

**Universidad Nacional Autónoma de México**

Facultad de Ingeniería



**“Adquisición de datos en una cabina de  
Registro de Hidrocarburos”**

Informe para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

por Trabajo Profesional.

Que presenta:

**Gerarardo Echávez Ross**

México, D.F., 2009



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.

Ἐστὶν ἡμεῖς ἡμεῖς

ἡμεῖς ἡμεῖς



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-1104

**SR. GERARDO ECHÁVEZ ROSS**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Alejandro Cortés Cortés y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como Trabajo Escrito de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**ADQUISICIÓN DE DATOS EN UNA CABINA DE REGISTRO DE HIDROCARBUROS**

ÍNDICE  
RESUMEN  
OBJETIVO  
METODOLOGÍA  
INTRODUCCIÓN  
I ALCANCES  
II REGISTRO DE HIDROCARBUROS  
III INFORMACIÓN QUE CONTIENE EL REPORTE DIARIO  
CASO PRÁCTICO  
CONCLUSIONES  
BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

CD. Universitaria, D.F., a 25 de Septiembre de 2009  
EL DIRECTOR

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**

JGGZ\*RJPYS\*srfs

## Índice.

Índice.	3
Resumen.	5
Objetivo.	6
Metodología.	6
Introducción.	7
Justificación.	8
Beneficios del registro de hidrocarburos.	8
Planeación de costos.	9
Capítulo 1 Alcances	11
1.1 Objetivos del Registro continuo de hidrocarburos.	11
1.2 Brotes.	12
1.3 Optimización.	14
Capítulo 2 Registro de hidrocarburos.	18
2.1 Detección de gases.	18
2.1.1 Trampa de gas.	19
2.1.2 Detector de gases hidrocarburos.	20
2.1.2.1 Detector FID.	21
2.1.2.2 Detector de combustión catalítica CC.	21
2.1.2.3 Detector de conductividad térmica. TC.	22
2.1.3 Cromatografía.	23
2.1.4 Auxiliares en la detección de gas.	24
2.1.4.1 Frascos Burbujeros	24
2.1.4.2 Filtros.	24
2.1.4.3 Detectores de Sulfhídrico.	24
2.1.5 Causas de incorporación de gas.	25
2.2 Litología.	28
2.2.1 Descripción.	29
2.2.2 Calcimetría (Solubilidad).	30
2.2.3 Ejemplos de descripciones de muestras.	31
2.2.3.1 Descripción por tipo de roca.	31
2.2.3.2 Descripción por paquetes.	32
2.2.3.3 Descripción porcentual.	32
2.2.4 Experiencia en pozo.	33
2.2.5 Problemas en la interpretación de muestras de canal.	35
2.2.6 Núcleo.	36
2.2.6.1 Descripción de núcleos en campo.	37
2.2.6.2 Procedimiento de análisis	37

2.2.6.3 Datos del núcleo cortado en el Pozo Churumbel – 66.	39
2.3 Adquisición de datos.	41
2.3.1 Los sensores que se usan en el registro de hidrocarburos.	43
2.3.3 Parámetros medidos y calculados que se monitorean y registran.	45
Capítulo 3 Información que contiene el reporte diario.	46
3.1 Análisis litológico.	46
3.2 Master Log.	49
3.2.1 Lectura del Master Log.	50
3.3 Intervalos con manifestación.	51
Caso Práctico.	52
Conclusiones.	57
Anexo de ilustraciones:	58
A.1 Algunos sensores.	58
A.2 Litologías.	64
Lista de abreviaturas	69
Bibliografía.	70

## **Resumen.**

Se ha escrito este trabajo después de haber desarrollado por un periodo de seis meses el puesto de operador de registro de hidrocarburos. El objetivo es exponer el conocimiento adquirido en campo.

En este informe se describen los procedimientos que se siguen en el campo. También se describen los sensores que recaban la información del pozo, los cuales juegan un papel relevante en los resultados que se obtienen en una cabina de registro de hidrocarburos. Se usa un método descriptivo a lo largo de todo el trabajo. Además, se familiariza al lector con las actividades y los resultados que se obtienen en una cabina de registros de hidrocarburos, resaltando la importancia de los datos obtenidos por los operadores.

De inicio, se plantea qué es el registro de hidrocarburos y para qué nos sirve. Después se reseñan los sensores y herramientas que se utilizan para poder obtener datos relevantes sobre la perforación. Por un lado, en el punto de gas se ven las diversas causas por las que se incorpora a la columna de fluido de control, cómo se registra y cuantifica la cantidad de gas que se ha incorporado; por otro lado, respecto al punto de litologías, se ven diferentes formas de reportarlas, así como los métodos para clasificarlas; Por último, en el manejo de información, se muestra cómo se presenta la información recabada por etapa registrada.

El caso práctico que a continuación se describe, sucedió en la perforación de un pozo.

En general, el operador de registro de hidrocarburos es el encargado de hacer la primera interpretación del comportamiento de la perforación. Al presentarse una alteración, debe de ser capaz de decir la causa, siempre y cuando la alteración tenga que ver con lo que corta la barrena y lo que acarrea el lodo de perforación. Es un servicio que aporta gran cantidad de información que es relevante a la hora de tomar decisiones. Es información de gran valor cuando se usa para diseñar la perforación de otros pozos cercanos. Pero es fundamental para la toma de decisiones en tiempo real.

**Objetivo.**

El objetivo de este escrito es el de plasmar la experiencia que he podido adquirir en el periodo de tiempo que trabajé en el campo petrolero mexicano. Estas experiencias son un buen complemento al conocimiento obtenido en las aulas de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

**Metodología.**

En este informe se utiliza un método descriptivo. No plantea ninguna hipótesis ni defiende ninguna tesis. Por lo anterior, no se espera obtener ningún resultado. Es una recopilación de las experiencias vividas en campo y los métodos usados en el registro de hidrocarburos.



## **Introducción.**

La búsqueda de nuevos yacimientos petroleros se ha convertido en una prioridad de las operadoras petroleras a nivel mundial. Esta búsqueda ha llevado a las compañías de perforación a enfrentar nuevos desafíos. Por ello, la perforación de pozos es actividad fundamental en la localización y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

En los últimos años, la perforación de pozos se ha vuelto más compleja debido a que se perforan pozos más profundos y en lugares de difícil acceso. De ahí que la perforación de pozos sea un reto, tanto técnico como económico. Para poder perforar un pozo dentro del presupuesto y tiempo planeado es esencial tomar las decisiones correctas conforme se van presentando. Para ello, es necesario el uso eficiente de la información.

Una herramienta de adquisición de información es el registro de hidrocarburos. Esta herramienta brinda información oportuna y confiable en tiempo real. Siendo de gran valor en la prevención y contención de riesgos que se pudieran presentar en la perforación de pozos.

El registro de hidrocarburos es un servicio que provee información importante sobre el comportamiento del pozo durante y después de la perforación de un pozo.

La información que se obtiene del registro de hidrocarburos se utiliza en momentos cruciales durante la perforación, en la caracterización de formaciones y de yacimientos, por solo citar algunos ejemplos.

El servicio de registro de hidrocarburos es flexible a las necesidades y al presupuesto del cliente. Por otro lado, este servicio en sus modalidades más básicas se limita a la descripción de litologías y detección de gases hidrocarburos; Por otro lado, puede ser un servicio de alta precisión que utilice tecnología de punta. Mientras más completo sea el servicio más oneroso será

## ***Justificación.***

La perforación es una actividad fundamental y de las de mayor riesgo en la industria petrolera. Por lo que es conveniente poder prevenir y evaluar las dificultades que se puedan presentar durante la perforación de pozos.

Con el registro de hidrocarburos se puede detectar a tiempo la presencia de gases como el ácido sulfhídrico que es altamente tóxico. De este modo, en cuanto sale del pozo, se pueden tomar las medidas preventivas para contrarrestar sus efectos negativos.

El registro de hidrocarburos permite detectar intervalos productores que de otra forma se podrían haber pasado por alto y omitido su explotación

Al tener un registro continuo de muestras, se tiene la columna litológica exacta, a solo unos cuantos minutos de haber sido cortada por la barrena. Con la columna se puede tener una mejor selección de las barrenas a usar. De ser requerido se puede cambiar la barrena y utilizar una que su diseño sea el óptimo para cortar alguna formación que se presente en la perforación. Teniendo la columna litológica real ayuda en la planeación de la perforación de futuros pozos cercanos.

## **Beneficios del registro de hidrocarburos.**

- Un día seguro de operaciones en un pozo de tierra, equivale al costo de 15 días del servicio de registro de hidrocarburos.
- Un día seguro de operaciones en un pozo marino, equivale al costo de 60 días del servicio de registro de hidrocarburos.
- Un día seguro de operaciones en un pozo de aguas profundas, equivale al costo de 100 días del servicio de registro de hidrocarburos.

### Planeación de costos.

Dentro de la planeación y la evaluación de un proyecto petrolero, como es la perforación de un pozo, se deben de considerar ciertos imponderables que se presentan al ejecutar el proyecto. Dentro de los costos totales de la perforación de un pozo se destina el 70 % (setenta por ciento) del presupuesto a gastos previstos. El 30% (treinta por ciento) del costo total de la perforación de un pozo se destina a cubrir situaciones imprevistas que se presentan; como se muestra en la figura no. 1. Mientras que en la figura N°.2 se ve a detalle el desglose de los costos imprevistos.

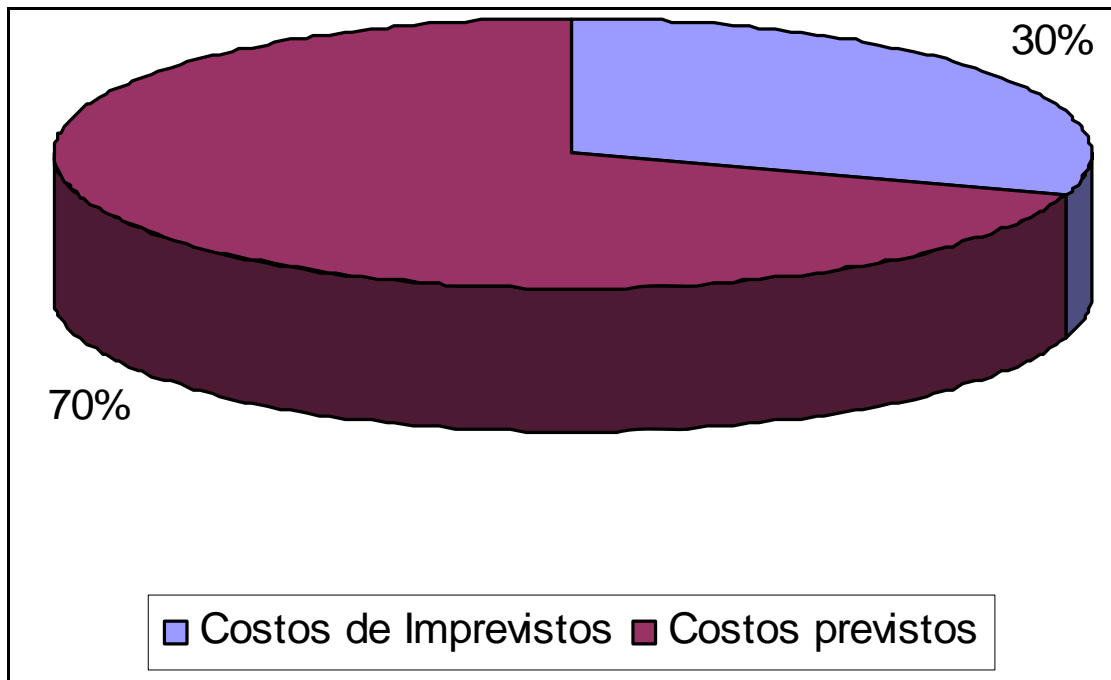


Figura N°. 1.

Costos de la perforación.

A continuación se detallan los costos por imprevistos:

Concepto de imprevisto presentado	Porcentaje correspondiente al 30% de imprevistos	Porcentaje del costo total
Pegadura de tubería	30 %	9 %
Misceláneos	5 %	1.5 %
Control de pozo	5 %	1.5 %
Cementación	10 %	3 %
Condiciones del lodo	10 %	3 %
Pérdida de circulación	10 %	3 %
Estabilidad del agujero	10 %	3 %
Revestimiento	5 %	1.5 %

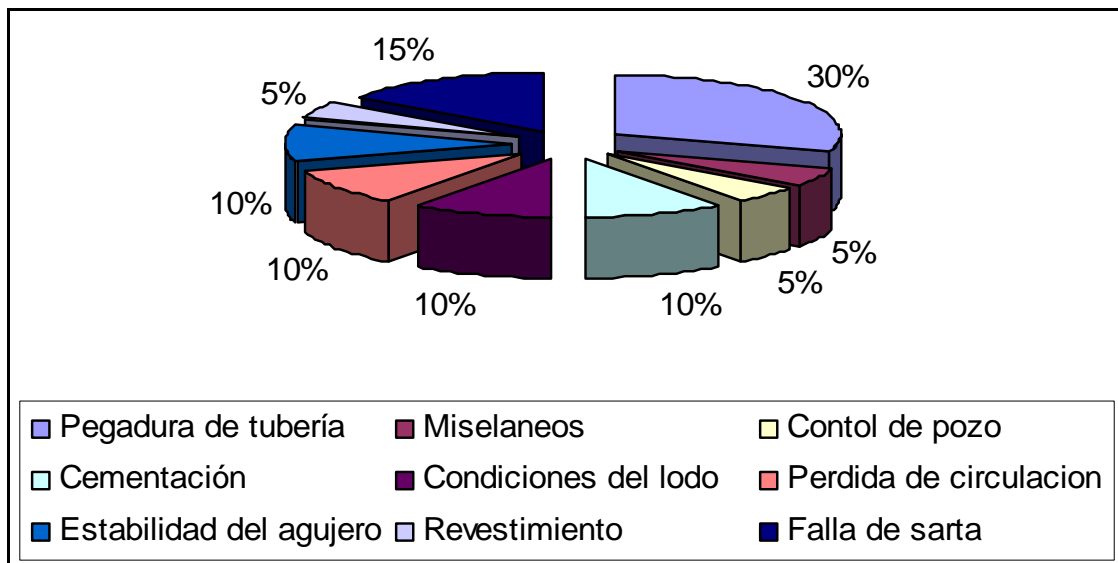


Figura N°. 2.

Costos de los imprevistos que suceden.

De las nueve causas citadas en el gráfico anterior seis son monitoreadas por la cabina de registro de hidrocarburos.

## Capítulo 1 Alcances

### **1.1 Objetivos del Registro continuo de hidrocarburos.**

Por lo general, durante la perforación de un pozo está presente una unidad de registro de hidrocarburos. Esta unidad tiene dos objetivos primordiales:

1.- Monitorear los parámetros de la perforación y la incorporación de sólidos, líquidos y gases al fluido de control. Ayuda a la gente de perforación a optimizar la perforación y contribuye a que se tenga una perforación más segura.

2.- Proporcionar información al Departamento de Ingeniería y Diseño para evaluar las propiedades litológicas de las formaciones atravesadas.

Por lo general, la unidad de registro de hidrocarburos elabora un reporte diario que es enviado a las oficinas. Este documento incluye:

- Lecturas de gas y análisis cromatográfico.
- Verificación de la ausencia de gases venenosos ( $H_2S$ ,  $SO_2$ )
- Descripciones de las muestras de canal por paquetes y de forma porcentual.
- Velocidad de perforación
- Impregnación de hidrocarburos en las muestras.

