



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
CAMPO DISCIPLINARIO: PERFORACIÓN

“Minimizar la problemática real de perforación aplicando el criterio de falla de Hoek y Brown a rocas de tipo lutita, arenisca calcárea de grano fino y brecha.”

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

Agustín Alfonso Reyes Rocher

TUTOR PRINCIPAL

M. en I. Mario Gerardo García Herrera Facultad de Ingeniería

MÉXICO, CIUDAD DE MÉXICO JUNIO 2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



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. Samaniego Verduzco Fernando
Secretario: Dr. Luna Rojero Erick Emanuel
Vocal: M. en I. García Herrera Mario Gerardo
1^{er}. Suplente: Dr. Nicolás López Rubén
2^{do}. Suplente: M. en C. Ortiz Ramírez Jaime

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México 2016.

TUTOR DE TESIS:

M. en I. García Herrera Mario Gerardo



FIRMA

Dedicatorias

A mis padres Agustín y Rosario, quienes me han seguido ayudando y apoyando en este último paso en mi educación académica y lo han hecho toda la vida para que pueda salir adelante.

A mi hermano Emilio, que siempre me hace compañía y comparto gran parte de mi vida y mis pasiones.

A mis abuelos Alfonso y Fina, que siempre están pendientes de uno, y a quienes quiero mucho aun cuando no siempre se portan bien, y a quienes deseo que me duren mucho tiempo más.

A mis tíos padrinos Pedro y Candi, ellos siempre han visto por mí, lo siguen haciendo y lo seguirán haciendo como los santos que son.

A mi tía Fini, por ser una tía singular, siempre se disfruta mucho de su compañía e irreverencias, con la que siempre se puede platicar y divertirse.

A mis tíos Alfonso y Cési, porque siempre han visto por mí desde que llegué aquí y han estado ahí cuando más los necesité durante mi proceso de adaptación.

A mi tío Ramón, con quien me he divertido como gnano toda la vida, que siempre lo veo con los mejores ánimos.

A los tíos Eduardo y Eva, con quienes pasé mucho tiempo de mi infancia, y a quienes es grato pasar un rato para platicar, particularmente con las anécdotas de mi tío, quien tiene un peculiar talento para contarlas.

A mis primos Ana, Daniel, Marina, Eduardo, Pedro y André con quienes me crecí y los tengo presente.

A los tíos Químo, Águeda, Elizabeth, Lupita y en especial a la memoria del tío Felipillo a quien se le recuerda y se le extraña, ustedes siempre hacen a esta familia más grande y más rica.

A mis padrinos prestados, niños de mi infancia y pareja singular Francisco y Maris, ustedes siguen siendo tan carismáticos como siempre, les dedico esta tesis con mucho cariño.

A mis camaradas del grupo de los bullies, Pancho, Alfonso, Ulises, Carlos, Emanuel, especialmente a Adrúbal por tener que soportar a todas las princesas que conforman a este grupo y a quien le debemos su estatua por tal misión.

A mis amigos, Omar, Yzer, Dianita, Jax, Xavier, Johanna y Evelio, a pesar de que los veo poco, siempre paso buenos momentos con ustedes cada vez que nos podemos juntar.

A mis amistades que conocí aquí, Tania, Dians, Sebastián, Julia, Rubí, Jacqueline y Susi, ustedes a quienes conocí por casualidad y llegaron para quedarse se las dedico de forma especial.

A mis profesores Antonio Solórzano González y Antonio Solórzano Uzeta, ya que ustedes me inculcaron de forma muy peculiar la disciplina que ha sido necesaria para avanzar en varios aspectos de mi vida y evitaron que me quedara rezagado en mi desarrollo académico.

A mis compañeros que conocí en mi estancia en el IMP, Luis, Ángel y Leonardo, que me hicieron compañía en muchas veces las eternas horas de espera y quienes en ocasiones me ayudaban con la realización de mi tesis, se los agradezco y dedico.

Al IMP, por brindarme el espacio y proporcionarme la información que requería para la realización de esta tesis.

Al Maestro en ingeniero, investigador del IMP y mi profesor Mario Gerardo García Herrera, por su paciencia e instrucción con la que fue posible la realización y terminación de este trabajo de investigación.

A mi estimado amigo Mario Vadillo, ya que si no fuera por él, muy probablemente no habría terminado con este trabajo, fuiste de mucha ayuda a cada paso que tomaba la tesis, por eso te lo agradezco y te la dedico.

A Yvito, que ha sido una muy buena amiga conmigo desde que nos reencuentramos después de tanto tiempo y le he empezado a tener mucho cariño.

Por último a mi gran amigo Luis Andrés, a ti te debo mucho, fuiste un gran amigo a lo largo de toda la carrera, hiciste posible la realización de la tesis de licenciatura y me ayudaste en el proceso para ingresar al posgrado, posiblemente no estaría terminando el trabajo de investigación en este momento de no ser por ti, por ello te la dedico.

Contenido

Resumen.....	9
Abstract	10
Objetivos	11
Capítulo I. Velocidad de Intervalo en Cinco Pozos	12
1.1. Método de Reflexión Sísmica.....	12
1.2. Determinación de espesores.....	12
1.2.1. Método de E. S. Pennebaker.....	12
1.2.2. Método de C. Howard Green.....	14
1.2.3. Método de C. Hewitt Dix.....	18
1.3. Velocidad de intervalo.....	21
1.4. Velocidades de intervalo obtenidas de los Pozos.....	22
1.4.1. Pozo A.....	22
1.4.2. Pozo B.....	23
1.4.3. Pozo C.....	24
1.4.4. Pozo D.....	26
1.4.5. Pozo E.....	27
Capítulo II.-Formación de rocas tipo areniscas calcáreas de grano fino color blanco.....	29
2.1 Cuerpo de areniscas calcáreas de Ku, Maloob y Zaap.....	31
2.2 Descripción de las unidades de calcarenita en los campos de Ku, Maloob y Zaap.....	34
2.2.1 Unidad 1-A.....	34
2.2.2 Unidad Lu-1	34
2.2.3 Unidad 1-B.....	36
2.2.4 Unidad Lu-2	37
2.2.5 Unidad 1-C.....	38
2.2.6 Eoceno superior	38
2.3 Análisis litológico del miembro del Eoceno medio de Ku, Maloob y Zaap.....	39
2.4 Constituyentes ortoquímicos	40
2.4.1 Matriz	40
2.4.2 Cemento.....	40
2.5 Constituyentes aloquímicos	40

2.6	Tipos de porosidad	42
2.7	Pruebas petrofísicas realizadas a muestras de núcleos de areniscas calcáreas de grano fino. 45	
2.7.1	Prueba de permeabilidad utilizando el Permeámetro TinyPermII5.....	45
2.7.2	Medición de la permeabilidad de una roca tipo calcarenita con el Poro-Permeámetro CMS-300.....	47
Capítulo III. Determinación de Zonas Problemáticas.....		51
3.1	Forma indirecta	51
3.1.1	Rayos Gamma.....	51
3.2	Forma directa	57
3.2.1	Litología.....	57
Capítulo IV. Esfuerzos Involucrados en la Ventana Operativa y en el Análisis del Criterio de Falla de Hoek y Brown		65
4.1	Presiones de formación y de fractura	66
4.1.1	Presión de sobrecarga.....	67
4.1.2	Presión de formación	67
4.1.3	Presión de fractura.....	75
4.2	Metodología para determinar las presiones anormales.....	75
4.2.1	Determinación del gradiente de presión de formación.....	77
4.2.2	Determinación del gradiente de presión de fractura.....	80
4.3	Cálculo de presiones haciendo uso del simulador.	82
4.3.1	Cálculo de presión de poro.	82
4.3.2	Cálculo de presión de fractura.	83
4.3.3	Pozo H.....	83
4.4	Predicción de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo.	87
Capítulo V. Aplicación del Criterio de Falla de Hoek y Brown para Predecir la Presión de Colapso. 91		
5.1	Criterios de falla	91
5.1.1	Criterio de falla de Mohr-Coulomb	92
5.1.2	Criterio de Hoek & Brown	93
5.2	Predicción de la presión de colapso.....	94
5.2.1	Aplicación del criterio Hoek y Brown para predecir la presión de colapso a dos pozos. 100	

5.2.2	Predicción de la presión de colapso a través de una formación de rocas tipo arenisca calcárea de grano fino.....	103
5.1.1	Problemas relacionados a un mal estudio de geomecánica.	106
Capítulo VI. Optimización de las Tuberías de Revestimiento y Fluido de Control Aplicando el Criterio de Falla de Hoek y Brown.....		109
6.1	Asentamiento de Tuberías de Revestimiento.	109
6.2	Diseños utilizados.....	112
6.2.1	Estados Mecánicos	112
6.3	Propuesta de asentamiento de tuberías de revestimiento para el pozo H.	114
Conclusiones y Recomendaciones		118
Apéndice I.....		122
Apéndice II.....		127
Referencias.....		151

Resumen

Antes de realizar la perforación de un pozo es necesario contar con un estudio de geomecánica ya que este se enfoca en la elasticidad y falla de las rocas durante la perforación y terminación de pozos. Entre los problemas que se pueden presentar si no se hace un adecuado estudio de geomecánica están la inestabilidad mecánica del agujero, fracturas inducidas y el descontrol del pozo.

Este trabajo de investigación presenta un análisis de geomecánica realizado a un pozo del campo Ku que atraviesa una formación de arenisca calcárea de grano fino que presenta problemáticas de perforación.

Aquí se muestra todo el proceso que se sigue para realizar un estudio de geomecánica, partiendo del estudio de registros sísmicos para la determinar zonas de presión anormal y la predicción de presión de poro para el caso de pozos exploratorios, obtención de información de la columna geológica, particularmente de las formaciones problemáticas, los métodos para identificar estas formaciones, la predicción de la ventana operativa y los esfuerzos horizontales, la aplicación del criterio de falla y finaliza con el diseño de asentamiento de tuberías de revestimiento y lodo de perforación.

El modelo de falla que se aplicó en este trabajo es el criterio de Hoek y Brown, en lugar del más tradicional criterio de Mohr-Coulomb, se presenta el desarrollo numérico para su aplicación en el pozo, finalmente se realiza una comparación entre el diseño que se realizó haciendo uso de la ventana operativa que cuenta con este criterio de falla y el diseño original del pozo.

Abstract

Before starting the drilling process its necessary have a geomechanic study, because this focus in the elasticity and fault of rocks during the well drilling and completion processes. Among the problems that may occur if a good geomechanic study is not done are the mechanic well instability, induced fractures and well decontrol.

This research presents a geomechanic analysis done at a well in the Ku field that passes through a fine grain calcareous sandstone formation which presents drilling problems.

The whole process to make a geomechanic study is presented in this research, starting from the seismic logs commonly used to locate the abnormal pressure zones and predict the pore pressure in exploratory wells, the search for the geologic column information, particularly the problematic formations, the ways to locate this formations, the prediction of the operative window and the horizontal stresses, the fault criteria application and finally the casing and control fluid desing.

The fault criteria used in this research was the Hoek & Brown criteria, instead of the more traditional Mohr-Coulomb criteria, the mathematical process for it's well application is presented, finally a comparison between the design made with the operational window with this fault criteria and the original well design is made.

Objetivos

General: Realizar un diseño óptimo de asentamiento de tuberías de revestimiento y de fluido de control haciendo uso de una ventana operativa que cuente con el criterio de falla de Hoek y Brown para la estabilidad de las paredes del pozo.

Particulares:

- Presentar una forma de identificar las zonas de presión anormales previas a la perforación de un pozo.
- Proporcionar información de la roca tipo arenisca calcárea de grano que se presenta al perforar pozos del campo Ku.
- Identificar de forma directa e indirecta la ubicación del cuerpo calcáreo de grano fino.
- Predecir la presión de poro y la presión de fractura, también predecir los esfuerzos horizontales máximos y mínimos para poder tener los elementos necesarios para aplicar el criterio de falla y predecir la presión de colapso.
- Aplicar el criterio de falla de Hoek y Brown para conocer la presión a la que las paredes del pozo no soportarán y generarán problemas durante la perforación.
- Realizar el diseño de asentamiento y de fluido de control y compararlo con el diseño original.

Capítulo I. Velocidad de Intervalo en Cinco Pozos

Objetivo: Presentar una forma de identificar las zonas de presión anormales previas a la perforación de un pozo.

Para los pozos exploratorios es común que se estime la presión de poro a partir de la velocidad de intervalo que se obtiene con el modelo que publicó C. Hewitt Dix en 1955, este se aplica con el método de reflexión sísmica y que a partir del tiempo que tarda la onda en llegar a los geófonos se determina la profundidad de las capas reflectantes y las velocidades de los intervalos ^[1].

1.1. Método de Reflexión Sísmica.

El método de reflexión sísmica es el más utilizado en la exploración petrolera. El método funciona gracias a la existencia de un contraste de medios conocido como impedancia acústica ^[2]. La técnica de campo consiste en realizar una serie de disparos en la formación y eventualmente se leerá el tiempo que tarda la onda en regresar a superficie por un grupo de geófonos localizados a cierta distancia de la fuente y un geófono ubicado en la misma fuente del disparo ^[1].

1.2. Determinación de espesores.

1.2.1. Método de E. S. Pennebaker.

Haciendo referencia a la **Figura 1**, la línea SS representa la superficie terrestre. Asumiendo que el punto de disparo O esté en la superficie. Cuando el explosivo en el punto de disparo detona, se genera energía acústica en forma de ondas compresionales. Esta energía sísmica se esparce igualmente en todas las direcciones en la tierra. La energía que viaja verticalmente golpea el plano subsuperficial, RR, y se refleja de vuelta a la superficie, SS, sobre el camino OPO. La energía del disparo también se propaga sobre innumerables caminos diagonales sobre el plano RR, tal como el camino OT, y se refleja a la superficie

en el camino TW. El tiempo requerido para que la energía viaje los dos caminos es registrado por geófonos en los puntos O y W separados horizontalmente por una distancia X ^[3].

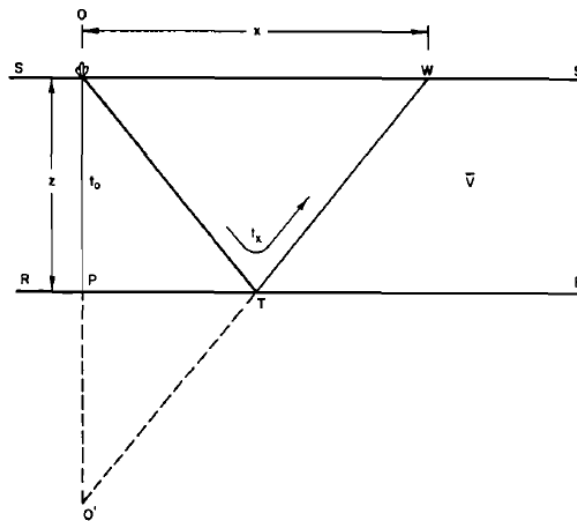


Figura 1.-Ejemplo del fenómeno de reflexión según Pennebaker.

Aplicando para la primera capa y a partir de la relación de velocidad promedio, tiempo y distancia sabemos que^[3]:

$$OPO = \bar{V} * t_0, \dots\dots\dots (1)$$

$$OTW = \bar{V} * t_x, \dots\dots\dots (2)$$

$$OW = X, \dots\dots\dots (3)$$

donde:

V = Velocidad promedio del medio.

t₀ = Tiempo de dos viajes sobre el camino OPO.

t_x = Tiempo de tránsito sobre el camino OTW.

Extendiendo la trayectoria OP hasta la imagen O' y partiendo de leyes básicas de óptica se tiene que^[3]:

$$OTW = O'W, \dots\dots\dots (4)$$

$$OP O = O' O, \dots\dots\dots (5)$$

Aplicando el teorema de Pitágoras^[3]:

$$OTW^2 = O' O^2 + OW^2, \dots\dots\dots (6)$$

Sustituyendo en términos de velocidad, tiempo y distancia^[3]:

$$(\bar{V} * t_x)^2 = (\bar{V} * t_0)^2 + X^2, \dots\dots\dots (7)$$

$$\bar{V}^2(t_x^2 - t_0^2) = X^2, \dots\dots\dots (8)$$

$$\bar{V} = \sqrt{\frac{X^2}{t_x^2 - t_0^2}}, \dots\dots\dots (9)$$

Finalmente obtenemos el espesor de la capa ^[3]:

$$\Delta z_1 = V \frac{T_0}{2}, \dots\dots\dots (10)$$

1.2.2. Método de C. Howard Green.

Para comenzar el método tenemos que partir de la relación de velocidad y tiempo, en la cual tenemos que:

$$t = \frac{d}{v}, \dots\dots\dots (11)$$

Usando la **Figura 1** como apoyo sabemos que:

$$OT = TW, \dots\dots\dots (12)$$

$$OT = \left[\left(\frac{x}{2} \right)^2 + z^2 \right]^{1/2}, \dots\dots\dots (13)$$

Sabemos que la distancia recorrida es OTW por lo tanto:

$$OTW = OT + TW, \dots\dots\dots (14)$$

$$OTW = 2 * OT, \dots\dots\dots (15)$$

$$OTW = [x^2 + 4z^2]^{1/2}, \dots\dots\dots (16)$$

Sustituyendo en la ecuación 11 tenemos

$$t = \frac{[x^2 + 4z^2]^{1/2}}{V_1}, \dots\dots\dots (17)$$

El método de Green también se conoce como método de X^2-t^2 , ya que se apoya en la gráfica de comportamiento del tiempo contra la distancia que existe entre el geófono receptor y la fuente sísmica, con los valores de tiempo y distancia elevados al cuadrado^[2].

Elevando al cuadrado la ecuación 17 se obtiene:

$$t^2 = \frac{x^2}{V_1^2} + \frac{4z^2}{V_1^2}, \dots\dots\dots (18)$$

Cómo podemos observar estamos ante la ecuación de una recta donde las variables son t^2 y x^2 y el valor de $\frac{4z^2}{V_1^2}$ es una constante. Se puede observar que la pendiente es la inversa de la V_1^2 ; entonces una vez que se conoce el valor de velocidad se puede determinar el espesor de la capa usando el tiempo de dos viajes t_0 cómo se describe en la ecuación 10 ^[2].

Para el caso de las capas siguientes, a menos que la velocidad en el medio sea igual en la primera capa y en la segunda, la trayectoria de la onda sufre una refracción, cómo se observa en la **Figura 2** ocasionando que el problema se complique^[2].

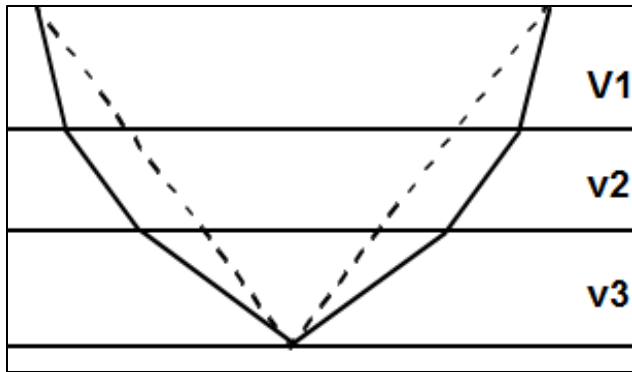


Figura 2.-Ejemplo del efecto sobre la trayectoria de la onda al pasar por distintas capas.

Para el caso de la segunda capa, cómo describe Dix en 1955, el procedimiento sería el siguiente:

Es necesario eliminar el efecto de la primera capa, **Figura 3**; para ello se debe conocer el ángulo β_1 entre FH y la vertical^[1].

$$\frac{\sin \beta_1}{v_1} = \frac{dT_x}{dx}, \dots \dots \dots (19)$$

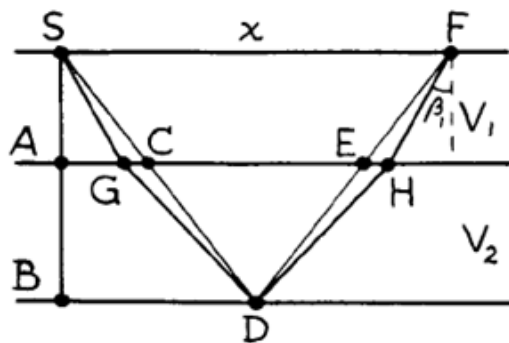


Figura 3.-Apoyo visual para el procedimiento de cálculo de la segunda capa (Dix, 1955).

Ya que se han determinado V_1 con el paso anterior y dT_x/dx podemos utilizar la ecuación para determinar β_1 . Una determinación directa sería sustituir dT_x/dx por su aproximación $\Delta T_x/\Delta x$. Como la gráfica de T_x contra x es curva debemos mantener ΔT_x con un valor bajo, para que se obtenga una buena aproximación a la tangente. Aún bajo condiciones favorables, esto llevará un rango de incertidumbre de 14%. Esto resulta en una incertidumbre para β_1 si se usa para calcular V_2 con buena aproximación^[1].

Para evitar esta dificultad se dibuja una tangente a la curva x^2, T_x^2 , **figura 4**, en x_1 . Obtenemos la línea LM, a partir de la ecuación^[1]:

$$T_x^2 = M + \left(\frac{1}{V_{A2}^2(x_1)} \right) x^2, \dots\dots\dots(20)$$

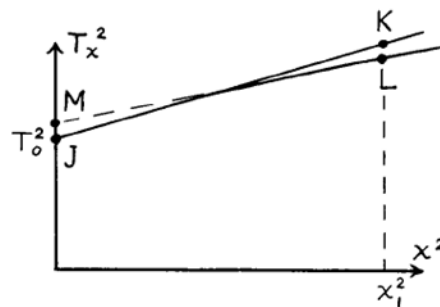


Figura 4.-Gráfica tiempo contra separación de la fuente de onda y el geófono según Dix, 1955.

Derivando la ecuación con respecto de x , en $x=x_1$, se obtiene^[1]:

$$\frac{T_x dT_x}{dx} = \frac{x_1}{V_{A2}^2(x_1)}, \dots\dots\dots(21)$$

Usando las ecuaciones 19 y 21 se obtiene^[1]:

$$\sin \beta_1 = \frac{x_1 V_1}{T_x V_{A2}^2(x_1)}, \dots\dots\dots(22)$$

A partir de β_1 , SG y FH puede calcularse. Es decir, se puede estimar el tiempo que se debe restar de T_x para obtener el tiempo de G a D a H. Esto nos da $(T_x)_R$. También se puede calcular a partir de β_1 , 2 AG, valor que puede sustraerse de x para obtener $(x)_R$ ^[1].

Si se grafica $(T_x)_R^2$ contra $(x)_R^2$ se obtiene una línea recta cuya ecuación es^[1]:

$$(T_x)_R^2 = (T_0)_R^2 + \left(\frac{1}{V_2^2}\right)(x)_R^2, \dots\dots\dots (23)$$

La pendiente permite estimar V_2 y la intercepción a $(T_0)_R$ así el espesor de la segunda capa se calcula de^[1]:

$$\Delta Z_2 = \frac{V_2(T_0)_R}{2}, \dots\dots\dots (24)$$

Este procedimiento se sigue para el cálculo de las capas siguientes, eliminando el efecto de las capas superiores de la misma manera que se hizo con la primera^[1].

Otra posibilidad para calcular las velocidades y espesores de las capas siguientes es usar el proceso en que se desprecia la existencia de las refracciones y obteniendo aproximaciones para las siguientes capas. El proceso será más impreciso entre más separación exista entre los geófonos y la fuente de la onda sísmica^[1]. Cómo se puede observar en la **figura 4**, la curva JL representa el comportamiento de t^2 con respecto x^2 , mientras que JK es la recta tangente en el punto J, mientras más cerca esté el geófono a la fuente el comportamiento es más parecido a una recta con una pendiente de V^2 a la inversa y así mejorar esta aproximación^[1].

1.2.3. Método de C. Hewitt Dix.

C. Hewitt Dix desarrolló una solución al problema de aproximación a partir de la determinación de la velocidad cuadrática media (V_{RMS}), reduciendo el grado de error que se obtiene a partir de los resultados proporcionados por el método de Green, pero siguen siendo aproximaciones^[12].

Según el trabajo de Dix, se pueden relacionar con caminos lineales la trayectoria de las ondas a través de cualquier número de capas a partir del valor de V_{RMS} la cual se calcula con la siguiente ecuación^[2]:

$$V_{RMSn}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n V_{ins_i}^2 \Delta t_{int_i}}{\sum_{i=1}^n \Delta t_{int_i}}, \dots \dots \dots (25)$$

donde:

V_{RMSn} =Velocidad cuadrática media en la capa n.

Δt_{int_i} =Tiempo de transito de la capa n.

V_{ins_i} =Velocidad instantánea de intervalo i.

Cómo las velocidades instantáneas V_{ins_i} no se conocen, se utilizan los valores obtenidos con el método de Green para determinar los valores de V_{RMSn} .

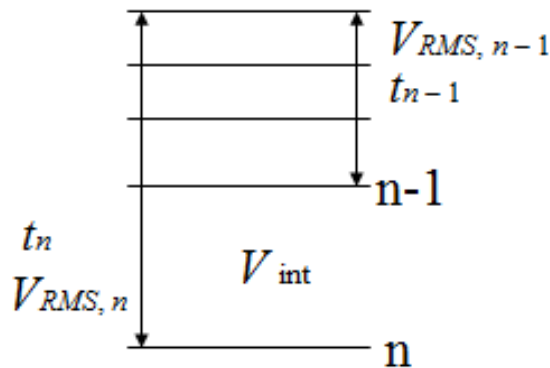


Figura 5.- Conversión de Velocidades RMS a velocidades de intervalo según Dix.

Una vez calculada la velocidad cuadrática se debe transformar a la velocidad de intervalo, ya que como se ha mencionado, es una herramienta para poder aproximar el camino de la onda a un camino recto cómo lo muestra la **Figura 5**, y lo que se necesita para determinar el espesor de los intervalos es la velocidad propia de este, la cual se determina con la ecuación siguiente^[2]:

$$V_n^2 = \sqrt{\left(\frac{(V_{RMSn})^2 \Delta t_{0n} - (V_{RMSn-1})^2 \Delta t_{0n-1}}{\Delta t_{0n} - \Delta t_{0n-1}}\right)}, \dots \dots \dots (26)$$

donde:

V_n =Velocidad de intervalo n.

V_{RMSn} = velocidad cuadrática media en la capa n.

Δt_{0n} =Tiempo de transito de dos viajes de la capa n.

V_{RMSn-1} =Velocidad cuadrática media de la capa anterior.

Δt_{0n-1} =Tiempo de transito de dos viajes de la capa anterior.

Finalmente, ya que se ha determinado la velocidad de intervalo se prosigue a calcular el espesor de la capa usando la ecuación 10.

De esta manera se obtiene la información que se presenta en los registros de profundidad y tiempo de dos viajes como se presentan en la **Tabla 1**.

TVD	Two Way Time	TVD	Two Way Time	Prof. Vertical m	Tiempo dos viajes s
471	518	0	0	0	0
671	684	81.36	100.55	57.9	115.8
871	828	253.74	300	157.9	315.8
1071	964	351.92	400	257.9	515.8
1271	1122	459.76	500	357.9	715.8
1471	1280	575.33	600	457.9	915.8
1621	1402	696.67	700	557.9	1115.8
1771	1520	821.86	800	657.9	1315.8
1921	1648	1076.64	1000	757.9	1515.8
2071	1784	1203.08	1100	857.9	1715.8
2221	1912	1327.16	1200	957.9	1915.8
2371	2022	1447.97	1300	1057.9	2115.8
2521	2132	1564.96	1400	1157.9	2315.8
		1677.98	1500		

a)

b)

c)

Tabla 1.-Información de registros sísmicos de los pozos: a) B, b) A y c) C.

1.3. Velocidad de intervalo.

La información con la que se parte es la de un registro sísmico, en la que se muestra los datos de profundidades y el tiempo de dos viajes, como la información que se entrega no incluye el procedimiento solo los resultados, cómo en los presentados en la **Tabla 1**, es necesario calcular la velocidad de intervalo a partir de esta información ya que es la propiedad de interés para este trabajo.

Con la información de los registros sísmicos y usando de referencia la **Figura 6** se puede obtener el tiempo simple, que no es más que el tiempo que tarda la onda en llegar hasta la capa reflectora y no el de ida y vuelta como el de dos viajes, el tiempo de intervalo y los espesores de las capas como lo indican las ecuaciones 27, 28 y 29 respectivamente.

$$TS_i = \frac{TWT_i}{2}, \dots\dots\dots (27)$$

$$T_{Int_i} = TS_i - TS_{i-1}, \dots\dots\dots (28)$$

$$\Delta Z_i = Z_i - Z_{i-1}, \dots\dots\dots (29)$$

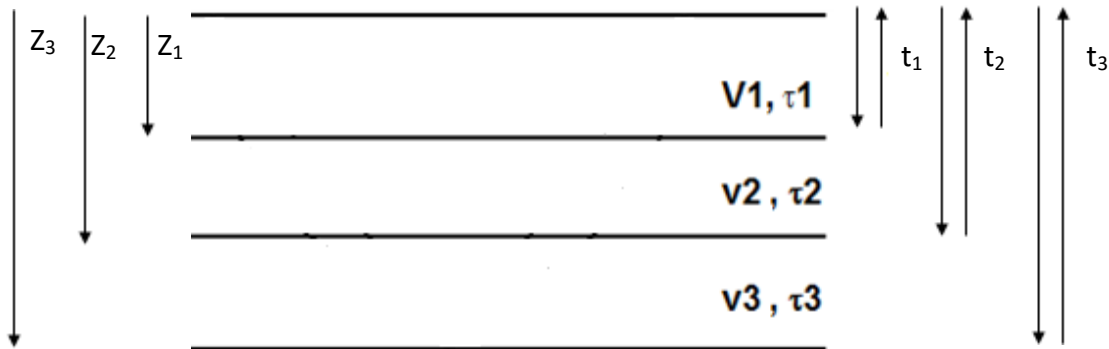


Figura 6.-Tiempo de viaje medido y profundidad de las capas.

Ahora que ya se conocen los espesores y los tiempos que dura la onda en pasar desde la cima hasta la base de las capas, se puede calcular a partir de una formula sencilla la velocidad de intervalo de las capas como se muestra en la ecuación 30.

$$V_{ins_n} = \frac{E_n}{\Delta t_n}, \dots\dots\dots (30)$$

donde:

V_{ins_n} = *Velocidad instantanea.*

ΔZ_n = *Espesor de la capa n.*

Δt_{int_n} = *Tiempo de transito de un viaje a través de la capa n.*

De esta manera se cuenta con los resultados de la velocidad de intervalo, que es de utilidad para el cálculo de la presión de poro en pozos exploratorios usando gráficas como las que se ven en la **Figura 7**.

1.4. Velocidades de intervalo obtenidas de los Pozos.

1.4.1. Pozo A.

La **Figura 7** presenta un incremento continuo de velocidad de en los intervalos hasta aproximadamente los mil metros de profundidad, esto es consistente a un comportamiento de compactación normal.

Se aprecia un decremento continuo a partir de los mil hasta los dos mil metros, donde empieza a incrementar la velocidad hasta alcanzar el valor de velocidad que a la profundidad de dos mil setecientos metros se esperaría. Este cambio de tendencia se puede deber a que en esa zona hay mala compactación de los sedimentos, generando una reducción en la velocidad, el cual muy probablemente

sea causado por una zona de presión anormal entre los mil y los dos mil setecientos metros.

A partir de los dos mil setecientos metros se observa de nuevo la tendencia de velocidad esperada, por lo que la zona debe seguir su estado de compactación normal y por lo tanto tener un comportamiento de presión normal.

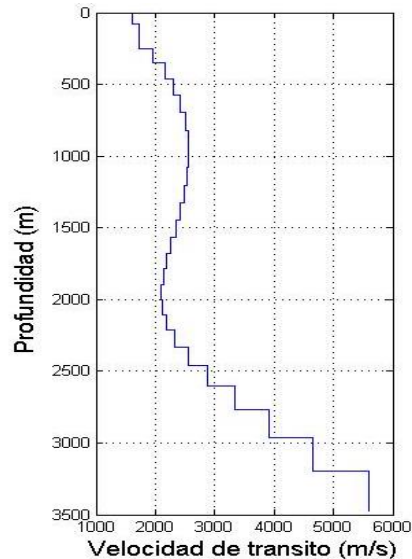


Figura 7.-Velocidades de intervalos del pozo A.

1.4.2. Pozo B.

Se cuenta con información a partir de los quinientos metros aproximadamente cómo se ve en la **Figura 8**.

Se observa que entre los 500 y 1050 metros se tiene un incremento de velocidad, por lo que se puede esperar un sistema de compactación normal así como con la presión de poro.

A partir de los 1050 metros se aprecia un intervalo grande en la que las velocidades tienen un decremento, con pequeños intervalos entre 1950 a 2050 y 2200 ha 2500 en los que la velocidad se incrementa ligeramente, y se mantiene

así hasta los 2700 metros. En esta zona podemos esperar encontrar un intervalo grande de presiones anormales o con mala compactación, por lo que se deberá trabajar con cuidado esta zona.

A los 2700 metros se distingue un incremento grande en la velocidad de intervalo, aproximando a la velocidad de tendencia normal esperada en esa profundidad y se mantiene hasta el fondo del estudio, excepto por los intervalos de 3300 a 3500 y 3700 a 4000 donde se observa una ligera reducción de velocidades por lo que es de esperar presiones anormales en dichas zonas.

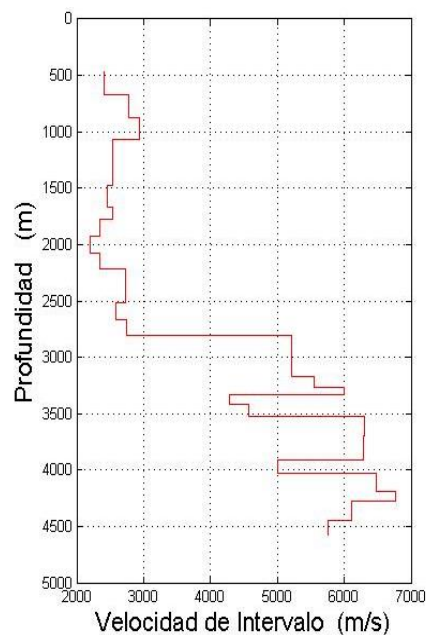


Figura 8.-Velocidades de intervalos del pozo B.

