

01174



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
*Por Mi raza Hablará El Espíritu*

---

---

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**OPTIMIZACIÓN DE LA EFICIENCIA DE BARRENAS  
DE DIAMANTE POLICRISTALINO (PDC).**

**TESIS QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL**

**PRESENTA:**

**AUGUSTO CÉSAR PLIEGO DÍAZ**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**Dr. DANIEL GARCÍA GAVITO**

**AGOSTO 2004**

**México D.F.**



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.

ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA**

UNIVERSIDAD NACIONAL  
 AUTÓNOMA DE  
 MÉXICO

**VOTOS APROBATORIOS**

**DR. WILFRIDO RIVERA GOMEZ FRANCO**  
 Coordinador del Programa de Posgrado  
 en Ingeniería, U N A M  
 P r e s e n t e

Por este medio comunico a usted que he leído la tesis titulada:  
**"OPTIMIZACION DE LA EFICIENCIA DE BARRENAS DE DIAMANTE POLICRISTALINO  
 (PDC)"** para obtener el grado de MAESTRO EN INGENIERIA en el campo del  
 conocimiento **INGENIERIA PETROLERA Y GAS NATURAL**, que presenta el alumno  
**AUGUSTO CESAR PLIEGO DIAZ**.

Al mismo tiempo me permito informarle mi decisión de otorgar o no el voto  
 aprobatorio.

<b>JURADO</b>		<b>VOTO</b>		
		<b>APROBATORIO</b>	<b>FIRMA</b>	<b>FECHA</b>
PRESIDENTE	DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO	<input checked="" type="radio"/> (SI)	(NO)	<u>13 Jul/2004</u>
VOCAL	DR. DANIEL GARCIA GAVITO	<input checked="" type="radio"/> (SI)	(NO)	<u>10 Julio/2004</u>
SECRETARIO M EN I.	JOAQUIN MENDIOLA SANCHEZ	<input checked="" type="radio"/> (SI)	(NO)	<u>10 julio 2004</u>
SUPLENTE	M EN I. NICOLAS RODRIGUEZ SAUCEDO	<input checked="" type="radio"/> (SI)	(NO)	<u>7 Julio/2004</u>
SUPLENTE	DR. FERNANDO SEBASTIAN FLORES AVILA	<input checked="" type="radio"/> (SI)	(NO)	<u>12 Julio/2004</u>

BJS\*jac.

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la  
 UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el  
 contenido de mi trabajo recepcional.  
 NOMBRE: Augusto César  
Pliego Díaz  
 FECHA: 06 Agosto 2004  
 FIRMA: Pliego

## **Agradecimientos:**

**A Petróleos Mexicanos.**

**A La Universidad Nacional Autónoma de México.**

**A La División de Estudios de Posgrado.**

**A Mi Familia.**

**A mis Amigos.**

".....that a physical theory is just a mathematical model and that it is meaningless to ask whether it corresponds to reality. All that one can ask is that its predictions should be in agreement with observation."

Stephen Hawking  
The Nature of Space and Time

---

# CONTENIDO

	página
Título	i
Agradecimientos	
Contenido	ii
Lista de Figuras	iv
Lista de Tablas	vi
Resumen	vii
Capítulo	
1. Definición del Problema y Objetivo	1
2. Antecedentes	2
2.1. Resistencia a la Compresión Uniaxial	6
Correlación de Horsrud	6
Correlación de Coates y Denoo	7
Correlación de Gutiérrez	9
2.2. Resistencia a la Compresión In Situ	10
Correlación de Onyia	10
Correlación de Vázquez, I.	11

---

3. Desarrollo del Método	13
3.1. Criterio de Falla de Mohr-Coulomb	14
3.2. Sobrebalance y volumen de lutita	16
3.3. Energía específica y eficiencia mecánica de perforación	19
4. Aplicación y Discusión	21
4.1. Pozo Dragón-1	22
4.2. Pozo Mezcalero-1	31
4.3. Pozo Vagabundo-1	38
5. Conclusiones.	47
6. Recomendaciones.	48
Referencias.	49
Nomenclatura.	53
Apéndice A. Ecuaciones de Mohr-Coulomb	56
Apéndice B. Pruebas Triaxiales campo Cuitláhuac.	58

---

## Lista de Figuras.

	página
Figura 3.1. Cálculo de $\phi$ y $S_0$ a partir de círculos de Mohr.	15
Figura 3.2. Presión diferencial en cortador de barrena PDC.	15
Figura 3.3. Gradiente de presión de poro, de fractura y del lodo de perforación.	16
Figura 3.4. Identificación de minerales arcillosos a partir del Registro gamma espectral.	17
Figura 3.5. Gráfica de porosidades Densidad-Neutrón, para determinación del volumen de lutita.	18
Figura 3.6. Diagrama de Flujo	20
Figura 4.1. Plano de Localización.	21
Figura 4.2. Envolvente de Mohr, Pozo Dragón-1.	23
Figura 4.3. Parámetros de perforación, Pozo Dragón-1.	25
Figura 4.4. Porosidades y volumen de lutita, Pozo Dragón-1.	26
Figura 4.5. Módulos elásticos, Pozo Dragón-1.	27
Figura 4.6. Resistencias a la compresión, Pozo Dragón-1.	28
Figura 4.7. Energía específica y eficiencia de perforación, Pozo Dragón-1.	29
Figura 4.8. Ángulo de fricción, Pozo Dragón-1.	30
Figura 4.9. Parámetros de perforación, Pozo Mezcalero-1.	32
Figura 4.10. Porosidades y volumen de lutita, Pozo Mezcalero-1	33

---

Figura 4.11. Módulos elásticos, Pozo Mezcalero-1.	34
Figura 4.12. Resistencias a la compresión, Pozo Mezcalero-1.	35
Figura 4.13. Energía específica y eficiencia de perforación, Pozo Mezcalero-1.	36
Figura 4.14. Ángulo de fricción, Pozo Mezcalero-1.	37
Figura 4.15. Parámetros de perforación, Pozo Vagabundo-1.	39
Figura 4.16. Porosidades y volumen de lutita, Pozo Vagabundo-1.	40
Figura 4.17. Módulos elásticos, Pozo Vagabundo-1.	41
Figura 4.18. Resistencias a la compresión, Pozo Vagabundo-1.	42
Figura 4.19. Energía específica y eficiencia de perforación, Pozo Vagabundo-1.	43
Figura 4.20. Ángulo de fricción, Pozo Vagabundo-1.	44
Figura 4.21. Corrección del ángulo de fricción por dilatación.	45
Figura 4.22. Cuantificación del efecto de Dilatación.	46

---

## Lista de Tablas.

	página
Tabla 2.1. Clasificación IADC de barrenas PDC.	3
Tabla 2.2. Clasificación de dureza de la formación.	4
Tabla 4.1. Pruebas triaxiales, Dragón-1.	22
Tabla B.1. Resumen de pruebas triaxiales, campo Cuitláhuac.	58

---

## Resumen.

Se presenta una metodología que combina, datos de registros geofísicos, y de parámetros de operación durante la perforación, para calcular propiedades mecánicas y de falla de las formaciones perforadas.

Con esta metodología se puede evaluar la energía específica y eficiencia mecánica, de las barrenas PDC, la resistencia a la compresión no confinada o uniaxial, e in situ, así como el ángulo de fricción interna, que se relaciona con la abrasividad de la formación.

Se tomaron datos de tres pozos exploratorios, los cuales cuentan con bastante información de registros geofísicos, y en los cuales se registraron en forma continua los parámetros de perforación. Asimismo en uno de ellos se cortó un núcleo en arenas, de donde se tomaron muestras para realizar pruebas triaxiales.

Las tres correlaciones para calcular la resistencia a la compresión uniaxial arrojaron valores consistentes entre si y con la reportada experimentalmente.

Para obtener valores aceptables del ángulo de fricción, al utilizar la resistencia a la compresión in situ de parámetros de perforación, el sobrebalance en el pozo debe ser corregido por el efecto de dilatancia.

La energía específica y eficiencia de perforación permiten evaluar en tiempo real, el desempeño de las barrenas PDC, con lo cual se puede decidir el momento adecuado para sacar la barrena del pozo.

Se presenta un método para calcular el ángulo de fricción interna, pero es necesario recopilar mayor información de campo, y de laboratorio, para plantear un modelo universalmente aceptable, que estime propiedades mecánicas y de falla de las rocas, a partir de datos de perforación con barrenas PDC, no sólo en intervalos de arenas, sino también en lutitas, que representan el 90% de la longitud al perforar un pozo.

---

## 1. Definición del Problema y Objetivo.

La resistencia mecánica in-situ de las rocas es una propiedad muy difícil de determinar o medir debido a la variabilidad del estado de esfuerzos y de la anisotropía de las mismas. Sin embargo, los ritmos de penetración de la perforación, que de alguna manera están relacionados con las propiedades mecánicas de las rocas, pueden ser medidos automáticamente con un grado de confiabilidad aceptable en el campo.

Por otro lado la información obtenida de los registros eléctricos, tomados en agujero abierto, se han usado extensivamente en la caracterización de los yacimientos, y en algunos casos proporcionan una medición directa de las propiedades mecánicas de las rocas.

El objetivo de la presente tesis es mostrar la relación entre la resistencia a la perforación y algunas propiedades derivadas de registros eléctricos, y mostrar cómo encontrar el ángulo de fricción interna y otras propiedades de falla de las rocas, esenciales en la evaluación del desempeño de las barrenas de cortadores de diamante policristalino, conocidas en la industria como barrenas PDC.

Debido a que el mecanismo de corte de las barrenas PDC, es esencialmente por cizalla, la determinación de la resistencia a la compresión in-situ de los estratos, no es suficiente para seleccionar la barrena apropiada, sino que es necesario estimar la abrasividad de las rocas por medio del ángulo de fricción interna si se quiere lograr una evaluación más completa del desempeño de las mismas.

Asimismo se presenta una metodología para utilizar los datos de operación de campo y los registros geofísicos, para obtener datos confiables de las propiedades mecánicas de las rocas perforadas, propiedades que son de suma importancia para , por ejemplo, las cementaciones de pozos, terminaciones, disparos, estimulaciones, estabilidad de agujero, atrapamiento de sartas, arenamiento y otras aplicaciones.

---

## 2. Antecedentes.

En la perforación de pozos petroleros, el término “barrena de arrastre” se refiere a una barrena consistente de aletas fijas o cortadores montados en la superficie del cuerpo de la barrena. Las barrenas de arrastre más antiguas eran simplemente aletas de acero, y eran primordialmente utilizadas en formaciones “suaves”. Más adelante con el objeto de aumentar su resistencia al desgaste, se empezaron a utilizar materiales más duros, como el carburo de tungsteno, y compuestos de carburo sinterizado y diamantes. Sin embargo solamente al final de la década de 1970, la utilización de las barrenas de arrastre, se hizo práctica común a nivel mundial, por la introducción del cortador PDC, el cual está formado por una capa delgada de material policristalino de diamante, sustentado por un substrato de carburo de tungsteno. Esta tecnología, fomentó el desarrollo de muchos diseños geométricos para las barrenas de arrastre, permitiendo que se evolucionara del concepto original de aletas de acero, a las barrenas PDC que pueden tener los cortadores agrupados en aletas discontinuas, o sin ellas.

El término barrena de cortadores fijos, se utiliza actualmente como sinónimo de barrenas de diamantes, para diferenciarlas de las barrenas de conos rodantes.

La Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) adoptó inicialmente una clasificación para las barrenas de cortadores fijos (diamante), de acuerdo a siete características de diseño<sup>1</sup>, posteriormente la IADC adoptó un código de cuatro caracteres<sup>2</sup>, que aplica tanto a barrenas de perforación como a barrenas para la toma de núcleos.

Así la nueva clasificación IADC, se compone de cuatro caracteres, que indican el material del cuerpo, la densidad de cortadores, tamaño o tipo de cortador y el perfil de la barrena, según la siguiente tabla:

Tabla 2.1. Clasificación IADC de Barrenas PDC.

**A**  
**Cuerpo de Barrena**

M	Matriz
S	Acero
D	Diamante

**B**  
**Tipo de Formación**

**C**  
**Cortadores**

1	Muy Suave	2	PDC, 19 mm.
		3	PDC, 13 mm.
		4	PDC, 8 mm
2	Suave	2	PDC, 19 mm.
		3	PDC, 13 mm.
		4	PDC, 8 mm
3	Media Suave	2	PDC, 19 mm.
		3	PDC, 13 mm.
		4	PDC, 8 mm
4	Media	2	PDC, 19 mm.
		3	PDC, 13 mm.
		4	PDC, 8 mm
5	Sin Código		
6	Media Duro	1	Diamante Natural
		2	TSP
		3	Combinación
7	Dura	1	Diamante Natural
		2	TSP
8	Extremadamente Dura	3	Combinación
		1	Diamante Natural
		4	Diamante Impregnado

**D**  
**Perfil de Barrena**

1	Corto Cola de Pescado
2	Perfil Corto
3	Perfil Medio
4	Perfil Largo

La clasificación IADC, sin embargo, no cubre características importantes como son, la forma del cortador, el ángulo de inclinación lateral y posterior del cortador, el endurecimiento del cuerpo de la barrena, protección y longitud del calibre de la barrena, tampoco distingue de manera explícita entre barrenas de uso estándar y aquellas para aplicaciones especiales, como por ejemplo, barrenas para perforación direccional (sidetrack), barrenas bicéntricas. Tales características para aplicaciones especiales son representadas por 16 códigos definidos por la IADC, y complementados por 10 códigos propietarios más<sup>3</sup>.

Como se observa, lo importante es entonces relacionar la resistencia a la compresión uniaxial  $Co$  con el tipo de formación específica. Los criterios de resistencia de la roca, varían de acuerdo con cada compañía o asociación, como se ve en las siguientes tablas.

Tabla 2.2. Clasificación de dureza de formación.

Clasificación Reed-Hycalog	
Tipo de Resistencia	Rango de $Co$ (psi)
Muy Baja	$Co < 4000$
Baja	$4000 < Co < 8000$
Media	$8000 < Co < 16000$
Alta	$16000 < Co < 32000$
Muy Alta	$Co > 32000$

Clasificación INROCK	
Tipo de Resistencia	Rango de $Co$ (psi)
Baja	$Co < 5000$
Media	$5000 < Co < 10000$
Alta	$Co > 10000$

Clasificación Smith	
Tipo de Resistencia	Rango de $C_o$ (psi)
Muy Suave	$C_o < 4000$
Suave	$4000 < C_o < 7000$
Medio Suave	$7000 < C_o < 10000$
Medio Suave	$10000 < C_o < 16000$
Medio Dura	$16000 < C_o < 24000$
Dura	$24000 < C_o < 32000$
Muy Dura	$C_o > 32000$

Las compañías de barrenas, actualmente, utilizan la resistencia mecánica de la roca como único parámetro para la selección de la barrena apropiada para perforar. La resistencia mecánica de la roca más utilizada en tal selección, es la resistencia a la compresión uniaxial o no confinada,  $C_o$ , ó UCS (Unconfined Compressive Strength) respectivamente, misma que está relacionada con la clasificación cualitativa de la dureza de la roca de la IADC.

Es importante notar que el utilizar  $C_o$ , como único parámetro mecánico de la roca, para determinar la barrena más apropiada, resulta insuficiente ya que no toma otros factores importantes y que afectan el desempeño de la misma, como son la abrasividad de roca, relacionada con el ángulo de fricción interna, los módulos elásticos, como el Módulo de Corte, de Young, entre otros.

---

## 2.1. Resistencia a la Compresión Uniaxial.

### Correlación de Horsrud <sup>4</sup>

Los problemas de estabilidad de agujero durante la perforación de secciones largas en lutitas en el Mar del Norte, ha motivado la toma de núcleos y realización de pruebas de laboratorio de lutitas problemáticas en la zona de sobrecarga. Así Horsrud, a partir de las propiedades mecánicas obtenidas de pruebas estáticas triaxiales, y de la medición de la velocidad de las ondas primarias o de compresión P en laboratorio, realizadas sobre muestras de núcleos de lutitas, propone las siguientes correlaciones para calcular las propiedades mecánicas y de falla de las mismas:

$$C_o = 0.77(304.8/\Delta t_c)^{2.93} \quad (2.1)$$

$$E = 0.076(304.8/\Delta t_c)^{3.23} \quad (2.2)$$

$$G = 0.030(304.8/\Delta t_c)^{3.30} \quad (2.3)$$

Considerando que las lutitas presentan baja permeabilidad, y sensibilidad al contacto de fluidos externos, los núcleos de campo ensayados, fueron preservados de tal manera que se evitara la pérdida del agua congénita de poro. Las muestras se cortaron perpendicularmente al plano de estratificación del núcleo. Las muestras cortadas para las pruebas triaxiales, tenían un diámetro de 1 1/2", y una longitud de aproximadamente dos veces el diámetro. Las pruebas triaxiales se corrieron como pruebas consolidadas no drenadas (CU, consolidated-undrained tests), que es un tipo de prueba utilizada en lutitas de baja permeabilidad.

Además se llevó a cabo una caracterización extensiva de cada núcleo, tal como difracción de rayos X para la determinación litológica de la muestra, descripción petrográfica con microscopía de barrido electrónico (SEM, scanning electron microscopy), contenido de agua, densidad total, superficie específica, capacidad de intercambio catiónico, distribución del tamaño de poro y permeabilidad.

---

## Método de Coates y Denoo <sup>5,6</sup> .

Mechpro es un programa de evaluación de propiedades de Schlumberger, los conceptos importantes se basan en el artículo de Coates, en tal trabajo se presenta una correlación entre el módulo de Young y la resistencia a la compresión uniaxial, para tres litologías: arenas, calizas y lutitas. La información se basa en mediciones llevadas a cabo por Deere<sup>7</sup>, para un amplio rango de rocas sedimentarias. Sin embargo, ya que el menor valor de  $C_o$  reportado es de aproximadamente 4350 psi, es obvio que tal correlación no será válida para materiales de baja resistencia.

