

**MODELAMIENTO DE REGISTROS SÓNICO Y DENSIDAD PARA LA
ELABORACION DE MODELOS GEOMECÁNICOS DEL ÁREA DE PIEDEMONTÉ**

ROCIO DEL ROSARIO ESCAMILLA ROSALES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2007**

**MODELAMIENTO DE REGISTROS SÓNICO Y DENSIDAD PARA LA
ELABORACION DE MODELOS GEOMECÁNICOS DEL ÁREA DE PIEDEMONTE**

ROCIO DEL ROSARIO ESCAMILLA ROSALES

Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

DIRECTORES

Aristóbulo Bejarano W., MGT.

Escuela de Ing. de Petróleos UIS

Néstor F. Saavedra T., M. Sc.

Director ICP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2007

DEDICATORIA

A mi padre Tomas y mi hermana Irma Escamilla, por ser los pilares de mi vida, por regalarme lo mejor de ustedes, por su infinito amor y apoyo, siempre incondicionales en cada uno de los momentos de mi vida, por ser siempre mis mejores amigos, son mi más grande tesoro.

A mi sobrinito Marcos David, por ser la alegría y la nueva luz de nuestra pequeña pero maravillosa familia.

Los adoro.

Roci

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme la fuerza y la fé necesaria para creer, por mostrarme que aunque no pueda cambiar la dirección del viento, puedo ajustar mis velas para llegar siempre a mí destino. Porque siento tu presencia siempre a mi lado.

A mi lindo, por ser tantas cosas para mí desde que estamos juntos, por todo el apoyo, por compartir tus conocimientos, por preocuparte, por ser el compañero de tesis, el codirector, por tu amor y compañía.

A los demás miembros de mi familia por su cariño y confianza.

A mi director de proyecto el ingeniero Aristóbulo Bejarano Wallens, por sus sugerencias e ideas durante el proyecto. Por cada uno de sus consejos y por sus palabras motivadoras.

Al Ingeniero Néstor Fernando Saavedra, Director del Instituto Colombiano del Petróleo - ICP y la Dra. Zuly Calderón, Decana de la Facultad de Ingenierías Físico - Químicas por confiarme el desarrollo de este trabajo, por el apoyo, la compañía y los consejos brindados durante este proceso.

A la Ingeniera Paola Yinet Fonseca, por sugerir el desarrollo de este tema, por compartir de manera generosa sus conocimientos y por todas las observaciones realizadas durante la realización de este estudio.

A la Geóloga Maria Del Pilar Marín del ICP, por su colaboración y por la ayuda brindada sobre el tema.

Al Instituto Colombiano del Petróleo – ICP, por creer en el aporte universitario para la solución de problemas de la industria.

A la Universidad Industrial de Santander por abrirme sus puertas, por prepararme técnica y humanamente, por ser una casa estando tan lejos de mi tierra.

Al grupo de estabilidad de pozos, por ser un reto constante y motivador en la formación de jóvenes investigadores. A cada uno de sus integrantes, por compartir sus trabajos e impulsarme siempre a mejorar y sobresalir en los propios.

A mis compañeros y amigos de la universidad, ahora de la vida, por regalarme lo mejor de cada uno, por compartir sus conocimientos y sus vidas, por los ratos en que gozamos y por los otros en los que sufrimos, por hacer más fácil esta etapa de mi vida.

Rocio Del Rosario Escamilla Rosales

TABLA DE CONTENIDO

Página

INTRODUCCION	15
1. CONCEPTOS BASICOS SOBRE LOS REGISTROS SONICO Y DENSIDAD	17
1.1 REGISTRO SÓNICO	17
1.1.1 Ondas Sísmicas Medidas Por El registro Sónico	17
1.1.2 Registro Sónico (BHC)	19
1.1.3. Descripción De La Herramienta	19
1.1.4. Aplicaciones Del Perfil.....	26
1.2 REGISTRO DENSIDAD	29
1.2.1. Registro Density (RHOB)	30
2. REGISTROS SÓNICOS Y DENSIDAD SINTÉTICOS.....	38
2.1 Causas de Registros Sónicos de Mala Calidad	38
2.1.1 Fuerza Baja en el Transmisor Sónico	39
2.1.2 Ruido Del Camino.....	39
2.1.3 Atenuación	39
2.2 Reconocimiento de Registros Sónicos de Mala Calidad.....	42
2.3 Técnicas de Modelamiento Para la Elaboración de Registros Sintéticos	43
2.3.1 Generación De una Curva A Partir De Correlaciones Empíricas.....	44
2.3.2 Generación De una Curva A Partir De Propiedades De La Formación ...	50
2.3.3 Generación De una Curva A Partir De Correlación De Registros.....	52
3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA LA ELABORACIÓN DE REGISTROS SINTÉTICOS	56
4. RESULTADOS FINALES	58
4.1. Selección del Area de Trabajo.....	58
4.2. Distribución Final de las Áreas de Trabajo	59
4.3. Aplicación de la Metodología para el Campo FORES	62
4.3.1. Correlaciones y resultados finales obtenidos de la generación de una Curva a partir de correlaciones empíricas.	64

4.3.2. Correlaciones y resultados finales obtenidos de la generación de una curva a partir de propiedades de la formación.....	70
4.3.3. Correlaciones y resultados finales obtenidos de la generación de una curva a partir de correlaciones entre registros.....	72
4.4. Observaciones Generales	76
4.4.1. Análisis de la Sensibilidad de los Modelos Geomecánicos al Rango de Variación de los Registros Sónicos Modelados	76
4.4.2. Propiedades Mecánicas Analizadas	76
4.4.3. Análisis de Sensibilidad Realizado al Modelo Geomecánico del Pozo F3	79
CONCLUSIONES.....	89
RECOMENDACIONES	92
NOMENCLATURA	93
BIBLIOGRAFIA.....	94
ANEXOS.....	96
ANEXOS I.....	96
ANEXOS II.....	97

LISTA DE FIGURAS

Página

Figura 1.1. Representación de la dirección de desplazamiento y propagación de las ondas compresionales.....	18
Figura 1.2. Representación de la dirección de desplazamiento y propagación de las ondas cizallamiento (shear).....	18
Figura 1.3. Herramienta equipada con un solo receptor y un transmisor. Se supone que el eje del equipo se encuentra paralelo a la formación.....	20
Figura 1.4. Herramienta equipada con un sistema dual de receptores.....	21
Figura 1.5. Trayectoria de las ondas en sistema de dos receptores en caso de herramienta inclinada, hueco irregular.....	23
Figura 1.6 Herramienta y Principio de Funcionamiento del Registro Sónico.....	25
Figura 1.7. Herramienta y Principio de Funcionamiento del Registro Densidad para Medir Porosidad.....	30
Figura 1.8. Esquema del detector dual de la herramienta Density.....	32
Figura 1.9. Esquema de la sonda Density en una herramienta de tubería IPL.....	33
Figura 1.10. Esquema del detector simple de la herramienta Density.....	34
Figura 2.1. Registros del pozo UIS-1 antes del modelamiento.....	44
Figura 2.2. Registro Sónico ajustado a un polinomio, que muestra una baja frecuencia en la dirección del enterramiento.....	47
Figura 2.3. Curvas DT modeladas a partir de la relación de Faust (resistividad), para el pozo UIS.....	48
Figura 2.4. Curva densidad sintética a partir del registro sónico, por medio de la igualación de porosidades para el pozo UIS.....	51
Figura 2.5. Crossplot RHOB vs. GR y RHOB vs. DT, ajuste de las líneas de tendencia.....	52
Figura 2.6. Curva DT generada a partir del registro Gamma Ray del pozo UIS-1...54	54
Figura 4.1. Selección y distribución final de los pozos de prueba y validación para el campo BUCA.....	61

Figura 4.2. Selección y distribución final de los pozos de prueba y validación para el campo UIS.....	62
Figura 4.3. Selección y distribución final de los pozos de prueba y validación para el campo UIS.....	63
Figura 4.4. Registros del pozo FORES 1 antes del modelamiento.....	64
Figura 4.5. Curvas DT modeladas empleando la ecuación de Faust (comportamiento en formaciones arcillosas).....	65
Figura 4.6. Rango de resistividad dentro de cual las curvas DT generadas presentan un buen ajuste.	65
Figura 4.7. Histograma de frecuencia para determinación del nuevo valor de α , para la ecuación de Faust.....	66
Figura 4.8. DT generado a partir de la ecuación de Faust, para un $\alpha = 1.556$	68
Figura 4.9. Crossplot de α_{\log} vs. DT.....	69
Figura 4.10. Curva Sónica sintética a partir de la relación de Gardner (ajustada por un factor de 0.92).....	70
Figura 4.11. Curva Sónica sintética generada a partir de la igualación de porosidades de Archie y Wyllie.....	71
Figura 4.12. Curva Sónica sintética generada a partir del registro GR.....	73
Figura 4.13. Curva densidad sintética a partir del registro Gamma Ray, por medio de correlación entre registros para el pozo FORES - 2.....	75
Figura 4.14. Relación entre Esfuerzo y deformación a partir de la cual se calcula el modulo de Young.....	77
Figura 4.15. Gráficas obtenidas para la variación del modulo de Young, cuando el DT a partir del cual se calcula varia en 3, 6, 9 unidades positivas respecto al valor original.....	80
Figura 4.16. Gráficas obtenidas para la variación del modulo de Poisson, cuando el DT a partir del cual se calcula varia en 3, 6, 9 unidades positivas respecto al valor original.....	81
Figura 4.17. Gráficas obtenidas para la variación del UCS, cuando el DT a partir del cual se calcula varia en 3, 6, 9 unidades positivas respecto al valor original.....	81

Figura 4.18. Gráficas obtenidas para la variación del ν , E, UCS, cuando el DT a partir del cual se calcula varía en (-6) unidades respecto al valor original.....	82
Figura 4.19. Boxplot de la distribución de las desviaciones calculadas del modulo de Young cuando varia DT en las escalas señaladas.....	85
Figura 4.20. Esquema de la distribución sesgada para el modulo de Young.....	85
Figura 4.21. Boxplot de la distribución de las desviaciones calculadas del modulo de Poisson cuando varia DT en las escalas señaladas.....	86
Figura 4.22. Boxplot de la distribución de las desviaciones calculadas del UCS cuando varía DT en las escalas señaladas.....	87
Figura 4.23. Comparación de los boxplots determinados para cada una de las propiedades en función de la variación del DT.....	88

LISTA DE TABLAS

Página

Tabla 1.1. Tiempo de transito y velocidad de matriz promedio de una unidad de formación	27
Tabla 1. 2. Tiempo de transito promedio del fluido contenido en los poros.....	27
Tabla 1.3. Densidad promedio de una unidad de formación (principales litologías).	30
Tabla 1.4. Densidad promedio del fluido de perforación (filtrado de lodo).....	31
Tabla 4.1. Pozos seleccionados como candidatos para la investigación por campos según la cantidad de información disponible (selección inicial).....	60
Tabla 4.2. Selección y distribución final de los pozos de prueba y validación por campos.....	61
Tabla 4.3. Resultados obtenidos de la estadística descriptiva aplicada a los datos de α_{log} , en la formación mirador.....	67
Tabla 4.4. Factores de ajuste por formación para la curva RHOB_GR para el Pozo FORES - 2.....	75
Tabla 4.5. Equivalencia entre los módulos elásticos analizados de un sólido isotrópico.	78
Tabla 4.6. Valores típicos del modulo de Young y Poisson para diferentes rocas...	78
Tabla 4.7. Intervalos de confianza y media de la distribución de σ_E al 95%, para cada una de las variaciones de DT.....	84
Tabla 4.8. Intervalos de confianza y media de la distribución de σ_V al 95%, para cada una de las variaciones de DT.....	86
Tabla 4.9. Intervalos de confianza y media de la distribución de σ_{UCS} al 95%, para cada una de las variaciones de DT.....	87

TITULO: MODELAMIENTO DE REGISTROS SÓNICO Y DENSIDAD PARA LA ELABORACIÓN DE MODELOS GEOMECÁNICOS DEL ÁREA DE PIEDEMONTÉ*

AUTOR: ROCIO DEL ROSARIO ESCAMILLA ROSALES**

PALABRAS CLAVES: Registros Sintéticos, correlaciones, modelo geomecánico, densidad, sísmico.

RESUMEN

La perforación de pozos en zonas tectónicamente activas, ocasiona enormes pérdidas de tiempo y dinero debido a diversos factores estructurales locales y regionales, que ocasionan problemas de inestabilidad durante el viaje del equipo desde superficie hasta yacimiento. La geomecánica es una disciplina que cobra gran auge e importancia, al facilitar y disminuir considerablemente muchos de estos problemas y en consecuencia los costos en grandes proyectos, desde la planeación de los mismos, por medio de la elaboración de modelos basados en las propiedades mecánicas de las rocas y el estado de esfuerzos de un área.

El modelamiento de registros surge como una necesidad en el desarrollo de los modelos geomecánicos, puesto que estos se basan en la información que proporcionan los registros de porosidad como el Sísmico (DTC) y Densidad (RHOB) que generalmente son corridos en el yacimiento quedando el resto de las formaciones sin información; de acuerdo con lo anterior se hace necesario generar registros sintéticos para el overburden, empleando registros originales que si se encuentran disponibles para la totalidad de los pozos, con base en diferentes técnicas, que emplean correlaciones existentes en la literatura como las de L.Y. Faust y G.H.F. Gardner, o generadas para la zona a partir del análisis del comportamiento de diferentes propiedades de la formación como la radioactividad, resistividad, entre otras, con los parámetros a modelar. Las correlaciones obtenidas permitirán la elaboración de curvas sintéticas confiables y adicionalmente diseñar una estrategia de trabajo para el modelamiento de registros DT y RHOB, para el estudio geomecánico de los pozos.

El resultado final del proyecto fue un set de 24 pozos modelados para diferentes áreas definidas dentro de la cuenca del Piedemonte Llanero Colombiano, pero aplicable a otros pozos en estudios futuros.

* Trabajo de investigación

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

**TITLE: SONIC AND DENSITY WELL LOG MODELING FOR GEOMECHANICAL MODELS
IN THE LLANOS FOOTHILLS***

AUTHOR: ROCIO DEL ROSARIO ESCAMILLA ROSALES**

KEYWORDS: Synthetic well logs, correlations, geomechanical model, density, sonic.

ABSTRACT

Well construction in tectonically active zones risks substantial losses of time and money due to diverse local and regional structural factors that cause instability problems during tripping and drilling. Geomechanics is a discipline that receives great weight and importance, because it facilitates the solution of many of these problems. The correct application of geomechanical methods can reduce costs in major drilling projects from planning.

Well log modeling is necessary in the development of geomechanical models, since the models are based on the information that comes from porosity logs such as Sonic (DTC) and Density (RHOB). However, such logs are generally recorded just for the reservoir, leaving the rest of the formation without information. Therefore, it becomes necessary to generate synthetic well logs for overburden using original well logs that are generally available for the majority of wells, based on different techniques which use existing correlations in literature such as those of L.Y. Faust and G.H.F. Gardner, or generated for the zone from the behavior analysis of different formation properties like radioactivity, resistivity, among others, with the parameters to model. The obtained correlations will allow the generation of reliable synthetic curves, and additionally to design a strategy of work for the DT and RHOB well logs modeling, for geomechanic study of wells.

The end result of the project was a suite of synthetic logs 24 wells in selected areas from the Colombian Llanos foothills, but suitable for use on other such wells in the future.

* Research work

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

INTRODUCCION

La perforación de pozos en zonas tectónicamente activas, ocasiona enormes pérdidas de tiempo y dinero debido a diversos factores estructurales locales y regionales, que ocasionan problemas de inestabilidad durante el viaje del equipo desde superficie hasta yacimiento. La geomecánica es una disciplina que cobra gran auge e importancia, al facilitar y disminuir considerablemente muchos de estos problemas y en consecuencia los costos en grandes proyectos, desde el planning de los mismos, por medio de la elaboración de modelos basados en las propiedades mecánicas de las rocas y el estado de esfuerzos de un área.

Un modelo geomecánico se basa en el cálculo de las propiedades mecánicas de las rocas y la determinación del estado de esfuerzos para la totalidad de un pozo offset o un prospecto, dentro de un área de estudio; para esto se integra la información de laboratorio, pruebas de campo, reportes de perforación e información de registros disponible. Como consecuencia, es necesario contar con un set básico de curvas completo, para realizar estas determinaciones basadas generalmente en correlaciones que involucran estos parámetros. El modelamiento de registros surge como una necesidad en el desarrollo de estos modelos, puesto que estos se basan en la información que proporcionan los registros de porosidad como el Sónico (DTC) y Densidad (Rho_b) que generalmente son corridos en el yacimiento quedando el resto de las formaciones sin información.

Faust, L.Y. (1951), a partir de análisis empíricos, sentó las bases para el modelamiento sintético de propiedades de las rocas, al realizar los estudios que lo condujeron al desarrollo de una relación entre la velocidad de las ondas P con la profundidad y la resistividad de la formación. De igual forma, Gardner et al (1974), desarrollo una relación empírica entre la velocidad de las ondas de compresión y la densidad de la formación, mejor conocida como la ecuación de tiempos promedios. En la literatura muchos otros autores como Castagna, J.P. (1985), entre otros, han buscado modelar los registros de pozos de una zona, para generar posteriormente

curvas sintéticas que sean útiles en estudios dentro de los cuales la información de registros de pozo sea una herramienta de cálculo de propiedades y determinación de parámetros operacionales, entre otros. Para esto se pueden emplear diferentes técnicas que van desde la correlación entre propiedades de las formaciones de interés, hasta el entrenamiento de redes neuronales.

Esta investigación tiene como objetivo determinar correlaciones propias para el área de Piedemonte, a partir de la integración de diferentes técnicas de modelamiento de registros y elaborar un esquema experimental de trabajo, que facilite el desarrollo de este tipo registros a las personas que deseen elaborarlos, con el fin de disponer de una herramienta practica y útil, básica en la elaboración de los modelos geomecánicos de un área de interés.

1. CONCEPTOS BASICOS SOBRE LOS REGISTROS SONICO Y DENSIDAD

1.1 REGISTRO SÓNICO

Los registros acústicos para evaluación de la formación pueden ser definidos como el reporte de uno ó más parámetros del viaje de las ondas acústicas para la estimación de propiedades fundamentales de las rocas como porosidad, saturación, entre otros (Jordan and Campell, 1986). Adicionalmente la medida de velocidad obtenida a partir de estos puede ser utilizada para cálculo de propiedades mecánicas de las rocas, por ejemplo la resistencia compresiva no confinada (UCS), relación de Poisson, entre otras.

El perfil sónico mide el tiempo de tránsito de una onda de compresión (onda P), una onda de cizalla (onda S) o una onda Stoneley, a través de la formación. El tiempo de tránsito de intervalo Δt es el recíproco de la velocidad de la formación y se expresa en microsegundos por pie ($\mu\text{sec}/\text{ft}$) para evitar pequeñas fracciones decimales.

1.1.1 Ondas Sísmicas Medidas Por El registro Sónico

1.1.1.1 Ondas Compresivas (Ondas P)

También llamadas de modo compresional normal u ondas primarias. Son un tipo de onda sísmica rápida con velocidades entre 4-7 km/s proveniente de una fuente monopolar, que viaja a través de la pared del pozo. La dirección de propagación de la onda es igual a la dirección de desplazamiento del material rocoso; la amplitud de la onda varía con la proporción de Poisson de la mezcla de roca-fluido (Encarta, 2006). Un esquema de este tipo de onda se muestra en la figura 1.1.

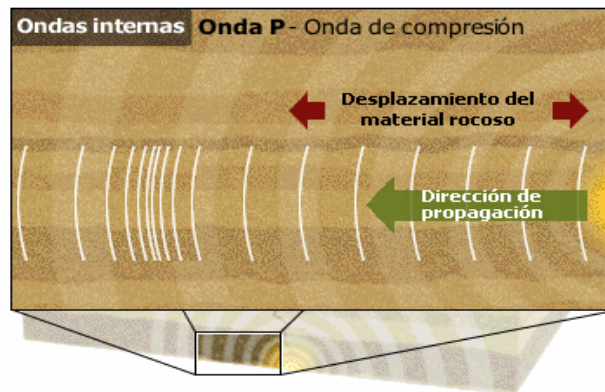


Figura 1.1. Representación de la dirección de desplazamiento y propagación de las ondas compresionales. Tomado: Enciclopedia Encarta, 2006.

1.1.1.2 Ondas De Cizallamiento

También llamadas transversales, rotacionales, distorsiónales, secundarias u ondas S. Se generan por la conversión de la onda compresional cuando se refracta en la cara del pozo. Se convierte nuevamente a una onda P cuando se refracta a través del pozo, para alcanzar el detector de la herramienta. La dirección de propagación de la onda es perpendicular al desplazamiento del material rocoso. Presentan velocidades entre 2 - 3 km/s. Un esquema de este tipo de onda se muestra en la figura 1.2.

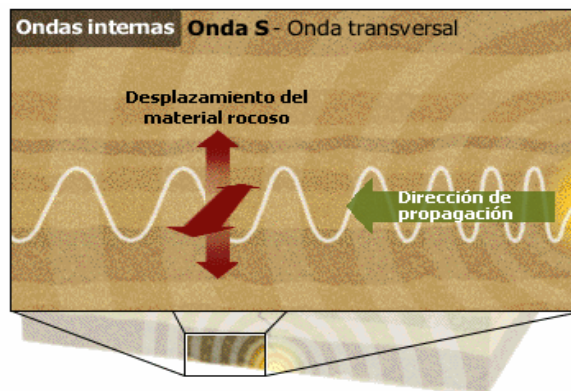


Figura 1.2. Representación de la dirección de desplazamiento y propagación de las ondas cizallamiento (shear). Tomado: Enciclopedia Encarta (2006).

