

13  
2ej.



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

El Registro de Hidrocarburos en la  
Perforación de Pozos Exploratorios  
del Subsuelo

T E S I S  
Que para Obtener el Título de  
INGENIERO GEOLOGO  
P r e s e n t a  
*Federico Ortega Cordero*



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

México, D. F.

1993



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

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

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

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

# EL REGISTRO DE HIDROCARBUROS EN LA PERFORACION DE POZOS EXPLORATORIOS DEL SUBSUELO

INTRODUCCION .....	3
--------------------	---

I. METODOS DE EXPLORACION PARA LA LOCALIZACION DE HIDROCARBUROS .....	5
--	---

I.1 MANIFESTACIONES SUPERFICIALES .....	5
I.2 EXPLORACION GEOLOGICA DE SUPERFICIE .....	7
I.3 EXPLORACION GEOFISICA .....	10
I.4 GEOLOGIA DEL SUBSUELO .....	12

II. EL EQUIPO DE PERFORACION ROTATORIO .....	20
--	----

II.1 PARTES DE UN EQUIPO DE PERFORACION ROTATORIO .....	20
II.2 ETAPAS DE PERFORACION DE UN POZO PETROLERO .....	33

<b>III. EL REGISTRO DE HIDROCARBUROS EN POZOS PETROLEROS .....</b>	<b>36</b>
III.1 METODO DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS.....	36
III.2 OBTENCION DE MUESTRAS Y CALCULO DEL TIEMPO DE ATRASO.....	37
III.3 VELOCIDAD DE PERFORACION .....	39
III.4 DESCRIPCION Y ANALISIS DE MUESTRAS.....	41
III.5 DETECCION DE GAS.....	44
III.6 ANALISIS DEL LODO DE PERFORACION.....	47
III.7 NIVEL DE PRESAS.....	50
III.8 PRESENTACION DEL REGISTRO .....	50
<b>IV. ANALISIS E INTERPRETACION DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS EN POZOS PETROLEROS .....</b>	<b>55</b>
IV.1 INTERPRETACION DEL REGISTRO.....	55
IV.2 REGISTROS DE POZOS CON MANIFESTACION DE HIDROCARBUROS .....	57
IV.3 LIMITACIONES DEL REGISTRO.....	70
<b>V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>71</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>73</b>

## INTRODUCCION

Los hidrocarburos son la fuente de energía más importante que se conoce en la actualidad. Su uso principal es en los motores de combustión y en la industria petroquímica.

Para localizar los hidrocarburos se requiere de una ardua labor de exploración geológica del subsuelo. Para realizar esto, se hacen estudios de geología de superficie y con el apoyo de los métodos geofísicos, es posible ubicar zonas factibles para emplazar sondeos y verificar la presencia de hidrocarburos.

Para perforar pozos exploratorios se utiliza el método de perforación rotatorio, dadas las ventajas que ofrece al perforar a grandes profundidades.

Uno de los principales problemas en la exploración de yacimientos petrolíferos por medio de perforación con barrera, radica en conocer la presencia de hidrocarburos en las formaciones a medida que se atraviesan; de tal manera que al detectar su presencia, pueda establecerse tentativamente la importancia económica de la sección perforada.

En los inicios de las perforaciones exploratorias, se observaba la presencia de hidrocarburos por medio del olor, coloración y sabor de las muestras de canal y del lodo. De ésta forma, sólo los yacimientos de gran importancia eran localizados. Sin embargo la tarea de descubrir yacimientos petrolíferos es actualmente más difícil, debido, entre otras cosas, a que cada vez se perfora a mayor profundidad y por consecuencia se requiere de técnicas más avanzadas para resolver los problemas de la exploración petrolera.

La necesidad de determinar con precisión la importancia de las manifestaciones de hidrocarburos, dió origen al **Registro de Hidrocarburos**, que ahora es el complemento de las exploraciones petroleras del subsuelo. Su importancia como auxiliar, útil y de confianza para la exploración petrolera, se refleja en su rápida aceptación y práctica en la perforación de pozos exploratorios del subsuelo.

## **OBJETIVO DEL TRABAJO**

El objetivo del presente trabajo contiene dos puntos principales:

- 1) Describir y explicar el método del Registro de Hidrocarburos.
- 2) Exponer la aplicación y destacar la importancia que tienen estos registros en la perforación de pozos exploratorios del subsuelo.

Para lograr estos objetivos con mayor facilidad, fue necesario introducir dos capítulos que están directamente relacionados con el Registro de Hidrocarburos.

El primer capítulo se refiere a los métodos de exploración que se utilizan para localizar áreas propicias para perforar y comprobar la existencia de hidrocarburos.

El segundo capítulo explica la perforación rotatoria y se describen brevemente las partes del equipo y su funcionamiento. Esto será de gran ayuda para comprender mejor la técnica de los Registros de Hidrocarburos.

# I. METODOS DE EXPLORACION PARA LA LOCALIZACION DE HIIDROCARBUROS

## LI MANIFESTACIONES SUPERFICIALES

Hasta la primera mitad del siglo XIX, las manifestaciones superficiales fueron las que proporcionaron la casi totalidad de los hidrocarburos consumidos en el mundo (Guillemot, 1982). Más adelante, se utilizaron como guías para prospectar.

Las manifestaciones superficiales, son evidencias directas que permiten detectar acumulaciones de hidrocarburos en una región. Rodríguez (1986), clasifica las manifestaciones en:

a) Filtraciones: ya sean de petróleo o asfalto fluido a través de fracturas, fallas, planos de estratificación y discordancias; en donde el escape es lento e indican la existencia de acumulación de hidrocarburos (figura 1)

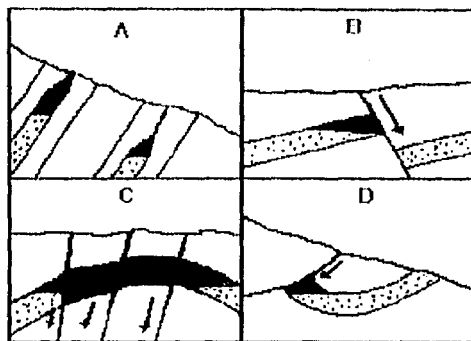
b) Lagos de asfalto: Son manifestaciones asociadas a manantiales, en donde se observa claramente una película de aceite sobre el agua. Las exudaciones de petróleo son comunes en el fondo del mar, como sucede en algunas partes de la Plataforma Continental del Golfo de México.

c) Escapes de gas: Este tipo de manifestaciones se deben a la gran fluidez del gas, el cual migra fácilmente por espacios pequeños, de sitios distantes y en cualquier tipo de roca.

d) Volcanes de lodo: Son indicios asociados con acumulaciones de gas en el subsuelo; se forman por diapirismo de arcilla inyectada por el gas a alta presión.

e) Arenas asfálticas: Son yacimientos fósiles en las rocas sedimentarias que al aflorar, el intemperismo y la acción de bacterias aeróbicas destruyen los hidrocarburos más ligeros, conservándose solo la fracción más pesada del aceite.

Las manifestaciones superficiales de petróleo son comunes en muchas partes del mundo y en los principios históricos de la industria petrolera se concentraron en estas áreas las perforaciones. A medida que todas fueron exploradas, se hizo necesario emplear otros métodos para localizar hidrocarburos.



**FIG. 1.- FILTRACIONES DE PETROLEO A TRAVES DE:**

- A) DISCORDANCIAS**
- B) FALLA NORMAL.**
- C) ANTICLINAL Y FALLAS NORMALES**
- D) SINCLINAL Y FALLA INVERSA**

(MODIFICADO DE RODRIGUEZ, 1986)

(ORTEGA C. FEDERICO, TESIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1993)



## 1.2 EXPLORACION GEOLOGICA DE SUPERFICIE

Los primeros métodos de exploración petrolera que se utilizaron fueron empíricos, por ejemplo, cuando el Pozo Drake fue perforado con éxito en un arroyo, se hizo común perforar en localidades similares, conociéndose esta práctica exploratoria como "arroyología" (Landes, 1977). Posteriormente se descubrió que perforando en colinas se podía encontrar hidrocarburos, ya que un pozo que se perforó en una colina, localizó un campo gigante de petróleo.

El primer método geológico utilizado, fue el de la teoría del anticlinal, y se aplicó a fines del siglo pasado. Este nos indica a la cima de los anticlinales como lugares favorables para la acumulación de hidrocarburos.

El objetivo de la geología de exploración es localizar un emplazamiento favorable para la acumulación de hidrocarburos, a fin de implantar un sondeo. Para ello es necesario hacer estudios estratigráficos y estructurales, los que permiten reconocer la presencia y determinar la naturaleza de las litofacies favorables para la formación y acumulación de hidrocarburos y fijar su posición en la serie sedimentaria (Guillemot, 1986).

### ESTUDIOS ESTRATIGRAFICOS

La base de todo estudio estratigráfico es el levantamiento preciso y descripción de los afloramientos de las formaciones presentes en la columna sedimentaria. Los afloramientos deben mostrar la naturaleza y potencia de las diferentes unidades estratigráficas, así como sus posiciones relativas. La correlación entre columnas estratigráficas se realiza por paleontología, características litológicas y posición estratigráfica.

El muestreo se realiza de acuerdo al criterio del geólogo y según el grado de detalle que requiera el trabajo estratigráfico, las muestras obtenidas se analizan en el laboratorio para obtener sus características petrográficas, sedimentológicas y paleontológicas. También se realizan muestreos geoquímicos para determinar el contenido de materia orgánica fósil y definir la madurez térmica de los sedimentos en relación con la generación de hidrocarburos.

Para considerar un área potencialmente productora de hidrocarburos, tienen que estar presentes los siguientes factores:

a) Roca generadora. La determinación de una roca generadora se basa en el contenido y tipo de materia orgánica que esté presente en ella y debe tener las características de ser de textura fina, lo que favorece para que en el momento de la sedimentación se seque y se proteja la materia orgánica; asimismo, la sedimentación tuvo que ser en un medio reductor. Estas rocas tienen un color oscuro, por la presencia de materia orgánica residual.

b) Roca almacén. Para que una roca pueda considerarse almacén, debe tener porosidad y permeabilidad, es decir que tenga espacios para poder almacenar hidrocarburos y que éstos estén interconectados para permitir el movimiento de los hidrocarburos.

c) Roca sello. Son aquellas que por su escasa permeabilidad no permiten el paso de los hidrocarburos, sirviendo como cierre a su migración.

d) También deben considerarse otros factores, como son: Posición relativa entre las rocas generadoras y las almacén; que la cuenca esté en posición hidrodinámica favorable y que las condiciones de entrapamiento sean previas a la generación de hidrocarburos.

## ESTUDIOS ESTRUCTURALES

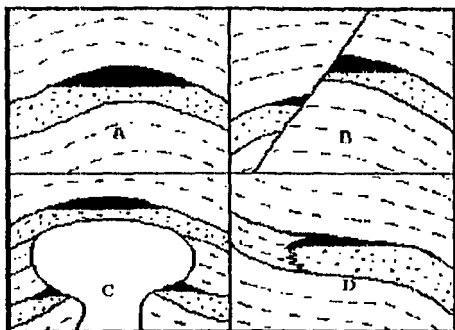
Los estudios estructurales tienen por objetivo definir los estilos de deformación estructural, la descripción y las características de las formaciones presentes en la cuenca y los eventos tectónicos que las provocaron. Algunas de estas deformaciones en conjunto con condiciones estratigráficas, llegan a definir una trampa geológica que puede almacenar hidrocarburos.

Rodríguez (1986), define una trampa geológica como un receptáculo cerrado formado por un cuerpo de roca almacén y cubierto hasta cierto nivel por rocas sello para impedir la migración de los hidrocarburos dentro de ella (figura 2). Las trampas se pueden clasificar en:

a) Estructurales, donde intervienen estructuras geológicas, como son pliegues, fallas y sus combinaciones.

b) Estratigráficas, formadas principalmente por cambios litológicos, de facies (cambio de permeabilidad) y sedimentológicos (acuñamientos y discordancias).

c) Mixtas, donde intervienen las deformaciones estructurales y las variaciones estratigráficas o litológicas.



**FIG. 2.- SECCIONES DE TRAMPAS GEOLOGICAS**

**A) ANTICLINAL**

**B) FALLA NORMAL Y PLIEGUE**

**C) INTRUSIVO SALINO**

**D) MONOCLINAL Y CAMBIO DE FACIES**

(MODIFICADO DE RODRIGUEZ, 1986)

(ORTEGA C. FEDERICO, TESIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1993)

### 1.3 EXPLORACION GEOFISICA

Los estudios geológicos de superficie son apoyados por la exploración geofísica, para ayudar a interpretar la geología del subsuelo.

Los métodos geofísicos que más se utilizan en la exploración petrolera, son tres: el gravimétrico, magnético y sísmico. Los dos primeros miden las anomalías de un fenómeno natural y son métodos de reconocimiento. El tercero utiliza un fenómeno provocado artificialmente y es un método de detalle.

La prospección geofísica es el único recurso factible para iniciar la exploración en las planicies costeras y en zonas cubiertas de agua como son la plataforma continental, ya que no pueden observarse afloramientos de las formaciones sedimentarias; pero posteriormente se complementa con la geología del subsuelo y con los trabajos regionales de geología superficial y tectónica.

#### METODO GRAVIMETRICO

En este método se registran las variaciones de la gravedad terrestre, producidas por masas de diferentes densidades. Se utiliza principalmente para interpretar la tectónica regional; se pueden definir fallas a poca profundidad, cuando el contraste de densidades es grande.

Los aparatos gravimétricos acusan fuertemente toda discontinuidad importante, como diferencias entre dos rocas de densidad marcadamente diferentes.

El método ha sido utilizado con mayor éxito en el descubrimiento de diapíros salinos, a causa de las marcadas variaciones de densidad entre el prisma salino y la roca intrusionada. Las intrusiones ígneas se comportan en una forma opuesta a los diapíros salinos, apareciendo como zona de alta atracción gravitatoria.

## METODO MAGNETICO

El método magnético registra lecturas anormalmente altas, donde la magnetita está presente en las rocas del subsuelo. Se utiliza como instrumento de reconocimiento en las prospecciones petroleras.

