

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE PETROLEO



**LOS FLUIDOS DE PERFORACION EN EL DAÑO A LA
FORMACION**

TESIS

Para optar el Grado de Bachiller

CARLOS ENRIQUE DIAZ VELASQUEZ

LIMA - PERU

1967

A MIS PADRES.

A MIS HERMANOS.

I N D I C E

	Página N°
Introducción	3
Porosidad	5
Permeabilidad,	5
Saturación .	7
Invasión del Filtrado del lodo	8
Análisis y Manejo de Núcleos	12
Tipos de muestreo	13
Ventajas y Desventajas de cada tipo de Muestreo..	16
Procedimientos Operativos	18
Factores que afectan el análisis	22
Pruebas de Filtrado	23
pH del lodo	24
Barril Coreador con manga de caucho	27
Cómo afectan los fluidos de perforar la	
productividad de la formación	30
Infiltración de partículas a la formación.....	30
Problema de Remoción de la costra	31
Alteración de la mojabilidad	32
Efecto Jamin	33
Hidratación de Arcillas	34
Fracturamiento accidental	34
Factores que Influyen en el Análisis de	
la Permeabilidad	35

Receptores de cores	38
Uso de Fluidos	40
Pruebas de Permeabilidad de Retorno y su uso en la selección de lodos	44
Métodos de laboratorio	44
Extracción de la costra	47
Pruebas de selección	48
Resultados típicos de laboratorio para permeabilidades de Retorno	48
Conclusión	51
Tabla N° 1	52
Tabla N° 2	53
Tabla N° 3	54
Tabla N° 4	55
Referencias	56

INTRODUCCION

Al tomar el presente tema "LOS FLUIDOS DE PERFORACION EN EL DAÑO A LA FORMACION" para optar el título de Bachiller, he considerado para su desarrollo, tres partes. La primera que trata de definiciones que conciernen al tema central de la tesis, algo de la práctica del correcto coreo y manipuleo de las muestras para evitar o disminuir la alteración de las mismas y así lograr que lleguen al laboratorio en mejores condiciones para su análisis. También hago mención del barril Coreador con manga de caucho que mejora la recuperación de los cores conservándoles mejor las propiedades del mismo horizonte de donde se extrayeron, disminuyéndoles también el daño por la invasión.

En la segunda parte se explica la manera como son dañadas o alteradas las formaciones por efecto de las partículas provenientes del lodo, por efecto del filtrado del lodo y por el lodo mismo. También se dan sugerencias o reglas para disminuir éstos daños. Seguidamente señalo los factores que pueden alterar el análisis del core en el laboratorio y la manera como se pueden disminuir y la manera como se pueden obtener resultados de confianza en éstos análisis. También en ésta segunda parte se explica algo de la manera como los fluidos usados en el laboratorio pueden alterar el core.

En la tercera y última parte se hace la exposición de la manera adecuada de correr las pruebas de permeabilidades y su aplicación a un caso práctico para seleccionar los fluidos

aña para perforar un pozo en una zona que es altamente sensible al daño a la formación. Los datos tomados en éste caso de ejemplo práctico son tomados de una zona de Texas, Estados Unidos .

POROSIDAD

Porosidad .- (ϕ) La porosidad determina la capacidad que tiene una roca para almacenar fluidos y se expresa en porcentaje o en fracciones unitarias. Puede ser:

Porosidad absoluta .- Es el porcentaje de espacios vacíos que tiene una roca respecto a su volumen total (bulk volume).

Porosidad efectiva .- Es la relación de los espacios interconectados de la roca respecto a su volumen total. Esta es la porosidad productiva.

Por el arreglo de las partículas la porosidad puede ser:

Porosidad intergranular u original .- Es inherente en formaciones de arena desde el tiempo en que fueron depositadas.

Porosidad Inducida, Vulgar y Secundaria .- Formadas por procesos físicos y químicos posteriores a la sedimentación, favorecidas por disoluciones o microsisenos, etc (Calizas dolomitizadas)

Resumen

Porosidad es la relación del volumen de los poros al volumen total o bruto de la roca (< 1).

$$\phi \text{ Absoluta} = \frac{\text{Vol. bruto} - \text{Vol. granular}}{\text{Vol. bruto}} \times 100$$

$$\phi \text{ Efectiva} = \frac{\text{Espacio poroso interconectado}}{\text{Vol. bruto}} \times 100$$

PERMEABILIDAD

Permeabilidad .- (K) Se define como una medida de la conductibilidad de flujo. Es la medida de la facilidad con la cual una roca permite el pasaje de fluidos a través de ella. La unidad de medida es el Darcy y la unidad práctica es el milidarcy.

Ley de Darcy .- La ley de Darcy se refiere al flujo de fluidos a través de los medios porosos. Considerando un medio poroso totalmente saturado con un sólo fluido homogéneo, por la ley de Darcy, el flujo de dicho fluido es directamente proporcional al Área transversal y a la gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

$$Q = - \frac{K A}{\mu} \cdot \frac{dP}{dL}$$

Q = Voldmen del flujo o gasto.

A = Area transversal.

dP/dL = Gradiente de presión.

K = Constante de proporcionalidad conocida como Permeabilidad.

La longitud L debe ser medida en dirección a la presión decreciente. En éste caso la gradiente de presión es negativa, el signo menos es para que en la ecuación el resultado sea positivo.

Para que se cumpla la ecuación el flujo debe ser laminar y en condiciones isotérmicas y no debe existir ninguna reacción química entre el fluido y el medio poroso. Para que una roca sea permeable debe tener poros interconectados, es decir, debe tener porosidad Efectiva.

En general a alta permeabilidad, corresponde una alta porosidad, aunque éste no es una regla absoluta, por ejemplo las calizas fisuradas tiene una permeabilidad (K) y una baja porosidad (ϕ), caso contrario ocurre con las lutitas.

Permeabilidad Efectiva.- Es la permeabilidad de una roca con respecto a un fluido cuando otro fluido inmiscible también está presente en la roca. Es la capacidad de un medio poroso para permitir la circulación del fluido siendo su saturación menor del 100 %.

Permeabilidad Absoluta.- Es la permeabilidad de un fluido que satura totalmente toda la roca ,sin que otro fluido esté presente en la roca, o sea que su saturación es 100 %.

Permeabilidad Relativa.- Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta. No tiene unidades, siempre es menor que 1.

$\frac{K_w}{K}$ ——— Permeabilidad relativa del agua.

$\frac{K_o}{K}$ ——— Permeabilidad relativa del petróleo (oil).

$\frac{K_g}{K}$ ——— Permeabilidad relativa del gas.

SATURACION

Saturación .- (S) Saturación de una formación es una fracción de su porosidad efectiva ocupada por un fluido considerado.

Nivel de Agua .- (Water table) Es un nivel o contacto debajo del cual el espacio poroso está íntegramente lleno por agua de formación, intersticial o connata. Esta agua de formación, no puede ser arrastrada íntegramente por el petróleo .Igual sucede en formaciones petrolíferas con el petróleo, nunca se puede sacar de la roca todo el petróleo que contiene, siempre queda una fracción de petróleo residual (ROS).

Si V_w = Volúmen de agua ocupado en el volúmen poroso (V_p) :

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{Saturación del agua en \%}$$

También:

$$S_w + S_o + S_g = 1 .$$

Factores que afectan la Porosidad.- Los factores geológicos que afectan la porosidad Primaria y en forma menor la Porosidad Secundaria son :

Compactación.- Reduce la porosidad debido a la compactación de la roca por efecto de la presión de sobrecarga de las formaciones superiores, a la que está sometida.

Cementación .- Afecta la porosidad inicial (tamaño, forma y continuidad del canal poroso) por una posible deposición de cuarzo, calcita o combinados. Las arcillas pueden actuar como cementos ya que cuando se depositan al mismo tiempo que los granos de arena, generalmente se adhieren a ellos.

INVASION DEL FILTRADO DEL LODO

En formaciones porosas y permeables, la invasión del filtrado depende de la calidad del lodo así como de las propiedades de las formaciones atravezadas.

En pruebas de laboratorio se demuestra que la acumulación del filtrado es proporcional al cuadrado del tiempo de exposición a la acción del filtrado. Sin embargo a mayores tiempos, la acumulación se desvía de ésta ley. También el espesor de la costra es proporcional al cuadrado del tiempo de exposición. Igualmente se encontró que la permeabilidad y porosidad son funciones de la diferencia de presión entre la formación y el pozo, así como también del contenido de sal en el lodo. A una mayor presión diferencial disminuye rápidamente la permeabilidad y porosidad de la costra. En el laboratorio se halló que la permeabilidad aumenta con el contenido de cloro en el lodo.

En formaciones de baja porosidad y permeabilidad se nota una profunda invasión (Calizas, dolomitas, arenas altamente consolidadas).

En formaciones de alta porosidad y permeabilidad se nota poca invasión.

En formaciones de alta permeabilidad hay un mayor espacio poroso que llenar en la zona invadida y el frente de invasión avanzará lentamente, al cabo de algún tiempo éste avance puede ser más lento aún.

Otra razón para una baja invasión es la segregación gravitacional entre el agua fresca de baja densidad y el agua de formación de mayor densidad.

Zona Inundada.- Es la que se encuentra inmediatamente alrededor del hueco y quizás no se extiende más allá de 3 ó 6 pulgadas.

Zona Invadida .- Es la que se encuentra situada detrás de la zona Inundada. En ésta zona Invadida es donde se mezclan el filtrado y las aguas de formación.

En la zona Inundada el agua de formación es desplazada totalmente por el filtrado en las arenas limpias. En las arenas arcillosas la reacción es compleja por la formación de líneas de hidratación.

Rocas de baja Porosidad.- Menores de 15 % :

Si la permeabilidad es de pocos milidarcies no hay invasión.

Si la permeabilidad es de 5 a 100 md, la presencia del gas y del aceite es función de la pérdida de filtrado. Si éste filtrado es menor que 10 cc. en 30 minutos en el filtro prensa, se esperará una moderada invasión con una saturación residual de 30% para aceites pesados y 20% para los livianos. Si el filtrado es mayor que 10 cc. en 30 minutos, habrá una mayor invasión y la saturación puede ser de 20 y 30 % del oil residual.

SECCION HORIZONTAL A TRAVEZ DE UNA CAPA PERMEABLE
CONTENIENDO AGUA

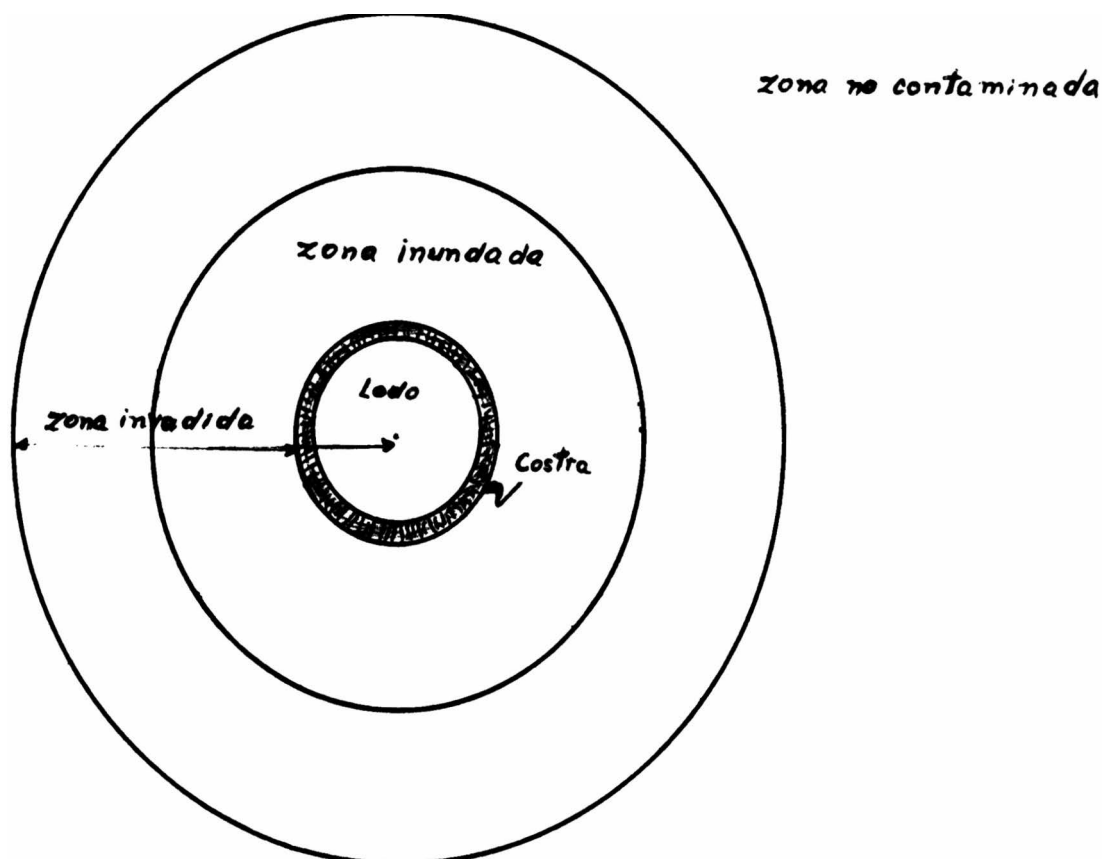


FIGURA Nº 1

Rocas de alta Porosidad.- Mayores de 15 % :

Si la permeabilidad es menor de 100 md. la invasión es moderada con 20 % de saturación de aceite residual.

