



249

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**“EL PROBADOR DE FORMACION RFT”**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A

**Carlos Antonio Crivelli Cruz**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

## I N D I C E

Capítulo	I	INTRODUCCION	1
Capítulo	II	DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA (RFT)	
	II.1.-	Generalidades	5
	II.2.-	Descripción de las Medidas de Presión	12
	II.3.-	Toma de Muestras	14
	II.4.-	Análisis de las Muestras Recuperadas	19
	II.5.-	Técnica de Inyección	21
	II.6.-	Análisis de los Resultados de Campo	23
	II.7.-	Ventajas del RFT	25
Capítulo	III	ANALISIS TEORICO DE LOS FENOMENOS DE PRESION	
	III.1.-	Generalidades	27
	III.2.-	Efectos de la Geometría de Flujo sobre el Incremento de Presión	28
	III.3.-	Análisis de las Anomalías de Presión para flujo esférico	31
	III.4.-	Efecto de la Formación de la perforación	35
	III.5.-	Efecto del Espesor	36
Capítulo	IV	APLICACIONES	
	IV.1.-	Estimación de la Permeabilidad	42
	IV.2.-	Ejemplo Ilustrativo	45
	IV.3.-	Ejemplos de Aplicación en la República Mexicana	52
	IV.4.-	Aplicaciones Especiales	59
		NOMENCLATURA	70
		CONCLUSIONES	72
		APENDICES	73
		BIBLIOGRAFIA	79

## C A P I T U L O I

### INTRODUCCION

Una nueva técnica ha sido desarrollada para realizar pruebas de formación con seguridad, rapidez y economía con gran éxito en agujeros abiertos.

Esta técnica utiliza una herramienta llamada probador de formaciones (Repeat Formation Tester) que pone en comunicación un sistema para medir presiones y tomar muestras de fluidos de la formación.

Esta herramienta ha sido diseñada con un sistema de pre-ensayos que inicialmente se pensó en utilizar sólo para verificar si el sello con la formación era bueno antes de tomar muestras de fluidos; sin embargo posteriormente se encontró la gran ventaja de utilizar estas dos cámaras de pre-ensayo para medir presiones de lodo y de la formación.

El probador de formación es expandido contra la pared a cualquier profundidad y las zonas a ser probadas son usualmente elegidas a través de un estudio de registros eléctricos. Las mediciones en los intervalos de formación elegidos se hace por medio de la introducción de una punta de prueba en la formación a través del enjarre y extrayendo una pequeña cantidad de fluido; en el momento de estar midiendo las variaciones de presión (decremento o incremento) del yacimiento se comienzan a grabar en un registro en la superficie. A esta prueba se le denomina pre-ensayo.

El éxito de esta operación depende de la calidad del sello que se logre alrededor de la punta de prueba. Esto posibilita estudiar las características estáticas y dinámicas del fluido de la formación.

Con la herramienta es posible obtener en cada bajada dentro del pozo:

- Un número ilimitado de pre-ensayo con mediciones de presión hidrostática de la columna de lodo, - presión de formación y estimación de la permeabilidad.
- Dos muestras de fluido separadas o una sola muestra segregada y estimación de la permeabilidad - a partir de mediciones de presión.
- Confirmar, a partir de las variaciones de presión del pre-ensayo, que se ha obtenido un sello eficiente con la formación y que la permeabilidad es suficiente para tomar una muestra de fluido.

El probador de formación se introduce en el pozo con un cable de registro y no requiere de medidas especiales de precaución debido a que la columna de lodo es mantenida todo el tiempo, la profundidad del pozo no es problema. Así este método permite seguridad y economía en los costos de la perforación.

Algunas aplicaciones de la presión obtenida con el probador de formaciones son:

En yacimientos nuevos: detección de contactos de fluido in situ, medición de densidad, individualización de bloques en el yacimiento, presión de yacimiento, ajuste de los parámetros del enjarre durante la perforación.

En yacimientos desarrollados: caracterización de barreras, - tanto verticales como horizontales, determinación de la permeabilidad vertical, indentificación de zonas "ladronas".

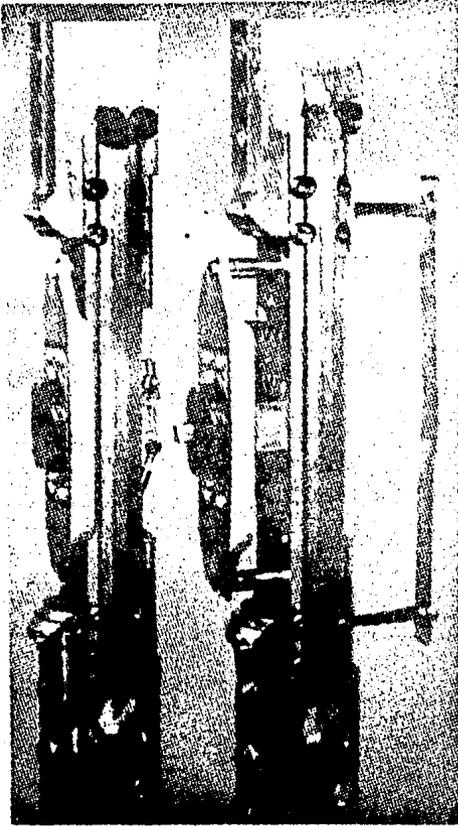


Fig. No. 1.- Probador de Formación RFT

En General:

Cada nuevo perfil de presiones obtenido es una fecha determinada y en un punto preciso del yacimiento, es una poderosa herramienta en el ajuste de simuladores de yacimiento.

El propósito de este trabajo es describir con cierto detalle este nuevo instrumento, el probador de formación, y explicar su funcionamiento, así como la manera de interpretar sus resultados para el mejor conocimiento de las características de la formación y la evaluación adecuada del yacimiento.

## C A P I T U L O    I I

DESCRIPCION DE LA HERRAMIENTA

## II.I Generalidades

En este capítulo se trata de describir el funcionamiento del probador de formaciones (Repeat Formation Tester o simplemente RFT).

La Fig. 2 muestra un diseño esquematizado de las partes esenciales del probador de formación. Todas las secuencias de operación de la herramienta (asentamiento, pre-ensayo, muestras de fluido desasentamiento) son efectuados por un mecanismo electrohidráulico controlado desde la superficie.

La herramienta se baja al pozo por medio de un cable de registros y se coloca a la profundidad requerida, determinada con la ayuda de la curva de potencial espontáneo (SP) o de rayos gama (GR). Un previo registro de calibración, también es necesario para conocer el diámetro del pozo. Una vez que la herramienta se encuentra a la profundidad deseada se efectúa la siguiente secuencia en forma automática:

- 1.- El patín con empacadura de goma y el zapato de soporte son expandidos para fijar la herramienta contra la formación (Fig. 1)
- 2.- Se cierra la válvula ecualizadora.
- 3.- Se expande la punta de prueba y se hace una pequeña perforación que establece un canal de flujo desde la formación a la herramienta y se abre la válvula de filtro.
- 4.- Se desplaza el pistón de la cámara de pre-ensayo 1 entrando fluido a la cámara.

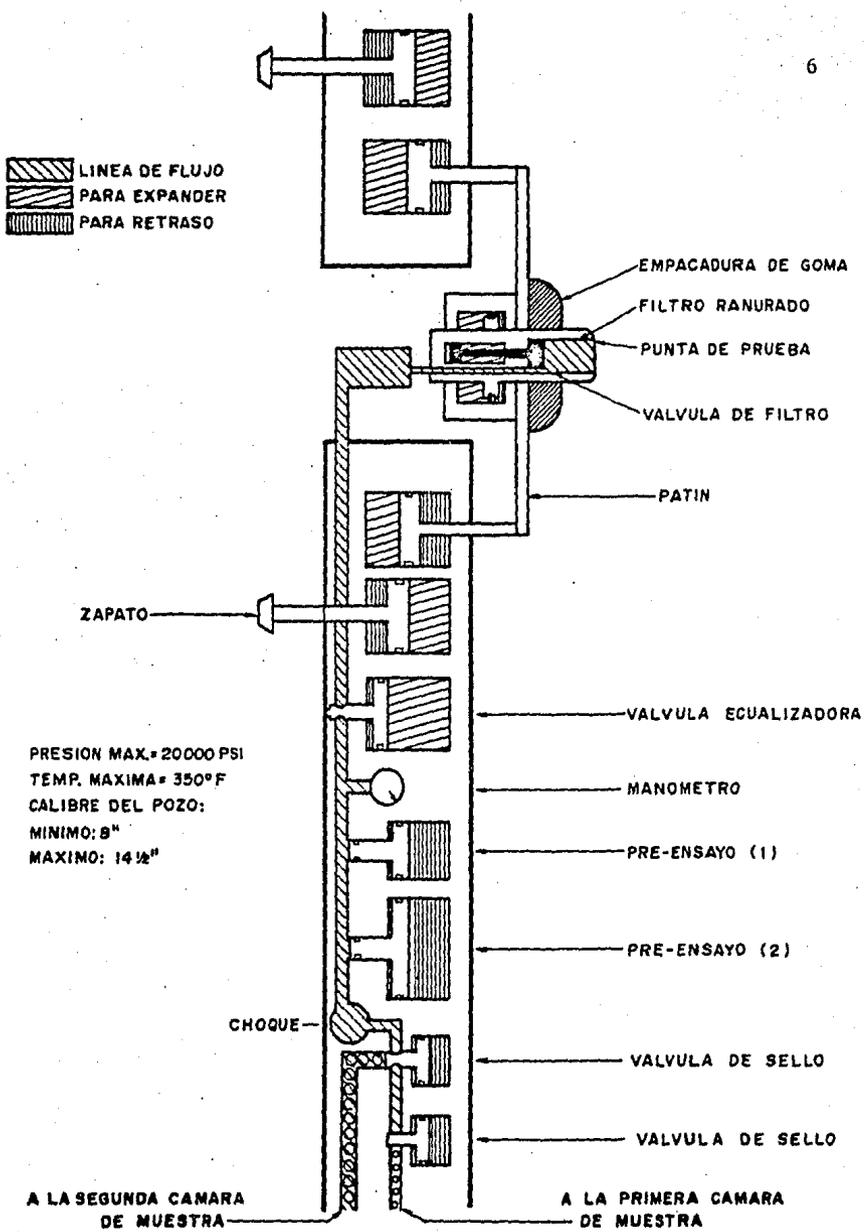


Fig. No. 2.- Diagrama del probador RFT

5.- Idéntico en la cámara de pre-ensayo 2. El volumen de las cámaras de pre-ensayo es de 10 cm<sup>3</sup> cada uno. El flujo ocurre bajo diferencial de presión aproximadamente constante. La velocidad de llenado de la segunda cámara es alrededor de 2.5 veces mayor que la primera cámara.

Durante la secuencia indicada, las presiones son observadas y registradas en la película y en cinta magnética. La presentación en la película es digital y analógica como se muestra en la Fig. 3 .

Observando las presiones durante el pre-ensayo, se puede verificar si se ha obtenido un buen sello hidráulico con la formación y si los fluidos de la formación están llegando a las cámaras de pre-ensayo.

En caso de que se decida tomar una muestra de fluidos, luego de analizar el pre-ensayo, desde la superficie se puede elegir cuál de las dos cámaras de muestra debe abrirse. Si se desea una muestra segregada la segunda cámara se puede abrir cuando el control en la superficie indica que la cámara muestreadora 1 ha sido llenada, sellando la muestra a la máxima presión contenida, accionando la válvula de sello.

Una vez que la secuencia de pre-ensayo y muestras de fluido han concluido otro comando de superficie origina una nueva secuencia que se realiza de la siguiente manera:

- 1.- Se sellan las cámaras de las muestras.
- 2.- Se cierra el patín con empacadura de goma, el zapato de soporte y la punta de prueba.
- 3.- Se abre la válvula ecualizadora.

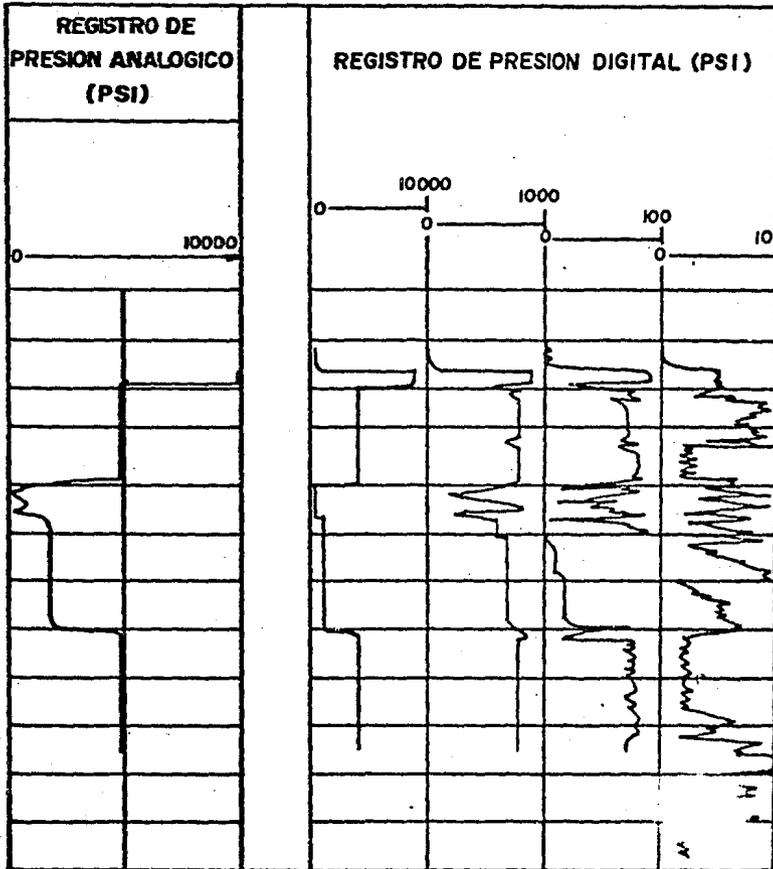


Fig. 3.- Presentación Analógica y Digital de las presiones medidas con el RFT

4.- Se cierran las cámaras de pre-ensayo y los fluidos son arrojados al pozo.

De esta manera el probador de formación está listo para ser ensayado a otra profundidad.

Durante el tiempo que la herramienta está asentada contra la formación, que puede variar desde un minuto para un pre-ensayo en alta permeabilidad hasta varios minutos para una muestra de fluidos las únicas partes que están en contacto con la formación son el patín con empacadura de goma y el zapato de soporte. El resto de la herramienta no hace contacto para minimizar el riesgo de que quede adherida a la formación, debido a la presión diferencial entre el pozo y la formación. Para evitar este problema la herramienta cuenta con un sistema de liberación, el cual consiste en dos pistolas liberadoras; las cuales actúan admitiendo la presión del lodo fuera del frente del patín. La estabilización de la presión juntamente con el choque del disparo separa el patín de la pared de la formación. Con la muestra sellada en la cámara y la herramienta libre es sacada a la superficie para medir y analizar la muestra.

La siguiente tabla muestra las diferentes capacidades del probador de formación

Capacidad	1 gal	23/4 gal	51/2 gal
Longitud	16 ft	29 ft	29 ft
Diámetro del sello	4 in	4 in	4 in
Diámetro de la cámara	4 in	4 in	5 in
Diámetro máximo de sello	6 in	6 in	6 in
Diámetro mínimo del agujero	77/8 in	77/8 in	77/8 in
Diámetro máximo del agujero	12 in	12 in	12 in

En la Fig. 4 se muestra un cinta grabada por el probador de formación, la cuál muestra tres curvas distintas:

- 1.- Esta curva indica cuando se expande y se contrae la herramienta.
- 2.- Es el indicador eléctrico para precisar el tiempo de operación del patín y la válvula.
- 3.- Esta curva indica la grabación de la presión.

Arriba de la figura está grabada la curva del SP sobre un registro eléctrico para localizar el lugar preciso en que se debe probar la formación con el equipo RFT.

En el carril izquierdo, curva (2), se aprecia la operación del patín con la letra A. El sello del patín se muestra en B. La punta de prueba es disparada en C. En la curva de la derecha, curva (3), el registro de presión antes de la prueba esta dado por D. El registro marca un incremento de presión después de abrir la herramienta a la presión de formación E. La presión de la muestra permanece constante hasta que el probador es llenado en G. en I se cierra el sello de la válvula, seguido por la compactación de la herramienta en J. Dado que la línea de presión no levanta a la presión hidrostática de la columna de lodo, es obvio que el patín aún permanece pegado contra la pared del agujero. Las pistolas liberadoras son disparadas en K y así se incrementa la presión hidrostática del lodo. La letra L verifica que la herramienta esta libre y puede ser movida del agujero.

El probador de formación usa un manómetro del tipo medidor de deformación colocado en la línea de flujo, Fig. 2

Este manómetro se caracteriza por un rango de presiones de 0-5000/10000/20000 psi; exactitud 0.98% del rango máximo, ó 0.47 % del rango máximo cuando se hacen correcciones de temperatura ó 0.13 % con calibración especial "con temperatura";- resolución 1 psi; y repetibilidad; 0.05 %.

