

**DETERMINACIÓN DE UNA ECUACIÓN VELOCIDAD – POROSIDAD
APLICABLE AL PIEDEMONTES LLANERO**

FABIÁN RICARDO CASTRO PÉREZ

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

2008

**DETERMINACIÓN DE UNA ECUACIÓN VELOCIDAD – POROSIDAD
APLICABLE AL PIEDEMONTE LLANERO**

FABIÁN RICARDO CASTRO PÉREZ

Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero de petróleos

DIRECTOR

Aristóbulo Bejarano W., MGT.

Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS

CODIRECTORES

Néstor F. Saavedra T., M. Sc.

Director ICP

Manika Prasad., Ph. D.

Colorado School of Mines

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

2008

DEDICATORIA

A mi madre y a mi hermana por todo su apoyo incondicional y amor infinito, por estar siempre presente en todos los momentos de mi vida, y por ayudarme a ser la persona que soy hoy.

*A Jess por su compañía y comprensión durante todo este tiempo por estar siempre ahí cuando la necesite y apoyarme en toda ocasión.
"Te Amo".*

Fabián Castro

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por abrirme las puertas y brindarme una educación de primera calidad.

A Marcela por todo su ayuda y apoyo en la realización de este trabajo. Sin ti no lo hubiera logrado.

A mis familiares, Súper Tíos, por estar ahí siempre que necesite una mano para seguir. Muchas gracias tía Emilsa, Raquel, Tío Víctor y Eduardo.

Al Ingeniero Aristóbulo Bejarano, director de tesis, por guiarme sabiamente en la realización de la tesis. Todas las sugerencias que me brindo me fueron de gran ayuda.

A la Geóloga Ángela Ramírez por su colaboración en la realización de la tesis.

A mis compañeros de batallas, Clau, Nelson, Juanfe, Juanis, Dan, Pas, Gala, Jinna y todos los que siempre estábamos ahí para ayudarnos.

Al Grupo de Estabilidad de Pozos por brindarme la oportunidad de trabajar en el y crecer profesionalmente.

Fabián R. Castro Pérez

TABLA DE CONTENIDO

Página

INTRODUCCIÓN.....	15
1. REGISTRO SÓNICO.....	17
1.1. Propiedades acústicas de la roca.....	17
1.1.1. Propagación de la onda acústica en el fluido de llenado de pozo.	18
1.1.2. Propagación de las ondas acústicas en rocas.....	20
1.2. Herramientas acústicas.....	23
1.2.1. Sistema de receptor sencillo.....	23
1.2.2. Sistema de doble receptor.....	24
1.2.3. Sistema compensado por hueco de doble transmisor.....	26
1.2.4. Sistema de espaciamiento largo.....	28
1.3. Factores que afectan el desempeño de una herramienta sónica.....	29
1.3.1. Distancia entre Receptores y resolución de la herramienta.....	29
1.3.2. Distancia entre transmisores y receptores.....	29
1.3.3. Efecto <i>Cycle Skipping</i>	29
1.3.4. Profundidad de investigación.....	30
2. REGISTROS DE POROSIDAD.....	31
2.1. Registro de densidad.....	31
2.1.1. Principio de medición.....	31
2.1.2. Calibración del registro.....	33
2.1.3. Densidad electrónica y densidad total de la formación.....	33
2.1.4. Porosidad a partir del perfil de densidad.....	34
2.1.5. Factores que afectan la medida del registro de densidad.....	35
2.2. Registro neutrón.....	37
2.2.1. Principio de medición.....	37
2.2.2. Descripción de la herramienta.....	38
2.2.3. Características de investigación.....	39
2.2.4. Respuesta a los hidrocarburos.....	39
2.2.5. Efectos de litología.....	40
3. REGISTRO DE RAYOS GAMMA (GR).....	42
3.1. Radiactividad.....	42
3.2. Perfil de rayos Gamma.....	44
3.3. Principio de medición.....	44

3.4. Factores que afectan la medida.....	45
3.5. Aplicaciones.....	46
3.6. Calculo del volumen de arcilla.....	46
4. RELACIONES VELOCIDAD – POROSIDAD.....	48
4.1. Ecuación de tiempo de transito promedio de Wyllie.....	48
4.1.1. Usos.....	49
4.1.2. Suposiciones y limitaciones.....	49
4.1.3. Extensiones.....	51
4.2. Relaciones de Raymer – Hunt – Gardner.....	51
4.2.1. Usos.....	52
4.2.2. Suposiciones y limitaciones.....	52
4.3. Relación de Gardner.....	53
4.3.1. Usos.....	53
4.3.2. Suposiciones y limitaciones.....	54
4.4. Relaciones empíricas de Han para arenas arcillosas.....	54
4.4.1. Usos.....	56
4.4.2. Suposiciones y Limitaciones.....	56
4.5. Relaciones empíricas de Tosaya para arenas arcillosas.....	56
4.5.1. Usos.....	57
4.5.2. Suposiciones y limitaciones.....	57
4.6. Relaciones empíricas de Castagna para velocidades.....	57
4.6.1. Usos.....	58
4.6.2. Suposiciones y limitaciones.....	58
5. LIMITES ELÁSTICOS.....	59
5.1. Limites de Voigt y Reuss.....	60
5.1.1. Usos.....	62
5.1.2. Suposiciones y limitaciones.....	63
5.2. Limites de Hashin – Shtrikman.....	63
5.2.1. Usos.....	66
5.2.2. Limitaciones y suposiciones.....	67
5.3. Incorporación de la velocidad en los límites elásticos.....	67
5.3.1. Definición del límite elástico de Voigt en función de la velocidad..	68

5.3.2. Definición del límite elástico de Reuss en función de la velocidad.	68
5.3.2.1. Formula de Wood.	68
5.3.2.1.1. Usos.	69
5.3.2.1.2. Suposiciones y limitaciones.	69
5.4. Metodología para determinar límites elásticos.	69
6. DIAGRAMA DE SELECCIÓN.	71
6.1. Relaciones velocidad – porosidad.	72
6.1.1. Relaciones velocidad – porosidad en arenas limpias.	72
6.1.2. Relaciones velocidad – porosidad en arenas arcillosas.	73
6.2. Límites elásticos.	74
6.3. Metodología para la elaboración de un diagrama de selección.	74
7. METODOLOGÍA.	76
7.1. Selección de la zona y los pozos de aplicación.	76
7.2. Determinación de una relación velocidad – porosidad mediante la aplicación de un diagrama de selección.	77
7.3. Modelamiento de la velocidad en función de la velocidad.	77
8. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.	79
8.1. Selección de la zona y los pozos de aplicación.	79
8.1.1. Formaciones de aplicación.	80
8.1.1.1. Formación Mirador.	80
8.1.1.2. Formación Los Cuervos.	81
8.1.1.3. Formación Barco.	82
8.1.1.4. Formación Guadalupe.	83
8.2. Determinación de una relación velocidad – porosidad mediante la aplicación de un diagrama de selección.	83
8.2.1. Campo UIS1.	84
8.2.1.1. Formación Mirador.	84
8.2.1.2. Formación Los cuervos.	85
8.2.1.3. Formación Barco.	86
8.2.1.4. Formación Guadalupe.	87
8.2.2. Campo UIS2.	88
8.2.2.1. Formación Mirador.	89

8.2.2.2. Formación Barco.....	89
8.2.2.3. Formación Guadalupe.....	90
8.3. Modelamiento de la velocidad en función de la porosidad.....	91
8.3.1. Campo UIS1.....	91
8.3.2. Campo UIS2.....	96
8.3.2.1. Análisis y correcciones de resultados.....	99
8.3.2.1.1. Formación Mirador.....	99
8.3.2.1.2. Formación Barco.....	102
8.3.2.1.3. Formación Guadalupe.....	104
CONCLUSIONES.....	107
RECOMENDACIONES.....	109
NOMENCLATURA.....	110
BIBLIOGRAFÍA.....	111

LISTA DE FIGURAS

Página

Figura 1.1. Conjunto transmisor – receptor del registro sísmico en el pozo.....	18
Figura 1.2. Onda Compresional.....	19
Figura 1.3. Onda de cizalla.....	20
Figura 1.4. Sistema de receptor sencillo.....	24
Figura 1.5. Sistema de doble receptor.....	26
Figura 1.6. Sistema compensado por hueco de doble transmisor.....	27
Figura 1.7. Sistema de espaciamiento largo.....	28
Figura 2.1. Esquema de la herramienta y principio del registro de densidad.....	32
Figura 2.2. Valores típicos de densidad de matriz.....	35
Figura 2.3. Esquema de la herramienta y principio del registro de neutrón.....	38
Figura 5.1. Ilustración conceptual de los límites para los módulos elásticos efectivos de una mezcla de dos materiales.....	60
Figura 5.2. Ilustración conceptual de los límites inferior y superior de el modulo volumétrico (bulk) y modulo de rigidez (shear) para una mezcla de dos materiales, uno de los cuales es un fluido.....	62
Figura 5.3. Interpretación física de los límites de Hashin – Shtrikman para los módulos volumétricos de un material de dos fases.....	64
Figura 5.4. Comportamiento de los límites elásticos de acuerdo a los componentes que se mezcla.....	66
Figura 5.5. Velocidad de la onda P versus la porosidad para una variación de la saturación de agua en sedimentos, comparado con los límites de Voigt – Reuss.....	67
Figura 6.1. Diagrama de selección para una arena limpia.....	71
Figura 6.2. Diagrama de selección para una arena arcillosa con un contenido de arcilla promedio del 40%.....	73
Figura 8.1. Ubicación geográfica del Piedemonte llanero colombiano...	79
Figura 8.2. Grafico descriptivo de la formación Mirador.....	81
Figura 8.3. Grafico descriptivo de la formación Los Cuervos.....	82
Figura 8.4. Grafico descriptivo de la formación Barco.....	82

Figura 8.5. Grafico descriptivo de la formación Guadalupe.....	83
Figura 8.6. Diagrama de selección de la formación Mirador en el campo UIS1.....	85
Figura 8.7. Diagrama de selección de la formación Los Cuervos en el campo UIS1.....	86
Figura 8.8. Diagrama de selección de la formación Barco en el campo UIS1.....	87
Figura 8.9. Diagrama de selección de la formación Guadalupe en el campo UIS1.....	88
Figura 8.10. Diagrama de selección de la formación Mirador en el campo UIS2.....	89
Figura 8.11. Diagrama de selección de la formación Barco en el campo UIS2.....	90
Figura 8.12. Diagrama de selección de la formación Guadalupe en el campo UIS2.....	91
Figura 8.13. Curvas de velocidades para la formación Mirador del campo UIS1.....	92
Figura 8.14. Curvas de velocidades para la formación Mirador del campo UIS1.....	93
Figura 8.15. Curvas de velocidades para la formación Los Cuervos del campo UIS1.....	93
Figura 8.16. Curvas de velocidades para la formación Barco del campo UIS1.....	94
Figura 8.17. Curvas de velocidades para la formación Barco del campo UIS1.....	94
Figura 8.18. Curvas de velocidades para la formación Guadalupe del campo UIS1.....	95
Figura 8.19. Curvas de velocidades para la formación Mirador del campo UIS2.....	97
Figura 8.20. Curvas de velocidades para la formación Barco del campo UIS2.....	97

Figura 8.21. Curvas de velocidades para la formación Guadalupe del campo UIS2.....	98
Figura 8.22. Tendencia de los datos de velocidad – porosidad organizados independientemente sobre el diagrama de selección de la formación Mirador.....	100
Figura 8.23. Histograma de porosidades de la formación Mirador.....	101
Figura 8.24. Ajuste de la ecuación Raymer – Hunt – Gardner para la formación Mirador en un rango de porosidad de 0 a 0.14.....	101
Figura 8.25. Tendencia de los datos de velocidad – porosidad organizados independientemente sobre el diagrama de selección de la formación Barco.....	102
Figura 8.26. Histograma de porosidades de la formación Barco.....	103
Figura 8.27. Ajuste de la ecuación Raymer – Hunt – Gardner para la formación Barco en un rango de porosidad de 0 a 0.12.....	103
Figura 8.28. Tendencia de los datos de velocidad – porosidad organizados independientemente sobre el diagrama de selección de la formación Guadalupe.....	104
Figura 8.29. Histograma de porosidades de la formación Guadalupe...	105
Figura 8.30. Ajuste de la ecuación Raymer – Hunt – Gardner para la formación Guadalupe en un rango de porosidad de 0 a 0.15.....	105

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Velocidades acústicas compresionales y tiempos de transito en matrices de roca de interés en registros de pozo.....	21
Tabla 1.2. Velocidades acústicas compresionales y tiempos de transito para fluidos de interés en registros de pozo.....	22
Tabla 4.1. Velocidades típicas de la onda P en minerales.....	48
Tabla 4.2. Relaciones velocidad – porosidad de Han.....	55
Tabla 8.1. Selección de pozos para los campos UIS1 y UIS2.....	80
Tabla 8.2. Velocidades, densidades y módulos volumétricos utilizados para la elaboración del diagrama de selección.....	84
Tabla 8.3. Valor de la constantes C por formaciones para el campo UIS1.....	95
Tabla 8.4. Valor de la constantes C por formaciones para el campo UIS2.....	98
Tabla 8.5. Valores definitivos de las constantes C por formaciones para el campo UIS2.....	106

**TITULO: DETERMINACIÓN DE UNA ECUACIÓN VELOCIDAD – POROSIDAD
APLICABLE AL PIEDEMONTE LLANERO***

AUTOR: FABIÁN RICARDO CASTRO PÉREZ**

PALABRAS CLAVES: Registro sísmico, registro neutrón, registro de densidad, registro de rayos gamma, velocidad, porosidad, límites elásticos.

RESUMEN

La velocidad es un parámetro muy importante al realizar modelos geomecánicos, en zonas como el Piedemonte llanero colombiano donde son escasas las lecturas de registros sísmicos una alternativa para determinar la velocidad es correlacionarla con parámetros más comunes como la porosidad.

En la industria del petróleo existen muchas relaciones desarrolladas entre la velocidad y la porosidad, entre las que se destacan las relaciones de Wyllie, Gardner y Raymer – Hunt – Gardner. Con la implementación del concepto de límites elásticos se puede desarrollar una metodología que permita la correcta elección de una ecuación y las posibles correcciones que se deben hacer para realizar un modelamiento de la velocidad en función de la porosidad de los datos de campo (registros de pozos), dicha metodología se puede desarrollar mediante la elaboración de un diagrama de selección, el cual es básicamente la combinación gráfica de las ecuaciones velocidad – porosidad y los límites elásticos. Con base a la relación velocidad – porosidad determinada se realiza el modelamiento de la velocidad por formaciones realizando las respectivas correcciones y ajustes, no obviando un análisis objetivo de los datos de campo.

La metodología desarrollada se implementó en dos campos, en las formaciones de yacimiento, área definida dentro de la cuenca del Piedemonte llanero colombiano.

* Trabajo de Investigación

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

TITLE: DETERMINATION OF A VELOCITY – POROSITY EQUATION APPLIES TO PIEDEMONTE LLANERO*

AUTHOR: FABIÁN RICARDO CASTRO PÉREZ**

KEYWORDS: Sonic log, neutron log, density log, gamma ray log, velocity, porosity, elastic bounds.

ABSTRACT

The velocity is a very important parameter to do geomechanics models. In areas such as the Colombian Piedemonte llanero where there are few readings, sonic logs represent an alternative to determine the velocity by correlating it with common parameter such as porosity.

In petroleum industry, there are many developed relationships between velocity and porosity, such as Wyllie, Gardner and Raymer – Hunt – Gardner, which are the most important and used equations that we can find in the petroleum area. With the implementation of the concept of elastic bounds, there may develop a methodology for the appropriate choice of an equation and possible corrections to be made in order to do a modeling of the velocity depending on the porosity of the data field (well logs), that methodology can be developed by means of a selection diagram, which is basically the graphic combination of the velocity - porosity equations and the elastic bounds. In its relationship to the velocity – porosity is determined by doing the velocity modeling by formations of the respective corrections and adjustments, without ignoring an objective analysis of the field data.

The developed methodology was implemented in two fields in the reservoir formations, an area defined within the Colombian Piedemonte llanero coalfield.

* Research word

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

INTRODUCCIÓN

La velocidad es un valor de gran interés en la industria petrolera, su conocimiento es de gran utilidad al determinar parámetros geomecánicos como la presión poro, al identificar secuencias litológicas y al definir aspectos geofísicos de la roca.

Es conocido que la velocidad se relaciona fuertemente con la porosidad, la tendencia normal de estas dos variables es que al aumentar la porosidad la velocidad disminuye. Existe un punto denominado porosidad crítica donde la variación de la velocidad con la porosidad cambia, por debajo de la porosidad crítica se presenta una fuerte dependencia entre la velocidad y la porosidad, tanto que con un pequeño decrecimiento en la porosidad hay un incremento significativo en la velocidad.

En la industria petrolera existen una serie de relaciones entre la velocidad y la porosidad entre las se destacan las relaciones Wyllie (1956), Raymer – Hunt – Gardner (1980), Gardner (1974), Han (1986), Tosaya (1982) y Castagna (1985) estas relaciones son usadas en la mayoría de los casos para valorar datos de velocidad obtenidos de otras fuentes como lo son los registros de pozos y para obtener datos de velocidades en zonas donde no se cuente con la información.

Los límites elásticos son una herramienta útil y sencilla para analizar el comportamiento de una tendencia de datos con relación a las ecuaciones velocidad – porosidad. El límite inferior representa segmentos de alta porosidad en donde la roca esta prácticamente suspendida en el fluido. El límite superior representa la zona de mayor rigidez de la roca. Los modelos para construir límites elásticos mas destacados son los de Voigt – Reuss y Hashin – Shtrikman.

Mediante la interacción de la relaciones velocidad – porosidad y los límites elásticos se puede construir un diagrama de selección. Con la ayuda de este diagrama se puede determinar la ecuación velocidad – porosidad que mejor se comporte de acuerdo a la tendencia de los datos de campo y se pueden identificar posibles correcciones a realizar en el momento de hacer el modelamiento de la velocidad. La construcción del diagrama de selección depende en gran medida de la composición geológica de la zona que se va a trabajar.

Este proyecto tiene como principal objetivo la identificación de una ecuación velocidad – porosidad aplicable a la zona del Piedemonte llanero, de igual forma el respectivo ajuste de dichas ecuaciones con los datos de campo por formaciones.

1. REGISTRO SÓNICO

1.1. Propiedades acústicas de la roca

Los registros acústicos son una parte importante en la evaluación de la formación. Este tipo de registro se basa en la propagación de unas ondas acústicas dentro y alrededor del pozo. Las propiedades acústicas medidas en registros de pozos son los tiempos de la onda compresional y de cizalla, la atenuación de la onda compresional y de cizalla y la amplitud de las ondas reflejadas.

La medida del tiempo de transito de la onda puede usarse para evaluar la porosidad de la formación, litología, y compresibilidades de poro y de la roca. La determinación de la calidad de adherencia del cemento y la identificación de zonas fracturadas se basan en las medidas de atenuación de la onda. La medida de la amplitud de la onda reflejada es usada para localizar cavernas (*vugs*) y fracturas, para determinar la orientación de fracturas, y para inspeccionar el revestimiento. (Zaki Bassiouni, 1994).

Los registros acústicos en hueco abierto se basan principalmente en la medida del tiempo acústico. Esta medida, usualmente llamada registro sónico, es un registro del tiempo requerido por una onda acústica para viajar una distancia dada a través de la formación que rodea el pozo. Este parámetro es referenciado como el tiempo de transito acústico, Δt , y es usualmente expresado en microsegundos por pie. La velocidad, v , y el tiempo de transito, Δt , están relacionados por:

$$\Delta t = \frac{10^6}{v} \quad (1.1)$$

Donde Δt esta en *useg/pie* y v en *pie/seg*

1.1.1. Propagación de la onda acústica en el fluido

La fuente de la señal acústica está usualmente centrada en el pozo, como se ilustra en la figura 1.1. Debido a que los fluidos no pueden soportar un esfuerzo de cizalla, la fuente (transmisor, T) es un transductor de presión que genera ondas compresionales en el fluido de pozo al ser excitado por un pulso eléctrico o magnético. El receptor, R, es otro transductor de presión usado para detectar ondas acústicas, genera un campo de voltaje o magnético que es convertido a voltaje y después transmitido a superficie por cable.

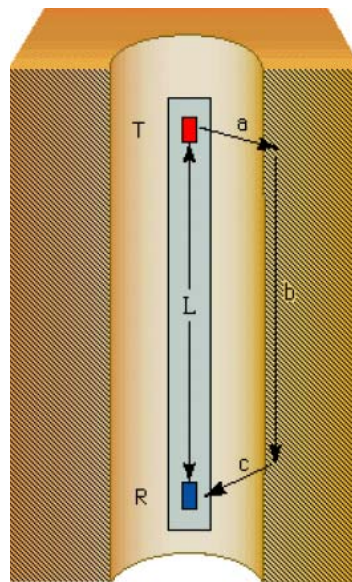


Figura 1.1. Conjunto transmisor – receptor del registro sónico en el pozo. Tomada Mantilla y Bueno (2005), Registros de pozo; herramientas, interpretación y aplicaciones.

La señal recibida es una composición de varias ondas acústicas llamada *waveform*. Los principales componentes del *waveform* son la onda compresional y la onda de cizalla.

Onda compresional (onda P):

Es la primera onda en llegar al receptor, es críticamente refractada en la cara del pozo. La onda empieza como una onda compresional generada en el pozo por un transductor transmisor, viaja a lo largo de la cara del pozo con la velocidad compresional de formación, v_p . Como la onda viaja a lo largo de la interfase fluido de pozo/formación, la energía es continuamente radiada de regreso al pozo como vibraciones compresionales sobre el fluido de pozo. Estas vibraciones son detectadas por el receptor centrado en el pozo.

La onda compresional llega al receptor primero porque es una combinación de la velocidad y de los efectos de la trayectoria. Tres velocidades juegan roles en la propagación de la onda en un fluido de llenado de pozo: la velocidad compresional de formación (v_p); la velocidad de cizalla de formación (v_s); y la velocidad compresional del fluido (v_f). La onda compresional se propaga más rápido en la formación. Esta onda también tiene la trayectoria mas corta a través del fluido de perforación, donde es más lenta la velocidad acústica. La figura 1.2 ilustra la onda compresional. (Zaki Bassiouni, 1994).

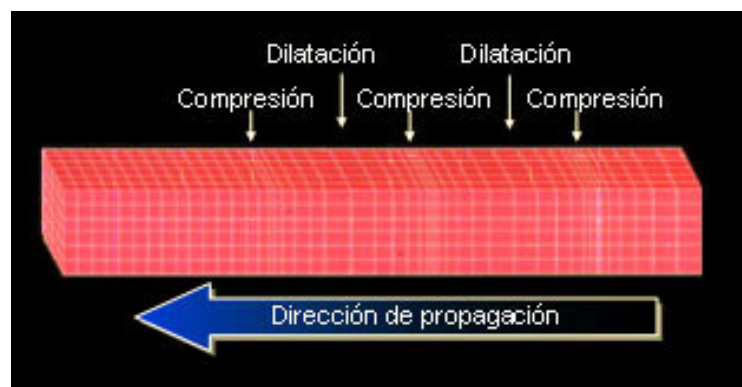


Figura 1.2. Onda Compresional. Tomado Garrido y Torres. Ondas sísmicas.

