Capítulo 4

Muestras de canal

IV.1 Procedimiento para la recuperación de muestras de canal

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

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

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

IV.2 Descripción de las muestras de canal

1. Tipo de roca, nombre de la roca y su relación con materiales accesorios Ej. Caliza arcillosa

2. Color. Este puede ser un efecto del conjunto de los colores de los granos o resultado del color del cementante. Los principales materiales que les dan la coloración a las rocas son: Los agentes ferruginosos, carbonaceos, silíceos y calcáreos. Como agentes colorantes ferruginosos tenemos la limonita y hematita que da los matices rojos, amarillos y cafés. El color de gris a negro puede resultar de la presencia de material carbonaceo o fosfato, sulfuro de hierro o magnesio. La glauconita, el hierro ferroso, la serpentina, la clorita y la epidota imparten una coloración verde. Los moteados rojos y anaranjados se derivan de la intemperización superficial o de la oxidación subterránea por acción de las aguas circulantes. Algunos aditivos de perforación también pueden causar tinción.
3. Textura. Incluye el tamaño del grano, redondez y clasificación. Describe cómo son sus granos minerales sin considerar la composición química, sus relaciones, los fragmentos de rocas o fragmentos de fósiles que la constituyen, por lo que queda definida por: tamaño de sus granos, forma de los constituyentes, relaciones de proximidad, crecimiento, orientación existentes entre las partículas que la forman. Incluye el tamaño del grano, su redondez y clasificación textural. Los grados y clasificación de tamaños de los sedimentos son atributos importantes. Guarda relación directa con la porosidad y puede ser un reflejo del ambiente en que se deposito el sedimento. La forma del grano se utiliza para descifrar la historia del depósito del que forman parte los granos.

Granulometria: Generalmente**,** a las areniscas se les clasifica por el tamaño de sus granos y la forma de los mismos. El tamaño de los granos de la arenisca se denominan de muy finos, finos, medios y gruesos. De acuerdo a su forma se pueden describir como: ***Bien Redondeados:*** Sin caras originales, sin aristas ni vértices. La superficie consta totalmente de curvas amplias; carece de áreas planas y de aristas secundarias. La forma original se reconoce por la forma actual del grano. ***Redondeados****:* Caras originales completamente destruidas, pero todavía pueden presentar alguna superficie plana. Puede haber ángulos cóncavos entre caras remanentes. Todas las aristas y los vértices originales han sido pulidos hasta curvas suaves y amplias. Vértices secundarios muy suavizados y escasos. Con una redondez de 0.60, todos los vértices secundarios

desaparecen. Se reconoce aun la forma primitiva. ***Subredondeado:*** Muestran considerable desgaste. Las aristas y los vértices están redondeados en curvas suaves, y la superficie de las caras primitivas se encuentra bastante reducida pero se mantiene todavía en forma primitiva del grano. Vértices secundarios muy redondeados y en número reducido. ***Subanguloso:*** demuestran los efectos típicos del desgaste. Los fragmentos mantienen todavía su forma primitiva, y las caras están virtualmente intactas; pero las aristas y los vértices han sido redondeados en cierto grado. Los vértices secundarios son numerosos, pero menos que los angulosos [(1)]. La figura 4.1 muestra una escala de comparación visual que permiten determinar la redondez (cantidad de aristas que presenta el clasto) y la esfericidad (grado de semejanza con una esfera) [(2)]

4. Cementante. un precipitado químico depositado alrededor de los granos, en los intersticios de un sedimento, como agregados de cristales o como crecimiento sobre granos de la misma composición.

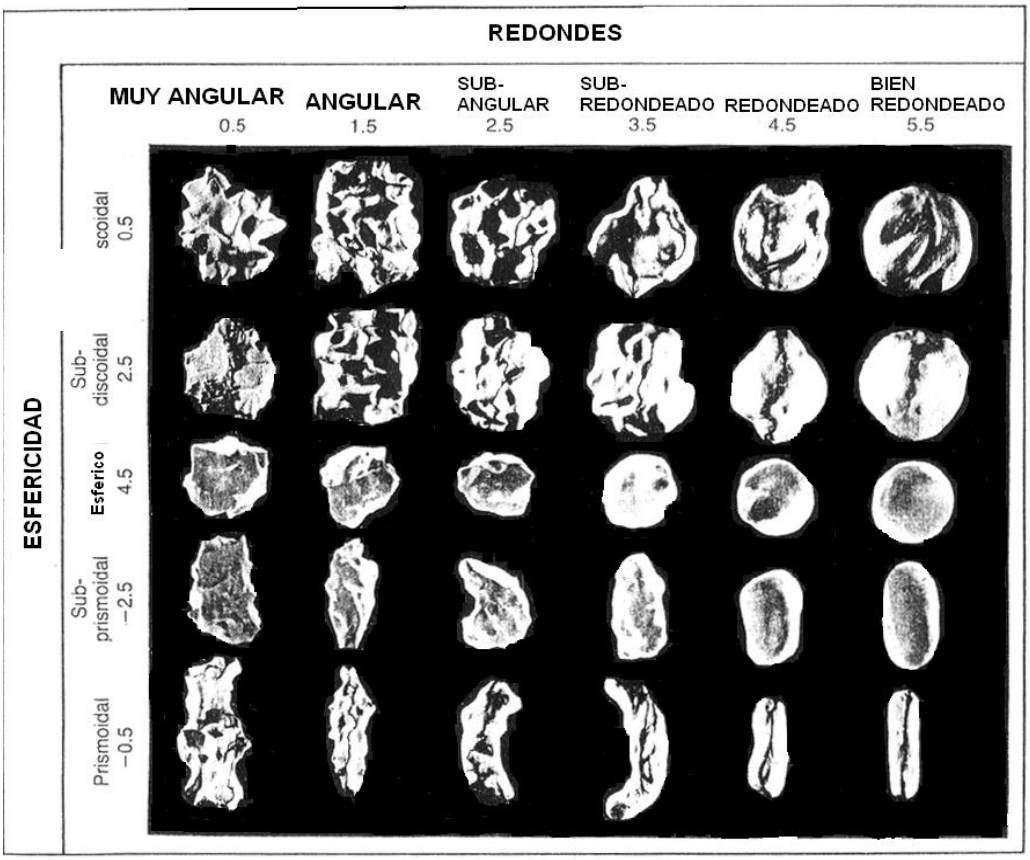

Fig. 4.1 Cuadro de comparación visual para estimar el grado de redondez y esfericidad de los clastos (basado en Powers, 1953)

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

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

El ópalo, la calcedonia y el pedernal son tres formas de cementante silíceo. La dolomía y la calcita se depositan en forma de cristales en los intersticios y como agregados en los huecos.

