

**Universidad Nacional de Ingeniería**

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**Optimización de la Producción Mediante  
el Uso de Pruebas de Fondo**

**TESIS**

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Hempler Hermes Hernandez Cortez**

**Lima - Perú - 1991**

## INDICE

1.-ANTECEDENTES

2.-INTRODUCCION

3.-TIPOS DE PRUEBAS

3.1.-NIVELES DE FLUIDO

3.2.-REGISTRO DE PRESIONES

3.2.1.-PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION

3.2.2.-PRUEBAS DE PRESIONES CON PARADAS

3.3.-REGISTROS DE TEMPERATURA

4.-DESCRIPCION DE LOS INSTRUMENTOS QUE SE UTILIZAN PARA LAS  
DIFERENTES PRUEBAS :

4.1.-REGISTRADORES DE NIVEL DE FLUIDO

4.2.-REGISTRADORES DE PRESION

4.3.-REGISTRADORES DE TEMPERATURA

5.-ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE PRESION DE FONDO

5.1.-ANALISIS DE NIVELES DE FLUIDO

5.2.-ANALISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION

6.-COSTO DE LAS PRUEBAS

7.-CONCLUSIONES

8.-ANEXOS

9.-BIBLIOGRAFIA

## 1.- ANTECEDENTES

Luego de la etapa de exploración y descubrimiento de un campo de petróleo, nos encontramos ante la segunda etapa importante que es su explotación y desarrollo.

A través de los años se han desarrollado diferentes métodos sobre sistemas de producción artificial tales como la producción de bombeo mecánico, gas lift, hidráulico, electrocentrifugo, etc.

Todos estos métodos son aplicables según las características de cada campo así como de recursos técnico-económicos, requieren del conocimiento de parámetros principales tales como los niveles de fluido ( tanto estático como dinámico ), presiones del reservorio ( estáticas y fluyentes ), características cualitativas y cuantitativas de los fluidos y de roca reservorio. Información que permite conocer el Índice de Productividad de los pozos, que es el objetivo constante del Ingeniero de Producción y que le permite determinar los métodos y condiciones óptimas bajo las cuales debe explotar su campo de petróleo.

Se han desarrollado durante años dispositivos tales como los registradores de presión que datan de aproximadamente 60 años atrás con teorías cada vez más modernas de interpretación, así como también la modernización de las herramientas de registro, las cuales nos dan cada vez información más precisa y confiable haciendo uso de equipos computarizados.

Paralelamente tenemos registradores de niveles de fluido (echometer, sonolog ) que también han ido a la par del

desarrollo tecnológico, contándose actualmente con equipos de alta precisión, de rápida respuesta e interpretación.

Así también los registradores de temperatura son dispositivos muy útiles para la detección de zonas de entrada de gas, lo cual nos permite llevar a cabo un diseño adecuado de instalación de subsuelo.

## 2.- INTRODUCCION

El desarrollo de un campo petrolero involucra la conjunción de dos ópticas :

- Desde el punto de vista económico.

- Desde el punto de vista técnico del reservorio.

Desde el punto de vista económico, se toma en cuenta una evaluación económica en base a reservas de petróleo y/o gas, precios de comercialización, retorno de la inversión, etc.

Desde el punto de vista técnico del reservorio se toma en cuenta el comportamiento del campo en términos de caudal de producción y cantidad de petróleo recuperable para diferentes condiciones de operación como por ejemplo : producción primaria, secundaria, terciaria.

Sea cual fuere las características de explotación de un campo petrolero es importante llevar a cabo, en forma continua y sistemática, diferentes pruebas que nos permitan obtener la información necesaria a fin de poder determinar en todo momento las condiciones óptimas de explotación de nuestro campo.

El Ingeniero de Producción cuenta con recursos inmediatos para la obtención de información importante tales como :

- Pruebas de Restauración de Presion.
- Pruebas de Flujo
- Pruebas de Presiones con Paradas.
- Determinación de Niveles de Fluido.
- Registros de Temperatura.

Estas pruebas se pueden llevar a cabo en forma periódica, segun sean los casos, con la finalidad de mantener información actualizada de los campos lo cual nos ayudará en el análisis y toma de decisiones en cuanto a la mejor explotación de nuestro campo de petróleo.

Con el buen uso de la información obtenida se puede llevar a cabo modificaciones en cuanto a instalaciones de subsuelo de bombeo artificial, así como un mejor análisis de las curvas de producción de cada pozo. Consecuentemente podemos resolver los problemas con un mejor criterio.

Adicionalmente esto servirá como una buena fuente de información para los ingenieros de reservorios sobre todo en la planificación de trabajos de mayor envergadura tales como proyectos de recuperación secundaria.

El presente trabajo está basicamente orientado a explicar los procedimientos operativos y los análisis correspondientes de las pruebas de presión de fondo, temperatura, y niveles de fluido antes mencionadas las cuales nos permitirán llevar a cabo una explotación eficiente de nuestros campos. No se ha querido entrar en mayores detalles en cuanto al análisis de pruebas de formación, ya que esto implica llevar a cabo pruebas

mucho mas completas y de mucho mayor costo, lo cual además ya no es una labor propia del Ingeniero de Producción sino del Ingeniero de Reservorios; dentro del sistema de trabajo de PetroPerú en el NorOeste.

### 3.- TIPOS DE PRUEBA

Entre los tipos de prueba más convencionales podemos mencionar :

#### 3.1.- TOMA DE NIVELES DE FLUIDO:

La determinación del nivel de fluido de un pozo especialmente en pozos con reservorios en estado avanzado de depletación es un dato importante ya que nos da un indicativo de la presión estática del reservorio la cual se refleja en la altura de fluido sobre la zona de aporte.

Es también importante a fin de poder llevar a cabo el diseño del equipo artificial de producción de subsuelo requerido para la producción de un pozo, determinar la sumergencia con la que trabajará la instalación, lo cual permite calcular la cantidad de fluido que se puede recuperar, en adición a otras consideraciones.

Para tal fin, se han desarrollado instrumentos especiales de tipo sónico que detectan la profundidad a la cual se encuentra el nivel del líquido tales como el echometer o sonolog cuyo principio fundamental es el mismo, es decir, emitir una onda sonora a través del anular entre el casing y tubing la cual rebotará una vez encontrado el nivel, y

mediante el conteo de los coples de los tubos ( los cuales tambien son registrados ) determinamos la profundidad a la cual se encuentra el nivel. (Figura 3.1.a).

Actualmente se cuenta con equipos mas sofisticados que hacen uso de la informática haciendo posible, con una adecuada informacion (características de los fluidos, propiedades de la roca reservorio, presiones etc. ), la obtención de resultados muy importantes que se obtienen en pocos minutos.

Asi mismo cabe mencionar que existen dos tipos de niveles de fluido :

- a) Nivel de Fluido Estático . es el nivel de fluido tomado en condiciones estaticas del pozo.
- b) Nivel de Fluido Dinámico . es el nivel de fluido tomado cuando el equipo de subsuelo esta trabajando, ( es menor que el nivel estático ).

El procedimiento operativo para llevar a cabo esta prueba es el siguiente :

- Colocar el disparador con la reducción en una de las válvulas laterales de los forros, la cual debera estar abierta, la otra válvula lateral deberá estar cerrada.

Encender el instrumento mediante el switch "POWER".

Colocar los controles de sensibilidad en la posicion "0" y el "PAPER DRIVE" en "SLOW". En estas condiciones los lapiceros ó estilites deben estar centrados.

- Girar los controles de sensibilidad en sentido horario al punto en el cual el sonido de retorno haga vibrar los lapiceros entre márgenes de 1/8" a 1/4", de pico a pico.
- Colocar el switch del "PAPER DRIVE" en posición de "FAST" y efectuar el disparo.
- Cuando se halla registrado el nivel de líquido detener el desplazamiento del papel y apagar el aparato.
- Recargar y repetir el procedimiento a fin de verificar el nivel encontrado. Esto no es necesario en el caso de que se halla podido registrar dos viajes de la onda sonora con un mismo disparo.

### 3.2.- REGISTRO DE PRESIONES :

Inicialmente los datos conocidos del reservorio están basadas en datos geológicos, geofísicos; pero ellos se van ajustando en la medida que obtengamos mayor información de los pozos perforados adicionalmente.

Los parámetros usados para la construcción de un modelo de reservorio son obtenidos de :

#### a) Medidas Directas :

Cores, muestras PVT, muestras de canaleta, etc.

#### b) Resultados de la Interpretación de :

Datos sísmicos, registros eléctricos, pruebas de presión, etc.

"Solamente las pruebas de presiones en los pozos proveen de información del comportamiento dinámico

del reservorio, lo cual es muy importante para determinar las características del mismo".

Una prueba de presión de formación, proporciona la siguiente información analizada :

- 1.- Presión inicial o presión promedio del reservorio.
- 2.- Permeabilidad
- 3.- Condiciones en la cercanía del pozo.
- 4.- Comportamiento de los fluidos del reservorio
- 5.- Dimensiones del reservorio.
- 6.- Performance de influjo.
- 7.- Interferencia entre pozos, etc.

Una prueba de presión consiste básicamente en el registro de las presiones de fondo en condiciones prefijadas de flujo.

Estas presiones, las cuales son una función de las características del reservorio, pueden ser interpretados a partir del análisis de los datos de cambio de presión  $AP$  versus el tiempo transcurrido  $AT$  (fig.3.2.a ).

### 3.2.1.- PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION :

El análisis de presión en las pruebas de flujo (drawdown) es usualmente difícil debido a la dificultad de lograr regímenes de flujo estabilizados, de aquí que, se prefiere realizar el análisis de restauración de presiones.

Cuando un pozo es abierto, el flujo inicial es debido a la expansión de los fluidos del reservorio en las cercanías del pozo. La contribución del reservorio es casi despreciable. Esta es la etapa en la que se refleja los efectos de la zona cercana al pozo. (fig.3.2.b ).