Si la permeabilidad es mayor de 100 md. baja la invasión con una saturación de 30 % para el aceite residual.

En el caso de formaciones que contienen hidrocarburos ,el proceso de invasión es más complejo, la distribución de los fluidos depende de varios factores tales como la estructura de la roca, las fuerzas capilares, las gravedades y viscosidades de los fluidos, etc.

Cuando la saturación del agua es baja (menor del 30 %) hay que considerar una zona que solamente contiene agua de formación y aceite y que se halla inmediata a la zona invadida dentro de la zona incontaminada dando lugar a que se forme el "Annulus" porque el filtrado penetra en la formación arrastrando radialmente al aceite removible hacia adelante.

En formaciones de alta saturación de aceite (S_o) la permeabilidad para el aceite (K_o) es mayor que la del agua y el aceite se mueve más rápido, dejando detrás la zona embebida de agua. Este flujo es pequeño comparado con el del reservorio (comparado con el volumen del reservorio) y la saturación de la zona incontaminada permanecerá inalterada. (Figura N° 2).

El espesor de la costra varía usualmente de 1/8" a 1" \bar{u}

En formaciones que contienen agua , los poros de la zona inundada se encuentra completamente llenos por el filtrado.

En horizontes que contienen aceite, en la zona inundada persiste una pequeña cantidad de aceite, por lo tanto ésta zona contiene aceite residual y filtrado.

SECCION HORIZONTAL A TRAVEZ DE UNA CAPA PERMEABLE
CONTENIENDO ACEITE ($S_w < 60\%$).

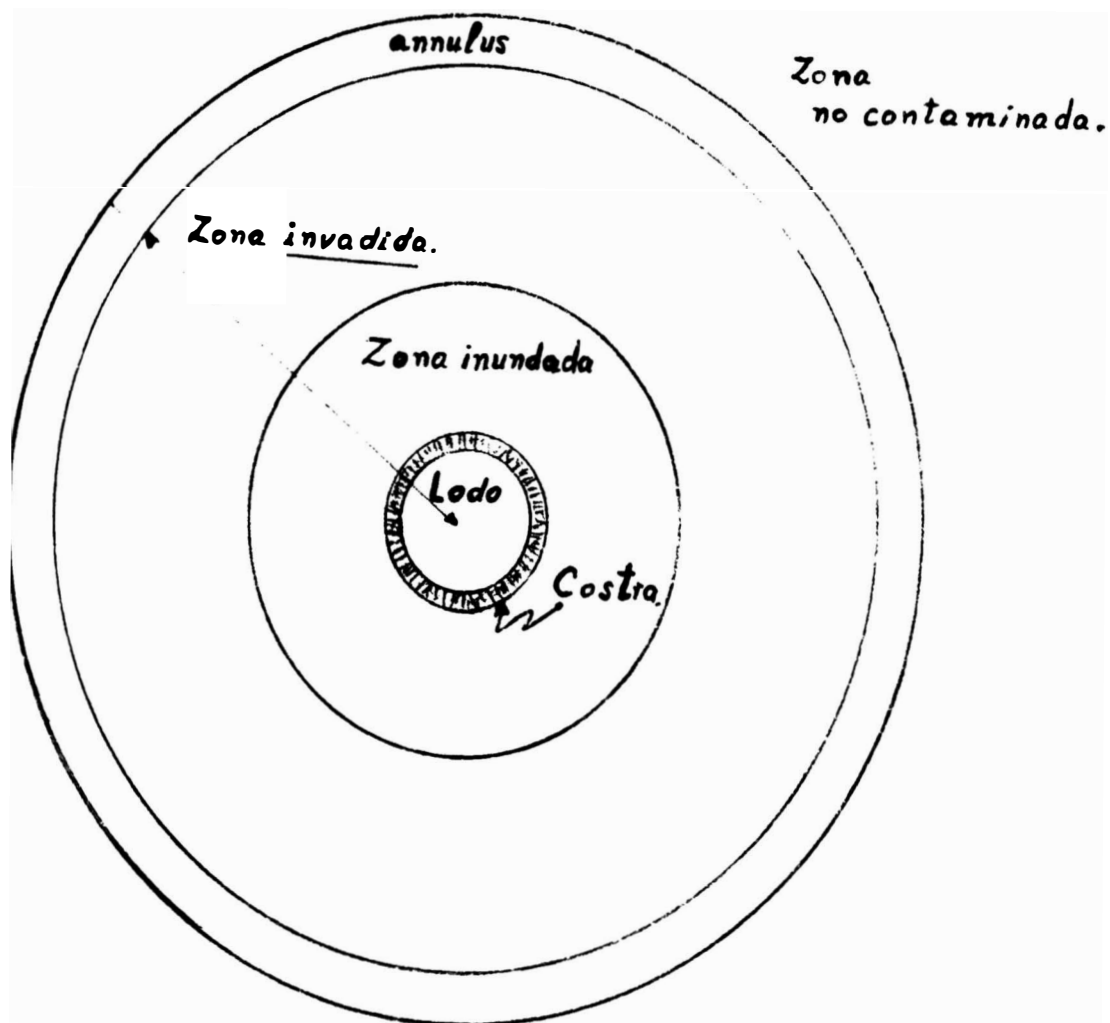


FIGURA N° 2

Para el caso de formaciones heterogéneas ,al tratarse de variaciones verticales en la permeabilidad,el radio de la zona invadida varía con el valor de la permeabilidad y con la proporción de agua ó hidrocarburos . En el caso de formaciones fisuradas la permeabilidad alcanza valores elevados.

Supongamos una formación de baja permeabilidad que ha sido fisurada,el filtrado penetra a grandes distancias y con mucha facilidad,empujando los fluidos que la roca contiene.Por otro lado la penetración en rocas no fisuradas es pequeña y no desplaza mucho fluido.

Desde que el volúmen de las fisuras es muy pequeño comparado con el volúmen del reservorio,también una cantidad muy pequeña de fluidos es desplazada,en comparación con el volúmen de fluidos que contiene el reservorio.

ANÁLISIS Y MANEJO DE NÚCLEOS

Importancia del Análisis de Núcleos.- Sirve para calcular la cantidad de petróleo ó hidrocarburos en el reservorio por el método volumétrico. Un estudio bien comprobado de un núcleo nos sirve perfectamente para confeccionar programas de recuperación secundaria y para trabajos de estimulación

Clases de Análisis :

De Rutina : Los análisis de rutina son la determinación de la Porosidad, la Permeabilidad y contenido de fluidos.

Especiales : Son la determinación de agua connata, presión capilar (Tensión superficial) ,y Resistividad.

Manejo de los Núcleos.-

Los sacatestigos o sacanúcleos ("Core barrels") son herramientas esenciales con las que se sacan muestras de las formaciones.

Cuando empezó la perforación rotativa, el ripio que se obtenía era más pequeño que el producido a cable o percusión. El sacanúcleos resolvió éstos problemas ya que con ésta herramienta se pueden obtener muestras enteras aún de formaciones blandas.

El muestreo con rotaria la empezó el francés Leschat en 1863.

La herramienta más sencilla (Figura N° 3) consta de un trozo de tubería con dientes en "V" a un extremo, alternados hacia adentro y hacia afuera, como los de un serrucho. Este trozo de tubería conectada al extremo inferior de la sarta de perforación, ponetraba a la formación por rotación. Después de terminada la perforación, se aplicaba peso para que los dientes se doblaran hacia adentro y aguantaran el núcleo, al mismo tiempo se aceleraba la rotación para aflojar el núcleo de la formación. Con frecuencia ésta operación terminaba en una tarea de pesca.

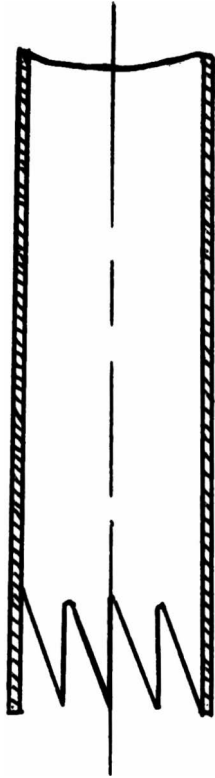


FIGURA N° 3

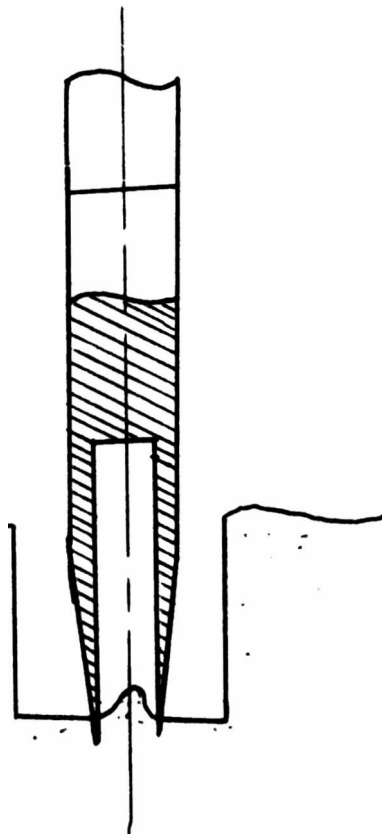


FIGURA N° 4

Al principio también se usó un taladro sacandoleos tipo broca mecha como los barrenos para hacer hoyos de los postes. Este era un tubo corto sujeto al extremo inferior de la sarta de perforación. El tubo se dejaba caer pesadamente en la formación para que arrancara un testigo grande introduciéndose en ella por efecto del golpe. Figura N° 4.

Dos son los muestreos básicos en la perforación rotaria:

a).- Toma núcleos al mismo tiempo de la perforación o muestreo de fondo (Bottom coring).

b).- Toma núcleos después de la perforación o muestreo de las paredes (Side-wall coring).

Todos los muestreos de fondo usan un tipo de broca abierto en el centro, que corta el núcleo y tiene un espacio cilíndrico para que el núcleo avance por él. Este espacio central se desarrolla dentro del tubo o barril portanúcleo (core barrel), por encima de la broca, donde avanza para alojarse y quedar atrapado el núcleo siendo subsecuentemente elevado a la superficie.

Tipos de Muestreo de Fondo según el equipo :

1° .- Muestreo Convencional:

a).- Brocas Normales de Correo.

b).- Brocas de Diamante de Correo. Fig. N°5.

2° .- Muestreo Recuperable con Cable de Alambre de Acero.

MUESTREO CONVENCIONAL.- Requiere que toda la sarta de perforación sea jalada para obtener el núcleo, esto es una desventaja.

Como ventaja, proporciona núcleos grandes de 30 a 50 pies de longitud y de 3 a 5 pulgadas de diámetro. El núcleo común es de un diámetro de 3 1/2 pulgadas.

La Broca Cola de Pescado se usa en formaciones suaves.

La Broca de Rodamientos se utiliza para formaciones duras.

