



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

GEOMECÁNICA APLICADA A YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS PARA DETERMINACIÓN DE COMPRESIBILIDAD
DE LA FORMACIÓN

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A:
SUSANA GALICIA MUÑOZ

DIRECTOR DE TESIS: M. I. HÉCTOR CARLOS PULIDO BELLO



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. SEPTIEMBRE DE 2009.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por su presencia en todos y cada uno de los momentos de mi vida, que me ha dejado llegar a este momento en compañía de los seres que más amo.

A mis hijos Viridiana, Claudia y Oscar por compartir y dedicar gran parte de su vida a mi lado, darme aliento y haberme apoyado en cada decisión que he tomado en nuestras vidas, con una confianza ciega en mi, por estar siempre conmigo en mis triunfos y fracasos, por su amor y su cariño incondicional, son la razón de mi existencia y la fuerza que me ayuda a seguir superándome, son lo más importante para mí, los amo. A ustedes en especial va dedicada esta tesis.

A mi bebé (José Luis), que con su presencia, cariño e inocencia, trajo una nueva luz y esperanza a mi vida, y que en cualquier lugar o época, nunca dejaré de amar.

A mi mamá por ser la fuerza, la admiración y sabiduría de la familia, por ensañarme que no hay límites, y lo que uno se propone lo puede lograr, que solo depende de uno, por darme no solo su apoyo económico y moral sino todo el amor, ternura que se le da a un hijo, que siempre confié en mi, me diste todo lo que estuvo a tu alcance y aún más, gracias, espero no defraudarte nunca.

A José Luis por que la mayor parte de mi vida la he compartido contigo, los dos hemos caminado juntos, gracias a ti tengo lo más valioso y amado, que son mis hijos, gracias por el amor que me has dado, la confianza y el respeto que se le da a su compañera de vida, gracias por estar siempre a mi lado, te amo.

† A mi papá ausente, gracias por heredarme la estirpe Galicia y seguirme guiando desde donde estés.

A Alfredo por que en los momentos más difíciles de mi vida estuviste presente con palabras de aliento; sacándome de las crisis morales que da la vida, y lo más increíble; a cambio de nada; sólo de mi tranquilidad, gracias.

A mis hermanos Sofía, Raquel, Isaac, Silvia y Lupita, por el cariño que me brindan, por aceptarme tal como soy. Son parte importante en mi vida.

A todos mis sobrinos y sobrinas Güicho, Chino, Belén, Uli, Anita, Omar, John, Chiva, Princesa, Pame, Isai, e Isaac, y mis sobrinos nietos, Belenita y Vitor.

A mis amigos Luis, Cinthya, Lucero, Luis Enrique, Balfred, Mariel, Erika, David, y †Lillian gracias por su amistad, por compartir todos esos gratos momentos, por su apoyo y confianza, gracias por sus consejos y por estar siempre conmigo.

A todos mis compañeros y amigos de la carrera, por haber hecho la estancia en la facultad más sencilla y placentera, que por falta de espacio omito. Nunca los olvidaré y recuerden que siempre estarán en mi corazón.

A mis maestros quienes a base de esfuerzos y dedicación me impartieron sus conocimientos y fueron guía durante mi desarrollo académico, por prepararme para esta trayectoria profesional, la cual espero que sobrepase las expectativas que han fijado en mí.

Al Ingeniero Juan Manuel Villamar Villegas y al M. I. José Ángel Gómez Cabrera por todo el apoyo brindado a lo largo de mi preparación académica, así como por el tiempo dedicado a este trabajo, por sus valiosos comentarios.

Al M. I. Héctor Pulido Bello, por confiar en mí, y darme la oportunidad de desarrollarme profesionalmente antes de titularme, y por su acertada dirección. Representó un punto clave en la realización de este trabajo, gracias.

Al Ingeniero Enrique Ortuño por su apoyo, comprensión y finas atenciones.

A todas las personas que han estado en mi vida y que por motivos de espacio no las menciono, pero que de ninguna manera olvido, gracias

A la UNAM por darme la oportunidad de ser parte de ella, la máxima casa de estudios, abriéndome sus puertas y permitirme ser una de las personas con el privilegio de estudiar mi carrera profesional y pasar ahí los mejores momentos de mi vida, estoy orgullosa de ser PUMA.

A mi querida Facultad de Ingeniería le agradezco todas las cosas que en ella viví: alegrías, tristezas, llanto, trabajo, estudio...Gracias

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS.....	iv
CONTENIDO.....	vii
LISTA DE TABLAS.....	xi
LISTA DE FIGURAS.....	xii
RESUMEN.....	1
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....	3
CAPÍTULO 2 CONCEPTOS BÁSICOS.....	8
2.1 Geología.....	8
2.1.1 Láminas delgadas de rocas carbonatadas.....	12
2.1.2 Tipos de fracturas.....	17
2.2 Petrofísica.....	19
2.2.1 Volumen total de roca carbonatada con porosidad múltiple, V_b	19
2.2.2 Volumen poroso total de una roca carbonatada con porosidad múltiple, V_{pt}	20
2.2.3 Volumen total de matriz, V_{ma}	20
2.2.4 Porosidad total de una roca carbonatada, V_{ma}	20
2.2.5 Porosidad secundaria, ϕ_{sec}	21
2.2.6 Porosidad de la matriz, ϕ_{ma}	21
2.2.7 Porosidad Intrínseca de la matriz, ϕ_{ima}	23
2.2.8 Porosidad intrínseca de matriz en función de la porosidad de matriz.....	24
2.2.9 <i>Porosidad matricial</i>	25
2.2.10 <i>Porosidad matricial</i> utilizando tiempos de tránsito.....	27
2.2.11 Porosidad total en función de la porosidad secundaria y la porosidad de matriz....	31
2.2.12 Porosidad total en función de ϕ_{ima} y de ϕ_{sec}	31
2.2.13 Porosidad secundaria en función de la porosidad total y la porosidad de matriz....	32
2.2.14 Fracción volumétrica secundaria, f_{vs}	32
2.2.15 Índice de intensidad de fracturas, FII	32

2.2.16	Coeficiente de partición, f , (Partition coefficient, PACO).....	33
2.2.17	Relación entre la Fracción Volumétrica Secundaria y el Coeficiente de Partición...	34
2.2.18	Índice de Intensidad de Fracturas en función del Coeficiente de Partición.....	35
2.2.19	Porosidad de Matriz en función de FII y de ϕ_{ma}	36
2.2.20	Porosidad de Matriz en función del Coeficiente de Partición y ϕ_i	36
2.2.21	Porosidad de la Matriz en función de f_{vs} y del Coeficiente de Partición.....	36
2.2.22	Porosidad secundaria en función de f_{vs} , del coeficiente de partición y de ϕ_{ima} :...	36
2.2.23	Porosidad secundaria en función de f_{vs} , del coeficiente de partición y de ϕ_i	37
2.3	Geomecánica.....	38
2.3.1	Esfuerzo, σ	38
2.3.2	Esfuerzo de tensión.....	38
2.3.3	Esfuerzos de compresión.....	39
2.3.4	Esfuerzo de cizalla, τ	39
2.3.5	Deformación, ε	40
2.3.5	Ley de Hooke.....	42
2.3.6	Relación de Poisson, ν	43
2.3.7	Presión de poro, p_p	46
2.3.8	Presión de sobrecarga, σ_z	47
2.3.9	Esfuerzo efectivo (Presión Efectiva de Sobrecarga, PES).....	49
2.3.10	Módulo de Roca κ	52
2.4	Compresibilidades.....	53
2.4.1	Compresibilidad, c	53
2.4.2	Compresibilidad de poro, c_p	53
2.4.4	<i>Compresibilidad de poro</i> en función de la porosidad.....	59
CAPÍTULO 3 REVISIÓN DE LA LITERATURA.....		64
3.1	Revisión de la literatura.....	64
3.1.1	Correlación para la Determinación de la Compresibilidad de Hall.....	67
CAPÍTULO 4 METODOLOGÍA PROPUESTA.....		76
4.1	Método tradicional.....	76

4.2 Metodología Propuesta.....	76
4.2.1 Relación de Poisson de los sólidos que componen la roca.....	77
4.2.2 Valores característicos de la relación de Poisson de fluidos.....	79
4.2.3 Relación de Poisson de una roca porosa saturada de fluido.....	79
4.2.4 Relación de Poisson de la roca multiporosa saturada de fluido.....	80
4.2.5 Modelo geomecánico de la relación de Poisson.....	81
4.2.6 Tiempo de tránsito de cizalla (DSI).....	83
4.2.7 Módulo volumétrico de matriz, κ_{ma}	83
4.2.8 Módulo volumétrico de elasticidad de roca, κ_b	85
4.2.9 Módulo de cizalla de matriz, G_{ma}	88
4.2.10 Módulo de cizalla de roca, G_b	89
4.2.11 Módulo de Young de matriz, E_{ma}	90
4.2.12 Módulo de Young de la roca, E_b	91
4.2.13 Constante de Lamé de roca, λ_b	92
4.3 Compresibilidad de poro.....	93
4.3.1 Compresibilidad de matriz, $c_{p\ ma}$	94
4.3.2 Compresibilidad de roca, $c_{p\ b}$	94
4.3.3 Compresibilidad de volumen poroso y expansión de sólidos.....	95
4.3.4 Coeficiente de Biot, α	96
4.3.5 Correlaciones de propiedades Geomecánicas con propiedades registros geofísicos.....	96
4.3.6 Correlación del Módulo de Young asociado al sistema de doble porosidad en función de.....	99
4.3.7 Correlación del Módulo de Roca asociado al sistema de doble porosidad en función de	100
4.3.8 Correlación de Compresibilidad de poro asociada al sistema de doble porosidad en función de	100
4.3.9 Correlaciones Geomecánicas obtenidas con datos de núcleos.....	101
4.3.10 Modelo para la Compresibilidad de poro asociada al sistema secundario.....	102

CAPÍTULO 5 VALIDACIÓN DEL MODELO PROPUESTO.....	104
CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	105
6.1 Conclusiones.....	105
6.2 Recomendaciones.....	105
APÉNDICE A.....	106
A.1 Modelo Propuesto de Compresibilidad de Roca.....	106
APÉNDICE B.....	109
B.1 Modelo de Discretización de la Compresibilidad de poro en YCNF (Pulido y Samaniego, 2005).....	109
B.1.1 Definiendo las compresibilidades.....	110
APÉNDICE C.....	112
C.1 Modelo Propuesto de Discretización de Compresibilidades YCNF (Galicia y Pulido 2007).....	112
C.1.1 Definiendo las fracciones volumétricas secundarias.....	112
REFERENCIAS.....	122

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 2.1. Clasificación de rocas carbonatadas (Dunham, 1962).....</i>	<i>10</i>
<i>Tabla 2.2. Velocidades y tiempos de tránsito compresionales de las rocas y fluidos.....</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 2.3. Valores de la relación de Poisson para lutita, dolomía y caliza.....</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 2.4. Valores de volúmenes de la composición mineralógica en roca de edad JSK.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 2.5. Valores de relación de Poisson en función de la litología.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 2.6. Esfuerzo vertical de sobrecarga del yacimiento JSK.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 2.7. Esfuerzo vertical de sobrecarga del yacimiento JSK utilizando el gradiente de sobrecarga..</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 2.8. Factores que influyen los parámetros elásticos.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 2.9. Promedios de compresibilidad de la formación.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 2.10. Valores medidos en laboratorio de porosidad total y esfuerzo efectivo.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 3.1. Datos medidos en laboratorio de porosidad total y de compresibilidad de poro.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 4.1. Valores de la relación de Poisson para lutita, dolomía y caliza.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 4.2. Valores de la relación de Poisson para fluidos.....</i>	<i>79</i>

LISTA DE FIGURAS

<i>Fig. 2.1 Clarificación de rocas sedimentarias.....</i>	<i>10</i>
<i>Fig. 2.2. Arenisca porosa (imagen ampliada 63 veces).....</i>	<i>12</i>
<i>Fig. 2.3. Arenisca (imagen ampliada 63 veces).....</i>	<i>13</i>
<i>Fig. 2.4. Arenisca arcillosa (imagen ampliada 63 veces).....</i>	<i>13</i>
<i>Fig.2.5. Arenisca bituminosa (imagen ampliada 63 veces).....</i>	<i>14</i>
<i>Fig. 2.6. Roca caliza (imagen ampliada 63 veces).....</i>	<i>14</i>
<i>Fig. 2.7. Roca Caliza (imagen ampliada 63 veces).....</i>	<i>15</i>
<i>Fig. 2.8. Roca Caliza compacta (imagen ampliada 63 veces).....</i>	<i>15</i>
<i>Fig. 2.9. Roca Caliza porosa (imagen ampliada 63 veces).....</i>	<i>16</i>
<i>Fig. 2.10. Roca caliza compacta (imagen ampliada 63 veces).....</i>	<i>16</i>
<i>Fig. 2.11. Roca ígnea (imagen ampliada 63 veces).....</i>	<i>17</i>
<i>Fig. 2.12. Volúmenes que componen una roca.....</i>	<i>19</i>
<i>Fig. 2.13. Núcleo obtenido con porosidad secundaria.....</i>	<i>22</i>
<i>Fig. 2.14. Núcleo obtenido solo con microfracturas, sin porosidad secundaria.....</i>	<i>23</i>
<i>Fig. 2.15. Esquema de volúmenes de roca.....</i>	<i>26</i>
<i>Fig. 2.16. Sección transversal de una roca saturada con agua que contiene granos y es atravesada por una onda de compresión.....</i>	<i>27</i>
<i>Fig. 2.17. Distancia Superficial a la Falla (DSF) en función del índice intensidad de fractura (FII).....</i>	<i>35</i>
<i>Fig. 2.18. Núcleo de carbonato deformado en laboratorio por tensión.....</i>	<i>38</i>
<i>Fig. 2.19. Núcleo deformado por compresión en laboratorio.....</i>	<i>39</i>
<i>Fig. 2.20. Esfuerzo de Cizalla.....</i>	<i>40</i>
<i>Fig. 2.21. Ley de esfuerzo de deformación elástica lineal (Ramsay 1967).....</i>	<i>41</i>
<i>Fig. 2.22. Esfuerzo efectivo VS. Elongación explicando la transición de frágil a dúctil.....</i>	<i>42</i>
<i>Fig.2.23. Determinación de la correlación.....</i>	<i>45</i>
<i>Fig. 2.24. Comparación de la relación de Poisson en función de la litología y de la porosidad total.....</i>	<i>45</i>
<i>Fig. 2.25. Cambios característicos de presión en el yacimiento.....</i>	<i>50</i>
<i>Fig. 2.26. Alta deformación debida a los esfuerzos que actúan sobre la roca formando un anticlinorio.....</i>	<i>51</i>
<i>Fig. 2.27. Gráfica de Volumen poroso vs. esfuerzo efectivo externo.....</i>	<i>53</i>
<i>Fig. 2.28. Gráfica de Volumen poroso vs. esfuerzo efectivo interno.....</i>	<i>54</i>
<i>Fig. 2.29. Modelo de compresibilidad de poro en función del esfuerzo efectivo.....</i>	<i>54</i>
<i>Fig. 2.30. Gráfica de comportamiento de la porosidad total vs. Esfuerzo efectivo.....</i>	<i>56</i>
<i>Fig. 2.31. Porosidad total real v.s. esfuerzo efectivo se presenta en forma de ley de potencias.....</i>	<i>57</i>
<i>Fig. 2.32. Gráfica de compresibilidad de poro vs. esfuerzo efectivo.....</i>	<i>58</i>

<i>Fig. 2.33. Comportamiento de la compresibilidad de poro del sistema de doble porosidad en función de la porosidad total.....</i>	<i>60</i>
<i>Fig. 3.1. Comportamiento de la compresibilidad efectiva como función de la porosidad.....</i>	<i>66</i>
<i>Fig. 3.2. Comportamiento de la compresibilidad efectiva de formación como función de la porosidad...66</i>	
<i>Fig. 3.3. Correlación para determinar la compresibilidad de poro de Van der Knaap y de Hall.....</i>	<i>67</i>
<i>Fig. 3.4. Compresibilidad de poro a 75% de confinamiento VS. porosidad total en arenas consolidadas</i>	<i>69</i>
<i>Fig. 3.5. Compresibilidad de poro a 75% de confinamiento VS. porosidad total en arenas no Consolidadas.....</i>	<i>69</i>
<i>Fig. 3.6. Variación de la compresibilidad con la temperatura.....</i>	<i>70</i>
<i>Fig. 3.7. Deformación estructural del medio poroso.....</i>	<i>75</i>
<i>Fig. 4.1. Registro que muestra la relación de Poisson de sólidos de la roca en función de la litología...78</i>	
<i>Fig. 4.2. Gráfica de la relación de Poisson vs. relación de velocidades.....</i>	<i>81</i>
<i>Fig. 4.4. Gráfica de la relación de Poisson en función de la porosidad total.....</i>	<i>97</i>
<i>Fig. 4.5. Predicción utilizando la correlación de la relación de Poisson en función de la porosidad total.</i>	<i>98</i>
<i>Fig. 4.6. Gráfica del Módulo de Young asociado al sistema de doble porosidad en función de la porosidad total.....</i>	<i>99</i>
<i>Fig. 4.7. Predicción utilizando la correlación del módulo de Young asociado al sistema de doble porosidad en función de la porosidad total.....</i>	<i>99</i>
<i>Fig. 4.8. Gráfica del módulo de Roca en función de la porosidad total.....</i>	<i>100</i>
<i>Fig. 4.9. Gráfica del Compresibilidad total en función de la porosidad total.....</i>	<i>100</i>
<i>Fig. 4.10. Población 3D de PHIT, (Guiado con atributos de porosidad estimada).....</i>	<i>103</i>
<i>Fig. 5.1. Relación de compresibilidades de campos de la Región Marina Suroreste.....</i>	<i>104</i>
<i>Fig. a.1. Compresibilidad de poro del sistema de doble porosidad en función de la porosidad total....</i>	<i>108</i>

RESUMEN

Los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados (YCNF) concentran, en volumen, la mayor cantidad de reservas de hidrocarburos en el Golfo de México. Es por ello que resulta importante disponer de una metodología integral que permita caracterizarlos y de esta manera, se disponga de herramientas que permitan optimizar los procesos de producción de hidrocarburos para aumentar el factor de recuperación.

Los YCNF deben ser representados lo más cercanamente posible a la realidad, mediante modelos de simulación numérica, ya que los resultados se ven influenciados por los datos que contienen las celdas; esto se logra cuando la velocidad con la que viaja la onda de presión en el yacimiento debe ser la misma que la del modelo de simulación y se obtiene a través de la difusividad hidráulica del sistema multiporoso y fluidos que componen el yacimiento.

Un YCNF debe conceptualizarse en función de su porosidad como un modelo de doble porosidad, ya que los resultados de la caracterización petrofísica deben ser incorporados dentro de un modelo numérico de simulación de doble porosidad.

Un modelo de doble porosidad consiste en agrupar la porosidad de matriz y la porosidad de microfracturas en un medio denominado la porosidad de pseudo-matriz; en la porosidad secundaria se agrupan los vóculos y las fracturas.

Es necesario definir cómo se realiza la interacción entre los sistemas porosos involucrados para generar el sistema multiporoso mediante modelos. El sistema secundario es muy difícil de representar y de medir, ya que es sumamente irregular y aleatorio, por lo que frecuentemente se determina indirectamente (por sísmica o registros geofísicos).

El muestreo de roca con porosidad múltiple en un pozo petrolero, está en función de la cantidad de porosidad secundaria, ya que cuando existe gran cantidad de

porosidad secundaria, se recupera muy poco del núcleo y en zonas con baja porosidad secundaria se recupera completo el núcleo.

Los perfiles de porosidad, permeabilidad y compresibilidad, que en conjunto componen la difusividad hidráulica, en cada celda del modelo de simulación numérica de yacimientos para los sistemas matricial y secundario, son necesarios para realizar la población tridimensional.

Población tridimensional es el proceso de llenado de propiedades de las celdas de la malla de simulación, de manera discreta (Facies) o manera continua (Petrofísica).

Es más preciso obtener la compresibilidad de poro de una roca con porosidad múltiple, mediante la determinación de sus propiedades geomecánicas que la medición propia sobre la roca (paradigma).

En este trabajo se desarrolló una metodología práctica, basada en la litología obtenida a partir de las evaluaciones petrofísicas de registros geofísicos, la cual permite obtener los parámetros principales de geomecánica; con estos últimos se obtiene la compresibilidad de poro asociada a yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.

El Centro Regional de Estudios de Explotación (PEMEX), ha desarrollado y aplicado una versión avanzada para evaluación petrofísica de sistemas multiporosos con los cuales se discretiza la porosidad total en matricial y secundaria. En este trabajo, se aplicaron los conceptos de geomecánica, los resultados de la evaluación petrofísica avanzada para evaluar las propiedades geomecánicas; las cuales son necesarias para obtener la compresibilidad de poro del sistema multiporoso y su posterior discretización en compresibilidad de poro asociada a la porosidad primaria y la asociada a la porosidad secundaria.

Los datos de las pruebas de laboratorio en núcleos son la base para determinar la compresibilidad de poro asociada a la matriz.

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

México cuenta con muchos Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados (YCNF) que son de gran interés por ser altamente productores de aceite, puesto que aportan el 90% de la producción de aceite del país. Los YCNF concentran en volumen, la mayor cantidad de reservas de hidrocarburos en el Golfo de México. Es por ello que resulta importante disponer de una metodología integral que permita caracterizarlos, disponer de herramientas que permitan optimizar los procesos de producción de hidrocarburos y de esta manera aumentar el factor de recuperación.

Un YCNF es un volumen de roca compuesta por un sistema multiporoso que contiene: microfracturas, fracturas, microvúgulos, vúgulos, macrovúgulos, poros, garganta de poro y varios tipos de redes de fracturas, que varían en su porosidad (mayor o menor), saturado con diferentes cantidades de aceite, gas y agua.

En un YCNF interactúan los elementos del sistema multiporoso, las superficies de los sólidos y la litología con los fluidos que lo saturan; el tipo de interacción determina el almacenamiento y el flujo de fluidos.

Un YCNF debe ser representado lo más cercano posible a la realidad mediante modelos de simulación numérica, ya que los resultados se ven influenciados por los datos que contienen las celdas; esto se logra cuando la velocidad con que viaja la onda de presión en el yacimiento, es igual a la del modelo de simulación, se obtiene a través de la difusividad hidráulica del sistema multiporoso y fluidos que componen el yacimiento.

El modelo numérico de simulación de doble porosidad, es una herramienta que se utiliza para la ubicación de pozos adicionales y analizar los diferentes esquemas de explotación que se aplicarán.

La difusividad hidráulica del yacimiento carbonatado, cuando se representa por dos medios porosos, se conoce como de doble porosidad. Así que hay que proveer la

difusividad hidráulica del sistema secundario y del sistema matricial; la interacción entre ambos generan la del sistema de doble porosidad.

La Subgerencia de Caracterización Estática ha desarrollado y aplicado la metodología de evaluación petrofísica avanzada de un yacimiento multiporoso, con la cual se discretiza la *porosidad total en matricial y secundaria*.

En formaciones de baja porosidad y baja permeabilidad, el potencial de producción de hidrocarburos depende del sistema de fracturas abiertas. La productividad varía de acuerdo al número, grado, *apertura* de las fracturas, *porosidad y permeabilidad de la matriz*.

Las propiedades mecánicas de las rocas que componen un yacimiento dependen de la presión, del tiempo y de las condiciones ambientales. El yacimiento representa una gran extensión areal a diferentes profundidades. Por lo tanto, solo puede ser evaluada sobre la base de muestras pequeñas obtenidas en localidades puntuales. Debido a la profundidad, resulta difícil y costoso obtener información de las variaciones de las propiedades de la roca.

Para resolver parte de esta problemática se estableció una metodología que permite predecir las propiedades de las rocas, teniendo en cuenta que las formaciones no poseen una relación esfuerzo-deformación única y lineal. La roca presenta diferencias en sus características a diferentes *presiones de sobrecarga*.

La metodología para alcanzar al objetivo comienza con la integración de registros geofísicos, evaluación petrofísica avanzada, que permite discretizar la porosidad total en matricial y secundaria. Con la *teoría de medios efectivos* se evalúan las propiedades elásticas de la roca (módulos elasto-dinámicos).

La *teoría de medios efectivos* considera a la roca como un material sólido, el cual contiene inclusiones, poros matriciales, vórgulos o fracturas, dicha teoría es la base para calcular las propiedades elásticas de un material compuesto.

- El cálculo se comienza con un material base (normalmente el sólido de un material granular, pero éste también podrá ser el fluido contenido en un poro) con propiedades físicas conocidas.

-
- Se adiciona una inclusión que consiste de un *volumen poroso secundario* compuesto de fracturas y vórgulos, obteniéndose un *modelo de mezclado* y se calculan las propiedades del sistema resultante.
 - Considera que a mayor adición de bajas inclusiones cambian las propiedades del medio resultante por la simple adición de cada inclusión. El resultado es una *teoría de medio efectivo*, la cual es válida solo para bajas concentraciones de inclusiones, ya que las interacciones entre las inclusiones no son tomadas en cuenta.

La *teoría de medios efectivos* permite, con modelos matemáticos, relacionar las propiedades elásticas de una roca con cada uno de los constituyentes.

Para predecir las propiedades elásticas efectivas de una mezcla de granos y poros, generalmente se necesita especificar:

- a) La fracción de volumen de los materiales presentes.
- b) El módulo elástico de los materiales presentes.
- c) Geometría de los espacios porosos ocupados por el material.

Se considera que un *atributo geofísico* (como impedancia, semblanza y coherencia) proporciona información del sistema resultante entre el material base y la inclusión.

Las propiedades elásticas que caracterizan el comportamiento *esfuerzo/deformación* de un material son: la *relación de Poisson* (ν), el *módulo volumétrico* (κ), el *módulo de cizalla* (G), el *módulo de Young* (E), y la *constante elástica de Lamé* (λ).

En el subsuelo, las rocas del yacimiento se encuentran sujetas a esfuerzos “in situ” debido a los efectos combinados de la *presión de sobrecarga* (o litostática), la cual es ejercida por el peso de las capas superiores; y los esfuerzos tectónicos que son generados por los movimientos de la corteza terrestre a gran escala; y la *presión de poro* que es ejercida por los fluidos presentes en los poros de la roca.

Con base a su modo de acción, estos esfuerzos pueden descomponerse en dos partes: ***esfuerzos externos y esfuerzos internos***.

Conforme transcurre la extracción de hidrocarburos y la producción acumulada de aceite aumenta, la *presión de poro* de un yacimiento disminuye; se espera por

consiguiente que la presión no aumente. El aumento en el *esfuerzo efectivo* (*presión efectiva de sobrecarga*, es el esfuerzo al que es sometida la estructura rígida de la roca) deriva en la *compresión del espacio poroso* de la roca del yacimiento. De modo que, el término **compresibilidad de poro** se define como la disminución relativa del volumen (es decir, la disminución del volumen dividida por el volumen original) de roca cuando es sujeta al aumento, en una unidad, de *esfuerzo efectivo*.

Las mediciones de *compresibilidad de poro* son realizadas generalmente en el laboratorio colocando los tapones (“núcleos”, pequeñas muestras cilíndricas de roca con diámetros de 1, 1.5 y 2”, etc.) en empaquetados especiales, midiéndose la reducción del *volumen poroso* a diferentes *presiones de confinamiento* (*presión de sobrecarga*) mientras que la *presión de poro* (*presión interna*) se mantiene constante.

La *compresibilidad de poro asociada al sistema secundario* en YCNF es muy importante ya que aporta fuertemente todo el volumen de hidrocarburos que ocupan las fracturas y vórgulos, y además permite el aporte de la porosidad primaria.

El objetivo de este trabajo es obtener la *compresibilidad de poro* en YCNF proponiendo una metodología nueva.

Bajo algunas condiciones “in-situ”, el *esfuerzo efectivo* puede atribuirse, prácticamente en su totalidad, como la diferencia entre la *presión de sobrecarga*, y la *presión de poro*.

En un yacimiento, la magnitud de la *presión de sobrecarga*, puede obtenerse teóricamente, con base en la *densidad promedio* del yacimiento de las capas superpuestas en la formación.

En un yacimiento petrolero, la *compresibilidad de poro* de la roca con su sistema multiporoso no es lineal y cada una de las compresibilidades es función de la *presión de sobrecarga* y *presión de poro*, además de otros parámetros como la *temperatura del yacimiento* y la *litología*. Las rocas debido a su *compresibilidad* tienen una *deformación elástica* y una *deformación cataclástica*. La primera es reversible a las condiciones iniciales mientras que la segunda es irreversible debido a que cuando se rebasa el límite de elasticidad ocurren modificaciones en la matriz de la roca.

La predicción petrofísica basada en atributos sísmicos permite determinar las propiedades geomecánicas y con ellas calcular la variación vertical de la

compresibilidad de poro, lo cual permitirá un distribución 3D de la compresibilidad, utilizando los métodos desarrollados de población, y migrar al módulo de simulación numérica. La metodología puede ser aplicada a cualquier tipo de yacimiento, permitiendo fortalecer la evaluación de **reservas**, no solo en YCNF; esta metodología se puede extender a yacimientos de arenas.

CAPÍTULO 2 CONCEPTOS BÁSICOS

Para resolver la problemática de la determinación de la compresibilidad de poro en Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados (YCNF), se utilizaron los conceptos básicos enfocados a la solución propuesta de: geología, geomecánica, petrofísica y compresibilidad, los cuales proporcionan elementos que permiten comprender la metodología propuesta.

2.1 Geología

Debido a que, un YCNF se compone de sistemas multiporosos, para analizar su compresibilidad, es necesario definir y homologar los conceptos sobre geología que a continuación se mencionan.

Un concepto básico es el de la clasificación de las rocas almacenadoras, la cual depende de su ambiente de depósito.

Arenisca. La mayoría de las arenas son transportadas y depositadas por acción del agua. El tamaño de los granos depositados depende de la velocidad del agua que los transporta (energía del ambiente); por esta causa, las areniscas tienden a presentar una porosidad de tipo intergranular bastante uniforme.

Caliza. Se deposita por decantación en agua de mar, ya sea precipitándose la solución o de restos acumulados de conchas o de restos animales marinos. El espacio poroso original es frecuentemente alterado por redisolución posterior de la parte sólida. Por lo tanto, la porosidad (denominada secundaria) tiende a ser menos uniforme que en las areniscas, presentando vóculos y fisuras que coexisten con la porosidad primaria.

Dolomía. Las rocas calizas son modificadas cuando circulan a través de éstas aguas ricas en magnesio, reemplazando iones de calcio por iones de magnesio. Este

proceso, denominado dolomitización, resulta generalmente que los iones reemplazantes ocupan menor volumen en la matriz con lo que, como consecuencia, aumenta la porosidad y suministra más espacio poral para la acumulación de fluidos. Las formaciones que contienen solamente arenas o carbonatos (areniscas, calizas y/o dolomías) son denominadas formaciones limpias. Cuando estas formaciones contienen lutitas (arcilla y limo), se les denomina sucias o arcillosas. Estas formaciones son más difíciles de interpretar y de evaluar.

La *textura de depósito*, está definida principalmente (ver **Fig. 2.1**) por:

- La presencia o ausencia de lodo, los cuales indican que se trata de un medio hidráulico con poca o mucha energía.
- La abundancia de granos la cual permite subdividir a la roca, ya que estos son los que dan soporte, pero en gran medida están afectados por diagénesis, la cual proporciona la porosidad.
- La presencia o evidencia de ligamento durante el depósito característica de las rocas arrecifales.

Una de las clasificaciones más utilizadas para rocas carbonatadas naturalmente fracturadas es la clasificación de Dunham, 1962 (tomada de Pettijohn, F.J., 1975), la cual está basada en la textura de depósito en el campo y muestras de mano, ver **Tabla 2.1**.

Tabla 2.1. Clasificación de rocas carbonatadas (Dunham, 1962).