La calcita en forma de espato transparente o como drusa o relleno de otra oquedad, puede encontrarse en las rocas carbonatadas. Los cementantes de anhidrita y yeso están asociados más comúnmente con las dolomías y el sílice, que con la calcita.

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

5. Fósiles y accesorios. Los fósiles caracterizan a las rocas sedimentarias. La variedad de fósiles es muy amplia. No solamente se conocen representantes de todos los géneros actuales sino familias enteras y aun clases de animales y vegetales solo conocidas por sus restos. Los fósiles buenos o característicos son los que tienen amplia distribución geográfica, pero son de corta duración (en la escala geológica). Los malos fósiles son aquellos cuya forma es constante durante largo tiempo. Una tercera clasificación son los fósiles de facies, estos han salido del dominio de la investigación para entrar al de la técnica, luego que los foraminíferos encontrados en el curso de las perforaciones de prospección para petróleo, son objeto de millares de fichas de identificación precisas, en las sociedades petroleras [(3)]. El estudio de microfósiles puede ser usado en una variedad de aplicaciones para hacer interpretaciones geológicas y realizar correlaciones, que son importantes en la explotación y producción de hidrocarburos [(4)]

6. Estructuras sedimentarias. Una estructura sedimentaria se define como "una disposición geométrica de los elementos que constituyen un sedimento". Esta disposición es una consecuencia de los agentes geológicos y de los procesos físicos, aunque intervienen asimismo los de tipo químico y biológico.

   Si se intenta restringir un poco más el término de estructura sedimentaria, se puede añadir, que se originan en un ambiente de sedimentación y que se conservan, por lo tanto, en los sedimentos.

   Evidentemente cualquier estructura sedimentaria no dependerá de la edad que posea el sedimento que la incluye, sobre todo cuando los procesos que la han originado han sido procesos físicos y químicos. Es por ello que, si de estos tipos de estructuras sedimentarias se puede obtener algún dato sobre el ambiente de sedimentación, será extensible con mucha mayor facilidad a todos los sedimentos, sea cual sea su edad. En el caso de utilizar restos fósiles como indicadores ambientales hay que tener muy en cuenta que su presencia en un determinado sedimento esta en función de la edad del mismo.

   El estudio de las estructuras sedimentarias que se forman en la actualidad, han sido la clave para la interpretación de las que se formaron en el pasado. Aunque no hay que olvidar que muchas de las estructuras sedimentarias actuales no llegan a conservarse en sedimentos fósiles.

   Es imposible predecir que tipo y que cantidad de ellas llegaran a conservarse, pues dependerá de las condiciones ambientales bajo las que se forman y de que estén, en mayor o menor grado, en equilibrio con el ambiente sedimentario.

7. Porosidad e indicios de hidrocarburos. Se le llama porosidad a la cantidad de espacios vacíos que se encuentran dentro de la roca, ésta se clasifica en porosidad primaria y secundaria. La porosidad primaria es la que conservan las roca desde el momento de su depositación, o sea que solo es alterada por la compactación y el enterramiento de los sedimentos. Los tipos de porosidad mas conocidos son: intergranular, intrafosilar, fenestral, cobijada y por crecimiento de trama (intraarmazón). En cuanto a la porosidad secundaria, ésta es la que se forma en las rocas después de su depósito y compactación o sea que es eogenética, mesogenética o

telogenética (postdeposicional) las causas por las que se da la porosidad secundaria son: disolución de fragmentos aragoníticos, por dolomitización, por recristalización, por fracturación no tectónica, etc.

Es muy importante conocer la presencia de hidrocarburos gaseosos o líquidos de aquellas secciones que se perforan simultáneamente con la construcción de un pozo; de tal manera que al detectar su presencia, pueda establecerse el valor económico de la sección perforada por procedimientos adecuados que permitan probar su potencial productivo [5]

En la Fig. 4.2 se muestra una imagen que indica indicios de hidrocarburos

Fig. 4.2 Impregnación de hidrocarburos

Por ejemplo:

a) Lutita gris verdoso, ligeramente bentonitica, arenosa, calcárea con laminación ondulada, porosidad primaria intercristalina de ± 8%, con pobre impregnación de aceite.

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

Para el caso del ***conglomerado***, observaremos que son de granos gruesos y fragmentos de rocas bien redondeados, de textura detrítica o plástica. La grava cementada se llama conglomerado, el tamaño de los fragmentos varían ampliamente cuando la grava es cascajo sin desgastar relativamente, con aristas agudas y puntiagudas se denomina brecha sedimentaria.

Para la ***arenisca***, hay de granos gruesos, finos o medianos, bien redondeados; de textura detrítica o plástica. El cuarzo es el mineral que forma la arenisca cuarzosa. Las arenas verdes o areniscas glauconiticas contienen alto porcentaje del mineral glauconita. La arcosa es una variedad de arenisca en la que el feldespato es el mineral dominante además del cuarzo, tenemos la caliza detrítica del tamaño de la arena. El color de las areniscas varía de blanco, en el caso de las rocas constituidas virtualmente por cuarzo puro, a casi negro, en el caso de las piedras ferro-magnesianas. Las areniscas figuran entre las más porosas de las rocas consolidadas, aunque ciertas cuarcitas sedimentarias pueden tener menos de 1% de espacios vacíos. Según el tamaño y la disposición de los espacios vacíos o poros, las areniscas muestran diversos grados de permeabilidad.

En el caso de la ***lutita*****,** la cual es la roca sedimentaria que ocurre con mas frecuencia en todos los continentes, un lodo (limo y arcilla), compuesto por las partículas mas finas de los sedimentos. Las lutitas que contienen arena se llaman arenosas, compuestas generalmente de silicatos aluminicos, pirita, etc.

Es la roca más fácil de identificar y la que forma estratos más extensos en las rocas sedimentarias. Se identifica el microscopio por el tamaño de sus granos (generalmente entre 0.25 y 4 Micras) por su textura plástica, suave, semidura, masiva, cuando es compacta, por su habito de corte en bloques, generalmente presentan contaminación por carbonato de calcio. Presenta partición o fisilidad. En muchas ocasiones, su componente principal es montmorillonita y es notable su grado de hidratación y expansión.

La *limolita* es una roca compuesta principalmente por limo, posee una superficie algo áspera al tacto.

