



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**APLICACIÓN DE LA GEOMECÁNICA EN FORMACIONES
LITOARENITA EN EL CAMPO FURBERO**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA
PETROLERA Y GAS NATURAL**

P R E S E N T A:

OMAR ARTURO DOMÍNGUEZ AZPEITIA

TUTOR:

M. en I. MARIO GERARDO GARCÍA HERRERA

2012





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.

JURADO ASIGNADO

Presidente: Dr. Padilla Y Sánchez Ricardo J.

Secretario: Dr. Cárdenas Soto Martín

Vocal: M. en I. García Herrera Mario Gerardo

1^{er} Suplente: Dr. Mendizábal Cruz Porfirio

2^{do} Suplente: M. en C. Ortiz Ramírez Jaime

Lugar donde se realizó la tesis:

México, D.F.; Ciudad Universitaria

TUTOR DE TESIS:

M. en I. García Herrera Mario Gerardo

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A mis padres

Agustina Azpeitia. Por permitirme llegar a este mundo y conocer la vida, por enseñarme a no conformarme, por tu disciplina, tenacidad, fortaleza y por otorgarme todo lo que estuvo en tus manos y que me ha llevado a donde estoy en todos los aspectos de mi vida. Gracias por el amor que te permitiste darme. Te quiero mucho mami.

Javier Domínguez: Gracias por tus sabios consejos y palabras llenas de enseñanza y filosofía de la vida que me acompañarán el resto de mi vida. Gracias por superar la adversidad y estar vivo aquí conmigo. Te quiero mucho “pa”.

A mis hermanos

Duilio Domínguez. Gracias por tu labor paterna y por ser un modelo a seguir durante la mayor parte de mi vida, por tu amistad y cariño en todos los momentos buenos y malos que hemos compartido. Gracias por el apoyo en mi ascenso profesional y en la realización de mis proyectos. Te quiero mucho carnal.

Gloria Domínguez. Gracias por los momentos de alegría y tristeza compartidos durante todos estos años, experiencias que han reforzado nuestra hermandad y unido cada día más. Gracias por estar siempre a mi lado. Te quiero mucho manita.

A la Universidad Nacional Autónoma de México. Por permitirme ascender otro eslabón en mi formación profesional. Eternamente agradecido soy y seré “*Orgullosamente UNAM*”.

Al Instituto Mexicano del Petróleo. Gracias inmensas porque a través de este pude involucrarme en el ámbito petrolero y todo lo que esto conlleva, incluyendo la realización de esta tesis.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT). Por la subvención otorgada durante la maestría.

A mi asesor M. en I. Mario Gerardo García Herrera. Mis respetos, mi admiración y mi eterno agradecimiento por su conocimiento, su tiempo, su dedicación, su guía y amistad otorgados durante la realización de la tesis. Muchas gracias por todo inge, a pesar de que yo obtenga el grado, usted siempre será el maestro.

A los ingenieros Raúl Arroyo, Gabriel Martínez, Gustavo Porcayo y José Roberto Morales (Unidad Operativa ATG). Por todo su apoyo incondicional y atenciones otorgadas para la realización de esta tesis, mil gracias.

A mis sinodales. Por su conocimiento y tiempo dedicados en la dirección del presente trabajo.

Al ingeniero **Jaime Ortiz Ramírez**. Gracias por todo el conocimiento transmitido en las aulas, su tiempo y orientación para la realización del presente trabajo.

A David Azpeitia. Te agradezco el haber conocido por tu conducto el ámbito petrolero y gracias por demostrarme que la confianza y el compromiso pueden ser quebrantados por quién menos esperas.

A mis compañeros del propedéutico. Gracias por esos momentos de sana competencia y resistencia sobrehumana; gratos recuerdos que no podré olvidar.

A mis amigos de la maestría Gabriela Sagahón, Miguel Ángel Rocha y Juana Anguiano. Muchas gracias por su toda su ayuda, conocimiento y amistad compartidos durante el propedéutico, la maestría y el desarrollo de la presente tesis.

A Alexis Cruz. Gracias “*brow*” por compartir esos maratones de estudio, las cheves, las desveladas, las malpasadas, las desmañadas, los exámenes en casa y todo lo que juntos vivimos durante la maestría; todo lo cual llevó a la consolidación de una gran amistad. Te estimo mucho.

A Cynthia Fernández. Inge, a pesar de que no cursamos la maestría de forma simultánea, no tengo palabras para agradecer tu amistad y todos los momentos que compartimos durante las clases a las que juntos asistimos. Gracias por todo tu apoyo, por facilitarme el camino para la realización de la tesis, pero sobre todo por tu amistad. Te considero una gran amiga y te estimo mucho.

A Norma Araceli Fierros. No existen en el idioma español palabras para poder expresarte mi agradecimiento por todo tu amor, nobleza, entrega, lealtad y lo que por ti siento. Gracias por caminar a mi lado, aguantarme y por todo lo que has hecho por mí durante todos estos años, no me alcanzará la vida para correspondértelo pero lo intentaré. Te amo. P.D. Perdóname todo.

A Gabriel Santillán. Gracias hermano por estar siempre a mi lado, por todo lo que juntos hemos vivido, por lo que hemos logrado y lo que nos falta. Te quiero carnal.

A Delirio. Mis “*hermanos en armas*” en la música, “*mi otra familia*”, gracias por todas las experiencias y sueños compartidos dentro y fuera del trabajo y por su respaldo en el transcurso de mi formación profesional. “*Los quiero chicos*”.

Índice

	Pág.
Resumen	viii
Abstract	ix
Justificación	x
CAPITULO I. Conceptos fundamentales	
1.1. Características mecánicas de las rocas	
1.1.1. Esfuerzo	1
1.1.2. Deformación	1
1.1.3. Relación de Poisson	2
1.1.4. Módulo de Young	3
1.1.5. Fuerza de tensión	4
1.1.6. Módulo de corte	4
1.1.7. Módulo de bulo o volumétrico	5
1.1.8. Relaciones entre las cuatro constantes elásticas	6
1.2. Ley de Hooke	7
1.3. Presiones	
1.3.1. Presión hidrostática	7
1.3.2. Esfuerzo de sobrecarga	7
1.3.3. Presión de poro y/o formación	8
1.3.3.1. Predicción de las presiones de poro anormales	9
1.3.4. Presión de fractura	10
1.3.5. Esfuerzos locales y orientación de la fractura	11
1.3.5.1. Esfuerzos horizontales	11
1.3.5.2. Orientación de la fractura	12
1.4. Deformación compleja y las constantes elásticas	
1.4.1. Deformación lineal para un sistema triaxial de esfuerzos	13
1.4.2. Deformaciones principales en términos de esfuerzos	14
1.4.3. Esfuerzos principales en términos de las deformaciones (sistema de esfuerzos bi-dimensional)	14
1.5. Determinación de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo	15
1.5.1. Esfuerzo horizontal debido a una deformación elástica uniaxial	15
1.5.2. Esfuerzo horizontal mínimo debido a deformaciones elásticas horizontales	16
1.6. Minifrac	17
1.6.1. Datos del minifrac durante el bombeo	17
1.6.2. Diferentes tipos de presión	18
1.6.3. Declinación de la presión en una gráfica de minifrac hasta el cierre de fractura	20
1.7. Predicción de los módulos elásticos y la relación de Poisson en función de la densidad de formación y las velocidades compresional y de corte	22
1.8. Coeficiente de esfuerzo efectivo (influencia de la presión de poro en las velocidades sísmicas en arenas de baja porosidad)	23

CAPITULO II. Recopilación de información de la cuenca de Chicontepec

2.1	Ubicación geográfica	26
2.2	Estudios previos y explotación del campo	28
2.3	Descripción de la formación	31
2.3.1.	Estratigrafía	32
2.3.2.	Geología estructural	37
2.3.3.	Sistema petrolero	37
2.3.4.	Petrografía	38
2.4	Modelo de facies turbidíticas	41
2.5	Propiedades de la roca	
2.5.1.	Petrofísica	42
2.5.2.	Propiedades mecánicas de la formación de algunos pozos del área de Chicontepec, medidas en laboratorio de geomecánica	44

CAPÍTULO III. Ajuste de la relación de Poisson de la formación con pruebas de minifracturamiento

3.1.	Determinación de la presión de fractura a partir de pruebas de campo (minifrac)	52
------	---	----

CAPITULO IV. Análisis de la formación productora del campo Furbero utilizando registros geofísicos

CAPITULO V. Predicción de los módulos elásticos con base al registro sísmico dipolar y determinación del esfuerzo horizontal mínimo

5.1.	Análisis del comportamiento de los registros de rayos gamma, sísmico compresional y sísmico de corte con base a la litología	81
5.2.	Determinación de los módulos elásticos y la relación de Poisson en función de la densidad de formación y las velocidades compresional y de corte	86
5.3.	Determinación del esfuerzo horizontal mínimo en función de los módulos elásticos obtenidos a partir del registro sísmico dipolar	90
5.4.	Determinación del esfuerzo horizontal mínimo a partir de datos de pruebas de minifrac	99

CAPITULO VI. Determinación del coeficiente de esfuerzo efectivo con base al registro sísmico dipolar

6.1.	Determinación de la presión efectiva a partir de la porosidad, el contenido de arcilla y las velocidades compresional y de corte	111
6.2.	Determinación del coeficiente de esfuerzo efectivo	116
6.3.	Ajuste de la presión de poro con los valores del coeficiente de presión efectiva.	154

Conclusiones	167
Recomendaciones	169
Referencias bibliográficas	170
Apéndice A	174
Apéndice B	190
Nomenclatura	192

Resumen

Entre los campos con mayor productividad de la cuenca de Chicontepec, ubicada al sur del estado de Veracruz, se encuentra el campo Furbero. Un objetivo primordial en la cuenca es incrementar su producción mediante operaciones de fracturamiento hidráulico, por lo que es importante el conocimiento de la formación productora, sus propiedades elásticas (relación de Poisson, módulo de Young, módulo de corte y volumétrico) y los esfuerzos *in situ*.

Debido a la nula disponibilidad de información de pruebas de laboratorio para el campo Furbero, fue necesario emplear datos de fracturamiento hidráulico en campo o datos de velocidades sísmicas que fueron obtenidas mediante registros geofísicos para determinar las propiedades elásticas de la formación, la magnitud de los esfuerzos *in situ* y el coeficiente de esfuerzo efectivo para arenas en algunos pozos del campo Furbero.

De manera general, los valores de los módulos elásticos obtenidos son muy altos para arenas en comparación con algunos valores reportados, lo que es indicativo de formaciones muy duras y compactas en el campo.

La mayoría de las cifras generadas para el coeficiente de presión efectiva son superiores a la unidad lo que significa que en el campo Furbero, el efecto de la presión de poro sobre la presión efectiva es mayor que el correspondiente a la presión de confinamiento. No obstante, estos resultados difieren de algunos valores reportados para formaciones similares, por lo que no son concluyentes y se requieren de estudios adicionales para corroborarlos.

Abstract

Among the areas with higher productivity in Chicontepec basin, (southern Veracruz), is the Furbero field. A primary objective in the basin is to increase its production performing hydraulic fracturing operations. It is important to have knowledge of the producing formation, its elastic properties (Poisson's ratio, Young's modulus, shear modulus and bulk modulus) and *in situ* stresses to perform successful hydraulic fractures.

Due to the absence of lab test information for Furbero field, it was necessary to use hydraulic fracturing data field or seismic velocities obtained from wire-line logs (dipole sonic log) in order to get the formation elastic properties of formation, *in situ* stresses magnitudes and the effective stress coefficient for sandstones in some wells of Furbero field.

Generally speaking, the obtained values of elastic moduli are very high in comparison to some reported values, which is indicative of very hard and compact formations in the field.

Most of the obtained values for the effective pressure coefficient are greater than unity, which means that in Furbero field, the effect of pore pressure on the effective pressure is greater than that for confining pressure. However, these results differ from some reported values for similar formations and are far from being conclusive; therefore, further studies are needed to corroborate them.

Justificación

Los estudios geomecánicos en Chicontepec son limitados debido a que, durante mucho tiempo, la atención estuvo concentrada en los mega-yacimientos como Cantarell. Actualmente, dicho campo ha declinado su producción y es imprescindible la incorporación de nuevas reservas mediante el aprovechamiento de campos como Chicontepec. Sin embargo, la alta demanda en la producción de hidrocarburos a nivel nacional, implica que la explotación se efectúe sin la adecuada evaluación de las propiedades geomecánicas de la formación y la magnitud y orientación de los esfuerzos *in situ*, que son necesarias para generar óptimos fracturamientos hidráulicos y lograr así un aumento en la recuperación de hidrocarburos.

Una de las herramientas que permiten la evaluación de las propiedades mecánicas de la formación es el registro sísmico dipolar. No obstante, esta prueba no se lleva a cabo en todos los pozos del área, exclusivamente se hace en lugares que son considerados como “pozos clave”, a criterio de Petróleos Mexicanos. Debido a ello y a que muchos pozos estaban bajo la responsabilidad de compañías de servicio, en calidad de “laboratorios”, la información disponible fue limitada para la realización del presente trabajo.

A pesar de lo anterior, los resultados obtenidos pueden tomarse como punto de partida en la evaluación de las propiedades mecánicas (a partir de registros geofísicos y pruebas de campo) para su aplicación en las operaciones posteriores de recuperación secundaria.

Capítulo I. Conceptos fundamentales

1.1 Características mecánicas de las rocas [1]

1.1.1 Esfuerzo

Si una fuerza F actúa sobre un cuerpo con un área seccional A , perpendicular a la dirección de la fuerza, entonces el esfuerzo σ será igual a la fuerza, dividida por el área

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (1.1)$$

La fórmula es muy similar a la correspondiente para calcular la presión. Esta última y el esfuerzo tienen las mismas unidades y representan esencialmente energía almacenada. La diferencia principal entre ellas es que en los líquidos y gases, la materia fluye al aplicar una fuerza igual en todas direcciones y se alcanza una condición de equilibrio. Sin embargo, los sólidos no pueden deformarse de igual manera; siempre tendrán un plano donde los esfuerzos serán máximos y un plano perpendicular a éste último, en el cual los esfuerzos serán mínimos.

Las propiedades como la masa y el volumen son cantidades escalares, sólo necesitan la magnitud para ser establecidos. Las cantidades como la fuerza y la velocidad son vectores, requieren magnitud y dirección en la que actúan para ser caracterizados. El esfuerzo va más allá al ser un tensor, es definido exclusivamente por una magnitud y el área sobre la cual actúa.

1.1.2 Deformación

La deformación es una medida de la alteración de las longitudes originales de un material cuando se le aplica un esfuerzo. Conforme se aplica una fuerza F en dirección x , la altura original de un cubo de material cambia en δx (de manera que la nueva altura será $x + \delta x$). La deformación en la dirección x , estará dada por

$$\varepsilon_x = \frac{\delta x}{x} \quad (1.2)$$

Es importante resaltar que la deformación se define en la misma dirección que la fuerza F aplicada y es perpendicular al plano donde actúa el esfuerzo. A través de la deformación se puede medir el esfuerzo observando la deformación de cierto material.

1.1.3 Relación de Poisson

La Relación de Poisson ν , es una medida de la deformación de un material en una dirección perpendicular a la dirección de la fuerza aplicada, paralela al plano en el cual actúa el esfuerzo inducido por la deformación (figura 1.1).

La deformación en la dirección x está dada por la ecuación (1.2). De forma similar, la deformación en la dirección y está determinada por

$$\varepsilon_y = -\frac{\delta y}{y} \quad (1.3)$$

El valor es negativo debido a la manera en que se definen las fuerzas y la dirección donde actúan. Por convención, una deformación compresiva es positiva y una deformación por tensión es negativa.

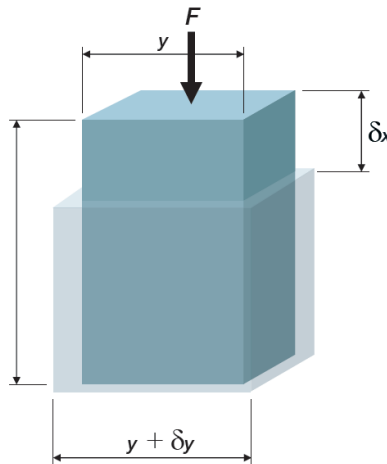


Figura 1.1. La aplicación de la fuerza F en la dirección x también produce una deformación en la dirección y .

La relación de Poisson ν , se define como

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (1.4)$$

Este factor es importante para determinar el gradiente de esfuerzo de la formación, pero menos trascendente en la definición de las dimensiones de la fractura, aunque tiene algún efecto. Por definición, la relación de Poisson siempre es menor a 0.5 (de otra manera, un esfuerzo compresivo uniaxial resultaría en un incremento en volumen) y los valores típicos de ν para las rocas se encuentran entre 0.2 y 0.35.

1.1.4 Módulo de Young

El módulo de Young (elasticidad) E se define como la razón del esfuerzo sobre la deformación.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (1.5)$$

Debido a que la deformación es adimensional, E tiene las mismas unidades que el esfuerzo. El módulo de Young es una medida de la deformación de un material cuando se somete a una carga, lo que constituye otra definición de dureza.

En un nivel más fundamental, si el esfuerzo y la presión están estrechamente relacionadas (la aplicación de presión a una superficie induce un esfuerzo), entonces en el fracturamiento puede decirse que el módulo de Young es una medida de la deformación elástica de un material cuando se le aplica una presión. Debido a que ésta última representa energía almacenada, E también es una medida de la cantidad de energía requerida para deformar a la roca.

Los materiales con un módulo de Young alto (vidrio, carburo de tungsteno, diamante o granito) tienden a ser muy duros y frágiles. Por otro lado, materiales con un E bajo (goma, poliestireno, cera) tienden a ser suaves y dúctiles (resistentes al fracturamiento).

Elasticidad contra plasticidad. La deformación elástica es reversible, si la fuerza (presión o esfuerzo) deja de aplicarse, el material retorna a su tamaño y forma original. No obstante, al ejercer una fuerza que sobrepase el límite elástico, el material se deformará plásticamente (deformación permanente).

El módulo de Young sólo aplica para deformaciones elásticas. Las rocas, más que deformarse plásticamente, tienden a hacerlo de forma elástica; se fracturan si el esfuerzo que se les aplica es muy grande, a excepción de materiales tales como camas de sal, carbonatos suaves y carbón.

Módulo de Young estático. Es la medida estándar de E y se aplica al fracturamiento hidráulico. El material se deforma lentamente y en una sola dirección.

Módulo de Young dinámico. Es la propiedad de la roca medida por registros eléctricos (sónicos). El material no se encuentra estático, continuamente se expande y se contrae rápidamente. Existe una variación significativa entre los valores de E estático y dinámico debido al proceso de histéresis (retardo de los efectos de las fuerzas, cuando éstas cambian al actuar sobre un cuerpo). En un material perfectamente elástico, el esfuerzo y deformación elástica son infinitamente repetibles; por el contrario, en un sistema con histéresis, la deformación producida es dependiente de la magnitud de la fuerza y de deformaciones previas.

Módulo del plano de deformación. En el fracturamiento hidráulico, la deformación en la dirección perpendicular al plano de fractura (dirección en la cual se produce el ancho de fractura) es prácticamente cero. Esto es debido a que el denominador en la ecuación (1.2) es muy grande en comparación con la deformación producida.

Lo anterior se conoce como plano de deformación e implica que ésta última sólo existe en una dirección perpendicular a la dirección en la cual la deformación es cero. En fracturamiento hidráulico, se emplea el módulo del plano de deformación E' para calcular el ancho de la fractura

$$E' = \frac{E}{(1 - \nu^2)} \quad (1.6)$$

En fracturamiento, el módulo de Young puede tener valores que van desde 50'000 *psi* (para formaciones carbonatadas someras o arenas débiles) hasta 6'000'000 *psi* (para formaciones profundas, bien consolidadas) de arenas arcillosas. Debe notarse que el módulo de Young puede no ser constante en formaciones débiles o poco consolidadas.

1.1.5 Fuerza de tensión

La fuerza de tensión de un material es el nivel de esfuerzo de tensión requerido para hacer que tal material falle. De manera regular, conforme se aplica el esfuerzo, el material se deformará de manera elástica y plástica para fallar posteriormente. En la mayoría de las rocas, la deformación plástica es despreciable y para propósitos prácticos, el material se deformará elásticamente y posteriormente fallará sin deformarse plásticamente.

Esta propiedad es importante en el fracturamiento hidráulico debido a que éste nivel de esfuerzo tiene que ser sobrepasado para fracturar la roca. Usualmente, el gradiente de fractura tiene dos componentes: el esfuerzo inducido por la sobrecarga y el esfuerzo de tensión de la roca.

Los materiales también poseen un esfuerzo compresivo, una carga compresional requerida para que el material falle. El mecanismo de falla es más complejo debido a que el material, a menudo, se encuentra comprimido en varias direcciones al mismo tiempo. Generalmente, las rocas son mucho más fuertes en compresión que en tensión, un hecho que representa una ventaja durante el fracturamiento.

1.1.6 Módulo de corte

El módulo de corte es similar al módulo de Young, excepto que se refiere al material sometido a esfuerzos cortantes más que en compresión o tensión. Indica la cantidad de energía necesaria para deformar elásticamente un material al aplicarle un esfuerzo cortante (figura 1.2).

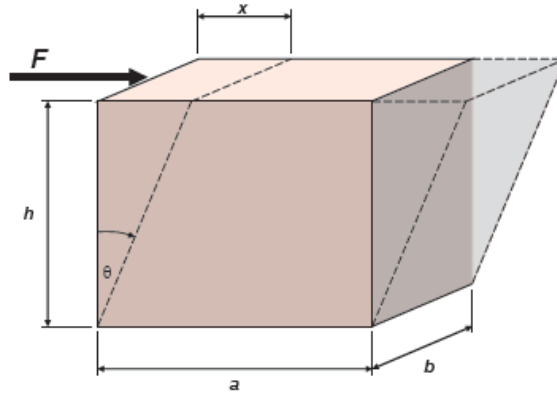


Figura 1.2. Fuerza F aplicada para producir esfuerzo de corte.

El esfuerzo de corte τ , está dado por

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (1.7)$$

Donde A es el área del material paralela a la línea de acción de la fuerza F (esto es, el plano a lo largo del cual el esfuerzo cortante actúa) y es igual a $a \times b$.

La deformación de corte γ , se define como

$$\gamma = \frac{x}{h} = \tan\theta \quad (1.8)$$

Por lo tanto, el módulo de corte G , es igual al esfuerzo cortante dividido por la deformación de corte

$$G = \frac{\tau}{\gamma} = \frac{F h}{A x} \quad (1.9)$$

1.1.7 Módulo de bulto o volumétrico

Constituye una constante elástica que define la cantidad de energía necesaria para deformar un material mediante la aplicación de una presión externa. Es una forma especial de esfuerzo compresivo, en el cuál el esfuerzo compresivo aplicado es igual en todas direcciones. Suponiendo un bloque de material de volumen V_1 , sometido a una presión p_1 , si se incrementa p_1 a p_2 , se presentará un decremento del volumen a V_2 , como se ilustra en la figura 1.3. El incremento en el esfuerzo de bulto es el mismo que el incremento en la presión $p_2 - p_1$. La deformación de bulto es igual al cambio en el volumen $V_2 - V_1$, dividido por el volumen original V_1 . Entonces, el módulo de bulto K , está dado por

$$K = -\frac{(p_2 - p_1)}{(V_2 - V_1)/V_1} = -\frac{V_1(p_2 - p_1)}{(V_2 - V_1)} \quad (1.10)$$

$$K = -V \frac{dp}{dV} \quad (1.11)$$

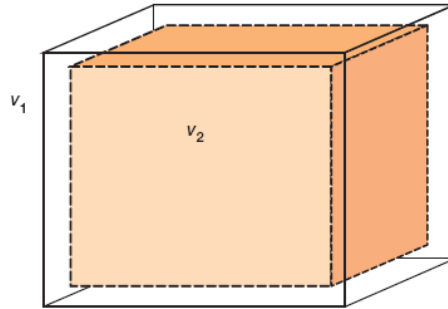


Figura 1.3. Cambios de volumen de V_1 a V_2 conforme la presión se incrementa de p_1 a p_2 .

El signo negativo en la ecuación, indica que el término $V_2 - V_1$ siempre será opuesto al signo resultante de $p_2 - p_1$. El módulo de Bulto es por tanto, la medida de la energía necesaria para comprimir un material usando una presión externa.

1.1.8 Relaciones entre las cuatro constantes elásticas

Las cuatro constantes elásticas (módulo de Young, módulo de corte, módulo de bulto y la relación de Poisson) están relacionadas íntimamente. Si se conocen dos de estas propiedades, las otras dos pueden deducirse

$$E = 3K(1 - 2\nu) \quad (1.12)$$

$$K = \frac{E}{3 - 6\nu} \quad (1.13)$$

$$G = \frac{E}{2 + 2\nu} \quad (1.14)$$

$$\nu = \frac{3K - E}{6K} \quad (1.15)$$

Por lo tanto, los simuladores de fracturamiento solo requieren de la alimentación de E y ν .

1.2 Ley de Hooke [1]

En el subsuelo, los esfuerzos no actúan solamente en un plano, existe un régimen complejo de esfuerzos tridimensionales. Los esfuerzos se resuelven en tres componentes mutuamente perpendiculares entre los ejes x , y y z .

Debido a que los esfuerzos son tridimensionales, también lo son las deformaciones. La relación elástica entre esfuerzos y deformaciones en un espacio tridimensional se encuentran gobernadas por la Ley de Hooke

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)] \quad (1.16)$$

La ecuación (1.16) significa que la deformación en cualquier dirección puede encontrarse en un régimen de esfuerzos en tres direcciones, siempre que el esfuerzo en todas las direcciones sea conocido. Esto tiene implicaciones para los esfuerzos *in situ*.

1.3 Presiones [2]

1.3.1 Presión hidrostática

Es la fuerza por unidad de área que ejerce una columna de líquido en reposo sobre las paredes del recipiente que lo contiene y sobre cualquier cuerpo que se encuentre sumergido. La presión hidrostática es debida al peso del líquido, por lo que es función de la densidad del mismo (ρ_l), la gravedad (g) y la profundidad (D):

$$P_h = \rho_l g D \quad (1.17)$$

1.3.2 Esfuerzo de sobrecarga

Es la presión originada, de manera conjunta, por el peso de las rocas suprayacentes a una cierta profundidad y de los fluidos contenidos en el espacio poroso. Se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos o densidad de formación

$$\sigma_v = \int_0^D \rho g dD \quad (1.18)$$

1.3.3 Presión de poro y/o formación

La presión de formación, también llamada presión de poro, es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos en el espacio poroso de la formación sobre la matriz de la roca. Estos fluidos intersticiales son generalmente aceite, gas y agua salada. Como se mencionó anteriormente, el esfuerzo de sobrecarga es creado por el peso de la matriz rocosa y de los fluidos en el espacio poroso.

De esta manera, la presión de poro está dada por la diferencia entre el esfuerzo de sobrecarga y el esfuerzo vertical de la matriz rocosa o esfuerzo efectivo

$$P_p = \sigma_v - \sigma_v' \quad (1.19)$$

donde

P_p = presión de poro (subnormal, normal y anormal)

σ_v' = esfuerzo vertical de la matriz rocosa o esfuerzo efectivo

Presión de poro normal. Cuando la presión de formación es aproximadamente igual a la presión hidrostática teórica, se considera que es una presión de formación normal; esta presión regularmente se expresa como un gradiente. De forma general, se establece que la presión de poro normal es la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de 80,000 ppm de NaCl (densidad de 1.74 g/cm^3) desde la superficie hasta la profundidad de interés.

Presión de poro subnormal. La presión subnormal de formación es menor que la presión normal y es debida a la presión hidrostática que ejerce una columna de agua dulce a la profundidad considerada. Generalmente, estas presiones se encuentran en zonas donde las formaciones poseen un alto esfuerzo matricial y alta porosidad, y no contienen fluidos presurizados.

Presión de poro anormal. Se denomina presión anormal de formación a aquella que es mayor a la presión normal. La presión anormal se atribuye al incremento del esfuerzo aplicado sobre una roca compresible o a la expansión del fluido dentro de un espacio poroso limitado.

Gradiente de presión. Este término refleja la variación de la presión con respecto a la profundidad. Para el caso de la presión de poro, el gradiente se expresaría de la siguiente manera:

$$\text{Gradiente de presión de poro} = \frac{P_p}{D} \quad (1.20)$$

1.3.3.1 Predicción de las presiones de poro anormales

Algunas investigaciones establecen que las ecuaciones de Eaton para la predicción de la presión de poro [3] son las más utilizadas, las cuales se basan en el principio de que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal. Las ecuaciones del método de Eaton relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de la desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal de compactación, la cual es extrapolada de algunas propiedades de la formación (derivadas de registros geofísicos). Las ecuaciones son las siguientes:

con base al registro resistivo,

$$\frac{P_p}{D} = \frac{\sigma_v}{D} - \left(\frac{\sigma_v}{D} - \frac{P_{pn}}{D} \right) \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^{1.2} \quad (1.21)$$

donde

R_o = magnitud de la resistividad observada o leída del registro resistivo

R_n = magnitud de la resistividad correspondiente a un comportamiento o tendencia normal

con base al registro de conductividad,

$$\frac{P_p}{D} = \frac{\sigma_v}{D} - \left(\frac{\sigma_v}{D} - \frac{P_{pn}}{D} \right) \left(\frac{C_n}{C_o} \right)^{1.2} \quad (1.22)$$

donde

C_o = magnitud de la conductividad observada o leída del registro resistivo

C_n = magnitud de la conductividad correspondiente a un comportamiento o tendencia normal

con base al registro sísmico,

$$\frac{P_p}{D} = \frac{\sigma_v}{D} - \left(\frac{\sigma_v}{D} - \frac{P_{pn}}{D} \right) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^{3.0} \quad (1.23)$$

donde

Δt_o = magnitud del tiempo de tránsito observado o leído del registro sísmico

Δt_n = magnitud del tiempo de tránsito correspondiente a un comportamiento o tendencia normal

Exponente corregido “ dc ”,

$$\frac{P_p}{D} = \frac{\sigma_v}{D} - \left(\frac{\sigma_v}{D} - \frac{P_{pn}}{D} \right) \left(\frac{dc_o}{dc_n} \right)^{1.2} \quad (1.24)$$

donde

dc_o = magnitud del exponente dc observado

dc_n = magnitud del exponente dc correspondiente a un comportamiento o tendencia normal

1.3.4 Presión de fractura

Se refiere a la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de poro y la resistencia de la roca. La resistencia de una formación a ser fracturada depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión y/o tensión a los que está sometida.

Existe una amplia gama de métodos para la determinación de la presión de fractura, siendo el método desarrollado por Eaton [4] el más utilizado en la industria. Dicho método emplea la relación de Poisson para relacionar los esfuerzos vertical y horizontal soportados por la roca.

Para que se produzca una fractura horizontal, la presión deberá vencer la presión de poro y el esfuerzo horizontal efectivo de la matriz rocosa, esto es

$$P_f = P_p + \sigma_h' \quad (1.25)$$

donde

P_f = presión de fractura

σ_h' = esfuerzo horizontal mínimo efectivo de la matriz rocosa

Eaton relaciona los esfuerzos horizontal mínimo efectivo y vertical efectivo mediante la relación de Poisson de la siguiente manera:

$$\sigma_h' = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma_v' \quad (1.26)$$

donde

ν = relación de Poisson

sustituyendo (1.26) en (1.25) resulta

$$P_f = P_p + \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \sigma_v' \quad (1.27)$$

reemplazando (1.19) en (1.27) se obtiene

$$P_f = P_p + (\sigma_v - P_p) \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \quad (1.28)$$

que es la expresión final del método para el cálculo de la presión o gradiente de fractura.

1.3.5 Esfuerzos locales y orientación de la fractura

Los esfuerzos locales son aquellos presentes en la formación y que actúan como una carga (generalmente compresiva), provienen principalmente de los esfuerzos de sobrecarga y son relativamente fáciles de predecir. No obstante, factores tales como los esfuerzos tectónicos, vulcanismo y flujo plástico en formaciones adyacentes (que no son predecibles fácilmente) pueden afectar de manera considerable dichos esfuerzos locales.

1.3.5.1 Esfuerzos horizontales

Los esfuerzos en el subsuelo comúnmente se resuelven en tres componentes: el esfuerzo vertical σ_v y dos esfuerzos horizontales, σ_h y σ_H . Para el caso de una deformación elástica sin influencias externas, en una formación isotrópica y homogénea, existen dos importantes consideraciones. En primer lugar $\sigma_h = \sigma_H$ debido a que los esfuerzos serán simétricos en el plano horizontal y en segundo, cada unidad de roca individual presiona contra otra unidad idéntica, con la misma fuerza horizontal, por tanto $\varepsilon_h = \varepsilon_H = 0$ (no existe deformación en el plano horizontal).

En consecuencia, a partir de la ley de Hooke, que gobierna la relación elástica entre el esfuerzo y la deformación, y considerando que $\sigma_x = \sigma_y = \sigma_h$ y $\sigma_z = \sigma_v$, entonces

$$\sigma_h = \sigma_v \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \quad (1.29)$$

Esta ecuación indica que la relación de Poisson puede tener una influencia considerable en los esfuerzos horizontales locales. Además, dado que $\nu < 0.5$ y que para las rocas es de alrededor de 0.25, dicha igualdad muestra que el esfuerzo vertical siempre será mayor al horizontal, lo cual tiene implicación en la orientación de las fracturas.

1.3.5.2 Orientación de la fractura

Las fracturas siempre se propagarán en el camino de menor resistencia, como se menciona enseguida.

Fracturas horizontales. Las fracturas hidráulicas se forman en la dirección perpendicular al menor esfuerzo. En la figura 1.4 se muestra un volumen de control de roca, en donde se observan los esfuerzos de confinamiento a los que está sometido. El tamaño relativo de las flechas representa la magnitud de dichos esfuerzos, el menor de ellos se encuentra en dirección vertical. En tal dirección está el esfuerzo de sobrecarga, que se refiere al peso de la formación en la parte superior. La presión de sobrecarga constituye el principal esfuerzo menor, solo a profundidades someras (menores a 2000 pies).

Así, cuando la presión se aplica al centro del volumen de control, la formación se fracturará en el plano horizontal, debido a que la roca presentará menor resistencia en esta dirección.

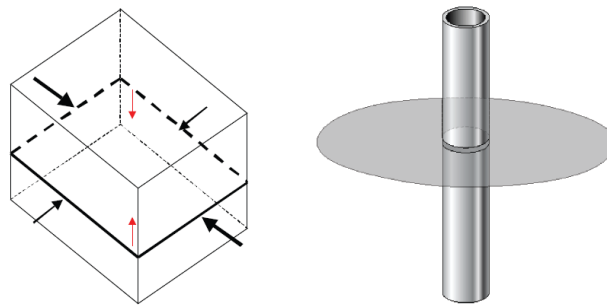


Figura 1.4. Los esfuerzos principales menores se encuentran en dirección vertical, resultando en una fractura horizontal.

Fracturas verticales. Conforme aumenta la profundidad, el esfuerzo de sobrecarga en la dirección vertical se incrementa, convirtiéndose en el esfuerzo mayor. Esto se esquematiza en la figura 1.5 por la magnitud de las flechas, donde el menor esfuerzo está representado por las flechas pequeñas y la fractura inducida será perpendicular a este esfuerzo o bien, en una orientación vertical.

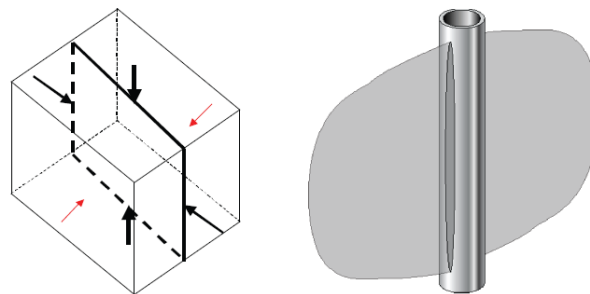


Figura 1.5. Esfuerzo menor principal en la dirección horizontal, ocasiona la formación de una fractura vertical.

Los esfuerzos horizontales son inducidos por los esfuerzos verticales. La acción de fuerzas externas, como el tectonismo o vulcanismo, pueden modificar de forma significativa la orientación de la fractura, alterando los esfuerzos horizontales más que los verticales.

1.4 Deformación compleja y las constantes elásticas [5]

1.4.1 Deformación lineal para un sistema triaxial de esfuerzos

En la figura 1.6 se muestra un elemento de volumen sujeto a tres esfuerzos mutuamente perpendiculares σ_x , σ_y , y σ_z .

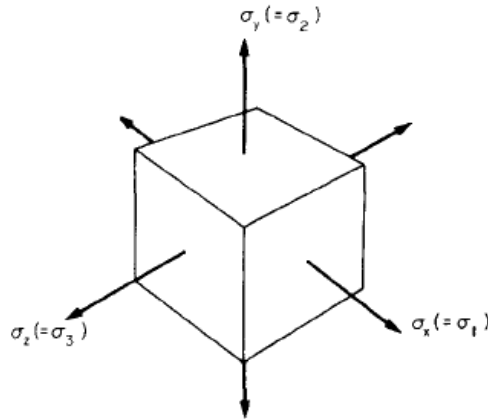


Figura 1.6. Elemento de volumen sujeto a tres esfuerzos mutuamente perpendiculares σ_x , σ_y , y σ_z .

Si no existieran σ_y y σ_z , la deformación en la dirección x sería

$$\varepsilon_x = \frac{\sigma_x}{E} \quad (1.30)$$

Cuando σ_y y σ_z están presentes, los efectos de estos esfuerzos en la dirección x están dados por $(-v\sigma_y)/E$ y $(-v\sigma_z)/E$ respectivamente.

El signo negativo indica que si σ_y y σ_z son esfuerzos de tensión (positivos), estos tenderán a reducir la deformación en la dirección x .

Por tanto la deformación lineal en x está dada por

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} (\sigma_x - v\sigma_y - v\sigma_z) \quad (1.31)$$

y las correspondientes en y y z por

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E}(\sigma_y - \nu\sigma_x - \nu\sigma_z) \quad (1.32)$$

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E}(\sigma_z - \nu\sigma_x - \nu\sigma_y) \quad (1.33)$$

que son las formas generalizadas de la Ley de Hooke, a partir de las cuales se obtiene su forma simple uniaxial cuando dos de los tres esfuerzos se reducen a cero.

1.4.2 Deformaciones principales en términos de esfuerzos

En la ausencia de esfuerzos de corte en las caras del cubo de la figura 1.6, los esfuerzos σ_x , σ_y y σ_z serán los esfuerzos principales. Por tanto, la deformación principal en una dirección dada se obtiene a partir de los esfuerzos principales como sigue:

$$\varepsilon_1 = \frac{1}{E}(\sigma_1 - \nu\sigma_2 - \nu\sigma_3) \quad (1.34)$$

$$\varepsilon_2 = \frac{1}{E}(\sigma_2 - \nu\sigma_1 - \nu\sigma_3) \quad (1.35)$$

$$\varepsilon_3 = \frac{1}{E}(\sigma_3 - \nu\sigma_1 - \nu\sigma_2) \quad (1.36)$$

Donde σ_1 , σ_2 y σ_3 son los esfuerzos principales en las direcciones x , y y z , respectivamente.

1.4.3 Esfuerzos principales en términos de las deformaciones (sistema de esfuerzos bi-dimensional)

Para un sistema de esfuerzos en dos dimensiones $\sigma_3 = 0$, las ecuaciones (1.34), (1.35) y (1.36) se reducen a

$$\varepsilon_1 = \frac{1}{E}(\sigma_1 - \nu\sigma_2) \quad (1.37)$$

$$\varepsilon_2 = \frac{1}{E}(\sigma_2 - \nu\sigma_1) \quad (1.38)$$

$$\varepsilon_3 = \frac{1}{E}(-\nu\sigma_1 - \nu\sigma_2) \quad (1.39)$$

resultando en un sistema de tres ecuaciones con dos incógnitas (σ_1 y σ_2) si las deformaciones ε_1 , ε_2 y ε_3 son conocidas.

Resolviendo dicho sistema se obtiene

$$\sigma_1 = \frac{(\nu\varepsilon_2 + \varepsilon_1)E}{(1 - \nu^2)} \quad (1.40)$$

$$\sigma_2 = \frac{(\nu\varepsilon_1 + \varepsilon_2)E}{(1 - \nu^2)} \quad (1.41)$$

que constituyen los esfuerzos principales en un sistema biaxial de esfuerzos en términos de las deformaciones principales.

1.5 Determinación de la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo [6]

Para establecer la magnitud de este parámetro, inicialmente se requiere la información de pruebas de goteo (LOT) o pruebas de fracturamiento hidráulico (microfrac o minifrac). Asimismo, cuando se presenta una pérdida de circulación en el pozo, se puede estimar la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo al conocer la densidad del lodo requerida para controlar este evento. Si no se cuenta con estas mediciones directas, se emplean métodos indirectos para obtener el esfuerzo horizontal mínimo. A continuación, se explican algunas mediciones directas y métodos indirectos.

1.5.1 Esfuerzo horizontal debido a una deformación elástica uniaxial

En una región geológica relativamente relajada, tal como una cuenca sedimentaria deltaica, los esfuerzos horizontales efectivos σ_h' y σ_H' tienden a ser aproximadamente igual y/o menores al esfuerzo efectivo vertical σ_v' . Si los sedimentos se comportan elásticamente, la deformación horizontal ε_h , puede expresarse usando la Ley de Hooke (ecuación 1.16)

$$\varepsilon_h = \frac{\sigma_h'}{E} - \nu \frac{\sigma_H'}{E} - \nu \frac{\sigma_v'}{E} \quad (1.42)$$

Para las rocas que sólo se comprimen por sedimentación o uniaxialmente, la deformación horizontal ε_h es cero y si se toma en cuenta que los esfuerzos horizontales efectivos son aproximadamente iguales ($\sigma_H' = \sigma_h'$), la ecuación anterior resulta

$$0 = \frac{\sigma_h'}{E} - \nu \frac{\sigma_H'}{E} - \nu \frac{\sigma_v'}{E} \quad (1.43)$$

de donde

$$\sigma_h' = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma_v' \quad (1.44)$$

como los esfuerzos horizontales efectivos son iguales, entonces

$$\sigma_h' = \sigma_H' = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma_v' \quad (1.45)$$

Expresando la ecuación anterior en términos de esfuerzos totales, se tiene

$$\sigma_h - P_p = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) (\sigma_v - P_p) \quad (1.46)$$

o bien

$$\sigma_H - P_p = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) (\sigma_v - P_p) \quad (1.47)$$

donde

σ_h = esfuerzo horizontal mínimo de la matriz rocosa

σ_H = esfuerzo horizontal máximo de la matriz rocosa

1.5.2 Esfuerzo horizontal mínimo debido a deformaciones elásticas horizontales

Las regiones tectónicamente activas se asocian con áreas con presencia de fallas, domos salinos, etc. Estos hechos geológicos provocan que el área no esté relajada, que los esfuerzos horizontales efectivos σ_h' y σ_H' sean diferentes y que produzcan deformaciones horizontales. El esfuerzo horizontal mínimo total para este tipo de regiones es

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right)P_p + \frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2}\nu\varepsilon_H \quad (1.48)$$

donde

$\varepsilon_h =$ es la deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo

$\varepsilon_H =$ es la deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo

1.6 Minifrac [1]

El propósito de una prueba de mini fracturamiento es proporcionar la mejor información posible acerca de la formación, previo a bombeo del tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Una prueba de mini fracturamiento se diseña lo más parecido posible a un fracturamiento como tal, pero sin emplear cantidades significativas de apuntalante. Una prueba de minifrac debe realizarse empleando un fluido y un caudal prediseñados. Asimismo, debe emplear volúmenes suficientes de fluido para contactar la misma área que el tratamiento principal. Un mini fracturamiento bien planeado puede proporcionar evidencia referente a la geometría de fractura, propiedades mecánicas de la roca y goteo del fluido, información que es vital para el éxito de un fracturamiento hidráulico.

1.6.1 Datos del minifrac durante el bombeo

El entendimiento de las fuentes de “ganancia” o “pérdida” de energía es fundamental para entender un proceso de fracturamiento hidráulico (tabla 1.1). El análisis Nolte-Smith [7] se basa en el estudio del gradiente de la presión de bombeo en el fondo del pozo durante un fracturamiento.

Tabla 1.1. Fuentes de “ganancia” o “pérdida” de energía empleada en las operaciones de fracturamiento.

Ganancia de energía	Pérdida o uso de energía
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Conversión de energía mecánica en presión y caudal por las bombas fracturadoras. ➤ Cabeza hidrostática. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Fricciones en el pozo ➤ Fricción en los disparos ➤ Tortuosidad ➤ Fricción del fluido en la fractura ➤ Sobrepasar los esfuerzos <i>in situ</i> ➤ Goteo de fluido ➤ Producir un ancho de fractura

1.6.2 Diferentes tipos de presión

En el fracturamiento hidráulico es común referirse a un gran número de términos relacionados con la presión y que son empleados durante la operación o el análisis. Cada uno de éstos hace referencia al lugar de aplicación o a su función.

Presión de inyección (p_{inj}). Llamada igualmente presión en la cabeza del pozo (*WHP*) o presión de tratamiento en superficie (*STP*). Es la presión en contra de la cuál actúan las bombas fracturantes.

Cabeza hidrostática (P_h). Conocida también como presión hidrostática (*HH*) o cabeza de fluido. Es la presión ejercida por el fluido en el pozo debido a su altura y densidad.

Presión de fricción en la tubería ($p_{pipe\ friction}$). Igualmente denominada presión de fricción en el pozo. Es la pérdida de presión debida a los efectos de fricción en el pozo conforme se inyecta el fluido.

Presión de inyección en el fondo del pozo (p_{iw}). También referida como presión de tratamiento en el fondo del pozo (*BHTP*) o presión de fondo (*BP*). Es la presión en el fondo del pozo, en el centro del intervalo a ser fracturado. La *BHTP* puede calcularse a partir de datos tomados en superficie

$$p_{iw} = p_{inj} + P_h - p_{pipe\ friction} \quad (1.49)$$

Presión de fricción en los disparos (Δp_{pf}). Es la pérdida de presión conforme el fluido pasa a través del área de flujo restringida de los disparos en el revestidor. La Δp_{pf} puede calcularse como

$$\Delta p_{pf} = 0.2369 \frac{q^2 \rho_s}{N_{perf}^2 D_p^2 C_d^2} \quad (1.50)$$

donde

ρ_s = densidad de la mezcla [*lb/gal*]

q = caudal total [*bbl/min*]

N_{perf} = número de perforaciones

D_p = diámetro de los disparos

C_d = coeficiente de descarga.

Presión de tortuosidad (Δp_{tort}). También conocida simplemente como tortuosidad, es la pérdida de presión del fluido fracturante conforme pasa a través de la región de flujo restringido entre los disparos y las fracturas.

Fricción en la vecindad del pozo ($\Delta p_{near\ wellbore}$). Pérdida de presión total debido a los efectos en la vecindad del pozo y es igual a la suma de la presión de fricción en los disparos y la tortuosidad.

Presión de cierre instantánea (ISIP). Presión de inyección en el fondo del pozo inmediatamente después de que se detiene el bombeo, de manera que todas las presiones relacionadas con pérdidas por fricción se hacen nulas ($p_{pipe\ friction}$, Δp_{pf} y Δp_{tort}).

Presión de cierre (PCF). Presión ejercida por la formación sobre el apuntalante. También es la mínima presión requerida dentro de la fractura para mantenerla abierta. Para una sola capa, PCF es generalmente igual al esfuerzo horizontal mínimo. Por otro lado, PCF es el resultado de un proceso natural promedio que involucra a todas las capas. Para formaciones de capas múltiples, es posible observar más de una presión de cierre.

Presión de extensión (p_{ext}). Conocida igualmente como presión de extensión de la fractura. Constituye la presión requerida dentro de la fractura para hacer crecer la misma. Por definición, $p_{ext} > PCF$ ya que la fractura tiene que permanecer abierta antes de que se expanda en sus tres dimensiones. La presión de extensión no es constante y varía de acuerdo a la geometría de la fractura.

Presión del fluido fracturante (p_{ff}). Estrictamente hablando, es la presión de dicho fluido dentro del cuerpo principal de la fractura, después de haber pasado a través de los disparos y la tortuosidad. Esta presión puede no ser constante en toda la fractura debido a los efectos de la fricción.

Presión neta (p_{net}). Presión en exceso en el fluido fracturante dentro de la fractura, superior a la requerida para simplemente mantener la fractura abierta (p_{cf}). En otras palabras, representa la energía disponible en el fluido fracturante para propagar la fractura y producir el ancho de fractura.

La presión neta, como se usa en el análisis de la geometría de la fractura, está inmediatamente después del pozo, justo dentro de la fractura y puede calcularse como

$$p_{net} = p_{ff} - PCF \quad (1.51)$$

o bien,

$$p_{net} = p_{iw} - \Delta p_{pf} - \Delta p_{tort} - PCF \quad (1.52)$$

Prácticamente, todos los análisis que involucran la geometría de la fractura emplean la presión neta como variable común, enlaza todas las partes de los modelos matemáticos. La presión neta, multiplicada por el volumen de la fractura, proporciona el total de energía disponible a cualquier tiempo para extender la fractura. El empleo de dicha energía (generación de la fractura misma, de la anchura o en pérdidas por fricción) depende del modelo.

1.6.3 Declinación de la presión en una gráfica de minifrac hasta el cierre de fractura

En una prueba de mini fracturamiento, el análisis de la declinación de presión después de detenido el bombeo, es una parte importante del proceso de análisis del minifrac. El análisis de los datos hasta el cierre de fractura proporciona la siguiente información (figura 1.7.).

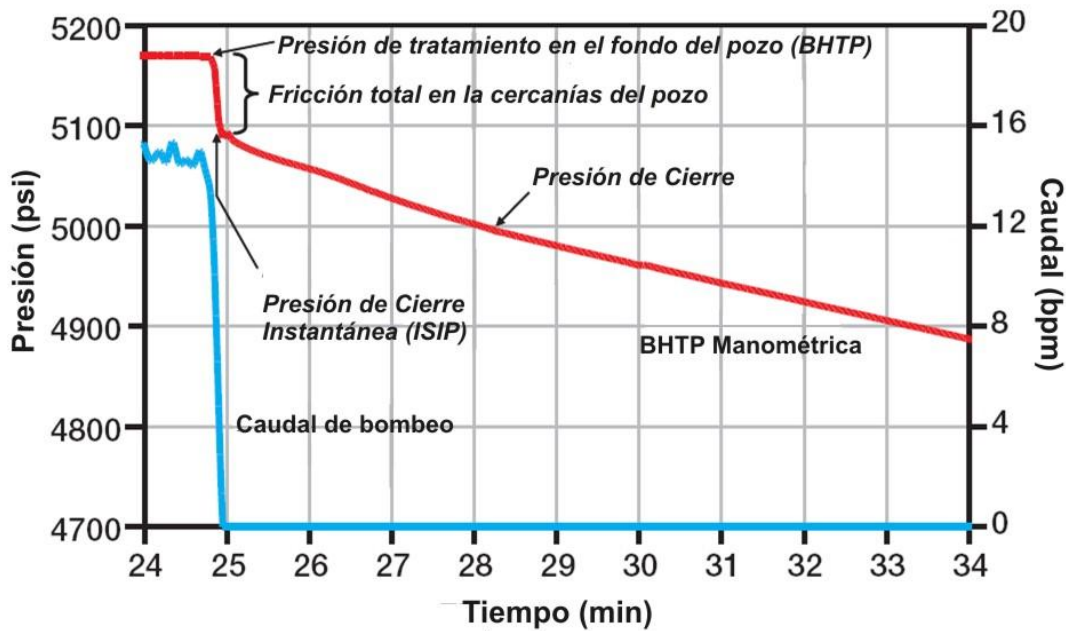


Figura 1.7. Ejemplo de una curva de declinación de presión de una prueba de minifrac donde se muestran (en cursivas) los parámetros que pueden ser determinados a partir de su análisis.

1. Evaluación cuantitativa de la fricción en la cercanía del pozo, a partir de la diferencia entre p_{inj} en el fondo del pozo y *ISIP*. Esta presión puede no ser constante ya que los disparos pueden incrementar su diámetro y número (debido a erosión y apertura de disparos bloqueados); mientras que la tortuosidad es un fenómeno dinámico que cambia con la presión, el caudal, el tiempo y la viscosidad.
2. *ISIP*. Cuando se detiene el bombeo y todas las fricciones son cero, la *ISIP* es igual a p_{ff} menos la presión del fluido dentro de la fractura.

3. Presión de cierre de fractura. Es la presión en la curva de declinación en el punto donde la fractura se cierra. Esto es comúnmente indicado por una alteración en el gradiente, señalando un cambio de un flujo lineal (a través de las caras de la fractura) a un flujo radial desde el pozo. Algunas veces, este cambio en el gradiente puede ser difícil de distinguir, por lo que existe una amplia variedad de gráficas y métodos para ayudar con este proceso.
4. Presión neta. Es la diferencia entre *ISIP* y *PCF*.
5. Goteo de fluido. Después de que la presión de cierre ha sido identificada, el tiempo que le toma a la fractura cerrarse puede ser medido. El análisis durante el bombeo mostrará la geometría de fractura y por tanto, el área. El área de fractura y el tiempo de cierre proporcionará el caudal de goteo y el coeficiente de goteo.

Un método para determinar el cierre de fractura es la gráfica de la presión de tratamiento en el fondo del pozo contra la raíz cuadrada del tiempo. Como la pérdida de fluidos a través de las caras de la fractura depende de la raíz cuadrada del tiempo, en teoría, cuando la presión se grafica contra la raíz cuadrada del tiempo, debe haber una línea recta mientras la fractura está abierta y una curva después de que se ha cerrado. Esto es funcional para pérdidas de fluido independientes de la presión. Sin embargo, cuando la pérdida de fluido depende de la presión, el caudal de pérdida disminuirá conforme disminuya la presión, haciendo la relación mucho más compleja.

Encontrar la presión de cierre de fractura depende de localizar el punto en la curva de declinación donde existe un cambio de gradiente. Por lo tanto, resulta lógico graficar la presión y el gradiente (o derivada) al mismo tiempo. A menudo, es más fácil encontrar el cambio de gradiente a partir de la derivada que de la curva de declinación en sí. La figura 1.8 muestra la declinación de la presión de la figura 1.7 con respecto a la raíz cuadrada del tiempo, junto con la derivada y la identificación de la presión de cierre.

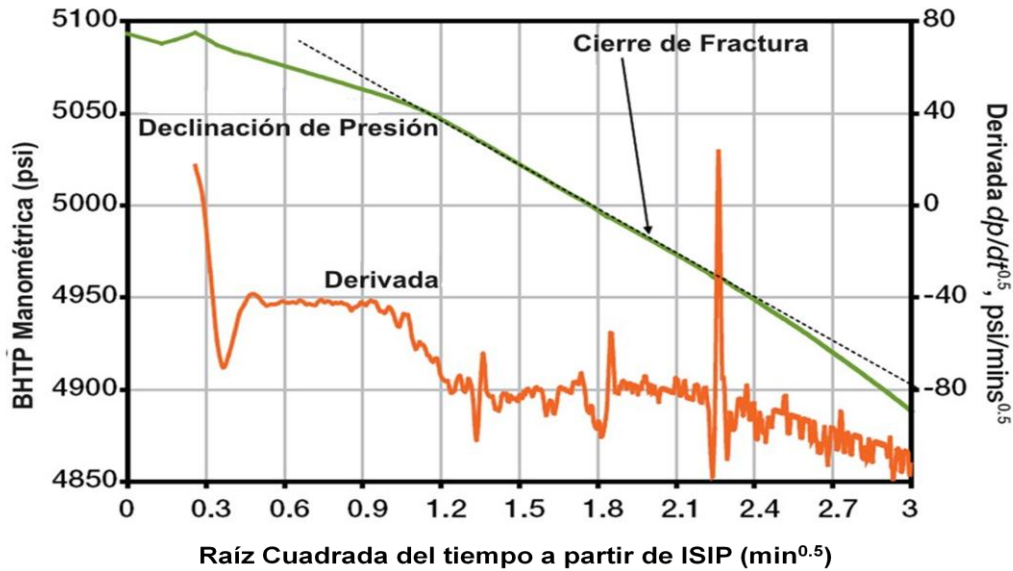


Figura 1.8. Ejemplo de una curva de declinación de presión de una prueba de minifrac con respecto a la raíz cuadrada del tiempo, se muestran la derivada de la presión y el punto de cierre de fractura.

1.7 Predicción de los módulos elásticos y la relación de Poisson en función de la densidad de formación y las velocidades compresional y de corte [8]

Muchas aplicaciones de ingeniería requieren del conocimiento de las propiedades elásticas de la formación *in situ*, a saber:

- Terminación de pozos.
- Realización de programas de producción en formaciones poco consolidadas.
- Inyección de fluidos para incrementar la recuperación.
- Fracturamiento hidráulico masivo, etc.

Dichas propiedades elásticas pueden calcularse a partir de datos como la densidad, velocidad compresional (V_p) y velocidad de corte (V_s) de la formación, mediante las siguientes ecuaciones [8]:

Relación de Poisson
$$v = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (1.53)$$

Módulo de Corte
$$G = \rho V_s^2 \quad (1.54)$$

$$\text{Módulo de Young} \quad E = 3G \left[\frac{V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2}{2(V_p^2 - 2V_s^2)} \right] \quad (1.55)$$

$$\text{Módulo Volumétrico} \quad K = \rho \left(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2 \right) \quad (1.56)$$

1.8 Coeficiente de esfuerzo efectivo (influencia de la presión de poro en las velocidades sísmicas en arenas de baja porosidad) [9]

La presión tiene gran influencia en las propiedades mecánicas y de transporte de las rocas tales como la porosidad, velocidad, permeabilidad y resistividad. En una roca saturada, tanto la presión de poro como la presión de confinamiento, controlan sus propiedades. Mediante técnicas sísmicas y de agujero, se miden dichas propiedades para inferir información del subsuelo. Las diferencias en los atributos sísmicos (una combinación de densidad, y velocidades de onda compresional y sísmica) entre las parámetros medidos y los de referencia, se emplean para la presión de poro y los cambios en la saturación del yacimiento ocasionados por el agotamiento y la inyección de fluidos.

Para relacionar los cambios en los atributos sísmicos con las condiciones del yacimiento, se requiere de un conocimiento profundo de los efectos de la presión y la saturación en las propiedades de la roca. Mientras los efectos de los cambios en la saturación han sido bien descritos [10], [11] y [12], los efectos de los cambios de presión son menos entendidos.

Los cambios en la presión del yacimiento dependen de los esquemas de producción. Por ejemplo, bajo un mecanismo de empuje de agua, la presión de poro tiende a disminuir durante la producción y por tanto, la presión diferencial aumenta (la diferencia entre la presión de confinamiento y presión de poro). Contrariamente, en el caso de la inyección de fluido, la presión de poro puede incrementarse cerca de los pozos inyectoros.

Tanto los métodos teóricos como los empíricos, son empleados para entender los efectos de los cambios de la presión en las propiedades de la roca. El modelo de Hertz-Mindlin, por ejemplo, utiliza esferas para predecir teóricamente los efectos de la presión en la dureza de las rocas. Se ha demostrado empíricamente que las velocidades se incrementan de forma exponencial con la presión diferencial [13].

No obstante, el entendimiento de los efectos de los cambios de presión es todavía limitado, mostrando discrepancias entre las respuestas de los valores predichos y los observados de las propiedades medidas [14] y [15]. Una de las razones más probables es el poco entendimiento de los conceptos de presión diferencial y efectiva.

Presión diferencial y presión efectiva

La presión diferencial (P_d) es la diferencia entre la presión de confinamiento (P_c) y la presión de poro (P_p):

$$P_d = P_c - P_p \quad (1.57)$$

Para formaciones y rocas poco consolidadas, la presión diferencial gobierna la dependencia de la deformación de la roca o formación con la presión de la formación Terzaghi (1936), [16]. Para rocas consolidadas, sin embargo, la deformación no sólo es dependiente de la presión diferencial sino de la presión efectiva [17].

$$P_e = P_c - nP_p \quad (1.58)$$

La presión efectiva difiere de la presión diferencial por el término denominado coeficiente de presión efectiva "n". Su determinación teórica relaciona el coeficiente al módulo volumétrico "seco" (K_{dry}) y el módulo volumétrico mineral (K_m) de la roca

$$n = 1 - \frac{K_{dry}}{K_m} \quad (1.59)$$

Algunos estudios de la dependencia de las velocidades sísmicas de las rocas con la presión han concluido que para la velocidad compresional, el coeficiente de presión efectiva esta dado por [18]

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_p]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_d]_{P_p}} \quad (1.60)$$

Donde $[\partial V_p / \partial P_p]_{P_d}$ y $[\partial V_p / \partial P_d]_{P_p}$ son las derivadas parciales de la velocidad con respecto a la presión de poro (para una presión diferencial constante) y respecto a la presión diferencial (para una presión de poro constante). El valor de "n" empírico puede extenderse a cualquier otra propiedad física "Q" de la roca

$$n_Q = 1 - \frac{[\partial Q / \partial P_p]_{P_d}}{[\partial Q / \partial P_d]_{P_p}} \quad (1.61)$$

Como se muestra en la figura 1.9, el numerador de la ecuación (1.60) es la pendiente de la curva de V_p a presión diferencial constante, mientras que el denominador puede obtenerse a partir de la línea tangente a la curva de V_p a presión de poro constante, en su intersección con la curva de V_p a presión diferencial constante.

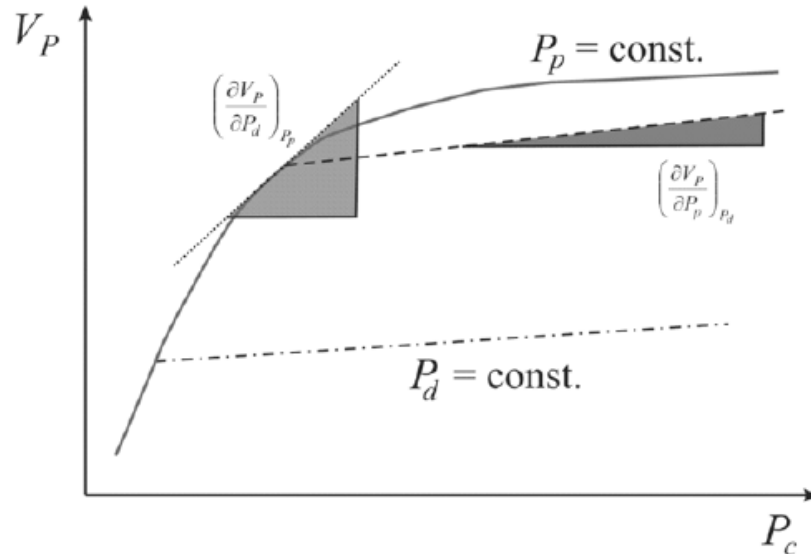


Figura 1.9. Gráfica que ilustra la determinación de las derivadas en el numerador y denominador en la ecuación experimental para el coeficiente del esfuerzo efectivo (ecuación 1.60).

Un coeficiente $n = 1$ indica que la presión de poro compensa el efecto de la presión de confinamiento. Cuando $n < 1$, significa que el efecto de la presión de confinamiento es mayor que el correspondiente a la presión de poro y si $n > 1$, entonces la presión de poro sobrepasa el efecto de la presión de confinamiento.

Capítulo II. Recopilación de información de la cuenca de Chicontepec

Para el desarrollo del presente capítulo, se revisaron artículos científicos y proyectos, así como visitas a los afloramientos de la cuenca de Chicontepec. Se presentan estudios de Geología basados en afloramientos, núcleos y registros de pozos, estudios petrofísicos de medición de porosidad y permeabilidad en laboratorios del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y los reportados en la literatura. Así mismo, se muestran resultados de las propiedades elásticas de núcleos de la formación referida, medidas en el laboratorio de Geomecánica del IMP. Es importante señalar que no se tiene información referente a la sísmica.

2.1 Ubicación geográfica

El Paleocanal de Chicontepec es una unidad paleofisiográfica alargada, orientada NW-SE y se extiende en el subsuelo desde Cerro Azul, Veracruz, hasta Tecolutla, Veracruz. Con una longitud aproximada de 123 *km* y una anchura variable de 25 *km* en la parte Norte y 12 *km* en la parte Sur, cuenta con una superficie total de 3800 *km*². Geológicamente pertenece a la provincia Tampico-Misantla, forma parte de la cuenca de Chicontepec. Se ubica entre la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) al Oriente y a la Sierra Madre Oriental al Oeste, perteneciente a los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo (figura 2.1). Para su estudio y explotación, ha sido dividida en 26 campos que producen aceite y gas asociado en cuerpos arenosos (figura 2.2) [19].

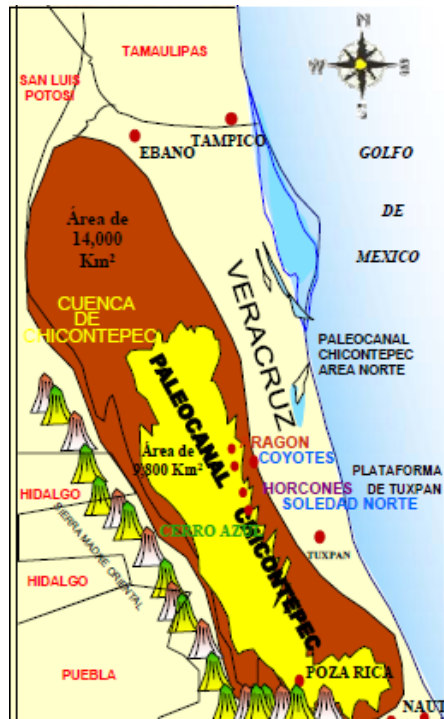


Figura 2.1. Ubicación geográfica del Paleocanal Chicontepec [19].

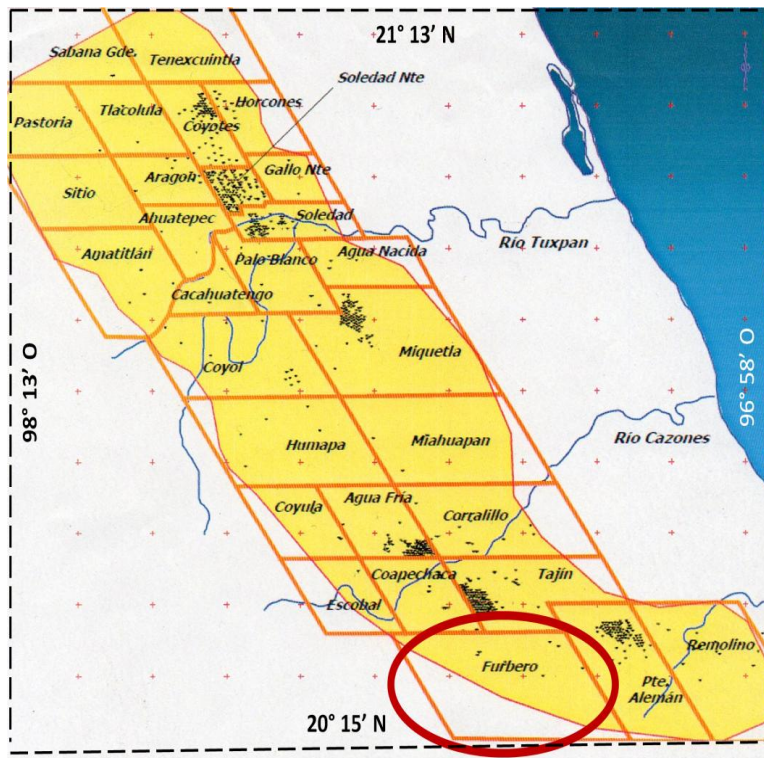


Figura 2.2. Localización de los Campos del Paleocanal Chicontepec [19].

