

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



*Caracterización de Reservorios Complejos mediante el empleo del Software "EMERAUDE" para el Análisis del flujo de fluidos pozo abajo*

**TESIS**

**Para optar el Título Profesional de:**

**INGENIERO DE PETROLEO**

**Miguel Angel Bravo de Rueda Fajardo**

**Lima-Perú**

**2001**

## ÍNDICE

- 1.- INTRODUCCIÓN
- 2.- MARCO TEÓRICO
  - 2.1.- GRADIENTE
    - 2.1.1.- Gradiente de presión
    - 2.1.2.- Gradiente de temperatura
  - 2.2.- REGISTRO DE PRODUCCIÓN
    - 2.2.1.- Flujo monofásico en tuberías
      - 2.2.1.1.- Flujo laminar y flujo turbulento
    - 2.2.2.- Flujo multifásico en tuberías verticales
      - 2.2.2.1.- Regímenes de flujo en tuberías verticales
    - 2.2.3.- Herramientas del registro de producción
      - 2.2.3.1.- Medidores de velocidad de flujo para fluidos monofásicos (“Flowmeter”)
      - 2.2.3.2.- Medidores de velocidad para fluidos bifásicos
      - 2.2.3.3.- Tipos de medidores de flujo
      - 2.2.3.4.- Registro de densidad
      - 2.2.3.5.- Registros de capacitancia
      - 2.2.3.6.- Registro de temperatura
      - 2.2.3.7.- Registro de presión
    - 2.2.4.- Sarta de prueba del registro de producción
    - 2.2.5.- Aplicaciones del registro de producción
      - 2.2.5.1.- Aplicación del registro de producción durante la perforación y completación de pozos
      - 2.2.5.2.- Aplicación del registro de producción durante la producción o inyección de pozos
        - 2.2.5.2.1.- Aplicación en flujo monofásico
        - 2.2.5.2.2.- Aplicación en flujo multifásico
  - 2.3.- ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN CON EL PROGRAMA EMERAUDE VER 1.10.16
    - 2.3.1.- Procedimiento efectuado para procesar la data

- 2.3.1.1.- Datos básicos
- 2.3.1.2.- Ajuste de la profundidad de los registros
- 2.3.1.3.- Gráfico de calibración
- 2.3.1.4.- Cálculo de la velocidad del fluido ( $V_{MAX}$ )
- 2.3.1.5.- Factor de corrección del perfil de velocidad (B)
- 2.3.1.6.- Cálculo de la velocidad promedio del fluido
- 2.3.1.7.-Tasa de flujo para fluidos monofásicos
- 2.3.1.8.- Determinación de la tasa de flujo para fluidos multifásicos
  - 2.3.1.8.1.- Cálculo del Hold-up de la fase de mayor densidad ( $Y_h$ )
  - 2.3.1.8.2.- Cálculo de la velocidad superficial de la fase pesada
  - 2.3.1.8.3.- Tasas de producción de los fluidos
  - 2.3.1.8.4.- Velocidad promedio de cada fase
- 2.3.1.9.- Análisis PVT

### 3.- EVALUACION FINANCIERA

### 4.- APLICACIÓN PRÁCTICA

### 5.- CONCLUSIONES

### 6.- APENDICE

### 7.- REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

## **2.- MARCO TEORICO**

## 2.1.- GRADIENTES

La gradiente se define como la razón de variación de una propiedad respecto a otra, entre dos puntos donde se conoce el valor de dichas propiedades. Las gradientes mas comúnmente calculados son el de presión y el de temperatura, ambos respecto a la profundidad.

### 2.1.1.-Gradientes de presión

Gradiente de presión se define como la relación existente entre las diferencias de presión en un fluido y profundidad vertical entre dos puntos conocidos de dicho fluido. Sean  $P_1$  la presión a la profundidad  $h_1$ , y  $P_2$  la presión a la profundidad  $h_2$ , siendo  $h_2$  mayor que  $h_1$ , se define como gradiente de presión del fluido a la relación entre estas diferencias. El gradiente de presión se expresa en (Lpc/pie).

$$Grad_{PRESION} = \frac{P_2 - P_1}{h_2 - h_1} \quad (2.1)$$

- **Gradiente de presión en condiciones estáticas**

La gradiente de presión de un fluido bajo condiciones estáticas, es aquel que se toma o se determina cuando el pozo está cerrado, dicho gradiente se puede medir bien sea cuando se baja o cuando se sube la herramienta (sensor); en la mayoría de los casos se hace cuando se va a subir la herramienta, para aprovechar las condiciones estáticas del pozo luego de un proceso de restauración de presión. La toma de datos para el cálculo de este gradiente se realiza haciendo paradas de la herramienta a diferentes profundidades desde el fondo hasta la superficie, por pequeños intervalos de tiempo (5 a 10 minutos) con la finalidad de permitir que la presión estabilice y se pueda efectuar una lectura adecuada. Una vez que se tienen estos datos, se procede a hacer el cálculo de gradientes a las profundidades preestablecidas por el programa de la prueba, para luego construir las curvas de gradientes correspondiente a estos valores.

- **Gradiente de presión en condiciones dinámicas**

La gradiente de presión en condiciones dinámicas, se mide cuando el pozo está en proceso de producción de fluidos. La forma de medir el mismo es similar a la de gradiente estático, realizándose paradas para registrar la presión a determinadas profundidades por cortos períodos de tiempo. Con los datos obtenidos se calculan las gradientes para luego construir las curvas. Cuando se toman gradientes dinámicos y estáticos en un mismo pozo, es norma efectuar las paradas de la herramienta a las mismas profundidades, con la finalidad de establecer comparaciones entre ambas curvas.

### 2.1.2.-Gradiente de temperatura.

Sean  $T_1$  la temperatura a la profundidad  $h_1$ , y  $T_2$  la temperatura a la profundidad  $h_2$ , se define como gradiente de temperatura a la relación entre las diferencias de temperatura y las diferencias de profundidad vertical. La gradiente de temperatura normalmente se expresa por cada cien pies de profundidad.

$$Grad_{TEMP} = \left[ \frac{T_2 - T_1}{h_2 - h_1} \right] * 100 \quad [^{\circ}F/100 \text{ pies}] \quad (2.2)$$

- **Gradientes de temperatura en condiciones estáticas.**

La gradiente de temperatura en condiciones estáticas se mide siguiendo el mismo procedimiento que para la gradiente de presión bajo esas mismas condiciones. Es usual utilizar en los trabajos de evaluación de pozos sensores de presión y temperatura, los mismos se bajan en pareja con la finalidad de registrar al mismo tiempo datos de presión y de temperatura.

- **Gradientes de temperatura en condiciones dinámicas.**

Las mediciones de la temperatura para el cálculo de gradientes dinámicos de temperatura se toman conjuntamente con los datos de gradiente de presión en condiciones dinámicas. Una vez obtenidos estos datos se procede a hacer el cálculo de las gradientes e igualmente que en los casos anteriores se procede a construir la curva.

## 2.2.- REGISTRO DE PRODUCCIÓN

### 2.2.1.- FLUJO MONOFÁSICO EN TUBERÍAS

Antes de considerar el comportamiento de las herramientas del registro de producción, es necesario conocer que tipo de flujo esta ocurriendo en la tubería. Dos factores que afectan el uso de las herramientas en el flujo de tipo monofásico son importantes, uno es el tipo de flujo en la tubería (Flujo laminar o turbulento) y el otro es el perfil de velocidad.

#### 2.2.1.1.- Flujo laminar y flujo turbulento.

El flujo de fluidos monofásicos esta caracterizado por ser de tipo laminar o turbulento. Esto va a depender del número de Reynolds, el cual esta definido de la siguiente manera:

$$N_{RE} = \frac{d_a \bar{v} \rho}{\mu} \quad (2.3)$$

**Donde:**  $N_{RE}$ : Número de Reynolds,  $d_{ci}$ : Diámetro interno de la tubería de revestimiento,  $\bar{v}$ : Velocidad promedio del fluido,  $\rho$ : Densidad del fluido,  $\mu$ : Viscosidad del fluido.

El flujo laminar se diferencia básicamente del flujo turbulento, en que el número de Reynolds para el mismo es menor a 2000 mientras que para el flujo turbulento es mayor a 4000. Para número de Reynolds entre 2000 y 4000, el flujo es llamado transicional, y puede mostrar características tanto de flujo laminar como de flujo turbulento dependiendo de las perturbaciones del flujo aguas arriba y de la rugosidad de la tubería.

La figura N° 2.1, registra el rango del número de Reynolds comúnmente encontrado durante la inyección y producción de pozos para diferentes diámetros de tubería. Muchos pozos inyectores de agua presentarán flujo de tipo turbulento, el cual se manifiesta en menor grado en la parte superior del pozo. Por ejemplo el flujo de agua,

cuya viscosidad es de un centipoise, en una tubería de cinco pulgadas de diámetro interno, debe ser laminar para tasas de flujo menores de 100 B/D y turbulento para tasas mayores a 220 B/D como se puede observar en la figura. Para tasas entre las antes mencionadas, el flujo es de transición.

