

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE DE EDICIÓN DE
REGISTROS SÓNICOS REALES Y SINTÉTICOS PARA LA ESTIMACIÓN DE
PROPIEDADES GEOMECÁNICAS DE LAS ROCAS**

FERNEY MAURICIO CALDERÓN RINCÓN

ANDRÉS CAMILO RINCÓN CHÁVEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2010**

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE DE EDICIÓN DE
REGISTROS SÓNICOS REALES Y SINTÉTICOS PARA LA ESTIMACIÓN DE
PROPIEDADES GEOMECÁNICAS DE LAS ROCAS**

FERNEY MAURICIO CALDERÓN RINCÓN

ANDRÉS CAMILO RINCÓN CHÁVEZ

**Proyecto de Grado para optar al título
de Ingenieros de Petróleos**

PHD. ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO

DIRECTORA

ING. DIEGO FERNÁNDO SUÁREZ

CO-DIRECTOR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2010**

AGRADECIMIENTOS

A DIOS nuestro Padre, que nos permite culminar con éxito una etapa más en nuestra vida y alcanzar una meta de acuerdo a su propósito.

Al GRUPO DE INVESTIGACIÓN ESTABILIDAD DE POZO por el continuo apoyo durante el desarrollo de nuestro trabajo de grado y en el tiempo que hemos hecho parte del mismo.

Al Ingeniero NÉSTOR SAAVEDRA director del Instituto Colombiano del Petróleo y del grupo de investigación estabilidad de pozo, por incentivar a los estudiantes universitarios a participar en proyectos de investigación de la mano de la Industria.

A la doctora ZULY CALDERÓN por su confianza, tiempo, sugerencias, amabilidad y consejos durante el desarrollo del proyecto.

A la Geóloga MARÍA DEL PILAR MARÍN y el Ingeniero DIEGO SUÁREZ por su continua colaboración en el desarrollo de nuestro proyecto, por sus consejos, tiempo, apoyo y sugerencias.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER y en su nombre la ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS por las enseñanzas recibidas durante el transcurrir de nuestra vida universitaria.

Dedicatoria

En el transcurso de mi vida he compartido con una serie de personas que han sido de vital importancia en mi formación, quienes han aportado de una u otra forma a la consecución de este logro y es por esto que quiero hacerlos partícipes de la alegría que me causa obtener mi título Profesional.

He tenido la gran fortuna de nacer en una familia rodeada de cariño y buenos valores, más afortunado soy por contar con unos padres maravillosos (Luisa y Alberto) a quienes les debo mucho más que la vida, hermanos persistentes, íntegros y comprensivos (William, Wilfredo, Elkin y Heberth), sobrinos cariñosos, tiernos y juguetones (Natalia y Alejandro). Ya que todos ellos son el eje principal de mi vida.

A Silvia Susana González por su amor, comprensión, consejos y buenas experiencias compartidas, por ser una persona incondicional por eso y mucho más, mil gracias. A quien quiero felicitar por obtener su título Profesional.

A mis amigos y compañeros de la universidad (especialmente Tatiana Zafra y Andrés Rincón) con quienes compartí momentos de esparcimiento, ocio y cultura, por estar siempre en el momento indicado.

Ferney Mauricio Calderón Rincón

Dedicatoria

A DIOS mi padre, por ser mi guía y mi sustento, por ser mi ayuda en cada momento, por llenarme de sabiduría, regalarme su salvación y cumplir su propósito en mí.

A mis Padres Mario y Mery, por confiar en mí, apoyarme en cada decisión, corregirme en cada momento y ser ese ejemplo a seguir como grandes modelos de vida, y a mis hermanos Jhonatan y Samuel, por brindarme su afecto y enseñarme el verdadero significado de la hermandad.

A mi compadre Ferney y a Tatiana, por ser siempre muy buenos amigos, por ayudarme a crecer, a madurar, por compartir conmigo cada momento de lucha, sacrificio y relajo en la Universidad y fuera de ella, Dios les bendiga en todo lo que emprendan.

A todas esas personas valiosas que Dios ha puesto a mí alrededor, para brindarme su amistad sincera y confianza... Juancho, Less, Silvia, Rosita, Karol, Tito, Luzda.

A esa niña hermosa que ha hecho de mi vida un circo de ilusión, de locura y de pasión, mil gracias por estar siempre conmigo, por apoyarme y ayudarme en cada momento... Te adoro mi princesa Laurita.

Andrés Camilo Rincón Chávez

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
1. REGISTROS ELÉCTRICOS	23
1.1. REGISTROS DE LITOLOGÍA	23
1.1.1. Registro de Rayos Gamma (GR)	23
1.1.2. Registro de Potencial Espontáneo (SP)	29
1.1.3. Registro Caliper (Cal)	32
1.2. REGISTROS DE RESISTIVIDAD.....	33
1.2.1. Naturaleza de la resistividad eléctrica en una formación.....	33
1.2.2. Unidades de medición.....	35
1.2.3. Factores que influyen en la medición	35
1.2.4. Registro de Inducción	36
1.2.5. Laterolog	39
1.2.6. Registros eléctricos enfocados	40
1.2.7. Perfil de enfoque esférico (SFL)	41
1.3. REGISTROS DE POROSIDAD	41
1.3.1. Registro de Densidad	42
1.3.2. Registro Neutrón.....	45
2. REGISTRO SÓNICO	49
2.1. TIPOS DE PERFILES.....	49
2.1.1. Perfil acústico compensado	49
2.1.2. BHC Borehole Compensated, Múltiples Receptores y Transmisores....	53
2.1.3. Perfil Sónico de Espaciamiento Largo LSS.....	55
2.1.4. Array-Sonic	57
2.1.5. Perfil Sónico Digital	58
2.2. FACTORES QUE ALTERAN EL REGISTRO SÓNICO	58
2.2.1. Saltos de Ciclos	58
2.2.2. Efecto de las Cavernas.....	59

2.2.3.	Presiones Anormales de Formación	60
2.2.4.	Porosidad	61
2.2.5.	Esfuerzo efectivo	62
2.2.6.	Mineralogía	62
2.2.7.	Tipo de fluido y saturación	62
2.2.8.	Cavidades	64
2.2.9.	Fracturas	64
2.2.10.	Herramientas.....	65
2.2.11.	Efectos del pozo.....	66
2.2.12.	Efectos de la torta de lodo	69
2.2.13.	Efectos de la invasión.....	70
2.3.	COMPORTAMIENTO DE LAS ONDAS ACÚSTICAS EN EL REGISTRO SÓNICO.....	70
2.4.	FUENTES DE ENERGÍA PARA LOS REGISTROS ACÚSTICOS.....	70
2.4.1.	Fuentes Monopolares.....	71
2.4.2.	Fuente Dipolar:.....	71
2.4.3.	Fuente Cuadripolar	73
2.5.	DISPERSIÓN	73
2.6.	HERRAMIENTAS DE REGISTROS REALES.....	74
2.7.	MODOS DE TRANSMISIÓN ACÚSTICA	75
2.7.1.	Ondas Compresionales rápidas:	75
2.7.2.	Ondas compresionales Lentas:	76
2.7.3.	Ondas compresionales Superficiales:	76
2.7.4.	Ondas de Cizalla:	77
2.7.5.	Ondas de cizalla superficiales:	78
2.7.6.	Ondas Stoneley:.....	79
2.7.7.	Ondas tubulares:.....	79
2.7.8.	Ondas compresionales del fluido:.....	79
2.7.9.	Herramientas de llegada directa:	79
3.	PROPIEDADES GEOMECÁNICAS DE LAS ROCAS.....	80
3.1.	PARÁMETROS ELÁSTICOS	80

3.1.1.	Elasticidad lineal y elasticidad no lineal:.....	80
3.1.2.	Teoría de la Elasticidad Lineal:	80
3.1.3.	Teoría de elasticidad no lineal:	81
3.2.	ESFUERZO (STRESS)	82
3.2.1.	Esfuerzos compresivos:	84
3.2.2.	Esfuerzos de corte:.....	84
3.2.3.	Esfuerzos de tensión:.....	84
3.3.	DEFORMACIÓN (STRAIN)	84
3.3.1.	Deformación longitudinal (elongación):	85
3.3.2.	Deformación de corte (Cambio angular):.....	85
3.4.	RESISTENCIA DE LA ROCA (STRENGTH)	86
3.5.	MÓDULOS ELÁSTICOS	86
3.5.1.	Módulo de Young (E):.....	86
3.5.2.	Módulo de Poisson (ν):	87
3.5.3.	Módulo de Bulk (K):	88
3.5.4.	Módulo de Rigidez “Corte” (G):.....	89
4.	HERRAMIENTA SOFTWARE DE EDICIÓN DE REGISTROS SÓNICOS	91
4.1.	FLUJO-GRAMA USADO PARA LA EDICIÓN DE REGISTROS SÓNICOS	91
4.2.	GENERACIÓN DE REGISTROS SÓNICOS SINTÉTICOS	93
4.2.1.	Relaciones velocidad-porosidad	93
4.2.2.	Ecuaciones empíricas	95
4.3.	EVALUACIÓN DEL TIEMPO DE TRÁNSITO	99
4.3.1.	Selección y determinación de rangos de tiempo de tránsito.....	99
4.3.2.	Metodología de estudio.....	104
4.4.	REDES NEURONALES	111
4.4.1.	Porque pueden ser usadas como herramienta de validación.....	112
4.4.3.	Aprendizaje supervisado	113
4.4.4.	Beneficios de las redes neuronales	113
4.5.	VALIDACIÓN DE LOS RANGOS DE TIEMPO DE TRÁNSITO EMPLEANDO REDES NEURONALES	116
4.6.	CLASIFICACIÓN DEL TIEMPO DE TRÁNSITO EN LAS FORMACIONES	117

4.7.	EDICIÓN DEL REGISTRO	121
4.7.1.	Suavizado del registro sónico.....	121
4.7.2.	Corrección del registro sónico.....	126
5.	SENSIBILIZACIÓN DE LA INCIDENCIA DEL TIEMPO DE TRÁNSITO EN LA PREDICCIÓN DE PROPIEDADES GEOMECÁNICAS	128
5.1.	INCIDENCIA DEL TIEMPO DE TRÁNSITO EN EL MODELAMIENTO DEL UCS 131	
5.1.1.	Análisis preliminar del tiempo de tránsito para el pozo UIS 1	131
5.2.	MODELAMIENTO DE LAS PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LAS ROCAS Y EL UCS EMPLEANDO LAS VELOCIDADES COMPRESIONAL Y DE CORTE SIN EDITAR	134
5.2.1.	Edición del registro sónico.....	140
5.3.	MODELAMIENTO DE LAS PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LAS ROCAS Y EL UCS EMPLEADO LAS VELOCIDADES COMPRESIONAL Y DE CORTE EDITADAS 142	
5.4.	REPERCUSIÓN DEL UCS EN EL MODELAMIENTO DE LA VENTANA DE LODO 144	
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	146
6.1.	CONCLUSIONES	146
6.2.	RECOMENDACIONES.....	147
	BIBLIOGRAFÍA	148
	ANEXO A. HERRAMIENTA DE EDICIÓN DE REGISTROS SÓNICOS REALES Y SINTÉTICOS.....	152
	ANEXO B. RANGOS GENERALIZADOS DEL TIEMPO DE TRÁNSITO POR FORMACIONES PARA EL CAMPO UIS 1	159

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de funcionamiento de un equipo de Rayos Gamma.....	24
Figura 2. Ejemplo de representación de resultados para un registro de Rayos Gamma con sus cuatro ventanas de visualización.....	25
Figura 3. Interpretación en el cambio entre facies sedimentarias.....	26
Figura 4. Identificación de la mineralogía y geoquímica de formaciones.....	27
Figura 5. Modelo físico del funcionamiento de una herramienta portadora del equipo de medición de SP.....	29
Figura 6. Esquema de las deflexiones que puede tomar la curva SP.....	31
Figura 7. Esquema representativo del efecto producido por el potencial de la salida de líquidos o ELJ.....	31
Figura 8. Esquema representativo del efecto producido por el potencial de membrana o EM.....	32
Figura 9. Representación física de la resistividad de un material.....	34
Figura 10. Esquema representativo que muestra el principio físico electromagnético que rige la medición de la resistividad en una herramienta inductiva.....	37
Figura 11. Distribución de los electrodos y del a fase de la corriente en una sonda de Dual Laterolog.....	39
Figura 12. Esquema de los electrodos de la herramienta SFL.....	41
Figura 13. Esquema de la sonda del Perfil de Densidad FDC.....	43
Figura 14. Representación de la herramienta LDT (Litho Density Tool).....	43
Figura 15. Esquema de visualización de la interacción entre los neutrones.....	46
Figura 16. Representación de la herramienta CNT (Compensated Neutron Tool).....	46
Figura 17. Principio de medición del perfil Sónico.....	50
Figura 18. Formas de ondas típicas provenientes de un transmisor monopolar en una formación rápida, donde se muestran las ondas compresionales, de corte y de Stoneley.....	51
Figura 19. Sistema de Perfilaje Sónico Compensado.....	52
Figura 20. Sistema de Perfilaje Sónico Compensado.....	53
Figura 21. Esquema de la sonda BHC que muestra las trayectorias de las ondas para los dos conjuntos de transmisores-receptores.....	54
Figura 22. Presentación del registro sónico.....	55
Figura 23. Perfil sónico de espaciamiento largo.....	56
Figura 24. Configuración de sonda sónica de múltiples propósitos.....	57
Figura 25. Perfil sónico con efecto de cavernas.....	59
Figura 26. Detección de una zona presionada con el registro sónico.....	60
Figura 27. Efectos de la porosidad sobre el tiempo de tránsito para diferentes mineralogías.....	61

Figura 28. a) efectos del tipo de fluido y la saturación sobre el tiempo de tránsito acústico (izquierda), b) condiciones sobre las cuales el tipo de fluido y saturación influyen la onda acústica (derecha).	63
Figura 29. Efecto de la saturación del fluido bajo un esfuerzo efectivo alto sobre la onda de corte.	63
Figura 30. Efecto de las cavidades sobre el tiempo de tránsito acústico.	64
Figura 31. Efecto de las fracturas sobre la atenuación de la onda.....	65
Figura 32. Representación de la transmisión y medida de una onda acústica a lo largo y entorno a la cara del pozo.	66
Figura 33. Respuesta de la herramienta acústica para un pozo de tamaño no uniforme, mostrando tiempos de tránsito erróneos.....	67
Figura 34. Ejemplos de picos para el límite entre dos formaciones.	67
Figura 35. Respuesta de la herramienta acústica para un pozo inclinado, mostrando tiempos de tránsito erróneos.....	68
Figura 36. Respuesta de la herramienta acústica una torta de lodo.....	69
Figura 37. Dirección de las ondas de presión (de izquierda a derecha) fuentes monopolar, dipolar y cuadripolar.....	71
Figura 38. Propagación de las Ondas por la fuente monopolar (izquierda) y dipolar (derecha).....	72
Figura 39. Trayectorias de la Onda S y P.....	72
Figura 40. Dispersión de la velocidad en la onda de corte en formaciones rápidas.....	74
Figura 41. Dispersión de la velocidad en la onda de corte en formaciones lentas.....	74
Figura 42. Forma de la onda de una fuente monopolar en formaciones rápidas.....	76
Figura 43. Gráfica Esfuerzo vs. Deformación para un material elástico Lineal.....	81
Figura 44. Gráfica Esfuerzo vs. Deformación para un material perfectamente elástico.....	82
Figura 45. Definición de Esfuerzo.....	83
Figura 46. Descomposición de esfuerzos.....	83
Figura 47. Tipos de Esfuerzos.....	84
Figura 48. Deformación de Corte.....	85
Figura 49. Esquema Representativo de la relación existente entre el esfuerzo axial y la deformación axial.....	87
Figura 50. Relación entre Esfuerzo y deformación.....	87
Figura 51. Esquema Representativo de la relación existente entre el esfuerzo axial y la deformación axial.....	88
Figura 52. Esquema Representativo de la relación existente entre el esfuerzo hidrostático y la deformación volumétrica.....	89
Figura 53. Esquema Representativo de la relación existente entre el esfuerzo de corte y la deformación de corte.....	90
Figura 54. Flujo-grama de recorrido para la edición de los registros sínicos.....	92
Figura 55. Registros sínicos sintéticos para un pozo empleando distintos tipos de ecuaciones.....	98

Figura 56. Crossplot de tendencia: Volumen de arcilla vs porosidad en función de la saturación de agua.....	100
Figura 57. Crossplot de tendencia: Densidad vs. porosidad en función del Volumen de arcilla.	101
Figura 58. Crossplot de tendencia: Porosidad vs Densidad.	101
Figura 59. Crossplot de tendencia: Resistividad vs Saturación de agua en función de la Porosidad.....	102
Figura 60. Crossplot de tendencia: Volumen de arcilla vs Saturación de agua. en función de la Densidad.....	102
Figura 61. Rangos seleccionados para realizar el estudio de incidencia de las propiedades petrofísicas en el tiempo de tránsito.....	104
Figura 62. Distribución petrofísica volumen de arcilla vs porosidad, en función de la saturación de agua, para una formación arcillosa parcialmente saturada.....	105
Figura 63. Distribución petrofísica volumen de arcilla vs saturación de agua, en función de la densidad, para una formación arcillosa parcialmente saturada.....	106
Figura 64. Distribución petrofísica de la porosidad en función de la densidad, para una formación arcillosa parcialmente saturada.	107
Figura 65. Incidencia petrofísica de la porosidad en función de la saturación de agua, sobre el tiempo de tránsito promedio, para una formación arcillosa parcialmente saturada.	108
Figura 66. Incidencia petrofísica de la saturación de agua en función de la densidad, sobre el tiempo de tránsito promedio, para una formación arcillosa parcialmente saturada.....	108
Figura 67. Incidencia petrofísica de la saturación de agua en función de la densidad, sobre el tiempo de tránsito promedio, para una formación arcillosa parcialmente saturada.....	109
Figura 68. Estructura de la Red Neuronal.	112
Figura 69. Modelo no lineal de una Neurona.....	114
Figura 70. Gráfico de Control por Atributos.	117
Figura 71. Estimación de intervalos de confianza para una mediana muestral significativa.	118
Figura 72. Simetría de una distribución de probabilidad normal.....	119
Figura 73. Umbral de selección de los rangos de tiempo de tránsito promedio por propiedad petrofísica.	119
Figura 74. Umbral de selección de los rangos de tiempo de tránsito promedio por tipo de formación.	120
Figura 75. Curva de registro sísmico de gran amplitud (curva rosada).	122
Figura 76. Probabilidades asociadas a una distribución normal.....	123
Figura 77. Curvas de registro sísmico acoplado (roja) y suavizado (verde).....	123
Figura 78. Dispersión de datos (azul) y tendencia suavizada (roja).....	125
Figura 79. Curvas de registro sísmico (azul) y suavizado (roja).....	126
Figura 80. Representación de una curva sin edición (roja) y editada (verde).	127
Figura 81. Ventana de lodo.	128

Figura 82. Pruebas de resistencia compresiva uniaxial para el pozo UIS1.....	129
Figura 83. Set de curvas para el pozo UIS 1, de izquierda a derecha: Gamma Ray (GR), Densidad (RHOB), Porosidad (NPHI), Sónico (DT) y Porcentaje de Arcilla (Vshl).....	132
Figura 84. Causas de alteración del Registro Sónico para el pozo UIS 1.	134
Figura 85. Modelamiento de los módulos elásticos de Poisson, Corte y Young, para el pozo UIS 1.	136
Figura 86. Curvas del UCS modelada, datos de laboratorio y tiempos de tránsito compresional y de corte para el pozo UIS 1.....	137
Figura 87. Registro de perforación (FEL) de las zonas 1 y 2 de desfase de la curva de UCS modelada, respecto a los datos de laboratorio.	138
Figura 88. Zona de alteración del tiempo de tránsito y estimación de los módulos elásticos y el UCS para dicha zona.....	139
Figura 89. Registro sísmico compresional suavizado empleado frecuencias de observación (izquierda) y medias móviles (derecha).	140
Figura 90. Registro sísmico compresional evaluado (izquierda) y editado (derecha).	141
Figura 91. Modelamiento de los módulos elásticos de Poisson, Corte y Young, para el pozo UIS1.	142
Figura 92. Modelamiento del UCS para el pozo UIS1.....	143

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Principales herramientas inductivas fabricadas por Halliburton y Schlumberger, con sus respectivas variaciones en la resolución vertical y profundidad de investigación.	38
Tabla 2. Principales herramientas Laterolog fabricadas por Halliburton y Schlumberger, con sus respectivas variaciones en la resolución vertical y profundidad de investigación.	40
Tabla 3. Principales fenómenos de invasión y sus efectos en el intervalo de tiempo de tránsito de la formación	70
Tabla 4. Características Petrofísicas de la unidad litológica estudiada.	104
Tabla 5. Características Petrofísicas de una formación arcillosa estudiada.	110
Tabla 6. Serie de datos como ejemplo para el método estadístico de medias móviles. ..	124
Tabla 7. Valores típicos del módulo de Young y Poisson para diferentes rocas.	135

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE DE EDICIÓN DE REGISTROS SÓNICOS REALES Y SINTÉTICOS PARA LA ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES GEOMECÁNICAS DE LAS ROCAS*

AUTORES: FERNEY MAURICIO CALDERÓN RINCÓN**
ANDRÉS CAMILO RINCÓN CHÁVEZ

PALABRAS CLAVE: Edición de Registros, Relaciones velocidad-porosidad, Ecuaciones empíricas, propiedades geomecánicas.

El análisis e interpretación de registros de pozos es uno de los procesos más necesarios y dispendiosos dentro del estudio de las propiedades geomecánicas de las rocas, algunos de esos perfiles se ven influenciados por las características propias de las formaciones intervenidas durante la medición, lo que hace necesario conocer los factores que los afectan.

Uno de los Registros más importantes dentro del análisis de estabilidad de pozos y que se ve más afectado por las características de las formaciones, estado del hueco, presiones anormales, tipo de fluido, entre otros; es el registro sísmico, por lo cual es de vital importancia conocer ampliamente los factores de mayor incidencia en la alteración del tiempo de tránsito.

De acuerdo a esto, en el presente trabajo se diseñó una herramienta de edición que identifica en el registro sísmico posibles alteraciones del tiempo de tránsito promedio, con base en los factores que influyen las ondas acústicas en la roca, el tipo de herramienta empleada, y la formación en donde se registra la lectura.

La herramienta brinda la posibilidad al intérprete de corregir dichas anomalías de acuerdo a su criterio, empleando relaciones velocidad-porosidad, ecuaciones empíricas o suavizando la curva de acuerdo a rangos de tiempo de tránsito establecidos para la formación de interés con base en redes neuronales, todo lo anterior con el fin de entregar un registro sísmico editado de mejor calidad que represente con mayor exactitud las propiedades de las formaciones estudiadas.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Directora:
PhD . Zuly Himelda Calderón Carrillo. Co-Director: Ing. Diego Fernando Suárez

ABSTRACT

TITLE: DESIGN AND IMPLEMENTATION A SOFTWARE EDITION TOOL OF REAL AND SYNTHETIC SONIC LOG FOR ESTIMATE THE MECHANICS ROCK PROPERTIES.*

AUTHORS: FERNEY MAURICIO CALDERÓN RINCÓN**
ANDRÉS CAMILO RINCÓN CHÁVEZ

KEYWORDS: Log editions, Velocity-Porosity Relations, Empirical equations, geomechanical properties.

The analysis and interpretation of well logs is one of the most necessary and expensive processes in the study of the geomechanical's rock properties. Some of those profiles are influenced by the characteristics of the formations operated during the measurement, making necessary to know the factors that affect them.

Once the most important log in the analysis of wellbore stability and is more affected for the formation's characteristics, hole's integrity, abnormal pressure, fluid type, among others is the sonic log, so it is widely known critical factors more prevalent in the alteration of transit time.

For this reason, in this study was designed an editing tool that identifies the possible alterations in the transit time average of the sonic log, based on the factors that influence the acoustic waves in the rock, the type of tool used, and training which has the reading.

The tool provides the possibility for the interpreter to correct the anomalies according to its criteria, using velocity-porosity relations, empirical equations or softening the curve according to transit time ranges established for the formation of interest based on neural networks, all above in order to deliver better sonic log quality edited to more accurately represent the properties of the formations studied

* Grade Project

** Faculty Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: PhD . Zuly Himelda Calderón Carrillo. Co-Director: Ing. Diego Fernando Suárez

INTRODUCCIÓN

Dentro del análisis de un pozo petrolero es indispensable hacer un continuo monitoreo que permita dar una idea del comportamiento de las propiedades de las formaciones que han sido “alteradas” durante el proceso de perforación. El conocimiento de las zonas de interés requiere de una serie de herramientas que ayudan a comprender el estado del hueco y por tanto al estudio de la estabilidad del mismo, los registros eléctricos cumplen una función primordial dentro de este análisis, por lo cual es importante hacer un estudio de las diferentes clases de configuraciones de la sonda de registros que son utilizadas en la industria petrolera.

Antes de efectuar el estudio e interpretación de registros de pozo, existe una etapa preliminar, que corresponde al análisis de estado de la calidad del registro crudo (raw log) proveniente del pozo. Este proceso de control de calidad se conoce como edición de registro, en el cual el intérprete debe inspeccionar, recorrer y correlacionar el registro trazo a trazo, con el fin de identificar picos anómalos o lecturas erróneas, corregirlos y suavizar las curvas. Este proceso dispendioso, emplea un gran tiempo y desgaste por parte del intérprete y depende únicamente de su criterio y conocimiento.

La importancia de la edición del registro sísmico radica en la incidencia que tiene el tiempo de tránsito en el cálculo de los módulos elásticos de la roca, necesarios para desarrollar un modelo geomecánico que permita reducir costos y riesgos operacionales durante los procesos de perforación, pero este se torna dispendioso cuando la zona de estudio presenta altas alteraciones y no se conocen las características petrofísicas de las formaciones intervenidas.

En la industria del petróleo, la Geomecánica se emplea para comprender cómo es el comportamiento de la roca bajo un estado de esfuerzos natural y la forma como esta responde ante la alteración del medio (perforación de un pozo, producción de fluidos, inyección de agua, etc.)

En el área de la perforación una de las aplicaciones de la geomecánica es el diseño de la ventana de lodo, cuyo fin es mantener la estabilidad del pozo al compensar con la columna hidrostática la alteración que se le hace al medio, minimizando los daños a la formación y las pérdidas durante la operación.

En el presente trabajo se hace una descripción general de los factores de mayor influencia en el tiempo de tránsito de las ondas y su repercusión en cálculo de

propiedades geomecánicas de las rocas teniendo en cuenta una serie de técnicas de procesamiento que permiten corregir el registro sísmico, además del diseño de una herramienta software que contempla el uso de ecuaciones empíricas, relaciones velocidad porosidad y una serie de relaciones estadísticas que permiten hacer la edición del registro sísmico.

Finalmente se hace una aplicación en un pozo del Campo UIS, con el fin de evidenciar la importancia de contar con un registro sísmico de buena calidad, de tal manera que se hace uso del registro sin editar para calcular las propiedades geomecánicas de las rocas y de UCS, de igual forma se realiza el mismo procedimiento con el registro sísmico editado para cotejar la desviación de las dos pruebas con respecto a los datos suministrados por el laboratorio.

1. REGISTROS ELÉCTRICOS

Dentro del análisis de un pozo petrolero es indispensable hacer un continuo monitoreo que permita dar una idea del comportamiento de las propiedades de las formaciones que han sido “alteradas” durante el proceso de perforación, el conocimiento de las zonas de interés requiere de una serie de herramientas que ayudan a comprender el estado del hueco y por tanto al estudio de la estabilidad del mismo. Los registros eléctricos cumplen una función primordial dentro de este análisis, por lo cual es importante hacer un estudio de las diferentes clases de registros que son utilizados en la industria petrolera.

1.1. REGISTROS DE LITOLOGÍA

Los registros de litología son aquellos que se emplean para determinar los diferentes tipos de formaciones presentes en el pozo, junto con la integridad del mismo. El principio básico de los registros litológicos está fundamentado en la medida de características propias de las rocas y fluidos que las saturan, tales como radiactividad, conductividad eléctrica, dispersión acústica, entre otras. Dentro de los registros convencionalmente usados se encuentran, el registro de Rayos Gamma (GR), de potencial espontáneo (SP) y el registro Cáliper (CAL).

1.1.1. Registro de Rayos Gamma (GR)

El registro de Rayos Gamma es un registro que mide la radioactividad natural de las formaciones, es decir, da una medida de la radiación que se emite espontáneamente, generalmente refleja el contenido de arcilla o lutita de las rocas sedimentarias ya que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en aquellas. En otras palabras, la curva de Rayos Gamma permite diferenciar entre lutitas y posibles rocas almacenadoras (areniscas), por lo cual es considerado un registro litológico.

En su paso por la formación los Rayos Gamma pierden energía por colisiones, fenómeno denominado Efecto Compton, y son absorbidos por los átomos de la formación liberando electrones, fenómeno denominado efecto Fotoeléctrico. El grado de absorción varía con la densidad de la formación.

Para explicar de mejor forma, se tiene el caso de dos formaciones con la misma cantidad de material radioactivo por unidad de volumen, pero de diferente densidad, la menos densa se mostrará como más radioactiva en el perfil de Rayos Gamma.

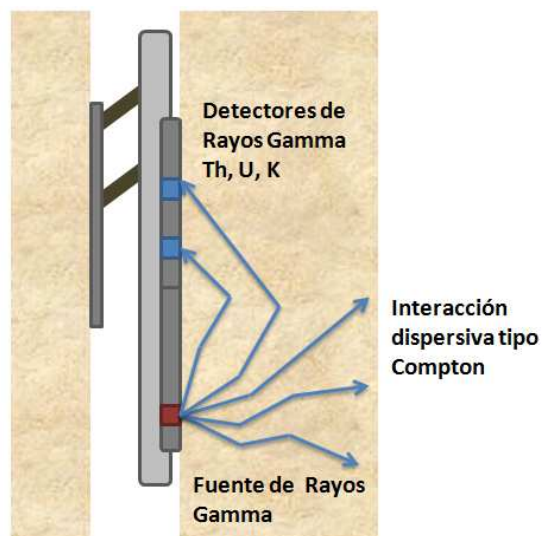
Los Rayos Gamma se producen en menor o mayor medida en la mayoría de las formaciones, y surgen principalmente de la desintegración radiactiva de ciertos elementos dentro de las rocas pertenecientes a las familias de Uranio, Torio, y el isótopo radiactivo de Potasio K-40, y aunque la radiactividad de la mayoría de las rocas sedimentarias es

bastante baja, es posible hacer una clara distinción entre areniscas (baja radiactividad) y lutitas (mayor radiactividad).

La Herramienta de Rayos Gamma Natural (GTN) utiliza un detector de Yoduro de Sodio para medir la radiación natural de Rayos Gamma de la formación, la alta energía del espectro se divide en tres ventanas de energía (Th, U, K), cada uno referida a un pico de radiactividad. La concentración de cada uno de los componentes se determina a partir del conteo de tasas en cada ventana (Figura 1). [EARL, D.Pile. 2002, **Well Logging in Nontechnical Language**]

Las mediciones están sujetas a grandes variaciones estadísticas, incluso con una baja velocidad del registro. Los resultados pueden ser mejorados con la inclusión de técnicas de filtrado que se utilizan para reducir aún más el ruido estadístico mediante el promedio y la comparación de datos con modelos físicos. Los productos finales son el total de Rayos Gamma, y las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio.

Figura 1. Esquema de funcionamiento de un equipo de Rayos Gamma.

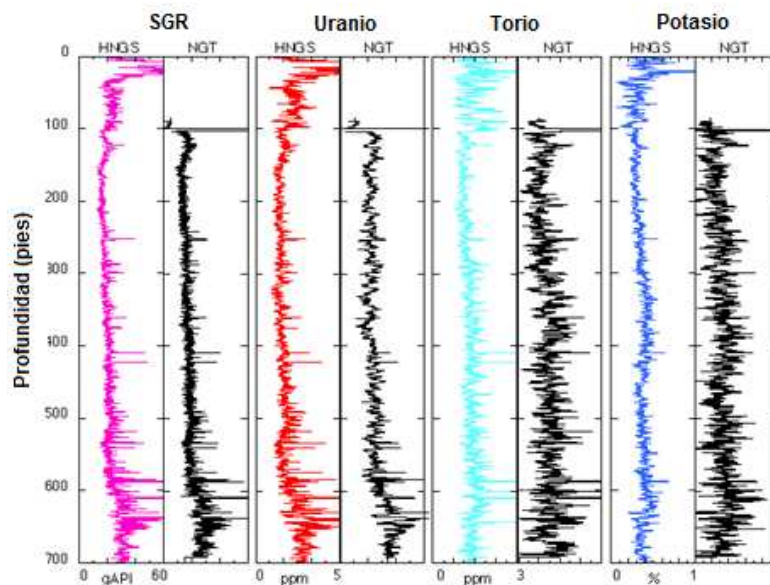


Fuente: Modificado de EARL, D.Pile. 2002, **Well Logging in Nontechnical Language**.

La presentación de resultados se muestra sistemáticamente así, SGR (Standard (total) de Rayos Gamma) y CGR (Corregido de Rayos Gamma) y por lo general se muestra junto con otras curvas de resistividad, densidad, etc. Para una visualización total de los datos con SGR, CGR, también es conveniente mostrar las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio en partes por millón (ppm). (Figura 2).

Casi todas las herramientas modernas de Rayos Gamma registran en unidades API (American Petroleum Institute), y la escala se eligió de modo que un valor de cero significa sin radiactividad y un valor de 100 característico de una lutita típica con alta reactividad.

Figura 2. Ejemplo de representación de resultados para un registro de Rayos Gamma con sus cuatro ventanas de visualización.



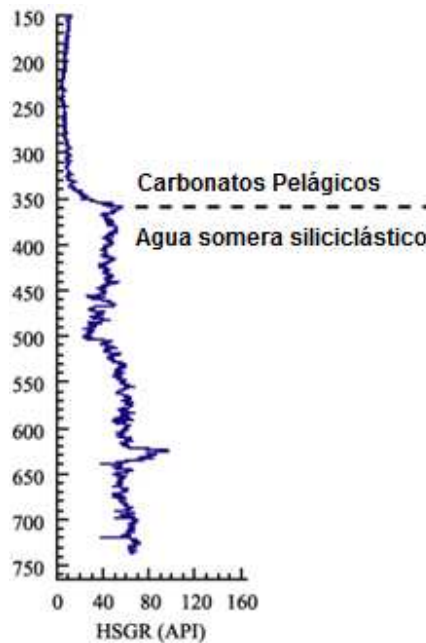
Fuente: PIRMEZ, Carlos; McKENZIE, Judith, et al. Integrated Ocean Drilling Program-Bahamas transect Summary. October 1997, leg 166.

Por otro lado, la forma de la curva del registro de Rayos Gamma se utiliza para reconstruir las fluctuaciones del pozo en el tamaño del grano y deducir los cambios en facies sedimentarias (Figuras 3 y 4), el método consiste en la identificación de las concentraciones de los tres principales elementos radiactivos en la formación que a menudo pueden ser utilizados para dar una indicación de la mineralogía y/o la geoquímica. Por ejemplo, los altos valores de Torio pueden estar asociados con la presencia de minerales pesados, el aumento de los valores de Torio también puede estar asociado con un mayor aporte de arcillas terrígenas.

Los aumentos en el Uranio se asocian frecuentemente con la presencia de materia orgánica. Por ejemplo, en particular, las concentraciones elevadas de U ($> \sim 5$ ppm) y bajo Th ($< \sim 2$ ppm) se producen en depósitos de lutitas negras.

Los altos valores de Potasio que pueden ser causados por la presencia de feldespatos de potasio son indicadores de formaciones de areniscas.

Figura 3. Interpretación en el cambio entre facies sedimentarias.



Fuente: PIRMEZ, Carlos; McKENZIE, Judith, et al. Integrated Ocean Drilling Program- Bahamas transect Summary. October 1997, leg 166.

En resumen, la respuesta del perfil de Rayos Gamma tiene que ser corregida por diversos efectos, correcciones que se realizan usando software y/o gráficos especiales. Esta respuesta corregida es proporcional a la concentración en peso del material radioactivo en la formación, y si se considera una formación que contiene principalmente material radioactivo, la lectura del perfil de Rayos Gamma será:

$$GR = \left[\left(\frac{\rho_1 * V_1}{P_{(f)}} \right) * A_1 \right] \quad (1.1)$$

Donde:

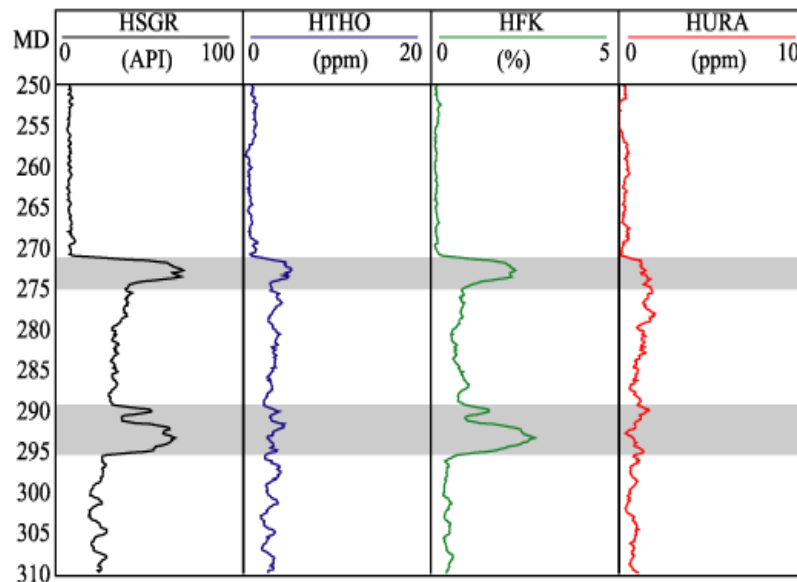
GR: Natural Gamma Ray.

V_1 : Fracción de volumen total del mineral.

$\rho_1/P_{(f)}$: Concentración en peso del mineral radioactivo.

A_1 : Factor proporcional correspondiente a la radioactividad del mineral.

Figura 4. Identificación de la mineralogía y geoquímica de formaciones.



Fuente: PIRMEZ, Carlos; McKENZIE, Judith, et al. Integrated Ocean Drilling Program-Bahamas transect Summary. October 1997, leg 166.

1.1.1.1. Factores que afectan la medición

La litología, granulometría de una formación y composición de los diferentes horizontes poseen características propias; características que varían durante toda la perforación lo que hace único a cada pozo, siendo este un factor importante en la toma de cada una de las medidas que se hagan al interior del mismo. La respuesta de la formación depende del perfil del pozo al delimitar e identificar los sedimentos que esta técnica pueda penetrar, así por ejemplo las lutitas tienen una respuesta radiactiva alta, aunque los perfiles Gamma Ray permiten inferir la granulometría, además este tipo de perfiles son más usados en estratigrafía secuencial.

Uno de los factores que afecta la medición es la variación estadística, ya que dada la naturaleza estadística del fenómeno, el número de rayos gamma que llega al contador sufre una absorción y efecto Compton incluso cuando la sonda está inmóvil en el pozo. Las fluctuaciones se presentan más grandes para el número bajo de cuentas, sin embargo el número de rayos contados por segundo en un periodo de tiempo suficientemente largo será casi constante, lo cual es solo apreciable cuando se cuentan solamente en algunos segundos. [EARL, D.Pile. 2002, **Well Logging in Nontechnical Language**]

Los potenciales problemas de los Perfiles Gamma Ray son los siguientes:

- ✓ Las Arcillas y lutitas caoliníticas no dan una lectura alta.
- ✓ Registra la variación en el contenido de arcilla de una arena, pero no el cambio granulométrico.
- ✓ Altas concentraciones de minerales radiactivos en areniscas (mica, circón, glauconita, feldspatos potásicos) o intraclastos arcillosos en arena dan una respuesta semejante a la que dan las lutitas.
- ✓ Las evaporitas dan tanto lecturas bajas (Anhidrita, halita) o muy altas (sales potásicas).
- ✓ Carbones y tobas dan lecturas bajas, lutitas negras con uranio, excepcionalmente altas.

En consecuencia a lo anterior es necesaria una óptima interpretación del Registro, acompañado del software que permite hacer el estudio interpretativo correspondiente.

1.1.1.2. Ventajas.

- ✓ El perfil Gamma Ray puede ser registrado en pozos entubados lo cual lo hace útil en las operaciones de terminación y reacondicionamiento de pozos.
- ✓ Este perfil es usado como complemento del registro de potencial espontáneo y como su sustituto en pozos perforados con lodos salados o con lodos base aceite, permitiendo una mejor identificación de los estratos de Lutita cuando la curva SP está rodeada de formaciones resistivas.

1.1.1.3. Desventajas.

- ✓ Puede llegar a realizarse una mala interpretación respecto a las formaciones limpias ya que estas pueden estar contaminadas con cenizas volcánicas, rodeados de graníticos radiactivos o de aguas de formación que contengan sales de Potasio disueltas y por lo tanto, este registro no distingue dichos factores externos.

1.1.1.4. Aplicación.

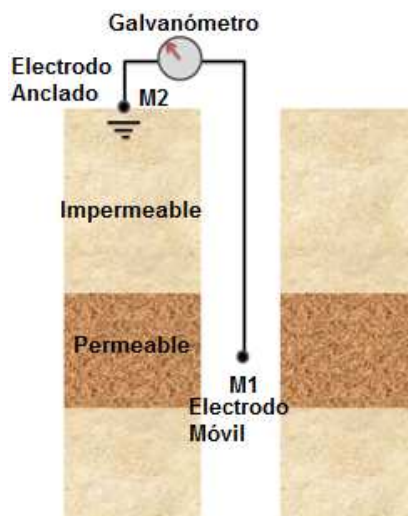
- ✓ Permite la ubicación de capas arcillosas y no arcillosas para las correlaciones en general.
- ✓ Permite el cálculo de los volúmenes de caliza.
- ✓ Sugiere cambios en la litología.
- ✓ Evalúa el contenido de potasio en las evaporitas.
- ✓ Determina los espesores de las capas que conforman el pozo y la detección y evaluación de minerales pesados, así como también los minerales ligeros.
- ✓ Cuando existe un cambio de volumen de material radiactivo puede representar la presencia de ambientes deposicionales, zonas de fractura o roca madre.

1.1.2. Registro de Potencial Espontáneo (SP)

También denominada curva SP por sus siglas en inglés, es una medida de la diferencia de potencial eléctrico que se produce dentro del pozo debido al contacto entre diversos fluidos con salinidades diferentes. Los registros SP pueden ser utilizados para identificar los límites y las zonas permeables de las formaciones rocosas, además de caracterizar las propiedades de la formación.

El equipo de medición consta de un electrodo (normalmente de plomo) que va descendiendo a través del pozo y genera un potencial eléctrico que se registra en diferentes puntos en el pozo con respecto a la superficie del electrodo, por lo tanto el SP, es una grabación de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en un pozo y un electrodo fijo en la superficie. Con el fin de grabar una diferencia de potencial del pozo se deben tener lodos conductores, ya que no se puede grabar en el aire o en lodo base aceite (no conductores). La tasa de registro es de aproximadamente 1500 metros por hora y las grabaciones son continuas (figura 5). [PIRSON, S.J. "A Study of the SP Curve", *The Oil and Gas Journal*, (Oct 4, 1947)]

Figura 5. Modelo físico del funcionamiento de una herramienta portadora del equipo de medición de SP.



Fuente: Los Autores

El Potencial Espontáneo es generalmente causado por la separación de la carga de arcilla u otros minerales, debido a la presencia de una interfaz semipermeable que obstaculiza la difusión de iones a través del espacio poroso de las rocas o por el flujo natural del fluido a través de las rocas.

El origen del Potencial Espontáneo puede atribuirse a dos procesos que involucran el intercambio de iones en la formación, estos son: el potencial electrocinético (E_K) y el potencial electroquímico (E_C).

Un potencial electrocinético (E_K) es generado por el flujo de lodo filtrado a través de un lecho poroso permeable y no depende de la resistividad del lodo. El filtrado de lodo sólo es importante si hay altas presiones diferenciales a través de la formación, este proceso no es bien entendido y los efectos son normalmente insignificantes en formaciones permeables debido a que la torta de lodo se construye rápidamente y detiene cualquier otra invasión.

A baja porosidad, la permeabilidad de la formación es baja y la torta de lodo se construye lentamente y el potencial electrocinético se convierte en el predominante. Este es el potencial que hace que el SP parezca flotar al azar en formaciones muy consolidadas, como la baja porosidad de los carbonatos, en estas condiciones, el SP no se puede utilizar para determinar Resistividad del Agua de la formación (R_w).