De las líneas de arenas y lutitas, se obtiene la siguiente la correlación para arenas con cierto contenido de lutita

$$C_o = E \left( 0.008 V_{clay} + 0.0045(1 - V_{clay}) \right) \quad (2.4)$$

Sin embargo esta ecuación no se utiliza directamente, ya que representa la  $C_o$  dinámica, sino que primero se calcula una resistencia al corte inherente o cohesión según:

$$S_o = 2.501 * 10^{-6} K C_o \quad (2.5)$$

suponiendo un ángulo de fricción de  $30^\circ$ , y  $\sigma_3 = 0$ , al utilizar la siguiente ecuación:

$$C_o = 2S_o \frac{\cos \phi}{1 - \sin \phi} \quad (2.6)$$

se obtiene la expresión para la resistencia a la compresión uniaxial estática.

$$C_o = 6.896 * 10^{-10} KE (1 + 0.78 V_{clay}) \quad (2.7)$$

Es necesario recalcar que la ecuación 2.4, debe utilizarse para resistencias obtenidas de mediciones dinámicas, e.g. de registros, y

---

que la ecuación 2.7 debe se usarse para mediciones estáticas de pruebas triaxiales en muestras de núcleos, consideración importante al utilizar correlaciones empíricas.

Para calcular los módulos elásticos de la roca a partir del tiempo de tránsito compresional y de cizalla, obtenidos de registros geofísicos en agujero abierto, se utilizan las siguientes expresiones :

$$E = a \left( \frac{\rho}{\Delta t_c} \right) \left( \frac{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_c^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2} \right) \quad (2.8)$$

$$K = a * \rho \left( \frac{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_c^2}{3\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2} \right) \quad (2.9)$$

$$G = a * \frac{\rho}{\Delta t_c} \quad (2.10)$$

$$\nu = 0.5 \left( \frac{\Delta t_s^2 - 2\Delta t_c^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2} \right) \quad (2.11)$$

donde:  $a = 1.34 * 10^{10}$

es útil recordar que también: 
$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (2.12)$$

---

### Correlación de Gutiérrez <sup>8</sup>.

Por otra parte, Gutiérrez a partir del módulo de deformación uniaxial, o módulo elástico restringido M:

$$M = 1.3477 * 10^{10} \frac{\rho_b}{\Delta T_c^2} \quad (2.13)$$

Y suponiendo la relación funcional general siguiente:

$$\frac{C_o}{C_{os}} = A e^{B \frac{M}{M_s}} \quad (2.14)$$

logra obtener , de datos de laboratorio y de registros geofísicos las siguientes correlaciones para estimar la resistencia a la compresión uniaxial, aplicando el método de auto-consistencia de los medios efectivos, para calizas y areniscas:

$$C_o = 3.29 * 10^{-3} * M - 2934.8 \quad \text{Areniscas} \quad (2.15)$$

$$C_o = 2.54 * 10^{-3} * M - 3069.65 \quad \text{Calizas} \quad (2.16)$$

El análisis, debido a falta de información, sólo considera un tipo de litología, y no considera litologías compuestas.

---

## 2.2 Resistencia a la Compresión In Situ durante la Perforación.

### Correlación de Onyia <sup>9</sup>.

Onyia , a partir de datos geológicos y de perforación de campo, en dos pozos de investigación en Oklahoma, propone la siguiente ecuación para calcular la resistencia a la compresión in situ, ó de perforación:

$$\delta_{ult} = 45.7311 + \frac{1455.64}{\phi} \quad (2.17)$$

La datos de perforación, fueron utilizados junto con el modelo del ritmo de penetración para barrenas tricónicas de Warren<sup>10</sup>, para generar un registro continuo de resistencia a la perforación ó in situ.

$$\delta_{ult} = \left[ \frac{W}{aD^2\varepsilon} \left[ \frac{N - \frac{b}{D} - \frac{cN\rho_m\mu D}{I_m}}{D} + \frac{\phi^2}{4a\varepsilon} \right] \right]^{0.5} - \frac{\phi W}{2aD\varepsilon^2} \quad (2.18)$$

En la perforación del primer pozo se utilizaron 3 barrenas de 8 1/2", probadas en el laboratorio, y utilizadas en la perforación del primer pozo de investigación, desde la superficie hasta 930 m. La litología comprendida en este pozo, abarca lutitas, arenas, calizas, granito y algunas litologías mezcladas, todas ellas bien consolidadas y cuyas edades van desde el Pensilvánico hasta el Precámbrico. Se obtuvo una descripción litológica detallada a partir del análisis de los recortes de perforación y de la información de los registros geofísicos. Los registros tomados fueron el Sónico Compensado (BHC), el de Resistividad, Rayos Gamma, Densidad, Neutrón, Calibre de Agujero, y el registro Sónico de Onda Completa.

---

Además se obtuvo información de los núcleos cortados en el segundo pozo. Los núcleos se tomaron en forma continua desde superficie hasta aproximadamente 1067 m.

Se tomaron 23 muestras de núcleos para realizar pruebas triaxiales de compresión. Y finalmente 11 núcleos fueron también analizados para obtener las propiedades de las rocas, porosidad y permeabilidad.

Por medio de esta técnica, se puede estimar la resistencia a la perforación ya sea a partir de datos de perforación ó de los registros geofísicos de pozos vecinos, que aunado con mediciones MWD al perforar, será posible predecir la resistencia dinámica de la roca conforme la barrena avanza al perforar.

### **Correlación de Vázquez, I. <sup>11</sup>.**

A partir de datos de 16 pruebas, obtenidas de un simulador a escala real, considerando 4 litologías, con dos tipos de barrenas PDC de 8 1-2", dos fluidos, uno base agua y otro base aceite, Vázquez, I., estableció la siguiente correlación para determinar la energía específica de perforación a partir de parámetros de operación durante la perforación:

$$EET = 41.547 * EER^{0.6208} \quad (2.19)$$

En donde EER y EET representan las energías específicas de Rabia<sup>12</sup> y Teale<sup>13</sup>, respectivamente, dadas por las ecuaciones:

$$EER = 20 \left( \frac{W * N}{D * R} \right) \quad (2.20)$$

---

$$EET = \frac{W}{A_b} + 120\pi \left( \frac{N * T}{A_b * R} \right) \quad (2.21)$$

Posteriormente al normalizar la energía específica por la resistencia a la compresión uniaxial, y graficarla contra la penetración por revolución, obtiene la correlación entre ambas:

$$\frac{EET}{C_o} = 0.8974 p^{-0.351} \quad (2.22)$$

Donde:

$$p = 0.2 \frac{R}{N} \quad (2.23)$$

La aportación principal es proponer un modelo de penetración para barrenas PDC, semejante al de Warren para barrenas tricónicas, y la facilidad de calcular la energía específica, sin necesidad de conocer el momento de torsión en la barrena ó torque, con el modelo de Vázquez es posible crear un registro continuo de resistencia a la compresión in situ, a partir de datos de perforación exclusivamente.

---

### **3. Desarrollo del Método.**

La metodología que aquí se propone, considera el mecanismo principal de destrucción de la roca por acción de la barrena. Así para barrenas tricónicas, la determinación de la resistencia a la compresión de la roca, es un parámetro necesario para mejorar su eficiencia. Sin embargo para las barrenas PDC, es necesario conocer la resistencia al esfuerzo de corte, y además el grado de abrasividad de la roca, este último parámetro está ligado al ángulo de fricción interna, que se relaciona físicamente con la angularidad de los granos que la forman y el grado de cementación entre ellos.

Así la perforabilidad de la formación se encuentra relacionada directamente con la resistencia a la compresión, y con el ángulo de fricción interna, además el ángulo de fricción interna, que completa la descripción mecánica de la roca, está relacionado con el ritmo de desgaste de las barrenas PDC.

La agresividad de la barrena se determina por el diseño de la profundidad del corte que se quiera tener. En las barrenas tricónicas, la agresividad se determina por la proyección, avance por revolución de los dientes, y la excentricidad de los conos. En las barrenas PDC, la agresividad se determina por la exposición de los cortadores, el ángulo o inclinación del cortador.

La resistencia al desgaste, por otro lado se determina, por la densidad de los cortadores, especialmente por aquellos colocados cerca o en calibre de la barrena.

En las barrenas PDC, esta resistencia se mejora al aumentar la longitud del calibre, de tal forma que se puede aumentar el número de cortadores a colocar en esa área, y aumentando el contenido de carburo de tungsteno o de diamante policristalino. Se acepta a nivel general que un perfil plano de la barrena la hace más resistente al giro excéntrico de la misma en el fondo del agujero, que una barrena con perfil cónico.

Cuando la barrena seleccionada es demasiado agresiva para perforar la roca objetivo, es muy probable que ocurra ruptura de los

---

cortadores, asimismo si se utiliza una barrena con baja resistencia al desgaste, en una aplicación que exiga máxima durabilidad, se tendrán, muy probablemente un desgaste severo de los cortadores.

En las aplicaciones de campo, el objetivo primordial es seleccionar una barrena que perfora más metros al máximo ritmo de penetración posible que arroje el menor costo por metro. El confiar únicamente en corridas de ensaye y error y en el conocimiento de una región en particular, producirá frecuentemente tiempos excesivos de viaje y en un costo total mayor del pozo.

### 3.1 Criterio de Mohr-Coulomb<sup>14,15</sup>.

La teoría de falla de Mohr-Coulomb es apropiada para caracterizar las propiedades mecánicas de las rocas perforadas por barrenas PDC, para esto es necesario contar con cuando menos dos círculos de Mohr para definir la envolvente, de la cual se obtendrá el ángulo de fricción interna y la cohesión, bajo las condiciones dinámicas de perforación.

La idea principal de la presente tesis, es utilizar las correlaciones disponibles para estimar la resistencia a la compresión uniaxial, i.e. Horsrud, Mechpro, y Gutiérrez, y las correlaciones para calcular la resistencia a la compresión In Situ, de Onyia y Vázquez, obteniéndose así los dos círculos de Mohr, necesarios para determinar la envolvente, de la cual se estiman el ángulo de fricción interna y la cohesión de las rocas metro a metro.

Por otro lado varios investigadores, por ejemplo Spaar<sup>16</sup> y Anderson<sup>17</sup>, han demostrado que el confinamiento debido al esfuerzo de sobrecarga es despreciable, cuando se considera la resistencia a la perforación. El endurecimiento de la roca, que afecta directamente a la barrena al perforar, se debe esencialmente a la diferencia de presión entre la columna de lodo y la presión de poro. Así cuando se perfora con un sobrebalance moderado, los esfuerzos de confinamiento son sólo debidos a esta diferencial de presión:

$$\sigma_3 = p_p - p_h \quad (3.1)$$

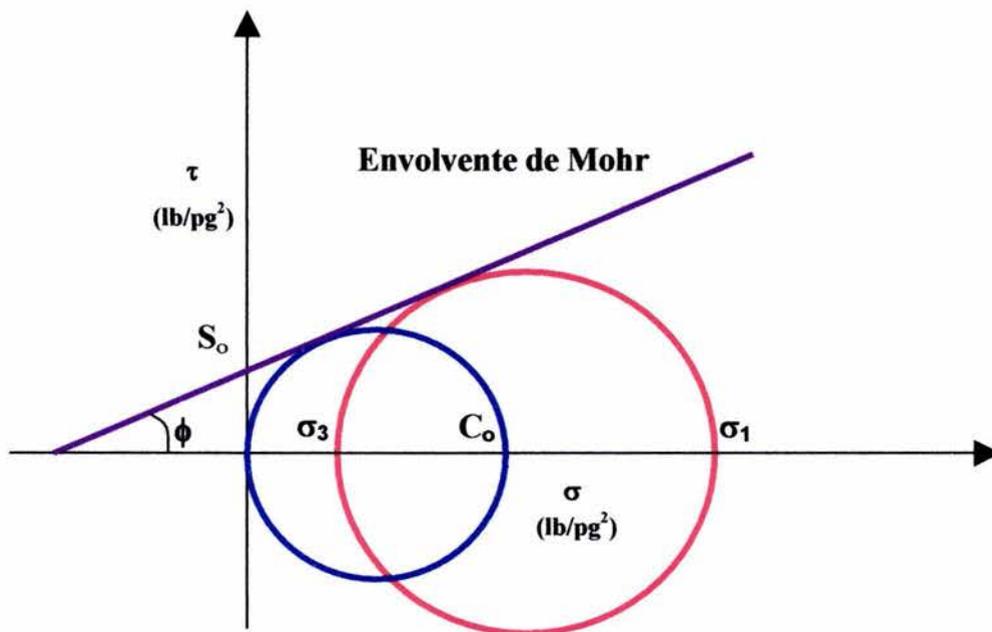


Figura 3.1.- Càlculo de  $\phi$  y  $S_o$  a partir de dos círculos de Mohr.

Presión Hidrostática



Figura 3.2. Presión Diferencial en Cortador de Barrena PDC.

### 3.2 Sobrebalance y Volumen de Lutita.

Por otro lado es práctica común cuando se perfora, el crear un sobrebalance de 0.5 lb/gal, para tener un margen por viaje de la tubería de perforación, o en su defecto ejercer un exceso de 200 a 500 lb/pg<sup>2</sup>, por encima de la presión de poro. cf Bourgoyne<sup>18</sup>. Tal diferencial de presión, puede ser mejorada si se tiene un perfil más exacto de la presión de poro.

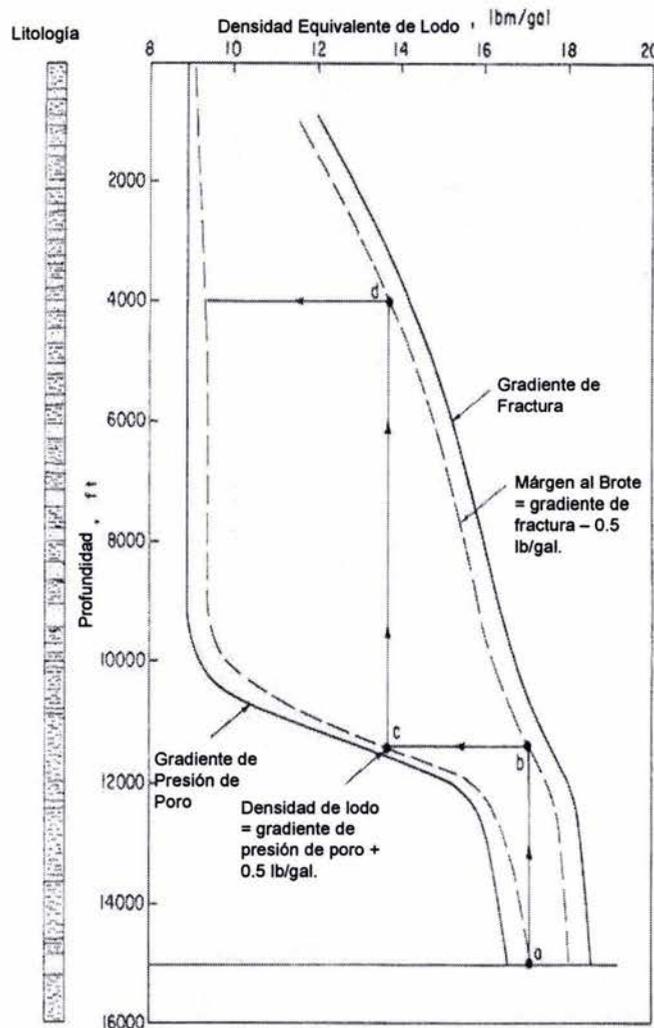


Figura 3.3. Gradiente de presión de poro, de fractura y del lodo de perforación (ref. 18).

Por otra parte, la práctica ha demostrado, que el índice de rayos gamma, da una buena estimación del volumen de lutitas ( $V_{sh}$ ), siempre y cuando la formación no contenga elementos radioactivos, no relacionados con las lutitas, e.g. Uranio. Cuando existe la presencia de Uranio, se recomienda utilizar el registro de rayos gamma espectral, que presenta las concentraciones de Torio, Potasio-40 y Uranio. Al graficar el contenido de Torio y Potasio, se puede determinar el tipo de arcilla que forman la lutita<sup>19</sup>.