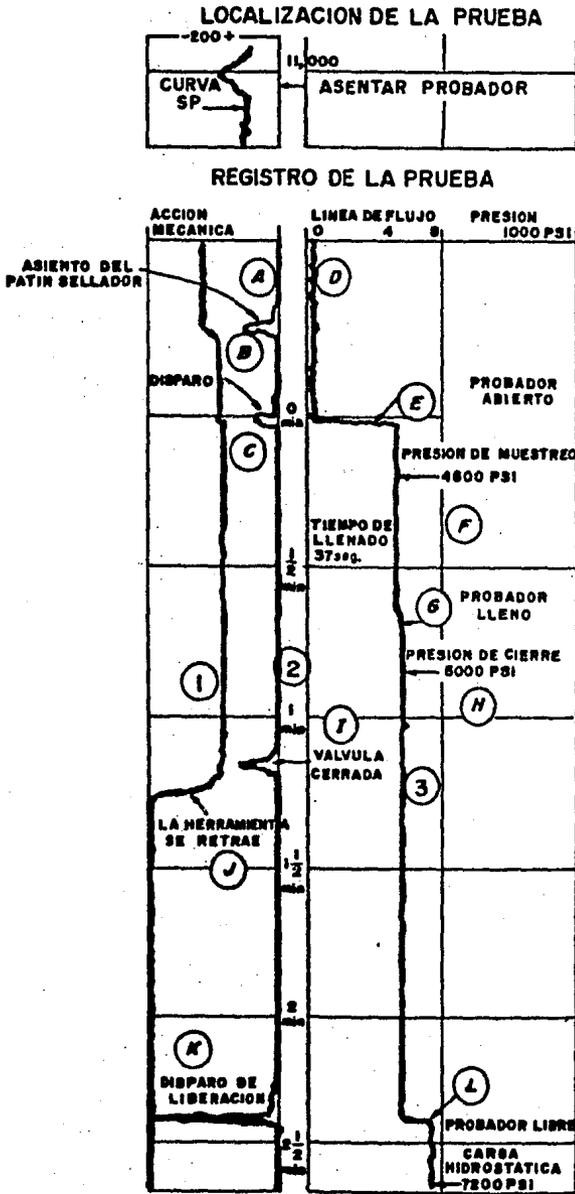


Fig. No. 4.- Registro del RFT

Para aquellas aplicaciones donde se desean obtener mediciones precisas se puede usar un manómetro de cuarzo con una resolución de 0.1 psi.

En la Fig. 5 se muestra el diseño de la válvula de filtro la cual permite solamente la entrada de fluido, evitando la entrada de granos de arena u otro material sólido que podrían obturar la línea de flujo. Este filtro es automáticamente limpiado con un pistón cada vez que la herramienta es retraída de la formación.

## II.2.- Descripción de las medidas de presión.

Con el probador RFT es posible obtener las mediciones de presión indicadas a continuación:

- Presión hidrostática.- La presión hidrostática obtenida corresponde a la columna de lodo hasta esa profundidad. A veces el gradiente de presión observado cerca del fondo del pozo puede corresponder a una densidad más alta que la del lodo, debido a la decantación del lodo.
- Presión de cierre.- La curva de presión que se obtiene al finalizar el ciclo de pre-ensayo tiende hacia la presión estática verdadera de la formación. La presión estática final puede obtenerse por extrapolación.
- Presiones durante el pre-ensayo. Las disminuciones de presiones respecto a la presión estática ( $\Delta p_1$ ,  $\Delta p_2$ ) son proporcionales a la viscosidad del fluido e inversamente proporcionales a la permeabilidad. La caída de presión  $\Delta p_2$  es mayor que  $\Delta p_1$  porque el caudal es mayor cuando se llena la segunda cámara de pre-ensayo.

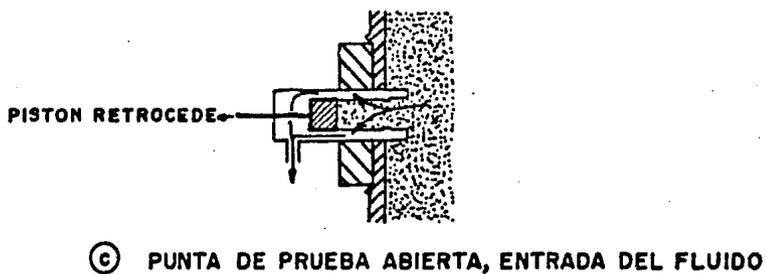
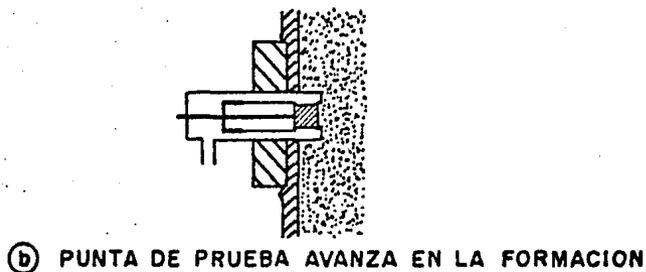
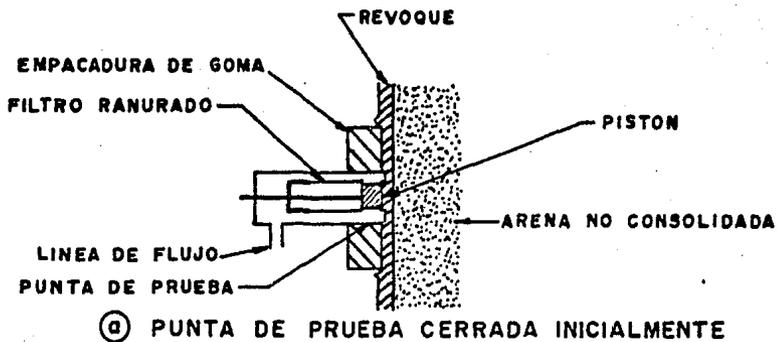


Fig. No. 5.- Operación de la punta de prueba del RFT

- Incremento de presión.- La forma de la curva de presión al final del pre-ensayo, es función de la viscosidad y compresibilidad del fluido, de la permeabilidad y porosidad de la formación, y de las distancias a barreras de permeabilidad.- Todas estas medidas se pueden apreciar en Fig.- 6.

Curvas similares de presión se obtienen cuando se toman muestras de la formación. En la Fig. 7 se observa un registro de presiones en una formación impermeable. La presión es cero durante el pre-ensayo, durante la apertura de las cámaras y en la presión de cierre. Esto puede indicar que, o la presión de la formación es cero (imposible) ó no se llenó con fluido el tubo que comunica el manómetro con la punta de prueba. Esto ocurre con formaciones impermeables, o con fluidos muy viscosos. A veces la presión puede llegarse a leerse negativa ya que está calibrada considerando la presión en la superficie igual a cero, sin tomar en cuenta la presión atmosférica. Además se debe tener en cuenta la corrección por temperatura. Para obtener la presión absoluta se debe sumar la presión atmosférica (14.7 psi) y además, efectuar una corrección por temperatura.

### II.3.- Toma de muestras

El probador de formación RFT puede tomar dos muestras en un mismo viaje en el pozo o una muestra segregada a la misma profundidad, utilizando dos cámaras independientes con diferente capacidad.

Si las presiones durante el pre-ensayo muestran que no hay pérdida de sello y que la formación tiene suficiente permeabilidad se puede decidir iniciar la toma de muestras de fluidos.

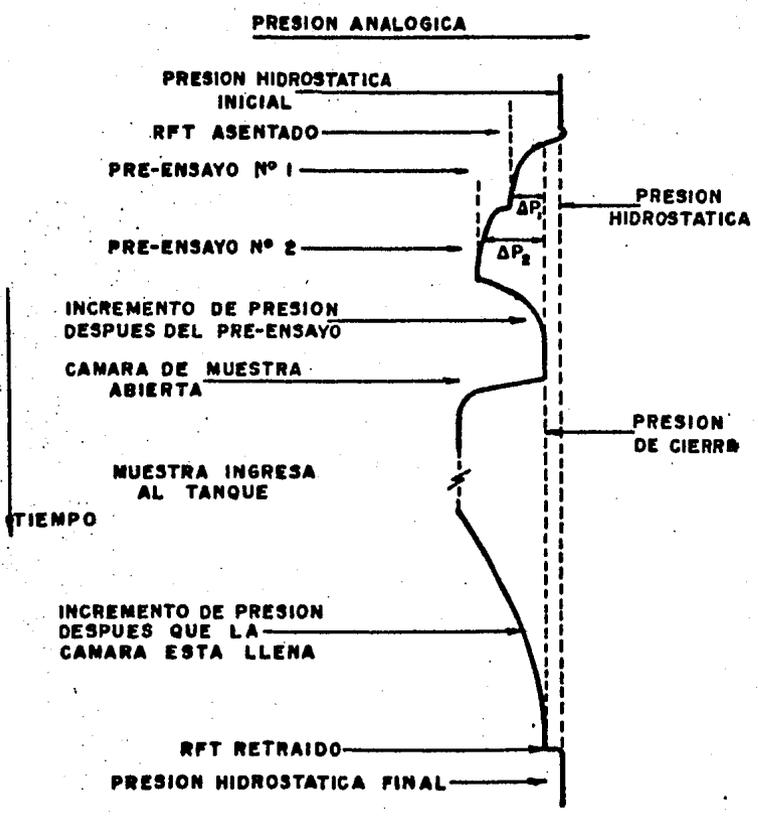


Fig. No. 6.- Descripción de las medidas de presión obtenidas con el Probador RFT.

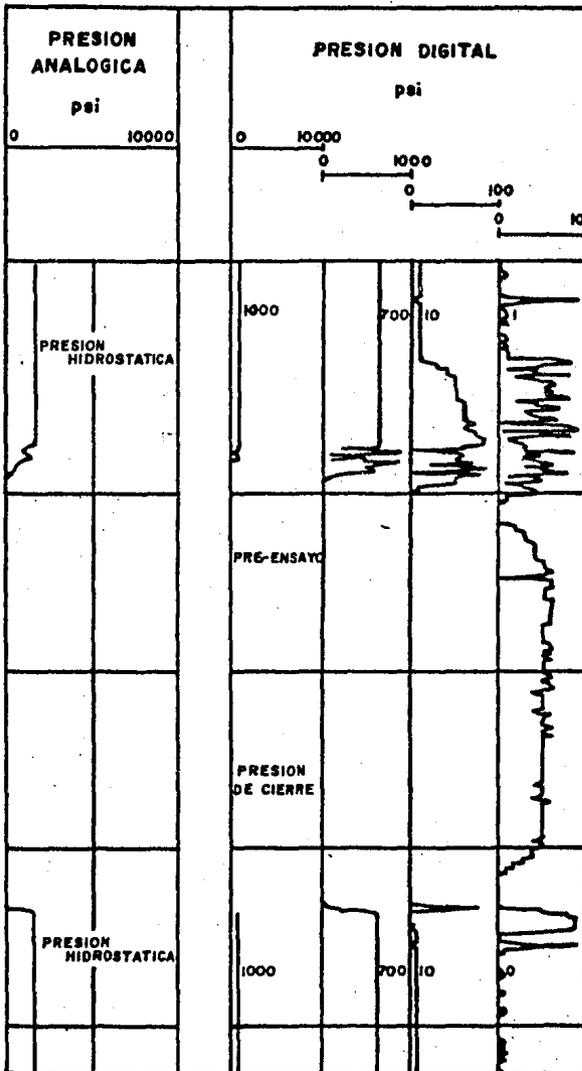


Fig. No. 7.- Registro de presiones en una formación impermeable

En la Fig. 8 se ilustra un ejemplo típico de toma de muestras segregadas a una zona de aceite pesado. Se observa en el pre-ensayo buena permeabilidad; sin embargo durante el muestreo - la presión desciende mucho debido a la alta viscosidad del - aceite. La presión aumenta durante el llenado de la primera - cámara y, cuando se llega al valor de la presión de formación se cierra la primera cámara y se abre la segunda cámara repitiéndose la curva de presión. Cuando se completa de llenar la segunda cámara se saca la herramienta a la superficie y se recuperan los fluidos de las cámaras. En el caso de ejemplo se obtuvo:

	Cámara 1	Cámara 2
Tiempo de llenado	28 min	20 min
Gas	0.5 ft <sup>3</sup>	8 ft <sup>3</sup>
Petróleo	20 cm <sup>3</sup> , 12°API	20 cm <sup>3</sup> , 12°API
Agua	8300 cm <sup>3</sup>	10200 cm <sup>3</sup>
Presión del fluido en superficie	600 psi	600 psi
Resistividad del agua recuperada	0.99 ohm-m a 102°F	0.78 ohm-m a 104°F

Es importante notar el largo tiempo necesario para llenar las cámaras debido a la poca movilidad del aceite desde la formación. Solo se obtuvieron 20 cm<sup>3</sup> de aceite en cada cámara y el resto fue agua. El objetivo principal es obtener, aunque sea en pequeña cantidad, muestras de aceite de la formación para determinar su gravedad específica, en este caso 12°API.

También es interesante notar el valor de la resistividad del agua obtenida, 0.99 ohm-m en la primera cámara y 0.78 ohm-m en la segunda a una temperatura de 100°F.

El valor de  $R_{mf}$  de la muestra del lodo entregada por el perforador es 2 ohm-m y el valor de  $R_w$  de formación es aproximada-

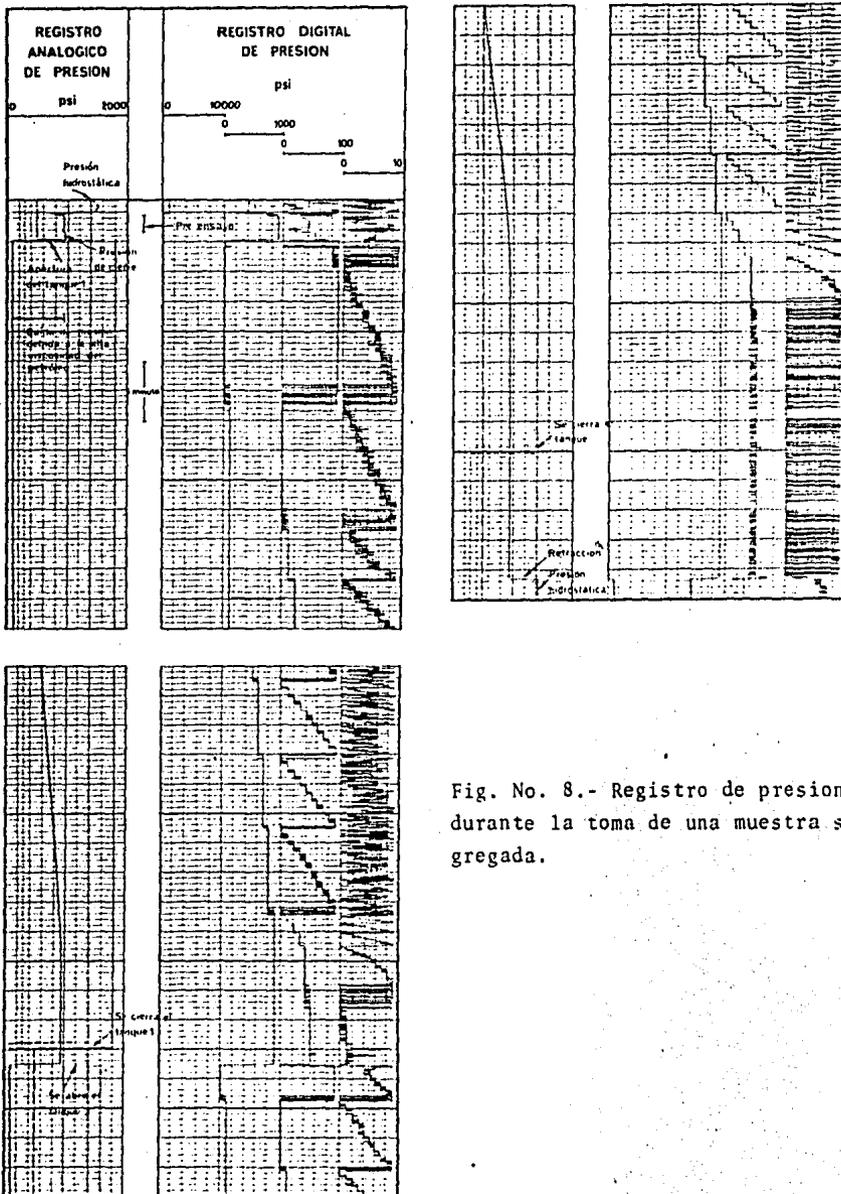


Fig. No. 8.- Registro de presiones durante la toma de una muestra segregada.

mente 0,4 ohm-m para 100°F de temperatura. A medida que entra agua en las cámaras su salinidad tiende hacia el valor de agua de formación. Este dato de resistividad de agua en la zona cercana a las paredes del pozo es importante para la evaluación de  $S_{xo}$  a partir de las herramientas de micro-resistividad. En la evaluación que se hace en las zonas de aceite pasado se ha notado que se tiene excesiva movilidad de aceite debido probablemente a una mala selección del valor  $R_{mf}$ .

