

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL  
Y PETROQUÍMICA**



**“DETECCIÓN TEMPRANA DE SOBREPRESIONES DURANTE  
LA PERFORACIÓN”**

**TESIS**

**PARA OPTAR POR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**DIEGO FERNANDO FLÓREZ MILLA**

**LIMA – PERÚ**

**2009**

## CONTENIDO

PRÓLOGO.....	1
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	2
CAPÍTULO 2. FUNDAMENTO TEÓRICO.....	4
2.1 ORÍGENES DE LAS SOBREPRESIONES.....	4
2.1.1 Desequilibrio por compactación.....	4
2.1.2 Tectonismo.....	7
2.1.3 Diagénesis.....	7
2.1.4 Diagénesis de la arcilla.....	8
2.1.5 Presurización acuatérmica.....	9
2.1.6 Ósmosis.....	9
2.1.7 Presión impuesta.....	10
2.1.8 Fallas.....	11
2.1.9 Paleopresiones, levantamientos y efectos de la estructura.....	11
2.1.10 Depósitos de evaporita.....	13
2.1.11 Generación y migración de hidrocarburos.....	13
2.2 DETECCIÓN DE SOBREPRESIONES.....	15
2.2.1 Detección antes de la Perforación.....	15
2.2.2 Indicadores durante la perforación.....	17
2.2.2.1 Indicadores en tiempo real.....	17
• Tasa de penetración.....	17
• Exponente D.....	20
• Exponente D corregido.....	22
• Torque y sobretensión.....	29
• Indicadores durante los viajes.....	30
• Flujo de retorno, volumen de lodo y presión de bombas.....	32

2.2.2.2	Después del tiempo de retorno.....	32
•	Cromatografía de gases.....	32
•	Naturaleza de los recortes.....	37
<b>CAPITULO 3. MÉTODO.....</b>		<b>43</b>
<b>CAPÍTULO 4. APLICACIÓN.....</b>		<b>52</b>
4.1	Pozo de la compañía Interoil.....	52
4.2	Pozo de la compañía GMP.....	57
<b>CAPÍTULO 5. ANÁLISIS ECONÓMICO.....</b>		<b>58</b>
<b>CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES.....</b>		<b>63</b>
<b>CAPÍTULO 7. RECOMENDACIONES.....</b>		<b>66</b>
<b>CAPÍTULO 8. GRÁFICOS.....</b>		<b>67</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>		<b>89</b>

## **PRÓLOGO**

Este estudio consta de 8 apartados en los que primeramente se sustentará una base teórica para luego proponer un método que será aplicado a dos pozos y se demostrará su utilización.

En el primer capítulo se encuentra todo lo relacionado al fundamento teórico, en donde se expondrán las causas de sobrepresiones y los principios teóricos de perforación que se emplearan. En el segundo capítulo se propondrá el método a utilizar para la detección de sobrepresiones. En el tercer capítulo se aplicará este método en dos pozos. En el cuarto capítulo se realizará un breve análisis económico donde se demostrará la importancia que tiene su aplicación. En los capítulos cinco y seis se darán las recomendaciones y conclusiones, respectivamente, de este estudio. En los capítulos siete y ocho se presentan los gráficos y la respectiva bibliografía.

## **CAPÍTULO 1**

### **INTRODUCCIÓN**

Un factor importante en la perforación de pozos es la necesidad de prever la existencia de formaciones sobrepresurizadas para optimizar la densidad de lodo y la ubicación de la tubería de revestimiento, con el objetivo de perforar pozos de manera segura y económica. Se estima que los costos por año relacionados a la perforación en zonas sobrepresurizadas son de alrededor dos billones de dólares.

El presente trabajo se enfocara en analizar los parámetros de perforación y los datos que nos da el lodo después del tiempo de retorno.

Se analizarán todos estos parámetros en la perforación de pozos, enfocándonos en el ROP y viendo además los factores que afectan este parámetro, dando como solución el exponente  $D$  como una ROP normalizada. Es así que se pasará a analizar los diferentes exponentes  $D$  que nos mostrarán la sobrepresurización, aunque no indicará dónde esta. Además de ello se analizarán indicadores de la estabilidad de las paredes del pozo, como el torque y el arrastre así como también el análisis de la

forma y tamaño de los derrumbes, todos estos relacionados con presiones anormales.

Otro parámetro muy importante será la cromatografía en el que se analizará el nivel de gas normal contenido en el lodo de perforación en relación a los picos de gas; siendo un indicador muy significativo el gas de conexión que posteriormente derivara a un método en el que se parará la circulación deliberadamente para trabajar sin la densidad circulante o se emplearán las mismas conexiones para deducir si estamos sub balanceados, para optimizar la densidad del lodo y perforar sin problemas.

## **CAPÍTULO 2**

### **FUNDAMENTO TEÓRICO**

#### **2.1. Orígenes de las sobrepresiones**

##### **2.1.1 Desequilibrio por compactación**

El desequilibrio por compactación o también conocido como efecto de sobrecarga es una causa muy común de presión anormal.

A medida que el espesor vertical de los sedimentos aumenta debido al proceso de sedimentación se genera mayor carga o sobrecarga vertical (overburden), es entonces que para que exista una compactación “normal” requiere de la expulsión de los fluidos de poro a medida que se reduce el volumen poral.



**Ilustración 1 – Proceso de sedimentación**

Usualmente una tasa de enterramiento lenta conducirá a una tasa de compactación normal ya que los fluidos de poro serán expulsados a medida que aumente la sobrecarga. Y por lo tanto una tasa de compactación normal conducirá a un gradiente de fluido también normal (Ilustración 1). Si no existe una deshidratación eficiente ocasionará que el esfuerzo vertical, que ira creciendo debido al enterramiento, sea transmitido a los fluidos de poros.

A veces las presiones pueden aliviarse mediante sistemas de fallas subverticales o sistemas de fallas de crecimiento. El movimiento de las fallas y la presencia de arena también ayudan a segregar y redistribuir presiones. Cuando las fallas normales se mueven, los planos de falla se separan ligeramente (debido a la alta presión del fluido) y esto permite que se comunique con cualquier potencial de presión menor a lo largo del plano de falla. Esto puede ser la superficie de un cuerpo o lentes de arena adyacente a la falla. Cuando la falla se cierra, las arenas cargadas suelen



sellarse nuevamente contra las lutitas y se mantienen a la espera de la llegada de perforadores incautos.

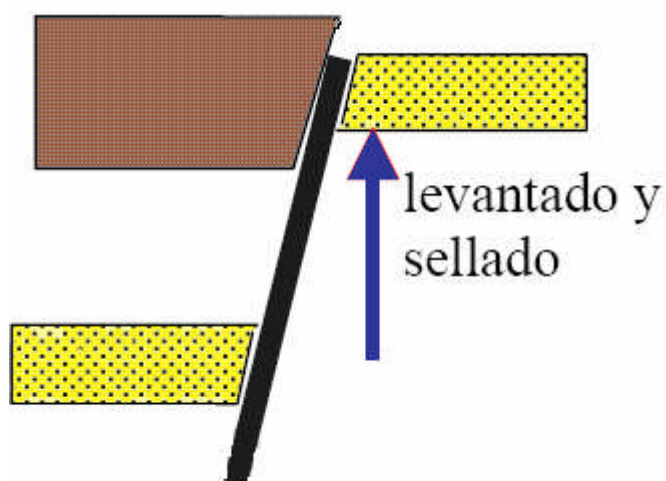
Otra complicación es que toda arcilla sometida a exceso de presión a causa de un desequilibrio producto de la compactación tenderá a cargar cualquier arena adyacente que se encuentre a presiones inferiores, con el riesgo de crear una zona permeable sobrepresurizada.

Existen 2 causas fundamentales para este desequilibrio:

- Enterramiento Rápido: No hay tiempo suficiente para expulsar grandes volúmenes de fluidos a causa de las grandes velocidades de sedimentación. Cuando sedimentos de baja permeabilidad se sedimentan rápidamente pueden originar sobrepresiones.
- Restricciones que originan la expulsión normal de fluidos: Permeabilidad baja, ausencia de estratos arenosos o limosos que faciliten la deshidratación, estratos impermeables como evaporizas y carbonatos que actúan como barreras que impiden la deshidratación.

### 2.1.2 Tectonismo

Los esfuerzos tectónicos pueden provocar la compresión horizontal y por lo tanto reducir el volumen poral, lo que traería como consecuencia la sobrepresión. Así también, debido al tectonismo una formación puede ser levantada permaneciendo sellada y sin fracturamiento, esta conservará una presión poral (más profunda), que será considerada sobrepresión en relación a las zonas circundantes (Ilustración 2).



**Ilustración 2 – Formación levantada debido al tectonismo**

### 2.1.3 Diagénesis

La transformación fisicoquímica de una roca o mineral en otra roca o mineral es también un factor que ocasiona sobrepresión.

Un ejemplo clásico es la transición del yeso a anhidrita ( $\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$  a  $\text{CaSO}_4$ ) donde se produce un cambio total de volumen de aproximadamente el 50% con la

expulsión de agua. Normalmente, este cambio ocurre aproximadamente a 40°C y a profundidades relativamente someras.

Por el contrario, pueden generarse presiones por la transformación de una roca porosa de alta densidad a una roca menos porosa y de densidad inferior. Ejemplo pertinente de ello es la desdolomitización. En condiciones apropiadas, la dolomita ( $\text{CaMgCO}_3$ ) se convertirá en calcita ( $\text{CaCO}_3$ ). En vista de que los cristales de la calcita ocupan más espacio que la dolomita, en ausencia de fracturas tenderán a forzar la salida de cualquier fluido sobrante que se encuentre en los poros. Este tipo de condición debería tener lugar solamente cuando el agua connata es reemplazada por un fluido más dulce (que también puede volver a hidratar el yeso). Es probable que este proceso se limite a aquellos sedimentos que se encuentren cercanos a la superficie.

#### **2.1.4 Diagénesis de la arcilla**

A medida que los sedimentos pasan por el proceso de diagénesis, durante las etapas iniciales del enterramiento, cambia la mineralogía de la arcilla (en gran parte debido a la mayor temperatura) y, como resultado, se produce agua.

La arcilla esmectita sufre alteraciones químicas durante la diagénesis, convirtiéndose en illita. Muchas cuencas de arcilla muestran esta transformación gradual, con la profundidad. El agua es absorbida en la estructura reticular de la esmectita, pero la illita no tiene la misma capacidad para absorber agua. Por lo tanto, esta agua proveniente de la estructura reticular y liberada durante la transformación química de la esmectita queda como agua libre.

Se consideran 2 aspectos:

- La liberación del agua retenida en las estructuras reticulares representa, en efecto, un aumento del volumen de agua, una causa de la sobrepresión por sí misma.
- Durante las etapas tempranas de la diagénesis, cuando se libera esta agua, las arcillas pasan por procesos normales de enterramiento, deshidratación y compactación. A medida que cambia la mineralogía y se libera agua, la estructura de la arcilla se hace más comprimible, de manera tal que el agua liberada se suma al volumen de agua que debe ser expulsada para mantener el equilibrio con la carga vertical y la velocidad de subsidencia. Y cualquier inhibición de la deshidratación, ahora con un volumen mayor de agua, causará sobrepresión.

### **2.1.5 Presurización Acuatérmica**

Debido a que el agua se expande al calentarse, y si lo hace en un recipiente cerrado originará un aumento de presión. En un ambiente geológico esto requerirá de un sello absolutamente perfecto, sin cambios en el volumen poral y también sin fracturas. Esto es muy complicado de lograr ya que a medida que aumenta la temperatura, la viscosidad del agua disminuirá y por lo tanto, su expulsión será más eficiente; y además los cambios paulatinos de presión sugieren grados de permeabilidad del sello.

### **2.1.6 Ósmosis**

Para la generación de sobrepresión, ósmosis se refiere al movimiento del agua a través de un estrato semipermeable (arcilla o lutita) que separa dos formaciones (tipo

reservorio) las cuales poseen aguas de formación con una diferencia en la concentración salina. El agua se moverá desde una zona de más baja concentración salina a otra de mayor concentración, es decir, desde una formación que contiene agua dulce o baja salinidad a otra de elevada salinidad. Esta transferencia continuará hasta que las salinidades en las dos formaciones se igualen o la presión evite todo movimiento ulterior. A medida que se produce el proceso de ósmosis, la presión caerá en la formación de baja salinidad, pero aumentará en la formación más salina a medida que el agua fluye hacia ella.

El efecto de ósmosis es muy localizado, pero se puede observar alrededor de los domos salinos donde la salinidad de las formaciones adyacentes podría aumentar debido a su proximidad con la sal.

### **2.1.7 Presión impuesta**

En algunos casos, puede existir un sistema que no presente anomalías de presión, pero que posea un sello razonable. Es posible que las presiones anteriores se hayan liberado, dejando tras sí un compartimiento listo para recibir presión de una fuente externa. Formaciones como ésta pueden recargarse a partir de una serie de fuentes a través de fallas (tal como se analizará anteriormente), mediante la perforación o a través de la inyección de fluidos durante la producción.

### **2.1.8 Fallas**

El fallamiento puede originar formaciones sobrepresurizadas a través de la formación de un sello eficaz o, de manera contraria, puede actuar como un camino de drenaje para los fluidos:

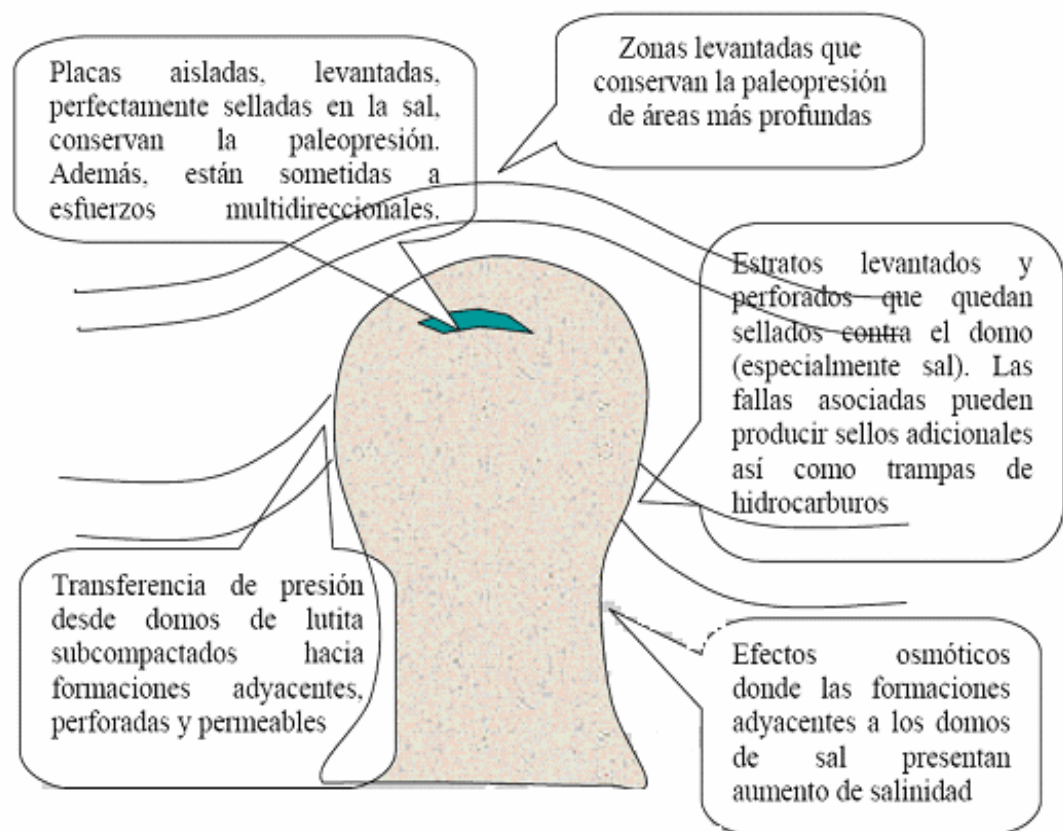
- Las fallas y fracturas pueden crear un conducto que permite la liberación de las presiones de fluido de mayor profundidad hacia las formaciones más someras. Así, la presión en la formación más profunda se agota y la presión en la formación más somera aumenta, hasta que se alcanza un equilibrio.
- Los estratos permeables e impermeables podrían encontrarse yuxtapuestos por una falla que restringe la migración normal de los fluidos, de manera tal que se preserva la presión.

### **2.1.9 Paleopresiones, levantamientos y efectos de la estructura**

La paleopresión es presión antigua en un sitio nuevo. Como vimos anteriormente es muy difícil elevar un compartimiento presurizado sin romperlo, pero puede suceder en un ambiente favorable. Estos ambientes son:

- Las zonas orogénicas, donde los corrimientos y ajustes isostáticos pueden hacer que las rocas se eleven. En los Andes sudamericanos, se han ocasionado algunas presiones sumamente elevadas de esta manera.
- Las áreas de tectónica de desgarre, donde los bloques puede “dispararse” o invertirse después de haber estado en cuencas bajas. Si la cubierta es joven y flexible, la alta presión podría conservarse.

El diapirismo de las lutitas siempre conducirá a una masa de lutita subcompactada y sobrepresurizada, pero tanto los domos de sal como de lutita tienen muchos mecanismos que pueden generar zonas sobrepresurizadas. La sal es completamente impermeable, de manera tal que forma sellos perfectos para las presiones de fluidos y también para los hidrocarburos.



**Ilustración 3 – Paleopresiones, ósmosis y otros**

### **2.1.10 Depósitos de evaporita**

Una evaporita es una roca sedimentaria que se forma por cristalización de sales disueltas a partir de los residuos de antiguos mares y lagos evaporados en lugares áridos entre ellas se incluyen yesos, halitas, anhidritas y otras.

Los depósitos de evaporita pueden jugar un papel significativo en la generación de sobrepresiones, generalmente de una de las dos siguientes maneras:

- Debido a que las evaporitas son totalmente impermeables, son un sello casi perfecto, ocasionan que se genere un drenaje vertical deficiente que aunado a un flujo lateral restringido, originará zonas sobrepresurizadas en lugares que se encuentren debajo de secuencias de evaporita.
- El movimiento de domos salinos, formaciones profundas pueden ser movidas a posiciones más someras, conservando su presión poral.

### **2.1.11 Generación y migración de hidrocarburos**

#### Metano biogénico

Si bien los sellos son pocas veces perfectos y el gas usualmente migra de manera inofensiva hacia la superficie, sí es posible que se encuentren bolsas de gas superficial durante la perforación. Esto plantea un grave peligro pues se cuenta con muy poco tiempo de advertencia antes que el gas proveniente de una de estas áreas penetradas alcance la superficie.



Este gas metano se origina de la descomposición por bacterias del material orgánico atrapado en los sedimentos, a profundidades someras. Si los sedimentos están aislados, entonces la expansión de volumen asociada con la producción de metano puede generar sobrepresión.

#### Generación de hidrocarburos a partir del querógeno

Con las mayores profundidades de enterramiento de sedimentos y más elevadas temperaturas (2 a 4km, 70 a 120 °C, Tissot & Welte, 1984), el querógeno, a medida que pasa a través de la ventana de crudo, va madurando para producir crudo y gas. El aumento asociado del volumen no es bien comprendido ni se conoce con precisión, pero puede conducir a un aumento de la presión, pues se requiere algún tipo de aumento de ésta para iniciar la migración principal de hidrocarburos.

#### Descomposición térmica

Más allá de la ventana de crudo, a mayores profundidades y temperaturas (3 a 5.5km, 90 a 150°C, Barker, 1990), se produce descomposición térmica, y el crudo se descompone en hidrocarburos más livianos y, en última instancia, en metano (que con frecuencia se denomina “gas seco”). Nuevamente, esto se refleja en un importante aumento de volumen, incluso considerando la compresibilidad del gas a tales profundidades (Ungerer et al, 1983), y causará sobrepresión si el ambiente se encuentra sellado.

## **2.2 Detección de sobrepresiones.**

En la sección anterior tratamos acerca de algunas teorías que son generalmente aceptadas que explican los distintos fenómenos anómalos que generan sobrepresiones; algunas de estas fueron generadas en un laboratorio y otras provienen de la experiencia de campo.

Ahora pasaremos a ver lo relacionado a la sustentación teórica de la detección de sobrepresiones, pero se pondrá énfasis en las herramientas que se encuentran a disposición, en el sitio del pozo, durante la perforación. Aunque las sobrepresiones también podrían ser detectadas antes de perforar aunque con una mucha mayor incertidumbre.

### **2.2.1 Detección antes de la Perforación**

Antes de perforar una región, la evaluación de datos sísmicos son los que van ayudarnos a identificar o predecir posibles zonas de sobrepresión, ya que podemos identificar estructuras geológicas, estratigrafía y cambios de facies (conjunto de rocas con determinadas características paleontológicas y litológicas), en busca de posibles trampas de hidrocarburos y de esta misma manera podríamos identificar estructuras que podrían generar o estar asociadas a sobrepresión.

Mediante la sísmica se pueden identificar áreas de levantamiento, fallas, fallas de crecimiento y masas de lutitas asociadas; los diapiros de sal y lutitas se pueden identificar también sin problemas.

La presencia de hidrocarburos puede ser determinada mediante la existencia de anomalías en las amplitudes de reflexión. Esto se basa en que la resistencia de una reflexión se ve afectada por la diferencia de densidades del material en el que viaja la onda.

Además, las velocidades sísmicas de intervalo se pueden graficar para facilitar la predicción de las zonas sobrepresurizadas. La velocidad en el intervalo de lutita está directamente relacionada con el grado de compactación y porosidad. Cuanto menor es la porosidad, mayor es la velocidad en el intervalo.

A través de una secuencia de lutitas con compactación normal, por lo tanto, las velocidades de intervalo deberían indicar un aumento uniforme con la profundidad, lo cual es indicativo de una secuencia de ese tipo. Un gráfico de las velocidades de intervalo en función de la profundidad puede permitir identificar las anomalías de presión. Una zona sobrepresurizada se identificará por una reducción en las velocidades de intervalo, lo cual se corresponde con una mayor porosidad a través de la zona subcompactada.

