



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA  
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO

# LA IMPORTANCIA DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS

TESIS PROFESIONAL

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
PRESENTA

**MARCO ANTONIO MENDOZA CONTRERAS**

DIRECTOR DE TESIS

**M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA**



CD. UNIVERSITARIA MÉXICO. D.F. AGOSTO, 2008



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-777

UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

**SR. MARCO ANTONIO MENDOZA CONTRERAS**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M.I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**LA IMPORTANCIA DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS DURANTE LA  
PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS**

- I INTRODUCCIÓN**
- II GENERALIDADES**
- III IMPORTANCIA DE TENER UNA UNIDAD DE REGISTRO DE  
HIDROCARBUROS EN UN POZO PETROLERO**
- IV ANÁLISIS DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de 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 30 de junio de 2008

EL DIRECTOR

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**

RJPYS\*srg.

RJ

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



## FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO

**“LA IMPORTANCIA DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS  
DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS”**

TESIS ELABORADA POR: MARCO ANTONIO MENDOZA CONTRERAS

DIRIGIDA POR: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

### JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

SECRETARIO: ING. GUILLERMO TREJO REYES

1er. SUPLENTE: ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

2do. SUPLENTE: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

Handwritten signatures of the members of the professional examination jury, corresponding to the names listed on the left. The signatures are written in black ink over horizontal lines.

---

---

## INDICE

<b>CAPITULO I INTRODUCCION</b>	<b>Pág. 1</b>
<b>I.1 REGISTRO DE HIDROCARBUROS</b>	<b>Pág. 2</b>
<b>CAPITULO II GENERALIDADES</b>	<b>Pág. 7</b>
<b>II.1 VELOCIDAD DE PERFORACIÓN EN EL REGISTRO DE HIDROCARBUROS</b>	<b>Pág. 8</b>
<b>II.2 QUIEBRES EN LA VELOCIDAD DE PENETRACION</b>	<b>Pág. 15</b>
<b>II.3 IMPORTANCIA DE CIRCULAR UN QUIEBRE DENTRO DE LOS DOS PRIMEROS METROS DE ALTA VELOCIDAD DE PERFORACION</b>	<b>Pag. 16</b>
<b>II.4 APLICACIONES DE LA CURVA DE VELOCIDAD DE PENETRACION</b>	<b>Pag. 17</b>
<b>II.5 FLUIDOS DE PERFORACIÓN</b>	<b>Pag. 18</b>
<b>II.6 CONDUCTIVIDAD</b>	<b>Pag. 40</b>
<b>II.7 LITOLÓGÍA – MINERALES</b>	<b>Pag. 40</b>
<b>CAPITULO III IMPORTANCIA DE TENER UNA UNIDAD DE REGISTRO DE HIDROCARBUROS EN UN POZO PETROLERO</b>	<b>Pag. 52</b>
<b>III.1 PRINCIPIO EN EL QUE SE BASA EL REGISTRO DE HIDROCARBUROS</b>	<b>Pag. 53</b>
<b>III.2 NATURALEZA DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS</b>	<b>Pag. 53</b>
<b>III.3 INSTRUMENTACIÓN Y PROCESO PARA DETECCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE</b>	<b>Pag. 61</b>
<b>III.4 CROMATOGRAFIA DE GASES</b>	<b>Pag. 65</b>
<b>III.5 ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN UNA COMBUSTION</b>	<b>Pag. 66</b>
<b>III.6 IMPORTANCIA DE REVISAR PERIODICAMENTE EL ESTADO DE LA TRAMPA DE GAS</b>	<b>Pag. 67</b>
<b>III.7 PRINCIPIO Y PROCESO PARA DETECTAR GAS EN LOS CORTES</b>	<b>Pag. 67</b>
<b>III.8 GAS DE FONDO</b>	<b>Pag. 68</b>
<b>III.9 EFECTOS QUE CAUSA EL GAS EN LA DENSIDAD Y VOLUMEN DEL LODO</b>	<b>Pag. 71</b>
<b>III.10 APLICACIONES QUE TIENE LA CURVA DE GAS DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS</b>	<b>Pag. 72</b>
<b>III.11 MEDICIÓN DE BIOXIDO DE CARBONO (CO<sub>2</sub>) Y GAS SULFHÍDRICO</b>	<b>Pag. 73</b>
<b>III.12 DETECCIÓN DEL H<sub>2</sub>S DE LA MEZCLA GAS-AIRE</b>	<b>Pag. 74</b>

---

---

<b>III.13 CONDUCTIVIDAD</b>	<b>Pag. 75</b>
<b>CAPITULO IV ANÁLISIS DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS</b>	<b>Pag. 76</b>
<b>IV.1 PROCEDIMIENTO PARA LA RECUPERACIÓN DE MUESTRAS DE CANAL</b>	<b>Pag. 81</b>
<b>IV.2 GENERALIDADES</b>	<b>Pag. 82</b>
<b>IV.3 APLICACION DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS</b>	<b>Pag. 84</b>
<b>IV.4 PROBLEMAS EN LA RECUPERACIÓN DE MUESTRAS</b>	<b>Pag. 85</b>
<b>IV.5 PROBLEMAS DE DETECCION DEL PORCENTAJE DE MUESTRAS</b>	<b>Pag. 86</b>
<b>IV.6 USO DE FLUOROSCOPIO PARA EVALUAR LA FLUORESCENCIA</b>	<b>Pag. 87</b>
<b>IV.7 PREPARACION DE LA MUESTRA</b>	<b>Pag. 88</b>
<b>IV.8 COLOR DE LA FLUORESCENCIA Y BRILLO</b>	<b>Pag. 89</b>
<b>IV.9 DISTRIBUCION DE LA FLUORESCENCIA</b>	<b>Pag. 90</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	
<b>VARIABLES DE PERFORACION QUE ANALIZA UN EQUIPO DE REGISTROS DE HIDROCARBUROS</b>	<b>Pag. 92</b>
<b>INTERPRETACIÓN DE PARAMETROS</b>	<b>Pag. 94</b>
<b>HIDRAULICA DE LA PERFORACIÓN ROTARIA</b>	<b>Pag. 108</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>Pag. 119</b>

## I INTRODUCCION

El servicio de Registro de Hidrocarburos, es parte integrante dentro del proceso de perforación en la prospección de hidrocarburos, proporcionando una herramienta que permita controlar el trabajo de construcción de un pozo petrolero y a la vez ubicar con el conocimiento geológico las formaciones productoras de hidrocarburos (Gas – Aceite).

Durante la fase de perforación y en muchas ocasiones en la fase temprana de evaluación de yacimientos (pruebas de producción), se obtiene valiosa información como lo es la definición de la estratigrafía del área (intervalos productores). Muestras de roca recuperada, el proceso de corte de núcleo, datos sobre el contenido de gas liberado de la roca y conocimiento de las condiciones físicas con las cuales se debe perforar un pozo con el fin de optimizar la perforación de los mismos.

El principal objetivo de una compañía operadora es el de realizar perforaciones con los más altos niveles de seguridad y calidad siempre buscando niveles bajos de inversión. Para lograr este objetivo se recurre de instrumentos que mantengan un control permanente sobre este proceso de perforación, para asegurar que este objetivo se cumpla.



Computadora mostrando en pantalla el Registro de Hidrocarburos

---

---

## I.1 REGISTRO DE HIDROCARBUROS

El servicio de Registro de Hidrocarburos es fuente de generación de empleo geológico y de ingeniería.

**GEOLOGIA:** Permite la evaluación de las formaciones geológicas (definición de la secuencia estratigráfica).

Ubica geológicamente el pozo.

Registra y evalúa los fluidos (gas - aceite - agua) provenientes de las formaciones.

Permite, mediante el análisis al microscopio de los cortes de perforación, evaluar los diferentes tipos y porcentajes de roca. Y sus diferentes accesorios que puedan servir de herramientas en la correlación de niveles específicos. Además, permite la identificación de diferentes minerales mediante el uso de pruebas químicas.

Adicionalmente se hace la determinación visual de la porosidad de las rocas, identificación de hidrocarburos y análisis específicos como determinación del contenido de carbonatos, densidad de lutitas y contenido de monmorillonita (shale factor) entre otros.

Lo anterior permite un análisis de las diferentes formaciones geológicas, identificación de fallas, seguimiento de la secuencia estratigráfica, análisis de hidrocarburos y correlación con registros eléctricos de pozos aledaños.

### APLICACIÓN PRÁCTICA INMEDIATA

Permite al geólogo de pozo de la compañía operadora identificar la ubicación del pozo en términos de la secuencia geológica, información fundamental para desarrollar el programa de ingeniería (programa de lodos, revestimiento, etc).

Evaluar tempranamente el yacimiento, basado en el registro de gases, evaluación de los cortes de perforación, análisis de núcleos y pruebas químicas entre otros.

Permite al jefe de pozo de la compañía operadora tomar decisiones con el fin de optimizar la ingeniería de perforación, permitiendo determinar cambios en el tipo de barrena, en la densidad del fluido de perforación, en los parámetros de perforación. Anticiparse a los problemas mecánicos que representan los comportamientos de los diferentes tipos de formaciones enfocados a conseguir llegar al yacimiento o zona productora con el mejor desempeño en tiempo, bajos costos y el menor daño posible a la formación de interés.

**INGENIERIA:** Controla de forma permanente las condiciones con las cuales se está perforando un pozo.

Incrementa la seguridad durante el proceso de perforación.

Mantiene una continua recolección de datos los cuales son usados como referencia en la etapa de exploración y desarrollo del campo.

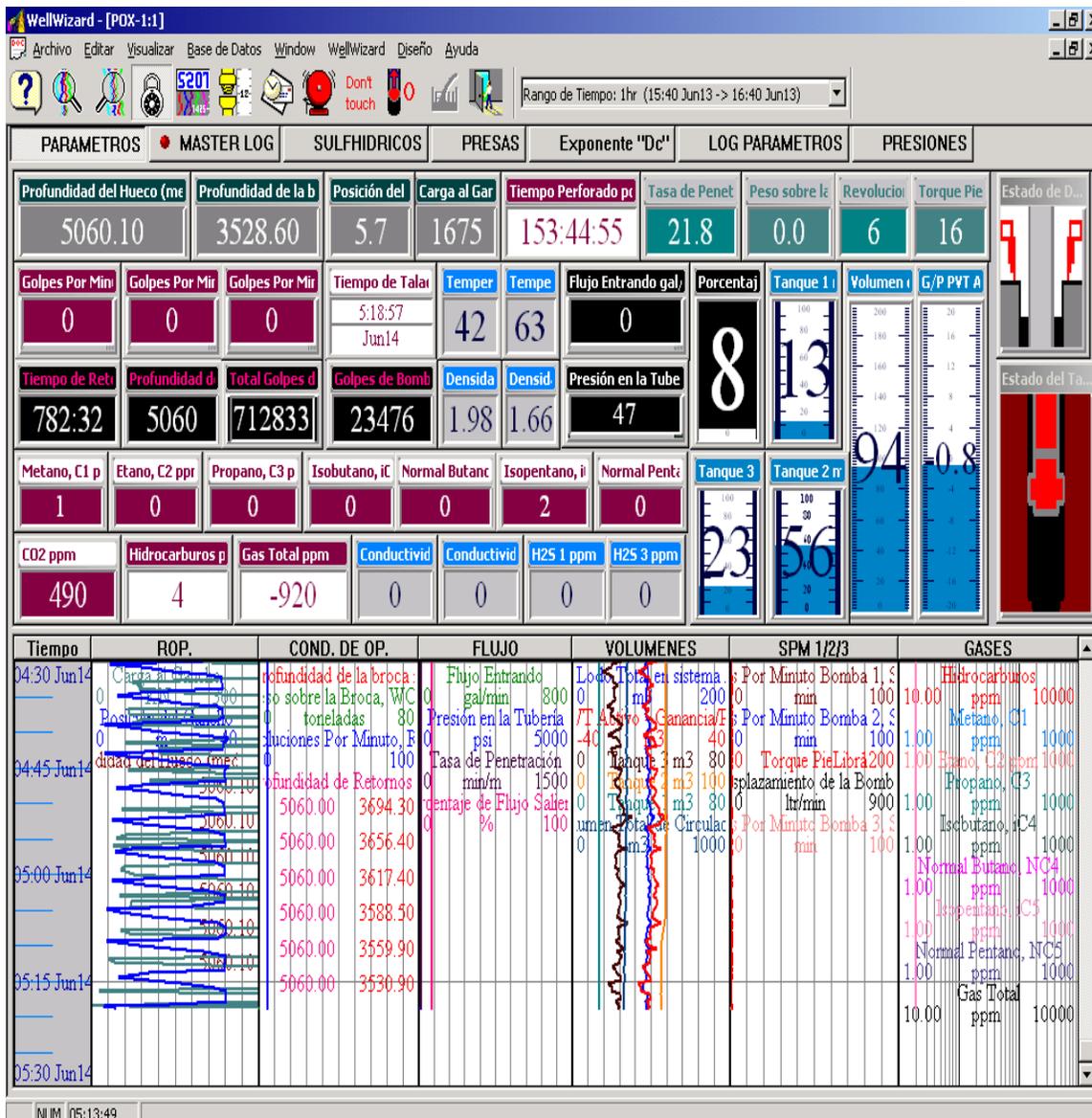
Monitoreo continuo de diversos parámetros con el fin de controlar la perforación.

Registro de bases de datos (parámetros directos y cálculos petroleros) para uso inmediato y posterior.

Ofrece programas que permiten hacer planificación, evaluación y análisis de la perforación.

Una de las labores más importante en la parte de la ingeniería de perforación es el mantener un permanente seguimiento al comportamiento de los parámetros básicos relacionados con la perforación. Estos parámetros son:

- **TIEMPO DE ATRASO** Tiempo de retorno de los cortes desde la barrena a la superficie. Es fundamental para la correcta asignación de la profundidad a las muestras de cortes de perforación que están saliendo del pozo. Este tiempo además es muy importante en los diferentes programas de ingeniería, como son la cementación, pegaduras de tubería, trabajos de reparación, etc.
- **DETECCION DE GASES** Se hace mediante un detector y un cromatógrafo que registran los diferentes tipos de gases que se encuentran almacenados en las rocas. Mediante una correcta interpretación de esta información, se puede determinar varios tipos de manifestaciones de gas: gas de formación, gas de conexión, gas de viaje, gas reciclado, entre otros. Este análisis permite dar una evaluación temprana de la posible zona productora y tipo de yacimiento. Muchos pozos han sido probados teniendo en cuenta su relación de gases y terminaron como pozos productores. El análisis de gases de conexión, de viaje y otros permiten al jefe de pozo tomar medidas oportunas para evitar complicaciones de la perforación.
- **RITMO DE PERFORACIÓN** Es la velocidad a la que se perfora y depende principalmente de la geología (tipos de roca) y el tipo de barrena. Otras condiciones como lo son: la geometría del pozo, los parámetros de perforación (rotación, torque, peso sobre la barrena, flujo de bombas) pueden afectar el ritmo de perforación. El ritmo de penetración es de gran utilidad en la interpretación de la secuencia geológica, ya que los cambios en su comportamiento, están generalmente asociados a cambios en el tipo de roca. También es de suma importancia mantener en observación este parámetro con el fin de evitar sobrecarga de cortes de perforación en el espacio anular, entre la pared del agujero y la tubería de perforación, ya que podría inducirse un empacamiento (acumulación de cortes sobre la tubería), lo cual atraparía la sarta de perforación
- **NIVEL DEL TANQUE DE LODO** Mediante sensores colocados en los tanques de lodo, se controla el nivel (volumen) de lodo de perforación. Cualquier cambio en el volumen de lodo indica un comportamiento anómalo en las condiciones de perforación, ya que puede indicar influjos, pérdidas de circulación por fracturamientos y pérdidas del fluido de perforación en superficie.



Monitoreo de los parámetros de perforación con sus graficas correspondientes.

- GASTO (FLUJO) Y PRESION DE CIRCULACIÓN** Haciendo uso de sensores que permiten monitorear el caudal de la circulación del lodo y la presión del mismo a través del sistema de perforación, se puede asegurar una correcta limpieza del pozo, enfriamiento de la barrena, estabilidad del pozo y optimización de la perforación entre otros. Cualquier comportamiento anómalo en las condiciones de flujo y presión, estarán asociados a fallas presentadas en la tubería (taponamiento o fugas), fracturamiento de la matriz de la roca (inyección del lodo en la roca), empacamientos, fallas de equipo en superficie, desgaste excesivo de la barrena, etc.

- 
- 
- **PESO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN** Un sensor ubicado en uno de los extremos del cable del malacate sirve para saber permanentemente el peso de la sarta de perforación. Los usos aplicables a este parámetro son varios: determinación del peso que se le está cargando a la barrena (PESO SOBRE LA BARRENA), control del peso máximo de tensión que se le puede aplicar a la tubería, registro de sobre tensiones, la sacada del pozo de la tubería, registro de resistencias durante la medida de la tubería al pozo, control de eventos de vibración entre otros.
  - **TORQUE** Este sensor permite controlar los esfuerzos de torsión a los cuales esta sometida la tubería en el momento en que se le aplica rotación. Este parámetro es útil en la identificación de: desgaste de la barrena, control de eventos de vibración, problemas con la estabilidad del agujero y como herramienta en la interpretación geológica (diferentes tipos de formación generan torques diferentes).
  - **RPM (REVOLUCIONES POR MINUTO)** Este parámetro permite monitorear la velocidad rotacional de la sarta de perforación, la cual debe ser ajustada según el tipo de barrena que se utilice. Comportamientos erráticos en las condiciones de rotación pueden ser indicio de problemas en el pozo o cambios en la geología, control de eventos de vibración.
  - **PESO DEL LODO ENTRANDO Y SALIENDO (DENSIDAD)** Es el parámetro sobre el cual se hace un control más riguroso. Del lodo de perforación depende la vida del pozo. Mantiene la estabilidad de las paredes del pozo.

Cualquier cambio en la densidad del lodo no programado debe ser respuesta a un influjo (gas, liquido) proveniente de las rocas perforadas o una manipulación errónea en superficie.

- **TEMPERATURAS ENTRANDO Y SALIENDO, RESISTIVIDAD ENTRANDO Y SALIENDO** Parámetros muy útiles en la identificación de presiones anormales de formación (zona de domos salinos, invasiones de gas, agua o aceite), íntimamente ligado a la densidad del lodo.
- **DETECTOR DE H<sub>2</sub>S (Ácido Sulfhídrico)** Este gas es altamente nocivo, puede causar la muerte y su detección oportuna es de suma importancia. Además es bastante corrosivo y genera serios daños a la tubería.
- **PRESION EN LA CABEZA DE POZO** Permite registrar la presión en caso de un influjo de pozo (gas, agua o aceite) y así calcular la densidad de lodo necesario para controlar las condiciones hidrostáticas del mismo. Ayuda en la comprobación del estado de las preventores.
- **DETECTOR DE FLUJO:** Parámetro usado para identificar anomalías en el comportamiento del volumen de circulación del lodo de perforación.



**Cabina de Registros de Hidrocarburos**

---

---

## II GENERALIDADES

Uno de los problemas de mayor importancia científica y económica en la constante búsqueda de petróleo por medio de perforación con barrena, es el conocer la presencia de hidrocarburos gaseosos o líquidos de aquellas secciones que se perforan simultáneamente con la construcción de un pozo; de tal manera que al detectar su presencia, pueda establecerse el valor económico de la sección perforada por procedimientos adecuados que permitan probar su potencial productivo.

En los albores de los trabajos exploratorios y aún en épocas relativamente recientes; comúnmente se observaba y experimentaba la presencia de gas o aceite por medio de los sentidos, olor y sabor del lodo y las muestras de canal. Las burbujas observadas en el lodo de perforación frecuentemente se mal interpretaban como contenido de gas de las rocas perforadas, siendo estas originadas por la propia agitación del lodo y el aire que se introduce en las conexiones así como la presencia de CO<sub>2</sub> se consideraba como hidrocarburos. Cuando esta manifestación era evidente, se empleaban métodos indirectos después de la perforación de algunas secciones interesantes para rectificar suposiciones o confirmar deducciones.

Es evidente que solamente los yacimientos más grandes y más obvios eran en esta forma localizados. No obstante, la tarea de descubrir yacimientos petrolíferos es actualmente más difícil y por consecuencia ha agudizado el ingenio tanto del Ingeniero petrolero como del Ing. geólogo para hacer estudios más precisos de los complicados problemas de exploración.

Las manifestaciones de hidrocarburos se presentan en muchas formas, algunas obvias, otras más sutiles y algunas fáciles de interpretar; mientras que otras son extremadamente engañosas. Así, las manchas de aceite observadas en el lodo pueden venir de las máquinas de perforación sin tener relación alguna con las formaciones.

Las burbujas que a veces se observan en el lodo son en muchas ocasiones burbujas de aire y no de gas. Estas manifestaciones engañosas han costado enormes cantidades de dinero, tiempo y posibles horizontes productores abandonados, antes de saber que las manifestaciones de yacimientos potencialmente productores eran en la mayoría de los casos muy sutiles para ser detectados por métodos tan burdos y poco científicos.

Con la modernización y desarrollos de los equipos de perforación, fluidos, sistemas de monitoreo, etc., junto con el mejoramiento de los equipos eléctricos y electrónicos muy sensibles; métodos mas sofisticados se han desarrollado para detectar las cantidades mas pequeñas de hidrocarburos y al mismo tiempo se ha hecho posible la determinación de las profundidades exactas a las cuales se originan.

Del conocimiento de lo anterior, se originan los métodos del Registro de Hidrocarburos que forman universalmente parte de las exploraciones petroleras del subsuelo. Su importancia como uno de los servicios mas útiles y de confianza para la exploración petrolera, se refleja en su rápida aceptación.

Muchos miles de pozos exploratorios, semiexploratorios y de desarrollo han sido registrados en todo el mundo por el método de “**Registro de Hidrocarburos**”



**Cabina de Registros de Hidrocarburos**

## **2.1 VELOCIDAD DE PERFORACIÓN EN EL REGISTRO DE HIDROCARBUROS**

Esta sección tiene como fin proporcionar una guía sobre las principales herramientas del Registro de Hidrocarburos y los parámetros que debe buscar el Ingeniero de Mud Logging, y como deben ser interpretadas las lecturas respecto a los cambios en las condiciones geológicas y de perforación.

Saber la profundidad actual de la barrena en todo momento durante la perforación y otras maniobras es obviamente de suma importancia, ya que es esta contra a la cual todos los otros valores y datos están referenciados.

Durante la perforación, la velocidad de perforación permite determinar precisamente los cambios en el pozo y en la formación, permite también llevar a cabo los cálculos de presión, el cambio en el ritmo de perforación (ROP) permite identificar cambios litológicos a las condiciones de perforación.

Durante las maniobras de sacar la sarta en viajes cortos a la zapata, el saber la profundidad, la velocidad de movimiento hacia arriba, monitorear los volúmenes de gas que entran y las presiones inducidas, también llamadas zonas de presión. Nos permite saber donde sentar tuberías de revestimiento en puntos específicos, localizar y probar las zonas productivas (intervalos).

El ritmo al cual el pozo esta siendo perforado proporciona uno de los principales parámetros registrados durante la operación de perforación. Las unidades de medida pueden estar en términos de la profundidad ganada sobre un intervalo de tiempo dado.

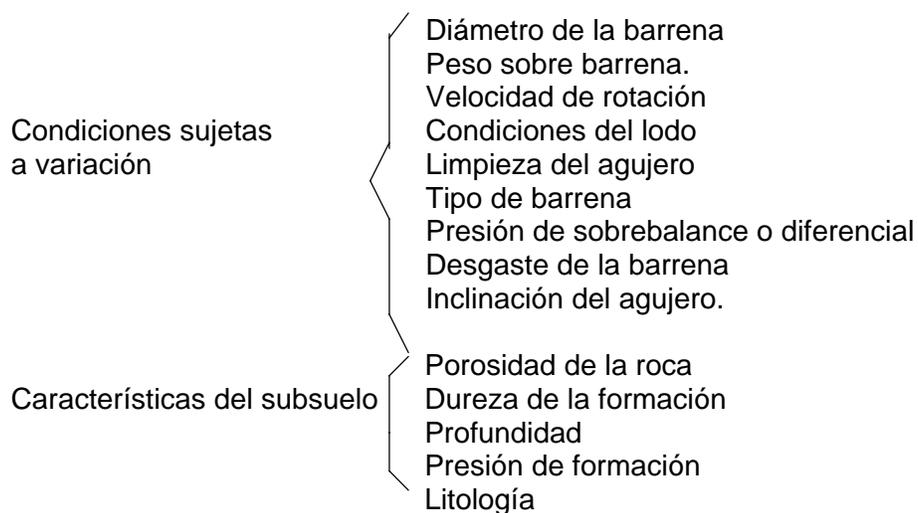
Se entiende por velocidad de perforación el tiempo en minutos que tarda en ser perforado un metro y se reporta en minutos por metro. Estas unidades no representan unidades de velocidad de penetración sino de tiempo de perforación. La forma correcta y que más se entiende apegándose a la fórmula de velocidad de penetración en metros/hora o metros/minuto si la velocidad de penetración es muy rápida.

Las unidades de valor más usadas para determinar la velocidad de penetración son: minutos/metro, metros/hora, metros/minuto, pies/minuto, pies/hora.

Para fines prácticos, usar el término velocidad de penetración como minutos/metro es correcto y generalizado.

### 2.1.1 FACTORES QUE PUEDEN AFECTAR A LA VELOCIDAD DE PENETRACION.

La **velocidad** de perforación normal es afectada por un gran número de factores los cuales pueden clasificarse en dos secciones:



Una rápida observación de cada factor que hace variar la velocidad de penetración dará una clara idea de la forma como la afecta.

### CONDICIONES SUJETAS A VARIACION

- **Diámetro de la Barrena.-** Mientras mayor es el diámetro de la barrena, será mas difícil el avance porque el área a cortar será mayor con una barrena de diámetro grande que con una de diámetro menor.
- **Peso sobre Barrena (WOB).-** Mientras más peso se le carga a la barrena, esta tiende a avanzar más rápido, ya que la carga sobre la roca será un factor importante en la perforación de la misma, conociendo previamente el limite permitido para no dañar la barrena.

Esta interrelación no se espera que sea verdadera para los bajos pesos sobre la barrena en formaciones duras, donde un incremento en el WOB no producirá el mismo incremento en el ROP.

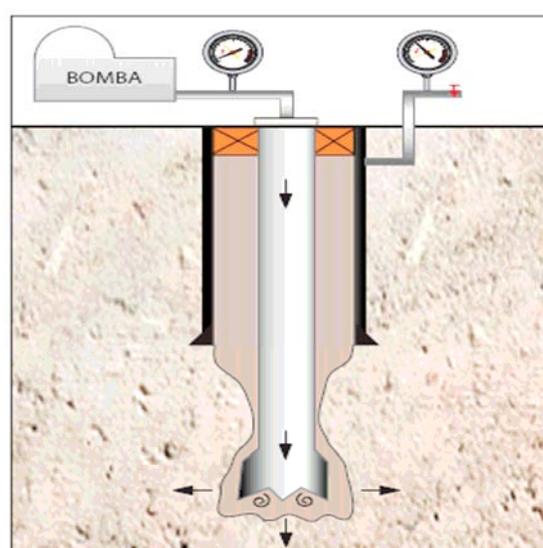
- **Velocidad de Rotación.-** Una velocidad de rotación alta, en formaciones suaves proporciona un avance más rápido con barrenas de dientes. La alta velocidad de rotación permite que los dientes estén en contacto por más tiempo y con mayor velocidad en la formación cortándola mas rápidamente y en forma continua teniendo gran avance. No sucede lo mismo en formaciones compactas donde es necesario más peso y menos rotación.

La rotación puede ser aplicada en la barrena desde la superficie o mediante motores de fondo o turbinas en el fondo del pozo. La rotación en superficie puede proporcionarse a través de la mesa rotatoria y de la flecha (Kelly), o a través de piezas de poder o "Top-Drives".

Dependiendo del tipo, tamaño, capacidad y tipo de ensamblaje, las barrenas tiene rangos específicos de rotación para prolongar la vida de la misma y lograr óptimos ritmos de penetración.

Un cambio en las revoluciones por minuto (RPM) tiene un efecto directo en el ritmo de penetración, como ya ha sido descrito. La unidad de Registro debe de determinar desde su propio punto de vista si los cambios de ritmo de penetración son debidos a cambios en la RPM.

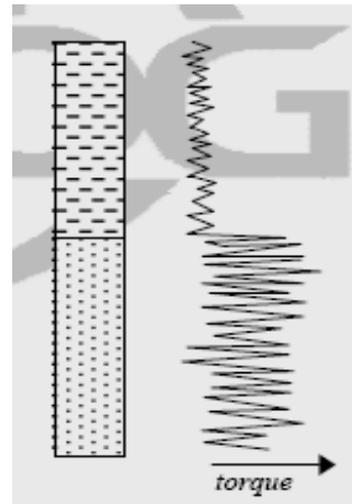
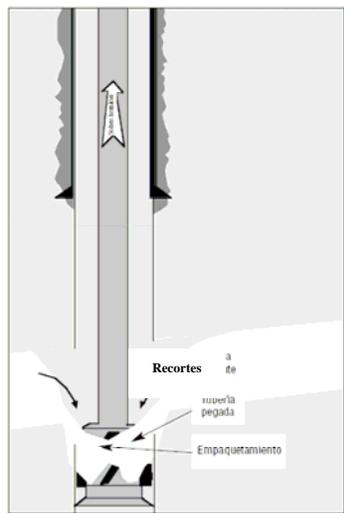
- **Condiciones del lodo.-** Un lodo en condiciones óptimas será un factor preponderante para tener un avance rápido y eficiente controlando en forma adecuada las paredes del pozo, los fluidos de la formación y proporcionando un buen acarreo de recortes. Normalmente la velocidad de perforación se reduce drásticamente cuando las condiciones del lodo son inadecuadas. Cuando se aumenta mucho la densidad del lodo, el fondo tiende a compactarse mas por soportar mas peso hidrostático, siendo más difícil que la barrena perforo.



Un lodo en malas condiciones puede hidratar la formación

- **Limpieza del agujero.-** Si el lodo tiene poca capacidad de acarreo, se tendrá como consecuencia que los recortes caigan al fondo del pozo. Cuando la formación atravesada es lutita sobrepresionada, el agua del lodo produce hinchamiento en los recortes causando fricción al girar la sarta, lo que se notará en el torque registrándose en los indicadores de superficie.

Aclarando que es muy importante que los cortes nuevos perforados en el fondo del pozo queden lejos de la barrena y sean limpiados para mantener óptimos ritmos de penetración. Si la limpieza del agujero no es eficaz, los cortes pueden afectar en el fondo del pozo, disminuyendo la superficie de corte de la barrena con el fondo del agujero, esto obviamente tendría un efecto perjudicial en el ritmo de penetración (ROP).



**Debido a una mala limpieza del fondo y cambio de litología se tiene incremento en el torque.**

Este torque es la dificultad que ofrece el fluido con recortes a la rotación de la sarta, mientras mas saturado esté el agujero de recortes, la resistencia será mayor y el avance se verá afectado.

- **Tipo de barrena.-** Selección de la barrena:

Como en la clasificación de las barrenas, estas tienen diferentes grados de dureza, junto con dientes ó insertos de carburo de tungsteno de diferentes tamaños, forma y dureza. Todas estas determinarán la efectividad de la barrena en la perforación a través de diferentes litologías.

Obviamente, a formaciones más compactas, se requerirá una barrena para mayor dureza. Las formaciones más blandas no requieren barrenas de mayor dureza, y los mejores ritmos de penetración serán logrados con dientes más grandes y ovalados. Más dura la formación, mas corto y plano el diente debe ser.

La selección de la barrena estará determinada en los registros de barrena, litología, en los registros y costos de pozos de correlación.

Es claro que cuando se perfora un intervalo con un particular tipo de barrena, diferentes litologías serán rápidamente identificadas por cambios en la penetración. El ritmo de penetración (ROP) es por lo tanto la primera línea de ataque en la evaluación de formaciones para los geólogos y el personal de registro.

Desafortunadamente, las barrenas de diamante y las barrenas compactas de diamante policristalino (PDC) tienen generalmente poca respuesta a los cambios litológicos, logrando ritmos de penetración constante para periodos largos de perforación.

Para una optimización en el avance de la perforación es conveniente un tipo de barrena adecuado a la formación. Por ejemplo: Barrenas de dientes de los tipos 1-1-1 a 2-1-6 para formaciones suaves y 5-1-7 a 6-3-7 para formaciones compactas o abrasivas.

- **A mayor presión diferencial** disminuye el avance de la barrena.- A mayor profundidad la presión diferencial aumentará considerablemente si la formación tiene una presión normal. Ejemplo

Profundidad m.	Pres. normal	Dens. lodo	Pres. Hidrostática	Pres. diferencial
1500	160.5 kg/cm <sup>2</sup>	1.20 gr/cm <sup>3</sup>	180 kg/cm <sup>2</sup>	19.5 kg/cm <sup>2</sup>
1700	181.9 kg/cm <sup>2</sup>	1.20 gr/cm <sup>3</sup>	204 kg/cm <sup>2</sup>	22.1 kg/cm <sup>2</sup>
2500	267.5 kg/cm <sup>2</sup>	1.20 gr/cm <sup>3</sup>	300 kg/cm <sup>2</sup>	32.5 kg/cm <sup>2</sup>
2800	299.6 kg/cm <sup>2</sup>	1.20 gr/cm <sup>3</sup>	336 kg/cm <sup>2</sup>	36.4 kg/cm <sup>2</sup>

Como se verá, la presión diferencial aumenta con la profundidad y la velocidad de penetración disminuye al aumentar la presión diferencial. Esta situación cambiará si se atraviesa una formación con un gradiente de presión mayor que el normal, notándose un incremento en la velocidad de penetración en zonas sobrepresionadas.

Esta es la diferencia entre la presión de formación y la presión debida al peso de la columna vertical del fluido de perforación. Cuando estas dos presiones son iguales, se dice que el pozo esta balanceado. Cuando la presión hidrostática del lodo es más grande que la presión de formación, entonces el pozo esta sobre balanceado. De igual forma, el pozo está bajo balance si la presión de formación es mayor que la presión de poro o hidrostática.

A mayor sobrebalance, más lento será el ritmo de penetración. Típicamente entonces, mientras más alto sea el peso de lodo, más lento el ritmo de penetración. Igualmente si aumenta la presión de formación, el ritmo de penetración aumentará.

- **Desgaste de barrena.-** El desgaste de los dientes de la barrena ocasiona que el avance sea más lento, porque hay menos superficie cortante en contacto con la formación.

El desgaste de la barrena se nota en el tamaño de los cortes que salen más pequeños que lo normal. Si el desgaste de la barrena es apreciable, su avance será mas lento, porque en lugar de cortar, tiende a moler en el fondo la formación que corta, pues el diente diseñado para cortar ya no tiene la misma capacidad de hacerlo, de esta manera, será necesario cargar mas peso a la barrena; provocando mas fricción en el fondo, moliendo la formación.



**Barrenas con dientes nuevos y dientes gastados nos darán diferentes cortes en la roca.**

Como la barrena se está desgastando en una continua operación, el ritmo de penetración obviamente disminuirá. Este cambio en el ritmo de penetración es una de las consideraciones primarias para determinar cuando la barrena debe ser retirada y reemplazada.

- **Inclinación del agujero.-** En pozos desviados, la velocidad de perforación es sensiblemente más lenta porque la carga aplicada a la barrena, pierde un porcentaje en el ángulo del pozo, no llegando toda la carga a la barrena; disminuyendo la eficiencia por falta de peso. Es común que en pozos desviados, la sarta se recargue en la pared del agujero, restándole avance a la barrena por pérdida de energía a través de la sarta.

## CARACTERÍSTICAS DEL SUBSUELO

- **Porosidad de la roca.-** Es el factor más importante de los clasificados como no sujetos a variación por modificación manual. Normalmente las formaciones a mayor profundidad, por el proceso de compactación, van perdiendo fluidos y disminuyendo su porosidad. Es por eso que a mayor profundidad el avance se dificulta más, porque la formación es más compacta al disminuir su porosidad. Suceden casos muy comunes que en una zona sobrepresionada, la porosidad aumenta (generalmente en las rocas granulares y calizas así como dolomías), donde los poros están llenos de fluidos a alta presión produciendo un “**quiebre**” o avance brusco en la velocidad de penetración.
- **Dureza de la formación.-** Mientras la formación es más dura a mayor profundidad, ofrece mayor resistencia a ser perforada. Eso sucede porque al

disminuir la porosidad de las rocas, tiene mayor cohesión siendo más resistente a la perforación.

- **Profundidad.-** La profundidad afecta a la velocidad de penetración porque a mayor profundidad, la compactación de la roca es mayor, ocasionando que los granos tengan una mayor cohesión siendo más difícil la penetración. Por lo tanto, si la roca tiene una presión normal, la velocidad de penetración disminuirá conforme la profundidad avanza.
- **Presión de formación.-** Todas las formaciones penetradas durante la perforación son porosas en cierto grado; estos espacios porosos pueden contener fluidos que ejercen una presión en todas direcciones al quedar atrapados en la formación. A esto es lo que se le llama presión de poro o de formación. Cuando la barrena atraviesa una zona de poca presión de formación, el avance disminuye porque los granos de la roca están más unidos y oponen mayor resistencia al avance. Si la barrena penetra una zona más porosa y con sobrepresión, esta sobrepresión ayuda a un mayor avance de la barrena, proporcionando un incremento a la velocidad de perforación.
- **Litología.-** Como ya se mencionó, el ritmo de penetración es uno de los parámetros interpretativos primarios usados por el Geólogo y personal de registro para reconocer los cambios de formación. Sin embargo, todos los factores anteriores que pueden afectar el ritmo de penetración tienen que ser tomados en cuenta para determinar la razón del cambio. Si ninguno de estos factores puede explicar un aumento o disminución del ROP entonces el cambio tiene que ser el resultado de un cambio en las propiedades de la formación.