#### II.4.- Análisis de las muestras recuperadas

Los fluidos recuperados se pueden clasificar en 6 diferentes categorías únicamente con base en la experiencia de campo:

- 1.- Recuperación principalmente de aceite y filtraciones de gas: Esta formación probablemente producirá aceite y gas sin agua. Se puede predecir un valor aproximado de RGA. La densidad y el tipo de aceite pueden ser definidos. La presión de formación es un factor muy importante que también puede estimarse.
- 2.- Recuperación principalmente de agua salada con una mínima cantidad de gas, comúnmente 1/10 ft<sup>3</sup>: Sin duda la formación producirá agua salada. Puede estimarse la presión de formación.
- 3.- Recuperación de aceite y/o gas y agua salada: La experiencia con este tipo de pruebas es limitado. La formación puede producir los 3 fluidos o también puede producir únicamente agua. De ser posible el pozo debe terminarse arriba de la profundidad de la prueba; si éste no pue

de hacerse, entonces una terminación en la profundidad de la muestra puede ser económica si la RGA no es muy alta. Con experiencia puede ser posible predecir los porcentajes de fluidos que serán producidos a partir de cada muestra recuperada. La presión de formación es de interés.

- 4.- Recuperación únicamente de filtrado de lodo: Estrictamente hablando la información obtenida en este caso es la presión de formación y la evidencia de que la formación es permeable. Si una formación es productora debe haber al menos una señal de aceite y alguna burbuja de gas presente en la prueba. Hay excepciones para muchas reglas y ésta puede ser una, claro la profundidad de invasión comunmente indica baja porosidad y baja permeabilidad este problema puede ser parcialmente minimizado con un mejor control de pérdida de agua en el lodo. La presión de formación puede ser útil.
- 5.- Recuperación únicamente de pequeñas cantidades de filtrado y una pequeña cantidad de gas: Esta prueba puede ser considerada como una prueba seca. Como una prueba puede ser obtenida a partir de una arena con aceite, ésta es probada en una lutita o una barrera impermeable. Si aparece arena sobre el registro eléctrico, otra prueba deberá realizarse en la misma arena. Con base en la experiencia limitada, se ha indicado que la prueba seca en una capa delgada de arena (10 ft o menos) es una buena

indicación para la no explotación de ese es pesor.

- 6.- Recuperación únicamente de lodo: Esto es una falla. En formaciones suaves sin consolidar muchas fallas son causadas por el flujo de arenas hacia el interior de la herramienta. Las irregularidades en la pared del agujero pueden causar fallas en el sello del patín.

## II.5 Técnica de inyección

Es común que en zonas de petróleo pesado se tapone el filtro o el conducto de flujo impidiendo el contacto hidráulico entre el manómetro y la formación. En algunas áreas que producen desde hace mucho tiempo, se ha solicitado efectuar registros de presión con el probador de formación para reconocer las formaciones agotadas, con presiones muy bajas. Debido a la combinación de petróleo y baja presión, el fluido no llega hasta el manómetro y no se pueden registrar las presiones.

Para resolver este problema se diseñó un sistema como el indicado en la Fig. 9 para inyectar fluido a la formación.

Una de las cámaras se llena con solvente o gas-oil y, por medio de un comando en la superficie, se abre una válvula que permite aplicar sobre un pistón la presión hidrostática del lodo. La diferencia de presiones entre la columna de lodo y la formación mueve al pistón, inyectando fluido a la formación.

En la Fig. 10 se ilustra la aplicación de esta técnica. La secuencia comienza con un pre-ensayo normal, en el que se observa que la presión se va a acero indicando un posible taponamiento. Se inyecta solvente a la formación para establecer co-

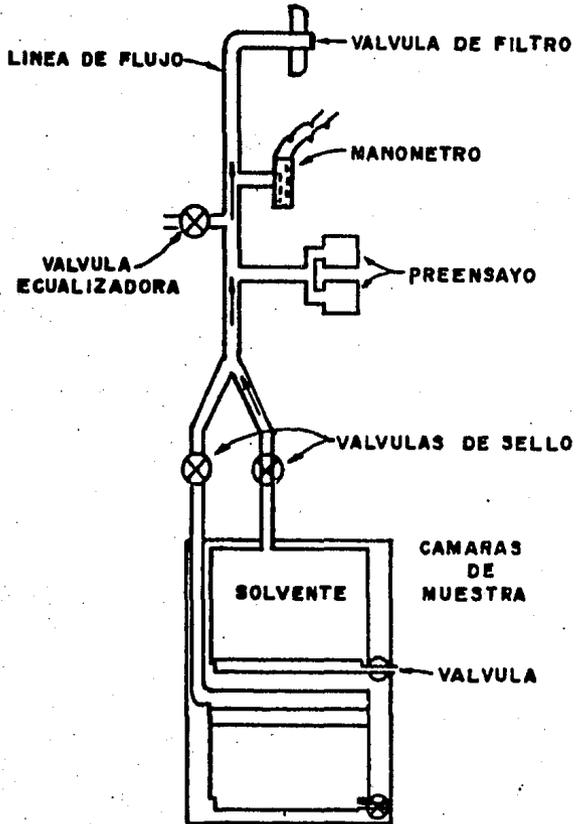


Fig. No. 9.- Método para inyección de solvente

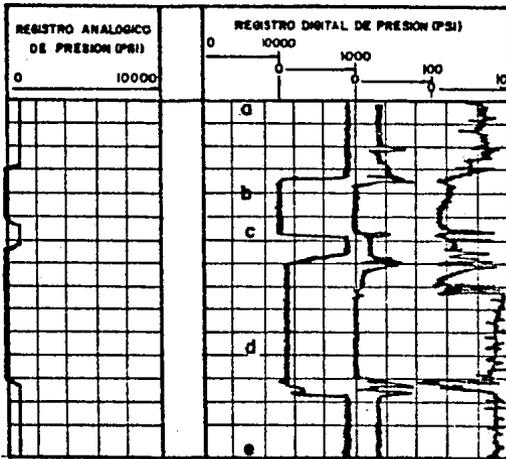
municación hidráulica. Durante la inyección la lectura del mo nómetro indica la presión de la columna de lodo. Cuando finaliza la inyección se produce decrecimiento de presiones ("build-down") hacia el valor de la presión de formación, que en el caso del ejemplo es 107 psi.

Para verificar la técnica se puede realizar una prueba en una zona en la que el pre-ensayo normal funciona bien. Esta comparación se aprecia en el Fig. 11. Luego del pre-ensayo normal, la presión de cierre indica 37 psi en la formación. Inmediatamente después del "build-down" sin mover la herramienta, se inyecta solvente en el mismo lugar obteniéndose una presión de 39 psi. Nuevamente se repite la inyección y la presión final en esta ocasión es de 38 psi.

## II.6.- Análisis de los resultados de campo

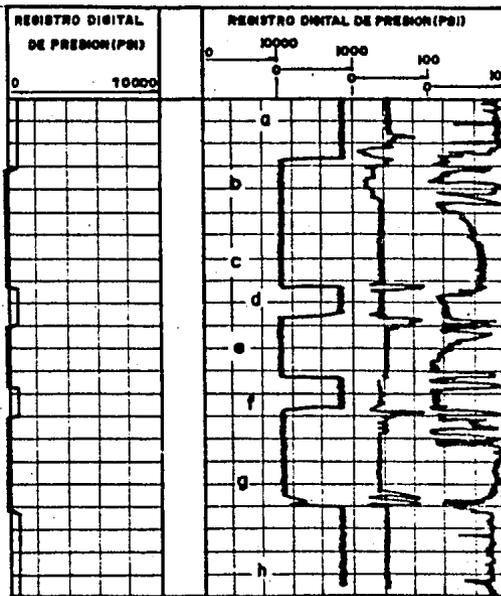
El probador de formación RFT, ha sido usado extensamente en diferentes países. Los resultados de las primeras 1,000 corridas probaron la efectividad de la técnica. Los resultados dan un 50 % de éxitos en la operación y cerca del 10% de las fallas han resultado existosas cuando la herramienta se corre nuevamente.

El 50% de las fallas fueron debidas a la ineffectividad del se llo del paquete con arenas muy suaves. Como se explicó anteriormente, esta herramienta puede recuperar muestras contaminadas y otras veces nada. Para la evaluación de los resultados es necesario tomar en consideración el filtrado de lodo.- El uso de cámaras con mayor capacidad puede dar lugar a la ob tención de muestras más representativas.



- a= Presión hidrostática 937 PSI
- b= Herramienta Taponada
- c= Inyección de Solvente
- d= Presión de Cierre 107 PSI
- e= Presión hidrostática 937 PSI

Fig. No. 10.- Registro en el proceso de inyección



- a= Presión Hidrostática 848 PSI
- b= Preensayo 20 PSI
- c= 1o. Presión de Cierre 37 PSI
- d= 1o. Inyección de solvente.
- e= 2o. Presión de cierre 39 PSI
- f= 2o. Inyección de solvente
- g= 3o. presión de cierre 38 PSI
- h= Presión hidrostática 848 PSI

Fig. No. 11.- Comparación entre la técnica normal y la técnica de inyección de solvente.

### 11.7.- Ventajas ofrecidas por el RFT

Son varias las ventajas que esta herramienta ofrece operando sobre un cable de registro:

- Una prueba a 10000 ft puede ser realizada con bastante seguridad en 2 horas. El total del viaje comprende las siguientes operaciones: tiempo de introducción de la herramienta, tiempo de la prueba y tiempo de extracción de la herramienta.
- La prueba puede ser realizada inmediatamente después de algún registro o en cualquier tiempo durante las operaciones de perforación. El pozo no requiere de condiciones especiales.
- La presión de la muestra, la presión de formación y la presión hidrostática del lodo son grabadas sobre una película en la superficie, así como también todas las operaciones de la herramienta para un mejor control.
- Para colocar la herramienta a cualquier profundidad se utiliza la ayuda del registro SP y se logra una precisión hasta de  $\pm 6$  pulgadas.
- Dependiendo del número de pruebas que se realicen en una capa, se podrá determinar el espesor de la formación y los contactos aceite-agua y aceite-gas.
- Con los análisis de las muestras recuperadas en la superficie se determinará el tipo de fluido y la densidad de éste.

- Realizando análisis y mediciones de la resis  
tividad del agua que contiene la muestra, po  
demos incrementar los conocimientos acerca -  
del yacimiento y agregar estos análisis a la  
interpretación de registros obtenidos en o -  
tros pozos en el área.

## C A P I T U L O   I I I

### ANALISIS TEORICO DE LOS FENOMENOS DE PRESION

#### III.1 Generalidades

Debido a la gran diferencia entre la operación del probador de formación y las pruebas del contenido de la formación por medio de la tubería de perforación, han habido modificaciones para su interpretación. La principal diferencia es la geometría del flujo. Habiendo establecido la geometría del flujo, pueden considerarse otras características como flujo multifásico, almacenamiento, factor de daño.

Para efectuar un análisis de los datos de presión obtenidos con el probador de formación, 3 tipos de flujo deben ser considerados: lineal, cilíndrico y esférico. Las geometrías de flujo esférico y cilíndrico son los más comunes en el probador de formación por lo que se estudiarán con mayor detalle.

Las curvas de presión registradas por el probador de formación siguen dos patrones generales, dependiendo si la formación es de baja o alta permeabilidad. La Fig. 12 muestra esquemáticamente estos dos tipos de respuestas. En la Fig. 12(a) muestra la presión alta registrada durante el llenado de la herramienta, es esencialmente la presión diferencial a través del estrangulamiento del sistema. En la Fig. 12(b) el gasto es comparativamente bajo y una alta presión diferencial existe a través de la formación durante el llenado de la herramienta. Puesto que no hay estimaciones en el probador de formación para medir flujo instantáneo, es necesario hacer suposiciones con respecto a esta variable. Deben considerarse dos casos idealizados: (1) donde el flujo es constante durante el decremento y

cero, después que la herramienta ha sido cerrada, durante el incremento y, (2) donde la presión es constante en la perforación durante el decremento y el gasto es cero durante el incremento.

### III.2.- Efectos de la geometría del flujo sobre el incremento de presión.

La Fig. 13 muestra un diagrama comparativo entre la geometría del flujo en el probador de formación y el flujo esférico supuesto en el desarrollo matemático. Las flechas indican la dirección del flujo del fluido durante el período de decremento. Como se indica posteriormente las anomalías de presión producidas en la formación durante el período de decremento se prolongan a cierta distancia a partir de la perforación.

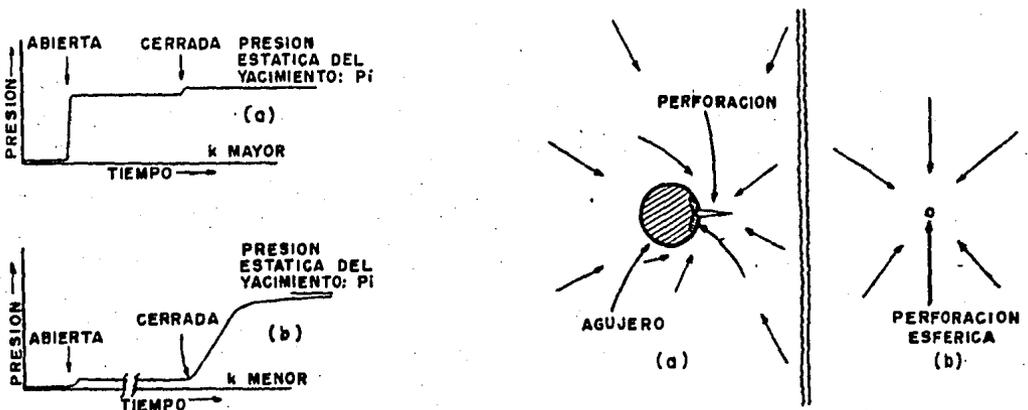


Fig. No. 12.- Curvas típicas de presión registradas por el RFT en: (a) en una capa de alta permeabilidad (b) en una de baja permeabilidad.

Fig. No. 13.- Comparación del flujo geométrico al RFT (a) Flujo Esférico (b) suponiendo el flujo desarrollado matemáticamente. Las flechas indican la dirección de fluido durante la prueba.

Para escoger la perforación esférica se usa un modelo matemático específico. Esto es esencial, para el flujo geométrico-esférico del probador de formación que difiere mucho de los métodos de prueba de contenido de formación por medio de la tubería de perforación, es aceptable suponer que el flujo tiene simetría cilíndrica. Esto también es aceptable con el probador de formación en espesores delgados.

Para diferentes geometrías de flujo se usan diferentes ecuaciones para el análisis de la respuesta de incremento de presión. Para ilustrar esto se considera los tres casos de geometría de flujo idealizados que pueden ser manejados como: - flujo lineal, flujo cilíndrico y flujo esférico.

La Fig. 14 representa el modelo de propagación de presiones desde la punta de prueba hacia la formación y viceversa. Cerca de la punta de prueba es esencialmente esférico, y si existen barreras horizontales de permeabilidad se transforma en cilíndrico. Teniendo en cuenta el pequeño volumen de fluido y la resolución del manómetro normal, el radio de investigación no es mayor de 3 pies en formaciones de alta porosidad, cuando la propagación es esférica.

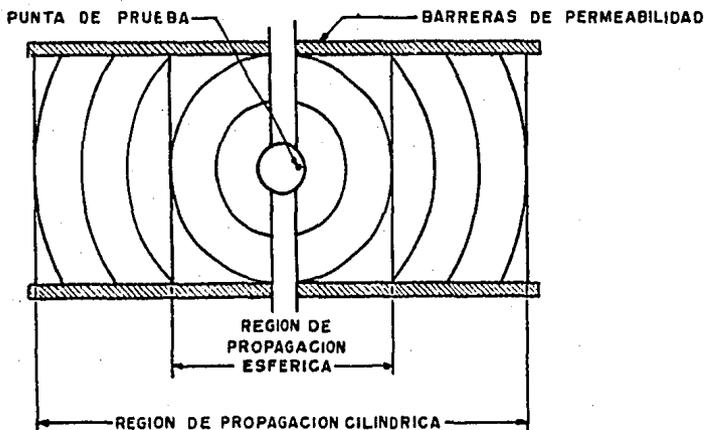


Fig. No. 14 Modelo de propagación de presiones

Si hay barreras de permeabilidad a una distancia del orden de un pie de la punta de prueba se observa en el incremento una transición entre un modelo de propagación y otro. Si las capas son muy finas se observa únicamente propagación cilíndrica, la profundidad de investigación es mayor que en el caso de la propagación esférica.

Para cada caso se supone que la formación es homogénea a una presión inicial  $p_i$  y que el gasto es constante producido en un período de tiempo  $t$ . El volumen total del fluido producido durante un tiempo  $t$  es denominado por  $V$  en cada caso y el tiempo que la herramienta ha sido cerrada por  $\Delta t$ . Para el caso lineal se supone que la producción es a través de una área de sección transversal, para el caso del cilindro, a través de la cara del cilindro de altura  $h$  y para la esfera, a través de la superficie esférica de radio  $a$ .