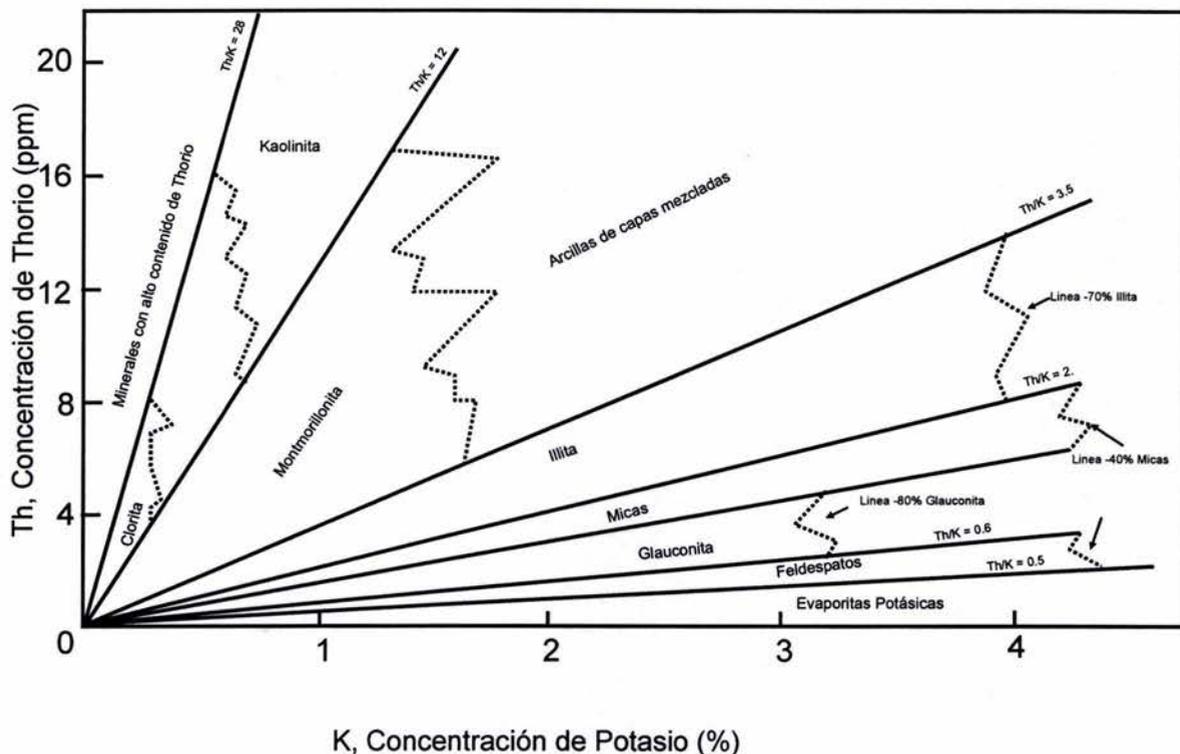


Figura 3.4. Identificación de minerales arcillosos a partir del registro gamma espectral, (ref. 19).

Para evitar una interpretación equivocada por un valor no representativo del volumen de lutita, estimado del registro de rayos gamma, es necesario una evaluación independiente de  $V_{sh}$ . Esto se logra estableciendo dos ecuaciones independientes, a partir de dos registros de porosidad, debido a que el registro sónico de porosidad es dependiente de la compactación y la porosidad secundaria, además del contenido de lutita, es práctica común usar los registros de

porosidad obtenidos de los registros de densidad y neutrón, y resolver el sistema, para encontrar la porosidad y el  $V_{sh}$ .

$$\phi_D = \phi + V_{sh}(\phi_D)_{sh} \quad (3.2)$$

$$\phi_N = \phi + V_{sh}(\phi_N)_{sh} \quad (3.3)$$

gráficamente se puede representar por la siguiente figura:

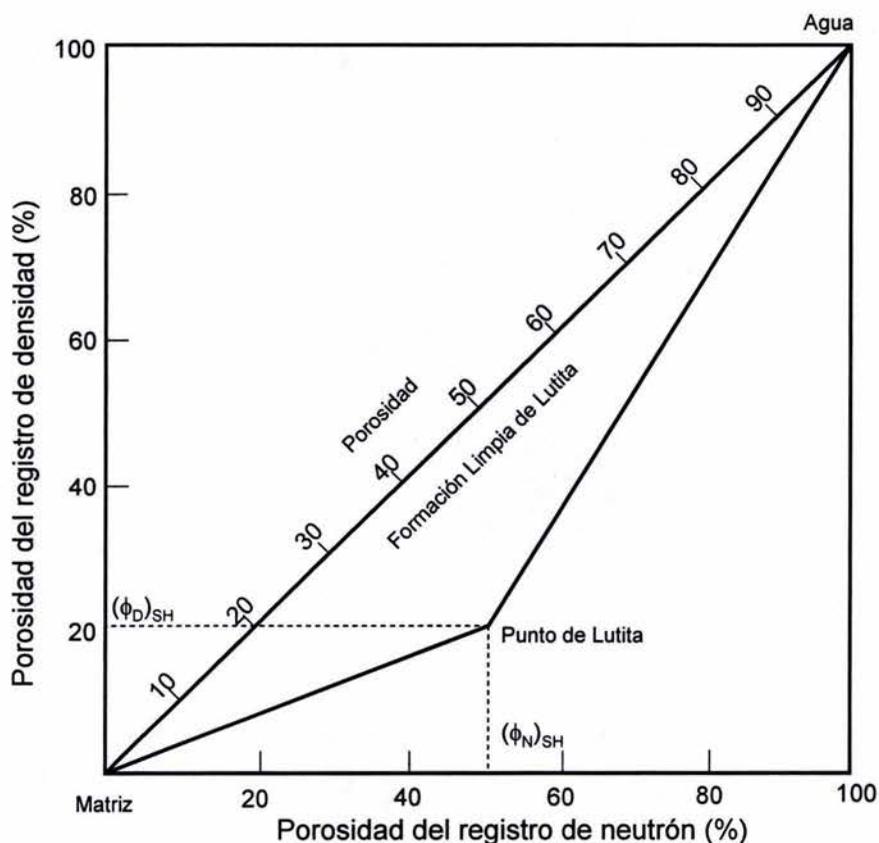


Figura 3.5. Ejemplo de cálculo del volumen de lutita, por medio de porosidades de registros de densidad y neutrón, (ref.19).

---

### 3.3 Energía específica y eficiencia mecánica de perforación.

Finalmente utiliza el concepto de energía específica de perforación y de  $C_0$  para definir la eficiencia mecánica de perforación<sup>20, 21, 22, 23</sup>, por medio de la siguiente ecuación:

$$E_f = \frac{C_0}{EET} * 100\% \quad (3.4)$$

con la condición mínima:

$$EET_{\min} = C_0 \quad (3.5)$$

El conocimiento de tales parámetros, no sólo, tiene aplicación en el análisis del desempeño de las barrenas PDC, sino que además permite completar la caracterización mecánica de las rocas perforadas, al hacer uso simultáneamente de la información de registros geofísicos y de datos de perforación.

Finalmente en la figura 3.6 se presenta el diagrama de flujo, en forma general de la metodología propuesta.

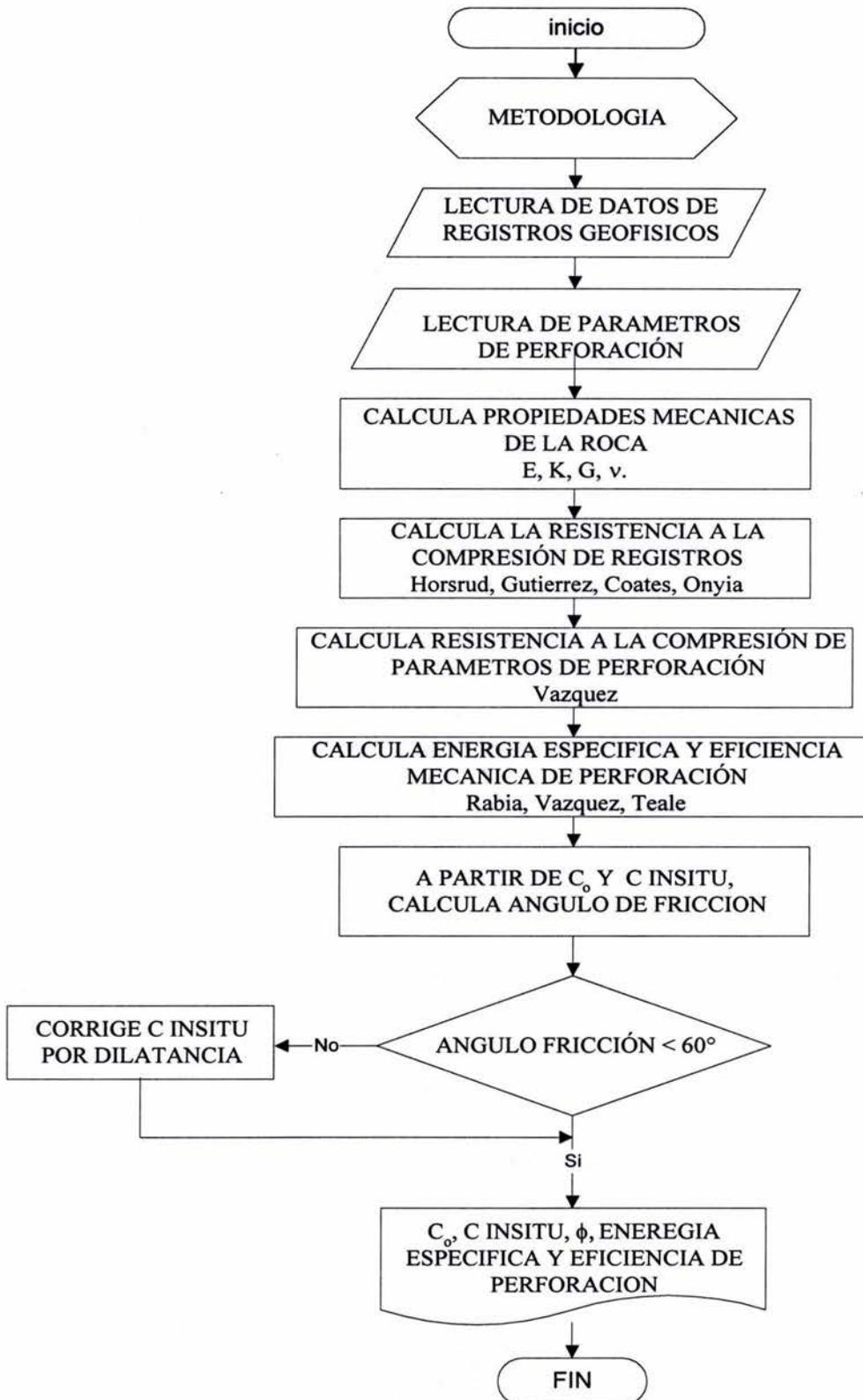


Figura 3.6 Diagrama de flujo general de la metodología utilizada.

#### 4. Aplicación y Discusión.

Para la aplicación de la metodología desarrollada, se eligieron tres pozos, de la Región Norte de México, Dragón-1, Mezcalero-1 y Vagabundo-1, figura 4.1, los cuales por ser exploratorios cuentan con suficiente información de registros geofísicos, así como de parámetros de operación en superficie.

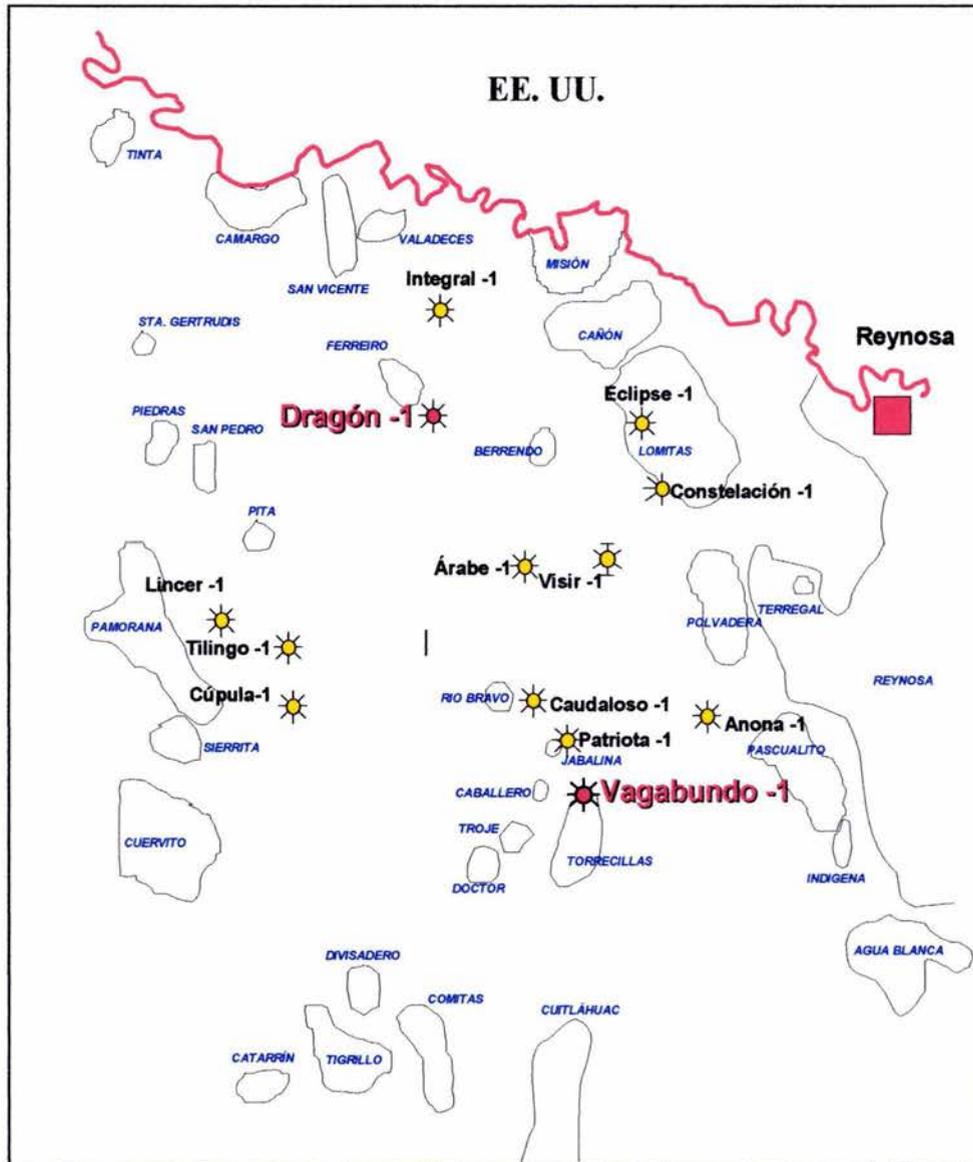


Figura 4.1 Plano de Localización.

## Pozo Dragón-1.

El pozo exploratorio Dragón-1, se perforó verticalmente hasta 4500 metros, utilizando lodo de emulsión inversa con densidad máxima de  $2.05 \text{ g/cm}^3$ , con barrenas PDC de  $14 \frac{3}{4}$ ,  $10 \frac{5}{8}$  y  $8 \frac{1}{2}$ ", con clasificación IADC M322, M343 y M432, para las etapas intermedias y de explotación respectivamente, además se cortó un núcleo de 3630 a 3635 m, de donde se extrajeron muestras, a las que se les realizaron pruebas triaxiales, como parte de la caracterización del yacimiento, tabla 4.1 y figura 4.2.

Tabla 4.1 Pruebas Triaxiales, Dragón-1

### RESULTADOS DE LAS PRUEBAS TRIAXIALES

#### Hoja de Resumen para Envolvente Mohr -Coulomb

Compañía:	<b>Pemex Exploración Producción</b>	Fecha:	<b>Oct. 2003</b>
Pozo:	<b>Dragón 1</b>	Archivo:	<b>Hou-030290</b>
Campo:	<b>Exploratorio</b>	Analistas:	<b>Di</b>
Ubicación:	<b>PICB, Región Norte</b>	Tipo de Núcleo:	<b>Saturado</b>

Número de Muestra	Profundidad (m)	Presión de Confinamiento (psi)	Densidad de la Muestra ( $\text{gm/cm}^3$ )	Fuerza Compresiva (psi)	Módulo de Young ( $10^6 \text{ psi}$ )	Relación de Poisson
1	3630.04	0	2.19	6480	1.520	0.27
16	3634.80	1800	2.19	15061	1.780	0.26
8	3631.72	3600	2.19	22560	1.860	0.27
12	3632.75	5200	2.19	30475	2.260	0.27

$\sigma_3$ (Pconf) (psi)	$\sigma_1$ (Paxial) (psi)	Inclinación de $\sigma_3$ vs. $\sigma_1$	Fuerza no Confinado* (psi)	Constante de Cohesión Fuerza de Corte (psi)	Coefficiente de Fricción Interna	Angulo de Fricción Interna
0	6480					
1800	15061					
3600	22090	4.54	6506	1527	0.83	39.69
5200	30475					

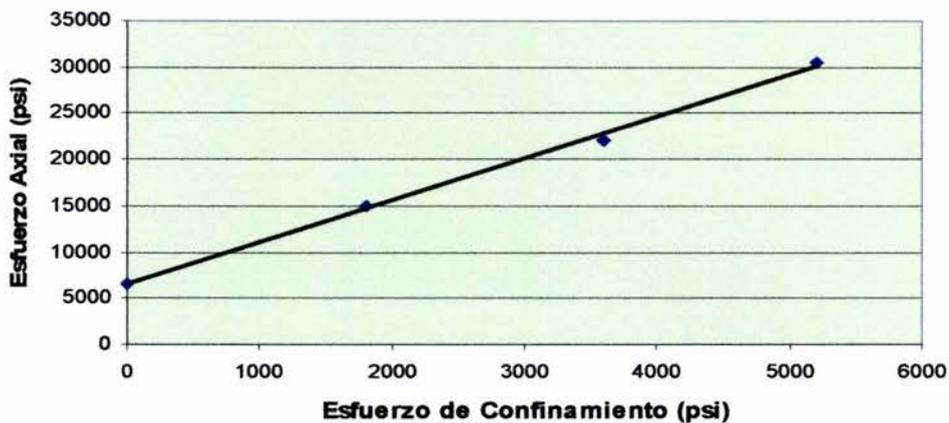
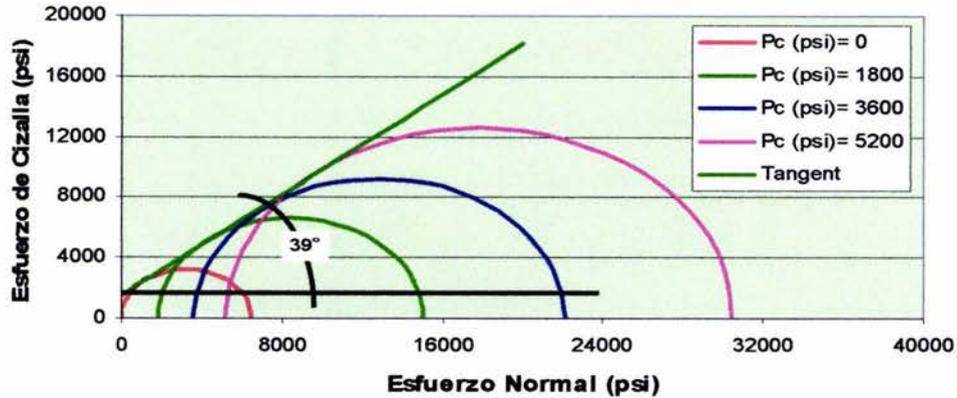


Figura 4.2 Envolvente de Mohr, Dragón-1.