2.2 Estudios previos y explotación del campo

Las areniscas del Terciario (Eoceno Inferior), rocas almacenadoras de la acumulación de hidrocarburos confinados en el Paleocanal Chicontepec, no tuvieron importancia económica durante mucho tiempo. Esto es debido a que la producción de gas y aceite está básicamente sobre rocas cretácicas y jurásicas. Aunado a esto, la naturaleza altamente arcillosa, origen de la baja permeabilidad de la formación, no permitía la explotación comercial con la tecnología disponible en la década de los años treinta.

Dumble (1918) fue el primero en publicar descripciones de las capas Chicontepec, incluyendo a la formación Tantoyuca, a las que denominó Formación Tanlajas [20]. En 1925, Belt definió la localidad tipo de la formación Chicontepec [21].

Durante 1926, las empresas “El Águila” y “Stanford Oil Company” perforaron algunos pozos en rocas del Cretácico y descubrieron manifestaciones de hidrocarburos provenientes de las areniscas del Paleocanal de Chicontepec, las cuales abandonaron por considerarlas incosteables. Para julio de 1935, se explotó comercialmente el pozo “Reimer” en el área de Chicontepec, aprovechando el pozo “Poza Rica 8” donde fluyó aceite en forma intermitente debido a las pobres características petrofísicas de la formación litológica. Al perforarse pozos con objetivos Cretácico y Jurásico en los antiguos Distritos de Poza Rica y Sur de la Zona Norte, se encontraron hidrocarburos en formaciones areno-arcillosas del Terciario. Sin embargo, debido a la baja permeabilidad de tales rocas, no fue rentable su explotación.

Entre 1952 y 1970, se intervinieron pozos improductivos de la Formación Tamabra del Cretácico Medio (Campos “Presidente Miguel Alemán” –con seis pozos- y “Soledad”) y se realizaron perforaciones de pozos con objetivo Eoceno Inferior en diferentes áreas del Paleocanal. Debido al alto porcentaje de éxito, se hizo atractivo el desarrollo de los campos, aunque no fueran de alta productividad, eran someros, de bajo costo en la perforación y cercanos a las instalaciones de recolección y transporte de la producción. Dichos factores indicaron la viabilidad económica de las explotaciones.

En 1971 se aplicó por primera vez la técnica de fracturamiento hidráulico en el pozo “Presidente Miguel Alemán número 126” y se obtuvo un incremento en la producción de 13 a 70 barriles por día. Con base en este resultado, se fracturaron prácticamente todos los pozos en explotación, se logró un aumento sustancial y se incluyó la mencionada técnica en el programa de terminación y reparaciones mayores.

Durante 1972, se incrementó la explotación del Paleocanal con el desarrollo de los campos “Soledad” y “Miquetla” (apoyado en sistemas artificiales) del Distrito de Poza Rica. Al año siguiente, fueron desarrollados los campos “Soledad Norte” y “Coyotes” del área del Distrito sur de la Zona Norte. En 1978 le correspondió a los campos “Tajín” y “Agua fría” del Distrito Poza Rica.

En la década de los setentas, se efectuaron diversos estudios por grupos multidisciplinarios para evaluar el desempeño productivo y económico del Paleocanal Chicontepec entre 1970 y 1976. A petición de PEMEX (1978), el bufete de asesores “De Golyer & MacNaughton” validó las reservas de hidrocarburos del Paleocanal para visualizar la explotación del campo.

El “Proyecto Chicontepec”, elaborado por PEMEX en 1979, propone diversas opciones de desarrollo petrolero que incluyen la actividad productiva así como la participación de los sectores público y privado. En ese tiempo, se inició la explotación de los campos marinos de la Sonda de Campeche, cuya producción de aceite por pozo alcanzó niveles muy altos y los recursos económicos se destinaron prioritariamente al desarrollo de la zona.

En los años siguientes, los recursos financieros disponibles para el desarrollo de los campos se aplicaron mayoritariamente a las áreas Marinas y Sureste, destinando una mínima cantidad para el Paleocanal Chicontepec.

Con ayuda de ichnofósiles, Bush y Govela (1978) estudiaron el Paleocanal de Chicontepec para definirlo como un ambiente de aguas someras y profundas con 200 y 500 *m*, respectivamente. En una reconstrucción, observaron que el Jurásico, Cretácico y la formación “Velasco” estaban inclinadas al Oeste. Así mismo, reportaron espesores del canal, más gruesos en el Oeste con 900 *m* y menores en el Este con 500 *m*; confirmando que existieron Paleocorrientes submarinas durante el depósito de la formación Chicontepec [22].

Carrillo Bravo (1980) estableció que la erosión del Eoceno Inferior, sobre la que se depositó el Paleocanal de Chicontepec, fue originada por emersión del fondo marino; pero en mayor proporción, debido a la denudación subacuática por acción mecánica de corrientes submarinas como consecuencia de la gravedad. Lo anterior es debido al basculamiento regional hacia el Poniente que, durante el Eoceno Inferior, afectó a toda la zona costera del Golfo de México [23].

Bitter (1983 y 1993) concluyó que el registro clástico se inició con la deformación de la orogenia “Laramide” de la Sierra Madre Oriental y el levantamiento del Macizo Teziutlán durante el Paleoceno [24]. En 1984, Cabrera y Lugo ratifican que los sedimentos de tipo “Flysch” del Paleocanal de Chicontepec corresponden a un depósito de aguas profundas [25].

Durante la década de los noventa, se desarrollaron los Campos Tajín, Escobal y Agua Fría; siendo en este último donde se observó que los pozos verticales fracturados presentaban mayor productividad que los horizontales.

La compañía “Amoco” en 1992, efectuó un estudio para PEMEX en la Cuenca de Chicontepec y sus conclusiones fueron que los sedimentos de la Cuenca eran depósitos de abanicos submarinos coronados con una secuencia de flujos de gravedad. La composición de las arenas, de grano muy fino a medio, fue 78% de fragmentos de roca; de los cuales,

46% eran de fragmentos carbonatados, además de que estaban pobremente clasificadas. La porosidad fue del 9%, la permeabilidad de 0.1 a 53 miliDarcys (anormales) y definieron la secuencia diagenética como compactación por deformación física; cementación por dolomita ferrosa, por crecimiento de cuarzo, por reemplazamiento de calcita ferrosa, por disolución de granos y por reemplazamiento de caolinita [26].

Basado en estudios petrográficos entre las poblaciones de Ávila Camacho y Lázaro Cárdenas, Bitter (1993) seccionó e identificó diferentes grupos de rocas: uno rico en fragmentos carbonatados, otro abundante en fragmentos de cuarzo y uno de menor importancia con gran cantidad de fragmentos de feldespatos. Así, concluyó que el principal aporte de las rocas de Chicontepec era de la Sierra Madre Oriental, además de una coexistencia de actividad volcánica durante el depósito de Chicontepec. Aunado a lo anterior, definió que las Paleocorrientes eran hacia el NE [27].

Cheatwood y Guzmán (2002) situaron a las rocas en un abanico submarino distribuido perpendicularmente a lo largo de la Cuenca de Chicontepec y establecieron que la litología de las areniscas turbidíticas, de grano fino a medio, era rica en fragmentos de roca carbonatada. De esta manera, se promueve la precipitación de cementante calcáreo donde la presencia de arcillas es variable: clorita, esmectita, illita y caolinita con valores del 2 al 7% [28]. Abbaszadeh y colaboradores (2003) establecen que el Paleocanal de Chicontepec tiene pozos de baja productividad con cuerpos arenosos de porosidad máxima de 14%, permeabilidad de 0.1 a 100 *mD* y producción de aceite y gas asociado [29].

Tyler y colaboradores (2004) trabajaron con rocas del Paleocanal de Chicontepec, inyectaron agua y obtuvieron una recuperación que definió la existencia de 8 a 16 intervalos de roca almacén, compuestas de arenas inmaduras litológicamente consistentes de litoarenitas de cuarzo con abundantes fragmentos carbonatados y fragmentos graníticos. Los sedimentos están cementados con calcita férrica y dolomita férrica en crecimientos de cuarzo con 1% de arcillas, amén de que los núcleos observan fracturas rellenas de calcita [30].

Bermúdez y colaboradores (2006) analizaron la diagénesis de las rocas ubicadas en la parte Norte del Paleocanal de Chicontepec, describieron un espesor de la formación Chicontepec de más de 2000 *m* como depósitos marinos profundos de una cuenca tipo antepaís. Las rocas son litoarenitas con 84% de fragmentos de roca sedimentaria y el tipo de fragmentos de roca son carbonatados por lo que recibieron el nombre de calcarenita. Las bajas porosidades (2-5%) en el Paleocanal Norte, se asocian con fragmentos de roca muy carbonatadas en litoarenitas de grano grueso y de estructura masiva en las facies medio proximales. En tanto, las altas porosidades (6-10%) están asociadas con litoarenitas de grano fino a medio, con granos feldespáticos más abundantes en las facies distales y desarrollando laminaciones [31].

En 2006, Takahashi y colaboradores publicaron una actualización del estudio de Abbaszadeh y colaboradores (2003) llegando básicamente a los mismos resultados geológicos [32]. Birkle y colaboradores (2008) analizaron el flujo en diferentes núcleos del campo “Agua fría”, encontraron que al circular el agua en el yacimiento provocaba la precipitación de Calcita (CaCO_3) y de Celestita (SrSO_4), mientras que con agua destilada dicha precipitación disminuía.

2.3 Descripción de la formación

Chicontepec es una depresión rellena de rocas terrígenas que se originó en la parte final del Cretácico y durante el Paleoceno. Representa una cuenca sedimentaria de considerable magnitud, producto de la deformación que sufrió la plataforma de Tuxpan (basculamiento) y el cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental; así como de la erosión generada por las corrientes submarinas que primero erosionaron y posteriormente acumularon un importante volumen de sedimentos siliciclásticos durante el Paleoceno y el Eoceno. La cuenca corresponde con una gran depresión que posteriormente fue rellena por sedimentos arcillosos y arenosos, en forma alternada, acumulados por corrientes de turbidez (turbiditas) y abanicos submarinos definidos como formación Chicontepec; la cuál ha sido dividida en Inferior, Medio y Superior. En la figura 2.3 se muestra un afloramiento de la formación Chicontepec.

Posteriormente, en el Eoceno tardío, continuó el relleno de la cuenca predominando dos facies, una arcillosa de aguas profundas (presencia de ichnofósiles) de la formación Chapopote y otra arenosa conglomerática de la formación Tantoyuca. Durante el Oligoceno y el Mioceno continuaron las transgresiones y regresiones, depositándose los sedimentos arcillosos, arenosos y conglomeráticos de las formaciones Palma Real Inferior y Superior, así como la formación Tuxpan, esta última de ambiente litoral.



Figura 2.3. Afloramiento de la formación Chicontepec donde se hace evidente la intercalación de sedimentos de arenas y lutitas.

La cuenca de Chicontepec se caracteriza por tener yacimientos clasificados como bajo saturados con un mecanismo de empuje de gas disuelto, densidad del aceite de 18-45° *API*, un factor de volumen de aceite de $1.29 \text{ m}^3/\text{m}^3$, presión de yacimiento de 80 a 360 kg/cm^2 , una presión de burbujeo (P_b) de 50 a 330 kg/cm^2 , una viscosidad de 0.5 a 17 *cp* a condiciones de yacimiento, una relación de solubilidad (R_s) de 5 a 50 m^3/m^3 y un factor de volumen de gas (B_g) entre 0.007 y 0.5 m^3/m^3 .

2.3.1 Estratigrafía

El área de la cuenca de Chicontepec se encuentra localizada en la parte Central de la provincia geológica denominada Tampico Misantla. Las rocas de esta provincia representan el relleno de una cuenca de antepaís y la transición al margen pasivo del Golfo de México. La Cuenca de Chicontepec es un relleno de canal de aguas profundas con tributarios a lo largo de la margen al Norte y con edades que van desde el Paleoceno al Oligoceno [22].

En la Cuenca de Chicontepec se depositaron sedimentos areno-arcillosos de ambiente turbidítico. Las secuencias turbidíticas se depositaron por eventos múltiples, incluyendo flujos de escombros y deslizamientos, algunas veces re-trabajadas por corrientes de fondo marino. En su porción media-sureste se tiene evidencia del Paleocanal de Chicontepec, de edad Eoceno Temprano que se profundiza hacia el sureste.

Este paleocanal se encuentra orientado de noroeste a sureste, es una depresión alargada. Se rellenó con una pila sedimentaria marina, turbidítica, en algunos lugares con más de 2700 *m* de espesor. La columna geológica está integrada por conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas, con edades que van del Paleoceno Tardío al Eoceno Temprano. Sus características son complejas debido a que no hay una distribución uniforme en el Paleocanal. El relleno fue por corrientes fluviales que drenaban de la Sierra Madre Oriental, y que transportaron y depositaron más de 1000 *m* de sedimentos tipo “*Flysch*”. El espesor neto de las rocas almacenadoras va desde unos centímetros hasta 400 *m*.

La incisión del “Canal de Chicontepec” se produjo en formaciones del Jurásico Tardío al Terciario Temprano, mientras que el relleno del Paleocanal fue en el Terciario Temprano. Los sedimentos de Chicontepec fueron afectados por una serie de eventos erosivos de los que sobresale regionalmente la discordancia de la base del Eoceno Inferior, que forma un canal que se profundiza de Noroeste a Sureste NW-SE.

En el área de estudio existen nueve unidades litoestratigráficas (figura 2.4) representadas por las siguientes unidades:

- Méndez (Campaniano al Maestrichtiano)
- Limite K/T (Cretácico-Terciario)
- Velasco (Paleoceno Inferior)
- Chicontepec Inferior (Paleoceno Superior)
- Chicontepec Medio (Paleoceno Superior)
- Chicontepec Superior (Eoceno Inferior Temprano)
- Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío)
- Aragón (Eoceno Inferior)
- Guayabal (Eoceno Medio)
- Tantoyuca Chapopote (Eoceno Superior)

La Formación Méndez

Está constituida por rocas arcillosas carbonatadas, margas de color gris claro con intercalaciones de calizas arcillosas en capas delgadas, de edades que van del Campaniano al Maestrichtiano [33].

Límite K/T (Cretácico Terciario).

En este límite se encuentran involucradas las rocas de la base de la formación Velasco del Paleoceno Inferior y las rocas de la formación Méndez (Cretácico Superior). Se puede observar en algunos afloramientos, cerca del poblado Villa Ávila Camacho, lutitas de la formación Méndez seguidas de una serie de areniscas de cuarzo esferulítico y margas de la formación Velasco. El límite *K-T* está marcado por una roca compuesta por esferulitas (tectitas) y clastos de calizas. La presencia de esferulitas se ha interpretado como material de expulsión por impacto del meteorito "Chicxulub".

Formación Velasco

Localidad tipo localizada en la estación de Velasco, San Luis Potosí, en el ferrocarril Tampico-San Luis Potosí. Son lutitas de grano fino con capas de bentonita de color verdoso que en algunas zonas presentan capas de yeso. También existen areniscas muy calcáreas con un espesor de 1 a 10 *cm*, que en algunos lugares presentan lentes de hasta 30 *cm* de espesor; se hallan ocasionalmente pistas de anélidos marinos y huellas de oleaje. Al Este de la Faja de Oro, la formación Velasco está representada por lutitas de color verde en la parte superior, lutitas de color café chocolate en la parte media y lutitas gris en la base; las últimas de posible composición cinerítica, son muy abundantes en los campos Solís y Temapache (con un espesor medio de 90 *m*).

Al sur de la cuenca de Chicontepec, la formación Velasco consiste en margas de color gris verde, rojizo y café; más o menos arenosas y no muy duras, con capas muy delgadas de bentonita, cenizas y arena, con un espesor medio de 125 *m* [34].

Formación Chicontepec

Localidad tipo localizada a 2.5 *km* al oriente de Chicontepec, Veracruz. Las rocas turbidíticas de la formación fueron descritas satisfactoriamente por Belt B.C. 1925 [21] y López (1979) [20] donde se divide en tres miembros: Inferior, Medio y Superior limitados en su base por una discordancia de carácter regional que conforma la base del Paleocanal y separa la sección de la lutitas calcáreas de la Formación Velasco infrayacente.

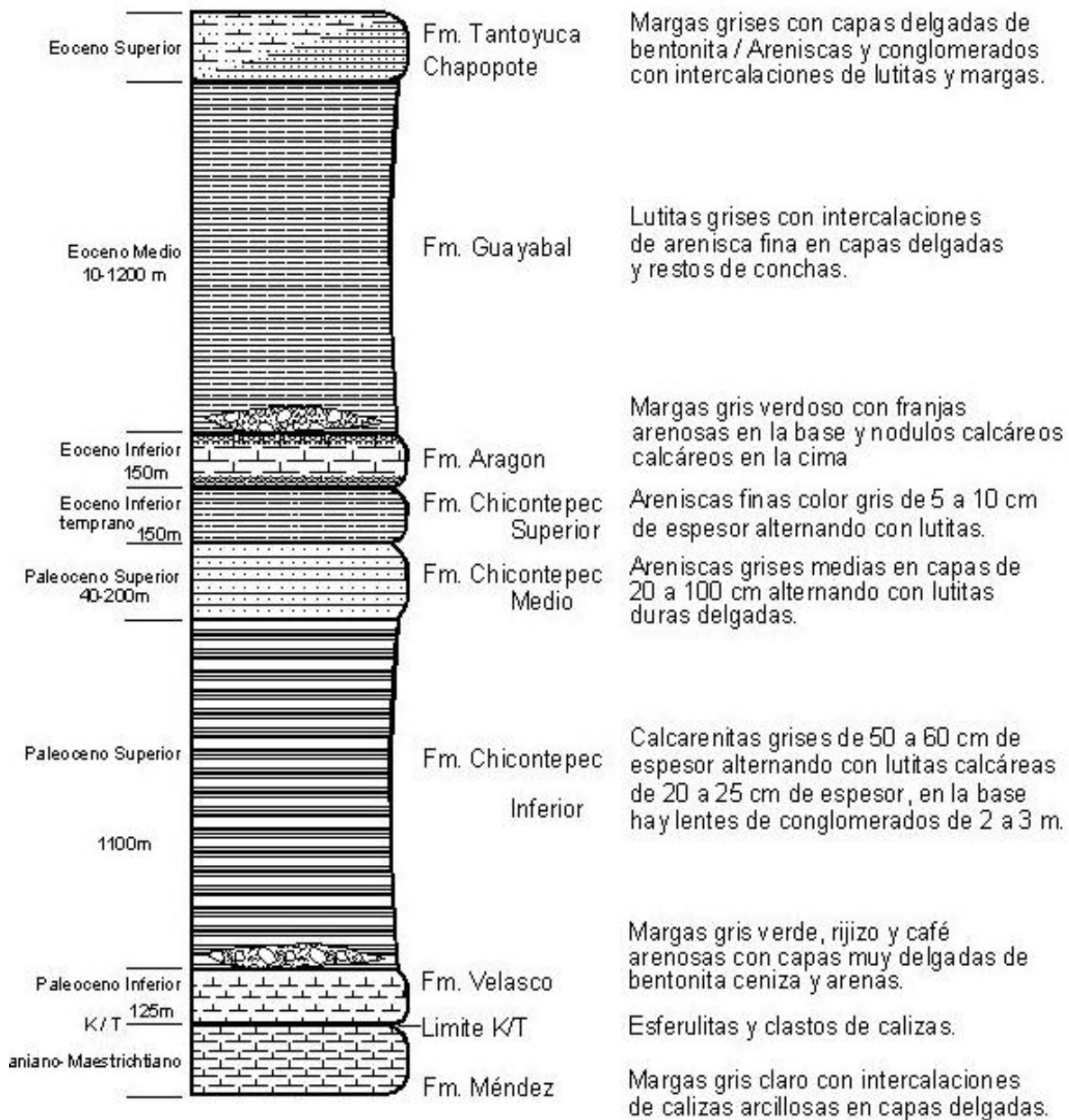


Figura 2.4. Columna estratigráfica del sur de la Cuenca de Chicontepec [40].

Chicontepec Inferior (Paleoceno Medio-Superior)

Es una serie alternante de capas de areniscas calcáreas y de lutitas depositadas en aguas de poca profundidad. En su parte inferior se encuentran capas de areniscas calcáreas de grano fino de color gris oscuro, con espesores de 50 a 60 *cm*, alternando con capas de lutitas calcáreas de 20 a 25 *cm*. Entre los estratos basales se encuentran capas lenticulares de conglomerados de 2 a 3 *m* de profundidad, formados por gravas de calizas y pedernal de 2 a 3 *cm* de diámetro. A medida que se asciende estratigráficamente, las capas de areniscas se adelgazan hasta tener el mismo espesor que las lutitas. La Chicontepec Inferior es la facies arenosa equivalente en edad a la formación Velasco que representa facies arcillo-arenosas [35].

Chicontepec Medio. (Paleoceno Superior)

Es una alternancia de areniscas y lutitas de color gris de grano medio, compactas, en capas de 0.2-1 *m* de espesor con material carbonoso (restos de plantas). Las lutitas son duras y de color gris azul, estratificadas en capas delgadas. Este miembro tiene un espesor que varía de 40 a 200 *m*.

Chicontepec Superior (Eoceno Inferior Temprano)

Son capas de areniscas de grano fino a medio de color gris a gris oscuro de 5 a 10 *cm* de espesor, con impresiones de gusanos marinos, huellas de oleaje y restos de plantas. Alternan con capas de lutitas color gris a gris azul.

Formación Aragón (Eoceno inferior)

Consiste de margas gris verdoso a azul claro, interperizando a gris rosado con franjas arenosas en la parte inferior de la formación y bandas de bentonita en la base, y en la cima pequeños nódulos calcáreos. Muir J. M. y Plummer H. J. sugirieron que Aragón es una facie de aguas profundas de la formación Chicontepec [36]. Dicha formación tiene un espesor promedio de 150 *m*. Localidad Tipo está en el Río de la Puerta, al poniente de la antigua, en la ex-hacienda de Aragón, Veracruz, entre Horcones y Guayabal.

Formación Guayabal (Eoceno Medio)

Lutitas de color gris azul y café que por acción del intemperismo adquieren un color gris crema. Entre las lutitas se encuentran nódulos de siderita (que son característicos) y delgadas intercalaciones de arena de grano fino. En la localidad tipo, la formación es rica en restos de moluscos, briozoarios y corales, indicando un ambiente somero. Al sur del río Tecolutla esta formación se constituye por sedimentos de facies marginales, con conglomerados lenticulares y arcillas arenosas con fragmentos de conchas. Su espesor es de 10 a 1200 m. Aflora al Oriente de Tantoyuca y al Poniente de Chicontepec [37], [38]. Localidad Tipo es un pequeño acantilado en Guayabal, hacienda de Tamatoco, Veracruz.

Formación Tantoyuca Chapopote (Eoceno Superior) (Cole 1927)

Son dos facies equivalentes en edad. La facies Chapopote está constituida por margas de color gris a gris verdoso que por intemperismo toma un color crema. En algunas partes presenta capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso. La facie Tantoyuca está constituida por sedimentos arenosos conglomeráticos de matriz calcárea con algunas intercalaciones de lutita o de marga arenosa de colores gris a gris oscuro. También tiene desarrollos de conglomerados y brechas constituida principalmente por calizas del cretácico inferior y pedernal negro, y fragmentos de areniscas derivadas de la formación Chicontepec [37].

2.3.2 Geología estructural

La geometría de las arenas está asociada al depósito de abanicos submarinos superpuestos, conformando estructuras suaves de anticlinales, sinclinales y estructuras amplias en facies de abanico superior o cercano a la fuente de aporte, por lo que el aspecto estructural está subordinado al carácter estratigráfico. Los paquetes de arenas se encuentran en forma lenticular y están limitadas lateralmente [28].

2.3.3 Sistema petrolero

Las principales rocas generadoras son las facies arcillo-arenosas del Jurásico Superior, de las Formaciones Santiago, Tamán y Pimienta (Román y colaboradores, 1999) con un espesor de entre 200 y 800 m. Las rocas almacenadoras ocupan aproximadamente el 33% del relleno de la cuenca, son rocas areniscas del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior. También existen acumulaciones en rocas del Paleoceno Superior y Eoceno Superior.

Las rocas sello en la porción Norte y Central del área las componen sedimentos arcillosos localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Inferior, mientras que hacia el Sureste, lo establecen los sedimentos arcillosos de la Formación Guayabal del Eoceno Medio. Debido a la naturaleza del depósito, las intercalaciones arcillosas entre los cuerpos constituyen sellos de carácter local.

Las trampas son de tipo estratigráfico, complejas y controladas por la geometría debida a la superposición de abanicos y superficies de erosión, que muestran un componente estructural en los cuerpos localizados en la porción occidental.

En Chicontepec se han identificado tres áreas productoras [39]: Chicontepec Paleoceno-Eoceno Inferior, Chicontepec Canal Eoceno Inferior Tardío y Tantoyuca Eoceno Superior.

Chicontepec corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico externo y batial, depositada en forma de lóbulos y abanicos submarinos. En algunos lugares rebasa los 1700 m de espesor, esta secuencia de litoarenitas–litoarenitas félsicas, limolitas y lutitas tienen características muy variables y distribución irregular ya que se localizan por debajo de una discordancia regional y encima de ella, se tienen sedimentos arcillosos. Los campos petroleros que se localizan son Agua Fría, Tablón y Humapa.

Bermúdez y colaboradores (2006) publicaron la principal secuencia diagenética que afectó al Norte de la Cuenca de Chicontepec. Establecieron que las rocas experimentaron una compactación moderada con base a la presencia del contacto grano-grano; además de que en los núcleos de los pozos, las fracturas y la influencia térmica estaban asociadas a una actividad ígnea en la zona. La secuencia diagenética registrada fue: 1) compactación, 2) primer crecimiento de cuarzo, 3) penetración de calcita, 4) desarrollo de fracturas, 5) disolución parcial de feldespatos y cementación de calcita, 6) segundo crecimiento de cuarzo, 7) cementación de arcilla autógena y 8) emplazamiento de hidrocarburos [31].

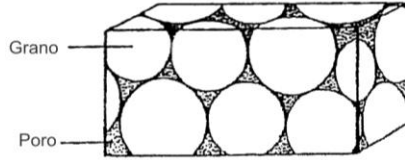
2.3.4 Petrografía

La arena compacta más común consiste de una porosidad primaria con base a granos soportados, cuya permeabilidad se ve reducida por la obstrucción de los poros debido a la precipitación de arcillas autógenas, calcita u otros minerales (figura 2.5.1).

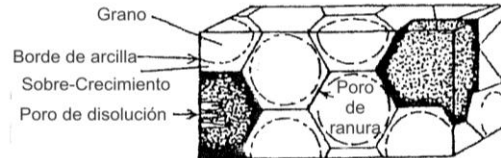
La geometría de poro más común de una arena compacta, consiste de una alta alteración (oclusión) de la porosidad primaria debido al crecimiento autógeno de cuarzo, aunado al desarrollo de una porosidad secundaria significativa. Debido a lo anterior, se produce una porosidad consistente en ranuras planas y angostas que se mantienen abiertas debido a las irregularidades de las formaciones de cuarzo.

Aunque la mayoría de la porosidad ocurre en la porosidad secundaria, las ranuras angostas proveen el único canal de flujo y crean un efecto de cuello de botella para el movimiento de los fluidos (figura 2.5.2).

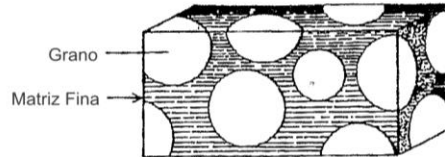
Una geometría de poro rara en arenas compactas consiste de una ultra-fina-micro-porosidad en una matriz dominante compuesta de arcilla, carbonato o sílica; en la cual, los granos de arena de cuarzo se encuentran suspendidos (figura 2.5.3).



2.5.1 Poros de Granos Soportados



2.5.2 Poros de Ranura y de Disolución



2.5.3 Granos Soportados por la Matriz

Figura 2.5. Tipos de geometría de poro en areniscas compactas.

El IMP (2010) realizó un estudio en la zona de Coyula Cacahuatengo en los campos “Agua Fría”, “Tajín”, “Coapechaca” y “Corralillo”. Se concluyó que las rocas almacenadoras de la Formación Chicontepec son areno-arcillosas, las arenas son de grano fino a muy fino y una edad Eoceno Inferior pertenecientes al miembro Superior [40].

Las areniscas almacenadoras presentan porosidades secundarias debido a una disolución del cementante de calcita, algunos granos de caliza y granos de feldespatos. Existe el inconveniente de que la mayoría de las arenas se presentan cementadas por calcita con muy poca arcilla en la matriz (figura 2.6).

En la figura 2.7 se muestra la clasificación de areniscas desarrollada por Folk, se encontró que los componentes clásticos de las rocas de los campos estudiados son (en orden de abundancia): fragmentos de caliza, clastos de cuarzo (ígneo, metamórfico y policristalino), fragmentos de concha, gilsonita, fragmentos de feldespatos, arcillas, biotita, celestina, clorita y piritita.

2.4 Modelo de facies turbidíticas

El modelo de sistemas turbidíticos antiguos propuesto por Mutti en 1972 [41] ha sido empleado para caracterizar e interpretar algunos afloramientos de la formación Chicontepec [40]. Dicho sistema corresponde a una distribución espacial de litofacies que caracterizan a los sub-ambientes de abanico interno, medio y externo. Sus flujos de densidad fueron transportados dentro de sistemas canalizados y depositados al pie de los taludes de forma abanicada. Debido a desprendimientos masivos de sedimentos no canalizados (provenientes del talud de la cuenca por deslizamientos, derrumbes y como flujos de escombros), los sedimentos resultantes estuvieron sujetos a la acción de las corrientes del piso marino profundo que generaron sistemas turbidíticos.

La clasificación de litofacies propuesta por Mutti y colaboradores [41] comprende siete facies descritas alfabéticamente (A a G) que se relacionan a los procesos sedimentarios de densidad que ocurren durante la formación del abanico submarino (figura 2.8). Con la caracterización y distribución de las litofacies se pueden establecer parámetros sobre la geometría del depósito, estructuras internas de los estratos y de sus variaciones texturales, laterales y verticales; todos ellos y de forma integral, conducen a interpretar sus mecanismos de transporte y depósito.

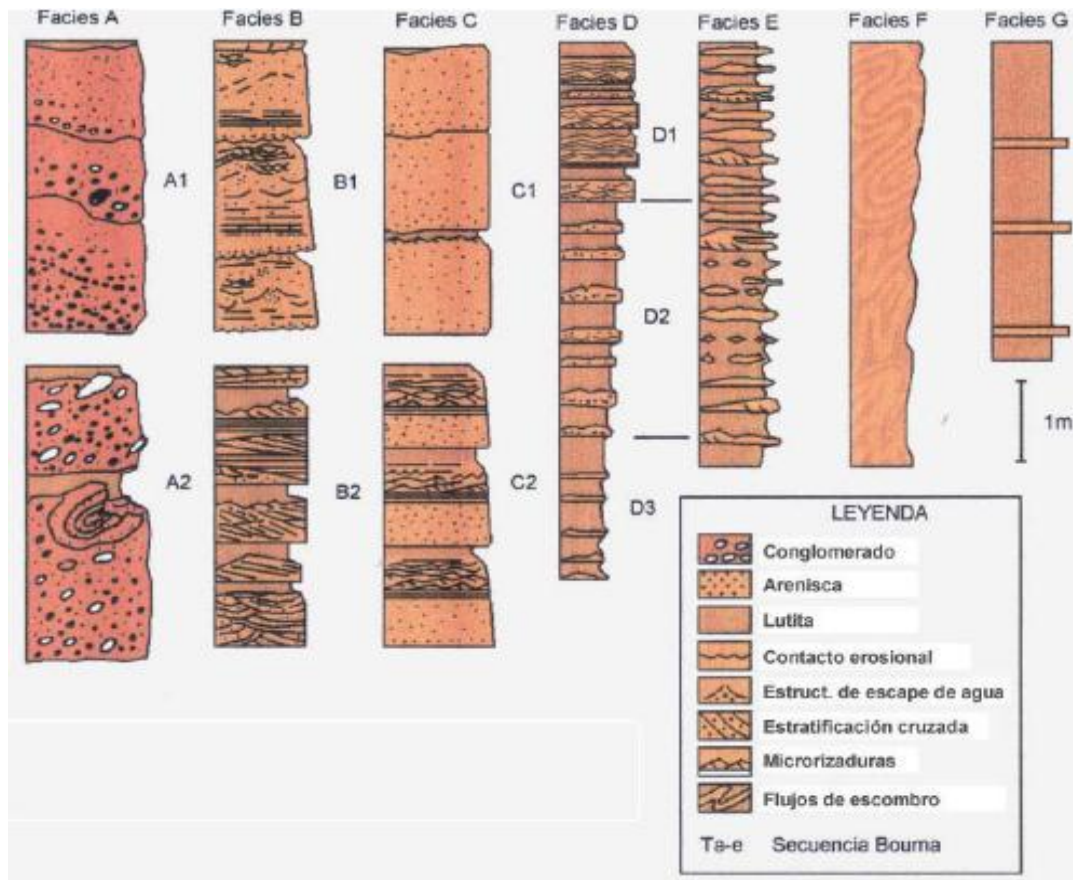


Figura 2.8. Clasificación de facies turbidíticas propuesta por Mutti y colaboradores [41].

En los afloramientos estudiados [40] de la Cuenca de Chicontepec, se pueden reconocer las litofacies propuestas por Mutti y colaboradores [41]: *B*, *C*, *D*, *E* y *G*. Las cuales están asociadas a zonas de transición lóbulo-canal y lóbulos por desbordamientos, depositados en sub-ambientes de abanico medio y externo.

Las areniscas de la Formación Chicontepec son inmaduras y predominan los clastos líticos. De ellos, entre el 40% y el 88% corresponden a fragmentos de calizas y el resto a litoarenitas feldespáticas y felsarenitas. Lo anterior indica que el mayor aporte de sedimentos corresponde a detritos calcáreos.

2.5 Propiedades de la roca

2.5.1 Petrofísica

El estudio realizado por el IMP [40] establece que en los campos de Chicontepec existen permeabilidades de 5.34 *mD* (productor) hasta valores menores a 1 *mD* (dominantes). Este último, cercano a la impermeabilidad, proporciona un carácter de rocas almacenadoras de poco flujo. En la tabla 2.1 se muestran los resultados obtenidos en el laboratorio de petrofísica del IMP para algunos especímenes de los pozos Coyula 1436, Coapechaca 595, Corralillo 607, Tajín 631 y Coapechaca 536; donde se especifican el diámetro, longitud, porosidad y permeabilidad determinadas. La figura 2.9 exhibe el espécimen de un núcleo empleado en las pruebas petrofísicas de laboratorio. En la tabla 2.2 se presentan porosidades y permeabilidades reportadas por otros autores [26], [28], [29], [31] y [42].

Tabla 2.1. Porosidades y permeabilidades reportadas para el paleocanal de Chicontepec [40].

Pozo	Especímen	Diámetro [cm]	Longitud [cm]	Porosidad [%]	Permeabilidad [mD]
Coyula 1436	F6(B)	3.804	3.064	2.8	0.00134
	F20	3.808	3.117	6.4	0.01290
	F30	3.805	3.31	2.1	0.00027
	F34 (A)	3.804	3.185	7.2	0.02460
	F34 (B)	3.804	3.023	6.8	0.04730
	F34 (C)	3.803	3.143	6.4	0.00868
	F20 (A)	3.807	2.928	4.1	0.01110
	F20 (B)	3.805	3.011	3.0	0.00325
	F24 (B)	3.805	4.958	2.4	0.00140
	F44 (A)	3.804	3.019	3.0	0.00178
	F44 (B)	3.805	3.295	2.6	0.00393
	F44 (C)	3.805	3.158	2.9	0.00298
	F18 (A)	3.806	2.391	4.7	0.00312
F31	3.804	3.032	4.3	0.00175	

Tabla 2.1 (continuación). Porosidades y permeabilidades reportadas para el paleocanal de Chicontepec [40].

Pozo	Especímen	Diámetro [cm]	Longitud [cm]	Porosidad [%]	Permeabilidad [mD]
Coapechaca 563	F2 (A)	3.805	5.672	2.8	0.00624
	F5 (B)	3.804	5.7	4.9	0.0614
	F12 (A)	3.805	5.626	3.2	0.0109
	F12(B)	3.802	5.621	4.4	1.81
	F17 (A)	3.804	5.286	5.4	5.34
	F17 (B)	3.805	5.365	6.5	0.0405
	F37	3.799	2.389	4.9	0.00527
Coapechaca 595	F51 (B)	3.8	2.896	3.8	0.0319
	F51 (A)	3.801	2.973	4.7	0.00876
Corralillo 607	F4	3.801	5.717	19.7	537
	F46 (B)	3.803	6.111	8.0	0.143
	F6(A)	3.793	6.582	12.3	5.26
	F63 (D)	3.803	5.541	6.6	0.0711
Tajin 631	F16 (A)	3.799	6.215	7.6	0.962
Coapechaca 536	F8	3.805	5.242	7.6	0.0705



Figura 2.9. Especímen de la formación Chicontepec del campo Corralillo empleado en pruebas petrofísicas de laboratorio [40].

Tabla 2.2. Porosidades reportadas para el paleocanal de Chicontepec.

Autor	Porosidad	Permeabilidad
Amoco, 1992.	9%	1-53 <i>mD</i>
Cheatwood y Guzmán, 2002.	3-14%	0.1 a 100 <i>mD</i>
Abbaszadeh y colaboradores, 2003.	14%	0.1 a 100 <i>mD</i>
Bermúdez y colaboradores, 2006.	2-10%	----
Birkle y colaboradores, 2008.	1.6-16% eff	----
IMP 2010.	5.5 %	5.34 <i>mD</i>

2.5.2 Propiedades mecánicas de la formación de algunos pozos del área de Chicontepec medidas en laboratorio de geomecánica

El laboratorio de Geomecánica del IMP (2010) caracterizó la formación de algunos pozos del área referida [43]. A partir de pruebas uniaxiales y triaxiales, se determinaron distintas propiedades elásticas (estáticas y dinámicas): resistencia a la compresión y a la tensión, módulos elásticos y relación de Poisson.

La figura 2.10 muestra el espécimen de un núcleo empleado en las pruebas Geomecánicas mencionadas. Los parámetros evaluados en diversos pozos de la Cuenca se presentan en las tablas 2.3 a 2.17.



Figura 2.10. Especimen de la formación Chicontepec del campo Coapechaca usado en pruebas geomecánicas de laboratorio [43].

Tabla 2.3. Resumen de pruebas uniaxiales pozo Coapechaca 502.

Pozo	Profundidad [m]	Espécimen	Método	Mod. Young [psi x 10 ³]	Rel. Poisson [adim.]	UCS [psi]
COAPECHACA 502	1610-1619	19	Tangente	2,813.93	0.21	16,809.20
			Promedio	2,795.03	0.21	
			Secante	3,098.23	0.12	
		24	Tangente	3,449.96	0.11	12,161.45
			Promedio	3,492.88	0.11	
			Secante	4,027.68	0.11	
		35	Tangente	8,958.57	0.29	38,825.82
			Promedio	8,789.03	0.29	
			Secante	7,195.26	0.13	

Tabla 2.4. Síntesis de pruebas uniaxiales pozo Coapechaca 537.

Pozo	Profundidad [m]	Espécimen	Método	Mod. Young [psi x 10 ³]	Rel. Poisson [adim.]	UCS [psi]
COAPECHACA 537	1646-1655	8	Tangente	6,406.70	0.29	19,986.77
			Promedio	6,394.18	0.29	
			Secante	6,888.01	0.19	

Tabla 2.5. Compendio de pruebas uniaxiales pozo Coapechaca 595.

Pozo	Profundidad [m]	Espécimen	Método	Mod. Young [psi x 10 ³]	Rel. Poisson [adim.]	UCS [psi]
COAPECHACA 595	1660-1669	52A	Tangente	9,484.68	0.30	39,394.73
			Promedio	9,292.12	0.31	
			Secante	8,160.81	0.20	

Tabla 2.6. Sinopsis de pruebas uniaxiales pozo Coapechaca 485.

Pozo	Profundidad [m]	Espécimen	Método	Mod. Young [psi x 10 ³]	Rel. Poisson [adim.]	UCS [psi]
COAPECHACA 485	1514.18-1514.41	19A	Tangente	6,038.32	0.24	30,338.37
			Promedio	5,936.78	0.24	
			Secante	4,629.37	0.10	
		19B	Tangente	6,083.84	0.27	31,138.45
			Promedio	5,986.21	0.27	
			Secante	4,682.24	0.10	
	1511.80-1512.80	29A	Tangente	8,563.40	0.16	36,163.04
			Promedio	8,465.65	0.16	
			Secante	7,518.21	0.09	
		29B	Tangente	8,986.67	0.16	35,390.01
			Promedio	8,889.78	0.16	
			Secante	7,363.32	0.08	

Tabla 2.7. Resumen de pruebas uniaxiales pozo Agua Fría 688.

Pozo	Profundidad [m]	Espécimen	Método	Mod. Young [psi x 10 ³]	Rel. Poisson [adim.]	UCS [psi]
AGUA FRÍA 688	1511.52-1511.82	2A	Tangente	2,980.04	0.19	16,607.59
			Promedio	2,963.75	0.20	
			Secante	2,701.00	0.09	
		2B	Tangente	3,440.49	0.16	16,820.00
			Promedio	3,419.43	0.16	
			Secante	3,046.14	0.07	
	1509.26-1509.48	11A	Tangente	7,778.74	0.19	27,045.28
			Promedio	7,722.75	0.19	
			Secante	6,533.57	0.13	
		11B	Tangente	6,518.05	0.13	23,450.94
			Promedio	6,477.25	0.13	
			Secante	4,917.40	0.06	

Tabla 2.8. Resistencia a la tensión pozo Coapechaca 502.

Pozo	Espécimen	Esfuerzo [lb]	Resistencia a la tensión [psi]
Coapechaca 502	29B	2781.45	895.56
	29C	2149.75	944.6
	56B	1601.95	810.48
	66B	1328.83	762.37
	66C	1887.7	1119.33
	Promedio		906.47

Tabla 2.9. Resistencia a la tensión pozo Coapechaca 537.

Pozo	Espécimen	Esfuerzo [lb]	Resistencia a la tensión [psi]
Coapechaca 537	11A1	1209.17	565.88
	11A2	1019.32	477.04
	Promedio	208.58	

Tabla 2.10. Resistencia a la tensión pozo Coapechaca 485.

Pozo	Espécimen	Esfuerzo [lb]	Resistencia a la tensión [psi]
Coapechaca 485	22A	2224.31	868.75
	22B	2891.48	1284.3
	22C	2945.28	1181.17
	30A	2362.69	930.87
	30B	2632.82	1206.78
	30C	3560.64	1454.61
	Promedio		1154.41

Tabla 2.11. Resistencia a la tensión pozo Agua Fria 688.

Pozo	Espécimen	Esfuerzo [lb]	Resistencia a la tensión [psi]
Agua Fria 688	2C	2515.85	969.61
	2D	2787.89	1125.95
	3A	4909.94	2151.22
	13A	365.96	133.22
	13B	2747.79	1183.93
	13C	3665.04	1334.15
	Promedio		1149.68

Tabla 2.12. Resumen de pruebas triaxiales pozo Coapechaca 502.

Pozo	Profundidad [m]	Espécimen	Método	Mod. Young [psi x 10 ³]	Rel. Poisson [adim.]
Coapechaca 502	1610-1619	66	Tangente	3,334.40	0.34
		66P	Tangente	3,993.10	0.32
		53	Tangente	8,000.00	0.40
		53P	Tangente	8,000.00	0.36
		44	Tangente	4,248.79	0.38
		44P	Tangente	5,000.00	0.39
		35A	Tangente	6,646.54	0.33
		35B	Tangente	5,086.30	0.50
		35AP	Tangente	6,885.07	0.42
		35BP	Tangente	5,742.20	0.36

Tabla 2.13. Síntesis de pruebas triaxiales pozo Coapechaca 537.

Pozo	Profundidad [m]	Espécimen	Método	Mod. Young [psi x 10 ³]	Rel. Poisson [adim.]
Coapechaca 537	1646-1655	11B	Tangente	2,464.20	0.35
		27A	Tangente	2,228.90	0.25
		28	Tangente	1,721.50	0.23

Tabla 2.14. Compendio de pruebas triaxiales pozo Coapechaca 595.

Pozo	Profundidad [m]	Espécimen	Método	Mod. Young [psi x 10 ³]	Rel. Poisson [adim.]
Coapechaca 595	1660-1669	52B	Tangente	9,016.89	0.41
			Promedio	8,973.60	0.42
			Secante	10,409.51	0.29
		52C	Tangente	8,131.84	0.43
			Promedio	8,019.07	0.44
			Secante	7,347.00	0.56

Tabla 2.15. Módulos mecánicos dinámicos del pozo Coapechaca 502.

Prof. [m]	Espécimen	Presión de Conf. [psi]	Esfuerzo Axial [Kpsi]	V _p [ft/s]	V _s -Prom. [ft/s]	% Anisotropía	Rel. de Poisson [adim.]	Módulo de Corte [psi x 10 ⁶]	Módulo Bulk [psi x 10 ⁶]	Módulo de Young [psi x 10 ⁶]
1610-1619	20	0	0.50	11,176	5,188	0.6	0.36	0.906	2.999	2.470
		500	0.86	11,631	5,248	1	0.37	0.928	3.320	2.546
		1000	1.72	11,873	5,346	0.8	0.37	0.962	3.465	2.643
		2000	3.45	11,873	5,521	0.3	0.36	1.027	3.379	2.797
	56A	0	0.50	15,310	10,327	1.7	0.08	3.535	3.056	7.654
		500	0.86	15,273	10,634	4.7	0.03	3.748	2.734	7.718
	67	0	0.50	9,799	4,989	0.3	0.33	0.801	2.023	2.124
		500	0.86	9,867	4,937	0.3	0.33	0.782	2.092	2.087
		1000	1.73	9,936	5,164	0.9	0.32	0.851	2.044	2.243

Tabla 2.16. Módulos mecánicos dinámicos referentes al pozo Coapechaca 537.

Prof. [m]	Espécimen	Presión de Conf. [psi]	Esfuerzo Axial [Kpsi]	V _p [ft/s]	V _s -Prom. [ft/s]	% Anisotropía	Rel. de Poisson [adim.]	Módulo de Corte [psi x 10 ⁶]	Módulo Bulk [psi x 10 ⁶]	Módulo de Young [psi x 10 ⁶]
1646-1655	32	0	0.50	8,411	4,834	3.7	0.25	0.797	1.350	1.997
		500	0.86	8,509	4,744	0.5	0.27	0.767	1.445	1.956
		1000	1.72	8,610	4,833	0.8	0.27	0.796	1.466	2.022
		2000	3.44	8,713	4,942	2.4	0.26	0.832	1.478	2.103

Tabla 2.17. Módulos mecánicos dinámicos correspondientes al pozo Coapechaca 595.

Prof. [m]	Espécimen	Presión de Conf. [psi]	Esfuerzo Axial [Kpsi]	V _p [ft/s]	V _s -Prom. [ft/s]	% Anisotropía	Rel. de Poisson [adim.]	Módulo de Corte [psi x 10 ⁶]	Módulo Bulk [psi x 10 ⁶]	Módulo de Young [psi x 10 ⁶]
	3C	0	0.50	8,869	5,284	5.9	0.22	0.986	1.463	2.415
		500	0.87	10,848	5,936	14.2	0.29	1.244	2.490	3.200
		1000	1.73	11,738	6,239	21.3	0.30	1.374	3.032	3.581
		2000	3.47	12,011	6,409	28.9	0.30	1.450	3.159	3.773

Capítulo III. Ajuste de la relación de Poisson de la formación con pruebas de minifracturamiento

Entre los campos con mayor productividad de la cuenca de Chicontepec se encuentra el campo Furbero, localizado al sur del estado de Veracruz (figura 3.1). Un objetivo primordial en la cuenca consiste en incrementar la producción del campo, para lo cual es importante conocer la formación productora y sus propiedades mecánicas. Sin embargo, no fue posible contar con información de pruebas de laboratorio para el campo Furbero, por lo que se utilizaron datos de fracturamiento hidráulico para determinar la relación de Poisson de los pozos Furbero 1245, 1269 y 1464. Así, para obtener la presión de poro y el esfuerzo vertical de los pozos mencionados, se usaron registros de rayos gamma, resistivo, sínico (mono) y de densidad de formación. Posteriormente, se determinó el gradiente de fractura empleando la ecuación de Eaton y, al ajustar la relación de Poisson incluida en dicha ecuación, se hizo coincidir el gradiente de fractura con pruebas de fracturamiento realizadas en campo (minifrac).



Figura 3.1. Localización del campo Furbero en la zona de Chicontepec [19].

3.1. Determinación de la presión de fractura a partir de pruebas de campo (minifrac)

En una gráfica de minifrac (sección 1.6.2), el gradiente de fractura corresponde a la Presión de Cierre Instantánea (ISIP), que es la presión en el interior de la fractura cuando se ha detenido el bombeo y todas las pérdidas por fricción se vuelven nulas. En estas circunstancias, corresponde al punto de inicio de la curva de declinación de presión.

En las figuras 3.2 a 3.6 se presentan las gráficas de minifrac una vez detenido el bombeo o gráficas de declinación de presión de los pozos Furbero 1245, 1269 y 1464 en distintos intervalos de profundidad. En el eje vertical del lado derecho (en color gris), se indican unidades de presión de bombeo en el fondo del pozo (*psi*) y en color magenta, unidades de gasto de bombeo (*bpm*); del lado izquierdo, se señalan unidades de presión de bombeo en superficie (*psi*) y el eje horizontal corresponde a la escala de tiempo (*min*). La curva de color gris en la parte superior de las gráficas, representa la presión de bombeo en el fondo del pozo; la curva punteada en color negro (en la parte media), corresponde a la presión de bombeo en superficie y la curva de color magenta (en la parte inferior), es el gasto de bombeo. La presión de cierre instantánea (ISIP) o gradiente de fractura, se señala con un círculo color rojo y las siglas "ISIP" sobre la curva de presión en el fondo del pozo; su magnitud se indica al pie de la gráfica expresada tanto en unidades de presión (*psi*) como de gradiente de presión ($\frac{psi}{ft}$ y $\frac{gr}{cm^3}$).

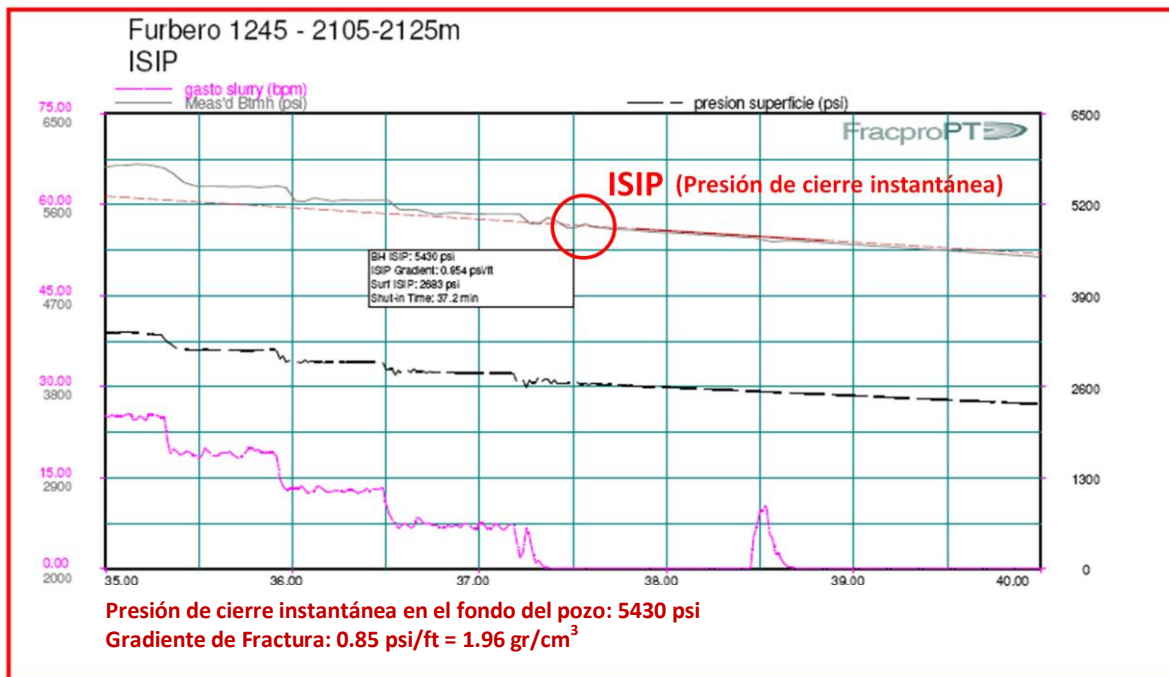


Figura 3.2. Gráfica de declinación de presión del pozo Furbero 1245 (intervalo 2105-2125 m) donde se muestra el punto de Presión de Cierre Instantánea (ISIP).

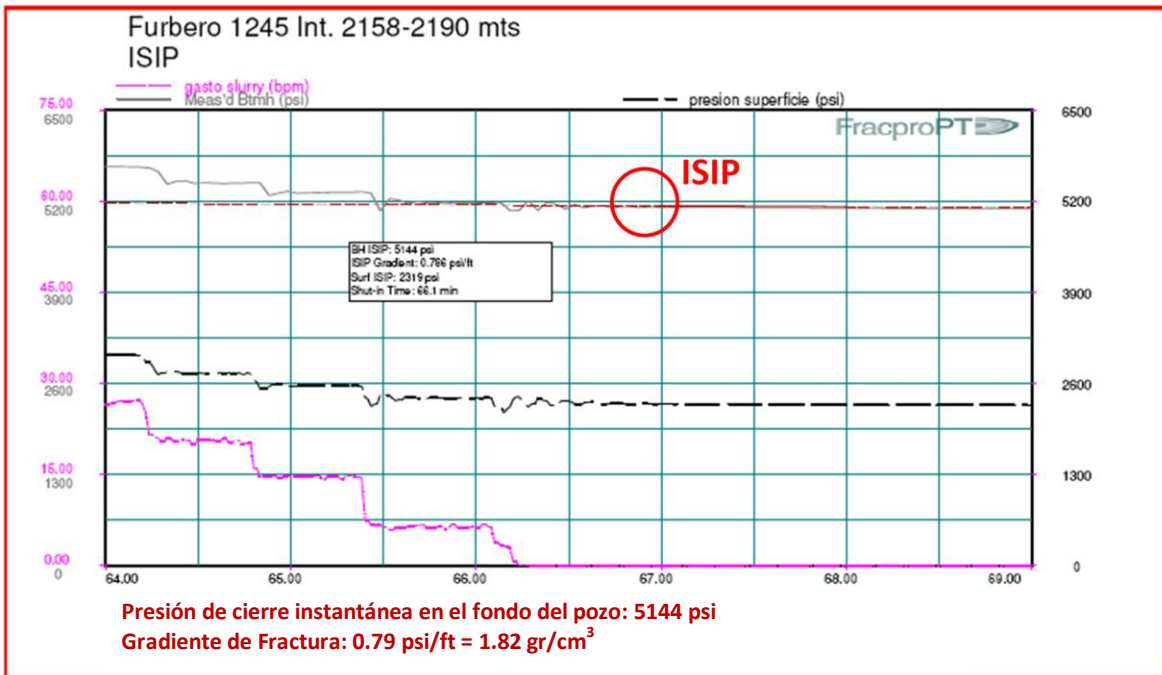


Figura 3.3. Declinación de presión del pozo Furbero 1245 (intervalo 2158-2190 m) que presenta el punto de Presión de Cierre Instantánea (ISIP).

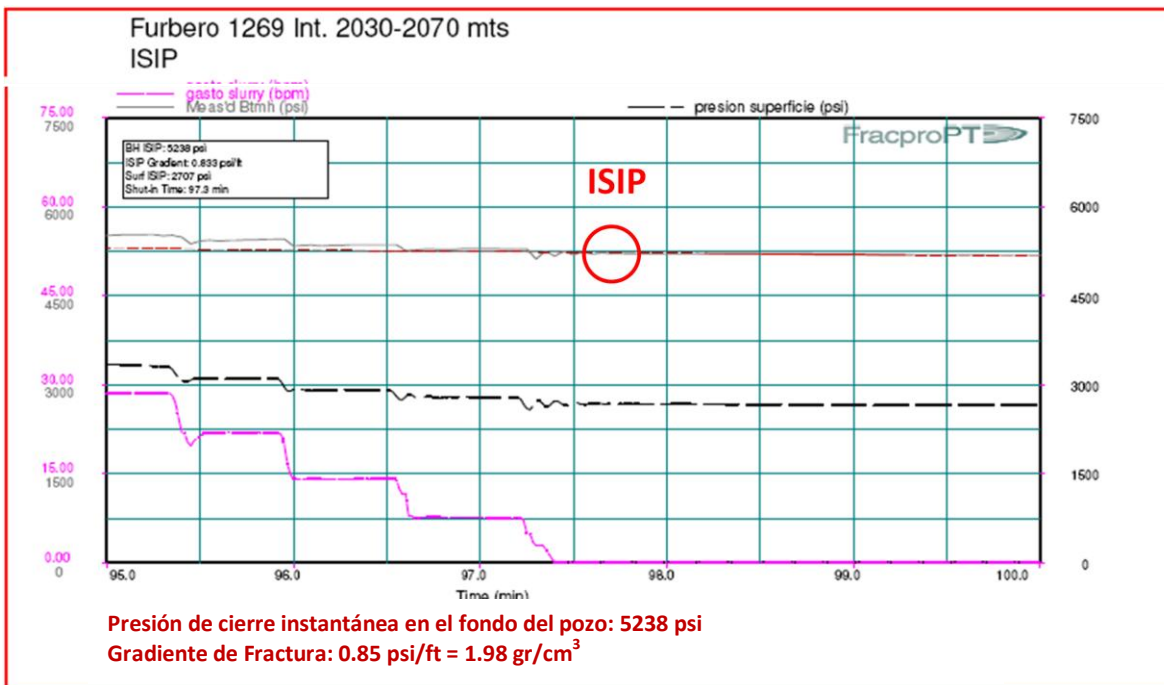


Figura 3.4. Declinación de presión del pozo Furbero 1269 (Intervalo 2030-2070 m) donde se exhibe el punto de Presión de Cierre Instantánea (ISIP).

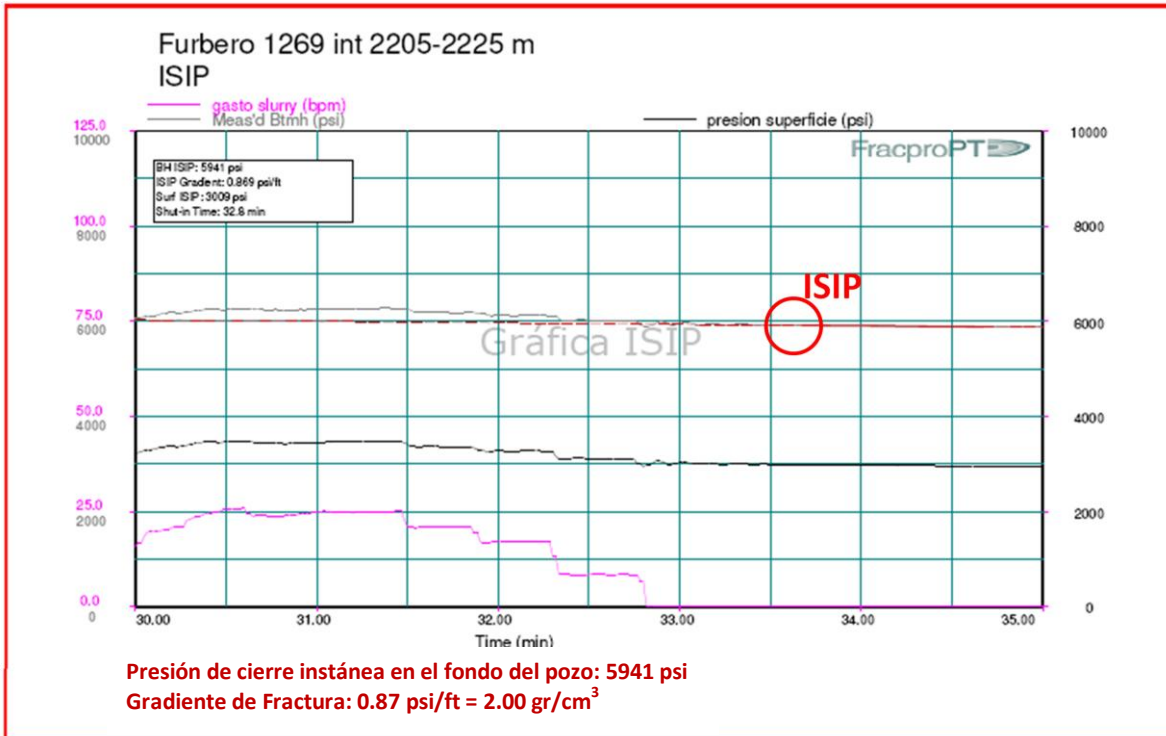


Figura 3.5. Gráfica de declinación de presión del pozo Furbero 1269 (Intervalo 2205-2225 m) donde se ejemplifica el punto de Presión de Cierre Instantánea (ISIP).

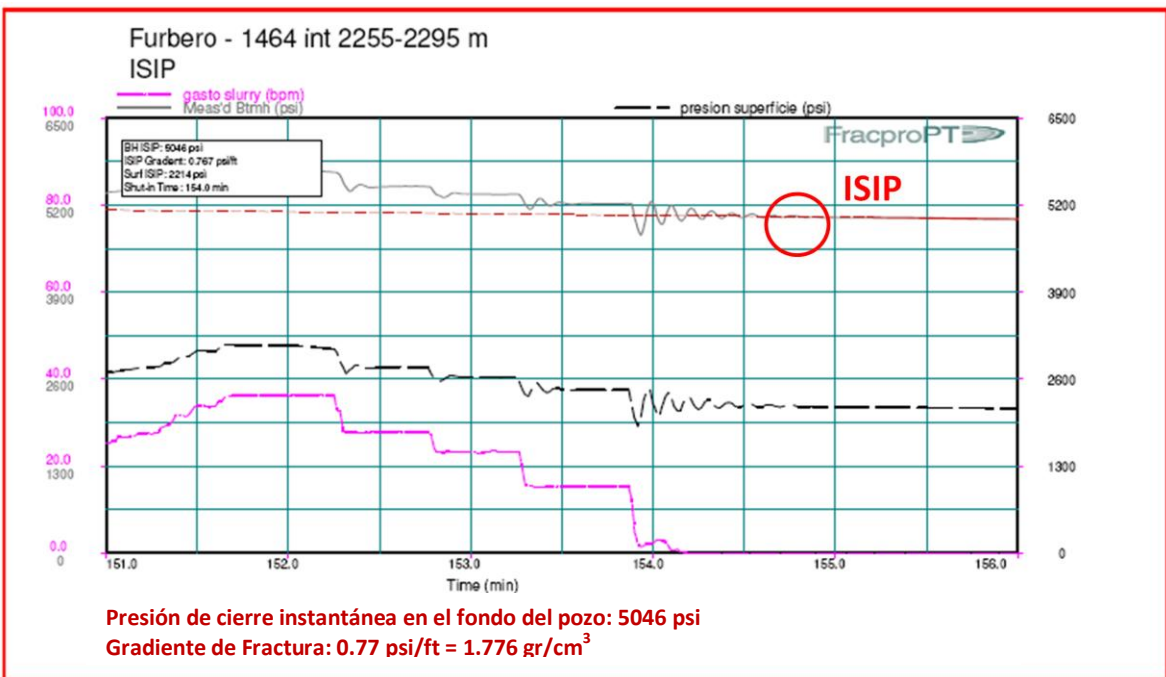


Figura 3.6. Gráfica de declinación de presión del pozo Furbero 1464 (Intervalo 2255-2295 m) donde se observa el punto de Presión de Cierre Instantánea (ISIP).

Para obtener la presión de fractura para toda la profundidad de los pozos analizados, se empleó la ecuación desarrollada por Eaton [4]

$$P_f = P_p + (\sigma_v - P_p) \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \quad (1.28)$$

donde

P_f = Presión de fractura.

P_p = Presión de poro.

σ_v = Esfuerzo vertical o de sobrecarga.

ν = Relación de Poisson.

Por su parte, la presión de poro y el esfuerzo de sobrecarga fueron obtenidas con base a registros geofísicos de rayos gamma, resistivo, sínico y de densidad de formación. Los registros para el pozo Furbero 1245 se muestran en las figuras 3.7a a 3.7d, las correspondientes a los pozos Furbero 1269 y 1464, se incluyen en el Apéndice A1.

En la figura 3.7a, se presenta el registro de rayos gamma cuya magnitud cambia respecto a la profundidad en función del tipo de litología. La figura 3.7b muestra el comportamiento de la resistividad de la formación respecto a la profundidad (dependiendo del tipo de fluido contenido en la formación). En la figura 3.7c puede observarse el inverso de la velocidad de propagación de las ondas compresionales en función de la litología, respecto a la profundidad. La figura 3.7d exhibe el aumento de la densidad de formación con la profundidad.