La ecuación para flujo lineal derivada con base en los trabajos de Van Everdingen y Hurst es:

$$p(t) = p_i - \frac{2}{\sqrt{\pi\alpha}} \frac{V}{kA} \frac{1}{T} \left( \sqrt{T + \Delta t} - \sqrt{\Delta t} \right) \quad (1)$$

La ecuación para flujo cilíndrico basado en el desarrollo de Horner es:

$$p(t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi kh} \frac{V}{T} \left( \ln(T + \Delta t) - \ln(\Delta t) \right) \quad (2)$$

La ecuación para flujo esférico es:

$$p(t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi k} \sqrt{\frac{\alpha}{\pi}} \frac{V}{T} \left( \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{T + \Delta t}} \right) \quad (3)$$

Un análisis de estas tres ecuaciones revela que: (1) cada una tiene un tiempo de "dependencia", (2) el factor  $\alpha$  entra en las ecuaciones para flujo lineal y esférico únicamente y (3)-

la forma geométrica (A o h) entra en la ecuación para flujo lineal y cilíndrico. Este último punto sugiere que para la geometría esférica la forma y medida exacta de la perforación no controla el incremento de presión y que éste es controlado por la formación un poco lejana de la perforación.

Esto significa que si se supone flujo esférico, los datos de incremento de presión del probador de formación pueden ser usados para evaluar el valor de  $\mu \alpha/k$  con lo cual se puede estimar la permeabilidad. Los valores de  $\mu$  y  $c$  pueden estimarse a partir de los fluidos recuperados por el probador de formación RFT y la  $\phi$  puede obtenerse de registros o de análisis de núcleos. Si se supone una geometría de flujo cilíndrico entonces puede obtenerse  $\mu/kh$ .

### III.3.- Análisis de las anomalías de presión para flujo esférico.

a) Expresión de la presión en términos del gasto.

Considerando el caso idealizado de un medio homogéneo o infinito que produce a través de una superficie esférica de radio "a" y que en  $t = 0$  los fluidos se encuentran a una presión uniforme  $p_i$  como se muestra en el Apéndice A, para cualquier tiempo  $t$  la relación entre la presión en la superficie de la esfera y  $Q(t)$  el total de fluidos por la esfera puede ser escrito como:

$$p(t) = p_i - \frac{\mu}{4\pi k a} \int_0^t Q(\tau) G(t - \tau) d\tau \quad (4)$$

donde

$$G(t) = \frac{1}{\alpha a^2} \left[ \sqrt{\frac{\alpha a^2}{\pi t}} - e^{\frac{t}{\alpha a^2}} \operatorname{erfc} \sqrt{\frac{t}{\alpha a^2}} \right]$$

Esta expresión general puede ser usada para calcular  $p(t)$  si  $Q(t)$  es medido, o puede ser usada para encontrar los valores de  $\alpha a^2$  y  $\mu/k$  si  $p(t)$  y  $Q(t)$  son medidos.

#### b) Presión constante en la perforación.

Si la presión en la perforación esférica de radio "a" es constante,  $p_d$  durante la prueba de decremento, como cuando pequeñas cantidades de fluidos son producidos, el flujo y la presión para radios  $r > a$  y tiempo  $t > 0$  son mostrados en las ecuaciones (5) y (6) derivadas de la segunda sección del Apéndice A:

$$Q(r,t) = \frac{4\pi ka}{\mu} (p_i - p_d) \left\{ \operatorname{erfc} \sqrt{\frac{\alpha(r-a)^2}{4t}} + \sqrt{\frac{\alpha r^2}{\pi t}} \exp \left[ -\frac{\alpha(r-a)^2}{4t} \right] \right\} \quad (5)$$

$$p(r,t) = p_i - \frac{(p_i - p_d) a}{r} \left[ \operatorname{erfc} \sqrt{\frac{\alpha(r-a)^2}{4t}} \right] \quad (6)$$

El valor de  $\alpha(r-a)^2$  en la ecuación (5) es un tiempo constante para flujo esférico. Para determinar en orden de magnitud el valor de  $\alpha$  se suponen las siguientes condiciones típicas:  $k = 1 \text{ md} = 9.87 \times 10^{-12} \text{ cm}^2$ ,  $\mu = 1 \text{ cp}$ ,  $c = 45 \times 10^{-12} \text{ cm}^2/\text{dina}$  y  $\phi = 0.20$ . Entonces conocemos que  $\alpha = \mu\phi c/k$  es calculado para ser aproximadamente  $10^{-2} \text{ seg}/\text{cm}^2$ . Si la permeabilidad fuera  $K = 1 \text{ darcy}$ , entonces  $\alpha = 10^{-5} \text{ seg}/\text{cm}^2$ .

Para valores de  $T$  mayores que  $\alpha(r-a)^2$  las ecuaciones (5) y (6) puede simplificarse a:

$$Q(r,t) = \frac{4\pi ka}{\mu} (p_i - p_d) \quad (5a)$$

$$p(r,t) = p_i - \frac{(p_i - p_d) a}{r} \quad (6a)$$

A partir de estas relaciones un número de conclusiones pueden ser descritas para flujo esférico.

- 1.- Dado que el gasto promedio  $Q$ , así como también  $p_i$  y  $p_d$  pueden obtenerse a partir de los datos del probador de formación, entonces es posible estimar la permeabilidad con la ecuación (5a).
- 2.- Las limitaciones de las ecuaciones (5a) y (6a) son independientes del tiempo, indicado que son valores aproximados para la presión y el gasto.
- 3.- En regiones donde las ecuaciones (5a) y (6a) son aplicables, el gasto total es independiente de la distancia  $r$  desde la perforación esférica.

El espacio alrededor de la perforación puede ser rigurosamente dividido en tres regiones: la zona de flujo permanente cercana a la perforación, la zona virgen no perturbada lejos de la perforación y la zona de transición entre ambas. Con incrementos en el tiempo los límites entre las zonas pueden variar desde la perforación. Una estimación de la distancia  $r$ , la cual debido a las anomalías de presión que han sido propagadas en un tiempo  $t$  puede ser calculada con la siguiente relación:

$$r = \sqrt{\frac{4t}{\alpha}} \quad (7)$$

Usando un valor calculado para  $\alpha$  teniendo una  $k = 1$  y una prueba de decremento de presión de 15 minutos, se pueden encontrar las anomalías que han sido programadas a una distancia -

$r = 6$  m o casi 20 pies. Esta distancia es demasiado grande - comparada con el tamaño de la perforación, éste es, el radio de investigación característico, que hace que el análisis de incremento de presión con el probador de formación sea aplicable con buenos resultados para estudiar características de la formación.

c) Flujo constante en la perforación.

Si se supone que el gasto es constante en la perforación, alguna simplificación en la ecuación de incremento resulta para el período de decremento:

$$p(t) = p_i - \frac{\mu Q}{4\pi k a} \left( 1 - e^{-\frac{t}{\alpha_a^2}} \operatorname{erfc} \sqrt{\frac{t}{\alpha_a^2}} \right) \quad t < T \quad (8)$$

Como el período de incremento comienza en  $t = T$  esto es necesario para combinar la solución de la ecuación (8) haciendo  $t = T + \Delta t$  con una solución apropiada en la cual el tiempo - variable es  $\Delta t = (t - T)$  entonces se tiene:

$$p(t) = p_i - \frac{\mu Q}{4\pi k a} \left( 1 - e^{-\frac{\Delta t}{\alpha_a^2}} \operatorname{erfc} \sqrt{\frac{\Delta t}{\alpha_a^2}} - e^{-\frac{T + \Delta t}{\alpha_a^2}} \operatorname{erfc} \sqrt{\frac{T + \Delta t}{\alpha_a^2}} \right) \quad t > T \quad (9)$$

Para ilustrar el significado de estas ecuaciones se supone - que  $\alpha_a^2 = 1$  seg,  $p_i = 2550$  psi,  $p_d = 50$  psi y para la prueba de incremento períodos de 100 seg cada uno. La Fig. 15 es - una gráfica para estas condiciones, la presión ha sido calculada en la perforación en función del tiempo.

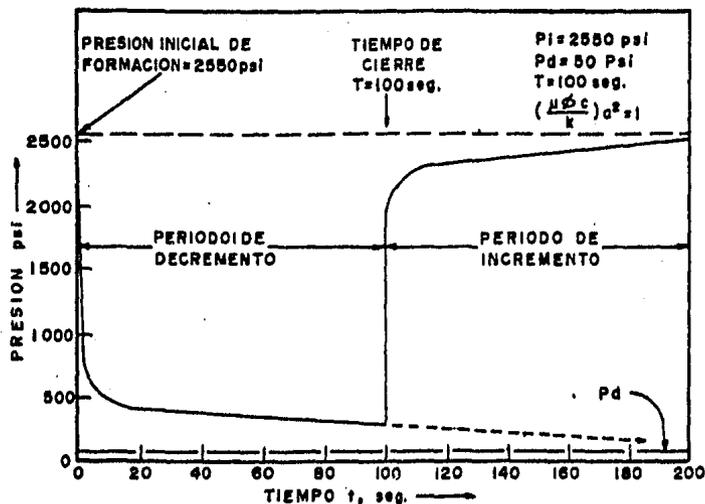


Fig. No. 15.- Descripción de las curvas teóricas de decremento e incremento para una presión constante en la perforación. Calculadas con las ecuaciones 8 y 9 para las condiciones mostradas.

#### III.4.- Efecto de la forma de la perforación

La forma de la perforación es de importancia en el análisis de datos de decremento del probador de formación. Se ha visto que después de un corto período de tiempo, el flujo en la vecindad de la perforación tiende esencialmente a alcanzar el estado estacionario. Este hecho permite una gran simplificación en los estudios de los efectos de la forma de la perforación sobre la presión. El problema se reduce a la solución de la ecuación de Laplace para la presión con las condiciones límites de la presión con las condiciones límites de la presión,  $p_d$  en la perforación y  $p$  a una distancia infinita desde la perforación.

La relación del gasto total  $Q$  con la presión diferencial  $(p_i - p_d)$  se define como la "conductancia"  $C$  en la perforación. A partir de la ecuación (5a) se puede obtener que la conductancia para la perforación esférica es:

$$C = \frac{Q}{p_i - p_d} = \frac{4\pi k a}{\mu} \quad (10)$$

### III.5.- Efecto del espesor

Anteriormente se indicó que en una formación homogénea las anomalías de flujo se propagan a una distancia de algunos pies desde la perforación. Si hay barreras impermeables a una distancia, las anomalías de flujo pueden ser substancialmente alteradas.

Para un espesor permeable y delgado con formaciones impermeables arriba y abajo, el flujo en la zona de transición puede llegar a ser cilíndrico. Análisis detallados que usan el Apéndice B muestran que para espesores permeables suficientemente delgados, el período de la curva de incremento se desarrolla de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$p(t) = p_i - \frac{\mu Q}{4\pi k h} \left( \ln(T + \Delta t) - \ln(\Delta t) \right) \quad (2)$$

Esta es la ecuación para flujo cilíndrico normalmente usada en el análisis de pruebas de presión. En esta fórmula  $h$  es el espesor de la capa. Si  $h$  es grande, el gasto en la prueba de decremento no se verá afectado por el espesor de la capa; sin embargo la prueba de incremento se verá afectada apreciablemente.

La ecuación (2) es válida únicamente para valores de  $\Delta t$  muy grandes. La magnitud para  $\Delta t$  en la ecuación (2) puede ser determinada a partir de un análisis completo. Tal como los análisis que se muestran para  $\Delta t \gg \alpha h^2$ , la ecuación (2) es una buena aproximación. Obviamente, si el valor de  $\Delta t$  requerido por esta desigualdad es grande, la presión alcanzará un equilibrio en el valor de  $p_i$ .

Para el análisis completo de la curva de decremento de presión que ha sido realizada para el caso en que la pequeña perforación esférica ( $a \ll h$ ) está en el centro de la capa cualquiera de las siguientes ecuaciones puede aplicarse:

$$p(t) = p(t)_{\text{esf}} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2}{n} \left( \operatorname{erf} \frac{nh\sqrt{\alpha}}{2\sqrt{\Delta t}} - \operatorname{erf} \frac{nh\sqrt{\alpha}}{2\sqrt{T + \Delta t}} \right) \left( \frac{\mu}{4\pi kh} - \frac{V}{T} \right) \quad (11)$$

$$p(t) = p(t)_{\text{cil}} - \sum_{n=1}^{\infty} 2 \left\{ \operatorname{Ei} \left[ - (2\pi n)^2 \left( \frac{T + \Delta t}{\alpha h^2} \right) \right] - \operatorname{Ei} \left[ - (2\pi n)^2 \left( \frac{\Delta t}{\alpha h^2} \right) \right] \right\} \left( \frac{\mu}{4\pi kh} - \frac{V}{T} \right) \quad (12)$$

En estas fórmulas  $p(t)_{\text{esf}}$  y  $p(t)_{\text{cil}}$  representan las soluciones para flujo esférico y cilíndrico dados por las ecuaciones (3) y (2), respectivamente. La sumatoria representa correcciones aplicadas a estos casos. Para  $t \ll h^2$  es preferible usar la primera ecuación y para  $t \gg h^2$  es preferible usar la segunda.

La ecuación (14) puede ser usada para estudiar los efectos del espesor de capa para curvas de incremento de presión con una pe

queña perforación, Esta ecuación ha sido graficada en la Fig. 16 para espesores de 3.3, 10.4 y 32.8 pies donde  $\alpha^2 = 1 \text{ seg}$ ,  $p_i = 2550 \text{ psi}$   $p_d = 50 \text{ psi}$  y  $t = 1000 \text{ seg}$ . La curva A representa la ecuación (14) y la curva B la ecuación (2). La característica más notable es que para el espesor de 3.3 las dos soluciones son idénticas. El mismo resultado puede ser observado para el espesor de 10.4 pies para valores grandes de  $t$ . Para el espesor de 32.8 cuando  $\Delta t$  es suficientemente grande las dos ecuaciones dan el mismo resultado.

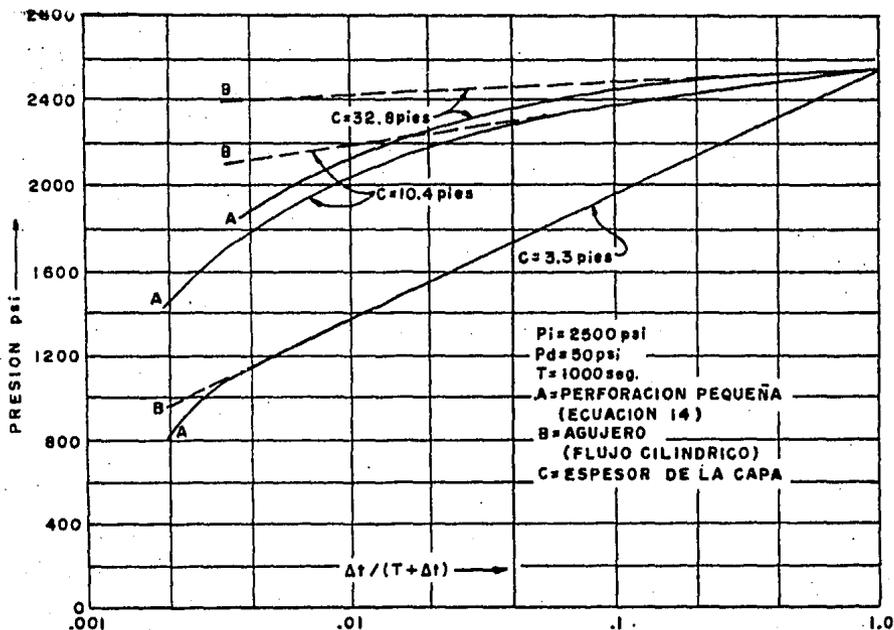


Fig. No. 16.- Curvas teóricas de incremento de presión: Curva A son calculadas a partir de la ecuación 14 para espesores de 3.3, 10.4 y 32.8 pies, las curvas B corresponden al flujo cilíndrico

- a.- Presión Hidrostática
- b.- Asentamiento
- c.- Pre-ensayo
- d.- Presión de cierre

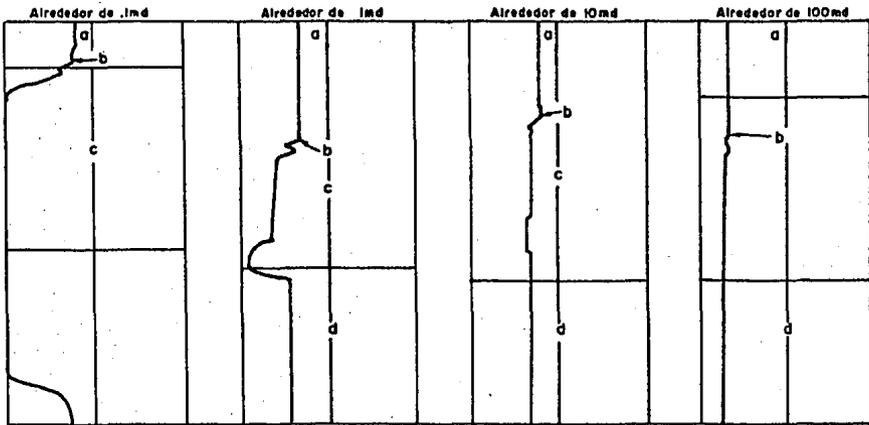


Fig. No. 17.- Evaluación rápida de la permeabilidad mediante el decremento de presión.