El registro de hidrocarburos es de gran utilidad para los petrofísicos y geólogos de operación, al momento de evaluar y tomar las decisiones.

Las áreas donde el registro de hidrocarburos es de particular importancia, son:

- a) Identificación de litologías y tipo de formación que se está perforando.
- b) Identificación de zonas porosas y/o permeables.
- c) Profundidades a las que se corta un núcleo.
- d) Profundidad de asentamiento de una tubería de revestimiento.
- e) Profundidad final.
- f) Detección de hidrocarburos encontrados, ya sean líquidos o gaseosos.

## **1.2 Brotes.**

Cuando la barrena perfora una formación permeable que contiene fluidos a una presión mayor de la presión que ejerce el fluido de control se presenta un brote. Los brotes son uno de los muchos problemas que se presentan mientras se perfora un pozo.

Un brote es la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas, agua o una mezcla de estos. Al ocurrir un brote, el pozo desaloja una gran cantidad de fluido de control. Si no se logra controlar el brote se produce un flujo descontrolado de fluidos de la formación al pozo. A este flujo sin control se le llama descontrol o reventón.

Es básico tener un equipo de registro de hidrocarburos en el sitio, porque reduce en gran medida el riesgo de descontrol. Esto representa mayor seguridad para las instalaciones y personal que labora en el área. También reduce los costos, pues evita probar intervalos innecesarios que no son productores. La información se elabora en el pozo al momento de la perforación. Esto es, se obtiene el primer perfil de datos y evaluación real antes de que cualquier otro estudio se lleve a cabo. Por ello la información obtenida es confiable y segura, siempre y cuando se realice siguiendo los procedimientos correctos.

El registro de hidrocarburos por un lado, sirve para prevenir y evaluar los problemas que causan un descontrol; por otro, permite identificar la cantidad de fluidos que contienen las formaciones atravesadas; Por último, ayuda a identificar con seguridad un intervalo con potencial productor. Por tales razones, se hizo indispensable instalar un equipo capaz de lograr estos objetivos. Estos instrumentos de medición fueron creados exclusivamente para controlar pozos de exploración, donde se desconocen los problemas que se van a presentar, pero se han hecho tan útiles, que su uso se ha hecho extensivo a los pozos de desarrollo, donde se quiere tener un mejor control y conocimiento del pozo.

Como ya se mencionó anteriormente, un brote se puede convertir en un reventón

(descontrol) si no se toman las medidas pertinentes en el momento indicado.

Algunas de las causas que provocan los brotes son:

- Perforar dentro de una formación con presiones anormales.
- No mantener lleno el pozo durante los viajes.
- Insuficiente peso del lodo.
- Pérdida de circulación.
- Presiones de succión y de pistoneo.

Las señales de aviso de un brote incluyen:

- Repentino cambio en la velocidad de perforación (aumento o disminución).
- Aumento del volumen en los tanques de fluido de control.
- Aumento del flujo de retorno de lodo.
- Flujo de retorno con las bombas de lodo paradas.
- Disminución de presión de la bomba y aumento de la frecuencia de bombeo.
- El pozo se llena con un el volumen de fluido menor al necesario durante un viaje de tubería.

A continuación en la figura N°. 3 se ilustran las consecuencias económicas de algunos descontroles que han ocurrido:

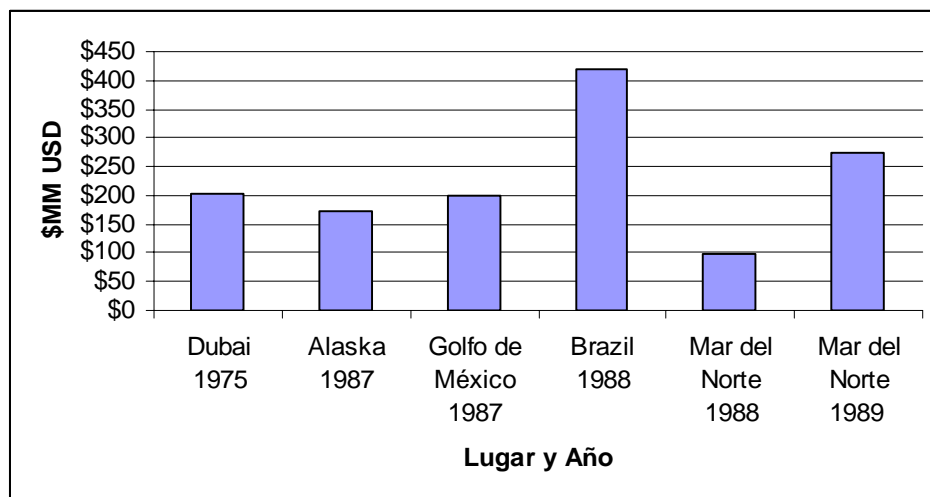


Figura N°. 3.

Casos de costos por reventones (COCO, 2003)

### **1.3 Optimización.**

El registro de hidrocarburos proporciona información de gran valor al ingeniero de diseño. Lo hace en diversos momentos de la perforación y planeación de pozos, debido a la importancia económica a la hora de optimizar la perforación de un pozo.

El objetivo de la perforación de pozos es el construir un pozo en el menor tiempo y costo posible. Implementando la seguridad para el personal, equipo y medio ambiente. Seleccionar y usar la mejor combinación de equipos y técnicas para llevar acabo estas metas es la *optimización de la perforación*. Para ello es necesario seleccionar la barrena que mejor se adecue a la formación a perforar. Así como hacer los ajustes a la hidráulica para tener una limpieza impecable de agujero.

Una de las funciones del ingeniero de perforación es la de recomendar los procedimientos correctos en el momento oportuno. Para poder hacer ésto se utiliza la ecuación de costo por metro perforado. De acuerdo a esta ecuación, para minimizar los costos se debe de incrementar la tasa de penetración (ROP).

La optimización de la perforación se puede dividir en cinco etapas:

- 1.- Recolección de datos y estudio.
- 2.- Generación de la resistencia aparente de la roca.
- 3.- Simulación.
- 4.- Análisis en tiempo real.
- 5.- Análisis posterior.

Cabe destacar que las cuatro últimas fases requieren de un simulador de perforación.

Al utilizar los datos que se obtienen de la perforación de un pozo de referencia se genera un registro de la resistencia aparente de la roca (ARSL: **A**pparent **R**ock **S**trength **L**og). Se le llama registro porque es un serie de datos históricos



acumulados. Bien podría ser llamada bitácora de resistencia aparente a la compresión de la roca. Si sólo es en un punto dado, se le llama resistencia aparente de la roca. Dicho registro se consigue al invertir la tasa de penetración usando el modelo pertinente a la(s) barrena(s) utilizadas. A este modelo también se le agregan los efectos que tienen la hidráulica, la reología del fluido de control y la presión de poro.

La tasa de penetración invertida proporciona una medida de la resistencia de la roca de para ciertas condiciones de perforación. Al mismo tiempo, determina el desgaste de las barrenas utilizadas en cada etapa.

Si se cuenta con la información de pozos que han sido perforados previamente en un mismo campo, se puede predecir la tasa de penetración de pozo que se perforará. Para ello es necesario, contar con un modelo de predicción de tasas de penetración (ROP). Mientras más confiable y preciso sea el modelo, de mayor utilidad serán los resultados.

La tasa de penetración, así como el desgaste del la barrena tienen una influencia directa en el costo por metro perforado. Las variables con mayor efecto en las tasas de penetración que han sido identificadas y estudiadas son las siguientes:

- Tipo de barrena.
- Peso sobre barrena.
- Hidráulica de la barrena
- Propiedades de la formación.
- Velocidad de rotación.
- Propiedades del fluido de perforación.

Durante mucho tiempo se le ha dedicado una cantidad considerable de esfuerzo y de trabajo experimental al estudio y análisis de estas variables y qué efecto tienen en la tasa de penetración. En la mayoría de los trabajos experimentales se ha estudiado el efecto que tiene una sola de estas variables, sin modificar las demás.

El modelado de las tasas de penetración se ha formulado desde la década de los sesentas. Pero los modelos no fueron verificados con resultados de laboratorio hasta finales de la década de los setentas. Los modelos de tasa de penetración,

describen la interacción entre la barrena y las rocas. Lo hacen en función de los parámetros que afectan el desempeño de la barrena.

Existen 4 grupos de parámetros que afectan la tasa de penetración. Estos son:

- |                              |                               |
|------------------------------|-------------------------------|
| 1.- Parámetros de operación. | 3.- Tipo y diseño de barrena. |
| 2.- Tipo de formaciones.     | 4.- Desgaste de la barrena.   |

La optimización puede ser lograda modificando ciertos parámetros como lo son:

- |                            |  |
|----------------------------|--|
| • Tipo de barrena.         | • Velocidad de rotación.                 |
| • Peso sobre barrena.      | • Propiedades del fluido de perforación. |
| • Hidráulica de la barrena |  |

El informe que se manda manera cotidiana de las cabinas a las oficinas, contiene el registro de los parámetros de la perforación y el desempeño de la tasa de penetración (ROP).

Para poder obtener el desgaste de la barrena se tiene que esperar a que ésta salga. Se reporta si es que se ve algún inserto suelto (PDC) o pedacearía de metal saliendo con el recorte.

Uno de los problemas que se presentan a la hora de recuperar las muestras es el “tiempo de atraso” (concepto definido con posteriormente). Por el cual, la muestra recuperada puede ser que no concuerde con exactitud con a profundidad reportada.

Los registros ayudan a los ingenieros a corregir las profundidades y espesores de las formaciones descritas en la columna enviada por la cabina de registro de hidrocarburos. Dando como resultado una columna más exacta. Mediante pruebas de laboratorio se han desarrollado métodos para estimar la perforabilidad de la roca utilizando “registros eléctricos”.

La optimización en la perforación se puede lograr utilizando simuladores.

El objetivo de los registros de pozo es evaluar las formaciones en el subsuelo mediante la medición indirecta de las características de las rocas y los fluidos que contienen.

Los simuladores se usan para estimar la resistencia sin confinar de la roca. El resultado que arrojan es la resistencia aparente de la roca (ARS). La cual cuando es calculada para todo el pozo o cierto intervalo usando los parámetros de perforación nos da el registro de resistencia aparente de la roca (ARSL). La confiabilidad de estos resultados depende de la calidad de los datos suministrados al simulador. Por lo que usar los resultados obtenidos con los registros eléctricos como modo de confirmación es recomendable.

En resumen y *grosso modo*, a continuación se mencionan los pasos que se siguen para cuantificar la perforabilidad de las rocas usando registros eléctricos.

Primero se han de correlacionar los registros sínicos con diversas litologías en diferentes pozos de un campo dado. Para ello se utiliza el registro de rayos gama y la bitácora de perforación, se calcula la perforabilidad. Después se calcula la perforabilidad utilizando el modelo adecuado para la(s) barrenas usadas, con la tasa de penetración, el desgaste de la barrena, los parámetros de perforación metro a metro, tipo de formación y presión de poro. Posteriormente, al tener todos estos datos, la perforabilidad (calculada con las condiciones de perforación) es correlacionada con los registros sínicos para las diversas litologías definidas por el registro de rayos gama. Dándonos así una correlación que puede ser utilizada en campo. Una de las grandes ventajas es que con los datos obtenidos de los sensores de la cabina de registro de hidrocarburos, se pueden hacer los ajustes necesarios en tiempo real para la optimización de la tasa de penetración.

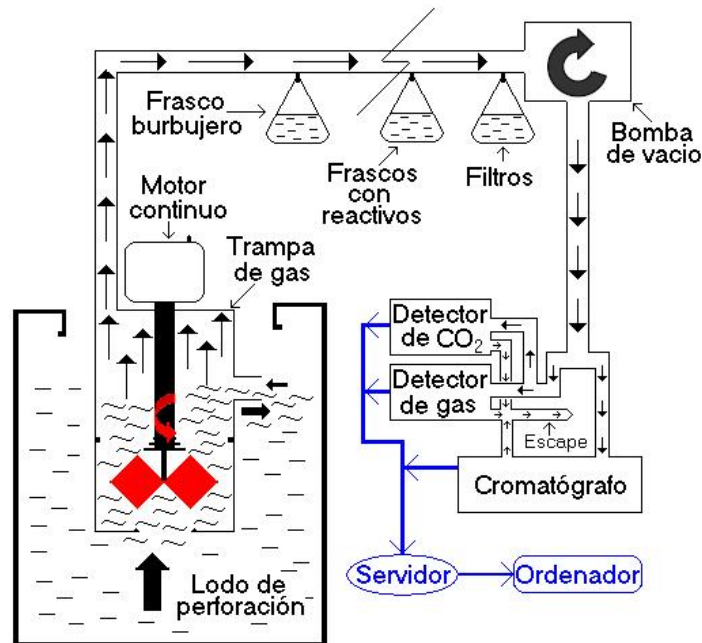
## Capítulo 2 Registro de hidrocarburos.

### 2.1 Detección de gases.

Siendo el gas el elemento más ligero de los hidrocarburos, tiene una gran facilidad para incorporarse al lodo de perforación por sus condiciones de presión y temperatura. El análisis de los gases liberados al atravesar las formaciones perforadas puede proporcionar información valiosa. Los análisis al realizarse mientras se está perforando brindan una oportuna detección de eventos inesperados. Esta información tiene un gran valor al momento de determinar qué intervalos serán probados para su producción comercial.

Para concluir el sistema de detección de gas, es el conjunto de elementos utilizados para detectar, cuantificar y saber la composición de la mezcla de gases que se incorporan al fluido de control mientras se está perforando.

A continuación se muestra un esquema del sistema de detección de gas en la Figura N° 3.



N°. Figura 4.

Circuito que recorre el gas desde las temblorinas hasta los sensores en la cabina.

### 2.1.1 Trampa de gas.

Por lo general, el gas es separado del lodo de perforación mediante un dispositivo conocido como “trampa de gas”. Este aparato agita el lodo de perforación conforme sale del pozo. Cuando el lodo es agitado libera el gas que se le ha incorporado en su recorrido por el pozo. La trampa de gas es colocada antes de las temblorinas. La muestra obtenida es mezclada con aire y llevada a través de mangueras de plástico hasta la unidad de registros de hidrocarburos, donde se le efectúan las pruebas pertinentes.

En la figura N°. 4 se detallan las partes y como se conforma la “trampa de gas”.

