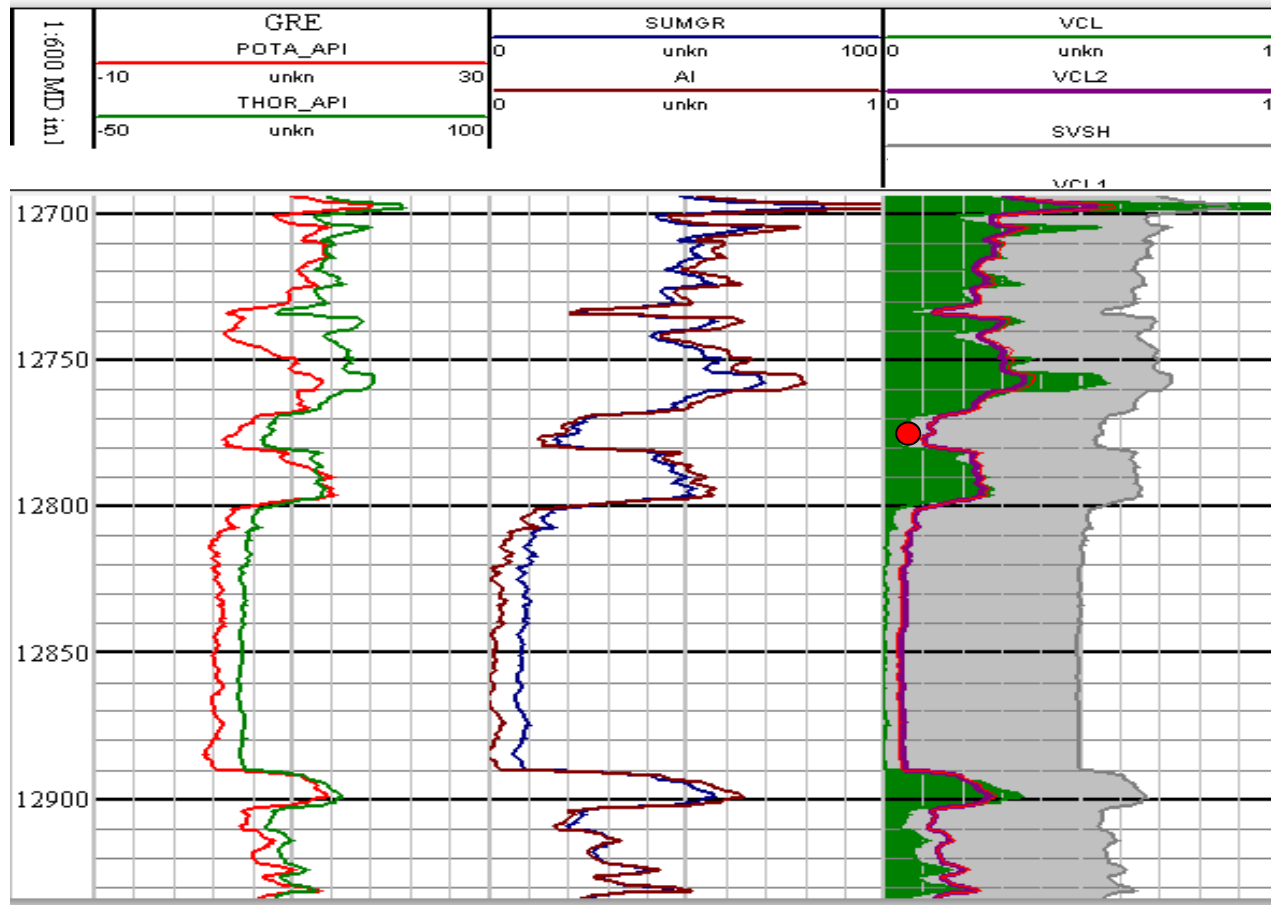
se propone utilizar el cross Plot de densidad-neutrón como el volumen de arcilla inicial.

Finalmente se calcula la porosidad a partir de los registros de porosidad disponibles, previamente calibrados, utilizando las ecuaciones expuestas en la sección 2. De esta forma se caracteriza el  $V_{clay}$  y la porosidad para la zona de estudio utilizando los registros eléctricos.

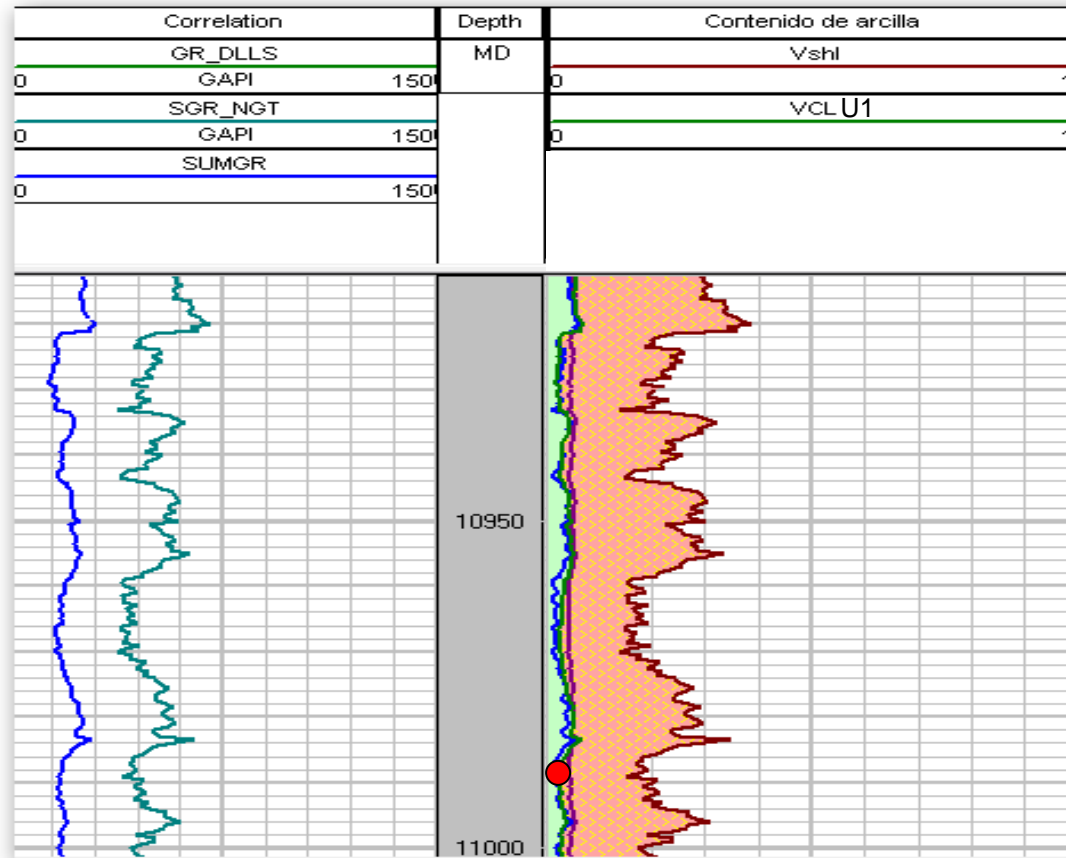
**Tabla 5.1.** Muestra de la base de datos realizada para los campos de Cusiana y Cupiagua con información de los registros disponibles y su profundidad. La autora.

<b>CAMPO/BLOQUE:</b>	Cupiagua
<b>Nº de POZOS:</b>	68

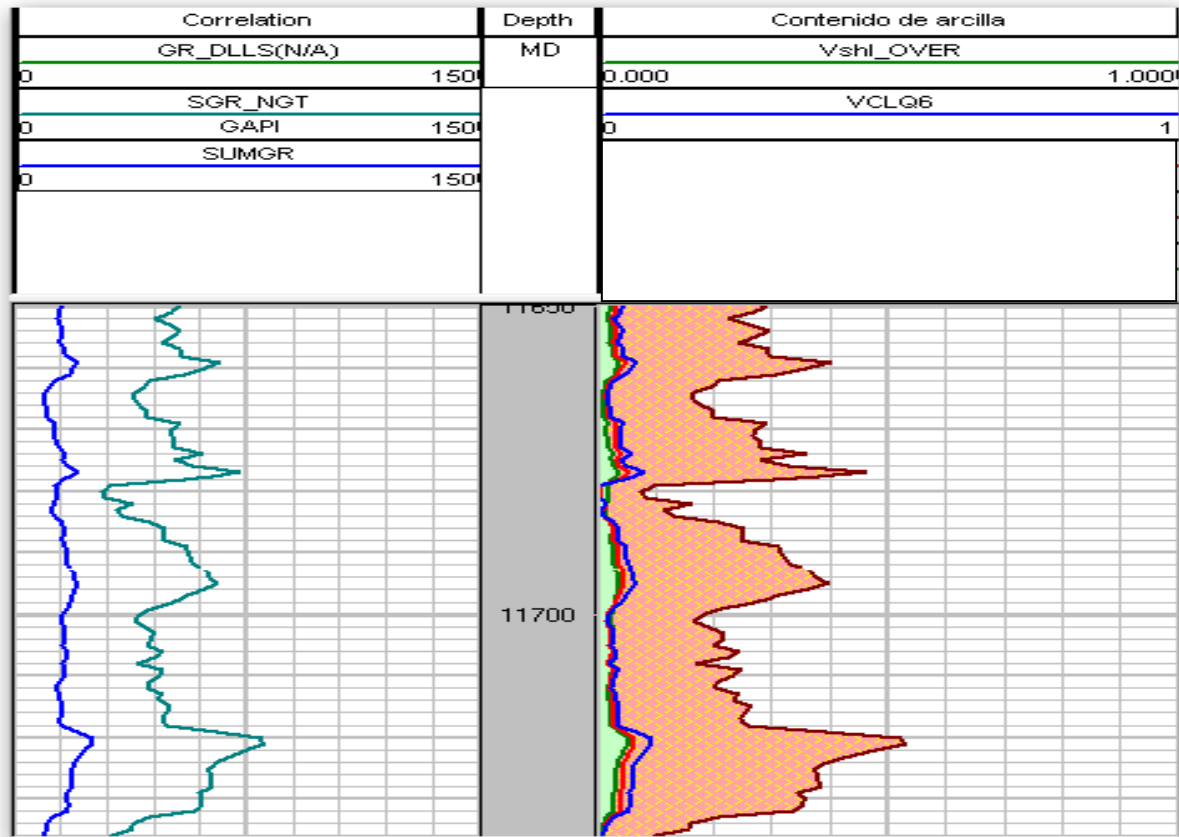
REGISTRO \ POZO	BABA40Y	CPA1Z	CPB2ST1	CPB2X	CPB4Z	CPB25ST1	CP25X	CPC3Z	CPE7	CPE10
BS		X		X	X			X		X
CAL1		X		X	X					X
CAL2		X		X	X					X
CALI	X	X	X			X		X	X	X
CGR		X	X		X	X		X	X	X
DRHO	X	X	X		X	X			X	X
DEVI		X	X	X	X				X	X
DTCO		X		X	X				X	X
DTSM o DTS		X		X	X				X	X
FCNL			X		X			X		
GR	X	X	X	X	X	X	X	X		X
GR_COMP	X	X			X					
HAZI		X	X	X	X				X	X
IDPH	X	X	X		X			X	X	X
ILD	X	X	X		X			X	X	X
IIRM	X									
IIRD	X									
ILM	X	X	X		X			X	X	X
IMPH	X	X	X		X			X	X	X
NPSS	X	X	X		X			X	X	X
NPHI	X		X		X					X
P1AZ		X	X		X				X	X
PEF	X	X	X		X	X			X	X
POTA_CORE		X			X			X	X	
POTA	X	X	X		X			X	X	X
RB		X	X	X	X				X	X
RES_COMP	X									
RHOB	X	X	X		X	X			X	X
SGR	X	X	X		X	X		X	X	X
THOR_CORE		X			X			X	X	
THOR	X	X	X		X			X	X	X
URAN_CORE		X			X			X	X	
UBI	X	X					X			
URAN	X	X	X		X			X	X	X
CGR_CORE								X	X	
GR_CORE		X			X					