El objetivo se encuentra en arenas del Eoceno Jackson Medio, y el tiempo total de perforación fue de 99 días, con 634 horas netas de rotación de la barrena. La terminación del pozo fue del tipo tubingless con tubería de revestimiento de 4 1/2", P-110, 15.10 lb/pie. Los parámetros de perforación se muestran en la figura 4.3.

Como se puede observar de la figura 4.4 del registro de porosidades y de la figura 4.5 de propiedades mecánicas, de 1000 a 1300 m, existe una zona consolidada, que representa una arena, ya que el valor de E es mayor que K, y de 1300 hasta 3100 m aproximadamente, existe una amplia zona de lutitas, como se ve por la condición de que K es mayor E, a partir de

---

3100 m existe una secuencia alternada de arenas y lutitas en los que los valores de K y E son muy cercanos entre sí.

Aplicando las correlaciones para resistencia a la compresión uniaxial e in situ, se observa de la figura 4.6, que existe una aceptable estimación para estas propiedades de falla, y que la correlación de Gutiérrez para  $C_o$ , arroja valores muy parecidos con la técnica de Mechpro y del valor determinado de las pruebas triaxiales realizadas a muestra del núcleo cortado en este pozo, la similitud se remarca en zonas de arenas. Por otro lado las correlaciones de Horsrud y Onyia, aunque aceptables, ante la misma evidencia experimental, están por debajo de lo esperado, para las mismas zonas. En esta misma gráfica, se observa que la estimación de Vázquez para la resistencia in situ, parece estar sobrevaluada, cuya explicación podría estar en el fenómeno de dilatancia.

Respecto a la energía específica de perforación, y la eficiencia mecánica, figura 4.7, al parecer la eficiencia cae de un valor promedio de 40 %, a valores del 10% cuando se utilizó la barrena de 8 ½", que se confirma por los altos valores de energía específica que aumentan a 100,000 (lb/pg<sup>2</sup>).

Finalmente, al calcular el ángulo de fricción interna, figura 4.8, que es una medida de la abrasividad de la roca, importante en la evaluación y selección de barrenas PDC, sólo la combinación Horsrud-Onyia, arroja valores aceptables, y demuestra que éste ángulo permaneció por debajo de de los 40°, para la zona profunda de la secuencia de arenas con lutitas, y que reproduce confiablemente la zona de lutitas de 1300 a 3100 m. Las combinaciones Gutiérrez-Vázquez y Mechpro-Vázquez, dan valores sobrestimados y en algunos casos no consistentes, esto debido al alto valor de resistencia a la compresión in situ, que se obtiene de los parámetros de perforación.

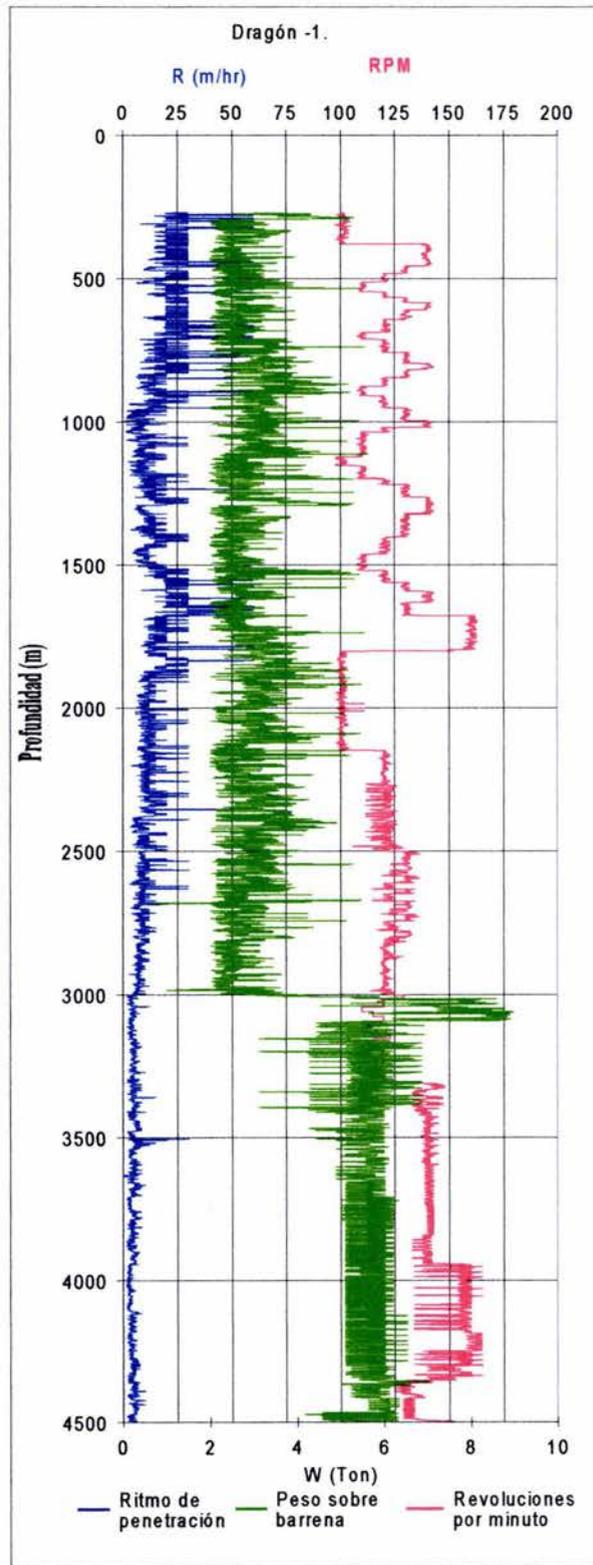


Figura 4.3. Parámetros de perforación, pozo Dragón-1.

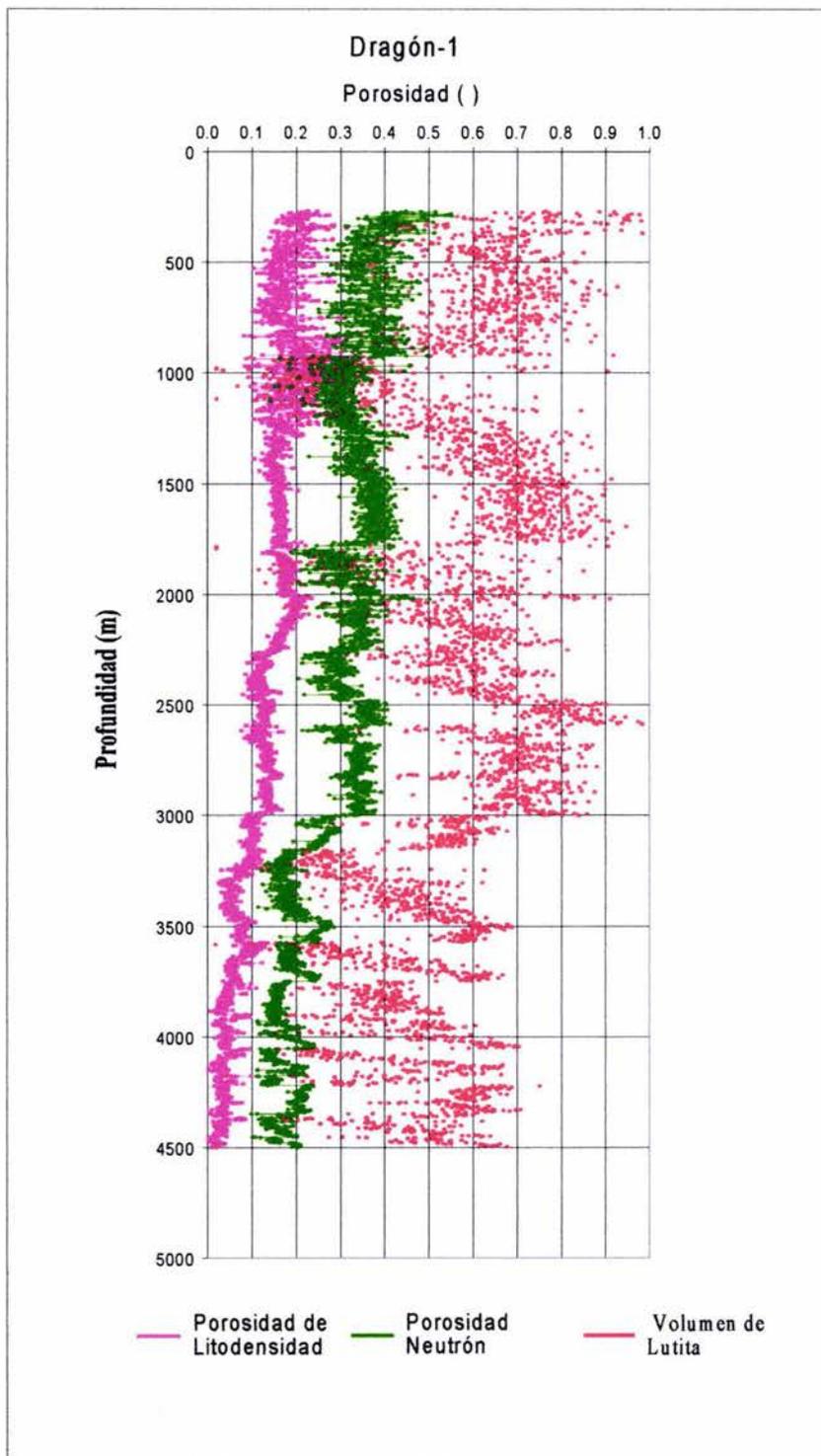


Figura 4.4. Porosidades y volumen de lutita, Dragón-1.

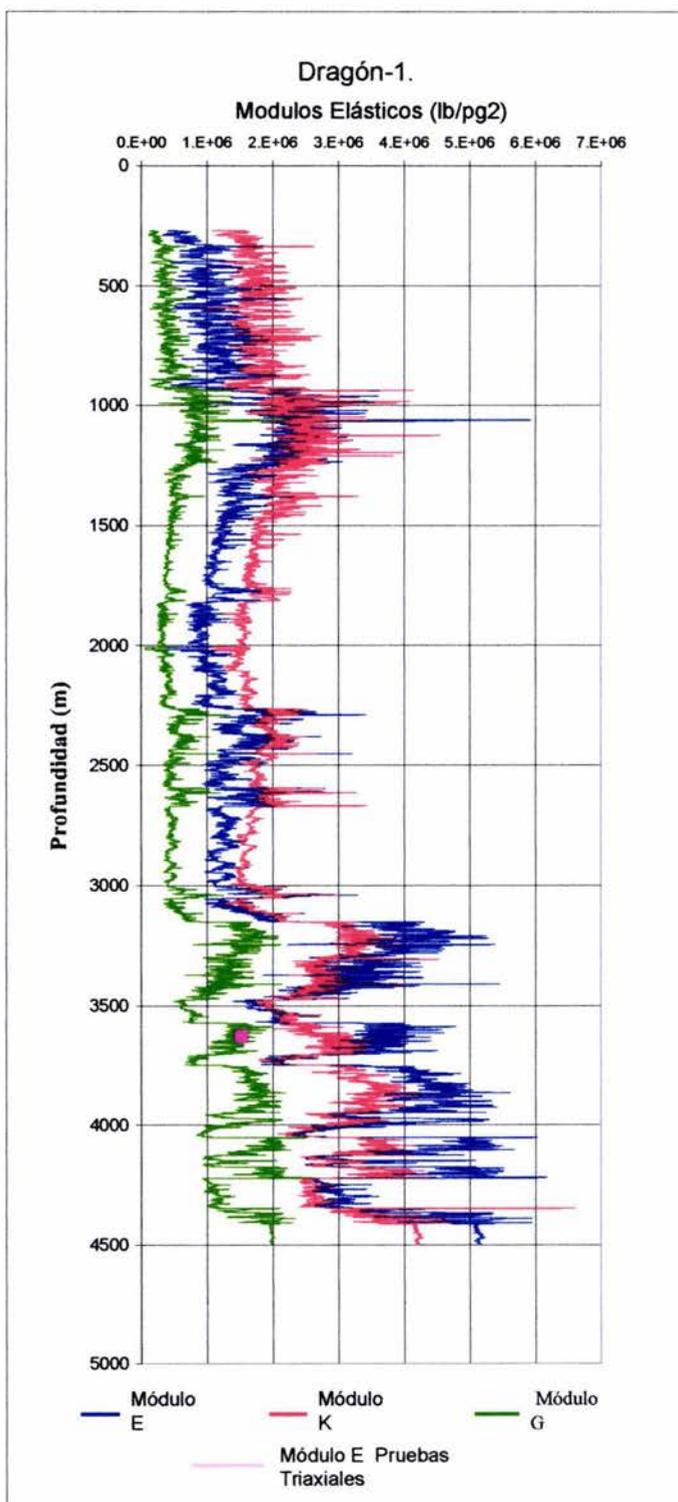


Figura 4.5. Módulos elásticos, Dragón-1.

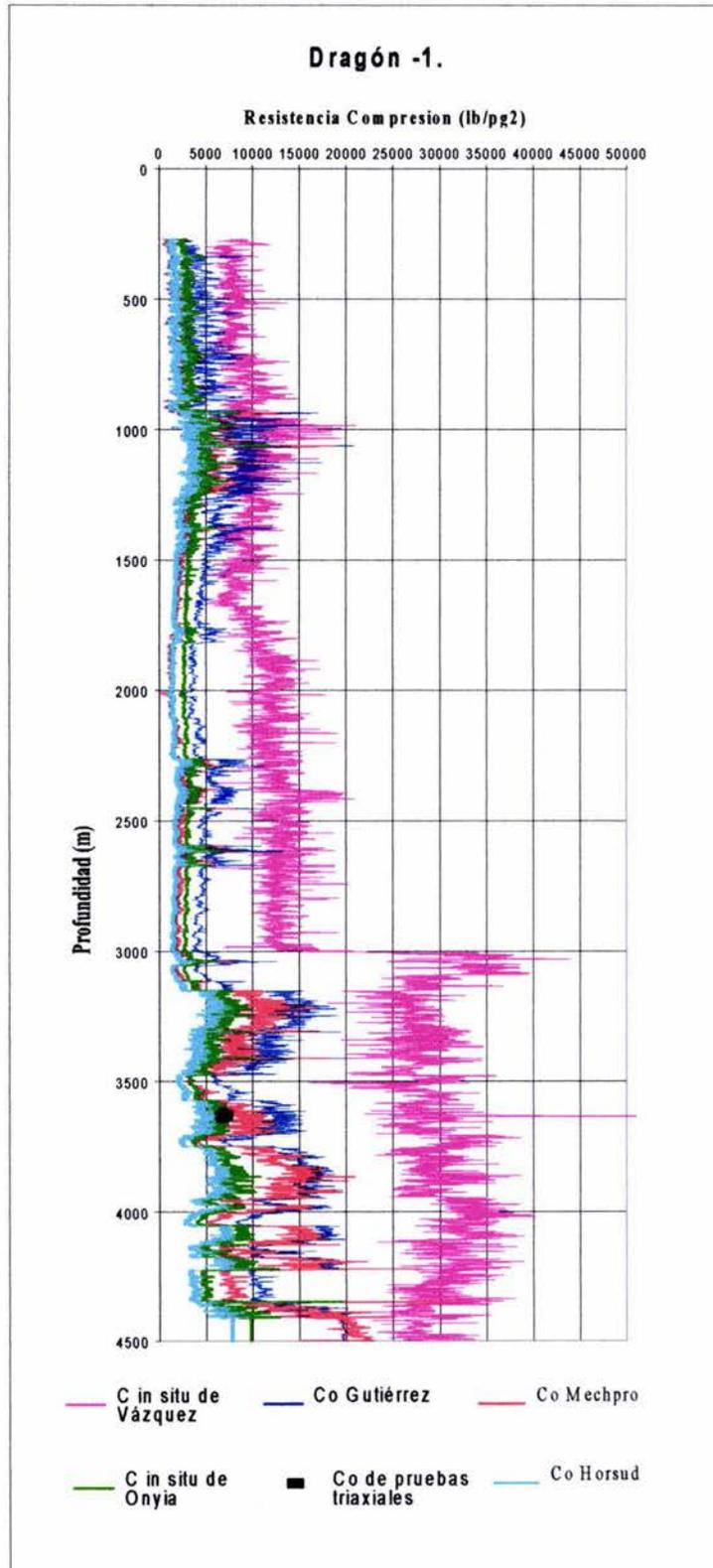


Figura 4.6. Resistencias a la compresión, Draqón-1.