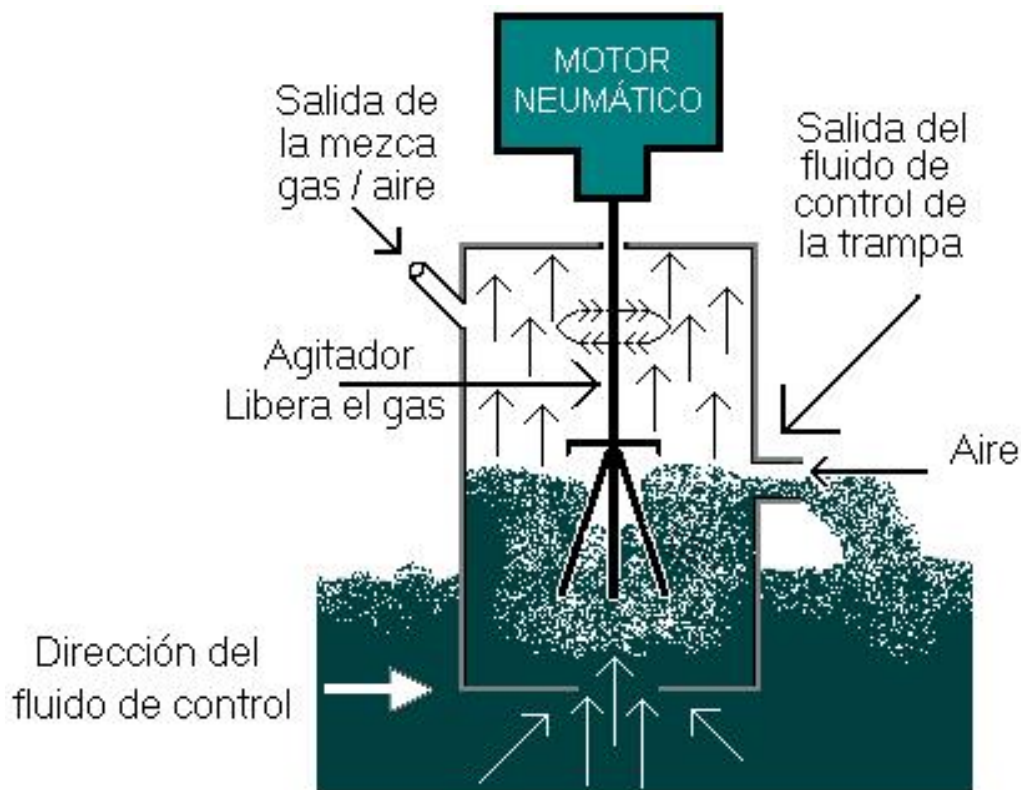


Figura N°. 5.

Trampa de gas y motor continuo. Usados para liberar el gas del lodo de perforación.

### 2.1.2 Detector de gases hidrocarburos.

Un *detector total de hidrocarburos* se utiliza en un modo continuo para la detección de hidrocarburos en el flujo de gas muestra. El análisis continuo proporciona de una lectura total de los gases. Un bemo (desventaja, limitante) que se presenta es que la concentración y presencia de sustancias específicas no pueden ser determinadas. El resultado del análisis es la concentración total de componentes hidrocarburos en el flujo de gas muestra.

Los detectores de gases hidrocarburos utilizan diversas propiedades de los gases para poderlos detectar y cuantificar. Hay tres principios básicos utilizados por los detectores más usados en el mercado. Por el tipo de método que emplean nace el nombre por el que se les conoce.

A continuación se enlistan los detectores y una pequeña descripción del principio que emplean. En la figura N°. 4. se ve la carátula de un detector de gases.



Figura N°. 6.

Módulo Detector de Gas Hidrocarburo.

#### 2.1.2.1 Detector FID.

Un tipo de sensores de gases combustibles son los detectores de ionización de flama (FID, Flame Ion Detector). El analizador se basa en un detector de ionización de flama de flujo controlado, que lleva una pequeña porción del gas de muestra a la flama del detector. Un detector FID utiliza una flama producida por la combustión de un gas combustible y aire. Cuando un compuesto orgánico entra en la flama es ionizado, lo cual provoca la liberación de electrones y iones positivos. Este flujo de electrones libres es dirigido hacia un circuito de medición por un electrodo polarizado dentro del detector. El circuito de medición cuantifica el flujo de electrones como una corriente que es proporcional a la cantidad de compuesto orgánico que ha sido quemado en la flama. La corriente medida es reportada por el analizador como una concentración del compuesto orgánico en aire.

Este instrumento posee un amplio rango dinámico que va desde 10 ppm (0.001 %) hasta el 1,000,000 ppm (100%) de concentración.

#### 2.1.2.2 Detector de combustión catalítica CC.

El método en el que se basa el detector de combustión catalítica para la detección de gases es el siguiente: Al oxidarse los gases combustibles liberan una cantidad determinada de calor. El calor liberado es percibido por un elemento sensible. El elemento sensible indica la cantidad de calor que se ha liberado. Sabiendo la cantidad de calor liberado se puede saber la cantidad de gas combustible que se encontraba en la muestra. Algunos sensores utilizan filamentos helicoidales de platino como elemento sensible. El filamento es calentado a 750 grados aproximadamente mediante una corriente eléctrica (2.3 – 2.4 [V]). La temperatura del filamento se encuentra por debajo de la temperatura de combustión de los gases hidrocarburos. El platino actúa como catalizador, el cual permite que los gases combustibles en la mezcla que entran a la cámara se oxiden en la superficie del filamento. El calor liberado por la oxidación aumenta la temperatura del filamento, lo que ocasiona un cambio proporcional en la resistencia eléctrica que presenta el filamento. El cambio en el valor de la resistencia es indicador de la

presencia de gases combustibles.

Este tipo de detectores puede medir hasta 10 % (10,000 ppm) de mezcla en el aire. Si existe una concentración mayor, dará lecturas erróneas.

### 2.1.2.3 Detector de conductividad térmica. TC.

El detector de conductividad térmica se basa en el hecho que diferentes gases conducen con diferente proporción el calor. Por lo tanto mientras mayor sea la concentración de gas en la muestra analizada, mejores lecturas proporcionará este tipo de detector.

El elemento detector es calentado por un voltaje de corriente directa (1.8 [v]). Así mismo está expuesto a una corriente constante de muestra de gas. Mientras mayor sea la concentración de gases hidrocarburos presentes en la muestra, la cantidad de calor absorbido aumenta, lo que enfría al filamento. La figura N°. 6. muestra físicamente estos sensores. La variación de temperatura en el filamento afecta la resistividad de éste. Los cambios de resistividad son medidos y registrados. Este tipo de detectores tienen una buena respuesta para concentraciones de 10 a 100 % (10,000 a 1,000,000 ppm) de metano en la muestra.



Figura N°. 7.

Filamentos usados en los detectores de gases térmicos.



### 2.1.3 Cromatografía.

Después de que el detector de gases nos ha confirmado la presencia de gases combustibles que emanan del lodo de perforación es necesario saber los componentes de la mezcla.

La manera de saber qué gases salen del pozo por la incorporación al fluido de control, es mediante una cromatografía. Por razones prácticas en campo por lo general sólo se detectan desde el metano hasta el hexano.

La cromatografía consiste en separar cada componente de la mezcla de gases. Esto es posible al hacer pasar la mezcla de gas por una columna de separación. Es ahí donde los gases son separados conforme al tamaño de sus moléculas. Saliendo primero el mas sencillo que es el metano y al último el hexano.

La cromatografía nos proporciona información valiosa sobre los hidrocarburos que puedan estar almacenados en determinado intervalo. Sin importar que el yacimiento no tenga suficiente presión como para poder incorporar líquidos al fluido de control.

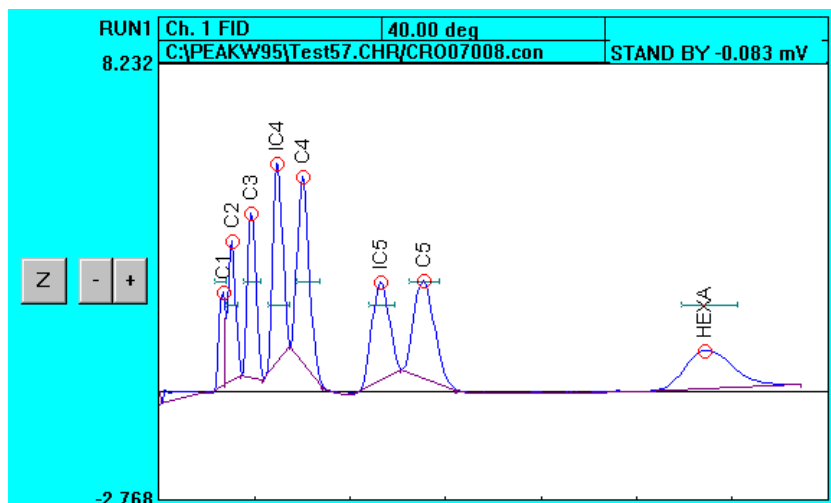


Figura N°. 8.

Cromatografía de gas de calibración

## **2.1.4 Auxiliares en la detección de gas.**

En el circuito que sigue el gas desde las temblorinas hasta el detector pasa por varios accesorios que a continuación enumeraré. Esto se hace con el fin de que llegue en condiciones ideales para poder ser cuantificado. También por seguridad se detectan otros gases que enmascaran los verdaderos valores del gas hidrocarburo que se ha incorporado al fluido de control.

### **2.1.4.1 Frascos Burbujeros**

Los frascos burbujeros son frascos que contienen reactivos por los cuales se hace pasar la mezcla obtenida de la trampa de gas. Unos se usan para disminuir la cantidad de gas, otros para detectar y remover componentes de la mezcla.

Se coloca un frasco burbujero lo más cerca de la trampa de gas, el cual tiene un poco de agua, la que sirve para enfriar la mezcla y así condensar un poco de humedad. Se utilizan frascos burbujeros con glicol y carbonato de calcio para remover la humedad.

En algunas ocasiones se ponen frascos burbujeros con soluciones de hidróxido de bario y acetato de plomo. El acetato de plomo elimina el ácido sulfhídrico de la mezcla. Una ventaja de tener un frasco burbujero con acetato de plomo es que al entrar en contacto con el ácido sulfhídrico reacciona tornando la solución a un color negro, lo cual ayuda a detectar su presencia de manera oportuna. El frasco que contiene hidróxido de bario se utiliza para eliminar el  $\text{CO}_2$  de la mezcla, porque los detectores de gas que utilizan calor para cuantificar la cantidad de gas hidrocarburo dan lecturas equivocadas si se encuentra presente  $\text{CO}_2$  en la mezcla.

### **2.1.4.2 Filtros.**

Los filtros que se utilizan son para evitar que lleguen partículas extrañas a los sensores y los dañen. También contribuyen en la remoción de humedad de la línea que conduce la muestra de gases. Los que han resultado ser eficientes y económicos son los filtros de gasolina que utilizan los automóviles.

### **2.1.4.3 Detectores de Sulfhídrico.**

Se colocan sensores que detectan la presencia del ácido sulfhídrico por seguridad del personal. Se colocan detectores en la zona temblorinas, en el piso de perforación y en la zona de presas (Algunas veces se instala uno en el distribuidor de lodos).

### **2.1.5 Causas de incorporación de gas.**

Cuando las formaciones atravesadas contienen gas y la presión ejercida por el fluido de control no es suficiente para evitar el flujo de gas, éste se incorpora al fluido de control y se mantiene en suspensión coloidal.

Esta incorporación se origina por las siguientes causas:

- Condiciones de desbalance.
- Gas que se desprende de los recortes a medida que se perfora.
- El efecto émbolo que se origina cuando se hacen las conexiones.
- Aire (vacío de lodo) que queda en el cuadrante (kelly) o en la tubería cuando se hace una conexión.

Los gases arrastrados por el fluido de control se dividen en cuatro categorías:

Gas de formación (Gas lodo): Es el gas total transportado por el lodo desde el fondo. Es una cantidad relativa de gas en el lodo proveniente de la perforación normal. Si hay hidrocarburos contenidos en la roca, las lecturas de gas serán altas. Si la roca, contiene agua, entonces habrá una pequeña cantidad de gas metano de la roca disuelto en el lodo. Cuando el peso del lodo es considerablemente mayor que la presión de formación (sobre balance), habrá poca entrada de gas de la formación. Si se presenta una condición bajo balance, el gas entrará en una proporción que dependerá de la permeabilidad de la formación. Al perforar la zona de transición en forma balanceada o ligeramente bajo balanceada, se detectará el gas más rápidamente y se podrá usar cualitativamente para estimar el grado de sobrepresión. A medida que el gas de formación se incrementa es una indicación de los incrementos graduales en la presión de poro.

Gas de circulación: Es el gas que se libera dentro del pozo, cuando se detiene la perforación y se circula con la barrena en el fondo. Se presenta en los últimos metros de la zona de transición cuando se localiza la presión de poro deseada para el asentamiento de la tubería de revestimiento.

Gas de conexión: Es la acción del efecto de émbolo. Además del periodo en que se paran las bombas para agregar un tubo más a la sarta de perforación (medida de balance estático en el pozo). Se registra como un breve incremento en la lectura de gas y se reporta como el número de unidades por arriba de gas total normal. Un incremento en el gas de conexión, generalmente se nota en las conexiones sucesivas. Cómo se puede observar en la figura N°. 9, el el segundo carril en la gráfica de color rojo.

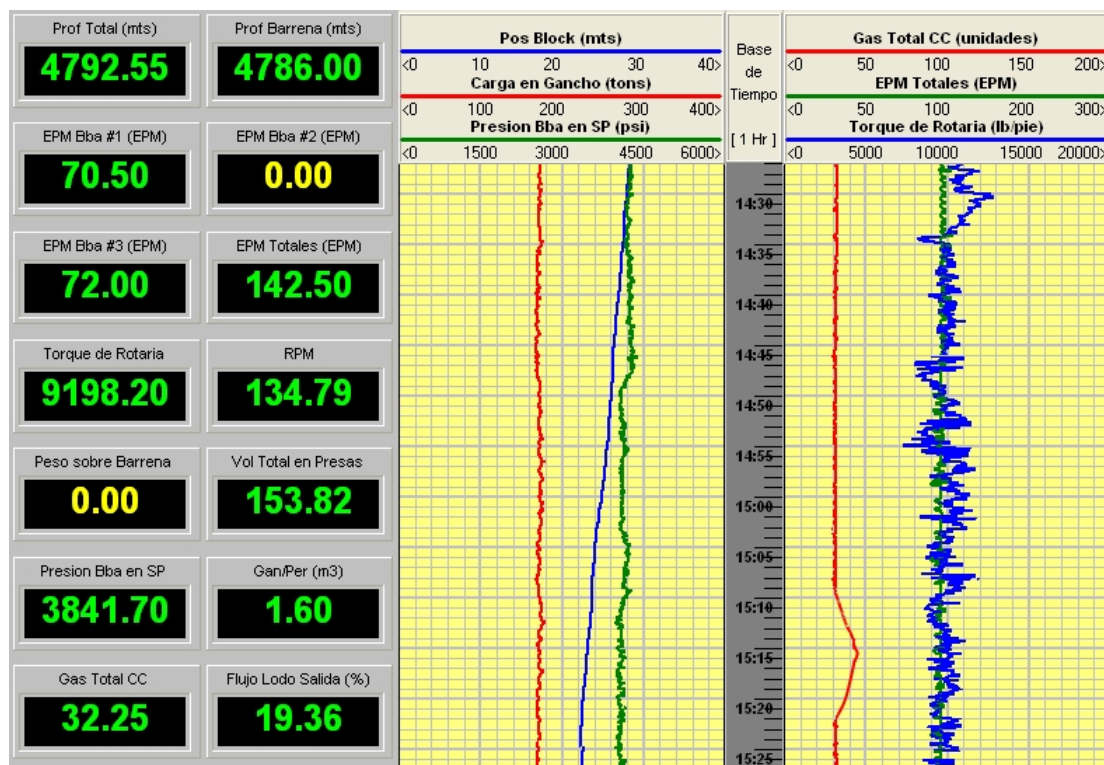


Figura N°.9

Gas conexión.

Gas de viaje (Gas fondo): Representa la acción de émbolo y periodo cuando se hace un viaje para cambio de barrena o viaje corto de reconocimiento u otras causas. También se considera como balance estático en el pozo. Se observa como un incremento en la lectura de gas total y debe de reportarse por arriba de la lectura de gas de formación normal. Este gas solamente es cualitativo, pero puede correlacionarse con los gases de viajes previos y otros indicadores para determinar la magnitud de la presión de formación. En la Figura N°.10 se ve el comportamiento del gas de fondo el al gráfica roja del segundo carril. El cual es un gas fondo que salió al homogenizar la columna de lodo. Se tuvo en reposo el lodo 26 horas. Se tuvo una lectura máxima de 195 unidades (97,500 ppm) de gas.