En el gráfico de la figura 3.2.c, se observa una descripción simplificada de la distribución de la presión versus la distancia  $r$ , desde el pozo. El reservorio está todavía a una presión inicial  $P_i$ . Solamente en la pared del pozo se aprecia una caída de presión.

Un radio de drenaje aparente,  $r_d$ , puede ser definido, mas allá del cual no se ha registrado una caída de presión ( dependiendo tambien de la sensibilidad del instrumento utilizado ).

Dentro del area de drenaje la presión cae y la mínima presión se da en la pared del pozo. (figs.3.2d, 3.2e ).

La comunicación entre el pozo y el reservorio esta afectada por :

- a. Presencia de la costra del lodo de perforación.
- b. Invasión de los fluidos de perforación.
- c. Densidad insuficiente de perforaciones o balas.

d. Poca penetración de las balas.

Estos factores causan una caída de presión adicional alrededor de las paredes del pozo lo cual es cuantificado por un factor denominado SKIN ( $S$ ). Para un pozo con daño  $S > 0$  ( fig.3.2f ).

Después de una estimulación, el flujo en la pared del pozo es mejorado, la caída de presión medida en esta zona es mas pequeña y esto se traduce en una reducción en el factor SKIN el cual se convierte en un valor negativo.

Para un pozo estimulado,  $S < 0$  .

En una prueba de regular duración, puede ocurrir otro régimen de flujo en las ultimas horas de la prueba debido a la presencia de límites exteriores del reservorio.

Por ejemplo, si existiera una falla que hiciera la función de límite o sello cerca a la pared del pozo, después que rd halla alcanzado la falla, la pendiente del perfil de la presión cambia (fig.3.2g, 3.2h, 3.2i, 3.2j ).

Durante una prueba es posible registrar el comportamiento de la presión en un pozo vecino, cerca al pozo en producción, a fin de establecer si existe comunicación entre

ambos. A esto se le denomina prueba de interferencia.

Cuando el radio de drenaje alcanza al pozo vecino se registrará en él una caída de presión (si pertenecen al mismo reservorio), y es posible analizar características comunes tales como  $K$  y  $\phi$ .

#### FASES DURANTE UNA PRUEBA DE RESTAURACION DE PRESION :

Tomaremos como ejemplo un pozo fracturado y ubicado cerca a una falla geológica que hace de sello.

En primer lugar actúa el efecto de expansión de los fluidos en el hueco del pozo por lo que los cambios en la presión del reservorio son más lentos.

Luego el reservorio empieza a producir. Inicialmente el flujo es lineal a la fractura luego bilineal y lineal de formación. A medida que se expande el area de drenaje, el efecto debido a la fractura desaparece; se establece el flujo radial y la fractura es vista solo como un factor skin negativo.

Eventualmente el frente de presión puede ser reflejado por la falla que hace las veces de sello; cuando este efecto alcanza al pozo, se registrará una caída de presión adicional indicando la presencia de un límite.

Desde el punto de vista operativo en Operaciones NorOeste de PetroPerú se han podido establecer dos métodos para pruebas de presiones :

A.- METODO CONVENCIONAL :

Se le denomina así al método generalmente usado para la toma de restauración de presiones siendo el equipo utilizado una unidad de wire line, un registrador tipo Amerada con reloj incorporado ( de 48,72 o 120 hrs., según sea el caso ).

Operativamente se procede de la siguiente manera:

- (.) Baleo de la zona a probar
- (.) Bajada de tubería con empaque sentado encima de los perforados .
- (.) Suabeo a seco.
- (.) Inmediatamente se baja el registrador de presiones con cable hasta la profundidad del niple de asiento.
- (.) Cerrar el pozo en superficie por un tiempo variable de 3 a más días hasta que se registre una presión estabilizada. A fin de tener una referencia del comportamiento de la presión de fondo y saber en que momento se alcanza la estabilización,

es recomendable instalar un registrador de presión en superficie ya sea del tipo de disco o Barton, o del tipo Amerada.

(.) Una vez alcanzada la presión estabilizada se procede a recuperar el registrador con la unidad de wire line.

(.) Luego se procede a bajar otra vez el registrador de presiones para tomar las presiones con paradas.

Es muy importante tomar nota de las presiones en cabeza de tubos y forros antes y después de la prueba, como tomar debida atención a las posibles fugas que se pueden presentarse tanto por las válvulas como por las bridas durante la etapa de acumulación de presión. De ser así debiera corregirse estas anomalías a fin de garantizar los resultados de las pruebas.

Es recomendable que antes de tomar una prueba de presión de fondo de pozo se determine su posible duración y el rango de presión del elemento que se va a usar, ya que podríamos quedar cortos en el tiempo o la presión que requeriría una prueba, o en caso contrario dar tiempos innecesariamente largos y tener

presiones tan bajas que en un elemento de rango muy grande no pueda apreciarse bien los incrementos de presión.

#### PROBLEMAS Y/O DESVENTAJAS :

Durante el tiempo transcurrido entre desarmar la unidad de suab, armar la unidad de wire line y hasta que la Amerada llegue al fondo (aprox. 2 horas), la formación llena los tubos hasta una determinada altura, registrando una presión de flujo parcial, mas no una presión de fondo.

El cierre en superficie con la tubería vacía crea una cámara bastante grande la cual debe ser llenada con fluido y comprimida para obtener una curva de restauración de presión representativa. En formaciones de baja permeabilidad el fluido no llega a llenar toda la tubería ocasionando un fuerte efecto de almacenamiento. En tal caso, en muchas oportunidades la curva de restauración de presión obtenida puede ser no representativa de la presión de la formación.

Como consecuencia de lo anterior, las presiones de fondo demoran bastante

tiempo y a veces es necesario sacar el registrador de presiones, cambiar de sarta y volver a bajar con la consiguiente inexactitud en la información obtenida.

No es posible obtener una muestra representativa de fluido del pozo por lo cual hay que recurrir al swab, con lo que se prolonga aun mas el tiempo de evaluación de la formación.

#### B.- METODO MODIFICADO :

Con el advenimiento de la perforación a rotación, la Cia. Halliburton introdujo un método de ensayo a través del sondeo en el año 1926.

El método llegó a ser conocido como " Prueba del Sondeo " (Drill Stem Testing), pero la tendencia actual es llamarle "Prueba de Formación" (Formation Testing). Este método permite por medio de herramientas especiales ( packers ) aislar temporalmente a la formación de la columna hidrostática del fluido del pozo. Esto se logró sentando un packer cónico sobre la zona o formación que podía contener petróleo. Una válvula operada a engranajes desde superficie producía las aperturas y cierres del ensayo. Se introdujo un registrador de presiones

para controlar el funcionamiento de la herramienta.

Mas tarde se hizo manifiesto que se necesitaban presiones de formación mas fidedignas por lo tanto se empezaron a usar uno o más registradores de gran precisión.

La combinación de herramientas actuales nos registra con precisión presiones de fluencia y curva de aumento de presión en función del tiempo. Esta información registrada en una carta ofrece una ayuda importante para la evaluación de la información.

Operativamente se procede de la siguiente manera:

- (.) Bajar la sarta de probador con la válvula de prueba cerrada, sin colchón de agua hasta la profundidad recomendada y sentar empaque.
- (.) Abrir válvula para primera apertura por 30 minutos.
- (.) Cerrar válvula para primer cierre de 24 horas.
- (.) Tomar presiones con paradas durante el cierre.

- (.) Sacar tubería y dar por terminada la prueba.
- (.) La información obtenida con el método modificado es altamente confiable, ya que al efectuar el cierre en el fondo se atenúa significativamente el efecto de almacenamiento, consiguiéndose una curva de restauración representativa de presión.
- (.) También permite calcular Permeabilidad (K), presión de flujo, razón de daño DR, índice de Productividad, PI bls/psi y Fluidos producidos, Bls/día.

Adicionalmente se pueden tomar decisiones sobre :

- (.) Abandono de arenas por baja energía o problemas de fluido.
- (.) Definir si es necesario estimular la formación.
- (.) Diseño de la estimulación y unidad de levantamiento artificial mas adecuado.

Adicionalmente después del fracturamiento, una prueba similar puede permitir conocer la conductividad de la fractura y determinar el índice de productividad.

Con los resultados obtenidos se evaluarían los trabajos de estimulación para optimizar nuestros procedimientos.

PROBLEMAS Y/O DESVENTAJAS :

Algunas veces pueden presentarse dificultades mecánicas para abrir o cerrar la válvula de prueba que se encuentra en el subsuelo. Esto por cuanto la herramienta se opera desde la superficie, sin embargo, esta dificultad es superable en base a experiencia y conocimiento, tanto de la herramienta como del reservorio.

3.2.2.- PRUEBAS DE PRESIONES CON PARADAS

Las pruebas de presiones con paradas se llevan a cabo básicamente con la finalidad de determinar los tipos de fluidos que se encuentran en el pozo mediante el análisis de sus gradientes.

El procedimiento operativo para efectuar la prueba es el siguiente :

Se dispone de una unidad de Wire Line con registrador de presión tipo Amerada así como de un reloj incorporado de tres horas.

Se debe preparar un programa en el cual se indicará las profundidades a las cuales se

harán las paradas, así como el tiempo de duración en cada una de estas. Esto con la finalidad de ajustar los tiempos a usar con el tiempo disponible del reloj.

Previo a la bajada del registrador de presión se deberá bajar un "peso" con cable a fin de confirmar la profundidad efectiva del pozo ya que puede haberse acumulado arena en el fondo y esté obstruyendo zonas baleadas, esto implicaría modificar el programa de trabajo.

En el registrador de presión se deberá incluir un termómetro a fin de aprovechar el trabajo para registrar la temperatura de fondo. Otros datos adicionales importantes son las presiones en cabeza tanto de tubos como de los forros, ya que pueden servir como referencia para el momento de la interpretación de las cartas de registro.