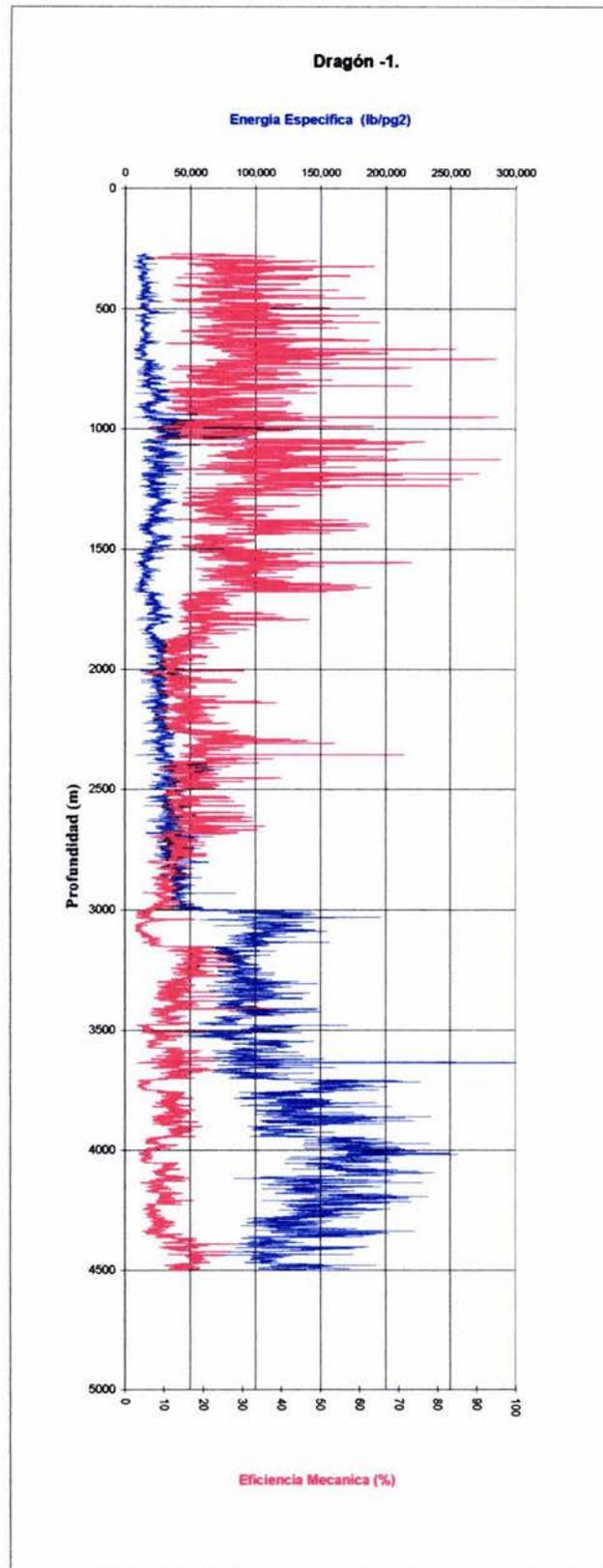


Figura 4.7. Energía específica y eficiencia de perforación, Dragón-1.

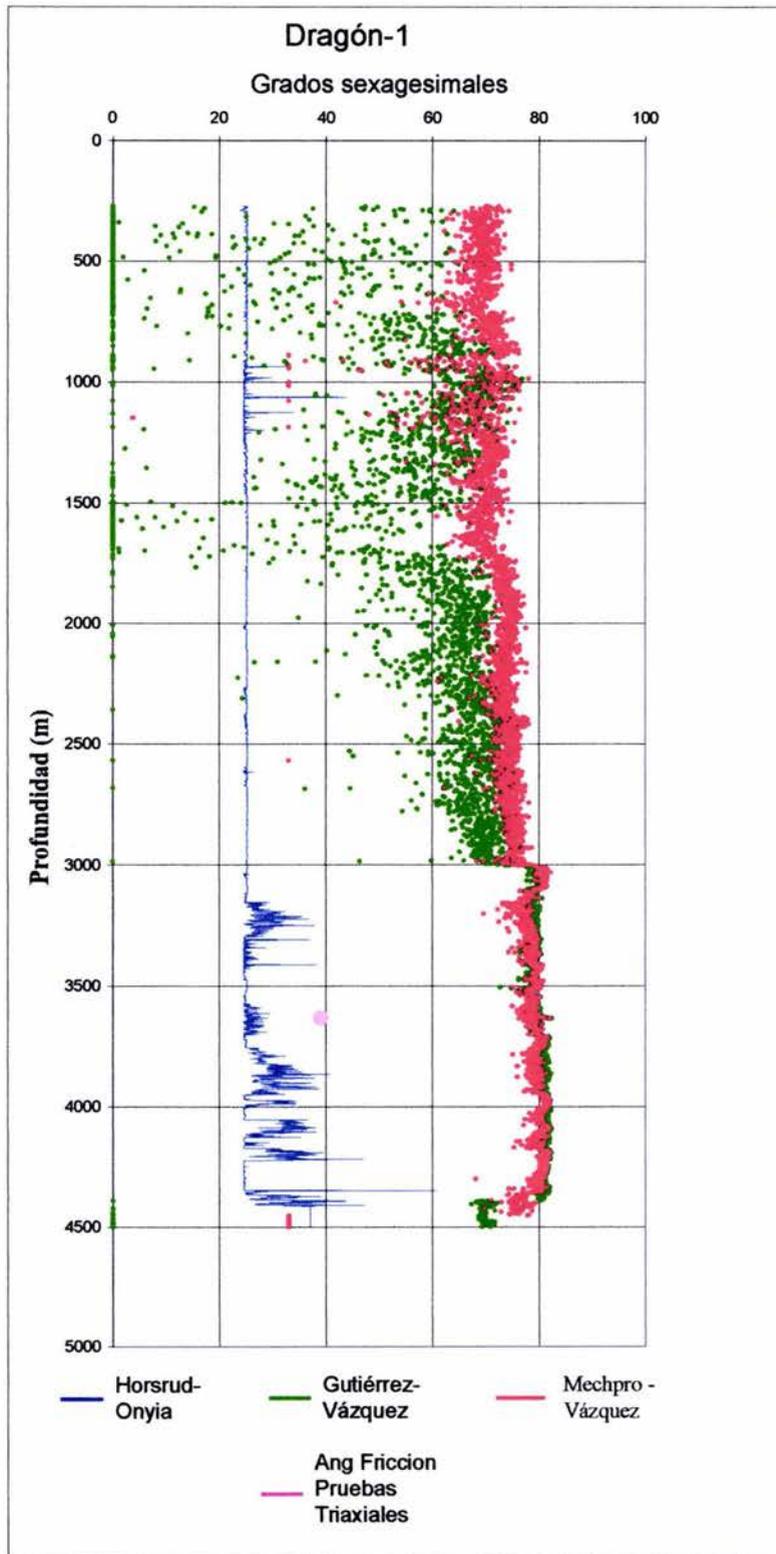


Figura 4.8. Ángulo de fricción, Dragón-1.

---

## 4.2. Pozo Mezcalero-1.

El pozo exploratorio Mezcalero-1, se perforó verticalmente hasta 4422 metros, utilizando lodo de emulsión inversa con densidad máxima de  $1.92 \text{ g/cm}^3$ , con barrenas PDC de  $14 \frac{3}{4}$ ,  $10 \frac{5}{8}$ ,  $8 \frac{1}{2}$ ", con clasificación IADC M423, M433 y M423 (BD547, G447XL y BD547 clasificación de compañía), para las etapas intermedias y de explotación respectivamente .

El objetivo se encuentra en arenas del play Frio Marino del Oligoceno, el tiempo total de perforación fue de 96 días, con 832 horas netas de rotación de la barrena. La terminación del pozo fue del tipo tubingless con tubería de revestimiento de  $4 \frac{1}{2}$ ", P-110, 15.10 lb/pie. Los parámetros de perforación se muestran en la figura 4.9.

Como se puede observar de la figura 4.10 del registro de porosidades y de la figura 4.11 de propiedades mecánicas, de 1500 hasta 3000 m aproximadamente, existe una amplia zona relativamente compactada y con poco contenido de lutita, y de 3000 m a la profundidad total de 4422 m, se presenta una zona en gran parte compuesta por lutitas con pocos intervalos de arenas.

Con respecto a las resistencias a la compresión, de la figura 4.12, las correlaciones de Gutiérrez y Mechpro, siguen estando por arriba, de las de Horsrud y de Onyia, y la correlación de resistencia in situ, a partir de datos de perforación siguen presentando valores altos.

La energía específica varió de de 50,000 a 15,000 ( $\text{lb/pg}^2$ ), y la eficiencia mecánica tuvo un máximo del 40%, figura 4.13.

El ángulo de fricción mostró valores moderadamente altos en el intervalo de 1500 a 3000 m, en correspondencia con los registros de porosidad y de propiedades mecánicas, y la combinación Horsrud-Onyia, nuevamente arrojó resultados aceptables, figura 4.14.

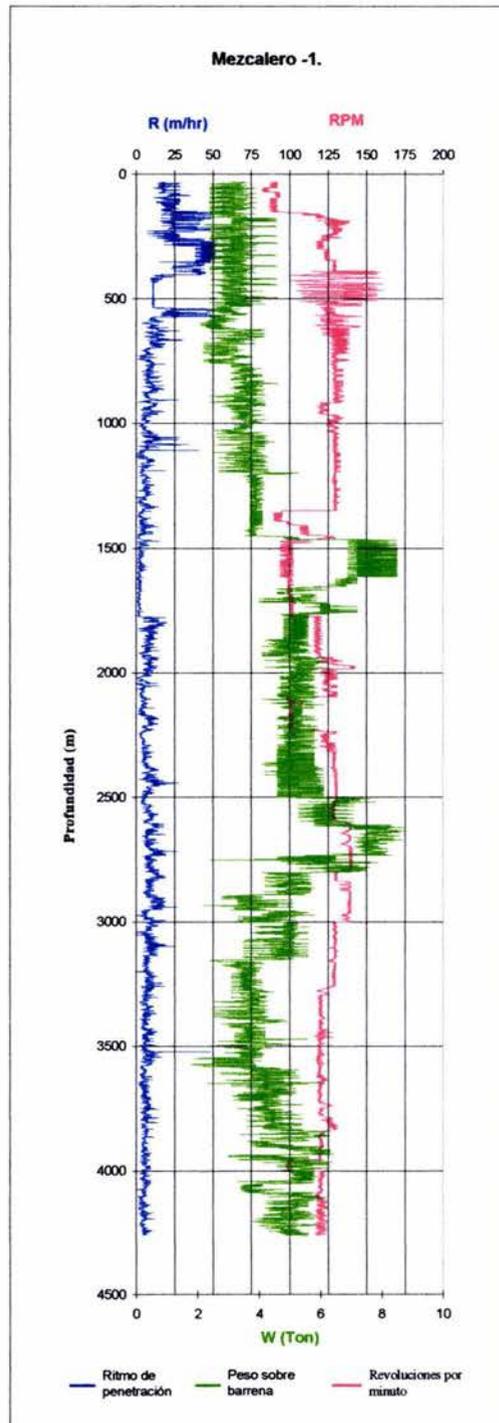


Figura 4.9. Parámetros de perforación, Mezcalero-1.

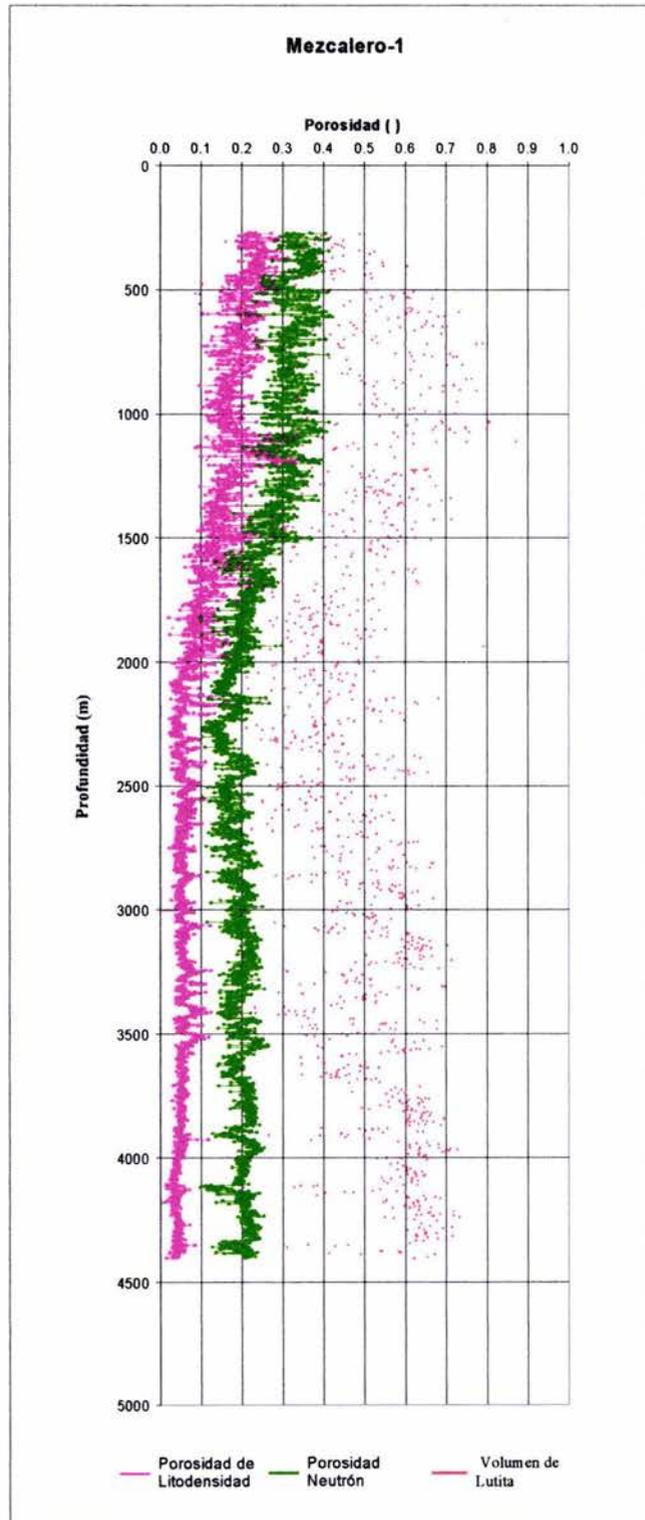


Figura 4.10. Porosidades y volumen de lutita, Mezcalero-1.

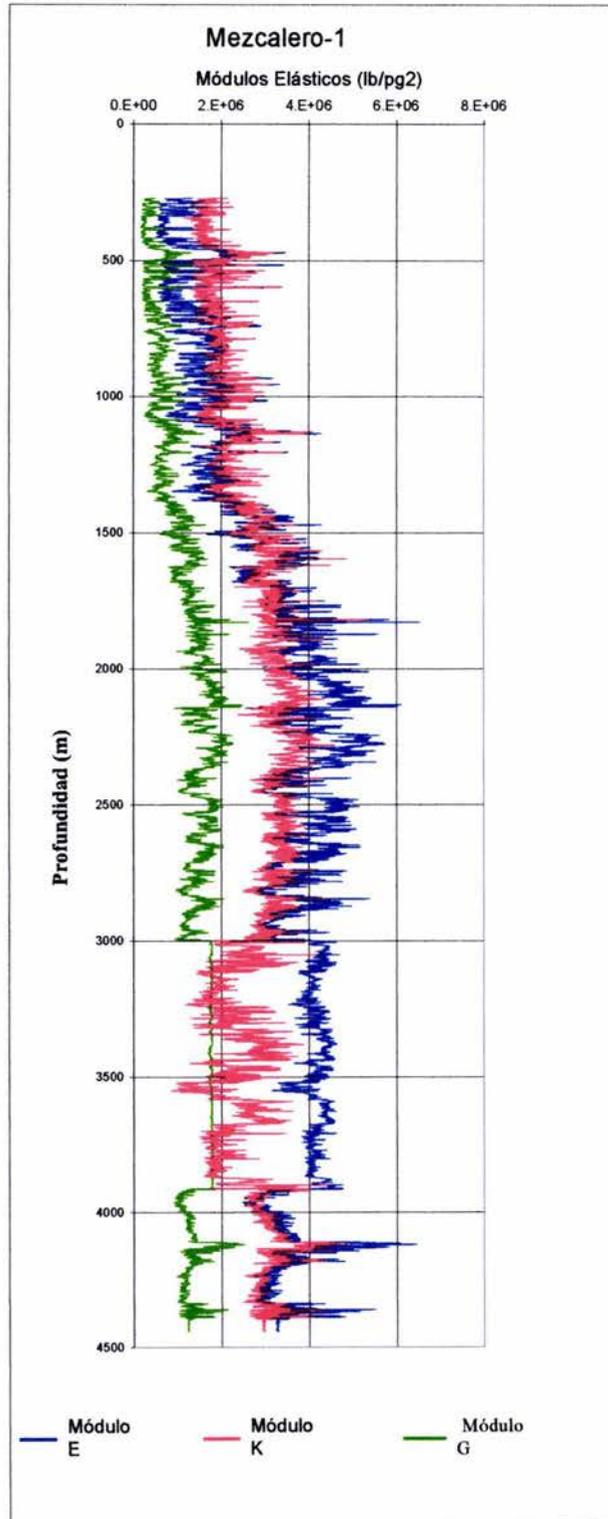


Figura 4.11. Módulos elásticos, Mezcalero-1.