La curva SP es constante, pero de repente salta a otro nivel al cruzar la frontera entre dos formaciones diferentes. Cuando la Resistividad de la torta de lodo (R_{MF}) > a la Resistividad del Agua de la formación (R_w) el SP se desvía a la izquierda (SP negativo) encontrando formaciones permeables llenas de agua de formación. En el caso opuesto, cuando $R_{MF} < R_w$ El SP desvía a la derecha (SP positivo) encontrando formaciones permeables llenas de agua de formación (Figura 6). En las zonas no permeables o formaciones de lutitas no hay ninguna desviación.

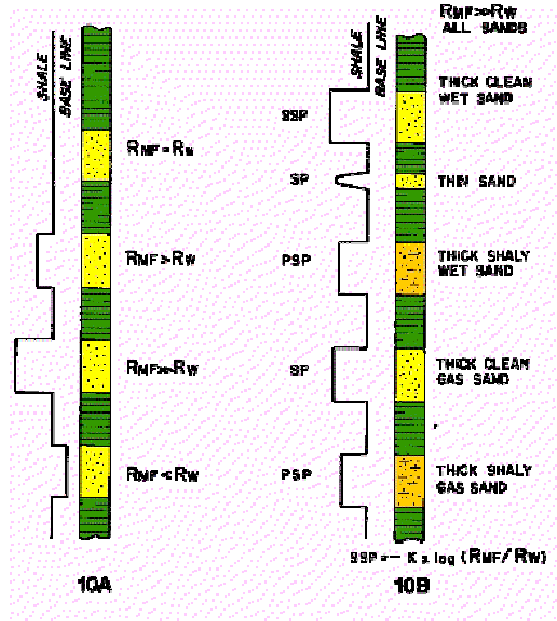
Un potencial electroquímico (E_C) es la suma de la salida de líquido o potencial de difusión (E_{LJ}), y el potencial de membrana (E_M).

$$E_C = E_{LJ} + E_M \quad (1.2)$$

Estos dos efectos son los principales componentes del SP. Ellos son causados como resultado de diferentes salinidades en el filtrado de lodo y el agua de formación.

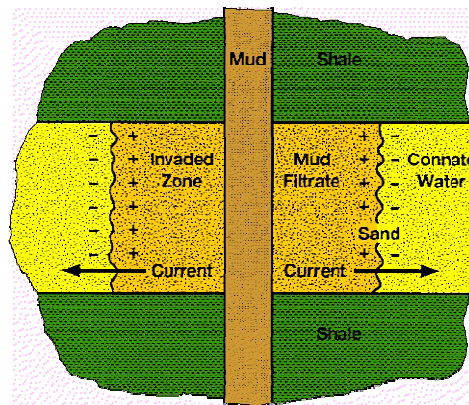
Los iones de Na^+ y Cl^- tienen diferentes movilidades en el cruce de la zona virgen y la zona invadida. El movimiento de los iones a través de esta frontera genera un flujo de la corriente y por tanto, un potencial. Si la salinidad del lodo en el pozo es más débil o más fuerte que la de la formación de agua, el potencial generado entre las dos soluciones será el que se conoce como el potencial de la salida de líquidos o E_{LJ} . Cuanto mayor sea la diferencia entre la salinidad de las soluciones mayor es el potencial (Figura 7). [PIRSON, S.J. "A Study of the SP Curve", *The Oil and Gas Journal*, (Oct 4, 1947)]

Figura 6. Esquema de las deflexiones que puede tomar la curva SP.



Fuente: PIRSON, S.J. - "A Study of the SP Curve", The Oil and Gas Journal, (Oct 4, 1947) Vol. 46 pp. 72-88

Figura 7. Esquema representativo del efecto producido por el potencial de la salida de líquidos o ELJ.

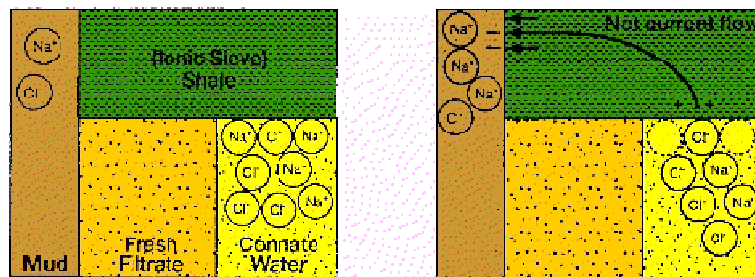


Fuente: PIRSON, S.J. - "A Study of the SP Curve", The Oil and Gas Journal, (Oct 4, 1947) Vol. 46 pp. 72-88

Las lutitas o shales son permeables a los iones de sodio, pero no a los iones de cloro, por lo tanto hay un movimiento de partículas cargadas a través de la creación de una lutita

actual y por tanto, un potencial, y esto es lo que se conoce como el potencial de membrana o E_M (figura 8).

Figura 8. Esquema representativo del efecto producido por el potencial de membrana o EM.



Fuente: PIRSON, S.J. - "A Study of the SP Curve", *The Oil and Gas Journal*, (Oct 4, 1947) Vol. 46 pp. 72-88

La curva SP es presentada en una sola ventana por una delgada línea continua con la sigla nemotécnica de SP. El SP se mide en mV (milivoltios) y aunque no existe una escala absoluta, se utiliza una escala relativa de 10 a 50 mV por cada línea divisoria.

La medición del valor del SP depende del contraste de salinidad entre R_{MF} y R_W . Los valores que se esperan que se alcancen varían aproximadamente entre ± 50 mV sobre la base de lutita que es la línea de los 0 mV.

1.1.3. Registro Caliper (Cal)

El registro Caliper efectúa un conjunto de mediciones del tamaño y la forma de un pozo anteriormente perforado. La herramienta mide la variación de diámetro del pozo con respecto a la parte central del mismo, es decir modela la forma de la rugosidad de las paredes. Es construido con dos o más brazos articulados que se empujan contra la pared del pozo para efectuar mediciones. Este tipo de registro litológico ayuda en la determinación de la inclinación y dirección del pozo, también en la determinación de espesores de formaciones.

La mayoría de los equipos para este tipo de registros están compuestos por acelerómetros y magnetómetros que se colocan en el interior de la sonda de cada herramienta. Existen 3 acelerómetros, uno a lo largo del eje en la dirección "Z" y otros dos en la dirección de los ejes "X" e "Y" en dirección de 90° con respecto al eje de la herramienta. Los acelerómetros miden la aceleración y el equipo puede determinar si la herramienta está entrando y saliendo por las paredes del pozo perforado. También hay 3

magnetómetros que miden la orientación “X”, “Y” y “Z” de la herramienta con respecto a las direcciones del campo magnético de la tierra. Estas medidas ayudan a determinar la inclinación y dirección de la perforación, y también el ángulo de inmersión entre cada formación.

La forma de representar las mediciones del registro Caliper es realmente sencilla, ya que solo se muestra en una ventana de Diámetro (in) vs. Profundidad (ft) del pozo, algunas veces va acompañado de imágenes acústicas del pozo.

1.2. REGISTROS DE RESISTIVIDAD

La principal función de los registros de resistividad es identificar el tipo de fluido que satura la formación en torno al pozo. Como su nombre lo indica, el principio de dichas herramientas se basa en la capacidad de conducción de corriente eléctrica que tienen los diferentes fluidos, mediante lo cual, se puede inferir el tipo y saturación del mismo de acuerdo al grado de oposición que presenta al flujo.

1.2.1. Naturaleza de la resistividad eléctrica en una formación.

La naturaleza de la resistividad eléctrica de una roca in situ, puede explicarse mediante el hecho de que todos los tipos de fluidos responden a un grado de conductividad eléctrica, el petróleo y gas actúan como aislantes, por lo tanto, la conductividad eléctrica en un reservorio esta directamente asociada a la presencia de agua en los espacios porosos, pero no basta con solo contener agua pura, para que sea conductora debe contener en sus moléculas átomos de sodio y cloro, y de esta forma configurar una sustancia iónica, que está cargada positivamente (cationes: Na^+) y negativamente (aniones: Cl^-), que luego de aplicar una diferencia de potencial o voltaje a través de la formación, actuaran en los extremos entre capas, como dos electrodos que registran dicha diferencia de potencial a una herramienta resistiva, (Figura 9). [BENDECK, J. Octubre de 1982. **Perfiles eléctricos. Una herramienta para la evaluación de formaciones**]

Mediante el análisis de mediciones de resistividad, es posible diferenciar entre las formaciones que contienen fluidos conductores y fluidos no conductores; los fluidos conductores en la formación por lo general consisten en el filtrado de agua o lodo y los no conductores constan principalmente de petróleo y gas. Para las mediciones de resistividad se considera que la matriz de la roca es un perfecto aislante que no conduce electricidad, presentándose la conducción únicamente por el fluido contenido en el espacio poroso existente en la roca.

El uso de ecuaciones como la fórmula de Archie (1940) (Ec 1.3), muestra que se pueden establecer las proporciones relativas entre los hidrocarburos y el agua alojados en los espacios porosos de la formación, así:

$$R_t = \frac{R_w}{F \cdot S_w^2} \quad (1.3)$$

Donde:

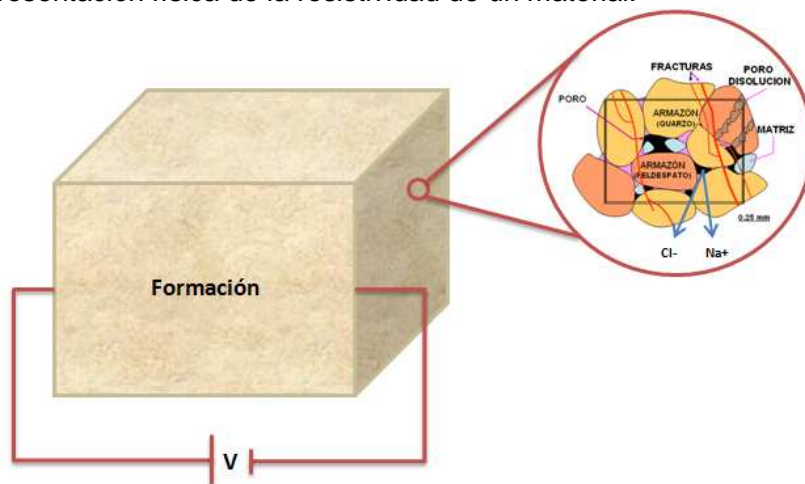
R_t : Resistividad de la formación.

R_w : Resistividad del agua en la formación.

S_w : Saturación de agua en la formación.

F: Factor de formación, definido por la siguiente fórmula:

Figura 9. Representación física de la resistividad de un material.



Fuente: Modificado de BENDECK, J. Octubre de 1982. **Perfiles eléctricos. Una herramienta para la evaluación de formaciones.** Santafé de Bogotá D.C.

$$F = \frac{a}{\varnothing^m} \quad (1.4)$$

Donde:

\varnothing : Porosidad de la formación.

a, m: Constantes determinadas experimentalmente.

Estudios posteriores realizados por Archie conllevaron a la definición de que la saturación de agua de una formación limpia puede ser dada en términos de la resistividad verdadera, R_t , como:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w \times F}{R_t}} \quad (1.5)$$

La anterior ecuación puede ser modificada también para encontrar la saturación de agua en la zona invadida por el filtrado de perforación, dando como resultado:

$$S_w^2 = \frac{R_o}{R_t} = \frac{F \times R_{mf}}{R_{xo}} \quad (1.6)$$

Donde:

R_o: Resistividad de la zona.

R_{mf}: Resistividad de la torta de lodo.

R_{xo}: Resistividad de la zona invadida.

1.2.2. Unidades de medición

En general los registros resistivos miden, como su nombre lo indica, la resistividad de la formación en unidades de ohmio-metro, con excepción de los perfiles de inducción que miden la conductividad expresada en 1/ohm-metro, considerada como el inverso de la resistividad.

1.2.3. Factores que influyen en la medición

1.2.3.1. Arcillas

Desde que las arcillas tengan agua incorporada, son normalmente buenas conductoras eléctricas y su efecto se suma a la conductividad producida por la solución salina contenida en los espacios porosos, lo cual implica que a mayor arcillosidad, mayor será la conductividad de la roca o menor su resistividad.

La arcillosidad de una roca afectará en mayor o menor grado su resistividad dependiendo de:

- ✓ La proporción de arcilla con respecto al volumen de roca.
- ✓ Las propiedades físicas de la arcilla.
- ✓ La manera como la arcilla se ha distribuido en la formación.

1.2.3.2. La naturaleza de los fluidos contenidos en los poros

La resistividad del agua puede depender de la cantidad de sales disueltas y a mayor cantidad de sales menor resistividad presentara la roca.

En forma contraria el aceite y el gas son malos conductores de la electricidad y cuando estos se introducen en los poros de la roca, el agua que inicialmente se encuentra

saturada en la roca es reemplazada por el desplazamiento efectuado por fluidos no conductores.

1.2.3.3. Textura de la roca

La forma, clasificación y orientación de los granos determina la porosidad, el tamaño de los poros y canales, los cuales a su vez influyen en la resistividad en función de la tortuosidad y permeabilidad.

1.2.3.4. Temperatura.

La resistividad varía según la temperatura presente en el fluido, presentándose que a mayor temperatura menor resistividad.

1.2.4. Registro de Inducción

Inicialmente el registro de Inducción se introdujo para medir la resistividad de la formación y de la torta de lodo, hoy día, se utiliza para detectar la presencia de hidrocarburos en las formaciones. La herramienta fue desarrollada con tecnología de minas, durante la Segunda Guerra Mundial alrededor del año 1940.

1.2.4.1. Principio de medición y herramienta inductiva.

El equipo de inducción se centra en el pozo y mediante la generación de corriente alterna en la bobina primaria, se induce un campo electromagnético en la formación alrededor de la herramienta; este campo electromagnético inducido produce una diferencia de potencial en el receptor de la herramienta, en este punto, la medida del voltaje en la bobina del receptor se utiliza para determinar la conductividad de la formación y por tanto, la resistividad de la misma, ya que la conductividad es el inverso de la resistividad, (Figura 10). La resistividad de la formación se calcula utilizando la siguiente fórmula:

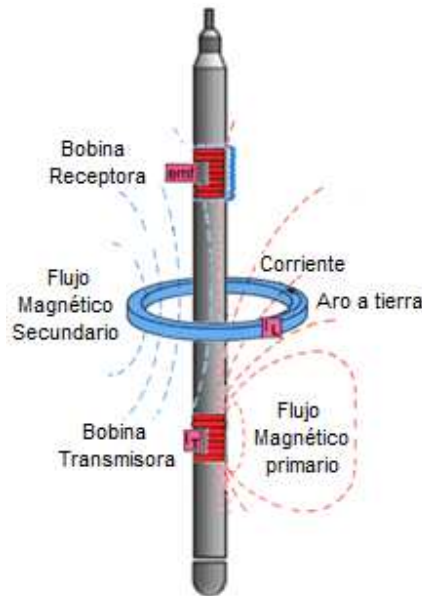
$$R_{ILD} = \frac{1000}{C_{ILD}} \quad (1.7)$$

Donde:

R_{ILD} : Resistividad medida en ohm/m.

C_{ILD} : Conductividad medida en mohm/m.

Figura 10. Esquema representativo que muestra el principio físico electromagnético que rige la medición de la resistividad en una herramienta inductiva.



Fuente: Modificado de SCHLUMBERGER.1977.**Log Interpretation Charts.**

Las herramientas inductivas utilizan un transmisor y un grupo de varios receptores separados entre sí a diferentes distancias, para que la profundidad de investigación se mantenga variable en un rango determinado; La herramienta estándar de inducción usa un total de 6 bobinas, que se utilizan en pares para mejorar el enfoque y por lo tanto, la resolución vertical de las mediciones de resistividad, el espaciado entre el transmisor y el grupo de receptores es normalmente de 28 pulgadas. [SCHLUMBERGER.1977.**Log Interpretation Charts**]

Comercialmente existen varios tipos de herramientas inductivas, que principalmente se encuentran diversificadas en función de su profundidad de investigación y resolución vertical; en la tabla 1 se muestra un listado de las herramientas fabricadas por las principales empresas prestadoras de servicios durante la evaluación de un yacimiento.

La calibración de la herramienta usualmente se realiza midiendo la conductividad de un resistor de precisión con resistencia conocida, este proceso se realiza antes y después de la corrida de un registro, para garantizar valores precisos de resistividad.

Tabla 1. Principales herramientas inductivas fabricadas por Halliburton y Schlumberger, con sus respectivas variaciones en la resolución vertical y profundidad de investigación.

Halliburton	Resolución vertical	Profundidad de investigación
ILD (Induction Log Deep)	60 Pulgadas	65 Pulgadas
ILM (Induction Log Medium)	54 Pulgadas	30 Pulgadas

Schlumberger	Resolución vertical	Profundidad de investigación
ILD (Induction Log Deep)	72 – 84 Pulgadas	90 Pulgadas
IDPH (Induction Deep Phasor)	72 – 84 Pulgadas	40 Pulgadas

Fuente: Compilado de SCHLUMBERGER.1977.Log Interpretation Charts y HALLIBURTON ENERGY SERVICES.1999, Log Analysis and Formation Evaluation.

1.2.4.2. Características

- ✓ El perfil de Inducción puede usarse en forma más eficiente en pozos con lodos moderadamente conductores, con lodos no conductores y en pozos vacíos.
- ✓ El enfoque vertical es bueno, permitiendo una evaluación segura en capas de no menos de cinco pies de espesor y en capas de tan solo tres pies y medio.

1.2.4.3. Factores que afectan la medición

- ✓ *El efecto Skin:* Cuando los medios que rodean la sonda no son de conductividad uniforme se necesita de la misma forma una corrección la cual puede ser realizada por medio de gráficos propuestos para la interpretación.
- ✓ *Efecto de pozo:* Los factores geométricos pueden servir para evaluar las señales provenientes del lodo. A veces el perfil no indica la magnitud de la señal nominal del pozo basada en el diámetro de la broca. Es aconsejable estudiar el encabezamiento del perfil en casos cuando hay una fuerte señal del pozo, para saber si eso fue lo que ocurrió.
- ✓ *Formaciones muy resistivas:* Hay una pequeña incertidumbre de más o menos 2 miliohm/m sobre la posición del cero en las actuales sondas de Inducción y como consecuencia la precisión relativa es pobre cuando señales de conductividad son muy pequeñas. Para que el error relativo no exceda de un 20 %, la conductividad de las formaciones debe ser mayor de 10 ohm/m o sea una resistividad menor de 100

ohm/m. Es posible, muchas veces, eliminar este error al calibrar la sonda pozo abajo en formaciones apropiadas.

1.2.5. Laterolog

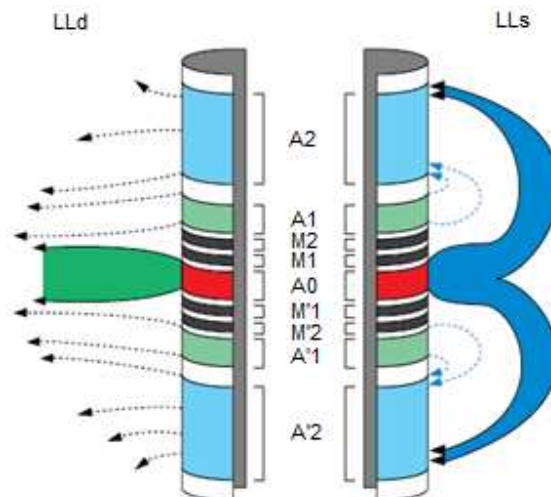
La herramienta Laterolog fue presentada alrededor del año 1955 para medir la resistividad de las formaciones conductoras con muy alta salinidad, luego se le utilizó para detectar la presencia de hidrocarburos en las zonas potencialmente productoras.

1.2.5.1. Principio de medición y herramienta Laterolog

La herramienta Laterolog consta de electrodos de corriente y electrodos de medición, los electrodos de corriente fijan la circulación y centran la emisión de corriente en una dirección aproximadamente perpendicular a la sonda, enfocándola radialmente y limitándola a un radio de aproximadamente 2 pies; por otra parte los electrodos receptores, miden la diferencia de potencial eléctrico necesario para generar la corriente que se condujo a través de la formación, y de esta forma es como se puede medir la resistividad real de la formación.

Con el fin optimizar la resolución vertical y lectura adecuada de la formación se emplea una combinación de dos electrodos, esta doble configuración de electrodos, es la que justifica el nombre de doble Laterolog o DLT (Dual Laterolog Tool, Figura 11).

Figura 11. Distribución de los electrodos y del a fase de la corriente en una sonda de Dual Laterolog.



Fuente: SCHLUMBERGER 1993. **Wire line and Testing, Azimuthal Resistivity Imager.**

En la tabla 2 se observan algunas de las características de las herramientas Laterolog comercialmente disponibles.

Tabla 2. Principales herramientas Laterolog fabricadas por Halliburton y Schlumberger, con sus respectivas variaciones en la resolución vertical y profundidad de investigación.

Halliburton	Resolución vertical	Profundidad de investigación
LLD (Laterolog Deep)	24 Pulgadas	80 Pulgadas
LLS (Laterolog Shallow)	24 Pulgadas	30 Pulgadas
MSFL (Micro Spherically Focused Log)	3 Pulgadas	1 – 4 Pulgadas

Schlumberger	Resolución vertical	Profundidad de investigación
LLD (Laterolog Deep)	24 Pulgadas	90 Pulgadas
LLS (Laterolog Shallow)	24 Pulgadas	35 Pulgadas

Fuente: Compilado de SCHLUMBERGER.1977.Log Interpretation Charts y HALLIBURTON ENERGY SERVICES.1999, Log Analysis and Formation Evaluation

1.2.5.2. Interpretación de las propiedades petrofísicas a partir de registros de resistividad.

Tanto el registro de inducción como el registro Laterolog, presentan resultados de resistividad total de la formación, con los cuales es posible realizar cálculos para saturaciones de fluidos en la formación.

Como parte importante para la evaluación de los resultados de los registros, es necesario establecer qué tipo de formación es; haciendo referencia al contenido de arcillas, se pueden clasificar en dos grandes grupos, formaciones limpias y formaciones con presencia de arcillas.

1.2.6. Registros eléctricos enfocados

Los registros eléctricos enfocados se utilizan para controlar la trayectoria de la corriente de medición por medio de unos electrodos especiales colocados en la sonda, los cuales generan corrientes enfocadas. La familia de herramientas enfocadas está diseñada para la determinación de la resistividad total y de la zona lavada (invadida).

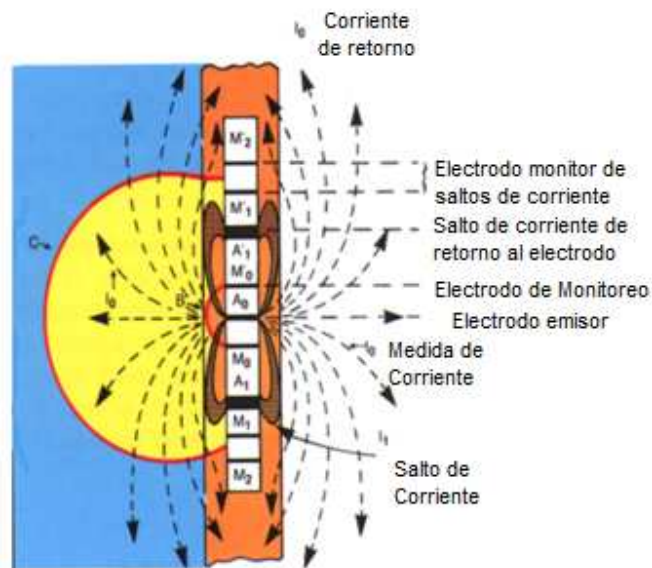
1.2.6.1. Condiciones óptimas de medida.

- ✓ $R_m / R_w < 5$; se obtiene si la torta de lodo es delgada, un diámetro D_i constante, aumento de potencial electrocinético y SP apreciable.
- ✓ $R_{x0} < R_t$.
- ✓ $R_t / R_m > 50$.
- ✓ Espesor de capa mayor que el ancho del haz de corriente de medida.

1.2.7. Perfil de enfoque esférico (SFL)

Esta configuración garantiza una medida más óptima minimizando los efectos del hueco, incluso en formaciones muy resistivas, junto con una buena definición vertical. Su principio se basa en el concepto de que las corrientes se irradian con igual intensidad en todas las direcciones en medios homogéneos e isotrópicos. La herramienta consiste en un electrodo central A_0 y ocho electrodos simétricos conectados en pares $M_0 - M_0'$, $A_1 - A_1'$, etc. (figura 12).

Figura 12. Esquema de los electrodos de la herramienta SFL.



Fuente: SCHLUMBERGER 1989. **Case Hole Log Interpretation Principles- Aplicacion.**

1.3. REGISTROS DE POROSIDAD

Como su nombre lo indica, la finalidad de dichos registros es determinar la porosidad de las formaciones. Existen diferentes tipos de herramientas empleadas para dicho fin, las cuales registran características de la formación conforme a su principio de función; los registros comúnmente empleados para dicha labor son tres, el registro de densidad, el registro neutrón y el registro sísmico.

1.3.1. Registro de Densidad

El Registro de densidad es una grabación continua de la densidad de bulk. Esta es la densidad total de la roca incluyendo la matriz sólida y el fluido encerrado en los poros. Geológicamente la densidad de bulk es una función de la densidad de los minerales formadores de roca (matriz) y el volumen de los fluidos libres contenidos en la roca.

Esta herramienta envía un haz de rayos gamma de 662 KeV de energía que es capaz de detectar la porosidad derivada de las fracturas. En la actualidad se utiliza como una herramienta que se compensa automáticamente y por esto se llama Perfil de Densidad de la formación Compensado FDC. [SCHLUMBERGER 1989. **Case Hole Log Interpretion Principles- Aplicacion**]

1.3.1.1. Objetivos y principios básicos de funcionamiento

Se utiliza principalmente como perfil de porosidad. La medición de la porosidad de la formación tiene aplicación para identificar depósitos de evaporitas, presencia de gas, densidad de los Hidrocarburos, evaluación de arenas arcillosas, litologías complejas y en la determinación del rendimiento de lutitas petrolíferas.

Su principio de medición es el siguiente: “una fuente enfocada de rayos Gamma”, como Cobalto 60 emite rayos a la formación, los cuales reaccionan con los átomos de los elementos mediante el efecto Compton, según el cual los rayos son dispersados por los núcleos de la formación, de donde se obtiene rayos de Compton, que es una radiación secundaria producida en los átomos de la formación y que se originan porque esta cede energía a los átomos dejándolos en estado excitado.

La intensidad de los rayos Gamma emitidos se mide en detectores colocados por encima de la fuente, la intensidad medida es función de la densidad electrónica de la formación la cual está en relación directa con la densidad de las rocas, así la respuesta es una medida de la densidad del material situado frente a la sonda.

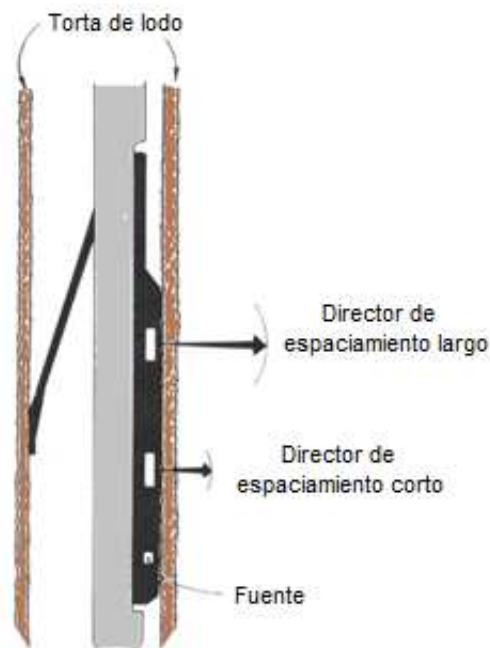
1.3.1.2. Herramienta Utilizada

Los equipos utilizados con frecuencia son los contadores Geiger – Muller ó Escintilómetros, que son contadores proporcionales con fotomultiplicadores, y las fuentes normalmente usadas son: Cobalto (Co) que emite rayos gamma con energías entre 1.17 – 1.33 MeV, o Cesio (Cs) que emite rayos gamma de 0.66 MeV.

La Herramienta consta de un patín que se apoya en la pared del pozo, para disminuir el efecto de la torta de lodo sobre la lectura, se realiza un corte mediante un brazo

excentralizador que lleva la almohadilla donde se alojan la fuente y el detector. En zonas de tortas de lodo más consistentes, algo de mismo lodo puede quedar interpuesto entre el patín y la formación. En este caso la torta es “vista” por la herramienta como si fuera formación y por lo tanto su influencia debe ser tomada en cuenta. (Figura 13)

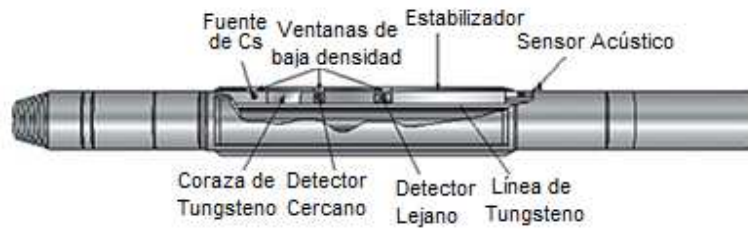
Figura 13. Esquema de la sonda del Perfil de Densidad FDC.



Fuente: MIER, R. 1997, **Introducción al Perfilaje de Pozos.**

En las primeras herramientas se usó un solo detector lo que hacía difícil la corrección por la torta de lodo, actualmente se usan dos detectores que permiten que dicho efecto sea compensado automáticamente. La herramienta de densidad más utilizada es la LDT (Litho Density Tool), consta de dos detectores, uno cercano a la fuente y otro lejano a la misma, los dos detectores y la fuente se encuentran en una misma línea vertical dentro del equipo. (Figura 14). [MIER, R. 1997, **Introducción al Perfilaje de Pozos.**]

Figura 14. Representación de la herramienta LDT (Litho Density Tool).



Fuente: The National Energy Technology Laboratory (NETL).

1.3.1.3. Cálculo de la Porosidad

La herramienta de densidad entrega una curva de densidad de formación (ρ_b) en g/cm^3 , con la cual se puede calcular una porosidad a partir del perfil de densidad.

$$\phi_d: \left[\frac{(\rho_{bma} - \rho_b)}{(\rho_{bma} - \rho_{bf})} \right] \quad (1.8)$$

Schlumberger define un índice de densidad electrónica $\rho(e^-)$, es decir, el número de electrones por unidad de volumen, proporcional a la densidad de la formación $\rho(f)$ y que para una sustancia molecular es:

$$\rho(e^-) = \rho(f) [2 * (\sum Z's/Wm)] \quad (1.9)$$

Donde $\sum Z's$ es la suma de los números atómicos que forman la molécula y Wm es el peso molecular. El valor entre corchetes normalmente es cercano a 1.

Cuando se calibra la herramienta de Densidad, se obtiene que la densidad total aparente, $\rho(ap)$, que lee la herramienta está relacionada con la $\rho(e^-)$ por:

$$\rho(ap) = 1.0704\rho(e^-) - 01883 \quad (1.10)$$

1.3.1.4. Factores que afectan la lectura

- ✓ **Tamaño del pozo:** Se hace notable cuando es mayor de 10", dando la porosidad aparente mayor que la real. Incluye la porosidad de las paredes del pozo.
- ✓ **Espesor de la torta de Lodo:** Presenta una porosidad aparente mayor que la real cuando la densidad de la torta es menor que la formación, lo cual se presenta en formaciones de baja porosidad; si la torta es menor de ¼" la lectura no se afecta. Actualmente la herramienta hace la correlación automáticamente.

- ✓ **Litología de las Formaciones:** Se afecta la lectura, si la formación contiene altas concentraciones de minerales muy densos, arrojando valores de porosidad, menor que los reales.
- ✓ **Fluidos presentes en la zona investigada:** Los cuales pueden ser filtrados de lodo o hidrocarburos. El primero se corrige gráficamente según sea dulce o salado. En el caso de ser petróleo liviano o gas, hacen disminuir los valores de la densidad medida.
- ✓ **Efectos de la presión:** la densidad total de las lutitas va en aumento al haber una mayor compactación y este incremento aparece en los perfiles en áreas relativamente recientes.

1.3.2. Registro Neutrón

El perfil neutrónico es usado principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad. Dicho perfil responde a la cantidad de hidrogeno presente en la formación, por lo tanto en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o petróleo, el registro neutrón indica un valor real en el espacio poroso saturado de fluido.

1.3.2.1. Principio de medición

Los neutrones emitidos por la fuente se dispersan en el pozo y en la formación alrededor de la herramienta. Durante dicho suceso se producen cuatro tipos de interacción entre los neutrones y la formación, que son: la dispersión elástica, en la cual el neutrón sufre una colisión con el núcleo de los átomos de la formación y rebota, siguiendo las leyes de la conservación de la energía y el momento; la dispersión inelástica, en la cual el núcleo es excitado por la colisión con el neutrón y regresa a su estado energético emitiendo un rayo Gamma; la captura, en la cual el núcleo absorbe el neutrón emitiendo un rayo Gamma; y por último la activación, en la cual el núcleo absorbe el neutrón emitiendo un rayo Beta, un rayo Gamma y un neutrón.

El registro neutrón aprovecha la dispersión elástica, en la cual los neutrones sufren sucesivas colisiones con los núcleos de la formación, hasta que pierden suficiente energía para ser absorbidos por la formación. Como resultado del choque y pérdida de energía los neutrones se esparcen aleatoriamente siendo capturados por átomos como Cloro, Hidrogeno o Silicio. La captura de los neutrones, produce una excitación liberando un rayo gamma y retornando a su nivel de energía natural (choque inelástico) denominados rayos de captura (figura 15) los cuales son registrados por una sonda ubicada en medio del pozo.

Los detectores pueden ser de dos tipos, el primero mide la población de neutrones epitermales en la formación y el segundo tipo de detector puede medir los rayos Gamma

de captura emitidos por la formación durante la absorción de neutrones termales. Las herramientas neutrónicas modernas utilizan estos dos detectores localizados muy cerca de la fuente radioactiva. (Figura 16).

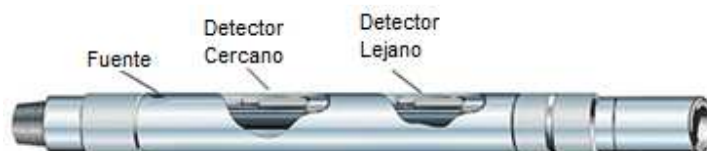
Los parámetros registrados son las “cuentas por segundo” o “Count Rates” de ambos detectores, de los cuales se calcula la relación entre ellos NRAT (Thermal Neutron Near Far Ratio) o “Ratio”, dividiendo las cuentas por segundo del detector cercano por las del lejano.

Figura 15. Esquema de visualización de la interacción entre los neutrones.



Fuente: Modificado de R, Pemper et all 2006. **A new pulsed neutron sonded for derivation of formation lithology and mineralogy.** SPE. 102770.

Figura 16. Representación de la herramienta CNT (Compensated Neutron Tool).



Fuente: Modificado de The National Energy Technology Laboratory (NETL). Existen dos transformaciones del “Ratio” para obtener la porosidad; la convencional con un nemotécnico NPHI (Neutron Porosity measurement) y una nueva transformación con

TNPH (Thermal Neutron Porosity measurement), la cual tiene en cuenta los efectos combinados de la litología y la salinidad en la respuesta del registro, por lo tanto se considera de mejor calidad.

La herramienta también cuenta con un descentralizador elástico apoyado en la generatriz de esta, que pasa por la fuente radioactiva contra la pared del pozo para maximizar la cantidad de neutrones en la formación y minimizar la cantidad de neutrones en el pozo, producidas por efectos del lodo. [The National Energy Technology Laboratory (NETL)]

Entre las principales herramientas para el registro neutrónico se encuentran la DNS (Dual Spaced Neutron) y la CNT (Compensated Neutron Tool).

1.3.2.2. Determinación de la porosidad

Todo perfil neutrónico puede proporcionar valores de porosidad aparente siempre que se tomen en cuenta algunas correcciones y suposiciones. Efectos como la litología, contenido de arcilla, cantidad y tipo de hidrocarburo determinado por neutrón pueden ser comparados con otros registros como sónico para la terminación de la valides de los resultados.

1.3.2.3. Análisis matemático de la porosidad a partir del registro neutrónico

La porosidad neutrón (Φ_N) de una formación limpia se obtiene como la suma de las porosidades neutrón de cada elemento, ponderada por su volumen en la formación; en el caso de una formación limpia con porosidad Φ y zona lavada de más de 45 centímetros de extensión, la ecuación de respuesta es:

$$\Phi_{NLlog} = \Phi * \Phi_{NLmf} + V_{ma} * \Phi_{NLma} \quad (1.11)$$

Donde:

Φ_{Nlog} : Índice de hidrogeno de la formación, matriz de caliza. En PU (Porosity Units)

Φ : Porosidad de la formación, ($0 \leq \Phi \leq 1$).

Φ_{NLmf} : Índice de hidrogeno del filtrado, matriz caliza en PU, ($\Phi_{NLmf} \approx 100$ PU).

V_{ma} : Fracción de la roca ocupada por la matriz limpia, ($0 \leq V_{ma} \leq 1$).

Φ_{NLma} : Índice de hidrogeno de la matriz limpia, matriz caliza en PU, ($-2 \leq \Phi_{NLma} \leq 3$).

En la ecuación (1.11), la suma de la porosidad y el volumen de la matriz constituyen el volumen total de la roca, entonces se debe cumplir que:

$$1 = \Phi + V_{ma} \quad (1.12)$$

Combinando las ecuaciones (1.11) y (1.12) se puede obtener la porosidad aparente para la formación limpia, así:

$$\phi_{Na} = \frac{\phi_{NLlog} - \phi_{NLma}}{\phi_{NLmf} - \phi_{NLma}} \quad (1.13)$$

Es interesante observar que cuando la matriz es caliza, el índice de hidrogeno de la matriz limpia es igual a ± 0 PU (Porosity Units), y el valor del índice del filtrado es igual a ± 100 PU, entonces es cuando la porosidad aparente resulta ser igual a la porosidad de la formación, confirmando así, que el registro neutrónico en matriz caliza, obtiene directamente la porosidad en calizas limpias; y ahora la suma de la porosidad con el volumen de la matriz y el volumen de lutita, constituyen el volumen total de la roca, cumpliéndose que:

$$1 = \phi + V_{ma} + V_{sh} \quad (1.14)$$

Donde:

V_{sh} : Valor de la fracción de la roca ocupada por la lutita, ($0 \leq V_{sh} \leq 1$).

2. REGISTRO SÓNICO

Se conoce una variedad de herramientas o perfiles acústicos cuyo principio básico es medir las ondas compresionales y de corte, sin embargo, algunas de estas varían de tal manera que hacen más precisa o verídica la medida del tiempo de tránsito de las zonas de estudio, por tal razón, a continuación se hace una descripción de los tipos de perfiles más usados en la industria.

2.1. TIPOS DE PERFILES

2.1.1. Perfil acústico compensado

El objetivo de este perfil es la determinación de la porosidad de la roca en los yacimientos y se basa en la propagación de ondas de sonido. Existe también un registro de amplitud de la onda sónica, que es otro tipo de medición de onda sónica, que se aplica muy ampliamente en el completamiento de pozos, determinando el grado de adherencia del cemento con los revestimientos.

2.1.1.1. Fundamentos de Medición

En su forma más simple, el dispositivo sónico consta de un transmisor que emite un impulso sónico y de un receptor que lo capta y registra el tiempo “t” requerido por esa onda de sonido para recorrer un pie de formación. Se le conoce también como tiempo de tránsito por intervalos Δt y es el recíproco de la velocidad de la onda sónica. Este tiempo de tránsito en una formación dada, depende de su litología y de su porosidad. Conocida su litología, la dependencia de la porosidad, hace que el perfil sónico sirva como registro para medir esta propiedad.

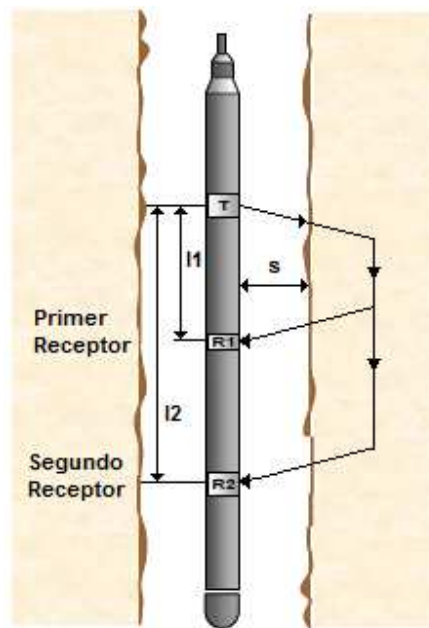
La figura 17 muestra el esquema de una sonda sónica de 2 receptores. Un contador de tiempo da comienzo al periodo que se va a medir y simultáneamente estimula la fuente de sonido, generando la emisión de una pulsación sónica. Esta pulsación viaja a través del lodo, el cuerpo de la sonda y por la formación hasta ser reflectada hacia el receptor. El primer impulso en llegar al receptor activa el mismo y da fin al periodo de medición.

Las Ondas sónicas que se propagan ya sea a través del lodo o del cuerpo de la sonda, llegan después al receptor y, por lo tanto, no son medidas. Como el dispositivo tiene dos receptores, se efectúan dos mediciones, t_1 y t_2 . Estos son los tiempos que tarda la onda en viajar desde el transmisor a los receptores cercano y lejano respectivamente.

La diferencia entre estos dos tiempos ($t_2 - t_1$) corresponde al tiempo que demora el sonido para atravesar una sección de la formación, cuya longitud es igual a la distancia entre los receptores. Dividiendo esa diferencia de tiempo entre esta distancia, se tiene el

tiempo que tarda la onda en viajar por un pie de formación (Δt). La unidad de medición es el microsegundo por pie [$\mu\text{s}/\text{ft}$]. Los tiempos de tránsito varían de 40 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] en las formaciones más duras (capas más antiguas), hasta 200 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] para formaciones más blandas (capas más recientes).

Figura 17. Principio de medición del perfil Sónico.



Fuente: Modificado de LYNCH, Edward J.1962. **Formation Evaluation.**

2.1.1.2. Principio

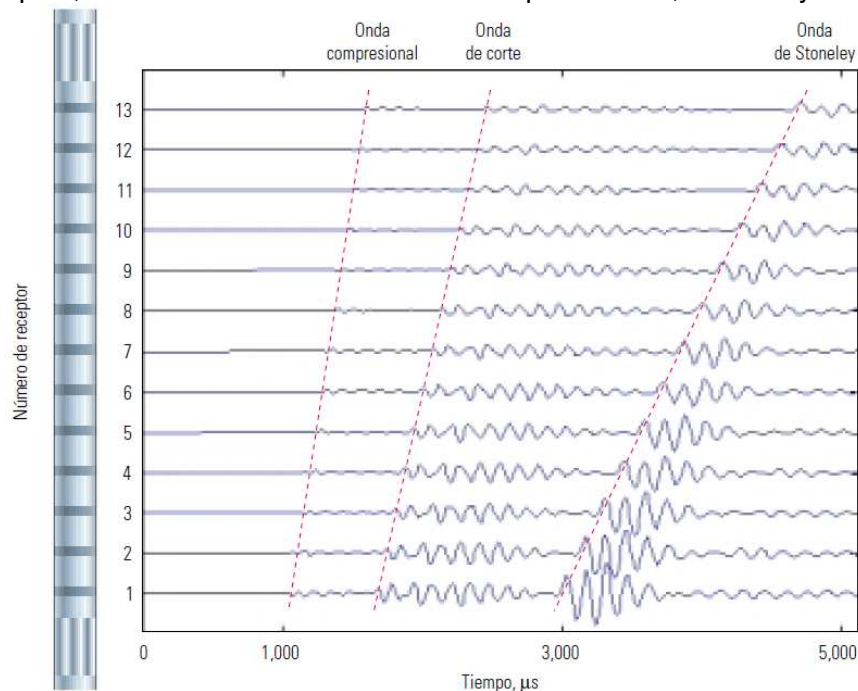
La propagación del Sonido en un pozo es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes. Estos incluyen la formación, la columna de fluido del pozo y la misma herramienta del registro.

El sonido emitido por el transmisor choca contra las paredes del hueco. Esto establece ondas de compresión y de cizallamiento dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del hueco y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido.

En el caso de registros de pozos, la pared y rugosidad del hueco, las capas de la formación, y las fracturas pueden presentar discontinuidades acústicas significativas. Por lo tanto, los fenómenos de refracción, reflexión y conversión de ondas dan lugar a la presencia de muchas ondas acústicas en el hueco cuando se está corriendo un registro

sónico. Teniendo en cuenta estas consideraciones, no es extraño que muchas llegadas de energía acústica sean captadas por los receptores de una herramienta de registro sónico. Las llegadas de energía más comunes se muestran en las representaciones de la onda acústica, en la figura 18 se puede observar los distintos cambios que corresponden al inicio de llegadas de compresión y corte (cizallamiento) y la llegada de la onda Stoneley. [LYNCH, Edward J.1962. **Formation Evaluation.**]

Figura 18. Formas de ondas típicas provenientes de un transmisor monopolar en una formación rápida, donde se muestran las ondas compresionales, de corte y de Stoneley.