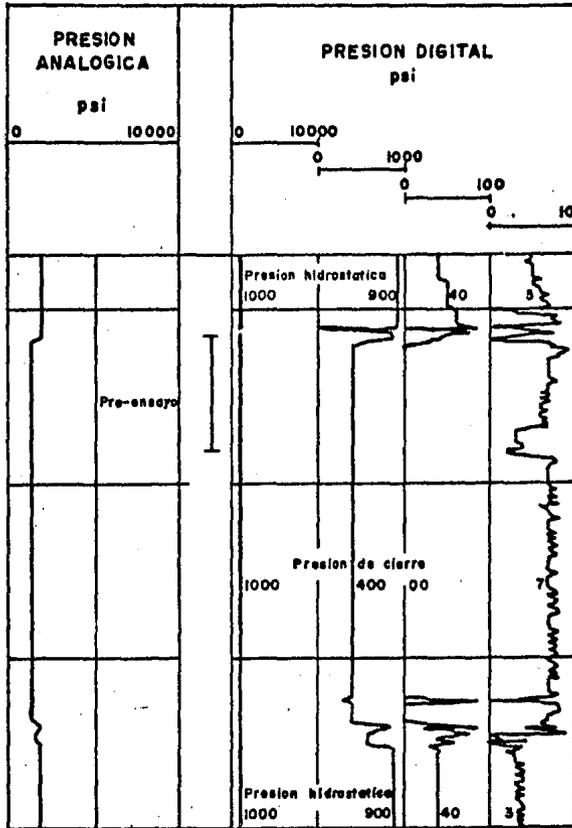


Fig. No. 18.- Ejemplo de una permeabilidad muy alta.

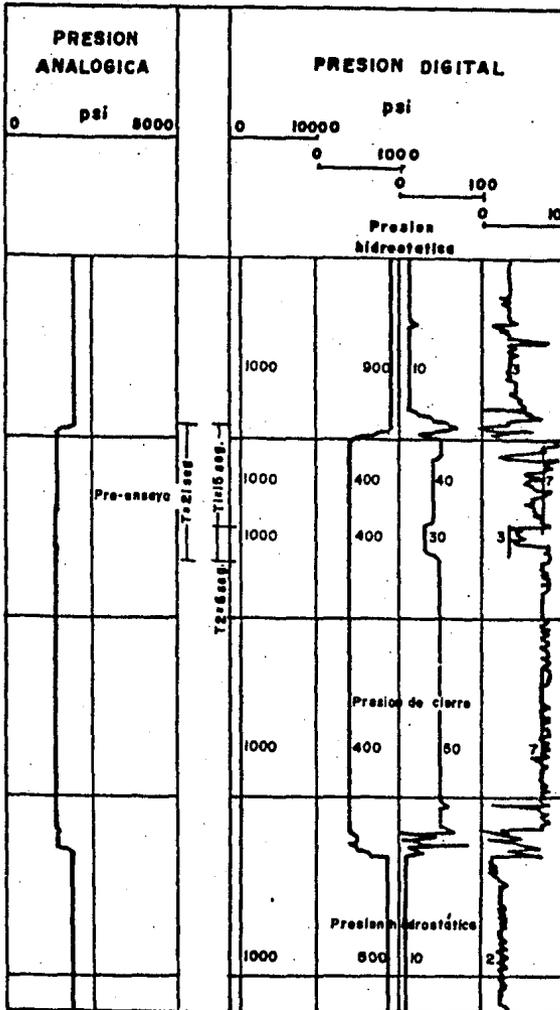


Fig. No. 19.- Ejemplo de alta permeabilidad.

## CAPITULO IV

## APLICACIONES

## IV.1.- Estimación de la permeabilidad

La permeabilidad de la formación se puede estimar en base a la disminución de presión en el pre-ensayo. En la Fig. 17 se indica cualitativamente la disminución de presión durante los pre-ensayos para diferentes permeabilidades. El flujo durante el pre-ensayo se supone esférico y en esas condiciones se puede estimar la permeabilidad, dentro del radio de investigación de la punta-de prueba, por medio de la siguiente expresión:

$$k = 5.660 \frac{Q\mu}{\Delta p} \quad (13)$$

donde: k en md, Q en  $\text{cm}^3/\text{seg}$ ,  $\mu$  en cp y  $\Delta p$  en psi

El valor de  $\Delta p$  es la diferencia de presiones entre el pre-ensayo y la presión estática de la formación. Como durante el pre-ensayo se llenan dos cámaras con diferentes gastos,  $Q_1$  y  $Q_2$  se puede aplicar la fórmula para ambos regímenes leyendo  $p_1$  y  $p_2$ . En la Fig. 17 se muestra la respuesta de una formación impermeable, en cambio en las Figs. 18 y 19 se observan formaciones muy permeables. En la curva de 0-10 psi de la Fig. 18 se puede apreciar la pequeña caída de presión durante el pre-ensayo,  $\Delta p_1$  es del orden de 1 psi y  $\Delta p_2$  es del orden de 4 psi. No es recomendable utilizar la ecuación (15) en estos casos, pues la  $\Delta p$  está dentro del orden de resolución de la herramienta (manómetro normal). En este caso la permeabilidad es mayor que un darcy.

En la Fig. 19 se observa una caída de  $\Delta p_1 = (1457 - 1447) = 10$  psi y  $\Delta p_2 = (1457 - 1433) = 24$  psi.

Los gastos para cada caso se obtienen dividiendo  $10 \text{ cm}^3$  (volumen de cada cámara) sobre el tiempo de llenado de cada cámara leído en el perfil de la Fig. 19.

El gasto  $Q_1 = \frac{10}{15} = 0.67 \text{ cm}^3/\text{seg.}$  y el caudal  $Q_2 = \frac{10}{6} = 1.67 \text{ cm}^3/\text{seg.}$  Considerando  $\mu = 0.5 \text{ cp}$  se obtiene, reemplazando en la ecuación (15):  $k_1 = 188 \text{ md.}$  y  $k_2 = 195 \text{ md.}$

Puede ocurrir durante el pre-ensayo que la válvula de filtro o el conducto de flujo se taponen, entonces debe ponerse en práctica la técnica de inyección.

Es importante tomar en cuenta las limitaciones de estas estimaciones a partir del decremento de presión. El radio de investigación es del orden de una pulgada dentro de la formación. En esa región la formación está dañada por la invasión durante la perforación y también por el impacto de la punta de prueba contra la formación. Pero independientemente del valor absoluto, la comparación de los valores obtenidos en zonas con la misma litología permite reconocer variaciones verticales de la permeabilidad con una resolución vertical que no es posible obtener con otros métodos tradicionales de medidas de presión.

Cuando la formación tiene baja permeabilidad, por debajo de los 5 md, es posible estimar la permeabilidad a partir del incremento de presión.

Con este método se obtiene una profundidad de investigación del orden de 1 metro. La forma teórica de la curva de presión estática, luego del cierre de las cámaras de pre-ensayo, se deduce aplicando el principio de superposición.

Un flujo  $Q$  durante un tiempo  $T$  y nulo después de  $T$ , se puede considerar como la superposición de dos flujos: un flujo  $+ Q$

durante  $(T + \Delta t)$  y un flujo  $- Q$  a partir de  $\Delta t$  siendo  $\Delta t$  el tiempo que finalizó la prueba. Teniendo en cuenta la superposición de flujos se comprende porqué las ecuaciones que resuelven la presión en función del tiempo para diferentes condiciones geométricas normalmente tienen la siguiente expresión:

$$p(t) = p_i - m f(T + \Delta t; \Delta t) \quad (14)$$

donde "m" es función del gasto, de los parámetros de la formación y del fluido, tales como permeabilidad, viscosidad, porosidad y compresibilidad, y de factores geométricos.

La función  $f(T + \Delta t; \Delta t)$  depende de las condiciones geométricas y es una práctica normal representar gráficamente las presiones contra  $f(T + \Delta t; \Delta t)$ . La pendiente de la recta es "m", obteniéndose a partir de ella la permeabilidad.

En este caso el probador de formación RFT, el flujo durante el pre-ensayo no es exactamente como el indicado en la Fig. 20, sino que es la superposición de  $Q_1$  y  $Q_2$  de las respectivas cámaras. Para simplificar las ecuaciones es una buena aproximación usar el gasto promedio durante el tiempo de llenado total  $T$ . para mayor información se recomienda consultar la referencia 5.

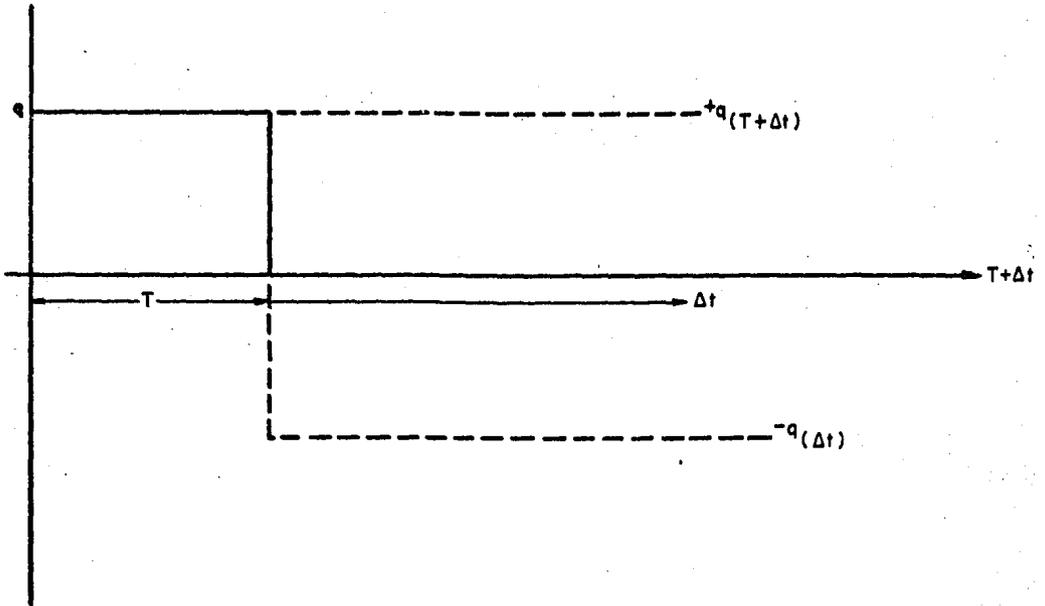


Fig. No. 20.- Principio de superposición de flujos

#### IV.2.- Ejemplo 1

El siguiente ejemplo ilustra la información que se puede obtener de un incremento de presión. De las ecuaciones (2) y (3) se puede obtener:

Para propagación esférica:

$$p(t) = p_i - m_{\text{esf}} \left( \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{T + \Delta t}} \right) \quad (15)$$

donde:  $m = 8 \times 10^4 \left( \frac{\mu}{k} \right)^{3/2} Q \sqrt{\theta c}$

Para propagación cilíndrica:

$$p(t) = p_i - m_{cil} \left[ \log \left( \frac{T + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \quad (17)$$

donde: 
$$m = 88.4 \frac{Q_p}{kh} \quad (18)$$

donde:  $p(t)$  y  $P_i$  en psi,  $c$  en  $\text{psi}^{-1}$ ,  $k$  en md,  $\mu$  en cp y  $h$  en pies.

La Tabla I, presenta los valores de presiones obtenidas del registro en función del tiempo  $\Delta t$  (columnas 1 y 2). Las columnas 3 y 4 indican el valor de la función  $f(T + \Delta t; \Delta t)$  - para el modelo esférico y el modelo cilíndrico, respectivamente. Se recomienda construir esta tabla en cada incremento de presión.

La gráfica de la figura 21 representa las presiones contra  $f(T + \Delta t; \Delta t)$  para cada uno de los casos. Se puede apreciar que las presiones son una función lineal en el modelo esférico al comienzo, y pasan a ser función lineal en el modelo cilíndrico al final. De la gráfica se puede observar que existen barreras horizontales de permeabilidad, cercanas a la profundidad de la prueba.

La Fig. 22 muestra los registros de pozo abierto en la profundidad de la prueba. Un rápido análisis de los mismos indica que es posible que se trate de una zona de baja permeabilidad en el lugar de la prueba, donde se señala con una flecha. El cálculo de la permeabilidad confirma esta sospecha.

Un análisis detallado de las curvas de mayor resolución ver

PRESION	$\Delta t$	$f_{est} = \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} \cdot \frac{1}{\sqrt{T + \Delta t}}$	$F_{cil.} = \log \frac{T + \Delta t}{\Delta t}$
1403	14	.0958	.3854
1436	20	.0655	.3010
1453	26	.0487	.2478
1464	32	.0381	.2109
1471	38	.0309	.1836
1476	44	.0258	.1627
1481	50	.0219	.1461
1483	56	.0189	.1326
1487	62	.0166	.1214
1489	68	.0147	.1120
1491	74	.0131	.1039
1493	80	.0118	.0969
1495	92	.0098	.0854
1497	98	.0090	.0807
1499	110	.0076	.0726
1501	131	.0060	.0620
1503	162	.0044	.0506
1506	216	.0029	.0385
1511	428	.0010	.0200

$T=20$  Seg:  $Q=1 \text{ cm}^3/\text{seg}$ :  $\emptyset = .23$ :  $c=3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ :  $\mu=.5 \text{ cp}$

Tabla I Valores de una prueba de incremento de presión.

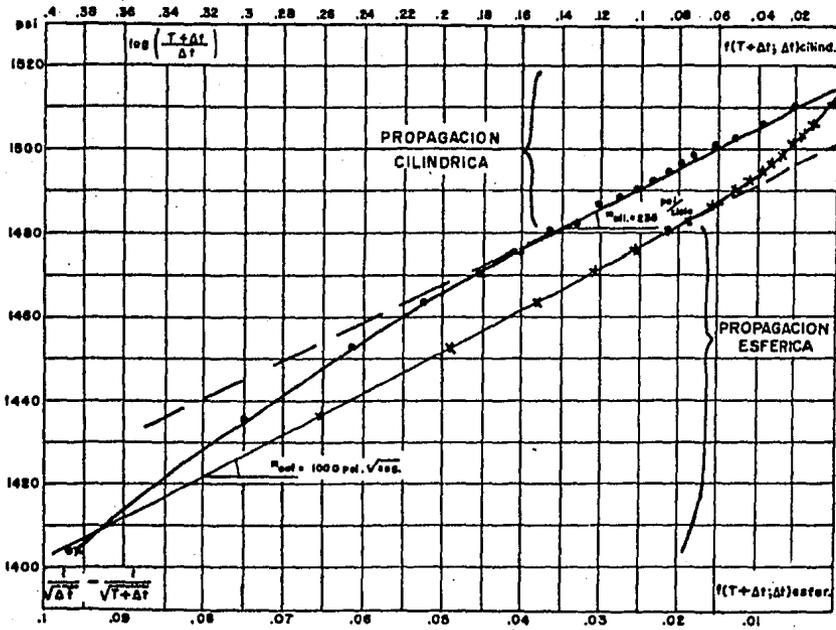


Fig. No. 21.- Incremento de presiones en una formación de baja permeabilidad con cercanas barras horizontales.