1.4.3. Pozo C.

Analizando la **Figura 9**, desde superficie hasta los mil metros se observa un comportamiento de incremento de velocidad esperado, con pequeñas reducciones que pueden deberse a un cambio de matriz de roca, por lo que se puede suponer que se encontrará con presiones normales a pesar de estas.

El cambio de tendencia representativo de velocidades se inicia a partir de los mil metros hasta los dos mil setecientos. Se observa que de forma local las velocidades aumentan y disminuyen, pero en lo general se observa que el comportamiento de velocidad tiende a reducirse, por lo que los ligeros incrementos pueden deberse al cambio de tipo de roca o a ligeros decrementos en la presión pero nada representativo, por lo que en esta zona es probable encontrar con presiones anormales.

Entre los dos mil setecientos a dos mil ochocientos metros se recupera la tendencia normal, seguido de una zona de tendencia anormal entre los dos mil ochocientos a tres mil metros donde se regresa a la tendencia de velocidad normal y se mantiene en general hasta el fondo de la investigación, con una zona de presión anormal entre tres mil quinientos y tres mil setecientos. Los cambios de velocidades pequeños de menor a mayor pueden deberse a cambios de capas litológicas.

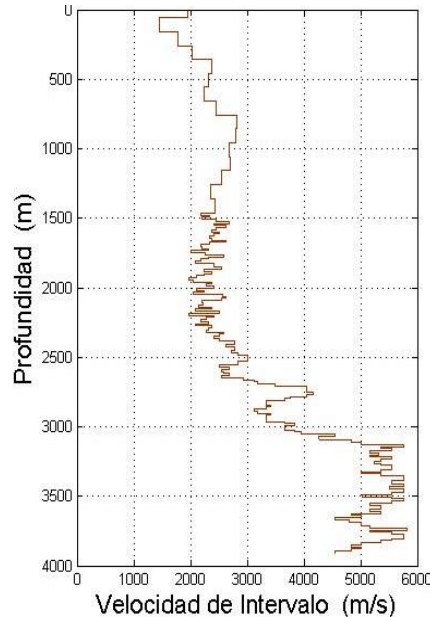


Figura 9.-Velocidades de intervalos del pozo C.

1.4.4. Pozo D.

Haciendo una revisión a la **Figura 10**, desde superficie hasta los dos mil trescientos metros se observa que tiene una tendencia a incrementar la velocidad con la profundidad, pero esta tendencia de incremento es muy pequeña, y con zonas con una disminución muy pequeña de velocidad pero en lo general no son representativos. Esta tendencia de incremento pobre se puede deber que los sedimentos no están bien compactados, y sean formaciones deleznable.

En los dos mil trescientos metros la velocidad incrementa de forma abrupta, y se mantiene un incremento general hasta los dos mil setecientos metros, esta sección es posible que se trate de una zona mejor consolidada.

De dos mil setecientos a tres mil cien se ve una ligera reducción en la tendencia, esto puede deberse a un cambio de litología ya que reducción es muy pequeña, pero tiene que revisarse mejor ya que podría ser el inicio de un incremento de presión.

De tres mil cien a tres mil cuatrocientos se observa un decremento mayor, por lo que se puede tratar muy posiblemente de una zona de presión anormal importante.

De tres mil cuatrocientos hasta el fondo de la exploración se observa que regresa la tendencia de velocidad a una magnitud similar que la encontrada entre dos mil setecientos a tres mil cien, por lo que se puede sospechar que se trate del mismo tipo de roca pero con una presión de poro ligeramente superior a la esperada.

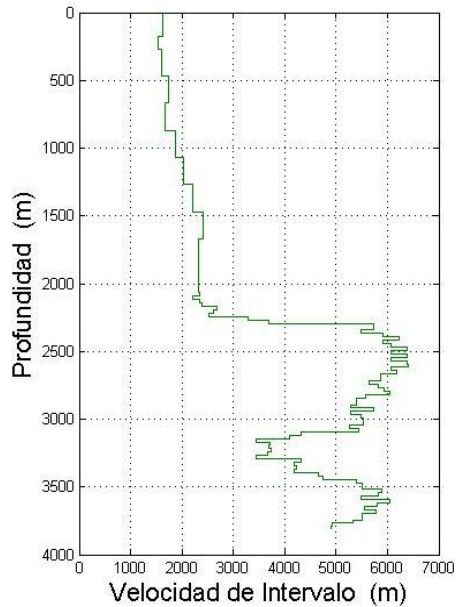


Figura 10.-Velocidades de intervalos del pozo D.

1.4.5. Pozo E.

La **Figura 11** presenta una tendencia de comportamiento normal de velocidades hasta la profundidad de cuatrocientos metros, los escalones que presentan una ligera reducción de velocidad no son relevantes puesto que se mantiene una tendencia general a aumentar.

Entre cuatrocientos y setecientos metros se observa un comportamiento errático de las velocidades, tienen incrementos y decrementos muy grandes en estos, habría que investigar a que se deben.

Entre los setecientos metros y los mil doscientos metros se aprecia una zona de comportamiento anormal en la velocidad, la curva tiende a reducir, con pequeños

escalones de incremento no representativos, por lo que en esta zona se puede esperar encontrar presiones anormales.

En el intervalo de mil doscientos a mil ochocientos se observa que inicia a retomar su comportamiento normal, pero se cuenta con una serie de secciones en que las velocidades se reducen entre mil trescientos setenta a mil cuatrocientos diez metros, mil quinientos a mil setecientos, estas podrían ser causadas por zonas de presiones anormales.

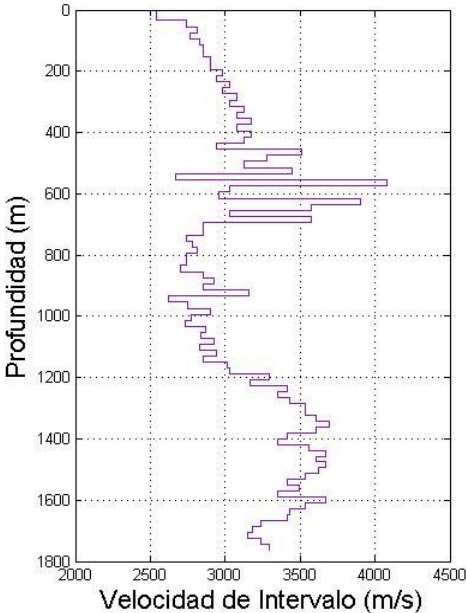


Figura 11.-Velocidades de intervalos del pozo E.

Capítulo II.-Formación de rocas tipo areniscas calcáreas de grano fino color blanco.

Objetivo: Proporcionar información de la roca tipo arenisca calcárea de grano fino color blanco que se presenta al perforar pozos del campo Ku. Presentar mediciones directas e indirectas, para determinar la permeabilidad y la porosidad de un espécimen de roca de tipo arenisca calcárea de grano fino, cuyo núcleo fue proporcionado y financiado por el Instituto Mexicano del Petróleo.



Figura 12.-Columna geológica general de los campos de Ku, Maloop y Zaap.

El cuerpo de rocas tipo areniscas calcáreas de grano fino en el Eoceno medio de Ku, Maloob y Zaap es una unidad calcárea representada de uno a tres packstones cementados de calcita a grainstone de calcarenitas en una secuencia

gruesa poco descrita de arcillas que ocurren bajo la superficie del arrecife de Campeche, al sureste del golfo de México. Estos cuerpos de calcarenitas son llamados 1-A, 1-B, y 1-C; están separados por uno o dos capas de arcilla denominadas como unidades Lu-1 y Lu-2 ^[11].

Las calcarenitas del Eoceno medio tienen una textura predominante de packstone-grainstone. Cantidades menores de texturas de wackestone y mudstone también están presentes, al igual que minerales arcillosos como illita ^[11].

El cuerpo de areniscas calcáreas de grano fino ha sido estudiado usando información sísmica, núcleos, muestras de microplaca, e información de 57 pozos perforados en los campos de Ku, Maloob y Zaap. Se considera que estos bancos de calcarenitas se originaron en plataformas de aguas someras y fueron depositados después en aguas más profundas del área restringida ^[11].

La edad de las unidades de roca en Ku, Maloob y Zaap está establecida a partir de la foraminífera ^[11].

Los campos de Ku, Maloob, y Zaap presentan una columna geológica similar a la ilustrada en la **Figura 12**. Estos campos están localizados en el arrecife costa afuera de Campeche en la parte sureste del Golfo de México, **Figura 13**, y se encuentran dentro del dominio del horst de Akal-Reforma. Los campos están ligados al noreste por la falla de Comalcalco y al este por la falla de frontera ^[11].

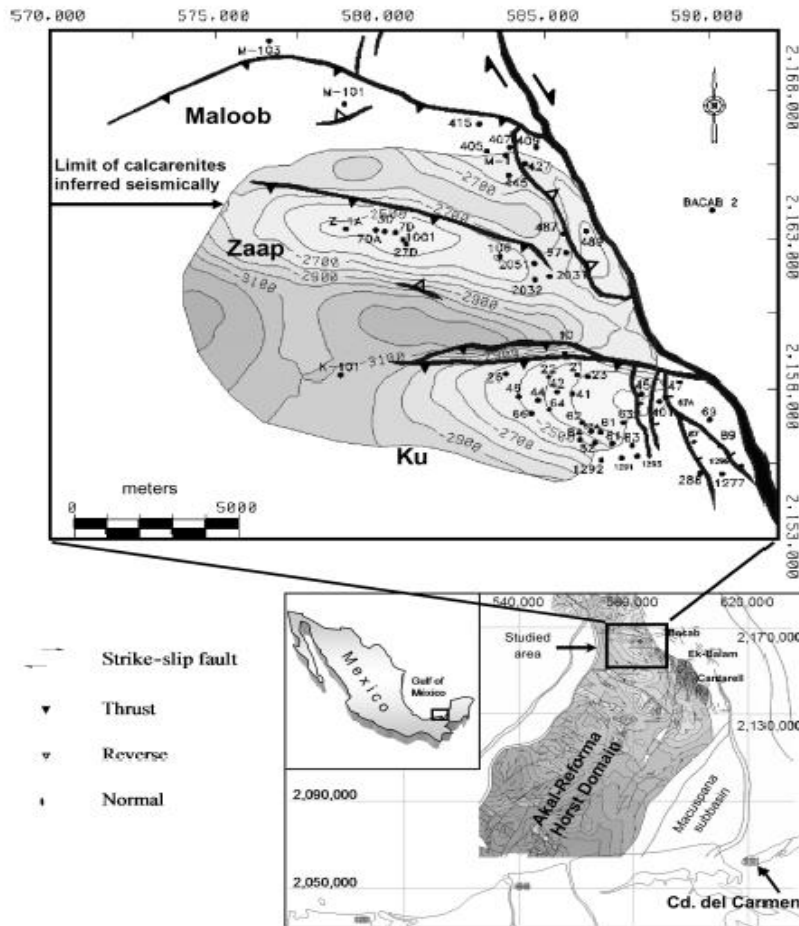


Figura 13.- Ubicación del área de estudio y un mapa estructural simplificado de la cima de las calcarenitas del Eoceno medio de los campos de Ku, Maloob, y Zaap.

2.1 Cuerpo de areniscas calcáreas de Ku, Maloob y Zaap, Eoceno medio.

Los cuerpos de areniscas calcáreas están identificados como 1-A, 1-B, y 1-C, estos se encuentran separados por dos capas delgadas de lutitas ligeramente calcáreas y de altos contenidos de mudstones verdosos arcillosos, referidos en las unidades Lu-1 y Lu-2, respectivamente [11].

El cuerpo de las calcarenitas de Ku, Maloob y Zaap es propuesto para los tres cuerpos compuestos predominantemente de packstones y grainstones, menor cantidad de wackestones, y mudstones con illita ocasional ^[11].

Esta litología es descrita como una grainstone la cual consiste de granos uniformes, de medio a granos de cuarzo esquelético e intraclastos. Observaciones macroscópicas del núcleo tiene indicios de laminaciones planas, inclinación suave resultado de una alineación de tipos de granos tubulares. De otra forma la roca es homogéneamente sin características particulares como se observa en la **figura 14** ^[12].



Figura 14.- Vista macroscópica de fragmento de núcleo (Pozo: Ku-401) ilustrando una calcarenita grainstone impregnada de aceite. Observaciones macroscópicas del núcleo indican laminaciones altamente planares, buzadas ligeramente, resultados de una alineación de tipos de grano tabulares. De otra forma la roca no tiene características peculiares homogéneamente.

La petrografía de sección delgada muestra que el cuadro principal de la grainstone está compuesto por peloides micríticos, foraminíferas y una variedad de otros fragmentos fósiles. Los pellets micríticos se presentan principalmente como agregados homogéneos de calcita microcristalina. Otros granos alloquímicos incluyen intraclastos los cuales representan piezas de sedimentos de carbonato penecontemporáneos, usualmente débilmente consolidados los cuales han sido desprendidos y redepositados por las corrientes ^[12].

El grosor del cuerpo de areniscas calcáreas se encuentra en rangos de 190 m en la parte norte hasta cerca de 5 m en el sur y del campo ^[11].

El contacto superior está en una abrupta inflexión de los rayos gamma hacia la izquierda. Se infiere que el contacto sea abrupto debido al cambio litológico causado por la presencia de lutitas ligeramente calcáreas sobrepuestas en el cuerpo de rocas tipo areniscas calcáreas de grano fino. Comúnmente, la curva de los rayos gamma muestra una o dos inflexiones cortas hacia la derecha cuando capas arcillosas están intercaladas con las unidades de calcarenita ^[11].

El contacto entre la base del cuerpo de areniscas calcáreas y la capa inferior de rocas del bajo Eoceno medio muestran un cambio abrupto en el registro de rayos gamma. La curva es descolocada hacia la derecha como resultado del contraste litológico entre los sedimentos de calcarenita y las lutitas grises verdosas, ligeramente calcáreas del Eoceno medio, el cual muestra valores relativamente elevados de rayos gamma. La interpretación del truncamiento en la parte basal, vista en la sección inferior de las calcarenitas del Eoceno medio, indica que es probable que se deba a una superficie erosiva regresiva de origen de niveles marinos bajos ^[11].

2.2 Descripción de las unidades de calcarenita en los campos de Ku, Maloob y Zaap.

2.2.1 Unidad 1-A

La unidad 1-A es la unidad de depósito más baja y sobreyace una lutita gris verdosa, calcárea y una unidad ligeramente arcillosos dentro de la parte baja del Eoceno medio. La distribución geográfica de esta unidad en los campos de Ku, Maloob y Zaap es mostrado en el mapa de isopaca (**Figura 15**)^[11].

Se recuperaron tres muestras de núcleos de esta unidad; todas las profundidades medidas consisten en packstones a grainstone, con foraminífera redondeada y fragmento de pellets cementados por sparita. El lecho es generalmente mayor a 20 cm y ocasionalmente es masivo con raras laminaciones. Fragmentos de fósiles de *Lepidocyclina* sp., *Amphistegina*, *Lituonella*, y *Anomalina* se identificaron en los pozos Ku 46 y Ku 401^[11].

El grosor máximo de la unidad 1-A es de 79 m. La unidad 1-A se pierde en la parte central y oeste de los campos de Ku y Zaap (**Figura 15**). El contacto superior es con el Eoceno medio gris verdoso, con lutitas ligeramente calcáreas^[11].

2.2.2 Unidad Lu-1

La unidad Lu-1 sobreyace a la unidad 1-A. El contacto superior de esta unidad es con rocas de la unidad 1-B (**Figura 16**)^[11].

La unidad Lu-1 consiste en zonas de calcarenita estratificada y lutitas calcáreas. También, las características petrofísicas y litológicas de Lu-1 es similar a Lu-2. Debido a la separación de los componentes radioactivos (torio y potasio) registrados por las herramientas de rayos gamma, la litología inferida se supone que contiene minerales arcillosos por que han sido identificados en núcleos obtenidos de Lu-2^[11].

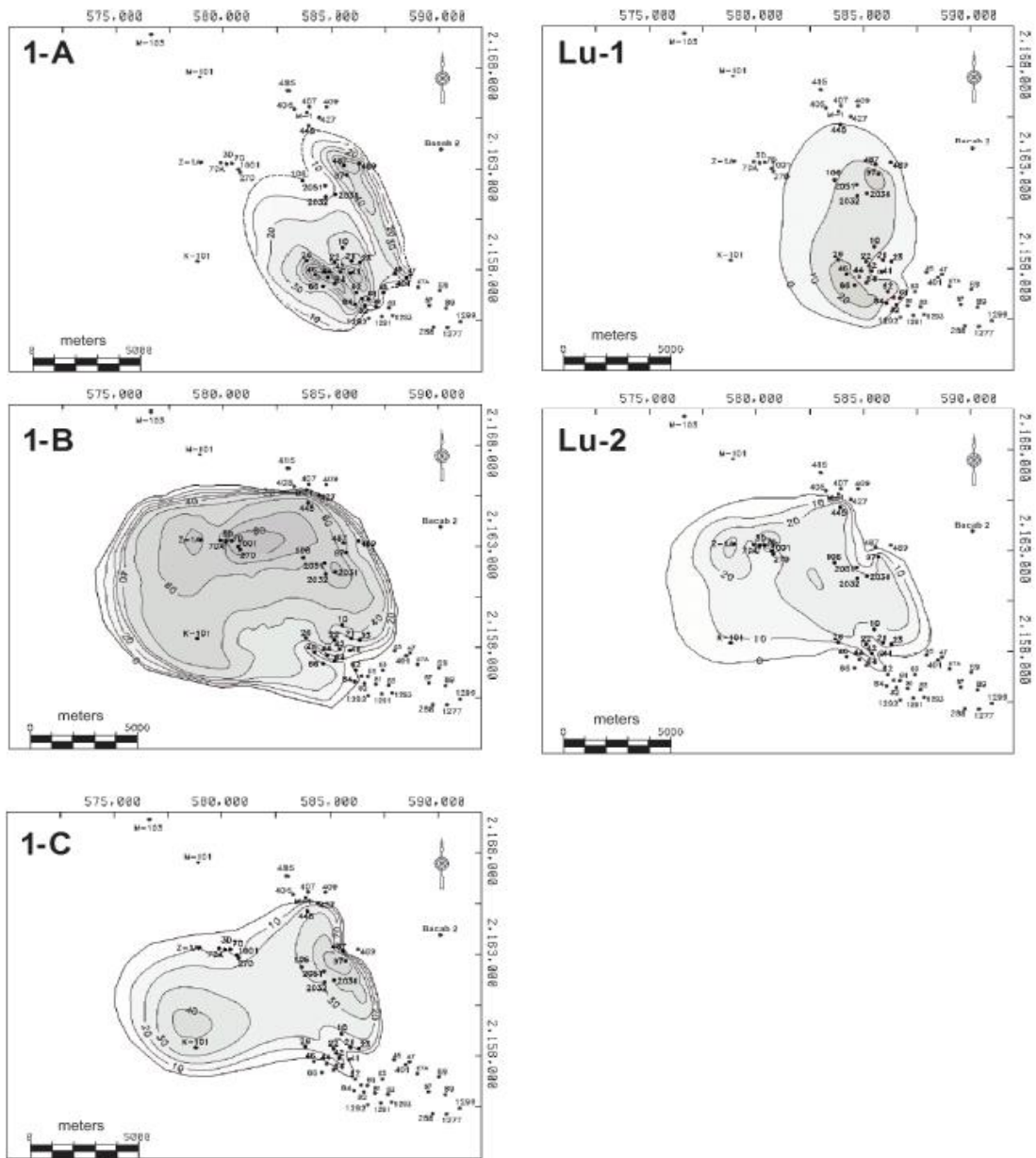


Figura 15.- Mapas de isopacas por unidad del cuerpo de arenisca calcárea de los campos de Ku, Maloob y Zaap. Los mapas muestran el grosor total y la dirección de transporte de sureste-noroeste inferido de áreas de relleno de valle de mayor grosor.

El grosor máximo de la unidad Lu-1 es de 49 m. El mapa de isopacas de Lu-1 (**Figura 15**) ilustra la distribución geográfica dentro de los campos de Ku, Maloob y Zaap y el adelgazamiento lateral en el área de estudio (**Figura 16**), está controlado por la morfología de las unidades previas ^[11].

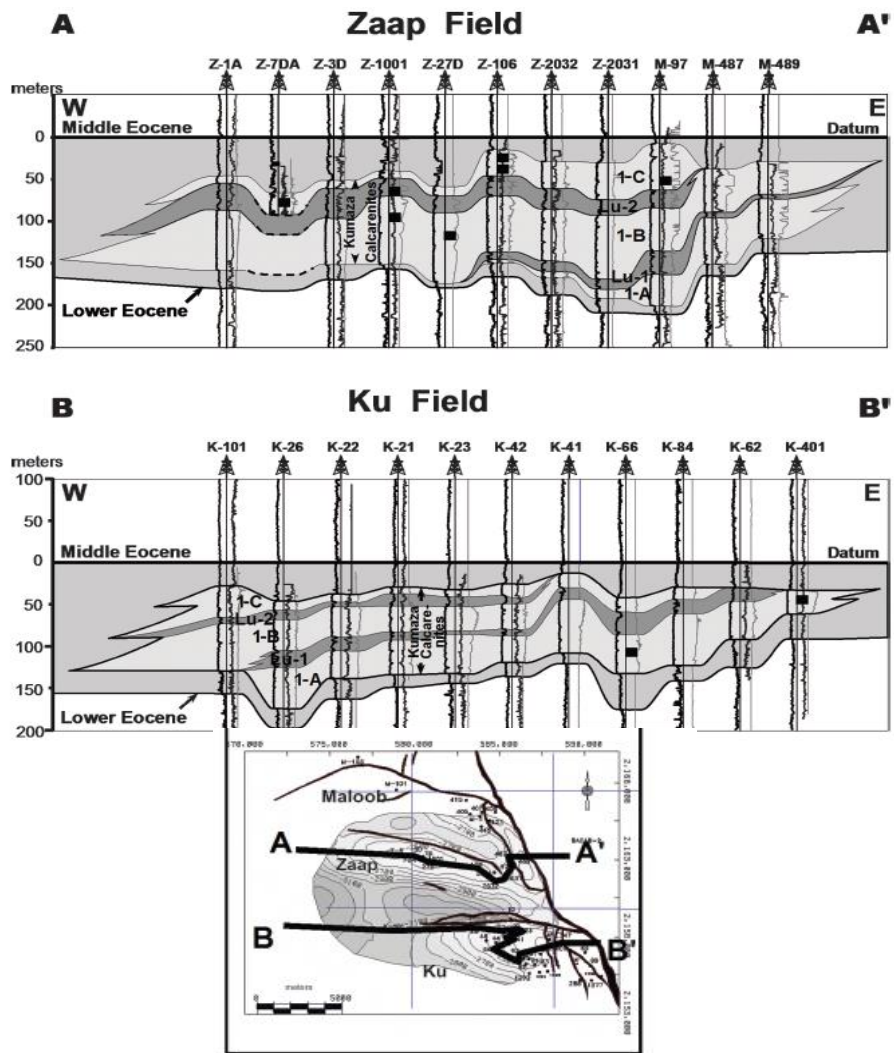


Figura 16.-Secciones estratigráficas mostrando la distribución de la unidad litoestratigráfica referida como las unidades 1-A, Lu-1, 1-B, Lu-2 y 1-C en los campos de Zaap (AA') y Ku (BB'). Se construyeron correlaciones usando las curvas de los registros de rayos gamma, Inducción, y porosidad (de izquierda a derecha) en la mayoría de los pozos. Los cuadros negros corresponden a los núcleos. Se muestran las secciones en el mapa, los cuales en este caso usa pozos orientados verticalmente con espaciamiento constante.

2.2.3 Unidad 1-B

Unidad 1-B comúnmente sobryace a Lu-1. Está compuesta por packstone a grainstone y fragmentos biogénicos redondeados, en su mayoría foraminífera

bentonítica y cementado con esparita fina. Evidencia de bioturbación, fracturamiento escaso, y se puede ver arcilla (ilita). Tres núcleos de los pozos en el campo Zaap fueron recuperados de esta unidad. Foraminife bentonítica, incluyendo *Pararotalia* sp., *Lepidocyclina* sp., *A. parvula*, *Quinqueloculina* sp., *Spiroloculina* sp., y *Dictyoconus floridanus* mezclado con abundantes fragmentos de moluscos, briozoos, equinodermos, alga calcárea, algas café, y pelets, caracterizan el ensamble fósil en esta unidad ^[11].

El grosor máximo de la unidad 1-B es de 86 m. La distribución geográfica de la unidad 1-B, dentro de los campos de Ku, Maloob y Zaap, están basados principalmente en los registros de pozos ^[11].

Esta unidad muestra pocos cambios en las bases de los registros de rayos gamma y de densidad. Las capas de mudstones arcillosas o lutitas calcáreas son también raras o inexistentes (**Figura 16**) ^[11].

La respuesta común de rayos gamma para la unidad 1-B es un desplazamiento constante hacia los valores más bajos; eventualmente muestra puntos de inflexión hacia la derecha, indicando la presencia de lentes delgados arcillosos ^[11].

2.2.4 Unidad Lu-2

Unidad Lu-2 suprayacente a la unidad 1-B y subyace a la unidad 1-C. La unidad Lu-2 consiste en packstones con intercalaciones de smectita verde y lutita rica en ilita altamente calcárea y mudstone arcilloso. Componentes dominantes incluyen fragmentos de foraminífera bentonítica, miliolids, nummulitds, y rotalids con menor cantidad de discocyclinids; alga coralina y azul.verde; y cantidades secundarias de moluscos ^[11].

El grosor máximo de la unidad Lu 2 es de 38 m. La distribución de la unidad Lu-2 fue mapeado principalmente a partir de registros de pozos (**figura 15**). La unidad Lu-2 contiene calcarenitas con series de lutitas calcáreas intercaladas que se vuelven más abundantes cerca de la cima. En la mayoría de los pozos donde se

identificó la unidad, una lutita de 5-15 m de espesor y una sección de lutita calcárea se encuentran por encima de la unidad. El quiebre litológico del Lu-2 tiene una respuesta similar al de la unidad Lu-1 ^[11].

2.2.5 Unidad 1-C

La unidad 1-C es identificada como la unidad suprayacente a la unidad Lu-2. Como las demás unidades litológicas, la extensión de la unidad 1-C es limitada. Basado en los núcleos recogidos de este intervalo, la unidad 1-C está compuesta de Packstones con fragmentos de foraminífera redondeadas y subredondeadas (bentonítico>planctónico), algas, pelets, e intraclastos. Mudstones se intercalan y la arcilla se mezcla con micrita sin modificar y materia orgánica son los tipos de rocas dominantes. Localmente, la unidad está silicificada, fracturada, brechiada, y dolomitizada. El espesor máximo de la unidad 1-C es de 54 m (**Figura 15**) ^[11].

El ensamble fósil identificado en este intervalo incluye *A. párvula*, *H. aragonensis*, *lepidocyclina pustulosa*, *Lapidocyclina (Polylepidina) antillea*, *Paratolia roblesae*, *Heterodityoconus* sp., *Smoutina* sp., miliolids (*Triloculina* sp., *Quinqueloculina* sp., *Sigmoilopsis* sp.), Disoclynids, fragmentos de equinodermos, y alga coralina ^[11].

2.2.6 Eoceno superior

El contacto del Eoceno superior en estos campos no está definido precisamente. . El Eoceno superior consiste de 60 m (197ft) aproximadamente de lutitas grises, ligeramente calcáreas con *Turborotalia cerroazulensis*, *Hantkenina alabamensis*, *Globigerinateka semiinvoluta*, y *Globigerinateka mexicana barri* ^[11].

La señal de los rayos gamma para el Eoceno superior muestra lecturas altas y constantes comparados a los del Eoceno medio (**Figura 17b**) ^[11].

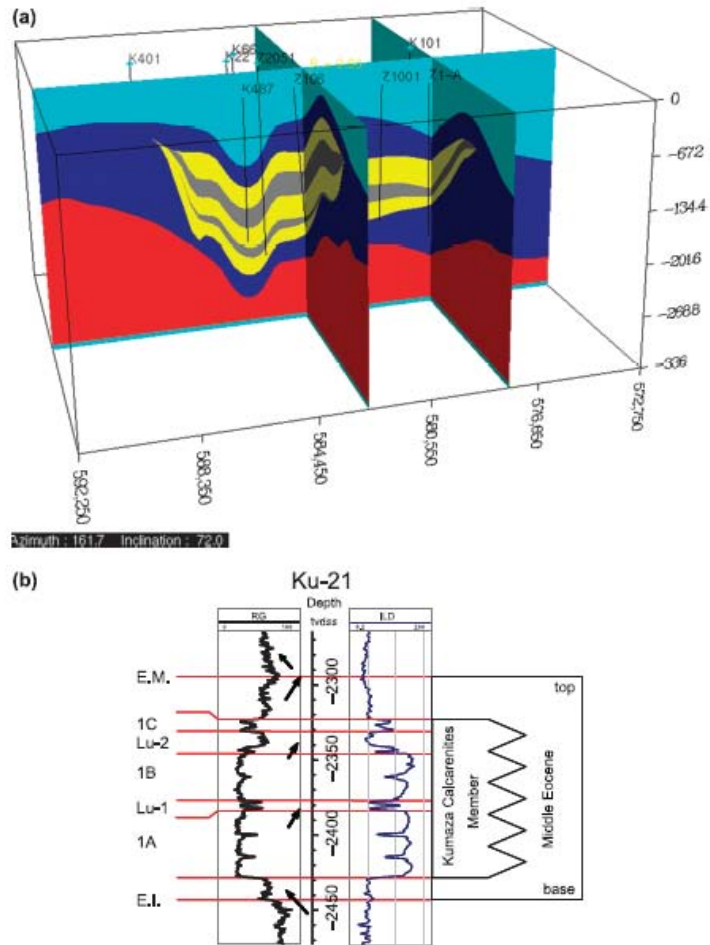


Figura 17.-(a) diagrama de bloque mostrando la correlación litoestratigrafica en el Eoceno medio en el Miembro de Kumaza propuesto en este estudio. (b) registros de rayos gamma (RG) y de inducción (ILD) que muestran las influencias cualitativas del tamaño de grano como el adelgazamiento (las flechas de la derecha superior) dentro del cuerpo de calcarenitas de los campos de Ku, Maloob y Zaap (incluyendo las unidades 1-A, Lu-1, 1-B, Lu-2 y 1-C). Interrupciones abruptas (cortes) se observan en la mayor parte de las sucesiones. TVDss=profundidad vertical verdadera a lecho marino; E.M.=Eoceno medio; E.I.=Eoceno bajo.

2.3 Análisis litológico del miembro del Eoceno medio de Ku, Maloob y Zaap.

La clasificación de las limestone usada aquí es la de Dunham (1962). Muestras son de grainstone y packstone con muy poca o nula matriz entre granos. Facies

de lutitas calcáreas consiste en intercalaciones de lutitas verdes, ricas en smectita, altamente calcárea y mudstone arcillosos y packstone. La clasificación es buena a muy buena y la mayoría de los granos parecen ser erosionados ^[11].

2.4 Constituyentes ortoquímicos

2.4.1 Matriz

La micrita es la matriz predominante en muestras del pozo Zaap 1001 de 2586 a 2587 m. La reducción en tanto la cantidad y tamaño de aloquímicos, junto con un porcentaje mayor de lodo micrítico indica un ambiente restringido de baja energía. La mayoría de estas rocas son clasificadas como packstones y wackestones ^[11].

Otros constituyentes de la matriz incluyen material orgánico y arcilla. Material orgánico está presente a través de la matriz y está concentrada dentro de las estilolitas. Estos intervalos contienen entre 3 y 6% de arcillas, de la cual los constituyentes predominantes son smectita e illita ^[11].

2.4.2 Cemento

Cemento secundario más común es calcita con bajo magnesio en bloques que precipitaron en los espacios porosos interpartículas y en los poros de zonas protegidas de foraminífera. El cemento ocurre en cantidades menores (3 a 5%). Otro tipo de cemento son hojas de calcita alargada, isopacos, rodeando granos aloquímicos (comúnmente menores a 1%) ^[11].

2.5 Constituyentes aloquímicos

Peloides micríticos son el constituyente aloquímico y ocurre mientras que los granos son redondeados entre 0.1 a 0.2 mm. Estos pellets se presentan primordialmente como agregados homogéneos de calcita microcristalina. La

selección de granos es buena a muy buena. Los peloides están en rangos de 10 a 25% en muestras de las unidades 1-C y Lu-2 (núcleo 1 de Zaap 001) y de 20 a 45% en muestras de las unidades 1-A y 1-B ^[11].

Las foraminíferas son los ensamblajes fósiles más prevalentes dentro de la calcarenita con porcentajes de muestra tan altos como 49 % del total de la composición [12]. Los porcentajes de foraminíferas son inversamente proporcionales al contenido de pellets. Foraminíferas es dominada por miliólidos con cantidades secundarias de nummulitidos y rotalidos contribuyen significativamente a la estructura general de la limestone ^[11]. Cantidades menores de discocyclinidos y fusulínidos están también presentes. Estos tipos de foraminíferas son principalmente bentónicos y habitan la plataforma del sustrato en agua con profundidades en rangos de 15 a 25 metros. La presencia de estos tipos de forams confirma una deposición somera en la plataforma/banco de arena (**Figura 18**). La proporción mayor de variedades de Miliolina y Rotalina es un indicativo de lagunas marinas normales y plataformas carbonatadas. Algas y algas coralinas están también presentes y su presencia en conjunción con miliólidos forams confirman un depósito somero arrecifal. Constituyentes fósiles en menor cantidad identificados incluyen moluscos (pelecípodos y gastrópodos), equinodermos y briozoos ^[12].

Algas también están presentes en cantidades significativas (5-35%), con algas coralinas siendo prevalente dentro de las muestras de la unidad 1-B. Algas azul-verde, rojo, y menores de café están presentes también ^[11].

Otros fragmentos fósiles presentes en menor cantidad incluyen fragmentos de conchas de moluscos, pelecípodos y gastrópodos (<2%); briozoos (1-3%); y fragmentos de equinodermos y placas (1-6%). Granos de intraclasto aparecen en cantidades entre 3 y 6% ^[11].