Se baja lentamente el registrador de presión a través de la tubería de producción o del casing (de no haber tubería) haciendo paradas de dos o tres minutos en cada punto según lo indicado en el programa.

Inicialmente en las zonas donde no hay formaciones baleadas se hacen en tramos largos de 100 pies aproximadamente, luego al entrar en una zona baleada hacemos una parada de 5 a 6 minutos continuando con paradas de 2

a 3 minutos en intervalos de 10 a 20 pies según la potencia de la formación. Al terminar una zona baleada hacemos otra parada de 5 a 6 minutos la cual, al igual que la anterior, nos servirá para identificar en la carta de registro las entradas y salidas de las formaciones.

Se continúa hasta llegar al fondo efectivo del pozo o hasta donde se requiera en el caso de haber tubería y/o herramientas.

Se saca la herramienta a superficie lentamente y se retira la carta de registro para su posterior lectura.

### 3.3.- REGISTRO DE TEMPERATURA (CONVENCIONAL):

El registro de temperatura convencional es aquel que llevamos a cabo con una herramienta similar al registrador de presiones, es decir, registrará variaciones de temperatura en función del tiempo y la profundidad.

Esta herramienta es muy útil para determinar zonas de entradas de gas, lo cual nos es de mucha utilidad para detectar los problemas de bloqueo por gas de las bombas de subsuelo en los pozos con equipos de bombeo mecánico.

Al determinar la zona de entrada de gas podremos ubicar mejor la tubería de producción a fin de evitar el aporte directo del gas hacia la bomba de subsuelo

(lo que se denomina usualmente anclas naturales de gas), lograndose de esta manera un bombeo eficiente de petróleo hacia la superficie.

El registro de temperatura convencional también es usado para determinar los topes de cemento después de la completación de un pozo.

El procedimiento operativo para llevar a cabo el registro de temperatura es el siguiente :

#### 3.3.1.- PARA DETERMINAR ZONAS DE ENTRADA DE GAS :

El pozo en cuestión debe contar con tubería de producción abarcando longitudinalmente las zonas a analizar.

Luego el pozo debera ser cerrado unas 72 horas antes de la prueba debiendose registrar las presiones de superficie.

Transcurridas las 72 horas se abrirá el pozo con un bean adecuado a fin de desfogarlo en forma controlada y constante.

El objetivo principal de lo anteriormente expuesto es aprovechar la propiedad de enfriamiento que tiene el gas al salir del reservorio hacia el pozo haciendo contacto inmediato con la tubería justo en la zona de flujo ayudando de esta manera a obtener un mejor registro al momento de que la herramienta pase por esa zona.

Una vez desfogado el pozo se procede a bajar el registrador de temperatura para lo cual se

procede de la misma manera que para una prueba de presiones con paradas, tomando especial atención en aquellas zonas donde suponemos sea la del aporte de gas.

### 3.3.2.- PARA DETERMINAR TOPES DE CEMENTO :

La determinación del tope de cemento en un pozo mediante el uso de un registrador de temperatura se hace en base a la propiedad exotérmica de la mezcla de cemento al momento del fraguado. Esto se reflejará en la carta de registro ya que inicialmente al empezar el registro desde la boca del pozo registraremos temperaturas normales de formación, al entrar a la zona donde se encuentra el cemento se notara claramente el incremento de la temperatura.

Generalmente se recomienda llevar a cabo este registro luego de transcurridas unas 12 horas de terminada la completación ya que es el tiempo en que debe estar ocurriendo el proceso de fraguado.

El procedimiento operativo para llevar a cabo la prueba es también similar al de las presiones con paradas tomando especial atención en la profundidad donde ha sido reportado el tope de cemento según los cálculos del Ingeniero que llevo a cabo el trabajo de completación.

#### 4.- DESCRIPCION DE LOS INSTRUMENTOS QUE SE UTILIZAN PARA LAS DIFERENTES PRUEBAS

##### 4.1.- REGISTRADORES DE NIVEL DE FLUIDO

Los registradores de nivel de fluido, llamense Echometer o Sonolog, son instrumentos electrónicos que consisten básicamente de las siguientes partes:

##### 4.1.1.- El Elemento de Emision de Sonido o Disparador :

Este elemento es el encargado de emitir el sonido, ya sea mediante el disparo de balas de fogueo calibres 10 o 12 según sea el tipo, o mediante el uso de disparadores de gas comprimido. Estos dispositivos cuentan con elementos de seguridad que evitan la emisión de disparos involuntarios.

En el caso de los disparadores con balas de fogueo tambien se cuentan con adaptadores para utilizar balas de diferente calibre.

Su instalacion se hace a través de una reducción con salida generalmente de 2" la cual va conectada en la válvula lateral de los forros de producción, la función de esta reducción es tambien la de dar lugar a una expansión adecuada para el gas así como de prevenir una excesiva acumulación de presión en casos de que se halla producido algún disparo con la válvula de forros cerrada.

El disparo se efectua tirando el pin de seguridad y rotandolo hacia la derecha un cuarto de vuelta. En caso de que se requiera realizar otro disparo deberá colocarse el pin de seguridad en su posición original.

Como medida de seguridad, nunca debe transportarse este elemento con carga o bala de fogeo dentro.

#### 4.1.2.- Elemento Receptor del Sonido o Micrófono .

Este elemento es el encargado de recepcionar la onda sonora que viaja a través de la tubería y llega hasta el nivel de fluido donde rebota y se encarga de transmitirla a través de unos cables hacia el amplificador-registrador.

#### 4.1.3.- Amplificador-Registrador

En los registradores mas modernos se cuentan con dos amplificadores simultaneamente los cuales operan con dos registradores. Estos dos sistemas estan diseñados en dos canales "A" y "B"; el amplificador A es un canal de baja frecuencia que servirá para registrar el reflejo de la onda sonora en el nivel de fluido, y el amplificador B es un canal de alta frecuencia utilizado especificamente para detectar las ondas reflejadas por los coples de la tubería.

Los circuitos electrónicos son completa-mente transistorizados y cuenta con una batería recargable de nickel-cadmio, en casos de emergencia tambien puede ser operado con una batería de automovil de 12 V.

Mirando el aparato de izquierda a derecha podemos identificar las siguientes partes :

A.- El conector del micrófono

B.- Un switch rotulado con "SENSITIVITY - PEN B", el cual tiene hasta el nivel nueve de amplificación para el registrador del canal B. Este canal es el utilizado para la detección de los coples de la tubería. La sensibilidad de este canal se incrementa rotando la perilla hacia la derecha.

C.- Un switch rotulado con "RESPONSE - PEN A", el cual tiene tres posiciones y es el que modifica la frecuencia de respuesta del canal A solamente. La posición central "WIDE BAND" es la posición normal y puede ser usada con buenos resultados en la mayoría de los pozos. La posición de la derecha "HIGH FREQ" suprime algunas de las emisiones de baja frecuencia, lo cual puede ser deseado en el caso de fluidos no muy bien definidos ( casos de espumas ). La posición de la izquierda "LOW FREQ"

suprime las mas altas frecuencias, esto sirve algunas veces para eliminar ruidos tipo eco, y además permite el uso de una alta sensibilidad para niveles de fluido profundos. En la posición "LOW FREQ" generalmente no se detectan los coples de la tubería ni se registran en los trazos del registrador A, esto clarifica el registro en algunos casos, por otro lado se reduce la nitidez con que se registra el nivel de fluido. La posición "LOW FREQ" es generalmente utilizada para detectar la ubicación de las válvulas en las instalaciones de gas lift.

D.- A continuación tenemos la perilla rotulada con "SENSITIVITY-PEN-A", la cual tiene hasta 11 niveles, y es la que controla la amplificación del canal A. Cada unidad del control implica una amplificación con factor dos. Esta no tiene un control automático de ganancia por lo que el efecto de la variación en la amplificación se reflejará directamente sobre el registrador por lo que se debe tener mucho cuidado de no trabajar con amplitudes muy pequeñas ( 2 o 3 mm ) que se ven afectadas por la fricción de la pluma sobre el papel, ni

tampoco tan amplias que excedan las límites del papel de registro.

Adicionalmente tenemos el conector del cable de la batería y debajo tenemos el switch principal. En la misma fila tenemos un indicador de voltaje para chequear la carga de la batería, sobre este indicador tenemos un switch para el registrador eléctrico ya que los registros se efectúan sobre papel electrosensitivo. A continuación tenemos un switch selector para el caso en que se use ya sea la batería propia del equipo o una batería de automóvil.

En el extremo derecho está el switch que selecciona la velocidad del papel de registro, "rápido" (10 cm/sq), o "lento" (1 cm/sq). La velocidad puede ser cambiada en ambas direcciones sin necesidad de que se encuentre totalmente detenido. La velocidad lenta es usada solamente para hacer los ajustes, la velocidad rápida es usada durante el registro.

La máxima presión de trabajo es de 3000 psi, a menos que en el micrófono se indique 5000 psi. Estos rangos son reducidos a la mitad (1500 psi y 2500

psi, respectivamente ) en el caso de utilizar balas de fogeo de calibres mayores a 45. Esta reducción se debe principalmente a que se puede presentar el caso de que se produzca el disparo con la válvula de forros cerrada. Siempre debe verificarse que antes de efectuar el disparo debe estar abierta la válvula de los forros.

Estos equipos se han modernizado últimamente ya que utilizan como complemento equipos computarizados que realizan los análisis en forma inmediata.

#### 4.2.- REGISTRADORES DE PRESION :

En el caso de los registros de presión convencionales solo se dispone del registrador de presión el cual tiene dos partes fundamentales :

##### 4.2.1.- El Elemento de Presión

Es un fuelle diseñado especialmente para que se lleve a cabo una deflexión en el o cambio de longitud en función de la variación de la presión. Este fuelle está dentro de un alojamiento cilíndrico el cual se comunica con el exterior a través de un orificio por el cual los fluidos del pozo le comunican la presión. Adicionalmente cuenta con una bobina presurizada la cual hace las veces de amortiguador a fin de transmitir de manera

uniforme y no brusca las variaciones de la presión hacia el elemento de registro. Estas variaciones se efectúan en sentido vertical (presión).