1.1.2 Registro Sónico (BHC)

El registro Sónico BHC (Borehole Compensated), es empleado principalmente para determinar la porosidad de una formación, para lo cual el dispositivo tiene un transmisor que emite ondas acústicas que se propagan a través de la formación y de los fluidos contenidos en ella; un receptor registra el tiempo de tránsito de estas ondas y mediante la ecuación de Wyllie se determina la porosidad de la formación, en función de los tiempos de propagación de la onda, tanto en los fluidos como en la matriz (Fonseca, 2002).

No se recomienda usar este registro en formaciones poco consolidadas, con fracturas o con “vugs”, debido a que las ondas emitidas viajan más lentamente en un medio menos denso, como el espacio poroso, y por ejemplo el espacio de una fractura lo registra como porosidad de la roca.

1.1.3. Descripción De La Herramienta

1.1.3.1. Sistema simple con un receptor

Esta herramienta está equipada con un solo receptor y un transmisor (Ver Figura 1.3). En este sistema, un pulso es iniciado en el transmisor y será recibido por el receptor el cual está situado una distancia, L_s , del transmisor (llamada espaciamento). El tiempo medido, t_{log} , es el tiempo desde que se inicia el pulso, hasta que arribe la primera energía acústica al receptor. La medida del tiempo puede ser expresada así (BASSIOUNI, 1994).

$$t_{log} = \frac{L_s}{v} + \frac{d_h - (d_t - 2l_c)}{v_m} * \sqrt{1 - \left(\frac{v_m}{v}\right)^2} \quad (1.1)$$

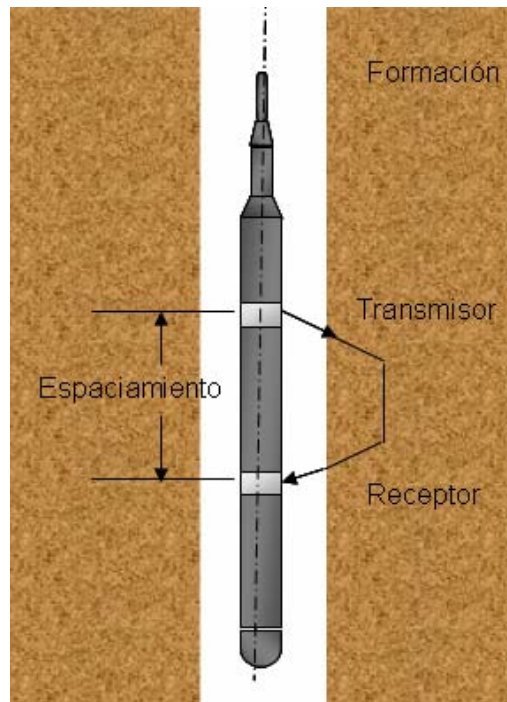


Figura 1.3. Herramienta equipada con un solo receptor y un transmisor. Se supone que el eje del equipo se encuentra paralelo a la formación. Modificado de: BASSIOUNI, 1994.

1.1.3.2 Sistema Dual De Receptores

Este sistema fue introducido para eliminar la contribución del lodo en la respuesta de la herramienta sónica. La herramienta consiste de un transmisor y tres receptores localizados 3, 4 y 6 pies a partir del transmisor. El transmisor emite ondas acústicas, 10 ondas/s. La primera llegada de la energía acústica dispara la respuesta del sistema. Un sistema de dos transmisores puede ser considerado como un detector (stopwach) muy exacto. La detección se inicia cuando llega la primera energía acústica y se detiene cuando esta llega al segundo receptor. El tiempo indicado por el medidor es el tiempo requerido por la onda sonora para atravesar una longitud de la formación igual al espaciamiento entre los dos receptores (Figura 1.4).

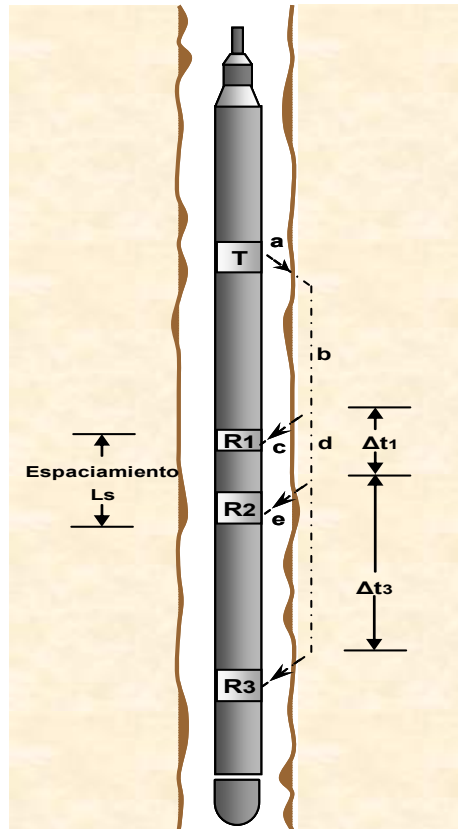


Figura 1.4. Herramienta equipada con un sistema dual de receptores.

Modificado de: BASSIOUNI, 1994.

Los tiempos de llegada pueden ser expresados así:

$$t_1 = (a/v_m) + (b/v) + (c/v_m) \quad (1.2)$$

$$t_2 = (a/v_m) + (b/v) + (d/v_m) + (e/v_m) \quad (1.3)$$

Donde a, b, c, d, e son las rutas de las ondas acústicas. Asumiendo tamaño del hueco constante y la herramienta paralela al hueco $a = c = e$ y $d = L_s$.

De las ecuaciones (1.2) y (1.3) tendremos:

$$t_2 - t_1 = \frac{L_s}{v} \quad (1.4)$$

$$\Delta t = (t_2 - t_1) / L_s \quad (1.5)$$

La ecuación (1.4) corresponde al tiempo libre de las contribuciones del lodo (BASSIOUNI, 1994).

1.1.3.3 Sistema Dual De Transmisores Para Compensar Los Efectos Del Hueco

Como se observa en la figura 1.5, la irregularidad en el diámetro del hueco y una eventual inclinación de la herramienta, causaran variaciones en los datos registrados por la herramienta. El sistema de receptores dual elimina completamente el error por efectos del hueco. En un hueco ensanchado, la lectura del sistema de doble receptores es distorsionada solo en el tope y en la base de la capa. Esta distorsión se ve reflejada en el registro con curvas en forma de picos (Cycles-skips).

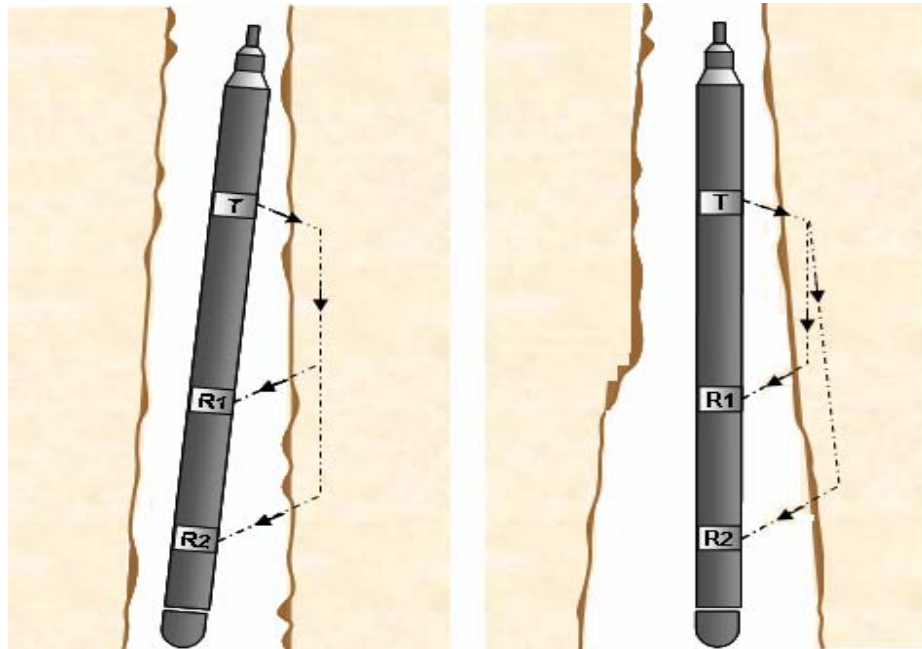


Figura 1.5. Trayectoria de las ondas en sistema de dos receptores en caso de herramienta inclinada (izquierda), hueco irregular (derecha). Modificado de BASSIUNI, 1994.

1.1.3.3.1 Espaciamiento Entre Los Receptores Y Resolución De La Herramienta.

La profundidad de investigación de la herramienta es igual al espaciamiento entre los receptores. Por tanto a mayor espaciamiento entre los receptores mayores serán los detalles mostrados (BASSIUNI, 1994).

1.1.3.3.2 Funcionamiento De La Herramienta

La propagación del sonido en un pozo es un fenómeno complejo. Está determinado por las propiedades mecánicas de los diferentes materiales acústicos, que incluyen la formación, la columna de fluido en el pozo y la herramienta del registro en sí.

El sonido emitido desde el transmisor choca contra la pared del pozo, con lo cual se crean ondas compresionales y de cizallamiento (shear) dentro de la formación, ondas superficiales a lo largo de la pared del pozo y ondas guiadas dentro de la columna de fluido. En el caso de los registros sínicos, la rugosidad de la pared del pozo y las fracturas pueden representar discontinuidades acústicas significativas. Por lo tanto, la refracción y la reflexión de las ondas generan la presencia de muchas ondas acústicas en el pozo cuando un registro sínico se está corriendo. En vista de lo anterior, se espera que muchas energías acústicas lleguen a ser vistas por los receptores de la herramienta del registro sínico. Luego, la señal recibida por el receptor está compuesta por diferentes ondas acústicas:

1. Ondas Compresionales
2. Ondas de Cizallamiento (shear)
3. Ondas de Tubo o Stoneley

Estas ondas llegan desde la formación al receptor en el orden en que se mencionan. Como las primeras ondas en llegar al receptor son las compresionales, en la velocidad de éstas se basa la determinación de la porosidad en una formación a partir del registro sínico.

La herramienta mide el recíproco de la velocidad de la onda compresional y este parámetro es llamado tiempo de tránsito. El fenómeno que se presenta en el momento en que la onda entra en la formación, es la refracción de ondas. En la refracción de la onda, la onda incidente, en este caso la que proviene del transmisor de la herramienta, choca contra la formación y la onda cambia de dirección, produciéndose una onda refractada que es la que va al receptor. En la refracción normal de una onda la onda refractada entra al medio con el que choca y viaja a través de él. Pero en este caso la onda choca contra la formación y sólo atraviesa unas pocas pulgadas de espesor, y luego la onda toma una dirección perpendicular a los estratos de la formación, es decir viaja a través de los dos medios (el lodo y la

formación), pero penetrando el segundo medio. En la Figura 1.6 se muestra el principio de funcionamiento del registro sónico y la herramienta.

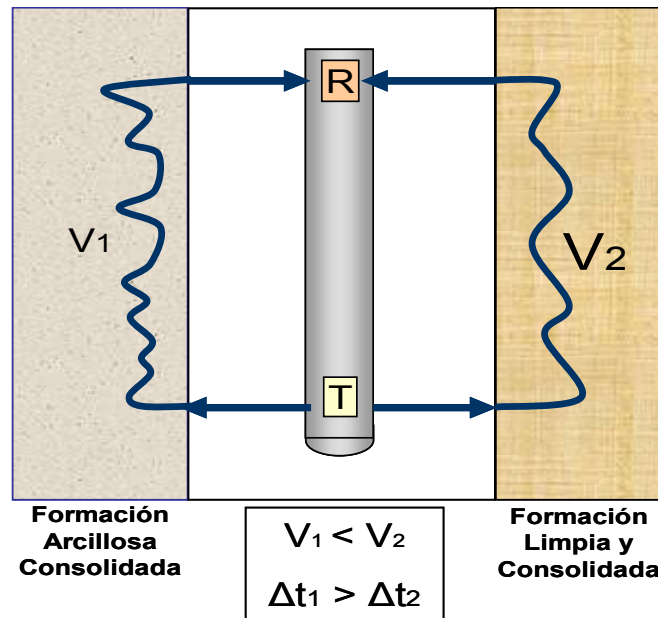


Figura 1.6. Herramienta y Principio de Funcionamiento del Registro Sónico.

Modificado de: Fonseca, 2002.

1.1.3.3.3 Factores Que Afectan La Interpretación

- Es necesario conocer la litología para obtener el V_{ma} correcto. Una elección incorrecta de V_{ma} producirá cálculos erróneos de porosidad.
- El contenido de arcilla generalmente ocasiona una lectura muy alta de Δt .
- El registro Sónico lee porosidad total, ignorando la porosidad secundaria de la formación.
- La profundidad de investigación de las herramientas es pequeña; por lo general el fluido observado por el registro será el filtrado de lodo.

- El Δt será muy alto en formaciones poco consolidadas, y a medida que la profundidad aumenta, el grado de compactación también lo hace, por lo que se hace necesario corregir por efecto de este fenómeno.

1.1.4. Aplicaciones Del Perfil

Algunas de las principales aplicaciones propuestas por Schlumberger (1989) son:

- El tiempo del tránsito sísmico puede usarse para calcular la porosidad de la formación usando la transformación apropiada y estimar la porosidad de fractura en las rocas carbonatadas. Además, puede usarse para determinar el perfil de pseudodensidad encima de secciones dónde la herramienta no se ha corrido o la respuesta no ha sido satisfactoria.
- Cálculo de la impedancia sísmica.
- El producto de la velocidad compresional y densidad es útil en el cómputo de sismogramas sintéticos para el tiempo-profundidad de reflectores sísmicos unidos.
- Análisis de las ondas del sonido.
- Determinación de propiedades mecánicas de las rocas.
- Las variaciones en la energía y volumen de frecuencia son indicativos de cambios en la densidad de la fractura, la porosidad, y el llenado material de los poros.
- En algunos casos la atenuación de las ondas compresionales puede computarse la forma de todas las ondas.

1.1.4.1 Porosidad A Partir Del Registro Sísmico

La determinación de la porosidad de una formación empleando este registro se hace generalmente por medio de la ecuación de Wyllie (Ecuación 1.6) la cual relaciona los tiempos de tránsito de la onda compresional a través de los fluidos de la formación y a través de la matriz (BENDECK, 1992), sin embargo existen otras en la literatura.

$$\phi = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (1.6)$$

Los valores promedio de tiempo de transito de matriz y fluido contenido dentro de los poros, se observan en la tabla 1.1 y 1.2, respectivamente.

Tabla 1.1. Tiempo de transito y velocidad de matriz promedio de una unidad de formación. Tomado de Bendeck, 1992.

Material	Velocidad Matriz [ft/seg]	Δt_{ma} [μsec/ft]
Arenisca	18.000 – 19.500	55.5 ó 51.0
Caliza	21.000 – 23.000	47.5
Dolomita	23.000	43.5
Anhidrita	20.000	50.0
Sal	15.000	66.7
Tubería (Hierro)	17.500	57.0

Tabla 1. 2. Tiempo de transito promedio del fluido contenido en los poros. Tomado de Bendeck, 1992.

Fluido contenido en los Poros	Δt_{ma} [μsec/ft]
Agua Fresca	189
Aceite	200
Gas	230

1.1.4.2 Calculo de Propiedades Mecánicas de las Rocas

Las rocas presentan respuestas a las cargas impuestas sobre ellas, de tal forma que la roca puede tener resistencia en tensión, compresión y cizalladura. Estas respuestas tienen importantes implicaciones en el diseño de la perforación de un pozo petrolero así como su manejo en la etapa de producción. Según (FJAER, 1996) los parámetros mecánicos de una formación pueden ser divididos en tres principales grupos.

- Parámetros elásticos
- Parámetros de resistencia (dependientes del nivel de esfuerzos)
- Esfuerzos in-situ: técnicamente los esfuerzos in-situ no son propiedades mecánicas de las rocas de las formaciones del subsuelo pero influyen tanto en los parámetros elásticos como en los parámetros de resistencia.

El calculo de estas propiedades, se basa en correlaciones cuyos parámetros principales son las medidas de velocidad de las ondas y la densidad de la formación.

1.2 REGISTRO DENSIDAD

El registro Densidad o Density utiliza el fenómeno físico de dispersión y absorción del registro Gamma Ray introducido al inicio de los 50, para relacionar la densidad de electrones de una formación con la densidad física in situ de la misma; como parte de la interpretación geofísica de una zona.

La herramienta consta de una fuente radioactiva, la cual se aplica a la pared del hueco por medio de un patín, que emite rayos Gamma de energía media dentro de la formación. La fuente y los detectores están diseñados de manera tal que la respuesta de la herramienta se deba a la dispersión por efecto Compton. El número de interacciones debidas al efecto Compton se relaciona directamente con la densidad de electrones, y está a su vez se relaciona con la densidad verdadera de la mayoría de las formaciones sedimentarias (SCHLUMBERGER, 1989).

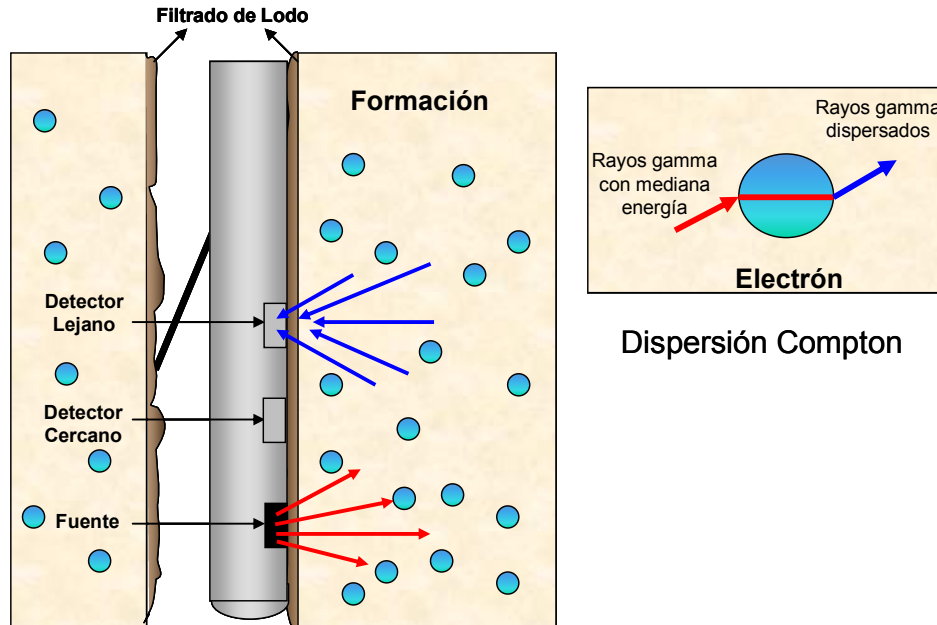


Figura 1.7. Herramienta y Principio de Funcionamiento del Registro Densidad para Medir Porosidad. Modificado de: Fonseca (2002).

1.2.1. Registro Density (RHOB)

El registro Density mide la densidad de electrones, la cual es proporcional a la densidad física de la masa de la formación. La medida básica de la herramienta es la densidad ρ_b medida en g/cm^3 (Schlumberger, 1989).

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad (1.7)$$

La ecuación 1.7 muestra la relación entre la densidad bulk (ρ_b) y la porosidad de la formación, la cual puede ser escrita nuevamente como:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (1.8)$$

Donde ρ_{ma} depende de la litología, ρ_b es medido por el perfil y ρ_f depende del tipo de fluido que ocupa el volumen poroso (filtrado del lodo de perforación).

Los valores típicos de ρ_{ma} para las principales litologías se observan en la tabla 1.3. Los valores de ρ_f se observan en la tabla 1.4.

Tabla 1.3. Densidad promedio de una unidad de formación (principales litologías).

Tomado de Bendeck, 1992.

Tipo de Roca	Densidad de Matriz (g/ cm^3)
Arena	2.65
Limonita	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98

Tabla 1.4. Densidad promedio del fluido de perforación (filtrado de lodo). Tomado de Bendeck, 1992.

Base del Lodo	ρ_f (g/ cm³)
Aceite	0.9
Agua Fresca	1
Agua Salada	1.1

1.2.1.1. Descripción de la herramienta

1.2.1.1.1 Sistema Dual De Receptores

La respuesta de la herramienta densidad es usada generalmente para determinar porosidad cuando la matriz y el fluido son conocidos, por lo que las medidas no son muy confiables; desde que una herramienta de dos detectores fue desarrollada a finales de los 60, llamada Densidad de la formación compensada o Formation - Density Compensated (FDC), la confiabilidad de los datos mejoro en forma considerable.

Esta herramienta compensa en forma automática las irregularidades de las medidas debido a la torta de lodo o rugosidades de la cara de pozo. Un esquema de la herramienta se observa en la figura 1.8. Esta se encuentra equipada con dos detectores espaciados a distancias diferentes de la fuente, uno de largo espaciamiento y uno de corto espaciamiento.