Onda de cizalla (onda S):

La onda de cizalla también comienza como una onda compresional en el fluido de pozo. Encuentra la pared en un ángulo crítico de refracción y de esa manera se refracta dentro de la formación como una onda de cizalla. Como la onda compresional, la onda de cizalla viaja a lo largo de la cara de pozo a una velocidad v_s y continuamente arroja ondas compresionales dentro del fluido de pozo en. Debido que $v_s < v_p$ y debido a que tiene una trayectoria más larga en el fluido de pozo, la onda de cizalla llega al receptor detrás de la onda compresional. La figura 1.3 ilustra la onda de cizalla.

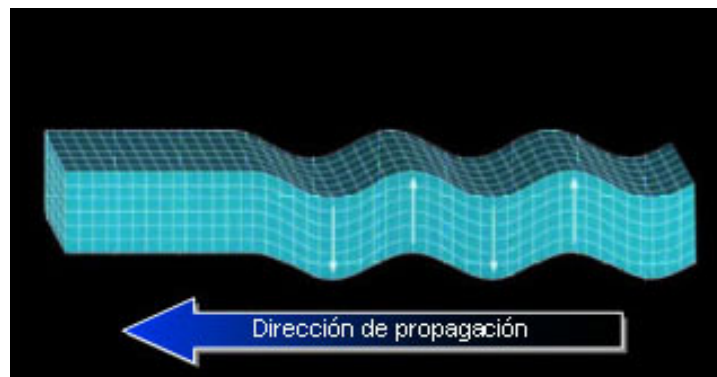


Figura 1.3. Onda de cizalla. Tomado Garrido y Torres. Ondas sísmicas.

1.1.2. Propagación de las ondas acústicas en rocas

La velocidad compresional de las ondas acústicas en rocas porosas depende de la litología del tipo de roca, el diferencial de presión, el tipo de fluido de poro y la porosidad. La velocidad acústica depende de las propiedades elásticas de la matriz. La tabla 1.1 proporciona velocidades compresionales acústicas y tiempos de tránsito en rocas matrices. Estos valores son derivados de observaciones de campo y no referencian a los minerales puros.

Material	V _p (pies/seg)	Δt (μseg/pies)
Arena	18000 a 19500	55.5 a 51.0
Caliza	21000 a 23000	47.6 a 43.5
Dolomita	23000	43.5
Anhidrita	20000	50
Arcilla	5900 a 17000	170 a 60
Sal	15000	66.7

Tabla 1.1. Velocidades acústicas compresionales y tiempos de transito en matrices de roca de interés en registros de pozo. Tomado Zaki Bassiouni, 1994.

La roca esta sujeta a presiones externas (sobrecarga) e internas (fluido de poro). La velocidad acústica, v_p , esta afectada por el esfuerzo efectivo, el cual es la diferencia entre la presión externa e interna, ΔP . La velocidad incrementa al incrementar ΔP . La velocidad no es afectada por el valor absoluto de la presión externa o de la presión interna. Debido a que ΔP determina el grado de compactación de la roca y su modulo volumétrico, la velocidad acústica depende de la compactación. Entre mas compactada este la roca, mayor será su velocidad acústica.

La velocidad de las ondas acústicas depende también de la densidad del fluido y de los módulos volumétricos. La tabla 1.2 lista velocidades compresionales acústicas y tiempos de transito para fluidos de interés en registro de pozos. (Zaki Bassiouni, 1994).

Fluido	V_p (pies/seg)	Δt (μ seg/pies)
Agua Pura	4380	207.0
Lodo de perforación (26°C)	4870	205.3
Torta del lodo de perforación	4980	200.8
Aceite	4200	238.0
Metano (15 psia)	1600	626.0
Aire (15 psia)	1088	919.0
Etano ($\alpha = 0.00125$ g/cm ³)	1010	989.6
Dióxido de carbono ($\rho = 0.0019776$ g/cm ³)	850	1176.5

Tabla 1.2. Velocidades acústicas compresionales y tiempos de tránsito para fluidos de interés en registros de pozo. Modificada Zaki Bassiouni, 1994.

La velocidad acústica en el agua depende de la temperatura, salinidad, y presión. La variación de la velocidad causada por estos factores es alrededor de 500 pies/seg sobre las condiciones normales en registro de pozos. La velocidad acústica en aceite es un poco menos que en el agua, depende de la composición del aceite, el gas en solución, la temperatura y la presión. La velocidad en el gas natural es considerablemente menos que el aceite y agua. La velocidad acústica en gas natural seco se aproxima a la del aire, la cual está alrededor de 1100 pies/seg.

La dependencia de la velocidad acústica en la porosidad es evidente: a mayor porosidad la velocidad acústica será menor, debido a la cantidad de fluidos de baja velocidad será mayor y la trayectoria de la matriz a través de la cual la onda debe viajar será más tortuosa.

1.2. Herramientas acústicas

1.2.1. Sistema de receptor sencillo

Las herramientas sónicas en los inicios fueron equipadas con un receptor simple (Figura 1.4). En este sistema, un pulso es iniciado en un transmisor situado a una distancia del receptor, L_s (también llamado espaciamiento). El tiempo medido, t_{\log} , es el tiempo entre la iniciación del pulso y la primera llegada de energía acústica al receptor. La medida del tiempo puede ser expresada como (Zaki Bassiouni, 1994)

$$t_{\log} = \frac{L_s}{v} + \frac{d_h - (d_t + 2l_c)}{v_m} \sqrt{1 - \left(\frac{v_m}{v}\right)^2} \quad (1.2)$$

Donde

d_h = diámetro del pozo

d_t = diámetro de la herramienta

v = velocidad compresional de formación

v_m = velocidad compresional del lodo

l_c = distancia diferencial entre el eje de la herramienta y el eje de pozo.
(Cuando la herramienta y el pozo no están paralelos).

El tiempo de transito de la formación se expresa como (Zaki Bassiouni, 1994)

$$\Delta t = \frac{(t_{\log} - t_m)}{L_s} \quad (1.3)$$

Donde t_m es una corrección del tiempo por la trayectoria en el lodo

$$t_m = \Delta t_m [d_h - (d_t + 2l_c)] \sqrt{1 - \left(\frac{\Delta t}{\Delta t_m} \right)^2} \quad (1.4)$$

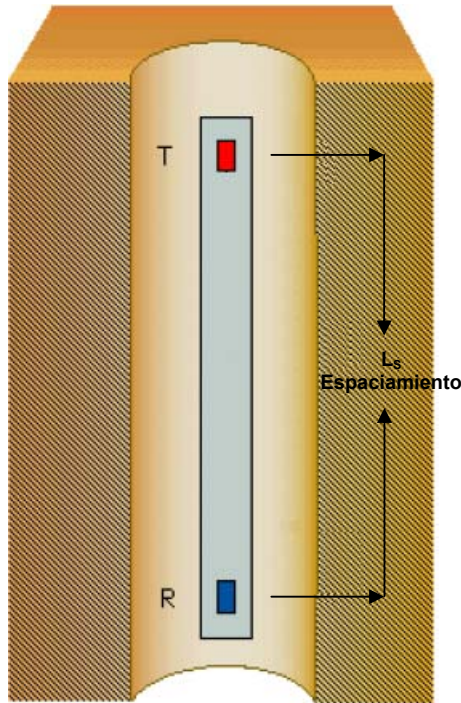


Figura 1.4. Sistema de receptor sencillo. Modificada Mantilla y Bueno (2005), Registros de pozo; herramientas, interpretación y aplicaciones.

1.2.2. Sistema de doble receptor

El sistema de doble receptor fue introducido para remover la contribución de la trayectoria en el lodo a la respuesta de las herramientas sónicas. La figura 1.5 muestra un esquema de una de las primeras herramientas que incorporo el sistema de doble receptor. La herramienta consiste en un transmisor y dos receptores localizados a 3 y 5 pies del transmisor. El transmisor emite ondas acústicas a 10 ondas/seg. La primera llegada de

energía acústica a cada receptor provoca su respuesta en el sistema. Un sistema de doble receptor puede ser visto como un cronometro muy preciso. El cronometro empieza cuando la energía acústica llega al primer receptor y para cuando llega al segundo receptor. El tiempo indicado por el reloj es el tiempo requerido para que la onda de sonido atraviese una longitud de la formación igual al espaciamiento entre los dos receptores. El tiempo de llegada t_1 y t_2 a los dos receptores puede ser expresado como (Zaki Bassiouni, 1994)

$$t_1 = \left(\frac{a}{v_m} \right) + \left(\frac{b}{v} \right) + \left(\frac{c}{v_m} \right) \quad (1.5)$$

$$t_2 = \left(\frac{a}{v_m} \right) + \left(\frac{b}{v} \right) + \left(\frac{d}{v} \right) + \left(\frac{e}{v_m} \right) \quad (1.6)$$

Donde a, b, c, d y e son trayectorias de la onda acústica.

Asumiendo que el tamaño del hueco es constante y que la herramienta es paralela a la pared del pozo, se tiene:

$$a = c = e \quad (1.7)$$

$$d = L_s \quad (1.8)$$

Entonces

$$t_2 - t_1 = \frac{L_s}{v} \quad (1.9)$$

$$\Delta t = \frac{(t_2 - t_1)}{L_s} \quad (1.10)$$

El tiempo indicado esta libre de la contribución de trayectoria en el lodo.

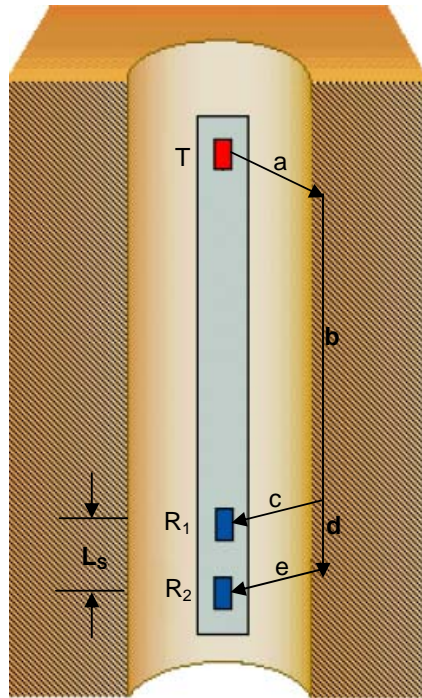


Figura 1.5. Sistema de doble receptor. Modificada Mantilla y Bueno (2005), Registros de pozo; herramientas, interpretación y aplicaciones.

1.2.3. Sistema compensado por hueco de doble transmisor

Debido a las irregularidades del diámetro del pozo y eventual inclinación de la herramienta, el sistema de doble receptor no remueve el error del lodo completamente. En un pozo ampliado, la lectura del sistema de doble receptor esta distorsionada solo en la base y el tope del estrato. Para suprimir el posible error resultado del desigual tiempo de transito en el lodo a los dos receptores, se desarrollo un sistema de doble transmisor.

Un ejemplo de esta herramienta es la BHC desarrollada por Schlumberger. La figura 1.6 muestra la herramienta BHC en una posición inclinada con respecto al eje del pozo. La herramienta BHC incorpora dos transmisores y cuatro receptores. Comúnmente corre con espaciamento de 3 pies entre cada transmisor y su receptor mas cercano y con 2 pies de espaciamento entre los receptores. Como se muestra en el esquema,

el efecto de la inclinación de la herramienta en la parte superior del arreglo (un transmisor y dos receptores) esta en la dirección opuesta al efecto en la parte inferior. Así, para compensar la inclinación de la herramienta dentro del hueco, se toma un promedio de los dos tiempos de transito.

Similarmente, el arreglo de dos transmisores elimina los errores en el tiempo de transito causados por las irregularidades del pozo.

Esta herramienta maneja una profundidad de investigación entre 3 y 4 pulgadas. (Zaki Bassiouni, 1994).

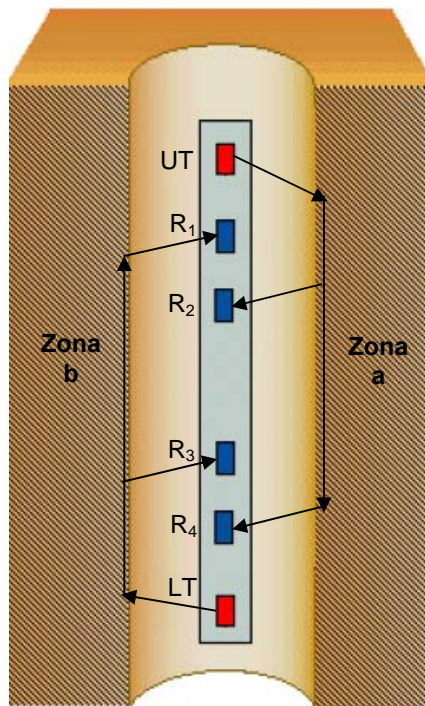


Figura 1.6. Sistema compensado por hueco de doble transmisor. Modificada Mantilla y Bueno (2005), Registros de pozo; herramientas, interpretación y aplicaciones.

1.2.4. Sistema de espaciamento largo

El espaciamento crítico transmisor/ receptor, $(L_s)_c$ incrementa cuando incrementa el diámetro del hueco, d_h . La herramienta BHC estándar proporciona un registro de calidad muy pobre en huecos de diámetros grandes, perforados en formaciones lentas. Esto es particularmente verdadero en secuencias de shale o arenas someras, no consolidadas, las cuales son alteradas por los esfuerzos generados en la perforación, la filtración de fluidos de perforación y o la hidratación. El resultado es una zona alterada de baja velocidad.

Para herramientas con espaciamento estándar, la limitación causada por un hueco grande y la presencia de una zona alterada, es particularmente serio en aplicaciones de sísmica con registros sísmicos.

La herramienta de espaciamento largo, figura 1.7, con un espaciamento entre 8 y 12 pies, resuelve las limitaciones presentes en la herramienta BHC por el diámetro del hueco. (Zaki Bassiouni, 1994).

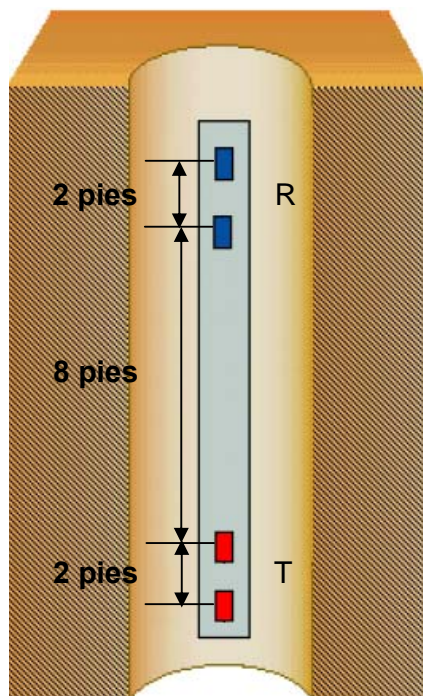


Figura 1.7. Sistema de espaciamiento largo. Modificada Mantilla y Bueno (2005), Registros de pozo; herramientas, interpretación y aplicaciones.

1.3. Factores que afectan el desempeño de una herramienta sónica

1.3.1. Distancia entre Receptores y resolución de la herramienta

La distancia entre los receptores, determinan la resolución vertical de la herramienta. Como regla, la resolución de la herramienta es igual al espaciamiento entre los receptores.

1.3.2. Distancia entre transmisores y receptores

La distancia al receptor más lejano es limitada por el poder del transmisor y el nivel de ruido en el hueco. Sin embargo la distancia entre el transmisor y el primer receptor debería ser lo suficientemente grande, que las primeras llegadas refractada fueran las de las ondas compresionales que viajaban a una distancia considerable a través de la formación.

1.3.3. Efecto *Cycle Skipping*

La onda acústica se atenúa a medida que se propaga a través de la formación y el entorno del pozo. Si la onda es atenuada fuera de los límites del receptor, el receptor no registra la primera llegada y detecta un evento tardío.

Cycle skipping comúnmente ocurre en series de capas delgadas de diferentes velocidades, arenas con presencia de gas, lodos con cortes de gas, formaciones pobremente consolidadas y formaciones fracturadas. Básicamente, el efecto *Cycle skipping* produce una lectura incorrecta. Sin

embargo, puede ser útil como indicador de formaciones con relación de gas y formaciones fracturadas.

1.3.4. Profundidad de investigación

Las profundidades de investigación de las herramientas acústicas varían con la longitud de la onda, λ , la cual es relacionada a la velocidad de la formación, v , y señal de frecuencia, f , así:

$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (1.11)$$

En rocas sedimentarias, v varía de 5000 a 25000 pies/segundo. Para una onda con una frecuencia de 20 kHz, λ varía de 0.25 a 1.25 pies. Prácticas en el laboratorio indican que un espesor de por lo menos 3λ es necesario para mantener una onda compresional sobre una distancia apreciable. Por lo tanto para una onda de 20 kHz, la profundidad de investigación varía desde 0.75 pies para formaciones no consolidadas hasta 3.75 para formaciones consolidadas. (Zaki Bassiouni, 1994).

2. REGISTROS DE POROSIDAD

Los registros neutrón y densidad son generalmente llamados registros de porosidad, son medidas nucleares que producen un valor de porosidad a partir de medidas básicas, no miden la porosidad directamente.

2.1. Registro de densidad

La herramienta de densidad percibe la densidad de la formación, con esta información se puede identificar minerales en depósitos de evaporitas, descubrimientos de gas, evaluación de arenas arcillosas, litologías complejas, determinación de rendimiento de lutitas petrolíferas y obviamente la determinación de la densidad de hidrocarburos.

El principio físico de la herramienta se fundamenta en la interacción que existe entre los rayos gamma y la materia. (Jorge Bendeck, 1992).

2.1.1. Principio de medición

La herramienta esta constituida por una fuente que emite continuamente rayos gamma los cuales son aplicados contra la pared del pozo; dichos rayos (dispersos, los cuales interactúan con la formación bajo el efecto Compton) llegan a un detector colocado a una distancia fija de la fuente y son evaluados como una medida de densidad de la formación.

La primera generación de esta herramienta FDL consta de un detector y un sistema de una fuente nuclear, como tiene solo un detector se hace mas engorroso realizar correcciones, ya que se debe tener información sobre espesor, densidad y composición del revoque, porque en zonas donde el revoque es mas consistente la herramienta no distingue y lo detecta como si fuera la formación por lo tanto es necesario tener en cuenta su influencia en las correcciones que se deban realizar. A partir de

esto surgió un diseño mejorado, la herramienta de Densidad Compensada FDC, que cuenta con dos detectores que arrojan diferentes valores de densidad, el detector de espaciamento corto se ve afectado por el revoque del lodo, si el revoque es mas denso que la formación, leerá una densidad mayor y si el revoque se menos denso que la formación leerá una densidad mayor. (Jorge Bendeck, 1992).

La diferencia entre las densidades leídas por el detector de espaciamento largo y el de espaciamento corto, da una corrección que se suma o se resta de la densidad de espaciamento largo, de acuerdo con su signo.



Figura 2.1. Esquema de la herramienta y principio del registro de densidad. Tomado Mantilla y Bueno (2005), Registros de pozo; herramientas, interpretación y aplicaciones.

2.1.2. Calibración del registro

Las formaciones calcáreas de laboratorio, saturadas con agua dulce de gran pureza y cuya densidad es conocida con exactitud son los patrones primarios de calibración de FDC, los patrones secundarios, para calibración en el taller, son dos grandes bloques de aluminio y azufre respectivamente dentro de los cuales se coloca una sonda, dichos bloques tienen una composición y una geometría cuidadosamente diseñada. Además de los bloques existen revoques artificiales de dos espesores que son utilizados para probar la corrección automática por revoque que realiza el computador de superficie. Por ultimo, se lleva al pozo un pequeño calibrador con una píldora radiactiva que produce una señal de intensidad conocida para revisar y calibrar el sistema de investigación.

2.1.3. Densidad electrónica y densidad total de la formación

La herramienta de densidad FDC responde a la densidad electrónica, es decir a la densidad de electrones de las formaciones. Esta densidad (ρ_e) se relacionaron la densidad de la formación, así para una sustancia consistente de un solo elemento el índice de densidad electrónica viene dado por la 2.1 (Jorge Bendeck, 1992)

$$\rho_e = \rho_b * \left(\frac{2Z}{A} \right) \quad (2.1)$$

Donde ρ_b es la densidad total, Z es el número atómico o numero de electrones por átomo y A es el peso atómico.

Para una sustancia molecular, ρ_e es:

$$\rho_e = \rho_b * \left(2 \frac{\sum Z}{\text{Peso Molecular}} \right) \quad (2.2)$$

Donde $\sum Z$ es la suma de los números atómicos de los átomos que forman la molécula, igual al número de electrones por molécula.

Cabe notar que para la mayoría de las sustancias, la cantidad que esta dentro del paréntesis de las ecuaciones 2.1 y 2.2 es muy cercana al a unidad.

2.1.4. Porosidad a partir del perfil de densidad

La densidad total de la formación (ρ_b), esta dada por la relación 2.3, para una formación limpia de densidad de matriz (ρ_{ma}) conocida, con porosidad (ϕ) y saturada con un liquido de densidad promedio (ρ_f). (Jorge Bendeck, 1992).

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad (2.3)$$

Ahora para fluidos porales comunes (excepto gas e hidrocarburos ligeros) y para los minerales de matriz comunes, la diferencia entre la densidad aparente (ρ_a , leída por el registro de densidad) y la densidad de la formación (ρ_b), se desprecia debido a que es tan poca. Entonces la porosidad esta dada por la ecuación 2.4 (Jorge Bendeck, 1992).

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.4)$$

En la figura 2.2 se muestran valores típicos de densidad de matriz para varios componentes.

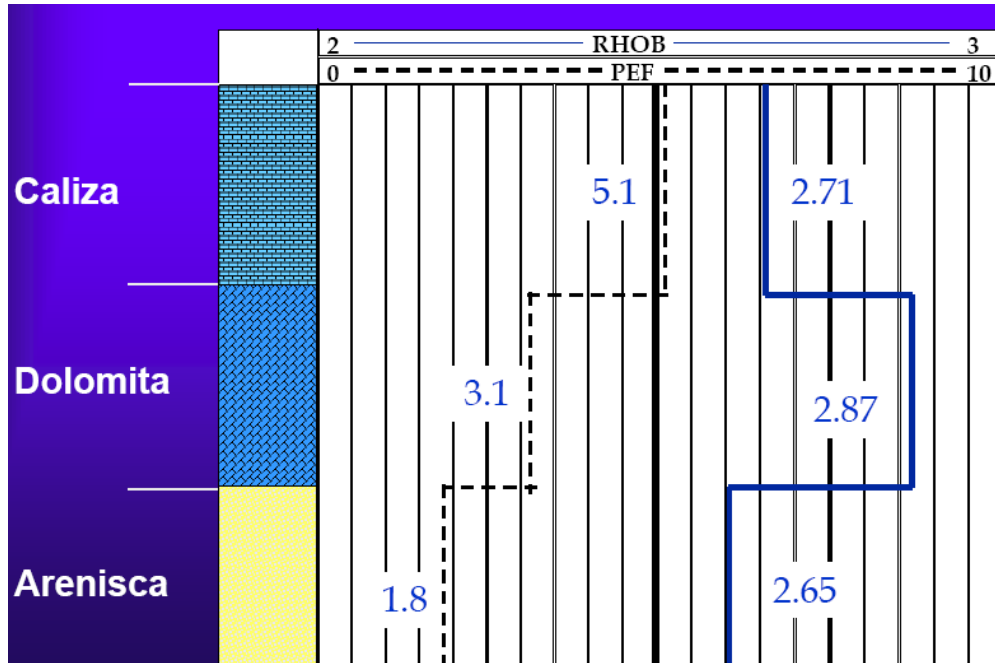


Figura 2.2. Valores típicos de densidad de matriz. Tomado Mantilla y Bueno (2005), Registros de pozo; herramientas, interpretación y aplicaciones.