La *marga* es una roca arcillosa compuesta por limo, arcilla y un 50% de $CaC0_3$, generalmente de colores grisáceos y poco coherentes. La marga es un material calcáreo de grano muy fino comúnmente mezclado con arcilla.

La *caliza* es de textura cristalina o sacaroide. De las rocas sedimentarias no clásicas dominantes, la caliza es la más común. Se identifica agregando una gota de acido clorhídrico. Si reacciona, disolviéndose vigorosamente, se tiene la seguridad de que es una caliza. Solo queda calcular su pureza por el método de la

solubilidad. También su textura ayuda a la identificación así como los fósiles accesorios que conserva.

La *creta* esta formada por calcita de origen bioquímico en forma de esqueletos de animales microscópicos o restos de plantas entremezclados con calcita de grano fino. La roca es blanca, friable y muy porosa.

La *coquina* es una roca de origen y composición similar a la creta, pero se diferencia porque sus restos esqueletarios son mayores, siendo valvas, conchas, etc.

La dolomía es una roca formada por más del 50% de dolomita y el resto por caliza. Puede haber confusión al identificar esta roca, de la caliza, porque es común que existan muchos grados de dolomitizacion a partir de la caliza.

La dolomía se distingue de la caliza en su identificación, porque al agregarle acido reacciona vigorosamente solo un instante, debido a la disolución del polvo de carbonato que contenga suelto, posteriormente, comienza a reaccionar lentamente pero si se le agrega acido caliente reacciona un poco menos que una caliza pero en forma vigorosa. Además la reacción de acido clorhídrico con carbonato de magnesio nos da un cloruro de magnesio que deja un color amarillo en el platillo de prueba. Ese color amarillo del residuo identifica a la dolomía. Para seguridad se le hace una solubilidad. Se toma en cuenta su porosidad y textura ya que al ser una roca recristalizada, conserva propiedades especificas que da la recristalizacion.

La *Anhidrita* esta compuesta del mineral anhidrita, la roca de este nombre cambia a yeso en presencia de humedad. Se distingue por su dureza, por sus cristales translucidos y porque al someterse al calentamiento con agua se convierte en yeso. La granularidad óptica de los cristales es mas fina que el yeso y no presentan ralladuras ni fibras. La anhidrita comúnmente esta mas asociada con dolomías y calizas y es mas abundante que el yeso. La prueba mas común es disolver una muestra en .acido clorhídrico diluido caliente y al enfriarse se recristaliza de la solución en forma de cristales aciculares.

El ***yeso*** es una de las rocas sedimentarias más comunes en capas gruesas, a las cuales se les aplica el mismo nombre del mineral y que también son producidas por evaporación de agua marina. Comúnmente se identifica por su granularidad y

porque aparece generalmente en forma masiva por la hidratación que sufre. Cuando aparece en forma cristalina, sus cristales presentan rayaduras, estriaciones internas. Las escamas del crucero del yeso tienen maclado de "Cola de Golondrina".

Otros ejemplos de rocas sedimentarias podemos mencionar: los de textura detrítica o plástica como son: toba, ceniza volcánica, aglomerados, till o tillita; los de textura cristalina como: sílex de calcedonia; los de textura amorfa: ópalo, carbón.

La ***calcarenita*** es una caliza clástica bien clasificada que contiene 50% ó mas de detritos carbonatados del tamaño de la arena, además ocurren otros materiales como el cuarzo y minerales arcillosos, etc.

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

La ***limolita*** es comúnmente conocida como piedra de fango, es una arcilla intermedia entre la lutita y la arenisca (62 a 2000 micras).

Los ***lechos rojos*** son sedimentos clásticos de color rojo. La coloración roja se debe al oxido férrico presente en forma de hematita. Los sedimentos rojos son en su mayoría: pizarras ferruginosas, arenisca roja, arcosa roja y conglomerado rojo. El elemento que da coloración al estrato es el oxido férrico. Están presentes en los periodos Permico y Triasico.

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

El registro de hidrocarburos es parte integral dentro del proceso de perforación en la prospección de hidrocarburos, proporcionando una herramienta que permita controlar el trabajo de construcción de un pozo petrolero y a la vez ubicar con el conocimiento geológico las formaciones productoras de hidrocarburos (gas-aceite).

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

En las figuras 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7 se muestra el registro de la litología del pozo Narvaez del Campo Macuspana en el estado de Tabasco. El objetivo de este registro es informar cuando ocurren los cambios litológicos. Se analizaron las muestras de canal cada 5 metros, se registraron 1100 metros y el tiempo de duración de la perforación fue de 65 días. El registro incluye la velocidad de penetración, la porosidad visual, características del lodo, las condiciones de operación, descripciones litológicas y la presencia de ácido sulfhídrico. El registro se hizo desde los 500 a los 1600 metros de profundidad. Solo se muestran unas pocas secciones del registro, de los 500 a los 600 m, que es el inicio del registro y donde se ve que hay mas arena y arenisca que lutita, además hay unas manifestaciones de gas; de los 920 a los 1030 m, donde se aprecian trazas de lutita arenosa, ligeramente calcárea y donde la velocidad de penetración es baja; de los 1140 a los 1245 m se aprecian dos zonas de manifestación de gas, además hay un estrato muy delgado con buena porosidad; y de los 1465 a los 1565 m ocurre el cambio de litología de lutita a arenisca y es aquí se encuentra un yacimiento de los 1505 a los 1548 m.

POZO: NARVAEZ 27
CAMPO: NARVAEZ
ACTIVO: REGION MACUSPANA
REGIÓN: SUR
ESTADO: TABASCO

REGISTRO DE HIDROCARBUROS

ESCALA 1:500

PROF. REGISTRADA DE:	A:	METROS REGISTRADOS		DIAS REGISTRADOS		
500	1600	1100		65		

LEYENDAS

CB: CAMBIO DE BARRENA
CBN: CAMBIO DE BARRENA NUCLEO
MC: MUESTREO DE CABLE
CF: CIRCULANDO FONDO
NM: NO SE OBTUVO MUESTRA
SUCC: GAS DE SUCCION
PF: PRUEBA DE INFORMACION
PP: PRUEBAS DE PRODUCCION