Fuente: HALDORSEN J.B. summer 2006. **Acoustic of the Well** Oilfield Review, Schlumberger)

El primer arribo u onda compresional es la que ha viajado desde el transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, se refracta en la pared del pozo, viaja dentro de la formación a la velocidad de onda compresional de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.

La onda de cizallamiento es la que viaja del transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, viaja dentro de la formación a la velocidad de onda de cizallamiento de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.

La onda de lodo (no muy evidente en estos trenes de ondas) es la que viaja directamente del transmisor al receptor en la columna de lodo a la velocidad de onda de compresión del fluido del hueco.

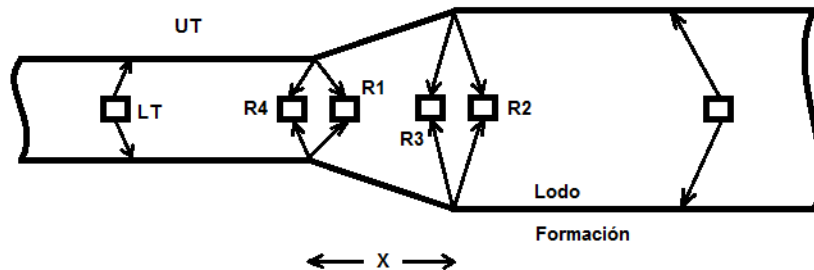
La onda stoneley es de gran amplitud y viaja del transmisor al receptor con una velocidad menor a las de las ondas de compresión en el fluido del hueco. La velocidad de la onda stoneley depende de la frecuencia del pulso de sonido, del diámetro del agujero, de la velocidad de cizallamiento de la formación, de las densidades de la formación y del fluido y de la velocidad de la onda de compresión en el fluido.

2.1.1.3. Sistema de compensación Sónica

Consiste en dos sistemas de transmisores-receptores, uno es el inverso del otro. Tal como se indica en las figuras 19 y 20. Se efectúan una secuencia de dos mediciones de tiempo. Se pulsa el transmisor inferior y se lee el intervalo de tiempo ($t_2 - t_1$) entre sus captaciones por los receptores R_2 y R_1 . Si el diámetro del pozo se agranda, como muestra la figura, la lectura será anormalmente larga. En seguida, se pulsa el transmisor superior y se mide el intervalo de tiempo ($t_4 - t_3$) entre sus captaciones con los receptores R_4 y R_3 . [DEWAN J T. 1983. **Essential of Modern Open hole log Interpretation.**]

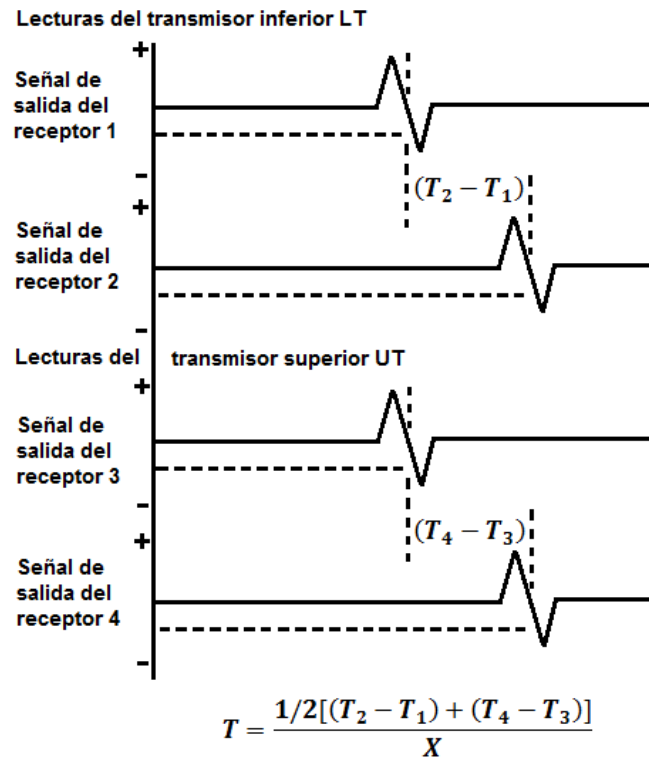
El tiempo de tránsito correcto se obtiene promediando ambas lecturas. De esta manera, se compensan las desviaciones ocurridas en las lecturas cuando entra y sale de una caverna ya que las anomalías registradas por el sistema inferior es el opuesto registrado por el superior.

Figura 19. Sistema de Perfilaje Sónico Compensado.



Fuente: Modificado de DEWAN J T. 1983. **Essential of Modern Open hole log Interpretation.**

Figura 20. Sistema de Perfilaje Sónico Compensado.



Fuente: Modificado de DEWAN J T. 1983. **Essential of Modern Open hole log Interpretation.**

2.1.2. BHC Borehole Compensated, Múltiples Receptores y Transmisores

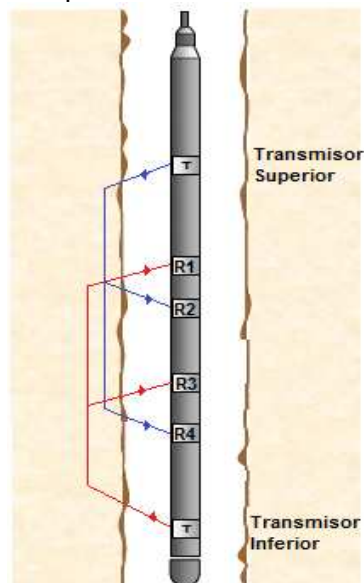
La mayoría de estos proporciona sólo una medición del tiempo de tránsito compresional de la formación, t , lograda durante la primera detección de movimiento en el receptor, en otras palabras, el detector se activa a la primera llegada de energía compresional.

Como se puede ver en la figura 21, el sistema BHC utiliza un transmisor superior, otro inferior y dos pares de receptores sínicos. Esta sonda reduce substancialmente los efectos ruidosos de cambios en el tamaño del hueco y errores por inclinación de la sonda. Cuando uno de los transmisores envía un pulso, se mide el tiempo transcurrido entre la detección de la primera en los dos receptores correspondientes.

La velocidad del sonido en la sonda sínica y en el lodo de perforación es menor que en las formaciones, de acuerdo con esto, las primeras llegadas de energía sonora a los

receptores corresponden a trayectorias de viaje del sonido en la formación cercana a la pared del hueco.

Figura 21. Esquema de la sonda BHC que muestra las trayectorias de las ondas para los dos conjuntos de transmisores-receptores.



Fuente: Modificado de SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES, **Principios y aplicaciones de la interpretación de Registros.**

Los transmisores de la herramienta BHC envían pulsos alternativamente y los valores t se leen en pares alternados de receptores. Una computadora en la superficie promedia automáticamente los valores t de los dos conjuntos de receptores para compensar los efectos del hueco. La computadora también integra las lecturas de tiempo de tránsito para obtener tiempos de tránsito totales (figura 22).

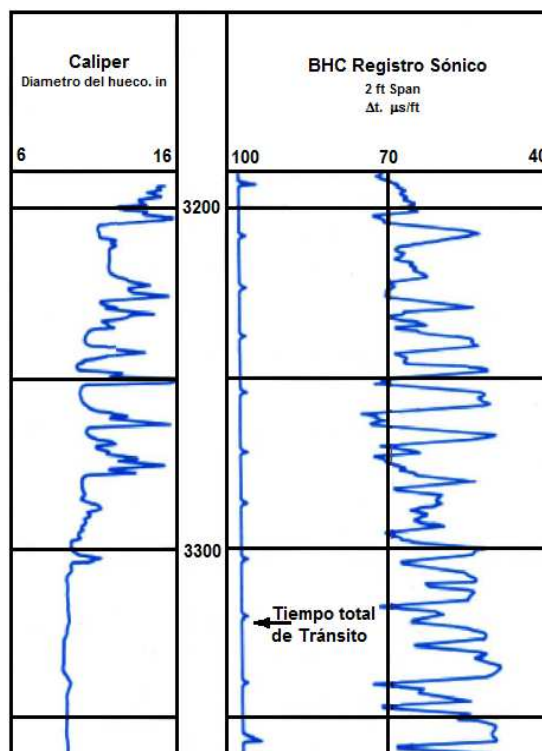
Algunas veces, la primera llegada aunque sea lo suficientemente fuerte para activar al receptor más cercano al transmisor, puede ser muy débil para activar al receptor más lejano (cuando lo alcanza). En lugar de esto, una llegada posterior diferente en el tren de ondas sínicas puede activar al receptor lejano, y entonces, el tiempo de tránsito medido en este ciclo de pulsos será muy prolongado.

En los primeros estudios sobre la velocidad del registro, la roca que rodea el pozo se consideraba como un medio homogéneo e infinito para la propagación de ondas sonoras. En la actualidad es aparente que en algunas arcillas existe un gradiente lateral de velocidad. Las ondas sonoras viajan a menores velocidades cerca del hueco y a una mayor distancia del mismo, se propagan a la velocidad real del sonido en la arcilla.

Pueden existir variaciones similares en el perfil de velocidad radial en algunas rocas sin consolidar y en subsuelo permanentemente congelado.

En huecos de gran diámetro, es posible tener una llegada de una onda de lodo en el receptor cercano antes que la señal de la formación. Este problema prevalece particularmente a menores profundidades donde los registros sísmicos con frecuencia se corren con propósitos sísmicos.

Figura 22. Presentación del registro sísmico.



Fuente: Modificado de SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES, **Principios y aplicaciones de la interpretación de Registros.**

2.1.3. Perfil Sísmico de Espaciamiento Largo LSS

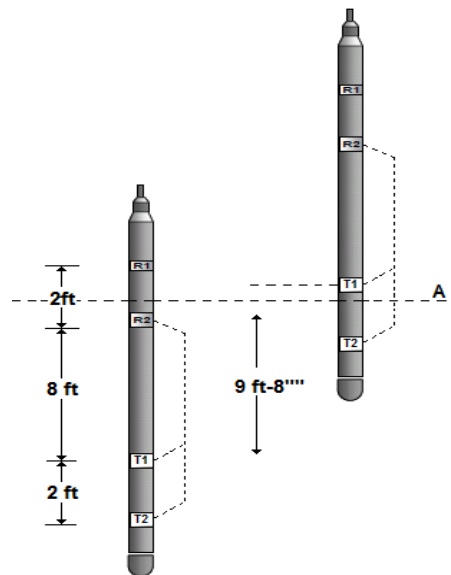
Fue diseñado para resolver problemas que se presentan cuando se perfila para fines sísmicos. Debido a que algunas lutitas tienen un gradiente de velocidad lateral, las ondas sonoras viajan a una velocidad menor, cerca del pozo que a cierta distancia de la pared del mismo, donde se supone que se propagan a la velocidad verdadera. Otro problema es que en pozos de gran diámetro, a veces en el receptor cercano se capta primero el

arribo de una onda que viaja a través del lodo, que la que viaja a través de la formación, como se presenta con frecuencia a bajas profundidades. En todos estos casos, se requiere un dispositivo sónico con espaciamento largo, para obtener lecturas correctas de la velocidad en la zona no alterada, porque cuando los receptores están lo suficientemente lejos del transmisor, el primer arribo no es la onda refractada que viaja por la pared del pozo, sino la onda que penetra hasta más allá de la pared, en la zona no alterada, donde viaja con mayor velocidad.

2.1.3.1. Fundamento de medición

La figura 23 ilustra de manera esquemática el dispositivo LSS. Hay dos transmisores que están separados 2 pies uno del otro en la parte inferior del dispositivo y dos receptores separados entre sí también 2 pies en la parte superior, con un espacio de 8 pies entre el transmisor y receptor más cercano. Mediante este dispositivo se puede registrar dos perfiles de espaciamento largo simultáneamente, uno con espaciamientos de 8-10 pies y el otro con espaciamientos de 10-12 pies. La compensación por el pozo se logra a través de la memorización de la profundidad, antes que por la técnica del dispositivo invertido. A título de ilustración, el tiempo de tránsito a la profundidad del nivel A se mide primero con ambos receptores cubriendo dicho nivel.

Figura 23. Perfil sónico de espaciamento largo.



Fuente: Modificado de DEWAN J T. 1983. **Essential of Modern Open hole log Interpretation.**

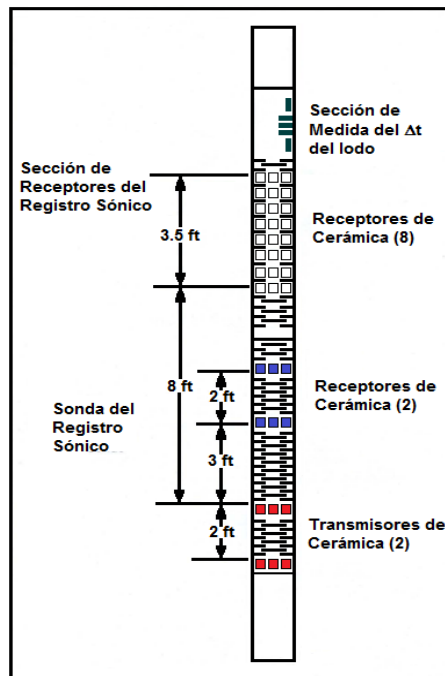
Si el diámetro del pozo es diferente al nivel de los receptores, el tiempo medido tendrá un error. Después que el dispositivo se ha subido por el pozo unos 9-2/3 pies, los dos transmisores están cubriendo el mismo intervalo.

Se pulsa cada uno de ellos y empleando sólo el receptor R_2 , se mide la diferencia en los tiempos ($T_1R_2 - T_2R_2$) que tendrá un error de igual valor, pero en la dirección opuesta. Esta diferencia se promedia con el valor anterior que estaba en la memoria, para lograr un tiempo de tránsito con espaciamiento de 8 – 10 pies compensado por la variación del diámetro del pozo. El uso del transmisor T_2 en la primera posición (en lugar de T_1) y del receptor R_1 en la segunda posición (en lugar de R_2), proporciona un perfil para un espaciamiento de 10 – 12 pies, igualmente compensado.

2.1.4. Array-Sonic

Proporciona todas las mediciones de los registros BHC y LSS, además de otras características. La herramienta contiene dos transmisores piezoeléctricos de banda ancha (5 a 18 KHz) separados por un espacio de 2 pies. Dos receptores piezoeléctricos se localizan a 3 y 5 pies del transmisor superior.

Figura 24. Configuración de sonda sónica de múltiples propósitos.



Fuente: Modificado de SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES, **Principios y aplicaciones de la interpretación de Registros.**

Estos receptores tienen una doble función. En hueco abierto, se utilizan en conjunto con los dos transmisores para hacer registros en función de t compensados por los efectos del hueco, ya sea estándares de espaciamiento corto de 3 y 5 pies o de “profundidad derivada” de 5 y 7 pies. En pozos revestidos se utilizan para hacer registros de cementación estándar de 3 pies (CBL) y registros de densidad variable (VDL) de 5 pies.

Esta herramienta (figura 24), también contiene un arreglo de ocho receptores piezoeléctricos de banda ancha. Los receptores están separados por 6 pulgadas y el más cercano al transmisor superior está a 8 pies. Dos de estos receptores, el 1 y el 5, con una separación de 2 pies, pueden emplearse para hacer registros estándar de espaciamiento largo de 8 – 10 pies y de 10 – 12 pies y registros en función de t de “profundidad derivada” y compensados por efectos del hueco. A su vez, existe un equipo de medición que consiste en un par de transmisores- receptores con muy poca separación, para hacer registros continuos de t en el lodo. El fluido del hueco se extrae a través de esta sección de medición al moverse la herramienta durante la toma del registro.

2.1.5. Perfil Sónico Digital

Está basado en el registro del patrón de la onda en su forma total y una técnica de procesamiento de dicha forma de onda. En lugar de limitarse sólo al registro de la onda compresional, esta técnica de procesamiento de formas de onda identifica y analiza todas las ondas del tren de ondas. Mediante este perfil, ahora se puede obtener de manera rutinaria lecturas del tiempo de tránsito de las ondas transversales o de cizallamiento, además del de las ondas compresionales.

2.2. FACTORES QUE ALTERAN EL REGISTRO SÓNICO

Los yacimientos de petróleo son aproximadamente un medio elástico. Las propiedades que pueden influenciar la trayectoria de la onda acústica en la roca, incluyen la porosidad, el esfuerzo efectivo ó presión diferencial, la mineralogía, incluyendo el contenido de arcilla, el tipo de fluido y la saturación, las cavidades, fracturas, permeabilidad, temperatura, anisotropía y mojabilidad; a continuación se hace una descripción de los más influyentes.

2.2.1. Saltos de Ciclos

En teoría, los dos receptores de la sonda sónica se activan con el primer arribo de energía. En la práctica, este primer arribo puede ser demasiado débil para activar a los receptores. Motivo por el cual su activación se produce con el segundo arribo.

Este fenómeno no tiene importancia, siempre que sea el mismo arribo el que active ambos receptores. Sin embargo, puede suceder que el receptor que está más cerca del

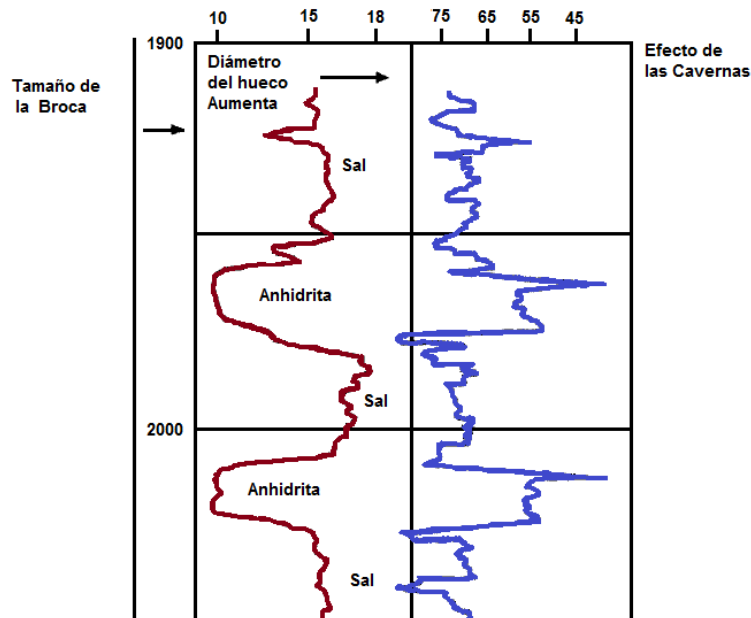
transmisor se active con un impulso de energía que, a su vez, cuando llega al receptor más lejano, viene ya demasiado atenuado por las formaciones por donde viajó, y no tiene la capacidad de activar este último. En este caso, el segundo receptor será activado por un siguiente impulso de energía en un tiempo determinado, después del paso de la onda que activó el primer receptor.

Este fenómeno se llama “salto de ciclo”. En la mayoría de los casos, estos se observan en el registro como desviaciones bruscas hacia valores más altos de Δt . A menudo es posible obtener tiempos de tránsito correctos en donde ha producido un salto de ciclo. Esto se logra mediante una cuidadosa inspección del registro, siguiendo la tendencia del registro e interpolando las lecturas que están encima y debajo del intervalo afectado por el salto. Estos saltos tienden más a ocurrir cuando una señal está fuertemente atenuada por formaciones no consolidadas, fracturas en la formación, saturación de gas, lodos con aire o secciones alargadas o rugosas en el hueco.

2.2.2. Efecto de las Cavernas

El tiempo que transcurre en el paso de la Onda Sónica, desde el transmisor a la pared del pozo y desde la pared al receptor, no queda incluido en el tiempo de tránsito de la formación evaluada, ya que están eliminados por el registro de la diferencia en los tiempos de llegada a los dos receptores.

Figura 25. Perfil sónico con efecto de cavernas.



Fuente: Modificado de PIRSON, S J. 1974. **Handbook of well log Analysis.**

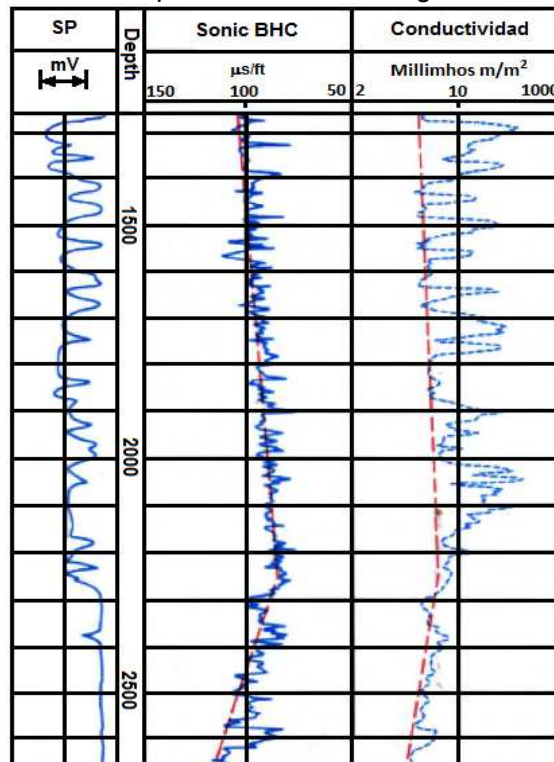
En consecuencia, la influencia de la naturaleza del lodo y del tamaño del pozo, puede considerarse como despreciable en este sistema, siempre que el pozo no experimente cambios bruscos en su tamaño y que el dispositivo se mantenga paralelo a la pared del pozo por medio de centralizadores.

En un pozo con cavernas, la lectura del tiempo de tránsito dada por la sonda de dos receptores presenta anomalías en el tope y en la base de la caverna el valor es en sentido opuesto. La figura 25 muestra un registro corrido en capas de sal y anhídrita donde muestran Δt de alrededor de 67 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] y 52 [$\mu\text{s}/\text{ft}$] respectivamente.

El tamaño nominal del pozo es 8 pulgadas, frente a las capas de sal se observan derrumbes de aproximadamente 16 a 18 pulgadas. El efecto de estos derrumbes se muestra en la curva sónica (azul) como desviaciones abruptas hacia tiempos de tránsito mayores en la parte superior de las capas de sal y menores en las partes inferiores de las mismas. Este efecto se ha corregido mediante el uso del Registro sónico Compensado.

2.2.3. Presiones Anormales de Formación

Figura 26. Detección de una zona presionada con el registro sónico.



Fuente: Modificado SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES, Principios y aplicaciones de la interpretación de Registros.

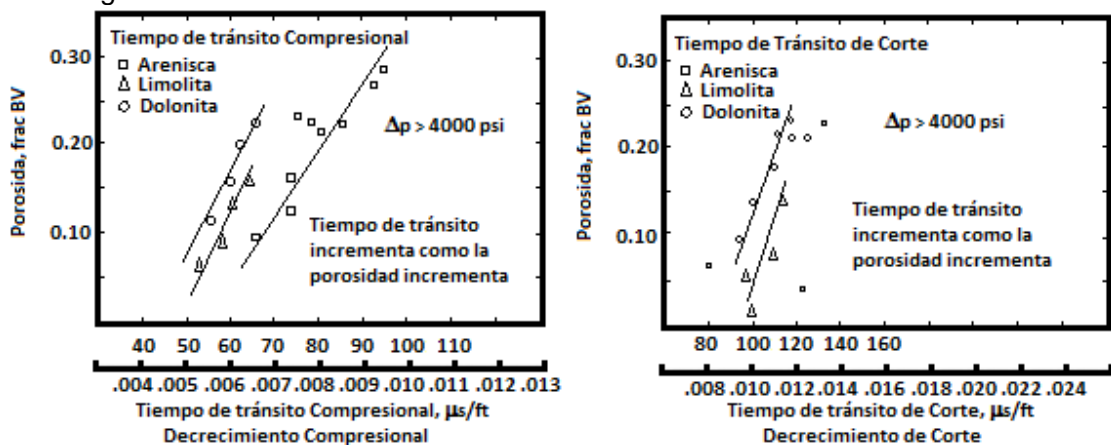
Debido a que la presión incrementa al contacto grano a grano y que a medida que pasa el tiempo va ocurriendo la compactación, se va notando un incremento en el tiempo de tránsito, a su vez, las formaciones que tienen presiones de fluido anormalmente altas, con frecuencia están sobreyacidas por arcillas sobrepresionadas que tienen un exceso de agua en los poros. El tiempo de tránsito sónico es mayor en estas arcillas que en las que se compactan normalmente.

Normalmente, el tiempo de tránsito sónico decrece en las arcillas al aumentar la profundidad. Un gráfico de esa tendencia, t_{sh} contra profundidad, define la compactación normal. Las desviaciones de esta tendencia hacia valores más altos sugieren una sección anormal sobrepresionada (figura 26). Si se tiene experiencia en el área, la magnitud de la sobrepresión puede frecuentemente relacionarse con la diferencia entre el tiempo de tránsito real en la arcilla y el esperado de la línea de tendencia de compactación normal.

2.2.4. Porosidad

En muchos yacimientos de petróleo, la porosidad es la propiedad que afecta más significativamente la trayectoria de la onda compresional, la figura 27 ilustra como varían las ondas compresional y de corte con la porosidad y la mineralogía.

Figura 27. Efectos de la porosidad sobre el tiempo de tránsito para diferentes mineralogías.



Fuente: Modificado de JAMES R. and CAMPBELL F, 1986. **Electric and Acoustic Logging, Vol II. Society of Petroleum Engineers.**

2.2.5. Esfuerzo efectivo

Los esfuerzos efectivos in situ, tienen una influencia sobre el tiempo de tránsito de la onda acústica compresional y cortante, las cuales varían con la presión diferencial para diferentes mineralogías y porosidades. Para una roca dada, la variación de tiempo se da inversamente con la presión diferencial, es decir decrece a medida que incrementa la presión.

2.2.6. Mineralogía

En rocas de mayor tipo se presenta una diferencia significativa entre mayor sea el tipo de roca. Para una porosidad dada, el tiempo de tránsito es más corto para una dolomita, e incrementa para una arenisca, siendo afectado significativamente por el contenido de arcilla. La velocidad acústica presenta mayor atenuación, substancialmente como el potencial espontáneo decrece (esto implica un incremento en el contenido de arcilla).

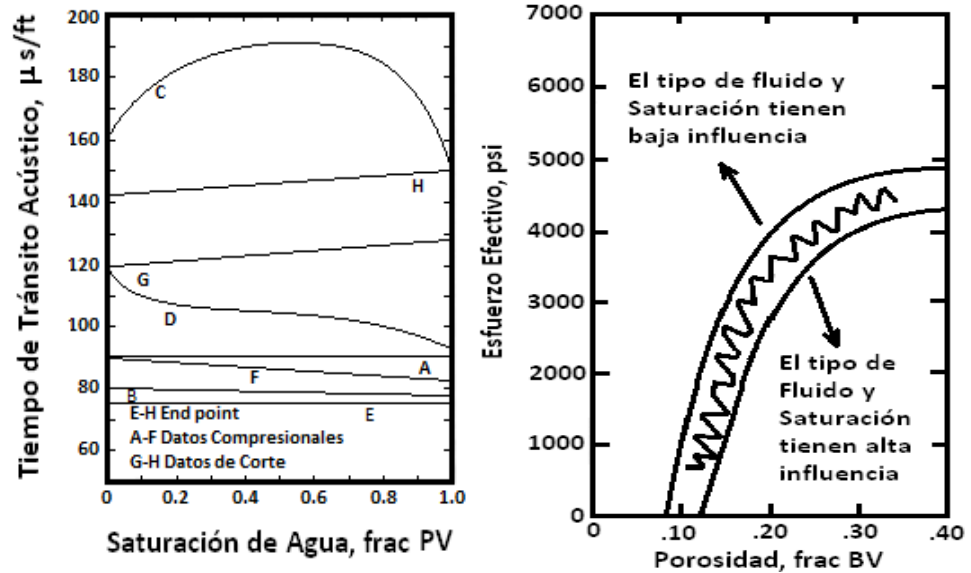
Esta relación entre el tiempo de tránsito acústico y/o la mineralogía de la roca tiene excepciones, sin embargo, las variaciones en la subsidencia de la roca, junto con el tipo de roca (contenido de arcilla, tamaño de grano y distribución de la fase, cementación, entre otras) también deben ser consideradas cuando el tiempo de tránsito es usado para predecir la porosidad.

2.2.7. Tipo de fluido y saturación

La influencia del tipo fluido y saturación depende de la porosidad y el esfuerzo efectivo de la roca. La figura 28a, muestra que el tipo de fluido y la saturación pueden o no afectar el tiempo de tránsito compresional, dependiendo de la porosidad y la presión diferencial, la figura 28b, muestra en forma cualitativa las condiciones sobre las que estas características tendrán influencia.

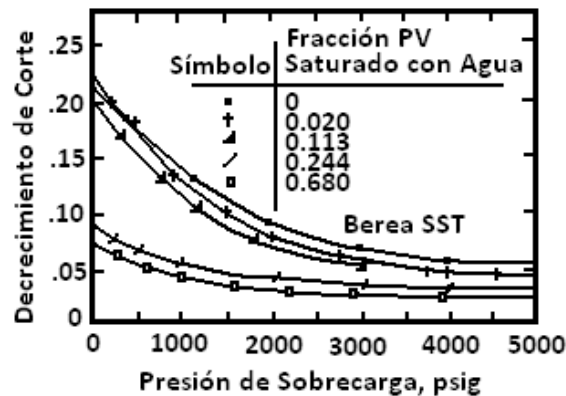
La figura 29 muestra que el impacto de la saturación del fluido sobre la onda de corte es un descenso inversamente proporcional a la presión diferencial. La experiencia ha demostrado que el gas reduce la amplitud (incrementa la atenuación) particularmente en arenas con altas porosidades y bajos esfuerzos efectivos. Esto causa ciclos de saltos, por lo tanto la calidad de los registros sínicos es pobre en tales arenas. [JAMES R. and CAMPBELL F, 1986. **Electric and Acoustic Logging, Vol II. Society of Petroleum Engineers.**]

Figura 28. a) efectos del tipo de fluido y la saturación sobre el tiempo de tránsito acústico (izquierda), b) condiciones sobre las cuales el tipo de fluido y saturación influyen la onda acústica (derecha).



Fuente: Modificado de JAMES R. and CAMPBELL F, 1986. **Electric and Acoustic Logging, Vol II. Society of Petroleum Engineers.**

Figura 29. Efecto de la saturación del fluido bajo un esfuerzo efectivo alto sobre la onda de corte.

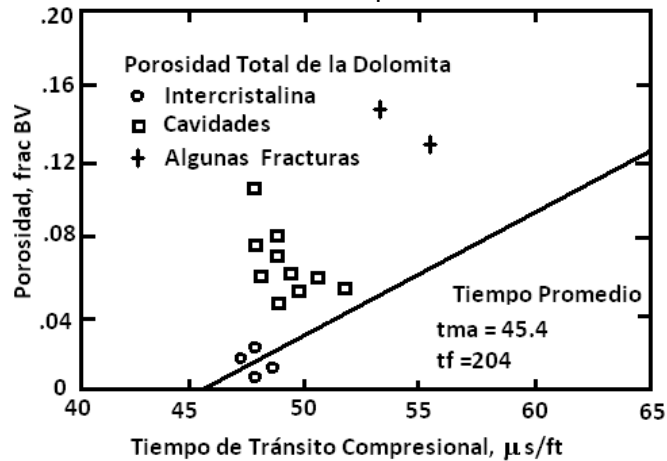


Fuente: Modificado de JAMES R. and CAMPBELL F, 1986. **Electric and Acoustic Logging, Vol II. Society of Petroleum Engineers.**

2.2.8. Cavidades

Algunas veces las cavidades tienen un gran efecto sobre las ondas acústicas figura 30. En los modelos conceptuales las cavidades constituyen un disturbio aleatorio de la porosidad que es leído logarítmicamente como el tiempo de tránsito total de la roca.

Figura 30. Efecto de las cavidades sobre el tiempo de tránsito acústico.



Fuente: Modificado de JAMES R. and CAMPBELL F. *Electric and Acoustic Logging, Vol II. Society of Petroleum Engineers. 1986*

Aparentemente las cavidades influyen la amplitud/atenuación significativamente. En un modelo conceptual las cavidades incrementan la atenuación a través de la difracción, que prolonga el tránsito del patín e incrementa la interferencia destructiva.

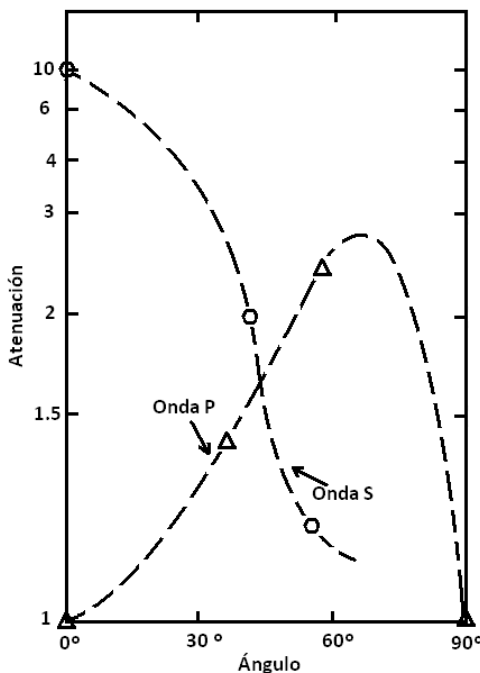
2.2.9. Fracturas

Las macrofracturas pueden afectar la amplitud/atenuación significativamente. En torno a los límites de la fractura, la atenuación parcial de la energía genera un incremento en la atenuación (descenso en la amplitud), como lo ilustra la figura 31, en la que se observan dos casos:

- ✓ La trayectoria de la onda compresional es reducida ampliamente en torno al plano de fractura con ángulos de 15 a 85°, pero el efecto es menor si son levemente horizontales, horizontales y verticales.

- ✓ La trayectoria de la onda de corte es afectada ampliamente en torno a fracturas horizontales o levemente horizontales, y disminuye a medida de que se hacen más verticales.

Figura 31. Efecto de las fracturas sobre la atenuación de la onda.



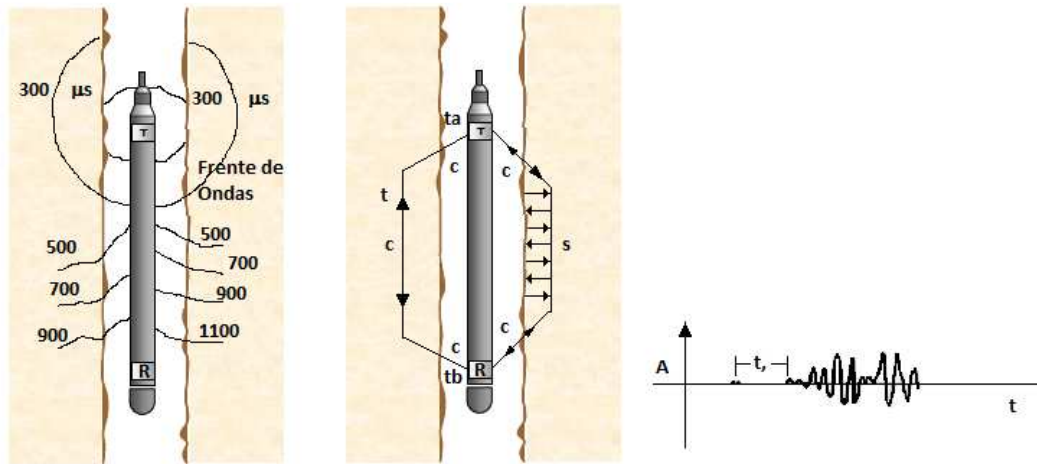
Fuente: Modificado JAMES R. and CAMPBELL F, 1986. **Electric and Acoustic Logging, Vol II. Society of Petroleum Engineers.**

2.2.10. Herramientas

El registro de tiempo de tránsito acústico es el tiempo requerido por una onda acústica para recorrer una longitud determinada de la formación. Existen diferentes configuraciones de los transmisores y receptores de energía acústica que son seleccionados con el fin de minimizar los efectos del pozo, espesor de torta de lodo, e invasión del lodo. Las razones por las que diferentes configuraciones del transmisor-receptor son o no compensadas para estas perturbaciones depende de la trayectoria de la onda acústica a lo largo y entorno al pozo.

Un pulso de energía emitido por el transmisor de la sonda acústica es irradiado en todas direcciones (figura 32). Debido a que el frente de onda es reflejado y refractado, se generan muchos tipos de onda acústica en torno al pozo.

Figura 32. Representación de la transmisión y medida de una onda acústica a lo largo y entorno a la cara del pozo.



Fuente: Modificado de J JAMES R. and CAMPBELL F, 1986. **Electric and Acoustic Logging, Vol II. Society of Petroleum Engineers.**

2.2.11. Efectos del pozo

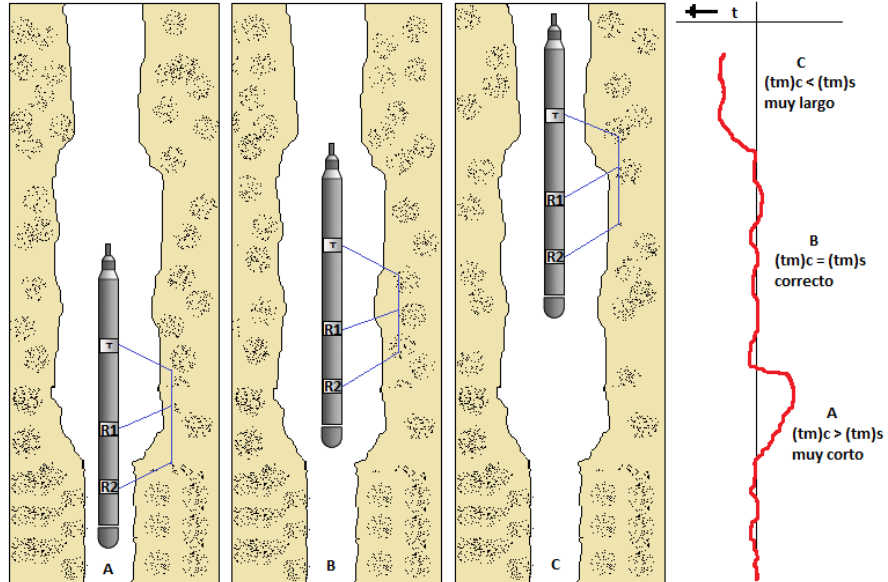
Herramientas como el registro sónico de doble receptor es afectado adversamente por la heterogeneidad del tamaño del pozo, la inclinación de la sonda, y el corte de gas del fluido en el pozo. El estado del pozo origina alteraciones en el tiempo de tránsito que ocasiona picos. En una cavidad grande (figura 33), el intervalo de tiempo dado puede ser erróneamente alto o bajo, dependiendo de la geometría y de la inclinación. [JAMES R. and CAMPBELL F, 1986. **Electric and Acoustic Logging, Vol II. Society of Petroleum Engineers.**]

Se puede identificar un pico sospechoso con base en:

- ✓ Los picos ocasionalmente tienen una fase característica que los identifica a sí mismos.
- ✓ Los picos usualmente ocurren entre los límites de los estratos, donde el tamaño del pozo cambia abruptamente.
- ✓ La curva del registro cáliper, define claramente los cambio abruptos en el tamaño del pozo.

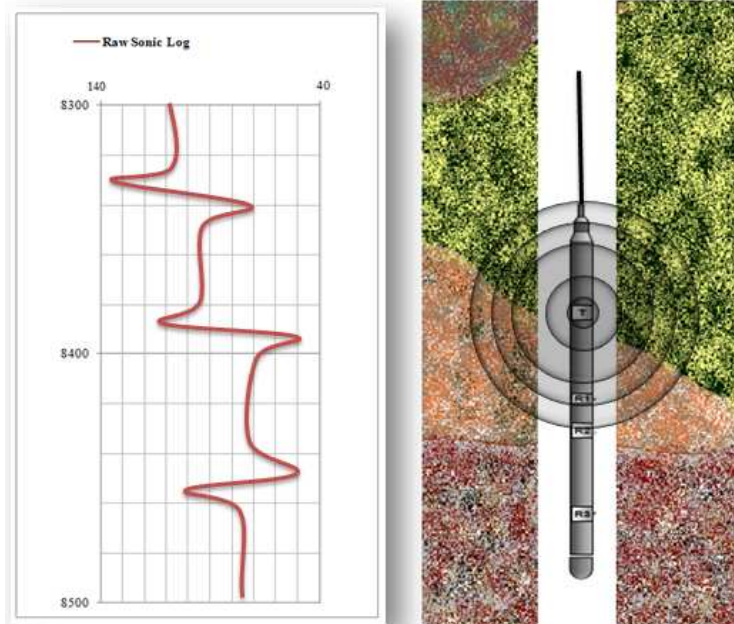
En las figuras 34 y 35 se muestran ejemplos de picos para el límite de dos formaciones y una sonda inclinada, respectivamente. Este último error es muy difícil de detectar ya que no hay independencia de la medida si la sonda se encuentra paralela o inclinada.

Figura 33. Respuesta de la herramienta acústica para un pozo de tamaño no uniforme, mostrando tiempos de tránsito erróneos.



Fuente: Modificado de JAMES R. and CAMPBELL F, 1986. **Electric and Acoustic Logging, Vol II. Society of Petroleum Engineers.**

Figura 34. Ejemplos de picos para el límite entre dos formaciones.



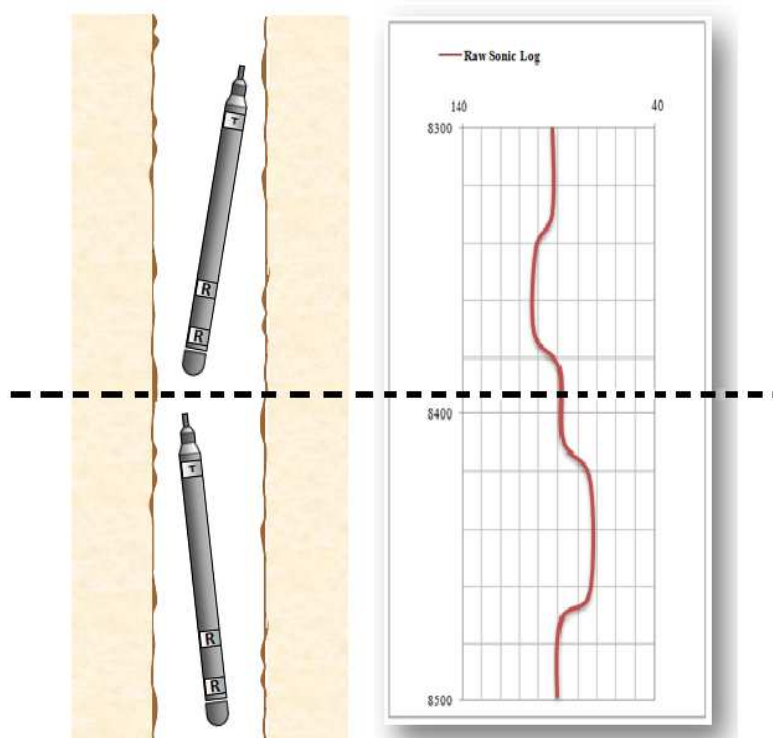
Fuente: Los Autores

Los ciclos de saltos son comunes en el registro de intervalos de tiempo de tránsito compresional. Esto sucede porque muchas herramientas están diseñadas para detectar el arribo de la primera onda compresional solamente cuando el nivel (amplitud) de energía llega a cierto umbral. Si, por alguna razón, la energía de la onda no llega al nivel, el sistema no registra el arribo de dicha onda. Este fenómeno es conocido llamado ciclo de salto, y se puede identificar gracias a que:

- ✓ Los ciclos de saltos son aleatorios en ocurrencia.
- ✓ Los saltos tienen un incremento muy rápido con valores altamente erróneos de tiempo de tránsito y un rápido retorno a los valores verdaderos. Los saltos erróneamente bajos resultan de problemas electrónicos.
- ✓ Usualmente los saltos se dan sobre un solo pie o menos longitud en profundidad; pero ellos pueden ser observados y persistir por más de 15 ft.

Existen diferentes causas de un ciclo de saltos. Una es el umbral requerido para ignorar el posible ruido después de arribo de la primera onda real, y otro es el corte de gas en el fluido de perforación, que ocasiona una rápida atenuación de la onda acústica en el pozo.

Figura 35. Respuesta de la herramienta acústica para un pozo inclinado, mostrando tiempos de tránsito erróneos.



Fuente: Los Autores.