Naturalmente, este tipo de predicción se basa en el conocimiento de que los cambios en la velocidad de intervalo no representan un cambio en la litología u otros fenómenos, es decir, saber si un cambio en la velocidad de intervalo es debido a un cambio litológico o una zona presurizada, pero esto no es tan sencillo si no existe un conocimiento previo sobre la región.

Además existen otros métodos como magnetismo y geoquímica, pero al necesitar de mucha información no son muy útiles, es por ello que pasaremos a ver todo lo relacionado con la información que nos entregara el pozo a medida que se va perforando.

### **2.2.2 Indicadores durante la Perforación**

Ahora vamos a ver los indicadores que nos da el pozo durante la perforación y los vamos a diferenciar de aquellos que vienen con el lodo es decir después del tiempo de retraso (tiempo que toma en llegar la roca cortada por la broca viajando por el espacio anular hasta las zarandas, conocido también como lag time).

#### **2.2.2.1 Indicadores en tiempo real**

- Tasa de penetración

La tasa de penetración es el punto de partida para la predicción de la sobrepresión ya que es un parámetro que el personal de Mud Logging (registro de lodos) e ingenieros están controlando constantemente, es conocido también como ROP por las siglas en ingles de rate of penetration.

A mayor sea la profundidad, la sobrecarga también irá creciendo, lo que hace que exista mayor compactación y menor porosidad. Por lo tanto es lógico esperar que el ROP disminuya gradualmente a medida que la porosidad disminuye y la roca se hace cada vez mas dura.

Una zona sobrepresurizada esta subcompactada, lo cual conduce a un aumento relativo del ROP. Sin embargo el ROP no puede considerarse un indicador plenamente confiable, ya que esta afectado por muchos otros factores que se detallaran a continuación:

Litología: Es el factor más obvio que afecta el ROP, inclusive es una de las herramientas principales de los mud loggers (personal que realiza el servicio de registro de lodos) para identificar los cambios formacionales, es así que un cambio en el ROP no necesariamente es un cambio de presión poral.

Peso sobre la broca: Conocido como WOB ( por las siglas en ingles de wight on bit) tiene influencia directa, ya que generalmente un aumento en el WOB generará un aumento del ROP.

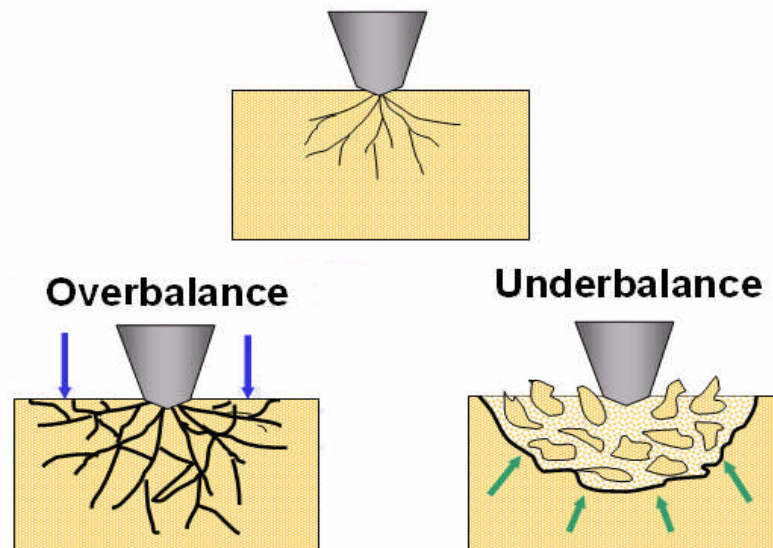
Velocidad de rotación: También conocido como RPM (revoluciones por minuto) tiene una incidencia directa ya que generalmente un aumento de la velocidad de rotación generará un aumento de ROP, aunque no siempre es así ya que dependerá de la litología.

Torque: Tiene influencia indirecta, la vibración por torsión, donde el torque aumenta hacia arriba de la sarta de perforación aponiéndose a la rotación y disminuyendo el peso sobre la broca para luego liberarse y acelerando la rotación afectando la ROP a través de su incidencia sobre el WOB y el RPM.

Tipo de broca: Los diferentes tipos de brocas que existen como broca de dientes, insertos, PDC (siglas en ingles de polycrystaline diamond compact o diamante policristalino compacto); al tener diferentes acciones de corte y dureza pueden ser idóneas para algunas litologías e incidir en el ROP.

Desgaste de la broca: Cuanto mayor desgaste tenga la broca, menor será el ROP.

Hidráulica del Fluido: Según el programa de hidráulica que se tenga, va a afectar los valores de ROP ya que esta relacionado con la potencia hidráulica y la limpieza del hueco.



**Ilustración 4 – Presión diferencial afecta la perforación**

Presión diferencial: Al existir una mayor presión diferencial (diferencia de presión de la densidad circulante y la presión poral) disminuirá el ROP. Además, cuanto mayor sea la presión diferencial, menos eficiente es la limpieza de los ripios para removerlos de la cara de la broca y existe mayor probabilidad de embolamiento o taponamiento de la mecha. Lo cual afectaría el ROP.

Son por todos estos factores, que aunque el ROP cambiará en una zona subcompactada, no puede ser un indicador plenamente confiable.

Es por ello que para compensar muchas de estas variables, se utiliza un número adimensional que es conocido como exponente de perforación (Exponente D).

- **Exponente D**

El exponente de perforación es una forma de normalizar el ROP y así eliminar el efecto de algunos de los parámetros de perforación externos tales como litología, desgaste de la broca, hidráulica y otros. Es así pues que obtendremos un número adimensional el cual reflejará la perforabilidad de una formación específica. Para una litología con gradientes normales de presión poral, a medida que resulta más difícil perforar con la profundidad, aumenta el exponente D.

En 1964, Bingham formuló la relación siguiente.

$$\frac{R}{N} = a \left( \frac{W}{D} \right)^d$$

**Donde:**

**R = ROP (ft/min)**

**N = RPM (rev/min)**

**W = WOB (Klbs)**

**D = Diámetro de la broca (in)**

**a = Constante litológica**

**d = exponente de compactación**

Mientras Jordan y Shirley desarrollaron esta teoría en 1966, para derivar las siguientes formulas para la determinación del exponente de perforación.

$$D - \text{exp} = \frac{\log\left(\frac{R}{60N}\right)}{\log\left(\frac{12W}{10^6 D}\right)}$$

**Donde:**

**R = ROP (ft/min)**

**N = RPM (rev/min)**

**W = WOB (Klbs)**

**D = Diámetro de la broca (in)**

$$D - \text{exp} = \frac{1.26 - \log\left(\frac{R}{N}\right)}{1.58 - \log\left(\frac{W}{D}\right)}$$

Esta formula fue ideada para ser empleada en lutitas y, cuando la formación permanece constante, el exponente D es un buen indicador de la porosidad



(compactación) y la presión diferencial. Y entonces el exponente D refleja la perforabilidad de una formación específica y, a medida que la porosidad disminuye con la profundidad, la perforación se va haciendo proporcionalmente más difícil lo cual conduce a un aumento del exponente.

Por lo tanto, con la profundidad se puede establecer una tendencia normal ascendente (tendencia normal de compactación o NCT, por sus siglas en inglés) y una disminución del exponente de perforación puede indicar cambios en la compactación y la presión diferencial.

Usualmente, esto solamente se puede considerar como un indicador confiable en las secuencias arcillosas. Sin embargo, en realidad las tendencias de compactación pueden con frecuencia ser reconocidas en otras litologías, si coinciden razonablemente con la profundidad. Como se explicó con relación a la sobrecarga y la expulsión de agua, las arenas, por ejemplo, sufren menos compactación que las arcillas, pero aún se puede observar cierta tendencia a la compactación.

- **Exponente D corregido**

Debido a que cualquier desviación de la tendencia normal de compactación obtenida del exponente D reflejará un cambio en la presión diferencial y lo que necesitamos es tener indicios en la presión de formación. Debido a que la presión diferencial depende también del peso del lodo, un cambio de este

conducirá a un cambio de la presión diferencial y por consiguiente un cambio en el exponente D.

Es por ello q el exponente D debe ser corregido, y que cualquier variación en la tendencia refleje un cambio en la presión de formación.

Rehm y McClendon, en 1971, desarrollaron el “exponente de perforación corregido”.

$$DC \text{ exp} = d - \text{exp} \times \frac{d1}{d2}$$

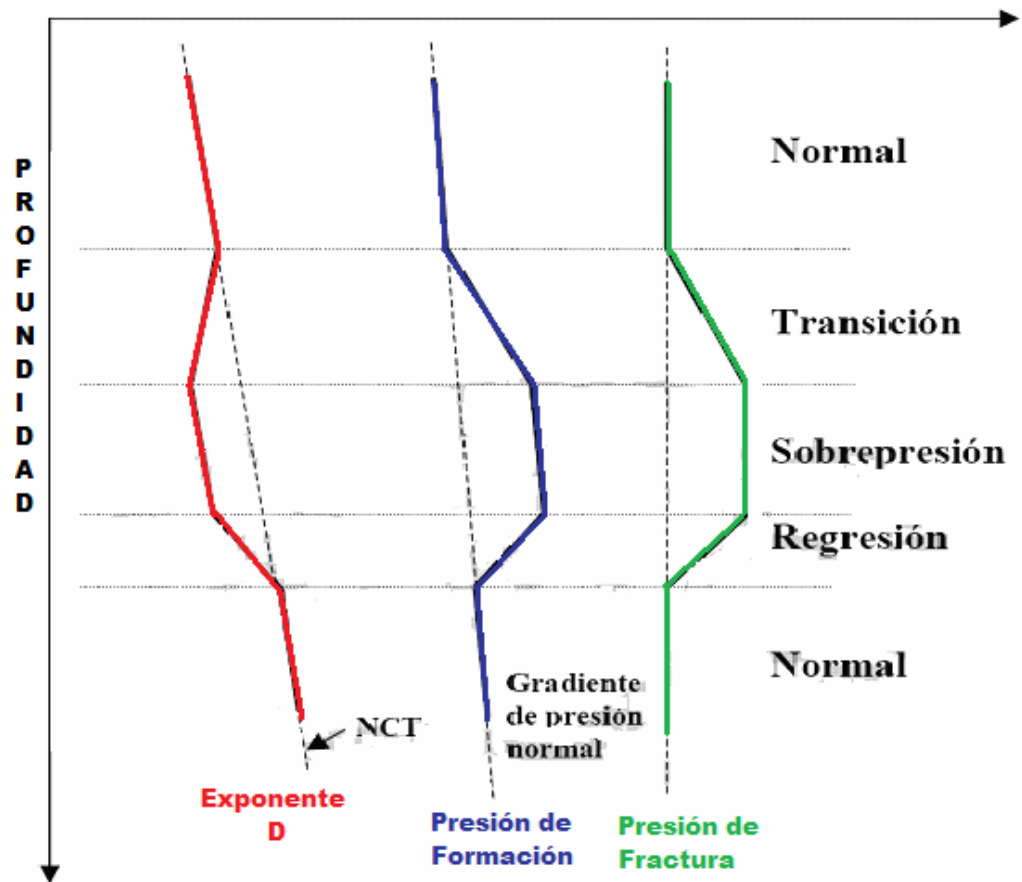
**Donde:**

**d1 = Gradiente de presión normal de formación**

**d2 = Densidad circulante del lodo**

En la práctica el valor de d2 debería ser el valor de la densidad circulante ya que es el valor de densidad con la que se perfora. Aunque el valor del peso del lodo puede ser aceptado.

A continuación se muestra un gráfico en el que se observan unas tendencias ideales para la presión de poro, la presión de fractura y el exponente D corregido.



**Ilustración 5 – Tendencia estilizada para el exponente D corregido**

Debido a que los exponentes D fueron ideados para ser usados cuando se atraviesan lutitas, debemos establecer las tendencias lo antes posible en estas secciones, sin olvidar que el exponente D también refleja la compactación en cualquier otra litología.

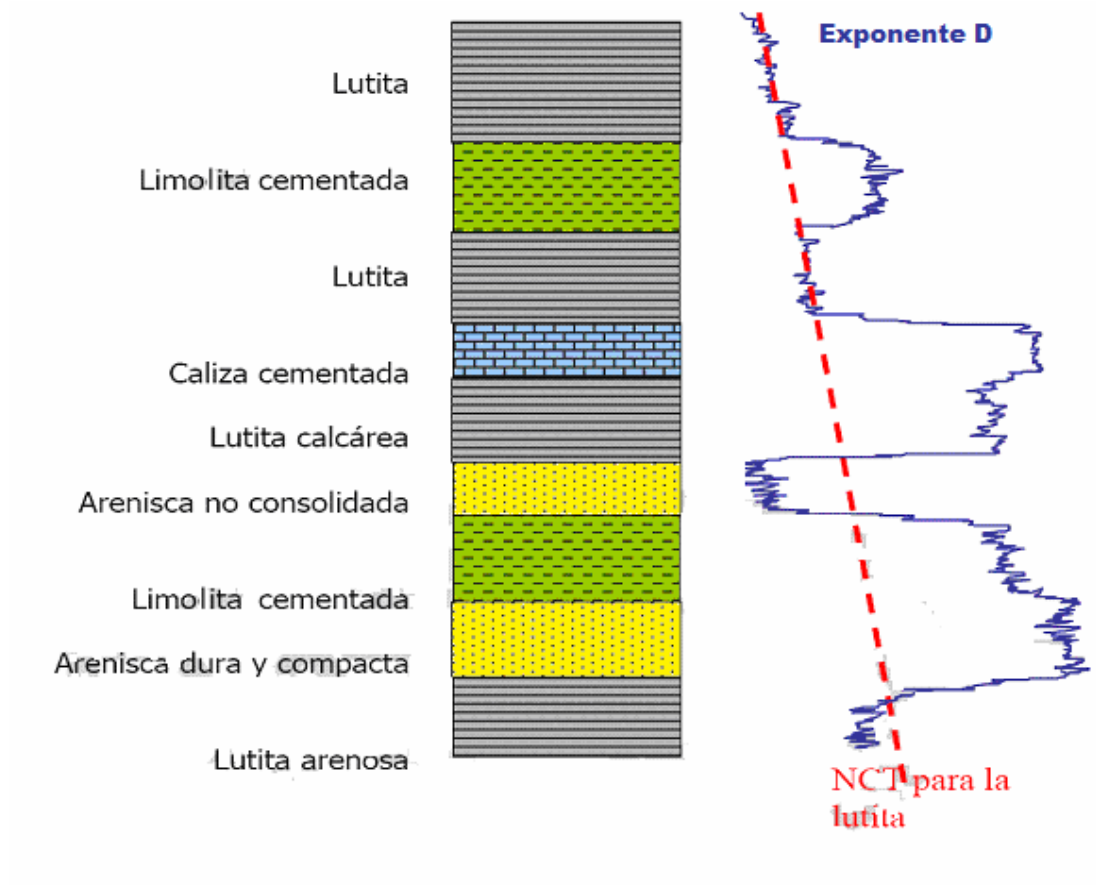
El exponente D es un método ampliamente usado en donde nosotros lo utilizaremos principalmente para identificar la zona de transición, ya que nos

indicará que tenemos una zona sobrepresurizada y tenemos que prepararnos para poder atravesarla sin problemas.

Sin embargo el exponente D todavía tiene limitaciones al igual que el ROP, y a continuación pasaremos a exponerlas ya que debemos analizarlas para no llegar a conclusiones erróneas.

Litología: Ya que ninguna de las fórmulas para el exponente D toma en consideración a la litología y además que fue diseñado y es ideal para calcular cuantitativamente la presión poral en lutitas y rocas arcillosas a través de modelos matemáticos como el de Eaton, Pennebaker, Brister entre otros.

Cualquier cambio litológico e inclusive los minerales accesorios pueden afectar la tendencia del exponente D, por ejemplo la pirita puede disminuir el ROP provocando que el exponente D aumente. Es así pues que el valor del exponente de perforación dependerá de la composición exacta de la roca, su dureza, su granularidad y del material cementante que unan los granos.



**Ilustración 6 – El exponente D y la litología**

Tipo y desgaste de la broca: Debido a que existen diversos tipos de brocas (de insertos, de dientes, de diamantes, con diferentes tamaños de cortadores, etc.) Las cuales perforaran mas rápidamente para determinadas litologías o no. Y debido a que este factor tampoco es considerado en las fórmulas del exponente D, va a afectar las tendencias del exponente D. De igual forma el desgaste de la broca también desviará la tendencia debido a que no perforará a la misma velocidad y se debe tener cuidado ya que podría disfrazar sobrepresiones.

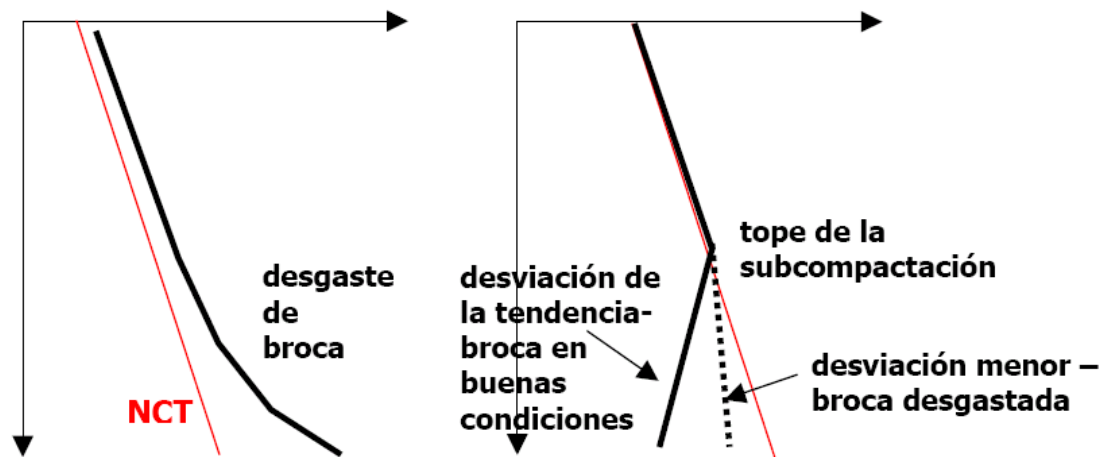


Ilustración 7 – Desgaste de la broca y el exponente D

Hidráulica: Ya que el régimen hidráulico no se considera en los exponentes D, y ya que cualquier cambio significativo puede afectar la velocidad de penetración el cual afectaría también al exponente D, mostrándonos valores o tendencias erróneas.

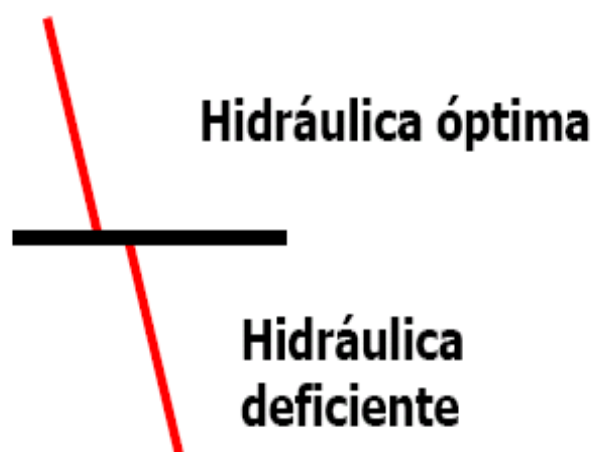
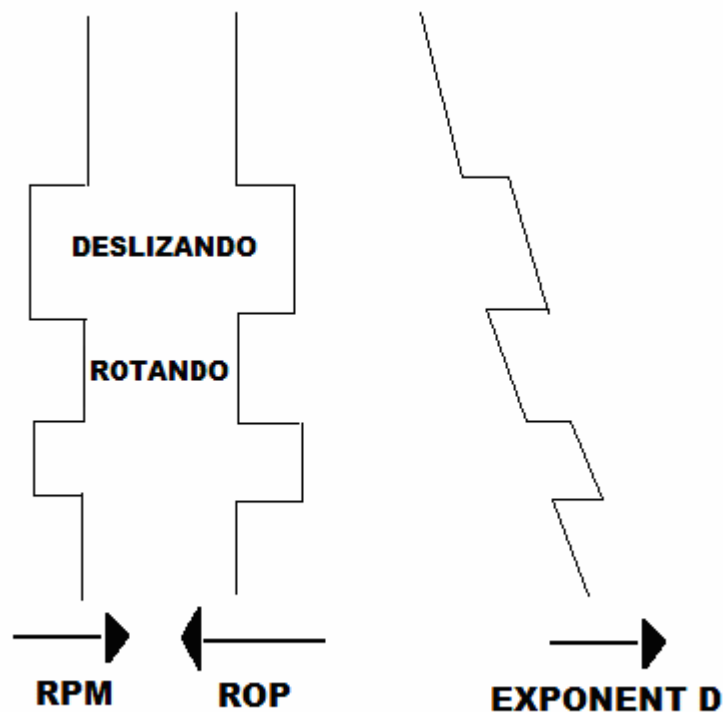


Ilustración 8 – Hidráulica y el exponente D

Perforación Direccional: Existen dos limitaciones principales para el uso del exponente de perforación.

En primer lugar el WOB que se registra en superficie, no será el que verdaderamente se está aplicando en el fondo ya que la tubería se apoya en las paredes y no se sabe cual es el peso real que recae sobre la broca.

La otra limitación es que cuando se realiza perforación direccional y se utilizan motores de fondo hay momentos en los que no se rota la sarta y solo se emplea la rotación del motor de fondo (deslizar) lo cual generará variaciones en el ROP y por consecuencia variaciones en la tendencia del exponente D.



**Ilustración 9 – Exponente D en la perforación direccional**

- **Torque y sobretensión**

El análisis de estos parámetros busca la existencia de un hueco “apretado”, causado por aumentos de la presión de formación. Ya que el torque es un fenómeno normal que se origina debido a la rotación de la sarta en superficie y la interacción por la fricción en toda la sarta y en la broca. El torque varía con la dureza y la abrasividad de la litología y también es un indicador útil de la presión de formación.