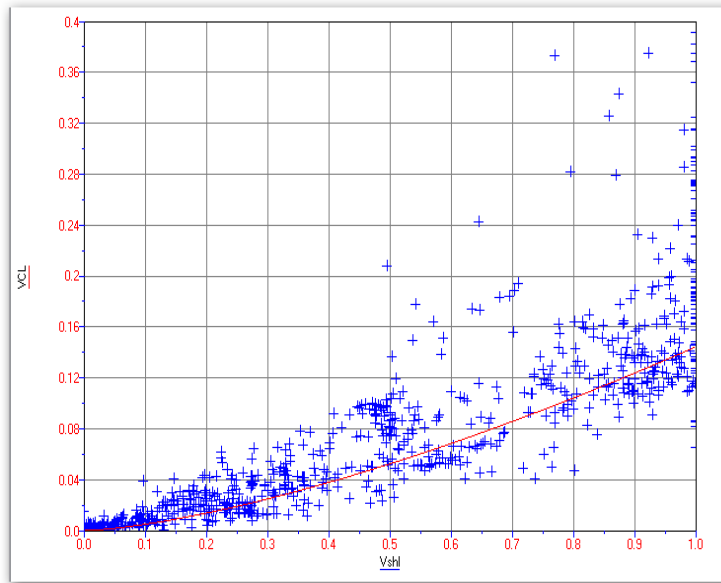
**Figura 5.2 a.** Vclay para el pozo U1. (De izquierda a derecha) Primer track: curvas de Torio y Potasio. Segundo track: Curva de Torio mas Potasio y curva de IGR. Tercer track: volumen de arcilla para el pozo U1 (curva verde), las curvas de VCL2 y VCL1 son ajustes ensayados a la curva.



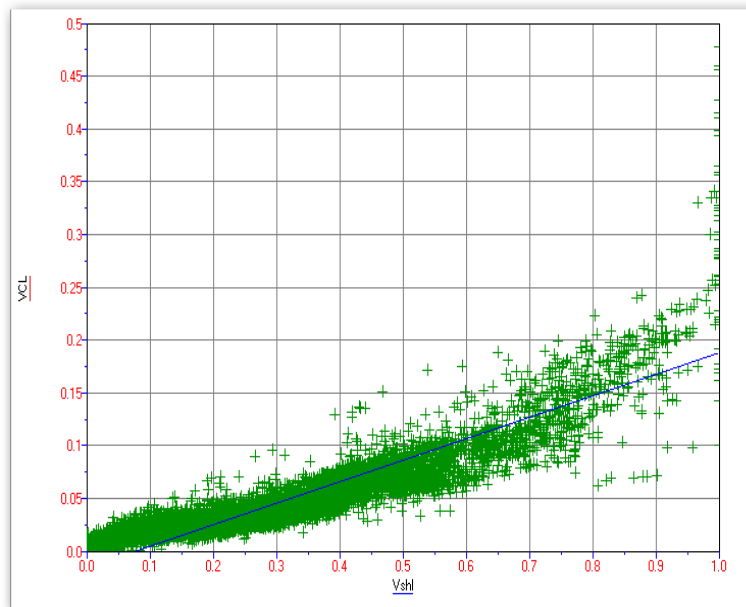
**Figura 5.2 b.** Vclay para el pozo U2. (De izquierda a derecha) Primer track: curva de SGR (Spectral Gamma Ray). Segundo track: Vshale del registro de Rayos Gamma convencional (curva café), vclay para el pozo U2 (curva verde), las otras curvas son ajustes ensayados a la curva.



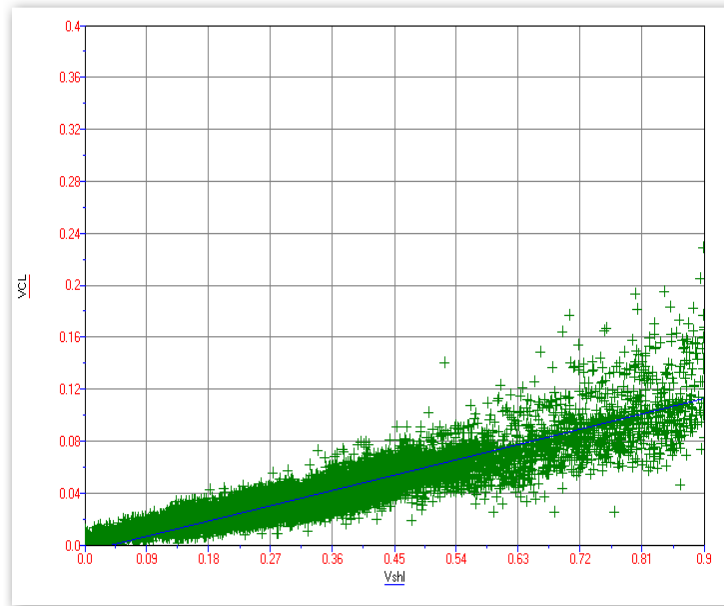
**Figura 5.2 c.** Vclay para el pozo U3. (De izquierda a derecha) Primer track: curva de SGR (Spectral Gamma Ray) y la curva de Torio mas Potasio. Segundo track: Vshale del registro de Rayos Gamma convencional (curva naranja), vclay para el pozo U3 (curva azul), las otras curvas son ajustes ensayados a la curva.



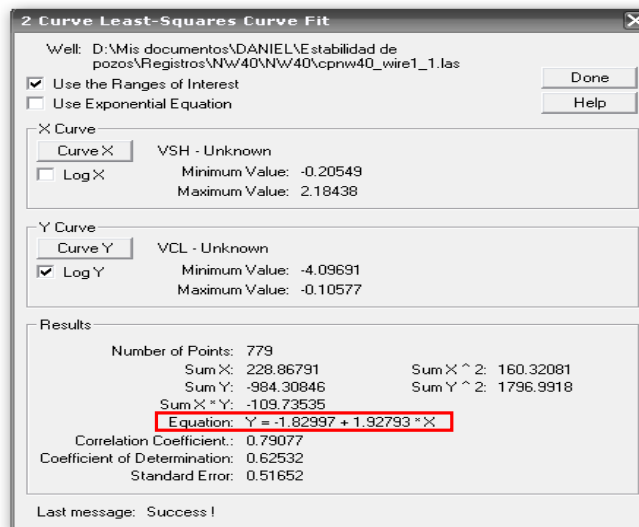
**Figura 5.3 a.** Cross Plot del volumen de arcilla del SGR contra el volumen de shale del GR para el pozo U1.



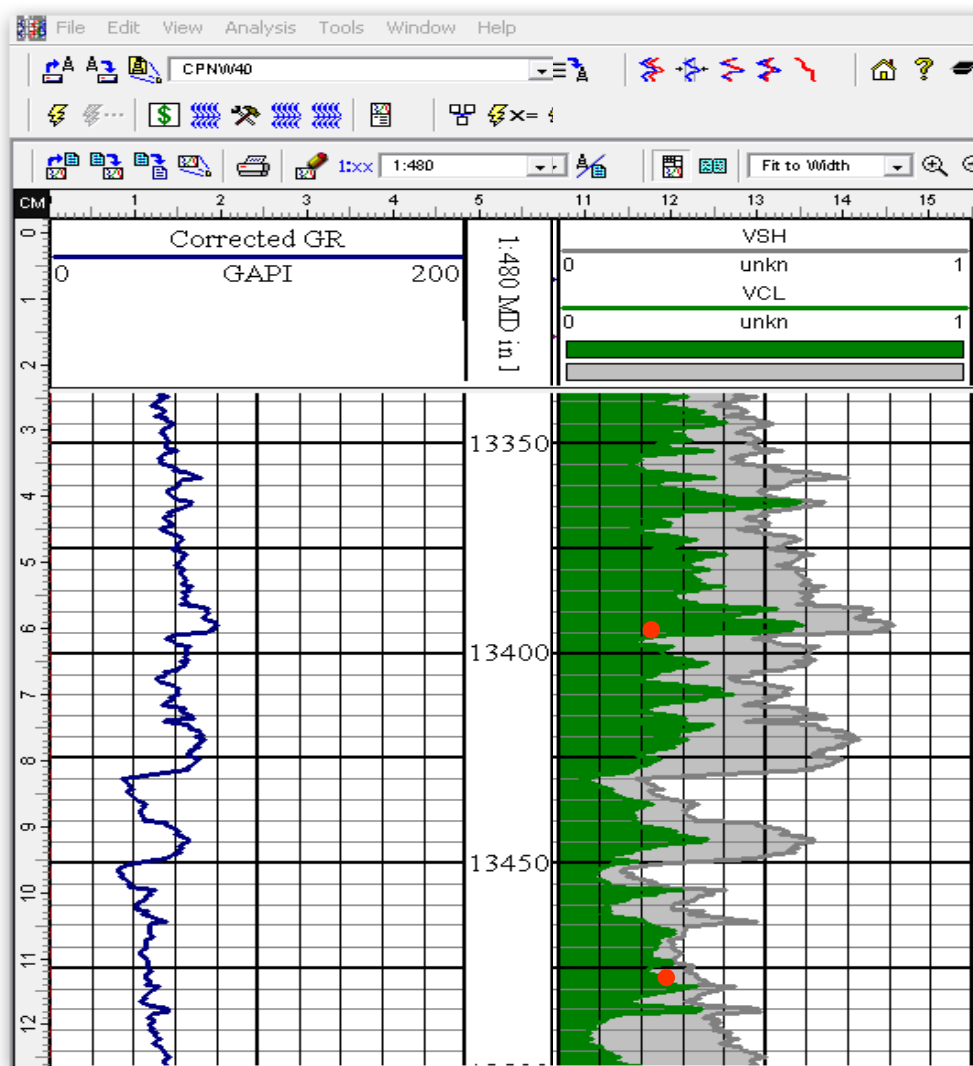
**Figura 5.3 b.** Cross Plot del volumen de arcilla del SGR contra el volumen de shale del GR para el pozo U2.



**Figura 5.3 c.** Cross Plot del volumen de arcilla del SGR contra el volumen de shale del GR para el pozo U3.



**Figura 5.3 d.** Ventana de la ecuación correspondiente a Vcl (Vshl) para el pozo U3.



**Figura 5.4.** Cálculo del volumen de arcilla para el overburden del pozo U1 a partir de la ecuación obtenida del Cross Plot Vclay Vs Vshale.

## **6. CORRELACIONES PARA CALCULAR EL AFI DETERMINADAS A PARTIR DE PRUEBAS DE LABORATORIO.**

Inicialmente se realizaron pruebas para determinar la porosidad de un total de 43 plugs seleccionados, a los cuales posteriormente se les realizó un análisis de difracción de rayos X y finalmente se desarrollaron ensayos triaxiales en el laboratorio de Mecánica de Rocas en el Instituto Colombiano del Petróleo obteniendo envolventes de Mohr a partir de las cuales se determinó el ángulo de fricción interna.

El set de datos obtenidos de las 129 pruebas realizadas se constituye de 43 tríos de datos de AFI, porosidad y volumen de arcilla (tabla 6.1). Para el análisis de los datos obtenidos se utiliza la regresión múltiple, esta es un método estadístico para estudiar la posible relación entre varias variables independientes (previctorias o explicativas) y otra variable dependiente (criterio, explicada, respuesta). Este método es una extrapolación del modelo de mínimos cuadrados lineal para dos variables. La regresión múltiple agrupa también un análisis de varianza tal como lo presenta el método de anova para un factor y algunas otras herramientas propuestas por métodos como el de t-student, que hacen de esta una herramienta estadística práctica y muy útil.