Como las rocas sedimentarias son muy débilmente magnéticas, el método determina las condiciones existentes en las rocas ígneas subyacentes del basamento cristalino. Esto hace posible determinar la profundidad del basamento y delimitar de esta forma las cuencas sedimentarias.

Además, ayuda a determinar la presencia de rocas ígneas básicas, especialmente diques y mantos interstratificados que han atravesado la sección de rocas sedimentarias; con la finalidad de hacer una interpretación más precisa de la geología del subsuelo.

## METODO SISMICO

El método geofísico más perfeccionado, caro y efectivo, es actualmente el sísmico, se utiliza para determinar en detalle la geología estructural de una cuenca sedimentaria.

El método sísmico de reflexión y refracción se basa en ondas creadas por un impacto de corta duración, las que viajan a través de los estratos rocosos y son refractadas y reflejadas de nuevo a la superficie por rocas de densidad distinta.

El tiempo transcurrido al viajar las ondas desde el punto de impacto hasta la superficie reflejante o refractora y regresar de nuevo a la superficie, es una indicación de la profundidad de la capa reflejante o refractada, usando velocidades diferentes para los distintos tipos de roca. Las variaciones de profundidad forman la imagen de un sismograma, el que representa la estructura geológica en el subsuelo.

Actualmente se utiliza la metodología de sísmica "3D" (en tercera dimensión) que permite estudiar las condiciones estructurales en un cubo sísmico, definir horizontes y configurar superficies estructurales.

## 1.4 GEOLOGIA DEL SUBSUELO

La geología del subsuelo es una disciplina que integra la información obtenida de métodos directos e indirectos y que generalmente llevan un objetivo de tipo económico, que en este caso es la localización de un yacimiento petrolero.

Los métodos indirectos utilizados son los geofísicos y la geología de superficie, mientras que los métodos directos son la perforación de pozos exploratorios.

La perforación de pozos nos proporciona testigos (núcleos), fragmentos de roca (recortes) y registros de pozos (geofísicos y de hidrocarburos).

Las muestras obtenidas durante la perforación de pozos (núcleos y recortes), nos proporcionan información inmediata sobre la litología y estratigrafía, características texturales y estructurales de las rocas, porosidad y permeabilidad, e indicaciones de los fluidos contenidos en los estratos penetrados.

### RECORTES

El recorte está constituido por los fragmentos cortados o arrancados de la roca perforada por la barrena, en el fondo del pozo. Estos se estudian para determinar correlaciones estratigráficas y paleontológicas, encontrar niveles de referencia en el subsuelo e investigar los estratos almacén.

En el método rotatorio, el cual es utilizado actualmente en la industria petrolera, los recortes son desprendidos de la roca al girar la barrena y son llevados a la superficie por la circulación del lodo de perforación.

## NUCLEOS

Los núcleos son las muestras más grandes y de forma cilíndrica que se obtienen de formaciones del subsuelo; proporcionan la información más clara y segura respecto a la litología, textura, estructura, contenido fósil y alteraciones tectónicas de la roca.

En el laboratorio de petrofísica los núcleos son analizados, proporcionando información sobre: porosidad, permeabilidad, contenido de fluidos, salinidad del agua sinéctica y condiciones termodinámicas del yacimiento.

Para la extracción de núcleos, se emplean coronas de diamantes y bariles muestreros que recuperan nueve metros de formación.

## ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE MUESTRAS

Las principales características determinadas en el análisis de núcleos y recortes son litológicas, tales como el tipo de roca, color, textura, dureza, minerales accesorios, contenido de fósiles; y otras características, como porosidad, permeabilidad y contenido de fluidos.

La micropaleontología, valiéndose de los fósiles índice presentes es una técnica utilizada para realizar correlaciones y determinar edades de las formaciones.

Se realizan estudios sedimentológicos para definir ambientes de depósito y procesos diagenéticos que hayan modificado las condiciones originales de porosidad y permeabilidad.

El análisis en secciones delgadas de núcleos y recortes, es una práctica usual en la determinación de la porosidad visual de la roca.

Los objetivos principales del estudio de las muestras en campo, aparte de la determinación de hidrocarburos, son facilitar la interpretación de los registros geofísicos de pozos, localizar contactos gas-petróleo y petróleo-agua y elegir los intervalos para pruebas de producción.

El éxito de un pozo exploratorio puede depender de la determinación de hidrocarburos en muestras recogidas a boca de pozo, por lo que es necesario realizar un Registro de Hidrocarburos que ayude a interpretar las zonas con manifestaciones.

## REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

Los registros geofísicos de pozos, son representaciones gráficas o digitales de una propiedad física de las rocas atravesadas en el pozo contra su profundidad .

Para realizar los registros geofísicos de pozos, se baja una sonda con dispositivos eléctricos dentro del pozo, la cual transmite una señal a través de un cable a la unidad de registro, en donde la señal es recibida y registrada en una gráfica (fig.3)

Dependiendo del dato o información petrolífera obtenida, los registros los podemos clasificar en dos tipos: de resistividad y de porosidad (fig. 4).

a) Los registros de resistividad de investigación profunda son:

- eléctrico
- eléctrico enfocado
- inducción
- doble inducción
- doble eléctrico enfocado

Con estos registros determinamos la resistividad verdadera de la formación ( $R_t$ ).

b) Los registros de resistividad de investigación somera son:

- microeléctrico
- microeléctrico enfocado
- microproximidad
- micro enfocado esférico

Utilizando estos tipos de registros podemos determinar la resistividad de la zona invadida por el filtrado del lodo ( $R_{xo}$ ).



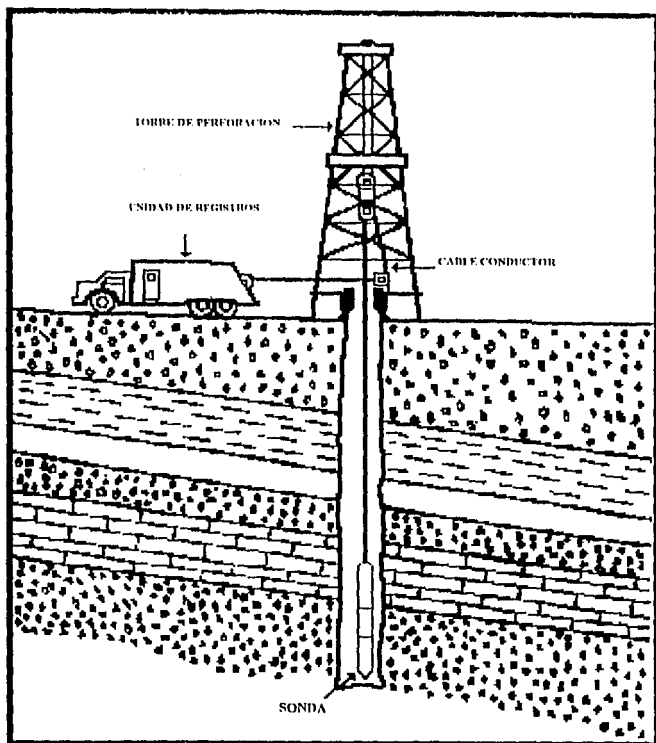


FIG. 3.- ESQUEMA DE LA OPERACION DE REGISTROS

(MODIFICADO DE SCHULUMBERGER, 1980)

(ORIEGA C. FEDERICO, TESIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1993)

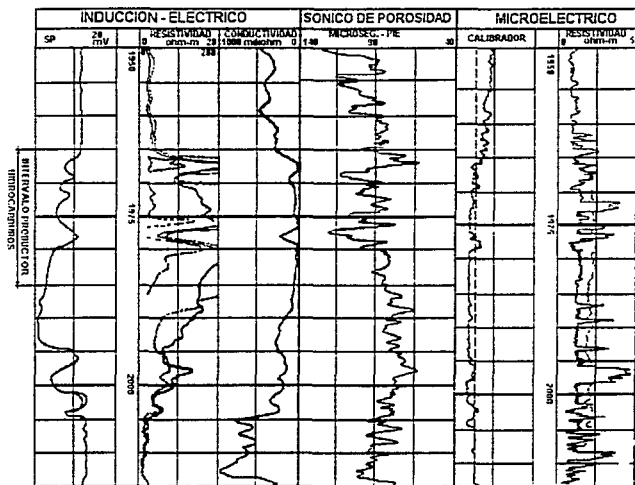


FIG. 4.- REGISTROS ELECTRICOS MOSTRANDO UN YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS EN ARENISCAS.

(SCHLUMBERGER, 1980, MODIFICADO)  
 (ORTEGA C. FEDERICO, TESIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1993)

c) Los registros de índice de porosidad son:

- sónico de porosidad
- densidad de formación
- neutrónico

Durante la perforación, al atravesar cuerpos permeables, el filtrado del lodo invade la formación creando varias zonas: la zona invadida, la zona de transición y la zona limpia (figura 5). Por las razones anotadas, para determinar la saturación de agua ( $S_w$ ) y la saturación de hidrocarburos ( $S_o$ ), se utilizan los registros de resistividad de investigación profunda y con el auxilio de la fórmula de Archie, obtenemos la saturación de hidrocarburos en la zona no invadida o limpia ( $S_o$ ):

$$S_w = \frac{F \cdot R_w}{R_t}$$

y

$$S_o = 1 - S_w$$

donde  $R_w$  es la resistividad del agua contenida en la formación de la zona limpia.

Por otro lado los registros de resistividad somera, nos auxilian en la determinación de la saturación de filtrado en la zona de invasión ( $S_{xo}$ ), y la saturación de hidrocarburos residuales, es decir, los que no han podido moverse de la zona de invasión ( $S_{hres}$ ), utilizando la expresión:

$$S_{xo} = \frac{F \cdot R_{mf}}{R_{xo}}$$

y

$$S_{hres} = 1 - S_{xo}$$

donde  $R_{mf}$  es la resistividad del filtrado del lodo.

ZONA NO  
CONTAMINADA  
(LIMPIA)  $R_t$

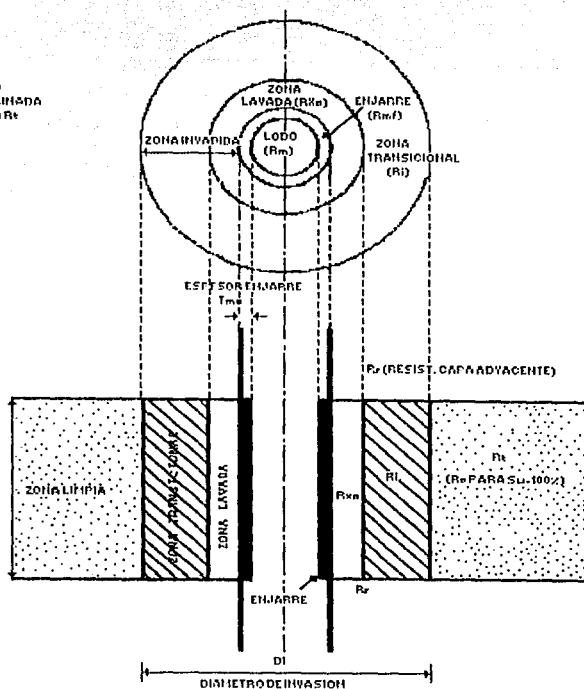


FIG. 5.- ZONAS GENERADAS EN EL PROCESO DE INVASION DE UNA CAPA DE ROCA POROSA Y PERMEABLE. (SCHULUMBERGER, 1980)

(ORTEGA C. FEDERICO, LEISIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1993)

El parámetro F, es el factor de formación el cual varía dependiendo de la porosidad ( $\Phi$ ) y del tipo de roca. Por lo general, se emplea:

en rocas calcáreas:

$$F = \frac{1}{\Phi^2}$$

en rocas clásticas:

$$F = \frac{0,81}{\Phi^2}$$

El valor de porosidad se determina utilizando los registros de porosidad antes mencionados.

Adicionalmente a estos registros, se obtienen otros que auxilian al ingeniero geólogo y petrolero en la determinación de condiciones estructurales y sedimentológicas, como es el registro de echados; o bien, en el conocimiento de las condiciones del pozo, como son el registro de desviación, de calibración de agujero y el de temperatura. En la falta de información de muestras, los registros nos ayudan a identificar litologías. Otros registros auxiliares como son el sp y rayos gamma, nos dan apoyo en la correlación y determinación cualitativa de porosidad y arcillosidad. Herramientas más modernas como es el FMI (Formation Micro Imagen), nos permiten determinar condiciones texturales de la roca.

Cubrir detalladamente cada uno de estos registros, implicaría desarrollar una obra muy extensa, lo cual no es el objetivo de este trabajo.

## REGISTRO DE HIDROCARBUROS

Los Registros de Hidrocarburos se llevan a cabo mecánica y manualmente y ayudan en la determinación de la presencia de hidrocarburos durante la perforación de un pozo; éstos se explicarán a detalle en el capítulo III.

## **II. EL EQUIPO DE PERFORACION ROTATORIO**

### **II.1 PARTES DE UN EQUIPO DE PERFORACION ROTATORIO**

Una instalación de perforación está diseñada para perforar pozos. En la actualidad los pozos petroleros en México se perforan a profundidades de 3000 a 6000 metros; dadas estas condiciones de yacimientos a gran profundidad, se requieren equipos cada vez más grandes y con tecnología más avanzada. Con el método de perforación rotatorio, en México se perfora hasta una profundidad de 7000 m.

Según Whalen (1980), el equipo consiste básicamente, de componentes de circulación, elevación, rotación, sarta de perforación, una torre o mástil para servir de soporte y una fuente de energía para hacer todo funcionar (figura 6).