2.1.5. Factores que afectan la medida del registro de densidad

Entre los principales factores que afectan los valores obtenidos del registro de densidad se tiene:

- Efecto del pozo, cuando se tienen pozos con diámetros de hasta 15 pulgadas llenos de lodo o de gas es necesario realizar la corrección, mientras que para diámetros menores de 10 pulgadas no es necesario.

- Efecto de los hidrocarburos, si en la zona investigada por la herramienta de densidad compensada FDC, hay presencia de hidrocarburo residual se puede ver afectada la medida, en el caso de haber petróleo no va a ser tan notorio ($\rho_{Petróleo}$ y $\rho_{Filtrado}$ van a ser cercanas a la unidad), pero si hay saturación de gas residual, el valor de ρ_a disminuirá el valor aparente de ρ_b y como resultado se va a calcular una porosidad aparente alta.
- Efecto de la presión de Compactación, en zonas con sobrepresión la densidad de la lutita decrece con el incremento de la profundidad (densidades menores a las que corresponde), entonces se pueden utilizar perfiles de densidad corridos de trecho en trecho durante la perforación de un pozo para predecir la presencia de zonas sobrepresionadas de manera que se puedan tomar precauciones para eliminar riesgos potenciales.
- Efecto de rugosidad, en la pared o revoque interpuesto entre la almohadilla y la formación. En el caso de tener un equipo FDC este realiza la corrección enviando los pulsos contados en el detector lejano y los del detector cercano a superficie, estos puntos caen cerca de una curva promedio, y por medio de esta se realiza la corrección.
- Efecto de la lutita, la presencia de arcillas o lutita puede afectar la interpretación del perfil de densidad, debido a que las densidades de las lutitas tienden a ser menores en profundidades pequeñas (aquí las fuerzas de compactación no son tan grandes), además las lutitas dispersas o arcillas diseminadas en los espacios porales pueden tener densidades un poco menores a las lutitas intercaladas. (Jorge Bendeck, 1992).

2.2. Registro neutrón

El perfil neutrónico es usado principalmente para situar formaciones porosas y de esta manera determinar su porosidad. El perfil responde a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Debido a que el petróleo y el agua contienen prácticamente igual cantidad de hidrógeno por unidad de volumen las respuestas del perfil reflejaran principalmente la cantidad de espacio poral lleno de liquido en la formación.

Al existir presencia de gas, este tiene una concentración de hidrógeno mucho menor, razón por la cual el perfil arrojará una porosidad demasiado baja, detectando la zona de gas.

Además en una formación con porosidad uniforme el registro indicará los contactos gas-liquido. (Jorge Bendeck, 1992).

2.2.1. Principio de medición

Una fuente radioactiva emite continuamente neutrones de alta energía, los cuales chocan al encontrarse con núcleos del material de la formación. Después de haber colisionado y haber perdido una cantidad determinada de energía (cantidad que depende de la relación de masa entre los núcleos), los neutrones se dispersan, hasta ser capturados por átomos tales como sílice, hidrógeno y cloro, los cuales se excitan y originan una emisión de rayos gamma que son capturados mediante un detector colocado en la sonda; donde se ve reflejada la cantidad de hidrógeno en la formación.

Tipos de fuentes radiactivas:

- Americio – Berilio
- Radio – Berilio

- Polonio – Berilio
- Plutonio - Berilio

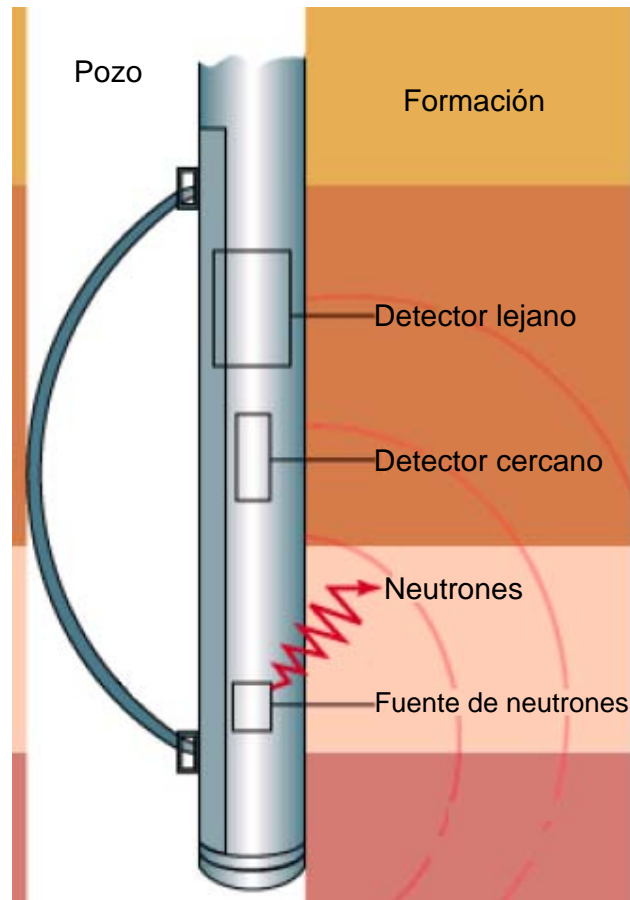


Figura 2.3. Esquema de la herramienta y principio del registro de neutrón. Tomado Mantilla y Bueno (2005), Registros de pozo; herramientas, interpretación y aplicaciones.

2.2.2. Descripción de la herramienta

Los tipos de herramientas incluyen:

- GNT: emplea un detector sensible a los rayos gamma de captura de alta energía y a los neutrones de velocidad termal. Es usada tanto en pozo abierto o entubado, la lectura registrada por el GNT se ve

influenciada por: la temperatura, salinidad del fluido, presión, diámetro del pozo, separación con la pared del pozo, revoque, peso del lodo y en pozos entubados por el cemento y el revestimiento.

- SNP (sidewall neutron porosity tool): emplea un detector, que es un contador proporcional, solamente detecta neutrones con energía por encima de 0.4 electrón- voltios, (epitermicos).
- CNL (compensate neutron log).

2.2.3. Características de investigación

La resolución vertical típica de las herramientas SNP y CNL es de 2 pies. La investigación radial depende de la formación.

2.2.4. Respuesta a los hidrocarburos

Cuando hay presencia de gas en la zona la concertación de hidrogeno es menor a la que se puede obtener cuando hay presencia de hidrocarburos líquidos que tienen índices de hidrogeno cercanos al del agua. El índice de hidrogeno puede ser estimado de la composición y densidad del hidrocarburo. Para un hidrocarburo de forma molecular CH_x y de densidad ρ_h , el índice de hidrogeno esta dado por la ecuación 2.5 (Jorge Bendeck, 1992).

$$H_h = \frac{\rho H_h}{\rho H_w} = \frac{x\rho h}{12+x} = \frac{9x\rho h}{(12+x)} \quad (2.5)$$

En el caso de no conocer la composición de los hidrocarburos pero si la densidad *in situ*, se debe recurrir a ciertas reglas:

Fluido liviano ($\rho h < 0.25$, prácticamente metano puro), usar:

$$Hh \approx 2.2\rho h \quad (2.6)$$

Fluido más pesado ($\rho h > 0.25$, mezcla de metano e hidrocarburos saturados), usar:

$$Hh = \rho h + 0.3 \quad (2.7)$$

Finalmente la porosidad de un perfil neutrónico en una formación que contiene saturación de hidrocarburo residual S_{hr} , esta dada por la ecuación 2.8 (Jorge Bendeck, 1992).

$$\phi_N = \phi[H_h S_{hr} + H_w(1 - S_{hr})] \quad \text{ó} \quad (2.8)$$

$$\phi_N = \phi[H_w S_{xo} + H_h(1 - S_{xo})]$$

Cabe resaltar que la relación 2.8, se obtiene despreciando el efecto de excavación (la diferencia calculada en las lecturas de un perfil neutrónico), al ignorar este efecto en la interpretación se obtiene un valor demasiado alto de saturación de gas en la zona lavada y valores demasiado bajos de porosidad.

2.2.5. Efectos de litología

La herramienta del registro neutrón responde principalmente a la presencia de hidrogeno. Sin embargo, los minerales causan la desaceleración de los neutrones en grados diferentes, por lo tanto, la

herramienta de porosidad neutrón lee diferentes valores en diferentes formaciones de la misma porosidad.

La arcillosidad tiene un efecto en la herramienta, que requiere corrección. El *shale* tiene agua ligada (*bound water*) en su estructura, esta agua es inmóvil y no representa porosidad efectiva alguna. Sin embargo, la herramienta de porosidad neutrón responde a la presencia de hidrogeno, esto ocasiona que la herramienta sobreestime el valor de porosidad de la zona. (Jorge Bendeck, 1992).

3. REGISTRO DE RAYOS GAMMA (GR)

Los rayos Gamma son ondas electromagnéticas de alta energía, como las de la luz y se producen a menudo con la emisión de los rayos Beta. Los rayos Gamma tiene una longitud de onda 10^{-10} pulgadas en promedio y son de índole similar a los Rayos X pero su longitud de onda es mas corta y pueden penetrar a mayores profundidades. Estas características permiten que se puedan registrar perfiles nucleares en pozos con tubería de revestimiento debido a que las radiaciones de los rayos Gamma emitidas por las formaciones detrás de la tubería de revestimiento pueden penetrarla y alcanzar a los detectores de rayos Gamma en el pozo.

La energía de los rayos Gamma se expresa en millones de electrón – voltios (Mev) y en los estudios de perfiles nucleares la magnitud de las energías existentes varía por lo general de 0.1 a 10 Mev. (Jorge Bendeck, 1992).

3.1. Radiactividad

La mayoría de los elementos radioactivos pertenece a tres series que son: Uranio – Radio, Uranio – Actinio y Uranio – Torio. Los elementos radiactivos Radio, Torio y Actinio son elementos padres de tres series radiactivas que contienen más de 40 miembros distintos que ocurren en forma natural. En cada una de estas familias radioactivas, los elementos individuales se desintegran unos de los otros, produciendo cada desintegración un nuevo elemento con un peso atómico distinto. Las tres series terminan en un isótopo estable del Plomo. Los elementos Potasio, Rubidio, Samario y Lutecio son pocos radiactivos. Casi toda la radiación Gamma encontrada en la tierra es emitida por el isótopo radiactivo del Potasio de peso atómico 40 y por elementos radiactivos de las series Uranio – Torio.

Cada uno de estos elementos emite rayos Gamma cuyo numero y energía son distintivos de cada elemento.

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

De este modo, los rayos Gamma son gradualmente absorbidos y sus energías degradadas o reducidas a medida que pasan a través de la formación.

Se ha establecido que todas las rocas tienen cierta cantidad de material radiactivo, por pequeña que sea. Las rocas ígneas, acidas o ligeramente coloreadas, como granito, sienita y monzonita, contienen mayores cantidades de material radiactivo que las del básico y oscuras como grabo, diorita y peridotito. Ya que las rocas sedimentarias se formaron por la erosión de las rocas ígneas, radiactivas. En las rocas sedimentarias, las sustancias radiactivas están distribuidas de manera variada entre las diferentes clases de rocas sedimentarias. Las arenas y calizas limpias exhiben muy poca radiactividad, mientras que las arcillas exhiben alta radiactividad. Entre estos dos limites, la cantidad de radiactividad presente varia de acuerdo con la proporción de la mezcla. (Jorge Bendeck, 1992).

3.2. Perfil de rayos Gamma

El perfil de rayos Gamma mide la actividad natural de rayos Gamma en las formaciones. Fue introducido al mercado en 1939 por la compañía *Well Surveys Inc.* Es importante en la detección y evaluación de minerales radiactivos como Potasio y Uranio.

En formaciones sedimentarias el perfil de rayos gamma refleja el contenido de arcilla de las formaciones. Esto es porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias tienen normalmente un nivel bajo de radioactividad, a menos que estén contaminadas de cenizas volcánicas, rodeados de graníticos radioactivos o que las aguas de formación contengan sales de potasio disueltas.

El perfil es frecuentemente usado para complementar el registro de potencial espontáneo y como sustituto de la curva SP en pozos perforados con lodos salados vacíos o con lodos base aceite. En cada caso es útil en la ubicación de capas arcillosas y no arcillosas y para correlaciones en general. (Jorge Bendeck, 1992).

Los detectores de rayos gamma usados en la industria son:

- La cámara de ionización
- Contador Geiger – Muller
- Centelleómetro

3.3. Principio de medición

El equipo contiene un detector para medir la radiación proveniente de un volumen de formación cercano a la sonda, esta sonda es emitida, ya que los rayos gamma que contienen dichos elementos radioactivos son

capaces de penetrar algunas pulgadas en la roca; entonces la fracción que se origina y atraviesa la formación puede ser detectada por el sensor.

El detector genera un pulso eléctrico continuo en cada rayo gama detectado, y así el parámetro registrado es el número de pulsos grabado por unidad de tiempo por el detector.

La profundidad de penetración del registro de rayos gamma es de 6 a 12 pulgadas, siendo esta algo mas alta para formaciones de baja densidad que para las que tienen una densidad alta. (Jorge Bendeck, 1992).

3.4. Factores que afectan la medida

Las herramientas se encuentran afectadas principalmente por variaciones estadísticas. Así mismo el pozo influye en las medidas debido a la absorción y el efecto Compton. Estos están en función de los siguientes factores:

- Energía de los rayos Gamma emitidos
- Volumen de fluido en el pozo alrededor de la herramienta
- Naturaleza del fluido de pozo
- Su densidad (aire, gas, agua, aceite)
- Su número atómico efectivo
- Su contenido de material radiactivo
- En pozo entubado, la naturaleza del revestimiento, su espesor, su posición en el pozo, y la naturaleza y volumen del cemento entre el revestimiento y la formación, todo actúa en la absorción y el efecto Compton.

Para corregir todos estos efectos se usa un tipo especial de filtro empleado en el computador de adquisición de datos o en el centro de cómputo. Existen además, dos graficas para correcciones ambientales en

pozo abierto con respecto al tamaño del pozo y peso del lodo. (Jorge Bendeck, 1992).

3.5. Aplicaciones

Las aplicaciones de esta herramienta no solo se encuentran en la evaluación de parámetros petrofísicos sino también en estudios geológicos. Algunas de las posibles aplicaciones son:

1. Evaluación del volumen de arcilla en presencia de componentes radiactivos no arcillosos.
2. Análisis del tipo de arcilla
3. Detección de los minerales pesados
4. Evaluación del contenido de Potasio en evaporitas.
5. Detección de la tabla de agua en yacimientos con aguas que contienen sales radiactivas.
6. Correlación entre pozos

3.6. Calculo del volumen de arcilla

Debido a que la arcilla es más radiactiva que las arenas o los carbonatos, el registro de rayos gamma puede ser usado para calcular el volumen de shale en formaciones arcillosas. El volumen de shale es expresado en fracción decimal o en porcentaje, y es llamado V_{Shale} .

El cálculo del contenido de shale de una formación en base al registro de rayos gamma se base en la siguiente relación (Jorge Bendeck, 1992):

$$V_{Shale} = \frac{GR_{Log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3.1)$$

Donde I_{GR} es el índice de rayos gamma, GR_{Log} es la lectura del registro de rayos gamma por formación, GR_{min} es el valor mínimo de rayos gamma (arenas limpias o carbonatos) y GR_{max} es el valor máximo de rayos gamma (shale).

4. RELACIONES VELOCIDAD – POROSIDAD

4.1. Ecuación de tiempo de transito 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 (1) tengan una mineralogía relativamente uniforme, (2) estén saturadas de un fluido y (3) 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. Algunos valores para V_{P-O} son mostrados en la tabla 4.1.

La interpretación de esta expresión es que el tiempo de transito total es la suma del tiempo de transito en el mineral más el tiempo de transito en el fluido de poro. Por lo tanto, es a menudo llamada la ecuación de tiempo promedio. (The Rock Physics Handbook, 2003).

	V_{P-O} (m/seg)
Arenas	5480 a 5950
Calizas	6400 a 7000
Dolomitas	7000 a 7925

Tabla 4.1. Velocidades típicas de la onda P en minerales. Tomada The Rock Physics Handbook, 2003.

Advertencia: La ecuación de tiempo promedio es heurística y no puede ser justificada teóricamente. El argumento que el tiempo de tránsito total puede ser escrito como la suma del tiempo de tránsito en cada fase es una asunción de la teoría de rayos sísmicos y puede ser correcta solo si (1) la longitud de onda es pequeña comparada con el típico tamaño de poro y tamaño de grano, y (2) los poros y los granos están arreglados en capas homogéneas perpendicular al trayecto del rayo. Debido a que ninguna de estas asunciones es remotamente verdadera, la consistencia con observaciones es solo ocasional. Intentar sobreinterpretar observaciones en términos de la mineralogía y propiedades de los fluidos puede conllevar a errores. Una ilustración de este punto es que una forma de la ecuación de tiempo promedio es usada algunas veces para interpretar velocidades de cizalla (*shear*). Para hacer esto, se usa un valor finito de la velocidad de cizalla en el fluido, lo cual es claramente absurdo.

4.1.1. Usos

La ecuación de tiempo promedio de Wyllie puede ser usada para los siguientes propósitos:

- Estimar velocidades sísmicas esperadas de rocas con una mineralogía y fluido de poro dado.
- Estimar la porosidad de medidas de velocidad sísmica y conocimiento del tipo de roca y del contenido del fluido de poro.

4.1.2. Suposiciones y limitaciones

El uso de la ecuación de tiempo promedio requiere las siguientes consideraciones:

- La roca es isotrópica.
- La roca debe estar saturada de un fluido.

- La ecuación de tiempo promedio trabaja mejor si las rocas están a una presión lo suficientemente alta para estar en la “Velocidad Terminal”, la cual usualmente esta en el orden de 30 MPa. Muchas rocas muestran un incremento de la velocidad con la presión debido al cierre progresivo de las grietas elásticas del espacio poral. Usualmente la velocidad aparece a un equilibrio de alta presión, aproximadamente limitando a la velocidad “Terminal” cuando, se presume que, que todas las grietas del espacio poral están cerradas. Debido a que la fracción elástica del espacio poral del espacio poral puede tener una porosidad muy pequeña y aun tener un gran efecto en la velocidad, su presencia, a bajas presiones, puede causar una pobre correlación entre la velocidad y la porosidad, de aquí el requerimiento de una presión efectiva alta. A bajas presiones o en situaciones de no compactación, la ecuación de Wyllie tiende a sobreestimar la velocidad y porosidad.
- La relación de tiempo promedio no debe usarse para relacionar la velocidad a la porosidad en rocas no consolidadas y no cementadas.
- La relación de tiempo promedio trabaja mejor con porosidad primaria. La porosidad secundaria tiende a ser más rígida que la porosidad primaria por lo tanto disminuye la velocidad menos, la ecuación de Wyllie tiende a subpredecir le velocidad y la porosidad.
- La relación de tiempo promedio asume una mineralogía homogénea sencilla.
- Correlaciones empíricas para muestras mineralógicas, se pueden intentar ajustar por esto.
- La ecuación de tiempo promedio usualmente se trabaja mejor para porosidades intermedias. (The Rock Physics Handbook, 2003).

4.1.3. Extensiones

La ecuación de tiempo promedio puede ser extendida en la siguiente forma:

- Para mezclas mineralógicas a menudo se puede usar una velocidad promedio efectiva.
- Correlaciones empíricas pueden algunas veces ser encontradas para arcillosidad, compactación y porosidad secundaria, pero deben ser calibradas cuando sea posible.

4.2. Relaciones de Raymer – Hunt – Gardner

Raymer (1980), sugiere mejoras a las relaciones empíricas de Wyllie velocidad – tiempo de transito, así (The Rock Physics Handbook, 2003):

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

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

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 de poro y los minerales, respectivamente. Una tercera expresión para porosidades intermedias es derivada como una simple interpolación entre las dos anteriores relaciones:

$$\frac{1}{V} = \frac{0,47 - \phi}{0,10} \frac{1}{V_{37}} + \frac{\phi - 0,37}{0,10} \frac{1}{V_{47}} \quad (4.4)$$

Donde V_{37} es calculada de la formula de baja porosidad a $\phi = 0,37$ y V_{47} es calculada de la formula de alta porosidad a $\phi = 0,47$.

4.2.1. Usos

Las relaciones Raymer – Hunt – Gardner tienen los siguientes usos:

- Estimar velocidades sísmicas de la roca con una mineralogía y fluido de poro dadas.
- Estimar la porosidad de medidas de velocidad sísmica y conocimiento del tipo de roca y contenido de fluido de poro.

4.2.2. Suposiciones y limitaciones

El uso de las relaciones Raymer - Hunt – Gardner requiere las siguientes consideraciones:

- La roca es isotrópica.
- Todos los minerales que caracterizan la roca tienen las mismas velocidades.
- La roca esta saturada por un fluido.
- El método es empírico.
- Estas relaciones pueden trabajara mejor a una presión efectiva lo suficientemente alta para estar en una “Velocidad Terminal”, usualmente en el orden de 30 MPa.
- Estas relaciones no deberían ser usadas para rocas no cementadas, no consolidadas. (The Rock Physics Handbook, 2003).

4.3. Relación de Gardner

Gardner (1974) planteo inicialmente una relación entre la velocidad y la densidad de la roca, relacionando la densidad con la porosidad se puede obtener la relación de velocidad – porosidad (The Rock Physics Handbook, 2003).

$$\rho = 0.23V_p^{0.25} \quad (4.5)$$

Donde ρ es la densidad de la roca en g/cm^3 y V_p es la velocidad de la onda P en pies/seg.

La densidad de la roca puede estar relacionada a la densidad de la fase sólida y a la densidad del fluido:

$$\rho = (1 - \phi)\rho_s + \phi\rho_f \quad (4.6)$$

Donde ρ_s y ρ_f son las densidades de la fase sólida y del fluido en g/cm^3 , respectivamente.

Integrando las ecuaciones (4.5) y (4.6), se llega a la siguiente relación velocidad – porosidad:

$$V_p = \left[\frac{(1 - \phi)\rho_s + \phi\rho_f}{0.23} \right]^4 \quad (4.7)$$

4.3.1. Usos

La ecuación de Gardner tiene los siguientes usos:

- Estimar velocidades sísmicas de la roca con una mineralogía y fluido de poro dadas.
- Estimar la porosidad de medidas de velocidad sísmica y conocimiento del tipo de roca y contenido de fluido de poro.

4.3.2. Suposiciones y limitaciones

- La roca es isotrópica.
- La roca esta saturada por un fluido.
- El método es empírico.
- Esta relación pueden trabajara mejor a una presión efectiva lo suficientemente alta para estar en una “Velocidad Terminal”, usualmente en el orden de 30 MPa.
- La relación fuertemente sobreestima la velocidad en arenas arcillosas consolidadas.