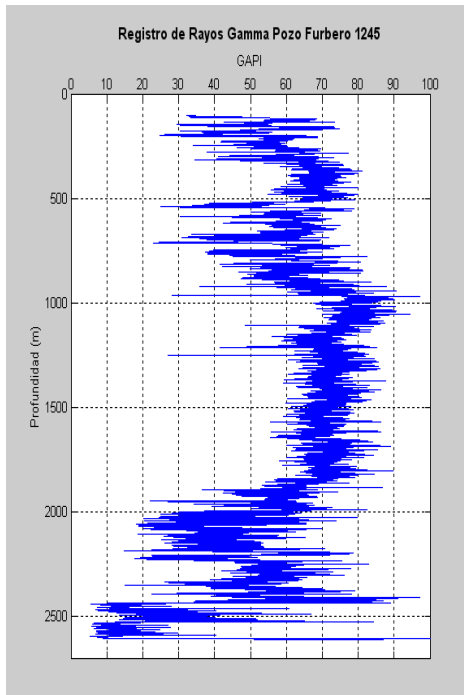
La relación de Poisson puede obtenerse del registro geofísico sínico dipolar por medio de mediciones en laboratorio (núcleos de la formación del pozo), a partir de un afloramiento similar al de interés o por mediciones de rocas similares reportadas en tablas (incertidumbre en el módulo). Esta magnitud es muy importante ya que, a partir de ella, se puede cuantificar el esfuerzo horizontal mínimo mediante la siguiente ecuación (1.26) [4]:

$$\sigma_h' = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma_v' \quad (1.26)$$

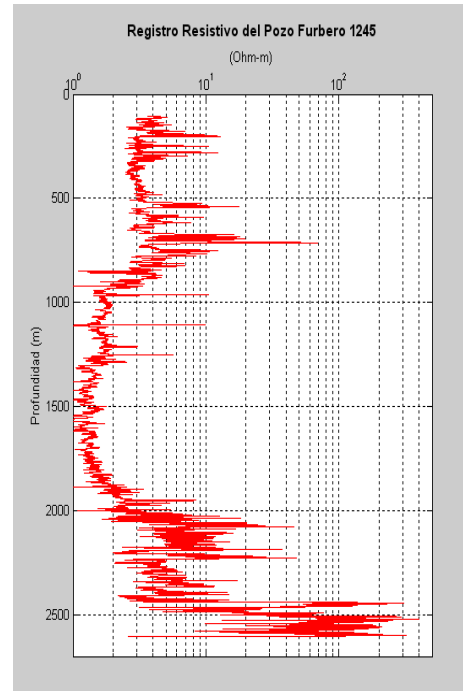
donde

σ_h' = Esfuerzo horizontal efectivo

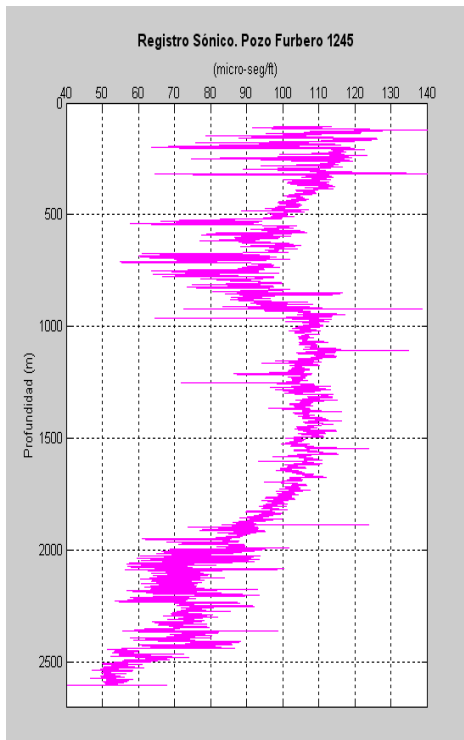
σ_v' = Esfuerzo vertical efectivo



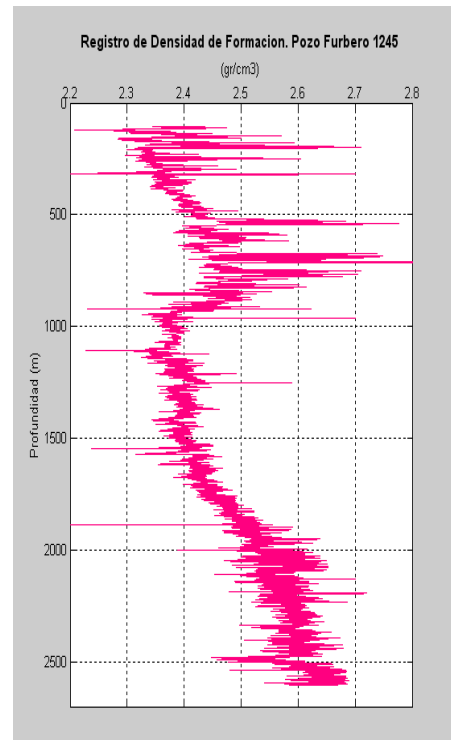
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 3.7. Registros geofísicos del pozo Furbero 1245 empleados en la determinación de la presión de poro y el esfuerzo de sobrecarga. a) Registro de rayos gamma, b) registro resistivo, c) registro sónico y d) registro de densidad de formación.

Con la información de presión de poro y esfuerzo vertical, la determinación del gradiente de fractura implica establecer un valor óptimo de la relación de Poisson. En ausencia de otras fuentes de información para el campo Furbero (pruebas de laboratorio, registro sísmico dipolar, etc.), se determinaron distintos gradientes de fractura usando diversos valores de la relación de Poisson. Tales valores se obtuvieron experimentalmente en el Laboratorio de Geomecánica del IMP para distintos pozos de otros campos de la cuenca [43].

Asimismo, se emplearon los valores de gradiente de fractura obtenidos en campo, en operaciones de fracturamiento hidráulico convencional (figuras 3.2 a 3.6), para determinar cuáles gradientes de fractura estimados de forma analítica coincidían con las pruebas de campo.

La figura 3.8 muestra, en unidades de densidad equivalente, las curvas de respuesta para la presión de poro (color rojo), densidad de lodo (color verde oscuro), presión de sobrecarga (color magenta) y los gradientes de fractura; los cuales fueron determinados analíticamente con los valores de la relación de Poisson obtenidos en laboratorio de 0.19, 0.26, 0.31, 0.34 y 0.40 (colores naranja, azul, verde, morado y negro, respectivamente).

En la misma figura, se observa que los gradientes de fractura analíticos (estimados con los valores para la relación de Poisson de 0.26 y 0.34), coinciden con los datos de gradiente de fractura determinados en campo a las profundidades de 2158 *m* (indicador magenta) y 2105 *m*, respectivamente (indicador amarillo). No fue posible obtener un gradiente de fractura, con base al método de Eaton, que interceptara al valor del gradiente de fractura determinado en campo a la profundidad de 2478 *m* (indicador negro). Esto es debido a que en esa profundidad, la formación está conformada por calizas, litología donde el método de Eaton para presión de poro y de fractura, no aplica. El Apéndice A2 expone las curvas de respuesta en unidades de *psi* y $\overrightarrow{kg/cm^2}$.

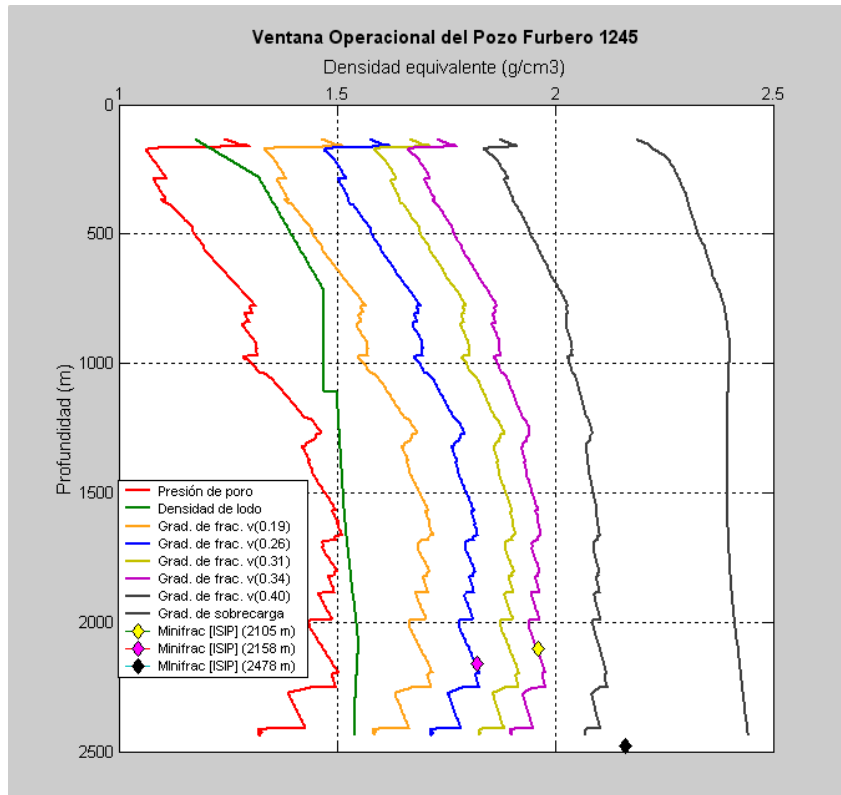


Figura 3.8. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, gradiente de sobrecarga y distintos gradientes de fractura del pozo Furbero 1245. Se observan los gradientes de fractura obtenidos de forma analítica con los valores para la relación de Poisson de $\nu = 0.19$, $\nu = 0.26$, $\nu = 0.31$, $\nu = 0.34$ y $\nu = 0.4$, y los gradientes de fractura obtenidos en campo (ISIP) a 2105, 2158 y 2478 m, respectivamente.

En la figura 3.9 se observan las curvas de respuesta para la presión de poro, densidad de lodo, gradiente de sobrecarga y gradientes de fractura determinados analíticamente con los valores para la relación de Poisson de $\nu = 0.26$ (curva azul) y $\nu = 0.34$ (curva morada). Estos coinciden con los gradientes de fractura calculados en campo a 2158 m (indicador negro) y 2105 m (indicador azul). Las curvas de respuesta en unidades de presión psi y $\overrightarrow{kg/cm^2}$, son mostradas en el Apéndice A2.

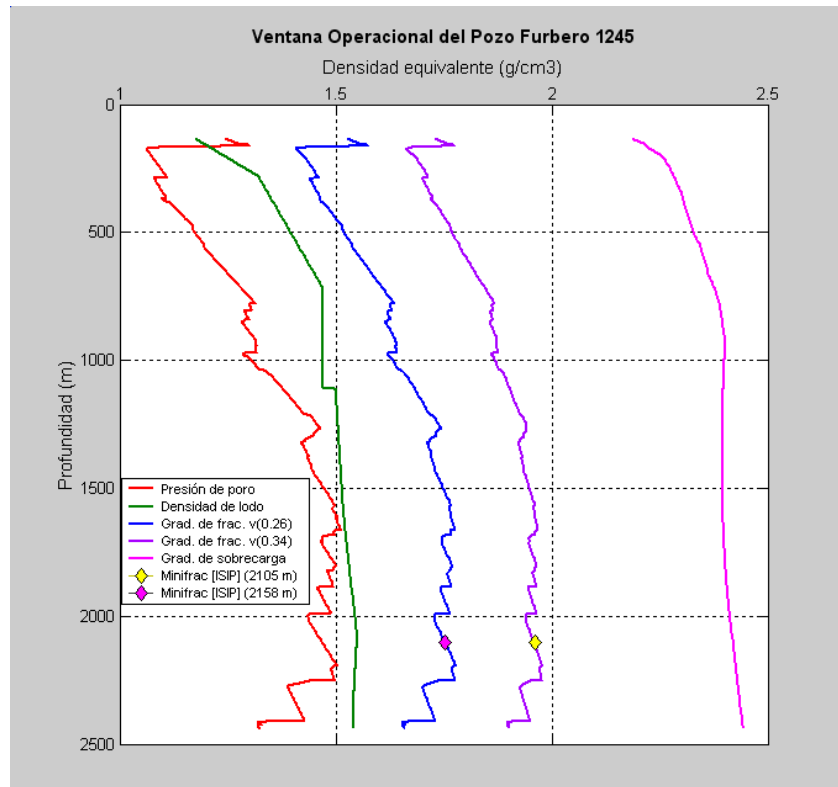


Figura 3.9. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, presión de fractura y presión de sobrecarga del pozo Furbero 1245. Se presentan los gradientes de fractura determinados analíticamente con los valores para la relación de Poisson de $\nu = 0.26$ y $\nu = 0.34$ calibrados con los gradientes de fractura obtenidos en campo (ISIP) a 2158 y 2105 m, en forma respectiva.

De igual manera que en el pozo Furbero 1245, fueron deducidas analíticamente las presiones de fractura de los pozos Furbero 1269 y 1464, y se calibraron usando pruebas de campo (minifrac). Las pruebas de minifrac realizadas en calizas no fueron consideradas.

En la figura 3.10 se presenta la curva de respuesta del gradiente de fractura, determinado de forma analítica para el pozo Furbero 1269, con el valor para la relación de Poisson de $\nu = 0.368$ (curva azul), mismo que coincide con los gradientes de fractura obtenidos en campo a 2205 m (indicador amarillo) y 2030 m (indicador magenta).

De forma similar, la figura 3.11 muestra la curva de respuesta del gradiente de fractura, determinado analíticamente para el pozo Furbero 1464, con un valor para la relación de Poisson de $\nu = 0.295$ (curva azul), la cual concuerda con el gradiente de fractura calculado en campo a 2255 m (indicador magenta).

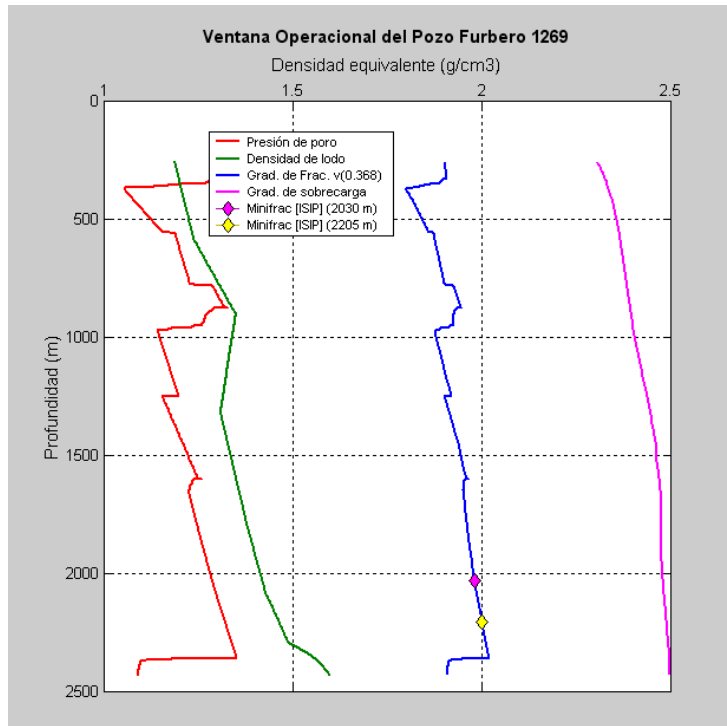


Figura 3.10. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, presión de fractura y presión de sobrecarga del pozo Furbero 1269. Se exhibe el gradiente de fractura determinado analíticamente con un valor para la relación de Poisson de $\nu = 0.368$, calibrado con los gradientes de fractura obtenidos en campo (ISIP) a 2205 y 2030 m, respectivamente.

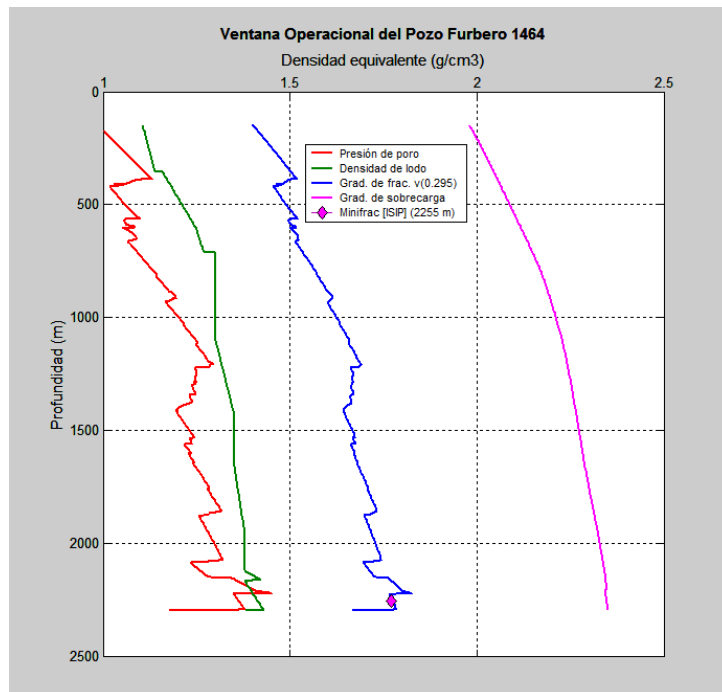


Figura 3.11 Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, presión de fractura y presión de sobrecarga del pozo Furbero 1464. Puede observarse el gradiente de fractura encontrado analíticamente con un valor para la relación de Poisson de $\nu = 0.295$, calibrado con el gradiente de fractura obtenido en campo (ISIP) a 2255 m.

Por su parte, la tabla 3.1 muestra los intervalos de profundidad, los valores del gradiente de fractura (ISIP) y la relación de Poisson (ν) establecida para los distintos pozos del campo Furbero ya mencionados.

Tabla 3.1. Intervalo de profundidad, gradiente de fractura y relación de Poisson de algunos pozos del campo Furbero.

Pozo	Intervalo [m]	Gradiente de Fractura [psi/ft]	Gradiente de Fractura [g/cm ³]	Relación de Poisson
Furbero 1245	2105-2125	0.854	1.970	0.340
	2158-2190	0.786	1.814	0.260
	2478-2503	0.94	2.169	-----*
Furbero 1269	2030-2070	0.86	1.984	0.347
	2205-2225	0.842	2.00	0.368
Furbero 1464	2255-2295	0.767	1.770	0.295
Promedio		0.822	1.896	0.322

(*) Litología de calizas.

En la tabla 3.2 pueden advertirse las cifras de los registros geofísicos de rayos gamma, resistivo y de densidad de formación a la profundidad de fracturamiento para los pozos en cuestión.

Tabla 3.2. Valores de los registros de rayos gamma, resistivo y de densidad de formación a la profundidad de fracturamiento de algunos pozos del campo Furbero.

Pozo	Profundidad [m]	Rayos Gamma [GAPI]	Resistividad [ohm-m]	Densidad de formación [g/cm ³]	Relación de Poisson
Furbero 1245	2105	18.82	13.29	2.54	0.340
	2158	29.98	10.22	2.55	0.260
	2478	12.36	7.58	2.55	-----*
Furbero 1269	2030	25.78	11.58	2.59	0.347
	2205	30.21	10.39	2.64	0.368
Furbero 1464	2255	34.54	5.74	2.48	0.295
Promedio		25.28	9.8	44.63	0.322

(*) Litología de calizas.

La relación de Poisson de la formación fue ajustada con base a pruebas de fracturamiento hidráulico en campo (minifrac) y, con dicho valor, se obtuvo el gradiente de fractura más aproximado a la realidad.

El punto de inicio para dicho ajuste fueron los datos obtenidos con base a pruebas de laboratorio para la relación de Poisson. Como se observa en la tabla 3.2, la relación de Poisson de la formación tiene una magnitud alta para arenas, en comparación con otros valores reportados [8].

Para el caso del pozo Furbero 1245, se ajustaron los gradientes de fractura con las pruebas de minifrac a 2105 y 2158 *m* de profundidad; cuyo valor de la relación de Poisson de la formación fue de 0.34 y 0.26, respectivamente. La prueba de minifrac a la profundidad de 2474 *m*, fue realizada en una litología de calizas; sin embargo, el método aplicado para obtener las presiones de poro y fractura no aplica en ellas, siendo otro tema de investigación.

En el caso del pozo Furbero 1269, los gradientes de fractura se calibraron con las dos pruebas de minifrac a las profundidades de 2030 y 2205 *m*. Los valores calibrados de la relación de Poisson de la formación, obtenidos a las dos profundidades mencionadas, fueron 0.347 y 0.368.

Para el pozo Furbero 1464, el gradiente de fractura fue calibrado con una prueba de minifrac a 2255 *m*, generándose una magnitud para la relación de Poisson de 0.295.

Capítulo IV. Análisis de la formación productora del campo Furbero utilizando registros geofísicos

Para identificar los tipos y profundidad de litologías productoras que prevalecen en el campo Furbero, se realizó el análisis de los registros de rayos gamma y resistivos de los pozos Furbero 1002, 1202, 1245, 1269 y 1464. Los registros de rayos gamma indican, de forma indirecta, el tipo de litología y el registro resistivo revela la presencia de hidrocarburos.

Mediante el empalme de los registros de rayos gamma y resistivos de los pozos mencionados (figuras 4.1 a 4.5), se analizó el comportamiento de los registros geofísicos respecto a la profundidad y la ubicación de los intervalos productores entre pozos.

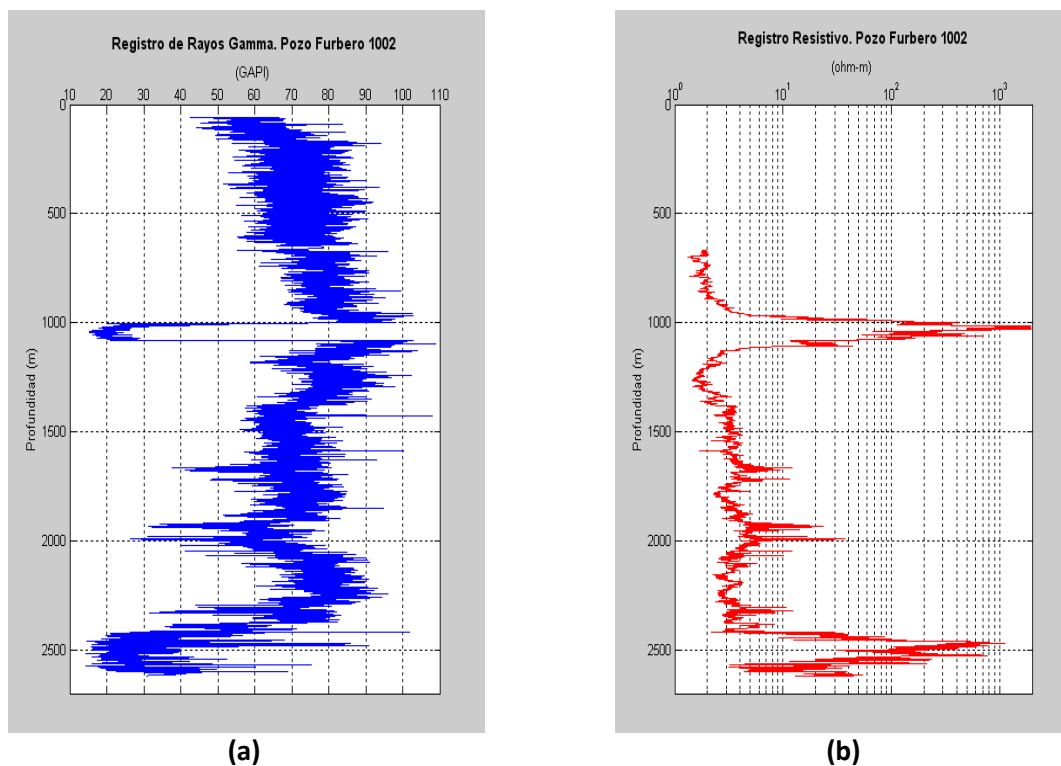
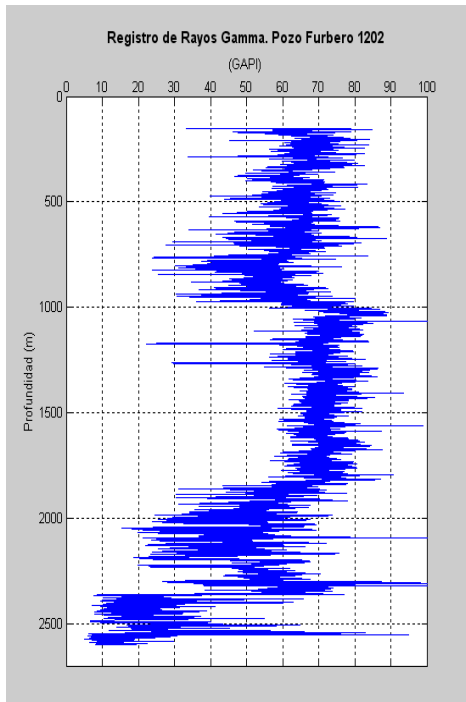
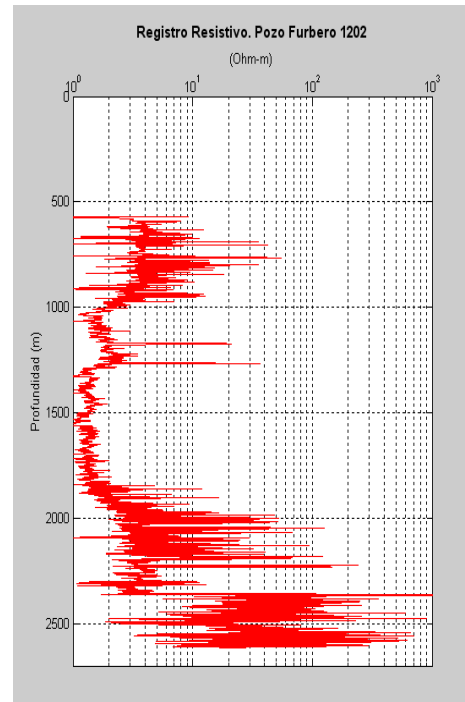


Figura 4.1. Pozo Furbero 1002: a) Registro de rayos gamma y b) Registro resistivo.

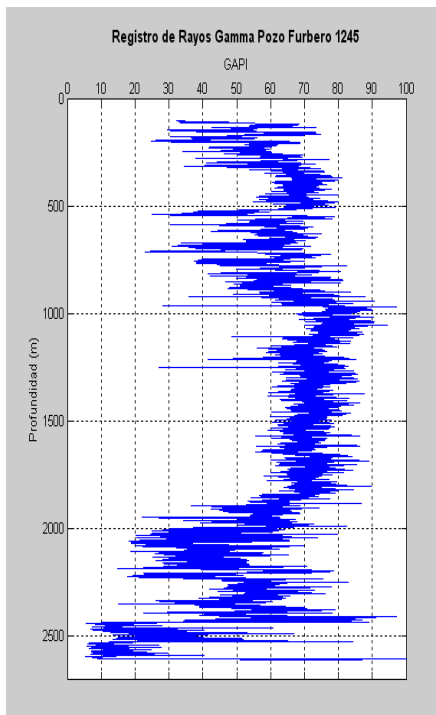


(a)

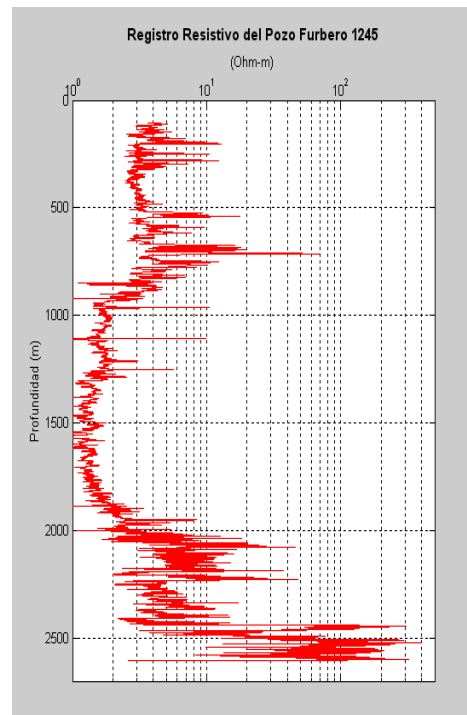


(b)

Figura 4.2. Pozo Furbero 1202: a) Registro de rayos gamma y b) Registro resistivo.

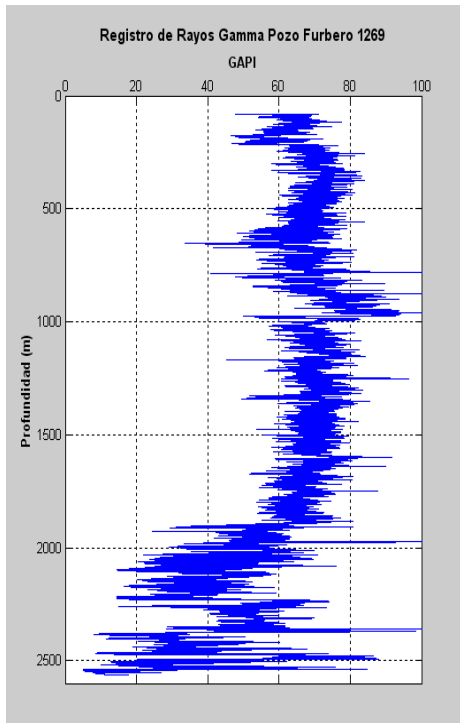


(a)

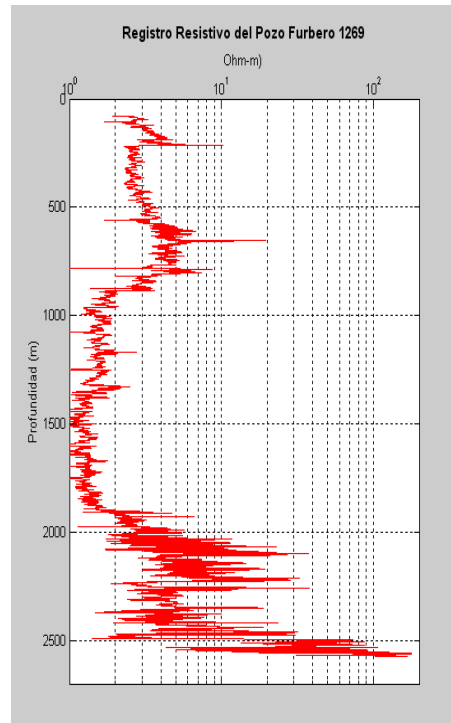


(b)

Figura 4.3. Pozo Furbero 1245: a) Registro de rayos gamma y b) Registro resistivo.

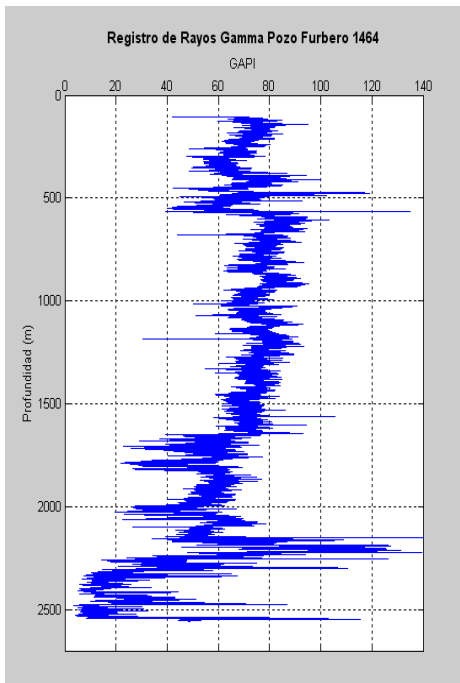


(a)

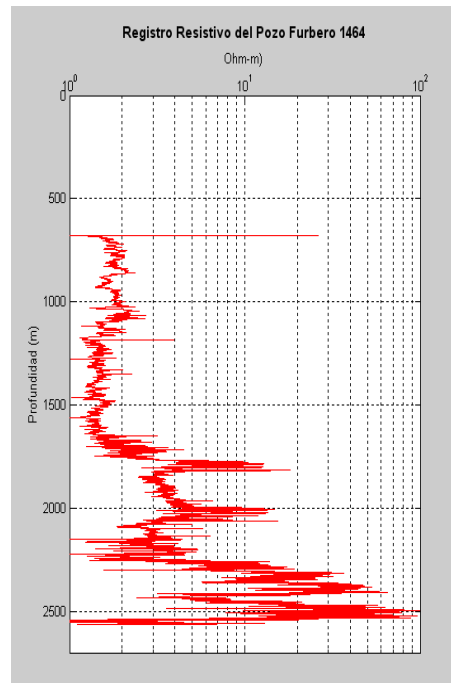


(b)

Figura 4.4. Pozo Furbero 1269: a) Registro de rayos gamma y b) Registro resistivo.



(a)



(b)

Figura 4.5. Pozo Furbero 1464: a) Registro de rayos gamma y b) Registro resistivo.

La figura 4.6a muestra el empalme de los registros de rayos gamma de los pozos Furbero 1002 y 1202 (color rosa y azul, respectivamente). El comportamiento referente a la profundidad coincide sólo en los intervalos 1000-1900 *m* y 2400-2600 *m* aproximadamente, esto indica que la litología es muy similar para ambos pozos. Los desfases entre curvas en los intervalos 1000-1070 *m*, 50-1000 *m* y 1800-2300 *m*, revelan la presencia de litologías distintas entre un pozo y otro.

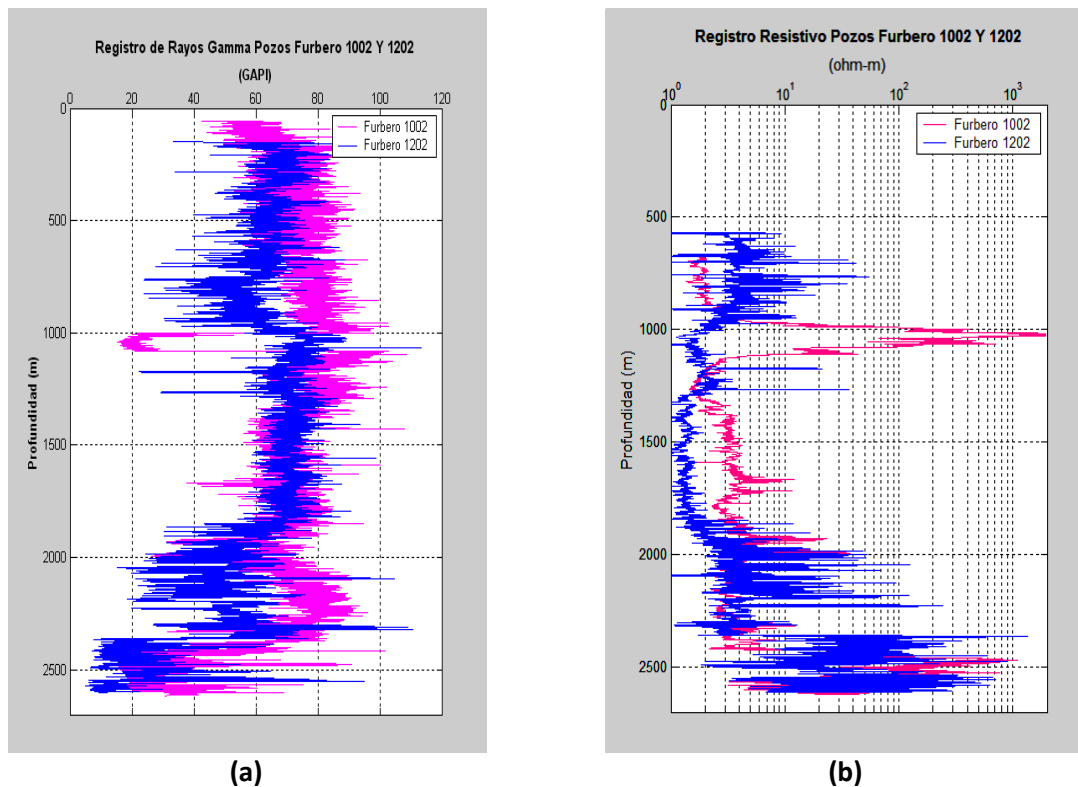


Figura 4.6. Pozos Furbero 1002 y 1202: a) Empalme de los registros de rayos gamma y b) Acoplamiento de los registros resistivos.

De igual manera, se presenta la superposición de los registros resistivos de los pozos Furbero 1002 y 1202 en color rosa y azul, respectivamente (figura 4.6b). El comportamiento referente a la profundidad coincide a partir de los 1900 *m*, lo que es indicativo de la presencia de fluidos similares para ambos pozos. Para el intervalo 900-1200 *m*, hay un desfase pronunciado de la resistividad, el registro del pozo Furbero 1002 tiene más resistividad que su homólogo. Lo mismo sucede en el intervalo 1300-1900 *m*, donde se observa un desfase de 20 a 30 *ohm – m*, en los mencionados intervalos (900-1200 *m* y 1300 -1900 *m*), la diferencia de resistividades señala la presencia de fluidos distintos en la formación.

Para los valores 1000-1100 *m*, existe un cambio abrupto en la tendencia del comportamiento de los registros de rayos gamma y resistivo del pozo Furbero 1002. Los valores del registro de rayos gamma en dicho intervalo (figura 4.7), tienen similitud con las cifras características correspondientes a la litología de calizas presentes en el intervalo 2450-2570 *m* (menores a 25 unidades API). De igual forma, los valores del registro sónico (figura 4.8) y de porosidad (figura 4.9), son muy similares en tales rangos, lo que en primera instancia indica que las litologías son iguales.

Por su parte, en la figura 4.10 se observa que los valores del registro resistivo en el intervalo de profundidad de 1000 a 1100 *m*, son equivalentes a los valores de resistividad de las calizas presentes en el intervalo 2450-2570 *m*, a excepción del rango 1015-1035 *m*, donde los valores de resistividad llegan hasta 2000 *ohm – m*. Esta similitud de magnitudes en la resistividad, indica la presencia de fluidos con características similares en la formación.

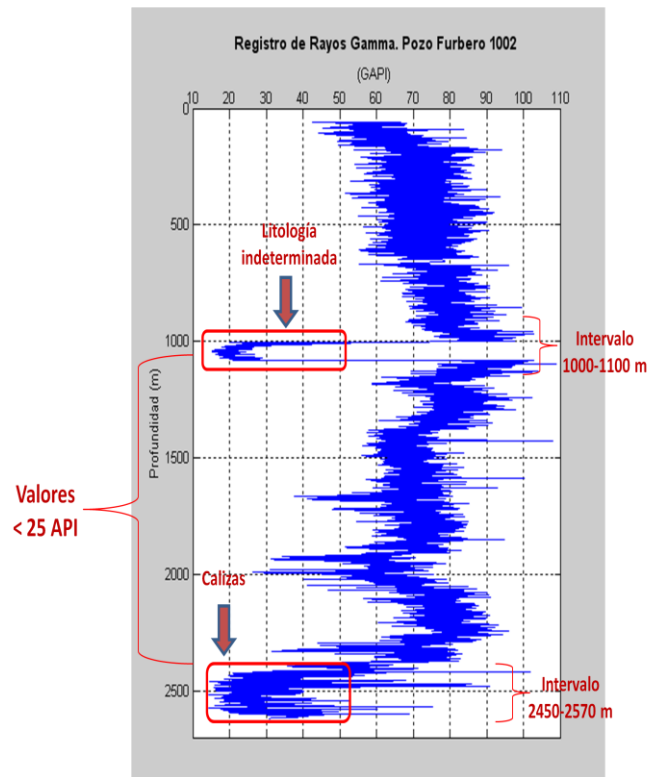


Figura 4.7. Registro de rayos gamma del pozo Furbero 1002. El color rojo indica los intervalos con valores similares de rayos gamma y el tipo de litología presente en ellos.

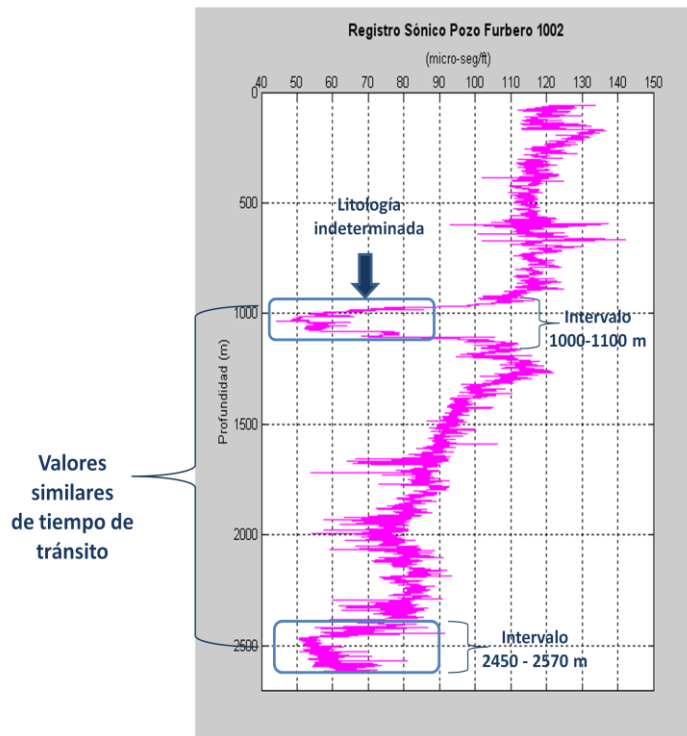


Figura 4.8. Registro sónico del pozo Furbero 1002. Los intervalos con valores similares de tiempo de tránsito y el tipo de litología presente en ellos se señala en color azul.

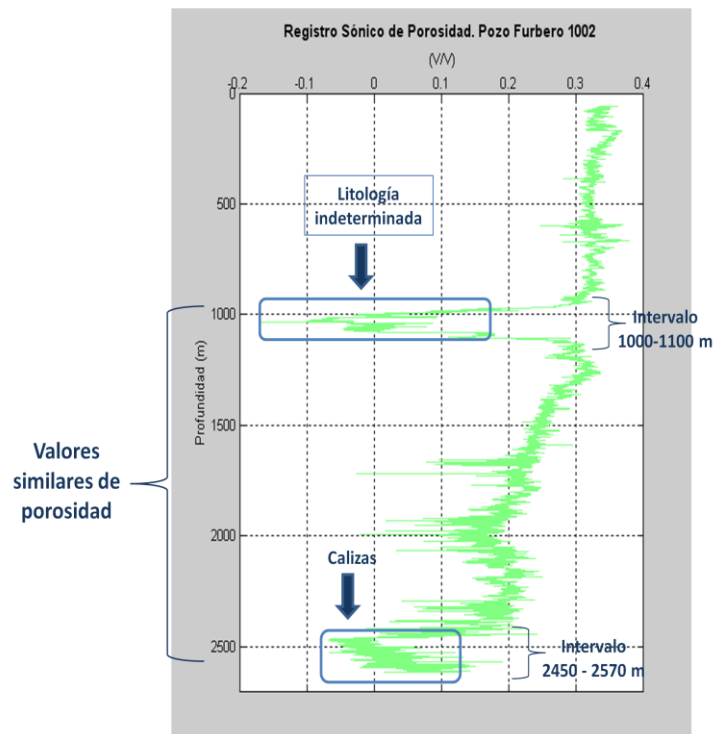


Figura 4.9. Registro sónico de porosidad del pozo Furbero 1002. El color azul resalta los intervalos con valores similares de porosidad y el tipo de litología presente en ellos.

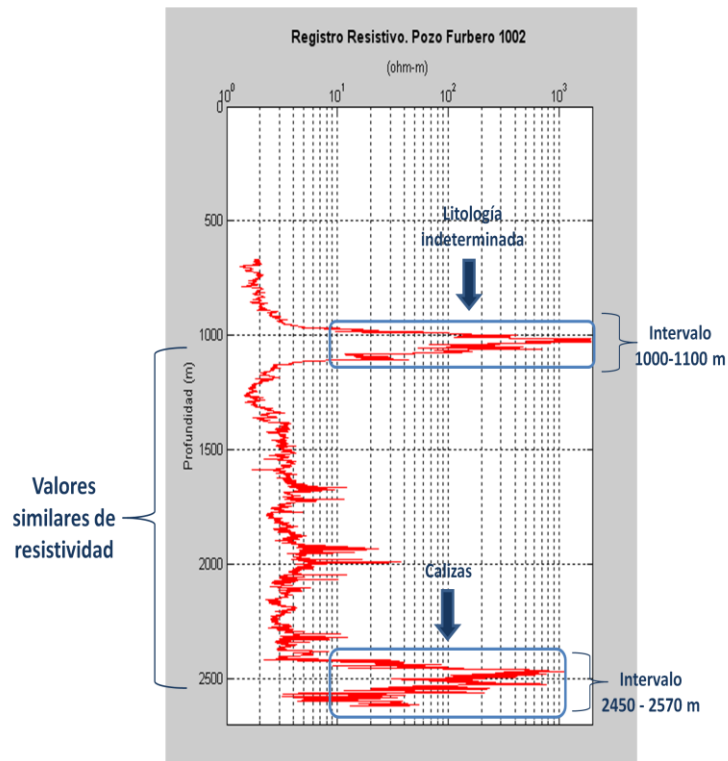


Figura 4.10. Registro resistivo del pozo Furbero 1002. Los intervalos con valores similares de resistividad y el tipo de litología presente en ellos se indica en color azul.

Las estimaciones de resistividad en el intervalo 1000-1100 *m* (y en 2450-2570 *m*), son mayores que los correspondientes a otros intervalos de profundidad e indican una probable presencia de hidrocarburos. Esta suposición se acentúa al existir reportes de la presencia de trazas de aceite en el lodo empleado en la perforación de algunos pozos, los cuales han atravesado este intervalo de profundidad.

A diferencia de los demás registros, los valores de densidad de formación en el intervalo 1000-1100 *m*, son los más altos en toda la profundidad y difieren mucho con los valores correspondientes a las calizas del intervalo 2400-2570 *m* (figura 4.11).

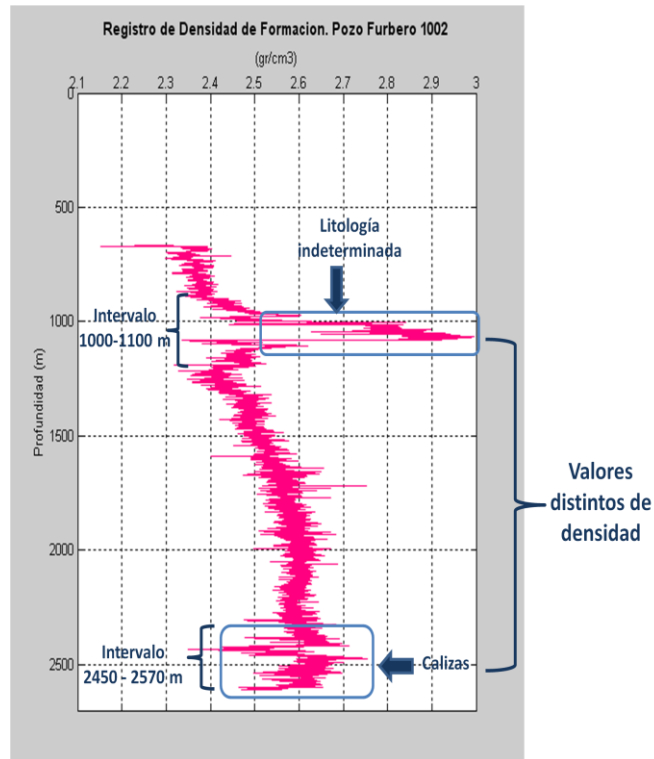


Figura 4.11. Registro de densidad de formación del pozo Furbero 1002. El color azul señala los intervalos 1000-1100 m y 2450-2570 m, cuyos valores de densidad son distintos.

Con los valores de rayos gamma, resistivo y porosidad en el intervalo 1000-1100 m, podría suponerse que la formación en ese estrato corresponde a una litología de calizas. No obstante, los valores del registro de densidad de formación no respaldan dicho supuesto y existe la incertidumbre en el tipo de formación en ese intervalo.

Algunos valores característicos de los registros de rayos gamma, resistivo, sínico y de densidad de formación para el intervalo 1000 – 1100 m, se muestran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Valores característicos del registro de rayos gamma, resistividad, densidad de formación y tiempo de tránsito del pozo Furbero 1002 (intervalo 1000-1100 m).

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	Resistividad [ohm-m]	Densidad de Formación [gr/cm ³]	Tiempo de Tránsito [μs/ft]
991.21	39.16	102.81	2.52	57.26
1006.14	31.28	364.58	2.70	50.56
1021.08	23.50	1917.67	2.77	51.73
1036.02	18.19	519.06	2.87	57.46
1051.10	20.30	367.47	2.86	53.17
1066.04	25.22	113.67	2.96	54.80

La figura 4.12a exhibe el acoplamiento de los registros de rayos gamma de los pozos Furbero 1002, 1202 y 1245 (color rosa, azul y verde, respectivamente). Puede observarse que el comportamiento respecto a la profundidad de los pozos 1202 y 1245 es muy similar.

Por su parte, la superposición de los registros resistivos de los pozos Furbero 1002, 1202 y 1245 se exhiben en color rosa, azul y verde, respectivamente (figura 4.12b). El comportamiento conforme a la profundidad de los pozos 1202 y 1245 es muy análogo, al igual que en el registro de rayos gamma.

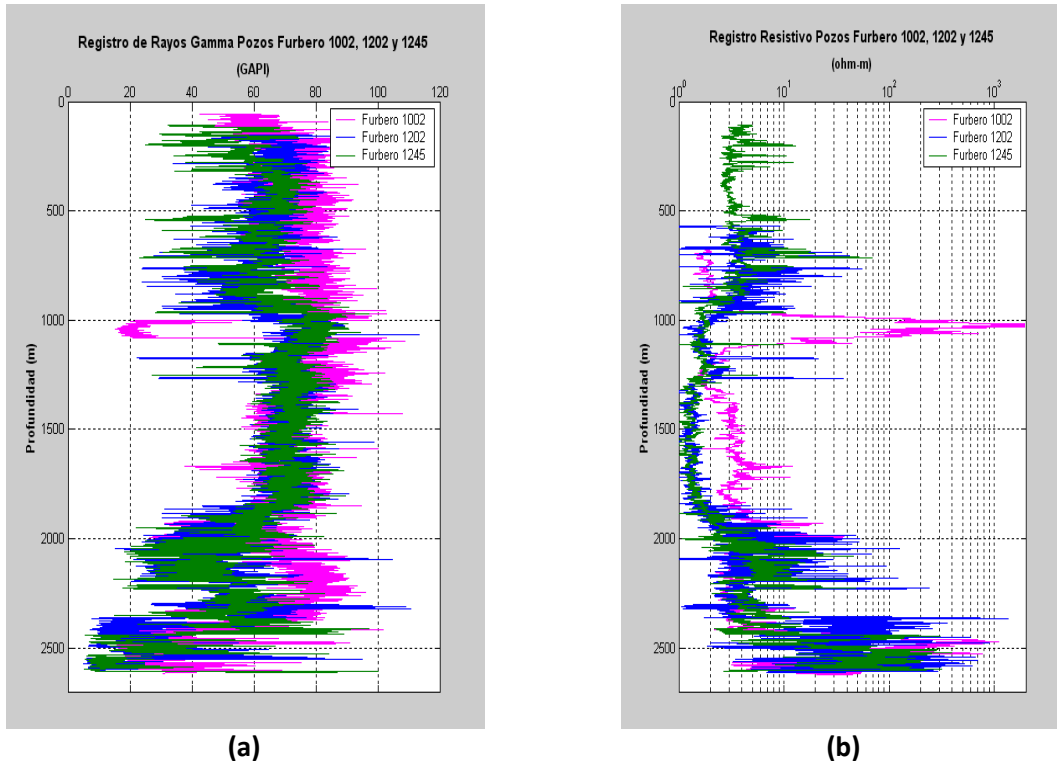


Figura 4.12. a) Acoplamiento de los registros de rayos gamma de los pozos Furbero 1002, 1202 y 1245. b) Empalme de los registros resistivos de los pozos Furbero 1002, 1245 y 1269.

El acoplamiento de los registros de rayos gamma de los pozos Furbero 1002, 1202, 1245 y 1269 se presenta en color rosa, azul, verde y naranja, respectivamente (figura 4.13a). El comportamiento respecto a la profundidad del pozo 1269 difiere con los pozos 1202 y 1245 (intervalo 700-1000 m), aproximadamente en 10 unidades API. En los demás rangos el comportamiento es similar.

En la figura 4.13b se expone la superposición de los registros resistivos de los pozos Furbero 1002, 1202, 1245 y 1269 (color rosa, azul, verde y naranja, respectivamente). Al igual que en el registro de rayos gamma, el comportamiento conforme a la profundidad de los pozos 1202 y 1245 respecto al 1269 es muy similar; a excepción del intervalo 700-1000 m, donde el pozo 1269 muestra una medición de resistividad menor que los otros pozos.

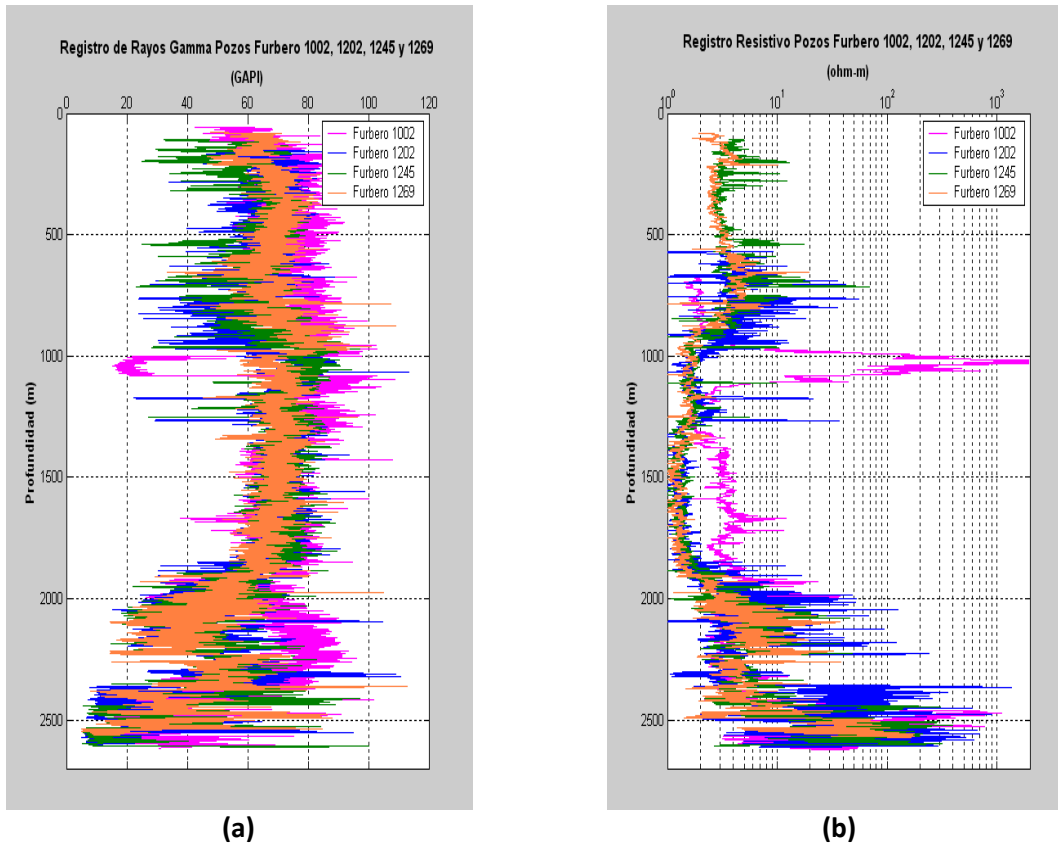


Figura 4.13. Pozos Furbero 1002, 1202, 1245 y 1269. a) Acoplamiento de los registros de rayos gamma y b) Empalme de los registros resistivos.

El empalme de los registros de rayos gamma de los pozos Furbero 1002, 1202, 1245, 1269 y 1464 (color rosa, azul, verde, naranja y morado, respectivamente) se presenta en la figura 4.14a. El comportamiento en cuanto a la profundidad del pozo Furbero 1464, respecto a los demás pozos (exceptuando el Furbero 1002), presenta una tendencia opuesta en los primeros 400 m y un desfase aproximado de 10 unidades API en el intervalo 600-900 m y otro, de 40 a 60 unidades API, en el intervalo 2100-2200 m.

La figura 4.14b muestra la superposición de los registros resistivos de los pozos Furbero 1002, 1202, 1245, 1269 y 1464 (color rosa, azul, verde, naranja y morado, en forma respectiva). El comportamiento del pozo Furbero 1464 es similar (conforme a la profundidad) con los pozos Furbero 1202, 1245 y 1269, en el intervalo 800-1700 m. Para los valores 1700-2000 m, el pozo Furbero 1464 indica una medición mayor de resistividad, disminuyendo en el intervalo de 2000-2300 m y aumentando nuevamente a partir de los 2300 m.

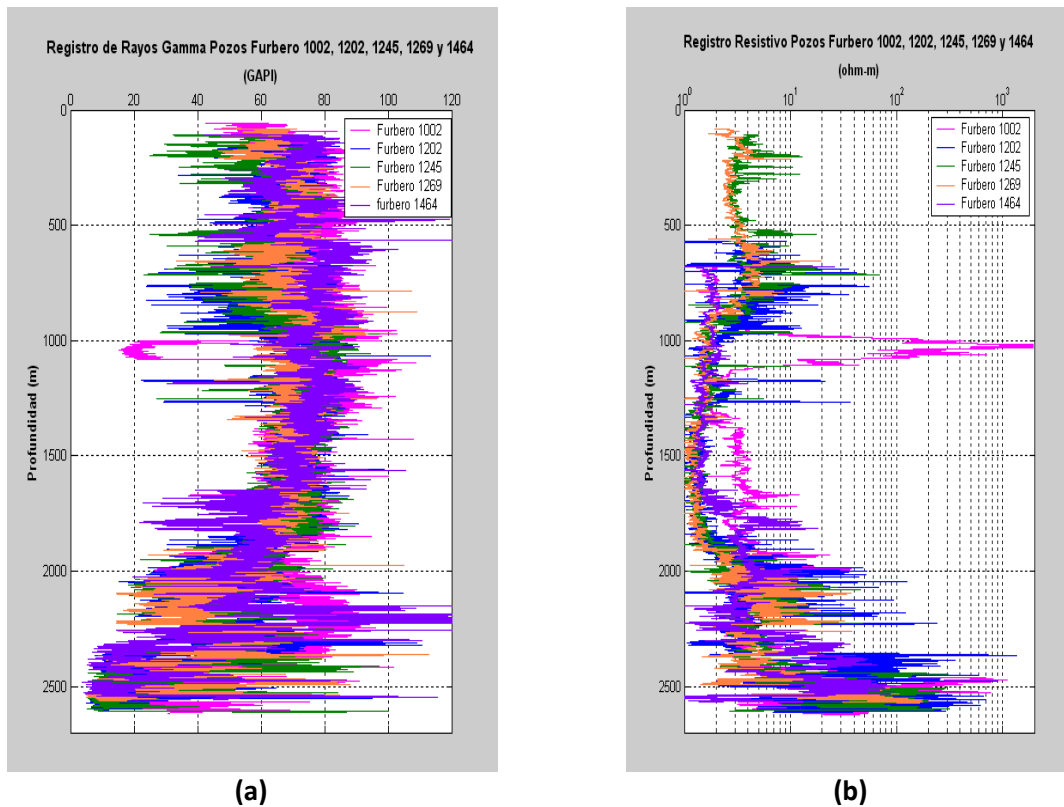


Figura 4.14. Pozos Furbero 1002, 1202, 1245, 1269 y 1464. a) Empalme de los registros de rayos gamma y b) Acoplamiento de los registros resistivos.

El acoplamiento de los registros de rayos gamma de los pozos Furbero 1002, 1202, 1245, 1269, 1464 y 1228 se presenta en color rosa, azul, verde, naranja, morado y verde manzana, respectivamente (figura 4.15a). El comportamiento en profundidad del pozo Furbero 1228, respecto a los demás pozos (exceptuando el Furbero 1002), es muy equivalente en los intervalos 0-1500 *m* y 2000-2150 *m*. En el rango 1500-2000 *m*, las mediciones de rayos gamma son menores que sus homólogos (aproximadamente 20 unidades API).

En la figura 4.15b se observa la superposición de los registros resistivos de los pozos Furbero 1002, 1202, 1245, 1269, 1464 y 1228 (color rosa, azul, verde, naranja, morado y verde manzana, respectivamente). El pozo Furbero 1228 posee un comportamiento similar, en referencia a la profundidad, con los otros pozos en los intervalos 0-700 *m* y 1000-1500 *m*. En el rango 700-1000 *m*, el comportamiento es semejante con los pozos Furbero 1002 y 1464. A partir de 1500 *m*, los valores de resistividad del pozo Furbero 1228 son mayores comparados con los pozos restantes.

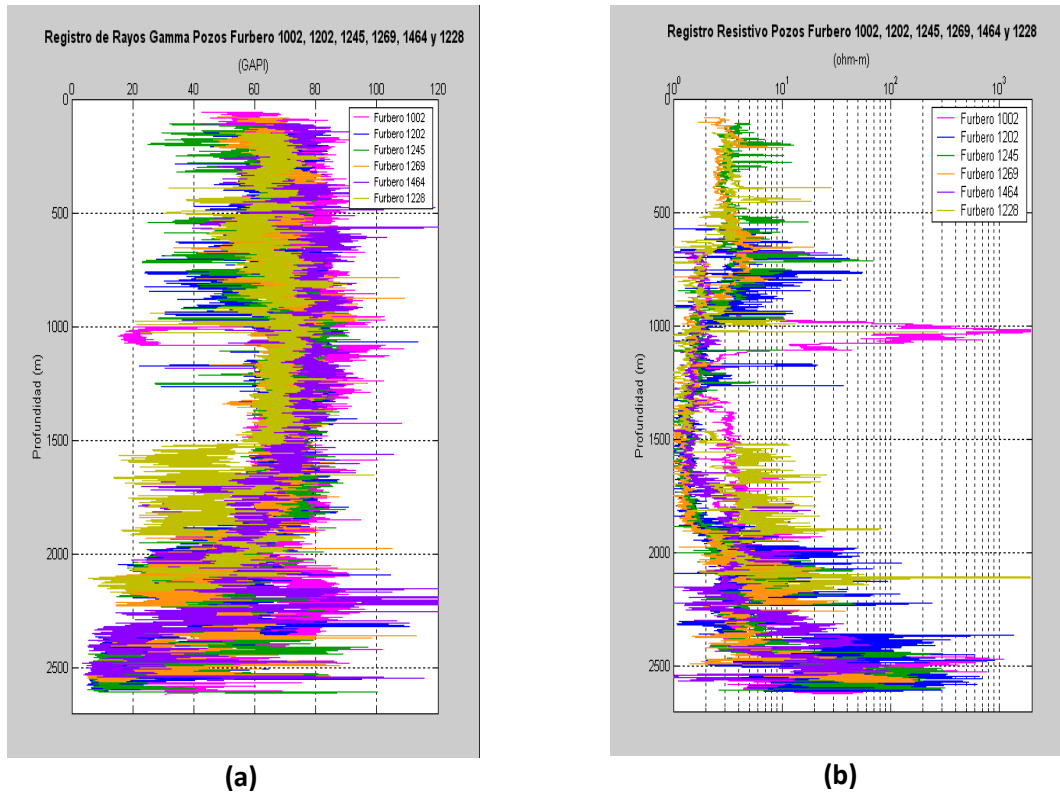


Figura 4.15. Pozos Furbero 1002, 1202, 1245, 1269, 1464 y 1228. a) Empalme de los registros de rayos gamma y b) Acoplamiento de los registros resistivos.

Los registros de rayos gamma y resistivos de los pozos Furbero 1002, 1202, 1245, 1269 y 1464 se representan en las figuras 4.16 y 4.17. Ambas gráficas exhiben las profundidades de las pruebas de minifrac realizadas en campo. Por su parte, la figura 4.16 muestra que las profundidades de las pruebas coinciden con aquellas en las que el registro de rayos gamma indica la presencia de arenas o carbonatos. De igual forma, en la figura 4.17 se observa que las profundidades de las pruebas concuerdan con aquellas en las que el registro muestra más resistividad, es decir, en las zonas con mayor presencia probable de hidrocarburos.

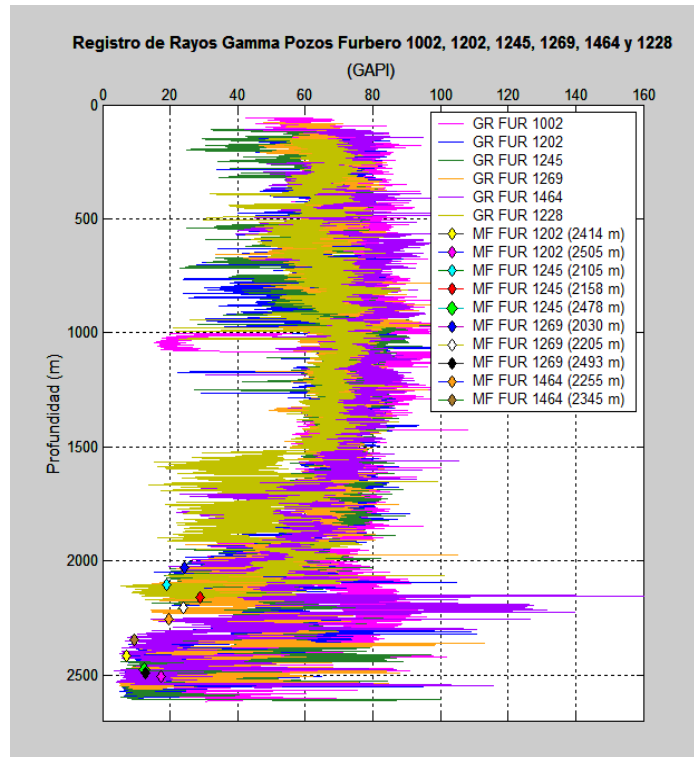


Figura 4.16. Registro de Rayos gamma de los pozos Furbero 1002, 1202, 1228, 1245, 1245, 1269 y 1464, donde se muestran las profundidades de las pruebas de minifrac.

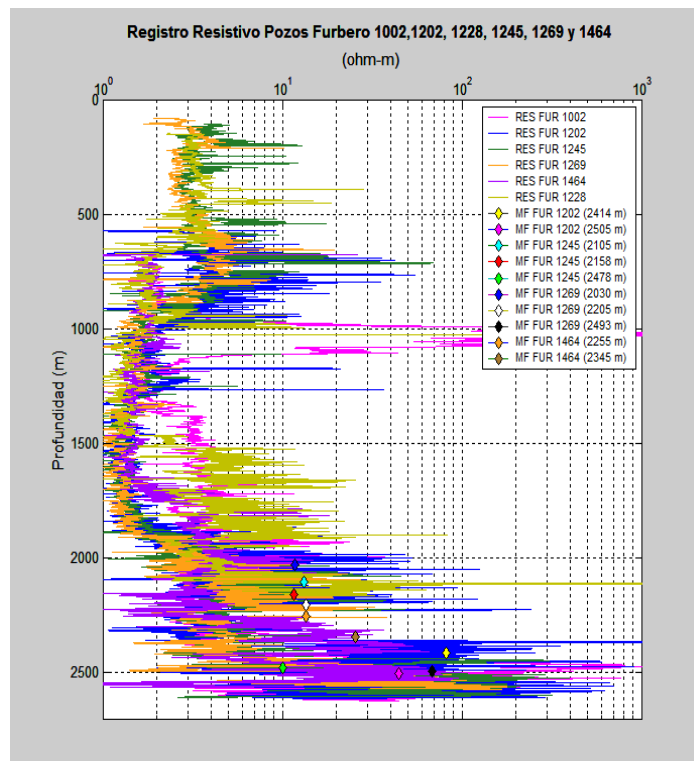
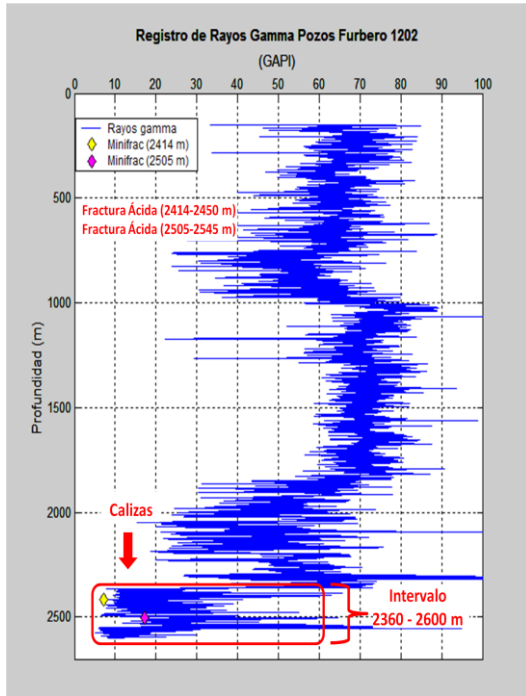


Figura 4.17. Registro resistivo de los pozos Furbero 1002, 1202, 1245, 1245, 1269, 1464 y 1228, en donde se presentan las profundidades de las pruebas de minifrac.