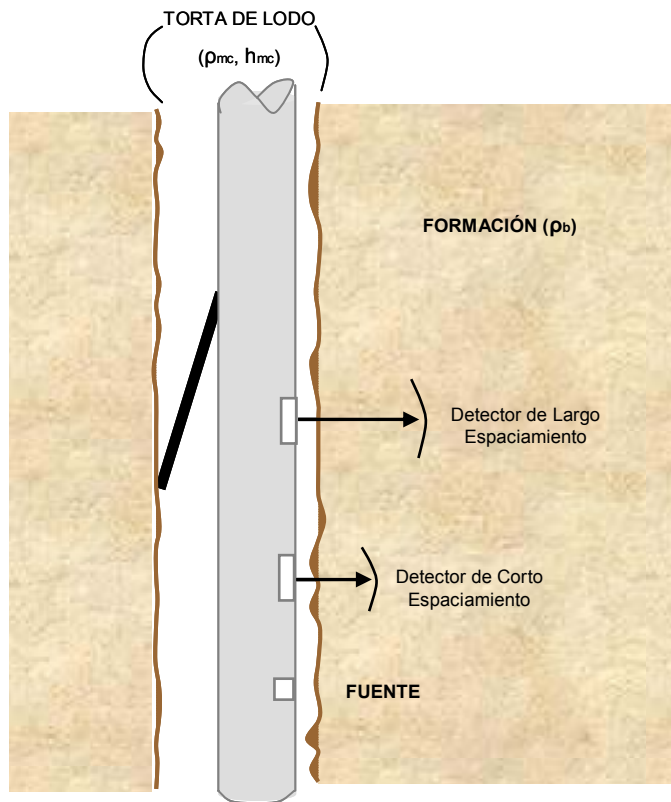


Figura 1.8. Esquema del detector dual de la herramienta Density.
Modificado de: BASSIOUNI, 1994.

El detector de largo espaciamiento se ubica a la misma distancia que el detector de las herramientas simples iniciales, y responde de igual forma. El detector de corto espaciamiento es más sensible a los cambios debido a la torta de lodo e irregularidades del hueco, por tanto la respuesta que se obtiene es diferente del anterior. La diferencia entre las tasas de conteo indica el espaciamiento entre los detectores y permite que se hagan las correcciones (BASSIOUNI, 1994).

1.2.1.1.2 Características De Operación

La herramienta opera en condiciones hostiles, a temperaturas de 500 °F y presiones de 25.000 psi. Provee la densidad de los alrededores de la formación, y medidas de

largo y corto espaciamiento, en la figura 1.9 se observa la herramienta típica en una tubería IPL.



Figura 1.9. Esquema de la sonda Density en una herramienta de tubería IPL.

Tomado: www.slb.com

1.2.1.2. Funcionamiento De La Herramienta

La herramienta consiste en una fuente de rayos gamma y un detector. Las fuentes usadas son Cesio¹³⁷ y Cobalto⁶⁰. El cesio es más usado por ser más estable, decae con una vida media de 30 años, emanando rayos gamma de 0.66 MeV. El cobalto conduce rayos gamma de 1.17 y 1.33 MeV y tiene una vida media de 5.2 años. Los rayos gamma emitidos por la fuente, son retenidos por un patín que se encuentra en contacto con la pared de pozo, y son dirigidos a través de la formación. Algunos de estos rayos gamma son absorbidos y algunos son dispersados lejos del detector, pero otros son dispersados dentro del detector y contabilizados, como se observa

en la figura 1.10. Los rayos gamma detectados tienen energías entre 0.2 y 0.6 MeV. La energía perdida por dispersión es dependiente del número de electrones en la formación y de igual forma proporcional con la densidad bulk de la misma presentándose que a mayor densidad de la formación, menor sea la respuesta del detector (BASSIOUNI, 1994).

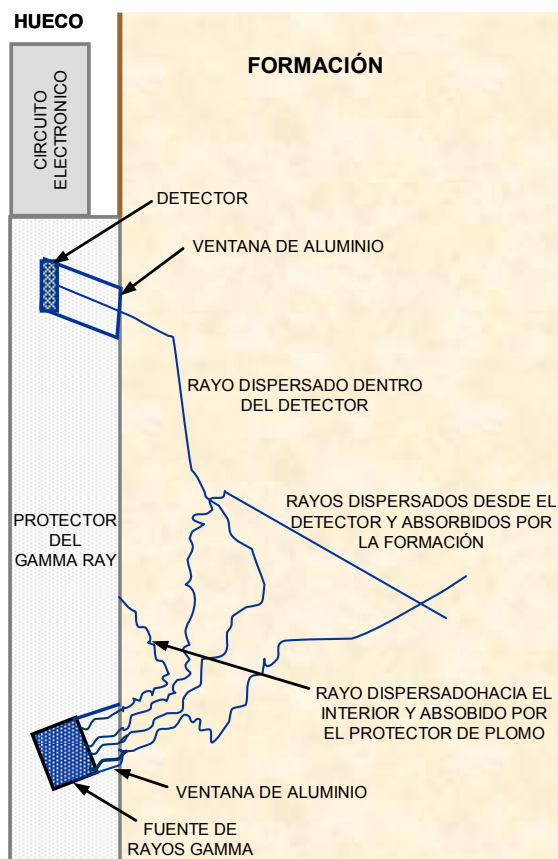


Figura 1.10. Esquema del detector simple de la herramienta Density.

Modificado de: BASSIOUNI, 1994.

1.2.1.3. Ventajas

A diferencia del registro sísmico, el registro densidad no se afecta por compactación, por lo tanto no es necesario hacer correcciones por este fenómeno. Además la densidad lee las porosidades intercristalinas (vulgares y fracturadas), por lo que se

puede conocer la porosidad secundaria de la formación cuando se combina con otras herramientas como por ejemplo el registros neutrón.

1.2.1.4. Desventajas

La porosidad obtenida a partir del registro Density, necesita ser corregida por efectos del hueco (rugosidad) y por el espesor de la torta de lodo o revoque, que ocasiona valores de porosidad que no son representativos de la zona para ciertas correcciones de $\Delta\rho$ (estas se amplia en el siguiente apartado). Además se puede determinar si y solo si se conocen las ρ_{ma} y ρ_f ; si estas se escogen mal, los valores de porosidad no serán los reales, por lo tanto para litologías complejas no es muy útil.

1.2.1.5. Factores Que Afectan El Perfil

1.2.1.5.1. Litología

Es necesario conocer la ρ_{ma} correcta para obtener la porosidad correcta.

1.2.1.5.2. Arcilla

La densidad de la arcilla puede oscilar entre 2.200 y 2.650 g/cm³, pero usualmente se cierra a 2.650 g/cm³, lo mismo que en formaciones arenosas. En arenas arcillosas, la densidad usualmente dará un buen valor de porosidad efectiva a pesar del contenido de arcilla.

1.2.1.5.3. Tipo De Fluido

La profundidad de investigación es bastante pequeña. Normalmente la mayor parte del fluido de formación es empujado hacia la formación y el registro Density ve el fluido de perforación en el espacio poroso. Por tanto el ρ_f (RHOF) que se debe usar

es el del filtrado de lodo de perforación y no el de la densidad de agua de la formación.

1.2.1.5.4. Petróleo

El residuo de petróleo hará la lectura de la densidad de porosidades un poco más alta porque el petróleo es más liviano que el filtrado del lodo de perforación.

1.2.1.5.5. Agua

La densidad del agua es proporcional a la cantidad de contenido de sal. El ρ_f se debe seleccionar teniendo en cuenta esta concentración, para hacer más confiable la determinación de porosidad.

1.2.1.5.6. Gas

El ρ_f de gas es 0.100-0.300 g/cm³. En zonas gasíferas la determinación de porosidad puede ser muy alta si hay gas que no ha sido empujado por el lodo de perforación, en la zona cercana al hueco. Usualmente la mayor parte del gas es desplazado y solo un efecto leve se observa en el perfil de densidad.

1.2.1.5.7. Efecto Del Hueco

La densidad da buenos valores para huecos lisos hasta de 12 pulgadas de diámetro. La herramienta compensa las rugosidades menores del hueco, pero en un hueco muy rugoso hará que el perfil del density lea densidades muy bajas (porosidades altas) ya que el contacto de la formación con el patín será mínimo. Es necesario que el $\Delta\rho$ sea menor que 0.100 g/cm³ antes de aceptar la medida de ρ_b como una medida confiable de la densidad de la formación.

1.2.1.5.8. Revoque, Torta o Cake

Para el espesor normal del revoque no habrá efecto puesto que la herramienta automáticamente compensa el revoque.

Sin embargo, para una corrección de 0.100 g/cm^3 o más ($\Delta\rho > 0.100 \text{ g/cm}^3$), la compensación de la herramienta es insuficiente y el ρ_b no es representativo de la formación y no debe usarse para cálculos de porosidad.

1.2.1.6 Aplicaciones Del Perfil

El registro Density resulta útil para:

- Calculo de porosidad total de una formación, incluyendo la porosidad secundaria de la misma (fracturas y disolución química).
- Para determinación de litologías.
- Para localización de zonas gasíferas.
- Junto con el registro neutrón, permite determinar contactos gas-agua o gas-aceite.
- Calculo de propiedades mecánicas de las rocas y magnitud del esfuerzo vertical.

2. REGISTROS SÓNICOS Y DENSIDAD SINTÉTICOS

Dado que frecuentemente los registros necesarios para la evaluación geomecánica de un pozo no se encuentran disponibles, es necesario desarrollar correlaciones que permitan generar registros sintéticos confiables, a partir de la integración de datos regionales petrofísicos, geológicos y geofísicos, que permiten la detección de propiedades del yacimiento, donde la calidad de los registros disponibles es poco confiable o simplemente no se encuentra.

Las correlaciones a partir de las cuales los registros sintéticos son generados, involucran una combinación de diferentes técnicas. Algunas se basan en ecuaciones empíricas existentes en la literatura como la de tiempos promedios de Gardner *et al* (1974) y las relaciones de profundidad y resistividad de L.Y. Faust (1951 y 1953), entre otras. También pueden utilizar combinaciones entre ecuaciones usadas en petrofísica como la de porosidad del registro densidad, Wyllie (registro sónico) y Archie y finalmente a partir del ajuste de líneas de tendencia entre registros correlacionables con el tiempo de tránsito de las ondas y la densidad de la formación que si se encuentren presentes para la totalidad del pozo, como el GR con el Rhob. Otras combinaciones, tienen en cuenta las similitudes que los registros puedan presentar entre si, debido al principio físico de funcionamiento o por el tipo de medición que realizan.

En la evaluación geomecánica de un pozo, los registros necesarios para la determinación de propiedades mecánicas de las rocas, son el sónico (DTC) y el densidad (RHOB); por este motivo, se analizarán las metodologías que permitan la generación de información sintética de este tipo de registros.

2.1 Causas de Registros Sónicos de Mala Calidad

El registro sónico se ve poco afectado por condiciones pobres del hueco. Sin embargo, la mayoría de los programas de análisis de registros evitan el uso del

sónico para determinación de la porosidad de la formación donde las condiciones del hueco no son buenas. En huecos rugosos, el registro sónico puede parecer confiable a pesar de algunos ciclos de saltos en los datos. Sin embargo, estas primeras impresiones de la exactitud del registro sónico pueden ser engañosas. La baja calidad de los registros sónicos, puede ser causada por diferentes fenómenos, entre los cuales, la fuerza del transmisor (generalmente baja), “ruido del camino” y la atenuación de las ondas acústicas de compresión, son los más usuales.

2.1.1 Fuerza Baja en el Transmisor Sónico. Ocasiona amplitudes menores a las óptimas de la señal del receptor. Bajo condiciones extremas esto da lugar a ciclos de saltos en los datos. Los registros de la señal del transmisor no se guardan, así que no es posible determinar cuan importante es este efecto en la mala calidad del registro sónico.

2.1.2 Ruido Del Camino. Es causado por el movimiento de la herramienta a lo largo de la perforación que genera una componente de ruido de alta frecuencia que se superpone sobre la señal acústica normal. Estos puntos de ruido viajan a lo largo del cuerpo de la herramienta y pueden ocasionar detenciones tempranas del cronometro de la misma. El ruido del camino da lugar a puntos aleatorios de amplitud variada en el registro sónico. Los detectores sónicos de lejano alcance se ven afectados más ampliamente por ruido del camino que los detectores de bajo alcance debido a la amplitud reducida de la señal con el aumento de tiempo del recorrido.

2.1.3 Atenuación. La disminución de la amplitud de las ondas acústica de compresión es probablemente la causa principal de los registros sónicos pobres. La atenuación da lugar a un cruce anticipado de la señal en el receptor, cuya amplitud cruza la amplitud del umbral del receptor, más adelante que para una señal más fuerte. Esto da lugar al estiramiento de la curva de tiempo de transito, donde la velocidad aparente de la formación es menor que la real. La magnitud

del estiramiento de la curva puede ser hasta de 6 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (Tittman, 1986). Puesto en la perspectiva de la porosidad, la sobrestimación del tiempo del tránsito por 6 $\mu\text{s}/\text{ft}$ en arenas corresponde a sobreestimaciones de la porosidad de una magnitud de 4.5 unidades de porosidad.

Las señales sónicas seriamente atenuadas pueden presentar amplitudes de la onda de compresión menores que el valor del umbral del detector. Esto da lugar a la no detección de la primera onda de llegada de compresión, la cual no es detectada. En cambio, ondas llegadas más tarde, pero de mayor amplitud, si son detectadas. Este fenómeno en el registro sónico es reconocido fácilmente como un ciclo de saltos, donde el tiempo de tránsito es más grande de lo normal y a menudo tiene un aspecto de punta. El estiramiento de la curva sónica es más común que los ciclos de saltos, pero en pocas ocasiones se reconoce o documenta.

Algunas causas de la atenuación de la señal de la onda de compresión son:

1. Formación de Baja Velocidad. La onda de sonido viaja del transmisor a la pared de la perforación a través del lodo. Una cierta energía se refracta verticalmente y viaja a lo largo de la pared de la perforación. La energía se refracta continuamente a la pared del pozo, donde algunas son detectada por los receptores. La pérdida de energía es por tanto función de la velocidad de la formación; en formaciones lentas (tiempos de tránsito más largos) la atenuación de la señal es mayor.
2. Alta porosidad. Las altas formaciones de alta porosidad tiene poco nivel de compactación, por lo que la onda de tránsito es transmitida al fluidos más lento. La onda registrada por el receptor, tiene la amplitud disminuida. Este efecto es más común en formaciones someras.
3. Contenido de Shale. En experimentos de laboratorio, Gardner et. al. (1968) observó una disminución substancial de la amplitud de la señal con la adición de cantidades pequeñas de arcilla a la formación. La razón de esta atenuación no

se ha explicado adecuadamente, pero si permite explicar por qué los shales muy densos presentan tiempos de tránsito anómalos por sus altos valores.

4. Capas finas. La reflexión y la refracción de la energía acústica ocurre en los límites de capas con diferente velocidad. Generándose una reducción en la amplitud de la señal. La atenuación es una función de ambos efectos, el contraste de la velocidad entre las capas y el número de capas en el recorrido de la herramienta.
5. Alteración de la formación cerca de la cara del pozo. El fluido de perforación causa a menudo la alteración de los minerales (especialmente la arcilla) cerca de la cara del pozo. El efecto que ocurre es la creación de una zona con una velocidad más baja que la formación virgen. Puesto que las ondas de sonido difractadas viajan cerca de la pared del pozo, la energía acústica es atenuada. La energía también es perdida por refracción en la interfase zona invadida-zona virgen. Los sólidos del lodo (arcillas) se pueden introducir en capas permeables, ocasionando de igual forma la atenuación de la señal.
6. Excentricidad de la herramienta sónica. La amplitud de la onda de sonido del receptor baja rápidamente a medida que la herramienta se aleja del eje central del pozo (Tittman, 1986). Esto sucede porque las trayectorias que viajan los frentes de onda experimentan diversas interferencias.
7. Espaciamiento transmisor-receptor. La fuerza de la señal baja con el aumento de la distancia entre el transmisor y el receptor. Esta es una razón para no usar las herramientas sónicas de largo espaciamiento.
8. Rugosidad de la pared del pozo. En huecos rugosos, es difícil asegurar que la sonda está centrada siempre en el pozo. El resultado es una atenuación severa de la señal acústica. La energía de la señal es perdida también por difracción en “ángulos” del agujero debidos a la rugosidad. La distancia transmisor-receptor es más larga en huecos rugosos que en huecos lisos. Puesto que la rugosidad del agujero es a menudo un resultado de la alteración de la formación por el fluido de perforación, varios de los factores antes mencionados contribuyen a la atenuación de la señal.

9. Fracturas. Cuando una onda acústica alcanza el fluido en una fractura, parte de ella es reflejada nuevamente dentro los cambios de la roca y otra parte al fluido en la fractura. Cuando la onda que viaja a través del fluido alcanza la pared opuesta de la fractura, hay pérdidas por reflexión y conversiones adicionales de las ondas de compresión, de corte y de las ondas de Stoneley (Schlumberger, 1987). Ambos factores, la reflexión y el modo de conversión, contribuyen a la atenuación de la señal.
10. Hidrocarburos. El gas en altas formaciones de la porosidad atenúa ondas sínicas de compresión, resultando en altos tiempos de tránsito anómalos (Gardner et al, 1968).

2.2 Reconocimiento de Registros Sínicos de Mala Calidad

Los errores de aumento y compensación de la velocidad que resultan de la incorrecta operación de la herramienta son molestos pero no críticos para generar registros sintéticos de buena exactitud. Las técnicas convencionales de análisis de registros en áreas de frontera utilizan a menudo técnicas de línea base, que normalizan en parte errores en las lecturas del registro.

En áreas más desarrolladas, los registros de pozos de pozos offset se deben utilizar para reconocer y corregir datos anómalos del registro. En general, se debe asumir que para zonas donde la pared del pozo se rugosa, que los datos del registro son malos. A menudo, los análisis de registros (porosidad y saturación del agua) que usan datos del Sínic, muestran un aumento significativo en el “ruido” para huecos de pared rugosa. En muchos casos éste es probablemente el resultado de las estimaciones optimistas de la porosidad de los datos del registro Sínic “estirados”. En huecos rugosos, es a menudo difícil trazar la línea base del registro Sínic y los resistivos para los análisis de la roca fuente. Estos intervalos a menudo parecen tener valores altos de TOC (carbono orgánico total), que no son apoyados por datos de laboratorio y donde los valores de resistividad no indican materia orgánica significativa.

2.3 Técnicas de Modelamiento Para la Elaboración de Registros Sintéticos

El registro sísmico sintético puede ser creado a partir de diferentes registros como RHOB, Neutrón, resistivos y el Gamma Ray. De igual forma se puede obtener a través del procesamiento de velocidades de ondas sísmicas. En forma similar, el registro densidad sintético, puede ser generado a partir de los registros mencionados, cuando el grado de confianza de las mediciones originales no es aceptable.

A continuación se explican brevemente las técnicas consideradas finalmente en este estudio, con el fin de encontrar rangos óptimos de aplicación, e identificar características dentro de las cuales la curva sintética presentaría un mayor nivel de confianza. Para esto se utilizó la información de registros disponibles para los pozos de diferentes campos del Piedemonte Llanero Colombiano, para los cuales se emplean nombres ficticios dados las condiciones de confidencialidad, dentro de las que se desarrolla esta investigación. En la figura 2.1, se observa el set de registros inicial, antes de iniciarse el modelamiento para un pozo del campo denominado UIS, perteneciente del Piedemonte Llanero Colombiano.

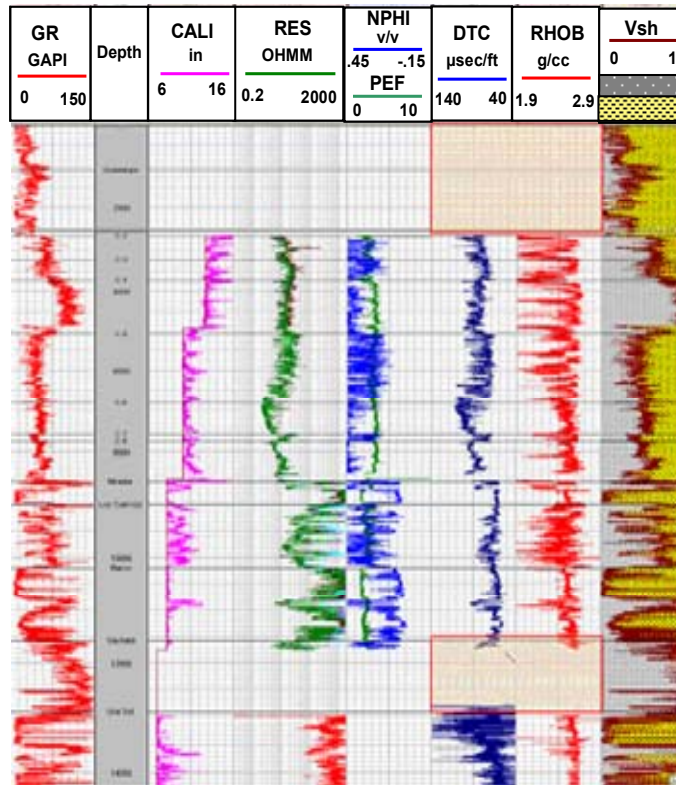


Figura 2.1. Registros del pozo UIS-1 antes del modelamiento.

2.3.1 Generación De una Curva A Partir De Correlaciones Empíricas

Como se mencionó anteriormente, una forma de generar registros sintéticos para una zona, es a partir de la aplicación de relaciones matemáticas entre diferentes propiedades de la roca, medidas por los registros de pozo durante una corrida.

L.Y. Faust (1953) y G.H.F. Gardner *et al* (1974), desarrollaron algunas correlaciones, con base en estudios intensivos de laboratorio y campo, realizados sobre muestras de litología diferente y características variadas, buscando que la expresión resultante sea aplicable a otras zonas con características similares. Sin embargo, dado que son expresiones obtenidas a partir de pruebas realizadas en zonas con ciertas características particulares, en la mayoría de las ocasiones, las

curvas sintéticas generadas a partir de estas correlaciones no son representativas para las formaciones de Piedemonte. Por tal motivo, se busca que las curvas obtenidas con estas expresiones matemáticas, sean normalizadas para el área de interés, o en su defecto, descartadas para la aplicación de una buena metodología de generación de curvas sintéticas en el Piedemonte.