B R O C A S D E C O R E O

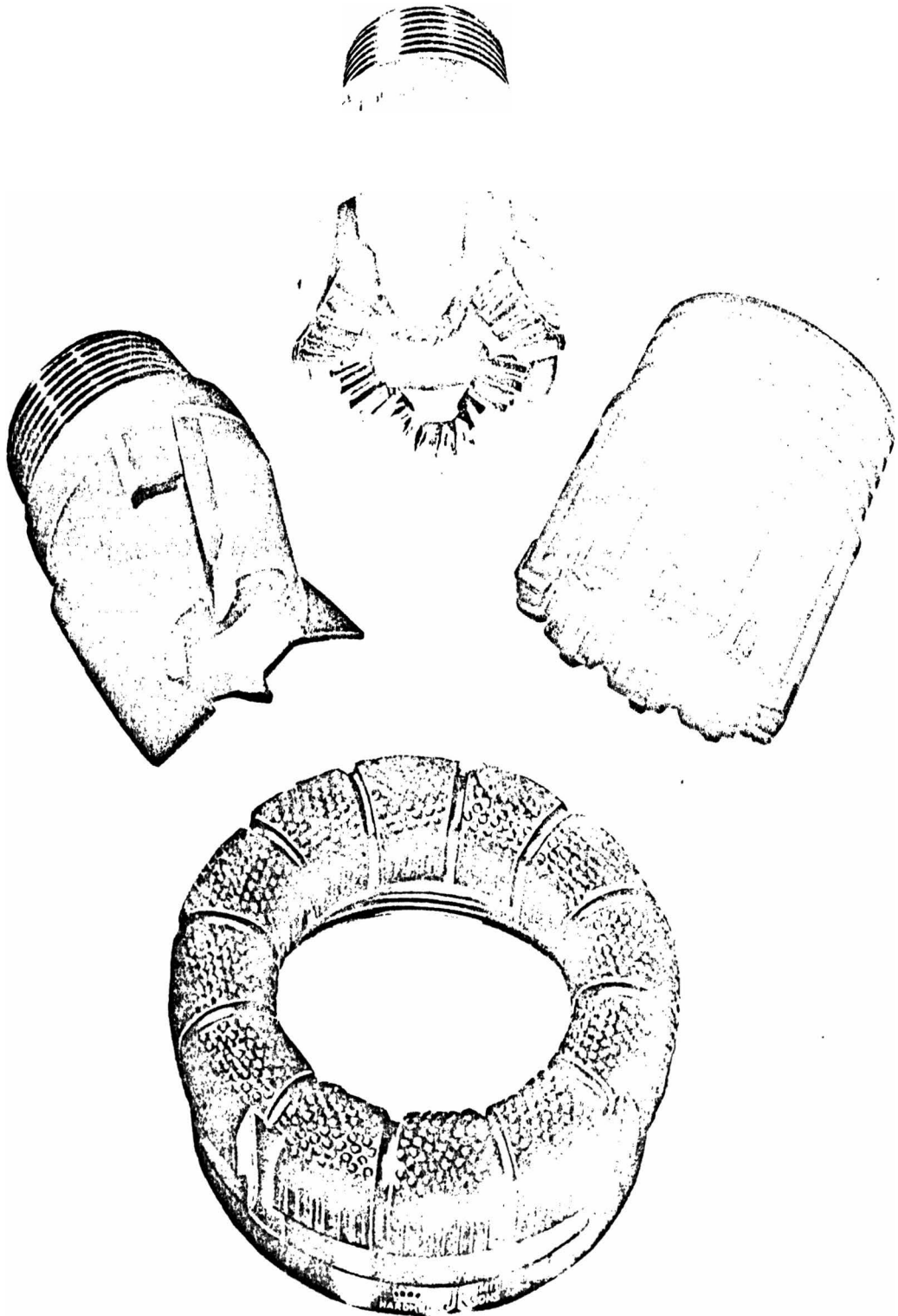


FIGURA Nº 5

El uso de las brocas de coreo dentro de la sarta de perforación es similar a las brocas convencionales de las cuales han sido adaptadas.

El barril portateestigos consta de una broca de diamante convencional y está compuesto de un cañón más externo y angosto que actúa como collar de perforación, y un cañón o cilindro interno de libre rotación el cual almacena la muestra. El fluido de perforación pasa fuera de la cámara interna y es descargado a través de cursos de agua a la cara de la broca. El lodo atrapado sobre el núcleo es expelido a través de una válvula de la parte superior de la cámara interna. (Figura N° 6)

Las brocas de diamante son de mayor costo pero perforan mayores áreas (longitudes) totales y debido a su mayor duración se reducen los viajes para el cambio de broca y al gastarse pueden volver a su expedidor para su revalorización. La recuperación de costigos con brocas de diamante es más alta que con brocas convencionales, particularmente en las áreas duras y abrasivas. El índice de penetración sin embargo puede ser más bajo que el de cuchillas de rotación, en algunos casos.

Ejemplo de Velocidad de Penetración .- Una broca está perforando a una velocidad de un pie cada 15 minutos y la mesa rotativa está girando a una velocidad de 60 rpm, entonces la velocidad de penetración de la broca, por revolución, en esa formación es:

$$\begin{aligned} \text{Penetración por revolución} &= \frac{12 \text{ pulg/pié}}{(15 \text{ min/pié})(60 \text{ rev/min})} \\ &= 0.013 \text{ pulg. por revolución.} \end{aligned}$$

BARRIL PORTATESTIGOS

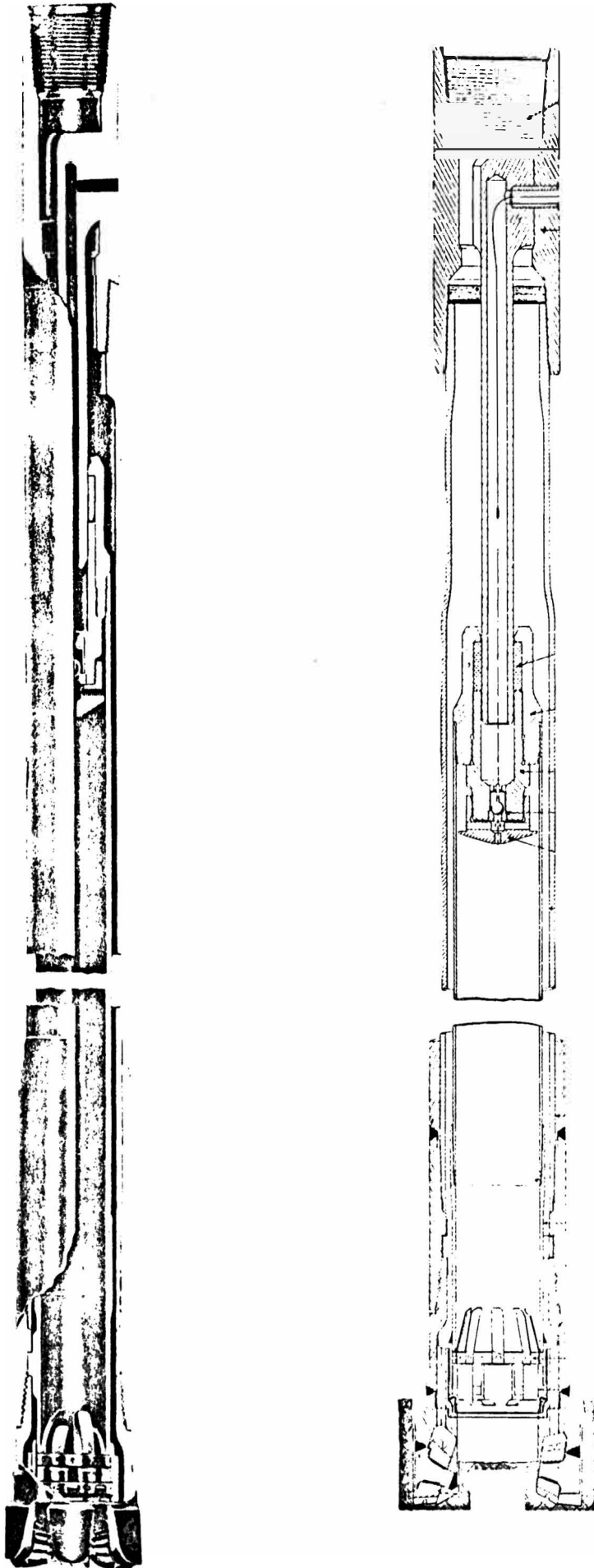


FIGURA Nº 6

MUESTREO CON CABLE DE ALAMBRE DE ACERO.- Es un método de coreo por medio del cual el núcleo y el cañón más interno pueden ser recuperados sin necesidad de sacar la sarta de perforación. Este se logra por medio de un pescante que se baja dentro del drill pipe con un cable de acero. Las brocas usadas en esta técnica tienen una abertura mucho más pequeña que las otras.

Los barriles tomatestigos son algo más variables pero básicamente son similares a los convencionales. Las muestras consecuentemente son pequeñas, de 1 1/8" a 1 3/4" de diámetro, de 10 a 20 pies de longitud.

La ventaja de este método es la economía en el tiempo del viaje, durabilidad de la broca de Diamante acoplada con la característica de la línea de alambre de acero que permite que un mayor número de cortes sea experimentado sin la pérdida de tiempo en hacer el viaje de sacar y meter la sarta. Esto es benéfico en los pozos profundos.

MUESTREO LATERAL DE LA PARED.- A menudo es deseable obtener de una zona particular o de zonas ya perforadas, testigos para análisis más completos o complementarios. Para esto se usa una herramienta especial (Figura N° 7) que opera de la siguiente manera: Un proyectil metálico hueco es disparado desde un panel eléctrico situado frente a la formación por muestrear, y que es controlado desde la superficie. Un cable flexible de acero retrotrae el proyectil y su contenido o sea el core. Estos cores tienen normalmente 1 1/4" de diámetro y 2 1/2" de longitud. El muestreo lateral es más extensamente usado en áreas de roca suave donde las condiciones del hueco no permitieron el coreo convencional.

Las zonas a ser muestreadas son seleccionadas de los registros eléctricos.

EQUIPO DE MUESTREO LATERAL DE LA PARED

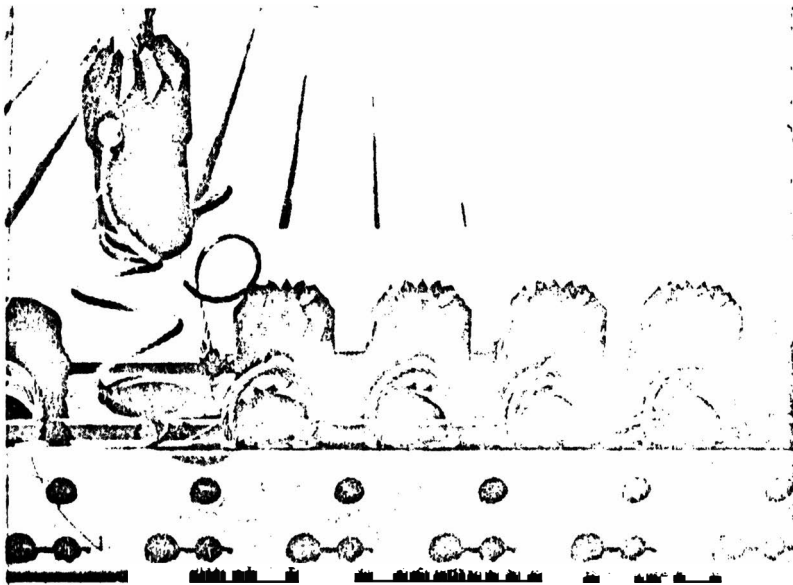


FIGURA N° 7

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CADA TIPO DE MUESTREO

MUESTREO CONVENCIONAL :

Ventajas .-

- 1).- Alto porcentaje de recuperación de formación muestreada.
- 2).- No requiere de equipo adicional en la superficie para su operación.
- 3).- Se obtienen testigos de mayor diámetro que los obtenidos con cualquier otro sacatestigo.
- 4).- Es adaptable a todo tipo de formación que se desee muestrear menos al abrasivo.

Desventajas .-

- 1).- Necesidad de sacar toda la columna de perforar para poder recuperar el core.
- 2).- Limitación en la longitud del core a 20 pies en cada viaje del tomatestigo.

MUESTREO CON BROCA DE DIAMANTE :

Ventajas .-

- 1).- Alto porcentaje de recuperación.
- 2).- Económicas en formaciones duras y abrasivas pues da una mayor penetración.
- 3).- La longitud del core puede alcanzar hasta 90 pies por cada viaje.
- 4).- Relativamente larga vida de las brocas.

Desventajas .-

- 1).- Mayor costo por broca y muestreador.
- 2).- Necesita buena práctica en la operación. Necesidad de un especialista.
- 3).- Supone desde todo punto de vista mayores

costos que en otro tipo de muestreo.

MUESTREO CON CABLE DE ALAMBRE DE ACERO .- :

Ventajas .-

- 1).- Conómete bajo costo.
- 2).- Puede operarse hasta que se gaste completamente la broca. Esto proporciona muestras consecutivas sin necesidad de sacar la sarta de perforación para obtener los cores.
- 3).- Se puede muestrear y perforar alternativamente sin necesidad de hacer el viaje con la tubería de perforar para cambiar el tipo de broca.

Desventajas .-

- 1).- Pequeñez de la muestra.
- 2).- Aplicación sólo a formaciones blandas.
- 3).- Necesidad de un equipo especial de superficie para su operación.

PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS

Recomendaciones para el muestreo de fondo .-

1).- Asegurase que el pozo está libremente perforado (limpio), pues pedacitos de acero (trocitos de dientes, partículas, clavos, etc) presentes al empezar el coreo arruinarán rápidamente una broca de muestreo. El pasar un pescante tipo canasta en las dos o tres últimas brocas de perforar provocará condiciones óptimas o seguras para muestrear.

2).- Usar estabilizadores para lograr la verticalidad de la sarta e impedir las vibraciones de ella. Un barril con torceduras internas provocará una acción excéntrica sobre el fondo.

3).- Las brocas muestreadoras deben ser rotadas a una velocidad segura para evitar el taponamiento y daño por golpeamiento en una desviación del pozo.

4).- Durante el coreo el peso debe ser suministrado suavemente y en forma uniforme, no bruscamente. Esto necesita de la atención permanente de un miembro del equipo en el freno, a menos que se disponga de un medio de control de alimentación automático.

5).- Comenzar las pruebas con un bajo peso sobre la broca y suve velocidad de rotación, luego aumentarlos en forma progresiva. Hay tablas que especifican los pesos y las velocidades según los tipos de broca y en función de la profundidad del pozo y el diámetro de la broca; pero mucho hace la experiencia que se tenga del área a muestrearse.

Los volúmenes de circulación para muestrear con brocas convencionales se aproximan a los de las brocas regulares y del mis-

no ta nño. Las brocas de diamante requieren menos volúmenes de fluidos que pueden ser sometidos realmente a excesivas velocidades de circulación.

6).- Se debe vigilar constantemente la presión sobre la bomba durante el coreo con broca de diamante para ver si el fluido está pasando sobre la cara de la broca. Cuando la broca está sobre el fondo aumenta la presión sobre la bomba y viceversa . Esto es esencial para la limpieza y el trabajo del dispositivo. Un aumento repentino en la presión de la bomba, si no se alivia al elevar la broca, puede significar que el núcleo y su dispositivo están obstruidos por incrustación en el lodo. Si esto sucediera, debe extraerse la columna para su inspección.

7).- Una repentina baja en la velocidad de penetración no atribuible a un cambio de formación, puede significar que la cámara interna está atorada o taponeada, por lo tanto la columna debe ser jalada para su inspección. También puede ser que la cámara tomatestigo está llena con las muestras, a menos que halla seguridad de que no ha habido errores en la medición.

8).- La columna de perforación se sacará despacio para evitar una excesiva succión absorbente que puede sacar la muestra fuera de la cámara. Esto es importante en los cortes de reducido diámetro.

La experiencia que se tenga del campo a muestrear es la mejor guía para un muestreo exitoso.

Precauciones .-

1).- Lista de cheques en el campo :

Se debe llevar una lista de formato especial, en la cual se mantiene un record de las profundidades de los intervalos muestreados, tiempo de muestreo por pie, descripción litológica de la muestra, número de la muestra y profundidad, fracturas y algunas otras características notables de la muestra y el tipo y propiedades del fluido de perforación.

2).- Extracción del núcleo del barril y manipuleo antes de su envasamiento definitivo :

a).- Para un análisis completo del núcleo:

La muestra debe ser removida del barril de contención, en segmentos tan largos como sea posible y debe evitarse su excesivo rompimiento. Cada pedazo debe limpiarse con trapos secos (no lavados) tan pronto como sean retirados del barril de contención y extendidos y marcados tanto de la parte superior como del fondo. Después que toda la sarta de muestras es sacada del barril debe ser medida con una cinta y marcada en pies. Cualquier pérdida de la muestra es depositada en el fondo de la cámara. Si resulta un núcleo más grande que el supuestamente cortado, la discrepancia es resuelta por el operador.

b).- Para un análisis Convencional de núcleo:

El procedimiento para sacar la muestra del barril es igual al anterior. En éste caso se usan pedazos cortos de núcleos, por lo tanto las precauciones extras para poder recuperar pedazos grandes no son necesarias.

c).- Para análisis de núcleos laterales :

Por su condición de ser los núcleos de las pa-

redes laterales, normalmente frágiles, debe tenerse mucho cuidado al sacarlos del instrumento. Se recomienda sellarlos con seguridad en pequeños recipientes, inmediatamente después de sacarlos del instrumento de prueba.

3).- Frecuencia de los cores :

a).- Para análisis completos:

La frecuencia no es problema en éste tipo de análisis, cualquier muestra recuperada de una sección da la información necesaria.

b).- Para análisis Convencional :

Se toma ordinariamente una muestra por cada pié. Las formaciones no productivas, como pizarras sólidas son descontadas. Si la sección por analizar es heterogénea, se tomará muestras más a menudo que una por pié. No es recomendable tomar muestras en frecuencia menor que una por pié. Se debe tomar siempre un suficiente número de muestras para poder definir la espesura neta productiva, la zona de transición y los contactos.

c).- Para análisis de núcleos laterales :

Normalmente ésta frecuencia está fuera del control del analista.

FACTORES QUE AFECTAN EL ANALISIS

El objetivo principal de la extracción de núcleos es una recuperación del 100 % del intervalo muestreado y sacar los núcleos a la superficie sin alterar su contenido de fluidos, pero esto no sucede especialmente en la perforación rotaria. Por lo tanto al analizar los núcleos se debe tomar en cuenta los cambios producidos en el núcleo y su contenido al ser trasladados de su contenido natural en el reservorio, al laboratorio.

Ocurren dos procesos importantes en la extracción de núcleos que afectan materialmente la interpretación de los datos de la muestra en el laboratorio:

a).- Al estar cortando los núcleos, el filtrado del lodo desaloja algo de los fluidos del yacimiento, y

b).- Al sacar el núcleo a la superficie, el gas en estado libre y/o en solución en el aceite, se expande por ello expulsa algo del aceite y del agua que en estado nativo tenía el núcleo, y el aceite se contrae al perder el gas en solución. Así al llegar el núcleo a la superficie, su contenido original de fluidos puede haberse alterado drásticamente. La inundación del núcleo por el filtrado del lodo es en realidad una acción de desplazamientos de fluidos.

Los factores que pueden influir potencialmente en el grado de inundación de un núcleo son :

a).- Presión diferencial (Presión de la columna del lodo sobre la presión de la formación).

b).- Permeabilidad.

c).- Velocidad de penetración.

d).- Velocidad de circulación del lodo.

- e).- Viscosidad de los fluidos del yacimiento.
- f).- Tamaño del núcleo.
- g).- Pérdida de agua del lodo.
- h).- Propiedades de la roca del yacimiento.
- i).- Fluidos originalmente presentes en la roca.

PRUEBAS DE FILTRACIÓN

Consiste en determinar el rate al cual el fluido es forzado a pasar por un filtro por medio de una prensa que contiene el fluido a probar ,usualmente a una presión de 100 psia y en un tiempo 30 minutos y luego medir el espesor de la costra de sólidos residuales depositados en el papel de filtro por la pérdida del líquido.

Los filtros prensa se basan en el filtro prensa Baroid, aunque existen uno o dos de diseño totalmente diferente.

Usan el mismo diámetro de 3.07 pulgadas lo que permite usar un papel filtro de tamaño Standard. El área de penetración es de aproximadamente 7 pulgadas cuadradas.

Se obtienen los 100 psia de trabajo usando botellas de Oxígeno o Nitrógeno comprimido y por medio de válvulas de regulación se logra reducir y llegar a la presión de 100 psia. También se logra llegar a ésta presión usando pequeños cilindros de Dióxido de Carbono (CO₂) líquido ,o por medio de la presión del agua ejercida directamente sobre el lodo por medio de una bomba hidráulica. No usar el Oxígeno porque existe el peligro de explosión.

Procedimiento para la determinación del filtrado .-

1º.- Llenar el recipiente con el lodo hasta aproximadamente 1 1/2 pulgada del tope.

2º.- Con la probeta puesta para recibir el filtrado, se aplica presión por medio del regulador hasta obtener los 100 psi con una tolerancia de 5 psi.

3º.- Pasados los 30 minutos se libera la presión y se lee en la probeta el volumen en mililitros o en centímetros cúbicos como pérdida de agua, el papel filtro es cuidadosamente sacado con la torta y el exceso del lodo es removido con un chorro de agua. El espesor de la torta debe ser semejante a los 1/32 de pulgada para ser un lodo aceptable.

EL pH DEL LODO

El pH indica la alcalinidad o acidez del fluido.

Se toma como base el agua bidestilada que es neutra y tiene 7 en la escala pH.

De 7 a 5 se considera ligeramente ácida.

Menos de 5 se considera altamente ácida.

De 7 a 9 se considera ligeramente alcalino.

Más de 9 se considera altamente alcalino.

Los rangos máximos de variación son desde el 1 hasta el 14. En perforación los fluidos raramente bajan de 6. Los lodos de base de almidón varían entre 12.8 y 11.5 por su base alcalina.

DETERMINACIÓN DEL pH .- La determinación se hace por medio de indicadores químicos :

Colorimétricos .- Son por medio de colorantes orgánicos que

colores característicos que dependen del pH del líquido con el cual están en contacto. Estos colorantes están mezclados de tal forma que se obtienen variaciones de color para un amplio rango de variaciones en los valores del pH. El indicador más usado es el Indicador Universal de Amplio Rango (Universal Wide Range Indicator).

El líquido indicador es usado en conexión con una carta de colores donde se dan los valores del pH y los colores correspondientes.

También hay tiras de papel enrolladas, impregnadas con los diferentes tipos de indicadores. Vienen en cajas metálicas o plásticas que tienen la tabla de colores y la numeración respectiva para cada color.

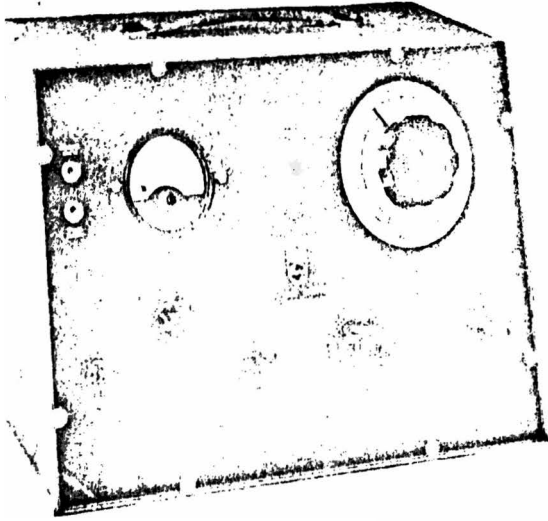
Electrométrico .- Este método de medición del pH está basado en el conocimiento que se tiene de que cuando ciertos electrodos son sumergidos en un líquido desarrollan un voltaje entre ellos que varía de acuerdo al pH del líquido.

Estos instrumentos llamados Potenciómetros, son muy precisos, con electrodos de vidrio, sus escalas dan variaciones de 0.1 pH, aunque pueden leerse con aproximaciones de 0.05 unidades.

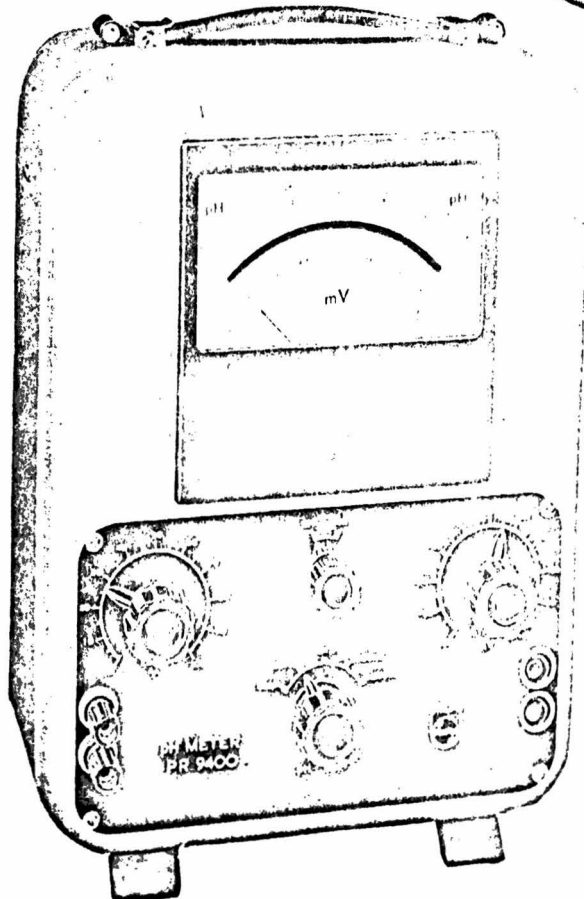
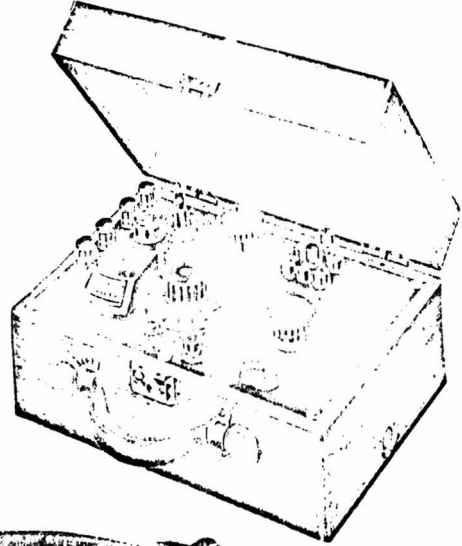
En el laboratorio se usa comúnmente el Potenciómetro "Beckman", Ver figura N° 3.