Las propiedades de la formación que afectan el ritmo de penetración incluyen: la mineralogía, dureza (más duro mas lento), la porosidad (mayor-más rápido), consolidación contra cementación (bien consolidado-mas lento).



**Siempre se deben de comentar cambios del ROP**

---

---

## 2.2 QUIEBRES EN LA VELOCIDAD DE PENETRACION

Un marcado aumento en el ritmo de penetración es conocido como Quiebre ó Drilling Break, (igualmente una reducción es conocida como un Drilling Break negativo) y es responsabilidad de ambos, del personal de registro y del perforador identificar lo más rápido posible que esta causando este cambio rápido.

**Un Quiebre** es un aumento brusco en la velocidad de perforación y puede deberse a los siguientes factores:

- a) A que se modificaron las condiciones de operación
- b) A un ajuste de profundidad al efectuar una conexión.
- c) Al penetrar una zona porosa de alta presión que puede contener fluidos.
- d) A cambio de formación.

Debemos tomar en cuenta los dos primeros casos y descartarlos si fueron por causas no ligadas a la perforación normal; lo que nunca debe pasarse por alto ni omitirse, es el estudio detallado de la formación y la información que contenga al salir a la superficie los recortes de los intervalos de interés.

### 2.2.1 MEDIDAS A TOMAR SI SE PRESENTA UN QUIEBRE Y COMO CONSIDERAR QUE REALMENTE ES UN QUIEBRE

La importancia de la forma del Quiebre, es que si el cambio en el ritmo de penetración no fuera debido a un cambio en la operación. Entonces simplemente puede ser un cambio litológico, en tal caso el personal de registro debe registrar el quiebre y recoger cortes adicionales, cuando llegue a superficie para identificar el cambio.

Sin embargo, lo que siempre tiene que ser considerado como una posibilidad de que un quiebre resulte de un incremento de la porosidad, también puede resultar por un aumento en la presión de la formación que podría llevar a la entrada de fluidos de la formación en el pozo.

En caso de presentarse un quiebre, sugerir al perforador que perfore otro metro con las mismas condiciones de trabajo, para asegurarse que persiste la señal de avance rápido.

Si la información es positiva circular el quiebre bajo el siguiente procedimiento:

**a)- Hacer** una estimación de la vida aproximada de la barrena

**b)-Durante** el primer tercio de la vida de la barrena, considerar como quiebre, cuando sea la velocidad de perforación de un 40% del promedio de velocidad de perforación que lleva hasta ese momento.

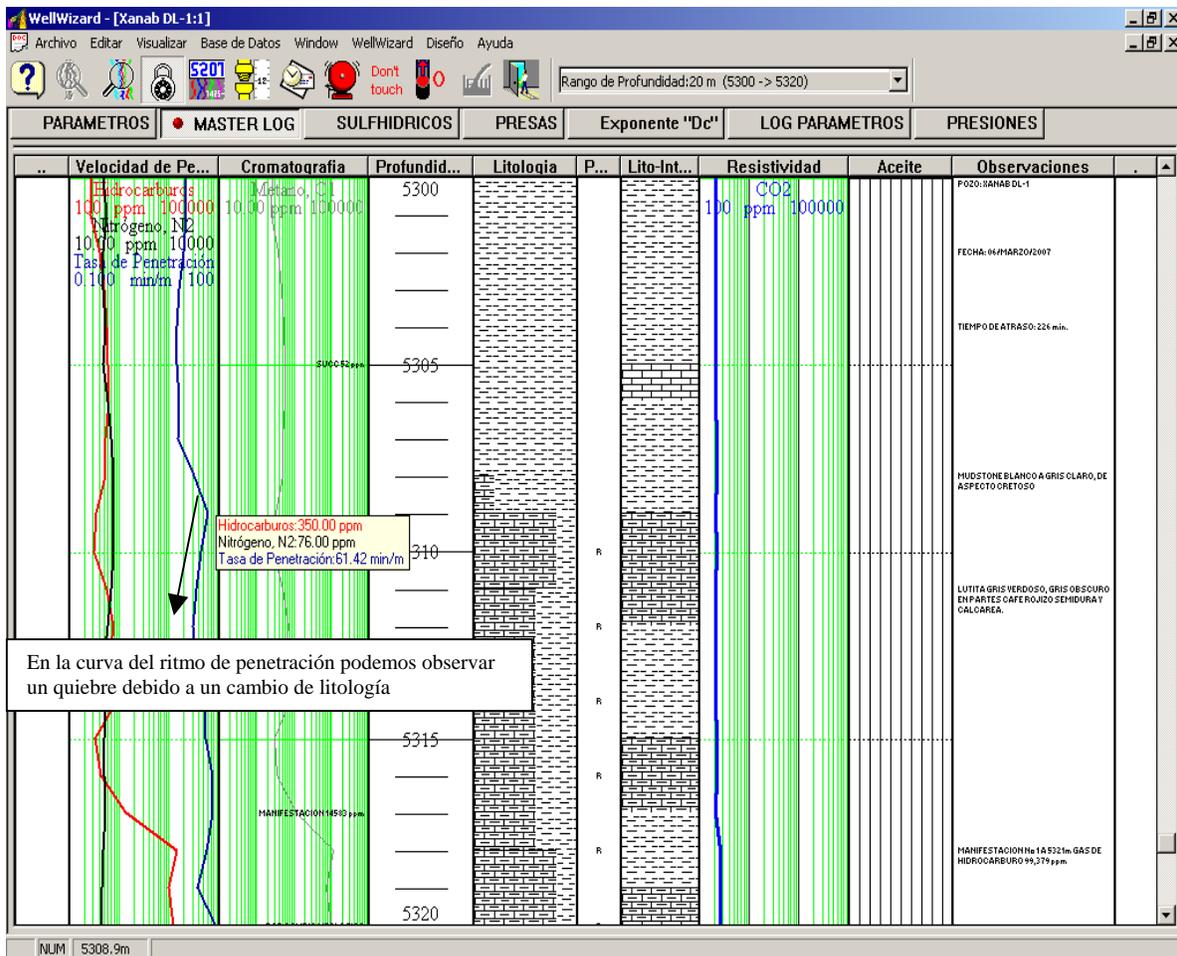
**c)-Durante** el segundo tercio de la vida de la barrena, considerar como quiebre, cuando la velocidad de perforación sea de un 50% del promedio que lleva hasta entonces.

**d)-Durante** el tercer tercio de la vida de la barrena, considerar como quiebre cuando la velocidad de perforación sea de un 70% del promedio que lleva hasta entonces.

Es de vital importancia circular un quiebre en la cima de una formación que contenga gas o aceite considerando que puede ser de poco espesor y así permitir el muestreo por medio de núcleos, evaluando, de esta forma, cuantitativamente la zona, en lo que se refiere a permeabilidad, porosidad y saturación.

### 2.3 IMPORTANCIA DE CIRCULAR UN QUIEBRE DENTRO DE LOS DOS PRIMEROS METROS DE ALTA VELOCIDAD DE PERFORACION

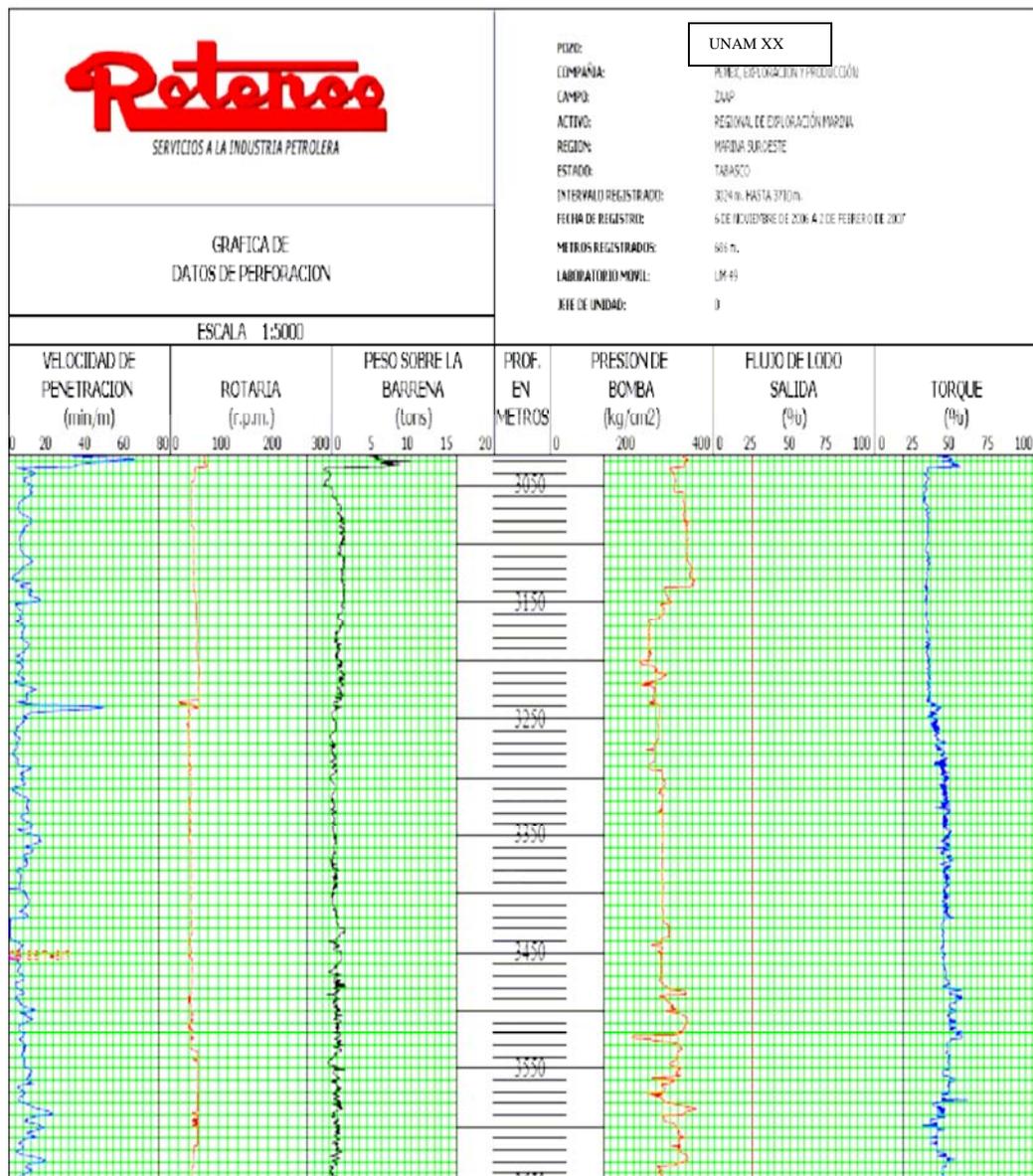
Es muy importante circular un quiebre dentro de los dos primeros metros para que, si se presenta una manifestación de fluidos y se programa un corte de núcleo, este se corte en la cima de la zona con hidrocarburos para hacer un estudio cuantitativo de las condiciones de permeabilidad, porosidad y saturación. Además como medida preventiva de un descontrol y accidente en las instalaciones, dando tiempo a proyectar un programa adecuado para continuar perforando o para efectuar una prueba de formación.



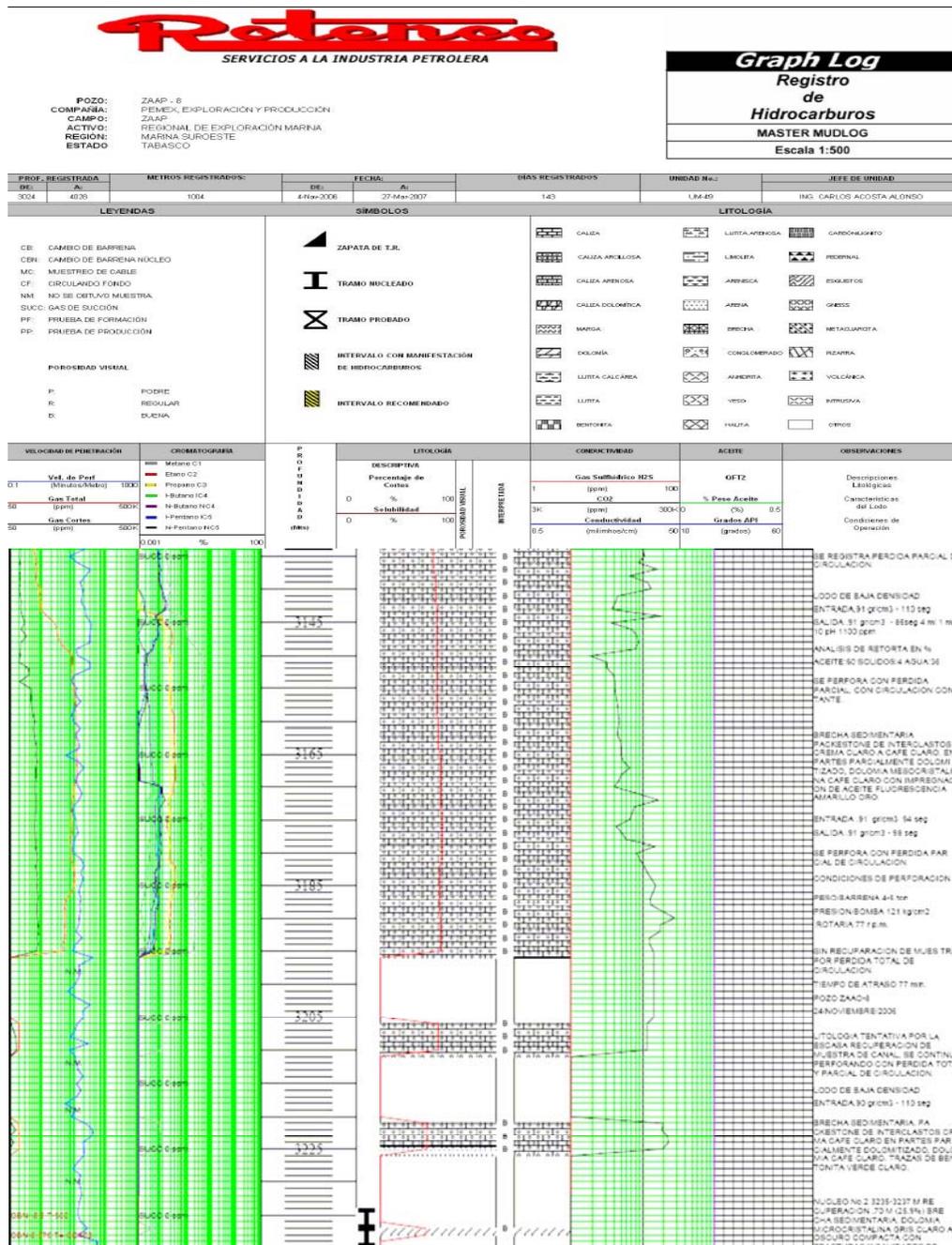
En esta diapositiva se puede observar, un quiebre en la velocidad y una manifestación de gas debido al cambio de litología.

## 2.4 APLICACIONES DE LA CURVA DE VELOCIDAD DE PENETRACION

La aplicación de la curva de la velocidad de penetración es verdaderamente importante para determinar zonas de alta o baja presión, zonas porosas, zonas permeables, zonas con manifestación de fluidos, cambios de formación, presión de poro, gradientes de fractura, es muy importante hacer notar que la velocidad de penetración aplicada correctamente, provee mucha información directa e indirectamente. Indirectamente porque los cambios de la velocidad alerta sobre de condiciones propias de las rocas como son porosidad, permeabilidad, cambios litológicos etc, antes de observar las muestras en la salida. Directamente proporciona elementos para calcular la presión de la formación y el gradiente de fractura con lo que se controla, en su mayoría, los problemas de los pozos.



Registro de parámetros de perforación



Parte del Registro de Hidrocarburos del pozo UNAM XX

## 2.5 FLUIDOS DE PERFORACION

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas eficazmente. Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo. La responsabilidad de la ejecución de estas funciones es asumida conjuntamente por el ingeniero de fluidos y las personas que dirigen la operación de perforación.

---

---

El deber de las personas encargadas de perforar el pozo - incluyendo el representante de la compañía operadora, el contratista de perforación y la cuadrilla del equipo de perforación - es asegurar la aplicación de los procedimientos correctos de perforación. La obligación principal del ingeniero de fluidos es asegurarse que las propiedades del lodo sean correctas para el ambiente de perforación específico. También deberá recomendar modificaciones de las prácticas de perforación que ayuden a lograr los objetivos de la perforación.

La recomendación de un sistema de fluido de perforación debería estar basada en la capacidad del fluido para lograr las funciones esenciales y minimizar los problemas anticipados en el pozo.

Aunque las funciones descritas en este trabajo sirvan de pautas para la selección del lodo, estas funciones no deberían constituir la única base para la selección de un fluido de perforación para un pozo en particular. El proceso de selección debe fundarse en una amplia base de experiencias, conocimientos locales y el estudio de las mejores tecnologías disponibles.



Los fluidos de perforación se denominan lodo.

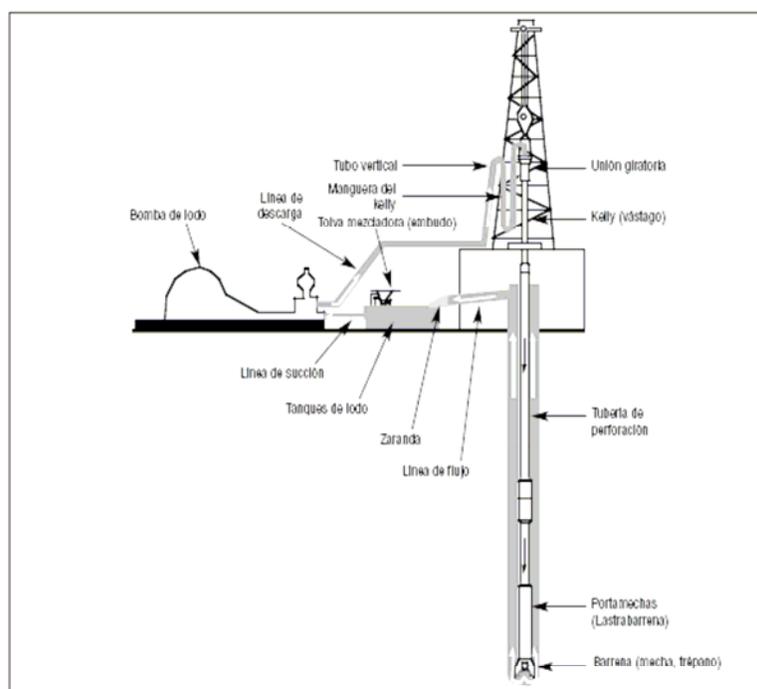
- **Selección del lodo.** Inicialmente, la anticipación de los problemas del pozo ayuda a seleccionar un sistema de fluido de perforación específico para un pozo en particular. Sin embargo, otros factores pueden existir, exigiendo el uso de un sistema diferente. El costo, la disponibilidad de los productos y los factores ambientales siempre son consideraciones importantes. No obstante, la experiencia y las preferencias de los representantes de la compañía petrolera suelen ser los factores decisivos. Muchos pozos son perforados con éxito usando fluidos que no fueron seleccionados simplemente por razones de rendimiento. El éxito de estos pozos se debe a los ingenieros de lodo experimentados que adaptan el sistema de fluido de perforación para satisfacer las condiciones específicas encontradas en cada pozo.
- **Propiedades vs. Funciones del lodo.** Diferentes propiedades del lodo pueden afectar a una función en particular del lodo. Aunque el ingeniero de lodo sólo modifique una o dos propiedades para controlar una función en particular del fluido de perforación, es posible que otra función sea afectada. Se debe reconocer el

efecto que las propiedades del lodo tienen sobre todas las funciones, así como la importancia relativa de cada función. Por ejemplo, la presión de la formación es controlada principalmente mediante la modificación del peso del lodo, pero el efecto de la viscosidad sobre las pérdidas de presión anular y la Densidad Equivalente de Circulación (ECD) debería ser considerado para evitar la pérdida de circulación.

- **Cuando las funciones están en conflicto.** La ingeniería de fluidos de perforación casi siempre impone “concesiones mutuas” en lo que se refiere al tratamiento y al mantenimiento de las propiedades necesarias para lograr las funciones requeridas. Un lodo de alta viscosidad puede mejorar la limpieza del pozo, pero también puede reducir la eficacia hidráulica, aumentar la retención de sólidos, reducir la velocidad de penetración y modificar los requisitos de dilución y tratamiento químico. Los ingenieros de fluidos de perforación experimentados están conscientes de estas concesiones mutuas y saben cómo mejorar una función mientras minimizan el impacto de las modificaciones de las propiedades del lodo sobre las otras funciones.

### 2.5.1 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACION

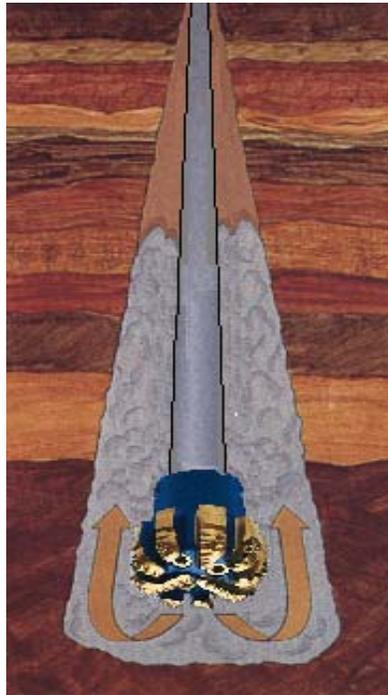
Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes.



**Sistema de circulación del lodo**

Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

- Retirar los recortes del pozo.
- Controlar las presiones de la formación.
- Suspender y descargar los recortes.
- Obturar las formaciones con pérdida.
- Mantener la estabilidad del agujero.
- Minimizar los daños al yacimiento.
- Enfriar, lubricar la barrena y la sarta de perforación.
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
- Controlar la corrosión.
- Facilitar la cementación y la terminación.
- Minimizar el impacto al ambiente.



- **RETIRAR, SUSPENDER Y DESCARGAR LOS RECORTES DEL POZO** Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la barrena. A este fin, se hace circular un fluido de perforación dentro de la tubería de perforación y a través de la barrena, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. La remoción de los recortes (limpieza del agujero) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unidos al ritmo de penetración, de la rotación de la tubería de perforación, y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación. Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos.

---

---

Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación. El material densificante que se sedimenta constituye un asentamiento y causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo. El asentamiento ocurre con mayor frecuencia bajo condiciones dinámicas en los pozos de alto ángulo donde el fluido está circulando a bajas velocidades anulares.

Las altas concentraciones de sólidos de perforación son perjudiciales para prácticamente cada aspecto de la operación de perforación, principalmente la eficacia de la perforación y la velocidad de penetración (ROP). Estas concentraciones aumentan el peso y la viscosidad del lodo, produciendo mayores costos de mantenimiento y una mayor necesidad de dilución.

También aumentan la potencia requerida para la circulación, el espesor del enjarre el torque y el arrastre, y la probabilidad de pegadura por presión diferencial.

Se debe mantener un equilibrio entre las propiedades del fluido de perforación que suspenden los recortes y las propiedades que facilitan la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. La suspensión de los recortes requiere fluidos de alta viscosidad que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte con propiedades tixotrópicas, mientras que el equipo de remoción de sólidos suele funcionar más eficazmente con fluidos de viscosidad más baja. El equipo de control de sólidos no es tan eficaz con los fluidos de perforación que no disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, los cuales tienen un alto contenido de sólidos y una alta viscosidad plástica.

Para lograr un control de sólidos eficaz, los sólidos de perforación deben ser extraídos del fluido de perforación durante la primera circulación proveniente del pozo. Al ser circulados de nuevo, los recortes se descomponen en partículas más pequeñas que son más difíciles de retirar. Un simple método para confirmar la remoción de los sólidos de perforación consiste en comparar el porcentaje de arena en el lodo en la línea de flujo y en el tanque de succión.

**Viscosidad.** La viscosidad y las propiedades reológicas de los fluidos de perforación tienen un efecto importante sobre la limpieza del pozo.

Los recortes se sedimentan rápidamente en fluidos de baja viscosidad (agua, por ejemplo) y son difíciles de circular fuera del pozo. En general, los fluidos de mayor viscosidad mejoran el transporte de los recortes.

La mayoría de los lodos de perforación son tixotrópicos, es decir que se gelifican bajo condiciones estáticas. Esta característica puede suspender los recortes mientras que se efectúan las conexiones de tuberías y otras situaciones durante las cuales no se hace circular el lodo. Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen altas viscosidades a bajas velocidades anulares han demostrado ser mejores para una limpieza eficaz del pozo.

**Velocidad.** En general, la remoción de los recortes es mejorada por las altas velocidades anulares. Sin embargo, con los fluidos de perforación más diluidos, las altas velocidades

---

---

pueden causar un flujo turbulento que ayuda a limpiar el agujero, pero puede producir otros problemas de perforación o en el agujero.

La velocidad a la cual un recorte se sedimenta en un fluido se llama velocidad de caída. La velocidad de caída de un recorte depende de su densidad, tamaño y forma, y de la viscosidad, densidad y velocidad del fluido de perforación. Si la velocidad anular del fluido de perforación es mayor que la velocidad de caída del recorte, el recorte será transportado hasta la superficie.

La velocidad neta a la cual un recorte sube por el espacio anular se llama velocidad de transporte. En un pozo vertical:

**Velocidad de transporte** = Velocidad anular - velocidad de caída del recorte

El transporte de recortes en los pozos de alto ángulo y horizontales es más difícil que en los pozos verticales. La velocidad de transporte, tal como fue definida para los pozos verticales, no es aplicable en el caso de pozos desviados, visto que los recortes se sedimentan en la parte baja del pozo, en sentido perpendicular a la trayectoria de flujo del fluido, y no en sentido contrario al flujo de fluido de perforación. En los pozos horizontales, los recortes se acumulan a lo largo de la parte inferior del pozo, formando camas de recortes.

Estas camas restringen el flujo, aumentan el torque, y son difíciles de eliminar. Se usan dos métodos diferentes para las situaciones difíciles de limpieza del pozo que suelen ser encontradas en los pozos de alto ángulo y horizontales:

**a) El uso de fluidos tixotrópicos** que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen una alta viscosidad a muy baja velocidad de corte y condiciones de flujo laminar.

Ejemplos de estos tipos de fluido incluyen los sistemas de biopolímeros, y las lechadas de bentonita floculadas. Dichos sistemas de fluidos de perforación proporcionan una alta viscosidad con un perfil de velocidad anular relativamente plano, limpiando una mayor porción de la sección transversal del pozo. Este método tiende a suspender los recortes en la trayectoria de flujo del lodo e impide que los recortes se sedimenten en la parte baja del pozo.

**b) El uso de un alto gasto de un lodo para obtener un flujo turbulento.** El flujo turbulento proporcionará una buena limpieza del pozo e impedirá que los recortes se sedimenten durante la circulación, pero éstos se sedimentarán rápidamente cuando se interrumpa la circulación. Este método funciona manteniendo los recortes suspendidos bajo el efecto de la turbulencia y de las altas velocidades anulares. Es más eficaz cuando se usan fluidos no densificados de baja densidad en formaciones competentes (que no se desgastan fácilmente). La eficacia de esta técnica puede ser limitada por distintos factores, incluyendo un agujero de gran tamaño, una bomba de baja capacidad, una integridad insuficiente de la formación y el uso de motores de fondo y herramientas de fondo que limitan el gasto.

**Densidad.** Los fluidos de alta densidad facilitan la limpieza del pozo aumentando las fuerzas de flotación que actúan sobre los recortes, lo cual contribuye a su remoción del pozo. En comparación con los fluidos de menor densidad, los fluidos de alta densidad

---

---

pueden limpiar el agujero de manera adecuada, aun con velocidades anulares más bajas y propiedades reológicas inferiores. Sin embargo, el peso del lodo en exceso del que se requiere para equilibrar las presiones de la formación tiene un impacto negativo sobre la operación de perforación; por lo tanto, este peso nunca debe ser aumentado para efectos de limpieza del agujero.

**Rotación de la tubería de perforación.** Las altas velocidades de rotación también facilitan la limpieza del pozo introduciendo un componente circular en la trayectoria del flujo anular. Este flujo helicoidal (en forma de espiral o sacacorchos) alrededor de la tubería de perforación hace que los recortes de perforación ubicados cerca de la pared del pozo, donde existen condiciones de limpieza del pozo deficientes, regresen hacia las regiones del espacio anular que tienen mejores características de transporte. Cuando es posible, la rotación de la tubería de perforación constituye uno de los mejores métodos para retirar camas de recortes en pozos de alto ángulo y pozos horizontales.

- **CONTROL DE LAS PRESIONES DE LA FORMACIÓN** Como se mencionó anteriormente, una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura.

Típicamente, a medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del agujero. Esto impide que los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de la formación presurizados causen un reventón. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del lodo) y de la Profundidad Vertical Verdadera (TVD) del pozo. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo. Mantener un pozo “bajo control” se describe frecuentemente como un conjunto de condiciones bajo las cuales ningún fluido de la formación fluye dentro del pozo. Pero esto también incluye situaciones en las cuales se permite que los fluidos de la formación fluyan dentro del pozo – bajo condiciones controladas. Dichas condiciones varían – de los casos en que se toleran altos niveles de gas de fondo durante la perforación, a situaciones en que el pozo produce cantidades comerciales de petróleo y gas mientras se está perforando. El control de pozo (o control de la presión) significa que no hay ningún flujo incontrolable de fluidos de la formación dentro del pozo.

Las formaciones con presiones por debajo de lo normal se perforan frecuentemente con aire, gas, niebla, espuma rígida, lodo aireado o fluidos especiales de densidad muy baja (generalmente base aceite).

El peso de lodo usado para perforar un pozo está limitado por el peso mínimo necesario para controlar las presiones de la formación y el peso máximo del lodo que no fracturará la formación. En la práctica, conviene limitar el peso del lodo al mínimo necesario para asegurar el control y la estabilidad del pozo.

- **OBTURACIÓN DE LAS FORMACIONES PERMEABLES** La permeabilidad se refiere a la capacidad de un medio para permitir un flujo a través de su medio poroso; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos.

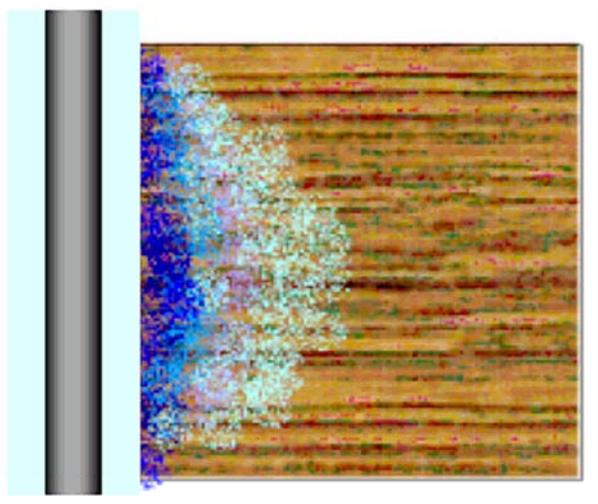
Cuando la presión de la columna de lodo es mayor que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y se forma un enjarre que se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado enjarre de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción. Los posibles problemas relacionados con un grueso enjarre y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo “reducido”, registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atrapadas, pérdida de circulación, y daños a la formación.

En las formaciones muy permeables de gran porosidad, el lodo entero puede invadir a la formación, según el tamaño de los sólidos del lodo.

Para estas situaciones, será necesario usar agentes obturantes para bloquear las aberturas grandes, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello.

Para ser eficaces, los agentes obturantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande. Los agentes obturantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de pérdida por infiltración u otros materiales finos de pérdida de circulación.

Según el sistema de fluido de perforación que se use, varios aditivos pueden ser aplicados para mejorar el enjarre, limitando la filtración. Estos incluyen la bentonita, los polímeros naturales y sintéticos, el asfalto, la gilsonita, y los aditivos desfloculantes orgánicos.



Invasión del lodo hacia la formación.

- **MANTENIMIENTO DE LA ESTABILIDAD DEL AGUJERO** La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.

---

---

Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica). La inestabilidad del pozo suele ser indicada por el derrumbe de la formación, causando condiciones de agujero reducido, puentes y relleno durante las maniobras. Esto requiere generalmente el ensanchamiento del pozo hasta la profundidad original. (Se debe tener en cuenta que estos mismos síntomas también indican problemas de limpieza del pozo en pozos de alto ángulo y pozos difíciles de limpiar.)

La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando éste mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar. El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la formación, mayores costos de cementación y cementación inadecuada.

El ensanchamiento del pozo a través de las formaciones de arena y arenisca se debe principalmente a las acciones mecánicas, siendo la erosión generalmente causada por las fuerzas hidráulicas y las velocidades excesivas a través de las toberas de la barrena. Se puede reducir considerablemente el ensanchamiento del pozo a través de las secciones de arena adoptando un programa de hidráulica más prudente, especialmente en lo que se refiere a la fuerza de impacto y a la velocidad de la tobera. Las arenas mal consolidadas y débiles requieren un ligero sobrealance y un enjarre de buena calidad que contenga bentonita para limitar el ensanchamiento del pozo.

En las lutitas, si el peso del lodo es suficiente para equilibrar los esfuerzos de la formación, los pozos son generalmente estables inicialmente.

Con lodos base agua, las diferencias químicas causan interacciones entre el fluido de perforación y la lutita, las cuales pueden producir (con el tiempo) el hinchamiento o el ablandamiento.

Varios inhibidores o aditivos químicos pueden ser agregados para facilitar el control de las interacciones entre el lodo y la lutita. Los sistemas con altos niveles de calcio, potasio u otros inhibidores químicos son mejores para perforar en formaciones sensibles al agua. Sales, polímeros, materiales asfálticos, glicoles, aceites, agentes tensioactivos y otros inhibidores de lutita pueden ser usados en los fluidos de perforación base agua para inhibir el hinchamiento de la lutita e impedir el derrumbe. La lutita está caracterizada por composiciones y sensibilidades tan variadas que no se puede aplicar universalmente ningún aditivo en particular.

Los fluidos de perforación base aceite o sintéticos se usan frecuentemente para perforar las lutitas más sensibles al agua, en áreas donde las condiciones de perforación son difíciles.

Estos fluidos proporcionan una mejor inhibición de lutita que los fluidos de perforación base agua. Las arcillas y lutitas no se hidratan ni se hinchan en la fase continua, y la inhibición adicional es proporcionada por la fase de salmuera

---

---

emulsionada (generalmente cloruro de calcio) de estos fluidos. La salmuera emulsionada reduce la actividad del agua y crea fuerzas osmóticas que impiden la adsorción del agua por las lutitas.

- **MINIMIZACIÓN DE LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN** La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante.

Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productora es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo).

El tipo de procedimiento y método de terminación determinará el nivel de protección requerido para la formación. Por ejemplo, cuando un pozo está entubado, cementado y perforado, la profundidad de perforación permite generalmente una producción eficaz, a pesar de los daños que puedan existir cerca del agujero.

En cambio, cuando se termina un pozo horizontal usando uno de los métodos de “terminación en agujero descubierto”, se requiere usar un fluido de “perforación del yacimiento” – diseñado especialmente para minimizar los daños. Aunque los daños causados por el fluido de perforación no sean casi nunca tan importantes que no se pueda producir el aceite y/o gas, sería prudente tener en cuenta los posibles daños a la formación al seleccionar un fluido para perforar los intervalos productivos con potencial.

Algunos de los mecanismos más comunes causantes de daños a la formación son los siguientes:

- a) Invasión de la matriz de la formación por el lodo o los sólidos de perforación, obturando los poros.
- b) Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento, reduciendo la permeabilidad.
- c) Precipitación de los sólidos como resultado de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación.
- d) Precipitación de los sólidos del filtrado del lodo con otros fluidos, tales como las salmueras o los ácidos, durante los procedimientos de terminación o estimulación.
- e) Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad.

La posibilidad de daños a la formación puede ser determinada a partir de los datos de pozos de referencia y del análisis de los núcleos de la formación para determinar la permeabilidad de retorno. Fluidos de perforación diseñados para minimizar un problema en particular, fluidos de perforación del yacimiento

---

---

diseñados especialmente, o fluidos de rehabilitación y terminación pueden ser usados para minimizar los daños a la formación.

- **ENFRIAMIENTO, LUBRICACIÓN DE LA BARRENA Y DE LA SARTA DE PERFORACIÓN** Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la barrena y en las zonas donde la sarta de perforación roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría a la barrena y a la sarta de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la tubería de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la sarta de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción.

Las barrenas, los motores de fondo y los componentes de la tubería de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos lubricantes del fluido de perforación.

La lubricidad de un fluido en particular es medida por su Coeficiente de Fricción (COF), y algunos lodos proporcionan una lubricación más eficaz que otros. Por ejemplo, los lodos base aceite y sintético lubrican mejor que la mayoría de los lodos base agua, pero éstos pueden ser mejorados mediante la adición de lubricantes. En cambio, los lodos base agua proporcionan una mayor lubricidad y capacidad refrigerante que el aire o el gas.

El coeficiente de lubricación proporcionado por un fluido de perforación varía ampliamente y depende del tipo y de la cantidad de sólidos de perforación y materiales densificantes, además de la composición química del sistema – PH, salinidad y dureza. La modificación de la lubricidad del lodo no es una ciencia exacta. Aun cuando se ha realizado una evaluación exhaustiva, teniendo en cuenta todos los factores pertinentes, es posible que la aplicación de un lubricante no produzca la reducción anticipada del torque y del arrastre.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que estos problemas también pueden ser causados por grandes patas de perro y problemas de desviación, embolamiento de la barrena, falta de limpieza del agujero y diseño incorrecto del conjunto de fondo.

Aunque un lubricante pueda reducir los síntomas de estos problemas, la causa propiamente dicha debe ser corregida para solucionar el problema.

El fluido de perforación ayuda a soportar una porción del peso de la tubería de perforación o tubería de revestimiento mediante la flotabilidad.