El ruido de la corrida es ocasionado por el recorrido de la herramienta a lo largo del pozo. Si este ruido llega al receptor después de la primera onda real, la medida del registro sónico puede ser incorrecta, para evitar minimizar el ruido durante la corrida, el receptor es apagado durante un tiempo fijo mientras el transmisor es encendido. El ruido puede identificarse si se tiene en cuenta que:

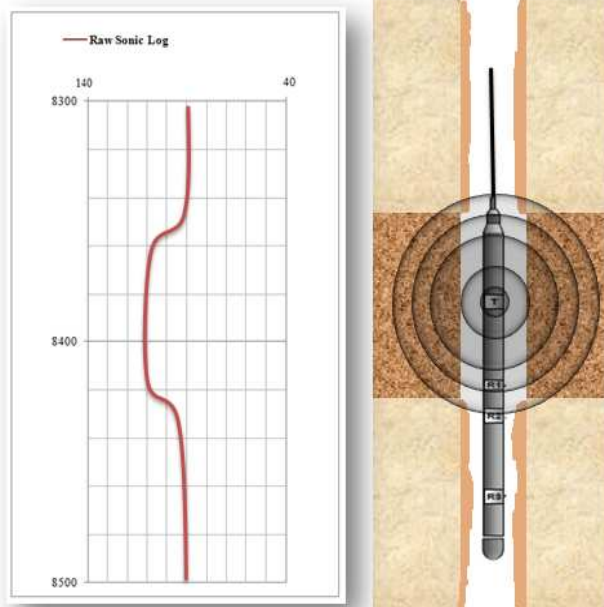
- ✓ Los saltos de ruido son aleatorios en ocurrencia.
- ✓ Los saltos tienen un decrecimiento inicial muy rápido, con valores erróneos de ITT, y un rápido retorno al valor verdadero.

2.2.12. Efectos de la torta de lodo

Generalmente la torta de lodo tiende a disgregar la onda acústica, algunas veces la geometría de la torta de lodo puede generar respuestas engañosas en el registro como se observa en la figura 36. Esta respuesta puede ser identificada si:

- ✓ La transmisión del intervalo de tiempo de tránsito ocurre a través de una distancia igual a la del intervalo de tiempo.
- ✓ En el punto de mitad de camino del transmisor define un límite estratigráfico.

Figura 36. Respuesta de la herramienta acústica una torta de lodo.



Fuente: Los Autores

2.2.13. Efectos de la invasión

Debido a que la profundidad de investigación del registro es pequeña, el tiempo de tránsito varía radicalmente en el pozo debido a los disturbios ocasionados durante la perforación. Todos estos efectos se describen como efectos de invasión, y se describen en la tabla 3 a continuación.

Tabla 3. Principales fenómenos de invasión y sus efectos en el intervalo de tiempo de tránsito de la formación

Tipo de disturbio	Efecto
Invasión del filtrado de agua	Generalmente el ITT es constante con la distancia radial dentro del pozo
Invasión del filtrado de hidrocarburo	A menudo el ITT es constante con la distancia. Algunas veces el ITT incrementa fuera de arenas productoras someras, inconsolidadas de alta porosidad.
Alteración del shale	ITT decrece con la distancia
Gradiente de esfuerzos radial	ITT decrece con la distancia

Fuente: Los Autores

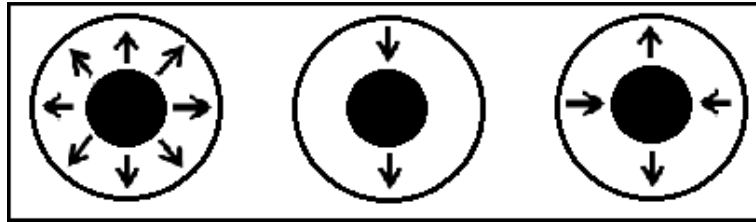
2.3. COMPORTAMIENTO DE LAS ONDAS ACÚSTICAS EN EL REGISTRO SÓNICO

El comportamiento de las ondas acústicas es complejo de acuerdo a los ambientes en los cuales se propagan (el hueco, pared del hueco, porosidad de la roca, saturación de fluidos, etc). Esto suele presentarse como un problema, debido a que muchos autores tienden a utilizar diferentes terminologías para el mismo tipo de ondas acústicas; en algunos casos hay hasta 6 tipos de nombres para el mismo tipo de onda, dependiendo de la zona alterada, por lo cual es necesario clarificar la función de estas Ondas en el registro Sónico.

2.4. FUENTES DE ENERGÍA PARA LOS REGISTROS ACÚSTICOS.

Hay 3 categorías del tipo de fuente del registro sónico: monopolar, dipolar o cuadripolar figura 37.

Figura 37. Dirección de las ondas de presión (de izquierda a derecha) fuentes monopolar, dipolar y cuadripolar.



Fuente: Modificado de Zemanek et al, 1991.

2.4.1. Fuentes Monopolares

Emite energía en todas las direcciones radialmente desde una herramienta axial, algunas son llamadas simétricas al eje o fuentes radialmente simétricas, para efectos comerciales, las herramientas utilizadas en los registros de pozo utilizan entre una y dos fuentes, las herramientas con este tipo de arreglos conforman la familia de registros compresionales convencionales figuras 38 y 39.

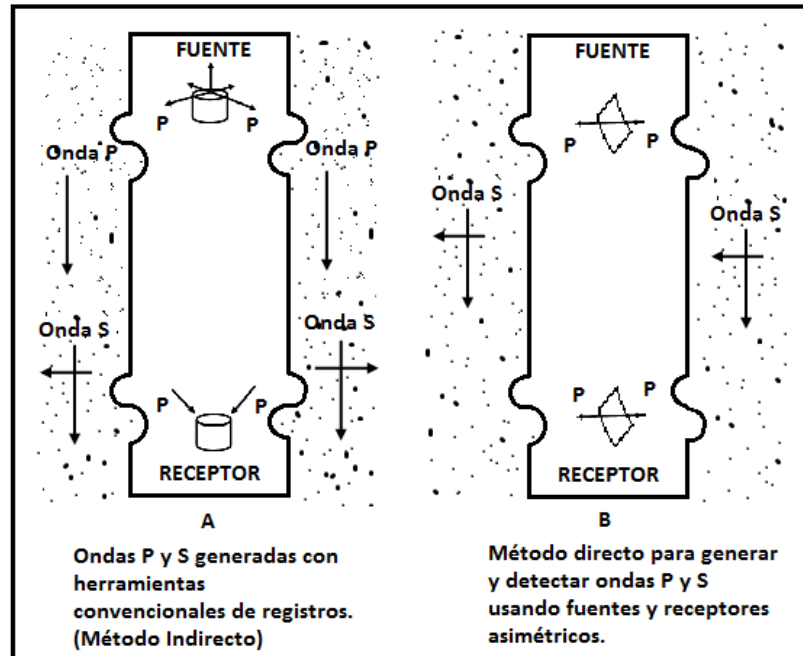
La energía proveniente de la fuente alcanza la roca en ángulos críticos con el fin de ser refractada, la cual viaja paralela al hueco según incida en la roca. Esta energía es refractada alrededor del hueco para luego ser recibida o percibida. La diferencia entre el tiempo de emisión y de arribo es usado para estimar el tiempo de tránsito. [Zemanek et al, 1991]

2.4.2. Fuente Dipolar:

Emite energía a lo largo de una sola dirección en lugar de hacerlo radialmente. Estas fuentes pueden generar ondas compresionales en la formación, usualmente no son detectadas excepto en huecos grandes o formaciones muy lentas. Estas ondas también son llamadas flexurales las cuales viajan en la pared del pozo.

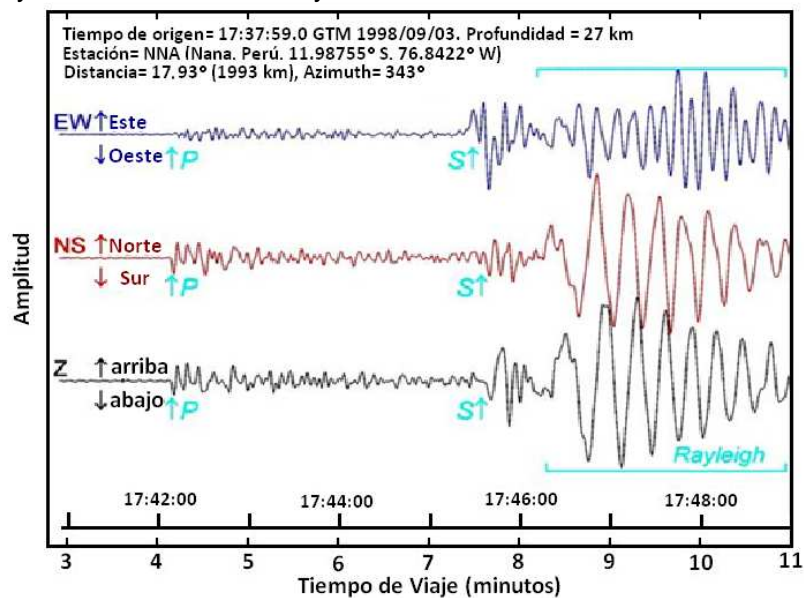
Las herramientas modernas del registro Sónico llevan tanto fuentes monopulares como dipolares y receptores de ondas compresionales y de cizalla, las cuales arriban y pueden ser grabadas en formaciones lentas y rápidas, la fuente de sonido puede que no haga interferencia con las otras. [Zemanek et al, 1991]

Figura 38. Propagación de las Ondas por la fuente monopolar (izquierda) y dipolar (derecha).



Fuente: Modificado de Zemanek et al, 1991.

Figura 39. Trayectorias de la Onda S y P.



Fuente: Lehigh Earth Observatory.

Algunas de estas herramientas tienen dos sets de fuentes dipolares o sets ortogonales correspondientes a los receptores. Los datos de cizalla pueden ser grabadas en dos direcciones dentro de la formación; estas son llamadas herramientas dipolares cruzadas. Si se tiene un arreglo adecuado, las mediciones de velocidad acústica serán clasificadas en máxima y mínima, según corresponda.

El valor de estas velocidades es una medida de la anisotropía acústica en la formación. Esto es una propiedad importante en el análisis de esfuerzos en la formación, diseño de fracturamiento hidráulicos, descripción de fracturas en el yacimiento, y estudios tectónicos.

2.4.3. Fuente Cuadripolar

Genera ondas de presión asimétricas, llamadas ondas torsionales, las cuales pueden ser similares a las emitidas por fuentes dipolares. Estas pueden ser usadas en herramientas a hueco abierto, aunque tales herramientas no estén comercialmente disponibles.

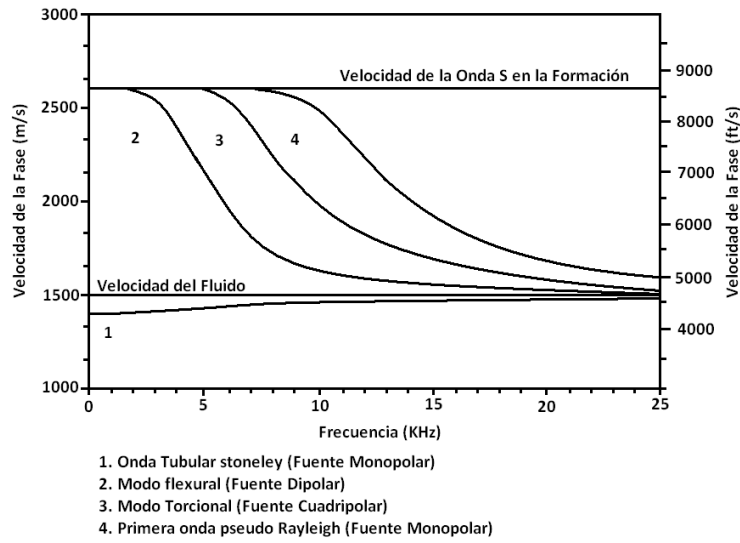
Estas se presentan generalmente en ambientes de perforación donde recientemente se hayan mostrado desarrollos que evidencien sucesos en medidas de velocidad de cizalla. Este tipo de fuente, genera ondas cuadripolares, las cuales viajan a través de los collares y en la formación, las dos llegarían a combinarse en el espacio anular.

2.5. DISPERSIÓN

La velocidad del sonido varía con la frecuencia de la Onda. Este efecto es llamado dispersión, muchas ondas viajan muy rápido a bajas frecuencias (dispersión normal) pero existen ondas tubulares que son ligeramente de dispersión inversa en formaciones rápidas y de dispersión normal en formaciones lentas.

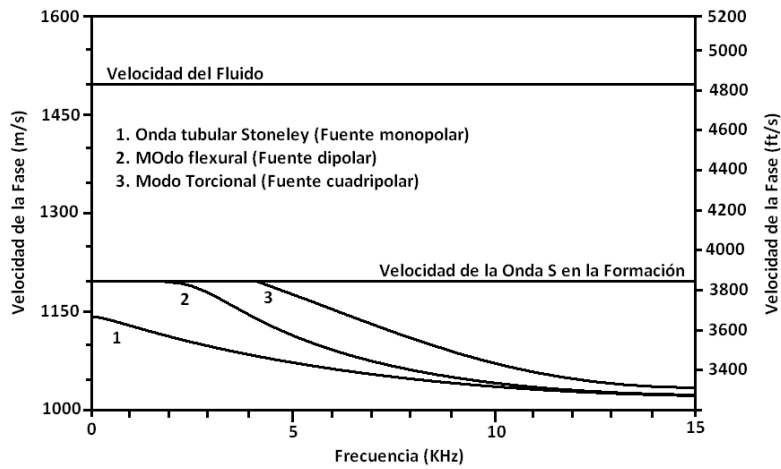
Las ondas compresionales tienen muy baja dispersión. Los diferentes modos de onda para medir la velocidad de cizalla son muy dispersos, lo cual puede dar cuenta de los errores en la velocidad de corte en las herramientas antiguas, esto, cuando era normal utilizar fuentes de alta frecuencia. Hoy en día, las herramientas están diseñadas para trabajar por debajo de 5 KHz para mediciones de cizalla, en cambio, las herramientas antiguas utilizaban frecuencias entre 20 y 30 KHz. Las curvas típicas teóricas para la dispersión se ilustran en las figuras 40 y 41.

Figura 40. Dispersión de la velocidad en la onda de corte en formaciones rápidas.



Fuente: Modificado de Zemanek et al, 1991.

Figura 41. Dispersión de la velocidad en la onda de corte en formaciones lentas.



Fuente: Modificado de Zemanek et al, 1991.

2.6. HERRAMIENTAS DE REGISTROS REALES

Los registros sísmicos modernos, comúnmente llamados registros sísmicos de cizalla, usualmente tienen fuentes monopares y dipolares, y generan la medida de valores compresionales, de cizalla y ondas stoneley muy lentas dependiendo de las características en diferentes tipos de formaciones. Esta herramienta puede hacer tres tipos de medidas, tanto en formaciones lentas como rápidas.

Herramientas tempranas, comúnmente llamadas arreglo de onda completa o registros sínicos de largo espaciamento, este puede dar 3 mediciones en formaciones rápidas, pero no es posible medir la velocidad de cizalla en formaciones lentas. Las ondas de cizalla pueden ser estimadas por transformación de las ondas lentas compresionales o stoneley; lo cual se hace comúnmente, ya que en situaciones reales el registro dipolo no está disponible. [Zemanek et al, 1991.]

La forma de las Ondas es grabada en digital, pero en raras ocasiones era preservada por lo cual su procesamiento usualmente no era posible.

Antes, los registros sínicos convencionales y de hueco compensado podían proveer valores directos de ondas lentas compresionales. Las Ondas de cizalla lentas en formaciones rápidas eran derivadas por la digitalización e interpretación de los trazos de las formas de las ondas o un VDL desplegado a trazos.

2.7. MODOS DE TRANSMISIÓN ACÚSTICA

Las fuentes monopulares generan varios modos de Onda, algunos de los cuales han sido usados en mayor o menor medida. Otros modos de Ondas son descritas en la literatura y describen y clarifican su terminología.

Las fuentes monopulares puede desarrollar el cuerpo y superficie de las ondas; las dipolo y cuadrupolares crean solamente las ondas superficiales. La onda viaja a través del cuerpo de la pared de la roca esta rebota hacia la herramienta para luego regresar a la roca. Las Ondas superficiales o más someras también son llamadas ondas guía u ondas límite.

2.7.1. Ondas Compresionales rápidas:

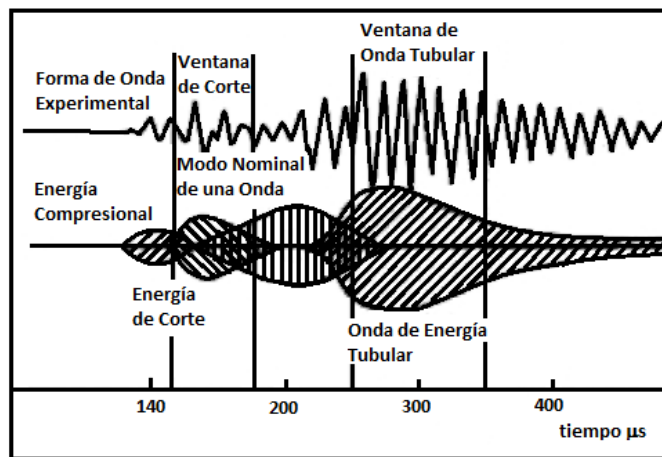
También llamadas de dilatación, longitudinales, de presión, primarias, u Ondas P, son detectadas por registros sínicos monopulares, comenzaron a ser usados a mediados de 1950. También hay ondas que arriban primero que el tren de Ondas. La velocidad de estas ondas está relacionada a las propiedades elásticas de la formación rocosa y fluidos presentes en los poros; esto ha sido utilizado satisfactoriamente durante años como un buen indicador de la porosidad.

La Onda compresional es iniciada por una fuente de energía monopolar y es transmitida a través del lodo de perforación en todas las direcciones. El sonido viaja en ángulos críticos para poder ser refractada dentro de la formación, que a su vez irradia energía en el lodo, una vez más por refracción. Las ondas compresionales son detectadas por receptores acústicos ubicados en la herramienta de registros. [Zemanek et al, 1991.]

Las fuentes dipolares generan notables ondas compresionales en formaciones lentas y en grandes huecos, especialmente en herramientas corridas a altas frecuencias. Es probable que se presenten ondas de este tipo en formaciones rápidas y huecos pequeños, pero son de muy baja frecuencia lo cual hace necesario técnicas más avanzadas para poder detectarlas.

La velocidad de las ondas compresionales no varía mucho con la frecuencia de las mismas, sino que el espectro de la onda depende del espectro frecuencial de la fuente que usualmente se encuentra en un rango de 10 a 30 KHz figura 42.

Figura 42. Forma de la onda de una fuente monopolar en formaciones rápidas.



Fuente: Modificado de Paillet, 1991.

2.7.2. Ondas compresionales Lentas:

Al igual que las compresionales son transmitidas y son llamadas ondas de dilatación de segundo tipo. Estas también viajan a través del fluido y en los poros a una velocidad menor que la de las ondas compresionales rápidas a través de las formaciones.

La amplitud decae rápidamente con la distancia, antes que pueda ser detectada por un registro sónico típico. El nombre de ondas compresionales rápidas y lentas no debe confundirse con la velocidad de detección de los registros asociados a la anisotropía de las formaciones. [Paillet, 1991]

2.7.3. Ondas compresionales Superficiales:

También llamadas fugas compresionales, o compresionales de “modo normal”, u ondas PL, seguido de la onda rápida compresional. Estas son ondas superficiales emitidas por fuentes monopulares que viajan a través de la pared del pozo. La amplitud varía con forme a la relación de Poisson o de la interacción roca-fluido, las cuales están presentes en formaciones rápidas y lentas. [Zemanek et al, 1991]

La onda es dispersiva, es decir, las de baja frecuencia viajan más rápido que las de alta frecuencia. Estas tienen rangos de velocidad que están entre las ondas compresionales a través de las formaciones y la onda en el fluido del pozo (V_f). El primer arribo coincide con la onda V_p y el balance de ondas deja ver un “repique” en un segmento del tren de ondas compresionales. Usualmente la amplitud decae cerca a cero cuando el cuerpo de la onda de cizalla es detectado.

2.7.4. Ondas de Cizalla:

También llamadas transversales, rotacionales, distorsionales, secundarias, u ondas S. Son generadas por la conversión de las ondas compresionales del fluido cuando son refractadas en la roca desde la formación. Estas se convierten en ondas P cuando son refractadas a través del hueco al contactar el detector del registro sísmico. La refracción de la onda retorna por la herramienta de registros y es llamada la cabeza de onda de cizalla. Las ondas de cizalla vibran en ángulo recto con la trayectoria de los rayos.

Los registros sísmicos monopulares no detectan las ondas de cizalla en formaciones lentas ($V_s < V_f$) porque no ocurre refracción. Los registros sísmicos modernos dipolares pueden generar una onda de cizalla en la formación, pero la onda de cizalla es en realidad una onda de superficie denominada onda flexural. Una fuente cuadrupolar genera lo que se conoce como ondas de rosca que producen el mismo resultado.

Cuando no se cuenta con la onda de cizalla en un registro monopolar convencional y no hay datos dipolo de corte, puede ser estimada por una transformación de la velocidad de la onda Stoneley. Sin embargo, la fórmula empírica hace caso omiso de muchas de las variables de menor importancia, de modo que el método no es muy exacto. [Paillet, 1991]

Las ondas de cizalla viajan a una velocidad más lenta que las ondas de compresión. La velocidad de las ondas compresionales es de aproximadamente 1,6 a 1,9 veces mayor que la velocidad de las ondas de corte en rocas consolidadas, aunque la proporción puede elevarse a 4 o 5 en los sedimentos no consolidados.

La velocidad de corte (cizalla) en las frecuencias de registro sísmico no es muy dispersiva, pero los modos de onda utilizada para medir la velocidad de corte son muy dispersivos. Los componentes de baja frecuencia son más rápidos que los componentes de alta frecuencia.

La velocidad de la onda de corte de un registro sísmico puede ser utilizada para predecir la porosidad al igual que la onda compresional. Esto no es cierto para las mediciones de laboratorio de 1 MHz, porque la longitud de onda es demasiado pequeña para el tratamiento de la roca ya que toma a la roca como un todo y desprecia de cierta manera su porosidad.

La velocidad de corte es relativamente independiente del tipo de fluido, por lo que no hay ningún efecto apreciable por el gas, a diferencia de la onda de compresión, que tiene grandes efectos por la presencia de este. Combinado con la velocidad de las ondas de compresión y la densidad de datos, todas las propiedades elásticas de la roca pueden ser calculadas.

Del mismo modo, en las frecuencias sísmicas, las ondas S no son significativamente afectadas por el tipo de fluido en la roca. Los efectos relacionados con el gas -indicador directo de hidrocarburo o DHI- en una onda compresional no tendrá onda de corte anómala. En contraste, una litología relacionada a anomalías tendrá una onda de corte de mala calidad. De esta manera es posible utilizar los datos de las ondas sísmicas de corte para evaluar la validez de los indicadores directos de hidrocarburos.

2.7.5. Ondas de cizalla superficiales:

También llamados pseudo-Rayleigh, múltiples reflectores cónicos, reflectores cónicos, u ondas de corte "modo normal". Se trata de una onda de superficie generada por una fuente monopolar. Los Registros Sísmicos monopolares no pueden generar ondas de corte superficiales en formaciones lentas por la misma razón que no pueden generar un cuerpo de la onda de corte. Los Registros Sísmicos dipolares pueden generar una forma diferente de onda superficial de corte, pero no puede crear el cuerpo de la onda de corte.

Estas ondas también se han llamado ondas lentas de corte y ondas de corte de segunda clase. Este uso no debe confundirse con la velocidad de corte lento y rápido que han encontrado los registros sísmicos dipolares en formaciones anisotrópicas.

También son llamadas pseudo-ondas de Rayleigh, porque el movimiento de las partículas es similar a una onda de Rayleigh sobre la superficie de la Tierra, sino que se limita a la superficie del pozo. También pueden ser llamadas ondas tubulares a medida que viaja sobre la superficie tubular formada por la pared del pozo.

El número de modos normales depende de la frecuencia de la fuente, si la frecuencia es demasiado baja, no habrá una pseudo-onda de Rayleigh.

Esta onda es de dispersión, es decir, las frecuencias bajas viajan más rápido que las frecuencias altas. El componente de frecuencia más baja llega a la velocidad de corte (V_s)

y refuerza la llegada de la onda de corte, si existe. El resto de energía se dispersa en el intervalo entre la velocidad de ondas S (V_s) y la velocidad del fluido (V_f).

2.7.6. Ondas Stoneley:

Son ondas guiadas generadas por una fuente monopolar que llegan justo después de la onda de corte o de la onda de compresión de líquidos, que es más lenta. La guía de onda es el espacio anular entre la herramienta de registro y la pared del pozo. También se llaman ondas de tubo o tubo de ondas Stoneley.

Varios autores han demostrado que la onda Stoneley en formaciones lentas pueden ser un poco dispersivas (las de baja frecuencia llegan más rápido que las de frecuencias altas); en las formaciones rápidas se presenta poca dispersión inversa (la de alta frecuencia llega primero).

La amplitud de la onda Stoneley depende de la permeabilidad de la roca, entre muchos otros factores. A mayor permeabilidad se absorbe más energía, reduciendo así la amplitud. No hay ninguna ecuación sencilla para el cálculo de la permeabilidad de la amplitud Stoneley.

2.7.7. Ondas tubulares:

También llamadas ondas Lamb o “martillo de agua”, son el componente de baja frecuencia de la onda Stoneley (en teoría, el componente de frecuencia cero).

2.7.8. Ondas compresionales del fluido:

También llamadas ondas del lodo; son ondas compresionales emitidas por fuentes monopolares que viajan por el lodo en el pozo directamente a los receptores de registro sísmico. Estas viajan a una velocidad constante relativamente alta. Cuando se produce después de la llegada de corte ($V_s > V_f$), la detección de las ondas de corte es relativamente fácil cuando se hace uso de las herramientas del registro sísmico modernas.

2.7.9. Herramientas de llegada directa:

Es un sonido que viaja a lo largo del cuerpo de la herramienta de registros. En el entorno del LWD, la herramienta no se puede montar como una herramienta a pozo abierto. Sin embargo, los surcos internos y externos, o los agujeros de la herramienta son rellenados con materiales acústicamente absorbentes, los cuales se usan para atenuar la señal del cuerpo de la herramienta. Este filtro mecánico está diseñado específicamente para el contenido de frecuencia de la fuente. La separación de la herramienta de llegada directa es aún difícil con las fuentes de LWD monopolares y dipolares.

3. PROPIEDADES GEOMECÁNICAS DE LAS ROCAS

Se considera como una propiedad geomecánica de la roca, a toda aquella relación existente entre los esfuerzos ejercidos sobre la misma y las deformaciones que surgen como su resultado, involucrando los módulos elásticos, propiedades de resistencia, características litológicas y geomorfológicas de la misma.

Estas propiedades, son usadas en los criterios de falla compresivos, de tensión y de cizalladura, para determinar el momento en que se producirá la falla ó cizalla representativa bajo unas condiciones dadas. De acuerdo a esto, se hacen importantes consideraciones, sobre su efecto en el diseño de la perforación de un pozo petrolero, su posterior completamiento y su manejo en la etapa de producción.

La resistencia del material depende de la interacción de factores extrínsecos e intrínsecos. Entre los factores extrínsecos se encuentran: el estado de esfuerzos, tasa de deformación, la temperatura, entre otros. Mientras que entre los factores intrínsecos están: la porosidad, tamaño de grano, la mineralogía, el tipo de cemento, entre otros.

3.1. PARÁMETROS ELÁSTICOS

Muchos materiales tienen la habilidad para resistir y recuperarse de las deformaciones producidas por fuerzas externas. Esta propiedad es llamada elasticidad y es el principio inicial bajo el cual se estudia las propiedades mecánicas de las rocas. Muchas veces la teoría elástica para materiales sólidos no es capaz de describir completamente el comportamiento de las rocas haciendo necesario incluir el concepto de poro-elasticidad.

3.1.1. Elasticidad lineal y elasticidad no lineal:

Una roca al ser sometida a un campo de esfuerzos experimenta cambios en su estructura. Esos cambios han sido estudiados cuidadosamente con el fin de conocer cuál es la reacción o comportamiento de la muestra a diferentes valores de esfuerzos viéndose reflejados en teorías como la elasticidad lineal y no lineal.

3.1.2. Teoría de la Elasticidad Lineal:

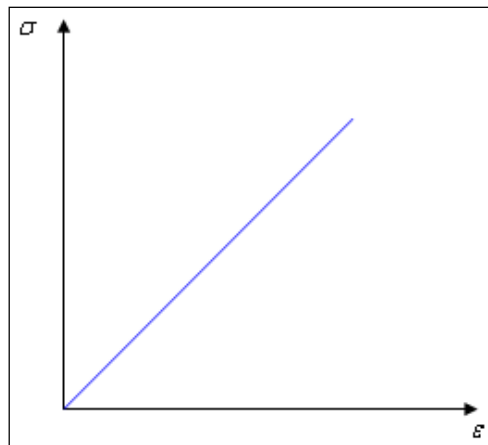
Es el tipo de respuesta más simple de un material, donde existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las deformaciones correspondientes. Este comportamiento se da generalmente cuando los cambios en las fuerzas son pequeños. Esta teoría fue introducida por Robert Hooke, quien en 1676 estableció que la fuerza aplicada a cualquier cuerpo elástico es proporcional a la deformación, es decir:

$$\sigma = E * \varepsilon \quad (3.1)$$

Donde, σ es el esfuerzo aplicado, E es el módulo de Young y ε es la deformación producida.

Para un material elástico lineal siempre se tendrá una relación constante entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante, sin tener en cuenta la magnitud del esfuerzo y la deformación, por lo tanto la relación esfuerzo - deformación para cualquier material será una línea recta. Figura 43

Figura 43. Gráfica Esfuerzo vs. Deformación para un material elástico Lineal.



Fuente: Modificado de Implementación de la Teoría poroelástica en el análisis de la estabilidad de pozos mediante el desarrollo de una herramienta software, aplicando el método de diferencias finitas. UIS, 2008.

3.1.3. Teoría de elasticidad no lineal:

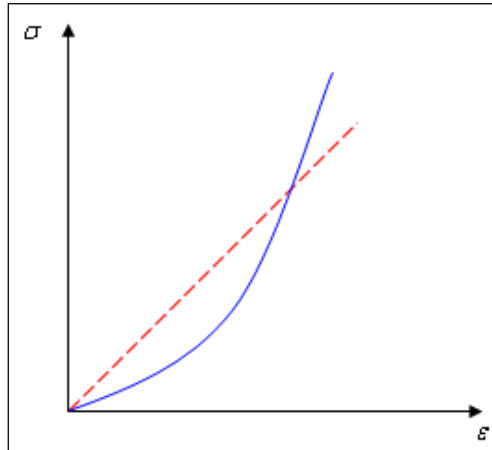
Si el material no obedece a una línea recta en la relación esfuerzo – deformación su comportamiento será no lineal. Para un material elástico no lineal, la relación esfuerzo – deformación puede ser escrita como:

$$\sigma = E_1 * \varepsilon + E_2 * \varepsilon + E_3 * \varepsilon + \dots \quad (3.2)$$

Otras formas más complejas de la expresión, resulta escribiéndola con los módulos secante (Inclinación de la curva) y tangente (Inclinación de la recta). Figura 44

$$\varepsilon_{sec}(\varepsilon) = \frac{1}{\varepsilon} \int_0^{\varepsilon} E_{tan}(\varepsilon') d\varepsilon' \quad (3.3)$$

Figura 44. Gráfica Esfuerzo vs. Deformación para un material perfectamente elástico.



Fuente: Modificado de Implementación de la Teoría poroelástica en el análisis de la estabilidad de pozos mediante el desarrollo de una herramienta software, aplicando el método de diferencias finitas. UIS, 2008.

3.2. ESFUERZO (STRESS)

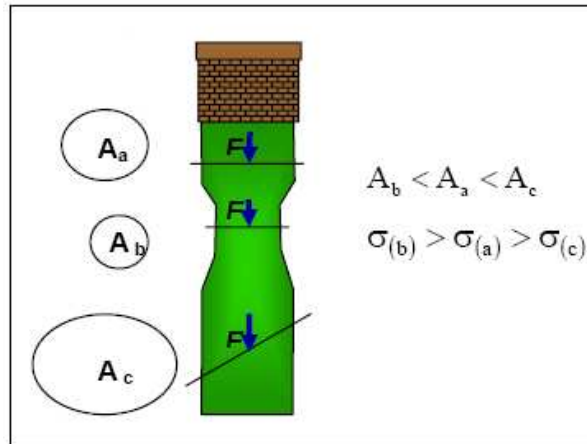
Puede definirse como una fuerza que actúa sobre una superficie. Por convención, los esfuerzos compresivos son tomados positivos debido a que las fuerzas que prevalecen en la naturaleza son usualmente compresivas. Los esfuerzos ejercidos sobre las superficies a, b y c de la figura 45 son respectivamente:

$$\sigma_a = \frac{F}{A_a} \quad (3.4)$$

$$\sigma_b = \frac{F}{A_b} \quad (3.5)$$

El esfuerzo sobre la superficie c tiene un componente adicional debido a que la fuerza aplicada no es normal al área. De esta manera hay que descomponer mecánicamente la fuerza aplicada en una fuerza Normal F_N y en otra paralela F_P (figura 46). Realizando la respectiva descomposición las ecuaciones para los esfuerzos quedan de la siguiente manera:

Figura 45. Definición de Esfuerzo.



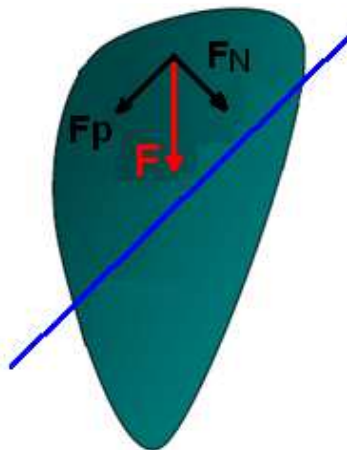
Fuente: Modificado de Fjaer 1996. Tomado de Determinación de la orientación y magnitud del esfuerzo máximo Horizontal a partir del modelamiento de breakouts en la zona del piedemonte llanero Colombiano, UIS, 2006.

$$\sigma_N = \frac{F_N}{A_c} \quad (3.6)$$

$$\tau_s = \frac{F_p}{A_c} \quad (3.7)$$

Donde σ_N es el esfuerzo Normal y τ_s es el esfuerzo de corte.

Figura 46. Descomposición de esfuerzos.

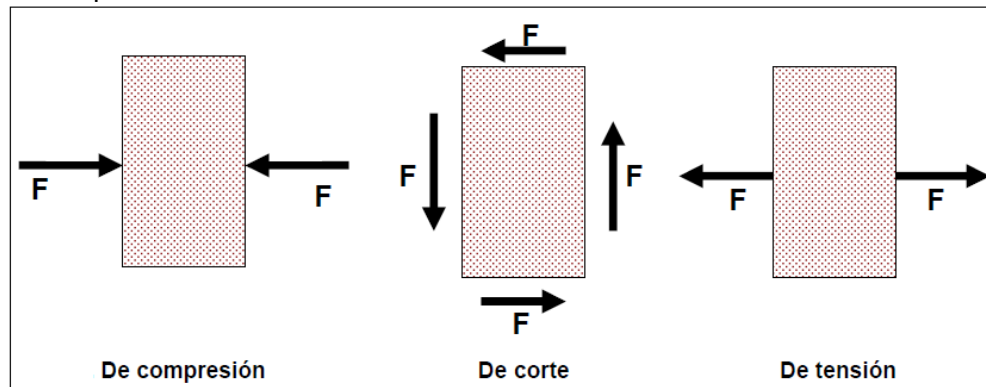


Fuente: Modificado de, Análisis de Geomecánica Aplicada a la Estabilidad de Pozo de los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos, UIS, 2004.

Por lo tanto, hay dos tipos de esfuerzos que pueden actuar a través de una superficie donde la magnitud de cada uno depende de la orientación de la superficie. Los esfuerzos normales son perpendiculares a la superficie sobre la cual actúan y tienden a cambiar el volumen del material; mientras que los esfuerzos de corte o de cizalla actúan paralelos a la superficie y tienden a deformar el material pero sin cambiar su volumen.

Dentro de la mecánica de rocas existen tres tipos de esfuerzos: Figura 47

Figura 47. Tipos de Esfuerzos.



Fuente: Análisis de Geomecánica Aplicada a la Estabilidad de Pozo de los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos, UIS, 2004.

3.2.1. Esfuerzos compresivos:

Se presentan cuando las fuerzas externas están dirigidas una contra la otra en el mismo plano. Como resultado de su acción el material tiende a reducir su volumen.

3.2.2. Esfuerzos de corte:

Ocurren cuando las fuerzas externas están paralelas y en direcciones opuestas, pero en diferentes planos. Su aplicación tiende a desplazar algunas partes del material con respecto a otras.

3.2.3. Esfuerzos de tensión:

Las fuerzas externas son paralelas y en dirección opuesta a lo largo del mismo plano. Al aplicarse en el material tiende a formarse grietas o fracturas en este último.

3.3. DEFORMACIÓN (STRAIN)

La deformación es definida como la compresión o extensión de un material que resulta de la aplicación de esfuerzos o de fuerzas externas.

Cuando un cuerpo está sujeto a un campo de esfuerzos, este se deformará, la posición relativa de sus partículas será alterada. Si la posición relativa de las partículas de un cuerpo es cambiada de manera que sus posiciones inicial y final no sean alteradas por rotación o traslación (movimiento de un sólido rígido), el cuerpo será deformado. Se consideran dos tipos de deformaciones en un material:

3.3.1. Deformación longitudinal (elongación):

La deformación longitudinal de una línea es definida como:

$$\text{Elongación } (\varepsilon) = \frac{\Delta \text{Longitud}}{\text{Longitud Original}} = \frac{(l_i - l_f)}{l_i} \quad (3.8)$$

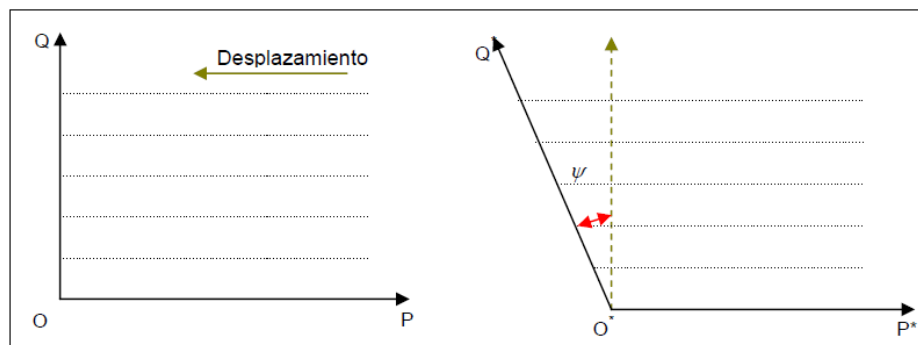
3.3.2. Deformación de corte (Cambio angular):

La deformación angular que resulta del cambio angular es definida como se sigue:

$$\gamma = \frac{1}{2} \tan(\psi) \quad (3.9)$$

Debido a que por convención la deformación compresiva es positiva, el desplazamiento es definido como positivo cuando este resulta de fuerzas compresivas (La deformación de corte es positiva cuando el ángulo ψ aumenta). Por el contrario, la deformación de corte es negativa cuando es el resultado de una fuerza de tensión (La deformación de corte es negativa cuando el ángulo ψ disminuye). Figura 48

Figura 48. Deformación de Corte.



Fuente: Análisis de Geomecánica Aplicada a la Estabilidad de Pozo de los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos, UIS, 2004.

3.4. RESISTENCIA DE LA ROCA (STRENGTH)

La resistencia es la habilidad de la roca para resistir los esfuerzos y está dominada por la mineralogía de la roca y el carácter de las partículas en contacto. La resistencia de la roca refleja su historia geológica. Comúnmente la resistencia de la roca se mide en laboratorio mediante pruebas de compresión uniaxial y triaxial y pruebas de carga puntual.

3.5. 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.

3.5.1. Módulo de Young (E):

Es una medida de la propiedad que tiene la roca para resistir la deformación (figura 49). 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. El módulo de Young puede ser interpretado como la relación entre el esfuerzo axial aplicado y la deformación axial que se genera por la carga aplicada. La correlación utilizada para el cálculo de este módulo es la siguiente, (The Rock Physics Handbook):

$$E_d = 2G(1 + \nu) \quad (3.10)$$

Donde E_d es el módulo de Young dinámico G es el módulo de Rigidez y ν es la relación de Poisson.

$$E_e = E_d(0.93 - 2.21 * PHIA) \quad (3.11)$$

Donde E_e es el módulo de Young estático, E_d es el módulo de Young dinámico y $PHIA$ es la Porosidad

Matemáticamente el módulo de Young esta dado por:

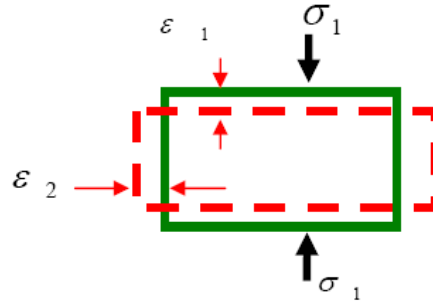
$$E = \frac{\sigma_x}{\epsilon_x} \quad (3.12)$$

Donde:

σ_x = Esfuerzo

ϵ_x = Deformación

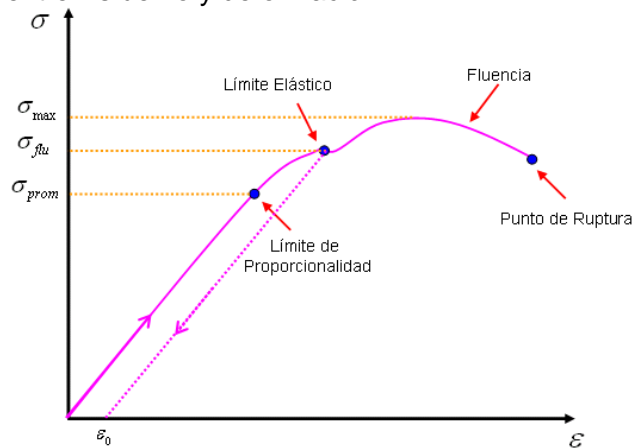
Figura 49. Esquema Representativo de la relación existente entre el esfuerzo axial y la deformación axial.



Fuente: Reporte Combinado Liria YZ-10, Schlumberger, 2005.

Cuando $\epsilon_x < 0.5\%$ se cumple la ley de Hooke (Existe una relación lineal entre el esfuerzo y la deformación unitaria). Figura 50

Figura 50. Relación entre Esfuerzo y deformación.



Fuente: Modificado de NUÑEZ P., LOHR,G y WERHUN T. 2005.

3.5.2. Módulo de Poisson (ν):

Es la capacidad que tiene un material de expandirse lateralmente bajo esfuerzos efectivos (figura 51). 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 $0.15 \leq \nu \leq 0.25$.

La relación de Poisson es el módulo elástico que relaciona la deformación longitudinal y la deformación en dirección transversal, este módulo puede determinarse utilizando la

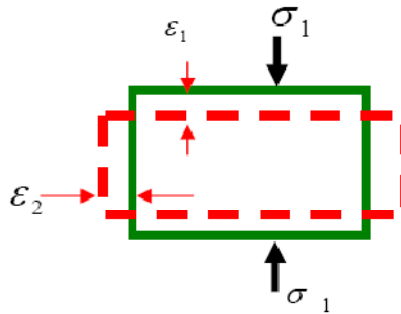
relación que se presenta a continuación, la cual está en función de las velocidades de las ondas compresionales y de cizalla, las cuales son los inversos de los tiempos de tránsito de las ondas compresionales y de cizalla en $\mu\text{s}/\text{ft}$, obtenidos del registro sísmico, (The Rock Physics Handbook):

$$v = \frac{v_p^2 - 2v_s^2}{2(v_p^2 - 2v_s^2)} \quad (3.13)$$

Matemáticamente se define como:

$$v = -\frac{\varepsilon_{\text{Radial}}}{\varepsilon_{\text{Axial}}} \quad (3.14)$$

Figura 51. Esquema Representativo de la relación existente entre el esfuerzo axial y la deformación axial.



Fuente: Reporte Combinado Liria YZ-10, Schlumberger, 2005.

3.5.3. Módulo de Bulk (K):

Es la relación entre el cambio de la presión hidrostática (esfuerzo) y la deformación volumétrica correspondiente (figura 52). El módulo de Bulk es el recíproco de la compresibilidad de la matriz de la roca (una alta compresibilidad corresponde a un bajo módulo de bulk). La correlación para calcular este módulo está en función de los tiempos de tránsito de las ondas compresionales (DTc) y de cizalla (DTs), obtenidas del registro sísmico y la densidad de la formación, obtenida del registro de densidad. (The Rock Physics Handbook):

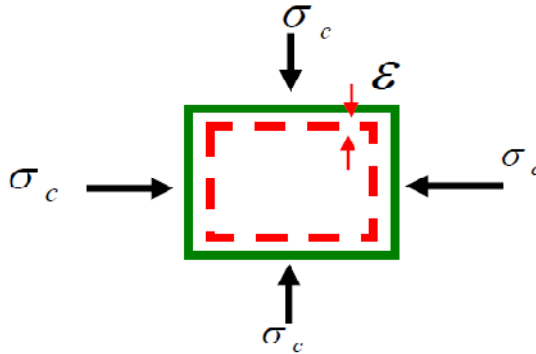
$$K = 1.34 * 10^{10} \rho \left(\frac{1}{DT_c^2} - \frac{4}{3DT_s^2} \right) \quad (3.15)$$

Matemáticamente esta dado por:

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta V/V_0} = \frac{d\sigma}{d\varepsilon_v} \quad (3.16)$$

$$K = \frac{1}{C_r} \quad (3.17)$$

Figura 52. Esquema Representativo de la relación existente entre el esfuerzo hidrostático y la deformación volumétrica.