TEXTURA DEPOSICIONAL RECONOCIBLE				Textura deposicional reconocible
Los compuestos originales no estaban juntos durante la depositación		Los componentes originales crecieron juntos durante la depositación como se ve en el intercrecimiento de organismos esqueléticos. Laminación contraria a la gravedad o sedimentación en la pared de las cavidades que están cubiertas por materia orgánica que es demasiado larga para estar en los intersticios.		
Contiene lodo (partículas de arcilla y limo fino)		Ausencia de lodo y soportado por grano		<u>Carbonatos cristalinos</u>
Soportado por lodo		Soportado por grano		
< 10 % de granos	>10 % de granos			
<u>Mudstone</u>	<u>Wackestone</u>	<u>Packstone</u>	<u>Grainstone</u>	<u>Boundstone</u>

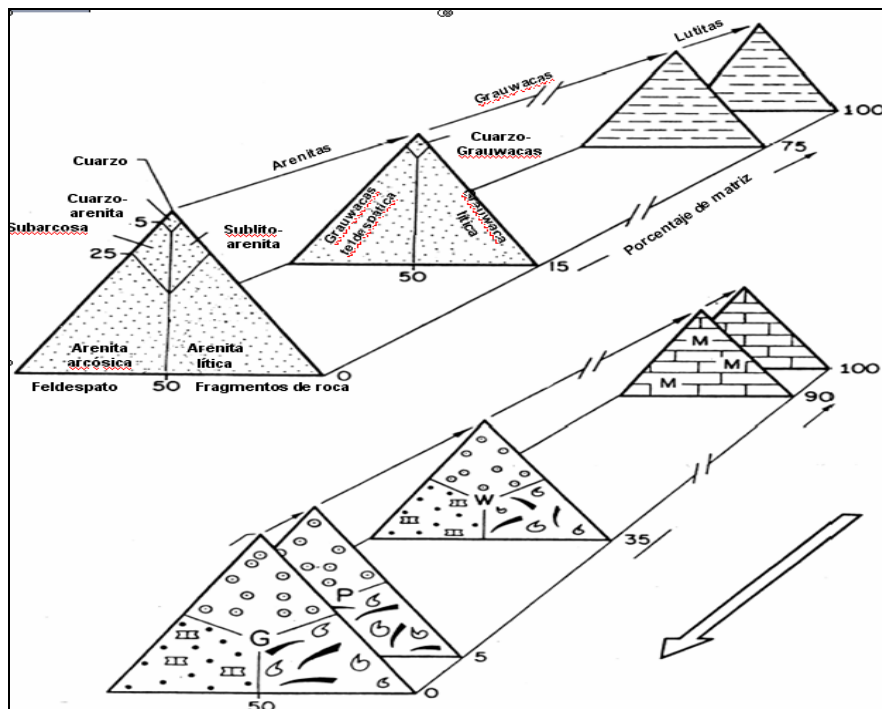


Fig. 2.1 Clarificación de rocas sedimentarias.

Mudstone: rocas carbonatadas que tienen menos del 10% de volumen de granos y su sedimentación ocurre en ambientes de baja energía, compuesta por lodo calcáreo.

Wackestone: rocas carbonatadas soportadas por lodo calcáreo con volumen de grano mayor al 10%, e indica aumento en la energía del medio.

Packstone: rocas carbonatadas soportadas por granos y presencia de lodo carbonatado, lo cual indica alta energía en el medio y el lodo baja energía, esto indica temprana o tardía infiltración del lodo.

Grainstone: rocas carbonatadas con soporte de granos y sin presencia de lodo, propias de ambientes de alta energía.

Boundstone: rocas carbonatadas que presentan evidencias de haber sido ligadas durante el depósito, rocas arrecifales.

Carbonatos Cristalinos: rocas carbonatadas que no retienen su textura de depósito, en esta clasificación entran las dolomías y calizas cristalinas.

2.1.1 Láminas delgadas de rocas carbonatadas

A continuación se presentan algunas ilustraciones de láminas delgadas de rocas (ver Fig. 2.2 a 2.11); para asociarlas con las lecturas de registros geofísicos es necesario conocer las características principales que presentan, se ocuparon los conceptos de:

- Porosidad del núcleo: es la relación del volumen de los poros del núcleo entre el volumen total del núcleo (porosidad total).
- Porosidad efectiva: es la misma relación pero tomando en cuenta sólo a los poros que están comunicados.

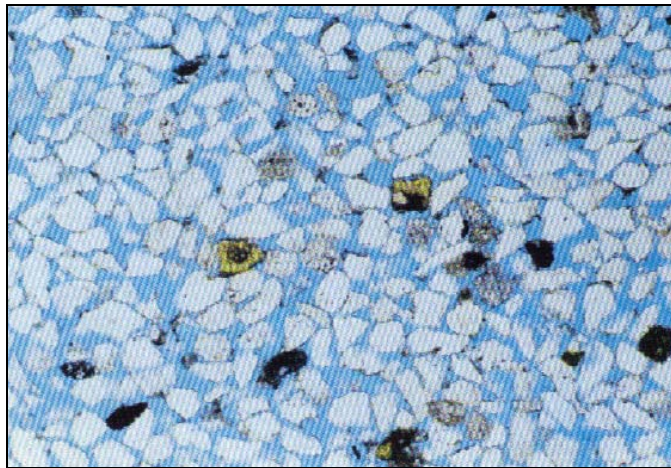


Fig. 2.2. Arenisca porosa (imagen ampliada 63 veces).

Arenisca (yacimientos de aceite pesado).

- Permeabilidad: 47.2 md.
- Porosidad de núcleo: 23.2%.
- Porosidad efectiva: 23%.

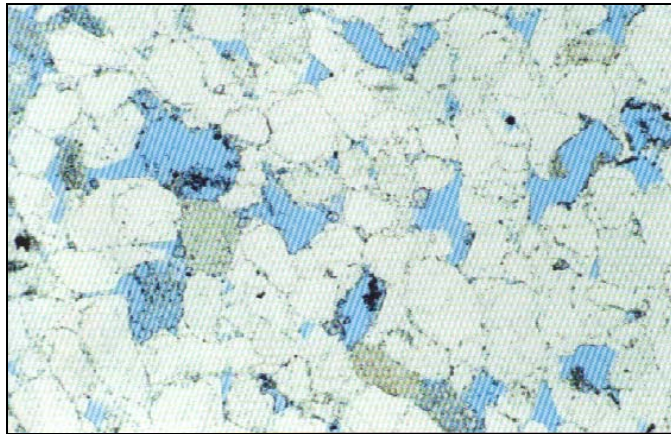


Fig. 2.3. Arenisca (imagen ampliada 63 veces).

Porosidad secundaria aislada, baja permeabilidad y alta saturación de agua.

- Permeabilidad: 0.3 md.
- Porosidad de núcleo: 9.3%.
- Porosidad efectiva: 6%.

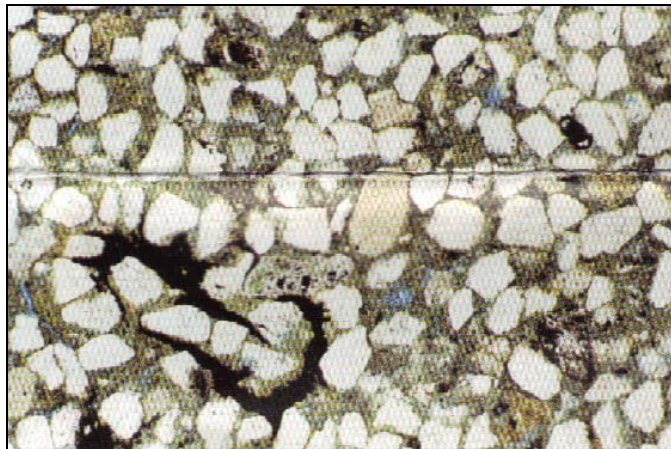


Fig. 2.4. Arenisca arcillosa (imagen ampliada 63 veces).

Alta porosidad, baja permeabilidad, debido a que la arcilla taponea.

- Permeabilidad: 3 md.
- Porosidad de núcleo: 19.2%.
- Porosidad efectiva: 2%.

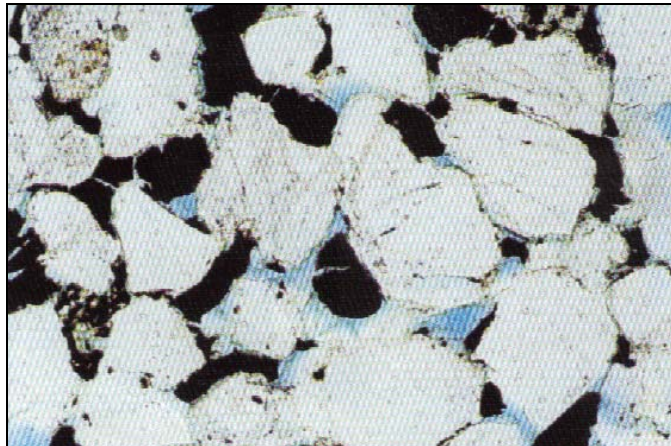


Fig.2.5. Arenisca bituminosa (imagen ampliada 63 veces).

El bitumen se observa claramente en los poros de la roca.

- Permeabilidad: 1 md.
- Porosidad de núcleo: 15.4%.
- Porosidad efectiva: 6%.

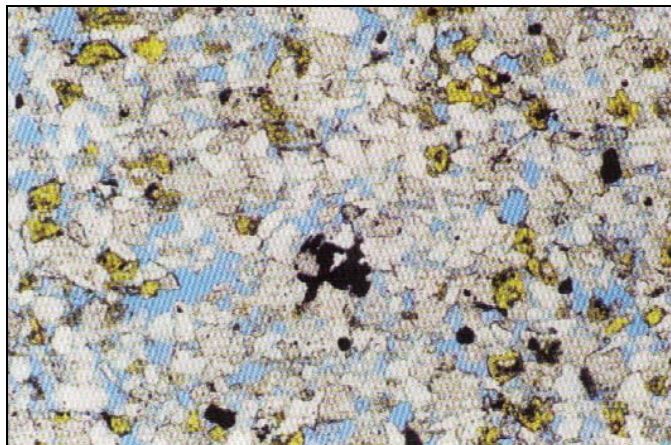


Fig. 2.6. Roca caliza (imagen ampliada 63 veces).

Abundante dolomía cementada, con feldespato alcalino manchado de amarillo.

- Permeabilidad: 47.2 md.
- Porosidad de núcleo: 23.2%.
- Porosidad efectiva: 23%.

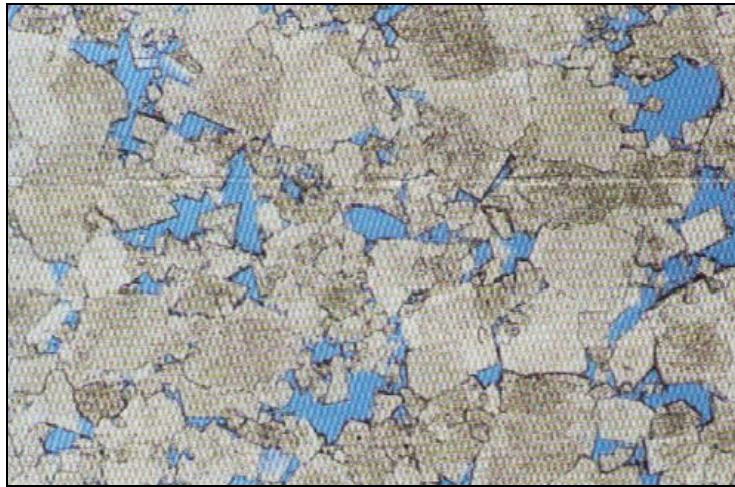


Fig. 2.7. Roca Caliza (imagen ampliada 63 veces).

Grainstone poroso dolomitizado. (Ambiente poco profundo de alta energía)

- Permeabilidad: 44.6 md.
- Porosidad de núcleo: 15.1%.
- Porosidad efectiva: 14%.

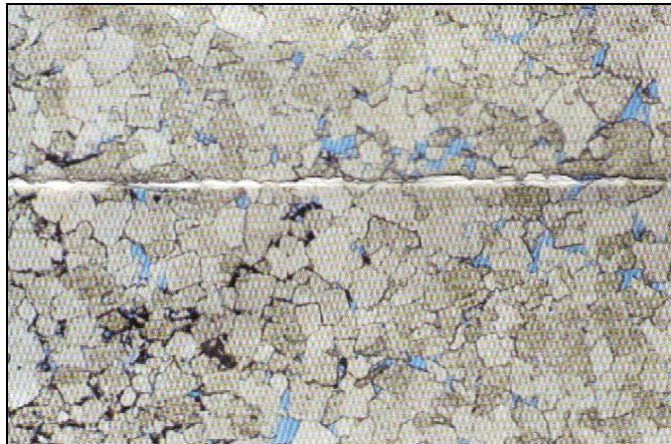


Fig. 2.8. Roca Caliza compacta (imagen ampliada 63 veces).

Menor cantidad de bitumen, roca fuertemente compactada con cristales de dolomita

- Permeabilidad: 0.5 md.
- Porosidad de núcleo: 4.1%.
- Porosidad efectiva: 4%.



Fig. 2.9. Roca Caliza porosa (imagen ampliada 63 veces).

Grainstone poroso, (Ambiente poco profundo de alta energía).

- Permeabilidad: 18.1 md.
- Porosidad de núcleo: 9.9%.
- Porosidad efectiva: 9%.



Fig. 2.10. Roca caliza compacta (imagen ampliada 63 veces).

Roca caliza con un alto contenido de fósiles: cricoides (derecha), foraminíferos (centro), bivalvos (izquierda).

- Permeabilidad: 0.09 md.
- Porosidad de núcleo: 2.3%.
- Porosidad efectiva: <1%.



Fig. 2.11. Roca ígnea (imagen ampliada 63 veces).

Basamento de roca, principalmente compuesta de cuarzo y feldespato.

- Permeabilidad: 0.1 md.
- Porosidad de núcleo: 1.1%.
- Porosidad efectiva: <1%.

2.1.2 Tipos de fracturas

A causa de que se observa una influencia de las fracturas en las mediciones de los registros geofísicos es necesario conocer los diferentes tipos de fracturas que a continuación se mencionan:

Fractura es toda ruptura en una roca, generando una superficie, a lo largo de la cual hay una pérdida de cohesión, con o sin desplazamiento. Estas rupturas son causadas por fuerzas tectónicas (tensión o compresión) o por cambios de temperatura por *alargamiento* o por *lixiviación* (proceso de lavado del suelo por filtración de agua) en el plano de estratificación.

Generalmente agrupadas dentro de la categoría de fracturas:

Crack es una fractura parcial o incompleta.

Fisura o grieta es una superficie de fractura en la cual hay separación sobre la falla.

Junta es una superficie de fractura sin desplazamiento, la superficie es usualmente plana.

Conjunto de juntas es formado por varias juntas paralelas.

Falla plano de rotura en una masa rocosa a lo largo de la cual se produce movimiento en un plano paralelo a la fractura.

Gash es una fisura de tensión a escala pequeña de varios centímetros a pocos decímetros de ancho. Puede estar rellena de caliza o mas fracturas llena de cristales, son producidos por esfuerzos simples, arreglados frecuentemente en escalón.

Las fracturas aumentan considerablemente la *permeabilidad del sistema multiporoso*, pero pueden disminuir su producción potencial, si no son considerados sus cierres durante la fase de *agotamiento* a su presencia cercana a un pozo.

Un sistema de fracturas verticales, puede recargarse y alimentar a un yacimiento contiguo. Si las fracturas se vacían muy rápidamente, debido a la movilidad permite su recarga con agua del acuífero cercano.

Explotar pozos a presiones de fondo fluyendo menores que la presión neta del acuífero permite la entrada de agua a través de las fracturas y encapsula las zonas matriciales, dejando zonas sin explotar reduciendo las reservas y la producción aumenta.

2.2 Petrofísica

Debido a que, un YCNF se compone de sistemas multiporosos, para analizar su compresibilidad, es necesario definir y homologar los conceptos sobre petrofísica que a continuación se mencionan.

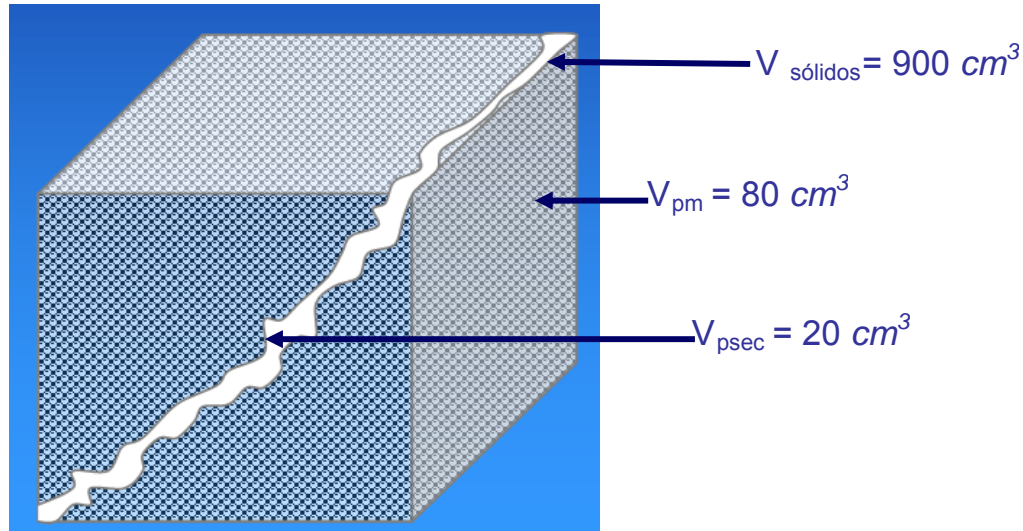


Fig. 2.12. Volúmenes que componen una roca.

2.2.1 Volumen total de roca carbonatada con porosidad múltiple, V_b .

El volumen total de roca carbonatada con porosidad múltiple es el *volumen de sólidos* (V_s), el *volumen de los poros de la matriz* (V_{pm}) y el *volumen poroso secundario* (V_{psec}), ver **Fig. 2.12**:

$$V_b = V_s + V_{pm} + V_{psec} \quad (2.1)$$

donde:

V_b = Volumen total de roca

V_s = Volumen de sólidos

V_{pm} = Volumen de poros de la matriz

V_{psec} = Volumen poroso secundario

Problema-Ejemplo 2.1

Determinar el *volumen total de roca* con los valores proporcionados en la **Fig. 2.12**:

Solución:

$$V_b = [900 + 80 + 20]cm^3 = 1000cm^3$$

2.2.2 Volumen poroso total de una roca carbonatada con porosidad múltiple, V_{pt} .

Es el *volumen poroso de la matriz* más el *volumen poroso secundario*:

$$V_{pt} = V_{pm} + V_{psec} = V_b - V_s \quad (2.2)$$

Problema-Ejemplo 2.2

Determinar el *volumen poroso total* de una roca carbonatada con porosidad múltiple de los valores proporcionados en la **Fig. 2.12**:

Solución:

$$V_{pt} = [80 + 20]cm^3 = [1000 - 900]cm^3 = 100cm^3$$

2.2.3 Volumen total de matriz, V_{ma} .

Es el *volumen de sólidos de la roca* más el *volumen poroso de la matriz*:

$$V_{ma} = V_s + V_{pm} = V_b - V_{psec} \quad (2.3)$$

Problema-Ejemplo 2.3

Determinar el *volumen total de matriz* con los valores proporcionados en la **Fig. 2.12**:

Solución:

$$V_{ma} = [900 + 80]cm^3 = [1000 - 20]cm^3 = 980cm^3$$

2.2.4 Porosidad total de una roca carbonatada, ϕ_t .

Es el *volumen poroso total* dividido entre el *volumen total de roca*:

$$\phi_t = \frac{V_{pt}}{V_b} = \frac{V_{pm} + V_{psec}}{V_s + V_{pm} + V_{psec}} \quad (2.4)$$

Problema-Ejemplo 2.4

Determinar la *porosidad total de roca carbonatada* con los valores proporcionados en la **Fig. 2.12**:

Solución:

$$\phi_t = \frac{[80 + 20]cm^3}{[900 + 80 + 20]cm^3} = 0.10$$

2.2.5 Porosidad secundaria, ϕ_{sec} .

Es el *volumen del sistema poroso secundario* (fracturas y vórgulos) de una roca carbonatada dividido entre el *volumen total de roca* (V_b):

$$\phi_{sec} = \frac{V_{psec}}{V_b} = \frac{V_{pt} - V_{pm}}{V_s + V_{pm} + V_{psec}} = \frac{V_b - V_s - V_{pm}}{V_s + V_{pm} + V_{psec}} \quad (2.5)$$

Problema-Ejemplo 2.5

Determinar la *porosidad secundaria* con los valores proporcionados en la **Fig. 2.12**:

Solución:

$$\phi_{sec} = \frac{[20]cm^3}{[900 + 80 + 20]cm^3} = 0.02$$

2.2.6 Porosidad de la matriz, ϕ_{ma} .

Es el *volumen poroso de la matriz* dividido entre el *volumen total de roca*:

$$\phi_{ma} = \frac{V_{pm}}{V_b} = \frac{V_{pt} - V_{sec}}{V_s + V_{pm} + V_{psec}} = \frac{V_b - V_s - V_{sec}}{V_s + V_{pm} + V_{psec}} \quad (2.6)$$

Problema-Ejemplo 2.6

Determinar la *porosidad de la matriz* con los valores proporcionados en la **Fig. 2.12**:

Solución:

$$\phi_{ma} = \frac{[80]cm^3}{[900 + 80 + 20]cm^3} = 0.08$$

La porosidad que incluye la *porosidad secundaria* en el volumen barrido por los registros geofísicos, como se muestra en la **Fig. 2.13**, y por lo tanto se considera en la evaluación.

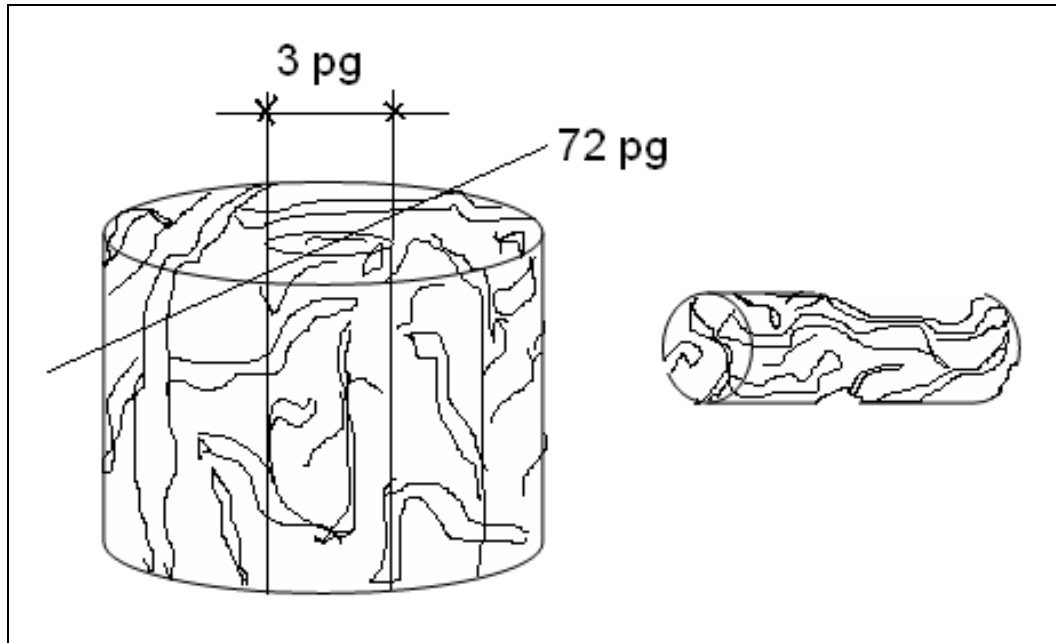


Fig. 2.13. Núcleo obtenido con porosidad secundaria.

Volumen poroso de matriz en función de la porosidad de matriz y del volumen total de roca V_{pm} :

$$V_{pm} = \phi_{ma} V_b \quad (2.7)$$

Sustituyendo el volumen total de roca:

$$V_{pm} = \phi_{ma} [V_s + V_{pm} + V_{psec}] \quad (2.8)$$

donde:

ϕ_{ma} = porosidad matricial

V_s = Volumen de sólidos

V_{pm} = Volumen de poros de la matriz

V_{psec} = Volumen poroso secundario

Problema-Ejemplo 2.7

Determinar el *volumen poroso de matriz* con los valores proporcionados en la **Fig.**

2.12:

Solución:

$$V_{pm} = 0.08[900 + 80 + 20]cm^3 = 80cm^3$$

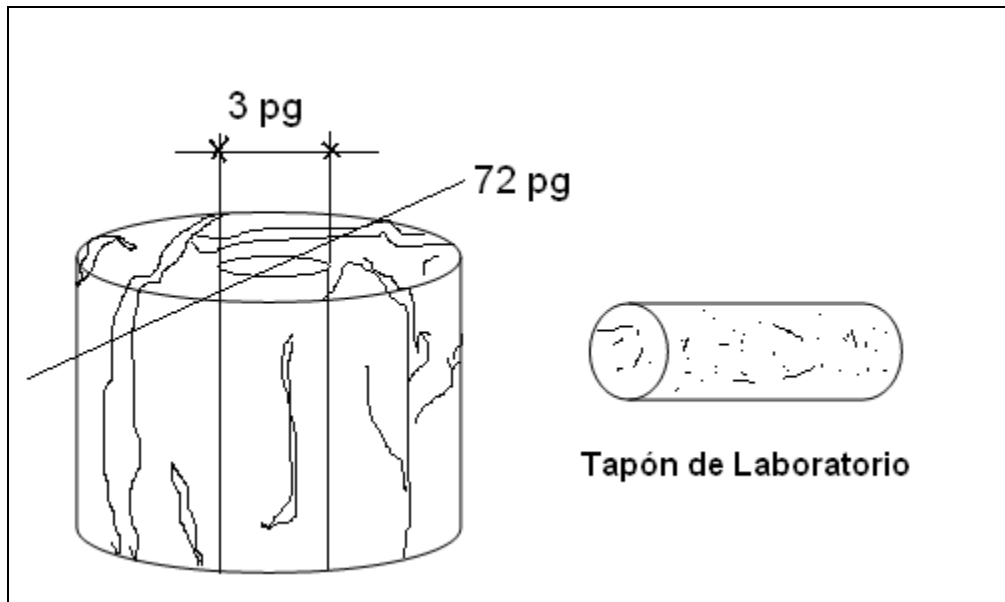


Fig. 2.14. Núcleo obtenido solo con microfracturas, sin porosidad secundaria.

2.2.7 Porosidad Intrínseca de la matriz, ϕ_{ima} .

Es el *volumen poroso de matriz* de una roca entre el *volumen total de matriz*:

$$\phi_{ima} = \frac{V_{pm}}{V_{ma}} = \frac{V_{pm}}{V_s + V_{pm}} \quad (2.9)$$

Problema-Ejemplo 2.8

Determinar la *porosidad intrínseca de matriz* con los valores proporcionados en la **Fig.**

2.12:

Solución:

$$\phi_{ima} = \frac{[80]cm^3}{[900 + 80]cm^3} = 0.0816$$

1. Esta porosidad es obtenida de núcleos que no contienen *porosidad secundaria* como se muestra en la **Fig. 2.14** y por lo tanto no se considera el volumen poroso secundario en la evaluación.
2. La *porosidad intrínseca de la matriz* es mayor que la *porosidad de matriz*.

El *volumen poroso de matriz* en función de la *porosidad intrínseca* y el *volumen total de matriz*.

$$V_{pm} = \phi_{ima} V_{ma} \quad (2.10)$$

Sustituyendo el *volumen total de matriz*:

$$V_{pm} = \phi_{ima} [V_s + V_{pm}] \quad (2.11)$$

Problema-Ejemplo 2.9

Determinar el *volumen poroso de matriz* en función de la *porosidad intrínseca de matriz*, con los valores proporcionados en la **Fig. 2.12**:

Solución:

$$V_{pm} = 0.0816[900 + 80]cm^3 = 80 \text{ cm}^3$$

2.2.8 Porosidad intrínseca de matriz en función de la porosidad de matriz

Igualando los *volúmenes porosos de matriz* (ecs. 2.7 y 2.11):

$$\phi_{ma} V_b = \phi_{ima} [V_s + V_{pm}] = \frac{\phi_{ima} [V_s + V_{pm}]}{V_b} \quad (2.12)$$

donde:

ϕ_{ima} = *porosidad intrínseca de matriz*

V_s = *Volumen de sólidos*

V_{pm} = Volumen de poros de la matriz

Despejando la *porosidad de matriz* referida al volumen de roca:

$$\phi_{ma} = \frac{\phi_{ima} [V_s + V_{pm}]}{V_b} \quad (2.13)$$

Sustituyendo el *volumen total de matriz*, **ec. 2.3** en **2.13**, se obtiene la *porosidad de matriz*, en función de la *porosidad intrínseca de matriz* y *porosidad secundaria*.

$$\phi_{ma} = \phi_{ima} \left[\frac{V_b - V_{psec}}{V_b} \right] = \phi_{ima} [1 - \phi_{sec}] \quad (2.14)$$

Porosidad intrínseca de matriz en función de la *porosidad de matriz* y de la *porosidad secundaria* (van Golf Ratch, pág. 149):

$$\phi_{ima} = \frac{\phi_{ma}}{[1 - \phi_{sec}]} \quad (2.15)$$

Problema-Ejemplo 2.10

Determinar la *porosidad intrínseca de matriz* en función de la *porosidad de matriz* y de la *porosidad secundaria* con los valores proporcionados en la **Fig. 2.12**:

Solución:

$$\phi_{ima} = \frac{0.08}{[1.00 - 0.02]} = \frac{0.08}{0.98} = 0.0816$$

2.2.9 Porosidad matricial

La reducción de la velocidad en la propagación de las ondas compresionales en una roca carbonatada es debido al efecto de la porosidad.

Wyllie, Gregory y Gardner dedujeron, a partir de experimentos, que existe una relación lineal entre la porosidad y la velocidad en formaciones limpias consolidadas, pero no es lineal entre más arcilla exista.

La *velocidad de onda compresional* se refiere a la distancia (pies) que avanza la onda, al atravesar un medio poroso en un segundo.

$$v_p = \frac{d}{t}$$

Problema-Ejemplo 2.11:

Determinar la *velocidad de onda* del registro sónico (compresional) con los datos siguientes:

$$d = 1 \text{ pie}$$

$$t = 40 \mu\text{seg}$$

Solución:

$$v_p = \frac{1 \text{ pie}}{40 \times 10^{-6} \text{ seg}} = 25000, \text{ pies/seg}$$

El *tiempo de tránsito* se refiere al tiempo que tarda en avanzar la onda una distancia de un pie en un medio.

$$t = \frac{d}{v_p}$$

Problema-Ejemplo 2.12:

Determinar el *tiempo de tránsito* compresional del filtrado de lodo con los datos siguientes:

$$d = 1 \text{ pie} \quad v_p = 500 \text{ pies/seg}$$

Solución:

$$t = \frac{d}{v_p} = \frac{1 \text{ pie}}{500 \text{ pies/seg}} = 200 \times 10^{-6}, \text{ seg} = 200 \mu\text{seg} .$$

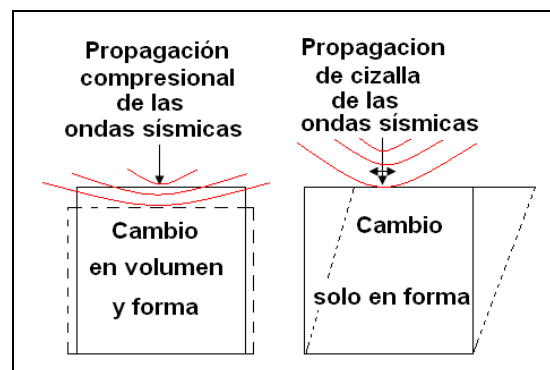


Fig. 2.15. Esquema de volúmenes de roca.

Velocidad de corte es la velocidad resultante de dividir la velocidad compresional entre la velocidad transversal.

2.2.10 Porosidad matricial utilizando tiempos de tránsito

Considerar un fragmento de roca compuesta de granos y saturada completamente de agua (Fig. 2.15).

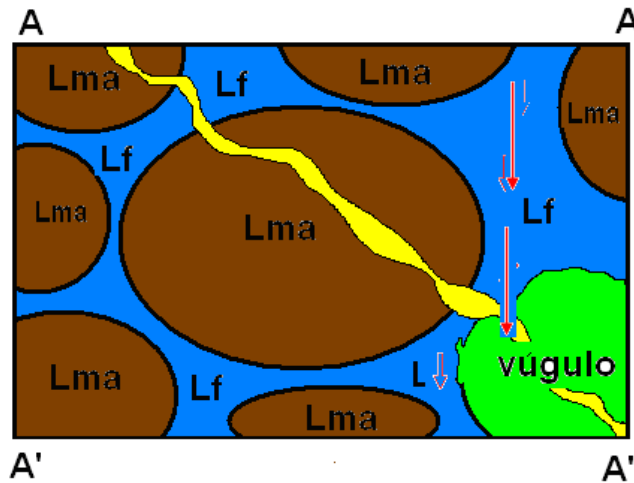


Fig. 2.16. Sección transversal de una roca saturada con agua que contiene granos y es atravesada por una onda de compresión.

Al pasar una onda sónica a través de este *sistema doble porosidad* en el plano de compresión, entre los planos AA y A'A'.

$\sum(Lf)$ = suma de longitudes de los tramos parciales recorridos en el espacio poroso (ocupado por el agua) por el rayo.

$\sum(Lma)$ = suma de longitudes de tramos de granos a través de los cuales viaja el rayo acústico.

Distancia total es:

$$\sum(Lf) + \sum(Lma) = L_t \quad (2.16)$$

El *tiempo de tránsito* t en la distancia total L_t , es la suma de los *tiempos de tránsito* en el fluido y de los granos:

$$\Delta t = \frac{\sum(Lf)}{v_{fl}} + \frac{\sum(Lma)}{v_{ma}} \quad (2.17)$$

donde:

v_{fl} = velocidades de compresión del agua.

v_{ma} = velocidades de compresión de los sólidos.