Cuando una columna de perforación, una tubería de revestimiento corta o una tubería de revestimiento está suspendida en el fluido de perforación, una fuerza igual al peso del lodo desplazado la mantiene a flote, reduciendo la carga del gancho en la torre de perforación. La flotabilidad está directamente relacionada con el peso del lodo.

El peso que una torre de perforación puede sostener está limitado por su capacidad mecánica, un factor que se hace cada vez más importante con el

---

---

aumento de la profundidad, a medida que el peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento se hace mayor. Aunque la mayoría de los equipos de perforación tengan suficiente capacidad para manejar el peso de la sarta de perforación sin flotabilidad, éste es un factor importante que se debe tener en cuenta al evaluar el punto neutro (cuando la sarta de perforación no está sometida a ningún esfuerzo de tensión o compresión). Sin embargo, cuando se introducen largas y pesadas tuberías de revestimiento, se puede usar la flotabilidad para proporcionar una ventaja importante. Cuando se usa la flotabilidad, es posible introducir tuberías de revestimiento cuyo peso excede la capacidad de carga del gancho de un equipo de perforación.

Si la tubería de revestimiento no está completamente llena de lodo al ser introducida dentro del agujero, el volumen vacío dentro de la tubería de revestimiento aumenta la flotabilidad, reduciendo considerablemente la carga del gancho a utilizar. Este proceso se llama “introducción por flotación” (floating in) de la tubería de revestimiento.

- **TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA A LAS HERRAMIENTAS Y A LA BARRENA** La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la barrena. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD). Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la barrena para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la barrena u optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo. Los programas de hidráulica están limitados por la potencia disponible de la bomba, las pérdidas de presión dentro de la tubería de perforación, la presión superficial máxima permisible y el gasto óptimo. Los tamaños de las toberas se seleccionan con el fin de aprovechar la presión disponible en la barrena para maximizar el efecto del impacto de lodo en el fondo del pozo.

Esto facilita la remoción de los recortes debajo de la barrena y ayuda a mantener limpia la estructura de corte. Las pérdidas de presión en la tubería de perforación son mayores cuando se usan fluidos con densidades, viscosidades plásticas y contenidos de sólidos más altos. El uso de tuberías de perforación o juntas de tubería de perforación de pequeño diámetro interior (DI), motores de fondo y herramientas de MWD/LWD reduce la cantidad de presión disponible en la barrena. Los fluidos de perforación que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, de bajo contenido de sólidos, o los fluidos que tienen características reductoras de arrastre, son más eficaces para transmitir la energía hidráulica a las herramientas de perforación y a la barrena.

En los pozos someros, la potencia hidráulica disponible es generalmente suficiente para asegurar la limpieza eficaz de la barrena. Como la presión disponible en la sarta de perforación disminuye a medida que se aumenta la profundidad del pozo, se alcanzará una profundidad a la cual la presión será insuficiente para asegurar la limpieza óptima de la barrena. Se puede aumentar esta profundidad controlando cuidadosamente las propiedades del lodo.

- **ASEGURAR LA EVALUACIÓN ADECUADA DE LA FORMACIÓN** La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Las propiedades químicas y físicas del lodo afectan la evaluación de la formación.

Las condiciones físicas y químicas del agujero después de la perforación también afectan la evaluación de la formación. Durante la perforación, los Ingenieros o técnicos registradores de lodo (Mud Loggers) controlan la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de aceite y gas. Estos Ingenieros en Mud Logging examinan los recortes para determinar la composición mineral, la paleontología y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos. Esta información se registra en un registro geológico (Mud Log) que indica la litología, la velocidad de penetración (ROP), la detección de gas y los recortes impregnados de aceite, además de otros parámetros geológicos y de perforaciones importantes.

Los registros eléctricos con cable son realizados para evaluar la formación con el fin de obtener información adicional. También se pueden obtener núcleos de pared usando herramientas transportadas por cable de alambre. Los registros con cable incluyen la medición de las propiedades eléctricas, sónicas, nucleares y de resonancia magnética de la formación, para identificar la litología y los fluidos de la formación.

Las herramientas LWD están disponibles para obtener un registro continuo mientras se perfora el pozo. También se corta una sección cilíndrica de la roca (un núcleo) en las zonas productoras o intervalos de interés para realizar una evaluación en el laboratorio con el fin de obtener la información deseada. Las zonas productivas potenciales son aisladas y evaluadas mediante la realización de Pruebas de Producción (DST).

Todos estos métodos de evaluación de la formación son afectados por el fluido de perforación. Por ejemplo, si los recortes se dispersan en el lodo, el geólogo no tendrá nada que evaluar en la superficie. O si el transporte de los recortes no es bueno, será difícil para el geólogo determinar la profundidad a la cual los recortes se originaron así como la paleontología. Los lodos base aceite, lubricantes, asfaltos y otros aditivos ocultarán los indicios de hidrocarburos en los recortes. Ciertos registros eléctricos son eficaces en fluidos conductores, mientras que otros lo son en fluidos no conductores. Las propiedades del fluido de perforación afectarán la medición de las propiedades de la roca por las herramientas eléctricas de cable. El filtrado excesivo puede desplazar al aceite y al gas de la zona productora al agujero, perjudicando los registros y las muestras obtenidas por las pruebas DST. Los lodos que contienen altas concentraciones iónicas de potasio perjudican los registros de radioactividad natural que se obtiene en la formación.

La salinidad alta o variable del filtrado puede impedir la interpretación de los registros eléctricos. Las herramientas de registro con cable deben ser introducidas desde la superficie hasta el fondo, y las propiedades de la roca se miden a medida que la herramienta es sacada desde el fondo hasta la zapata. Para un registro con cable óptimo, el lodo no debe ser demasiado denso y debe mantener la estabilidad del pozo y suspender los recortes o derrumbes.

---

---

Además, el pozo debe mantener el mismo diámetro desde la zapata hasta la profundidad a la que se perfora, visto que el ensanchamiento excesivo del diámetro interior y/o los enjarres gruesos pueden producir diferentes respuestas al registro y aumentar la posibilidad de que la herramienta de registro pueda atorarse. La selección del fluido de perforación requerido para cortar un núcleo está basada en el tipo de estudio a realizar. Si se extrae un núcleo solamente para determinar la litología, el tipo de lodo no es importante. Si el núcleo será usado para estudios de inyección de agua y/o mojabilidad, será necesario usar un lodo base agua, de PH neutro, sin agentes tensoactivos o diluyentes. Si el núcleo será usado para medir la saturación de agua del yacimiento, se suele recomendar un lodo suave base aceite con una cantidad mínima de agentes tensoactivos y sin agua o sal. Muchas operaciones de corte de núcleos especifican un lodo suave con una cantidad mínima de aditivos.

- **CONTROL DE LA CORROSIÓN** Los componentes de la tubería de perforación y de la tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo.

En general, un PH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable. Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros. Cuando los fluidos de la formación y/o otras condiciones de fondo lo justifican, metales y elastómeros especiales deberían ser usados. Muestras de tubería de perforación deberían ser obtenidas durante todas las operaciones de perforación para controlar los tipos y las velocidades de corrosión.

La aireación del lodo, formación de espuma y otras condiciones de oxígeno ocluido (Son parte del lodo que se va adheriendo dentro de su circulación) pueden causar graves daños por corrosión en poco tiempo. Los inhibidores químicos y secuestradores son usados cuando el riesgo de corrosión es importante. Los inhibidores químicos deben ser aplicados correctamente. Las muestras de corrosión deberían ser evaluadas para determinar si se está usando el inhibidor químico correcto y si la cantidad es suficiente. Esto mantendrá la velocidad de corrosión a un nivel aceptable.

El sulfuro de hidrógeno puede causar una falla rápida y catastrófica de la tubería de perforación. Este producto también es mortal para los seres humanos, incluso después de cortos periodos de exposición y en bajas concentraciones. Cuando se perfora en ambientes de alto contenido de H<sub>2</sub>S, se recomienda usar fluidos de alto PH, combinados con un producto químico secuestrador de sulfuro, tal como el zinc.

- **FACILITAR LA CEMENTACIÓN Y TERMINACIÓN** El fluido de perforación debe permitir que la tubería de revestimiento pueda ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de terminación. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de una zona productora y la terminación exitosa del pozo.

---

---

Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suabeo y pistoneo, de manera que no se produzca pérdida de circulación inducida y fracture la formación.

Resulta más fácil introducir la tubería de revestimiento dentro de un pozo de calibre uniforme, sin recortes y derrumbes. El lodo deberá tener un enjarre fino y liso. Para que se pueda cementar correctamente la tubería de revestimiento, todo el lodo debe ser desplazado por los baches espaciadores, los fluidos de limpieza y el cemento. El desplazamiento eficaz del lodo requiere que el pozo tenga un calibre casi uniforme y que el lodo tenga una baja viscosidad y bajas resistencias de gel no progresivas.

- **MINIMIZAR EL IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE** Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables.

La mayoría de los países han establecido reglamentos ambientales locales para los desechos de fluidos de perforación. Los fluidos base agua, base aceite, anhidros (que no contienen agua) y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones.

Esto se debe principalmente a las condiciones complejas y cambiantes que existen por todo el mundo la ubicación y densidad de las poblaciones humanas, la situación geográfica local (costa afuera o en tierra), altos o bajos niveles de precipitación, la proximidad del sitio de eliminación respecto a las fuentes de agua superficiales y subterráneas, la fauna y flora local, y otras condiciones.

## 2.5.2 PRUEBAS DEL LODO

El API (Instituto Americano del Petróleo) ha recomendado métodos estándar para la realización de pruebas de campo y en laboratorio de los fluidos de perforación, describiremos algunas pruebas que se realizan en una cabina de Registro de Hidrocarburos.

### 1. DENSIDAD DEL FLUIDO (PESO DEL LODO)

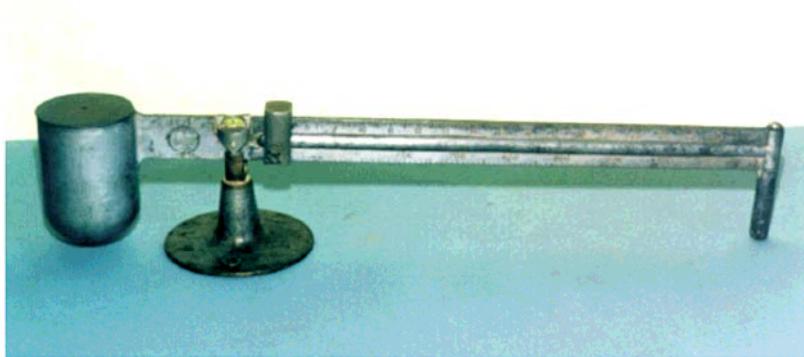
#### Instrumentos

La densidad (comúnmente llamada peso del lodo) se mide con una balanza de lodo de suficiente precisión. A todos los efectos prácticos, la densidad significa el peso por volumen unitario. El peso del lodo se puede expresar como gradiente de presión hidrostático en lb/pulg<sup>2</sup> por 1,000 pies de profundidad vertical (psi/1,000 pies), como densidad en lb/gal, gr/cm<sup>3</sup>, lb/pie<sup>3</sup>, o como Gravedad Específica (SG).

#### BALANZA DE LODO

**Descripción** La balanza de lodo se compone principalmente de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, cuchilla, nivel de burbuja de aire,

caballero y contrapeso. Se coloca el vaso de volumen constante en un extremo del brazo graduado, el cual tiene un contrapeso en el otro extremo. El vaso y el brazo oscilan perpendicularmente a la cuchilla horizontal, el cual descansa sobre el soporte, y son equilibrados desplazando el caballero a lo largo del brazo.



**Balanza para medir el lodo de perforación**

### Procedimiento para pesar el lodo

1. Quitar la tapa del vaso y llenar completamente el vaso con el lodo a pesar.
2. Volver a poner la tapa hasta que esté firmemente asentada, asegurándose que parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa.
3. Limpiar el lodo que está fuera del vaso y secar el vaso.
4. Colocar el brazo de la balanza sobre la base, con la cuchilla descansando sobre el punto de apoyo.
5. Desplazar el caballero hasta que el nivel de burbuja de aire indique que el brazo graduado está nivelado.
6. En el borde del caballero más cercano al vaso, leer la densidad o el peso del lodo.
7. Ajustar el resultado a la graduación de escala más próxima, en  $\text{gr/cm}^3$ ,  $\text{lb/gal}$ ,  $\text{lb/pie}^3$ , o en Gravedad Específica (SG).
8. Cuando las balanzas no indican la escala deseada, las ecuaciones indicadas en la Tabla 1 pueden ser usadas.

Gradiente de lodo:

$$\begin{aligned} \text{psi/pie} &= 0.052 \times \text{lb/gal} \\ &= 0.4333 \times \text{SG} \\ &= 0.00695 \times \text{lb/pie}^3 \end{aligned}$$

$$\text{kg/cm}^2/\text{m} = \frac{\text{SG}}{10}$$

$$\text{SG a } 60^{\circ}\text{F (15.6}^{\circ}\text{C)} = \frac{141.5}{131.5 + ^{\circ}\text{API}}$$

Donde:

$^{\circ}\text{API}$  = Gravedad según el Instituto Americano del Petróleo

## 2. VISCOSIDAD DEL LODO

### Instrumentos

El viscosímetro de Marsh es usado para la medición de rutina en el campo, de la viscosidad del lodo de perforación. El medidor de V-G (viscosidad-gravedad) de FANN es usado para completar la información obtenida con el viscosímetro de Marsh, especialmente en lo que se refiere a las características de gel del lodo. El medidor de V-G puede indicar la viscosidad aparente, la viscosidad plástica, el punto cedente y los esfuerzos de gel (iniciales y cíclicos).

### VISCOSÍMETRO DE MARSH



### Descripción

El viscosímetro de Marsh tiene un diámetro de 6 pulgadas en la parte superior y una longitud de 12 pulgadas. En la parte inferior, un tubo de orificio liso de 2 pulgadas de largo, con un diámetro interior de 3/16 pulgada, está acoplado de tal manera que no hay ninguna constricción en la unión. Una malla de tela metálica con orificios de 1/16 pulgada, cubriendo la mitad del embudo, está fijada a 3/4 de pulgada debajo de la parte superior del embudo.

### Procedimiento de medición

1. Manteniendo el embudo en posición vertical, tapar el orificio con un dedo y verter la muestra de lodo recién obtenida a través de la malla dentro de un embudo limpio, hasta que el nivel del fluido llegue a la parte inferior de la malla (1500 ml).

2. Retirar inmediatamente el dedo del orificio y medir el tiempo requerido para que el lodo llene el vaso receptor hasta el nivel de 1qt indicado en el vaso.

3. Ajustar el resultado al segundo entero más próximo como indicación de viscosidad Marsh.

Registrar la temperatura del fluido en grados Fahrenheit o Celsius.

### 3. FILTRADO DEL LODO

#### Descripción

La propiedad de filtración o formación de paredes de un lodo es determinada con un filtro prensa. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro. La prueba es realizada bajo las condiciones de tiempo, temperatura y presión especificadas. Después de la prueba se mide el espesor del enjarre sólido que se ha asentado.

El filtro prensa usado debería cumplir con las especificaciones indicadas en la Práctica Recomendada API y la prueba debería ser realizada de la manera recomendada. La prueba de filtrado API es realizada a la temperatura superficial y a una presión de 100 psi, y los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos.



Filtro prensa

#### Instrumento

Este instrumento consta de una celda de lodo, un regulador de presión y un medidor de presión montado encima de la caja de transporte o en la parte superior de la unidad de laboratorio móvil. Se usa un adaptador de acoplamiento para conectar la celda al regulador, simplemente introduciendo el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y dando un cuarto de vuelta en sentido horario.

Algunas celdas no tienen este dispositivo de cierre y son simplemente introducidas dentro del acoplamiento apropiado. La celda se cierra en la parte inferior con una tapa provista de una tela metálica (o rejilla), colocando la tapa firmemente contra el papel filtro y girando hacia la derecha hasta que quede apretada a mano.

---

---

Esto empuja la hoja de papel filtro contra la junta de hule que fue previamente introducida en la base de la celda. La presión es proporcionada por un pequeño cartucho de gas carbónico. Se proporciona una válvula de purga para aliviar la presión antes de desacoplar la celda.

## **PRUEBA DE FILTRADO API**

### **Procedimiento**

1. Mantener disponible una presión de aire o gas de 100 psi.
2. Retirar la tapa de la parte inferior de la celda limpia y seca. Colocar la junta de hule en una ranura en buen estado y volver la celda al revés para llenarla. Cualquier daño mecánico podría perjudicar la hermeticidad de la celda. Obturar la entrada con un dedo.
3. Llenar la celda con lodo hasta  $\frac{1}{4}$  pulgada de la ranura de la junta de hule. Colocar el papel filtro (Whatman Nº 50 o equivalente) encima de la junta de hule. Colocar la tapa encima del papel filtro con las bridas de la tapa entre las bridas de la celda, y girar en sentido horario hasta que quede apretada a mano. Invertir la celda, introducir el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y girar en cualquier sentido para bloquear.
4. Colocar una probeta graduada apropiada debajo del orificio de descarga para recibir el filtrado.
5. Abrir la válvula de entrada aplicando presión sobre la celda. (Se puede observar que la aguja oscila rápidamente hacia abajo a medida que la presión llena la celda.).
6. La prueba de API dura normalmente 30 minutos. Al término de la prueba, cerrar la válvula. Después de desconectar la fuente de presión, la presión se purgará automáticamente. Retirar la celda.
7. Registrar el filtrado en mililitros, a menos que se especifique de otra manera.
8. Desmontar la celda, desechar el lodo y recuperar el papel filtro con mucho cuidado para perturbar lo menos posible el enjarre. Lavar el enjarre minuciosamente para eliminar el exceso de lodo. Medir el espesor del enjarre y registrar la medida en mm.

## **4. CONTENIDO DE LIQUIDOS Y SÓLIDOS**

### **Instrumentos**

Se usa una retorta de lodo con capacidad de calefacción en el "horno" para determinar la cantidad de líquidos y sólidos contenidos en un fluido de perforación. No se recomienda el uso de retortas calefactoras de sonda interna. Se coloca una muestra de lodo dentro del vaso y se añade la tapa para expulsar parte del líquido. Esto garantiza un volumen correcto. La muestra es calentada hasta que los componentes líquidos se vaporicen.

Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en una probeta graduada. El volumen de líquido, aceite y agua se mide directamente en porcentajes. Los sólidos

suspendidos y disueltos son determinados restando de 100 % o leyendo el espacio vacío en la parte superior del cilindro.



**Equipo de retorta**

### **PROCEDIMIENTO: RETORTA**

1. Dejar que la muestra de lodo se enfríe a la temperatura ambiente.
2. Desmontar la retorta y lubricar las roscas del vaso de muestra con grasa para altas temperaturas. Llenar el vaso de muestra con el fluido a probar casi hasta el nivel máximo. Colocar la tapa del vaso de muestra girando firmemente y escurriendo el exceso de fluido para obtener el volumen exacto. Limpiar el fluido derramado sobre la tapa y las roscas.
3. Llenar la cámara de expansión superior con virutas finas de acero y luego atornillar el vaso de muestra a la cámara de expansión. Las virutas de acero deberían atrapar los sólidos extraídos por ebullición. Mantener el montaje vertical para evitar que el lodo fluya dentro del tubo de drenaje.
4. Introducir o atornillar el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador, asentándolo firmemente. El cilindro graduado que está calibrado para leer en porcentajes debería estar sujetado al condensador con abrazaderas.
5. Enchufar el cable de alimentación en el voltaje correcto y mantener la unidad encendida hasta que termine la destilación, lo cual puede tardar 25 minutos según las características del contenido de aceite, agua y sólidos.
6. Dejar enfriar el destilado a la temperatura ambiente.
7. Leer el porcentaje de agua, aceite y sólidos directamente en la probeta graduada. Una o dos gotas de solución atomizada ayudará a definir el contacto aceite-agua, después de leer el porcentaje de sólidos.
8. Al final de la prueba, enfriar completamente, limpiar y secar el montaje de retorta.

---

---

## 5. CONCENTRACION IONICA DE HIDROGENO (PH)

### Objeto

La medición en el campo del PH del fluido de perforación (o filtrado) y los ajustes del PH son operaciones críticas para el control del fluido de perforación. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del PH, al igual que en el control de los procesos de corrosión causada por ácidos y el sulfuro.

Se usan dos métodos para medir el PH del lodo de perforación base agua: un método colorimétrico modificado, usando tiras de prueba con refuerzo de plástico (palillos); y el método potenciométrico, usando el medidor electrónico de PH con electrodo de vidrio. El método de tira de plástico se usa frecuentemente para medir el PH en el campo, pero no constituye el método preferido. Este método sólo es fiable para los lodos base agua que tienen una composición muy simple. Los sólidos del lodo, las sales y los productos químicos disueltos, y los fluidos de color oscuro causan errores en los valores indicados por las tiras de plástico indicadoras de PH

### PAPEL PH (PALILLOS INDICADORES)

#### Descripción

Los palillos indicadores de PH “colorPHast” están revestidos con indicadores cuyo color depende del PH del fluido donde se introducen los palillos. Se proporcionan tablas de colores estándar para fines de comparación con el palillo de prueba, lo cual permite estimar el PH con una precisión de +/- 0.5 sobre todo el rango de PH.

#### Procedimiento

1. Colocar un palillo indicador de PH en el lodo y dejarlo hasta que el color se estabilice, lo cual requiere generalmente menos de un minuto.  
Enjuagar el palillo con agua desionizada, sin secar con un trapo.
2. Comparar los colores del palillo con el patrón de color proporcionado y estimar el PH del lodo.
3. Ajustar el PH del lodo a la unidad de PH 0.5 más próxima.

## 6. SALINIDAD EN EL LODO

**CLORUROS:** El Ion cloruro proviene de la disociación electrolítica del Na CL al estar en solución acuosa.

La contaminación del lodo puede provenir de tres fuentes:

Del agua de alimentación al lodo cuya salinidad puede alcanzar hasta 20 ppm.

Por flujo de agua salada de la formación

Sales agregados al lodo, estratos de sal perforados.

La salinidad de un fluido de perforación se determina por la titulación de filtrado.

Procedimiento para determinar la salinidad en PPM:

Tomar en cm<sup>3</sup> de filtrado y colocarlo en un recipiente (cápsula de porcelana)

Agregar al filtrado del recipiente gotas de cromato de potasio.

Titular con nitrato de plata al 0.028 de normalidad hasta que la solución vire a color ladrillo o salmón rosado.

Anotar el volumen de Ag NO<sub>3</sub> gastado

Aplicar la fórmula

$$\text{PPM} = \frac{\text{Vol Ag NO}_3 \text{ gastado} \times 1000}{\text{cm}^3 \text{ Filtrado usados}}$$

Estas pruebas son las más representativas para control de las características del lodo durante el "Registro de Hidrocarburos". Dependiendo de las variaciones en dichas características se puede determinar el tipo de fluido o contaminante que proviene de la formación.

A los lodos de E.I. únicamente se les determina para el Registro de Hidrocarburos. La densidad y viscosidad.

### 2.5.3 CONTAMINACIONES

Durante la perforación el lodo puede sufrir contaminaciones con fluidos provenientes de la formación, modificando con esto sus características principales.

A continuación se mencionan algunos cambios en el lodo base agua al contaminarse con gas y con agua salada.

- **CONTAMINACIÓN CON GAS**

- Disminuye la densidad
- Aumenta la viscosidad y gelatinosidad
- Disminuye la conductividad
- Aumenta el nivel de presas
- Aumentan las lecturas de gas
- Disminuye el filtrado
- En ocasiones al parar la bomba de lodo, éste continúa saliendo por efectos de la presión del gas.

- **CONTAMINACIÓN CON AGUA SALADA**

Para lodos de alta densidad

- Disminuye la densidad
- Aumenta la viscosidad
- Aumenta la conductividad

- Aumenta el filtrado
- Aumenta la salinidad
- En ocasiones al parar la bomba el lodo continúa saliendo
- Aumenta el nivel de presas

## 2.6 CONDUCTIVIDAD

Conductividad es la capacidad que tienen algunos materiales y sustancias de oponer la mínima resistencia al paso de corriente eléctrica. Aplicado al Registro de hidrocarburos, es la capacidad que tienen algunas sustancias de oponer la mínima resistencia al paso de corriente eléctrica cuando hay sales ionizadas en el sistema.

A partir de este principio, la mayoría de los materiales inorgánicos disueltos en un medio acuoso se ionizan. Esta solución puede conducir una determinada corriente eléctrica dependiendo de la concentración de iones y de la temperatura. Si se conserva constante la temperatura de la solución, se obtendrán conductividades que representan la cantidad de sólidos disueltos.

Los cortes hechos por la barrena pueden aportar cierta cantidad de agua salada al volumen del lodo ionizándolo, siendo posible medir su conductividad por un equipo apropiado para eso.

El sensor de conductividad se coloca en el flujo del lodo de salida para cuantificarnos el aumento de la ionización del lodo o la disminución de la misma.

La conductividad se mide en Millimhos/cm a una temperatura constante de 25 °C.

Si sabemos que la mayor o menor ionización de una solución nos da una mayor o menor conductividad, entonces, un aumento en la conductividad nos estará señalando una mayor ionización de la solución. Todas las sales disueltas en un líquido producen ionización del líquido, por tanto, un aumento de conductividad nos estará indicando que estamos atravesando por una zona con sal o agua salada de acuerdo a lo drástico de la lectura. También puede ser que esté sometido el lodo a un intenso tratamiento químico con sosa cáustica o cloruro de potasio.

Partiendo de la base de que la mayoría de las sustancias orgánicas no se ionizan; una disminución en la conductividad nos indica que el lodo está recibiendo alguna sustancia o materia que está impidiendo el paso de la corriente en un cierto grado a través de él. Como el gas y aceite son sustancias orgánicas, una disminución de la conductividad será por causa de la presencia de gas o aceite (una manifestación de hidrocarburos); También puede ser que se esté tratando al lodo con algún compuesto orgánico, agua dulce o que se atravesase un flujo de agua dulce.

## 2.7 LITOLÓGÍA - MINERALES

**MINERALES** Los minerales son elementos inorgánicos compuestos en su estado natural por elementos químicos bien definidos. Son sustancias que han de cumplir con 4 condiciones esenciales, para ser llamados minerales.

- 1.- Deben presentarse naturalmente como sustancias inorgánicas.
- 2.- Su composición debe estar representada por una fórmula.
- 3.- Debe tener una estructura interna definida (cristalina).
- 4.- Sus propiedades físicas, deben determinarse y regirse por su composición y estructura.

Las propiedades físicas de los minerales son:

- Densidad que es su peso específico propio, de acuerdo a su estructura química.
- Dureza es la resistencia que tienen al ser rayados. Es medida en la escala de Mohs con rango 1-10
- Tenacidad es la resistencia que pone el mineral al ser fracturado.
- Cohesión es la combinación de dureza, tenacidad y es el resultado de la estructura atómica contenida junto a la atracción eléctrica.
- Clivage la propiedad que tiene de partirse o quebrarse a lo largo de un eje o dirección.

Polaridad Eléctrica que es la facilidad de atraer objetos o rechazarlos cuando son frotados (esta propiedad no es de todos los minerales).

Color definido por la composición cristalina. Al entrar la luz a un mineral cristalino, disminuye su velocidad por la densidad del mineral, se desvía y regresa en otra dirección dándole cierta coloración que depende del tamaño de la onda reflejada.

Minerales formados por los siguientes compuestos

- a).- Óxidos.- Hematita, Cuarzo, Limonita, Bauxita, Espinela.
- b).- Sulfuros:- Pirita, Marcasita, Bismutina, Blenda, Calcopirita.
- c).- Sulfatos.- Yeso, Anhidrita, Barita, Selenita, Sericolita.
- d).- Carbonatos.- Calcita, Dolomía, Magnesita, Aragonita, Siderita.
- e).- Silicatos.- Actinolita, Albita, Amianto, Biotita, Epidota, Augita.
- f).- Cloruros.- Sal, Carnalita, Silvita, Polihalita.

**LA LITOLOGIA** es el estudio de las rocas y emplea la descripción óptica y el conocimiento obtenido de la exposición en el campo o de las muestras de mano, y su denominación es casi un sinónimo de Petrología.

Las rocas carbonatadas más conocidas y que tienen mayor importancia económica ya que en México, el 95% de los yacimientos petroleros se encuentran en rocas de carbonatos son: Marga, Caliza y Dolomía. La Marga es una roca arcillosa con un

---

---

contenido de carbonato de calcio de un 30 a un 50%. La caliza es una roca constituida en su mayor parte por carbonato de calcio con algunas impurezas como arcilla, sílice, material carbonáceo etc. El contenido de carbonato de calcio va de 50 a 95%. La dolomía es una roca carbonatada constituida por más del 50% de carbonato de magnesio sin descartar que existan probablemente todos los grados comprendidos entre la caliza y la dolomita pura.

Con la finalidad de no omitir alguna característica física de las muestras de canal observadas al microscopio, se emplea un orden de descripción establecido, que abarca las principales propiedades de las rocas y los núcleos. Estas propiedades y su orden de descripción son:

### 2.7.1 ORDEN DE DESCRIPCIÓN PARA MUESTRAS DE CANAL

- a)- Tipo de roca. Nombre de la roca y su relación con materiales accesorios Ej. Caliza Arcillosa
- b)- Color. Este puede ser un efecto del conjunto de los colores de los granos o resultado del color del cementante.
- c)- Textura. Incluye el tamaño del grano, redondez y clasificación.
- d)- Cementante
- e)- Fósiles y accesorios
- f)- Estructuras sedimentarias
- h)- Porosidad e indicios de hidrocarburos.

**COLOR:** Los principales materiales que les dan coloración a las rocas son: Los agentes ferruginosos, carbonáceos silíceos y calcáreos. Como agentes colorantes ferruginosos tenemos la limonita y hematita que da los matices rojos, amarillos y cafés. El color de gris a negro puede resultar de la presencia de material carbonáceo o fosfato, sulfuro de hierro o magnesio. La glauconita, el hierro ferroso, la serpentina, la clorita y la epidota imparten una coloración verde. Los moteados rojos y anaranjados se derivan de la intemperización superficial o de la oxidación subterránea por acción de las aguas circulantes. Algunos aditivos de perforación también pueden causar coloración.

**TEXTURA:** Se entiende por textura de la roca a la constitución física (relación de grano a grano) de una roca a diferencia de su composición mineralógica o química. Incluye el tamaño del grano, su redondez y clasificación textural. Los grados y clasificación de tamaños de los sedimentos son atributos importantes. Guarda relación directa con la porosidad y puede ser un reflejo del ambiente en que se depositó el sedimento. La forma del grano se utiliza para descifrar la historia del depósito del que forman parte los granos.

**GRANULOMETRÍA:** Generalmente, a las areniscas se les clasifica por el tamaño de sus granos y la forma de los mismos. El tamaño de los granos de la arenisca se denominan de muy finos, finos, medios y gruesos.

---

---

De acuerdo a su formase pueden describir como:

- **Bien Redondeados:** En estos granos no quedan caras, bordes o esquinas originales, todas sus superficies se componen de curvas amplias, las áreas planas están ausentes.
- **Redondeados:** Caras originales casi destruidas, pero puede haber algunas caras comparativamente planas, todos los bordes y esquinas originales están suavizados en curvas amplias.
- **Subredondeados:** Bordes y esquinas redondeados, en curvas suaves y áreas de las caras originales reducidas.
- **Subangular:** Caras intactas, pero bordes y esquinas redondeadas.
- **Angular:** Bordes y esquinas filosas, poca o ninguna evidencia de desgaste.

**CEMENTANTE:** El cementante es un precipitado químico depositado alrededor de los granos y en los intersticios de un sedimento, como agregados de cristales o como crecimiento sobre granos de la misma composición.

El orden de depositación del cementante depende del tipo de solución, el número de iones en solución y el ambiente geoquímico en general. En una roca puede haber varios cementantes diferentes o, generaciones de cementantes, separadamente o depositados uno encima de otro o reemplazándose. El cementante químico es el mas general.

Los materiales cementantes principales son la sílice y la calcita en las rocas en general, aunque el olivino es muy común como cementante en rocas volcánicas.

El ópalo, la calcedonia y el pedernal son tres formas de cementante silíceo. La dolomía y la calcita se depositan en forma de cristales en los intersticios y como agregados en los huecos. La calcita en forma de espato transparente o como drusa o relleno de otra oquedad, puede encontrarse en las rocas carbonatadas. Los cementantes de Anhidrita y yeso están asociados más comúnmente con las dolomías y el sílice, que con la calcita.

Otros materiales de cementación de menor importancia son la pirita, siderita, hematita, limonita, zeolitas y material fosfatado.

**POROSIDAD:** Dentro de las propiedades almacenadoras de fluidos de las rocas, tiene un lugar sobresaliente la porosidad. Se le llama porosidad a la cantidad de espacios vacíos que se encuentran dentro de una roca. La porosidad en las rocas se clasifica en primaria y secundaria.

La Porosidad Primaria, es la que conservan las rocas desde el momento de su depositación, o sea, que es predeposicional y deposicional, es sólo alterada por la compactación y el enterramiento de los sedimentos.

Los tipos de Porosidad Primaria más conocidos son: intergranular, intrafosilar, fenestral, en geopetal, cobijada, y por crecimiento de trama (intraarmazón).

---

---

En cuanto a la porosidad secundaria, ésta es la que se forma en las rocas después de su depósito y compactación o sea que es eogenética, mesogenética o telogenética (postdeposicional). Las causas por las que se forma la porosidad secundaria pueden ser varias, a saber:

a).- Por disolución de fragmentos aragoníticos, por dolomitización, por recristalización, por fracturación no tectónica, por fracturación tectónica etc.

Los tipos de porosidad secundaria más conocidos son: intercrystalina, vugular, móldica, fracturas, cavernas y microcavernas (comprende canal, hueco y caverna).



En este fragmento de núcleo se observa porosidad secundaria.

## 2.7.2 BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS SIGUIENTES ROCAS

**ARENA.-** Fragmentos y granos redondeados de cuarzo, feldespato, mica, arcilla, material orgánico; según el tamaño de sus granos pueden ser: gruesas, finas o medias. Color: gris, gris claro, oscuro, crema, café.

**ARENISCA.-** Su composición es principalmente de granos de cuarzo, unidos por un material cementante como carbonato de calcio, sílice y material arcilloso. Las areniscas son las más importantes y difundidas de las rocas clásticas sedimentarias.

**LUTITA.-** Pertenece a las rocas terrígenas formadas por material arcilloso. Su composición es de hidrosilicatos de aluminio, potasio, hierro, material orgánico y óxidos de hierro. Según su dureza puede ser plástica, suave, semidura, dura y compacta. Comúnmente presenta contaminación por carbonatos. Su granularidad se clasifica entre 1/16 y 1/125 mm. Coloración; gris, gris claro, oscuro, verde, café, negra, etc. muy abundante durante la perforación.

**MARGA.-** Roca arcillosa con un contenido de 35 a 50 % de carbonato de calcio. Generalmente son la zona entre lutitas y calizas. Reacciona débilmente con ácido clorhídrico, dejando una gran cantidad de restos arcillosos. Color: café, rojiza, gris verde, parda, crema. Dureza: suave, semidura y dura.

**BRECHA.-** Una brecha es cualquier tipo de roca o un conjunto de rocas formado por fragmentos angulosos. Son generalmente de origen tectónico y piroclástico.

---

---

**CALIZA.-** Carbonato de calcio con impurezas (arcillas) generalmente se presenta en forma compacta, con excepción de la caliza cretosa. Se les domina microcristalinas si se observan cristales bajo el microscopio y criptocristalinas si no se le observan. La caliza es soluble en ácido clorhídrico, y el % de solubilidad nos indica el grado de pureza de la caliza. Coloración: gris, claro y oscuro, café, crema, negra, blanca, verde, etc.

**CALCITA.-** Mineral carbonato de calcio puro de textura cristalina, se disuelve fácilmente en ácido clorhídrico, se presenta en pequeñas capas o sellando fracturas de otras rocas; Coloración: blanco, transparente, crema.

**DOLOMIA.-** Es una variedad de roca carbonatada que contiene mas del 50% de carbonato de magnesio. La mayoría de las dolomías son de color claro en un fragmento fresco, pero se vuelven amarillentas y tostadas al exponerse al aire, debido a la oxidación del hierro ferroso contenido en los cristales de dolomita. La dolomitización se presenta con un alto grado de recristalización; es de mayor dureza que la caliza, no reacciona fácilmente con ácido clorhídrico diluido, pero reacciona lento con ácido caliente. La mayoría de las dolomías se han formado por alteración postdeposicional de la caliza, es decir, por dolomitización.

La única fuente adecuada de magnesio para la gran mayoría de las dolomías es el mar y la presencia de bentonita en abundancia, ya que su material constitutivo es montmorillonita, y este es, a su vez, una fuente muy importante de aportación de magnesio. Coloración: Gris, café, negra, crema, blanca.

**ANHIDRITA.-** Sulfato de calcio, puede presentarse en forma masiva o compacta, cuando es compacta, textura cristalina. No reacciona con el ácido clorhídrico. Coloración: blanca, café, crema, gris, rosada.

**YESO.-** Sulfato de calcio hidratado, de menor dureza que la anhidrita variando de suave a semidura, en ocasiones de estructura fibrosa. Color: blanco, cristalino, crema.

**PEDERNAL.-** Oxido de sílice mineral de gran dureza, generalmente se presenta en módulos o pequeñas capas, es de textura cristalina y aspecto vidrioso. Color: gris, café, ahumado, blanco, negro o ámbar, transparente.

**BENTONITA.-** mineral arcilloso de aspecto masivo, jabonoso al tacto, de poca dureza, compuesto por la alteración de cenizas volcánicas vítreas. Color: blanca, verde, amarilla, gris, azulosa, café.