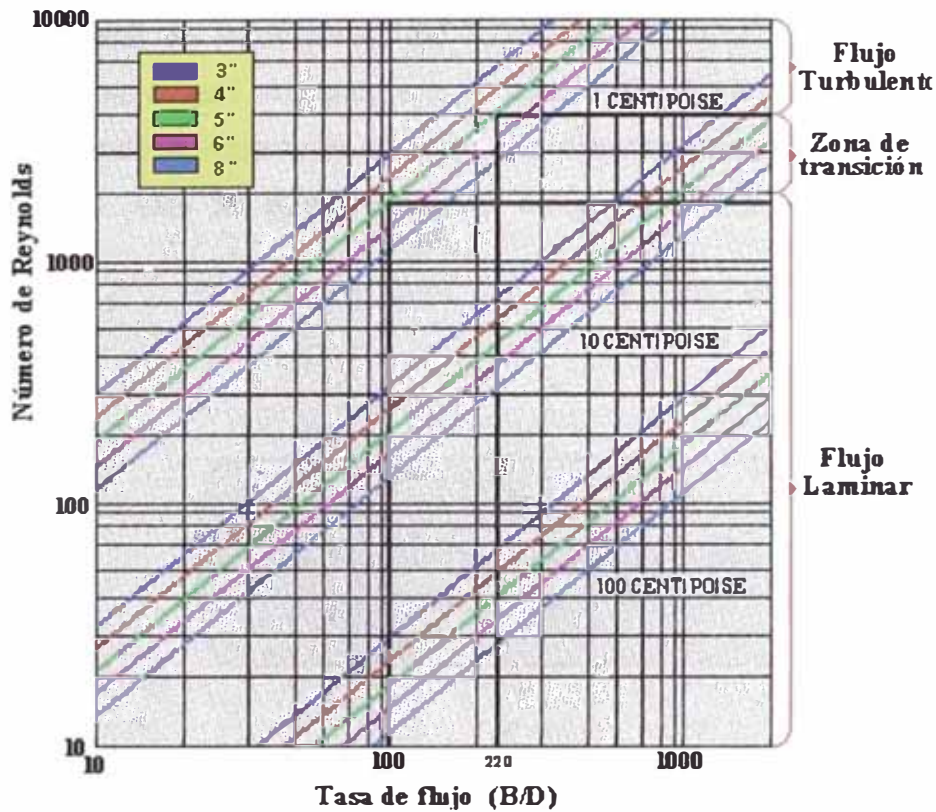


Figura N° 2.1 Número de Reynolds versus Tasa de flujo para fluidos de densidad 1 gr./cc.

Cuando se tienen fluidos con alta viscosidad, el flujo laminar persistirá hasta para las tasas de flujo más altas. La figura N° 2.1, muestra como un fluido de 10 centipoise de viscosidad, en la misma tubería de cinco pulgadas de diámetro interno debe alcanzar una tasa de 2200 B/D para lograr establecer un flujo de tipo turbulento. La probabilidad de que se produzca flujo laminar es alta cuando se corre un registro de producción en fluidos muy viscosos.



- **Perfiles de velocidad**

**.- Perfil de velocidad para flujo laminar**

El flujo laminar se caracteriza porque en él hay una distribución simétrica de las velocidades. El perfil de velocidades del fluido dentro de la tubería tiene forma de parábola con la velocidad máxima en el vértice de la misma. La velocidad va disminuyendo cuando la misma se acerca a las paredes de la tubería, hasta hacerse nula en la misma, esto se puede observar en la figura 2.2 la cual se muestra a continuación:

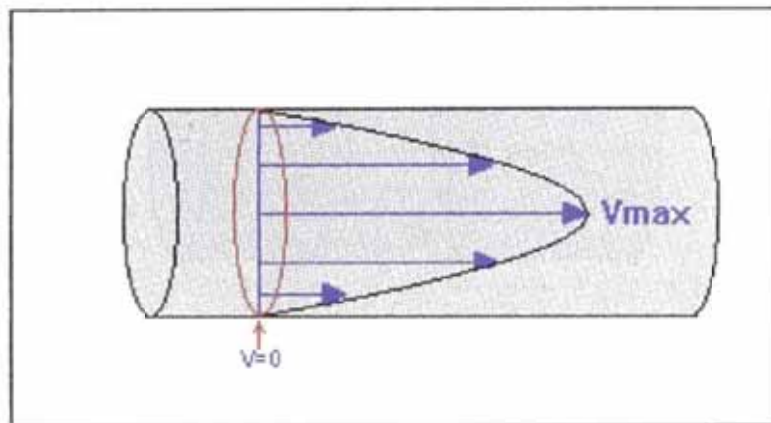


Figura N° 2.2 Perfil de velocidad para flujo laminar

Cuando se corre un registro de producción se busca generalmente determinar la velocidad promedio del fluido debido a que la misma esta muy relacionada con la tasa de flujo volumétrica, esta relación viene dada por la siguiente ecuación:

$$Q = \bar{v}A \quad (2.4)$$

**Donde:** **Q:** Tasa volumétrica de flujo,  $\bar{v}$ : Velocidad promedio del fluido, **A:** Area transversal de la tubería.

Las mediciones de la velocidad del fluido son hechas frecuentemente en el centro de la tubería, por lo tanto, es posible obtener un valor cercano a la velocidad máxima de flujo. La relación entre la velocidad promedio y la velocidad máxima para flujo de

tipo laminar es  $\bar{v}/V_{MAX} = 0,5$  . De acuerdo a esto se tiene que una medición de la velocidad en el centro de la tubería ( $V_{MAX}$ ), es el doble de la velocidad promedio.<sup>1</sup>

### .- Perfil de velocidad para flujo turbulento

Para el flujo de tipo turbulento el perfil de velocidad es casi plano, tiene características de flujo laminar en las cercanías de las paredes de la tubería, y en la pared propiamente dicha la velocidad es nula. Dicho perfil se representa según se puede observar en la figura N° 2.3, la cual se muestra a continuación:

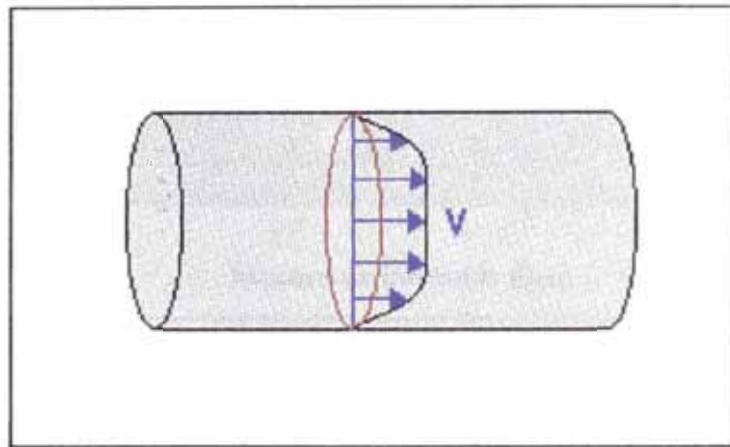


Figura N° 2.3 Perfil de velocidad para flujo turbulento

Cuando se tiene en la tubería flujo de tipo turbulento, la medición de la tasa de flujo es casi independiente de la ubicación de la herramienta dentro de la tubería. En el flujo turbulento el perfil de velocidad es mucho más favorable que el encontrado en el flujo laminar, debido a que la velocidad promedio es muy parecida a la velocidad máxima. La razón  $\bar{v}/V_{MAX}$  en el flujo turbulento varía con el número de Reynolds y la rugosidad de la tubería, esta relación generalmente se encuentra entre valores cercanos a un rango que comprende desde 0,75 hasta 0,86. En la interpretación de registros de producción el valor típicamente usado es 0,83.

Una vez establecidos estos valores tanto para el flujo laminar (0,5), como para el flujo turbulento (0,83), es posible determinar la velocidad promedio con tan solo conocer la velocidad máxima. La velocidad promedio es el objetivo que en realidad interesa para la interpretación del registro de producción.

Sin embargo cuando se calcula el número de Reynolds, es posible determinar con exactitud el factor de corrección del perfil de velocidad asociado a dicho número de Reynolds mediante la correlación mostrada en la figura N° 2.4, la cual es proveniente de pruebas de laboratorio.