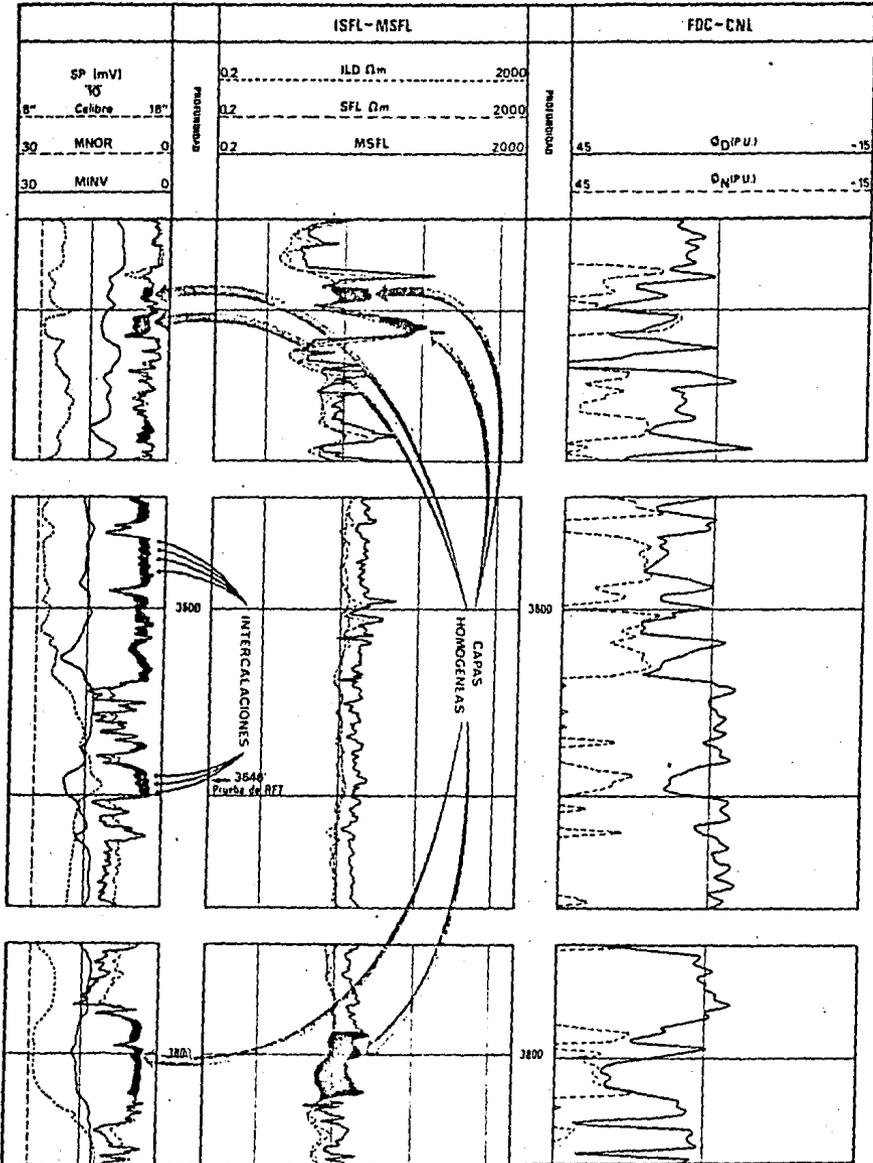


Fig. No. 22.- Registros en el pozo a la profundidad de la prueba

tical (MSFL, ML sintético) hace sospechar la presencia de finas láminas cada 1 ó 2 pies aproximadamente. Esta observación tiene de a confirmar lo indicado por el incremento de presión que muestra al comienzo que el flujo se propaga esféricamente hasta llegar a las barreras impermeables y se propaga cilíndricamente a partir de allí.

Se puede demostrar prácticamente no se cometen errores (referencia 5) al analizar el comienzo de incremento de presión según un modelo de propagación esférica y al final del incremento de presión según un modelo cilíndrico.

El valor de la porosidad a partir de registros es  $\phi = 0.23$  considerando una capa acuífera (del análisis de los registros) se utiliza  $c = 3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$  y  $\mu = 0.5 \text{ cp}$ . El gasto es  $Q = \frac{20 \text{ cm}^3}{20 \text{ seg.}}$   $Q = 1 \text{ cm}^3/\text{seg.}$

El valor de "m" en la parte inicial del modelo esférico es  $m = 1000 \text{ psi/ciclo}$ . Despejando k de la ecuación (16) sustituyendo valores resulta:

$$k = 1860 \mu \left( \frac{Q}{m_{\text{esf}}} \right)^{2/3} (\phi c)^{1/3}$$

$$k = 0.082 \text{ md}$$

Este valor confirma las presunciones de muy baja permeabilidad. Para confirmar la presencia de capas delgadas, se analiza la pendiente de la parte final del incremento de presión en el modelo de propagación cilíndrica. De la gráfica resulta  $m = 235 \text{ psi/ciclo}$ .

Despejando de la ecuación (18) y sustituyendo valores resulta:

$$h = 88.4 \frac{Q \mu}{m_{cil} k}$$

$$h = 2.3 \text{ pies}$$

Este valor está razonablemente de acuerdo con lo que se estimó al analizar los perfiles de micro-resistividad.

En la derivación de las fórmulas se asume un fluido de viscosidad constante. En zonas petrolíferas con invasión relativamente baja, la presencia de un fluido más viscoso en el interior de la formación origina el mismo efecto que una disminución de permeabilidad. Esta "barrera" para la propagación - tiende a derivar el flujo axialmente, en forma paralela a la pared del pozo. El efecto sobre la curva de incremento de presión es similar a la transición de flujo esférico a cilíndrico. Por el momento la detección de barreras por medio del análisis de incremento de presión se debe limitar a los siguientes casos: a) capas acuíferas, b) capas petrolíferas en un pozo con lodo a base de aceite, c) capas petrolíferas sin invasión (el incremento de presión ocurre en la zona virgen), d) capas muy invadidas e) incremento de presión ocurre en la zona invadida.

Es necesario analizar los registros de pozo abierto para tener una información de la invasión independientemente del incremento de presión.

También se ha considerado que la permeabilidad es constante - el efecto de un aumento en la permeabilidad al pasar de la zona dañada a la zona virgen, tiene efecto opuesto al observado en la curva del modelo esférico en la Fig. 21. En estos casos cuando la propagación llega a la zona de mayor permeabilidad los puntos caen por debajo de la línea recta, extrapolándose una presión de formación real menor que la que s-

obtiene continuando la recta teórica de propagación esférica. En este caso por tanto, no se puede confundir con el de las barreras de permeabilidad.

Los valores de permeabilidad que se obtienen, corresponden a la permeabilidad efectiva del fluido móvil, la cual depende de la saturación del fluido en la formación.

Además se asume que la permeabilidad horizontal es igual a la vertical. En el caso de que no sea así, es necesario efectuar correcciones de acuerdo a:

$$k_s = (k_r^2 \cdot k_z)^{1/3}$$

A pesar de las limitaciones en las derivaciones de la permeabilidad, tanto a partir del decremento como del incremento de presión, un cuidadoso análisis de las curvas de presión y otros registros, combinado con suficiente experiencia en el área puede entregar valiosa información para deducir variaciones verticales de la permeabilidad y, eventualmente, indicar barreras de permeabilidad.

#### IV.3.- Ejemplos de aplicación en la República Mexicana

##### a) Determinación del gradiente de presión.

En el pozo Ha no. 1-A desarrollado en el cretácico, localizado en el Golfo de México cerca de la costa de Campeche, se hicieron mediciones de presión con el probador de formación RFT para obtener así el gradiente de presión. La Fig. 23 es una gráfica de los datos de presión contra profundidad y de la

## POZO HALIA

PROF.

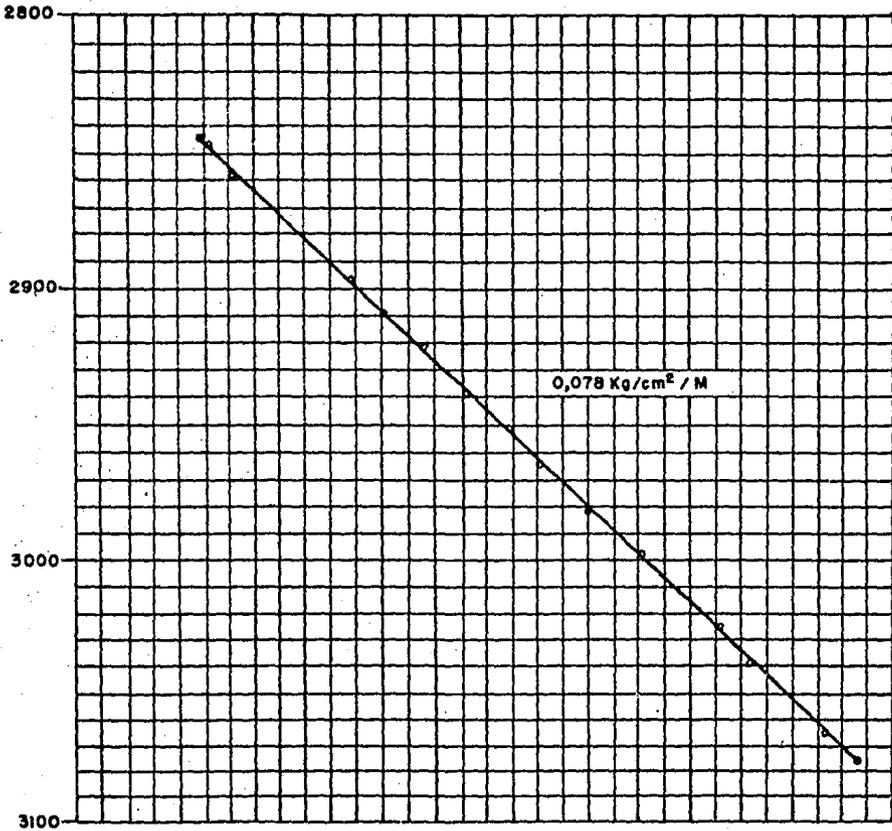


Fig. No. 25.- Variación de la presión contra la profundidad en el Pozo HA No. 1-A

cual se obtiene un gradiente de  $0.78 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$  frente a la zona del carbonato. De la figura se observa que no existe discontinuidad. Como se trata de un yacimiento nuevo y no explotado, las mediciones de probador RFT que se vayan tomando durante la explotación del yacimiento serán de interés para la detección de barreras de permeabilidad.

#### b) Continuidad vertical-hidráulica

El pozo EK No. 2 que se desarrolló también en el cretácico - de la zona de Campeche tiene un solo gradiente de densidad - de  $0.96 \text{ gr/cm}^3$ , correspondiente a aceite pesado o agua salada.

Los valores absolutos de presión que se obtuvieron con el probador deformación RFT coinciden con los datos existentes en el Departamento de Ingeniería Petrolera de Petróleos Mexicanos.

La Fig. 24 muestra el gradiente de presión

#### c) Contacto gas-agua

En el pozo Chiapas No. 21, con los datos obtenidos del probador de formación, se obtuvo la localización del contacto gas-agua que se muestra en el Fig. 25 el cual se localiza a 3,915 metros.

En la zona acuífera, el gradiente de  $0.11 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  corresponde a una con resistividad  $R_w = 0.21 \text{ ohms-m}$  a una temperatura de  $250^\circ \text{ F}$ . Se presenta el diagrama del gradiente junto con el resultado de la computadora, lo que permite visualizar mejor el contacto de fluidos.

#### d) Identificación de Fluidos.

En el pozo Cunduacan No. 52-A que se encuentra en el área de

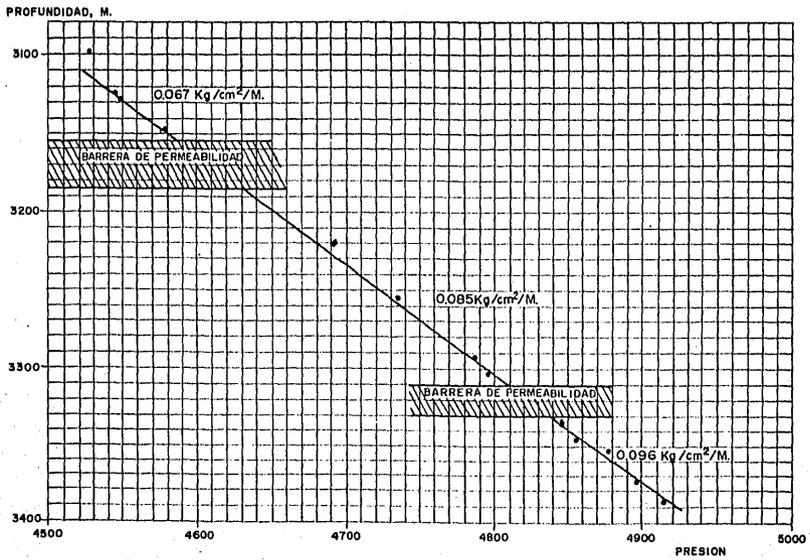


Fig. No. 24. - Variación de la presión contra profundidad.

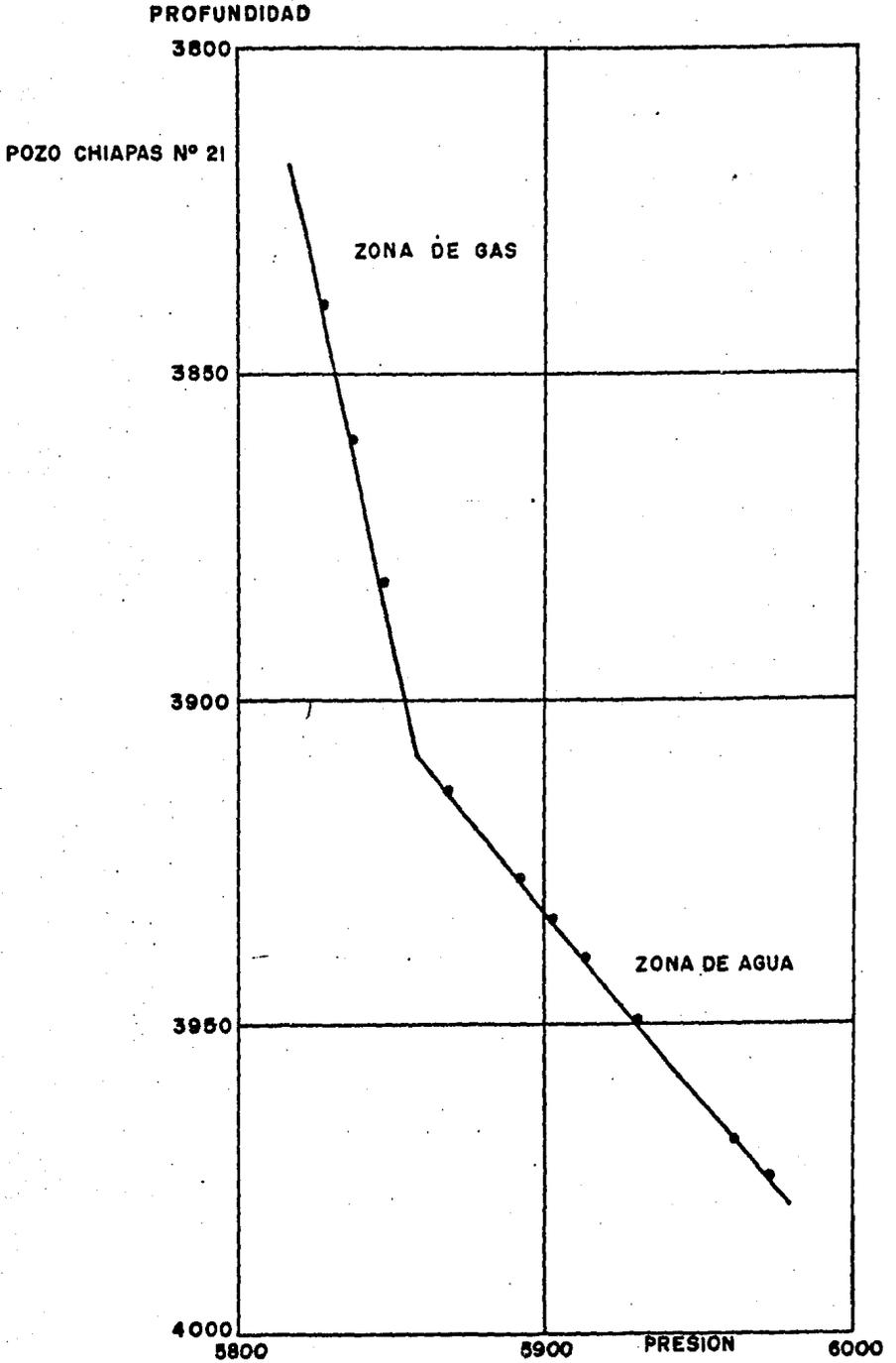


Fig. No. 25.- Determinación del contacto gas-agua

Villahermosa, se utilizó el probador de formación RFT para identificar dos sistemas independientes. Uno de los sistemas es un acuífero con un gradiente de  $0.107 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  que se muestra en la Fig. 26, tiene además 3025 psi menos que la presión encontrada en la formación productora de hidrocarburos. El sistema es un yacimiento de aceite con un gradiente de  $0.068 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  que se muestra en la Fig. 27.

Se combinó el diagrama con el registro resultante de la computación.