#### 4.2.2.- Elemento de Registro

El elemento de registro está básicamente compuesto por el reloj y un tornillo sin fin que es el que dará a lugar el desplazamiento horizontal (tiempo). A continuación tenemos el alojamiento de la carta de registro y el estilete que es donde se efectúa el registro propiamente dicho de la presión.

El material normalmente usado como alojamiento para los elementos de presión así como de los de registro es acero inoxidable de K-Monel o Nitronic 50. Este material es usado debido a que provee la mejor combinación de resistencia al colapso, tensión y corrosión. Normalmente la resistencia al colapso es de 20,000 psi a temperatura ambiente, pero si el acero ha sido tratado térmicamente tendremos una resistencia al colapso de 24,000 psi.

En cuanto a los relojes, estos están contruidos para las condiciones más severas, prácticamente no se ven afectados por temperaturas encima de los 325 F (163 C). Se dispone de rangos de 3 hr, 12 hr, 24 hr, 48 hr, 72 hr, 120 hr, 144 hr, 180 hr y 360 hr.

El rango del reloj es equivalente a la longitud en tiempo requerido para desplazar el estilete sobre la carta una distancia de 12.7 cm en un registrador con un tornillo sinfin standard. Para que el desplazamiento sea el requerido (12.7 cm), se requiere dar quince vueltas a la cuerda del reloj.

Cuando se trata de registros de presión no convencionales o el llamado Método Modificado, se hace uso de otro elemento adicional importante que es la válvula de prueba operable desde superficie. Las que se pueden utilizar según sea el caso, son las siguientes :

A.- LPR (Low Pressure Responsive ) o Equivalente :

Este probador proporciona múltiples aperturas y cierres, los que se logran aplicando y liberando presión por el anular.

Su operación es sencilla y segura, su diseño también lo es, pues consta solo de muestreador, válvula de prueba, válvula de circular, empaque y registradores de presión. Requiere de un buen equipo de superficie como BOP y bomba.

Su principal limitación es que no puede ser utilizada cuando hay perforaciones

encima de la profundidad de sentados del empaque.

B.- DCIP (Dual Closed In Pressure) o Equivalente

Herramienta bastante utilizada en la que las aperturas y cierres se obtienen dando vueltas a la tubería hacia la derecha. Su diseño es también muy sencillo, consta solo de la válvula de prueba DCIP, Hydrospring, válvula de circular, empaque y registradores.

Tiene 2 limitaciones. La primera es que solo tiene dos posiciones de apertura y cierre. Es decir, permite realizar una prueba por bajada. La segunda limitación se refiere a que si no está bien ajustada la tubería (tubing), las vueltas se pueden quedar en coples mal apretados y no accionarán la herramienta.

C.- MCIP (Multi Closed in Pressure) o Equivalente:

Permite múltiples aperturas y cierres. Se acciona reciprocando la tubería, o sea aplicando o quitando peso para abrir o cerrar respectivamente, esta herramienta es más versátil pues se puede, usando doble empaque, probar con

una sola bajada cualquier número de intervalos.

Su limitación estriba en que es una sarta sumamente complicada (incluye botellas, uniones de extensión, crossover adicionales, etc.) por lo que se recomienda su uso sólo en casos muy especiales.

La limitación inherente a las tres herramientas consiste en la posibilidad de tener dificultades mecánicas para abrir y cerrar la válvula de prueba, al tener que operar la herramienta desde la superficie.

La instrumentación esta centrada en los registradores de presión, los cuales pueden ser utilizados hasta en un número de tres.

#### 4.3.- REGISTRADORES DE TEMPERATURA

El registrador de temperatura es un instrumento de características similares a los registradores convencionales de presión, tambien cuenta con dos elementos principales :

##### 4.3.1.- Elemento de Temperatura

Este elemento está constituido por un bulbo térmico en un extremo, que es el sensor de al temperatura, el cual esta conectado a un tubo de vapor que a su vez se comunica con una bobina presurizada que es la que se encarga

de efectuar las deflexiones de acuerdo a la variación de las temperaturas.

#### 4.3.2.- Elemento de Registro

Este elemento es similar al utilizado por el registrador de presión convencional.

Los elementos de temperatura están hechos para registrar amplios márgenes de temperatura, desde 50 F ( 10 C ) a 650 F ( 343 C ), según el tipo de elemento que se está utilizando.

### 5.- ANALISIS DE LAS PRUEBAS :

#### 5.1.- ANALISIS DE NIVELES DE FLUIDO

El uso común de un registrador de nivel de fluido es el de determinar la profundidad a la cual se encuentra el líquido en el espacio anular entre el casing y el tubing, para lo cual es importante conocer la longitud promedio de la tubería o aun mejor la medida de cada tubo. Con esta información determinamos la cantidad de líquido que se encuentra encima de la bomba de subsuelo, lo cual nos ayuda a conocer que producción adicional podemos obtener si instalamos una bomba de mayor capacidad; o, si la bomba no está trabajando adecuadamente en cuyo caso se requiere realizar un servicio para cambiar la bomba.

Adicionalmente, con el desarrollo de estos instrumentos se lograron realizar otras interpretaciones obteniendo información adicional.

La presión de fondo es calculada por la sumatoria de la presión de los forros en superficie más la columna hidrostática de gas más la presión de la columna hidrostática del líquido. Esto implica conocer la densidad y la distribución del petróleo y el agua en la columna del líquido especialmente en aquellos pozos donde se observa una gran cantidad de líquido. Mediante este procedimiento se observó que en casos en que el gas era ventilado por los forros la presión de fondo antes calculada era excesivamente alta; esto fue atribuido a una disminución en la gradiente efectiva del líquido encima de las perforaciones por la presencia de las burbujas de gas. C.P.Walker patentó un método para determinar la densidad de la columna de líquido en el anular para estos casos. Esta técnica consiste en presurizar y controlar la presión del anular a fin de causar un efecto de presión sobre el líquido y determinar cuanto varia el nivel en función de la presión. La gradiente de la columna es calculada dividiendo el cambio de la presión entre el cambio de niveles con lo cual podemos determinar la presión de fondo. Si la contra presión es tal que se logre que el nivel de la columna de líquido se estabilice cerca de la entrada de la bomba, la cual generalmente está cerca de las perforaciones, entonces podemos estimar la presión fluyente de fondo ya que el efecto de la presión hidrostática de una pequeña columna líquido gaseosa es mínima en relación a la presión de los forros en

superficie; y los errores en el estimado del valor de la gradiente no afecta significativamente la presión total resultante. Este método que fue presentado hace 50 años es todavía uno de los métodos más utilizados para obtener la presión fluyente de fondo.

Estudios recientes hechos por Podio, Mc Coy, establecieron una técnica para obtener el rate de flujo de gas por el anular mediante el registro de restauración de presión hecho por los forros en superficie. Utilizando este dato y el volumen desocupado por el anular del casing se puede obtener con razonable exactitud el caudal de gas del anular. Si este caudal es conocido, se puede determinar en forma estimada la gradiente de la columna de líquido mediante el uso de correlaciones de datos de campo. Esto permite una razonable precisión en la determinación de la presión fluyente de fondo aún cuando exista una columna líquido gaseosa sobre la bomba. Adicionalmente se puede determinar la gravedad específica del gas si se conoce la presión así como la temperatura (la cual puede ser estimada) y la velocidad de la onda acústica. La determinación de la gravedad específica del gas en el anular permite una mayor precisión en el cálculo de la presión de la columna de gas.

Posteriores desarrollos tecnológicos en los equipos de medición han hecho de que la obtención de estos datos sea cada vez mas facil, ya que cuentan con registradores electrónicos de presiones y flujos

cuyos datos son ingresados directamente a un computador el cual se encarga de efectuar todos los cálculos necesarios y darnos la información requerida.

## 5.2.- ANALISIS DE PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESION

Los métodos convencionales de interpretación de pruebas de pozos usan como reservorio ideal aquel que tiene las siguientes características :

- El reservorio contiene un líquido de una sola fase, el cual tiene una viscosidad constante  $\mu$ , compresibilidad  $c$  y un factor de volumen de formación  $B$ .
- El reservorio tiene un espesor constante  $h$ , una porosidad  $\phi$  y está limitado tanto por encima como por debajo por barreras o capas impermeables.
- La permeabilidad del reservorio solo varía en dos regiones a saber : en la zona no alterada la permeabilidad  $K$  se considera constante, la de la zona alterada  $K_a$ ; que se extiende en un radio  $r_a$ .

El pozo es completado en todo el espesor del reservorio.

Cuando este modelo puede presentarse inicialmente demasiado limitado y restrictivo, la experiencia ha demostrado que puede ser aplicado con éxito a muchos problemas de campo; la razón básica para este éxito es que en flujo radial, la gradiente de presión crece

rápidamente a medida que la distancia del pozo aumenta, consecuentemente la presión fluente de la cara del reservorio es influenciada en un alto grado por los cambios de condiciones y heterogeneidades a pequeña escala alrededor del pozo y en menor grado por heterogeneidades a pequeña escala en la formación no alterada.

La inclusión de una zona de permeabilidad alterada alrededor del pozo, adecuadamente, describe los efectos de un daño al reservorio, en suma cualquier condición, tal como una penetración parcial en el pozo o una turbulencia que cause una caída de presión adicional cerca del pozo, se comporta igual y puede ser considerada en términos equivalentes de una zona de permeabilidad alterada.

El concepto de factor de daño o de corteza, que será explicado posteriormente, dá un camino útil de explicación para las condiciones antes mencionadas, si es que el reservorio tiene una distribución de presión estabilizada cerca del pozo.