Muchos parámetros pueden contribuir a cambios en el torque como son cambios en la geometría del hueco tales como “patas de perro” u “ojos de llave” litologías interestratificadas o escalones de roca dura, huecos desviados, embolamiento de la broca entre otros. Es por eso que es un parámetro difícil de interpretar especialmente en huecos desviados y litologías duras donde son usuales valores altos de torque. Pero también pueden indicar aumentos en la presión de formación, veamos:

- Las arcillas plásticas pueden expandirse, cerrando el hueco e inhibiendo la libre rotación de la tubería.
- Cuando la presión causa derrumbes, el material cae dentro del hueco y se acumula alrededor de estabilizadores y broca, inhibiendo nuevamente la rotación.



Por los mismos motivos, cuando la sarta de perforación se saca e introduce en el hueco, se puede generar una sobretensión o arrastre excesivo por la alta presión de formación, por lo cual el hueco se cierra y se forman zonas “apretadas” o debido a los derrumbes que restringen el normal movimiento de la sarta de perforación. Sin embargo, el mismo fenómeno puede ser causado por otras situaciones como la desviación del pozo, las “patas de perro”, el atascamiento diferencial y las arcillas usualmente expansivas.

- **Indicadores durante los viajes**

La sobretensión y el arrastre son indicadores obvios a los cuales se les debe hacer seguimiento durante un viaje, cuando la sarta se está sacando del hueco y cuando se vuelve a correr en el mismo. Sin embargo, existen otros indicadores que pueden señalar un cambio en la presión de formación justo antes de salir el hueco.

- Las brocas que se sacan del hueco y se observan con desgaste en forma de “lanza”, junto con el repaso subsiguiente que se requiere en el viaje de regreso al hueco, claramente indican un hueco apretado, posiblemente debido a la presión de formación.

- Grandes cantidades de relleno de hueco pueden indicar material de derrumbe que cae y se acumula en el fondo. En una sección posterior se explicarán más en detalle estos derrumbes.
- Si el hueco no está admitiendo el volumen usual de lodo para substituir el volumen del Metal a medida que se levanta la tubería, entonces parte del volumen está siendo substituido por los fluidos que fluyen de la roca hacia el pozo.
- Los indicios de pistoneo o succión pueden indicar que el pozo se encuentra cerca del equilibrio. Estos indicios se observan cuando aumentan los niveles del tanque de viaje, inicialmente, o no caen de inmediato a medida que se levanta la tubería y luego disminuyen ulteriormente indicando que el lodo está llenando el hueco. La velocidad de la tubería se debe reducir si esto sucede, y es necesario realizar un chequeo del flujo en el pozo.
- Si la tubería se saca húmeda, es decir, el lodo no se ha drenado de la tubería a medida que ésta se levanta, entonces esto puede indicar un influjo de fluido por debajo de la sarta. También puede ser causado por boquillas taponadas.

- **Flujo de retorno, Volumen de lodo, Presión de bombas**

Se debe de tener en cuenta que cuando un influjo se produce, este ocasionará que exista un aumento del flujo de retorno y por consiguiente un aumento el volumen de lodo total que se tiene en superficie, y además como se aligera la columna de lodo que se tiene en el anular por la presencia del influjo, posiblemente se note una disminución de la presión de las bombas. Pero todo esto se dará cuando el influjo ya esta dentro del anular, mientras que nuestro objetivo es de que no se produzcan influjos.

#### **2.2.2.2 Indicadores después del tiempo de retorno**

- **Cromatografía de gases**

El seguimiento de los gases, provenientes de la roca, que se encuentran contenidos en el lodo de perforación es un factor muy importante ya que será el encargado de decirnos si el peso del lodo es el adecuado o no para poder atravesar formaciones presurizadas y permeables capaces de producir influjos.

Para la determinación de los niveles de gases se emplea una “trampa de gas” que es un dispositivo que va colocado a la salida del flowline (tubería que conecta el flujo de lodo desde el pozo hacia las zarandas) y que extrae el gas del lodo, que mediante

un tubo es succionado, filtrado y deshumedecido para que sea un cromatógrafo SRI 8610C el encargado de hacer las lecturas y mostrarnos los niveles de gas.

Ya que es un factor importante pasaremos a ver las situaciones que podrían afectarlo.

- Las fuentes de gas recicladas o contaminadas pueden afectar la identificación de gases liberados o producidos.
  
- Cambios en la litología podría cambiar también los niveles de gas contenidos en el lodo.
  
- Siempre se debe poner especial cuidado en la “trampa de gas” (dispositivo extractor de gas) ya que puede verse afectado por diversos factores como falta de aire, atoramiento, contaminación, los cuales afectarán y nos darán lecturas erróneas de los niveles de gas.
  
- Los diversos tipos de lodo nos darán lecturas diferentes de gas, esto debido a reología y solubilidad que tendrá el gas en el lodo.

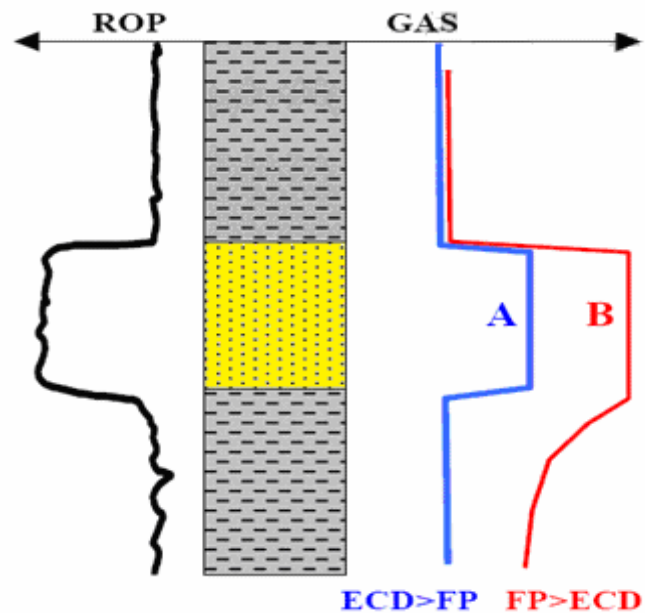
Algunos conceptos que se deben manejar son:

Gas de fondo: El gas de fondo o también conocido como background será el que reflejará los cambios de gas debido a la liberación mecánica de éste, desde los poros durante el proceso de perforación. Los niveles de gas aumentarán cuando se

encuentra una zona sobrepresurizada, pero esto podría darse ya cuando el influjo esta en superficie, lo cual no seria muy útil, es por eso que más adelante propondremos un método el cual nos permitirá saber si el peso del lodo es el adecuado o no para soportar la presión poral.

Picos de gas: Un pico de gas es cualquier aumento de nivel de gas por encima del gas de fondo o background. Estas manifestaciones pueden ser normales y no siempre indicar un aumento de la presión de formación, un aumento de este podrá inferirse con mayor seguridad si se presenta el gas de conexión, el cual será tratado más adelante.

Los niveles de gas también podrían aumentar, aun si el peso del lodo esta por encima de la presión poral, ya que será el gas proveniente de la roca perforada (drilling gas), se reconoce este tipo de gas ya que éste debe bajar nuevamente al nivel del background cuando se continua perforando o se circula; en la ilustración 10 se observa esto en una forma idealizada.



**Ilustración 10- Gas en situaciones de sobrebalance y subbalance**

Así también como muestra en la línea B de la Ilustración 10, en el cual el valor de gas disminuye lentamente lo cual podría darse en una condición de subbalance y perforáramos una arena permeable la cual viene aportando fluidos lo cual hace que las lecturas de gas ya no regresen al valor de background anterior, se debe tener mucho cuidado en estos casos, este tipos de situaciones puede ser analizada también usando las conexiones o paradas programadas de circulación los cuales nos indicaran si tenemos o no el peso de lodo necesario para contener la presión poral usando el valor de la densidad circulante en comparación con el peso del lodo en condiciones estáticas.

Gas de conexión: La presencia del gas de conexión es una confirmación muy importante de la existencia de un estado de subbalance en el pozo. Debido a que el

gas de conexión se presenta sólo cuando existe la condición de subbalance, por lo tanto es un factor en gran medida incuestionable.

Durante una conexión se producen dos caídas de la presión de compensación, las cuales podrían conducir a tener una presión menor a la presión de formación ocasionando así un subbalance temporal. Las dos caídas de presión durante una conexión son:

- Reducción de la presión anular por suabeo, cuando se saca del hueco la sarta de perforación. Este fenómeno es causado debido a las pérdidas por fricción causadas por el movimiento del lodo cuando se saca la cañería. La pérdida de presión en el fondo se vera incrementado con la velocidad de la tubería, la viscosidad del lodo, la holgura anular y las boquillas taponadas. También puede darse por succión causado por herramientas de calibre total como la misma broca o estabilizadores así como también brocas emboladas.
- Reducción hasta la presión hidrostática del lodo, una vez que la sarta se asienta en las cuñas y se apagan las bombas.

Entonces llamaremos gas de conexión al aumento de los niveles de gas debido a la falta de circulación a consecuencia de que estamos en una condición de subbalance.

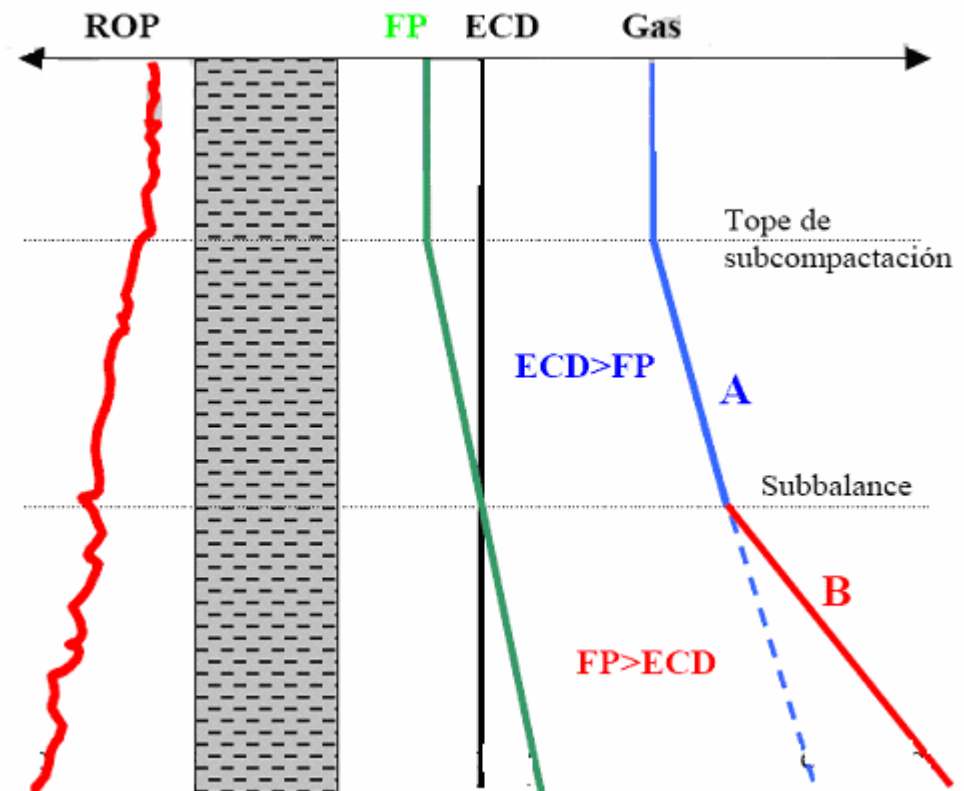
Otros aspectos muy importantes que tenemos que considerar es la permeabilidad de la formación. Si la formación es permeable entonces existirá un influjo de fluido mientras exista subbalance, la cantidad de influjo dependerá de la presión

diferencial, es decir del grado de desbalance que se tenga, a mayor sea la diferencia entre la presión poral y la densidad circulante más rápido fluirá el influjo al anular.

Si las formaciones son lutitas o arcillas, estas también pueden generar gases de conexión cuando existe subbalance, si bien es cierto que puede existir un flujo pequeño de fluido debido a la baja permeabilidad, el gas de conexión se deberá principalmente al derrumbe de la formación, esto debido a que el fluido presurizado no puede fluir libremente por la baja permeabilidad lo que causa micro fracturas y derrumbes en las paredes del hueco. A medida que la roca se fractura y cae en el anular se libera gas del espacio poral lo cual genera el gas de conexión.

Gas de transición: Es el gas se encontrará en la roca sello y que ha sido influenciada por la roca sobrepresurizada. Esta rocas sello que presenta una permeabilidad muy baja evita el flujo libre de fluidos asociado con la sobrepresión sellada en rocas productivas o tipo reservorio. Ya que tenemos fluidos sobrepresurizados y atrapados en los poros y una presión diferencial negativa esto conducirá a derrumbes de las paredes del pozo (generalmente lutitas) para aliviar el desbalance y es mediante estos derrumbes que se contaminará el lodo con gas y que será percibido en superficie durante la circulación. También se puede producir un flujo menor a través de las áreas de baja permeabilidad, y el mismo puede llegar a ser más importante si existen fisuras, fracturas, estratos arenosos, etc. que permiten el flujo libre del fluido. En esta parte también se puede presentar el gas de conexión.





**Ilustración 11 - comportamiento del gas en la zona de transición**

Relación de gases: El incremento o la aparición de gases más pesados es un indicador común de que se está perforando una zona de transición, lo cual puede ser usado como un medio para detectar zonas subcompactadas.

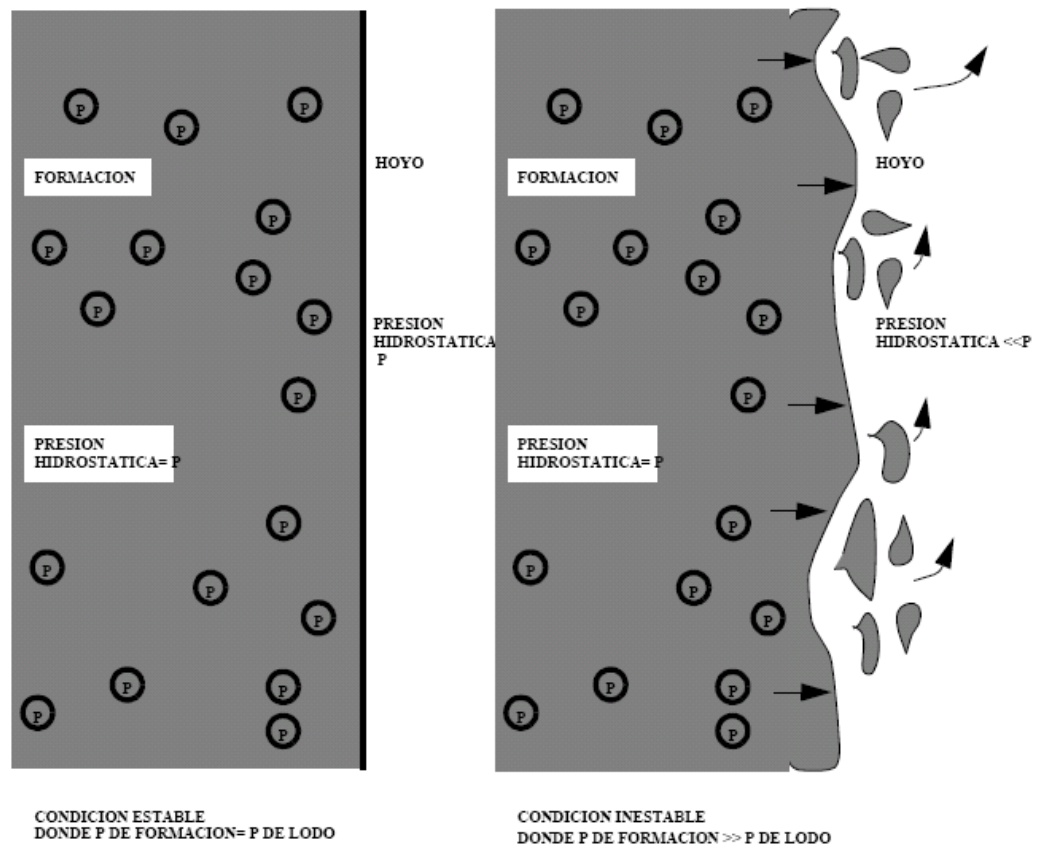
En zonas con compactación normal generalmente hay menos propano que etano, cuando se perfora dentro o inclusive cerca de la zona de transición esta relación a menudo es vista al revés, es decir la relación C2/C3 cae por debajo de uno, así que es posible mediante el cálculo sistemático de esta relación encontrar el tope de zonas subcompactadas.

- **Naturaleza de los recortes**

Durante los procesos de registro de lodo en superficie, los recortes que trae el lodo son tamizados y se dimensionan hasta un tamaño que se supone sea representativo para el fondo del hoyo, los fragmentos grandes se consideran derrumbes de la pared del pozo y no son considerados en la elaboración del perfil litológico pero si pueden ser considerados para la evaluación de presiones porales.

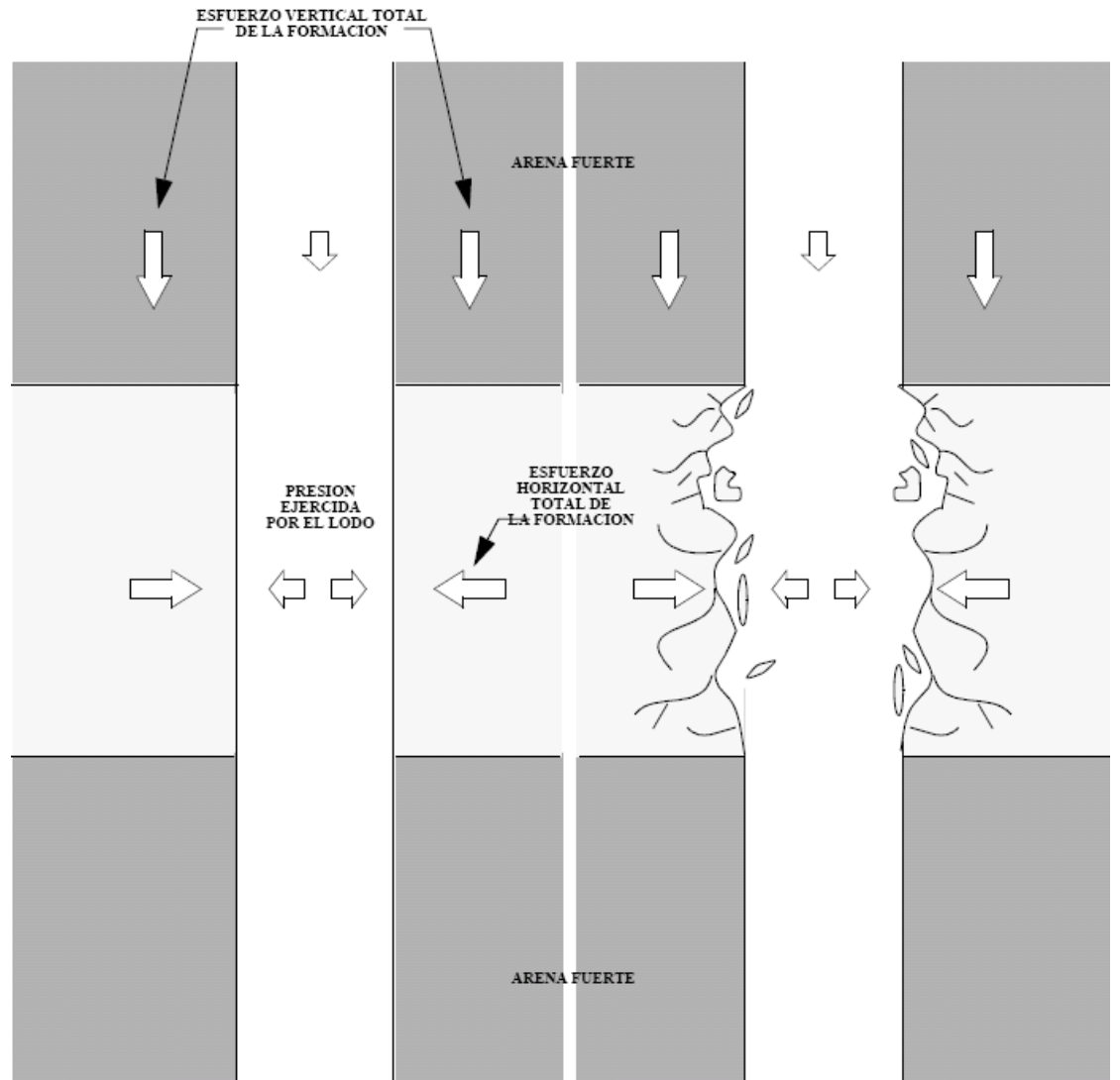
La presencia de estos fragmentos indica la inestabilidad de las paredes del pozo. Las presiones anormales más evidentes se dan en las arcillas y las lutitas. La cantidad de derrumbe dependerá de la del grado de inestabilidad. Es importante el control periódico de las zarandas en busca de este material de derrumbe y no solo el encargado de recoger la muestra debe tener esta tarea.