2.6 Tipos de porosidad

El tipo de porosidad prevalente en las calcarenita es principalmente porosidad entre granos, seguida por porosidades por zonas protegidas e intraclastos. Porosidades secundarias, como los vgulos, mldicas, y fracturas, son subordinados. La **Figura 18** y **Figura 19** ilustran los principales tipos de porosidad identificados de las muestras de núcleos de diferentes unidades del cuerpo de areniscas calcáreas de grano fino ^[11].



Figura 18.-Microfotografía de la sección delgada ilustrando el dominio de la porosidad interpartícula entre granos alioqumicos. Estos alioqumicos son dominados por peloides micríticos, foraminífera bentónica, intraclastos y fragmentos algceos.

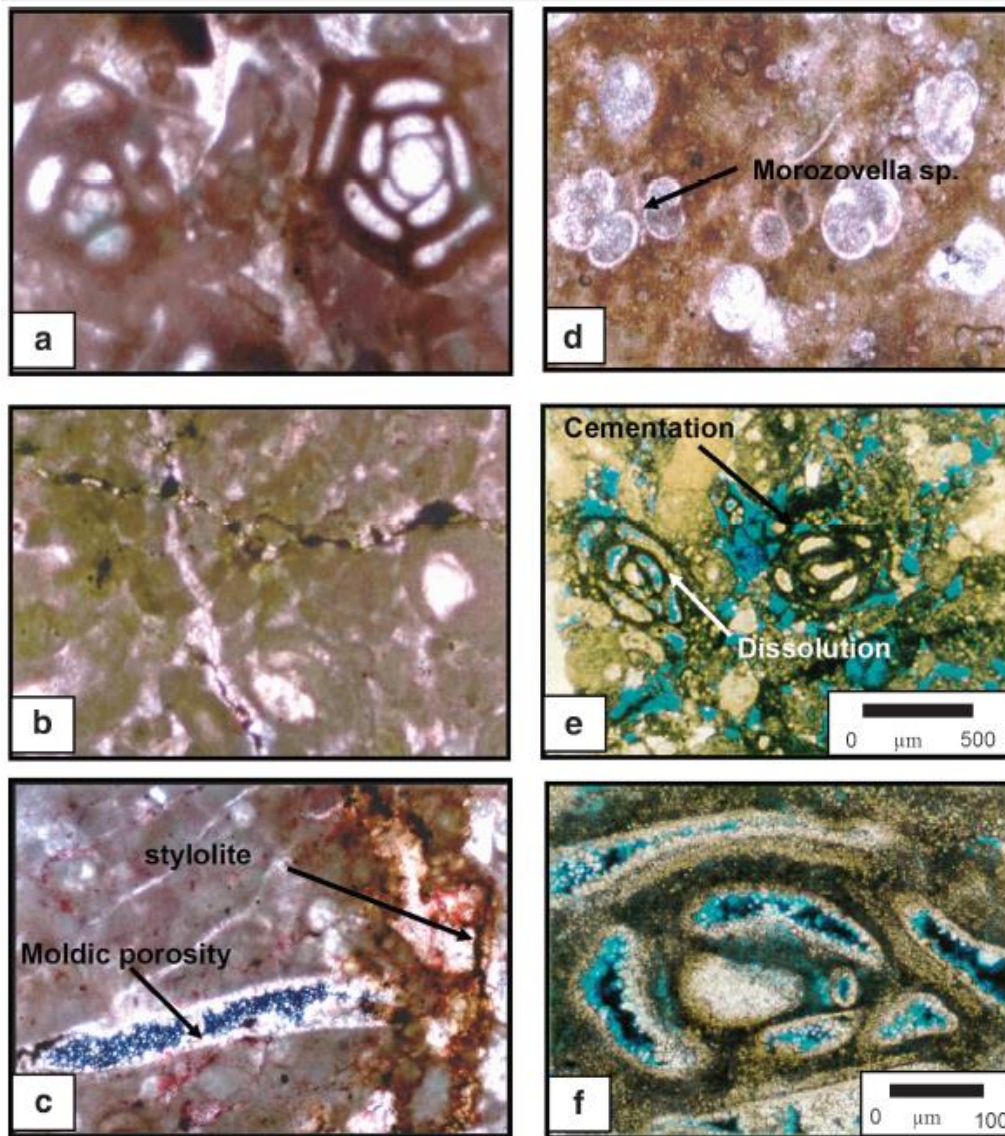


Figura 19.- Microfotografías de secciones delgadas de los núcleos de calcarenitas. Wackestone-packstone fosilíferos formados por la abundancia de ooids y bentónicos (miliólidos). Pozo M-97, C-1, F-26. (b) Detalles de fractura. Pozo M-97, núcleo C-1, foto F-32. (c) Disolución selectiva de algunos fósiles, cementación de establo de calcita, presencia de microfracturas cortando a través de los cementos y los granos, características de compactación mecánica y química. Pozo M-97, C-1, F-44. (e) Packstones fosilíferos con porosidad intergranular, disolución de microfósiles, y cementación de calcita spar. Pozo Z-7DA, C-1, F-4. (f) Cemento de calcita fibrosa dentro de las cavidades microfósil, cemento de calcita de spar saturando las cavidades, y disolución. Pozo Z-7DA, C-1, F-4.

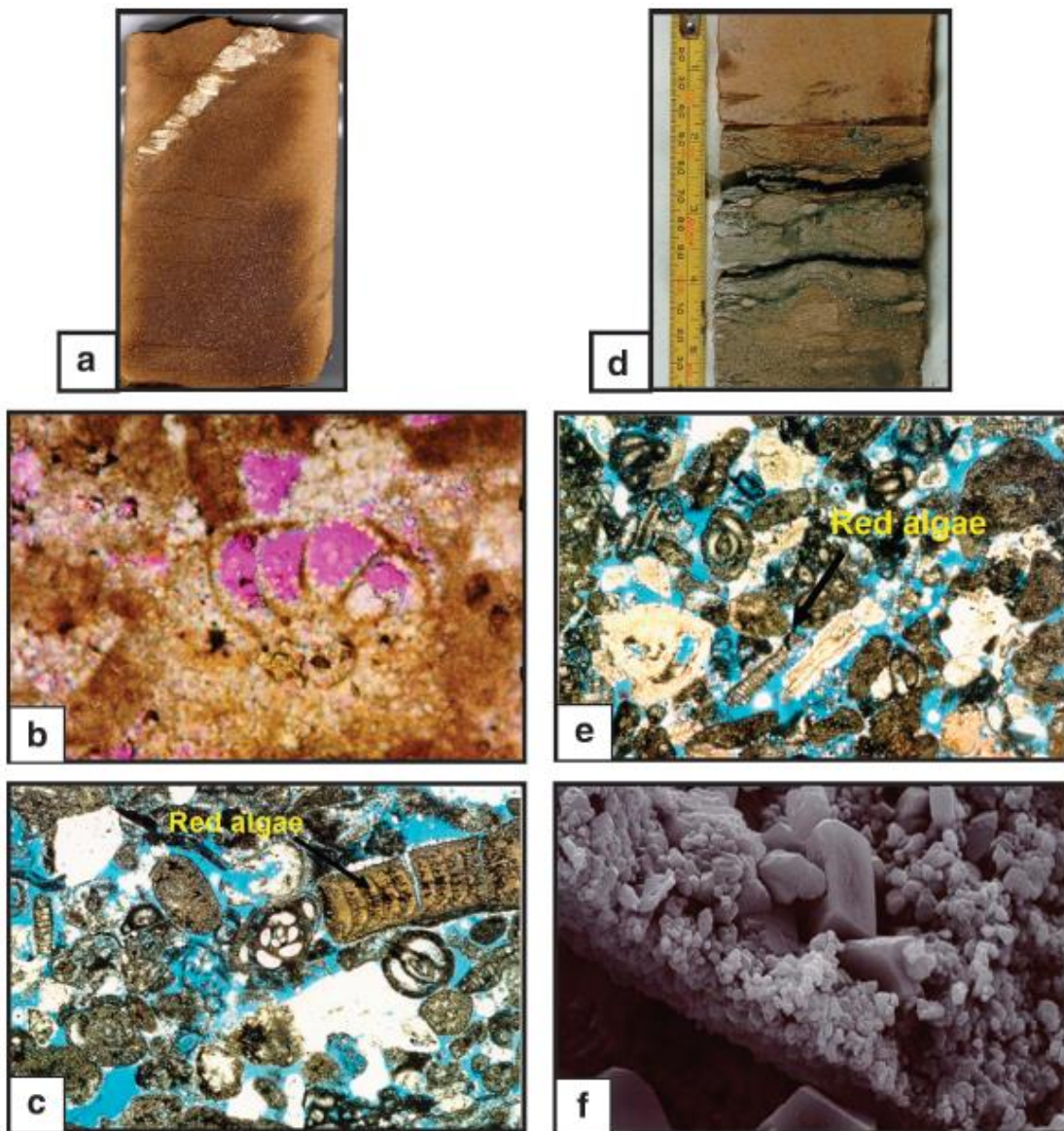


Figura 20.- Microfotografías de núcleos y microfotografías de secciones delgadas de rocas calcarenitas en los campos Ku y Zaap. (a) Packstone bio e intraclastos con fracturas esporádicas selladas por calcita y stylolitas. Pozo Z-106, C-1, F-36. (b) porosidades intragranulares e intrafósiles. Pozo Z-106, N-2 F-26. (c) Grainstone consistente de esqueleto de granos, foraminífera, algas, pellets, cemento de calcita en bloques, cementos late, y porosidad por zona protegida. Well K-401, C-1, 2214. (7264 ft). (d) Packstone-wackstone con contenido de intercalaciones de arcillas y mudstone con evidencia burrowing y sedimentos churning. Pozo Z-1001, C-1, 2588 m (8491ft). (e) Packstone a grainstone con contenido de fragmentos biogénicos y algas rojas. Algo de crecimiento sintaxial en fragmentos de equinodermos puede observarse. Pozo z1001, C-1, 2582 m (8471 ft). (f) Imagen de microscopio de electrón mostrando porosidad interpartícula, cristales de calcita spar, microsparite, y micrita, al igual que la micritización alrededor del esqueleto. Pozo Z-7D, C-1).

2.7 Pruebas petrofísicas realizadas a muestras de núcleos de areniscas calcáreas de grano fino.

2.7.1 Prueba de permeabilidad utilizando el Permeámetro TinyPerml15.

Se utilizaron cinco muestras de rocas para realizar la medición de permeabilidad, el permeámetro (**Figura 21**) se utiliza comprimiendo aire para que pase a través de la roca, por lo que es necesario colocarlo sobre una superficie lo suficientemente lisa de la muestra para que no escape el aire. Una vez que el aire comprimido se libera a través de los poros, el equipo despliega un valor, este se usa en un modelo para calcular la permeabilidad.



**Figura 21.-
Permeámetro
TinyPerml15.**

Se llevó a cabo mediciones de cinco muestras y se calcularon tanto los valores de permeabilidad como de apertura de poros al aplicar presión con el permeámetro, los resultados se muestran en la **Tabla 2**. Se realizaron cinco mediciones a cada muestra para observar que los resultados sean aproximados en para cada muestra y descartar los resultados que se alejen de las lecturas normales causados por errores al utilizar el equipo.

Muestra 1			Muestra 2			Muestra 3		
Lectura del TinyPermll	Permeabilidad (mD)	Apertura (mm)	Lectura del TinyPermll	Permeabilidad (mD)	Apertura (mm)	Lectura del TinyPermll	Permeabilidad (mD)	Apertura (mm)
11.74	24.07410139	0.00504084	12.15	7.619310487	0.00268887	10.49	803.2037682	0.03424648
12.49	2.934841788	0.00159674	12.47	3.104252965	0.00164645	10.39	1063.37829	0.03991948
12.53	2.623251158	0.00150178	12.42	3.571808205	0.0017776	10.34	1223.541813	0.04309922
12.51	2.774676038	0.00154854	12.44	3.376880718	0.00172393	10.40	1033.954873	0.03931226
12.18	7.004176087	0.00256803	12.35	4.347019288	0.00197894	10.58	623.9501455	0.02983347

Muestra 4			Muestra 5		
Lectura del TinyPermll1	Permeabilidad (mD)	Apertura (mm)	Lectura del TinyPermll1	Permeabilidad (mD)	Apertura (mm)
1	12	13	4	15	16
12.41	3.673451716	0.00180506	12.12	8.28846842	0.0028154
12.77	1.337737643	0.00103954	12.04	10.37442245	0.0031827
12.78	1.30072277	0.00102373	12.04	10.37442245	0.0031827
12.76	1.375805855	0.0010556	12.08	9.272975407	0.00299342
12.87	1.010436198	0.00089181	12.11	8.524334676	0.00285889

Tabla 2.-Resultados de las mediciones del permeámetro TinyPermll5.



Figura 23.-Muestra 1: Pozo N, roca del tipo Arenisca calcárea.



Figura 22.- Muestra 3: O, roca de tipo arenisca calcárea.



Figura 24.- Muestra 5: O, roca de tipo arenisca calcárea.

2.7.2 Medición de la permeabilidad de una roca tipo calcarenita con el Poro-Permeametro CMS-300.

Primero se extrae un tapón del núcleo del pozo N (**Figura 26**), para ello se usa un extractor de tapones como el que se observa en la **Figura 28**, posteriormente se pulen las caras del tapón para obtener caras paralelas. La muestra tuvo unas dimensiones de 3.825 cm de diámetro, una longitud de 7.620 cm y pesó 197.25 gramos. La densidad de la muestra fue de 2.25 gr/cc.



Figura 25.- Núcleo de la formación de arenisca calcárea de grano fino extraído del pozo N.



Figura 26.- Tapón extraído del núcleo del pozo N para realizar pruebas petrofísicas.

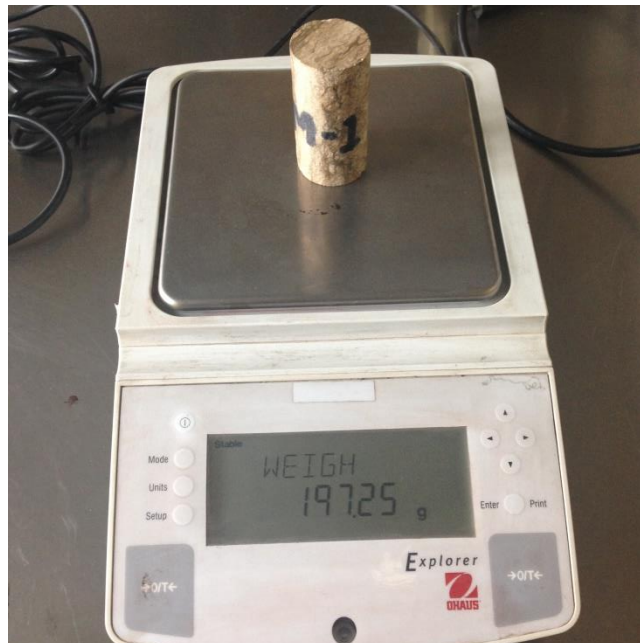


Figura 27.- Balanza para pesar el tapón de arenisca calcárea de grano fino.

El tapón se sometió a un proceso de lavado usando un extractor Soxhlet (**Figura 29**). El lavado consiste en someter las muestras en tres solventes: tolueno, azeótropo y metanol, los hidrocarburos provenientes de la muestra son retenidos y concentrados en el balón de destilación o balón de ebullición.

El siguiente paso consiste en poner el tapón en el proceso de medición de permeabilidad y porosidad. El equipo a utilizar es el Poro-Permeámetro CMS-300 (**Figura 30**), este funciona con dos tanques de gas, el primero que puede usar aire o nitrógeno se usa para activar los sistemas neumáticos del equipo y generar la presión de confinamiento, el segundo es el tanque de helio utilizado para medir la permeabilidad y la porosidad.



Figura 28.-Extractor de tapones.



Figura 29.- Extractor Soxhlet.

El equipo puede llegar a los 10000 psi de presión de confinamiento, en este caso se usó una presión de 800 psi. El helio genera una presión de 250 psi para realizar las mediciones.



Figura 30.- Poro-Permeametro CMS-300.

Esfuerzo neto psi	Volumen de poro cc	Porosidad %	Permeabilidad mD
800	6,108	7	$4,05 \cdot 10^{-2}$
800	6,383	7,3	$4,38 \cdot 10^{-2}$

Tabla 3.-Resultados de las pruebas de laboratorio.

Por experiencia del personal que ocupa el equipo, la segunda lectura tiende a ser más precisa que la primera, por eso se suele hacer la prueba dos veces, aún que la diferencia es mínima, pero comparada con las mediciones llevadas a cabo que el permeámetro TinyPerml15, se observa un cambio muy grande, en el caso de la muestra de calcarenita de grano fino del pozo Yucatán-1 cambia de $4.38 \cdot 10^{-2}$ mD a 2.77 mD, con lo que se puede concluir que el TinyPerml15 no es práctico para hacer mediciones sobre rocas poco permeables.

Capítulo III. Determinación de Zonas Problemáticas.

Objetivo: Identificar de forma directa e indirecta la ubicación del cuerpo calcáreo y hacer la comparación con otros pozos, ya que es aquí donde se encuentra una de las problemáticas durante perforación.

3.1 Forma indirecta

3.1.1 Rayos Gamma

Como ya se mencionó, durante la perforación del cuerpo calcáreo es donde se presentan problemas para perforar, por ello es conveniente contar con registros de rayos gamma ya que estos nos sirven para identificar la zona en donde se encuentra este cuerpo rocoso. El cuerpo calcáreo se identifica por el bajo nivel radioactivo debido al bajo contenido de materiales radiactivos.

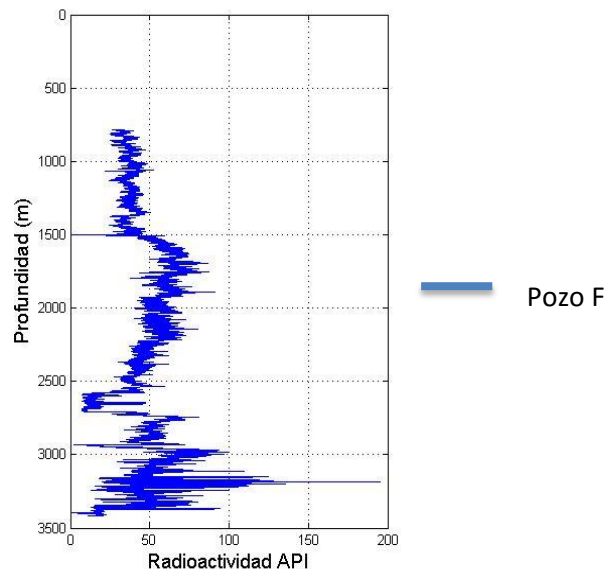


Figura 31.- Rayos gamma del pozo

En la **Figura 31** de rayos gamma del pozo F se observa que hay un incremento en la radioactividad en 1500 metros y a partir de 1700 empieza una ligera

tendencia a reducirse. Se puede observar que el cuerpo calcáreo del pozo F aparece aproximadamente a los 2600 metros.

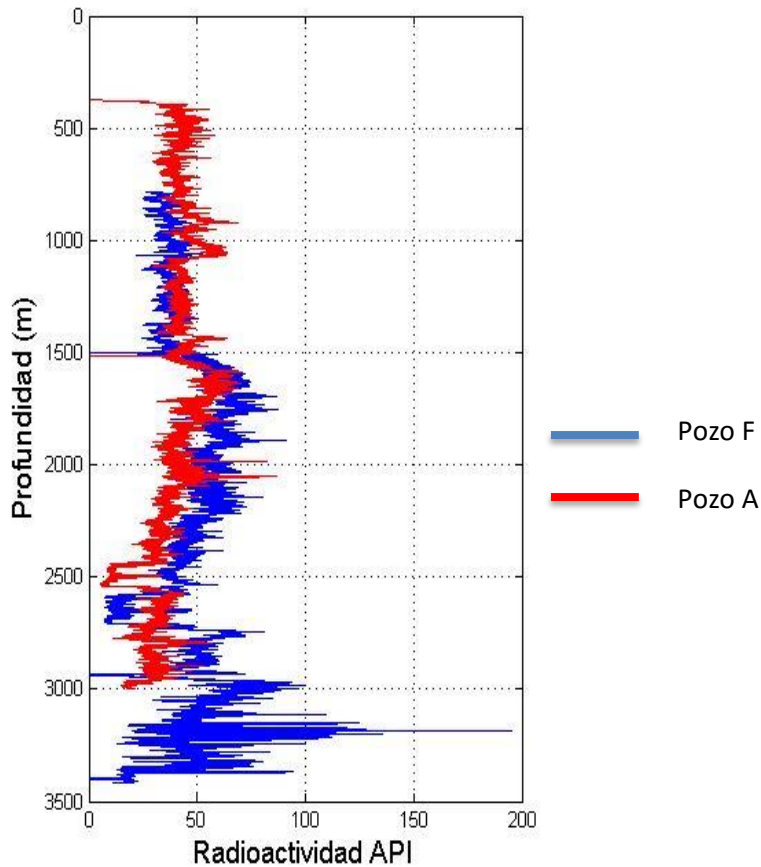


Figura 32.- Comparación de rayos gamma de los pozos F y G.

En la **Figura 32** de rayos gamma los pozos F y A son prácticamente paralelas, pero antes de 1500 el pozo A se muestra con mayor radioactividad mientras que al pasar dicha profundidad las gráficas se cruzan y el F pasa a ser la gráfica con mayor radioactividad y el A el de menor. Se puede observar que el cuerpo calcáreo del A aparece a menor profundidad, mientras que el del F no solo aparece a mayor profundidad sino que tiene un ligero ensanchamiento.

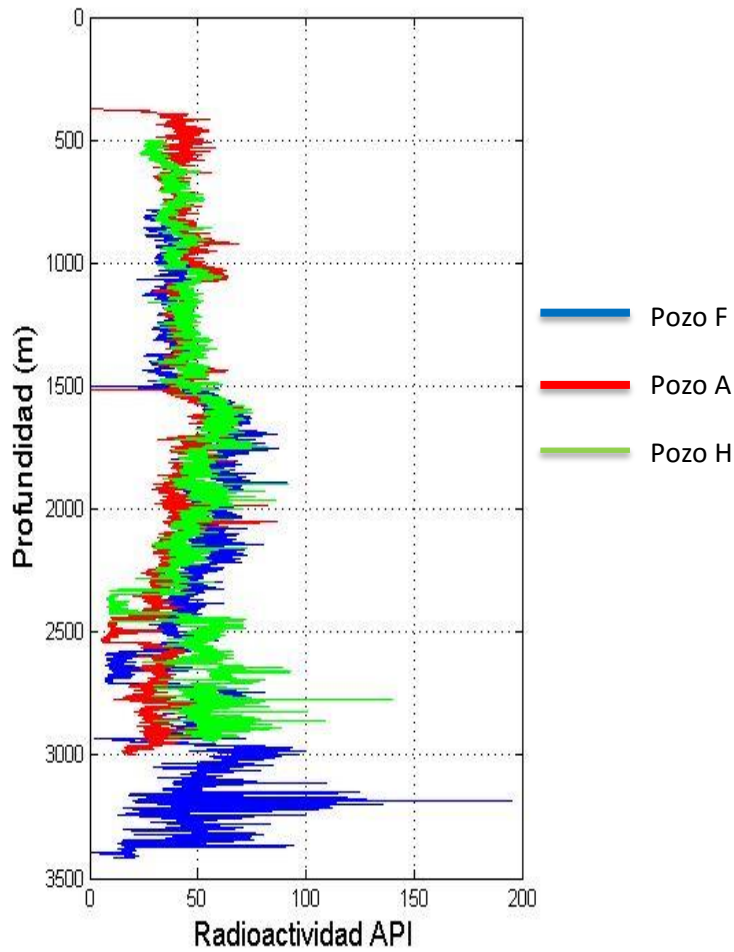


Figura 33.-Comparación de rayos gamma de los pozos F, G y H.

En la **Figura 33** de rayos gamma los pozos A, H y F son prácticamente paralelas, pero antes de 1500 el G se muestra con mayor radioactividad y el H se encuentra en medio, mientras que al pasar dicha profundidad las gráficas se cruzan y el F pasa a ser la gráfica con mayor radioactividad y el A el de menor. Se puede observar que el cuerpo calcáreo del H se encuentra en la profundidad más somera.

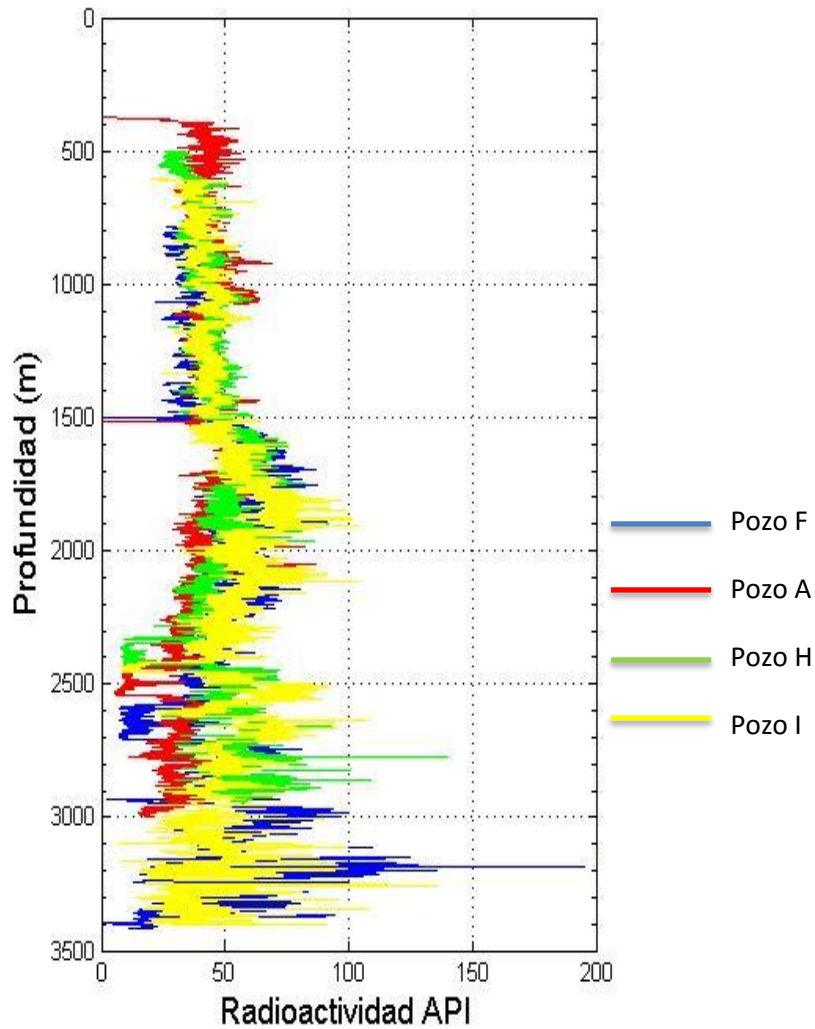


Figura 34.- Comparación de rayos gamma de los pozos F, G, H e I.

En la **Figura 34** se observa que el comportamiento del pozo I es muy similar al pozo H, a partir de 1500 el pozo I se vuelve ligeramente más radiactivo que el pozo H y a partir de 2500 metros vuelven a estar prácticamente iguales. El cuerpo calcáreo del pozo I es muy angosto, y se observa entre el la profundidad del pozo H y el pozo A.

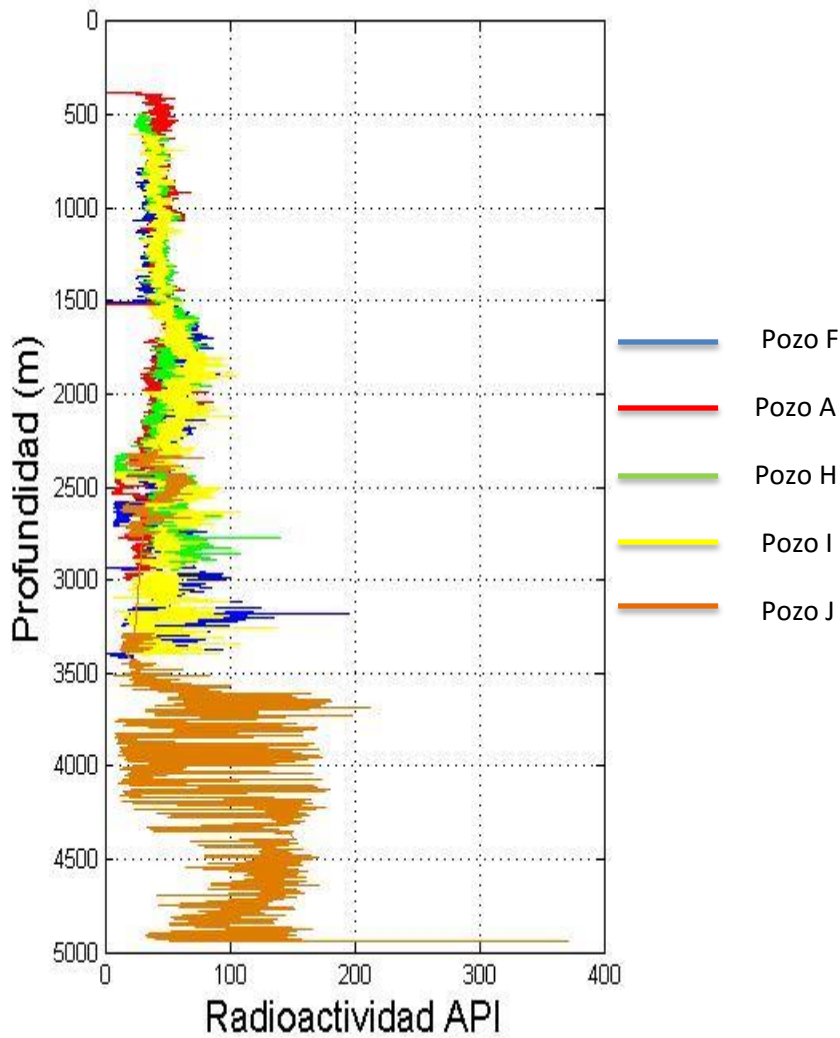


Figura 35.- Comparación de rayos gamma de los pozos F, G, H, I y J .

En la **Figura 35** se puede apreciar que aproximadamente a 2600 metros el pozo J atraviesa una zona de cuerpo calcáreo hasta los 2700 metros, con un comportamiento similar al de los otros pozos. Se carece de información hasta los 3300 metros. A partir de los 3600 metros la información del pozo es muy errática.

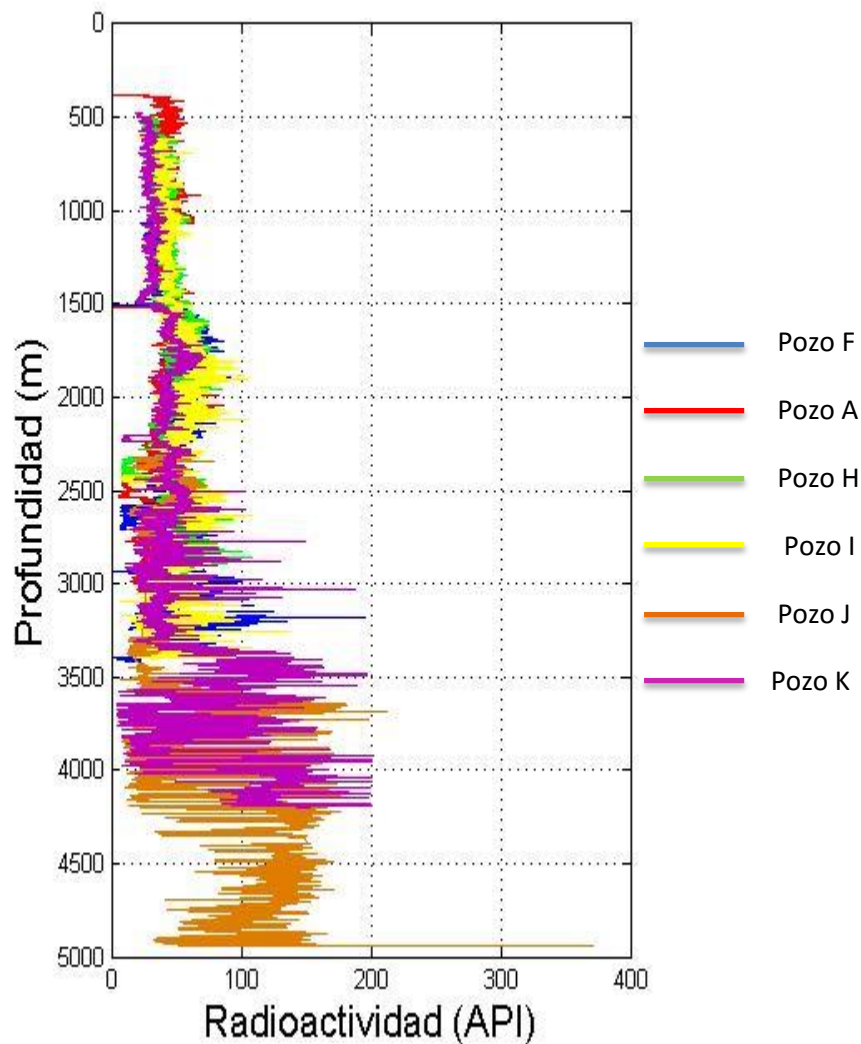


Figura 36.- Comparación de rayos gamma de los pozos F, G, H, I, J y K.

El cuerpo calcáreo para el pozo K se encuentra a una profundidad aproximada de 2250 metros como se observa en la **Figura 36**.

Se puede apreciar en la **Figura 36** que la ubicación del cuerpo calcáreo de cada uno de los pozos está desfasada, siendo el del K el más somero, seguido del pozo H, I, A, siendo los más profundos los pozos F y J.