POROSIDAD VISUAL
P: POBRE
R: REGULAR
B: BUENO

VALOR SOLVENTE
POBRE
REGULAR
BUENO

SÍMBOLOS

ZAPATA DE T. R.
TRAMO NUCLEADO
TRAMO PROBADO
INTERVALO CON MANIFESTACION DE HIDROCARBUROS
INTERVALO RECOMENDADO

LITOLOGÍA

CALIZA
CALIZA ARCILLOSA
CALIZA ARENOSA
CALIZA DOLOMITICA-ZADA
MARGA
DOLOMIA
LUTITA CALCAREA
LUTITA
BENTONITA
LUTITA ARENOSA
LIMOLITA
ARENISCA
ARENA
BRECHA
CONGLOMERADO
ANHIDRITA
YESO
HALITA
CARBON/LIGNITO
PEDERNAL
ESQUISTO
GNEISS
METACUARCITA
PIZARRA
VOLCANICA
INTRUSIVA
OTRO

VELOCIDAD DE PENETRACIÓN

Vel. de Perf.
<100 10 1 0.1>
(Metros / Hora)

Gas Total
<1000 100 10 1>

Gas Cortes
<1000 100 10 1>
(Unidades)

CROMATOGRAFIA

Metano C1
Etano C2
Propano C3
I-Butano IC4
N-Butano NC4
I-Pentano IC5
N-Pentano NC5
<100% 0%>
(%Mol)

PROFUNDIDAD [m]

LITOLOGIA

DESCRIPTIVA
PORCENTAJE DE CORTES
(0 - 100%)
SOLUBILIDAD
(0 - 100%)
POROSIDAD VISUAL
INTERPRETADA

CONDUCTIVIDAD

GAS SULFHIDRICO H2S
<1 10 100>
(ppm)
CONDUCTIVIDAD
<2 20 200>
(milimhos/cm)

ACEITE

% DE MUESTRAS CON FLUORESCENCIA
(0-100)
VALOR SOLVENTE
PRESCENCIA DE CO2

OBSERVACIONES

DESCRIPCIONES LITOLÓGICAS
CARACTERÍSTICAS DEL LODO
CONDICIONES DE OPERACIÓN

CB BNA TRIC 17 1/2 T-115 (USADA)
SUCC O
505
510

NOMBRE: POZO NARVAEZ 27
TIEMPO DE ATRASO: 39 MINUTOS.

SE REGISTRAN LECTURAS DE GAS 12 UNIDADES POR ESTAR CONTAMINADO EL FLUIDO

LUTITA ARENOSA, GRIS VERDOSO A GRIS CLARO, SUAVE. LIGERAMENRE CALCÁREA.

Fig. 4.3 Registro de hidrocarburos

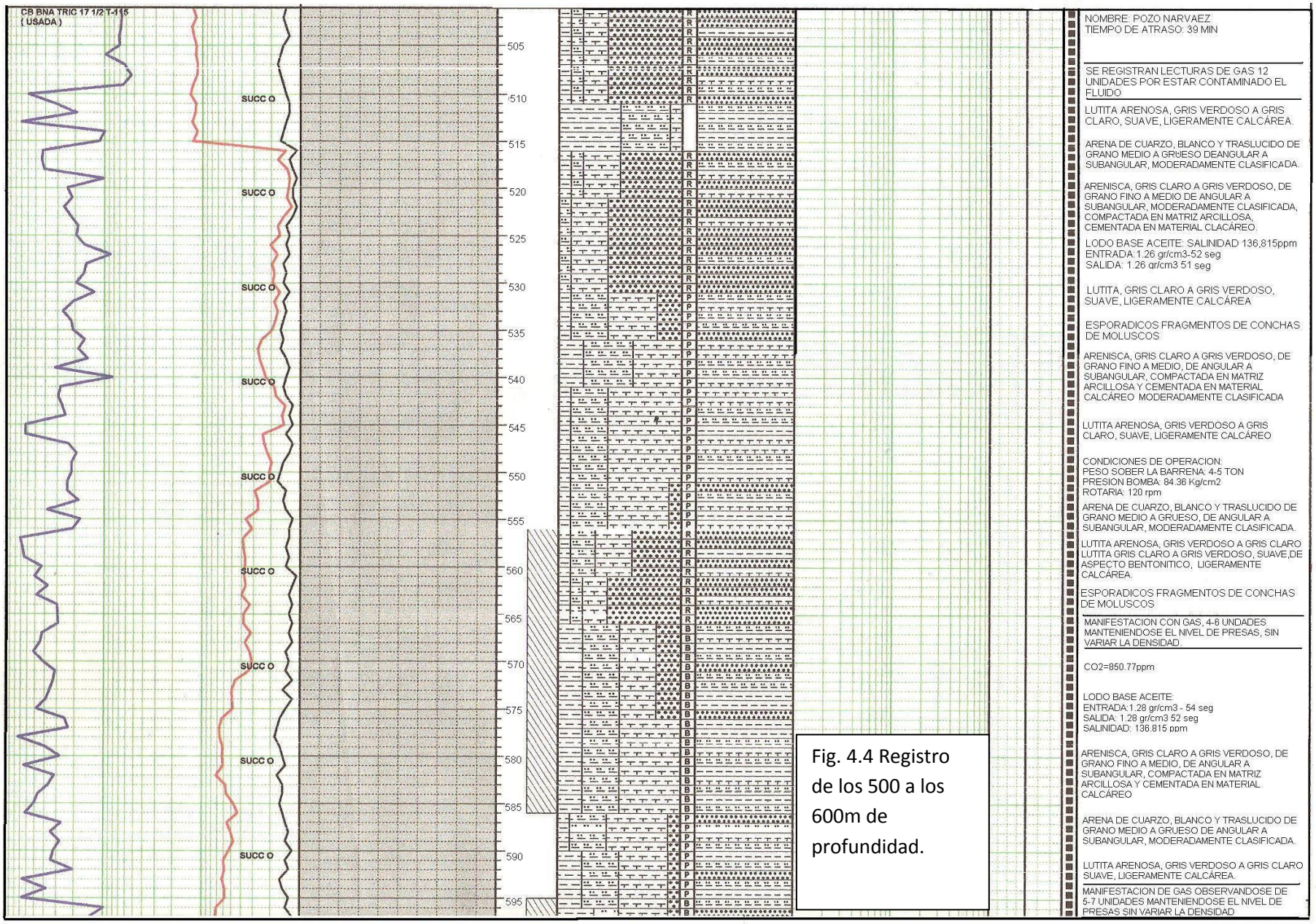

Fig. 4.4 Registro de los 500 a los 600m de profundidad.