El *tiempo de tránsito* promedio, Δt , por unidad de distancia, resulta:

$$\frac{\Delta t_R}{L_t} = \frac{\sum(L_f)/L_t}{v_{fl}} + \frac{\sum(L_{ma})/L_t}{v_{ma}} \quad (2.18)$$

La fracción del volumen total ocupado por el fluido:

$$\phi_{ma} \approx \sum(L_f)/L_t \quad (2.19)$$

La fracción del volumen total ocupado por los granos:

$$1 - \phi_{ma} \approx \sum(L_{ma})/L_t \quad (2.20)$$

Si L_t es muy grande comparada con el tamaño de los granos de los sólidos sucede lo siguiente,

Sustituyendo la **ec. 2.19 y 2.20** en la **ec. 2.18**, la ecuación anterior se puede expresar en función de la *porosidad*:

$$\frac{\Delta t_R}{L_t} = \frac{\phi_{ma}}{v_{fl}} + \frac{(1 - \phi_{ma})}{v_{ma}} \quad (2.21)$$

El *tiempo de tránsito* promedio en función de los *tiempos de tránsito*, se tiene:

$$\Delta t_R = \phi_{ma} \Delta t_{fl} + [1 - \phi_{ma}] \Delta t_{ma} \quad (2.22)$$

Desarrollando:

$$\boxed{\phi_{ma} = \frac{\Delta t_R - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}} \quad (2.23)$$

La respuesta del registro sónico en conjunto con la interpretación litológica permite obtener la *porosidad matricial* con una pequeña cantidad de *porosidad secundaria*.

Problema-Ejemplo 2.13:

Determinar la *porosidad matricial* utilizando el registro sónico cuya lectura es de $60 \mu\text{seg} / \text{pie}$ y está compuesto de 80% de dolomía y 18% caliza y 2% de arcilla:

Tiempo de tránsito del registro $\Delta t_R = 60 \mu\text{seg} / \text{pie}$

Tiempo de tránsito del filtrado $\Delta t_{fl} = 200 \mu\text{seg} / \text{pie}$

Solución:

$$\Delta t_{ma} = V_{sh} \Delta t_{sh} + V_{cal} \Delta t_{cal} + V_{dol} \Delta t_{dol}$$

Sustituyendo valores:

$$\Delta t_{ma} = 0.02[50] + 0.18[47] + 0.80[43.5] = 44.26 \mu\text{seg} / \text{pie}$$

Sustituyendo en la ecuación de *porosidad matricial* (2.23):

$$\phi_{ma} = \frac{\Delta t_R - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} = \frac{60 - 44.26}{200 - 44.26} = 0.106$$

Problema-Ejemplo 2.14:

Calcular la respuesta del registro sónico utilizando como base la información de un núcleo, cuya porosidad es de 0.07, y el análisis mineralógico obtenido con Difracción de Rayos X mostró la composición siguiente: 82% de dolomía, 16% de caliza y 2% de arcilla:

Solución:

Tiempo de tránsito del filtrado $\Delta t_{fl} = 200 \mu\text{seg} / \text{pie}$

$$\Delta t_{ma} = V_{sh} \Delta t_{sh} + V_{cal} \Delta t_{cal} + V_{dol} \Delta t_{dol}$$

$$\Delta t_{ma} = 0.02[50] + 0.16[47] + 0.82[43.5] = 44.19 \mu\text{seg} / \text{pie}$$

Despejando el tiempo de tránsito promedio en el núcleo, en función de los tiempos de tránsito en el fluido y el esqueleto

$$\Delta t_R = \phi_{ma} [\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}] + \Delta t_{ma}$$

Sustituyendo:

$$\Delta t_R = 0.07[200 - 44.19] + 44.19 = 55 \mu\text{seg} / \text{pie}$$

La **Tabla 2.2** muestra las velocidades y tiempos de tránsito compresional de las rocas y fluidos de interés en la evaluación de formaciones.

Material Tránsito	Velocidad Compresional (pies/seg)	Tiempo de (μ seg / pie)
Arenisca	18,000 – 21,000	55.6 – 47.6
Aire	1,400	
Caliza	22,000 – 23,000	47.6 – 43.5
Caliza arcillosa	21,000	
Dolomía	23,000	43.5
Dolomía criptocristalina	26,000	
Anhidrita	20,000	50.0
Sal	15,000	67.0
Tubería	17,000	57.0
Agua (filtrado de lodo)	5,000 – 5,300	190.0 – 200.0
Aceite	4,300	232.0
Metano (@ c. s.)		706.0
Arcilla Mesozoica Marina	20,00	50
Agua (0-2000 pies)	5,000	0.0002
Agua (2000-4000 pies)	5,200	0.0002
Agua (4000-6000 pies)	5,400	0.0002
Agua salada	6,000	0.0002
Neopreno rubber	5,300	0.0002
Arena limpia	19,500	0.0002
Arena arcillosa	18,500	0.0002
Yeso	20,000	0.0002
Arcilla arenosa	6,000-8,000	0.0002
Alluvium	1,000-2,000	0.0002
Arcilla Calcárea	21,000	0.0002

Tabla 2.2. Velocidades y tiempos de tránsito compresionales de las rocas y fluidos.

2.2.11 Porosidad total en función de la *porosidad secundaria* y la *porosidad de matriz*.

Dividiendo el *volumen poroso total* (ec. 2.2) entre el *volumen total de roca*:

$$\frac{V_{pt}}{V_b} = \frac{V_{pm}}{V_b} + \frac{V_{psec}}{V_b} \quad (2.24)$$

Aplicando las definiciones (ecs. 2.4, 2.5 y 2.6) se obtiene la *porosidad total* como la suma de la *porosidad de matriz* y la *porosidad secundaria*:

$$\phi_t = \phi_{ma} + \phi_{sec} \quad (2.25)$$

Problema-Ejemplo 2.15

Determinar la *porosidad total* en función de la *porosidad secundaria* y la *porosidad de matriz* con los valores proporcionados en la Fig. 2.12:

Solución:

$$\phi_t = \frac{80}{1000} + \frac{20}{1000} = 0.10$$

2.2.12 Porosidad total en función de ϕ_{ima} y de ϕ_{sec} .

En la ecuación de *porosidad total* (ec. 2.23) se sustituye la *porosidad intrínseca de matriz* (2.14) y se obtiene la *porosidad total* como la suma de la *porosidad intrínseca de matriz* y de la *porosidad secundaria* menos el producto de las anteriores:

$$\phi_t = \phi_{ima} [1 - \phi_{sec}] + \phi_{sec} = \phi_{ima} + \phi_{sec} - \phi_{ima} \phi_{sec} \quad (2.26)$$

Problema-Ejemplo 2.16

Determinar la *porosidad total* con los datos siguientes:

$$\phi_{ima} = 0.0816$$

$$\phi_{sec} = 0.02$$

Solución:

$$\phi_t = 0.0816 + 0.02 - 0.0816[0.02] = 0.10$$

2.2.13 Porosidad secundaria en función de la porosidad total y la porosidad de matriz.

Los registros geofísicos una vez editados (Neutrón y Densidad) permiten obtener la porosidad total, y la porosidad secundaria se obtiene despejando la **ec. 2.23**:

$$\phi_{\text{sec}} = \phi_t - \phi_{\text{ma}} \quad (2.27)$$

Problema-Ejemplo 2.17

Determinar la *porosidad secundaria* en función de la *porosidad total* y la *porosidad de matriz* con los valores proporcionados en la **Fig. 2.12**:

Solución:

$$\phi_{\text{sec}} = 0.10 - 0.08 = 0.02$$

2.2.14 Fracción volumétrica secundaria, f_{vs} .

Es la relación entre el *volumen poroso secundario* entre el *volumen poroso total*:

$$f_{\text{vs}} = \frac{V_{\text{psec}}}{V_{\text{pm}} + V_{\text{psec}}} = \frac{\phi_{\text{sec}}}{\phi_t} \quad (2.28)$$

Problema-Ejemplo 2.18

Determinar la *fracción volumétrica secundaria* de los valores proporcionados en la **Fig. 2.12**:

Solución:

$$f_{\text{vs}} = \frac{0.02}{0.10} = 0.2$$

2.2.15 Índice de intensidad de fracturas, F_{II} .

Es la relación entre el *volumen poroso secundario* y la suma del *volumen de roca* más el *volumen poroso secundario* (Pirson, *World Oil*, 1967):

$$FII = \frac{V_{psec}}{V_s + V_{psec}} = \frac{V_{pt} - V_{pm}}{V_b - V_{pm}} = \frac{\frac{V_{pt}}{V_b} - \frac{V_{pm}}{V_b}}{\frac{V_b}{V_b} - \frac{V_{pm}}{V_b}} = \frac{\phi_t - \phi_{ma}}{1 - \phi_{ma}} \quad (2.29)$$

Problema-Ejemplo 2.19

Determinar el *índice de intensidad de fractura* de los valores proporcionados en la **Fig. 2.12**:

Solución:

$$FII = \frac{0.02}{1 - 0.08} = 0.02174$$

El índice de intensidad de fractura puede ser estimado de análisis de núcleos de diámetro completo, asociación superficial por afloramientos, evaluación de registros de pozos, análisis de pruebas de presión o atributos sísmicos. Sin embargo como las técnicas de análisis de núcleos están basadas en examinar una fracción del yacimiento (tapón) la cual puede no representar exactamente la extensión de la fractura en la formación, la determinación del índice de fracturamiento es deseable con registros de pozos, evaluaciones de pruebas de presión o atributos sísmicos de intensidad de fracturamiento y es importante tomar en cuenta el factor de escalamiento.

2.2.16 Coeficiente de partición, f , (Partition coefficient, PACO).

Es la relación entre la *porosidad secundaria*, debido a los poros más grandes (cavidades de disolución, fisuras y fracturas, etc.) con respecto a la roca sin considerar el volumen poroso de la matriz, dividido entre la *porosidad total*:

$$f = \frac{\frac{V_{psec}}{V_b - V_{pm}}}{\frac{V_{pm} + V_{psec}}{V_b}} = \frac{\frac{V_{pt} - V_{pm}}{V_b - V_{pm}}}{\phi_t} = \frac{\frac{\frac{V_{pt}}{V_b} - \frac{V_{pm}}{V_b}}{\frac{V_b}{V_b} - \frac{V_{pm}}{V_b}}}{\phi_t} \quad (2.30)$$

$$f = \frac{\phi_t - \phi_{ma}}{\phi_t [1 - \phi_{ma}]} = \frac{\phi_{sec}}{\phi_t [1 - \phi_{ma}]}$$

Problema-Ejemplo 2.20

Determinar el *coeficiente de partición* de los valores proporcionados en la **Fig. 2.12**:

Solución:

$$f = \frac{0.02}{0.10[1 - 0.08]} = 0.2174$$

2.2.17 Relación entre la Fracción Volumétrica Secundaria y el Coeficiente de Partición.

En la ecuación de coeficiente de partición **ec. 2.28** se sustituye la definición de *fracción volumétrica*, (**ec. 2.26**):

$$f = \frac{\phi_{sec}}{\phi_t [1 - \phi_{ma}]} = \frac{f_{vs}}{1 - \phi_{ma}} \quad (2.31)$$

Despejando la *fracción volumétrica secundaria* f_v de la ec. anterior:

$$f_{vs} = f [1 - \phi_{ma}] \quad (2.32)$$

Problema-Ejemplo 2.21

Determinar la *fracción volumétrica secundaria* en función del *coeficiente de partición* de los valores proporcionados en la **Fig. 2.12**:

Solución:

$$f_{vs} = 0.21174 [1 - 0.08] = 0.20$$

2.2.18 Índice de Intensidad de Fracturas en función del Coeficiente de Partición.

Sustituyendo el índice de intensidad de fracturamiento en la definición del coeficiente de partición:

$$f = \frac{FII}{\phi_i} \quad (2.33)$$

Despejando el índice de intensidad de fracturas de la ec. anterior:

$$FII = f\phi_i \quad (2.34)$$

Problema-Ejemplo 2.22

Determinar el índice de intensidad de fracturas en función del coeficiente de partición con los valores proporcionados en la Fig. 2.12:

Solución:

$$FII = 0.2174[0.10] = 0.02174$$

El índice de intensidad de fracturas es un dato de entrada para obtener el Índice de Proximidad a una Falla y determinar la distancia a la falla a partir de registros, (Aguilera pág. 180).

$$IPF = f(FII) \quad (2.35)$$

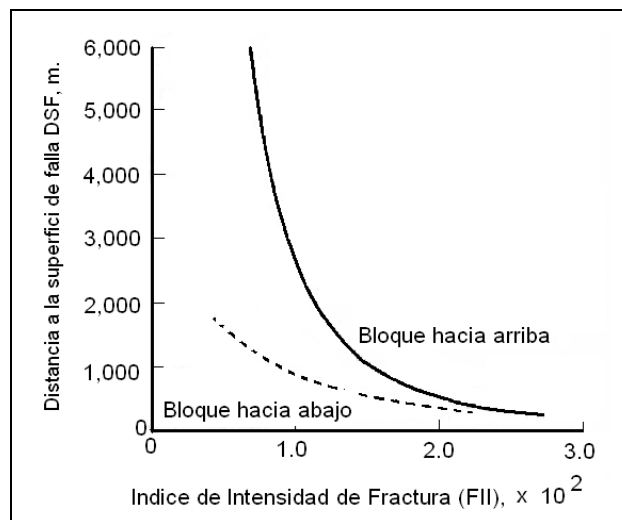


Fig. 2.17. Distancia Superficial a la Falla (DSF) en función del índice intensidad de fractura (FII).

El Índice de Intensidad de Fractura en función de la porosidad Se construye una vez discretizada la porosidad:

$$FII = \frac{\phi_t - \phi_{ma}}{1 - \phi_{ma}}$$

2.2.19 Porosidad de Matriz en función de FII y de ϕ_{ma} .

Despejando la *porosidad de matriz* de la **ec. 2.27** y sustituyendo f :

$$\phi_{ma} = \frac{\phi_t - FII}{1 - FII} = \frac{FII - \phi_t}{FII - 1} \quad (2.36)$$

2.2.20 Porosidad de Matriz en función del Coeficiente de Partición y ϕ_t .

$$\phi_{ma} = \frac{\phi_t - f\phi_t}{1 - f\phi_t} \quad (2.37)$$

2.2.21 Porosidad de la Matriz en función de f_{vs} y del Coeficiente de Partición.

De la **ec. 2.30** se obtiene la *porosidad de matriz* ϕ_{ma} en función de la *fracción volumétrica secundaria* y del *coeficiente de partición*:

$$\phi_{ma} = 1 - \frac{f_{vs}}{f} \quad (2.38)$$

2.2.22 Porosidad secundaria en función de f_{vs} , del coeficiente de partición y de ϕ_{ima} :

$$\phi_{ima} [1 - \phi_{sec}] = 1 - \frac{f_{vs}}{f} \quad (2.39)$$

Despejando:

$$\phi_{sec} = 1 - \frac{1}{\phi_{ima}} \left[1 - \frac{f_{vs}}{f} \right] \quad (2.40)$$

2.2.23 Porosidad secundaria en función de f_{vs} , del coeficiente de partición y de ϕ_i :

$$\phi_{\text{sec}} = \phi_i - \left[1 - \frac{f_{vs}}{f} \right] \quad (2.41)$$

$$\phi_{\text{sec}} = \phi_i - \frac{\phi_i - f \phi_i}{1 - f \phi_i} = \frac{-f \phi_i^2 + \phi_i - \phi_i + f \phi_i}{1 - f \phi_i} = \frac{f[\phi_i - \phi_i^2]}{1 - f \phi_i}$$

2.3 Geomecánica

Geomecánica es la disciplina que estudia las características mecánicas de las rocas. Los conceptos básicos de Geomecánica se basan en la propiedad elástica de la roca para resistir y recuperarse de una deformación causada por una fuerza. Los conceptos básicos para describir esta propiedad de la roca se conocen como *esfuerzos de deformación*. Las fuerzas son transferidas a través de los esfuerzos.

2.3.1 Esfuerzo, σ .

Se define como la fuerza que actúa sobre la sección transversal de un sólido:

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

(2.40)

donde:

F = fuerza, kg_f .

A = área, cm^2 .

2.3.2 Esfuerzo de tensión.

El *esfuerzo de tensión* se produce cuando una fuerza se aplica perpendicularmente al área de un sólido de longitud L y diámetro D , y hacia fuera del cuerpo donde actúa originando una elongación del sólido y una reducción en el diámetro, Fig 2.17.

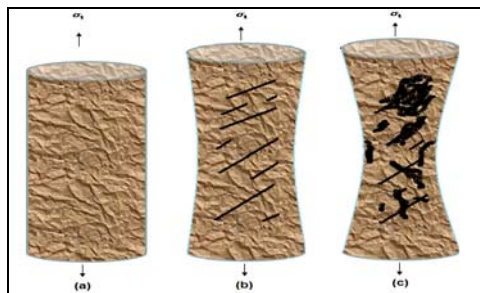


Fig. 2.18. Núcleo de carbonato deformado en laboratorio por tensión.

(a): núcleo sin deformación.

(b): núcleo con 20% tensión a 3970 psi .

(c): núcleo con 20% tensión a 6540 psi .

σ_1 indica la dirección del esfuerzo principal máximo.

2.3.3 Esfuerzos de compresión.

El *esfuerzo de compresión* se produce cuando la fuerza se aplica perpendicularmente y hacia adentro del cuerpo donde ésta actúa originando una reducción en la longitud del sólido y un incremento en el diámetro del mismo, **Fig. 2.17**.

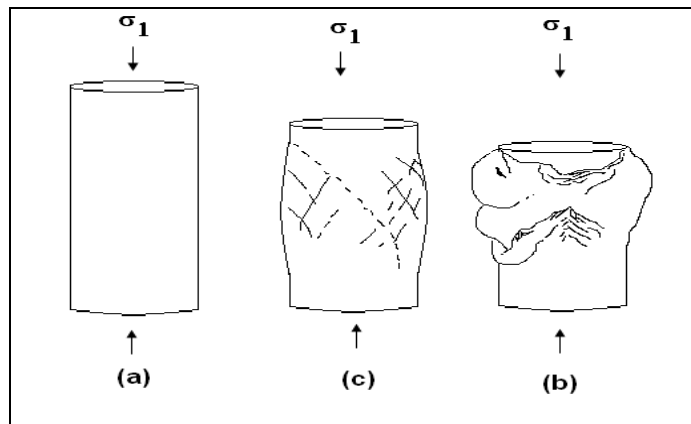


Fig. 2.19. Núcleo deformado por compresión en laboratorio.

(a): núcleo sin deformación.

(b): núcleo con 20% tensión y *presión de confinamiento* a 3970 *psi*..

(c): núcleo con 20% tensión y *presión de confinamiento* a 6540 *psi*.

σ_1 indica la dirección del esfuerzo principal máximo.

2.3.4 Esfuerzo de cizalla, τ .

El *esfuerzo de cizalla* se produce cuando una fuerza se aplica tangencialmente a una sección transversal de un cuerpo. Origina una deformación por desplazamiento sin considerar un cambio de volumen. Por otro lado, la orientación de la sección transversal relativa a la dirección de la fuerza también se considera. Como la fuerza no actúa perpendicular a la orientación del área, es necesario descomponer la fuerza en sus componentes normal y perpendicular a la sección transversal descompresiva (ver **Fig. 2.19**).

$$\tau = \frac{F_p}{A} = \frac{F_A \text{sen} \theta}{A} \quad (2.41)$$

Esfuerzo normal:

$$\sigma = \frac{F_n}{A} = \frac{F_A \text{cos} \theta}{A} \quad (2.42)$$

donde:

F_p = fuerza perpendicular, *psi*.

F_n = fuerza normal, *psi*.

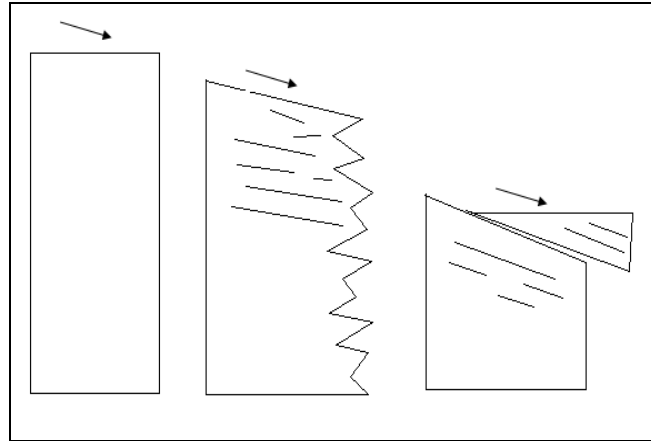


Fig. 2.20. Esfuerzo de Cizalla.

2.3.5 Deformación, ε .

Es el cambio en la longitud y espesor del material bajo la influencia de un esfuerzo de tensión, compresión o cizalla. Resulta de *esfuerzos de tensión*, y de compresión.

Deformación longitudinal.

$$\varepsilon_L = \frac{\Delta L}{L} \quad (2.43)$$

donde:

ΔL = alargamiento longitudinal, *pies*.

L = longitud original, *pies*.

Deformación transversal:

$$\varepsilon_T = \frac{\Delta d}{d} \quad (2.44)$$

donde:

Δd = cambio de diámetro (en un núcleo), *pies*.

d = diámetro (en un núcleo), *pies*.

La *deformación de cizalla* es el resultado de un *esfuerzo de cizalla* (relación entre la deformación longitudinal y la deformación transversal):

$$\varepsilon_C = \frac{\varepsilon_L}{\varepsilon_T} = \tan \theta \quad (2.45)$$

donde:

θ = ángulo de deformación.

Las propiedades elásticas de las rocas pueden determinarse en forma dinámica y estática.

- Las propiedades *elásticas estáticas* son medidas directamente de pruebas de laboratorio. Ver **Fig. 2.20.** de esfuerzo y tensión.

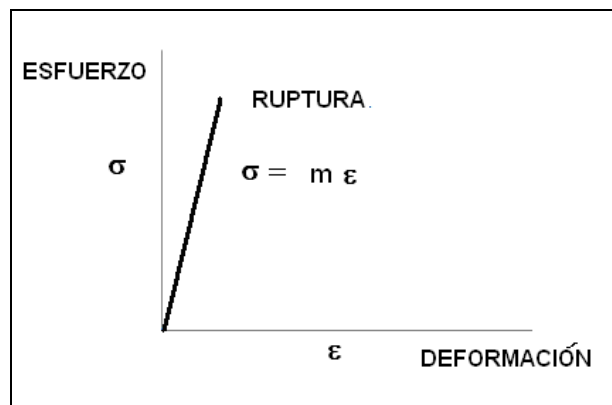


Fig. 2.21. Ley de esfuerzo de deformación elástica lineal (Ramsay 1967).

Las propiedades *elásticas dinámicas* se calculan a partir de los valores medidos por el registro de densidad de la roca, *tiempo de tránsito* compresional y de cizalla, debido a que se calculan utilizando las ecuaciones de propagación elástica de las ondas acústicas en un medio sólido.

2.3.5 Ley de Hooke.

El *Módulo de Young* es conocido como La ley de Hooke, establece que la deformación ε de un material elástico es directamente proporcional a la fuerza aplicada F_y :

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L} = \frac{F_y}{AE} \quad (2.46)$$

donde:

ΔL = alargamiento longitudinal, *pies*.

L = longitud original, *pies*.

E = *módulo de Young*, *psi*.

A = sección transversal de la pieza estirada (núcleo de la **Fig. 2.17**), *pies*².

F_y = fuerza aplicada, *psi / pie*².

Es la relación entre el esfuerzo de tensión o de compresión y la deformación correspondiente; es una medida de la dureza de la roca.

Se aplica en materiales elásticos hasta el límite de elasticidad o ruptura.

Las constantes elásticas describen las propiedades elásticas del material para condiciones donde existe relación lineal entre el *esfuerzo efectivo* y la *deformación* resultante, explicando la transición de frágil a dúctil. **Fig. 2.21**:

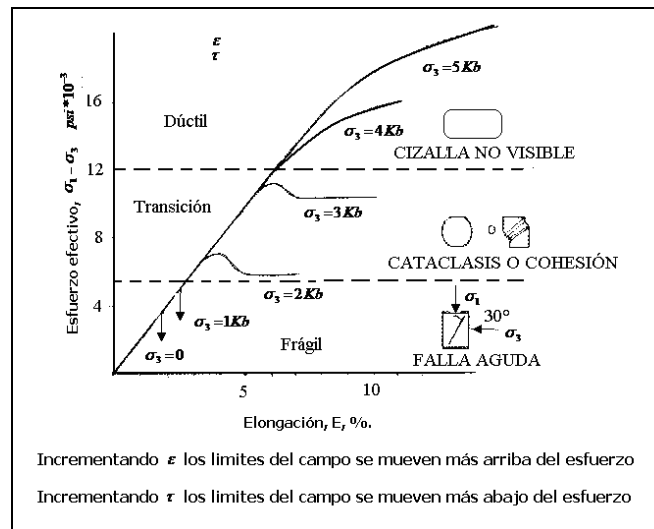


Fig. 2.22. Esfuerzo efectivo VS. Elongación explicando la transición de frágil a dúctil.

2.3.6 Relación de Poisson, ν .

Es una medida de la *deformación total* de una roca respecto a su *deformación longitudinal*, bajo la acción de un *esfuerzo*, depende de la composición mineralógica de la roca:

$$\nu = \frac{\varepsilon_T}{\varepsilon_L} = - \frac{\frac{\Delta A}{A}}{\frac{\Delta L}{L}} \quad (2.47)$$

Utilizando la *teoría de medios dispersos* se ha demostrado que cuando se conoce la *litología de la formación* y los valores de la *relación de Poisson* de cada elemento mineralógico, como se muestra en la **Tabla 2.3**, se puede obtener la *relación de Poisson* de la roca sin fluido:

$$\nu_b = f_{sh}\nu_{sh} + f_{dol}\nu_{dol} + f_{cal}\nu_{cal} \quad (2.48)$$

f_{sh} = fracción volumétrica de arcilla

f_{dol} = fracción volumétrica de dolomía

f_{cal} = fracción volumétrica de caliza

ν_{sh} = *relación de Poisson* de la dolomía

ν_{dol} = *relación de Poisson* de la arcilla

ν_{cal} = *relación de Poisson* de la caliza

$\nu_{arenas\ arcillosas}$	ν_{sh}	ν_{dol}	ν_{cal}	ν_{sal}	$\nu_{elasticos}$
0.5	0.4	0.31	0.2	0.25	0.25

Tabla 2.3. Valores de la relación de Poisson para lutita, dolomía y caliza.

Problema-Ejemplo 2.23

Construir el perfil de la *relación de Poisson* de la roca, utilizando la interpretación litológica proporcionó el perfil de composición mineralógica que se muestra en la

Tabla 2.4:

PROFUNDIDAD m	f_{sh}	f_{DOL}	f_{CAL}	PHIT
3010	0.0691	0.624	0.298	0.076
3020	0.0198	0.732	0.204	0.097
3030	0.0156	0.807	0.117	0.103
3040	0.0295	0.736	0.205	0.095
3050	0.0673	0.673	0.234	0.079
3060	0.0279	0.755	0.167	0.096
3070	0.0631	0.767	0.146	0.087
3080	0.1072	0.756	0.114	0.073

Tabla 2.4. Valores de volúmenes de la composición mineralógica en roca de edad JSK.

Solución:

1. Cada fracción de componente es multiplicada por el valor de la *relación de Poisson* reportados en la **Tabla 2.3**, posteriormente se suman, como se muestra en la Tabla 2.5.
- 2.

PROFUNDIDAD <i>m</i>	V_{sh}	V_{DOL}	V_{CAL}	ϕ_t	Relación de Poisson de litología
3010	0.028	0.193	0.06	0.076	0.281
3020	0.008	0.227	0.041	0.097	0.276
3030	0.006	0.25	0.023	0.103	0.28
3040	0.012	0.228	0.041	0.095	0.281
3050	0.027	0.209	0.047	0.079	0.282
3060	0.011	0.234	0.033	0.096	0.279
3070	0.025	0.238	0.029	0.087	0.292
3080	0.043	0.234	0.023	0.073	0.3

Tabla 2.5. Valores de relación de Poisson en función de la litología.

3. Se requiere establecer una correlación de la *relación de Poisson* en función de la porosidad como se muestra en la **Fig. 2.21**; esta correlación no es muy precisa ya que su dispersión es alta.

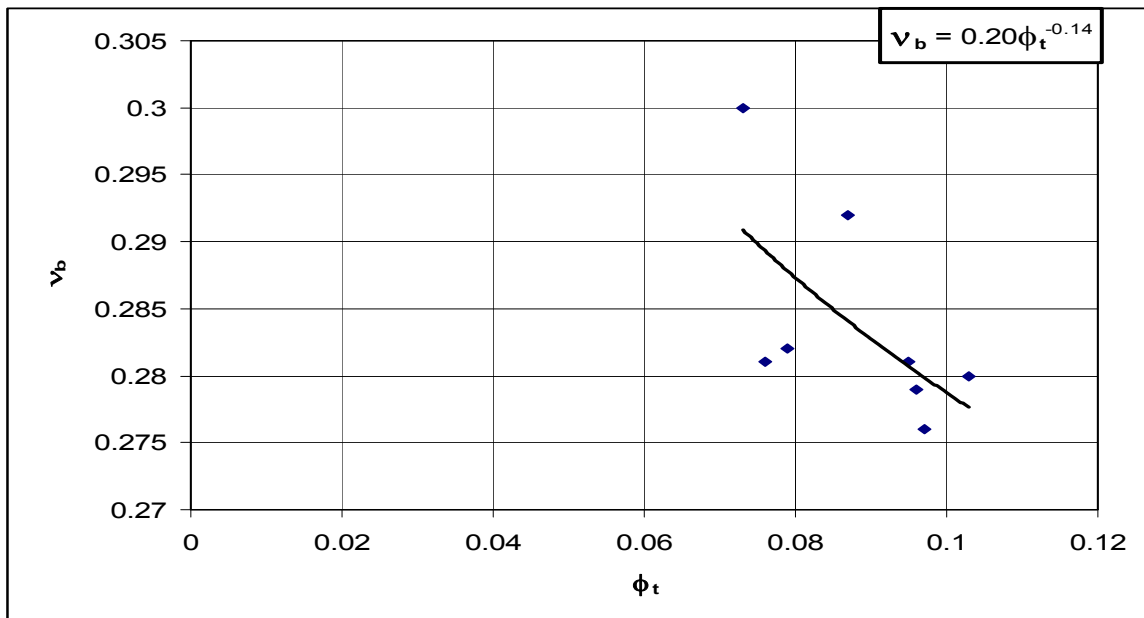


Fig.2.23. Determinación de la correlación.

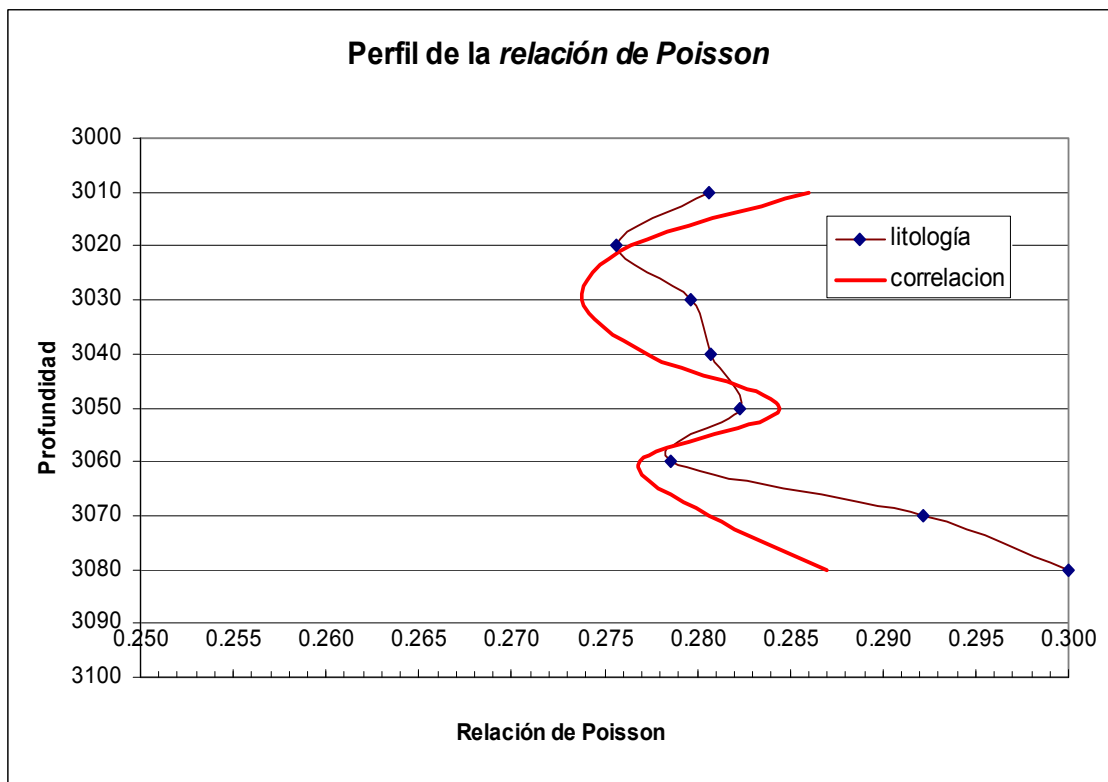


Fig. 2.24. Comparación de la relación de Poisson en función de la litología y de la porosidad total.

