

II. REGISTRO DE HIDROCARBUROS

El Registro de Hidrocarburos toma en consideración la descripción litológica a través de los recortes o muestras de canal y se monitorea la presencia de aceite y/o gas durante la perforación. Cuando la barrena corta a la formación, en pequeños fragmentos se libera parte de los fluidos (agua, hidrocarburos, etc.) contenidos en las formaciones porosas, siendo transportados a la superficie, donde serán analizados por una unidad de hidrocarburos.

La cabina (figura II.1.A) se encuentra instalada cerca del área de las “temblorinas”, donde se recuperan las muestras de canal, las cuales viajan a través del lodo de perforación y son analizadas posteriormente por el equipo de registros (figura II.1.B), el cual cuenta con equipo de cómputo, fluoroscopio, cromatógrafo, detector de gas (entre otros), que permiten obtener la siguiente información:

Descripción litológica en muestras de canal (columna litológica).

Tiempo de atraso de las muestras de canal.

Fluorescencia en recortes.

Análisis de solubilidad.

Conductividad o resistividad del lodo de perforación.

Porosidad visual en muestras de canal.

Selección de barrenas de acuerdo a litología reportada.

Economía de la barrena.

Detección de gas y/o aceite contenido en los recortes.

Detección de bióxido de carbono CO₂.

Detección de ácido sulfhídrico H₂S.

Variaciones en la velocidad de penetración.

Propiedades del lodo.

Análisis cromatografico en lodo de perforación.

Problemas potenciales dentro de la formación.

Profundidad total.

Nivel en presas de lodo: decremento o incremento.

Presión de bomba.

Pérdida de lodo.

Velocidad de penetración.

El Registro de Hidrocarburos, se utiliza durante la perforación de pozos exploratorios, semi-exploratorios y en los de desarrollo (Rotenco, 2009).



Fig. II.1.A) Cabina de Registros (<http://www, 4>).



II.1.B) Equipo de Registros (<http://www, 4>).

II.1. Ciclo del Registro de Hidrocarburos.

Para que un sistema de perforación rotatorio pueda funcionar, es indispensable bombear fluido a través de la sarta de perforación y por el espacio anular, entre la sarta de perforación y la pared del agujero o la tubería de revestimiento (McCray, 1982). El sistema de circulación de lodo, comienza con las bombas de lodo, algunas de las cuales producen hasta 5,000 psi (libras por pulgada cuadrada) y son accionadas por motores diesel o eléctricos.

Para producir la presión y el caudal requeridos para un conjunto específico de condiciones de perforación, es necesario seleccionar los tamaños correctos de émbolo y camisa para las bombas; especificando los tamaños apropiados de tobera para la barrena. Este proceso se llama optimización de la hidráulica y constituye un factor clave en la perforación eficaz.

Después de salir de la bomba a alta presión, el fluido de perforación sube por el tubo vertical atado al pie de la torre de perforación, pasa a través de la manguera del kelly y luego fluye hacia abajo dentro del kelly a través de una unión giratoria y dentro de la tubería de perforación hasta alcanzar la barrena como se muestra en la figura II.2.

Generalmente una barrena tiene dos o más toberas que aceleran el lodo para obtener un flujo de gran velocidad, el cual lava el fondo del pozo para mantener limpios los cortadores de la barrena y proporcionar una nueva superficie de roca. A partir del fondo del pozo, el lodo sube por el espacio anular que existe entre la columna de perforación y el pozo, transportando los recortes generados por la barrena.

El lodo y su carga de recortes fluyen fuera del “niple de campana”, pasando a través de una tubería inclinada de gran diámetro (línea de flujo) hasta llegar sobre uno o varios vibradores (temblorinas), cayendo lodo dentro de la presa de asentamiento. Éstos son tanques metálicos rectangulares de gran tamaño (figura II.2), conectados por tuberías o canales (Landes, 1977). En la presa de asentamiento (trampa de arena) el lodo no es agitado, de manera que los sólidos residuales de gran tamaño puedan asentarse por separado; el lodo pasa dentro de los agitadores, ubicados

corriente abajo, donde se separa el gas, la arena y el sedimento. Posteriormente el lodo entra a la presa de succión, donde las bombas lo extraen para hacerlo circular de nuevo dentro del agujero y también se usa para agregar productos químicos de tratamiento y aditivos acondicionadores del lodo (Wiley y Sans, 1977).

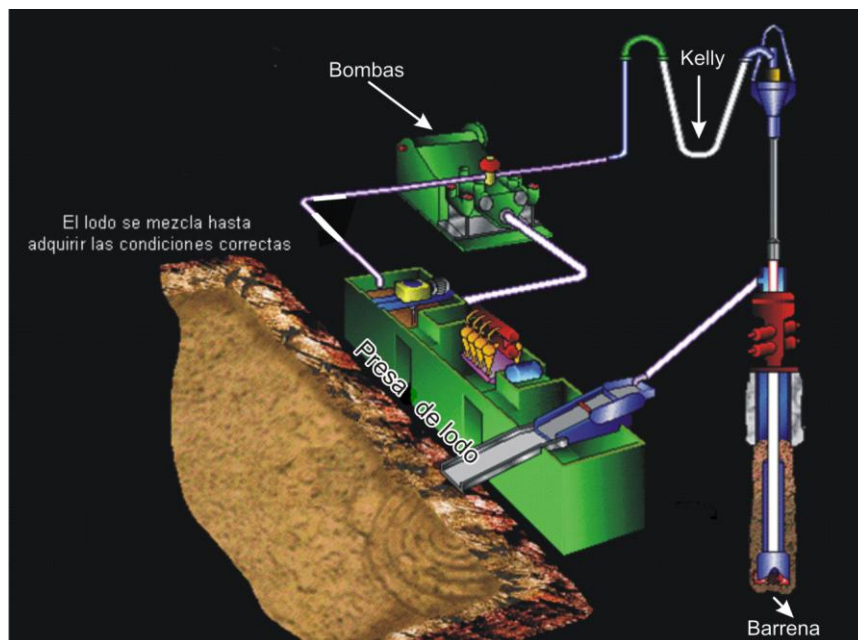


Fig. II.2 Ciclo del lodo en un pozo de perforación (Modifica de PEMEX, 2003).

II.1.1. Funciones del Fluido de Perforación.

El fluido de perforación debe ser capaz de poseer propiedades físicas y químicas que le permitan adaptarse a una serie de condiciones para satisfacer las funciones que se le presenten dentro del agujero, ahora son considerados como uno de los factores más importantes para evitar fallas en las operaciones de perforación. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes (QMAX, 2001).

Hay una gran variedad de opciones para seleccionar los fluidos de perforación, aun que la selección del fluido de perforación de yacimiento más apropiado depende no solamente de los mecanismos de daños potenciales a la formación, sino también del tipo de formación a perforar y del método a usar.

Las principales funciones del lodo de perforación son:

a. Limpiar el fondo del agujero.

El lodo debe proporcionar un flujo adecuado para crear una turbulencia a través de la barrena, que permita levantar y acarrear instantáneamente los recortes perforados; la eficiencia de este acarreo va a depender de los siguientes factores:

- Densidad del fluido.
- Viscosidad del fluido.
- Velocidad del fluido en espacio anular.
- Densidad de los cortes.
- Tamaño de los cortes.

Cuando la bomba tiene una capacidad baja, para levantar los recortes, es necesario aumentar la viscosidad del fluido para obtener una mejor limpieza en el agujero (Schlumberger, 1997).

b. Enfriar y lubricar la barrena.

Durante el proceso de perforación, al girar la barrena y hacer contacto con la formación se genera fricción, el cual produce un calor considerable. El lodo de perforación debe de absorber ese calor y conducirlo hacia la superficie al realizar un ciclo completo (PEMEX, 2003).

Otra de las funciones que tienen el fluido de perforación es la de lubricar la barrena y la tubería de perforación, con esto se reduce la fricción, es por ello que los lodos utilizados también son formulados para reducir la fricción.

c. Controlar la presión de formación.

Los fluidos de formación que se encuentran en el interior del pozo están bajo gran presión, la cual debe ser controlada para evitar un flujo incontrolado en el interior del mismo. El control se logra debido al mantenimiento de una presión hidrostática suficiente en el espacio anular. La presión hidrostática es directamente proporcional a la densidad del lodo y a la altura de la columna de lodo. La densidad del lodo de perforación debe de ser la adecuada para contener cualquier presión de formación.

d. Evitar que los fluidos de la formación entren al agujero.

El lodo tiene la propiedad de formar un enjarre alrededor del agujero, que evitan filtraciones excesivas de agua hacia las formaciones y viceversa. El enjarre que se forma en las paredes del pozo entre otra de sus funciones, es la de estabilizar las paredes del pozo, este debe de ser liso, delgado, flexible y de baja permeabilidad con la intención además de evitar derrumbes y evitar que la tubería quede atrapada (API, 1962).

e. Sustenta el peso de sarta de perforación.

El peso de la sarta de perforación en el lodo es igual a su peso en el aire multiplicado por el factor de flotación. El aumento en la densidad del lodo reduce el peso total que el equipo debe soportar en superficie, en un efecto de flotación.

f. Transmitir la potencia hidráulica a la barrena.

Las bombas de lodo deben producir una gran potencia hidráulica y es el lodo el que transmite dicha potencia.

g. Es el medio a través del cual se toman los registros geofísicos.

Las características fisicoquímicas del lodo deben permitir mediciones correctas de los registros geofísicos de pozos y la toma de núcleos.

II.1.2. Tipos de Fluidos de Perforación.

En un principio los fluidos de perforación no contaban con una función específica, es en 1937 cuando se empiezan a dar formulaciones a los tipos de lodos de perforación que se diseñaron en función de las presiones anormales que se tenía cuando se perforaba y por el tipo de formaciones a atravesar, entre otros factores (PEMEX, 2003).

En las operaciones de perforación se pueden utilizar cuatro tipos de lodos: lodos base agua, lodos inhibidos, lodos de bajo contenido de sólidos y lodos base aceite (emulsión inversa).

Lodos base agua. Se les denomina así por los productos químicos orgánicos que se le agregan; estos son los más utilizados y se clasifican de acuerdo al dispersante usado en su control de la siguiente manera:

- Lodos tratados con taninos.
- Lodos tratados con lignitos.
- Lodos tratados con lignosulfonatos.
- Lodos tratados con cromolignosulfonatos.

Existen también *lodos base agua emulsionados*, requieren en su preparación del 5 a 10 % del volumen total de lodo, de aceite, diesel o crudo.

Las ventajas de utilizar este tipo de lodo son:

- Reducen la torsión y embolamiento de la barrena.
- Aumentan el avance de la perforación.
- Aumentan la vida de la barrena.
- Previenen pegaduras por presión diferencial.
- Mejoran el enjarre.
- Aumentan la lubricidad.

Sin embargo tienen desventajas tales como: reducen la densidad, aumentan la viscosidad y reducen el filtrado.

Lodos inhibidos. Es un sistema cuya fase acuosa tiene una composición química de alta densidad que tiene la función de no alterar la viscosidad o gelatinosidad (Schlumberger, 1997). En general se clasifican en: cálcicos, base yeso y lodos salados.

- Cálcicos. Lodo bentonítico utilizado en zonas de yeso, anhidrita o flujos de agua salada. Se diferencian de los lodos base agua debido a que las arcillas sódicas (bentonita) se convierten en arcillas cálcicas a través de la adición de cal, yeso y lignosulfato.
- Base yeso. Al igual que los cálcicos protegen a la tubería de perforación de corrosión y disminuyen la actividad biológica; la desventaja que pueden presentar, es que tiende a solidificarse a temperaturas mayores a 120° C.
- Lodos salados. Lodos bentoníticos con adición de agua salada. Este tipo de lodo es utilizado para la perforación de domos salinos, zonas de flujo de agua salada, secciones de anhidrita, yeso y lutitas deleznales. Pequeñas concentraciones de sal son suficientes para evitar la hidratación de las arcillas.

Lodos de bajo contenido en sólidos. Son aquellos en los cuales la cantidad y tipos de sólidos son estrictamente controlados. Estos no deben presentar porcentajes en volumen de sólidos totales por encima de 10% y la relación de sólidos perforados a bentonita, debe ser menor que 2:1 (McCray, 1982). De la misma forma deben de cumplir con ciertos requisitos de viscosidad, densidad y control de filtración con un contenido mínimo de arcilla.

Dentro de este tipo de lodos se encuentran los siguientes:

- Asbestos finamente divididos.
- Combinados (bentonita prehidratada-lignosulfonato).
- Lodos no dispersos.

Las ventajas que presentan este tipo de lodos, se ve reflejado en el aumento de la profundidad de penetración, aumento en la vida de la barrena y mejor estabilidad del agujero.

Lodos base aceite o lodos de emulsión inversa. Contienen agua como fase dispersa y aceite como fase continua, dentro de las aplicaciones que tiene se pueden mencionar, protección de arenas productoras, perforación de lutitas hidrófilas en zonas productoras con altas temperaturas y formaciones solubles (Flores y Romero, 2009). Permite bombear baches para liberar tubería pegada por presión diferencial.

Las desventajas que presenta este tipo de lodo, es debido a la base aceite, provoca que los registros cuya fuente de energía es eléctrica se vean afectados; estos registros son de resistividad, potencial natural, echados e imágenes. Se alteran los resultados de los análisis geoquímicos y la presencia de fluorescencia en las muestras de canal y núcleos (Schlumberger, 1997).

II.1.3. Parámetros en tiempo real.

Los parámetros en tiempo real son registrados al momento de la perforación, estos datos son registrados por sensores que se ubican en la mesa rotaria.

II.1.3.1. Profundidad total.

Es monitoreada por el sensor de profundidad llamado profundímetro, como se muestra en la figura II.4, se ubica a la altura del block viajero, en el eje del tambor del malacate.

El sensor electrónico se registra en función del movimiento del block viajero, y de acuerdo a la posición de las cuñas, permite llevar el control de la profundidad total del pozo, posición de la barrena, cálculo de la velocidad de perforación, entre otros datos importantes que se registran durante el recorrido del block; este seguimiento de datos se hace a través de un codificador óptico y de un sistema por software (Rotenco, 1999).

La profundidad dependerá principalmente del programa inicial, conforme se presenten las condiciones esta puede o no variar.



Fig. II.4 Sensor de Profundidad (Rotenco, 1999).

II.1.3.2. Velocidad de perforación

Este parámetro es un factor determinante durante la perforación de un pozo, dependerá básicamente de la dureza de la formación. Otros factores que intervienen son el diámetro de la barrena, peso sobre la barrena, velocidad de rotación, condiciones del lodo, limpieza del agujero, etc.

Se define como velocidad de perforación el tiempo en minutos que tarda la barrena en perforar un metro de formación, esta es reportada en minutos por metro (min/m). La relación está dada de la siguiente manera:

Velocidad, en sistema inglés (S.I.):

$$Velocidad = \frac{distancia [m]}{tiempo [s]} \quad II.1$$

Para fines prácticos, en el ámbito petrolero se expresa como:

$$V_{per} = \frac{tiempo de perforación [min]}{profundidad de perforación [m]} \quad II.2$$

En la velocidad de perforación se pueden presentar quiebres, es decir un aumento brusco en la velocidad de perforación y puede deberse a varios factores como:

- Se modificaron las condiciones de operación.
- Ajuste de profundidad al realizar una conexión.
- Perforar una zona porosa de alta presión que puede contener fluidos.
- Un cambio de formación.

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

Analizar un quiebre es importante para programar donde cortar un núcleo y para prevenir el descontrol del pozo, proyectando un programa adecuado para continuar perforando.

Aplicaciones de la curva de velocidad de penetración.

Es importante utilizar la curva de velocidad de penetración ya que proporciona información valiosa directa e indirecta. Indirectamente porque los cambios de la velocidad indican condiciones propias de las rocas como son porosidad, permeabilidad, cambios litológicos, etc., antes de observar las muestras a 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.

Factores que afectan a la velocidad de perforación.

Los factores que afectan a la velocidad de perforación son variados, se pueden clasificar en dos grupos: condiciones de perforación y características del subsuelo.

Condiciones de perforación

1.- *Diámetro de la barrena.*- A mayor diámetro de la barrena, el avance será más difícil, ya que el área a cortar será mayor con una barrena de diámetro grande que con una de diámetro menor.

2.- *Peso sobre la barrena.*- Mientras más peso se le carga a la barrena, va a tender a avanzar más rápido, ya que la carga sobre la roca será un factor importante en la perforación de la misma.

3.- *Velocidad de rotación.*- El ritmo en la velocidad de rotación controla tanto el tamaño como la cantidad de recortes generados (Mitchell, 2008). Con una velocidad de rotación alta, permite que los dientes estén en contacto por más tiempo y con mayor velocidad en la formación, cortándola rápidamente y en forma continua teniendo gran avance. En formaciones compactas sucede lo contrario donde es necesario más peso y menos rotación.