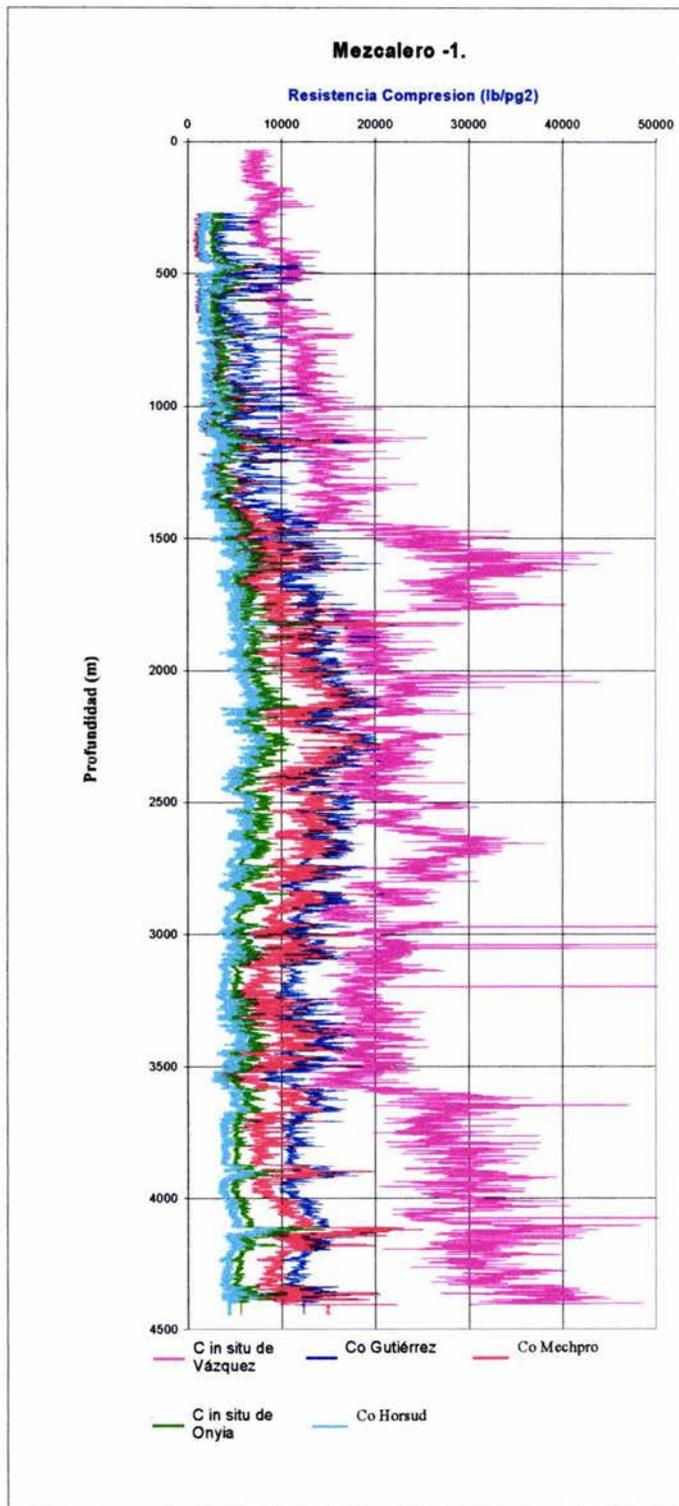


Figura 4.12. Resistencias a la compresión, Mezcalero-1.

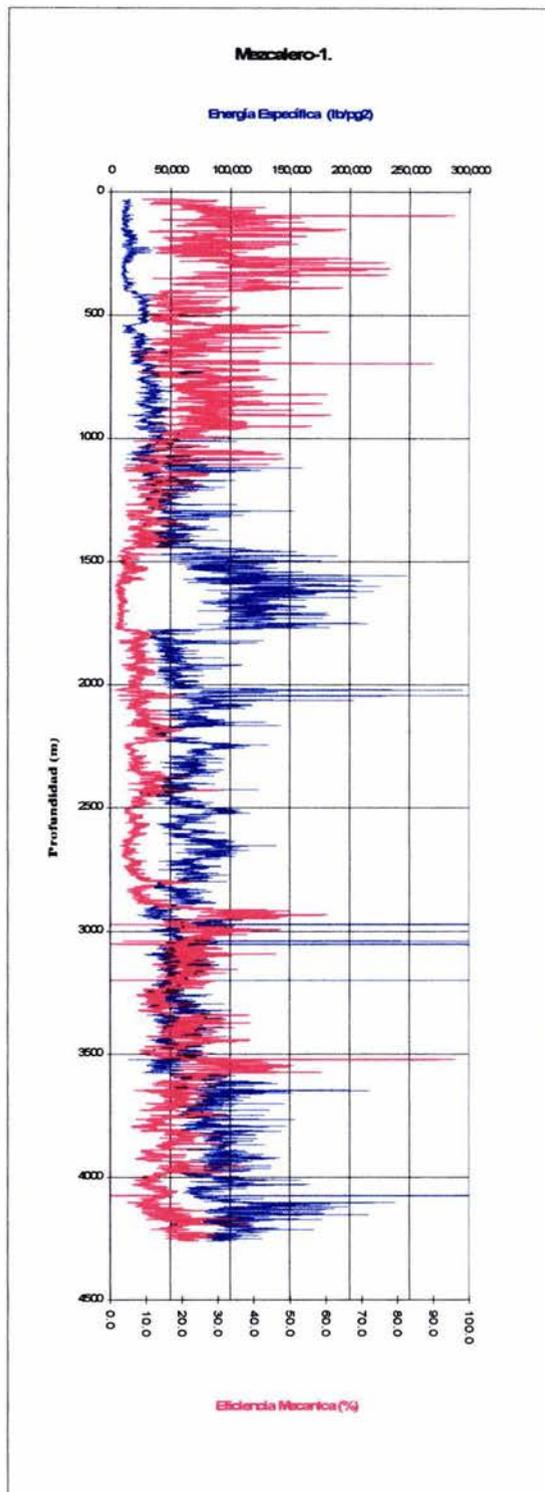


Figura 4.13. Energía específica y eficiencia de perforación, Mezcalero-1.

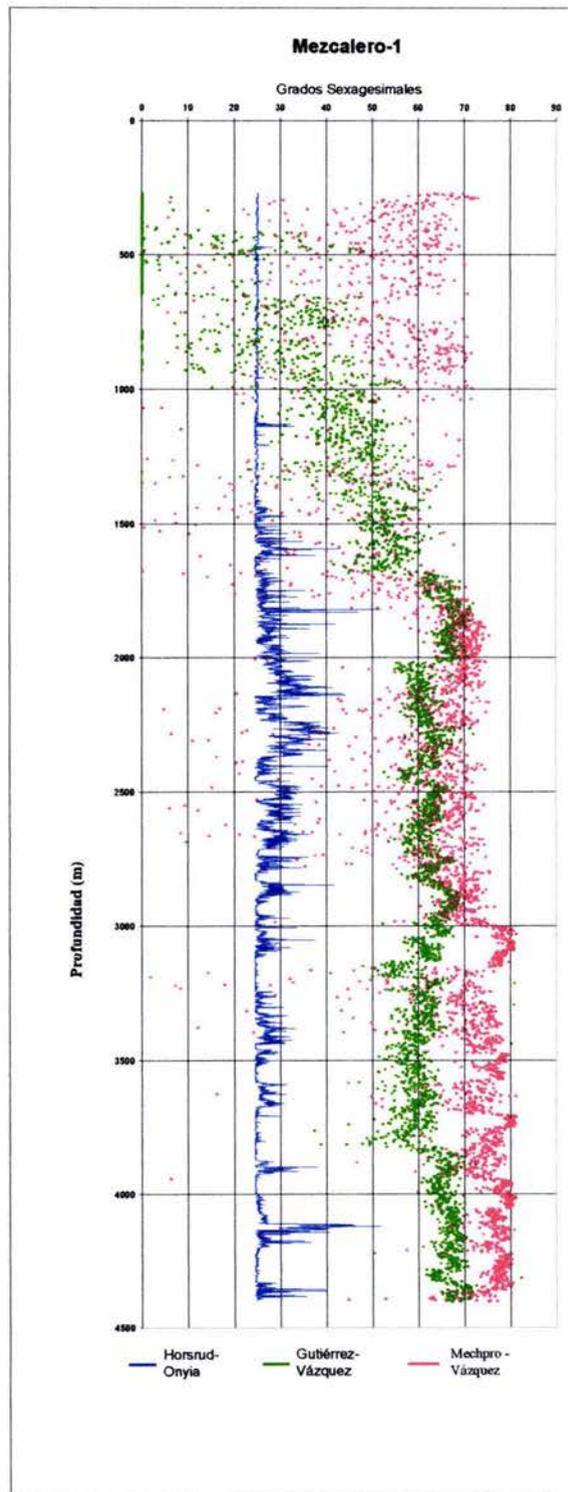


Figura 4.14. Ángulo de fricción, Mezcalero-1.

---

### 4.3. Pozo Vagabundo-1.

El pozo exploratorio Vagabundo-1, se perforó verticalmente hasta 4200 metros, utilizando lodo de emulsión inversa con densidad máxima de  $2.08 \text{ g/cm}^3$ , con barrenas PDC de  $14 \frac{3}{4}$ ,  $10 \frac{5}{8}$ ,  $8 \frac{1}{2}$  y  $6$ ", M332, M421, M232 y M443 tipo DSX59, DS88, DS104 y DS69FGN, respectivamente.

El tiempo total de perforación fue de 94 días, con 432 horas netas de rotación de la barrena. La terminación del pozo fue del tipo tubingless con tubería de revestimiento de  $4 \frac{1}{2}$ ", P-110, 15.10 lb/pie. Los parámetros de perforación se muestran en la figura 4.15. Del registro de porosidades, figura 4.16 y de las propiedades mecánicas, figura 4.17, se observa intervalos de arena en los intervalos de 1200 a 1400 m, de 2000 a 2100m, de 3650 a 3700m y de 4050 a 4100m. También se observa un gran intervalo lutítico de 2150 a 3100 m.

De la figura 4.18, para resistencias a la compresión tanto uniaxial e in situ, se observa que la correlación de Gutiérrez, aunque aceptable presenta valores moderadamente altos con respecto a las correlaciones de Horsrud y Mechpro, ajustándose en los intervalos de arenas, por otro lado la resistencia a la compresión in situ, calculado a partir de los parámetros de perforación sigue estando sobrevaluada, debido a efectos de dilatación.

La energía específica no excede en general de 50,000 (lb/pg<sup>2</sup>), y la eficiencia mecánica presenta valores en promedio del 70%, con valores mínimos de 1205 (lb/pg<sup>2</sup>), figura 4.19.

El ángulo de fricción muestra correspondencia con los intervalos de arenas, sin embargo sólo la combinación de la correlación de Horsrud para  $C_o$  y la de Onyia para la resistencia a la compresión in situ, da valores aceptables al compararlos con valores publicados en la literatura, y que en general no se rebasa el valor de  $40^\circ$  las combinaciones Gutiérrez-Vázquez, y Mechpro-Vázquez, siguen presentando valores sobrevaluados, mayores a  $60^\circ$ , figura 4.20.

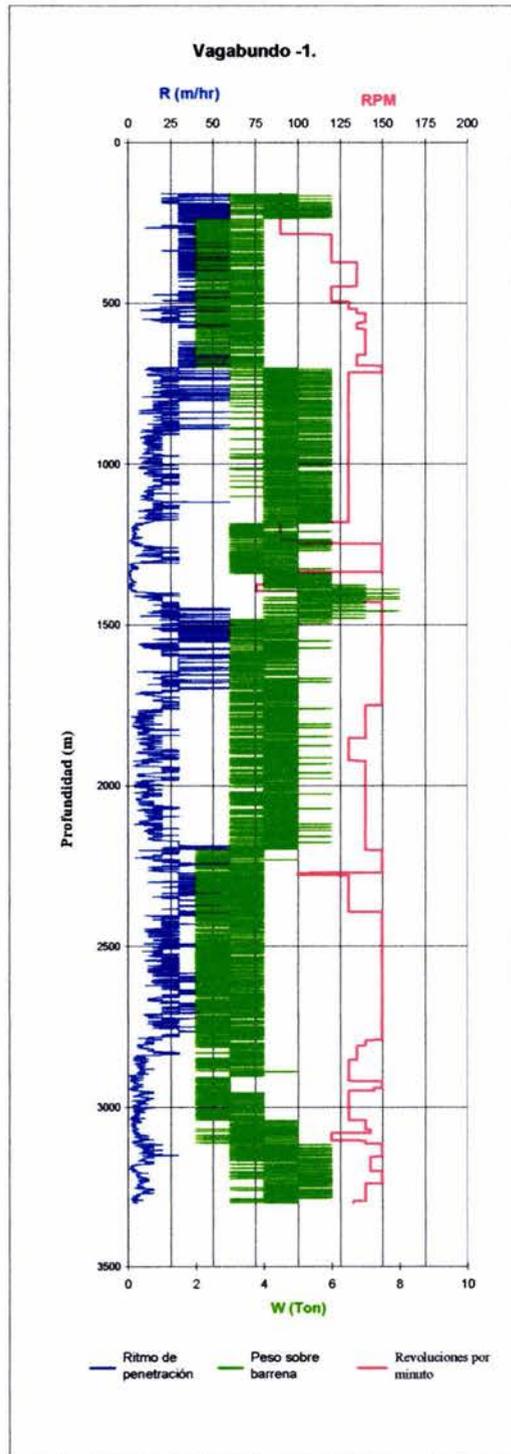


Figura 4.15. Parámetros de perforación, Vagabundo-1.

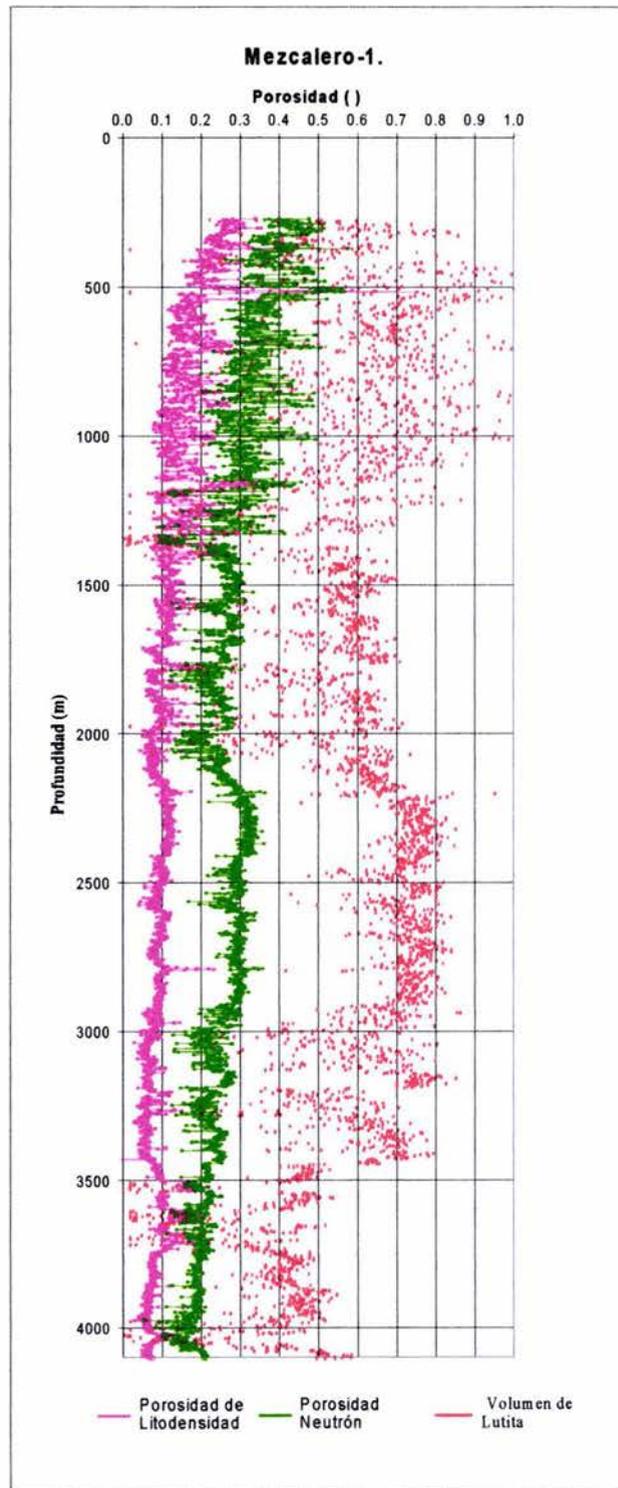


Figura 4.16. Porosidades y volumen de lutita, Vagabundo-1.

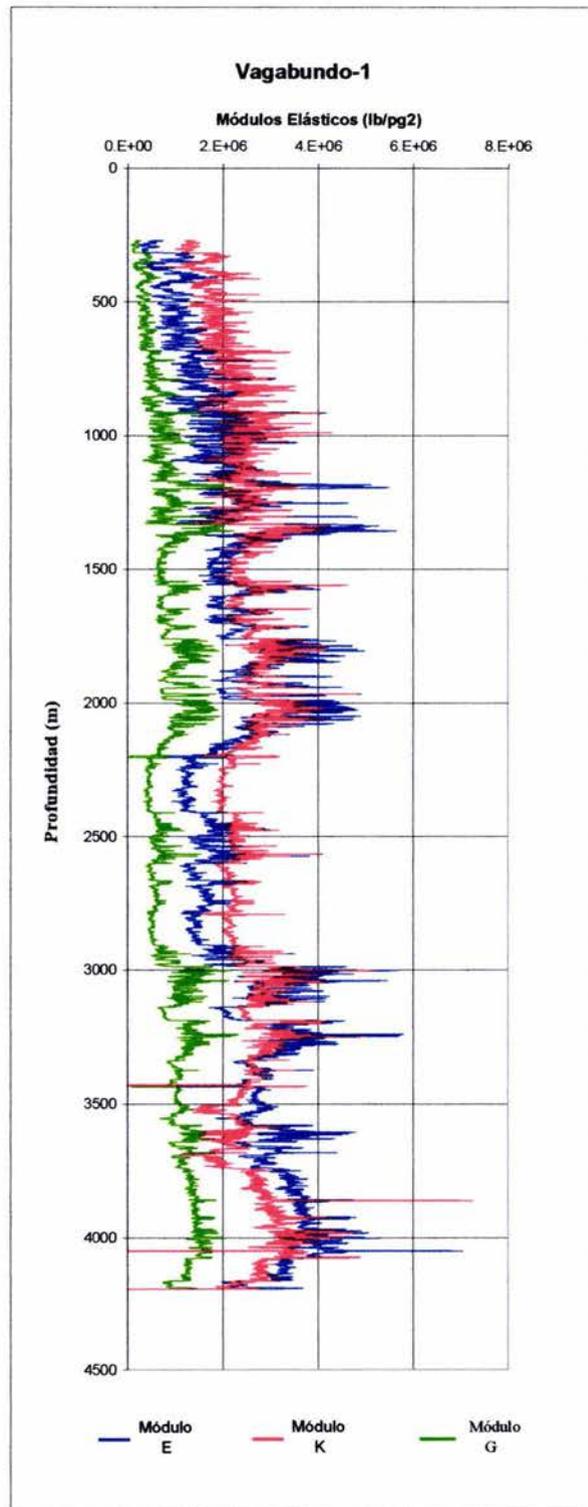


Figura 4.17. Módulos elásticos, Vagabundo-1.