Antes de realizar la prueba con el lodo mismo, se debe proceder a regular el instrumento, para esto se usa una solución llamada "Buffer" y cuyo pH es conocido (10). El ajuste para conseguir este valor se hace por medio de una perilla que se encuentra en el tablero del instrumento. Una vez calibrado el aparato se lava el pequeño envase plástico de la solución "Buffer", así como también los electrodos que han estado en contacto con la misma, ése-

POTENCIOMETROS



pH-meter, type GM 4494, for industrial application



Direct-reading pH-meter, type PR 9400

FIGURA

Los electrodos deben lavarse con agua destilada ,para luego secar-
los en la mejor forma posible. Seguidamente se colocará en el
envase el fluido cuyo pH se desea determinar y se le colocará en
contacto con los electrodos para luego leer el valor del pH en
el Galvanómetro.

Numéricamente se define el pH como el logaritmo de la
inversa de "H" en gr-mol/litro o sea :

$$pH = \log \frac{1}{(H)}.$$

EL BARRIL COREADOR CON MANGA DE CAUCHO

Esta es una nueva herramienta que incrementa la recuperación en el muestreo. Está siendo usado hasta ahora en áreas consideradas no adaptables a las técnicas del coreo convencional.

Ventajas del uso de éste barril .-

.j).- La manga de caucho es arrastrada dentro del barril coreador al mismo tiempo (rate) que el core se está formando. Esta manga actúa como un envolvedor cilíndrico, soportando el peso del core y transportándolo dentro del barril. Esta manga es un diámetro interior de 2 3/8" en su estado libre y se llega a expandir sobre las 3 pulgadas con la introducción del core, se ejerce de ésta manera sobre el core una fuerza considerable similar a la presión de sobrecarga de formaciones que tiende a mantenerlo en su estado original.

.).- Las secciones de las formaciones fracturadas y no consolidadas tienden a descomponerse o hincharse cuando están en contacto con los fluidos del pozo (Los fluidos de perforar). La manga de caucho impide la entrada de los fluidos de perforar en el barril interior, resguardando a los cores de una desintegración o un desmenuzamiento.

.).- Esta fuerza de compactamiento también retiene mejor aún las formaciones de arenas no consolidadas en una condición imperturbada, con los granos manteniéndolos individualmente en su orientación original.

De principio, la manga de caucho no proporciona un core "teóricamente no contaminado".

Esta imposibilidad de obtener un core "teóricamente no contaminado" se debe porque la invasión al reservorio por los fluidos de perforar es un fenómeno instantáneo, ocurriendo siempre antes de la formación del core. Sin embargo el empaquetamiento del core inmediatamente después de ser cortado y su aislamiento de los fluidos de perforar en movimiento a medida que se va formando tiende a mantener al core en el estado "en que se corta" con una contaminación mucho menor, que no es posible de otro modo. También se minimiza el efecto del deterioro, que puede ocurrir como resultado de una prolongada inmersión del core en los fluidos de perforar.

Operación del barril .- Es más complejo que los convencionales. Cuando se corre el barril en el pozo, es posible aplicar peso, rotar y circular, como generalmente es necesario para limpiar los canales y conseguir el ensanchamiento de los sitios estrechos por medio de éste lavado.

Los retenes del tubo arrastrador (stripper tube) que se encuentran cerrados, son extendidos permitiendo a los sitios ramurados colapsarse en un recorrido completo de dos pies. A éste mismo tiempo, el freno sobre el malacate es asegurado mientras que las lengüetas son extendidas y los dos primeros pies del core son cortados.

El peso sobre la broca se provee por la caída de presión desarrollada en las boquillas actuando a través del área sellada de las partes ramuradas, mientras que al mismo tiempo el torque es transmitido por las lengüetas. Como la cabeza de la broca penetra a la formación y las lengüetas empiezan a extenderse, el "Stripper tube" es asegurado contra cualquier movimiento descendente por un triángulo en su parte superior.

Consecuentemente la manga de caucho, que está colocada o situada en el extremo inferior del "Stripper tube", es arrastrado en el interior del barril a medida que la cabeza de la broca y el barril coreador avanzan descendiendo sobre el core que se está formando. El tubo arrastrador de ésta manera podría decirse que arrastra la manga de caucho y el core dentro del barril coreador.

Cuando dos pies del core han sido cortados, se observa un incremento en el peso indicado sobre el gancho, además de una pérdida en el torque de rotación. Entonces se detiene la rotación y la circulación y la tubería de perforar es bajada otros dos pies más. Mientras esto sucede, el trinquete (resorte bajador) del tope del "Stripper tube" es arrastrado abajo con la mitad macho de las juntas ranuradas. El trinquete del fondo del "Stripper tube" ahora atrapa el core y lo asegura para que no descienda ni altere. En ésta forma el "Stripper tube" es suspendido sin moverse durante todo el tiempo en que el core está siendo cortado y la manga de caucho una vez que ha sido arrastrado al interior del barril permanece fijo respecto al core al cual está abrazando.

El uso de la manga de caucho se limita a aplicarse en campos de formaciones no consolidadas en los que el coreo convencional es difícil o presenta dificultades. El uso de ésta funda de caucho permite recuperaciones del rango del 90%. Véase la Figura N° 9.

Cross-Sectional View of the Rubber Barrel in a Sequence of Operational Stages

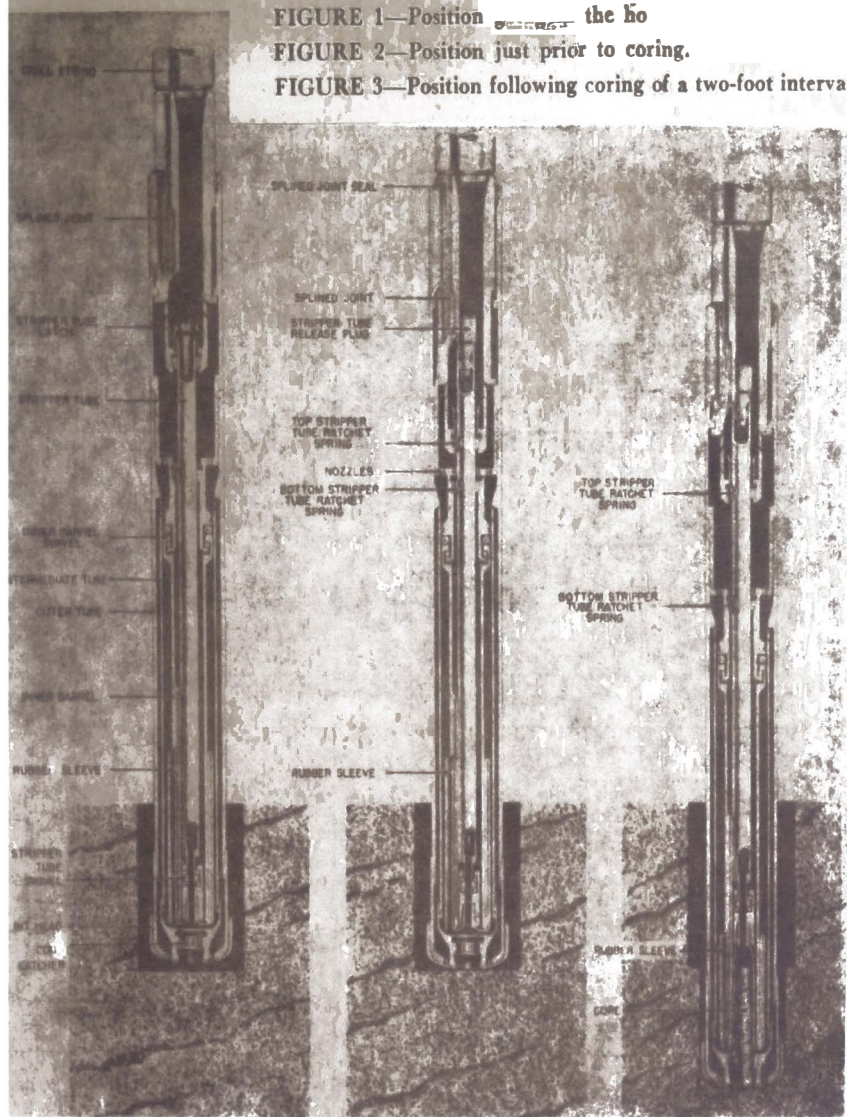


FIGURE 1

FIGURE 2

FIGURE 3

COMO AFECTAN LOS FLUIDOS DE PERFORAR LA PRODUCTIVIDAD DE LA FORMACION

En la perforación de un pozo, las formaciones productivas están expuestas a varias fuerzas las cuales tienden a alterar la permeabilidad original o "virgen". Esta combinación de fuerzas da como resultado una reducción neta en la totalidad de la permeabilidad "daño del diámetro del pozo".

Analizando la figura N° 10 vemos que el daño puede variar desde un valor despreciable hasta un completo taponamiento temporal o permanente e irreversible.

Cómo se daña la permeabilidad .

El objetivo de la perforación es atravesar una formación potencialmente productiva con un mínimo daño al mismo tiempo que se satisfacen los requerimientos de seguridad y economía. Para hacer ésto es necesario estar enterado de los cambios físico-químicos que pueden ocurrir en la formación y los fluidos intersticiales cuando el pozo es perforado .

Cuando un pozo es perforado puede ocurrir :

1).- Infiltración de partículas a la formación . La acción abrasiva de la broca crea partículas finas, las cuales son transportadas por el fluido de perforar y pueden, por el turbullino del flujo, ser forzadas dentro de los intersticios de la zona productiva. Como efecto de este fenómeno se observa la formación de una costra interna de filtrado, con arcilla y agua del lodo que producen una reducción en la permeabilidad efectiva del petróleo desde un 2 % hasta un 30 %, después de un contraflujo extensivo,

La reducción de la permeabilidad es causada por :

a.- El bloqueo o taponamiento físico de los intersticios por el puenteado interno por las partículas de arcillas provenientes del lodo.

b.- La presencia de finas arcillas y agua matriz, que es incrementada por el agua de saturación intersticial, reduciéndose así el área de los canales de los poros a través de los cuales debe fluir el petróleo. Otras partículas pueden estar presentes en el lodo provenientes de la formación previamente penetrada.

2).- El problema de la remoción de la costra del Filtrado

Asociada con la costra de filtrado intersticial o partículas de invasión laterales, se encuentra la formación de una costra de filtrado interna. Esto por supuesto es deseable en cierto modo durante la perforación del pozo para reducir el filtrado y la invasión de partículas, para evitar los derrumbes y para lubricar la sarta de perforar. Cuando el pozo es completado es deseable eliminar completa o inmediatamente ésta costra. Esto puede ser ejecutado haciendo fluir el pozo, por medio de un lavado por chorros o por el rascado .

Por experiencias haciendo pasar finas partículas a través de cores de una pulgada de longitud se observa una mayor permeabilidad en los cores que se ha extraído la costra formada por los lodos a base de petróleo, que en los que se ha quitado la costra de lodos a base de agua o de lodos emulsionados. La costra de los lodos a base de petróleo muestra una inmediata desintegración por efecto del contraflujo cuando las costras de los otros lodos recién están empezando a romperse en pedazos sólo después que 100 o más volúmenes de sus poros han sido barri-

dos por el contraflujo de petróleo. Se observa igualmente que el daño resulta más permanente al efectuar una limpieza de la costra por chorros o rascado que en una limpieza natural por el contraflujo de petróleo a través de los poros del core.