4.- *Condiciones del lodo.*- Un lodo en buenas condiciones será una herramienta óptima 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.

5.- *Limpieza del agujero.*- Debe contar con una capacidad de acarreo buena, de lo contrario se tendrá como consecuencia que los recortes caigan y rellenen el pozo. En un pozo direccional esta se ve afectada por la inclinación del agujero, las propiedades del lodo, ritmo de penetración, el tiempo, el gasto, la rotación y excentricidad de la tubería (Mitchell, 2008).

6.- *Tipo de barrena.*- Para un buen avance en la perforación, es conveniente determinar que el tipo de barrena que sea el adecuado a la formación a perforar, en la actualidad existen varios tipos de barrenas para la perforación de pozos petroleros se clasifican en barrenas tricónicas, de cortadores fijos, barrenas especiales.

7.- *Presión diferencial.*- Es de gran importancia ya que disminuye el avance de la barrena, esto es, a mayor profundidad la presión diferencial aumentará considerablemente si la formación tiene una presión normal.

8.- *Desgaste de barrena.*- El desgaste de la barrena se aprecia en el tamaño de los recortes, ya que estos son más pequeños de lo normal. Si el desgaste de la barrena es grande, su avance será más lento, ya que en lugar de cortar, tiende a moler en el fondo la formación, de esta manera, será necesario cargar más peso a la barrena; provocando más fricción en el fondo, moliendo los recortes. La operación de la barrena se define por tres parámetros: peso sobre la barrena, velocidad de perforación e hidráulica de rotación.

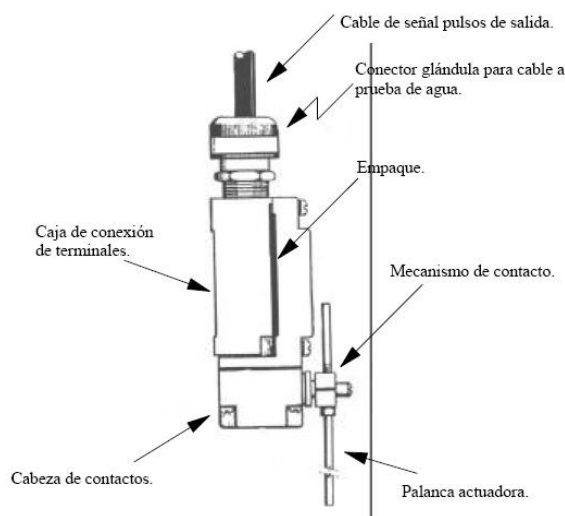
9.- *Inclinación del agujero.*- En pozos desviados la sarta se recarga en la pared del pozo y disminuye la velocidad de perforación, debido a que la carga aplicada a la barrena se pierde en el ángulo del pozo, disminuyendo la eficiencia por falta de peso.

Características del subsuelo.

1. *Porosidad de la roca.*- En general a mayor profundidad por el proceso de compactación van perdiendo fluidos y es menor su porosidad.
2. *Dureza de la formación.*- Si la formación es más dura presenta mayor resistencia a ser perforada. Por lo general la roca es más dura a mayor profundidad.
3. *Profundidad.*- Se debe a que a mayor profundidad la roca se vuelve más compacta, ocasionando que los granos tengan una mayor cohesión, siendo más difícil la penetración a la formación.
4. *Presión de formación.* La presión de formación o también llamada presión de poro es la presión que ejercen los fluidos en los espacios porosos de la roca (Schlumberguer, 1997). Cuando la barrena atraviesa una zona de poca presión, el avance disminuye, debido a que los granos están más unidos, oponiendo mayor resistencia.

II.1.3.3. Emboladas por metro.

La medición de emboladas por minuto se realiza mediante un sensor que recibe el mismo nombre, el cual se ubica en las bombas de lodo (figura II.5), que opera al ser desplazada la bomba al contacto con el pistón y un contador va registrando las emboladas totales de la bomba.



Actuadores Switch a Prueba de Explosión

Fig. II.5 Sensor de Emboladas (Rotenco, 1999).

Este contador es de suma importancia ya que se tiene un control exacto para poder calcular el tiempo que tarda el lodo en circular, y conocer con exactitud el tiempo que tardará la muestra en llegar a la superficie (Rotenco, 1999).

II.1.3.4. Nivel de presas.

Este sistema de medición del nivel del lodo, permite registrar tres parámetros para un control efectivo en el volumen de lodos: volumen de cada presa ya sea activa o inactiva, volumen total y ganancia ó pérdida del flujo.

Durante la perforación existen pérdidas, que se deben a varios problemas, dentro de los más importantes destaca la pérdida de circulación, que puede ser a causa de formaciones porosas y permeables, lo que provoca que regrese menos lodo a la línea de descarga.

La reducción del flujo puede ocasionar problemas, provocando que los recortes se acumulen en zonas de baja velocidad y caer al fondo cuando se suspende el bombeo. Las formaciones que provocan pérdida en la circulación del lodo pueden ser:

- Formaciones no consolidadas o sumamente permeables (material deleznable, fallas, grietas o fisuras).
- Fracturas naturales.
- Zonas cavernosas o con cavidades.
- Fracturas inducidas.

Las pérdidas pueden variar desde una pérdida parcial y gradual en el nivel de presas, hasta la falta rápida y total de circulación, clasificando estas como pérdidas naturales ó pérdidas inducidas (Mitchell, 2008).

Las pérdidas *naturales* son aquellas en las cuales no se tiene un control humano, es decir tales como fracturas o cavernas, entre otras; son formaciones en las que al atravesarlas no se pueden controlar estas pérdidas ya que no siempre se conoce su magnitud.

Las pérdidas *inducidas* se deben a errores humanos, la mala operación o la falta de control, ocasionando pérdidas que puede deberse a factores como:

- Alta presión de circulación.
- Alta gelatinosidad.
- Excesiva presión hidrostática.
- Incremento brusco de presión de circulación debido a derrumbes, estabilizadores, etc.

II.1.4. Parámetros en tiempo de atraso.

Los parámetros en tiempo de atraso son registrados después de que haya sido cortada la roca, es decir el tiempo de viaje del recorte del fondo hasta la superficie (Martell, 2008). El tiempo de atraso estará en función de las condiciones con las que se esté operando y de las características del yacimiento.

Con el objetivo de que el análisis de las muestras tanto en el lodo como en los recortes corresponda a la profundidad real, el cálculo va a estar en función de la geometría del agujero.

Los parámetros que se calculan con el tiempo de atraso son los siguientes:

- Gas liberado. Es aquel que se incorpora al fluido de perforación a medida que la barrena corta la formación.
- Gas corte. Es el gas que se encuentra en los poros de la roca, después de ser recuperados los cortes, se realiza el análisis para determinar la cantidad de gas contenidos en ellos.
- Gas succión. Aquel que no se liberó completamente de las presas durante una manifestación y es bombeado nuevamente al pozo.
- Gas CO₂. La cantidad de CO₂ que se incorpora al fluido de perforación debe ser monitoreada ya que puede afectar los registros.
- Gas H₂S. Por efectos de seguridad debe de ser monitoreado constantemente.
- Cromatografía. Es una forma de detectar la mezcla de gas, para cuantificarlo.
- Recuperación de muestras. Son los recortes que se recuperan en las temblorinas para realizar una serie de análisis y determinar la presencia de hidrocarburos (Rotenco, 2009).

Existen varios métodos para el cálculo del tiempo de atraso, el método a utilizar dependerá de la geometría del agujero.

Método para el cálculo del tiempo de atraso (Rotenco, 2009).

El Método del Viaje Redondo se utiliza en agujeros grandes, con diámetros de la barrena 24", 18 ½", 17 ½" y 14 ¾", es importante mencionar que los grandes agujeros son inestables.

Se utiliza la siguiente ecuación:

$$TA = TVR - TB \quad \text{II.3}$$

Donde:

T.A. = Tiempo de atraso en minutos

T.V.R. = Tiempo de viaje redondo en minutos

T.B. = Tiempo de bajada en minutos

Método del volumen anular. Este método se utiliza cuando más del 50% del agujero esta entubado y el agujero es de diámetros menores, como 8", 8½", 6", 6½", 5⅞".

$$TA = \frac{\text{volumen anular total [ltrs]}}{\text{gasto de la bomba [ltrs/min]}} \quad \text{II.4}$$

Ejemplo 1. Sea el Pozo Panal que llegó a la profundidad de 5350 metros. Si se sabe que la tubería de perforación (TP) es de 5" ϕ Exterior y 4.27" ϕ Interior, la bomba trabaja con 56 emboladas por minuto (EPM), con una velocidad de 56 [emb/min], el tiempo de viaje redondo (TVR) es de 122 minutos. Calcular el tiempo de bajada (TB), tiempo de atraso (TA), emboladas de atraso (EA) y emboladas de bajada (EB).

Para calcular el TB es necesario conocer el volumen total de la sarta y el gasto de la bomba.

$$TB = \frac{\text{volumen total de la sarta}}{\text{gasto de la bomba}} \quad \text{II.5}$$

$$\begin{aligned} \text{Vol. de la Sarta} &= 0.5067 \times (\phi_{\text{Int.T.P.}}) \times \text{Prof} \\ &= 0.5067 \times (4.27)^2 \times 5350\text{m} = 49,426\text{Lts} \end{aligned}$$

ESTADO MECÁNICO DEL POZO PANAL

Gasto de la bomba = desplazamiento x velocidad de la bomba

$$De = 6 \times 8 \times 2 \frac{3}{4} = 26.84 [Lt / Emb] \quad ; \quad De = \text{Desplazamiento de la bomba}$$

$$\text{Gasto}_{\text{Bomba}} = 26.84 \left[\frac{\text{Lts}}{\text{Emb}} \right] \times 56 \left[\frac{\text{Emb}}{\text{min}} \right] = 1503.04 \left[\frac{\text{Lts}}{\text{min}} \right]$$

$$T.B. = \frac{49,426\text{Lts}}{1,503.04 \text{Lts}/\text{min}}$$

T.B. = 32.88 min

$$T.A. = T.V.R - T.B.$$

$$T.A. = 122 - 32.88 \text{ min}$$

T.A. = 89.12 \approx 89 min

$$E.A. = EPM \times TA$$

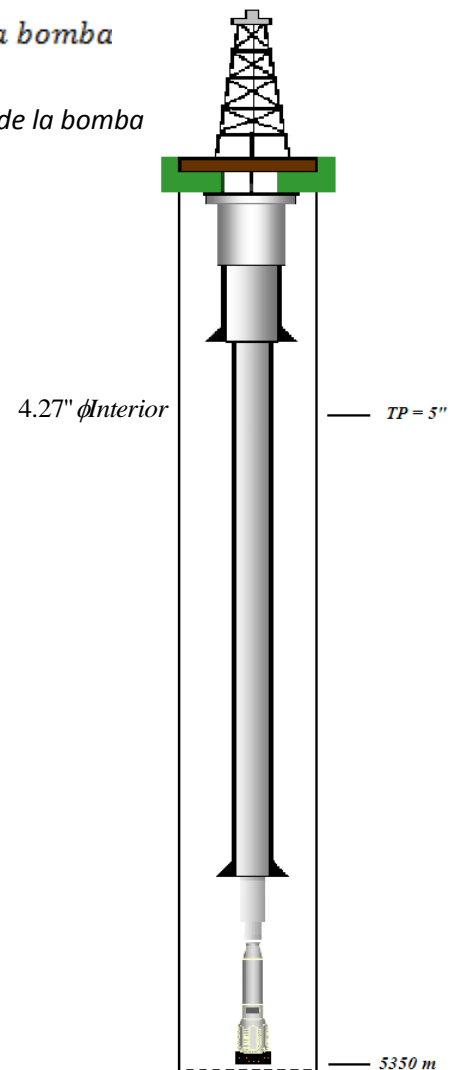
$$E.A. = 56 \times 89$$

E.A. = 4,984 [Emb]

$$E.B. = T.B. \times EPM$$

$$E.B. = 32 \times 56$$

E.B. = 1,792 [Emb]



Ejemplo 2. Sea el pozo Kuma 3 que llegó a una profundidad de 6700 metros. Con base al estado mecánico, calcular el tiempo de atraso.

Se conocen los siguientes datos:

TP = 5 ϕ Exterior ; TP = Tubería de Perforación

TR₁ = 9" ϕ Interior ; TR = Tubería de Revestimiento

Agujero = 8" ϕ

ϕ Barrena = 6 1/4" ϕ Exterior

De = Desplazamiento de la bomba = $De = \phi \text{Camisa} \times \text{Carrera} \times \phi \text{Vastago}$

$$De = 6 \times 8 \times 2 \frac{3}{4} = 26.84 [Lt / Emb]$$

$$\text{Velocidad de la Bomba} = 81 \frac{Emb}{min}$$

Donde:

$$T.A = \frac{Vol.Anular}{GastoBomba}$$

$$De = 6 \times 8 \times 3 = 26.24 [Lt / Emb]$$

Gasto de la Bomba = Desplazamiento x Velocidad de la Bomba

$$Gasto_{Bomba} = 26.24 \left[\frac{Lts}{Emb} \right] \times 81 \left[\frac{Emb}{min} \right] = 2125.44 \left[\frac{Lts}{min} \right]$$

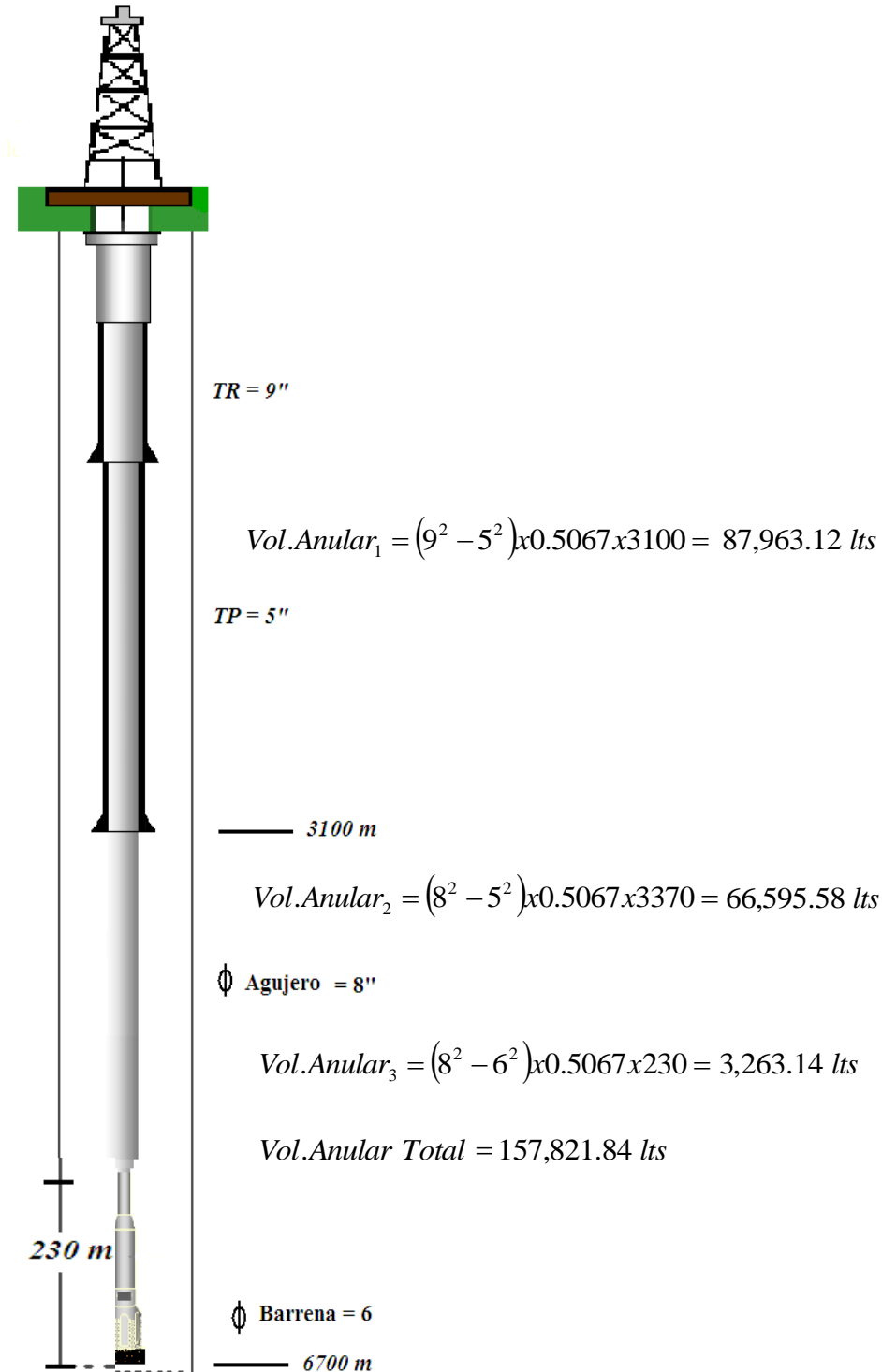
$$Vol.Anular = (D^2 - d^2) \times 0.05067 \times Longitud$$

$$T.A = \frac{Vol.Anular}{GastoBomba}$$

$$T.A = \frac{157,821.84 [Lts]}{2,125.44 \left[\frac{Lts}{min} \right]} = 74.25 \text{ min}$$

Se calcula el volumen anular por secciones, debido a que los diámetros de la TP y TR varían, se realiza de la siguiente manera, como se muestra en el estado mecánico para el pozo Kuma 3.