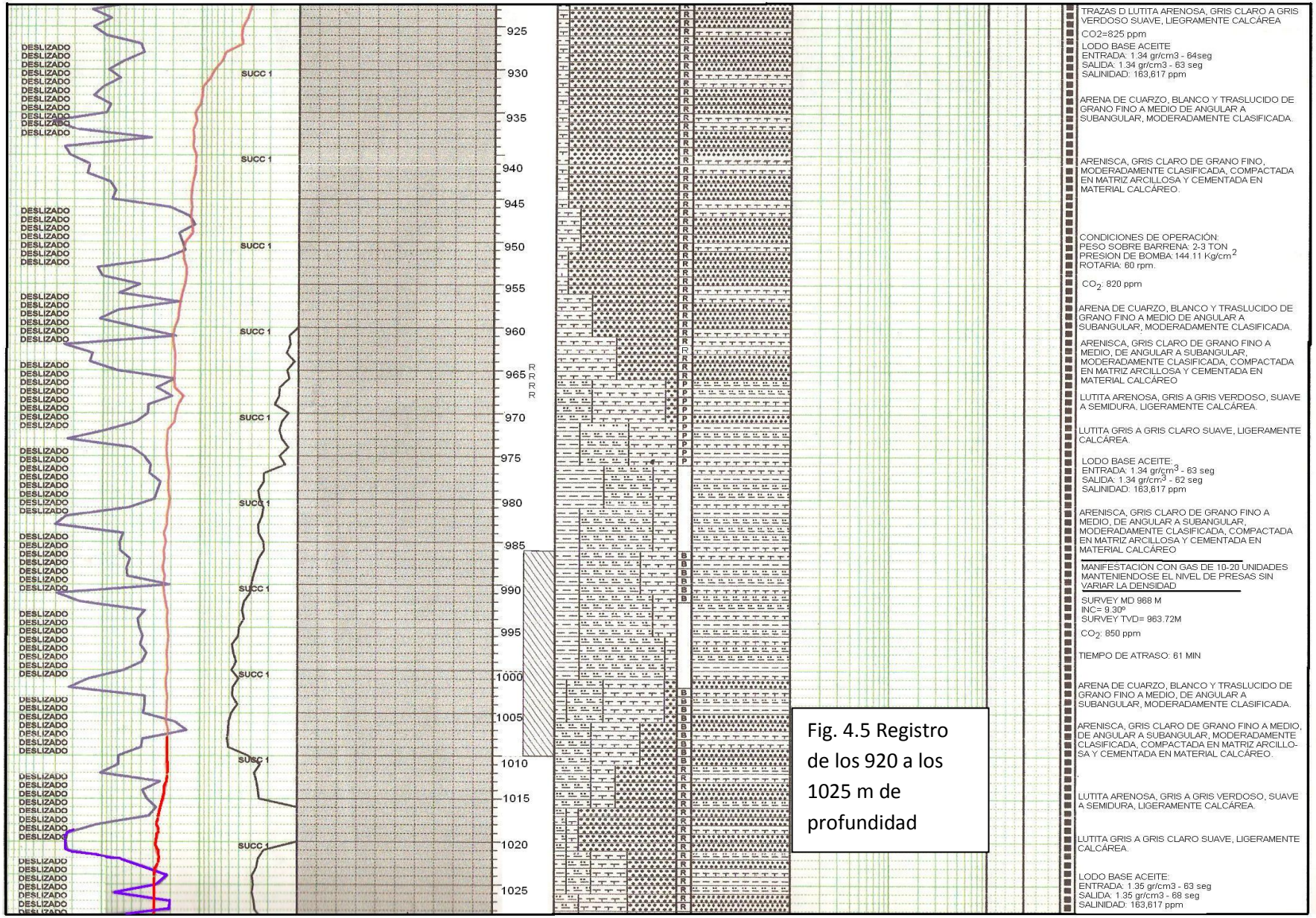

Fig. 4.5 Registro de los 920 a los 1025 m de profundidad

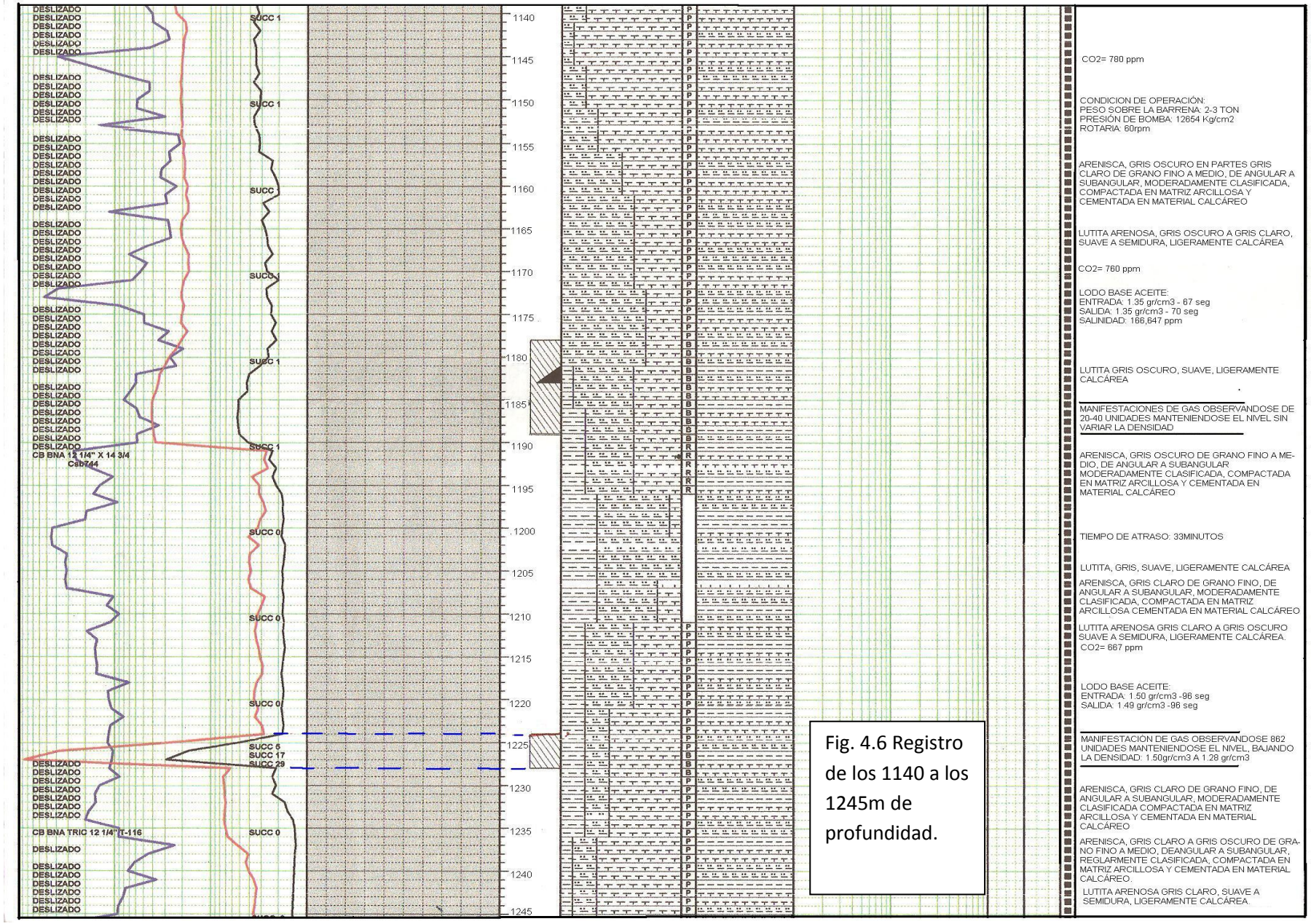

Fig. 4.6 Registro de los 1140 a los 1245m de profundidad.

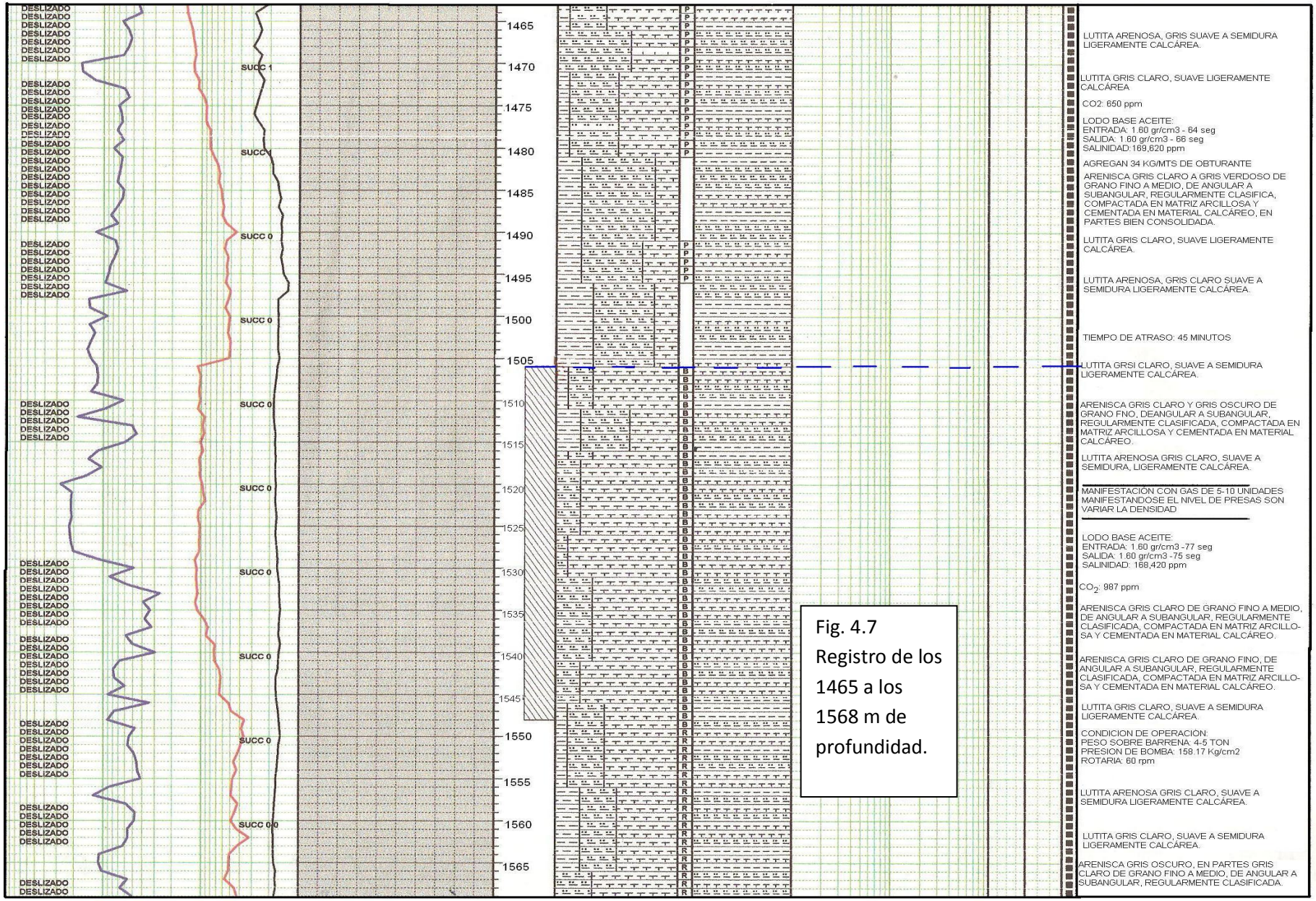

Fig. 4.7 Registro de los 1465 a los 1568 m de profundidad.

IV.3 Problemas en la recuperación de muestras

Cuando se perfora con ciertas condiciones de lodo y este sufre cambios como: el exceso de filtrado y/o baja densidad del lodo de perforación, causa problemas en la recuperación de muestras representativas de la profundidad a que se perfora ya que el exceso de filtrado invadirá la formación e hidratara rocas susceptibles de hidratación produciendo derrumbes, si además el lodo tiene una densidad inadecuada el problema se agravara ya que la baja densidad aumentara los derrumbes proporcionando falsos valores en la columna litológica [(6)].

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

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

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

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

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

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

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

Las principales causas de derrumbes son:

a).- Después de los viajes de tubería por cambio de barrena.

b).- Cortes de Núcleo.

c).- Operación de canastas, pescantes, muestreros etc.

d).- Colocación de nuevos estabilizadores en la sarta.

e).- Alto filtrado en los lodos base agua.

f).- Disminución en la densidad del lodo

g).- Zonas de alta presión.

h).- Lutitas hidrófilas y deleznables.