### **6.1 Regresión Múltiple.**

La regresión múltiple tiene diversos usos en el campo de la investigación, entre los más importantes se tiene:

- Identificación de variables explicativas: Ayuda a crear un modelo donde se seleccionen las variables que puedan influir en la respuesta, descartando aquellas que no aporten información.
- Detección de interacciones: Entre variables independientes que afectan a la variable respuestas, es decir, permite identificar si existen dos variables en el modelo que una es dependiente de la otra lo que ocasionaría un error en cualquier modelo estadístico.
- Identificación de variables confusoras: Este tipo de herramienta aplica cuando no se tiene control sobre las variables independientes, como es el caso en la investigación no experimental.

**Tabla 6.1.** Datos de AFI, Vclay y porosidad obtenidos de ensayos de laboratorio para la obtención de las correlaciones.

Well	Formación	Zona	Core Depth (ft)	Equivalent porosity(%)	Vclay	Friction Angle (°)
A1	Carbonera	C7	13187,25	0,30	0,4041	37,00
A1	Carbonera	C7	13187,5	0,28	0,4173	37,00
A1	Carbonera	C7	13188,25	0,28	0,4297	40,00
A1	Carbonera	C7	13188	0,28	0,4297	40,00
A1	Carbonera	C7	13188,25	0,28	0,4297	40,00
A1	Carbonera	C7	13188,4	0,28	0,4297	41,00
A1	Carbonera	C7	13195,15	0,40	0,2639	24,00
A1	Carbonera	C7	13195,2	0,40	0,2639	24,00
A1	Carbonera	C7	13214,1	0,66	0,3420	14,00
A1	Carbonera	C7	13213,85	0,54	0,3261	14,00
A1	Carbonera	C7	13213,9	0,54	0,3261	14,00
A1	Carbonera	C7	13214,05	0,66	0,3420	14,00
A1	Carbonera	C7	13214,15	0,53	0,3420	30,00
A1	Carbonera	C7	13213,9	0,54	0,3261	30,00
A1	Carbonera	C7	13214,65	0,44	0,3632	30,00

A4	Carbonera	C5	11538,4	0,24	0,6622	15,00
A4	Carbonera	C5	11537,9	0,24	0,6622	15,00
A4	Carbonera	C5	11542,4	0,35	0,8311	35,00
A4	Carbonera	C5	11542,75	0,35	0,8311	35,00
A4	Carbonera	C5	11557,7	0,16	0,5946	44,00
A4	Carbonera	C5	11559	0,16	0,5946	44,00
A4	Carbonera	C5	11576,7	0,23	0,6622	17,00
A4	Carbonera	C5	11577,05	0,23	0,6622	17,00
A4	Carbonera	C5	11577,4	0,23	0,6621	17,00
A4	Carbonera	C5	11558	0,16	0,5946	44,00
A4	Carbonera	C5	11558,15	0,16	0,5945	44,00
A4	Carbonera	C5	11558,3	0,16	0,5944	44,00
A4	Carbonera	C5	11558,45	0,16	0,5946	44,00
A4	Carbonera	C5	11559,1	0,16	0,5943	44,00
A3	Mirador		15579	0,26	0,1948	44,00
A3	Mirador		15579,85	0,36	0,1892	49,00
A3	Mirador		15580	0,26	0,2311	45,00
A2	Mirador		16920	0,70	0,0895	31,00
A2	Mirador		16946,7	0,58	0,6956	6,00
A2	Mirador		16946,9	0,58	0,6956	6,00
U1	Mirador		12590,92	0,06	0,1081	50,00
A3	Los Cuervos		15596,85	0,19	0,2021	49,00
A3	Los Cuervos		15609	0,20	0,5892	28,00
A3	Los Cuervos		16030	0,52	0,5630	20,00
A3	Barco		16238	0,28	0,9257	35,00
A3	Barco		16253	0,10	0,6959	45,00
A3	Barco		13585,33	0,065	0,1622	50,2

### 6.1.1. Notación

El modelo que se plantea en regresión múltiple es el siguiente:

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i}, \dots, + \beta_k X_{ki} + \mu_i$$

Donde  $X_{1i}, X_{2i}, \dots, X_{ki}$  son las variables independientes o explicativas.

La variable respuesta depende de las variables explicativas y de una componente de error que se distribuye según una normal:  $\mu_i = (N, \sigma^2)$

El ajuste del modelo se desarrolla por el método de mínimos cuadrados.  
 El valor que este estimado predice para la observación i-ésima es:

$$\hat{y}_i = \beta_0 + \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i}, \dots, + \beta_k X_{ki} + \mu_i$$

Y el error cometido en esta predicción es:

$$e_i = y_i - \hat{y}_i = y_i - (\beta_0 + \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i}, \dots, + \beta_k X_{ki} + \mu_i)$$

Donde  $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_k$  son los valores estimados del modelo. El criterio de mínimos cuadrados asigna a  $\hat{\beta}_0, \hat{\beta}_1, \hat{\beta}_2, \dots, \hat{\beta}_k$  el valor que minimiza la suma de errores al cuadrado de todas las observaciones.

La notación matricial que explica el desarrollo de las ecuaciones empleadas en el análisis de los datos es:

$$Y = \begin{pmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \dots \\ y_n \end{pmatrix} \quad \hat{Y} = \begin{pmatrix} \hat{y}_1 \\ \hat{y}_2 \\ \dots \\ \hat{y}_n \end{pmatrix}$$

$$\beta = \begin{pmatrix} \beta_0 \\ \beta_1 \\ \dots \\ \beta_k \end{pmatrix} \quad \hat{\beta} = \begin{pmatrix} \hat{\beta}_0 \\ \hat{\beta}_1 \\ \dots \\ \hat{\beta}_k \end{pmatrix}$$

X es la denominada matriz de diseño, de dimensión n x (k+1)

$$X = \begin{pmatrix} 1 & x_{11} & x_{21} & \dots & x_{k1} \\ 1 & x_{12} & x_{22} & \dots & x_{k2} \\ \cdot & \cdot & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & & \cdot \\ 1 & x_{1n} & x_{2n} & \dots & x_{kn} \end{pmatrix}$$

=  $(\bar{I}, \bar{X}_1, \bar{X}_2, \dots, \bar{X}_K)$  Siendo:

$$\bar{X}_j = \begin{pmatrix} x_{j1} \\ x_{j2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ x_{jn} \end{pmatrix}$$

La expresión matricial del modelo de regresión múltiple es la siguiente:

$$Y = X\beta + U$$

El modelo estimado también puede expresarse en forma matricial:

$$Y = X\hat{\beta}$$

$$Y - \hat{Y} = e$$

### 6.1.2 Interpretación de los Resultados

Para interpretar los resultados es necesario conocer y entender el significado de cada uno de los parámetros que utiliza el método, saber

como se obtienen y de esta forma hacer una interpretación verás y objetiva de estos.

- La significación del modelo de regresión: La hipótesis que plantea el modelo es la hipótesis nula: la variable respuesta no está influenciada por las variables independientes ( $H_0: \beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_k = 0$ ), Dicho de otro modo, la variabilidad observada en las respuestas son causadas por el azar, sin influencia de las variables independientes. La hipótesis alternativa es que hay algún tipo de influencia ( $H_1: \beta_j \neq 0$ ). La significación del contraste se calcula haciendo un análisis de varianza en el que se compara el valor obtenido de F con el valor crítico, si se observa que F es mayor que F-crítico se rechaza la hipótesis del modelos y se supone cierta la hipótesis alternativa .
- Los coeficientes: los programas estadísticos ofrecen una estimación de los mismos, junto a un error típico de la estimación, un valor de significación, o mejor aún, un intervalo de confianza. Si la significación es pequeña, el intervalo no contiene el valor cero. Esto se considera como una indicación de que esa variable es interesante en el modelo. Si contiene el cero (no significativa), posiblemente sea preferible eliminarla del modelo para simplificar.
- R cuadrado: La variable respuesta presenta cierta variabilidad (incertidumbre), pero cuando se conoce el valor de las variables independientes, dicha incertidumbre disminuye. El R cuadrado es una cantidad que puede interpretarse como un factor

(porcentaje) de reducción de la incertidumbre cuando son conocidas las variables independientes. Cuanto más se acerque a uno, más poder explicativo tendrá el modelo. Pero esto debe ser manejado con cuidado ya que cada vez que introduzcamos una variable nueva en el análisis el R cuadrado tenderá a aumentar, entonces, para un número bastante grande de variables independientes este aumentará casi hasta uno. Pero esto no implica que el modelo esté haciendo una buena predicción de mi variable independiente.

- R cuadrado corregida: Corrección hecha al R cuadrado que permite identificar el impacto al incluir o excluir una variable independiente, es decir, este parámetro permite hacer un análisis de sensibilidad al modelo obtenido. Si al ir complicando el modelo este término aumenta una cantidad “razonable”, se podría considerar posiblemente una variable de interés, pero si disminuye, se considera que la complejidad del modelo no se debe aumentar. En un buen modelo los valores de R cuadrado y de R ajustada o corregida no deben ser muy diferentes.
- Residuos: Los residuos son la diferencia entre el valor predicho por el modelo y el valor observado para unas condiciones de las variables explicativas. Usualmente los residuos se presentan como residuos estandarizados que son los residuos convencionales  $(e - e_i)$  divididos entre su desviación estándar promedio aproximada. Los residuos estandarizados deben estar en un rango de -3 a 3, si algún valor no se encuentra dentro de ese rango representaría un punto atípico.

- La matriz de correlaciones: ayuda a identificar correlaciones lineales entre pares de variables. Encontrar correlaciones lineales entre la variable dependiente y cualquiera de las independientes es siempre de interés. Pero es una mala señal la correlación entre variables independientes. Alguna de las dos debería salir del modelo. La matriz de correlaciones está formada por todos los coeficientes de la correlación lineal de Pearson para cada par de variables. Estos son cantidades que pueden tomar valores comprendidos entre -1 y 1, cuanto más extremo sea el coeficiente, mejor asociación lineal existe entre el par de variables. El signo positivo del coeficiente indica que la asociación es directa (cuando una variable crece la otra también). Un valor negativo indica que la relación es inversa (cuando una crece la otra decrece)<sup>5</sup>.

## **6.2. Análisis del Set de Datos**

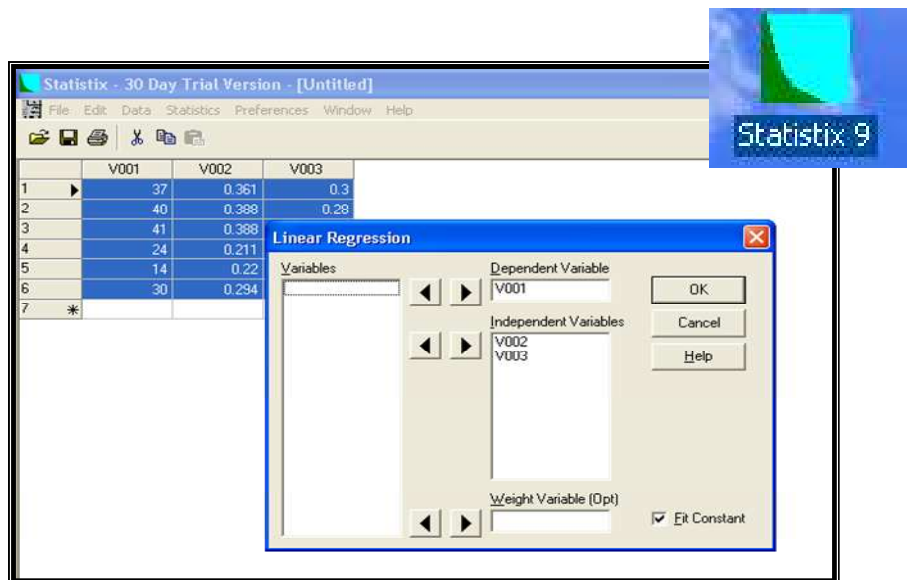
El método de regresión múltiple es estudiado con el objetivo de aplicar un análisis estadístico que permita establecer correlaciones o el tipo de relación existente entre el ángulo de fricción interna (variable dependiente) y las propiedades petrofísicas de la roca:  $\phi$  y  $V_{clay}$  (variables independientes).