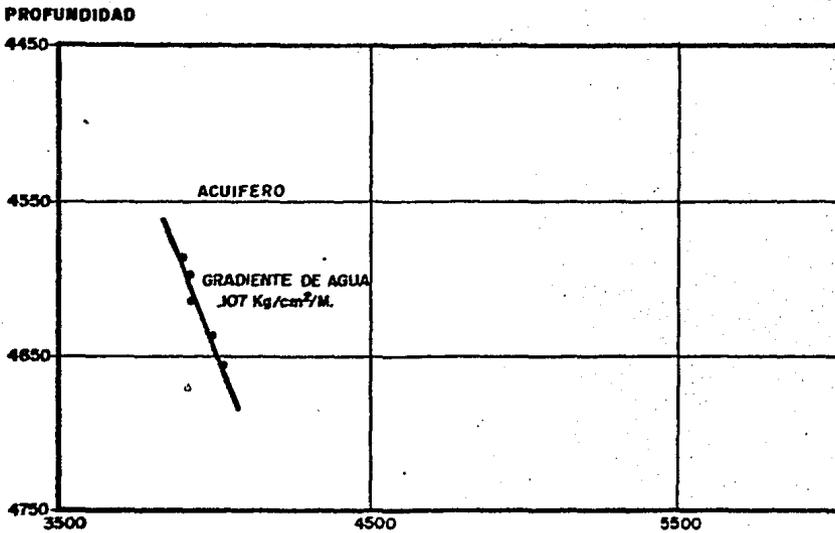


Fig. No. 26.- Identificación de un acuifero en el pozo Conduacan No. 52-A

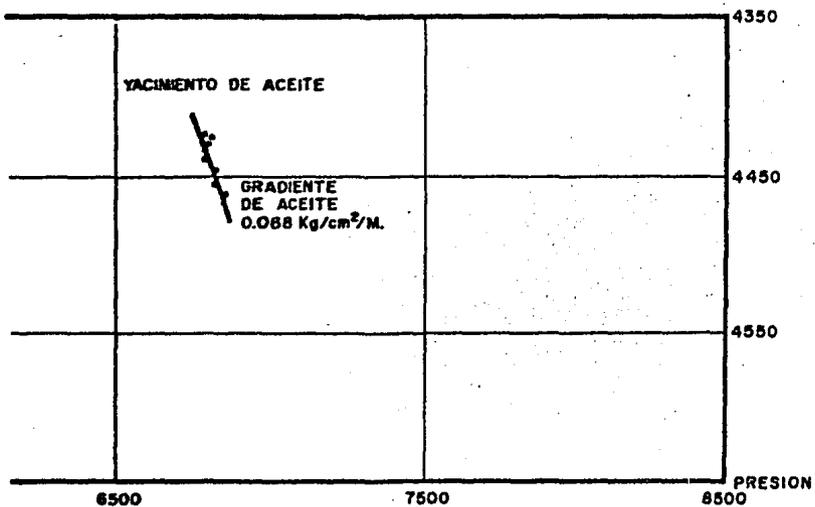


Fig. No. 27.- Identificación de un yacimiento de aceite en el pozo Conduacan No. 52-A

#### IV.4. Aplicaciones especiales

##### a) Continuidad hidráulica

En yacimientos vírgenes solo se hallan fluidos en equilibrio vertical. Por ello, es que todos los puntos se ven alineados en una gráfica de presión contra profundidad.

Cuando se grafican las presiones observadas en dos pozos diferentes, es posible analizar la continuidad del yacimiento.

La Fig. 28-A muestra dos pozos perforados sobre el mismo yacimiento. La Fig. 28-B muestra que entre ambos pozos existe continuidad hidráulica.

La Fig. 28-C muestra dos pozos perforados en dos bloques distintos de un mismo yacimiento. La comparación de las presiones en la Fig. 28-D muestra que la continuidad hidráulica ha sido rota.

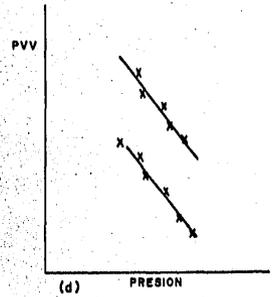
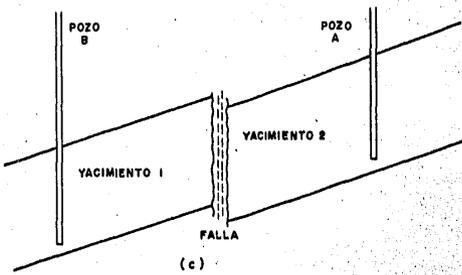
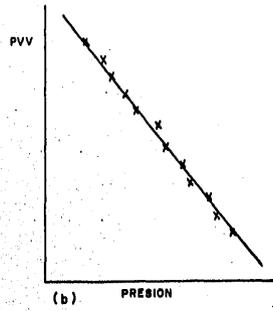
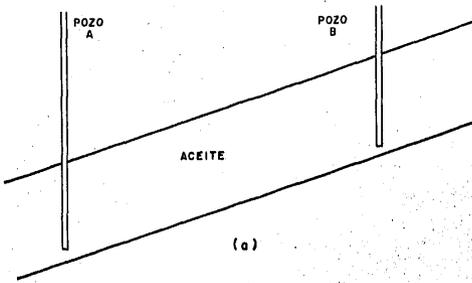


Fig. No. 28.- Descripción de la continuidad hidráulica de los yacimientos.

## b) Continuidad hidráulica en un yacimiento de Medio Oriente

Originalmente se pensaba que la sección transversal del yacimiento era tal como se presenta en la Fig. 29-A.

Cuando se perforaron los pozos 1 y 2 se hizo un perfil de presión por pozo. Ambos se hallan supuestos en la Fig. 30 donde se observa que no todos los puntos caen sobre una misma línea. Los puntos ED y CBA indican que las capas A y B en la localización del pozo No. 1 presentan distintas presiones (posiblemente debido a que eran de un campo vecino).

La descripción final del yacimiento se muestra en la Fig. 29-B

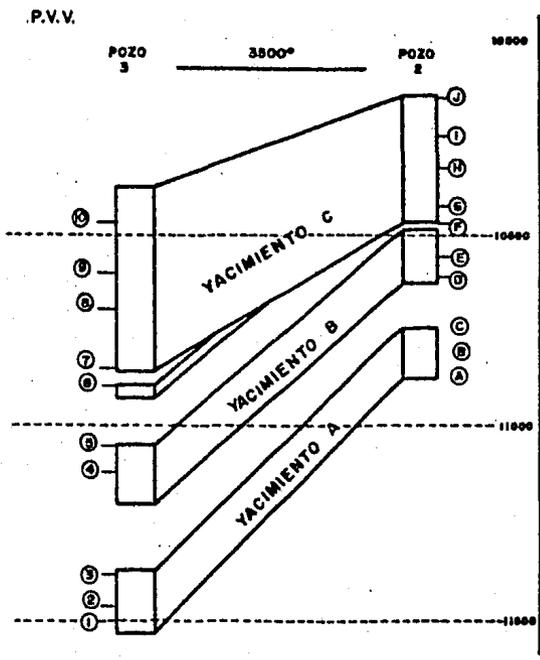


Fig. No. 29-A.- Sección transversal de un yacimiento de Medio Oriente.

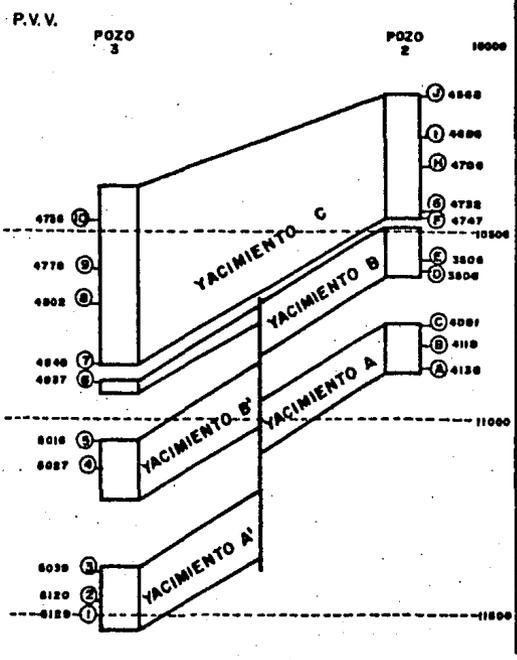


Fig. No. 29-B.- Descripción final del yacimiento

P.V.V. (pies)

10 000

10 500

11 000

11 500

3500

4000

4500

5000

(PSI)

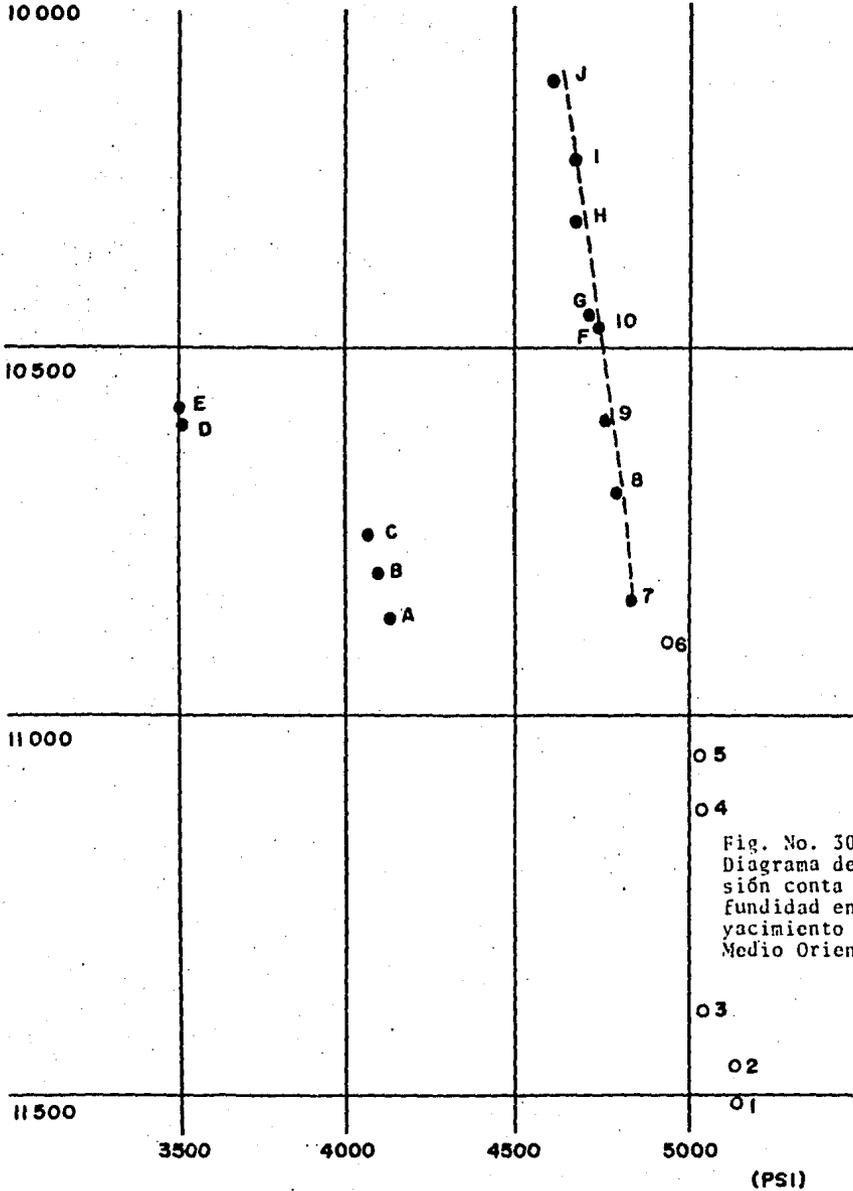


Fig. No. 30.-  
Diagrama de presión  
contra profundidad en el  
yacimientos de  
Medio Oriente.

c) Detección de los contactos de fluidos sin haberlos atravesado.

En la Fig. 31 se muestra dónde se perforaron 2 pozos para la determinación de los contactos entre fluidos del yacimiento.

El pozo no. 1 fue perforado buscando los contactos. En la gráfica de presión se observa que:

- a) Tanto el yacimiento A como el B contienen agua
- b) Ambos yacimientos tienen continuidad hidráulica
- c) El yacimiento C contiene agua y no está conectado en los otros dos (tiene diferente presión).

Cuando se perfora el pozo No. 2 se encuentra que:

- d) El yacimiento C solo tiene agua y está conectado con los pozos Nos. 1 y 2.
- e) Existe gas en la cima de los yacimientos A y B
- f) Los contactos AA y BB pueden ser obtenidos mediante la simple exploración.

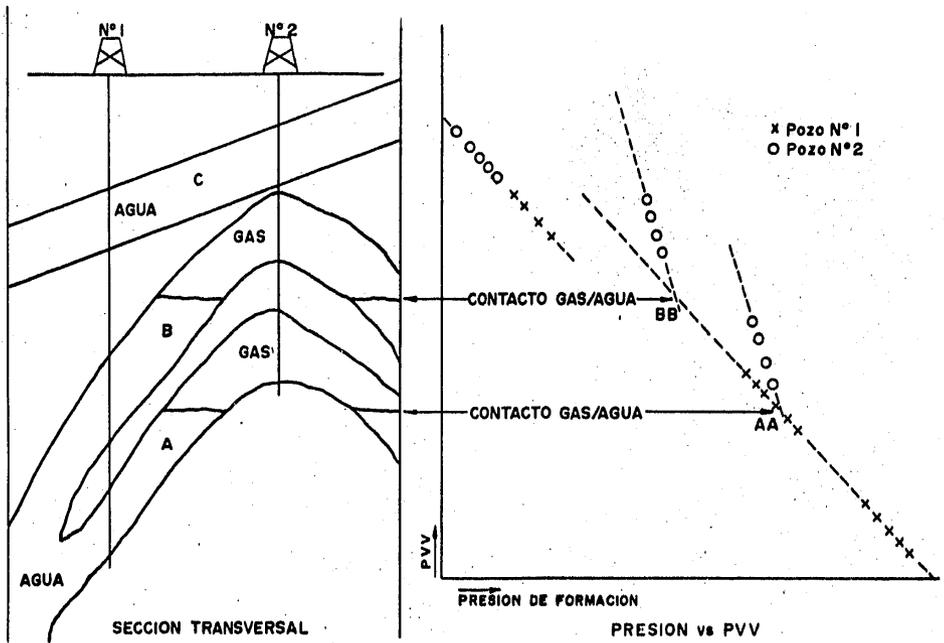


Fig. No. 31.- Detección de los contactos de fluidos

#### d) Detección de presión en yacimientos productores

En este tipo de yacimiento es donde el RFT muestra todo su potencial, pues no solamente suministra presiones, sino también "habla" del movimiento de fluidos, de la continuidad del yacimiento y de la importancia de las diferentes capas.

Tal es el caso que muestra el ejemplo siguiente publicado por EUROPEC. Thistle Field es un típico yacimiento del Mar del Norte.

En la Fig. 32 se muestra el esquema original de fallas sísmicas. Entre ellas G1, G2, G3 y G4 no se las consideraba ni impermeables, ni continuas. Cuando se perforó el pozo No. 9A el yacimiento se hallaba en producción desde hacía más de un año. Siendo 3500 psi la presión de los pozos de la cima (1A 4A, 5A y 7A), o sea varios miles de psi por debajo de la presión original que era de 6000 psi.

El RFT fue usado como la herramienta determinante en el proceso de descripción del yacimiento, siendo la comunicación la mayor preocupación de los ingenieros.

La Fig. 33 muestra el perfil de presión obtenido en el pozo No. 9A. De este perfil pueden sacarse varias conclusiones:

- 1) La descripción existente del yacimiento (línea-punteada) es en este caso confirmada por el RFT (división del yacimiento en capas A, B, C y D).
- 2) Existe buena comunicación entre el pozo No. 9A y los de la cima, pues se observa una presión en la capa B (4200 psi) muy próxima a la de ese grupo de pozos (3500 psi).

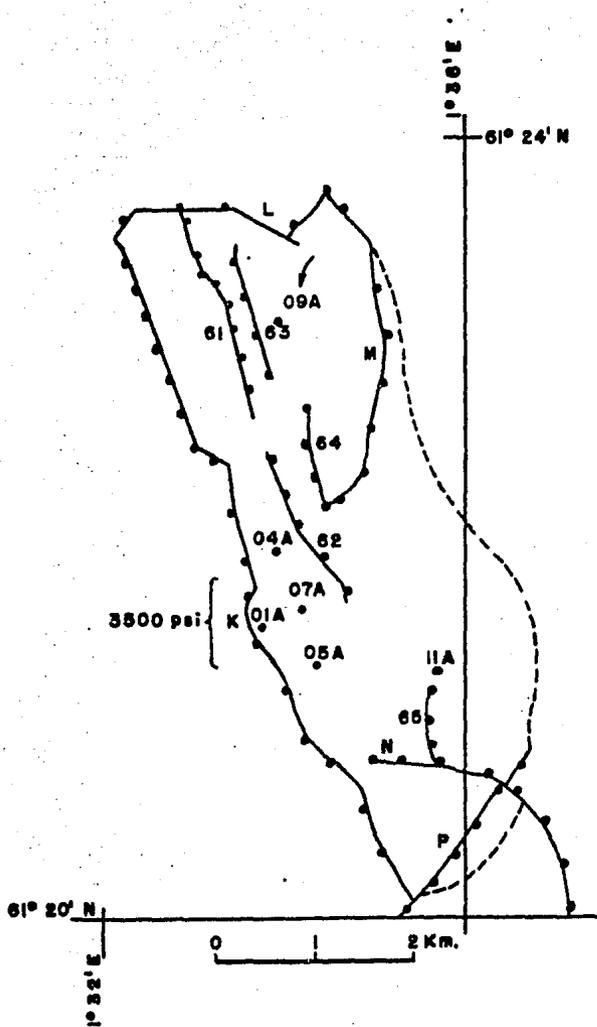


Fig. No. 52 ..- Esquema Original de fallas en un campo del Mar del Norte

- 3) El yacimiento ha producido fundamentalmente de la capa B.
- 4) Entre la capa C y D existe una barrera de permeabilidad no detectada previamente (se tienen 1000 psi de diferencia).
- 5) La capa C muestra un gradiente negativo (hay más presión arriba que abajo) lo cual indica la existencia de un flujo vertical dirigido hacia abajo.
- 6) La capa A muestra un gradiente mayor que el mercurio, lo cual indica la existencia de un flujo vertical dirigido hacia arriba.
- 7) En consecuencia, las capas A y C están produciendo a través de la capa B.