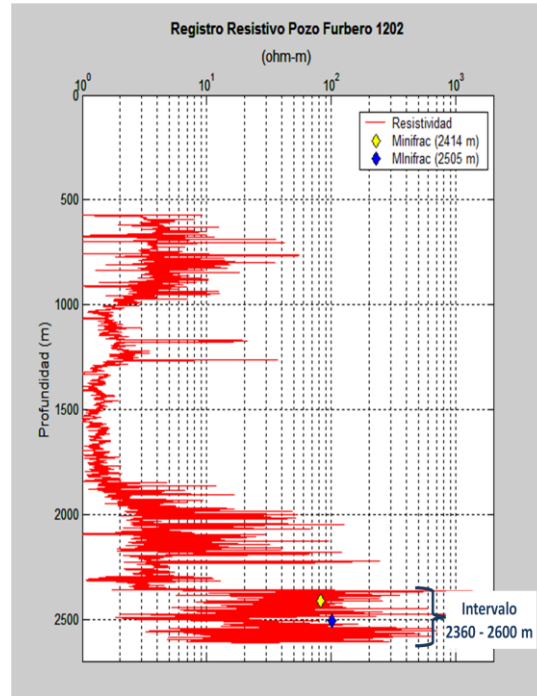
En la figura 4.18a se exhibe el registro de rayos gamma del pozo Furbero 1202 y señala el intervalo 2360-2600 *m* como una formación carbonatada donde se realizaron dos fracturamientos de tipo ácido (a 2414 y 2505 *m*). La figura 4.18b presenta las profundidades de las pruebas de fracturamiento sobre el registro resistivo (dentro del intervalo 2360-2600 *m*), donde los valores de resistividad son los más grandes en toda la profundidad del pozo.

En la figura 4.19a se observa un espesor de arenas productoras (2000-2240 *m*) sobre el registro de rayos gamma del pozo Furbero 1245, que será referido como paquete de arenas "A". En tal rango de valores existieron dos pruebas de mini-fracturamiento a 2105 y 2158 *m*, para la realización posterior de dos fracturamientos hidráulicos convencionales. A mayor profundidad (intervalo 2440-2600 *m* correspondiente a una litología de calizas), se indica el valor donde se realizó un fracturamiento tipo ácido a 2478 *m*. La figura 4.19b muestra las profundidades de las pruebas de mini-fracturamiento sobre el registro resistivo. Los valores más grandes de resistividad se presentan en el intervalo de calizas (2440-2600 *m*), seguidos por los correspondientes al paquete de arenas "A" del intervalo 2000-2240 *m*.

Sobre el registro de rayos gamma del pozo Furbero 1269, se muestran (figura 4.20a) las dos pruebas de mini-fracturamiento para fractura hidráulica convencional, las cuales fueron realizadas en el intervalo o paquete de arenas "A" (2000-2240 *m*) a las profundidades de 2030 y 2205 *m*. Asimismo, en el intervalo de calizas (2380-2560 *m*) se observa la profundidad de la prueba de minifrac para un fracturamiento ácido a 2493 *m*. Al igual que en el caso del pozo Furbero 1245, en la figura 4.20b puede advertirse que los valores de resistividad más grandes (en todo el intervalo de profundidad), corresponden al intervalo de calizas, seguidos por los correspondientes al paquete de arenas "A".

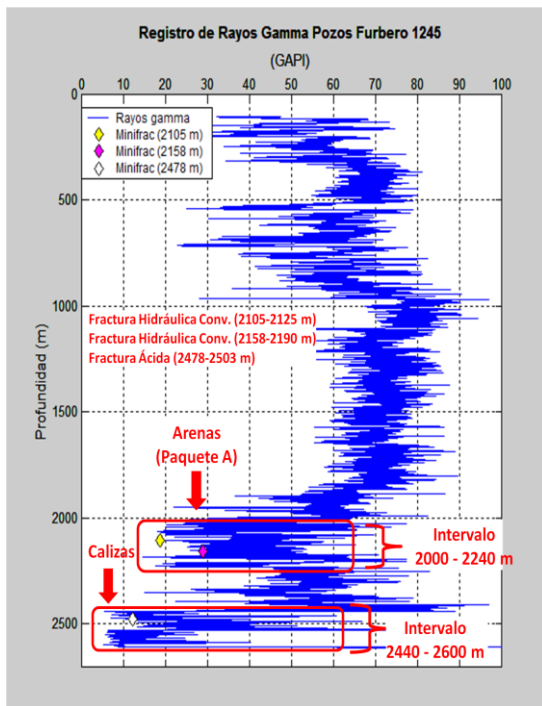


(a)

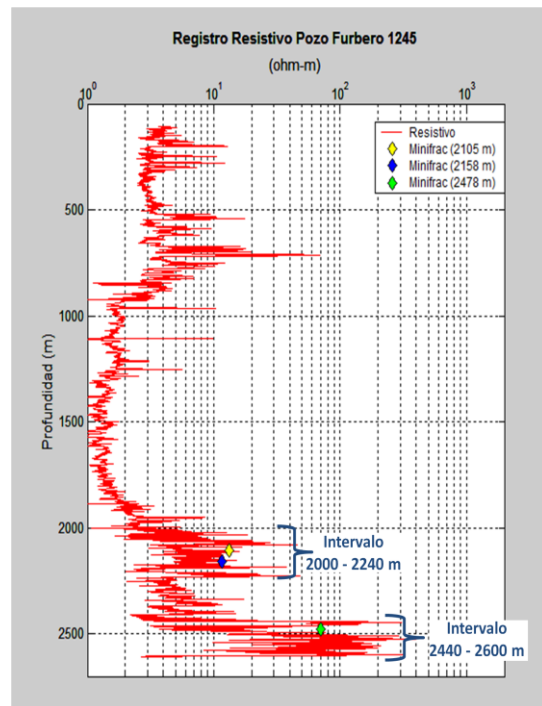


(b)

Figura 4.18. Pozo Furbero 1202. a) Registro de rayos gamma donde se indica la litología, profundidad y el tipo de las pruebas de fracturamiento y b) Registro resistivo donde se señala la profundidad de las pruebas de fracturamiento.



(a)



(b)

Figura 4.19. Pozo Furbero 1245. a) Registro de rayos gamma donde se exhibe la litología, profundidad y el tipo de las pruebas de fracturamiento y b) Registro resistivo donde se observa la profundidad de las pruebas de fracturamiento.

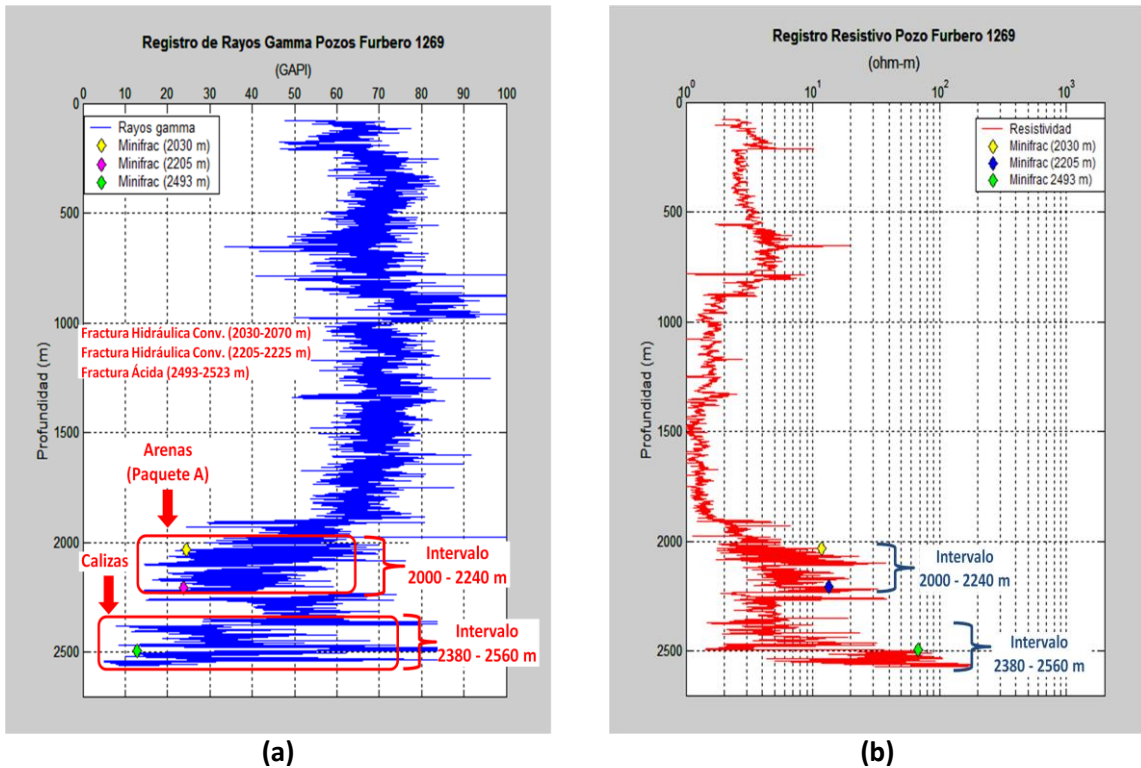


Figura 4.20. Pozo Furbero 1269. a) Registro de rayos gamma donde se señala la litología, profundidad y el tipo de las pruebas de fracturamiento y b) Registro resistivo donde se muestra la profundidad de las pruebas de fracturamiento.

La figura 4.21a presenta el registro de rayos gamma del pozo Furbero 1464 y puede observarse un paquete "B" de arenas productoras (intervalo 2240-2300 m), en el que se realizó un fracturamiento hidráulico convencional a 2255 m. El rango 2305-2550 m corresponde a una formación carbonatada donde se efectuó un fracturamiento ácido a 2345 m. La figura 4.21b muestra el registro resistivo del mismo pozo y que, a las profundidades de las pruebas de minifrac, los valores de resistividad son los más grandes en todo el intervalo de profundidad.

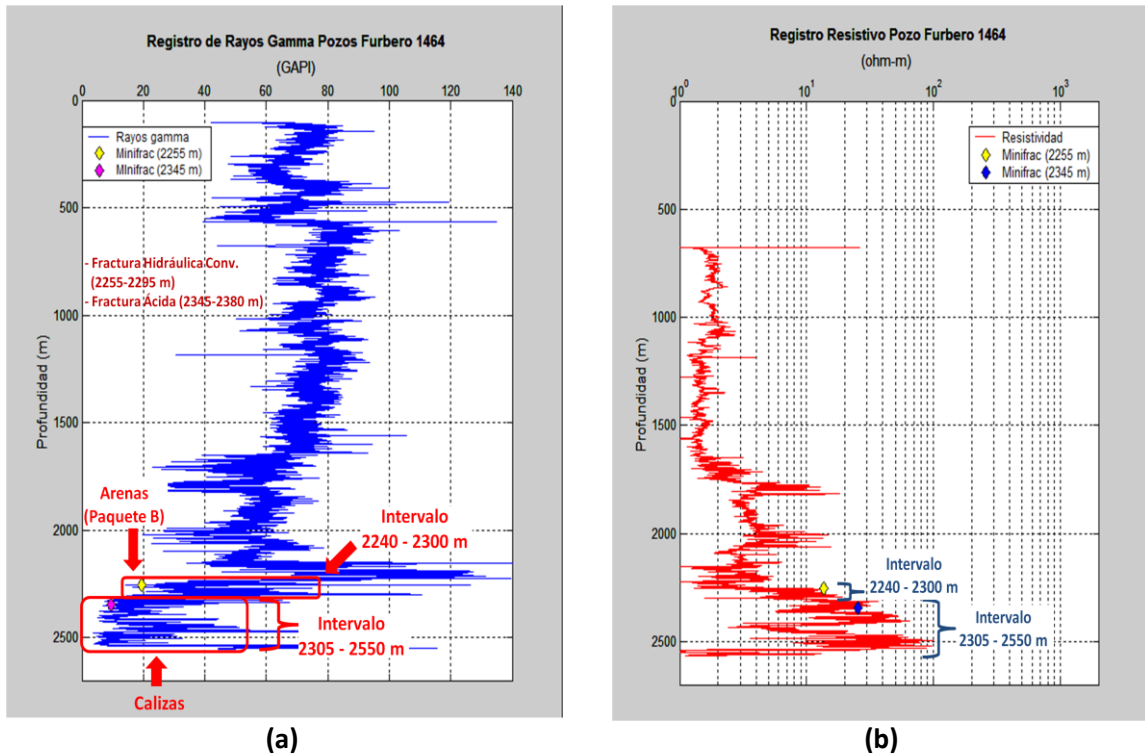


Figura 4.21. Pozo Furbero 1464. a) Registro de rayos gamma donde se indica la litología, profundidad y el tipo de las pruebas de fracturamiento y b) Registro resistivo que exhibe la profundidad de las pruebas de fracturamiento.

El análisis de los registros geofísicos del campo Furbero permitió identificar dos litologías productoras, una consistente de arenas compactas y otra de calizas a mayor profundidad.

En el intervalo 1000-1100 *m* del pozo Furbero 1002, se observan datos similares al de una formación de calizas. No obstante, el registro de densidad de formación se comporta de manera distinta, por lo que no se tiene la certeza del tipo de formación en dicho rango. Debido a lo anterior, resultaría necesario efectuar un estudio específico del intervalo en cuestión (1000-1100 *m*), obtener la información necesaria para determinar sus características litológicas (análisis de recortes, toma de núcleos, etc.) y en su caso, analizar la factibilidad de su explotación comercial.

En el pozo Furbero 1245, a las profundidades de 2105 y 2158 *m* (pruebas de minifrac), los valores del registro de rayos gamma indican una litología de arenas (figura 4.19a). A su vez, a esas mismas profundidades, los valores del registro resistivo son mayores que a profundidades menores (figura 4.19b), esto indica la probable presencia de hidrocarburos. Lo mismo sucede con el pozo Furbero 1269 a las profundidades de 2030 y 2205 *m* (figuras 4.20a y 4.20b) y con el pozo Furbero 1464 a la profundidad de 2255 *m* (figuras 4.21a y 4.21b).

Por otro lado, a la profundidad de 2505 *m*, los valores del registro de rayos gamma del pozo Furbero 1245 indican una litología de calizas (figura 4.19a). De igual forma, el registro resistivo revela la posible presencia de hidrocarburos al mostrar los valores más altos de resistividad en todo el intervalo de profundidad (figura 4.19b). Una situación similar acontece con los siguientes pozos: Furbero 1202 a las profundidades de 2414 y 2505 *m* (figura 4.18a y 4.18b), Furbero 1269 a la profundidad de 2493 (figura 4.20a y 4.20b) y Furbero 1464 a la profundidad de 2345 *m* (figura 4.21a y 4.21b).

Con base a los registros de rayos gamma, resistivos y pruebas de minifrac, se identificaron tres zonas productoras, un paquete de arenas en un rango de 2000-2240 *m* (figuras 4.19a y 4.20a) y otra no muy bien definida a un intervalo de profundidad aproximado de 2240-2300 *m* (figura 4.21a); las cuales se denominaron paquetes de arenas "A" y "B", respectivamente. La tercera zona productora consiste de una formación carbonatada que se encuentra en un intervalo promedio de profundidad de 2367-2575 *m* (figuras 4.18a, 4.19a, 4.20a y 4.21a).

Capítulo V. Predicción de los módulos elásticos con base al registro sísmico dipolar y determinación del esfuerzo horizontal mínimo

La importancia de predecir los módulos elásticos de la formación radica en su aplicación al análisis de estabilidad del agujero, predicción del esfuerzo horizontal mínimo, operaciones de fracturamiento hidráulico y en la geomecánica de un yacimiento, entre otros factores. Los módulos elásticos se pueden determinar por registro sísmico dipolar o mediciones en laboratorio. Para esto último, se requieren de especímenes o muestras de la formación obtenidas a partir de núcleos y de un programa de pruebas concordante al número de especímenes disponibles. Debido a la imposibilidad de obtener núcleos del campo Furbero y al elevado costo de las pruebas mencionadas, se realizó la determinación de los módulos elásticos de los pozos Furbero 1228 y 1451 con base al registro sísmico dipolar. Lo anterior, enriquece el análisis descrito en el Capítulo IV.

En el presente capítulo, se comparan los módulos elásticos generados por el registro sísmico dipolar y los medidos en laboratorio de geomecánica [40] descritos en el Capítulo I. Para los pozos Furbero 1245, 1269 y 1464 (sin registro sísmico dipolar), se determinó el esfuerzo horizontal mínimo a partir de datos de pruebas de fracturamiento en campo (minifrac).

5.1 Análisis del comportamiento de los registros de rayos gamma, sísmico compresional y sísmico de corte con base a la litología

Fue realizado un análisis del comportamiento de los registros de rayos gamma, sísmico compresional o velocidad primaria (V_p) y sísmico de corte o velocidad secundaria (V_s) con respecto a la litología, para distintos intervalos de profundidad de los pozos Furbero 1228 y 1451.

Registro sísmico dipolar del pozo Furbero 1228.

La figura 5.1 presenta los registros de rayos gamma (línea color verde), sísmico compresional (V_p) (azul), sísmico de corte (rojo), sísmico de porosidad (negro) y la relación de velocidades sísmico compresional y sísmico de corte (V_p/V_s) (rosa).

Sobre el registro de rayos gamma se señalan diferentes tipos de litologías: en la parte superior (resaltada con corchetes) existe una litología correspondiente a arenas, el incremento de los valores a mayor profundidad (círculo color rojo) se interpreta como una formación de lutitas y el decremento posterior (a partir de profundidad 1950 m) se explica como una formación arenosa.

En la zona de lutitas, los valores de los registros sónico compresional y de corte aumentan en comparación con los correspondientes a las zonas de arenas. De igual forma, las magnitudes del registro sónico de porosidad y la relación de velocidades (V_p/V_s) son distintas en arenas y lutitas, siendo mayores en éstas últimas.

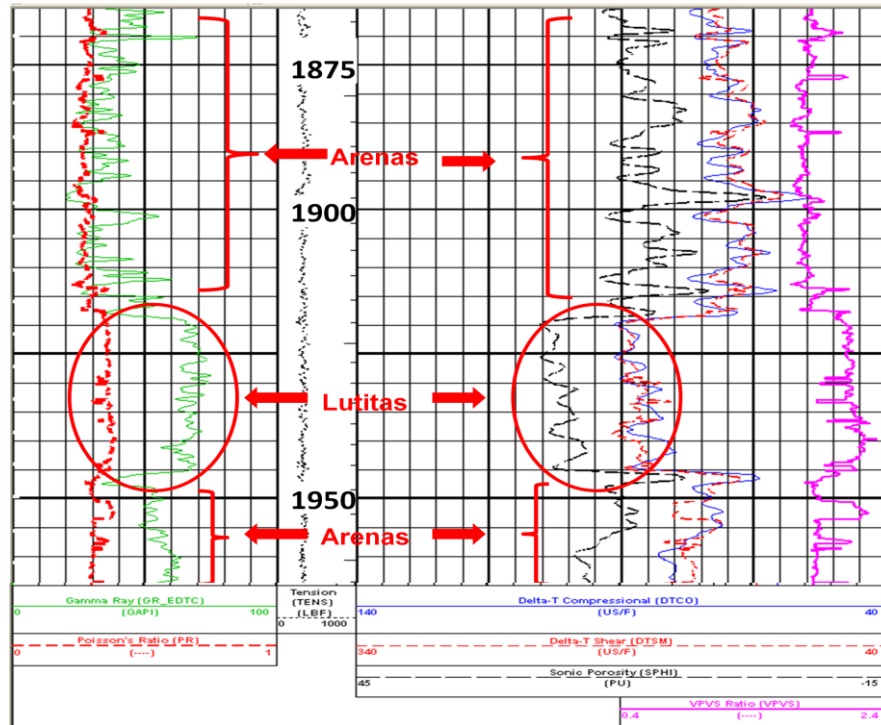


Figura 5.1. Registros de rayos gamma y sónico dipolar del pozo Furbero 1228 (intervalo 1860-1965 m).

La figura 5.2 exhibe los mismos registros explicados en la figura anterior pero en un intervalo distinto. En la parte superior del registro de rayos gamma se presenta una zona de lutitas (círculo rojo) y una segunda identificada como carbonatos (corchete rojo).

Los valores del registro sónico compresional y sónico de corte son mayores en la zona de lutitas, en comparación con su magnitud en la zona de carbonatos. El registro sónico de porosidad cambia su magnitud notablemente al pasar de la zona de arenas a la zona de carbonatos, lo mismo acontece con la relación de velocidades V_p/V_s .

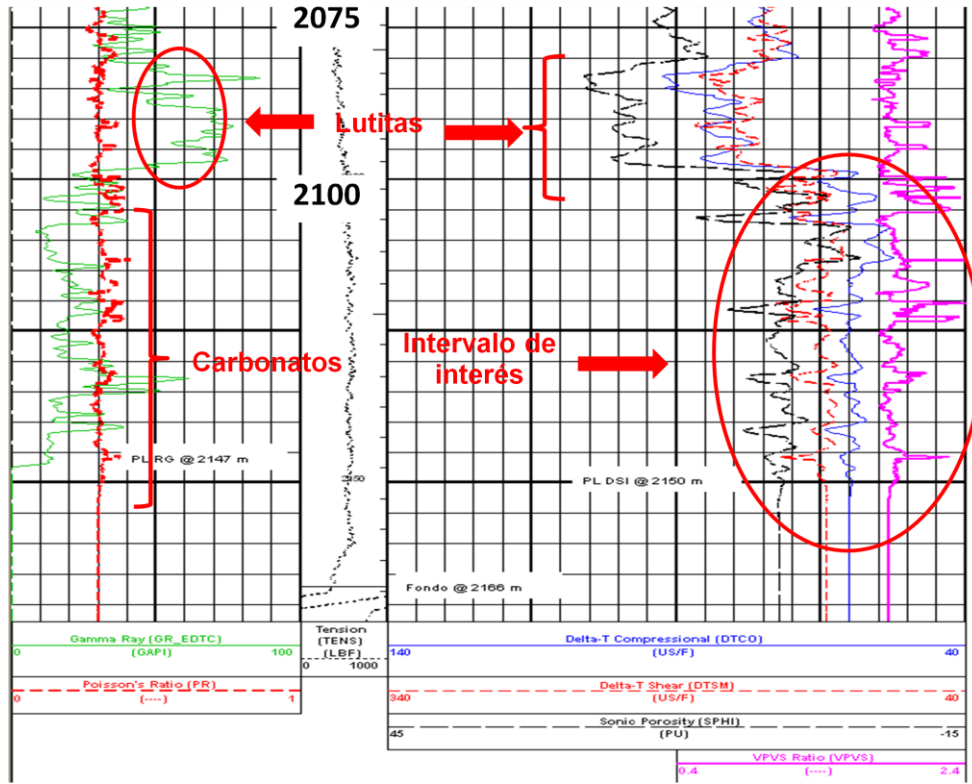


Figura 5.2. Registros de rayos gamma y sónico dipolar del pozo Furbero 1228 (intervalo 2050-2150 m).

Algunas cifras características de rayos gamma, sónico compresional y de corte para las litologías de arenas, lutitas y calizas se muestran en la tabla 5.1.

Tabla 5.1. Valores característicos de los registros de rayos gamma, sónico compresional y de corte del pozo Furbero 1228 para arenas (naranja), lutitas (azul) y carbonatos.

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	Δt Compresional [μ s/ft]	Δt de Corte [μ s/ft]	V_p [ft/s]	V_s [ft/s]	V_p [m/s]	V_s [m/s]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]
1763.88	29.17	75.75	135.38	13200.83	7386.75	4023.61	2251.48	4.02	2.25
1793.90	27.48	68.74	126.62	14546.60	7897.73	4433.80	2407.23	4.43	2.41
1828.65	29.33	68.85	123.95	14523.36	8067.83	4426.72	2459.08	4.43	2.46
1859.43	29.91	71.86	130.79	13916.06	7646.05	4241.62	2330.52	4.24	2.33
1890.98	28.86	73.06	128.29	13688.02	7795.10	4172.11	2375.94	4.17	2.38
1920.09	72.41	91.43	190.90	10937.68	5238.33	3333.80	1596.64	3.33	1.60
1945.23	66.85	79.02	152.47	12655.71	6558.57	3857.46	1999.05	3.86	2.00
1985.01	68.04	83.24	171.46	12014.00	5832.14	3661.87	1777.64	3.66	1.78
1992.17	67.67	82.43	172.19	12130.93	5807.61	3697.51	1770.16	3.70	1.77
2064.87	75.73	85.94	165.09	11635.86	6057.49	3546.61	1846.32	3.55	1.85
2088.18	67.25	82.14	156.93	12174.32	6372.27	3710.73	1942.27	3.71	1.94
2102.97	13.07	55.37	119.28	18059.28	8383.71	5504.47	2555.36	5.50	2.56
2115.01	14.68	57.50	110.86	17391.73	9020.28	5301.00	2749.38	5.30	2.75
2128.11	13.65	60.35	118.76	16569.46	8420.20	5050.37	2566.48	5.05	2.57
2142.44	12.95	60.34	115.14	16571.49	8685.28	5050.99	2647.27	5.05	2.65
2154.33	13.56	60.32	112.48	16578.17	8890.25	5053.03	2709.75	5.05	2.71

Registro sónico dipolar del pozo Furbero 1451.

En el primer carril de la figura 5.3 (intervalo 1740-1820 m), los valores del registro de rayos gamma indican la presencia de arenas (entre 30 y 60 unidades API). En el segundo carril, las cifras de los registros sónico compresional y de corte se localizan en los rangos de 30-45 $\mu s/ft$ y 130-160 $\mu s/ft$, respectivamente.

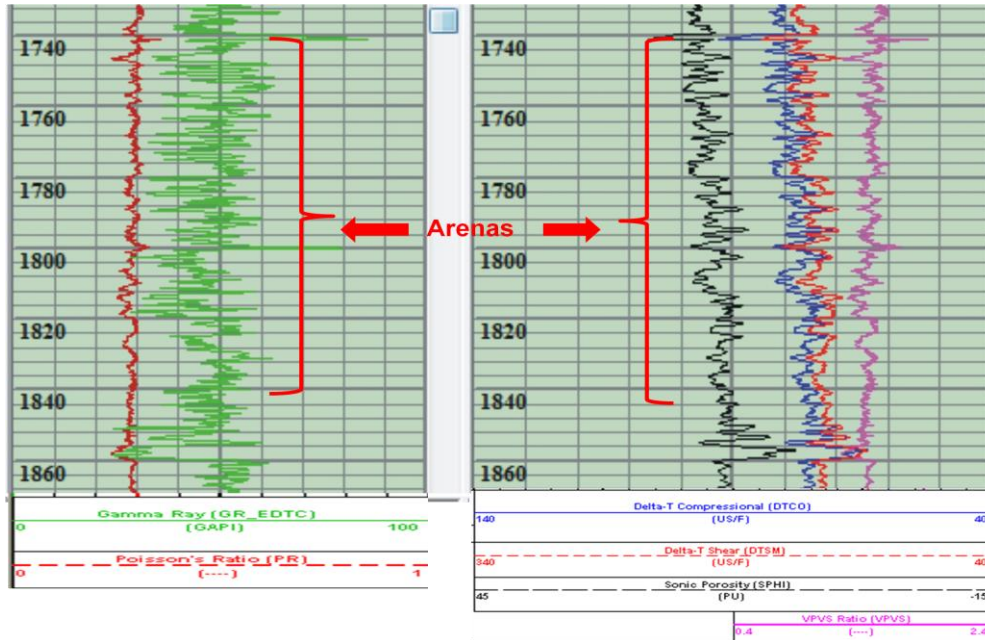


Figura 5.3. Registro de rayos gamma y sónico dipolar del pozo Furbero 1451 (intervalo 1740-1860 m).

En la figura 5.4 puede advertirse que el registro de rayos gamma aumenta entre 60 y 75 unidades API (a partir de 1916 y hasta 2012 m), lo que corresponde a una litología de lutitas. En el carril 2, los valores de los registros sónicos compresional y de corte aumentan, localizándose en rangos de 80-95 $\mu s/ft$ y 150-180 $\mu s/ft$, respectivamente. Además, se presenta una vista completa del intervalo 1720-2040 m (figura 5.5).

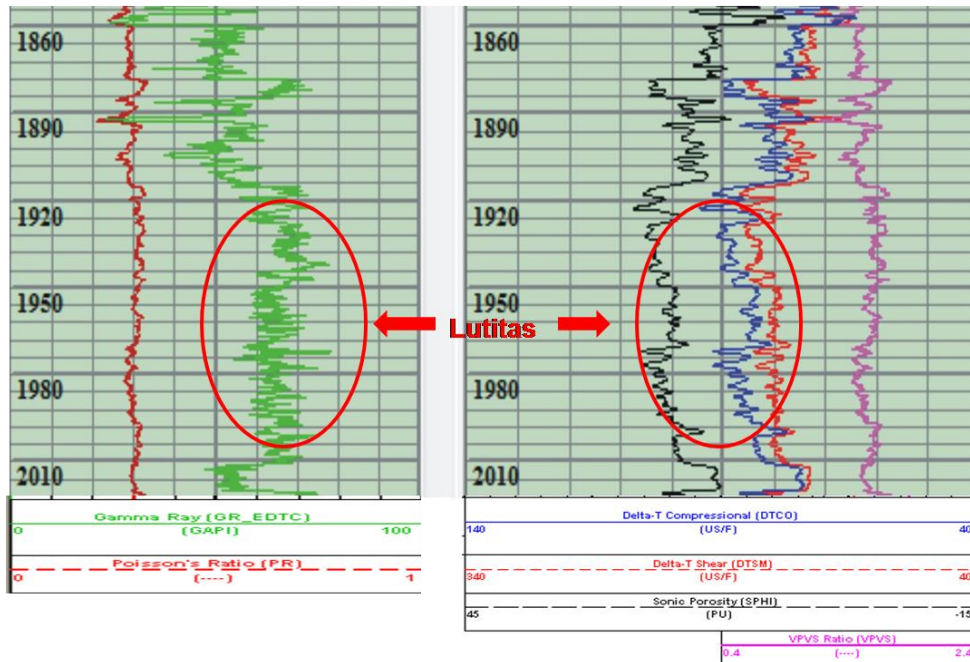


Figura 5.4. Registros de rayos gamma y sónico dipolar del pozo Furbero 1451 (intervalo 1860-2010 m).

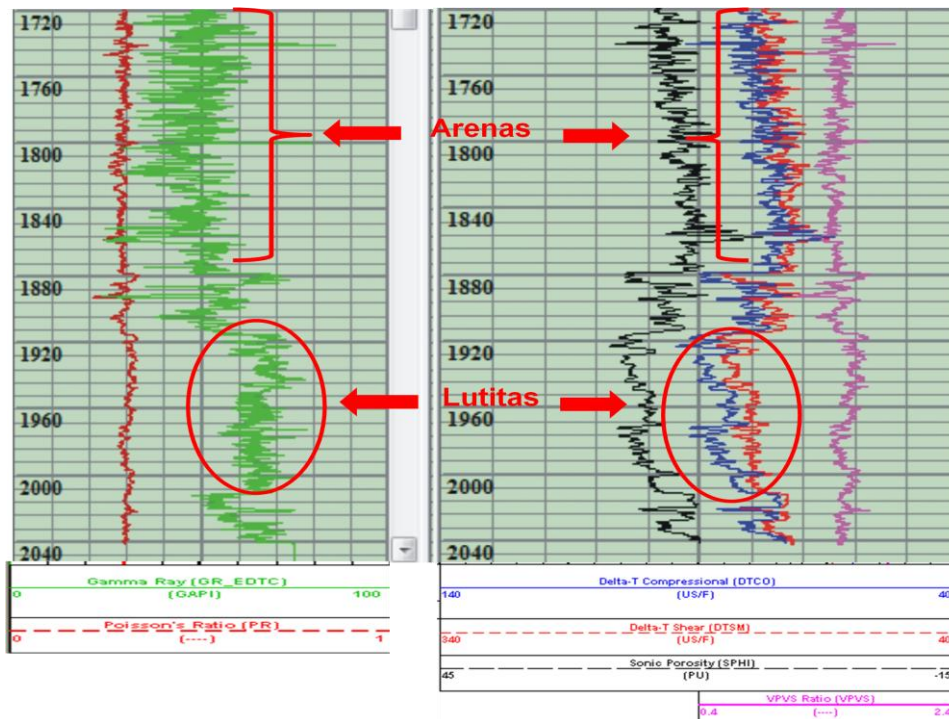


Figura 5.5. Registro de rayos gamma y sónico dipolar del pozo Furbero 1451 (intervalo 1720-2040 m).

Por su parte, la tabla 5.2 revela algunos valores característicos de rayos gamma, sónico compresional y de corte para las litologías arenas, lutitas y calizas.

Tabla 5.2. Valores característicos de los registros de rayos gamma, sónico compresional y de corte del pozo Furbero 1451 para arenas (naranja) y lutitas (azul).

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	Δt Compresional [$\mu\text{s}/\text{ft}$]	Δt de Corte [$\mu\text{s}/\text{ft}$]	V_p [ft/s]	V_s [ft/s]	V_p [m/s]	V_s [m/s]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]
1564.84	29.77	77.47	140.77	12907.72	7103.84	3934.27	2165.25	3.93	2.17
1621.69	28.69	70.07	125.08	14271.44	7994.88	4349.94	2436.84	4.35	2.44
1653.39	28.41	78.58	142.99	12726.53	6993.74	3879.05	2131.69	3.88	2.13
1709.47	26.28	79.33	148.58	12605.09	6730.38	3842.03	2051.42	3.84	2.05
1802.44	28.44	72.07	134.77	13875.01	7420.10	4229.10	2261.65	4.23	2.26
1858.98	28.99	68.09	119.43	14686.44	8373.39	4476.43	2552.21	4.48	2.55
1921.61	71.01	91.19	175.55	10966.11	5696.51	3342.47	1736.30	3.34	1.74
1941.12	72.20	87.07	169.42	11485.01	5902.46	3500.63	1799.07	3.50	1.80
1962.00	70.01	84.80	162.83	11792.45	6141.22	3594.34	1871.84	3.59	1.87
1987.45	70.40	87.84	164.05	11384.46	6095.81	3469.98	1858.00	3.47	1.86
2001.01	71.78	82.25	155.74	12158.05	6420.79	3705.78	1957.06	3.71	1.96
2021.59	70.85	81.72	157.18	12236.76	6362.05	3729.76	1939.15	3.73	1.94
2042.01	74.89	73.56	136.16	13594.34	7344.35	4143.56	2238.56	4.14	2.24

5.2 Determinación de los módulos elásticos y la relación de Poisson en función de la densidad de formación y las velocidades compresional y de corte

Los módulos elásticos y la relación de Poisson se obtienen a partir de la velocidad compresional (V_p), velocidad de corte (V_s) y densidad (ρ) de un sólido homogéneo e isotrópico a partir de las ecuaciones siguientes [8]:

$$\text{Relación de Poisson} \quad \nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - 2V_s^2)} \quad (5.1)$$

$$\text{Módulo de Corte} \quad G = \rho V_s^2 \quad (5.2)$$

$$\text{Módulo de Young} \quad E = 3G \left[\frac{V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2}{2(V_p^2 - 2V_s^2)} \right] \quad (5.3)$$

$$\text{Módulo Volumétrico} \quad K = \rho \left(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2 \right) \quad (5.4)$$

Usando las velocidades compresional, de corte y la densidad de formación, se precisaron (con las ecuaciones 5.1 a 5.4) los módulos elásticos en los intervalos 1760-1890 *m* (arenas), 1920-2089 *m* (lutitas) y 2102-2155 *m* (calizas) del pozo Furbero 1228. De igual forma, fueron establecidos los módulos elásticos del pozo Furbero 1451 en los intervalos 1620-1860 *m* (arenas) y 1920-2042 *m* (lutitas). Los resultados se registran en las tablas 5.3 a 5.6.

Tabla 5.3. Módulos elásticos y relación de Poisson en función de la densidad de formación y las velocidades compresional y de corte obtenidas de registros (Sistema Inglés). Pozo Furbero 1228, arenas (1760-1890 *m*), lutitas (1920-2065 *m*) y calizas (2102-2155 *m*).

Profundidad [m]	V _p [ft/s]	V _s [ft/s]	ρ [g/cm ³]	ρ [lb/ft ³]	ν	G [psi x 10 ⁶]	E [psi x 10 ⁶]	K [psi x 10 ⁶]	
1763.88	13200.83	7386.75	2.53	157.89	0.27	1.86	4.73	3.46	
1793.90	14546.60	7897.73	2.67	166.88	0.29	2.24	5.80	4.62	
1828.65	14523.36	8067.83	2.64	164.77	0.28	2.31	5.91	4.41	
1859.43	13916.06	7646.05	2.56	159.87	0.28	2.02	5.18	3.99	
1890.98	13688.02	7795.10	2.59	161.70	0.26	2.12	5.34	3.71	
					PROMEDIO	0.28	2.11	5.39	4.04
1920.09	10937.68	5238.33	2.56	159.88	0.35	0.95	2.56	2.86	
1945.23	12655.71	6558.57	2.59	161.69	0.32	1.50	3.95	3.59	
1985.01	12014.00	5832.14	2.58	161.20	0.35	1.18	3.18	3.44	
1992.17	12130.93	5807.61	2.59	161.40	0.35	1.17	3.17	3.56	
2064.87	11635.86	6057.49	2.50	155.76	0.31	1.23	3.24	2.90	
2088.18	12174.32	6372.27	2.56	160.03	0.31	1.40	3.68	3.25	
					PROMEDIO	0.33	1.24	3.30	3.27
2102.97	18059.28	8383.71	2.63	164.17	0.36	2.49	6.78	8.23	
2115.01	17391.73	9020.28	2.56	159.87	0.32	2.81	7.38	6.69	
2128.11	16569.46	8420.20	2.52	157.25	0.33	2.40	6.38	6.10	
2142.44	16571.49	8685.28	2.55	158.99	0.31	2.59	6.78	5.97	
2154.33	16578.17	8890.25	2.54	158.27	0.30	2.70	7.00	5.78	
					PROMEDIO	0.32	2.60	6.87	6.55

Tabla 5.4. Módulos elásticos y relación de Poisson en función de la densidad de formación y las velocidades compresional y de corte obtenidas de registros (Sistema Internacional). Pozo Furbero 1228, arenas (1760-1890 *m*), lutitas (1920-2065 *m*) y calizas (2102-2155 *m*).

Profundidad [m]	V _p [m/s]	V _s Shear [m/s]	ρ [g/cm ³]	ρ [Kg/m ³]	ν	G [Pa x 10 ⁶]	E [Pa x 10 ⁶]	K [Pa x 10 ⁶]	
1763.88	4023.61	2251.48	2.53	2529.20	0.27	12820.95	32618.43	23851.80	
1793.90	4433.80	2407.23	2.67	2673.20	0.29	15490.53	39996.93	31897.34	
1828.65	4426.72	2459.08	2.64	2639.40	0.28	15960.60	40758.30	30440.48	
1859.43	4241.62	2330.52	2.56	2560.90	0.28	13909.05	35712.46	27528.55	
1890.98	4172.11	2375.94	2.59	2590.20	0.26	14621.98	36847.80	25590.30	
					PROMEDIO	0.28	14560.62	37186.79	27861.70
1920.09	3333.80	1596.64	2.56	2561.10	0.35	6528.94	17643.56	19759.44	
1945.23	3857.46	1999.05	2.59	2590.10	0.32	10350.59	27251.34	24739.92	
1985.01	3661.87	1777.64	2.58	2582.20	0.35	8159.72	21963.42	23745.81	
1992.17	3697.51	1770.16	2.59	2585.30	0.35	8100.95	21894.07	24543.83	
2064.87	3546.61	1846.32	2.50	2495.10	0.31	8505.55	22354.61	20043.75	
					PROMEDIO	0.34	8329.15	22221.40	22566.55
2102.97	5504.47	2555.36	2.63	2629.70	0.36	17171.53	46797.26	56782.35	
2115.01	5301.00	2749.38	2.56	2560.80	0.32	19357.34	50948.68	46150.20	
2128.11	5050.37	2566.48	2.52	2518.90	0.33	16591.51	43998.19	42125.68	
2142.44	5050.99	2647.27	2.55	2546.70	0.31	17847.40	46782.98	41176.17	
2154.33	5053.03	2709.75	2.54	2535.30	0.30	18616.03	48333.52	39912.61	
					PROMEDIO	0.32	17916.76	47372.13	45229.40

Tabla 5.5. Módulos elásticos y relación de Poisson en función de la densidad de formación y las velocidades compresional y de corte obtenidas de registros (Sistema Inglés). Pozo Furbero 1451, arenas (1620-1860 m) y lutitas (1920-2042 m).

Profundidad [m]	V _p [ft/s]	V _s [ft/s]	ρ [g/cm ³]	ρ [lb/ft ³]	ν	G [psi x 10 ⁶]	E [psi x 10 ⁶]	K [psi x 10 ⁶]	
1621.84	14235.08	7855.77	2.67	166.37	0.28	2.21	5.67	4.32	
1632.66	14899.35	8395.81	2.57	160.63	0.27	2.44	6.19	4.43	
1646.68	13576.26	7918.28	2.48	154.70	0.24	2.09	5.20	3.36	
1701.55	14311.47	7831.34	2.75	171.49	0.29	2.27	5.84	4.55	
1850.75	14068.66	7866.21	2.63	164.00	0.27	2.19	5.57	4.08	
1858.52	14862.37	8566.48	2.57	160.63	0.25	2.54	6.36	4.26	
					PROMEDIO	0.27	2.29	5.80	4.17
1921.61	10966.11	5696.51	2.59	161.75	0.32	1.13	2.98	2.69	
1944.32	11383.17	5943.36	2.57	160.50	0.31	1.22	3.21	2.85	
1971.90	10909.17	5858.78	2.51	156.63	0.30	1.16	3.01	2.47	
1993.09	11571.93	6241.96	2.54	158.32	0.29	1.33	3.45	2.80	
2020.52	11833.90	6251.95	2.57	160.19	0.31	1.35	3.53	3.04	
2041.09	13593.79	7319.25	2.61	163.00	0.30	1.88	4.88	3.99	
					PROMEDIO	0.30	1.35	3.51	2.97

Tabla 5.6. Módulos elásticos y relación de Poisson en función de la densidad de formación y las velocidades compresional y de corte obtenidas de registros (Sistema Internacional). Pozo Furbero 1451, arenas (1620-1860 m) y lutitas (1920-2042 m).

Profundidad [m]	V _p [m/s]	V _s [m/s]	ρ [g/cm ³]	ρ [Kg/m ³]	ν	G [Pa x 10 ⁶]	E [Pa x 10 ⁶]	K [Pa x 10 ⁶]	
1621.84	4338.85	2394.44	2.67	2665.00	0.28	15279.33	39146.93	29797.87	
1632.66	4541.32	2559.04	2.57	2573.00	0.27	16849.82	42709.65	30598.15	
1646.68	4138.04	2413.49	2.48	2478.00	0.24	14434.22	35861.06	23186.17	
1701.55	4362.14	2386.99	2.75	2747.00	0.29	15651.69	40265.20	31401.67	
1850.75	4288.13	2397.62	2.63	2627.00	0.27	15101.54	38436.23	28169.96	
1858.52	4530.05	2611.06	2.57	2573.00	0.25	17541.83	43898.36	29412.37	
					PROMEDIO	0.27	15809.74	40052.91	28761.03
1921.61	3342.47	1736.30	2.59	2591.00	0.32	7811.16	20546.71	18532.08	
1944.32	3469.59	1811.54	2.57	2571.00	0.31	8437.16	22149.44	19700.30	
1971.90	3325.12	1785.76	2.51	2509.00	0.30	8001.01	20759.98	17072.47	
1993.09	3527.12	1902.55	2.54	2536.00	0.29	9179.55	23771.79	19309.98	
2020.52	3606.97	1905.60	2.57	2566.00	0.31	9317.90	24346.05	20960.44	
2041.09	4143.39	2230.91	2.61	2611.00	0.30	12994.81	33679.21	27498.34	
					PROMEDIO	0.30	9290.27	24208.86	20512.26

Las tablas 5.7 y 5.8 tienen los valores promedio de la relación de Poisson y de las propiedades elásticas de la roca para los pozos Furbero 1228 y 1451 (intervalos de arenas 1763-1890 y 1621-1858 m, respectivamente). Así mismo, se muestra el promedio de las propiedades mencionadas (obtenidas en laboratorio) para los pozos Coapechaca 502, 537 y 595, en sus respectivos intervalos de arenas 1610-1619 m, 1646-1655 m e indeterminado.

Puede observarse que los valores de la relación de Poisson son similares para todos los pozos con excepción del Coapechaca 502, cuya cifra excede al promedio de los restantes en 0.07, es decir, 0.27 unidades.

Los valores del módulo de Young para los pozos Furbero son casi el doble de los correspondientes a los pozos Coapechaca, la misma situación ocurre para el caso del módulo volumétrico. Por otro lado, el módulo de corte es casi tres veces más grande para los pozos Furbero que para los Coapechaca. Todo lo anterior, aunado a los datos para arenas reportados en la literatura [8], indica la presencia de arenas más compactas y duras en el campo Furbero en comparación con el campo Coapechaca.

Tabla 5.7. Comparación de los módulos elásticos y relación de Poisson para arenas obtenidos con base a registros geofísicos y pruebas de laboratorio para distintos pozos de la cuenca de Chicontepec. (Sistema Inglés).

	Con base al registro sísmico dipolar		Con base a pruebas de laboratorio dinámicas		
Pozo	Furbero 1228	Furbero 1451	Coapechaca 502	Coapechaca 537	Coapechaca 595
Intervalo	1763-1890	1621-1858	1610-1619	1646-1655	---
ν	0.28	0.27	0.35	0.26	0.28
E [psi x 10 ⁶]	5.39	5.80	2.41	2.01	3.24
G [psi x 10 ⁶]	2.11	2.29	0.89	0.80	1.26
K [psi x 10 ⁶]	4.04	4.17	2.76	1.43	2.53

Tabla 5.8. Comparación de los módulos elásticos y relación de Poisson para arenas generados a partir de registros geofísicos y pruebas de laboratorio para distintos pozos de la cuenca de Chicontepec. (Sistema Internacional).

	En base al Registro Sísmico Dipolar		En Base a Pruebas de Laboratorio		
Pozo	Furbero 1228	Furbero 1451	Coapechaca 502	Coapechaca 537	Coapechaca 595
Intervalo	1763-1890	1621-1858	1610-1619	1646-1655	---
ν	0.28	0.27	0.35	0.26	0.28
E [Pa x 10 ⁶]	37162.75	39989.60	16616.37	13858.47	22339.02
G [Pa x 10 ⁶]	14547.94	15789.00	6129.44	5502.02	8687.40
K [Pa x 10 ⁶]	27854.83	28751.15	19029.54	9859.51	17443.74

5.3 Determinación del esfuerzo horizontal mínimo en función de los módulos elásticos obtenidos a partir del registro sísmico dipolar

Se determinaron los esfuerzos horizontales mínimo y máximo para los pozos Furbero 1228 y 1451, esto en función de los módulos elásticos para dos casos en particular: Caso 1, con esfuerzo horizontal mínimo y máximo mediante deformación elástica uniaxial y Caso 2, con esfuerzo horizontal mínimo y máximo por medio de deformaciones elásticas horizontales.

CASO 1

Para el caso de una deformación uniaxial, en un medio homogéneo, isotrópico y elástico, las deformaciones horizontales son nulas, y si se considera que los esfuerzos horizontales mínimo y máximo son iguales. La ecuación de la Ley de Hooke (sección 1.2) se reduce a la ecuación de Eaton para el cálculo del gradiente de fractura

$$\sigma_h = \sigma_H = P_f = P_p + \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) (\sigma_v - P_p) \quad (5.5)$$

donde

σ_h = Esfuerzo horizontal mínimo

σ_H = Esfuerzo horizontal máximo

Empleando los valores para la relación de Poisson, presión de poro y esfuerzo vertical, determinados con base a los registros sísmico dipolar y de densidad de formación, se estableció el gradiente de fractura con base a la ecuación (5.5) para los pozos Furbero 1228 y 1451. Los resultados son exhibidos en las tablas 5.9 y 5.10.

Tabla 5.9. Gradiente de fractura a partir de valores de la relación de Poisson determinados con base al registro sísmico dipolar. Pozo Furbero 1228, intervalo 1760-1890 m.

Profundidad [m]	ν	P_p [psi]	P_f [psi]	σ_v [psi]
1763.88	0.27	3165.26	4192.71	5914.16
1793.90	0.29	2981.91	4229.94	6022.48
1828.65	0.28	3008.46	4210.93	6149.53
1859.43	0.28	3082.90	4343.20	6263.63
1890.98	0.26	3135.21	4274.64	6377.97

Tabla 5.10. Gradiente de fractura obtenido de valores de la relación de Poisson generados a partir del registro sísmico dipolar. Pozo Furbero 1451, intervalo 1620-1860 m.

Profundidad [m]	ν	P_p [psi]	P_f [psi]	σ_v [psi]
1621.84	0.28	2993.39	3973.30	5500.19
1632.66	0.27	3020.33	3939.55	5539.20
1646.68	0.24	3057.97	3867.80	5591.46
1701.55	0.29	3198.57	4238.01	5789.85
1850.75	0.27	3610.62	4632.33	6337.01
1858.52	0.25	3633.71	4549.75	6363.62

Si se considera el caso de una deformación uniaxial, los esfuerzos horizontales resultan ser iguales a la presión de fractura. Esto se debe a que el método de Eaton para presión de fractura y el método de deformación elástica uniaxial para el cálculo de los esfuerzos horizontales no toman en consideración los esfuerzos tectónicos (tablas 5.11 y 5.12).

Tabla 5.11. Gradiente de fractura y esfuerzo horizontal mínimo para una deformación uniaxial. Pozo Furbero 1228, intervalo 1760-1890 m.

Profundidad (m)	ν	P_p [psi]	σ_h [psi]	P_f [psi]	σ_v [psi]
1763.88	0.27	3165.26	4192.71	4192.71	5914.16
1793.90	0.29	2981.91	4229.94	4229.94	6022.48
1828.65	0.28	3008.46	4210.93	4210.93	6149.53
1859.43	0.28	3082.90	4343.20	4343.20	6263.63
1890.98	0.26	3135.21	4274.64	4274.64	6377.97

Tabla 5.12. Gradiente de fractura y esfuerzo horizontal mínimo para una deformación uniaxial. Pozo Furbero 1451, intervalo 1620-1860 m.

Profundidad [m]	ν	P_p [psi]	σ_h [psi]	P_f [psi]	σ_v [psi]
1621.84	0.28	2993.39	3973.30	3973.30	5500.19
1632.66	0.27	3020.33	3939.55	3939.55	5539.20
1646.68	0.24	3057.97	3867.80	3867.80	5591.46
1701.55	0.29	3198.57	4238.01	4238.01	5789.85
1850.75	0.27	3610.62	4632.33	4632.33	6337.01
1858.52	0.25	3633.71	4549.75	4549.75	6363.62

En las ventanas operativas de los pozos Furbero 1228 y 1451 (figuras 5.6 y 5.7) puede observarse que el gradiente de fractura coincide con los esfuerzos horizontales mínimo y máximo para el caso de una deformación uniaxial.

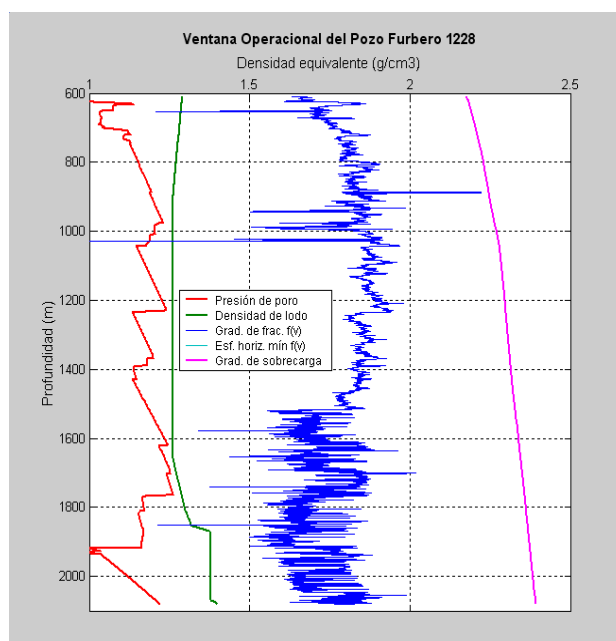


Figura 5.6. Ventana Operativa del pozo Furbero 1228. Se observa que el gradiente de fractura coincide con el gradiente de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo para el caso de una deformación uniaxial.

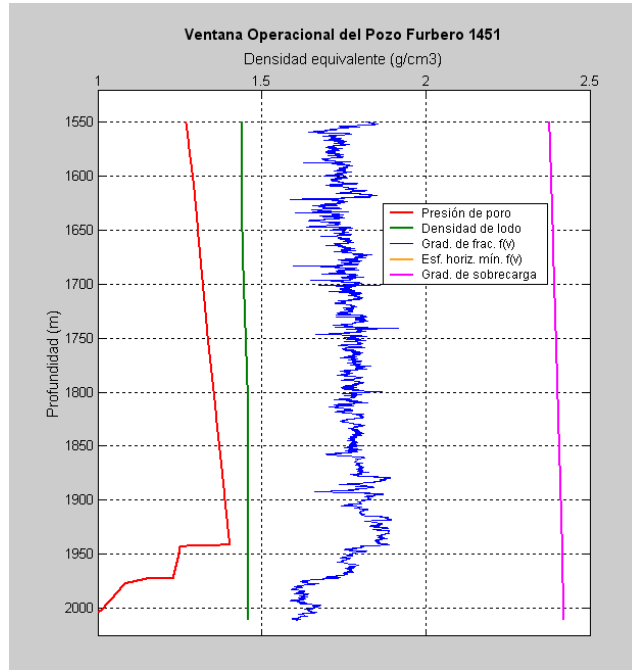


Figura 5.7. Ventana Operativa del pozo Furbero 1451. El gradiente de fractura concuerda con el gradiente de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo para el caso de una deformación uniaxial.

CASO 2

Las regiones tectónicamente activas se asocian con áreas con presencia de fallas, domos salinos, etc. Estos eventos geológicos provocan que el área no esté relajada y que los esfuerzos horizontales efectivos σ_H' y σ_h' sean diferentes y produzcan deformaciones horizontales [6].

Por lo tanto, el esfuerzo horizontal mínimo total para este tipo de regiones está dado por

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right)P_p + \frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2}\nu\varepsilon_H \quad (5.6)$$

A su vez, el esfuerzo horizontal máximo está determinado por

$$\sigma_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right)P_p + \frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_H + \frac{E}{1-\nu^2}\nu\varepsilon_h \quad (5.7)$$

Empleando valores para el módulo de Young, relación de Poisson, presión de poro, esfuerzo vertical (determinadas con base a los registros geofísicos) y los valores de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-3}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-4}$ para las deformaciones causadas por el esfuerzo horizontal mínimo y máximo, respectivamente [6], se determinó el esfuerzo horizontal mínimo con base a la ecuación (5.6) para los pozos Furbero 1228 y 1451. Los resultados son presentados en las tablas 5.13 y 5.14.

Tabla 5.13. Esfuerzo horizontal mínimo con base a la relación de Poisson, módulo de Young, presión de poro, presión de sobrecarga y las deformaciones causadas por el esfuerzo horizontal mínimo y máximo ($\varepsilon_H = 1 \times 10^{-3}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-4}$). Pozo Furbero 1228, intervalo 1760-1890 m.

Profundidad [m]	ν	E [psi x 10 ⁶]	P_p [psi]	σ_h [psi]	P_f [psi]	σ_v [psi]
1763.88	0.27	4.73	3165.26	6092.15	4192.71	5914.16
1793.90	0.29	5.80	2981.91	6706.10	4229.94	6022.48
1828.65	0.28	5.91	3008.46	6621.59	4210.93	6149.53
1859.43	0.28	5.18	3082.90	6503.45	4343.20	6263.63
1890.98	0.26	5.34	3135.21	6336.52	4274.64	6377.97

Tabla 5.14. Esfuerzo horizontal mínimo a partir de la relación de Poisson, módulo de Young, presión de poro, presión de sobrecarga y las deformaciones generadas por el esfuerzo horizontal mínimo y máximo ($\varepsilon_H = 1 \times 10^{-3}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-4}$). Pozo Furbero 1451, intervalo 1620-1860 m.

Profundidad [m]	ν	E [psi x 10 ⁶]	P_p [psi]	σ_h [psi]	P_f [psi]	σ_v [psi]
1621.84	0.28	5.67	2993.39	6320.42	3973.30	5500.19
1632.66	0.27	6.19	3020.33	6388.39	3939.55	5539.20
1646.68	0.24	5.20	3057.97	5757.20	3867.80	5591.46
1701.55	0.29	5.84	3198.57	6693.35	4238.01	5789.85
1850.75	0.27	5.57	3610.62	6874.35	4632.33	6337.01
1858.52	0.25	6.36	3633.71	6934.87	4549.75	6363.62

Como puede verificarse, los valores del esfuerzo horizontal mínimo son mayores a los del esfuerzo vertical, lo cual es erróneo. Esto puede deberse a que los valores de las deformaciones por los esfuerzos horizontal mínimo y máximo empleados, no corresponden a las arenas de la formación Chicontepec. Es posible que tales cifras sean menores gracias a los altos valores del módulo de Young determinados.

De acuerdo a lo anterior, se emplearon valores menores para las deformaciones debidas a los esfuerzos horizontales máximo y mínimo ($\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$, respectivamente). Los resultados se exhiben en las tablas 5.15 y 5.16.

Tabla 5.15. Esfuerzo horizontal mínimo con base a la relación de Poisson, módulo de Young, presión de poro, presión de sobrecarga y las deformaciones causadas por el esfuerzo horizontal máximo y mínimo ($\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$). Pozo Furbero 1228, intervalo 1760-1890 m.

Profundidad [m]	ν	E [psi x 10 ⁶]	P_p [psi]	σ_h [psi]	P_f [psi]	σ_v [psi]
1763.88	0.27	4.73	3165.26	4382.66	4192.71	5914.16
1793.90	0.29	5.80	2981.91	4477.56	4229.94	6022.48
1828.65	0.28	5.91	3008.46	4452.00	4210.93	6149.53
1859.43	0.28	5.18	3082.90	4559.23	4343.20	6263.63
1890.98	0.26	5.34	3135.21	4480.83	4274.64	6377.97

Tabla 5.16. Esfuerzo horizontal mínimo a partir de la relación de Poisson, módulo de Young, presión de poro, presión de sobrecarga y las deformaciones generadas por el esfuerzo horizontal máximo y mínimo ($\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$). Pozo Furbero 1451, intervalo 1620-1860 m.

Profundidad [m]	ν	E [psi x 10 ⁶]	P_p [psi]	σ_h [psi]	P_f [psi]	σ_v [psi]
1621.84	0.28	5.67	2993.39	4208.02	3973.30	5500.19
1632.66	0.27	6.19	3020.33	4184.43	3939.55	5539.20
1646.68	0.24	5.20	3057.97	4056.74	3867.80	5591.46
1701.55	0.29	5.84	3198.57	4483.54	4238.01	5789.85
1850.75	0.27	5.57	3610.62	4856.53	4632.33	6337.01
1858.52	0.25	6.36	3633.71	4788.26	4549.75	6363.62

Es notable que los valores del esfuerzo horizontal mínimo, determinados con las cifras para las deformaciones $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$, resultan menores que los del esfuerzo vertical, lo cual es correcto. No obstante, las cantidades del gradiente de fractura son menores al esfuerzo horizontal mínimo, lo que es erróneo.

Con base a la ecuación (5.6), se observa que sus dos primeros términos corresponden a la ecuación para evaluar la presión de fractura con el método de Eaton (ecuación 5.5); por tanto, por mucho que se reduzcan los valores de las deformaciones (debidos a los esfuerzos horizontales), el valor límite sería la presión de fractura. En ese contexto, la ecuación (5.6) nunca arrojará valores para el esfuerzo horizontal mínimo menores al gradiente de fractura.

Por otro lado, considerando como negativos el tercer y cuarto término de la ecuación (5.6), que constituyen la expresión para uno de los esfuerzos principales (en función de las deformaciones en un sistema biaxial de esfuerzos [5]), el esfuerzo horizontal mínimo podrá entonces ser menor al gradiente de fractura. Con esta suposición, la ecuación (5.6) queda expresada como

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right)P_p - \left(\frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2}\nu\varepsilon_H\right) \quad (5.8)$$

De esta manera, empleando la ecuación (5.8) con las deformaciones horizontales de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-3}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-4}$ para arenas (reportadas en la literatura [6]), los valores del esfuerzo horizontal mínimo resultan ser inferiores a la presión de poro, lo que es erróneo con base a la teoría. Los resultados son exhibidos en las tablas 5.17 y 5.18.

Tabla 5.17. Esfuerzo horizontal mínimo con base a la relación de Poisson, módulo de Young, presión de poro, presión de sobrecarga y las deformaciones causadas por el esfuerzo horizontal máximo y máximo ($\varepsilon_H = 1 \times 10^{-3}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-4}$). Pozo Furbero 1228, intervalo 1760-1890 m.

Profundidad [m]	ν	E [psi x 10 ⁶]	P_p [psi]	σ_h [psi]	P_f [psi]	σ_v [psi]
1763.88	0.27	4.73	3165.26	2293.27	4192.71	5914.16
1793.90	0.29	5.80	2981.91	1753.78	4229.94	6022.48
1828.65	0.28	5.91	3008.46	1800.28	4210.93	6149.53
1859.43	0.28	5.18	3082.90	2182.96	4343.20	6263.63
1890.98	0.26	5.34	3135.21	2212.76	4274.64	6377.97

Tabla 5.18. Esfuerzo horizontal mínimo a partir de la relación de Poisson, módulo de Young, presión de poro, presión de sobrecarga y las deformaciones generadas por el esfuerzo horizontal máximo y mínimo ($\varepsilon_H = 1 \times 10^{-3}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-4}$). Pozo Furbero 1451, intervalo 1620-1860 m.

Profundidad [m]	ν	E [psi x 10 ⁶]	P_p [psi]	σ_h [psi]	P_f [psi]	σ_v [psi]
1621.84	0.28	5.67	2993.39	1626.19	3973.30	5500.19
1632.66	0.27	6.19	3020.33	1490.70	3939.55	5539.20
1646.68	0.24	5.20	3057.97	1978.41	3867.80	5591.46
1701.55	0.29	5.84	3198.57	1782.66	4238.01	5789.85
1850.75	0.27	5.57	3610.62	2390.30	4632.33	6337.01
1858.52	0.25	6.36	3633.71	2164.62	4549.75	6363.62

Al usar un valor para las deformaciones horizontales respectivas de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$, los resultados del esfuerzo horizontal mínimo son menores al gradiente de fractura y mayores a la presión de poro, lo cual concuerda con la teoría. Dichos resultados se observan en las tablas 5.19 y 5.20.

Tabla 5.19. Esfuerzo horizontal mínimo con base a la relación de Poisson, módulo de Young, presión de poro, presión de sobrecarga y las deformaciones causadas por el esfuerzo horizontal máximo y mínimo ($\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$). Pozo Furbero 1228, intervalo 1760-1890 m.

Profundidad [m]	ν	E [psi x 10 ⁶]	P_p [psi]	σ_h [psi]	P_f [psi]	σ_v [psi]
1763.88	0.27	4.73	3165.26	4002.77	4192.71	5914.16
1793.90	0.29	5.80	2981.91	3982.33	4229.94	6022.48
1828.65	0.28	5.91	3008.46	3969.87	4210.93	6149.53
1859.43	0.28	5.18	3082.90	4127.18	4343.20	6263.63
1890.98	0.26	5.34	3135.21	4068.45	4274.64	6377.97

Tabla 5.20. Esfuerzo horizontal mínimo a partir de la relación de Poisson, módulo de Young, presión de poro, presión de sobrecarga y las deformaciones generadas por el esfuerzo horizontal máximo y mínimo ($\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$). Pozo Furbero 1451, intervalo 1620-1860 m.

Profundidad [m]	ν	E [psi x 10 ⁶]	P_p [psi]	σ_h [psi]	P_f [psi]	σ_v [psi]
1621.84	0.28	5.67	2993.39	3738.59	3973.30	5500.19
1632.66	0.27	6.19	3020.33	3694.66	3939.55	5539.20
1646.68	0.24	5.20	3057.97	3678.86	3867.80	5591.46
1701.55	0.29	5.84	3198.57	3992.47	4238.01	5789.85
1850.75	0.27	5.57	3610.62	4408.12	4632.33	6337.01
1858.52	0.25	6.36	3633.71	4311.23	4549.75	6363.62

Por tanto, si el valor de las deformaciones horizontales se incrementa, el esfuerzo horizontal mínimo disminuye, llegando a ser incluso menor a la presión de poro (tablas 5.17 y 5.18). Por el contrario, conforme el valor de las deformaciones horizontales se abate, el esfuerzo horizontal mínimo se acerca como límite a la presión de fractura (tablas 5.19 y 5.20).

De manera práctica, se eligieron los valores de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$ como las deformaciones horizontales en el área. Esto es debido a que son las cifras unitarias más grandes de deformación que arrojan valores del esfuerzo horizontal mínimo, acorde con la teoría (mayor a la presión de poro y menor a la de fractura).

El uso de un valor cada vez menor para las deformaciones, aproxima los valores de presión de fractura y del esfuerzo horizontal mínimo, lo cual sucede en el caso de una deformación uniaxial, situación nula o poco común en la realidad.

A pesar de la suposición anterior, sería necesario determinar la magnitud correcta de las deformaciones horizontales (a partir de datos de esfuerzo horizontal mínimo) obtenidos mediante pruebas de campo (minifrac) o de laboratorio.

En la figura 5.8 se muestra el pozo Furbero 1228 con las curvas de respuesta (en unidades de densidad equivalente) de la presión de poro (color rojo), densidad de lodo (verde), presión de sobrecarga (magenta), presión de fractura (azul) y los esfuerzos horizontal máximo (morado) y mínimo (naranja). Tales valores fueron determinados a partir de las ecuaciones (5.7) y (5.8), así como los valores para las deformaciones horizontales de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$.

Las mismas curvas para el pozo Furbero 1451 se representan en la figura 5.9. Es notable que la curva del esfuerzo horizontal mínimo sea menor a la presión de fractura y la correspondiente al esfuerzo horizontal máximo, es mayor a esta última. Lo anterior también concuerda con la teoría. El Apéndice A3 y A4 expone las curvas de respuesta en unidades de *psi* y *MPa* para los pozos Furbero 1228 y 1451, respectivamente.

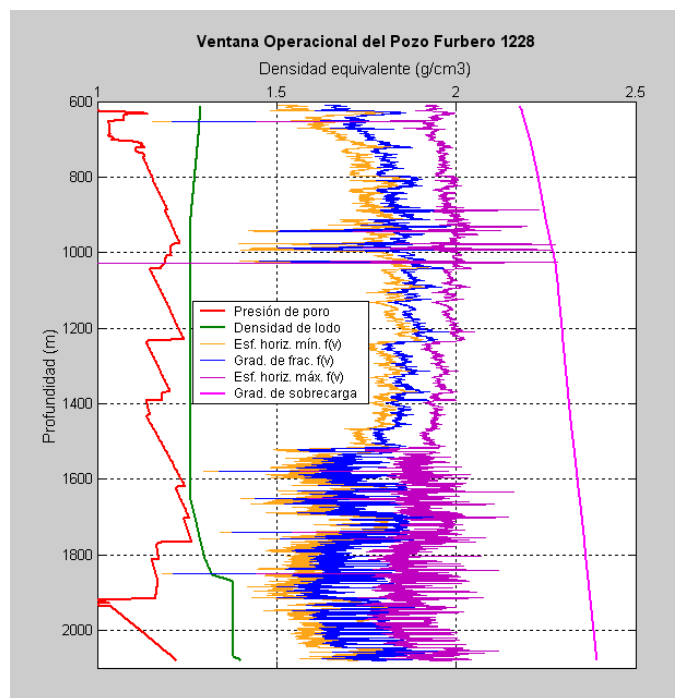


Figura 5.8. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, presión de sobrecarga, presión de fractura y los esfuerzos horizontales mínimo y máximo, determinados con los valores de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$ para el Pozo Furbero 1228.