Los derrumbes, (figura 4.8), se distinguen de la muestra de canal porque pueden ser idénticos al material atravesado mas arriba. Estos fragmentos tienden a ser más grandes que los cortes de la barrena y presentar acción de desgaste por la sarta así como forma circular en una de sus caras por la forma del agujero. Los cortes de canal son generalmente de tamaño uniforme, en forma de hojuelas, con bordes angulares y frescos.

Fig. 4.8 Los derrumbes son diferentes que los cortes normales

de la barrena por ser más grandes y más ovalados.

IV.3.1 Definición de tubería atrapada

El primer paso en el proceso de solución de problemas es la identificación del problema. Si este no se identifica adecuadamente, será más difícil de resolver. Tratándose de problemas de atrapamiento de tubería de perforación, debemos definir cuando y como se inicio el atrapamiento.

Una sarta se considera "atrapada" al tener que suspenderse la operación porque la tubería no puede sacarse del pozo. Puede ser que tenga movimiento por debajo del punto de atrapamiento con circulación y rotación, como sucede al presentarse ojos

de llave y colapsos de TR. Pero, si no la podemos mover, esta pegada.

La segunda parte del problema es definir cuando se pego la tubería. En otras palabras, que tipo de mecanismo es el responsable.

IV.3.2 Categorías de atrapamiento de tuberías.

El atrapamiento de la tubería se identifica como atrapamiento mecánico o diferencial. Se identifican dos categorías de atrapamiento mecánico: empacamiento y puenteo, y el relacionado con la geometría del pozo. Lo anterior, debido a que los mecanismos que originan el problema se pueden diferenciar claramente.

Estas tres categorías a menudo se refieren a los mecanismos de atrapamiento de tuberías. El mecanismo se define como la fuerza que actúa en el pozo y que evita que la tubería se saque de él.

En casi cualquier región del mundo, menos del 20 por ciento de los incidentes de atrapamiento de tubería inciden en el 80 por ciento de los costos de los problemas asociados. Debemos identificar los mecanismos de esos incidentes en cada área de perforación y enfocar nuestra atención en ellos.

IV.3.3 Empacamiento

Este tipo de atrapamiento ocurre cuando existe en el pozo basura que se acuña entre las paredes del pozo y las paredes de la tubería. La basura suele ser recortes, derrumbes o chatarra. Los pedazos más grandes pueden atrapar más fácilmente la tubería, aun cuando exista circulación. El empacamiento se refiere a la acumulación de los recortes y derrumbes en el espacio anular, de tal manera que llegan a obstruir la circulación y atrapar la sarta.

Este tipo de mecanismo es el más frecuente en la perforación. Tiene mayor probabilidad de ocurrir al sacar la TP fuera del pozo. También se puede presentar al suspender el bombeo y dejar la sarta estática. Ocasionalmente ocurre al introducir tubería.

El empacamiento es el más serio de los mecanismos de atrapamiento. De manera general, las probabilidades de liberar la tubería de un empacamiento son menores que las relacionadas a una presión diferencial o por causa de la geometría del pozo. Por lo tanto, se pierden más herramientas y se realizan más desvíos de pozo por esta problemática. La causa primordial esta relacionada con la limpieza inadecuada del pozo o inestabilidad de las paredes [(7)].

IV.4 Problemas de detección de porcentaje de muestras

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

directa por empleo de material obturante o a algún problema diferente cuando la arena es muy fina y las mallas de las cribas vibradoras son grandes.

IV.4.1 Muestras muy pulverizadas

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

IV.5 Uso de fluoroscopio para evaluar la fluorescencia

Se entiende por fluorescencia la particular luminiscencia que presentan ciertas substancias que al ser afectadas por la luz ultravioleta, emiten radiaciones de longitud de onda mayor, comprendida en el espectro visible. Este mismo principio se aplica a los hidrocarburos líquidos, ya que se ha comprobado que las ondas de luz abajo de 3650 unidades Angstrom, producen fluorescencia de aceite crudo. Estas ondas son reflejadas del aceite en ondas de una longitud mayor entre 4.3 $X10^{-7}$ m y 7.7 $X10^{-7}$ m (unidad de intensidad de luz) las cuales son visibles al ojo humano. A medida que el aceite es de mayor gravedad, la longitud de las ondas es mayor.

El análisis de gas total y la cromatografía nos da indicaciones inmediatas acerca de la presencia de hidrocarburos y el análisis más detallado de diversas relaciones de gas pueden utilizarse a fin de predecir de forma precisa el tipo de fluido presente y el potencial de productividad.

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

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

En la figura 4.9 se muestra un ejemplar de un fluoroscopio.

Fig. 4.9 Flouroscopio

IV.5.1 Preparación de la muestra

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

Si se esta utilizando lodo base aceite, se recogerán regularmente muestras del fluido de base, ya sea aceite o diesel, junto con la muestra del lodo a fin de comparar su fluorescencia de fondo con la que emana de la muestra. Por lo general, el diesel y otros productos de base muestran cuando la tienen, una fluorescencia marrón opaca; el aceite, en cambio, es obviamente muy soluble con los hidrocarburos provenientes de la formación. El petróleo se mantendrá disuelto en el fluido de perforación a diferencia de los gases que se liberaran de inmediato o posteriormente. Este componente adicional agregara fluorescencia a la del fluido de perforación durante todo el trabajo en el pozo, e incluso se trasladara hacia otros pozos en caso de que se vuelva a utilizar el mismo lodo. Es por ello que la fluorescencia de fondo del lodo puede cambiar lo que hace imperioso ver muestras normales a fin de identificar nuevas manifestaciones. Rápidamente, se examina la muestra bajo el microscopio para buscar indicaciones de manchas de petróleo, depósitos residuales o incluso burbujas de gas. Cualquier corte que contenga manchas claras de petróleo debe separarse y verse bajo el fluoroscopio UV.