Entre las ecuaciones estudiadas, se seleccionaron las siguientes, dado el buen ajuste en diferentes zonas y su fácil aplicabilidad:

2.3.1.1 Velocidad Como Una Función de la Profundidad y el Tiempo Geológico

L.Y. Faust (1951), a partir de análisis empíricos, desarrolló una correlación entre la velocidad de las ondas acústicas (P y S) con la profundidad y el tiempo geológico. Este estudio se basó en un análisis de las ondas acústicas a través de las rocas como una función de la profundidad de las capas y la edad geológica de las mismas. Se realizó para secciones de calizas, arenas y shales, centrándose especialmente en estas últimas. La relación propuesta finalmente por Faust (1951), se expresa como:

$$v = \alpha(TZ)^{1/6} \tag{2.1}$$

Donde v es la velocidad de las ondas P en ft/s a la profundidad Z, α es una constante empírica y T es la edad geológica de la roca, en años.

2.3.1.2 Velocidad Como Una Función de la Profundidad y la Resistividad de la Formación

En 1953, L.Y. Faust, sentó las bases para el modelamiento de registros al presentar una relación matemática adicional, deducida empíricamente a partir de una serie de estudios a litologías variadas. La relación propuesta relaciona la velocidad de las

ondas P de una formación con parámetros como la resistividad, el tiempo geológico y la profundidad, la cual es aplicada aun en la actualidad, mostrando tendencias muy acertadas para los registros Sónicos modelados de esta forma. La expresión original presentada por Faust (1953), se expresaba de la siguiente forma:

$$v = \alpha(ZTL)^{1/6} \quad (2.2)$$

Donde **L** es una sección promedio de shale y arenisca y es equivalente a R_t/T . Al remplazar esto en la ecuación 2.2, se genera la ecuación con la cual se han realizado las aplicaciones de esta técnica en el análisis presentado en este artículo, la cual se expresa como:

$$v = \alpha(ZR_t)^{1/6} \quad (2.3)$$

Donde **v** es la velocidad de las ondas P en ft/s a la profundidad Z en pies, α es una constante empírica, cuyo valor es 1948 y **R** es la resistividad de la formación o de la zona no invadida por el filtrado de lodo, en OHMM. El valor de la constante α fue determinado a partir de diferentes pruebas a rocas de diferentes litologías.

En la figura 2.2, se presenta el comportamiento del registro Sónico original, en esta se observa la atenuación de los valores de los tiempos de tránsito con la profundidad; adicionalmente es posible identificar la existencia de zonas con problemas de compactación. Esta consideración se plantea en la relación de Faust para la velocidad en función de la profundidad y resistividad de la formación, la cual es una de las principales fortalezas que presentan las curvas modeladas de esta forma, puesto que el DT_F refleja el comportamiento real del DT en zonas con sobrepresiones (**ver figura 2.3**), lo cual indica que a pesar de ser un pseudoregistro, se pueden emplear con confianza para predecir estas zonas. Sin embargo, al usar la ecuación desarrollada por Faust, los registros sintéticos generados funcionan

solo cuando se encuentran dentro de un rango de resistividades, que para el caso del Piedemonte Llanero es pequeño, dado que las curvas se ven influenciadas por el contenido de los fluidos altamente resistivos que se encuentran en las formaciones productoras de esta área. Para corregir o tratar de corregir este hecho, se han planteado en este artículo, dos opciones que modifican el planteamiento inicial del autor, pero que permiten mejorar el ajuste de las curvas DT_F para la totalidad del pozo. Esta modificación es explicada más ampliamente en el siguiente aparte.

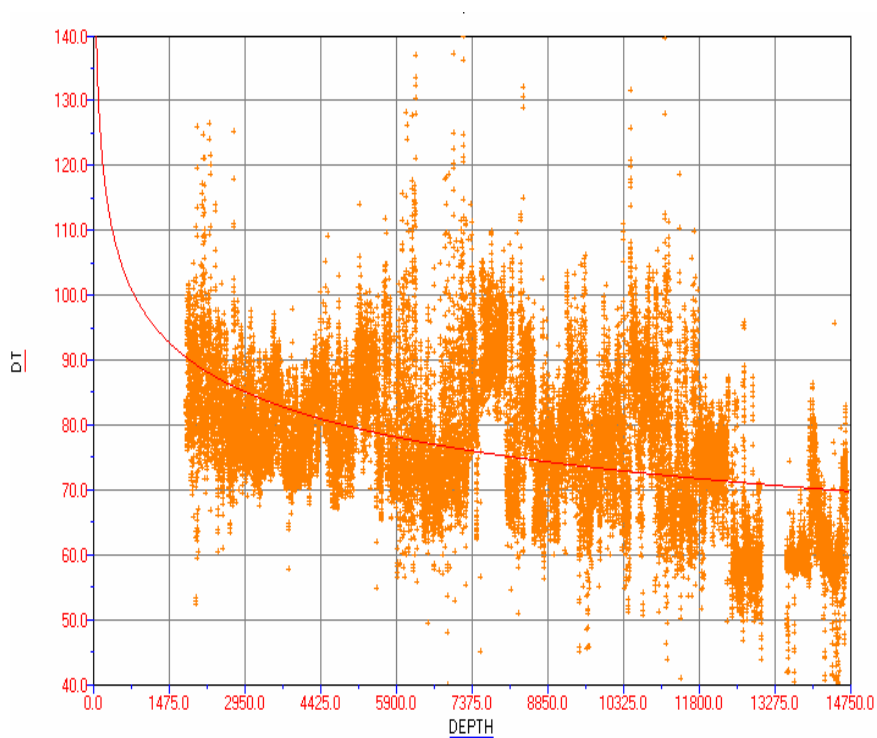


Figura 2.2. Registro Sónico ajustado a un polinomio, que muestra una baja frecuencia en la dirección del enterramiento.

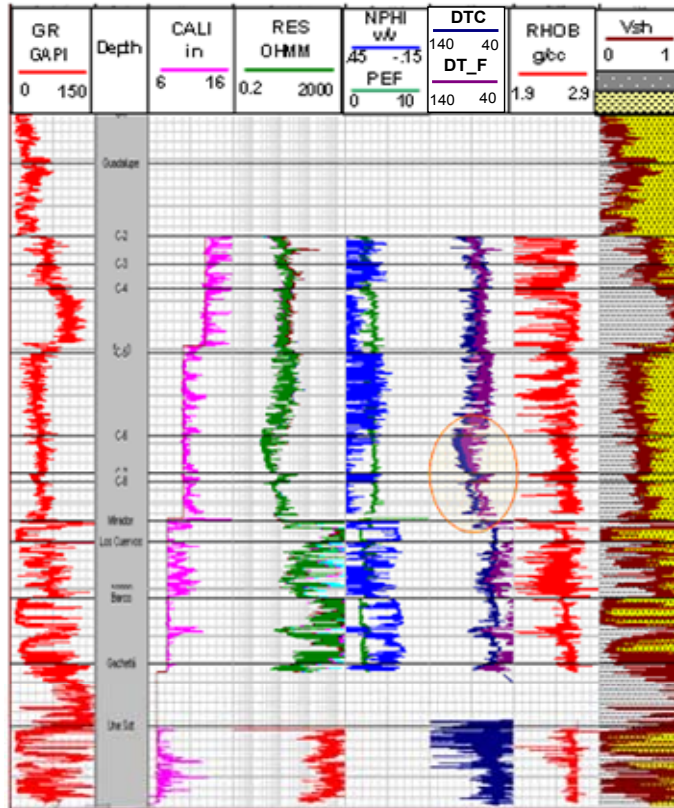


Figura 2.3. Curvas DT modeladas a partir de la relación de Faust (resistividad), para el pozo UIS.

Ajustes Realizados a la Técnica Original. Dado que los registros Sónicos generados a partir de la ecuación de Faust, se veían afectados por el tipo de fluido existente en el espacio poroso, se propone realizar un pequeño ajuste a la ecuación original. La relación de velocidades y resistividades supone que existe un parámetro constante denominado α , el cual fue determinado empíricamente para una litología principalmente arcillosa, saturada 100% con agua dulce. La propuesta es usar registros Sónicos compresionales, resistivos profundos y la ecuación 2.4, para determinar valores promedios de α por formaciones o un α_{log} , y de esta forma reducir el error por efecto de las altas resistividades (especialmente en las zonas productoras), que presenta la ecuación ante la constante propuesta por Faust, la cual se expresa a continuación:

$$\alpha = \frac{V}{(RZ)^{1/6}} \quad (2.4)$$

Esta modificación fue propuesta por Henderson Petrophysic, luego de revisar diferentes estudios en los cuales se ha encontrado que α en realidad no es una constante, pero puede ser descrita como una función simple de la profundidad o una constante zonificada.

2.3.1.3 La Ecuación De Tiempos Promedios de Gardner

Hay ocasiones en las que un pozo solo posee una curva RHOB y ninguna curva sínica. En casos como este, se hace necesario recurrir a relaciones empíricas entre las ondas de velocidad compresionales y la densidad para obtener un registro sínico. Una relación de este tipo fue propuesta por G.H.F. Gardner et al (1974), basada en observaciones de laboratorio y campo sobre muestras de arenas saturadas por agua.

La experiencia registrada en la literatura ha mostrado que la relación o algunas modificaciones de esta, se aplican en forma satisfactoria para muchas formaciones sedimentarias alrededor del mundo. La relación esta dada por la siguiente ecuación:

$$\rho = cV^n \quad (2.5)$$

Donde ρ , es la densidad de la formación en g/cc, v es la velocidad de las ondas P en ft/s, c y n son constantes empíricas, que dependen principalmente de la litología. El valor más común de c es 0.25 y para n es 0.23. Sin embargo otros valores de c y n pueden ser usados y son reportados en diferentes estudios con resultados satisfactorios.

2.3.2 Generación De una Curva A Partir De Propiedades De La Formación

En esta sección se desarrolló un set de ecuaciones en función de las diferentes propiedades que miden los registros eléctricos, principalmente los registros de porosidad.

La metodología se compone de dos partes, la primera asume que la porosidad calculada con la ecuación de Wyllie, que emplea el Tiempo de Transito Δt para determinar la porosidad, es igual a la porosidad calculada a partir de la curva densidad, y se genera una curva densidad o sónica despejando la curva de interés, dado que los demás parámetros que intervienen son constantes y conocidos para la formación. La ecuación 6 es un ejemplo de cómo generar una curva densidad de una curva Δt_c a partir de la relación de porosidades:

$$\Delta t_f(Den) = \Delta t_{ma} + \left(\frac{((\rho_{ma} - \rho_{log}) * (\Delta t_{fld} - \Delta t_{ma}))}{\rho_{ma} - \rho_{fld}} \right) \quad (2.6)$$

Estas ecuaciones pueden relacionar el registro densidad con el sónico igualando las ecuaciones de porosidad derivadas de cada propiedad y empleadas en interpretación petrofísica. De allí se puede obtener un Sónico en función del registro densidad (ecuación 2.6) o un registro densidad en función del Sónico (ecuación 2.7), teniendo en cuenta parámetros como Δt_{fld} , Δt_{ma} , ρ_{ma} y ρ_{fld} (ver nomenclatura) que ya han sido determinados previamente en laboratorio para diferentes litologías y son trabajados ampliamente en petrofísica para caracterizar yacimiento. La figura 2.4 ilustra el ajuste entre la curva modelada y la original para el pozo UIS-1.

$$Den_f(\Delta t) = \rho_{ma} - \left(\frac{((\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}) * (\rho_{ma} - \rho_{fld}))}{\Delta t_{fld} - \Delta t_{ma}} \right) \quad (2.7)$$

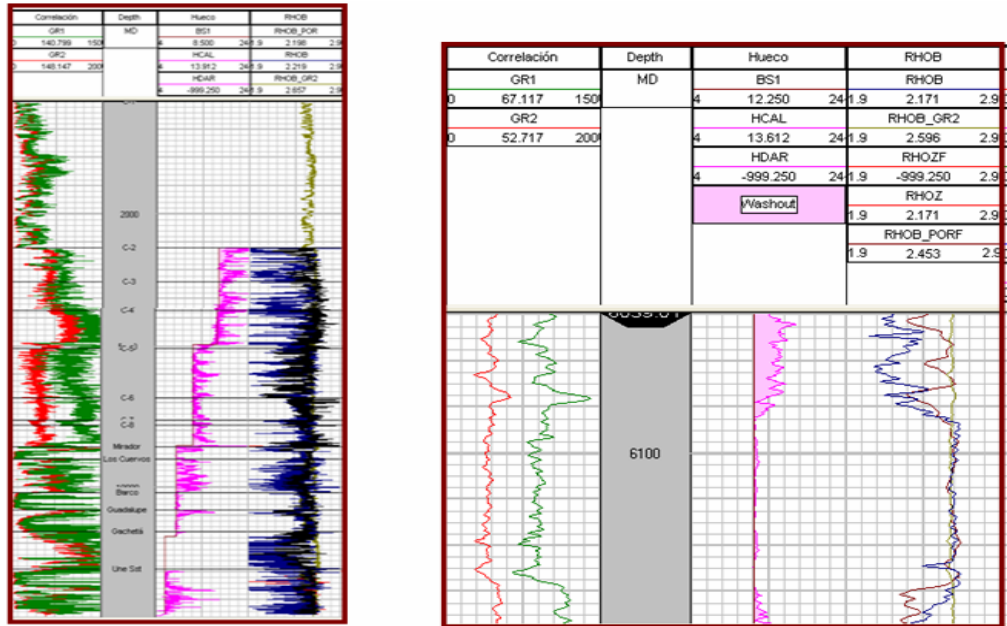


Figura 2.4. Curva densidad sintética a partir del registro sísmico, por medio de la igualación de porosidades para el pozo UIS.

Por otra parte, Henderson Petrophysic propone generar un registro Sónico a partir de uno resistivo profundo (ILD, IDPH) en forma similar a la descrita anteriormente, igualando las ecuaciones de Wyllie y Archie, las cuales describen las relaciones petrofísicas entre $\Phi - \Delta t$ (porosidad-tiempo de tránsito) y $\Phi - R_t$ (porosidad-resistividad total de la formación), respectivamente. La expresión resultante, es la siguiente (ver anexo II para la deducción):

$$\Delta t = \left[\left(\frac{R_w}{R_t} \right)^{1/m} (t_f - t_{ma}) \right] + t_{ma} \quad (2.8)$$

En forma adicional, cuando están disponibles en el pozo NPHI y RHOB en el mismo intervalo, es posible obtener el DT a partir de la porosidad aparente (PHIA), la cual es el promedio entre la medición de ambas herramientas a la misma profundidad.

2.3.3 Generación De una Curva A Partir De Correlación De Registros

La segunda parte de la metodología desarrollada, es a partir del modelamiento de grupos de registros que sean correlacionables. Esta técnica permite generar correlaciones a partir del ajuste de las tendencias entre los comportamientos de las curvas (crossplots) al comportamiento de un determinado set de registros, para zonas donde las registros originales sean de buena calidad, para que la curva modelada, sea lo más confiable posible.

Un ejemplo de esto, es la generación de la curva RHOB a partir del registro de rayos Gamma, o el modelamiento de curvas DT a partir de los registros de resistividad de alcance profundo. La figura 2.5, presenta un gráfico crossplot, para dos grupos de registros diferentes y las curvas de ajuste, a partir de las cuales se genera el registro sintético.

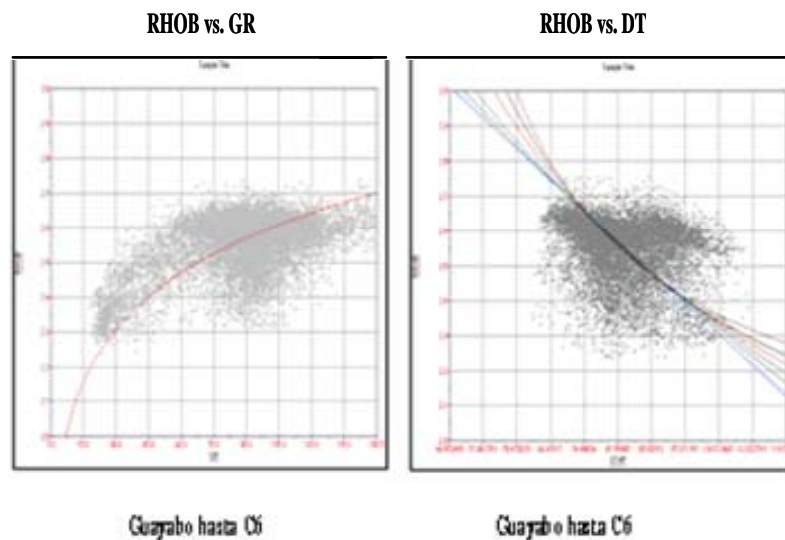


Figura 2.5. Crossplot RHOB vs. GR y RHOB vs. DT, ajuste de las líneas de tendencia.

A continuación se explican los parámetros o aspectos a tener en cuenta, para la selección de la pareja de registros a correlacionar.

2.3.3.1 Selección del Set de Registros. En la selección de una pareja de registros u otra para correlacionar y generar los registros sintéticos, se deben tener en cuenta factores como:

- El principio físico de operación
- Mediciones sensibles al cambio de litología
- Sensibilidad al contenido de fluido.

2.3.3.1.1. Principio de Operación. Registros como el densidad y el gamma ray poseen principios físicos de funcionamiento similares; ambos permiten la medición de cierto parámetro de la formación a partir de la emisión de rayos gamma.

2.3.3.1.2. Sensibilidad al Cambio de Litología. Es importante tener en cuenta que los registros a correlacionar se vean afectados en forma similar por el contenido de material arcilloso, para que las tendencias obtenidas, se puedan ajustar a estos cambios. Los registros Gamma Ray y Sónico, son registros que se ven afectados en forma similar por efectos de arcillosidad; por este motivo, es factibles relacionarlos para obtener curvas sintéticas.

2.3.3.1.3. Sensibilidad al contenido de fluidos. Los registros resistivos, son altamente sensibles al contenido de fluido de la formación, contrastando con los cambios de los tiempos de transito de las ondas acústicas a través del medio, dependiendo del fluido contenido en el espacio poroso.

Las combinaciones de registros recomendados para aplicar esta técnica son:

1. GR vs. DT
2. GR vs. RHOB
3. DT vs. Vsh
4. DT vs. Rt

Sin embargo, luego de comparar las curvas modeladas con las originales (**Ver figura 2.6**), analizar los comportamientos, y buscar las mejores correlaciones dentro de esta técnica, se decidió que solo en caso de no contar con registros de resistividad u otras curvas de porosidad, el **DT_GR**, debe ser empleado en los modelos, puesto que las sensibilidades de las herramientas ante ciertos eventos como por ejemplo las sobrepresiones, no es similar, lo que puede conllevar a desviaciones en los cálculos de propiedades y magnitud de esfuerzos, y a predicciones erradas de eventos de perforación en los análisis de estabilidad. Para los RHOB sintéticos, esta técnica es una de las más apropiadas, puesto que las herramientas están diseñadas bajo principios de medida similares y son sensibles a factores similares.

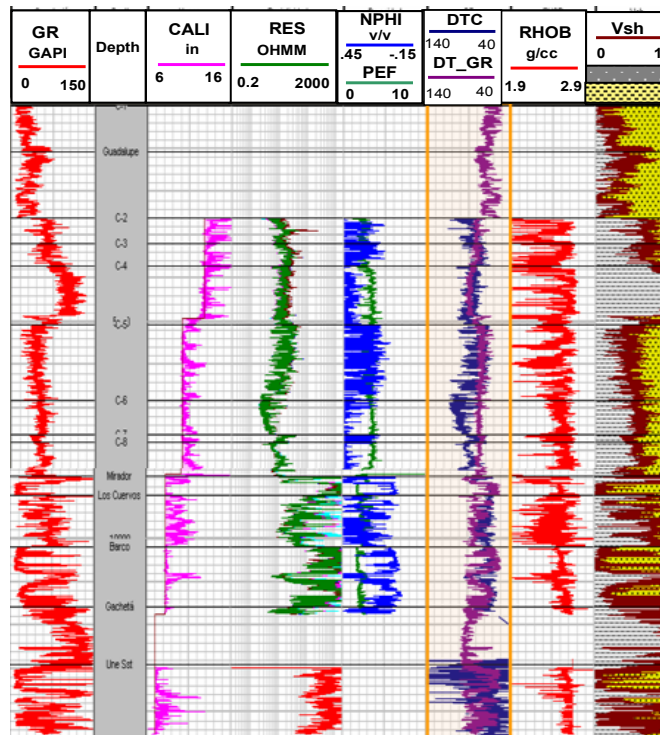


Figura 2.6. Curva DT generada a partir del registro Gamma Ray del pozo UIS-1.

Las correlaciones obtenidas a partir de correlaciones entre registros, especialmente el de rayos gamma, se realizaron pozo a pozo para mayor exactitud, generalmente los datos ajustaban a una ecuación exponencial o lineal en algunos casos. A pesar de que en este estudio se busca obtener ecuaciones generales, el empleo de factores de ajuste se hace necesario en casi la mayor parte de los modelamientos de este tipo, puesto que las correlaciones generadas no tienen en cuenta el contenido arcilloso en una formación, luego la tendencia que en un arena resulta satisfactoria, puede desviarse en una arcillosa. Para tratar de mejorar esto, se están realizando análisis estadísticos para determinar factores de ajustes por formación, para las diferentes áreas definidas.