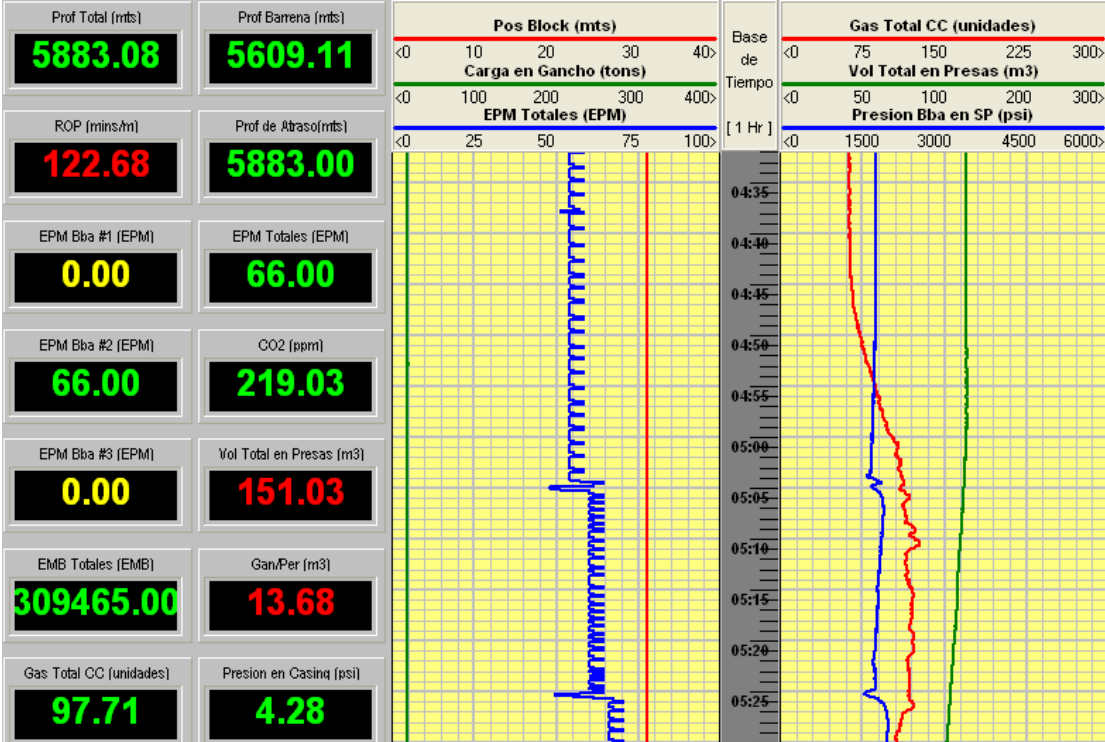


Figura N°.10  
Gas fondo.

## **2.2 Litología.**

La barrena al ir perforando va rompiendo las formaciones que va atravesando. Los recortes generados por la barrena son arrastrados a superficie por el lodo de perforación.

Para remover los recortes del lodo, éste se pasa por unas mallas que dejan pasar el lodo pero no los recortes. Estas mallas se encuentran en unas máquinas vibratorias llamadas temblorinas (zaranda). Es ahí donde el procesador de muestras recupera los recortes que se analizan, para determinar la litología que se está atravesando.

Para recuperar la muestra a analizar y que concuerde con un metro perforado se debe de esperar un “tiempo de atraso” a partir de cuando fue cortado ese metro. A este periodo de tiempo se le conoce como “tiempo de atraso”. Que es el tiempo que tarda en arrastrar el lodo los recortes desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Un método para calcular el “tiempo de atraso” es el arrojar dentro de la tubería de perforación un “testigo”, (se han usado como testigos: recortes de papel celofán, arroz, bolsitas de carburo. También se puede utilizar material químico agregado al fluido de control.) anotando la hora en que se arroja. El “testigo” bajará por dentro de la tubería. Saldrá por las toberas de la barrena y viajará por el espacio anular. Regresará a superficie y se recuperará en las temblorinas (en caso del carburo se detecta mediante un incremento en el detector de gases), anotando la hora de salida. El tiempo que tarda bajando y subiendo el “testigo” es conocido como el tiempo de viaje redondo. La importancia de este método es que la información obtenida es empírica. Es importante efectuar esta prueba con exactitud.

La tubería de perforación y las herramientas que componen una sarta de perforación tienen un diámetro interior bastante regular. Al ser así se puede calcular con bastante certeza el volumen de fluido que requieren para llenarse. Sabiendo el volumen interior y el gasto con el que se bombea el fluido de control se

puede calcular el “tiempo de bajada”. Qué es el tiempo requerido por una partícula en superficie para ser arrastrada por el lodo de perforación hasta la punta de la barrena. Se puede calcular el “tiempo de bajada” con una precisión muy aceptable. Al tener el “tiempo de viaje redondo” se le resta el “tiempo de bajada” antes calculado. El resultado de esta resta es el “tiempo de atraso”. El “tiempo de viaje redondo” es el lapso de tiempo que tarda en ser succionada una partícula por las bombas y salir por las temblorinas.

La recolección de muestra se realiza cada cierta distancia perforada. Por ejemplo cada 5 metros o cuando se alteren los tiempos de perforación (a esta alteración si es mayor a cierta escala se le llama quiebre). Una cantidad de muestra se escurre y se embolsa “muestra mojada”. En la bolsa se le pone el intervalo al que corresponde y el pozo. Esas bolsas se mandan a laboratorios especializados para realizarle pruebas exhaustivas.

En el mismo pozo, un poco de muestra es lavada para retirarle los restos de fluido de control. Ya lavada se ve al microscopio, además de hacerle las pruebas necesarias para determinar el tipo de roca y sus características. De la muestra lavada se seca un poco bajo un foco caliente y se guarda en sobre como testigo de lo visto por el operador de registro de hidrocarburos.

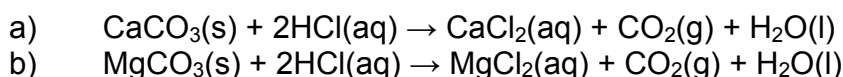
### **2.2.1 Descripción.**

El orden para la descripción de las muestras es el siguiente:

- 1.- Tipo de roca
- 2.- Color.
- 3.- Textura.
- 4.- Cementante y/o tipo de matriz.
- 5.- Fósiles y accesorios.
- 6.- Estructuras sedimentarias.
- 7.- Porosidad e indicios de hidrocarburos.

## 2.2.2 Calcimetría (Solubilidad).

La determinación de los carbonatos de calcio y magnesio se basan en el principio de la reacción de los carbonatos (sólidos) con una solución saturada de ácido clorhídrico según las siguientes reacciones:



Para que en ambas reacciones se produzca una cantidad parecida de dióxido de carbono es necesario mantener las condiciones de temperatura y presión de manera constante. Este gas es usado para desplazar alternativamente una aguja (calcímetro) o un volumen de líquido (calcímetro de Bernard). Después, este desplazamiento es luego comparado con el ejercido por la disolución de una solución patrón (carbonato de calcio microcristalino) para calibrar el instrumento.

Ambas reacciones producen las mismas cantidades de dióxido de carbono. La característica que permite diferenciarlas está relacionada con la cinemática química de las mismas. Frente a una solución saturada de HCl el 95% del carbonato de calcio se disolverá en menos de 1 minuto, mientras que se necesitaran 25 minutos para disolver el 95% del carbonato de magnesio a 25°C y 1 atm de presión.

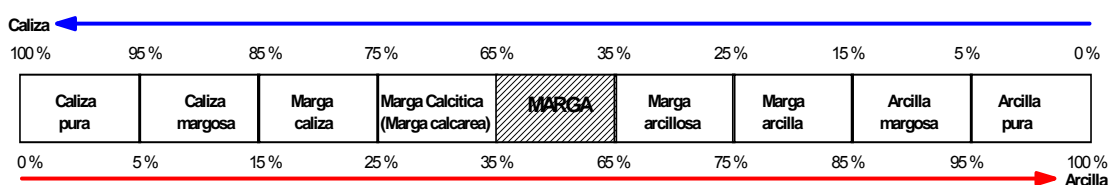


Figura N°.11

Composición de calizas, según su contenido de arcilla y carbonato de calcio.

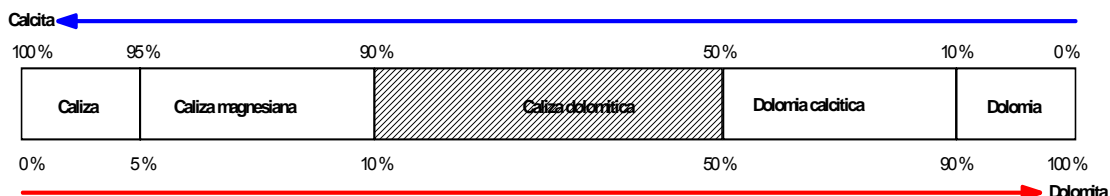


Figura N°.12

Grados de dolomitización de las rocas calizas.



## 2.2.3 Ejemplos de descripciones de muestras.

### 2.2.3.1 Descripción por tipo de roca.

- Arena de cuarzo, blanco traslúcido y café claro, de grano fino a medio, angulosos y subredondeados, moderadamente clasificado.
- Gravilla de cuarzo, blanco traslúcido, gris claro y café claro, que varían de tamaño de 2 – 8 mm, angulosos, subangulosos y subredondeados, moderadamente clasificado.
- Lutita arenosa, gris verdoso y gris claro, suave, pobremente calcárea.
- Lutita, gris verdoso y gris claro, suave, ligeramente calcárea.
- Marga café rojizo, semidura.
- Mudstone, café claro y gris claro, semicompacto a compacto
- Mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro.
- Mudstone a Wackestone de bioclastos y litoclastos, café claro a crema, en partes dolomitizado, con escasas microfracturas selladas por calcita.
- Dolomía, gris oscuro, café claro, gris claro y blanca, microcristalina a mesocristalina, en partes arcilloso, con ligera impregnación de aceite y fluorescencia amarillo claro.
- Pedernal traslúcido y gris ahumado.
- Bentonita verde claro a verde olivo y blanco.

### 2.2.3.2 Descripción por paquetes.

Intervalo (mbmr)	Litología	Manifestación de hidrocarburos
2035 - 2055	Lutita gris claro a gris oscuro, en partes de aspecto bentonítico, semidura, ligeramente calcárea. Trazas de lutita arenosa, gris verdoso a gris oscuro, dura, ligeramente calcárea. Trazas de bentonita, gris claro a verde olivo, suave a semidura. Trazas de mudstone, blanco a crema, compacto, de aspecto cretoso, con porosidad secundaria por microfracturas selladas por calcita recristalizada café oscuro.	GL = 38.51u (19255 ppm) GC = 1.3u (650 ppm) GS = 15.00u (7500 ppm) C <sub>1</sub> = 100 %
2055 – 2068	Lutita café claro, gris claro a gris verdoso, en partes de aspecto bentonítico, semidura, moderadamente calcárea. Lutita arenosa, gris verdoso a gris oscuro, semidura a dura, ligeramente calcárea.	GL = 30.56u (15280 ppm) GC = 1.32u (660ppm) GS = 8.00u (4000 ppm) C <sub>1</sub> = 100 %
2068 – 2081	Mudstone blanco a crema y gris verdoso, de aspecto brechoso, semiduro, con escasas microfracturas selladas por calcita recristalizada, café oscuro. Lutita café claro, gris claro a gris verdoso, en partes de aspecto bentonítico, semidura, moderadamente calcárea.	GL = 17.18u (8590 ppm) GC = 1.5u (750 ppm) GS = 6.00u (3000 ppm) C <sub>1</sub> = 100 %

### 2.2.3.3 Descripción porcentual.

Intervalo (mbmr)	Litología	Manifestación de hidrocarburos
1000 – 1010	40% Lutita Arenosa, gris oscuro, semidura a dura, ligeramente calcárea. 30% Lutita, gris verdoso, suave a semidura, ligeramente calcárea. 30% Arenisca, gris claro, de grano fino a medio, angular a subangular, regularmente clasificado, mal consolidado en matriz arcillosa y cementada en material calcáreo.	GL= 4.35 U (2,175 ppm) GC= 1.43 U (715 ppm) GS= 1.0

Intervalo (mbmr)	Litología	Manifestación de hidrocarburos
5945 – 5947	100% Dolomía, gris oscuro, microcristalina, de aspecto sacaroíde. Trazas de Mudstone blanco a crema, compacto. Esporádicos fragmentos de Pedernal translúcido y gris ahumado.	GL= 120 U (60,000 ppm) GC= 2.31 U (1,155 ppm) GS= 4.0 C1= 73%, C2= 13% C3= 5%
5947 – 5955	90% Dolomía, gris oscuro, microcristalina, de aspecto sacaroíde. 10% Mudstone blanco a crema, compacto. Esporádicos fragmentos de Pedernal translúcido y gris ahumado.	GL= 81 U (40,500 ppm) GC= 2.17 U (1,085 ppm) GS= 4.0 C1= 78%, C2= 12% C3= 10. %

## 2.2.4 Experiencia en pozo.

En el Terrígena – 111.

Intervalo Perforado: 841.0 - 1942.0 m

Se perforó un agujero de 17.5" Ø. La litología cortada en este intervalo fue: Arena, Arenisca, Lutita y Lutita Arenosa.

Intervalo Perforado: 1942.0 – 3120.0 m

Se perforó un agujero de 12.25" Ø. La litología cortada en este intervalo fue: Arena, Arenisca, Lutita, Lutita Arenosa y Mudstone.

Intervalo Perforado: 3120.0 – 4394.0 m

Se perforó un agujero de 8½" Ø. La litología cortada en este intervalo fue: Lutita, Lutita arenosa y Trazas de Mudstone.

Mesopotamia – 428.

Intervalo Perforado: 500.0 – 1639.0 m

Se perforó un agujero de 8½" Ø. La litología cortada en este intervalo fue: Lutita, Lutita arenosa, Arenisca, Arena, Gravilla, Mudstone

Churumbel – 66.

Intervalo Perforado: 1000.0 - 2700.0 m

Se perforó un agujero de 17 1/2" Ø. La litología cortada en este intervalo fue: Lutita, Lutita Arenosa y Arenisca.

Intervalo Perforado: 2700.0 - 5010.0 m

Se perforó un agujero de 12 ¼" Ø. La litología cortada en este intervalo fue: Lutita, Lutita Arenosa, Arenisca, Mudstone y Mudstone Arcilloso.

Intervalo Perforado: 5010.0 - 5645.0 m

Se perforó un agujero de 8 ½" Ø. La litología cortada en este intervalo fue: Lutita, Bentonita, Mudstone Arcilloso y Marga.

Intervalo Perforado: 5645.0 - 5945.0 m

Se perforó un agujero de 5 5/8" Ø. La litología cortada en este intervalo fue: Marga Mudstone, Mudstone – Wackestone, Mudstone Arcilloso, Bentonita, Pedernal, y Dolomía

### **2.2.5 Problemas en la interpretación de muestras de canal.**

- Contaminación proveniente de capas penetradas anteriormente.
- Derrumbes (washout).
- Recirculación.
- Material Químico.
- Cemento.
- Lodo de perforación.
- Fragmentos de tubería y rebaba de barrena.
- Pulverización de la muestra.
- Corrección del error en el “tiempo de atraso” de las muestras.
- Problemas por la mala recuperación de muestras.