La abrasión de las paredes del pozo ocasionada por la tubería también genera pequeños derrumbes pero no son distinguibles de los ripios de la perforación debido a su pequeña dimensión. Si la presión de formación es superior a la presión que ejerce el lodo entonces la presión diferencial hará que los fluidos se desplacen hacia el hueco, esta en formaciones impermeables como las lutitas y arcillas pueden llegar a ser tan grandes que vencen la resistencia de la roca, cuando esto sucede se producen derrumbes. (Ilustración – 12)



### Ilustración 12 – Derrumbes por desbalance durante la perforación

Dado que toda la corteza terrestre tiene esfuerzos que varían con la profundidad, el área, la litología, la historia, etc. Si la pared del pozo no se encuentra debidamente sustentada la pared del pozo podría fallar y derrumbarse. (Ilustración - 13)



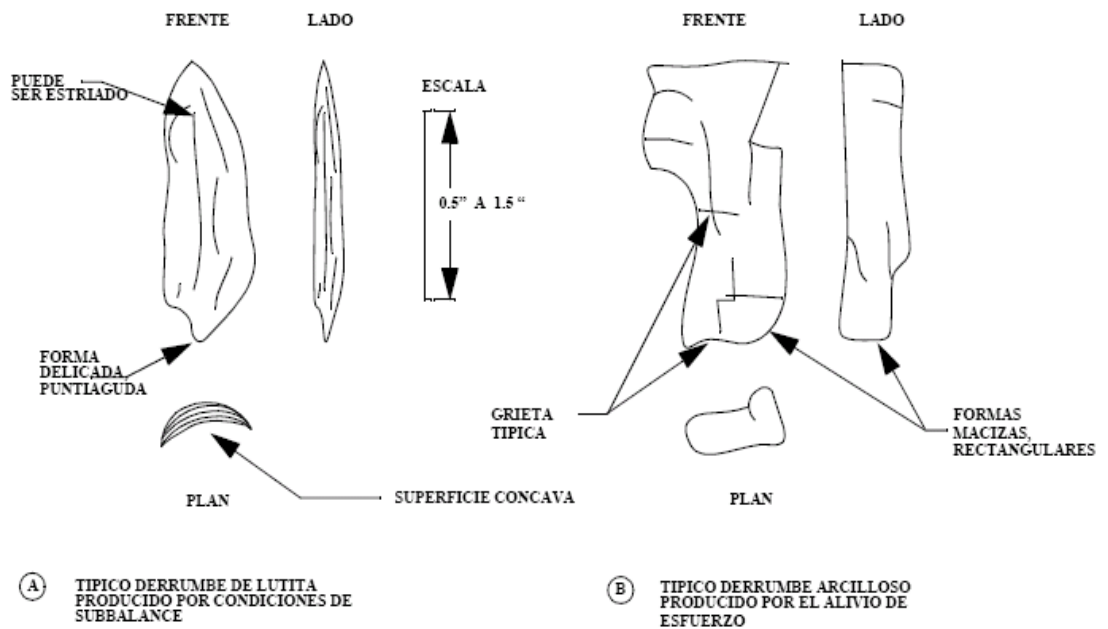
LA PARED DEL HOYO ES ESTABLE CUANDO LA DIFERENCIA ENTRE LOS ESFUERZOS LATERALES DE LA FORMACION Y LOS ESFUERZOS LATERALES EN EL HOYO ES MENOR QUE LA RESISTENCIA DE LA FORMACION MAS DEBIL

LA PARED DEL HOYO ES INESTABLE CUANDO LA DIFERENCIA ENTRE LOS ESFUERZOS LATERALES DE LA FORMACION Y LOS ESFUERZOS LATERALES EN EL HOYO ES MAYOR QUE LA RESISTENCIA DE LA FORMACION MAS DEBIL

**Ilustración 13 – Derrumbes por alivios de esfuerzos**

El material proveniente de una perforación subbalanceada suele ser largo, astiloso, cóncavo y delicado, mientras que el que se origina por alivio des esfuerzo es un trozo mas aterronado.

Se muestran ejemplos en la Ilustración 14.



**Ilustración 14 - Ejemplos y características de derrumbes.**

## **CAPITULO 3**

### **MÉTODO**

Tal como indica el esquema mostrado en la ilustración 16, lo primero que tenemos que hacer es analizar los datos recopilados, si bien es cierto que debemos de buscar todas las formas de indicios que nos puede dar el pozo para la detección de sobrepresiones, proponemos hacerlo principalmente mediante el exponente D y buscar los primeros indicios de sobrepresión aún cuando estemos perforando a profundidades relativamente someras o ya estemos en la zona de transición de la formación sobrepresurizada.

Si no se tienen indicios de sobrepresión se continúa perforando normalmente pero siempre con el análisis de todos aquellos parámetros que nos podrían dar aviso de que nos acercamos a una zona sobrepresurizada. Si es que el exponente D o cualquiera de los demás factores nos indican una anomalía, entonces primeramente nos debemos de asegurar que no hay ningún tipo de influjo mediante

una serie de pruebas (prueba de flujo, presión de bombas, velocidad de las emboladas de las bombas, caudal de flujo de salida, contenido de gas en el lodo, peso del lodo, entre otros) esto es muy importante ya que si la prueba de flujo u otras pruebas realizadas para probar si existe un influjo resultan positivas se deben de seguir los procedimientos de control de pozos. Una vez que sabemos o sospechamos de la existencia de la sobrepresión y habiendo verificado de que no se esta produciendo ningún influjo, la compañía operadora en la persona del Company man (Persona que actúa en representación de la compañía operadora del lote) debe ser comunicada de la situación y él delegará o comunicará al personal involucrado para estar preparados. Es así que ya estando competentes y tomado todas las precauciones necesarias para que cualquier situación anormal no nos pueda sorprender, debemos de confirmar esta sobrepresión, principalmente con la cromatografía y mediante una prueba de parada de circulación (que es una prueba que se propone en esta tesis en la que se detiene deliberadamente la circulación para forzar la contaminación del lodo, y así descartar si este gas proviene del efecto de suabeo (succión generada por la sarta de perforación en el hueco cuando ésta tiene movimiento ascendente) que se puede generar durante las conexiones o viajes, esta prueba será expuesta mas adelante).

Una vez que tenemos la presencia del gas por la conexión en sí o por una prueba de parada de circulación, nos confirmaría la sobrepresión por lo que se debe proceder a densificar el lodo. Se debe de subir la densidad del lodo hasta que ya no exista el gas de conexión. Usando las pruebas de paradas de circulación (para simular conexiones y así no perforar zonas permeables y sobrepresurizadas) se debe lograr una densidad

óptima del lodo como para prevenir influjos y no tener densidades demasiado altas que podrían ocasionar otros problemas como pegas diferenciales, disminución del ROP, mala limpieza del hueco entre otros. Esto se logrará mediante prueba y error es decir densificando y probando si se presenta o no el gas de conexión. Una vez que se ha aumentado la densidad del lodo y ya no hay presencia de gas de conexión continuamos perforando normalmente, siempre verificando los niveles de gas buscando el gas de conexión u otro indicio para poder actuar anticipadamente.

Si se decide densificar el lodo pero continuar perforando entonces debemos analizar principalmente el ROP, ya que un cambio brusco en la tasa de perforación (drilling break) podría indicarnos de que ya estamos dentro de la zona presurizada y permeable, debemos de estar preparados; así también se analizará los demás indicadores mencionados anteriormente. Todo esto para evitar sorpresas ya que una zona sobrepresurizada y con la permeabilidad suficiente como para generar un influjo podría perforarse, este supuesto podría darse en el caso de que no se tenga conocimiento de la zona o por fallas u otros motivos podemos encontrar esta formación con presión anormal de forma repentina, es decir, sabemos o sospechamos de su existencia pero no sabemos a que profundidad podría estar.

Una situación muy importante que tenemos que tener en cuenta y emplear es que cuando se está perforando y no hay indicios de subida importante de gas contenido en el lodo, pero que si se percibe un aumento de los niveles de gas después de una conexión, este escenario es debido a que las formaciones son muy poco permeables y este gas que puede estar constantemente ingresando al fluido de perforación no se



percibe en superficie debido a la muy baja cantidad de éste y que se disipa en el circuito de lodos de superficie, pero cuando hay una conexión, interrupción de la circulación o viaje, este gas se acumula y contamina un volumen de lodo que se aprecia cuando se circula nuevamente.

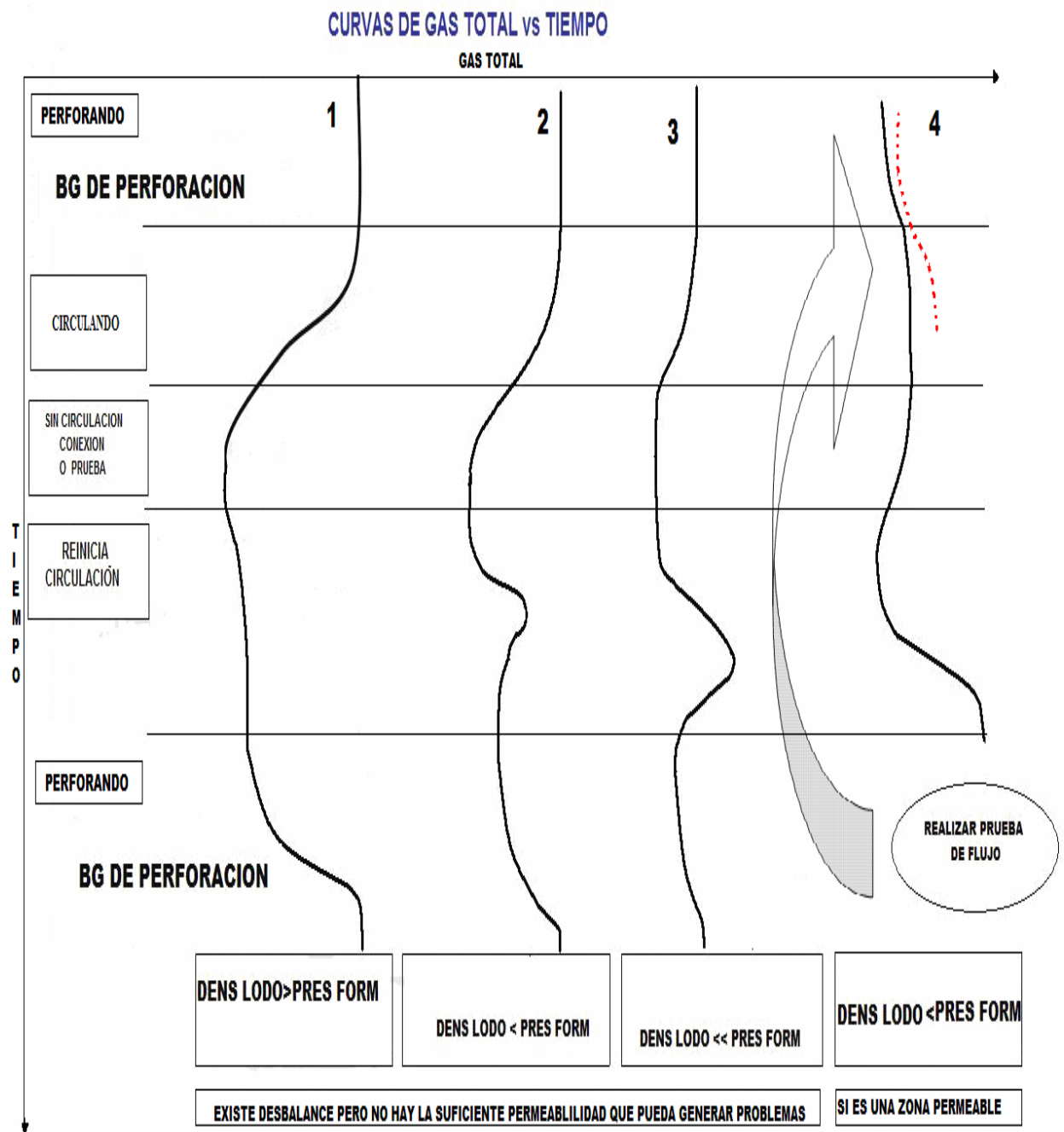
Otro punto importante que se mencionó anteriormente es que debemos de diferenciar si el gas es debido a un desbalance de la presión que ejerce el lodo o si es debido al suabeo, esto se puede lograr si se hace una prueba de parada de circulación que también puede ser empleada para simular conexiones cuando se toma la decisión de no perforar hasta alcanzar condiciones de sobrebalance. Entonces para esta prueba de parada de circulación se recomienda realizar el siguiente procedimiento para confirmar el desbalance:

- Se circula un cierto intervalo (se recomienda un fondo arriba) con el fin de tener un nivel de gas constante en el lodo, la sarta sólo se rotará mas no se reciprocará (para evitar el suabeo).
- Se para la circulación por 5 minutos, sólo se rotará la sarta para evitar pegas.
- Se reinicia la circulación y se espera el fondo arriba, observando el comportamiento del gas, se continúa rotando, no se reciprocará.

Notamos que en ninguna de las maniobras se debe reciprocarse, como indicamos anteriormente esto se debe a que si reciprocamos podemos suabear y obtener gas debido a este fenómeno.

A continuación se muestra una ilustración en el cual se aprecia, en una forma idealizada, en comportamiento que puede tener el gas en una conexión o una parada deliberada de la circulación como el que planteamos anteriormente.

### COMPORTAMIENTO DEL GAS DE CONEXION



**Ilustración 15 – Comportamiento del gas durante conexiones o intervalos sin circulación**

Veamos que situaciones se pueden presentar:

Debemos señalar que los 3 primeros casos se ha perforado roca que no posee la permeabilidad suficiente como para generar influjos, ya estando seguro de esto se puede proceder a hacer la conexión o hacer una parada programada de circulación y así poder observar el comportamiento del gas y establecer si la presión diferencial que se tiene es positiva o negativa.

En el caso de la curva número 1 en el que la densidad del lodo es mayor que la presión de formación, es decir tenemos una presión diferencial positiva la curva nos muestra que cuando estábamos perforando tenemos un nivel de gas que es el gas de fondo (BG de perforación), y lógicamente al circular este nivel de gas tiene que disminuir debido a que no hay aporte por parte de la formación y el contenido de gas en el lodo debe reducir ya que éste se disipará en el circuito de superficie. Una vez que se para la circulación los niveles de gas seguirán disminuyendo ya que no hay retorno de lodo. Una vez que se reinicia la circulación los niveles de gas regresaran al nivel que se tenía cuando se estaba circulando sin observar ningún pico de gas, para luego que se comienza a perforar nuevamente este regresa al nivel anterior durante la perforación.

En las curvas 2 y 3 sucede que luego de parar la circulación por un intervalo y después de reiniciar el bombeo se nota claramente un pico de gas, este es el evento que nos demostraría que tenemos una presión diferencial negativa ya que en el momento que se tenía el lodo en condiciones estáticas éste se contaminó y al

reiniciar la circulación se observo este aumento del nivel de gas, una vez que este lodo contaminado es circulado el nivel de gas disminuye ya que al tener la permeabilidad muy baja o insuficiente (también podría darse el caso de que la densidad circulante sea mayor que la presión poral) ya no se van generar influjos y ya no se percibirá aumentos de los niveles de gas. Si bien es cierto que si se da el caso de que la densidad circulante no es mayor a la presión poral pueden haber pequeñas cantidades de gas que se introduzcan al lodo debido a pequeños derrumbes o provenientes de areniscas “sucias” con una muy pobre permeabilidad (movimiento de fluidos de zonas con mayor presión a zonas con menor presión) y que debido a la cantidad de gas son imperceptibles que luego son disipados en los circuitos de superficie. La magnitud de estos picos de gas dependerá del grado de desbalance que se tenga como claramente se puede apreciar en los dos picos de las curvas 2 y 3.

Otra situación que podría presentarse se muestra en la curva 4, en la que el gas ya se viene incrementando durante la perforación, lo que se debe hacer en estos casos es primeramente realizar una prueba de flujo, si ésta es positiva se debe seguir los procedimientos de control de pozo. Si ésta es negativa se recomienda circular un fondo arriba para observar su comportamiento y poder hacer la conexión sin problemas (ya que podemos tener el lodo en el anular contaminado lo que puede generar que disminuya su densidad), si durante la circulación el nivel de gas disminuye quiere decir que perforamos una roca con alto contenido de gas (gas de perforación o drilling gas) pero el ECD es mayor que la presión de formación así que ese pico de gas proviene solo de la roca perforada mas no hay influjos, se recomienda hacer una prueba de flujo en la conexión y si después de ésta no se

presenta el gas del mismo nombre (haciendo los cálculos de tiempo del fondo arriba), quiere decir que la densidad del lodo también es más alta que la presión poral.

Debido a que si la densidad de lodo se tiene que incrementar a valores altos siempre se debe de tener cuidado en no fracturar la formación debido a los altos valores de ECD, para evitar esto se debe hacer los cálculos respectivos y prestar bastante atención a los niveles de los tanques de lodo, para prevenir cualquier tipo de pérdida de circulación.

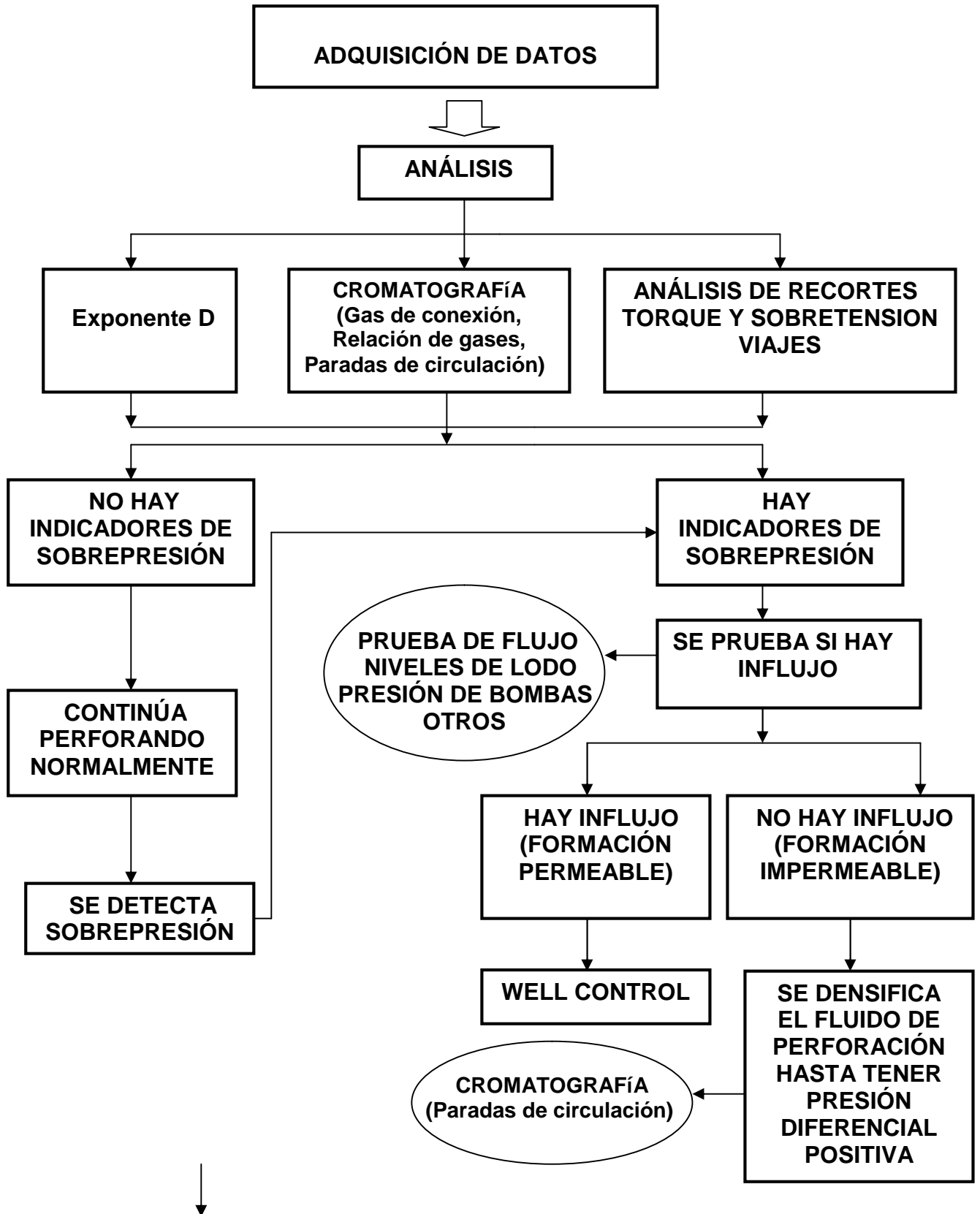


Ilustración 16 – Esquema del método

## **CAPÍTULO 4**

### **APLICACIÓN**

En este capítulo pasaremos a aplicar el método desarrollado anteriormente.

#### **4.1 Pozo de la Compañía Interoil**

En este pozo se comenzó a recibir datos desde 1130 ft pero se realiza la cromatografía de gases desde 1331 ft esto después de un viaje que se realizó para que la compañía direccional cambie su herramienta de MWD.

Teniendo datos comenzamos a hacer los cálculos del exponente D, en este caso hemos usado el software Drilling View de la compañía TGT LAB SAC tal y como lo podemos observar en el Gráfico 1, en un registro llamado Pressure Profile. Este software hace los cálculos con los datos de ROP, RPM, WOB y Densidad del lodo que se va obteniendo. Como podemos apreciar se muestran los exponentes D, acompañados también de otros parámetros, los exponentes D revelan una disminución de los valores y la tendencia (observe la línea del Normalized D exponent o exponente D normalizado que no viene a ser más que la desviación

estándar de los valores del exponente D corregido), lo cual nos indica que estamos en una situación anormal y tal vez frente a una zona sobrepresurizada. Este gráfico se seguirá ploteando a medida que se va perforando y obteniendo más datos.

Tal como muestra en el FEL, que es el Formation Evaluation Log o Registro de Evaluación de Formaciones (Gráfico 2) que es un gráfico en el cual el software plotea los parámetros de perforación y el geólogo va introduciendo otros datos manualmente de acuerdo a la descripción de muestras de canaleta, datos del lodo, desviaciones del pozo, comentarios, descripciones y más. En este perfil también se tiene la litología porcentual que es descrita según se va observando las muestras de canaleta al microscopio, esto cada cierto intervalo perforado; también se tiene litología interpretada en la cual el geólogo subjetivamente va ploteando capas que de acuerdo al ROP y cromatografía, según interpreta, se encuentran dispuestas en el subsuelo. Como se ve en la pista de la litología interpretada revela que se han atravesado arcillas con intercalaciones de areniscas, conglomerados y limolitas.

Una vez que se inicia el viaje se observó arrastre @ 1192-1162 ft, arrastre: 10 TON; 826-796 ft, arrastre: 12 TON. Cabe resaltar que para esta sección perforada se tenía un ángulo de 29.7 grados de inclinación antes de realizar el viaje.

Entonces hasta este momento tenemos 2 indicios, el exponente D y el arrastre durante el viaje.



Se cambia la herramienta direccional, y se corre nuevamente la sarta en el hueco para continuar perforando, llega al fondo, circula y se procede a perforar nuevamente.