ESTADO MECÁNICO DEL POZO KUMA 3



II.2. Detección de Gases.

El objetivo principal de la detección de gas es evaluar la concentración de hidrocarburos encontrados en las formaciones que se estén perforando, lo cual es de utilidad para determinar los intervalos de interés y para tomar las medidas de seguridad necesarias en las instalaciones de perforación.

Para ello es necesario conocer los gases que se analizarán. De acuerdo a su tipo molecular existe una clasificación en la serie parafínica, llamados así porque no fácilmente reaccionan con otros compuestos, donde se incluyen a gran parte de los hidrocarburos contenidos en los aceites crudos; es necesario dividir los componentes gaseosos que contiene para su análisis, clasificándolos en dos grupos: 1) Los gases de bajo peso molecular o gases secos, representados por el metano y etano; estos revelan una formación productora o portadora de gas comúnmente denominado gas de lutitas que no tienen relación con la presencia de aceite en la formación. 2) Los gases de alto peso molecular comúnmente denominados gases húmedos que incluyen al propano, butano, pentano, hexano y sus isómeros, etc.; estos indican la presencia de una manifestación de gas proveniente de una zona con aceite.

La detección de los gases, es posible gracias a un detector de combustión catalítica, el cual funciona mediante un filamento de alambre de platino calentado por una corriente eléctrica e instalado en un brazo de circuito eléctrico, la forma como se detectan los gases ya sean húmedos o secos es controlando la temperatura de este filamento, la información proporciona una cantidad arbitraria de 0 – 100 unidades para comparar las lecturas (Rotenco, 2009).

El lodo una vez que sale de la formación, pasa por la presa de descarga, donde se encuentra colocada la trampa de lodos, el movimiento de las aspas contenidas en la trampa, agitarán al lodo como se muestra en la figura II.6, liberando el gas que se encuentre atrapado para ser absorbido y transportado hacia la cabina.

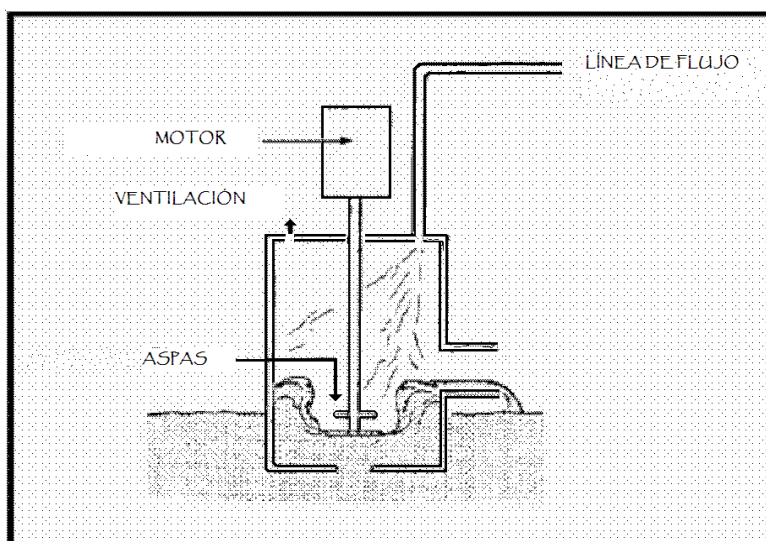


Fig. II.6 Trampa de Gas (Modificada de Rotenco, 1998).

Mediante una manguera a flujo continuo llegará a la unidad de registro, posteriormente pasa por dos matraces, en caso de que existiera la presencia de CO₂ ó H₂S las sustancias hidróxido de bario y acetato de plomo indicarán la presencia de ellos; por último pasará a un equipo detector de gas total y otra parte al cromatógrafo, como se ilustra en la Fig. II.7.

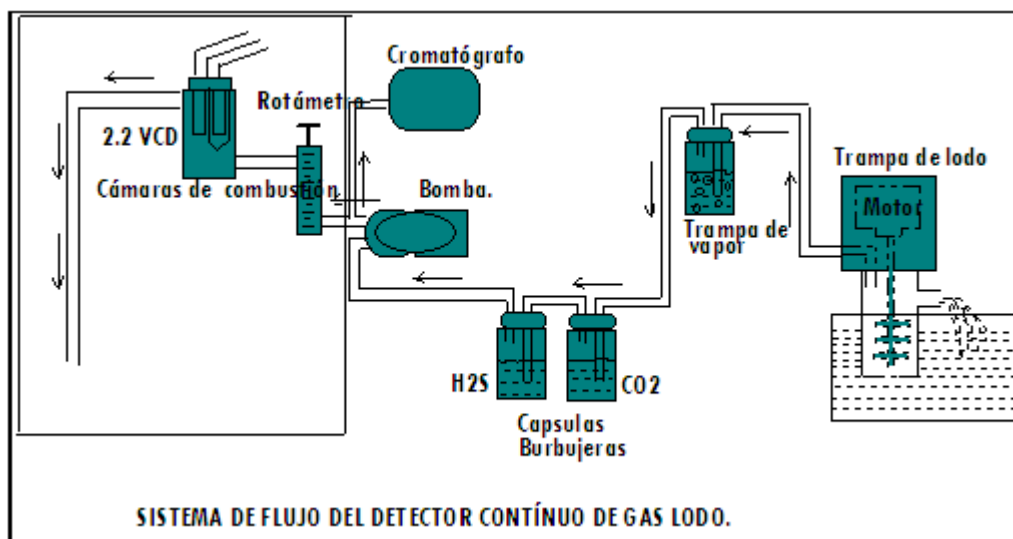


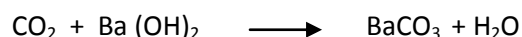
Fig. II.7 Ciclo por el que pasan el CO₂ y H₂S antes de llegar el detector de gas (Rotenco, 2009).

II.2.1. Gases Registrados en los Pozos.

Los gases analizados durante la perforación de pozos minimizan riesgos. Dentro de las aplicaciones que se tienen la más importante es la de encontrar las manifestaciones de hidrocarburos, es por ello que el monitoreo es continuo.

Gas CO₂ (bióxido de carbono).

Durante la perforación uno de los gases más comunes es el CO₂, componente que se produce con la materia orgánica. Se detecta de manera cualitativa ya que en la mezcla de gases totales que se encuentran en el lodo, su presencia provoca que la temperatura del filamento detector baje. Para lograr eliminar este gas se hace pasar a través de una solución de hidróxido de bario, en caso que la mezcla contenga CO₂, se efectuará la siguiente reacción:



El carbonato de Bario (BaCO₃) se precipitará al fondo del matraz formando una capa que dará un color blanco, dando como resultado que la densidad del lodo disminuya aunque las lecturas de gas no aumenten.

Si la cantidad de CO₂ es grande, el pH del filtrado disminuirá, debido a que el CO₂ al reaccionar con el agua del lodo forma ácido carbónico. Otra forma de conocer la presencia del CO₂ es hacer una mezcla de sosa cáustica concentrada al 30% con agua, para precipitar el CO₂ (Rotenco, 2009).

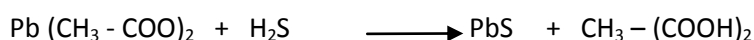
Es necesario eliminar el CO₂ de la mezcla para que no entre a la cámara de combustión y no sean detectados los hidrocarburos. Si el CO₂ llegase a la cámara de combustión, al ser un gas refrigerante, bajaría la temperatura del filamento y como consecuencia no se efectuará la combustión de los hidrocarburos.

Gas H₂S (ácido sulfhídrico).

El ácido sulfhídrico se encuentra en la mayoría de los hidrocarburos y se forma también durante su procesado debido a la descomposición de compuestos de azufre inestables. Por su alta peligrosidad es necesario detectarlo a tiempo y así evitar accidentes de envenenamiento por respiración del gas. La muerte puede producirse rápidamente cuando se está expuesto a niveles superiores a 600 ppm (0.05 por ciento de H₂S). Además puede ocasionar grietas en los aceros de alta resistencia.

Es un gas incoloro, con olor a huevos podridos, extremadamente tóxico, corrosivo e inflamable, más pesado que el agua, frecuentemente tiene la propiedad de ser inhibidor del olfato. Además es soluble en agua, pero disminuye a medida que aumenta la temperatura del agua (QMAX, 2001).

Los equipos pueden detectar desde 1ppm, el cual se identifica al hacer pasar la mezcla por una solución de acetato de plomo [Pb (CH₃ - COO)₂] efectuándose la reacción siguiente:



El precipitado, resultado de la reacción es sulfuro de plomo (PbS) es de un color negro detectándose en forma inmediata y al mismo tiempo eliminándolo, porque de llegar a la cámara de combustión, la temperatura a la que se encuentra provocaría la disociación del H₂S en sus componentes H₂ y S. El H₂ se comportará como hidrocarburo, dando lecturas altas de gas, alterando la lectura del gas de la formación.

Gas Liberado.

Es aquel que se encuentra en los poros de la roca; a medida que la barrena corta a la formación, este se libera incorporándose al lodo como se muestra en la figura II.8.

Gas Producido.

Se define como aquel que se incorpora debido a que la presión de formación excede a la presión hidrostática.

Gas recirculado o gas succión.

Aquel que no es liberado totalmente de las presas durante una manifestación, siendo bombeado otra vez al pozo. Al cumplir un ciclo de circulación, este se registra nuevamente. Cuando las concentraciones de gas de fondo o de viaje son grandes, se recircula una buena parte del gas, es necesario conocer y registrar esa cantidad de gas, si es necesario cada metro para cuantificar la cantidad real que aporta la formación.

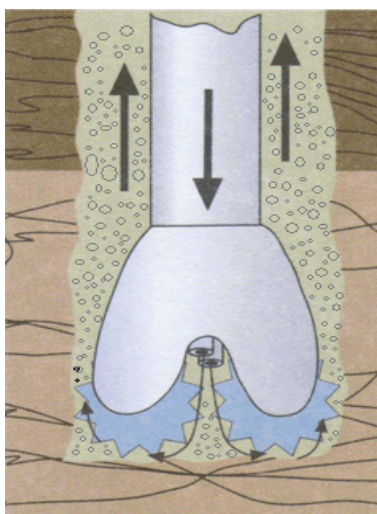


Fig. II.8 Gas que se libera al perforar la formación (PEMEX, 2003).

Gas de contaminación.

Es aquel producido artificialmente en el sistema de lodos de perforación por una fuente diferente al gas de formación como lo es el diesel, lubricantes, aceites, etc.

Gas de conexión.

Es la cantidad de gas adicional que penetra al agujero durante una conexión, aumentando la lectura. En general es causado por el efecto de suaveo, al levantar la sarta para conectar el tubo. La diferencia que exista entre la presión de poro y la presión hidrostática determinarán la cantidad de gas que se presente.

Gas de fondo.

Gas que penetra a la columna de lodo cuando este se encuentra estático a causa de un cambio de barrena, reparación mecánica, viaje corto a la zapata, etc. Se registran lecturas altas de gas durante todo el tiempo de atraso correspondiente al agujero descubierto, sobre todo si el tiempo que estuvo suspendida la circulación fue considerable.

Se registran lecturas de gas altas dentro de la tubería de revestimiento, porque han sido desplazadas de su lugar de origen por la migración del gas y por efecto del desplazamiento del volumen de lodo al momento de introducir un volumen igual de tubería.

En el agujero descubierto, se pueden encontrar varias zonas con manifestación de gas, los cuales también van a ser desplazadas por los mismos efectos, pero en este caso, aunque ya se hubiera terminado de circular el tiempo de atraso, continuarán apareciendo lecturas altas de gas en la columna de lodo, debido a que las burbujas del mismo aún se encuentran en la película del enjarre y están siendo removidas por el flujo del lodo (Rotenco, 2009).

II.2.2. Cromatografía.

La cromatografía es el método físico de separación de hidrocarburos en el cual los componentes se distribuyen en dos fases, una de las cuales constituye la *fase estacionaria*, que puede ser un sólido o un líquido dispuesto sobre un sólido que actúa como soporte, de gran área superficial, y la *fase móvil* es un fluido (puede ser gas, líquido o fluido supercrítico) que se usa como portador de la mezcla y que pasa a través o a lo largo de la fase estacionaria.

En la cromatografía, en el proceso de separación ocurren: a) la adsorción es la retención de una especie química en los sitios activos de la superficie de un sólido, quedando delimitado el fenómeno a la superficie que separa las fases o superficie interfacial. Esta retención superficial puede ser física o química. La adsorción depende de la naturaleza de la sustancia adsorbida, de la temperatura, de la naturaleza, estado de subdivisión del adsorbente y de la concentración. b) la absorción es la retención de una especie química por parte de una masa y depende de la tendencia que tiene ésta a formar mezcla o reaccionar químicamente con la misma.

II.2.3. Principio de funcionamiento del cromatógrafo.

La cromatografía en fase vapor o cromatografía de gases, es uno de los métodos de separación que se basa en las distintas velocidades de migración de las sustancias que se quieren separar, al ponerse en contacto entre dos fases, una de ellas estacionaria y otra móvil dentro de una columna.

El cromatógrafo de gases detecta y registra los componentes del gas extraído del lodo de perforación mediante el desgasificado continuo en la trampa de gases, de los recortes de la formación los cuales son extraídos por centrifugado y los gases de los núcleos para lo cual primero son triturados; los fragmentos son seleccionados de ± 0.5 y 1 cm de tamaño y posteriormente centrifugados para la obtención de los gases. Efectuándose una inversión del flujo para sacar y eliminar los gases más pesados a la atmósfera sin que estos pasen por el detector (figura II.9).



Fig. II.9 Cromatógrafo de gases (<http://www.5>).

Para efectuar el análisis, la información obtenida es procesada por un software, para que se lleve a cabo primero hay que proporcionarle los datos de calibración al cromatógrafo (figura II.10) para que efectúe los cálculos correctamente y grafique los resultados obtenidos.



Fig. II.10 Controles del Equipo de Cromatografía (Rotenco, 1998).

Las especificaciones con las que tiene que contar son las siguientes:

- Tiempo de análisis.- 3 a 5 min.
- Tipo de inyección.- Manual o automática.
- Temperatura de operación de las columnas 60°C.

II.2.3. Partes del cromatógrafo.

Un cromatógrafo consiste de los siguientes elementos (figura II.11):

a) Cilindro de gas portador: Sirve para transportar los componentes de la muestra a través de la columna. Los cromatógrafos utilizan dos tipos de gas portador, el detector de ionización de flama (FID) utiliza Nitrógeno, que es mejor debido a la sensibilidad que tiene ya que es casi el doble que con Helio y por su alta densidad reduce la expansión del pico en la columna aumentando la eficiencia.

b) Regulador para control de flujo: Su función es mantener constante el flujo, en pequeñas variaciones se ocasionan grandes errores en la interpretación de los gases.

c) Puerta de inyección o inyector: Sitio dentro de un bloque de metal calentado por resistencias eléctricas, por donde se introduce la muestra a través de una válvula de gas. Su función es vaporizar la muestra por analizar. Si se inyecta la mínima cantidad de muestra se obtiene la máxima resolución y tiempo de retención (T_r).

d) Juego de 4 columnas: Operando de forma alterna para la identificación de C1 a C5, en ella se efectúa la separación de los componentes de la muestra.

e) Horno de la columna: Es un compartimiento que mantiene automáticamente la columna a temperatura constante.

f) Detector: Produce una señal eléctrica para indicar la presencia y cantidad de muestra que se encuentra ubicada en la salida de la columna.