Para obtener una correcta perspectiva de los fragmentos es de suma importancia que estén debidamente lavados. De no ser así, el material químico que se utiliza para mantener o mejorar las propiedades del lodo pueden llegar a enmascarar ciertos aspectos importantes de la litología que se observan al microscopio.

Los problemas en la interpretación de las muestras de canal se ven acrecentados considerablemente por la falta de experiencia del operador de registros de hidrocarburos. Conforme se va adquiriendo experiencia en la identificación y descripción de muestras los problemas que se van presentando son sorteados sin dificultad alguna.

### **2.2.6 Núcleo.**

En los pozos, cuando se requiere de mayor información sobre las formaciones que se están atravesando, se corta un núcleo. Las operaciones de corte de núcleo proporcionan muestras intactas de la formación.

Los núcleos son la única fuente que proporciona la posibilidad de realizar mediciones directas de las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en ella.

A partir del análisis de los núcleos, se tiene un conjunto de datos muy valiosos para los diferentes especialistas relacionados con la ingeniería petrolera, geólogos, ingenieros en perforación e ingenieros de yacimientos.

El procedimiento que se realiza para el corte de un núcleo convencional es:

- Se baja el barril muestrero con la sarta de perforación y se inicia el corte de núcleo.
- A medida que la operación continúa, el núcleo cortado se mueve al barril interior.
- Cuando se tiene cortada la longitud programada, se reduce el peso sobre la corona, se aumentan las revoluciones y en algunas ocasiones, se detiene la circulación. (A este paso se le conoce como “quemar el núcleo”)
- Una vez en superficie, el núcleo se recupera en el piso de perforación

Por este método se pueden llegar a obtener muestras cilíndricas de 9 metros de largo y con un diámetro que van de 2 3/8 a 3 9/16 de pulgada.

En el pozo Churumbel – 6 se cortó un núcleo de fondo convencional a la profundidad 5940 – 5945 m.

#### 2.2.6.1 Descripción de núcleos en campo.

Al recuperar un núcleo, hoy en día es muy probable que esté dentro de una funda de aluminio. Antes de que se corte en secciones manejables, dentro de su funda, se deberá orientar, medir y marcar longitudinalmente con 2 líneas paralelas, rojo hacia la derecha y negro hacia la izquierda, referidas al núcleo en posición vertical con su base hacia abajo. Después de esto, se recupera un fragmento; de la parte superior, media e inferior respectivamente para su análisis.

- 1)- Nombre del pozo.
- 2)- Número del núcleo.
- 3)- Intervalo nucleado y recuperación en porcentaje.
- 4)- Descripción litológica.
- 5)- Análisis de fluorescencia.
- 6)- Porosidad visual.
- 7)- Análisis de gas de cada sección con cromatografía.
- 8)- Recomendaciones.
- 9)- Observaciones detalladas que completen la información como echados, juntas estilolíticas, relices etc.

#### 2.2.6.2 Procedimiento de análisis

El procedimiento de análisis para un núcleo se efectúa en cuanto el núcleo sale a superficie y se han recuperado tres fragmentos. El primero corresponde a la parte inferior; el segundo a la parte media; el tercero a la parte superior.

Los pasos que a continuación se describen se deben de realizar a cada uno de los fragmentos correspondientes a cada intervalo.

- 1.- Se rompen un poco los fragmentos obtenidos. Procurando que sea lo menos posible. Para que queden de un tamaño manejable y sean varios

para las diversas pruebas. Deben de ser manejados con cuidado para no dejar escapar los gases contenidos en la roca

- 2.- Algunos fragmentos quebrados se introducen en la licuadora y se le agrega un poco de agua, hasta cubrirlos. Se licuan el tiempo necesario. Se cuantifica el gas que sale y se le efectúa una cromatografía.
- 3.- Se toma un mililitro de agua con la que se licuó y se pone en un *fondo petri* (El *fondo petri*, es un recipiente de cristal o plástico formado por dos discos que pueden adaptarse entre sí). A este mililitro se le agregan 4 ó 5 gotas de Cromato de Potasio.
- 4.- Se titula con nitrato de plata hasta que vire de color. Si conocemos el volumen de nitrato de plata puede calcularse la salinidad de la muestra.
- 5.- Se mide el pH al agua que queda de la muestra licuada (Se puede usar una tirilla de pH para ésto).
- 6.- Se describe la muestra litológicamente. Siguiendo los mismos lineamientos que la descripción de las muestras de canal (Se puede realizar ésto antes).
- 7.- Se coloca un poco de muestra no licuada en otro *fondo petri* y se observa en el fluoroscopio. Se le agrega acetona poco a poco y se establece el valor solvente.

En caso de ser cortado el núcleo en una zona de calizas (Caliza, Marga, Dolomía)

- 8.- Se le realiza una calcimetría para determinar su contenido de carbonatos.



2.2.6.3 Datos del núcleo cortado en el Pozo Churumbel – 66.

Tramo nucleado	5941 – 5945 m	Fecha	30 /04/ 2009	Recuperación	2.5 m	27 %
----------------	---------------	-------	--------------	--------------	-------	------

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE CAMPO

PS. PM. PI. Dolomía, gris oscuro, microcristalina a mesocristalina, en partes arcillosa y de aspecto sacaroíde, con microfracturas selladas por calcita y/o dolomita y ligera impregnación de aceite residual, con trazas de fluorescencia amarillo claro.

ANÁLISIS DE FLUORESCENCIA

% de formación que la exhibe	Trazas
Formación que la exhibe	Dolomía
Color	Amarillo claro
Tipo de porosidad	Secundaria

LECTURAS DE GAS

	Parte superior	Parte media	Parte inferior
Gas-Lodo	50.23 u (25,115 ppm)	50.23 u (25,115 ppm)	50.23 u (25,115 ppm)
Gas-cortes	2.26 u (1,130 ppm)	2.26 u (1,130 ppm)	2.26 u (1,130 ppm)
H <sub>2</sub> S (ppm)	0.00ppm	0.00ppm	0.00ppm
Salinidad (ppm)	350	350	350
pH	8	8	8
Solubilidad (%)	Ca / Mg: 18 % / 75%	Ca / Mg: 18 % / 75%	Ca / Mg: 18 % / 75%

CROMATOGRAFÍA (%Mol)			
Hidrocarburo	Parte superior	Parte media	Parte inferior
C <sub>1</sub>	82	82	82
C <sub>2</sub>	13	13	13
C <sub>3</sub>	5	5	5
IC <sub>4</sub>	0	0	0
C <sub>4</sub>	0	0	0
IC <sub>5</sub>	0	0	0
C <sub>5</sub>	0	0	0

CONDUCTIVIDAD DEL LODO DURANTE EL CORTE			
Máxima (mmhos)	Emulsión Inversa	a	Emulsión Inversa
Mínima (mmhos)	Emulsión Inversa	a	Emulsión Inversa

OBJETIVO DEL CORTE DEL NÚCLEO
Estratigráfico y estudios petrofísicos.

OBSERVACIONES
Muestra recuperada de barril muestrero de funda de aluminio. Se recuperan 2.5 metros de núcleo de los cuales sólo se nos proporcionó pequeños y escasos fragmentos, para el estudio como parte superior, media e inferior. Por lo cual los resultados del análisis del núcleo son tentativos. Al romper la muestra no presenta olor a hidrocarburo, ni sabor salado.

### **2.3 Adquisición de datos.**

La unidad de registro de hidrocarburos se compone de personal capacitado, diferentes equipos (computadoras, software, equipos eléctricos — electrónicos, mecánicos, transductores de señales y equipo óptico), materiales de trabajos (consumibles y reactivos de bajo riesgo para el medio ambiente) y capacidades tecnológicas. La unidad de registro de hidrocarburos tiene como objetivo participar de manera importante y activa durante la etapa de perforación de pozos, suministrando datos valiosos para tomar de forma oportuna la mejor decisión operativa.

La unidad de registro de hidrocarburos cuenta con parámetros de perforación. Para realizar esta función, se cuenta con distintos equipos y sensores colocados en el equipo de perforación de manera estratégica y de forma segura en los sitios apropiados. El análisis de los datos que brindan estos equipos son de gran utilidad para interpretar, calcular y estimar las zonas e intervalos de interés.

La evaluación de los parámetros requiere fundamentos físicos y matemáticos para que esta información tenga valor y apreciación. La metodología utilizada por la unidad de registros es la que se utiliza ampliamente en la industria petrolera. Brinda confiabilidad para analizarla. Así mismo, se complementa con información obtenida de diferentes fuentes, y con ello obtener mejores evaluaciones.

Se deben de tener diferentes criterios para la captura e interpretación de datos. Por ejemplo:

- La velocidad de penetración (ROP) indica generalmente los cambios litológicos o posibles indicios de sobre presión durante la perforación.
- Las revoluciones de la rotaria (RPM) o de la barrena permiten obtener un índice en la evaluación de la velocidad de perforación y la optimización de

las condiciones de perforación. Durante la perforación se trata de mantener las revoluciones en la barrena en un rango de uniformidad a fin de mantener la verticalidad del pozo. Muchas veces la variación de este parámetro da lugar a deformidades o desviaciones de la verticalidad del agujero, causando trastornos mecánicos y económicos.

- El peso sobre la barrena (PSB) se aplica de acuerdo a la resistencia que ofrece la formación, y ayuda a llevar el control del peso aplicado a la barrena para la optimización de la misma.
- El torque (Torque) es un parámetro que ayuda a identificar problemas en el agujero como son: término de vida de la barrena, atrapamientos de tubería, incrementos de presión, derrumbes de formación, material metálico caído al pozo, embolamiento de barrena y/o estabilizadores, resistencia y fricción al meter y sacar la tubería.
- La presión de bombeo (PBB) representa la resistencia que encuentra el fluido durante la circulación, el lodo de perforación, es importante para la detección de fracturas en la herramienta de perforación, tapaduras de toberas o fallas en bombas de trabajo.
- El flujo de lodo de salida (%s) ayuda a observar si el pozo presenta pérdidas o aportaciones de fluidos, posteriormente ésto se corrobora al verificar el volumen total de presas, lo que determinaría realizar operaciones de control reológico y de propiedades físico-químicas del fluido.
- La curva de la densidad del lodo ( $\rho$ ) es utilizada como uno de los parámetros más importantes para analizar las zonas de interés, conocer el balance que existe durante la perforación y la presión que ejercen los fluidos contenidos en la roca al momento de la perforación.
- La diferencia de temperatura de entrada y salida ( $\Delta T$ ) del lodo refleja la variación por la posible presencia de fluidos contenidos en la formación; y con ésto da a conocer posibles índices de sobrepresión, comparando sus

variaciones con el gradiente geotérmico de temperatura normal.

- La conductividad (C) del lodo es un valor registrado importante porque indica la incorporación de fluidos al lodo de perforación, flujos de agua salada o dulce, asimismo detecta la presencia de aceite y cambios litológicos.

La unidad de registro de hidrocarburos utiliza diferentes equipos (computadoras, software, equipos eléctricos — electrónicos, mecánicos, transductores de señales, y equipo óptico. Todas estas herramientas tecnológicas que tienen como objetivo participar de una manera importante y activa durante la etapa de perforación de un pozo con objetivos de hidrocarburos, ya que suministra datos valiosos para tomar de una forma oportuna la mejor decisión operativa.

### **2.3.1 Los sensores que se usan en el registro de hidrocarburos.**

- Contador de emboladas: Este sensor tiene la función de llevar el número de emboladas que realiza(n) la(s) bomba(s) por minuto. Esto es necesario para poder determinar el volumen de lodo que desplazan y así poder calcular el tiempo (en su caso número de emboladas) que se requiere para sacar a superficie los recortes de determinado metro.
- Profundímetro: Este sensor es el encargado de llevar la profundidad a la que se encuentra la barrena. Este va conectado en la barra del eje del malacate.
- Sensor de carga en gancho: Este sensor mide el peso que cuelga del gancho. Es necesario para poder tener una medida precisa de la profundidad de la barrena. Ya que mediante discriminantes, activa y desactiva el movimiento de la barrena. Porque aunque se mueva el profundímetro si no tiene el peso necesario, la barrena la contabiliza en el fondo. Esto es particularmente importante a la hora de hacer conexiones. Va colocado en la línea muerta del malacate.
- Niveles de presas: Los sensores de nivel de presas nos ayudan a

cuantificar el volumen disponible de lodo de perforación. Mediante comparaciones en el transcurso del tiempo podemos determinar si existe una ganancia en el nivel de lodo disponible o en su defecto una pérdida. En los viajes, estos sensores son la primera barrera de defensa a la hora de determinar la entrada de algún fluido invasor. En caso de presentarse algún posible fracturamiento de la formación ayudan a detectarlo.

- Tacómetro de la sarta (Revoluciones de la sarta): El sensor de revoluciones por minuto cuenta cuántas vueltas da la sarta en un minuto.
- Sensor de Torque: Este sensor mide el amperaje que consume la mesa rotaria (top drive) a la hora de poner a girar el ensamble de perforación.
- Sensor de Presión: Este sensor se coloca en el “stand pipe” para medir la presión a la que se bombea el fluido de control por dentro de la tubería.
- Sensor de Flujo de Salida: Este sensor mide el porcentaje que sale de lodo de perforación al completar el viaje redondo.
- Sensor de Conductividad: Este sensor mide la conductividad del lodo. Al variar el valor de conductividad del lodo nos puede indicar la incorporación de algún fluido al lodo de perforación. La conductividad del lodo se mide antes de ser bombeado y a su regreso. Esto se hace con la finalidad de poder comparar los dos valores.
- Sensor de temperatura: Este sensor mide la temperatura, se mide a la entrada y salida del lodo. Al igual que la conductividad esta medida nos puede indicar el cambio de zona de presión.
- Sensor de H<sub>2</sub>S: Estos sensores son colocados en diferentes partes del equipo para poder detectar la presencia del ácido sulfhídrico a tiempo.

### 2.3.3 Parámetros medidos y calculados que se monitorean y registran.

Descripción	Unidades	Tipo
Profundidad	Metros	Medido
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posición de la barrena.</li> </ul>	Metros	Calculado
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altura del block o top-drive.</li> </ul>	Metros	Calculado
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Velocidad de perforación.</li> </ul>	(min / m)	Calculado
Carga en gancho (peso de la sarta).	Ton	Medido
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Peso sobre barrena.</li> </ul>	Ton	Calc
Presion de bombas en stand-pipe.	Psi	Medido
Torque de rotaria.	Amper	Medido
Rpm de mesa rotaria.	RPM	Medido
Flujo lodo de salida.	%	Medido
Densidad lodo.	(g / cm <sup>3</sup> )	Medido
Conductividad lodo.	msiemens/cm <sup>2</sup>	Medido
Temperatura lodo.	°c	Medido
Volumen de lodo por presa.	m <sup>3</sup>	Medido
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Volumen total en presas.</li> </ul>	m <sup>3</sup>	Calculado
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ganancia / perdida de lodos.</li> </ul>	m <sup>3</sup>	Calculado
Embolada de bombas por bomba.	Emboladas	Medido
Emboladas totales de bombas.	Emboladas	Calculado
Emboladas por minuto.	Epm	Calculado
Emboladas por minuto totales.	Epm	Calculado
Gasto de bomba.	(m <sup>3</sup> /min)	Calculado
Gasto total de bombas.	(m <sup>3</sup> /min)	Calculado
Cromatografia de gases hc's (c1, c2, c3, ic4, nc4, ic5, nc5).	ppm	Medido
Gas total en lodo.	ppm	Medido
Gas CO <sub>2</sub>	ppm	Medido
Gas H <sub>2</sub> S	ppm	Medido

### Capítulo 3 Información que contiene el reporte diario.

Se manda el análisis litológico correspondiente a la etapa. Acompañado del “Master Log”.