Este ejemplo muestra que es más cercano a la realidad usar los componentes mineralógicos para la obtención de la *relación de Poisson* de la roca que la *porosidad total*.

La *compresibilidad de poro* de un yacimiento es función de la *relación de Poisson* y del *esfuerzo efectivo*, y este último se debe a dos tipos de presión:

- *presión de poro*.
- *presión de confinamiento*

2.3.7 Presión de poro, p_p .

Los fluidos que saturan los poros de la roca ejercen esfuerzos hidrostáticos hacia afuera y es conocida como *presión de yacimiento*.

El *gradiente de presión de poro*, ∇p_p , se obtiene dividiendo la *presión de yacimiento* entre la profundidad.

Problema-Ejemplo 2.24

Determinar el *gradiente de presión de poro* de un yacimiento de aceite, con los datos siguientes:

$$p_p = 500 \text{ kg}_f/\text{cm}^2 = 7110 \text{ psi.}$$

$$h = 3050 \text{ m} = 10004 \text{ pies.}$$

Solución:

$$\nabla p_p = \frac{7110}{10004} = 0.71 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}$$

Problema-Ejemplo 2.25

Demostrar que en zonas donde no se tiene información, ni presiones anormales, sólo agua salada saturando los poros, se supone convencionalmente un *gradiente de*

presión de poro de $0.46 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}$.

Solución:

Suponiendo: $h = 3050 \text{ m} = 100006$ y $\rho_{\text{agua salada}} = 1.06$

$$h = 3050 = 305 \times 1.06 \text{ g/cm}^3 = 314 \text{ Kg}_f / \text{cm}^2 = 4603 \text{ psi}$$

$$p_p = \frac{4603 \text{ psi}}{10004 \text{ pies}} = 0.46 \text{ psi/pies}$$

2.3.8 Presión de sobrecarga, σ_z .

La *presión de sobrecarga (confinamiento)*, se debe al peso de las capas suprayacentes al yacimiento; aumenta a medida que se incrementa la profundidad:

$$\sigma_z = \left[\frac{\rho_s + [\rho_w S_w + \rho_o S_o + \rho_g S_g] \phi_t}{10} \right] h \quad (2.49)$$

donde:

ρ_s = densidad de los sólidos, g/cm^3 .

ρ_w = densidad del agua, g/cm^3 .

ρ_o = densidad del aceite, g/cm^3 .

ρ_g = densidad del gas, g/cm^3 .

h = profundidad, m .

σ_z = Presión de sobrecarga, kg_f/cm^2 .

Problema-Ejemplo 2.26

De la evaluación de los registros geofísicos de densidad y de porosidad de un pozo marino del JSK, se identificaron unidades de litoestáticas en profundidad, obteniendo de cada uno de estos un valor promedio de porosidad y densidad.

Para cada una de las unidades de flujo se obtuvo un valor de esfuerzo vertical de sobrecarga, luego estos se suman y se calcula un valor total.

Cima	Base	Espesor bruto H	Densidad Promedio ρ_b
m	m	m	g/cm ³
200	600	400	2.2
600	980	380	2.35
980	1800	820	2.25
1800	2080	280	2.15
2080	2380	300	2.3
2380	2840	460	2.45
2840	3500	660	2.7

Tabla 2.6. Esfuerzo vertical de sobrecarga del yacimiento JSK.

Solución:

Porosidad Promedio ϕ	Presión de sobrecarga σ_z
Fracción	Kg _f /cm ²
0.30	99.93
0.21	97.30
0.27	206.56
0.33	69.37
0.24	69.00
0.15	112.70
0.01	178.20
	833.06

Tabla 2.7. Esfuerzo vertical de sobrecarga del yacimiento JSK utilizando el gradiente de sobrecarga.

El gradiente de presión de sobrecarga se obtiene dividiendo la presión de sobrecarga entre la profundidad.

$$\nabla \sigma_z = \frac{\sigma_z}{h} \quad (2.50)$$

Sin embargo; es práctico utilizar un gradiente de presión de sobrecarga el cual se incrementa en 1 *psi/pie*, cuando no se conocen las capas suprayacentes.

Problema-Ejemplo 2.27

Determinar la *presión de sobrecarga* a la profundidad de 3500m.

Solución:

$$h = 3500 \text{ m} = 11483 \text{ pies}$$

$$\nabla \sigma_z = 1 \text{ psi/pie.}$$

$$\sigma_z = 11483 \text{ pie} \times 1 \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right] = 11,483 \text{ psi.}$$

2.3.9 Esfuerzo efectivo (Presión Efectiva de Sobrecarga, PES)

El *esfuerzo efectivo*, es el esfuerzo al que es sometida la estructura rígida de la roca, es la diferencia entre la *presión de sobrecarga* y la *presión de poro*, afectado por un coeficiente que depende de la elasticidad de la roca y se calcula con el modelo siguiente:

$$E_e = \frac{[1 + \nu_b]}{3[1 - \nu_b]} [\sigma_z - p_p] \quad (2.51)$$

donde:

ν_b = *relación de Poisson* de la roca, que es función de la litología, *adim.*

σ_z = *esfuerzo vertical de sobrecarga*, kg_f/cm^2 .

p_p = *presión de poro*, kg_f/cm^2 .

Problema-Ejemplo 2.28

Determinar el *esfuerzo efectivo* con los datos siguientes:

$$\nu_b = 0.28$$

$$\sigma_z = 833 \text{ kg}_f/\text{cm}^2$$

$$p_p = 250 \text{ kg}_f/\text{cm}^2$$

Solución:

$$E_e = \frac{[1 + 0.28]}{3[1 - 0.28]} [833 - 250] 14.22 = 4913, \text{ psi.}$$

Problema-Ejemplo 2.29

Determinar el esfuerzo efectivo a 3500 m, sobre una formación de arenas arcillosas:

Solución:

$$h = 3500 \text{ m} = 11483 \text{ pies}$$

La presión de poro es:

$$p_p = 11483 \text{ pies} [0.46 \text{ psi} / \text{pie}] = 5282 \text{ psi}$$

La presión de sobrecarga es:

$$\sigma_z = 11483 \text{ pie} \times \left[1 \frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right] = 11,483 \text{ psi}$$

De la Tabla 2.2 para arenas arcillosas $\nu_b = 0.5$.

El esfuerzo efectivo sobre una arena arcillosa:

$$E_e = \frac{[1+0.5]}{3[1-0.5]} [11483 - 5282] = 6200 \text{ psi}$$

Cuando los fluidos son extraídos del yacimiento, la *presión de sobrecarga* permanece constante mientras que disminuye la *presión de poro*, incrementándose así el *esfuerzo efectivo*.

Esto provoca que los *sólidos de la roca* y los *fluidos* se expandan y que la *porosidad total* consecuentemente disminuya, ver **Fig. 2.24**.

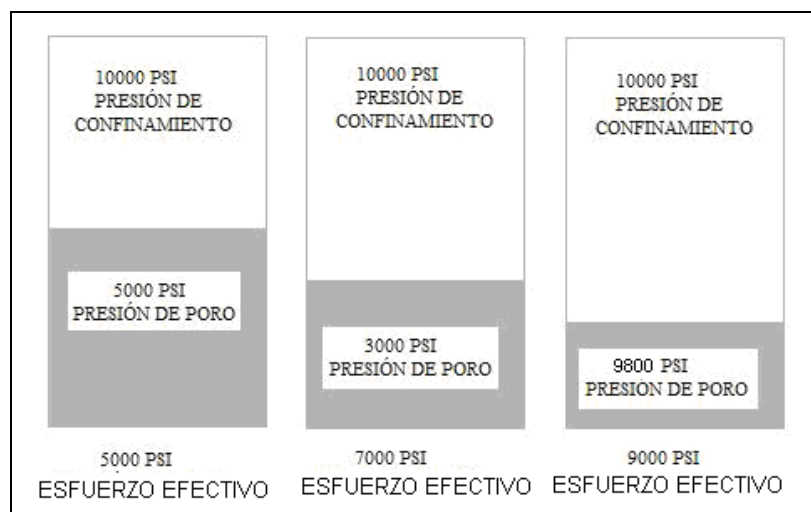


Fig. 2.25. Cambios característicos de presión en el yacimiento.

El gradiente de esfuerzo efectivo ∇E_e , se obtiene dividiendo esfuerzo efectivo E_e entre la profundidad.

Problema-Ejemplo 2.31

Determinar el *gradiente de esfuerzo efectivo* utilizando los datos siguientes:

$$E_e = 231 \text{ kg}_f/\text{cm}^2 = 4357.2 \text{ psi},$$

$$h = 10,004 \text{ pies},$$

Solución:

$$\nabla E_e = \frac{231[14.22]}{10,004} = 0.328 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}$$

El gradiente de *esfuerzo efectivo* se incrementa de 0.5 a 0.75 psi/pie en promedio.

Los factores que ejercen una influencia importante en la caracterización geomecánica, se muestran en la **Tabla 2.7**.

Incremento de:	Velocidad compresional	velocidad	densidad	compresibilidad	rigidez
Temperatura	↓↓	↓	↓	↓↓	↓
Esfuerzo efectivo	↑↑	↑↑	↑↑	↑↑	↑↑
Presión de poro	↓↓	↓	—	↓↓	↓↓
Porosidad	↓↓	↓↓	↓↓	↓↓	↓↓
Contenido de arcilla	↓↓	↓↓	—	↓↓	↓↓
Saturación de gas	↓↓	↑	↓↓	↓↓	—

Tabla 2.8. Factores que influncian los parámetros elásticos.



Fig. 2.26. Alta deformación debida a los esfuerzos que actúan sobre la roca formando un anticlinorio.

2.3.10 Módulo de Roca κ

Módulo de Roca κ es la relación del esfuerzo hidrostático con respecto a la deformación volumétrica.

$$\kappa = \frac{E_e}{[2(1-\nu)]}$$

Coefficiente de Biot α es la relación entre la consistencia de la roca y la compresibilidad de la misma.

2.4 Compresibilidades

2.4.1 Compresibilidad, c .

La *compresibilidad* se define como el cambio de volumen con respecto a la variación de *esfuerzo efectivo* sobre un volumen determinado, a temperatura constante:

$$c = -\frac{1}{V} \left[\frac{\partial V}{\partial E_e} \right]_T \quad (2.52)$$

donde:

V = volumen, m^3 .

E_e = esfuerzo efectivo, *psi*.

2.4.2 Compresibilidad de poro, c_p .

La *compresibilidad de poro* se expresa en términos de su reducción de *volumen poroso* con el *esfuerzo efectivo*:

$$c_p = -\frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dE_e} = -\frac{1}{V_b \phi_t} \frac{d(V_b \phi_t)}{dE_e} = -\frac{1}{\phi_t} \frac{d\phi_t}{dE_e} \quad (2.53)$$

Si el *volumen poroso* de una roca disminuye al aumentar el *esfuerzo compresivo*, entonces la derivada es negativa, por lo que el signo negativo convierte a la *compresibilidad de poro* en un valor positivo, (ver **Fig. 2.27**).

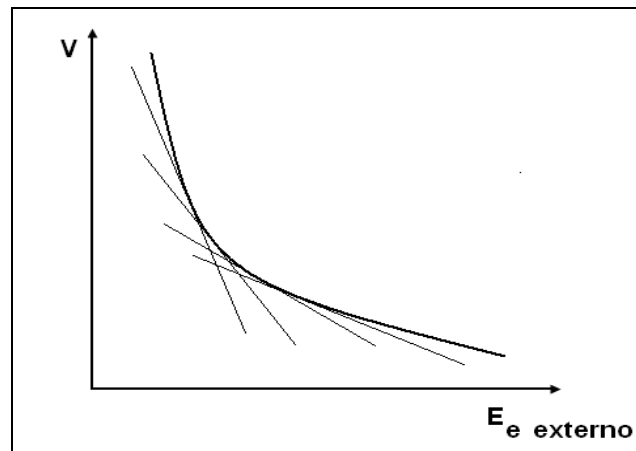


Fig. 2.27. Gráfica de Volumen poroso vs. *esfuerzo efectivo* externo.

Debido a que el valor de la derivada (pendiente) varía con el esfuerzo, generalmente la derivada es menor al aumentar el esfuerzo compresional, pero el volumen poroso es menor, por lo que normalmente se considera constante el valor de la compresibilidad.

Por otro lado al aumentar el *esfuerzo tensional*, el *volumen poroso* de una roca aumenta, entonces la derivada es positiva y no necesita el signo menos (ver **Fig. 2.28**).

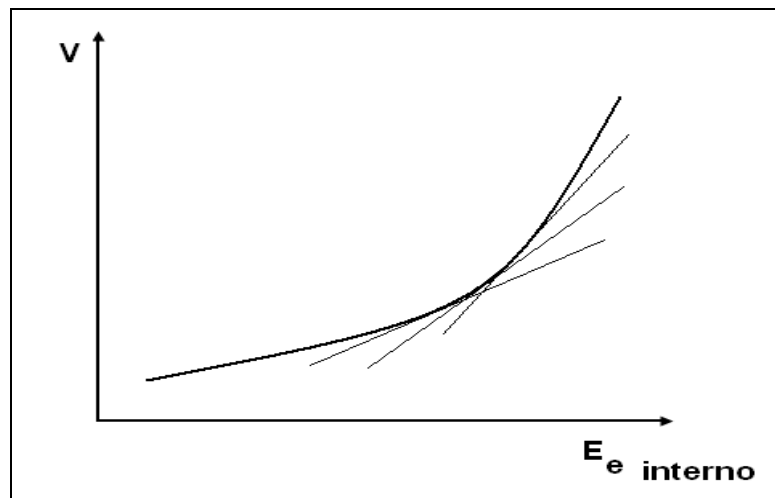


Fig. 2.28. Gráfica de Volumen poroso vs. esfuerzo efectivo interno.

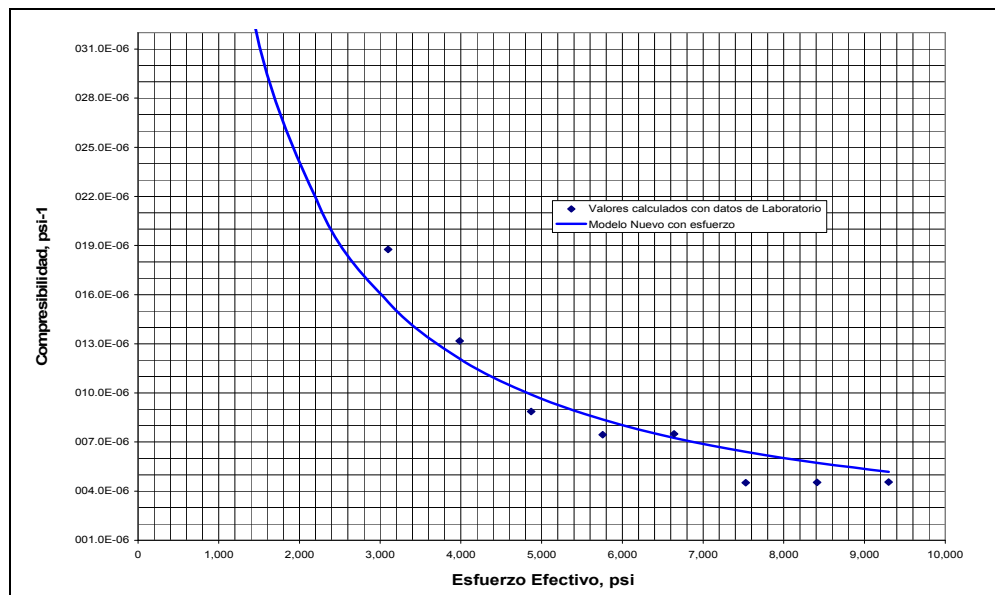


Fig. 2.29. Modelo de compresibilidad de poro en función del esfuerzo efectivo.

En la **Tabla 2.9**, se presentan los promedios de compresibilidad de acuerdo a estudios de laboratorio de la formación.

Formación	C_p / psi^{-1}
Arena consolidada	4 – 5 x10-6
Caliza	6 – 5 x10-6
Arena semiconsolidada	20 – 5 x10-6
Arena no consolidada	30 – 5 x10-6
Arena altamente no consolidada	100 – 5 x10-6

Tabla 2.9. Promedios de compresibilidad de la formación.
(www.wordreference.com/espt/compresibilidad).

2.4.3 Modelo Propuesto con Comportamiento de Ley de Potencias de Compresibilidad de Poro.

La *compresibilidad de poro* se define como la variación de *porosidad total* con respecto al *esfuerzo efectivo* por cada unidad de porosidad con el modelo siguiente:

$$c_p = \frac{-1}{\phi_t} \frac{d\phi_t}{dE_e} \quad (2.54)$$

donde:

ϕ_t = *porosidad total* real, fracción.

E_e = *esfuerzo efectivo*, psi.

En la **Tabla 2.10** se muestran valores experimentales de *porosidad total* vs. *esfuerzo efectivo*, normalmente en laboratorio se incrementa la *presión de confinamiento* y se deja constante la *presión de poro* o se decrementa la *presión de poro* y se mantiene constante la *presión de confinamiento*.

ϕ_{ti}	E_e	ϕ_t
<i>adim</i>	<i>psi</i>	<i>adim</i>
0.10	1000	0.1291
0.10	2000	0.1290
0.10	3000	0.1290
0.10	4000	0.1289

Tabla 2.10. Valores medidos en laboratorio de porosidad total y esfuerzo efectivo.

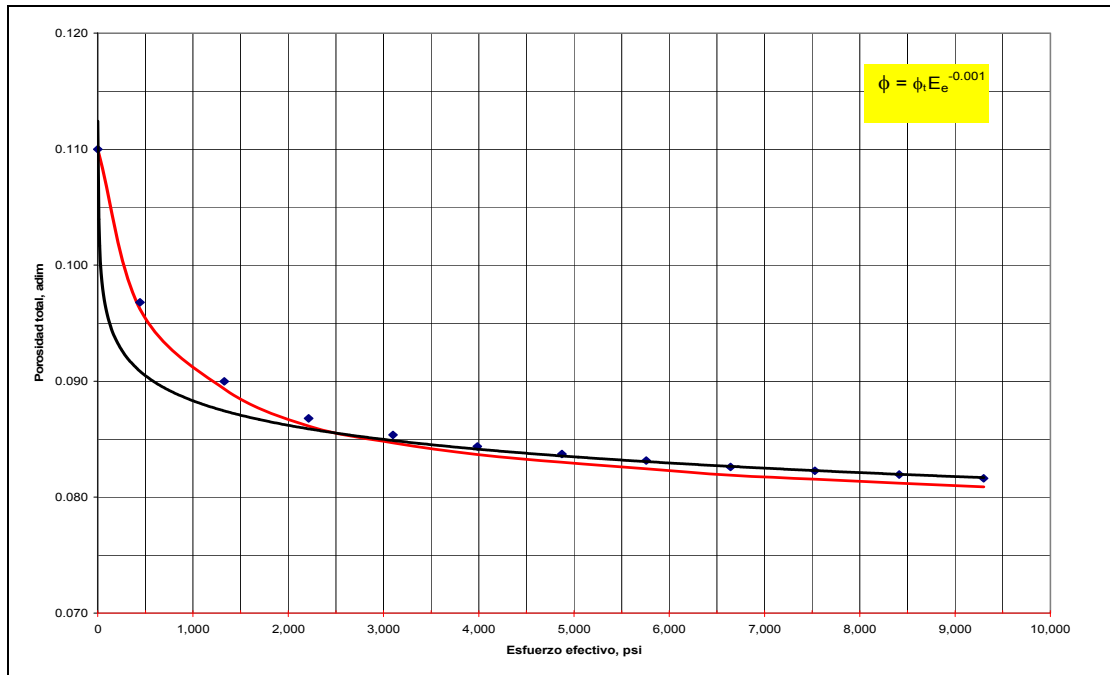


Fig. 2.30. Gráfica de comportamiento de la *porosidad total* vs. *Esfuerzo efectivo*.

Los datos **muestran** que para diferentes litologías el comportamiento de la *porosidad total real* con respecto al *esfuerzo efectivo* puede representarse en forma de ley de potencias, (ver **Fig. 2.30**):

$$\phi_t = \phi_{ii} E_e^{-b} \quad (2.56)$$

donde:

ϕ_{ii} = porosidad total inicial, fracción.

b = exponente fraccional de reducción obtenido experimentalmente, *adimensional*

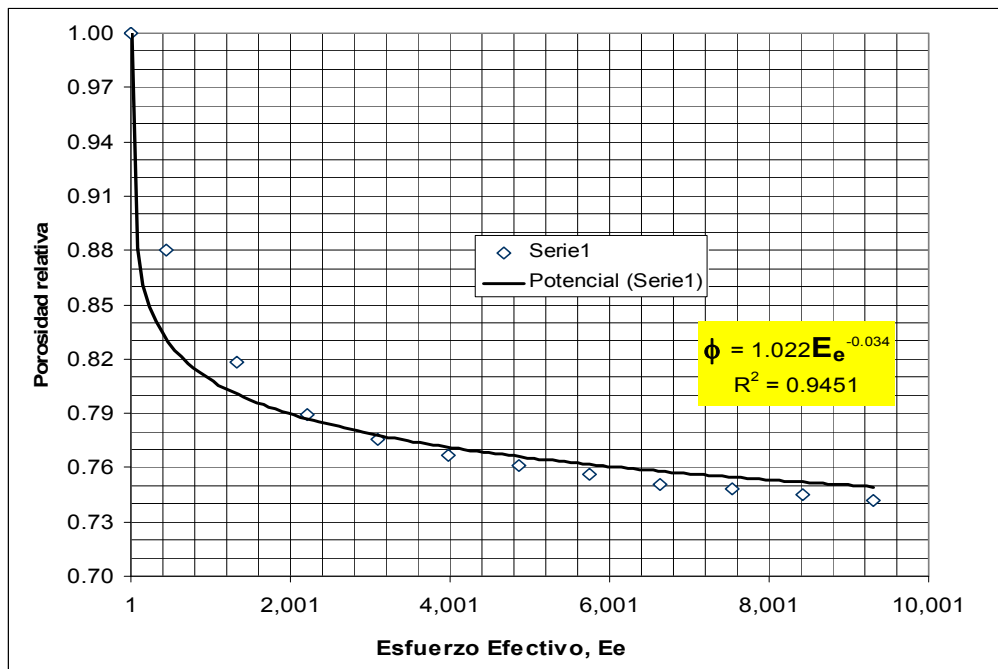


Fig. 2.31. Porosidad total real v.s. esfuerzo efectivo se presenta en forma de ley de potencias.

La derivada de la *porosidad total* con respecto al *esfuerzo efectivo*:

$$\frac{d\phi_t}{dE_e} = -b\phi_{ii}E_e^{-[b+1]} \quad (2.57)$$

Sustituyendo la *porosidad total actual* y la derivada de la *porosidad total* en la definición de *compresibilidad de poro*, y simplificando se obtiene la *compresibilidad de poro* con comportamiento de ley de potencias:

$$c_p = \frac{-1}{\phi_{ii}E_e^{-b}} [-b\phi_{ii}E_e^{-[b+1]}] = \frac{b}{E_e} \quad (2.58)$$

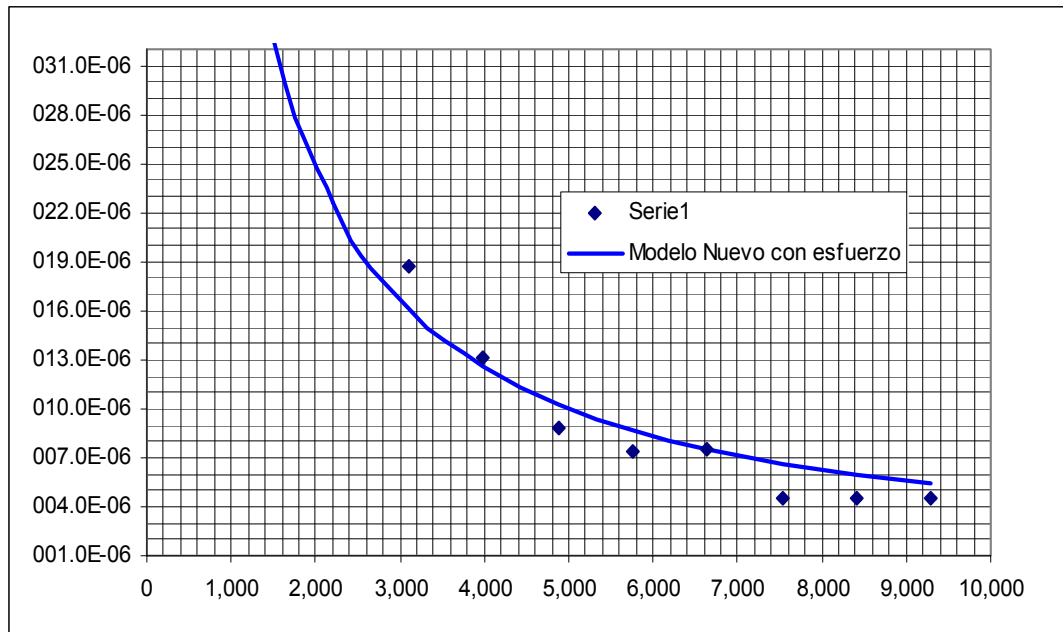


Fig. 2.32. Gráfica de compresibilidad de poro vs. esfuerzo efectivo.

Si el coeficiente de la ecuación anterior, se expresa en función del *esfuerzo efectivo* elevado a un *exponente de tortuosidad* muy pequeño:

$$b = E_e^g \quad (2.59)$$

donde:

g = exponente de tortuosidad, adimensional

Sustituyendo el *exponente fraccionario de reducción de porosidad* que está en función del *esfuerzo efectivo* y del *exponente de tortuosidad* en la *compresibilidad de poro* con comportamiento de ley de potencias y agrupando sus exponentes:

$$c_p = E_e^g E_e^{-1} = E_e^{[1-g]} = E_e^{-G} \quad (2.60)$$

donde:

$$G = 1 - g \approx 0.95$$

Lo cual es confirmado por los datos de Harari²⁹.

2.4.4 Compresibilidad de poro en función de la porosidad.

Despejando de la **ecuación 2.56** el *esfuerzo efectivo* en función de las *porosidades* y el inverso del *exponente fraccional*, se obtiene:

$$E_e = \left(\frac{\phi_t}{\phi_{ii}} \right)^{-\frac{1}{b}} \quad (2.61)$$

La *compresibilidad de poro* en función de la porosidad se obtiene, sustituyendo en el módulo de comportamiento de la ley de potencias:

$$c_p = \left[\left(\frac{\phi_t}{\phi_{ii}} \right)^{-\frac{1}{b}} \right]^{-G} = \left(\frac{\phi_t}{\phi_{ii}} \right)^{G_M}, \text{ psi}^{-1} \quad (2.62)$$

donde:

$$G_M = \frac{G}{b} \quad (2.63)$$

G_M = exponente que resulta de dividir el *exponente fraccionario* modificado del *esfuerzo efectivo* entre el *exponente de tortuosidad* del cambio de porosidades.

La *compresibilidad de poro* en función de las *porosidades totales, inicial y actual* (de la **ec. 2.62**):

$$c_p = \frac{\phi_t^{G_M}}{\phi_{ii}^{G_M}} = \phi_{ii}^{-G_M} \phi_t^{G_M}, \text{ psi}^{-1} \quad (2.64)$$

La *porosidad total inicial* es una constante, elevada a otra constante y proporciona un valor constante:

$$A = \phi_{ii}^{-G_M} \quad (2.65)$$

El modelo de comportamiento de ley de potencias de *compresibilidad de poro* se obtiene en función de la *porosidad total actual*, sustituyendo la **ec 2.55 en 2.24**:

$$c_p = A \phi_t^{G_M} \quad (2.66)$$

En valores experimentales se observó que la correlación de Hall proporciona *compresibilidad de poro* 35 veces más alta en carbonatos naturalmente fracturados.

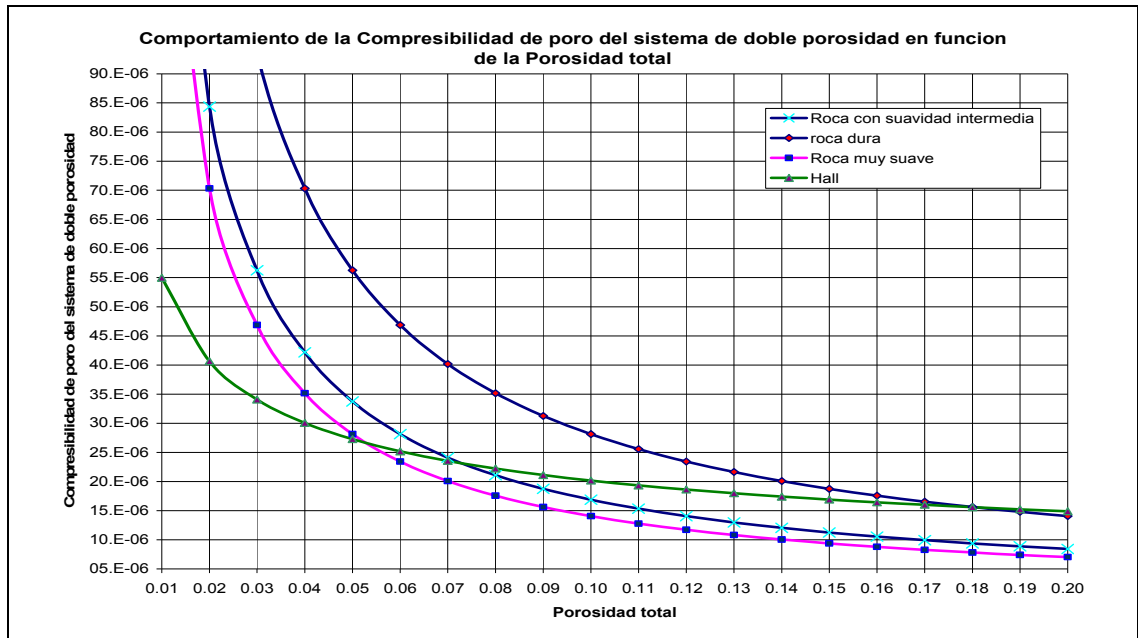


Fig. 2.33. Comportamiento de la compresibilidad de poro del sistema de doble porosidad en función de la porosidad total.

Problema-Ejemplo 2.31

En un pozo petrolero se extrajeron dos núcleos a diferentes profundidades, construir un *modelo de ley de potencias* para predecir la compresibilidad de poro a lo largo del pozo en función de la *porosidad total* que se obtiene de la interpretación petrofísica, utilizando los datos siguientes:

$$\phi_{i_1} = 0.11 \quad c_{p_1} = 20 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\phi_{i_2} = 0.08 \quad c_{p_2} = 30 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

Solución:

El modelo de comportamiento de ley de potencias en cada profundidad se obtiene utilizando (2.65)

$$c_{p_1} = A \phi_{i_1}^{G_M}$$

$$c_{p_2} = A \phi_{i_2}^{G_M}$$

Despejando la constante:

$$A = \frac{c_{p_1}}{\phi_{i_1}^{G_M}}$$

Sustituyendo la constante en la segunda ecuación:

$$c_{p_2} = \left[\frac{c_{p_1}}{\phi_{t_1}^{G_M}} \right] \phi_{t_2}^{G_M}$$

Arreglando la ecuación anterior:

$$\frac{c_{p_2}}{c_{p_1}} = \left[\frac{\phi_{t_2}}{\phi_{t_1}} \right]^{G_M}$$

Aplicando logaritmo natural en ambos lados y despejando el exponente:

$$G_M = \frac{\ln [c_{p_2} / c_{p_1}]}{\ln [\phi_{t_2} / \phi_{t_1}]}$$

Sustituyendo valores:

$$G_M = \frac{\ln [30/20]}{\ln [0.08/0.11]} = -1.27$$

Obteniendo la constante:

$$A = \frac{20 \times 10^{-6}}{(0.11)^{-1.27}} = 1.203 \text{ psi}^{-1}$$

El modelo queda:

$$c_p = \frac{1.2 \times 10^{-6}}{\phi_t^{1.27}}, \text{ psi}^{-1}$$

Problema-Ejemplo 2.32

Obtener el coeficiente b :

$$c_p = E_e^{-G}$$

Igualando la ecuación anterior con el modelo obtenido:

$$A \phi_t^{G_M} = E_e^{-G}$$

Despejando el esfuerzo efectivo:

$$E_e = \left((A \phi_t)^{G_M} \right)^{\frac{1}{G}} = a \phi_t^{\frac{-G_M}{G}}$$

$$E_e = a \phi_t^{-\frac{1}{b}}$$

$$\ln \left(\frac{E_e}{a} \right) = \frac{1}{b} \ln(\phi_t^{-1})$$

$$b = \frac{\ln(E_e / a)}{\ln(1 / \phi_t)}$$

Finalmente, despejando el esfuerzo efectivo:

$$A \phi_t^6 = E_e^{-G}$$

Despejando el *esfuerzo efectivo*:

$$E_e = A \phi_t^{\frac{6}{G}}$$

$$b = E_e c_p = 4000 [2 \times 10^{-G}] = 8 \times 10^{-3}$$

Del ejercicio anterior $G_N \approx 6 G$.

$$G = G_M \times b = 6 [8 \times 10^{-3}] = 0.005$$

Entonces el modelo propuesto de compresibilidad utilizando ley de potencias es:

$$c_p = E_e^{-0.005}$$

A partir de la definición se pueden obtener modelos de compresibilidad de poro en función de la porosidad total, ϕ_t y del esfuerzo efectivo, E_e .