La aplicación del concepto de permeabilidad uniforme en la zona no alterada, se justifica en muchos casos porque el comportamiento de la presión en un pozo, es relativamente insensible a las heterogeneidades a pequeña escala en la zona no alterada; sólo cuando las heterogeneidades de permeabilidad del área son grandes o cuando capas de arcilla separan estratos de permeabilidad muy

diferentes, el concepto de permeabilidad uniforme en esta zona no alterada se hace inaplicable.

La asunción de un líquido en una sola fase contenido en el reservorio es indispensable para usar la solución analítica en un reservorio ideal.

La Función  $E_i$  :

Una de las clásicas soluciones para el flujo inestable es la solución de la integral exponencial  $E_i$ , cuya derivación requiere de las siguientes restricciones (las cuales serán eliminadas luego con el principio de superposición), para la descripción de un reservorio ideal.

- El reservorio es infinito en extensión y sólo tiene un pozo.

Antes de iniciar su producción, la presión en cualquier punto del reservorio es igual.

- El pozo produce fluido a un régimen constante  $Q$ , desde el instante de su completación.

El principio de superposición en base a las propiedades matemáticas de la función  $E_i$  hace que su solución sea aplicable a un reservorio infinito de muchos pozos; dicho principio establece que la caída de presión en un punto dado de un reservorio, es igual a la suma lineal de las caídas de presión de cada uno de los pozos que contenga dicho reservorio.

Para desarrollar conceptos básicos, la discusión de las ecuaciones se limita a un pozo en un reservorio

hipotético, que satisface las tres condiciones antes mencionadas; para este sistema, la presión en la zona no alterada, a una distancia  $r$  del pozo, el cual fluye a un régimen  $Q$  por un tiempo  $t$  está dado por la siguiente solución referida a la integral  $Ei$  :

$$Pr = Pi + \frac{QU}{4\pi K h} Ei \left( -\frac{\phi U c r^2}{4Kt} \right) \quad \text{Para } r < r_a \quad (1)$$

Donde :

$Pr$  = Presión a una distancia  $r$  del pozo

$Pi$  = Presión original del reservorio (estática)

$Q$  = Régimen de flujo

$U$  = Viscosidad del fluido

$K$  = Permeabilidad en la zona no alterada

$h$  = Espesor neto en la zona probada

1.78 = Valor de la constante de Euler

$c$  = Compresibilidad total

$r$  = Distancia del pozo a un punto de presión  $Pr$

$t$  = Tiempo

$\phi$  = Porosidad de la zona del reservorio en prueba.

Como las presiones son registradas en base a las pruebas en los pozos, los registros de la presión son entonces tomados a un radio  $r_w$  y este está prácticamente en la cara de la arena del reservorio probado, la ecuación 1 puede ser descrita de la siguiente manera :

$$P_i - P = - \frac{QU}{4\pi Kh} \ln \frac{1.78 U \varphi c r w^2}{4Kt}$$

$P_i - P_w$  es la caída de presión de un tiempo  $t_a < t$ , en un reservorio limitado, si bajo el principio de superposición tomamos la caída de presión de  $(t + At)$  al tiempo  $At$ , la última ecuación toma la siguiente forma :

$$P_i - P_w = - \frac{QU}{4\pi Kh} \ln (1.78 U \varphi c r w^2) + \frac{QU}{4\pi Kh} \ln (1.78 U \varphi c r w^2)$$

Si en esta ecuación hacemos :

$$\frac{1.78 U \varphi c r w^2}{4 K} = B, \text{ tendremos que :}$$

$$P_i - P_w = - \frac{QU B_o}{4\pi Kh} \left( \ln \frac{B}{t+At} - \ln \frac{B}{At} \right)$$

de donde simplificando tendremos :

$$P_i - P_w = - \frac{QU B_o}{4\pi Kh} \ln \left( \frac{t + At}{At} \right) \dots \dots \dots (1b)$$

La ecuación 1b transformada a unidades de campo y a condiciones del reservorio se transforma en :

$$P_i - P_w = - 162.6 \frac{QU B_o}{Kh} \log \left( \frac{t+At}{At} \right) \dots \dots \dots (2)$$

Donde las unidades son las siguientes :

$P_i = p_{sig.}$

$P_w = p_{sig.}$

$Q = STB$

$U = cps$

$B = Bbl \text{ res.} / STB$  que es el factor de volúmen de formación.

$K = \text{Milidarcy md.}$

$h = \text{pies}$

$t = \text{horas}$

Siguiendo el método descrito por D.R. Horner, para el análisis de las pruebas de fondo de incrementos de presión, ploteando las presiones obtenidas contra  $\log(t+At)/At$ , donde  $At$  es el tiempo de prueba, y  $t$ , que más adelante llamaremos  $T_h$ , es el tiempo de la vida productiva del pozo, o tiempo normal, obtendremos un gráfico que tiende a una línea recta, donde observamos (Fig. 5.2a) que el término  $P_i - P_w / \log(t+At)/At$  es la pendiente de dicha recta que la llamaremos  $m$ .

Si se cumple que  $m = P_i - P_w / \log(t+At)/At$ , la ecuación 2 nos permite encontrar la permeabilidad del reservorio probado, por medio de la siguiente transformación :

$$K = 162.6 \frac{QUB \dots \dots \dots (3)}{mh}$$

La ecuación 3 es válida para determinar la permeabilidad del reservorio por medio de cualquier prueba, así mismo cabe anotar que en igual forma que la anterior, la mayoría de las ecuaciones que se desarrollen en este capítulo son válidas para todas las pruebas, ya que los análisis son hechos en base a ellas.

Las pruebas de campo en general no se ciñen a la teoría, es por ello que vamos a considerar el comportamiento de las pruebas ideales y reales, en base a las cuales se harán los diagnósticos de los reservorios, luego de determinar las características que serán determinadas de dichas pruebas.

Comportamiento de Una Prueba Ideal :

El sistema ideal se definió anteriormente como un reservorio infinito, homogéneo, el cual contiene fluido de una sola fase, con un solo pozo y que no tiene zona alterada alrededor de él; si este pozo es cerrado luego de haber fluido a un régimen constante  $Q$  durante un tiempo  $T_h$ , la presión en la cara de la arena del reservorio probado está dada por la ecuación 2 descrita anteriormente; la cual representa un incremento de presión idealizado, el cual luego de plotear las presiones obtenidas durante la prueba contra el término logarítmico, debe dar una línea recta como la mostrada en la figura 5.2a (para una prueba de incrementos de presión), de donde se pueden obtener dos características físicas del reservorio :ü

la permeabilidad del reservorio y su presión original.

La permeabilidad se relaciona con la pendiente  $m$  obtenida del ploteo en psi/ciclo logarítmico por medio de la ecuación 3.

La presión original del reservorio se obtiene de extrapolar la pendiente  $m$  del ploteo  $\log (t+AT/At)$  igual a 1, es decir a un tiempo infinito de cierre.

Comportamiento de Una Prueba Real :

En las pruebas reales, nunca es posible obtener gráficos del ploteo de presiones que den una línea recta; por lo general se obtienen curvas como las mostradas en la figura 5.2b, sin embargo es posible analizar estas curvas, realizar los cálculos y obtener por medio de ellos los parámetros del reservorio en sus cambios. Estos cambios en las curvas, pueden ser divididos en tres regiones, como se aprecia en la figura 5.2b, estas son : Región de Tiempo Inicial, Región de Tiempo Medio y Región de Tiempo Posterior.

- Región de Tiempo Inicial :

Durante este tiempo, luego del cierre la profundidad de investigación se va moviendo por la zona alterada; el comportamiento de la presión en este tiempo indica las condiciones en la zona alterada, tal como un daño al reservorio, pero esta indicación es solo cierta si el flujo cesa inmediatamente después del cierre; es decir no se produce un llenado del hueco.

-Región de Tiempo Medio :

Durante este periodo de tiempo la profundidad de investigación alcanza la formación no alterada y las presiones de la zona de prueba no están muy influenciadas por la zona alterada ni por el drenaje debido a la producción del pozo antes de la prueba; ordinariamente durante este periodo es posible alcanzar, en las pruebas de incrementos de presión, una pendiente  $m$  muy aproximada a la línea recta y la permeabilidad en la zona no alterada puede ser entonces estimada mediante el uso de la ecuación 3 considerando el reservorio como infinito.

-Región de Tiempo Posterior :

Se presenta por lo general en pruebas de larga duración, generalmente si el pozo no ha sido significativamente depletado no podía estar presente en cualquier prueba; por lo general se refleja y reconoce mejor en las pruebas de incrementos de presión. Cuando tenemos presente este periodo de tiempo en una prueba, la presión puede ser interferida por pozos cercanos y es también cuando se presentan los cambios de pendientes por efecto de un cambio de permeabilidad debido a una falla ó barrera. La producción del pozo después del cierre, al que nos hemos referido al tratar el tiempo inicial, es llamado también post-flujo. Esto es básicamente debido a que algunos fluidos del reservorio

(petróleo, agua ó gas) fluyen hacia el pozo aun después de haberse cerrado éste, sin embargo es posible por medio de cálculos simples encontrar su tiempo de duración; para ello existe dos métodos de cálculo, uno desarrollado por Pozzi, y el otro presentado por Russell, el cual supone la no existencia de daño en el reservorio. Nos limitaremos a desarrollar el primero.

El post-flujo ocurre en todos los pozos en los que se tome cualquier tipo de prueba, inclusive se puede apreciar en las pruebas con flujo o con cambios de flujo, en las cuales es muy corto o a veces se anula por el flujo mismo. En mayor o menor grado su duración y efectos dependen tan solo de las condiciones y propiedades del reservorio; Pozzi, describe que el post- flujo disminuye en los siguientes casos; cuando :

- a) El volúmen del hueco queda lleno si el flujo es de una sola fase o la capacidad específica del pozo (volúmen por pie lineal) es reducida en el momento del cierre.
- b) La cantidad relativa de gas o vapor en el pozo no es significativa, en el caso de un pozo surgente.
- c) La permeabilidad promedia ha sido incrementada.