#### 3.1 Análisis litológico.

Pozo Churumbel – 66.

Intervalo (mbmr)	Litología	Manifestación de hidrocarburos
5903 – 5920	80 % Dolomía, café claro, gris claro y blanca, microcristalina a mesocristalina, en partes de aspecto sacaroíde. 10% Mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro. 10% Mudstone a Wackestone de bioclastos y litoclastos, café claro, en partes dolomitizado, con escasas microfracturas selladas por calcita. Trazas de Pedernal ámbar y café oscuro.	GL= 57.71 U ( 28,855 ppm) GC= 1.96 U ( 980 ppm) GS= 3.0 C1= 97% C2= 3%
5920 – 5925	90 % Dolomía, gris oscuro, café claro, gris claro y blanca, microcristalina a mesocristalina, en partes arcilloso, con ligera impregnación de aceite y fluorescencia amarillo claro. 10% Mudstone a Wackestone de bioclastos y litoclastos, café claro a crema, en partes dolomitizado, con escasas microfracturas selladas por calcita. Trazas de Mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro. Esporádicos fragmentos de Pedernal ámbar y café oscuro.	GL= 57.06 U ( 28,530 ppm) GC= 1.99 U ( 995 ppm) GS= 3.0 C1= 92% C2= 8%
5925 – 5940	100 % Dolomía, gris oscuro, café claro, gris claro y blanca, microcristalina a mesocristalina, en partes arcilloso, con ligera impregnación de aceite y fluorescencia amarillo claro. Trazas de Mudstone a Wackestone de bioclastos y litoclastos, café claro a crema, en partes dolomitizado, con escasas microfracturas con calcita.	GL= 60.47 U ( 30,235 ppm) GC= 1.98 U ( 990 ppm) GS= 3.0 C1= 85%; C2= 10% C3= 5%
Núcleo 1 5940 – 5945 PI. PM. PS.	100% Dolomía, gris oscuro, microcristalina a mesocristalina, en partes arcillosa y de aspecto sacaroíde, con microfracturas selladas por calcita y ligera impregnación de aceite residual y fluorescencia amarillo claro.	GL= 56.55 U (28,275 ppm) GC= 2.26 U (1,130 ppm) GS= 3.0 C1= 82%, C2= 13% C3= 5%
5945 – 5947	100% Dolomía, gris oscuro, microcristalina, de aspecto sacaroíde. Trazas de Mudstone blanco a crema, compacto. Esporádicos fragmentos de Pedernal translúcido y gris ahumado.	GL= 120 U (60,000 ppm) GC= 2.31 U (1,155 ppm) GS= 4.0 C1= 73%, C2= 13% C3= 5%



Intervalo (mbmr)	Litología	Manifestación de hidrocarburos
5947 – 5955	90% Dolomía, gris oscuro, microcristalina, de aspecto sacaroíde. 10% Mudstone blanco a crema, compacto. Esporádicos fragmentos de Pedernal translúcido y gris ahumado.	GL= 81 U (40,500 ppm) GC= 2.17 U (1,085 ppm) GS= 4.0 C1= 78%, C2= 12% C3= 10. %
5955 – 5965	90% Dolomía, gris oscuro y gris claro, microcristalina, de aspecto sacaroíde y con ligera impregnación de aceite residual y fluorescencia amarillo claro. 10% Mudstone blanco a crema, compacto. Esporádicos fragmentos de Mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro. Esporádicos fragmentos de Pedernal translúcido y gris ahumado.	GL= 93 U (46,500 ppm) GC= 2.19 U (1,095 ppm) GS= 4.0 C1= 78%, C2= 12% C3= 10%
5965 – 5970	70% Dolomía, gris oscuro y gris claro, microcristalina, de aspecto sacaroíde y con ligera impregnación de aceite residual y fluorescencia amarillo claro. 30% Mudstone blanco a crema, compacto. Esporádicos fragmentos de Mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro.	GL= 285.14U (142,570ppm) GC= 4.25 U (2,125 ppm) GS= 4.0 C1= 60%, C2= 18% C3= 9%, IC4= 4%, C4= 5%, IC5= 2% C5= 2%
5970 – 5972	60% Mudstone a Wackestone de bioclastos y litoclastos, blanco a crema, café claro, gris claro y crema, algunos fragmentos presentan escasas microfracturas selladas por calcita. 40% Dolomía, gris oscuro y gris claro, microcristalina, y con ligera impregnación de aceite residual y fluorescencia amarillo claro. Esporádicos fragmentos de Mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro.	GL= 289.35U (144,675ppm) GC= 4.3U (2,150 ppm) GS= 4.0 C1= 63%, C2= 19% C3= 10%, IC4=3%, C4= 3%, IC5= 1% C5= 1%
5972 – 5975	60% Mudstone a Wackestone de bioclastos y litoclastos, café claro, gris claro y crema, algunos fragmentos presentan escasas microfracturas selladas por calcita. 30% Dolomía, gris oscuro y gris claro, microcristalina, y con ligera impregnación de aceite residual y fluorescencia amarillo claro. 10% Mudstone arcilloso gris oscuro, café oscuro a negro. Esporádicos fragmentos de Pedernal translúcido y gris ahumado.	GL= 251.63 U(12,5815ppm) GC= 4.17 U (2,085ppm) GS= 4.0 C1=60%, C2= 17% C3= 12%, IC4=1%, C4= 5%, IC5= 2% C5= 3%
5975 – 5980	50% Mudstone a Wackestone de bioclastos y litoclastos, café claro, gris claro y crema, algunos fragmentos presentan escasas microfracturas selladas por calcita. 30% Mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro. 20% Dolomía, gris oscuro y gris claro, microcristalina, y con ligera impregnación de aceite residual y fluorescencia amarillo claro. Esporádicos fragmentos de Pedernal translúcido y gris ahumado.	GL= 249.06 U(124,530ppm) GC= 3.96U (1,980ppm) GS= 4.0 C1= 60%, C2= 16% C3= 12%, IC4=2%, C4=6 %, IC5= 2 % C5= 3%

Intervalo (mbmr)	Litología	Manifestación de hidrocarburos
5980 – 5983	<p>40% Mudstone a Wackestone de bioclastos y litoclastos, café claro, gris claro y crema, algunos fragmentos presentan escasas microfracturas selladas por calcita.</p> <p>40% Mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro.</p> <p>20% Dolomía, gris oscuro y gris claro, microcristalina, y con ligera impregnación de aceite residual y fluorescencia amarillo claro.</p> <p>Trazas de Pedernal translúcido y gris ahumado.</p>	<p>GL= 229.12 U(114,560ppm) GC= 4.16 U(2,080ppm) GS= 4.0 C1= 56%, C2= 21% C3= 11%, IC4=2%, C4= 6%, IC5= 2% C5= 3%</p>
5983 – 5985	<p>60% Mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro.</p> <p>30% Mudstone a Wackestone de bioclastos y litoclastos, café claro, gris claro y crema, algunos fragmentos presentan escasas microfracturas selladas por calcita.</p> <p>10% Dolomía, gris oscuro y gris claro, microcristalina, y con ligera impregnación de aceite residual y fluorescencia amarillo claro.</p> <p>Trazas de Pedernal translúcido y gris ahumado.</p>	<p>GL= 194.36 U(97,180 ppm) GC= 4.15 U(2,075 ppm) GS= 4.0 C1= 70%, C2= 11% C3= 9%, IC4=1%, C4= 5%, IC5= 1% C5= 2%</p>
5985 – 5995	<p>70% Mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro.</p> <p>30% Mudstone a Wackestone de bioclastos y litoclastos, café claro, gris claro y crema, algunos fragmentos presentan escasas microfracturas selladas por calcita.</p> <p>Trazas de Dolomía, gris oscuro y gris claro, microcristalina, y con ligera impregnación de aceite y fluorescencia amarillo claro.</p> <p>Trazas de Pedernal translúcido y gris ahumado.</p>	<p>GL= 86.36 U (43,180ppm) GC= 5.25 U (2,625 ppm) GS= 6.0 C1= 57%, C2= 17% C3= 13%, IC4=2%, C4= 7%, IC5= 2% C5= 3%</p>
5995 – 6000	<p>80% Mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro.</p> <p>20% Mudstone a Wackestone de bioclastos y litoclastos, café claro, gris claro y crema, algunos fragmentos presentan escasas microfracturas selladas por calcita.</p> <p>Trazas de Pedernal café oscuro y ámbar.</p> <p>Esporádicos fragmentos de Dolomía, gris oscuro y gris claro, microcristalina, con ligera impregnación de aceite y fluorescencia amarillo claro.</p>	<p>GL= 78.28 U (39,140 ppm) GC= 5.09 U (2,545 ppm) GS= 4.0 C1= 73%, C2= 10% C3= 5%, IC4=3%, C4= 4%, IC5= 3% C5= 2%</p>
6000 – 6019	<p>80% Mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro.</p> <p>20% Mudstone a Wackestone de bioclastos y litoclastos, café claro, gris claro y crema, algunos fragmentos presentan escasas microfracturas selladas por calcita.</p> <p>Trazas de Pedernal café oscuro y ámbar.</p> <p>Esporádicos fragmentos de Dolomía, gris oscuro y gris claro, microcristalina, con ligera impregnación de aceite y fluorescencia amarillo claro.</p> <p>Esporádicos fragmentos de Bentonita, gris verdoso.</p>	<p>GL= 69.57 U (34,785 ppm) GC= 4.87 U (2,435 ppm) GS= 4.0 C1= 68%, C2= 14% C3= 6%, IC4=4%, C4= 3%, IC5= 3% C5= 2%</p>

### 3.2 Master Log.

Pozo Churumbel – 66.

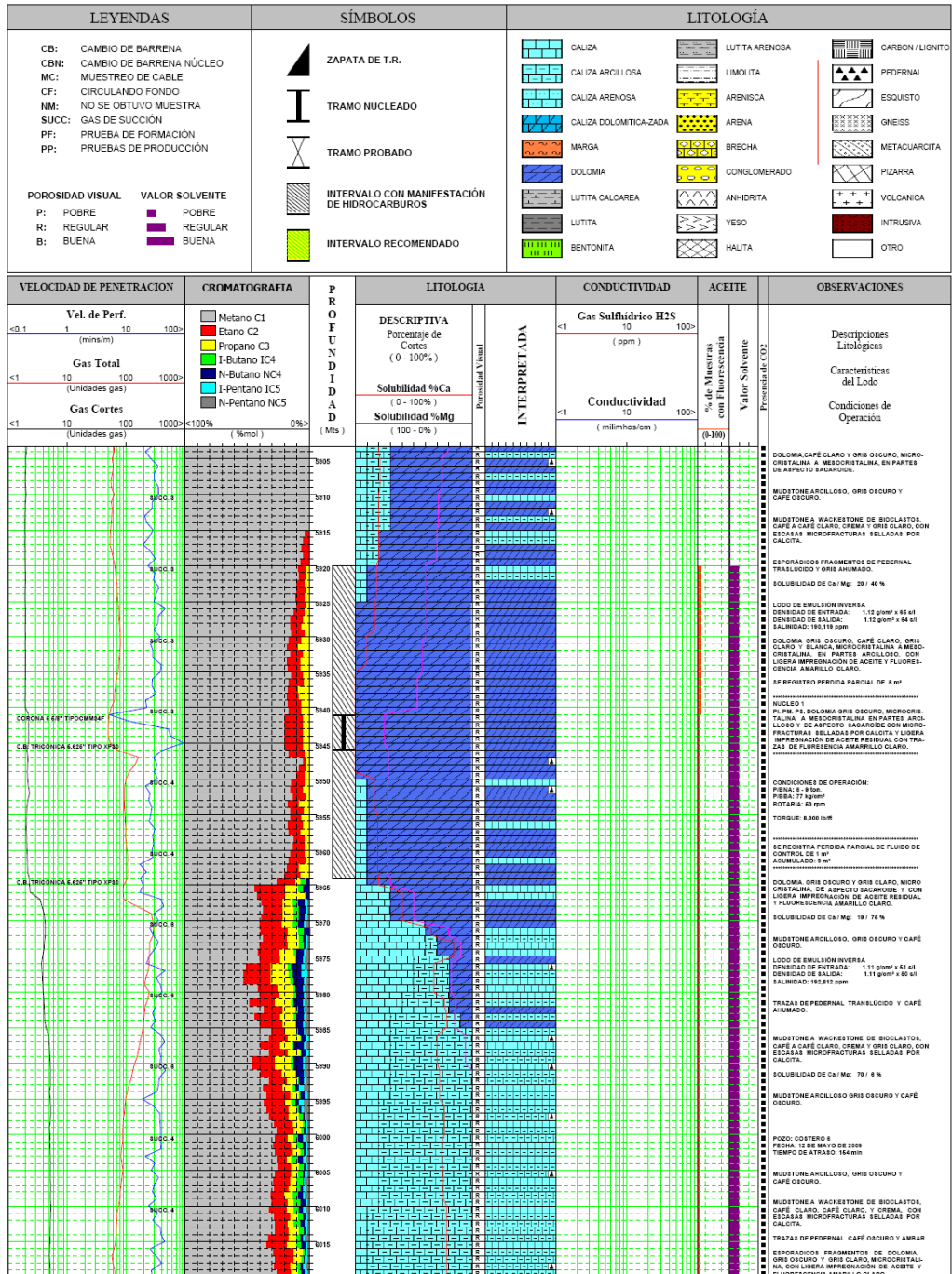


Figura N° 13

Masterlog de 5903 m – 6019 metros.

### 3.2.1 Lectura del Master Log.

Carril de velocidad de penetración.

En este carril se ven tres curvas: La velocidad de penetración que nos indica cuántos minutos ha tardado en ser perforado cada metro registrado (línea azul). El gas total y el gas cortes están medidos en unidades (línea roja y negra respectivamente). La escala de este carril es logarítmica en el eje ordenado.

Carril de cromatografía.

En este carril se puede ver la composición del gas total que se ha incorporado al lodo de perforación. Cada cuadrado de este carril corresponde a diez por ciento (10 %) mol.

Carril de litología.

El primer apartado corresponde a litología descriptiva. Se puede ver el tipo de roca que salió cada metro. En este carril se observan dos curvas: La roja es del porcentaje de carbonato de calcio que contiene la muestra. Mientras que la curva guinda indica el contenido carbonato de magnesio en la muestra.

El segundo apartado de este carril indica la porosidad de la muestra. Esta porosidad se determina de manera cualitativa. Pudiendo tener cuatro valores: Buena, regular, pobre, y nula, en el último caso se deja en blanco este apartado.

Por último en este carril tenemos el apartado de la litología interpretada. Este apartado provee información sobre la secuencia de capas. Aquí ya ha sido interpretada la información.

Carril de conductividad.

En este carril se llegan a ver dos curvas. La de ácido sulfhídrico y la de conductividad. Solo se pueden apreciar cuando está presente uno y se puede medir el otro parámetro. Esto es cuando se usa lodo base agua.

Carril de aceite.

En el primer apartado nos indica la cantidad de muestra que presenta fluorescencia. Mientras que en el segundo apartado vemos el valor solvente. Ésto lo que representa es la cantidad de solvente necesaria para poder obtener fluorescencia de la muestra. Ambos valores se obtienen con el fluoroscopio y son cualitativos.