Para dicho análisis se utilizó la base de datos enunciada anteriormente, tabla 6.1, en la que se tiene información del  $V_{clay}$ ,  $\phi$  y AFI obtenidos de análisis de laboratorio. Inicialmente se hizo un chequeo visual de los datos del que se observó que se tenían iguales valores de ángulo de fricción interna para diferentes valores de  $V_{clay}$  (ver celdas resaltadas

en la tabla 6.1) por lo que surgieron a priori dos hipótesis la primera de estas con mayor aceptación:

- Este fenómeno se debía a la influencia de la segunda variable independiente ( $\phi$ ) que visualmente no fue tomada en cuenta.
- Dentro del volumen de arcilla un tercer parámetro (el tipo de arcilla) que no está siendo considerado estaba teniendo gran influencia en el cálculo de la variable dependiente.

Después de este análisis previo se aplicó a los datos el método de regresión múltiple utilizando la herramienta “Statistix 9” (ver figura 6.1), análisis del que los resultados más relevantes se exponen en la tabla 6.2.



**Figura 6.1.** Entorno de la herramienta Statistix 9, utilizado para hacer el análisis del set de datos.

**Tabla 6.2.** Resultados relevantes del análisis de regresión múltiple para el set de datos.

### Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0,761316289
Coeficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,579602492
R <sup>2</sup> ajustado	0,558582617
Error típico	8,842060191
Observaciones	43

### Análisis de Varianza

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	4311,58584	2155,79292	27,5740213	2,97305E-08
Residuos	40	3127,281137	78,18202842		
Total	42	7438,866977			

### Análisis de los residuales

<i>Observación</i>	<i>Pronóstico para Y</i>	<i>Residuos</i>	<i>Residuos estándares</i>
1	35,41748025	1,582519749	0,183396195
2	35,9392723	1,060727701	0,12292638
3	35,62825094	4,37174906	0,506636422
4	35,62825094	4,37174906	0,506636422
5	35,62825094	4,37174906	0,506636422
6	35,62825094	5,37174906	0,622525146
7	33,24202692	-9,242026918	-1,07104671
8	33,24202692	-9,242026918	-1,07104671
9	16,12764484	-2,127644845	-0,246570047
10	23,36107917	-9,361079173	-1,084843524
11	23,36107917	-9,361079173	-1,084843524
12	16,12764484	-2,127644845	-0,246570047

13	23,53332811	6,466671893	0,749414357
14	23,36107917	6,638920827	0,769376066
15	28,12742681	1,872573194	0,217010119
16	32,3533731	-17,3533731	-2,011060272
17	32,3533731	-17,3533731	-2,011060272
18	21,44559216	13,55440784	1,570803034
19	21,44559216	13,55440784	1,570803034
20	38,32294907	5,677050932	0,657906191
21	38,32294907	5,677050932	0,657906191
22	32,80910745	-15,80910745	-1,832097296
23	32,80910745	-15,80910745	-1,832097296
24	32,80910745	-15,80910745	-1,832097296
25	38,32294907	5,677050932	0,657906191
26	38,32294907	5,677050932	0,657906191
27	38,32294907	5,677050932	0,657906191
28	38,32294907	5,677050932	0,657906191
29	38,32294907	5,677050932	0,657906191
30	42,58068396	1,41931604	0,164482725
31	37,03508342	11,96491658	1,38659892
32	41,91314554	3,086854456	0,357731625
33	41,91314554	3,086854456	0,357731625
34	20,42595392	10,57404608	1,225412712
35	11,8597133	-5,859713303	-0,6790747
36	11,8597133	-5,859713303	-0,6790747
37	56,29547336	-6,295473364	-0,729574378
38	46,64595267	2,35404733	0,272807542
39	36,18004261	-8,180042607	-0,947974703
40	18,74130509	1,258694914	0,145868548
41	23,3222704	11,6777296	1,353317187
42	39,19250879	5,80749121	0,673022748
43	54,59601948	-4,396019479	-0,50944909

De estos resultados se hace el siguiente análisis:

- El coeficiente de relación múltiple es 0.722 que indica que las variables explicativas están relacionadas un 72% con la variable dependiente.
- El coeficiente de regresión cuadrada es de 0.522 lo que indica que utilizando la ecuación obtenida a través del método la

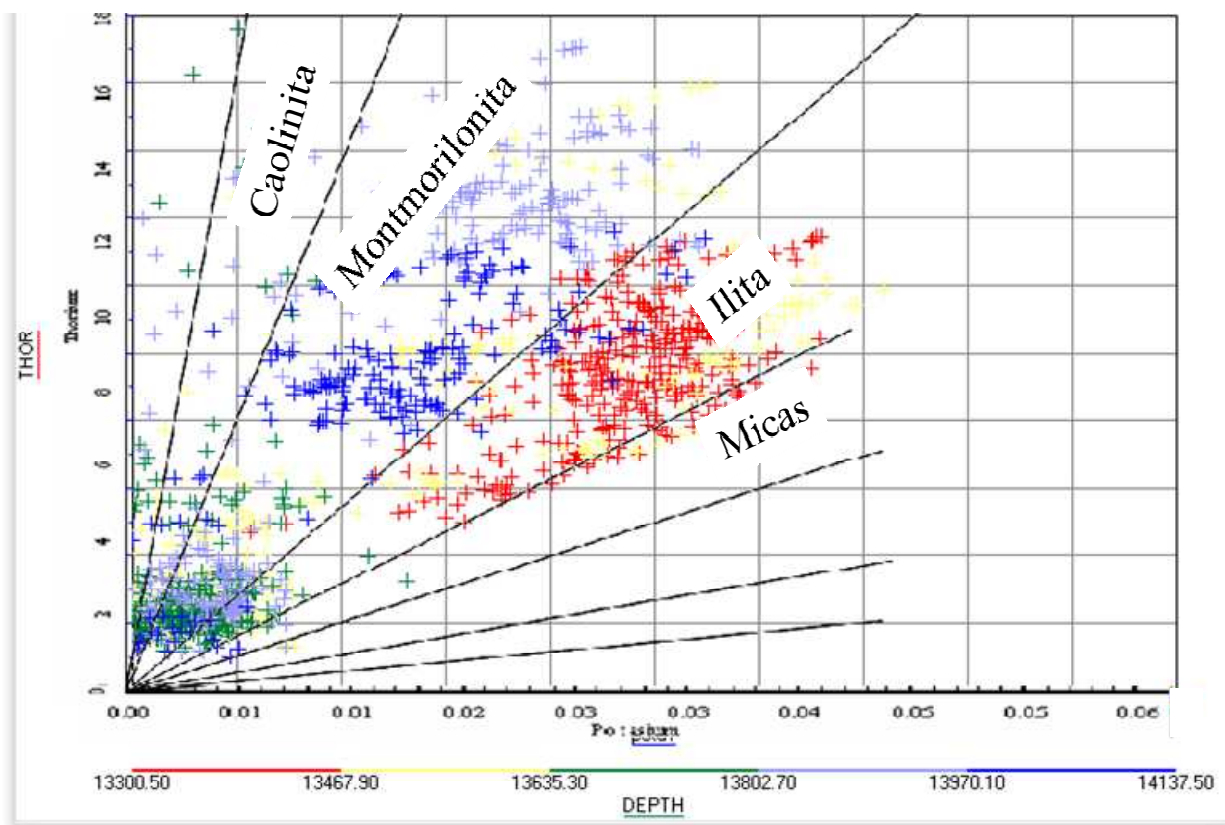
incertidumbre para determinar la variable dependiente se reduciría en un 52%

- El coeficiente de regresión cuadrada ajustado es de 0.47, este valor presenta una diferencia considerable con respecto al valor estimado de R cuadrado lo que indica que el modelo no está teniendo un buen ajuste, es decir las variables independientes no están explicando correctamente mi variable dependiente.
- El error típico o desviación estándar al utilizar la correlación es de 8.3531.
- En el análisis de varianza se presentan los resultados obtenidos durante el cálculo de F y de F-crítica. Se observa que el valor de F es mucho mayor que el de F-crítica por lo que se descarta la hipótesis del modelo que plantea que no existe una relación entre las variables.
- De la tabla de análisis de los residuos se observa que los residuos normales alcanzan valores significativamente altos que oscilan entre 1 y 17, es decir la diferencia entre los valores observados y los valores predichos por el modelo no están teniendo un buen ajuste. Todos los residuos estandarizados se encuentran en el rango de -3 a 3 por lo que las observaciones no presentan datos atípicos.

De estos coeficientes es evidente la poca relación mostrada en el análisis de los 43 datos de  $V_{clay}$  y  $\phi$  con el ángulo de fricción interna.

Estos resultados dejan con poca posibilidad de aplicación la primera hipótesis planteada en la que se consideraba las observaciones previas consecuencia del impacto de la segunda variable explicativa, tomando más fuerza la segunda hipótesis en la que se da cabida al tipo de arcilla como un tercer parámetro incidente en el valor que toma la variable independiente.

Después de esta interpretación se decidió iniciar un segundo análisis teniendo en cuenta el tipo de arcilla presente en las muestras estudiadas, determinado a partir de difracción de rayos X y para posteriores análisis se constataron los resultados obtenidos utilizando el registro eléctrico de rayos Gamma Spectral, en la figura 6.2 se muestra el análisis hecho para el pozo U1, de forma similar se obtuvieron gráficas para los pozos A2, A3, A4 y A1 utilizando la metodología expuesta en la sección 1.3.3.2. Los resultados obtenidos del laboratorio difieren muy poco de los obtenidos a partir del registro, esta diferencia se debe principalmente a los tipos de arcillas que se pueden identificar usando los dos métodos siendo las pruebas de laboratorio más meticulosas en sus resultados. El análisis hecho utilizando el registro de Rayos Gamma Espectral permite identificar las arcillas que se encuentran con mayor abundancia en la muestra. Los resultados de los tipos de arcilla obtenidos de la difracción de rayos X se muestran en la tabla 6.3.



**Figura 6.2.** Determinación del tipo de arcilla presente en la muestra a partir del registro de Rayos Gamma Espectral para el pozo U1.

**Tabla 6.3.** Tipos de arcillas obtenidos a partir del análisis de las formaciones utilizando el Registro de Rayos Gamma Espectral.