3).- Alteración de la Mojabilidad por el Filtrado

No se han hecho muchos trabajos e al menos no han sido publicados, concierne al efecto que tienen ciertos fluidos de perforación sobre la mojabilidad preferencial del core, cuando está expuesto a presencias químicas del filtrado provenientes de éstos lodos.

Es razonable asumir que los jabones, surfactantes, etc, alterará la mojabilidad desde que su propósito fundamental es reducir la tensión de interfase que existe entre la fase acuosa y el petróleo. Hay una gran evidencia de que realmente éste sucede por las pruebas e informaciones de laboratorio, en el que la permeabilidad de retorno puede llegar a tener un error en exceso de 100 %.

Bertnes, que es quien nos da la información al respecto discute la conversión de arcillas mojables con agua a arcillas mojables por petróleo. Los cores los trató con compuestos de Amonio Cuaternario para convertirlos en arcillas mojables por petróleo, dando como resultado una gran reducción de la permeabilidad del petróleo limpio. El concluye que "La presencia de partículas dentro de la estructura porosa de las arenas puede interferir seriamente en el flujo de un líquido, el cual moja preferentemente la superficie de estas partículas"

En las pruebas de laboratorio, donde son usadas muestras cortas de núcleos, es posible que la mojabilidad preferencial de la matriz sea cambiada del agua al petróleo, liberando al agua del agua intersticial la cual saldría del núcleo, mientras que

en una forma productiva, el agua solamente sería forzada más lejos dentro del reservorio y subsecuentemente perturbar el reservorio con pequeñas caídas de presión las cuales podrían interferir el flujo del petróleo, disminuyéndolo cuando el pozo ha sido puesto en producción. Desde que esta agua fué completamente desplazada del core en el laboratorio, podría resultar una falsa alta permeabilidad de retorno. La influencia con la cual se está sacando el lodo del core debe ser cuidadosamente examinado por las trazas.

4).- El Efecto Jamin .- La invasión del agua del filtrado provenientes de los lodos a base de agua o emulsionados (petróleo en agua) dentro del estrato de petróleo, resulta en la formación de gotitas aisladas de la fase acuosa filtrada. La restricción del flujo de petróleo por causas de éstas gotitas es conocida como el efecto Jamin, que fué reportado por el físico francés Jamin en el año 1860. La fuerza necesaria para desplazar esta fase acuosa puede ser bastante grande y la reducción de la permeabilidad bastante fuerte.

Otros efectos de la invasión del agua de filtrado podrían ser:

a).- La precipitación de sales insolubles provenientes de la incompatibilidad entre los fluidos de invasión y los fluidos intersticiales.

b).- La formación de una emulsión por la mezcla íntima y firme de los dos fluidos inmiscibles. Esto podría ser especialmente significativo en el caso de un filtrado de alto contenido químico en emulsión.

c).- La reducción de la permeabilidad relativa, por el incremento en el contenido de agua de los poros.

6).- Hidratación de las arcillas .- La invasión del agua dulce del filtrado puede llegar a causar la hidratación e hinchazón de las arcillas Montmorilloníticas.

La hidratación de éstas arcillas provoca en la permeabilidad de cores con un rango de varios darcies para una solución de salmuera, una reducción que puede llegar a 0.0. mili-darcies con agua fresca.

7).- Fracturamiento Accidental .- La permeabilidad efectiva de las formaciones también puede ser afectada durante la perforación y/o completación del pozo por el fracturamiento causado por la presión que surge cuando la tubería o sarta de perforar está siendo corrida dentro del hueco lleno con fluido.

La presión o mejor dicho los cambios de presión, pueden llegar a manifestarse en el orden de varios cientos de psi cuando la tubería es corrida o jalada. Esto es suficiente para llegar a producir fracturas en la formación, que no son deseadas y que muchas veces no pueden ser controladas en el momento en que surge el fluido proveniente de la formación, con resultados impredecibles.

FACTORES QUE INFLUYEN EN EL ANALISIS DE LA PERMEABILIDAD

La infiltración de partículas a la formación, el problema de eliminar la costra del filtrado, la alteración de la mojabilidad por el filtrado del lodo, el Efecto Jamin, la hidratación de las arcillas y el fracturamiento accidental, pueden ocurrir en el pozo durante la perforación. Algunos de éstos seis factores pueden ser estudiados, y observados ejecutando pruebas apropiadas en el laboratorio.

Algunos de los factores que influyen en la confianza del análisis de la permeabilidad de los cores en el laboratorio son:

1).- Cuando el core es cortado y extraído del fondo del pozo, la presión de sobrecarga de formaciones es liberada. La mayoría de las pruebas de laboratorio son corridas en las condiciones de la presión de sobrecarga de las formaciones. El efecto neto por esto es una gran reducción en el valor de la permeabilidad, que puede llegar hasta un 50 % de disminución a 10,000 psi.

2).- Puede ocurrir una alteración en el core, en el proceso del coreado, especialmente en el coreado lateral por el método de percusión y es cosa común en las formaciones blandas o sueltas. El resultado de una alteración física generalmente se manifiesta en una disminución de la permeabilidad y un aumento en la porosidad.

Anteriormente hemos visto con se debe ejecutar el manipuleo adecuado de las arenas tanto desmenuzables o no consolidadas, como de las consolidadas, y la preservación de los cores por medio de las coberturas o mangas plásticas.

3).- Los cores están sujetos a los mismos factores que las formaciones ,ya descritos en la sección anterior ,como por ejemplo el filtrado y la invasión de sólidos y sus efectos asociados.

4).- La extracción de los cores desde el barril coreador una vez que ha sido extraído a la superficie debería ser supervisado por una persona adiestrada . No es común en un operador tener gran cuidado para cortar el core sin una máxima recuperación de agua de contaminación ,sólo se preocupa de obtener el core desde el barril bombeándolo con agua fresca y de la misma manera los saca de los tapones agujereados y selecciona los cores del montón de muestras extraídas sin un mayor cuidado.

El core debe ser extraído del barril tan rápidamente como sea posible y con una mínima alteración. La materia o tema del muestreo y la conservación de los cores ha sido visto anteriormente.

5).- Preferentemente los cores deben ser transportados enteros al laboratorio para la selección de las muestras,pero casi siempre esto no es posible y el core debe ser muestreado o escogido en el sitio del pozo.Este trabajo debe ser efectuado por personas entendidas o adiestradas.El tamaño de las muestras,el número de ellas y su conservación dependen de las características de las pruebas que serán corridas (litología, espesor de la zona,diámetro del core,etc) tal como se explicó anteriormente.

6).- En el laboratorio las pruebas son unas veces ejecutadas sobre diámetros potales del core,o pueden ser seleccionados tapones de pruebas,dependiendo de las condiciones del core,

la litología, pruebas de secadas y las facilidades del laboratorio. Los tapones deben ser numerados estadísticamente. Estos deben ser preparados tan grandes como sean convenientes para su manipuleo y de tal manera que el fluido fluya en el core sin dificultad durante la medida de la permeabilidad y paralelo a los planos de la formación.

La relación de la longitud del core a su diámetro no debe ser menor de 1.

Biesel oil o Kerosene es preferible al agua o al aire como enfriadores en el corte de los cores. El agua causa la hidratación de las arcillas y el aire es probable que cause el taponamiento de los poros por finas partículas o puede permitir un sobrecalentamiento de las mismas alterándolas. Las muestras blandas pueden ser moldeadas por medio de un costaplumas.

7).- Después que las muestras han sido acondicionadas, algunos laboratoristas prefieren la limpieza de los intersticios con un aceite refinado, hasta que todo el crudo es extraído. La muestra entonces es arreglada para la saturación de petróleo y agua de secadas, quedando listo el core para la prueba de permeabilidad. Más comúnmente el aceite y el agua provenientes de la formación son extraídos por un solvente de extracción y secadas.

Debe tenerse gran cuidado para usar un solvente que extraerá completamente los hidrocarburos y que aún no reaccionan con óxidos, salmuera o con la roca misma. Un solvente de un alto punto de ebullición puede remover algo del agua de hidratación. Si el solvente es inmiscible con el agua y el agua es extraída por evaporación, la sal remanente depositada en los poros puede reducir significativamente la permeabilidad. Esta sal depositada puede servir como un cementador, pegador o adherente de pequeñas

partículas en las paredes de los canales de los poros, causando la inmovilidad del aire o de la fase no acuosa, durante la realización de las pruebas. En el caso del agua intersticial muy salina, la sal es extraída por el flujo por el flujo de alcohol metílico a través del core.

En la extracción de los fluidos, el core será secado a temperaturas menores que los 240 °F por un mínimo de dos horas, a altas temperaturas las arcillas se deshidratarían, alterándose así el core..

3).- A manera de rutina siempre son corridas permeabilidades de aire o gas en los cores por la facilidad y rapidez de la prueba. Sin embargo los valores de la permeabilidad del aire tienen un pequeño significado hasta donde concierne para la permeabilidad efectiva del reservorio. Los datos son usados para propósitos de correlacionar pozos y formaciones y como una guía para la selección de los tapones para un análisis más intensivo.

La permeabilidad del aire es una función de la presión del flujo. A mayor presión menor permeabilidad. Un ploteo de la recíproca de la presión vs. la permeabilidad del gas resulta en una función de línea recta. Una extrapolación de ésta curva para una presión infinita ($1/P_m = 0$) da para la permeabilidad un valor equivalente a un gas inerte.

RECEPTORES DE CORES .- Mencionaremos algo de la manera cómo pueden afectar los receptores de cores en la medida de la permeabilidad en el laboratorio.

La Manga Hassler.- Es usado generalmente para los tapones de forma cilíndrica / Después de los tapones y a los extremos son colocados unos toques. El fluido a presión es aplicado entre la

manga y la pared del alojamiento que sella los lados del core.

Las mangas son construidas de jebe o caucho y el fluido presionante puede ser aire , aceite o agua.

En largos períodos de flujos de pruebas , ciertos materiales de las mangas muestran una permeabilidad preferencial para ciertos fluidos, dando como resultado falsas lecturas para el flujo. Algunos plastificantes usados en la composición de las mangas pueden infiltrarse en el cores y afectar la mojabilidad.

El Receptor tipo Fancher .- En éste caso la permeabilidad puede ser afectada por la compresión que es ejercida por el colector sobre el core. El bucco en el jebe atajador debe ser de igual tamaño y forma que el core por probar y éste core debe ser lo suficientemente compacto para resistir la compresión sin alterarse. Estos colectores tienen la ventaja de ser convenientes para la medida rápida de permeabilidades tanto vertical como horizontal con un mismo tapón y core si éstos tienen forma cúbica. Los núcleos que deben ser empleados repetidamente y los blandos deben ser montados en recipientes transparentes o moldeados con una resina especial tal como la Epoxy .Aquí debe tenerse gran cuidado para minimizar la penetración de la resina dentro del core, consiguiendo a la vez un buen sellado lo suficientemente hermético con el cual el core no permita el "by-passing" conectando los fluidos ni permita la formación de burbujas de aire.

La contaminación por la resina de montaje puede alterar seriamente la mojabilidad. Un medio de compensación para cualquier tipo de penetración en el core por el material de montaje , es medir la permeabilidad en una manga Hassler antes del montaje y

longitudinal una nueva área transversal para obtener la misma permeabilidad en una medida posterior al montaje.

USO DE FLUIDOS

9).- Permeabilidades de líquidos en fase simple son comúnmente corridas como un indicador del daño a la formación por causa del filtrado proveniente del fluido de perforación .

El orden o secuencia usual de los fluidos es :

a.- Aire .- Para propósito de selección de núcleos

b.- Aceite.- Como un valor de referencia.

c.- Agua de formación.- Como valor de referencia.

d.- Filtrado del lodo.- y/o salmuera de salinidad

menor que el agua de formación. Si ésto es impracticable es conveniente hacer pruebas de permeabilidades de agua a diferentes salinidades para determinar la extensión del daño que podría ser esperado con un filtrado de agua fresca.

10).- Una prueba más minuciosa para evaluar el daño de la permeabilidad puede ser hecho con líquidos de dos fases en los cores , tal como es encontrado en los reservorios. En éste caso la permeabilidad del aceite con el agua intersticial presente es usada como permeabilidad de referencia. En añadidura, ésta prueba puede indicar el significado del agua para la hidratación de las arcillas.

Estas pruebas son corridas formando compuestos (el líquido de dos fases) y se observa que no son formados productos insolubles por una reacción del core con los fluidos y que podrían afectar la permeabilidad.

Para probar e determinar el efecto del filtrado de perfo-

ración sobre el core es necesario coleccionar suficiente cantidad de filtrado del lodo para la prueba, a veces ésto es impracticable por la magnitud de los volúmenes requeridos.