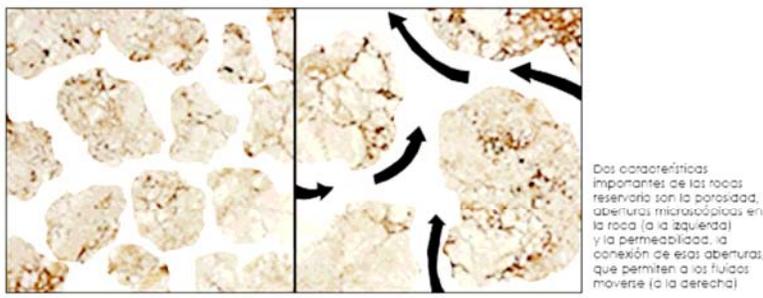
**SAL.-** Cloruro de sodio, se presenta de textura cristalina, se disuelve fácilmente en el agua. Color: blanco, transparente, gris amarillento.

**BRECHA.-** Cualquier tipo de roca o un conjunto de rocas, formado por fragmentos angulosos.

**LIMOLITA.-** Roca arcillosa cuyos granos son mayores que las lutitas pero menores que las areniscas.

**CONGLOMERADO.-** Son guijas (piedras pequeñas redondeadas) y gravas redondeadas consolidadas. Varían en su composición de acuerdo a su tamaño, clase y tipo de matriz, con respecto a las rocas que lo constituyen. La mayoría de los conglomerados son de

partículas difícilmente clasificables. La matriz de los conglomerados consta de arena, fango y arcilla.



### 2.7.3 IDENTIFICACIONES DE ROCAS

La caliza se identifica agregando una gota de ácido clorhídrico. Si reacciona, disolviéndose vigorosamente, se tiene la seguridad de que es una caliza. Sólo queda calcular su pureza con una solubilidad. También su textura ayuda a la identificación así como los fósiles accesorios que conserve.

**DOLOMIA.-** Puede haber confusión al identificar ésta roca, de la caliza, porque es común que existan muchos grados de dolomitización a partir de la caliza. La Dolomía se distingue de la caliza en su identificación, porque al agregarle ácido reacciona vigorosamente sólo un instante, debido a la disolución del polvo de carbonato que contenga suelto, posteriormente, comienza a reaccionar lentamente pero si se le agrega ácido caliente reacciona un poco menos que una caliza pero en forma vigorosa. Además la reacción de ácido clorhídrico con carbonato de magnesio nos da un cloruro de magnesio que deja un color amarillo en el platillo de prueba.

Ese color amarillo del residuo identifica a la dolomía. Para seguridad se le hace una solubilidad. Se toma en cuenta su porosidad y textura ya que al ser una roca recristalizada, conserva propiedades específicas que da la recristalización.

**CALCARENITA.-** Caliza clástica bien clasificada que contiene 50% ó más de detritos carbonatados del tamaño de la arena, además contiene otros materiales como el cuarzo, minerales arcillosos etc.

**CALIZA OOLITICA.-** Es una caliza constituida por oolitas reunidas en un centro carbonatado. Se entiende por oolita a los agregados carbonatados de estructura concéntrica y radial de calcita que se forman a partir de un núcleo detrítico de 2 milímetros de diámetro.

En 1962, Robert Dunham publicó una clasificación de rocas carbonatadas de acuerdo a la textura deposicional, la que se basa en los rasgos texturales reconocibles de las calizas principalmente:

- a).- Presencia o ausencia de fango calcáreo.
- b).- Abundancia de los granos.
- c).- Presencia de ligaduras entre los granos.

---

---

La distribución entre soporte por granos y soporte por lodo ayuda a distinguir entre los tipos de rocas. Los carbonatos cristalinos son aquellos que han perdido textura original. Esta es una clasificación muy útil para el campo, a diferencia de la de Folk que es una clasificación para laboratorio.

**MUDSTONE.-** Roca carbonatada constituida de lodo calcáreo que contiene menos de 10% de granos diseminados mayores de 2 mm. (caliza arcillosa, micrita).

**WACKESTONE.-** Roca carbonatada con soporte de lodo calcáreo que contiene más de 10% de granos diseminados, mezcla de grano y lodo (caliza, calcarenita, caliza fosilífera y cretosa).

**PACKESTONE.-** Roca carbonatada con lodo calcáreo y soporte de granos en contacto (calcarenita biógena, calcirrudita ) tiene el 60% de granos unidos.

**GRAINSTONE.-** Libre de lodo calcáreo con soporte de grano y ocupados los espacio de los granos por calcita espática y calcarenita espática (100% de granos unidos).

**BOUSTONE.-** Roca carbonatada con señales de haber sido ligada durante su depósito. Fósiles en etapa de crecimiento (carbonato arrecifal, coquina, microquina biolítica).

**LIMOLITA.-** Comúnmente conocida como piedra de fango, es una arcilla intermedia entre la lutita y la arenisca (62 a 2000 Micras).

Lechos rojos son sedimentos clásicos de color rojo. La coloración roja se debe al óxido férrico presente en forma de hematita. Los sedimentos rojos son en su mayoría: pizarras ferruginosas, arenisca roja, arcosa roja y conglomerado rojo. Principalmente es el óxido férrico el elemento que da coloración al estrato. Están presentes en los periodos Pérmico y Triásico.

**LUTITA.-** Es la roca más fácil de identificar y la que forma estratos más extensos en las rocas sedimentarias.

Se identifica el microscopio por el tamaño de sus granos (generalmente entre 0.25 y 4 Micras) por su textura plástica, suave, semidura, masiva, cuando es compacta, por su hábito de corte en bloques Generalmente presentan contaminación por carbonato de calcio. Presenta partición o fisilidad (propiedad de romperse la roca en un plano o dirección). En muchas ocasiones, su componente principal es montmorillonita y es notable su grado de hidratación y expansión.

**ANHIDRITA.-** Se distingue por su dureza, por sus cristales translúcidos y porque al someterse a calentamiento con agua se convierte en yeso. La granularidad óptica de los cristales es más fina que el yeso y no presentan ralladuras ni fibras,. La Anhidrita esta comúnmente más asociada con dolomías y calizas y es más abundante que el yeso. La prueba más definida es disolver una muestra en ácido clorhídrico diluido caliente y al enfriarse se recristaliza de la solución en forma de cristales aciculares.

**YESO.-** Comúnmente se identifica por su granularidad y porque aparece generalmente en forma masiva por la hidratación que sufre. Cuando aparece en forma cristalina, sus cristales presentan ralladuras, estriaciones internas. Las escamas del crucero del yeso tienen maclado de "Cola de Golondrina".

## 2.7.4 CONCENTRACIÓN PROMEDIO DE CARBONATO EN LAS ROCAS

Siendo las rocas carbonatadas las constituidas por un alto porcentaje de carbonato de calcio, es importante conocer la concentración del mismo en cada una de ellas. Para este fin se les práctica una solubilidad que nos indica que tan puras son por el contenido de carbonato. Las solubilidades promedio de las rocas de carbonatos son:

Lutita Calcárea	05 - 30%
Marga	30 - 50%
Caliza Arcillosa	50 - 70%
Caliza	70 - 96%
Calcita	100% (mineral)
Caliza Dolomítica	40 - 60%
Dolomía	20 - 40%

El porcentaje de solubilidad de la dolomía depende del tiempo que se deje la reacción ácido-dolomía. Es conveniente fijar un tiempo de reacción uniforme en todos los análisis (5 minutos).

## 2.7.5 PROCESO PARA EFECTUAR UN ANÁLISIS LITOLÓGICO

Al efectuar un análisis litológico, uno de los datos más valiosos que hay que aportar es el porcentaje de cada roca que aparece en la muestra.

Para esto se siguen los pasos:

- Se toma y lava la muestra para eliminar el lodo que la cubre.
- Se coloca una porción de muestra (tomar los cortes de tamaño uniforme) en un fondo petri o en una charola metálica eliminando los que no sean representativos.
- Se colocan los cortes en el microscopio y se observa que tipo de rocas forman la muestra (es conveniente ponerles un poco de agua para humectarlo y que tengan mejor presentación).
- El contenido de los cortes en el platillo es un 100%, de ese 100% efectuar una relación de cada roca con el total de la muestra y aproximar lo más posible la relación de cada una a su porcentaje.

Si los cortes son muy pequeños, es suficiente hacer la relación con lo que se observe en el objetivo del microscopio sin mover la imagen.



En esta figura se muestra el proceso de lavado de los recortes

## 2.7.6 PROCEDIMIENTO PARA HACER UN ANÁLISIS DE SOLUBILIDAD

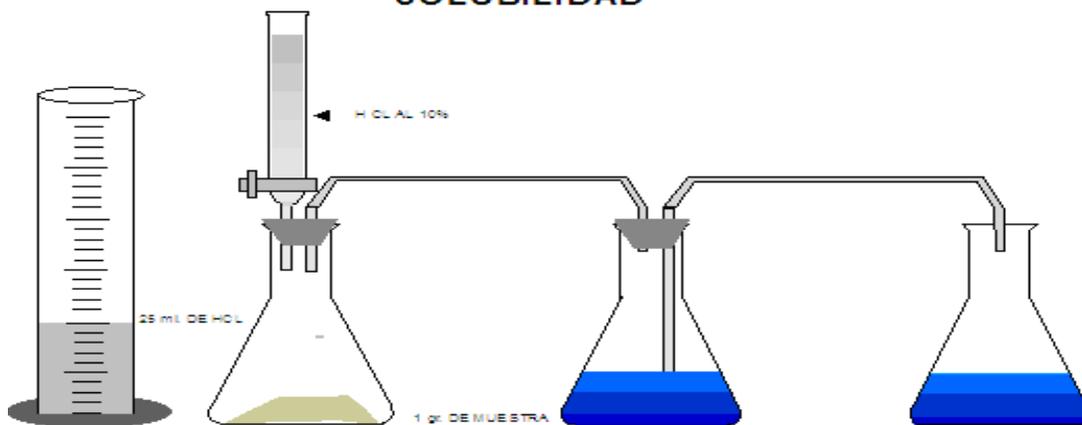
La solubilidad es la medida de la pureza de las rocas carbonatadas o es la medida del contenido de carbonato de calcio de una roca.

Se determina en las rocas de carbonatos bajo el siguiente procedimiento.

- Lavar y secar una muestra de roca de carbonatos.
  - Moler una porción en el mortero (unos 10 grs.)
  - Pesar en la balanza un gramo.
  - Colocar la muestra pesada en un matraz.
  - Llenar un segundo matraz con agua.
  - Colocarles a los matraces tapones de hule con tubos comunicantes colocando en uno de los orificio (el matraz que tiene la muestra) una bureta.
  - Con los matraces cerrados agregar en la bureta 25 cm<sup>3</sup> de ácido clorhídrico al 10% y verterlo sobre la muestra.
- Al caer el ácido sobre la muestra, se producirá una reacción química que nos dará bióxido de carbono y cloruro de calcio. El CO<sub>2</sub> presionará al agua expulsándola del matraz hasta igualar a una atmósfera.
- Se mide la cantidad de agua desplazada y se calcula la solubilidad con la siguiente formula.

$$\% \text{ Solubilidad} = \frac{\text{cm}^3 \text{ Agua} - \text{cm}^3 \text{ HCl usado}}{^{\circ}\text{C} \times 0.82 + 224.15} \times 100$$

### SOLUBILIDAD



POR EJEMPLO :

DATOS:  
1 GRAMO DE MUESTRA,  
25 ML DE ACIDO CLORHIDRICO AL 10%,  
200 ML DE AGUA DESPLAZADA,  
25°C TEMPERATURA AMBIENTE

$$\text{SUSTITUYENDO: } \frac{200 - 25}{25 \times 0.82 + 224.15} \times 100 = \frac{175}{241.92} \times 100 = 0.7084491 \times 100 = 70.88 \%$$

Los resultados de la solubilidad se utilizan para detectar cambios graduales o bruscos en la formación ó simplemente de sus características. Este dato también será útil cuando la formación sea sometida posteriormente a algún tratamiento con ácido.

Cada roca en partícula tiene su método de identificación de acuerdo a sus propiedades químicas, físicas u ópticas.

### 2.7.7 ORDEN DE DESCRIPCIÓN PARA NUCLEOS

Al recuperar un núcleo, es muy probable que esté dentro de una funda de aluminio, si es así, cuando se corte en secciones manejables, es necesario, antes de que esto suceda, el núcleo completo 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. (Instrucciones mas detalladas se encuentran en la guía de trabajo de cada unidad ). Después de esto, recuperar 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 %
- 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.

**Los datos que proporciona la cabina de registro de hidrocarburos en la recuperación de los núcleos son los siguientes:**

	GL (u)	GC (u)	Sol. %	Sal (ppm)	fluor. %	Cromatografía (% Mol)				Observaciones
						C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	
P. S.	10-4	8-2	89	2100	trz. a. v.	70	20	10		lodo polim. de 1.28 x 58 salin: 6000 ppm agua: 90%, solidos: 10%
P.M.	10-4	20-16	85	2000	trz. a. v.	40	10	30	20	
P.I.	10-4	40-20	80	2000	trz. a. v.	10	20	40	30	

**P.S. Parte superior.**

**P.M. Parte Media.**

**P.I. Parte inferior.**

**G.L. Gas lodo (unidades de gas).**

**G.C. Gas corte (unidades de gas).**

**Sol. Solubilidad.**

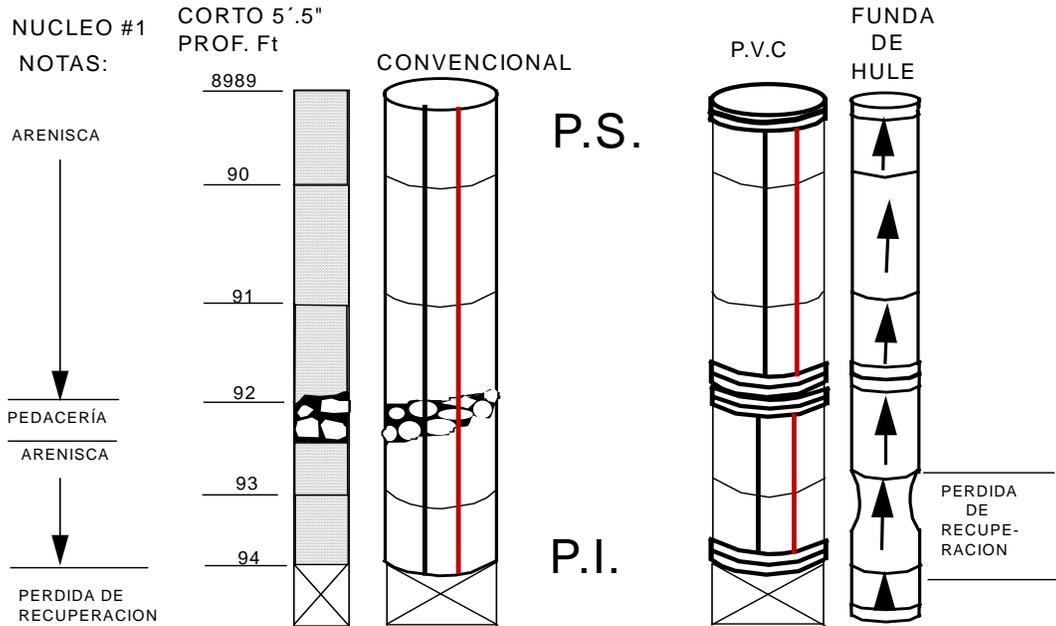
**Sal. Salinidad en ppm.**

**Fluor. Fluorescencia.**

**Cromatografía en % mol.**

Las siguientes figuras muestran la forma y orientación de los núcleos.

**REGISTRADO Y MARCADO EN LA RECUPERACION DE NUCLEOS**



NOTA : EN EL MUESTRERO CONVENCIONAL SE MARCAN LOS FRAGMENTOS CON NUMERACION PROGRESIVA DE LA P.I. A LA P.S.



Núcleo afuera de su funda



Núcleo marcado



Núcleo empaquetado y marcado



Cortando el núcleo en secciones

### III IMPORTANCIA DE TENER UNA UNIDAD DE REGISTRO DE HIDROCARBUROS EN UN POZO PETROLERO

Durante la perforación de pozos petroleros en todo el mundo era conveniente prevenir y evaluar los problemas que causan un descontrol, la cantidad de fluidos que contienen las formaciones atravesadas y contar con la seguridad de no abandonar un yacimiento potencialmente productor de hidrocarburos por falta de información. Por tal motivo, se hizo indispensable instalar un equipo capaz de lograr estos objetivos y otros muchos más. Básicamente, estos instrumentos de medición, fueron creados exclusivamente para controlar pozos de exploración, donde no se conoce a ciencia cierta qué problemas se van a encontrar, pero se han hecho tan populares y de tanta ayuda, que su uso se ha hecho extensivo a los pozos de desarrollo donde se quiere tener un mejor control del pozo.

La importancia de tener un equipo de Registro de Hidrocarburos en un pozo Petrolero es primordial, porque reduce en gran medida el riesgo de descontrol. Esto redundo en seguridad para las instalaciones y el personal que labora en el área. También tiene impacto en la economía porque reduce los gastos, pruebas no necesarias en intervalos no productores, dando información oportuna y confiable ya que se elabora en el pozo al momento de la perforación. Esto es, se obtiene el primer perfil de datos y evaluación real antes que cualquier otro estudio se lleve a cabo y la información obtenida es confiable y segura, si se realiza con buena técnica.

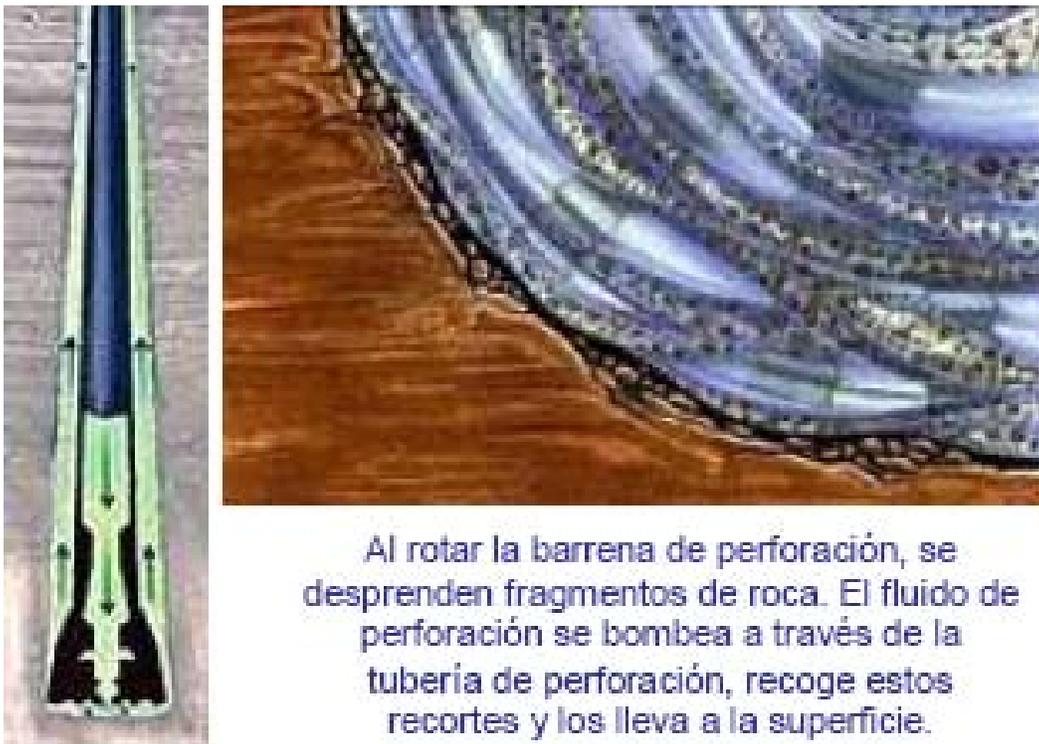


**Instalaciones de un equipo de perforación terrestre**

Con un equipo de Registro de Hidrocarburos en el pozo existe la posibilidad de perforar con seguridad y economía, ya que todos los fluidos de la formación que causan problemas, son detectados a tiempo y controlados con un programa adecuado.

### III.1 PRINCIPIO EN EL QUE SE BASA EL REGISTRO DE HIDROCARBUROS

El Registro de Hidrocarburos se basa en el principio de que cuando los dientes de la barrena cortan la formación en pequeños fragmentos, dejan escapar parte de los fluidos contenidos en los poros incorporándose a la columna del lodo. La cantidad de hidrocarburos líquidos o gaseosos (fluidos de la formación) ya incorporados a la columna del lodo, son acarreados por este a la superficie donde son detectados en forma inmediata por medio del equipo que constituye una Unidad de Registro de Hidrocarburos. Lo mismo sucede con otros gases que comúnmente acompañan a los hidrocarburos o con flujos de agua. La cantidad de hidrocarburos que aún quedan en los cortes es detectado en la Unidad de Registros tomando en cuenta el mismo principio base.



Principio en que se basa el Registro de Hidrocarburos.

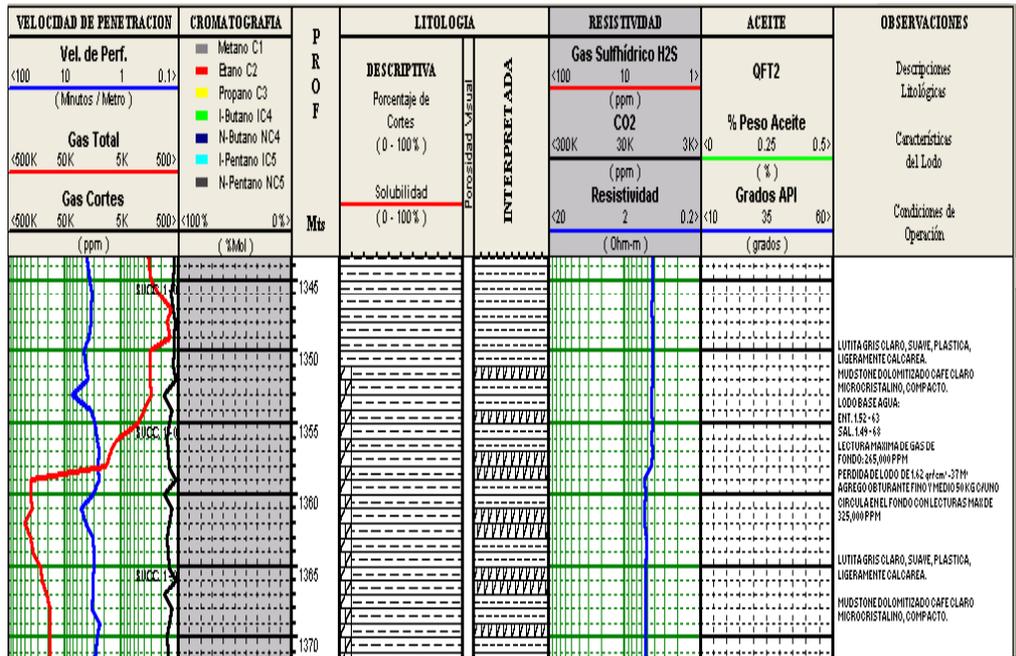
### III.2 NATURALEZA DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS

La información proporcionada por el Registro de Hidrocarburos es de naturaleza cualitativa, ya que los resultados obtenidos están sujetos a la acción de varios factores que hacen variar la magnitud de las manifestaciones de gas y aceite. Se debe considerar que los valores obtenidos son proporcionales a la cantidad de fluidos que tenga la formación siempre y cuando se evalúen los problemas que la afectan.

### III.2.1 LOS PRINCIPALES FACTORES QUE AFECTAN EL REGISTRO DE HIDROCARBUROS Y LO HACEN SER DE NATURALEZA CUALITATIVA SON:

#### A) El estado de desgaste de la barrena.

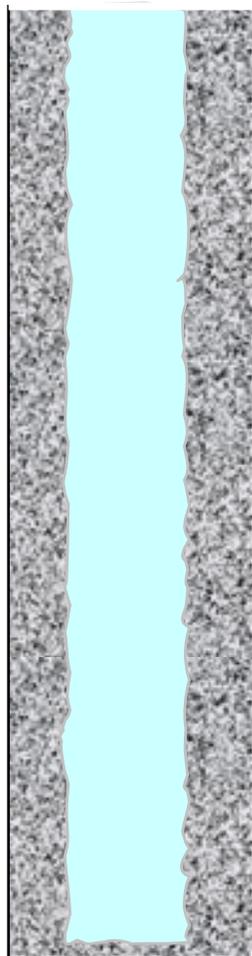
Cuando la barrena es nueva, el tamaño de los cortes es normal y adecuado al tipo de barrena y la información que se obtiene de esos cortes está en proporción a su tamaño, así también la cantidad de fluidos que se incorporan a la columna del lodo es de una determinada magnitud. Cuando la barrena está desgastada, corta fragmentos de roca más pequeños dando oportunidad de incorporarse más fluidos al lodo de perforación; esto se refleja en la curva de gas lodo ya que se mueve mas a la izquierda disminuyendo las lecturas de gas cortes en el intervalo correspondiente, por ser estos mas pequeños.



En el Registro se muestra la tendencia de la línea de gas cortes y gas lodo (Total)

#### B) El volumen de roca perforada con relación al volumen de lodo que fue necesario circular durante la perforación del intervalo debido a la variación en la velocidad de perforación.

Si se tiene un flujo constante y se perfora un intervalo en menos tiempo, la roca cortada será lavada por un menor volumen de lodo, teniendo mayor concentración de gas, registrando más altas lecturas en este caso. Sucedería lo contrario en el caso de perforar más lento, ya que el mismo intervalo de recortes serían lavados por una mayor cantidad de lodo diluyendo la concentración de gas.

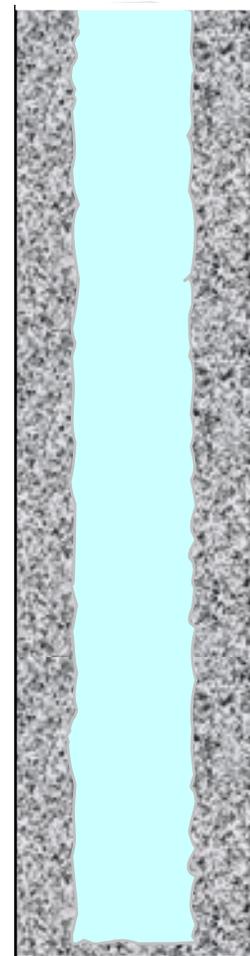


### Perforación lenta, uso de mayor volumen de lodo

Prof.	Vel. Perf.	Vol. Roca	Vol. lodo	Cont. de gas	Gas Reg.
metros	min/m	l/m	l/m	U/metro	Unid.
500	6.7	76.03	10988	47899	<b>4.3</b>
501	5.2	76.03	8528	47899	<b>5.6</b>
502	7.4	76.03	12136	47899	<b>3.9</b>
503	6.8	76.03	11152	47899	<b>4.3</b>
504	9.0	76.03	14760	47899	<b>3.2</b>
505	6.2	76.03	10168	47899	<b>4.7</b>
506	9.3	76.03	15252	47899	<b>3.1</b>
507	8.1	76.03	13284	47899	<b>3.6</b>

### Perforación rápida, uso de menor volumen de lodo

Prof.	Vel. Perf.	Vol. Roca	Vol. lodo	Cont. de gas	Gas Reg.
metros	min/m	l/m	l/m	U/metro	Unid.
500	3.2	76.03	5248	47899	<b>9.1</b>
501	1.7	76.03	2788	47899	<b>17.2</b>
502	3.2	76.03	5248	47899	<b>9.1</b>
503	1.8	76.03	2952	47899	<b>16.2</b>
504	4.5	76.03	7380	47899	<b>6.5</b>
505	2.4	76.03	3936	47899	<b>12.2</b>
506	3.3	76.03	5412	47899	<b>8.8</b>
507	2.0	76.03	3280	47899	<b>14.6</b>

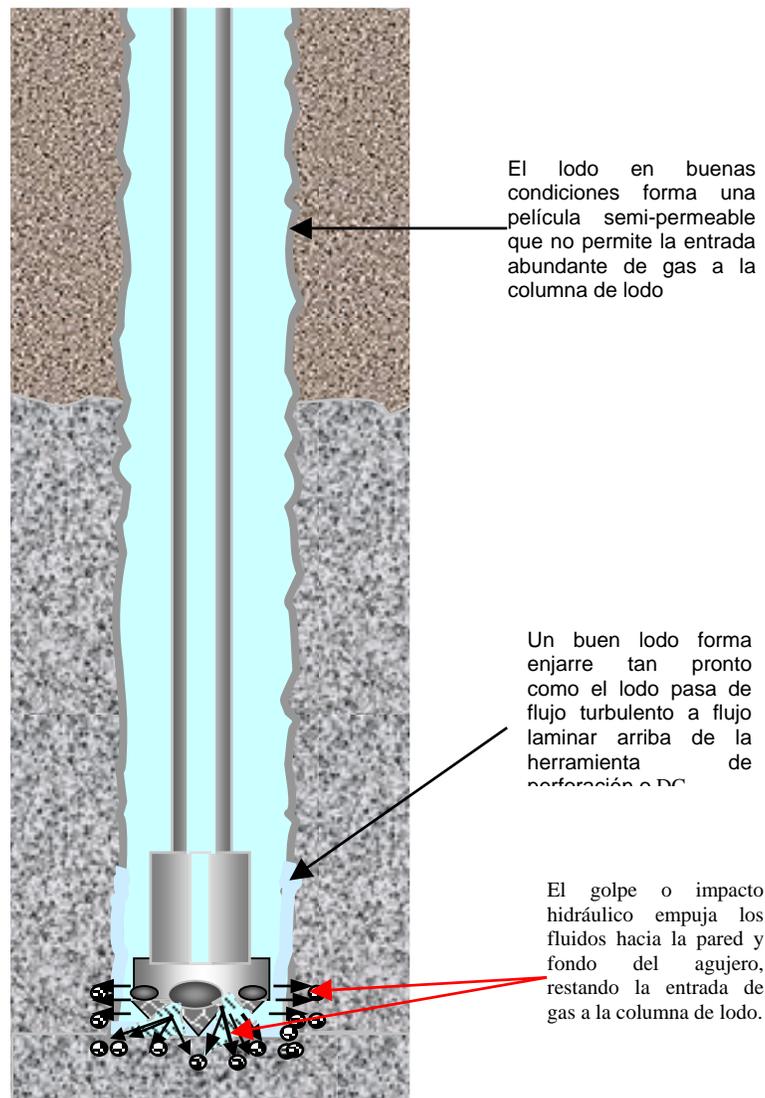


Las areniscas del ejemplo tienen una longitud de 8 metros y son perforadas con diferentes velocidades de penetración pero ambas con un gasto de 1640 l/min. La concentración de gas de estas areniscas es de 630 unidades de gas por cada litro de roca perforada. El diámetro del cilindro cortado es de 12.5 pulgadas.

Con esta información se elabora la tabla de concentraciones aproximadas de gas para cada intervalo, observando que el volumen de gas, mientras es más alto el volumen de lodo con que se perfora se diluye la muestra dando lecturas más bajas.

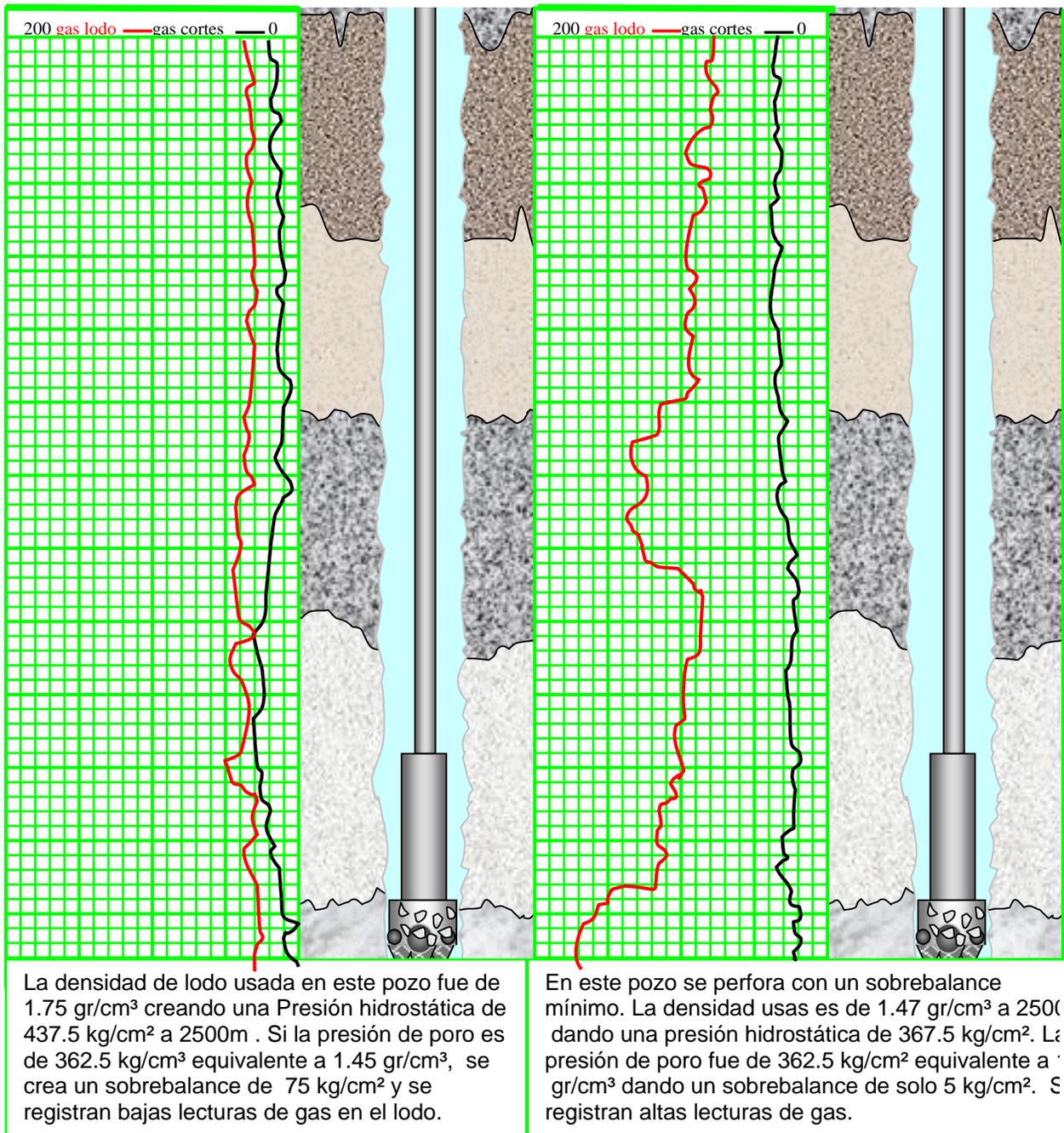
### C) La invasión del lodo de perforación y agua del filtrado del mismo antes y al mismo tiempo que el intervalo de formación es perforado modifica la concentración de hidrocarburos en las rocas porosas.

Al perforar un intervalo con lodo en buenas condiciones, con filtrado bajo, se tienen menos posibilidades de desplazar los hidrocarburos y la mezcla tendrá más concentración al salir a la superficie. Con filtrados altos la presión del lodo en el fondo y las paredes, al ir perforando, desplaza los hidrocarburos en buena proporción disminuyendo la concentración de los mismos en el lodo.



**D) La diferencia de presión entre la hidrostática y la presión de formación, hace variar los resultados en la detección de hidrocarburos.**

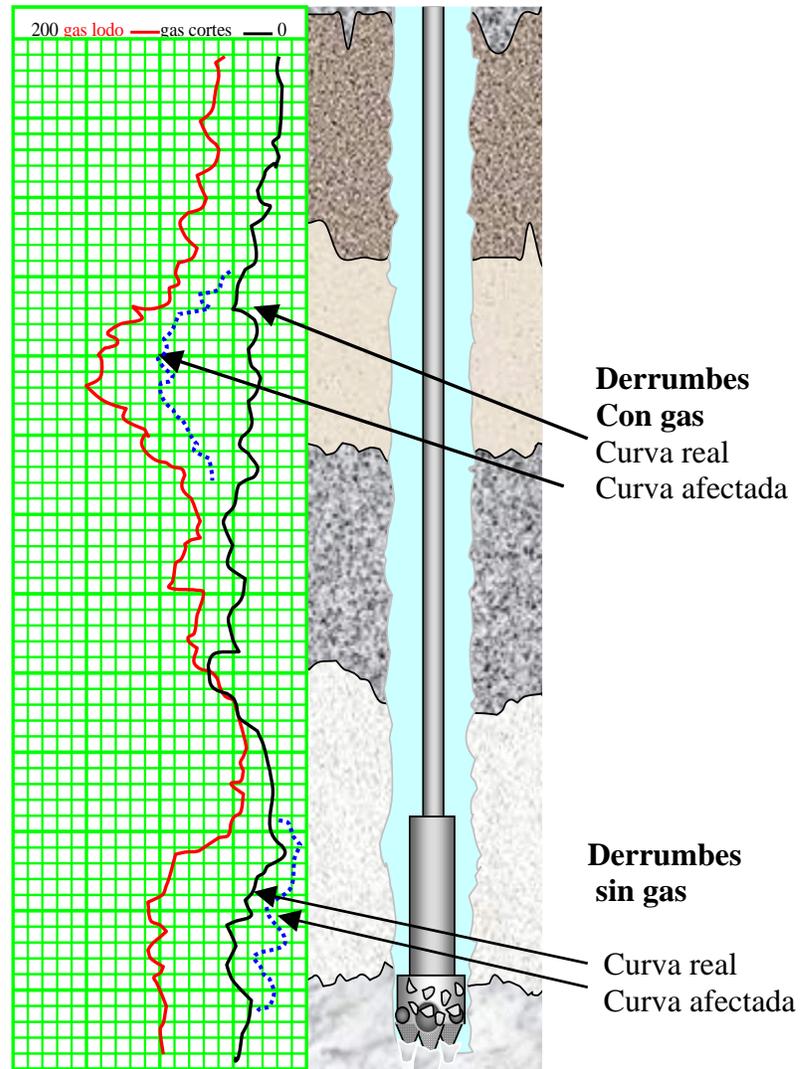
Si la presión hidrostática del lodo es solo lo suficientemente alta como para controlar la presión del yacimiento sin un sobrebalance excesivo, se registrarán unas lecturas de gas bastante apreciables al realizar el análisis de hidrocarburos en el lodo. Pero si la presión hidrostática es mucho mayor que la del yacimiento, las lecturas de gas que se registren serán mucho menores, porque los fluidos tendrán mucha dificultad para incorporarse a la columna de lodo. Las lecturas de gas serán grandes si solo hay equilibrio mínimo de control entre la presión hidrostática y la presión de poro o si el sobrebalance con el que se perfora es muy cercano a cero.