La formación es mejor representada por la litología que por la porosidad.

$$c_p = f(\text{litología}, E_e)$$

donde:

$$c_p dE_e = \frac{d\phi_t}{\phi_t}$$

Integrando:

$$c_p E_e \Big|_{E_{ei}}^{E_{ef}} = \ln \phi_t \Big|_{\phi_{ti}}^{\phi_{tf}}$$

Evaluando:

$$c_p [E_{ef} - E_{ei}] = \ln \left(\frac{\phi_{tf}}{\phi_{ti}} \right)$$

Despejando la compresibilidad de poro:

$$c_p = \frac{\ln \left(\frac{\phi_{tf}}{\phi_{ti}} \right)}{E_{ef} - E_{ei}}$$

$$c_p = \frac{f(Dol, cal, sh)}{E_{ef} - E_{ei}}$$

CAPÍTULO 3 REVISIÓN DE LA LITERATURA

3.1 Revisión de la literatura

Con la finalidad de analizar e incorporar los resultados de laboratorio y estudios teóricos de otros autores y continuar con el desarrollo tecnológico relacionado con la presente tesis. Se realizó la revisión de literatura referente a la determinación de compresibilidad de poro en carbonatos naturalmente fracturados.

Biot^{4,9} propuso que la compresibilidad de poro se puede medir a condiciones isotérmicas.

Krumbein y Sloss² mostraron que la porosidad total en areniscas y lutitas es función solo de la *presión de confinamiento*. Esto se debe a que la *presión de poro* es muy baja y no hay variación vertical de la litología.

$$\phi_t = \phi_t(p_c) \quad (3.1)$$

donde:

p_c = presión de confinamiento, psi.

ϕ_t = porosidad total, fracción.

Geertsma⁵ retomó los trabajos realizados por Biot^{1, 2} y estableció que bajo condiciones isotérmicas existen tres tipos de compresibilidad en un yacimiento:

- *Compresibilidad de la roca:*

$$c_b = -\frac{1}{V_b} \left(\frac{dV_b}{dp_c} \right)_{p,p,T} \quad (3.2)$$

- *Compresibilidad del volumen poroso total:*

$$c_{pt} = -\frac{1}{V_{pt}} \left(\frac{dV_{pt}}{dp_y} \right)_{p,p,T} \quad (3.3)$$

- *Compresibilidad de los sólidos de matriz:*

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{dV_s}{d\sigma} \right)_{p_c - p_p, T} \quad (3.4)$$

Hall³ puntualizó la importancia de la compresibilidad y encontró experimentalmente una relación entre la *compresibilidad de poro* y su *porosidad total*. La correlación se refirió al efecto combinado de aumento de volumen de sólidos de la roca al disminuir la *presión de yacimiento* (el incremento del *esfuerzo efectivo*) y la disminución del *volumen poroso* de la formación a causa de la extracción de fluidos, basado en los datos de la **Tabla 3.1** y graficados en la **Fig. 3.1**.

Tipo de roca	Formación	Porosidad Total fracción	Compresibilidad c psi^{-1}
caliza	San Andrés	0.020	9.10E-06
Caliza	Arrecife (Pensilvania)	0.038	9.80E-06
Caliza	Canyon Reef	0.080	5.80E-06
Caliza	Clearfork	0.081	5.00E-06
Caliza	Clearfork (núcleo 1 pg)	0.110	4.10E-06
Caliza	Clearfork (núcleo 2 pg)	0.122	3.90E-06
Caliza	Palo Pinto	0.138	4.40E-06
Arenisca	Tensleep	0.041	7.60E-06
Arenisca	Bandera	0.151	4.10E-06
Arenisca	Torpedo (núcleo 1 pg)	0.232	3.40E-06
Arenisca	Wordbine	0.240	3.35E-06
Arenisca	Torpedo (núcleo 2 pg)	0.258	3.30E-06

Tabla 3.1. Datos medidos en laboratorio de porosidad total y de compresibilidad de poro.

En la correlación establecida, la *presión de sobrecarga* se conservó constante. Consideró que la *compresibilidad de la formación* es independiente del tipo de roca y del rango de presiones, exclusivamente como una función de porosidad, lo cual no es correcto.

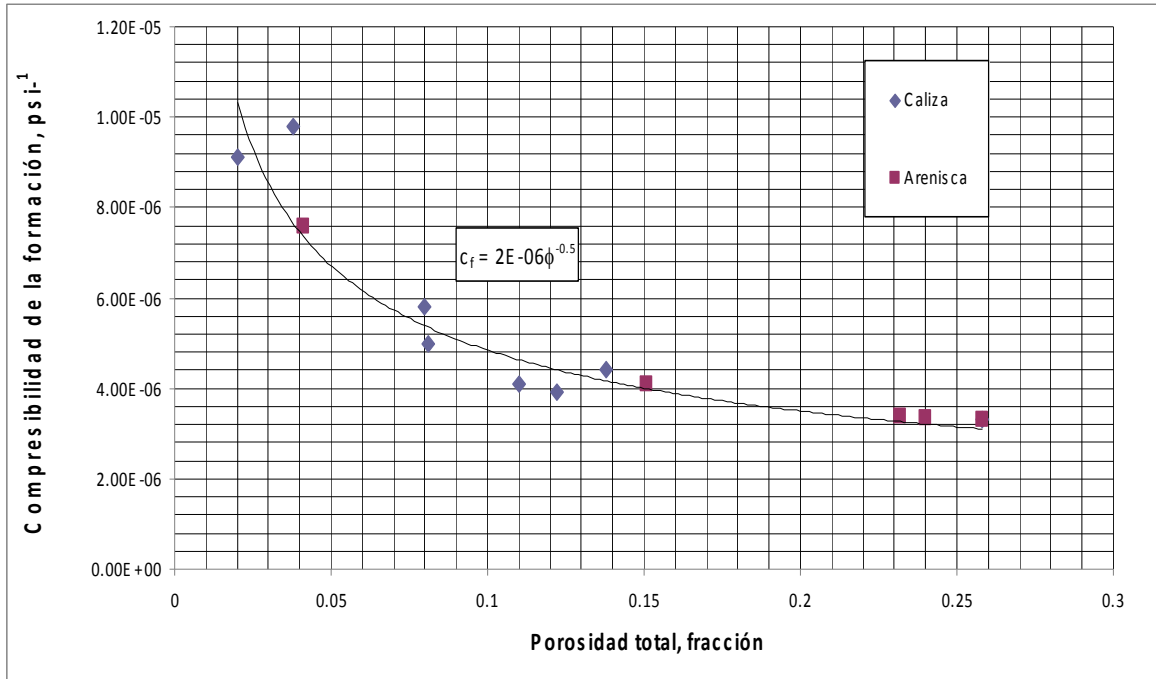


Fig. 3.1. Comportamiento de la *compresibilidad efectiva* como función de la *porosidad*.

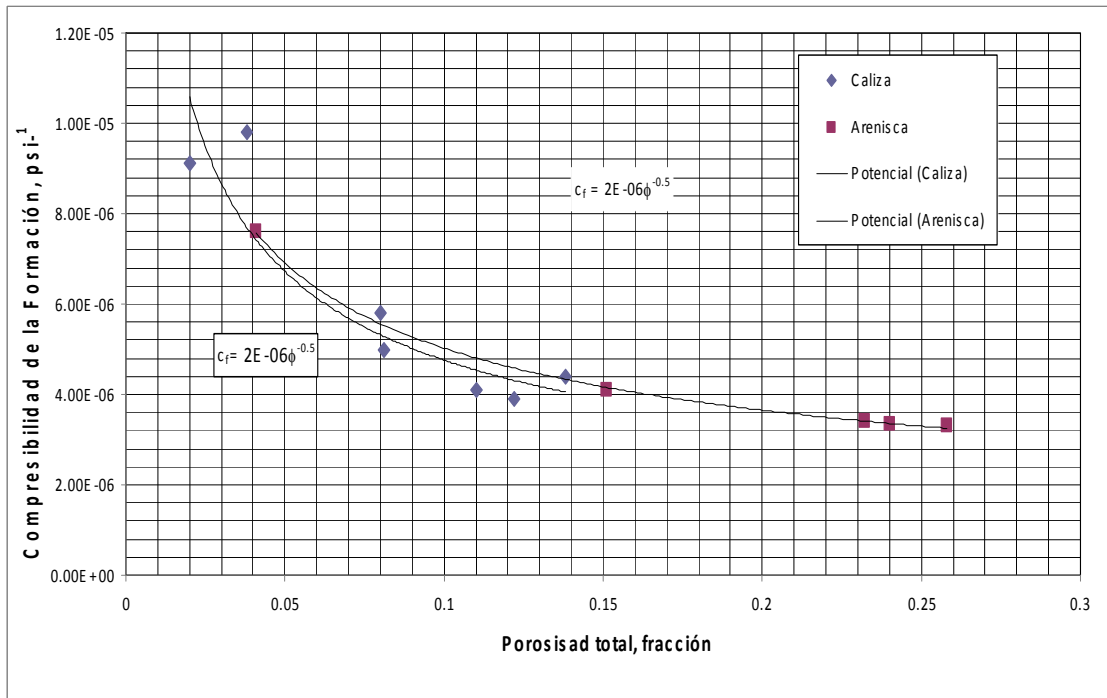


Fig. 3.2. Comportamiento de la *compresibilidad efectiva de formación* como función de la *porosidad*.

3.1.1 Correlación para la Determinación de la Compresibilidad de Hall.

Para arenas:

$$c_p = \frac{2 \times 10^{-6}}{\phi_i^{-0.45}}, \text{psi}^{-1} \quad (3.5)$$

Para calizas:

$$c_p = 2\phi_i^{-0.42} \times 10^{-6}, \text{psi}^{-1} \quad (3.6)$$

Van der Knaap⁷ (1959). A un conjunto de datos medidos le ajustó un modelo exponencial de tipo siguiente:

$$c_{pt} = 100e^{-40\phi_i}, \text{psi}^{-1} \quad (3.7)$$

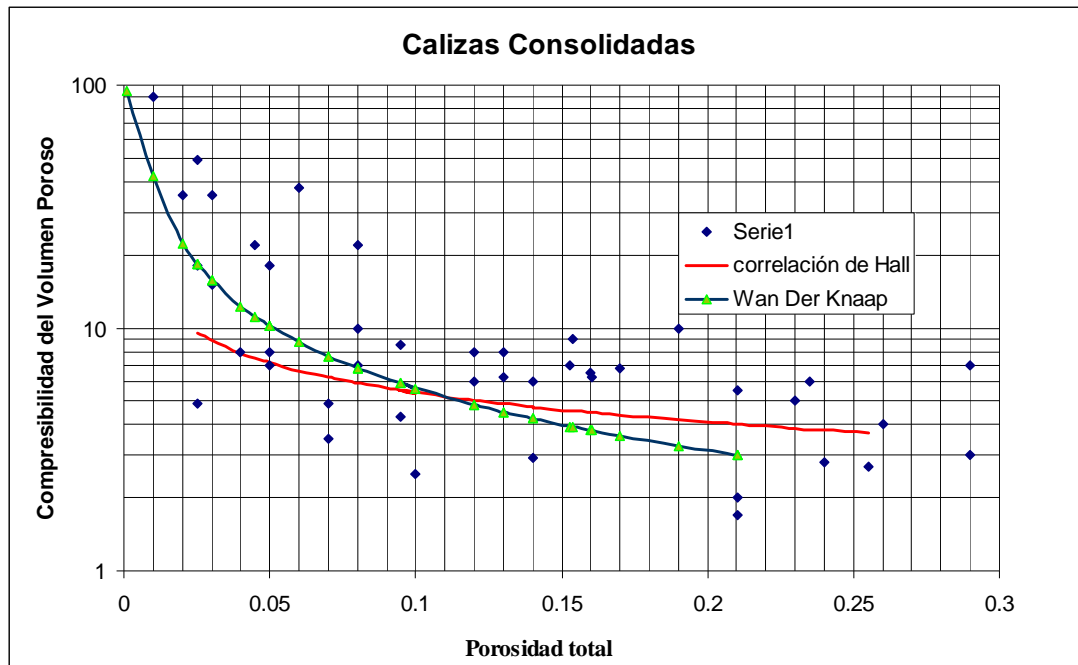


Fig. 3.3. Correlación para determinar la *compresibilidad de poro* de Van der Knaap y de Hall.

Newman¹³ (1973) mostró que las correlaciones de *Hall* y de *van der Knaap* no fueron aplicadas a rangos amplios de rocas de yacimientos.

Correlación para carbonatos consolidados:

$$c_{pt} = e^{4-23\phi_i + 45\phi_i^2} \times 10^{-6}, \text{psi}^{-1} \quad (3.8)$$

Para areniscas consolidadas:

$$c_p = e^{5-36\phi_i+64\phi_i^2} \times 10^{-6}, \text{ psi}^{-1} \quad (3.9)$$

Para areniscas no consolidadas:

$$c_{pi} = e^{34\phi_i^{-0.2}} \times 10^{-6}, \text{ psi}^{-1} \quad (3.10)$$

Para $\phi > 0.2 \cdot 10^{-6}$

Newman comparó la correlación de **Hall** con datos experimentales de otros autores.

En la **Fig. 3.3**, la correlación de Hall no proporciona una buena descripción de las muestras estudiadas, concluyó que:

- Los valores obtenidos de la porosidad y la *compresibilidad de poro* tienen una cercanía pobre con las correlaciones publicadas de compresibilidad contra porosidad lo cual también es confirmado por valores en la literatura.
- Hay una necesidad en laboratorio de mediciones de compresibilidad y de evaluar la compresibilidad de un yacimiento dado.
- La compresibilidad de poro para una porosidad dada varía ampliamente de acuerdo al tipo de roca.
- Los datos mostrados de las arenas consolidadas (sandstone), difieren grandemente de calizas, arenas no consolidadas y arenas deleznales.

Los datos son muy dispersos para que las correlaciones sean representativas de las arenas consolidadas, se pueden definir tendencias, pero muestran pequeña o ninguna relación con la porosidad total.

Se sugiere que las correlaciones sean obtenidas de arenas y calizas consolidadas con litologías similares, esto es que las variaciones litológicas sean pequeñas; similar a la correlación de van der Knaap para calizas.

La misma aproximación es recomendable para la muestra no consolidada y deleznable.

Pero la compresibilidad del volumen poroso no es dependiente de la porosidad exclusivamente, otros *parámetros de esfuerzo* necesitan ser investigados.

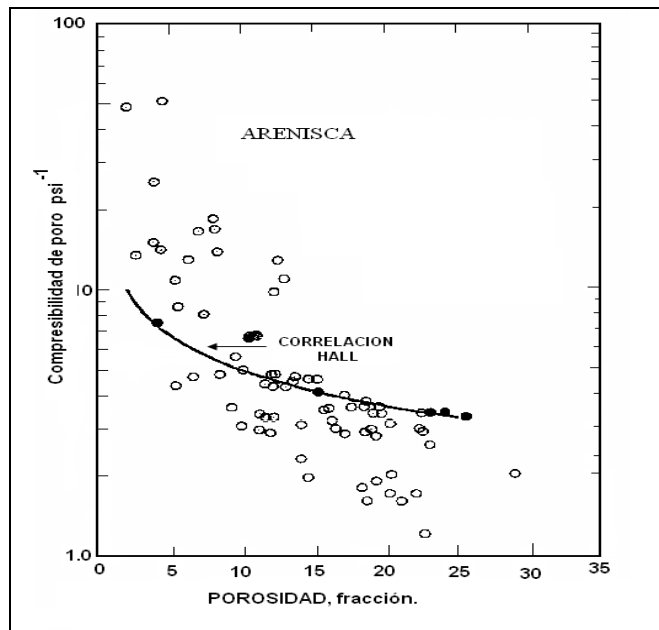


Fig. 3.4. Compresibilidad de poro a 75% de confinamiento VS. porosidad total en arenas consolidadas.

En la Fig. 3.5 se observa que si hay alguna correlación para rocas no consolidadas, la tendencia es opuesta a la tendencia para muestras consolidadas.

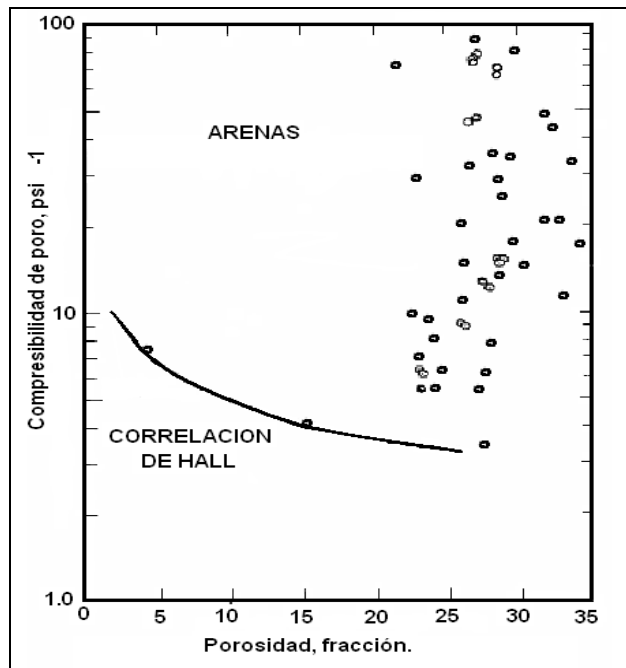


Fig. 3.5. Compresibilidad de poro a 75% de confinamiento VS. porosidad total en arenas no consolidadas.

Fatt⁶ mostró que la compresibilidad del *volumen de poros* es función del *esfuerzo efectivo*; consideró una diferencia de presiones del 100% de la *presión de confinamiento* y 85% de la *presión de poro*, $\Delta p = p_c - 0.85 p_p$.

Los valores reportados de compresibilidad estuvieron en un rango de 5×10^{-5} a 10×10^{-6} psi, para porosidades totales de 10 a 20%.

Chierici, Ciucci y Long observaron que la *compresibilidad de poro* en areniscas se incrementa con el contenido de arcillas especialmente cuando la roca está saturada con un fluido denso.

Mann y Fatt⁸ al investigar el efecto del fluido saturante encontraron en experimentos que la saturación de agua en las rocas incrementa la compresibilidad del volumen total de 10 a 30 % y la *relación de Poisson* de 90 a 100%.

Von Gonten y Choundhary¹² investigaron la influencia de la temperatura sobre el *volumen poroso* en areniscas, encontrando un incremento de 24% en promedio cuando las mediciones eran realizadas a 205 °C comparadas con 24 °C, como se muestra en la Fig. 3.6.

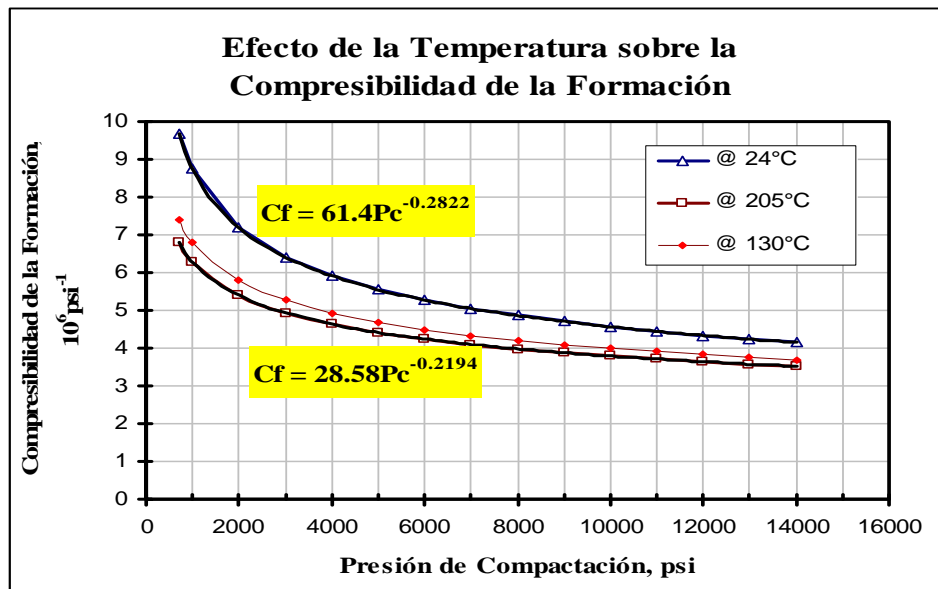


Fig. 3.6. Variación de la compresibilidad con la temperatura.

Zimmerman²¹ señaló que existen cuatro tipos de compresibilidad asociada a una roca porosa, las cuales se refieren a los cambios en el *volumen poroso*, al volumen de roca con la combinación de la *presión de confinamiento* y de *presión de poro*.

Usando una notación en la cual el primer subíndice indica al cambio de volumen y el segundo indica la presión a la que se mantiene constante. Las compresibilidades se definen como:

Compresibilidad del volumen poroso debido a la presión de poro:

$$c_{pp} = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p_p} \right)_{p_c} \quad (3.11)$$

Compresibilidad del volumen poroso debido a la presión de confinamiento.:

$$c_{pc} = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p_c} \right)_{p_p} \quad (3.12)$$

Compresibilidad del volumen de roca debido a la presión de poro:

$$c_{bp} = -\frac{1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial p_p} \right)_{p_c} \quad (3.13)$$

Compresibilidad del volumen de roca debido a la presión de confinamiento:

$$c_{bc} = -\frac{1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial p_c} \right)_{p_p} \quad (3.14)$$

En estos modelos la *relación de Poisson* está implícita, su respuesta a cada cambio de *presión de poro* o de *presión de confinamiento*, por lo que es mejor usar el *esfuerzo efectivo*.

La *compresibilidad del volumen poroso total* (del sistema de doble porosidad) es función de la *porosidad total*, del *esfuerzo efectivo* y de la *fracción volumétrica secundaria*.

$$c_{pDP} = c_p(E_e, \phi_t, f_v) \quad (3.15)$$

Sawabini²³ encontró que con base a mediciones hechas en núcleos cuya composición fue de 35 a 75 % de cuarzo, de 12 a 40% de feldespatos y del 8 al 25%

de arcillas, encontró que la *compresibilidad del volumen total* puede expresarse en términos de la relación de *volumen poroso* al volumen de granos:

$$c_b = \frac{1}{1+e} \left(\frac{de}{dE_e} \right)_{p,T} \quad (3.16)$$

donde:

$$e = \frac{V_{pt}}{V_b - V_{pt}} = \frac{V_{pt}}{V_s}$$

V_b = volumen de roca, L³.

V_{pt} = volumen poroso total, L³.

V_s = volumen de sólidos, L³.

Sustituyendo y desarrollando;

$$c_b = \frac{1}{1 + \frac{V_{pt}}{V_s}} \left[\frac{d \frac{V_{pt}}{V_s}}{dE_e} \right]_{p,T} = V_s \left[\frac{1}{V_s} \right] \frac{dV_{pt}}{V_s + V_{pt} dE_e} = \frac{1}{V_b} \frac{dV_{pt}}{dE_e}, \text{ psi}^{-1} \quad (3.17)$$

Brandt⁹ dedujo que los factores que afectan la compresibilidad pueden ser divididos en dos grupos: los que pertenecen a las propiedades de la roca tales como la composición mineral, porosidad, arreglo, forma de los granos, edad geológica etc., y otros que consideran las condiciones del yacimiento como la temperatura y la saturación de los fluidos presentes. Encontró que la compresibilidad del volumen total para un empacamiento esférico se expresa como:

$$c_b = A(p_c)^n, \text{ psi}^{-1} \quad (3.18)$$

donde:

A = coeficiente para cada material.

n = índice de variación del arreglo de los granos.

Jeager y Cook proporcionaron un panorama general de conocimientos previos sobre las pruebas de compresibilidad, e indican diferentes precauciones a la preparación de las muestras.

Redman realizó mediciones de porosidades para diferentes areniscas a una *presión de poro* constante (presión atmosférica) mientras se incrementó la *presión de sobrecarga* a 20,000 psi. Se observó en las muestras, que a diferentes *presiones de confinamiento*, p_c , se presentaba un daño permanente, esto es evidenciado por un salto en la pendiente de la gráfica de *compresibilidad* contra *presión de confinamiento*. La presión en la cual se registró el salto con la variación de areniscas.

Zheng encontró que la *compresibilidad de poro* medida por medio del método hidrostático convencional y del método dinámico, se realizó bajo condiciones simuladas de producción “in-situ” para muestras de areniscas. Encontró que la diferencia en las mediciones de compresibilidad, medida con los dos métodos, es un factor de dos.

Determinó en laboratorio las *compresibilidades de poro* de rocas de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. Las muestras fueron saturadas con agua, controlándose el *volumen poroso*, la *presión de confinamiento* y la *presión de poro* en un núcleo, cuantificándose la reducción en el *volumen poroso*. Los valores del *esfuerzo efectivo* aplicado, se ubico en el rango de 0 a 4500 psi.

El incremento en el *esfuerzo efectivo* se realizó mediante la reducción de la *presión de poro*, en tanto la *presión de confinamiento* se mantenía como una constante hidrostática en las muestras de roca.

$$c_b = \frac{1}{1 + \frac{V_{pt}}{V_s}} \left[\frac{d \frac{V_{pt}}{V_s}}{dE_e} \right]_{p,T} = \frac{1}{V_s + V_{pt}} \frac{dV_{pt}}{dE_e} = \frac{1}{V_b} \frac{dV_{pt}}{dE_e}, \text{psi}^{-1} \quad (3.19)$$

Los objetivos de este trabajo son estudiar la *compresibilidad de poro* para rocas de yacimientos carbonatados bajo condiciones de *presión de confinamiento* elevada, y la investigación de correlaciones entre los parámetros de la *compresibilidad de poro*, y *porosidad inicial* dentro de muestras litológicas agrupadas.

Harari presenta datos experimentales de carbonatos en forma de porosidad relativa como función *del esfuerzo efectivo* y los valores de *compresibilidad de poro* se calcularon. Se agruparon las muestras de roca basándose en su descripción litológica. Cuatro grupos de muestra de carbonatos consistentes en grainstones, packstones, wackestones y mudstones, fueron estudiadas. También, arenisca Berea fueron analizadas para compararlas con los carbonatos analizados.

Las gráficas en escala log-log, entre la *compresibilidad de poro* y el *esfuerzo efectivo* en todas las de las mediciones muestran un comportamiento lineal negativo, lo que permite representarlas con modelos de ley de potencias.

Proporcionaron modelos de ley de potencias para la predicción de la compresibilidad de poro en función del *esfuerzo efectivo* de las muestras probadas.

Se encontró que los parámetros de los modelos están correlacionados con la porosidad inicial e interrelacionados dentro del mismo grupo litológico en las muestras probadas.

Chuanliang Li presentó una relación de la compresibilidad de la roca en función de la litología, la cual se deduce de un estudio teórico de los mecanismos de porosidad media. Su método incorpora dos parámetros importantes: el modelo estático de la roca y la *relación de Poisson*. Los cuales son fáciles de medir en laboratorio, a diferencia de la compresibilidad de la roca,

Encontraron que la *compresibilidad de la roca* se incrementa tanto como la porosidad, y demostró que depende de la rigidez del esqueleto de la roca, y demostró que la compresibilidad de la roca es más pequeña que la compresibilidad de los fluidos del yacimiento.

La roca la roca es un medio poroso compuesto por partículas sólidas y espacios poroso entre las partículas.

Divide los volúmenes de la roca en tres grupos:

Volumen de sólidos (V_s) llamado a veces volumen de grano o del esqueleto, volumen de poro (V_p) y volumen total (V_b) que es la suma del volumen de sólidos y el volumen de poro.

La roca está sujeta a dos tipos de esfuerzos, interno y externo. El esfuerzo interno es comúnmente llamado *presión de poro* o *presión de los fluidos*. El esfuerzo externo es llamado algunas veces esfuerzo total.

Hay dos tipos de deformación en el medio poroso: estructural y primario. La deformación del medio poroso es causada por el arreglo de las partículas, definido como deformación estructural.

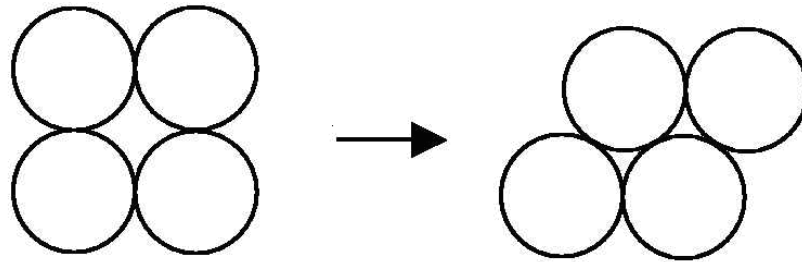


Fig. 3.7. Deformación estructural del medio poroso.

En este proceso las partículas propias del volumen de roca (del esqueleto), no cambian del todo, pero los poros y el volumen de roca son variables con respecto al esfuerzo efectivo.

La deformación estructural se produce principalmente en la roca no consolidada, la cual actúa en el medio de micro fracturas y es llamada compactación del medio poroso.

La deformación primaria se produce en la roca firme, por la cementación en el contacto entre las partículas, esta actúa en la compresión de la roca.

CAPÍTULO 4 METODOLOGÍA PROPUESTA

4.1 Método tradicional

En el método tradicional con la edición de los registros geofísicos de pozos, sónico y de cizalla (DSI); se obtiene la relación de tiempos de tránsito; entre éstos y mediante un modelo geomecánico se calcula la *relación de Poisson*, y con ésta los *módulos de Young, de cizalla y volumétrico*. No se requiere de la litología, la metodología se valida cuando los valores de los módulos elásticos coinciden con los valores de determinadas litologías.

4.2 Metodología Propuesta

En esta metodología se propone que:

- ✓ La **relación de Poisson** de los sólidos que componen la roca se calcule con las fracciones volumétricas mineralógicas características de los resultados de la interpretación litológica.
- ✓ La *relación de tiempos de tránsito* se calcule mediante un modelo geomecánico que es función de la *relación de Poisson* de la formación.
- ✓ El tiempo de tránsito de cizalla se calcule multiplicando la relación de *tiempos de tránsito* por el *tiempo de tránsito* del registro sónico.

Las velocidades se utilizan en los modelos geomecánicos y se obtienen los módulos geomecánicos: Young, cizalla y volumétrico.

El *módulo Volumétrico* se usa en un *modelo geomecánico* nuevo para obtener la *compresibilidad de poro*, tanto de matriz como del sistema de doble porosidad.

La *compresibilidad de poro* del sistema de doble porosidad y del asociado a la matriz, se introducen al *modelo de mezclado Pulido y Samaniego 2005*, para obtener la *compresibilidad de poro* asociado al sistema secundario.

El perfil de *compresibilidad de poro* se escala con el método correspondiente y se obtiene el registro en concordancia con el espesor vertical de las celdas, para realizar una distribución 3D de la *compresibilidad de poro* utilizando métodos de población desarrollados y migrarse los perfiles a un modelo de simulación numérica de yacimientos.

Valores característicos de la *relación de Poisson* de sólidos

Los valores de la relación de Poisson de los componentes principales en carbonatos donde el análisis mineralógico define la fracción volumétrica de las arcillas: illita, clorita y montmorillonita, así como el valor de la *relación de Poisson* de la mezcla de arcillas ya que su rango es bastante amplio, se muestran en la **Tabla 4.1**

$V_{\text{arenas arcillosas}}$	V_{lutitas}	V_{dol}	V_{cal}	V_{sal}
0.5	0.4	0.31	0.2	0.25

Tabla 4.1. Valores de la *relación de Poisson* para lutita, dolomía y caliza.