Fuente: Reporte Combinado Liria YZ-10, Schlumberger, 2005.

3.5.4. Módulo de Rigidez “Corte” (G):

Representa la medida de la resistencia de un cuerpo a cambiar de forma (figura 53). Puede ser definido como la relación entre el esfuerzo de Corte y la deformación de Corte. Este módulo puede ser calculado en función del tiempo de tránsito de la onda compresional (DTc), obtenida a partir del registro sísmico y la densidad de la formación tomada por el registro de densidad (The Rock Physics Handbook):

$$G = 1.34 * 10^{10} \left(\frac{RHOB}{DT_s^2} \right) \quad (3.18)$$

El módulo de rigidez matemáticamente está dado por:

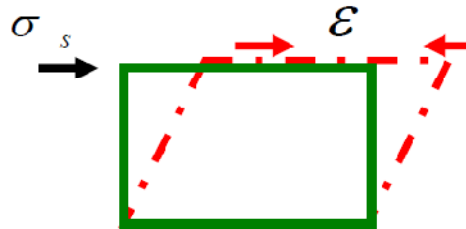
$$G = \frac{\tau}{\gamma} \quad (3.19)$$

Donde:

τ = esfuerzo de Corte

γ = deformación de corte

Figura 53. Esquema Representativo de la relación existente entre el esfuerzo de corte y la deformación de corte.



Fuente: Reporte Combinado Liria YZ-10, Schlumberger, 2005.

4. HERRAMIENTA SOFTWARE DE EDICIÓN DE REGISTROS SÓNICOS

Antes de efectuar el estudio e interpretación de registros de pozo, existe una etapa preliminar, que corresponde al análisis de estado de la calidad del registro crudo (raw log) proveniente del pozo. Este proceso de control de calidad se conoce como edición de registro, en el cual el intérprete debe inspeccionar, recorrer y correlacionar el registro trazo a trazo, con el fin de identificar picos anómalos o lecturas erróneas, corregirlos y suavizar las curvas. Este proceso dispendioso, emplea un gran tiempo y desgaste por parte del intérprete y depende únicamente de su criterio y conocimiento. La edición hace menos eficiente el proceso de interpretación por la necesidad de tiempo para correlacionar, eliminar, corregir y suavizar las curvas, ya que no existe ninguna herramienta que permita realizar este ajuste de calidad de las curvas.

La importancia de la edición del registro sísmico radica en la incidencia del tiempo de tránsito en el cálculo de los módulos elásticos de la roca, necesarios para desarrollar un modelo geomecánico que permita reducir costos y riesgos operacionales durante los procesos de perforación.

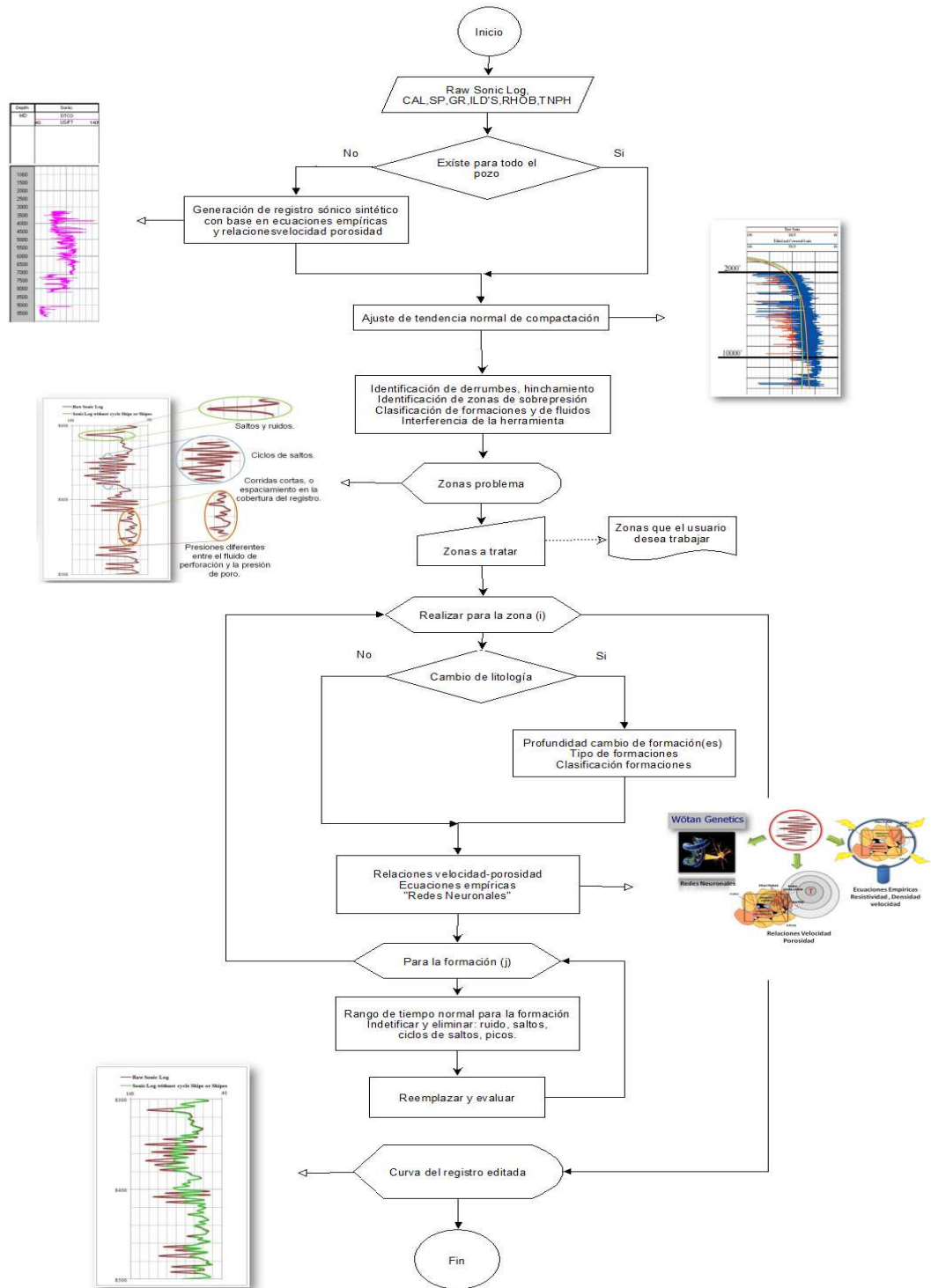
De acuerdo a esto, en el presente trabajo se expone el diseño de una herramienta de edición que identifica en el registro sísmico posibles alteraciones del tiempo de tránsito promedio, con base en los factores que influyen las ondas acústicas en la roca, el tipo de herramienta empleada, y la formación en donde se registra la lectura. La herramienta brinda la posibilidad al intérprete de corregir dichas anomalías de acuerdo a su criterio, empleando relaciones velocidad-porosidad, ecuaciones empíricas o suavizando la curva de acuerdo a rangos de tiempo de tránsito establecidos para la formación de interés con base en redes neuronales, para finalmente editarlo.

4.1. FLUJO-GRAMA USADO PARA LA EDICIÓN DE REGISTROS SÓNICOS

En forma global, la herramienta está constituida por tres módulos principales que competen a la generación de registros sintéticos para zonas de interés, evaluación del tiempo de tránsito y edición; a continuación se hace una descripción secuencial del flujo-grama presentado en la figura 54.

El primer paso es identificar el tipo y estado, de los registros disponibles en el pozo (registros de litología, resistividad y porosidad), con el fin de establecer que curvas son las que se deben analizar y que tratamiento han tenido antes de pasar por el proceso.

Figura 54. Flujo-grama de recorrido para la edición de los registros sínicos.



Fuente: Los Autores.

El siguiente paso es establecer las zonas que no cuentan con registro sísmico y modelar un registro sintético para dichas profundidades con base en la información disponible. Como recomendación al intérprete, se hace un análisis de tendencia normal de compactación con el cual se pretende encontrar las diferentes zonas en las que podría tener alteraciones el registro y observar la secuencia de formaciones del pozo de interés respecto al campo.

Después de realizar el modelado petrofísico y mecánico del pozo, el programa identifica cada uno de los factores que alteran el tiempo de tránsito en profundidad identificando las zonas y las posibles causas de alteración. Posterior a este proceso, el intérprete determina que zonas son las que necesitan ser editadas, de manera que el programa recorre en profundidad el registro, identifica las zonas de alteración que estipuló el intérprete y evalúa el tiempo de tránsito con base en rangos normales de tiempo establecidos para la o las unidades litológicas presentes en la formación, suaviza la curva y determina tiempos de tránsito sintéticos con base en relaciones velocidad porosidad, ecuaciones empíricas que son validadas con redes neuronales, y corrige los datos alterados en la curva, para finalmente editar el registro.

4.2. GENERACIÓN DE REGISTROS SÍSMICOS SINTÉTICOS

En la mayoría de las ocasiones, cuando se perfora un pozo no se corre el set de registros completo para todo el pozo, o los datos obtenidos durante la misma no son útiles para la interpretación, debido a problemas operacionales, costos de la corrida, facilidad de acceso, litologías complejas, entre otros.

Generalmente se corre un registro de litología para todo el pozo, reservando los registros de resistividad y de porosidad (neutrón y densidad), para las formaciones productoras o de interés; de manera que no se cuenta con el registro sísmico para todo el pozo, lo que hace necesario generar un registro sintético a partir de relaciones empíricas y ecuaciones velocidad porosidad, que involucran los datos obtenidos por las otras herramientas y parámetros estándar estipulados, para estimar propiedades elásticas de la roca a fin de elaborar modelos geomecánicos para la zona, útiles para optimizar procesos de perforación posteriores.

Las ecuaciones empleadas para modelar el tiempo de tránsito son las relaciones velocidad porosidad de Wyllie y Raymer-Hunt-Gardner; y las relaciones empíricas de Faust, y Gardner.

4.2.1. Relaciones velocidad-porosidad

4.2.1.1. Ecuación de tiempo de tránsito promedio de Wyllie

Evaluaciones de Wyllie (1956, 1958, 1963) revelaron que una relación relativamente simple puede ser encontrada entre la velocidad y la porosidad en rocas sedimentarias cuando:

- ✓ Tengan una mineralogía relativamente uniforme
- ✓ Estén saturadas de un fluido
- ✓ Tengan una presión efectiva alta.

Wyllie aproximó estas relaciones con la expresión:

$$\frac{1}{V_P} = \frac{\phi}{V_{P-fl}} + \frac{1-\phi}{V_{P-o}} \quad (4.1)$$

Donde V_P , V_{P-o} y V_{P-fl} son las velocidades de la onda P de las rocas saturadas, del material mineralógico que caracteriza la roca y del fluido de poro, respectivamente.

Esta ecuación se puede interpretar de la siguiente manera: el tiempo de tránsito total es la suma del tiempo de tránsito en el mineral más el tiempo de tránsito en fluido de poro. Por lo tanto es llamada la ecuación de tiempo promedio. (The Rock Physics Handbook, 2003).

Esta ecuación es generalmente usada para estimar las velocidades sísmicas esperadas de rocas con una mineralogía y fluido de poro dado, considerando que:

- ✓ La roca es isotrópica
- ✓ La roca debe estar saturada de un fluido
- ✓ Presiones del orden de 30 MPa, (con el fin de establecer una velocidad terminal)
- ✓ Las rocas son consolidadas y cementadas
- ✓ La roca debe tener preferiblemente porosidad primaria, puesto que para porosidad secundaria hay una menor disminución en velocidad.
- ✓ Mineralogía homogénea y sencilla.
- ✓ Se pueden ajustar las correlaciones.
- ✓ Porosidades intermedias.

Esto implica, que la ecuación de tiempo promedio de Wyllie puede ser extendida para estudiar mezclas mineralógicas con una velocidad promedio efectiva, e implementar correlaciones para arcillosidad, compactación y porosidad secundaria.

4.2.1.2. Relación de Raymer - Hunt – Gardner

Raymer (1980), sugiere mejoras a las relaciones empíricas de Wyllie de tiempo de tránsito así:

$$V = (1 - \phi)^2 V_O + \phi V_{fl} \quad \phi < 37\% \quad (4.2)$$

$$\frac{1}{\rho V^2} = \frac{\phi}{\rho_{fl} V_{fl}^2} + \frac{1-\phi}{\rho_O V_O^2} \quad \phi > 47\% \quad (4.3)$$

Donde V , V_{fl} y V_O son las velocidades en la roca, fluido de poro y en los minerales, respectivamente. Los términos ρ , ρ_{fl} y ρ_O son las densidades de la roca, el fluido y los minerales, respectivamente. Una tercera expresión para porosidades intermedias es derivada como una simple interpolación entre los dos datos anteriores:

$$\frac{1}{V} = \frac{0,47-\phi}{0,1V_{37}} + \frac{\phi-0,37}{0,1V_{47}} \quad (4.4)$$

Donde V_{37} es calculada de la fórmula de baja porosidad a $\phi = 37\%$ y V_{47} es calculada de la fórmula de alta porosidad a $\phi = 47\%$.

Debido a que esta ecuación se trata de una modificación de la ecuación de Wyllie, ella es utilizada para estimar las mismas relaciones de velocidad-porosidad, tomando en cuenta sus mismos parámetros de forma empírica.

4.2.2. Ecuaciones empíricas

4.2.2.1. Relación de Gardner

Hay ocasiones en las que un pozo solo posee una curva RHOB y ninguna curva sónica. En casos como este, se hace necesario recurrir a relaciones empíricas entre las ondas de velocidad compresionales y la densidad para obtener un registro sónico. 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.

Según la literatura, se ha mostrado que estas relaciones o modificaciones pueden ser aplicadas de manera satisfactoria para sinnúmero de formaciones sedimentarias. La relación está dada por la siguiente ecuación:

$$\rho = cv^n \quad (4.5)$$

Donde ρ , es la densidad de la formación en g/cm^3 , 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.

Deducción de la relación de Gardner en función de tiempos de tránsito de la onda P

$$\rho = 0.23V_p^{0.25} \quad (4.6)$$

Relación de la velocidad de Gardner Original

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

$$V = \frac{1}{\Delta t} \quad (4.7)$$

Reemplazando y despejando Δt en función de ρ :

$$\rho = 0.23 \left(\frac{1}{\Delta t} \right)^{0.25} \quad (4.8)$$

$$\Delta t^{1/4} = \left(0.23 * \frac{1}{\rho} \right) \quad (4.9)$$

$$\Delta t = \left(\frac{0.23}{\rho} \right)^4 \quad (4.10)$$

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 $\mu s/ft$:

$$\Delta t = \left(\frac{0.23}{\rho} \right)^4 * \left(\frac{1}{1E-6} \right) \equiv \Delta t = \left(\frac{25}{\rho} \right)^4 / 140 \quad (4.11)$$

4.2.2.2. Relación de Faust

Velocidad como una función de la profundidad y el tiempo Geológico.

L.Y Faust, en 1951 a partir de relaciones empíricas, desarrolló una correlación que asocia diferentes características de las zonas estudiadas, con respecto a sucesos que pudieron aportar de cierta manera al comportamiento de las ondas acústicas en los materiales existentes. Se propone una relación entre la velocidad de Ondas (P y S) de una formación con el tiempo geológico; dichas relaciones fueron hechas para ser aplicadas en diferentes litologías, como calizas, areniscas, pero su estudio se centró básicamente en el comportamiento de los Shales. La relación propuesta fue la siguiente:

$$v = \alpha(TZ)^{1/6} \quad (4.12)$$

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.

Velocidad como una función de la profundidad y la resistividad de la formación.

En 1953, L.Y. Faust, presentó una relación matemática que sirvió como base para el modelamiento de registros, la cual fue deducida empíricamente a partir de una serie de estudios a diferentes litologías. La relación propuesta relaciona la velocidad de las ondas P de una formación con propiedades como la resistividad y parámetros como el tiempo geológico y la profundidad, la cual es aplicada en la actualidad, mostrando tendencias muy cercanas entre los registros Sónicos modelados y los reales.

$$v = \alpha(ZTL)^{1/6} \quad (4.13)$$

Donde L es una sección promedio de shale y arenisca y es equivalente a R_v/T . obteniendo la siguiente ecuación:

$$v = \alpha(ZR_t)^{1/6} \quad (4.14)$$

Donde v es la velocidad de las ondas P en ft/s a la profundidad Z en ft, 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 α fue determinado a partir de diferentes pruebas a rocas de diferentes litologías.

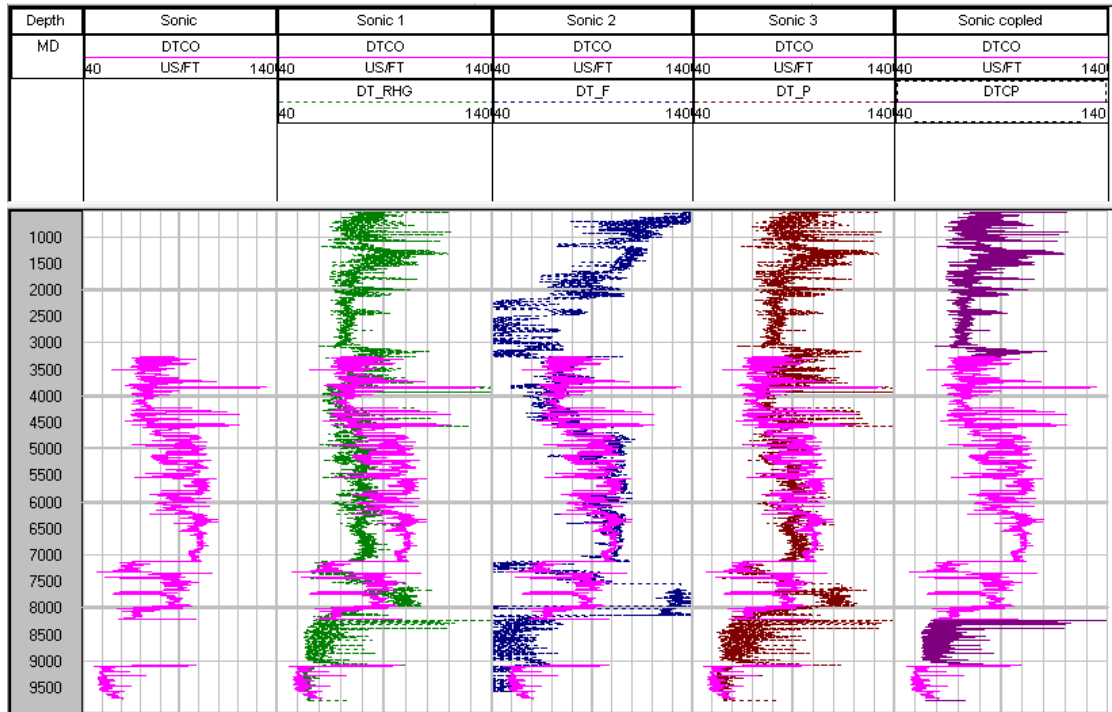
Henderson Petrophysics modificó la ecuación de Faust y propuso luego de revisar diferentes estudios en los cuales encontró que α en realidad no es una constante, además se dio cuenta que puede ser descrita como una función simple de la profundidad o una constante zonificada.

$$\alpha = \frac{v}{(RZ)^{1/6}} \quad (4.15)$$

Modelamiento de ecuaciones empíricas y relaciones velocidad porosidad

En la industria, el modelamiento de ecuaciones empíricas y relaciones velocidad porosidad es altamente empleado, ya que requiere únicamente modificar un tipo de ecuación y aplicarla. El grado de ajuste respecto a los datos reales es muy bueno, pero aún así existen algunas falencias en el modelaje de relaciones y ecuaciones, que son ajenas al tipo de ecuación, radicando en la calidad de información disponible y en los parámetros empleados. Con base en la cantidad y calidad de la información disponible, se emplean las ecuaciones mencionadas, para modelar el tiempo de tránsito (figura 55).

Figura 55.Registros sónicos sintéticos para un pozo empleando distintos tipos de ecuaciones.



Fuente: Los Autores.

El criterio de selección de la ecuación empleada para modelar el registro sónico depende del intérprete y de las condiciones bajo las cuales se aplica, como se explicó anteriormente.

No obstante la herramienta permite generar un tiempo de tránsito acoplado (DTCP) integrando los mejores modelos sintéticos a la curva real, con el fin de obtener la mejor curva.

Virtudes y Falencias del modelamiento de ecuaciones empíricas y relaciones velocidad porosidad

- ✓ Son ampliamente aplicables debido a la diversidad de parámetros abarcados por las mismas (resistividad, profundidad, porosidad, densidad), y a la variabilidad de información requerida
- ✓ Su ajuste depende únicamente de la calidad de la información disponible, y no se ve afectada por errores interpretativos de estimación
- ✓ El ajuste brindado por el modelo para algunas relaciones, en diferentes formaciones no es el más óptimo ya que se desvía de los datos reales

- ✓ Algunas relaciones emplean parámetros de ajuste establecidos (tiempo de tránsito en la matriz, en el fluido, constantes empíricas) que varían con las características de la formación

4.3. EVALUACIÓN DEL TIEMPO DE TRÁNSITO

Una vez que el intérprete ha modelado la curva sintética, si lo requiere, la herramienta realiza una evaluación de la curva con base en: rangos de tiempo normal para determinadas formaciones con características petrofísicas específicas, tipo de herramienta empleada durante la corrida y estado mecánico del pozo.

4.3.1. Selección y determinación de rangos de tiempo de tránsito

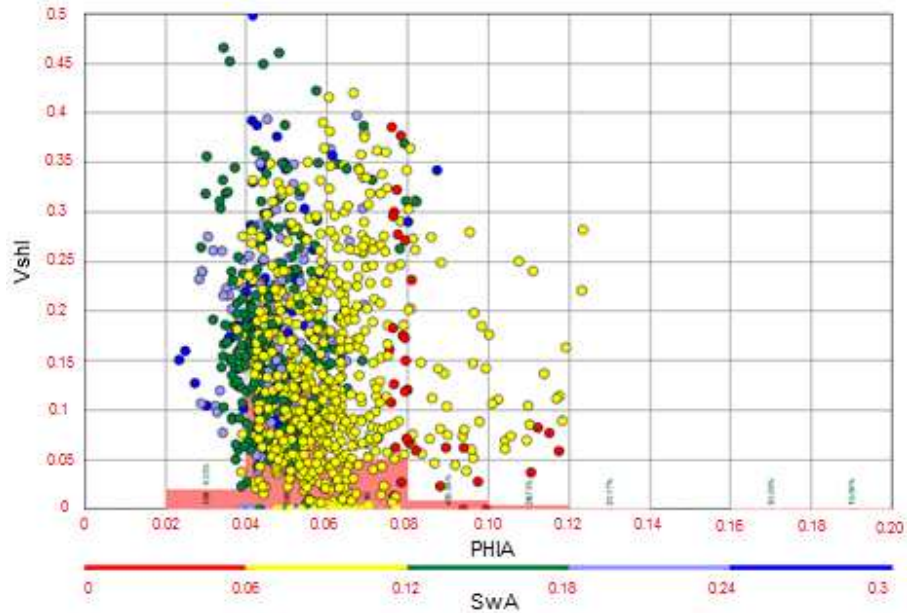
Uno de los objetivos principales de la herramienta es generar curvas útiles para el modelamiento geomecánico que sean verídicas de acuerdo a los tipos de litologías y características petrofísicas encontradas. La determinación y validación de los rangos de tiempo de tránsito se hizo por medio de análisis gráfico del comportamiento entre las propiedades petrofísicas y su incidencia en el mismo, implementando redes neuronales como herramienta de validación.

Para este análisis se seleccionó tendencias entre las propiedades petrofísicas con el fin de estudiar cómo es la variación del tiempo de tránsito respecto a la tendencia descrita. Los gráficos de correlación propuestos para encontrar patrones de discriminación entre las propiedades petrofísicas son:

- ✓ Porosidad vs. Volumen de arcilla en función de Saturación de agua
- ✓ Saturación de Agua vs. Volumen de arcilla en función de la Densidad
- ✓ Densidad vs. Porosidad
- ✓ Porosidad vs. Densidad en función del Volumen de arcilla
- ✓ Saturación de agua vs. Resistividad en función de la porosidad

A continuación se muestra algunos gráficos de selección de areniscas y limolitas trabajados para un campo colombiano, junto con una breve descripción del comportamiento observado. Por efectos de confidencialidad se ha denominado Campo UIS, razón por lo cual se adoptará el nombre de UIS 1, para el pozo en el cual se hace el análisis y aplicación del presente trabajo de grado.

Figura 56. Crossplot de tendencia: Volumen de arcilla vs porosidad en función de la saturación de agua.

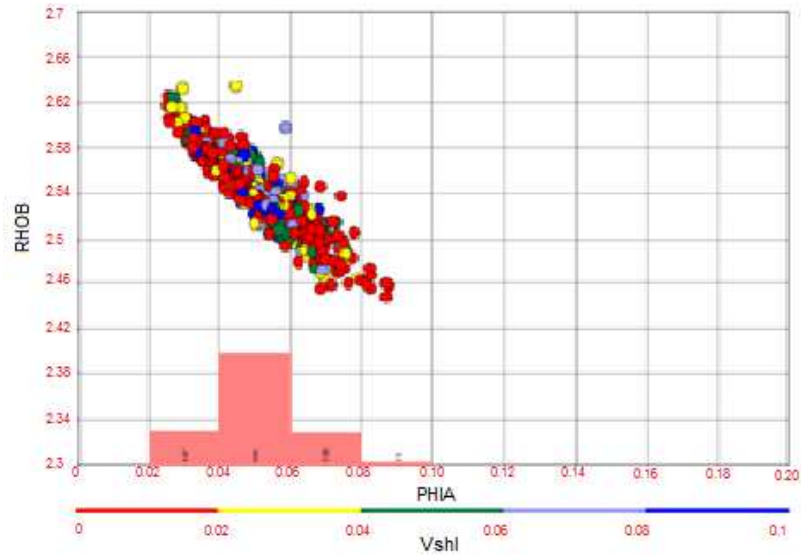


Fuente: Los Autores

En la figura 56 se observa una clara discriminación de la saturación de agua en función de la porosidad, la cual se atenúa a medida que incrementa el volumen de arcilla. Los mayores valores de saturación se presentan en los menores valores de porosidad, esto significa que las limolitas de menor porosidad están totalmente saturadas con agua en la mayoría de las unidades litológicas dentro de la formación, por otra parte, los menores valores de saturación se presentan para los mayores rangos de porosidad, esto puede darse por presencia de mayores volúmenes porosos no interconectados, o saturación de otros fluidos como gas en algunos casos o ausencia del mapa de agua.

En la figura 57 no se observa ninguna discriminación ya que el volumen de arcilla varía en todos los rangos de porosidad, este comportamiento se debe a que las areniscas y las limolitas tienen material arcilloso en la matriz que cementa el volumen poroso.

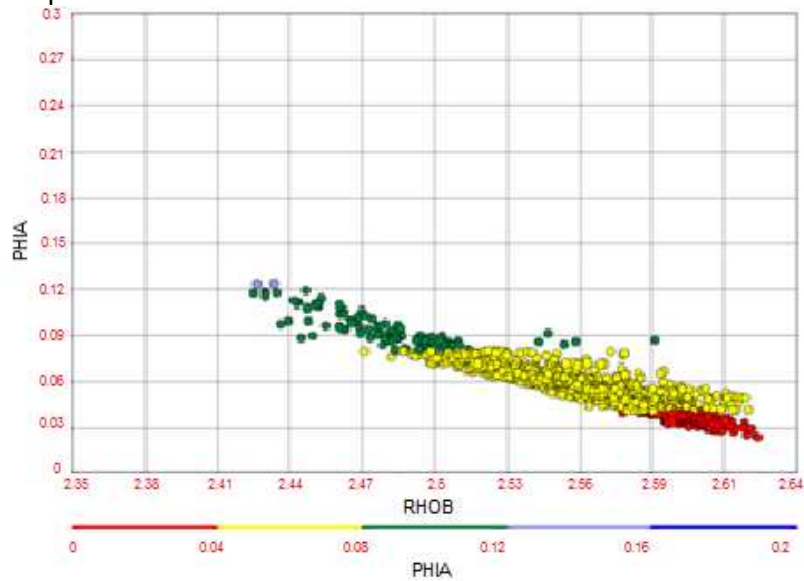
Figura 57. Crossplot de tendencia: Densidad vs. porosidad en función del Volumen de arcilla.



Fuente: Los Autores

En la figura 58 se observa una clara tendencia de la distribución de la densidad en función de la porosidad, el cual es útil para discriminar el tipo de formación. A medida que incrementa la porosidad disminuye la densidad, esto significa que a medida que la roca es menos densa es más porosa.

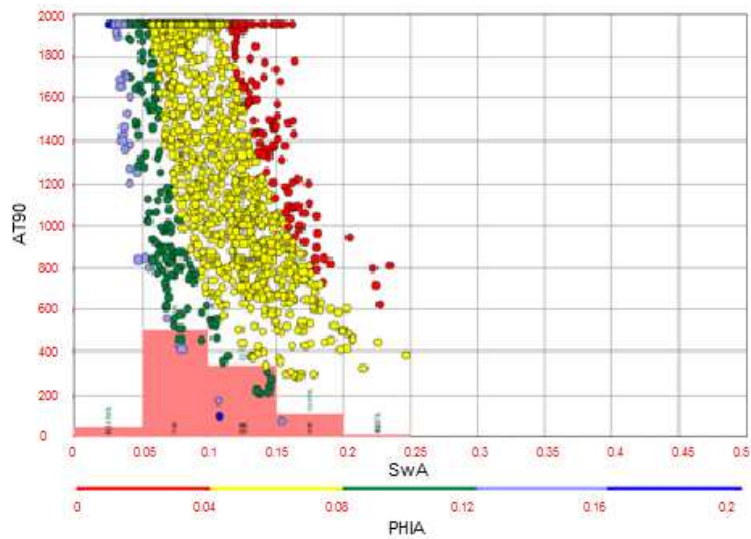
Figura 58. Crossplot de tendencia: Porosidad vs Densidad.



Fuente: Los Autores.

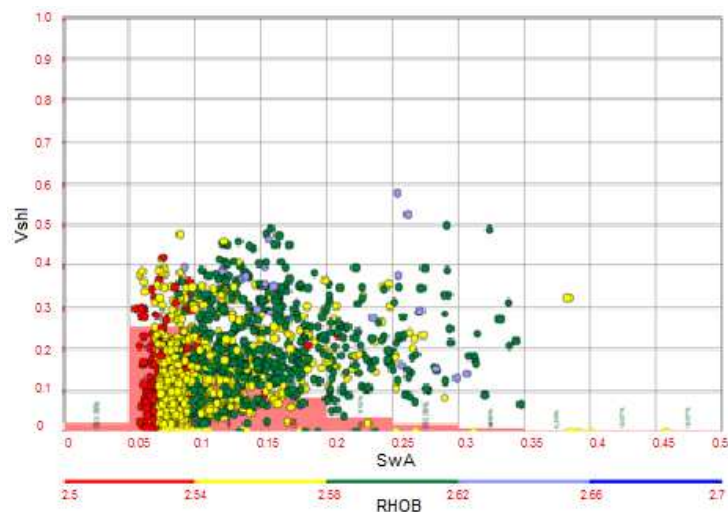
En la figura 59 se observa una discriminación en la saturación dada por la porosidad con el mismo comportamiento descrito en la figura 56, junto con la tendencia de la saturación de agua en función de la resistividad, esto es disminución de la resistividad a medida que incrementa la saturación de agua.

Figura 59. Crossplot de tendencia: Resistividad vs Saturación de agua en función de la Porosidad.



Fuente: Los Autores.

Figura 60. Crossplot de tendencia: Volumen de arcilla vs Saturación de agua. en función de la Densidad.



Fuente: Los Autores.

En la figura 60 se observa como a medida que incrementa la saturación de agua se incrementa la densidad de la formación, esto significa que las formaciones con mayor densidad presentan una mayor saturación de agua en los espacios porosos, es decir que estos están totalmente saturados con agua. También se destaca que a medida que incrementa la saturación se presenta una mayor dispersión en la densidad, esto se debe al material arcilloso en la matriz de la roca.

Al analizar los gráficos de tendencia cabe destacar que el gráfico que es útil para realizar una discriminación petrofísica, para realizar el estudio de incidencia en el tiempo de tránsito, es el que relaciona la porosidad vs volumen de arcilla en función de la saturación de agua. Con base en este gráfico se plantea los siguientes criterios para realizar el estudio de incidencia.

Clasificación litológica

- ✓ Arcillas $V_{shl} > 0.7$
- ✓ Limolitas $0.7 > V_{shl} > 0.4$
- ✓ Areniscas $0.4 > V_{shl}$

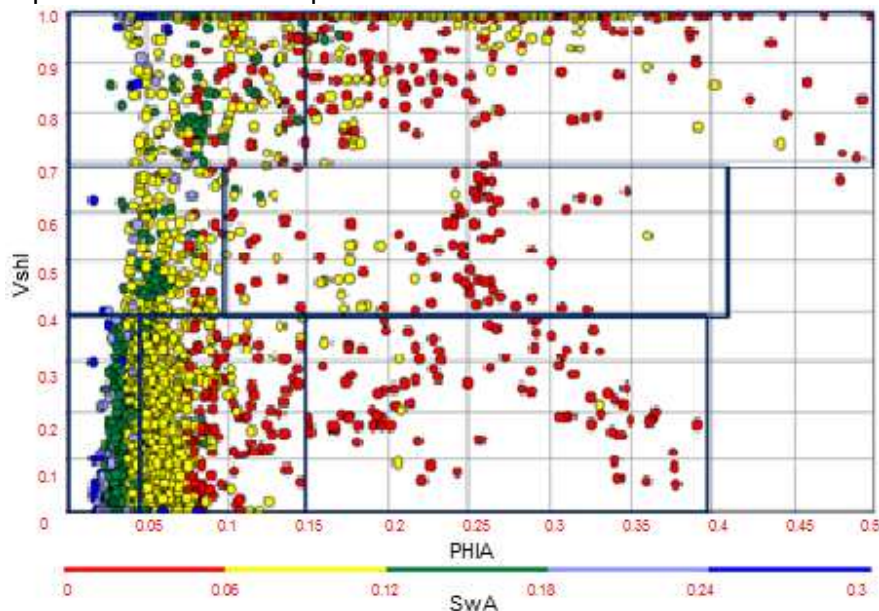
Clasificación Petrofísica

- ✓ Porosidades Altas $0.45 > \emptyset > 0.35$
- ✓ Porosidades Medias $0.35 > \emptyset > 0.15$
- ✓ Porosidades Bajas $0.15 > \emptyset$

Al aplicar esta discriminación se encontraron 7 rangos para el pozo UIS 1 mostrados a continuación en el gráfico (figura 61).

Una vez establecidos los rangos para realizar el estudio de incidencia en el tiempo de tránsito, se delimitaron los datos en las nubes de puntos, y se correlacionó de forma que se observara las variaciones del tiempo de tránsito en función de la porosidad, densidad, saturación de agua y volumen de arcilla.

Figura 61. Rangos seleccionados para realizar el estudio de incidencia de las propiedades petrofísicas en el tiempo de tránsito.



Fuente: Los Autores.

A continuación se muestra la metodología empleada en el estudio de cada uno de los rangos, junto con un ejemplo hecho para una arcilla de alta porosidad (unidad litológica), parcialmente saturada con las siguientes características.

Tabla 4. Características Petrofísicas de la unidad litológica estudiada.

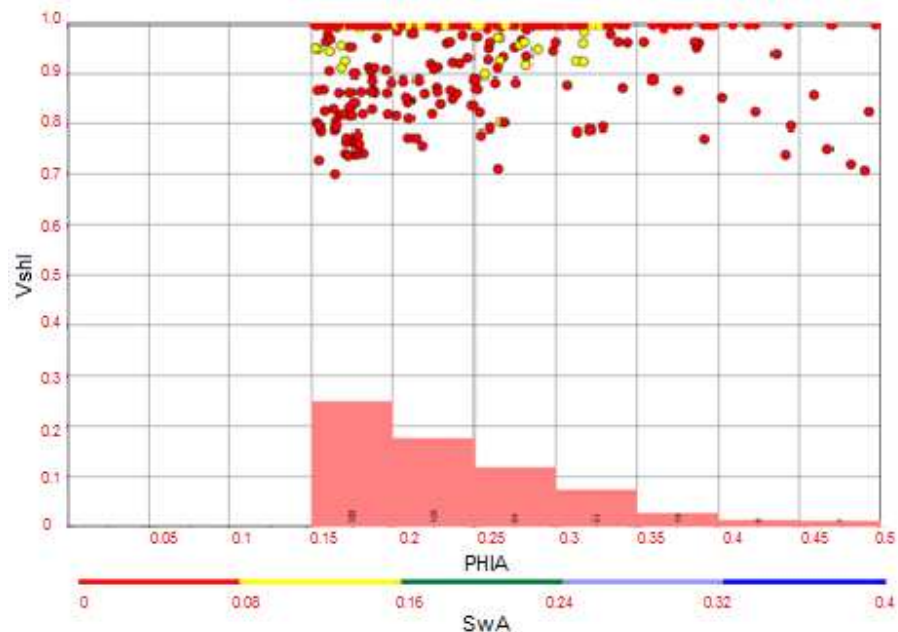
Propiedad	Mayor valor	Menor valor
Porosidad (%)	0.45	0.18
Densidad (g/cm³)	2.46	1.95
Saturación de agua %	0.16	0.08
Volumen de arcilla %	1	0.7
Fuente: Los Autores.		

4.3.2. Metodología de estudio

4.3.2.1. Discriminación de los datos en función de la porosidad, el volumen de arcilla, y la saturación de agua.

Inicialmente se toma de la nube de puntos los datos que corresponden a los valores de porosidad y volumen de arcilla establecidos, con el fin de observar los valores de saturación de dicha formación y establecer el rango de análisis. También se evalúa la distribución de los datos para identificar características propias del tipo de formación estudiada.

Figura 62. Distribución petrofísica volumen de arcilla vs porosidad, en función de la saturación de agua, para una formación arcillosa parcialmente saturada.



Fuente: Los Autores.

En la figura 62 se observa la nube de datos seleccionada en el caso de ejemplo, a partir del criterio inicial establecido. En ella se observa una mayor concentración de puntos en el rango de porosidades de 0.15 a 0.35, representando los valores más altos de saturación de agua 0.08 a 0.16, para un volumen de arcilla mayor a 0.7. También se observa la gran dispersión que tiene el rango de valores debido a la heterogeneidad natural de la formación.

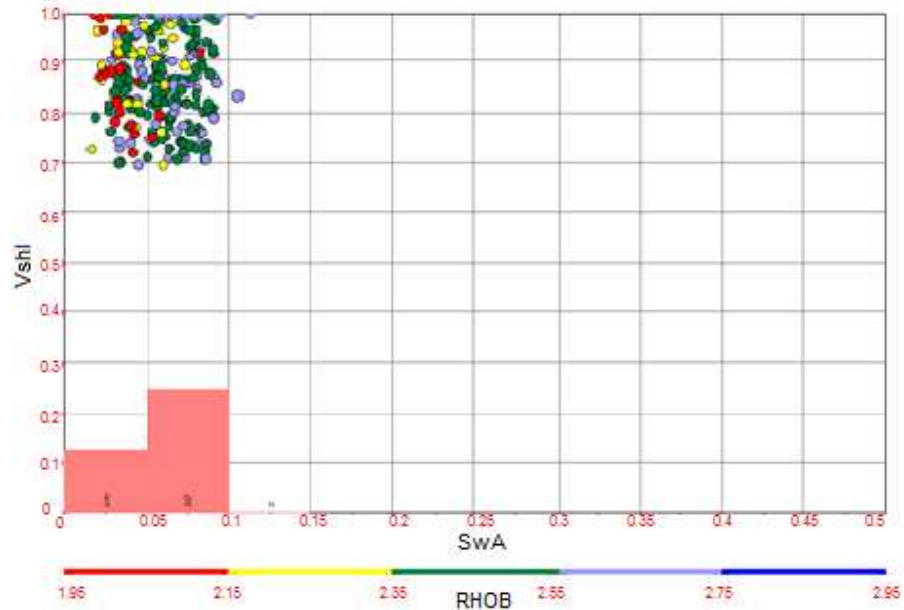
4.3.2.2. Discriminación de los datos en función de la saturación de agua, el volumen de arcilla y densidad.

Una vez delimitados los valores de mayor concentración en saturación de agua, se selecciona la nube de puntos dentro del rango analizado manteniendo constante el volumen de arcilla en un gráfico de saturación vs volumen de arcilla, en función de la

densidad, con el fin de establecer el rango de densidad de la formación y la distribución de la misma.

En la figura 63 se observa la nube de datos seleccionada en el caso de ejemplo, a partir de la discriminación de planteada. En ella se observa que para la formación estudiada el rango de densidad varía ampliamente de 2 a 2.55 g/cm³.

Figura 63. Distribución petrofísica volumen de arcilla vs saturación de agua, en función de la densidad, para una formación arcillosa parcialmente saturada.



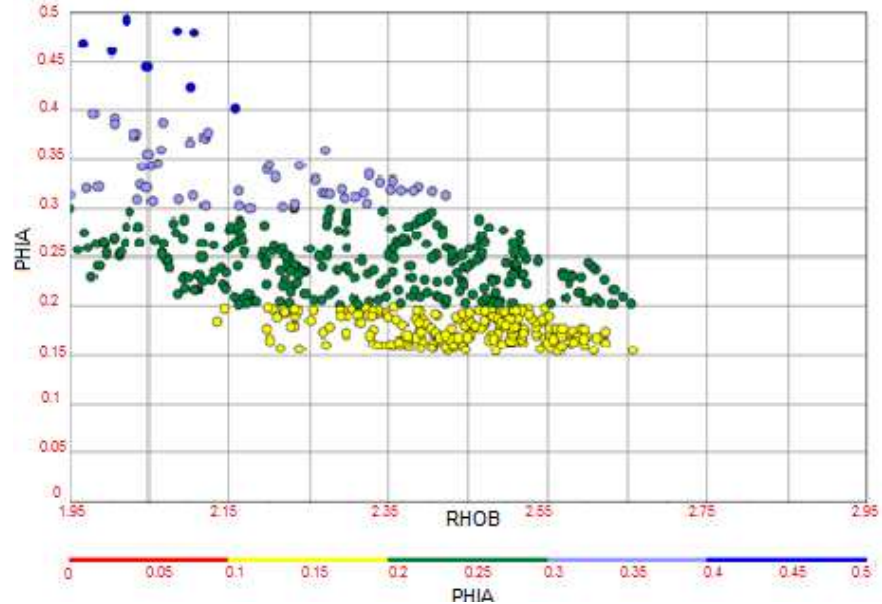
Fuente: Los Autores.

4.3.2.3. Estudio de la variación de la porosidad de la formación en función de la densidad

Analizar el rango de densidades hallado es útil para identificar las características petrofísicas propias de la formación, establecer la heterogeneidad y composición mineralógica.

En la figura 64 se observa la distribución de densidad - porosidad, a partir de la discriminación planteada. De ella se puede inferir que la formación arcillosa presenta una alta heterogeneidad, con una variación de mayor concentración en densidad de 2.3 – 2.5 g/cm³, la dispersión de los puntos indica la gran variedad de composición mineralógica presente en la formación.

Figura 64. Distribución petrofísica de la porosidad en función de la densidad, para una formación arcillosa parcialmente saturada.



Fuente: Los Autores.