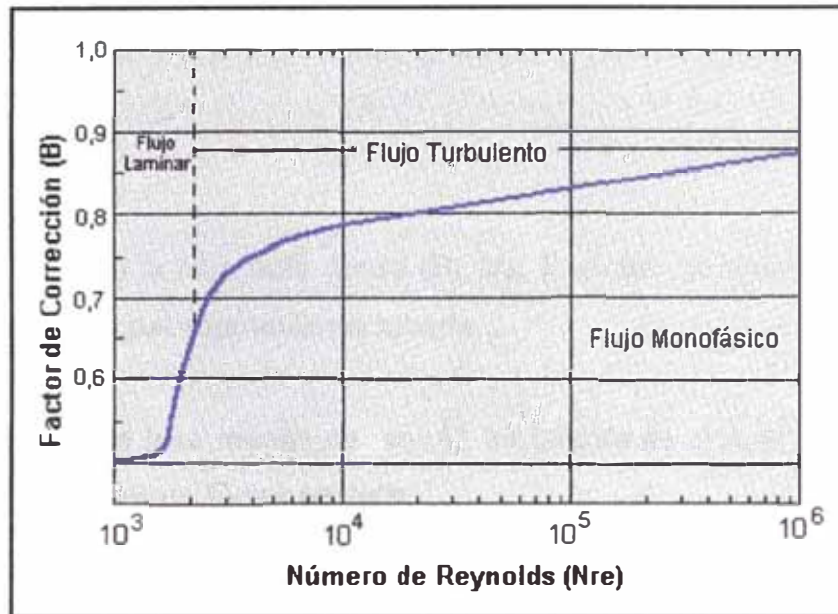


Figura N° 2.4 Factor de Corrección del perfil de velocidad según el Número de Reynolds

### 2.2.2.- FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS VERTICALES

El estudio del flujo multifásico en una tubería es mucho más complejo que el estudio del flujo monofásico, debido a la distribución no uniforme de las fases en la misma, es por esta razón que para interpretar la respuesta del registro de producción es necesario estudiar el comportamiento del flujo multifásico.

- **Fenómeno Hold-up (Y)**

La interpretación del registro de producción se basa en las mediciones hechas por las herramientas del mismo, las cuales registran propiedades promedios del fluido. Las mediciones hechas con el registro de producción proveen información acerca de las condiciones del flujo en sitio para cada una de las fases presentes en el pozo y en cada uno de los intervalos productores. En un flujo de dos fases A y B, donde la fase A es menos densa que la fase B, bajo condiciones de producción, la fase A subirá a una

velocidad mayor que la fase B, debido esto a la diferencia de densidades entre ambas fases, este fenómeno se conoce con el nombre de Hold-up.

A causa de este fenómeno, la fracción en sitio de la fase más densa debe ser mayor a la fracción en sitio de la fase menos densa. Esta relación es cuantificada por el parámetro Hold-up ( $Y$ ), el cual viene expresado de la siguiente manera:

$$Y_B = \frac{V_B}{V} \quad (2.5)$$

**Donde:**  $Y_B$ : Hold-up de la fase más densa (B),  $V_B$ : Fracción de volumen de la fase más densa (B),  $V$ : Volumen del segmento de tubería.

El Hold-up de la fase menos densa (A), se calcula de una manera similar que la fase más densa (B), de esta forma se tiene:

$$Y_A = \frac{V_A}{V} \quad (2.6)$$

Debido a que la tubería esta ocupada completamente por las dos fases (A y B), es posible establecer la siguiente relación:

$$Y_B + Y_A = 1 \quad (2.7)$$

- **Fracción de volumen (f)**

Otro tipo de parámetro utilizado para describir el flujo de fluidos de dos fases, es la fracción de volumen  $f$ , la cual se define de la siguiente manera:

$$f_B = \frac{q_B}{q_A + q_B} = \frac{q_B}{q_{Total}} \quad (2.8)$$

$$f_A = \frac{q_A}{q_A + q_B} = \frac{q_A}{q_{Total}} \quad (2.9)$$

**Donde:**  $q_A, q_B$ : Tasas de flujo de las fases A y B respectivamente,  $f_A, f_B$ : Fracciones de volumen para las fases A y B respectivamente.

De acuerdo a esto se puede establecer la siguiente relación:

$$f_A + f_B = 1 \quad (2.10)$$

En flujos de tipo bifásico por lo general  $Y_B$  es diferente a  $f_B$ , esto es debido a que el hold-up se refiere a la fracción de volumen de cada fase en sitio, mientras que la fracción  $f$  se refiere a fracciones de volumen en superficie.

- **Velocidad de deslizamiento ( $V_S$ )**

La velocidad de deslizamiento ( $V_S$ ) es otra de las mediciones del Hold-up, más comúnmente usadas en la interpretación del registro de producción, la misma es igual a la diferencia entre las velocidades promedio de las fases, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$V_S = \bar{V}_A - \bar{V}_B \quad (2.11)$$

**Donde:**  $V_S$ : Velocidad de deslizamiento,  $\bar{V}_A$ : Velocidad promedio de la fase A,  $\bar{V}_B$ : Velocidad promedio de la fase B.

- **Velocidad superficial**

La velocidad promedio no es una propiedad independiente del Hold-up, es por esto que para establecer una relación entre ambas, se introduce el concepto de velocidad superficial, la cual establece la relación entre la tasa de producción y el área transversal de la tubería.

$$V_{SA} = \frac{q_A}{A} \quad (2.12)$$

$$V_{SB} = \frac{q_B}{A} \quad (2.13)$$

**Donde:**  $V_{SA}$ : Velocidad superficial de la fase A,  $V_{SB}$ : Velocidad superficial de la fase B.

La velocidad superficial de una fase puede ser igual a la velocidad promedio, si esta ha llenado por completo la tubería, es decir, si el flujo es monofásico. En flujo de dos fases las velocidades promedio  $\bar{V}_A$  y  $\bar{V}_B$ , están definidas en función de velocidad superficial y Hold-up, esta relación se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$\bar{V}_A = \frac{V_{SA}}{Y_A} \quad (2.14)$$

$$\bar{V}_B = \frac{V_{SB}}{Y_B} \quad (2.15)$$

Tres aspectos del flujo de dos fases contribuyen al fenómeno del Hold-up, el primero es la diferencia entre las velocidades entre las fases causada por los efectos gravitacionales, luego el perfil de velocidades en la sección transversal de la tubería, y por último el Hold-up lineal para cada una de las fases.

La causa más importante para que ocurra el fenómeno del Hold-up es la fuerza gravitacional, la cual resulta de la diferencia de densidades entre dos fases en situaciones de flujo bifásico, esta fuerza de gravedad causa una velocidad relativa local entre las dos fases.

### 2.2.2.1.- Regímenes de flujo en tuberías verticales

Se define como régimen de flujo a las condiciones bajo las cuales ocurre la distribución del fluido en la tubería de acuerdo a la tasa de producción de cada fase. Dependiendo de la tasa, porcentajes de producción y de las propiedades de cada fluido, se manifiestan diferentes tipos de regímenes de flujo a través de tuberías verticales. Estos regímenes de flujo son los siguientes:

- Flujo tipo burbuja.
- Flujo tipo tapón.
- Flujo tipo espuma.
- Flujo tipo Niebla.

- **Flujo tipo burbuja**

El flujo tipo burbujas consiste en la presencia de burbujas de gas dentro de una fase continua de líquido. La interpretación del registro de producción asume que el flujo es de tipo burbujas. Una representación esquemática de este tipo de flujo se puede observar en la figura N° 2.5.

- **Flujo tipo tapón**

En este tipo de flujo la tasa de gas se incrementa con respecto al flujo tipo burbuja, de manera que las burbujas se unen formando largas balas de gas, ellas eventualmente llenan por completo una sección de la tubería. Entre las largas burbujas de gas se forman tapones de líquido, los cuales contienen pequeñas burbujas de gas en solución. Entre las grandes burbujas de gas y las paredes de la tubería, el líquido fluye hacia abajo en forma de una fina película. Este régimen de flujo se observa en la figura N° 2.5.

- **Flujo tipo espuma**

El flujo tipo espuma es algo similar a el flujo tapón, pero se presenta de una forma mucho más desordenada debido al incremento de la tasa de gas, en este tipo de flujo se forman burbujas de gas casi del tamaño de las balas de líquido que se crean en el flujo tapón. La fase continua sigue siendo el petróleo y la fase discontinua es el gas. Este régimen se puede apreciar en la figura N° 2.5.