4.4. Relaciones empíricas de Han para arenas arcillosas

Han (1986) encontró regresiones empíricas relacionando velocidades ultrasónicas (laboratorio) con porosidad y contenido de arcilla. Estas fueron determinadas para un set de 80 arenas bien consolidadas de la costa del golfo con porosidades entre 3 - 30% y fracciones en volumen de arcilla entre 0 – 50 %. El estudio encontró que la velocidad en arenas limpias puede ser relacionada empíricamente solo a la porosidad con una alta exactitud. Cuando la arcilla esta presente, la correlación con la porosidad es relativamente pobre pero puede ser muy exacta si el volumen de arcilla es también incluido en la regresión. (The Rock Physics Handbook, 2003).

En la tabla 4.2 se muestran las relaciones de Han.

Relaciones empíricas de Han.		
Arenas limpias (determinadas de 10 muestras)		
Saturadas con agua		
40 MPa	$V_p = 6.08 - 8.06\phi$	$V_s = 4.06 - 6.28\phi$
Arenas arcillosas (determinadas de 70 muestras)		
Saturadas con agua		
40 MPa	$V_p = 5.59 - 6.93\phi - 2.18C$	$V_s = 3.52 - 4.91\phi - 1.89C$
30 MPa	$V_p = 5.55 - 6.96\phi - 2.18C$	$V_s = 3.47 - 4.84\phi - 1.87C$
20 MPa	$V_p = 5.49 - 6.94\phi - 2.17C$	$V_s = 3.39 - 4.73\phi - 1.81C$
10 MPa	$V_p = 5.39 - 7.08\phi - 2.13C$	$V_s = 3.29 - 4.73\phi - 1.74C$
5 MPa	$V_p = 5.26 - 7.08\phi - 2.02C$	$V_s = 3.16 - 4.77\phi - 1.64C$
Seca		
40 MPa	$V_p = 5.41 - 6.35\phi - 2.87C$	$V_s = 3.57 - 4.57\phi - 1.83C$

Tabla 4.2. Relaciones velocidad – porosidad de Han. Tomada The Rock Physics Handbook, 2003.

En la tabla 4.2 V_p y V_s son la velocidad de la onda P y la onda S en Km/s, respectivamente. ϕ es la porosidad y C es el contenido de arcilla.

Eberhart – Phillips (1989) usaron un análisis multivariable para investigar las influencias combinadas de la presión efectiva, porosidad y contenido de arcilla en las medidas de Han de velocidades en arenas arcillosas saturadas con agua. Ella encontró que las velocidades ultrasónicas (Km/s) de las ondas P y S en saturación de agua pueden ser descritas empíricamente por:

$$V_p = 5.77 - 6.94\phi - 1.73\sqrt{C} + 0.446(P_e - 1.0e^{-16.7P_e}) \quad (4.8)$$

$$V_s = 3.70 - 4.94\phi - 1.57\sqrt{C} + 0.361(P_e - 1.0e^{-16.7P_e}) \quad (4.9)$$

Donde P_e es la presión efectiva en Kbar. El modelo cuenta para el 95% de la variación y tiene un error rms de 0.1 km/s.

4.4.1. Usos

Estas relaciones pueden ser usadas para relacionar empíricamente velocidad, porosidad y contenido de arcilla en arenas arcillosas.

4.4.2. Suposiciones y Limitaciones

Las relaciones anteriores tienen las siguientes limitaciones:

- Estas relaciones son empíricas y estrictamente hablando aplican solo al set de rocas estudiadas. Sin embargo, el resultado puede extenderse en general a muchas arenas consolidadas.
- Los coeficientes de la regresión lineal de Han cambian ligeramente con la presión de confinamiento. Son medianamente estables sobre aproximadamente 10 MPa.
- Un error común es tratar de sobreinterpretar los coeficientes empíricos por comparación de ecuaciones.
- Es peligroso extrapolar los resultados a valores de porosidad o contenido de arcilla fuera del rango de experimento.

4.5. Relaciones empíricas de Tosaya para arenas arcillosas

Con base a sus mediciones, Tosaya y Nur (1982) determinaron regresiones empíricas relacionando velocidades ultrasónicas (laboratorio) para las ondas P y S con porosidad y contenido de arcilla. Para rocas saturadas de agua a una presión efectiva de 40 MPa ellos encontraron (The Rock Physics Handbook, 2003):

$$V_p(\text{km/s}) = 5.8 - 8.6\phi - 2.4C \quad (4.10)$$

$$V_s(\text{km/s}) = 3.7 - 6.3\phi - 2.1C \quad (4.11)$$

Donde ϕ es la porosidad y C es el contenido de arcilla por volumen.

4.5.1. Usos

Las relaciones de Tosaya pueden ser usadas para relacionar empíricamente velocidad, porosidad y contenido de arcilla en arenas arcillosas.

4.5.2. Suposiciones y limitaciones

Las relaciones de Tosaya tienen las siguientes limitaciones:

- Estas relaciones son empíricas y estrictamente hablando aplican solo al set de rocas estudiadas. Sin embargo, el resultado puede extenderse en general a muchas arenas consolidadas.
- La relación dada se mantiene solo para el alto valor de presión efectiva de 40 MPa.
- Un error común es tratar de sobreinterpretar los coeficientes empíricos por comparación de ecuaciones.
- Es peligroso extrapolar los resultados a valores de porosidad o contenido de arcilla fuera del rango de experimento.

4.6. Relaciones empíricas de Castagna para velocidades

Con base en medidas registradas, Castagna (1985) determinó regresiones empíricas relacionando velocidades con porosidad y contenido de arcilla bajo condiciones de saturación con agua.

Para arenas arcillosas de la formación Frio encontraron (The Rock Physics Handbook, 2003):

$$V_p \text{ (km/s)} = 5.81 - 9.24\phi - 2.21C \quad (4.12)$$

$$V_s \text{ (km/s)} = 3.89 - 7.07\phi - 2.04C \quad (4.13)$$

Donde ϕ es la porosidad y C es la fracción en volumen de arcilla.

4.6.1. Usos

Las relaciones de Castagna para velocidades pueden ser usadas para relacionar empíricamente velocidad, porosidad y contenido de arcilla en arenas arcillosas.

4.6.2. Suposiciones y limitaciones

Las relaciones empíricas de Castagna tienen las siguientes limitaciones:

- Estas relaciones son empíricas y estrictamente hablando solo aplican al set de rocas estudiadas.
- Un error común es tratar de sobreinterpretar los coeficientes empíricos por comparación de ecuaciones.

5. LIMITES ELÁSTICOS

Los límites inferior y superior del módulo elástico de las rocas suministran una estructura útil y elegante para relacionar la velocidad con la porosidad.

Se han publicado muchos modelos de medio efectivo, intentando describir teóricamente el efecto del módulo elástico de las rocas y sedimentos. Algunos modelos aproximan la roca a un bloque mineral elástico perturbado por huecos, estos a menudo son llamados “modelos de inclusión”. Otros tratan de describir el comportamiento de granos elásticos en contacto, son llamados “modelos de medio granular” o “modelos de contacto”.

Los modelos generalmente necesitan especificar tres tipos de información: (1) Las fracciones en volumen de varios componentes, (2) El módulo elástico de varias fases, y (3) Los detalles geométricos de cómo las fases son dispuestas relativa a cada otra. En la práctica, los detalles geométricos de la roca y sedimentos nunca han sido adecuadamente incorporados dentro de un modelo teórico, intentan siempre conducir a una aproximación o simplificación, algunos mejores que otros.

Cuando especificamos solo las fracciones en volumen de los componentes y sus módulos elásticos, sin detalles geométricos de sus arreglos, podemos solo predecir los límites inferior y superior en el módulo y velocidades de los componentes de la roca. Sin embargo, los límites elásticos son extremadamente confiables y robustos, y sufren poco por las aproximaciones dadas a los detalles geométricos. (Introduction to Rock Physics)

La figura 5.1 ilustra el concepto para una mezcla de dos componentes. Estos pueden ser dos materiales diferentes o un mineral más un fluido

(agua, aceite o gas). Para cualquier fracción en volumen de los componentes, el modulo efectivo de la mezcla estará entre los limites, pero su valor preciso depende de los detalles geométricos. Los granos mas rígidos causan valores altos, granos blandos causan valores bajos.

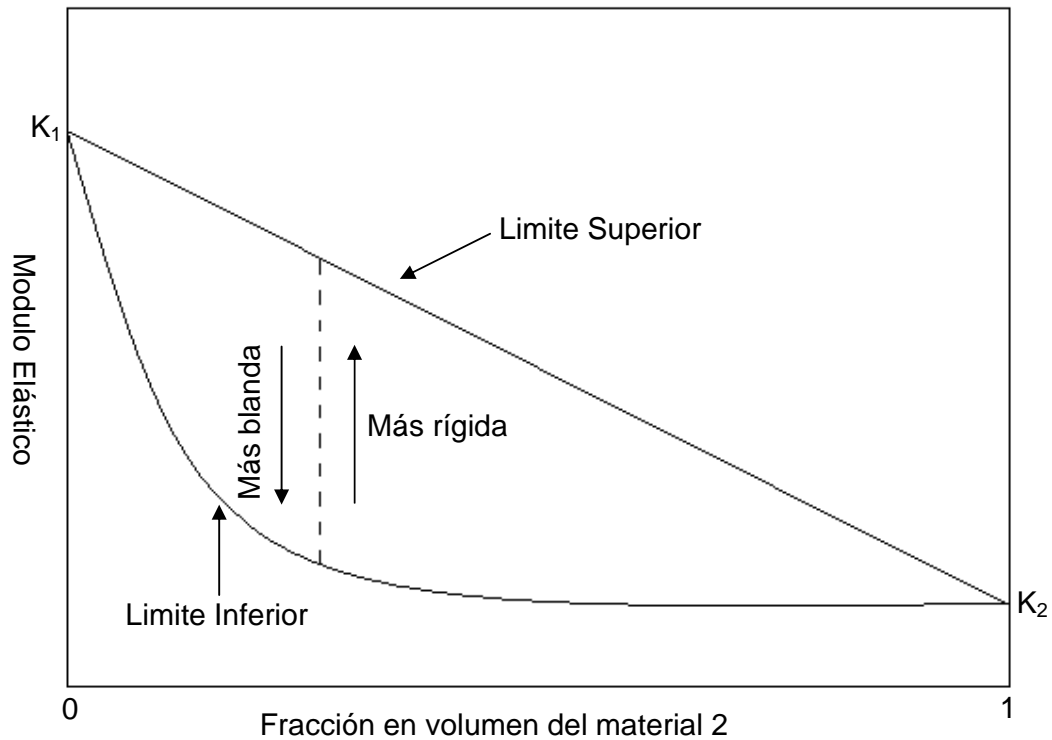


Figura 5.1. Ilustración conceptual de los límites para los módulos elásticos efectivos de una mezcla de dos materiales. Modificada The Rock Physics Handbook, 2003.

5.1. Límites de Voigt y Reuss

Lo más simple, pero no necesariamente lo mejor, los límites de Voigt (1910) y Reuss (1929). El límite superior de Voigt del modulo elástico, M_v , de una mezcla de N materiales, es (The Rock Physics Handbook, 2003):

$$M_v = \sum_{i=1}^N f_i M_i \quad (5.1)$$

Donde f_i es la fracción en volumen de cada componente M_i es el modulo elástico de cada componente.

No es posible naturalmente colocar junta una mezcla de componentes que sea elásticamente más rígida que el promedio aritmético simple del modulo de los componentes dado por el limite de Voigt. El límite de Voigt es algunas veces llamado promedio a tensión constante, debido a que este da la relación del promedio de esfuerzos con el promedio de tensión cuando en todos los componentes se asume que hay la misma tensión.

El limite inferior de Reuss del modulo elástico efectivo, M_R , es (The Rock Physics Handbook, 2003):

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i} \quad (5.2)$$

No es posible naturalmente colocar junta una mezcla de componentes que sea elásticamente mas blanda que el promedio armónico del modulo dado por el limite de Reuss. El límite de Reuss es algunas veces llamado promedio a esfuerzo constante, debido a que este da la relación del promedio de esfuerzos con el promedio de tensión cuando en todos los componentes se asume el mismo esfuerzo.

Matemáticamente M en las formulas de Voigt y Reuss puede representar cualquier modulo: el modulo de volumétrico K , el modulo de rigidez μ , el modulo de young E , etc.

La figura 5.2 muestra esquemáticamente los limites para el modulo de volumétrico y modulo de rigidez, cuando uno de los constituyentes es un

liquido o un gas. En este caso, el límite inferior corresponde a una suspensión de las partículas en el fluido, el cual es un excelente modelo para sedimentos muy blandos en bajos esfuerzos efectivos.

El promedio de Reuss describe exactamente el modulo efectivo de una suspensión de granos sólidos en un fluido.

Cuando todos los componentes son gases o líquidos con un modulo de rigidez cero, el promedio de Reuss da el modulo efectivo de la mezcla exactamente. En contraste al promedio de Reuss el cual describe un número de sistemas físicos reales, una mezcla isotrópica real puede nunca ser tan rígida como el límite de Voigt (The Rock Physics Handbook, 2003).

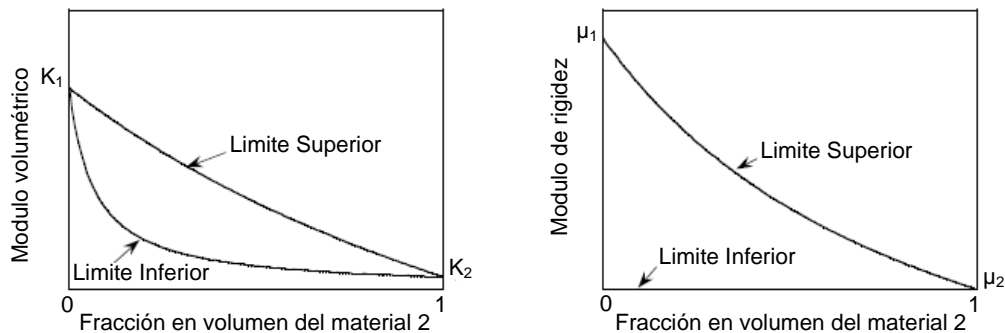


Figura 5.2. Ilustración conceptual de los límites inferior y superior de el modulo volumétrico (bulk) y modulo de rigidez (shear) para una mezcla de dos materiales, uno de los cuales es un fluido. Modificada The Rock Physics Handbook, 2003.

5.1.1. Usos

Los límites elásticos de Voigt – Reuss descritos en esta sección pueden ser usados para los siguientes propósitos:

- Calcular el rango estimado de los módulos promedios de una mezcla de minerales.
- Calcular los límites superior e inferior para una mezcla de mineral y fluido de poro.

5.1.2. Suposiciones y limitaciones

Los métodos descritos en esta sección presuponen que cada constituyente es isotrópico, lineal y elástico.

5.2. Límites de Hashin - Shtrikman

Los mejores límites para una mezcla elástica isotrópica, definidos dando el rango mas estrecho posible del modulo elástico sin especificar nada sobre la geometría de los componentes, son los límites de Hashin – Shtrikman (1963). Para una mezcla de dos componentes, los límites de Hashin – Shtrikman están dados por (The Rock Physics Handbook, 2003):

$$K^{HS\pm} = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1 \left(K_1 + \frac{4\mu_1}{3} \right)^{-1}} \quad (5.3)$$

$$\mu^{HS\pm} = \mu_1 + \frac{f_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + \frac{2f_1(K_1 + 2\mu_1)}{\left[5\mu_1 \left(K_1 + \frac{4\mu_1}{3} \right) \right]}} \quad (5.4)$$

Donde K_1 y K_2 son el modulo volumétrico (bulk) de cada fase, μ_1 y μ_2 son el modulo de rigidez de cada fase, f_1 y f_2 son la fracción en volumen de cada fase.

Los límites inferiores y superiores son calculados por intercambio de los materiales. Generalmente el límite superior se obtiene cuando el material

más rígido esta denotado por 1 en las ecuaciones anteriores, y el límite inferior cuando al material más blando esta denotado por 1.

La interpretación física de un material del cual los módulos volumétricos pueden caer en uno de los límites de Hashin – Shtrikman esta mostrada esquemáticamente en la figura 5.3. El espacio esta lleno por un ensamble de esferas del material 2, encerradas por una carcasa esférica del material 1. Cada esfera y su carcasa tienen precisamente la fracción en volumen f_1 y f_2 (The Rock Physics Handbook, 2003).

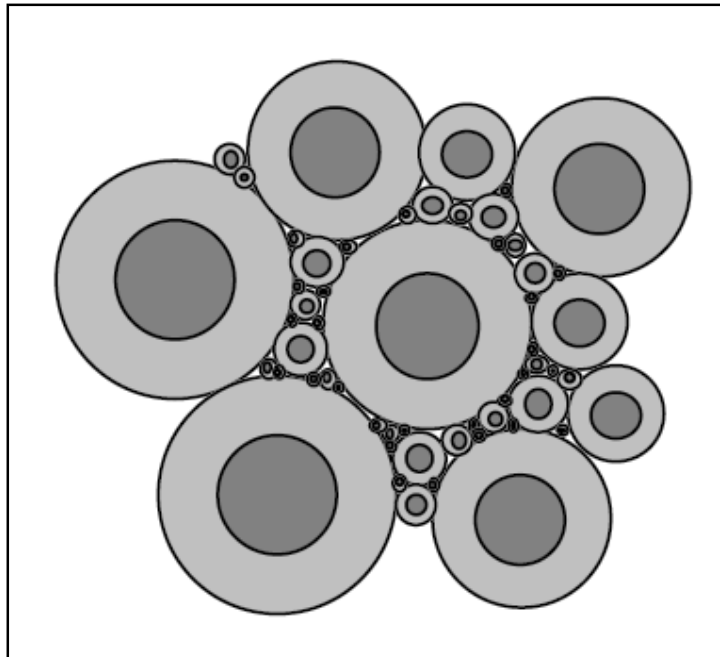


Figura 5.3. Interpretación física de los límites de Hashin – Shtrikman para los módulos volumétricos de un material de dos fases. Tomada The Rock Physics Handbook, 2003.

El limite superior es realizado cuando el materia mas rígido forma la carcasa; el limite inferior, cuando este material esta en el centro del sistema.

Una forma más general de los límites de Hashin – Shtrikman, la cual puede ser aplicada a más de dos fases (Berryman, 1995), puede ser escrita como (The Rock Physics Handbook, 2003):

$$K^{HS+} = \Lambda(\mu_{\max}) \quad (5.5)$$

$$K^{HS-} = \Lambda(\mu_{\min}) \quad (5.6)$$

$$\mu^{HS+} = \Gamma(\xi(K_{\max}, \mu_{\max})) \quad (5.7)$$

$$\mu^{HS-} = \Gamma(\xi(K_{\min}, \mu_{\min})) \quad (5.8)$$

Donde:

$$\Lambda(Z) = \left\langle \frac{1}{K(r) + \frac{4Z}{3}} \right\rangle^{-1} - \frac{4}{3}Z \quad (5.9)$$

$$\Gamma(Z) = \left\langle \frac{1}{\mu(r) + Z} \right\rangle^{-1} - Z \quad (5.10)$$

$$\xi(K, \mu) = \frac{\mu}{6} \left(\frac{9K + 8\mu}{K + 2\mu} \right) \quad (5.11)$$

Los corchetes $\langle \rangle$ indican un promedio sobre el medio, el cual es igual a un promedio de cada variable sobre los componentes, pesado por sus fracciones en volumen.

La separación entre el límite superior y el inferior (Voigt – Reuss o Hashin – Shtrikman) depende de cómo diferente elásticamente sean los componentes. Como se muestra en la figura 5.4, los límites son a menudo bastante similares cuando se mezclan sólidos, entonces el modulo elástico de minerales comunes están usualmente dentro de un factor de dos el uno del otro. Desde entonces muchos modelos en medio efectivo (ej. Biot (1956), Gassmann (1951), Kuster y Toksoz (1974)) asumen un modelo mineral homogéneo, esto es a menudo útil (y adecuado) para

representar una mezcla mineralógica con un modulo de un promedio de minerales, igual uno de los límites calculado para la mezcla de minerales o para su promedio puede estar dado por: $(M^{HS+} + M^{HS-})/2$.

Por otra parte, cuando los componentes son muy diferentes, como minerales y fluido de poro, los limites se tornan muy separados y se pierden algunos de los valores predecidos (The Rock Physics Handbook, 2003).

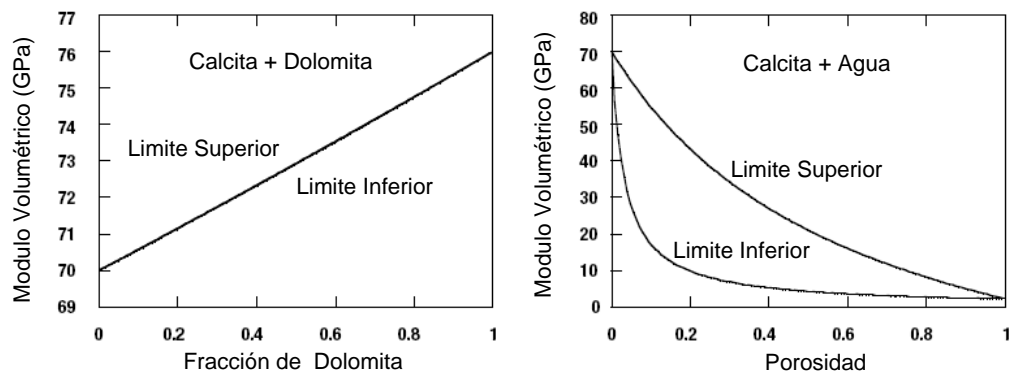


Figura 5.4. Izquierda, una mezcla de dos minerales. Los límites se tornan similares cuando los componentes son elásticamente similares. En la derecha, una mezcla de un mineral y agua. Los límites se separan relativamente cuando los componentes son elásticamente diferentes. Modificada The Rock Physics Handbook, 2003.

5.2.1. Usos

Los límites descritos en esta sección pueden ser usados para lo siguiente:

- Calcular el rango estimado de los módulos promedios de una mezcla de minerales.
- Calcular los límites superior e inferior para una mezcla de mineral y fluido de poro.

5.2.2. Limitaciones y suposiciones

Los límites descritos en esta sección aplican bajo las siguientes condiciones:

- Cada constituyente es isotrópico, lineal y elástico.
- La roca es isotrópica lineal elástica.

5.3. Incorporación de la velocidad en los límites elásticos

Inicialmente como se mostró en las secciones anteriores los límites elásticos se elaboraron para determinarse en base a módulos elásticos. Los límites elásticos de Voigt y Reuss pueden ser expresados en función de la velocidad. La figura 5.5 muestra la velocidad de la onda P versus la porosidad para una variación de la saturación de agua en sedimentos, los límites elásticos de Voigt y Reuss, calculados para una mezcla de agua y cuarzo, son mostrados para comparación.