Como se ve en el Gráfico 3 luego de reiniciada la circulación, los valores de gas total suben alcanzando valores altos que conforme se va circulando estos van disminuyendo. Esto nos estaría confirmando que existen zonas sobrepresurizadas y que debido a la falta de circulación, una cantidad de gas se introdujo en el lodo, ya sea de capas de lutitas (por posibles derrumbes) o de las capas un poco mas permeables como son los conglomerados y areniscas “sucias”. Posteriormente realiza la conexión a 1327 ft y minutos después se manifiesta una subida del gas total (gas de conexión). Se estaba perforando con un gas de fondo de 900-1000 ppm y el gas de conexión alcanzo un pico de más de 4200 ppm, el cual a medida que se va perforando va disminuyendo y regresa al gas de fondo normal de perforación de 900-1000 ppm. Además en el Grafico 18 se muestran todas las escalas en las que se grafican todos los parámetros.

Para este momento se perforaba con una densidad de lodo 8.9 ppg. Se procede a subir el peso del lodo hasta 9.5 ppg tal y como muestra el Gráfico 4, el gas de conexión aparece nuevamente en las siguientes conexiones aun con la densidad del lodo de 9.5 ppg. Se continúa perforando con esa densidad del lodo hasta la profundidad de 1668 ft y continuamente en cada conexión se manifestó el gas del mismo nombre. Entonces se decide circular para limpieza y ver el comportamiento que tiene el gas. Como se observa en el Gráfico 5, el gas total en el lodo baja desde

1200 ppm hasta 400 ppm. Se hace la conexión y nuevamente se manifiesta el gas alcanzando 3000 ppm, se continúa perforando mientras se comienza a incrementar nuevamente la densidad del lodo.

Luego de hacer la conexión @ 1731 ft se observa que el gas sube drásticamente, se circula prestando atención a todos los demás parámetros, el gas comienza a disminuir hasta 700 ppm, lo que nos demuestra que no hay influjo. Pero con mayor razón se continúa acondicionando baritina al lodo para subirle la densidad hasta 10 ppg. Todo esto se ve en el Gráfico 6.

A 1955 ft se realiza un viaje corto hasta el zapato, una vez de que la broca está nuevamente en fondo, como lo muestra el Gráfico 7, se circula y se observa un pico de gas de 31200 ppm, esto debido al largo intervalo de tiempo que el pozo estuvo sin circulación y también posiblemente por el suabeo que se realizó al sacar la sarta, luego de esto nuevamente se observa el gas de conexión de casi 13000 ppm, se continuará aumentando la densidad del lodo que se encontraba 10 ppg.

Cabe resaltar que a diferencia del método que propusimos, en el que se subía la densidad del lodo teniendo en cuenta el valor de ECD, lo cual fue realizado pero sin éxito entonces podemos inferir que no es el ECD el que contiene la presión de formación, lo que sucede es que debido a la muy baja permeabilidad de las capas que se han atravesado hasta el momento, principalmente areniscas y conglomerados, esta pequeña cantidad de gas es disipada por la circulación continua y no es percibida en superficie, pero cuando se deja de circular esta se acumula y es

observada cuando este lodo contaminado llega a superficie. Como se puede observar el Gráfico 8, tenemos 2261 ft perforados, la densidad del lodo se encuentra a 11.5 ppg pero todavía tenemos gas de conexión de más de 15000 ppm. Otro punto a resaltar es que es que después de que por problemas de taponamiento del flowline, se deja de circular por casi 1 hora, y luego de que se reinicia la circulación el gas alcanza un pico de casi 26000 ppm. Luego se procede a circular para limpiar el pozo y acondicionar el lodo. El gas en el lodo baja a alrededor de 1400 ppm.

Ya estando perforando a más de 2300 ft y con una densidad del lodo de 12 ppg se puede apreciar en el Gráfico 9 que se perforan 100 ft y no hay la presencia de gas de conexión.

Como podemos ver en la Gráfico 10, se continuó perforando ya sin presencia de gas de conexión y con normalidad. Cuando se perforaba a 2513 ft aproximadamente hay un incremento de ROP, que en parte es debido a que se comienza a darle rotación a la sarta después de haber deslizado para construir el ángulo, pero como se ve en el Gráfico 11 se nota claramente un aumento del ROP, posteriormente se ve un aumento del gas, que subsiguientemente bajará ya que era gas de la roca perforada, mas no un influjo; además en la descripción de las muestras de canaleta se observa que la arena comienza a subir y por ultimo en la parte derecha se aprecia fluorescencia, Lo que nos indica que estamos en una zona productiva, esta es la zona que tenía alta presión poral.

## **4.2 Pozo de la Compañía GMP**

En este pozo se comienza a recibir datos validos desde 1500 ft, incluso de cromatografía.

Entonces como observamos en el Gráfico 12, los exponentes D mostraron un comportamiento normal a lo largo de toda la perforación (el exponente D normalizado siempre mostró incremento).

Antes de llegar a la formación productiva se atravesaron capas de lutitas con intercalaciones de areniscas y arenas principalmente.

Además como se aprecia en diferentes partes de la perforación que se pueden verificar en los gráficos 13, 14 y 15. No hubo presencia de gas de conexión en ningún momento. Lo cual demuestra que el programa de lodos fue el correcto. Un Gráfico de las propiedades del lodo vs. Profundidad puede ser visto en el Gráfico 16.

Ahora como se muestra en el Gráfico 17, se puede notar que antes de entrar a la zona productiva se aprecia el aumento del etano (C2) y unos pies más adelante el aumento del propano (C3), lo cual marca el ingreso a esta zona de arenas productivas. Después como también muestra el Gráfico, la cromatografía arroja la cadena completa de hidrocarburos, pero no hubo ningún influjo, este era un pozo de desarrollo, la zona ya era conocida así que no hubo mayor problema. Pero queda demostrada la efectividad del exponente D.

## **CAPÍTULO 5**

### **ANÁLISIS ECONÓMICO**

Cuando se produce un influjo, éste trae muchas consecuencias, veamos un breve análisis poniéndonos en el caso de que se produzca un influjo:

Una vez que tenemos el influjo debemos de aplicar los procedimientos de control de pozos para luego decidirnos por cual de los métodos será controlado el pozo. Ya que el presente estudio nos indica que el influjo se debería producir debido a que la presión de formación fue mayor a la presión que ejerce el lodo entonces generalmente se debe de optar por el método de Esperar y Pesar. Entonces mientras que se hacen los cálculos y se prepara el lodo de matar este procedimiento va a tardar dependiendo de la profundidad del pozo y de la sección en la que nos encontremos.

Poniéndonos en el caso del pozo que se tomo para la aplicación en el capítulo 4 que es un pozo estándar en la cuenca talara en el cual la formación objetivo y en este caso sobrepresurizada se encontraba alrededor de los 2400 ft con un hueco de 12 ¼” y que se estaba perforando con un equipo de 80 ft de alto y que usa kelly. Entonces

una vez hechos los cálculos se procederá a preparar el lodo de matar para lo cual se tendrá que densificar alrededor de 350 bbls de lodo, lo cual puede tardar alrededor de unas 6 horas.

Una vez que tenemos listo el lodo de matar se procederá a bombear a una velocidad de 60 emboladas por minuto (por las presiones reducidas) para este equipo se calculan unas 3800 emboladas para lograr el retorno del lodo de matar, para lo cual me tomaría 1 hora en el mejor de los casos

Ya que se podrían presentar pérdidas de circulación debido al alto peso del lodo por lo cual se tendría que bombear píldoras con material de pérdida para poder reestablecer la circulación normalmente. Esto me puede tardar unas 8 horas para poder regularizar la circulación. Luego se presentaran complicaciones tales como agarre de la tubería por posible pega diferencial, se tendrá que trabajar con el martillo (Drilling Jar) para liberar la sarta de perforación Todo este proceso tranquilamente puede tardar 24 horas.

Luego se tendrá que hacer un viaje para retirar las herramientas direccionales, correr nuevamente la sarta en el hueco y bajar lavando, no olvidemos que cuando se trabaja con Kelly este proceso tarda más. Entonces un viaje para sacar la sarta a esta profundidad y a una velocidad adecuada para no generar suabeo puede tardar unas 6 horas, 2 horas para desarmar el ensamblaje direccional y 1 más para armar un ensamblaje común y luego bajarla lavando me podría tomar unas 8 horas

Por lo tanto se tienen 56 horas de tiempo no productivo debido al influjo.

Ahora, si se siguiera el método que proponemos, exageradamente se unas 4 pruebas de parada de circulación de 1 hora cada una, donde se incluyen primeramente un fondo arriba que a 550 galones por minuto me tomarían 25 minutos 5 minutos sin circulación y nuevamente 25 minutos de un fondo arriba adicional. La primera prueba sería para confirmar el subbalance y la siguiente sería para verificar, una vez que se está densificando, si la densidad del lodo es la correcta para poder crear una presión diferencial positiva. Entonces se emplearían en total menos de 4 horas. Para aplicar el método propuesto.

Ahora para proceso de densificar el fluido de perforación, una vez que se ha confirmado el subbalance, se puede realizar mientras se hacen las pruebas de flujo y las circulaciones, pero adicionalmente le podemos poner 3 horas más.

En total sumaríamos 7 horas entre realizar las pruebas y densificar el lodo para prevenir un influjo.

Entonces tendríamos una diferencia de 49 horas no productivas, si es que logramos evitar una arremetida.

Ahora el costo por día en esta zona de la cuenca talara aproximadamente es:

<b>CONCEPTO</b>	<b>COSTO DIARIO</b>
Equipo de perforación	\$ 17 000
Lodos	\$ 5 000
Compañía Direccional (Motor de fondo, MWD y Operadores)	\$ 16 000
Alquiler Drilling Jar y otras herramientas	\$ 5 000
Mud logging	\$ 2 000
Alimentación	\$ 1 000
<b>Total</b>	<b>\$ 46 000</b>

Tenemos un costo diario de \$ 46 000, entonces el costo del tiempo no productivo de 49 horas serian de \$ 94 000, que pueden ser evitados si se llega a tener la densidad de lodo correcta para perforar zonas sobrepresurizadas. Esto sin contabilizar posibles pérdidas de equipo, debido a pescados que se quedan en el pozo y posteriores sidetracks o pérdidas de vidas humanas cuyo valor es incalculable.

Por otro lado en una cuenca como las de la selva peruana donde las formaciones objetivo se encuentran alrededor de 7000 a 8000 ft y en donde los costos son mucho



más altos debido a la complejidad de la logística en la zona, los costos se incrementarían y los tiempos también.

Para hacer una aproximación el costo diario de perforación de un pozo en la selva peruana los gastos diarios serían:

<b>CONCEPTO</b>	<b>COSTO DIARIO</b>
Equipo de perforación	\$ 30 000
Lodos	\$ 10 000
Compañía Direccional (Motor de fondo, LWD y Operadores)	\$ 20 000
Alquiler Drilling Jar y otras herramientas	\$ 8 000
Mud logging	\$ 4 000
Alimentación	\$ 8000
<b>Total</b>	<b>\$ 80 000</b>

Ahora con lo que respecta a los tiempos estos se podrían incrementar debido a la profundidad del pozo, pongamos en el caso de 75 horas para poder controlar el pozo y 10 horas para realizar las pruebas y densificar el lodo lo que nos daría 65 horas no productivas lo que se traducirían en \$ 217 000 cuyo gasto puede ser evitado si se actúa a tiempo.

## **CAPITULO 6**

### **CONCLUSIONES**

- Se logró aplicar el concepto del exponente D para detectar la sobrepresión como una muy buena herramienta, ya que existen operaciones en los que la cromatografía de gas no es empleada en toda la perforación.
- Se logró aplicar con éxito el concepto de gas de conexión como una herramienta que nos indica el desbalance que existe entre la presión que ejerce el lodo de perforación y la presión poral y que mediante este concepto se densificó el fluido de perforación y mediante prueba y error se logró optimizar la densidad de lodo y perforar zonas sobrepresurizadas sin problemas.
- El exponente D debe ser usada como un número adimensional que nos indica la perforabilidad de la formación en forma cualitativa, no se debe de tratar de usar éste para obtener valores de presión poral a partir de modelos matemáticos como el método de Eaton, el método de Pennebaker, el método de Brister entre otros, ya que de esta manera puede ser aplicado en cualquier cuenca.
- El origen de la sobrepresión en el pozo de la compañía Interoil, sea posiblemente el de Desequilibrio por compactación o generación de

hidrocarburos, que debido a que las lutitas y arcillas son muy plásticas y de muy poca permeabilidad, restringió la normal deshidratación o expansión del fluido dentro de la roca. Y esta presión fue transmitida a areniscas, conglomerados y lutitas someras mediante las fallas que existen en esta cuenca.

- En la aplicación al pozo de la compañía Interoil, cuando se subía la densidad del lodo pero aun así se mantenía el gas de conexión, este era proveniente de areniscas “sucias”, conglomerados de muy baja permeabilidad y tal vez pequeños derrumbes de lutitas que por falta de circulación se acumulaba y contaminaba un volumen de lodo que una vez retomada la circulación era percibido en superficie, pero mientras se circulaba este no se percibía por la baja cantidad de gas que se tenía y que se disipaba en los circuitos de superficie.
- Cuando el contenido en el gas llegaba a un promedio de 50 000 ppm la densidad del lodo se disminuía en aproximadamente 0.3 ppg en el lodo contaminado.
- En la aplicación del segundo pozo se observa claramente en la cromatografía que el etano y posteriormente el propano aumentan claramente antes de llegar a la zona productiva, este sería la zona de transición, que puede ser utilizada en pozos en los que si haya formaciones sobrepresurizadas. Esto no se aprecia en el primer pozo lo que nos indica que es una formación con un

muy buen sello, lo cual corroboraría que la presión se transmitió a zonas someras mediante fallas.

- En comparación con el segundo pozo cuya densidad del lodo alcanzo solo 10.8 ppg hasta 6400 ft la densidad con la que se perforó el primer pozo fue de 12 ppg a 2500 ft, se nota claramente la diferencia de las presiones porales.

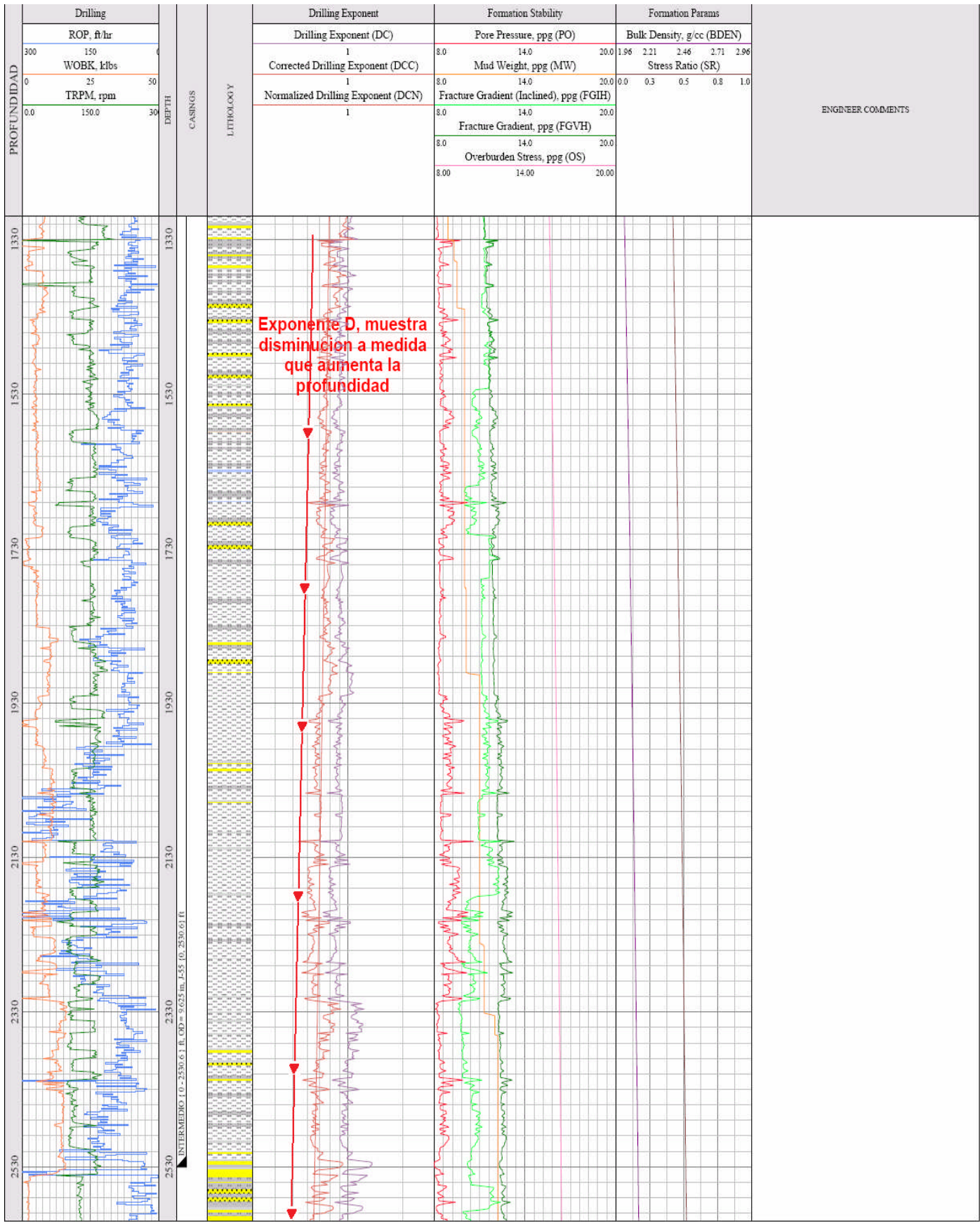
## **CAPÍTULO 7**

### **RECOMENDACIONES**

- Se debe de poner especial cuidado en la ubicación de la trampa de gas, la cual no debe ser afectado por otras operaciones que se hagan con el lodo y contaminen el lodo que viene del pozo para tener lecturas representativas de la roca que se viene perforando.
  
- Acondicionar el lodo antes de perforar y no mientras se continua perforando, si hay sospechas o se esta cerca de la formación sobrepresurizada.
  
- Nunca temer expresar incertidumbre, mostrar y sustentar el nivel de confianza.

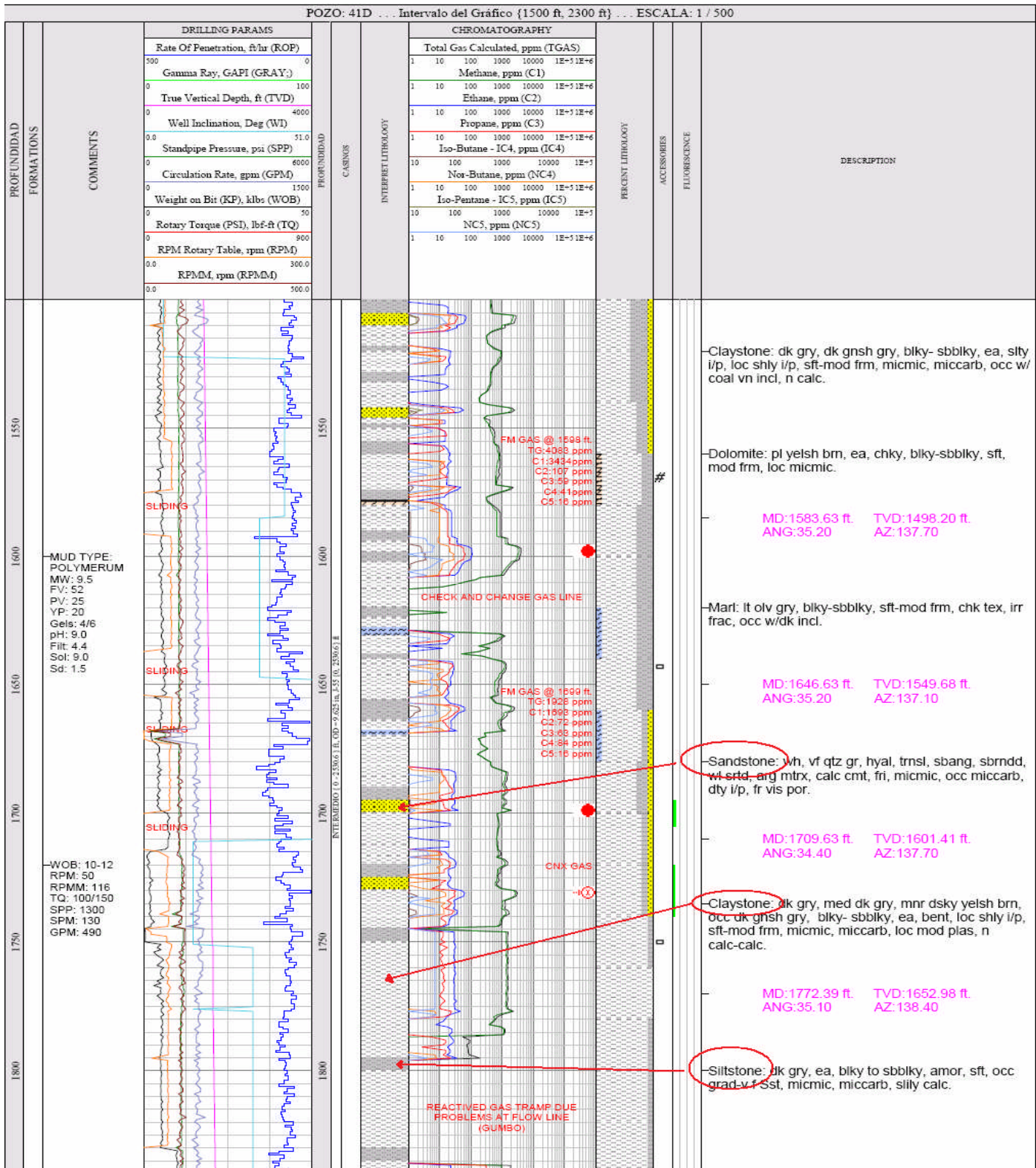
- Una vez que ya no se presenta el gas de conexión subir la densidad del lodo 0.5 ppg como factor de seguridad, siempre y cuando no se corra el riesgo de fracturar la formación.
- Mantener encendido el desgasificador, para evitar que el lodo contaminado con los gases de conexión sea nuevamente bombeado.
- Si se perfora demasiado rápido en zonas con altos espesores y con alto contenido gasífero, aun cuando se encuentre sobrebalanceado, el gas proveniente de la roca perforada podría desbalancear el anular y producirse un influjo, se recomienda tomar las debidas previsiones.