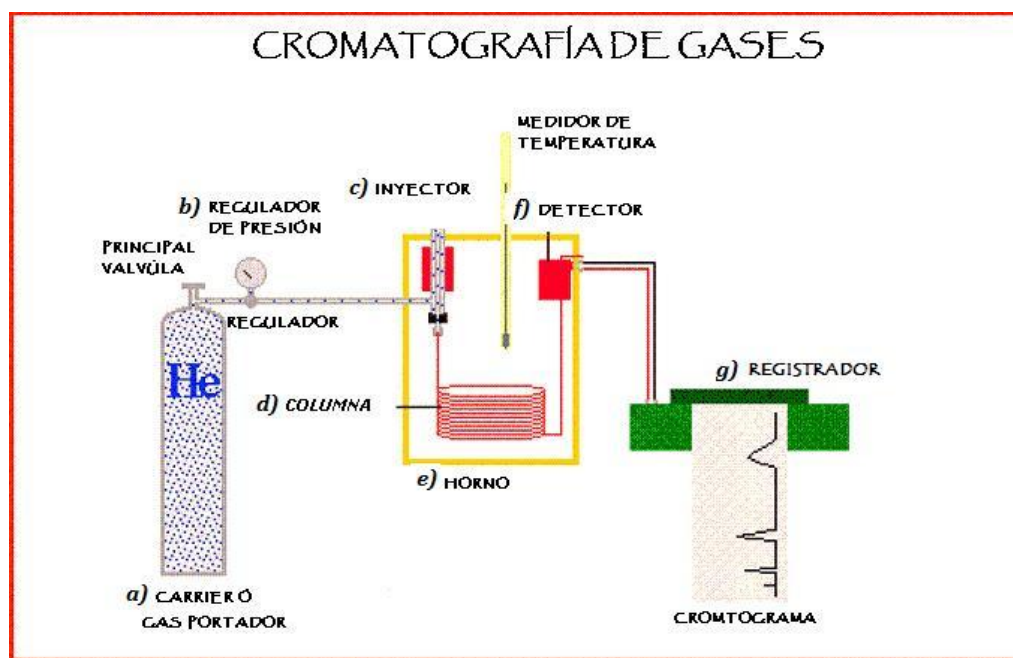


Fig. II.11 Componentes del Cromatógrafo de gases (<http://www, 6>).

Detector de Conductividad Térmica (TDC). Su uso se basa en la diferencia de conductividad térmica del gas portador, este tipo de detector se denomina también catarómetro.

El sensor consiste de una resistencia, la cual puede ser de un hilo de platino, oro, tungsteno, o un emisor semiconductor.

Este detector consta de las siguientes partes:

- Un sistema para alimentar un gas transportador.
- Un sistema de inyección.
- Un sistema de separación, formado por una o varias columnas que llevan a cabo la tarea de fraccionar los diferentes componentes.
- Un sistema de detección, para generar una señal cuando un componente de la mezcla complete el recorrido del sistema de separación.
- Un sistema de integración para cuantificar la señal generada por cada componente en el detector.

Detector de Ionización de Llama (FID, Flame Ionization Detector). Es útil en el análisis de hidrocarburos gaseosos y muestras de aire. Tiene una magnífica respuesta selectiva solo con componentes orgánicos que contengan Carbono e Hidrógeno. Básicamente es un quemador de Hidrógeno/Oxígeno, donde se mezcla el afluente de la columna (gas portador), posteriormente el gas es mezclado encendiéndose una chispa eléctrica, generando una llama de alta temperatura.

En la parte superior se encuentran dos electrodos entre los que se establece una diferencia de potencial; la flama se ioniza ocasionando un paso de corriente entre los electrodos que se registra, ver figura II.12.

Dentro de las ventajas que presenta:

- Este detector es insensible a cambios de temperatura, aire, agua, variaciones de gas portador, gases inertes, grupos funcionales como carbonilo, alcohol, halógenos y amina que originan en la llama pocos iones.
- Presenta una elevada sensibilidad (10^{-13} g soluto/ml).
- Amplio intervalo lineal de respuesta, 10^7 unidades.
- Bajo ruido de fondo.

Desventajas:

- Destruye la muestra (la piroliza).

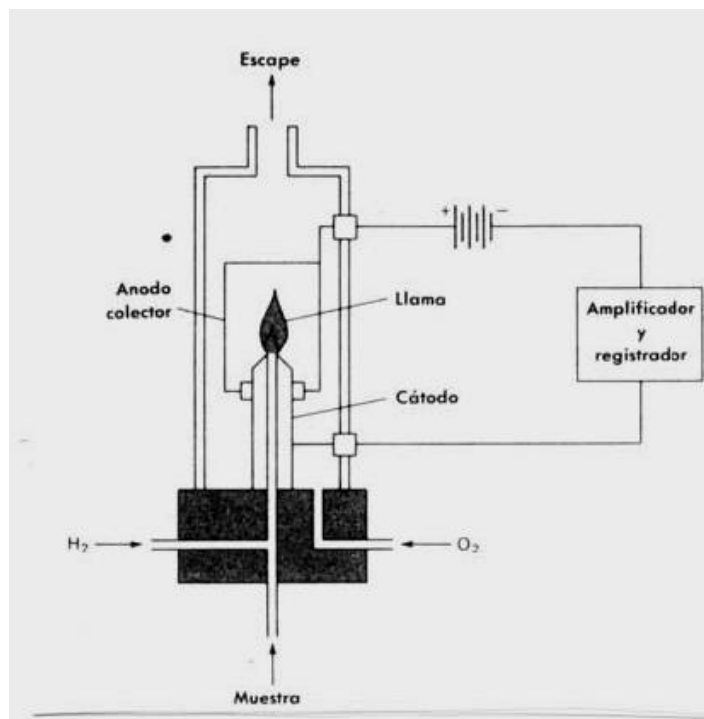


Fig. II.12 Detector FID (Flame Ionization Detector) (<http://www>, 7).

Detector de Captura Electrónica (ECD). Se basa en la captura de los electrones libres procedentes de la ionización del gas portador, disminuyendo la intensidad de la corriente (figura II.13). Son muy sensibles (10^{-14} g soluto/ml) y los ensayos no son destructivos (Braithwaite et al, 1985).

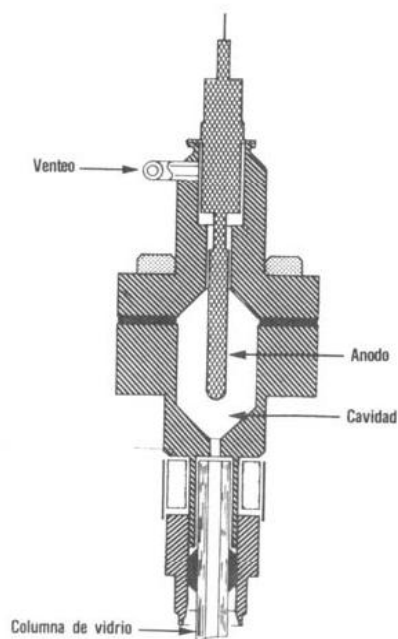


Fig. II.13 Detector de captura electrónica (EDC) (<http://www>, 8).

g) Registrador. Grafica la respuesta obtenida durante una manifestación de gas en una señal que varía en el tiempo, mostrando “picos” en ciertos tiempos para cada componente como se muestra en la figura II.14. La altura ó área de cada uno de estos picos es proporcional al componente involucrado, se muestran los gases Metano, Etano, Propano, Butano y Pentano. El resultado puede ser cualitativo con el tiempo de retención, el cual puede ser usado si se tienen bien las condiciones cromatográficas (Rotenco, 2009). Puede obtenerse también un análisis cuantitativo, basándose en la comparación de la altura ó del área del pico.

Los parámetros obtenidos más importantes de la columna son:

- Tiempo de retención (T_r). Es el tiempo transcurrido desde la inyección de la muestra hasta que se obtenga el máximo pico.
- Altura del pico (A_p). Es el punto más alto del pico.
- Base ó ancho del pico (B_p). Es la distancia entre el inicio y la terminación de la curva.

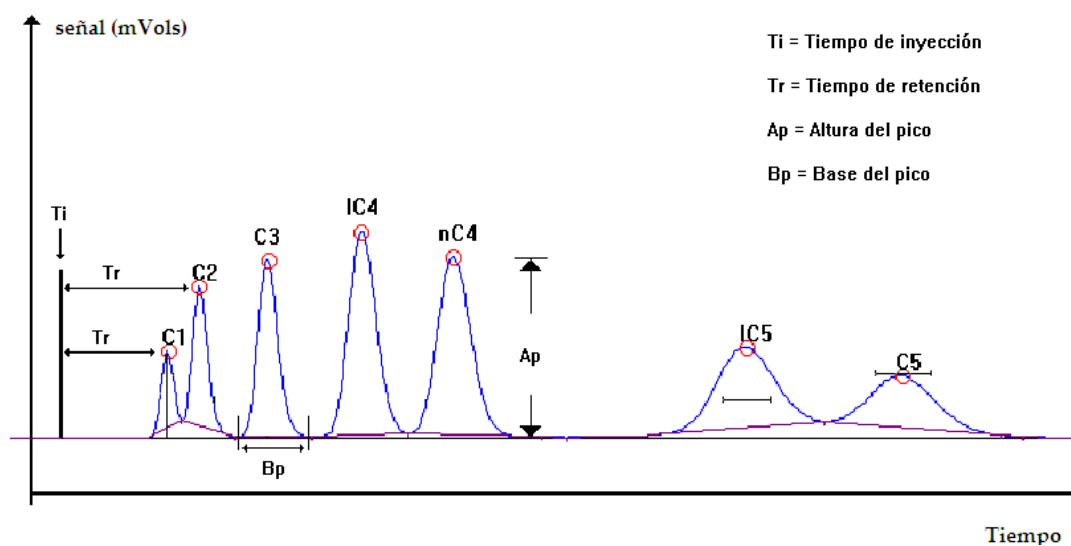


Fig. II.14 Componentes del cromatograma (Modificada de Rotenco, 2009).

II.3. Análisis Geológico.

El análisis más importante que se hace dentro del registro de hidrocarburos, es el que se realiza a la muestra de canal, ya que esta es evidencia directa de lo que se está perforando.

Durante la perforación, los ingenieros operadores del registro de hidrocarburos (mud loggers) llevan una bitácora de la circulación del lodo y de los recortes arrastrados hacia el exterior. Se examinan los recortes (muestras de canal) para determinar la composición mineral, la paleontología y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos, realizando las pruebas pertinentes para determinar la calidad de la roca que se está perforando.

Esta información se lleva a cabo en un registro geológico (master log), como se muestra en la figura II.15. En el primera columna se registra la velocidad de penetración, cuyas variaciones se deben a que la formación cortada es más suave, también se registran lecturas de gas total y de gas en cortes; la segunda columna indica la cromatografía, que en el caso de la figura solo se observa metano; Las otras columnas corresponden a la profundidad dada en metros, la litología descriptiva basada en el porcentaje al observar la muestra y la litología interpretada se basa en la litología descriptiva como en la velocidad de perforación; se lleva el registro de la conductividad del lodo y las unidades de H₂S. En la columna de observaciones se realizan anotaciones de la descripción litológica, características del lodo, condiciones de operación y algún cambio de barrena u otras operaciones que se realicen durante la perforación.

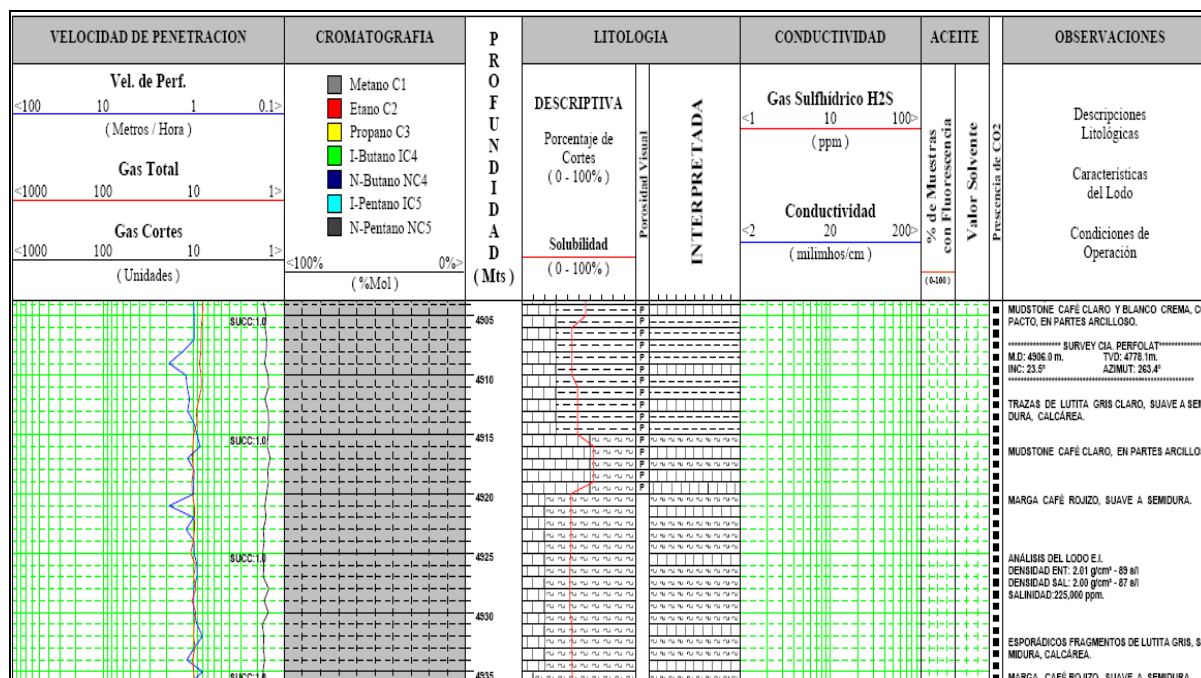


Fig. II.15 Master Log (Rotenco, 2006).

II.3.1. Muestras de Canal.

Las muestras de canal (figura II.16), son recuperadas de las “temblorinas” después de obtener el T.A. (tiempo de atraso), el cual consiste en calcular el tiempo que tarda la muestra en salir a la superficie, desde que es cortada por la barrena hasta el momento en que llega a la presa “temblorinas”; una vez que son recuperadas se lavan, debido a que son acarreadas por el lodo que tiende a mezclarse con los recortes y dar resultados erróneos.

El proceso de lavado puede variar, debido a que el tipo de lodo que se usa, no siempre es el mismo (García, 2007).

- a) En el caso del lodo base agua, se recomienda lavar los recortes con agua y jabón en polvo en varias ocasiones hasta eliminar el lodo de perforación.
- b) Para realizar los análisis paleontológicos se sigue el mismo procedimiento de lavado de la muestra en un recipiente pero con mayor detalle, hasta que el agua que salga de la muestra sea limpia y quede material fino que es donde se encuentran los microfósiles. Posteriormente es necesario secar la muestra colocándola en un recipiente, usando un horno de microondas durante 3 minutos aproximadamente, ya que si se deja un mayor tiempo esta podría quemarse y adquirir una tonalidad negra, lo cual dificulta la identificación morfológica de los fósiles en estudio.
- c) La muestra perforada con lodo base aceite, se lava en un recipiente primero con diesel o un desemulsificante (éster u otros) de 3 a 5 veces para eliminar 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 desprendida de la barrena con un imán, se eliminan los recortes que se consideran que sean caídos ó derrumbes que son los de mayor tamaño (Rotenco, 2009).



Fig. II.16 Muestra de canal (Martell, 2008).

Una vez lavada la muestra para determinar la litología se coloca húmeda en una capsula de fondo petri, se realiza su descripción bajo el microscopio estereoscópico, se analiza y clasifica de acuerdo al siguiente orden:

1.- Tipo de Roca. La descripción se compone de dos partes fundamentales: a) nombre básico de la roca por ejemplo: Dolomia, Caliza, Arenisca, y b) el término apropiado de clasificación textural, por ejemplo Litica, Grainston e Oolítico, etc.

2.- Color. El color de las rocas puede ser un efecto de conjunto de colores de los granos constituyentes, o resultado del cemento o matriz. Es importante utilizar todo el tiempo la misma fuente de luz y utilizar una amplificación constante en todos los registros habituales.

3.- Textura. La textura está en función del tamaño, forma y arreglo de los componentes de una roca (Pethijohn, 1975).

a) Tamaño: Los grados y clasificación del tamaño de los sedimentos son atributos importantes, guardan relación directa con la porosidad y permeabilidad y pueden ser un reflejo del ambiente de depósito. En la figura II.28, se muestra las clasificaciones por tamaño basadas en la escala de Wentworth et al (1922).

b) Forma: Durante mucho tiempo se han aprovechado las formas de los granos para descifrar la historia del depósito del que forman parte los granos. La forma incluye tanto la esfericidad como la redondez. La esfericidad se refiere a una comparación de área superficial de una esfera del mismo volumen, como el área superficial del grano, la distinción se hace generalmente en las partículas grandes con base en la relación axial y en los granos de comparación visual con tablas. La redondez se refiere al grado de angularidad que presentan aristas y vértices de un clasto, tal como se presenta en la figura II.17 según la clasificación de Petthijohn (1975).