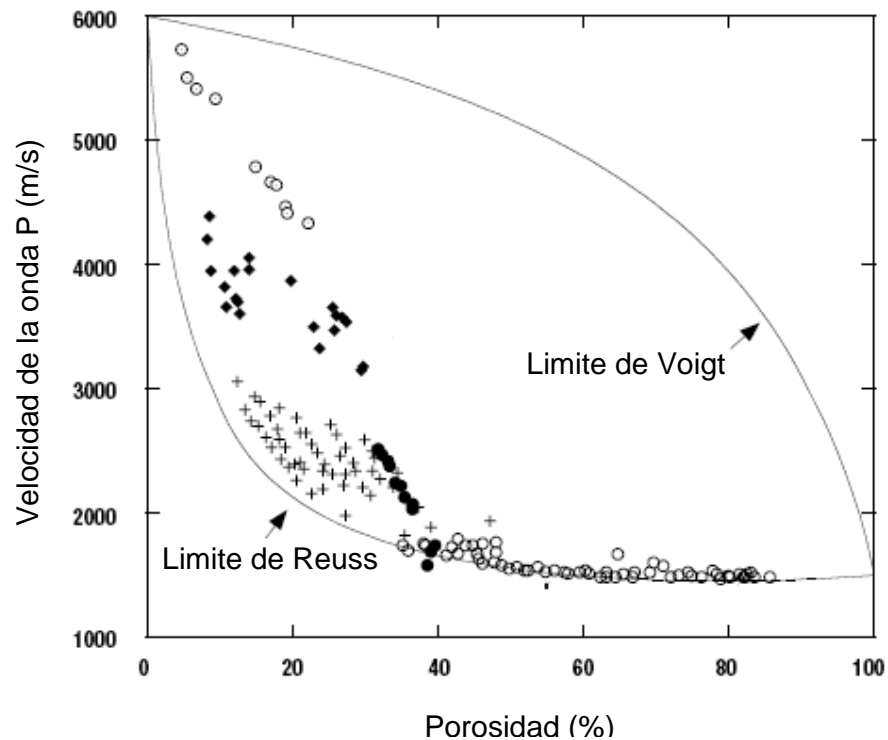


Figura 5.5. Velocidad de la onda P versus la porosidad para una variación de la saturación de agua en sedimentos, comparado con los límites de Voigt – Reuss. Modificada Intruduction to rock physics.

5.3.1. Definición del límite elástico de Voigt en función de la velocidad

El límite elástico de Voigt puede ser determinado en función de la velocidad simplemente reemplazando en la formula 5.1 la variable del modulo elástico por la velocidad.

$$M_V = \sum_{i=1}^N f_i V_i \quad (5.12)$$

Donde f_i es la fracción en volumen de cada componente y V_i es la velocidad de cada componente. Esta velocidad puede ser la velocidad de la onda P o la velocidad de la onda S.

5.3.2. Definición del límite elástico de Reuss en función de la velocidad

La determinación del límite elástico de Reuss en función de la velocidad no es tan sencilla como para el límite de Voigt. Este límite debe ser obtenido en base a módulos elásticos y con ayuda de la formula de Wood se puede hacer el cambio de variable.

5.3.2.1. Formula de Wood

En un fluido en suspensión o una mezcla de fluidos, donde las heterogeneidades son pequeñas comparadas con una longitud de onda, la velocidad esta dada exactamente por la relación de Wood (1955) (The Rock Physics Handbook, 2003).

$$V = \sqrt{\frac{M_R}{\rho}} \quad (5.13)$$

Donde M_R es el promedio de Reuss dado por la ecuación 5.2 y ρ es el promedio de densidad definida por

$$\rho = \sum_{i=1}^N f_i \rho_i \quad (5.14)$$

Donde f_i y ρ_i son las fracciones en volumen y las densidades de cada fase, respectivamente.

5.3.2.1.1. Usos

La formula de Wood es usada para estimar la velocidad en base al promedio de Reuss.

5.3.2.1.2. Suposiciones y limitaciones

La formula de Wood presupone que la composición de la roca y cada uno de sus componentes son isotrópicos, lineales y elásticos.

5.4. Metodología para determinar limites elásticos

Para determinar los límites elásticos en una zona de interés, es necesario inicialmente conocer tres factores importantes: (1) composición mineralógica de la zona (Ej. si va a trabajar una arena en gran medida limpia de arcilla, asumiendo que esta saturada de agua, los componentes principales pueden ser cuarzo (arena) y agua), (2) fracción en volumen de cada componente (en el caso de ser una arena la fracción en volumen para ambas fases estará en dada en función de la porosidad) y (3) los módulos elásticos o la velocidad de cada componente en condiciones

individuales. Conociendo los parámetros se sigue el siguiente procedimiento:

1. En una hoja de cálculo, definir la porosidad de 0 a 1 en pasos de 0,0001 (paso sugerido).
2. Definir los módulos elásticos o la velocidad para cada componente.
3. Definir el modelo de límites a usar, construir los límites en base a las ecuaciones expuestas para cada modelo. Para el rango de porosidad expuesto en el paso 1.
4. Graficar los límites elásticos contra la porosidad definida en la hoja de cálculo.
5. Sobre la grafica obtenida en el paso 4, graficar los datos de módulos elásticos o de velocidad dados por los registros de pozos para una zona de interés.

6. DIAGRAMA DE SELECCIÓN

Un diagrama de selección es una herramienta sencilla y útil para realizar un diagnóstico en la determinación de una ecuación velocidad - porosidad para una zona de interés. Básicamente, un diagrama de selección es una grafica, velocidad versus porosidad, que involucra relaciones velocidad – porosidad y límites elásticos. La figura 6.1 muestra un diagrama de selección determinado para una arena saturada con agua, se usan los límites elásticos de Voigt y Reuss, y las relaciones velocidad – porosidad más apropiadas para una arena limpia.

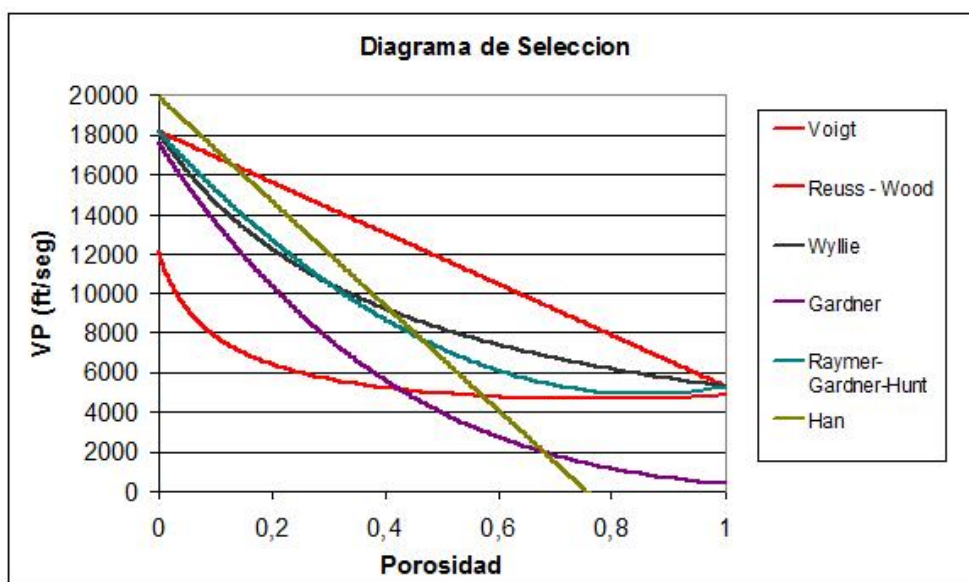


Figura 6.1. Diagrama de selección para una arena limpia.

Sobre el diagrama de selección se sobreponen los datos de campo y además de determinar sobre cual relación velocidad – porosidad se guía la tendencia de los datos, los límites elásticos permiten conocer cual serian las posibles correcciones que debería ser realizadas sobre los registros de pozos para realizar un correcto modelamiento de los datos en base a la relación velocidad – porosidad determinada.

6.1. Relaciones velocidad – porosidad

Uno de los principales componentes de un diagrama de selección son las relaciones velocidad – porosidad. Como se expuso en el capítulo 4 existen una gran variedad de ecuaciones entre la velocidad y la porosidad, cada una con sus suposiciones de desarrollo y limitaciones de aplicación. En un diagrama de selección se deben usar las ecuaciones aplicables para la zona de interés, un posible criterio para determinar las relaciones adecuadas es el contenido de arcilla de la zona, si se trata de una arena limpia (bajo contenido de arcilla) o una arena arcillosa (alto contenido de arcilla).

6.1.1. Relaciones velocidad – porosidad en arenas limpias

Cuando se analizan formaciones de yacimiento se trabajan con arenas en la mayoría de los casos con bajo contenido de arcilla.

Las relaciones velocidad – porosidad mas adecuadas para trabajar en formaciones de arenas con bajo contenido de arcilla son: Wyllie, Raymer – Hunt – Gardner, Gardner y la relación de Han desarrollada para arenas limpias saturadas con agua. Las primeras tres relaciones son flexibles y se pueden modificar de acuerdo a los constituyentes de las formaciones, dentro de un diagrama de selección contextualizan correctamente manteniéndose entre los límites elásticos (caso ideal), sin embargo la ecuación de Gardner muestra su principal limitación, solo aplica a porosidades menores al 0.37. La ecuación de Han no contextualiza correctamente con los límites elásticos, debido a limitaciones de desarrollo para una zona específica, sin embargo, puede aplicar en condiciones similares. La figura 6.1 muestra un diagrama de selección desarrollado para ser aplicado a una arena con bajo contenido de arcilla.

6.1.2. Relaciones velocidad – porosidad en arenas arcillosas

En la zona del Piedemonte llanero cuando se trabajan las formaciones de sobrecarga, se encuentran zonas con un alto contenido de arcilla.

Las relaciones velocidad – porosidad más adecuadas para trabajar arenas arcillosas son: Wyllie, Raymer – Hunt – Gardner, Gardner, las relaciones de Han desarrolladas para arenas arcillosas a diferentes presiones de confinamiento, la relación de Tosaya y la relación de Castagna. Estas relaciones involucran como un parámetro adicional el contenido de arcilla, este debe ser trabajado bajo un promedio sobre la formación de interés, esto para mantener proporcionalidad entre la velocidad y la porosidad, y analizar en una forma más adecuada los datos de campo. La figura 6.2 muestra un diagrama de selección desarrollado para ser aplicado a una arena arcillosa con un contenido de arcilla promedio del 40%.

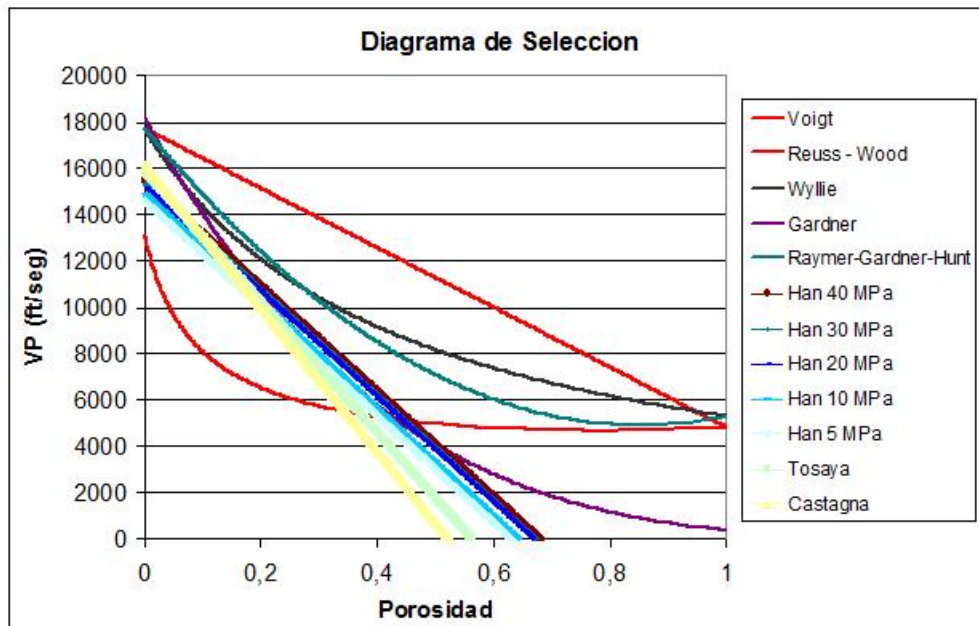


Figura 6.2. Diagrama de selección para una arena arcillosa con un contenido de arcilla promedio del 40%.

Como se expuso en el capítulo 4 las relaciones de Han, Tosaya y Castagna fueron desarrolladas para una zona en particular, su comportamiento no contextualiza con los límites elásticos de Voigt y Reuss.

6.2. Límites elásticos

El segundo componente principal de un diagrama de selección son los límites elásticos, estos permiten determinar las posibles correcciones que deben realizarse sobre los datos de campo para optimizar el modelamiento de los registros de pozos. Como se expuso en el capítulo 5 el límite elástico de Voigt representa el segmento más rígido de la roca, no puede haber una zona físicamente más rígida que este límite, los datos que se encuentren por encima de Voigt requieren ser corregidos por compactación. El límite elástico de Reuss representa el segmento en el cual la roca está prácticamente suspendida en el fluido, en la zona de trabajo (Piedemonte llanero) no se encontraran zonas con porosidades tan altas, los datos que estén por debajo del límite de Reuss deben ser revisados, una posible causa de este comportamiento sería trabajar en una zona de presiones anormales.

Los límites que se implementan en la elaboración de un diagrama de selección son los límites de Voigt y Reuss, debido a que pueden ser elaborados en función de la velocidad.

6.3. Metodología para la elaboración de un diagrama de selección

Para la elaboración de un diagrama de selección se pueden seguir los siguientes pasos:

1. Determinar las ecuaciones velocidad – porosidad que se van a utilizar como posibles modeladoras y los modelos para determinar límites elásticos. Es de gran importancia conocer los principios, las suposiciones y limitaciones de cada ecuación.
2. Conocer la composición litológica de la zona que se desea trabajar, es decir, los principales componentes entre fluido y matriz.
3. Determinar parámetros que se utilizaran en la implementación de las ecuaciones velocidad – porosidad y límites elásticos; velocidad de la onda P para la fase sólida y para la fase líquida, y densidad de la fase sólida y de la fase líquida.
4. Conociendo los parámetros obtenidos en el paso anterior implementar las ecuaciones velocidad – porosidad y límites elásticos en variación con la porosidad. Esto se puede realizar en una hoja de Excel obteniendo la variación de la velocidad para una porosidad entre 0 y 1 con un rango sugerido de 0,0001.
5. Se obtendrá una gráfica como las que se muestran en las figuras 6.1 y 6.2.

7. METODOLOGÍA

Inicialmente el objetivo es la correcta determinación de una relación velocidad – porosidad a partir de la cual se pueda realizar óptimamente el modelamiento del inverso del registro sísmico con la porosidad, con la finalidad de minimizar los errores en la determinación de la porosidad se trabajara con una porosidad promedio entre la determinada con el registro de densidad y la leída del registro neutrón.

La metodología esta compuesta de tres partes:

1. Selección de la zona y los pozos de aplicación.
2. Determinación de una relación velocidad – porosidad mediante la implementación de un diagrama de selección.
3. Modelamiento de la velocidad en función a la porosidad.

7.1. Selección de la zona y los pozos de aplicación

Las zonas del Piedemonte que se elijan para realizar la aplicación de la metodología tienen que cumplir con dos requerimientos:

1. Se debe conocer la generalidad litológica de la zona, los principales componentes de cada formación. Se hará la suposición de que la roca esta saturada con agua.
2. Los pozos que se elijan deben por lo menos tener los registros sísmico, neutrón y de densidad. Del primero se determinara la velocidad como el inverso del tiempo de transito. Con ayuda de los registros neutrón y de densidad se obtendrá la porosidad.

7.2. Determinación de una relación velocidad – porosidad mediante la aplicación de un diagrama de selección

En este paso se determina la ecuación velocidad – porosidad más adecuada para el modelamiento por formación para las zonas de interés. Además se obtendrá un criterio de las posibles correcciones que habrá que hacer sobre los registros de pozos al momento del modelamiento.

1. Elaborar un diagrama de selección en base al procedimiento expuesto en el capítulo 6.
2. Superponer los datos de campo (registros de pozos) en el diagrama de selección e identificar con que ecuación velocidad – porosidad se identifica la tendencia de los registros de pozos.
3. En base a los límites elásticos de Voigt y Reuss identificar posibles correcciones a realizar sobre los registros de pozos, como se expone en el capítulo 6.

7.3. Modelamiento de la velocidad en función de la velocidad

Luego de haber determinado la relación velocidad - porosidad más apropiada para una zona de interés con base en el diagrama de selección, se siguen los siguientes pasos para el modelamiento:

1. Con datos de porosidad se implementa la ecuación determinada en el diagrama de selección. Se hace la suposición de que los datos de porosidad están correctamente corregidos, preferiblemente trabajar con una porosidad promedio (promedio de la porosidad neutrón y la porosidad obtenida del registro de densidad) si es posible, de lo contrario en base a la disponibilidad de registros

utilizar porosidad neutrón o porosidad obtenida del registro de densidad. Se obtendrá una curva de velocidad en variación con la profundidad.

2. Se corrige la curva de velocidad determinada. El diagrama de selección mediante los límites elásticos sugiere las correcciones que se deben hacer. La curva de velocidad también debe ser corregida por presencia de arcilla (registro GR o SP) y por problemas en el hueco (Caliper), esto es importante al momento de hacer un modelo geomecánico con datos de velocidad modelados.
3. La curva de velocidad corregida se compara con la curva de velocidad obtenida del registro sísmico, se evalúa el porcentaje de desviación y si es necesario se ajustan las curvas en base a constantes.

8. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

La metodología descrita en el capítulo 7 se aplicó paso por paso en algunos pozos de los campos UIS1 y UIS2. La aplicación se realizó en las formaciones de yacimiento de los pozos.

8.1. Selección de la zona y los pozos de aplicación

Con el objetivo de desarrollar la metodología expuesta en el capítulo 7 se seleccionaron los pozos UIS1 y UIS2 ubicados en el Piedemonte llanero colombiano, en el departamento de Casanare como se muestra en la figura 8.1.



Figura 8.1. Ubicación geográfica del Piedemonte llanero colombiano. Tomado Well Review 2005.

En cada campo se seleccionaron los pozos con la disponibilidad de registros de pozos necesaria para la aplicación, registro sísmico, registros neutrón y registro de densidad. Los pozos seleccionados por campo se muestran en la tabla 8.1.

Campo	UIS1	UIS2
Pozos	A1	B1
		B3
	A2	B14
		B30
	A3	C2
		C4

Tabla 8.1. Selección de pozos para los campos UIS1 y UIS2.

Para el campo UIS1 se tomaron los pozos A2 y A3 como pozos de aplicación y el pozo A1 como pozo de validación. En el campo UIS2 se tomaron los pozos B3, B14, B30, C2 y C4 como pozos de aplicación y el pozo B1 como pozo de validación.

8.1.1. Formaciones de aplicación

Como se ha mencionado el desarrollo de la metodología se realizó en las formaciones de yacimientos de los campos UIS1 y UIS2, es decir, las formaciones de Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe.

8.1.1.1. Formación Mirador

La formación Mirador es el depósito más importante de la cuenca con aproximadamente el 50 % del hidrocarburo del yacimiento. La formación está compuesta por areniscas de color claro, de grano grueso a muy grueso, muy limpias y con presencia de caolinita en la matriz. La

formación Mirador es de edad Eoceno tardío, se divide en un intervalo inferior y otro superior. El Mirador inferior se depositó en un ambiente continental donde se identifican depósitos de canales, complejos de *crevasse splay* o rellenos de lagos y lodositas de llanura de inundación y su límite basal coincide con una de las principales discordancias. El Mirador Superior se depositó en un ambiente estuarino o de bahías y se reconocen depósitos de canales estuarinos, *bay-head* deltas, areniscas de rellenos de estuarios o bahías y lodolitas de bahías. (Virgilio y Naranjo, 2004).

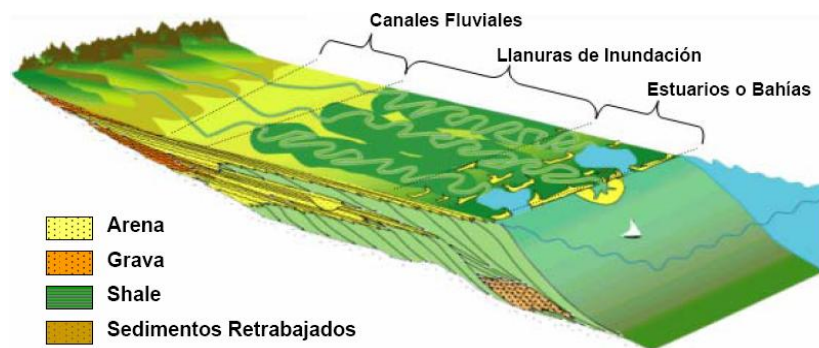


Figura 8.2. Grafico descriptivo de la formación Mirador. Tomado Virgilio y Naranjo, 2004.

8.1.1.2. Formación Los Cuervos

La formación Los Cuervos es de edad Paleoceno superior y Eoceno, esta compuesta por areniscas cuarzosas de color gris separadas por un conjunto de lutitas y arcillolitas grises moteadas rojizas; localmente con mantos de carbón e intercalaciones de areniscas en menor proporción. La sedimentación de estas litologías tuvo lugar en una planicie costera superior, en donde se identifican depósitos de llanura de inundación, rellenos de lagos, *crevasse splay* y ocasionalmente canales. (Virgilio y Naranjo, 2004).

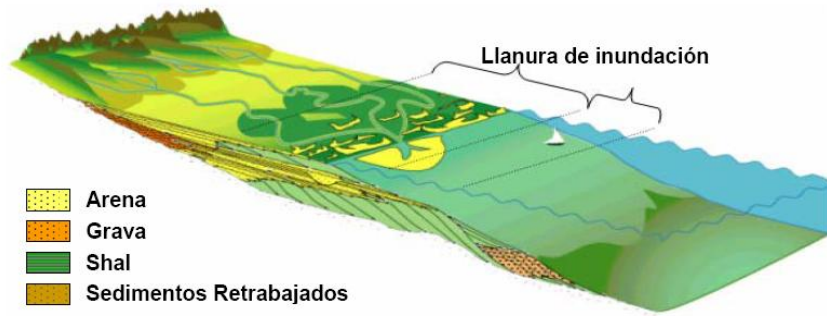


Figura 8.3. Grafico descriptivo de la formación Los Cuervos. Tomado Virgilio y Naranjo, 2004.

8.1.1.3. Formación Barco

La formación Barco es de edad Paleoceno inferior, esta compuesta de areniscas cuarzosas de color blanco de grano fino a medio grueso con cemento silíceo, se presentan pequeñas intercalaciones de lutitas y arcillolitas. En la formación Barco se interpretan depósitos progradantes en llanuras costeras o estuarios (Virgilio y Naranjo, 2004).