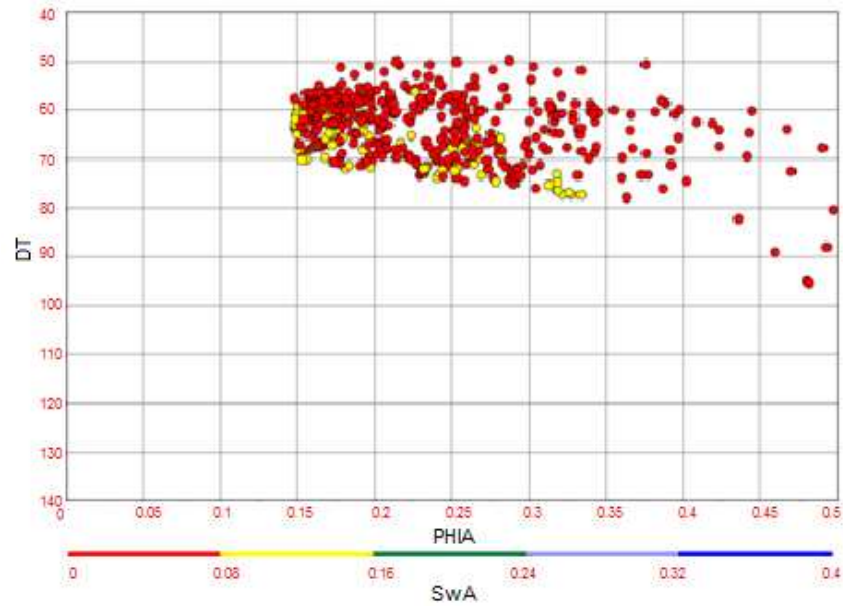
4.3.2.4. Análisis de incidencia de las propiedades petrofísicas en el tiempo de tránsito

Una vez realizado el análisis de las características petrofísicas de la roca, se estudia la variación e incidencia del tiempo de tránsito en función de: porosidad-saturación de agua (figura 65), saturación de agua-densidad (figura 66), densidad-porosidad (figura 67). Este análisis es útil para estimar el comportamiento de las ondas acústicas en las formaciones a medida que se varía las características petrofísicas en la misma, es decir hacer análisis de compactación, dispersión, tendencia, anomalías y alteraciones en el tiempo de tránsito esperado.

En los gráficos de análisis de incidencia petrofísica de porosidad en función de la saturación de agua y saturación de agua en función de la densidad (figuras 65 y 67), se observa una gran dispersión en la nube de puntos a lo largo de los rangos de porosidad y densidad respectivamente.

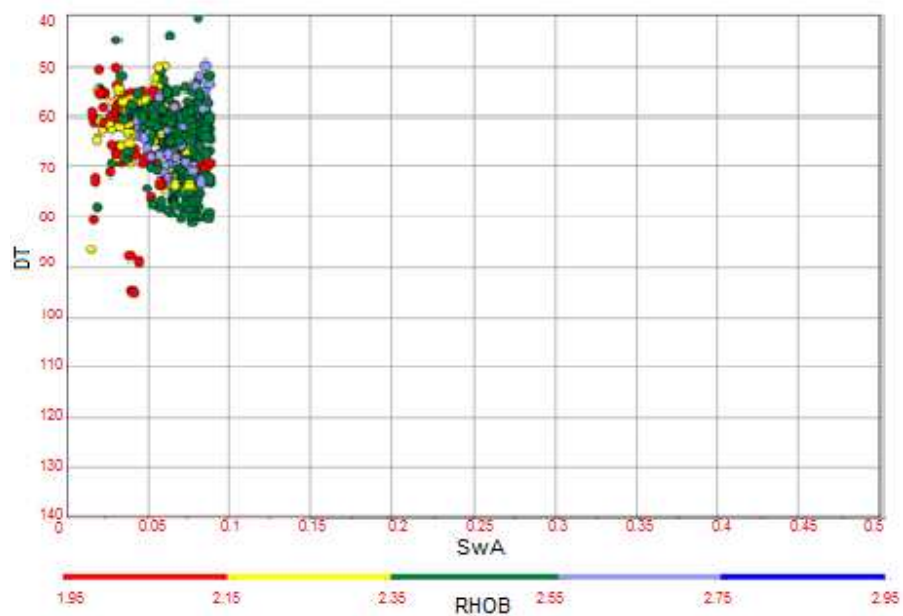
Es evidente como a medida que se presenta una mayor porosidad (0.15 -0.35) en la formación y disminuye la saturación de agua (0.06-0.12), se observa una mayor atenuación del tiempo de tránsito, junto con una mayor dispersión del mismo (figura 65).

Figura 65. Incidencia petrofísica de la porosidad en función de la saturación de agua, sobre el tiempo de tránsito promedio, para una formación arcillosa parcialmente saturada.



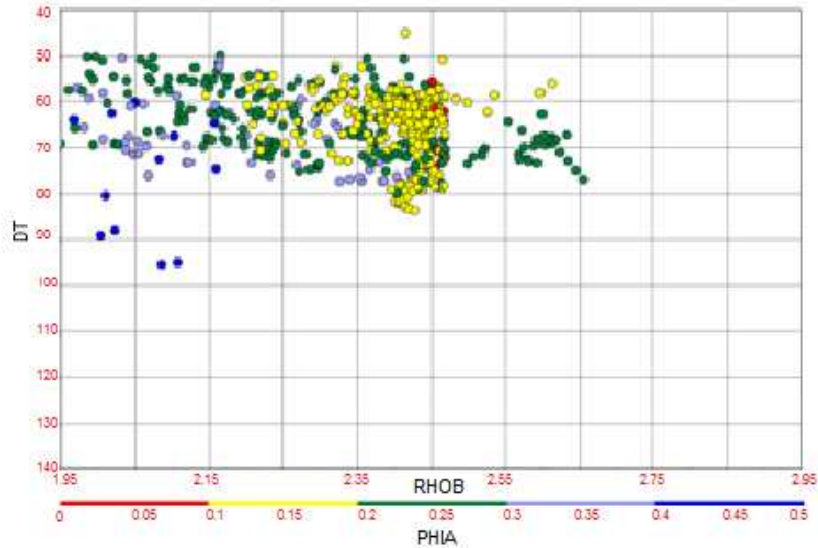
Fuente: Los Autores.

Figura 66. Incidencia petrofísica de la saturación de agua en función de la densidad, sobre el tiempo de tránsito promedio, para una formación arcillosa parcialmente saturada.



Fuente: Los Autores.

Figura 67. Incidencia petrofísica de la saturación de agua en función de la densidad, sobre el tiempo de tránsito promedio, para una formación arcillosa parcialmente saturada.



Fuente: Los Autores.

Este comportamiento se debe a la mayor alteración en la onda compresional ocasionada por un medio más poroso, es decir, a mayores porosidades más va a tardar la onda compresional en recorrer la formación y ser refractada completamente; la dispersión también se alude a este fenómeno, ya que la heterogeneidad del ambiente poroso retarda o aumenta la refracción acústica dependiendo del medio, un medio de mayor porosidad tiene una mayor saturación de fluidos, agua, gas o aceite, la onda se ve retardada en los fluidos, ya que es más lenta su propagación a diferencia de un medio de menor porosidad, en donde no se evidencia tanto la alteración acústica por presencia de fluidos, a menos que el fluido que satura sea gas. El rango de tiempo de tránsito inferido para dicha formación es de 57 a 65 $\mu\text{s}/\text{ft}$ a partir de este gráfico.

En la gráfica de incidencia de saturación de agua en función de la densidad (figura 66) se observa una mayor concentración de la nube de datos en los rangos de saturación de 0.05 – 0.1, con un rango de densidad de 2 -2.6 g/cm^3 . También se aprecia como a medida que incrementa la saturación de agua, incrementa la dispersión del tiempo de tránsito, lo cual describe el comportamiento normal de la onda compresional en medios porosos saturados de fluidos. El rango de densidad es característico para una formación arcillosa aunque no se distingue con claridad el valor de densidad predominante. El rango de tiempo de tránsito inferido a partir de este gráfico es de 60 a 70 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

Finalmente, al analizar la gráfica de incidencia de la densidad en función de la porosidad (figura 67), se infiere que el rango de densidad predominante para la formación es de 2.2 a 2.45 g/cm^3 , con lo cual se ratifica el valor normal de densidades para una formación

arcillosa; es evidente la dispersión de puntos que se observa a medida que se tiene menores densidades, este comportamiento se presenta porque menores rangos de densidades de la roca indica un menor contenido de material intersticial, menor porcentaje de material cementante y por ende mayores porosidades, lo cual afecta de forma significativa el tiempo de tránsito. El rango de tiempo de tránsito estimado a partir de esta gráfica es de 57 a 71 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

Al correlacionar el análisis y las distribuciones de puntos de los gráficos, se evidencia la presencia de alteraciones en la onda compresional, reflejada con altos valores de tiempo de tránsito (80-100 $\mu\text{s}/\text{ft}$) para dicha formación, densidades muy bajas (1.95-2.25 g/cm^3), saturaciones de agua muy pequeñas (0-0.08) y porosidades muy altas (0.35-0.5), (figura 65, parte inferior derecha; figuras 66 y 67, parte inferior izquierda) lo cual sugiere que se tratan de datos erróneos en la lectura del registro, ocasionados por una alteración del pozo (derrumbe), como se explico en el **capítulo 2**, ya que no existen mantos o facies de carbón en dicha formación.

4.3.2.5. Estimación de los rangos de tiempo de tránsito normales para la formación

Una vez efectuado el análisis puntual y conjunto se establece los rangos normales para dicha formación de las propiedades petrofísicas y el tiempo de tránsito, como se muestra a continuación.

Tabla 5. Características Petrofísicas de una formación arcillosa estudiada.

Rangos	PHIA	Sw	Vshl	RHOB	DT
1	0.07	0	0	2	55
	0.4	0.1	0.4	2.56	65
2	0.03	0.06	0	2.5	53
	0.08	0.12	0.4	2.6	62
3	0	0.12	0	2.5	50
	0.04	0.4	0.4	2.63	60
4	0.075	0	0.4	2	55
	0.275	0.16	0.7	2.56	65
5	0.045	0.07	0.4	2.54	57
	0.075	0.24	0.7	2.75	65
6	0.15	0	0.7	2	55
	0.5	0.1	1	2.5	70
7	0	0.05	0.7	2.4	60
	0.15	0.33	1	2.6	70

Fuente: Los Autores

Cada uno de los rangos varía de acuerdo al tipo de formación y es característico para cada unidad litológica.

4.4. REDES NEURONALES.

Una red Neuronal es una herramienta diseñada para modelar -simular- la forma en la cual el cerebro humano realiza una tarea particular o una función de interés; la red es usualmente implementada usando componentes electrónicos, o es simulada por un software. Para alcanzar un buen funcionamiento, las redes neuronales emplean una interconexión masiva de unidades de procesamiento simples llamadas “*neuronas*”.

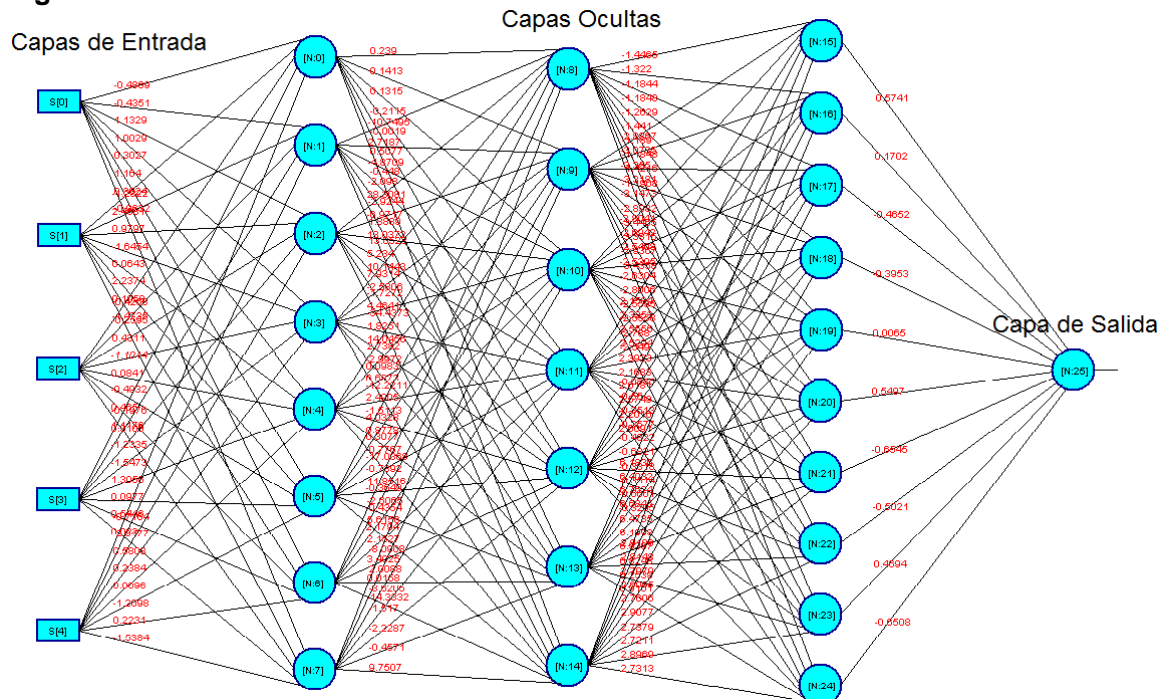
Vista como una máquina adaptable, una red neuronal es un procesador masivo distribuido paralelamente, compuesto por unidades de procesamiento simples, y debido a su naturaleza, almacena el conocimiento experimental y lo hace disponible para su uso. Esta red se asemeja al cerebro humano en dos aspectos:

- ✓ La red adquiere el conocimiento de su entorno a través de un proceso de entrenamiento, en el que intervienen variables de entrada que van a ser correlacionadas con la variable de salida esperada.
- ✓ Las fuerzas de conexión entre neuronas, conocidos como pesos sinápticos, son usadas para almacenar el conocimiento adquirido.

Las redes neuronales son usadas para automatizar complejas tareas de reconocimiento de patrones. Debido a que estas son herramientas matemáticas, ellas pueden cuantificar patrones y estimar parámetros.

Todas las redes neuronales tienen tres componentes en común figura 68: la neurona, nodo o elemento de procesamiento (EP), el peso de conexión (W), y las capas discretas que contienen los EP's y están conectados por los pesos. El elemento de procesamiento EP es la unidad computacional básica en una red, y es clasificado de acuerdo a su función en la red. Un EP que recibe información sólo de una de fuente externa, como un archivo de entrada, es llamado EP de entrada. Un EP que pase sus valores computados a una fuente externa, como un archivo de salida, es llamado EP de salida, y calcula valores de error para el entrenamiento supervisado de las redes (entrenamiento en el cual la salida deseada es provista por el operador). Cualquier EP que no está en una capa de salida o entrada es llamado EP “*Oculto*”.

Figura 68. Estructura de la Red Neuronal.



Fuente: Los Autores

4.4.1. Porque pueden ser usadas como herramienta de validación

El principio básico de la aplicación de redes neuronales para la validación de tiempos de tránsito, consiste en simular la funcionalidad de una red neuronal biológica, con base en parámetros que permitan acoplar las relaciones que existen entre registros de pozo.

Las redes neuronales han mostrado gran potencial para generar precisos análisis y resultados de grandes bases de datos, dándole relativa importancia a datos que no se consideraban valiosos o relevantes en un modelamiento convencional. Para casos en donde los parámetros envueltos en un proceso particular no son conocidos y/o la correlación de los parámetros es complicada, una red neuronal puede ser construida para observar el comportamiento del sistema e intentar imitar su funcionalidad y comportamiento.

4.4.2. Aprendizaje no supervisado

Para los modelos de entrenamiento No supervisados, el conjunto de datos de entrenamiento consiste sólo de patrones de entrada. Por lo tanto, la red es entrenada sin el beneficio de un maestro. La red aprende a adaptarse basada en las experiencias

recogidas de los patrones de entrenamiento. Algunas características de estos modelos son:

- ✓ Los algoritmos de aprendizaje no supervisado no necesitan de un supervisor externo que juzgue (a priori o sobre la marcha) los resultados del proceso de aprendizaje.
- ✓ No se presentan las salidas que se quieren asociar al patrón de entrada.
- ✓ Los algoritmos de aprendizaje no supervisado sólo manejan patrones de entrada.
- ✓ Se pretende que la red descubra por sí misma rasgos comunes, regularidades, correlaciones o categorías en los datos de entrada y los incorpora a su estructura interna de conexiones (pesos).
- ✓ La red aprende a adaptarse basada en las experiencias recogidas de los patrones de entrenamiento anteriores.
- ✓ La red se auto-organiza.
- ✓ La única información que se usa son las similitudes y diferencias entre las entradas.
- ✓ Este tipo de aprendizaje exige que en los datos de entrada exista cierta redundancia para poder identificar esas irregularidades.

4.4.3. Aprendizaje supervisado

Las redes de entrenamiento supervisado han sido los modelos de redes más desarrolladas. Los datos de entrenamiento están constituidos por varios pares de patrones de entrenamiento de entrada y de salida. El hecho de conocer la salida implica que el entrenamiento se beneficia de la supervisión de un maestro. En resumen se puede decir que para este tipo de aprendizaje hay un profesor externo encargado de determinar si la red se está comportando de forma adecuada, mediante la comparación entre la salida producida y la esperada.

Las redes pueden ser entrenadas para resolver problemas de forma genérica y no sólo para memorizar los patrones de entrenamiento, siempre que estos patrones representen adecuadamente al problema.

4.4.4. Beneficios de las redes neuronales

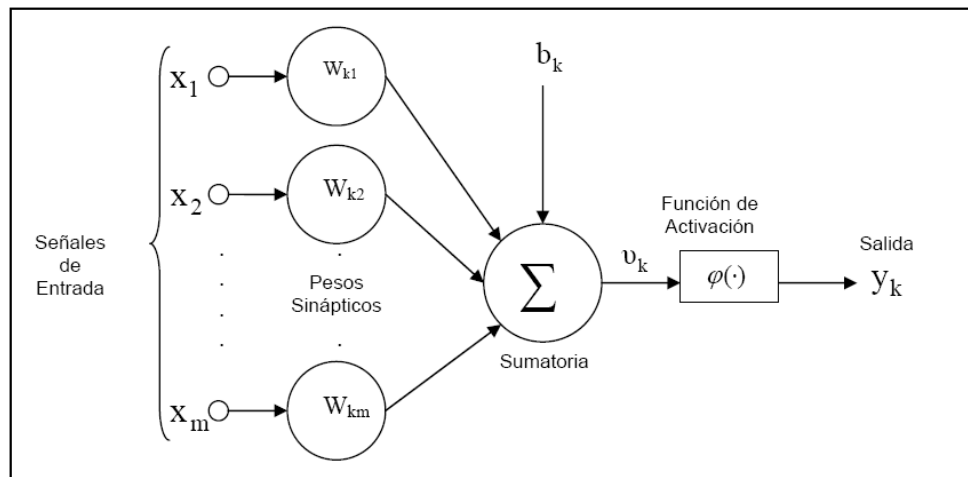
El poderío computacional de las redes neuronales se debe básicamente a dos factores, su estructura masiva distribuida paralelamente y su habilidad de aprender y generalizar. *La Generalización* se refiere a la producción por parte de la red neuronal, de salidas razonables a entradas no encontradas durante el entrenamiento (aprendizaje). Estas dos capacidades de procesamiento de información hacen posible que la red neuronal pueda solucionar problemas complejos.

El uso de redes neuronales ofrece las siguientes propiedades y capacidades:

4.4.4.1. No-linealidad (Figura 69)

Una neurona artificial puede ser lineal o no-lineal. La no linealidad es un caso especial ya que es *distribuida* a través de la red. La no-linealidad es una propiedad muy importante, particularmente si el mecanismo físico responsable de la generación de la señal de salida es relativamente no-lineal.

Figura 69. Modelo no lineal de una Neurona.



Fuente: BRAVO G, JORGE E. 2005, **Diseño de un programa para la detección de primeras llegadas en trazas sísmicas y datos VSP utilizando redes neuronales.**

4.4.4.2. Mapa de Entrada-Salida

Un paradigma popular del aprendizaje, llamado *aprendizaje con un profesor o aprendizaje supervisado* involucra la modificación de los pesos sinápticos de las redes neuronales, mediante la aplicación de un conjunto de *ejemplos de entrenamiento o ejemplos de tareas*, los cuales están previamente etiquetados. Cada ejemplo consiste de una *única señal de entrada* y su correspondiente *respuesta deseada*. La red es presentada con un ejemplo escogido aleatoriamente del conjunto, y los pesos sinápticos (parámetros libres) de la red son modificados para minimizar la diferencia entre la respuesta deseada y la respuesta de la red producida por la señal de entrada, en conformidad con un apropiado criterio estadístico. El entrenamiento de la red es repetido para muchos ejemplos del conjunto, hasta que la red alcance un estado en el cual no se produzcan cambios significativos en los pesos sinápticos.

4.4.4.3. Adaptabilidad

Las redes neuronales tienen la capacidad de adaptar sus pesos sinápticos a cambios en el ambiente que los rodea. En particular, una red neuronal entrenada para operar en un ambiente específico puede ser fácilmente entrenada para tratar con cambios menores en las condiciones ambientales de operación. Más aún, cuando está operando en un ambiente no-estacionario, una red neuronal puede ser diseñada para cambiar sus pesos sinápticos en tiempo real. La arquitectura natural de una red neuronal para clasificación de patrones, procesamiento de señales, y aplicaciones de control, adicionada con la capacidad adaptable de la red, la hacen una herramienta muy útil en la clasificación adaptable de señales y control adaptable.

4.4.4.4. Respuesta Evidencial

En el contexto de clasificación de patrones, una red neuronal puede ser diseñada para proveer información no sólo acerca de cuál patrón específico seleccionar, sino también acerca de la confiabilidad en la decisión tomada. Esta última información puede ser usada para rechazar patrones ambiguos, elevarlos y luego mejorar la forma como clasifica la red.

4.4.4.5. Información Contextual

El conocimiento es representado por una estructura y un estado de activación de la red neuronal. Cada neurona en la red está potencialmente afectada por la actividad global de todas las otras neuronas en la red. En consecuencia, la información en el contexto es tratada con naturalidad por la red neuronal.

4.4.4.6. Tolerancia a fallas

Una red neuronal tiene el potencial de ser relativamente tolerante a fallas, en el sentido de que su funcionamiento empeora bajo condiciones adversas de operación. Por ejemplo, si una neurona o sus conexiones se encuentran dañadas, empeora la calidad.

4.4.4.7. Implementación de VLSI

La naturaleza paralela de la red neuronal la hace potencialmente rápida para la realización de ciertas tareas. Este mismo carácter la hace apropiada para la ejecución usando "VLSI (very large scale integrated) technology". Un beneficio particular de esto, es que provee un significado a captar comportamientos realmente complejos de forma jerárquica.

4.4.4.8. Uniformidad de Análisis y Diseño

Las redes neuronales son básicamente procesadores universales de información. En este sentido se refiere a que usa la misma notación en todos los dominios, incluyendo la aplicación de las redes neuronales. Este carácter se manifiesta de distintas formas:

- ✓ Las neuronas de una forma u otra, representan un ingrediente común en todas las redes.
- ✓ Esta generalidad hace posible compartir teorías y aprender algoritmos en diferentes aplicaciones de redes neuronales.

Las redes modulares pueden ser construidas a través de la integración sin costura de módulos.

4.5. VALIDACIÓN DE LOS RANGOS DE TIEMPO DE TRÁNSITO EMPLEANDO REDES NEURONALES

Aprovechando las ventajas que presentan las redes neuronales para hacer correlaciones entre diferentes propiedades de entrada con una o más variables de salida, se procedió a hacer una serie de entrenamientos con el objetivo de normalizar los valores de tiempo de tránsito encontrados analíticamente para las diferentes unidades litológicas estudiadas en las formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadua de 5 pozos de un Campo Colombiano. (Por efectos de confidencialidad, en el desarrollo de este trabajo de grado, se le ha asignado el nombre de Campo UIS.)

Este procedimiento se llevó a cabo tomando como variables de entrada a los registros Gamma Ray (GR), Densidad (RHOB), Porosidad (PHIA), Saturación de Agua (Sw), Porcentaje de arcilla (Vshl) y como variable de salida el Registro Sónico (DT).

Una vez obtenido el registro Sónico Sintético hallado con la Red Neuronal, se procede a estandarizar los valores obtenidos mediante gráficos de control por atributos, los cuales están diseñados para determinar si los datos proceden de un proceso que se encuentra en un estado de control estadístico.

Los gráficos de control se construyen bajo la asunción de que los datos proceden de una distribución normal con un valor para la media y su desviación típica estimados a partir de los datos obtenidos por la red neuronal; de esta manera se hallan los puntos que están por fuera de los límites de control, los cuales serían puntos anómalos del registro.

En la figura 70 se representa el proceso de validación, en el que los puntos obtenidos por la red neuronal son evaluados con base en los valores más comunes del registro sónico (X) respecto a la cantidad de datos analizados (observación), de tal manera que se

establecen los límites –Límites de Control- dentro de los cuales se considera normal el valor del tiempo de tránsito para la formación estudiada.

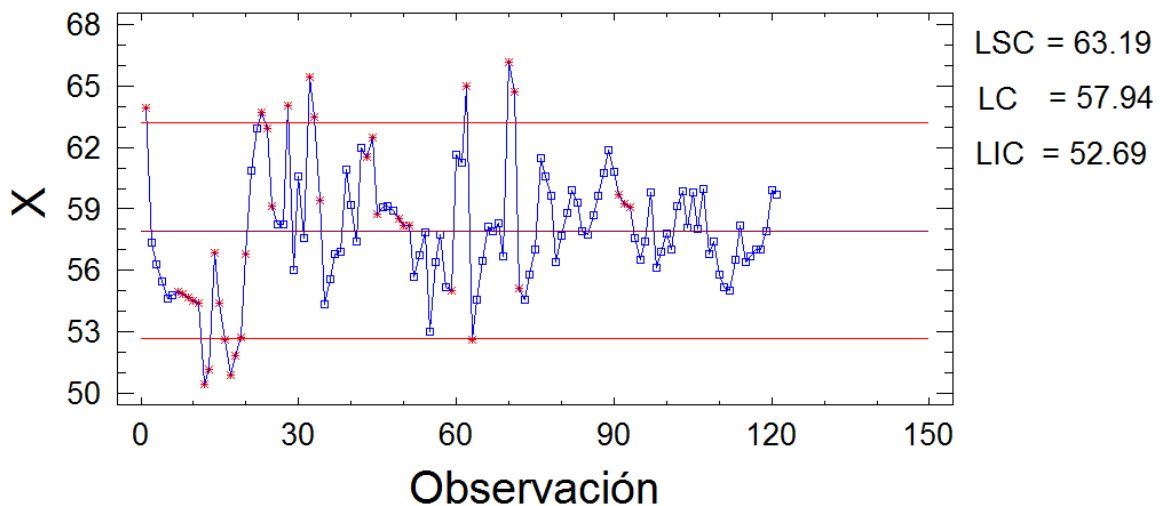
Los límites de control LSC (Límite Superior de Control), LC (Línea Central) y LIC (Límite Inferior de Control) pueden ser calculados por medio de las siguientes expresiones:

$$LSC = (3 * DE) + LC \quad (4.16)$$

$$LIC = (-3 * DE) + LC \quad (4.17)$$

Donde DE es la desviación estándar del conjunto de datos y LC es la línea central que viene siendo la media del conjunto de datos.

Figura 70. Gráfico de Control por Atributos.



Fuente: Los Autores

4.6. CLASIFICACIÓN DEL TIEMPO DE TRÁNSITO EN LAS FORMACIONES

Con base en los rangos de tiempo de tránsito normal hallados para cada una de las formaciones, se realiza una clasificación para cada tipo de unidad litológica de una formación partiendo de una discriminación estadística de intervalos de confianza, que argumenta la probabilidad de que un valor muestral de dos o más significancias, se encuentre dentro de un rango de posibles valores por significado. [MONTGOMERY D. **Probabilidad y estadística aplicada a la ingeniería.**]

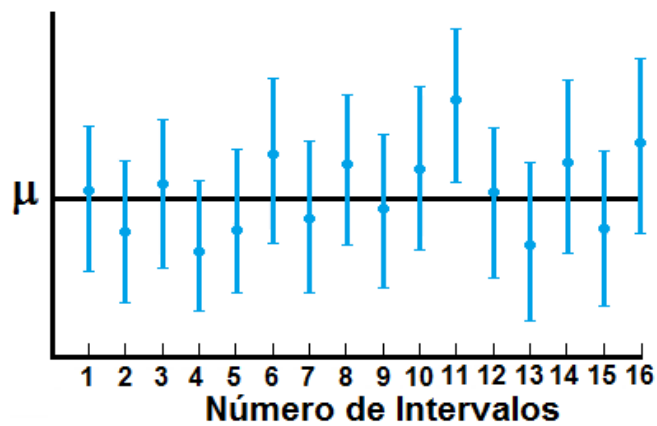
De manera que la probabilidad de un intervalo de confianza para una muestra significativa es:

$$P\{L \leq \mu \leq U\} = 1 - \alpha \quad (4.18)$$

Donde P , es la probabilidad del intervalo; L , U , son los límites, superior e inferior del intervalo de confianza y $1-\alpha$: Es el coeficiente de confianza.

Una estimación del intervalo para una muestra aleatoria de la población se llama un intervalo de confianza (figura 71).

Figura 71. Estimación de intervalos de confianza para una mediana muestral significativa.

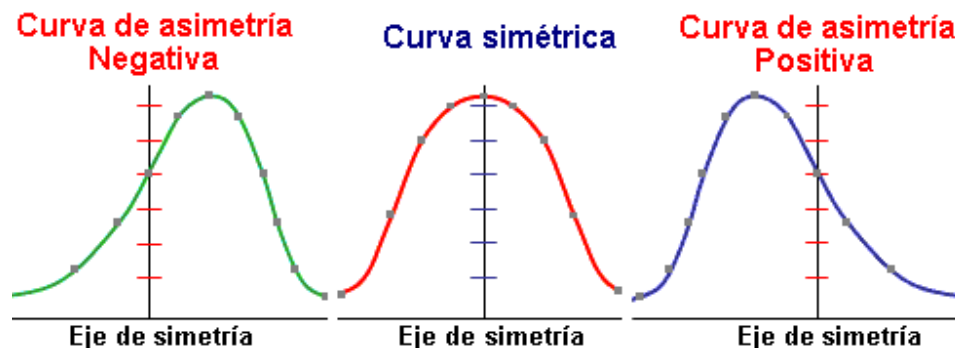


Fuente: MONTGOMERY D. **Probabilidad y estadística aplicada a la ingeniería.**

El significado de una muestra argumenta los posibles valores que puede tomar una muestra aleatoria dentro de un criterio dado, esta discriminación estadística se emplea para clasificar muestras significativas dependientes bajo una hipótesis probabilidad de acote, para poblaciones con distribuciones de probabilidad normal y asimétricas.

Una población con distribución normal es aquella en la cual los datos se distribuyen de forma uniforme alrededor del punto central (Media aritmética). La asimetría presenta tres estados diferentes (figura 72), cada uno de los cuales define de forma concisa como están distribuidos los datos respecto al eje de simetría. [MONTGOMERY D. **Probabilidad y estadística aplicada a la ingeniería.**]

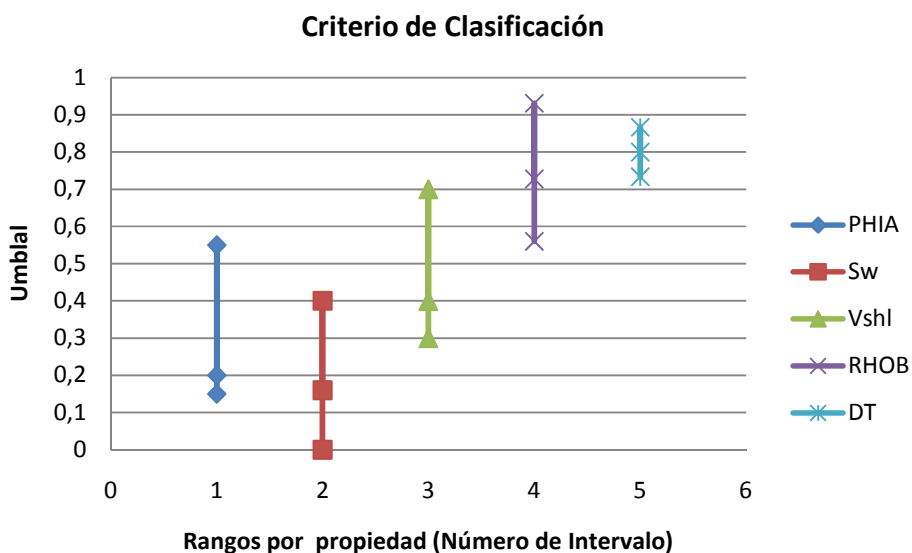
Figura 72. Simetría de una distribución de probabilidad normal.



Fuente: MARTÍNEZ, C. **Estadística y Muestreo**, editores (Octava edición).

Para ejecutar la clasificación del tiempo de tránsito compresional se establece el umbral de selección para cada una de las propiedades petrofísicas que lo afectan. El umbral de selección corresponde a la diferencia numérica de los límites superior e inferior del intervalo de confianza, dentro del valor de los rangos. El umbral de selección de cada propiedad petrofísica se muestra en la figura 73, para un tipo de unidad litológica dentro de la formación.

Figura 73. Umbral de selección de los rangos de tiempo de tránsito promedio por propiedad petrofísica.

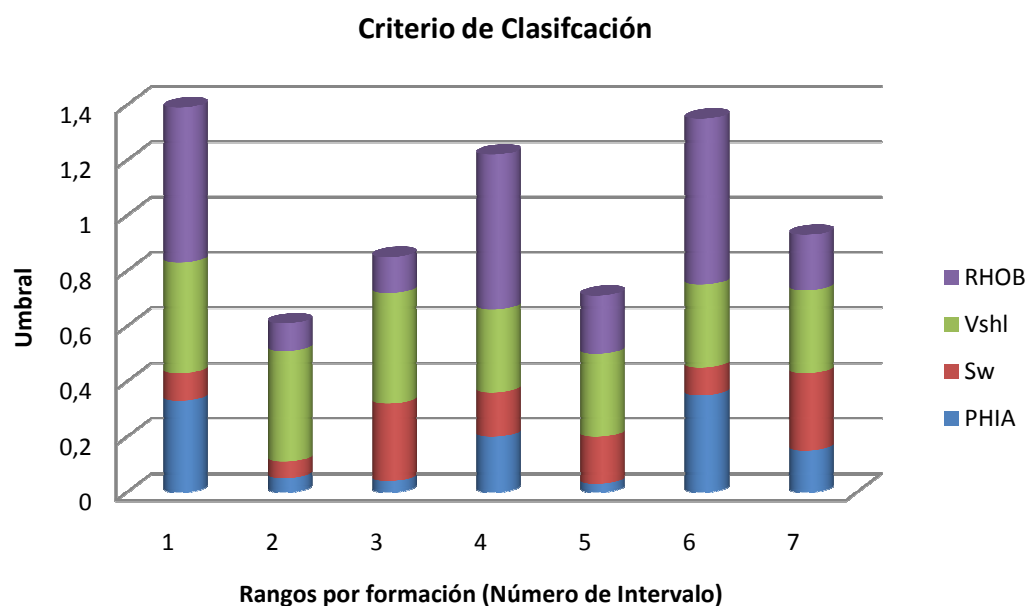


Fuente: Los Autores.

En la gráfica 73, los puntos extremos corresponden a los límites superior e inferior del intervalo de confianza para cada rango, el valor de los intervalos se escaló con el fin de establecer una equivalencia entre todos los valores de cada rango, respecto al valor máximo del rango.

El punto central del intervalo representa el umbral de selección para el valor real del rango, cada umbral de selección para cada tipo de formación se ilustra en la figura 74.

Figura 74. Umbral de selección de los rangos de tiempo de tránsito promedio por tipo de formación.



Fuente: Los Autores.

De acuerdo a la distribución de los rangos por propiedad petrofísica se observa que el intervalo de confianza de menor tamaño es el que corresponde a saturación de agua, ya que la mayor probabilidad de clasificación dentro del mismo es de 0.4. Por lo cual se toma el criterio de selección del intervalo de mayor probabilidad al de menor probabilidad para cada tipo de unidad litológica dentro de la misma formación.

En la figura 74 se observa la magnitud del umbral de selección para cada unidad litológica dentro de la formación. La magnitud de cada umbral se emplea para establecer el criterio y secuencia de filtro, desde el umbral de mayor al de menor magnitud, de acuerdo al grado de probabilidad, para cada formación.

La herramienta de clasificación permite ver los valores de tiempo de tránsito que podrían encontrarse por fuera de los intervalos de confianza establecidos como valores a corregir o suavizar dependiendo del intérprete.

4.7. EDICIÓN DEL REGISTRO

La edición del registro consiste en corregir o suavizar los datos de tiempo de tránsito que han sido alterados por factores externos, como las condiciones del pozo, formaciones altamente heterogéneas, presencia de gas, ruido, entre otros, los cuales incrementan o disminuyen el tiempo de tránsito de las ondas compresionales. La atenuación de las ondas acústicas altera el cálculo de las propiedades geomecánicas, ya que las propiedades estimadas a partir de estos datos no representan en forma real el comportamiento de la roca, por ende puede cometerse graves errores en el diseño de la ventana operacional de lodo, lo que finalmente se traduce en enormes pérdidas de tiempo y dinero por problemas operacionales.

Existen dos técnicas empleadas para realizar la edición del registro dependiendo de la calidad del mismo, el suavizado y la corrección.

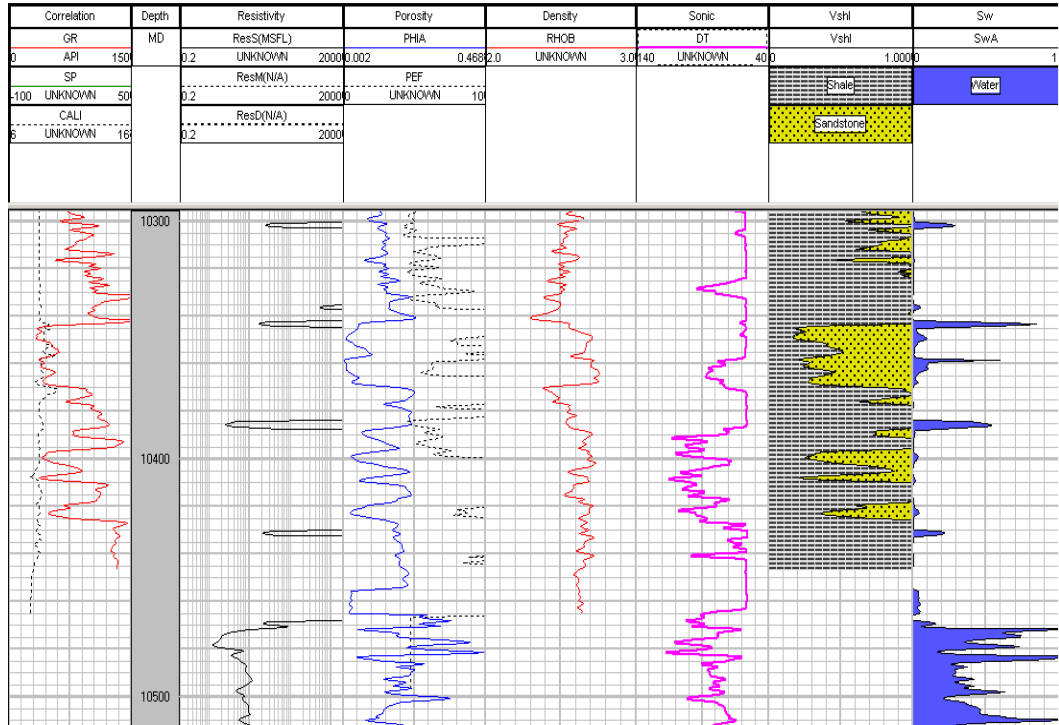
4.7.1. Suavizado del registro sísmico

El suavizado del registro se emplea en aquellas curvas cuya variación de rango es muy amplia aunque los datos sean verídicos. Este fenómeno se presenta generalmente en curvas obtenidas de herramientas de configuración simple como LSS (registro de espaciado largo, por sus siglas en inglés), en donde la onda del registro tomada por los hidrófonos (receptores), se encuentra alterada de forma constante debido a las características del filtro de recepción (menor umbral) y espaciado transmisor-receptor de la herramienta (mayor recorrido de la onda), como se explica en el capítulo 2.

En la figura 75 se muestra un ejemplo de una curva de registro sísmico de gran amplitud de onda registrada por una herramienta de configuración simple. En ella se observa la gran deflexión y variación de la curva en el intervalo de 10400 a 10500 ft de profundidad.

Para realizar el suavizado de la curva se emplean dos criterios estadísticos, dependiendo del grado de suavizado que se le quiera dar a la curva: el criterio de frecuencia de observación, para los picos del registro que se encuentran por fuera de rangos estimados de probabilidad, y el criterio de la media móvil, que suaviza toda a curva conservando la tendencia de la misma.

Figura 75. Curva de registro sónico de gran amplitud (curva rosada).



Fuente: Los Autores.

El criterio estadístico de frecuencia de observación establece que para una población muestral, la probabilidad de frecuencia de observación para una de la muestra dentro del rango de las varianzas respecto a la media es:

$$P(\mu - \sigma < xi < \mu + \sigma) = 0.6827 \quad (4.19)$$

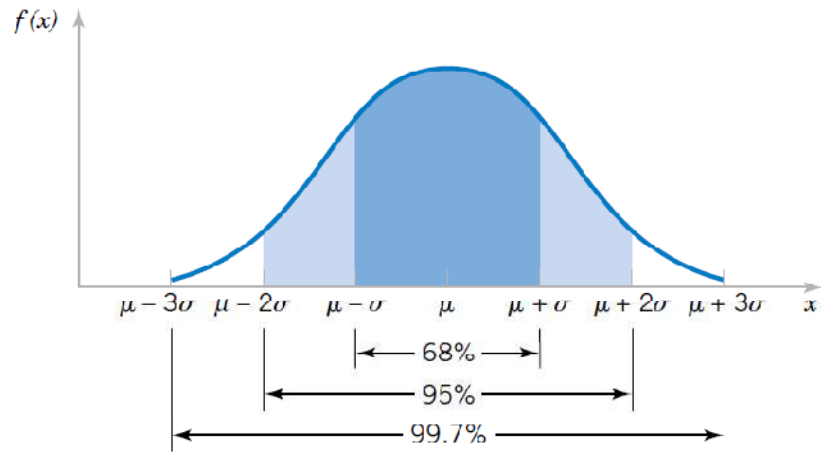
$$P(\mu - 2\sigma < xi < \mu + 2\sigma) = 0.9545 \quad (4.20)$$

$$P(\mu - 3\sigma < xi < \mu + 3\sigma) = 0.9973 \quad (4.21)$$

De acuerdo a una distribución de probabilidad normal o semi-normal para un rango de población dado.

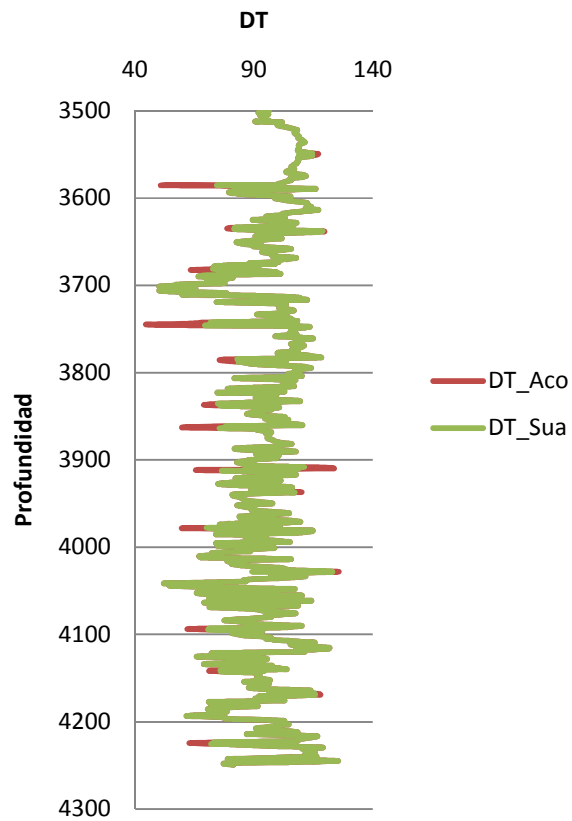
La figura 76 representa la distribución de probabilidad de frecuencia de observación, para una muestra aleatoria en una población con distribución normal.

Figura 76. Probabilidades asociadas a una distribución normal.



Fuente: Montgomery D. **Probabilidad y estadística Aplicada a la ingeniería.**

Figura 77. Curvas de registro sónico acoplado (roja) y suavizado (verde).



Fuente: Los Autores.

Para aplicar este criterio al suavizado del registro, se delimita el número de muestra en profundidad y se establece el acotamiento de acuerdo a la probabilidad de observación estipulada por el intérprete (ecuaciones 4.19, 4.20 y 4.21). Los valores que exceden el criterio de probabilidad estipulado se acotan por el valor límite del mismo. En la figura 77 se observa un registro suavizado aplicando el criterio de acote de la ecuación 4.20.

El criterio de la media móvil establece que la dispersión de una nube de puntos que conforman una curva puede ser suavizada (minimizada) a través de la media de un valor muestral discreto para un número delimitado de variables aleatorias dentro de la muestra.