- **Flujo tipo niebla**

En este tipo de régimen de flujo el gas es la fase continua, debido a que se produce una alta tasa de gas en comparación a la tasa de petróleo. La fase líquida se mueve hacia arriba en forma de gotas dentro del núcleo de gas, o como una película cerosa ubicada a lo largo de las paredes de la tubería. Este tipo de régimen se puede apreciar en la figura N° 2.5, la cual se muestra a continuación:



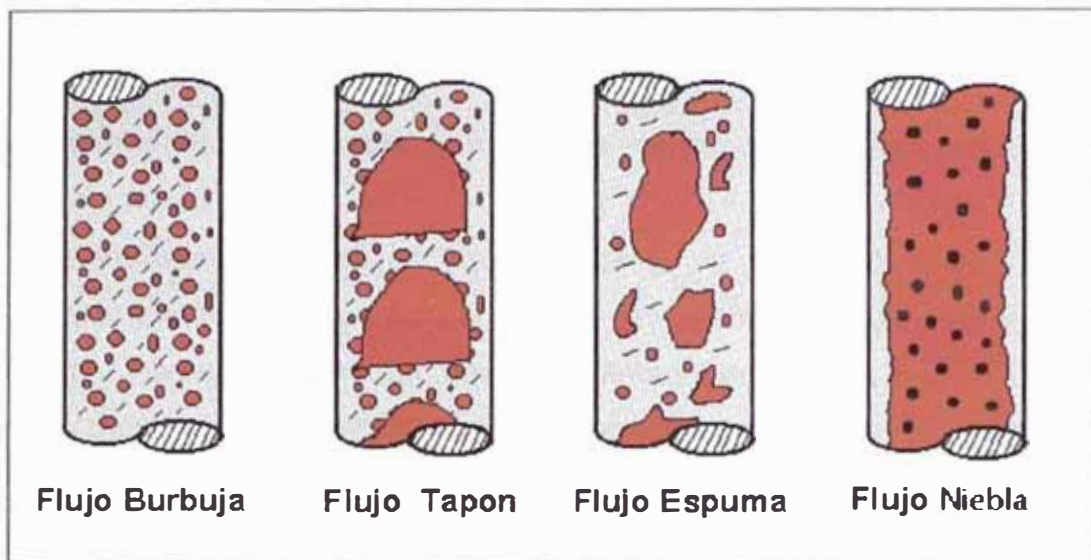


Figura N° 2.5 Tipos de Regímenes de flujo

- **Regímenes de flujo en el registro de producción**

El régimen de flujo existente en el pozo es una consideración importante en el registro de producción, debido a que el mismo afecta significativamente el comportamiento de muchas herramientas y equipos. Herramientas convencionales del registro de producción, como lo son el medidor de flujo de hélice ("Spinner flowmeter"), el gradiomanómetro (herramienta para medir densidad) y la herramienta para medir capacitancia de los fluidos, son muy confiables cuando se trata de un flujo relativamente homogéneo, debido a esto, estas herramientas son frecuentemente usadas en flujo tipo burbuja. En flujos como el tipo tapón y el tipo espuma puede resultar imposible interpretar el registro con este tipo de dispositivos, por lo que cuando se tienen estos casos una herramienta de concentración del fluido puede ser necesaria para obtener mediciones confiables.



### 2.2.3.- HERRAMIENTAS DEL REGISTRO DE PRODUCCIÓN

#### 2.2.3.1.- Medidores de velocidad de flujo para fluidos monofásicos (“Flowmeter”)

Los medidores de tasa de flujo (Flowmeter) se usan para evaluar producción, para registrar perfiles de flujo y para evaluar la contribución activa de las zonas de producción. Cuando se tiene un pozo completado de tal manera que la tasa de producción proviene de más de un intervalo de arena, el medidor de tasa de flujo registra que cantidad de la tasa aporta cada uno de ellos. Las funciones más importantes de los medidores de flujo están relacionadas con la medición de la velocidad del fluido, la cual se usa para el cálculo de la tasa de flujo, y esta a su vez esta se utiliza para la construcción del perfil de flujo.

- **Teoría de respuesta de la hélice**

La interpretación del registro del medidor de flujo depende de una relación lineal entre la velocidad de rotación de la hélice y la velocidad del fluido, esto se puede apreciar en la siguiente ecuación:

$$f = CV_f \quad (2.16)$$

**Donde:**  $f$ : frecuencia de rotación de la hélice,  $V_f$ : Velocidad del fluido,

$C = \frac{\tan \alpha}{2\pi r}$ : Constante que depende de las características del tipo de hélice empleada,

$\alpha$ : Angulo entre la dirección de la velocidad del fluido y la dirección de las hojas de la hélice.  $r$ : radio de la hélice.

- **Interpretación del registro de medidor de flujo**

La interpretación del registro proveniente del medidor de flujo esta basado en la respuesta de la hélice, la cual es una función lineal de la velocidad del fluido. En corridas dinámicas se asume que la velocidad del fluido y la velocidad de la herramienta son

aditivas para las diferentes respuestas de la hélice, esto se expresa en función de la velocidad efectiva ( $V_e$ ), la cual viene dada de la siguiente manera:

$$V_e = V_f + V_T \quad (2.17)$$

**Donde:**  $V_e$ : Velocidad efectiva,  $V_f$ : Velocidad del fluido,  $V_T$ : Velocidad de la herramienta o del cable.

Para esta ecuación existe una convención de signos, donde se asume que la velocidad del fluido ( $V_f$ ) y la velocidad del cable ( $V_T$ ) son positivas cuando poseen direcciones opuestas, y son negativas cuando el cable y el fluido se mueven en la misma dirección.

La respuesta de la hélice para la velocidad efectiva debe ser lineal para altos valores de la misma, mientras que para bajas velocidades efectivas, la respuesta de la hélice caerá hasta que la misma deje de girar. Esto se puede observar en la figura N° 2.6, la cual se observa a continuación:

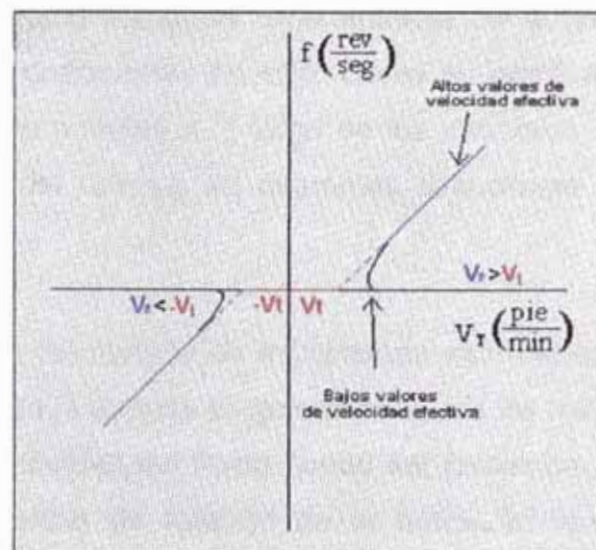


Figura N° 2.6 Respuesta de la hélice según la velocidad efectiva

En la interpretación del registro la recta es extrapolada hasta el eje de las abscisas, la intersección de esta recta con el eje de la velocidad efectiva, es llamada velocidad de umbral ( $V_T$ ), esta velocidad es muchas veces referida como una velocidad

de desviación y teóricamente es la velocidad necesaria para que la hélice comience a girar, si la respuesta de la misma fuese completamente lineal, incorporando la velocidad de umbral a las ecuaciones de respuesta de la hélice se tiene:

$$f = m_p(V_e - V_t) \quad (V_e > V_t) \quad (2.18)$$

$$f = m_n(V_e + V_t) \quad (V_e < -V_t) \quad (2.19)$$

Donde:  $m_p$  y  $m_n$ : Pendientes de las curvas de respuesta, para respuestas positiva y negativa respectivamente,  $V_t$ : Velocidad de umbral.

La respuesta lineal de la velocidad efectiva, es la base para la interpretación cuantitativa del registro del medidor de flujo de hélice, para ello se ha desarrollado un método particular para la interpretación de esta respuesta, el cual se describe a continuación.

- **Método de multipasada para la interpretación del registro de producción**

El método de calibración por multipasada, es la técnica más exacta de evaluación del medidor de flujo, debido a que las características de la respuesta de la hélice son determinadas teniendo condiciones en sitio. Como su nombre lo indica, se necesitan varias pasadas de la herramienta a lo largo de los intervalos cañoneados del pozo, a diferentes velocidades del cable y en diferentes direcciones para poder aplicar este método.

La interpretación del método de multipasada esta basada en la respuesta lineal de la hélice. Si la línea de respuesta es determinada por los múltiples pases del medidor de flujo de hélice, la velocidad del fluido puede ser calculada por la intersección de la curva cuando la frecuencia de rotación de la hélice es igual a cero. Tomando la frecuencia de rotación de la hélice ("f") como cero en la ecuación de respuesta de la misma, la velocidad del fluido es:

$$V_f = -V_{T0} + V_t \quad (2.20)$$

La velocidad del fluido es igual a la velocidad máxima siempre y cuando el medidor de flujo este centralizado, luego dependiendo del tipo de flujo se aplica la relación  $\bar{v}/V_{MAX} = B$ , donde B es el factor de corrección del perfil de velocidad ( $B=0,5$  si el flujo es laminar y  $B=0,83$  si el flujo es turbulento), obteniendo así la velocidad promedio del fluido, con la cual se procede calcular la tasa de flujo de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Q = BV_f A \quad (2.21)$$

**Donde:** Q: Tasa de flujo, A: Area de la sección transversal de la tubería,  $V_f$ : Velocidad del fluido medida por el medidor de flujo, B: Factor de corrección del perfil de velocidad.