Posiblemente el factor más significativo sea la permeabilidad relativa, esto se puede explicar de la siguiente manera; un pozo en un reservorio de alta permeabilidad, podría mostrar normalmente un efecto de post-flujo muy corto, pero si el

reservorio tiene daño ésta permeabilidad disminuye persistiendo el post-flujo por más tiempo; recíprocamente un pozo en un reservorio de baja permeabilidad presenta un post-flujo más largo, pero si este reservorio es estimulado (Fracturamiento ó Acidificación) el efecto disminuye notablemente. Sin embargo las tres condiciones influyen de una manera ú otra, obrando entre sí, dando a veces efecto de post-flujo que varían desde unos minutos hasta cientos de horas.

El cálculo del tiempo de duración del efecto del post-flujo, se puede hacer por medio de la siguiente ecuación presentada por varios autores entre ellos Russell :

$$F.P. = 110 \frac{E}{P.I.} \dots\dots\dots (4)$$

Donde :

E = Capacidad específica del pozo Bbl/pie

I.P.= Índice de Productividad

Pozzi presenta otra ecuación que se basa en que el flujo posterior se hace despreciable al tiempo en que es menor que el uno por ciento (0.01) del régimen de producción del pozo; o sea cuando :

$$Q_{fp} < 0.01Q \dots\dots\dots (5)$$

Dando luego la siguiente relación :

$$Q = 24 E (AP/AT)$$

De donde podemos obtener lo siguiente :

$$t = \frac{2,400 E AP}{BQ} \dots\dots\dots(6)$$

Donde :

E = Capacidad del pozo dividida entre la  
gradiente hidrostática.

AT = El intervalo de tiempo en horas al cual el  
efecto posterior es nulo.

AP =  $P_w - P_c$  a cada At

Para poder aplicar este método sin embargo es necesario conocer las presiones en la cabeza y en el fondo simultáneamente, durante la prueba, siendo este método solo aplicable para pozos con cabeza hidrostática positiva.

PARAMETROS QUE SE OBTIENEN DE LAS PRUEBAS DE  
PRESION DE FONDO

Los principales parámetros que pueden ser obtenidos por medio de las pruebas de presión de fondo son los siguientes :

-La permeabilidad

-Efecto Skin

-Eficiencia de flujo

-Radio de investigación

Con estos datos además del obtenido por el ploteo de presiones contra el tiempo (Presión estática del reservorio), se puede ya hacer un diagnóstico del reservorio que está siendo estudiado, para determinar si está correctamente desarrollado o si es que es necesario decidir algún cambio en las condiciones de perforación para evitar daño, si es necesario estimular, etc.

-La permeabilidad :

Es obtenida directamente de la ecuación 3, usando el método descrito por D.R. Horner, para esto luego de tener el gráfico de las presiones vs el tiempo, en la región intermedia, se determina una pendiente  $m$  la cual relaciona las presiones con las condiciones del flujo del reservorio; la permeabilidad así obtenida es la efectiva promedio del reservorio en prueba. El cálculo de esta permeabilidad puede ser hecho en casi todas las pruebas, debiendo ser usada solo cuando :

-La línea recta de la pendiente en la región media es identificable.

-Si el tiempo medio no está afectado por el efecto del flujo posterior.

-Efecto de corteza ó Factor Skin :

Este efecto determina si es que en el pozo en prueba está presente una estimulación o un daño al reservorio.

Algunos autores como Van Everdingen, Hurst, Hawkins, y otros, dan diferentes definiciones del efecto de corteza, pero el más simple es el definido por Matheus & Russell, como una constante S, la cual relaciona la caída de presión en la corteza con un régimen adimensional de flujo. Dicha caída de presión está expresada en la siguiente ecuación :

$$P_s = S \frac{QU}{2\pi Kh} \dots\dots\dots(7)$$

Donde S es el llamado factor Skin ó de corteza.

Mediante la introducción de la ecuación 7, en la ecuación 1, Russell, encuentra para una presión de flujo menor, una cantidad  $SQU / 2\pi Kh$  luego de un tiempo de producción t, la ecuación siguiente :

$$P_{wf} = P_s + \frac{QU}{4\pi Kh} \left[ \frac{\ln 1.78 U \phi c rw^2}{4 K t} + 2S \right] \dots\dots\dots(8)$$

El cálculo del factor S requiere medir las presiones del pozo antes y después del cierre, entonces combinando la ecuación 8 que da la presión antes del cierre con la ecuación 2 que da la presión después del cierre, tendremos lo siguiente:

$$P_s - P_{wf} = - \frac{Q}{4\pi Kh} \left[ \frac{\ln 1.78 U \phi c rw^2 (t+At)}{4 K t (At)} + 2S \right] \quad (8a)$$

Para tiempos de cierre pequeños comparados con  $T_h$  podemos asumir que :  $A_t = 1$  hora, con lo cual  $P_s = P_{1h}$  tendremos que la ecuación 8a se transforma en :

$$S = 1.151 \left[ \frac{P_{1h} - P_{wt}}{m} - \text{Log} \frac{K}{\phi c r_w^2 U} + 3.23 \right] \dots(9)$$

La presión  $P_{1h}$  es obtenida al extrapolar la pendiente  $m$  del ploteo hasta  $A_t = 1$  hora, los demás factores son ya conocidos, esta ecuación ha sido ya transformada a unidades prácticas de campo.

Cuando el valor de  $S$  es negativo, indica que ha habido estimulación en el pozo, si es positivo indica daño en el reservorio; valores positivos del rango de más de 25 indican un daño severo, valores entre 25 y 12 indican alto daño, valores menores de hasta 5 indican que el daño es aún considerable, valores menores que 5 significan que el daño es casi superficial. Estos valores deben ser catalogados de acuerdo al tipo de reservorio en los que se encuentren. En pozos fracturados es común encontrar valores de  $S$  desde -5 hasta -10.

-Eficiencia de Flujo :

Otro índice de reconocimiento de daño o estimulación en una prueba es la eficiencia de flujo, pudiendo indicarnos que tan eficiente ha sido la perforación y la completación de un pozo, lo cual es muy importante para el diagnóstico de un reservorio.

La eficiencia de flujo, la definen Matheus & Russell como la relación del índice de productividad real del pozo con el teórico, suponiendo la existencia de un daño o estimulación; así la relación matemática sería la siguiente :

$$E.F. = \frac{P.I. \text{ real}}{P.I. \text{ ideal}}$$

Ambos índices de productividad están relacionados por las siguientes ecuaciones :

$$P.I. \text{ real} = \frac{Q}{P_s - P_{wf}} \quad \text{y} \quad P.I. \text{ ideal} = \frac{Q}{P_s - P_{wf} - APs}$$

Donde APs está representado por la ecuación 7 de la cual simplificando obtenemos que :

$$APs = S m 0.87 \dots \dots \dots (12)$$

Si a la eficiencia de flujo le restamos 1, obtendremos el llamado factor de daño, muy usado en las pruebas de formación. Valores de eficiencia de flujo de dos o más se obtienen en pozos que han sido fracturados o cuando la zona del reservorio en prueba tiene una permeabilidad relativamente alta, o sea, no hay presencia de daño en el pozo aún sin haber recurrido a un tipo de estimulación. Si se trata de

una zona de baja permeabilidad o con daño, los valores pueden ser del orden de 0.5 o menos.

-Radio de Investigación :

El concepto de radio de investigación es usado generalmente, en las pruebas de presión de fondo, para determinar la distancia del pozo a una falla, lo cual es reflejado en las curvas del ploteo de  $P_w$  vs  $\text{Log}(t+At / At)$  cuando se produce un cambio en la parte final de dicha curva; además es usado para el cálculo de la zona alterada para pozos estimulados, es decir sin daño, para ambos casos han sido desarrolladas ecuaciones teóricas, que nos darán valores hipotéticos, que nos valen de referencia.

Para calcular la distancia a una falla, se parte de la ecuación :  $t_d = Kt / 0.25 U c r_w$ ; que es la ecuación del tiempo adimensional; de donde Russell asumiendo que  $t_d = 0.25$  expresa esta misma ecuación transformando las unidades a las de campo de la siguiente manera :

$$R = \left[ 105 \times 10^{-5} \frac{Kt}{\phi U c} \right]^{0.5} \dots\dots\dots(13)$$

Donde :

R = Es la distancia del pozo a la falla

t = Es el tiempo en el cual se cortan la pendiente del tiempo medio y la pendiente encontrada después del cambio.

Los demás valores son los mismos que ya hemos visto anteriormente en las otras ecuaciones.

El radio de la zona alterada es calculado a partir del concepto de la existencia de dos permeabilidades en la zona alterada, sin embargo es aplicable sólo cuando no existe daño. Este valor es también usado como el radio de investigación de la prueba.

La ecuación que se usa en este caso deducida por Pozzi tiene la siguiente forma :

$$rw' = rwe^{-s} \dots\dots\dots(14)$$

Donde :

$rw'$  = es el radio de la zona alterada

$rw$  = es el radio del pozo

$e$  = es la base de los logaritmos Neperianos

$s$  = es el valor del efecto de corteza

## ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN USANDO CURVAS TIPO

### Curvas Tipo de Ramey

Algunas propiedades importantes de estas curvas son:

-Un examen de las soluciones analíticas en el cual se basan las curvas tipo, muestran que en tiempos iniciales cuando el pozo es responsable de que el régimen del post-flujo es igual al régimen antes del cierre, AP es una función lineal de At. Así la curva

de  $\log AP - \log At$  es también lineal con una pendiente unitaria (línea de 45 grados) y la constante de almacenamiento de pozo  $C_s$ , puede ser determinado de cualquier punto  $(At, AP)$  sobre esta línea.

-Una exitosa aplicación de las curvas tipo de Ramey para análisis cuantitativo depende significativamente de la habilidad para establecer el valor correcto de  $C_s$  a ser usado en las curvas tipo (las curvas tipo para un valor dado de  $S$  y para diferentes valores de  $C_s$  tienen formas muy similares, tal que es difícil encontrar el mejor ajuste sin un previo conocimiento de  $C_s$ ).