3.2 Forma directa

3.2.1 Litología.

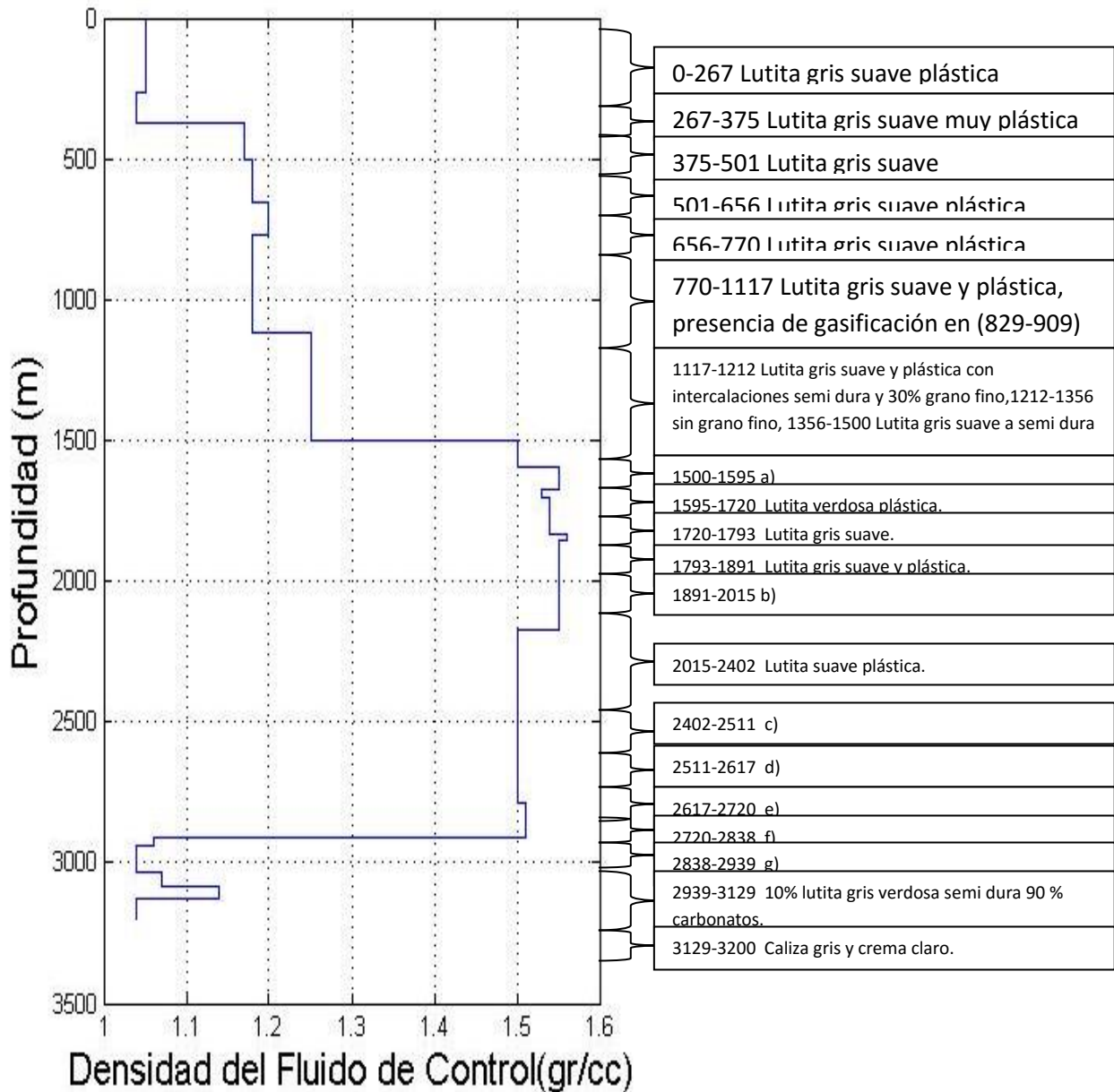


Figura 37.- Densidad de fluido de control del pozo G.

- a).-1500-1509 Lutita gris suave, 1509-1514 Lutita gris suave, 15% cemento, 5% rebabas de acero, 1.50 g/cm³, 1514-1535 Lutita gris verdosa semi dura, 1535-1595 Lutita gris verdosa
- b).-1891-1953 lutita gris suave, 1953-1970 lutita gris verde suave a dura, 1970-2015 lutita gris suave a dura.
- c).- 2402-2461 Lutita gris verdosa plástica, 2461-2511 lutita gris calcárea.
- d).-2511-2517 Lutita gris plástica, 2517-2585 Lutita gris oscuro calcárea, 2585-2617 Lutita gris laminar y calcárea 80% caliza gris oscura arcillosa.
- e).-2617-2659 Lutita gris calcárea y caliza arcillosa oscura, 2659-2696 Lutita gris calcárea laminar, 2696-2720 Lutita gris laminar y calcárea intercalación caliza dura.
- f).-2720-2775 Lutita gris dura y laminar, 2775-2799 Lutita gris semidura laminar, 2799-2838 Lutita gris verdosa laminar.
- g).- 2838-2856 Lutita gris verdosa semi dura laminar, 2856-2900 Lutita gris verdosa arcillosa semidura laminar, 2900-2913 Lutita gris verdosa a azulosa laminar, 2913-2939 Lutita gris verdosa a gris azulosa semi dura laminar.

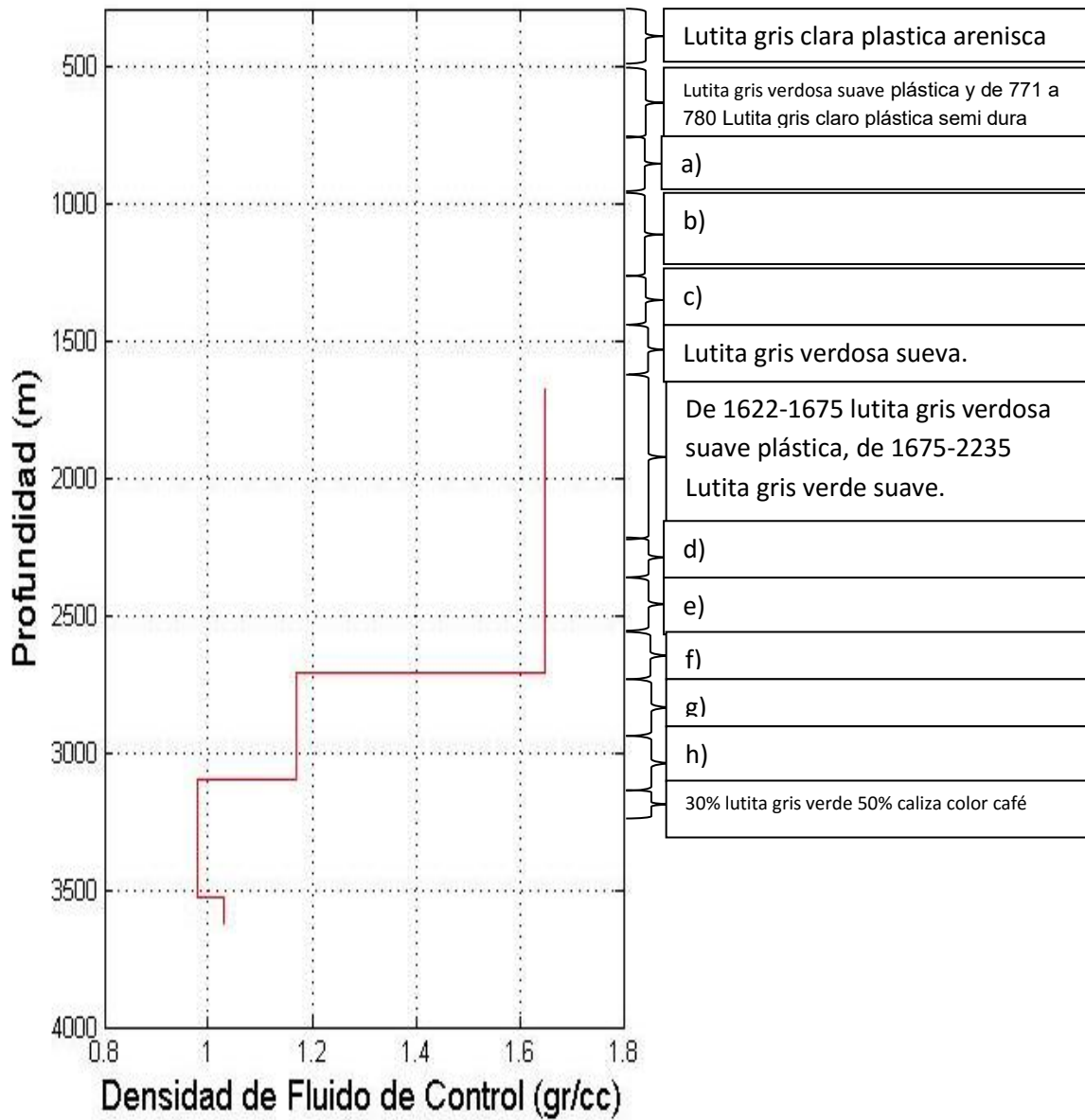


Figura 38.- Densidad de fluido de control del pozo H.

a).-780-866 lutita gris plástica, de 866-920 lutita gris semi plástica, 920-980 lutita gris plástica.

b).-980-1083 Lutita gris plástica suave, 1083-1128 Lutita gris semi dura y arenosa grano medio, 1128-1168 lutita gris semi duro y arenosa grano medio, 1168-1231 lutita semi dura y grano, 1231-1262 lutita semi dura y arenisca.

c).- 1262-1295 Lutita gris semi dura y arenisca, lutita gris, 1295-1322 Lutita gris semi dura y arenisca, 1322-1378 Lutita gris verdosa, 1378-1482 Lutita gris verdosa compacta.

d).- 2235-2290 Lutita gris verdosa, 2290-2356 lutita verdosa clara, 2356-2388 lutita verde claro compacta.

e).- 2388-2478 Lutita verdosa plástica compacta, 2478-2543 lutita verde gris oscura compacta.

f).-2543-2585 Lutita verde oscura semi compacta, 2585-2591 Lutita verde oscura semi dura, 2591-2703 lutita gris verde suave semi dura plástica, 2703-2715 lutita gris verdoso compacto, 2715-2724 lutita gris verde café claro compacta.

g).- 2724-2728 Lutita gris verde suave, 2728-2732 brecha, 2732-2740 lutita con intercalaciones, dolomía verde y café claro, 2707-2722 lutita gris verdosa semi dura caliza café claro semi dura, 2722/2740-2769 lutita gris verdosa semi dura y 30% caliza café claro, 2769-2782 lutita gris verdosa 40% caliza café claro, 2782-2794 lutita gris verde semi dura y café claro, 2794-2868 50% caliza café claro 50% lutita gris verdosa, caliza gris verdosa, 2868-2934 90% lutita gris verdosa suave laminar 10% caliza café claro.

h).-2934-2982- lutita gris verdosa laminar semi dura, 2982-3017 lutita gris oscuro semi dura, 3017-3057 lutita gris oscuro semi dura compacta, 3057-3094 lutita gris verdosa compacta, 3094-3115 90% lutita gris verde 10% caliza café, 3115-3122 lutita gris verde caliza café.

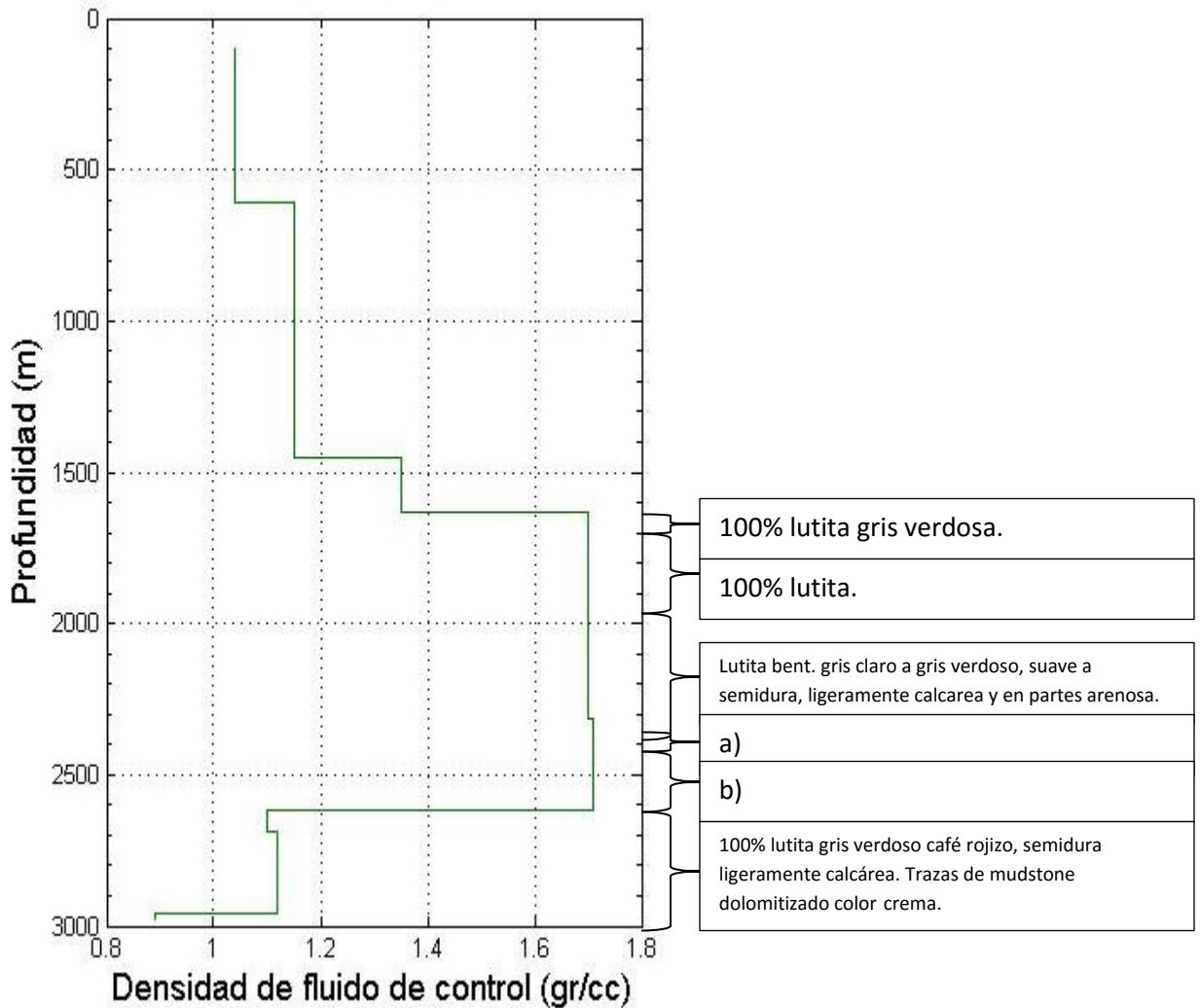


Figura 39.- Densidade de fluido de controle do poço L.

a).-2333-2355 Oligoceno superior, lutita bentonítica gris claro a gris verdoso, suave a semidura y ligeramente calcárea en partes arenosa, 2355-2374 lutita bentonítica gris verdoso a verde claro, suave ligeramente calcárea. Edad: Oligoceno medio.

b).- Lutita bent. Gris verdoso a verde claro, en partes verde oscuro, suave a semidura ,ligeramente calcárea .trz. De mustonecre Edad.- "Eoceno Medio".

Se efectuaron pruebas de goteo a 1593 metros a una presión máxima equivalente de 0.3901gr/cc.

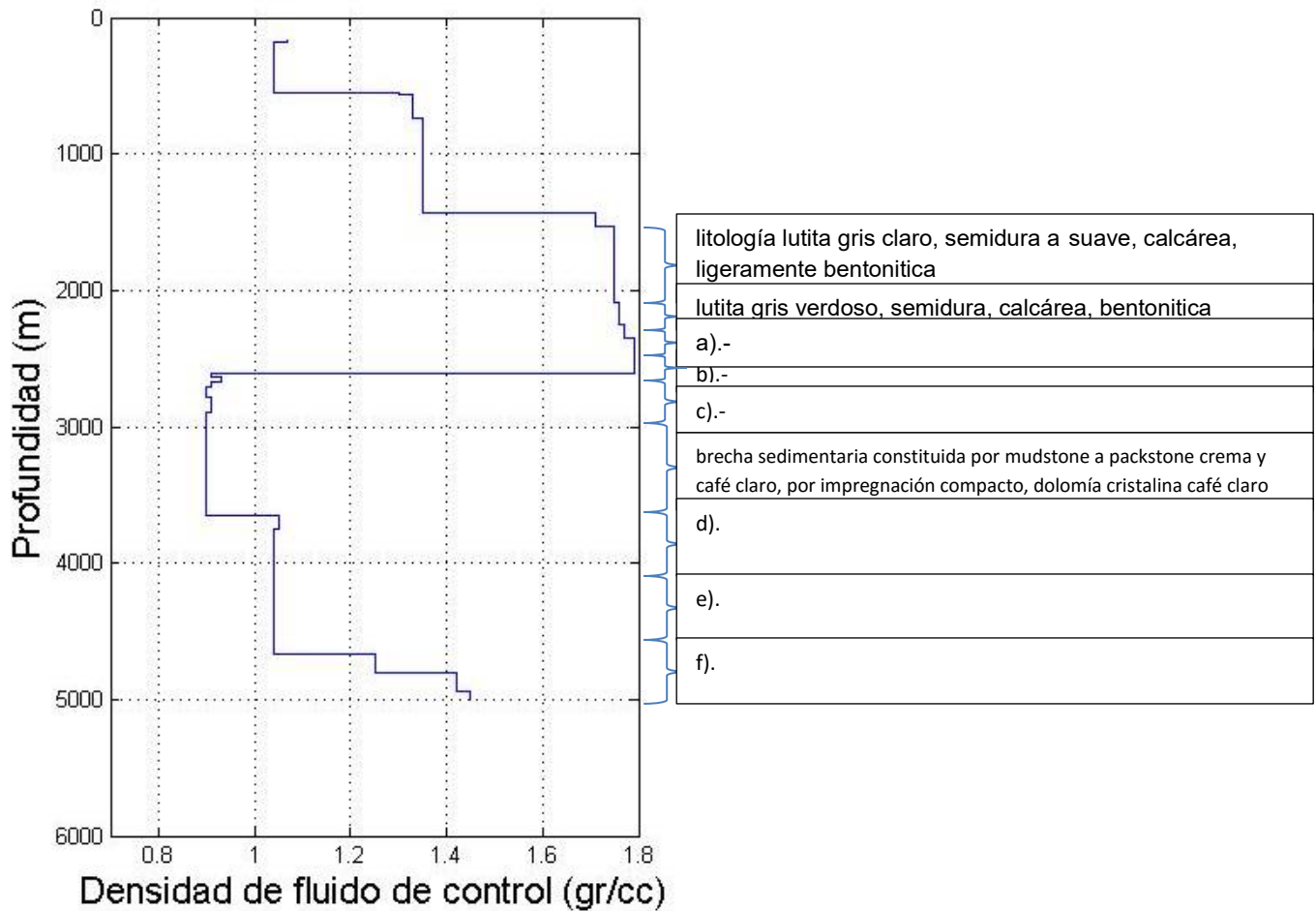


Figura 40.- Densidad de fluido de control del pozo L.

a).- lutita gris verdoso, gris claro suave, ligeramente calcárea, 40% mudstone wackstone, crema, gris semiduro

b).- 2377-2527 lutita gris verdosa, semidura, esporádicos fragmentos de mudstone crema semidura, 2515-2590 m lutita gris verdosa, café rojizo, semidura ligeramente calcárea, mudstone wackstone, crema, café claro, semiduro.

c).- 2588-2629mudstone wackstone crema café claro semiduro, 10% lutita gris verdoso, gris oscuro suave semidura, ligera calcárea, 2629-2635 80% mudstone

wackstone crema a café + 20% lutita verde claro y gris oscuro de aspecto bentonítico, 2635-2667 80% mudstone wackstone de litoclastos café claro a crema semiduro ligeramente dolomítico + 20% lutita gris claro a gris verdoso suave a semidura cal, 2667-2781 90% dolomía café claro a crema blanco + 10% mudstone wackstone + trazas de lutita, 2781-2793 80% dolomía 20% mudstone wackstone, 2786-2888 70% mudstone wackstone crema, porosidad secundaria en fracturas compacto, 2888-2891 70% mudstone wackstone crema, porosidad secundaria en fracturas, compacto, 20% dolomía café claro microcristalina compacto, 10% lutita gris verdoso, 2896-2949 brecha sedimentaria constituida por mudstone a packstone crema y café claro, por impregnación compacto, dolomía cristalina café claro.

d).- 3647-3770 70% lutita bituminosa gris oscuro a negro, semidura, 20% mudstone arcilloso café oscuro y negro aspecto bituminoso semiduro, 3770-3842 70% lutita gris claro más gris verdoso suave a semidura ligeramente calcárea de aspecto bentonítico 10% mudstone café claro a oscuro dolomitizado suave semidura, 3836-3887 mudstone café claro, oscuro, dolomitizado 20% lutita gris verdoso, café claro, ligeramente calcáreo, trazas de dolomía, café claro microcristalina, 3887-3910 lutita gris claro gris verdoso y café claro suave semidura ligeramente calcárea aspecto bentonítico, 10-20% mudstone café claro gris claro dolomitizado suave, 3907-3993 lutita gris claro verdoso café claro suave a semidura trazas 10% mudstone café gris claro dolomitizado semiduro 10% mudstone arcilloso gris, 3985-4011 lutita gris claro verdoso, 20% mudstone café claro 10% mudstone arcilloso gris claro se observa rebaba de fierro.

e).- 4011-4020 dolomía gris café claro, meso a microcristalina, con cristales euhedrales textura sacaroide porosidad secundaria intercristalina probe escasas fracturas, 4020-4097 mudstone café gris claro, dolomitizado café claro mesocristalina porosidad secundaria intercristalina pobre trazas lutitas gris claro, 4097-4150 m 90% mudstone café claro y crema en partes dolomítico, semiduro con porosidad secundaria en microfracturas 10% lutita gris claro y gris oscuro, 4150-4200 lutita gris claro y café rojizo, suave ligeramente calcárea trazas de

mudstone café claro, semiduro con porosidad secundaria en microfracturas, 4200-4286 lutita gris claro suave, ligeramente calcárea, edad J.S.K ., 4270-4403 lutita gris claro, semidura, ligeramente calcárea, 10% mudstone café claro, semidura con porosidad secundaria en microfracturas , 4403-4472 90% lutita arenosa gris claro calcárea +10% mudstone café claro y gris en partes arcilloso con porosidad secundaria en microfracturas , 4472-4495 100% lutita gris claro, ligeramente calcárea + trazas de mudstone gris claro en partes arcillosos con porosidad secundaria en microfracturas esporadicos .

f).- 4558-4665 lutita gris, semidura, bentonítica y calcárea, esporádicos fragmentos de mudstone, 4665-4735 90% lutita gris, semidura en partes bentonítica, 10% entre gris claro suave semidura, trazas de mudstone crema semiduro, esporádicos fragmentos anhidrita, 4722-4793 60% mudstone café y café oscuro, semiduro, arcilloso, 30% bentonita gris verdoso semidura, 4793- 4802 60%-70% mudstone café y café oscuro, semiduro en partes arcilloso y bentonítico con porosidad secundaria en microfracturas 30-40% de lutita gris, 4802-4812 70% mudstone gris, semiduro, de aspecto y bentónico 10-20% lutita gris verdoso semidura, 4812-4882 m 90% mudstone café y crema suave a semiduro, en partes de aspecto arenoso, 10% lutita gris a gris oscuro, semidura edad JSO, 4882-4942 90% mudstone café a gris oscuro arcilloso suave a semiduro, trazas lutita gris oscuro semidura, ligeramente calcárea, edad JSO, 4981-5007 50% lutita gris a gris verdoso, semidura a calcárea.

Capítulo IV. Esfuerzos Involucrados en la Ventana Operativa y en el Análisis del Criterio de Falla de Hoek y Brown

Objetivo: Predecir la presión de poro y la presión de fractura, también predecir los esfuerzos horizontales máximos y mínimos para poder tener los elementos necesarios para aplicar los criterios de falla y predecir la presión de colapso.

En la perforación de los pozos, la seguridad indica que la presión dentro del pozo debe mantenerse entre la presión de los fluidos de formación y la máxima presión que la formación puede resistir sin fracturarse. El conocer como varían estos dos parámetros con la profundidad es extremadamente importante en la planeación y perforación de un pozo^[5].

El conocimiento de los gradientes de formación y fractura, constituyen la base fundamental para la óptima programación del lodo de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento para mantener el control del pozo. Con programas de perforación bien planeados se reduce el daño causado por el lodo a las formaciones productoras, se aumenta al máximo el ritmo de penetración y se disminuyen considerablemente los problemas provocados por un mal asentamiento de las tuberías de revestimiento, especialmente en zonas con presión anormal donde la presión de formación puede estar muy cerca de la presión de fractura^[13].

El método más efectivo para planear la perforación de un pozo y determinar cómo se llevará el control mientras se perfora, es construir un perfil de presiones. En el perfil se compara las relaciones entre la presión de formación, gradiente de fractura y el peso del lodo a utilizar durante la perforación. Tiene más relevancia cuando se trata de un pozo sobre presionado^[13].

4.1 Presiones de formación y de fractura

Las propiedades de las formaciones de lutitas se utilizan para predecir y estimar la magnitud de las presiones anormales en las formaciones debido a sus características, y además constituyen un gran porcentaje de los sedimentos depositados en las zonas petroleras^[13].

Debido a que los estratos de lutitas son notablemente sensibles a los procesos de compactación, estos han constituido una valiosa ayuda en la detección y construcción de perfiles de presión. Cuando el agua intersticial es libre de escapar, se desarrollan presiones normales en las formaciones, la compactación de las lutitas es función principalmente de la profundidad. Por lo tanto, a mayores profundidades de sepultamiento, es mayor el grado de compactación y densidad que exhiben^[13].

Las rocas lutitas con presiones arriba de la normal, presentan una porosidad mayor que la de una formación de las mismas características con presión normal, debido a que contienen una mayor cantidad de fluido. Como resultado de lo anterior, los parámetros de las lutitas sensibles a la compactación y obtenidos de los registros, son graficados contra la profundidad para determinar una tendencia normal de compactación. La forma y la pendiente de esta tendencia son características de las formaciones de una región geológica, de un solo campo y algunas veces, solamente de un bloque fallado^[13].

Una de las mejores herramientas usadas tanto para la detección como para la estimación de las zonas con presiones anormales, son aquellas que utilizan datos obtenidos de los registros geofísicos, principalmente los sísmicos que están menos influenciados por las características del lodo usado durante la perforación^[13].

4.1.1 Presión de sobrecarga.

Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma, sobre las formaciones subyacentes^[13].

El gradiente de sobrecarga se expresa^[5]:

$$\sigma_{ob} = (1 - \varphi)\rho_f + \varphi\rho_{fl}, \dots \dots \dots (31)$$

Puesto a que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobrecarga únicamente se incrementa con la profundidad, pero no en forma lineal^[13].

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona en especial. Para calcular la presión de sobrecarga se deben leer datos del registro de densidad a varias profundidades y considerar que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades, así como determinar la densidad promedio^[13].

4.1.2 Presión de formación

La presión de formación es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación. También se le conoce como presión de poro^[13].

Para comprender las fuerzas responsables de la presión subsuperficial en dada área, es necesario considerar el proceso geológico. Una vez que se depositan los sedimentos, el peso de las partículas sólidas es soportado por el contacto de grano a grano y dichos sólidos no tienen influencia en la presión hidrostática del fluido debajo. La presión hidrostática de los fluidos contenidos dentro de los espacios porosos de los sedimentos depende solo de la densidad del fluido. Con

mayor profundidad de sepultamiento mientras continua depositando sedimentos, los granos de las rocas depositadas previamente son sujetos a incrementar la carga a través de los contactos de grano a grano. Esto causa una realineación de los granos a un espacio más cerrado, resultando en sedimentos más y más compactos con menor porosidad^[5].

Mientras la compactación ocurre, el agua es expedita continuamente del espacio poroso decreciente. Sin embargo, mientras exista un camino de flujo relativamente permeable hasta la superficie, el gradiente de flujo potencial hacia arriba que se requiere para liberar el agua de compactación será despreciable y el equilibrio hidrostático será mantenido^[5].

Cuando la presión de poro de la formación es aproximadamente igual a la presión hidrostática teorizada para una profundidad vertical dada, se dice que la presión de formación es normal^[5].

Las presiones de formación o de poro que se encuentran en un pozo pueden ser normales, anormales o subnormales^[13].

Generalmente los pozos con presión normal no crean problemas para su planeación. Los pozos con presiones subnormales pueden requerir tuberías de revestimiento adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión^[13].

Las presiones anormales se definen como aquellas presiones mayores a la presión hidrostática de los fluidos de formación. Considerando una capa de sedimentos depositados en el fondo del mar, a medida que más y más sedimentos se agregan encima de la capa, el peso adicional los compacta. Parte del agua existente en los espacios porosos se expulsa por la compactación. Mientras este proceso no sea interrumpido y el agua subsuperficial permanezca continua con el mar, la presión dentro de la formación se dice es normal o hidrostática^[13].

Las presiones anormales afectan el programa de perforación del pozo en muchos aspectos como lo es la selección del tipo y densidad del lodo, la selección de

profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento y la planeación de las cementaciones^[13].

Además, se deberán considerar los problemas que se pueden derivar de las altas presiones como lo son los brotes y reventones, pegaduras de la tubería por presión diferencial, pérdidas de circulación por lodos densos y derrumbes de lutita^[13].

4.1.2.1 Efectos de compactación.

La presión de formación normal solo puede mantenerse si el camino a la superficie tiene suficiente permeabilidad para permitir al agua de formación escapar^[5].

Mientras aumente la profundidad los granos son sometidos con la carga geostática a cierta profundidad. Esta carga es resistida por el esfuerzo vertical ejercido por los granos y la presión de poro del fluido de formación.

Mientras el agua de formación pueda escapar tan rápido como el ritmo de compactación, la presión de poro se mantendrá igual a la presión hidrostática. El esfuerzo vertical continuará incrementando hasta que el esfuerzo de sobrecarga sea balanceado^[5].

Sin embargo si se bloquea el camino del flujo de agua o es restringido, el esfuerzo de sobrecarga en incremento causara la presurización de la presión de poro por encima de la presión hidrostática. El volumen del poro también se mantendrá por encima del volumen para cierta profundidad. La pérdida natural de la permeabilidad a través de la compactación de sedimentos de granos finos, como las arcillas o evaporitas, podría crear un sello que podría permitir que se desarrolle las presiones anormales^[5].

El esfuerzo de sobrecarga resultante de la carga geostática a cierta profundidad está relacionada con una densidad total, esta densidad está relacionada con la densidad del grano, la densidad del fluido en el poro y la porosidad^[5].

En un área con una significativa actividad de perforación, el cambio en la densidad total con la profundidad se determina usualmente con métodos de registros convencionales^[5].

El cambio de la densidad total con el sepultamiento está relacionado principalmente con el cambio de la porosidad del sedimento debido a la compactación. Las densidades de granos de los minerales comúnmente encontrados en depósitos sedimentarios no varían de forma representativa y usualmente pueden considerarse constantes a un valor representativo promedio^[5].

4.1.2.2 Presión de Poro reportada para dos pozos.

En la **Figura 41** se muestra el comportamiento de la presión de poro, y se observa que aproximadamente a los 2200 metros se encuentra la presión máxima, pero es seguido por una abrupta reducción en la presión, son grandes intervalos despresurizados.

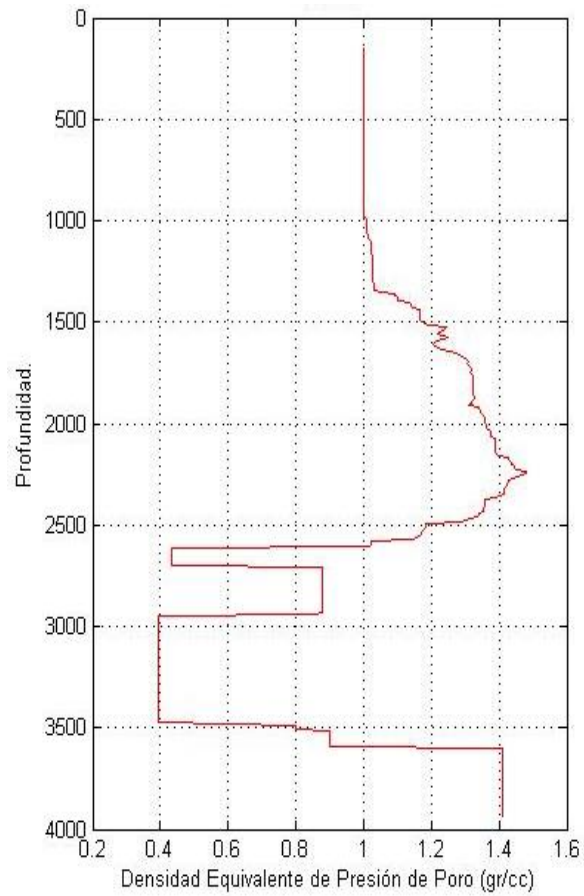


Figura 41.- Densidad equivalente de presión de poro referida a la profundidad desarrollada del pozo L.

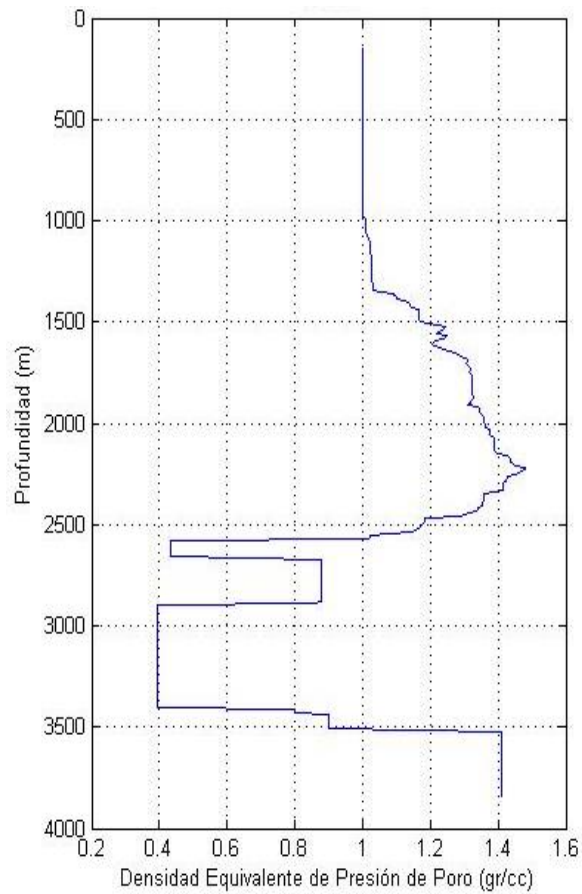


Figura 42.- Densidad equivalente de presión de poro referida a la profundidad vertical verdadera del pozo L.