4.2.1 Relación de Poisson de los sólidos que componen la roca

Se obtiene multiplicando cada fracción volumétrica mineralógica obtenida de la interpretación litológica por su valor correspondiente de la *relación de Poisson* y está dada por:

$$v_s = f_{sh}v_{sh} + f_{dol}v_{dol} + f_{cal}v_{cal} \quad (4.1)$$

Problema-Ejemplo 4.1

Determinar la *relación de Poisson* de sólidos de la roca, con los datos de la *interpretación litológica* siguiente:

$$f_{sh} = 0.05 \quad f_{dol} = 0.80 \quad f_{cal} = 0.15$$

Solución:

$$v_s = 0.05[0.4] + 0.80[0.31] + 0.15[0.2] = 0.298$$

De la evaluación petrofísica se obtiene un perfil de componentes mineralógicos por lo que es posible calcular un perfil de la *relación de Poisson* de sólidos de la roca como se muestra en la **Fig. 4.1**.

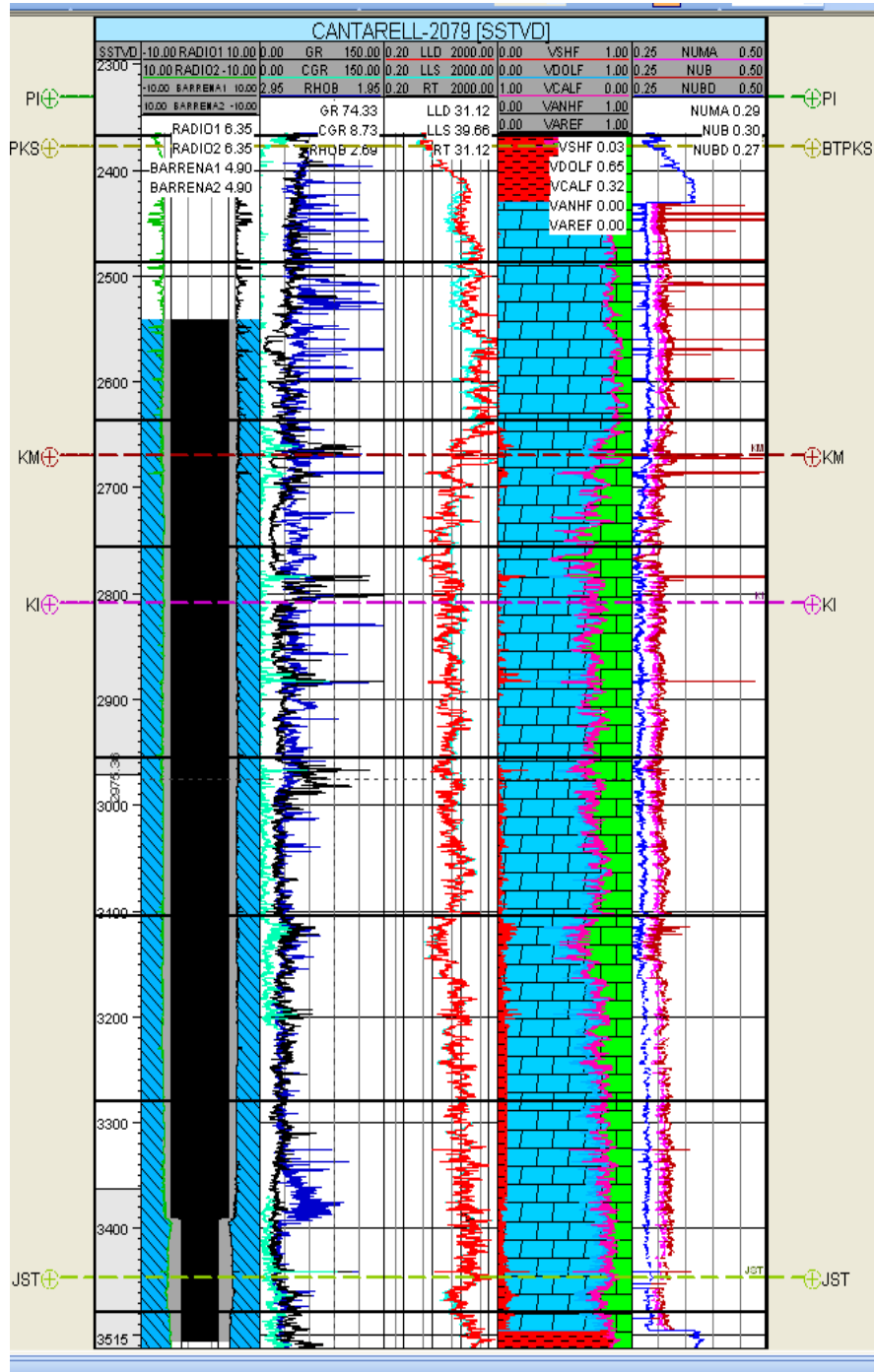


Fig. 4.1. Registro que muestra la *relación de Poisson* de sólidos de la roca en función de la litología.

4.2.2 Valores característicos de la *relación de Poisson* de fluidos.

Esta propiedad representa la respuesta de la propagación del sonido u ondas acústicas

V_w	$V_{\text{w agua salada de formación}}$	$V_{\text{o pesado}}$	$V_{\text{o ligero}}$	V_g
1.00	0.95	0.70	0.65	0.05

Tabla 4.2. Valores de la *relación de Poisson* para fluidos

Relación de Poisson de los líquidos que saturan la roca v_{fl} :

$$v_{fl} = S_w v_w + S_o v_o + S_g v_g \quad (4.2)$$

4.2.3 Relación de Poisson de una roca porosa saturada de fluido.

Utilizando los volúmenes como función de peso para la *relación de Poisson* roca:

$$V_b v_b = V_s v_s + V_p v_{fl} \quad (4.3)$$

Donde:

$$V_p = \text{volumen poroso.}$$

Dividiendo la ecuación anterior entre el *volumen de roca*:

$$v_b = \left[\frac{V_b - V_p}{V_b} \right] v_s + \frac{V_p v_{fl}}{V_b} \quad (4.4)$$

La *relación de Poisson* de roca compuesta por sólidos y fluido es:

$$v_b = [1 - \phi_t] v_s + \phi_t v_{fl} \quad (4.5)$$

Problema-Ejemplo 4.2

Determinar el valor de la *relación de Poisson* para un carbonato saturado de agua con los valores siguientes:

$$\phi_t = 0.12$$

$$v_s = 0.298$$

$$\nu_{fl} = 1.00$$

Solución:

La *relación de Poisson* de una roca carbonatada, dolomitizada y saturada de agua:

$$\nu_b = 0.298[1 - 0.12] + 0.12[1.0] = 0.3822$$

4.2.4 Relación de Poisson de la roca multiporosa saturada de fluido

Sustituyendo la *porosidad total* en la ecuación de la *relación de Poisson* de la roca:

$$\nu_b = [1 - \phi_{ma} - \phi_{sec}] \nu_s + [\phi_{ma} + \phi_{sec}] \nu_{fl} \quad (4.6)$$

Agrupando se obtiene la *relación de Poisson* de la roca saturada de fluido en función de la *relación de Poisson* de la matriz saturada y la secundaria también saturada:

$$\nu_b = \nu_{ma} + \nu_{sec} \quad (4.7)$$

Donde:

$$\nu_{ma} = [1 - \phi_{ma}] \nu_s + \phi_{ma} \nu_{fl} \quad (4.8)$$

$$\nu_{sec} = -\phi_{sec} \nu_s + \phi_{sec} \nu_{fl} = \phi_{sec} [\nu_{fl} - \nu_s] \quad (4.9)$$

Problema-Ejemplo 4.3

Determinar la *relación de Poisson* que aporta la *porosidad secundaria* y la matricial si:

$$\phi_{sec} = 0.02 \quad \phi_{ma} = 0.08 \quad \nu_s = 0.3 \quad \nu_{fl} = 1.00$$

Solución:

Relación de Poisson de la *porosidad secundaria* húmeda:

$$\nu_{sec} = 0.02[1 - 0.3] = 0.014$$

Relación de Poisson de la *porosidad matricial* húmeda:

$$\nu_{ma} = [1 - 0.08]0.3 + 0.08[1.0] = 0.356$$

La porosidad secundaria modifica levemente a la *relación de Poisson* en rocas carbonatadas saturadas con agua.

4.2.5 Modelo geomecánico de la relación de Poisson

El *modelo geomecánico* de la *relación de Poisson* en función de la *relación de tiempos de tránsito sísmico y de corte* es:

$$\nu = \frac{0.5[dt_s / dt_c]^2 - 1}{[dt_s / dt_c]^2 - 1} = \frac{[dt_s / dt_c]^2 - 2}{2[dt_s / dt_c]^2 - 2} \quad (4.10)$$

Entonces la *relación de Poisson* en función de la *relación de tiempos de transito*:

$$\nu = \frac{c - 2}{2c - 2} \quad (4.11)$$

donde:

$$c = (\Delta t_s / \Delta t_c)^2 \quad (4.12)$$

En la **Fig. 4.1** se muestra el comportamiento de la *relación de Poisson* con respecto a la relación de velocidades.

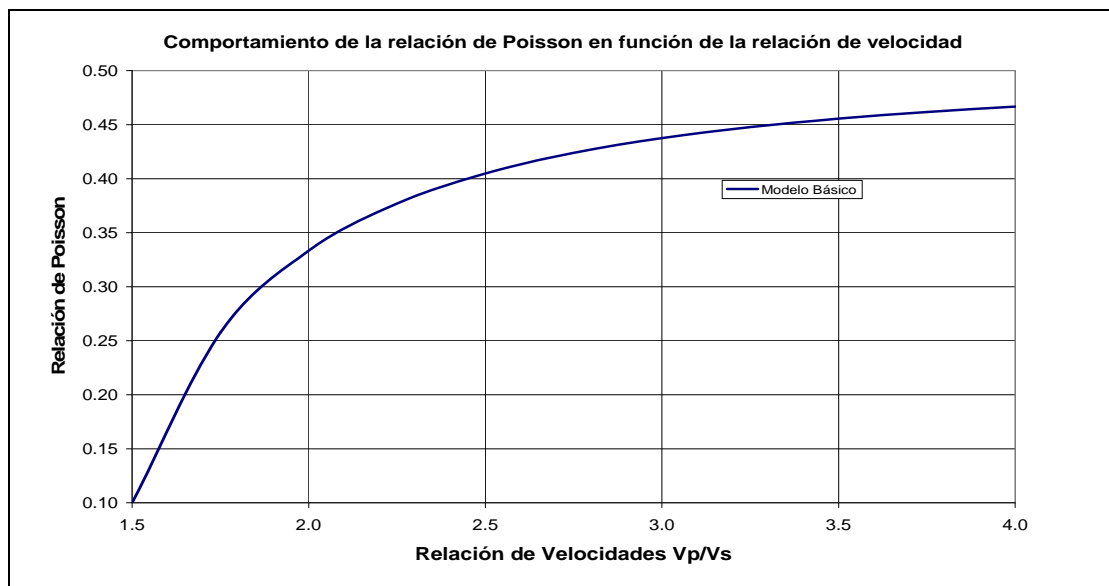


Fig. 4.2. Gráfica de la *relación de Poisson* vs. relación de velocidades.

Problema-Ejemplo 4.4:

Determinar la *relación de Poisson* con la relación de velocidades siguiente:

$$V_p / V_s = 1.5$$

Solución:

Debido a que los *tiempos de tránsito* son inversos a las *velocidades*:

$$\Delta t_s / \Delta t_c = 1.5$$

Utilizando la Ec. 4.3:

$$c = (1.5)^2 = 2.25$$

Sustituyendo la constante en el modelo geomecánico para obtener la *relación de Poisson* es:

$$\nu = \frac{2.25 - 2}{2[2.25] - 2} = \frac{0.11}{2.5} = 0.10$$

La *relación de tiempos de tránsito* se obtiene al despejar el modelo geomecánico en función de la *relación de Poisson*:

$$\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} = \sqrt{\frac{2[\nu - 1]}{2\nu - 1}} \quad (4.13)$$

Problema-Ejemplo 4.5

Determinar la *relación de tiempos de tránsito* utilizando la *relación de Poisson* para una roca carbonatada saturada de agua y una sin agua:

$$\text{Si: } \nu_s = 0.298 \quad \nu_b = 0.3824$$

Solución:

Sin agua

$$\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} = \sqrt{\frac{2[0.298 - 1]}{2[0.298] - 1}} = 1.86$$

Con agua:

$$\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} = \sqrt{\frac{2[0.3824 - 1]}{2[0.3824] - 1}} = 2.29$$

4.2.6 Tiempo de tránsito de cizalla (DSI).

El tiempo de tránsito de cizalla (DSI) es igual al producto de la relación tiempos de tránsito multiplicado por el tiempo de tránsito del sónico (DTCO).

$$\Delta t_{\text{cizalla}} = \left[\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right] \times \Delta t_{\text{sónico}} \quad (4.14)$$

Problema-Ejemplo 4.6

Determinar el tiempo de tránsito de cizalla, de una roca carbonatada saturada de agua y una sin agua: si $\Delta t_{\text{sónico}} = 50 \mu\text{s} / \text{pie}$

Solución:

Sin agua:

$$\Delta t_{\text{cizalla}} = [1.8642] 50 \mu\text{s} / \text{pie} = 93 \mu\text{s} / \text{pie}$$

Con agua:

$$\Delta t_{\text{cizalla}} = [2.29] 50 \mu\text{s} / \text{pie} = 114.5 \mu\text{s} / \text{pie}$$

La velocidad de cizalla en una roca carbonatada sin agua:

$$V_s = \frac{1 \text{ pie}}{93 \mu\text{s}} = \frac{1 \text{ pie}}{93 \times 10^{-6} \text{ s}} = \frac{10^6}{93} = 107,284 \text{ pie} / \text{seg}$$

La velocidad de cizalla en una roca carbonatada saturada con agua es:

$$V_s = \frac{1 \text{ pie}}{114.5 \mu\text{s}} = \frac{1 \text{ pie}}{114.5 \times 10^{-6} \text{ s}} = \frac{10^6}{114.5} = 87,273 \text{ pie} / \text{seg}$$

4.2.7 Módulo volumétrico de matriz, κ_{ma} .

Es un indicador de la resistencia a la compresión de la relación del esfuerzo aplicado a un volumen matricial con respecto a la deformación volumétrica de la matriz. El

esfuerzo, de expansión o encogimiento, está relacionado con el cambio de volumen de matriz, ΔV_{ma} :

$$\kappa_{ma} = \frac{(\rho_b g) \Delta h}{\left[\frac{\Delta V_{ma}}{V_{ma}} \right]} = \frac{\Delta E_e}{\left[\frac{\Delta V_{ma}}{V_{ma}} \right]} \quad (4.15)$$

Donde:

$\rho_b g h$ = columna litostática suprayacente, *psi*.

La carga que resulta de los esfuerzos horizontales y verticales en el subsuelo (*esfuerzo total*) que reciben los sólidos de la matriz de la roca (Ref. 43). Esta distribución de cargas se determina así:

$$\kappa_{ma} = \rho_{ma} \left[\frac{1}{\Delta t_{ma \text{ sónico}}^2} - \frac{1.33}{\Delta t_{ma \text{ cizalla}}^2} \right] 101 \times 10^9, \text{ psi} \quad (4.16)$$

Problema-Ejemplo 4.7

Obtener el *módulo volumétrico de elasticidad de matriz*, dados los datos de la interpretación litológica de los registros geofísicos:

Dolomía= 82% Caliza = 15% Arcilla = 3% $\phi_{ma}=0.08$

Solución:

$$\rho_s = f_{DOL} \rho_{DOL} + f_{CAL} \rho_{CAL} + f_{SH} \rho_{SH}$$

$$\rho_s = 0.82[2.86] + 0.15[2.7] + 0.03[2.5] = 2.82 \text{ g/cm}^3$$

$$\rho_{ma} = \phi_{ma} [1 - \rho_s] + \rho_s$$

$$\rho_{ma} = 0.08[1 - 2.82] + 2.82 = 2.69 \text{ g/cm}^3$$

$$\Delta t_s = f_{DOL} \Delta t_{DOL} + f_{CAL} \Delta t_{CAL} + f_{SH} \Delta t_{SH}$$

$$\Delta t_{s \text{ sónico}} = 0.82[43.5] + 0.15[47] + 0.03[50] = 44.22 \text{ } \mu\text{seg}$$

$$\Delta t_{ma \text{ sónico}} = \phi_{ma} [\Delta t_{s \text{ sónico}} + 200] + \Delta t_{s \text{ sónico}}$$

$$\Delta t_{ma \text{ sónico}} = 0.08[44.22 + 200] + 44.22 = 63.75 \text{ } \mu\text{seg}$$

$$\nu_s = 0.82(0.31) + 0.15(0.2) + 0.03(0.4) = 0.296$$

$$\frac{dt_s}{dt_c} = \sqrt{\frac{2[3-1]}{2[3]-1}} = 1.86$$

$$\Delta t_s = \frac{dt_s}{dt_c} \times \Delta t_c = 1.86 \times 63.75 = 118.8 \text{ } \mu\text{seg}$$

$$\kappa_{ma} = 2.73 \left[\frac{1}{(63.75)^2} - \frac{1.33}{(118.8)^2} \right] 101 \times 10^9 = 41.87 \times 10^6 \text{ } \text{psi}$$

4.2.8 Módulo volumétrico de elasticidad de roca, κ_b .

El esfuerzo está relacionado con el cambio (expansión o compresión) de volumen de roca ΔV_b :

$$\kappa_b = \frac{\rho_b g \Delta h}{[\Delta V_b / V_b]} \quad (4.17)$$

donde:

$\rho_b g \Delta h$ = columna litostática suprayacente, *psi*.

ΔV_b = cambio de volumen de roca, *pie*³.

V_b = volumen inicial de roca, *pie*³.

La carga que resulta de los *esfuerzos horizontales y verticales* en el subsuelo (*esfuerzo total*) se comparte entre la matriz de la roca (*esfuerzo efectivo*) y los fluidos presentes en los poros de la misma (*presión de poro*). Esta distribución de cargas se determina así.

$$\kappa_b = \rho_b \left[\frac{1}{\Delta t_{b \text{ sónico}}^2} - \frac{1.33}{\Delta t_{b \text{ cizalla}}^2} \right] 101 \times 10^9 \quad (4.18)$$

Problema-Ejemplo 4.8

Obtener el *módulo volumétrico de elasticidad de roca* con los datos de registros geofísicos:

Dolomía= 82%

Caliza= 15%

Arcilla= 3%

$$\rho_{ma} = 2.69 \text{ g/cm}^3$$

$$\phi_t = 0.10$$

Solución:

La *densidad de roca* se obtiene utilizando la *porosidad total*:

$$\rho_b = \rho_{ma} + \phi_t [1 - \rho_{ma}]$$

$$\rho_b = 2.69 + 0.1[1 - 2.69] = 2.5 \text{ g/cm}^3$$

El *tiempo de tránsito* sínico de la roca:

$$\Delta t_{bc} = \Delta t_{b \text{ sínico}} + \phi_t [200 - \Delta t_{b \text{ sínico}}]$$

$$\Delta t_{bc} = f_{DOL} \Delta t_{DOL} + f_{CAL} \Delta t_{CAL} + f_{SH} \Delta t_{SH}$$

$$\Delta t_{bc} = 0.82[43.5] + 0.15[47] + 0.03[50] = 44.22 \text{ } \mu\text{seg}$$

$$\Delta t_{bc} = 44.22 + 0.1[200 - 44.22] = 59.7 \text{ } \mu\text{seg}$$

El *tiempo de tránsito* de cizalla de la roca:

$$\Delta t_{bs} = 1.864 \times \Delta t_{bc}$$

$$\Delta t_{bs} = \Delta t_{bc \text{ cizalla}} + \phi_t [200 - \Delta t_{bc \text{ cizalla}}]$$

$$\Delta t_{bs} = 1.864 \times 59.7 = 111.47 \text{ } \mu\text{seg}$$

Entonces:

$$\kappa_b = 2.63 \left[\frac{1}{(59.7)^2} - \frac{1.33}{(111.47)^2} \right] 101 \times 10^9 = 47.59 \times 10^6 \text{ psi}$$

El *módulo volumétrico de elasticidad de roca* en función de los parámetros geomecánicos se obtiene con la ecuación siguiente:

$$\kappa_b = \frac{E_b}{3[1 - 2\nu_b]} \quad (4.17)$$

Problema-Ejemplo 4.9

Obtener el *módulo volumétrico de elasticidad de roca* con los datos de registros geofísicos:

$$E_b = 5 \times 10^6 \text{ psi}$$

$$\nu_b = 0.36$$

Solución

$$\kappa_b = \frac{5 \times 10^6 \text{ psi}}{3[1 - 2[0.36]]} = 59.5 \times 10^6 \text{ psi}$$

Problema-Ejemplo 4.10

Demostrar que el *módulo volumétrico de elasticidad de roca* κ_b saturada con salmuera, es mayor que cuando está saturada con gas, con los datos siguientes:

Dolomía= 82%

Caliza= 15%

Arcilla= 3%

$$E_b = 5 \times 10^6 \text{ psi}$$

$$\phi_t = 0.10$$

Solución:

$$\nu_s = f_{sh} \nu_{sh} + f_{dol} \nu_{dol} + f_{cal} \nu_{cal}$$

$$\nu_{fl} = S_w \nu_w + S_o \nu_o + S_g \nu_g$$

$$\nu_b = [1 - \phi_t] \nu_s + \phi_t \nu_{fl}$$

$$\nu_s = 0.82(0.31) + 0.15(0.2) + 0.03(0.4) = 0.296$$

$$\nu_{salmuera} = 0.85(0.95) + 0.15(0.7) = 0.9125$$

$$\nu_{gas} = 0.85(0.05) + 0.15(0.7) = 0.1475$$

$$\nu_{b \text{ sat salmuera}} = [1 - 0.10] 0.296 + 0.10(0.9125) = 0.4337$$

$$\nu_{b \text{ sat gas}} = [1 - 0.10] 0.296 + 0.10(0.1475) = 0.3572$$

$$\kappa_{b\text{ sat salmuera}} = \frac{5 \times 10^6 \text{ psi}}{3[1 - 2[0.4337]]} = 12.59 \times 10^6 \text{ psi}$$

$$\kappa_{b\text{ sat gas}} = \frac{5 \times 10^6 \text{ psi}}{3[1 - 2[0.3572]]} = 5.83 \times 10^6 \text{ psi}$$

Entonces:

El módulo de roca cuando la roca está saturada con salmuera es mucho mayor que cuando está saturada con gas

4.2.9 Módulo de cizalla de matriz, G_{ma} .

Es la relación entre el *esfuerzo de cizalla* aplicado a la matriz de una roca carbonatada y la *deformación de cizalla* provocada. Es una medida de la resistencia de la matriz de una roca carbonatada a una *deformación de cizalla* y se define como:

$$G_{ma} = \frac{F / A}{\tan \theta} = \frac{\tau_{ma}}{\varepsilon_{cma}} \quad (4.18)$$

donde:

τ_{ma} = esfuerzo de cizalla aplicado a la matriz de una roca carbonatada multiporosa.

ε_{cma} = deformación longitudinal vertical entre longitud horizontal de la matriz, adim.

El módulo de cizalla de matriz en función de las mediciones de registros geofísicos:

$$G_{ma} = 101 \times 10^9 \frac{\rho_{ma}}{(\Delta t_{ma\text{ cizalla}})^2} \quad (4.19)$$

Problema-Ejemplo 4.11

Determinar el *módulo de cizalla de matriz* en la formación JSK, con los datos siguientes:

$$f_{dol} = 85\% \quad \phi_{ma} = 0.08$$

$$f_{cal} = 14\%$$

$$f_{vsh} = 1\%$$

Solución:

$$\rho_s = f_{dol}\rho_{dol} + f_{cal}\rho_{cal} + f_{vsh}\rho_{vsh}$$

$$\rho_s = 0.85[2.86] + 0.14[2.7] + 0.01[2.5] = 2.82 \text{ g/cm}^3$$

$$\rho_{ma} = \rho_s + \phi_{ma}[1 - \rho_s]$$

$$\rho_{ma} = 2.82 + 0.08[1 - 2.82] = 2.73 \text{ gr/cm}^3$$

$$\Delta t_{mazzalla} = 94.596 \text{ } \mu\text{seg}$$

$$G_{ma} = 101 \times 10^9 \frac{2.73}{[94.596]^2} = 58.77 \times 10^6 \text{ psi}$$

4.2.10 Módulo de cizalla de roca, G_b .

Es la relación entre el *esfuerzo de cizalla* aplicado a una roca carbonatada multiporosa y la *deformación de cizalla* provocada. Es una medida de la resistencia de la roca a una *deformación de cizalla* sin cambio en volumen de roca y se define como:

$$G_b = \frac{F/A}{\tan \theta} = \frac{\tau_b}{\varepsilon_{cb}} \quad (4.20)$$

donde:

τ_b = esfuerzo de cizalla aplicado a una roca carbonatada multiporosa, *psi*.

$\varepsilon_{cb} = \frac{\Delta L_V}{\Delta L_H}$ = deformación vertical entre deformación horizontal, adim.

El *módulo de cizalla* de roca en función de las mediciones de registros geofísicos:

$$G_b = 101 \times 10^9 \frac{\rho_b}{\Delta t_{bcizalla}^2} = \frac{E_{DIN}}{2[1 + \nu_b]} \quad (4.21)$$

Problema-Ejemplo 4.12

Determinar el *módulo de cizalla* de roca en la formación JSK, con los datos siguientes:

$$\rho_b = 2.63 \text{ g/cm}^3$$

$$\Delta t_{b \text{ cizalla}} = 105.65 \text{ } \mu \text{ seg}$$

Solución:

$$G_b = 101 \times 10^9 \frac{2.63}{[105.65]^2} = 23.8 \times 10^6 \text{ psi}$$

El *módulo de cizalla*, G_b , de una roca no cambia cuando el fluido es cambiado, sin embargo el *módulo de roca*, κ_b , cambia significativamente cuando el fluido cambia.

4.2.11 Módulo de Young de matriz, E_{ma}

Es una medida de la resistencia a la deformación elástica de la matriz de la roca, que se calcula dividiendo el esfuerzo de tensión o de compresión sobre la matriz de la roca carbonatada, entre la deformación correspondiente

$$E_{ma} = \frac{[F / A]}{\Delta H / H} = \frac{\sigma_{ma}}{\varepsilon_{ma}}, \text{ psi}$$

donde:

H = espesor de bloque de matriz, L.

El *módulo de Young* de matriz en función de las medidas de registros geofísicos:

$$E_{ma} = 2 \times 101 \times 10^9 [1 + \nu_{ma}] \frac{\rho_{ma}}{\Delta t_{ma \text{ cizalla}}^2} \quad (4.22)$$

Problema-Ejemplo 4.13

Determinar el *módulo de Young* de matriz con los datos de registros geofísicos de una zona compacta,:

$$\nu_s = 0.296$$

$$\rho_{ma} = 2.82 \text{ g/cm}^3$$

$$\Delta t_{ma} = 60 \text{ } \mu\text{seg}$$

Solución:

Debido a que corresponde a una zona compacta, se considera como *módulo de Young* de la matriz.

$$E_{ma} = 202 \times 10^9 [1 + 0.26] \frac{2.82}{[60]^2} = 205 \times 10^6, \text{ psi.}$$

4.2.12 Módulo de Young de la roca, E_b .

Es una medida de la resistencia a la deformación elástica de la roca, que se calcula dividiendo el *esfuerzo de tensión* o compresión sobre la roca carbonatada multiporosa entre la *deformación* correspondiente.

$$E_b = \frac{[F/A]}{[\Delta L/L]} = \frac{\sigma_b}{\varepsilon_b}, \text{ psi} \quad (4.24)$$

donde:

σ_b = esfuerzo sobre la roca carbonatada multiporosa, *psi*.

$\varepsilon_b = \frac{\Delta L_o}{L_o}$ = relación de la deformación sobre la longitud original de la roca

carbonatada

multiporosa, *adim*.

ΔL_o = cambio en longitud, L.

L_o = longitud original, L.

El *módulo de Young* de la roca en función de la respuesta de registros geofísicos:

$$E_b = 202 \times 10^9 [1 + \nu_b] \frac{\rho_b}{\Delta t_{b \text{ cizalla}}^2} \quad (4.25)$$

El cambio en la *relación de velocidades* puede involucrar una de respuesta de AVO (variación de la amplitud con la distancia entre la fuente y el receptor).\

El *módulo de Young* de un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado, es menor que el de matriz debido a que se compacta rápido y a la presencia de *porosidad secundaria*.

$$E_{DP} = \frac{E_m \phi_m}{\phi_t} \quad (4.23)$$

Problema-Ejemplo 4.14

Determinar el modulo de Young, para un sistema multiporoso, con los datos siguientes:

$$E_{ma} = 205 \times 10^6, \text{ psi}$$

$$\phi_{ma} = 0.08$$

$$\phi_t = 0.10$$

Solución:

$$E_{DP} = \frac{205 \times 10^6 [0.08]}{[0.10]} \text{ psi} = 164 \times 10^6, \text{ psi}$$

4.2.13 Constante de Lamé de roca, λ_b .

Es un parámetro elástico sensible al contenido de fluidos. Es obtenida con el módulo de roca y de rigidez:

$$\lambda_b = \kappa_b - \frac{2\mu_b}{3} \quad (4.26)$$

Estas propiedades físicas relacionan la respuesta de la roca a las ondas sísmicas. Las ondas longitudinales arriban antes que las ondas transversales. Las oscilaciones atrás y al frente de las partículas están en dirección de la propagación.

$$V_{cb} = \sqrt{\frac{(\kappa_b + 4/3G_b)}{\rho_b}} = \sqrt{\frac{E}{\rho_b} \left[1 + \frac{2\nu_b^2}{1 - \nu_b - 2\nu_b^2} \right]} \quad (4.27)$$

Onda de cizalla

Las oscilaciones atrás y al frente de las partículas están en dirección perpendicular a la dirección de propagación:

$$V_{sb} = \sqrt{\frac{E_b}{\rho_b}} = \sqrt{\frac{E}{\rho_b} \left[\frac{1}{2[1 + \nu_b]} \right]} \quad (4.28)$$

Problema-Ejemplo 4.15

Determinar al *constante de Lamé* de la roca con los datos de registros:

$$\kappa_b = 10^7 \text{ psi}$$

$$\mu_b = 10^6 \text{ psi}$$

Solución:

$$\lambda_b = 10^7 - \frac{2[10^6]}{3} = 333 \text{ psi}$$

4.3 Compresibilidad de poro

Es la relación inversa del *módulo de roca*.

Utilizando la definición del *módulo de roca*:

$$\kappa = \frac{F/A}{\Delta V/V} = \frac{\Delta p}{\Delta V/V} \frac{f(\nu)}{f(\nu)}$$

Aplicando la definición de *esfuerzo efectivo*:

$$\kappa = \frac{B \Delta E_e}{\Delta V/V} \quad (4.29)$$

Arreglando la ecuación anterior. La *compresibilidad de poro* en función del módulo de roca:

$$\frac{B}{\kappa} = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta E_e}$$

$$c_p = \frac{B}{\kappa}$$

4.3.1 Compresibilidad de matriz, $c_{p\ ma}$.

Es la relación inversa del *Módulo de Matriz*. La *compresibilidad de poros matriciales* y la *compresibilidad de sólidos* es la *compresibilidad matricial*:

$$c_{p\ bma} = \frac{1800}{\kappa_{ma}}, \text{ psi}^{-1} \quad (4.30)$$

4.3.2 Compresibilidad de roca, $c_{p\ b}$.

La *compresibilidad de poros matriciales y secundarios* y la *compresibilidad de sólidos* es la *compresibilidad de la roca*:

$$c_{pb} = \frac{1800}{\kappa_b}, \text{ psi}^{-1} \quad (4.31)$$

Problema-Ejemplo 4.16

Determinar la compresibilidad de la roca a partir de los datos siguientes:

$$\kappa_b = 10^8 \text{ psi}$$

Solución:

$$c_b = \frac{1800}{10^8} = 18 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

La *compresibilidad de roca* en función de la *compresibilidad de sólidos* y la *compresibilidad de poro*, tanto los volúmenes porosos matriciales como los secundarios, con coeficientes como funciones de peso que dependen de la *porosidad total*.

Problema-Ejemplo 17

Determinar la *compresibilidad de la roca* a partir de los datos siguientes:

$$\kappa_{ma} = 114 \times 10^6, \text{ psi.}$$

Solución:

$$c_{p\ ma} = \frac{18 \times 10^2}{1.14 \times 10^8} = 15.78 \times 10^{-6}, \text{ psi}^{-1}$$

4.3.3 Compresibilidad de volumen poroso y expansión de sólidos

La *compresibilidad de roca* en función de la *compresibilidad de sólidos* y la *compresibilidad de poro*, tanto los volúmenes porosos matriciales como los secundarios, con coeficientes como funciones de peso que dependen de la *porosidad total* (ver apéndice C).

$$c_b = -[1 - \phi_t]c_s + \phi_t c_{pDP} \quad , \text{psi}^{-1} \quad (4.32)$$

Donde:

c_s = compresibilidad de los sólidos, *psi*.

c_{pDP} = compresibilidad de poro del sistema de doble porosidad, *psi*.