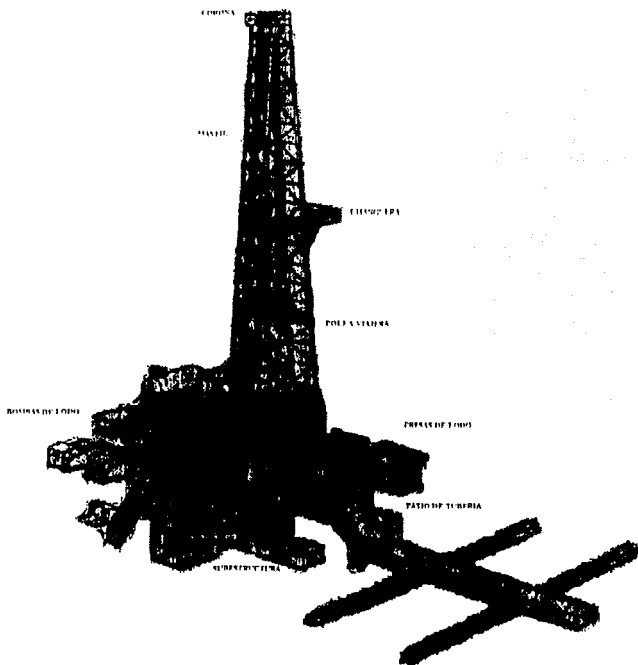
#### **LA TORRE O MASTIL.**

La torre o mástil, es una estructura de acero que soporta a la tubería de perforación, que a menudo pesa más de 100 toneladas.

Una torre estándar, es una estructura con cuatro patas de apoyo, que descansan sobre una base cuadrada y se ensambla pieza a pieza cada vez que se perfora un pozo.

En contraste, el mástil es ensamblado una sola vez y se eleva o se baja como una sola pieza, cada vez que se mueve el equipo. Este sistema se conoce como "mástil desplegable". La torre estándar ha sido sustituida por el mástil, con excepción de algunas instalaciones marinas.

El mástil se erige sobre una subestructura que sirve para soportar el piso de la instalación y provee espacio debajo del piso, para colocar enormes válvulas llamadas preventores de reventones. La altura del mástil, es de unos 50 metros y permite sacar tres tubos de perforación (língada) y acomodar hasta 150 de ellas.



**FIG. 6. EL EQUIPO DE PERFORACION ROTATORIO**

(MODIFICADO DE DE WITTEL, 1980)

ORTELGA C. FEDERICO, TESIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1993

## **EL SISTEMA DE ELEVACION**

### **EL MALACATE**

El malacate es una pieza que consiste de un tambor que gira sobre un eje, alrededor del cual un cable de acero va enrollado.

Los propósitos principales del malacate son sacar y meter la tubería del pozo. A medida que gira el tambor del malacate, el cable es enrollado o desenrollado y el block viajero sube o baja; deslizando la tubería dentro o fuera del pozo.

### **LOS BLOQUES Y EL CABLE DE PERFORACION**

El bloque de la corona es el medio por el cual se transmite el peso de la carga de la sarta, al mástil. La corona se compone de varias poleas, en las cuales va guarnecido el cable de perforación, que junto con el bloque viajero permiten subir o bajar la sarta de perforación.

El bloque viajero, tiene además un gancho que permite conectar la "asa" que soporta a la unión giratoria. Existen dos asas adicionales que sostienen al elevador, el que agarra a la tubería cuando se saca o se mete al pozo.



## EL EQUIPO ROTATORIO

### LA UNION GIRATORIA (SWIVEL)

La unión giratoria es un aparato, que realiza tres funciones básicas: 1) suspender la junta kelly (flecha) y la tubería de perforación, 2) permitir la rotación libre del kelly y de la tubería y 3) proporcionar una conexión, y a través de ella un pasaje y sello hermético para el fluido de perforación.

La unión giratoria está suspendida de la asa del bloque viajero. Un tubo de curvatura suave conocido como cuello de ganso, compone la entrada en la parte superior, donde va conectada la manguera de todo.

### EL KELLY (FLECHA) Y LA MESA ROTARIA

El kelly, es el elemento que se instala al extremo superior de la sarta de perforación. Es un vástago hueco, cuya superficie externa es cuadrada o hexagonal y mide de 12 a 18 metros de longitud. Tiene tres funciones principales: 1) suspender la sarta de perforación, 2) hacer que la sarta gire y 3) conducir el fluido de perforación dentro de la sarta.

La superficie cuadrada o hexagonal del kelly pasa libremente hacia arriba o hacia abajo, a través del buje de transmisión o buje del kelly; que a su vez va sentado en una parte de la mesa rotaria, llamada buje maestro o buje de rotación. Al girar la mesa rotaria, gira el buje maestro y hace girar al buje del kelly, con lo que se consigue que la sarta de perforación gire. De aquí es donde se deriva el nombre de "perforación rotatoria".

En la mesa rotaria se acomodan las cuñas, que consiste en un aparato que disminuye gradualmente de diámetro y que tiene elementos de agarre para sostener a la tubería cuando se desconecta el kelly.

## LA SARTA DE PERFORACION

La sarta de perforación está constituida por la tubería de perforación, lastrabarrens (drill collar), barrena y otras herramientas adicionales, como el portabarrena y los estabilizadores (figura 7).

### TUBERIA DE PERFORACION

La tubería de perforación, mide de 8.70 a 9.70 metros de longitud y tiene diámetros exteriores que varían de 2 7/8 a 5 pulgadas. Cada extremo de los tubos tiene roscas, el extremo con rosca interior se conoce como caja y el extremo con rosca exterior se conoce como espiga. Cuando se conecta la tubería, la espiga se centra dentro de la caja y la conexión se ajusta.

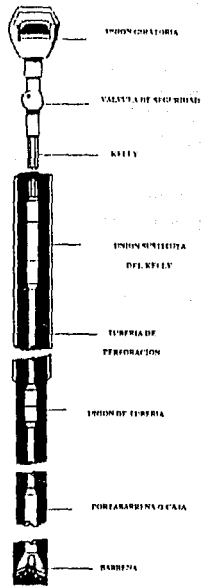
La función de la tubería de perforación es conducir el lodo de perforación desde la superficie hasta la barrena, además de transmitir el movimiento rotatorio que le proporciona el kelly y a su vez a éste, la mesa rotaria.

Cuando la tubería se saca del agujero, se acomoda en las rastrilleras del mástil en juegos de tres tubos, llamados lingadas.

### LASTRABARRENA ( DRILL COLLAR )

Los lastrabarrens, son tubos de acero de paredes más gruesas que la tubería de perforación y por lo tanto son más pesados; se colocan en el extremo inferior de la sarta y sirven para darle peso a la barrena (5 a 30 toneladas), lo que permite que perforé ésta. También ayudan a mantener rígida la sarta para conservar la verticalidad del pozo.

Los drill collar miden de 8 a 10 metros de longitud y tienen diámetros exteriores que varían de 5 a 9 pulgadas.



**FIG.7. LA SARTA DE PERFORACION**

(MODIFICADO DE WHALEN, 1980)

(ORTEGA C. FEDERICO, TESIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1993)

## LA BARRENA

La barrena es una de las piezas más importantes en la perforación, ya que es capaz de cortar la roca y por lo tanto ir profundizando en el pozo. Existen dos tipos de barrenas principales:

1) Las barrenas de roles, las cuales tienen dispositivos cónicos de acero llamados conos o roles, que ruedan libremente a medida que la barrena gira. La mayoría de las barrenas tiene tres conos y en estos se puede cortar directamente los dientes o insertar botones de carburo de tungsteno en los conos.

2) Las barrenas de diamante, no tienen conos ni dientes, en vez de éstos, varios diamantes son incrustados en toda la superficie exterior de la barrena. Ya que los diamantes son tan duros, estas barrenas son especialmente efectivas para cortar formaciones duras, aunque también son utilizadas en formaciones suaves.

Las barrenas de acuerdo a su construcción las podemos clasificar en (figura 8):

a) De dientes maquinados, utilizadas para cortar rocas suaves a semiduras y tienen una vida útil de 15 a 50 horas de trabajo.

b) De insertos de carburo de tungsteno, utilizadas para perforar en formaciones semiduras a duras, con una vida útil de 50 a 150 horas.

c) De diamante, utilizadas para cortar rocas duras y abrasivas, con una vida útil de 100 a 300 horas perforando.

Toda barrena tiene orificios en ella para permitir que el fluido de perforación pueda circular y los recortes sean barridos hacia afuera a medida que la barrena gira. De acuerdo a su hidráulica se pueden clasificar en:

- Convencionales, con un orificio en el centro; éstas son poco utilizadas.

- De jet o toberas, con orificios en los costados de la barrena; utilizadas en las barrenas de conos.

- De vías de agua, con canales en lugar de orificios; por lo general esto sucede en las barrenas de diamante.



BARRENA DE DIENTES  
DE ACERO



BARRENA DE INSERTOS DE  
TUNGSTENO



BARRENA DE  
DIAMANTES

FIG. 8. TIPOS DE BARRENAS (WHOLEN, 1980).

(ORTEGA C. FEDERICO, TESIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1993)

## EL SISTEMA DE CIRCULACION DEL LODO

Una de las características esenciales del método de perforación rotatorio, es el sistema de circulación. Para que el sistema de perforación pueda funcionar, es indispensable circular fluido a través de la sarta de perforación y por el espacio anular entre la sarta de perforación y la pared del hoyo.

Los propósitos principales del fluido de perforación son:

- 1) limpiar el agujero,
- 2) enfriar la barrena,
- 3) sacar los recortes hasta la superficie,
- 4) soportar las paredes del pozo para que no se derrumben y
- 5) evitar que los fluidos de las formaciones entren al pozo.

## EL FLUIDO DE PERFORACION

El fluido de perforación es usualmente un líquido, pero también puede ser aire o gas. Si el fluido de perforación es un líquido, casi siempre está compuesto en su mayor parte por agua, aunque a veces se utiliza aceite como el componente mayor. Ambos tipos de lodo se conocen como lodo de perforación.

Arcillas especiales (bentonita) se usan para darle cuerpo al lodo y se le agrega barita para darle la densidad que requiera. Agentes químicos se usan para darle viscosidad y para que el lodo forme una capa en la pared del pozo, conocida como enjarre.

Existen diferentes tipos de fluidos de perforación siendo los más comunes:

a) Lodo bentonítico: Compuesto principalmente por agua y bentonita; se utiliza en pozos someros, en áreas no problemáticas o en la parte superior de pozos profundos.

b) Lodos de polímeros: Lodos elaborados mediante la adición de bentonita con polímeros floculantes. Son bajos en el contenido de sólidos, más estables a altas temperaturas y pueden ser densificados a cualquier valor.

c) Lodos salados: Lodos bentoníticos con adición de agua salada. Este tipo de lodo, se utiliza para perforar domos salinos, zonas de flujo de agua salada, secciones de anhidrita, yeso y lutitas deleznable.

d) Lodos C.I.S: Lodos base agua, tratados con cromolignitos y lignosulfonatos. Estos lodos son más resistentes a la contaminación por calcio o a un aumento a los cloruros. Se pueden utilizar con densidades y temperaturas elevadas. Los lignitos son efectivos para controlar el filtrado, mientras que los lignosulfonatos son adelgazantes más efectivos.

e) Lodos C.I.S emulsionados: de las mismas características que el tipo de lodo anterior, más una cantidad de diesel no mayor al 10%.

f) Lodos base aceite: Conocidos también como lodos de emulsión inversa, contienen agua como fase dispersa y aceite (diesel) como fase continua. Valores de hasta un 40% de agua se pueden dispersar y emulsificar en aceite. Estos fluidos son estables a altas temperaturas, inertes a la contaminación química y pueden ser densificados después de ser ajustada la relación de aceite-agua. Estos lodos se utilizan en los siguientes casos:

- Formaciones de altas temperaturas.
- Zonas de alta presión.
- Lutitas hidrófilas.
- Anhidrita o yeso.
- Sal
- Formaciones con intercalaciones de asfalto.

Sin embargo, en la actualidad está disminuyendo el uso de lodos base aceite en la perforación de pozos en el mar, debido a que contaminan los litorales y limitan el uso de registros de resistividad.

## **PRESAS Y BOMBAS DE LODO**

El lodo se mezcla en las presas con la ayuda de una tolva, dentro de la cual se vacían los ingredientes secos del lodo. Las presas tienen agitadores que mezclan estos ingredientes con aceite o agua, dependiendo de las propiedades del lodo que se necesite.

La bomba de lodo es el componente principal en cualquier sistema de circulación, está constituida generalmente por tres pistones o émbolos y funciona con sus propios motores, siendo capaces de mover grandes volúmenes de lodo a altas presiones.

## **EL CICLO DEL LODO**

El lodo se bombea desde la presa de succión, a través de una línea de descarga hasta el tubo vertical y de éste, a la manguera de lodo, la que va conectada a la unión giratoria. El lodo entra a la unión giratoria y baja por el kelly a la tubería de perforación, saliendo por la barrena. Aquí regresa hacia arriba por el espacio anular (espacio entre la tubería de perforación y la pared del hoyo). Finalmente sale del pozo por un tubo llamado línea de descarga y cae sobre una tela metálica llamada temblorina. La temblorina separa los recortes, depositándolos en una fosa de desecho. Por último, el lodo se recoge en las presas y es nuevamente impulsado por la bomba para volver a comenzar un nuevo ciclo (figura 9).

Si se encuentra una formación con pequeñas cantidades de gas, un desgasificador es utilizado para removerlo del lodo antes de volverlo a circular, ya que esta situación acarrearía problemas, debido a que la densidad del lodo disminuye y puede ocasionar un descontrol del pozo.



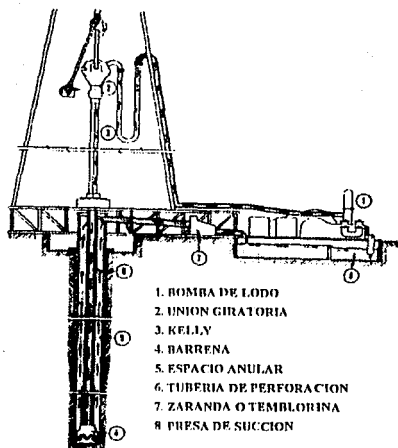


FIG. 9. CICLO DEL LODO DE PERFORACION

(WOODRUFF, 1961)

(ORTEGA C. FEDERICO, TESIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1993)

## **EL EQUIPO PARA CONTROL DEL POZO**

Un reventón es una ocurrencia indeseable en cualquier instalación, porque pone en peligro la vida de las personas que laboran en ella; puede destruir una instalación cuyo valor puede ser de millones de dolares; se desperdicia petróleo y se contamina el medio ambiente. Cuando ocurre un reventón, el fluido del pozo, ya sea líquido o gas brota con una enorme fuerza y en ocasiones se enciende, especialmente si es gas.