- **Cálculo de la velocidad de Umbral**

La velocidad de umbral se calcula a partir de la gráfica de calibración de frecuencia de rotación de la hélice (f) Versus la velocidad del cable ( $V_T$ ), esta se observa en la figura N° 2.7.

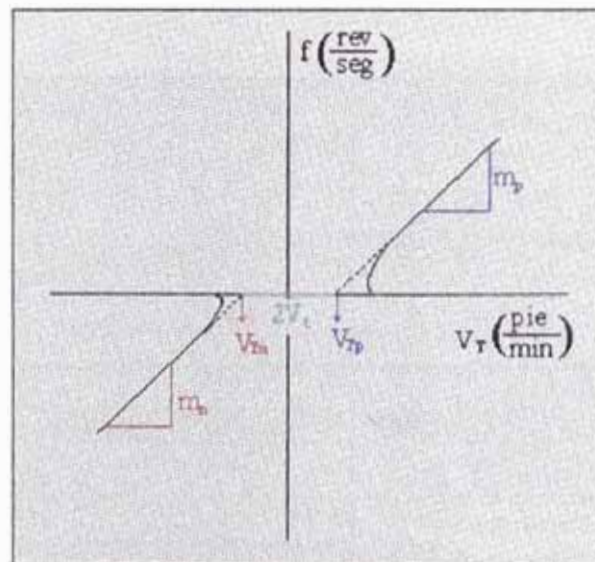


Figura N° 2.7 Frecuencia de rotación de la hélice Vs Velocidad del cable

Una vez construida la gráfica se puede observar una recta de respuesta positiva para valores positivos de la frecuencia de rotación de la hélice, y una recta de respuesta negativa para valores negativos de la misma, cuyas pendientes son  $m_p$  y  $m_n$  respectivamente. Estas pendientes se calculan a partir de los valores de la gráfica,

tomando para esto las mejores rectas obtenidas mediante una regresión lineal con los puntos  $(V_{Ti}, f)$  obtenidos de la prueba. La intersección de las rectas con el eje  $f=0$  da como resultado las velocidades  $V_{Tp}$  y  $V_{Tn}$ , las cuales corresponden a las respuestas positiva y negativa respectivamente. Una vez obtenidos dichos valores se tiene que:

$$V_{Tp} - V_{Tn} = V_t \quad (2.22)$$

- **Resumen de pasos a seguir para aplicar el método de multipasada**

- i) Definir los intervalos cañoneados del pozo, debido a que a estos se le determinará la tasa de flujo.
- II) Registrar las respuestas de la hélice (Spinner), para las diferentes velocidades del cable.
- III) Definir los intervalos de calibración de la hélice, teniendo como regla que debe haber un intervalo encima y otro debajo de cada intervalo cañoneado.
- IV) Graficar los datos de frecuencia de rotación de la hélice Vs velocidad del cable, esto se muestra en la figura N° 2.8.

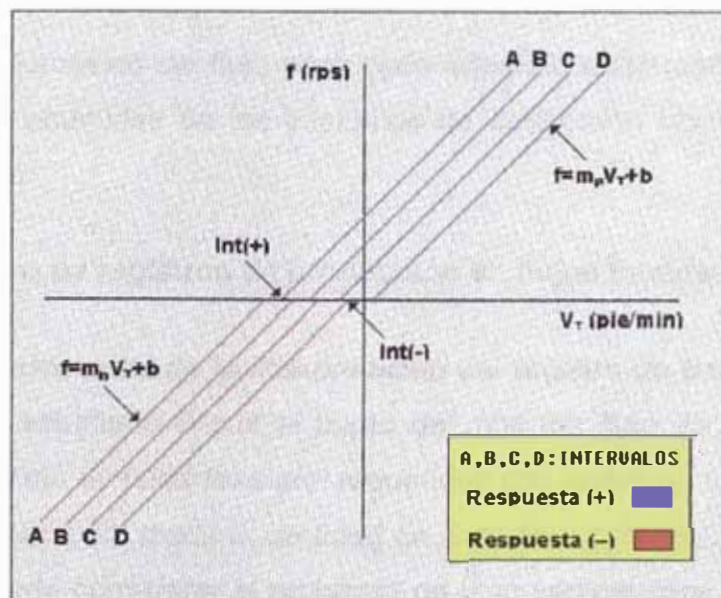


Figura N° 2.8 Gráfico de calibración de la hélice

En la gráfica se puede apreciar cuatro intervalos de calibración (A, B, C y D), cada línea representa uno diferente. El objetivo de este proceso es determinar los valores de las pendientes  $m_p$  y  $m_n$  de cada línea, para luego determinar la velocidad de umbral y luego por medio de esta obtener la velocidad del fluido que esta fluyendo a través de cada uno de los intervalos de calibración.

v) Calcular las pendientes de las rectas de respuestas positivas y negativas  $m_p$  y  $m_n$  respectivamente.

vi) Determinar la velocidad de umbral para cada estación donde ocurren respuestas positivas y negativas de la hélice.

$$V_i = V_{Tp} - V_{Tn}$$

vii) Calcular la velocidad del fluido en cada estación.

$$V_f = -V_{To} + V_i$$

viii) Calcular la tasa volumétrica de flujo para cada intervalo de calibración.

$$Q = BAV_f$$

ix) Calcular la tasa volumétrica de flujo para cada intervalo cañoneado, esto se hace restando las tasas obtenidas de los intervalos de calibración ubicados entre cada intervalo cañoneado.

- **Análisis cuantitativo de registros de producción en flujos multifásicos**

El problema fundamental de la interpretación del registro de producción en flujo multifásico, puede ser estudiado desde el punto de vista del flujo de dos fases. Para determinar el perfil de flujo de cada fase son requeridos dos registros, uno para medir la velocidad del fluido, y otro para medir la cantidad de cada fase presente en el mismo. Un ejemplo de esto se puede considerar el problema de flujo vertical para petróleo y agua, el objetivo del registro de producción es determinar la tasa volumétrica de cada fluido, es decir, que cantidad se está produciendo de petróleo ( $Q_o$ ) y que cantidad se está produciendo de agua ( $Q_w$ ) en el fondo del pozo.<sup>1</sup>

Si se considera el flujo de petróleo y agua, con una velocidad promedio de flujo  $\bar{V}$ , la cual es tomada con un medidor de flujo ("Flowmeter"), una densidad promedio  $\bar{\rho}$  medida por la herramienta de densidad, el hold-up y la velocidad de cada fase pueden ser calculadas de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

- **Hold-up de agua**

$$Y_w = \frac{\bar{\rho} - \rho_o}{\rho_w - \rho_o} \quad (2.23)$$

- **Velocidades promedios de cada fase**

$$\bar{V}_o = V_s Y_w + \bar{V} \quad \text{Petróleo} \quad (2.24)$$

$$\bar{V}_w = \bar{V} - (1 - Y_w) V_s \quad \text{Agua} \quad (2.25)$$

Donde:  $\bar{\rho}$  y  $\bar{V}$ : Densidad y velocidad promedio del fluido respectivamente medidas en la prueba,  $\rho_o$  y  $\rho_w$ : Densidades del petróleo y agua respectivamente,  $Y_w$ : Hold-up del agua.

La tasa de flujo volumétrica para cada fase, esta relacionada con las velocidades, el área transversal de la tubería y el hold-up, como se observa a continuación:

$$Q_o = \bar{V}_o A Y_o \quad \text{Tasa de Petróleo} \quad (2.26)$$

$$Q_w = \bar{V}_w A Y_w \quad \text{Tasa de Agua} \quad (2.27)$$

$$Q_o = A(1 - Y_w)(V_s Y_w + \bar{V}) \quad \text{Tasa de Petróleo} \quad (2.28)$$

$$Q_w = A Y_w [\bar{V} - (1 - Y_w) V_s] \quad \text{Tasa de Agua} \quad (2.29)$$

Donde:  $V_s$ : Velocidad de deslizamiento,  $A$ : Área transversal de la tubería,  $Q_o$  y  $Q_w$ : tasas de petróleo y agua respectivamente.



Para realizar el análisis de los registros de producción, es necesario tener un estimado de la velocidad de deslizamiento, para ello se utilizan los siguientes métodos:

- **Velocidad de deslizamiento proveniente de la data de laboratorio**

Muchos métodos empíricos se han empleado para estimar la velocidad de deslizamiento con data de laboratorio, uno de los más comunes es hacer uso de la gráfica de Reynolds, la cual se muestra en la figura N° 2.9, solo se necesita conocer la diferencia de densidades de los fluidos y el hold-up del agua, este gráfico esta hecho para flujo tipo burbuja. Considerando que el hold-up y la velocidad de deslizamiento dependen del régimen de flujo, de la tasa de producción y propiedades del fluido, los valores tomados de la gráfica deben ser considerados muy aproximados.