**E) La cantidad de muestras que no son representativas de la formación que se está perforando (derrumbes) hace variar los resultados en la detección de hidrocarburos.**

Este fenómeno se refleja al hacer el análisis de gas cortes. Siendo un intervalo de baja permeabilidad y tomando en cuenta que la cantidad de cortes es constante, al efectuar un análisis de gas a los mismos, estos no darán buena lectura en rocas potencialmente almacenantes ya que todos los cortes utilizados no son del mismo intervalo y no tienen la

misma concentración de hidrocarburos. Si en la perforación de un intervalo se presentan problemas de derrumbes, el análisis de gas de corte nos proporcionará un valor diferente al normal, puesto que los cortes derrumbados tomados en cuenta en el volumen constante del análisis influyen en el resultado final y presentan lecturas que en condiciones normales serían diferentes. Por ejemplo. Si el intervalo analizado tiene buena presencia de hidrocarburos y los derrumbes no la tienen, entonces, el valor resultante al hacer el análisis disminuirá, caso contrario sucederá si los derrumbes tienen más hidrocarburos que los cortes analizados.



**F) La cantidad de gas recirculado y que no pertenece al intervalo que se está perforando, proporciona lecturas de gas en el lodo mayores a las propias del intervalo.**

El gas recirculado puede presentarse en los siguientes casos: Cuando se agrega aceite crudo al lodo para emulsionarlo o Diesel. Al circular al interior del pozo, el calor hace que el aceite o el diesel se gasifiquen detectándose en la superficie. En otras ocasiones, cuando se perforan zonas de alta presión con un mínimo sobrebalance, el gas continúa

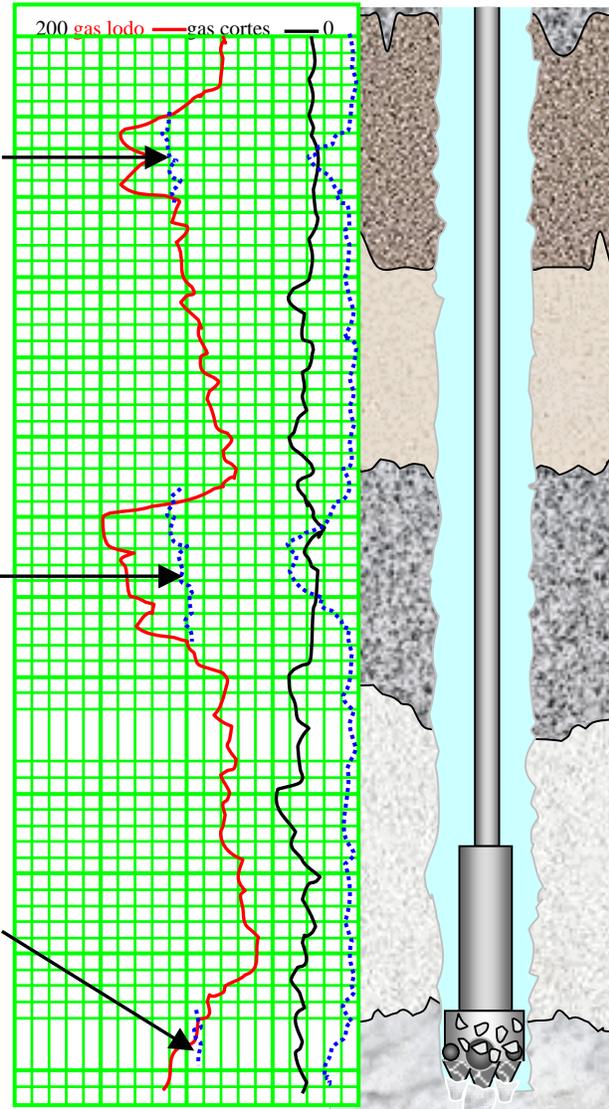
entrando a la columna del lodo hasta en tanto no sea cubierto o sellado el intervalo sobrepresionado con un buen enjarre.

También ocurre que por deficiencias en los equipos superficiales de tratamiento al lodo, el gas no es eliminado completamente del sistema y penetra nuevamente al pozo proporcionando mas presencia de gas de la real. Es importante saber cuanto gas está entrando al pozo y que no es de la formación con un análisis de gas succión.

Agrega diesel mal emulsionado a la columna de lodo e incrementa el gas succión (curva punteada azul), esto altera las lecturas de gas lodo que provienen de la formación. Al restar el gas succión de la lectura total de gas, se obtiene la curva real del gas generado en la roca perforada. (Gas succión 30 unidades)

Gas proveniente de una zona de alta presión que no es eliminado completamente en la superficie y entra nuevamente a la columna del lodo alterando los valores reales de la concentración de gas producido por la roca (gas succión 40 unidades)

Zona geopresionada en la cual no se ha formado aún el enjarre y el gas entra a la columna del lodo incrementado el valor del gas total al ser detectado en la superficie al transcurrir el tiempo de atraso.



Es muy importante conocer y apreciar la presencia de gas recirculado para tener un mejor desarrollo de la columna de gas y lo más próxima posible a la real del intervalo que se está perforando; por tal motivo, se hacen análisis periódicos de las condiciones de entrada del lodo al pozo para saber en cuanto nos afecta.

### G) Las variaciones en la detección de gas y/o aceite que han liberado los cortes, debido a variaciones de permeabilidad de la formación.

Si se perfora una formación permeable y con contenido de hidrocarburos, las lecturas de gas o aceite serán altas en el lodo (en caso del gas), porque la mayoría de poros están intercomunicados, siendo el caso contrario en una roca con baja permeabilidad, donde muchos poros no están intercomunicados, esto nos dará altas lecturas en los cortes.

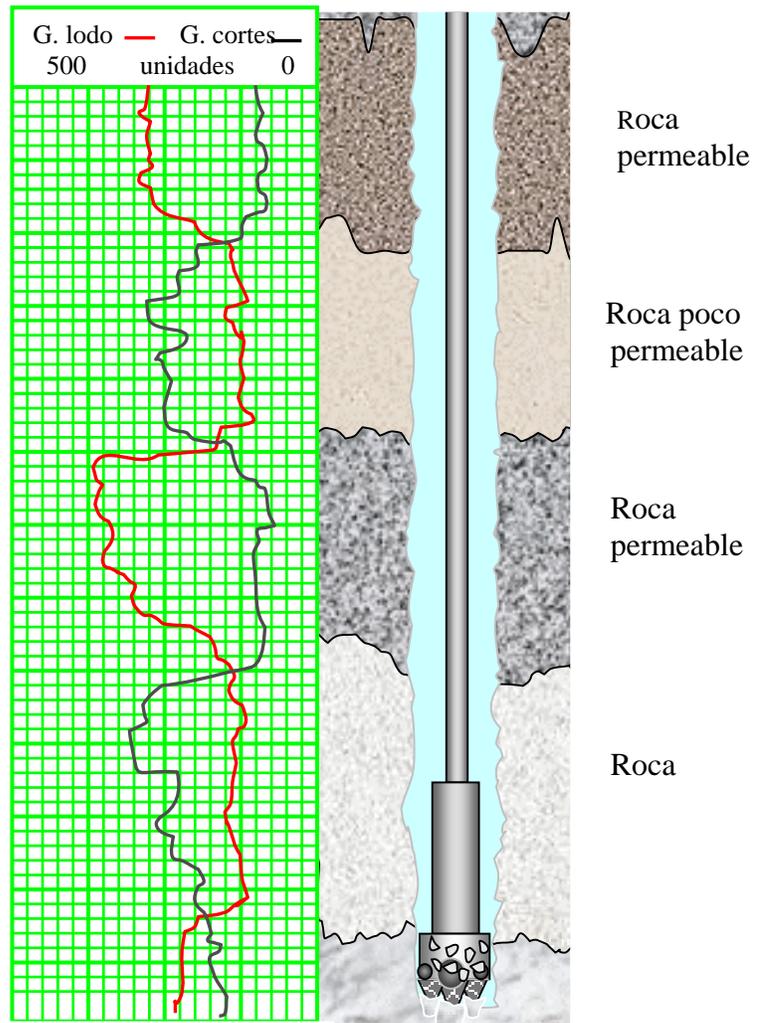
Al hacer un análisis detallado para recomendar un intervalo productor, se tendrán muy en cuenta estos factores anotados arriba y que tanto influyen en las manifestaciones registradas.

Cuando se perfora una formación con contenido de hidrocarburos, las lecturas de gas o aceite aumentarán por la comunicación que existe con los poros

El caso contrario se tiene cuando una roca tiene baja permeabilidad en donde muchos de sus poros no se comunican; esta roca proporcionará altas lecturas en el sistema de análisis de gas cortes.

Al hacer un detallado análisis para recomendar un intervalo para pruebas de producción, se deberá de tener muy en cuenta todos estos factores anotados arriba y que tanto influyen en el registro de manifestaciones de los hidrocarburos existentes en las rocas perforadas en pozos exploratorios.

Muchos yacimientos de hidrocarburos han sido localizados en rocas de baja permeabilidad por el método de análisis de gas cortes.



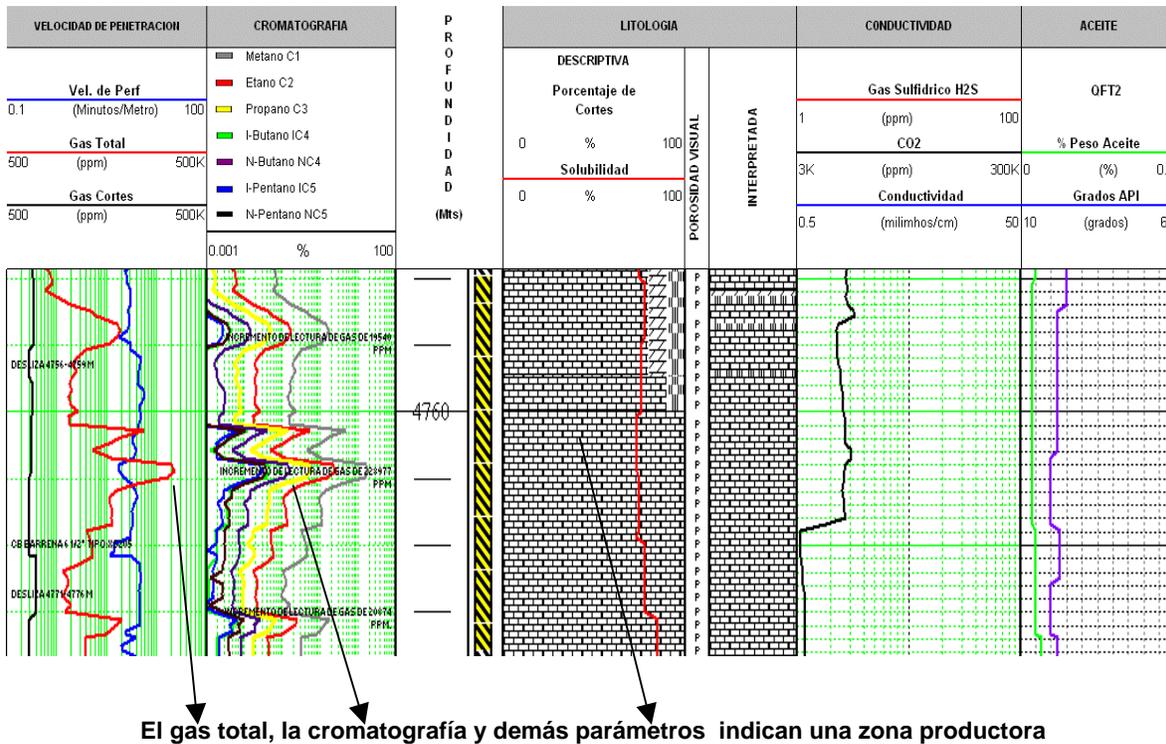
### III.3 INSTRUMENTACIÓN Y PROCESO PARA DETECCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE

Para que el análisis de gas en el pozo sea efectivo es fundamental que la medición del gas arrastrado dentro del fluido de perforación se haga de manera continua e ininterrumpida. Esto permite, desde el punto de vista de la seguridad del pozo, identificar rápidamente los cambios que se produzcan y actuar en consecuencia. Desde la perspectiva de la evaluación, es posible identificar de manera precisa los cambios de la formación o de los volúmenes y/o de la composición del gas y vincular esta información con la profundidad exacta a la cual se produjo la liberación.

La técnica de los registros de lodo (Mud Loggin) consiste en detectar, medir y evaluar los fluidos de hidrocarburos y otros gases presentes en el fluido de perforación y en los recortes que regresan a la superficie provenientes del pozo y luego correlacionar esta información con una profundidad y litología específicas que han sido penetradas durante la perforación.

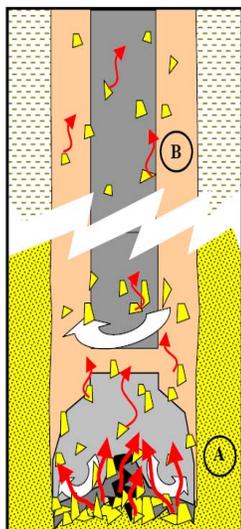
La detección de gas tiene como objetivo principal, evaluar la concentración de hidrocarburos en las formaciones atravesadas con fines comerciales y de seguridad en las instalaciones de perforación.

Ahora bien, para que las interpretaciones del gas detectado en la superficie sean útiles, el personal de Registro de Hidrocarburos debe, en primer lugar, establecer la fuente del gas y, luego, evaluar los factores que pudieran afectar la magnitud o la composición del gas observado.



Antes de preparar un Registro de Hidrocarburo, el técnico debe de estar al tanto de los distintos mecanismos mediante los cuales el gas sale de la formación y penetra en el

fluido de perforación: los diversos orígenes del gas deben poder identificarse con claridad en un registro. Asimismo, el gas que proviene de la formación debe diferenciarse del que proviene de otras fuentes.



En la sección B, posteriormente se va liberando gas de los cortes, por la permeabilidad que tiene dicha formación perforada y se une a la columna de lodo que viaja por el espacio anular.

En la sección A el gas se libera mecánicamente cuando la barrena corta la formación,

En su forma líquida, el petróleo es conocido por lo general bajo el nombre de crudo y puede estar compuesto de una mezcla compleja de hidrocarburos con pesos y tamaños moleculares variables. Por definición, los compuestos de hidrocarburo, de los cuales el más sencillo es el gas de hidrocarburo, están enteramente formados de átomos de hidrógeno y de carbono, dependiendo de su enlace molecular de los átomos de carbono se les llama.

**Hidrocarburos Saturados:** Compuestos que poseen un solo enlace covalente entre los átomos de carbono. Estos compuestos están formados de cadenas cortas de átomos de carbono saturados con átomos de hidrocarburo unidos a todas las posiciones de enlace disponibles. Las cadenas de carbono pueden ser rectas, ramificadas o cíclicas y dan origen a tres series de alcanos. Las series rectas y ramificadas se conocen como parafinas y las cíclicas como naftenos.

En la serie parafínica, que es la forma más común de hidrocarburo, ya sea en estado de crudo líquido o gaseoso, esta dada por dos series de alcanos. La recta o normales tiene la siguiente fórmula general  $C_nH_{n+2}$ , que incluye desde  $C_1$  hasta  $C_{10}$ .

La cromatografía de gases en el pozo abarca por lo general del metano al pentano, ya que, a la presión superficial, los componentes más pesados de la serie permanecen normalmente en estado líquido por lo que no se pueden detectar como gas. En efecto, a la temperatura y presiones superficiales, los compuestos desde el metano hasta el butano existirán en forma gaseosa y se les podrá detectar con facilidad. A la presión ambiente, el pentano se condensa en estado líquido a un punto de ebullición de  $36^\circ C$ , por lo que, dependiendo de la temperatura del lodo circulante, normalmente es detectable como gas.

La serie de cadena ramificada, o iso, de los alcanos dentro del grupo de parafinas viene dada por la misma fórmula general que la serie de cadena recta  $C_nH_{n+2}$ .

Los alcanos ramificados contienen cuatro o más átomos de carbono y comienza con el isobutano hasta los hidrocarburos más pesados. Por lo general, sólo el iso-butano y el isopentano se detectarán en el pozo mediante cromatografía.

Esta clasificación proporciona la información necesaria para definir dos tipos de manifestaciones durante la perforación.

a)- La primera, que incluye a los gases secos, regularmente  $C_1$  y  $C_2$ , nos señala una formación productora o portadora de gas comúnmente denominado gas de lutitas que no tienen relación con la presencia de aceite en la formación.

b)- La segunda, compuesta por gases húmedos o de alto peso molecular, de  $C_3$  hasta  $C_5$  incluyendo  $iC_4$  e  $iC_5$ , nos señala la presencia de una manifestación de gas proveniente de una zona con aceite y es la más importante desde el punto de vista comercial. Se pone especial énfasis en el estudio de esta segunda manifestación, ya que es el objetivo de todo pozo petrolero.

### III.3.1 DETECTOR DE COMBUSTIÓN CATALÍTICA (CC)

La detección de los dos tipos de manifestación de hidrocarburos anteriormente mencionadas es posible gracias a un detector de **Combustión Catalítica (CC)**.

Este fue el primer detector de gas utilizado en la industria de los registros de lodo y el más sencillo, de hecho sigue siendo el más utilizado para medir gas total. El sensor contiene un filamento de platino muy fino embutido en un cordón de aluminio al cual se le aplica una mezcla catalítica. Se hace pasar una corriente a través de la bobina del detector para aumentar su temperatura hasta un valor al cual los hidrocarburos se oxidan. La muestra de gas es pasada a una velocidad constante a través de la cámara de combustión y la pequeña fracción de gas que entra en contacto con el filamento se quema despidiendo calor que sirve para calentar aún más el filamento lo que aumenta su resistencia eléctrica. El filamento forma una de las ramas de un puente de Wheaston de manera que el cambio de resistencia produce una diferencia de potencial a través del circuito. Esto puede medirse y calibrarse en términos de la concentración de gas combustible.

El detector por combustión catalítica se calibra en términos de % de MEA (Metano Equivalente en Aire). La calibración se realiza en general a una concentración de entre 1 y 2 % de Metano. El detector resulta ser muy preciso para bajas concentraciones de Metano

A medida que aumenta el peso molecular, los hidrocarburos más pesados hacen que el detector arroje resultados distintos a los que provoca el Metano, estas variaciones son proporcionales al contenido BTU (unidad térmica inglesa). Mientras más pesado es el hidrocarburo, mayor será la respuesta del detector. Las distintas respuestas pueden observarse en la tabla siguiente, donde se observa que la respuesta del Butano, por ejemplo, será casi el doble de la que produce la misma concentración de Metano.

La respuesta del detector también se ve afectada por las variaciones en la concentración del gas. El Metano responde linealmente a 6 % (su menor límite explosivo (LEL)) pero, a concentraciones mayores no hay suficiente oxígeno para que se produzca una combustión completa lo que da como resultado una respuesta negativa.

A una concentración de 100 % de Metano, la respuesta sería cero. Este problema se agrava si la proporción de hidrocarburos más pesados es mayor, ya que mientras más pesada es la molécula, más oxígeno se requiere para que se produzca una combustión completa.

Gas	Respuesta (relativa a C1)
Metano	1.00
Etano	1.478
Propano	1.812
i-Butano	1.938
n-Butano	1.710
Sulfuro de hidrogeno	2.456

**Respuesta de combustión catalítica relativa.**

### III.3.2 DETECTOR DE CONDUCTIVIDAD TERMICA (TCD)

Al igual que el detector de combustión catalítica, funciona con un filamento que forma un lado del puente de Wheastone, cuya resistencia cambia en función de los cambios en la concentración del gas. A diferencia del detector que mide el aumento de temperatura debido a la combustión, el detector de conductividad térmica funciona midiendo el efecto de enfriamiento sobre un elemento debido a la conductividad térmica del gas. El detector posee dos elementos sensores: uno encerrado en aire que sirve de referencia y en función del cual se compara la respuesta generada por la muestra de gas en el otro sensor.

La conductividad térmica de un gas depende de su energía cinética molecular. Por lo tanto, el efecto refrigerante de los gases varía, lo que provoca distintas respuestas en el detector.

La respuesta del Metano es positiva (1.25 veces la respuesta del aire a 0° C) por lo que generalmente se utiliza como medio de calibración y la medición se expresa en términos de % de MEA. Una mezcla de Metano/Aire tendrá una respuesta lineal hasta llegar a 100 % Metano, razón por la cual es un detector ideal para medir grandes concentraciones de Metano.

La precisión total del TCD se pierde cuando se incorporan otros gases a la mezcla. Todos los demás gases hidrocarburos, con excepción del Metano, tienen una conductividad térmica inferior al aire, lo que produce una respuesta "negativa" del detector. El margen de error dependerá entonces obviamente de la proporción de hidrocarburos más pesados en relación con la concentración Metano.

El Etano, a 0 °C, genera  $\frac{3}{4}$  de la respuesta del aire ( $\frac{3}{5}$  de la del Metano) y provocará una disminución en la salida del sensor. Así pues, un descenso en el valor del gas total o en la tasa de aumento puede tener dos causas posibles: una baja en la concentración de Metano o, un aumento en la proporción de hidrocarburos más pesados.

### III.3.3 DETECTOR POR IONIZACION DE FLAMA (FID)

El detector por ionización de llama, al igual que el conducción catalítica, funciona mediante la combustión de gas, el FID se basa en la combustión completa de la muestra de gas. Esto se logra pasando la muestra por una flama de hidrogeno proporcionalmente mayor, con la ventaja de que cualquier cantidad de calor que se genere por la combustión del gas es despreciable al compararla con el calor generado por la flama de hidrógeno. De esta manera se puede mantener una velocidad de combustión y una temperatura constantes, lo que garantiza una respuesta uniforme a todas las concentraciones.

Al igual que con los demás detectores, el Metano es el medio de calibración por excelencia y el resultado se expresa en términos de % de MEA. Pero, a diferencia de otros detectores, la respuesta se debe al número de enlaces de carbono-hidrógeno que se rompe y por lo tanto es proporcional al contenido de Carbono.

El Etano y el Propano producirán, respectivamente, una respuesta que es dos y tres veces mayor que la del Metano.

Por lo tanto, el FID genera una medición cuantitativa de la riqueza del gas pero, al igual que los demás detectores de gas total, no puede establecer si un cambio en la medición se debe a un cambio de volumen o a un cambio de composición.

Con el análisis del gas total se obtiene básicamente un registro muy útil y continuo del volumen de gas aparente, además de un análisis cualitativo de la riqueza de dicho gas y de los cambios relativos en volumen de un gas entre distintas formaciones o yacimientos. Este sistema también constituye una valiosa herramienta para hacer seguimiento a la seguridad.

No obstante, resulta imposible hacer un análisis y una evaluación cuantitativos exactos del cambio en el tipo de fluido ya que el equipo no nos indica de manera absoluta cual es la composición real de la mezcla de gases: si son hidrocarburos y si son o no combustibles. Para obtener esto debemos orientarnos hacia la cromatografía de gases.

Cualquier medición de gas total depende del tipo de sensor y de la respuesta relativa a distintas concentraciones y composiciones. Sin la ayuda de un cromatógrafo que nos de mediciones absolutas, resulta imposible obtener una medición cuantitativa exacta.

### III.4 CROMATOGRAFIA DE GASES

Los cromatógrafos de gas pueden funcionar sobre la base de cualquiera de los tipos de detectores ya descritos, pero además la capacidad de separar físicamente componentes individuales de una mezcla de gas. Cuando se logra establecer la concentración exacta de hidrocarburos individuales como también de otros gases, es posible:

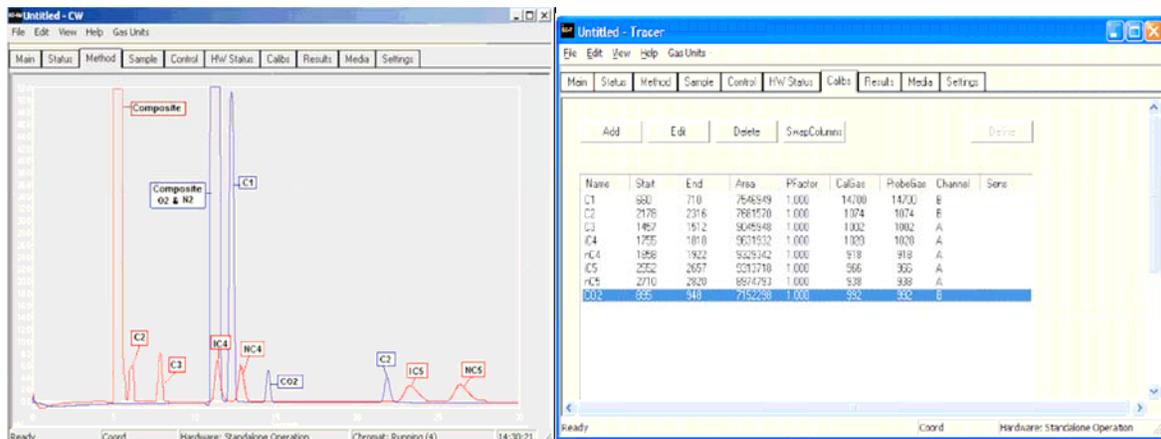
- Determinar el tipo de fluido presente en el yacimiento.
- Identificar los contactos de gas, aceite y agua.
- Identificar los cambios en la densidad del petróleo o gas.

Es por ello que el cromatógrafo es una herramienta invaluable a la hora de perforar pozos exploratorios donde se sabe muy poco acerca de la geología regional o las características del yacimiento.



Vista de un cromatógrafo

Una vez inyectada la muestra, se produce la separación de los distintos componentes y gases individuales a medida que la muestra pasa por las columnas que contiene un medio con distintas tasas de retención para compuestos con variadas propiedades químicas y física. Seguidamente, estos componentes individuales son pasados a través del detector donde se analizan y miden. Los picos de gas individuales se integran para determinar el área situada por debajo de la curva resultante. Este valor se expresa luego como una concentración absoluta que se compara con un valor calibrado (un área dada corresponde a un valore determinado de gas).



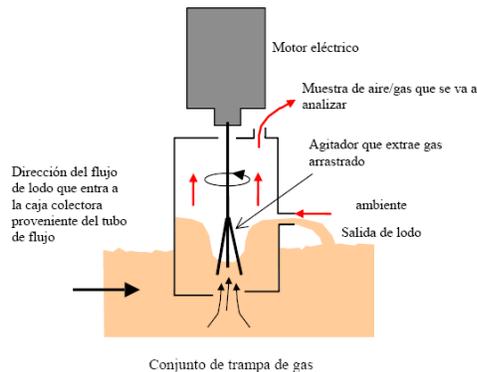
Respuesta a los componentes de una mezcla de hidrocarburos

### III.5 ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN UNA COMBUSTION.

Los elementos que intervienen en una combustión son el combustible (en este caso gases hidrocarburos), oxígeno y una fuente de calor. El combustible para esta reacción en el equipo de detección de hidrocarburos proviene del gas de la formación atravesada. El oxígeno se toma de la trampa de gas que es instalada en las temblorinas, aquí se hace notar que la trampa de gas debe estar limpia en la toma de la mezcla de gas y el nivel de descarga del lodo en el motor continuo debe ser llenado solo a la mitad pues la otra mitad se ocupa para permitir la entrada de aire y así enriquecer la mezcla gas-aire que será succionada al detector de gas, que tiene la fuente de calor, ultimo requisito necesario para llevar acabo la combustión.

### III.6 IMPORTANCIA DE REVISAR PERIODICAMENTE EL ESTADO DE LA TRAMPA DE GAS

Es muy importante revisar periódicamente el estado de la trampa de gas para estar seguro que la mezcla gas-aire es la adecuada y que la salida de descarga no está llena por aumento de nivel en la caja. También es muy común que la manguera que conecta el motor agitador con la trampa de vapor, se tape por la turbulencia del agitador, esta revisión continua asegura la corrección de estas fallas si llegaran a suceder. Es común que la revisión continua nos ayuda a corregir fallas del motor a tiempo como son desgaste de baleros o que roce la flecha con el cuerpo de la trampa. Si las lecturas de gas bajan bruscamente sin razón aparente y el nivel de flujo del rotámetro no es estable o ha bajado mucho, es hora de revisar la trampa de gas, pues son indicios seguros de un problema en el motor agitador o en la bomba Dina Pump.



Motor y trampa de gas.

### III.7 PRINCIPIO Y PROCESO PARA DETECTAR GAS EN LOS CORTES

Obviamente, el tipo de barrena es un factor importante en la determinación de la velocidad de penetración, de modo que incidirá en la cantidad de gas liberado durante un tiempo determinado.

El otro efecto importante sobre el análisis de gas es la acción de corte, el grado de aplastamiento y el tamaño de los corte finales. Esto se controla no sólo con el tamaño de la barrena, sino por el tipo de barrena.

Al hacer referencia a los procesos que participan en la ocurrencia de gas liberado, se ha visto cómo la acción de perforación, introducirá una pseudo permeabilidad a medida que se fractura la roca, permitiendo la liberación mecánica del gas. Esto ocurre por la mayor cantidad de área de superficie y de espacios vacíos que quedan expuestos a medida que se fractura, parte y aplasta la roca en cortes cada vez más pequeños.

La cantidad de gas liberado durante este proceso inicial dependerá del tamaño y del grado de aplastamiento de los cortes. Mientras más pequeños sean los cortes finales, mayor será la cantidad de gas liberada en forma mecánica. Si los cortes finales son grandes, entonces una mayor proporción de gas va a ser arrastrada por los cortes. Factores tales como la permeabilidad, solubilidad y movilidad del fluido se convierten en factores clave para determinar la cantidad de gas que arrastra los cortes y que será liberada cuando los cortes asciendan por el espacio anular.



Los recortes caen a las temblorinas y se recuperan para su lavado y estudio

Utilizando como base el mismo principio del Registro de Hidrocarburos, pero aplicado a los cortes que se recuperan en los vibradores; se efectúa la detección de gas en cortes. Para este proceso se utiliza un detector auxiliar en el análisis. Se procede de la siguiente manera:

Después de recuperar los cortes, se colocan 250 ml de los mismos en una licuadora llenando la jarra de agua con una cantidad constante para todos los análisis. Se tapa la jarra y se muelen los cortes durante un tiempo de 25 segundos para las formaciones suaves y 45 segundos para las formaciones compactas. Al molerse los cortes, el contenido de gas que contienen se incorpora al fluido separándose en la superficie formando una mezcla con el aire que quedó al tapar la jarra de la licuadora. Se acciona la bomba para que la mezcla gas-aire contenida en la jarra se succione y pase al detector de gas donde nos dará la lectura correspondiente a ese análisis.



Licuadora para gas cortes.



Bomba para succionar el gas de cortes o gas de fondo.

El mismo procedimiento se efectúa para cuantificar el gas recirculado o gas succión.

Es muy importante que la uniformidad tanto del volumen de agua, aire y cortes así como del tiempo de agitación sea constante, ya que cualquier alteración haría variar la magnitud de las lecturas de gas, sin que hubiera mayor o menor volumen de gas proveniente de la formación. La detección de gas cortes se hace en forma continua cada cinco metros perforados.

### III.8 GAS DE FONDO

El gas presente en el lodo de perforación puede ser el resultado de una liberación a partir de litologías recién penetradas, dado que se produce dentro del agujero, por efecto del reciclaje o debido a la contaminación. El gas medido a tiempo en cualquier punto puede, por lo tanto, ser el resultado de todas estas causas o una combinación de las mismas.

El objetivo de la determinación del nivel de fondo del gas es obtener lo que puede considerarse como valor de gas normal o control. Este valor de gas normal sirve de referencia para comparar las variaciones, a fin de evaluar el potencial del yacimiento.

Hay diferentes interpretaciones en cuanto al concepto exacto de nivel de fondo y su determinación. Sin embargo, como se demostrará más adelante, existe una clara distinción entre la teoría y la práctica en el campo.

El primer requisito obvio y esencial es la correcta calibración y ajuste a cero de los detectores. Para esto es necesario que los detectores de gas total sean puestos a cero con respecto al aire. El personal de registros de lodo debe asegurarse que la muestra de aire ambiental sea tomada de un área donde no haya posibilidad de presencia de diesel u otros vapores, ya que esto resultaría en un cero falso.

En cuanto a la toma de muestras de fluido de perforación para detectar el gas que arrastra en su interior, los encargados del registro de hidrocarburos saben que:

Una proporción del gas será retenida por el lodo y detectada incluso si permanece estacionaria en la presa de lodo.

### **Durante la circulación del lodo o durante la perforación se aprecian diferentes niveles de gas.**

Por lo tanto, ¿qué representa estos diferentes niveles (el fondo estacionado, el fondo circulante y el fondo de formación) y cuál ofrece el mejor control o nivel de fondo?

#### **III.8.1 EL GAS DE FONDO ESTACIONARIO Y CIRCULANTE**

Se le llama gas de fondo al gas que penetra en la columna del lodo, cuando este está estático por alguno de estos motivos: Cambio de barrena; reparación mecánica, viaje corto a la zapata etc.

En todo momento, el lodo de perforación contiene cierta cantidad de gas que no ha sido extraído en la superficie. Este gas es el resultado de fuentes recicladas o contaminadas. Normalmente, en el caso de lodo estacionado o estacionario, hay sesgo hacia los alcanos más pesados que no son preferiblemente retenidos por el lodo.

Por lo tanto, esta es la cantidad de gas que se bombea al interior del pozo. El gas liberado de la formación estará por encima de este nivel. El problema al tratar de establecer un nivel de fondo a partir de esto es que mientras más tiempo se asienta el lodo en la superficie más se enfría, con lo cual aumenta la viscosidad debido a la acción gelificante del lodo de perforación.

Esto afecta la volatilidad y facilidad de extracción del gas del lodo por la agitación de la trampa. En consecuencia, puede generar valores registrados diferentes, dependiendo del tiempo transcurrido entre la perforación – circulación previa y la medición.

El único momento adecuado es durante un viaje de la barrena fuera del pozo o a la zapata, pero antes de que la tubería sea introducida nuevamente al pozo, cuando el lodo más caliente, que contiene más gas volátil, junto con el gas producido durante el viaje fuera del agujero, será desplazado del espacio anular. Para algunas corridas de barrena

que pueden durar 12 ó 24 hrs. e incluso varios días, este no es un método confiable ni aceptable para establecer el nivel de fondo que se utilizará como referencia para evaluar las posteriores manifestaciones.

La finalidad de un nivel de fondo es proporcionar un valor de referencia para evaluar satisfactoriamente los gases, ya sean liberados o producidos desde las formaciones durante la perforación. Por lo tanto, un nivel de fondo circulante debe de estar libre de gases recién introducidos en el fluido de perforación.

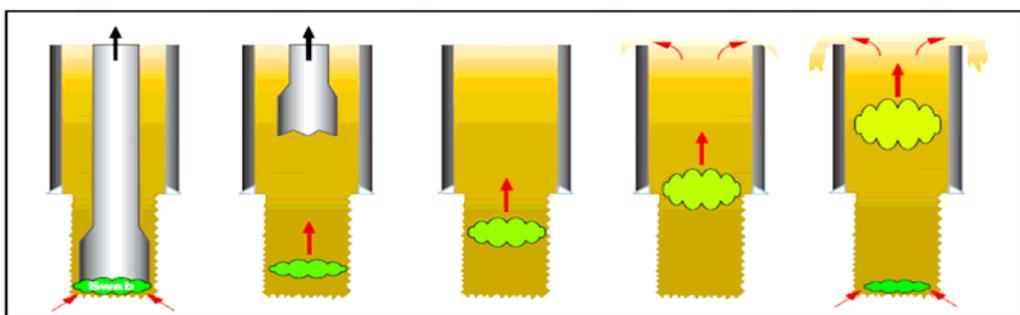
Las causas por las que el gas vence a la presión hidrostática de la columna del lodo y la penetra, son comúnmente las siguientes.

a)- El efecto de suabeo (Swaving) al sacar la tubería de perforación. En el momento de sacar la tubería, en el fondo del pozo y en el lugar donde está el extremo inferior de la sarta de perforación, se produce un efecto de succión reduciendo la presión hidrostática, permitiendo la entrada de gas a la columna del lodo.

La razón por la que se produce una reducción de presión en el extremo inferior de la sarta es que al sacar la tubería a mayor velocidad de la permitida, la barrena, que es el extremo inferior con mayor diámetro dentro del agujero, está casi rozando el agujero cubriendo casi todo su diámetro. Esta estructura casi cerrada no permite el paso del lodo a velocidad suficiente para llenar el espacio inferior creando un vacío y por consecuencia una reducción de presión que permite la entrada de los fluidos de la formación.

b)- Los últimos metros del fondo del pozo no han sido sellados todavía con un buen enjarre, ocasionando la entrada de gas.

c)- Si la presión de poro es solo ligeramente mayor o igual a la presión hidrostática, al suspender la circulación disminuye la hidrostática al ser eliminada la Densidad Equivalente de Circulación del sistema, ocasionando entrada de gas.



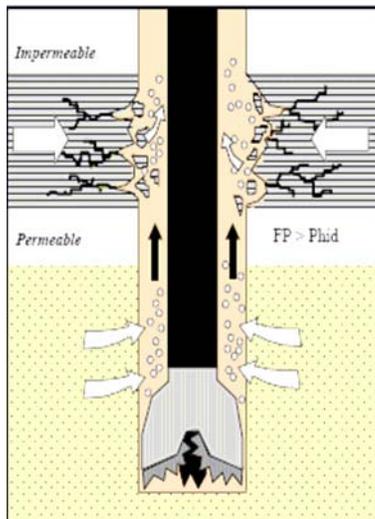
El gas penetra en el espacio anular al sacar la tubería a superficie o al hacer un viaje a la zapata, venciendo la presión hidrostática del pozo.