Sustituyendo la porosidad total

$$c_b = -[1 - \phi_{ma} - \phi_{sec}]c_s + [\phi_{ma} + \phi_{sec}]c_{pDP}$$

Desarrollando y agrupando:

$$c_b = -[1 - \phi_{ma}]c_s + \phi_{ma}c_{pDP} + [\phi_{sec}c_s + \phi_{sec}c_{pDP}]$$

Definiendo:

$$c_{pma} = -[1 - \phi_{ma}]c_s + \phi_{ma}c_{pDP}$$

$$c_{psec} = \phi_{sec}c_s + \phi_{sec}c_{pDP} \quad (4.33)$$

$$c_b = c_{pma} + c_{psec}$$

$$\frac{c_{psec}}{\phi_{sec}} = d_{pDP} + c_s$$

$$\frac{c_{pma}}{\phi_{ma}} = -\left[\frac{1 - \phi_{ma}}{\phi_{ma}}\right]c_s + c_{pDP} \quad (4.34)$$

4.3.4 Coeficiente de Biot, α .

Es el parámetro que describe la relación entre la consistencia de la roca multiporosa y la consistencia de la matriz. Para fines prácticos se considera igual a uno, o se puede calcular con la ecuación siguiente:

$$\alpha = 1 - \frac{\kappa_b}{\kappa_{ma}} \quad (4.35)$$

donde:

κ_b = módulo de volumen de roca, *psi*.

κ_{ma} = módulo de volumen de matriz, *psi*.

Problema-Ejemplo 18

Determinar el *coeficiente de Biot* con los datos siguientes:

$$\kappa_b = 10^9 \text{ psi}$$

$$\kappa_{ma} = 11.4 \times 10^9 \text{ psi}$$

Solución:

$$\alpha = 1 - \frac{10^9}{11.4 \times 10^9} = 0.122$$

Dado que las pruebas de laboratorio no están siempre disponibles, se elaboró un programa de cómputo de Geomecánica, en el cual se estiman las propiedades elásticas, estáticas y dinámicas.

4.3.5 Correlaciones de propiedades Geomecánicas con propiedades registros geofísicos.

Derivado de análisis de los resultados de las evaluaciones con registros geofísicos se obtuvieron *correlaciones* para calcular propiedades geomecánicas; aplicables solo a la formación de interés. Se aplican tendencias a las gráficas de las propiedades v.s. porosidad total, si existe poca dispersión y un coeficiente de correlación de 65% es considerado aceptable.

La correlación de la *relación de Poisson asociado al sistema de doble porosidad* en función de la *porosidad total*:

$$v_{DP} = 0.32\phi_t + 0.225 \quad (4.36)$$

En la **Fig. 4.4** se muestran:

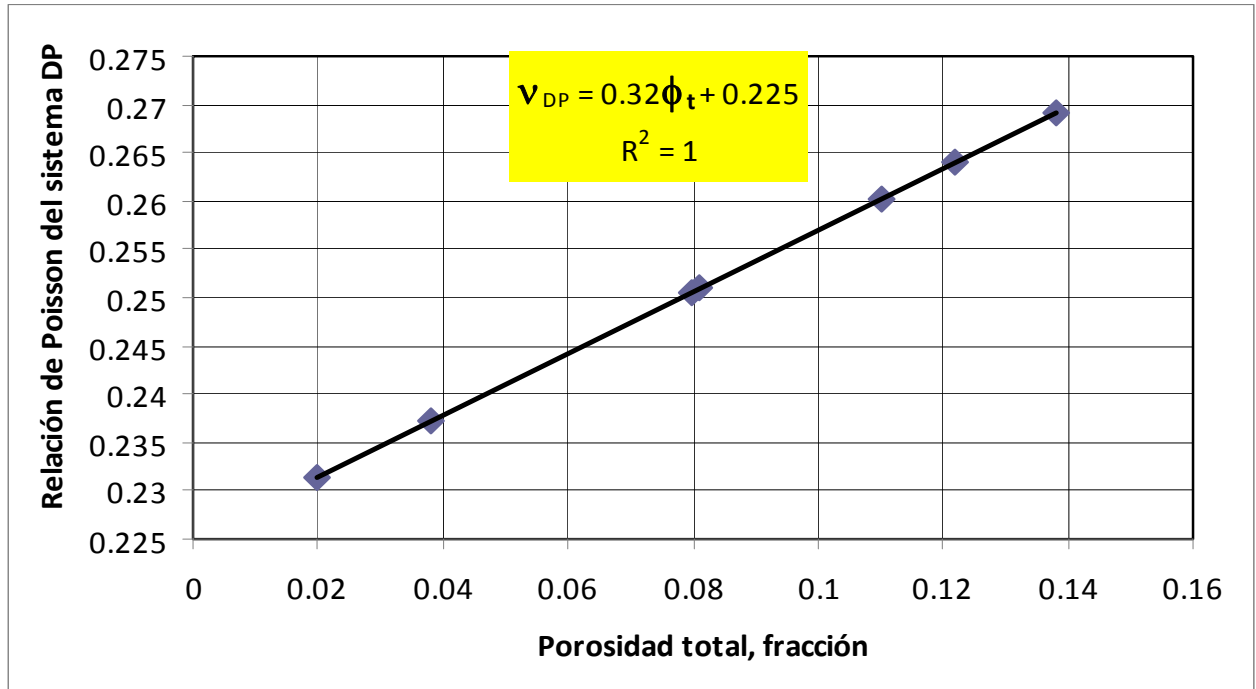


Fig. 4.4. Gráfica de la *relación de Poisson* en función de la *porosidad total*.

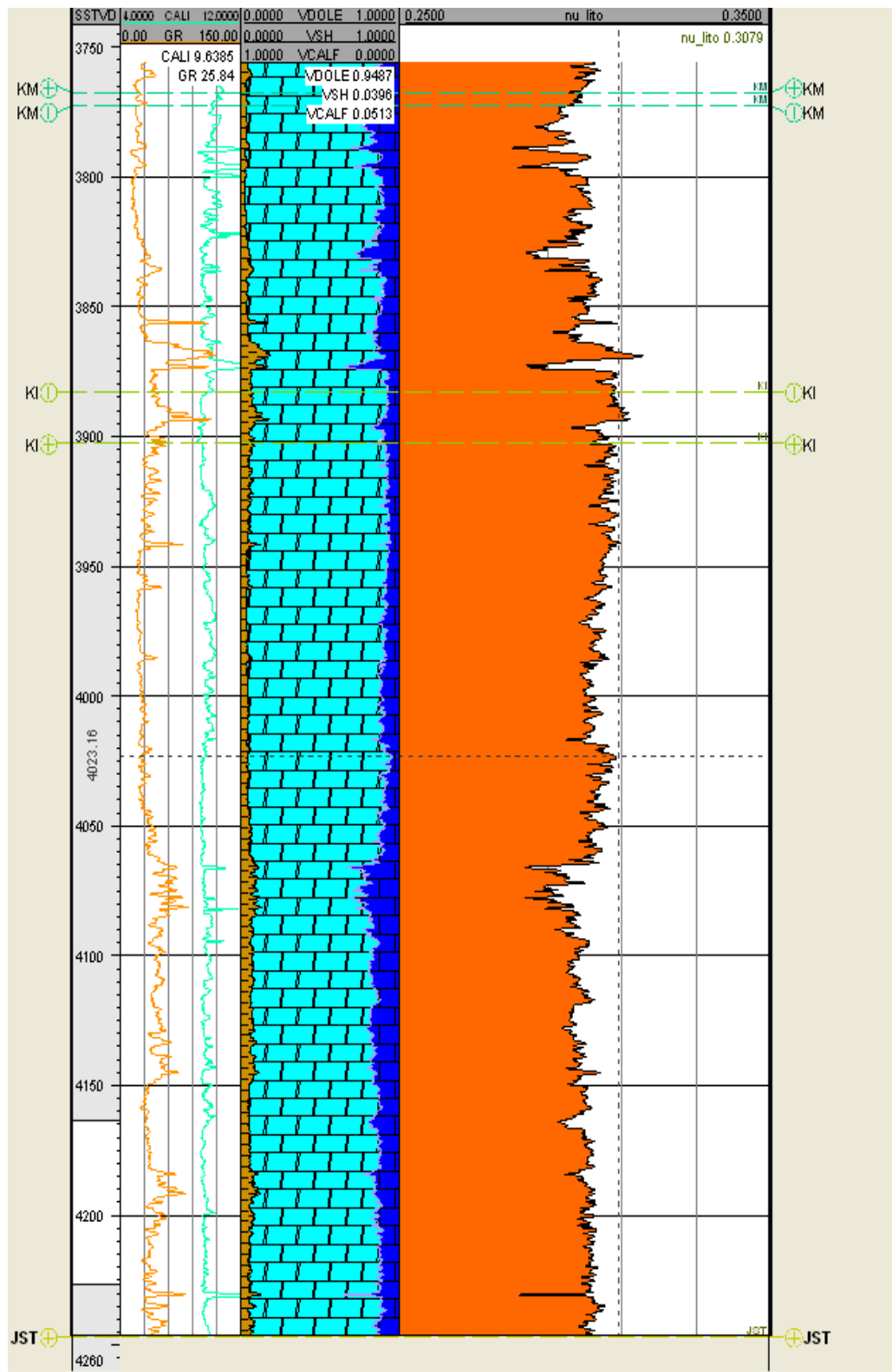


Fig. 4.5. Predicción utilizando la correlación de la *relación de Poisson* en función de la *porosidad total*.

4.3.6 Correlación del Módulo de Young asociado al sistema de doble porosidad en función de ϕ_t .

$$E_{DP} = \phi_t 10^7, \text{psi} \quad (4.37)$$

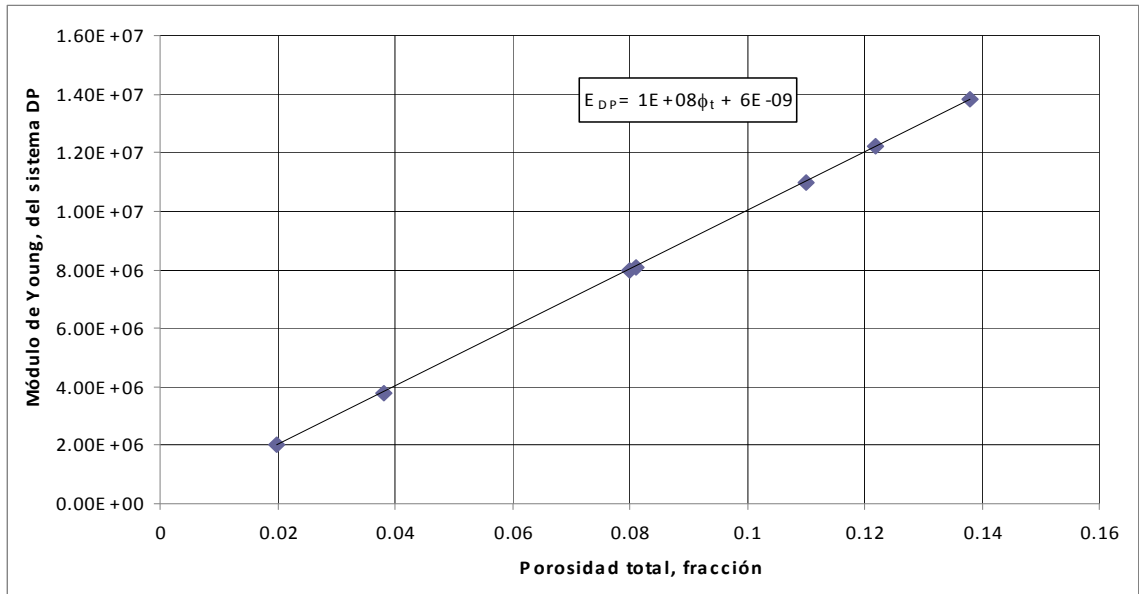


Fig. 4.6. Gráfica del *Módulo de Young asociado al sistema de doble porosidad* en función de la *porosidad total*.

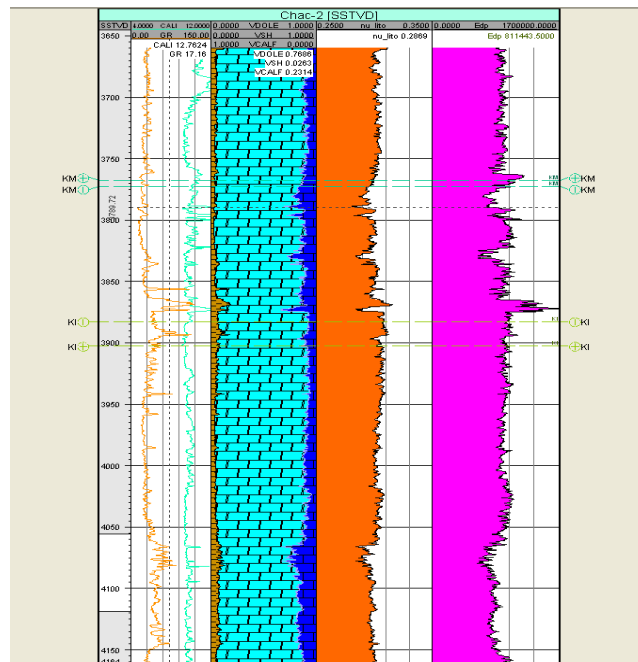


Fig. 4.7. Predicción utilizando la correlación del *módulo de Young asociado al sistema de doble porosidad* en función de la *porosidad total*.

4.3.7 Correlación del Módulo de Roca asociado al sistema de doble porosidad en función de ϕ_t .

$$\kappa_{bDP} = \frac{10^6}{90\phi_t + 5}, \text{psi} \quad (4.38)$$

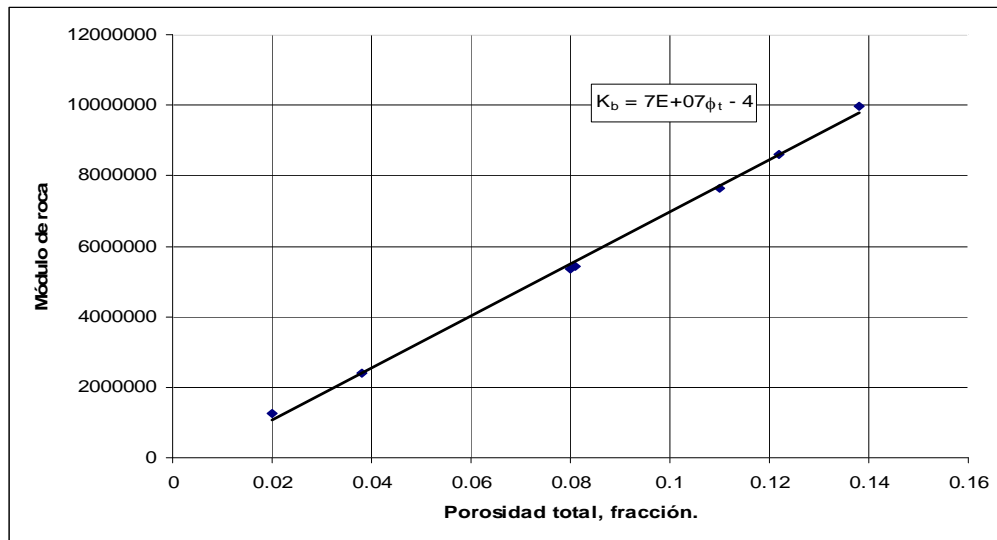


Fig. 4.8. Gráfica del *módulo de Roca* en función de la *porosidad total*.

4.3.8 Correlación de *Compresibilidad de poro* asociada al sistema de *doble porosidad* en función de ϕ_t :

$$c_{pDP} = [90\phi_t + 5] \times 10^{-6}, \text{psi}^{-1} \quad (4.39)$$

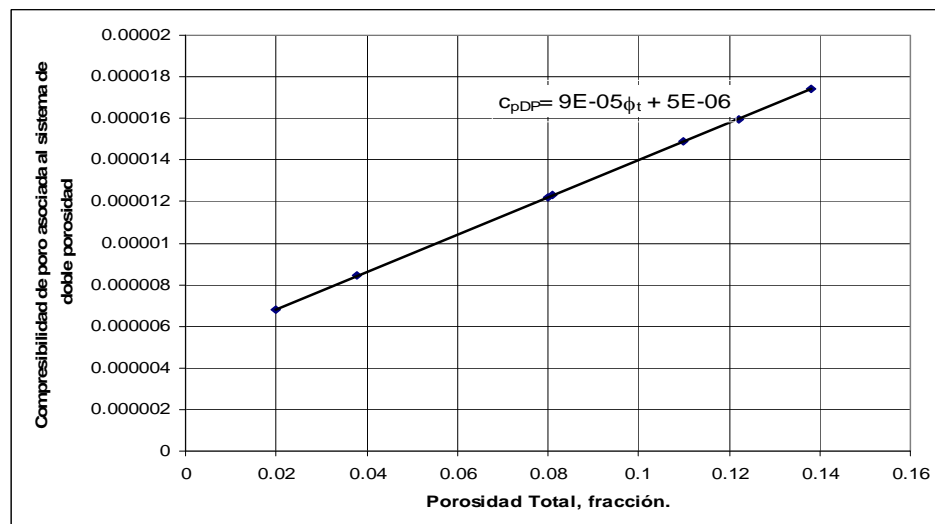


Fig. 4.9. Gráfica del *Compresibilidad total* en función de la *porosidad total*.

Problema-Ejemplo 4.19

Determinar la *compresibilidad de poro* asociada al sistema de doble porosidad con los datos siguientes:

$$\phi_i = 0.12$$

Solución:

$$c_{pDP} = 90 \times 10^{-6} [0.12] + 5 \times 10^{-6} = 15.8 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}.$$

4.3.9 Correlaciones Geomecánicas obtenidas con datos de núcleos.

Del análisis de resultados de núcleos se obtuvo una correlación (pocos puntos pero más precisos, la cual tiene menos dispersión y un coeficiente de correlación de 85% es aceptable) para obtener propiedades geomecánicas utilizando la *porosidad intrínseca de la matriz*:

$$c_{pma} = [8\phi_{ma} + 2]10^{-6}, \text{ psi}^{-1}. \quad (4.40)$$

La correlación para compresibilidad de poro asociada a la matriz en términos de porosidad de matriz y de porosidad secundaria obtenida de registros:

$$c_{pma} = \left[\frac{8\phi_{ma}}{1 - \phi_{sec}} + 2 \right] 10^{-6}, \text{ psi}^{-1}. \quad (4.41)$$

Problema-Ejemplo 4.20

Obtener la *compresibilidad de poro* asociada al sistema matricial para la formación JSK si la evaluación petrofísica avanzada proporciona los valores siguientes:

$$\phi_i = 0.11$$

$$\phi_{sec} = 0.03$$

Solución:

$$c_{pma} = \left[\frac{8[0.08]}{1 - 0.03} + 2 \right] 10^{-6} = 2.6 \times 10^{-6}, \text{ psi}^{-1}.$$

Problema-Ejemplo 4.21

Utilizando las correlaciones de registros geofísicos, determinar la *compresibilidad de poro* asociada al sistema de doble porosidad, utilizando el dato siguiente:

$$\phi_t = 0.11$$

$$\nu = 0.32[0.11] + 0.225 = 0.2602$$

Solución:

$$c_{pDP} = 90 \times 10^{-6} [0.11] + 5 \times 10^{-6} = 5 \times 10^{-6}, \text{psi}^{-1}.$$

Problema-Ejemplo 4.22

Utilizando las correlaciones de núcleos, determinar la *compresibilidad de poro* asociada a la porosidad intrínseca de matriz, utilizando el dato siguiente:

$$\phi_{ma} = 0.08$$

Solución:

$$c_{pma} = 8 \times 10^{-6} [0.08] + 2 \times 10^{-6} = 2.64 \times 10^{-6}, \text{psi}^{-1}.$$

4.3.10 Modelo para la *Compresibilidad de poro* asociada al sistema secundario

Se utiliza el *módulo de Pulido Samaniego (2005)* del apéndice A (A-12) despejando la

C_{psec} :

$$c_{psec} = \frac{c_{pDP} - [1 - f_v] c_{pma}}{f_v} \text{psi}^{-1} \quad (4.42)$$

Problema-Ejemplo 4.23

Determinar la *compresibilidad de poro asociada al sistema secundario* con datos obtenidos en ejemplos anteriores:

Solución:

$$c_{pDP} = \frac{[5 \times 10^{-6}] [1 - (3/11)] [2.64 \times 10^{-6}]}{[3/11]} = 3.52 \times 10^{-11}, \text{psi}^{-1}.$$

Compresibilidad de poro asociada al sistema secundario:

$$\phi_t c_{pDP} = \phi_{ma} c_{pma} + \phi_{sec} c_{psec} \quad (4.43)$$

Despejando la *compresibilidad de poro* asociada al sistema secundario de la ecuación anterior:

$$c_{p \text{ sec}} = \frac{\phi_t c_{pDP} - \phi_{ma} c_{pma}}{\phi_{\text{sec}}} \quad (4.44)$$

Si la *compresibilidad de poro* asociada a la matriz no es significativa:

$$c_{p \text{ sec}} \approx \frac{\phi_t c_{pDP}}{\phi_{\text{sec}}} \quad (4.45)$$

$$c_{p \text{ sec}} \approx \frac{c_{pDP}}{\left[\frac{\phi_{\text{sec}}}{\phi_t} \right]} \approx 5c_{pDP} \quad (4.46)$$

$$c_{t \text{ sec}} = c_o S_o + c_w S_w + c_{p \text{ sec}} \quad (4.46)$$

$$c_{t \text{ ma}} = c_o S_o + c_w S_w + c_{p \text{ ma}} \quad (4.47)$$

Las correlaciones a nivel de registros para obtener propiedades mecánicas en función de la *porosidad total* permitirán realizar la población 3D, de modelos estáticos y modelos numéricos de simulación, representativos de la formación y con ello reproducir el histórico de presión- producción, y evaluar con mayor precisión los esquemas de explotación.

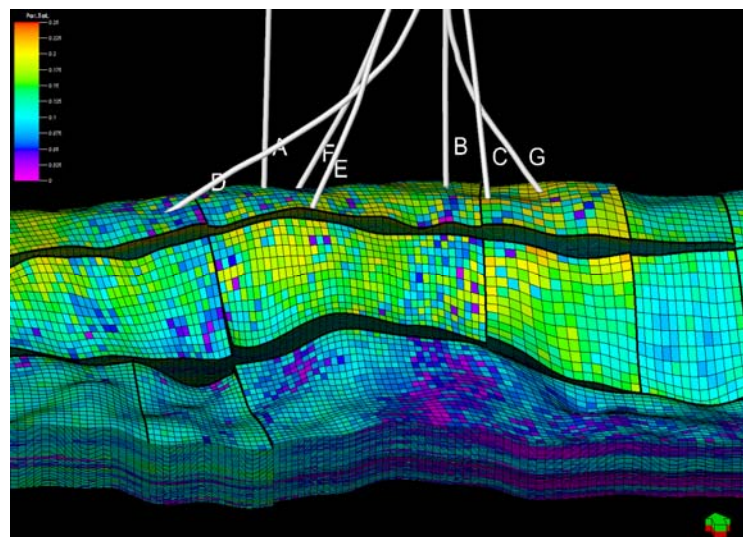


Fig. 4.10. Población 3D de PHIT, (Guiado con atributos de porosidad estimada).

CAPÍTULO 5 VALIDACIÓN DEL MODELO PROPUESTO

La comparación entre la medición realizada de *compresibilidad de poro* en núcleos, y la calculada con el registro sísmico, proporciona valores muy cercanos.

La comparación de la *compresibilidad de poro* del sistema de doble porosidad obtenida con pruebas de interferencia y la calculada con registros son iguales.

La **Fig. 5.1**, muestra los valores experimentales de compresibilidad de formación de los campos, en la formación JSK, pertenecientes a la Región Marina Suroeste, donde se observa que para el valor de presión inicial del yacimiento de 502 kg/cm^2 (7140 psia) el rango de compresibilidades de formación es de 1.3×10^{-6} a 10^{-6} psi^{-1} .

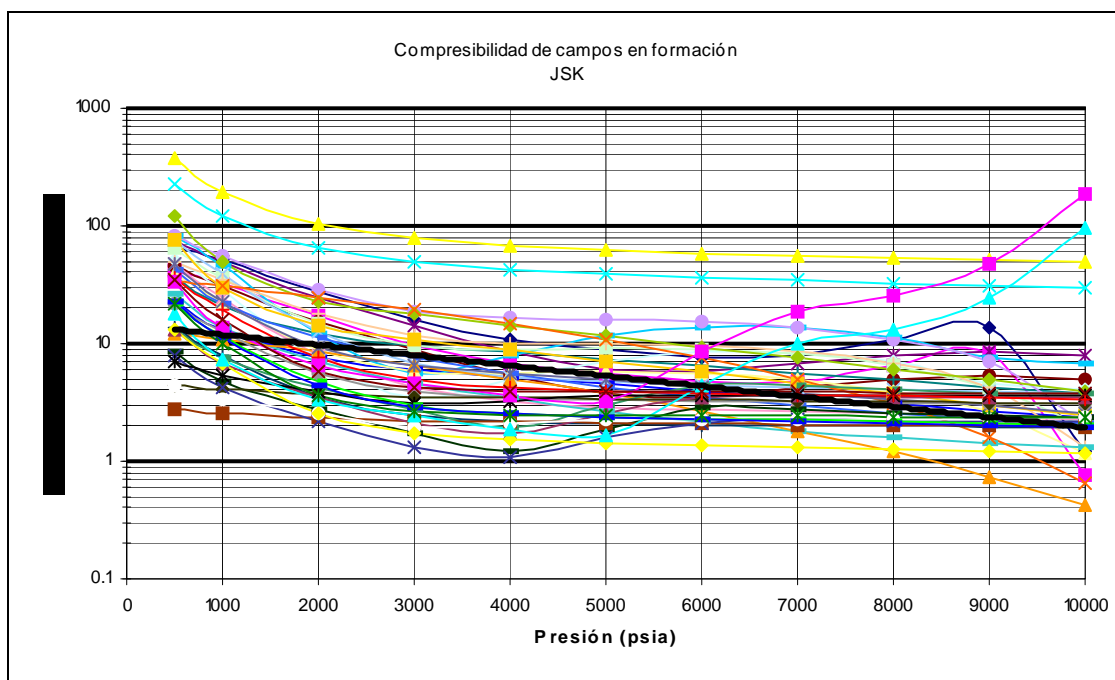


Fig. 5.1. Relación de compresibilidades de campos de la Región Marina Suroeste.

CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

1. Pemex no contaba con tecnología propia para modelos homogéneos en Geomecánica, aunque existía a nivel internacional; ahora con esta metodología se tienen modelos de compresibilidad para el sistema de doble porosidad, y se puede extender a triple porosidad.
2. La compresibilidad de poro asociada a la matriz y la del sistema de doble porosidad, deben ser calculadas con esta metodología, porque representa mejor el comportamiento real del yacimiento.
3. Esta metodología permite generar registros de *compresibilidad de poro* asociadas a la matriz y de fractura, que serán usados para construir archivos 3D guiados con atributos sísmicos.
4. Los modelos de simulación numérica tradicionales, no tomaban en cuenta la compresibilidad de poro asociada al sistema matricial y al sistema secundario esta metodología mejora fuertemente la variabilidad 3D al proporcionar la compresibilidad de poro asociada al sistema matricial y al sistema secundario, y esto conlleva a un mejor cálculo de las reservas y evaluación de los esquemas de explotación
5. Con esta metodología también permite generar un registro sónico compresional para poder validar la misma.

6.2 Recomendaciones.

Realizar estudios de análisis de núcleos, de diámetro completo y que además proporcione un modelo analítico que lo represente y contenga las suposiciones y criterios, así como el rango de aplicación.

APÉNDICE A

A.1 Modelo Propuesto de Compresibilidad de Roca.

El *volumen de roca* está dado por el *volumen de sólidos* y el *volumen poroso total*:

$$V_b = V_s + V_{pt} \quad (\text{A.1})$$

donde:

V_b = volumen de roca, L^3 .

V_s = volumen de sólidos, L^3 .

V_{pt} = volumen poroso total, L^3 .

El *volumen poroso total* dividido entre el *volumen de roca*, es la *porosidad total*:

$$\frac{V_{pt}}{V_b} = \phi_t \quad (\text{A.2})$$

La derivada del *volumen de roca* con respecto al *esfuerzo efectivo*:

$$\frac{dV_b}{dE_e} = \frac{dV_s}{dE_e} + \frac{dV_{pt}}{dE_e} \quad (\text{A.3})$$

donde:

$\frac{d}{dE_e}$ = operador derivada con respecto al *esfuerzo efectivo*, $(M/LT^2)^{-1}$, psi^{-1} .

Dividiendo entre el *volumen de roca* y arreglando:

$$-\frac{1}{V_b} \frac{dV_b}{dE_e} = -\frac{1}{V_b} \left[\frac{V_s}{V_s} \right] \frac{dV_s}{dE_e} - \frac{1}{V_b} \left[\frac{V_{pt}}{V_{pt}} \right] \frac{dV_{pt}}{dE_e} \quad (\text{A.4})$$

Las definiciones de compresibilidad son las siguientes:

Compresibilidad de la roca (el esfuerzo resultante se contrae):

$$c_b = -\frac{1}{V_b} \frac{dV_b}{dE_e}, \text{psi}^{-1} \quad (\text{A.5})$$

Compresibilidad de sólidos, (El signo negativo se debe al sentido del esfuerzo de los sólidos, se expanden):

$$c_s = \frac{1}{V_s} \frac{dV_s}{dE_e}, \text{psi}^{-1} \quad (\text{A.6})$$

Compresibilidad de los poros (se contraen):

$$c_p = -\frac{1}{V_{pt}} \frac{dV_{pt}}{dE_e}, \text{psi}^{-1} \quad (\text{A.7})$$

La *compresibilidad de roca* es función de la *compresibilidad de sólidos* y la *compresibilidad de poro*, tanto los volúmenes porosos totales como los volúmenes de sólidos, con coeficientes como funciones de peso que dependen de la *porosidad total* se obtiene sustituyendo desde A.5 hasta A.8, así como A.2 y A.3 en A.5:

$$c_b = -\left[1 - \phi_t\right]c_s + \phi_t c_p, \text{psi}^{-1} \quad (\text{A.8})$$

Este es el modelo *de mezclado* de la *compresibilidad de roca*.

Despejando la *compresibilidad de poro* en la ecuación A.9 dado que se conoce la *compresibilidad de la roca* y de los sólidos:

$$c_p = \frac{c_b}{\phi_t} + \left[\frac{1 - \phi_t}{\phi_t}\right]c_s, \text{psi}^{-1} \quad (\text{A.9})$$

Si no varía el *volumen de roca* del yacimiento, (no hay compactación):

$$\frac{dV_b}{dE_e} = 0 \quad (\text{A.10})$$

Sustituyendo en A.4, se obtiene:

$$c_b = 0 \quad (\text{A.11})$$

Es posible obtener la *compresibilidad de poro* en función de la *compresibilidad de sólidos* y la *porosidad total*; sustituyendo A.9 en A.10 se obtiene:

$$c_p = \frac{1 - \phi_t}{\phi_t} c_s$$

(A.12)

Problema-Ejemplo 1.A

Determinar la *compresibilidad de poro* si se tienen los datos siguientes:

$$\phi_t = 0.10, \quad c_s = 2 \times 10^{-6}, \text{ psi}^{-1}$$

Solución:

$$c_p = \left[\frac{1 - 0.1}{0.1} \right] 2 \times 10^{-6} = 18 \times 10^{-6}, \text{ psi}^{-1}$$

Si los datos son matriciales la compresibilidad de poro es asociada a la matriz, si los datos son de un sistema de doble porosidad, se obtiene la compresibilidad de poro asociada al sistema de doble porosidad.