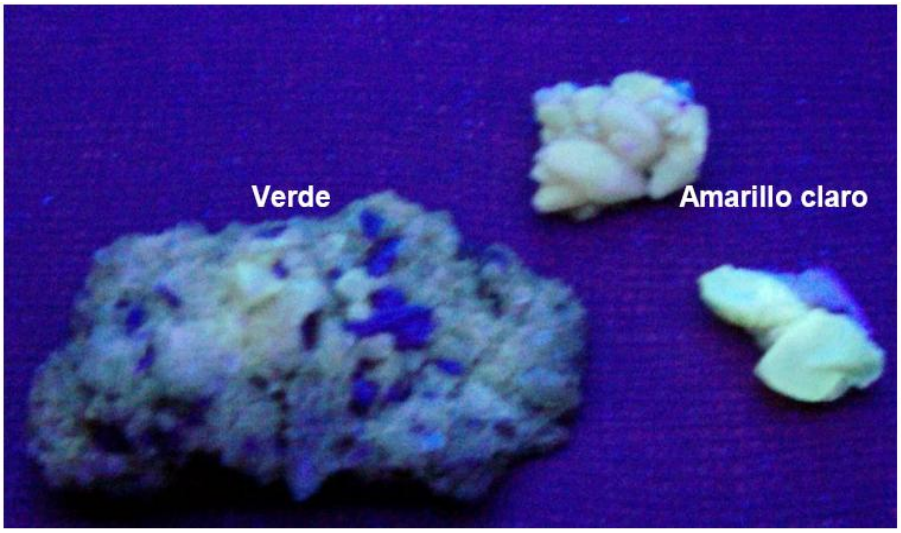

Fig. 4.10 La fluorescencia varia de color amarillo-claro a oscuro

aunque también existen tonalidades verdosas y azulosas

El petróleo vivo suele caracterizarse por un brillo marrón grasoso; el petróleo volátil echara humo y olerá cuando se le aproxime a la llama y esta se tornara normalmente azul. La figura 4.10 muestra una imagen de dos tipos de fluorescencia, de color amarillo claro y color verde [(8)].

La cantidad de manchas de petróleo debe caracterizarse en términos de ninguna, pocas, normal, abundante etc. Y se describirá la forma de ocurrencia como moteada, por zonas, uniforme; también se analizara el color y otras características de la fluorescencia.

El petróleo muerto o residual suele caracterizarse por un residuo oscuro o asfáltico negro. Seguidamente, observe los cortes bajo la luz ultravioleta para determinar la presencia de material fluorescente. Además de los hidrocarburos, hay otros contaminantes o minerales que producen fluorescencia. Es por ello que el ingeniero debe estar muy atento para identificar solo la fluorescencia relevante y separar los cortes que merecen un análisis más minucioso. Debería ser fácil identificar la fluorescencia de los minerales analizando los cortes bajo el microscopio, pero si se comete un error los minerales no darán corte de solvente.

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

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

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

Durante esta separación no debe tocar los cortes con las manos para evitar la contaminación.

- Antes de realizar las pruebas con solventes, penetre de manera efectiva la litología. Si la muestra se prueba húmeda, se puede utilizar alcohol con el solvente para que retire el agua y el solvente pueda trabajar.

IV.5.2 Color de la fluorescencia y brillo

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

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

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

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

Mientras menor es la gravedad API (mayor densidad), más oscura y menos intensa será la fluorescencia.

Es posible que aceite y condensados de alta gravedad no provoquen fluorescencia alguna en el espacio visible, e ahí que la QFT pueda resultar sumamente beneficiosa.

La Tabla 4.1 muestra la clasificación de la fluorescencia

Tabla 4.1 Clasificación de la flourescencia

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

Aceite. Fluorescencia brillante, colores que varían en función de la gravedad API. Muy baja gravedad API: Marrón rojizo, baja intensidad, por lo general no visible. Baja gravedad API: Marrón rojizo a marrón naranja, no siempre visible.

Gravedad media API: Dorado, amarillo a crema, verde.

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

Condensado: Fluorescencia brillante (cuando esta visible), a menudo manchada, violeta.

IV.5.3 Distribución de la fluorescencia

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

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

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

IV.5.4 Técnica de fluorescencia cuantitativa "QFT".

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

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

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

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

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

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

IV.5.5 Procedimiento para hacer un fluoranalisis

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

a)- Recuperar muestras de las cribas vibratorias.

b)- Lavar los cortes en la forma establecida.

c)- Colocar la muestra en un fondo petri.

d)- Introducir el fondo petri al fluoroscopio.

e)-Separar fragmentos que se sospeche tengan aceite de acuerdo a la fluorescencia que presenten en el fluoroscopio

f)- Colocar los fragmentos separados en un platillo de evaporación.

g)- Introducir el platillo de evaporación al fluoroscopio y agregar un solvente.

h)- Observar si presenta o no fluorescencia. Si presenta fluorescencia, evaluar la intensidad de los listones fluorescente, así como su color. A esta evaluación se le llama valor solvente y equivale a la fluorescencia de separación. El verdadero color de la fluorescencia se reporta hasta que el solvente se evapora y se observa el color de la fluorescencia del aceite que queda después de la prueba.

IV.6 Calcímetro de Bernard: Calcimetría

El método se basa en la reacción del ácido clorhídrico (HCl) con el carbonato cálcico ($CaCO_3$) con desprendimiento de dióxido de carbono (CO_2). Este gas desplaza un volumen de un líquido indicador que se cuantifica [9].

Procedimiento:

Se satura de CO_2 el líquido del calcímetro y todo el sistema con una cantidad aproximada de 0,2 g de $CaCO_3$, no se toma la medida: La saturación se realiza siguiendo todo el proceso como si el $CaCO_3$ fuera una muestra.

- Se pesan 0,2 g de $CaCO_3$ y se pone en un matraz de fondo redondo.
- Se añaden 10 ml de agua destilada y un imán.
- En un botecito pequeño se echan unos 5 ml de HCl y se mete con cuidado en el matraz con ayuda de las pinzas y una varilla.
- Se enrasa a cero el líquido del calcímetro subiendo o bajando el recipiente situado en la anilla, que tiene que tener quitado el tapón.
- Al matraz se le pone el tapón grande del calcímetro con la llave en forma de T situada abierta al aire. Cuando se ha enrasado se gira la llave para cerrar al aire el circuito. Se agita el globo para que reaccione el HCl con el $CaCO_3$ con energía hasta lectura constante.
- Se repite el proceso con la muestra. Se pesan 0,5 g de muestra según la cantidad esperada de $CaCO_3$.

Cálculos:

%Caliza = 100 = (lect.muestra * pesoCaCO3)(pesomuestra * lect. $CaCO_3$)

Observaciones:

El método no es exacto varía mucho con la presión y la temperatura. Hay que repetir varias veces el $CaCO_3$ y la muestra.

Una vez tapado el globo con el HCl dentro hay que actuar con rapidez porque los vapores de HCl reaccionan con la muestra.

Cuidado al meter el bote con HCl en el matraz que contiene la muestra, no debe caer ni una sola gota en la muestra.

El líquido del calcímetro lleva 500 cm^3 de agua destilada con indicador metil naranja y unas gotas de HCl 1:1 para acidular.