Clay Types	Core Depth (ft)
Kaolinite+Illite+Chlorite	13187,25
Kaolinite+Illite+Chlorite	13187,5
Kaolinite+Illite+Chlorite	13188,25
Kaolinite+Illite+Chlorite	13188
Kaolinite+Illite+Chlorite	13188,25
Kaolinite+Illite+Chlorite	13188,4
Kaolinite+Illite+Chlorite	13195,15

Kaolinite+Illite+Chlorite	13195,2
Kaolinite+Illite+Smectite+Chlorite	13214,1
Kaolinite+Illite+Smectite	13213,85
Kaolinite+Illite+Smectite	13213,9
Kaolinite+Illite+Smectite+Chlorite	13214,05
Kaolinite+Illite+Smectite+Chlorite	13214,15
Kaolinite+Illite+Smectite	13213,9
Kaolinite+Illite+Chlorite	13214,65
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11538,4
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11537,9
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11542,4
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11542,75
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11557,7
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11559
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11576,7
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11577,05
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11577,4
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11558
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11558,15
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11558,3
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11558,45
kaolinite+(illita+mica)+(illite/smectite)+clorite	11559,1
Biotite	15579
	15579,85
Kaolinite	15580
Kaolinite	16920
Kaolinite	16946,7
Kaolinite	16946,9
	12590,92
Kaolinite	15596,85
Kaolinite	15609
Kaolinite	16030
kaolinite+Illite+Chlorite+Glauconite	16238
Kaolinite+Illite	16253
Kaolinite	13585,33

El segundo análisis se realizó por formación debido a la coincidencia que presentaban los tipos de arcillas presentes en estas. Los resultados obtenidos para la formación Carbonera C5, Carbonera C7, Mirador, Cuervo y Barco se muestran en las tablas 6.4-6.7.

**Tablas 6.4** Resultados relevantes del análisis de regresión múltiple para la formación Carbonera C7.

### Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0,916340751
Coeficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,839680371
R <sup>2</sup> ajustado	0,812960433
Error típico	4,60256091
Observaciones	15

### Análisis de varianza

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	1331,397197	665,6985984	31,4252	1,69793E-05
Residuos	12	254,2028032	21,18356693		
Total	14	1585,6			

### Coeficientes

	<i>Coeficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>
Intercepción	28,32316358	13,0237386	2,17473373	0,05036645	0,05312506	56,6994522
Variable X 1	-50,4153764	10,8155562	-4,6613762	0,00054958	-73,980449	-26,850304
Variable X 2	60,14311943	26,5914784	2,2617441	0,04307514	2,20526515	118,080974

### Análisis de los residuales

<i>Observación</i>	<i>Pronóstico para Y</i>	<i>Residuos</i>	<i>Residuos estándares</i>
1	37,75332425	-0,75332425	-0,1767892
2	39,30624805	-2,30624805	-0,5412275
3	40,0510068	-0,0510068	-0,0119702
4	40,0510068	-0,0510068	-0,0119702

5	40,0510068	-0,0510068	-0,0119702
6	40,0510068	0,9489932	0,22270858
7	24,28000573	-0,28000573	-0,0657114
8	24,28000573	-0,28000573	-0,0657114
9	15,56575857	-1,56575857	-0,3674503
10	20,66396078	-6,66396078	-1,5638903
11	20,66396078	-6,66396078	-1,5638903
12	15,56575857	-1,56575857	-0,3674503
13	22,1197575	7,8802425	1,84932582
14	20,66396078	9,33603922	2,19097044
15	27,93323208	2,06676792	0,48502661

**Tablas 6.5** Resultados relevantes del análisis de regresión múltiple para la formación carbonera C5.

### Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0,969711911
Coeficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,940341191
R <sup>2</sup> ajustado	0,929494135
Error típico	3,509037722
Observaciones	14

### Análisis de varianza

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	2134,91034	1067,45517	86,6909	1,84591E-07
Residuos	11	135,446803	12,31334573		
Total	13	2270,35714			

### Coeficientes

	<i>Coeficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>
Intercepción	-422,28036	40,142735	-10,51947159	4,4E-07	-510,633924	-333,926796
Variable X 1	-1514,86737	122,006253	-12,41630923	8,2E-08	-1783,40132	-1246,33342
Variable X 2	1190,74927	100,783856	11,814881	1,4E-07	968,9254952	1412,57304

### Análisis de residuales

Observación	Pronóstico para Y	Residuos	Residuos estándares
1	10,1949173	4,80508275	1,488634801
2	10,1949173	4,80508275	1,488634801
3	34,0955138	0,90448616	0,28021361
4	34,0955138	0,90448616	0,28021361
5	43,3539385	0,64606155	0,200152578
6	43,3539385	0,64606155	0,200152578
7	22,3138562	-5,31385621	-1,646254956
8	22,3138562	-5,31385621	-1,646254956
9	22,3138562	-5,31385621	-1,646254956
10	43,3539385	0,64606155	0,200152578
11	43,3539385	0,64606155	0,200152578
12	43,3539385	0,64606155	0,200152578
13	43,3539385	0,64606155	0,200152578
14	43,3539385	0,64606155	0,200152578

**Tablas 6.6** Resultados relevantes del análisis de regresión múltiple para la formación Mirador.

### Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0,973720289
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,948131202
R <sup>2</sup> ajustado	0,922196802
Error típico	5,427842803
Observaciones	7

### Análisis de varianza

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	2154,15409	1077,077045	36,5588265	0,0026904
Residuos	4	117,84591	29,46147749		
Total	6	2272			

### Coeficientes

	<i>Coeficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>
Intercepción	63,408094	4,484330416	14,13992451	0,00014522	50,957596	75,858591
Variable X 1	-35,23651	11,12161821	-3,168289967	0,03391333	-66,115074	-4,357949
Variable X 2	-51,87972	9,550509332	-5,432141723	0,00557196	-78,396185	-25,363255

### Análisis de residuales

<i>Observación</i>	<i>Pronóstico para Y</i>	<i>Residuos</i>	<i>Residuos estándares</i>
1	44,088373	-0,08837345	-0,01994069
2	40,860298	8,139702022	1,836651994
3	42,355079	2,644920818	0,596803062
4	34,210083	-3,21008295	-0,724326915
5	6,8828227	-0,88282272	-0,199201163
6	6,8828227	-0,88282272	-0,199201163
7	55,720521	-5,720521	-1,290785126

**Tablas 6.7** Resultados relevantes del análisis de regresión múltiple para la formación Barco y cuervo.

### Resumen

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0,882283137
Coeficiente de determinación R <sup>2</sup>	0,778423534
R <sup>2</sup> ajustado	0,63070589
Error típico	7,451317903
Observaciones	6

### Análisis de varianza

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	2	585,1669178	292,5834589	5,269672	0,1043003
Residuos	3	166,5664155	55,5221385		
Total	5	751,7333333			

### Coeficientes

	<i>Coeficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>
Intercepción	56,50011546	7,229134109	7,81561313	0,0043607	33,493784	79,5064466
Variable X 1	-57,28976395	21,78227038	-2,6301099	0,0783177	-126,61067	12,03114193
Variable X 2	-11,03575133	12,03624814	-0,9168764	0,4268206	-49,340465	27,26896208

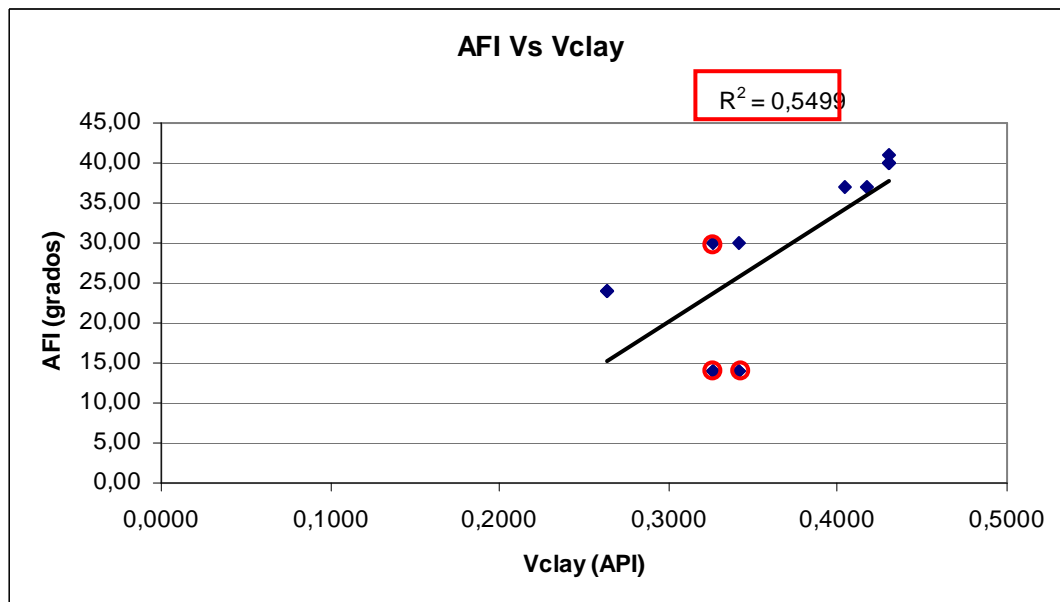
### Análisis de residuales

<i>Observación</i>	<i>Pronóstico para Y</i>	<i>Residuos</i>	<i>Residuos estándares</i>
1	43,5595284	5,440471601	0,94260086
2	38,54001729	-10,5400173	-1,8261338
3	20,63049376	-0,63049376	-0,1092376
4	30,39527286	4,604727139	0,79780211
5	43,08798818	1,912011819	0,33126981
6	50,98669951	-0,78669951	-0,1363014

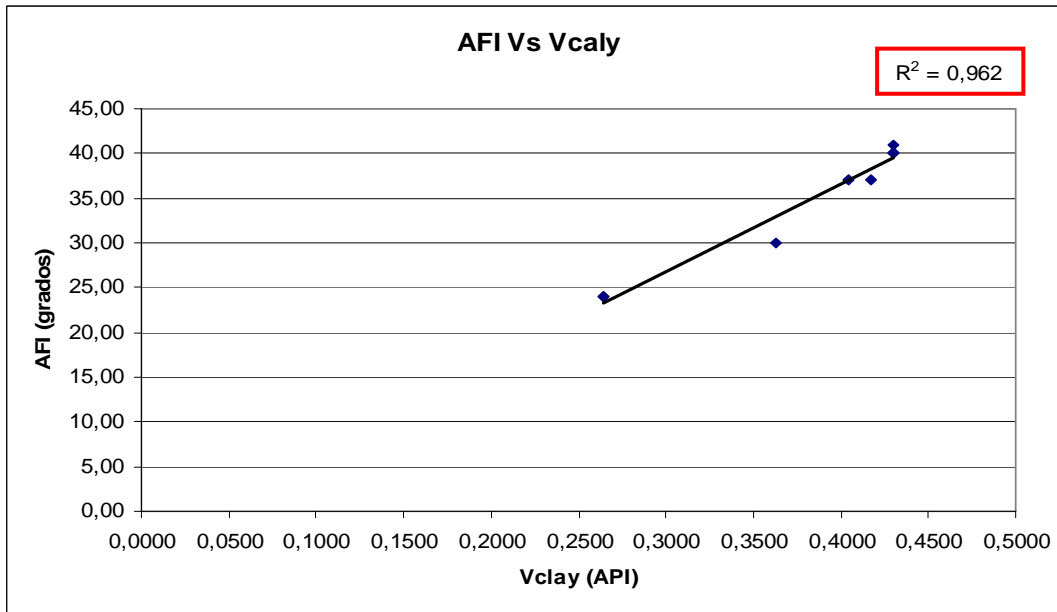
Se puede observar del resumen de la regresión que para el análisis por formación la relación obtenida entre las variables es mucho mayor que la que se obtuvo inicialmente para el set de 43 datos este comportamiento refuerza la hipótesis de la influencia del tipo de arcilla en el cálculo del ángulo de fricción interna, ya que los tipos de arcillas se mantienen, en estos casos, mas o menos constantes por formación como se aprecia en la tabla 6.3.