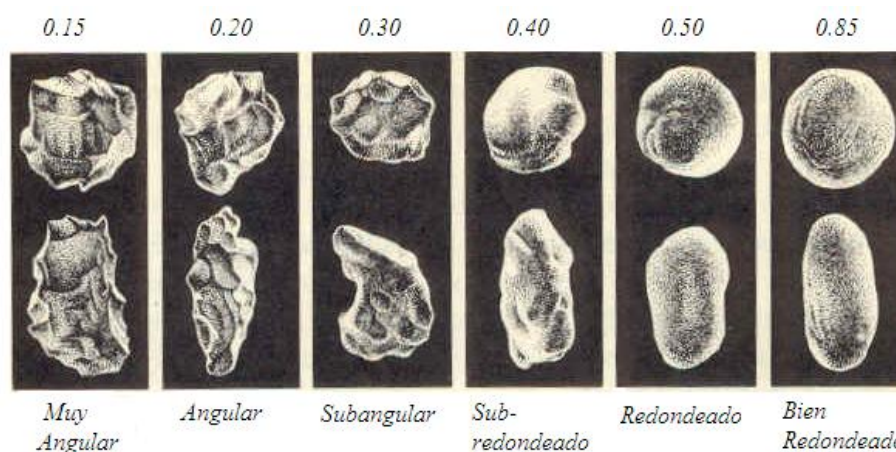


Fig. II.17 Clasificación de la redondez (Pethijohn, 1975).

Muy angular: Powers (1953) utilizó esto como clase similar a la clasificación angular de Pettijohn (1975) y con un valor de la redondez de 0.10 a 0.17. Sugiere este término para partículas cuyos bordes y esquinas son tan agudos que podrían cortar.

Angular: Bordes y esquinas irregulares con poca o ninguna evidencia de desgaste. Valor de la redondez entre 0.0 y 0.15.

Subangular: Caras intactas, pero bordes y esquinas redondeados. Valor de la redondez entre 0.15 y 0.25.

Subredondeado: Bordes y esquinas redondeados; en curvas suaves; áreas de las caras originales reducidas. Valor de la redondez entre 0.25 y 0.40.

Redondeado: Bordes y esquinas originales se han alisado a curvas algo amplias y cuyas caras originales son quitadas casi totalmente por la abrasión, algunas áreas planas pueden prevalecer. Valor de la redondez entre 0.40 y 0.60.

Bien redondeado: Las caras, los bordes, y las esquinas originales han sido destruidos por la abrasión y cuya superficie entera consiste en amplias curvas sin ningunas áreas planas. Valor de la redondez entre 0.60 y 1.00 (Pettijohn, 1975).

- c) Selección: Se refiere al grado de variación del tamaño de las partículas y está relacionado con las características del medio de transporte y la distancia (figura II.18).
- Muy bien seleccionado: Los clastos varían de 1 a 2 grados de la escala granulométrica.
 - Bien seleccionado: Varían 2 a 3 clases de tamaño.
 - Moderadamente seleccionado: 3 a 7 clases de tamaño.
 - Mal seleccionado: Mayor de 7 clases de tamaño.

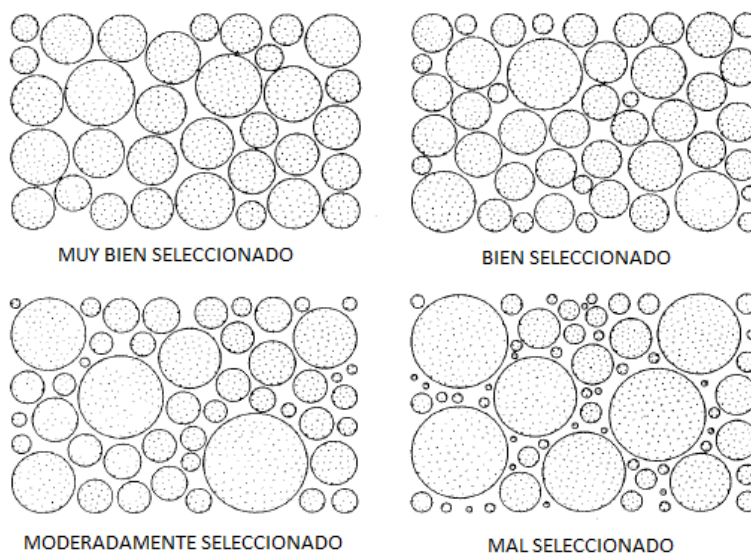


Fig. II.18 Selección del tamaño del grano según la clasificación de Siever (1972) (Modificada de Adams, 1997).

4.- Cementante ó matriz. El cemento es un precipitado químico depositado alrededor de los granos y en los intersticios de un sedimento, como agregados de cristales o como crecimientos sobre granos de la misma composición. La matriz consiste en pequeños granos individuales que llenan los intersticios entre los granos de mayor tamaño. El cemento se deposita químicamente y la matriz mecánicamente; el orden de precipitación del cemento depende del tipo de solución. Los materiales más comunes de cementación son sílice y calcita.

5. Fósiles y Accesorios. Los microfósiles y algunos pequeños macrofósiles, o incluso fragmentos de fósiles, se utilizan para correlaciones, también pueden ser indicadores ambientales. Los fósiles pueden ayudar a determinar la profundidad de los recortes.

Los accesorios, aunque constituyen un porcentaje menor del volumen de una roca, pueden ser indicadores importantes del ambiente de depósito, así como guías para la correlación. Los accesorios más comunes son glauconita, piritita, feldespatos, mica, siderita, restos de plantas carbonizadas, minerales pesados, pedernal y fragmentos de roca de tamaño arenoso.

6.- Estructuras sedimentarias. Casi todas las estructuras sedimentarias no son perceptibles en los recortes. En cambio, en cualquier núcleo (testigo) siempre puede encontrarse una o más de ellas, y deben reportarse en la descripción del mismo. Las estructuras comprenden la relación de las masas o agregados de los componentes de las rocas. Son condicionadas por cambios cronológicos y espaciales. Por ejemplo, la estratificación puede ser resultado del cambio (cronológico) vertical, cambios en los tamaños de granos o de la textura. En el periodo de origen, se forma contemporáneamente con él depósito (singenéticas) o después del depósito y sepultamiento (epigenéticas). Las estructuras singenéticas a menudo son indicadores muy importantes de los ambientes de depósito de los sedimentos.

7.- Porosidad y permeabilidad. Se han desarrollado varias clasificaciones que toman en cuenta diferentes aspectos de la porosidad y permeabilidad de las rocas carbonatadas, incluyendo las de P.W Choquette y L.C Pray (1970) y de G.E Archie (1952), (ver clasificación en sección II.16.2).

II.3.2. Proceso para detectar gas en los cortes

Para detectar el gas en los cortes se basa en el mismo principio del Registro de Hidrocarburos, de la muestra recuperada. Para este proceso se utiliza un detector auxiliar y una licuadora en el análisis. Se colocan 250 ml de los recortes en el vaso de una licuadora, se llena con agua (siendo esta una cantidad constante para todos los análisis), se tapa el vaso y se muelen los cortes durante 25 segundos para formaciones suaves y 45 segundos para formaciones compactas. Al molerse los cortes, el contenido de gas que contienen se incorpora al fluido, formando una mezcla con el aire que quedó al tapar el vaso de la licuadora. Posteriormente se acciona la bomba para que la mezcla gas-aire contenida en el vaso pase al detector de gas, donde proporcionará la lectura correspondiente a ese análisis como se muestra en la figura II.19 (Rotenco, 2009).

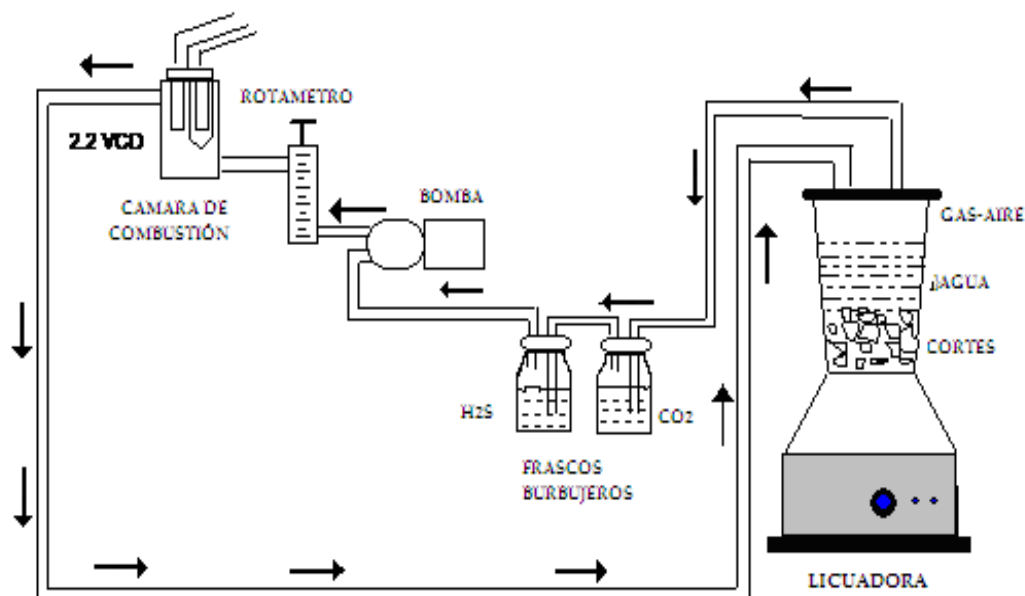


Fig. II.19 Proceso para detectar gas en los cortes (Rotenco, 2009).

El mismo procedimiento se efectúa para cuantificar el gas recirculado o gas succión. Es importante que el volumen de agua, aire y cortes sean uniformes, el tiempo de agitación sea constante, ya que cualquier alteración haría variar la magnitud de las lecturas de gas, sin que hubiera mayor ó menor volumen de gas proveniente de la formación. La detección de gas en los cortes normalmente se realiza en forma continua cada metro perforado.

II.3.3. Análisis de solubilidad de rocas carbonatadas

La solubilidad es la medida del contenido de carbonato de Calcio de una roca, para su análisis se lleva a cabo el siguiente procedimiento:

- 1.- Se colocan los recortes en un mortero, previamente lavados y totalmente secos.
- 2.- Una vez molida la muestra se pesa 1 gramo.
- 3.- Se coloca en un matraz (totalmente seco, de lo contrario alterará los resultados) la muestra, verificando sellar el matraz con un tapón de hule y que no haya fuga.
- 4.- Se coloca un segundo matraz con agua sellado con un tapón de hule.
- 5.- Se miden 25 cm³ de ácido clorhídrico diluido al 10%.
- 6.- Posteriormente se colocan los matraces con tubos comunicados como se muestra en la Fig. II.20, en el matraz que tiene la muestra, se coloca una bureta.
- 7.- Con los matraces cerrados, se agrega ácido clorhídrico en la bureta, al caer el ácido sobre la muestra, se producirá una reacción química que nos dará bióxido de Carbono y cloruro de Calcio. El CO₂ desplazará agua, expulsándola al tercer matraz; el tiempo de la reacción es de 3 minutos ó hasta que deje de desplazar agua.

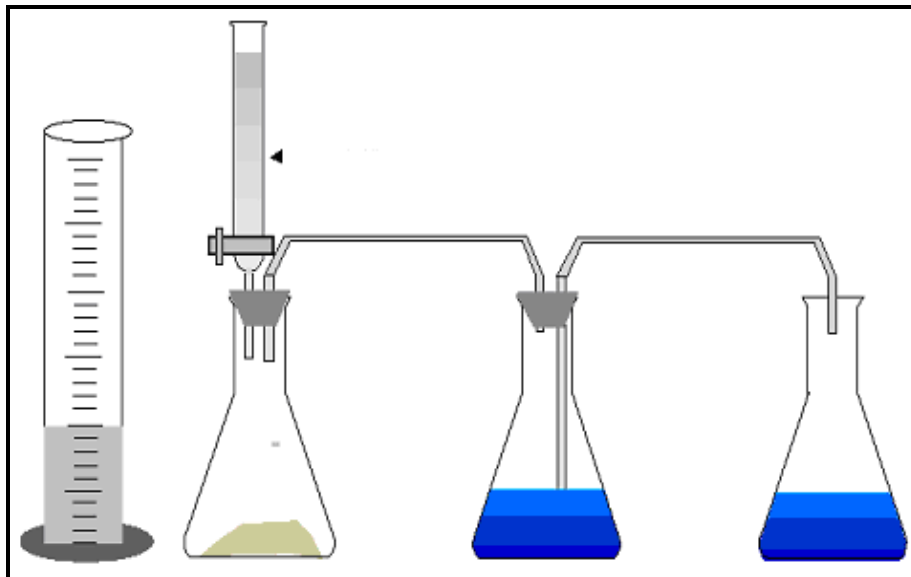


Fig. II.20 Equipo para el Análisis de Solubilidad (Rotenco, 2009).

Terminada la reacción se mide la cantidad de agua desplazada y se calcula la solubilidad con la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Solubilidad} = \frac{V.C.C. \text{ Desalojado } x - V.C.C. (HCL)}{Temp. \text{ Ambiente } x 0.82 + Vol. \text{ corregido}} \times 100 \quad \text{II.6}$$

Donde:

V.C.C. Desalojado = Volumen en centímetros cúbicos desalojado

V.C.C. HCl = Volumen en centímetros cúbicos de ácido clorhídrico diluido al 10%

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

II.3.4. Análisis de fluorescencia.

La fluorescencia es un proceso de emisión en el cual las moléculas son excitadas por la absorción de la radiación electromagnética. Es la luminiscencia que presentan ciertas sustancias al ser pasadas por la luz ultravioleta, las cuales emiten radiaciones de longitud de onda mayor, comprendida en el espectro visible.

Este mismo principio se aplica a los hidrocarburos líquidos, debido a que se ha comprobado que las ondas de luz abajo de 3650 Angstroms (Å), producen fluorescencia de aceite crudo. Son ondas reflejadas del aceite en ondas de una longitud mayor entre 4300 y 7700 (Å), las cuales son visibles al ojo humano; a medida que el aceite es de mayor densidad, la longitud de las ondas es mayor.

La fluorescencia se determina colocando una muestra, que al observarla al microscopio presente impregnación de aceite, la cual puede ser ligera o abundante.

El color de la fluorescencia de los aceites crudos va desde el café a través del verde, dorado, azul, amarillo, hasta el blanco (Tabla II.1). En la mayoría de los casos, el aceite pesado tiene una fluorescencia más oscura, generalmente los aceites (asfalto y residual) presentan fluorescencia de separación color café claro a muy oscuro por la acción de dilución en el solvente (Aguilar, 2000).



Color Especifico	Rojo	Naranja	Amarillo	Verde	Azul	Violeta	Ultra Violeta	Rayos X
Amstrongs Unidades	7700 a 6100	6000 a 5900	5800 a 5700	5600 a 5200	5100 a 4500	4200 a 4500	4200 a 1500	1400 a 1000
Color de la Fluorescencia				Blanco			X	X
Grados A. P. I.	10.1 a 15	15 a 25	25 a 35	35 a 45	45 a 55	55 a +	X	X
Gravedad Especifica Del Aceite	.9993 a .9659	.9659 a .9042	.9042 a .8498	.8498 a .8017	.8017 a .7587	.7587 a -	X	X
Aceite residual y aceite pesado			Aceite ligero		Gas y condensado			

Tabla II.1 Fluorescencia del aceite residual, pesado, ligero, gas y condensado (Modificada de Rotenco, 1998).

La fluorescencia de aceite ligero puede pasar desapercibida, la dificultad consiste en que estos tipos de aceite son muy volátiles. Comúnmente se tendrán altas lectura de gas en lodo y el cromatograma mostrará desde C1 hasta C5, si se sospecha la presencia de un aceite ligero.

El fluoroscopio es un aparato compuesto por 4 tubos de Neón, cubiertos por filtros de Cobalto o por una placa del mismo material (figura II.21), que permiten el paso de rayos de una longitud menor de 3650 (Å), reflejadas en ondas de longitud mayor, al tener la muestra dentro del fluoroscopio, si esta contiene aceite, presentará una coloración determinada, según la densidad y composición química del aceite (Rotenco, 2009).

La fluorescencia es una técnica de análisis que se aplica en varios campos (Química, Medicina, Geología, etc.), pero en el campo petrolero tiene una aplicación fundamental para detectar aceite en muestras de canal y núcleos en cantidades muy pequeñas hasta cantidades comerciales, incluyendo aceite de color muy claro que en ocasiones no es posible detectar por otros medios.

Es recomendable que todas las muestras que pudieran contener hidrocarburos líquidos, sean sometidas a este análisis y ser tratadas con un solvente que diluya el aceite o lo extraiga de los poros o fracturas que la roca presente para realizar una evaluación.



Fig. II.21 Fluoroscopio ^[Ref. 9].

Los solventes comúnmente utilizados son el cloroetano, el éter y la acetona; estos reactivos dan resultados satisfactorios. El tetracloruro de Carbono también puede ser utilizado como solvente, pero es recomendable tener precaución por ser un producto tóxico.