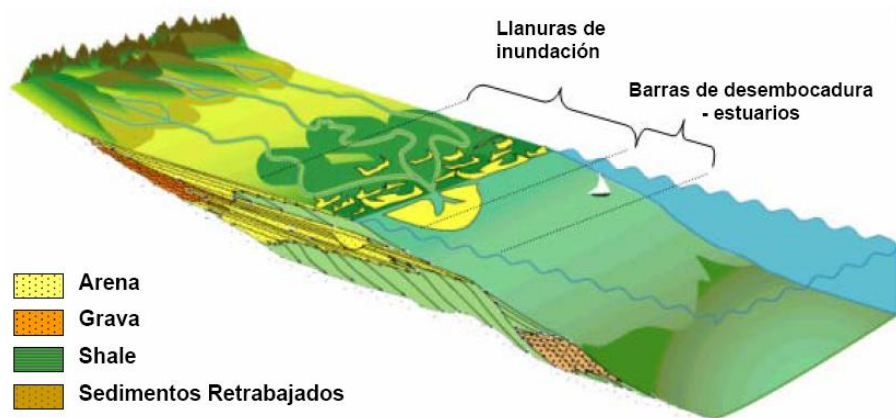


Figura 8.4. Grafico descriptivo de la formación Barco. Tomado Virgilio y Naranjo, 2004.

8.1.1.4. Formación Guadalupe

La formación Guadalupe corresponde al cretáceo, esta constituida en zonas por areniscas de canales estuarinos intercalados con intervalos de lodolitas. Otras zonas están constituidas por areniscas de *shoreface* con delgadas intercalaciones de lodolitas de plataforma marina. (Virgilio y Naranjo, 2004).

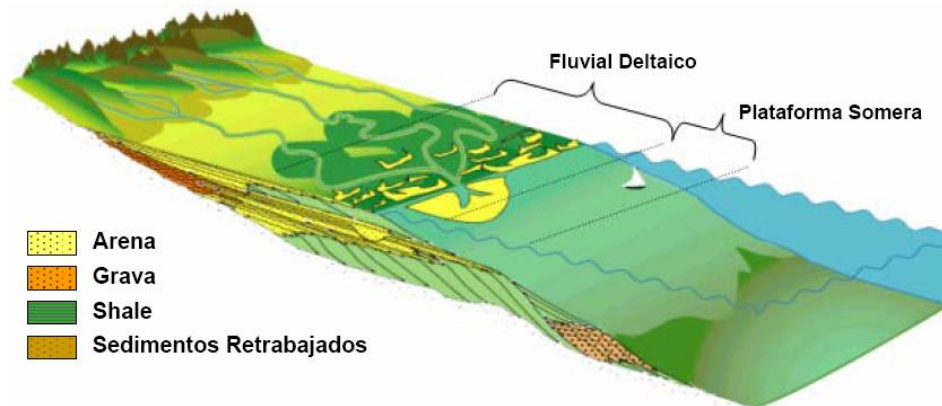


Figura 8.5. Grafico descriptivo de la formación Guadalupe. Tomado Virgilio y Naranjo, 2004.

8.2. Determinación de una relación velocidad – porosidad mediante la aplicación de un diagrama de selección

El principal objetivo de este paso como se ha expuesto en capítulos anteriores es la selección de una relación velocidad – porosidad en base a la tendencia de los datos de campo.

El diagrama de selección que se uso fue el establecido para una arena limpia saturada con agua. En la tabla 8.2 se muestran los valores para la velocidad de la onda P, módulos volumétricos y densidades que se usaron para la elaboración del diagrama de selección.

Componente	Velocidad de la onda P (ft/seg)	Densidad (g/cm³)	Modulo volumétrico (GPa)
Arena	18181,82	2,65	36
Agua	5291,005	1	2,2

Tabla 8.2. Velocidades, densidades y módulos volumétricos utilizados para la elaboración del diagrama de selección.

El diagrama que se obtuvo es el expuesto en el capítulo 6 en la figura 6.1 utilizando las ecuaciones velocidad – porosidad y los límites elásticos sugeridos en ese capítulo.

El diagrama se aplicó por formaciones en conjuntos de pozos de aplicación para cada campo.

8.2.1. Campo UIS1

Se determinó la relación velocidad – porosidad que guía la tendencia de los datos de campo por formación.

8.2.1.1. Formación Mirador

Como se observa en la figura 8.6 la tendencia de los datos de la formación Mirador, en el diagrama de selección, está dirigida en un alto porcentaje por la relación de Wyllie. El rango de porosidad en el cual se encuentran los datos está entre un 0 y 10%, sin embargo, realizando la interacción entre los tres pozos se extiende la aplicabilidad de la ecuación de Wyllie hasta un 20%.

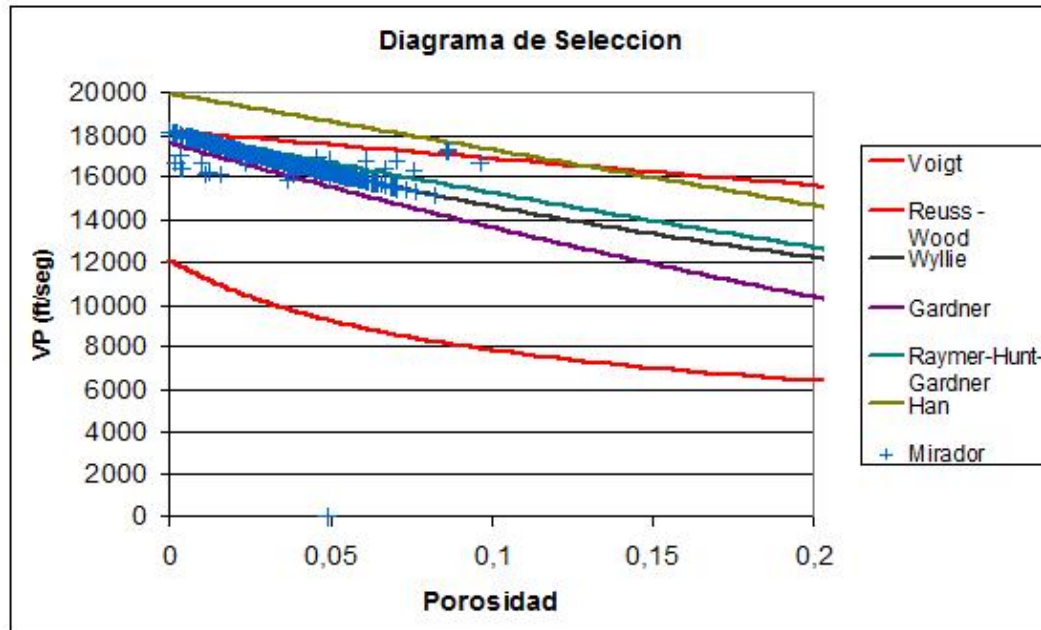


Figura 8.6. Diagrama de selección de la formación Mirador en el campo UIS1.

8.2.1.2. Formación Los cuervos

Para la formación Los Cuervos el diagrama de selección (figura 8.7) según la tendencia de los datos sugiere la aplicación de la ecuación de Wyllie, los datos obtenidos de la ecuación necesitan ser ajustados por comparación con los datos de los registros de pozos. Comparando los diagramas de selección de los pozos del campo UIS1 se determinó que la relación escogida es válida en un rango del 0 al 20%, para porosidades mayores no hay suficientes datos para determinar una tendencia.

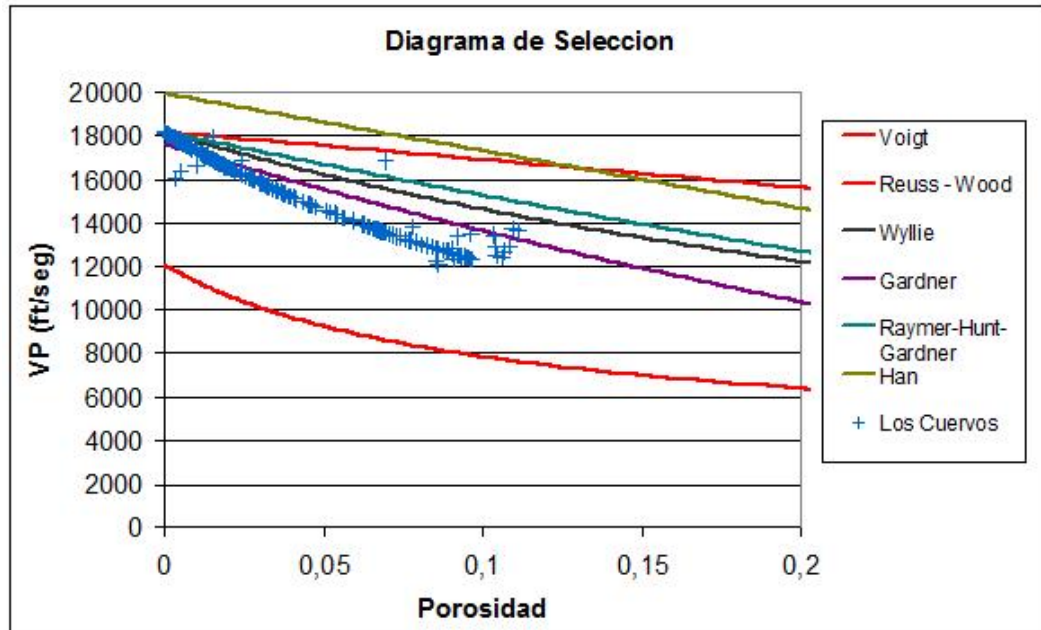


Figura 8.7. Diagrama de selección de la formación Los Cuervos en el campo UIS1.

8.2.1.3. Formación Barco

En el diagrama de selección de la formación Barco (figura 8.8) se observa claramente que la relación velocidad – porosidad mas adecuada es la de Wyllie, los datos solo permiten hacer esta conclusión hasta una porosidad del 20%.

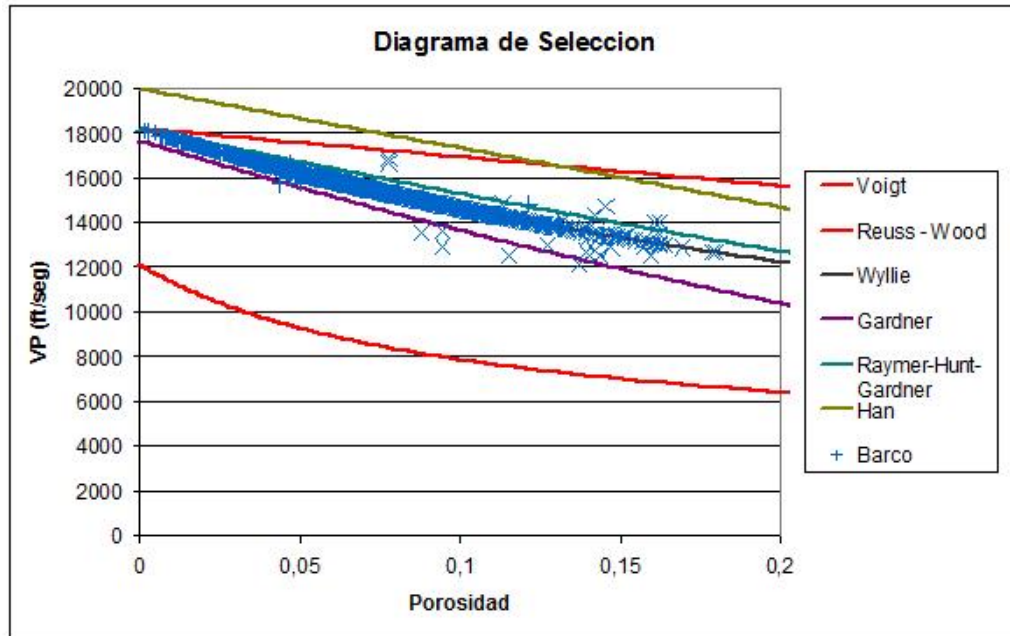


Figura 8.8. Diagrama de selección de la formación Barco en el campo UIS1.

8.2.1.4. Formación Guadalupe

Según lo observado en el diagrama de selección para la formación Guadalupe (figura 8.9) la relación velocidad – porosidad guiada por la tendencia indiscutiblemente al igual que en las otras formaciones es la ecuación de Wyllie. Solo se puede afirmar que la ecuación es válida entre porosidades de 0 y 20%.

En general para las formaciones estudiadas del campo UIS1 la ecuación más adecuada para relacionar la velocidad con la porosidad es la de Wyllie. Sin embargo, esta conclusión solo se puede hacer hasta una porosidad del 20%, debido a que los pocos datos con porosidad mayor al 20% no describen ninguna tendencia sobre el diagrama de selección. En el modelamiento de la relación seleccionada con los registros de pozos

solo se deben hacer ajustes por comparación entre datos y con una constante dirigir la tendencia hacia los datos de campo.

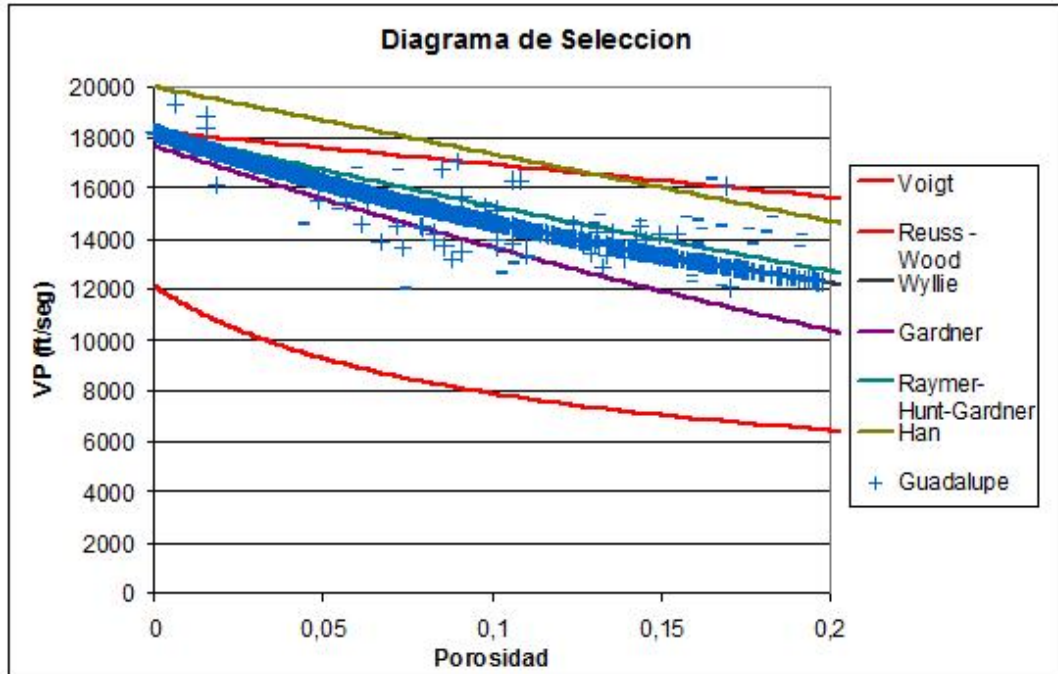


Figura 8.9. Diagrama de selección de la formación Guadalupe en el campo UIS1.

8.2.2. Campo UIS2

En este campo se trabajaron un mayor número de pozos, para realizar la determinación de la relación velocidad – porosidad de mayor aplicabilidad por formación se compararon los diagramas de los pozos de aplicación y se concluyo en base a los que mostraban una tendencia definida. De las formaciones propuestas no se trabajo Los Cuervos debido a la escasez de datos y buena tendencia.

8.2.2.1. Formación Mirador

Para el campo UIS2 la velocidad de la onda P obtenida del registro sísmico muestra en el diagrama de selección una gran tendencia hacia la ecuación de Raymer – Hunt – Gardner. Como se puede observar en la figura 8.10 la tendencia de los datos llega hasta una porosidad del 10%, sin embargo, por comparación en los pozos de aplicación se determinó extender el rango de aplicabilidad hasta un 20% de porosidad.

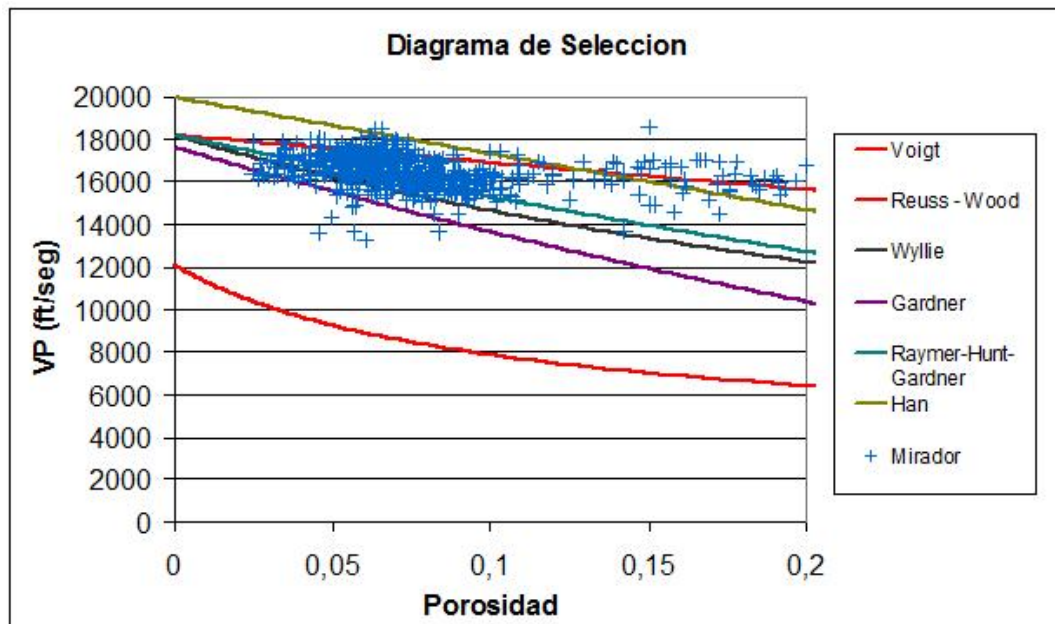


Figura 8.10. Diagrama de selección de la formación Mirador en el campo UIS2.

8.2.2.2. Formación Barco

La figura 8.11 muestra el diagrama de selección desarrollado para la formación Barco del campo UIS2, se puede observar que la mayoría de los datos tienden hacia la relación velocidad – porosidad de Raymer – Hunt – Gardner. La ecuación en relación con la disponibilidad de datos es aplicable hasta un 20% de porosidad.

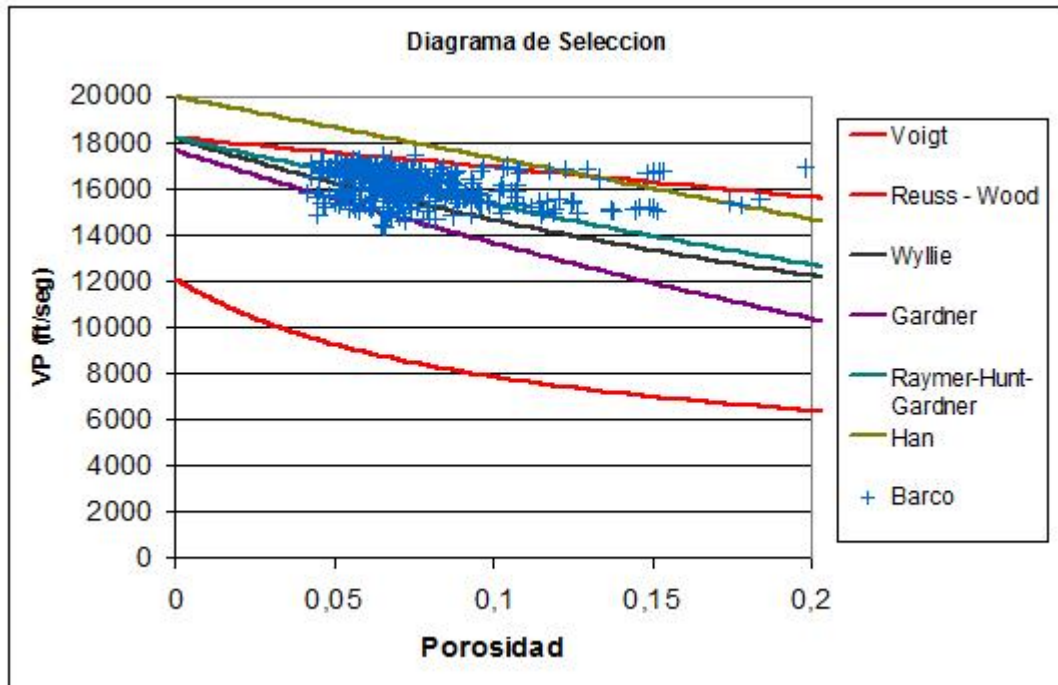


Figura 8.11. Diagrama de selección de la formación Barco en el campo UIS2.

8.2.2.3. Formación Guadalupe

En el diagrama de selección de la formación Guadalupe (figura 8.12) muestra una dispersión de los datos sobre varias ecuaciones velocidad – porosidad. Sin embargo, la mayor cantidad de datos se encuentran sobre la ecuación de Raymer – Hunt – Gardner.

En general para las formaciones de estudio del campo UIS2 la ecuación que mejor describe la tendencia de los datos de registros de pozos es la de Raymer – Hunt – Gardner. La relación describe la tendencia entre una porosidad del 0 al 20%. La elección de la ecuación de Raymer – Hunt – Gardner se realizó en base a la frecuencia de los datos sobre la ecuación, como se observó en las figuras 8.10, 8.11 y 8.12 hay datos que se identifican las ecuación de Wyllie y Gardner.

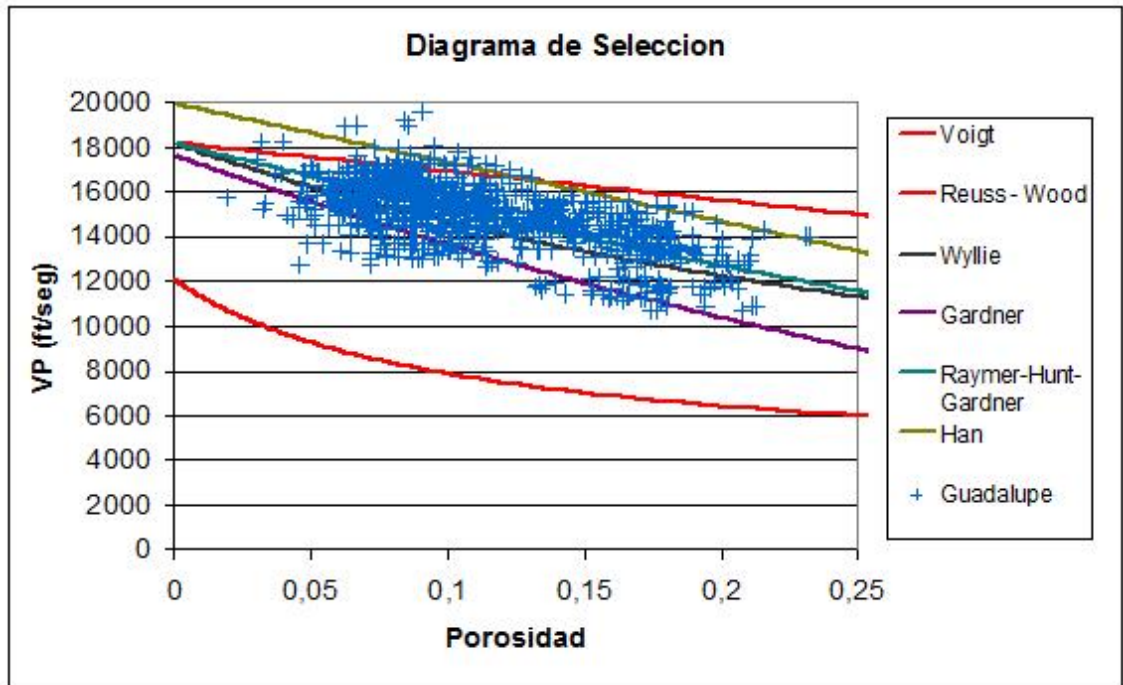


Figura 8.12. Diagrama de selección de la formación Guadalupe en el campo UIS2.