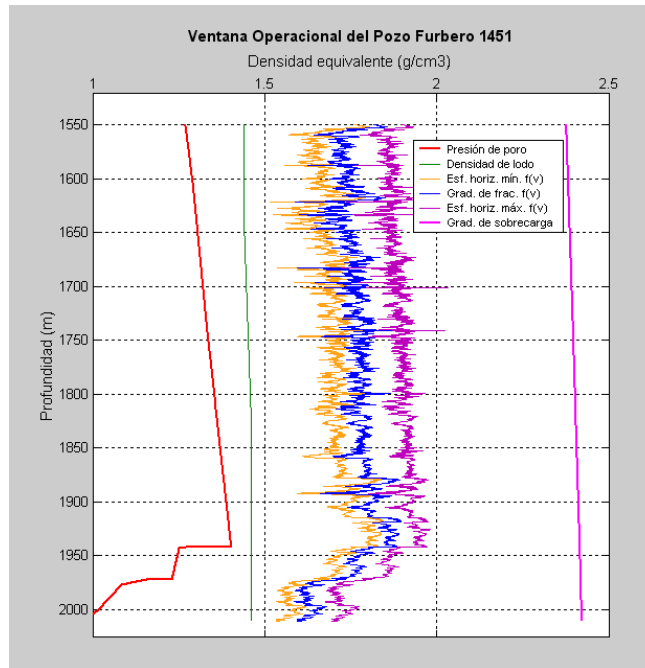


Figura 5.9. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, presión de sobrecarga, presión de fractura y los esfuerzos horizontales mínimo y máximo, obtenidos con los valores de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$ para el Pozo Furbero 1451.

5.4 Determinación del esfuerzo horizontal mínimo a partir de datos de pruebas de minifrac

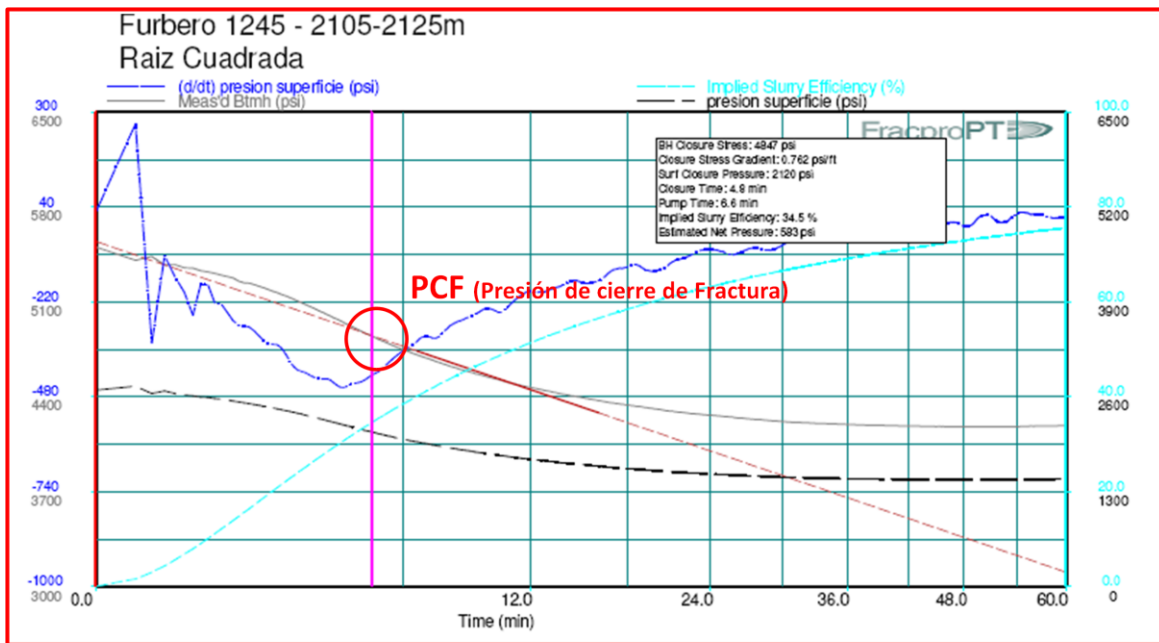
En una gráfica de minifrac, el esfuerzo horizontal mínimo corresponde a la presión de cierre de fractura (PCF), presión mínima necesaria en el interior de la fractura para mantenerla abierta. Esquemáticamente, corresponde al punto en la curva de declinación de presión donde existe un cambio en el gradiente de flujo.

Para determinar la PCF de algunos pozos del campo Furbero, se emplearon las gráficas de la presión de bombeo y su derivada con respecto a la raíz cuadrada del tiempo contra la raíz cuadrada del tiempo de bombeo, esto para observar el punto de cambio en el gradiente de flujo [1]. Dichos esquemas se conocen comúnmente como gráficas de “raíz cuadrada”.

Las gráficas de “raíz cuadrada” (en distintos intervalos de profundidad) para los pozos Furbero 1245, 1269 y 1464, se muestran en las figuras 5.10 a 5.14. En el eje vertical, del lado derecho y en color gris, están las unidades de presión de bombeo en el fondo del pozo (*psi*) y en azul, las unidades de presión para la derivada de la presión de superficie con respecto a la raíz cuadrada del tiempo (*psi*). Por su parte, en el lado izquierdo y en azul, se indican las unidades de presión de eficiencia de mezcla (%) y las unidades de presión de bombeo en superficie, en negro (*psi*).

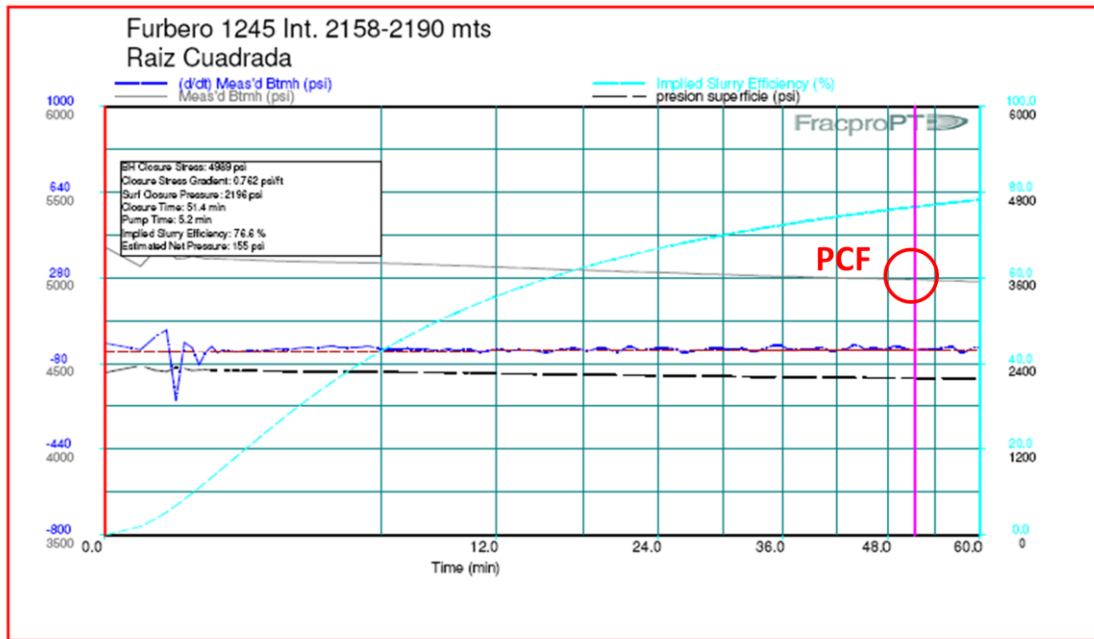
El eje horizontal corresponde al tiempo de bombeo en una escala de raíz cuadrada (*min*). Así mismo, se representa la derivada de la presión de superficie (curva azul en la parte superior), presión de bombeo en el fondo del pozo (curva gris), presión de bombeo en superficie (curva punteada negra) y la eficiencia de mezcla (curva punteada azul claro).

El cruce de la línea roja sólida vertical y la línea roja punteada inclinada, indica el tiempo del cambio de gradiente de flujo. La intersección de la línea roja vertical y la curva de la presión en el fondo de pozo, corresponde a la presión de cierre de fractura (señalada en las gráficas con un círculo color rojo y las siglas "PCF"). Su magnitud se representa al pie de la gráfica y se expresa tanto en unidades de presión (*psi*) como de gradiente de presión ($\frac{psi}{ft}$ y $\frac{gr}{cm^3}$).



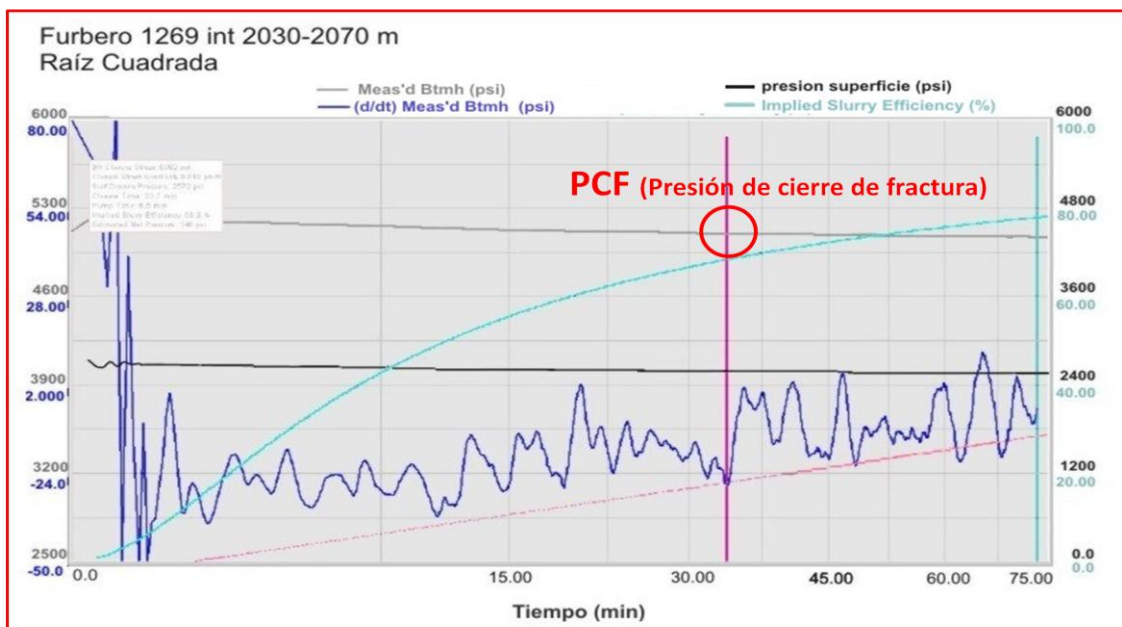
Presión de cierre en el fondo del pozo: 4847 psi
 Gradiente de presión de cierre: 0.760 psi/ft = 1.75 gr/cm³

Figura 5.10. Gráfica del gradiente de declinación de presión con respecto a la raíz cuadrada del tiempo del pozo Furbero 1245 (intervalo 2105-2125 m). El punto correspondiente a la presión de cierre de fractura (PCF) se indica con un círculo rojo.



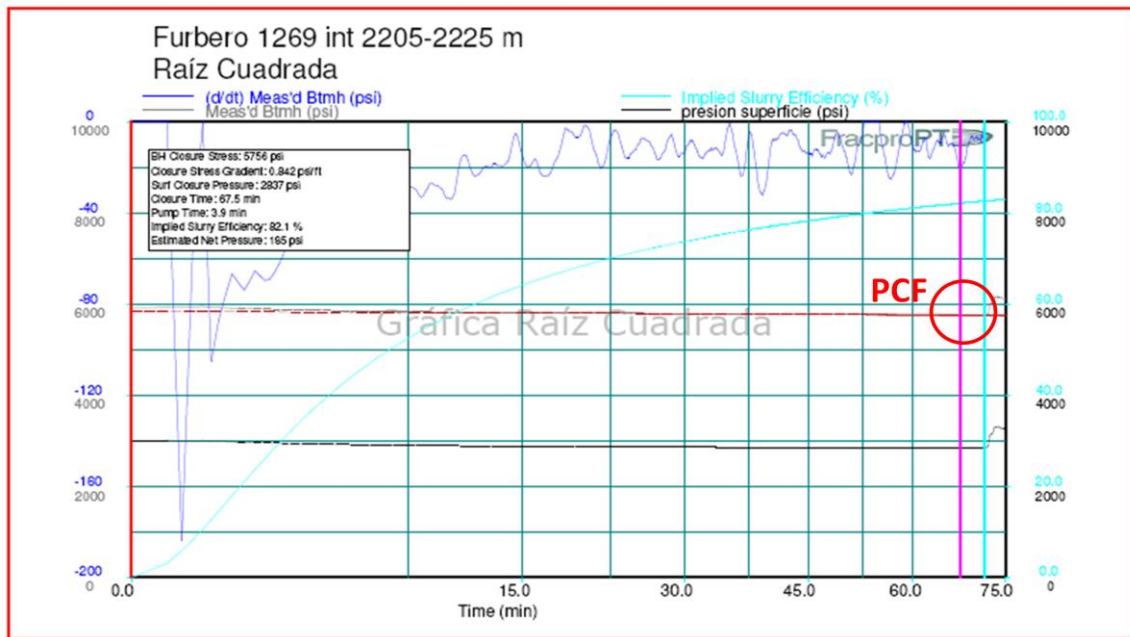
Presión de cierre de fractura en el fondo del pozo: 4989 psi
Gradiente de presión de cierre: 0.762 psi/ft = 1.76 gr/cm³

Figura 5.11. Gráfica del gradiente de declinación de presión con respecto a la raíz cuadrada del tiempo del Pozo Furbero 1245 (intervalo 2158-2190 m). El punto referente a la presión de cierre de fractura (PCF) es mostrado con un círculo rojo.



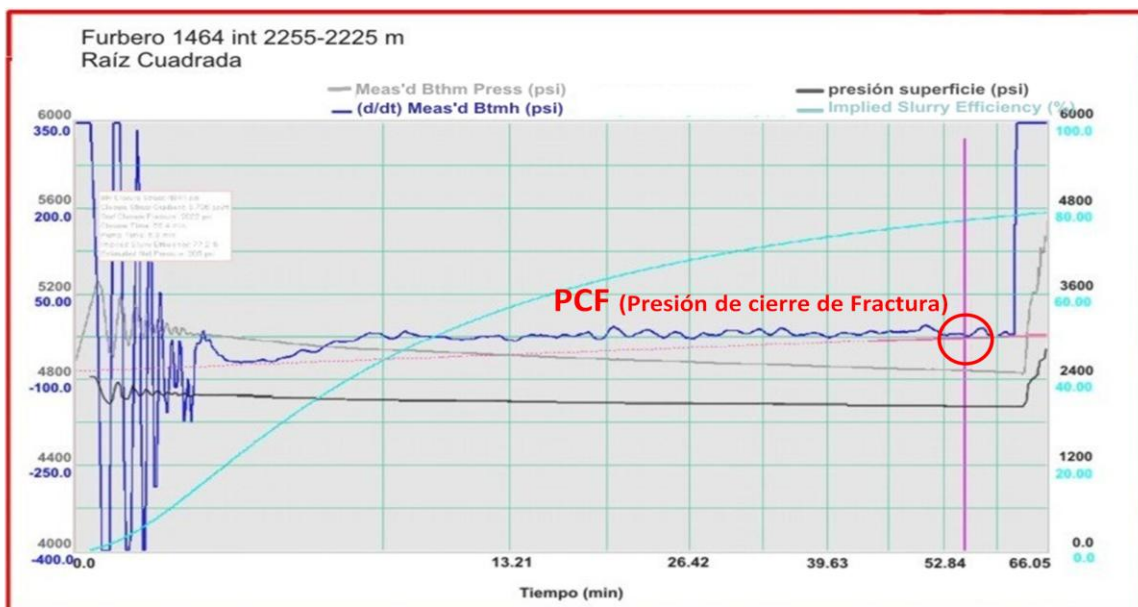
Presión de cierre en el fondo del pozo: 5092 psi
Gradiente de presión de cierre: 0.810 psi/ft = 1.87 gr/cm³

Figura 5.12. Gráfica del gradiente de declinación de presión con respecto a la raíz cuadrada del tiempo del pozo Furbero 1269 (intervalo 2030-2070 m). El punto correspondiente a la presión de cierre de fractura (PCF) se señala con un círculo rojo.



Presión de cierre en el fondo del pozo: 5756 psi
 Gradiente de presión de cierre: 0.842 psi/ft = 1.94 gr/cm³

Figura 5.13. Gráfica del gradiente de declinación de presión con respecto a la raíz cuadrada del tiempo del pozo Furbero 1269 (intervalo 2205-2225 m). El punto referente a la presión de cierre de fractura (PCF) se indica con un círculo rojo.



Presión de cierre en el fondo del pozo: 4841 psi
 Gradiente de presión de cierre: 0.736 psi/ft = 1.698 gr/cm³

Figura 5.14. Gráfica del gradiente de declinación de presión con respecto a la raíz cuadrada del tiempo del pozo Furbero 1464 (intervalo 2255-2295 m). El punto correspondiente a la presión de cierre de fractura (PCF) se muestra con un círculo rojo.

En la tabla 5.21 se exponen los intervalos y los valores del gradiente de presión de cierre de fractura (esfuerzo horizontal mínimo) de los distintos pozos del campo Furbero mencionados.

Tabla 5.21. Intervalo de profundidad y gradiente de presión de cierre de fractura de algunos pozos del campo Furbero.

Pozo	Intervalo [m]	Presión de Cierre de Fractura [psi/ft]	Presión de Cierre de Fractura [g/cm ³]	Relación de Poisson (pseudo)
Furbero 1245	2105-2125	0.760	1.754	0.230
	2158-2190	0.762	1.758	0.226
Furbero 1269	2030-2070	0.810	1.869	0.330
	2205-2225	0.842	1.943	0.348
Furbero 1464	2255-2295	0.736	1.698	0.255
Promedio		0.782	1.804	0.278

De manera general, la tabla 5.22 muestra las profundidades y los valores del esfuerzo horizontal mínimo (gradiente de PCF) determinados en campo en la zona del Chicontepec.

Tabla 5.22. Profundidades de los esfuerzos horizontales mínimos medidos en campo en la zona de Chicontepec.

Profundidad [m]	$\sigma_{h_{min}}$ [g/cm ³]	$\sigma_{h_{min}}$ [MPa]	$\sigma_{h_{min}}$ [psi]
2105	1.754	36.19	5248.69
2158	1.758	37.20	5395.00
2030	1.869	37.20	5394.69
2205	1.943	42.00	6091.24
2255	1.698	37.54	5445.14

Los pseudo-valores de la relación de Poisson (tabla 5.21) se obtuvieron al determinar un gradiente de esfuerzo horizontal mínimo a partir del método de Eaton para presión de fractura. Para ello, se hicieron coincidir los esfuerzos horizontales mínimos (PCF) generados en campo, con un “gradiente de fractura” determinado con base al método de Eaton mediante el ajuste del valor de la relación de Poisson implicado en dicho método (ecuación 5.5).

$$\sigma_h = \sigma_H = P_f = P_p + \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)(\sigma_v - P_p) \quad (5.5)$$

Es necesario aclarar que el “gradiente de fractura” sería, en realidad, un gradiente de esfuerzo horizontal mínimo y que los valores para la relación de Poisson obtenidos en el ajuste, no son las cifras “reales” ya que éstas últimas se determinaron con las pruebas de gradiente de fractura presentes en la tabla 3.1.

Dado que las pruebas de minifrac no proporcionan información del esfuerzo horizontal máximo, el cálculo se basó en la ecuación (5.7) y en los valores para el módulo de Young de los pozos Furbero 1228 y 1451 que fueron obtenidos en función del registro sísmico dipolar (sección 5.1.2).

En primer lugar, se estableció una cifra promedio del módulo de Young para todos los intervalos de arenas y otro, para todos los intervalos de lutitas de ambos pozos. Posteriormente, dichos valores se promediaron entre sí para obtener una apreciación general del módulo de Young en arenas y en lutitas (tabla 5.23).

Tabla 5.23. Valores promedio del módulo de Young para arenas y lutitas obtenidos a partir de datos para los pozos Furbero 1228 y 1451.

	Furbero 1228	Furbero 1451	
Litología	E prom. [psi]		Promedio
Arenas	5810181.92	5025669.46	5417925.69
Lutitas	1363912.81	3321000.78	2342456.80

Así, empleando la ecuación (5.7) fue calculado el esfuerzo horizontal máximo para los pozos Furbero 1245, 1269 y 1464 en toda su profundidad; aunado al valor promedio general del módulo de Young correspondiente a cada intervalo, en función de su litología.

La figura 5.15 presenta, en unidades de densidad equivalente, las siguientes curvas de respuesta para el pozo Furbero 1245:

- Presión de poro.
- Densidad de lodo.
- Gradiente de sobrecarga.
- Gradiente de fractura, determinado analíticamente para una relación de Poisson de $\nu = 0.34$ (figura 3.9).

- Esfuerzo horizontal mínimo (curva naranja), deducido analíticamente usando el “pseudo” valor de $\nu' = 0.23$ (tabla 5.21) que coincide con el esfuerzo horizontal mínimo obtenido en campo a 2105 m (indicador magenta).
- Esfuerzo horizontal máximo (curva morada) calculado con la ecuación (5.7), un valor de $\nu = 0.34$ y los promedios del módulo Young (tabla 5.23).

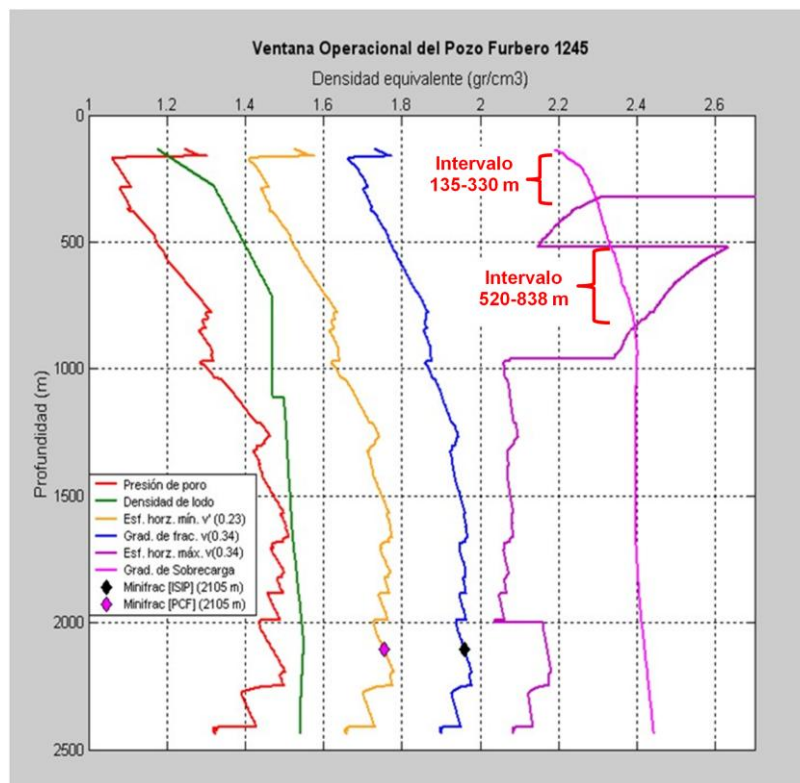


Figura 5.15. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga del pozo Furbero 1245. Se observa el esfuerzo horizontal mínimo (calibrado con la PCF obtenida en campo a 2105 m) y el esfuerzo horizontal máximo (calculado con base a un valor de $\nu = 0.34$).

En la figura 5.16, además de la presión de poro, densidad de lodo y gradiente de sobrecarga (figura 5.15), se observan las siguientes curvas:

- Gradiente de fractura generado en forma analítica, con un valor de $\nu = 0.26$ (figura 3.9).
- Gradiente del esfuerzo horizontal mínimo, establecido analíticamente empleando el “pseudo” valor de $\nu' = 0.226$ (tabla 5.21) que coincide con el esfuerzo horizontal mínimo de campo a 2158 m (indicador magenta).
- Esfuerzo horizontal máximo (curva morada) calculado con la ecuación (5.7), un valor de $\nu = 0.26$ y los promedios del módulo Young (tabla 5.23).

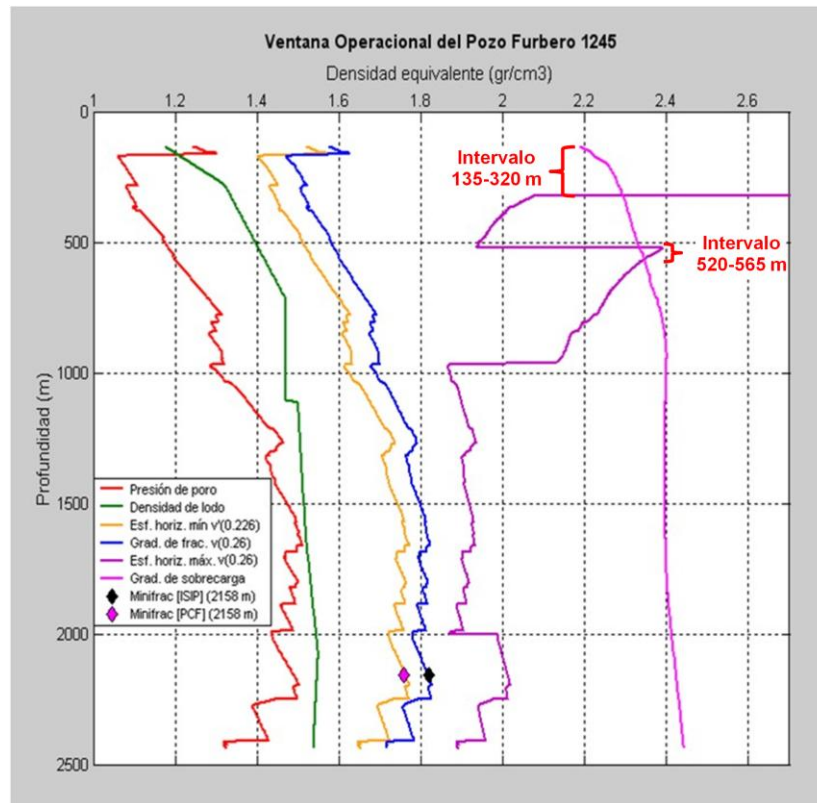


Figura 5.16. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga del pozo Furbero 1245. Puede observarse el esfuerzo horizontal mínimo (calibrado con la PCF obtenida en campo a 2158 m) y el esfuerzo horizontal máximo (calculado con base a un valor de $\nu = 0.26$).

Para el pozo Furbero 1269, se identifican las siguientes curvas de respuesta (figura 5.17):

- Presión de poro, densidad de lodo y gradiente de sobrecarga
- Gradiente de fractura logrado en forma analítica, $\nu = 0.368$ (figura 3.10).
- Gradiente del esfuerzo horizontal mínimo logrado analíticamente con el “pseudo” valor de $\nu' = 0.33$ (tabla 5.21), el cuál coincide con el esfuerzo horizontal mínimo de campo a 2030 m.
- Esfuerzo horizontal máximo calculado con base a la ecuación (5.7), un valor de $\nu = 0.368$ y los promedios del módulo Young de la tabla 5.23.

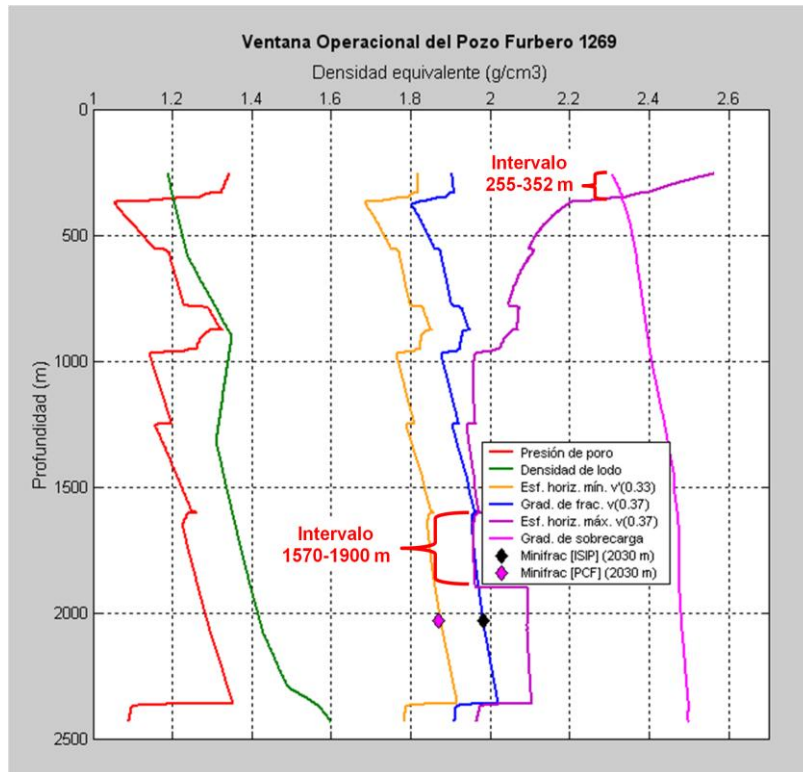


Figura 5.17. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga del pozo Furbero 1269. Se observa el esfuerzo horizontal mínimo (calibrado con la PCF obtenida en campo a 2030 m) y el esfuerzo horizontal máximo (calculado con base a un valor de $\nu = 0.37$).

La figura 5.18 exhibe las curvas de presión de poro, densidad de lodo, gradientes de sobrecarga y de fractura, esfuerzo horizontal máximo (figura 5.17) y gradiente del esfuerzo horizontal mínimo, analíticamente obtenido con el “pseudo” valor $\nu' = 0.348$ de la tabla 5.21 y que coincide con el esfuerzo horizontal mínimo de campo a 2205 m.

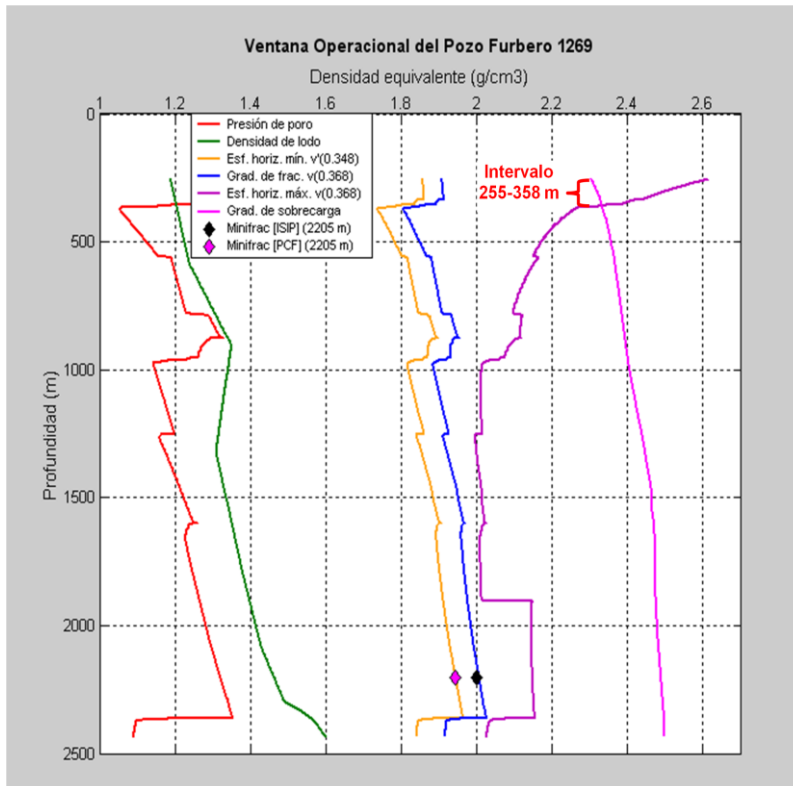


Figura 5.18. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga del pozo Furbero 1269. Puede observarse el esfuerzo horizontal mínimo (calibrado con la PCF obtenida en campo a 2205 m) y el esfuerzo horizontal máximo (calculado con base a un valor de $\nu = 0.368$).

Las curvas de respuesta para el pozo Furbero 1454 son las siguientes (figura 5.19):

- Presión de poro, densidad de lodo y gradiente de sobrecarga
- Gradiente de fractura determinado en forma analítica, $\nu = 0.295$ (figura 3.11).
- Gradiente del esfuerzo horizontal mínimo, obtenido analíticamente al usar el “pseudo” valor $\nu' = 0.255$ (tabla 5.21), el cuál coincide con el esfuerzo horizontal mínimo determinado en campo a 2255 m.
- Esfuerzo horizontal máximo calculado con base a la ecuación (5.7), un valor de $\nu = 0.295$ y los valores promedio del módulo Young de la tabla 5.23.

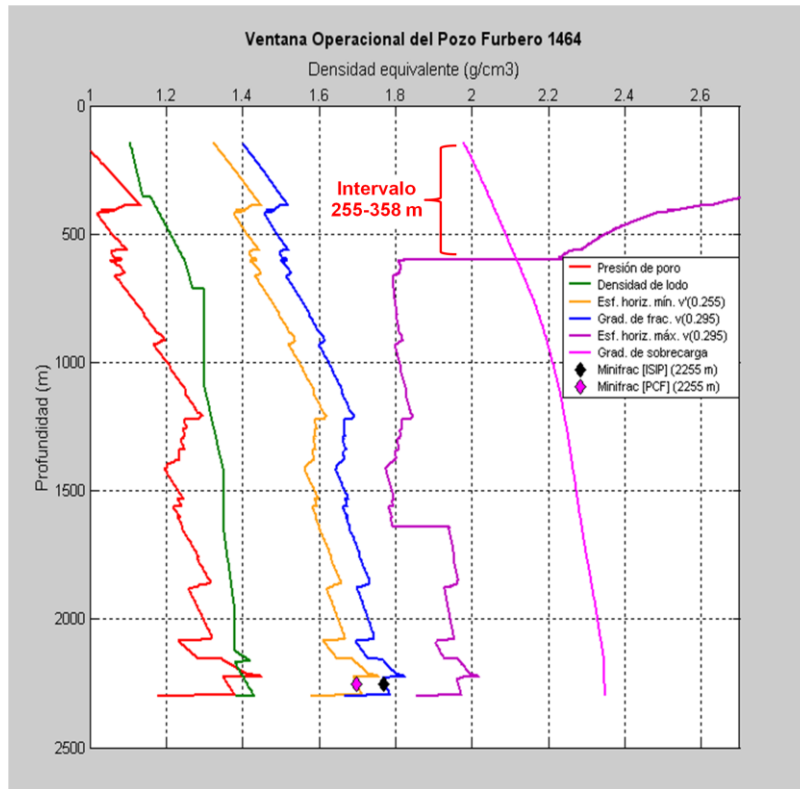


Figura 5.19. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga del pozo Furbero 1464. Se observa el esfuerzo horizontal mínimo (calibrado con la PCF obtenida en campo a 2255 m) y el esfuerzo horizontal máximo (calculado con base a un valor de $\nu = 0.295$).

Por su parte, las curvas de respuesta de las figuras 5.15, 5.16, 5.17, 5.18 y 5.19, en unidades de presión (*psi* y *MPa*), se localizan en los Apéndices A5, A6 y A7.

Para el pozo Furbero 1269, fueron determinados dos gradientes de esfuerzo horizontal mínimo para un solo gradiente de fractura. No fue posible ajustar los valores de la PCF (calculados en campo a profundidades de 2030 y 2205 m) a una sola curva de esfuerzo horizontal mínimo, como en el caso del gradiente de fractura.

Como puede observarse en las figuras referidas anteriormente, las curvas del esfuerzo horizontal mínimo son menores a la presión de fractura, lo que concuerda con los conceptos teóricos.

En la figura 5.15 se indican los intervalos 135-330 m y 520-838 m en los cuales, contrario a la teoría, el esfuerzo horizontal máximo sobrepasa el gradiente de sobrecarga. La misma situación acontece en los intervalos 135-320 m y 520-565 m de la figura 5.16, el rango 255-352 m (figura 5.17), las profundidades 255-358 m (figura 5.18) y el intervalo 145-600 m de la figura 5.19.

Por otro lado, en los valores 1570-1900 *m* (figura 5.17), las cifras del esfuerzo horizontal máximo son muy similares a los de la presión de fractura, llegando incluso a ser mayores en algunos puntos. Todo esto es resultado del empleo de los promedios del módulo de Young estimados para los pozos Furbero 1228 y 1451 (tabla 5.23).

Las magnitudes del esfuerzo horizontal mínimo para los pozos Furbero 1245, 1269 y 1464, con base a pruebas de campo (minifrac), oscilan en un rango de 5248 a 6091 *psi* (tabla 5.22). Siendo mayores que las correspondientes a los pozos Furbero 1228 y 1451 obtenidos de los registros sísmico dipolar, cuyas magnitudes se encuentran entre 3678 y 4408 *psi* (tablas 5.19 y 5.20). Lo anterior puede deberse, entre otros factores, a que los pozos Furbero 1245, 1269 y 1464 son más profundos y, a mayor magnitud, las formaciones son más compactas, más duras y con esfuerzos horizontales superiores que las formaciones más someras.

Capítulo VI. Determinación del coeficiente de esfuerzo efectivo con base al registro sísmico dipolar

Las propiedades mecánicas y de transporte de una roca están influenciadas notablemente por la presión de poro y la de confinamiento. La presión diferencial (sobrecarga menos presión de poro) no determina adecuadamente las condiciones reales de esfuerzo en la formación [44]. El coeficiente de esfuerzo efectivo se emplea para cuantificar el efecto adicional que la presión de poro tiene sobre las propiedades de la roca, comparado con el de la presión de confinamiento.

Para determinar el coeficiente de esfuerzo efectivo para arenas en algunos pozos del campo Furbero, fueron usados los registros sísmicos dipolar de los pozos Furbero 1228 y 1451, y se obtuvo el coeficiente de esfuerzo efectivo en función de la velocidad compresional, la presión de poro y la presión de confinamiento de la formación [9 y 44].

Posteriormente, dicho coeficiente fue ajustado con la densidad del fluido de control empleando la expresión lineal que relaciona la presión efectiva con la presión de confinamiento, la presión de poro y el coeficiente de esfuerzo efectivo [9 y 44]. Previo a lo anterior, fue necesario determinar la presión efectiva con base a una relación empírica que involucra a las velocidades sísmicas, la porosidad, el contenido de arcilla y la presión efectiva en arenas [13].

Se aplicaron datos del registro sísmico dipolar debido a que la extracción de núcleos de los pozos y la realización de pruebas de laboratorio, para determinar el coeficiente de esfuerzo efectivo, son procesos que implican costos elevados.

6.1 Determinación de la presión efectiva a partir de la porosidad, el contenido de arcilla y las velocidades compresional y de corte.

Recurriendo a las ecuaciones (6.1) y (6.2), las cuales relacionan la velocidad compresional (V_p) y de corte (V_s) con la porosidad (ϕ), el contenido de arcilla (C) y la presión efectiva (P_e) en arenas [13], se estableció ésta última mediante un algoritmo iterativo programado en Fortran para los pozos Furbero 1228 y 1451.

$$V_p = 5.77 - 6.94\phi - 1.73\sqrt{C} + 0.446(P_e - e^{-16.7P_e}) \quad (6.1)$$

$$V_s = 3.70 - 4.94\phi - 1.57\sqrt{C} + 0.361(P_e - e^{-16.7P_e}) \quad (6.2)$$

En primera instancia, se obtuvo el contenido de arcilla a partir del registro de rayos gamma y la ecuación (6.3) [45]:

$$V_{shg} = \frac{GR - GR_0}{GR_{100} - GR_0} \quad (6.3)$$

donde

V_{shg} = Volumen de arcilla a partir del registro de rayos gamma, [fracción].

GR = Lectura del registro de rayos gamma en la zona de interés, [API].

GR_0 = Lectura del registro de rayos gamma en una formación limpia, [API].

GR_{100} = Lectura del registro de rayos gamma en una formación con 100% contenido de arcilla, [API].

Para establecer la presión efectiva iterativamente usando la ecuación (6.1), se utilizó el contenido de arcilla así determinado, los datos de porosidad y velocidad primaria leídos del registro en los intervalos 1580-1647 y 1816-1900 *m* para el pozo Furbero 1228, y los rangos 1550-1570 y 1640-1696 *m* para el pozo Furbero 1451. Los resultados se muestran en las tablas 6.1 a 6.4.

Tabla 6.1. Presión efectiva obtenida iterativamente en función de la porosidad, contenido de arcilla y la velocidad compresional. Pozo Furbero 1228, intervalo 1580-1647 *m*.

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	ϕ [U.P.]	V_{shg} [fracción]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [Kbar]
1582.37	24.75	0.15	0.1055	4.16	2.31	0.1060
1589.08	23.13	0.13	0.0696	4.27	2.53	0.0675
1590.45	24.08	0.16	0.0906	4.02	2.24	0.0731
1595.78	23.87	0.11	0.0860	4.49	2.61	0.1130
1618.03	22.30	0.17	0.0511	3.94	2.26	0.0339
1636.01	23.56	0.14	0.0791	4.24	2.30	0.0779

Tabla 6.2. Presión efectiva generada de forma iterativa en función de la porosidad, contenido de arcilla y la velocidad compresional. Pozo Furbero 1228, intervalo 1816-1900 m.

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	ϕ [U.P.]	V_{shg} [fracción]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [Kbar]
1817.83	24.87	0.14	0.1082	4.26	2.34	0.1261
1830.78	24.35	0.08	0.0967	4.77	2.54	0.1972
1838.71	24.67	0.13	0.1038	4.28	2.47	0.1173
1841.14	22.57	0.05	0.0572	5.01	2.28	0.1245
1856.08	24.36	0.12	0.0969	4.43	2.33	0.1266

Tabla 6.3. Presión efectiva obtenida iterativamente en función de la porosidad, contenido de arcilla y la velocidad compresional. Pozo Furbero 1451, intervalo 1550-1570 m.

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	ϕ [U.P.]	V_{shg} [fracción]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [Kbar]
1553.87	29.88	0.22	0.1464	3.50	1.88	0.0889
1558.60	28.39	0.18	0.1148	3.91	2.21	0.0928
1559.05	23.59	0.16	0.0126	4.02	2.25	0.0027
1565.00	27.94	0.16	0.1051	4.03	2.20	0.0916
1565.45	27.64	0.15	0.0986	4.13	2.22	0.0946

Tabla 6.4. Presión efectiva generada de forma iterativa en función de la porosidad, contenido de arcilla y la velocidad compresional. Pozo Furbero 1451, intervalo 1640-1696 m.

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	ϕ [U.P.]	V_{shg} [fracción]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [Kbar]
1640.89	27.62	0.15	0.2715	4.12	2.36	0.6846
1641.50	24.78	0.13	0.1049	4.30	2.46	0.1287
1642.11	24.43	0.12	0.0842	4.36	2.49	0.0953
1646.07	27.37	0.14	0.2573	4.25	2.46	0.6891
1683.41	26.50	0.14	0.2060	4.24	2.34	0.4755

Asimismo y con fines comparativos, también se determinó la presión efectiva pero en función de la velocidad secundaria (ecuación 6.2). En las tablas 6.5 a 6.8, los resultados muestran una notable discrepancia entre los valores de presión efectiva, obtenida a partir de la velocidad primaria, con respecto a la generada con base a la velocidad secundaria.

Tabla 6.5. Presión efectiva obtenida iterativamente en función de la porosidad, contenido de arcilla y las velocidades compresional y de corte. Pozo Furbero 1228, intervalo 1580-1647 m.

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	ϕ [U.P.]	V_{shg} [fracción]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [Kbar]	$P_e=f(V_s)$ (Iteración en Fortran) [Kbar]
1582.37	24.75	0.15	0.1055	4.16	2.31	0.1060	0.0448
1589.08	23.13	0.13	0.0696	4.27	2.53	0.0675	0.0666
1590.45	24.08	0.16	0.0906	4.02	2.24	0.0731	0.0365
1595.78	23.87	0.11	0.0860	4.49	2.61	0.1130	0.0677
1618.03	22.30	0.17	0.0511	3.94	2.26	0.0339	0.0243
1636.01	23.56	0.14	0.0791	4.24	2.30	0.0779	0.0145

Tabla 6.6. Presión efectiva generada de forma iterativa en función de la porosidad, contenido de arcilla y las velocidades compresional y de corte. Pozo Furbero 1228, intervalo 1816-1900 m.

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	ϕ [U.P.]	V_{shg} [fracción]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [Kbar]	$P_e=f(V_s)$ (Iteración en Fortran) [Kbar]
1817.83	24.87	0.14	0.1082	4.26	2.34	0.1261	0.0395
1830.78	24.35	0.08	0.0967	4.77	2.54	0.1972	0.0118
1838.71	24.67	0.13	0.1038	4.28	2.47	0.1173	0.0789
1841.14	22.57	0.05	0.0572	5.01	2.28	0.1245	----
1856.08	24.36	0.12	0.0969	4.43	2.33	0.1266	0.0087

Tabla 6.7. Presión efectiva obtenida iterativamente en función de la porosidad, contenido de arcilla y las velocidades compresional y de corte. Pozo Furbero 1451, intervalo 1550-1570 m.

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	ϕ [U.P.]	V_{shg} [fracción]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [Kbar]	$P_e=f(V_s)$ (Iteración en Fortran) [Kbar]
1553.87	29.88	0.22	0.1464	3.50	1.88	0.0889	0.0570
1558.60	28.39	0.18	0.1148	3.91	2.21	0.0928	0.0688
1559.05	23.59	0.16	0.0126	4.02	2.25	0.0027	----
1565.00	27.94	0.16	0.1051	4.03	2.20	0.0916	0.0341
1565.45	27.64	0.15	0.0986	4.13	2.22	0.0946	0.0220

Tabla 6.8. Presión efectiva generada de forma iterativa en función de la porosidad, contenido de arcilla y las velocidades compresional y de corte. Pozo Furbero 1451, intervalo 1640-1696 m.

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	ϕ [U.P.]	V_{shg} [fracción]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [Kbar]	$P_e=f(V_s)$ (Iteración en Fortran) [Kbar]
1640.89	27.62	0.15	0.2715	4.12	2.36	0.6846	0.6314
1641.50	24.78	0.13	0.1049	4.30	2.46	0.1287	0.0729
1642.11	24.43	0.12	0.0842	4.36	2.49	0.0953	0.0486
1646.07	27.37	0.14	0.2573	4.25	2.46	0.6891	0.6431
1683.41	26.50	0.14	0.2060	4.24	2.34	0.4755	0.1606

Debido a la discrepancia de los valores de presión efectiva obtenidos, fue necesario determinar la velocidad primaria empleando la ecuación (6.1) y la presión efectiva lograda iterativamente a partir de la velocidad secundaria. De igual forma, se calculó la velocidad secundaria aplicando la ecuación (6.2) y la presión efectiva obtenida por iteración con base al valor conocido de la velocidad primaria. Lo anterior permite observar el comportamiento de las velocidades al usar cifras de presión efectiva generadas por su homóloga. Los resultados se exponen en las tablas 6.9 a la 6.12.

Tabla 6.9. Comparación de las velocidades compresional, de corte y su cociente (leídas de registro y calculadas). Pozo Furbero 1228, intervalo 1580-1647 m.

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	ϕ [U.P.]	V_{shg} [fracción]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]	V_p $f[P_e(V_s)]$ [Km/s]	V_s $f[P_e(V_p)]$ [Km/s]	V_p/V_s (de registro)	V_p $f[P_e(V_s)]/$ V_s $f[P_e(V_p)]$
1582.37	24.75	0.15	0.1055	4.16	2.31	3.99	2.44	1.80	1.64
1589.08	23.13	0.13	0.0696	4.27	2.53	4.26	2.53	1.69	1.68
1590.45	24.08	0.16	0.0906	4.02	2.24	3.89	2.34	1.80	1.66
1595.78	23.87	0.11	0.0860	4.49	2.61	4.39	2.68	1.72	1.64
1618.03	22.30	0.17	0.0511	3.94	2.26	3.89	2.29	1.74	1.70
1636.01	23.56	0.14	0.0791	4.24	2.30	3.98	2.50	1.84	1.59

Tabla 6.10. Comparación de las velocidades compresional, de corte y su cociente (leídas de registro y calculadas). Pozo Furbero 1228, intervalo 1816-1900 m.

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	ϕ [U.P.]	V_{shg} [fracción]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]	V_p $f[P_e(V_s)]$ [Km/s]	V_s $f[P_e(V_p)]$ [Km/s]	V_p/V_s (de registro)	V_p $f[P_e(V_s)]/$ V_s $f[P_e(V_p)]$
1817.83	24.87	0.14	0.1082	4.26	2.34	4.04	2.51	1.82	1.61
1830.78	24.35	0.08	0.0967	4.77	2.54	4.34	2.89	1.87	1.50
1838.71	24.67	0.13	0.1038	4.28	2.47	4.21	2.53	1.88	1.66
1841.14	22.57	0.05	0.0572	5.01	2.28	---	3.08	2.20	---
1856.08	24.36	0.12	0.0969	4.43	2.33	4.04	2.64	1.90	1.53

Tabla 6.11. Comparación de las velocidades compresional, de corte y su cociente (leídas de registro y calculadas). Pozo Furbero 1451, intervalo 1550-1570 m.

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	ϕ [U.P.]	V_{shg} [fracción]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]	V_p $f[P_e(V_s)]$ [Km/s]	V_s $f[P_e(V_p)]$ [Km/s]	V_p/V_s (de registro)	V_p $f[P_e(V_s)]/$ V_s $f[P_e(V_p)]$
1553.87	29.88	0.22	0.1464	3.50	1.88	3.41	1.95	1.86	1.75
1558.60	28.39	0.18	0.1148	3.91	2.21	3.85	2.26	1.77	1.71
1559.05	23.59	0.16	0.0126	4.02	2.25	---	2.37	1.79	---
1565.00	27.94	0.16	0.1051	4.03	2.20	3.85	2.35	1.83	1.64
1565.45	27.64	0.15	0.0986	4.13	2.22	3.88	2.42	1.85	1.60

Tabla 6.12. Comparación de las velocidades compresional, de corte y su cociente (leídas de registro y calculadas). Pozo Furbero 1451, intervalo 1640-1696 m.

Profundidad [m]	Rayos Gamma [API]	ϕ [U.P.]	V_{shg} [fracción]	V_p [Km/s]	V_s [Km/s]	V_p $f[P_e(V_s)]$ [Km/s]	V_s $f[P_e(V_p)]$ [Km/s]	V_p/V_s (de registro)	V_p $f[P_e(V_s)]/$ V_s $f[P_e(V_p)]$
1640.89	27.62	0.15	0.2715	4.12	2.36	4.10	2.38	1.75	1.72
1641.50	24.78	0.13	0.1049	4.30	2.46	4.19	2.54	1.74	1.65
1642.11	24.43	0.12	0.0842	4.36	2.49	4.23	2.59	1.75	1.63
1646.07	27.37	0.14	0.2573	4.25	2.46	4.23	2.48	1.73	1.71
1683.41	26.50	0.14	0.2060	4.24	2.34	4.07	2.48	1.81	1.64

Puede observarse que, a pesar de la diferencia notable entre las presiones efectivas deducidas, las velocidades primaria y secundaria (leídas del registro y calculadas), tienen cantidades muy similares. Los valores nulos de las velocidades primarias indican una no-convergencia del programa empleado en la iteración.

Con base a lo anterior, puede decirse que las ecuaciones (6.1) y (6.2) describen de forma fidedigna el comportamiento de las velocidades primaria y secundaria en las arenas de los pozos analizados. Un tratamiento estadístico de los datos corroboraría dicha afirmación.

6.2. Determinación del coeficiente de esfuerzo efectivo

Como se mencionó en la sección 1.8, la presión diferencial (P_d) está influenciada por la diferencia entre la presión de confinamiento o presión de sobrecarga (P_c) y la presión de poro (P_p)

$$P_d = P_c - P_p \quad (1.57)$$

Para formaciones y rocas poco consolidadas, la presión diferencial gobierna la influencia de la presión en la deformación [16]. No obstante, para rocas consolidadas se ha demostrado que el estado real de esfuerzo está dado por

$$P_e = P_c - nP_p \quad (1.58)$$

donde

n = Coeficiente del esfuerzo efectivo [17 y 46].

Por otro lado, el Coeficiente del esfuerzo efectivo puede ser evaluado mediante la siguiente ecuación experimental [18]:

$$n_Q = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_p]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_d]_{P_p}} \quad (1.60)$$

donde

V_p = velocidad compresional de la roca

P_d = presión diferencial

P_p = presión de poro

Empleando la velocidad compresional (V_p) leída de registros geofísicos, se determinaron distintos valores para “ n ” en función de la presión de confinamiento y la presión de poro para algunos intervalos de arenas de los pozos Furbero 1451 y 1228.

Como se muestra en la figura 1.9, el denominador en la ecuación (1.60) puede obtenerse a partir de la pendiente de la línea tangente, en el punto de intersección entre las curvas de V_p contra P_c , a P_p constante y la correspondiente a P_d constante, mientras el numerador lo constituye la pendiente de la curva de V_p contra P_c , a P_d constante.

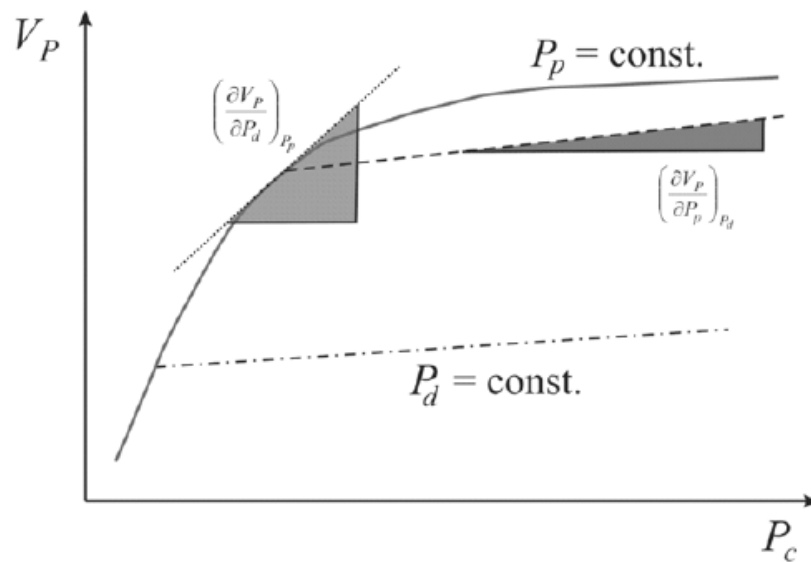


Figura 1.9. Gráfica que ilustra la obtención de las derivadas en el numerador y denominador en la ecuación experimental para el coeficiente del esfuerzo efectivo (ecuación 1.60).

Para realizar las curvas de V_p contra P_c (con P_p constante) se identificaron, a lo largo de la profundidad de los pozos Furbero 1228 y 1451, los intervalos con un mismo valor de presión de poro. Fueron consideradas como constantes las cifras de presión de poro con una variación decimal entre 0.1 a 0.9. Por ejemplo, rangos entre 21.0 a 21.9 corresponderían a una presión de poro constante, mientras que 22.0, sería un valor constante distinto. En las tablas 6.13 y 6.14 se presentan algunas ponderaciones de presión de sobrecarga, presión diferencial y velocidad compresional para distintos valores constantes de presión de poro en los pozos Furbero 1228 y 1451.

Tabla 6.13. Pozo Furbero 1228. Valores de sobrecarga, presión diferencial y velocidad compresional, para distintos valores constantes de presión de poro.

Profundidad [m]	Sobrecarga [MPa]	Presión de Poro [MPa]	Velocidad Compresional [Km/s]	Presión Diferencial [$P_d=P_c-P_p$]
1520.04	34.72	17.70	3.36	17.02
1522.32	34.77	17.76	3.53	17.01
1532.08	35.01	17.95	3.33	17.06
1536.95	35.12	18.05	3.66	17.07
1556.61	35.62	18.45	3.60	17.17
1576.12	36.10	18.85	4.05	17.24
1585.27	36.32	19.05	3.95	17.27
1604.77	36.80	19.46	3.79	17.34
1651.71	37.97	19.95	3.69	18.02
1657.05	38.09	20.06	3.92	18.03
1676.86	38.60	20.45	4.02	18.15
1716.33	39.58	20.95	3.44	18.63
1721.97	39.72	21.05	3.51	18.67
1743.46	40.27	21.45	3.59	18.82
1918.87	44.68	21.86	3.61	22.82

Tabla 6.14. Pozo Furbero 1451. Valores de sobrecarga, presión diferencial y velocidad compresional, para distintos valores constantes de presión de poro.

Profundidad [m]	Sobrecarga [MPa]	Presión de Poro [MPa]	Velocidad Compresional [Km/s]	Presión Diferencial [$P_d=P_c-P_p$]
1550.06	36.14	19.30	3.20	16.84
1558.60	36.34	19.45	3.91	16.88
1579.47	36.87	19.85	3.89	17.02
1589.99	37.13	20.06	3.66	17.07
1610.87	37.65	20.45	3.79	17.20
1633.58	38.21	20.85	3.96	17.36
1645.46	38.51	21.05	4.18	17.45
1667.71	39.08	21.45	3.51	17.63
1689.96	39.63	21.85	3.71	17.78
1701.39	39.92	22.05	4.54	17.86
1723.34	40.48	22.45	3.90	18.03
1745.89	41.04	22.87	4.09	18.18
1755.95	41.30	23.05	3.85	18.25
1777.14	41.83	23.47	3.72	18.36
1797.10	42.34	23.86	4.09	18.48
1807.92	42.61	24.05	3.85	18.56
1828.50	43.11	24.45	4.04	18.66
1848.76	43.64	24.87	4.08	18.78
1858.37	43.87	25.05	4.50	18.82
1878.48	44.38	25.45	3.49	18.93
1898.45	44.89	25.85	3.72	19.04
1908.96	45.16	26.05	3.69	19.11
1928.62	45.66	26.45	3.37	19.21
1941.58	45.99	26.71	3.50	19.28

De tal forma, fueron graficados los valores de V_p contra P_c para los intervalos con cifras de presión de poro constante y se determinó su relación a través de una línea de tendencia. Los resultados para el pozo Furbero 1228 están descritos en las figuras 6.1 a 6.5 para presiones de poro constantes de 17, 18, 19, 20 y 21 *mega Pascales*. Los correspondientes al pozo Furbero 1451, se muestran en las figuras 6.6 a 6.11 para las presiones de poro de 19, 20, 21, 22, 23, 24 *mega Pascales*.

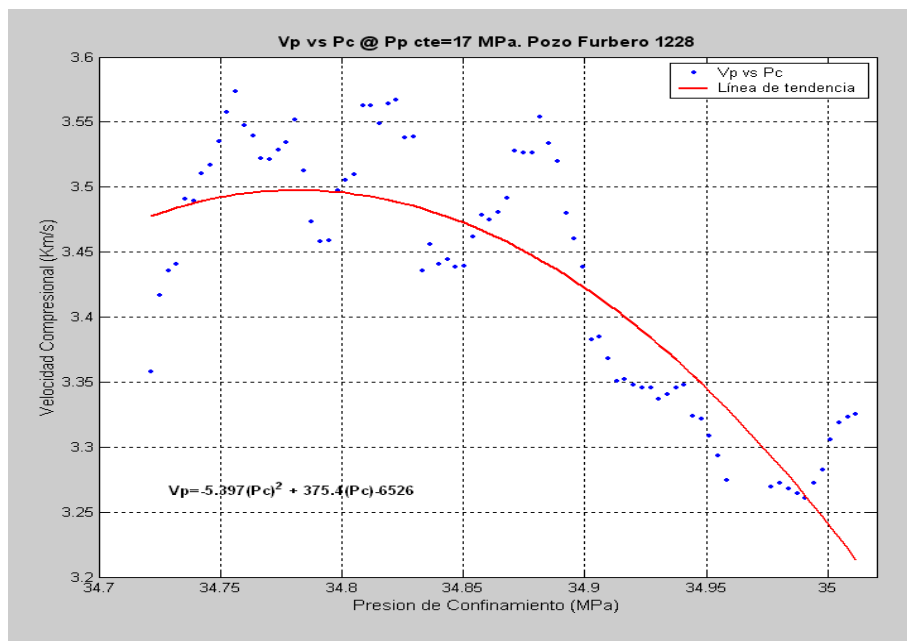


Figura 6.1 Pozo Furbero 1228. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión de poro constante de 17 MPa.

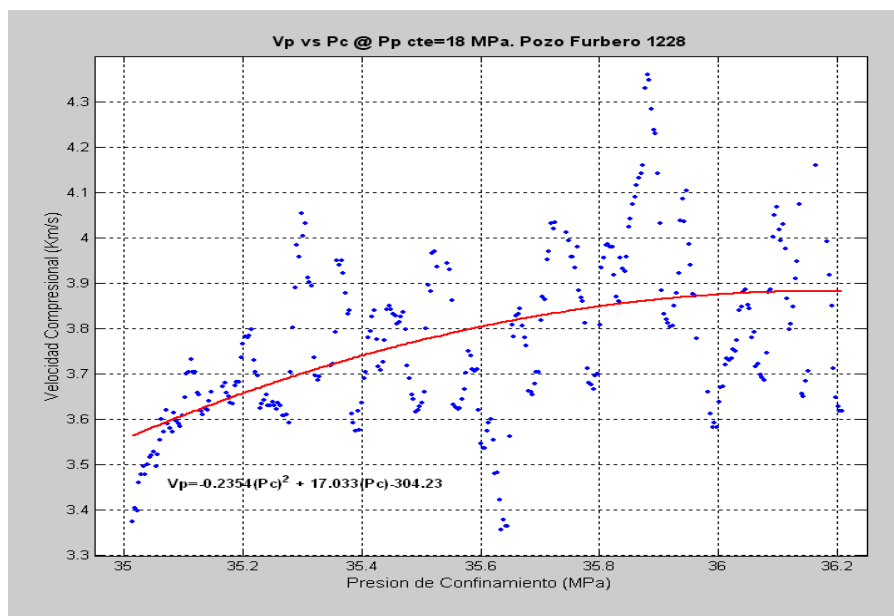


Figura 6.2. Pozo Furbero 1228. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión de poro constante de 18 MPa.

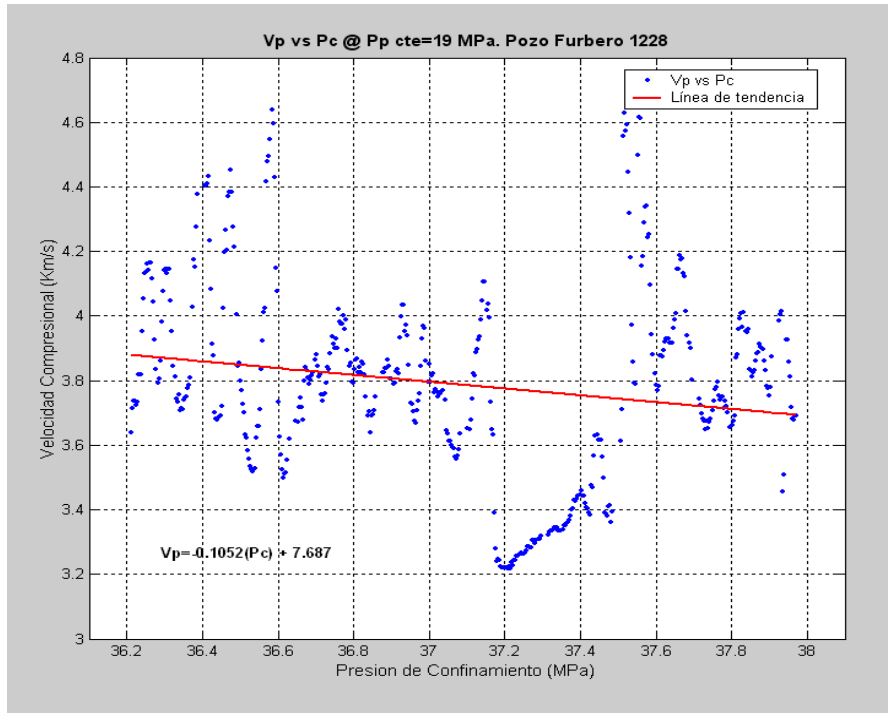


Figura 6.3. Pozo Furbero 1228. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión de poro constante de 19 MPa.

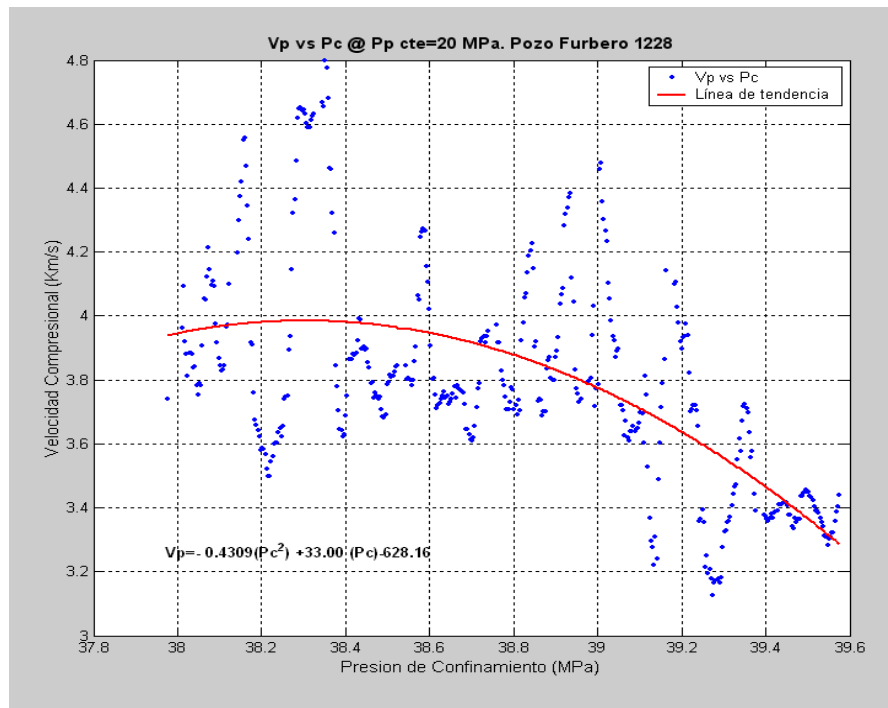


Figura 6.4. Pozo Furbero 1228. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión de poro constante de 20 MPa.