Por formación se obtuvieron valores de relación entre las variables (R) que van desde 97.37% para la formación Carbonera C5, que presenta los mismos tipos de arcillas en la muestras estudiadas, hasta valores de 88.8% para las formaciones de Cuervo y Barco que se estudiaron juntas debido a la escasez de datos. Para estas dos formaciones los tipos de arcillas encontrados varían de una muestra a otra.

La figura 6.3 muestra la gráfica del ángulo de fricción interna contra el Vclay para la formación carbonera C7, los puntos encerrados son las profundidades para las que se obtuvo tipos de arcillas diferentes, en la figura 6.4 se grafican nuevamente los datos de AFI contra Vclay pero sin incluir los datos que presentan una variación en el tipo de arcilla. Para esta segunda gráfica el coeficiente de correlación aumenta considerablemente.



**Figura 6.3** Gráfica del ángulo de fricción interna contra el volumen de arcilla para todos los datos de la formación Carbonera C7.



**Figura 6.4** Gráfica del ángulo de fricción interna contra el volumen de arcilla para todos los datos que presentan igual tipo de arcilla de la formación Carbonera C7.

En la tabla 6.4 se observan los resultados para el análisis de regresión de la formación Carbonera C7, de la tabla de resumen se puede concluir que el grado de correlación entre las variables es bastante alto (91.63%), al igual que el R cuadrado que aumentó considerablemente con respecto al análisis inicial del set completo. El cálculo de R cuadrado indica que la incertidumbre en el cálculo del ángulo de fricción interna se reduciría en un 81.96% al utilizar los coeficientes calculados por el modelo. La desviación estándar es de 4,6.

En la tabla de análisis de varianza se muestran los resultados para el cálculo de F y F-crítico con valores de 31,425 y 1,69 E-5 de lo que se concluye que los coeficientes hallados describen una relación entre el Vclay, la porosidad y el AFI.

De la tabla de coeficientes se plantea la ecuación que describe la relación entre las variables:

$$AFI = 28,32316358 - 50,41537643\phi + 60,14311943V_{clay}$$

Donde:

$\phi$ : Porosidad en fracción

$V_{clay}$ : Volumen de arcilla en fracción

$AFI$ : Ángulo de fricción interna en grados

Esta ecuación es aplicable en el rango:  $14 \leq AFI \leq 41$

El error típico de cada coeficiente es el error cometido al calcular el AFI asociado a cada una de las variables independientes y a la intercepción. En esta misma tabla de coeficiente se presenta el estadístico t que permite determinar el valor que dentro del modelo tiene cada uno de las variables explicativas. El valor que se obtiene de t se compara con el valor de “probabilidad” calculado también en esta tabla y si el valor absoluto de t es mayor o igual que la probabilidad se concluye que la variable evaluada es una componente significativa del modelo. El intervalo de confianza para un 95% se presenta para cada variable.

Finalmente se encuentra la tabla de análisis de residuales en la que se presentan el valor pronosticado para el AFI, el residuo según el valor real que muestran valores significativamente bajos (entre -6 y 9,33) y los residuos estándares.

De igual manera se presentan los resultados obtenidos para las formaciones Carbonera C5, Mirador y Cuervo y Barco que se analizaron juntas debido a la escasez de datos a estas profundidades.

Para la formación Carbonera C5 se obtuvo un R cuadrado mayor que el obtenido para Carbonera C7, esto debido a la mayor homogeneidad existente en el tipo de arcilla de las muestra de C5. Los residuos de C5

se encuentran en un rango de -5 a 4 mejorando también los obtenidos para C7. La ecuación que rige la relación es:

$$AFI = -422,28036 - 1514,86737\phi + 1190,749267V_{clay}$$

Esta ecuación es aplicable en el rango:  $15 \leq AFI \leq 44$

Para la formación Mirador el R cuadrado obtenido también es alto 94, 81% a pesar de la disminución en la cantidad de datos con los que se realizó el análisis. Esta disminución o falta de distribución en la adquisición de los datos se debe al planteamiento inicial en el que se pretendía obtener una sola correlación para los pozos analizados y como el principal interés para mejorar la precisión del ángulo de fricción interna es mejorar los modelos geomecánicos, se adquirieron datos con mayor densidad en el overburden. La ecuación obtenida para esta formación es:

$$AFI = 63,40809357 - 35,23651139\phi - 51,87972022V_{clay}$$

Esta ecuación es aplicable en el rango:  $6 \leq AFI \leq 50$

Finalmente para las formaciones Cuervo y Barco que tienen la menor cantidad de datos se hizo un análisis conjunto. El R cuadrado obtenido disminuyó considerablemente a 77.84%. La correlación obtenida para estas formaciones se debe usar con mucho cuidado ya que la incertidumbre no se reduce lo suficiente como para garantizar la

veracidad de la predicción. Se sugiere la adquisición posterior de más datos para alimentar el análisis de regresión y obtener así un modelo con un mejor ajuste. La correlación obtenida es:

$$AFI = 56,50011546 - 57,28976395\phi - 11,03575133V_{clay}$$

Esta ecuación es aplicable en el rango:  $20 \leq AFI \leq 50,2$



En la figura 7.1 se aprecia los pozos de los cuales se obtuvieron la mayoría de las muestras para las pruebas de laboratorio (azule y amarillo).

Al pozo A1 se le aplicó la metodología enunciada previamente para el cálculo del volumen de arcilla y obteniendo la porosidad a partir de los registros disponibles se hizo la caracterización de estos dos parámetros para las formaciones de interés.

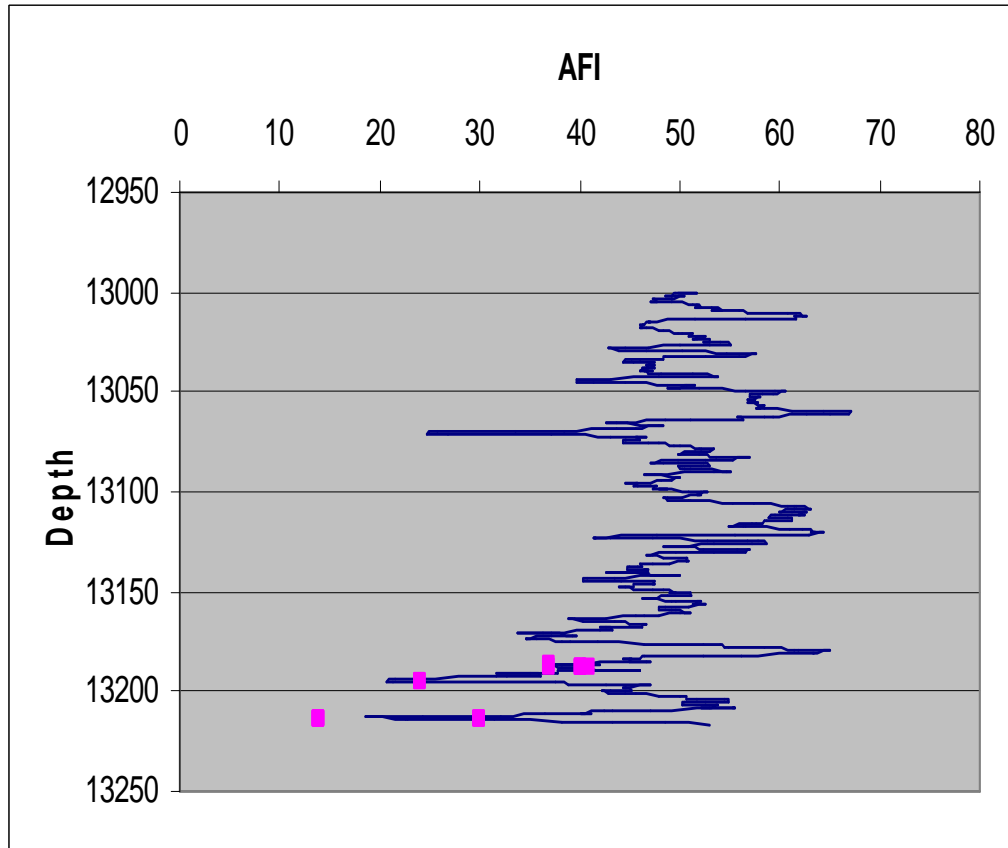
Después de este procedimiento se aplicaron las ecuaciones correspondientes a cada formación para obtener de este modo curvas del ángulo de fricción en profundidad.

En la figura 7.2, 7.3 y 7.4 se aprecian las curvas obtenidas para las formaciones Carbonera C7, Carbonera C5 y Mirador. No se aplicó la correlación obtenida para las formaciones barco y cuervo por la escasez de los datos y por el porcentaje de error en el que se incurre al aplicarla.

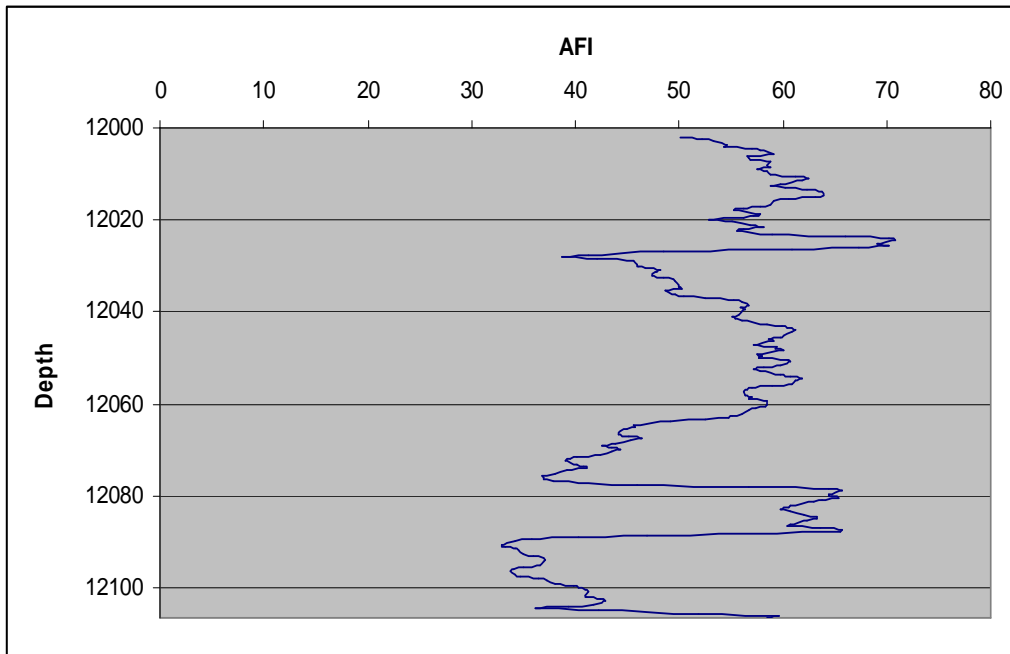
Vemos que los valores obtenidos están dentro de un rango lógico de resultados para el ángulo de fricción interna. Los puntos en fucsia de la figura 7.2 representan los valores obtenidos en el laboratorio para este pozo, lo que indica que las correlaciones obtenidas son un reflejo verás del AFI presentando la ventaja con respecto a las metodologías tradicionales que se tienen valores confiables y continuos que son el resultado de un cálculo que tiene en cuenta la naturaleza del parámetro.