Entre el carril de aceite y de observaciones hay un apartado huérfano que corresponde al CO<sub>2</sub>. En este apartado si tiene un cuadrado significa que hubo presencia de dióxido de carbono.

Carril de observaciones.

En este carril se escriben:

- Las condiciones de operación.
- Las descripciones litológicas.
- Características del lodo.
- También se pueden poner comentarios oportunos e ilustrativos.

### 3.3 Intervalos con manifestación.

Intervalo de 5475.0 a 5495.0 mbmr.

Litológicamente constituido por: Lutita gris y gris verdoso, suave a semidura, en partes de aspecto bentonítico, ligeramente calcárea. Marga café, rojiza, semidura.

Se registraron lecturas de gas en lodo máximas 24.32 unidades, en gas cortes 1.55 unidades y gas succión 2 unidades. En todo el intervalo se registraron lecturas en promedio 362 ppm de CO<sub>2</sub>. El lodo utilizado en este intervalo fue de base aceite (Emulsión Inversa) de 1.87 (g/cm<sup>3</sup>). Se mantuvo estable la densidad del lodo de perforación.

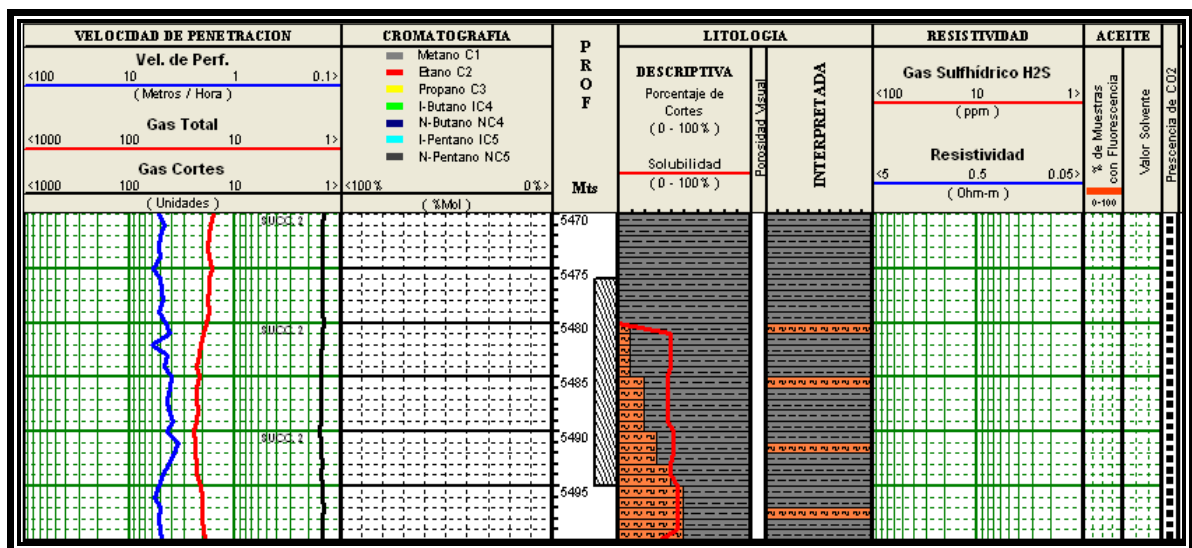


Figura N°. 14

Masterlog de intervalo con manifestación de gas.

## **Caso Práctico.**

Al estar perforando en el pozo Churumbel – 66, a la profundidad de 5963 metros se presentó una falla en el top drive, lo que llevó a la suspensión de la perforación por degollamiento de la válvula hidráulica del top drive. Este degollamiento dejó dentro del agujero un pez con una longitud de 5965.83 metros.

El pez estaba conformado de la siguiente manera:

336.40 m de ensamble de fondo con barrena tricónica + 1190.46 m de tubería de perforación de 3 ½” + 292.79 m de tubería de perforación de 5 + 4144.95 m de tubería de perforación de 5 ½” + 0.80 m de la válvula inferior del top drive + 0.43 m de la sección de la válvula hidráulica del top drive.

Se procedió a cerrar el pozo con los arietes ciegos. Se alineó a la línea de matar. A través del estrangulador del equipo de perforación y hacia la línea secundaria de una tercera compañía se bombeó lodo al pozo para represionarlo con 500 psi.

Teniendo el pozo asegurado se procedió a revisar el malacate, la corona y el cable de perforación. No se observaron daños en mismos.

Se repara el top drive.

Dos días después con el pozo alineado al estrangulador del equipo de perforación y tanque de viajes, se abrió el pozo. Se observó ganancia de 9 barriles en 20 minutos. El escurrimiento fue constante. Se cerró el pozo y se observó un incremento en la presión hasta que se estabilizó en 300 psi.

Mientras tanto se aprovechó para deslizar y cortar cable de perforación.

Se observó cómo la presión del pozo alcanzaba 570 psi. Se realizaron los preparativos para control de pozo y pesca. Se densificó un bache a 2.10 g/cc. Se

llenaron los tanques de la unidad de alta presión. Se alineó el pozo a la línea de matar. Ésta bombeó el bache a un gasto de  $\frac{1}{4}$  de barril por minuto, el pozo admite hasta haber bombeado 16 barriles a una presión de 1850 psi. Se continuó bombeando al mismo gasto hasta que se completó el bombeo de 80 barriles de lodo con una densidad de 2.10 (g/cc). Se alcanzó una presión de 2000 psi. Cerrando a esa presión el pozo con arietes ciegos.

Se observó el pozo y se vió cómo disminuía la presión gradualmente. Cuando se llegó a 470 psi, se abrió el pozo estando alineado a estrangulador y tanque de viajes. Se tuvo un retorno de 2 barriles. Después de eso no se observó escurrimiento.

Se abrieron los arietes ciegos. Con una lingada de tubería de perforación de 5  $\frac{1}{2}$ " se bajó a reconocer la boca del pez, la cual fue tocada a 9.75 m.

Al ser tan largo el pez éste llegó a fondo, quedando la boca del pez dentro del nido de cabezal. Teniendo a esa altura la boca del pez no hubo mayor dificultad para realizar la pesca.

Se armó herramienta pescante y después de varios intentos sin éxito se retiró el balero. Después de volvió a intentar y se logró conectar el pez.

Con el arpón conectado a la boca del pez, se levantó tensionándolo con 140 toneladas (280 klb) posesionando la boca del pez a la altura de los arietes superiores. Se cerraron los arietes de 5  $\frac{1}{2}$ " y se aseguró con yugos. Se liberó la tensión dejando colgada la sarta. Se procedió a liberar el arpón.

Se armó pescante "overshot" con grapa y Mill Control. Se conectó a la boca de pez aplicando 5 toneladas (10 klb) de peso. Se tensionó paulatinamente hasta alcanzar 200 toneladas (400 klb). Se levantó hasta nivel de cuñas.

Cabe resaltar que el peso de la sarta perforando era de 240 toneladas (480 klb). En esta maniobra sufre un desperfecto el sensor de peso del equipo de perforación. Como ya se mencionó, se deslizó y cortó cable. Para lo cual se requiere que se quite el sensor de carga en gancho (compañía de registro de hidrocarburos) que nos proporciona el peso de la sarta. Para poder calibrar el sensor que se usa en la cabina de registro de hidrocarburos se requieren dos valores. Uno que es el mínimo (peso del block) y uno bastante mayor (peso de la sarta). Al no tener el peso de la sarta para calibrar se calibra solo con el peso mínimo y con un valor representativo. Por lo que no se sabe si el peso registrado de 200 toneladas es correcto o no. Lo que significaría que la sarta se trozó más abajo.

Se retiran las herramientas de pesca y se coloca de nuevo el balero sellante.

Con pozo alineado a equipo de presión controlada (MPD), inicia a circular con 50 galones por minuto y una presión de 1500 psi, se observa retorno en temblorinas. Se sigue circulando y se alinea el pozo al separador del equipo MPD, con 160 galones por minuto y una presión de 1066 psi. Se aumenta el gasto a 175 galones por minuto y una presión de 1496 psi. Llegando a tener 205 galones por minuto y una presión de 1832 psi. Mientras se tiene una contrapresión en el anular de 80 psi. Lo que da por resultado una densidad equivalente de 1.13 (g/cc).

Al tener el “tiempo de atraso” correspondiente a 4450 m se empezaron a incrementar las lecturas de gas llegando a tener 670 unidades (335,000 ppm). Desde que empezaron a salir más de 200 unidades (100,000 ppm) de gas se optó por prender el quemador y comenzar a quemarlo. Pero no salía recorte en las temblorinas. Éste comenzó a salir al tiempo que correspondería al fondo con la sarta completa.

Al no tener un sensor calibrado de carga en gancho en el pozo, se optó por circular un testigo para poder tener el tiempo de viaje redondo. Teniendo ese tiempo se puede calcular el “tiempo de atraso” y con este la longitud de la sarta.



El retorno del testigo se dio como si la sarta midiera solamente 4450 m. Pero al completarse el tiempo de viaje redondo de la sarta completa se incrementó considerablemente la salida de testigo.

Por lo que se siguió circulando hasta que se pudo reparar el sensor de peso del equipo. Ya reparado a la hora de levantar la sarta dio un peso muy parecido al peso que se tenía al perforar.

Se levantó 12 lingadas estripeando (es cuando se retira la tubería y se tiene el pozo con presión; manteniendo el control del pozo) por cabeza rotatoria. Se bombeó un bache pesado de 8 m<sup>3</sup> con una densidad de 2.10 (g/cc).

Se logró recuperar la barrena en superficie.

Se retiró toda la tubería de 3 ½" y los tubos que se observaron dañados.

En la figura N°. 15 se ve el degollamiento y en la figura N°. 17 se aprecia el gas que se incorporó al lodo de perforación cuando este estuvo estático.

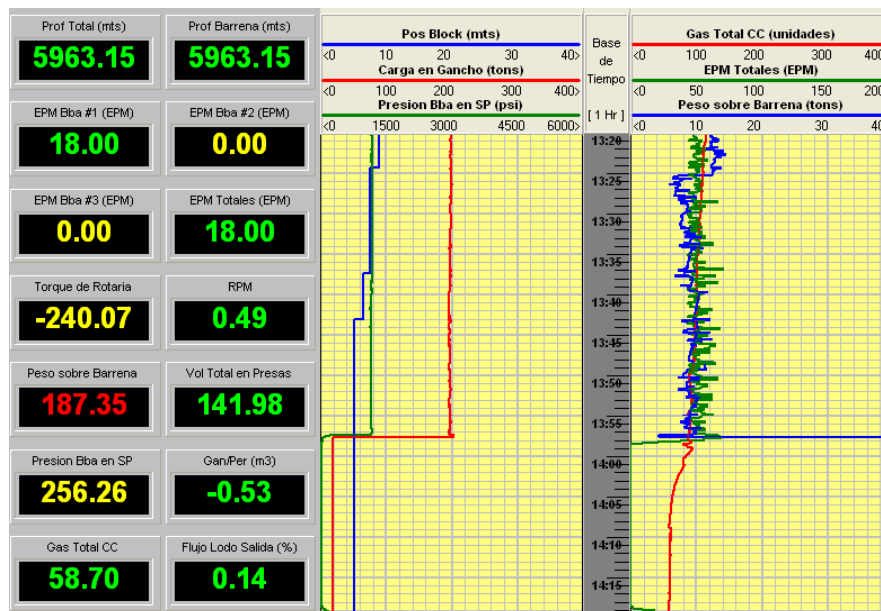


Figura N°. 15

Grafica del degollamiento.

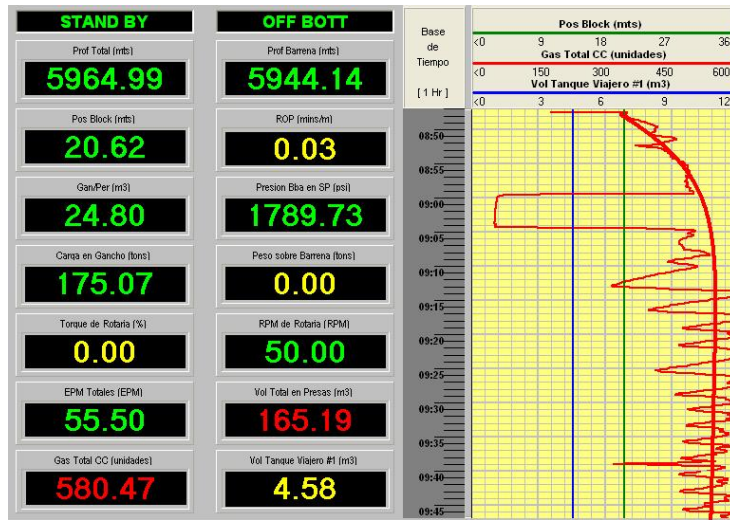


Figura N°. 16

Gas de fondo.

Gas fondo con una lectura máxima de 670 u (335,000 ppm). La línea roja gruesa indica el valor real del gas. La variación es el reflejo del flujo de lodo a través del separador. Lecturas de gas tomadas en temblorinas, después de haber sido desgasificado en el separador. En la figura N°. 17 se ve la cromatografía del gas fondo, con una lectura máxima de 670 u (335,000 ppm).

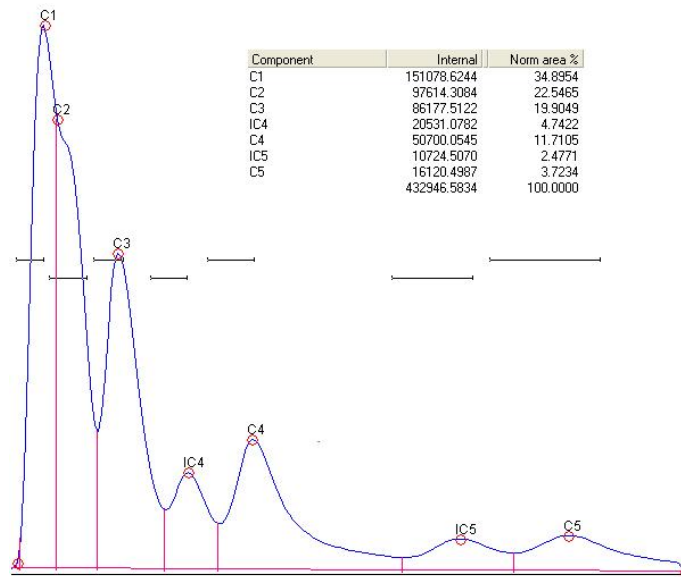


Figura N°. 17

Cromatografía del gas fondo.

## **Conclusiones.**

El servicio de registro de hidrocarburos proporciona una cantidad de información que si es analizada y complementada al transcurrir el paso del tiempo puede llevar a la optimización en la perforación de pozos, así como a una mejor caracterización de las formaciones que conforman una estructura dada, debelando las incógnitas que se pudiesen tener a la hora de caracterizar un yacimiento.

El registro de hidrocarburos puede ser tan sencillo que puede llegar a ser menoscabada la importancia de la información que aporta. En otros casos, donde se tiene un servicio más completo, la información que aporta el registro de hidrocarburos es de suma importancia en futuras decisiones que se basan en lo que ve e interpreta el registrador de lodos.

El estar en campo me ayudó a unir de manera práctica conceptos teóricos que vi en la carrera ya con imágenes y experiencias que son tangibles. Al tener la idea abstracta complementada por la labor en campo me dio una mayor comprensión del panorama necesario y de la dificultad de la perforación de pozos.