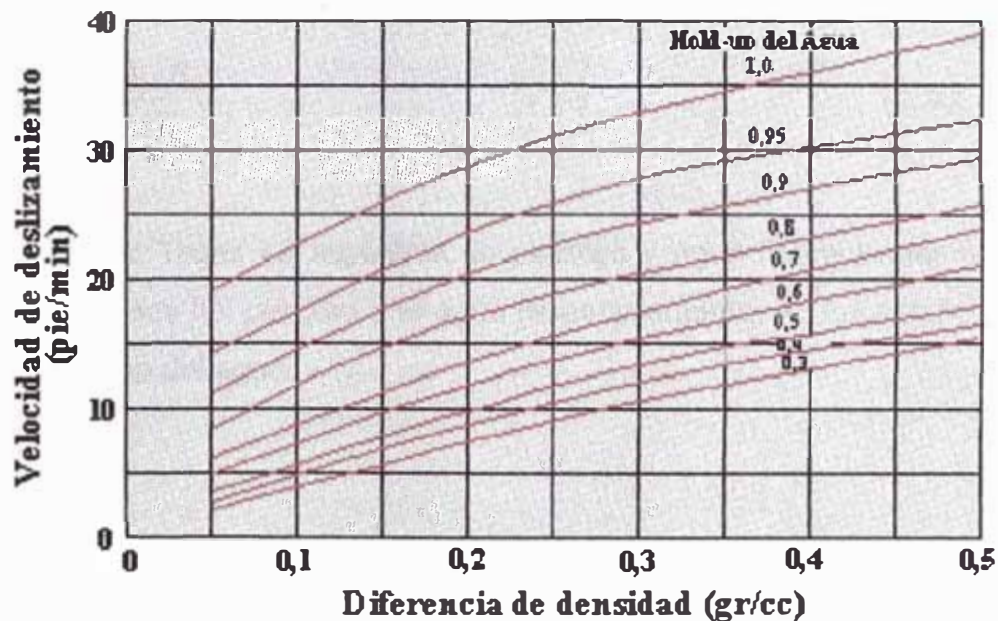


Figura N° 2.9 Gráfica de Reynolds para flujo tipo burbuja



- **Velocidad de deslizamiento proveniente de la respuesta obtenida del registro de producción en la parte superior de las perforaciones.**

Otro procedimiento ideado por Curtis es sugerido para el cálculo de la velocidad de deslizamiento en una sección del pozo, el mismo asume que la velocidad de deslizamiento es constante a través de todo el pozo. Si las tasas de flujo de petróleo y agua en la superficie son conocidas al igual que el factor volumétrico de formación de cada fluido, y si no ocurren pérdidas a través de la tubería de producción, las tasas de producción a nivel de la zona superior de los intervalos perforados, pueden ser calculados con datos de tasas en superficie, con mediciones de densidad promedio proveniente de registros y respuestas de medidores de flujos ubicados en la parte superior de las perforaciones. La velocidad de deslizamiento es calculada por medio de la siguiente expresión:

$$V_s = \frac{Q_{os}\beta_o}{A(1-Y_w)} - \frac{Q_{ws}\beta_w}{AY_w} \quad (2.30)$$

**Donde:**  $Q_{os}$  y  $Q_{ws}$ : Tasas en superficie de petróleo y agua respectivamente,  $\beta_o$  y  $\beta_w$ : Factores volumétricos del petróleo y el agua respectivamente,  $A$ : Área transversal de la tubería,  $Y_w$ : Hold-up del agua.

- **Perfil de flujo**

El perfil de flujo es un gráfico que muestra el porcentaje que esta produciendo o que se esta inyectando a cada intervalo de arena en el yacimiento, el mismo se determina a partir de las tasas calculadas de cada intervalo cañoneado, asignando un cien por ciento para la tasa total y calculando de acuerdo a esta el porcentaje de fluido que aporta o admite cada intervalo. Un perfil de flujo muestra directamente además de los porcentajes, las tasas de producción de los intervalos, por eso constituye una poderosa herramienta para observar a simple vista la distribución de la producción o inyección de fluidos en cada unos de los intervalos perforados en un pozo.

### 2.2.3.2.- Medidores de velocidad para fluidos bifásicos

La misma hélice utilizada para medir la velocidad del fluido en flujos monofásicos, es usada para medir la velocidad del fluido en flujos multifásicos, pero la eficiencia del medidor de flujo se ve considerablemente disminuida en este tipo de flujo, esto se debe a la complejidad del mismo. Una de las dificultades más notables es que el medidor de flujo de hélice mide una velocidad en una determinada zona de la tubería, pero necesariamente esta velocidad no representa la velocidad promedio, debido a que el perfil de velocidad en flujo multifásico es mucho menos predecible que en el flujo monofásico. Por ejemplo en una tubería de 6" de diámetro interno, una hélice estándar de 1,6875" de diámetro, mide a lo sumo el 8% del total del chorro de flujo, mientras que con una hélice de mayor diámetro como lo es la de 3,5", se logra abarcar hasta un tercio de la sección de la tubería. Sin embargo, generalmente se asume para la interpretación del registro, que la velocidad que esta siendo medida por la hélice, es la velocidad máxima del fluido.

Cuando los medidores de flujo se usan en pozos inclinados, algunas veces se obtienen resultados no muy confiables. Solo cuando el flujo es lo suficientemente homogéneo que el comportamiento del mismo es similar al del flujo monofásico, un medidor de flujo puede proveer resultados confiables. Esta situación se presenta en flujos bifásicos cuando se tiene los siguientes casos:

**Flujo tipo neblina:** En pozos con altas tasas de gas y baja producción de líquido, un medidor de flujo de hélice, puede realizar una medición exacta de la velocidad del gas en el centro de la tubería. El medidor de flujo probablemente no responda a la película de líquido fluyendo a lo largo de las paredes de la tubería.

**Flujo de emulsión:** Si el petróleo y el agua están emulsificados, ellos se comportarán como un fluido de una sola fase para el medidor de flujo, pero con una mayor viscosidad que la que puede poseer cada una de las fases. Esto ocurrirá principalmente para altas tasas de flujo.

**Flujo tipo burbuja:** Para tasas de flujo suficientemente altas de la fase más densa, la fase menos densa se dispersará en forma de pequeñas burbujas, desplazándose a una velocidad parecida a la velocidad promedio de la fase más densa. Debido a esto en este tipo de régimen de flujo, el medidor de flujo responde como si el fluido fuese monofásico.

### 2.2.3.3.- Tipos de medidores de flujo

- **Medidores de flujo concentrado**

Los mejores dispositivos para medir la velocidad cuando las tasas volumétricas de flujo son relativamente bajas son las herramientas que obligan al fluido a pasar a través de una pequeña cámara en forma de embudo, la cual contiene la hélice del medidor de flujo. El fluido es forzado a pasar por un diámetro mucho más pequeño, obligando al mismo a atravesar el lugar donde se encuentra la herramienta, esto hace que la velocidad del fluido se incremente lo suficiente para hacer que el chorro de flujo se haga relativamente homogéneo, y debido a esto la hélice del medidor de flujo responde como si el fluido fuese monofásico.

El medidor de flujo de embudo o cesta (Figura 2.10) es el medidor de flujo concentrado más usado. Debido a que los fluidos son forzados a pasar por una pequeña abertura, dicho flujo se comporta como flujo monofásico.

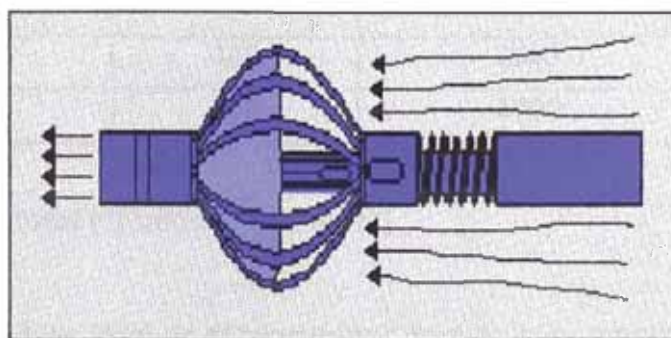


Figura N° 2.10 Medidor de flujo de cesta (Basket flowmeter)

- **Medidor de flujo continuo (“Inline Spinner”)**

El medidor de flujo continuo (Figura 2.11) es una herramienta que se coloca como parte de la sarta de prueba, por lo tanto el diámetro de la hélice es menor que el de la sarta. Este tipo de herramienta debe ser usado en pozos que presenten esencialmente un tipo de flujo monofásico, tal es el caso de pozos de agua, pozos con altas tasas de gas y pozos con altas tasas de petróleo.