El problema surge cuando la presión de los fluidos de la formación, es más alta que la de la columna de lodo dentro del agujero.

Casi siempre el lodo de perforación evita que el fluido de la formación entre al pozo, pero bajo ciertas condiciones el fluido puede llegar a entrar y causar dificultades, originando un cabeceo; es decir, parte del fluido entra, forzando a salir parte del lodo. Si el personal no toma acción rápidamente, todo el lodo es desalojado y el fluido fluye sin control originando un reventón o descontrol.

### **PREVENTORES DE REVENTONES**

Los preventores, conjuntamente con otro equipo y técnicas, se utilizan para cerrar un pozo cuando surge un cabeceo, para evitar que el pozo se des controle. Dos son los tipos básicos de preventores utilizados en las instalaciones, los preventores anulares y los de ariete.

Los preventores anulares (hydrill) tienen un elemento de goma que permite cerrar el espacio anular del pozo cuando la sarta está dentro o cuando se encuentra vacío, cierra completamente el mismo.

Los preventores de ariete de tubería, tienen diámetros específicos y sólo cierran el espacio anular cuando la tubería está dentro del pozo. El preventor de ariete ciego, sella el pozo por completo y si la tubería está dentro la puede cortar.

Ambos preventores son instalados uno encima del otro, para que un cabeceo pueda ser controlado aún cuando uno de ellos falle.

## **EL ESTRANGULADOR**

El cerrar el pozo cuando ocurre un cabeceo, es sólo el primer paso que se debe tomar. Para poder seguir perforando, hay que circular hasta eliminar el cabeceo y bombear lodo del peso apropiado.

El estrangulador, es un juego de válvulas conectado al sistema de preventores a través de la línea del estrangulador. Ya que el pozo ha sido cerrado, el fluido que ha entrado junto con el lodo, son circulados hacia afuera por medio de la línea del estrangulador y a través del juego de conexiones del mismo hasta que la columna dentro del pozo esté equilibrada y permita seguir perforando.

## **11.2 ETAPAS DE PERFORACION DE UN POZO PETROLERO**

Actualmente se utiliza el método rotatorio en la perforación de pozos petroleros. Para realizar la perforación de un pozo, utilizando este método, se tienen que llevar a cabo tres operaciones fundamentales:

- 1) Debe rotar la sarta de perforación.
- 2) La barrena avanza a medida que la formación se perfora y se saca debajo de ella.
- 3) Los recortes desprendidos por la barrena, deben ser acarreados a la superficie para permitir seguir avanzando.

Estos tres sistemas mecánico-hidráulicos, hacen posible llevar a cabo la perforación.

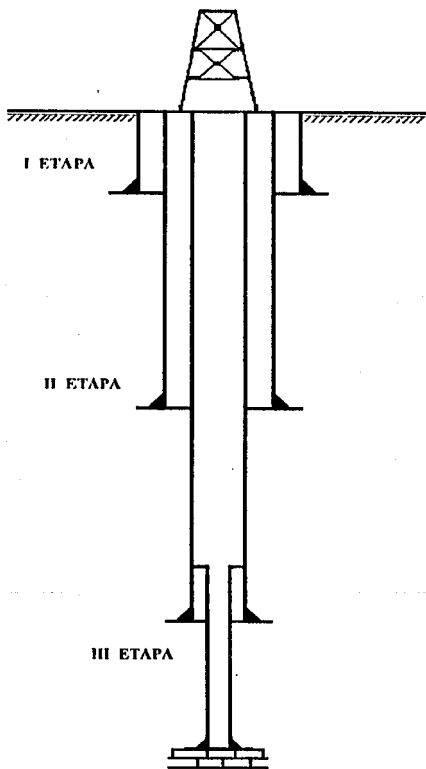
La perforación de un pozo se realiza en varias etapas dependiendo de la profundidad y las condiciones geológicas del subsuelo (figura 10). Las más comunes en la zona sur de México (Tabasco-Chiapas) son las siguientes:

- Primera etapa. Esta etapa es muy preliminar, en minutos la barrena alcanza la profundidad de unos 30 metros. Procediéndose a colocar el tubo conductor, fijándolo con cemento.

- Segunda etapa. Se continúa perforando hasta una profundidad de 700 a 1000 metros y se coloca la primera tubería de revestimiento o casing de superficie, con el objetivo de evitar la contaminación de acuíferos en el subsuelo.

- Tercera etapa. En esta etapa se colocan las tuberías de revestimiento intermedias, que dependiendo de la profundidad y las formaciones que se encuentren, será el número de ellas. El objetivo de estas tuberías es: proteger el pozo de derrumbes de formaciones con presiones anormales, no permitir la entrada de flujos de agua salada, controlar flujos de gas de alta presión de cuerpos de areniscas y proteger el yacimiento.

- Cuarta etapa. En esta última etapa se procede a realizar los preparativos para hacer que el pozo produzca, esto si los indicios resultaron favorables, es decir si el pozo demuestra capacidad de producir hidrocarburos en cantidades comerciales.



**FIG. 10. DISEÑO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO**

(ORTEGA C. FEDERICO, TESIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1993.)

### **III. EL REGISTRO DE HIDROCARBUROS EN POZOS PETROLEROS**

#### **III.1 METODO DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS**

El Registro de Hidrocarburos proporciona evidencia física del contenido de fluidos en la formación, en el momento que se está perforando y se establece sobre una base de observaciones continuas durante la perforación del pozo.

El principio de este método se basa, en que los dientes de la barrena resquebrajan la formación en pequeños cortes, dejando en libertad parte de los fluidos contenidos en las formaciones porosas. La porción de fluidos que es liberada, ya sean líquidos o gases, son acarreados a la superficie por medio del lodo de perforación. El contenido de éstos en el lodo y la parte de los mismos que permanecen en los cortes, se detecta en la superficie por medio del equipo que constituye una unidad de Registro de Hidrocarburos (Rotenco, 1989).

Con el fin de determinar la procedencia de los fluidos detectados en la superficie, se utiliza un sistema de medición para conocer la profundidad de la formación que aportó los fluidos indicados. Igualmente, se elabora una columna litológica con la información que proporcionan los cortes hechos por la barrena. Los resultados de todas éstas informaciones se llevan a una gráfica para la presentación final del Registro de Hidrocarburos. La información que proporciona el Registro, sólo tiene un valor "cualitativo", ya que los resultados obtenidos, están sujetos a la intervención de varios factores que influyen en las magnitudes de las manifestaciones de hidrocarburos: algunos de estos factores son:

- a) El estado de desgaste de la barrena, causa variación en el tamaño de los cortes, modificando los resultados.
- b) El volumen de formación perforado, en relación con el volumen necesario de lodo para circularlo, debido a la variación de la velocidad de perforación.
- c) La invasión del lodo de perforación y agua del filtrado del mismo, antes y al mismo tiempo que la formación es perforada; ésto modifica la concentración de hidrocarburos en las rocas porosas.

- d) La mayor o menor diferencia que existe entre la presión hidrostática de la columna de lodo y la presión de los fluidos de la formación.
- e) La cantidad de muestras que no son representativas de la formación que se está perforando (derrumbes), igualmente hará variar los resultados.
- f) Conocer la cantidad de gas recirculado, para poder apreciar mejor la verdadera magnitud de las lecturas de gas que tienen origen en la formación que se está perforando.

### III.2 OBTENCION DE MUESTRAS Y CALCULO DEL TIEMPO DE ATRASO

Entre las operaciones de mayor importancia dentro del Registro de Hidrocarburos, se encuentra la obtención de muestras, ya que éstas serán utilizadas para analizar su contenido de gas, aceite y para su descripción litológica; representando el intervalo de un metro perforado. Posteriormente en laboratorio se realizan estudios petrográficos, paleontológicos y geoquímicos.

Para realizar esto, se desvía de la línea de descarga una corriente de lodo, que desemboca en una caja metálica provista de compuertas, para que en ella se depositen los cortes. De cada metro perforado, se obtienen muestras para su análisis, hecho esto, se limpia la caja y se vuelven a colocar las compuertas, para que se depositen los cortes del metro siguiente y así sucesivamente.

Cuando las características del fluido de perforación son buenas, se obtienen excelentes muestras, pero en ocasiones el lodo no tiene condiciones propicias para efectuar un buen muestreo. A continuación se enumeran algunas causas que son adversas y su efecto:

- a) Exceso de filtrado, es generalmente causa de derrumbes y hay un exceso de lavado en las formaciones permeables, disminuyendo el contenido de gas.
- b) Alta densidad y viscosidad, con esto no se depositan las lutitas y arenas en la caja de muestras, obteniendo porcentajes falsos en la columna litológica.
- c) Baja densidad y viscosidad, en pozos profundos origina que las muestras salgan a la superficie pulverizadas.
- d) Material obturante, si éste se usa en exceso, es muy difícil que los cortes se depositen en la caja de muestras y generalmente se recirculen.

Con el objeto de que los análisis de las muestras de cada metro perforado, correspondan a la profundidad de la cual provienen éstas, se requiere que previamente se conozca el tiempo que tardan los cortes hechos por la barrena en llegar a la superficie, es decir el "Tiempo de Atraso". Este tiempo se corrige al aumentar la profundidad y se realiza a cada 100 metros o cuando se cambian las condiciones del pozo.

El ciclo completo del fluido de perforación (Tiempo de Viaje Redondo), se obtiene agregando dentro de la tubería, algún material que pueda ser identificado fácilmente al llegar a la superficie y que tenga una densidad parecida a los cortes. Esta operación se realiza cuando se hace una conexión, tomándose el tiempo que tarda en llegar a la superficie el testigo. Con un microslicht instalado en la bomba de lodo, acoplado a un contador, se obtiene el número de emboladas (movimiento de los pistones de la bomba por cada ciclo) totales que se requieren para un viaje redondo. Al número de emboladas totales se le resta el número de emboladas que por cálculo resultan y que son necesarias para que el lodo llegue al fondo del pozo, desde la superficie; el resultado es el número de emboladas de atraso. Para calcular el "Tiempo de Atraso", se divide el número de emboladas de atraso entre el número de emboladas por minuto que está realizando la bomba.

Para calcular el tiempo de atraso se pueden aplicar las siguientes fórmulas:

$$TB = \frac{\text{VOLUMEN INTERIOR DE LA SARTA (LTS)}}{\text{GASTO DE LA BOMBA (LTS/MIN)}}$$

$$EB = TB * EPM$$

$$EA = ET - EB$$

$$TA = \frac{EA}{EPM}$$

TB: TIEMPO DE BAJADA

EB: EMBOLADAS DE BAJADA

EPM: EMBOLADAS POR MINUTO

ET: EMBOLADAS TOTALES DE VIAJE REDONDO

EA: EMBOLADAS DE ATRASO

TA: TIEMPO DE ATRASO



### III.3 VELOCIDAD DE PERFORACION

La velocidad de perforación o penetración, es el tiempo en minutos que tarda la barrena en perforar un metro; por lo general se reporta en minutos por metro.

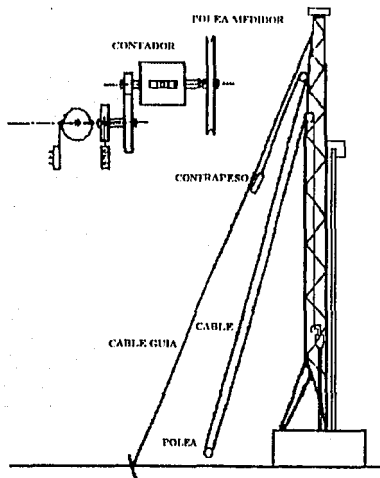
Para conocer la velocidad de perforación, se utiliza un mecanismo medidor que se instala en la unidad de registro, el cual es accionado por un cable de acero que se sujeta a la parte superior del kelly, de tal forma que cuando baja transmite el movimiento al medidor (figura 11). Cuando se ha terminado de perforar un metro suena una alarma, con lo que sabremos la velocidad de perforación.

Un aumento brusco en la velocidad de penetración, es decir si un metro se perfora más rápido que el anterior, se le denomina "Quiebre". Cuando éste se presenta, es necesario suspender la perforación y continuar circulando, cuando menos el tiempo de atraso, ya que esto es un indicio que se ha penetrado en una formación suave o porosa.

Al llegar la muestra a la superficie, se efectúa un análisis minucioso en busca de un cambio de formación, una manifestación de fluidos o como medida preventiva, en caso de haber penetrado una zona de alta presión o de pérdida de lodo.

Es conveniente circular en la zona de quiebre dentro de los dos primeros metros, para que si se presenta una manifestación de hidrocarburos, pueda cortarse un núcleo en la cima de esta formación.

Antes de circular un quiebre, se debe verificar con el perforador si no ha variado las condiciones de perforación (peso sobre barrena, presión de bomba y velocidad de rotaria), de no ser así, es indicio de que el aumento en la velocidad de perforación se debe a un cambio de formación (dureza, porosidad, alta presión o aumento de contenido de fluidos).



**FIG. 11. MEDIDOR DE PROFUNDIDAD**

(ROTENCO, 1989)

(ORTEGA C. FEDERICO, TESIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1993)

### **III.4 DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE MUESTRAS**

La descripción precisa de las muestras, constituye lo básico del trabajo geológico en el registro, ya que es la base para toda la investigación del subsuelo.

La calidad de un registro de litología, normalmente depende directamente de la buena obtención de las muestras. Los derrumbes y otros contaminantes deben reconocerse y descartarse.

Al analizar una muestra, los recortes apenas deben cubrir el fondo de las charolas para apreciar mejor los porcentajes de los diferentes tipos de roca.

Los recortes de menor tamaño y de formas angulosas son los más representativos de la formación. Para observar mejor la textura, hay que humedecer la muestra.