La **Figura 42** muestra un comportamiento similar a la **Figura 41** pero desfasado ligeramente hacia arriba, de igual forma se puede apreciar la presión máxima ubicada aproximadamente en los 2200 metros seguido de la caída de presión hasta casi los 3400 metros.

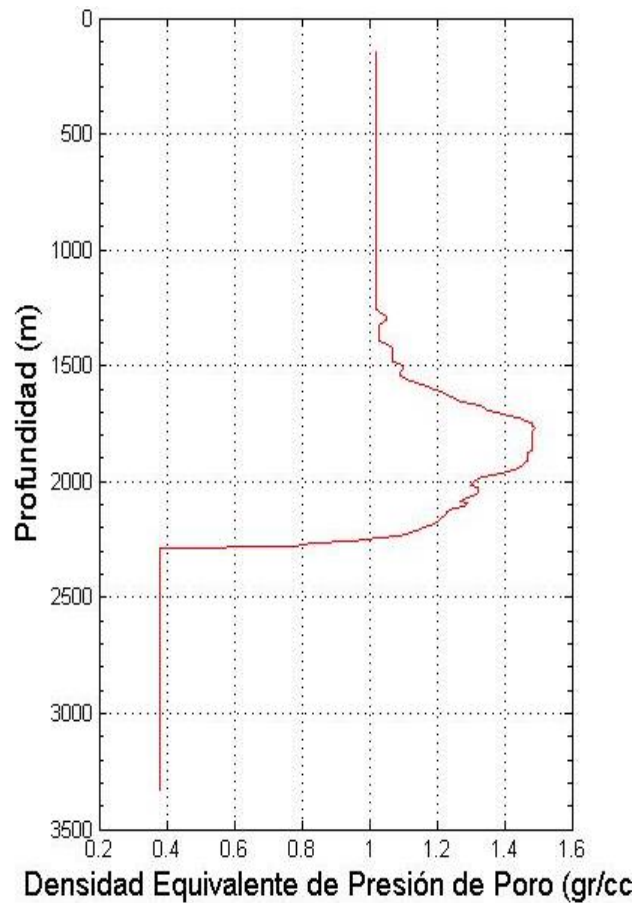


Figura 43.-Densidad equivalente de presión de poro referida a la profundidad desarrollada del pozo I.

En la **Figura 43** la presión de poro empieza incrementar a partir de 1200 metros, hasta llegar a su punto máximo a los 1750 metros desarrollados, a partir de ese punto comienza una importante caída en la presión de poro hasta estar por debajo de la densidad equivalente de 0.4 gr/cc.

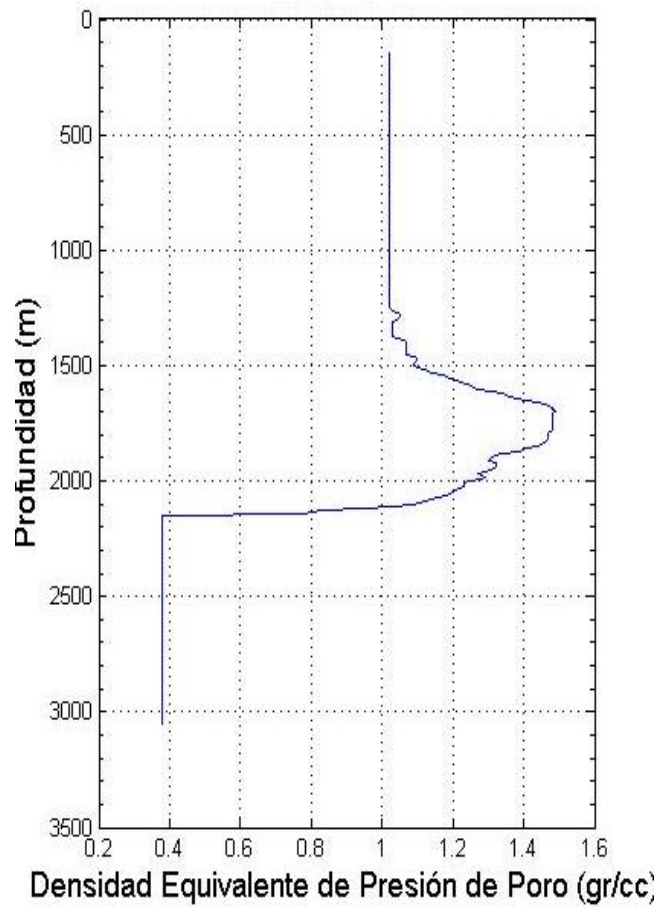


Figura 44.-Densidad equivalente de presión de poro referida a la profundidad vertical verdadera del pozo I.

La **Figura 44** muestra un comportamiento similar al de la **Figura 43**, solo desfasado ligeramente hacia arriba, y la profundidad en la que se encuentra el máximo valor de presión es a los 1700 metros.

4.1.3 Presión de fractura

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca^[13].

La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se les someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales^[13].

Para que un fluido fracturante entre en la cavidad, la presión del fluido fracturante debe exceder la presión de formación del fluido en los espacios porosos. Mientras que la presión del fluido de fractura se incrementa por encima de la presión de formación del poro, la matriz de la roca empieza a comprimirse. La compresión es mayor en la dirección del esfuerzo mínimo de la matriz. Cuando el fluido de fractura excede la suma del esfuerzo mínimo y presión de poro, comienza a quebrarse la matriz de la roca y la fractura se propaga. La orientación preferencial de la fractura es perpendicular al mínimo esfuerzo principal^[5].

4.2 Metodología para determinar las presiones anormales

Durante la planeación de un pozo, primero se debe determinar si habrá presiones anormales. Si así será, determinar la profundidad a la cual la presión de los fluidos se separará del comportamiento normal y estimar el valor de las magnitudes de esas presiones^[5].

Las técnicas utilizadas en la detección y predicción, se les clasifica en tres grupos principales. El primer grupo se caracteriza por el uso de técnicas geofísicas para la detección antes de la perforación, el segundo hace uso de datos obtenidos durante la perforación o muestras examinadas durante ella y la última, de mediciones de parámetros efectuadas después de la perforación del pozo^[5].

La predicción de presiones anormales, es una parte integral de la planeación de un pozo, pero la determinación de las presiones mientras se perfora el pozo también es importante. Si éstas son sustancialmente diferentes a las calculadas con anterioridad, se necesitará hacer grandes cambios al programa de perforación, y en el peor de los casos, el pozo deberá abandonarse^[13].

Las técnicas antes de la perforación se caracterizan por el uso de técnicas geofísicas de sismología, las que son durante la perforación utilizan datos y muestras obtenidas durante la perforación y las posteriores a la perforación utilizan información de mediciones de parámetros efectuadas después de la perforación, estos incluyen los registros geofísicos^[13].

La mayoría de los métodos para detectar y estimar presiones de formación anormales están basados en el hecho que las formaciones con presiones anormales también tienden a tener menor compactación y mayor porosidad que las formaciones similares con presiones normales a la misma profundidad de sepultación. Cualquier medición que refleje los cambios en la porosidad de la formación también puede ser usada para detectar la presión anormal^[5].

Si la presión de formación es normal, el parámetro dependiente de la porosidad debe tener una tendencia reconocible debido a la reducción de la porosidad con el incremento de la profundidad de sepultamiento y la compactación. Una separación de la tendencia de presión normal señala una probable transición a presión anormal^[5].

Una aproximación se basa en la asunción de que formaciones similares que tienen el mismo valor de la variable dependiente de la porosidad están bajo el mismo esfuerzo vertical efectivo. Entonces el esfuerzo vertical de la matriz de una

formación anormalmente presurizada a cierta profundidad es la misma que el esfuerzo vertical de la matriz a una formación más somera normalmente presurizada, el cual da el mismo valor medido del parámetro dependiente de la porosidad^[5].

Otra aproximación para calcular la presión de formación de gráficas con parámetros dependientes de la porosidad involucra el uso de correlaciones empíricas. Las correlaciones empíricas generalmente son más precisas que la asunción anterior^[5].

4.2.1 Determinación del gradiente de presión de formación

4.2.1.1 Estimación de presiones de poro antes de la perforación

La estimación de presiones de poro hechas antes de la perforación se basa principalmente en la correlación de información disponible de pozos cercanos e información sísmica^[5].

Para estimar la presión de formación a partir de información sísmica, el promedio de la velocidad acústica como función de la profundidad debe determinarse. Por conveniencia, el recíproco de la velocidad, o el tiempo de tránsito del intervalo, generalmente es lo que se muestra^[5].

El tiempo de tránsito del intervalo observado t es un parámetro dependiente de la porosidad que varía con la porosidad, φ , según la siguiente relación^[5].

$$t = t_{ma}(1 - \varphi) + t_{fl}\varphi, \dots\dots\dots (32)$$

Donde t_{ma} es el tiempo de tránsito del intervalo en la matriz de la roca y t_{fl} es el tiempo de tránsito del intervalo en el fluido del poro. Debido a que los tiempos de

transito son mayores en fluidos que en sólidos, el tiempo de transito observado en las rocas se incrementa con el incremento de la porosidad^[5].

Cuando se grafican un parámetro dependiente de la porosidad contra la profundidad para estimar la presión de poro, se desea usar un modelo matemático para extrapolar una tendencia de presión normal hasta profundidades mayores, donde las presiones anormales se presentan. A menudo se asumen relaciones lineales, exponenciales o de ley de potencias para que la tendencia normal de presión pueda graficarse como una línea recta en una gráfica cartesiana, semilog o log-log^[5].

Cuando el tiempo de transito del intervalo es significativamente mayor que la prevista por la línea de tendencia de presión normal, se espera una presión de formación anormal^[5].

4.2.1.1.2 Verificando la presión de formación usando registros de pozos.

Generalmente se corre un registro en agujero descubierto con dispositivos con línea para proveer de registros permanentes de la formación penetrada previo al asentamiento de tr's. Se han desarrollado métodos empíricos para la estimación de la presión de poro a partir de parámetros dependientes de la porosidad medidos por la sonda de registros de pozo. Las estimaciones de presión realizadas de esta manera permiten la verificación de estimados previos hechos durante la planeación y la perforación^[5].

Los parámetros dependientes de la porosidad usualmente obtenidos de registros de pozos para la estimación de presión de poro son o el tiempo de transito de intervalo o conductivo. El tiempo de viaje acústico es menos afectado por otras variables y se cree es el que da resultados más precisos^[5].

Las gráficas de presión construidas usando parámetros dependientes de la porosidad obtenidos de información de registros incluyen solo puntos de lutitas^[5].

4.2.1.1.2.1 Método de Eaton

La técnica para la determinación de gradientes de formación y de fractura, fue desarrollada para ser aplicada en lutitas ya sean suaves o duras. Cuando se utilice la ecuación de Eaton para el cálculo de la presión de poro, se debe considerar la compactación de la lutita^[13].

Los datos de los registros y las medidas de presión en los pozos indican que existe una relación entre ellos. Eaton desarrollo una relación empírica por ensayo y error ajustándose con los datos de campo. Esta relaciona la presión de formación y la resistividad de las lutitas para la zona de Louisiana^[13].

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^{1.5}, \dots\dots\dots(33)$$

Para desarrollar esta relación se necesitó mucha información de campo, como los datos de los registros de inducción, medidas de la presión de formación en los pozos, datos del registro de densidad^[13].

La ecuación anterior, puede aplicarse en otras áreas. Debe hacerse un ajuste del exponente de la relación de resistividades con datos prácticos de campo^[13].

Es importante hacer notar que si $R_o = R_n$, se cae en el caso particular de presión de formación normal. Se han encontrado expresiones para relacionar la presión de formación con el tiempo de tránsito, etc^[13].

Tiempo de tránsito:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \left(\frac{\Delta t_o}{\Delta t_n} \right)^\alpha, \dots\dots\dots(34)$$

Conductivo:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right] \left(\frac{C_n}{C_o} \right)^\alpha, \dots\dots\dots(35)$$

Los valores del exponente son diferentes en las ecuaciones anteriores. El valor del exponente de la ecuación de Eaton, constituye el parámetro que dificulta la aplicación del método y debe evaluarse con datos sobre mediciones de presión de formación y datos recabados de los registros geofísicos, correspondientes al pozo en estudio^[13].

4.2.2 Determinación del gradiente de presión de fractura

Técnicas para determinar la presión de fractura, como aquellas para determinar la presión de poro, incluyen métodos predictivos y métodos de verificación. La planeación inicial del pozo debe basarse en la información de la presión de fractura obtenida por un método predictivo^[5].

Las estimaciones de la presión de fractura hecha antes de colocar las tr's en el pozo están basadas en correlaciones empíricas. Debido a que la presión de fractura es afectada por la presión de poro de la formación, la predicción de este debe llevarse a cabo antes de usar una correlación para el cálculo de la presión de fractura^[5].

Se puede obtener de forma directa después de haber cementado la tubería de revestimiento. Consiste en perforar de 5 a 10 metros. A preventor cerrado se comienza a bombear lodo lentamente por la tubería de perforación, hasta que se alcance la máxima presión y empiece a notarse la admisión de fluido^[5].

Al estar inyectando lodo, se construye una gráfica de volumen inyectado contra presión de inyección. Generalmente el ritmo de bombeo es de 0.5 a 1.5 barriles por minuto de acuerdo con la formación que se prueba. El comportamiento de la presión es aumento en forma lineal con respecto al volumen del lodo inyectado, esta tendencia continúa hasta que se llega al punto donde los datos comienzan a divergir hacia la derecha, formando una curva. Este punto corresponde al momento en que la formación comienza a aceptar fluido, pues que se observa un menor incremento de presión con respecto al mismo volumen de lodo bombeado.

Se para el bombeo y se observa el ritmo de descenso de la presión, la cual es una información muy útil al evaluar la calidad de la prueba^[5].

La presión de fractura se calcula sumando a la presión de fuga la presión ejercida por la columna de lodo, y restando la presión correspondiente a la resistencia del gel del lodo^[5].

4.2.2.1 Método de Eaton

Tomando en cuenta las propiedades elásticas de las rocas, se ha encontrado que por medio de la relación de Poisson, los esfuerzos vertical y horizontal soportados por la roca se pueden relacionar por medio de la siguiente expresión^[13]:

$$\sigma_H = \left[\frac{\nu}{1-\nu} \right] \sigma_V, \dots\dots\dots (36)$$

Y la presión de fractura es igual a la suma de la presión del fluido y el esfuerzo horizontal al que está sometida la roca^[13].

$$FP = P_f + \sigma_H, \dots\dots\dots (37)$$

Entonces está última ecuación puede expresarse como^[13]:

$$FP = P_f + \left[\frac{\nu}{1-\nu} \right] \sigma_V, \dots\dots\dots (38)$$

De tal manera que el gradiente de presión de fractura de la formación se puede expresar como^[13]:

$$FPG = \frac{P_f}{D} + \left[\frac{\nu}{1-\nu} \right] \frac{\sigma_V}{D}, \dots\dots\dots (39)$$

A esta última se le conoce como la ecuación del gradiente de presión de fractura y en la cual se observa que el gradiente de presión de fractura está en función de la relación de Poisson, de la presión de formación y de la presión de sobrecarga, que son considerados como variables respecto a la profundidad^[13].

4.3 Cálculo de presiones haciendo uso del simulador.

4.3.1 Cálculo de presión de poro.

Haciendo uso de un simulador, se parte de la información del registro de rayos gamma para identificar los cuerpos de lutitas. Seleccionando los puntos con mayor radiación se traza la línea base de lutitas, la cual será usada para hacer filtrado de datos en el registro sísmico (DT) y de resistividad (ILD).

En una gráfica semi-logarítmica, se grafican el registro sísmico y resistivo, y haciendo uso de los puntos sobre la línea base de lutita se filtran los datos de los registros. Con la nueva información se procede a trazar una línea de tendencia normal de compactación (TCN), esta se genera a partir de la zona de los registros que tienden a formar una recta y sobre esta se extiende una línea.

Es necesario conocer los valores de la sobrecarga para poder estimar la presión de poro, para calcularlo se utiliza el registro de densidad (RHOB), de no contar con uno, se puede calcular un registro de densidad sintético a partir del registro sísmico usando el método de Gardner, y de este resultado se parte para calcular el valor de la sobrecarga.

Contando con la presión de sobrecarga se calcula la presión de poro con el método de Eaton a partir del registro sísmico o resistivo y sus respectivas líneas de tendencia de compactación normal. Para el caso de usar el registro sísmico el exponente de la ecuación de Eaton puede variar entre 1 a 3, mientras que para hacer uso del registro resistivo se usan exponentes en .5 a 1.5, estos exponentes se varía para ajustar el comportamiento de la presión de poro a valores creíbles.

4.3.2 Cálculo de presión de fractura.

El simulador empleado utiliza el método de Eaton para calcular la curva del gradiente de presión de fractura, para esto se debe contar con los resultados de presión de poro y esfuerzo de sobrecarga que se calcularon en el punto anterior, así como el valor de la relación de Poisson que se utilizará para hacer los cálculos de presiones.

4.3.3 Pozo H.

Para el pozo H se cuenta con los registros tanto sónico como resistivo, así que se puede hacer uso simultáneo de los dos, ya que uno puede servir para hacer corrección del otro al momento de hacer el ajuste de las curvas.

Partiendo del registro sónico se marcó la línea de tendencia, y se obtuvo un registro de densidad sintético haciendo uso del método de Gardner, y usando de exponente el valor de 1, se obtuvo las curvas de la **Figura 45**.

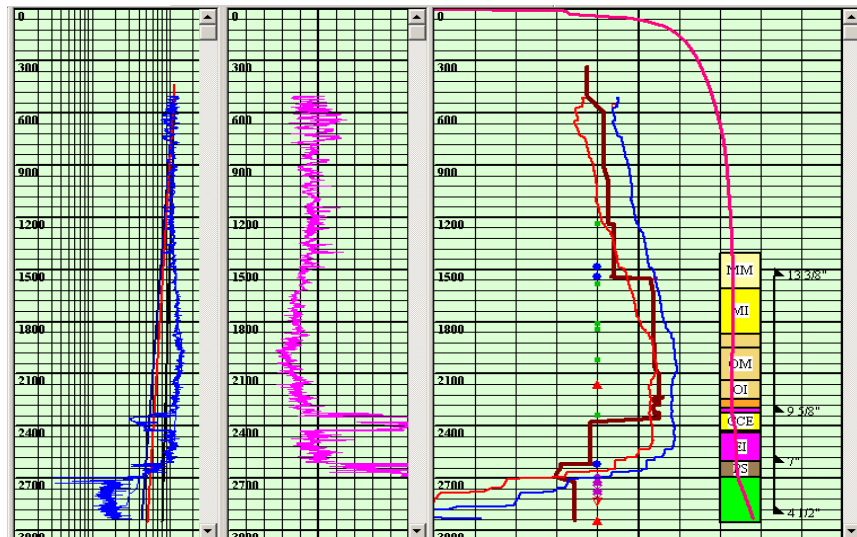


Figura 45.-Registro sónico, RHOB Gardner y resultados de presión de poro y presión de fractura, con gradiente de sobrecarga para el pozo H usando un exponente de 1.

Se prosiguió a ajustar los resultados haciendo ligeros cambios en la pendiente de la línea de compactación normal usado en el registró sónico, adicionando dos líneas, una que se recuesta un poco más y otra que se acerca más a la vertical como se muestra en la **Figura 45** con los colores azul, rojo y negro respectivamente, siendo el rojo la tendencia que se trazó originalmente. Como se observa en la **Figura 46** la presión de poro calculada con la TCN azul se incrementó, mientras que la que se calculó con la TCN negra se redujo ligeramente, siendo está ultima la que se eligió para proseguir.

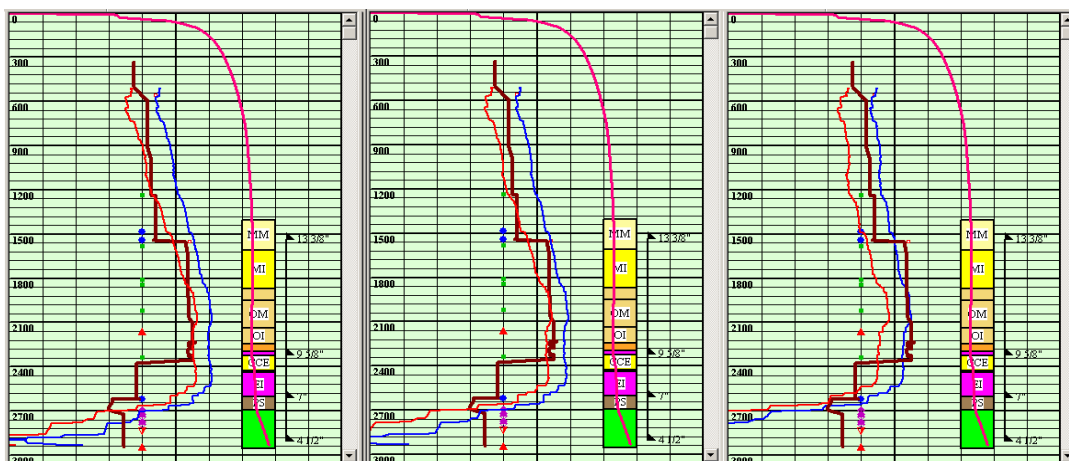


Figura 46.-Variación de la presión de poro según la pendiente de la TCN. De izquierda a derecha la presión de poro calculada con la TCN azul, TCN rojo y TCN negro.

Habiendo seleccionado la TCN negro, se prosiguió a variar el exponente de la ecuación de Eaton para tener un mejor ajuste de la presión de poro, se probó con los valores de 1, 1.1 y 1.2 respectivamente, siendo los resultados los mostrados en la **Figura 47**.

De los tres resultados obtenidos, los predichos con los exponentes 1 y 1.1 fueron los más factibles, pero finalmente se optó por seleccionar el caso con el exponente 1.1.

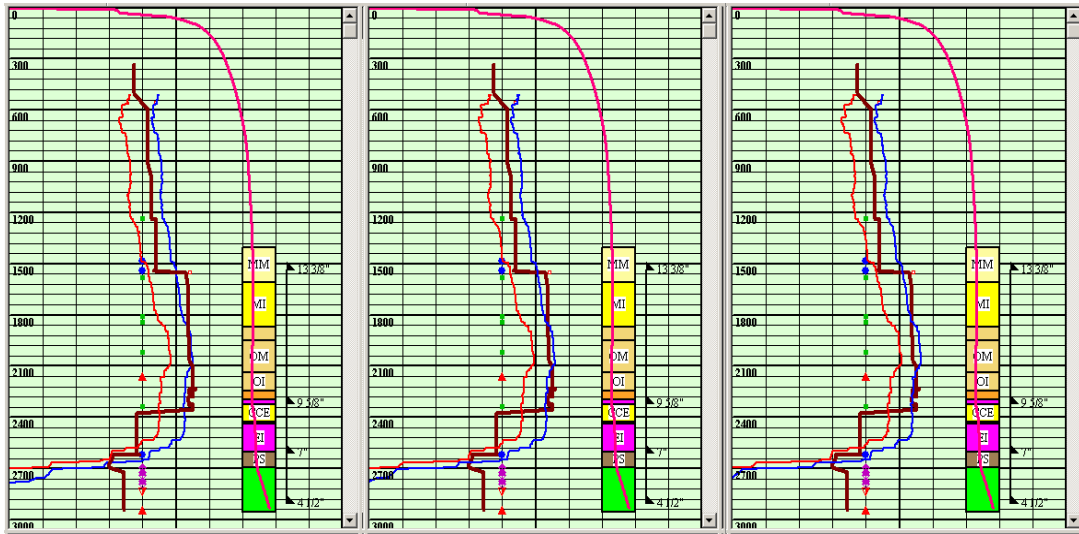


Figura 47.- Resultados de presión de poro variando los exponentes. De izquierda a derecha exponentes 1, 1.1 y 1.2.

Para la presión de fractura se obtuvo una curva, la cual fue ajustada posteriormente con ayuda de la información de la prueba de goteo a 560 metros, el cual presentaba una presión de fractura de 1.32 g/cc, por lo que se varió la relación de Poisson hasta que la curva de gradiente de presión de fractura se ajustara con el valor de la prueba de goteo a esa profundidad. El valor para la relación de Poisson con el que se llegó al resultado que se seleccionó en la **Figura 47**, es de 0.21.

En la **Figura 48** se presenta la predicción de presiones en el simulador del pozo Ku-23, en el que se puede apreciar la presión de poro, representada por la curva azul, tiene un valor máximo de 1.49 g/cc a una profundidad de 2061 metros, el fluido de control representado por la línea café, la presión de fractura, representada por la curva roja que tiene un valor máximo de 1.65g/cc a 2061 metros, y la curva rosa que representa la presión de sobrecarga. La densidad del lodo que se utilizó en la perforación del pozo en una zona es menor a la presión

de poro, por lo que se tiene que revisar los resultados en esa zona. Se tomaron dos pruebas de integridad, representadas en la figura por los cuadros negros, una a 560 metros de profundidad de 1.32 g/cc y otra a 1550 metros con 1.63 g/cc. La presión de fractura se ajustó con la primera prueba, aún es necesario ajustarlo para la segunda.

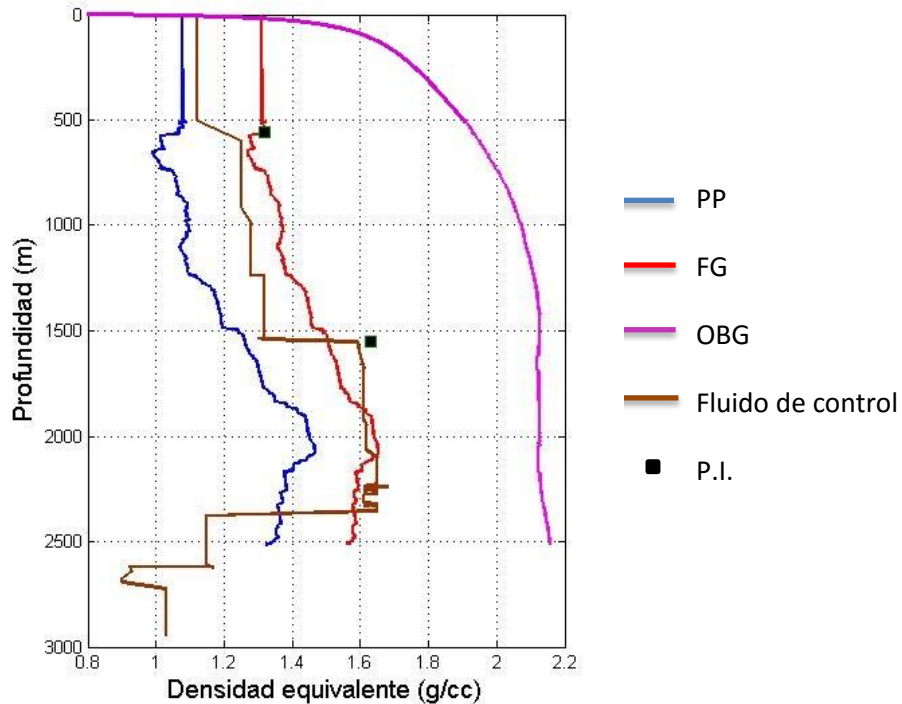


Figura 48.- Ventana operativa del pozo H.

Los métodos usados por los simuladores para predecir la presión de poro se aplican a rocas de tipo areniscas y lutitas. En el campo Ku se perfora un estrato de roca tipo calcárea. El cuerpo calcáreo en el pozo H se reporta entre 2326 y 2427 metros.

Predecir la presión de poro es un paso fundamental para poder estimar la presión de colapso.

4.4 Predicción de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo.

Para poder estimar la presión de colapso es necesario conocer primero cuales son los esfuerzos horizontales máximos y mínimos de la roca. Estos esfuerzos están expresados en las siguientes ecuaciones:

Esfuerzo horizontal mínimo

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right)P_p + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right)\varepsilon_h + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right)\nu\varepsilon_H, \dots\dots\dots(40)$$

Esfuerzo horizontal máximo

$$\sigma_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right)P_p + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right)\varepsilon_H + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right)\nu\varepsilon_h, \dots\dots\dots(41)$$

donde:

σ_h =esfuerzo horizontal mínimo (MPa, Psi).

σ_H =esfuerzo horizontal máximo (MPa,Psi).

P_p =Presión de poro.

σ_v =Esfuerzo de sobrecarga (MPa, Psi).

ε_h =Deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo.

ε_H = Deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo.

ν =Relación de Poisson.

E =Módulo de Young.

$$P_p < \sigma_h \leq P_f \leq \sigma_H$$

ε_h y ε_H deben ajustarse con pruebas de laboratorio o pruebas de campo (minifrac), pero pueden tomarse valores de $\varepsilon_H = 1x10^{-3}$ y $\varepsilon_h = 1x10^{-4}$ [7, 15, 16].

Usando el valor de módulo de Young de 830.81 MPa, obtenido de la **Tabla 3** con el valor de la relación de Poisson usado de 0.21, se obtiene una gráfica de esfuerzos como la representada en la **Figura 49**, cómo se puede observar el valor del esfuerzo horizontal mínimo, representado por la curva color violeta, tiene casi el mismo valor que la presión de fractura, exceptuando en la parte más somera de la gráfica donde es ligeramente mayor a la fractura. El esfuerzo horizontal máximo, representado por la curva de color verde, se mantiene con un valor mayor a la presión de fractura.

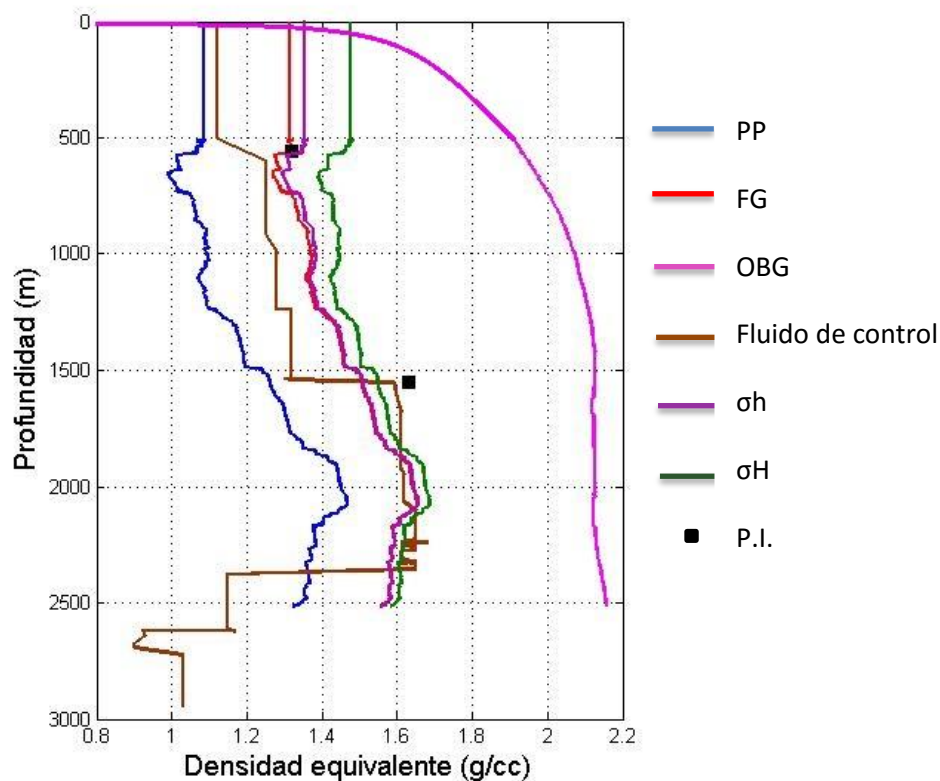


Figura 49.-Esfuerzos horizontales del pozo H expresadas en densidad equivalente.

Analizando las figuras anteriores, la presión de fractura se ajusta a la primera prueba de integridad, pero no a la segunda, por ello es necesario variar la relación de Poisson para poder tener una presión de fractura que se ajuste a estas dos. Variando la relación de Poisson en 0.01 cada 100 metros llegamos a una gráfica

como la mostrada en la **Figura 50**, en esta se observa que la densidad equivalente de presión de fractura se ajusta para las dos pruebas de integridad.

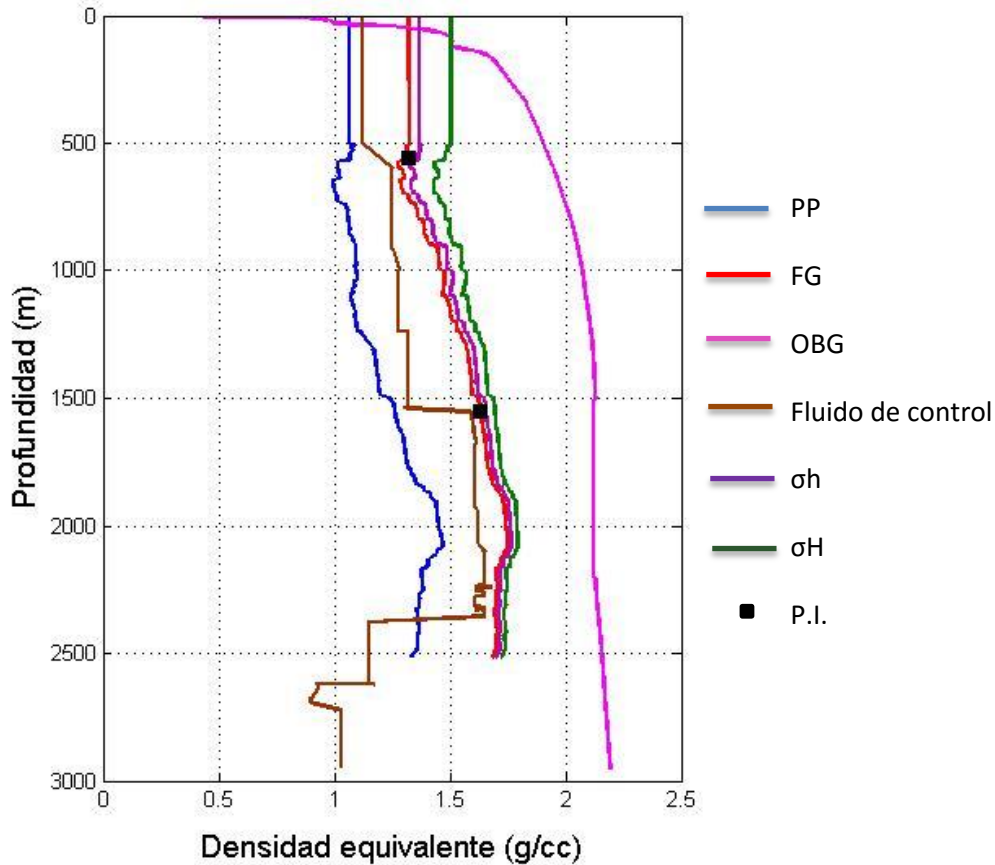


Figura 50.- Esfuerzos en el pozo H con la presión de fractura ajustada a las dos pruebas de goteo.