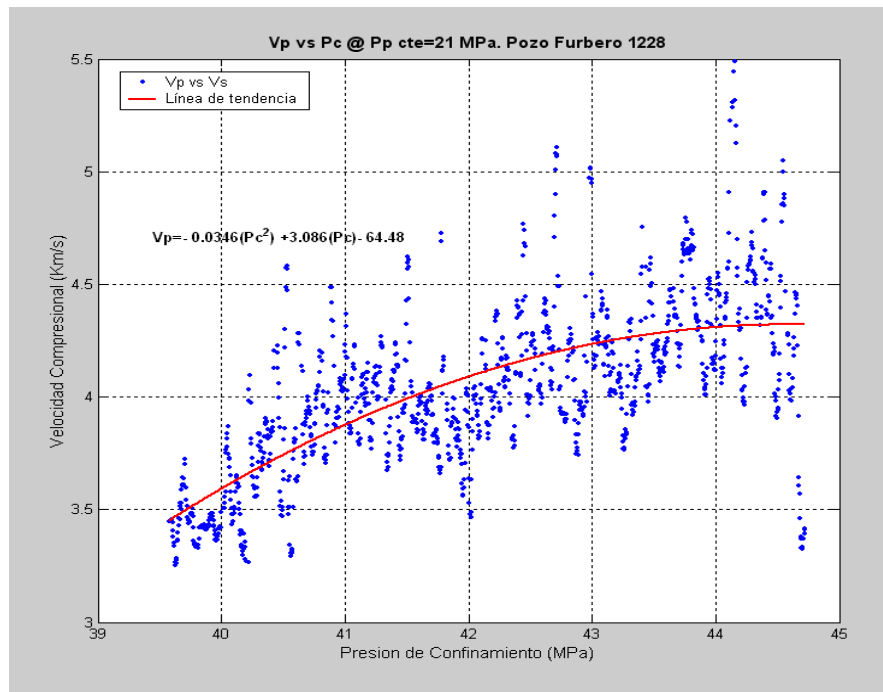


Figura 6.5 Pozo Furbero 1228. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión de poro constante de 21 MPa.

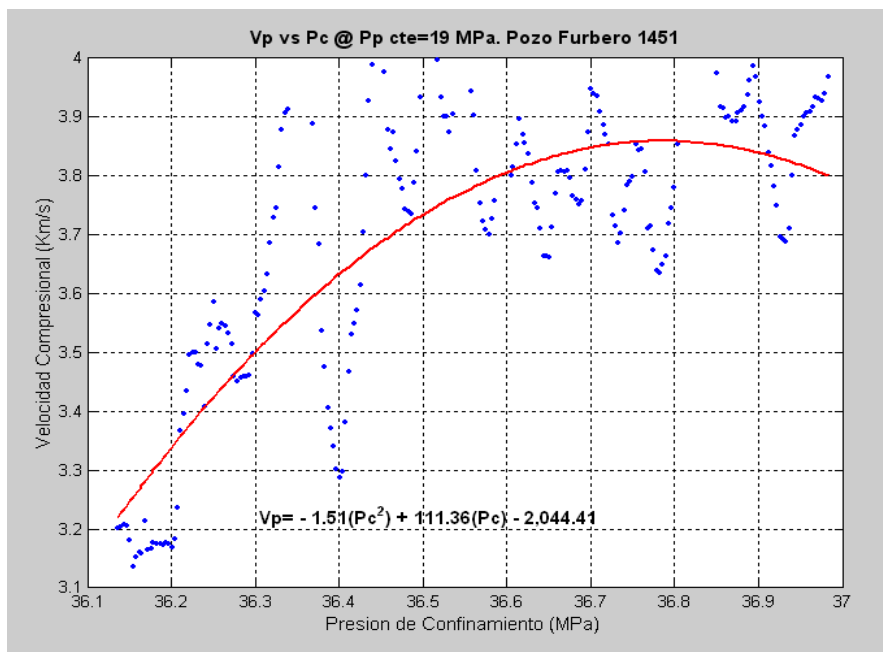


Figura 6.6. Pozo Furbero 1451. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión de poro constante de 19 MPa.

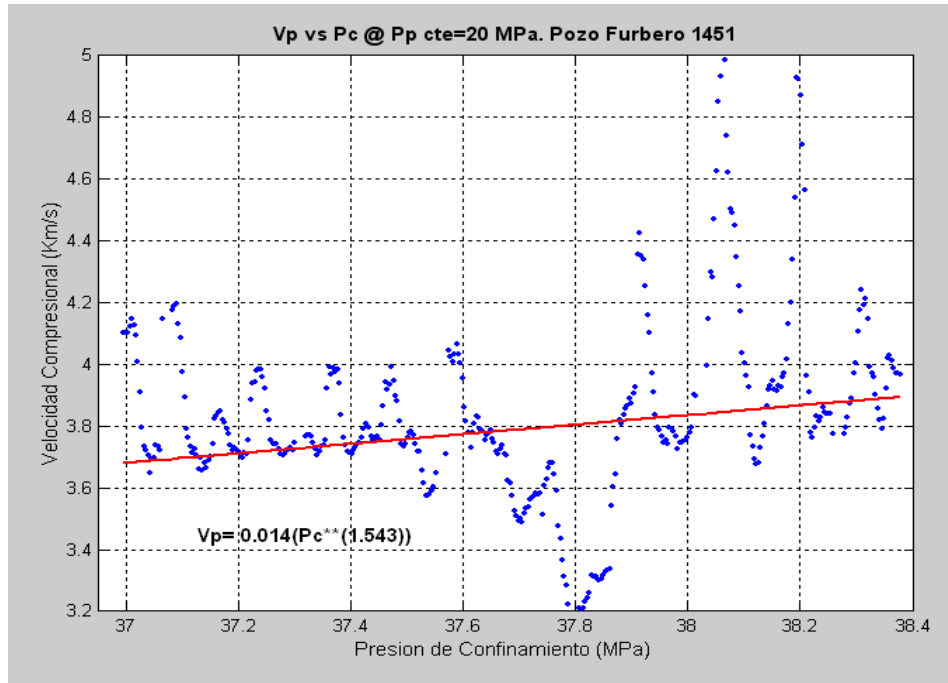


Figura 6.7. Pozo Furbero 1451. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión de poro constante de 20 MPa.

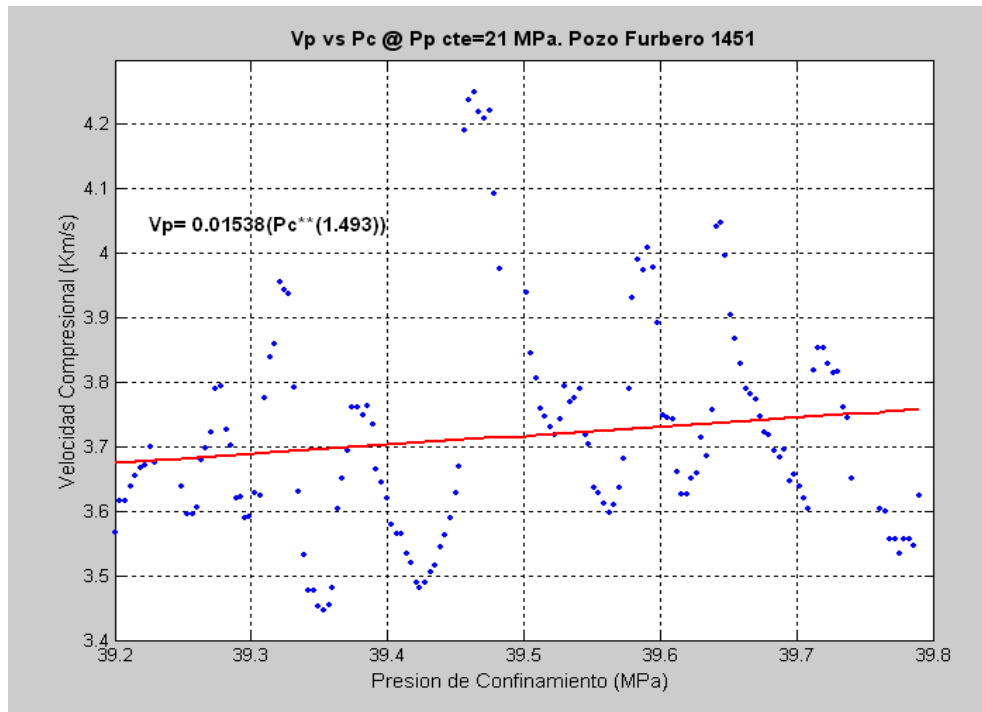


Figura 6.8. Pozo Furbero 1451. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión de poro constante de 21 MPa.

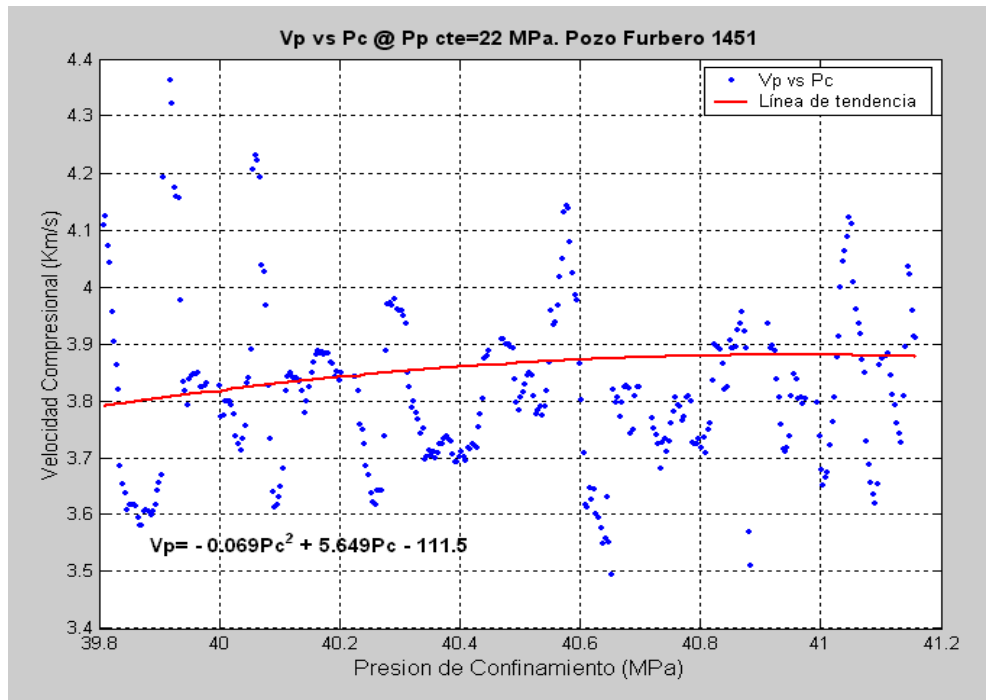


Figura 6.9. Pozo Furbero 1451. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión de poro constante de 22 MPa.

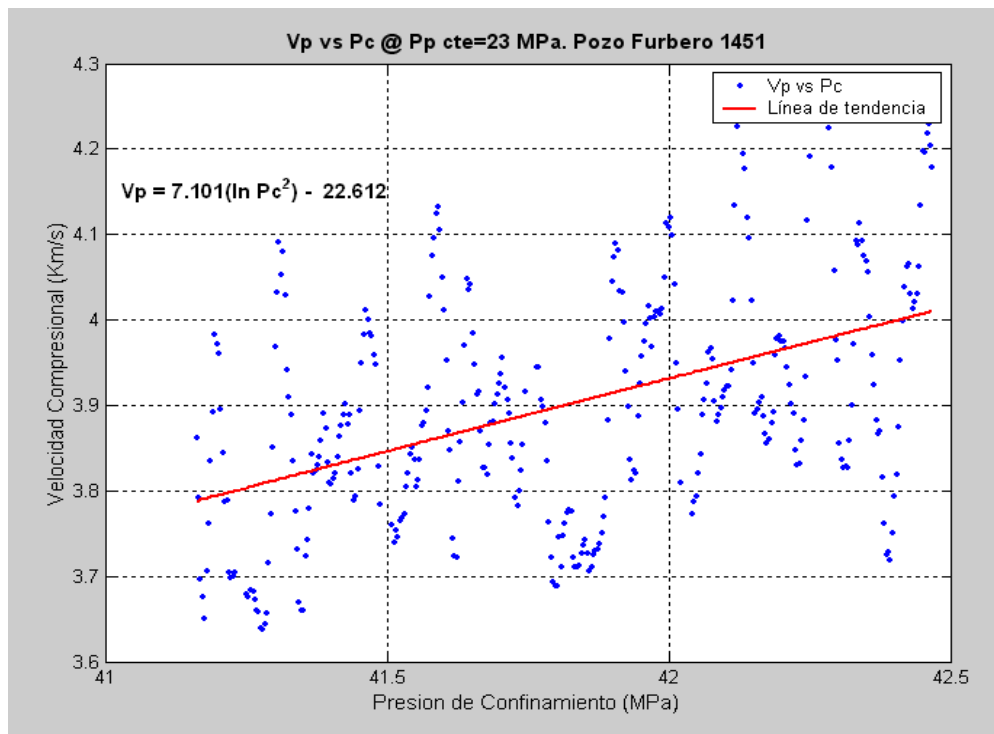


Figura 6.10. Pozo Furbero 1451. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión de poro constante de 23 MPa.

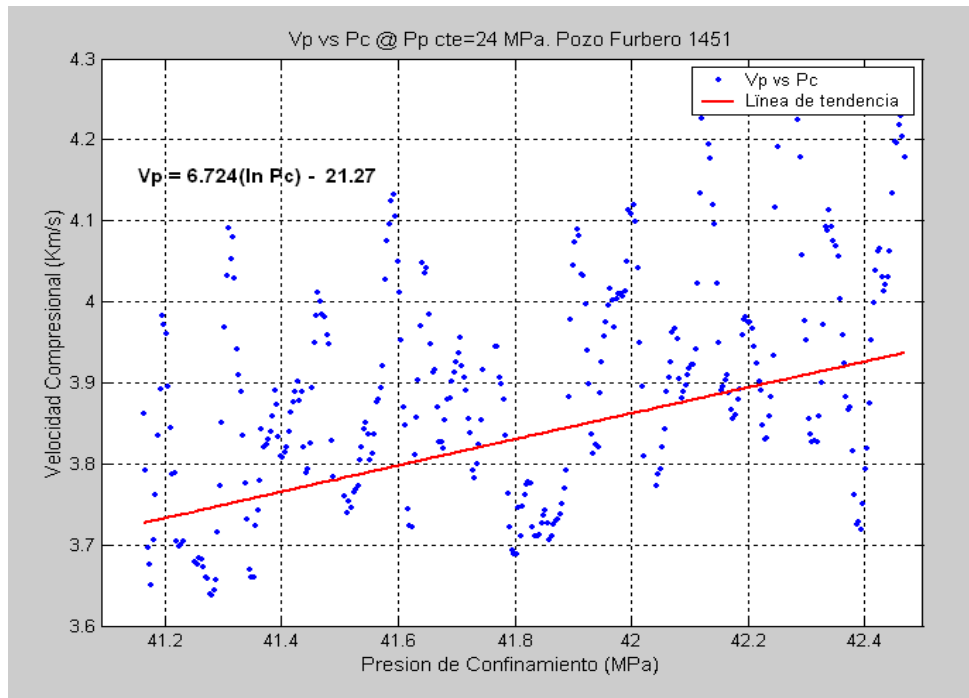


Figura 6.11. Pozo Furbero 1451. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión de poro constante de 24 MPa.

Por otro lado, para realizar las curvas de V_p contra P_c , a presión diferencial constante y a lo largo de toda la profundidad del pozo, se calculó la presión diferencial: restando de la sobrecarga (considerada como la presión de confinamiento), la presión de poro obtenida de forma analítica ($P_d = P_c - P_p$). Al igual que para la curva de V_p contra P_c , a P_p constante, fueron considerados como invariables las cantidades de presión diferencial con fluctuación decimal de 0.1 a 0.9. En las tablas 6.15 y 6.16 están algunas cifras de la sobrecarga, presión de poro y velocidad compresional para distintos valores constantes de presión diferencial en los pozos Furbero 1228 y 1451, respectivamente.

Tabla 6.15. Pozo Furbero 1228. Valores de sobrecarga, presión de poro y velocidad compresional para distintos valores constantes de presión diferencial.

Profundidad [m]	Sobrecarga [MPa]	Presión de Poro [MPa]	Velocidad Compresional [Km/s]	Presión Diferencial [$P_d=P_c-P_p$]
1520.04	34.72	17.70	3.36	17.02
1620.77	37.20	19.51	3.22	17.69
1630.53	37.44	19.53	3.57	17.90
1666.65	38.35	20.24	4.65	18.10
1703.98	39.27	20.75	3.12	18.53
1755.50	40.56	21.67	3.31	18.90
1767.23	40.85	20.79	3.74	20.06
1768.75	40.91	20.41	4.27	20.50
1786.59	41.35	20.46	3.74	20.90
1795.58	41.58	20.58	3.90	21.00
1813.71	42.02	20.50	3.48	21.52
1856.54	43.10	21.20	4.14	21.90
1875.74	43.58	21.48	4.13	22.10
1899.51	44.19	21.69	4.33	22.50
1919.17	44.69	21.86	3.46	22.82

Tabla 6.16. Pozo Furbero 1451. Valores de sobrecarga, presión de poro y velocidad compresional para distintos valores constantes de presión diferencial.

Profundidad [m]	Sobrecarga [MPa]	Presión de Poro [MPa]	Velocidad Compresional [Km/s]	Presión Diferencial [$P_d=P_c-P_p$]
1550.06	36.14	19.30	3.20	16.84
1568.81	36.60	19.66	3.80	16.95
1595.48	37.26	20.16	3.75	17.10
1650.95	38.65	21.15	3.78	17.50
1706.58	40.05	22.15	3.89	17.90
1732.64	40.70	22.61	3.83	18.09
1798.47	42.37	23.87	3.88	18.50
1869.49	44.17	25.27	3.95	18.90
1905.91	45.09	25.99	3.64	19.10
1938.83	45.92	26.67	3.43	19.25
1941.73	45.99	26.17	3.49	19.82
1942.34	46.01	23.86	3.41	22.15
1954.53	46.33	23.84	3.62	22.50
1969.47	46.71	23.81	3.78	22.90

Ulteriormente, se graficaron los valores de V_p contra P_c para los rangos con cantidades de presión diferencial constante y fue establecida su relación a través de una línea de tendencia. Las figuras 81 a 85 muestran los resultados del pozo Furbero 1228 para las presiones diferenciales constantes de 17, 18, 19, 20 y 21 *mega Pascales*. En tanto, las figuras 86 a 90 presentan los correspondientes del pozo Furbero 1451 para las presiones diferenciales de 16, 17, 18, 19 y 22 *mega Pascales*.

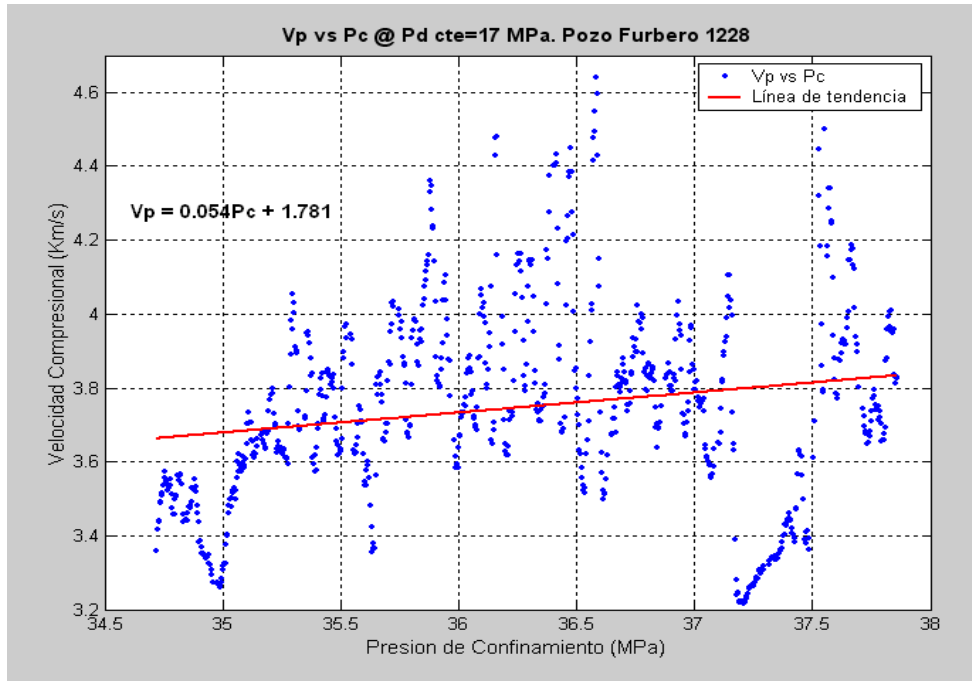


Figura 6.12. Pozo Furbero 1228. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión diferencial constante de 17 MPa.

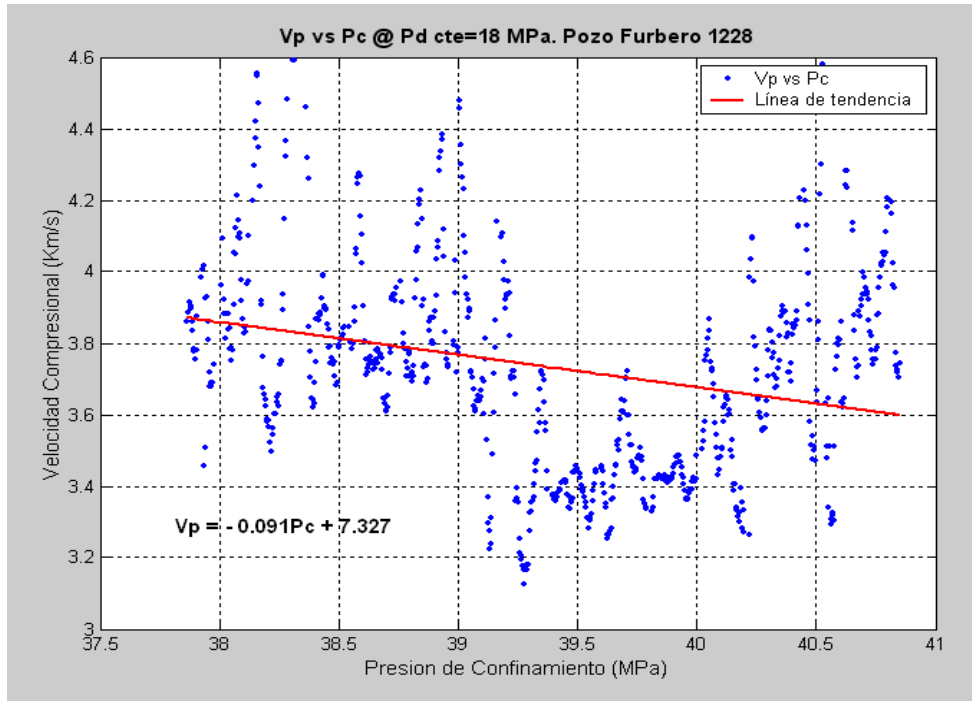


Figura 6.13. Pozo Furbero 1228. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión diferencial constante de 18 MPa.

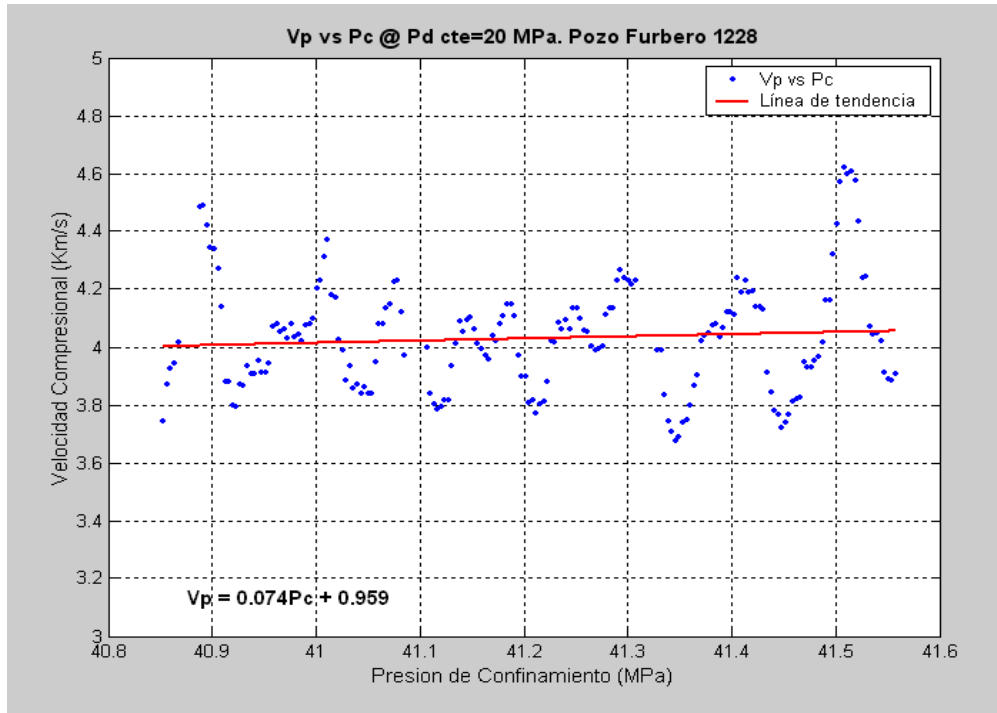


Figura 6.14. Pozo Furbero 1228. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión diferencial constante de 20 MPa.

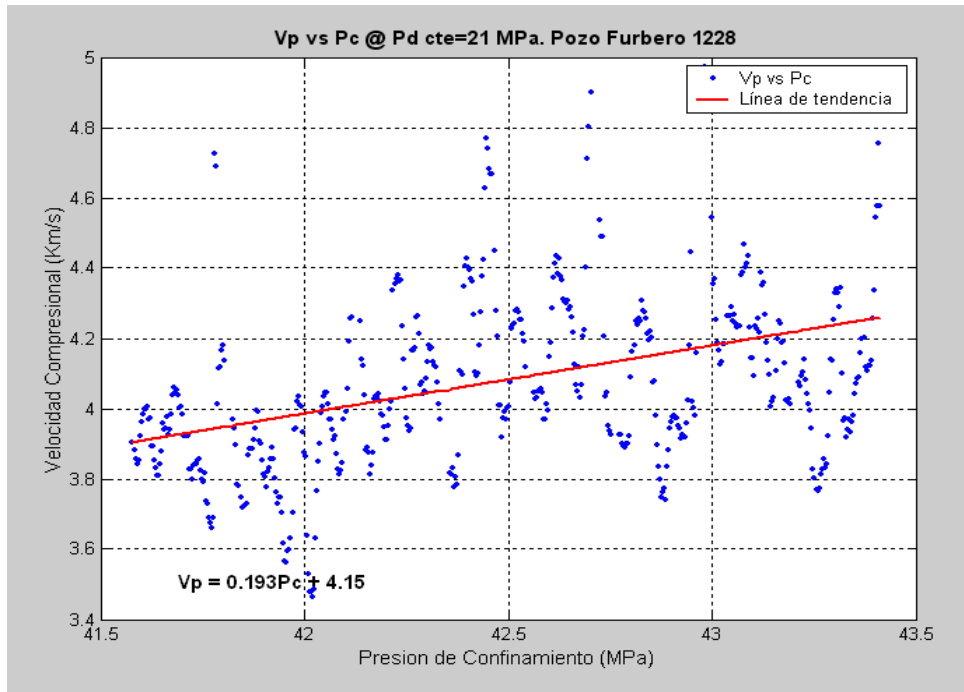


Figura 6.15. Pozo Furbero 1228. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión diferencial constante de 21 MPa.

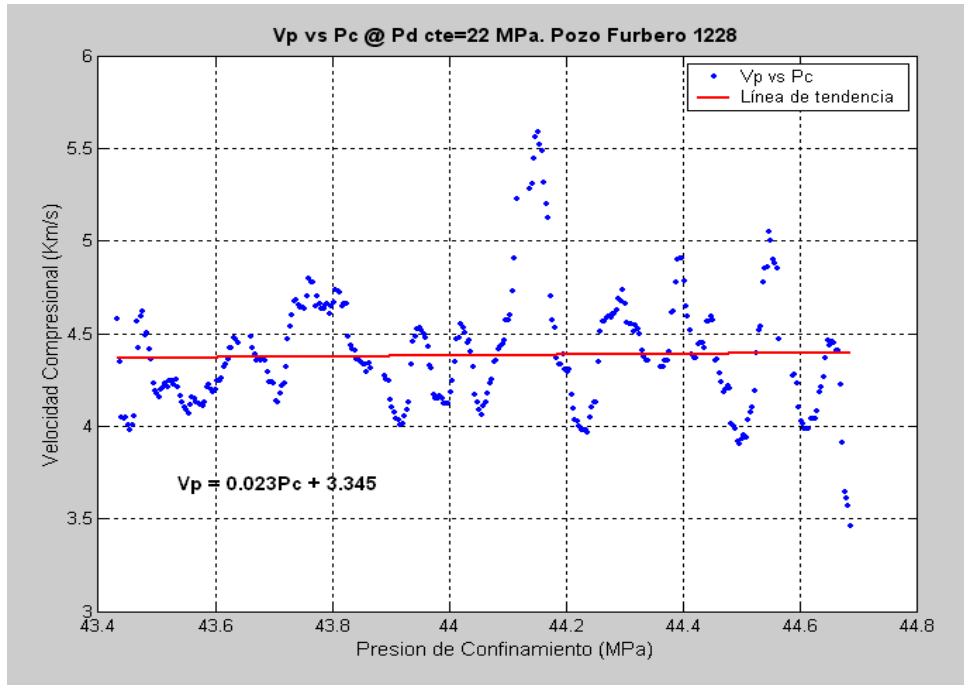


Figura 6.16. Pozo Furbero 1228. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión diferencial constante de 22 MPa.

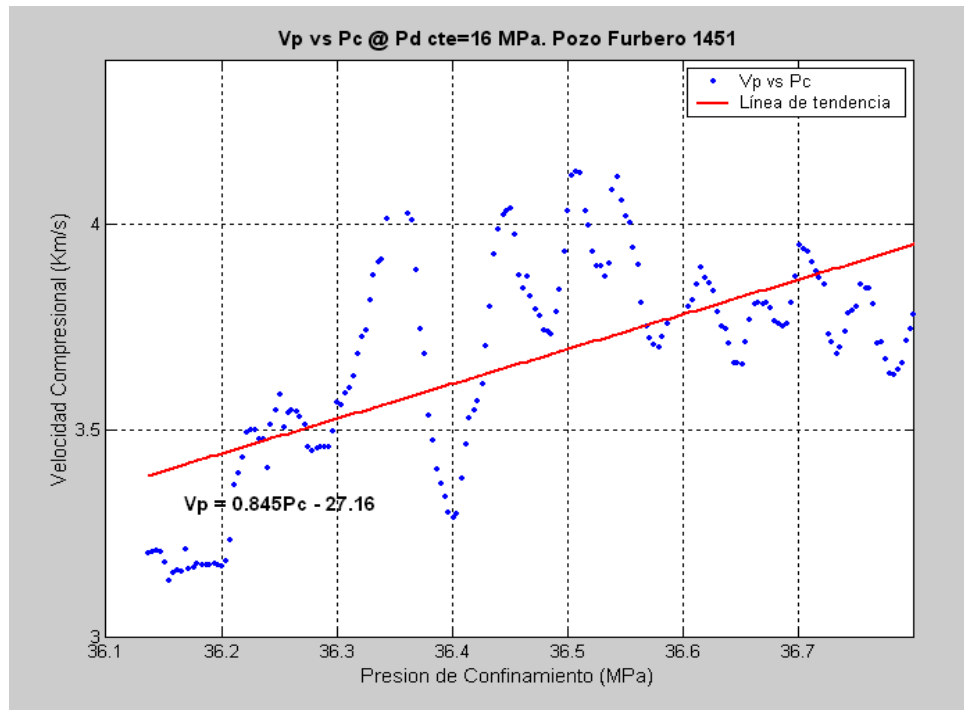


Figura 6.17. Pozo Furbero 1451. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión diferencial constante de 16 MPa.

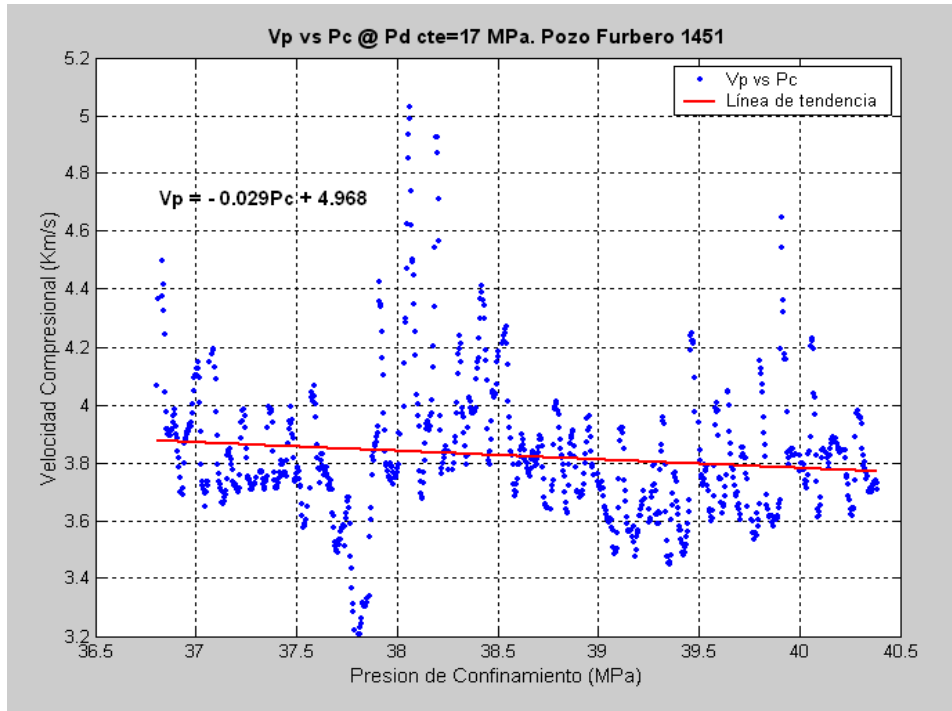


Figura 6.18. Pozo Furbero 1451. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión diferencial constante de 17 MPa.

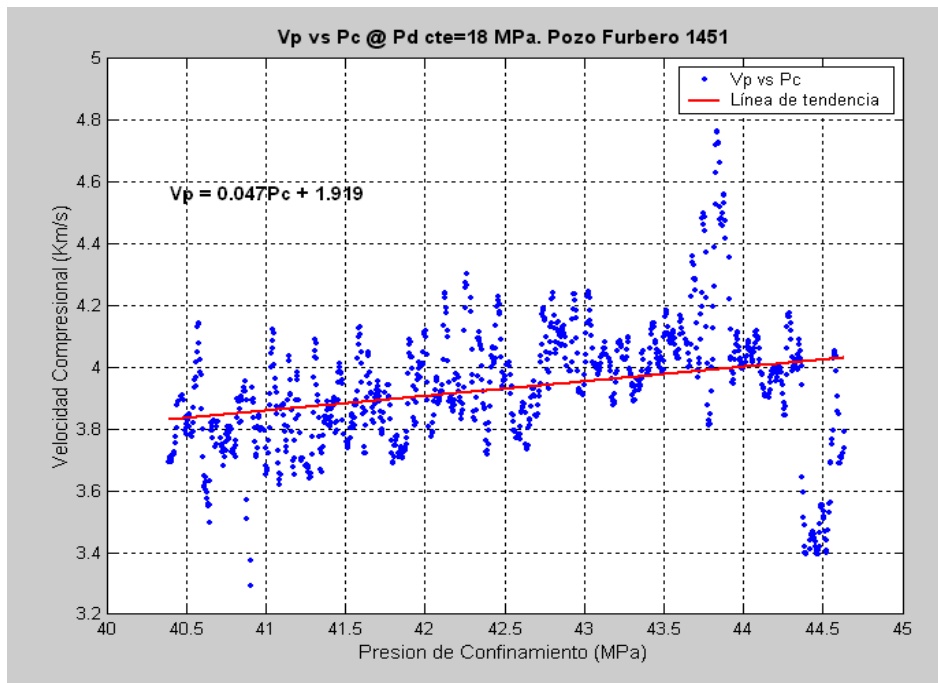


Figura 6.19. Pozo Furbero 1451. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión diferencial constante de 18 MPa.

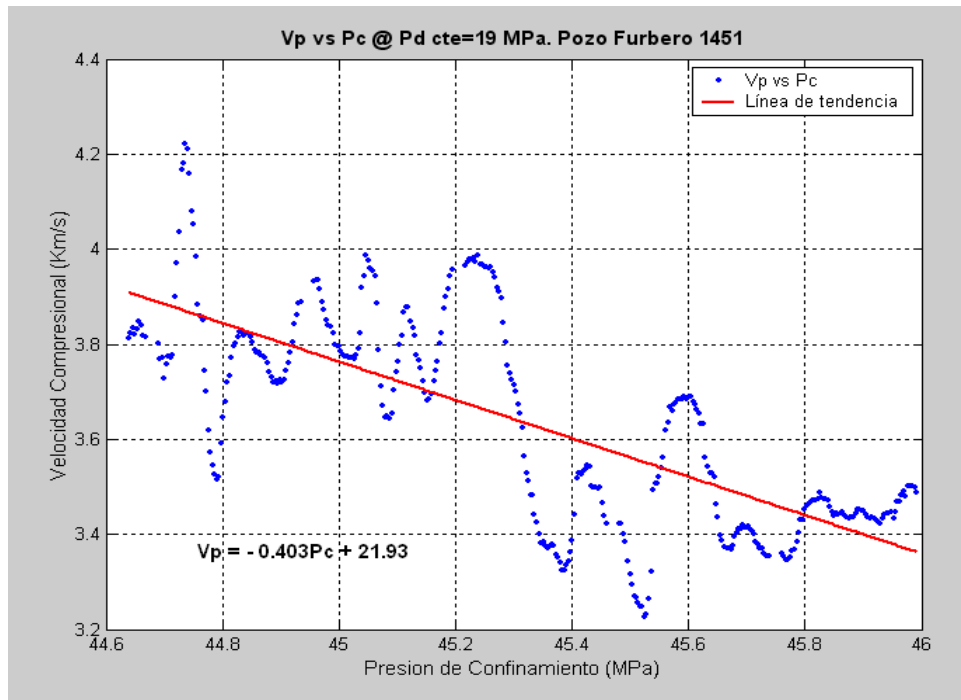


Figura 6.20. Pozo Furbero 1451. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión diferencial constante de 19 MPa.

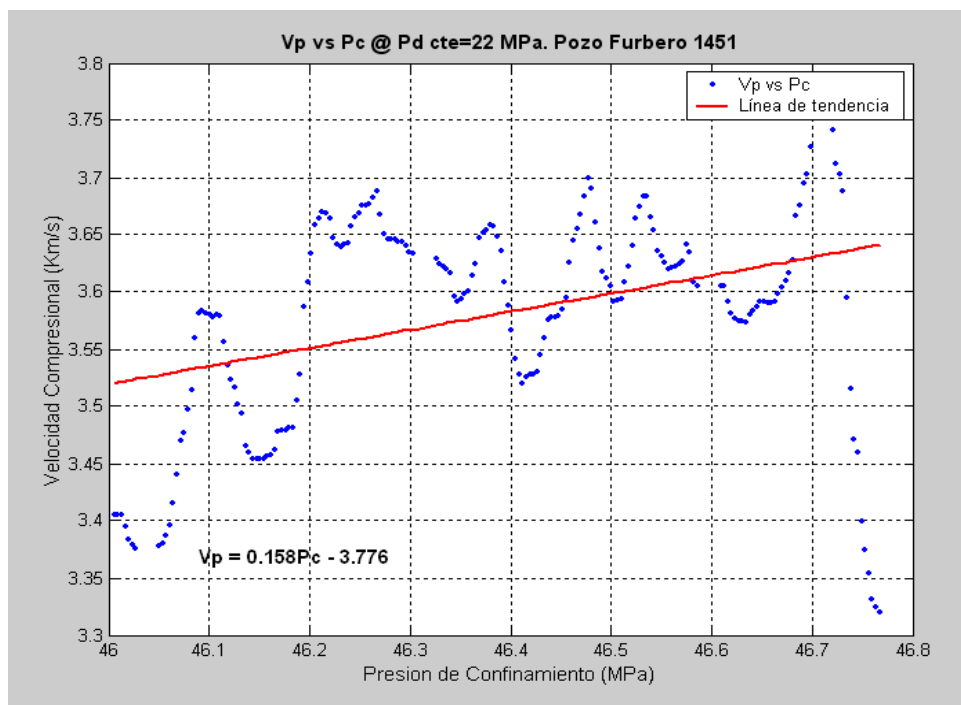


Figura 6.21. Pozo Furbero 1451. Velocidad compresional respecto a la presión de confinamiento para una presión diferencial constante de 22 MPa.

Las ecuaciones de las líneas de tendencia para V_p vs P_c con distintos valores de P_p constantes se presentan a continuación.

Pozo Furbero 1228

- P_p igual a 17 MPa

$$V_p = -5.397P_c^2 + 375.49P_c - 6526.66 \quad (6.4)$$

- P_p igual a 18 MPa

$$V_p = -0.2354P_c^2 + 17.033P_c - 304.23 \quad (6.5)$$

- P_p igual a 19 MPa

$$V_p = -0.105P_c + 7.687 \quad (6.6)$$

- P_p igual a 20 MPa

$$V_p = -0.4309P_c^2 + 33.0P_c - 628.16 \quad (6.7)$$

- P_p igual a 21 MPa

$$V_p = -0.0346P_c^2 + 3.086P_c - 64.48 \quad (6.8)$$

Pozo Furbero 1451

- P_p igual a 19 MPa

$$V_p = -1.5136P_c^2 + 111.36P_c - 2044.41 \quad (6.9)$$

- P_p igual a 20 MPa

$$V_p = -0.014P_c^{1.543} \quad (6.10)$$

- P_p igual a 21 MPa

$$V_p = -0.01538P_c^{1.493} \quad (6.11)$$

- P_p igual a 22 MPa

$$V_p = -0.069P_c^2 + 5.649P_c - 111.5 \quad (6.12)$$

- P_p igual a 23 MPa

$$V_p = 7.101\ln P_c - 22.61 \quad (6.13)$$

- P_p igual a 24 MPa

$$V_p = 6.724\ln P_c - 21.27 \quad (6.14)$$

Las ecuaciones de las líneas de tendencia para V_p vs P_c para distintos valores de P_d constantes son las siguientes:

Pozo Furbero 1228

- P_d igual a 17 MPa

$$V_p = 0.0542P_c + 1.781 \quad (6.15)$$

- P_d igual a 18 MPa

$$V_p = -0.091P_c + 7.327 \quad (6.16)$$

- P_d igual a 20 MPa

$$V_p = -0.074P_c + 0.959 \quad (6.17)$$

- P_d igual a 21 MPa

$$V_p = 0.193P_c - 4.159 \quad (6.18)$$

- P_d igual a 22 MPa

$$V_p = 0.023P_c + 3.345 \quad (6.19)$$

Pozo Furbero 1451

- P_d igual a 16 MPa

$$V_p = 0.845P_c - 27.16 \quad (6.20)$$

- P_d igual a 17 MPa

$$V_p = -0.029P_c + 4.968 \quad (6.21)$$

- P_d igual a 18 MPa

$$V_p = -0.047P_c + 1.919 \quad (6.22)$$

- P_d igual a 19 MPa

$$V_p = -0.403P_c + 21.93 \quad (6.23)$$

- P_d igual a 22 MPa

$$V_p = 0.158P_c - 3.776 \quad (6.24)$$

El numerador de la ecuación (1.60) se obtiene al derivar las ecuaciones de línea de tendencia de V_p contra P_c , a presión diferencial constante (ecuaciones 6.15 a 6.24) ya que

$$P_p = P_c - P_d \quad (6.25)$$

y expresado en forma diferencial

$$\partial P_p = \partial P_c - \partial P_d \quad (6.26)$$

como P_d es constante en este caso $\partial P_d = 0$, entonces la ecuación (6.26) resulta

$$\partial P_p = \partial P_c \quad (6.27)$$

Luego entonces, con base a (6.27), el numerador de la ecuación (1.60) queda expresado como

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_p}\right)_{P_d} = \left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_d} \quad (6.28)$$

Las derivadas de las ecuaciones de las líneas de tendencia de V_p contra P_c a P_d constante (ecuaciones 6.15 a 6.24) son las siguientes:

Pozo Furbero 1228

- P_d igual a 17 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_d} = 0.0542 \quad (6.29)$$

- P_d igual a 18 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_d} = -0.0913 \quad (6.30)$$

- P_d igual a 20 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_d} = -0.0745 \quad (6.31)$$

- P_d igual a 21 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_d} = 0.1937 \quad (6.32)$$

- P_d igual a 22 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_d} = 0.0235 \quad (6.33)$$

Pozo Furbero 1451

- P_d igual a 16 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_d} = 0.8455 \quad (6.34)$$

- P_d igual a 17 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_d} = -0.0297 \quad (6.35)$$

- P_d igual a 18 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_d} = -0.0473 \quad (6.36)$$

- P_d igual a 19 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_d} = -0.403 \quad (6.37)$$

- P_d igual a 22 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_d} = 0.158 \quad (6.38)$$

Debido a que el denominador de la ecuación (1.60) se obtiene a partir de la línea tangente al punto de intersección, entre las curvas de V_p contra P_c (a P_p constante) y V_p contra P_c (a P_d constante), es necesario determinar en primer lugar, cuales curvas se interceptan y posteriormente, evaluar los puntos de intersección. En las figuras 6.22 a la 6.32 se muestran las gráficas de V_p contra P_c (a P_p constante) y su intercepción con las curvas de V_p contra P_c (a P_d constante).

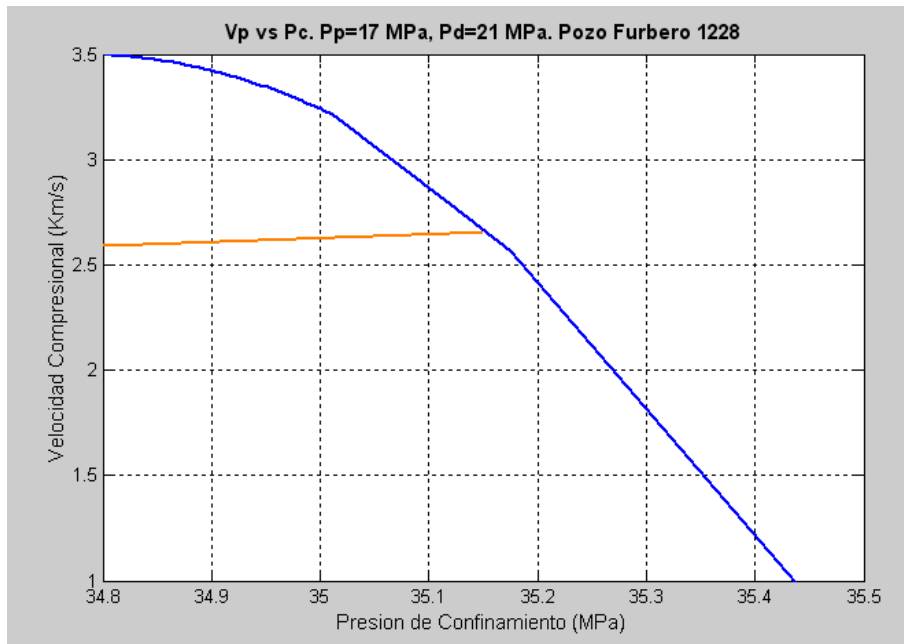


Figura 6.22. Pozo Furbero 1228. Intersección de las curvas de velocidad compresional a presión de poro constante de 17 MPa con la respectiva a presión diferencial constante de 21 MPa.

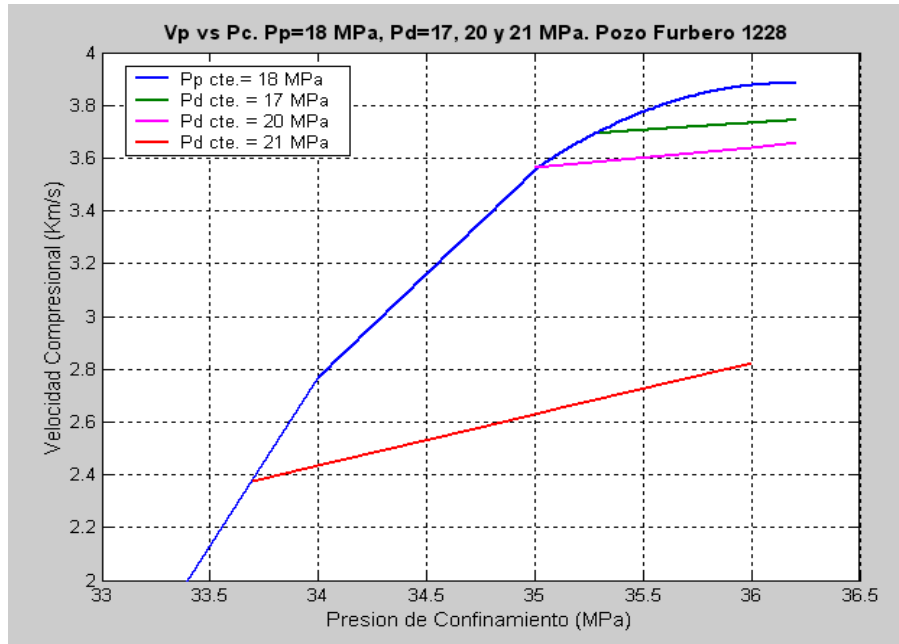


Figura 6.23. Pozo Furbero 1228. Intersección de las curvas de velocidad compresional a presión de poro constante de 18 MPa con las respectivas a presión diferencial constante de 17, 20 y 21 MPa.

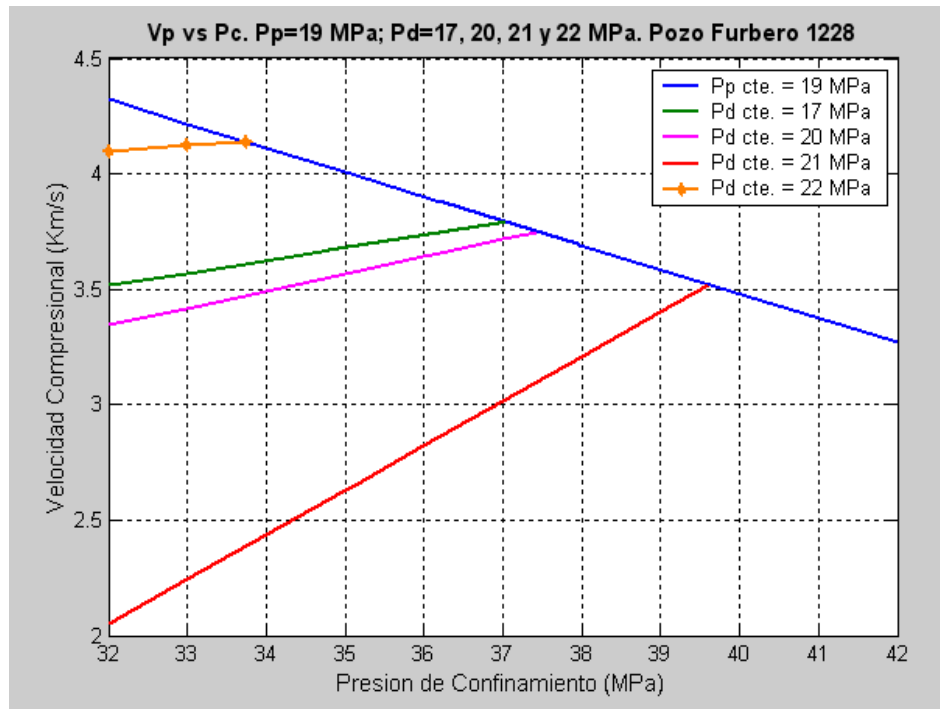


Figura 6.24. Pozo Furbero 1228. Intersección de las curvas de velocidad compresional a presión de poro constante de 19 MPa con las respectivas a presión diferencial constante de 17, 20, 21 y 22 MPa.

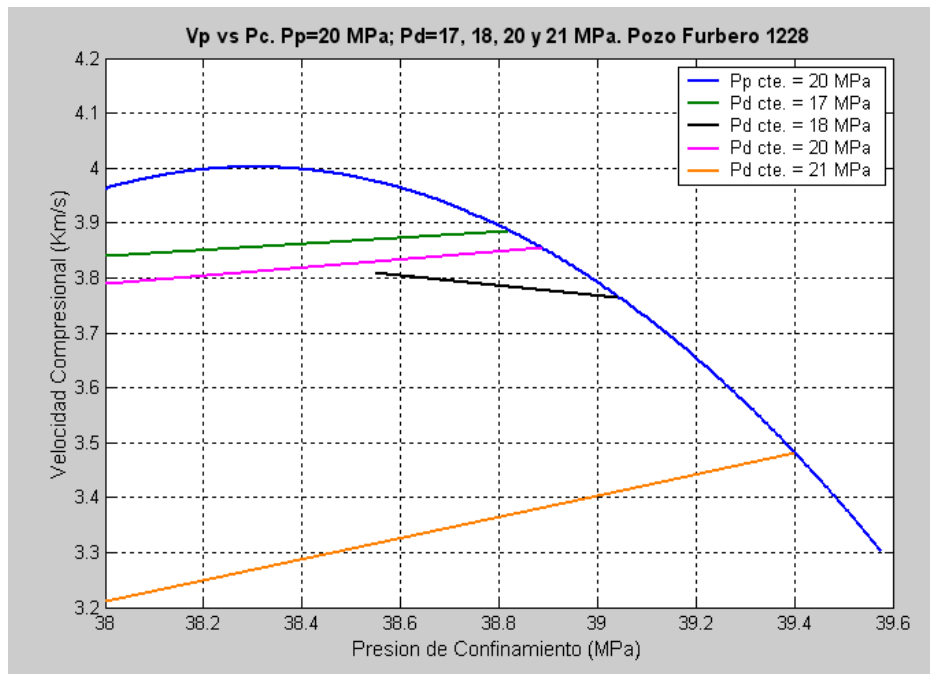


Figura 6.25. Pozo Furbero 1228. Intersección de las curvas de velocidad compresional a presión de poro constante de 20 MPa con las respectivas a presión diferencial constante de 17, 18, 20 y 21 MPa.

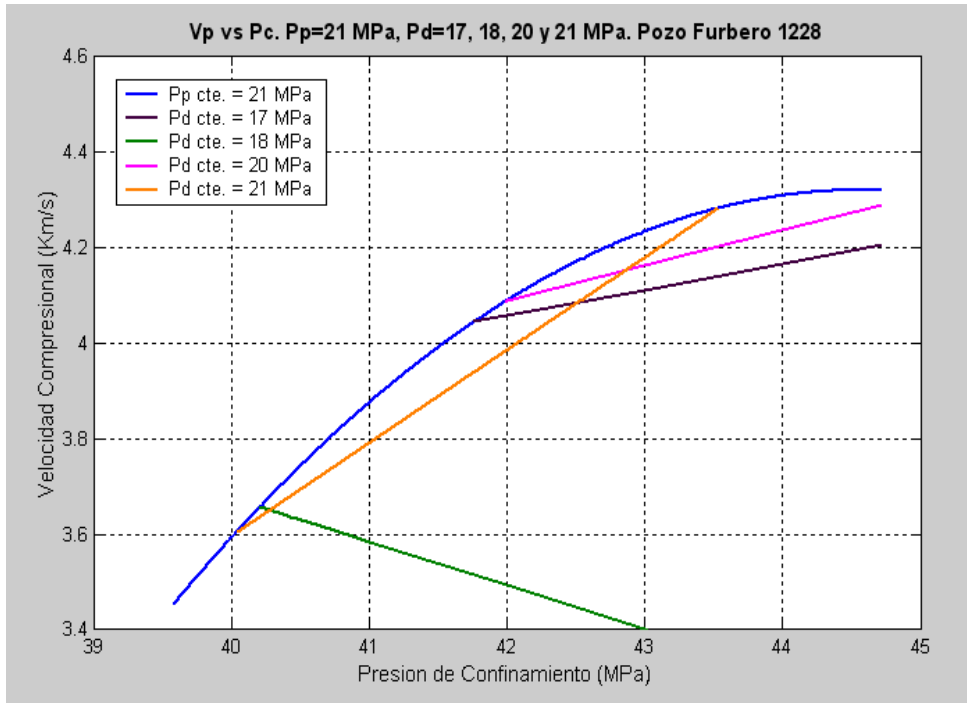


Figura 6.26. Pozo Furbero 1228. Intersección de las curvas de velocidad compresional a presión de poro constante de 21 MPa con las respectivas a presión diferencial constante de 17, 18, 20 y 21 MPa.

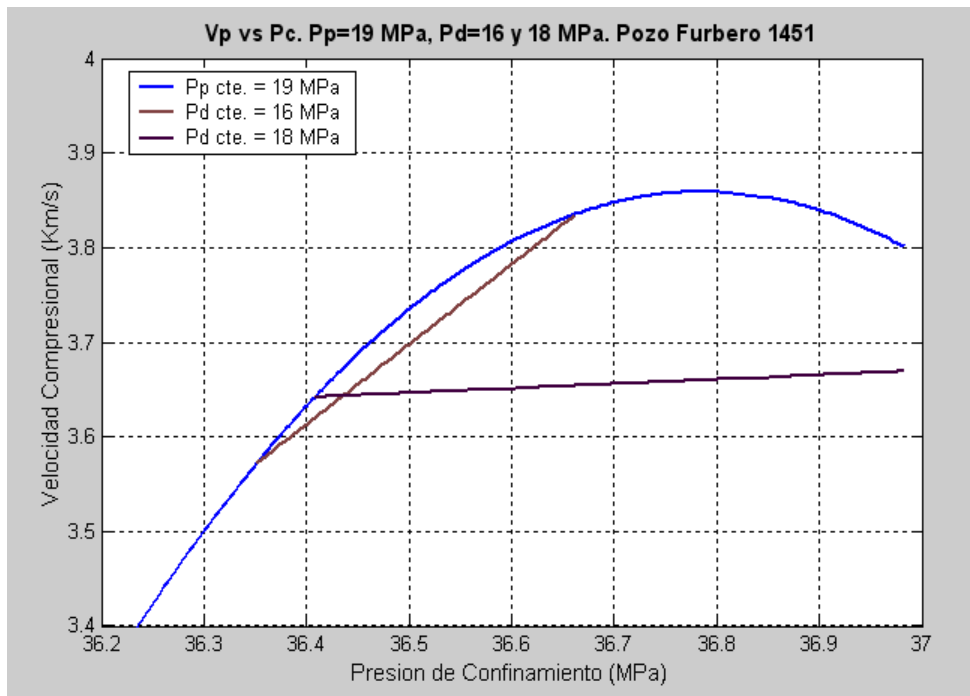


Figura 96. Pozo Furbero 1451. Intersección de las curvas de velocidad compresional a presión de poro constante de 19 MPa con las respectivas a presión diferencial constante de 16 y 18 MPa.

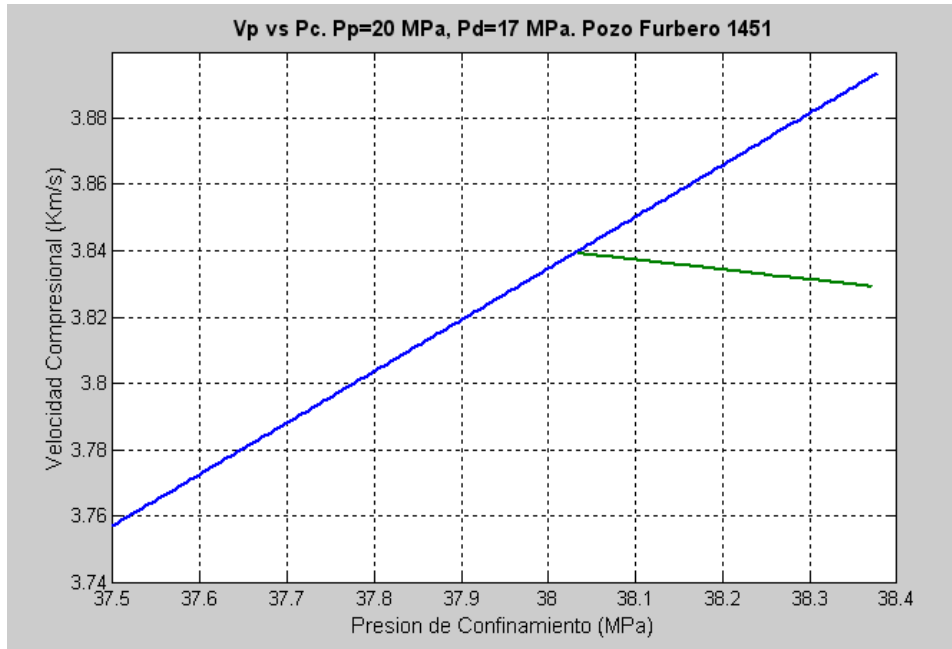


Figura 97. Pozo Furbero 1451. Intersección de las curvas de velocidad compresional a presión de poro constante de 20 MPa con la respectiva a presión diferencial constante de 17 MPa.

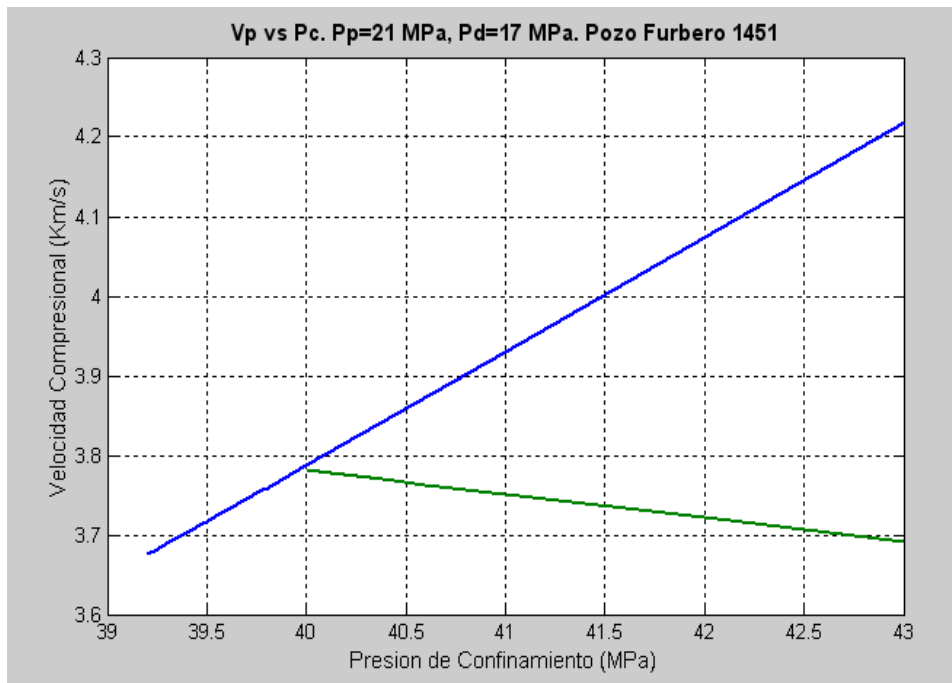


Figura 98. Pozo Furbero 1451. Intersección de las curvas de velocidad compresional a presión de poro constante de 21 MPa con la respectiva a presión diferencial constante de 17 MPa.

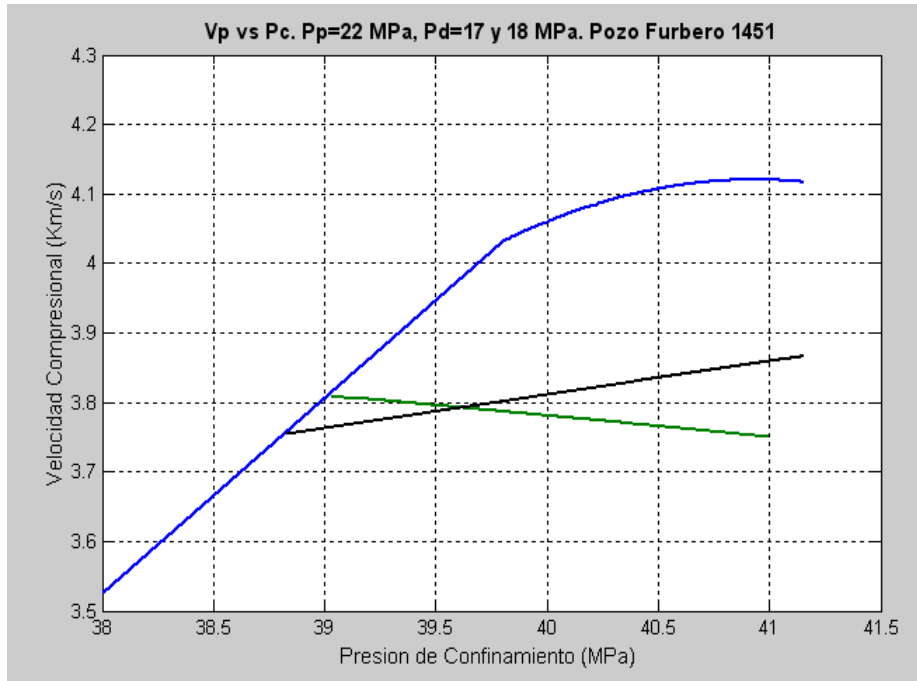


Figura 99. Pozo Furbero 1451. Intersección de las curvas de velocidad compresional a presión de poro constante de 22 MPa con las respectivas a presión diferencial constante de 17 y 18 MPa.

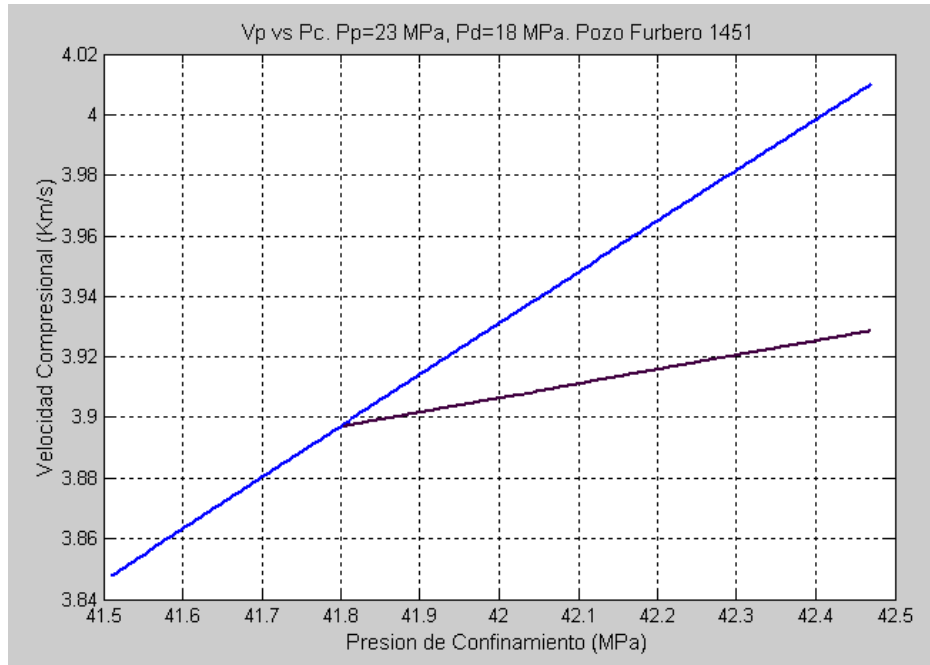


Figura 100. Pozo Furbero 1451. Intersección de las curvas de velocidad compresional a presión de poro constante de 23 MPa con la respectiva a presión diferencial constante de 18 MPa.