La densidad equivalente de circulación es la densidad que adquiere el lodo durante su movimiento, incrementándose en forma real, variaría dependiendo de las caídas de presión en el espacio anular, a su densidad en estado estático. Este efecto hace que la presión hidrostática tenga mejor control de las paredes del pozo y la entrada de fluidos a la columna de lodo. La densidad equivalente de circulación (D.E.C.), depende de la densidad del lodo, la viscosidad plástica, el punto de cedencia, la presión de bombeo y la cantidad de cortes que contenga.

### III.8.2 GAS DE CONEXION

Se le llama gas de conexión a la cantidad adicional de gas que penetra al agujero durante una conexión y que se detecta al transcurrir el tiempo de atraso con una lectura mayor a la normal.

Comúnmente es causado por efecto de suabeo (Swaving) al levantar la sarta un tubo y hacer la conexión. La cantidad de gas de conexión dependerá de la diferencia que existe entre la presión de poro y la presión hidrostática. Mientras mas cerca estén la una de la otra, la presencia de gas de conexión será mayor.



Al realizar la conexión las bombas se detienen y el gas se inyecta en el pozo en diferentes zonas donde la presión del intervalo es mayor que la presión ejercida por el lodo de perforación.

### III.9 EFECTOS QUE CAUSA EL GAS EN LA DENSIDAD Y VOLUMEN DEL LODO

Debido a la presencia de gas, la densidad del lodo disminuye. Si la reducción de la densidad es debida a la liberación de gas de cortes, es seguro que no se presentará un descontrol del pozo. Cuando los cortes provienen de una formación porosa con gas, la presión hidrostática disminuirá, este fenómeno no presentará peligro si los cortes son pequeños o el diámetro del agujero es reducido, sin embargo, si la formación se perfora rápidamente o el diámetro del agujero es considerable, el desprendimiento de gas puede ser apreciable, pudiendo ocasionar un descontrol.

Debido al decremento de la presión hidrostática que ejerce la columna de lodo al entrar gas al pozo, cada burbuja de gas se expande desde su volumen original en el fondo a un volumen que dependerá de su posición en el espacio anular o en la superficie.

El ritmo de expansión se incrementará a medida que el gas se aproxima a la superficie, expandiéndose cientos de veces, conforme las burbujas suben a la superficie.

Por tanto el volumen de lodo aumentará en la misma proporción que aumenta el volumen de gas expandido.

Existen 3 causas por las que se manifiesta lodo cortado con gas.

1.- Efecto de sondeo al sacar la tubería de perforación, la succión que se produce en el fondo al momento de sacar la tubería, reduce la presión hidrostática permitiendo la entrada de gas al fondo del agujero.

2.- Los últimos metros del fondo del pozo no han formado aún el enjarre impermeable, por lo que al estar el lodo estático, se introduce gas al agujero.

3.- Al parar la bomba de lodo disminuye la densidad equivalente, disminuyendo con esto la presión hidrostática

Es muy importante saber la cantidad de gas recirculado para apreciar mejor la verdadera magnitud de las lecturas de gas que tienen origen en la formación que se está perforando, periódicamente, se determina la cantidad de gas circulado y la profundidad a que corresponde, haciendo la anotación en el registro.

#### RELACIÓN ENTRE UNIDADES DE GAS ROTENCO Y PPM

En una muestra de gas de prueba con 1% de metano, el detector de combustión Rotenco, registrara 20 unidades, equivalentes a 10,000 ppm de gas en la mezcla gas-aire.

PPM	% GAS EN LA MEZCLA GAS-AIRE DEL DETECTOR	UNIDADES DE GAS "ROTENCO"
200,000	100 %	2,000
100,000	50 %	1,000
80,000	40%	800
60,000	30%	600
50,000	25%	500
40,000	20%	400
20,000	10%	200
10,000	5%	100
5,000	2.5%	50
4,000	2%	40
2,000	1%	20
1,000	0.5%	10
200	0.1%	2

#### III.10 APLICACIONES QUE TIENE LA CURVA DE GAS DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS

La curva de gas del Registro de Hidrocarburos tiene las aplicaciones siguientes:

- Indica permeabilidad de forma cualitativa de la roca o buena presión de la formación.
- Indica el tipo de hidrocarburos predominantes considerando la separación entre las dos curvas, o de acuerdo al cromatograma.
- Al correlacionarla con la curva de gas cortes, da un índice para diagnosticar baja o alta permeabilidad.

- d).- Muestra zonas fracturadas que contienen gas y/o aceite principalmente en rocas carbonatadas.
- e).- Ayuda a considerar si la presión hidrostática es suficiente para contrarrestar la presión de la formación.
- f).- Señala zonas con presiones anormales.



Registro del pozo UNAM XX

### III.11 MEDICIÓN DE BIXIDO DE CARBONO (CO<sub>2</sub>) Y GAS SULFHÍDRICO (H<sub>2</sub>S)

Uno de los gases más comunes presentes durante la perforación es el CO<sub>2</sub>. Como medida de precaución, la mezcla gas aire se hace pasar por una solución de hidróxido de bario. Si la mezcla contiene CO<sub>2</sub>, se efectuará la siguiente reacción:



El carbonato de bario (BaCO<sub>3</sub>) se precipitará al fondo del matraz formando una alfombra de color blanco mostrando su presencia. En caso de carecer de Ba(OH)<sub>2</sub>, se sospechará la presencia de CO<sub>2</sub> porque la densidad del lodo puede disminuir sin causa aparente, ya que las lecturas de gas no aumentarán lo suficiente como para hacer que disminuya la densidad del lodo. Si la presencia de CO<sub>2</sub> es muy drástica, se notará que las lecturas de gas se regresan a valor negativo.

Durante un análisis de lodo, si la presencia de CO<sub>2</sub> es muy importante, se notará que el PH del filtrado disminuye. Esto sucede porque el CO<sub>2</sub>, al reaccionar con el agua del lodo forma ácido carbónico. Si no se cuenta con hidróxido de Bario y es imposible obtenerlo por lo incomunicado de la zona, es correcto hacer una mezcla de Sosa cáustica (que siempre hay en los pozos) con agua común en una concentración del 30% y se usa como solución para precipitar el CO<sub>2</sub>. El resultado, en lugar de ser un precipitado blanco, serán escamas cristalinas que flotan en la solución. El resultado será el mismo pero con más

riesgo para el usuario ya que la sosa es cáustica y puede causar quemaduras al contacto con la piel.

### III.11.1 OBJETO DE ELIMINAR EL CO<sub>2</sub> DE LA MEZCLA DE GAS-AIRE

El objeto de eliminar el CO<sub>2</sub> de la mezcla gas-aire es con la finalidad de que este gas entre a la cámara de combustión y altere los resultados en la detección de hidrocarburos por la causa siguiente:

Si el CO<sub>2</sub> llegase a la cámara de combustión, este, al ser un gas refrigerante, bajaría la temperatura del medio, ocasionando que el filamento detector varíe su temperatura y como consecuencia, no se efectúe la combustión de los hidrocarburos dependiendo de la cantidad de CO<sub>2</sub> presente. En algunos casos, se han llegado a obtener lecturas negativas por la abundancia de CO<sub>2</sub>.

### III.12 DETECCIÓN DEL H<sub>2</sub>S DE LA MEZCLA GAS-AIRE

Uno de los gases más peligrosos por su acción corrosiva y tóxica, que frecuentemente está asociado con los yacimientos de hidrocarburos es el Ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S). Por su alta peligrosidad es necesario detectarlo a tiempo y así evitar concentraciones. En cuanto a su detección se cuenta con equipos sofisticados capaces de detectar desde 1 ppm, pero el indicativo mas efectivo es el típico olor a huevo podrido que despide. La forma más frecuente y económica de detección de H<sub>2</sub>S es hacer pasar la mezcla gas-aire por una solución de acetato de plomo (Pb (CH<sub>3</sub> - COO)<sub>2</sub>) efectuándose la reacción siguiente:



El precipitado es Sulfuro de plomo (PbS) y es de un color negro detectándose en forma inmediata y al mismo tiempo eliminándolo de la mezcla gas-aire.

#### III.12.1 OBJETIVO DE ELIMINAR EL H<sub>2</sub>S DE LA MEZCLA GAS-AIRE

Para el registro de hidrocarburos se debe de eliminar el sulfhídrico de la mezcla Gas-aire, ya que si este llegara a la cámara de combustión, la temperatura a la que se encuentra ésta provocaría la disociación del H<sub>2</sub>S en sus componentes H<sub>2</sub> y S. Se necesita solo una temperatura de 400 °C para iniciar la disociación del H<sub>2</sub>S. Si los filamentos del detector están a 637 °C con 1.4 volts y a 894 °C con 2.2 volts; entonces se comprende porque el H<sub>2</sub>S se disociará rápidamente. En este punto, el H<sub>2</sub> se comportará como hidrocarburo dando altas lecturas de gas en ambos filamentos. (1.4 y 2.2) alterando la lectura de gas real de la formación. Además, el azufre se adhiere al filamento volviéndolo insensible a futuras combustiones y será necesario reactivarlo.



Para reactivar el filamento, subir el voltaje del voltímetro a toda su capacidad y dejarlo con ese voltaje durante unos 15 minutos para que desprenda todas las partículas adheridas. Después de esta operación regresar a los voltajes de trabajo y verificar si las lecturas son normales usando un encendedor de gas. Si al ponerle gas al filamento la lectura sube a unas 40 unidades con un paso rápido, el filamento está en buenas condiciones de operación.

Esta es la razón por la que la mezcla se hace pasar por una solución de Acetato de plomo para precipitar el Ácido sulfhídrico.

### **III.13 CONDUCTIVIDAD**

Conductividad es la capacidad que tienen algunos materiales y sustancias de oponer la mínima resistencia al paso de corriente eléctrica. Aplicado al Registro de hidrocarburos, es la capacidad que tienen algunas sustancias de oponer la mínima resistencia al paso de corriente eléctrica cuando hay sales ionizadas en el sistema.

A partir de este principio, la mayoría de los materiales inorgánicos disueltos en un medio acuoso se ionizan. Esta solución puede conducir una determinada corriente eléctrica dependiendo de la concentración de iones y de la temperatura. Si se conserva constante la temperatura de la solución, se obtendrán conductividades que representan la cantidad de sólidos disueltos.

Los cortes hechos por la barrena pueden aportar cierta cantidad de agua salada al volumen del lodo ionizándolo, siendo posible medir su conductividad por un equipo apropiado para eso.

El sensor de conductividad se coloca en el flujo del lodo de salida para cuantificarnos el aumento de la ionización del lodo o la disminución de la misma.

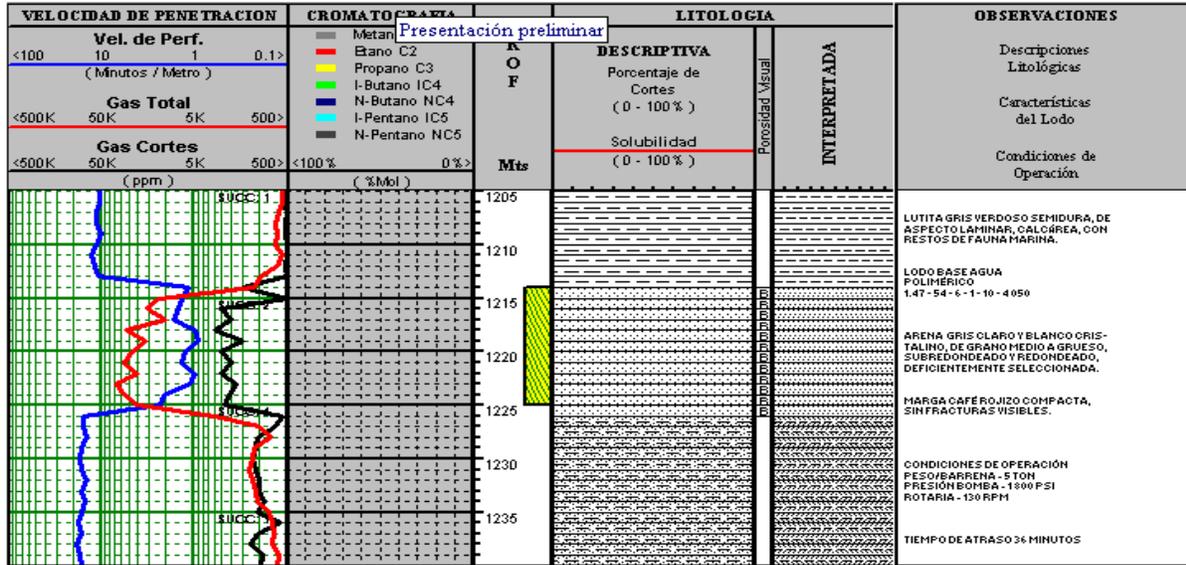
La conductividad se mide en Millimhos/cm a una temperatura constante de 25 °C.

Si sabemos que la mayor o menor ionización de una solución nos da una mayor o menor conductividad, entonces, un aumento en la conductividad nos estará señalando una mayor ionización de la solución. Todas las sales disueltas en un líquido producen ionización del líquido, por tanto, un aumento de conductividad nos estará indicando que estamos atravesando por una zona con sal o agua salada de acuerdo a lo drástico de la lectura. También puede ser que esté sometido el lodo a un intenso tratamiento químico con sosa cáustica o cloruro de potasio.

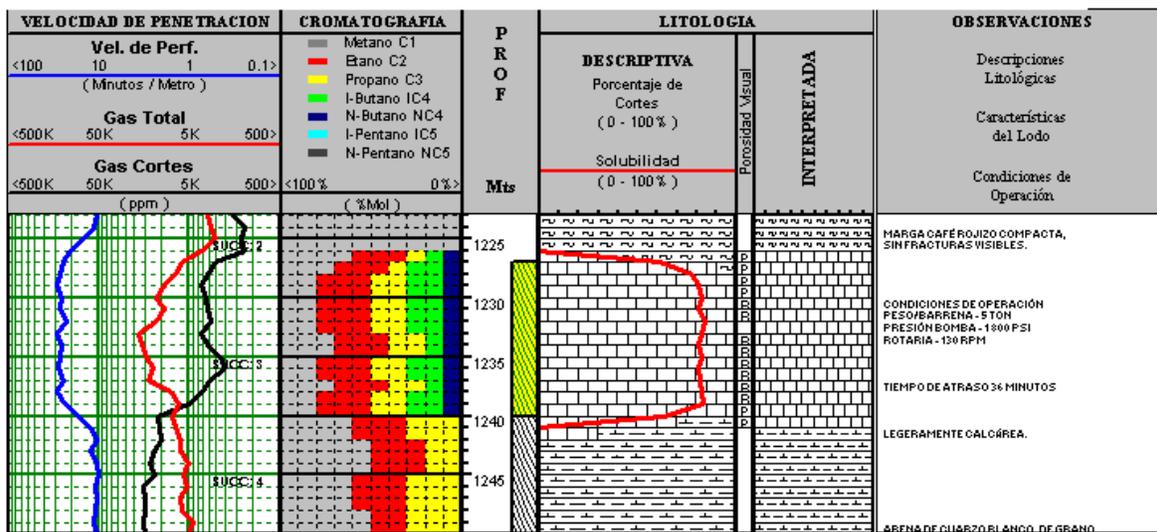
Partiendo de la base de que la mayoría de las sustancias orgánicas no se ionizan; una disminución en la conductividad nos indica que el lodo está recibiendo alguna sustancia o materia que está impidiendo el paso de la corriente en un cierto grado a través de él. Como el gas y aceite son sustancias orgánicas, una disminución de la conductividad será por causa de la presencia de gas o aceite (una manifestación de hidrocarburos); También puede ser que se esté tratando al lodo con algún compuesto orgánico (barablock), agua dulce o que se atravesase un flujo de agua dulce.

### IV ANÁLISIS DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS

1.- El conjunto de curvas del registro de hidrocarburos nos indica la zona productora de fluidos de la formación y sus condiciones en el fondo, así como los cambios de características cualitativas de las formaciones penetradas por la barrena.



2.- Una disminución en el valor de la curva de penetración nos indica un avance más rápido, que puede deberse a cualquiera de los casos siguientes: formaciones suaves, porosas o de alta presión, zonas fracturadas o cambios de formación. En cambio, un aumento en los valores de la velocidad de penetración indica que la barrena tiene más dificultad en avanzar y por eso el régimen de perforación es mas lento. Estos cambios pueden ser causados por: cambios de formación, zonas de baja presión, barrenas inadecuadas, mala hidráulica, exceso de cortes en el agujero, deficiente acarreo, exceso de presión diferencial, alta viscosidad del lodo, barrenas desgastadas, diseños de estabilizadores inadecuado, poco peso sobre la barrena.



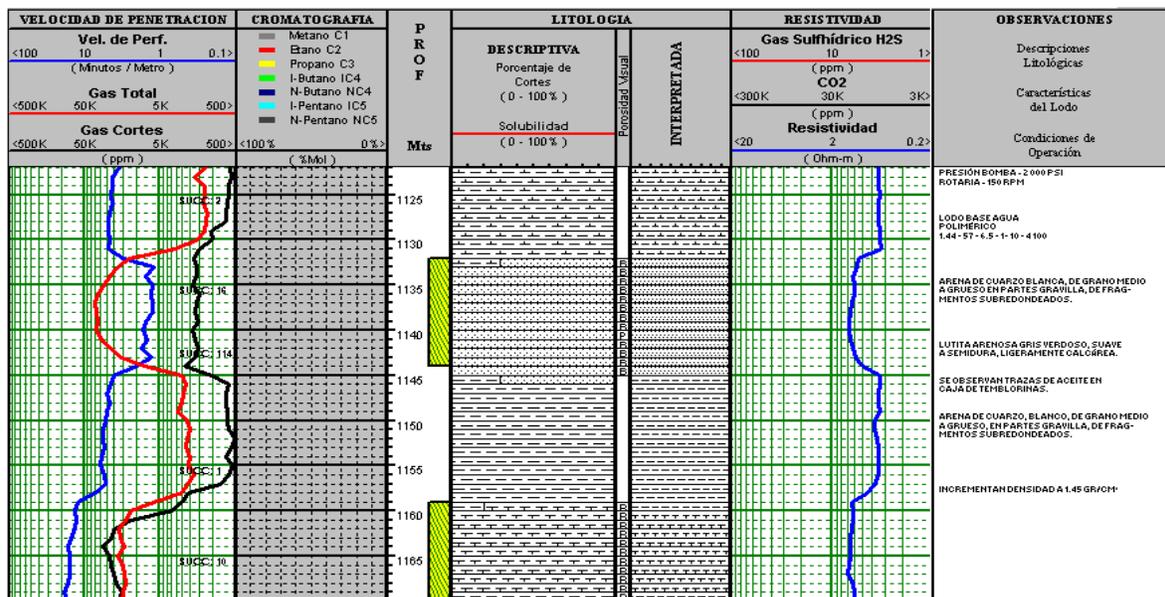
3.- De las lecturas de gas succión interpretamos el exceso de gas adicional que presenta una formación determinada y a cuya lectura o presencia de gas normal se le ha sumado la que se recircula y es detectada en la superficie nuevamente al concluir el tiempo de viaje redondo. Es muy importante cuantificar el gas recirculado para saber la cantidad real de gas aportada por cada intervalo de formación, restando le la adicional por recirculación.

4.- La curva de gas en lodo nos indica mayor o menor permeabilidad de la roca o buena presión de formación. Indica el tipo de hidrocarburos predominante, al compararla con la lectura de gas cortes nos muestra baja o alta permeabilidad. Indica zonas fracturadas que contienen gas o aceite principalmente en rocas de carbonatos. Ayuda a considerar si hay equilibrio entre la presión de poro y la presión hidrostática del lodo; indica mayor o menor saturación de gas.

5.- La curva de gas corte nos indican saturación de gas, porosidad, y un índice para determinar permeabilidad de la formación.

6.- Cuando se tienen incrementos paulatinos de gas de conexión nos esta indicando que el equilibrio o sobre balance entre la hidrostática y la presión de poro esta en el limite y que al levantar la tubería para hacer la conexión, la disminución de la presión del fondo por sondeo permite que la presión de formación rebasa a la hidrostática y penetre gas a la columna. Mientras mas grandes sean las lecturas el desequilibrio será mayor, se necesitara aumentar la densidad al lodo para operar con seguridad.

7.- Es muy común, que al presentarse aceite ligero, los cortes registren valores bajos de florescencia. Esto se debe a que con la temperatura del fondo, los aceites están sometidos a mucha presión, lo mismo que por causa de la sobrecarga de la roca. Cuando estos cortes son acarreados a la superficie, el desequilibrio entre la presión de fondo y la disminución progresiva de la hidrostática, hacen que los fluidos de los cortes salgan a la columna de lodo para igualar su presión. Aunado a eso, son muy volátiles y el aceite se gasifica en el transcurso de su recorrido hasta la superficie.



Cuando en la superficie se someten los recortes aun flúoranálisis solo se encuentran en vivencias de su presencia en forma moderada o pobre porque la mayoría se ha volatilizado. Si no se efectúa un flúoranálisis cuidadoso con el solvente o sin el, las evidencias de aceites de los cortes sin dejar rastros de su presencia.

**8.-** La columna litológica nos indica el tipo de roca atravesada, sus características y clasificación así como potencialidad almacenadora de hidrocarburos. También indica la profundidad de los cambios litológicos.

**9.-** La curva de velocidad de perforación nos indica así mismo un índice para considerar la vida de la barrena, tomando en cuenta su vida promedio. En este caso se debe considerar si el tipo de formación atravesada es concordante al tipo de barrena y si la hidráulica es adecuada. En caso de que la hidráulica sea adecuada, se puede considerar que la barrena superara un poco el tiempo de su vida promedio.

**10.-** Si la lectura de gas lodo es mayor que la de gas cortes es diagnóstico de que la formación atravesada tiene buena permeabilidad.

**11.-** Las variaciones en la conductividad del lodo indican una mayor o menor presencia de iones de sal en el lodo; por tal motivo, si hay un aumento de conductividad, esto nos indica presencia de una formación salina o flujo de agua salada. También aumenta si se le agrega al lodo sosa cáustica o Carnalita. Disminuye si se presenta flujo de agua dulce o hidrocarburos. En el caso de los hidrocarburos, por que la presencia de ellos en el lodo ofrecen más resistencia al paso de corriente. Cuando se perfora con lodos base agua, estos están muy propensos a contaminaciones y estas se reflejan frecuentemente en la conductividad ya sea baja o alta.

**12.-** Durante la perforación se observan factores que indican la presencia de formaciones específicas perforando con lodo base agua. Estos factores los podemos agrupar de la siguiente manera:

- a) Quiebre en la velocidad de perforación.- Formaciones porosas, suaves, fracturadas y sobrepresionadas
- b) Aumento de la conductividad del lodo.- Formaciones salinas.
- c) Aumento de salinidad en el análisis del lodo.- Formaciones salinas y evaporitas.
- d) Aumento de filtrado.- Formaciones arcillosas, suaves, anhidritas, yesos, sales.
- e) Baja o nula recuperación de muestras.- Sal.

**13.-** Cuando existe un aumento en la presión de la formación, el comportamiento de las curvas es el siguiente:

- a) La curva de velocidad de penetración se desplaza hacia la izquierda, ya sea en forma lenta o brusca.
- b) Las curvas de gas cortes y lodo se desplazan hacia la izquierda.

c) Ocasionalmente la curva de conductividad puede tener un desplazamiento hacia la izquierda.

d) Si la sobrepresión presenta aceite las curvas de fluorescencia se desplazan a la derecha.

**14.-** El análisis cromatográfico de gas lodo nos indica la identidad de cada uno de los gases que compone la mezcla que proviene del pozo.

**15.-** Las características del lodo en la interpretación del registro son de mucha utilidad, ya que por medio de sus valores se deduce el control que ejercen en las magnitudes de las manifestaciones de gas y aceite. Estas características facilitan la interpretación de los intervalos.

**16.-** La descripción litológica es de mucha utilidad en la interpretación del Registro de Hidrocarburos, por que detalla el tipo de roca, su color, su textura, el tamaño y forma de los granos o cristales, el tipo de cementantes, porosidad, materiales accesorios así como la saturación de fluidos. También se detalla el color del aceite, su fluorescencia y el porcentaje de muestra que la contiene. En rocas de carbonatos, también se deduce su pureza que ayudara a programar los métodos de estimulación necesarios al efectuar una prueba de producción.

**17.-** Para recomendar una prueba de producción, es necesario tener los elementos siguientes en los perfiles de las curvas del Registro

a) Columna litológica.- Que haya un aumento en el porcentaje del tipo de roca almacenante (ejem: Arena, arenisca, caliza, etc.)

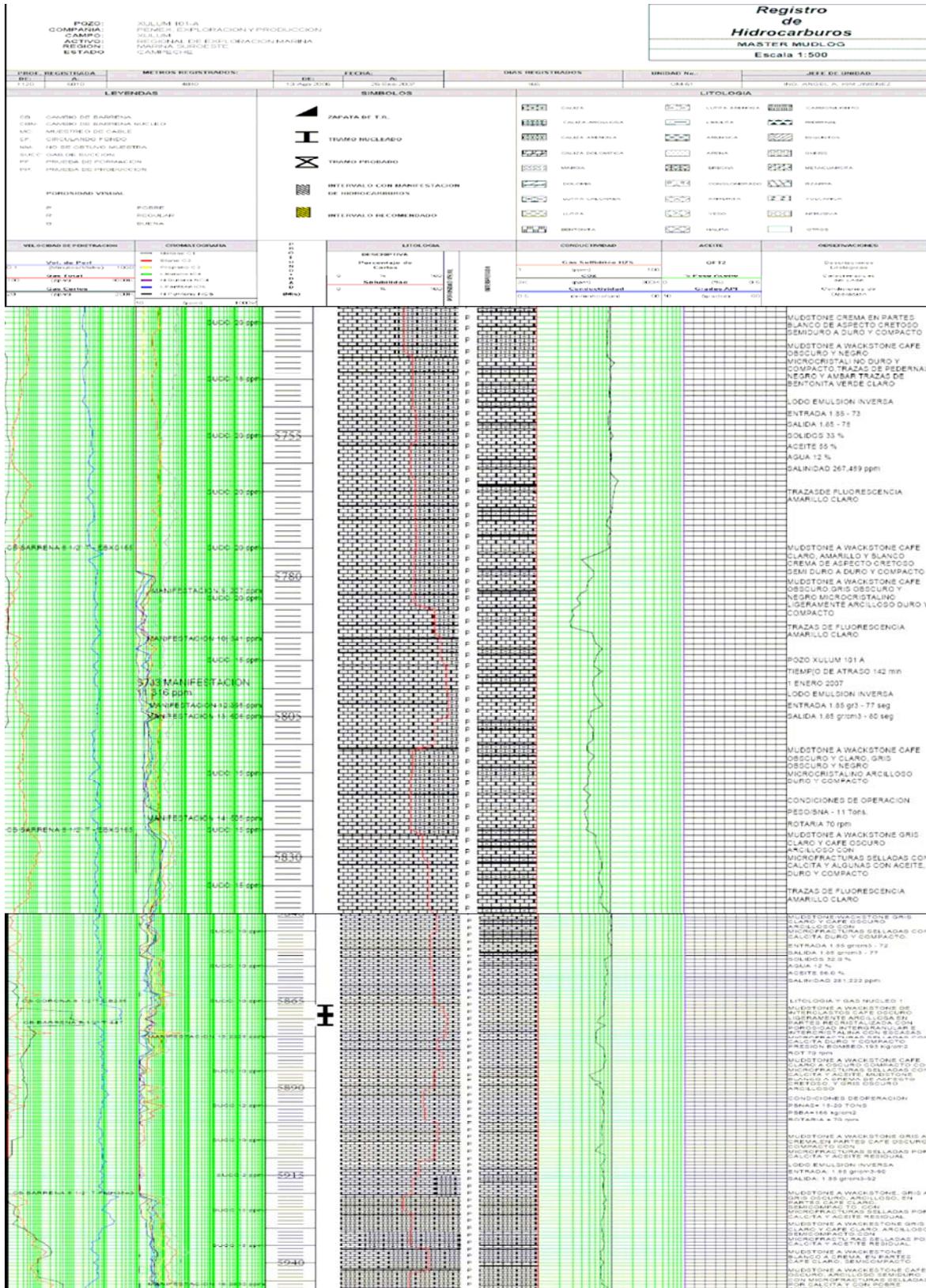
b) Si esto puede correlacionarse con un aumento en la velocidad de perforación y/o con las curvas de gas cortes detectadas con un aumento, se deduce que la roca es porosa y contiene hidrocarburos.

c) Si las lecturas de gas en el lodo superan a las lecturas de gas en cortes, esto es evidencia de permeabilidad y presión de formación.

d) Un aumento en el porcentaje de muestra con fluorescencia o cambio de color de la misma, que correlacione con los puntos anteriores, indica saturación de aceite.

e) Si se observa una disminución en los valores de conductividad, correlacionado con lo anterior, es confirmación de saturación de hidrocarburos.

Con todas estas indicaciones, habrá suficiente razón para probar ampliamente el intervalo y conocer su capacidad productora de hidrocarburos.



REGISTRO QUE MUESTRA LOS PARAMETROS DE PERFORACION

## IV.1 PROCEDIMIENTO PARA LA RECUPERACIÓN DE MUESTRAS DE CANAL

En la malla superior de las temblorinas se hace la recuperación de las muestras de canal, la cual viene mezclada con el fluido de perforación, dicha muestra se recupera en un recipiente, para esto se tiene que tomar en cuenta el tiempo de atraso, el cual consiste en calcular el tiempo que tarda la muestra en salir a superficie a partir del momento que es cortada hasta el momento en que se recupera en temblorinas, se debe de hacer corrección del mismo por geometría de agujero ya que haciendo la corrección la muestra corresponderá a la profundidad real, esto se hace principalmente en las primeras etapas de perforación que es donde los diámetros del agujero son muy grandes y muy irregulares, también se debe en parte al tipo de sedimentos que se están cortando por encontrarse estos pobremente consolidados, el tipo de fluido que se utiliza esta en función de la etapa que se va a perforar, es decir, para perforar sedimentos terrígenos se utiliza lodo base aceite o lodo base agua; para cortar rocas carbonatadas se hace con fluido base agua y con lodo base aceite se atraviesan las rocas evaporíticas.

Para determinar la litología, de la muestra perforada con lodo base agua, se lava en un recipiente con agua y jabón en polvo varias ocasiones hasta eliminar el fluido de perforación, la rebaba de hierro producto del desgaste de la barrena en la muestra se separa con un imán, así como también se eliminan los recortes que se consideren que son caídos y/o derrumbes (identificándose estos por su mayor tamaño), con la finalidad de contar con una muestra representativa.



**Muestra recién traída de temblorinas**



**Muestra lavada para paleontología**

Para hacer la paleontología se sigue el mismo procedimiento de lavado de la muestra en un recipiente pero más a detalle hasta que salga el agua limpia y quede la muestra libre de arcillosidad con material fino que es donde se encuentran los fósiles, se seca la muestra en un fondo “petri” usando un horno de micro ondas durante 3 minutos aproximadamente, no se debe dejar mas tiempo de secado, porque se quema y se pone negra lo cual dificulta la identificación morfológica de los fósiles en estudio.

Para ver la litología, de la muestra perforada con lodo base aceite, se lava en un recipiente primero con diesel o un desemeulsificante (ether u otros) de 3 a 5 veces para quitarle el fluido de perforación posteriormente se lava con agua y jabón en polvo en repetidas ocasiones hasta que se elimine el lodo por completo, se quita la rebaba con un imán, se eliminan los recortes que se consideran que sean caídos y/o derrumbes que son los de mayor tamaño.

Una vez lavada la muestra para determinación litológica, se coloca húmeda en un recipiente o en un fondo petri se lleva al microscopio estereoscópico, se analiza, clasifica y se describe de acuerdo al siguiente orden:

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

**Por ejemplo:**

Lutita gris verdoso, ligeramente bentonítica, arenosa, calcárea con laminación ondulada, porosidad primaria intercrystalina de  $\pm 8\%$ , con pobre impregnación de aceite.

Arenisca de cuarzo, gris claro, pobremente cementada con material arcillo-calcáreo, con pequeños bandeamientos, porosidad primaria intergranular de  $\pm 15\%$ , con regular impregnación de aceite.

Una vez determinada la litología se guarda las muestras en sobres o bolsas de plástico, rotuladas con el nombre del pozo y su profundidad de intervalo respectiva, se llevan a un archivero que se encuentra en la oficina del representante de exploración a bordo para que queden resguardadas como archivo para cualquier aclaración a futuro



Muestras en proceso de secado en laboratorio

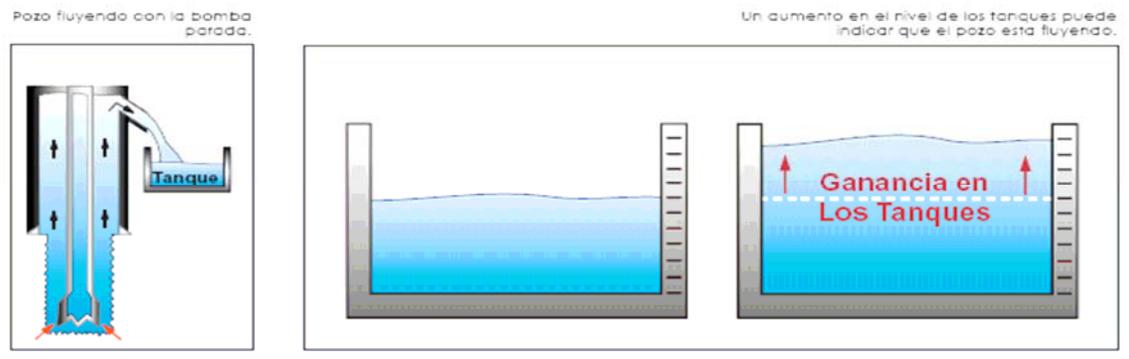


Muestras empaquetadas con los datos del pozo

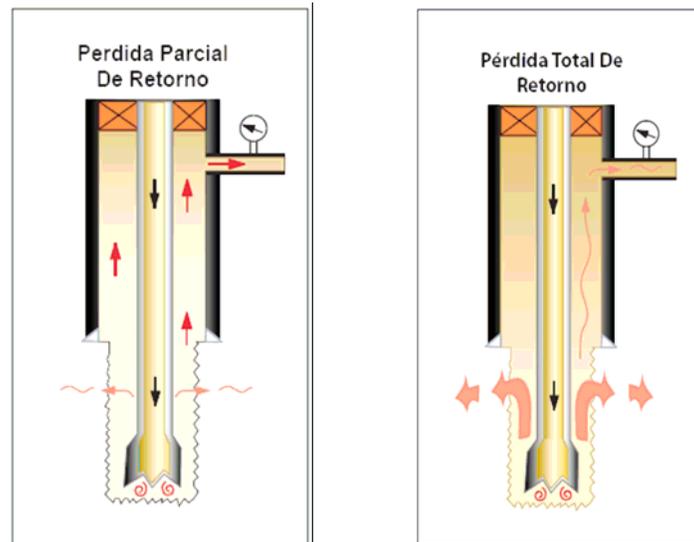
## IV.2 GENERALIDADES

### FINALIDAD DE MONITOREAR EL NIVEL DE LODO.

La finalidad de monitorear el nivel de presas, es detectar a tiempo un aumento o disminución de nivel de fluido. Es importante detectar el aumento o disminución de nivel de presas, puesto que así prevenimos una invasión de fluido proveniente de la formación o una pérdida.



Un aumento de nivel en las presas nos indica que el pozo está aportando cierta cantidad de fluido que puede ser gas, aceite o agua. Una disminución de nivel, nos señala que se nos está perdiendo el lodo, ya sea en el sistema superficial de circulación o porque se ha perforado una zona con baja presión y la columna hidrostática del lodo a provocado que el fluido invada la formación.



Diferentes tipos de pérdidas que se deben monitorear

Datos de la bitácora del perforador.

- 1.- Profundidad metro a metro.
- 2.- Tiempo de inicio del metro
- 3.- Tiempo de Terminación del metro
- 4.- Tiempo que tardó el metro en perforarse.
- 5.- Número de metro consecutivo perforado.
- 6.- Tiempo de Rotación de la barrena.
- 7.- Peso sobre barrena.
- 8.- Presión de bombeo
- 9.- Revoluciones por minuto de la rotaria.
- 10.- Torsión.
- 11.- Flujo de salida del lodo
- 12.- Densidad y viscosidad de entrada

- 13.- Densidad y viscosidad de salida.
- 14.- Nivel de la presa de trabajo
- 15.- Velocidad de bombeo en embs./min.
- 16.- Gasto de la Bomba en GPM.
- 17.- Ocasionalmente costo por metro.

Anotaciones más comunes y frecuentes que se asientan en el espacio final de la hoja de Registro Diario

Además de toda la información contenida en las hojas de Registro Diario, hay un espacio en blanco para detallar aspectos importantes que no tiene una presentación continua o que se presentan de vez en vez. Los datos más importantes que se anotan en el espacio para observaciones de la hoja de Registro Diario son:

- 1.- Descripción litológica detallada.
- 2.- Análisis General de lodos.
- 3.- Desviaciones
- 4.- Diámetro y profundidad de T.R.
- 5.- Pérdidas de lodo
- 6.- Flujos
- 7.- Presencia de CO<sub>2</sub>
- 8.- Presencia de H<sub>2</sub>S
- 9.- Porosidad
- 10.- Información de fluorescencia detallada.
- 11.- Información detallada de núcleos
- 12.- Condiciones de perforación

### **IV.3 APLICACION DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS**

El Registro de hidrocarburos tiene una aplicación fundamental en los programas de planeación de operaciones de producción de pozos, además, reduce las posibilidades de abandonar un intervalo productor o efectuar una prueba donde no existen posibilidades de producción.