Proceso de fluoranálisis.

El proceso se lleva a cabo debido a que la luz ultravioleta incide sobre las muestras con hidrocarburos proyectando cierto color, éste dependerá del peso específico del aceite, de las propiedades físicas, químicas y biológicas específicas de cada acumulación de hidrocarburos.

Al aplicar un solvente a la muestra que contiene aceite, se observarán listas de color que se separan de la roca, comúnmente tendrán un color claro, porque el aceite es diluido por el solvente; a este fenómeno se le conoce como “fluorescencia de separación”. El verdadero color de la fluorescencia será expuesto después de haberse evaporado el solvente, a esta fluorescencia se le llama “fluorescencia residual” y es el color de la fluorescencia que emite el aceite el cual será de acuerdo a sus propiedades fisicoquímicas, esta es la que se reporta en el registro de hidrocarburos.

Es necesario tener en consideración que existen dos tipos de fluorescencia: La fluorescencia de hidrocarburos y la fluorescencia mineral. La de mayor interés para el Registro de Hidrocarburos es la fluorescencia del aceite, ya que el objetivo de la fluorescencia en pozos petroleros es la búsqueda de hidrocarburos.

La diferencia que presenta la fluorescencia de aceite de la fluorescencia mineral, es que al aplicarle un solvente, se observan listas de separación de un color definido; por otro lado, la fluorescencia mineral no responde a la acción del solvente, no se diluye y permanece estática en el fragmento de la roca que la produce.

Existen materiales que emiten fluorescencia mineral; algunos de ellos son la calcita, las conchas de moluscos, fluorita, bentonita, anhidrita, algunas plagioclasas y micas. Ciertos materiales

agregados a los lodos de perforación producen o tienen fluorescencia inerte, como son algunos obturantes, thermathín, monoetanolamina, etc. (Chow et al, 1997).

En la industria petrolera, es inevitable la adición de productos que contaminan al lodo de perforación, pueden llegar a confundir al realizar un análisis de fluorescencia; a esto se le llama “fluorescencia por contaminación”, generalmente este tipo de fluorescencia es producido por la adición en el lodo de aceite crudo, diesel, grasa de las juntas y conexiones, y últimamente por productos para lodos base agua. En los lodos base aceite, es difícil realizar el análisis adecuado de las muestras de canal al fluoroscopio por la gran contaminación que produce el aceite del lodo (Rotenco, 2009).

Se recomienda que después de recuperar y lavar los cortes, se introduzcan al Fluoroscopio para observar la fluorescencia antes de que el aceite se volatilice. En seguida, agregar solvente a la muestra observando cualquier cambio de color del mismo, ya que estos tipos de aceite solo presentan una coloración que desaparece rápidamente en tonos muy claros a ligeramente amarillos sin quedar ningún anillo residual. Otra forma de comprobación es efectuar un fluoranálisis al lodo de perforación en las mismas condiciones y bajo los mismos métodos de la muestra de cortes; si presenta desprendimiento rápido de color, es seguro que existe aceite ligero.

II.3.5. Descripción básica de las rocas analizadas en pozo.

El petróleo encontrado y explotado se genera en rocas de origen sedimentario, tanto en carbonatos como en terrígenos. En la figura II.22 se observa la proporción de las rocas sedimentarias, México tiene una abundancia similar al que se indica en la figura.

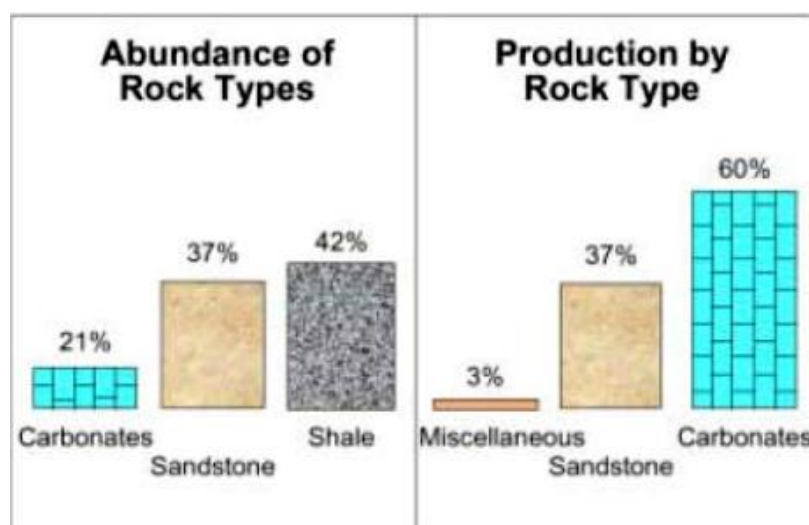


Fig. II.22 Abundancia del tipo de rocas (Mousatov, 2009).

Las rocas sedimentarias son aquellas que se forman a partir de rocas preexistentes, restos de plantas y animales o por procesos químicos.

Las rocas sedimentarias mas comunes se dividen en los siguientes dos grupos:

- Rocas clásticas. Rocas formadas por acumulaciones mecánicas, se compone de fragmentos de roca, fragmentos de cuarzo, fragmentos de feldespatos y minerales arcillosos.
- Rocas no clásticas. Son precipitadas por medios químicos ó bioquímicos.

II.3.6. Clasificación de rocas analizadas en pozo.

Rocas Clásticas

Conglomerados. Se distinguen de las brechas por la naturaleza redondeada de sus clastos los cuales deben ser mayores a 2 mm, tal como se muestra en la figura II.23. Los clastos en contacto se dice que son clastos soportados, indican que fueron depositados en condiciones de alta energía, como puede ser de playa, abanicos aluviales y ríos no sujetos a períodos de desecación. Si es soportado por matriz, caso en que los clastos más grandes se separan por una matriz fina de arena y arcilla, indica que el material sedimentario fue transportado y depositado rápidamente sin dar lugar a la clasificación del depósito.

Por otro lado existen conglomerados extraformacionales los cuales son derivados fuera de la cuenca de depósito, perteneciente al área de depositación y los conglomerados intraformacionales son cantos rodados procedentes de la cuenca de depósito (Pethijohn, 1975).



Fig. II.23 Conglomerado (Dorrik, 2005).

Brechas. Se describe una roca formada por fragmentos angulosos de mas de 2 mm de diámetro (figura II.24), dicha angulosidad significa una cantidad mínima de transporte, razón por la cual la fuente está cercana (Tucker, 1995).



Fig. II.24 Brecha, se observan fragmentos de roca angulosos (Tomada de Dorrik, 2005).

Arenisca. Es una roca clástica litificada, constituida por granos de dimensión arenosa (de 1/16 a 2 mm) de cualquier origen y composición, según la clasificación de Jackson & Bates (1987).

La clasificación de Pettijohn (1975) se basa en tres constituyentes principales: cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca; la matriz y cementante, incluidos en la parte textural hacen la diferencia para asignarle el nombre a la roca.

La matriz se constituye de minerales de arcilla ó limo. El cementante es precipitado alrededor y entre los granos durante la diagénesis, comúnmente el cementante es cuarzo, calcita u óxido de hierro. Algunos granos son mecánicamente y químicamente más estables que otros, los minerales en orden decreciente de estabilidad son cuarzo, moscovita, microclina, ortoclasa, plagioclasa, hornblenda, biotita, piroxeno y olivino. Los granos de las areniscas varían en tamaño de 1/16 a 2 milímetros de diámetro según la clasificación de Wentworth et al (1984) como se muestra en la figura II.28.

Por ejemplo una roca compuesta de 60% cuarzo y una relación de feldespatos/fragmentos de roca 1:3, según la clasificación Pettijohn (1975) correspondería a una litoarenita, como se muestra en la figura II.27.

Las *cuarzoarenitas* (figura II.25) constituyen el 95% de cuarzo, son el resultado de una considerable fragmentación de restos de roca, disueltas por procesos de meteorización, se observa ausencia de minerales incapaces de resistir la meteorización química. Comúnmente presenta estructuras sedimentarias, especialmente estratificación cruzada (Tucker, 1995).



Fig. II.25 Cuarzoarenita (<http://www>, 10).

Arcosa. Además de cuarzo puede ser reconocida por el alto porcentaje de granos de feldespato, ambos minerales soportan la degradación mecánica durante el transporte, siendo el segundo más susceptible a la descomposición. Su aparición en proporciones mayores a las de un pequeño porcentaje, evidencian condiciones de aridez y de transporte corto o rápido. Pueden ser de color rojo o rosa (figura II.26), en parte se debe a la presencia del feldespato rosa, en algunas ocasiones se debe a la pigmentación de la hematita (Dorrick, 2005).



Fig. II.26 Arcosa (<http://www>, 11).

Grauvaca. El término significa gris y duro, con abundante matriz, describe una arenisca que contiene mezcla de productos de meteorización de rocas ígneas y metamórficas, en los que se incluyen, además de partículas de descomposición mecánica, minerales arcillosos de la meteorización química. Su matriz excede el 15%, de acuerdo a la clasificación de Pettijhon se clasifican en grauvacas feldespáticas, grauvacas líticas, ó cuarzo grauvacas (figura II.27).

Aunque las grauvacas son de un medio ambiente restringido, muchos son depositados por corrientes de turbidez en cuencas de agua relativamente profundas presentando estructuras típicas de turbiditas.

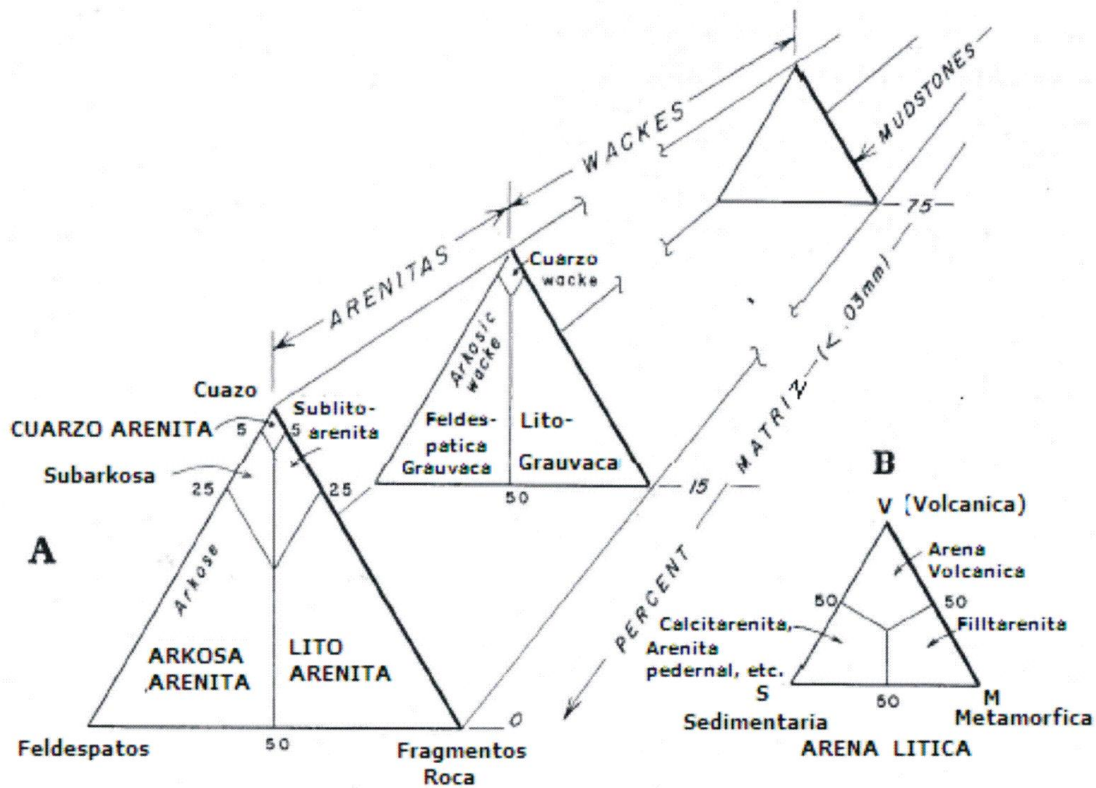


Fig. II.27 Clasificación de Pettijohn (Pettijohn, 1975).

Lutita. En general se compone de sedimentos de arcilla y limo, pueden presentar ciertos granos de cuarzo, otros minerales pueden estar presentes; las partículas del tamaño de 0.06-2 μm para la arcilla y 2-31 μm para el limo de acuerdo a la clasificación de Udden-Wentworth et. al., (1984) como muestra en la figura II.28. La arcilla puede ser reconocida por el tamaño de grano extremadamente fino y en general una apariencia homogénea.

Las lutitas pueden depositarse prácticamente en cualquier entorno, en particular en la planicie del río, lago, costa de baja energía, laguna, delta, plataforma externa de ambientes marinos y cuencas oceánicas profundas.

Estándar E.E.U.U. # Tamiz normalizado	Milímetros	Micras	Phi (ϕ)	Escala de Wentworth	
			-20		
	4096		-12		
	1024		-10	Bloque (-8 a -12 ϕ)	GRAVA
	256		-8		
	64		-6	Canto (-6 a -8 ϕ)	
	16		-4		
	4		-2	Guijarro (-2 a -6 ϕ)	
5					
6	3.36		-1.75		
7	2.83		-1.5	Gránulo	
8	2.38		-1.25		
10	2.00		-1.0		
12	1.68		-0.75		
14	1.41		-0.5	Arena muy gruesa	
16	1.19		-0.25		
18	1.00		0.0		
20	0.84		0.25		
25	0.71		0.5	Arena gruesa	
30	0.59		0.75		
35	1/2	500	1.0		ARENA
40		420	1.25		
45		350	1.5	Arena media	
50		300	1.75		
60	1/4	250	2.0		
70		210	2.25		
80		177	2.5	Arena fina	
100		149	2.75		
120	1/8	125	3.0		
140		105	3.25		
170		88	3.5	Arena muy fina	
200		74	3.75		
230	1/16	62.5	4.0		
270		53	4.25		
325		44	4.5	Limo grueso	
		37	4.75		
	1/32	31	5.0		
Analizado	1/64	15.6	6.0	Limo medio	LODO
	1/128	7.8	7.0	Limo fino	
con	1/256	3.9	8.0	Limo muy fino	
		2.0	9.0		
Pipeta	0.00098	0.98	10.0	Arcilla	
	0.00049	0.49	11.0	(Algunos usan	
ó	0.00024	0.24	12.0	2 ϕ ó 9 ϕ como	
	0.00012	0.12	13.0	el limite de arcilla)	
Hidrometría	0.00006	0.06	14.0		

Fig. II.28 Escala de tamaño de grano de Udden y Wentworth (Modificada de Folk, 1984).

Rocas no clásticas: Químicas y Bioquímicas.

Rocas calcáreas. Las calizas y dolomías, contienen por lo menos la mitad, o bien de calcita o bien de dolomita, ambos minerales pueden estar formados como precipitaciones directas del agua del mar, pero la forma más importante es en la que el Calcio y el Magnesio (liberados originalmente por meteorización química) quedan fijos, mediante la secreción de minerales carbonatados por animales y plantas.

Las calizas dado a su origen poligenético, es difícil encontrar un conjunto de parámetros aplicables a todas (Buggs, 2009). En su mayoría consta de tres componentes: granos de carbonato (aloquímicos), micrita y espatita (ortoquímicos). Su principal grano son los bioclastos (fósiles), ooides, peloides e intraclastos (Tucker, 1995).

La clasificación de rocas carbonatadas según Dunham (1962) se basa en la textura depositacional de los sedimentos. La clasificación de Folk (1959-1962) se basa en el porcentaje de los dos tipos de elementos texturales: aloquímicos (granos) y ortoquímicos (matriz y cemento). Los aloquímicos son material generado en forma mecánica, deposita partículas de carbonato, estos pueden ser intraclastos, bioclastos, oolitos y pellets. Los ortoquímicos son sedimentos microcristalinos caracterizados por el dominio de micrita y esparita.

Para fines del trabajo en el registro de hidrocarburos se utiliza la clasificación de Dunham (1962) donde se consideran tres características importantes:

1. Presencia o ausencia de lodo calcáreo.
2. Abundancia de granos.
3. Presencia de ligadura entre los granos.

Mudstone. Contiene menos del 10% de granos (aloquímicos) y está soportada por lodo como se muestra en la figura II.29. En el Kimeridgiano se presenta fracturados.



Fig. II.29 Mudstone (Adams y Mackenzie, 1997).

Wackestone. Contiene como soporte lodo calcáreo de caliza microcristalina (figura II.30), contiene más del 10% de granos (aloquímicos).



Fig. II.30 Wackestone (Adams y Mackenzie, 1997).

Packstone. Roca lodosa con soporte de grano o granos en contacto como se muestra en la figura II.31.