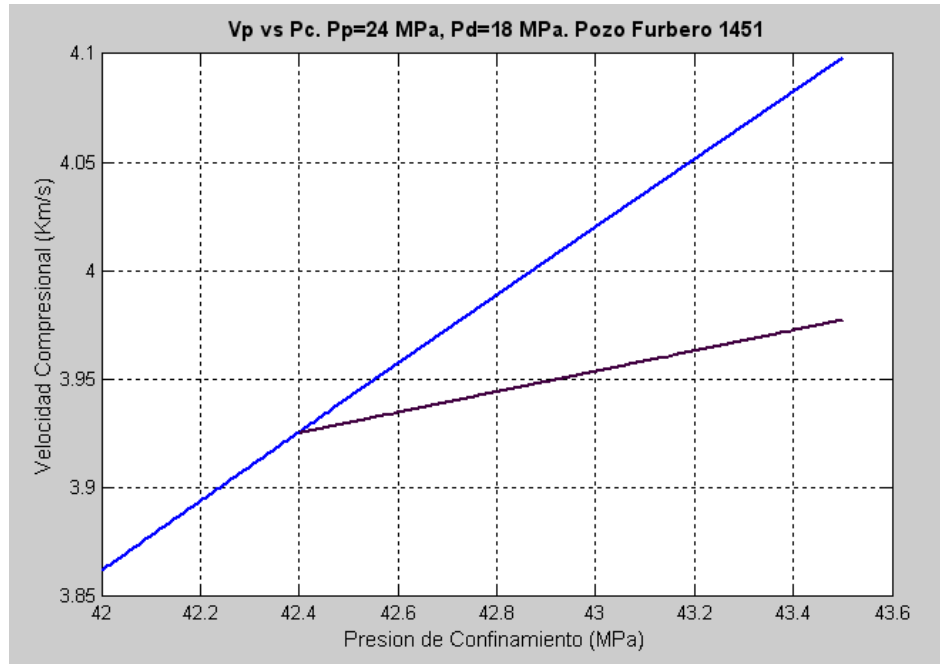


Figura 101. Pozo Furbero 1451. Intersección de las curvas de velocidad compresional a presión de poro constante de 24 MPa con la respectiva a presión diferencial constante de 18 MPa.

Una vez determinadas las curvas que se interceptan entre sí, son evaluados los puntos de intersección: se iguala la ecuación de línea de tendencia para V_p contra P_c (a P_p constante) con la correspondiente para V_p contra P_c (a P_d constante) y se despeja P_c , que constituye la presión donde se interceptan dichas curvas. Con este valor de P_c se evalúa la derivada de la ecuación de la línea de tendencia de V_p respecto a P_c (a P_p constante) y constituye el numerador de la ecuación (1.60).

Con base a los valores determinados de presión de confinamiento de intersección entre curvas y a las figuras 6.22 a 6.32, se puede establecer lo siguiente:

Pozo Furbero 1228

- La curva de V_p respecto a P_c (a P_p constante igual a 17 MPa) intercepta con la curva de V_p contra P_c (a P_d constante de 21 MPa), el valor de presión de intersección es 35.15 MPa.
- La curva de V_p respecto a P_c (a P_p constante igual a 18 MPa) empalma con las curvas de V_p contra P_c (a P_d constante de 17, 20 y 21 MPa), las cifras de presión de intersección son 35.28, 35.04 y 33.65 MPa, respectivamente.

- La curva de V_p respecto a P_c (a P_p constante igual a 19 MPa) intercepta con las curvas de V_p contra P_c (a P_d constante de 17, 20, 21 y 22 MPa), las cantidades de presión de intersección son 37.05, 37.44, 39.60 y 33.74 MPa, en forma respectiva.
- La curva de V_p respecto a P_c (a P_p constante igual a 20 MPa) empalma con las curvas de V_p contra P_c (a P_d constante de 17, 18, 20 y 21 MPa), los valores de presión de intersección son 38.78, 39.01, 38.85 y 39.38 MPa, respectivamente.
- La curva de V_p respecto a P_c (a P_p constante igual a 21 MPa) intercepta con las curvas de V_p contra P_c (a P_d constante de 17, 18, 20 y 21 MPa), las cifras de presión de intersección son 41.76, 40.20, 41.98 y 40.04 MPa, en forma respectiva.

Pozo Furbero 1451

- La curva de V_p respecto a P_c (a P_p constante igual a 19 MPa) empalma con las curvas de V_p contra P_c (a P_d constante de 16 y 18 MPa), las cifras de presión de intersección son 36.35 y 36.41 MPa, respectivamente.
- La curva de V_p respecto a P_c (a P_p constante igual a 20 MPa) intercepta con la curva de V_p contra P_c (a P_d constante de 17 MPa), el valor de presión de intersección es 38.03 MPa.
- La curva de V_p respecto a P_c (a P_p constante igual a 21 MPa) empalma con la curva de V_p contra P_c (a P_d constante de 17 MPa), la cantidad de presión de intersección es 40.6 MPa.
- La curva de V_p respecto a P_c (a P_p constante igual a 22 MPa) intercepta con las curvas de V_p contra P_c (a P_d constante de 17 y 18 MPa), los valores de presión de intersección son 38.84 y 38.60 MPa, en forma respectiva.
- La curva de V_p respecto a P_c (a P_p constante igual a 23 MPa) empalma con la curva de V_p contra P_c (a P_d constante de 18 MPa), la cantidad de presión de intersección es 41.8 MPa.
- La curva de V_p respecto a P_c (a P_p constante igual a 24 MPa) intercepta con la curva de V_p contra P_c (a P_d constante de 18 MPa), la cifra de presión de intersección es 42.4 MPa.

Todos los puntos anteriores se resumen en las tablas 6.17 y 6.18.

Tabla 6.17. Pozo Furbero 1228. Presión de confinamiento en los puntos de intersección de las curvas de velocidad compresional (a presión de poro constante) y las respectivas a presión diferencial constante.

Presión de Poro [MPa]	Presión Diferencial [MPa]				
	17	18	20	21	22
17	---	---	---	35.15	---
18	35.28	---	35.04	33.65	---
19	37.05		37.44	39.6	33.74
20	38.78	39.01	38.85	39.38	---
21	41.76	40.2	41.98	40.04	---

Tabla 6.18. Pozo Furbero 1451. Presión de confinamiento en los puntos de intersección de las curvas de velocidad compresional (a presión de poro constante) y las respectivas a presión diferencial constante.

Presión de Poro [MPa]	Presión Diferencial [MPa]				
	16	17	18	19	22
19	36.35	---	36.41	---	---
20	---	38.03	---	---	---
21	---	40.6	---	---	
22	---	38.84	38.6	---	---
23	---	---	41.8	---	---
24	---	---	42.4	---	---

Una vez determinado el punto de intersección entre las curvas de V_p contra P_c (a P_p constante) y V_p contra P_c (a P_d constante), la pendiente de la línea tangente a ese punto (denominador de la ecuación 1.60) se obtiene al evaluar la derivada de V_p con respecto a P_c (a P_p constante) en el punto de intersección ya que, a partir de (6.26)

$$\partial P_p = \partial P_c - \partial P_d \quad (6.26)$$

y como P_p es constante en este caso $\partial P_p = 0$, entonces la ecuación (6.26) resulta

$$\partial P_d = \partial P_c \quad (6.39)$$

Así, con base a la ecuación (6.39), el denominador de la ecuación (1.60) queda expresado como

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_d}\right)_{P_p} = \left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} \quad (6.40)$$

Las derivadas de las ecuaciones de las líneas de tendencia de V_p contra P_c , a P_p constante (ecuaciones 6.4 a la 6.14), son las siguientes:

Pozo Furbero 1228

- P_p igual a 17 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -10.79P_c + 375.49 \quad (6.41)$$

- P_p igual a 18 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.4708P_c + 17.03 \quad (6.42)$$

- P_p igual a 19 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.1052 \quad (6.43)$$

- P_p igual a 20 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.8618P_c + 32.95 \quad (6.44)$$

- P_p igual a 21 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.06922P_c + 3.086 \quad (6.45)$$

Pozo Furbero 1451

- P_p igual a 19 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -3.027P_c + 111.36 \quad (6.46)$$

- P_p igual a 20 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = 0.02160P_c^{0.543} \quad (6.47)$$

- P_p igual a 21 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = 0.02238P_c^{0.492} \quad (6.48)$$

- P_p igual a 22 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.138P_c + 5.649 \quad (6.49)$$

- P_p igual a 23 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = 7.101\left(\frac{1}{P_c}\right) \quad (6.50)$$

- P_p igual a 24 MPa

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = 6.724\left(\frac{1}{P_c}\right) \quad (6.51)$$

Evaluando dichas derivadas en los puntos de intersección con las curvas de V_p , en función de P_c , a P_d constante (tablas 6.17 y 6.18), resulta:

Pozo Furbero 1228

- $P_p = 17 \text{ MPa}$ y $P_d = 21 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 35.15 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -10.79(35.15) + 375.49 = -3.9728 \quad (6.52)$$

- $P_p = 18 \text{ MPa}$ y $P_d = 17 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 35.28 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.4708(35.28) + 17.03 = 0.4216 \quad (6.53)$$

- $P_p = 18 \text{ MPa}$ y $P_d = 20 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 35.04 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.4708(35.04) + 17.03 = 0.5338 \quad (6.54)$$

- $P_p = 18 \text{ MPa}$ y $P_d = 21 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 33.65 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.4708(33.65) + 17.03 = 1.19 \quad (6.55)$$

- $P_p = 19 \text{ MPa}$ y $P_d = 17, 20, 21$ y 22 MPa , con intersección en $P_c = 37.05, 37.44, 39.60$ y 33.74 MPa , respectivamente

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.1052 \quad (6.56)$$

- $P_p = 20 \text{ MPa}$ y $P_d = 17 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 38.78 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.8618(38.78) + 32.95 = -0.4717 \quad (6.57)$$

- $P_p = 20 \text{ MPa}$ y $P_d = 18 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 39.01 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.8618(39.01) + 32.95 = -0.6688 \quad (6.58)$$

- $P_p = 20 \text{ MPa}$ y $P_d = 20 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 38.85 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.8618(38.85) + 32.95 = -0.5295 \quad (6.59)$$

- $P_p = 20 \text{ MPa}$ y $P_d = 21 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 39.38 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.8618(39.38) + 32.95 = -0.9879 \quad (6.60)$$

- $P_p = 21 \text{ MPa}$ y $P_d = 17 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 41.76 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.0692(41.76) + 3.086 = 0.1955 \quad (6.61)$$

- $P_p = 21 \text{ MPa}$ y $P_d = 18 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 40.21 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.0692(40.21) + 3.086 = 0.3032 \quad (6.62)$$

- $P_p = 21 \text{ MPa}$ y $P_d = 20 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 41.98 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.0692(41.98) + 3.086 = 0.1799 \quad (6.63)$$

- $P_p = 21 \text{ MPa}$ y $P_d = 21 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 40.04 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.0692(40.04) + 3.086 = 0.3147 \quad (6.64)$$

Pozo Furbero 1451

- $P_p = 19 \text{ MPa}$ y $P_d = 16 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 36.35 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -3.027(36.35) + 111.36 = 1.32 \quad (6.65)$$

- $P_p = 19 \text{ MPa}$ y $P_d = 18 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 36.41 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -3.027(36.41) + 111.36 = 1.15 \quad (6.66)$$

- $P_p = 20 \text{ MPa}$ y $P_d = 17 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 38.03 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = 0.02160(38.03)^{0.543} = 0.1557 \quad (6.67)$$

- $P_p = 21 \text{ MPa}$ y $P_d = 17 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 40.6 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = 0.02238(40.6)^{0.492} = 0.1348 \quad (6.68)$$

- $P_p = 22 \text{ MPa}$ y $P_d = 17 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 38.84 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.138(38.84) + 5.649 = 0.8321 \quad (6.69)$$

- $P_p = 22 \text{ MPa}$ y $P_d = 18 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 38.60 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = -0.138(38.60) + 5.649 = 0.3123 \quad (6.70)$$

- $P_p = 23 \text{ MPa}$ y $P_d = 18 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 41.8 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = 7.101\left(\frac{1}{41.80}\right) = 0.1699 \quad (6.71)$$

- $P_p = 24 \text{ MPa}$ y $P_d = 18 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 42.4 \text{ MPa}$

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c}\right)_{P_p} = 6.724 \left(\frac{1}{42.4}\right) = 0.1586 \quad (6.72)$$

Para cada caso correspondiente a las ecuaciones (6.52) a (6.72), se calculó un valor del coeficiente de presión efectiva junto con los valores de las ecuaciones (6.29) a (6.38) y la ecuación (1.60):

Pozo Furbero 1228

- $P_p = 17 \text{ MPa}$ y $P_d = 21 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 35.15 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.1937}{-3.9728} = 1.048 \quad (6.73)$$

- $P_p = 18 \text{ MPa}$ y $P_d = 17 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 35.28 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0542}{0.4216} = 0.8714 \quad (6.74)$$

- $P_p = 18 \text{ MPa}$ y $P_d = 20 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 35.04 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0745}{0.5338} = 0.8604 \quad (6.75)$$

- $P_p = 18 \text{ MPa}$ y $P_d = 21 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 33.65 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.1937}{1.1908} = 0.8373 \quad (6.76)$$

- $P_p = 19 \text{ MPa}$ y $P_d = 17 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 37.05 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0542}{-0.1052} = 1.5152 \quad (6.77)$$

- $P_p = 19 \text{ MPa}$ y $P_d = 20 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 37.44 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0745}{-0.1052} = 1.7082 \quad (6.78)$$

- $P_p = 19 \text{ MPa}$ y $P_d = 21 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 39.60 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.1937}{-0.1052} = 2.84 \quad (6.79)$$

- $P_p = 19 \text{ MPa}$ y $P_d = 22 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 33.74 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0235}{-0.1052} = 1.223 \quad (6.80)$$

- $P_p = 19 \text{ MPa}$ y $P_d = 22 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 33.74 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0235}{-0.1052} = 1.223 \quad (6.81)$$

- $P_p = 20 \text{ MPa}$ y $P_d = 17 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 38.78 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0542}{-0.4639} = 1.115 \quad (6.82)$$

- $P_p = 20 \text{ MPa}$ y $P_d = 18 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 39.01 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{-0.0913}{-0.6688} = 0.8634 \quad (6.83)$$

- $P_p = 20 \text{ MPa}$ y $P_d = 20 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 38.85 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0745}{-0.5295} = 1.141 \quad (6.84)$$

- $P_p = 20 \text{ MPa}$ y $P_d = 21 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 39.38 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.1937}{-0.9879} = 1.196 \quad (6.85)$$

- $P_p = 21 \text{ MPa}$ y $P_d = 17 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 41.76 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0542}{0.1955} = 0.7228 \quad (6.86)$$

- $P_p = 21 \text{ MPa}$ y $P_d = 18 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 40.21 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{-0.0913}{0.3032} = 1.30 \quad (6.87)$$

- $P_p = 21 \text{ MPa}$ y $P_d = 20 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 41.98 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0745}{0.1799} = 0.586 \quad (6.88)$$

- $P_p = 21 \text{ MPa}$ y $P_d = 21 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 40.04 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.1937}{0.3146} = 0.3843 \quad (6.89)$$

Pozo Furbero 1451

- $P_p = 19 \text{ MPa}$ y $P_d = 16 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 36.35 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.8445}{1.3193} = 0.3598 \quad (6.90)$$

- $P_p = 19 \text{ MPa}$ y $P_d = 18 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 36.41 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0473}{1.1467} = 0.9587 \quad (6.91)$$

- $P_p = 20 \text{ MPa}$ y $P_d = 17 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 38.03 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{-0.0297}{0.1557} = 1.23 \quad (6.92)$$

- $P_p = 21 \text{ MPa}$ y $P_d = 17 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 40.6 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{-0.0297}{0.1384} = 1.2146 \quad (6.93)$$

- $P_p = 22 \text{ MPa}$ y $P_d = 17 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 38.84 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{-0.0297}{0.8321} = 1.036 \quad (6.94)$$

- $P_p = 22 \text{ MPa}$ y $P_d = 18 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 38.60 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0473}{0.3123} = 0.8485 \quad (6.95)$$

- $P_p = 23 \text{ MPa}$ y $P_d = 18 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 41.8 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0473}{0.1699} = 0.7216 \quad (6.96)$$

- $P_p = 24 \text{ MPa}$ y $P_d = 18 \text{ MPa}$, con intersección en $P_c = 42.4 \text{ MPa}$

$$n = 1 - \frac{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_d}}{[\partial V_p / \partial P_c]_{P_p}} = 1 - \frac{0.0473}{0.1586} = 0.7018 \quad (6.97)$$

En la tablas 6.19 y 6.20 se muestran las diferentes cantidades así determinadas del coeficiente de presión efectiva para distintos valores de presión de poro y presión diferencial constantes.

Tabla 6.19. Pozo Furbero 1228. Valores del coeficiente de presión efectiva en función de la presión de poro y la presión diferencial.

Presión de Poro [MPa]	17				18				19				20				21			
Presión Diferencial [MPa]	21	17	20	21	17	20	21	22	17	18	20	21	17	18	20	21				
Coeficiente de Presión Efectiva "n"	1.048	0.871	0.860	0.837	1.515	1.708	2.840	1.223	1.115	0.863	1.141	1.196	0.723	1.301	0.586	0.384				

Tabla 6.20. Pozo Furbero 1451. Valores del coeficiente de presión efectiva en función de la presión de poro y la presión diferencial.

Presión de Poro [MPa]	19		20	21	22		23	24
Presión Diferencial [MPa]	16	18	17	17	17	18	18	18
Coeficiente de Presión Efectiva "n"	0.360	0.959	1.230	1.215	1.036	0.849	0.722	0.702

6.3 Ajuste de la presión de poro con los valores del coeficiente de presión efectiva

Empleando algunos valores del coeficiente de presión efectiva así determinados (tablas 6.19 y 6.20), se calculó la presión de poro (con base a la ecuación 1.58) para algunos intervalos de arenas de los pozos Furbero 1228 y 1451, en función a su presión de confinamiento y la presión efectiva. Las tablas 6.21 a 6.24 presentan dichos resultados, así como la presión de poro obtenida de forma analítica y la densidad de lodo utilizada en la perforación.

Tabla 6.21. Pozo Furbero 1228. Valores del coeficiente de presión efectiva y presión de poro para el intervalo de arenas 1580-1647 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1582.37	10.60	36.25	18.99	17.27	1.52	16.93	19.55
1589.08	6.75	36.41	19.12	17.29	1.52	19.57	19.63
1590.45	7.31	36.45	19.15	17.31	1.52	19.24	19.65
1595.78	11.30	36.58	19.26	17.32	1.52	16.68	19.71
1618.03	3.39	37.13	19.73	17.40	1.52	22.27	19.99
1636.01	7.79	37.58	19.65	17.93	1.52	19.66	20.21

Tabla 6.22. Pozo Furbero 1228. Valores del coeficiente de presión efectiva y presión de poro para el intervalo de arenas 1795-1841 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1817.83	12.61	42.11	20.57	21.55	1.19	24.78	23.17
1830.78	19.72	42.45	20.77	21.68	1.19	19.09	23.33
1831.09	7.69	42.46	20.79	21.67	1.19	29.20	23.70
1841.14	12.45	42.71	20.96	21.75	1.19	25.41	23.83
1841.45	15.43	42.71	20.96	21.75	1.19	22.91	23.83

Tabla 6.23. Pozo Furbero 1451. Valores del coeficiente de presión efectiva y presión de poro para el intervalo de arenas 1550-1570 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1553.87	8.89	36.23	19.36	16.86	1.23	22.22	21.94
1558.60	9.28	36.34	19.45	16.88	1.23	22.00	22.00
1559.05	0.27	36.36	19.47	16.89	1.23	29.34	22.01
1565.00	9.16	36.50	19.58	16.92	1.23	22.23	22.09
1565.45	9.46	36.51	19.58	16.93	1.23	21.99	22.10

Tabla 6.24. Pozo Furbero 1451. Valores del coeficiente de presión efectiva y presión de poro para el intervalo de arenas 1640-1696 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1640.89	68.46	38.40	20.98	17.42	1.21	-24.75	23.16
1641.50	12.87	38.41	20.99	17.43	1.21	21.03	23.17
1642.11	9.53	38.43	20.99	17.44	1.21	23.79	23.18
1646.07	68.91	38.59	21.25	17.33	1.21	-24.97	23.24
1683.41	47.55	39.46	21.74	17.73	1.21	-6.66	23.77

Como lo indican los números en color rojo de las tablas 6.21 a 6.24, algunos valores de "n" (obtenidos analíticamente) arrojan cifras para la presión de poro, ya sean negativas o superiores a la presión ejercida por la columna de lodo, lo cual es incorrecto. Por lo tanto, se ajustaron dichos valores de "n", empleando la igualdad de Biot (ecuación 1.58). Primeramente, fue calculado el valor de "n", considerando la presión de poro igual a la presión ejercida por la columna de lodo. Asimismo, se evaluó "n" con las cantidades de la presión de poro analítica (emanada del método de Eaton), esto es, se determinó "n" mediante las ecuaciones siguientes:

$$n = \frac{(P_c - P_e)}{P_{p(Eaton)}} \quad (6.98)$$

$$n = \frac{(P_c - P_e)}{P_{lodo}} \quad (6.99)$$

Los resultados se presentan en las tablas 6.25 y 6.26.

Tabla 6.25. Pozo Furbero 1228. Valores del coeficiente de presión efectiva para el intervalo de arenas 1580-1647 m ajustados con la presión del fluido de perforación y con la presión de poro analítica.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]	$n=(\sigma_v - P_e)/P_p$	$n=(\sigma_v - P_e)/Lodo$
1582.37	10.60	36.25	18.99	17.27	1.52	16.93	19.55	1.35	1.31
1589.08	6.75	36.41	19.12	17.29	1.52	19.57	19.63	1.55	1.51
1590.45	7.31	36.45	19.15	17.31	1.52	19.24	19.65	1.52	1.48
1595.78	11.30	36.58	19.26	17.32	1.52	16.68	19.71	1.31	1.28
1618.03	3.39	37.13	19.73	17.40	1.52	22.27	19.99	1.71	1.69
1636.01	7.79	37.58	19.65	17.93	1.52	19.66	20.21	1.52	1.47
PROMEDIO								1.45	1.41

Tabla 6.26. Pozo Furbero 1228. Valores del coeficiente de presión efectiva para el intervalo de arenas 1795-1841 m ajustados con la presión del fluido de perforación y con la presión de poro analítica.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]	$n=(\sigma_v - P_e)/P_p$	$n=(\sigma_v - P_e)/Lodo$
1817.83	12.61	42.11	20.57	21.55	1.19	24.78	23.17	1.43	1.27
1830.78	19.72	42.45	20.77	21.68	1.19	19.09	23.33	1.09	0.97
1831.09	7.69	42.46	20.79	21.67	1.19	29.20	23.70	1.67	1.47
1841.14	12.45	42.71	20.96	21.75	1.19	25.41	23.83	1.44	1.27
1841.45	15.43	42.71	20.96	21.75	1.19	22.91	23.83	1.30	1.14
PROMEDIO								1.32	1.17

En las tablas 6.25 y 6.26 se observa que los valores de "n", ajustados con la presión ejercida por el lodo de perforación, son menores a los correspondientes obtenidos usando la presión de poro analítica.

De igual forma que en el pozo Furbero 1228, en la tabla 6.27 puede observarse que para el pozo Furbero 1451 las cantidades de "n", ajustadas con la presión ejercida por el fluido de perforación, son menores que las generadas al emplear la presión de poro analítica.

Por otro lado, a la profundidad de 1559.05 m (tabla 6.27) existe una presión efectiva de 0.27 MPa, mucho más pequeña que los otros valores del intervalo. Dicha presión efectiva arroja un resultado de "n" (calculada con base a la presión del lodo y a la presión de poro analítica) superior al resto del intervalo. Estadísticamente, este dato puede ser evaluado como atípico.

Tabla 6.27. Pozo Furbero 1451. Valores del coeficiente de presión efectiva para el intervalo de arenas 1550-1570 m ajustados con la presión del lodo de perforación y con la presión de poro analítica.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]	$n=(\sigma_v - P_e)/P_p$	$n=(\sigma_v - P_e)/Lodo$
1553.87	8.89	36.23	19.36	16.86	1.23	22.22	21.94	1.41	1.25
1558.60	9.28	36.34	19.45	16.88	1.23	22.00	22.00	1.39	1.23
1559.05	0.27	36.36	19.47	16.89	1.23	29.34	22.01	1.85	1.64
1565.00	9.16	36.50	19.58	16.92	1.23	22.23	22.09	1.40	1.24
1565.45	9.46	36.51	19.58	16.93	1.23	21.99	22.10	1.38	1.22
PROMEDIO								1.40	1.23

La tabla 6.28 contiene valores negativos para "n" (obtenidos con base al lodo de perforación y a la presión de poro analítica). Tales cifras corresponden con valores de presión efectiva superiores a la sobrecarga, lo cual es erróneo por definición y es considerado estadísticamente atípico.

Tabla 6.28. Pozo Furbero 1451. Valores del coeficiente de presión efectiva para el intervalo de arenas 1640-1696 m ajustados con la presión del lodo de perforación y con la presión de poro analítica.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]	$n=(\sigma_v - P_e)/P_p$	$n=(\sigma_v - P_e)/Lodo$
1640.89	68.46	38.40	20.98	17.42	1.21	-24.75	23.16	-1.43	-1.30
1641.50	12.87	38.41	20.99	17.43	1.21	21.03	23.17	1.22	1.10
1642.11	9.53	38.43	20.99	17.44	1.21	23.79	23.18	1.38	1.25
1646.07	68.91	38.59	21.25	17.33	1.21	-24.97	23.24	-1.43	-1.30
1683.41	47.55	39.46	21.74	17.73	1.21	-6.66	23.77	-0.37	-0.34
							PROMEDIO	1.30	1.17

Para cada intervalo de arenas (tablas 6.25 a 6.28) existe una cantidad de presión diferencial y una de presión de poro. De igual forma, corresponde un solo valor de “n” para todo el intervalo. Debido a que el ajuste realizado para “n” fue de manera puntual, se estableció un promedio de valores ajustados (sin tomar en consideración a los atípicos) para observar su efecto en la presión de poro. Los resultados están presentes en las tablas 6.29 a 6.36 y puede establecerse lo siguiente:

Tabla 6.29. Pozo Furbero 1228. Valor promedio del coeficiente de presión efectiva ajustado con la presión de poro analítica y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1580-1647 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1582.37	10.60	36.25	18.99	17.27	1.45	17.69	19.55
1589.08	6.75	36.41	19.12	17.29	1.45	20.45	19.63
1590.45	7.31	36.45	19.15	17.31	1.45	20.10	19.65
1595.78	11.30	36.58	19.26	17.32	1.45	17.43	19.71
1618.03	3.39	37.13	19.73	17.40	1.45	23.27	19.99
1636.01	7.79	37.58	19.65	17.93	1.45	20.54	20.21

Tabla 6.30. Pozo Furbero 1228. Valor promedio del coeficiente de presión efectiva ajustado con la presión ejercida por el fluido de control y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1580-1647 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1582.37	10.60	36.25	18.99	17.27	1.41	18.19	19.55
1589.08	6.75	36.41	19.12	17.29	1.41	21.03	19.63
1590.45	7.31	36.45	19.15	17.31	1.41	20.67	19.65
1595.78	11.30	36.58	19.26	17.32	1.41	17.93	19.71
1618.03	3.39	37.13	19.73	17.40	1.41	23.93	19.99
1636.01	7.79	37.58	19.65	17.93	1.41	21.13	20.21

Tabla 6.31. Pozo Furbero 1228. Valor promedio del coeficiente de presión efectiva ajustado con la presión de poro analítica y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1795-1841 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1817.83	12.61	42.11	20.57	21.55	1.32	22.35	23.17
1830.78	19.72	42.45	20.77	21.68	1.32	17.22	23.33
1831.09	7.69	42.46	20.79	21.67	1.32	26.34	23.70
1841.14	12.45	42.71	20.96	21.75	1.32	22.92	23.83
1841.45	15.43	42.71	20.96	21.75	1.32	20.67	23.83

Tabla 6.32. Pozo Furbero 1228. Valor promedio del coeficiente de presión efectiva ajustado con la presión ejercida por el fluido de control y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1795-1841 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1817.83	12.61	42.11	20.57	21.55	1.17	25.22	23.17
1830.78	19.72	42.45	20.77	21.68	1.17	19.43	23.33
1831.09	7.69	42.46	20.79	21.67	1.17	29.71	23.70
1841.14	12.45	42.71	20.96	21.75	1.17	25.86	23.83
1841.45	15.43	42.71	20.96	21.75	1.17	23.32	23.83

Tabla 6.33. Pozo Furbero 1451. Valor promedio del coeficiente de presión efectiva ajustado con la presión de poro analítica y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1550-1570 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1553.87	8.89	36.23	19.36	16.86	1.40	19.53	21.94
1558.60	9.28	36.34	19.45	16.88	1.40	19.33	22.00
1559.05	0.27	36.36	19.47	16.89	1.40	25.78	22.01
1565.00	9.16	36.50	19.58	16.92	1.40	19.53	22.09
1565.45	9.46	36.51	19.58	16.93	1.40	19.32	22.10

Tabla 6.34. Pozo Furbero 1451. Valor promedio del coeficiente de presión efectiva ajustado con la presión ejercida por el fluido de control y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1550-1570 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1553.87	8.89	36.23	19.36	16.86	1.23	22.22	21.94
1558.60	9.28	36.34	19.45	16.88	1.23	22.00	22.00
1559.05	0.27	36.36	19.47	16.89	1.23	29.34	22.01
1565.00	9.16	36.50	19.58	16.92	1.23	22.23	22.09
1565.45	9.46	36.51	19.58	16.93	1.23	21.99	22.10

Tabla 6.35. Pozo Furbero 1451. Valor promedio del coeficiente de presión efectiva ajustado con la presión de poro analítica y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1640-1696 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1640.89	68.46	38.40	20.98	17.42	1.30	-23.12	23.16
1641.50	12.87	38.41	20.99	17.43	1.30	19.65	23.17
1642.11	9.53	38.43	20.99	17.44	1.30	22.23	23.18
1646.07	68.91	38.59	21.25	17.33	1.30	-23.33	23.24
1683.41	47.55	39.46	21.74	17.73	1.30	-6.22	23.77

Tabla 6.36. Pozo Furbero 1451. Valor promedio del coeficiente de presión efectiva ajustado con la presión ejercida por el fluido de control y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1640-1696 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1640.89	68.46	38.40	20.98	17.42	1.17	-25.69	21.94
1641.50	12.87	38.41	20.99	17.43	1.17	21.83	22.00
1642.11	9.53	38.43	20.99	17.44	1.17	24.70	22.01
1646.07	68.91	38.59	21.25	17.33	1.17	-25.92	22.09
1683.41	47.55	39.46	21.74	17.73	1.17	-6.91	22.10

Pozo Furbero 1228

- *Intervalo (1580-1647 m).* La mayoría de los valores de presión de poro calculados con base al valor promedio de $n = 1.45$ exceden la presión ejercida por la columna de lodo (tabla 6.29). Lo mismo acontece con $n = 1.41$ (tabla 6.30).
- *Intervalo (1795-1841 m).* La cifra de $n = 1.32$ arroja una presión de poro menor a la presión ejercida por la columna de lodo (tabla 6.31), con excepción de los 1831.09 m, atípico por tener una presión efectiva mucho menor. Con referencia a $n = 1.17$, algunos valores de presión de poro se encuentran por arriba de la presión del fluido de control (tabla 6.32).

Pozo Furbero 1451

- *Intervalo (1550-1570 m).* Las cantidades para la presión de poro con base a $n = 1.40$ están por debajo de la presión ejercida por el fluido de perforación, a excepción de la profundidad 1559.05 m que fue considerada atípica (tabla 6.33). Cuando $n = 1.23$, se obtienen algunas presiones de poro superiores a la presión del fluido de control (tabla 6.34).
- *Intervalo (1640-1696 m).* Si $n = 1.30$, los valores para la presión de poro son menores a la presión ejercida por la columna de lodo (tabla 6.35). Como se mencionó anteriormente, los valores negativos para la presión de poro corresponden a profundidades donde la presión efectiva es superior a la sobrecarga, siendo éstos valores erróneos. Para $n = 1.17$, existe un valor por arriba y otro por debajo de la presión ejercida por el fluido de control, los restantes son erróneos con presiones efectivas mayores a la sobrecarga (tabla 6.36).

De esta forma, las cifras promedio para el coeficiente de presión efectiva, ajustadas con la presión de poro analítica y con la presión ejercida por el fluido de control, así como los obtenidos analíticamente, generan valores para la presión de poro muy por debajo o por arriba de la presión ejercida por el fluido de perforación.

Como idealmente la presión de poro debe ser menor a la presión ejercida por el lodo, se ajustó “ n ” para que todos los valores de presión de poro (a excepción de los atípicos) estuvieran apenas por debajo de la presión ejercida por el fluido de control (resultados exhibidos en las tablas 6.37 a 6.40).

Tabla 6.37. Pozo Furbero 1228. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1580-1647 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1582.37	10.60	36.25	18.99	17.27	1.52	16.88	19.55
1589.08	6.75	36.41	19.12	17.29	1.52	19.51	19.63
1590.45	7.31	36.45	19.15	17.31	1.52	19.17	19.65
1595.78	11.30	36.58	19.26	17.32	1.52	16.63	19.71
1618.03	3.39	37.13	19.73	17.40	1.52	22.20	19.99
1636.01	7.79	37.58	19.65	17.93	1.52	19.60	20.21

Tabla 6.38. Pozo Furbero 1228. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1795-1841 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1817.83	12.61	42.11	20.57	21.55	1.28	23.05	23.17
1830.78	19.72	42.45	20.77	21.68	1.28	17.76	23.33
1831.09	7.69	42.46	20.79	21.67	1.28	27.16	23.70
1841.14	12.45	42.71	20.96	21.75	1.28	23.64	23.83
1841.45	15.43	42.71	20.96	21.75	1.28	21.32	23.83

Tabla 6.39. Pozo Furbero 1451. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1550-1570 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1553.87	8.89	36.23	19.36	16.86	1.25	21.87	21.94
1558.60	9.28	36.34	19.45	16.88	1.25	21.64	22.00
1559.05	0.27	36.36	19.47	16.89	1.25	28.87	22.01
1565.00	9.16	36.50	19.58	16.92	1.25	21.87	22.09
1565.45	9.46	36.51	19.58	16.93	1.25	21.64	22.10

Tabla 6.40. Pozo Furbero 1451. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1640-1696 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1640.89	68.46	38.40	20.98	17.42	1.25	-24.05	23.16
1641.50	12.87	38.41	20.99	17.43	1.25	20.43	23.17
1642.11	9.53	38.43	20.99	17.44	1.25	23.12	23.18
1646.07	68.91	38.59	21.25	17.33	1.25	-24.26	23.24
1683.41	47.55	39.46	21.74	17.73	1.25	-6.47	23.77

De manera similar, los valores de “n” fueron ajustados para los demás intervalos de arenas de los pozos Furbero 1228 y 1451; que son considerados en la determinación de los coeficientes de presión efectiva de las tablas 6.19 y 6.20 (con base a su presión de poro y presión diferencial). Los resultados se presentan en las tablas 6.41 a 6.50.

Tabla 6.41. Pozo Furbero 1228. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1532-1580 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1566.06	10.49	35.85	18.65	17.20	1.32	19.21	19.35
1567.89	2.12	35.89	18.69	17.20	1.32	25.58	19.37
1570.33	12.62	35.95	18.74	17.21	1.32	17.67	19.40
1578.86	7.58	36.16	18.91	17.24	1.32	21.65	19.50

Tabla 6.42. Pozo Furbero 1228. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1651-1716 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1656.28	2.37	38.08	20.04	18.04	1.77	20.17	20.46
1659.18	2.70	38.16	20.10	18.06	1.77	20.03	20.50
1664.21	2.17	38.28	20.20	18.08	1.77	20.40	20.56
1676.25	7.66	38.59	20.43	18.16	1.77	17.47	20.71
1686.46	2.05	38.84	20.63	18.20	1.77	20.78	20.83

Tabla 6.43. Pozo Furbero 1228. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1716-1767 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1741.48	3.21	40.22	21.41	18.81	1.57	23.58	21.51
1753.51	6.49	40.52	21.63	18.89	1.57	21.67	21.66
1754.28	7.75	40.54	21.64	18.90	1.57	20.88	21.67
1757.93	10.22	40.62	21.72	18.91	1.57	19.36	21.72
1758.24	8.63	40.63	21.72	18.91	1.57	20.38	21.72

Tabla 6.44. Pozo Furbero 1228. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1767-1795 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1773.17	5.76	41.01	20.25	20.76	1.15	30.65	21.90
1773.33	9.29	41.01	20.25	20.76	1.15	27.58	21.91
1793.14	16.47	41.50	20.55	20.95	1.15	21.77	22.15
1793.29	17.88	41.51	20.55	20.96	1.15	20.55	22.15
1793.44	16.23	41.51	20.55	20.96	1.15	21.98	22.16

Tabla 6.45. Pozo Furbero 1228. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1840-1869 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1841.14	13.60	42.71	20.96	21.75	1.10	26.46	23.83
1851.81	60.74	42.99	21.13	21.86	1.10	-16.14	23.97
1852.12	59.25	43.00	21.14	21.86	1.10	-14.78	23.97
1855.93	22.72	43.09	21.20	21.89	1.10	18.51	24.02
1856.23	17.13	43.09	21.20	21.89	1.10	23.60	24.02
1859.74	28.29	43.17	21.26	21.92	1.10	13.53	24.07

Tabla 6.46. Pozo Furbero 1451. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1584-1639 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1585.42	11.59	37.01	19.97	17.04	1.29	19.78	22.07
1621.84	9.66	37.92	20.64	17.28	1.29	22.00	22.90
1626.87	6.84	38.06	20.73	17.32	1.29	24.29	22.97
1628.85	8.55	38.10	20.76	17.34	1.29	23.00	23.00
1632.81	3.23	38.19	20.83	17.37	1.29	27.21	23.05

Tabla 6.47. Pozo Furbero 1451. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1696-1720 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1696.82	90.83	39.81	22.0	17.83	1.65	-30.92	23.96
1697.13	103.55	39.82	22.0	17.84	1.65	-38.63	23.96
1701.55	1.16	39.92	22.0	17.87	1.65	23.49	24.02
1709.32	0.30	40.12	22.0	17.93	1.65	24.13	24.13
1716.18	99.92	40.30	22.0	17.99	1.65	-36.14	24.23

Tabla 6.48. Pozo Furbero 1451. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1720-1750 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1723.03	10.09	40.47	22.4	18.04	1.40	21.70	24.33
1728.06	8.48	40.59	22.5	18.06	1.40	22.94	24.40
1736.90	40.21	40.82	22.7	18.12	1.40	0.43	24.52
1746.66	7.23	41.06	22.9	18.19	1.40	24.17	24.66
1750.47	11.18	41.15	22.9	18.21	1.40	21.41	24.71

Tabla 6.49. Pozo Furbero 1451. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1750-1802 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1756.41	3.79	41.31	23.06	18.25	1.60	23.45	24.80
1763.27	2.48	41.47	23.20	18.27	1.60	24.37	24.89
1774.85	4.03	41.78	23.42	18.36	1.60	23.59	25.06
1780.03	9.67	41.90	23.52	18.38	1.60	20.15	25.13
1789.02	1.91	42.13	23.70	18.43	1.60	25.13	25.26
1802.13	5.40	42.46	23.94	18.52	1.60	23.16	25.44

Tabla 6.50. Pozo Furbero 1451. Valores calibrados del coeficiente de presión efectiva y presión de poro resultante para el intervalo de arenas 1802-1853 m.

Profundidad [m]	$P_e=f(V_p)$ (Iteración en Fortran) [MPa]	Sobrecarga (σ_v) [MPa]	Presión de Poro (P_p) [MPa]	Presión Diferencial (P_d) [MPa]	n	$P_p=(\sigma_v - P_e[f(V_p)])/n$ [MPa]	Lodo [MPa]
1813.87	55.97	42.75	24.17	18.58	1.60	-8.26	25.61
1815.85	40.19	42.80	24.21	18.59	1.60	1.63	25.64
1817.83	8.60	42.84	24.25	18.59	1.60	21.40	25.66
1818.13	57.71	42.85	24.26	18.59	1.60	-9.29	25.67
1850.90	13.41	43.69	24.90	18.80	1.60	18.93	26.13
1853.49	70.34	43.76	24.95	18.81	1.60	-16.62	26.17

Con base a los coeficientes de presión efectiva (tablas 6.37 a 6.50), los valores de “n” en las tablas 6.19 y 6.20 quedan ajustados como se muestra en las tablas 6.51 y 6.52. Las cifras no ajustadas representan casos donde el cruce entre las curvas de velocidad compresional contra presión de confinamiento (a P_p y P_d constantes), es por extrapolación y no existen datos reales que permitan observar el comportamiento de la presión de poro al ajustar “n”.

Tabla 6.51. Pozo Furbero 1228. Valores del coeficiente de presión efectiva en función de la presión de poro y la presión diferencial donde se observan los valores ajustados para $P_p = 18$ MPa y $P_d = 17$ MPa; $P_p = 19$ MPa y $P_d = 17$ MPa; $P_p = 20$ MPa y $P_d = 18, 20, 21$ MPa; $P_p = 21$ MPa y $P_d = 18, 21$ MPa.

Presión de Poro [MPa]	17	18			19				20				21			
Presión Diferencial [MPa]	21	17	20	21	17	20	21	22	17	18	20	21	17	18	20	21
Coefficiente de Presión Efectiva "n"	1.048	1.320	0.860	0.837	1.520	1.708	2.840	1.223	1.115	1.770	1.150	1.280	0.723	1.570	0.586	1.100

Tabla 6.52. Pozo Furbero 1451. Valores del coeficiente de presión efectiva en función de la presión de poro y la presión diferencial donde pueden observarse los valores ajustados para $P_p = 19$ MPa y $P_d = 16$ MPa; $P_p = 20$ MPa y $P_d = 17$ MPa; $P_p = 21$ MPa y $P_d = 17$ MPa; $P_p = 22$ MPa y $P_d = 17, 18$ MPa; $P_p = 23$ MPa y $P_d = 18$ MPa; $P_p = 24$ MPa y $P_d = 18$ MPa.

Presión de Poro [MPa]	19		20	21	22		23	24
Presión Diferencial [MPa]	16	18	17	17	17	18	18	18
Coefficiente de Presión Efectiva "n"	1.250	0.959	1.290	1.250	1.650	1.40	1.60	1.60

Como es evidente, la mayoría de los datos de “ n ” (tablas 6.51 y 6.52) son mayores a la unidad ($n > 1$), esto implica que en los pozos estudiados el efecto de la presión de poro sobre la presión efectiva es mayor que el correspondiente a la presión de confinamiento (ecuación 1.58). Algunos estudios han reportado, de igual forma, valores de “ n ” obtenidos con base a las velocidades sísmicas en arenas, tanto superiores a la unidad [46 y 47] como menores [9 y 48].

Los valores de la presión efectiva generadas de las expresiones empíricas utilizadas (que relacionan la velocidad compresional y de corte con la porosidad, el contenido de arcilla y la presión efectiva), varían en magnitud dependiendo si se usa la velocidad compresional o la velocidad de corte. Las ecuaciones empíricas en cuestión parecen ser poco sensibles a los cambios en la magnitud de la presión efectiva, ya que empleando valores de presión efectiva distintos, se generan velocidades similares¹. Debido a lo anterior, se utilizó la presión efectiva, obtenida a partir de la velocidad compresional, para el cálculo del coeficiente de presión efectiva.

Al determinar la presión de poro (en función de la presión efectiva, la presión de confinamiento y los valores de “ n ” generados analíticamente con base al comportamiento de las velocidades sísmicas con respecto a la presión), se obtienen cifras de ésta presión muy superiores a la presión ejercida por el fluido de control, sobre todo para cantidades de “ n ” cuya magnitud es menor a la unidad ($n < 1$).

Dichos valores pueden ser el resultado de errores en la estimación de las líneas de tendencia de velocidad compresional contra la presión de confinamiento (a P_p y/o P_d constantes), de extrapolaciones de algunas líneas para lograr el cruce entre curvas o bien, de equivocaciones en la determinación de los parámetros implicados para estimar la presión efectiva (tales como el contenido de arcilla).

Al ajustar el coeficiente de presión efectiva por medio de la presión ejercida por el fluido de control, se obtienen valores de “ n ” superiores a la unidad ($n > 1$). Esto es indicativo de que el efecto de la presión de poro sobre la presión efectiva es mayor que el correspondiente a la presión de confinamiento.

La diferencia en las magnitudes de los valores de “ n ” obtenidos de manera analítica, entre otras cosas, puede estar en función de la composición de los distintos intervalos de arenas analizados. Los cambios en la presión de poro y presión de confinamiento analizados se dan invariablemente en arenas de distinta composición, contrario a lo que sucede en un ambiente controlado de laboratorio, donde una misma muestra se somete a diversos cambios de presión para su análisis. Lo anterior afecta, sin duda, los resultados obtenidos para el coeficiente del esfuerzo efectivo.

¹ Para $P_e = 0.1266 \text{ kbar}$ y $P_c = 0.0087 \text{ kbar}$, la ecuación (6.1) arroja valores de $V_p = 4.40 \text{ km/s}$ y $V_s = 4.01 \text{ km/s}$ respectivamente.

Conclusiones

Con base a pruebas de fracturamiento hidráulico en campo (minifrac) realizadas en arenas, se ajustó la relación de Poisson de la formación y con ello se obtuvo el gradiente de fractura más aproximado a la realidad. El punto de inicio para el ajuste fue a partir de los datos generados por pruebas de laboratorio para la relación de Poisson, los cuales presentan magnitudes altas en comparación con otros valores reportados en la literatura para arenas.

A partir del análisis de los registros de rayos gamma y resistivos, aunados a las pruebas de minifrac de los pozos referidos, se identificaron tres zonas productoras: un paquete de arenas (intervalo de profundidad de 2000-2240 *m*), otra no muy bien definida denominada paquete de arenas “A” y “B” (rango aproximado de 2240-2300 *m*) y una consistente de una formación carbonatada (intervalo promedio de 2367-2575 *m*).

En el análisis de los registros geofísicos del pozo Furbero 1002 (intervalo 1000-1100 *m*) se observan datos anormales, similares al de una formación de calizas. Sin embargo, el registro de densidad de formación no confirma este supuesto, por lo que no se tiene certeza de sus características litológicas.

El valor promedio para la relación de Poisson generado del registro sísmico dipolar, para los pozos del campo Furbero, es similar al medido en laboratorio para algunos pozos del campo Coapechaca. Los valores del módulo de Young y del módulo volumétrico para los pozos Furbero, son casi el doble que los correspondientes a los pozos Coapechaca. El módulo de corte es casi tres veces más grande para los pozos Furbero en comparación con los de Coapechaca. Lo anterior es indicativo de la presencia de arenas más compactas y duras en el campo Furbero en comparación con el campo Coapechaca y con arenas en general.

Las magnitudes del esfuerzo horizontal mínimo determinados con pruebas de campo (minifrac) son mayores que las correspondientes calculadas por los registros sísmico dipolar. Lo anterior puede deberse, entre otros factores, a la diferencia de profundidad de los pozos analizados; a mayor profundidad, las formaciones son más compactas, más duras y con esfuerzos horizontales mayores que aquellas más someras.

Los valores de presión de poro obtenidos en función de la presión efectiva, la presión de confinamiento y los valores del coeficiente de esfuerzo efectivo “*n*” (determinados analíticamente con base al comportamiento de las velocidades sísmicas respecto a la presión), son muy superiores a la presión ejercida por el fluido de control. Esto puede ser el resultado de errores en la estimación de las líneas de tendencia de velocidad compresional contra la presión de confinamiento (a P_p y/o P_d constantes), de extrapolaciones de algunas líneas para lograr el cruce entre curvas o inexactitudes en la determinación de los parámetros implicados en el cálculo de la presión efectiva (tales como el contenido de arcilla).

Al ajustar el coeficiente de presión efectiva por medio de la presión ejercida por el fluido de control, se obtienen valores de “ n ” superiores a la unidad ($n > 1$). Esto indica que el efecto de la presión de poro sobre la presión efectiva es mayor que el correspondiente a la presión de confinamiento.

La diferencia en las magnitudes de los valores de “ n ” generados de manera analítica, entre otras cosas, puede estar en función de la composición de los distintos intervalos de arenas examinados. Los cambios en la presión de poro y presión de confinamiento analizados se dan invariablemente en arenas de distinta composición; contrario a lo que sucede en un ambiente controlado de laboratorio, donde una misma muestra se somete a diversos cambios de presión para su análisis. Lo anterior afecta los resultados obtenidos para el coeficiente del esfuerzo efectivo.

La valoración previa de la presión de poro en el campo Furbero a partir de los valores de “ n ” (ajustados con el fluido de control), debe considerar la presión de poro, la presión diferencial y otras variables tales como el contenido de arcilla y la presión efectiva de la formación. Adicionalmente, se requieren estudios en el área para corroborar y/o validar los resultados mencionados.

De forma general, no existe un análisis concluyente del comportamiento de “ n ” con respecto a la presión y a las propiedades petrofísicas. Lo anterior es debido a que en diversos estudios con formaciones varias, se han encontrado valores de “ n ” tanto menores como mayores a la unidad, por lo que dicha variedad de resultados sugiere una mayor investigación referente al tema.

Recomendaciones

Es necesario estudiar diversos pozos en el intervalo 1000-1100 *m* (en especial el Furbero 1002) donde se presenten mediciones anormales de los registros geofísicos similares al de una formación de calizas, pero cuya naturaleza no es del todo conocida. Lo anterior, para determinar sus características litológicas y analizar la factibilidad de su explotación comercial.

Al establecer el esfuerzo horizontal mínimo, con base a las propiedades elásticas determinadas a partir del registro sísmico dipolar, se calcularon las deformaciones horizontales máxima y mínima con las dimensiones respectivas de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$. Las magnitudes de dichas deformaciones podrían corroborarse a partir de datos de esfuerzo horizontal mínimo generados por pruebas de campo (minifrac) o de laboratorio.

Para tener certeza de la magnitud de las deformaciones horizontales mínima y máxima en el área, es recomendable su determinación empleando datos de los módulos elásticos calculados a partir del registro sísmico dipolar o pruebas de laboratorio, a la par de datos del esfuerzo horizontal mínimo generados por pruebas de campo (minifrac) o laboratorio.

La estimación previa de la presión de poro en el campo Furbero, con base a las cifras generadas del coeficiente de presión efectiva “*n*” (ajustadas con el fluido de control), además de tomar en cuenta la presión de poro y la presión diferencial, debe de considerar otras variables tales como el contenido de arcilla y la presión efectiva de la formación. Adicionalmente, se requieren de estudios complementarios para corroborar y/o validar los resultados obtenidos.

Referencias bibliográficas

1. Economides, M.J. & Martin, T., "*Modern Fracturing. Enhancing Natural Gas Production*". ET Publishing. Houston Texas. Pp.106-109, 2007.
2. Pacheco R.A., "*Determinación de la Presión de Poro, Fractura, Esfuerzos Verticales y horizontales a partir de condiciones geomecánicas y propiedades poroelásticas de la roca*". Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. México, D.F. 2003.
3. Eaton Ben A., "*The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs*". SPE 5544, October 1975.
4. Eaton Ben A., "*Fracture Gradient Prediction and its Application in Oilfield Operations*". SPE 2163, October 1969.
5. Hearn E.J., "*Mechanics of Materials 1: An Introduction to the Mechanics of Elastic and Plastic Deformation of Solids and Structural Materials*". Butterworth-Heinemann. pp. 361-363. 3rd Edition, 1997.
6. Trejo M.C., "*Aplicación de la Geomecánica en la Estabilidad del Agujero de un Pozo de la Región Sur*". Tesis de Maestría. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. México, D.F. 2009.
7. Nolte K.G., and Smith M.B: "*Interpretation of Fracturing Pressures*". SPE 8297, JPT. pp.1767-1775, September 1981.
8. Lingle R. & Jones A.H., "*Comparison of Log and Laboratory Measured P-Wave and S-Wave Velocities*". SPWLA, Eighteenth Annual Logging Symposium, June 5-8, 1977.
9. Xu X., Hofmann R., Batzle M. & Tshering T., "*Influence of Pore Pressure on Velocity in Low-Porosity Sandstone: Implications for time lapse feasibility and pore-pressure study*". Geophysical Prospecting, Vol. 54, pp. 565-573. 2006.
10. Gassmann F., "*On Elasticity of Porous Media*". In: Pelissier MA, Hoerber H, Coevering N & Jones If (Eds.). Classics of Elastic Wave Theory. SEG Geophysics Reprint Series No. 24, SEG, 389-407. 1951.
11. Brown & Korringa., "*On the dependence of the elastic properties of a porous rock on the compressibility of the pore fluid*". Geophysics. 1975.
12. Mavko G., & Nur A.M., "*Melt squirt in the asthenosphere*". Journal of Geophysical Research. 1975.
13. Eberhart-Phillips D., Han D-H. & Zoback M.D., "*Empirical Relationship Among Seismic Velocity, Effective Pressure, Porosity and Clay content in Sandstone*". Society of Exploration Geophysicists, Vol. 54, pp. 82-89. 1989.
14. MacBeth, "*Seismic Monitoring of Pressure Depletion Evaluated for a United Kingdom Continental-Shelf Gas Reservoir*". Geophysical Prospecting. Vol. 54, pp. 29-47. 2004.
15. Tondel & Eiken., "*Pressure Depletion Observations from Time-Lapse Seismic Data at the Troll Field*". Society of Exploration Geophysicists. 2005.

16. Terzaghi K., "*Relation Between Soil Mechanics and Foundation Engineering*". Proceedings of 1st International Conference on soil Mechanics and Foundation Engineering. Boston. Vol. 3, pp. 13-18. 1936.
17. Biot M.A. and Willis D.G. "*The Elastic Coefficients of the Theory of Consolidation*". Journal of Applied Mechanics, Vol 24. pp. 594-601. 1957.
18. Todd T. & Simmons G., "Effect of pore pressure on the velocity of compression waves in low-porosity rocks. Journal of Geophysical Research, Vol. 7, pp. 3731-3743. 1972.
19. Montero A. & Gonzáles A., "*Innovaciones Tecnológicas de Fluidos para Fracturamiento Hidráulico Aplicados en la Cuenca de Chicontepec*". Tesis de Licenciatura. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura. México, D.F. 2011.
20. López-Ramos E., "*Geología de México*". Tomo II, 2da Edición, México D.F., 454 pp. 1979.
21. Belt B.C., "*Stratigraphy of the Tampico District of Mexico*", Bulletin American Association of Petroleum Geologist, 9(1):136-144. 1925.
22. Busch D.A., Govela A.S. "*Stratigraphy and Structure of Chicontepec Turbidites, Southeastern Tampico-Misantla Basin, Mexico*". The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, 62(2), pp.235-246. 1978.
23. Carrillo Bravo, J., "*Paleocañones Terciarios de la Planicie Costera del Golfo de México*". Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. 32, No. 1, pp. 27-55. 1980.
24. Bitter M.R., "*Sedimentation and Provenance of Chicontepec Sandstones with Implications for Uplift of the Sierra Madre Oriental and Teziutlan Massif, East-Central Mexico*", en: Pindell J.L., Perkins R.F. (eds.). "*Mesozoic and Early Cenozoic Development of the Gulf of Mexico and Caribbean Region: A Context for Hydrocarbon Exploration*". Transactions, 13th Annual Gulf Coast Section of Society for Sedimentary Geology (GCSSEPM). Research Conference, pp. 155-172. 1993.
25. Cabrera, C.R., y Lugo, R.J., "*Estratigrafía-Sedimentológica de las Cuencas Terciarias del Golfo de México*". Boletín Asociación Mexicana de Geólogos petroleros, Vol. 36, No. 2, pp. 30-48. 1984.
26. Amoco, "*Petrological and Petrophysical Reconnaissance Evaluation of the Chicontepec Fiel Area Tampico –Misantla Basin*", México, 1992. Sin publicar.
27. Bitter M.R., "*Sedimentation and Provenance of Chicontepec Sandstones with Implications for Uplift of the Sierra Madre Oriental and Teziutlan Massif, East-Central Mexico*", en: Pindell J.L., Perkins R.F. (eds.). "*Mesozoic and Early Cenozoic Development of the Gulf of Mexico and Caribbean Region: A Context for Hydrocarbon Exploration*". Transactions, 13th Annual Gulf Coast Section of Society for Sedimentary Geology (GCSSEPM). Research Conference, pp. 155-172. 1993.
28. Cheatwood, C.J. and Guzman, A.E., "*Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry trend field, west Texas and Chicontepec field, Mexico*". SPE 74407, International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, pp. 1-19. 2002.

29. Abbaszadeh M., Takano O., Yamamoto H., Shimamoto S., Yazawa N., Mungia F., Zamora D.H., and Rodriguez F., "*Integred Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicontepec Basin, Gulf of Mexico*", SPE 84052, Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A., 5-8 October 2003.
30. Tyler N., Gachuz-Muro H., Rivera-R J., Rodriguez D. JM., Rivas Gomez S., Tyler R., and Nunez-Vegas V., "*Integrated Characterization of Low Permeability, Submarine Fan Reservoirs for Waterflood Implementation, Chicontepec Fan System, Mexico*". SPE 92077. 2004.
31. Bermúdez J.C., Araujo-Mendieta J., Cruz-Hernandez M., Salazar-Soto H., Brizuela-Mundo S., Ferral-Ortega S. and Salas-Ramirez O., "*Diagenetic History of the turbidítico litharenites of the Chicontepec Formation, Northern Veracruz: control son the secondary porosity for hydrocarbon emplacement*". Gulf Coast Association of Geological Societies transactions, Vol. 56, pp. 65-72. 2006.
32. Takahashi S., Abbaszadeh M., Ohno K., and Soto H.S., "*Integrated Reservoir Modeling for Evaluating Field Development Options in Agua Fria Coapechaca, and Tajin Field of Chicontepec Basin*". SPE 103974, First International Oil Conference and Exhibition in México held in Cancún, México, 31 August-2 September 2006.
33. De Golyer E.L., "The effect of igneous intrusions on the accumulation of oil in the Tampico-Tuxpam region, México". *Economic Geology*, Vol. 10, pp. 651-662. 1915.
34. Cushman J.A. & Trager E.A., "*New formation in the Tampico Embayment region (abstract, with discussion by Joseph T. Singewald, jr.)*". *Geological Society of America Bulletin*, Vol. 35, no. 1, pp. 100. March 1, 1924.
35. Benavides, L., "*Descripcion de las Provincias Petroleras en: XX Congreso Geológico Internacional*". Symposium sobre Yacimientos de Petróleo y Gas América del Norte. Tomo III, pp. 366-562. 1956.
36. Nuttall, W.L.F., "*Eocene foraminifera from México*". *Journal of Paleontology*, Vol. 4, pp. 271-293. 1930.
37. Cole, W. S., "*A Foraminiferal Fauna from the Guayabal Formation in Mexico*". *American Paleontology, Bulletin*, 14(51), pp. 1-46. 1927.
38. Adkins, W.S., "*New rudistids from the Texas and Mexican Cretaceous*", Univ. Tex. B. 3001: 77-100, 1 fig., 6 pls., 1930.
39. PEMEX., "*Las Reservas de Hidrocarburos de México*". Vol. II, "*Los Principales Campos de Petróleo y Gas de México*", editado por PEMEX Exploración, pp. 175-190. 1999.
40. IMP., "*Medición de Velocidades Sísmicas, Parámetros Elásticos y Correlación con Registros de Pozos en Chicontepec*". Dirección de Exploración y Producción Dirección Regional Norte. 2010.
41. Mutti E., Ricci-Lucci F., "*Le Torbiditi dell' Apennine Settentrionale: Introduzione all'Analisi di Facies*". *Memorie Societa Geologica Italiana*, Vol. 11, pp. 161-199 (Traducido al inglés por Nilsen T.H., 1978). *International Geology Review*, 20(2): pp. 125-166. 1972.
42. Birkle P., Pruess K., Xu T., Hernández F. R. A., Díaz L. M. and Contreras L. E., "*Using Laboratory Flow Experiments and Reactive Chemical Transport Modeling for*

- Designing Waterflooding of the Agua Fría Reservoir, Poza Rica-Altamira Field, Mexico*. SPE 103869 Society of Petroleum Engineers. Reservoir Evaluation & Engineering, pp. 1029-1045. 2008.
43. IMP., “*Caracterización Geomecánica para el Diseño y Perforación de Pozos en Campos de Chicontepec*”. Dirección de Exploración y Producción Dirección Regional Norte. 2010.
 44. Fernandes G., Bacelar C.J., Leao M & Ramos J.C., “*Experimental Determination of the Effective Pressure Coefficients for Brazilian Limestones and Sandstones*”. Brazilian Journal of Geophysics, Vol. 27, pp. 43-53. 2009.
 45. Bassiouni, Z., “*Theory, Measurement & Interpretation of Well Logs*”. SPE Text Book. Vol. 4, pp. 312-328. 1994.
 46. Christensen N.I. And Wang H.F., “*The Influence of Pore Pressure and Confining Pressure on Dynamic Elastic Properties of Berea Sandstone*”. Geophysics, Vol. 50, pp. 207-213. 1985.
 47. King M.S., “*Wave Velocities in Rocks as a Function of Overburden Pressure and Pore Fluids Saturants*”. Geophysics, Vol. 31, pp. 56-73. 1966.
 48. Prasad M. & Manghnani M., “*Effects of Pore and Differential Pressure on Compression Wave Velocity and Quality Factor in Berea and Michigan Sandstones*”. Geophysics, Vol. 62, pp. 1163-1176. 1997.
 49. *The World Stress Map Project*, www.world-stress-map.org.

Apéndice A

A1. Registros de rayos gamma, resistivo, sónico y de densidad de formación de los pozos Furbero 1269 y 1464

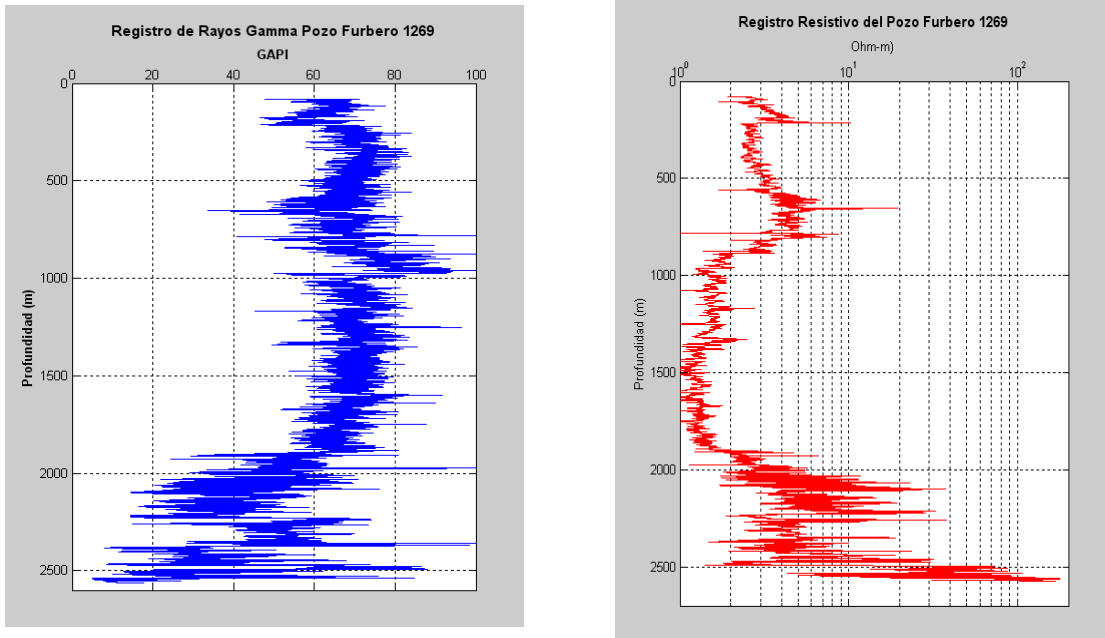


Figura A1a. Registros de rayos gamma y resistivo del pozo Furbero 1269.

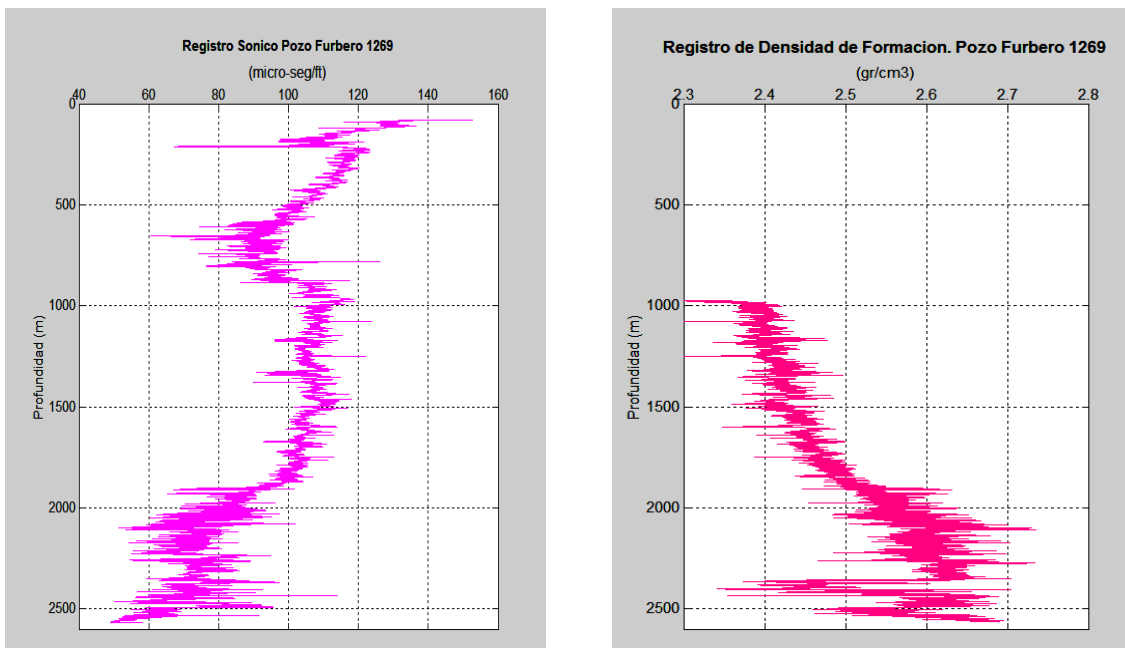


Figura A1b. Registros sónico y de densidad de formación del pozo Furbero 1269.