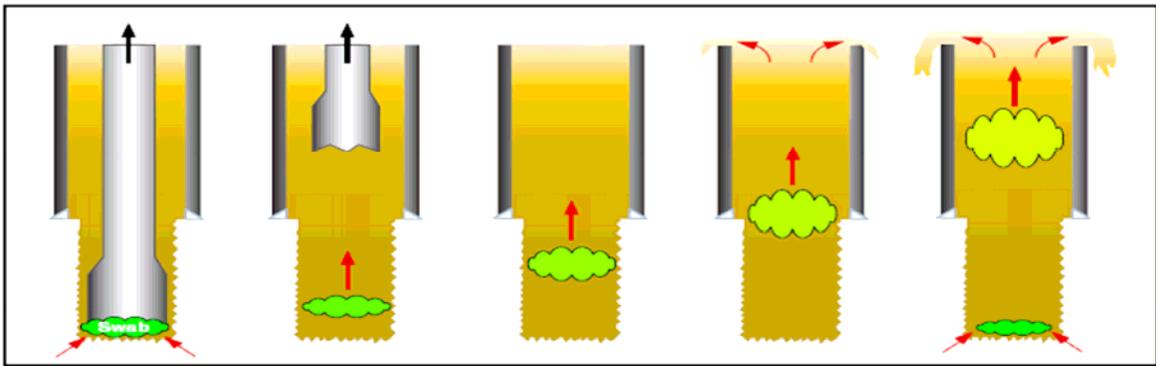
En cuanto al aspecto litológico, define el perfil geológico metro a metro con alto grado de exactitud.; reduce los costos de perforación, recomendando núcleos y pruebas solamente en los lugares de interés. Como la información se recaba metro a metro y en el momento de la perforación, esta será la única información que quede, en caso de que se pierda el pozo y no haya habido posibilidad de efectuar otros registros. Proporciona información positiva o negativa de saturación de hidrocarburos a la profundidad a que existen, en donde se dificulta la interpretación de otros tipos de registros. Se aplica en la evaluación cualitativa de cada metro de horizonte que contenga gas y aceite, cuando se recupera parte o la totalidad de núcleos.

Una disminución en el valor de la curva de penetración nos indica un avance más rápido, que puede deberse a cualquiera de los casos siguientes: formaciones suaves, porosas o de alta presión, zonas fracturadas o cambios de formación

1.- Efecto de sondeo al sacar la tubería de perforación, la succión que se produce en el fondo al momento de sacar la tubería, reduce la presión hidrostática permitiendo la entrada de gas al fondo del agujero.

2.- Los últimos metros del fondo del pozo no han formado aún el enjarre impermeable, por lo que al estar el lodo estático, se introduce gas al agujero.

3.- Al parar la bomba de lodo disminuye la densidad equivalente, disminuyendo con esto la presión hidrostática.



#### IV.4 PROBLEMAS EN LA RECUPERACIÓN DE MUESTRAS

Cuando se perfora con ciertas condiciones de lodo y este sufre cambios como: el exceso de filtrado y/o bajo densidad del lodo de perforación, causa problemas en la recuperación de muestras representativas de la profundidad a que se perfora ya que el exceso de filtrado invadirá la formación e hidratará rocas susceptibles de hidratación produciendo derrumbes, si además el lodo tiene una densidad inadecuada el problema se agravará ya que la baja densidad aumentará los derrumbes proporcionando falsos valores en la columna litológica.

La baja densidad del lodo y la alta viscosidad propician que el gas que sale en la columna del lodo no sea eliminado completamente por los sistemas de desgasificación recirculándose nuevamente proporcionando datos falsos en el registro de gas.

**Bombas en paralelo.** Durante la etapa inicial del pozo, es necesario tener en movimiento un gran volumen de lodo, ya que el diámetro del agujero es muy grande y se necesita tener una buena velocidad anular para proporcionar una óptima limpieza del agujero, así que es necesario tener en funcionamiento dos bombas en paralelo. También se requieran 2 bombas en operación cuando se desea tener mayor potencia hidráulica en el pozo.

Como sólo podemos tener en uso un selector de conteo de emboladas, surge la conveniencia de emplear alguna forma adecuada para nuestro tiempo de atraso usando dos bombas un sólo selector.

Si las bombas tienen la misma velocidad de bombeo, no habrá problema, ya que el tiempo de atraso sería la mitad del total, lo mismo se usaría en las emboladas de atraso.

La variación en la velocidad de Bombeo causa variación, en el tiempo de atraso, en sentido inverso a la variación, es decir, si la velocidad de bombeo aumenta el tiempo de atraso disminuye ¿Porqué sucede esto? su explicación es que en la misma unidad de tiempo se está desplazando un mayor volumen de lodo y los cortes salen mas rápido disminuyendo su tiempo de estancia en el agujero. El caso contrario sucede si la velocidad de bombeo disminuye.

Se utilizan las emboladas de atraso, en lugar del tiempo de atraso, porque en algunas ocasiones, es necesario o forzoso suspender la circulación; entonces no es posible o muy complicado llevar un control adecuado del tiempo de suspensión de circulación. Con las emboladas de atraso esto no pasa, ya que la cantidad de emboladas faltantes para recuperar una muestra no se altera.

En un contador de emboladas (actuales) se llevan las emboladas en el momento en que se termina de perforar un metro, a ese metro se le anotan sus emboladas correspondientes al terminar de perforarse, a partir de ese momento transcurrirá un ciclo de E.A. para que salga a la superficie. Ese ciclo de E.A. es contabilizado en el contador No. 2 (Atraso).

**Derrumbes.** En los pozos petroleros, es muy común tener problemas con la identificación apropiada de muestras por causas de derrumbes. Un derrumbe es la caída de fragmentos de roca de un intervalo que ya ha sido perforado pero que tiene inestabilidad o es afectado por problemas mecánicos.

Las principales causas de derrumbes son:

- a).- Después de los viajes de tubería por cambio de barrena.
- b).- Cortes de Núcleo.
- c).- Operación de canastas, pescantes, muestreros etc.
- d).- Colocación de nuevos estabilizadores en la sarta.
- e).- Alto filtrado en los lodos base agua.
- f).- Disminución en la densidad del lodo
- g).- Zonas de alta presión.
- h).- Lutitas hidrófilas y delesnables.

Los derrumbes se distinguen de la muestra de canal porque pueden ser idénticos al material atravesado más arriba. Estos fragmentos tienden a ser más grandes que los cortes de la barrena y presentar acción de desgaste por la sarta así como forma circular en una de sus caras por la forma del agujero. Los cortes de canal son generalmente de tamaño uniforme, en forma de hojuelas, con bordes angulares y frescos.



Los derrumbes son diferentes que los cortes normales de la barrena por ser más grandes y más ovalados.

## V.5 PROBLEMAS DE DETECCIÓN DEL PORCENTAJE DE MUESTRAS.

Otro problema en la detección del porcentaje de muestras, representativas de la columna litológica, es el efecto de la recirculación.

Este fenómeno se puede deber a:

- a).- Cuando se tiene circulación directa por empleo de material obturante o a algún problema diferente.
- b).- Cuando la arena es muy fina y las mallas de las temblorinas son grandes.
- c).- Muestras muy pulverizadas.

En este caso, es necesario ser muy cuidadoso para distinguir un material recirculado para no alterar la columna litológica. Las características de una muestra recirculada es que tiende a ser de forma arredondeada debido al desgaste de aristas que sufre durante la recirculación y es de menor tamaño que los cortes normales de la formación. De esta forma se distinguen las muestras recirculadas de los cortes de barrena.

## IV.6 USO DE FLUOROSCOPIO PARA EVALUAR LA FLUORESCENCIA

Se entiende por fluorescencia la particular luminiscencia que presentan ciertas sustancias que al ser afectadas por la luz ultravioleta, emiten radiaciones de longitud de onda mayor, comprendida en el espectro visible. Este mismo principio se aplica a los hidrocarburos líquidos, ya que se ha comprobado que las ondas de luz abajo de 3650 unidades Ångstrom, producen fluorescencia de aceite crudo. Estas ondas son reflejadas del aceite en ondas de una longitud mayor entre 4300 y 7700 Unidades Ångstrom, (unidad de intensidad de luz) las cuales son visibles al ojo humano. A medida que el aceite es de mayor gravedad, la longitud de las ondas es mayor.

Se vio anteriormente la manera como el análisis de gas total y la cromatografía nos daban indicaciones inmediatas acerca de la presencia de hidrocarburos y como el análisis más detallado de diversas relaciones de gas pueden utilizarse a fin de predecir de forma precisa el tipo de fluido presente y el potencial de productividad.

En las técnicas convencionales de registro de hidrocarburo en el pozo, esta información y la del análisis de la fluorescencia sirven para confirmar el tipo de hidrocarburo y la presencia de agua, y el análisis de cortes para establecer manchas de petróleo y grado de porosidad, de esta manera se obtiene una imagen global del yacimiento que se esta evaluando.

La presencia de fluorescencia indica que hay hidrocarburos pero no necesariamente que se puedan explotar comercialmente, ya que también el petróleo y el gas residuales, o las formaciones con petróleo en agua producen fluorescencia.



## IV.7 PREPARACION DE LA MUESTRA

Es necesario lavar los recortes y verlos de inmediato ya que los componentes volátiles, se perderán si la muestra no se analiza; la fluorescencia es lo primero que debe analizarse en una muestra nueva. Se retirará de los cortes todo fluido de perforación que todavía envuelva los cortes.

Si se está utilizando lodo base aceite, se recogerán regularmente muestras del fluido de base, ya sea aceite o diesel, junto con la muestra del lodo a fin de comparar su fluorescencia de fondo con la que emana de la muestra. Por lo general, el diesel y otros productos de base muestran, cuando la tienen, una fluorescencia marrón opaca; el aceite, en cambio, es obviamente muy soluble con los hidrocarburos provenientes de la formación. El petróleo se mantendrá disuelto en el fluido de perforación a diferencia de los gases que se liberarán de inmediato o posteriormente. Este componente adicional agregará fluorescencia a la del fluido de perforación durante todo el trabajo en el pozo, e incluso se trasladará hacia otros pozos en caso de que se vuelva a utilizar el mismo lodo. Es por ello que la fluorescencia de fondo del lodo puede cambiar lo que hace imperioso ver muestras normales a fin de identificar nuevas manifestaciones.

Rápidamente, se examina la muestra bajo el microscopio para buscar indicaciones de manchas de petróleo, depósitos residuales o incluso burbujas de gas. Cualquier corte que contenga manchas claras de petróleo debe separarse y verse bajo el fluoroscopio UV.

- El petróleo vivo suele caracterizarse por un brillo marrón grasoso; el petróleo volátil echará humo y olerá cuando se le aproxime a la llama y ésta se tornará normalmente azul.
- La cantidad de manchas de petróleo debe caracterizarse en términos de ninguna, pocas, normal, abundante etc. Y se describirá la forma de ocurrencia como moteado, por zonas, por zonas, uniforme; también se analizará el color y otras características de la fluorescencia.
- El petróleo muerto o residual suele caracterizarse por un residuo oscuro o asfáltico negro.

Seguidamente, observe los cortes bajo la luz ultravioleta para determinar la presencia de material fluorescente.

Además de los hidrocarburos, hay otros contaminantes o minerales que producen fluorescencia. Es por ello que el ingeniero Geólogo debe estar muy atento para identificar sólo la fluorescencia relevante y separar los cortes que merecen un análisis más minucioso. Debería ser fácil identificar la fluorescencia de los minerales analizando los cortes bajo el microscopio, pero si se comete un error los minerales no darán corte de solvente.

**Minerales.-** Los carbonatos como la dolomía, caliza y la marga muestran por lo general una fluorescencia entre amarilla y marrón. La anhidrita o el yeso tienen una fluorescencia gris azulada.

**Contaminantes.-** Grasa de tubería (dorada, blanco azulado, dependiendo de la composición), diesel o base aceite, aditivos de lodo.

Una vez que haya identificado los cortes con hidrocarburos, sepárelos y colóquelos en platos especiales para un examen más minucioso y pruebas bajo luz ultravioleta.

- Durante esta separación no debe tocar los cortes con las manos para evitar la contaminación.
- Antes de realizar las pruebas con solventes, penetre de manera efectiva la litología. Si la muestra se prueba húmeda, se puede utilizar alcohol con el solvente para que retire el agua y el solvente pueda trabajar.

## IV.8 COLOR DE LA FLUORESCENCIA Y BRILLO

Lo más importante que se debe destacar en la fluorescencia es el color y el brillo además de la cantidad y la distribución.

El color permite analizar la gravedad del crudo mientras que la reducción u opacamiento del brillo puede ser una indicación de presencia de agua.

Una fluorescencia menos brillante u opaca puede ser evidencia de una formación acuífera. Si, por ejemplo, se ha observado una fluorescencia brillante azulosa en la sección del yacimiento que luego se torna muy mate, es probable que el pozo haya pasado por el contacto aceite/agua.

A través del color de la fluorescencia es posible analizar la gravedad del crudo.

- Mientras menor es la gravedad API (mayor densidad), más oscura y menos intensa será la fluorescencia.
- Es posible que aceite y condensados de alta gravedad no provoquen fluorescencia alguna en el espacio visible, e ahí que la QFT pueda resultar sumamente beneficiosa.

<i>Aceite residual y aceite pesado</i>		<b>Aceite ligero</b>			<b>Gas y condensado</b>			
<b>Color del espectro</b>	rojo	naranja	amarillo	verde	azul	violeta	ultra violeta	rayos x
<b>Unidades ángstrom</b>	7700 a 6100	6000 a 5900	5800 a 5700	5600 a 5200	5100 a 4500	4400 a 4300	4200 a 1500	1400 a 1000
<b>Color de fluorescencia</b>	cafe	naranja	crema a amarillo	blanco	verde azul	violeta	?	?
<b>Grados API</b>	10 - 15	15 - 25	25 - 35	35 - 45	45 - 55	mas de 55	?	?
<b>Gravedad específica del aceite</b>	0.9993 a 0.9659	0.9659 a 0.9042	0.9042 a 0.8498	0.8498 a 0.8017	0.8017 a 0.7589	0.7587 a -----	?	?

**ACEITE** Fluorescencia brillante, colores que varían en función de la gravedad API.

Muy baja gravedad API Marrón rojizo, baja intensidad, por lo general no visible.

Baja gravedad API Marrón rojizo a marrón naranja, no siempre visible.

Gravedad media API      Dorado, amarillo a crema, verde.

Gravedad alta API      Blanco azulado, algunas veces azul pero siempre visible.

CONDENSADO Fluorescencia brillante (cuando esta visible), a menudo manchada, violeta

## IV.9 DISTRIBUCION DE LA FLUORESCENCIA

Es necesario estimar el porcentaje de fluorescencia observado en toda la muestra como en la roca del yacimiento sola y analizar el tipo de distribución.

En primer lugar, la distribución debe describirse en términos de escasa, normal o abundante y luego calificarse con adjetivos como: pareja o total, uniforme, irregular, punteada (característico de la grasa de tubería) etc.

Se debe tratar de estimar el porcentaje de cortes que fluorescen en la muestra completa pero también el porcentaje de cortes del propio intervalo que muestran fluorescencia.

### IV.9.1 TECNICA DE FLUORESCENCIA CUANTITATIVA “QFT”.

La QFT es un procedimiento que se realiza en el pozo y permite obtener una medición exacta de la fluorescencia de cualquier cantidad de crudo presente en una muestra.

Si bien no deben descartarse las técnicas de fluorescencia convencionales como herramienta de evaluación, La QFT elimina errores potenciales:

En primer lugar, el error producto del carácter subjetivo y descriptivo del proceso convencional que ha hecho que, no pocas veces, a partir de la misma muestra se presenten informes distintos.

En segundo lugar, el error inherente a la fluorescencia convencional ya que muchas de las emisiones provenientes de los hidrocarburos caen fuera del rango detectable por el ojo humano. Esto no sólo significa que la fluorescencia visible no constituye sino una fracción de la emisión real y por lo tanto no es enteramente representativa, sino que ciertas ocurrencias de hidrocarburos pueden pasar completamente desapercibidas.

La QFT se realiza con un fluorómetro portátil que mide de forma exacta la intensidad de la fluorescencia producida por el aceite en una muestra dada. Esta intensidad es proporcional a la cantidad de aceite en la muestra, y puede graficarse en un registro de lodo a fin de mostrar un perfil basado en la profundidad de concentración de aceite.

Esto, además de otros parámetros como gas, relaciones, litología, porosidad, fluorescencia convencional, etc constituirá una excelente fuente de información a partir de la cual se puede realizar una evaluación y un perfil completo de un pozo.



Fluoroscopio QFT.

#### IV.9.2 PROCEDIMIENTO PARA HACER UN FLUORANÁLISIS

Para efectuar un fluoranálisis se debe seguir un orden establecido previamente para evitar cualquier omisión que redunde en la obtención de datos fieles.

- a)- Recuperar muestras de los vibradores.
- b)- Lavar los cortes en la forma establecida.
- c)- Colocar la muestra en un fondo petri.
- d)- Introducir el fondo petri al fluoroscopio.
- e)- Separar fragmentos que se sospeche tengan aceite de acuerdo a la fluorescencia que presentan en el fluoroscopio
- f)- Colocar los fragmentos separados en un platillo de evaporación.
- g)- Introducir el platillo de evaporación al fluoroscopio y agregar un solvente.
- h)- Observar si presenta o no fluorescencia. Si presenta fluorescencia, evaluar la intensidad de los listones fluorescente, así como su color. A esta evaluación se le llama valor solvente y equivale a la fluorescencia de separación. El verdadero color de la fluorescencia se reporta hasta que el solvente se evapora y se observa el color de la fluorescencia del aceite que queda después de la prueba.

## **APENDICE**

### **VARIABLES DE PERFORACION QUE ANALIZA UN EQUIPO DE REGISTROS DE HIDROCARBUROS**

#### **A.- VELOCIDAD DE PERFORACION**

Indica zonas de alta presión.  
Indica cambios de formación.  
Indica zonas porosas o fracturadas.  
Da un índice para determinar la vida utilizada de la barrena, considerando su vida estimada.

#### **B.- PROFUNDIDAD**

Proporciona el conocimiento continuo de la profundidad hasta donde la barrena ha avanzado.

#### **C.- DETENCCION DE GAS**

Lecturas continuas de gas que provienen de la formación, gas fondo (durante el viaje de la tubería), gas de conexión, gas recirculado.  
Análisis cromatografico.

#### **D.- LITOLOGIA Y RECUPERACION DE MUESTRAS**

Da a conocer el tipo de roca que se esta perforando.  
Este dato se utiliza para considerar el tipo de barrena apropiado y las condiciones óptimas de perforación.  
Auxilia al Geólogo a determinar sus contactos de formación.

#### **E.- CONDUCTIVIDAD DEL LODO**

Mide el Ion cloro en los lodos base agua.  
Indica presencia de agua salada que se están perforando, capas de sal o un domo salino.  
Nos puede indicar un aumento en la presión de formación.

#### **F.- DENSIDAD CONTINUA DEL LODO, ENTRADA Y SALIDA**

Muestra las variaciones en la densidad del lodo debido a fluidos provenientes de la formación ó a incremento en el por ciento de sólidos en el lodo.  
Se utiliza en los cálculos hidráulicos.

#### **G.- NIVEL DE PRESAS**

Indica el volumen de tanques en m<sup>3</sup>, así como sus variaciones, mostrando perdidas de lodo ó flujos.  
Ayuda a conocer si el pozo tiene flujos ó perdidas durante los viajes de tubería .

#### **H.- PESO SOBRE LA BARRENA Y CARGA EN EL BLOCK**

Lleva el control del peso aplicado a la barrena.

La carga en el block nos puede indicar: resistencia al meter la T.P., pérdida de parte de la sarta, tubería atrapada en el pozo, ó fricción al sacar la T.P.

### **I.- TORSIÓN**

Indica el torque de la tubería de perforación.

Se puede diagnosticar problemas en la barrena o en el agujero tales como: derrumbes de formaciones, atropamiento de la sarta, barrena gastada, roles flojos, fricciones en los baleros, material metálico caído al pozo, estabilizadores o barrena emboladas y desprendimientos de aletas de estabilizadores.

### **J.- PRESIÓN DE BOMBA**

Indica la presión de bombeo durante la circulación del lodo.

Se utiliza este dato en los cálculos de hidráulica del pozo.

Diagnostica tubería rota, juntas de T.P. lavadas, barrena embolada, tuberías tapadas o pérdidas del fluido de perforación.

### **K.- DETECCIÓN DE GAS SULFHDIRICO**

Nos indica mediante alarmas la presencia de H<sub>2</sub>S en ppm avisando riesgos para el personal.

### **L.- EMBOLADAS DE LA BOMBA**

Nos indica el número de emboladas que utilizan para perforar un metro.

Sirve de índice para conocer las emboladas de atraso, para recolectar la muestra a la profundidad a la que corresponde.

Indica la velocidad de bombeo, el gasto por minuto durante la circulación del lodo.

### **M.- VELOCIDAD DE ROTARIA**

Da la velocidad de la rotaria en R.P.M.

Se utiliza en la evaluación de la velocidad de perforación y optimización de condiciones de perforación.

### **N.- TEMPERATURA DEL LODO**

Refleja la variación de la temperatura del fondo.

Indica la influencia de la temperatura de la formación, sobre el lodo.

Flujos de agua ó presiones anormales.

### **O.- HIDRAULICA**

Cálculos de hidráulica en el pozo tales como: densidad equivalente de circulación, perdidas de presión, caballaje hidráulico en la barrena, en el sistema, fuerza de impacto, velocidades anulares, velocidad crítica del lodo, velocidad de las toberas, etc.

## INTERPRETACIÓN DE PARAMETROS

Durante la perforación de pozos petroleros, se presentan una serie de problemas, dentro del agujero en las operaciones normales, o durante los viajes de la sarta de perforación.

Es de suma importancia detectar y analizar el comportamiento de los parámetros de perforación, para poder tomar las decisiones pertinentes en el momento adecuado y reducir los riesgos dentro del agujero, ya sea perforando o durante los viajes y evitar hasta donde sea posible los accidentes mecánicos, los costos de perforación y preservando la seguridad del personal del equipo de perforación.

Estos son los casos más comunes observados durante el desarrollo de la perforación de un pozo petrolero, aunque pueden presentarse algunos otros diagnosticados.

### EJEMPLO A

Perforando normalmente, todos los parámetros monitoreados se mantienen estables dentro de los rangos establecidos formando una línea continua sin variaciones bruscas. Figura A

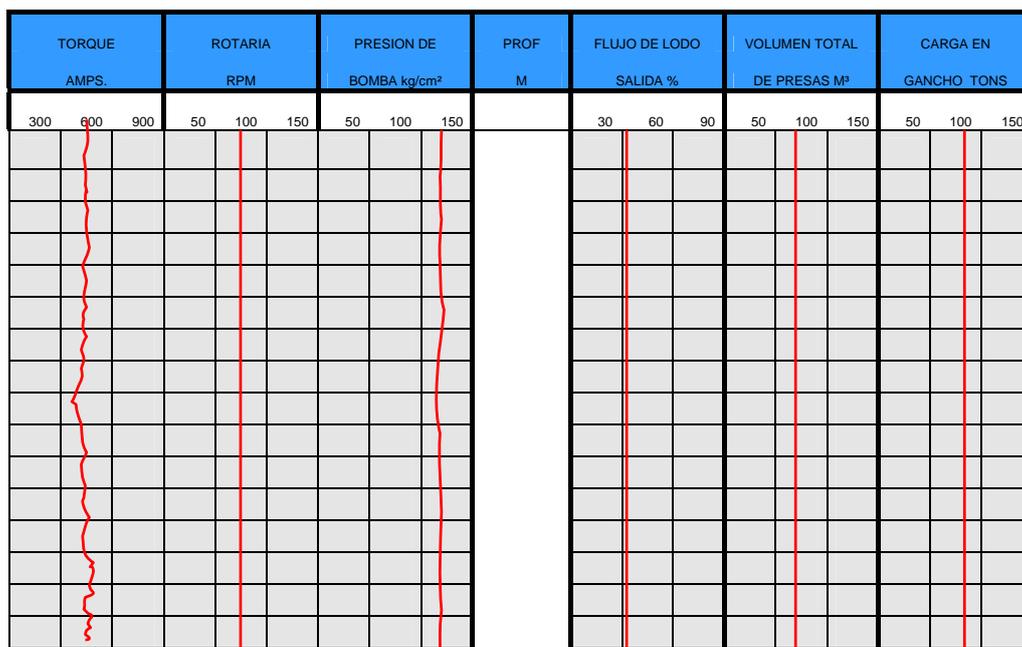


FIG. A

**NOTA:** En la mayoría de los sistemas de monitoreo, se entiende que el peso total de la sarta dentro del lodo, tiene un valor determinado por la cantidad de acero existente de acuerdo a la profundidad a que se encuentra la barrena y a la densidad del lodo. Si la barrena es presionada en el fondo del pozo para perforar, el peso que se le cara a la misma es restado del peso total de la sarta, creando el parámetro calculado llamado “Peso sobre la Barrena” que es la carga necesaria aplicable a la formación a través de la tubería de perforación, para que la barrena perfere a mayor o menor velocidad.

### DIAGNOSTICO

El valor de carga en gancho total con sarta levantada es de 100 toneladas. Al indicar la gráfica 90 toneladas, se concluye que se esta perforando con 10 tons/bna.



- b) Conociendo las toneladas que perdió la “Carga en gancho”, la longitud y peso de la herramienta y peso de la tubería de perforación así como la densidad del lodo, se puede calcular la longitud de la tubería que quedo dentro del agujero. Figura C.

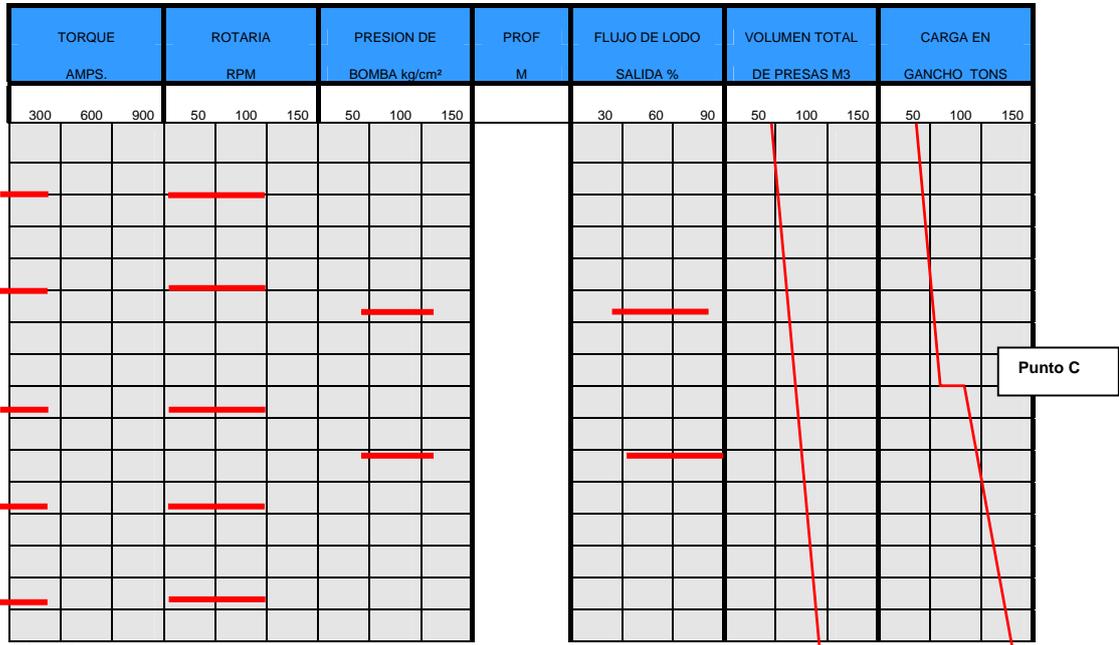


Fig. C

**EJEMPLO D**

Sacando sarta de perforación.

- a) La carga en gancho aumenta bruscamente en el punto “D” ocasionada por fricción.  
 b) Al desconectar la tubería con rotaria, se registra torsión fuera de lo normal en ese intervalo.

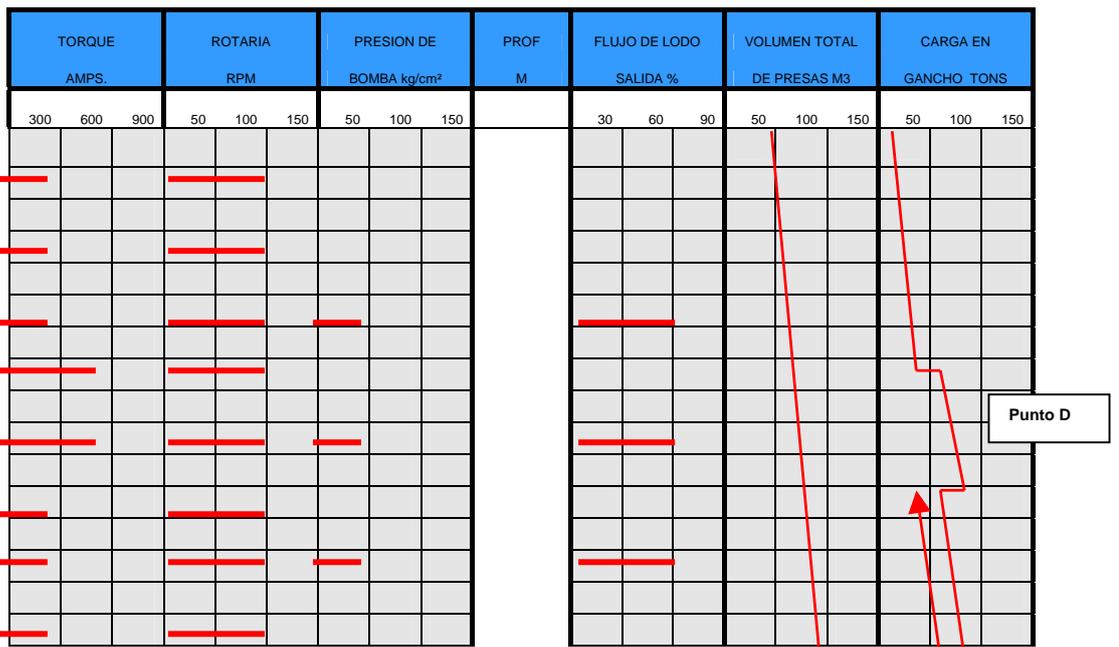


Fig. D







**EJEMPLO I**

- a) El volumen de acero con toda la tubería dentro del pozo es de 35 m<sup>3</sup>.
- b) En agujero descubierto, la velocidad máxima de bajada permitida, para no inducir una pérdida de fluido a la formación, es de 40 m/seg.
- c) El incremento del volumen del lodo registrado en las presas, después del viaje, fue de 24 m<sup>3</sup>.
- d) Si se observa la grafica de desplazamiento de lodo, se nota que después de la zapata, la tendencia de recuperación del lodo empujado por la tubería, ya no es continuo (Indicado en la línea gruesa del volumen total de presas) como debería ser, si se hubiese viajado de acuerdo a la velocidad programada (línea delgada de la grafica de volumen total de presas).
- e) El volumen de lodo indica una pérdida de 11 m<sup>3</sup>.
- f) El flujo de salida registra un nivel menor al esperado.

**DIAGNOSTICO**

- a) Al bajar la tubería en el agujero descubierto, se viajo a una velocidad mayor de la permitida provocando. Figura I

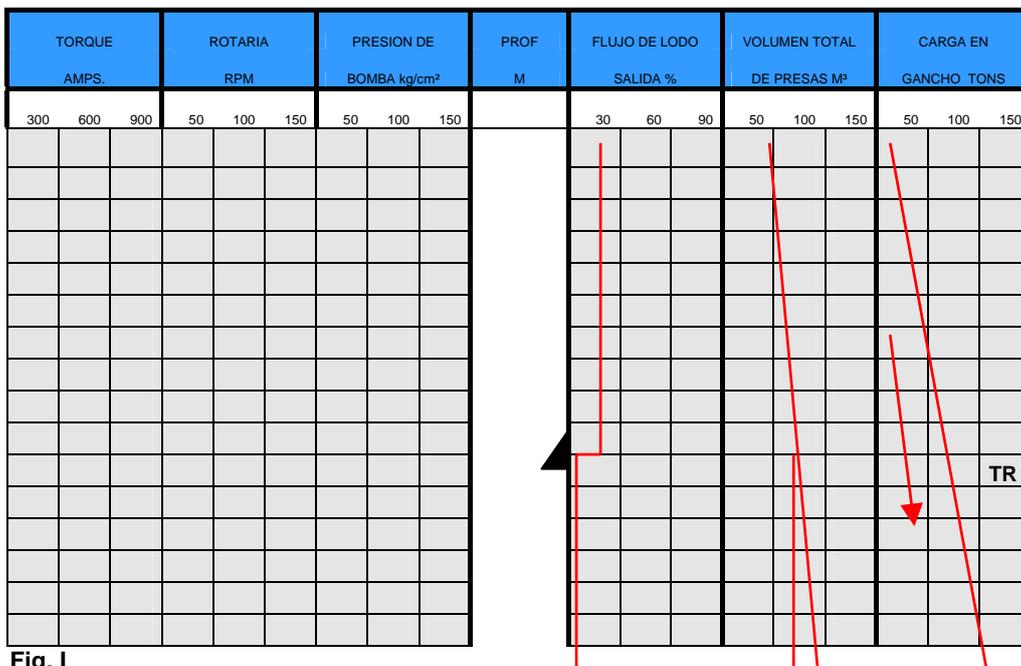


Fig. I

**EJEMPLO J**

Al estar perforando normalmente hay cambios bruscos en las variaciones de perforación.

- a) Incrementa el torque.
- b) Disminuye la velocidad de la rotaria hasta casi detenerse y por ultimo se detiene.
- c) Se incrementa la presión de bombeo.
- d) Disminuye el peso de la sarta.
- e) Disminuye ligeramente el flujo del lodo en la salida.
- f) El volumen de lodo en las presas disminuye ligeramente.

**DIAGNOSTICO**

- a) Tubería de perforación atrapada por derrumbes.
- b) Tubería de perforación atrapada por desprendimiento de una aleta de estabilizadores. Figura J

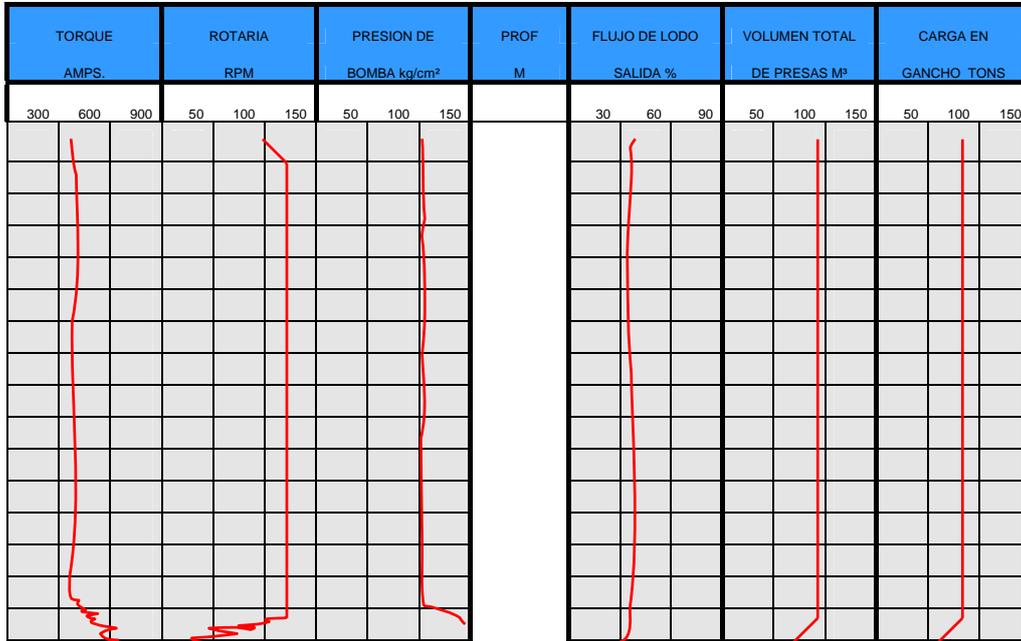


Fig. J

**EJEMPLO K**

Al estar perforando normalmente hay cambios bruscos en las variaciones de perforación.

- a) Incrementa el torque.
- b) Disminuye la velocidad de la rotaria hasta detenerse.
- c) Se mantiene la presión de bombeo.
- d) Disminuye el peso de la sarta.
- e) El flujo del lodo en la salida se mantiene.
- f) El volumen de lodo en las presas no tiene variación.

**DIAGNOSTICO**

- a) Tubería de perforación atrapada por presión diferencial. Figura K



Fig. K

**EJEMPLO L**

Al estar perforando se observa cambios en algunos parámetros.

- a) Disminuye la presión de bombeo.
- b) Disminuye el flujo de salida del lodo.
- c) El nivel de presas baja lentamente.

**DIAGNOSTICO**

- a) Perdida parcial de lodo de perforación. Figura L

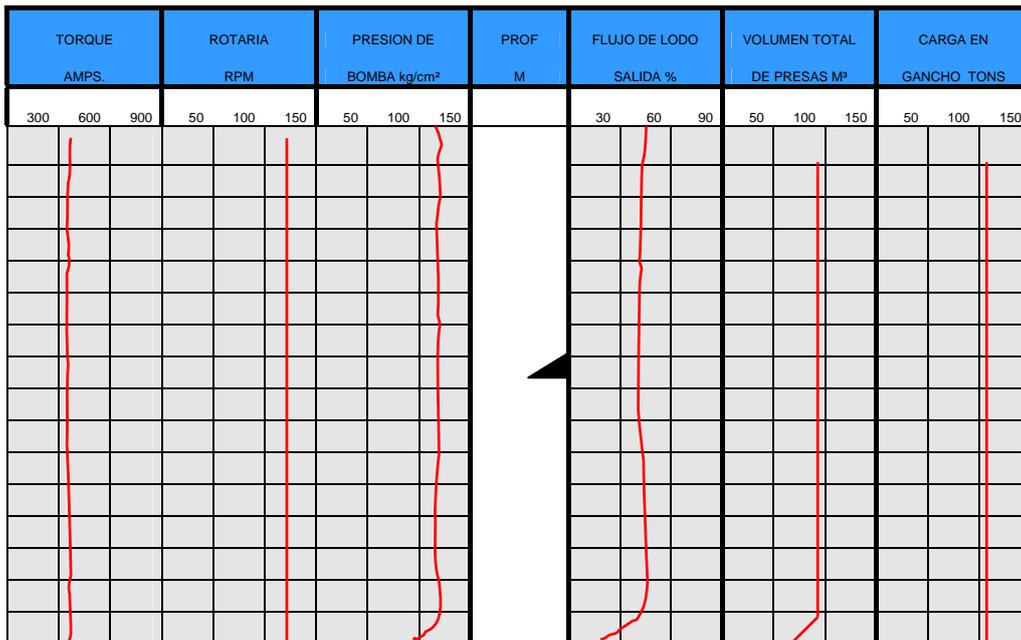


Fig. L

### EJEMPLO M

Al estar perforando se observan cambios en algunos parámetros.