El orden de descripción de las muestras de canal y de los núcleos es el siguiente:

- 1. Tipo de roca.**
- 2. Color.**
- 3. Textura.**
- 4. Cementante y/o tipo de matriz.**
- 5. Dureza.**
- 6. Componentes accesorios y fósiles.**
- 7. Estructuras sedimentarias (si son factibles de observarse).**
- 8. Porosidad e indicios de hidrocarburos.**

## FLUORESCENCIA

La fluorescencia es una propiedad que tienen ciertos compuestos, de transformar la luz que reciben en radiaciones de mayor longitud.

El análisis de las muestras bajo luz ultravioleta, nos permite determinar la presencia de hidrocarburos por su fluorescencia que presenten. Aceite en pequeñas cantidades o aceites ligeros, es difícil determinarlos por otros métodos.

Para realizar el análisis, se utiliza un fluoroscopio, compuesto de cuatro tubos de neón cubiertos por filtros de cobalto y cuarzo. Esto nos permite el paso de longitudes menores de 3650 unidades Armstrong, las cuales son las que producen fluorescencia de aceite crudo.

El color de fluorescencia de los aceites va desde el café, a través del verde, dorado, azul, amarillo, hasta el blanco.

Todas las muestras que se sospechen que contengan hidrocarburos, deben tratarse con un reactivo que puede ser: acetona, éter, clorato de metano o tetracloruro de carbono. El hidrocarburo extraído por el reactivo entra en solución por separación; si hay hidrocarburos, saldrán de la muestra como listones fluorescentes; la prueba se evalúa por la intensidad y color de los listones, a esto se le conoce como "valor solvente".

Los datos que deben anotarse en el registro son los siguientes:

- a) Porcentaje de muestra con fluorescencia.
- b) El valor residual, dependiendo de la intensidad que mostró el aceite al ser desalojado de los cortes.
- c) El tipo de roca que produce la fluorescencia, siendo importante el tipo de porosidad que se le observó.
- d) El color de la fluorescencia (cuyo valor depende de la composición molecular del aceite, a mayor gravedad específica, es más oscura).

## SOLUBILIDAD

La solubilidad nos indica la pureza de carbonato de calcio. A mayor pureza, el porcentaje de solubilidad será mayor. Este análisis sólo se realiza a las rocas carbonatadas y se expresa en porcentaje, es útil para un tratamiento posterior a la formación, utilizando ácido clorhídrico para estimular a la formación o en caso de atrapamiento de la tubería en rocas carbonatadas. También nos ayuda a poder clasificar rocas carbonatadas, pudiendo llegar a dar contactos. Para su determinación, se realiza el siguiente procedimiento:

- a) Se llena una bureta automática con 25 centímetros cúbicos de ácido clorhídrico al 15%.
- b) Se coloca en un matraz un gramo de muestra, previamente secada y pulverizada.
- c) Un segundo matraz se llena de agua y se tapa, procurando no dejar burbujas de aire en el interior.
- d) Se abre la bureta del primer matraz, vaciando lentamente el HCl, el cual reaccionará con la muestra produciendo bióxido de carbono y al estar comunicados los dos matraces se desalojará un volumen igual de agua al del bióxido de carbono producido.
- e) Por último se miden los centímetros cúbicos de agua desalojados utilizando una probeta graduada, empleándose la siguiente fórmula:

$$\% \text{ SOLUBILIDAD} = \frac{\text{cc. de agua} - \text{cc. de HCl}}{\text{Vol. corregido de CO}_2 \cdot T} \cdot 100$$

Para los volúmenes corregidos de CO<sub>2</sub> por temperatura, se usan los siguientes valores:

TEMPERATURA	VOLUMEN CORREGIDO
0° C	224 cc
5° C	228 cc
10° C	232 cc
15° C	236 cc
20° C	240 cc
25° C	244 cc
30° C	248 cc
35° C	252 cc
40° C	256 cc

### III.5 DETECCION DE GAS

El detectar la presencia de gas en el lodo o en los cortes es muy importante, ya que ésto nos permite hacer inferencias de la presión de un yacimiento.

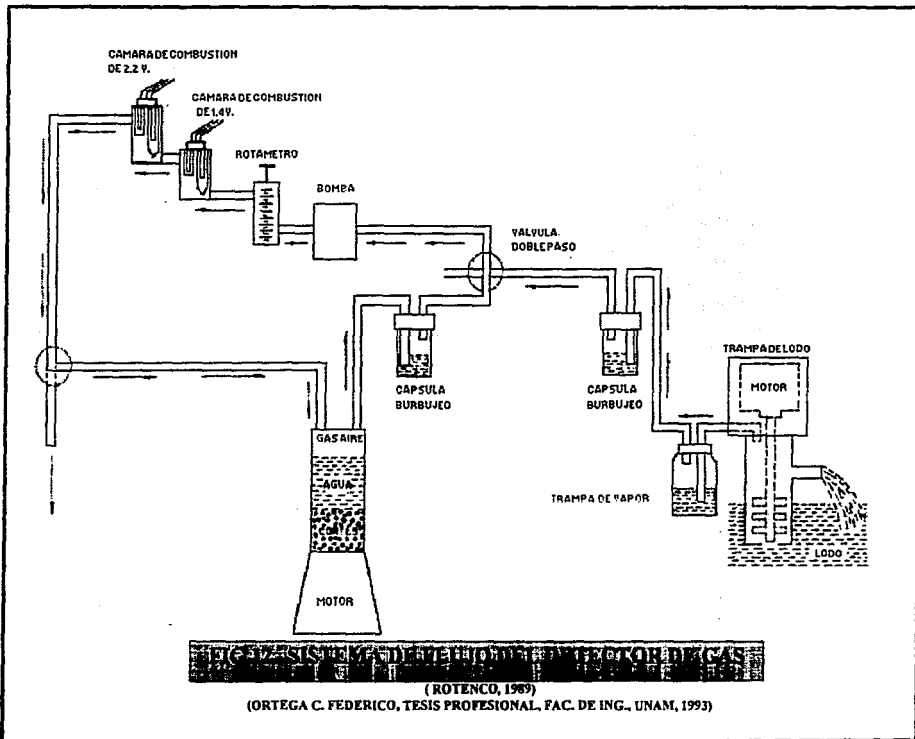
La detección de gas en el lodo se determina instalando en la caja de muestras una trampa de gas, la que consiste en un motor que hace girar unas aspas para agitar el lodo y permitir que el gas sea liberado y se deposite en la trampa. Posteriormente, es succionado por una bomba hacia la cámara de combustión del detector de gas, que se encuentra en la unidad de registro (figura 12).

El gas en los cortes, se detecta agitando durante 45 segundos una cantidad fija de éstos con agua dulce, en un recipiente herméticamente cerrado. La agitación se lleva a cabo por medio de unas aspas girando a alta velocidad, con lo que las muestras son pulverizadas, permitiendo la liberación del gas ocluido en los poros de la roca. Esta mezcla de gas-aire es llevada a la cámara de combustión por una bomba (figura 12).

La cámara de combustión es un detector de gas que consiste esencialmente de un Puente de Wheatstone, dos de cuyas ramas están formadas por filamentos de construcción especial y finamente calibrados; las otras dos ramas son resistencias iguales, en combinación de un potenciómetro para conservar el puente en equilibrio. Los filamentos reciben los nombres de detector y compensador, siendo de características eléctricas iguales y diferenciándose uno del otro por la cápsula que los contiene; ya que para el compensador es cerrada y para el detector es abierta para permitir el contacto de los gases que estuvieran presentes en la mezcla gas-aire.

La detección del gas, es la representación gráfica de los valores obtenidos en el miliamperímetro del analizador, al descompensarse éste por la presencia de gas en el filamento detector.

Considerando las temperaturas de combustión de los diferentes gases, se hace uso de voltajes fijos. Al aplicar 1.4 volts al filamento detector, éste alcanzará una temperatura de 1180° F, con lo cual se quemarán todos los gases combustibles, a excepción del metano y etano que requieren de una temperatura de 1630° F; esto se consigue aplicando un voltaje de 2.2 volts, quemándose todos los gases.



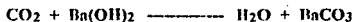
## CROMATOGRAFIA

El cromatógrafo es un aparato que separa e identifica cada uno de los gases que contiene la mezcla proveniente del pozo, graficando en una carta cada uno de éstos, realizando un cromatograma. Antes de efectuarse la combustión de cada gas, éstos pasan a través de una columna a presión y temperatura constante. Esta columna tiene un material absorbente que ofrece resistencia al paso de los gases; a medida que un gas vaya siendo de mayor peso molecular, mayor será la resistencia que ofrece para pasar a través de la columna. A la cámara de combustión van llegando separadamente desde los gases más ligeros hasta los de mayor peso molecular.

### PROBLEMAS EN LA DETECCION DE GAS

Para evitar falsos resultados en la detección de hidrocarburos, es necesario eliminar el CO<sub>2</sub> y/o el H<sub>2</sub>S, para esto se utilizan soluciones por las que se hace pasar la mezcla gas-aire, precipitando estos gases.

Si el CO<sub>2</sub> llegara a la cámara de combustión, éste bajaría la temperatura del medio, ocasionando que el filamento detector baje su temperatura y por lo tanto daría lecturas menores. Como precipitador se usa una solución de hidróxido de bario el cual precipita al CO<sub>2</sub>.



Con el gas sulfhídrico, se tiene el problema que a 752° F se inicia la disociación de sus componentes, comportándose en el resultado de la combustión como si fuera un hidrocarburo. Al disociarse el azufre, se adhiere al filamento detector, volviéndolo insensible a futuras combustiones. Para evitarlo se usa una solución de acetato de plomo para precipitar este gas:



Es importante detectar la presencia de alguno de estos gases, ya que la existencia de CO<sub>2</sub> en el pozo hace que las propiedades reológicas del lodo se modifiquen. El gas sulfhídrico es un gas venenoso, por lo que es importante reconocerlo y cuantificarlo, ya que con una concentración mayor de 20 ppm, es necesario usar equipo respiratorio. Para detectarlo se utiliza un sensor de ambiente, con una alarma a 10 ppm.



### III.6 ANALISIS DEL LODO DE PERFORACION

Las pruebas más representativas para el control de las características del lodo de perforación durante el registro de hidrocarburos son:

- Densidad
- Viscosidad
- Filtrado
- Enjarre
- pH
- Salinidad
- Conductividad

Existen otras características del lodo que son determinadas por los técnicos encargados de los fluidos de perforación, pero que no son de importancia para el registro de hidrocarburos. A los lodos de emulsión inversa, únicamente se les determina la densidad y viscosidad para este Registro.

Dependiendo de las variaciones de estas propiedades, se puede llegar a determinar el tipo de fluidos o contaminantes que provienen de la formación.

#### DENSIDAD

La densidad es expresada en términos de la masa por unidad de volumen, utilizándose unidades inglesas (lb/gal) o del Sistema Internacional de Unidades (gr/cc). Para determinarla se utiliza una balanza Baroid, tomando la lectura directamente en la escala graduada. Los lodos de perforación pueden tener un rango de densidades de 1.07 hasta 2.50 gr/cc, dependiendo de la profundidad y tipo de formación que se perfora.

## VISCOSIDAD

La viscosidad es la resistencia interna de un fluido al movimiento. El lodo debe tener una viscosidad adecuada, para permitir que los recortes sean acarreados en suspensión hasta la superficie y sean desprendidos al llegar a ésta. En nuestro caso se mide la viscosidad aparente, utilizando el embudo Marsh, contando los segundos que tarda en desplazarse un litro de lodo a través de éste. El rango normal en lodos base agua es de 45 a 75 segundos y en lodos base aceite es de 45 a 160 segundos.

## FILTRADO

Es la cantidad de agua proveniente del lodo que se filtra hacia la formación en las zonas permeables, es conocido también como "pérdida de agua". La medida del filtrado se realiza a una temperatura ambiente y a una presión de 100 psi durante 30 minutos en un filtro prensa. El filtrado debe mantenerse lo más bajo posible para permitir que el pozo tenga una buena estabilidad y evitar daños a la formación. Los valores normales son de 1 a 10 cc.

## ENJARRE

El enjarre consiste en una capa delgada de lodo que se forma en la pared del agujero, presentándose en las zonas permeables, ayudando a sellarlas. Si el enjarre no se forma, el lodo invade las formaciones permeables. Para que se forme es necesario que el lodo contenga partículas muy pequeñas (arcillas), que sellen los poros de la roca. La medición del enjarre, se realiza directamente en la película que queda en el papel filtro, que se utiliza para obtener el filtrado. El espesor del filtrado puede variar de 1 a 4 milímetros.

## PH

El pH es el grado de alcalinidad o acidez en los lodos, siendo el más apropiado de 8.5 a 10.5. Para mantener un pH estable y duradero, se utiliza sosa cáustica o hidróxido de potasio. Este se determina, utilizando papel colorimétrico, que se introduce en el agua del filtrado, observándose el cambio de color y comparándolo con las tablas del indicador.

## SALINIDAD

La salinidad es la concentración en partes por millón de cloruros en el lodo. Se determina utilizando un centímetro cúbico de filtrado con nitrato de plata; agregándole previamente tres gotas de cromato de potasio. El nitrato de plata se va agregando lentamente, midiendo el volumen utilizado hasta que la solución cambie a un color salmón rosado. Posteriormente se utiliza la siguiente fórmula:

$$PPM = \text{VOL. NITRATO DE PLATA UTILIZADO} \cdot 1000$$

## CONDUCTIVIDAD

La conductividad es una propiedad que tienen ciertas sustancias para poder conducir una corriente eléctrica. Ya que la mayoría de las sustancias inorgánicas que se ionizan en el agua, pueden conducir una corriente; dependiendo del tipo y concentración, será mayor o menor la facilidad con que transmitan la corriente. Para determinar la conductividad en el lodo, se utiliza un sensor que va colocado a la salida de la línea de descarga. Este sensor utiliza corriente alterna para evitar la polarización de los electrodos y tiene un compensador automático de temperatura a 25° C; la escala que se utiliza es de 0 a 200 milimhos/m<sup>2</sup>.