**CAPÍTULO 8**  
**GRÁFICOS**



**GRÁFICO 1 – Exponentes D para el pozo de la compañía Interoil**





**GRÁFICO 2 – Registro litológico para el pozo de la compañía Interoil**

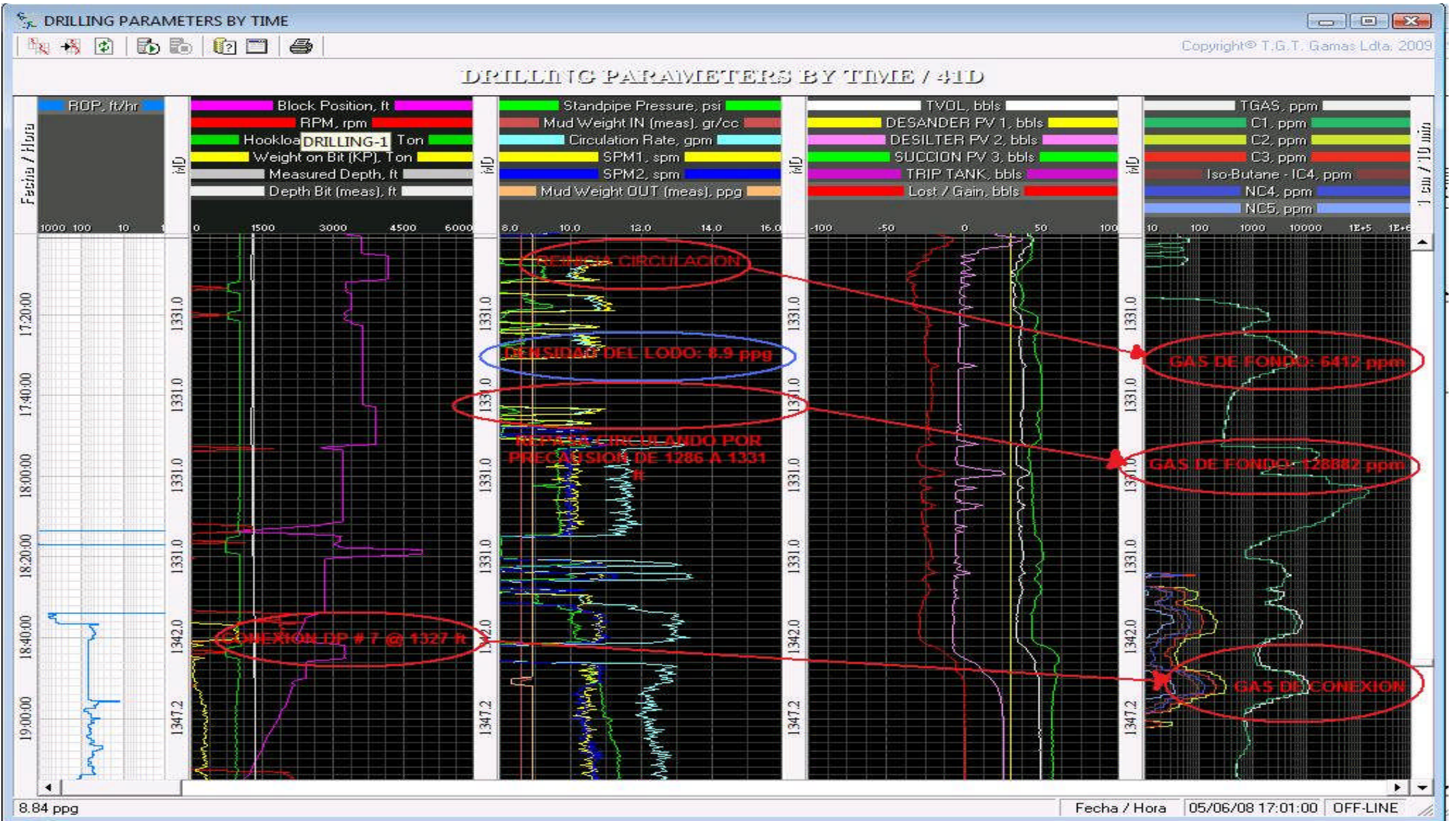


GRÁFICO 3 – Parámetros de perforación para el pozo de la compañía Interoil

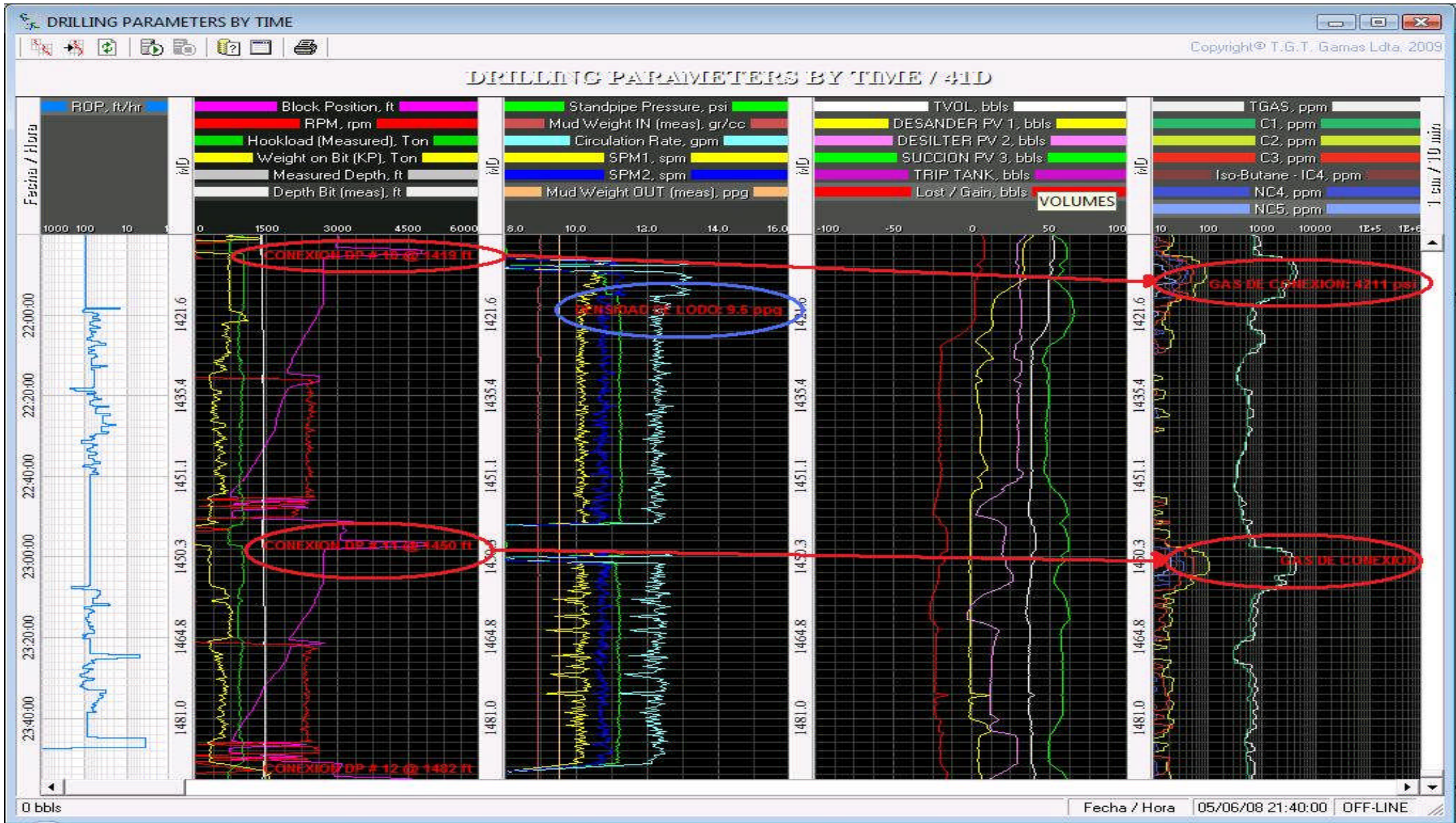


GRÁFICO 4 – Parámetros de perforación para el pozo de la compañía Interoil

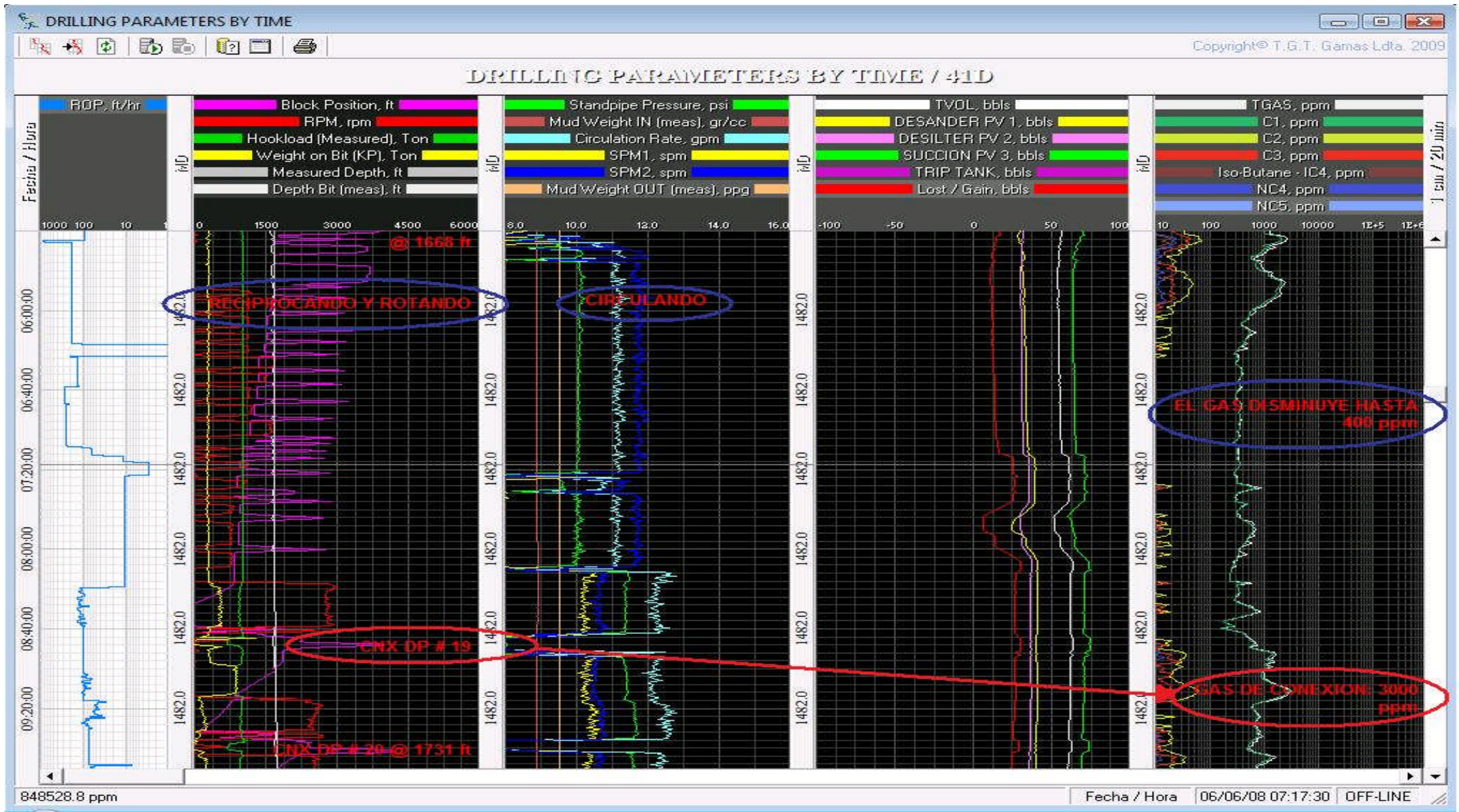


GRÁFICO 5 – Parámetros de perforación para el pozo de la compañía Interoil

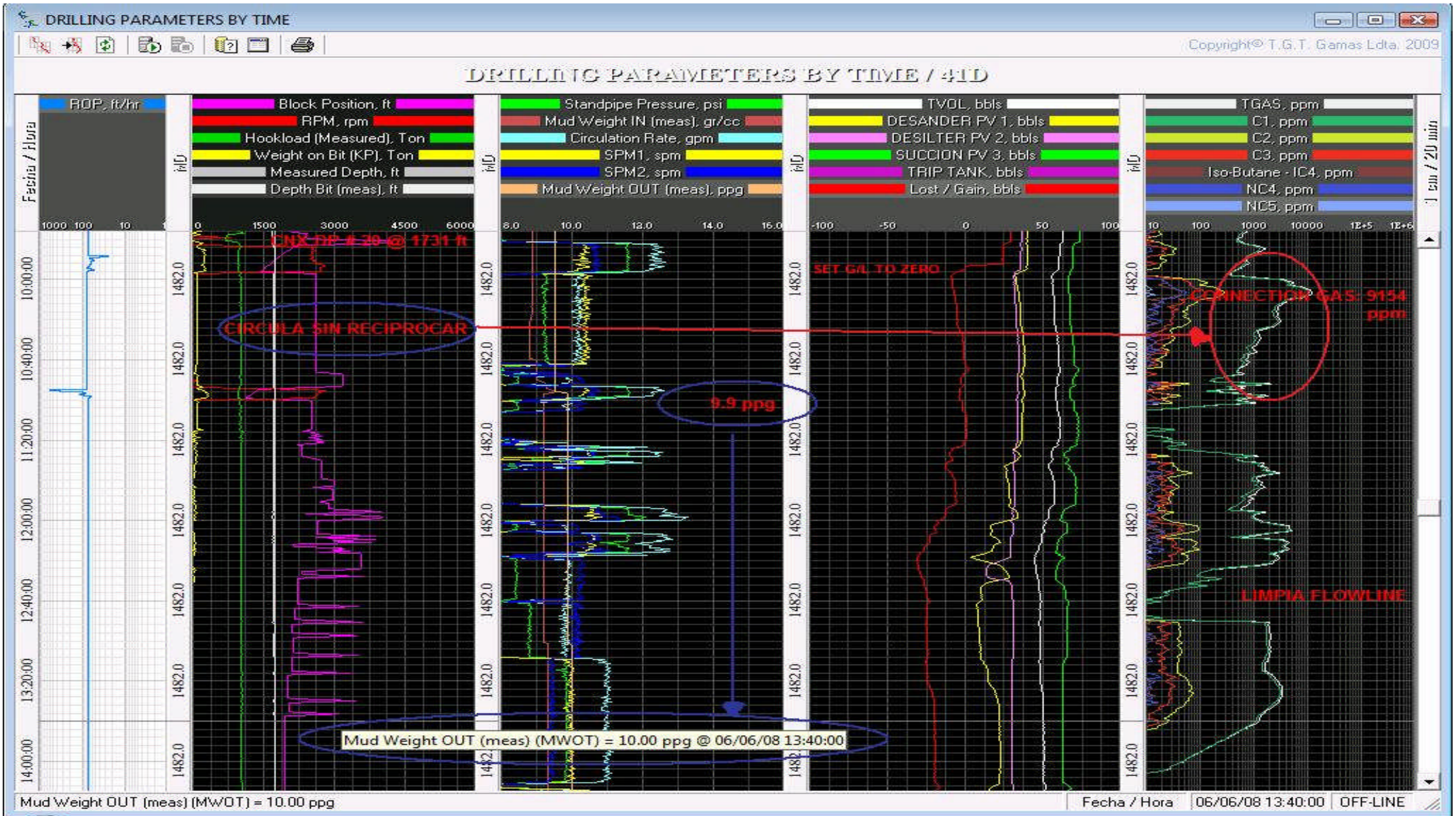


GRÁFICO 6 – Parámetros de perforación para el pozo de la compañía Interoil

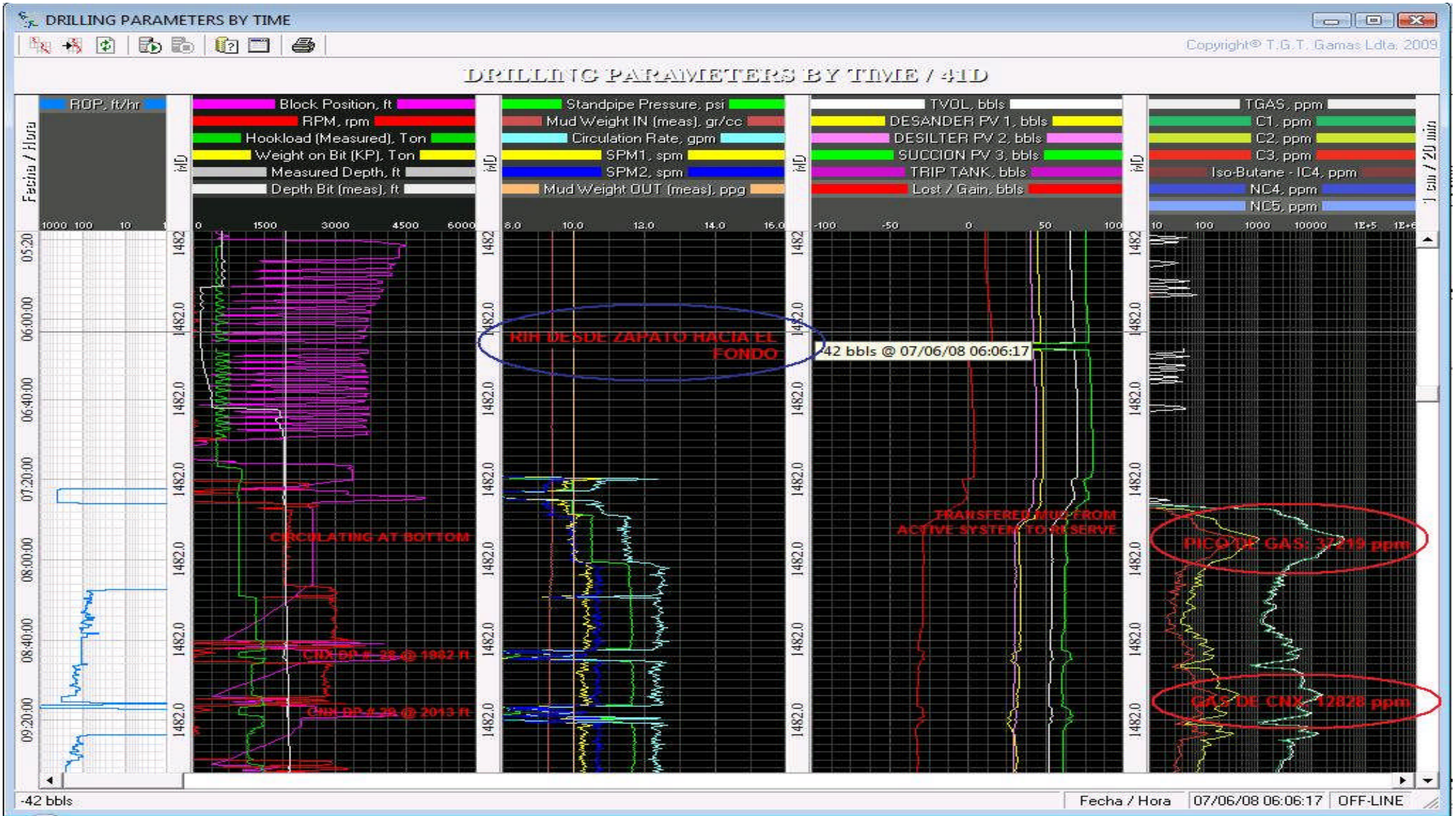