Figura N° 2.11 Medidor de flujo continuo

A continuación se muestra en la siguiente tabla los rangos de valores de tasas y diámetros de tubería en donde se puede aplicar un medidor de flujo continuo:

Tabla N° 2.1 Rangos mínimos para la aplicación del medidor de flujo continuo

Diámetro de la Tubería	Tasa de Agua (B/D)	Flujo Multifásico (B/D)	
		Agua+Petróleo+Gas	Agua+Gas
3 1/2"	40	1500	3000
5"	100	2500	5000
6 5/8"	150	5000	10000

- **Medidor de flujo total (“Fullbore Spinner”)**

El medidor de flujo total es el registrador de flujo más recomendable de usar para tomar las mediciones para la interpretación del registro de producción debido a que por sus características tiene la capacidad de abarcar casi el total del diámetro de la tubería, trayendo como consecuencia un resultado más preciso cuando se calcula la velocidad del fluido, sin embargo para su uso debe cumplir con las siguientes especificaciones:

Tabla N° 2.2 Rangos mínimos para la aplicación del medidor de flujo total

Diámetro de la tubería de revestimiento	Tasa de Agua (B/D)	Flujo Multifásico (B/D)	
		Agua+Petróleo+Gas	Agua+Gas
5 1/2"	20	200	300
7"	30	400	600
9 5/8"	60	800	1200

A continuación se presenta en la figura N° 2.12 un bosquejo del medidor de flujo total.

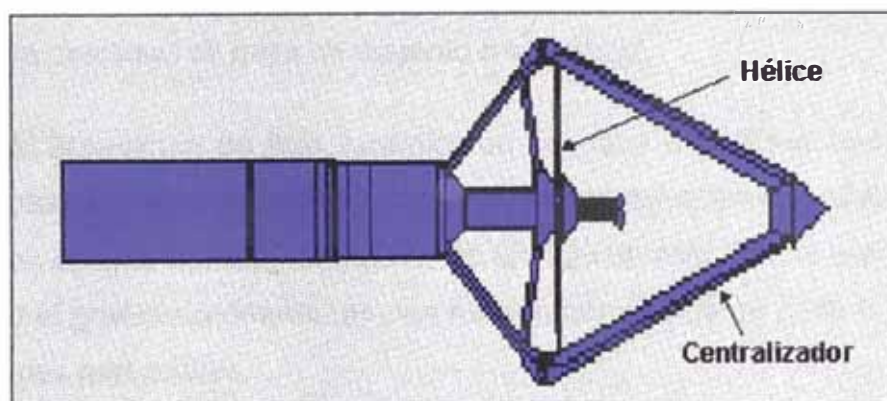


Figura N° 2.12 Medidor de flujo total (Fullbore flowmeter)

### Registros de identificación de fluidos

En flujos de fluidos de más de una fase, un registro que pueda medir la fracción en sitio ocupada en el hoyo por cada una de las mismas es necesario. Dos tipos de registros son usados para este propósito. Estos son el registro de densidad del fluido y el registro de capacitancia eléctrica del fluido.

#### 2.2.3.4.- Registro de densidad

El registro de densidad del fluido se basa en el uso de un gradiomanómetro para medir la densidad del mismo, el principio que usa esta herramienta para ello consiste en medir la diferencia de presión entre un intervalo fijo de dos pies, luego con estos datos diferenciales de presión y profundidad (2 pies), se procede a calcular el gradiente de presión (Lpc/pie), y de acuerdo a este determinar la densidad del fluido. La densidad se obtiene dividiendo el gradiente de presión por un factor que transforma las unidades de

gradiente de presión (Lpc/pie) a unidades de densidad (gr./cc.). Este factor es una constante, y es igual a 0,433. De manera que para transformar el gradiente (Lpc/pie) a valores de densidad (gr./cc.), solo se debe dividir el mismo por 0,433, es decir:

$$\frac{\text{Grad}_{\text{PRESION}} \left[ \frac{\text{lpc}}{\text{pie}} \right]}{0,433} = \rho \left[ \frac{\text{gr.}}{\text{cc.}} \right] \quad (2.31)$$

Para obtener un valor de densidad correcto a lo largo del pozo, es necesario realizar correcciones por efecto de hoyo desviado, en el caso que el pozo sea inclinado, debido a que la densidad se mide de acuerdo a la vertical.

Cuando el régimen de flujo dinámico en un pozo es de tipo burbuja, se puede usar el gradiomanómetro o medidor de densidad en combinación con el medidor de flujo, para realizar un análisis del flujo de fluidos. En un flujo de este tipo, la densidad del fluido observada por el gradiomanómetro, es una función combinada de cada una de las fases y sus densidades particulares.

#### 2.2.3.5.- Registros de capacitancia

Las herramientas de capacitancia son esencialmente capacitores coaxiales, mediante la aplicación de un potencial de voltaje entre un electrodo central y la parte externa de la herramienta de registro, la capacitancia del dispositivo es determinada. La herramienta de capacitancia provee una medición de la constante dieléctrica lo cual la hace una herramienta poderosa para determinar la distribución de los fluidos en la tubería. Los hidrocarburos líquidos poseen una constante dieléctrica en el orden de 2 a 6, mientras que el agua posee una constante dieléctrica en el orden de los 80, es por esto que es fácil distinguir por medio de esta medición que fluido es agua y que fluido es petróleo, el gas por su parte puede ser distinguido de acuerdo a su constante dieléctrica, la cual está cercana a la unidad. Las ventajas de las mediciones con el registro de capacitancia, es la amplia diferencia que existe entre las respuestas para el agua y el petróleo, lográndose de esta manera mediciones más precisas del hold-up del agua ("Water Hold-up").



### 2.2.3.6.- Registro de temperatura

El registro de temperatura es una de las herramientas más importantes del registro de producción, debido esto a la gran cantidad de aplicaciones que el mismo tiene. Debido al flujo de calor desde el interior de la tierra hacia la atmósfera, la temperatura aumenta con la profundidad, y el gradiente geotérmico esta relacionado con la distribución de ese calor a lo largo del pozo, esta distribución debe seguir una tendencia fija de aumentar la temperatura a medida que aumenta la profundidad en el pozo. Debido a este comportamiento predecible, se pueden detectar comportamientos anormales en la variación de la temperatura en un pozo, lo cual puede resultar clave a la hora de detectar problemas en los mismos. Entre las más importantes aplicaciones que tienen los registros de temperatura, se puede destacar que los mismos son usados frecuentemente para identificar los intervalos cañoneados que están aportando fluidos, así como los que están recibiendo fluidos. En una zona en producción, se observará un aumento en la temperatura, debido a la fricción producida por el movimiento del fluido, esto se observara claramente en el registro de temperatura. Cuando se tiene zonas donde el fluido se está inyectando en la formación, la misma tiende a enfriarse debido a que está entrando un fluido que posee una temperatura menor a la que ella posee, y este enfriamiento es el resultado del alcance de un equilibrio térmico, esto también se observa claramente en un registro de temperatura. Bajo estos mismos principios, otras aplicaciones de los registros de temperatura pudieran ser detectar la migración de fluido detrás de la tubería de revestimiento ("casing"), filtraciones de fluidos en la tubería de producción ("tubing"), así como para medir el espesor de una fractura luego de realizar un fracturamiento hidráulico.

### 2.2.3.7.- Registros de presión

El registro de presión es otra de las herramientas más comúnmente bajadas en la sarta de prueba del registro de producción, su función es registrar la presión durante la bajada de las herramientas en el pozo, así como durante las corridas de la sarta a las diferentes velocidades del cable. Entre las principales funciones de este registro se encuentran la toma de datos de presión durante la bajada de las herramientas para la construcción de las curvas de gradiente de presión, así como los mismos pueden ser usados para obtener registros de densidad a partir de ellos.

## 2.2.4.- SARTA DE PRUEBA DEL REGISTRO DE PRODUCCIÓN

A continuación se muestra en la figura N° 2.13 la sarta de prueba del registro de producción constituida por las herramientas para medir los registros de rayo gamma, CCL, medidor de flujo continuo ("Inline Spinner"), medidor de flujo total ("Fullbore Spinner"), presión, temperatura y densidad del fluido ("Gradiomanómetro").