La relación de Poisson en este caso varía entre 0.22 hasta 0.30, que según la **Tabla 4** y la **Tabla 5** se encuentra en el rango posible para el caso de las rocas de tipo lutitas.

Muestra	Presión de confinamiento (PSI)	Temp. (F°)	Método	Mod. Young (Miles de Lbf/pg ²)	Rel. Poisson (adim.)
SAMARIA814N 2C76B	845	70	Tangente	122.57	0.36
SAMARIA814N 3F2AB	250	71	Tangente	156.71	0.31
SAMARIA814N 3F2BA	655	72	Tangente	99.05	0.19
SAMARIA814N 5C3F4B	250	70	Tangente	106.13	0.31
SAMARIA814N 5C3F4C	660	70	Tangente	330.04	0.27
SAMARIA814N 6C11F16C	250	71	Tangente	170.25	0.32
SAMARIA814N 6C11F16D	1000	70	Secante	191.29	0.15
SAMARIA814N 6C11F16E	500	72	Tangente	129.04	0.26
SAMARIA814N 6C11F16F	750	72	Tangente	120.5	0.2

Tabla 4.-Propiedades elásticas de rocas tipo lutitas obtenidas de mediciones de laboratorio del Instituto Mexicano del Petróleo.

Roca	
Arcilla, muy, muy mojada	0.5
Barro	0.17
Arcilla	
Calcárea (<50% CaCO ₃)	0.14
Dolomítica	0.28
Siliciclástica	0.12
Limosa (<70% Limo)	0.17
Arenosa (<70% arena)	0.12
Kerogenosa	0.25

Tabla 5.-Relación de Poisson sugerida para rocas arcillosas^[4].

Pozo	Formación	Prof	Prueba de integridad gr/cc
Ku-1275	RP	560	1.32
Ku-22	MS	1550	1.63

Tabla 6.-Pruebas de integridad.

Capítulo V. Aplicación del Criterio de Falla de Hoek y Brown para Predecir la Presión de Colapso

Objetivo: aplicar los criterios de falla para conocer la presión a la que las paredes del pozo no soportarán y generarán problemas durante la perforación.

5.1 Criterios de falla

Normalmente se considera como resistencia de la roca al máximo esfuerzo que esta puede soportar^[14].

Para cualquier punto del cuerpo rocoso el tensor de esfuerzos se define por seis componentes, tres normales y tres tangenciales. Dependiendo de la magnitud y dirección de los seis componentes del tensor, se obtienen tres esfuerzos principales, donde σ_{1i} es el máximo esfuerzo, σ_{2i} el intermedio y σ_{3i} es el esfuerzo mínimo^[14].

En el caso de material isótropo, cualquier dirección es dirección principal, con lo que los tres esfuerzos principales se representan como $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$. En este caso se define como criterio de falla a la superficie f , que delimita un cierto dominio que se llama dominio elástico y se expresa^[14]:

$$f(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) = 0$$

Como la tensión intermedia se suele ignorar, el criterio de falla se define bidimensionalmente en función del esfuerzo mayor y el esfuerzo mínimo^[14]:

$$f(\sigma_1, \sigma_3) = 0$$

Esta es la superficie que limita el dominio elástico del material, y la ecuación que describe esta superficie es el criterio de falla^[14].

5.1.1 Criterio de falla de Mohr-Coulomb

La ecuación que define la superficie de fluencia del criterio de falla de Mohr-Coulomb es una ecuación lineal.

Aunque el comportamiento de la roca en un ensayo triaxial no concuerda con el modelo lineal, el criterio de Mohr-Coulomb se sigue utilizando debido a su sencillez y comodidad^[14].

El criterio de falla se define en función del esfuerzo tangencial y normal, en este caso la superficie de fluencia es de la forma $\tau = f(\sigma)$ ^[14].

$$\tau = c + \sigma_n \tan \varphi, \dots\dots\dots (42)$$

donde:

C =cohesión.

φ =ángulo de fricción interna.

τ = esfuerzo tangencial.

σ_n =esfuerzo normal.

La ecuación de la superficie de falla es la ecuación de la recta tangente a todos los círculos de falla^[14].

Los puntos del cuerpo rocoso con un estado de esfuerzos por debajo a la envolvente de Mohr se encuentran en estado elástico, mientras los que se encuentran por encima están en rotura.

Se puede expresar el criterio de Mohr en función de los esfuerzos principales de la forma^[14]:

$$\sigma_1 = N_\varphi \sigma_3 + 2c\sqrt{N_\varphi}, \dots\dots\dots (53)$$

donde

$$N_{\varphi} = \tan^2 \left[\frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2} \right], \dots\dots\dots(54)$$

5.1.2 Criterio de Hoek & Brown

Se trata de un criterio no lineal, que permite valorar la rotura de un medio rocoso mediante la introducción de las principales características geológicas y geotécnicas.

El criterio parte de las propiedades de la roca intacta y entonces se introducían factores reductores de estas propiedades sobre la base de las características de un cuerpo rocoso diaclasado^[6].

Es conveniente tratar el criterio original de Hoek-Brown en términos de esfuerzos normales y al corte más que en términos de esfuerzos principales, según la ecuación^[6]:

$$\sigma_1' = \sigma_3' + \sigma_{ci} \left(m \frac{\sigma_3'}{\sigma_{ci}} + s \right)^{0.5}, \dots\dots\dots(55)$$

donde:

σ_1' y σ_3' son los esfuerzos principales efectivos mayor y menor en el momento de rotura.

σ_{ci} es la resistencia a la compresión uniaxial del material intacto.

m y s son la constantes del material, El parámetro s es la medida de disminución de la resistencia a compresión simple de la roca debido a la fracturación, s=1 para roca intacta, y m influye en la resistencia al corte del material^[14].

Hoek trato la derivación de las resistencias cohesivas y de los ángulos de fricción equivalentes para diferentes situaciones prácticas. Esto llevó a observar que es

más apropiado obtener un valor medio determinado al ajustar una relación lineal de Mohr-Coulomb por métodos de mínimos cuadrados.

5.2 Predicción de la presión de colapso

Para la predicción de la presión de colapso se utilizará el criterio de falla de Hoek & Brown, el cual se expresa en la ecuación [55]

$$\sigma'_1 = \sigma'_3 + \sigma_{ci} \left(m \frac{\sigma'_3}{\sigma_{ci}} + S \right)^{0.5}, \dots \dots \dots (55)$$

donde:

$$\sigma'_1 = \text{esfuerzo principal mayor} = 3\sigma_H - \sigma_h - Pp - Pw$$

$$\sigma'_3 = \text{esfuerzo principal menor} = Pw - Pp$$

$$\sigma_H = \text{esfuerzo horizontal máximo.}$$

$$\sigma_h = \text{esfuerzo horizontal mínimo.}$$

$$Pw = \text{Presión de pozo de colapso.}$$

$$Pp = \text{presión de poro o formación.}$$

Sustituyendo los valores de σ'_1 y σ'_3 en la ecuación [55], el criterio de Hoek & Brown queda de la siguiente forma:

$$3\sigma_H - \sigma_h - Pp - Pw = Pw - Pp + \sigma_{ci} \left(m \frac{Pw - Pp}{\sigma_{ci}} + S \right)^{0.5}, \dots \dots \dots (56)$$

Simplificando los términos de Pp y Pw en el lado derecho de la ecuación:

$$(3\sigma_H - \sigma_h) - 2Pw = \sigma_{ci} \left(m \frac{Pw - Pp}{\sigma_{ci}} + S \right)^{0.5}, \dots \dots \dots (57)$$

El valor que se busca conocer es el valor de P_w , para ello es necesario primero deshacerse de la raíz cuadrada, para ello y no afectar la igualdad, se eleva al cuadrado los dos lados de la ecuación:

$$[(3\sigma_H - \sigma_h) - 2P_w]^2 = \left[\sigma_{ci} \left(m \frac{P_w - P_p}{\sigma_{ci}} + S \right)^{0.5} \right]^2, \dots\dots\dots (58)$$

Del lado izquierdo de la ecuación [70] queda un binomio al cuadrado de la forma:

$$(a - x)^2 = a^2 - 2ax + x^2$$

Donde

$$a = (3\sigma_H - \sigma_h)$$

$$x = 2P_w$$

Realizando la operación se obtiene:

$$[(3\sigma_H - \sigma_h) - 2P_w]^2 = (3\sigma_H - \sigma_h)^2 - 4(3\sigma_H - \sigma_h)P_w + 4P_w^2$$

Del lado derecho de la ecuación [70] se tiene una operación de la forma:

$$(a * b)^2 = a^2 * b^2$$

Dónde:

$$a = \sigma_{ci}$$

$$b = \left(m \frac{P_w - P_p}{\sigma_{ci}} + S \right)^{0.5}$$

Realizando la operación se obtiene:

$$\left[\sigma_{ci} \left(m \frac{P_w - P_p}{\sigma_{ci}} + S \right)^{0.5} \right]^2 = \sigma_{ci}^2 \left(m \frac{P_w - P_p}{\sigma_{ci}} + S \right)$$

Al elevar al cuadrado los dos lados de la ecuación, el término con la raíz cuadrada queda simplificado, y sustituyendo los resultados queda:

$$(3\sigma_H - \sigma_h)^2 - 4(3\sigma_H - \sigma_h)Pw + 4Pw^2 = \sigma_{ci}^2 \left(m \frac{Pw - Pp}{\sigma_{ci}} + S \right), \dots\dots\dots (59)$$

Realizando la multiplicación del término en el lado derecho de la ecuación [59] y simplificando:

$$(3\sigma_H - \sigma_h)^2 - 4(3\sigma_H - \sigma_h)Pw + 4Pw^2 = \sigma_{ci} * m * Pw - \sigma_{ci} * m * Pp + \sigma_{ci}^2 * S, (60)$$

Pasando todos los términos al lado izquierdo y agrupando valores:

$$4Pw^2 - 4(3\sigma_H - \sigma_h)Pw - \sigma_{ci} * m * Pw + (3\sigma_H - \sigma_h)^2 + -\sigma_{ci} * m * Pp - \sigma_{ci}^2 * S = 0 (61)$$

Factorizando el término Pw:

$$4Pw^2 - [4(3\sigma_H - \sigma_h) - \sigma_{ci} * m]Pw + [(3\sigma_H - \sigma_h)^2 + -\sigma_{ci} * m * Pp - \sigma_{ci}^2 * S] = 0 (62)$$

Analizando la ecuación [62] se observa que es una ecuación de la forma:

$$ax^2 + bx + c = 0$$

donde:

$$x = Pw$$

$$a = 4$$

$$b = -[4(3\sigma_H - \sigma_h) - \sigma_{ci} * m]$$

$$c = [(3\sigma_H - \sigma_h)^2 + -\sigma_{ci} * m * Pp - \sigma_{ci}^2 * S]$$

Este tipo de ecuaciones se resuelven con las ecuaciones cuadráticas:

$$x_1 = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

$$x_2 = \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

Se sustituye en el valor mínimo de las ecuaciones, ya que el valor máximo es demasiado alto, y se obtiene:

$$P_W = \frac{[4(3\sigma_H - \sigma_h) - \sigma_{ci} * m] - \sqrt{\{-[4(3\sigma_H - \sigma_h) - \sigma_{ci} * m]\}^2 - 4 * 4 * [(3\sigma_H - \sigma_h)^2 + -\sigma_{ci} * m * Pp - \sigma_{ci}^2 * S]}}{2 * 4}, \dots (63)$$

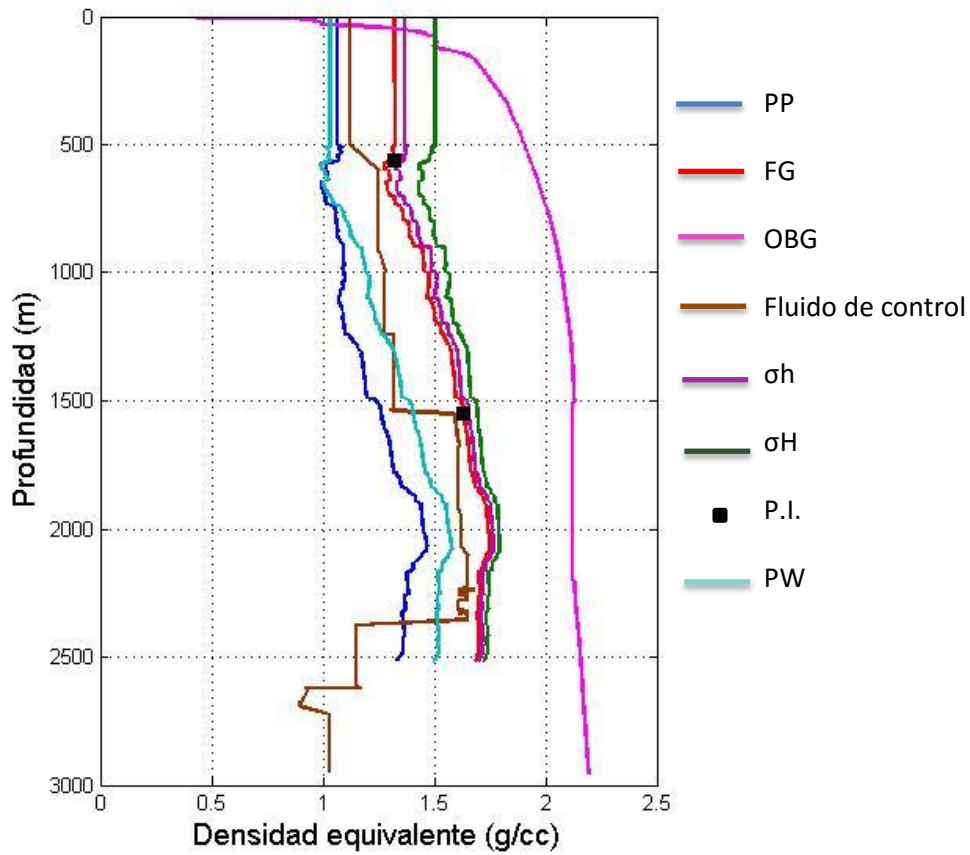


Figura 51.-Predicción de la presión de colapso con el criterio de Hoek & Brown.

Los valores para los parámetros m y σ_{ci} se obtuvieron de las **Tablas 7 y 8**, los cuales son de 4 para m y de 6 MPa para σ_{ci} , mientras que el valor del parámetro S se considera 1 porque se trata de roca intacta.

Los esfuerzos horizontales máximos y mínimos se calcularon previamente, y con los parámetros anteriores, se puede calcular la presión de colapso en términos de su densidad equivalente a lo largo del pozo, como se muestra en la **Figura 51**.

La **Figura 51** ilustra la predicción de presión de colapso realizada con el modelo representado con la línea azul celeste. Se puede apreciar que la presión de colapso en la zona más somera es menor a la presión de poro, pero a partir de 700 metros aproximadamente, sobre pasa la presión de poro en el resto del pozo. Hay dos zonas en las que la densidad de lodo es inferior a la del colapso, una es entre 1250 metros y 1550 metros, mientras que la otra es a partir de 2300 metros, donde inicia la zona donde se atraviesa la formación compuesta de arenisca de grano fino, esta zona aún tiene que ser ajustada para asegurar que el fluido efectivamente ejerce una presión menor a la de colapso.

tipo de roca	clasificación	grupo	Coarse		Medio	Fina		Muy fina		
Sedimentaria	Clástico		conglomerado	brecha	Arenisca	Siltstone	Greywacke	Lutita	Arcilla	Marl
			(23+-3)	(19+-5)	(17+-4)	7+-2	(18+-3)	4+-2	(6+-2)	(7+-2)
	No-clástico	carbonato	Limolita cristalina		Limolita esparítica	Limolita micrítica		Dolomia		
		Evaporita			yeso	anhidrita				
	No-Foliado	Orgánico						chalk		
								7+-2		
Metamórfica	Ligeramente foliado		Mármol	Hornfels	Meta-arenisca	Quartzite				
			9+-3	(19+-4)	(19+-3)	20+-3				
	Foliado		Migmatita	Amphibolita		Gneiss				
			(29+-3)	26+-6		28+-5				
Ígnea	plutónico	brillante	Granito	Granodiorita	Diorita					
			32+-3	(29+-3)	(16+-5)					
	Hypabyssal	Oscuro	Gabbro	Norite	Dolerite					
			27+-3	20+-5	(16+-5)					
	Volcánico	Pyroclastico	Porphyrie				Diabase	Peridotite		
			(20+-5)				(15+-5)	(25+-5)		
		Lava	Rhyolita	Andesita	Dacite	Basalto	Obsidiana			
			(25+-5)	25+-5	(25+-3)	(25+-5)	(19+-3)			
			Agglomerado	Brecha	Tuff					
			(19+-3)	(19+-5)	(13+-5)					

Tabla 7.-Parámetro m para varios tipos de rocas [8].

La **Tabla 7** muestra los rangos de valores del parámetro m (relacionado con la resistencia de corte de la roca) para distintos tipos de rocas. Como se puede apreciar el rango de valores de este parámetro para el caso de las lutitas tienen una variación muy pequeña, estos se encuentran entre 2 y 6^[8]. Debido a que las formaciones que atraviesa el pozo están compuestas en su mayoría de lutitas, estos serán los valores del parámetro que se usarán para aplicar el criterio de falla a este de Hoek y Brown.

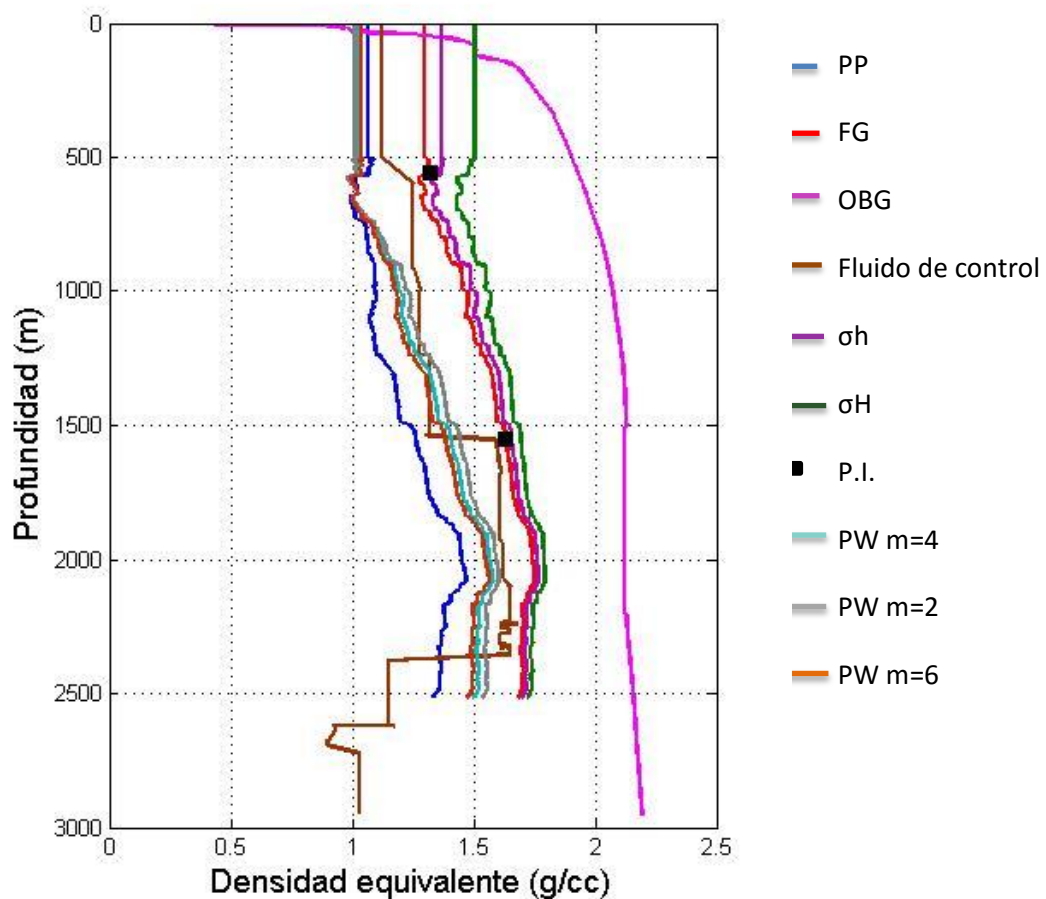


Figura 52.-Diferentes presiones de Colapso del pozo Ku-23 variando el parámetro m .

La **Figura 52** presenta distintas predicciones de colapso, con el objetivo de evitar el problema de abundante recorte. Se evaluaron tres parámetros m (de valores 2,

4 y 6), la naranja la curva para un valor de m de 6, siendo la de color azul claro el valor de 4 y la curva gris cuenta con un valor de m de 2. Analizando la figura se observa que la variación entre las curvas es pequeña, la variación de dicho parámetro hace que cambie la inclinación de la curva de presión de colapso, mientras más grande sea el valor del parámetro m la curva se vuelve más vertical, es decir más grande es en la región somera donde la presión de colapso es menor a la presión de poro, pero en la región más profunda hay una presión de colapso menor. La presión de colapso mayor se presenta con la curva gris, con un valor de 1.6 g/cc a una profundidad de 2100 metros, seguido de la curva azul claro con un valor de 1.57 g/cc y el de la curva naranja de 1.55 g/cc.

Compresión uniaxial para especímenes secos, (MPa)				
Sandstone	composición 1	composición 2	composición 3	Lutita
40.1	13.24	8.96	7.9	8.63
33.76	9.96	10.64	9.39	5.95
38.79	7.74	13.58	10.46	8.27
35.18	7.85	10.29	7.54	6.29
35.34	11.84	10.65	7.53	6.64
-	12.85	8.97	8.66	9.87
-	10.26	10.3	-	-
-	15.86	-	-	-
media =33,63	media=11,15	media=10,48	media=8,58	media =7,6
Dev. Std= 2,68	Dev. Std=2,76	Dev. Std=1,55	Dev. Std=1,17	Dev std=1,55

Tabla 8.- Valores de Esfuerzo de Compresión Uniaxial para areniscas y lutitas ^[9].

5.2.1 Aplicación del criterio Hoek y Brown para predecir la presión de colapso a dos pozos.

En la **Figura 53** y **Figura 54** se muestra los resultados de la predicción de colapso aplicando el criterio de falla de Hoek & Brown, el comportamiento de las curvas de presión de colapso ante la variación del parámetro m se mantienen igual a como se describió en el caso del pozo H, el cual hace a la curva más vertical mientras más grande sea el valor del parámetro.

En la **Figura 53** las curvas de presión de colapso se encuentran muy cercanas entre sí, y a diferencia de la **Figura 52**, no se alcanza a observar la zona donde se cruzan las tres curvas y la presión de poro, el cual se debe encontrar cerca de los 800 metros de profundidad. La presión de colapso más alta obtenida entre las tres curvas es de aproximadamente 1.55 g/cc y se encuentra a 2145 metros.

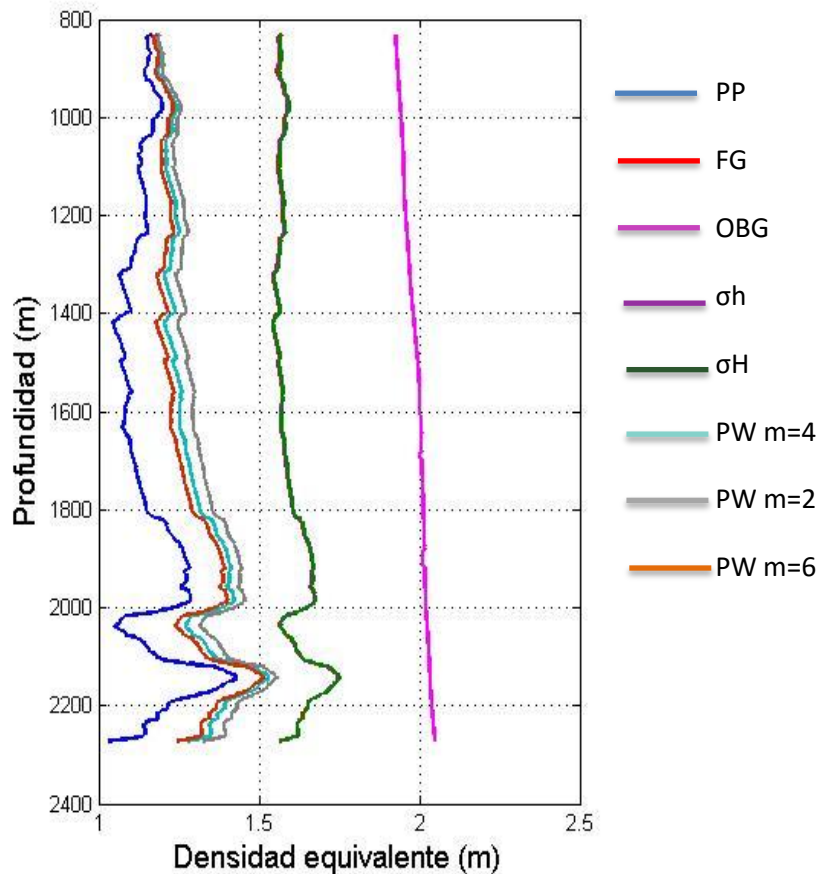


Figura 53.-Diferentes presiones de Colapso del pozo D variando el parámetro m.

En la **Figura 54** se observa que el cruce entre las curvas se da cerca de los 500 metros, y al igual que los casos anteriores, después de este punto la curva con presiones de colapso mayores son la de la curva con menor valor en el parámetro m. El valor máximo de presión de colapso en este caso se dio en el fondo con un valor de 1.76 g/cc.

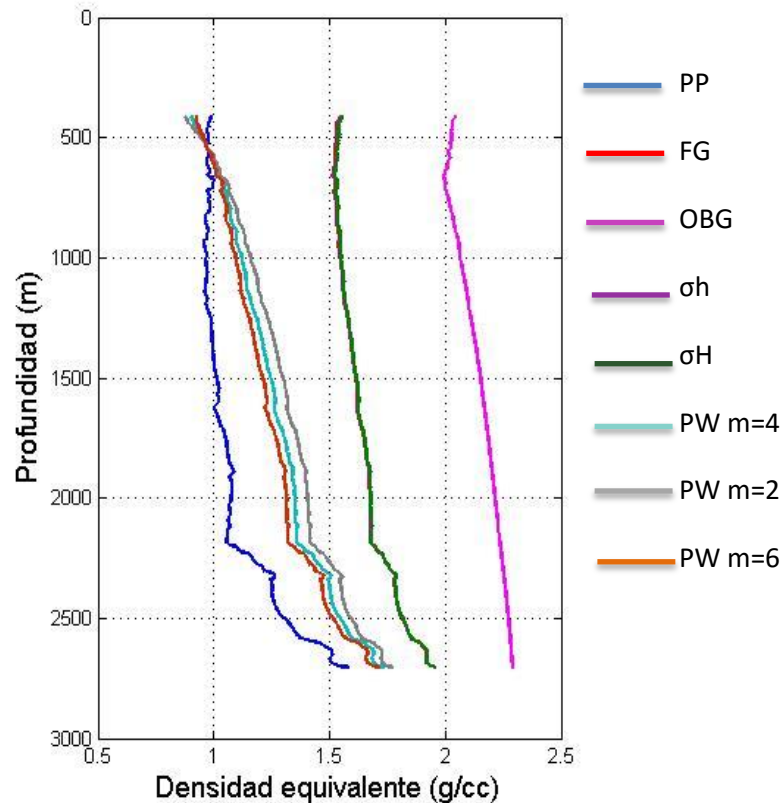


Figura 54.-Diferentes presiones de Colapso del pozo N variando el parámetro m.

Para aplicar el criterio de falla de Hoek y Brown es necesario conocer el parámetro m y el esfuerzo de compresión uniaxial (σ_{ci}), pues como se observa en las figuras anteriores, estas generan un cambio en el comportamiento de la curva, y si los valores asignados a estos parámetros no son los adecuados, los resultados que arroje este criterio pueden estar alejados de la realidad, haciendo inútil la información obtenida. Por ello se recomienda contar con información de laboratorio de mecánica de roca o geomecánica de mediciones de núcleos del terciario (roca tipo lutita o lutita arenosa) para conocer estos parámetros y aplicarlos al criterio para mejorar la predicción de colapso para la toma de decisión del fluido de control y asentamiento de tuberías de revestimiento. En caso de no contar con la información de laboratorio se recomienda consultar fuentes

bibliográficas (8 y 9 por ejemplo) que cuente con los rangos de valores de estos parámetros de las formaciones que se van a perforar para reducir la incertidumbre lo más posible.

5.2.2 Predicción de la presión de colapso a través de una formación de rocas tipo arenisca calcárea de grano fino.

Para realizar la predicción de la presión de colapso en una formación de roca tipo arenisca calcárea de grano fino color blanco es necesario contar con una correcta predicción de geopresiones, los resultados obtenidos en los simuladores comerciales no se ajusta a la realidad ya que no cuentan con modelos para predecir la presión de poro en esta zona, por tal motivo se debe recurrir a correlaciones de pozos, eventos de perforación, a experiencia del campo o mediciones de presión de poro realizadas con línea de acero. Este mismo proceso debe llevarse a cabo en las formaciones siguientes, en el caso de la roca tipo lutita de color rojo es debido a que no se cuenta con información de registros geofísicos en este pozo y en la última formación de roca tipo brecha, el cual como con la arenisca calcárea de grano fino de color blanco, se debe a que no se cuenta con un modelo para hacer esta predicción de presión de poro en dichas formaciones.

Una vez que se cuenta con la información de la presión de poro, se predicen los esfuerzos horizontales mínimo y máximo, se aplica el criterio de falla Hoek y Brown de estabilidad mecánica del agujero para predecir la presión de colapso, consiguiendo un análisis más completo para optimizar el fluido de control y el asentamiento de las tuberías de revestimiento.

El modelo de estabilidad mecánica del agujero requiere datos de laboratorio de mecánica de rocas (geomecánica), la resistencia al esfuerzo de compresión uniaxial (UCS) y el parámetro m para cada formación. La **Tabla 7** muestra los valores del parámetro m para distintos tipos de rocas, para el caso de la arenisca calcárea de grano fino de color blanco, la roca cuenta con matriz de limolita por lo que el parámetro m tiene valor de 9, para la lutita de color rojo un valor máximo de 6 y en el caso de la brecha se cuenta con un valor de 19 ^[8].

Las magnitudes de los módulos elásticos utilizados para los distintos tipos de roca fueron seleccionadas a partir de mediciones realizadas en laboratorio de geomecánica realizadas a muestras de esta formación. Relación de Poisson de 0.26, módulo de Young de $1.48 \cdot 10^6$ psi y el esfuerzo de compresión uniaxial de 500 psi en el caso de la arenisca calcárea de grano fino de color blanco. No se contó con información para las lutitas de color rojo. Relación de Poisson de 0.27, módulo de Young de $2.98 \cdot 10^6$ psi y esfuerzo de compresión uniaxial de 4500 psi para la brecha. [Información proporcionada por el asesor]

Como no se cuenta con información de pruebas de laboratorio de mecánica de rocas o mediciones indirectas de las rocas del tipo lutitas de color rojo, fue necesario asumir parámetros que alimentaran el modelo del criterio de falla de Hoek y Brown. Al ser lutitas se consideró que dichos parámetros serían similares a los de la columna de lutitas por encima de las areniscas calcáreas de grano fino. En este caso se decidió utilizar un valor de 6 para el parámetro m en lugar del valor medio de 4, debido a que se ajustó el resultado con el fluido de control usado en la perforación y los eventos de perforación de esa zona. Para la relación de Poisson se asignó un valor de 0.27, para la resistencia de la presión uniaxial fue 1750 psi y un módulo de Young que se encuentra en el rango de 99050 psi a 330040 psi como lo muestra la **Tabla 4**, se escogió un valor de 120500 psi para este caso.

La **Figura 55** muestra el resultado de aplicar el modelo a todo el pozo, incluyendo a las formaciones de rocas de tipo arenisca calcárea de grano fino de color blanco, lutita de color rojo y brecha. La presión de colapso, representada por la línea de color azul celeste, se mantuvo entre la presión de poro esperada, representado por la línea de color azul, y la presión ejercida por el fluido de control, representado por la línea de color café, pero a partir de los 2600 m de profundidad, aún en la formación de las lutitas de color rojo, la presión del fluido de control es menor que la presión de colapso y de poro hasta los 2690 m donde inicia la brecha.