Para una muestra aleatoria de tamaño n , la media aritmética es:

$$\tilde{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (4.22)$$

Para un valor muestral discreto, la media móvil, estima el valor de las medias en una serie sucesiva de valores para un número de valores constante. Se denomina media móvil de longitud $p+q+1$ a la media aritmética de los p valores anteriores, el valor del periodo considerado y los valores posteriores de la serie:

$$\tilde{x}_i^{(p+q+1)} = \sum_{i=i-q}^{n+p} \frac{x_i}{p+q+1} \quad (4.23)$$

Para la siguiente serie de datos (Tabla 6) se muestra la media móvil de longitud igual a tres.

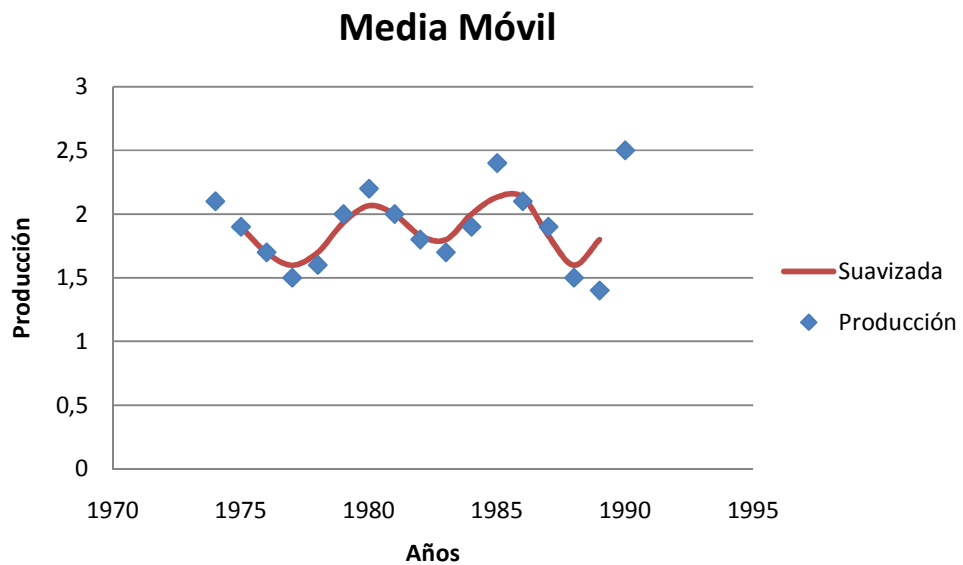
Tabla 6. Serie de datos como ejemplo para el método estadístico de medias móviles.

Años	Producción	Suavizada
1974	2.1	
1975	1.9	1.9
1976	1.7	1.7
1977	1.5	1.6
1978	1.6	1.7
1979	2	1.93333333
1980	2.2	2.06666667
1981	2	2
1982	1.8	1.83333333

1983	1.7	1.8
1984	1.9	2
1985	2.4	2.13333333
1986	2.1	2.13333333
1987	1.9	1.83333333
1988	1.5	1.6
1989	1.4	1.8
1990	2.5	
Fuente: Los Autores		

Esto sugiere que para un valor delimitado de muestras dentro de una población, la media móvil representa la tendencia de la curva con un menor rango de dispersión, como se muestra en la figura 78.

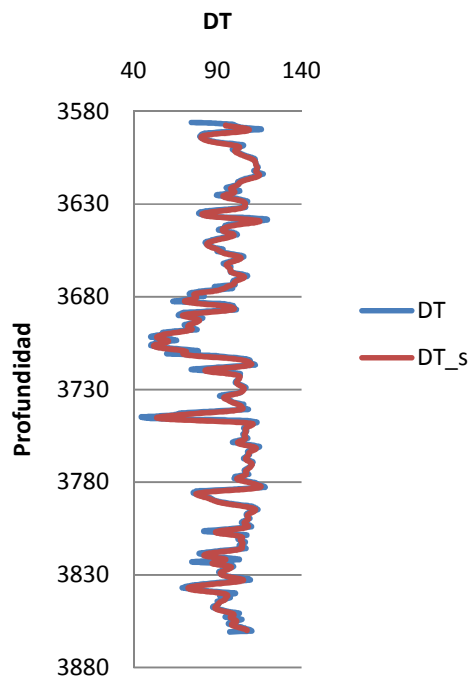
Figura 78. Dispersión de datos (azul) y tendencia suavizada (roja).



Fuente: Modificado de Legarza J. y Legarza I. Series Temporales.

Para la aplicación de la herramienta se muestra cómo funciona el criterio estadístico aplicado a una curva de registro, figura 79.

Figura 79. Curvas de registro sónico (azul) y suavizado (roja).



Fuente: Los Autores.

4.7.2. Corrección del registro sónico

En casos como el expuesto en la figura 75, donde el registro sónico no muestra el comportamiento normal para el tipo de unidad litológica registrada, no es suficiente aplicar un suavizado a la curva, ya que los datos erróneos son inútiles para realizar una interpretación petrofísica y un modelamiento geomecánico.

Para realizar la corrección de los datos que son erróneos, se implementa los rangos de tiempo de tránsito estipulado de acuerdo a las características petrofísicas de la formación, como criterio útil para el modelamiento con ecuaciones empíricas y relaciones velocidad porosidad, o la corrección directa por los rangos de acuerdo al criterio del intérprete. Los pasos a seguir para realizar la corrección de los datos que son erróneos en la curva del registro sónico son:

4.7.2.1. Selección de los intervalos a ser editados.

La herramienta software identifica las zonas en las que se generan alteraciones en el tiempo de tránsito y brinda la posibilidad al intérprete de escoger los intervalos para los

cuales desea corregir la curva, éste dependiendo de su criterio seleccionará los intervalos que se deben tener en cuenta para ser evaluados por la herramienta.

4.7.2.2. Selección del modelo para editar la curva.

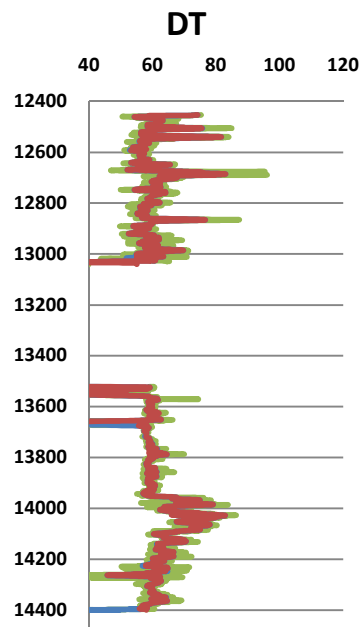
Una vez el intérprete determine los intervalos en profundidad en los cuales se requiere la edición de la curva, la herramienta le permite seleccionar el mejor modelo de edición, para ejecutar la corrección del tiempo de tránsito con base en rangos de tiempo de tránsito establecidos para dicha unidad litológica dentro de la formación.

Los modelos de edición contemplan las relaciones velocidad porosidad de Wyllie, Raymer-Hunt-Gardner y las ecuaciones empíricas de Faust y Gardner, junto con los rangos de valores petrofísicos para cada unidad litológica dentro la formación, validados con redes neuronales.

4.7.2.3. Corrección de la curva

Después que el intérprete escoja los modelos para corregir cada una de las falencias en la curva, la herramienta efectuará la corrección y brindará la posibilidad de revertirla de acuerdo al criterio del mismo, como lo ilustra la figura 80.

Figura 80. Representación de una curva sin edición (roja) y editada (verde).



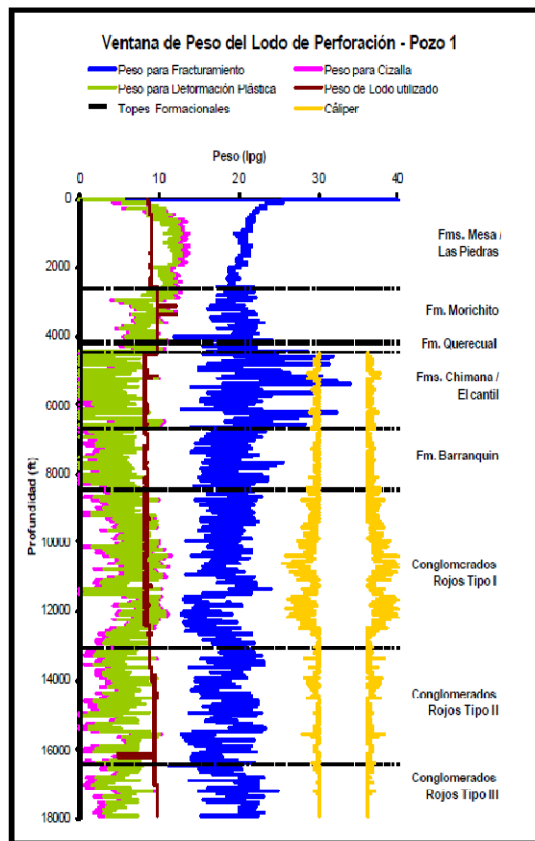
Fuente: Los Autores.

5. SENSIBILIZACIÓN DE LA INCIDENCIA DEL TIEMPO DE TRÁNSITO EN LA PREDICCIÓN DE PROPIEDADES GEOMECÁNICAS

En la industria del petróleo, la Geomecánica se emplea para comprender cómo es el comportamiento de la roca bajo un estado de esfuerzos natural, y la forma como esta responde ante la alteración del medio (perforación de un pozo, producción de fluidos, inyección de agua, etc.)

En el área de la perforación una de las aplicaciones de la geomecánica es el diseño de la ventana de lodo, cuyo fin es mantener la estabilidad del pozo al compensar con la columna hidrostática la alteración que se le hace al medio, minimizando los daños a la formación, y las pérdidas durante la operación.

Figura 81. Ventana de lodo.



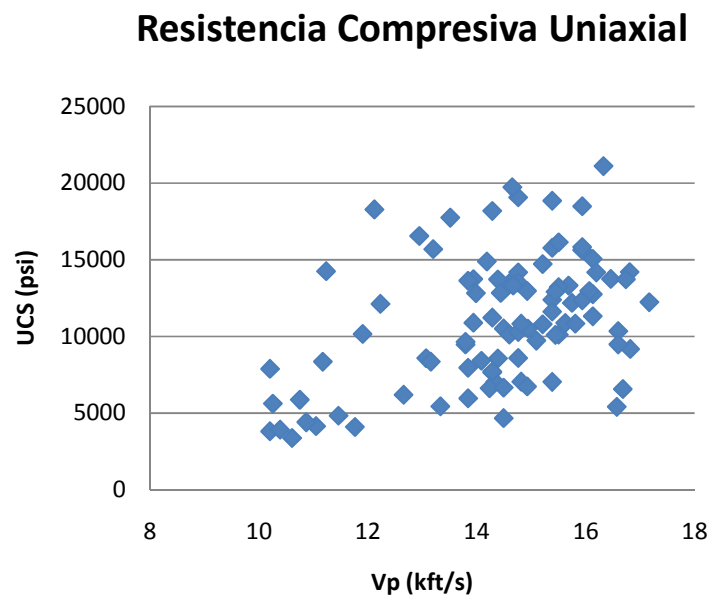
Fuente: GRATENOL, J; RUÍZ, F y ALDANA, M. **Estudio de estabilidad de pozo y cálculo de la ventana de lodo de perforación a partir de evaluación Geomecánica con registros de pozos.** Universidades Simón Bolívar y Central de Venezuela. Venezuela.

El diseño de la ventana óptima de lodo predice un umbral de peso del mismo en profundidad, con el que se puede perforar sin tener daños representativos en las formaciones como, generación o reactivación de fracturas, influjos, pérdidas de lodo, pegas diferenciales, colapso del pozo, entre otras. Este diseño se hace con base en una serie de propiedades características de la formación, como el tipo de roca, los módulos elásticos de la formación, las propiedades geomecánicas como: cohesión, resistencia a la compresión uniaxial (UCS), el ángulo de fricción interna, la rigidez; los esfuerzos, vertical, horizontales máximo y mínimo, y la presión de poro.

En la estimación de las curvas de la ventana de lodo, el UCS es empleado para determinar el esfuerzo máximo, indispensable para calcular las presiones de colapso y de fractura, necesarias en la ventana de lodo, figura 81.

Generalmente el UCS depende del tipo de roca y se obtiene experimentalmente a partir de pruebas de compresión no confinada uniaxial, realizadas a muestras de roca (plugs). En la figura 82 se muestra un ejemplo de pruebas de resistencia compresiva uniaxial realizadas a muestras de areniscas, arcillolitas, y arcillas para el pozo UIS 1, en función de la velocidad de la onda compresional.

Figura 82. Pruebas de resistencia compresiva uniaxial para el pozo UIS1.



Fuente: Los Autores.

Dependiendo del tipo de litología encontrada, existen diferentes correlaciones para determinar el UCS para un pozo, en función de la velocidad de onda compresional y de los módulos elásticos de Young y Poisson.

Para rocas arcillolitas y arcillas con un volumen de arcillosidad mayor al 70%

$$UCS = 145.077 * 0.72V_p^{0.32} \quad (5.1)$$

Para arenas limpias y limolitas

$$UCS = 145.077 * 1.9^{-20} * \rho^2 * V_p^4 * \left[\frac{1+v}{1-v} \right]^2 (1 - 2v)(1 + 0.78V_{shl}) \quad (5.2)$$

Donde:

145.077 Factor de conversión

ρ Es la densidad de la roca en Kg/m^3 .

V_p Es la velocidad de la onda P en m/s

v Es la relación de Poisson de la roca.

V_{shl} Es la fracción de arcilla contenida en la roca.

De acuerdo con las ecuaciones anteriores, se puede deducir que la resistencia a la compresión uniaxial varía inversamente conforme incrementa el valor de arcillosidad, este comportamiento se debe a que las rocas con menor contenido de arcilla tienden a ser más resistentes.

El grado de resistencia y cohesión de la roca determina cómo se comportará después de ser alterada en la perforación, para rocas altamente resistentes, con buena cohesión se espera no tener problemas de estabilidad siempre que se maneje de forma adecuada la columna hidrostática de lodo, ya que si la roca es muy resistente esta puede tener un gradiente de fractura relativamente bajo, y puede ser muy sensible a la reactivación de fracturas como consecuencia de la tensión ejercida por la columna de lodo sobre la cara de la formación, ocasionando grandes pérdidas de fluidos ó influjos, por otra parte, si la roca alterada posee una baja resistencia, con una baja cohesión, se esperan grandes problemas de estabilidad, ya que se presentarán fallas por compresión, las cuales darán paso a formación de breakouts y derrumbes en la cara del pozo, teniendo como consecuencia pérdida de tiempo productivo por operaciones de adecuación, o recuperación y en el peor de los casos tratamiento si se presentan pegas.

Estos problemas usualmente representan del 10-25% de pérdidas por tiempo no productivo, además de grandes sumas de dinero por pérdidas de lodo e inclusión de

operaciones de tratamiento y remediación. La mejor forma de mitigar dichos problemas durante la perforación es realizar un diseño óptimo de lodo, y un estudio preventivo para informar al personal de perforación las zonas en las que se pueden presentar, mayores riesgos.

5.1. INCIDENCIA DEL TIEMPO DE TRÁNSITO EN EL MODELAMIENTO DEL UCS

A continuación se realiza un estudio de sensibilización, para analizar, cómo las variaciones en el tiempo de tránsito ocasionadas por lecturas anómalas o problemas en el registro sísmico, como: ruidos, picos, ciclos de saltos, etc., alteran en el modelamiento de UCS, y que repercusiones tiene para el modelamiento de la ventana de lodo.

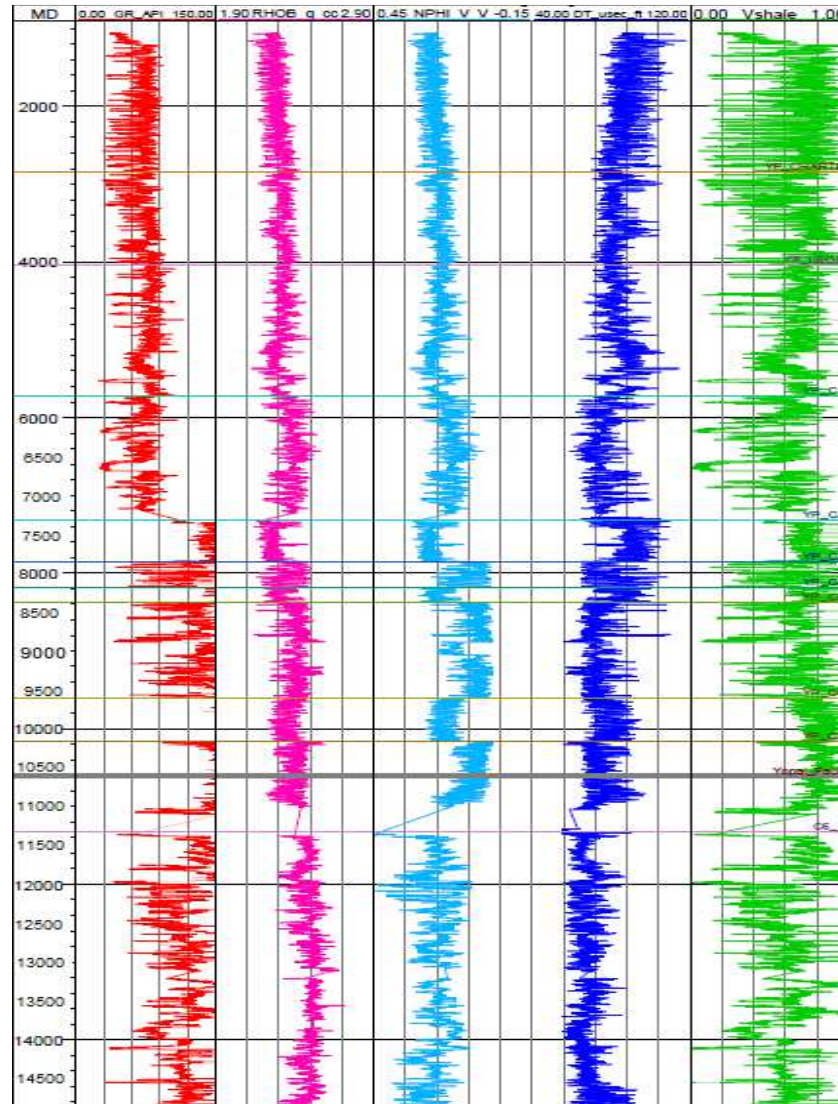
Para tal efecto se modelaron las curvas de propiedades elásticas de la roca, y la curva de UCS, empleando las velocidades compresional y de corte derivadas de un registro sísmico DSI sin editar, posteriormente se edita el registro y se realiza nuevamente el modelamiento, para identificar la forma como influencia las alteraciones del tiempo de tránsito en las curvas y cómo repercutirían en el modelamiento de la ventana de lodo. Las curvas de UCS obtenidas son validadas con datos de laboratorio de pruebas de compresión uniaxial efectuadas a 94 plugs de rocas de diferentes formaciones para el pozo UIS 1, (figura 82).

5.1.1. Análisis preliminar del tiempo de tránsito para el pozo UIS 1

Como se estudió en el Capítulo 2, el tiempo de tránsito (Registro Sísmico) se ve alterado por una serie de características propias de las formaciones en las cuales se corra el registro o por efectos de la herramienta de medición, por tal razón, el análisis del tiempo de tránsito de un pozo se debe iniciar por un estudio del set de registros principales con el que se cuenta (figura 83), tratando de identificar zonas en las cuales se observe un comportamiento inadecuado de la curva sísmica; a partir de esto, se hace una sensibilización de las posibles causas de las anomalías presentes, con el fin de hacer una caracterización más específica del estado del pozo.

Para este caso de estudio, después de analizar el set de registros se detectó una serie de secciones con anomalías del registro Sísmico, las cuales consisten básicamente en intercalaciones de arcillas, arena y lutitas, algunas de estas con presencia de gas y otras con laminaciones de carbón los cuales son potenciales generadores de picos extraños en la curva.

Figura 83. Set de curvas para el pozo UIS 1, de izquierda a derecha: Gamma Ray (GR), Densidad (RHOB), Porosidad (NPHI), Sónico (DT) y Porcentaje de Arcilla (Vshl).



Fuente: Los Autores

Se pudo reconocer 16 zonas en las cuales el registro Sónico presenta variaciones o cambios bruscos del comportamiento, distribuidas de la siguiente manera:

- ✓ 6 zonas con intercalaciones de arcilla, arena y lutitas + presencia de gas a la profundidad de 7870, 8432, 8894, 9300, 10230 y 14250 pies.

- ✓ 4 zonas con intercalaciones de arcilla, arena y lutitas + presencia de laminación de carbones a la profundidad de 8456, 8600, 8620 y 10300 pies.
- ✓ 3 zonas de intercalaciones de arcilla, arenisca y lutitas a la profundidad de 8796, 14165 y 14720 pies.
- ✓ 2 zonas de cambios de litología abruptos + presencia de gas a la profundidad de 12000 y 13300 pies.
- ✓ 1 zona de alta laminación de carbones a la profundidad de 15200 pies.

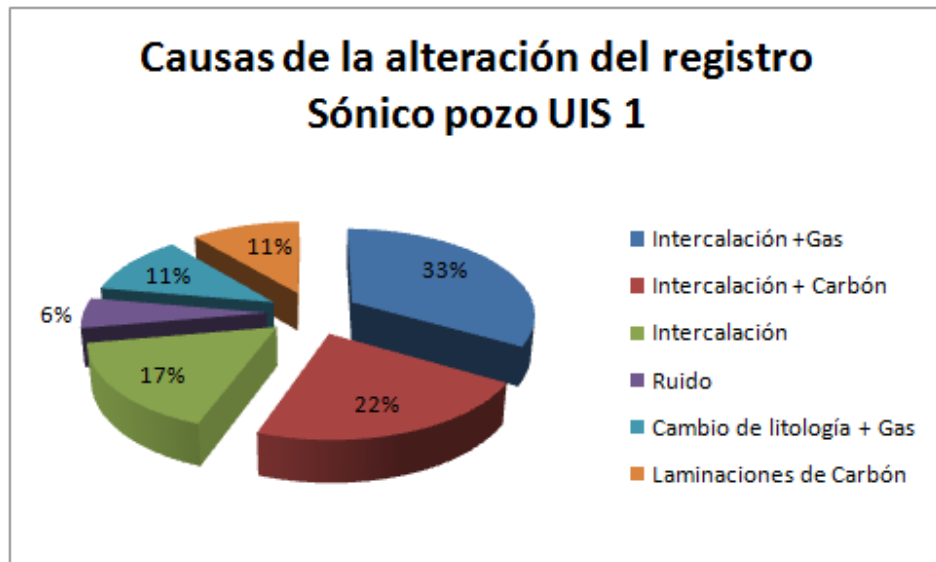
Para este caso de estudio, se encontró 6 tipos de alteraciones las cuales se especifican a continuación, acompañada de una breve descripción de la corrección que se le debe hacer.

- ✓ *Intercalación (Arena, arcilla y lutitas) + Presencia de Gas:* Es normal que una intercalación rocosa cause un leve cambio en el tiempo de tránsito, pero la presencia de gas hace que esa alteración sea más pronunciada debido al cambio de las condiciones del medio en el cual viajan las ondas acústicas. En estos casos, se debe hacer una corrección de la curva, ajustándola a los valores normales de sus inmediaciones. (Aunque el registro marca la tendencia característica de la presencia de gas, para efectos prácticos en el cálculo de propiedades mecánicas de las rocas, se hace necesario corregir ese tipo de incrementos drásticos de la curva).
- ✓ *Intercalación (Arena, arcilla y lutitas) + presencia de Carbón:* Las laminaciones de carbón causan un comportamiento anómalo en la curva del registro sísmico debido a que aportan un componente más a la intercalación, es decir, la onda viaja por un medio de características petrofísicas muy diferentes en muy poco tiempo, lo que hace que se ocasionen picos o saltos que alteran la curva. La solución a este tipo de anomalías consiste en suavizar la curva, mediante una de las técnicas explicadas en el Capítulo 4, de tal manera que el registro muestre el comportamiento normal de la zona de estudio.
- ✓ *Intercalación Arena, arcilla y lutitas:* El cambio de tipos de roca causa picos y ciclos de saltos en el registro sísmico, debido a diferencia de propiedades mecánicas de las mismas, este tipo de problemas se soluciona mediante un ajuste de la curva de tal manera que se evidencie el cambio litológico sin alterar de forma drástica el registro Sísmico.
- ✓ *Ruido:* Es causado por la incidencia de otras herramientas, el efecto más común es una serie de picos y saltos en zonas entre 1 y 4 pies; para solucionar este tipo de alteración, se hace un suavizado de la curva tratando de reemplazar los valores erróneos por otros parecidos o dentro de los rangos de la zona que sea objeto de estudio.

- ✓ *Cambio drástico de litología + presencia de Gas:* Sus efectos y modo de remediación son similares a los que se tienen en cuenta para las intercalaciones con presencia de Gas.
- ✓ *Laminaciones de Carbón:* Sus efectos y modo de remediación son similares a los que se tienen en cuenta para las intercalaciones con presencia de Carbón.

En la figura 84 se hace una representación de la forma en que se ve afectado el registro sísmico, expresando en porcentaje cada uno de los factores que inciden en la lectura normal de la sonda. Se debe tener en cuenta que este es sólo un caso de estudio y que la variación en la incidencia de las causas que producen anomalías depende de cada pozo.

Figura 84. Causas de alteración del Registro Sísmico para el pozo UIS 1.



Fuente: Los Autores

5.2. MODELAMIENTO DE LAS PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LAS ROCAS Y EL UCS EMPLEANDO LAS VELOCIDADES COMPRESIONAL Y DE CORTE SIN EDITAR

Como se estudió en el Capítulo 3, para determinar la resistencia a la compresión uniaxial a partir de datos de registros se deben modelar las propiedades elásticas de las rocas en función de estos. Después de modelar cada una de las curvas de los módulos elásticos,

se realiza el cálculo del UCS para determinar las variaciones en resistencia presentes en la roca.

A continuación se muestran algunos valores típicos para formaciones de los módulos elásticos de las rocas.

Tabla 7. Valores típicos del módulo de Young y Poisson para diferentes rocas.

Roca	Módulo de Young (Psi)*10 ⁶	Módulo 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 – 0.3)
Granito	2.4 – 11	0.1 – 0.4 (0.18 -0.24)
Lutita	0.4 – 3.1	0.25 -0.29
Fuente: Modificado de Catalán, 2006.		

De acuerdo a lo que se aprecia en la tabla, se infiere que las rocas que tienen un mayor contenido de arcilla presentan un comportamiento más plástico y son menos resistentes a la deformación, tal como la lutita, arcillolita, limolita y arenisca en su orden respectivo presentan de mayor a menor deformación en la mayoría de los casos.

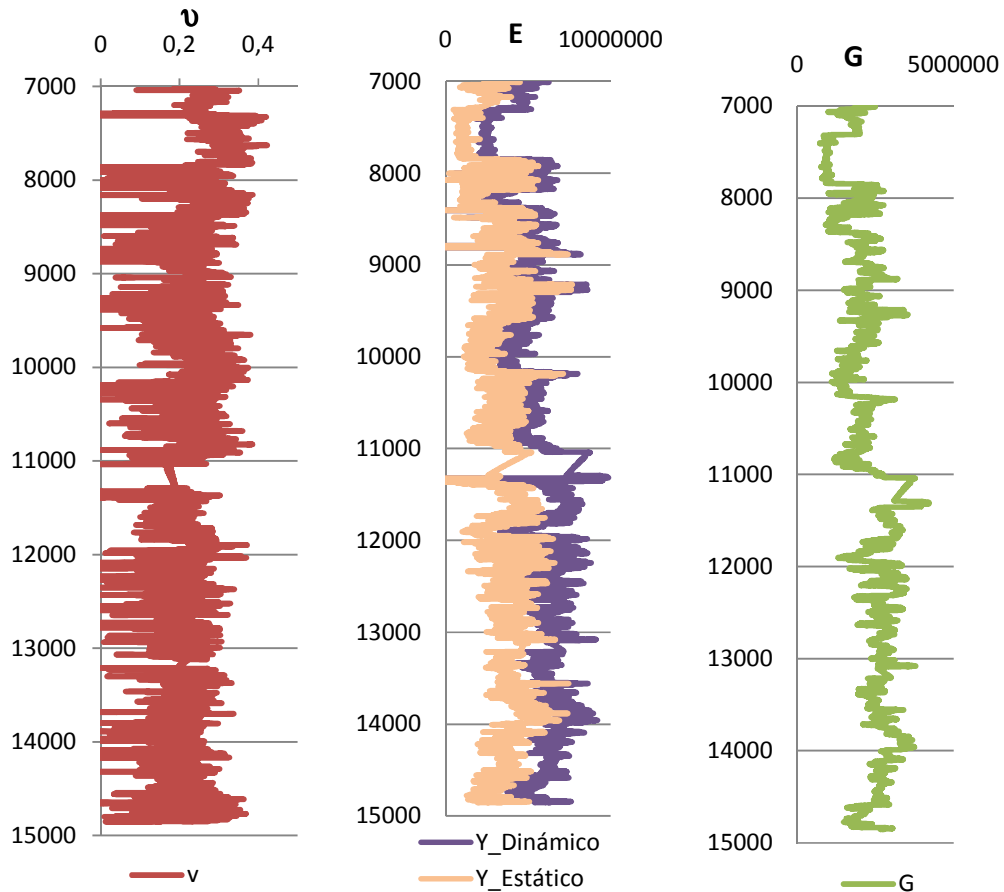
Este comportamiento se debe a que ante la aplicación de esfuerzos las partículas de la roca, más pequeñas tienden a acomodarse con mayor facilidad y por ende, ofrecen menor resistencia a la deformación ocasionada por aplicación de esfuerzos.

En la figura 85 se observan las curvas de los módulos estimados de Poisson, corte y Young dinámico y estático. En la curva del módulo de Poisson se observa que las formaciones tienen una baja capacidad de expansión lateral con módulos menores a 0.18, estas formaciones suelen ser poco plásticas, generalmente granitos, areniscas bien cementadas, con algunas excepciones, cabe notar que las formaciones que tienen un mayor contenido de arcilla, por las características geomecánicas de las mismas, tienden a ser más plásticas, este comportamiento implica que las formaciones que presentan un valor mayor (0.18 - 0.3) en el módulo de Poisson, presentan menor resistencia a deformación con valores bajos en el módulo de Young, lo cual es inverso para las formaciones iniciales.

Cabe notar que una formación con mayor plasticidad presenta una mayor deformación junto con una menor resistencia, lo cual implica una baja resistencia al cambio de forma.

Este comportamiento se evidencia en el módulo de corte, el cual lleva la misma tendencia que el módulo de Young, lo cual significa que las formaciones con alta deformación, presentan un gran cambio de forma.

Figura 85. Modelamiento de los módulos elásticos de Poisson, Corte y Young, para el pozo UIS 1.



Fuente: Los Autores.

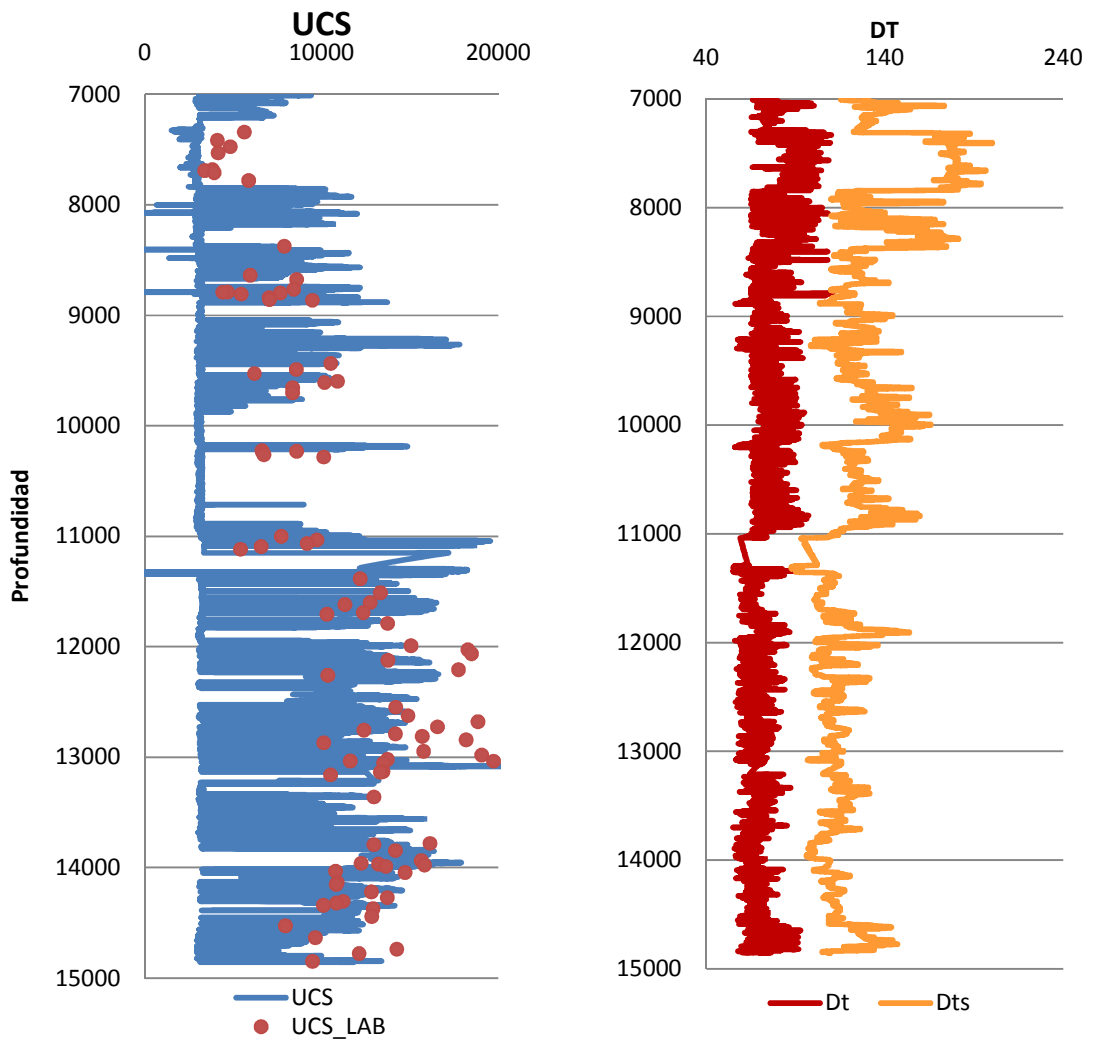
En la figura 86 se observa el comportamiento del UCS modelado con las ecuaciones 5.1 y 5.2, junto con datos de laboratorio obtenidos por pruebas y las curvas de tiempo de tránsito compresional y de corte. En la figura se observa la línea base de las arcillas que presentan una línea recta, esta tendencia se debe a que para formaciones con un volumen de arcilla mayor a 70% el UCS está dentro de un rango de 2800 y 3200 psi, por lo cual se modela con la ecuación 5.1. [Petroleum related rock mechanics]

De acuerdo a la tendencia de la curva modelada y de los datos de laboratorio se observa que el modelo describe de buena forma la dispersión de puntos de las pruebas de

laboratorio a excepción de dos zonas: las zonas arcillosas que muestran grandes desfases, entre los 7400 y 7800 pies respecto a los puntos, y algunas zonas de areniscas bien consolidadas entre los 12000 y 13000 pies.

Al examinar el FEL para estas zonas, se encuentra que para la zona 1 de arcillas (figura 87) el valor encontrado en el laboratorio se encuentra dentro del rango permisible, por ende no influencia de manera significativa para el modelo de la ventana de lodo ya que la presión de poro es el parámetro crítico a estimar en dichas zonas, y es el que determina el peso de lodo.

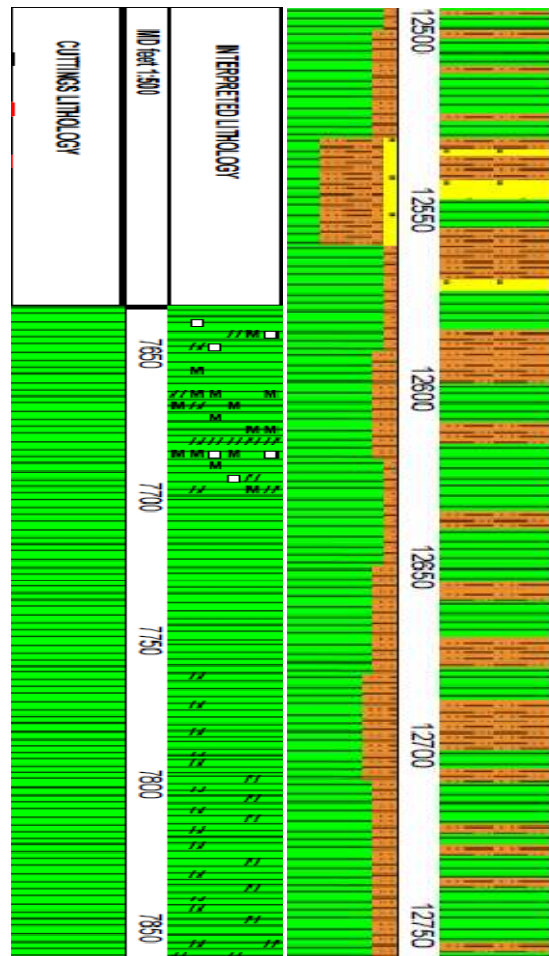
Figura 86. Curvas del UCS modelada, datos de laboratorio y tiempos de tránsito compresional y de corte para el pozo UIS 1.



Fuente: Los Autores

Para la zona 2 (figura 87) se observa que los datos del desfase son intercalaciones de areniscas consolidadas que el registro sónico no evidencia como tal, razón por la cual el modelo no se acopla para dicha zona.

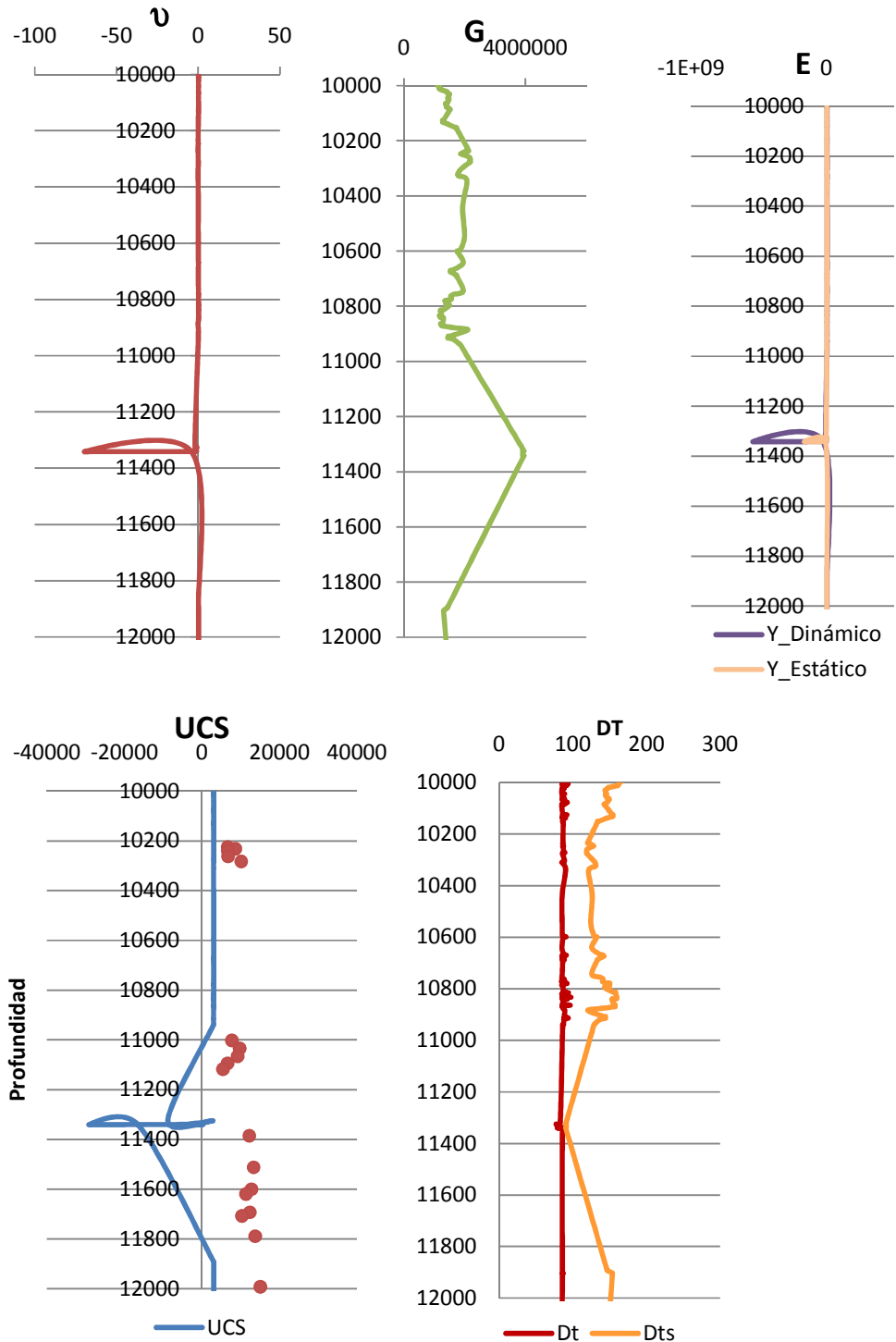
Figura 87. Registro de perforación (FEL) de las zonas 1 y 2 de desfase de la curva de UCS modelada, respecto a los datos de laboratorio.



Fuente: ECOPETROL.

Al realizar el modelado se encontró que existe una zona en la cual hay una inconsistencia en los datos, ya que la relación entre velocidades compresional y de corte es menor que 1.2 veces y los datos estimados dan negativos como se muestra en la figura 88.

Figura 88. Zona de alteración del tiempo de tránsito y estimación de los módulos elásticos y el UCS para dicha zona.



Fuente: Los Autores

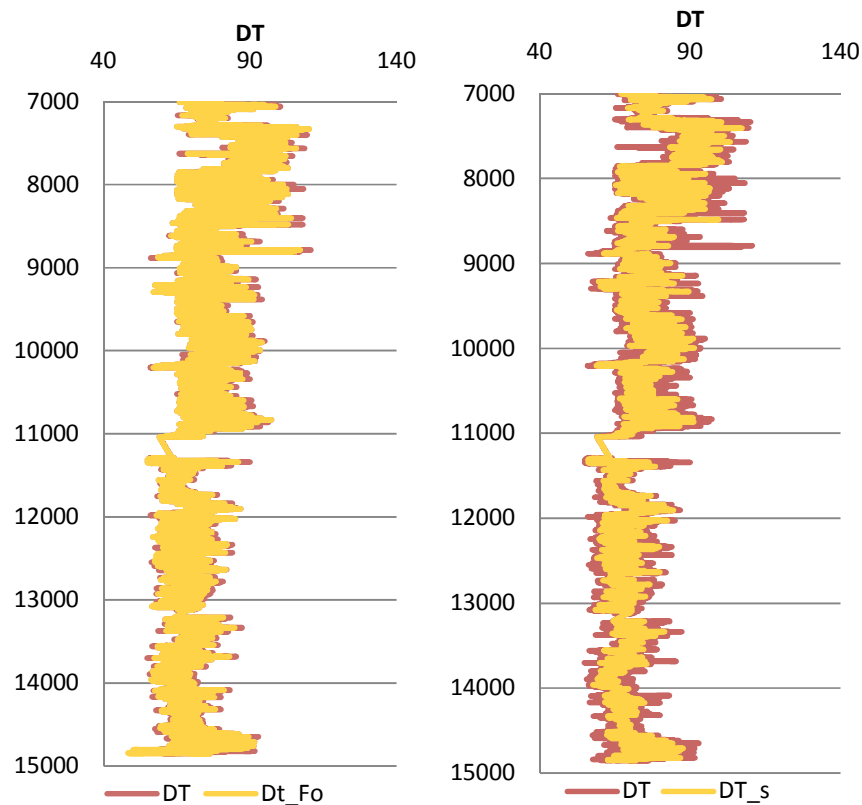
Como se puede apreciar en la figura 88, una alteración en el registro (parte inferior derecha), repercute de manera drástica en la estimación de los módulos elásticos y el modelado del UCS. Este comportamiento se presenta para el registro desde los 10800 pies hasta los 12900 e influencia todas las curvas en dicha zona, sobre todo a los 11350 pies en donde la relación entre velocidades es menor de 1.2.

5.2.1. Edición del registro sísmico

Una vez que se realizó el modelamiento inicial, junto con la caracterización descrita anteriormente, se editó el registro sísmico compresional y de corte para corregir los errores presentados y examinar zonas que no describen consistentemente el comportamiento esperado para el tipo de unidad litológica presente en el registro.

En las figura 89 y 90 se observan las curvas de los registros compresional y de corte, suavizadas y editadas.