-La distorsión por afterflow ha cesado cuando la curva tipo para el valor de  $C_s$  caracterizando a la prueba, llega a ser idéntica a la curva tipo para  $C_s=0$  (usualmente ocurre entre un ciclo y medio a dos ciclos después de finalizada la línea de pendiente unitaria). Estas curvas tipo pueden ser usadas para determinar cuantos datos pueden ser analizados por métodos convencionales, tal como el de Horner.

-Un ploteo log-log de  $P_d$  vs  $t_d$  difiere de un plot log-log de  $AP$  vs  $At$ , sólo por un cambio en el origen del sistema de coordenadas.

El significado de esto es que el gráfico de una prueba real (log-log de  $AP$  vs  $At$ ) debe tener una forma idéntica a la del gráfico log-log de  $P_d$  vs  $t_d$ , pero que se tiene que desplazar en los ejes verticales y horizontales para encontrar el mejor ajuste.

Curvas Tipo de Mc Kinley :

Mc Kinley propuso curvas tipo con el objetivo primario de caracterizar daño ó estimulación en una prueba Build Up en la cual el afterflow distorsiona algunos ó todos los datos.

Al construir estas curvas tipo, Mc Kinley observó que la relación del cambio de presión  $\Delta P$ , al régimen de flujo constante del cambio,  $q_B$ , es una función de varias cantidades adimensionales :

$$\frac{\Delta P}{q_B} = f \left( K_h \frac{A_t}{UCs} , K_{At}/OU_{Ctrw} , r_e/r_w , A_t/tp \right)$$

Curvas tipo con estos parámetros serían casi imposibles de usar, Mc Kinley simplificó el problema de la siguiente forma :

-Asumió que el pozo ha producido por un tiempo suficientemente grande (esencial para estabilización), de tal forma que el último grupo,  $A_t/tp$  no es importante.

-Ignoró efectos límites, ignorando  $r_e/r_w$  en la logica básica usada para construir las curvas tipo.

Curvas Tipo de Gringarten :

Gringarten desarrolló curvas tipo para pozos fracturados hidráulicamente, en los cuales se crean fracturas verticales con dos alas de longitud

iguales. Se hicieron curvas para flujo uniforme dentro de la fractura y para fracturas de conductividad infinita.

En base a resultados obtenidos en al práctica se ha establecido lo siguiente :

a) En Arenas con Baleo :

- 1.- Gráfico log-log del cambio de presión AP vs el tiempo de cierre At, indicador del final de la distorsión por "Afterflow".
- 2.- De haber conseguido la región media MTR (flujo radial) se utiliza el método de Horner.
- 3.- Si no se alcanzó la región media, utilizar curvas de Mc Kinley.

b) En Arenas Estimuladas :

- 1.- Gráfico log-log AP vs At.
- 2.- Si se alcanzo la región media (MTR) utilizar el método de Horner y curvas Gringarten.

Se ha encontrado que del total de 50 pruebas, en un 80% se ha alcanzado la región media MTR de la curva de erección de presión, un 10% se encontraron en la región inicial ETR, en la cual la honda de presión está moviendose a través de la formación cercana al pozo y el 10% restante no era analizable por fallas en la herramienta o por encontrarse enteramente en una región dominada por el "Afterflow".

Uno de los aspectos importantes para un buen análisis de presiones es la correcta interpretación de las cartas más aún si se trata de una prueba de formación tipo "modificado"; por lo que hacemos las siguientes anotaciones :

Debe hacerse un determinado número de comprobaciones para comparar las presiones con una información conocida. Debe comprobarse la presión hidrostática para determinar si coinciden con el peso de la inyección de acuerdo a la profundidad. Esta es una primera indicación de que las presiones registradas son correctas. La presión fluyente da una pauta del llenado del sondeo y por consiguiente la presión final de flujo va a ser igual a la columna hidrostática de lo recuperado en el sondeo. Esto no se cumple si el orificio calibrado (Choke) del fondo o de boca de pozo a causado una contrapresión durante el flujo o entrada de gas. Es muy importante la medición exacta de cada tipo de fluido recuperado y su densidad, de esta manera la recuperación puede ser confirmada o calculado el llenado neto.

La presión inicial de flujo en la carta reflejará si se usó o no colchón de agua. Las líneas horizontales, cuando se baja el sondeo, indican una demora y pueden indicar que se ha estado introduciendo el colchón de agua en esos momentos. Esto es especialmente notable durante la parte inicial de la operación. Las líneas horizontales, cerca del final de esta operación, pueden indicar que se levantó un trozo de sondeo.

La línea base es el origen de todas las mediciones de presión en la carta de prueba de formación.

-La línea de presión sobre la carta será 0 antes de bajar y después de sacar.

En otras palabras, el trazo debe coincidir con la línea base antes de bajar y después de sacar, y cualquier variación del registrador se notará como fluctuaciones del trazo en ángulo recto y abajo de la línea base. Si no coinciden los registros de líneas base y la presión inicial, la diferencia en estas dos lecturas es la cantidad de error en que se incurrió por lectura incorrecta de la línea base. Se puede disminuir este error leyendo todas las presiones de una base imaginaria a través de las fluctuaciones iniciales y finales. La figura 5.2c muestra una línea base no concordante con la presión inicial del ensayo. Movimientos bruscos hacia arriba y hacia abajo coincidentes con cada tiro bajado indica que produce un efecto de pistoneo, o que el pozo perdió diámetro. La figura 5.2d indica que se ha encontrado una considerable dificultad para llegar al fondo del pozo. Bajo condiciones normales estas dificultades no afectan el ensayo en sí, a menos que se baje abierto el probador durante una maniobra hacia arriba y abajo prolongada para pasar un puente. Esto indica pozo en malas condiciones y puede contribuir a aprisionar las herramientas. En los puntos de espera mientras se baja o en el fondo, una disminución en la presión registrada es indicativo de una pérdida en la columna

hidrostática como la que se muestra en la figura 5.2e y existen dos posibilidades:

- 1.- El pozo está admitiendo fluido.
- 2.- Hay una pérdida en el sondeo.

Si el fluido recuperado contiene una gran cantidad de inyección puede presumirse que habrá una pérdida en el sondeo. Esto convierte el periodo de fluencia en inexacto por lo tanto no se pueden hacer los cálculos de producción. Una apariencia escalonada en la curva de aumento de presión como muestra la figura 5.2, es causada por un desperfecto en el aparato medidor, por lo tanto esta curva no puede ser considerada por los propósitos de cálculo. Este problema mecánico es causado por el escape intermitente del tambor de la carta y puede atribuirse a cualquiera de estas tres causas conocidas :

- 1.-Los pernos y/o la caja interior del tambor pueden estar sucios.
- 2.-El tornillo guía no está derecho.
- 3.-La caja interior o la cubierta pueden estar torcidas o rugosas.

El reloj es la parte del aparato registrador que mide el tiempo de cada operación de un ensayo de formación. Este opera como un mecanismo de escape para el tambor de la carta. A pesar de que el tiempo es independiente del registro de presión, es importante para la interpretación de los resultados. La selección adecuada de la velocidad del reloj ayudará a la lectura y a la interpretación adecuada.

Un tratamiento excesivamente rudo, problemas mecánicos o falta de cuerda, haran que el reloj deje de funcionar. Este problema se caracteriza por una discontinuidad en el tiempo como se muestra en la figura 5.2g, mientras la presión continúa aumentando y/o disminuyendo en la misma linea vertical. En el caso de un reloj que se para y comienza a funcionar de nuevo antes que se termine el ensayo registra una carta muy confusa, no obstante, ello puede llegar a alterarse cuando se compara con la carta del otro registrador. Un desperfecto en el resorte de agarre puede causar que "se dispare el reloj " como se muestra en la figura 5.2h. Este inconveniente es causado usualmente por un tratamiento excesivamente rudo, pero no daña el reloj.

Una pérdida en el equipo de la toma de presión de cierre causará curvas de aumento de presión erróneas que no pueden usarse para extrapolar presiones estáticas del reservorio. Sin embargo si esta pérdida ocurre después de suficiente tiempo de cierre, se puede hacer una extrapolación sobre la parte ininterrumpida de la curva. La pérdida está caracterizada por una disminución en la curva de "aumento de presión" y subsecuente elevación normal, como muestra la figura 5.2i, pero no necesariamente igual.

Ejemplo de Cálculo :

Calcular la permeabilidad y la presión (extrapolada) para la prueba de presión (buildup), cuya información es dada a continuación :

Producción acumulada ( $N_p$ )	:	5,000Bls.
Régimen de producción ( $q$ )	:	25 BOPD
Vida productiva efectiva ( $24 N_p/q$ ) T	:	4,800hrs.
Viscosidad del petróleo ( $U_o$ )	:	2.1 cp
Factor de vol. de formación ( $B_o$ )	:	1.12bl/STB
Espesor de la formación productiva ( $h$ )	:	120 pies
Duración de la prueba	:	190 horas
Presión fluyente ( $At=0$ ), $P_{wf}$	:	460 psi

Procedimiento :

A) METODO DE HORNER :

1.-Se confecciona la Tabla I, teniendo en cuenta que :

$$AP = P_{ws} - P_{wf}$$

$$T = 4800$$

2.-Se grafica en papel logarítmico los valores de AP contra los valores de At (Figura 5.2k). Se debe notar que los puntos se alinean en una línea recta cuya pendiente es uno, durante las primeras 15 horas, mostrando una región dominada completamente por el afterflow.

Los efectos del afterflow desaparecen casi completamente después de transcurridas más o menos 100 horas y después de las cuales puede notarse respuesta de la formación (flujo radial).

En esta región se puede aplicar el método de Horner (esta región aparece a más o menos 1 ciclo después de finalizada la línea recta de pendiente uno ).