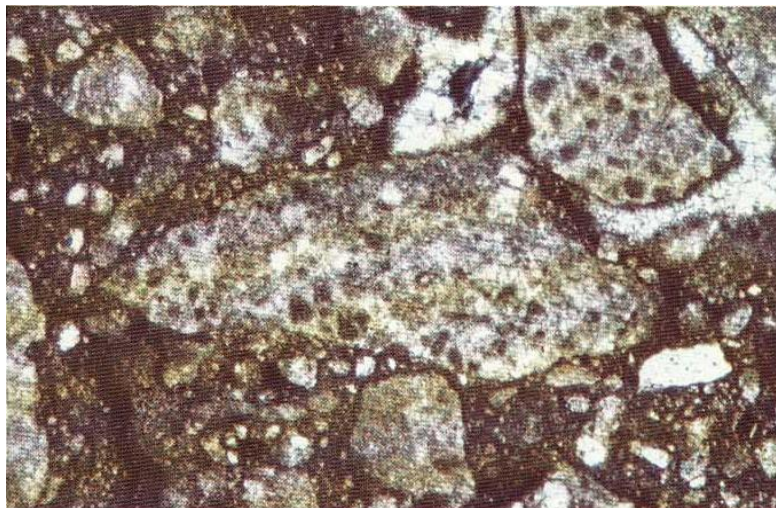


Fig. II.31 Packstone (Scholle, 1978).

Grainstone. Roca carbonatada libre de micrita (lodo calcáreo de calcita microcristalina) soportada por granos (aloquímicos) y el espacio entre estos es rellenado por esparita (figura II.32).

Este tipo de roca constituye yacimientos importantes en el sureste de México en rocas de edad Jurásico Superior Kimeridgiano y en el norte en la formación San Andrés.

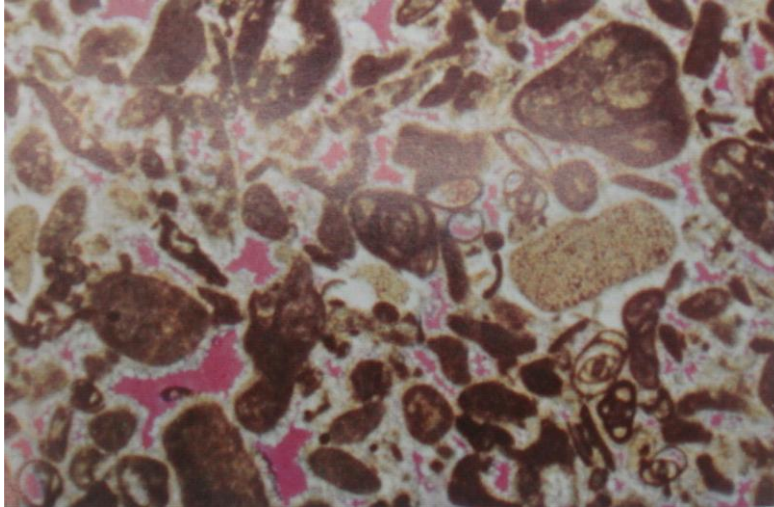


Fig. II.32 Grainstone (Scholle, 1978).

Boundstone. Roca cuyos constituyentes estuvieron juntos al momento del depósito (figura II.33).

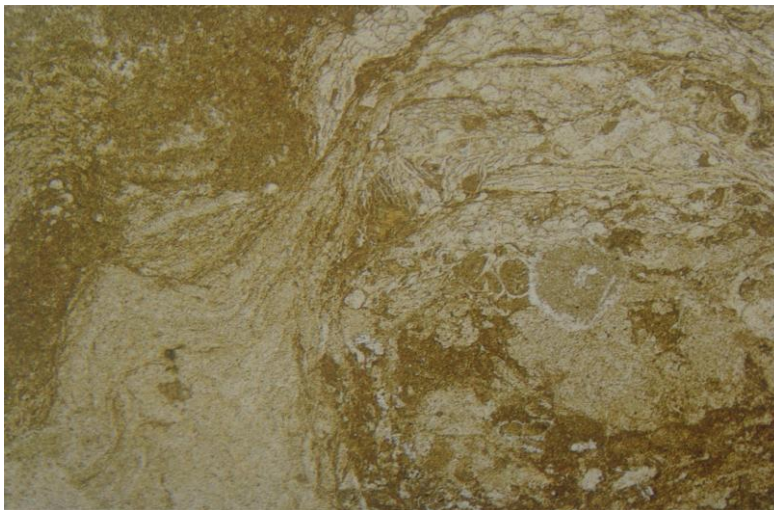


Fig. II.33 Boundstone (Adams y Mackenzie, 1997).

La *dolomía* es una variedad de roca carbonatada que contiene más del 50% de carbonato de Magnesio, son de color claro en un fragmento fresco, pero se vuelven amarillentas al exponerse al aire, debido a la oxidación del hierro contenido en los cristales de dolomita. La dolomitización se presenta con un alto grado de recristalización; presenta mayor dureza que la caliza.

La mayoría de las dolomías se han formado por alteración postdeposicional de la caliza, es decir, por dolomitización (Boggs, 2009). 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, a su vez, es una fuente muy importante de aportación de Magnesio.

Una roca carbonatada que frecuentemente aparece en la columna estratigráfica de los pozos petroleros del sureste de México es una denominada marga, la cual es una roca sedimentaria

formada por una mezcla de caliza y arcilla, del 35% a 65% que constituye la transición entre las calizas arcillosas, calizas margosas del 5% a 35 % de arcilla y las arcillas calcáreas. Son menos compactas que las calizas y menos plásticas que las arcillas, tienen aspecto terroso, la fractura es concoidea a menudo oscura.

Es de vital importancia la identificación de las rocas carbonatadas ya que estas constituyen importantes yacimientos petroleros del Mesozoico (Jurásico y Cretácico) en el sureste de México.

Las *evaporitas* son otro tipo de rocas que aparecen frecuentemente en la columna estratigráfica (figura II.34), las cuales son producidas en clima cálido y árido, por la evaporación del agua del mar. Experimentalmente al evaporarse el agua marina se origina la formación de carbonato cálcico, después sulfato cálcico (yeso) y finalmente las sales más solubles, incluida la halita (sal común). Sin embargo, cuantitativamente las evaporitas no pueden deberse a una simple evaporación, puesto que una capa de metro y medio de halita requiere la desecación de 100 metros de tirante de mar y hay muchos depósitos de sal con cientos de metros de espesor en mares abiertos. El resultado de tales procesos, si se dan sedimentos porosos, es que la caliza original se sustituye por dolomita de grano fino y el sulfato cálcico (anhidrita) crece dentro del sedimento y lo deforma (Tucker, 1995).

Es de vital importancia su identificación durante la perforación de un pozo ya que puede ocasionar que se pegue la sarta con la consecuente pérdida económica. Además son excelente sello.



Fig. II.34 Evaporita (Scholle, 1978).

El *pedernal* es una roca que aparece frecuentemente en la columna estratigráfica a nivel Cretácico Medio en los pozos petroleros de México. Es una roca silíceo, densa y dura, criptocristalina, que no muestra evidencia alguna de estructura cristalina regular.

Hay dos tipos diferentes de pedernal: los que sustituyen a las calizas en forma de nódulos (figura II.35) o vetas de calcedonia y los realmente estratificados asociados con pizarras o con formaciones estratificadas. Los primeros provienen de microfósiles silíceos como los organismos

unicelulares marinos llamados radiolarios; los segundos son de origen inorgánico y pueden estar asociados a precipitados, lavas o ceniza volcánica (Tucker, 1995).



Fig. II.35 Pedernal en forma de nódulos (Dorrik, 2006).

II.3.7. Recuperación del núcleo.

Un núcleo se puede definir como un fragmento de roca, cortado bajo diferentes condiciones de perforación para obtener información especial referente a litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, interfaces agua-aceite, aceite-gas, rumbo y echado de las capas de una determinada formación.

En el núcleo la roca no presenta mucha contaminación del lodo y proporciona muestras intactas de la formación, es un método que permite realizar mediciones directas de las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en ella (Rotenco, 2009).

El programa de núcleos se establece en función del objetivo que se persigue: control estratigráfico y paleontológico, análisis del contenido de fluidos y características petrofísicas de la roca, o por litologías complejas.

III.3.8 Tipos de núcleos:

Núcleos convencionales: Programado una vez que se ha llegado a la profundidad deseada, utilizado en formaciones homogéneas consolidadas. El procedimiento del corte de núcleo se lleva a cabo de la siguiente manera:

- Se baja el barril muestrero con la sarta de perforación y se inicia el corte del núcleo (figura II.36).

Corta núcleos



Fig. II.36 Corona cortadora de núcleos (<http://www>, 12).

- A medida que la perforación continúa, el núcleo cortado se desplaza al interior.
- Cuando se ha cortado la longitud programada se reduce el peso sobre la corona, se aumentan las revoluciones por minuto y en ocasiones, se detiene la circulación para desprender el núcleo (quemar el núcleo).
- Se obtienen muestras cilíndricas de 9 m de largo y con diámetros que van de 2 3/8" a 3 9/16".
- En la superficie, el núcleo se recupera en el piso de perforación y el geólogo se encarga de guardarlo en forma orientada (Rotenco, 2009). Como se observa en la figura II.37, la línea roja del lado derecho y la línea negra del lado izquierdo indican la orientación del núcleo en la formación.
- Se puede evaluar el echado de los estratos, las fracturas y otras estructuras sedimentarias o diagenéticas.

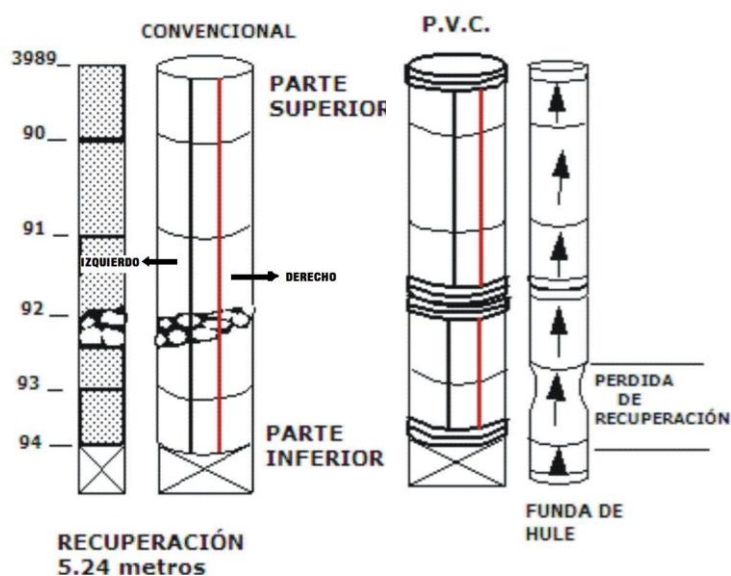


Fig. II.37 Núcleo orientado por medio de una línea roja a la derecha y una línea negra a la izquierda (Rotenco, 2009).

Núcleos orientados: Se orientan con un cartucho de inclinometría o giroscopio y así pueden evaluarse los echados, la dirección de fracturas y de otras estructuras sedimentarias o diagenéticas. En este caso es importante conocer la inclinación del pozo.

Núcleos encamisados: Programado para formaciones pobremente consolidadas utilizando la técnica convencional, la recuperación es inferior al 10% de la longitud cortada. Es preferible encamisar un núcleo en formaciones suaves, quebradizas o semi-consolidadas (AIPM, 2000).

- A medida que se corta, el método consiste en cubrir el núcleo con una camisa de neopreno o de fibra de vidrio.
- La consolidación artificial de núcleo se lleva a cabo congelándolo o inyectándole gel plástico, posteriormente se transporta al laboratorio para su análisis (Rotenco, 2009).

Núcleos presurizados: En los núcleos convencionales, las propiedades físicas del núcleo cambian a medida que el núcleo sube a la superficie.

Los cambios en las condiciones de presión, volumen y temperatura (PVT), provocan la liberación de los esfuerzos de la roca y con ello la modificación de la permeabilidad y porosidades absolutas y efectivas. La exudación y expansión del gas, modifica sustancialmente la saturación relativa de los fluidos (Rivera, 1997).

Un núcleo presurizado permite obtener muestras que mantengan lo más cerca posible las condiciones originales PVT, la composición y las propiedades representativas del yacimiento. Una vez cortado el núcleo, se presuriza el barril por medios mecánicos en la parte superior e inferior de la herramienta, el núcleo se congela por medio de hielo seco o Nitrógeno líquido durante 12 horas, esto debe mantener las condiciones originales. La desventaja de esta técnica es el costo (Rotenco, 2009).

Núcleos de pared: Una herramienta muestreadora permite recuperar pequeñas muestras de las formaciones ya perforadas a una profundidad predeterminada. El corte se lleva a cabo con un taladro o con cámaras con cargas explosivas.

En las técnicas más antiguas una pistola se bajaba con cable y se disparaban las cámaras de recuperación. Cada herramienta podía recuperar un promedio de 30 a 50 muestras a diferentes profundidades y paredes de agujero (figura II.38). En las herramientas más modernas un taladro corta las muestras de pared y las deposita en la misma herramienta (figura II.39).

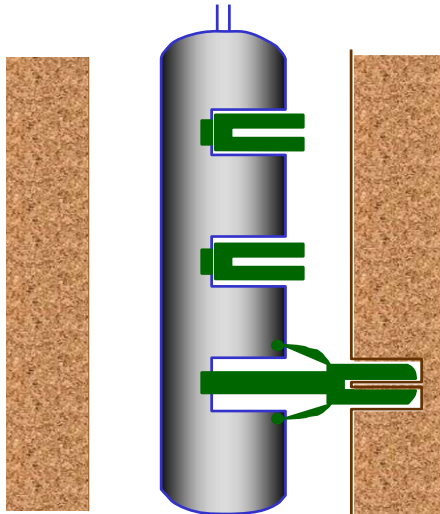


Fig. II.38 Muestreador de núcleos de pared por medio de cápsulas con cargas explosivas.

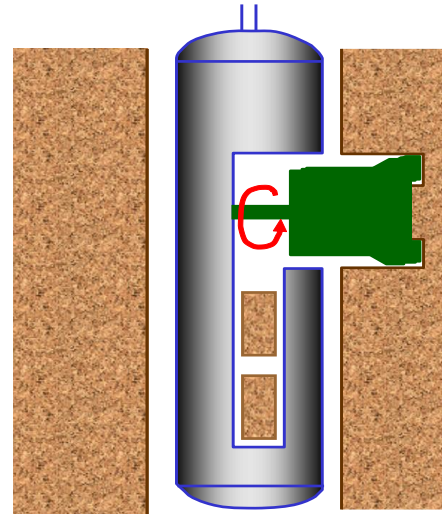


Fig. II.39 Muestreador de núcleos de pared con motor.

Adicionalmente se tienen probadores de formación que toman muestras de fluido de la formación en la pared del pozo; de estos se tienen varias generaciones desde los de una sola muestra, de muestras repetidas, hasta los muestreadores dinámicos que también miden la permeabilidad (figura II.40).

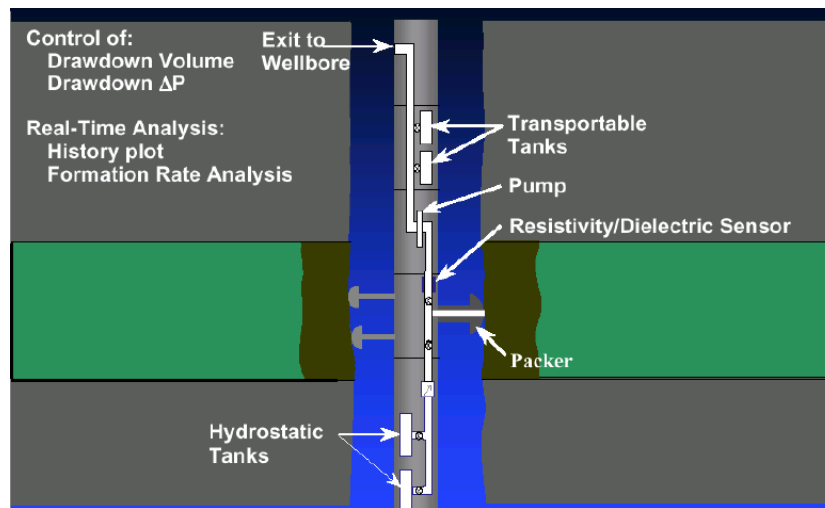


Fig. II.40 Probador dinámico de fluidos de formación.

El costo de los núcleos de pared es bastante inferior y la mayoría de mediciones realizadas a los núcleos completos también pueden efectuarse a las muestras de pared.

A la compañía de registro de hidrocarburos, se le entregan unos fragmentos representativos de cada parte del núcleo (parte inferior, parte media y parte superior), para realizar su análisis, se trituran en fragmentos (0.5 mm a 1 cm), a los cuales se le determina el contenido de gas corte, cromatografía, fluorescencia, solubilidad, salinidad, pH, etc., (PEMEX, 2006).