3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL PARA LA ELABORACIÓN DE REGISTROS SINTÉTICOS

Para la elaboración de los registros DT y Rhob sintéticos, se ha propuesto el siguiente esquema de trabajo:

3.1. Selección del Área de Trabajo. Al inicio de cualquier tipo de investigación, es importante encontrar la información pertinente, darle valor agregado para diferenciarla de la que puede encontrarse con facilidad pero sin poca aplicación, analizar la información que generan las fuentes personales y los flujos documentales, para garantizar que los resultados obtenidos, sean lo más representativo posible. Para esto, se den tener en cuenta aspectos como los siguientes:

3.1.1. Cantidad y calidad la de información disponible en el área. A demás, la facilidad de obtención de la información adicional (reportes de perforación, datos de laboratorio, muestras de zanjas, entre otros), para calibración de los registros sintéticos. Como parámetro adicional, se tomo la disponibilidad simultánea de los registros DT y RHOB en cada uno de ellos.

3.1.2. Agrupar los pozos por áreas, teniendo en cuenta la cercanía entre ellos con el fin de mantener similitudes en la geología de los mismos (estructuras, formaciones atravesadas, etc.).

3.2. Inicialmente se analiza el set de información disponible en el pozo, se evalúa la calidad de los registros y se realiza la edición correspondiente cuando es necesario.

3.3. Se aplican todas las ecuaciones posibles (desarrolladas o existentes), con el fin de realizar un filtro y analizar que curva representa o se acerca al comportamiento de las formaciones analizadas. En esta etapa, las técnicas

analizadas en este artículo, deben ser aplicadas y los registros sintéticos generados evaluados, por medio de comparaciones con la curva original. Análisis estadísticos pueden ser implementados con el fin de determinar el grado de desfase que se presente entre curvas originales y sintéticas.

3.4. Posteriormente, se realiza un proceso de comparación adicional, teniendo en cuenta la información de otros pozos, las descripciones litológicas, información de corazones, muestras de zanja, entre otros, que permitan la calibración de las curvas modeladas.

3.5. Teniendo en cuenta los criterios anteriores, se elige la curva sintética de salida o se genera una curva a partir de la combinación de varios segmentos de curvas (originales y modelados), según sea el mejor caso.

4. RESULTADOS FINALES

En la evaluación geomecánica de un pozo, los registros necesarios para la determinación de propiedades mecánicas de las rocas, son el sónico y el densidad; por este motivo, en los apartes anteriores se han analizado diferentes técnicas para modelamiento de registros de pozos, con el fin de desarrollar una metodología que permita la generación de curvas DT y RHOB sintéticas, básicas para la elaboración de los modelos geomecánicos de un área.

En este capítulo se describe el procedimiento seguido para la selección del área de trabajo y las zonas seleccionadas. Los resultados de la aplicación de cada una de las técnicas evaluadas para el campo FORES y algunas de las correlaciones obtenidas. Cabe anotar, que por ser este un trabajo de investigación realizado bajo acuerdos de confidencialidad de la información, los nombres reales de los campos y pozos han sido cambiados y no todas las correlaciones obtenidas son presentadas. Sin embargo, se muestran los resultados obtenidos luego de emplear la metodología en uno de los campos seleccionados en una forma muy clara y los resultados ahí obtenidos.

4.1. Selección del Area de Trabajo

Encontrar la información pertinente, añadirle valor para diferenciarla de la que puede encontrarse con facilidad pero sin poca aplicación, analizar la información que generan las fuentes personales y los flujos documentales, es una misión para el inicio de cualquier tipo de investigación (Paños, 2000).

Teniendo en cuenta lo anterior, se hizo una recopilación de toda la información de registros disponible para los pozos del Piedemonte Llanero Colombiano y se organizó la información existente para los diversos pozos en una base de datos. La organización se dividió inicialmente por campos, para su correspondiente revisión.

Posteriormente, se diseñó una base de datos en una plantilla de Excel, en la cual se listaron para cada campo los tipos de registros y la disponibilidad de los mismos por pozo. Con el fin de:

- Disponer de la información necesaria en el momento oportuno.
- Integrar y administrar la información interna y externa disponible como un todo para facilitar la toma de decisiones más eficientes.

Con base en la información suministrada por la tabla final de datos, se seleccionaron los posibles pozos candidatos para el desarrollo de esta investigación, teniendo en cuenta los siguientes ítems:

- Cantidad de información disponible en el área.
- Calidad de la información.
- Facilidad de obtención de la información adicional (reportes de perforación, datos de laboratorio, muestras de zanjas, entre otros).

Adicionalmente, se tomó como parámetro de selección, la disponibilidad simultánea de los registros DT y RHOB originales en cada uno de los pozos, para poder comparar estos con las curvas modeladas.

4.2. Distribución Final de las Áreas de Trabajo

Luego de aplicar los ítems 3.1.1 y 3.1.2, de la metodología, se seleccionaron un total de 30 pozos iniciales para toda la cuenca del Piedemonte Llanero, distribuidos como se observa en la tabla 4.1 por campos.

Tabla 4.1. Pozos seleccionados como candidatos para la investigación por campos según la cantidad de información disponible (selección inicial).

Campo: BUCA	Campo: UIS	Campo: FORES
BC1	U1	F1
BC4	U2v	F3
BC7	U2w	F2
BC10	U3	Total: 3 pozos
BC41	U21	Campo: RC
BC8	U2	R10
BC11	UP1	Total: 1 pozo
BC42	U30	Total Pozos: 30
BC6	U14Y	
BC9	UB2	
BC13	U1	
BC34	U5Z	
Total: 12 Pozos	U1	
	U4	
	Total: 14 pozos	

Posteriormente, se agruparon los pozos por áreas, teniendo en cuenta la cercanía entre ellos con el fin de mantener similitudes en la geología de los mismos (estructuras, formaciones atravesadas, etc.) y el parámetro anteriormente mencionado (DT y RHOB originales simultáneamente), la distribución final se observa en la tabla 4.2. Los pozos que no se ubican dentro de ninguna de las áreas definidas, fueron descartados como parte de la investigación luego de una revisión de los cortes estructurales y analizar las formaciones a travesadas, puesto que estos solo llegaban hasta formaciones como Charite y Carbonera y no se encontraban dentro de las cuencas principales; es decir, sus estructuras no eran similares a la de los otros pozos del área, estos fueron pozos perforados para usar como inyectores de agua de desecho y por eso no eran representativos del área de estudio.

Tabla 4.2. Selección y distribución final de los pozos de prueba y validación por campos.

Campo: BUCA		Campo: UIS	
Pozo	Selección		
BC7	Prueba - A1	U1	Prueba - A4
BC10	Prueba - A1	U3	Prueba - A4
BC41	Prueba - A1	U14	Prueba - A4
BC34	Validación - A1	U30	Prueba - A4
BC42	Prueba - A2	U1	Validación - A4
BC8	Prueba - A2	U2	Prueba - A5
BC11	Prueba - A2	U4	Prueba - A5
BC1	Validación - A2	U21	Prueba - A5
BC6	Prueba - A3	U2	Validación - A5
BC9	Prueba - A3		
BC13	Prueba - A3		
BC4	Validación - A3		

Campo: FORES	
F1	Prueba - A6
F3	Validación - A6
F2	Prueba - A6

Total Pozos: 24

En las figuras 4.1 y 4.2, se observa la ubicación de las áreas para los campos BUCA y UIS.

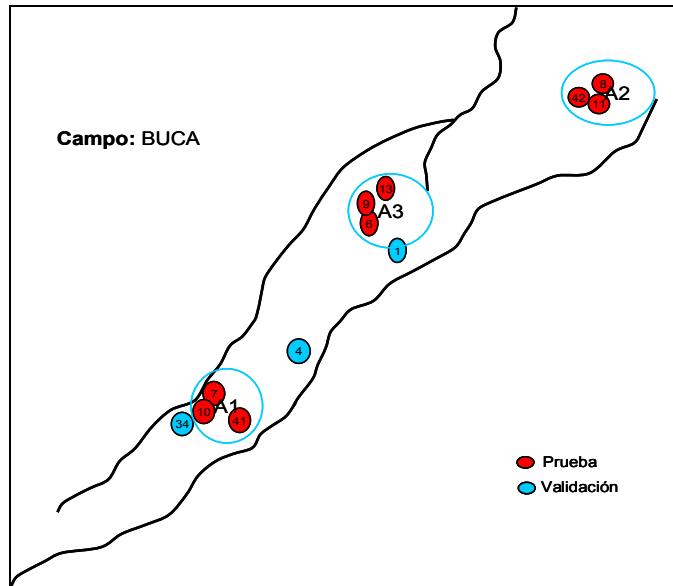


Figura 4.1. Selección y distribución final de los pozos de prueba y validación para el campo BUCA. Modificado del BUCA well review.

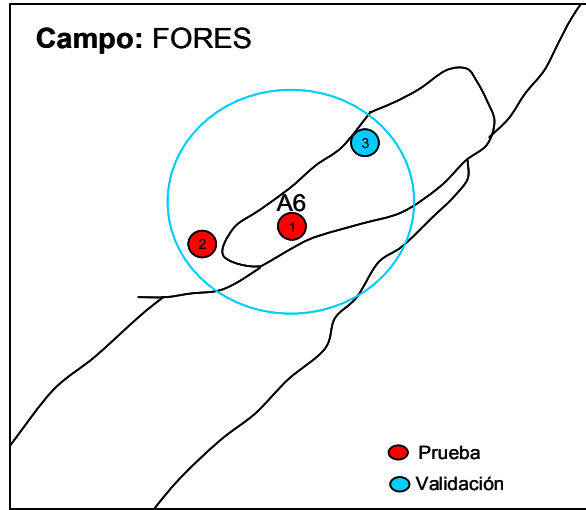


Figura 4.3. Selección y distribución final de los pozos de prueba y validación para el campo UIS. Modificado del FORES well review.

En la figura 4.4, se observa el set de registros inicial, antes de iniciarse el modelamiento.

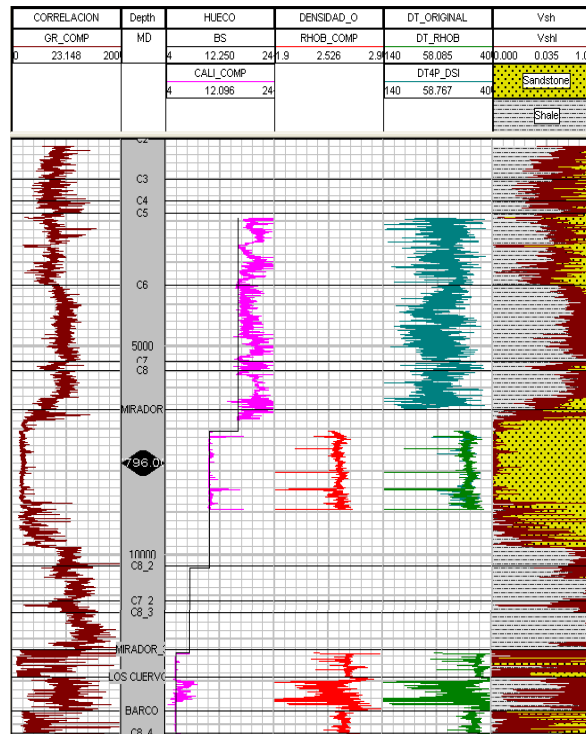


Figura 4.4. Registros del pozo FORES 1 (F1) antes del modelamiento.

4.3.1. Correlaciones y resultados finales obtenidos de la generación de una Curva a partir de correlaciones empíricas.

4.3.1.1 Velocidad Como Una Función de la Profundidad y la Resistividad de la Formación

Se probó la ecuación de Faust, para el pozo F1, encontrándose un buen ajuste entre las tendencias, incluso en la zona sobrepresionada. La ecuación 4.1, fue la ecuación empleada:

$$DT_F[] = 1000 / (1.948 * (DEPTH[] * RES_COMP[])^{1/6}) \quad (4.1)$$

Esta ecuación funciona bien dentro de un rango definido (10-30 ohmm). Por encima de este rango los valores de DT obtenidos son subestimados y por debajo son sobreestimados. Las desviaciones encontradas para las formaciones con altas resistividades, están ligadas al contenido de fluidos de la misma, dado que en el desarrollo de la ecuación, la resistividad del agua de formación (R_w), fue considerada constante para todas las muestras analizadas, fenómeno que no se presenta en las formaciones del Piedemonte Llanero. Por este motivo, fue necesario realizar correcciones por contenido de fluidos para corregir este efecto sobre las curvas modeladas.

Se diferencian dos tendencias generales, una en las formaciones arcillosas, en donde las curvas modeladas se ajustan bien a la curva del DT original (figura 4.5); sin embargo, en las formaciones arenosas, al aumentar los valores de resistividad las curvas modeladas tiende a subestimar los valores de DT. Dado lo anterior, se determino un rango dentro del cual los valores de las curvas modeladas son aceptables y confiables. Ambos fenómenos se pueden observar en la figura 4.6.

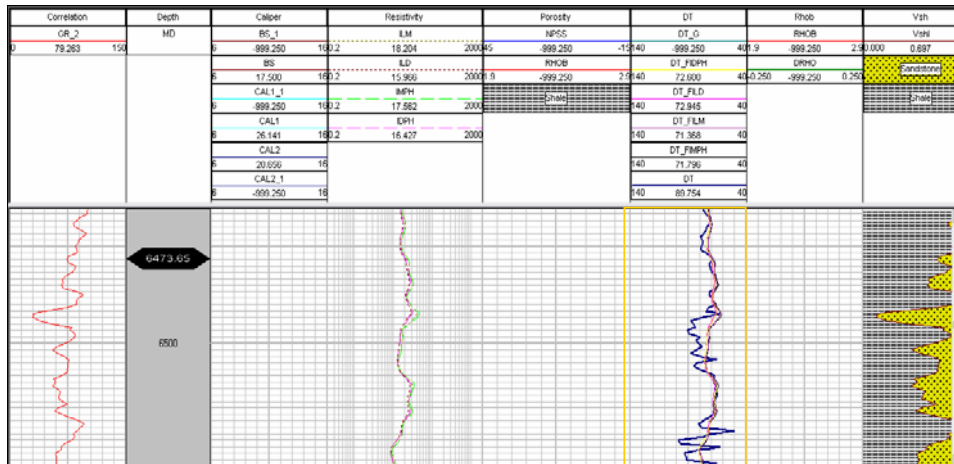


Figura 4.5. Curvas DT modeladas empleando la ecuación de Faust (comportamiento en formaciones arcillosas).

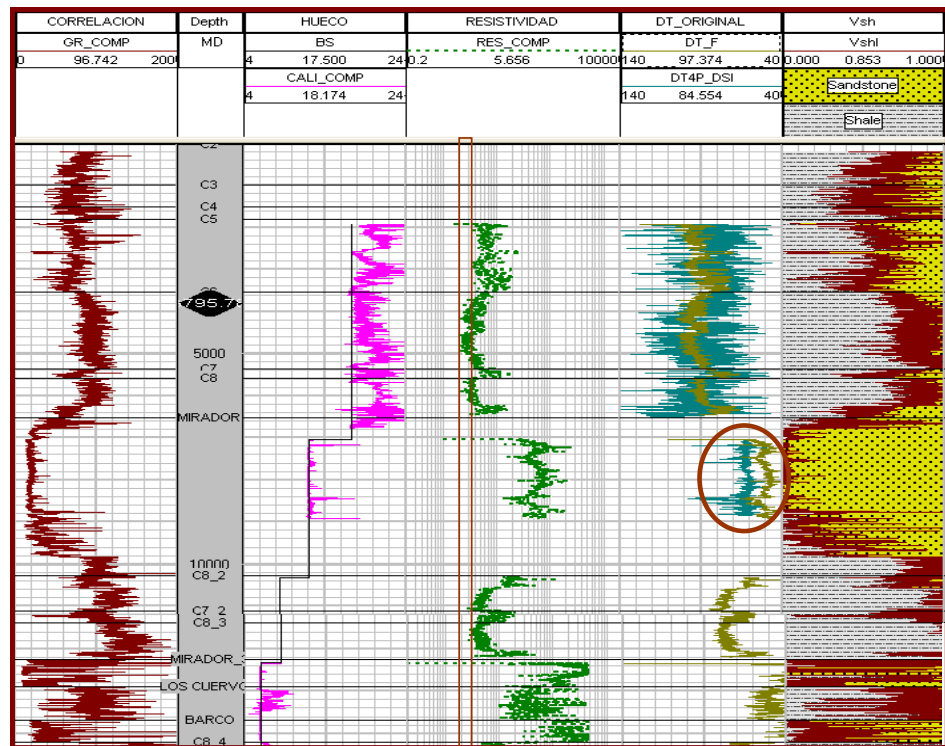


Figura 4.6. Rango de resistividad dentro de cual las curvas DT generadas presentan un buen ajuste. Subestimación de los valores de DT en las arenas (ovalo).

Posteriormente se aplicó el ajuste propuesto en el capítulo anterior, generando curvas de α_{\log} para las formaciones que contaran con registros resistivos profundos y Sónicos compresionales, dándose un ajuste excelente entre la curva modelada y la sintética, al cambiar el valor de α considerado anteriormente constante. Sin embargo en zonas donde alguno de los dos registros no exista esta aplicación se limita, puesto que no es posible generar la curva α_{\log} . Dado lo anterior, se determinaron valores de α por formaciones, para determinar un valor de α para las zonas desajustadas por el efecto de altas o bajas resistividades. Para esto se generaron histogramas de frecuencia y análisis de estadística descriptiva (tabla 4.3), para determinar el valor de α que ajustara la curva sintética.

En la figura 4.7 se observa el histograma de frecuencia generado para la formación Mirador a partir de los datos de α_{\log} y el valor definido para α fue de 1.556, que corresponde al valor encontrado para la media de los datos analizados.

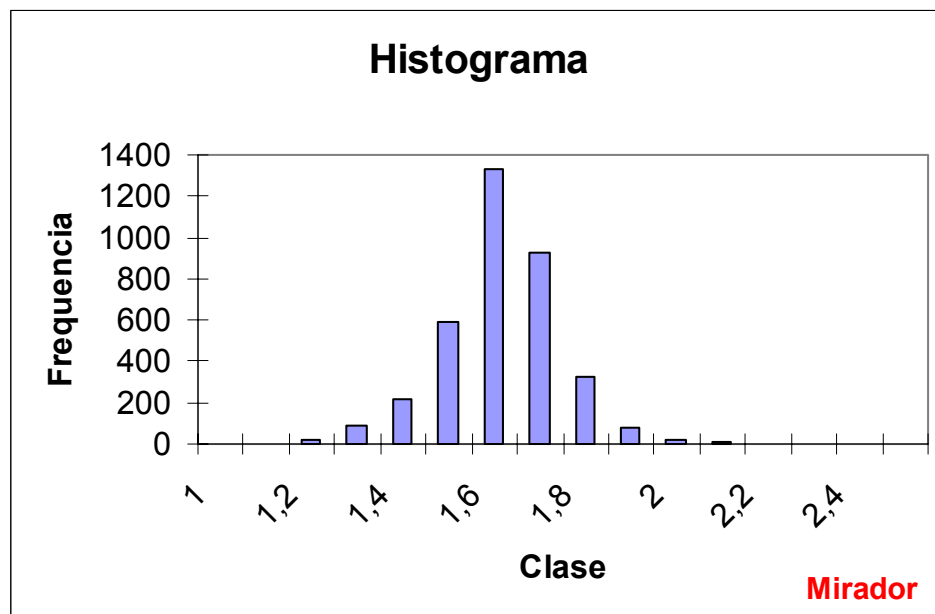


Figura 4.7. Histograma de frecuencia para determinación del nuevo valor de α , para la ecuación de Faust.

Tabla 4.3. Resultados obtenidos de la estadística descriptiva aplicada a los datos de α_{\log} , en la formación mirador.

Columna	
Media	1,566382
Error estandar	0,002189
Mediana	1,5666
Moda	1,5935
Desviación estandar	0,131512
Varianza de la muestra	0,017295
Kurtosis	14,67249
Rango	2,4391
Minimo	1,0563
Maximo	3,4954
Suma	5653,073
Cuenta	3609
Nivel de confianza (95,0%)	0,004292

En esta parte es importante anotar lo siguiente: al determinar los valores de α , para valores de resistividad diferentes a los del rango encontrado, se debe tener cuidado con el tipo de registro de resistividad usado para la generación del α_{\log} . Se recomienda el uso de registros Dual LateroLog (LLD) para valores superiores a 400 OHMM, dado que para valores superiores de resistividad, la respuesta de las herramientas de inducción como el ILD, IDPH, entre otros, no es confiable dado los principios físicos de funcionamiento de las mismas. Es importante tener esto en cuenta para zonas altamente resistivas como las formaciones productoras del Piedemonte Llanero, las cuales pueden llegar a presentar valores de resistividad de hasta 5000 OHMM, dado el fluido tan liviano que se presenta en esta área. En la Figura 4.8 se observa la corrección de la curva sintética de Faust, al emplearse el nuevo valor de α . La curva rosada representa se genero a partir de la ecuación de Faust empleando el nuevo valor de α determinado por el análisis estadístico, la curva negra representa la ecuación de Faust original.