Este parámetro es muy importante, ya que ayuda a determinar algún flujo de agua salada o un domo salino, cuando hay un aumento en la conductividad. Sabiendo que los hidrocarburos no son conductores, esta característica es útil para determinar su presencia, sin embargo, para lodos base aceite no es posible hacer uso de ésta propiedad.

### **III.7. NIVEL DE PRESAS**

El equipo necesario para conocer el nivel que conserva el lodo en las presas, consiste esencialmente de un flotador, instalado en la presa de succión. Al ocurrir un cambio en el nivel, el sensor transmite una señal a la unidad de registro donde se encuentra un display que nos indica el volumen de la presa en metros cúbicos, conectado a un sistema de alarmas al alto y bajo para poder detectar inmediatamente cualquier variación.

Es muy importante detectar las fluctuaciones en el nivel de presas, ya que permite conocer una invasión de fluidos de la formación hacia el pozo, al presentarse un aumento en el nivel. Cuando el nivel baja, es una indicación que se está perforando una zona permeable o fracturada.

### **III.8. PRESENTACION DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS**

La presentación final del Registro de Hidrocarburos es por medio de gráficas, elaboradas por datos obtenidos de análisis efectuados y asentados en una hoja de registro diario que queda como archivo. La hoja de registro contiene toda la información necesaria para realizar las gráficas (figura 13).

La gráfica se divide en varias secciones, en donde se dibujan las distintas curvas, haciendo las anotaciones correspondientes para poder hacer una buena interpretación. Las curvas que se dibujan son las siguientes (fig. 14):

#### **a) Velocidad de perforación**

La curva de velocidad de perforación, se realiza graficando el tiempo en que se perforó cada metro; utilizando por lo general minutos por metro. La escala que se utilice, debe ser la adecuada para que la curva quede centrada y se puede observar fácilmente cualquier aumento en la velocidad de perforación. La curva se interrumpirá con una línea pequeña perpendicular, cuando haya un cambio de barrena, anotando los datos del tipo y marca de ésta.

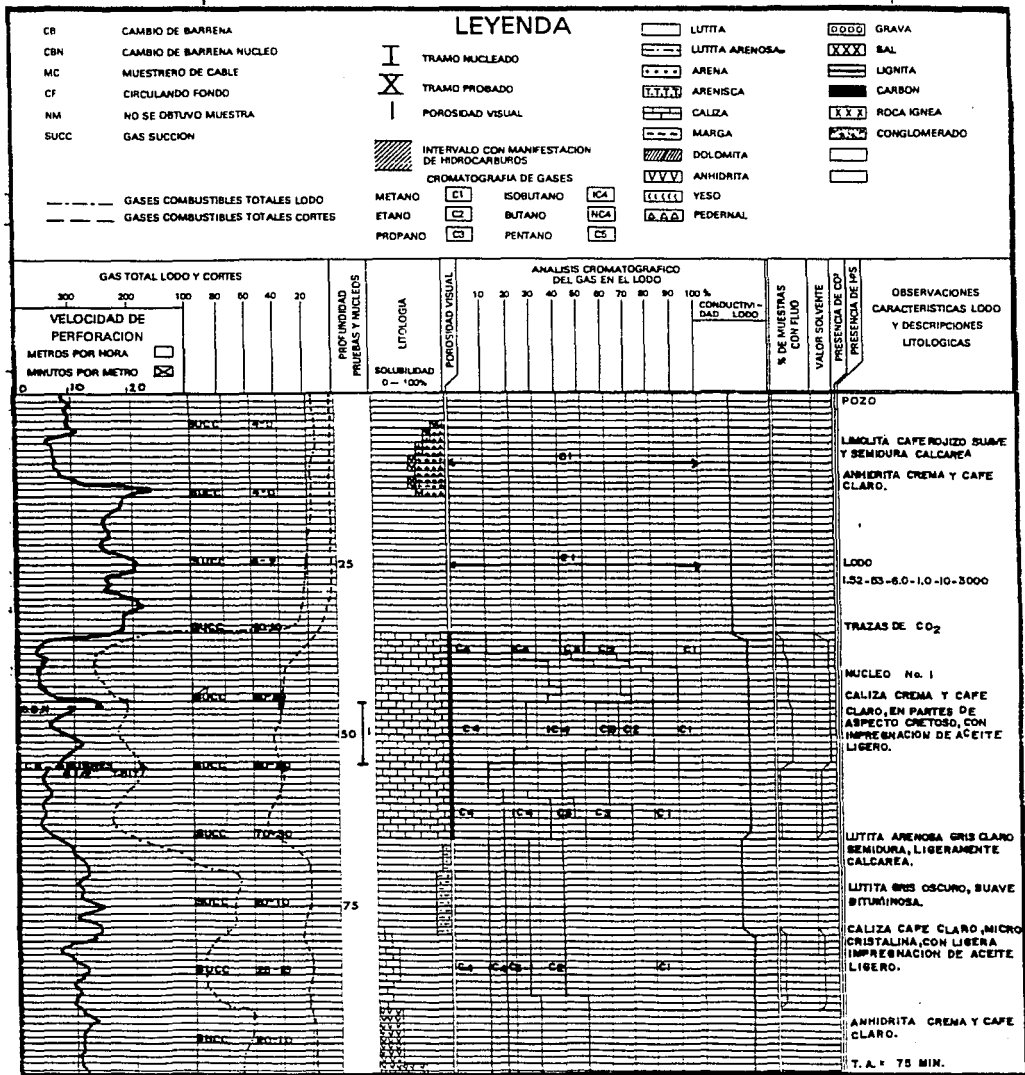


FIG. 14.- PRESENTACION DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS.

#### **b) Curvas de gas**

En esta sección se dibujan los valores de gas de alto peso molecular (1.4 volts) y los gases combustibles totales (2.2 volts) contenidos en el lodo y los cortes. La escala convencional es de 0 a 400 unidades, con la posibilidad de ampliarla hasta 800 si es necesario. Actualmente sólo se gráfica el valor de los gases combustibles totales, ya que se realiza un análisis cromatográfico para hacer una mejor diferenciación en los tipos de gases,

#### **c) Profundidad**

En la tercera sección se anota la profundidad del pozo; además, se utiliza además para marcar los intervalos con manifestación de hidrocarburos, la profundidad de la tubería de revestimiento, los tramos nucleados y los tramos probados.

#### **d) Columna litológica**

En la columna litológica, se dibujan los porcentajes de los diferentes tipos de roca representativos de cada metro perforado. Las rocas detríticas (conglomerado, arena, arenisca, lutita arenosa) se dibujan con los aumentos hacia la izquierda, en el orden mencionado. Las evaporitas (anhidrita, yeso, sal) se dibujan después de las rocas detríticas, así como también las rocas ígneas. Las rocas carbonatadas (caliza, dolomía) se dibujan en sentido opuesto. Además se dibuja el porcentaje de solubilidad a cada 5 metros, uniendo los puntos con una línea.

#### **e) Porosidad visual**

Un pequeño espacio anexo a la columna litológica, se entinta frente a las secciones de rocas porosas, cuando el porcentaje de éstas es de más del 30 %.

#### **f) Cromatografía**

Esta curva únicamente la tenemos en los registros que se están realizando actualmente. El análisis cromatográfico de gas en el lodo se dibuja en porcentaje; graficándose desde el metano hasta el pentano, de izquierda a derecha respectivamente.

#### **g) Conductividad del lodo**

La curva de conductividad de lodo se dibuja metro a metro; utilizando escalas de acuerdo a los valores obtenidos, pudiendo ser 0 a 10, 10 a 20, 20 a 30, etc., en unidades de milimhos/m<sup>2</sup> a temperatura de 25° C.

#### **h) Fluorescencia**

En esta sección se gráfica el porcentaje de rocas con fluorescencia debido a la presencia de aceite crudo; los valores aumentan hacia la derecha. Anexo a este espacio se encuentra la columna para la curva de aceite residual (valor solvente).

#### **i) CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S**

Cuando hay presencia de cualquiera de estos dos gases, se entinta la columna correspondiente en el intervalo que se presenten.

#### **j) Observaciones**

En esta columna se hacen anotaciones como son: descripciones litológicas de las formaciones perforadas, características del lodo, desviaciones del pozo, tiempo de atraso y cualquier otra observación que ayude a realizar una mejor interpretación del registro.

## **IV. ANALISIS E INTERPRETACION DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS EN POZOS PETROLEROS**

### **IV.1 INTERPRETACION DEL REGISTRO**

En el capítulo anterior se mencionaron los factores más importantes que afectan y hasta que punto controlan las manifestaciones de hidrocarburos; por lo que no hay una relación directa entre los valores registrados y el volumen de hidrocarburos que contiene la formación. Sin embargo, haciendo una interpretación adecuada del registro, es posible determinar si una formación tiene las características necesarias para obtener producción comercial de hidrocarburos.

Cada una de las curvas del registro, tiene por objeto presentar un perfil cualitativo de los cambios de características de las formaciones perforadas. A continuación se describe que información nos proporciona cada curva, para considerar una formación potencialmente productora:

- 1.- Velocidad de perforación. Esta curva nos marca cambios de formación y nos proporciona información sobre la porosidad de la roca.
- 2.- Columna litológica. Permite identificar el tipo de rocas potencialmente almacenadoras y la profundidad de los contactos litológicos.
- 3.- Gas en lodo y cortes. El gas en el lodo es un índice de la permeabilidad y la presión de formación. El gas en cortes es reflejo de la porosidad de la roca.
- 4.- Cromatografía. El análisis cromatográfico del gas en el lodo, nos proporciona información sobre el tipo de manifestación. Cuando aparecen todos los gases hasta el pentano, nos indica que hay hidrocarburos líquidos (aceite).
- 5.- Curvas de fluorescencia. Indican la cantidad de roca con impregnación de aceite y el grado de impregnación de ésta.



6.- Curva de conductividad. Permite identificar contactos de aceite-agua, agua-aceite, manifestación de agua salada e indica cambios de formación.

Para poder recomendar un intervalo con manifestación de hidrocarburos para pruebas de formación, hay que considerar lo siguiente:

- a) Que haya un aumento en el porcentaje de roca almacenante, como son arenas, areniscas, calizas, dolomías, etc.
- b) Si esto se correlaciona con un incremento en la velocidad de perforación y las lecturas de gas; se deduce que la roca es porosa y que contiene hidrocarburos.
- c) Si las lecturas de gas en el lodo son mayores que en los cortes, nos indica que la roca es permeable y tiene presión la formación.
- d) Un aumento en el porcentaje de muestras con fluorescencia o cambio de color de la misma, que correlacione con los puntos anteriores; indica saturación de aceite.
- e) Si hay una disminución en los valores de conductividad, nos confirmará la presencia de hidrocarburos.

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

Al terminar cada pozo registrado, se hace una interpretación del registro, entregando un informe que comprende los intervalos que presentaron manifestación de interés y que se recomiendan para realizar pruebas de producción.

## **IV.2 REGISTROS DE POZOS CON MANIFESTACION DE HIDROCARBUROS**

Los ejemplos de los Registros de Hidrocarburos de pozos que a continuación se presentan, se eligieron con la finalidad de destacar la importancia del Registro durante la perforación y en la selección de los intervalos de interés económico.

Se exponen tres ejemplos de registro de pozos con manifestaciones de hidrocarburos en diferentes tipos de rocas, explicando el comportamiento de cada uno de ellos.

Los nombres de los pozos son omitidos, ya que la información es confidencial (propiedad de PEMEX). Solo se cita la localización aproximada de cada uno.

Solamente se explican los intervalos de interés de cada uno de los pozos, es decir donde ocurrieron las manifestaciones. Esto con la finalidad de que sea didáctico, ya que el presentar todo el registro de un pozo lleva mucho tiempo y no ayudaría a conseguir los objetivos propuestos.

Para tener una mejor ubicación de los intervalos seleccionados, se mencionan las columnas geológicas de cada pozo.

Por último se realiza una interpretación del registro, recomendando los intervalos que se seleccionaron para realizar pruebas de producción y conocer su potencial económico.

## POZO 1

**PROVINCIA:** Marina de Contzacoalcos.

**ZONA:** Marina de Campeche.

**DISTRITO:** Sonda de Campeche.

**MUNICIPIO:** Cd. del Carmen.

**ESTADO:** Aguas Territoriales del Golfo, Campeche.

Pozo direccional perforado por una plataforma Autoelevable (Jack Up), con una duración de nueve meses.

**PROFUNDIDAD VERTICAL:** 3941 m.

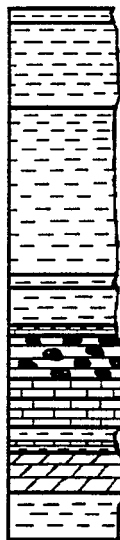
**PROFUNDIDAD DESARROLLADA:** 4400 m.

**TIRANTE DE AGUA:** 60 m.

**SITUACION ESTRUCTURAL:** Se sitúa en la culminación de un anticlinal buzante, con eje principal en dirección E-W, limitado al norte por una falla inversa con dirección E-W y caída al sur.

**OBJETIVO:** Buscar acumulación comercial de hidrocarburos en el Jurásico Superior, Kimmeridgiano.

La columna estratigráfica que se perforó en el pozo, fue desde el Reciente hasta el Jurásico Superior (figura 15). La sección del registro que se explica, pertenece a la cima del Jurásico Superior (Kimmeridgiano).



RECIENTE - PLEISTOCENO

PLIOCENO

MIOCENO

OLIGOCENO

EOCENO

PALEOCENO

BRECHAS PALEOCENO - CRETACICO SUPERIOR

CRETACICO MEDIO

CRETACICO INFERIOR

JURASICO SUP. TITHONIANO

TITHONIANO

**BOGOTÁ - COLOMBIA - ESTRATIGRAFÍA DEL POZO 1**

(ORTEGA C. FEDERICO, TESIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1993)

El comportamiento del registro fue de la siguiente manera (figura 16):

La velocidad de perforación aumentó, presentándose un quiebre (en el primer intervalo señalado), por lo que fue necesario circular el fondo como una medida de seguridad. El quiebre nos indica que se perforó una roca más porosa.