En el caso de los lodos a base de agua o emulsionados puede ser posible coleccionar suficiente cantidad de filtrado para el análisis y la síntesis de los iones inorgánicos. Estas pruebas son hechas con el propósito de determinar la presencia de arcillas ávidas de agua y de las partículas móviles.

Generalmente la permeabilidad del agua de formación será más baja que la permeabilidad del aceite, dependiendo de la presencia de partículas intersticiales móviles, que pueden o no ser de las sales, las cuales tienen la tendencia cementar o adherir u otro modo de hacer inmóviles cualquier partícula intersticial suelta que ha sido removida. Una evidencia remota de la presencia de partículas móviles puede ser obtenida por la medición de la permeabilidad del agua a varios rates de flujo, si la permeabilidad decrece cuando la velocidad del flujo aumenta, indicará la presencia de partículas móviles. Esto es confirmado invirtiendo la dirección del flujo y observando una baja de la permeabilidad por el taponamiento.

Puede esperarse alguna reacción entre el agua de formación y ciertas arcillas. Esto porque es virtualmente imposible obtener una muestra inalterada de agua de formación o sintetizada en el laboratorio. El equilibrio inestable y frágil bajo las condiciones de presión y temperatura del reservorio es perturbado a medida que es producida el agua.

La composición del agua tiene un pequeño efecto sobre la permeabilidad si el core no está sujeto a cambios drásticos en

en sólidos disueltos y si al menos una décima parte de las sales disueltas, tanto del agua nativa como de la de inyección, son sales de calcio o de magnesio.

Debe tenerse gran cuidado en el uso de aguas en el laboratorio para medidas de la permeabilidad debido al taponamiento por el crecimiento bacterial. Esto puede ser fácilmente mal interpretado como un taponamiento causado por una lenta hidratación de las arcillas. Es recomendable el uso de bactericidas, excepto cuando en el core se haya reducido la saturación (intersticial del agua) (del agua intersticial) llamada también agua connata. Esto usualmente es hecho por el método del estado Restituido el cual es preferible sobre el método Dinámico cuando se necesita un completo equilibrio en la saturación capilar.

Método del Estado Restituido .- Consiste en una saturación del core al vacío con agua de formación, localizando el core en contacto capilar con una membrana preferentemente permeable al agua, desplazando luego el agua hasta una saturación mínima irreducible.

Método Dinámico .- Consiste en saturar al vacío el core con agua de formación y hacer fluir petróleo a una presión que excede a las que se usan en los tests o pruebas, hasta que se observa que el agua ya no fluye y la permeabilidad permanece constante. Los cores deben dejarse con el flujo por lo menos un día para permitir una mejor distribución capilar de los fluidos y luego chequearlos nuevamente para observar el equilibrio de la permeabilidad.

La permeabilidad que muestra el petróleo en presencia del agua intersticial puede ser que no muestre la presencia de partículas móviles, como efectivamente sucede en la permeabili-

dad de una fase simple . Esto es cierto si las partículas móviles son hidrófilas (ávidas de agua) en cuyo caso ellas estarán presentes en el agua intersticial inmóvil más que en el flujo del petróleo.

A veces la permeabilidad del petróleo en presencia del agua intersticial se toma como una permeabilidad de referencia.

Los cores pueden tener un contraflujo con el filtrado del lodo ,entonces la permeabilidad del petróleo es medida otra vez en la dirección del flujo original. Esto señalará el orden relativo del taponamiento por esperarse según el efecto Jamin y/o la hinchazón de las arcillas, pero esto no indicará nada sobre la costra del filtrado ni la invasión de las partículas, para esto es necesario perfeccionar la prueba.

11).- La prueba de la permeabilidad de retorno se corre de la misma manera como la descrita en la sección 10 anteriormente, con la excepción que los cores están sujetos a una plastificación del lodo más que solamente a un filtrado .

Después de que la permeabilidad de referencia ha sido establecida, los cores son colocados en la celda de extracción de costra ("Mudding-off cell) en la cual el lodo en cuestión es aplicado contra el core en dirección contraria a la del flujo de la permeabilidad de referencia. Esto es hecho bajo condiciones controladas de tiempo , presión y temperatura y bajo condiciones dinámicas, por ejemplo siendo el lodo agitado cuando ha pasado la cara del core. Figura N° 11.

NUMEROS DE PERMEABILIDAD DE RETORNO Y SU USO EN LA SELECCION DE LOS LODOS/

Los factores que afectan los análisis de los cores en el laboratorio ya fueron discutidos en la sección anterior y también se señaló ^{q por condiciones} bajo las cuales las permeabilidades de retorno son corridas no son tan fáciles de obtener como al principio pueden parecer.

En primer lugar sería deseable correr cada lodo en diferentes cores sacados de la misma formación para obtener una sección transversal representativa de la formación en cuestión.

Siempre la simulación de la presión y temperatura del reservorio requiere de un equipo costoso, especialmente si las condiciones de presión de sobrecarga de las formaciones y de la presión interna se desean aplicar.

El uso de los fluidos propios del reservorio aumentan más los problemas. Esto requiere la necesidad de volúmenes relativamente grandes de cualquier muestra ya sea las tomadas directamente del reservorio (sub-superficiales) o las tomadas de los separadores (recombinados).

Las propiedades físicas de los fluidos por usar, tales como la viscosidad, el factor de volumen relativo, razón de gas-petróleo (G.O.R.), etc, necesitan ser conocidas. También es necesario que todos los sólidos de la muestra del reservorio sean extraídos.

Métodos de laboratorio .-

El laboratorio debe tener medios de medición con una exactitud suficiente para una extensa variedad de rates de flujo,

para bajas caídas de presión y para presiones ambientales altas. Debido a la mucha dificultad, el procedimiento usual del laboratorio es usar un aceite mineral altamente refinado y una agua de for. En sintetizada la cual tendrá una relación de viscosidad, a la temperatura de la prueba, similar a la hallada en el ~~reservorio~~

La presión que ha de ser usada en la extracción del lodo y para la corrida de la prueba de la permeabilidad es dejada a criterio del operador .

El core que será examinado representará el área inmediata que circunda al hueco donde la gradiente de presión es más alta. Esta gradiente puede ser causada por una o la combinación de varios factores tales como :

- 1).- La presión diferencial entre la columna del lodo y la formación.
- 2).- El movimiento de la tubería o sarta de perforar en el hueco lleno de lodo.
- 3).- Por la inyección a chorro (jetting) y/o el rascado (scrapping).
- 4).- El chupado o aspiración adicional de presión en la producción ("swabbing or drawdown on production").

Así tenemos que en reservorio, las pocas primeras pulgadas adyacentes al pozo dentro de la formación , están sujetas a un amplio rango de variaciones de presiones diferenciales. Normalmente en el laboratorio debe usarse una presión diferencial de 100 psi. Es deseable tratar de duplicar las condiciones del reservorio e tratar de acercarse a ellas tanto como sea posible.

El problema surge ya sea o no que la costra del lodo sea extraída antes de la corrida de la prueba de permeabilidad de retorno . Esto dependerá de la calidad de la completación del pozo y es dejado a criterio del operador. Si las condiciones de la completación del pozo son desconocidas, generalmente la costra del lodo es dejada intacta antes de empezar el contraflujo.

Un mejor orden de evaluar el mecanismo de limpieza es correr las permeabilidades de retorno en un rango de presiones despegadoras de la costra que va en incremento.

Todas las medidas de las permeabilidades de retorno deben ser comparadas a una permeabilidad de referencia corrida a la misma presión antes de extraerse el lodo. Esto es hecho porque la permeabilidad de muchos cores es sensible al rate del flujo debido a partículas móviles, efectos de la arena, etc. Esta permeabilidad de referencia deberá estar en el rango del flujo laminar. Esto es lo práctico para correr la permeabilidad de referencia (figura N° 11) a una presión diferencial de 2.5 psi y luego despegar la costra a 2.5 , 5 , 15 y algunas veces a 100 psi si los cores están lo suficientemente consolidados. Antes de la extracción o remoción de la costra , a la presión descrita o recomendada, la presión es reducida a 2,5 psi y se mide la permeabilidad. Esto se repite hasta que la permeabilidad llegue a un valor equilibrado .

Para cada muestra se debe llevar un registro de la permeabilidad a cada incremento del tiempo, siendo éstos valores tabulados para cada lodo. Por esto la permeabilidad promedio y el porcentaje de la permeabilidad son calculados antes de la extracción del lodo.

Antes de la extracción de la costra los cores deben ser examinados y hacerse una descripción visual de la costra remanente. Tomar fotografías de los cores con las costras remanentes si se desea.

EXTRACCION DE LA COSTRA

Hay dos métodos básicos para la extracción de la costra del lodo y son físicamente y por disolución.

1).- Físico .- En la cual la costra es lavada por la fuerza de un chorro fluyente. Esto generalmente está caracterizado por la presencia en el flujo de pequeños pedazos o trozos de la costra. Pequeñas aglomeraciones de costra pueden ser observados en los rates que fluyen a altas velocidades.

2).- Disolución .- Esto sucede como consecuencia de un contraflujo . Esto es evidente por la limpieza de conglomerados de costra en el contraflujo. La disolución de la costra sucede apenas empieza el contraflujo. El flujo estará limpio de conglomeraciones o partículas de la costra del lodo ,pero mostrará una coloración oscura debido a la disolución de los componentes del lodo.

Un examen de los cores de los que se ha extraído la costra en forma descuidada, puede mostrar una mancha donde la costra ha estado ,aunque ésta generalmente ha sido extraída completamente.

Los lodos a base de agua generalmente muestran las aglomeraciones en su extracción y los lodos a base de aceite muestran una total disolución de la costra por el contraflujo o sea por lavado con un flujo en dirección contraria al del filtrado. Los lodos de emulsión están en un rango intermedio de los anteriores.

PRUEBAS DE SELECCION .-

Varias modificaciones de las pruebas de permeabilidad de retorno ,son efectuadas cuando se hace una selección o tamizado a un gran número de muestras o para evaluar varios aditivos del lodo para llegar a un número más razonable o reducido para unas pruebas más intensivas.

Una prueba común de selección es hecha cuando sólo se dispone de cores de esquistos u otro material impermeable. La prueba consiste en la perforación de los tapones con una broca de diamante, usando aceite como enfriados, midiendo cuidadosamente la longitud y el volúmen bruto en un picnómetro, sumergiéndolo los tapones para ser evaluados y observando luego el cambio de volúmen bruto vs. el tiempo.

En el caso de detritus de cores, arenas no consolidadas, etc, el material a veces es pulverizado y mezclado . Una cantidad pesada es colocada en un tubo centrífugo graduado.

La química o los fluidos se agregan para la evaluación y el cambio de los volúmenes de los sólidos es anotado.

RESULTADOS TÍPICOS DE LABORATORIO PARA PERMEABILIDADES

DE RETORNO

Se trata de determinar en el laboratorio ,el mejor fluido de perforar para penetrar una zona a la profundidad cercana a los 13,000 pies. Esta es una arena sucia y es altamente sensitiva al daño por el filtrado.

Los fluidos bajo consideración y sus propiedades son designados como los lodos A , B, C , y E . El lodo A' es la repe-

rión de la prueba para determinar su reproducción. El lodo D fué serrido para evaluar el significado del peso del lodo.

Todos los lodos probados son muestras actuales o verdaderas del campo.

Varios cores han sido obtenidos de la zona del campo bajo estudio . Seis tapones de prueba cubren el rango determinado de la profundidad y la permeabilidad del aire fué usada en cada caso .

Las propiedades promedias de los cores están dadas en la tabla N° 2.

Las condiciones para la extracción del lodo están dadas en la tabla N° 3 . También se muestra los volúmenes de filtrado recolectado de la extracción del lodo de los cores.

Todos los tapones de prueba son de igual longitud y de igual sección transversal, para facilitar la comparación de los resultados.

La tabla N° 4 es un promedio de los datos de los seis tapones de pruebas de los cores para cada lodo. Esto está representado gráficamente en la figura N° 10.

A la presión inicial de desrevoque de 2.5 psi a través de los cores de 1 pulgada de longitud, los lodos alcanzan una permeabilidad de equilibrio de 90 a 95 % para los lodos a base de aceite ; 50 a 75 % para los lodos a base de emulsión reversible y cerca de 3 % para los lodos a base de agua.