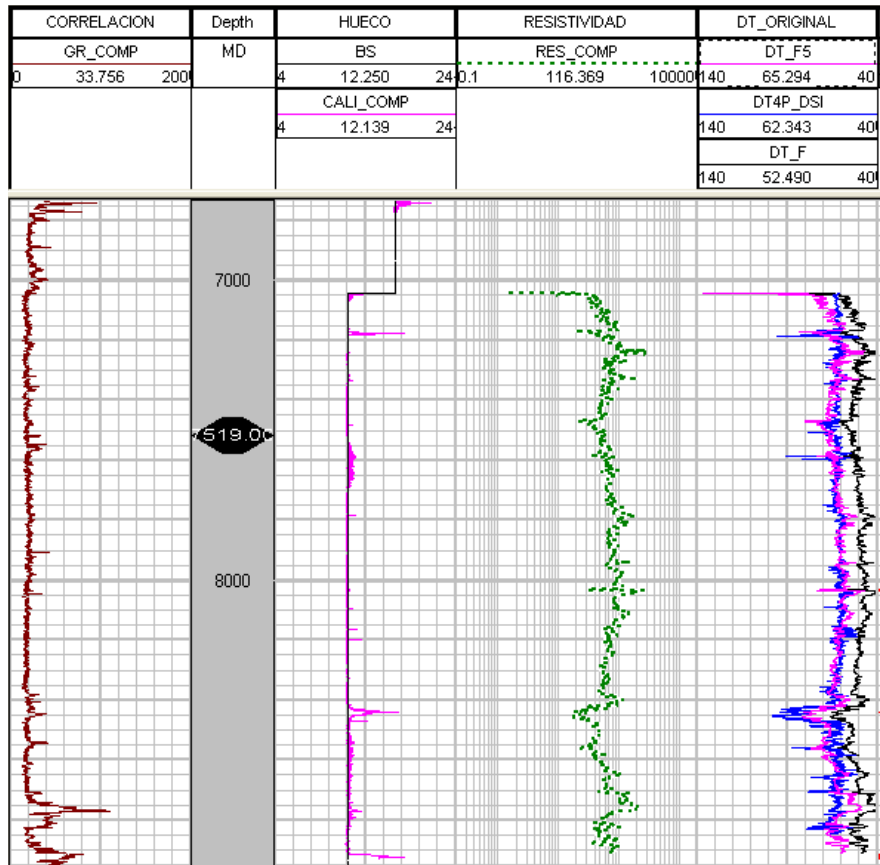


Figura 4.8. DT generado a partir de la ecuación de Faust, para un $\alpha = 1.556$.

Finalmente se analizó la tendencia de los valores encontrados de α_{log} contra los del registro sísmico original, con el fin de analizar el comportamiento general de los datos. En la figura 4.9 se aprecia el crossplot realizado para este fin, en donde se diferencian dos agrupaciones claras para los valores de α , una para las formaciones arcillosas (nube de puntos superior) y una para los valores de más alta resistividad, correspondiente a Mirador (nube de puntos inferior), de lo anterior se puede deducir que el rango de valores entre los cuales varía la constante α , se aumenta en las zonas de resistividades bajas e intermedias; en las formaciones de altas resistividades, se observa el efecto contrario, el rango de valores entre los cuales varía el α se disminuye, manteniéndose entre valores por debajo de 2.

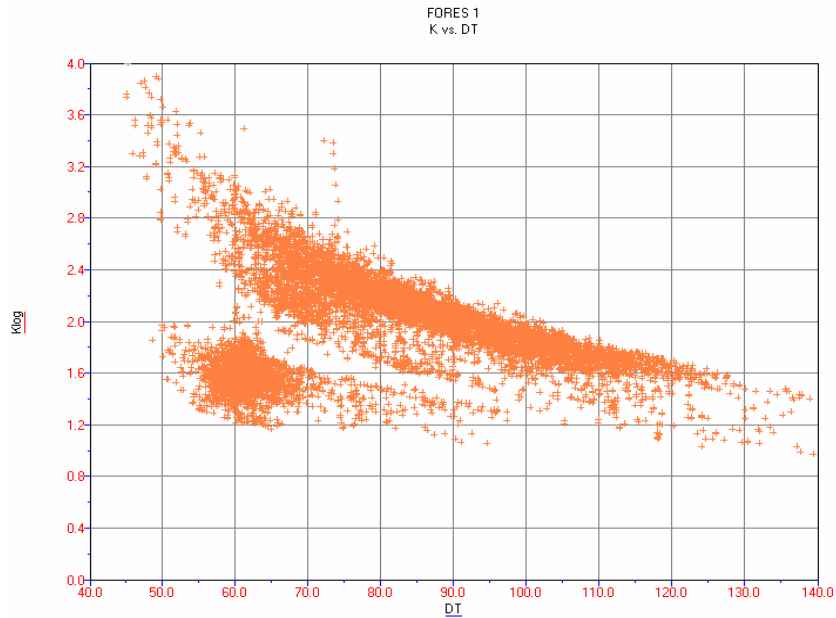


Figura 4.9. Crossplot de α_{log} vs. DT.

4.3.1.2. La Ecuación de Tiempos Promedios de Gardner

Se genero una curva DT a partir de la relación de velocidades de Gardner para el pozo FORES-2, utilizando la curva RHOB de una zona en la que el DRHO fuera aproximadamente cero, para asegurar la exactitud de las medidas de densidad. Se utilizo la siguiente expresión para generar la curva DT_G:

$$DT_G[] = ((25 / RHOB[]) ^4) /140 \quad (4.2)$$

Las curvas modeladas a partir de la ecuación de Gardner (figura 4.10), se ajustan muy bien con la original para formaciones de arenas limpias y consolidadas; caso contrario ocurre en las formaciones arcillosas, donde la curva modelada presenta una serie de picos, debido al mal estado que presenta la curva RHOB a partir de la cual se modela la curva DT. Adicionalmente se aplico un factor de ajuste de 0.92 a la curva obtenida de la relación de Gardner y la curva obtenida (curva roja), puede emplearse con un alto grado de precisión para los cálculos.

Las curvas modeladas a partir de la ecuación de Gardner, se ajustan muy bien con la original para formaciones de arenas limpias y consolidadas, siempre y cuando el valor del **DRHO**, sea menor o igual a **0.01**; para valores superiores, la curva modelada no es confiable. El caso contrario se presenta en las formaciones arcillosas, donde la curva modelada presenta una serie de fluctuaciones debido al mal estado que presenta la curva RHOB a partir de la cual se modela la curva DT, debido a las malas condiciones del hueco, lo cual disminuye la calidad de los valores registrados por el caliper de la herramienta.

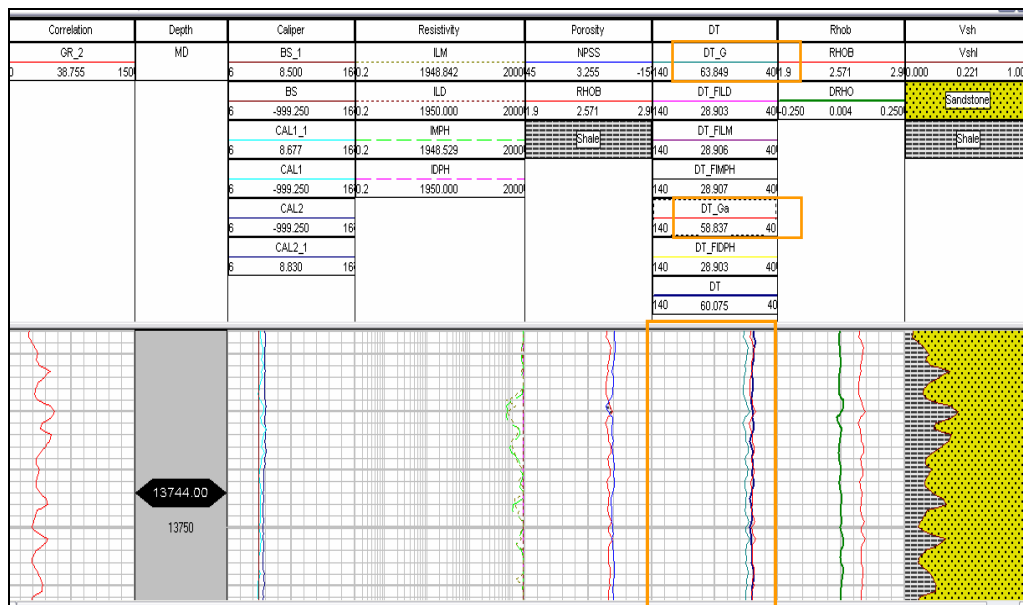


Figura 4.10. Curva Sónica sintética a partir de la relación de Gardner (ajustada por un factor de 0.92).

4.3.2. Correlaciones y resultados finales obtenidos de la generación de una curva a partir de propiedades de la formación

Para el registro Densidad, se genero una curvas partir de igualación de porosidades Sónico y Densidad. La ecuación 4.3, representa la tendencia de la primera de estas curvas. Los valores empleados para las constantes se encuentran en la

nomenclatura, y son los respectivos para una matriz arenosa, para la cual el fluido de poro es agua fresca.

$$RHOB_POR [] = RhoM - (((DTc [] - DTma) * (RhoM - RhoF)) / (DTfld - DTma)) \quad (4.3)$$

De igual forma a partir de la igualación de la porosidad de Wyllie y Archie, se genero un DT en función de la resistividad del agua de formación y RT. La ecuación 4.4, representa la curva de la figura 4.11. El ajuste obtenido para esta curva no es muy bueno comparado con el que otras ecuaciones, su principal deficiencia radica en la incertidumbre sobre el valor exacto de la resistividad del agua de formación que se emplea en la ecuación, la cual no es constante para la totalidad del pozo y cuyo valor no es conocido en la mayoría de las zonas modeladas.

$$DT_AW[] = ((Rw / RES_COMP[])^{(1/2)}) * (DTfld - DTma) + DTma \quad (4.4)$$

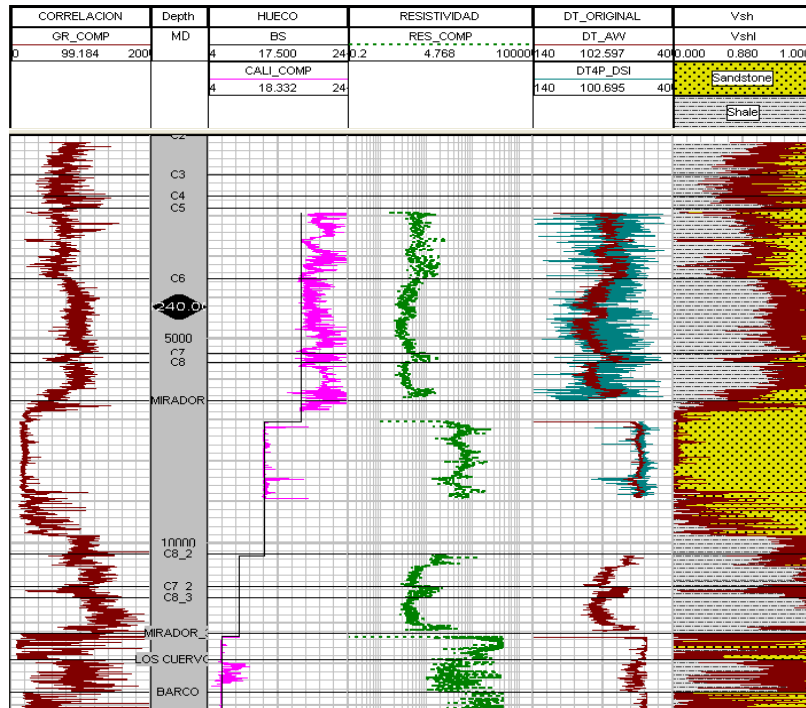


Figura 4.11. Curva Sónica sintética generada a partir de la igualación de porosidades de Archie y Wyllie.

4.3.3. Correlaciones y resultados finales obtenidos de la generación de una curva a partir de correlaciones entre registros.

4.3.3.1 Sónico a Partir del Registro Gamma Ray

Inicialmente se realizó una correlación entre los registros GR y DT por medio de un crossplot para el pozo FORES 1. Posteriormente se probó la ecuación generada para el pozo FORES 3. En la figura 4.12, se visualiza la curva sintética obtenida, la cual es igualmente comparada con un registro Sónico original. La ecuación 4.5 representa el comportamiento de la curva sintética.

$$DT_GR \text{ []} = 30.434297 * GR \text{ []} ^{0.217232} \quad (4.5)$$

Es importante señalar que para esta curva se encontró que en las formaciones C6, C7 y C8, el DT original mostraba una zona con problemas de sobrepresiones, la cual no es identificada por el DT_GR. Dado que situaciones como la expuesta se pueden presentar, es importante tener un conocimiento previo de la zona, dado que si esto no se hace, se pueden inducir errores al escoger un registro que no simula las condiciones de presión reales de las formaciones, llevando a predicción de zonas con presión normal y después presentar problemas durante la perforación debido a esto.

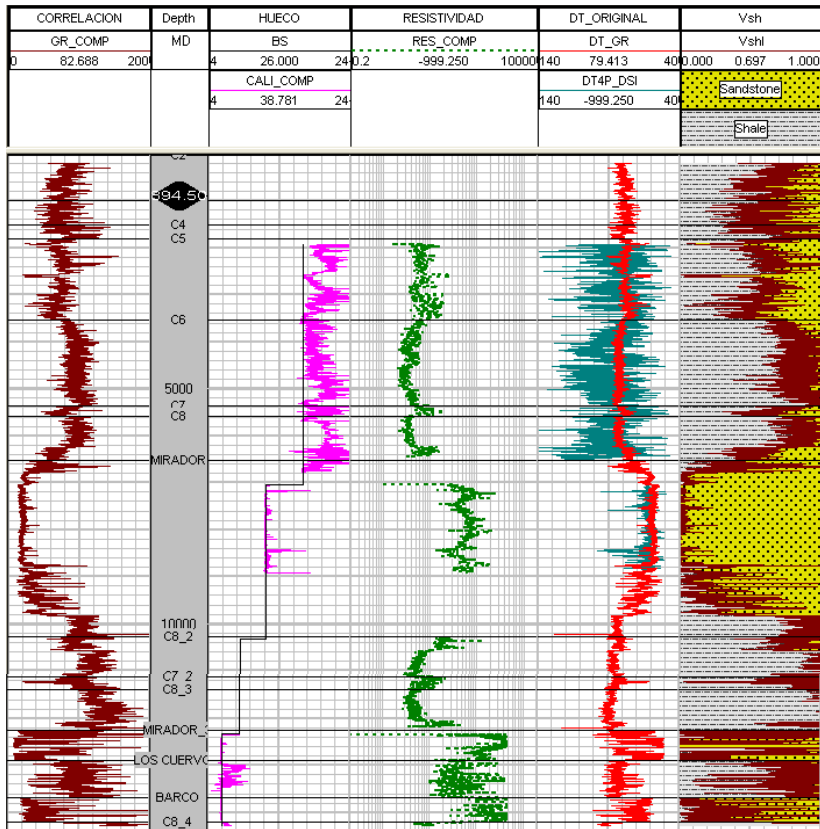


Figura 4.12. Curva Sónica sintética generada a partir del registro GR.

4.3.3.2 Densidad a Partir del Registro Gamma Ray

En general se ve una relación positiva entre el RHOB y el GR, a mayor radiactividad se tienen mayores densidades, generalmente. Es fenómeno es de esperarse puesto que los minerales radioactivos presentan mayor número de electrones y contribuyen en la densidad de la roca. Esta relación no aplica en el caso de formaciones limpias como Formación Mirador que presenta densidades altas, debido a su compactación y no a la litología.

Las ecuaciones obtenidas a partir de la correlación de registros, especialmente el de rayos gamma, se realizaron pozo a pozo para mayor exactitud, generalmente los

datos ajustaban a una ecuación exponencial o lineal en algunos casos, las ecuaciones 4.6 y 4.7, fueron obtenidas para los pozos FORES 1 y 2, respectivamente y probadas satisfactoriamente para el pozo FORES 3. En la figura 4.13, se observa el ajuste de la curva sintética obtenida a partir de la ecuación 4.7 en el pozo FORES 3. A pesar de que en este estudio se busca obtener ecuaciones generales, el empleo de factores de ajuste se hace necesario en casi la mayor parte de los modelamientos de este tipo, puesto que las correlaciones generadas no tienen en cuenta el contenido arcilloso en una formación, luego la tendencia que en un arena resulta satisfactoria, puede desviarse en una arcillosa, en la tabla 4.4 se resumen los valores usados para ajustar el densidad sintético por formaciones. Para tratar de mejorar esto, se propone realizar análisis estadísticos para determinar factores de ajustes por formación, para las diferentes áreas definidas.

$$\text{RHOB_GR1} [\rho] = 2.309025 * \text{GR1} [\rho] ^{0.028082} \quad (4.6)$$

$$\text{RHOB_GR2} [\rho] = 2.309025 * \text{GR2} [\rho] ^{0.028082} \quad (4.7)$$

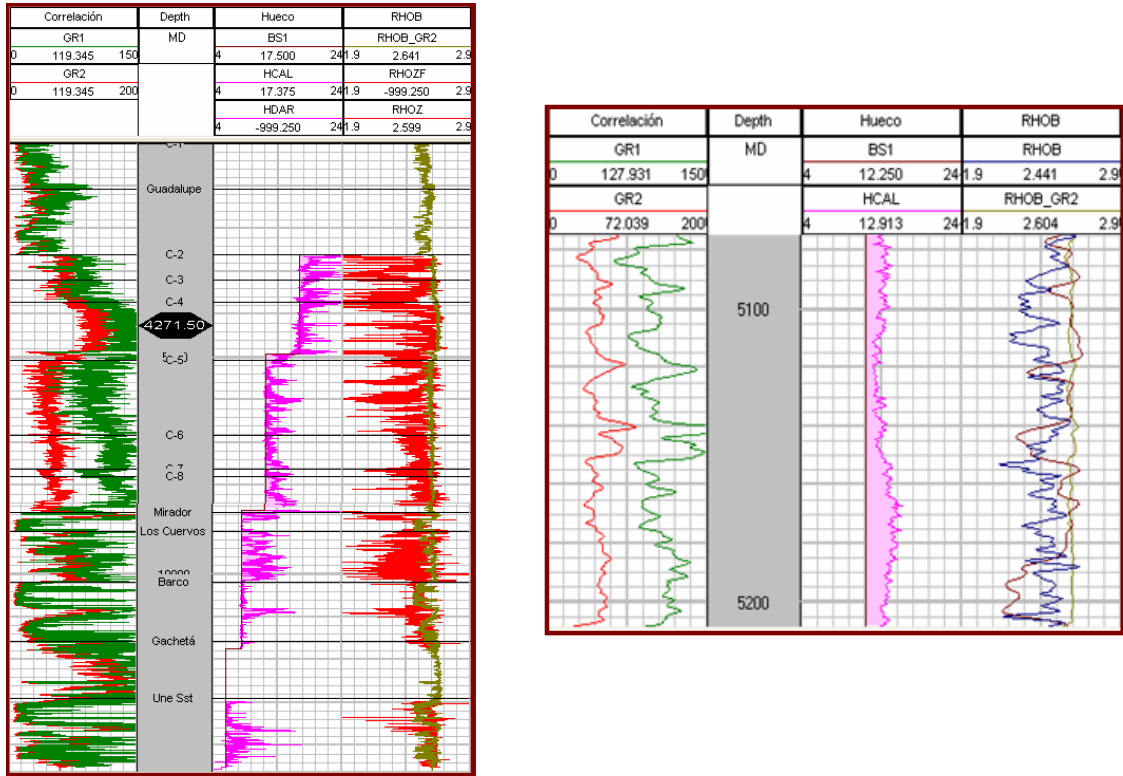


Figura 4.13. Curva densidad sintética a partir del registro Gamma Ray, por medio de correlación entre registros para el pozo FORES - 2.

Tabla 4.4. Factores de ajuste por formación para la curva RHOB_GR para el Pozo FORES - 2.

Formación	FA
C-1	1
C-2	1.1
C-3	1.1
C-4	1.15
C-5	1.05
C-6	1.2
C-7	1.05
C-8	1.15
Mirador	1
Los Cuervos	1
Barco	1
Guadalupe	1
Gachetá	1
Une Sst	1

4.4. Observaciones Generales

4.4.1. Análisis de la Sensibilidad de los Modelos Geomecánicos al Rango de Variación de los Registros Sónicos Modelados

El modelamiento de registros de pozos es un tema que trae consigo cierto nivel de incertidumbre por ser curvas calculadas o determinadas a partir de relaciones matemáticas y no de una medición directa de las propiedades de interés sobre la formación. Esta incertidumbre se encuentra asociada factores como la calidad de la información de entrada, el procedimiento seguido por el analista, los ajustes que se puedan realizar a las correlaciones obtenidas, entre otros. Sin embargo, son útiles en casos donde dicha información original no existe y es necesaria para las predicciones que se hacen del área. Esta incertidumbre puede ser manejada con confianza cuando se determinan rangos dentro de los cuales las curvas no afectan los cálculos posteriores derivados de ellas como propiedades mecánicas de las rocas para el caso del registro Sónico.

En este aparte se realiza un análisis de sensibilidad a los valores de tiempo de tránsito, con el fin de analizar como afectan un desfase entre curvas originales y modeladas, propiedades mecánicas de las rocas como la relación de Poisson, modulo de Young y UCS, para un modelo geomecánico ya calibrado, con el fin de determinar el error que se puede introducir a los mismos y describir cualitativamente y cuantitativamente que sucede con las tendencias de estas propiedades cuando el registros Sónico a partir del cual se calculan varia cierto grado.

4.4.2. Propiedades Mecánicas Analizadas

4.4.2.1. Módulos Elásticos

La mayoría de las rocas tienen un comportamiento no lineal cuando están sujetas a grandes esfuerzos, pero su comportamiento puede ser descrito normalmente por relaciones lineales para cambios en los esfuerzos suficientemente pequeños.

4.4.2.1.1. Modulo de Young

Es una medida de la propiedad que tiene la roca para resistir la deformación. El principio básico es que si a un cuerpo se le aplica un esfuerzo, y después de un tiempo este se retira, el cuerpo retorna a su cuerpo y tamaño original. Matemáticamente el modulo de Young esta dado por:

$$E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_x} \quad (4.8)$$

Cuando $\varepsilon_x < 0.5\%$ se cumple la ley de Hooke (existe una relación lineal entre el esfuerzo y la deformación unitaria).