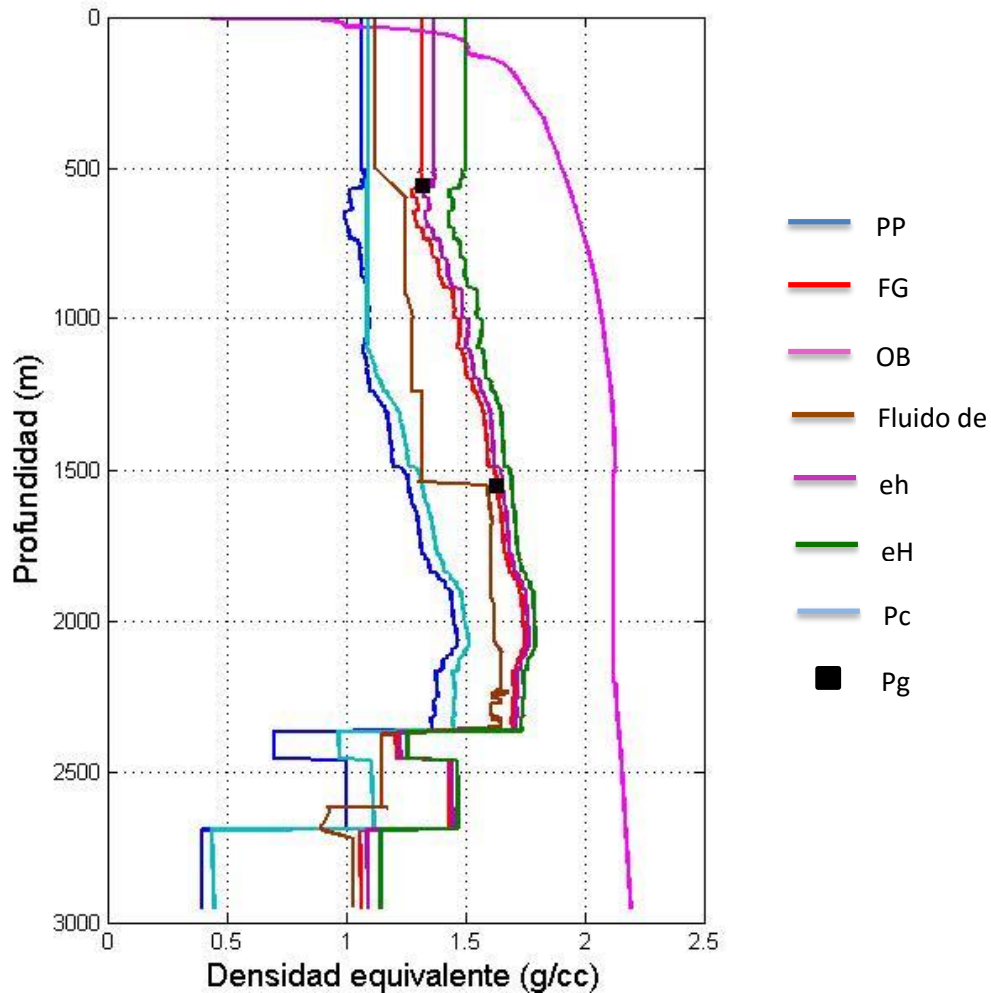


Figura 55.-Presión de colapso mostrando la zona que atraviesa a las calcarenitas.

Haciendo una comparación entre los valores de colapso para las distintas formaciones, el valor máximo de colapso para las lutitas fue de 1.57gr/cc a 2076 m, mientras que en las areniscas calcáreas de grano fino color blanco la variación fue pequeña teniendo un valor medio de 1.12 gr/cc, las lutitas de color rojo fue de 1.11 g/cc y en la brecha fue de 0.44 g/cc. Para mejorar la aplicación del modelo de Hoek y Brown, es necesario tener mediciones en la roca tipo lutita de color rojo.

En la **Tabla 10** se comparan los parámetros usados (E , ν , USC, m) en las diferentes formaciones rocosas, estos parámetros son usados para alimentar el criterio de falla de Hoek y Brown.

Formación	E Psi	ν	USC Psi	m
Lutita gris verdosa	120500	0.3	1500	4
Arenisca de grano fino	1480000	0.26	500	9
Lutita roja	120500	0.27	1750	6
Brecha	2980000	0.27	4500	19

Tabla 10.-Comparación de los parámetros de las formaciones para alimentar el modelo.

5.1.1 Problemas relacionados a un mal estudio de geomecánica.

Antes de iniciar la perforación de la formación de roca tipo arenisca calcárea de grano fino se recomienda asentar una tubería de revestimiento y cambiar la densidad del fluido que se empleará para atravesar esta formación, ya que de no perforarse cuidadosamente podría presentar problemas como la de inicializar la fractura y posibles pérdidas de circulación.

En la formación de roca tipo lutita de color rojo se suele presentar problemas como resistencia de viaje de la sarta e incluso puede llegar a atraparse la sarta de perforación debido a que la roca tiene un comportamiento de fluencia lenta (viscoelástico).

La formación objetivo es una roca tipo brecha con vórgulos y fracturas, suele presentar problemas durante la perforación como pérdida parcial o total del fluido de perforación y posible atrapamiento de sarta.

La **Tabla 11** presenta los eventos de perforación del pozo K, en la cual se muestra que atravesaron toda la formación del Eoceno, incluyendo a la formación de

arenisca calcárea de grano fino de color blanco, empleando un fluido de perforación con una densidad de 1.55 gr/cc, si se compara con la ventana operativa del pozo H, la densidad es demasiado alta para esta formación donde la presión de poro y de fractura son muy bajas, es por ello que se presentaron problemas de pérdida de circulación en esta zona (fracturaron la formación). Este caso sirve para ejemplificar la razón por la cual es importante llevar a cabo un buen estudio de geomecánica, ya que así se puede evitar tener este tipo de problemas que generan un retraso en la operación y por ello un aumento en los costos en la realización del pozo.

Era geológica	Profundidad m	Fluido de Control g/cc	Problema	Geología	PV m
RPFM	315-478	1.04			
RPFM	478-500	1.04			
Mioceno Superior	500-559	1.2		100% lutita	
Mioceno Superior	559-780	1.3			
Mioceno Superior	786-907	1.39			
Mioceno Superior	907-1078	1.4			
Mioceno Superior	1078-1189	1.4	Suspendió por falta de avance		
Mioceno Superior	1189-1286	1.4	Suspendió perforación por gasificación		
Mioceno Superior	1286-1455	1.4			
Mioceno Superior	1455-1500	1.4			
Mioceno Superior	1500-1529	1.65		lutita	
Mioceno Superior	1529-1550	1.65			
Mioceno Superior	1550-1662	1.65			
Mioceno Superior	1662-1680	1.65			
Mioceno Medio	1799-1902	1.65		100% lutita	
Mioceno Inferior	2047-2053	1.65			
Mioceno Inferior	2053-2072	1.65			
Oligoceno Superior	2072-2109	1.65		lutita	
Eoceno Superior	2109-2123	1.65	Resistencia al bajar la sarta		
Eoceno Superior	2123-2186	1.65	Resistencia al bajar la sarta		
Eoceno Superior	2186-2208	1.63	pérdida de circulación		
Eoceno Medio	2209-2214	1.55	pérdida de circulación		
Eoceno Medio	2214-2223	1.55			
Eoceno inferior	2223-2252	1.55		60% calcarenita 40% lutita	
Eoceno inferior	2252-2270	1.55			
Eoceno inferior	2270-2327	1.55		90%lutita, 10%caliza	
Eoceno inferior	2327-2370	1.55		100% lutita	
Eoceno inferior	2370-2386	1.55		100% lutita	
Eoceno inferior	2386-2428	1.55		100% lutita	
Paleoceno Superior	2428-2460	1.55	Suspendió perforación por falta de avance a 2460	100% lutita	
Paleoceno Superior	2460-2472	1.54	Peridida total de circulación		2379.7
Paleoceno Superior	2472-2489	0.94		100% lutita	
Paleoceno Superior	2489-2509	0.9	pérdida de circulación parcial		
Paleoceno Superior	2509-2544	0.87	pérdida de circulación		
Paleoceno inferior	2544-2571	1.03	arrastre de 15 toneladas		
B.T.P.K.S.	2577-2650	1.03	entrampamiento de sarta		
B.T.P.K.S.	2650-2673	0.94	resistencia a bajar sarta		

Tabla 12.- Eventos de perforación del pozo K.

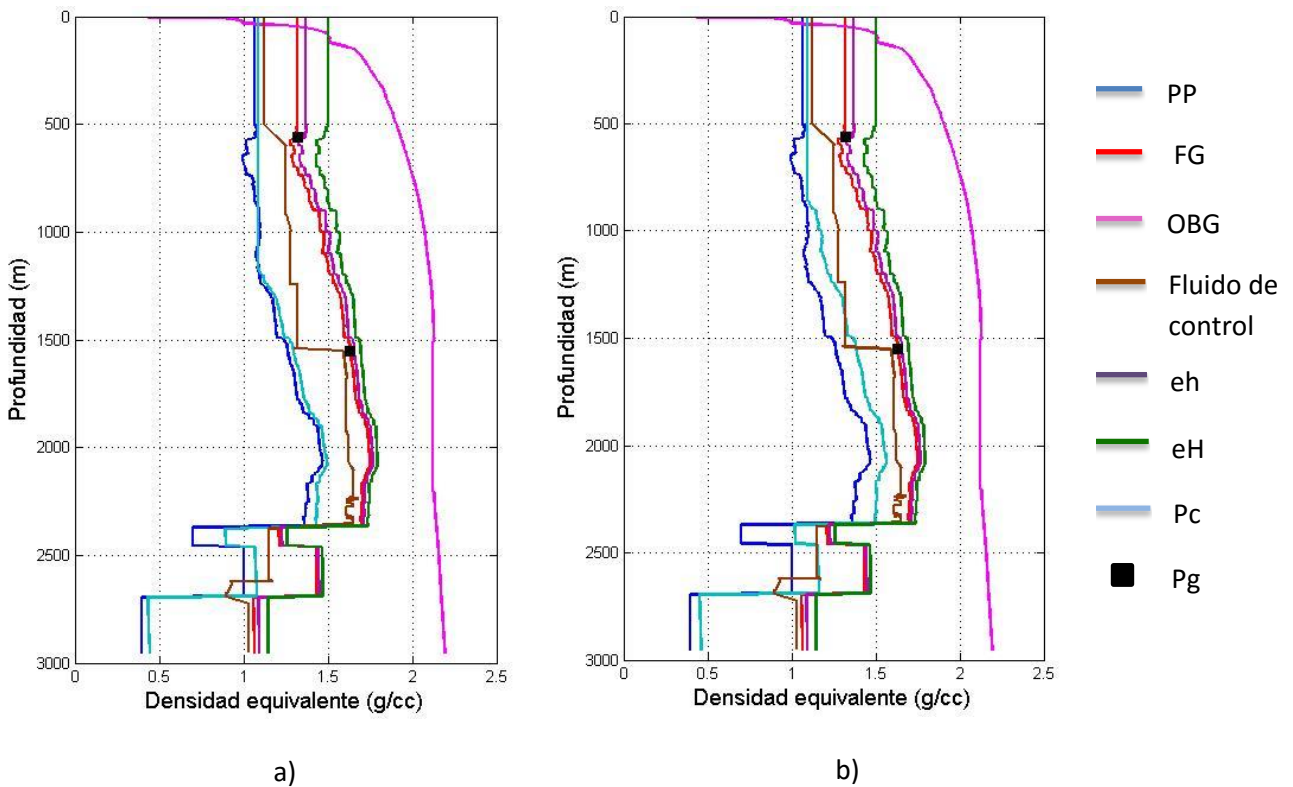


Figura 56.- Variación de resultados con cambio de valor de UCS. a) Resultados al incrementar el valor de UCS. b) Resultados de reducir el valor de UCS.

	UCS Psi			
	Lutita de color gris verdosa	Arenisca Calcárea	Lutita de color rojo	Brecha
a	1700	1000	2300	4700
b	1000	300	1200	4000

Tabla 13.- Valores de UCS utilizados para ejemplificar el cambio en la presión de colapso en la figura 45.

Un incremento en el valor de la resistencia de compresión uniaxial de las formaciones resultará en un decremento en la predicción de la presión de colapso, y utilizando un valor menor ocasionara la que presión de colapso aumente, como se observa en la **Figura 56**. La **Tabla 12** muestra los valores de resistencia de compresión uniaxial utilizados para realizar la **Figura 56**.

Capítulo VI. Optimización de las Tuberías de Revestimiento y Fluido de Control Aplicando el Criterio de Falla de Hoek y Brown.

En la planeación y diseño de pozos es necesario predecir las presiones de poro y fractura, además de contar con el conocimiento del tipo de litología a perforar. En el primer capítulo se muestra las velocidades de intervalos en un pozo como A, en el cual se puede predecir la presión de poro a partir de esta información, segundo capítulo se presentó la información con la que se cuenta de la formación de arenisca calcárea de grano fino y se realizaron mediciones de porosidad y permeabilidad a un espécimen de esta formación debido a la problemática de perforación que se presenta en esta formación, tercer capítulo se identificó y comparó la ubicación así como los espesores de este tipo de formación en diferentes pozos, cuarto capítulo se realizó la ventana tradicional y finalmente en el quinto capítulo la predicción de la presión de colapso con el objetivo de optimizar el fluido de control y las tuberías de revestimiento.

La **Figura 57** muestra las ventanas operativas obtenidas en los capítulos anteriores de esta investigación, la gráfica de la izquierda es una ventana operativa tradicional, mientras que la derecha es la ventana operativa, que incluye un criterio de falla, este tipo de análisis es la aplicación de la geomecánica en estabilidad mecánica del agujero propuesta en este trabajo de investigación.

6.1 Asentamiento de Tuberías de Revestimiento.

La selección del número de tuberías de revestimiento y sus respectivas profundidades de asentamiento se basa generalmente en consideración de los gradientes de presión de poro y fractura de las formaciones penetradas, pero en este caso también se tomará en cuenta la presión de colapso. Los gradientes de

presión de poro, colapso y fractura se grafican en densidad equivalente contra profundidad. Se debe trazar una línea representando el programa de densidad del fluido de control. Una vez que se establece la densidad a utilizar, es recomendable agregar un margen de 0.04 gr/cc al peso del fluido de control determinado en el perfil de presiones para tomar en cuenta las pérdidas de presión en el espacio anular que se genera durante la circulación, para no rebasar en un momento dado la presión de fractura.

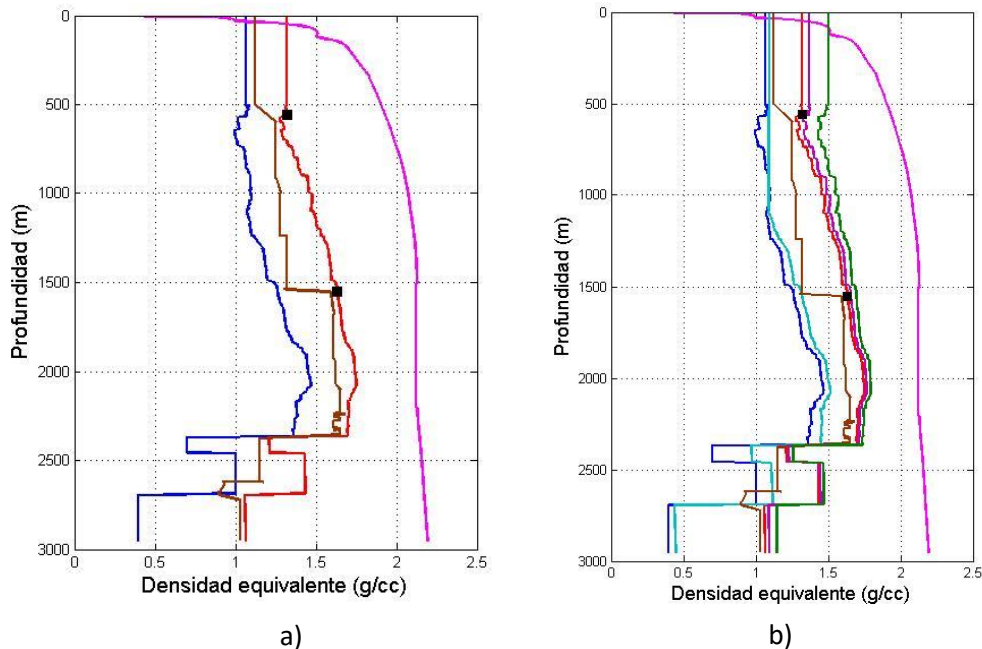


Figura 57.-Comparación de dos ventanas operativas. a).- Ventana operativa tradicional. b).-Ventana operativa aplicando el criterio de falla de Hoek y Brown.

El proceso de diseño se inicia desde el fondo del pozo, considerando siempre que la presión hidrostática del fluido de control no debe exceder el gradiente de fractura a cierta profundidad en la parte superior, para ello se traza una línea vertical con la densidad a utilizar en el fondo hasta acercarse a la línea de gradiente de presión de fractura y está será la profundidad de asentamiento de la última TR, partiendo de esta profundidad se repite el proceso hasta terminar el diseño del pozo.

Otros factores que pueden afectar el número y profundidades de asentamiento de las TR pueden ser la protección de acuíferos de agua dulce, la presencia de zonas de pérdidas de circulación, zonas con reducción de presión baja que puedan causar atrapamiento de la tubería, cuerpos de lutitas con fluencia lenta que generan resistencia de viajes, cuerpos salinos que tienden a fluir de forma plástica y cerrar el agujero. Cuando estas condiciones están presentes, se debe considerar un diseño que satisfaga estas condiciones mencionadas y las condiciones de presión de poro, colapso y fractura.

Se debe tomar en cuenta que un asentamiento programado de TR puede ser alterado por algún problema durante la perforación, como puede ser una pérdida de circulación, un brote o un accidente de tipo mecánico, que pueden obligar a tener un asentamiento fuera del programa. Por ello se debe considerar en los diseños la alternativa de una TR adicional.

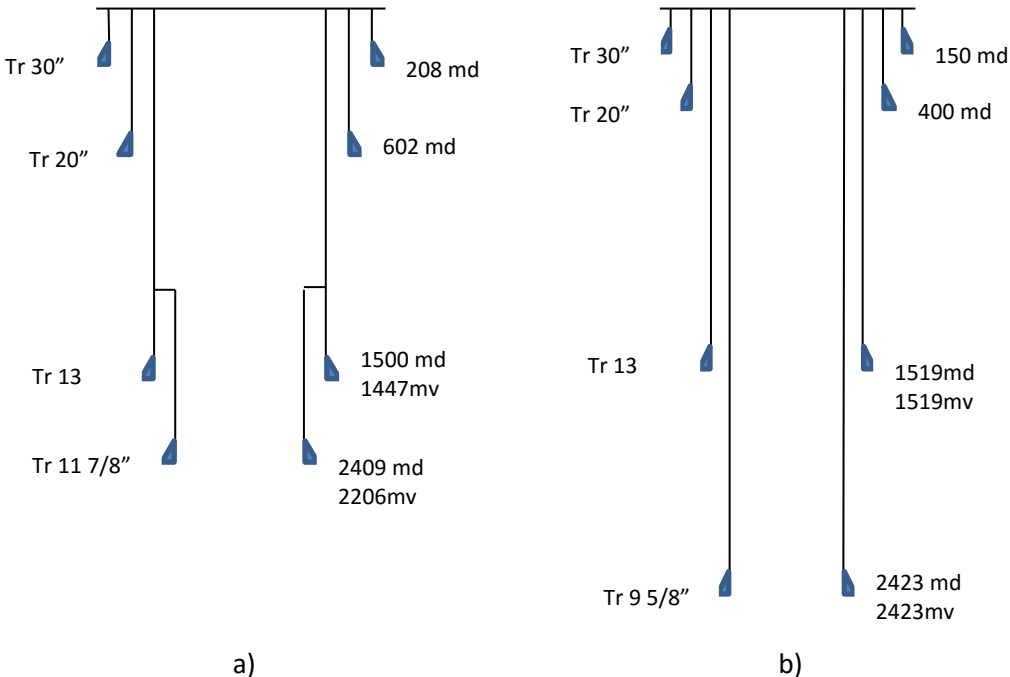


Figura 58.-Estados mecánicos hasta el asentamiento de la cuarta Tr. a).-M b).-A.

6.2 Diseños utilizados

6.2.1 Estados Mecánicos

A continuación se presentan los estados mecánicos de los pozos M, A, H, L y F los cuales asentaron la tubería de revestimiento antes de atravesar la formación de areniscas calcáreas de grano fino, investigación de esta tesis, formación que presenta el problema de tener una reducción drástica en la presión de poro, mucho menor que el de la formación anterior, roca de tipo lutita, por lo que se tiene que realizar un cambio de densidad en el fluido de control y por ello es que se asentaron esas tuberías de revestimiento antes de atravesar la formación mencionada, ya que de no realizar el cambio de fluido de control la formación se fracturaría ocasionando pérdida de fluido, por consiguiente retraso y pérdidas en costo. También se incluye el estado mecánico del pozo J, el cual se decidió no asentar una tubería de revestimiento antes de atravesar por completo la formación mencionada.

Para el caso de los estados mecánicos ilustrados en la **Figuras 58 y Figura 59** se asentaron las tuberías de revestimiento justo en la cima del cuerpo calcáreo, analizando los asentamientos de los pozos, la formación areniscas calcáreas de grano fino que se presentó a menos profundidad fue en el M, seguido del A, L y F respectivamente, donde dicha formación fue más profunda es en el pozo H.

El estado mecánico del pozo J, que se muestra en la **Figura 60**, se optó por seguir la perforación de la formación sin asentar de forma previa una tubería de revestimiento en la cima de la formación de arenisca calcárea de grano fino, y es el único caso que presenta esta decisión. Realizando un análisis del SIOP, antes de entrar a la formación de areniscas calcáreas de grano fino presentó problemas de abundante recorte, por ello incrementaron la densidad del fluido de control a 1.79 g/cc. El espesor de la arenisca programada era de 50 metros aproximadamente, y fue perforado con esa densidad sin presentar problemas, la litología reportada fue una lutita gris verdosa, gris claro suave, ligeramente

calcárea con 40% de mudstone wackestone, crema gris semiduro. Analizando el registro de rayos gamma indica que la formación de arenisca calcárea de grano fino fue de ocho metros de espesor, de 2369 a 2377 metros desarrollados, por lo que se concluye que la formación estaba muy compacta por tal motivo resistió la densidad de fluido de control empleada.

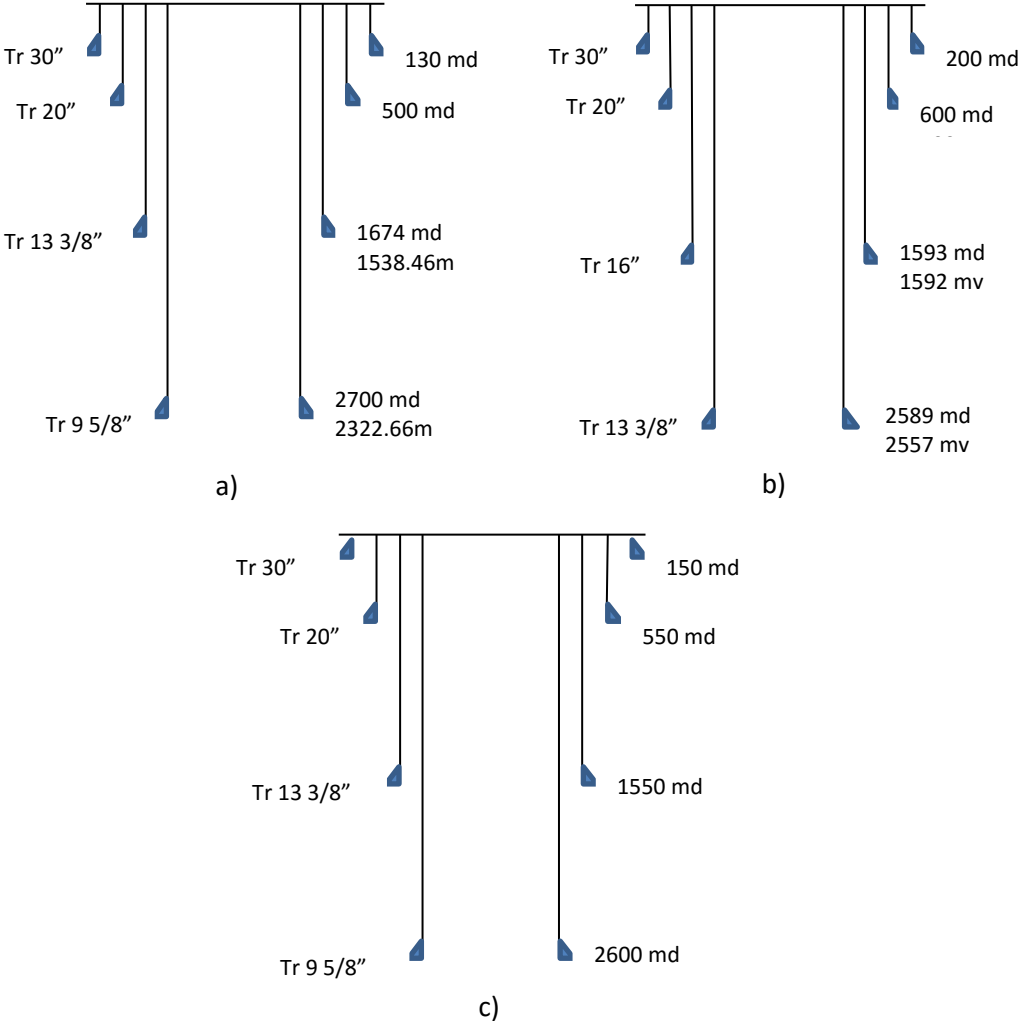


Figura 59.- Estados mecánicos hasta el asentamiento de la cuarta Tr. a).-H b).-Lc).-F.

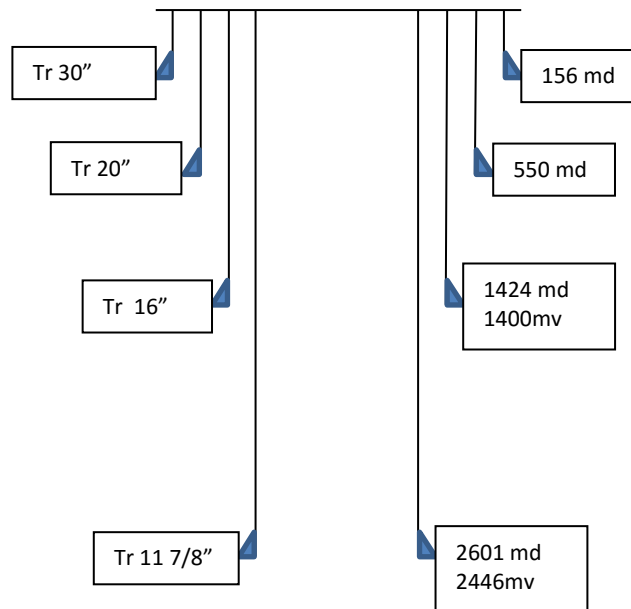


Figura 60.-Estado mecánico del pozo J hasta la cuarta Tr.

6.3 Propuesta de asentamiento de tuberías de revestimiento para el pozo H.

Se realizaron dos diseños de asentamiento de las tuberías de revestimiento con el método descrito anteriormente haciendo uso de la información de presiones de poro, colapso y fractura obtenidos con el método de Eaton y el criterio de Hoek y Brown. Las profundidades de asentamiento se determinaron a partir del fondo del pozo, para la primera propuesta la tubería de explotación se asentaría a 2950 mv, y la última tubería intermedia sería a 2710 mv, el resto de las tuberías se asentarían antes de entrar al cuerpo calcáreo, la profundidad de la segunda tubería de revestimiento intermedia fue de 2360 mv, la primera tubería de revestimiento intermedia se asentaría a 1530 mv, la tubería superficial se asentaría a 770 mv y la tubería conductora se colocaría a 130 mv.

En la **Figura 61** se muestra las líneas verticales y horizontales de color negro que se trazaron, éstas representarían la densidad de fluido de control para cada etapa, cuidando que se acercaran sin alcanzar las presiones de fractura, curva de color rojo, tampoco que sea menor a la presión de colapso, curva color azul claro, o la

presión de poro, curva color azul, para determinar los asentamientos propuestos, los cuales se representan por los triángulos color negro, mientras que los asentamientos que se usaron en el pozo son los triángulos de color azul. En el caso de la primera y segunda tuberías intermedias y la tubería de explotación las profundidades de asentamiento no varían por más de 40 metros entre los propuestos y los reales, en el caso de la tubería superficial, la propuesta se asentó a 770 mv, mientras que la real fue a 500 mv, en el caso de la tercera tubería intermedia la propuesta se asentó a 2710 mv mientras que en la real se asentó 2611 mv y se contó con una tubería adicional a 2902 mv, se tendría que revisar el motivo para decidir asentar a esa profundidad la tubería superficial, si podría asentarla a mayor profundidad.

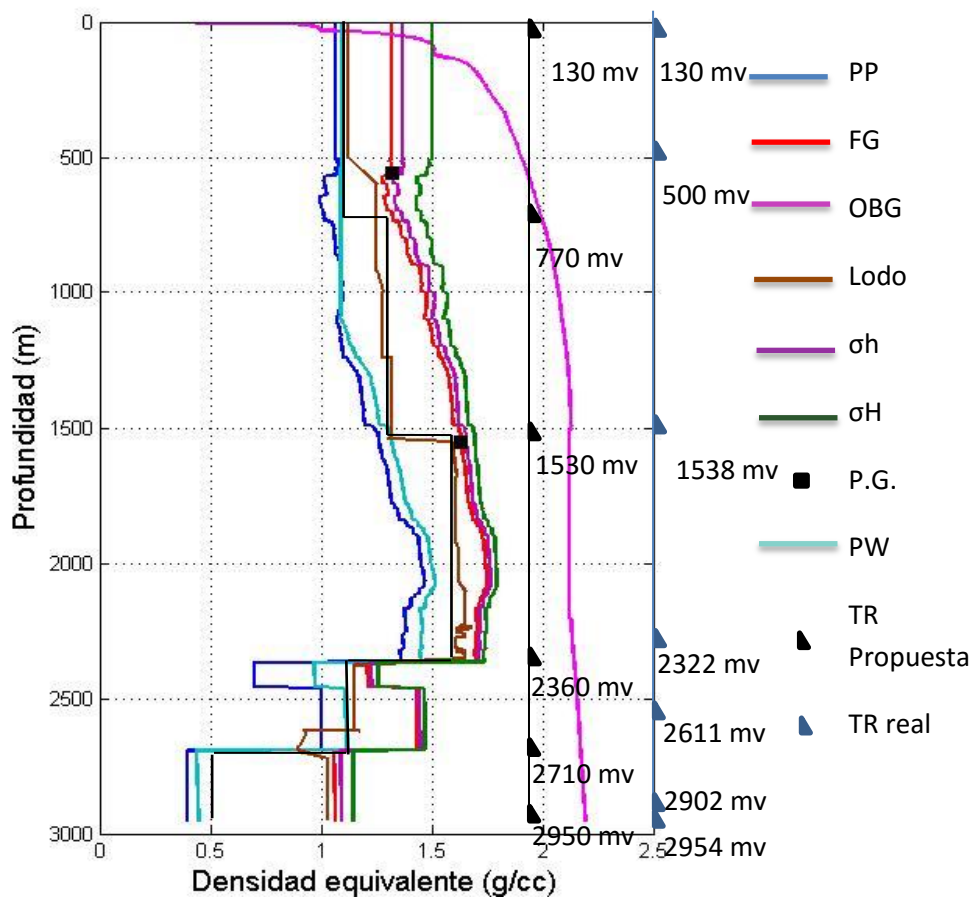


Figura 61.- Asentamiento de Tr's propuesto en el pozo Ku-23 aplicando el criterio de falla de Hoek y Brown.

En la segunda propuesta la tubería de explotación se asentó a 2950 mv, la última tubería intermedia a 2710 mv, la segunda tubería intermedia a 2360 mv, la primera tubería intermedia a 1270 mv, la tubería superficial a 500 mv y la conductora a 130 mv. En la **Figura 62** se muestra el plan de asentamiento como el caso de la primera propuesta. Para las profundidades a partir del cuerpo de areniscas calcáreas de grano fino el caso es igual al de la primera propuesta, antes de ello, la única diferencia que se encuentra con los asentamientos reales se encuentra en la profundidad de la primera tubería intermedia, en la propuesta se decidió asentar a 1270 metros, mientras que en la real se asentó a 1530 metros.

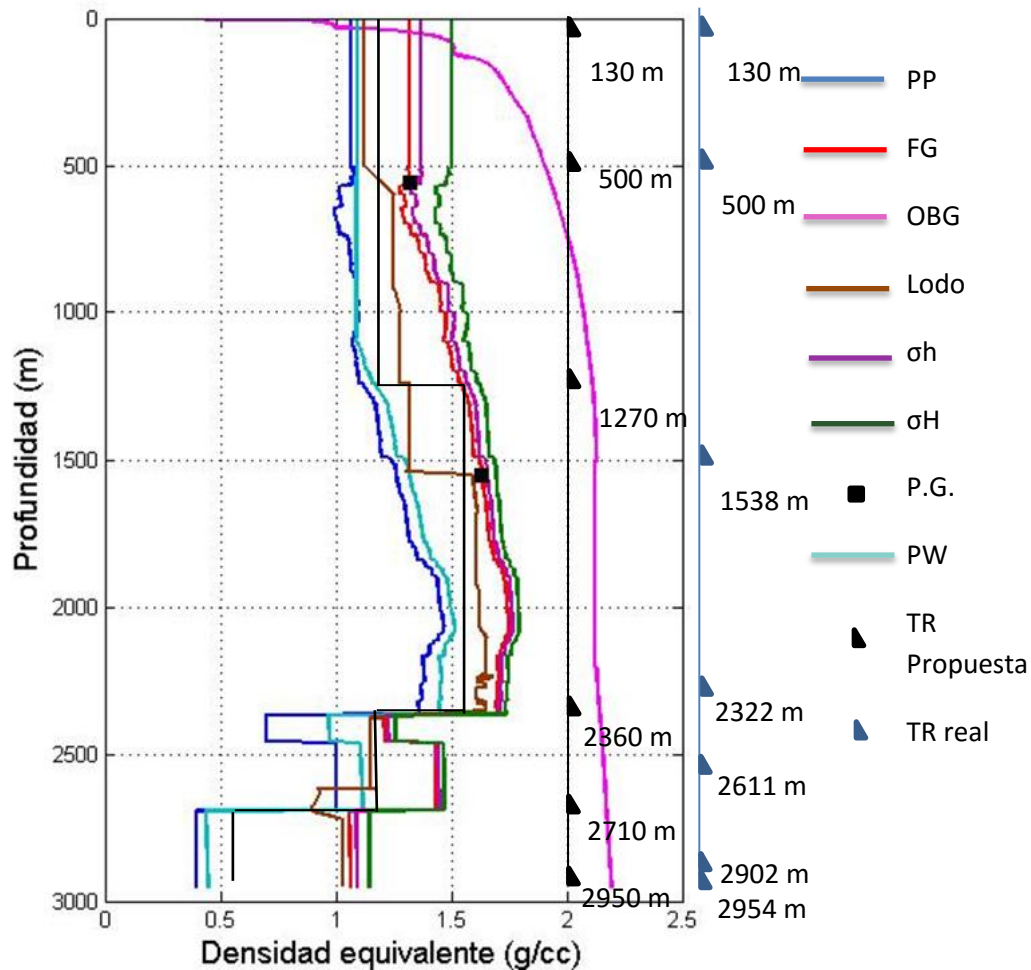


Figura 62.-Segunda propuesta de asentamiento de Tr's en el pozo Ku-23 aplicando el criterio de falla de Hoek y Brown.