También comprendí la importancia del trabajo en equipo y cómo una tarea que aparentemente no tiene relación con otra que se realiza en el pozo finalmente por efectuarse en el mismo sitio, está unida. Por lo que es necesaria una sinergia para alcanzar una perforación segura y exitosa.

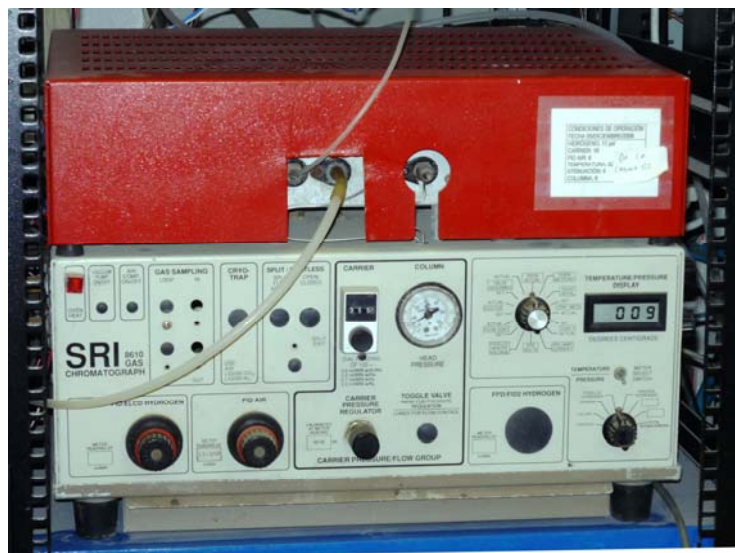
El registro de hidrocarburos no aporta más que un granito de arena en la titánica tarea de la perforación de un pozo. Esta modesta actividad es aprovechada y puede ayudar de muchas maneras. Si es desaprovechada puede ocasionar desde pérdidas de equipos y dinero, hasta posibles muertes.

## Anexo de ilustraciones:

### A.1 Algunos sensores.



Detector de gas FID – TMC.  
Detector de alta confiabilidad, dado su amplio rango de detección.



Cromatógrafo SRI.  
Separa desde el metano hasta el hexano.



Detector de gas cortes.  
Usado para detectar la cantidad de contenido en los recortes.



Filamento.  
Usado para detectar la cantidad de gas total presente en el lodo de perforación.



Fluoroscopio (vista de frente).  
Usado para observar la fluorescencia los recortes.



Fluoroscopio (vista de escorzo).  
Usado para obtener el valor solvente de los recortes.





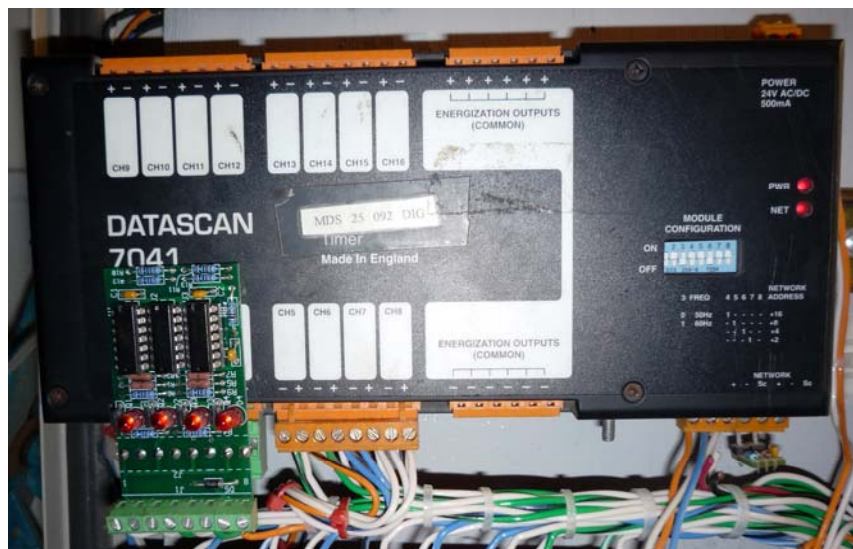
Microscopio.



Caja de conexiones.  
Lugar dónde llegan todas las terminales de los sensores.



Datascan 7320.  
Lugar dónde llegan todas las señales de los sensores digitales.



Datascan 7040.  
Lugar dónde llegan todas las señales de los sensores analógicos.





Caja controladora de sensores de H<sub>2</sub>S.  
Con alarma audible y visual si se exeden los niveles.



Sensor de H<sub>2</sub>S.

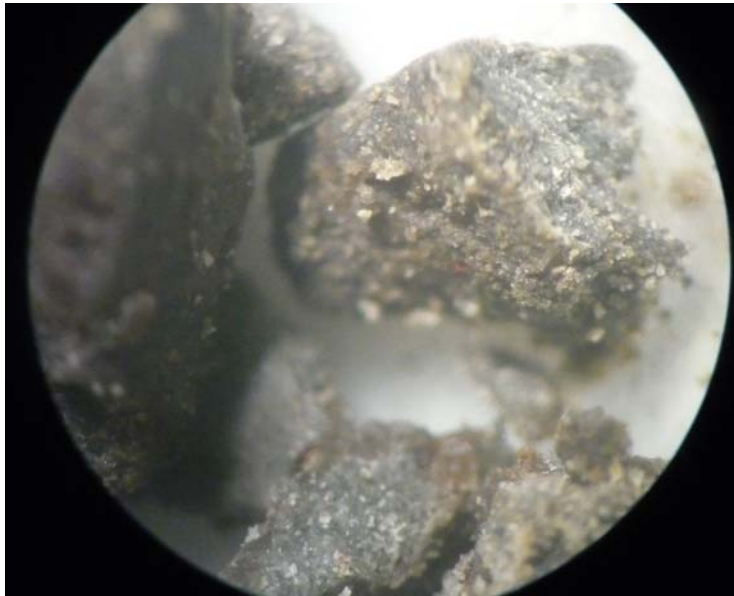
## **A.2 Litologías.**



Microscopio con muestra.



Charola con derrumbe.



Arenisca, gris claro, de grano fino a medio, angular a subangular, regularmente clasificado, mal consolidado en matriz arcillosa y cementada en material calcáreo.



Arenisca, gris claro, de grano fino a medio, angular a subangular, regularmente clasificado, mal consolidado en matriz arcillosa y cementada en material calcáreo.

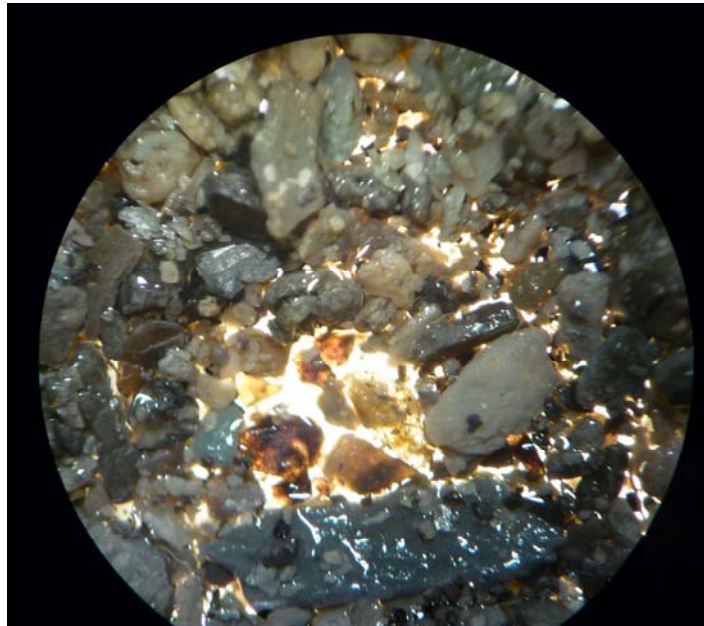


Lutita, gris claro, suave a semidura, ligeramente calcárea.



80% Marga, café a café rojizo, semidura.  
20% Mudstone, gris claro a gris verdoso y crema, semicompacto a compacto.  
Esporádicos fragmentos de Lutita gris y gris oscuro, semidura a dura, calcárea.



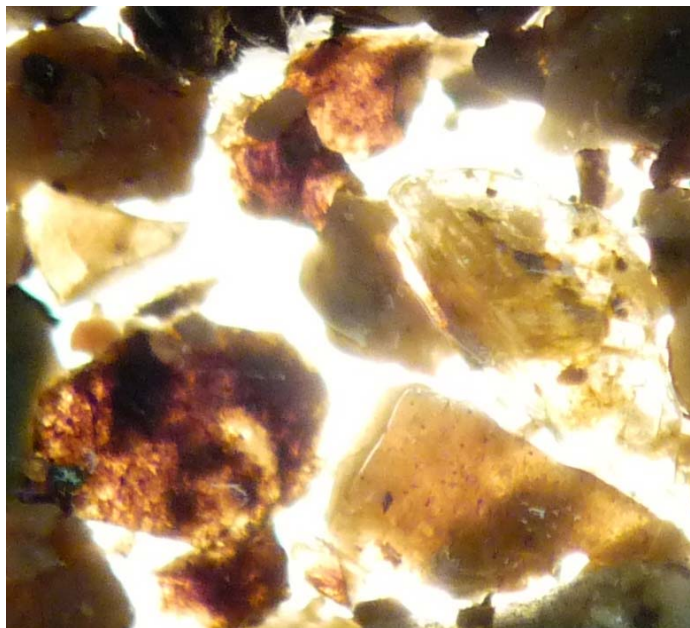


70% Mudstone arcilloso gris oscuro y negro.

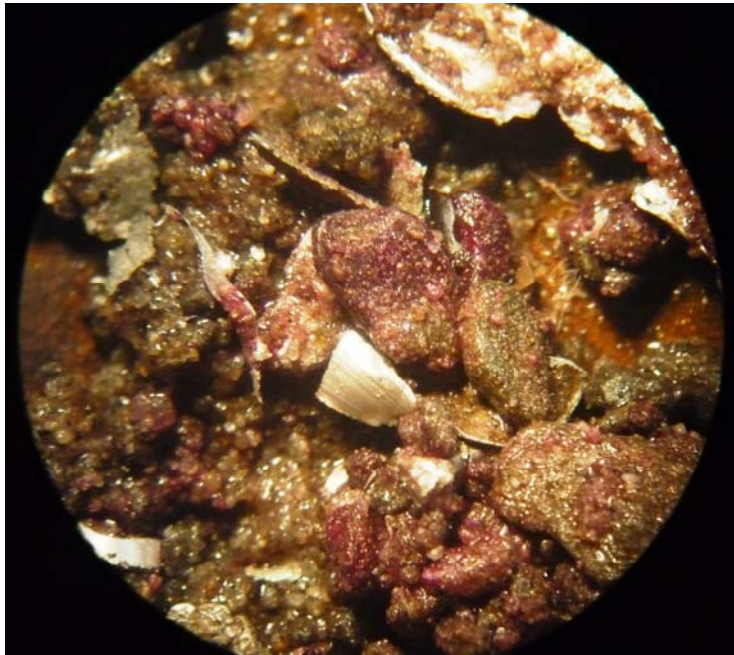
30% Mudstone a Wackestone de bioclastos y litoclastos, café claro a crema, en partes parcialmente recristalizado, con escasas microfaturas selladas por calcita. Trazas de Dolomía, café claro y gris claro, microcristalina, en partes de aspecto sacaroíde.

Esporádicos fragmentos de Pedernal translúcido y gris ahumado.

Esporádicos fragmentos de Bentonita verde claro a verde olivo y blanco.



Fragmentos de Pedernal translúcido y gris ahumado.



Cemento teñido con fenoltateina y rebaba metálica.



Pedazos de hule del motor de fondo.  
Falla ocasionada en el motor de fondo por altas temperaturas.

### ***Lista de abreviaturas***

mbmr	Metros bajo mesa rotaria.
U	Unidades gas, equivalentes a 500 ppm.
ppm	Partes por millón.
GC	Gas cortes.
GS	Gas succión.
GL	Gas lodo.
C <sub>1</sub>	Metano.
C <sub>2</sub>	Etano.
C <sub>3</sub>	Propano.
IC <sub>4</sub>	Isobutano.
C <sub>4</sub>	Butano.
IC <sub>5</sub>	Isopentano.
C <sub>5</sub>	Pentano.
C <sub>6</sub>	Hexano.

## **Bibliografía.**

BOURGOYNE Jr. A.T. et al. "Applied Drilling Engineering". SPE Text Book Series. E.E.U.U., 1991.

BLUE, DUNCAN. "DRILLING TECHNOLOGY". How mud logging has changed to accommodate deepwater drilling". Offshore, Volume 61 Issue 2 February 2001

<http://www.petroal.ru/?id=6693> 13 de mayo de 2009

AIPM, ASOCIACIÓN DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO, A. C., "Un Siglo de la Perforación en México". 2000.- Tomo 3, Capítulo: Control de brotes

ROTENCO, S.A. de C.V. "Manual de operador básico Rotenco"

DARLING, TOBY. "Well logging and formation evaluation". Elsevier Inc. 2005. UK

BAROID DRILLING FLUIDS. "Manual de fluidos Baroid". Capítulo 18: Control de pozos. 1998 E.E.U.U.

WILLIAM, RICHARD D. et. al. "Improved Methods For Sampling Gas and Drilling Cuttings, SPE # 16759

ROTENCO, S.A. de C.V. "Boletín Informativo Sobre Cromatografía".

ROTENCO, S.A. de C.V. "Manual de guía Rápida Peak Simple".

ROTENCO, S.A. de C.V. "Instrucciones para el Operador del Detector de Gas (THA) FID TMC":

ROTENCO, S.A. de C.V. "Catálogo de los sensores utilizados en el registro de hidrocarburos y parámetros de perforación".

ANALYTICAL Logging of Oklahoma Inc. "Manual de operación de detectores de gas P201 HOT WIRE"



AZZOUZ Ali; Drilling & Mud Logging, 2008. (Inédito)

AIPM, ASOCIACIÓN DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO, A. C., “Un Siglo de la Perforación en México”. 2000.- Tomo 3, Capítulo: Diseño de la perforación de pozos.

HERNÁNDEZ BERNAL, PATRICIA. “Guía de técnicas utilizadas en el procesado de muestras de canal para el análisis bioestratigráfico con nanofósiles calcáreos”. Petróleos Mexicanos, Subgerencia de Operación Geológica.

GARDUZA, RUEDA VÍCTOR M. “Manual para análisis y descripción de muestras”. Administración de proyectos de exploración, Región marina noreste; 1999 (Inédito)

R. Andrews, et. al. “Methods of Using Logs to Quantify Drillability”, SPE # 106571

M. Rastegar, et. al. “Optimization of Multiple Bit Runs Based on ROP Models and Cost Equation: A New Methodology Applied for One of the Persian Gulf Carbonate Fields”, SPE # 114665

Geir Hareland, et. al. “Simulation can help optimize drilling and cut costs”, 065 IADC DC Julio / Agosto 2000

William Calhoun, et. al. “New Confined Compressive Strength Calculation Improves Bit Selection and Bit Performance”, AADE-05-NTCE-61

COCO, JAIMES C. “THE 100 LARGEST LOSSES 1972 – 2001”. Marsh’s Risk Consulting Practice. 2003

<http://www.dablog.com/tehnologie/imgrapoarte/exemplulitholog.png> 8/ 05/ 2009

<http://www.dablog.com/tehnologie/imgrapoarte/exemplucorelog.png> 8/ 05/ 2009

<http://www.dablog.com/tehnologie/imgrapoarte/exempludrillinglog.png> 8/ 05/ 2009