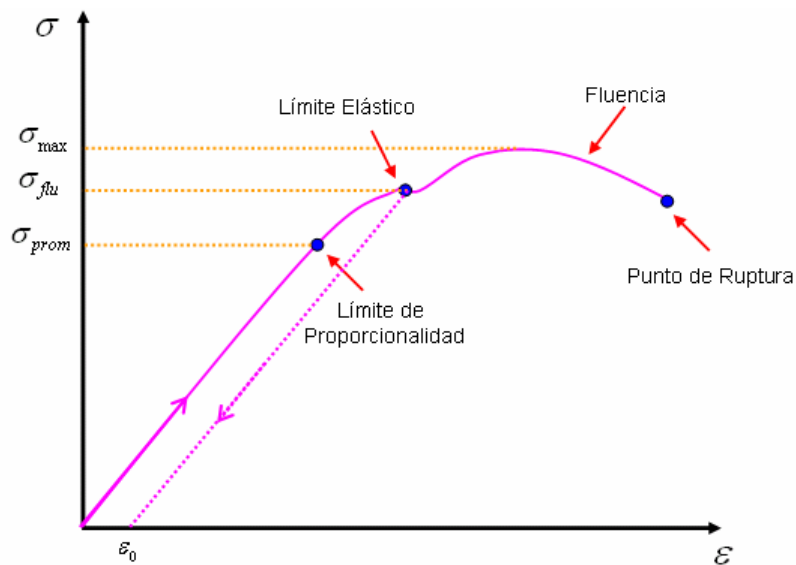


Figura 4.14. Relación entre Esfuerzo y deformación a partir de la cual se calcula el modulo de Young.

4.4.2.1.2. Modulo de Poisson

Es la capacidad que tiene un material de expandirse lateralmente bajo esfuerzos efectivos. Si $\nu = 0$ quiere decir que no hay expansión en el material, mientras un

máximo valor de Poisson oscila en 0.5 (expansión completa). Valores típicos de ν para rocas de yacimiento está entre $0.15 \leq \nu \leq 0.25$. Matemáticamente se define como:

$$\nu = - \frac{\varepsilon_{Radial}}{\varepsilon_{axial}} \quad (4.9)$$

Tabla 4.5. Equivalencia entre los módulos elásticos analizados de un sólido isotrópico. Modificado de OSORIO J. G (2003).

Modulo	G, ν	K, ν	E, G	E, K	G, K
E	$2G(1+\nu)$	$3K(1-2\nu)$	-	-	$\frac{9GK}{G+3K}$
ν	-	-	$\frac{E}{2G} - 1$	$\frac{1}{2} - \frac{E}{6K}$	$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$

Tabla 4.6. Valores típicos del modulo de Young y Poisson para diferentes rocas (Catalán, 2006).

Roca	Modulo de Young (PSI)* 10^6	Modulo de Poisson ⁺
Andesita	4,3 - 5,7	0,23 - 0,32
Arenisca	0,4 - 8,7	0,1 - 0,4 (0,24 - 0,31)
Caliza	2,1 - 12,8	0,2 - 0,33 (0,25 - 0,30)
Granito	2,4 - 11,0	0,1 - 0,4 (0,18 - 0,24)
Lutita	0,4 - 3,1	0,25 - 0,29

+ Valores máximos y mínimos, en paréntesis el rango más utilizado

4.4.3. Análisis de Sensibilidad Realizado al Modelo Geomecánico del Pozo F3

Para este análisis se tomo el modelo elaborado por el grupo de impacto geomecánico del ICP para el pozo F3.

El procedimiento seguido fue básicamente el siguiente:

1. Se seleccionaron las propiedades a analizar, en este caso fueron Poisson, Young y UCS.
2. Crear columnas extras de calculo para el modelo, para las cuales la propiedades seleccionadas varían con cualquier modificación realizada sobre el DT del pozo, el cual es una combinación de curvas originales y modeladas; esto se realizó con el fin de no modificar las columnas con los cálculos originales del modelo y poder crear graficas dinámicas de propiedades contra profundidad que reflejaran las tendencias generales para cada propiedad evaluada al modificarse el registro base. En las gráficas, las curvas resultantes del aumento o disminución de los valores del DT, se representan por una letra C al final
3. Se analizaron los cambios en las tendencias de las propiedades antes mencionadas cuando del DT base era aumentado en diferentes escalas. En las figuras 4.15 - 4.18, se puede observar en forma cualitativa la variación de los parámetros analizados, luego de cada modificación. Las curvas azules representan el valor inicial u optimo y las curvas rosadas, los valores calculados luego de las variaciones del DT. Para cada una de las variaciones realizadas sobre el registro se calculo el error introducido al calculo original de la variable, considerando estos valores originales como los valores teóricos, dada la calibración del modelo seleccionado y el buena juste que este presento durante su aplicación en los análisis de estabilidad.

4. Se determino el valor de la diferencia entre valor calculado de las propiedades mecánicas luego de cada modificación hecha al registro DT y el valor inicial. Esta diferencia o desviación fue analizada por medio de graficos boxplot, en los cuales es posible apreciar la distribución de los datos y las tendencias normales o sesgadas de los mismos. Adicionalmente, permiten analizar la variabilidad de los datos en forma general.
5. Se calculo un intervalo de confianza para las varianzas de cada dato en cada uno de las modificaciones realizadas al DT base.
6. Se determino la desviación estándar de los datos respecto a la media en cada una de las modificaciones.

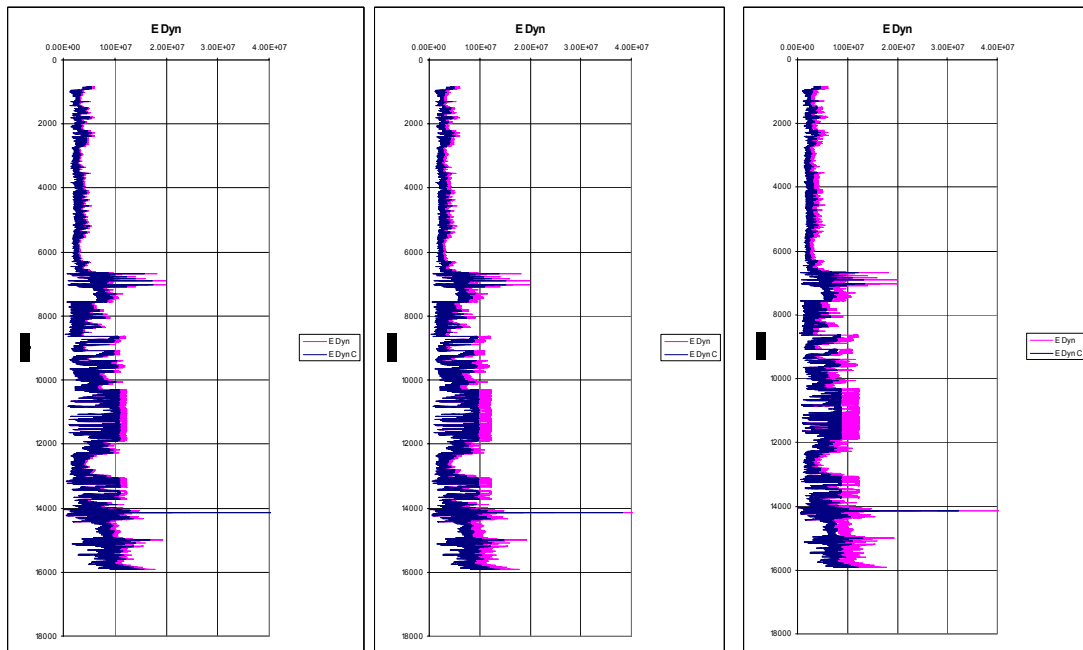


Figura 4.15. Gráficas obtenidas para la variación del modulo de Young, cuando el DT a partir del cual se calcula varia en 3, 6, 9 unidades positivas respecto al valor original.

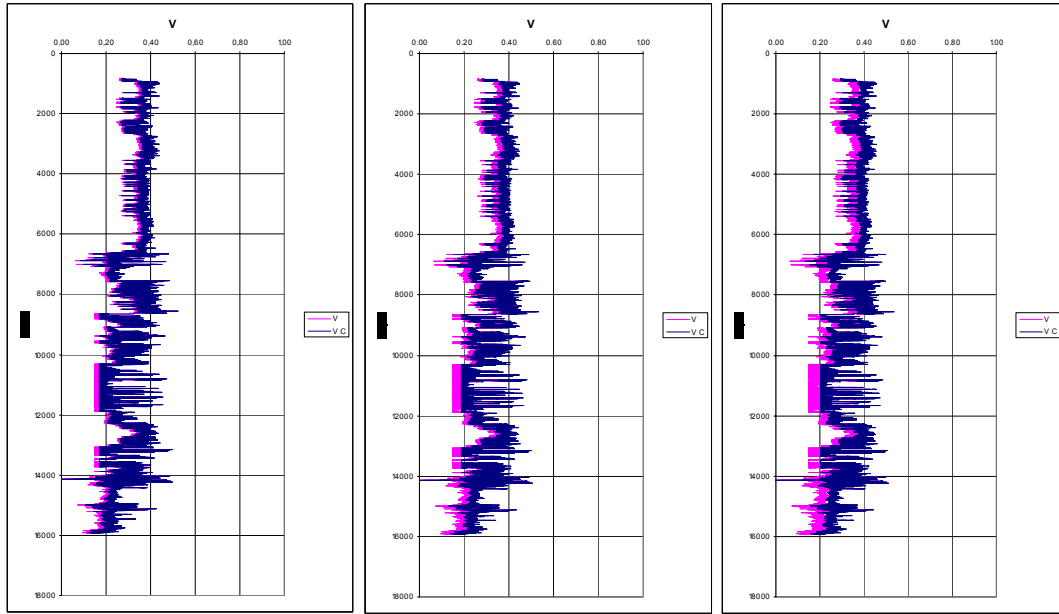


Figura 4.16. Gráficas obtenidas para la variación del modulo de Poisson, cuando el DT a partir del cual se calcula varía en 3, 6, 9 unidades positivas respecto al valor original.

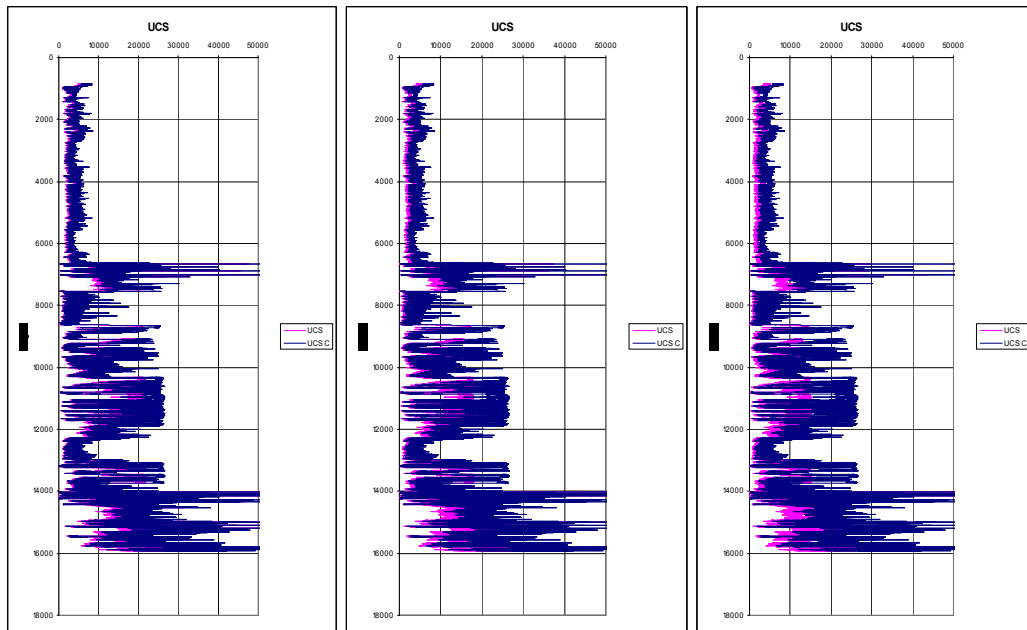


Figura 4.17. Gráficas obtenidas para la variación del UCS, cuando el DT a partir del cual se calcula varía en 3, 6, 9 unidades positivas respecto al valor original.

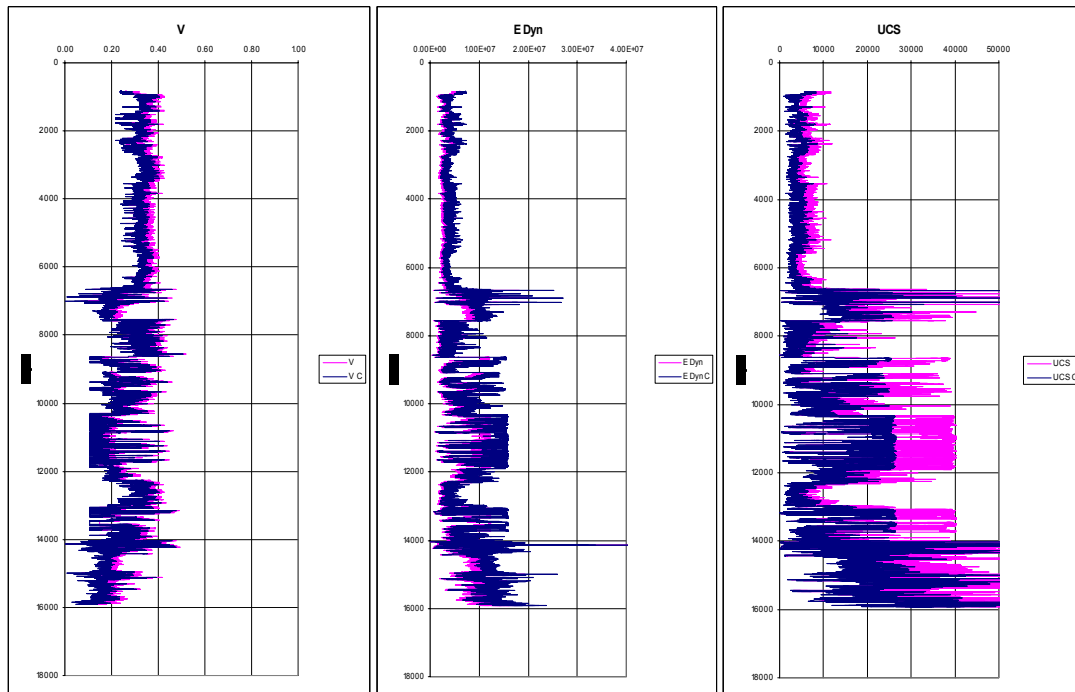


Figura 4.18. Gráficas obtenidas para la variación del E, v , UCS, cuando el DT a partir del cual se calcula varía en (-6) unidades respecto al valor original.

4.4.3.1. Boxplots o Diagramas de Caja

Son gráficos útiles para resumir variables de tipo numérico. En general, los diagramas de cajas resultan más apropiados para representar variables que presenten una gran desviación de la distribución normal, resultan además de gran ayuda cuando se dispone de datos en distintos grupos de sujetos (Serrano, 2000).

1. La caja central indica el rango en el que se concentra el 50% central de los datos.
2. Sus extremos son, por lo tanto, el primer y tercer cuartil de la distribución.
3. La línea central en la caja es la mediana. De este modo, si la variable es simétrica, dicha línea se encontrará en el centro de la caja.
4. Los extremos de los “bigotes” que salen de la caja son los valores que delimitan el 95% central de los datos, aunque en ocasiones coinciden con los valores extremos de la distribución.

4.4.3.2. Análisis de la variabilidad del modulo de Young

Al analizar las tendencias de la figura 4.15, se puede ver que al aumentar el DT, disminuye el valor del modulo de Young calculado. El boxplot de la figura 4.19, muestra, la variabilidad de los σ_E (siendo estos la diferencia entre valor optimo y calculado del modulo de Young); se puede observar una distribución normal para los valores de E cuando el DT es aumentado; sin embargo al disminuir en una escala de (-9), vemos que la distribución empieza a sesgarse un poco, lo cual se ve reflejado en el corrimiento de la línea central hacia arriba.

Al analizar las tendencias de la figura 4.16, se puede observar aumentos en los valores de V calculados, al aumentar el DT en porcentaje similar al disminuir se presenta una disminución. Al analizar el boxplot obtenido para las diferencias de σ_V , la variabilidad de los datos es menor comparada con la presentada por el modulo de Young y el UCS (figura 4.22). Para esta propiedad la concentración de los datos y las medias, son más parecidas entre cada grupo de distribuciones (la distribución de 3, 6, etc.), lo que permite deducir que esta variable es menos sensible al cambio de DT que el modulo anterior.

En la figura 4.17 se puede observar, el cambio presentado entre la curva original y las recalculadas en cada cambio (positivo) de DT, y los aumentos de DT en cada caso ocasionan aumentos considerables sobre el valor de UCS. Al analizar los boxplots para el UCS (figura 4.23), vemos que presenta la mayor variabilidad de todas; es decir, se presenta mucha más dispersión entre los datos con el cambio del DT y por la tanto la precisión de la variable se ve considerablemente disminuida, incluso a desfases pequeños de la curva que se emplee para su calculo.

En la figura 4.20, se observa la distribución de los datos con un sesgo hacia la derecha, confirmando lo que muestra el boxplot por medio del corrimiento de la media. De este gráfico es posible deducir que al aumentar los valores de DT en escalas positivas la variabilidad de los σ_E aumenta; sin embargo, la variación

presentada es menor cuando ocurre un aumento del DT que al disminuir. Al examinar los intervalos, estos presentan un aumento considerable con el cambio de DT, lo cual permite afirmar que el UCS es un parámetro alta mente sensible, dada la amplitud de la dispersión entre los datos cuando se modifica el DT.

El nivel de variabilidad de cada una de las propiedades analizadas, se puede medir como la pendiente de una línea trazada a través de los puntos medios de cada uno de los cajones centrales como se observa en el primer cuadro de la figura 4.23; la línea trazada a través de las medianas de los boxplot cuando el DT disminuye es más inclinada que cuando aumenta. Los intervalos de confianza y la media calculada para cada distribución de datos en cada modificación del DT se resumen en las tablas 4.7., 4.8 y 4.9 para E, ν y UCS respectivamente.

Cuando más se amplia el intervalo de confianza, menor es la precisión del valor calculado. Los intervalos de confianza calculados corresponden al 95%; es decir, para la distribución aleatoria de los σ_E , σ_V y σ_{UCS} el 95% de los datos analizados cae dentro de el rango respectivo. Es necesario resaltar que para el UCS y el modulo de Young, a medida que aumenta o disminuye el DT, aumenta el intervalo de confianza para los datos considerablemente, lo cual aumenta el grado de incertidumbre de la respuesta. Este fenómeno no se presenta en la misma proporción para el modulo de Poisson, para el cual la ampliación de los rangos de confianza es menor, comparada con las de las propiedades antes mencionadas.

Tabla 4.7. Intervalos de confianza y media de la distribución de σ_E al 95%, para cada una de las variaciones de DT.

Escala de Aumento DT	Mínimo	Máximo	Media
3	72058.65	2326110.62	1199085
6	142578.9	4216237.9	2179408
9	213019.1	5760610.2	2986815
-3	-2880126.03	-77254.68	-1478690
-6	-6470470.9	-167527.6	-3318999
-9	-10980683.3	-286521.2	-5633602

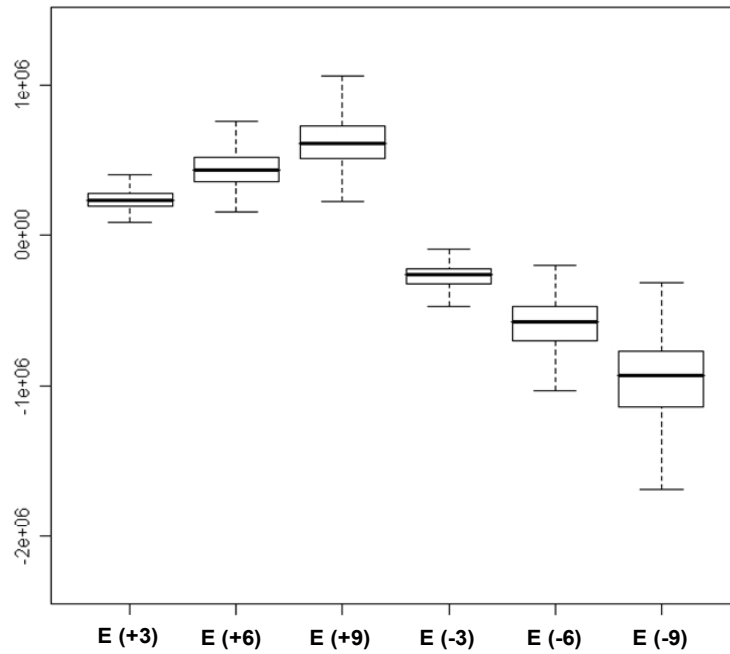


Figura 4.19. Boxplot de la distribución de las desviaciones calculadas del modulo de Young cuando varía DT en las escalas señaladas.

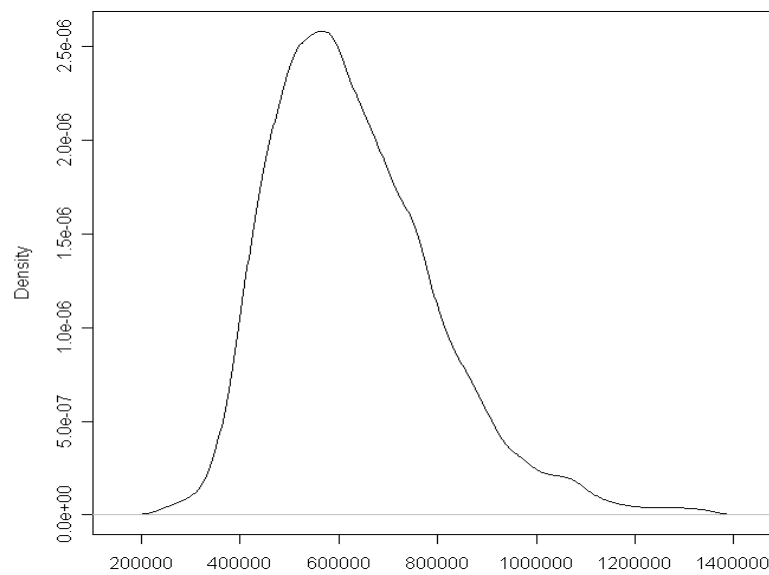


Figura 4.20. Esquema de la distribución sesgada para el modulo de Young.