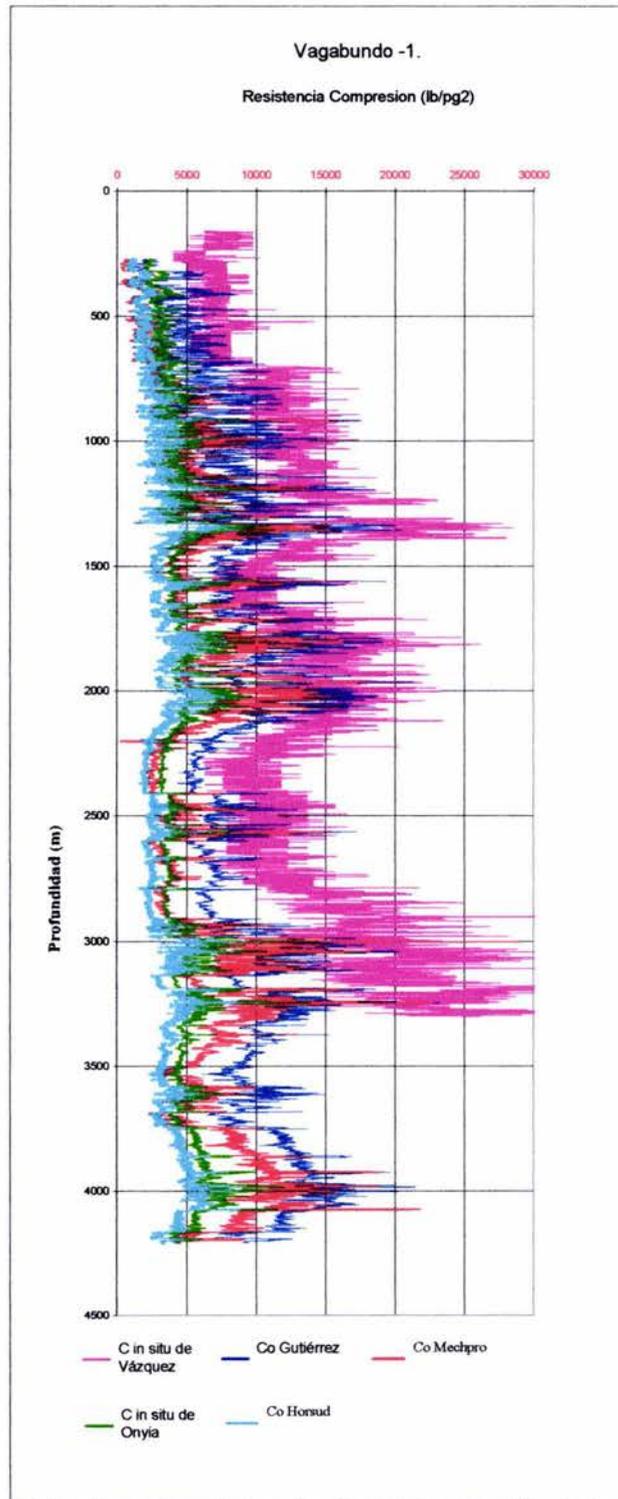


Figura 4.18. Resistencias a la compresión, Vagabundo-1.

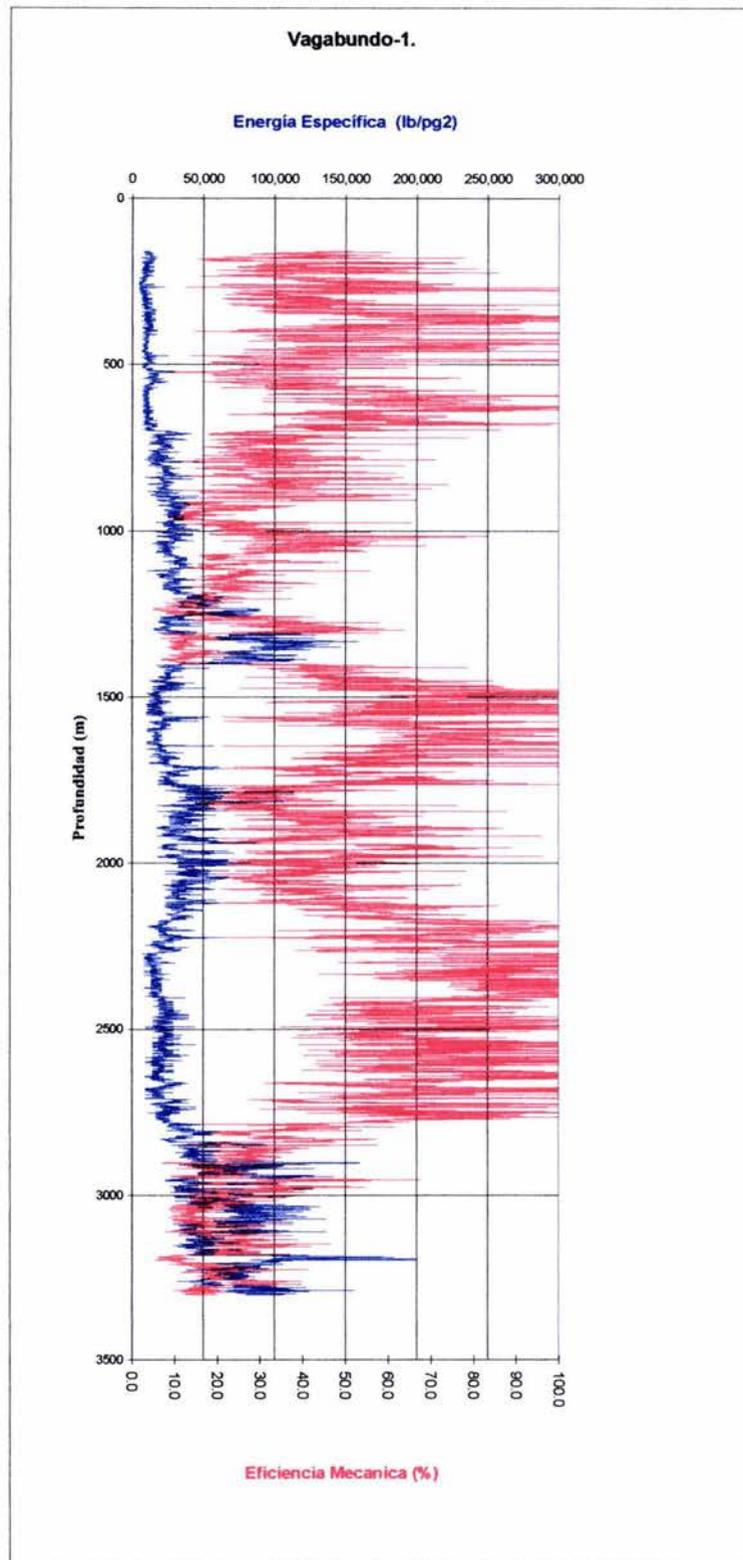


Figura 4.19. Energía específica y eficiencia de perforación, Vagabundo-1.

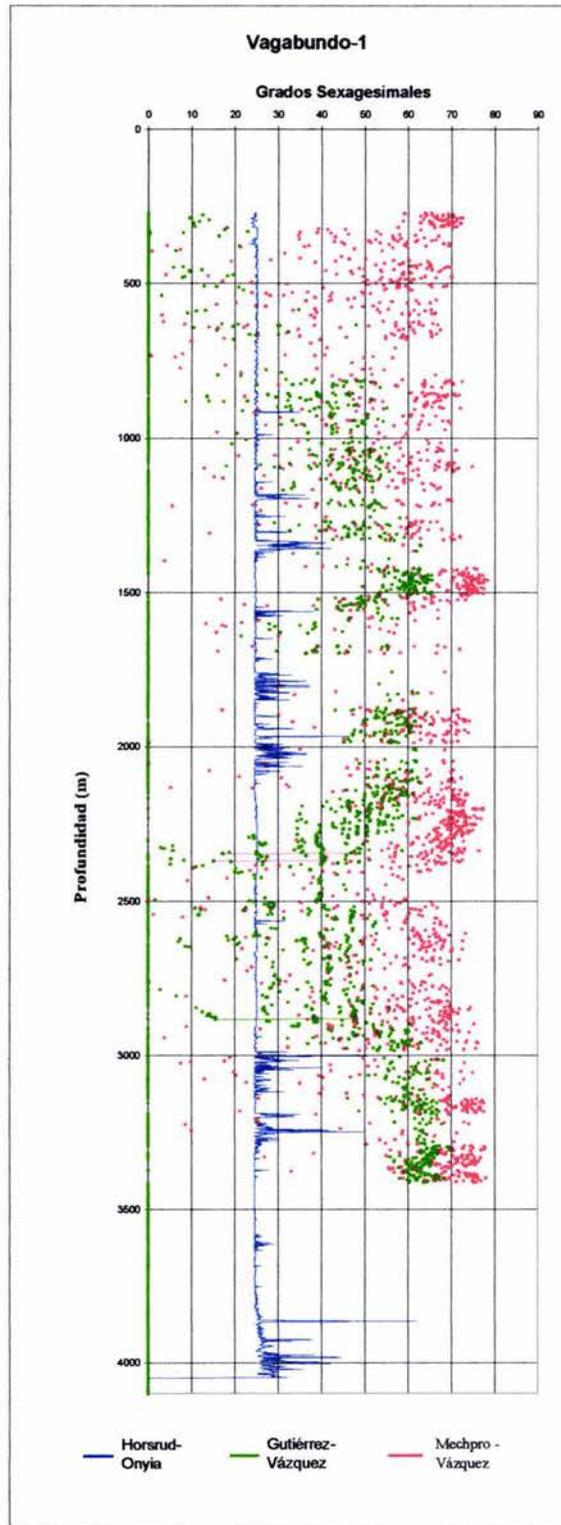


Figura 4.20. Ángulo de fricción, Vagabundo-1.

Para corregir los valores mayores a  $60^\circ$ , que se obtienen al usar los parámetros de perforación, es necesario considerar el efecto dinámico de la velocidad de deformación de la barrena sobre la roca, que se suma al sobrebalance, y como indica la figura 4.21, corrige el valor del ángulo de fricción interna, determinado por círculos de Mohr. Este fenómeno se conoce en la literatura como dilatación, cf. Vázquez, E.<sup>25</sup>, y para los pozos analizados fluctúa, en unidades de densidad equivalente, alrededor de  $0.5 \text{ g/cm}^3$ , figura 4.22, este valor debe confirmarse con información de más pozos del área, que cuenten con información confiable de perforación. Finalmente en los pozos analizados las barrenas no sufrieron desgaste considerable, lo cual confirma valores menores de  $40^\circ$ .

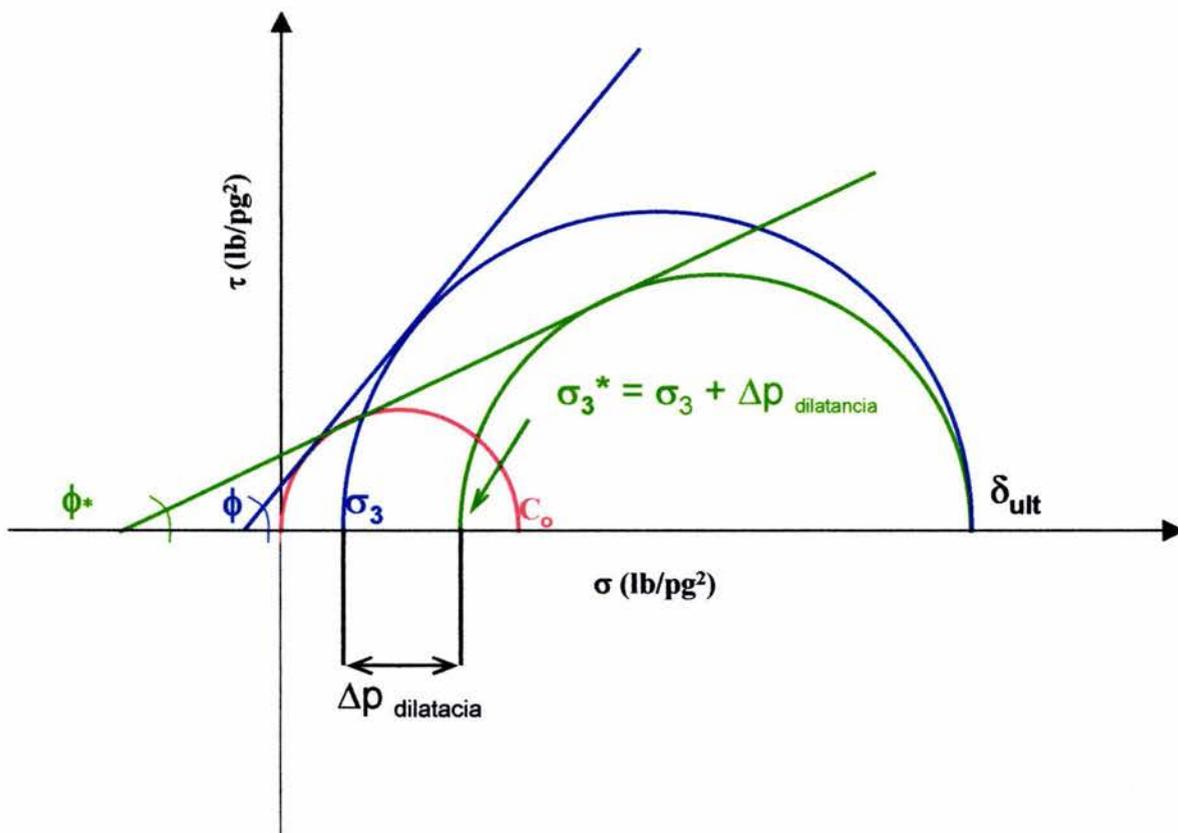


Figura 4.21.- Corrección del ángulo de fricción interna, por fenómeno de dilatación.

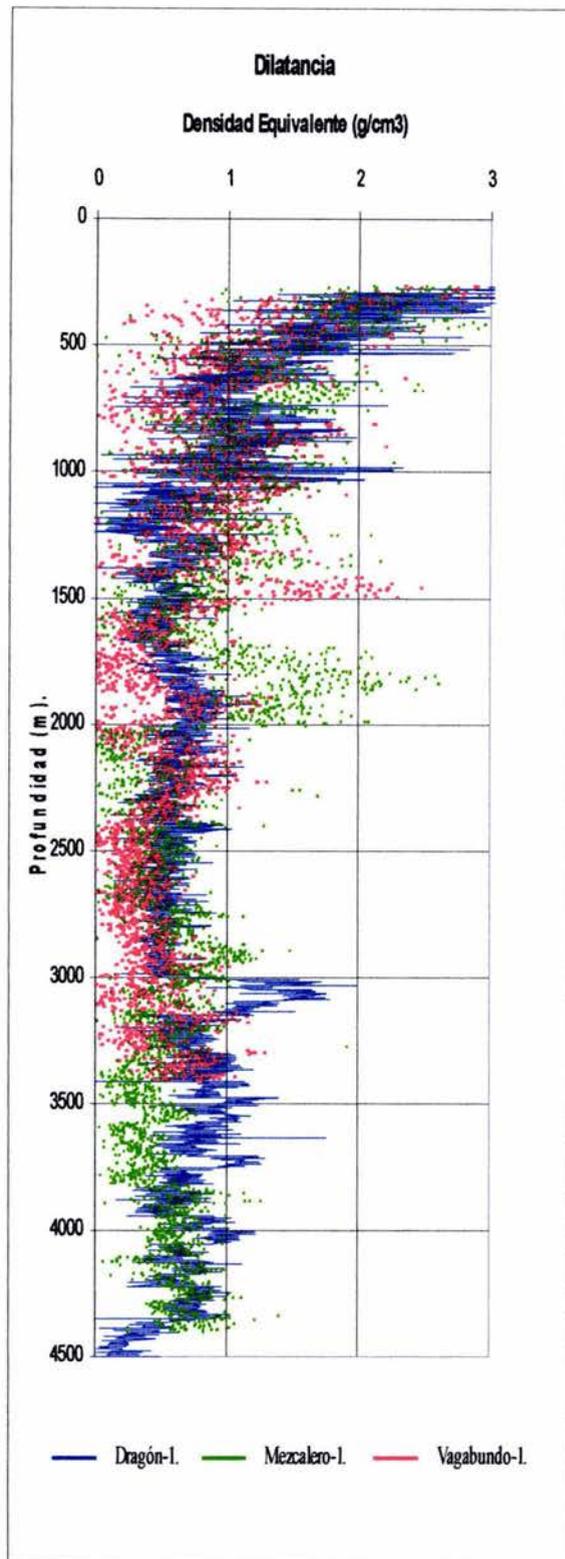


Figura 4.22. Cuantificación del efecto de dilatancia.