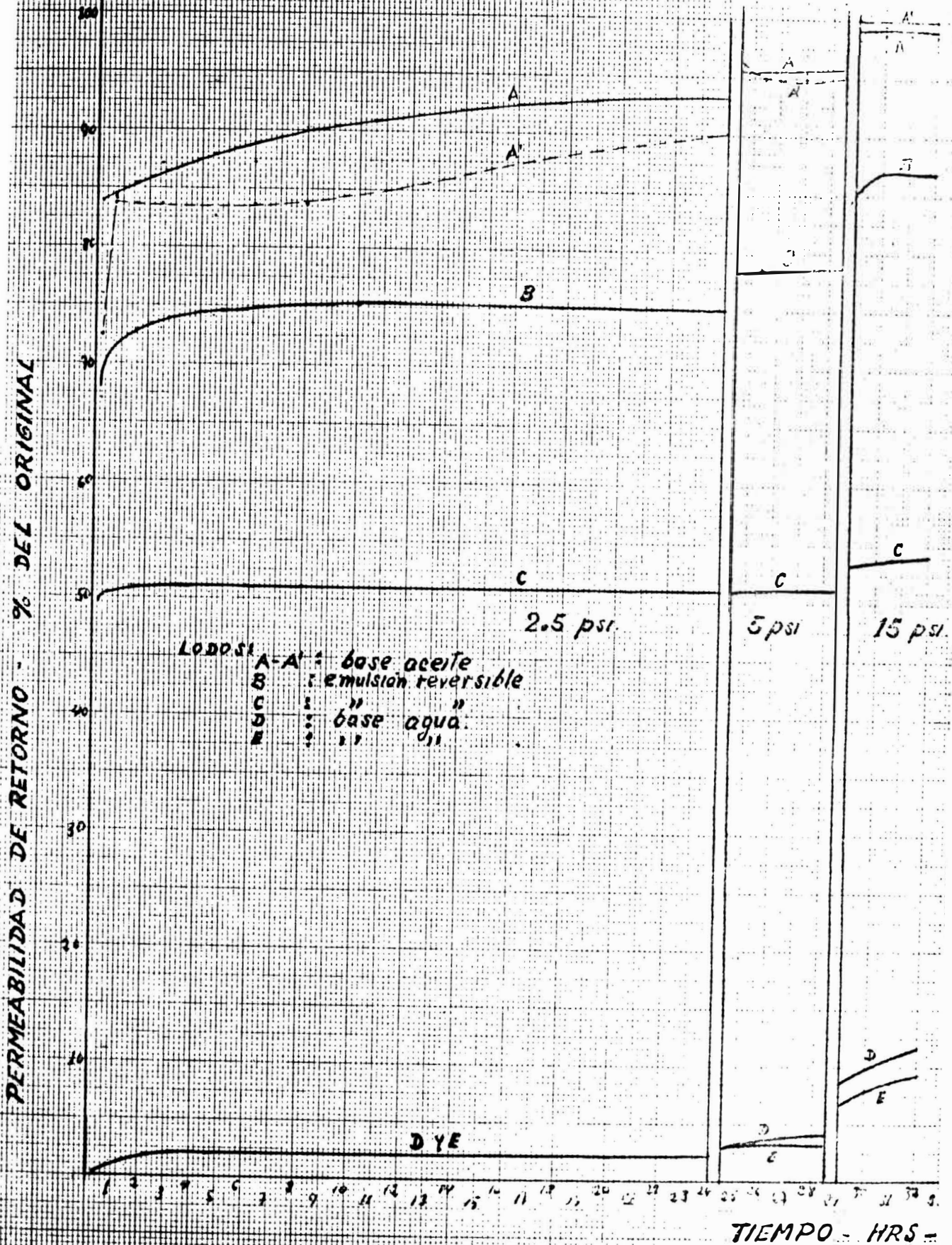
En todas las muestras se observa un incremento en la permeabilidad cuando la presión es levantada a 5 psi (60 psi/pié) y otro incremento a 15 psi (180 psi/pié) .A 100 psi hay un gran volumen de petróleo fluyendo a través del core, observándose a veces que erosiona y desaloja partículas del core. Se piensa que

Éste es un fenómeno característico del laboratorio ,puesto que las partículas de arena no están sujetas ni retenidas en su sitio por efecto de la presión de sobrecarga de formaciones la cual ha sido liberada y por lo tanto están consecuentemente libres para moverse en los intersticios a una presión de flujo suficiente.

Un puenteado causaría una aparente declinación en la permeabilidad ,o un lavado se piensa que debe dar permeabilidades de retorno sobre un 100 % .Numerosas pruebas de campo han mostrado que ésto no es cierto en la práctica actual.

FIG. 10.

PERMEABILIDAD DE RETORNO EN FUNCION DEL TIEMPO Y LA PRESION



EQUIPO Y SISTEMA DE FLUJO PARA EL DESREVOQUE Y LAS PRUEBAS DE PERMEABILIDAD DE RETORNO

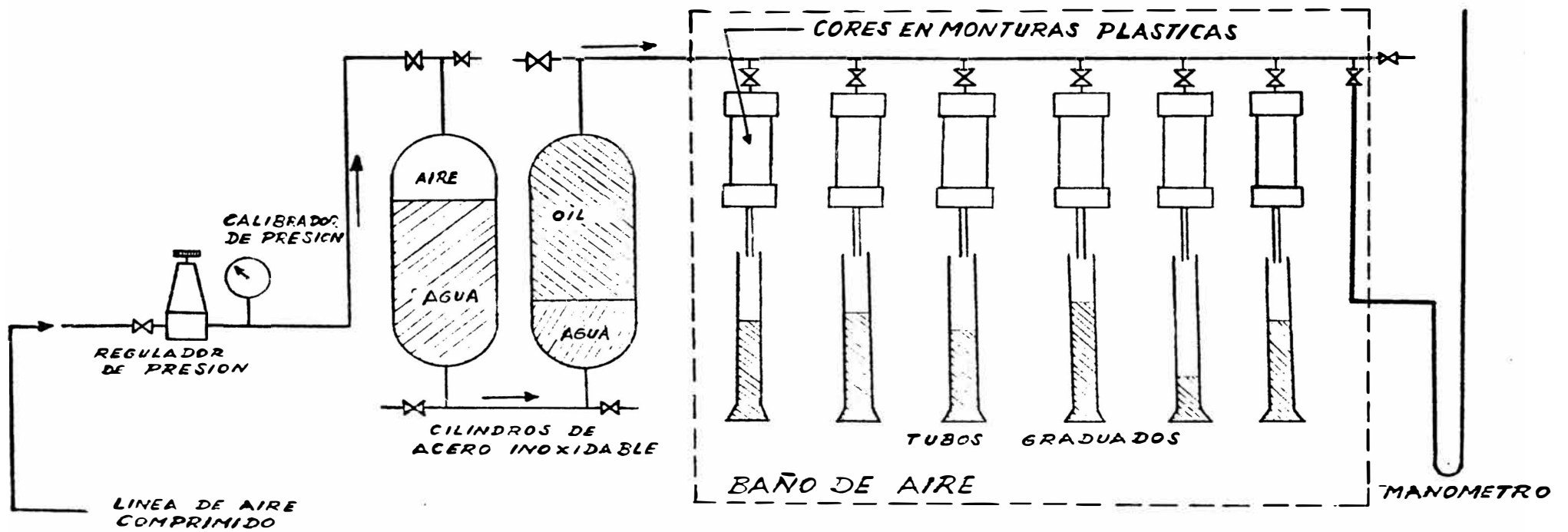


FIG. N° 11

CONCLUSION

La selección de un apropiado programa de lodos para la perforación de un pozo es un gran responsabilidad. Siempre en áreas de gran presión y en las prorratedas, el daño a la formación puede, como que efectivamente sucede, dar como resultado un menor pay-out, altos costos de operación para producir y un mínima producción final.

Para evaluar en forma adecuada éstas complicaciones uno debe conocer ciertos factores como :

- ¿Es la formación potencialmente productiva, sensible al agua?
- ¿Cuánto tiempo estará la formación potencialmente productiva en contacto con la columna del lodo?
- ¿Cuál es la presión surgente que se espera?

Conociendo éstos factores se puede hacer un adecuado programa de lodos. Una selección errónea del fluido de perforar, podría reducir el índice de producción de un pozo por un 80 % o más.

Si la selección del fluido de perforar se ha hecho basado en las informaciones de los análisis, la persona que hace la selección debe tener la respuesta a otra incógnita :

- ¿Pueden los informes del laboratorio ser confiables para tomarse como representativos de lo que puede ocurrir a las formaciones que rodean al hueco?

Sóloamente los procedimientos apropiados del laboratorio pueden responder afirmativamente a ésta pregunta.

PROPIEDADES DE LOS LODOS USADOS EN LAS PRUEBAS
DE PERMEABILIDAD DE RETORNO

TABLA N°1

Lodo :	<u>A y A'</u>		<u>B</u>		<u>C</u>		<u>D</u>	<u>E</u>	
Base :	Aceite		Emulsión Reversible		Emulsión Reversible		Agua	Agua	
Densidad lb/gal	16.8		16.3		16.2		13.2	16.4	
<u>PROP.FANN</u>	°F:	100	150	100	150	100	150	100	100
Va cp	--	85.5	112.5	66.5	82.5	52.5	23	43	
Vc cp	--	71	97	52	72	40	23	35	
Yp lb/100 ft ²	--	29	31	29	21	15	0	16	
Gel 10 min lb/100 ft ²	9.21	5.11	33.5	26.32	24.44	20.21	1.2	3.9	
<u>RETORTA</u>									
Agua %	9		18		18		72	48	
Aceite %	50		58		48		4	13	
Sólidos %	41		34		34		24	39	
Agua ASTM %	8.0		--		17.6		--	--	
Pérdida Fluido API ml/hr	0.0		0.0		0.0		8.2	6.6	
<u>PRESION Y TEMPERATURA EN PERDIDA DE FLUIDO</u>									
300°F-500 psi ml/30 min	1.1		---		---		---	---	
250°F-500 psi ml/hora	---		5.4 (aceite)		2.6 (aceite)		---	---	
Contenido de Arena %	2.5		---		---		---	---	
pH del Filtrado	---		---		---		9.0	10.0	

■ Son valores corregidos. Todas las muestras son del campo.

TABLA N° 2

RESUMEN DE LAS PROPIEDADES PROMEDIAS
DE LOS CORES

Lodo N°	Porosidad	Permeabilidad en md. para:		
	% del Vol. Bruto	Aire	Agua de formac. sintética	Aceite con agua intersticial
A	14.3	22	19	9.5
A'	14,3	22	19	8.5
B	14.4	24	20	10.8
C	13.9	22	18	11.0
D	14.4	24	20	10.8
B	13.9	22	18	6.6

TABLA N ° 3

CONDICIONES DE EXTRACCION DEL LODO

Correa : Wilcox a 13,000 pies (USA).

Presión : 100 psia.

Tiempo : 1 hora.

Temperatura : 165 °F.

Velocidad de agitación : 600 rpm.

Lodo N°	Vol. Prom. de <u>Filtrado</u> , ml.	
	Aceite	<u>Agua</u>
A	1.31	0.0
A'	1.10	0.0
B	2.09	0.0
C	1.71	0.0
D	1.01	5.53
E	0.97	6.21

TABLA N° 4

PORCENTAJE DE LA PERMEABILIDAD DE RETORNO VS.
TIEMPO Y PRESION

Lodo N°:	A	A'	B	C	D	
Permeab. core <u>md.</u>	9.5	8.0	10.8	11.0	10.8	6.6
Tiempo horas	Presión : 2.5 psi					
0.25	83.9	72.5	67.0	49.9	0.3	0.4
0.75	84.5	83.8	71.9	50.5	0.6	0.6
1.5	85.4	83.8	72.9	51.0	0.9	1.4
2.5	87.1	83.8	73.0	50.1	1.8	2.0
4.5	87.8	82.6	74.1	50.4	2.0	2.1
6.0	87.3	83.8	73.5	50.6	2.1	2.3
8.0	90.1	83.8	75.3	51.0	2.1	2.0
24.0	93.4	90.1	75.0	50.8	2.3	2.2
24.25	----- Presión incrementada a 5 psi -----					
24.5	95.6	96.2	78.4	50.9	2.8	3.0
25.5	95.0	95.0	78.7	50.8	3.6	3.3
27.0	95.6	95.0	78.2	51.4	3.9	3.3
28.5	95.9	95.0	78.9	51.1	4.1	3.4
28.75	----- Presión incrementada a 15 psi -----					
29.0	98.3	100.0	85.5	53.3	8.7	6.9
30.0	99.5	98.8	87.1	53.9	10.0	8.1
31.0	98.4	98.8	86.4	53.8	10.9	8.6
32.0	98.6	100.0	86.8	54.2	11.8	9.1