Las ventajas geológicas de los núcleos sobre los recortes es que se pueden identificar estructuras diagenéticas y sedimentarias a gran escala, así como medir cuantitativamente la porosidad y permeabilidad en un volumen mayor.

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

II.3.9. Parámetros que intervienen en la descripción de un núcleo.

Porosidad. Es el porcentaje o la fracción del volumen total ocupado por fluidos; es una propiedad importante de la roca almacenadora, la porosidad puede ser primaria y secundaria.

Philip W. Choquette y Llod C. Pray (1970) clasifican la porosidad de la siguiente manera:

Porosidad primaria: es aquella que se desarrolla durante el proceso de depósito (singenética) de los sedimentos. Se clasifica en intergranular, intragranular, fenestral, shelter, growth-framework.

- a) Intergranular. Poros condicionados por los granos (espacios definidos entre los granos), porosidad depositacional como se muestra en la figura II.41.

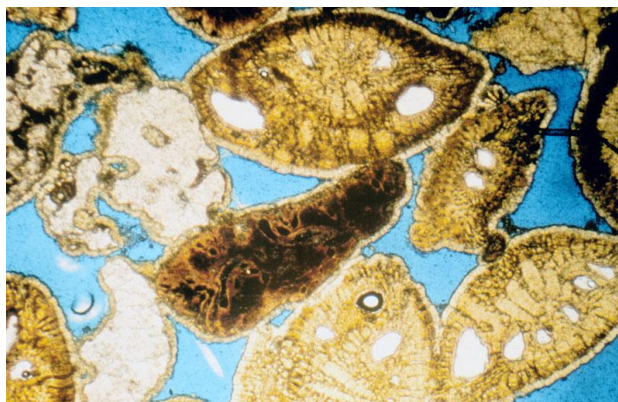


Fig. II.41 Porosidad intergranular (<http://www>, 13).

- b) Intragranular. Porosidad dentro de los granos, predeposicional (figura II.42).



Fig. II.42 Porosidad intragranular (Scholle, 1978).

- c) Fenestral. Porosidad característica de calizas asociadas a estructuras estromatolíticas, los poros se forman por la expulsión del gas en el depósito (figura II.43).

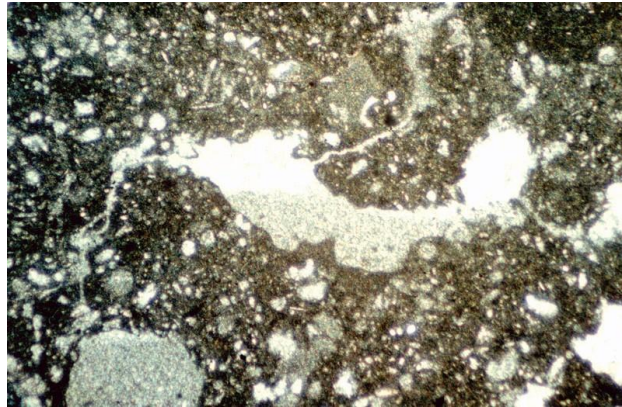


Fig. II.43 Porosidad fenestral (<http://www, 13>).

- d) En zonas protegidas (shelter). Porosidad originada al caer restos esqueléticos cóncavo-convexo en el fondo (figura II.44).

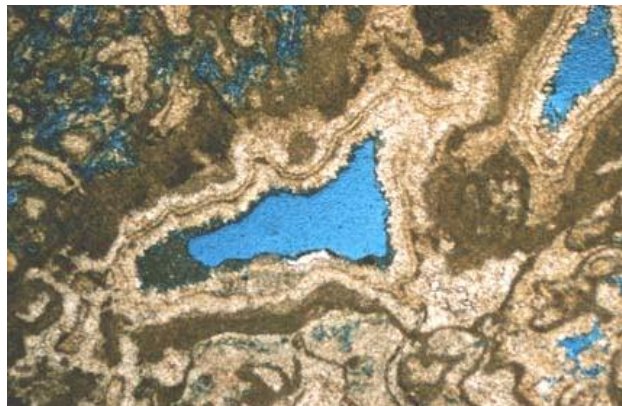


Fig. II.44 Porosidad shelter (<http://www, 13>).

- e) En estructuras orgánicas de crecimientos (growth-framework). Porosidad originada por el crecimiento de organismos sobre el fondo (figura II.45).

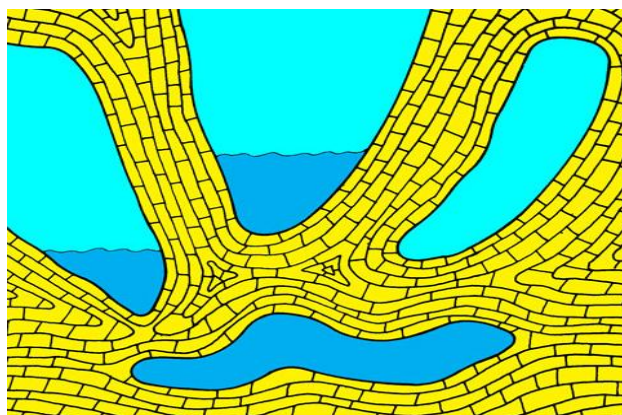


Fig. II.45 Porosidad Growth-framework (<http://www, 13>).

Porosidad secundaria: es aquella que se desarrolla posteriormente al proceso de depósito (postgenética) de los sedimentos. Dentro de la porosidad secundaria se encuentra la porosidad intercrystalina y móldica.

- a. Intercristalina. Poros formados entre los cristales como se muestra en la figura II.46, asociada principalmente a procesos de disolución o de reemplazamiento (dolomitización).

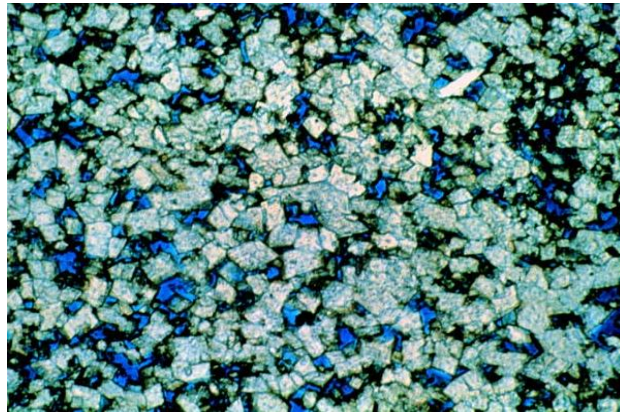


Fig. II.46 Porosidad intercrystalina (<http://www, 13>).

- b. Móldica. Porosidad asociada a la disolución de restos esqueléticos (figura II.47) ó no esqueléticos.



Fig. II.47 Porosidad móldica (<http://www, 13>).

Porosidad no selectiva de la fábrica:

- a) Fracturas. Relacionado con procesos tectónicos (figura II.48).

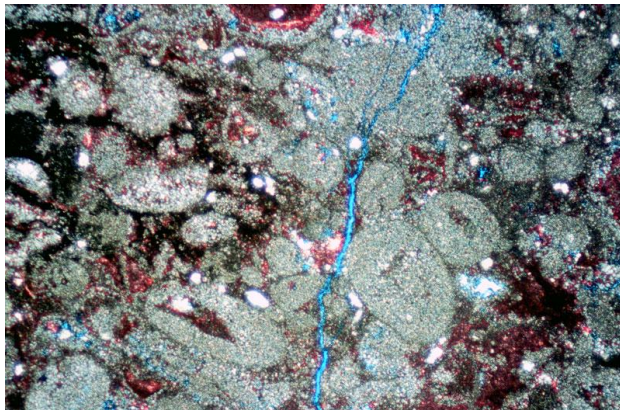


Fig. II.48 Porosidad de fractura (<http://www>, 13).

- b) Canales. El agua circula por fracturas en calizas, disolviendo las paredes de las fracturas generando cavidades por disolución (figura II.49).

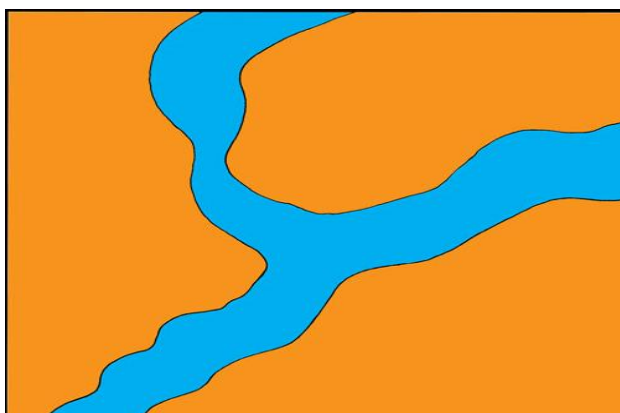


Fig. II.49 Porosidad de canal (<http://www>, 13).

- c) Caverna. Cavidades mayores a 50 cm de diámetro en calizas (figura II.50).

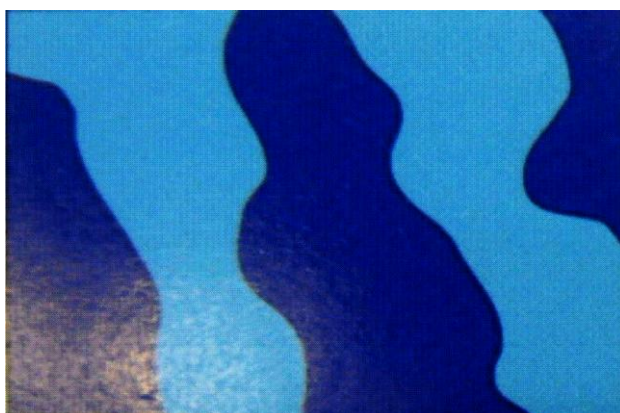


Fig. II.50 Porosidad de caverna (Scholle, 1978).

- d) Vúgulos. morfologías irregulares generados principalmente por disolución en carbonatos, no conectados entre sí, tamaños mayores a 50 cm de diámetro como se muestra en la figura II.51.

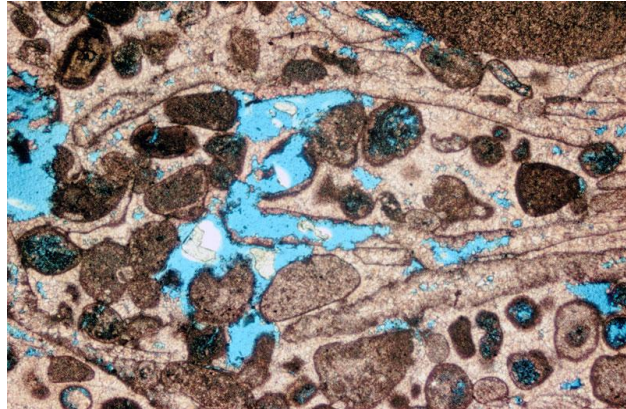


Fig. II.51 Porosidad de vúgulos (<http://www>, 13).

Porosidad selectiva de la fábrica:

- a) De brecha. Asociada a movimientos tectónicos o a disoluciones de capas evaporíticas (figura II.52).



Fig. II.52 Porosidad de brecha (Scholle, 1978).

- b) Galerías (boring). Perforaciones producidas por organismos (figura II.53), cuando el sustrato (material) está solidificado.



Fig. II.53 Porosidad boring, se observan pequeñas perforaciones en la concha (<http://www>, 14).

c) Perforaciones (burrows). Perforaciones en sustratos blandos (figura II.54).



Fig. II.54 Porosidad burrows (Scholle, 1978).

d) Deseccación. Porosidad asociada a los polígonos de desecación como se muestra en la figura II.55.

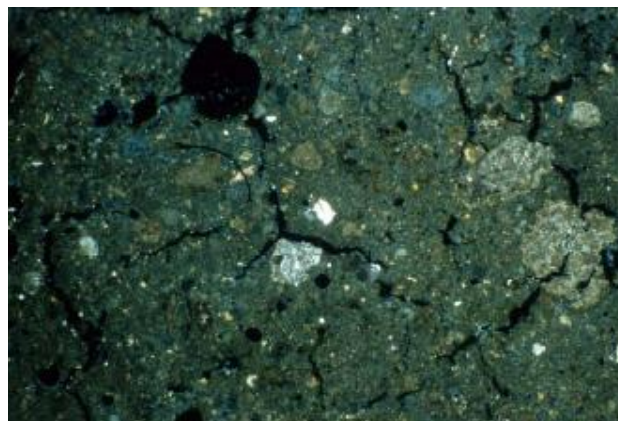


Fig. II.55 Porosidad de desecación (<http://www>, 14).

Permeabilidad. Es la capacidad que tiene la roca de permitir el paso de los fluidos, cuando los poros están conectados. Para que un yacimiento sea comercial es necesario no sólo que la roca contenga petróleo o gas si no que estos fluidos puedan desplazarse dentro de la roca y salir a la superficie.

La permeabilidad se mide en Darcys (unidad que recibe el nombre del ingeniero francés Henry d'Arcy, en 1865 diseñó un método para medir la permeabilidad). La mayor parte de las formaciones productoras tienen una permeabilidad promedio inferior a un Darcy; la permeabilidad se mide en milésimos de Darcy o miliDarcys (md), con esta unidad, la permeabilidad puede variar entre 5,000 miliDarcys para una arena no consolidada y 0,1 miliDarcys para algunos carbonatos.

Impregnación. Es la cantidad de aceite que presenta la roca en sus poros y/o fracturas (núcleos o muestras de canal), en los núcleos se observa a simple vista por exudación de aceite en las fracturas, en forma de burbujas en los poros y en otras ocasiones es necesario observarla con la ayuda del microscopio. Cuando el aceite es muy ligero es difícil observar la impregnación, en algunas ocasiones se logra ver en algunas partes del núcleo zonas ligeramente cerosas y esto tiene que ser con el microscopio, sin embargo cuando el aceite es pesado o semipesado no existe ningún problema en reconocerla porque presenta colores oscuros brillantes e iridiscentes.

Fauna. Es el conjunto de fósiles microscópicos y megascópicos que presenta una roca, son de dos tipos:

- Planctónicos (se define cronología)
- Bentónicos (se definen medios ambientes)

II.4. Presión de poro.

La presión de poro es la presión que ejercen los fluidos que se encuentran contenidos en los poros de la roca, estos pueden ser: gas, aceite, agua dulce y agua salada. También se le conoce como presión de yacimiento.

A partir de parámetros que proporciona el registro de hidrocarburos, se determina la presión de poro, mediante el método del exponente "dc".

El exponente "d" se considera como el valor aproximado de la perforabilidad de la roca que es semejante a la porosidad de la formación. El exponente "d" corregido se llama exponente "dc" y este modifica el valor de "d" en función del gradiente normal de los fluidos de la formación y del peso del lodo.

Fórmula para el cálculo del exponente “d” en el Sistema Internacional.

$$Exp\ d = \frac{Log [(0.3049)(RPM)(Vel_p)]}{Log[37.87(Diam_{bna}/PSB)]} \quad II.6$$

Donde:

PSB = Peso sobre barrena [toneladas]

Diam_{bna} = Diámetro de la barrena [pulgadas]

RPM = Velocidad de la mesa rotaria [revoluciones por minuto]

Vel_p = Velocidad de penetración [minutos/metro]

Fórmula para el cálculo del exponente “dc” en el Sistema Internacional

$$Exp\ dc = \left\langle \frac{Log[(0.3049)(RPM)(Vel_p)]}{Log[(37.87)(Diam_{bna}/PSB)]} \right\rangle \left\langle \frac{1.07}{Dens_{lodo}} \right\rangle \quad II.7$$

Donde:

“d” = Exponente “d” [adimensional]

“dc” = Exponente “dc” [adimensional]

PSB = Peso sobre barrena [toneladas]

Diam_{bna} = Diámetro de la barrena [pulgadas]

RPM = Velocidad de la mesa rotaria [revoluciones por minuto]

Vel_p = Velocidad de perforación [minutos/metros]

Dens_{lodo} = Densidad del lodo (salida) [gr/cm³]

La Presión de Poro se puede estimar a partir de graficar el Exp “dc” contra profundidad, utilizando la siguiente ecuación:

$$PP = S - [(S - PP_n)(d_{co}/d_{cn})^{1.2}] \quad \text{II.8}$$

Donde:

S = Presión de Sobrecarga 2.30 [gr/cm³]

PP_n = Presión de Poro normal 1.07 [gr/cm³]

d_{co} = Exponente “dc” calculado

d_{cn} = Exponente “dc” calculado con la línea de tendencia normal y el valor superior de la gráfica

1.2 = Exponente de perforabilidad de la roca

Sustituyendo valores:

$$PP = 2.30 - [1.23(d_{co} - d_{cn})^{1.2}] \quad \text{II.9}$$