---

## 5. Conclusiones.

1. Se desarrolló una metodología para el cálculo del ángulo de fricción interna, necesario en la selección de barrenas PDC, a partir de registros geofísicos y de parámetros de perforación.
2. Los valores de energía específica altos, mayores a 100,000 lb/pg<sup>2</sup>, son un indicador de una perforación poco eficiente, y pueden ayudar al Ingeniero de campo a decidir un cambio de barrena, en tiempo real.
3. La correlación de Vázquez para determinar la resistencia a la compresión in situ, a partir de la energía específica de perforación y la correlación de Gutiérrez para la resistencia a la compresión uniaxial, arrojan valores aceptables menores de 60°, si a esta última se le suma el efecto por dilatación, que para los pozos analizados es en promedio 0.5 g/cm<sup>3</sup> en densidad equivalente.
4. Las correlaciones de Horsrud, para calcular  $C_0$ , y la de Onyia para la resistencia a la compresión in situ, reproducen aceptablemente, el valor reportado de pruebas triaxiales al núcleo de arena tomado en el pozo Dragón1.
5. Las correlaciones de Onyia y Horsrud dieron las mejores estimaciones para el ángulo de fricción interna, menores a 60°, tomar datos de la literatura, y considerar las condiciones de la barrena PDC al extraerlas a superficie.
6. La resistencia a la compresión uniaxial de Gutiérrez, a pesar de estar teóricamente bien sustentada, se encuentra sobrevalorada, al parecer por no considerar lutitas, ni mezclas arenas-lutitas.
7. Si el efecto por dilatación es despreciable, entonces es necesario revisar la correlación que presenta Vázquez, I., esto por los altos valores de resistencia a la compresión in situ.

---

## 6. Recomendaciones.

1.- Es necesario efectuar pruebas triaxiales en muestras de núcleos cortados en secciones de lutitas, con el fin de conocer, la resistencia al corte así como los módulos elásticos y las propiedades de fallas de este tipo de rocas, que son importantes para la perforación.

2.- Teniendo esta información se puede llegar a establecer una correlación entre la información de propiedades mecánicas y de falla de las rocas, contra la información de registros geofísicos, e.g. registro sísmico, de densidad, y otros, logrando así tener ritmos de penetración, que se pueden usar en la simulación de la perforación de pozos nuevos.

3.- Con el objeto de crear un registro continuo de las propiedades de las rocas perforadas, se recomienda usar la técnica de pruebas continuas de raspado<sup>26</sup> y de medición de velocidades ultrasónicas<sup>27,28</sup>, sobre los recortes de la perforación.

4.- Asimismo es necesario la toma de información de las condiciones de operación de la barrena en el fondo, i.e. rotación, peso, momento de torsión, presión, vibraciones y temperatura con equipo MWD, con el fin de eliminar la incertidumbre de las mediciones en superficie.

---

## Referencias:

- 1 Winters, W.J. y Doiron, H.H.: "The 1987 IADC Fixed Cutter Bit Classification System," artículo SPE/IADC 16142, 1987 SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, LA, marzo 15-18, 1987.
- 2 Brandon, B.D., Cerkovnik, J., Koskie, E., Bayoud, B.B., Colston, F., Clayton, R.I., Anderson, M.E., Hollister, K.T., Senge, J. y Niemi, R.: "Development of a New IADC Fixed Cutter Drill Bit Classification System," artículo SPE/IADC 23940, 1992 SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, LA, febrero 18-21, 1992.
- 3 *World Oil* : "World Oil's 2001 Drill Bit Classifier," septiembre 2001, Gulf Publishing Co.
- 4 Horsrud, P.: "Estimating Mechanical Properties of Shale from Empirical Correlations," artículo SPE56017, SPE Drilling & Completions, Junio 2001, Vol.16, No. 2.
- 5 Fjaer, E., Holt, R.M., Horsrud, P. y Raaen, A.M.: *Petroleum Related Rock Mechanics*, Developments in Petroleum Science 33, Elsevier Science Publishers B.V. Amsterdam, 1992.
- 6 Coates, G.R. y Denoo, S.A: "Mechanical Properties Program Using Borehole Analysis and Mohr's Circle," artículo DD, SPWLA 22th Annual Logging Symposium, junio 23-26, 1981.
- 7 Deere, D.U. y Miller, R.P.: "Engineering Classification and Index Properties for Intact Rock", Technical Report, AFWL-TR-65-116.
- 8 Gutiérrez. G.: "Determinación de la Resistencia a la Compresión Uniaxial a partir de Registros," TUNAM 2001 GUT, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, División de Estudios de Postgrado, Tesis de Maestría, México, Mayo 2001.

ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA

---

9 Onyia, E.C.: "Relationships Between Formation Strength, Drilling Strength and Electric Log Properties," artículo SPE 18166, 63th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, Houston, TX, 26-28 octubre 2-5, 1988.

10 Warren, T.M.: "Penetration Rate Performance of Roller Cone Bits," SPE Drilling Engineering , marzo 1987, pp. 9-18.

11 Vázquez, I. A.: "Desarrollo de Perfiles de Energía Específica y Resistencia a la Compresión en Sitio a partir de Parámetros de Perforación," TUNAM 2002 VAZ, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, División de Estudios de Posgrado, Tesis de Maestría, México, Enero 2002.

12 Rabia, H.: "Specific Energy as a Criterion for Drill Performance Prediction," Int. J. Rock Mech. Min Sci. & Geomech. Abstr. Vol. 19, pp 39-42. Pergamon Press 1982. Great Britain.

13 Teale, R.: "The Concept of Specific Energy in Rock Drilling," Int. J. Rock Mech. Mining Sci. Vol. 2, pp 57-73. Pergamon Press 1965. Great Britain.

14 Jaegger, J.C. y Cook, N.G.W.: *Fundamentals of Rock Mechanics*, Chapman and Hall Ltd and Science Paperbacks. Gran Bretraña. 1971.

15 Charlez, P.A.: *Rock Mechanics*, Volume 2, Petroleum Applications, Éditions Technip. Paris. 1997.

16 Spaar, J.R., Ledgerwood, L.W., Goodman, H., Graf, R.L. y Moo, T.J.: "Formation Compressive Strength Estimates for Predicting Drillability and PDC Bit Selection," artículo SPE/IADC 29397, 1995 SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, febrero 28 – marzo 2, 1995.

17 Andersen, E.E. y Azar, J.J.: "PDC-Bit Performance under Simulated Borehole Conditions," artículo SPE 20412, SPE Drilling & Completion, septiembre 1993.

---

18 Bourgoyne Jr., A. T., Chenevert, M.E., Millheim, K.K. y Young Jr., F.S.: *Applied Drilling Engineering*, Society of Petroleum Engineering, Richardson, TX. 1991.

19 Bassiouni, Z.: *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs*, Society of Petroleum Engineers Inc., USA. 1994.

20 Pessier, R.C. y Fear, M.J.: "Quantifying Common Drilling Problems with Mechanical Specific Energy and a Bit-Specific Coefficient of Sliding Friction," artículo SPE 24584, 67th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, Washington, DC, octubre 4-7, 1992.

21 Fontenelle-Dumans, C.F. y Maidla, E.E.: "PDC Bit Selection Method through the Analysis of Past Bit Performances," artículo SPE 21073, SPE Latin American Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, octubre 14-19, 1990.

22 Waughman, R.J., Kenner, J.V. y Moore, R.A.: "Real Time Specific Energy Monitoring Enhances The Understanding of When to Pull Worn PDC Bits," artículo SPE 81822, 2002 IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, 26-28 febrero 2002.

23 Al-Suwaidi, A., Soliman, A.A, Klink, Z., Isbell, M. Dykstra, M., Jones, C. y Parham, H. : "New PDC Technology Saves Operator \$4.7 Million Drilling Challenging 8-1/2" Directional Hole Section," artículo SPE 81411, SPE 13<sup>th</sup> Middle East Oil Show & Conference, Bahrain, abril 5-8, 2003.

24 Core Lab Petroleum Services : Reporte Hou-030290, Pozo Dragón-1, Octubre 2003, Houston, Tx. USA.

---

25 Vázquez, E. I.: "Fenómenos de Interacción Roca-Fluido-Barrena durante la Perforación de Pozos Petroleros," TUNAM 2004 VAZ, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, División de Estudios de Postgrado, Tesis de Maestría, México, Agosto 2004.

26 Suárez, R., Stenebraten, J. y Dagrain, F.: "Continuous Scratch testing on Core Allows Effective Calibration of Log-Derived Mechanical Properties for Use in Sanding Prediction Evaluation," artículo SPE/ISRM 78157, SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, Irving, Tx. 20-23 octubre, 2002.

27 Marsala, A.F., Zauza, F., Martera, M. y Santarelli, F.J.: "Sonic While Drilling: Have You Thought About Cuttings?," artículo SPE 30545, SPE Formation Evaluation, junio 1997.

28 Nes, O.M., Horsrud, P., Sonstebo, E.F., Holt, R.M., Ese, A.M. y Kjorholt, H.: " Rig-Site and Laboratory use of CWT Acoustic Velocity Measurements on Cuttings," artículo SPE 36854, 1996 SPE European Petroleum Conference, Milán, Italia, 22-24 octubre 1996.

29 Core Lab Petroleum Services : Reporte Hou-020876, Campo Cuitláhuac, diciembre 2002, Houston, Tx. USA.

---

## Nomenclatura.

$A_b$	Área de la barrena ( $pg^2$ )
$C_o$	Resistencia a la compresión uniaxial ( $lb_f/pg^2$ )
$D$	Diámetro de la barrena (pg)
$S_o$	Cohesión inicial de la roca ( $lb_f/pg^2$ )
$E$	Módulo de Young ( $lb_f/pg^2$ )
$EER$	Energía específica de perforación según Rabia ( $lb_f/pg^2$ )
$EET$	Energía específica de perforación según Teale ( $lb_f/pg^2$ )
$E_f$	Eficiencia mecánica de perforación de la barrena ( $lb_f/pg^2$ )
$G$	Módulo de rigidez ( $lb_f/pg^2$ )
$I_m$	Fuerza de impacto hidráulico modificada ( $lb_f$ )
$K$	Módulo volumétrico ( $lb_f/pg^2$ )
$N$	Revoluciones por minuto (rpm)
$M$	Módulo elástico restringido ( $lb_f/pg^2$ )
$p$	Penetración por revolución (pg/rev)
$p_p$	Presión de poro ( $lb_f/pg^2$ )
$p_h$	Presión hidrostática del lodo ( $lb_f/pg^2$ )
$R$	Ritmo de penetración (pie/hr)

---

$V_{\text{clay}}$  Volumen de arcilla (fracción)

$V_{\text{sh}}$  Volumen de lutita (fracción)

$W$  Peso sobre la barrena ( $\text{lb}_f$ )

a, b y c Constantes de ajuste en modelo de penetración de Rabia.()

Símbolos Griegos:

$\alpha$  Ángulo de Falla ( $^\circ$ )

$\beta$  Ángulo en espacio de esfuerzos  $\sigma_1 - \sigma_3$

$\delta_{\text{ult}}$  Resistencia última o de perforación de la roca ( $\text{lb}_f/\text{pg}^2$ )

$\Delta t_c$  Tiempo de tránsito de onda compresional ( $\mu\text{s}/\text{pie}$ )

$\Delta t_s$  Tiempo de tránsito de onda transversal ( $\mu\text{s}/\text{pie}$ )

$\varepsilon$  Excentricidad de los conos de barrena tricónica (fracción)

$\phi$  Porosidad (fracción)

$\phi$  Ductibilidad de la roca en Modelo de Rabia (fracción)

$\phi$  Ángulo de fricción interna Mohr-Coulomb ( $^\circ$ )

$\phi_D$  Porosidad del registro de densidad Neutrón (fracción)

$\phi_N$  Porosidad del registro de neutrón compensado (fracción)

$\phi_S$  Porosidad del registro sónico (fracción)

- 
- $\mu$  Viscosidad (cp)
- $\nu$  Módulo de Poisson (fracción)
- $\rho_b$  Densidad total de registro de Litodensidad ( $\text{g/cm}^3$ )
- $\rho_m$  Densidad del lodo (lb/gal)
- $\sigma_1$  Esfuerzo normal mayor ( $\text{lb}_f/\text{pg}^2$ )
- $\sigma_3$  Esfuerzo normal menor o de confinamiento ( $\text{lb}_f/\text{pg}^2$ )
- $\tau$  Esfuerzo de corte ( $\text{lb}_f/\text{pg}^2$ )

Subíndices:

- f fluido  
s sólido  
m lodo  
mín mínimo  
max máximo

---

## Apéndice A. Ecuaciones de Mohr-Coulomb.

La falla por cizalla ocurre cuando el esfuerzo de corte es demasiado grande. Mohr supone que este tipo de falla puede ser descrito por la siguiente ecuación:

$$|\tau| = S_0 + \mu\sigma$$

donde :  $\mu = \tan \phi$

se puede demostrar que en el punto de contacto de la envolvente y el círculo de Mohr, los esfuerzos normales y de corte son respectivamente:

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

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

donde  $\beta$  y  $\phi$  están relacionadas por:

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

Sustituyendo estas expresiones en el criterio de falla se tiene:

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\sin 2\beta = S_0 + \mu \left[ \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos 2\beta \right]$$

Remplazando  $\beta$  y  $\mu$  por sus expresiones en  $\phi$ :

---

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos\phi = S_0 + \frac{1}{2}\tan\phi(\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{1}{2}\tan\phi\sin\phi(\sigma_1 - \sigma_3)$$

multiplicando por  $2\cos\phi$  y reagrupando:

$$(\sigma_1 - \sigma_3)(\cos^2\phi + \sin^2\phi) = 2S_0\cos\phi + (\sigma_1 + \sigma_3)\sin\phi$$

$$\sigma_1(1 - \sin\phi) = 2S_0\cos\phi + \sigma_3(1 + \sin\phi)$$

de donde se obtiene la relación lineal buscada:

$$\sigma_1 = 2S_0\frac{\cos\phi}{1 - \sin\phi} + \sigma_3\frac{1 + \sin\phi}{1 - \sin\phi}$$

O si se quiere en términos del ángulo de falla queda:

$$\sigma_1 = 2S_0\tan\beta + \sigma_3\tan^2\beta$$

Y si hacemos  $\sigma_3 = 0$ , se obtiene  $C_0$ :

$$C_0 = 2S_0\frac{\cos\phi}{1 - \sin\phi} \quad \text{ó} \quad C_0 = 2S_0\tan\beta$$

## Apéndice B. Resultados de pruebas triaxiales del campo Cuitláhuac.

Se presentan los resultados para 8 pozos del campo Cuitláhuac que es un campo cercano a los pozos analizados en el presente trabajo, cf. Figura 4.1., no se cuenta con los parámetros de perforación, y los resultados que se presentan, son a manera de comparación y para de probar la bondad de la metodología desarrollada. Los resultados se obtuvieron de ensayos especiales del contrato Core Lab de diciembre 2002<sup>29</sup>, en núcleos cortados en areniscas.

Tabla B.1. Resumen de pruebas triaxiales, campo Cuitláhuac.

Compañía:	<b>Pemex Exploración y Producción</b>	Fecha:	<b>Oct. 2002</b>
Pozo:	<b>Cuitlahuac Wells</b>	Archivo:	<b>Hou-020876</b>
Campo:	<b>Cuitlahuac</b>	Analistas:	<b>Di</b>
Ubicación:	<b>PICB, Región Norte</b>	Tipo de Núcleo:	<b>Tapones secos</b>

Número de Muestra	Pozo	Profundidad (metros)	Presión de Confinamiento (psi)	Fuerza Compresiva (psi)	Módulo de Young (10 <sup>6</sup> psi)	Relación de Poisson
4	Cuitlahuac 451	2342.20	0	12400	1.99	0.25
6	Cuitlahuac 451	2461.19	0	11333	2.73	0.17
13	Cuitlahuac 517	2016.53	0	7515	1.52	0.21
21	Cuitlahuac 517	2100.80	0	10104	2.13	0.24
22	Cuitlahuac 517	2103.43	0	6878	1.32	0.23
28	Cuitlahuac 525	1952.10	0	10280	1.31	0.23
33	Cuitlahuac 610	1891.22	0	7028	2.03	0.22
56	Cuitlahuac 685	2916.69	0	12841	2.92	0.24
57	Cuitlahuac 812	2818.47	0	12281	2.39	0.26
58	Cuitlahuac 920	2363.30	0	12022	2.43	0.24
47	Cuitlahuac 950	3491.37	0	6680	1.68	0.27
5	Cuitlahuac 451	2347.29	2000	22321	2.68	0.22
16	Cuitlahuac 517	2016.55	2000	20673	2.31	0.24
27	Cuitlahuac 517	2100.76	2000	17971	1.90	0.23
24	Cuitlahuac 517	2103.46	2000	17553	2.37	0.22
30	Cuitlahuac 610	1887.50	2000	17534	2.04	0.24
31	Cuitlahuac 610	1888.99	2000	23766	3.16	0.24
43	Cuitlahuac 812	2817.03	2000	29323	4.12	0.25
44	Cuitlahuac 812	2824.51	2000	23393	2.65	0.25
51	Cuitlahuac 950	3429.33	2000	9971	1.32	0.25
53	Cuitlahuac 950	3494.93	2000	12276	1.08	0.22
59	Cuitlahuac 950	3491.11	2000	12935	1.37	0.23