3.-Se grafica en papel semilogarítmico los valores de  $P_{ws}$  contra los valores de  $(T+At)/At$ , como se muestra en la figura 5.21 (gráfico de Horner).

Se puede notar que los primeros puntos forman una curva en "S" correspondiente a los efectos del afterflow y los últimos puntos se alinean en una línea recta que corresponden a la respuesta a la formación.

Por estos últimos puntos se traza una recta y se le haya su pendiente  $m$  en  $\text{psi} / \text{ciclo}$ .

$$m = \frac{(662 - 637) \text{ psi}}{1 \text{ ciclo}} = 25 \text{ psi/ciclo}$$

Asímismo, se extrapola esta recta hasta interceptar el valor correspondiente a  $(T+At)/At = 1$ , y se halla un valor de la presión  $P^*$ .

$$P^* = 687 \text{ psi}$$

De otro lado, con el valor de al pendiente  $m$  se puede obtener :

$$Kh = 162.6 \frac{qUoBo}{m}$$

$$Kh = 382.44 \text{ md-ft}$$

$$K = 3.19 \text{ md}$$

B) METODO DE MCKINLEY :

1.-Se confecciona la Tabla II, teniendo en cuenta que :

$$AP = Pws - Pwf$$

2.-Se grafica en papel logarítmico los valores de  $Ap$  contra los valores de  $At$  (figura 5.2m).

Se notará que los datos iniciales se alinean en una recta cuya pendiente es uno, durante las primeras 15 horas, mostrando una región dominada completamente por el afterflow.

Después de transcurridas las primeras quince horas y hasta el final de la prueba, se observan efectos de afterflow, los cuales no permiten hacer un buen estimado de las propiedades de la formación con el método convencional (se nota en la figura 5.2m que en el transcurso de 15 horas hasta las 60 horas la pendiente de la curva que describe los datos no tiene un valor único).

3.-Ante esta situación, es necesario la

aplicación del método de McKinley.

- 4.-En un papel transparente, colocado sobre la curva tipo de McKinley, se grafican los puntos datos, utilizando la misma escala logarítmica de las curvas tipo.
- 5.-Se coteja el eje de los tiempos. Tanto la curva tipo como el papel transparente tienen el mismo eje, de los tiempos (el tiempo en minutos).
- 6.-Deslizándolo el papel transparente en forma horizontal, se coteja la curva que mejor ajusta con los puntos iniciales. Se registra el valor del parámetro  $(Kh/U)/5.615 \text{ Cs}$ , que en este caso tiene el valor de 100.  
Se anota el valor correspondiente al punto de separación entre la curva tipo y los datos sobre el papel transparente.

$$P_d = 140 \text{ psi} \quad \text{y} \quad P_D = 3.8$$

- 7.-Se determina el valor de la constante de almacenamiento del pozo :

$$C_e = \frac{(5.615 A_p C_s / q_{Bo})}{A_p} \times \frac{q_{Bo}}{5.615}$$

$$C_s = 3.8 \times 1 / 140 \times 25 \times 1.12 / 5.615 = 0.13535 \text{ RB/psi}$$

8.-Se cotejan los últimos puntos contra otra curva tipo (si estos se desvían a la izquierda de la primera curva tipo).

Nota: Para calcular la transmisibilidad de la primera curva tipo se efectúa :

$$\frac{(Kh)}{Uwb} = \text{Valor de primera curva tipo} \times 5.615 \times Cs$$

$$= \frac{76 \text{ md-ft}}{cp}$$

9.-Se determina la transmisibilidad de la formación de la siguiente forma :

$$(Kh/U)_f = \frac{(Kh/U \times 5.615 \text{ Cs}) \text{ UCT}}{(Kh/U \times 5.615 \text{ Cs}) \text{ PCT}} \times (Kh/U) \text{ PCT}$$

PCT = Primera Curva Tipo

UCT = Ultima Curva Tipo

$$(Kh/U)_f = \frac{240}{100} \times 76 = 182.4 \text{ md-ft}$$

10.-Se determina la permeabilidad de la formación de la ecuación :

$$K = (182.4) \times \frac{U\bar{u}}{h} = 3.19 \text{ md.}$$

11.-La presión extrapolada  $P^*$ , se obtiene trazando una asíntota a la segunda curva tipo y anotando su valor sobre el papel de los datos :

P\* Pwf + valor asintota - 460 + 225 - 685 psi

Nota.-En este segundo procedimiento hemos considerado un tiempo de duración de la prueba de 60 horas, cabe destacar que con estos datos no sería posible un cálculo confiable con el método de Horner. En este caso, McKinley permite obtener resultados confiables a partir de la información dominada por el afterflow.

#### 6.- COSTO DE LAS PRUEBAS :

Considerando los costos mediante el uso de servicios contratados, tendremos los siguientes costos :

	US\$
PRUEBA DE NIVEL DE FLUIDO .....	150.00
PRUEBA DE BHP X 72 HRS (CONVENCIONAL).....	2,500.00
PRUEBA DE BHP X 72 HRS (MODIFICADO) .....	5,000.00
PRUEBA DE PRESIONES CON PARADAS.....	500.00
REGISTRO DE TEMPERATURA .....	200.00

Es importante acotar que todas estas pruebas (excepto la de BHP modificado) en lo que se refiere a Petroperú ONO se pueden llevar a cabo con recursos propios ya que el Dpto. de Servicio de Pozos cuenta con los recursos tanto de

instrumentos como de personal; esto hace que los costos sean menores.

## 7.- CONCLUSIONES :

- 7.1 El uso de pruebas de fondo de pozo como herramienta para diagnóstico de pozos y reservorios es muy importante, ya que de éstas obtenemos las principales características de los mismos, pudiendo usarse cada una de ellas de acuerdo a su mejor aprovechamiento. Una prueba de formación puede prácticamente decidir el destino de el área ó de todo un reservorio, lo cual implica tratar de conseguir una prueba lo más confiable posible.
- 7.2 Así mismo es siempre recomendable mantener un programa de pruebas de fondo en el reservorio que se está explotando con el objeto de controlar la disminución de su presión en relación a la producción del reservorio, y la eventualidad de programar trabajos de recuperación secundaria.
- 7.3 Las pruebas de niveles de fluido, registro de presiones y registro de temperaturas deben ser utilizadas por el Ingeniero de Producción que tiene bajo su supervisión un Distrito ó Area determinados ya que de lo contrario estará explotando en forma impropia su campo con las consiguientes pérdidas económicas para su empresa.
- 7.4 En la supervisión de un campo de petróleo se debe contar con el personal idóneo, es decir, con un

ingeniero que tenga los conocimientos y experiencia necesarios para poder conocer de los diferentes recursos con que cuenta así como de saber interpretar correctamente los datos obtenidos lograndose de esta manera un uso apropiado de las diferentes pruebas para una optimización adecuada de la producción.

7.5 El uso de las pruebas de fondo también son importantes para optimizar la frecuencia de producción mediante el suabeo en pozos en estado avanzado de producción, ya que al obtener la curva de restauración de presión podemos determinar el tiempo óptimo en el cual tenemos ya el nivel adecuado para volver a suabear el pozo, ver ejemplo I.

7.6 Un factor importante para una prueba confiable de restauración de presión es la calibración periódica de las herramientas con que se van a efectuar las pruebas. Esta deberá efectuarse cada 3 ó 4 pruebas consecutivas ó después de cada prueba, si es necesario ya que la herramienta pudo haber estado sometida a tratos bruscos como producto de maniobras propias de la operación.

7.7 Es importante tener un registro estadístico de los tiempos de estabilización de las presiones por áreas y reservorios con al finalidad de tener referencias para la programación futura de pruebas, tal como se muestra en la Tabla III.

7.8 Se debe actualizar continuamente la información técnica sobre el uso de los diferentes instrumentos así como sobre la modernización de los mismos a fin de poder contar siempre con métodos modernos.

7.9 Los métodos de análisis de pruebas más recomendables a utilizar en los pozos del Noroeste son los siguientes:

- a) En Arenas con baleo :
  - Horner, si es que estabilizó.
  - McKinley, si es que no estabilizó.
- b) En Arenas estimuladas :
  - Horner y Gringarten, si es que estabilizó.
  - Gringarten, si es que no estabilizó.

EJEMPLO I :

Este ejemplo es el caso del pozo 4539-Oveja Alta, este pozo se encontraba como pozo de suab periodico ya que en un momento determinado de su vida productiva no justifico la instalacion de un equipo de bombeo mecanico. Luego de un buen periodo de suabeo este pozo fue incrementando su aporte de petroleo debido muy probablemente a una limpieza de finos mediante el suab, y a fin de determinar su real capacidad de aporte, se llevo a cabo una prueba de presiones con cierre en la superficie y una prueba de presiones con paradas con los resultados mostrados en los adjuntos A, B y graficos B-1, B-2.

De acuerdo a los resultados obtenidos, vale decir, un buen nivel de fluido (segun las PCP), y un buen aporte productivo del pozo segun la prueba de restauracion de presiones se puede decir lo siguiente:

- a) El pozo podia tener un programa de suab con una frecuencia mayor de intervenciones.

b) De acuerdo a estudios economicos y de factibilidad ver la posibilidad de reinstalarle equipo de bombeo artificial.

De acuerdo a lo anterior, en el presente caso, se decidio reinstalar el equipo de bombeo mecanico.

## 9.- BIBLIOGRAFIA

- 1.-Advances in Well Test Analysis -R.C. Earlougher, Jr.
- 2.-The Interpretation and Calculation of Formation Characteristics from Formation Test Data - W.C. Murphy.
- 3.-Well Testing - J. Lee (SPE Texbook Series Vol. 1).
- 4.-Evaluacion Toma de Presiones de Fondo Pozos Noroeste - T. Moya.
- 5.-Interpretacion y Calculo de registros del Ensayador de Formacion Halliburton - R. Leyton.
- 6.-Sonolog Acustic Well Sounder - Keyston Development Corporation.