- a) Disminuye la presión de bombeo.
- b) Disminuye el flujo de salida del lodo hasta cero.
- c) El nivel de presas baja rápidamente.
- d) La carga en gancho aumenta ligeramente.

### DIAGNOSTICO

- a) Perdida total de, lodo de perforación. Figura M

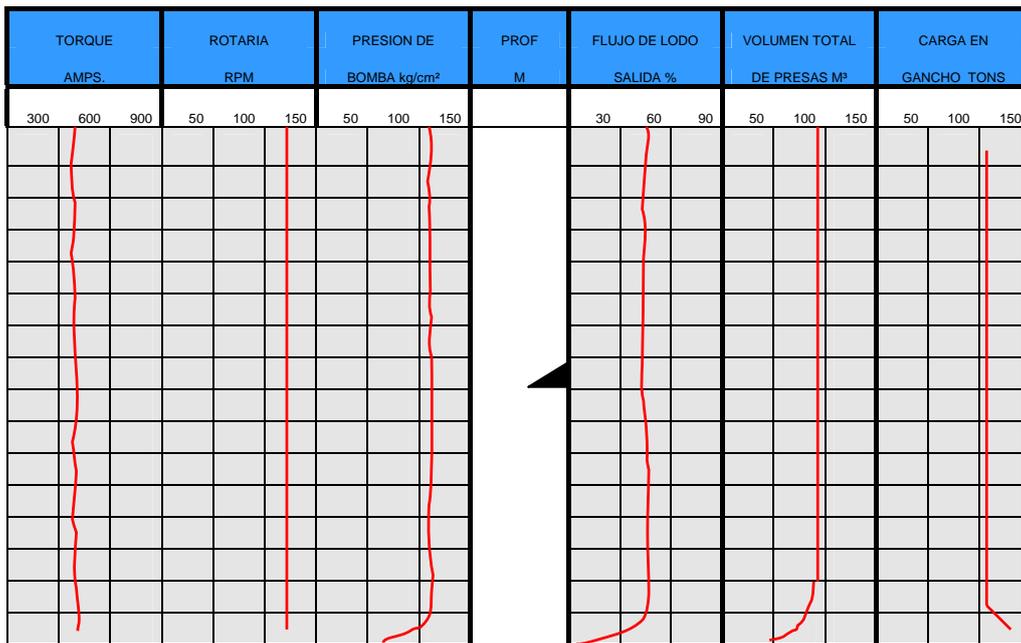


Fig. M

Observaciones: Al quedar el pozo sin lodo, disminuye el “efecto de flotación” y la carga en el gancho aumenta ligeramente.

### EJEMPLO N

Variación en un parámetro.

- a) Disminuye la presión de bombeo.
- b) El resto de los parámetros se mantienen constantes.

### DIANOSTICO

- a) Tobera de la barrena caída.
- b) Tubería rota (degollada).
- c) Junta de tubería de perforación lavada (erosionada).
- d) Tubería fisurada por esfuerzo interno. Figura N

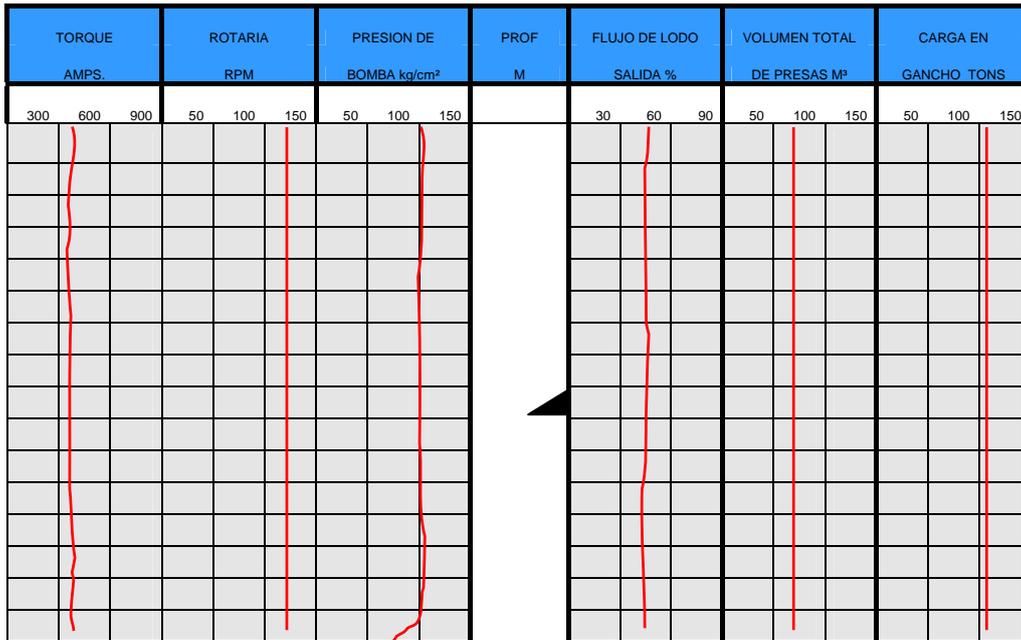


Fig. N

### EJEMPLO Ñ

Variación en parámetros.

- a) Disminución de la presión de bombeo.
- b) Aumento del flujo en la salida del lodo.
- c) Aumento del nivel de presas.
- d) Aumenta la carga en el gancho.
- e) Aumenta la velocidad de bombeo.

### DIAGNOSTICO

- a) Entra a la columna del lodo, un flujo invasor proveniente de la formación.

**Observación:** Aumenta la carga en el gancho debido a que con el fluido invasor, por ser este mismo de menor densidad que el lodo; disminuye el efecto de flotación en el pozo.

La velocidad de bombeo aumenta, porque al aligerarse la columna hidrostática, la bomba encuentra menos esfuerzo para levantar el lodo del espacio anular, ya que la potencia mecánica aplicada es la misma. Figura Ñ

### EJEMPLO O

Variación en algunos parámetros de perforación.

- a) Aumento de la presión de bombeo.
- b) Aumento del torque de la rotaria.

### DIAGNOSTICO

- a) Agujero con abundantes derrumbes y además, recorte en la sección de la herramienta por deficiente velocidad anular. Figura O

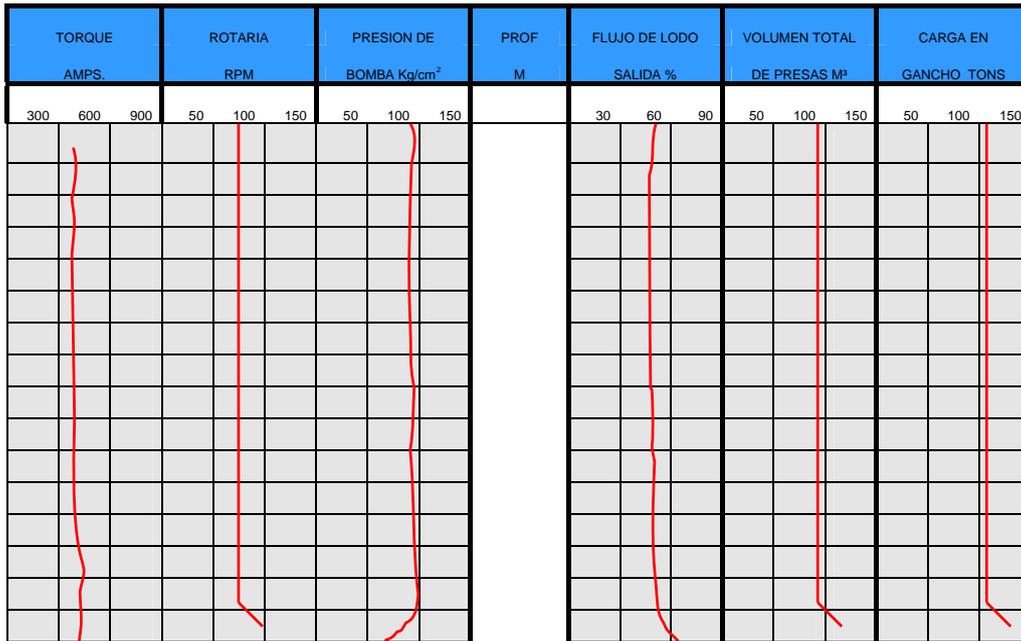


Fig. N

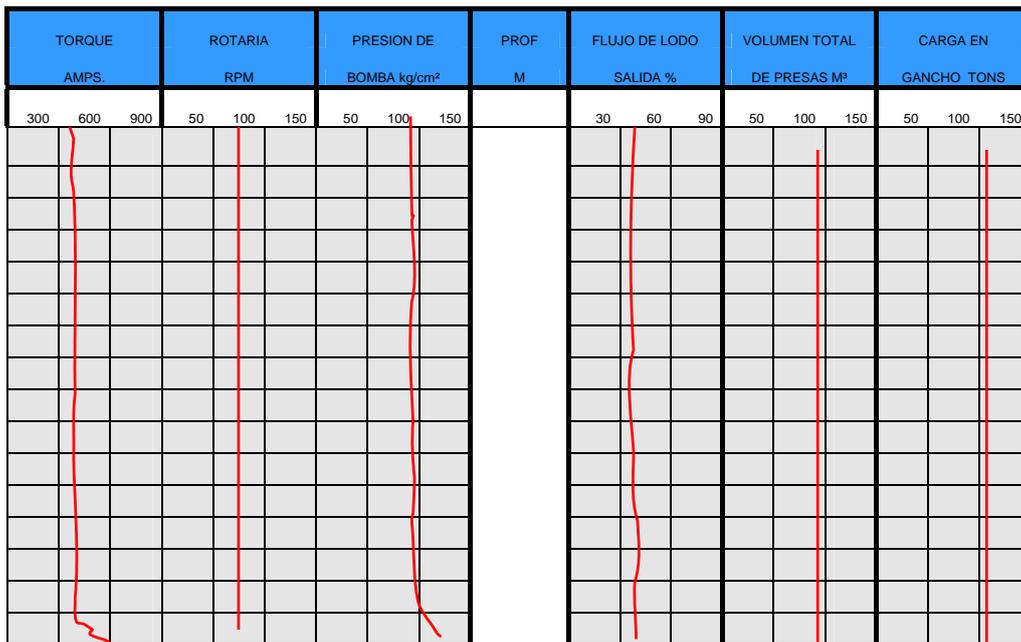


Fig. O

**EJEMPLO P**

Variación en algunos parámetros de perforación.

- a) Aumento de la presión de bombeo.
- b) El flujo de lodo en la salida disminuye ligeramente.

**DIAGNOSTICO**

- a) Toberas tapadas.
- b) Barrena o estabilizadores embolados.
- c) Colador del sistema de desviación (MWD) obturado por recirculación de material detrítico u obturante.
- d) Barrena muy desgastada y excesivo peso sobre la misma para continuar perforando. Figura P



Fig. P

**EJEMPLO Q**

Variación en algunos parámetros de perforación.

- a) Aumento brusco de la señal de torque de rotaria.
- b) Disminución notoria de la rotaria en sentido inverso de la lectura del torque.
- c) El resto de los parámetros se mantienen estables.

**DIAGNOSTICO**

- a) Barrena con excesivo desgaste.
- b) Roles de la barrena muy flojos y próximos a desprenderse.
- c) Fricción en los baleros de los roles de la barrena.
- d) Dientes de la barrena quebrados y provocando atorones en el fondo que impiden la rotación normal de la misma.
- e) Hules de la tubería caídos al espacio anular.
- f) Material metálico caído al pozo.
- g) Desprendimiento de aletas de los estabilizadores. Figura Q



Fig. Q

### EJEMPLO R

Corrida típica de la vida de una barrena tricónica.

- Aumento progresivo de la señal de torque de acuerdo al desgaste de la barrena sin cambios bruscos.
- Velocidad de penetración de rápida a lenta de acuerdo al desgaste.
- La presión de bombeo aumenta paulatinamente al profundizarse el agujero por el aumento de la presión hidrostática en el fondo.
- El flujo del lodo se mantiene constante.
- La velocidad de rotación se mantiene sin cambio.
- Si no se agrega lodo nuevo en las presas, el volumen total disminuirá, pues el agujero nuevo se está llenando al momento de la perforación y el lodo usado se está restando del nivel inicial.
- La carga en gancho aumentará progresivamente al ir agregando tubería en la sarta.

### DIAGNOSTICO

- Corrida de la vida de una barrena triconica sin problemas. Figura R

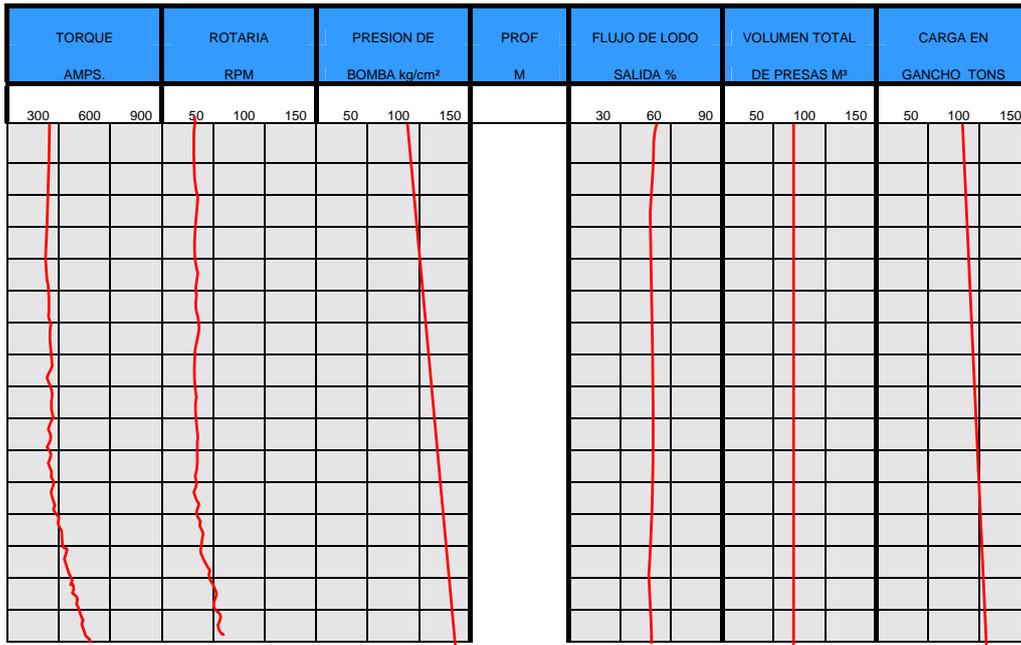


Fig. R

## HIDRAULICA DE LA PERFORACIÓN ROTARIA

**HIDRAULICA.** Parte de la mecánica que estudia el comportamiento de los líquidos en movimiento, la transmisión de energía y los efectos de flujo.

El uso de la hidráulica en la perforación de pozos, tiene las siguientes aplicaciones:

1. Mantener limpio el agujero de los cortes de la barrena.
2. Proporcionar una fuerza de impacto, debido al flujo expulsado a través de las toberas de la barrena, con el fin de incrementar la velocidad de perforación.
3. Controlar el tipo de flujo en el espacio anular, para no dañar las paredes del pozo.
4. Controlar las condiciones geológicas y presión de bombeo, para evitar la fracturación de las formaciones.
5. Conocer los valores reales de la presión hidrostática, para evitar brotes o fracturas en formaciones débiles.
6. Permite el cálculo del efecto de pistón o émbolo, sobre las formaciones, Al bajar o levantar la Sarta de tubería de perforación.

### SISTEMA DE CIRCULACIÓN DEL LODO CON LA SIGUIENTE SECUENCIA:

1. Líneas de succión de la presa del lodo.
2. Bombas de lodo
3. Tuberías de conducción
4. Tubo vertical Stand Pipe
5. Manguera de perforación

6. Unión giratoria (SWIVEL)
7. Flecha o kelly
8. Tubería de perforación
9. Drill collar
10. Toberas de la barrena
11. Espacio anular
12. Línea de flote
13. Mallas de las temblorinas
14. Caja de la temblorina
15. Presas

### BOMBAS DE LODO

Fórmula para calcular el desplazamiento de la bomba:

Duplex  $De = 0.02575 \times L (2D^2 - d^2) = \text{Its/emb}$

100% Efic.  $Q = 0.0068 \times L \times (2D^2 - d^2) = \text{gal/emb}$

Triplex  $De = 0.0386 \times L D^2 = \text{Its/emb}$

100% Efic.  $Q = 0.0102 \times L \times D^2 = \text{gal/emb}$

De = Desplazamiento de la bomba Its/emb

Q = Gasto de la bomba gal/emb

L = Longitud del pistón pg

D = Diámetro del pistón pg

### LIMPIEZA DE CORTES EN EL AGUJERO

Dentro del agujero en el espacio anular, se presentan dos velocidades. La velocidad de asentamiento de cortes y la velocidad de fluido de perforación.

La limpieza adecuada del agujero, se efectúa cuando la velocidad anular excede a la velocidad de desplazamiento de los cortes. Si la velocidad del lodo en el espacio anular es igual a la velocidad de asentamiento de cortes estos no se levantarán, permanecerán en el mismo nivel en el agujero. Normalmente con una velocidad anular de 9 a 13 m/min. (30 a 40 pies/min.) Mayor que la velocidad de deslizamiento máxima, es suficiente para mantener limpio el agujero.

La velocidad de asentamiento de cortes, disminuye al incrementarse la densidad del lodo y la viscosidad.

### FORMULA PARA CALCULAR LA VELOCIDAD DE ASENTAMIENTO DE CORTES

$$VS = \frac{21.23 \times \emptyset^2 \times (ds - de)}{VA}$$

VS = Velocidad de asentamiento de cortes: m/seg

$\emptyset$  = Diámetro de cortes: pg

$d_s$  = Densidad de cortes:  $\text{gr/cm}^3$

$d_e$  = Densidad del lodo:  $\text{gr/cm}^3$

VA = Viscosidad aparente: centipoises

## VELOCIDAD ANULAR

En la velocidad ascendente del lodo a través del “Espacio Anular”; y depende del gasto de la bomba, del área anular de las condiciones del lodo de perforación.

La mayoría de los pozos se dividen en tres secciones, con respecto a la aplicación de la Hidráulica.

**Sección 1.** Primera etapa o superficie del agujero, diámetro del agujero, mayor. Se requiere un volumen de circulación del lodo, suficiente para mantener una adecuada velocidad anular. En ocasiones será necesario el empleo de las “dos bombas de lodo”.

**Sección 2.** Será la segunda etapa o agujero intermedio. El diámetro del agujero será menor que la primera etapa, y el volumen del lodo requerido será menor también. En esta etapa es posible optimizar la hidráulica en la barrena.

**Sección 3.** El diámetro del agujero es aún más pequeño; así, el volumen de lodo y caballaje requerido será de moderado a bajo. Se necesitará unas toberas apropiadas para proporcionar una alta velocidad de chorro. Las pérdidas de presión de bombeo debe ser alta también.

## CAPACIDAD DEL LODO DEL ACARREO EN CORTES

La forma de los cortes influye en la capacidad del lodo para acarrearlos. Las partículas de forma plana irregular son más fáciles de levantar que las partículas redondas.

En el sistema de circulación se presentan 2 tipos de flujo. Flujo turbulento o flujo laminar.

**FLUJO LAMINAR.** Este se presenta cuando el frente del flujo tiene una forma parabólica y ordenada de las partículas que viajan en forma paralela a las paredes del pozo, y de la tubería de perforación. Es muy importante mantener el perfil del flujo en un pozo como flujo laminar para que el volumen de circulación no ocasione la erosión del agujero.

Perfil de la velocidad del lodo en el flujo laminar en el espacio anular.

En la parte media del flujo, la recuperación de partículas es más rápida que en las partes laterales.

**FLUJO TURBULENTO.** Se origina cuando la velocidad del fluido se incrementa por un excesivo gasto y la dirección de las partículas es en forma desordenada, encontrándose en colisión en forma constante.

Para conocer el tipo de flujo que se encuentra circulando en el pozo, es necesario utilizar el número de reynolds, el cual se expresa como:

Re = Número de Reynolds.

D = diámetro del agujero cm

V = Velocidad del fluido (cm/seg.)

De = Densidad del fluido (gr/cm<sup>3</sup>)

$\mu$  = viscosidad del fluido (centipoises)

$$Re = \frac{D \times V \times de}{\mu}$$

**RANGO DE TIPO DE FLUJO**

Re < 2000 = Flujo laminar

Re De 2000 a 3000 = Etapa de transición

Re > 3000 = flujo turbulento

**FORMULA DE VELOCIDAD ANULAR**

Sistema métrico

$$Va = \frac{G}{30.4 (D^2 - d^2)}$$

Va = Velocidad anular m/seg.

D = Diámetro agujero pg.

G = Gasto de Bomba lt/min.

d = Diámetro T.P. pg.

Sistema inglés

$$Va = \frac{Q \times 24.51}{D^2 - d^2}$$

Va = Velocidad anular pies/min.

Q = Gasto de Bomba gpm

D = Diámetro agujero pg

d = diámetro T.P. pg

**VELOCIDAD CRÍTICA.** Cuando la velocidad anular es mucho mayor que la normal y convierte el flujo laminar en turbulento, es lo que se llama “velocidad crítica”

**FORMULA DE LA VELOCIDAD CRÍTICA**

$$VC = 0.44 \sqrt{\frac{yP}{de}}$$

VC = Velocidad crítica: m/seg.

yP = Punto de cedencia: lb/100 pies<sup>2</sup>

de = Densidad del lodo: gr/cm<sup>3</sup>

## PRESION DE CIRCULACION

La presión de circulación en el fondo, es la suma de la presión hidrostática más la presión necesaria para hacer circular el lodo por el espacio anular hacia la superficie.

La presión de la circulación tiene la función de vencer la fricción entre el lodo y todo lo que este pueda encontrar durante su desplazamiento, dentro de la tubería, en la barrena y el espacio anular.

$$PC = PH + \Delta Pan$$

PC = Presión de circulación: kg/cm<sup>2</sup>

PH = Presión hidrostática: kg/cm<sup>2</sup>

$\Delta Pan$  = Pérdida de presión en el espacio anular: kg/cm<sup>2</sup>

## PÉRDIDAS DE PRESION EN EL SISTEMA

Dentro del sistema de circulación del fluido de perforación, existen pérdidas de presión en diferentes secciones:

1. Caída de presión en la superficie (líneas de la Bomba, Stand Pipe, Swivel, Kelly).
2. Caída de presión en la Sarta de perforación (T.P. Drill Collar, Herramientas especiales en la Sarta)
3. Caída de presión en la Barrena (Toberas)
4. Caída de presión en el espacio anular (en diferentes secciones del espacio anular)

La suma de las caídas de presión en cada una de estas secciones, es la **presión de Bombeo**.

## PÉRDIDA DE PRESIÓN E TUBERÍAS (FLUJO TURBULENTO)

$$\Delta PT = \frac{VP \cdot 0.18 \times de \cdot 0.82 \times Q \cdot 1.82 \times L}{700.3 \times Di \cdot 4.82}$$

$\Delta PT$  = Pérdida de presión en tubería: lb/pg<sup>2</sup>

VP = Viscosidad plástica: centipoise

de = Densidad del lodo: gr/cm<sup>3</sup>

Q = Gasto de la bomba: gpm

L = Longitud de tubería: m

Di = Diámetro interior de tubería: pg

## VELOCIDAD Y PÉRDIDA DE PRESIÓN EN LAS TOBERAS

La limpieza del fondo del agujero reviste una importancia primordial en la optimización de la perforación. La buena limpieza del fondo del agujero, depende de la fuerza de impacto, la velocidad de las toberas y de la pérdida de presión en la barrena.

En algunas formaciones suaves, es posible perforar sólo por la acción del chorro de la barrena en este caso las máximas velocidades de penetración obtendrán con la máxima acción con las toberas de la barrena.

### FORMULA PARA CALCULAR LA VELOCIDAD DE LAS TOBERAS

$$\text{Sistema Métrico} \\ V_t = \frac{G}{A_t \times 38.7}$$

$V_t$  = Velocidad de toberas: m/seg.

$G$  = Gasto de la Bomba: lt/min.

$A_t$  = Área de las 3 toberas:  $\text{pg}^2$

Sistema Ingles

$$V_t = \frac{0.32 \times Q}{A_t}$$

$V_t$  = Vel. Toberas: pies/seg.

$Q$  = Gasto de bomba: gpm

$A_t$  = Área de las 3 toberas:  $\text{pg}^2$

**IMPACTO HIDRAULICO** Conocido comúnmente como fuerza de impacto, es la fuerza con la que el chorro del fluido de perforación golpea el fondo del agujero, e inicia la remoción de cortes de la barrena.

La fuerza de impacto máxima será cuando la barrena obtenga un 48% de la potencia hidráulica del sistema.

Sistema Inglés

F.I. = Fuerza de impacto: lb

$Q$  = Gasto de bomba: gpm

$D_e$  = Densidad del lodo: lb/gal

$V_t$  = Vel. en toberas: pies/seg.

$\Delta B_n$  = Pérdida de presión en la Bna.  $\text{lb/pg}^2$

$$F.I. = \frac{Q \times d_e \times V_t}{1932}$$

Sistema métrico

$$F.I. = 0.001953 \times d_e \times Q \times V_t$$

F.I. = Fuerza de impacto: kg

$d_e$  = Densidad del lodo:  $\text{gr/cm}^3$

$Q$  = Gasto de bomba: gal/min.

$V_t$  = Vel. toberas: pies/seg.

## POTENCIA HIDRÁULICA EN LA BARRENA

Una buena limpieza del fondo del agujero y un óptimo avance en la velocidad de perforación, dependen de la potencia hidráulica en la barrena y el gasto de la bomba (galones por minuto).

La potencia hidráulica en la barrena, debe ser de 40 a 65% de la potencia en el sistema.

$$HP \text{ Bna} = \frac{Q \times \Delta P \text{ Bna}}{1714}$$

HP Bna. = Potencia Hidráulica en la barrena: H.P.

Q = Gasto de Bomba: gpm

$\Delta P \text{ Bna}$  = Pérdida de presión en la barrena: lb/pg<sup>2</sup>

La potencia hidráulica por pulg<sup>2</sup> del área de la barrena, debe de ser en función de la velocidad de perforación.

De 1 a 7 min/m = 5 hp/pulg<sup>2</sup> de área de bna.

De 8 a 12 min/m = 4 hp/pulg<sup>2</sup> de área de bna.

Más de 12 min/m = 2.5 - 3 hp/pulg<sup>2</sup> de área de bna

Barrenas de diamantes = 3.1 hp/pg<sup>2</sup> de área de bna

Para determinar HP/pulg<sup>2</sup> de área de barrena, se emplea la siguiente fórmula:

$$HP/pulg^2 = \frac{HP \text{ Bna}}{A \text{ Bna}}$$

HP/pulg<sup>2</sup> = hp por pg<sup>2</sup> de área de la Barrena: hp

HP Bna = Potencia hidráulica en la Barrena: hp

A Bna = Área de la barrena: pg<sup>2</sup>

## GASTO DE LA BOMBA NECESARIO

Para obtener un gasto adecuado, que proporcione una buena limpieza del fondo del agujero, y para mantener un flujo laminar dentro del espacio anular, el gasto de la bomba deberá ser en proporción al diámetro de la barrena y de la velocidad de perforación, cuando la velocidad de perforación es de 1 a 14 min/m., se emplea la siguiente fórmula:

$$Q = D \times 45 = \text{gpm} \quad Q = 85 \times 45 = 3825$$

Cuando la velocidad de perforación es lenta, más de 15 min/m, se utiliza la siguiente fórmula:

$$Q = D \times 35$$

Q = Gasto de la bomba: gpm

D = Diámetro de la Barrena: pg

Nunca usar más de 50 galones por pulgada de diámetro de la barrena, porque puede ocasionar altas presiones y erosión en el espacio anular.

### **PÉRDIDA DE PRESION EN LA BARRENA**

La caída de presión en la barrena se lleva acabo en las toberas de la misma y depende del área de las toberas la densidad del lodo y el gasto de la bomba de lodo.

#### **SISTEMA METRICO**

$$\Delta Bna = \frac{de \times G^2}{7060 \times C^2 \times A^2}$$

$\Delta P Bna$  = Pérdida de presión en Bna: kg/cm<sup>2</sup>

de = Densidad del lodo: gr/cm<sup>3</sup>

G = Gastos de bomba: lt/min.

C = Coeficiente en toberas: 0.95

A = Área de las 3 toberas: cm<sup>2</sup>

#### **SISTEMA INGLES**

$$\Delta P Bna. = \frac{de \times Q^2}{1303 A^2}$$

$\Delta P Bna.$  = Pérdida de presión en Bna: lb/pulg<sup>2</sup>

de = Densidad del lodo: gr/cm<sup>3</sup>

A = Área total de las 3 toberas: pg<sup>2</sup>

### **DIAMETRO Y AREA DE TOBERAS NECESARIOS**

El diseño de un programa hidráulico está basado en la optimización de la limpieza del agujero. Los métodos más utilizados para realizar el diseño son basados en: impacto hidráulico, potencia hidráulica y velocidad de toberas.

Para el diseño de cualquiera de los métodos arriba indicados, se requiere de terminar el área o diámetro de las toberas a utilizar.

### **AREA DETOBERAS REQUERIDA PARA OBTENER UNA PERDIDA DE PRESION CONOCIDA**

$$At = \sqrt{\frac{de \times Q^2}{10859 \Delta Bna}}$$

At = Área de las toberas: pg<sup>2</sup>

de = Densidad del fluido de perforación: lb/gal

Q = Gasto de la bomba: gpm

$\Delta Bna$  = Pérdida de presión en las Toberas: psi

Ejemplo:

Q = 300 gpm

de = 14.5 lb/gal

$\Delta Bna$  = 1000 psi

Calcular el área de las toberas

$$At = \sqrt{\frac{de \times Q^2}{10859 \Delta P Bna}}$$

Sustituyendo:

$$At = \sqrt{\frac{14.5 \times (300)^2}{10859 \times 1000}}$$

$$At = 0.3466 \text{ pulg}^2$$

$$\frac{0.3466}{3} \text{ (número de toberas)}$$

At = 3 toberas con un área de .1155  $\text{pg}^2$  cada una

Para conocer el diámetro, despejar D de la fórmula del área de un círculo.

$$A = .785 \times D^2$$

$$D^2 = \frac{A}{0.785}$$

$$D = \sqrt{\frac{A}{0.785}}$$

$$D = \sqrt{\frac{.1155}{.785}}$$

A = Área del círculo

D = 0.383 pg.

D = Diámetro de círculo

El diámetro de cada tobera debe ser de:  $0.383 \text{ pg.} = \frac{12''}{32}$

Diámetro de toberas para obtener una velocidad de toberas conocida.

$$Dt = \sqrt{\frac{Q}{2.33 \times N \times Vt}}$$

Dt = Diámetro de toberas: pg.

Q = Gasto de Bomba: gpm

N = Número de toberas:

Vt = Vel. en toberas: pies/seg.

Ejemplo: Calcular el diámetro de las toberas

$$Q = 300 \text{ gpm}$$

$$N = 3$$

$$V_t = 85 \text{ pies/seg}$$

$$D = \sqrt{\frac{300}{2.33 \times 3 \times 85}}$$

$$D_t = 0.7105 \text{ pg. (diámetro de cada tobera)}$$

$$0.7105 \times 32 = \frac{22''}{32}$$

### POTENCIA HIDRÁULICA DEL SISTEMA

La potencia hidráulica en el sistema está en función de la presión de descarga de la bomba, así como del gasto. La cantidad de caballaje hidráulico disponible en la superficie está basada en la máxima presión de descarga y el máximo gasto que pueda proporcionar la bomba.

La potencia superficial se debe distribuir en potencia para el "sistema de circulación" y "potencia en la barrena".

$$\text{HPS} = \frac{\text{PB} \times \text{Q}}{1714}$$

HPS = Potencia hidráulica en el sistema: hp  
 PB = Presión de bombeo psi  
 Q = Gasto de bomba gpm

### PERDIDA DE PRESION EN EL ESPACIO ANULAR

Si la velocidad de bombeo permite que el flujo del lodo en el espacio anular sea laminar, pueden usarse los modelos Newtonianos, de Bingham, o la ley de potencias para desarrollar la relación matemática entre la velocidad de flujo y las pérdidas de presión por fricción.

Si el flujo es laminar, la velocidad de fluido inmediatamente adyacente a las paredes de la tubería será mínima y la velocidad del fluido en la región más distante de las paredes de la tubería será máxima.

La pérdida de presión en el espacio anular puede determinarse en forma general o por secciones, dependiendo del diámetro del agujero.

$$\Delta P \text{ Anular} = \frac{Y_p \times L}{68.6 \times (D-d)} + \frac{Y_p \times V_a \times L}{27,432 (D-d)^2}$$

$\Delta P_{na}$  = Pérdida de la presión en el espacio anular: psi

$Y_p$  = Punto de cadencia: lb/100 pies<sup>2</sup>

$L$  = Longitud del agujero: m

$D$  = Diámetro del agujero: pg

$d$  = Diámetro exterior T.P: pg

$V_p$  = Viscosidad plástica: centipoises

$V_a$  = Velocidad anular: pies/minuto

### DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN

La presión hidrostática y la presión de circulación tienden a modificar aparentemente la densidad del fluido. Esta densidad resultante siempre es mayor a la densidad original (estática). Las propiedades reológicas que afectan la D.E.C., son: punto de cadencia ( $Y_p$ ) y viscosidad plástica ( $VP$ ).

Mientras mayor sea la DEC, habrá un consumo excesivo de potencia de la bomba para circular el lodo y será más factible inducir pérdidas de lodo a la formación

La DEC debe de ser siempre mayor que la densidad del lodo en estado estático pero menor que la densidad necesaria para romper la formación.

Cuando se observa un descontrol del pozo, si el lodo está estático se debe considerar la presión hidrostática vencida con densidad de lodo original, pero si el descontrol se efectúa con el lodo en circulación, es la DEC la que se considera para cálculo de presión hidrostática vencida por la presión de la formación.

#### SISTEMA INGLÉS

$$DEC = \frac{PH + \Delta P_{an}}{\text{Profundidad} \times 0.052}$$

#### SISTEMA METRICO

$$DEC = \frac{(PH + \Delta P_{an}) \times 10}{\text{Profundidad}}$$

DEC = Densidad equivalente de circulación: gr/cm<sup>3</sup>

PH = Presión hidrostática: kg/cm<sup>2</sup>

$\Delta P_{an}$  = Pérdida de presión en el espacio anular: kg/cm<sup>2</sup>

Prof = m

**BIBLIOGRAFIA:**

-Manual para análisis y descripción de muestras 25124510-PO-002

AUTOR: Administración de proyectos de Exploración Región Marina Noreste.

-Manuales de las compañías ROTENCO y DATALOG.

BASADOS EN LAS SIGUIENTES REFERENCIAS

Mud Logging Principles and Interpretations. Exlogs, IHDRC 1985.

Mud logging Handbook. Alun Whitaker. Prentice-Hall 1991.

Mud Logging. J.G. Bond. IHRDC 1986.

Petroleum Development Geology. Parke A. Dickey. Pennwell Books 1986.

Liberated, Produced, Recycled or Contamination. Richard F. Mercer. SPWLA 15<sup>a</sup> Annual Logging Symposium, June 2-5, 1974.

Surface Techniques to Measure Oil Concentration while Drilling. Patrick L. Delaune. Texaco EPTD, SPWLA 33<sup>a</sup> Annual Logging Symposium. June 14-17 1992.

The Application of Fluorescence Techniques for Mudlogging Analisis of Oil Drilled with Oil-Based Muds. M.V. Reyes. Texaco EPTD, SPE 25355 1993.

A New Quantitative Technique for Surface Gas Measurements. Alan C. Wright, Scott A. Hanson, Patrick L. Delaune. Texaco EPTD. SPWLA 34<sup>a</sup> Annual Logging Symposium. June 13-16 1993.

Interpretation of Hydrocarbon Shows using light ( C1-C5) Hydrocarbon Gases From Mud Log Data. J.H. Haworth, M. Sellens, A. Whittaker, AAPG V69 No 68, August 1985.

Reservoir Characterization by Analysis of Hydrocarbon Shows. J.H. Haworth, M.P. Sellens, R.L. Gurvis. SPE 12914 1984.

Well-Site Formation Evaluation by Analysis of Hydrocarbon Ratios. Gregg H. Ferrie, B.O. Pixler, Stuart Allen, petroleum Society of CIM, No 81-32-20, 1981.

Formation Evalution by Analysis of hydrocarbon Ratios. B.O. Pixler. SPE 2254, 1969.

Estimation of Gas/Oil Ratios and Detection of Unusual Formation Fluids From Mud Logging Gas Data. Alan C. Wriugh. Texaco EPTD, SPWLA 37<sup>a</sup> Annual Logging Symposium, June 16-19, 1996.

Properties of Petroleum Reservoir Fluids, Emil J. Burcik

Lange`s handbook of Chemistry. 14<sup>a</sup> Edition. Jhon A. Dean, 1992.

Manual de la Cia. M.I. de Fluidos de Perforación.