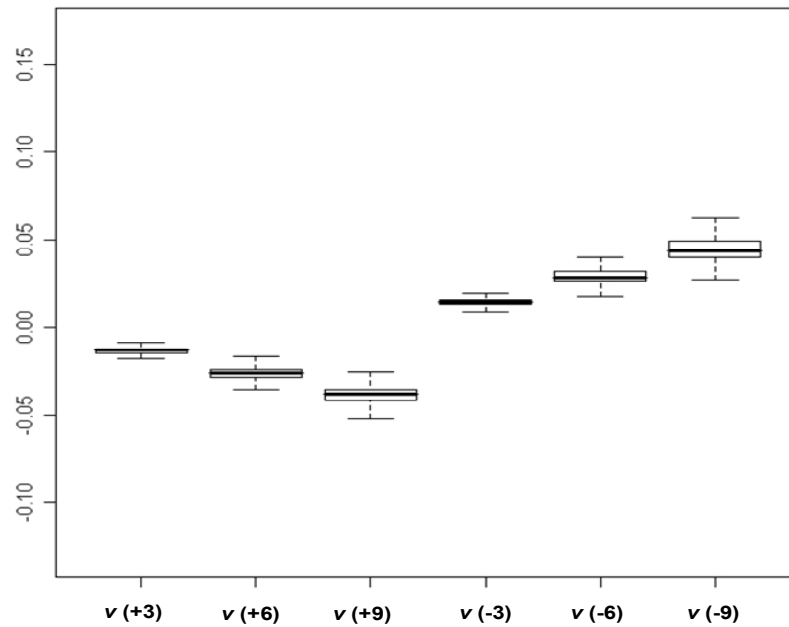


Figura 4.21. Boxplot de la distribución de las desviaciones calculadas del modulo de Poisson cuando varia DT en las escalas señaladas.

Tabla 4.8. Intervalos de confianza y media de la distribución de σ_V al 95%, para cada una de las variaciones de DT.

Escala de Aumento DT	Mínimo	Máximo	Media
3	-0.01417992	-0.01411037	-0.01414514
6	-0.02768138	-0.02754719	-0.02761428
9	-0.04054726	-0.04035287	-0.04045007
-3	0.01483047	0.01490547	0.01486797
-6	0.03043225	0.03058835	0.0305103
-9	0.04686186	0.04710584	0.04698385

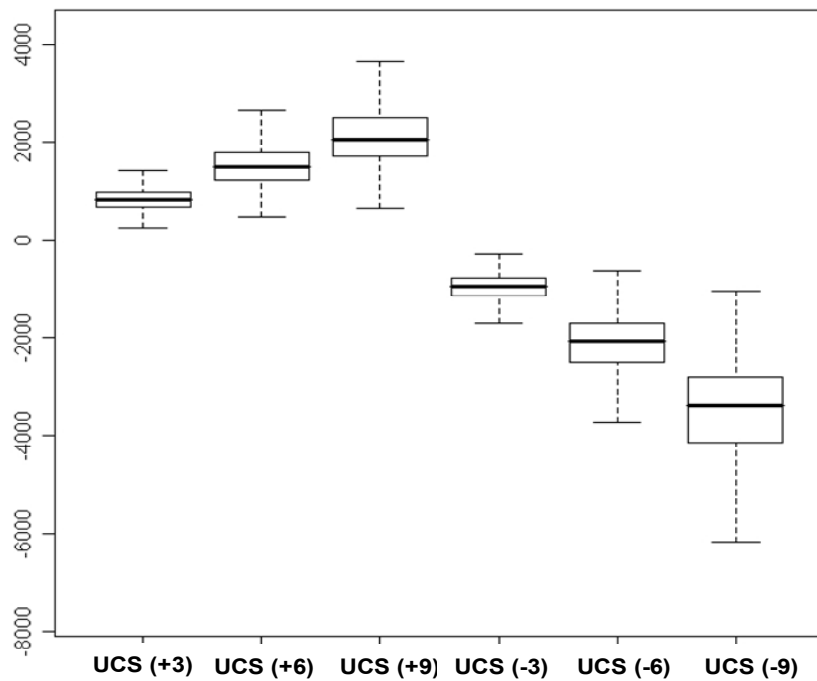


Figura 4.22. Boxplot de la distribución de las desviaciones calculadas del UCS cuando varía DT en las escalas señaladas.

Tabla 4.9. Intervalos de confianza y media de la distribución de σ_{UCS} al 95%, para cada una de las variaciones de DT.

Escala de Aumento DT	Mínimo	Máximo	Media
3	-3687,174	20403,407	8358,116
6	-6890,006	37615,279	15362.64
9	-9667.61	52189.01	21260.7
-3	-24291,063	4233,615	-10028.72
-6	-53354,946	9073,749	-22140.6
-9	-88331.78	14567.68	-36882.05

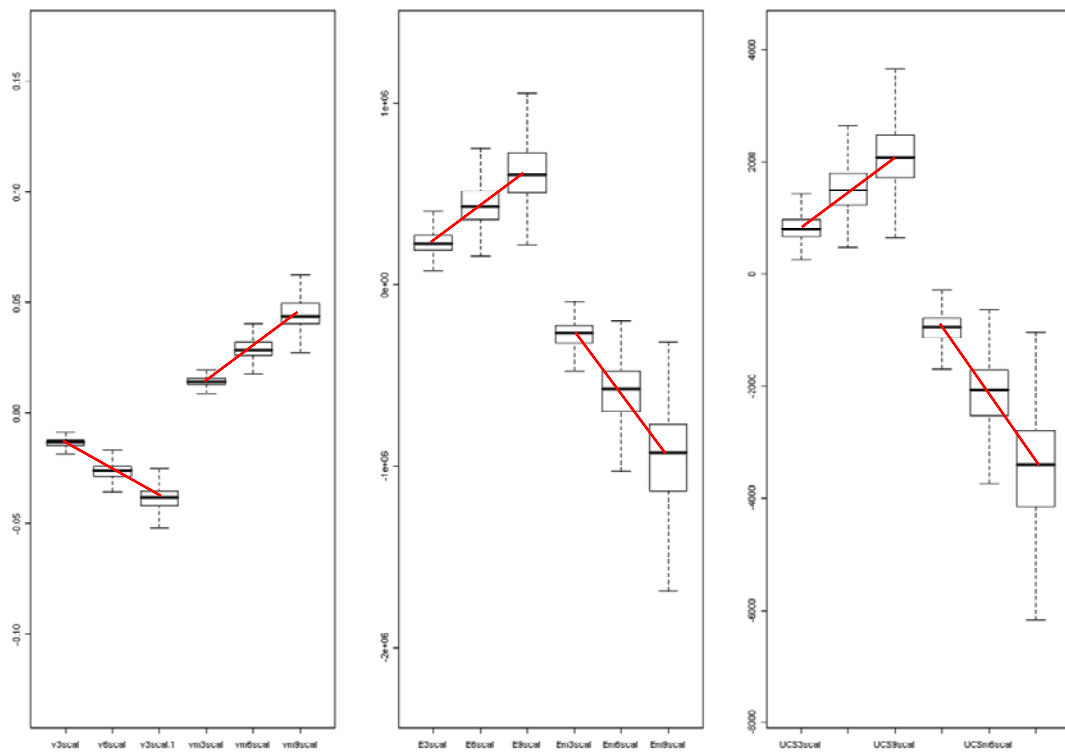


Figura 4.23. Comparación de los boxplots determinados para cada una de las propiedades en función de la variación del DT.

CONCLUSIONES

Es posible generar registros Sónicos y Densidad sintéticos, para el overburden de los pozos del Piedemonte Llanero Colombiano, a partir de otros registros originales, a partir de ecuaciones generadas por medio de ajustes de líneas de tendencias, normalización de ecuaciones disponibles en la literatura como la de Faust y Gardner y combinaciones de ecuaciones conocidas de petrofísica como la de Wyllie, porosidad densidad y Archie.

Los registros sintéticos son herramientas útiles y necesarias en la evaluación geomecánica y petrofísica de un pozo, dado que permiten modelar con un grado aceptable de confianza las propiedades del yacimiento a partir de la integración de diferentes factores, por lo tanto se hace necesario la estandarización del procedimiento de trabajo, para facilitar la implementación de los mismos.

Es importante conocer los fenómenos geológicos, información disponible y calidad de la misma para la zona de estudio antes de iniciar el modelamiento, para poder identificar en que zonas el comportamiento mostrado por el registro sintético no es el acertado, como sucede en las zonas con problemas de sobrepresión y los DT_GR, los cuales a pesar de ajustarse bien al comportamiento de los DTC originales, no es sensible a este tipo de fenómenos, y si es empleado en los modelos sin tener en cuenta este hecho, puede llevar a predicciones erróneas de eventos de perforación.

La calidad del registro sintético depende de la calidad del registro de entrada, por lo tanto es importante realizar las diferentes correcciones a estos (normalizarlos) antes de emplearlos para el modelamiento. El principal ejemplo se observa al aplicar la técnica de Gardner, la cual esta limitada ampliamente por la disponibilidad de una buena curva densidad; su ajuste es notable solo para valores de DRHO inferiores a 0.01, para valores superiores, el registros sintético obtenido no es confiable.

La curva RHOB sintética es necesaria cuando los valores de DRHO, son muy altos, dada la inexactitud de las medidas del RHOB original.

Para las metodologías analizadas, el comportamiento de la curva modelada respecto a la original es el parámetro que define el nivel de confianza de la curva sintética, no el grado de correlación R^2 de las ecuaciones.

Las correlaciones empíricas encontradas en la literatura, generalmente necesitan ser ajustadas para que su aplicación pueda ser más generalizada, dado que estas ecuaciones son obtenidas bajo suposiciones que fallan cuando las condiciones del medio de aplicación cambian.

El DT_F refleja el comportamiento real del DTC en zonas con sobrepresiones, lo cual indica que a pesar de ser un pseudoregistro, se pueden emplear para predecir estas zonas.

La corrección por efecto de las altas resistividades en las formaciones productoras que restringía el uso de la ecuación de Faust, pudo reducirse al emplear los registros α_{log} , para determinar las α por formaciones y no asumir constante un valor que en la realidad es variable.

Es importante conocer las condiciones en las cuales se determinaron correlaciones como la de Faust y Gardner, para poder normalizarlas para el área de estudio por medio de diferentes ajustes como el recalcu de los valores q se definen como constantes.

Seleccionar la zona de trabajo requiere de un análisis cuidadoso de la geología del área, para garantizar que las correlaciones obtenidas son realmente representativas de la mayor parte de la zona.

El RHOB generado a partir de la porosidad (Wyllie y Densidad) proporciona valores más cercanos a los reales, esto se refleja en el ajuste entre las dos curvas (modelada y original).

Los DT obtenidos a partir de registros resistivos dan valores por debajo de los reales cuando los valores de R_t son mayores que 30 OHMM, y mayores cuando los valores de R_t son menores que 10.

El DT generado a partir de los registros resistivos usando la ecuación de Faust, responde satisfactoriamente en un rango de resistividad entre 10 y 30 OHMM. Para valores de resistividad por fuera de estos, se recomienda el recalcu de la constante de Faust para mejorar el ajuste entre las curvas.

La curva DT, generada a partir de la relación de Gardner, puede ser ajustada a la curva original con mayor precisión usando un factor de corrección por pozo o por formaciones, para mejorar la calidad de la curva de salida.

El resultado final de este estudio es un set de ecuaciones para un total de 24 pozos distribuidos en zonas representativas (6 en total), con el fin de generar correlaciones de tiempo de tránsito y densidad de la formación por zonas en el área del Piedemonte Llanero Colombiano, con buenos ajustes entre las curvas sintéticas y originales comparadas en cada uno de los pozos de prueba.

Diferencias de más de 3 unidades entre las curvas de DT modeladas y las originales, pueden ocasionar cambios considerables en el valor de propiedades mecánicas de las rocas como el modulo de Young y UCS. Para el modulo de Poisson, los datos permiten un valor más amplio de variación del DT aproximadamente 6 unidades, antes de que el nivel de confianza de la variable se disminuya. Dado lo anterior, es necesario realizar ajustes a las curvas modeladas por medio de factores para disminuir al máximo las diferencias respecto a las originales, en las zonas donde sea necesario.

RECOMENDACIONES

La generación de curvas sintéticas no debe reemplazar las curvas originales, excepto en casos donde se tenga la seguridad de que el comportamiento presentado por estas no es el adecuado.

Para el recalcular de la constante de Faust, se debe tener en cuenta el tipo de registro resistivo que se emplee, porque para mediciones aproximadamente 400 OHMM, los registros de inducción, fallan en la lectura real de la resistividad total de una formación. Para estos casos, se debe preferir los valores que suministre registro laterales si existen.

Cuando el pozo se encuentre derrumbado ($DCAL > 1$ pulgada de diámetro), se puede asumir como incorrecto el valor del registro densidad original y emplear la mejor curva sintética obtenida.

Para valores de DRHO mayores 0.01, no se recomienda el uso de curvas de DT obtenidas a partir del registro densidad.

Para estudios posteriores alrededor de este tema, se recomienda la aplicación de redes neuronales y análisis Montecarlo, para mejorar la precisión de las curvas modeladas.

NOMENCLATURA

α = constante de Faust

α_{\log} = Registro con profundidad calculado de la constante de Faust.

Φ = Porosidad de la Formación, [%].

ρ = Densidad de la formación, [g/cc].

ρ_{ma} = Densidad de matriz, [2.65 g/cc].

ρ_{fi} = Densidad del fluido en los poros, [1 g/cc].

Δt = Tiempo de transito de la onda P, [μ s/ft].

Δt_{fid} = Tiempo de transito a través del fluido en el medio poroso, [189 μ sec/ft].

Δt_{ma} = Tiempo de transito a través de la matriz, [53 μ sec/ft].

DRHO = Registro delta de RHO, corrige el registro densidad y es usado como indicador de la calidad del pozo, para validar la medida del registro RHOB.

DT_F [] = Registro sónico modelado a partir de la relación de Faust, [μ s/ft].

DT_G [] = Registro sónico modelado a partir de la relación de Gardner, [μ s/ft].

DT_GR [] = Registro sónico modelado a partir del registro Gamma Ray, [μ s/ft].

E = Modulo de Young, [PSI]

GR [] = Registro Gamma Ray, [GAPI].

RHOB [] = Registros densidad.

DTC [] = Registro Sónico Compresional

RhoM = Densidad de matriz, [2.65 g/cc].

RhoF = Densidad del fluido en los poros, [1 g/cc].

Rt = Resistividad total de la formación, [OHMM].

R_w = Resistividad del agua de formación, [OHMM].

Vsh [] = Curva de índice de arcilla.

V = modulo de Poisson, [adimensional]

S_w = Saturación de agua.

UCS = resistencia compresiva uniaxial, [PSI].

BIBLIOGRAFIA

American Association of Petroleum Geologist (1990). "The integration of Geology, Geophysics and Petroleum Engineering in reservoir delineation, description and management". Tulsa, Oklahoma, USA.

BASSIOUNI, Zaki (1994). Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs. SPE Textbook Series Vol. 4. Richardson TX.

BENDECK, Jorge (1992). Una herramienta para la evaluación de formaciones. Asociación colombiana de geólogos y geofísicos del petróleo. Santa fe de Bogota.

BP EXPLORATION. Well logs data base. Fields UIS, BUCA and FORES.

Castagna, J.P., Batzle, M.L., and Eastwood, R.L (1985). "Relationship between compresional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks". Geophysics, Volume 50, Issue 4, 571p.

Catalán Oliva, Carlos (2006). Algunas consideraciones sobre el módulo de Poisson. San Salvador.

Consulting Formation Evaluation Services for the Oil and Gas Industry. www.hendersonpetrophysics.com/index.html.

Enciclopedia Encarta (2006), Ondas Sísmicas.

FJAER E., and RASMUS R (1996). Petroleum Related Rock Mechanics.

Faust, L.Y (1951). "Seismic velocity as a function of depth and geologic time". Artículo Geophysics, vol. 16 (2), 192p.

Faust, L.Y (1953). "A Velocity Function Including Lithologic Variation". Geophysics, vol. 18 (2), 271p.

FONSECA C. Paola (2002). Definición Conceptual, Experimental Y Aplicada De Porosidad Total, Porosidad Efectiva Y Microporosidad. Tesis de Grado. Universidad de América. Bogota.

Gardner, G.H.F., L.W. Gardner, and A.R. Gregory (1974). "Formation Velocity and Density; The Diagnostic for Stratigraphic traps". Geophysics, vol. 39, 770p.

JORDAN AND CAMPELL (1986). Well Logging II: Electrical and Acoustic Logging/ with chart supplement. Pág. 95p, 111p.

Loren, J.D., Kulha, J.T., Renbarger, K.S., Sneider, R.M (1990). Reservoir Properties Inferred from Seismic Response in Areas with Minimal Log Control.

OSORIO J. G. (2003). Curso de Geomecánica de Yacimientos. Capítulo. 1-12.

Paños Álvarez, A (2000). Reflexiones sobre el papel de la información como recurso competitivo de la empresa. Anales de la Documentación. 2:21.

SCHLUMBERGER (1989). Cased Hole Log Interpretation Principles / Applications. Houston, Texas.

SCHLUMBERGER. www.slb.com/petrophysic

Serrano, Cinca, C (2000). Análisis contable con técnicas gráficas univariantes. <http://www.5campus.org/leccion/univar>

ANEXOS

ANEXOS I

DEDUCCIÓN DE LA RELACIÓN DE GARDNER EN FUNCIÓN DE TIEMPOS DE TRANSITO DE LA ONDA P

Relación de velocidades de Gardner original:

$$\rho = 0.23v^{0.25}$$

El inverso de la velocidad, es el denominado tiempo de transito Δt , luego:

$$v = \frac{1}{\Delta t}$$

Reemplazando y despejando Δt en función de ρ :

$$\rho = 0.23 \left(\frac{1}{\Delta t} \right)^{0.25}$$

$$\Delta t^{1/4} = \left(0.23 * \frac{1}{\rho} \right)$$

$$\Delta t = \left(0.23 * \frac{1}{\rho} \right)^4 = \left(\frac{0.23}{\rho} \right)^4$$

Dado que el término de velocidad en la relación de Gardner, se encuentra en unidades de ft/s, es necesario convertirlo a las unidades convencionales de Δt ; finalmente se obtiene la expresión buscada, con Δt en $\mu\text{s}/\text{ft}$:

$$\Delta t = \frac{0.23^4}{\rho^4} * \left(\frac{1}{1E^{-6}} \right) \equiv \Delta t = \left(\frac{25}{\rho} \right)^4 / 140$$

$$\boxed{\Delta t = \left(\frac{25}{\rho} \right)^4 / 140}$$

Ecuación empleada para elaborar los registros sintéticos.

ANEXOS II

DEDUCCIÓN DE LAS CORRELACIONES DERIVADAS A PARTIR DE LAS ECUACIONES DE PETROFÍSICA

1. A partir de relaciones petrofísicas entre Φ y ρ (Porosidad Densidad) y Φ y Δt (Wyllie):

$$\phi_s = \left[\frac{t - t_{ma}}{t_{fld} - t_{ma}} \right] \quad \text{Ecuación de Wyllie}$$

$$\phi_\rho = \left[\frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fld}} \right] \quad \text{Ecuación Porosidad Densidad}$$

Asumiendo que $\Phi_s = \Phi_\rho$

$$\left[\frac{t - t_{ma}}{t_{fld} - t_{ma}} \right] = \left[\frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fld}} \right]$$

Se puede obtener un registro densidad en función de un DT, o viceversa:

Despejando Sónico en función de un Densidad:

$$\boxed{Son_{-} f(\rho) = t_{ma} + \left[\left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fld}} \right) (t_{fld} - t_{ma}) \right]} \quad * \text{ Ecuación 2.6}$$

Densidad en función de DT:

$$\boxed{Den_{-} f(\Delta t) = \rho_{ma} - \left[\left(\frac{t - t_{ma}}{t_{fld} - t_{ma}} \right) (\rho_{ma} - \rho_{fld}) \right]} \quad * \text{ Ecuación 2.7}$$

* Ecuación empleada para elaborar los registros sintéticos.

2. A partir de relaciones petrofísicas entre R y Φ (Archie) y Φ y Δt (Wyllie):

Asumiendo que no hay hidrocarburos:

$$R_o = \phi^{-m} * R_w$$

$$\phi = \left[\frac{R_w}{R_t} \right]^{1/m} \quad \text{Asumiendo } S_w = 1, \text{ luego } R_o = R_t$$

$$\phi = \left[\frac{t - t_{ma}}{t_t - t_{ma}} \right] \quad \text{Ecuación de Wyllie} \quad \Phi_f \equiv \Phi_t$$

$$\left[\frac{t - t_{ma}}{t_t - t_{ma}} \right] = \left[\frac{R_w}{R_t} \right]^{1/m}$$

Despejando Δt :

$$\Delta t = \left[\left(\frac{R_w}{R_t} \right)^{1/m} * (t_f - t_{ma}) \right] + t_{ma} \quad * \text{ Ecuación 2.8}$$

* Ecuación empleada para elaborar los registros sintéticos.