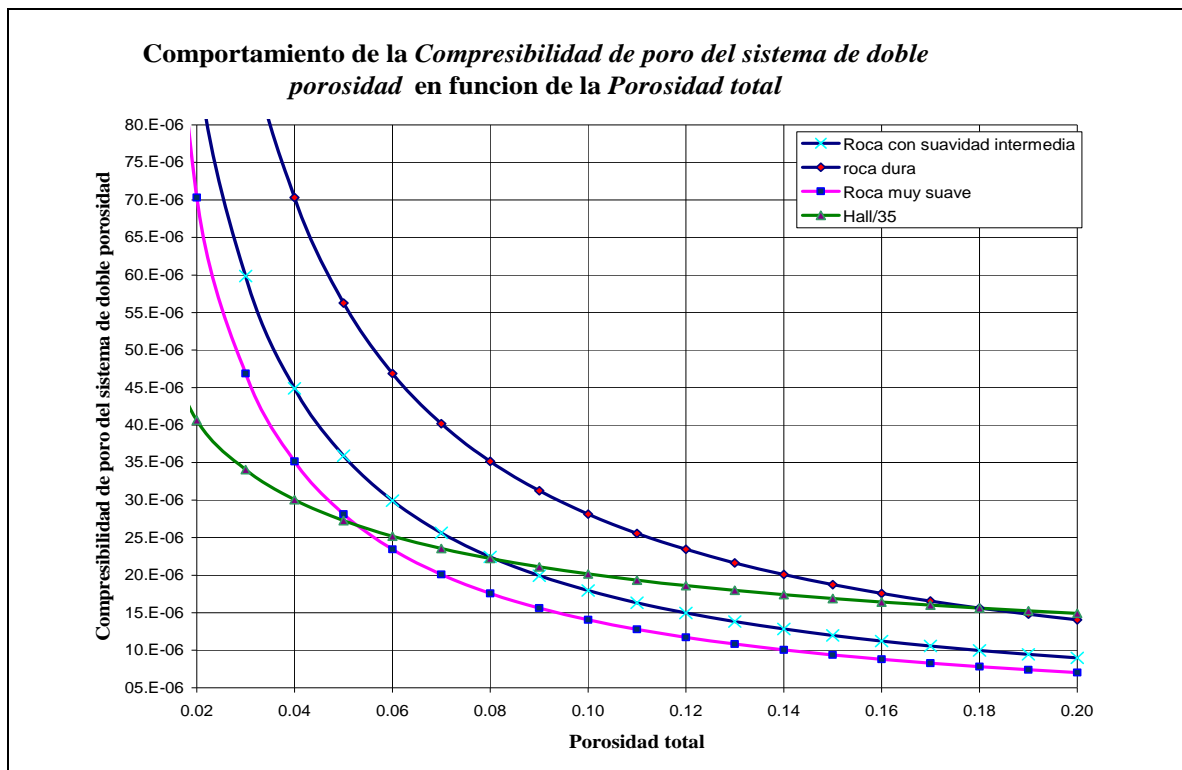


Fig. a.1. Compresibilidad de poro del sistema de doble porosidad en función de la porosidad total.

APÉNDICE B

B.1 Modelo de Discretización de la Compresibilidad de poro en YCNF (Pulido y Samaniego, 2005).

La porosidad total del sistema de doble porosidad:

$$\phi_t = \phi_{ma} + \phi_{sec} \quad (B.1)$$

donde:

ϕ_t = porosidad de matriz, fracción.

ϕ_{sec} = porosidad de sistema secundario, fracción.

Dividiendo entre la porosidad total:

$$1 = \frac{\phi_{ma}}{\phi_t} + \frac{\phi_{sec}}{\phi_t} \quad (B.2)$$

Definiendo la fracción volumétrica secundaria:

$$f_v = \frac{\phi_{sec}}{\phi_t} \quad (B.3)$$

Despejando la fracción volumétrica de matriz:

$$\frac{\phi_{ma}}{\phi_t} = 1 - f_v \quad (B.4)$$

Derivando a la porosidad total, con respecto al esfuerzo efectivo:

$$\frac{d\phi_t}{dE_e} = \frac{d\phi_{ma}}{dE_e} + \frac{d\phi_{sec}}{dE_e} \quad (B.5)$$

Dividiendo la derivada de la *porosidad total* entre la *porosidad total* y reorganizando:

$$-\frac{1}{\phi_t} \frac{d\phi_t}{dE_e} = \frac{\phi_{ma}}{\phi_t} \left[-\frac{1}{\phi_{ma}} \frac{d\phi_{ma}}{dE_e} \right] + \frac{\phi_{sec}}{\phi_t} \left[-\frac{1}{\phi_{sec}} \frac{d\phi_{sec}}{dE_e} \right] \quad (B.6)$$

B.1.1 Definiendo las compresibilidades

Compresibilidad de poro del sistema de doble porosidad:

$$c_{pDP} = -\frac{1}{V_{pt}} \frac{dV_{pt}}{dE_e} = -\frac{1}{\phi_t} \frac{d\phi_t}{dE_e} \quad (B.7)$$

Compresibilidad de poro asociada a la matriz:

$$c_{pma} = -\frac{1}{V_{pma}} \frac{dV_{pma}}{dE_e} = -\frac{1}{\phi_{ma}} \frac{d\phi_{ma}}{dE_e} \quad (B.8)$$

Compresibilidad del poro asociada al sistema secundario:

$$c_{psec} = -\frac{1}{V_{psec}} \frac{dV_{psec}}{dp} = -\frac{1}{\phi_{sec}} \frac{d\phi_{sec}}{dp} \quad (B.9)$$

Sustituyendo las definiciones de compresibilidad, se obtiene el modelo de discretización de compresibilidades en yacimientos de doble porosidad y considerando la fracción volumétrica para cada medio:

$$c_{pDP} = \frac{\phi_{ma}}{\phi_t} c_{pma} + \frac{\phi_{sec}}{\phi_t} c_{psec} \quad (B.10)$$

La fracción volumétrica secundaria está definida por (B.3):

$$f_{vs} = \frac{\phi_{sec}}{\phi_t}$$

$$1 - f_{vs} = \frac{\phi_{ma}}{\phi_t}$$

Sustituyendo se obtiene la *compresibilidad de poro* en términos de fracción volumétrica secundaria:

$$c_{pDP} = [1 - f_v]c_{pma} + f_v c_{psec} \quad (B.12)$$

También puede observarse que la *compresibilidad de poro* en terminos de porosidades:

$$\phi_t c_{pDP} = \phi_{ma} c_{pma} + \phi_{sec} c_{psec} \quad (B.13)$$

Utilizando las definiciones de módulos volumétricos:

$$\frac{A}{K_b} = [1 - f_{vs}] \frac{A}{K_{ma}} + f_v \frac{A}{K_{sec}} :$$

La compresibilidad de la formación correspondiente a la fractura en función de la compresibilidad de la formación del sistema, de la matriz, y de fracción volumétrica secundaria:

$$c_{psec} = \frac{c_{pDP} - [1 - f_v]c_{pma}}{f_v} \quad (B.14)$$

Problema-Ejemplo 1.B

Determinar la compresibilidad de poro asociada al sistema de porosidad secundaria con los datos siguientes:

$$f_v = 0.35 \quad c_{pDP} = 20 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$c_{pma} = 8.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

Solución:

$$c_{psec} = \frac{20 \times 10^{-6} - [1 - 0.35]8 \times 10^{-6}}{0.35} = 42.28 \times 10^{-6}, \text{ psi}.$$

APÉNDICE C

C.1 Modelo Propuesto de Discretización de Compresibilidades YCNF (Galicia y Pulido 2007)

Modelo de porosidad total compuesto por tres sistemas porosos:

$$\phi_t = \phi_{ma} + \phi_{fb} + \phi_{vb} \quad (C.1)$$

Dividiendo entre la *porosidad total*:

$$1 = \frac{\phi_{ma}}{\phi_t} + \frac{\phi_{fb}}{\phi_t} + \frac{\phi_{vb}}{\phi_t} \quad (C.2)$$

donde:

ϕ_{ma} = porosidad de matriz, fracción.

ϕ_{fb} = porosidad de fracturas, fracción.

ϕ_{vb} = porosidad de vóculos, fracción.

C.1.1 Definiendo las fracciones volumétricas secundarias:

$$\frac{\phi_{fb}}{\phi_t} = f_{vs1} \quad (C.3)$$

$$\frac{\phi_{ma}}{\phi_t} = f_{vs2} \quad (C.4)$$

Sustituyendo las *fracciones volumétricas secundarias*:

$$1 = f_{vs2} + f_{vs1} + \frac{\phi_{vb}}{\phi_t} \quad (C.5)$$

Despejando la *fracción de porosidad de matriz a la porosidad total*:

$$\frac{\phi_{vb}}{\phi_t} = 1 - f_{vs1} - f_{vs2} \quad (C.6)$$

Derivando el modelo simple de la *porosidad total* con respecto a la presión:

$$\frac{d\phi_t}{dp} = \frac{d\phi_{ma}}{dp} + \frac{d\phi_{fb}}{dp} + \frac{d\phi_{vb}}{dp} \quad (C.7)$$

Arreglando la derivada de la porosidad total y dividiendo entre la porosidad total:

$$-\frac{1}{\phi_t} \frac{d\phi_t}{dp} = \frac{\phi_{ma}}{\phi_t} \left[-\frac{1}{\phi_{ma}} \frac{d\phi_{ma}}{dp} \right] + \frac{\phi_{fb}}{\phi_t} \left[-\frac{1}{\phi_{fb}} \frac{d\phi_{fb}}{dp} \right] + \frac{\phi_{vb}}{\phi_t} \left[-\frac{1}{\phi_{vb}} \frac{d\phi_{vb}}{dp} \right] \quad (C.8)$$

Definiendo las compresibilidades:

Compresibilidad total:

$$c_{pTP} = -\frac{1}{\phi_t} \frac{d\phi_t}{dp} \quad (C.9)$$

Compresibilidad de fractura:

$$c_{pfb} = -\frac{1}{\phi_{fb}} \frac{d\phi_{fb}}{dp} \quad (C.10)$$

Compresibilidad de matriz:

$$c_{pma} = -\frac{1}{\phi_{ma}} \frac{d\phi_{ma}}{dp} \quad (C.11)$$

Compresibilidad de vórgulos:

$$c_{pvb} = -\frac{1}{\phi_v} \frac{d\phi_v}{dp} \quad (\text{C.12})$$

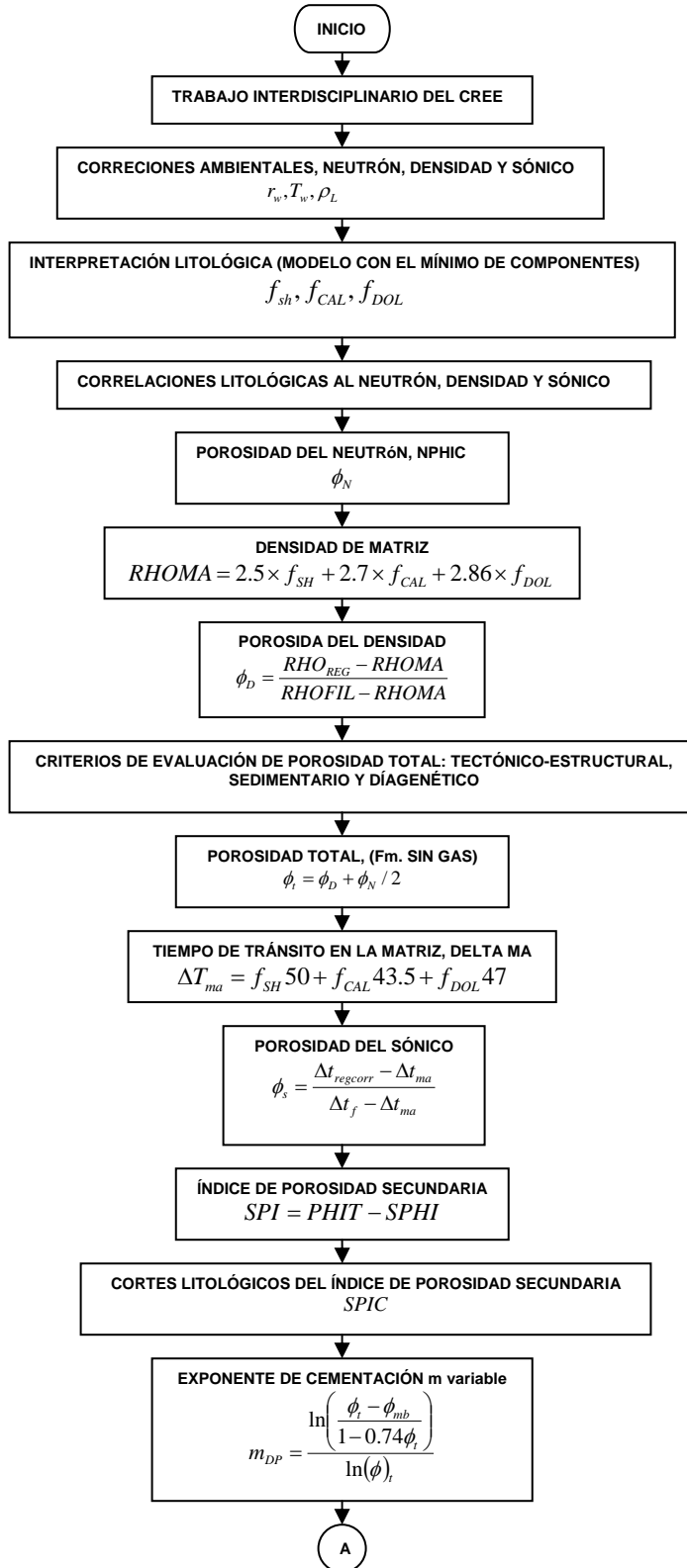
Sustituyendo las definiciones para cada medio:

$$c_{pTP} = f_{vs1}c_{ma} + f_{vs2}c_{fb} + [1 - f_{vs1} - f_{vs2}]c_v \quad (\text{C.13})$$

La compresibilidad de fractura en función de la compresibilidad del sistema y de la matriz, de las porosidades de matriz y de fractura:

$$c_{pTP} = \frac{[1 - f_{vs1} - f_{vs2}]c_v - f_{vs1}c_{ma} + c_f}{f_{vs2}} \quad (\text{C.14})$$

Diagrama de flujo de Evaluación Petrofísica Convencional.



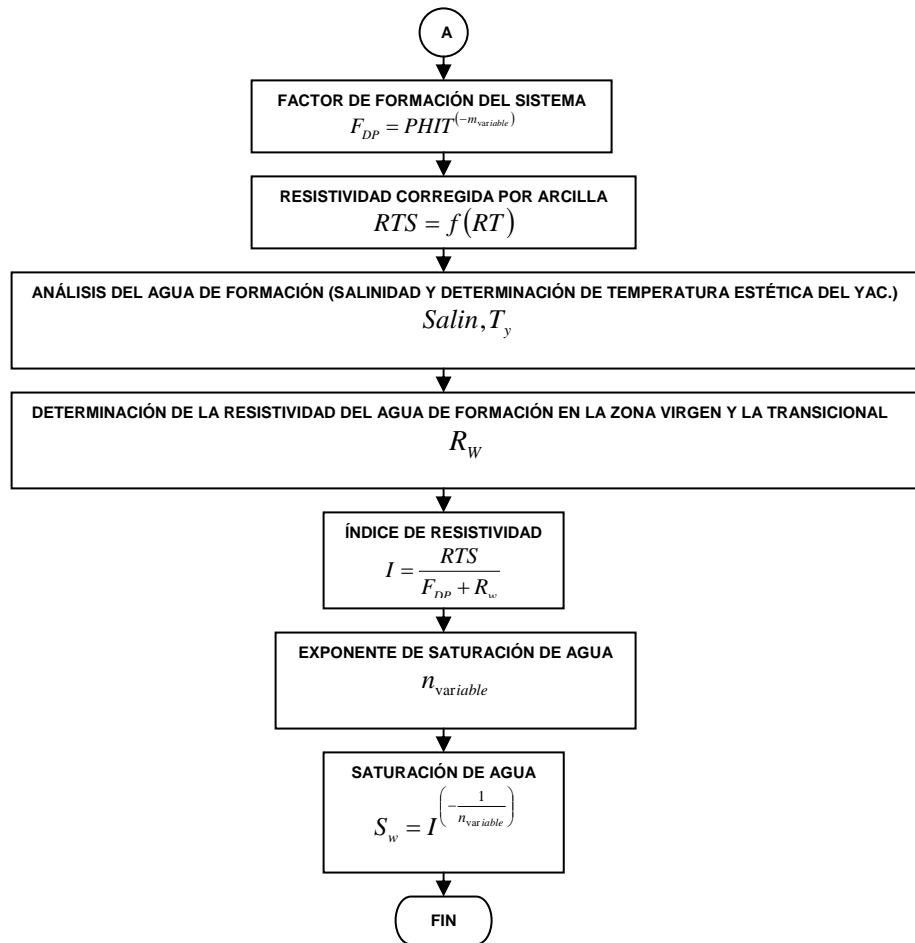
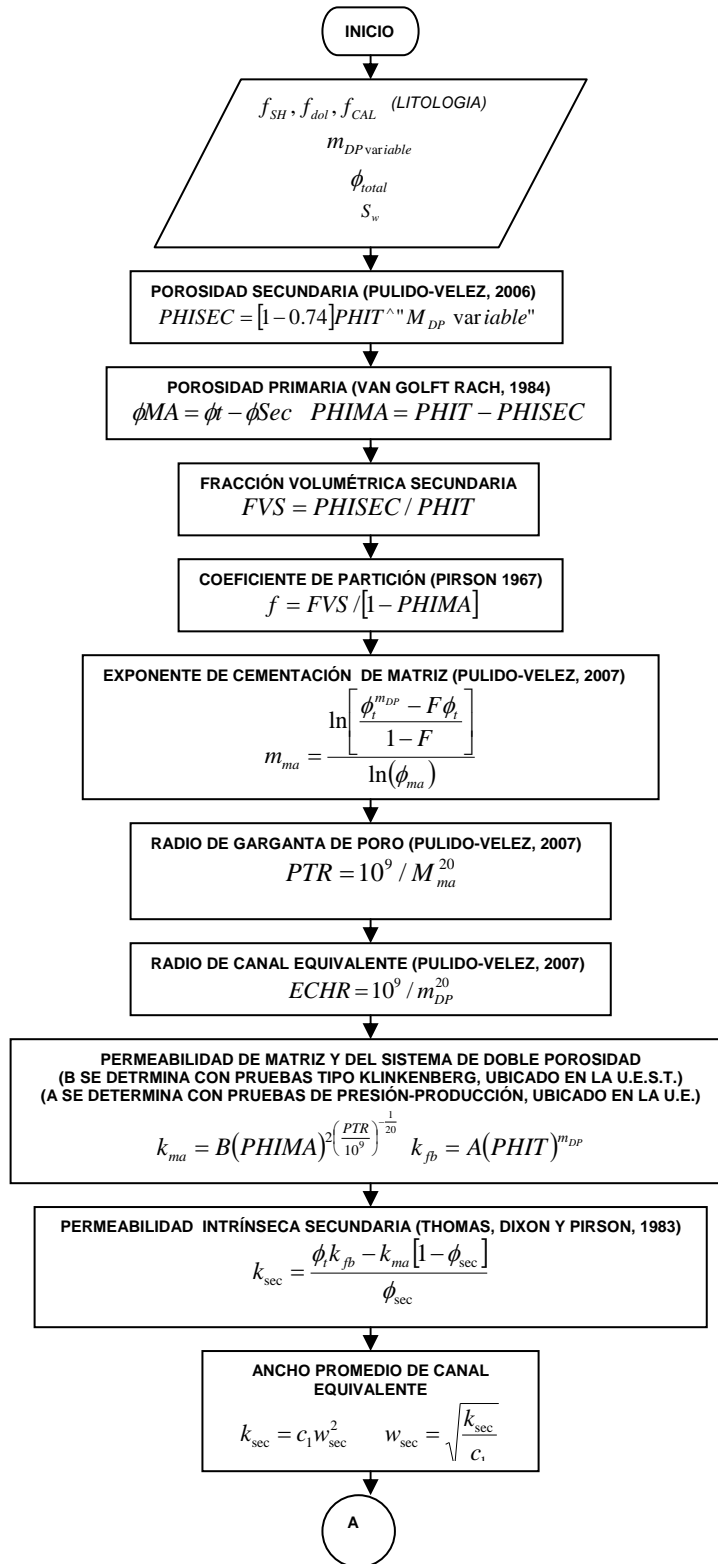
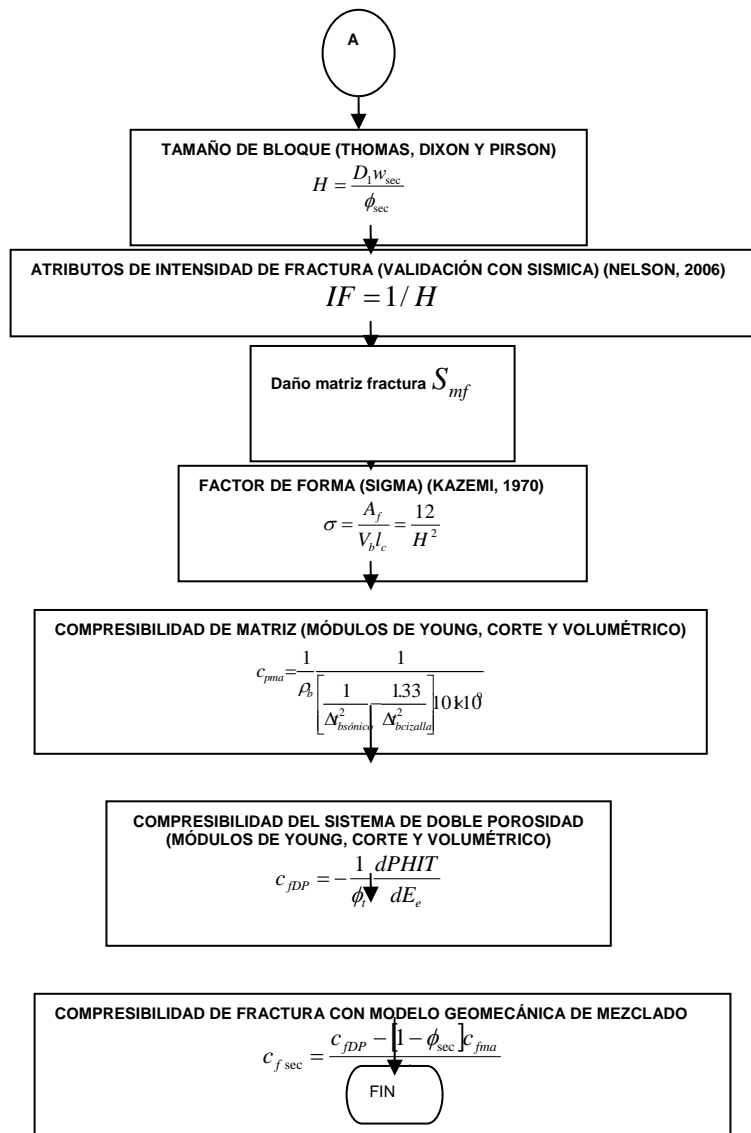


Diagrama de flujo de Evaluación Petrofísica Avanzada.





Nomenclatura

α	Coeficiente de Biot
ΔL	Alargamiento longitudinal, L.
θ	Angulo de deformación.
A	Área, L ² .
f	Coeficiente de partición.
c	Compresibilidad, $psia^{-1}$.
c_p	Compresibilidad de poro, $psia^{-1}$.
$c_{p\text{ima}}$	Compresibilidad de poro asociada a la porosidad intrínseca de matriz, $psia^{-1}$.
c_{pDP}	Compresibilidad de poro asociada al sistema de doble porosidad, $psia^{-1}$.
$c_{p\text{sec}}$	Compresibilidad de poro asociada al sistema secundario, $psia^{-1}$.
c_{bc}	Compresibilidad del volumen de roca debido a la presión de confinamiento, $psia^{-1}$.
c_{pp}	Compresibilidad del volumen de roca debido a la presión de poro, $psia^{-1}$.
c_{pc}	Compresibilidad del volumen poroso debido a la presión de confinamiento, $psia^{-1}$.
c_{pma}	Compresibilidad en términos de porosidad de matriz, $psia^{-1}$.
ε	Deformación.
ε_C	Deformación de corte.
ε_L	Deformación longitudinal.
ε_T	Deformación transversal.
D	Diámetro.
σ	Esfuerzo, kg/cm ² .

τ	Esfuerzo de corte, kg _f /cm ² .
E_e	Esfuerzo efectivo, psi.
ϕ	Porosidad.
ϕ_{fb}	Porosidad de fracturas, fracción.
ϕ_{vb}	Porosidad de vgulos, fracción.
ϕ_{ima}	Porosidad intrínseca de la matriz fracción.
ϕ_{ma}	<i>Porosidad matricial</i> fracción.
ϕ_{sec}	Porosidad secundaria fracción.
ϕ_t	Porosidad total fracción.
f	Coefficiente de partición, PACO.
f_{sh}	Fracción de arcillas.
f_{dol}	Fracción de caliza.
f_{cal}	Fracción de dolomía.
f_{vs}	Fracción volumétrica secundaria.
F	Fuerza, kg _f .
F_N	Fuerza normal, kg _f .
F_P	Fuerza perpendicular, kg _f .
∇E_e	Gradiente de esfuerzo efectivo.
∇P_p	Gradiente de presión de poro.
FII	ndice de intensidad de fracturas.
IPF	ndice de proximidad a una falla.
n	índice de variación del arreglo de los granos.
L	Longitud.
G	Módulo de cizalla.
G_M	Exponente fraccionario (del cambio de porosidades).

κ_{ma}	Módulo de matriz.
κ_b	Módulo de roca.
κ_{bDP}	Módulo de Roca asociado al sistema de doble porosidad.
E	Módulo de Young.
E_{DP}	Módulo de Young asociado al sistema de doble porosidad.
p_c	Presión de confinamiento.
σ_z	Presión de sobrecarga.
h	Profundidad, pie.
ν	Relación de Poisson.
ν_{DP}	Relación de Poisson asociado al sistema de doble porosidad.
dt_s	<i>Tiempo de tránsito</i> del registro de cizalla.
dt_c	<i>Tiempo de tránsito</i> del registro sínico
V	Volumen, L ³ .
V_{pm}	Volumen de poros de la matriz, L ³ .
V_{psec}	Volumen de poros secundario, L ³ .
V_b	Volumen total de roca, L ³ .
V_{ma}	Volumen total de matriz, L ³ .
V_{pm}	Volumen total de poros de la matriz, L ³ .
V_s	Volumen de sólidos, L ³ .
V_{pt}	Volumen poroso total, L ³ .

REFERENCIAS

1. Biot, M. A., 1941: **General Theory of Three-Dimensional Consolidation.** J. Appl. Phys., 12, 155-164.
2. Gassmann, F., 1951: **Elastic Waves Through a Packing of Spheres.** Geophysics 16, No. 4,673.
3. Biot, M. A., 1953: **General Solutions of Equations of Elasticity and Consolidation for a Porous Material burnal Applied.** J. Appl. Phys.
4. Krumbein, W. C. y Sloss, L.L., 1951: **Stratigraphy and Sedimentation.** First edition, W. H. Publishing Co.
5. Hall, H. N., 1953: **Compressibility of Reservoir Rock.** Trans. AIME 198, 309-311.
6. Geertsma, J., 1957: **The Effect of Fluid Pressure Decline on Volume Changes of Porous Rocks.** Trans. AIME 210, 331 – 339.
- 7.
8. Fatt, I., 1958: **Pore Volume Compresibilities of Sandstone Reservoir Rocks.** Trans. AIME 213, 362-364.
9. Van der Knaap, W., 1959: **Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media.** Trans., AIME 216, 179-187.
10. Mann, R., L., 1960: **Effect of Fluids on the Elastic Properties of Sandstone.** Geophysics 25, 433-444.
11. Biot, M., A., 1965: **Theory of Elastic Waves in a Fluid Saturated Porous Solid.** Journal Acoust. Society Am. 28. pp. 168-178.
12. Fjaer, E., y Holt, R., M., 1965: **Petroleum Related Rock Mechanics.**
13. King, M. S., 1966: **Wave Velocities in Rocks as a Function of Changes in Overburden Pressure and Pore Fluid Saturation Geophysics**

-
14. Von Goten, W., D., y Choudhary, B., K., 1969: ***The Effect of Pressure and Temperature and Pore-Volume Compressibility***. Paper SPE 2526 presented at SPE 44th Annual Fall Meeting, Denver, Colo., September 28, and October 1.
 15. Newman, G., H., 1973: ***Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Rocks Under Hydrostatic Loading***. J. Pet. Tech., February, 129-134.
 16. Domenico, S., N., 1974: ***Effect of Water Saturation on Seismic Reflectivity of Sand Reservoir Encased in Shale***. Geophysics, 39, 759-769.
 17. Gardner, G., H., Gardner, L., W., y Gregory, A., R., 1974: ***Formation Velocity and Density***. Geophysics, Volume 39, Number 6, pp. 2085-2095.
 18. Newman, G., H. y Martin J., C., 1977: ***Equipment and Experimental Methods for Obtaining Laboratory Compression Characteristics of Reservoir Rocks under Various Stress and Pressure Conditions***. Paper SPE 6855 Presented at the 53th Annual Fall Technical and Exhibition of the SPE of AIME in Denver Colo., October 9-12.
 19. Fatt, I., 1978: ***Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks***. Trans., AIME vol. 213, pp. 362-364.
 20. Core Laboratories Inc., 1982: ***Hydrostatic Rock Compressibility Equipment and Procedures for Simulated Reservoir Depletion***. August.
 21. Plumb y Hick Man, 1983: ***Stress Induced Borehole Elongation***.
 22. Castanga, J., P., Batzle, M., L., y Eastwood, R., L., 1985: ***Relationships Between Compressional-wave and Shear-wave Velocities in Clastic Silicate Rocks***. Geophysics, 50, 571-581.
 23. Zimmerman, W., R., 1986: ***Compressibility of Porous Rocks***. Journal of Geophysical Research (November) Vol. 91, No. 12, 765-777.
 24. Quin, T., Li., 1986: ***Reservoir Engineering, Petroleum Industry Press***. Beijing, 1984, 65-66.
 25. Sawabini, C., T., 1986: ***Compressibility of Unconsolidated Oil-Producing Sands and Subsidence***. Energy Source, Vol. 8, No. 2-3.

-
26. Greenberg, M., L., y Castanga, J., P., 1992: ***Shear-wave Velocity Estimation in Porous Rocks: Theoretical Formulation, Preliminary Verification, and Applications.*** Geophys. Prosp., 40, 195-209.
 27. Bassiouni, Z., 1994: ***Theory, Measurement, and Interpretation of Wells Logs.*** SPE Textbook Series Vol. 4, Richardson, TX.
 28. Fatti, J., Smith, G., Vail, P., and Levitt, P., 1994, ***Detection of Gas in Sandstone Reservoir Using AVO Analysis: a 3D Seismic Case History Using the Geostack Technique.*** Geophysics, 59, 1392-1376.
 29. Chen, H.-Y. and Teufel, L.W. and Lee, R.L, 1995: “**Coupling Fluid-Flow and Geomechanics in Reservoir Study – I. Theory and Governing,**” paper SPE 30752 presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, Oct. 22-25.
 30. Harari
 31. Charles, P., A., 1997: ***Rock Mechanics: Volume 1.*** Theoretical Fundamentals Editions Technip.
 32. Chen, H.-Y. and Teufel, L.W., 1997: “**Coupling Fluid-Flow and Geomechanics in Dual-Porosity Modeling of Naturally Fractured Reservoirs,**” paper SPE 38884 presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition, San Antonio, TX, Oct. 5-8.
 33. Goodway, W., Chen, T., and Downtown, J., 1997, ***Improved AVO Fluid***
 34. Aldred, W., Plumb, R., y Cook, J., 1999: ***Managing Drilling Risk.*** Oilfield Review, summer, pags. 2-6.
 35. Chen, H.-Y., Poston, S.W., and Raghavan, R., 1999: “**The Well Response in a Naturally Fractured Reservoir: Arbitrary Fracture Connectivity and Unsteady Fluid Transfer**”, paper SPE 20566 presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition, New Orleans, LA, Sept. 23-26
 36. Li, C., Kong, X., Xu, X., y Li, P., 1999: ***Double Effective Stress of Porous Media.*** Ziran Zazhi 2115, 288-292.
 37. Plumb, R., A., Edwards, S., Pidcock, y Lee, D., 2000: ***The Mechanical Earth Model and its Application to High-Risk Well Construction Projects.*** IADC/SPE 59128.

-
38. Bratton, T., Fuller, J., Goraya, S., Harrold, T., Holt, 2001: ***Avoiding Drilling Problems***. Oilfield Review, summer 2001 pag. 33-51.
39. Mavko G., 2003: ***The Rock Physics Handbook***. Cambridge Press.
40. Mitchel, J., 2004: ***Perforando sin Problemas***. Drillbert Engineering inc.
41. UPMP, 2004: ***Guía de Diseño para la Determinación de Geopresiones***.
42. Samaniego, V., F., 2005: ***Influencia de la Compresibilidad de la Formación en los Estudios de Ingeniería de Yacimientos***. Jornadas técnicas de la AIPM, mayo 26, 2005, Comalcalco, Tabasco. México.
43. Mancilla, C., J., Pérez, T., C., Libreros M., López, M., J., Reyes R., y Sánchez M., C., 2006: ***Guía de Geomecánica***. UPMP-2006. (http://spmp.dpep.pemex.com/paginas_upmp/guias.aspx)
44. Raaen, A., M., Horsrud, P., Kjørholt H., y Okland D., 2006: ***Improved Routine Estimation of the Minimum Horizontal Stress Component from Extended leak off Test***. International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, Vol. 43, pp 37-48.
45. Chen, H.-Y. and Teufel, L.W. and Lee, R.L, 1995: “**Coupling Fluid-Flow and Geomechanics in Reservoir Study – I. Theory and Governing**,” paper SPE 30752 presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, Oct. 22-25.
46. American Petroleum Institute: ***A Review of Reservoir Rock Compressibility, and Its Relationship to Oil and Gas Recovery***. Microfilm, Instituto Mexicano del Petróleo.