En la figura 7.2 se observa también que uno de los valores obtenido en laboratorio no ajusta con los valores obtenidos en la curva, sin embargo vemos que esta presenta la misma tendencia que los puntos de laboratorio obtenidos. Es probable que esto se deba a la falta de

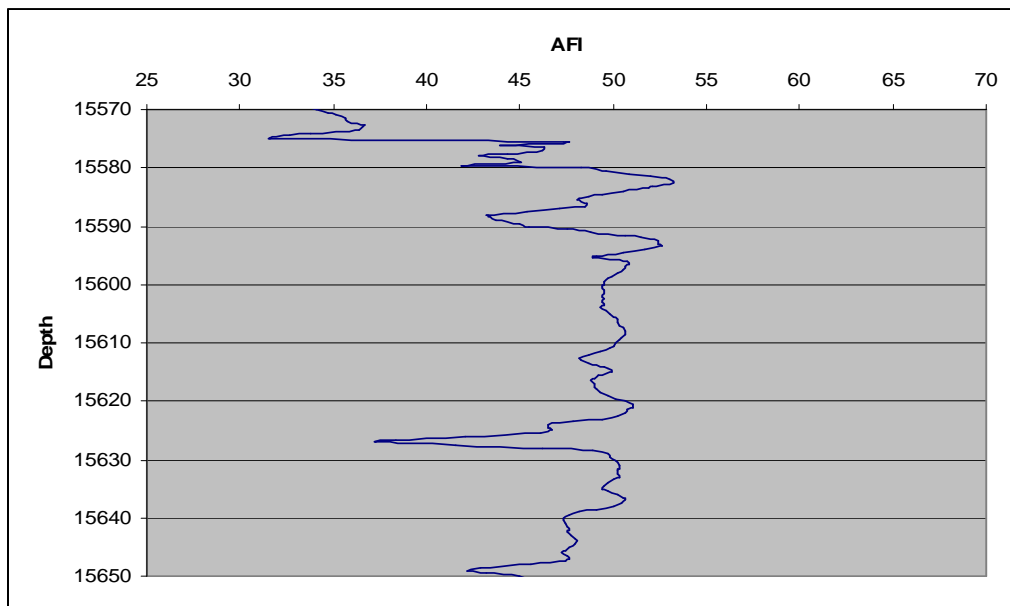
exactitud en la medida de porosidad o volumen de arcilla de los registros eléctricos en este punto.



**Figura 7.2** Curva del ángulo de fricción interna para la formación Carbonera C7 (azul), y los valores de laboratorio para del AFI para este pozo (fucsia).



**Figura 7.3** Curva del ángulo de fricción interna para la formación Carbonera C5.



**Figura 7.4** Curva del ángulo de fricción interna para la formación Mirador.

Para el cálculo puntual de valores del ángulo de fricción interna se desarrolló un sencillo programa en matlab, en el que los datos de entrada son la porosidad, el volumen de arcilla y la formación y se obtienen valores del AFI.

El código del programa es el siguiente:

```
vclay=str2double(get(handles.va,'string'));
porosidad=str2double(get(handles.poro,'string'));

sel=get(handles.c5,'value');
if (sel==1)
    a=1;
end

sel=get(handles.c7,'value');
if (sel==1)
    a=2;
end

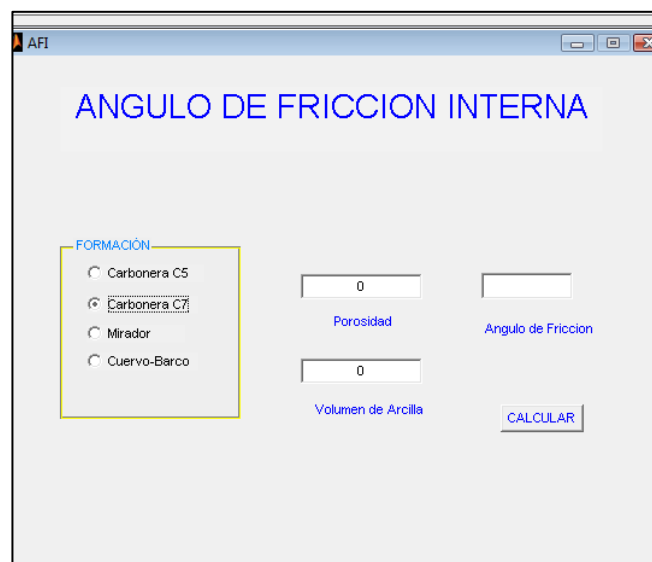
sel=get(handles.mirador,'value');
if (sel==1)
    a=3;
end

sel=get(handles.cb,'value');
if (sel==1)
    a=4;
end
afi=ang(vclay,porosidad,a)

set(handles.afi1,'string',afi);

function afi=ang(vclay,porosidad,a)
if a==1
    afi=-422.28036-1514.86737*porosidad+1190.749267*vclay;
end
if a==2
    afi=28.32316358-50.41537643*porosidad+60.14311943*vclay;
end
if a==3
    afi=63.40809357-35.23651139*porosidad-51.87972022*vclay;
end
if a==4
    afi=56.50011546-57.28976395*porosidad-1103575133*vclay;
end
```

La ventana de entrada de los datos se muestra en la figura 8.5. Se recomienda continuar trabajando en el código del programa para permitir que los datos de entrada sean las curvas proporcionadas por los registros eléctricos y a su vez este arroje como resultado una curva del ángulo de fricción y así poder adaptarlo al software AGE del instituto colombiano del petróleo.



**Figura 7.5** Ventana del programa para el cálculo del ángulo de fricción interna, matlab.

## 8. METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA.

La metodología para la obtención del ángulo de fricción interna, a partir del  $V_{clay}$  y la porosidad obtenidos de registros eléctricos para una zona se plantea a continuación:

1. Verificar los registros eléctricos disponibles para la zona en la que se desea aplicar la metodología: Para aplicar la metodología es necesario la existencia un set de los siguientes registros

<b>Registro</b>	<b>Sección</b>
Registro de Rayos Gamma convencional	Todo el pozo
Registro de rayos Gamma Espectral	Mínimo 1000 Ft
Registro de porosidad	Todo el pozo

Si no se posee el registro de Rayos Gamma Espectral se puede aplicar la metodología utilizando la combinación de los registros densidad-neutrón para determinar el volumen de arcilla de la formación (BASSIOUNI, Zaki. Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs).

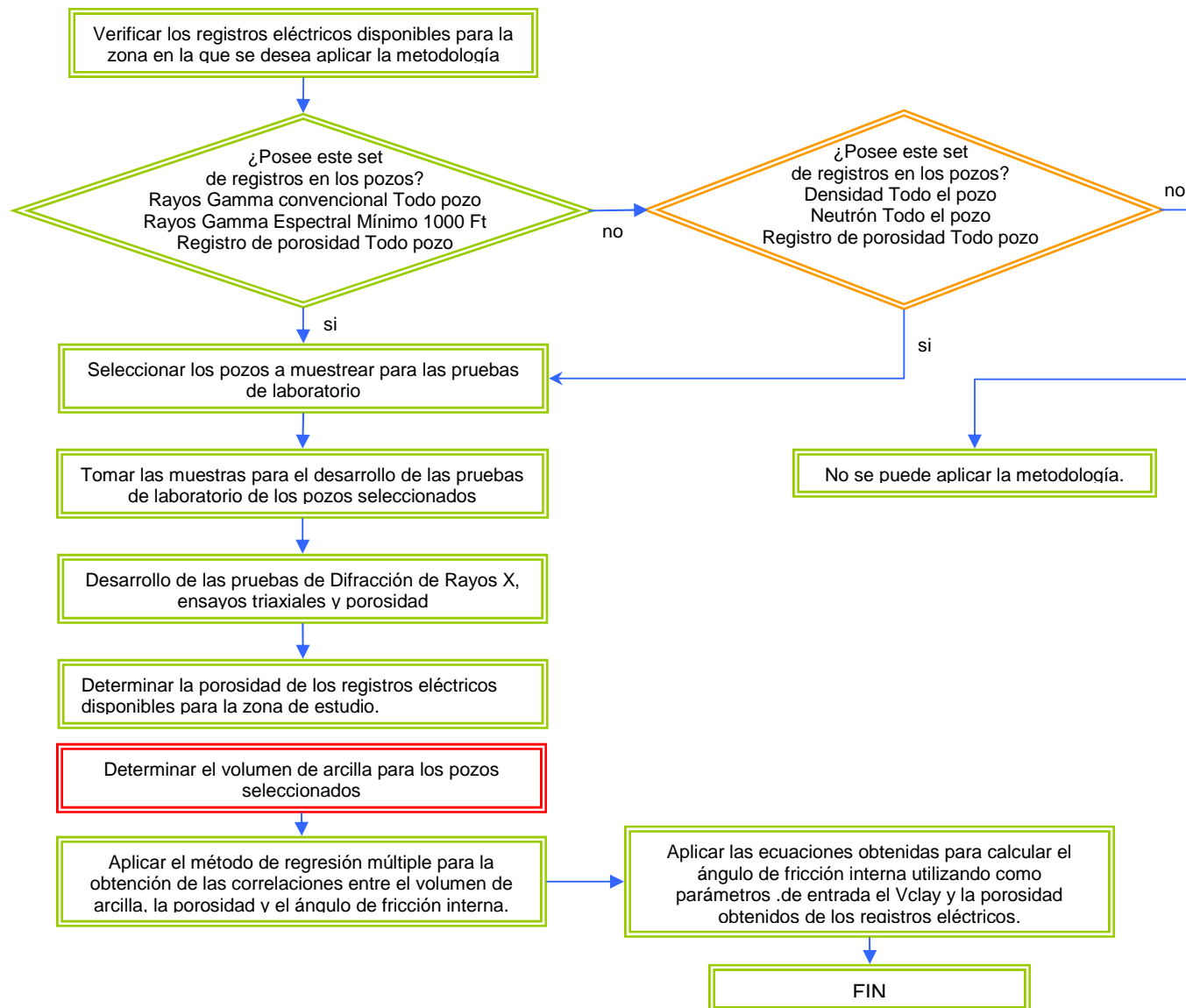
2. Seleccionar los pozos a muestrear para las pruebas de laboratorio: En esta selección se debe tener como parámetros principales la calidad de los registros y la cercanía de los pozos. Es preferible que el registro de Rayos Gamma Espectral se encuentre para una zona de arena arcillosa para que los valores de  $V_{clay}$  obtenidos sean más correlacionables con otras formaciones.