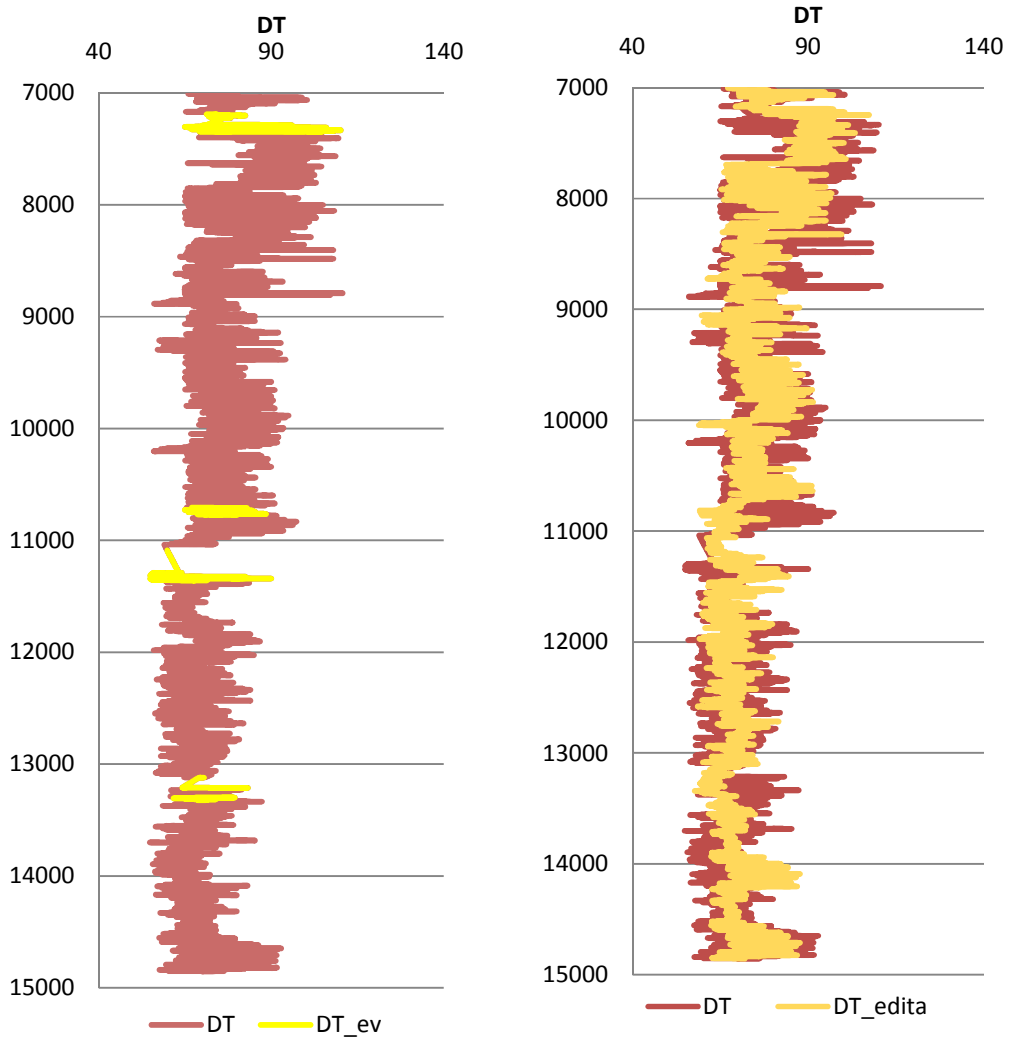
Figura 89. Registro sísmico compresional suavizado empleado frecuencias de observación (izquierda) y medias móviles (derecha).



Fuente: Los Autores.

En la figura 89 se observa que el método de suavizado que tiene mayor impacto en la curva es el tratamiento de las medias móviles, ya que reduce en gran manera la dispersión del registro y ayuda a mejorar la interpretación del mismo. El método de frecuencias de observación suaviza sólo los picos de la curva y lo hace de forma discreta.

Figura 90. Registro sísmico compresional evaluado (izquierda) y editado (derecha).



Fuente: Los Autores

En la figura 90 se observa el registro evaluado, en donde se identificaron las zonas críticas descritas en la interpretación, las cuales alteran el tiempo de tránsito compresional y de corte. En la parte derecha se aprecia el registro sísmico editado, en donde se reemplazaron los datos de tiempo de tránsito por datos modelados empleando la relación

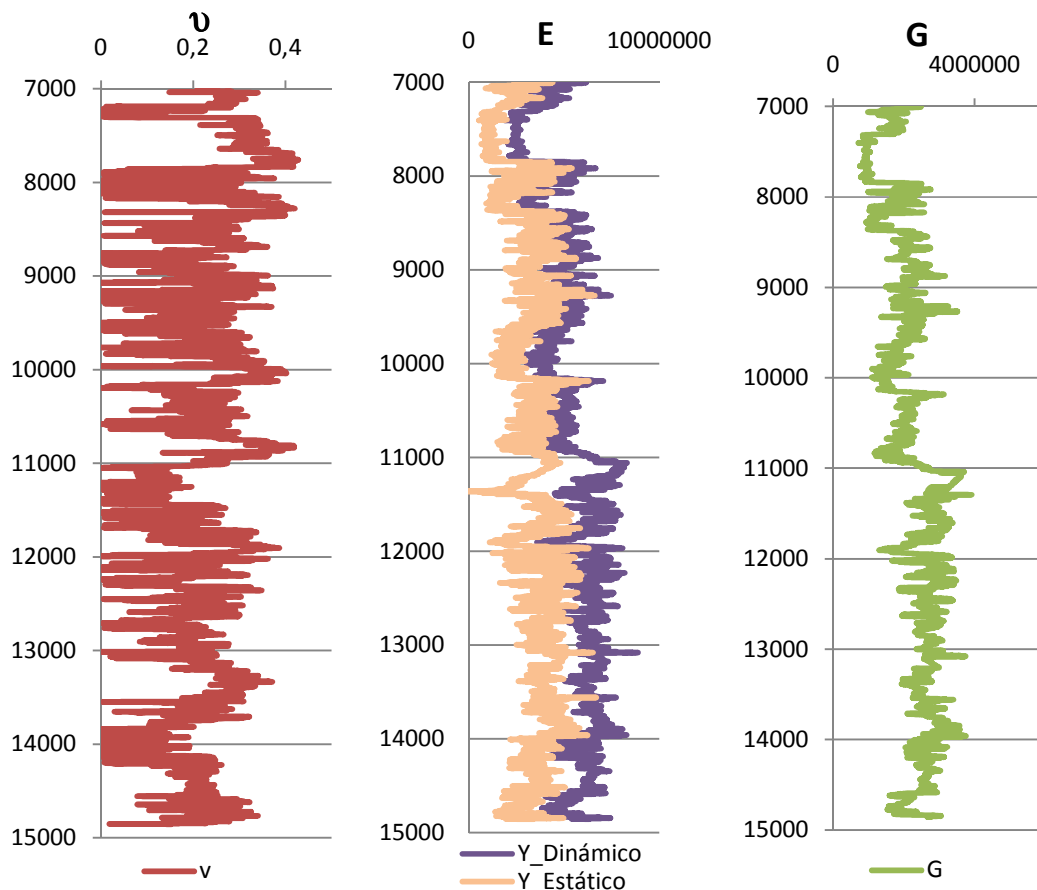
de Raymer Hunt Gardner, y los rangos normales de tiempo de tránsito establecidos para dichas formaciones.

Posteriormente se realiza el mismo procedimiento de suavizado, análisis de valoración y edición del registro sísmico de corte.

5.3. MODELAMIENTO DE LAS PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LAS ROCAS Y EL UCS EMPLEADO LAS VELOCIDADES COMPRESIONAL Y DE CORTE EDITADAS

Una vez realizado el proceso de edición en los registros sísmicos se hizo el modelado de los módulos elásticos de la roca y el UCS, y se observó cómo para las zonas tratadas se presenta un mejora ajuste y una menor dispersión, (Figuras 91 y 92).

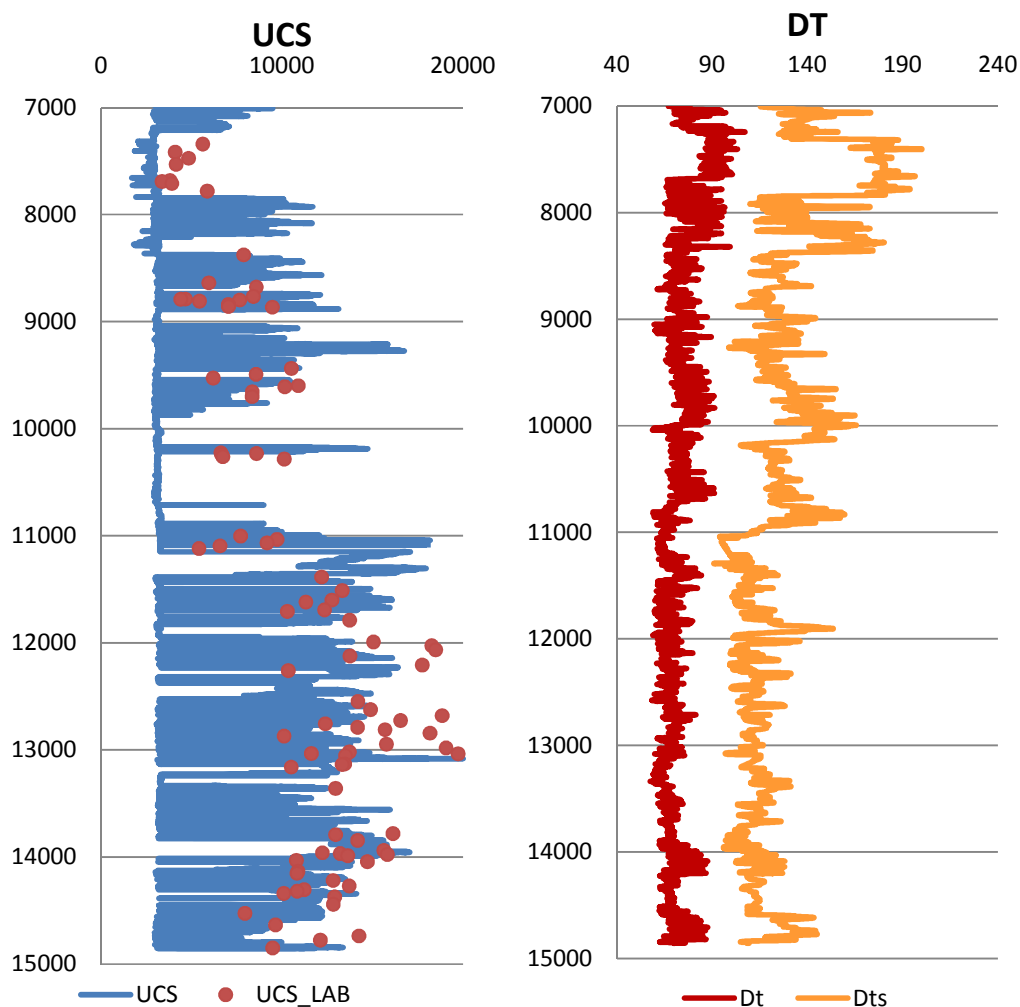
Figura 91. Modelamiento de los módulos elásticos de Poisson, Corte y Young, para el pozo UIS1.



Fuente: Los Autores.

Al comparar las gráficas de los módulos estimados, se puede observar como las curvas varían presentando una mejor descripción del comportamiento esperado para cada una de las formaciones, los errores presentados en la lectura del registro sónico (figura 88, parte inferior derecha) compresional y corte se deben a ruido en las curvas, especialmente en el registro sónico de corte, ya que presenta desfases en ausencia de tiempo de 9, 15, 21 y 27 $\mu\text{s}/\text{ft}$, lo cual representa una alteración en todas las curvas para las profundidades en las que no se cuenta con registros sónicos o su estado no es el adecuado.

Figura 92. Modelamiento del UCS para el pozo UIS1.



Fuente: Los Autores.

Al editar los registros sínicos (figura 92) se obtiene un mejor ajuste de las curvas modeladas con los datos reales suministrados por laboratorio, como se observa al comparar las curvas de UCS modeladas antes y después de editar los registros (figuras 86 y 92). De manera, que el editar los registros permite obtener modelos más representativos ya que evidencian de mejor forma el comportamiento verdadero de las formaciones, evitando caer en errores mientras se realiza el suavizado de las curvas ó el modelado de nuevas, además, al tener como referencia los rangos de tiempo normales para dichas unidades litológicas dentro de la formación como criterio de valoración, se hace más eficiente la edición durante todo el proceso.

Al comparar la concordancia entre los datos de laboratorio y las curvas modeladas empleando los registros originales y editados, se encontró que el porcentaje de coincidencia varía en más del 20% entre las dos curvas de UCS, pasando de un porcentaje inicial de coincidencia de 67.4% empleando los registros originales a un 88.6% empleando los registros editados.

5.4. REPERCUSIÓN DEL UCS EN EL MODELAMIENTO DE LA VENTANA DE LODO

El estudio de la ventana operacional de lodo es uno de los puntos más importantes a tener en cuenta durante el proceso de perforación, ya que existe una cantidad de aspectos que inciden en la operación y que deben ser tenidos en cuenta para el óptimo resultado de la misma.

Teniendo en cuenta que con el proceso de perforación se está alterando las condiciones normales de las formaciones rocosas, se debe hacer un estudio exhaustivo de los parámetros que inciden en la inestabilidad de pozo, con el objetivo de generar un rango permisible de operación en el que el proceso de perforación se lleve a cabo sin causar alteraciones significativas que se traduzcan en problemas operacionales y de tiempo no productivo.

Las presiones de Colapso y Fractura, junto al análisis de esfuerzos principales, son los parámetros más importantes a tener en cuenta en el diseño de la ventana operacional del lodo, ya que de estos depende gran parte de la estabilidad del pozo; varios de estos parámetros como la cohesión, la resistencia tensil y el gradiente de fractura están en función del UCS por lo cual es importante tener un valor verídico del mismo que permita hacer un buen cálculo de la ventana de lodo.

Si el cálculo del UCS es erróneo, el análisis de estabilidad puede fallar y por ende es probable que se presenten todo tipo de problemas operacionales. El diseño de la ventana de lodo evidencia el peso permisible de la columna hidrostática de lodo que se debe manejar, esta se deriva básicamente de un balance de presiones entre la presión ejercida

por el tensor de esfuerzos de la formación, más la presión de poro, y la presión de la columna de lodo.

Asumiendo gradientes de presión de poro normales, si se realiza una sobre estimación de los esfuerzos efectivos, como consecuencia de un UCS alto, modelado a partir de registros, la ventana de lodo manejará un peso mayor, acción que ocasionará reactivación de canales de falla sellados o falla en la cara de la roca por tensión induciendo fracturas, en el peor de los casos; esta situación implica una pérdida inminente de grandes cantidades de lodo de perforación que fluirá a través de los canales de fractura a lo largo del pozo e incremento de costos por tratamientos de remediación. Para el caso contrario, si se hace una subestimación de esfuerzos efectivos, se presentarán fallas por compresión, las cuales repercutirán en el derrumbe de la formación en torno al pozo en la dirección del esfuerzo mínimo, este suceso ocasiona pegas de tuberías, trabajos extra de recuperación y pérdida de tubería en el peor de los casos, lo que finalmente obliga a redireccionar el pozo en un tramo de profundidad del mismo, conocido comúnmente como sidetrack.

En perforación, después de la sarta, el elemento de mayor costo manejado es el lodo; tener que dejar tubería enterrada por pegas, re direccionar pozos y perder el lodo de perforación significan enormes sumas de dinero, que pueden ser mitigadas si se trabaja un buen modelo Geomecánico que permita estimar una ventana de lodo óptima.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

Se hizo un estudio de los diferentes factores que ocasionan dispersión acústica en torno a la cara del pozo, estos factores suelen ser: el estado mecánico del pozo, los cambios drásticos de litología, las características del lodo de perforación, la velocidad de corrida de la herramienta, el ruido ocasional generado por otras herramientas de la sarta de registro, el fluido que satura la formación, la presión de poro, el espesor de la torta de lodo, entre otras. Dichos factores pueden enmascarar la respuesta de la onda acústica al ser refractada, haciendo que se atenúe, en el caso de los saltos o ciclos de saltos, o se incremente aparentemente, como es el caso del ruido. Cabe destacar que la configuración de la herramienta (disposición de transmisores y receptores) determina la calidad del registro tomado.

El proceso de edición de registros es una actividad dispendiosa por la demanda de cantidad de tiempo y conocimiento requerido para efectuar de mejor forma la corrección y modelado de datos en un registro trazo a trazo, sin tener ningún criterio o ayuda que permitiera optimizar el proceso, razón por la que se generó una herramienta que permite al intérprete economizar tiempo productivo, tener una guía de tendencia de propiedades acústicas de las unidades litológicas para las formaciones y efectuar de forma rápida y eficaz el modelado, la valoración y la edición de los registros sínicos.

Se estudiaron algunos métodos estadísticos empleados para realizar el suavizado de una curva, dentro de los cuales se destacaron la frecuencia de observación y la media móvil, siendo este último el más efectivo en mitigar efectos de dispersión en la trayectoria ya que describe muy bien la tendencia inicial de la curva mientras minimiza la dispersión de la misma. Este procedimiento es necesario para registros que tienen lecturas verídicas, pero presentan mucha dispersión en los datos.

Se hace un aporte importante para el modelado de registros sínicos sintéticos en unidades litológicas y/o formaciones que no cuentan con registros reales, al generar rangos de tiempo de tránsito normal que orientan al intérprete en la evaluación de esta curva tan necesaria para el análisis geomecánico.

Al aplicar la herramienta de edición en el pozo UIS 1 se obtuvo resultados satisfactorios, ya que los registros sínicos compresional y de corte de este pozo presentaban alteraciones como saltos, dispersión, ruido y ausencia del registro que ocasionaban errores en la estimación de las propiedades elásticas de la roca y por ende en el UCS; empleando la herramienta de edición se generaron curvas sintéticas, las cuales fueron suavizadas y se evaluaron respecto a los rangos normales para las unidades litológicas de la formación, permitiendo corregir las falencias en la curva.

6.2. RECOMENDACIONES

Se recomienda hacer el estudio de tiempos de tránsito para otras formaciones de interés con el fin de generar tablas de rangos normales para diferentes zonas del país, ya que los expuestos en este trabajo pertenecen a sólo 4 formaciones presentes en el piedemonte llanero.

Se recomienda aplicar la herramienta diseñada en diferentes zonas, con el fin de evaluar los métodos de edición de registros expuestos en este libro, diferentes a los rangos de tiempo de tránsito, tales como el uso de relaciones velocidad-porosidad, ecuaciones empíricas y métodos estadísticos.

BIBLIOGRAFÍA

ALCÁNTARA, N. 2006, **Inversión de Impedancias acústicas utilizando el método de gradiente espectral proyectado**. Proyecto de grado presentado a la Universidad Simón Bolívar (Sartenejas, Venezuela) como requisito para obtener el título de Ingeniero Geofísico.

ALI O, A et all. 2001, **De las propiedades de los yacimientos a las soluciones de estimulación**. Oilfield Review.

BARRIOL, Y, GLASER S, K, et all. 2006, **Las presiones de las operaciones de perforación y producción**. Oilfield Review.

BASSIOUNI, Z. 1994, **Measurement and Interpretation of Well Logs**. Richardson Texas

BECERRA M. E; GODDYN X y PARRA M. 2005. DSI & Dual OBMI. Reported Liria YZ-10. Schlumberger.

BENDECK, J. Octubre de 1982. **Perfiles eléctricos. Una herramienta para la evaluación de formaciones**. Santafé de Bogotá D.C.

BRAVO G, JORGE E. 2005, **Diseño de un programa para la detección de primeras llegadas en trazas sísmicas y datos VSP utilizando redes neuronales**.

BRENDA, E. 2003. **Discriminación de tobas mediante el uso de perfiles sónico y densidad compensada**. Repsol – YPF.

CALDERÓN R. F y RINCÓN CH. A, 2010. **Cálculo del tiempo de tránsito promedio de la matriz para predecir la porosidad en formaciones usando un estudio estadístico moderado**. Revista Fuentes Vol. 2 de 2009, escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga Santander.

DARLING, T. 2005. **Well Logging and Formation Evaluation**. ELSEVIER.

DEWAN, J. T. 1983 **“Essentials Modern open-hole log Interpretation”**. Tulsa Oklahoma. Pen well Publishing Company. Pág. 139 – 195.

EARL, D. Pile E.K. 2002. **Well Logging in Nontechnical Language**. BSME University of Tennessee.

ECOPETROL S. A, Instituto Colombiano de Petróleo, **Manual de propiedades mecánicas**.

ELLIS, D.V. 1989, **Well Logging for Earth Scientists**. ELSEVIER.

FALLA V, E. 2005, **Interpretación de registros de pozos de petróleo**. Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

GARCÍA F, M. 2006, **Determinación de la Orientación y Magnitud de Esfuerzo máximo Horizontal a partir del Modelamiento de Breakouts en la zona del Piedemonte llanero Colombiano**. Proyecto de grado presentado ante la Universidad Industrial de Santander (Bucaramanga, Colombia), como requisito para obtener el título de Ingeniera de Petróleos.

GARDNER, G.H.F, L.W. 1974, **Formation Velocity and Density; the Diagnostic for stratigraphic traps**. Geophysics, vol. 39, 770p.

GÓMEZ F, J. 1999, **Curso Técnico de la Industria Petrolera**. CENSAT AGUA VIVA.

GRATENOL, J; RUÍZ, F y ALDANA, M. **Estudio de estabilidad de pozo y cálculo de la ventana de lodo de perforación a partir de evaluación Geomecánica con registros de pozos**. Universidades Simón Bolívar y Central de Venezuela. Venezuela.

HALDORSEN J.B, **Acoustic of the Well**. Oilfield Review, summer 2006, Schlumberger

HALIBURTON ENERGY SERVICES. 1999, **Log Analysis and Formation Evaluation**.

JAMES R. and CAMPBELL F. 1986. **Electric and Acoustic Logging**, Vol II. Society of Petroleum Engineers.

LANDA M, A. 2004, **Diseño de un Algoritmo para la visualización y procesamiento automatizado de Registros de Pozo**. Proyecto de grado presentado a la Universidad Simón Bolívar (Sartenejas, Venezuela) como requisito para obtener el título de Ingeniero Geofísico.

Lehigh Earth Observatory

LYNCH, Edward J. 1962. **“Formation Evaluation”**. Published by Harper and Row, New

MANRIQUE, J; Chajid, E. 1998, **Principios de Interpretación de Registros de Pozo**. Universidad de Caldas.

MAVKO G, MUKERJI T and DVORKIN J. 2003. **The Rock Physics handbook**. Cambridge University Press, Cambridge U.K.

MIER, R. 1997, **Introducción al Perfilaje de Pozos**.

MONTGOMERY, Douglas C. y RUNGER, George C.; **“Probabilidad y Estadística, Aplicadas a la Ingeniería”**. Editorial McGraw-Hill. México, 1998.

PABÓN G, E y OBEID M, Y. 2004, **Análisis de Geomecánica Aplicada a la Estabilidad de Pozo de los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos**. Proyecto de grado presentado ante la Universidad Industrial de Santander (Bucaramanga, Colombia), como requisito para obtener el título de Ingenieros de Petróleos.

PAILLET F. L, **Qualitative and Quantitative Interpretation of Permeability Using Acoustic Full-Waveform Logs**, The Log Analyst, May 1991.

PALACIOS B, J y HERNÁNDEZ V, G. 2008, **Implementación de la Teoría poroelástica en el análisis de la estabilidad de pozos mediante el desarrollo de una herramienta software, aplicando el método de diferencias finitas**. Proyecto de grado presentado ante la Universidad Industrial de Santander (Bucaramanga, Colombia), como requisito para obtener el título de Ingenieros de Petróleos.

PIRMEZ, Carlos; MCKENZIE, Judith, et al. Integrated Ocean Drilling Program- **Bahamas transect Summary**. October 1997, leg 166.

PIRSON, S.J. - "**A Study of the SP Curve**", The Oil and Gas Journal, (Oct 4, 1947) Vol. 46 pp. 72-88

PIRSON, Sylvia J. "Handbook of well log analysis for oil and gas formation evaluation". Englewood Cliffs, N.J.: Prentice- Hall, 1963.
R, Pemper et all 2006. **A new pulsed neutron sonded for derivation of formation lithology and mineralogy**. SPE. 102770.

SCHLUMBERGER. 1989, **Cased Hole Log Interpretation Principles-Applications**.

SCHLUMBERGER. 1997, **Log Interpretation Charts**.

SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES, **Principios y aplicaciones de la interpretación de Registros**, , págs. 43-51.

SCHLUMBERGER. 1993. **Wire line and Testing, Azimuthal Resistivity Imager**.

SIERRA, O. 1984. **Fundamentals of well-log interpretation. Tomo 1. The acquisition of logging data**. Ámsterdam.

The National Energy Technology Laboratory (NETL).

ZEMANEK J. et all **Shear Wave Logging Using Multipole Sources**, The Log Analyst, May 1991.

ANEXO A. HERRAMIENTA DE EDICIÓN DE REGISTROS SÓNICOS REALES Y SINTÉTICOS

A continuación se hace una descripción de los módulos por los que está compuesta la herramienta diseñada para este trabajo de grado, de tal manera que el lector tenga una idea del procedimiento que se debe seguir para la evaluación y edición del registro Sónico.

REGISTRO

En esta sección (figura 1) se hace el ingreso de los diferentes tipos de curvas que se tengan, inspeccionando el registro sónico con el fin de identificar las zonas en las cuales no se cuenta con esta curva o que el valor sea erróneo (valores negativos o tiempos de tránsito menores a 20 $\mu\text{s}/\text{ft}$).

Figura 1. Selección de rangos en profundidad

The screenshot shows a software window titled "Selección de rangos en profundidad". The window contains the following text and controls:

Para los rangos de profundidad mostrados a continuación no existe registro sónico, o su valor es erróneo

Seleccione los rangos para los cuales desea generar el registro sintético

<input type="checkbox"/> R1	13031	13039,5	<input type="checkbox"/> R6	13665	0
<input type="checkbox"/> R2	13041	13520,5	<input type="checkbox"/> R7	0	0
<input type="checkbox"/> R3	13545,5	13546	<input type="checkbox"/> R8	0	0
<input type="checkbox"/> R4	13549	13552	<input type="checkbox"/> R9	0	0
<input type="checkbox"/> R5	13662	13663	<input type="checkbox"/> R10	0	0

Cargar Rangos

Fuente: Los Autores

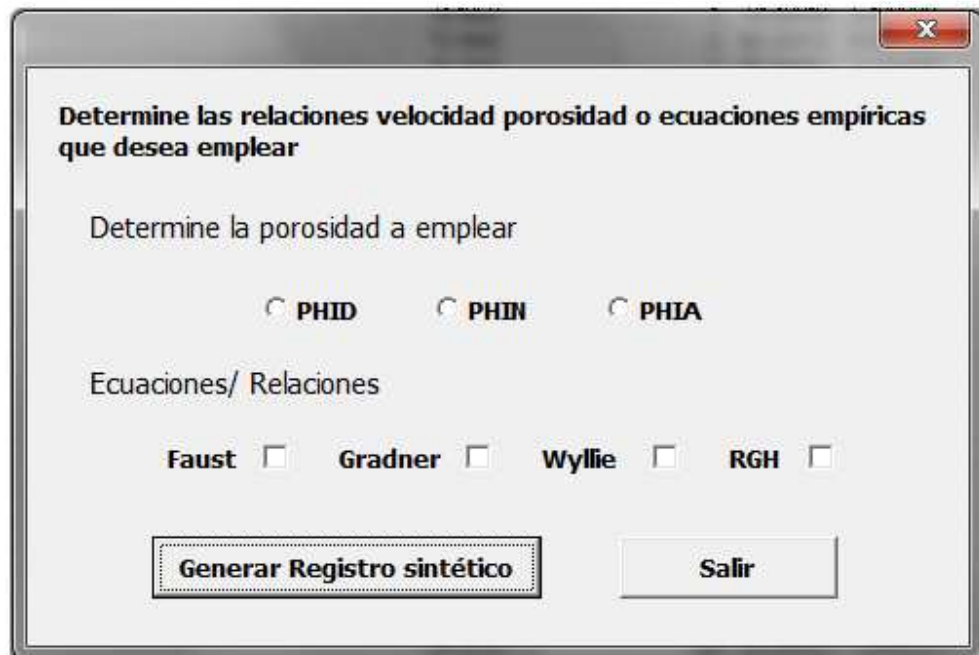
REGISTRO SINTÉTICO

Esta sección consta de dos partes, la principal que se encarga de generar el registro sónico sintético y el segundo que da la opción de acoplar las curvas generadas, estos se explican a continuación.

Generar Registro Sintético

En esta sección (figura 2) se escoge el tipo de método que se desea usar para generar el registro Sónico Sintético en las zonas para las que no se cuenta, el intérprete tiene la opción de escoger entre relaciones velocidad- porosidad y ecuaciones empíricas.

Figura 2. Creación del Registro Sónico Sintético



Determine las relaciones velocidad porosidad o ecuaciones empíricas que desea emplear

Determine la porosidad a emplear

PHID PHIN PHIA

Ecuaciones/ Relaciones

Faust Gradner Wyllie RGH

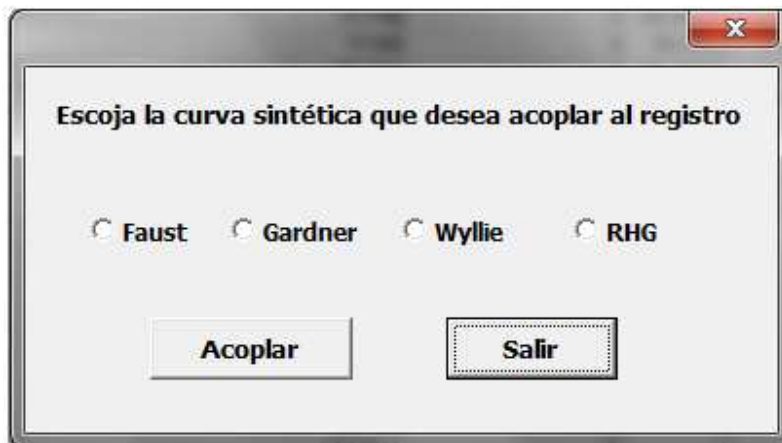
Generar Registro sintético Salir

Fuente: Los Autores

Acoplar Registro

En esta parte (figura 3) el intérprete tiene la opción de acoplar las curvas que ha generado con las originales con el fin de obtener datos para la totalidad del pozo en profundidad, o si lo desea, puede acoplar sólo las curvas que han sido generadas, esto dependerá de la selección que se haga.

Figura 3. Acople de Curvas

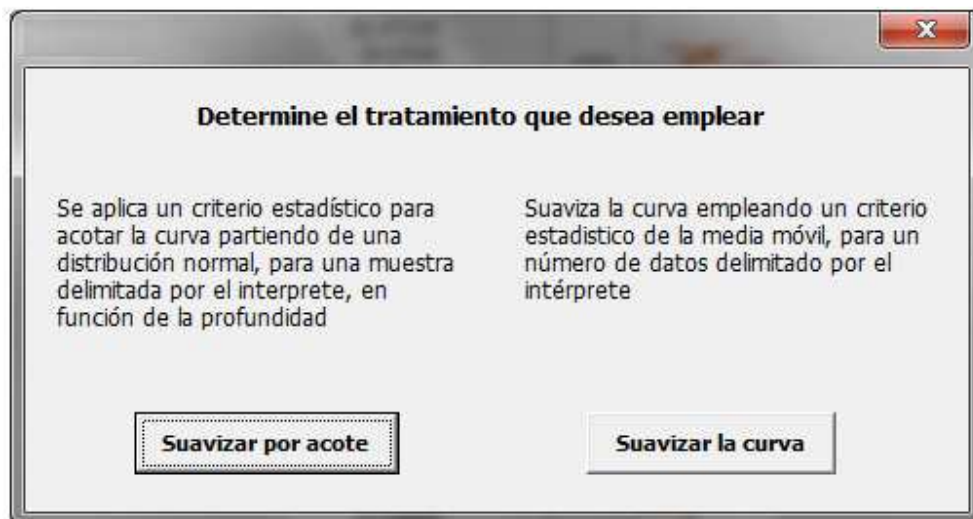


Fuente: Los Autores

REGISTRO SUAVIZADO

En esta sección el intérprete tiene dos opciones, determinar el tipo de tratamiento estadístico que desea realizar para suavizar la curva (figura 4) y escoger la curva que va a usar para el registro (figura 7).

Figura 4. Determinación del tratamiento estadístico a utilizar



Fuente: Los Autores

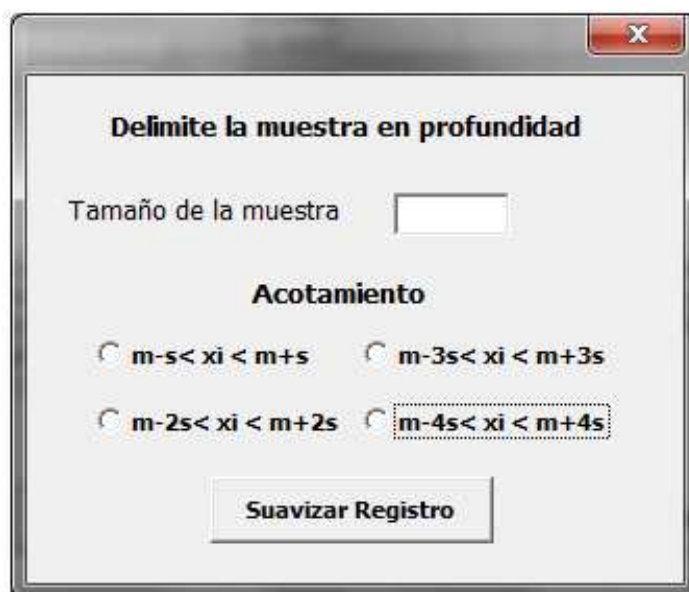
Suavizar Curva

Aquí se da la opción al intérprete de escoger entre dos tipos de suavizado, el primero que corresponde a suavizar por acote o simplemente suavizar.

Suavizar por Acote: se aplica un criterio estadístico de probabilidad de observación para acotar la curva partiendo de una distribución normal, para una muestra delimitada por el intérprete en función de la profundidad.

Una vez el intérprete hace clic sobre esta opción se abre un submenú (figura 5) en el cual se debe ingresar el tamaño de muestra al que se le aplicará el criterio estadístico, también se debe escoger el tipo de acotamiento a usar.

Figura 5. Acotamiento de la muestra



Delimite la muestra en profundidad

Tamaño de la muestra

Acotamiento

$m-s < xi < m+s$ $m-3s < xi < m+3s$

$m-2s < xi < m+2s$ $m-4s < xi < m+4s$

Suavizar Registro

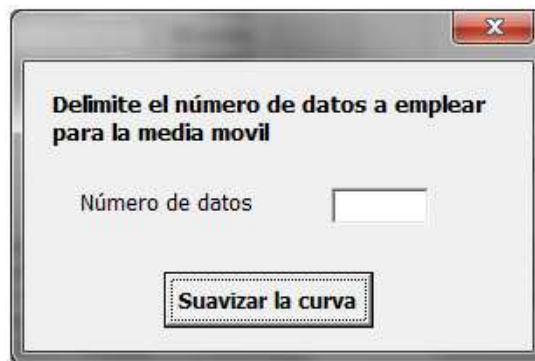
Fuente: Los Autores

Donde **s** hace referencia a la desviación estándar de la muestra y **m** a la media aritmética de la misma, el acote recomendado a emplear es $m-2s < xi < m+2s$ ya que maneja una probabilidad de frecuencia de observación del 95%, con lo cual se puede garantizar la exclusión de los datos que no llevan la tendencia del grupo.

Suavizar la Curva: Se suaviza la curva usando el criterio estadístico de media móvil para un número de datos delimitado por el intérprete, una vez escogida esta opción, aparece

un submenú (figura 6) en el cual se debe delimitar el número de datos a usar durante el procedimiento.

Figura 6. Delimitación del número de datos

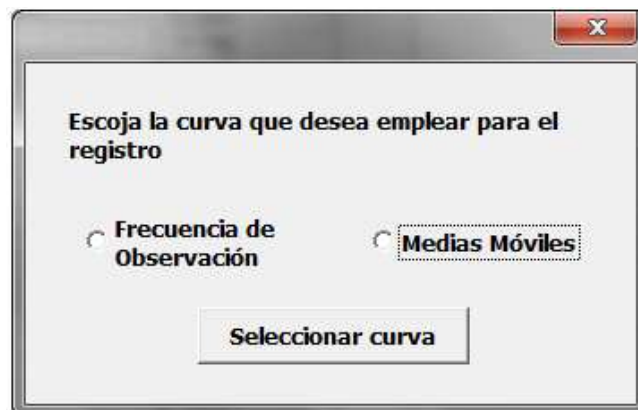


Fuente: Los Autores

El número de datos determina el grado de suavizado que se le hace a la curva entre mayor sea la cantidad de datos mayor será el suavizado, para aplicaciones no complejas se recomienda que el número de datos oscile entre 10 y 20 datos, con el fin de no omitir valores importantes durante el proceso.

Escoger Curva

Figura 7. Curva a escoger según el tipo de suavizado



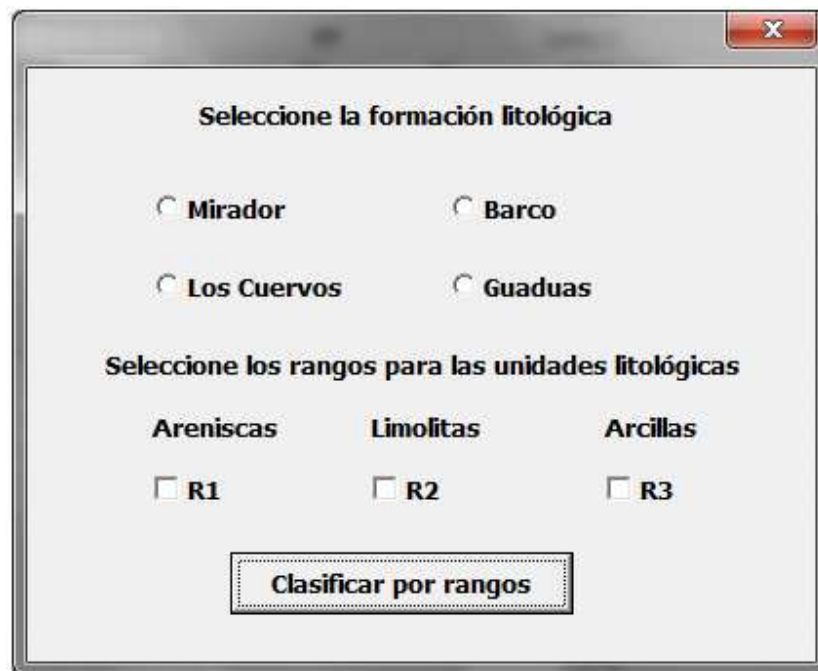
Fuente: Los Autores

En esta sección (figura 7) se hace la selección de la curva que se desea utilizar como registro suavizado, además que será la curva usada para el cálculo de propiedades Geomecánicas.

CLASIFICACIÓN POR UNIDADES LITOLÓGICAS

Aquí se hace la selección de formaciones y unidades litológicas a editar (figura 8), teniendo en cuenta los rangos de tiempo de tránsito hallados en este trabajo de grado, la discriminación y clasificación de las unidades litológicas son expuestos en el capítulo 4.

Figura 8. Selección de formación y unidad Litológica a ser editada



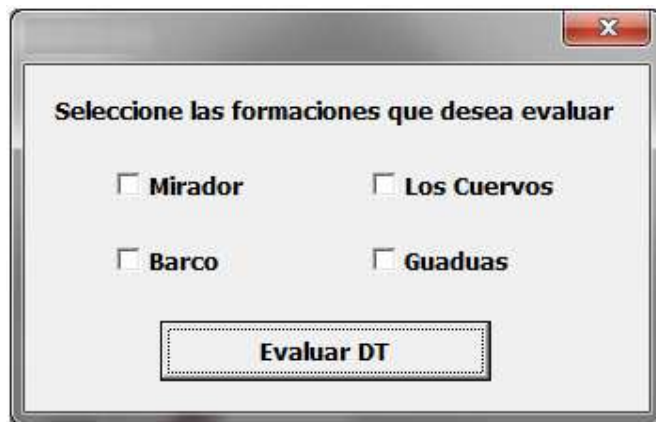
The image shows a software window titled "Selección de formación litológica". It contains two sections of options. The first section, "Seleccione la formación litológica", has four radio button options: "Mirador", "Barco", "Los Cuervos", and "Guaduas". The second section, "Seleccione los rangos para las unidades litológicas", has three checkbox options: "R1" under "Areniscas", "R2" under "Limolitas", and "R3" under "Arcillas". At the bottom of the window is a button labeled "Clasificar por rangos".

Fuente: Los Autores

CLASIFICACIÓN POR FORMACIÓN

Esta parte (figura 9) está encargada de evaluar la zona de estudio por las formaciones para los que se tiene rangos de tiempo de tránsito, con el fin de evaluar la efectividad de las técnicas de suavizado implementadas con la herramienta software propuesta en este trabajo de grado.

Figura 9. Selección de la Formación a evaluar



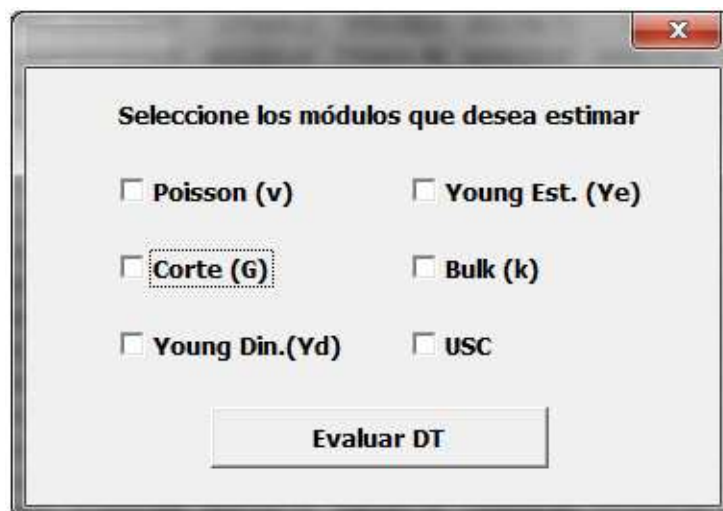
Fuente: Los Autores

Posterior al tipo de clasificación estimada por el intérprete, la herramienta edita el registro corrigiendo los valores anómalos para la unidad litológica especificada, dentro de la formación empleando los valores estimados en este trabajo de grado.

MÓDULOS ELÁSTICOS

Finalmente se encuentra la sección destinada al cálculo de las propiedades Geomecánicas de las rocas (figura 10), en esta parte, el intérprete escoge los módulos que desea calcular.

Figura 10. Cálculo de módulos elásticos



Fuente: Los Autores

ANEXO B. RANGOS GENERALIZADOS DEL TIEMPO DE TRÁNSITO POR FORMACIONES PARA EL CAMPO UIS 1

Tabla 1. Rangos del tiempo de tránsito en Areniscas para las formaciones de Estudio

Formación	Areniscas				
	PHIA	SwA	Vshl	RHOB	DT
Mirador	0.04	0.07	0	2.54	56
	0.07	0.11	0.4	2.57	59
Los Cuervos	0.07	0.08	0	2.51	59
	0.15	0.2	0.4	2.6	61
Barco	0.04	0.09	0	2.53	58
	0.11	0.17	0.4	2.57	60
Guaduas	0.03	0.09	0	2.54	58
	0.1	0.17	0.4	2.59	64
Fuente: Los Autores					

Tabla 2. Rangos del tiempo de tránsito en Limolitas para las formaciones de Estudio

Formación	Limolitas				
	PHIA	SwA	Vshl	RHOB	DT
Mirador	0.07	0.02	0.4	2.33	52
	0.18	0.1	0.7	2.54	62
Los Cuervos	0.03	0.06	0.4	2.54	58
	0.17	0.15	0.7	2.6	61
Barco	0.075	0	0.4	2	55
	0.275	0.16	0.7	2.56	65
	PHIA	SwA	Vshl	RHOB	DT

Guaduas	0.04	0.1	0.4	2.53	60
	0.08	0.22	0.7	2.6	62
Fuente: Los Autores					

Tabla 3. Rangos del tiempo de tránsito en Arcillas para las formaciones de Estudio

Formación	Arcillas				
	PHIA	SwA	Vshl	RHOB	DT
Mirador	0.12	0.05	0.7	2.44	57
	0.22	0.1	1	2.58	66
Los Cuervos	0.04	0.05	0.7	2.55	56
	0.08	0.16	1	2.16	62
Barco	0.15	0	0.7	2	55
	0.5	0.1	1	2.6	75
Guaduas	0.07	0.12	0.7	2.44	62
	0.18	0.19	1	2.56	73
Fuente: Los Autores					