GRÁFICO 7 – Parámetros de perforación para el pozo de la compañía Interoil

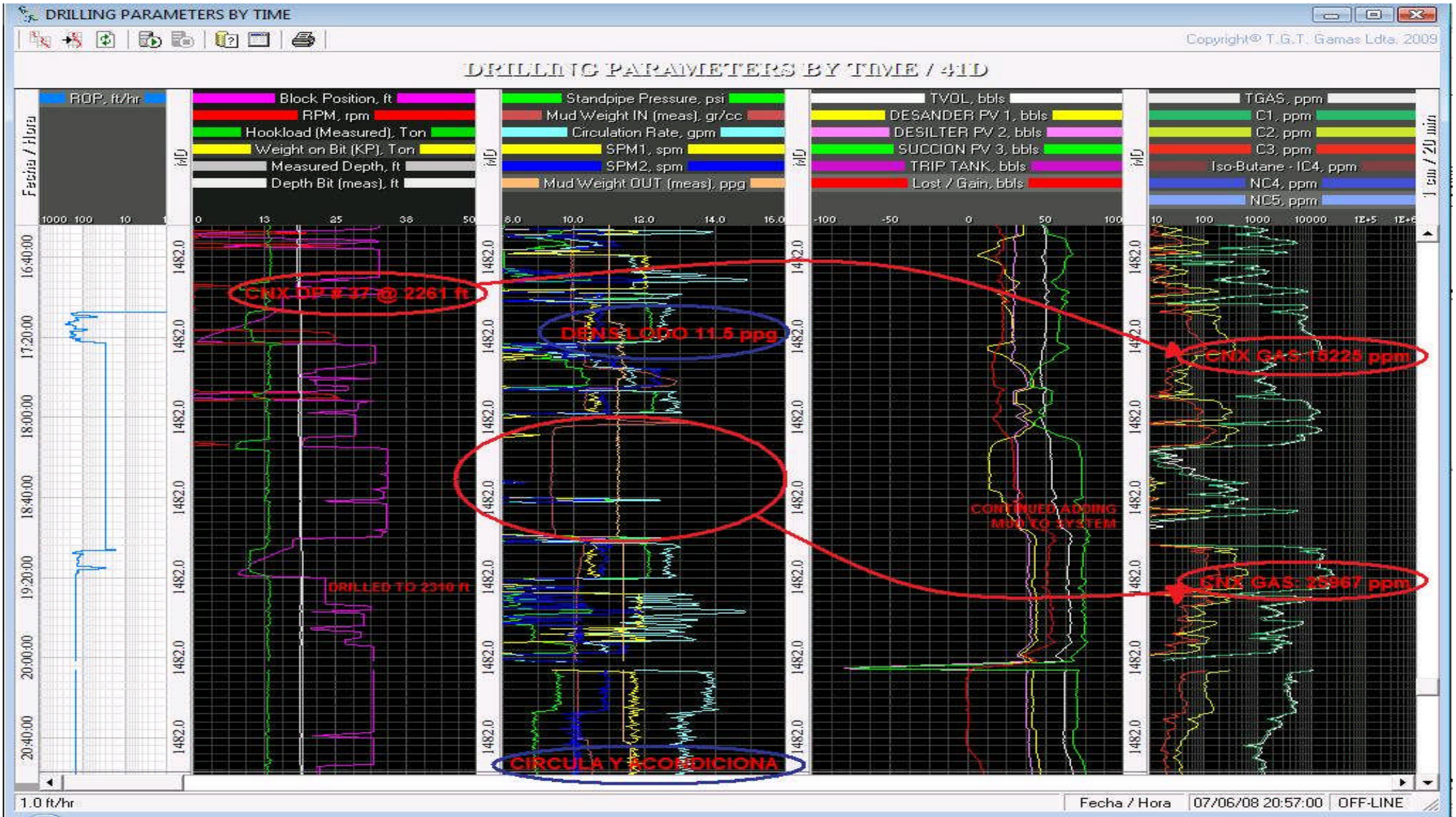


GRÁFICO 8 – Parámetros de perforación para el pozo de la compañía Interoil

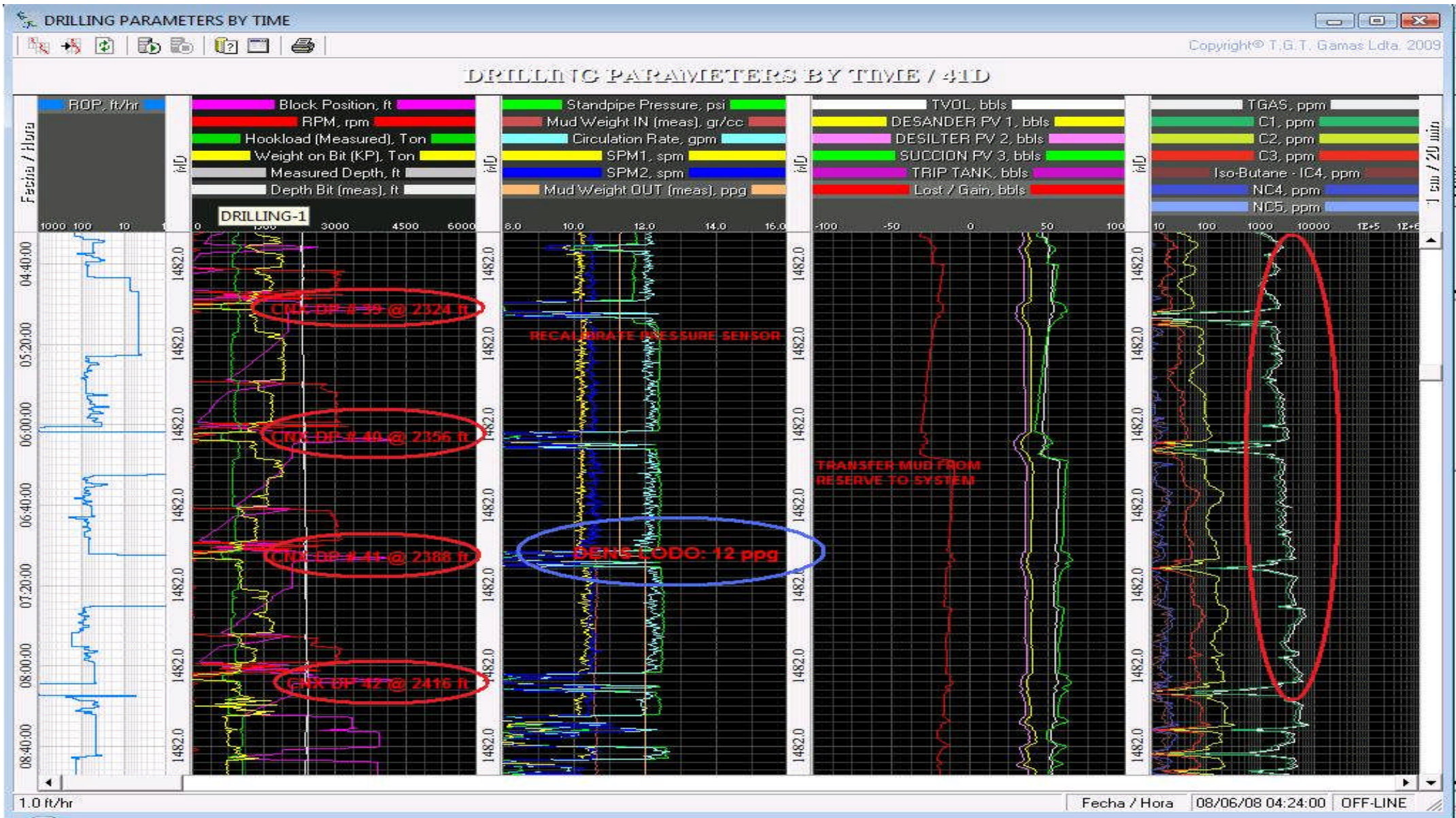


GRÁFICO 9 – Parámetros de perforación para el pozo de la compañía Interoil



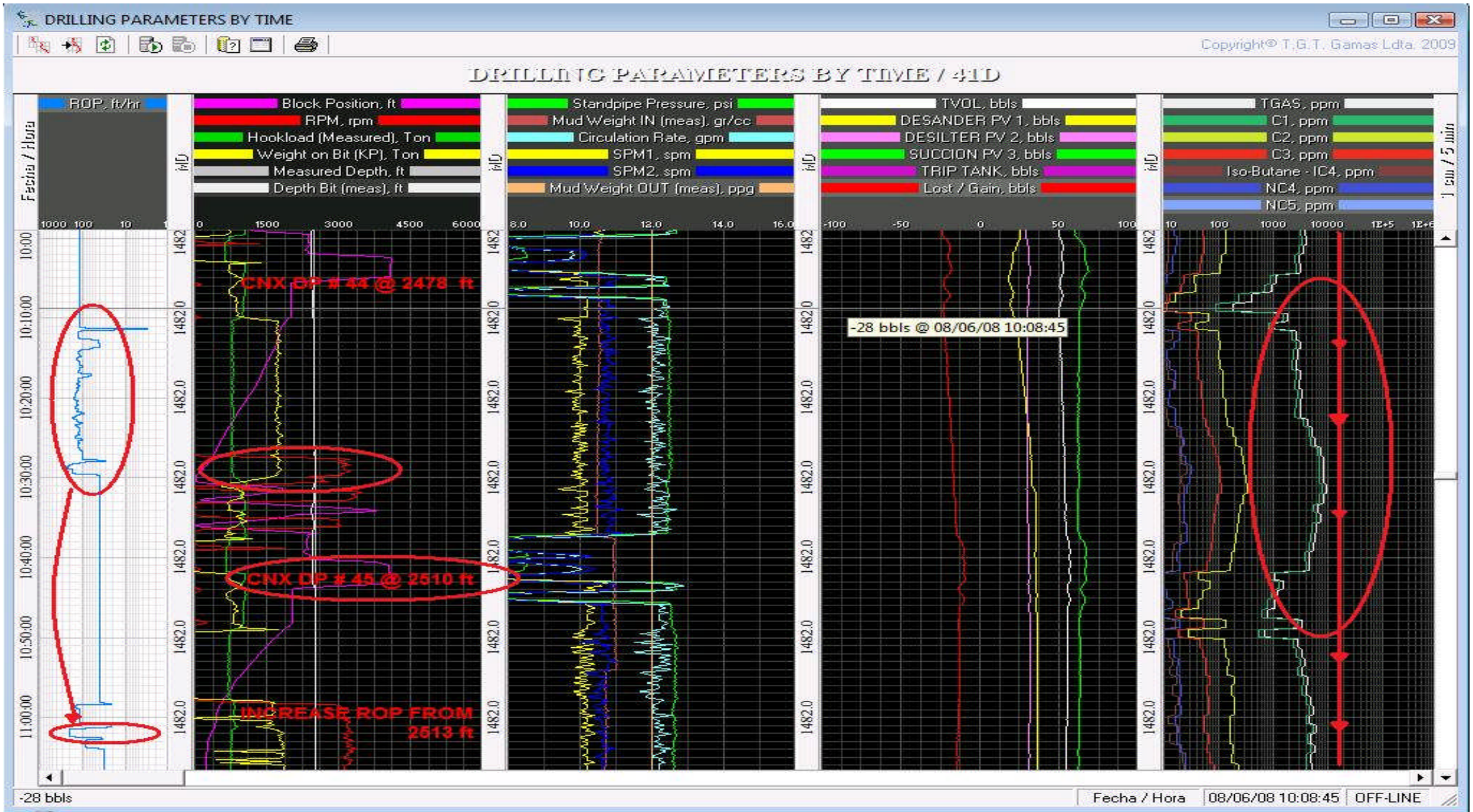


GRÁFICO 10 – Parámetros de perforación para el pozo de la compañía Interoil

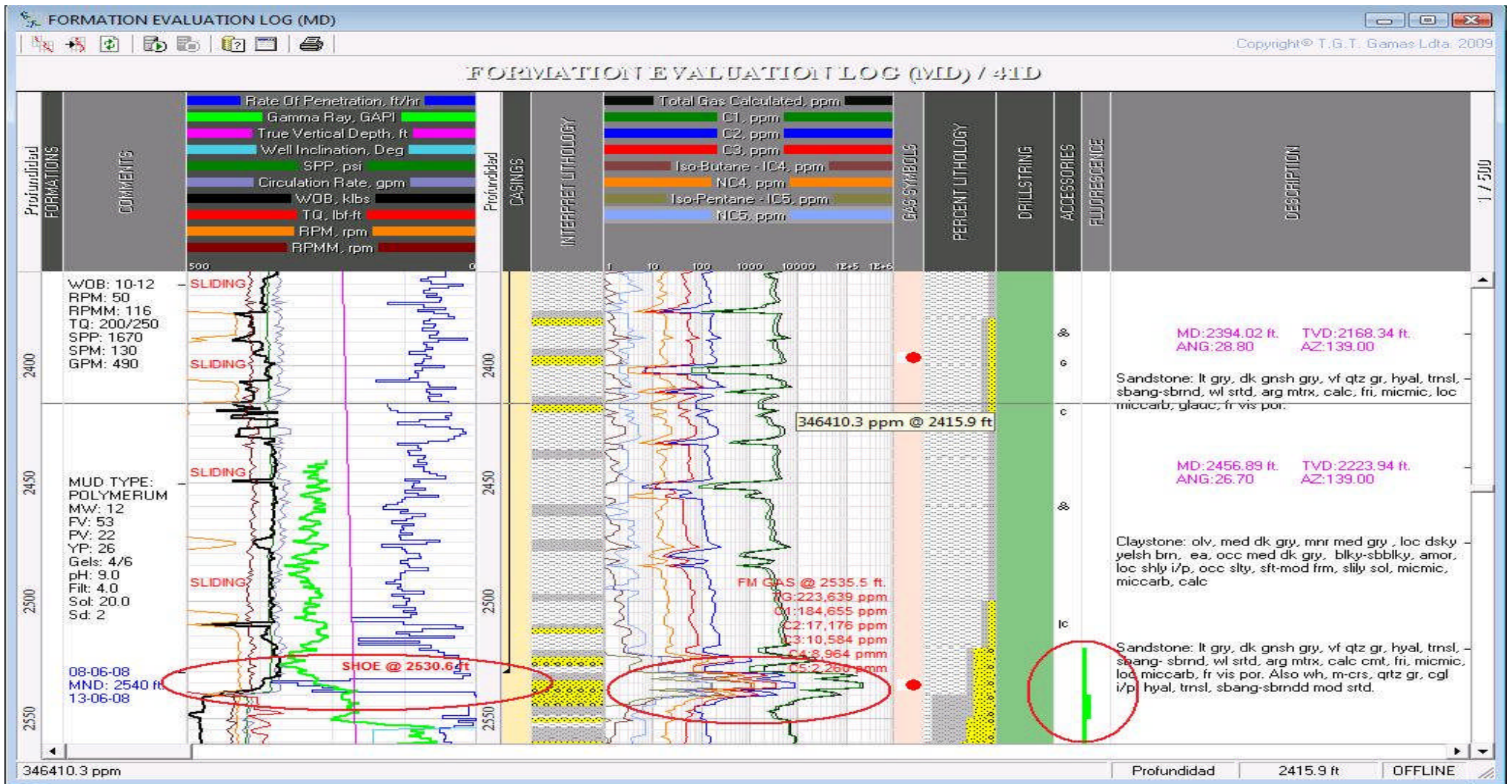


GRÁFICO 11 – Registro litológico para el pozo de la compañía Interoil en la zona sobre presurizada

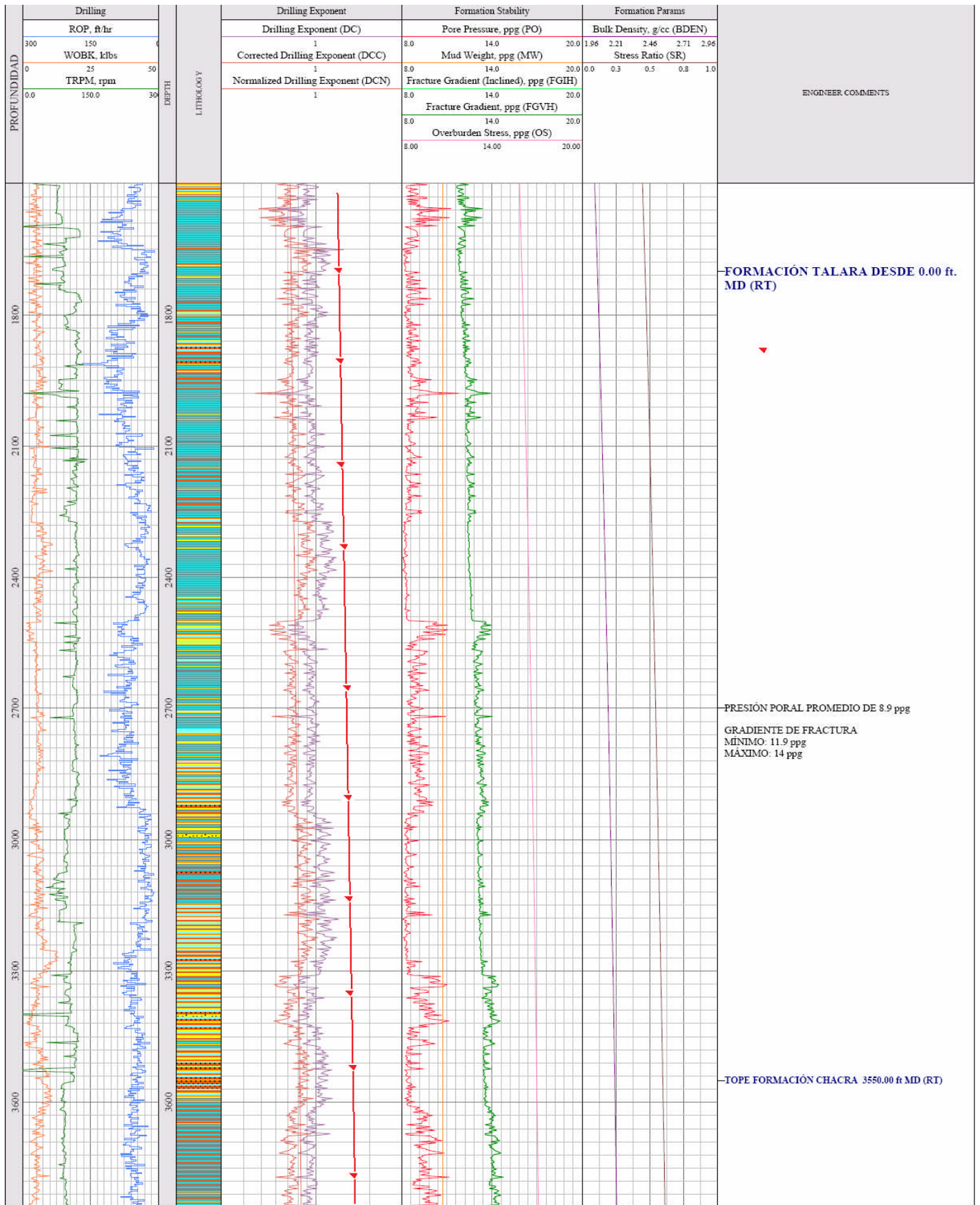
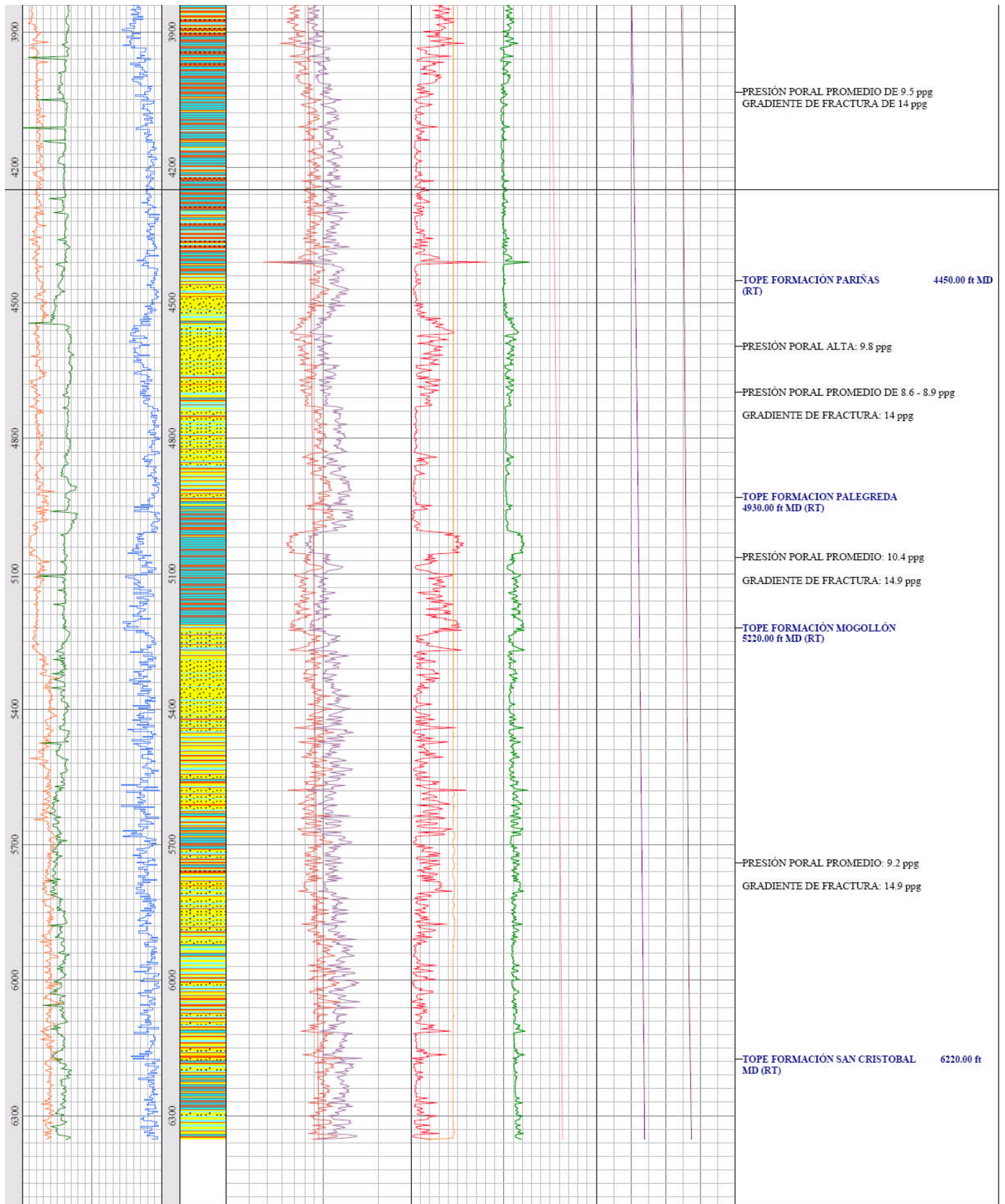