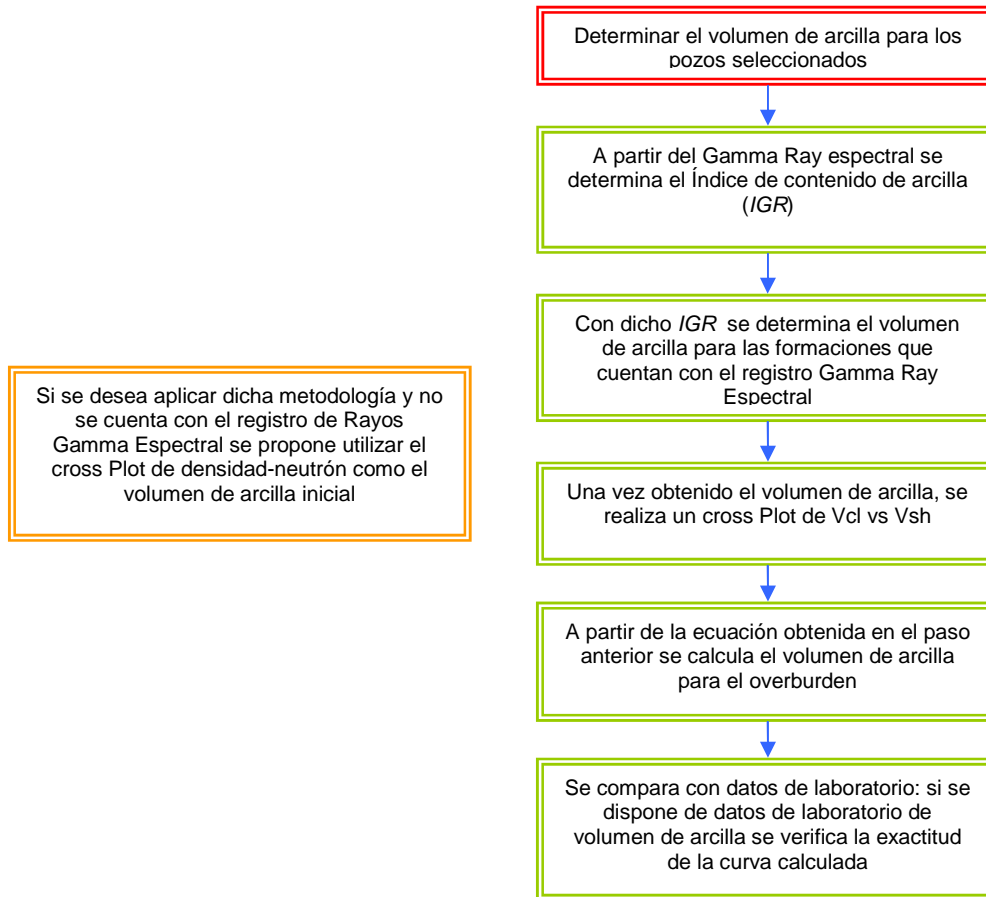
3. Tomar las muestras para el desarrollo de las pruebas de laboratorio de los pozos seleccionados: Las muestras deben ser tomadas preferiblemente de intervalos de arenas arcillosas, con la densidad suficiente por formación para aplicar el método de regresión múltiple, mínimo 12 muestras por formación. Es importante aclarar que las muestras se toman de los diversos pozos seleccionados en el área de trabajo en donde se atraviesen las formaciones de interés, por lo que el problema del espesor de las formaciones, para aquellas que son delgadas, puede ser solucionado.
4. Desarrollo de las pruebas de Difracción de Rayos X, ensayos triaxiales y porosidad: Estas pruebas se desarrollarán según la normativa del laboratorio y según los principios explicados con anterioridad.
5. Determinar la porosidad de los registros eléctricos disponibles para la zona de estudio: Esta propiedad se obtiene a través de los registros neutrón, densidad o sísmico. Se aconseja calibrar los registros a partir de los cuales se va a determinar esta propiedad con el objetivo de obtener valores más confiables.
6. Determinar el volumen de arcilla para los pozos seleccionados: Para llevar a cabo este cálculo se debe seguir la metodología planteada en el capítulo a través de la cual se obtiene el valor del volumen de arcilla a partir de los registros de Rayos Gamma convencional y Rayos Gamma Espectral.

Para este punto del desarrollo de la metodología ya se ha caracterizado la porosidad y el volumen de arcilla de las formaciones o los pozos de interés, también se cuenta con los datos de las pruebas de laboratorio a partir de los cuales se obtendrán las correlaciones. De la difracción de rayos X se obtiene el tipo y el volumen de arcilla presente en la muestra, en esta parte es importante analizar la diversidad de tipos de arcillas presentes en la formación a analizar ya que el método de regresión múltiple se aplica por formación bajo la suposición de homogeneidad en los tipos de arcillas para una misma formación, si esta suposición no se cumple se sugiere agrupar las muestras que presenten tipos de arcillas similares y obtener correlaciones que permitan determinar el AFI a partir del Vclay y la porosidad solo si conozco los tipos de arcillas presentes en la formación; para este caso sería indispensable la presencia del registro de Rayos Gamma Espectral para todo el pozo.

7. Aplicar el método de regresión múltiple para la obtención de las correlaciones entre el volumen de arcilla, la porosidad y el ángulo de fricción interna: Este paso se puede realizar utilizando cualquiera de las herramientas existentes para este tipo de análisis las utilizadas en esta aplicación fueron Statistix 9 y Microsoft Excel.
8. Aplicar las ecuaciones obtenidas para calcular el ángulo de fricción interna utilizando como parámetros de entrada el Vclay y la porosidad obtenidos de los registros eléctricos: finalmente utilizando las ecuaciones obtenidas en el paso anterior y teniendo las curvas correspondiente a la porosidad y el Vclay se calcula el ángulo de fricción interna para todo el pozo o las

formaciones de interés, obteniendo de esta forma una curva de AFI que nos permite obtener valores continuos en profundidad de este importante parámetro.





**Figura 8.1.** Diagrama de flujo de la metodología para determinar el ángulo de fricción interna a partir de registros eléctricos.

## CONCLUSIONES

Es posible determinar un valor de volumen de arcilla cercano al obtenido de pruebas de laboratorio correlacionando el registro de Rayos Gamma Espectral con el Registro de Rayos Gamma convencional. El procedimiento se enunció en la metodología propuesta en este proyecto de investigación.

El volumen de arcilla y la porosidad de las rocas son dos parámetros fundamentales e influyentes en el ángulo de fricción interna, debido a que este depende del deslizamiento entre partículas, el empaquetamiento de estas y el rodamiento. Todas estas propiedades se presentan con mayor intensidad en las rocas friccionantes (arenas) y la porosidad de este tipo de rocas se deriva, entre otras cosas, del empaquetamiento por lo que este parámetro petrofísico sería un buen indicador del valor del ángulo de fricción interna. El volumen de arcilla (rocas cohesivas) presente en las arenas arcillosas muestra en menor proporción los fenómenos que ocasionan la fricción por lo que este sería un “amortiguador” de los valores del ángulo de fricción en las formaciones.

Dentro del volumen de arcilla presente en las formaciones de arenas arcillosas el tipo de arcilla influye en el comportamiento del ángulo de fricción interna ya que dependiendo de la estructura de cada una, sus partículas muestran diferentes comportamientos ante los aspectos que ocasionan la fricción en las rocas.

Es posible determinar correlaciones para determinar el ángulo de fricción interna a partir del volumen de arcilla y la porosidad para formaciones que muestre una distribución de tipo de arcilla homogénea, obteniendo a partir de dichas correlaciones curvas del ángulo de fricción interna que muestran un muy buen ajuste con los datos arrojados por las pruebas de laboratorio.

Las correlaciones planteadas para el cálculo del ángulo de fricción interna en las formaciones carbonera C5 y carbonera C7 nos permiten obtener datos continuos del ángulo de fricción optimizando así la construcción del modelo geomecánico para pozos cercanos al área de estudio en los que se atraviesen estas dos formaciones y presenten una distribución de arcilla similar a la de estas dos formaciones en los pozos muestreados para obtener las correlaciones.

Es importante tener en cuenta las limitantes de las correlaciones obtenidas para su eficiente aplicación.

## RECOMENDACIONES

El trabajo realizado para determinar las correlaciones del ángulo de fricción interna es innovador e importante en la industria del petróleo a nivel mundial. Estudios posteriores a este han determinado rangos para este parámetro o correlaciones que me permiten determinarlo a partir otros parámetros calculados a su vez en pruebas de laboratorio por lo que uno de las principales aportes de esta investigación radica en proponer el cálculo del ángulo de fricción a partir de la porosidad y el volumen de arcilla lo que me permite obtener curvas del AFI, sin embargo las correlaciones obtenidas se encuentran limitadas a las formaciones muestreadas y a una pequeña zona del piedemonte llanero, se recomienda para posteriores trabajos realizar pruebas con plugs sintéticos en los que se varíe el volumen y el tipo de arcilla para obtener correlaciones que tengan en cuenta estos dos parámetros y sean de aplicación general.

## NOMENCLATURA

$\rho_i$ : densidad de los minerales radiactivos

$v_i$ : fracción del volumen del mineral

$\rho_i$ : en un factor proporcional correspondiente a la radiactividad del material.

$\rho_b$ : es la fracción de la densidad de la formación.

$V_{sh}$  = volumen de Shale, %

$GR_{()}$  = lectura de GR a la profundidad deseada, %API

$GR_{clean}$  = lectura significativa del valor más bajo registrada por la herramienta de Rayos Gamma, %API

$GR_{sh}$  = lectura significativa del valor más alto registrada por la herramienta Rayos Gamma, %API

$SGR(Th + K)_{min}$  = lectura del registro mínima

$SGR(Th + K)_{max}$  = lectura del registro máxima

$IGR$ : índice de contenido de arcilla

$V_{CL}$  = Volumen de arcilla

$AI$  = Índice de arcilla

$G_{CUR}$  = Exponente para las familias de curvas que relacionan  $AI$  con el volumen de arcilla. 3.7 para rocas terciarias, 2 para rocas mas viejas, se aproxima a cero para una relación lineal.

$\phi$  = porosidad

$\rho_{ma}$  = densidad de matriz

$\rho_f$  = densidad del fluido

$\rho_b$  = densidad bulk

$\Delta t_{ma}$ : tiempo de tránsito del material de la matriz [ $\mu s/ft$ ].

$\Delta t_{log}$ : Lectura del registro [ $\mu s/ft$ ].

$\Delta t_f$ : Tiempo de tránsito del fluido saturante [ $\mu s/ft$ ].

$\phi$  = ángulo de fricción interna

AFI = ángulo de fricción interna

$\tau$  = el esfuerzo de cizalla

$\mu$  = el coeficiente de fricción interna

$\sigma$  = el esfuerzo normal

$S$  = la cohesión de la roca

$\sigma_3$  = la presión de confinamiento en Psi

$\sigma_1$  = la carga total aplicada en Psi

$2\beta$  = el ángulo formado entre el punto en donde coinciden el círculo de Mohr y la línea de falla.

$\sigma_d$  = Tensión desviante

$X_{1i}, X_{2i}, \dots, X_{ki}$  = variables explicativas del modelo de regresión

$e_i$  = error de la predicción  $i$ -ésima del modelo de regresión

$\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_k$  = coeficientes estimados del modelo de regresión

$R^2$  = coeficiente de determinación

## BIBLIOGRAFIA

1. Saleh B Al-Ruwaili, Hilal H. Al-Waheed: "Petrophysical Models and Techniques for Shaly-Sand Formation Evaluation" Paper SPE 88686. Dhahi, U.A.E., 10–13 October 2004.
2. BENDECK, Jorge: "Una herramienta para la evaluación de formaciones. Asociación colombiana de geólogos y geofísicos del petróleo" Libro. Santa fe de Bogota, 1992.
3. BASSIOUNI, Zaki: "Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs" SPE Textbook Series Vol. 4. Richardson TX, 1994.
4. Darwin V. Ellis, Julian M. Singer: "Well Logging for Earth Scientists". Springer second edition 2007.
5. Sabelli, A., Rodríguez, E., Rago W.,: "Las Arcillas Activas En Argentina. Diagnóstico Y Remediación" Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires, Departamento de Ingeniería Civil. Septiembre 2003.
6. Shannon, M. H., "Geomechanical Modeling As A Reservoir Characterization Tool At Rulison Field, Piceance Basin" Colorado School of Mines thesis for the degree of Master of Science
7. Walter H, Fertl, George V. Chilingar:" Determination of Volume, Type, and Distribution Modes of Clay Minerals from Well Logging Data" SPE/DOE Unconventional Gas Recovery Symposium of

the Society of Petroleum Engineers held in Pittsburgh, PA, May 16-18, 1962.

8. William, E. Youngblood: "The application Of Natural Natural Gamma Ray Espectroscopy In Log Evaluation In Saudi Arabia" SPE 9615 Oil Technical Conference Of the Society of Petroleum Engineers 1981.
9. Byerlee, J: "Friction of Rocks" Pageoph, Vol. 116 (1978), Birkhauser Verlag.
10. Schlumbrger: "Mechanical Properties of Rocks" Capítulo 13.
11. Per Horsrud: "Estamating Mechanical Properties From shale of Empirical Correlations" SPE, SINTEF Petroleum Research.
12. Douglas, C: "Diseño y Análisis de Experimentos" Universidad Estatal de Arizona Libro Segunda edición Limusa Wiley.