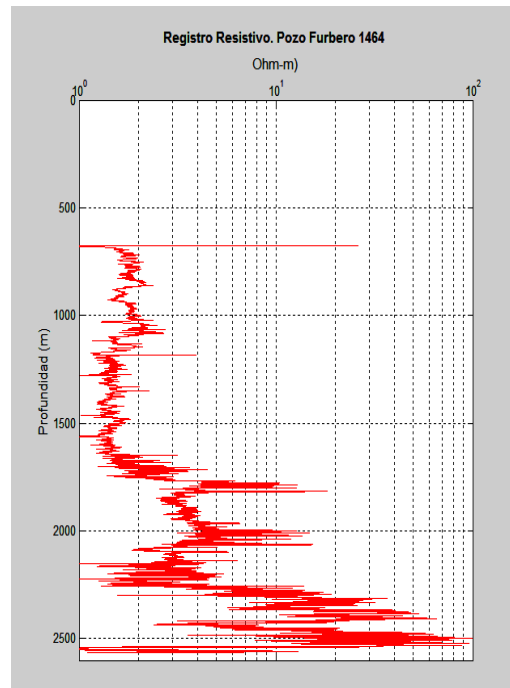
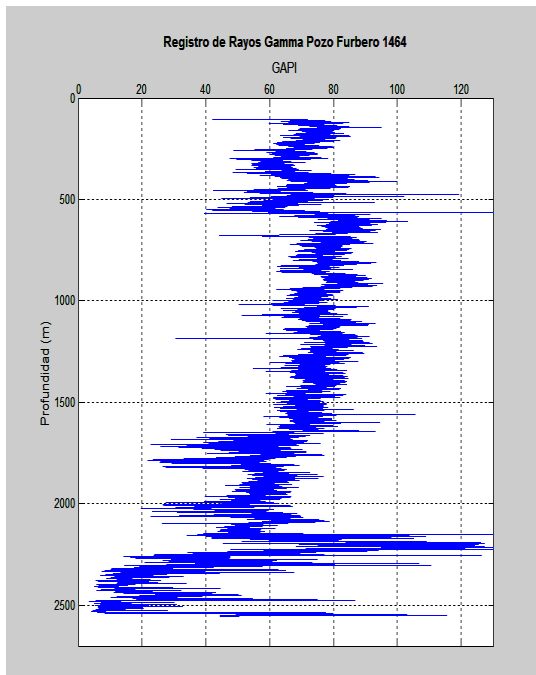


Figura A1c. Registros de rayos gamma y resistivo del pozo Furbero 1464.

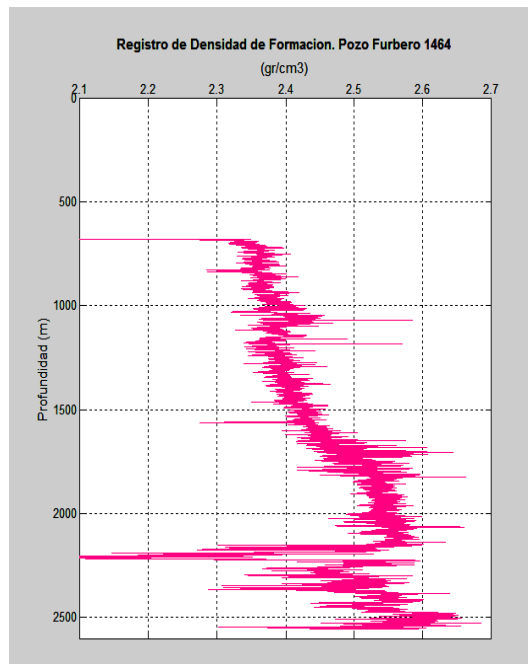
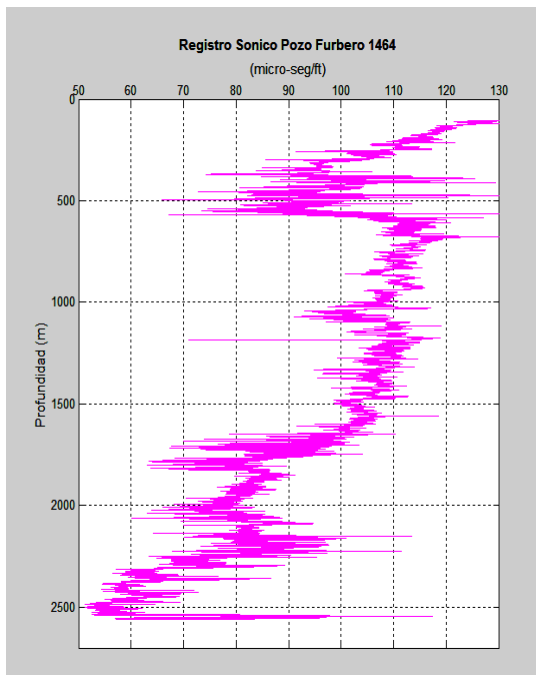


Figura A1d. Registros sónico y de densidad de formación del pozo Furbero 1464.

A2. Ventana operacional del pozo Furbero 1245 en unidades de psi y $\overrightarrow{kg/cm^2}$

Las figuras A2a y A2b (presentadas en unidades de presión psi y $\overrightarrow{kg/cm^2}$, respectivamente) muestran las curvas de respuesta del pozo Furbero 1245 para la presión de poro (en color rojo), presión ejercida por el fluido de control (verde oscuro), presión de sobrecarga (magenta) y las presiones de fractura determinadas analíticamente con los valores de la relación de Poisson obtenidos en laboratorio de 0.19, 0.26, 0.31, 0.34 y 0.40 (naranja, azul, verde, morado y negro, respectivamente).

Asimismo se observa que las presiones de fractura analíticas estimadas con los valores para la relación de Poisson de 0.26 y 0.34, coinciden con los datos de presión de fractura determinadas en campo a las profundidades de 2158 m (indicador magenta) y 2105 m respectivamente (indicador amarillo).

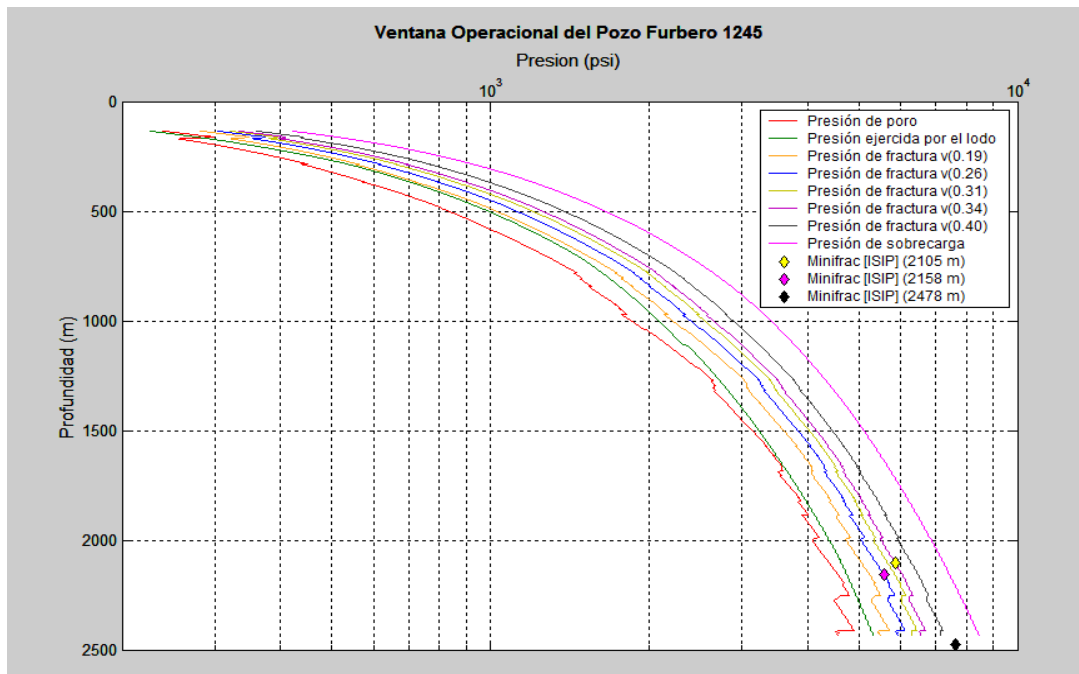


Figura A2a. Pozo Furbero 1245. Curvas de respuesta de las presiones de poro, presión ejercida por el lodo, presión de sobrecarga y distintas presiones de fractura donde se observan las presiones de fractura determinadas de forma analítica con los valores para la relación de Poisson de $\nu = 0.19$, $\nu = 0.26$, $\nu = 0.31$, $\nu = 0.34$ y $\nu = 0.40$ y las presiones de fractura obtenidos en campo (ISIP) a 2105, 2158 y 2478 m. (Unidades de presión [psi]).

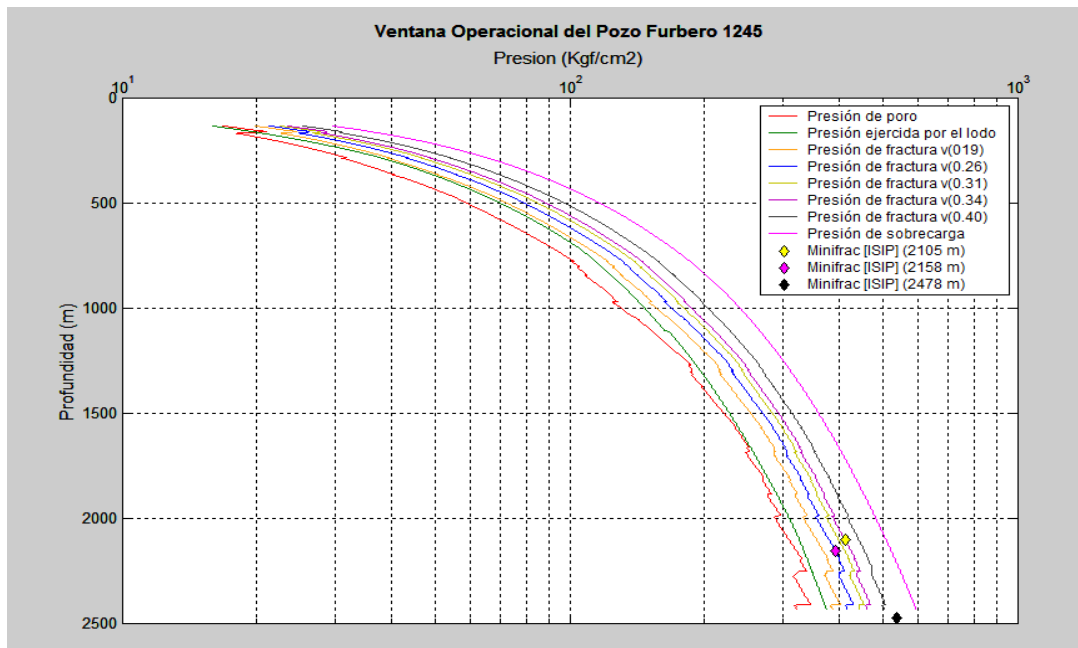


Figura A2b. Pozo Furbero 1245. Curvas de respuesta de las presiones de poro, presión ejercida por el lodo, presión de sobrecarga y distintas presiones de fractura donde se advierten las presiones de fractura determinadas de forma analítica con los valores para la relación de Poisson de $\nu = 0.19$, $\nu = 0.26$, $\nu = 0.31$, $\nu = 0.34$ y $\nu = 0.40$ y las presiones de fractura obtenidos en campo (ISIP) a 2105, 2158 y 2478 m. (Unidades de presión ($[kg/cm^2]$)).

En la figura A2c y A2d se observan las curvas de respuesta en unidades de presión (psi y kg/cm^2 , respectivamente) para la presión de poro, presión ejercida por el fluido de control, presión de sobrecarga y las presiones de fractura determinadas de forma analítica con los valores para la relación de Poisson de $\nu = 0.26$ (curva azul) y $\nu = 0.34$ (curva morada). Estas coinciden con los gradientes de fractura determinados en campo a 2158 m (indicador negro) y 2105 m (indicador azul).

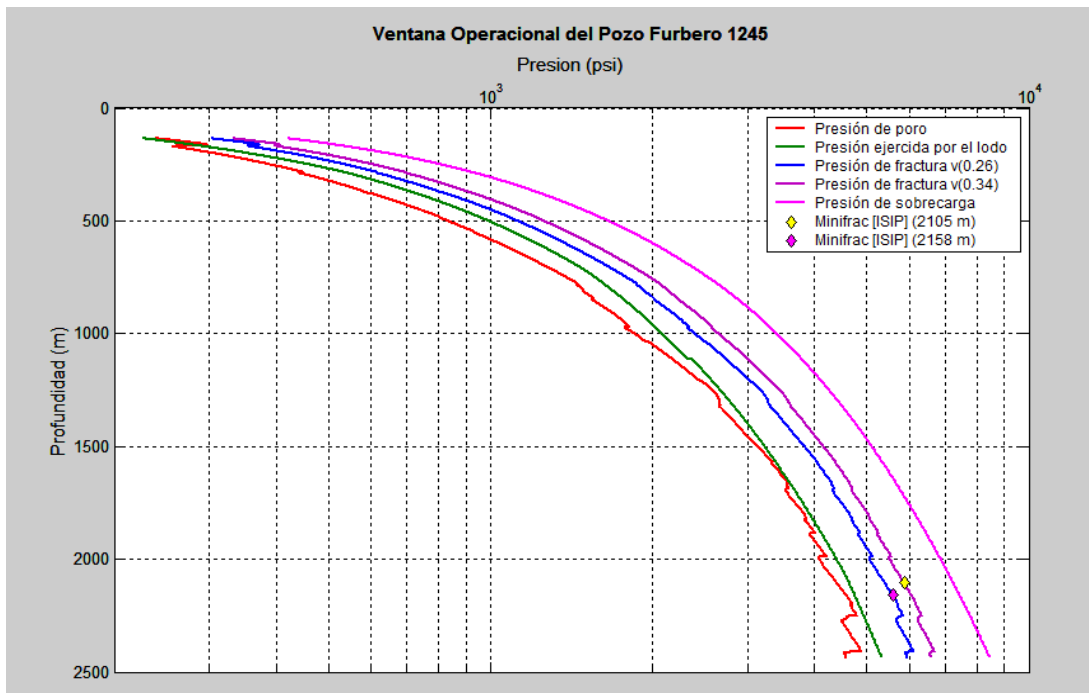


Figura A2c. Pozo Furbero 1245. Curvas de respuesta de la presión de poro, presión ejercida por el lodo, presión de fractura y presión de sobrecarga donde se notan las presiones de fractura determinadas de forma analítica con los valores para la relación de Poisson de $\nu = 0.26$ y $\nu = 0.34$; calibradas con las presiones de fractura obtenidas en campo (ISIP) a 2158 y 2105 m, respectivamente. (Unidades de presión [psi]).

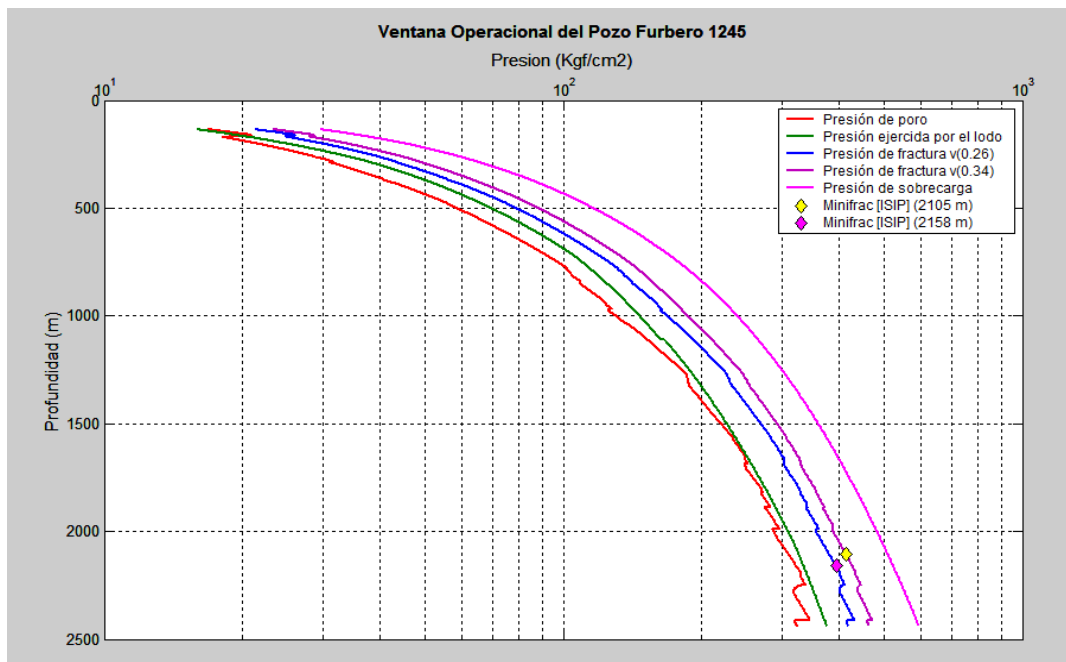


Figura A2d. Pozo Furbero 1245. Curvas de respuesta de la presión de poro, presión ejercida por el lodo, presión de fractura y presión de sobrecarga donde se perciben las presiones de fractura determinadas de forma analítica con los valores para la relación de Poisson de $\nu = 0.26$ y $\nu = 0.34$; calibradas con las presiones de fractura obtenidas en campo (ISIP) a 2158 y 2105 m, respectivamente. (Unidades de presión [$\overline{kg/cm^2}$]).

A3. Ventana operacional del pozo Furbero 1228 en unidades de *psi* y *MPa*

Las figuras A3a y A3b (presentadas en unidades de presión *psi* y *MPa*, respectivamente) exhiben las curvas de respuesta del pozo Furbero 1228 para la presión de poro (color rojo), densidad de lodo (verde), presión de sobrecarga (magenta), presión de fractura (azul) y los esfuerzos horizontal máximo (morado) y mínimo (naranja) determinados con base a los valores para las deformaciones horizontales de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$.

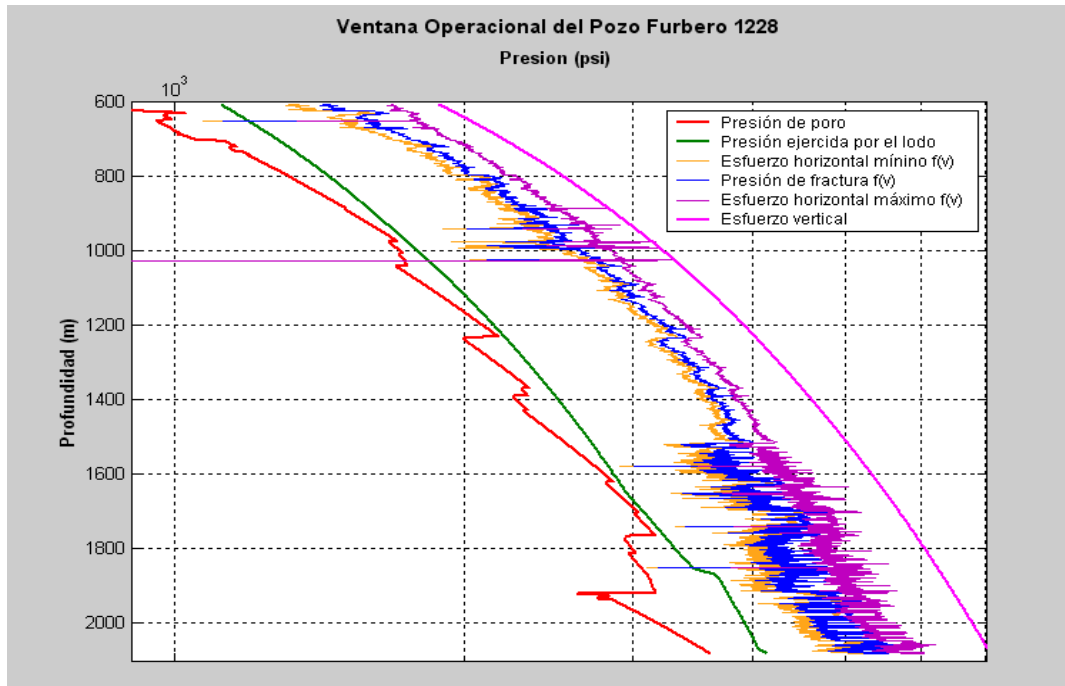


Figura A3a. Pozo Furbero 1228. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, presión de sobrecarga, presión de fractura y, los esfuerzos horizontales mínimo y máximo determinados con los valores de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$. (Unidades de presión [*psi*]).

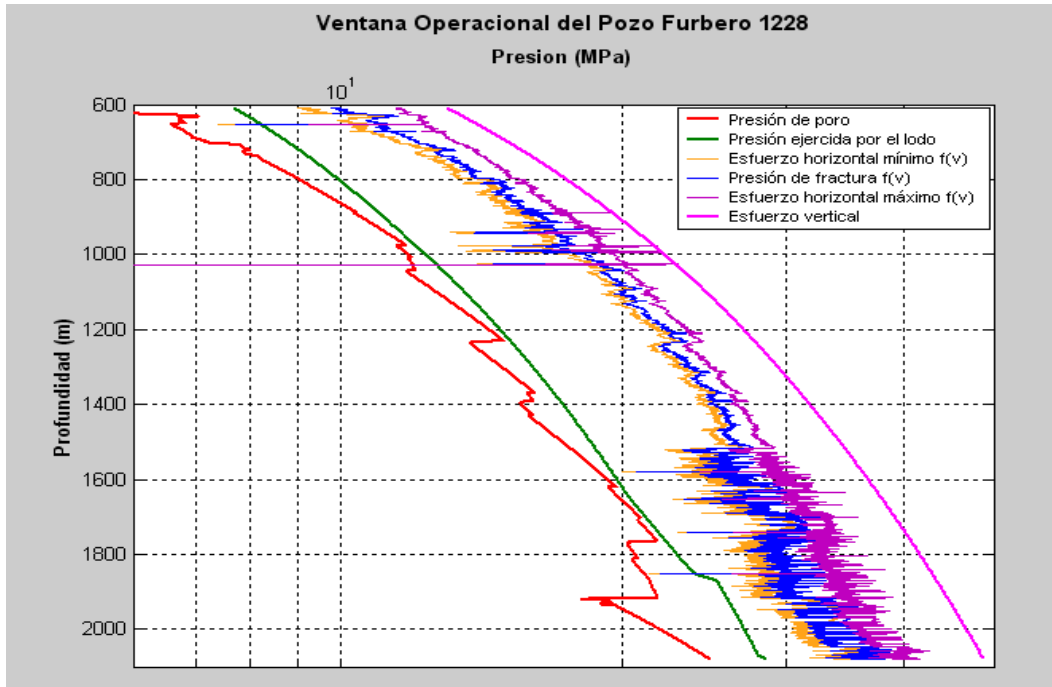


Figura A3b. Pozo Furbero 1228. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, presión de sobrecarga, presión de fractura y, los esfuerzos horizontales mínimo y máximo determinados con los valores de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$. (Unidades de presión [MPa]).

A4. Ventana operacional del pozo Furbero 1451 en unidades de *psi* y *MPa*

Las figuras A4a y A4b (con unidades de presión *psi* y *MPa*, respectivamente) exhiben las curvas de respuesta del pozo Furbero 1451 para la presión de poro (rojo), densidad de lodo (verde), presión de sobrecarga (magenta), presión de fractura (azul) y los esfuerzos horizontal máximo (morado) y mínimo (naranja); los cuales fueron obtenidos con base a los valores para las deformaciones horizontales de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$.

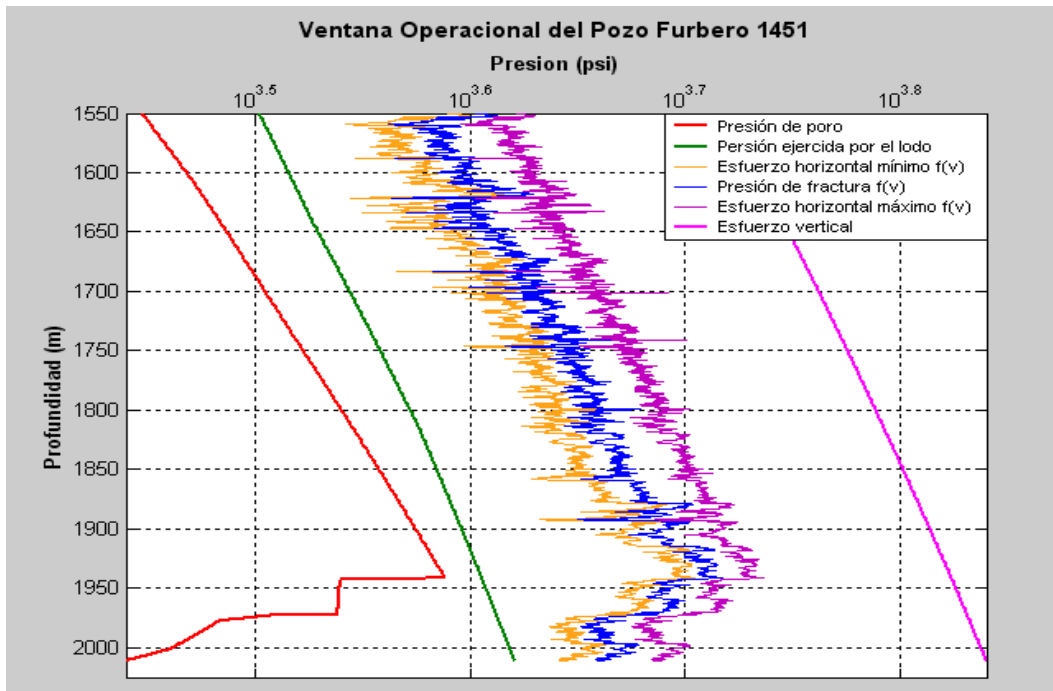


Figura A4a. Pozo Furbero 1451. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, presión de sobrecarga, presión de fractura y, los esfuerzos horizontales mínimo y máximo determinados con los valores de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$. (Unidades de presión [psi]).

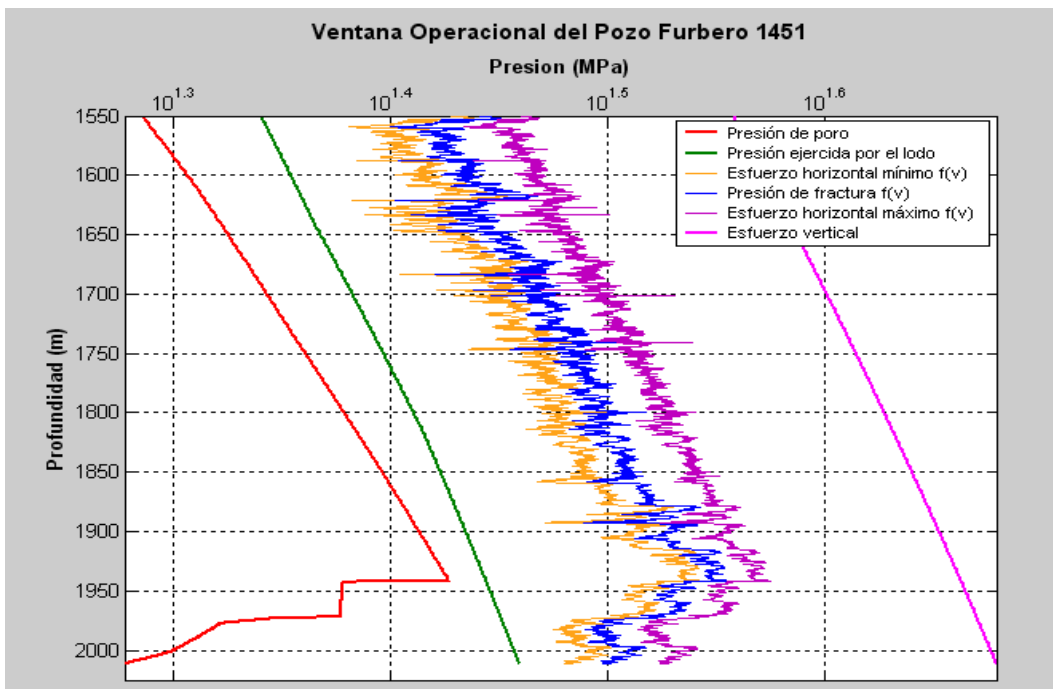


Figura A4b. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, presión de sobrecarga, presión de fractura y, los esfuerzos horizontales mínimo y máximo determinados con los valores de $\varepsilon_H = 1 \times 10^{-4}$ y $\varepsilon_h = 1 \times 10^{-5}$. Pozo Furbero 1451. (Unidades de presión [MPa]).

A5. Ventana operacional del pozo Furbero 1245 en unidades de *psi* y *MPa*

En las figuras A5a y A5b (en unidades de presión *psi* y *MPa*, respectivamente) se observan las curvas de respuesta del pozo Furbero 1245 para la presión de poro (rojo), densidad de lodo (verde), presión de sobrecarga (magenta), presión de fractura (azul) y el esfuerzo horizontal máximo (morado); ambos determinados con un valor de $\nu = 0.34$. Asimismo, se observa el esfuerzo horizontal mínimo (naranja) calibrado con la presión de cierre en el fondo del pozo obtenido en campo a 2105 m (indicador magenta).

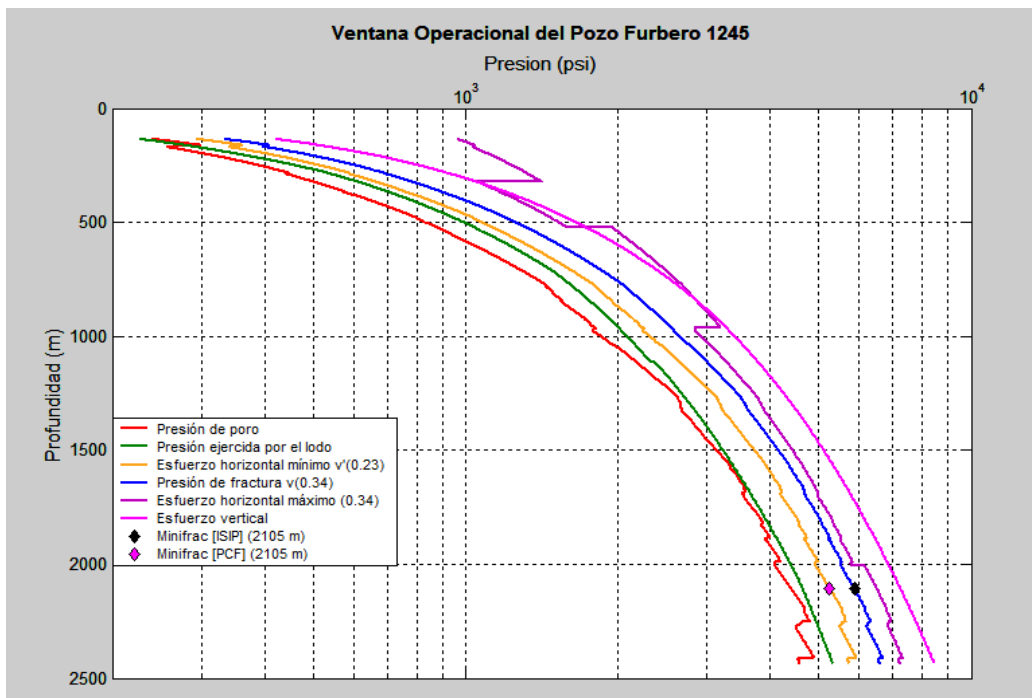


Figura A5a. Pozo Furbero 1245. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga; donde se indica el esfuerzo horizontal mínimo calibrado con la presión de cierre de fractura (PCF) obtenida en campo a 2105 m. Asimismo, se observa el esfuerzo horizontal máximo calculado con base a un valor de $\nu = 0.34$. (Unidades de presión [*psi*]).

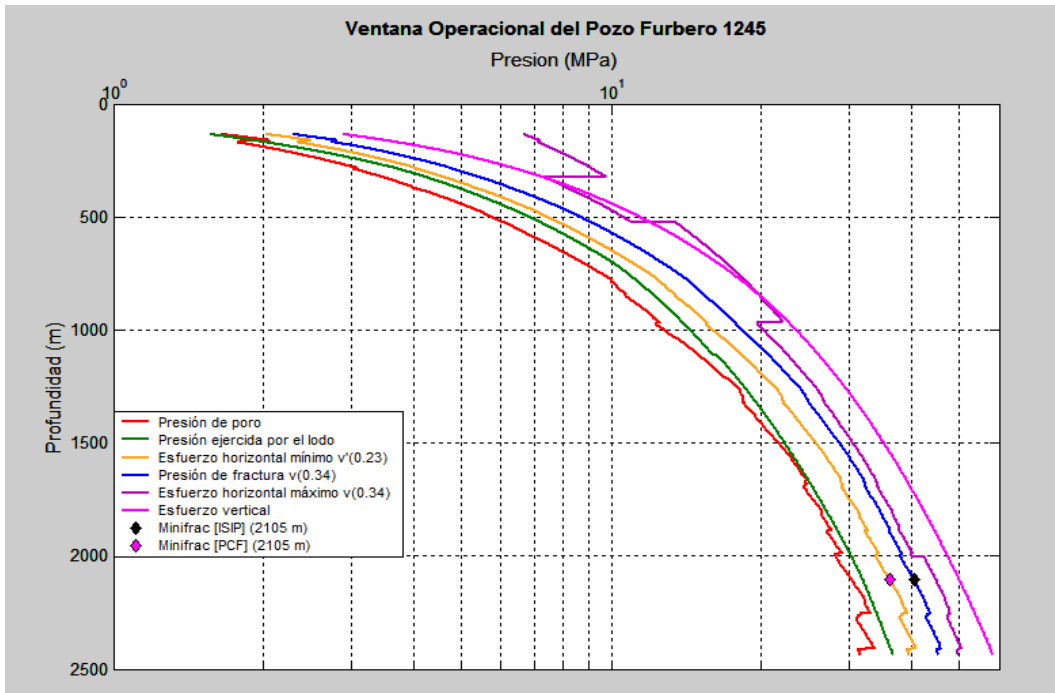


Figura A5b. Pozo Furbero 1245. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga; donde se observa el esfuerzo horizontal mínimo calibrado con la presión de cierre de fractura (PCF) obtenida en campo a 2105 m. De igual forma, se observa el esfuerzo horizontal máximo calculado con base a un valor de $\nu = 0.34$. (Unidades de presión [MPa]).

En las figuras A5c y A5d, además de las curvas de presión de poro, densidad de lodo y gradiente de sobrecarga de las figuras A5a y A5b, se observan las curvas de respuesta, en unidades de presión (*psi* y *MPa*, respectivamente) para la presión de fractura (azul) y el esfuerzo horizontal máximo (morado); ambos determinados con un valor de $\nu = 0.26$. Asimismo, se observa el esfuerzo horizontal mínimo (naranja) calibrado con la presión de cierre en el fondo del pozo obtenido en campo a 2158 m (magenta).

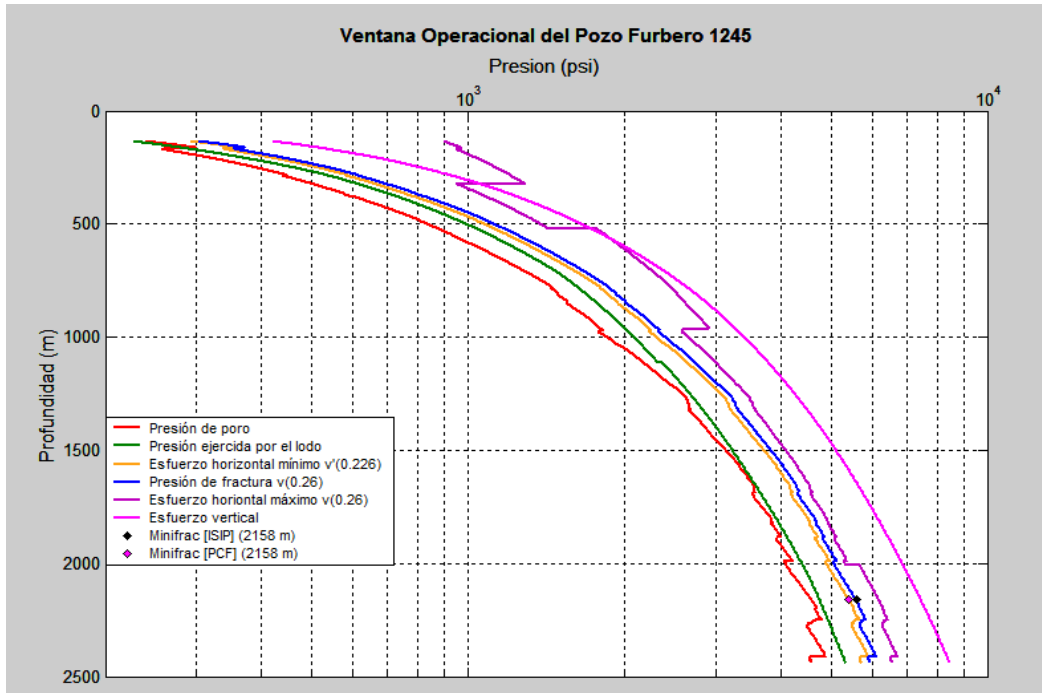


Figura A5c. Pozo Furbero 1245. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga; donde se advierte el esfuerzo horizontal mínimo calibrado con la presión de cierre de fractura (PCF) obtenida en campo a 2158 m. Asimismo, se observa el esfuerzo horizontal máximo calculado con base a un valor de $\nu = 0.26$. (Unidades de presión [psi]).

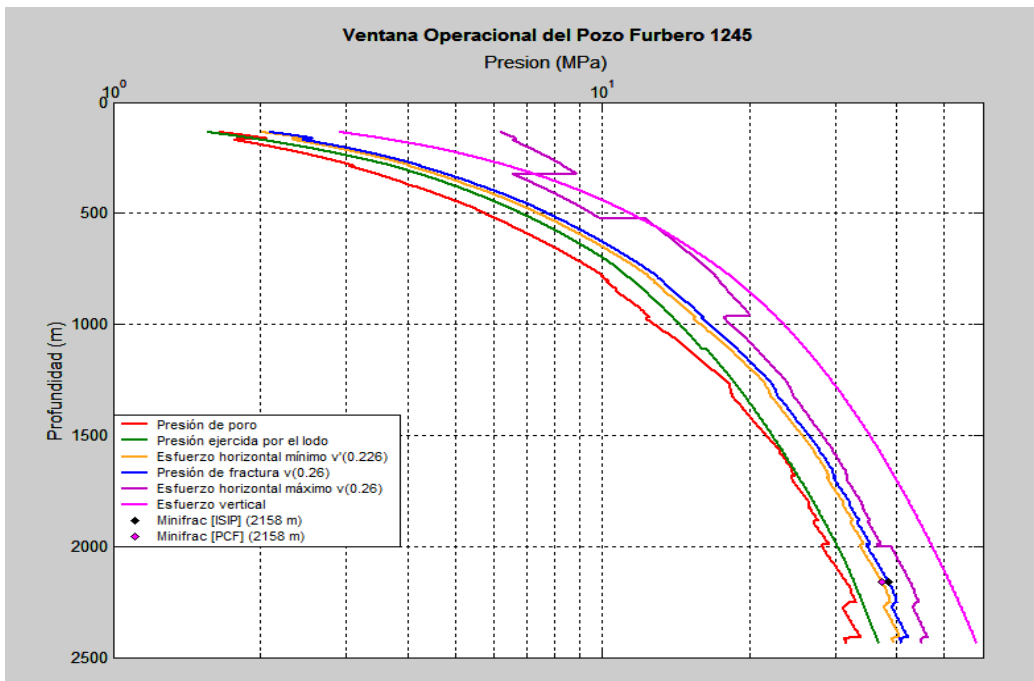


Figura A5d. Pozo Furbero 1245. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga; donde se percibe el esfuerzo horizontal mínimo calibrado con la presión de cierre de fractura (PCF) obtenida en campo a 2158 m. Igualmente, se observa el esfuerzo horizontal máximo calculado con base a un valor de $\nu = 0.26$. (Unidades de presión [MPa]).

A6. Ventana operacional del pozo Furbero 1269 en unidades de psi y MPa

En las figuras A6a y A6b se observan las curvas de respuesta del pozo Furbero 1269 (en unidades de presión psi y MPa , respectivamente) para la presión de poro (rojo), densidad de lodo (verde), presión de sobrecarga (magenta), presión de fractura (azul) y el esfuerzo horizontal máximo (morado), ambos determinados con un valor de $\nu = 0.37$. Asimismo, se observa el esfuerzo horizontal mínimo (naranja) calibrado con la presión de cierre en el fondo del pozo determinado en campo a 2030 m (indicador magenta).

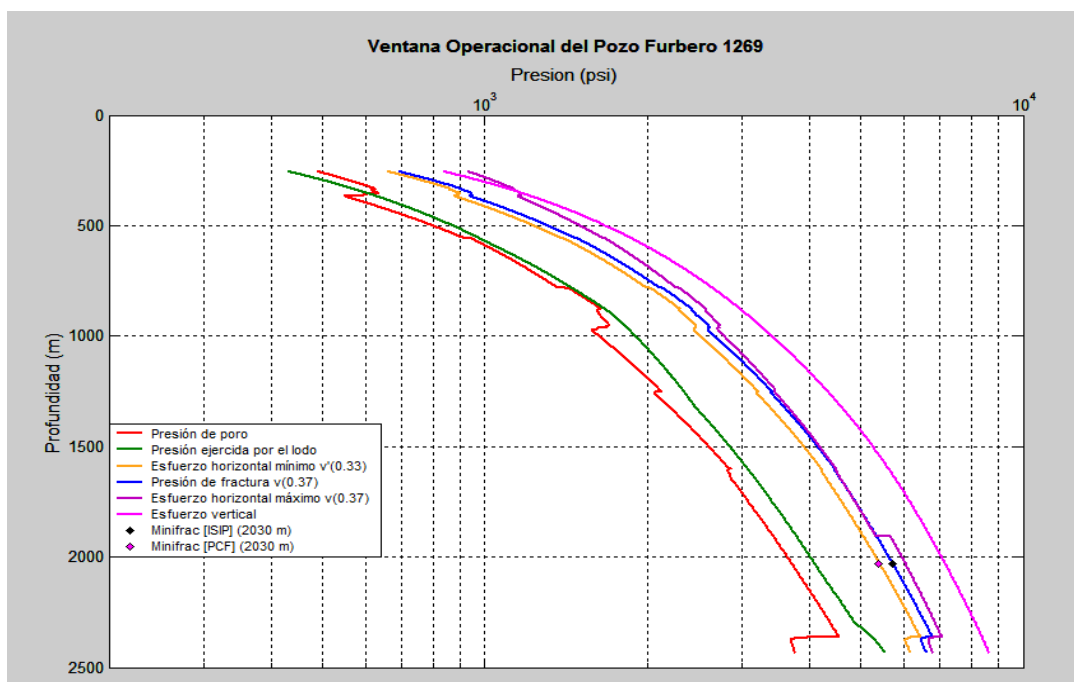


Figura A6a. Pozo Furbero 1269. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga; donde se presenta el esfuerzo horizontal mínimo calibrado con la presión de cierre de fractura (PCF) obtenida en campo a 2030 m. Además, se observa el esfuerzo horizontal máximo calculado con base a un valor de $\nu = 0.37$. (Unidades de presión [psi]).

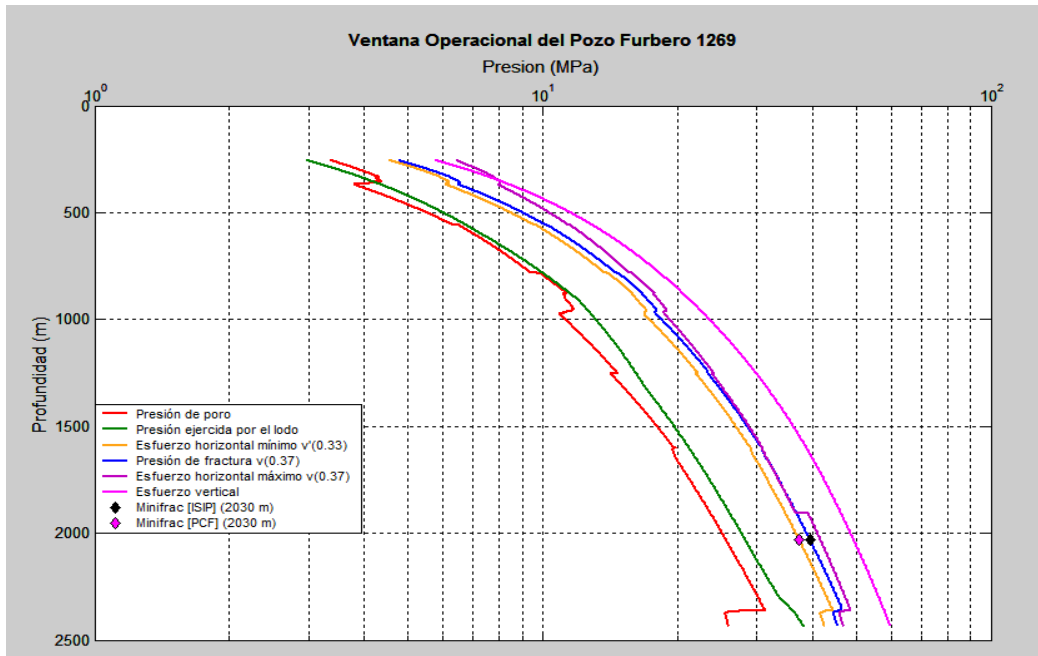


Figura A6b. Pozo Furbero 1269. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga; donde se muestra el esfuerzo horizontal mínimo calibrado con la presión de cierre de fractura (PCF) obtenida en campo a 2030 m. Asimismo, se observa el esfuerzo horizontal máximo calculado con base a un valor de $\nu = 0.37$. (Unidades de presión [MPa]).

En las figuras A6c y A6d, además de las curvas de presión de poro, densidad de lodo y gradiente de sobrecarga de las figuras A6a y A6b, pueden observarse las curvas de respuesta (en unidades de presión *psi* y *MPa*, respectivamente) para la presión de fractura (azul) y el esfuerzo horizontal máximo (morado); ambos determinados con un valor de $\nu = 0.368$. De igual forma, se observa el esfuerzo horizontal mínimo (naranja) calibrado con la presión de cierre en el fondo del pozo determinado en campo a 2205 m (indicador magenta).

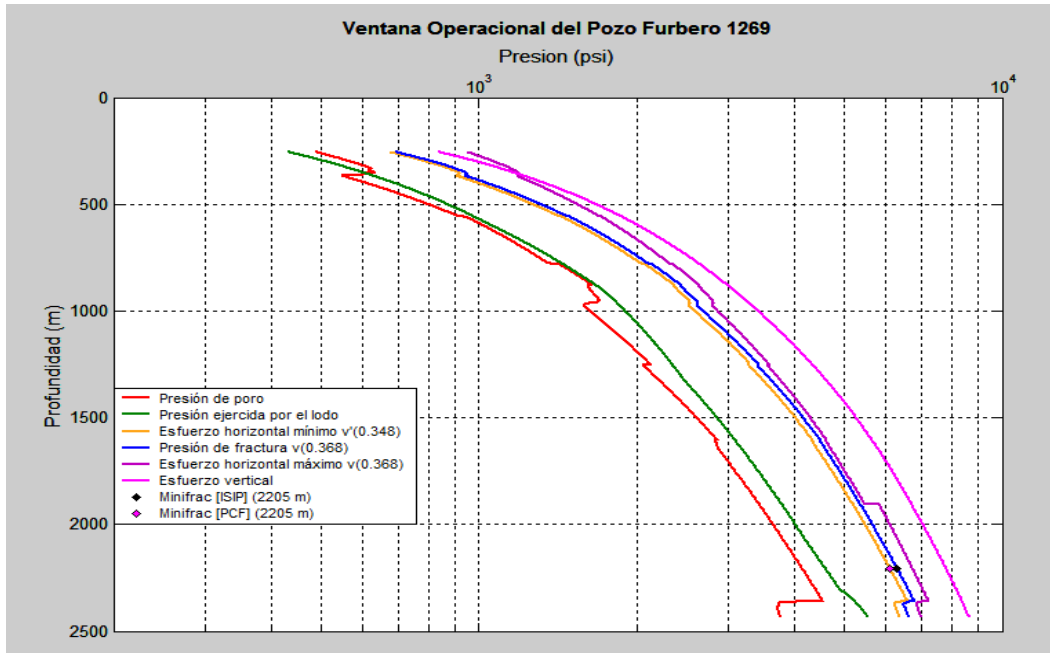


Figura A6c. Pozo Furbero 1269. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga; donde se exhibe el esfuerzo horizontal mínimo calibrado con la presión de cierre de fractura (PCF) obtenida en campo a 2205 m. Así mismo, se observa el esfuerzo horizontal máximo calculado con base a un valor de $\nu = 0.368$. (Unidades de presión [psi]).

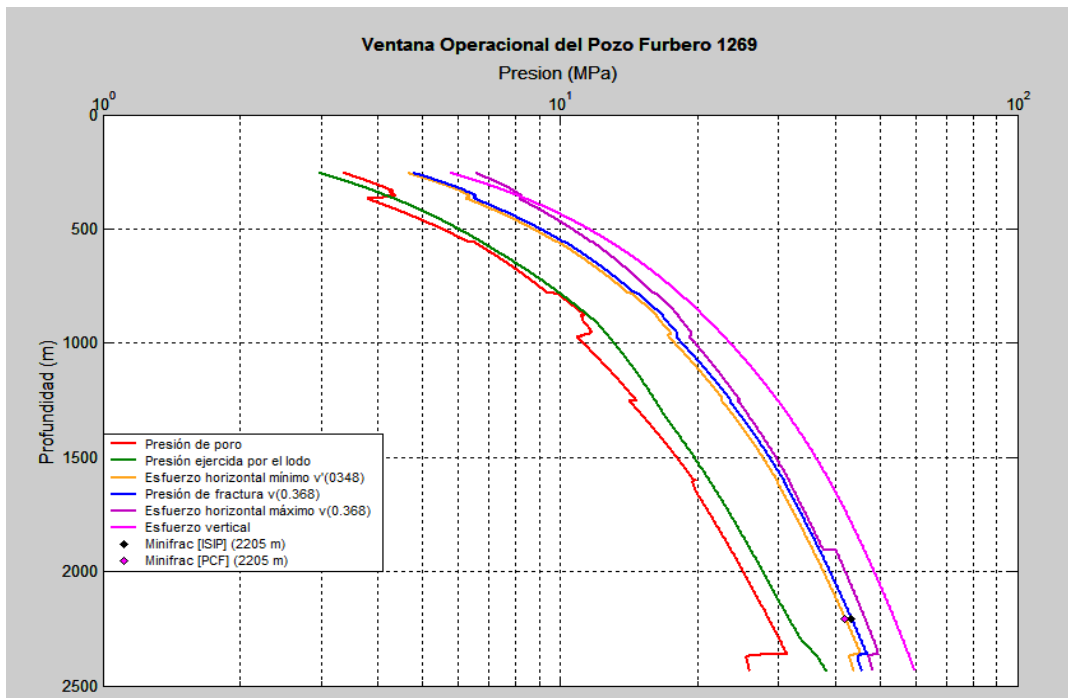


Figura A6d. Pozo Furbero 1269. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga; donde se observa el esfuerzo horizontal mínimo calibrado con la presión de cierre de fractura (PCF) obtenida en campo a 2205 m. También se señala el esfuerzo horizontal máximo calculado con base a un valor de $\nu = 0.368$. (Unidades de presión [MPa]).

A7. Ventana operacional del pozo Furbero 1464 en unidades de psi y MPa

En las figuras A7a y A7b se observan las curvas de respuesta del pozo Furbero 1464 (en unidades de presión psi y MPa , respectivamente) para la presión de poro (rojo), densidad de lodo (verde), presión de sobrecarga (magenta), presión de fractura (azul) y el esfuerzo horizontal máximo (morado); ambos determinados con un valor de $\nu = 0.295$. Igualmente, puede observarse el esfuerzo horizontal mínimo (naranja) calibrado con la presión de cierre en el fondo del pozo generado en campo a 2255 m (indicador magenta).

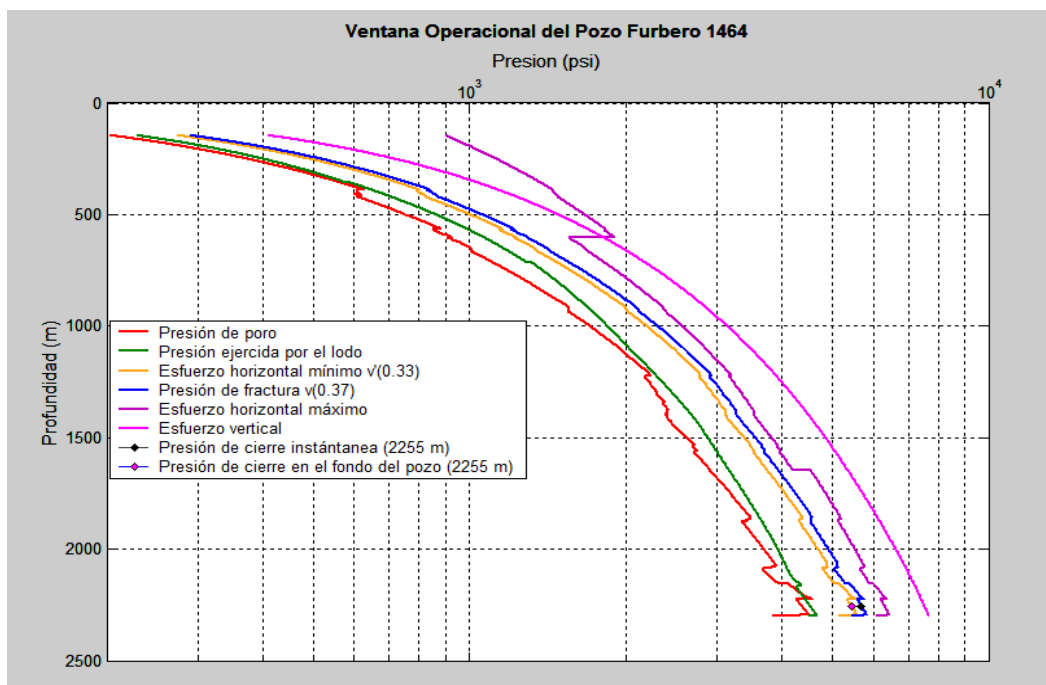


Figura A7a. Pozo Furbero 1464. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga; donde se advierte el esfuerzo horizontal mínimo calibrado con la presión de cierre de fractura (PCF) obtenida en campo a 2255 m. Igualmente, se observa el esfuerzo horizontal máximo calculado con base a un valor de $\nu = 0.295$. (Unidades de presión [psi]).

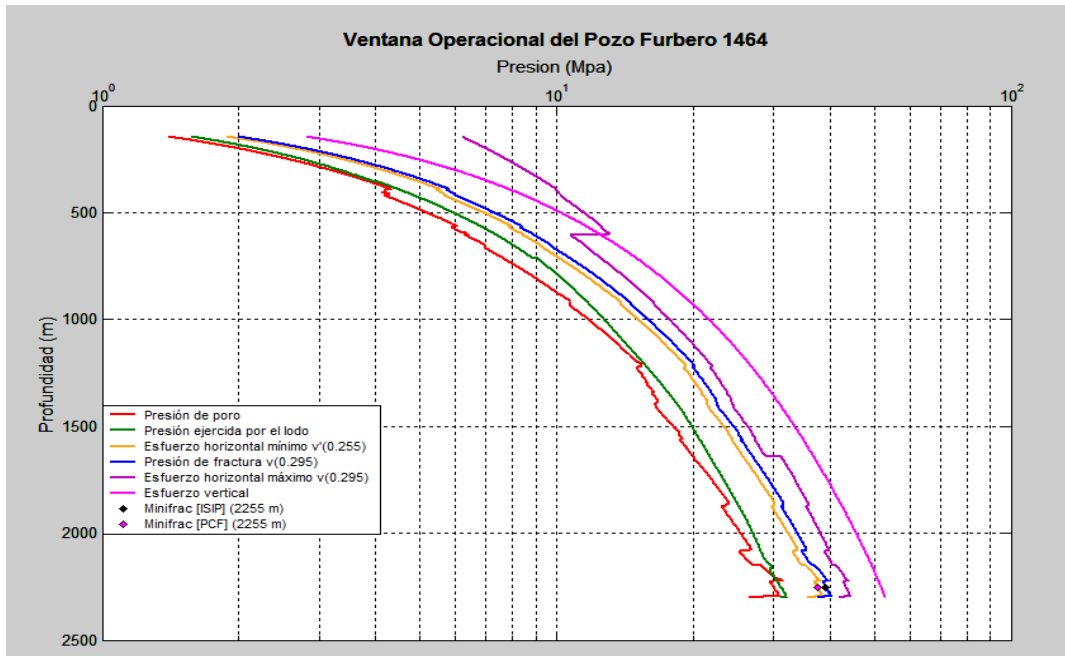


Figura A7a. Pozo Furbero 1464. Curvas de respuesta de los gradientes de presión de poro, densidad de lodo, esfuerzo horizontal máximo y mínimo, presión de fractura y presión de sobrecarga; donde se percibe el esfuerzo horizontal mínimo calibrado con la presión de cierre de fractura (PCF) obtenida en campo a 2255 m. Asimismo, se observa el esfuerzo horizontal máximo calculado con base a un valor de $\nu = 0.295$. (Unidades de presión [MPa]).

Apéndice B

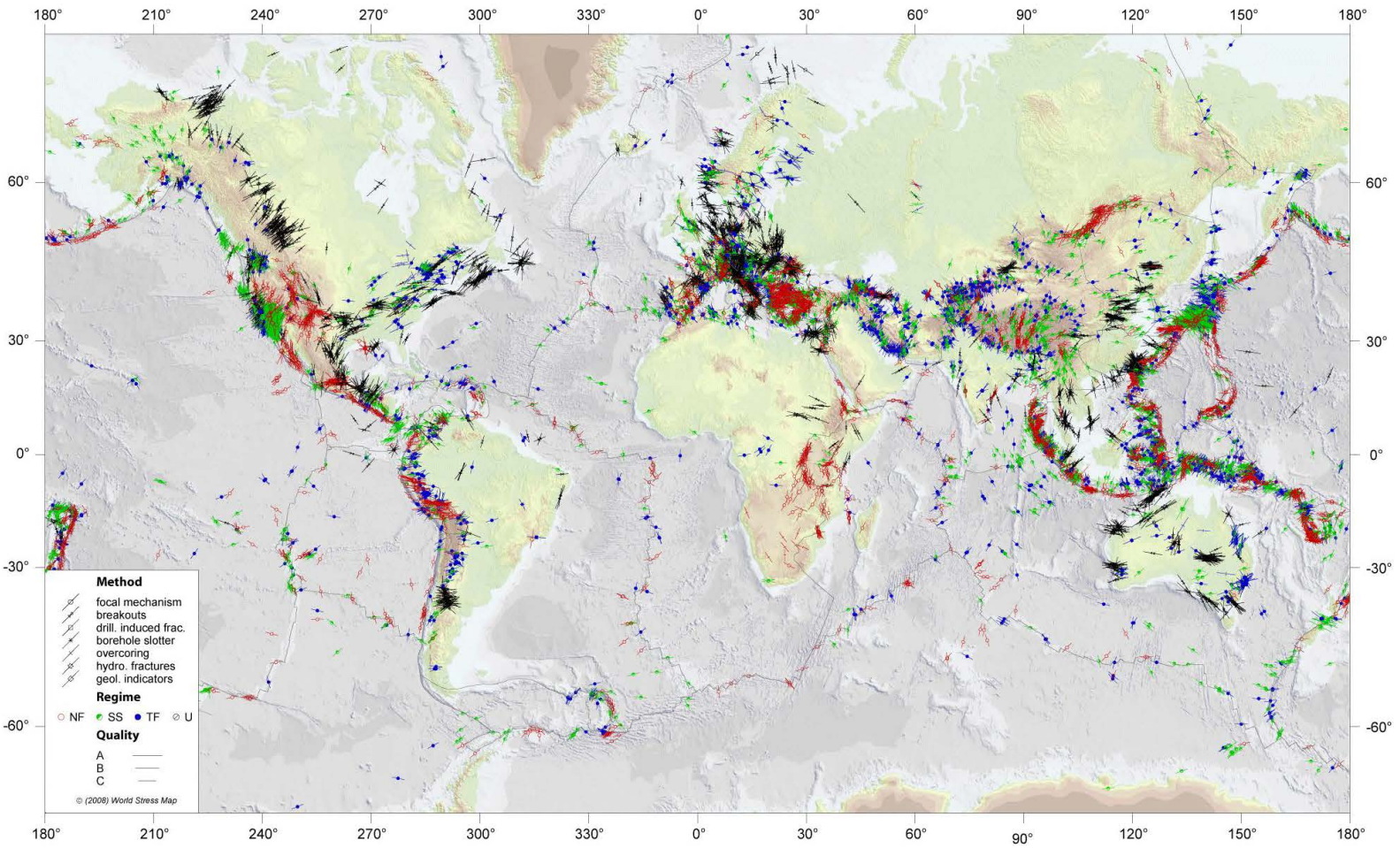
Mapa Mundial de Esfuerzos (WSM)

El WSM (Word Stress Map) es una compilación global de la información de los campos de esfuerzos en la corteza terrestre. Siendo un proyecto colaborativo entre academia, industria y gobierno que ayuda a entender el origen y factores que controlan los esfuerzos en la litósfera. El WSM usa diferentes tipos de indicadores de esfuerzos y están agrupados en cuatro categorías.

1. Mecanismos localizados de sismos
2. “Breakouts” y fracturas inducidas de pozos
3. Medidas de esfuerzos *in situ* (muestras de núcleos, fracturamientos hidráulicos, etcétera).
4. Datos geológicos (análisis de fallas-deslizamientos y alineamientos de grietas volcánicas).

La figura B-1 indica las orientaciones del esfuerzo máximo horizontal. La longitud de los símbolos de esfuerzos representa la calidad, siendo “A” la mejor; el color rojo señala fallas normales, el verde resalta fallas de deslizamiento, el azul pondera fallas inversas y la “U” revela un régimen tectónico desconocido. Las líneas de color negro son los límites de las placas tectónicas [49].

Figura B-1. Mapa mundial de esfuerzos que revela la orientación del esfuerzo horizontal máximo [49].



Nomenclatura

A	Área perpendicular a la dirección de una fuerza.
$BHTP$	Presión de tratamiento en el fondo del pozo.
BP	Presión de fondo.
C	Contenido de arcilla.
C_d	Coeficiente de descarga.
C_n	Magnitud de la conductividad observada o leída del registro resistivo.
C_o	Magnitud de la conductividad correspondiente a un comportamiento o tendencia normal.
D	Profundidad.
dc_o	Magnitud del exponente dc observado.
dc_n	Magnitud del exponente dc correspondiente a un comportamiento o tendencia normal.
D_p	Diámetro de disparos.
E	Módulo de Young.
E'	Módulo del plano de deformación.
g	Aceleración de la gravedad.
G	Módulo de corte.
GR	Lectura del registro de rayos gamma en la zona de interés.
GR_0	Lectura del registro de rayos gamma en una formación limpia.
GR_{100}	Lectura del registro de rayos gamma en una formación con 100% de arcilla.
$ISIP$	Presión de cierre instantánea.
K	Módulo volumétrico.
K_{dry}	Módulo volumétrico “seco”.
K_m	Módulo volumétrico mineral de la roca.

n	Coeficiente del esfuerzo efectivo.
N_{perf}	Número de perforaciones o disparos.
P_c	Presión de confinamiento.
PCF	Presión de cierre de fractura.
P_d	Presión diferencial.
P_e	Presión efectiva.
$P_e [f(V_p)]$	Presión efectiva en función de la velocidad primaria.
$P_e [f(V_s)]$	Presión efectiva en función de la velocidad secundaria.
p_{ext}	Presión de extensión de fractura.
P_f	Presión de fractura.
p_{ff}	Presión del fluido fracturante .
P_h	Presión hidrostática.
p_{inj}	Presión de inyección.
p_{iw}	Presión de inyección en el fondo del pozo.
p_{net}	Presión neta.
P_p	Presión de poro.
P_{pEaton}	Presión de poro determinada con base al método de Eaton.
P_{P_n}	Presión de poro normal.
$p_{pipe\ friction}$	Presión de fricción en la tubería.
p_1	Presión inicial a la cual está sometida un cuerpo antes de deformarse por la acción de un esfuerzo compresivo.
p_2	Presión final a la cual está sometida un cuerpo después de deformarse por la acción de un esfuerzo compresivo.
q	Caudal de bombeo.
Q	Propiedad medida de la roca.

R_o	Magnitud de la resistividad observada o leída del registro resistivo.
R_n	Magnitud de la resistividad correspondiente a un comportamiento o tendencia normal.
STP	Presión de tratamiento en superficie.
UCS	Resistencia a la compresión uniaxial de la roca.
V_p	Velocidad compresional o velocidad primaria.
$V_p f[P_e(V_s)]$	Velocidad primaria en función de la presión efectiva obtenida con base a la velocidad secundaria.
V_s	Velocidad compresional o velocidad secundaria.
V_{shg}	Volumen de arcilla a partir del registro de rayos gamma.
$V_s f[P_e(V_p)]$	Velocidad secundaria en función de la presión efectiva obtenida con base a la velocidad primaria.
V_1	Volumen inicial de un cuerpo antes de deformarse por la acción de un esfuerzo compresivo.
V_2	Volumen final de un cuerpo después de deformarse por la acción de un esfuerzo compresivo.
WHP	Presión en la cabeza del pozo.
x	Longitud original de un cuerpo antes de deformarse debido a la acción de una fuerza o desplazamiento ocasionado por un esfuerzo cortante.
y, h	Altura original de un cuerpo antes de deformarse debido a la acción de una fuerza.
γ	Deformación de corte.
$\Delta p_{near\ wellbore}$	Fricción en la vecindad del pozo.
Δp_{pf}	Presión de fricción en los disparos.
Δp_{tort}	Presión de tortuosidad.
Δt_n	Magnitud del tiempo de tránsito observado o leído del registro sísmico.
Δt_0	Magnitud del tiempo de tránsito correspondiente a un comportamiento o tendencia normal.
δx	Diferencial de longitud de un cuerpo ocasionada por la acción de una fuerza en dirección x .

δy	Diferencial de longitud de un cuerpo ocasionada por la acción de una fuerza en dirección y .
ε	Deformación causada por un esfuerzo.
ε_x	Deformación en la dirección x ocasionada por la acción de una fuerza en la misma dirección.
ε_y	Deformación en la dirección y ocasionada por la acción de una fuerza en la misma dirección.
ε_z	Deformación en la dirección z ocasionada por la acción de una fuerza en la misma dirección.
ε_h	Deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo.
ε_H	Deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo.
$\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$	Deformaciones principales.
θ	Ángulo de deformación.
ν	Relación de Poisson.
ρ	Densidad de formación.
ρ_l	Densidad de un líquido.
ρ_s	Densidad de la mezcla.
σ	Esfuerzo.
σ_h	Esfuerzo horizontal mínimo.
σ_H	Esfuerzo horizontal máximo.
σ_H'	Esfuerzo horizontal máximo efectivo.
σ_h'	Esfuerzo horizontal mínimo efectivo.
σ_v	Esfuerzo vertical o de sobrecarga.
σ_v'	Esfuerzo vertical efectivo.
σ_x	Esfuerzo en dirección x .
σ_y	Esfuerzo en dirección y .
σ_z	Esfuerzo en dirección z .

$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ Esfuerzos principales.

τ Esfuerzo de corte.

ϕ Porosidad.