8.3. Modelamiento de la velocidad en función de la porosidad

Tomando como punto de partida los resultados obtenidos en el paso anterior se modela la velocidad en función de la porosidad por formación en cada campo de aplicación.

8.3.1. Campo UIS1

Como se determinó en la sección anterior la ecuación de mejores resultados para el campo UIS1 es la relación de Wyllie, la forma general de la ecuación en función de la velocidad de la onda P para la arena y el agua es:

$$\frac{1}{V_p} = \frac{1}{C} \left(\frac{\phi}{5291,005} + \frac{(1-\phi)}{18181,82} \right) \quad (8.1)$$

Donde V_p esta en pies/segundos, C es una constante de ajuste que se determinara por cada formación para calibrar la ecuación por formación.

En las figuras 8.13, 8.14, 8.15, 8.16, 8.17 y 8.18 se muestran las curvas de velocidad reales (registro sónico), velocidad de Wyllie y velocidad de Wyllie corregida por la constante C para las formaciones de interés del campo UIS1. En las formaciones Mirador y Barco no se logro determinar una única tendencia de los datos por lo que se muestra el rango de variación de la constante C. La tabla 8.3 muestra las constantes C obtenidas por formaciones.

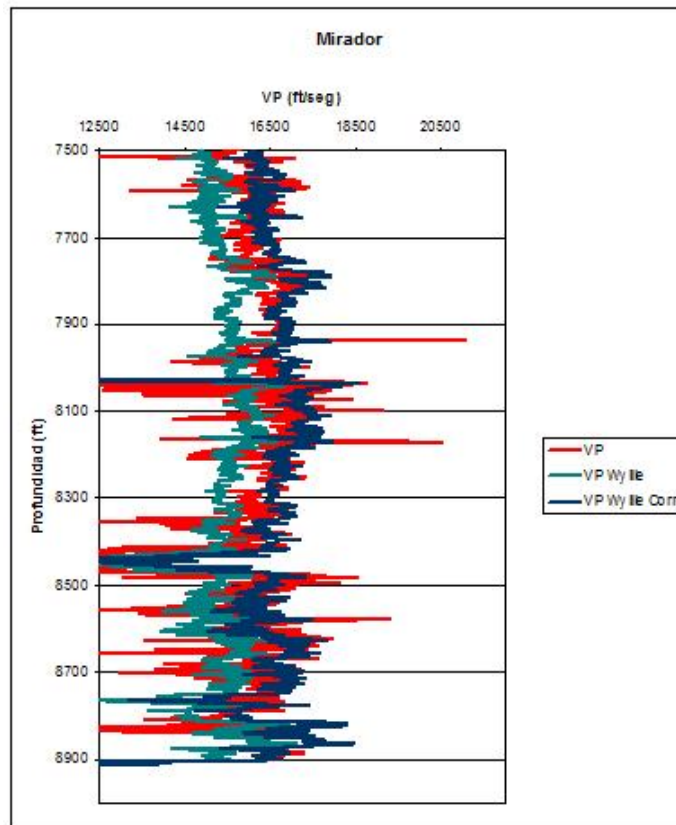


Figura 8.13. Curvas de velocidades para la formación Mirador del campo UIS1.

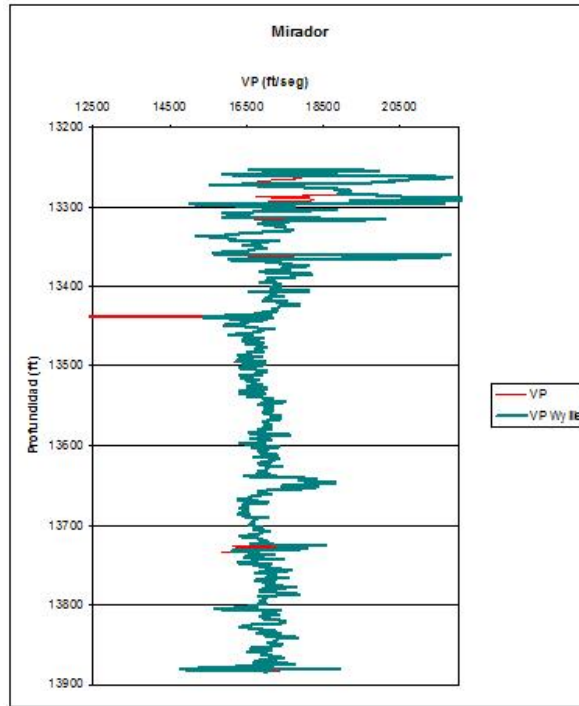


Figura 8.14. Curvas de velocidades para la formación Mirador del campo UIS1.

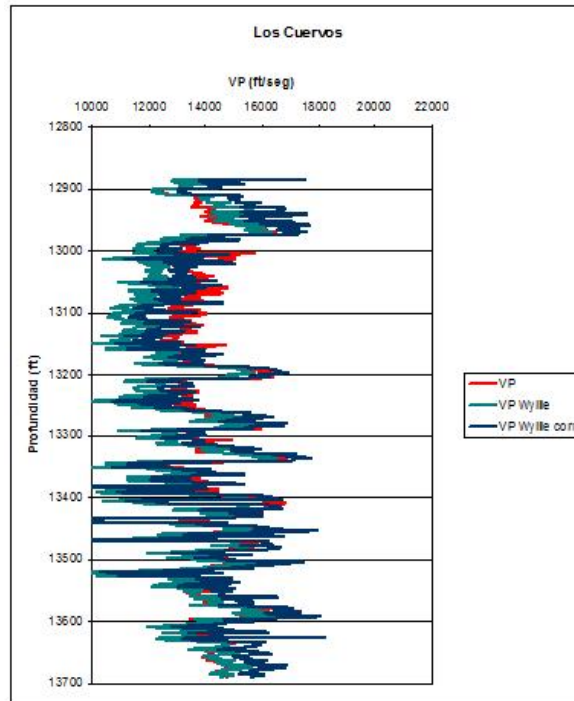


Figura 8.15. Curvas de velocidades para la formación Los Cuervos del campo UIS1.

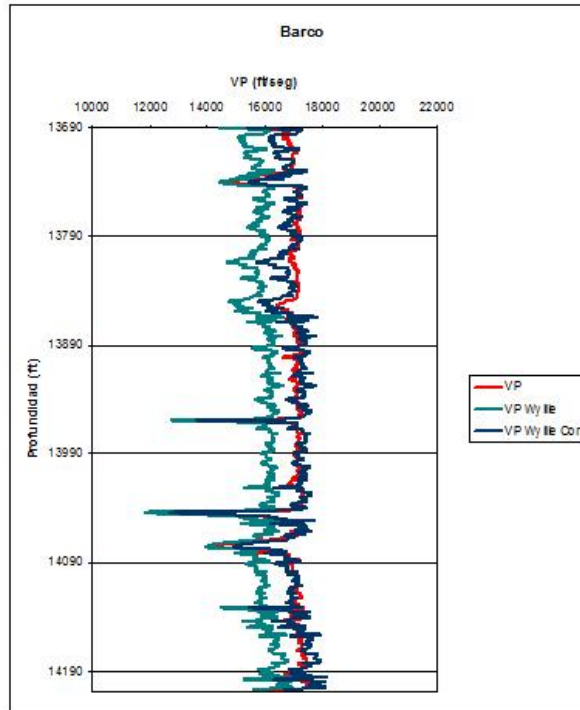


Figura 8.16. Curvas de velocidades para la formación Barco del campo UIS1.

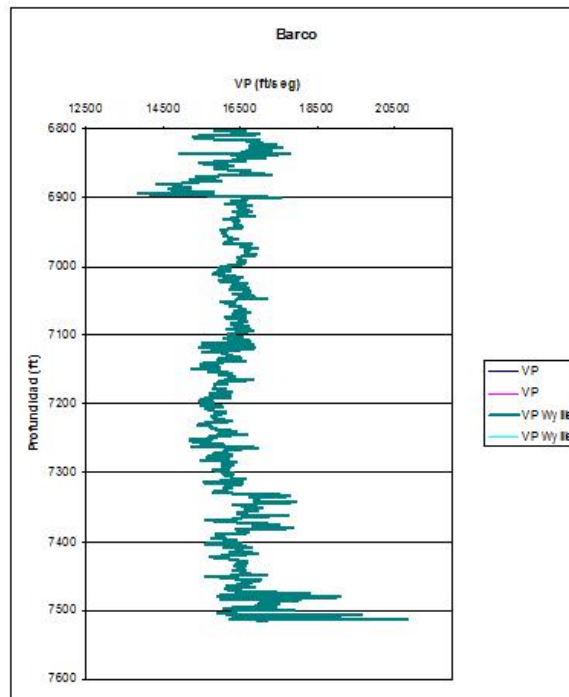


Figura 8.17. Curvas de velocidades para la formación Barco del campo UIS1.

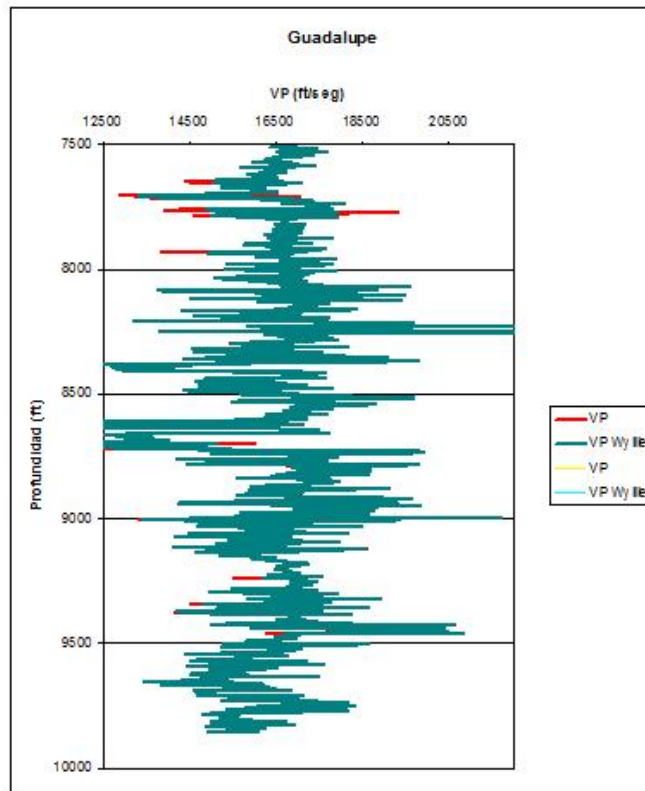


Figura 8.18. Curvas de velocidades para la formación Guadalupe del campo UIS1.

Como se observa en la figura 8.18, 8.17 y 8.14 en algunos de los análisis de datos no se requirió realizar correcciones, la tendencia de la ecuación de Wyllie se acomodaba exactamente a los datos de campo.

Campo UIS 1	
Formación	Constante C
Mirador	1 - 1.079967
Los Cuervos	1.074136
Barco	1 - 1.069055
Guadalupe	1

Tabla 8.3. Valor de las constantes C por formaciones para el campo UIS1.

8.3.2. Campo UIS2

Como se determino en con la ayuda de los diagramas de selección, la ecuación velocidad – porosidad mas apropiada para las formaciones de interés del campo UIS2 es la relación de Raymer – Hunt – Gardner. La forma general de la ecuación en función de la velocidad de la onda P para los componentes arena y agua es:

$$V_p (ft / seg) = C(18181,82(1 - \phi)^2 + 5291,005\phi) \quad (8.2)$$

Donde C es una constate de ajuste definida por formación.

En las figuras 8.19, 8.20 y 8.21 se muestran las curvas de velocidad reales (registro sónico), velocidad de Raymer – Hunt – Gardner y velocidad de Raymer – Hunt – Gardner corregida por la constante C para las formaciones de interés del campo UIS2. La tabla 8.4 muestra las constates C obtenidas por formaciones.

Como se observa en las siguientes figuras los resultados que se obtuvieron para este campo no son lo suficientemente satisfactorios, en segmentos la curva se comporta bien pero al tratar de ajustar la ecuación con ayuda se la constante C estos segmentos dejan de presentar buenos resultados. De esta forma las constantes C que se determinaron en este paso (tabla 8.4) no representar un ajuste adecuado entre la tendencia de la ecuación de Raymer – Hunt – Gardner y la tendencia desarrollada por los datos de campo.

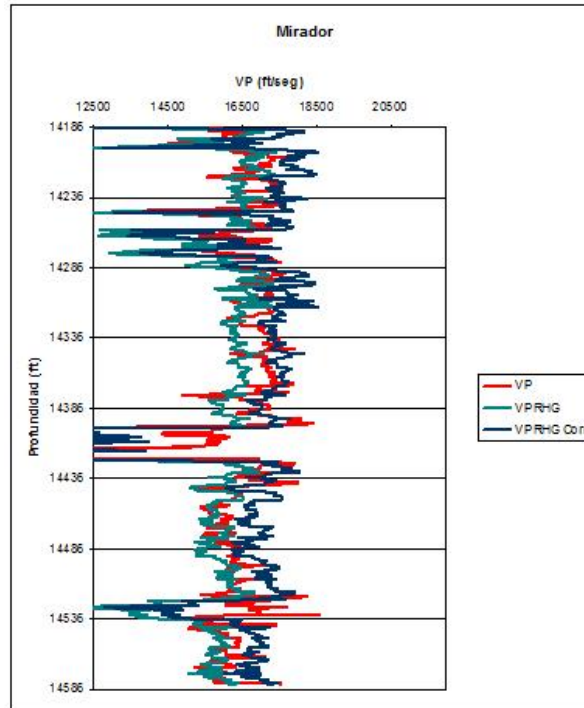


Figura 8.19. Curvas de velocidades para la formación Mirador del campo UIS2.

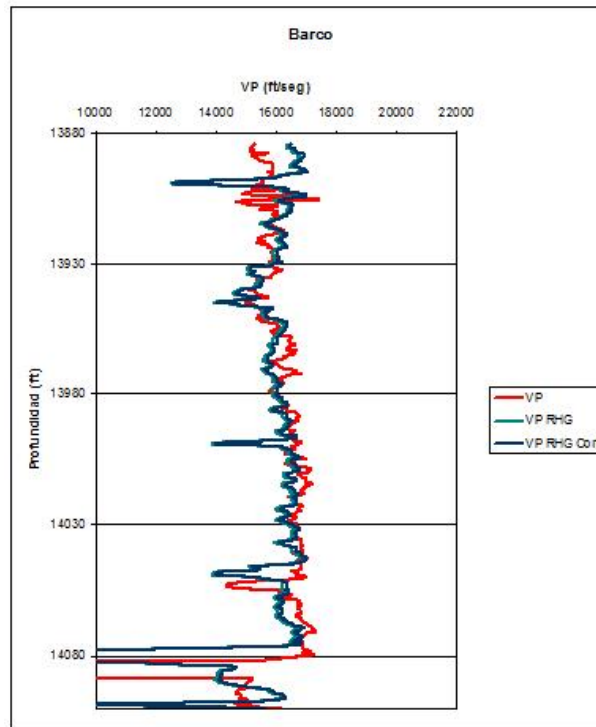


Figura 8.20. Curvas de velocidades para la formación Barco del campo UIS2.

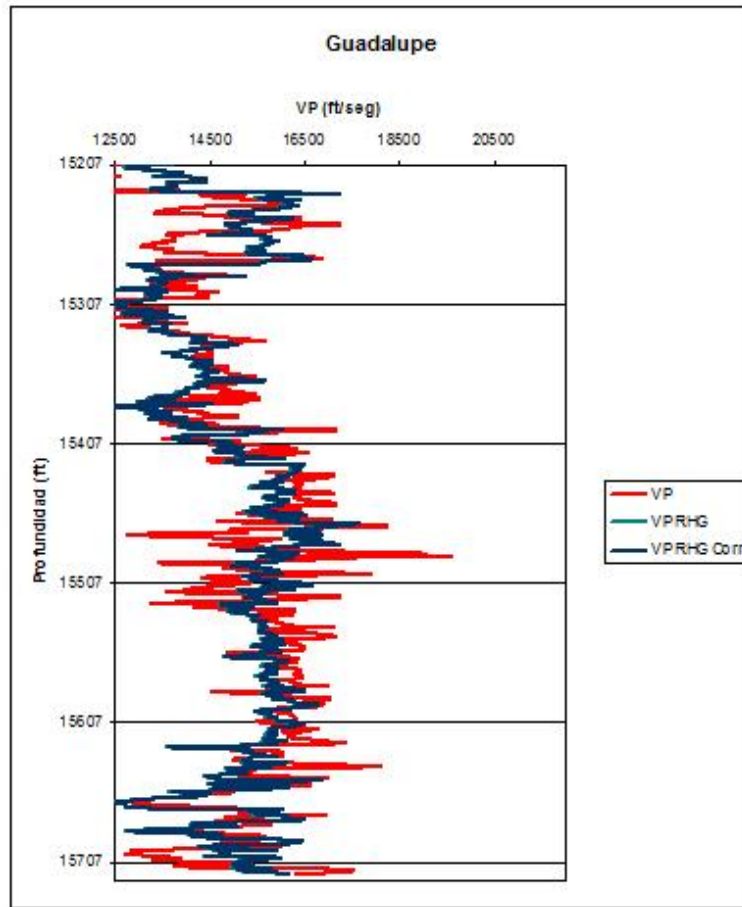


Figura 8.21. Curvas de velocidades para la formación Guadalupe del campo UIS2.

Campo UIS 2	
Formación	Constante C
Mirador	1.053192
Barco	1.019425
Guadalupe	1.013311

Tabla 8.4. Valor de la constantes C por formaciones para el campo UIS2.

8.3.2.1. Análisis y correcciones de resultados

Debido a los resultados poco satisfactorios que se obtuvieron para el campo UIS2 se decidió realizar un análisis de los datos para este campo, específicamente se evaluaron los datos de porosidad.

Inicialmente se tomaron los datos de velocidad y porosidad como parámetros independientes y de acuerdo a lógica de la física de rocas se graficaron en dependencia inversa por formaciones para el campo UIS2. La tendencia obtenida fue sobrepuesta sobre el diagrama de selección definido y se analizó en función de la ecuación de Raymer- Hunt – Gardner.

Adicionalmente se realizó un histograma de los datos de porosidad para analizar la frecuencia de valores y excluir posibles errores con respecto a la calidad de los registros de pozos.

8.3.2.1.1. Formación Mirador

En la figura 8.22 se muestra el diagrama de selección para la formación Mirador, sobre el diagrama se grafican dos tendencias para el campo UIS2 tomando los parámetros independientemente. En la figura se puede observar que evidentemente hay una tendencia de los datos hacia la ecuación de Raymer – Hunt – Gardner pero solo hasta una porosidad aproximada del 10%, para analizar este caso se realizó un Histograma (figura 8.23) y se determinó por la frecuencia de los datos que para el modelamiento de la zona se trabajaría hasta una porosidad de aproximadamente 0.14 asumiendo que los valores mayores a este porosidad involucran mala calidad de los registros de interés. Entre 0 y 0.14 se tienen el 90% de los datos de porosidad para la formación.

En base a los resultados anteriores en el diagrama de selección se ajusto la ecuación a los puntos con porosidades menor a 0.14 (figura 8.24) obteniendo una constante C de ajuste igual a 1.036569.

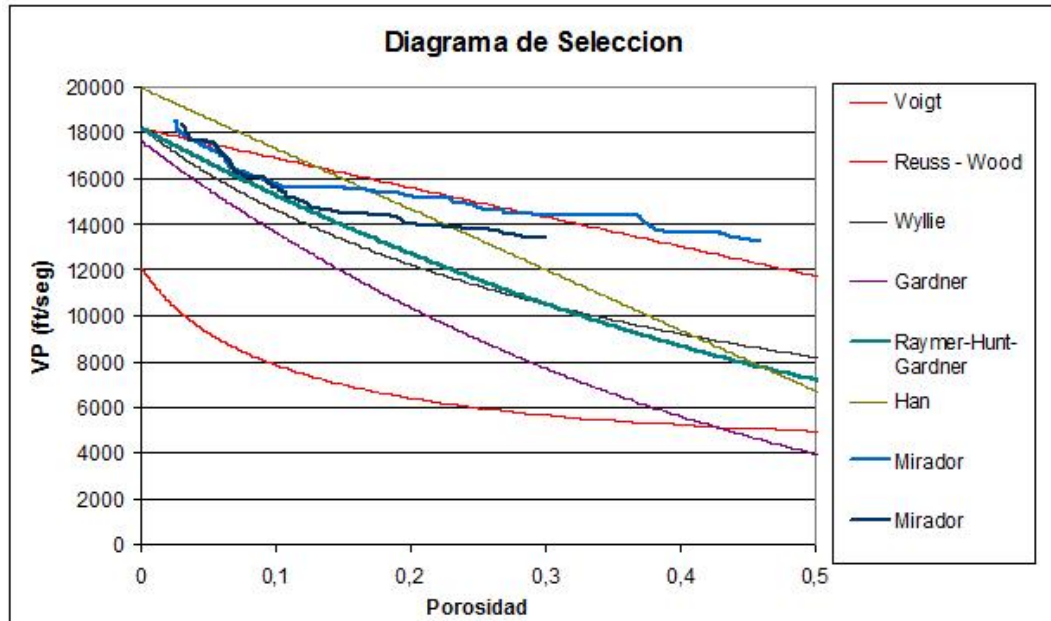


Figura 8.22. Tendencia de los datos de velocidad – porosidad organizados independientemente sobre el diagrama de selección de la formación Mirador.

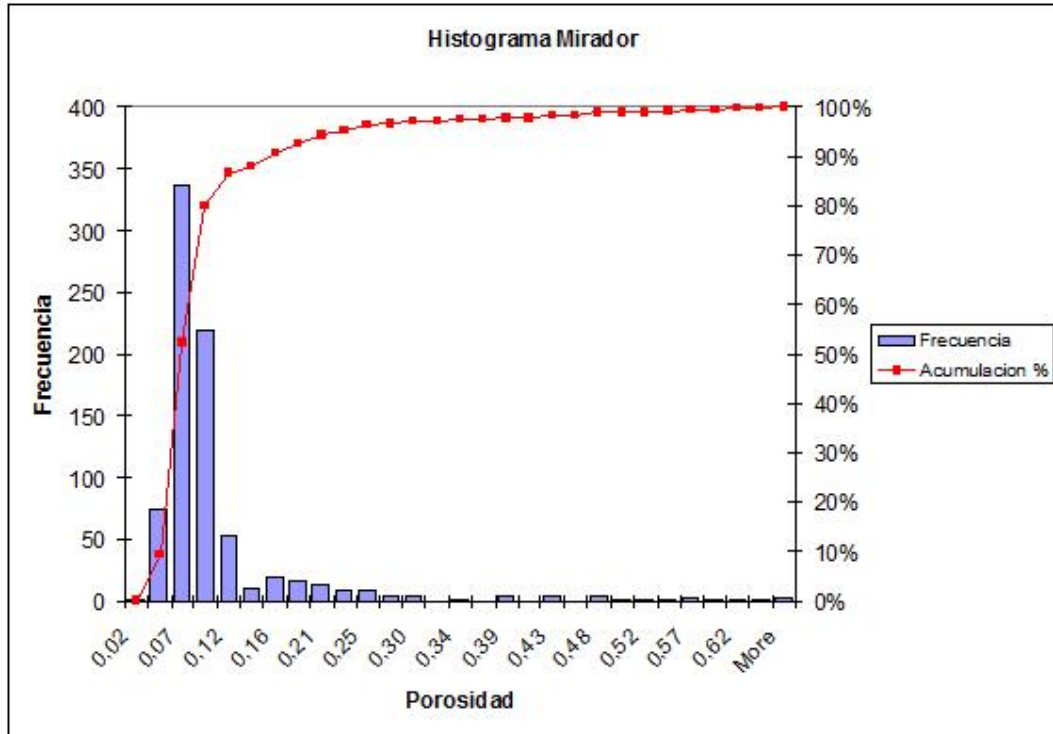


Figura 8.23. Histograma de porosidades de la formación Mirador.