El programa de densidad de fluidos por etapas, de la primera propuesta, es similar al plan real, en la primera etapa se propuso un fluido con una densidad de 1.07-1.10 g/cc, en la segunda etapa fue una densidad de 1.17-1.20 g/cc, en la tercera etapa una densidad de 1.28-1.32 g/cc, en la cuarta etapa una densidad de 1.57-1.60 g/cc, en la quinta etapa una densidad de 1.16-1.18 g/cc y en la última etapa fue de 0.6-0.9 g/cc. En la segunda propuesta, la primera etapa cuenta con una densidad de 1.07-1.10 g/cc, la segunda y tercera etapa una densidad de 1.17-1.20 g/cc, la cuarta etapa una densidad de 1.50-1.53 g/cc y las etapas siguientes cuentan con las mismas densidades de fluido que el de la primera propuesta.

En las **Tablas 13 y 14** se muestran las profundidades a las que se asentarán las tuberías de revestimiento, densidad y el tipo de fluido por etapa de perforación de los dos programas propuestos con el criterio de falla de Hoek y Brown. Estas propuestas evitan el problema de mitigación en la perforación y si el resultado es exitoso, ayuda a la planeación y diseño de un nuevo pozo.

Profundidad (mv)	Densidad (g/cc)	Tipo de fluido de control	Tr (in)
0-130	1.07-1.10	Base agua	30
130-770	1.17-1.20	Base agua	20
770-1530	1.28-1.32	Emulsión inversa	13 3/8
1530-2360	1.57-1.60	Emulsión inversa	9 5/8
2360-2710	1.16-1.18	Emulsión inversa	7
2710-2950	0.6-0.9	Polimérico	4 1/2

Tabla 15.-Primera propuesta de asentamientos y tipos de fluido.

Profundidad (mv)	Densidad (g/cc)	Tipo de fluido de control	Tr (in)
0-130	1.07-1.10	Base agua	30
130-500	1.17-1.20	Base agua	20
500-1270	1.17-1.20	Emulsión inversa	13 3/8
1270-2360	1.50-1.53	Emulsión inversa	9 5/8
2360-2710	1.16-1.18	Emulsión inversa	7
2710-2950	0.6-0.9	Polimérico	4 1/2

Tabla 14.-Segunda propuesta de asentamientos y tipos de fluido.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones.

a).- Aplicando los registros sísmicos se obtienen velocidades de intervalo con las que se pueden determinar los espesores, indica el cambio de tendencia con respecto a comportamiento de compactación normal, donde inicia y termina la zona de alta presión. Entre más corta sea la distancia entre geófonos, los resultados en las gráficas de velocidades de intervalo serán mejores.

b).-Se determinaron las propiedades petrofísicas de un espécimen de roca tipo arenisca calcárea de grano fino, con una densidad de 2.25 g/cc, volumen de poro de 6.10 cc, una porosidad de 7% y una permeabilidad de $4.05 \cdot 10^{-2}$ mD. Esta toma de información fue financiada por el Instituto Mexicano del Petróleo, en el laboratorio de petrofísica.

c).-La formación de areniscas calcáreas de grano fino puede ser identificada a partir de los registros de rayos gama. La formación se hace presente cuando el registro presenta una reducción abrupta en la información graficada, esto se debe a su escasa cantidad de materiales radiactivos, de esta forma fue posible comparar la profundidad de cada una de estas formaciones con la de otros pozos, esta información se puede utilizar como correlaciones para programas futuros de perforación.

d).- Las profundidades y espesores de las areniscas calcáreas de grano fino varían en cada pozo, llegando a medir entre 5 y 190 metros, como se puede observar en los registros de rayos gamma.

e).-La formación del Eoceno medio cuenta con tres cuerpos de areniscas calcáreas de grano fino con intercalación de dos cuerpos de lutitas.

f).-Algunas unidades del cuerpo de arenisca calcárea de grano fino se pierden, no se extienden sobre toda el área de los campos de Ku, Maloob y Zaap, como la unidad 1-A que se pierde en la parte central y oeste de los campos de Ku y Zaap

g).-Con la información de los recortes recuperados en la superficie se puede saber la formación que se está perforando y esta información puede servir para calibrar la información obtenida de los registros, y calibrar la presión de poro, colapso y fluido de control necesario para atravesar cada tipo de roca.

h).-La predicción de la presión de poro se llevó acabo con el uso del registro sínico para aplicar el método de Eaton debido a que era el registro que contaba con más información a lo largo del pozo.

i).-Para calibrar la presión de fractura fue necesario variar la relación de Poisson de la formación, pero siempre dentro del intervalo de valores en el que suele encontrar para este tipo de formaciones, para que la presión de fractura calculada se ajustara a los resultados obtenidos con las dos pruebas de integridad realizadas en el terciario.

j).-El método de Eaton para predecir la presión de poro y la presión de fractura es el método más empleado en los campos de México, se ajusta el exponente a cada caso, pero al atravesar la formación de rocas tipo arenisca calcárea de grano fino el modelo deja de ser adecuado, por lo que es necesario hacer un ajuste para esta zona.

k).-La presión ejercida por el lodo de perforación en las formaciones superiores a la arenisca calcárea de grano fino se mantuvo entre la presión de formación y la fractura predichas con el método de Eaton.

l).-Los esfuerzos máximos y mínimos horizontales se fueron aproximando a la presión de fractura conforme aumenta la profundidad.

m).-Para aplicar el modelo de Hoek y Brown a las formaciones superiores a las rocas tipo arenisca calcárea de grano fino de color blanco se cuenta con la información necesaria de registros para alimentar el modelo, pero es necesario

hacer pruebas uniaxiales para determinar la resistencia de compresión uniaxial real y el modelo proporcione mejores resultados.

n).-Para aplicar el modelo de Hoek y Brown en la formación de rocas tipo arenisca calcárea de grano fino de color blanco, fue necesario ajustar la presión de poro con respecto a los eventos de perforación. Es necesario realizar mediciones de presión de poro en esta formación para que los resultados obtenidos del modelo se puedan apegar más a la realidad.

o).-La formación de lutitas de color rojo no cuenta con información tanto de registros como de mediciones de laboratorio, por lo que fue necesario asumir los valores y ajustarlos con los eventos de perforación.

p).-La brecha cuenta con la información necesaria para alimentar el modelo, es necesario reducir en esta zona la densidad de fluido para minimizar el problema de pérdida de circulación y de posibles pegaduras.

q).-Un incremento en el valor de la resistencia de compresión uniaxial de las formaciones resultará en un decremento en la predicción de la presión de colapso, y utilizando un valor menor ocasionara la que presión de colapso aumente.

r).-Es buena práctica asentar una tubería de revestimiento antes de atravesar la formación de areniscas calcáreas de grano fino, ya que en esta zona suele tener una presión de poro y fractura muy bajas, por lo que se necesitará usar un fluido más ligero.

s).-Para elegir un fluido de perforación en la zona de areniscas calcáreas de grano fino es necesario considerar la presión de colapso en esta zona obtenida con el análisis de estabilidad mecánica, que en este caso se recomienda un fluido con densidad entre 1.16 y 1.18 g/cc, ya que si se usa un fluido muy ligero, las paredes pueden colapsar.

t).-En el caso del pozo H, que la zona de areniscas calcáreas de grano fino tuviera poco espesor, aproximadamente 8 metros, y de poca pureza, es el motivo por el

cual pudieron atravesar dicha formación sin asentar una tubería de revestimiento sin problemas.

Recomendaciones

Se recomienda hacer uso de los registros sísmicos ajustados con el método de Dix para el diseño de pozos de explotación, si bien estos pozos se cuenta con más información, hacer uso de este método ayudará a ajustar la información obtenida de las profundidades de las zonas de presiones anormales en los pozos a perforar.

Obtener núcleos de las formaciones de rocas tipo lutita gris verdosa, arenisca calcárea de grano fino y las lutitas rojas del paleoceno, y realizar pruebas de laboratorio geomecánica para conocer las propiedades mecánicas de la roca, ya que se cuenta con poca información en este tipo de rocas. Contar con esta información mejoraría la calidad de las predicciones de la información, lo que conllevaría al desarrollo de un mejor diseño de pozos.

Realizar más pruebas de laboratorio de petrofísica a estos tipos de roca, para ampliar el conocimiento con el que se cuenta en la literatura de estas formaciones, ya que se tiene poca información en la literatura.

Aplicar el criterio de falla a distintos pozos para calibrar el modelo y tener mejores resultados en la predicción de presión de colapso.

Promover investigación y desarrollo, ya que para realizar este tipo de pruebas (petrofísica y geomecánica) tienen un costo (financiar proyectos de investigación) en temas de perforación.

Apéndice I

Determinación de la presión de poro en caso de no contar con un simulador.

Lo primero que se debe hacer es conocer los valores de la presión de sobrecarga, para ello puede usarse el registro de densidad, usando el espesor de intervalo y la lectura leída se obtiene el esfuerzo del intervalo y haciendo la suma de los esfuerzos de sobrecarga de los intervalos anteriores con el actual se obtiene la sobrecarga hasta ese punto. En caso de no contar con todos los valores de la lectura se puede completar utilizando el método de la integral dado por:

$$\sigma_{ob} = \rho_{sw}gD_w + \rho_g g D_s - \frac{(\rho_g - \rho_{sw})g\varphi_0}{K} (1 - e^{-KD_s}), \dots \dots \dots (A.1)$$

donde

σ_{ob} = esfuerzo de sobrecarga

ρ_{sw} = densidad del tirante de agua

g = aceleración de la gravedad

D_w = tirante de agua

ρ_g = densidad del grano

D_s = profundidad

φ_0 = porosidad en la superficie

K = pendiente de compactación

Si se trata de un pozo en tierra se elimina el primer elemento del lado derecho de la ecuación.

Los valores de la densidad de grano, porosidad de superficie y pendiente de compactación, para este caso son de 2.4 g/cc, 0.41 y 0.000278 m⁻¹ respectivamente.

En el caso del pozo ejemplo se usa esta ecuación para determinar la sobrecarga hasta 702 metros, a partir de esa profundidad se calcula con el registro de

densidad. Una vez obtenida la sobrecarga total, se calcula el gradiente dividiendo este valor entre la profundidad.

Usando la información del registro de sónico, se obtiene una gráfica como la de la **figura A.1**. En una gráfica semilog se debe observar que la tendencia de compactación es la de una recta, esa se le conoce como tendencia de compactación normal y cuando los valores del registro se desvían de esa tendencia se espera tener presiones anormales.

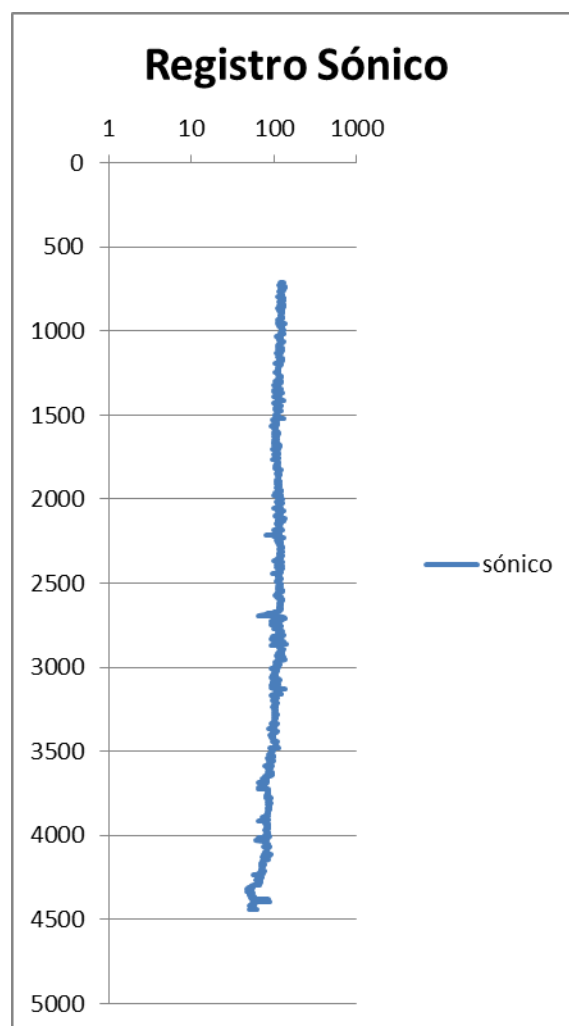


Figura I. 1.- Registro sónico del pozo ejemplo.

La recta de compactación normal es de la forma:

$$y = m * \ln(x) + b, \dots\dots\dots(A.2)$$

Donde

x =resistividad

y = profundidad

m =pendiente de la recta

b = la ordenada al origen

Es posible obtener la pendiente usando dos puntos cualesquiera conocidos que se encuentren sobre la recta. De esta forma m se calcula:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{\ln(x_2) - \ln(x_1)}$$

Y b se calcula con uno de los puntos conocidos sobre la recta de la forma:

$$b = y - m \ln(x)$$

Con esta ecuación se grafica el comportamiento normal de la resistividad despenjando x, así obtenemos

$$x = e^{\frac{y-b}{m}}$$

De esta forma conoceremos la resistividad normal para cada profundidad.

En este caso se seleccionaron los puntos:

	X	Y
a	120.72	708.006
b	105.246	1550.006

Y así se obtiene una gráfica de tendencia normal como se observa en la **Figura A.2:**

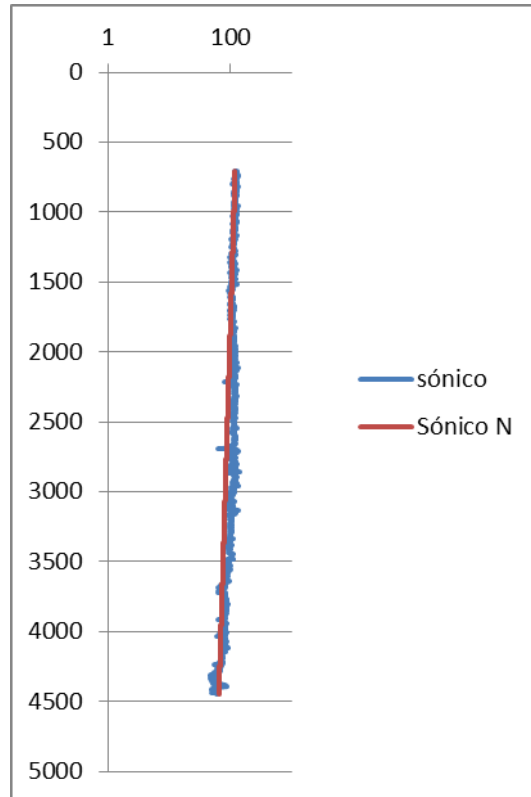


Figura I. 2.- Gráfica de comparación del comportamiento de tendencia normal e información leída del registro.

Usando la ecuación de Eaton

$$\frac{Pp}{h} = \frac{SC}{h} - \left(\frac{SC}{h} - \frac{Ppn}{h} \right) * \left(\frac{S_n}{S_0} \right)^{1.5}, \dots\dots\dots(A.3)$$

donde

- Pp/h = gradiente de presión de poro
- SC/h = gradiente de sobrecarga
- Ppn/h=gradiente de presión de poro normal.
- Ro =resistividad leída
- Rn = resistividad normal.

Aplicando la ecuación de Eaton se obtiene una gráfica de presión de poro como se muestra en la Figura A.3.

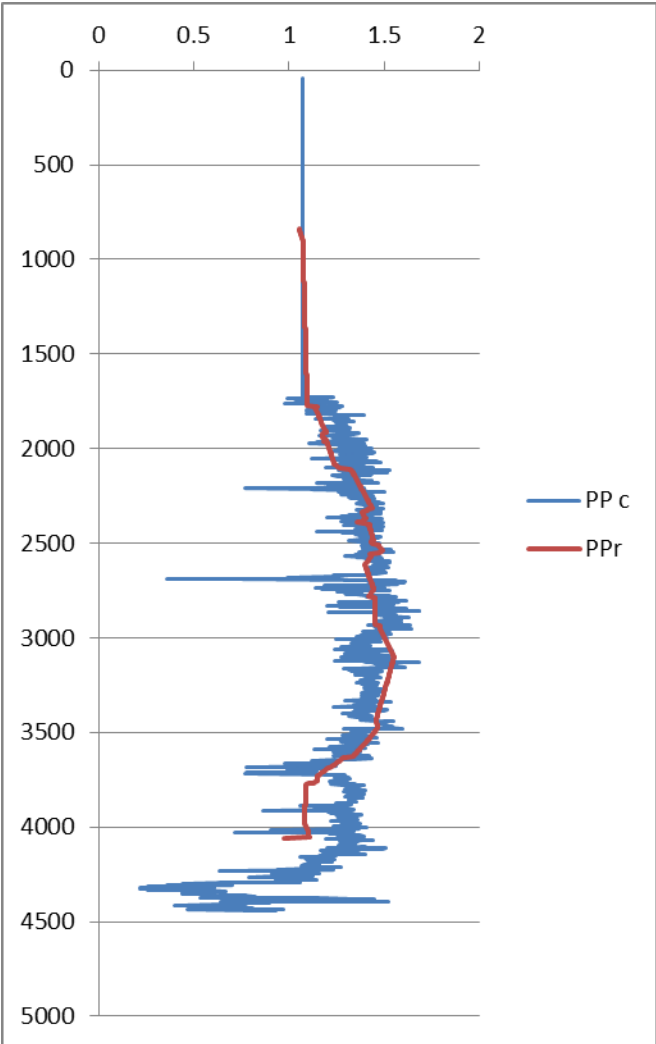


Figura I. 3.-Presión de poro predicha con el método de Eaton.

Apéndice II

A continuación se presentan núcleos de rocas tomados de distintos pozos, que atraviesan las mismas formaciones de interés de los pozos de estudio.

Pozo: X-1

Formación: Cuerpo Calcáreo del Eoceno.

Intervalo: 2615-2624

Muestra 1

Arenisca calcárea de grano fino según la escala Udden – Wentworth.

Matriz limolítica, presencia de cristales de calcita angulosos.

Selección de granos moderada.

Color: gris claro con manchas negras.

Presenta efervescencia al aplicar ácido clorhídrico, indicación de presencia de carbonato de calcio.

Se aprecian pequeñas fracturas.

Muestra consolidada.



Figura II. 1.- Muestra 1 de núcleo del pozo X-1, Arenisca calcárea.

Pozo: X-1

Formación: Cuerpo Calcáreo del Eoceno.

Intervalo: 2615-2624

Muestra 2

Arenisca calcárea de grano fino, según la escala Udden – Wentworth.

Matriz limolítica, presencia de cristales de calcita angulosos.

Selección de granos moderada.

Color: gris claro con manchas negras.

Presenta efervescencia al aplicar ácido clorhídrico, indicación de presencia de carbonato de calcio.

Se aprecian fracturas pequeñas.

Muestra consolidada.

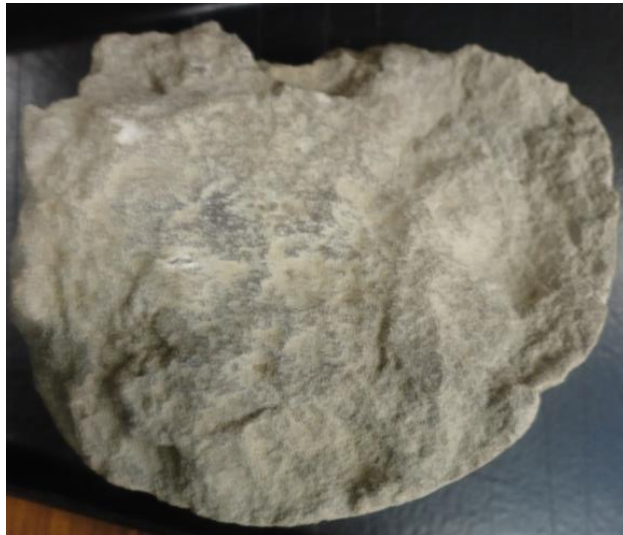


Figura II. 2.-Muestra 2 de núcleos del pozo X-1, arenisca calcárea.

Pozo: X-1

Formación: Cuerpo Calcáreo del Eoceno.

Intervalo: 2615-2624

Muestra 3

Arenisca calcárea de grano fino, según la escala Udden – Wentworth.

Matriz limolítica, presencia de cristales de calcita angulosos.

Selección de granos moderada.

Color: tonalidad café claro.

Presenta efervescencia al aplicar ácido clorhídrico, indicación de presencia de carbonato de calcio.

Se aprecian fracturas pequeñas.

Muestra moderadamente consolidada.

Presenta relieve de formas alargadas.

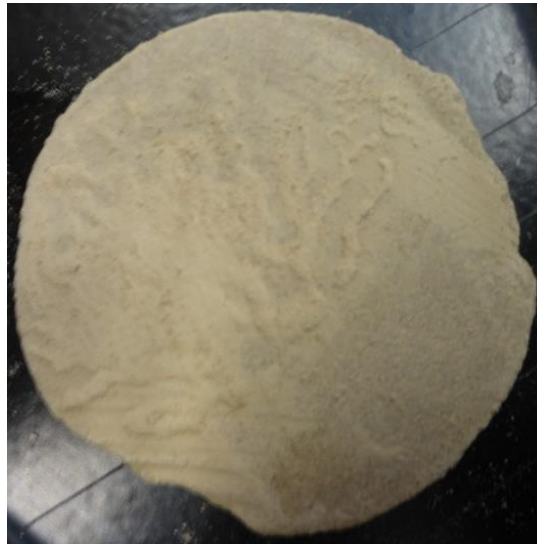


Figura II. 3.- Muestra 3 de núcleos del pozo X-1, arenisca calcárea.

Pozo: X-1

Formación: Cuerpo Calcáreo del Eoceno.

Intervalo: 2615-2624

Muestra 4

Arenisca calcárea de grano medio a fino, según la escala Udden – Wentworth.

Matriz limolítica-arcillosa, contenido de cristales de calcita angulosos.

Mala selección de granos.

Color: café con manchas negras y blancas.

Presenta efervescencia al aplicar ácido clorhídrico, indicación de presencia de carbonato de calcio.

Moderadamente consolidada.



Figura II. 4.- Muestra 4 de núcleos del pozo X-1, arenisca calcárea.

Pozo: X-1

Formación: Cuerpo Calcáreo del Eoceno.

Intervalo: 2615-2624

Muestra 5

Arenisca calcárea de grano fino, según la escala Udden – Wentworth.

Matriz limolítica, presencia de cristales de calcita angulosos.

Selección de granos moderada.

Color: gris claro con manchas negras y rojizas.

Presenta efervescencia al aplicar ácido clorhídrico, indicación de presencia de carbonato de calcio.

Se aprecian fracturas pequeñas.

Muestra consolidada.



Figura II. 5.- Muestra 5 de núcleos del pozo X-1 arenisca calcárea.

Pozo: X-1

Formación: Cuerpo Calcáreo del Eoceno.

Intervalo: 2615-2624

Muestra 6

Arenisca calcárea de grano fino, según la escala Udden – Wentworth.

Matriz limolítica, presencia de cristales de calcita angulosos.

Selección de granos moderada.

Color: gris claro con manchas negras.

Presenta efervescencia al aplicar ácido clorhídrico, indicación de presencia de carbonato de calcio.

Se aprecian fracturas pequeñas.

Muestra consolidada.



Figura II. 6.- Muestra 6 de núcleos del pozo X-1, arenisca calcárea.

Pozo: X-1

Intervalo: 2615-2624.

Formación:

Muestra 7

Arenisca calcárea limolítica de grano medio a fino, según la escala Udden – Wentworth.

Matriz limolítica arcillosa, granos de cristales de calcita, angulosos y granos color café claro, con manchas negras.

Color café.

Presenta efervescencia al aplicar ácido clorhídrico, indicación de presencia de carbonato de calcio.

Selección de granos regular.

Poca consolidación.

Impregnado de hidrocarburos.



Figura II. 7.- Muestra 7 de núcleos del pozo X-1, arenisca calcárea.

Pozo: O

Intervalo:

Formación: Cuerpo Calcáreo del Eoceno

Muestra 1

Caliza arcillosa con textura de esquistosidad, según la escala Udden – Wentworth. Matriz arcillosa, granos de color gris, blancos, negros y café oscuro, con presencia de limolita, grietas cafés y estructura laminar.

Color: Gris verdoso.

Presenta efervescencia al aplicar ácido clorhídrico, indicación de presencia de carbonato de calcio.

Consolidada.



Figura II. 8.- Muestra 1 de núcleos del pozo O, caliza arcillosa.

Pozo: O

Intervalo:

Formación: Cuerpo Calcáreo del Eoceno

Muestra 2

Arenisca calcárea de grano fino, según la escala Udden – Wentworth.

Matriz limolítica arcillosa, granos de cristal de calcita angulosos, granos café claro y manchas café opaco.

Color: café.

Presenta efervescencia al aplicar ácido clorhídrico, indicación de presencia de carbonato de calcio.

Mala selección de granos.

Consolidada.



Figura II. 9.- Muestra 2 de núcleos del pozo O, arenisca calcárea.

Pozo: O

Intervalo:

Formación: Cuerpo Calcáreo del Eoceno

Muestra 3

Efervescencia con HCl, contenido de calcio.

Color: gris.

Mala selección de granos, angulosos.

Contenido de granos cristalinos, granos café claro, manchas café opaco, manchas negras, una mancha blanca.

Granos que parecen de "resina".



Figura II. 10.- Muestra 3 de núcleos del pozo O, arenisca calcárea.

Pozo: O

Intervalo:

Formación: Cuerpo Calcáreo del Eoceno

Muestra 4

Arenisca calcárea limolítica de grano medio a fino, según la escala Udden – Wentworth.

Matriz limolítica arcillosa, con presencia de granos de cristales de calcita angulosos, con manchas negras.

Color: café.

Presenta efervescencia al aplicar ácido clorhídrico, indicación de presencia de carbonato de calcio.

Selección de granos regular.

Poca consolidación.

Impregnado de hidrocarburos.



Figura II. 11.- Muestra 4 de núcleos del pozo O, arenisca calcárea.

Pozo: X-2

Intervalo:

Formación:

Brecha calcárea con fragmentos de carbonato de calcio, según la escala Udden – Wentworth.

Granos angulosos de colores blancos, negros, cafés y granos cristalinos.

Color: gris.

Presenta efervescencia al aplicar ácido clorhídrico, indicación de presencia de carbonato de calcio.

Mala selección de granos.

Presencia de pequeños vórgulos.

Bien consolidado.



Figura II. 12.- Muestra de núcleo del pozo X-2, brecha calcárea.

Pozo: X-3

Intervalo: 3015-3018.

Formación:

Dolomita masiva.

Color: gris claro, blanco.

Sin efervescencia al aplicar ácido clorhídrico; no hay contenido de carbonato de calcio.

Mala selección de granos.

Contenido de cristales, granos angulosos de baja esfericidad, granos grises oscuros, cafés y grises claros.

Presenta vórgulos.

Muy consolidado.

Impregnado de hidrocarburos.



Figura II. 13.- Muestra de núcleo del pozo X-3, dolomita masiva.

Pozo: X-4

Intervalo: 2500-2508.5

Formación:

Calicita de grano fino, según la escala Udden – Wentworth.

Se observan granos de cristales de calcita.

Color: gris.

Poca efervescencia.

Presenta manchas blancas, negras y rojizas.

Consolidado.



Figura II. 14.- Muestra de núcleo del pozo X-4, calcita.

Pozo: X-5

Intervalo:

Formación:

Dolomía con grano medio a fino, según la escala Udden – Wentworth.

Matriz arcillosa, con granos cristalinos, granos de color grises y granos de color negro.

Color: gris.

Manchas negras, blancas y rojizas.

Poroso.

Impregnado de hidrocarburos.

Poca efervescencia.

Consolidado.



Figura II. 15.- Muestra de núcleo del pozo X-5, dolomía.

Pozo: X-6

Intervalo:

Formación:

Muestra 1

Caliza de grano fino, según la escala Udden – Wentworth.

Presenta granos cristalinos, granos blancos y granos cafés.

Color: gris verdoso.

Poca efervescencia.

Se observan fracturas pequeñas y unas manchas negras.

Consolidado.



Figura II. 16.- Muestra 1 de núcleos del pozo X-6, caliza.

Pozo: X-6

Intervalo:

Formación:

Muestra 2

Caliza de grano fino, según la escala Udden – Wentworth.

Presenta granos cristalinos.

Color: gris claro.

Efervescencia moderada, indicación de presencia de carbonato de magnesio.

Presenta manchas café opaco a negro, con vórgulos y fracturas pequeñas.

Consolidado.



Figura II. 17.- Muestra 2 de núcleos del pozo X-6, caliza.

Pozo: X-6

Intervalo:

Formación:

Muestra 3

Caliza de grano fino, según la escala Udden – Wentworth.

Presenta granos cristalinos, granos grises y granos cafés.

Color: gris.

Efervescencia moderada, indicación de presencia de carbonato de magnesio.

Se observan fracturas pequeñas y unas manchas negras y blancas.

Consolidada.



Figura II. 18.- Muestra 3 de núcleos del pozo X-6, caliza.

Pozo: X-7

Intervalo: 3952-3957

Formación: Jurásico Superior Kimmerigiano.

Lutita calcárea de grano muy fino, según la escala Udden – Wentworth.

Color: gris.

Contenido de granos cristalinos, granos blancos, granos grises y granos café claro.

Manchas negras.

Moderada efervescencia.

Bien consolidado.



Figura II. 19.- Muestra de núcleo del pozo X-7, lutita calcárea.

Pozo: X-8

Intervalo: 4250-4256

Formación: Jurásico Superior Kimmerigiano

Muestra 1

Lutita de grano muy fino, según la escala Udden – Wentworth.

Color: gris.

Contenido de granos cristalinos, granos blancos, granos grises y granos café claro.

Muy poca efervescencia.

Se observan manchas blancas y cafés.

Consolidada.



Figura II. 20.- Muestra 1 de núcleos del pozo X-8, lutita.

Pozo: X-8

Intervalo: 4250-4256

Formación: Jurásico Superior Kimmerigiano

Muestra 2

Lutita de grano muy fino, según la escala Udden – Wentworth.

Contenido de granos cristalinos.

Color gris-rojizo.

Se observan manchas blancas.

Consolidada.

Muy poca efervescencia.



Figura II. 21.- Muestra 2 de núcleos del pozo X-8, lutita.

Pozo: X-9

Intervalo: 1509

Formación:

Limolita arcillosa de grano muy fino, según la escala Udden – Wentworth.

Contiene granos cristalinos y granos gruesos de color negro.

Color gris.

Rápida efervescencia y absorción.

Mal consolidada.



Figura II. 22.- Muestra de núcleo del pozo X-9, limolita arcillosa.

Pozo: X-10

Intervalo 3879-3888

Formación:

Dolomita de grano fino, según la escala Udden – Wentworth.

Contenido de granos color café y granos cristalinos.

Color: gris.

Presenta vóculos.

Impregnado de hidrocarburos.

Se observan manchas negras, blancas y cafés.

Muy poca efervescencia.

Consolidada.



Figura II. 23.- Muestra de núcleo del pozo X-10, dolomita.

Referencias.

[1].- C. Hewit Dix, "*Seismic Velocities from Surface Measurements*", *Geophysics*, vol. XX, No. 1 (enero, 1955), PP. 68-86.

[2].-Estrada L. A., "Apuntes de Prospección Sísmica", Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología Departamento de Geodesia y Topografía. Universidad Nacional de Tucuman. PP. 15-18

[3].- Pennebaker E.S., "*Detection of Abnormal-Pressure Formations from Seismic Field Data*", Humble Oil & Refining Co., Corpus Christi, Texas, API Division of Production, Marzo 1968.

[4].-Stephen R. Daines, "*Prediction of Fracture Presures for Wildcat Wells*" Society of Petroleum Engineers of AIME, Abril 1982.

[5].-Adam T. Bourgoyne Jr., Keith K. Milheim, et al. "*Applied Drilling Engineering*" Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 1984.

[6].-Hoek E., Carranza-Torres C., Corkum B., "*Hoek-Brown Failure Criterion-2002 Edition*" NARMSTAC 2002, Mining Innovation and Technology. University of Toronto. Toronto. 10 julio 2002.

[7].-Domínguez Azpeitia, O. A., "*Aplicación de la geomecánica en formaciones litoarenita en el campo Furbero*", Universidad Nacional Autónoma de México. 2012.

[8].-Zhang, Q., Zhu, H., Zhang, L., Ding, X., "*Effect of micro-parameters on the Hoek-Brown strength parameter m_i for intact rock using particle flow modeling*" American Rock Mechanics Association. 2012.

[9].-Zainab, M., Kamaruzaman, M., Cho, G., "*Uniaxial Compressive Strength of composite Rock Material with respect to Thickness Ratio and Moisture Content*" EJGE, Vol. 13, Bund. A.

[10].-Nichols, G. "*Sedimentology and Stratigraphy*". Segunda edición. Editorial Wiley-Blackwell. Reino Unido, 2009.

[11].-Ríos-López, J., Cantú-Chapa, A., “*Stratigraphy and Sedimentology of Middle Eocene Kumaza Calcarenites “Member” in the Ku, Maloob, and Zaap oild Fields, Offshore Campeche, México*” The American Association of Petroleum Geologists, 2009.

[12].-Gardner, R.I., Klovan, J.E., Ríos-López, J.J., Anderson, B.L., “*A Lithological Core Evaluation of the Calcarenite and Breccia Formations Within the Ku-Maloob-Zaap Field, Offshore Campeche, México*”

[13].- “*Diseño de Perforación de Pozos*” *Manual de Perforación de Pozos de PEMEX*.

[14].- “*3 Criterios de rotura y Clasificaciones Geomecánicas*” Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de Barcelona.

[15]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. 3ra Edición. 1997.

[16].- Obert, L., Duvall, W., “*Rock Mechanics and Design of Structures in Rock*” John Wiley & Son, Inc. New York-London-Sydney 1967.