Al llegar la muestra a la superficie, las lecturas de gas en el lodo aumentaron, observando que en su mayoría son gases húmedos (de alto peso molecular), indicando que puede haber presencia de aceite. Las lecturas de gas en cortes permanecieron bajas, debido a que la roca es permeable incorporándose los hidrocarburos al lodo.

En la perforación del pozo, se utilizó lodo de emulsión inversa con una densidad de 1.04 a 1.09  $\text{gr/cm}^3$ . La curva de conductividad no se registró, ya que éste tipo de lodo no es conductor de corriente.

La roca almacenante es una dolomía café claro a gris claro, micro a mesocristalina, de textura sacaroide, con fracturas. El fracturamiento de la roca ocasionó pérdida parcial de lodo, por lo que se disminuyó la densidad del lodo. Hay pequeñas intercalaciones de lutita bentonítica y lutita arenosa, gris verdosa y gris claro.

Se observa fluorescencia en los cortes, con buena impregnación de aceite con fluorescencia amarillo claro.

Al interpretar el registro analizando en conjunto todas las curvas, se seleccionaron los intervalos a recomendar, los cuales se señalan en el registro.

El pozo actualmente es productor de aceite, con una producción en el primer intervalo de 358  $\text{m}^3/\text{día}$  (2250 barriles) y de 286  $\text{m}^3/\text{día}$  (1800 barriles) en el segundo intervalo.

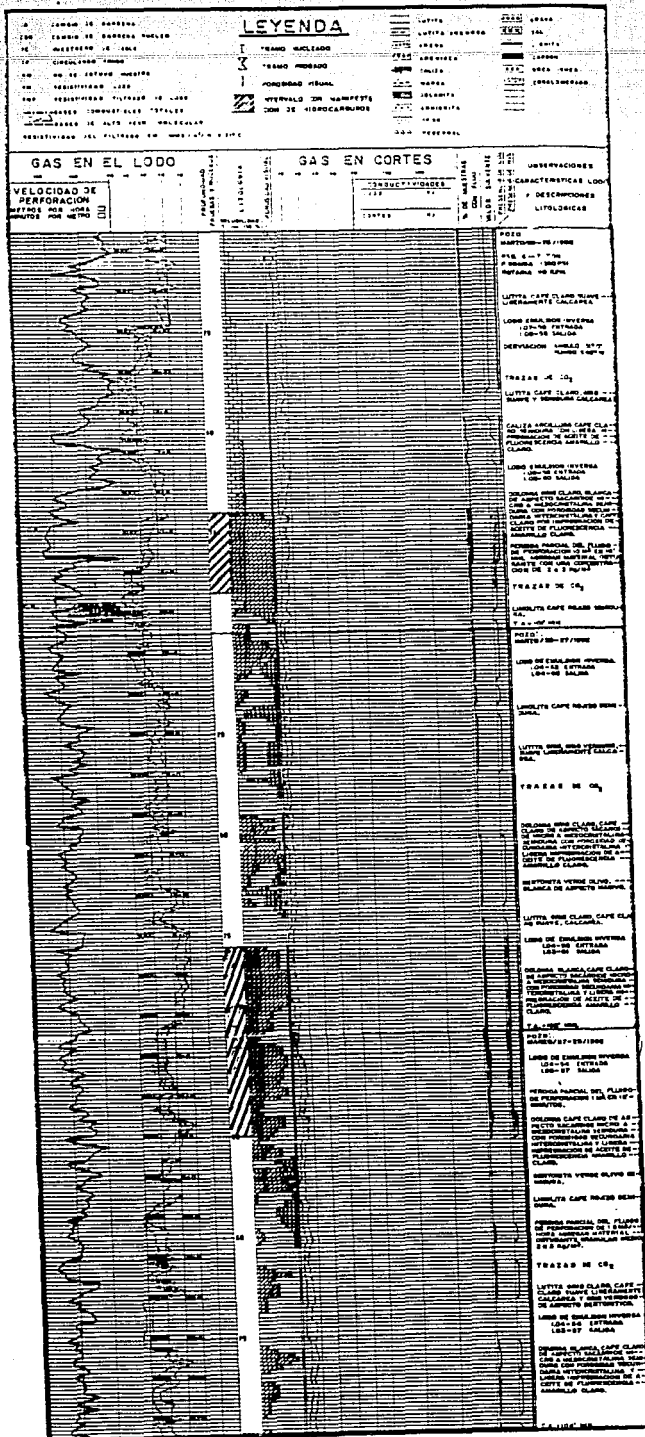


FIG. 16. REGISTRO DE INDICACIONES DEL PUNO 1.

## POZO 2

**PROVINCIA:** Cuenca de Burgos.

**ZONA:** Noreste.

**DISTRITO:** Reynosa.

**MUNICIPIO:** Nuevo Laredo.

**ESTADO:** Tamaulipas.

La perforación del pozo duró 5 meses.

**PROFUNDIDAD TOTAL :** 2900 m.

**SITUACION ESTRUCTURAL:** Por sismología, en una zona de trampas estratigráficas, relacionadas a sistemas fluviodeltaicos, que presentan lenticularidades, acuíferos y ligeros arqueamientos orientados burdamente N-S.

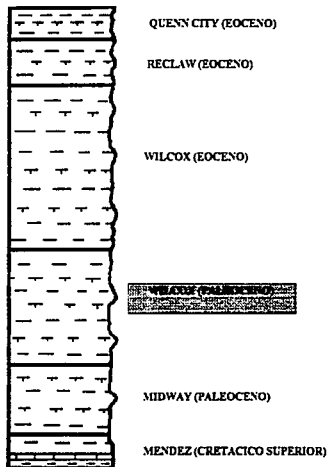
**OBJETIVO:** Encontrar hidrocarburos en las arenas del Paleoceno.

La columna geológica que se ntravesó, va del Eoceno hasta el Cretácico Superior (figura 17). La sección del registro que se presenta se ubica estratigráficamente en el Paleoceno, Wilcox.

El registro se comportó de la siguiente manera (figura 18):

Aumento en la velocidad de perforación (en los dos intervalos señalados en el Registro), por lo que circularon quiebres en varias ocasiones para tomar precauciones y medidas preventivas, manifestándose el pozo con gas.

Las lecturas de gas en lodo aumentaron considerablemente, observando que los tipos de gases son de bajo peso molecular (gases secos), lo que nos hace suponer que no hay presencia de hidrocarburos líquidos (aceite).



**FIG. 1. COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL POZO 2**

(ORTEGA C. FEDERICO, TESIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1993)



## GAS EN EL LODO

## GAS EN CORTES

VELOCIDAD DE PERFORACION

METROS POR HORA

MINUTOS POR METRO

0 50

PROFUNDIDAD  
PIEDRAS Y NUCLEOS

LITOLOGIA

POROSIDAD VISUAL

POROSIDAD VISUAL

10 20 30 40 50 60 70 80 90 100

100 200

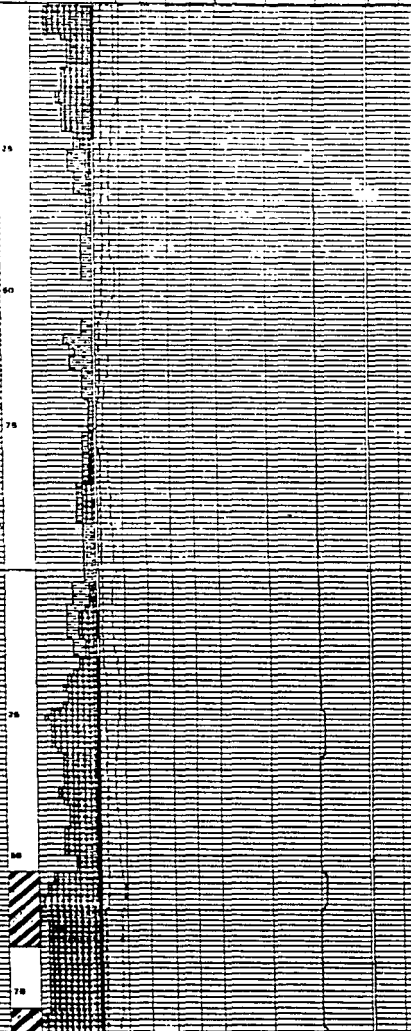
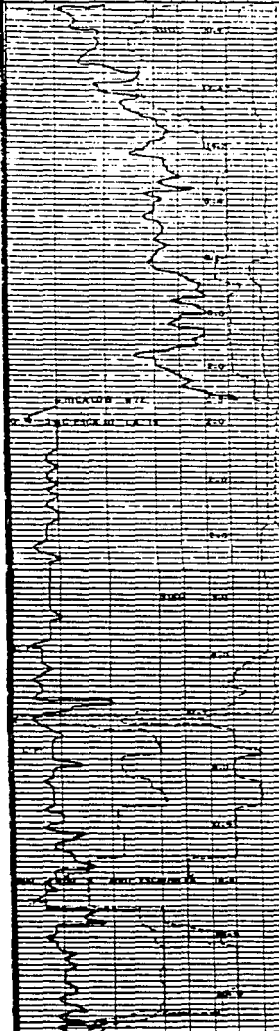
CONDUCTIVIDADES

10 10 10 5

CORTES

% DE MUESTRAS  
CON FLEJO

VALOR SOLVENTE

PRESION DE CO<sub>2</sub>  
EN EL LODOOBSERVACIONES  
CARACTERISTICAS  
Y DESCRIPCIONES  
LITOLOGICAS

1000

ARENISCA TRIS CLARO OSCURO DE BRANCO FINO Y MEDIO, LIBERAMENTE CALCAREA.  
1-41.75-2-0-1-0-1400

POROSIDAD INTERMEDIA  
TRAZAS DE CO<sub>2</sub>

LUTITA ARENOSA BRISA OSCURO Y NEGRA, SEMI-LIBERAMENTE CALCAREA.  
1-40.75-2-4-1-0-1400

LUTITA TRIS OSCURO NEGRA, EN PARTES ARENOSA, SEMI-LIBERAMENTE CALCAREA

LUTITA ARENOSA BRISA OSCURO Y NEGRA, SEMI-LIBERAMENTE CALCAREA  
1-41.55-1-5-2-0-5-14

ARENISCA BRISA CLARO BRANCO FINO, LIBERAMENTE CALCAREA.  
1-40.70-1-2-0-9-14

T.A. 40'

POZO  
NATO 1-9-10 1000'

1-40.70-2-1-0-1000

LUTITA ARENOSA BRISA CLARO Y OSCURO, SEMI-LIBERAMENTE CALCAREA  
CON FRITAS DISMINUA

1-43.05-2-3-1-0-14

ARENISCA BRISA CLARO OSCURO DE BRANCO FINO Y MEDIO, LIBERAMENTE CALCAREA. CON FRITAS DISMINUA.  
1-30.75-2-4-1-0-100

LUTITA BRISA CLARO, CLARO NEGRA, SEMI-LIBERAMENTE CALCAREA

1-45.05-2-4-1-0-1400

ARENISCA BRISA CLARO BRANCO FINO, LIBERAMENTE CALCAREA  
1-37.75-2-5-1-0-1000

1-42.05-2-4-1-0-14

PRESENCIA DE CO<sub>2</sub>

POROSIDAD INTERMEDIA

Las lecturas de gas en cortes permanecen bajas, confirmando que es una roca porosa y permeable.

El tipo de lodo que se usó para perforar el intervalo, fue LSE (lignosulfonato emulsionado), con una densidad de  $1.43 \text{ gr/cm}^3$ , bajando hasta  $1.37 \text{ gr/cm}^3$  durante las manifestaciones de gas.

El porcentaje de roca almacén, en este caso una arenisca gris claro de grano fino, parcialmente calcárea; aumentó a más del 60%, por lo que podemos considerar como una zona de interés. Se observan intercalaciones de lutita gris claro, gris oscuro y negra, suave y semidura, parcialmente calcárea y arenosa; aunque son de poco espesor.

La curva de conductividad, nos señala lecturas bajas en los intervalos con manifestación, debido a que los hidrocarburos no son conductores de corriente.

No se observa fluorescencia en los cortes, por lo que únicamente tenemos una manifestación de gas.

Con las características anteriores, podemos recomendar los intervalos que se señalan en el registro, para pruebas de producción y conocer su potencial económico.

El pozo resultó ser productor de gas con una producción de  $13621 \text{ m}^3/\text{día}$  en el primer intervalo y de  $36020 \text{ m}^3/\text{día}$  en el segundo intervalo.

### POZO 3

PROVINCIA: Cuenca Mesozoica Chiapas - Tabasco.

ZONA: Sur.

DISTRITO: Villahermosa.

MUNICIPIO: Cárdenas.

ESTADO: Tabasco.

PROFUNDIDAD TOTAL: 6271 m.

La perforación del pozo duró 11 meses.

**SITUACION ESTRUCTURAL:** La localización propuesta a nivel del Cretácico Superior, se sitúa en un anticlinal, limitado en sus flancos norte y suroeste por fallas inversas y al sureste por una falla normal.

**OBJETIVO:** Encontrar acumulación de hidrocarburos en las calizas del Cretácico Superior y en las dolomías del Jurásico Superior (Kimmeridgiano). Productoras en los pozos cercanos.

La columna geológica que se cortó en el pozo va del Plioceno (Paraje Solo), hasta el Jurásico Superior (Kimmeridgiano) (figura 19). La sección del registro que se muestra, se ubica estratigráficamente en el Cretácico Superior.

En este registro se cuenta con el análisis cromatográfico de gases; su comportamiento fue el siguiente (figura 20):

La velocidad de perforación aumentó en los dos intervalos marcados en el Registro, debido a que se penetró en una roca más porosa. Se circuló el fondo en varias ocasiones como medida de seguridad, manifestándose el pozo con gas y aceite.

Las lecturas de gas en lodo aumentaron, permaneciendo constante la de cortes, lo que indica que es una roca permeable con alta presión de formación.