GRÁFICO 12 – Exponentes D para el pozo de la compañía GMP



**GRÁFICO 12 - Continuación**

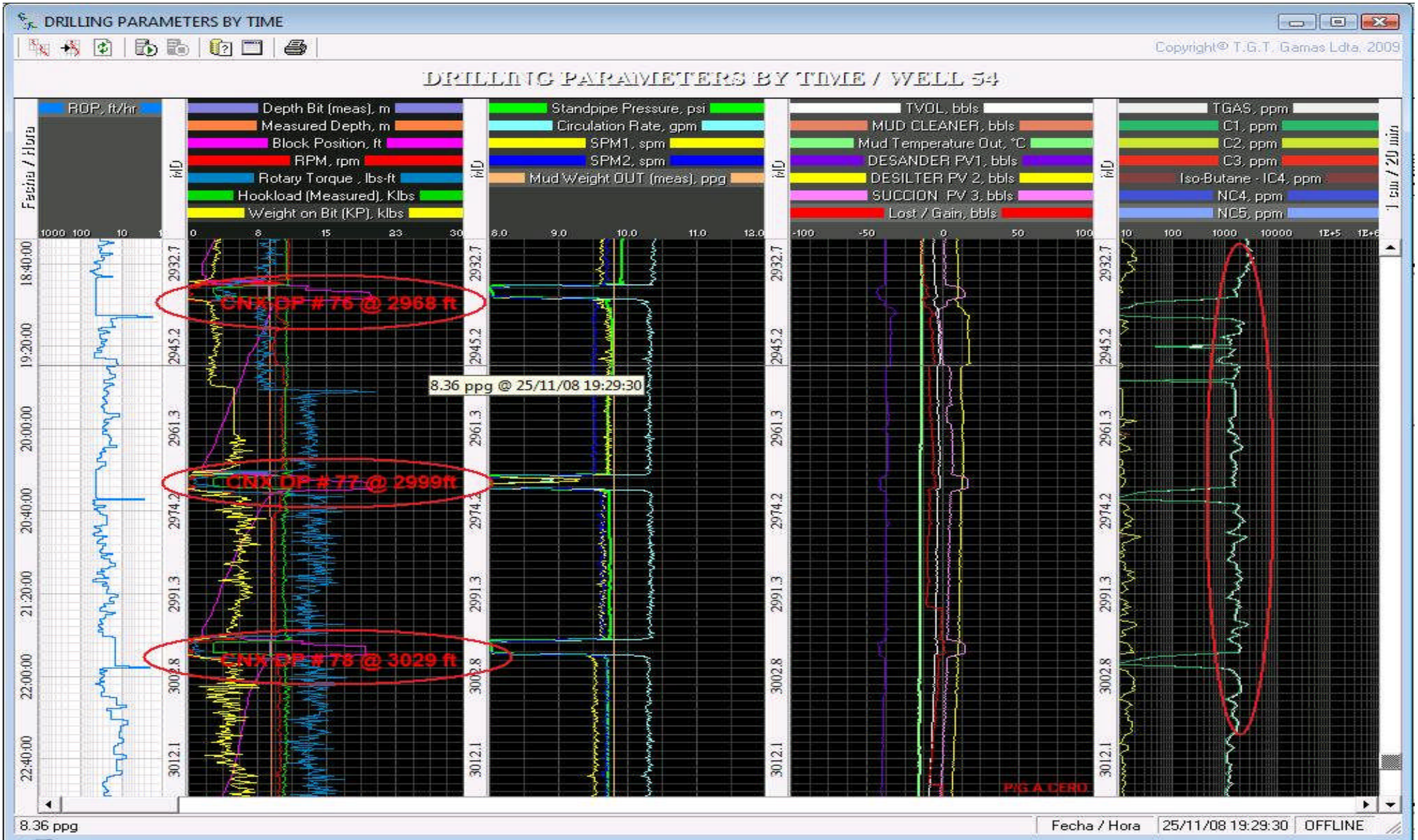


GRÁFICO 13 – Parámetros de perforación para el pozo de la compañía GMP

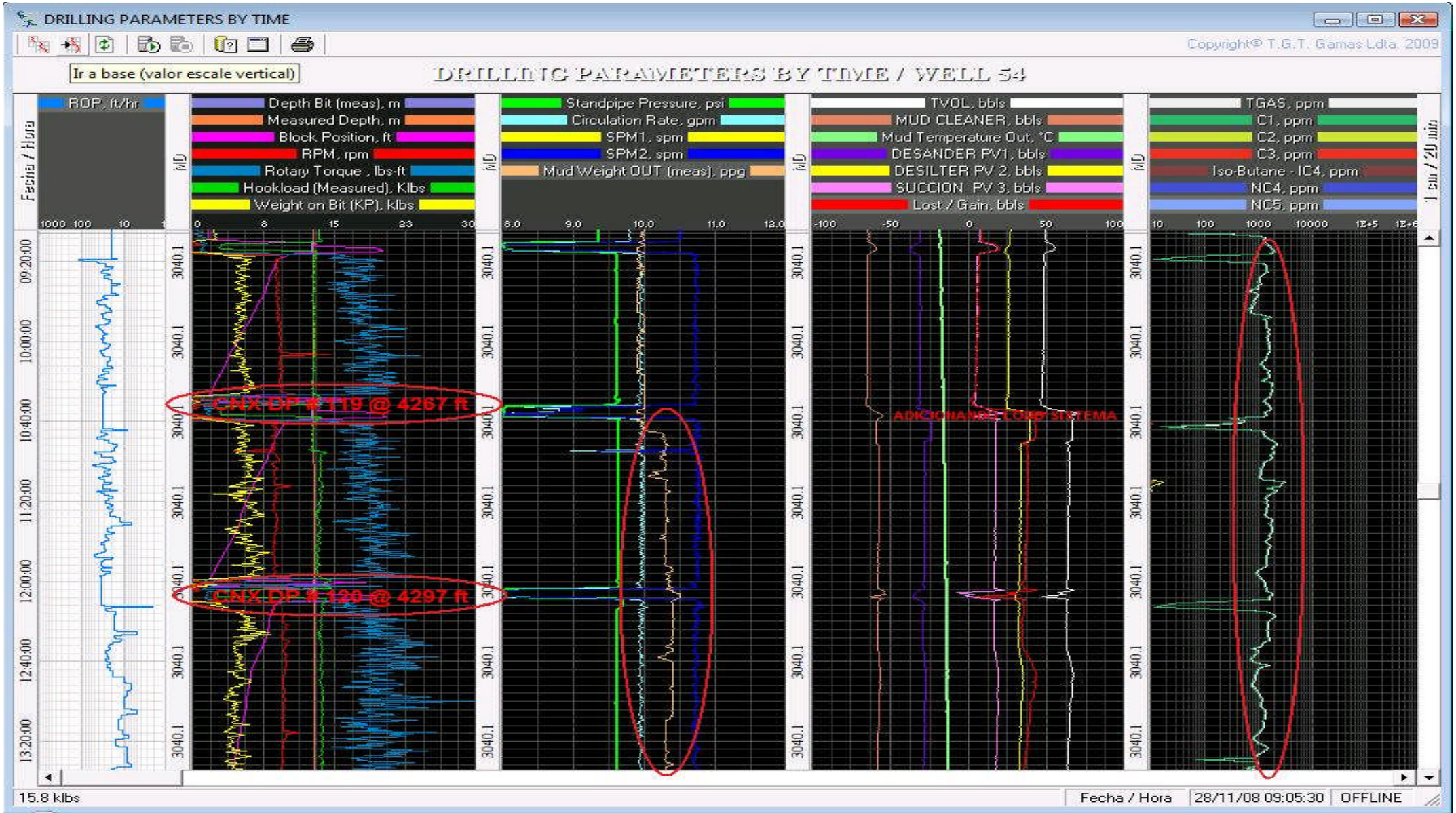


GRÁFICO 14 – Parámetros de perforación para el pozo de la compañía GMP

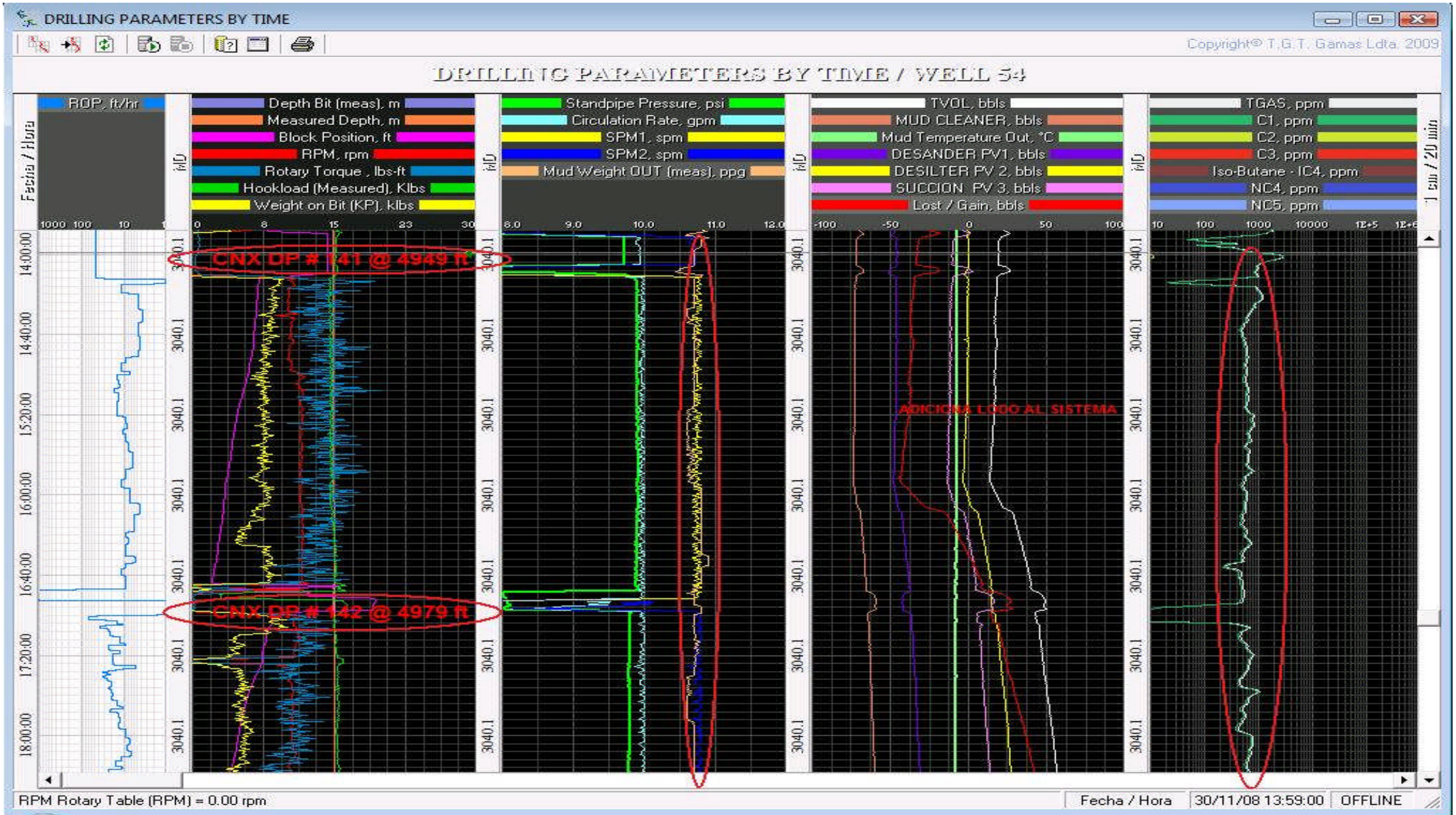
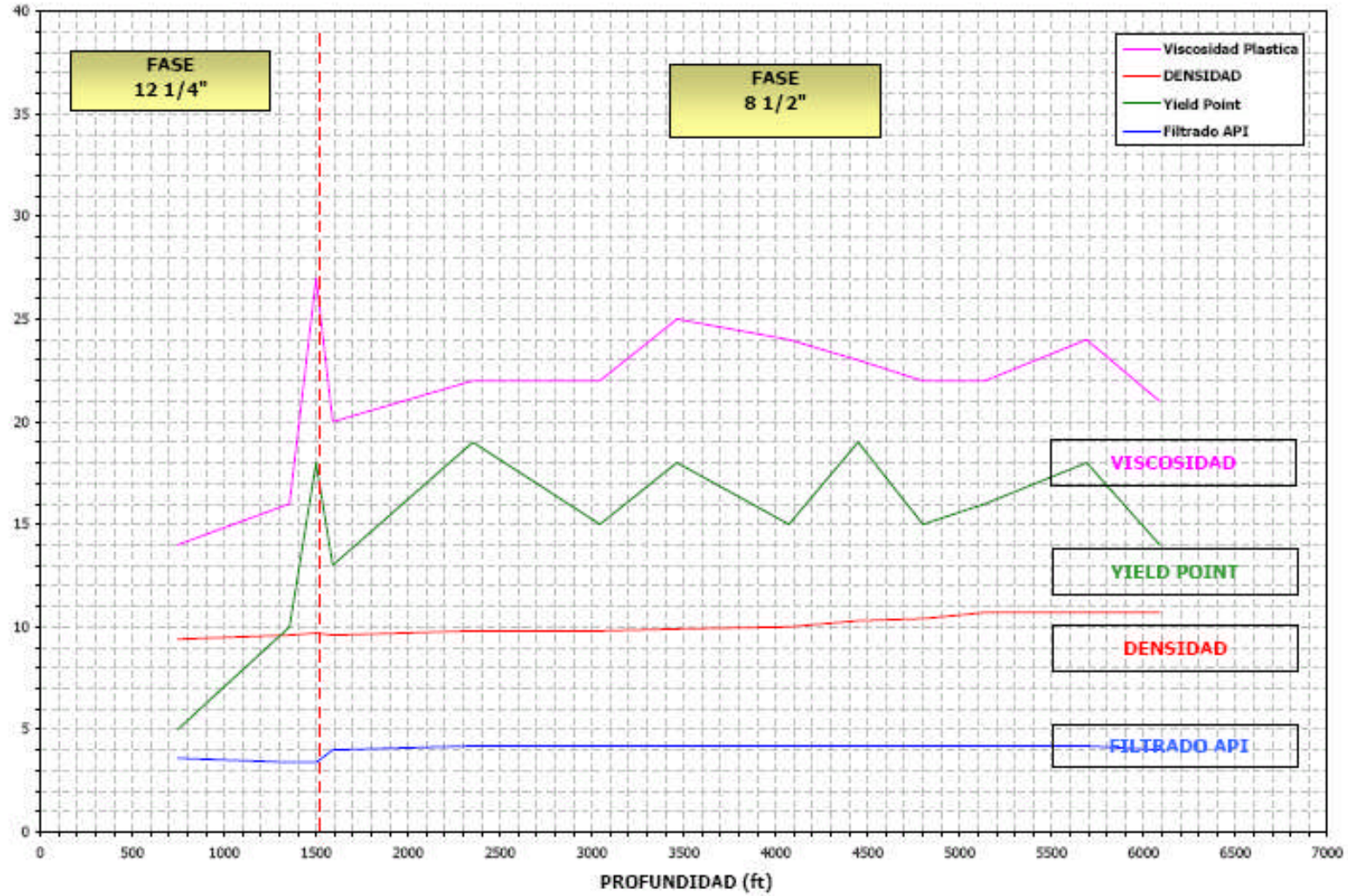


GRÁFICO 15 – Parámetros de perforación para el pozo de la compañía GMP

**WELL 54**  
**Profundidad Vs. Propiedades del lodo de perforacion**



**GRÁFICO 16 - Propiedades del lodo para el pozo de la compañía GMP**



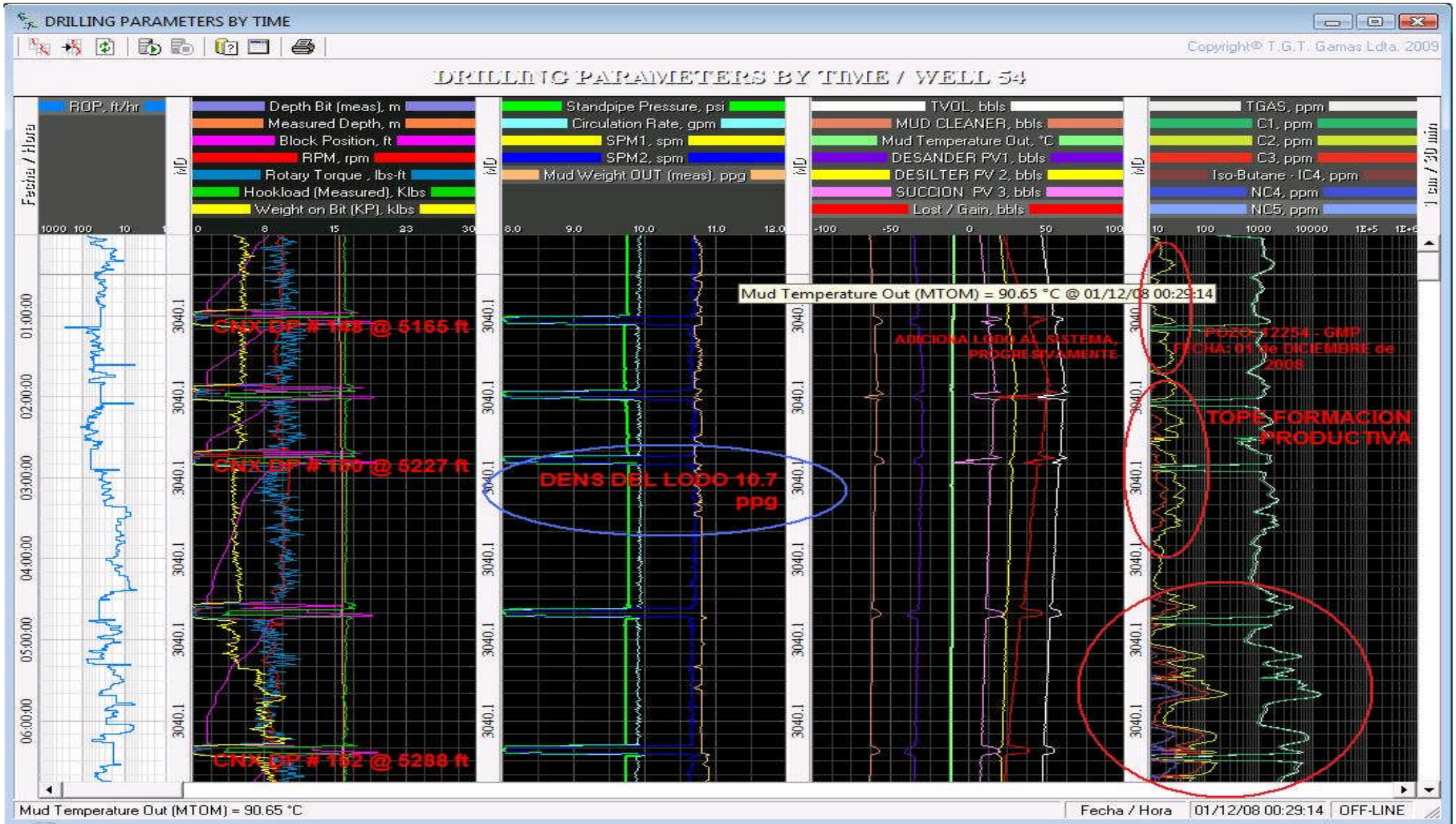


GRÁFICO 17 – Parámetros de perforación para el pozo de la compañía GMP

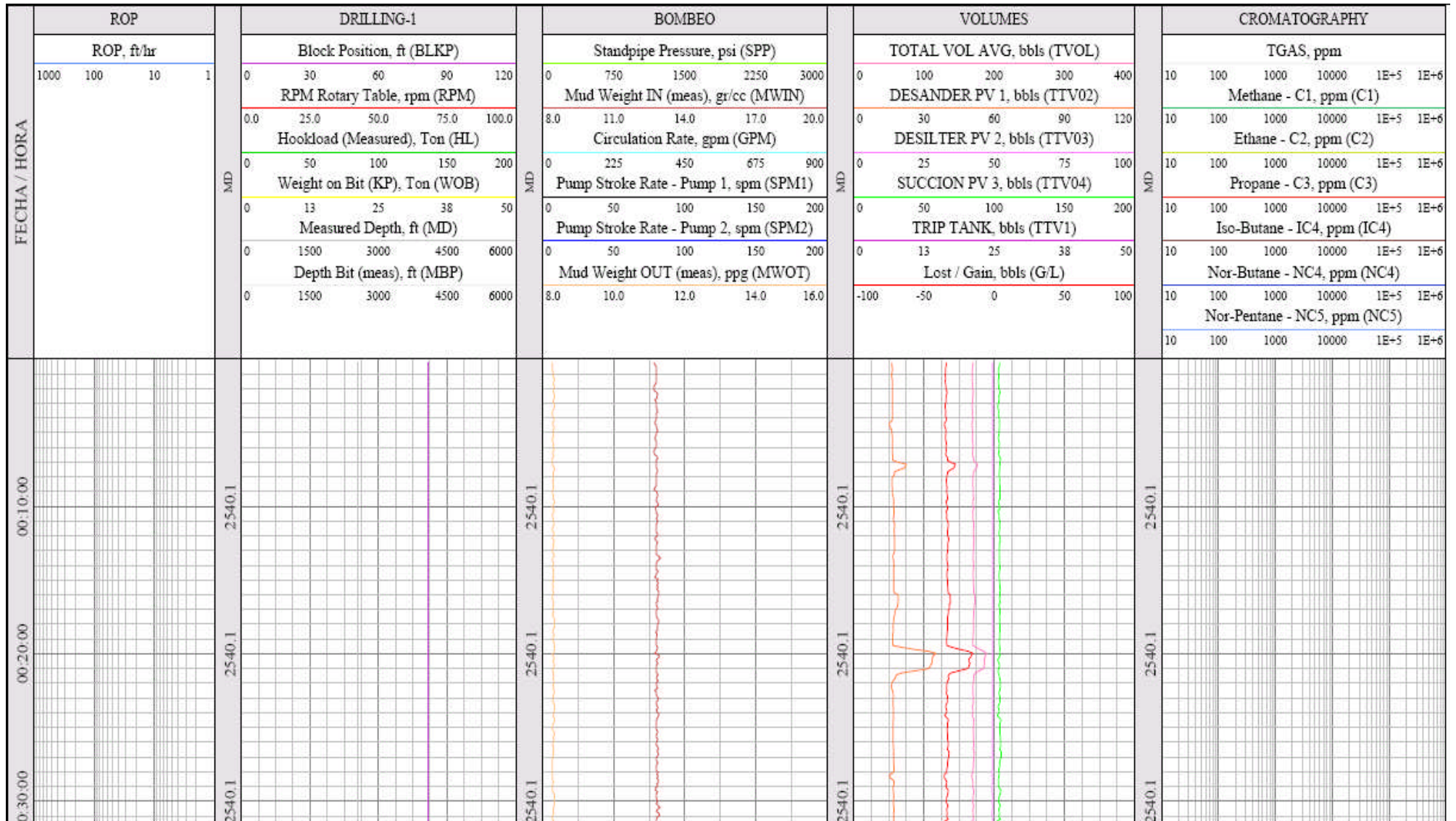


GRÁFICO 18 – Unidades de las curvas de parámetros de perforación

**BIBLIOGRAFÍA**

Dave Hawker, Análisis de las presiones anormales de formación  
Datalog, V2.1 2001

Baker Hughes INTEQ, Evaluación de la presión de formación  
Rev B 1996

Jean Paul Mouchet, Alan Mitchel, Abnormal pressure while drilling Elf  
Aquitaine 1989

Asquith G.B. & Gibson, C.R., Basic well log analysis for geologists,  
AAPG methods in exploration, 1983

Bingham, M.G., 1964, A new approach to determining rock drillability,  
Oil and Gas Journal, V62, 46, p173-179.

Hawker, D.P., 1999, Direct gas in mud measurement at the well site,  
Hart's Petroleum Engineer International, V72, 9, p31-33.