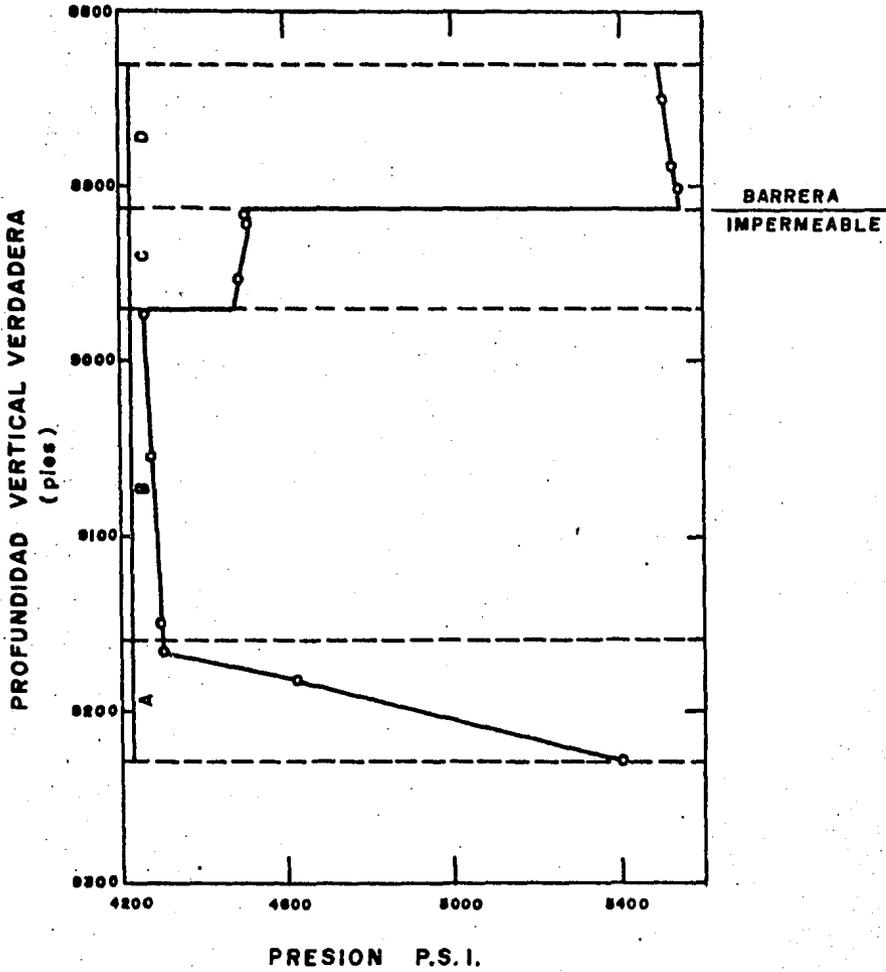


Fig. No. 33.- PRESIONES DE R.F.T.  
en un campo de Mar  
del Norte .

## NOMENCLATURA

API	American Petroleum Institute	
A	Area de la sección transversal	$\text{cm}^2$
a	Constante	
c	Compresibilidad	$\text{cm}^2/\text{dina}$
c	Conductancia	
h	Espesor del intervalo probado	cm
k	Permeabilidad	$\text{cm}^2$
kr	Permeabilidad paralela a las capas	milidarcy
ks	Permeabilidad esferica equivalente	milidarcy
kz	Permeabilidad perpendicular a las capas	milidarcy
L ( )	Transformada de Laplace	
$L^{-1}( )$	Transformada inversa de Laplace	
m	Pendiente de la curva de incremento	
pi	Presión inicial del yacimiento	$\text{dina}/\text{cm}^2$
pi	Presión inicial del yacimiento	$\text{dina}/\text{cm}^2$
pd	Presión constante en la perforación	$\text{dina}/\text{cm}^2$
p(t)	Presión a cualquier tiempo	$\text{dina}/\text{cm}^2$
p(r,t)	Presión a una distancia r en un tiempo t	$\text{dina}/\text{cm}^2$
Q	Gasto	$\text{cm}^3/\text{seg.}$
Q(r,t)	Gasto a una distancia r en un tiempo t	$\text{cm}^3/\text{seg.}$
Q(t)	Gasto a un tiempo t	$\text{cm}^3/\text{seg.}$
r	Radio	cm
Rmf	Resistividad del filtrado de lodo	ohm-m
RFT	Repeat formation Tester	
Rw	Resistividad del agua	ohm-m
RGA	Relación agua/aceite	
t	Tiempo de la prueba	seg.
T	Tiempo total en que la herramienta	

$\Delta t$	estuvo abierta (periodo de decremento)	seg.
	Tiempo despues que la herramienta ha - sido cerrada (periodo de incremento)	seg.
V	Volumen del fluido producido	cm <sup>3</sup>
$\phi$	Porosidad	
$\mu$	Viscosidad	Poise
$\alpha$	$\mu c \phi / k$	seg/cm <sup>2</sup>

## CONCLUSIONES

- 1.- El probador de formación RFT se introduce en el pozo por medio de un cable de registro y no requiere de medidas especiales de precaución, Así este método permite seguridad y economía en los costos de la perforación. El pozo no requiere de condiciones especiales.
- 2.- Cada nuevo perfil de presiones obtenido con el RFT en una poderosa herramienta para el mejor conocimiento de las características de la formación y la evaluación adecuada del yacimiento.
- 3.- El probador de formación puede tomar 2 muestras en un mismo viaje además que las presiones obtenidas son grabadas en la superficie así como también todas las operaciones de la herramienta para un mejor control.
- 4.- Con los análisis de muestras recuperadas en la superficie se determina el tipo de fluido y la densidad de éste; el uso de camaras de mayor volumen puede dar lugar a la obtención de muestras mas representativas.
- 5.- Para llevar a cabo un análisis de los datos de presión obtenidos con el probador de formación, 3 tipos de flujo deben ser considerados: lineal, cilíndrico y esférico.
- 6.- La permeabilidad de la formación se puede estimar en base a los datos obtenidos con el probador RFT.
- 7.- Con los datos obtenidos con el probador RFT es posible determinar el gradiente de presión, los contactos agua-aceite agua-gas.
- 8.- Durante los primeros ensayos del RFT se tuvieron un 50% de exitos, las fallas principalmente se debieron a un defectuoso sello de la herramienta con la formación.

## A P E N D I C E A

Capas homogéneas, simetría esférica

- a) Desarrollo de la expresión para calcular  $p(t)$  en terminos del gasto:

La ecuación diferencial para la presión en un medio isotrópico es:

$$\nabla^2 p = \alpha \frac{\partial p}{\partial t} \quad A-1$$

donde  $\alpha = \frac{\mu \phi c}{k}$  y  $\nabla^2$  es el laplaciano

Si  $p$  tiene simetría esférica, esto depende unicamente del radio  $r$  y el tiempo  $t$ , la ecuación A-1 se transforma en

$$\frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left( r^2 \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \alpha \frac{\partial p}{\partial t}$$

La cual también puede ser escrita en esta forma

$$\frac{\partial^2 (rp)}{\partial r^2} = \alpha \frac{\partial (rp)}{\partial t} \quad A-2$$

Aplicandole la T de Laplace a la ecuación A-2 y suponiendo que la presión inicial en  $t = 0$  es  $P_i$ .

$$\frac{\partial^2 (\tilde{r}\tilde{p})}{\partial r^2} = \alpha r (\tilde{s}\tilde{p} - p_i) \quad A-3$$

donde:

$$\tilde{p}(r,s) = L \{ p(r,t) \} = \int_0^\infty e^{-st} p(r,t) dt$$

haciendo  $v = \tilde{r}\tilde{p} - \frac{r p_i}{s}$  podemos comprobar que  $\frac{d^2 v}{dr^2} = \alpha s v$

La cual lleva a la siguiente solución general satisfaciendo las condiciones límite.

$$\tilde{p}(r,s) = \frac{P_i}{s} + A \frac{e^{-\sqrt{\alpha s} r}}{r}$$

Donde A es una constante para ser determinada a partir de los condiciones límite.

El flujo a través de una sección transversal es

$$-q(r,t) = \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$$

Considerando el flujo a través de una esfera de radio r.

$$Q(r,t) = -4\pi r^2 q(r,t) = \frac{4\pi r^2 k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad A-5$$

Aplicando la transformada de Laplace a la ecuación A-5 y usando la ecuación A-4

$$\tilde{Q}(r,s) = \frac{4\pi k A}{\mu} (1 + \sqrt{\alpha s} r) e^{-\sqrt{\alpha s} r} \quad A-6$$

Ahora la transformada de flujo  $Q(t) = Q(a, t)$  en la pefo ración eferica es  $\tilde{Q}(s)$ . Entonces

$$A = \frac{\mu}{4\pi k} \frac{\tilde{Q}(s)}{(1 + \sqrt{\alpha s} a)} e^{\sqrt{\alpha s} a}$$

y así la ecuación 4 se transforma en:

$$\tilde{p}(r,s) = \frac{P_i}{s} - \frac{\mu}{4\pi k r} \frac{\tilde{Q}(s)}{(1 + \sqrt{\alpha s} a)} e^{-\sqrt{\alpha s} (r-a)} \quad A-7$$

Y si hacemos  $r = a$

$$\tilde{p}(s) = \tilde{p}(a,s) = \frac{P_i}{s} - \frac{\mu}{4\pi k a} \frac{\tilde{Q}(s)}{(1 + \sqrt{\alpha s} a)} \quad A-8$$

Tomando la transformada inversa a esta ecuación, aplicando el teorema de convolución al termino de la derecha obtenemos la ecuación 4

b) Caso de la presión constante  $p_d$  en la perforación durante el decremento.

Si la presión en la perforación esférica durante el decremento es sostenida aun valor constante  $p_d$  entonces  $\tilde{p}(a,s) = \frac{pd}{s}$  y para  $r = a$  la ecuación 4 se transforma en:

$$\frac{pd}{s} = \frac{pi}{s} + \frac{Ae^{\sqrt{\alpha s}} a}{a} \quad A-9$$

de donde:

$$A = - (pi - pd) a \frac{e^{\sqrt{\alpha s}}}{s} \quad A-10$$

y la ecuación 4 puede ser escrita como:

$$\tilde{p}(r,s) = \frac{pi}{s} - (pi - pd) \frac{a}{r} \frac{e^{-\sqrt{\alpha s}} (r-a)}{s} \quad A-11$$

Aplicando la transformada de Laplace a la ecuación 5 y usando 11.

$$\tilde{Q}(r,s) = \frac{4\pi ka}{\mu} (pi - pd) \frac{(1 + \sqrt{\alpha s} r)}{s} e^{-\sqrt{\alpha s} (r-a)} \quad A-12$$

Haciendo  $r=a$  para obtener la transformada  $\tilde{Q}(s)$  del flujo en la perforación.

$$\tilde{Q}(s) = \tilde{Q}(a,s) = \frac{4\pi ka}{\mu} (pi - pd) \frac{(1 + \sqrt{\alpha s} a)}{s} \quad A-13$$

Las ecuaciones 5 y 6 fueron encontradas aplicando la transformada inversa a las ecuaciones 12 y 11 respectivamente.

c) Flujo constante en la perforación durante el decremento

En este caso  $Q(a, t) = Q$  constante, así que  $Q(s) = \frac{Q}{s}$  y analizando la ecuación 7 podemos encontrar.

$$\tilde{p}(r, s) = \frac{p_i}{s} - \frac{\mu Q}{4\pi kr} \frac{e^{-\sqrt{\alpha s}(r-a)}}{s(1 + \sqrt{\alpha s} a)} \quad A-14$$

Para la presión el probador haciendo  $r = a$  obtenemos

$$\tilde{p}(s) = \tilde{p}(a, s) = \frac{p_i}{s} - \frac{\mu Q}{4\pi ka} \left( \frac{1}{s(1 + \sqrt{\alpha s} a)} \right) \quad A-15$$

Con la transformada inversa de la ecuación 15 se obtiene ecuación 8

## A P E N D I C E B

El método de imágenes puede ser usado para prolongar para ca pas infinitas a el caso de un espesor finite  $h$ . Se supone que el probador esta en el centro del espesor. La distancia  $r_n$  a partir de la imagen nth a el punto  $p$  en el espesor - teniendo coordenadas esféricas  $(r, \theta)$  es

$$r_n = \sqrt{r^2 + (nh)^2 - 2nhr (\cos \theta)} \quad B-1$$

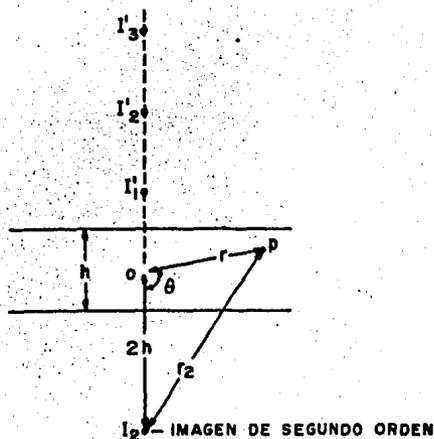
Como se ilustra en la figura B-1 para la segunda imagen abajo del espesor

Agregando todos los terminos a la forma de la ecuación A-7

$$\tilde{p}(r, s) = \frac{P_i}{s} + \frac{\mu Q(s)}{4\pi k} \sum_{n=-\infty}^{n=+\infty} \frac{e^{-\sqrt{\alpha s} r_n}}{r_n} \quad B-2$$

Donde la aproximación ha sido hecha

$$\frac{e^{-\sqrt{\alpha s} a}}{(1 + \sqrt{\alpha s} a)} = 1$$



El término correspondiente a  $n = 0$  puede ser separado para conveniencia y llamado  $\tilde{p}(s)_{\text{esf}}$ . La transformación de la presión de la perforación esférica está dado por la ecuación B-3 debido  $r_n = nh$

$$\tilde{p}(s) = \tilde{p}(a, s) = \tilde{p}(s)_{\text{esf}} + \frac{\mu Q(s)}{4 \pi k} \left( 2 \sum_{h=1}^{\infty} \frac{e^{-nh \sqrt{\alpha s}}}{nh} \right) \quad \text{B-3}$$

Para obtener  $p(t)$ , primero consideramos

$$\tilde{G}(s) = 2 \sqrt{\frac{\pi}{\alpha}} \left( \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-nh \sqrt{\alpha s}}}{nh} \right)$$

Entonces tomando la transformada inversa

$$G(t) = \sqrt{\frac{1}{t^3}} \sum_{n=1}^{\infty} \xi \exp\left( - (nh)^2 \frac{\alpha}{4t} \right) \quad \text{B-4}$$

Con este resultado  $G(t)$ , el teorema de convolución puede ser usada para obtener la transformada inversa del último término de la ecuación B-3 produce la ecuación 11 del texto, se supone que el flujo es constante durante el decremento

Usando la regla de la sumatoria de Poisson, una serie alterna para  $G(t)$  puede ser escrita (Ecuación B-5) la cual es más conveniente que se use en  $t$  grandes

$$G(t) = \sqrt{\frac{\pi}{\alpha}} \frac{2}{ht} \left[ + \frac{1}{2} - \left( \frac{1}{4} \frac{\alpha h^2}{\pi t} \right) + \sum_{n=1}^{\infty} \xi \exp\left( \frac{4\pi^2 t n^2}{\alpha h^2} \right) \right] \quad \text{B-5}$$

La ecuación B-5 puede ser usada para obtener la ecuación 12

## B I B L I O G R A F I A

- |     |   |   |
|-----|---|---|
| 10. | Evaluación de formaciones en Venezuela  | Schlumberger                                      |
| 20. | Theoretical Analysis of Pressure Phenomeha<br>Associated with the wreline Formation<br>Fecha de publicación August 1962 | J. H. Moran<br>E. E. Finklea<br>J. P. T.          |
| 30. | A Method of Formation Testing on<br>Loggin cable<br>Fecha de publicación 1957   | M. Lebourg<br>R. W. Fields<br>C. A. Doh           |
| 40. | Interpretation of the pressure response<br>Of the Repeat formation tester   | G. Stewart<br>M. Wittmann                         |
| 50. | Evaluation of very low Poroscty Carbonates  | J. Svau<br>R. Roccablanca<br>M. Cigni<br>M. Spila |
| 60. | Aplicaciones de probador de formación<br>RFT  | Luis Ayesteran<br>Daniel Zinat                    |