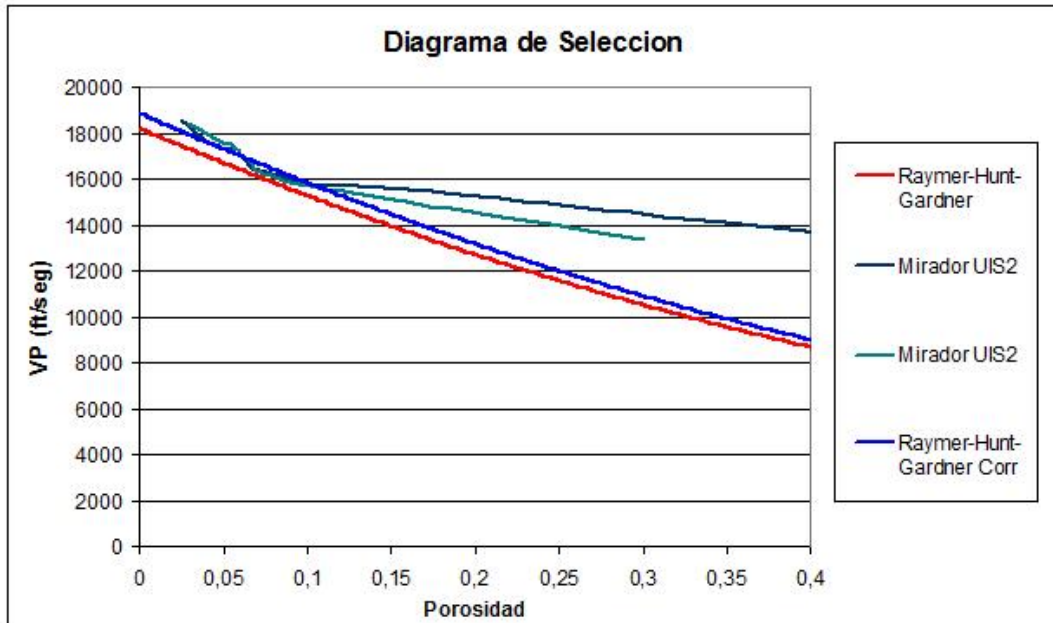


Figura 8.24. Ajuste de la ecuación Raymer – Hunt – Gardner para la formación Mirador en un rango de porosidad de 0 a 0.14.

8.3.2.1.2. Formación Barco

En las figuras 8.25, 8.26 y 8.27 se muestran el diagrama de selección con las tendencias de velocidad - porosidad, el histograma de porosidades y el ajuste de la ecuación de Raymer – Hunt – Gardner para la formación Barco

Para esta formación hay un ajuste en el diagrama de selección con la ecuación de Raymer – Hunt – Gardner hasta una porosidad aproximada del 10%, con ayuda del Histograma se determino que la porosidad correcta en base a la frecuencia de los datos es aproximadamente del 12%, hasta este punto se trabaja aproximadamente 95% de los datos para la formación Barco.

En la figura 8.27 se muestra el ajuste de la ecuación de Raymer – Hunt – Gardner con los datos de campo hasta una porosidad de 0.12, se determino una constante C de ajuste igual a 1.020125.

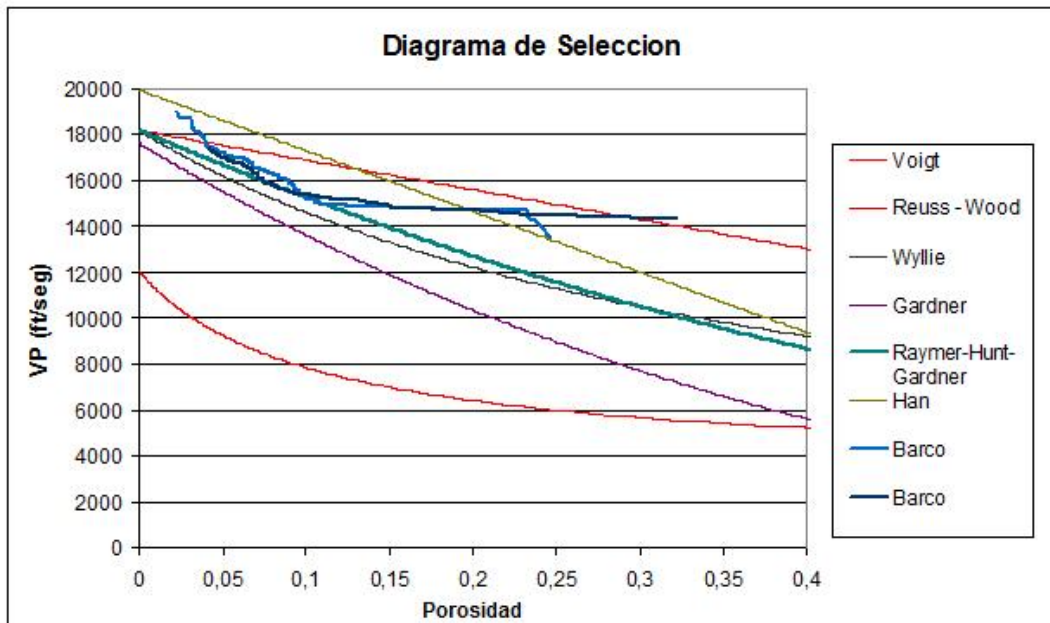


Figura 8.25. Tendencia de los datos de velocidad – porosidad organizados independientemente sobre el diagrama de selección de la formación Barco.

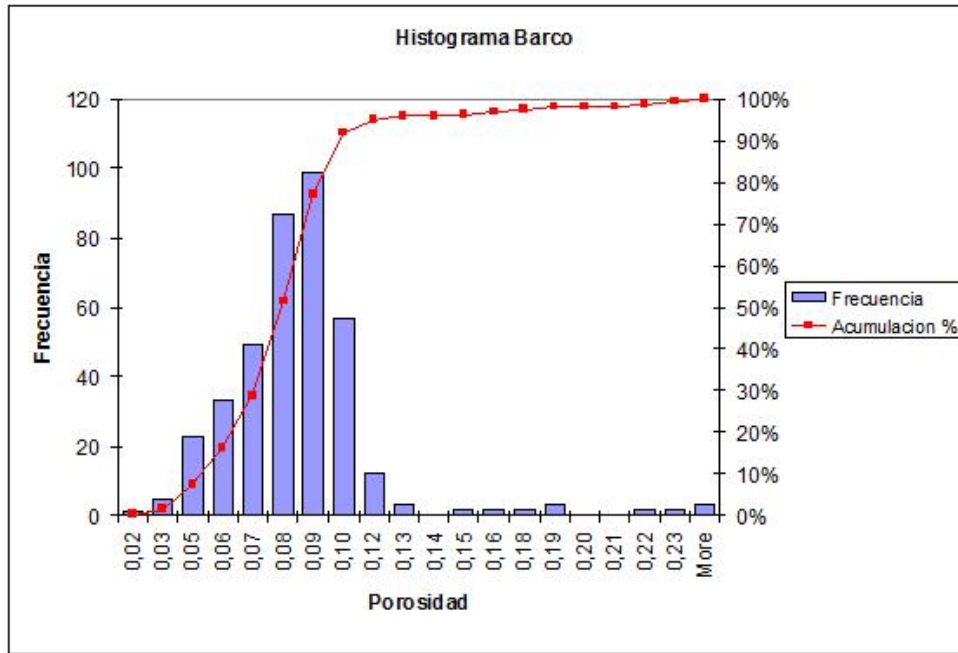


Figura 8.26. Histograma de porosidades de la formación Barco.

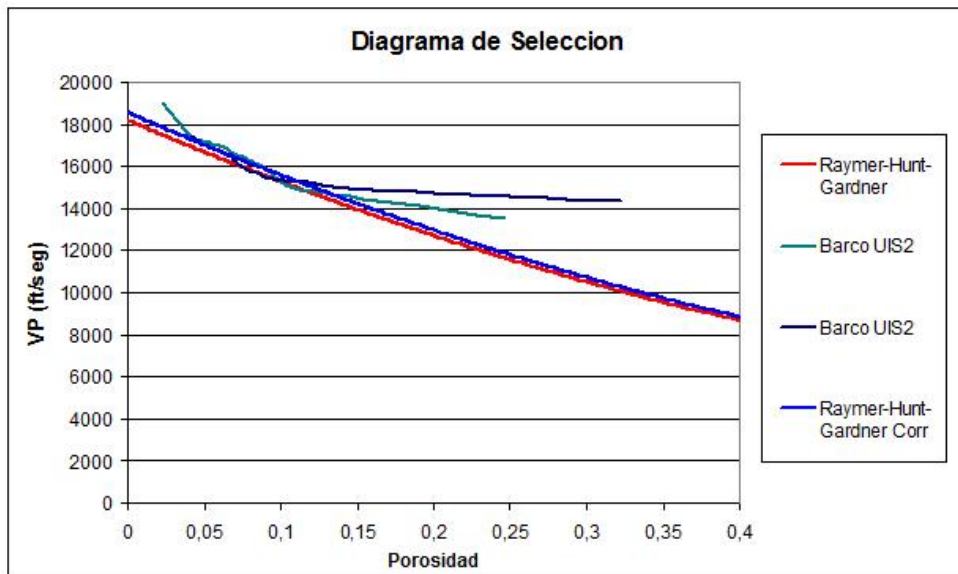


Figura 8.27. Ajuste de la ecuación Raymer – Hunt – Gardner para la formación Barco en un rango de porosidad de 0 a 0.12.

8.3.2.1.3. Formación Guadalupe

Para la formación Guadalupe se muestran en las figuras 8.28 y 8.29 las tendencias velocidad – porosidad en el diagrama de selección y el histograma de los valores de porosidad para la formación. En el diagrama de selección se muestra una tendencia de las curvas velocidad – porosidad con la curva de Raymer – Hunt – Gardner hasta una porosidad aproximada del 15%, luego de esta porosidad hay una dispersión de los datos sobre la ecuación Raymer – Hunt – Gardner. En el histograma se muestra una distribución de la porosidad entre 0.06 y 0.20.

En esta formación como se muestra en la figura 8.30 se ajusto la ecuación de Raymer – Hunt – Gardner entre una porosidad de 0 y el 15%. Se determino una constante C de ajuste igual a 1.012117.

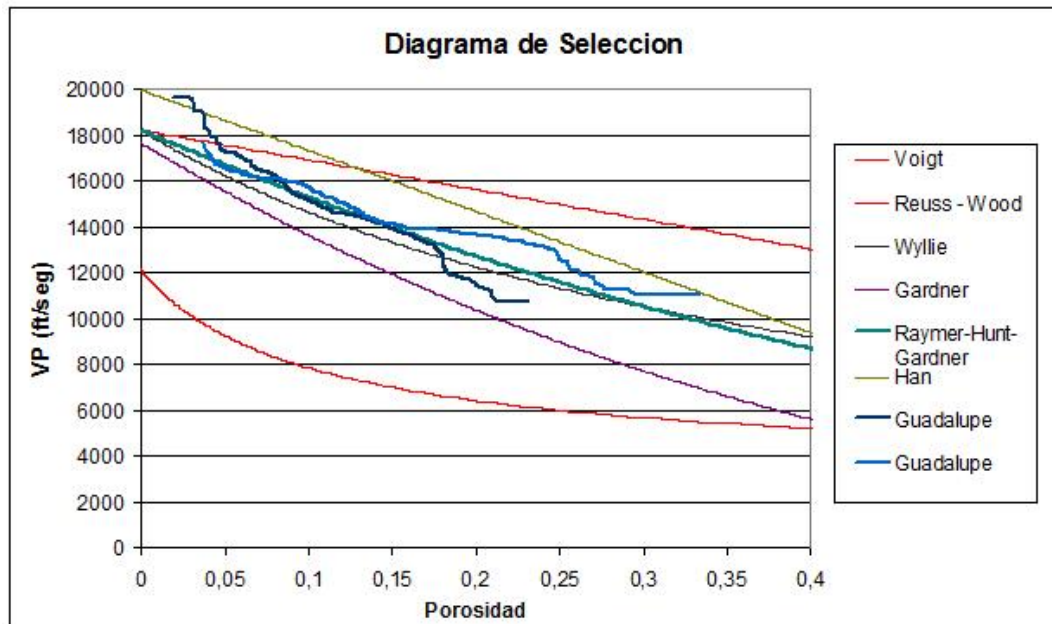


Figura 8.28. Tendencia de los datos de velocidad – porosidad organizados independientemente sobre el diagrama de selección de la formación Guadalupe.

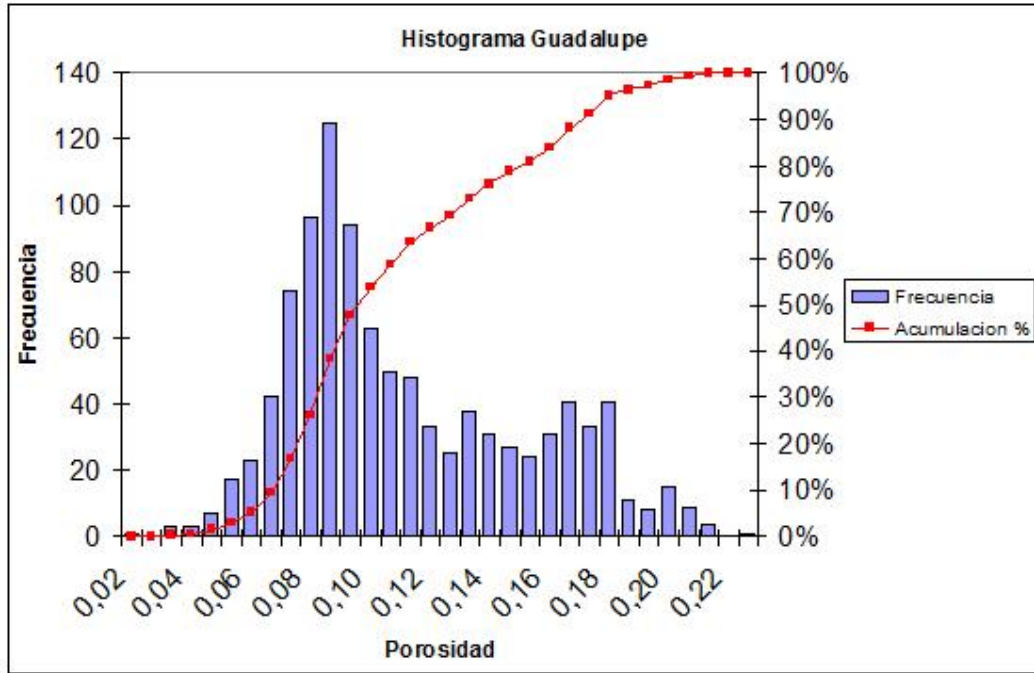


Figura 8.29. Histograma de porosidades de la formación Guadalupe.

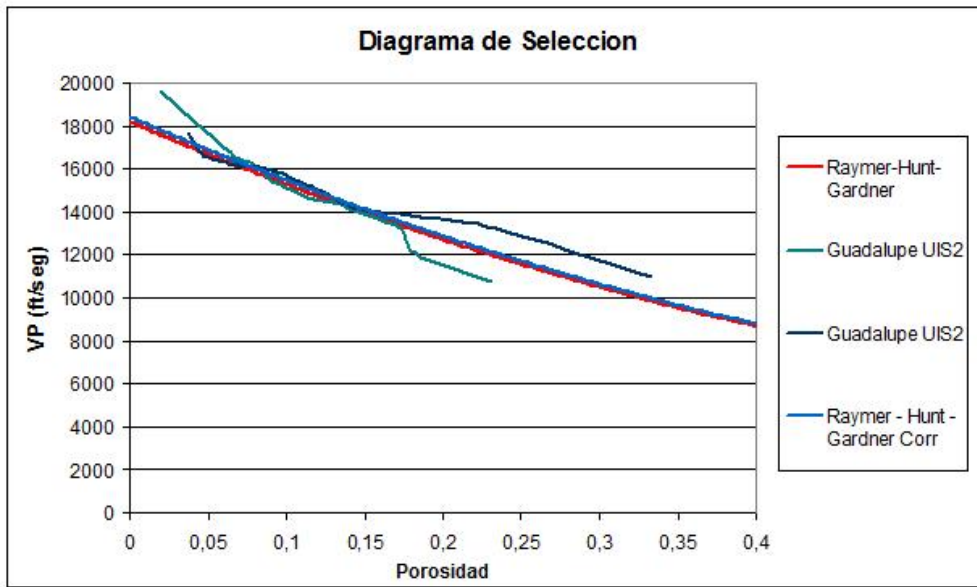


Figura 8.30. Ajuste de la ecuación Raymer – Hunt – Gardner para la formación Guadalupe en un rango de porosidad de 0 a 0.15.

De esta forma las constantes C determinadas en secciones anteriores son modificadas y los resultados se muestran en la tabla 8.5.

Campo UIS 2	
Formación	Constante C
Mirador	1.036569
Barco	1.020125
Guadalupe	1.012117

Tabla 8.5. Valor definitivas de la constantes C por formaciones para el campo UIS2.

El objetivo de estas constantes es modelar los datos de buena calida y reconstruir los de malos.

CONCLUSIONES

La implementación de un diagrama de selección es muy útil antes de realizar el modelamiento de la velocidad en función de la porosidad en base a una ecuación determinada. El diagrama además de permitir seleccionar la ecuación que mejor se ajusta a la tendencia de los datos de campo es útil para identificar correcciones y calificar la calidad de los datos de campo.

Un diagrama de selección no puede ser generalizado para trabajar distintas zonas. Se debe hacer un estudio de la litología de la zona y determinar los componentes que la constituyen, los cuales se implementaran en la correcta elaboración del diagrama. En este proyecto se utilizo el mismo diagrama para analizar distintas formaciones porque se determino la similitud litológica entre las mismas.

Las relaciones velocidad – porosidad existentes no aplican en todos los casos, cada ecuación tiene sus suposiciones de desarrollo y limitaciones de uso.

Los límites elásticos son una herramienta muy valiosa en el momento de iniciar la determinación de una relación velocidad – porosidad. Básicamente, permiten delinear la ecuación entre un rango de mayor a menor porosidad posible para una zona de estudio.

Para el campo UIS1 se determino que la ecuación velocidad – porosidad que mejor se comporta para la zona es la ecuación promedio de Wyllie. Realizando el modelamiento con esta ecuación se obtuvieron buenos resultados solo realizando ajustes de desplazamiento entre la curva real (registros de pozos) y la tendencia de la ecuación velocidad – porosidad seleccionada. Cabe destacar que se definió que la ecuación aplica hasta una porosidad máxima del 20%, no se puede extender el resultado a

mayores valores debido a que en la zona no se manejan lecturas altas de porosidad.

Aunque para el campo UIS1 se obtuvieron buenos resultados, es evidente la necesidad de más pozos para generalizar los resultados a la zona. En algunas formaciones no se definió una constante única de ajuste si no un rango de maniobra de la constante.

Mediante la implementación del diagrama de selección en el campo UIS2 en las formaciones de yacimiento se determinó que la ecuación velocidad – porosidad que mejor se comporta de acuerdo a los datos de campo es la de Raymer – Hunt – Gardner. Esta selección se realizó en base a la correcta tendencia y a la frecuencia de los datos sobre la curva de la relación velocidad – porosidad.

En el modelamiento de la velocidad en base a la ecuación de Raymer – Hunt – Gardner para el campo UIS2 inicialmente no se obtuvieron buenos resultados debido a la calidad de los registros de pozos utilizados. Realizando un análisis de los datos se encontraron porosidades no representativas para la zona y se mejoraron los resultados. Se trabajó como máxima porosidad para la zona 15%.

RECOMENDACIONES

En las formaciones de yacimiento del Piedemonte llanero se manejan porosidades relativamente bajas hasta un máximo aproximado de 0.10 – 0.20, mayores valores requieren un análisis de los datos de campo.

En lo posible no usar ecuaciones velocidad – porosidad definidas para una zona en particular (Han, Tosaya, Castagna). Estas ecuaciones no son tan flexibles al trabajar y dificultan el modelamiento de los datos de campo. Ecuaciones como Wyllie, Gardner y Raymer permiten la elección de componentes y definición de velocidades y densidades para cada constituyente.

En futuros proyectos trabajar un mayor número de pozos por campo, si es posible, para en mayor medida buscar generalizar los resultados obtenidos.

NOMENCLATURA

V_P = Velocidad de la onda P

V_S = Velocidad de la onda S

V_{P-O} = Velocidad de la onda P del mineral que caracteriza la roca

V_{P-fl} = Velocidad de la onda P del fluido de poro

P_e = Presión efectiva

ρ = Densidad

ρ_S = Densidad de la fase sólida

ρ_F = Densidad de la fase líquida

ϕ = Porosidad

C = Contenido de arcillas

M_v = Límite elástico de Voigt

M_R = Límite elástico de Reuss

K = Módulo volumétrico

μ = Módulo de rigidez

f = Fracción en volumen de una fase o constituyente

C = Constante de ajuste en el modelamiento de la velocidad en función de la porosidad

BIBLIOGRAFÍA

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

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

Garrido Domingo y Torres Nelson. Ondas sísmicas. Universidad de Carabobo, Departamento de Física.

Gary Mavko, Tapan Mukerji and Jack Dvorkin (2003). The Rock Physics Handbook. Cambridge University.

Jack Dvorkin and Amos Nur (2001). Time - Average Equation Revisited. Stanford University.

James G. Berryman. Mixture Theories for Rock Properties. California University.

Mantilla Andrés E. y Bueno Ricardo (2005). Registros de Pozo; Herramientas, Interpretación y Aplicaciones.

Mavko's Rock Physics Notes - 10. Shaly Sands. Stanford University.

Per Avseth, Tapan Mukerji and Gary Mavko. Introduction to Rock Physics. Cambridge University.

Phil Holbrook, Igor Goldberg and Boris Gurevich. Velocity - Porosity – Mineralogy Gassmann Coefficient Mixing Relationships for Water Saturated Sedimentary Rocks. Houston, Texas.

Sediment Mineralogy and Calculation Parameters (1998). Stanford Exploration Project.

Tapan Mukerji, Jim Berryman, Gary Mavko and Patricia Berge. Differential Effective Medium Modeling of Rock Elastic Moduli with Critical Porosity Constraints. Stanford University.

Virgilio A., y Naranjo J. (2004). Compilación y Síntesis Estratigráfica de los Llanos Orientales.