PABAJE SOLO (PLIOCENO)

FILSOLA (MIOCENO SUPERIOR)  
CONCEPCION SUPERIOR (MIOCENO MEDIO)  
ENCANTO (MIOCENO INFERIOR)  
DEPOSITO (MIOCENO INFERIOR)  
OLIGOCENO

EOCENO

PALEOCENO  
MENDEZ (CRETACICO SUPERIOR)  
SAN FELIPE (CRETACICO SUPERIOR)  
AGUA NUEVA (CRETACICO SUPERIOR)  
CRETACICO MEDIO

CRETACICO INFERIOR

JURASCO SUP. ITIBONIANO



INSTITUTO VENEZOLANO DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS  
MUSEO NACIONAL DE HISTORIA NATURAL

(ORTEGA C. FEDERICO, TESIS PROFESIONAL, FAC. DE ING., UNAM, 1953)

CB CAMBIO DE BARRERA  
 CBM CAMBIO DE BARRERA MUELDO  
 MC MUESTRO DE TABLA  
 CP CIRCULANDO FONDO  
 VM VO DE 20743 MUESTRA  
 RM RESISTIVIDAD LODO  
 RMP RESISTIVIDAD FILTRADO DE LODO  
 --- GASES COMBUSTIBLES TOTALES  
 --- GASES DE ALTO PERO MOLECULAR  
 --- RESISTIVIDAD EN OHMS / M<sup>2</sup> A 21°C

# LEYENDA

I  
 I  
 I  
 I

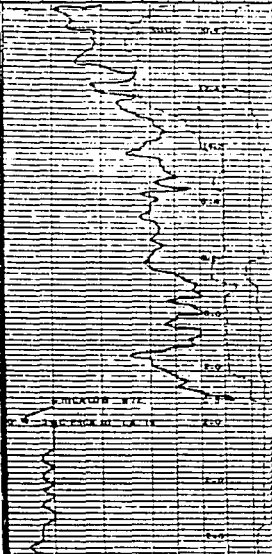
TRAMO NUCLEADO  
 TRAMO MUESTRADO  
 POROSIDAD VISUAL  
 INTERVALO CON MANIFESTACION DE HIDROCARBUROS

LUTITA  
 LUTITA ARENOSA  
 ARENITA  
 ARENOSICA  
 CALIZA  
 BARITA  
 JOHIMITA  
 ANHIDRITA  
 YESO  
 YESO PERENAL

TRABA  
 TAL  
 LUTITA  
 CARBON  
 TOCA DREA  
 ANHIDRIDERO

## GAS EN EL LODO

**VELOCIDAD DE PERFORACION**  
 METROS POR HORA  
 MINUTOS POR METRO



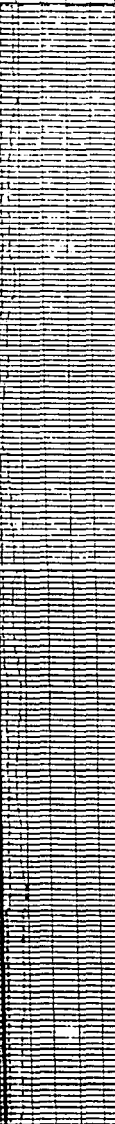
PROFUNDIDAD  
 METROS  
 ANILLOS Y MUELDES  
 SOLUBILIZADO

LITOLOGIA  
 POROSIDAD VISUAL

10 20 30 40 50 60 70 80

## GAS EN CORTES

**CONDUCTIVIDADES**  
 10 10 10 2  
**CORTES** 0/1



N.º DE MUESTRAS  
 CON FLECO  
 VALOR SALINEM  
 POR SIEMPRE DE L. CO.  
 POR SIEMPRE DE TMS

**OBSERVACIONES**  
 CARACTERISTICAS LODO  
 DESCRIPCIONES  
 LITOLOGICAS

140-70 - 2-4-1-0-1400  
 ARENOSICA BRISA CLARO Y OSCURO DE BRASO FINO Y MEDIO, LIBERAMENTE CALCAREA.  
 POROSIDAD INTERSTRUCIONAL  
 TRAZAS DE CO<sub>2</sub>  
 LUTITA ARENOSA BRISA OSCURO Y BRISA, SEMIDURA, LIBERAMENTE CALCAREA.  
 140-75 - 2-4-1-0-1400  
 LUTITA BRISA OSCURO A NEGRA, EN PARTES ARENOSA, SEMIDURA, LIBERAMENTE CALCAREA  
 LUTITA ARENOSA BRISA OSCURO Y NEGRA, SEMIDURA, LIBERAMENTE CALCAREA.  
 141-53 - 1-3-0-0-5-1400  
 ARENOSICA BRISA CLARO, BRASO FINO, LIBERAMENTE CALCAREA.  
 140-70 - 1-2-0-0-1400  
 T. A. 40  
 FOND  
 140-70 - 2-1-0-0-1400  
 LUTITA ARENOSA BRISA CLARO Y OSCURO, SEMIDURA, LIBERAMENTE CALCAREA, CON PIRITA DISMINUDA.  
 143-85 - 2-3-1-0-0-1400  
 ARENOSICA BRISA CLARO Y OSCURO DE BRASO FINO Y MEDIO, LIBERAMENTE CALCAREA, CON PIRITA DISMINUDA.  
 139-75 - 2-4-1-0-0-1400  
 LUTITA BRISA CLARO, OSURO Y MEDIO, LIBERAMENTE CALCAREA  
 143-85 - 2-4-1-0-0-1400  
 ARENOSICA BRISA CLARO DE BRASO FINO, LIBERAMENTE CALCAREA.  
 137-75 - 2-4-1-0-1400  
 142-63 - 2-4-1-0-1400  
 PRESENCIA DE CO<sub>2</sub>  
 POROSIDAD INTERSTRUCIONAL  
 ARENOSICA BRISA CLARO DE BRASO FINO, LIBERAMENTE CALCAREA  
 142-63 - 2-4-1-0-1400  
 T. A. 41

FIG. 18.- REGISTRO DE HIDROCARBUROS DEL POZO Z.

El tipo de lodo usado en la perforación del intervalo, es Themadrill, con una densidad de 1.77 a 1.80 gr/cm<sup>3</sup>.

La roca almacenante aumenta hasta en un 100 %, en este caso, es una caliza café claro y crema, microfracturada; por lo que se considera una zona potencialmente productora.

El análisis cromatográfico nos ayuda a corroborar la presencia de hidrocarburos líquidos, ya que se presentaron todos los tipos de gases hasta el pentano.

La curva de conductividad disminuye en su valor, confirmando la presencia de hidrocarburos.

La fluorescencia de la roca nos indica la presencia de aceite, estando completamente saturada en algunos intervalos. El color de la fluorescencia es amarillo verdoso.

De la interpretación del registro se concluye que hay intervalos de interés para que sean probados y determinar si son comercialmente explotables. En el registro se marcan los intervalos seleccionados.

El pozo se encuentra actualmente en pruebas de producción, por lo que no se tiene información de datos de producción.

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

### IV.3. LIMITACIONES DEL REGISTRO

Como el Registro de Hidrocarburos se lleva al mismo tiempo que la perforación del pozo, existen causas que no son posible evitarlas, como son:

1.- Mala medida de la tubería de perforación. Si ésta no fue tomada con precaución, en un intervalo de 1000 metros puede haber error de uno o más metros y con ello el Registro de Hidrocarburos tendría un desplazamiento con relación a la verdadera profundidad del pozo.

2.- Eficiencia de las bombas. Normalmente el cálculo del tiempo de bajada o emboladas de bajada, se realiza con una eficiencia en las bombas del 90 %. Pero como es normal que tengan una eficiencia menor, el volumen desplazado disminuirá; causando un desfase en el tiempo de atraso y como consecuencia, que los análisis realizados no correspondan a tal profundidad.

Al existir estas limitaciones en el registro, es recomendable que al circular un quiebre en la velocidad de perforación, se mantenga uniforme la velocidad de bombeo, con el objeto de verificar el tiempo de atraso.

Asimismo, es aconsejable que al correlacionar el Registro de Hidrocarburos con otros registros, se lleve a cabo por características y unidades litológicas y no por profundidad, debido a las causas señaladas.

## V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1) La finalidad de los estudios exploratorios, es conocer las posibilidades petroleras de una región, localizando trampas geológicas, las cuales pueden o no tener hidrocarburos. Esto sólo lo podremos saber perforando un pozo.

2) La perforación de pozos exploratorios, ha sido de gran ayuda para conocer más detalladamente la geología del subsuelo y a su vez, la geología ha servido para que la exploración petrolera tenga un mayor éxito en la localización de hidrocarburos. El método de perforación que actualmente se utiliza es el rotatorio, ya que es práctico y muy versátil para perforar a grandes profundidades.

3) El Registro de Hidrocarburos es una herramienta muy importante en la perforación de pozos exploratorios, ya que nos permite conocer la presencia de hidrocarburos en el momento que se perfora; ayudando a evaluar zonas de interés, correlacionándolo con otros registros. Además que permite tomar medidas preventivas durante la perforación del pozo, cuando hay una manifestación de fluidos (aceite, gas, agua salada, H<sub>2</sub>S, etc.).

4) Un cuidadoso estudio de los datos obtenidos en el Registro de hidrocarburos, nos ofrece las siguientes ventajas:

a) Ayuda a eliminar la posibilidad de abandonar pozos potencialmente productores de aceite y/o gas.

b) Reduce los costos de perforación, recomendando se lleven a cabo cortes de núcleos y se efectúen pruebas de formación solamente en los intervalos que presenten manifestación de hidrocarburos.

c) Como el Registro de Hidrocarburos se efectúa simultáneamente a la perforación del pozo, será ésta la única información que se tenga, si por desgracia el pozo se pierde y no se hubieran tomado otros registros; siendo este registro la base para evaluar los horizontes que contengan hidrocarburos y recomendar que se perforo otro pozo, o por el contrario, si no hubo intervalos de interés, el recomendar que no se lleve a cabo otra perforación.

d) Proporciona información positiva o negativa de saturación de hidrocarburos a la profundidad que existen, donde se dificulta la interpretación de otros tipos de registros del subsuelo.

e) Evaluación cualitativa de cada metro de horizonte que contenga gas y/o aceite, cuando no se recupere parte o la totalidad de los núcleos.



5) El Registro de Hidrocarburos es una información precisa de los intervalos con hidrocarburos, pero es necesario correlacionarlo con los registros eléctricos para poder recomendar los intervalos para pruebas de producción.

6) Por lo general el Registro de Hidrocarburos sólo se realiza en pozos exploratorios, sin embargo, se recomienda registrar también en los pozos de desarrollo, ya que permite tomar medidas preventivas, en imprevistos que puedan ocurrir durante la perforación.

7) Se recomienda realizar columnas litológicas interpretadas, ya que en el Registro sólo se grafican los porcentajes de cada tipo de roca

8) Los registros que se presentaron como ejemplos, son variados en cuanto al tipo de manifestación, como el tipo de roca almacenante (dolomías, areniscas y calizas) y de diferentes provincias petroleras. Esto con la finalidad de ver el comportamiento del registro en cada uno de los casos. El pozo 3 cuenta con cromatografía, lo que nos ayuda a realizar una mejor interpretación del registro.

Con lo anterior se concluye la presentación del trabajo y se espera que contribuya al desarrollo y práctica de esta técnica, en la perforación de pozos exploratorios.

## BIBLIOGRAFIA

- Arroyo, C.F., 1983 : **REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS**. Apuntes de la Facultad de Ingeniería, UNAM. 160 pp.
- Boylan, H.R., 1973 : **REGISTRO DE HIDROCARBUROS, EQUIPO, FUNCIONAMIENTO E INTERPRETACION EN POZOS PETROLEROS**. Tesis Profesional, ESIA, IPN. 79 pp.
- Del Valle T., 1987: **INTRODUCCION A LOS METODOS DE GEOFISICOS DE EXPLORACION**. Fac. de Ing., UNAM. 375 pp.
- Drobin M., 1975: **INTRODUCCION A LA PROSPECCION GEOFISICA**. Editorial Omega.
- Griffith and King., 1972: **GEOFISICA APLICADA PARA INGENIEROS GEOLOGOS**. Paraninfo.
- Guillemot, J., 1982 : **GEOLOGIA DEL PETROLEO**. Paraninfo, Madrid. 357 pp.
- Halliday D., Resnick R., 1983: **FISICA**. Tomos I y II. CECSA. 1694 pp.
- Hunt J. M., 1979: **PETROLEUM GEOCHEMISTRY AND GEOLOGY**. San Francisco, W.H. Freeman. 617 pp.
- Landes, K., 1977 : **GEOLOGIA DEL PETROLEO**. Ediciones Omega. 360 pp.
- López Ramos, E., 1969: **GEOLOGIA DE MEXICO**. Tomos I y II.
- Mc Gray, A. y Cole, F., 1980 : **TECNOLOGIA DE LA PERFORACION DE POZOS PETROLEROS**. C.E.C.S.A. 235 pp.
- Moran Zenteno, D., 1984: **GEOLOGIA DE LA REPUBLICA MEXICANA**. Fac. de Ing., UNAM., INEGI. 88 pp.

- Rodríguez, S.E., 1986 : **GEOLOGIA DEL PETROLEO**. Apuntes de la Facultad de Ingeniería, UNAM. 165 pp.
- Rotenco, 1989 : **MANUAL DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS Y EQUIPO**. Rotary Engineering de México, S.A. 45 pp.
- Salvat L., 1984: **DICCIONARIO ENCICLOPEDICO SALVAT UNIVERSAL**. Salvat editores.
- Santiago A., Carrillo B., Martell A., 1980: **GEOLOGIA PETROLERA DE MEXICO**. Petróleos Mexicanos.
- Schulumberger, 1980 **PRINCIPIOS Y APLICACIONES DE LA INTERPRETACION DE REGISTROS**. Schulumberger Educational Services. 198 pp.
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1982: **EL PETROLEO: SU FORMACION Y LOCALIZACION**, CONACYT. 589 pp.
- Whalen, B.R., 1980 : **PERFORACION ROTATORIA, EL EQUIPO Y SUS COMPONENTES**. Servicio de Extensión Petrolera, Univ. de Texas. 31 pp.
- Woodruff, F., 1961 : **FUNDAMENTOS DE PERFORACION**. Servicio de Extensión Petrolera, Univ. de Texas. Vol. I. 392 pp.