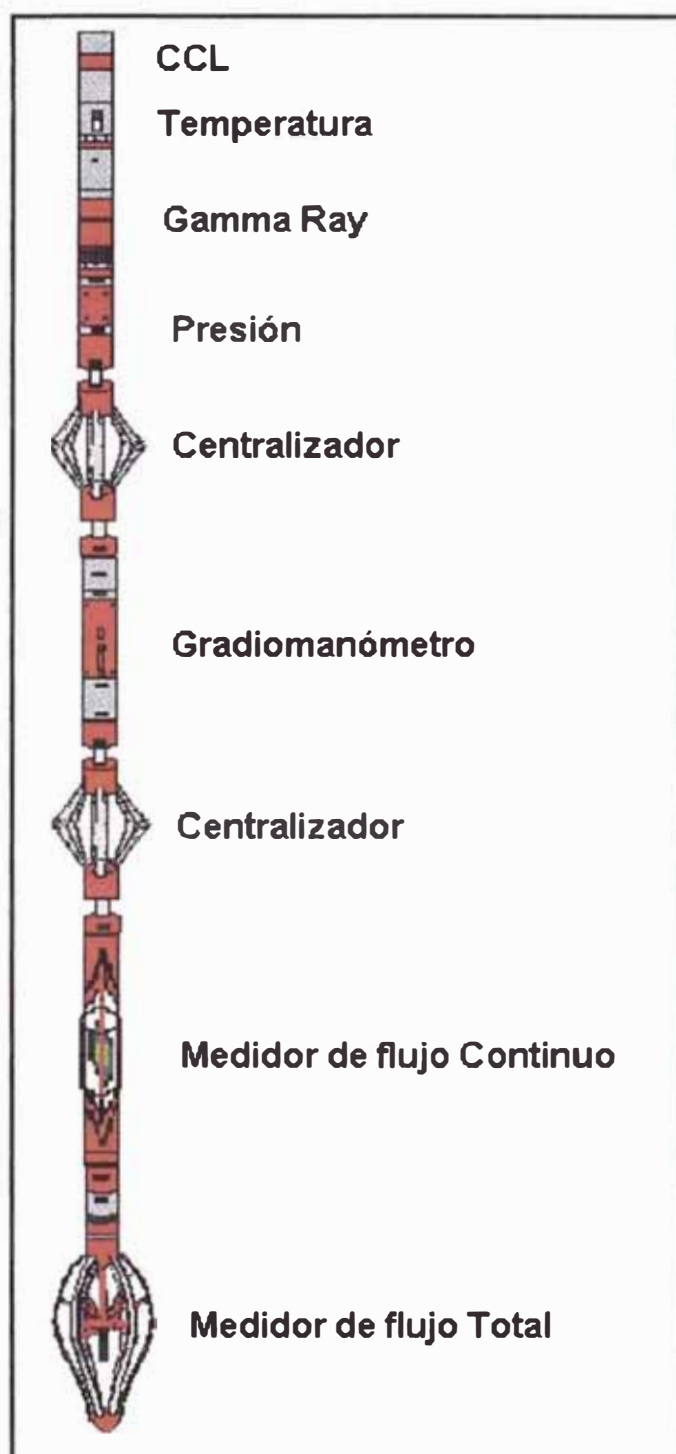


Figura N° 2.13 Sarta de prueba del registro de producción



## 2.2.5.- Aplicaciones del registro de producción.

### 2.2.5.1.- Aplicación del registro de producción durante la perforación y completación de pozos.

Aunque el registro de producción se ha corrido generalmente como una herramienta para evaluar la entrada o salida de fluidos de cada intervalo de arena, durante los procesos de inyección y producción de pozos, él ha incrementado su aplicación llegando a usarse en el área de perforación y completación de pozos. Cuando se comienza la perforación de un pozo se usa el registro de producción para localizar las posibles zonas donde puede haber pérdida de circulación o encontrar zonas donde la formación pueda estar aportando fluidos. Entre las aplicaciones más importantes del registro de producción se tienen:

- **Detectar zonas de pérdida de circulación**

Una zona de pérdida de circulación es una región en la cual el lodo de perforación entra en la formación debido a un excesivo sobrebalance ( $P_{\text{LODO}} > P_{\text{FORMACION}}$ ) entre la presión que ejerce el lodo sobre la formación y la presión de la misma. Esto se observa en la figura N° 2.14. En una pérdida de circulación el lodo de perforación se inyecta en la formación. Las mismas técnicas que se usan en la medición de perfiles de inyección en pozos ya completados pueden ser aplicadas en estos casos.

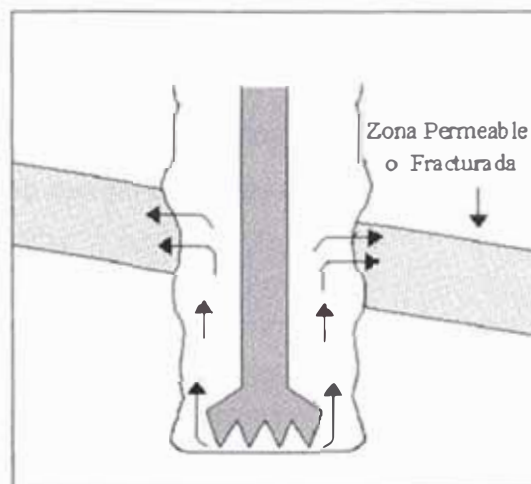


Figura N° 2.14 Zona de pérdida de circulación

Un registro de temperatura es utilizado para localizar zonas de pérdida de circulación. Las zonas de entrada de fluidos son identificadas por anomalías en la temperatura causadas por el enfriamiento de la formación debido al fluido depositado en ella. Cuando el lodo de perforación es inyectado, la pérdida de circulación puede ser causada por una fractura.

- **Origen de arranques o patadas de pozos (“well-kick”)**

Un arranque de pozo (“Well-Kick”) ocurre cuando el fluido entra en el hoyo desde la formación durante la perforación y llega a la superficie. Cuando el influjo de fluidos hacia el pozo ocurre, se incrementa rápidamente la presión en el pozo causando a veces zonas de origen de derrumbes, resultando en ocasiones posibles reventones. Los registros de producción han probado ser útiles para localizar posibles zonas de entrada de fluidos en arranques de pozos. El registro de temperatura es la principal herramienta para localizar el origen de arranques de pozos.

- **Topes de cemento**

Una de las primeras aplicaciones del registro de producción fue la localización de los topes de cemento. Debido a que el cemento experimenta una reacción exotérmica (desprendimiento de calor), la temperatura del hoyo generalmente se elevará en la región cementada, esto implica que si se corre un registro de temperatura se puede localizar el tope del cemento.

En la figura N° 2.15 se puede observar un aumento significativo de la temperatura cuando el registro localiza el tope de cemento, esto ocurre cuando el registro de temperatura es corrido poco tiempo después de realizar la cementación.

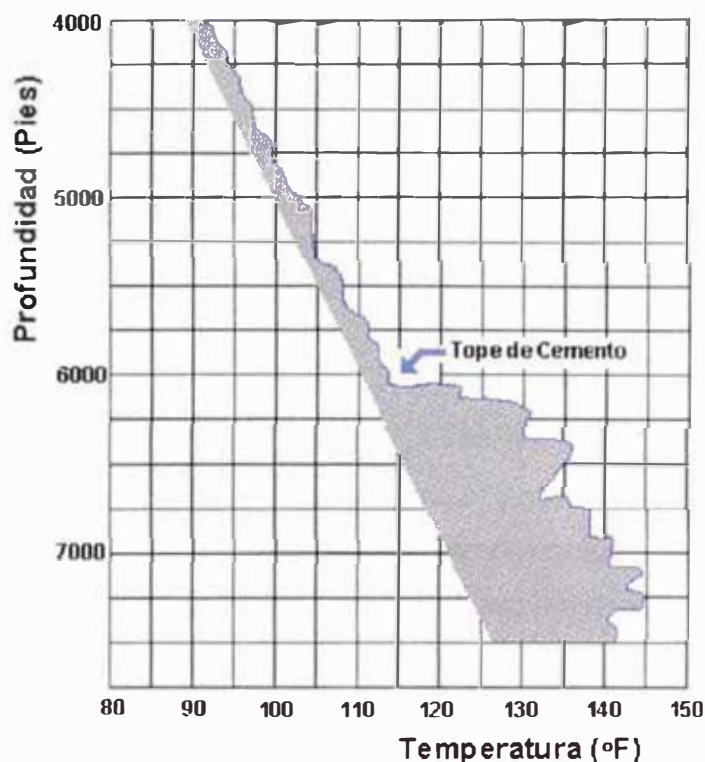


Figura N° 2.15 Registro de temperatura para localizar topos de cemento

- **Evaluación de tratamiento de pozos**

Muchos pozos requieren de estimulación luego de hacer la completación inicial, en formaciones muy compactas la estimulación del pozo puede ser la más crucial etapa de la completación del mismo. Los registros de producción pueden ser usados para evaluar las regiones afectadas por el tratamiento, y verificar cual fue el efecto de la estimulación sobre cada una de ellas, esto se puede hacer empleando medidores de flujo conjuntamente con registros de densidad y capacitancia.

## 2.2.5.2.- Aplicación del registro de producción durante la producción o inyección de pozos

### 2.2.5.2.1.- Aplicación en flujo monofásico

- **Medición del perfil de flujo**

La información más importante que se obtiene del registro de producción durante la producción o inyección de fluidos en pozos es el perfil de flujo, el cual establece la cantidad de fluido producido o inyectado en cada intervalo. El perfil de flujo obtenido con un registro de producción es típicamente graficado como se muestra en la figura N° 2.16, con el porcentaje del total de la tasa de flujo registrada versus la profundidad en el lado derecho y una gráfica de barra que representa el porcentaje del total de la tasa de flujo, de acuerdo a cada intervalo, la cual es presentada en el lado izquierdo de la figura. Los perfiles de flujo son medidos en conjunto con registros de temperatura, y son el resultado del análisis de registros de medidores de flujo con hélice ("Spinner-flowmeter logs"). Un registro de temperatura produce una información cualitativa a cerca de la inyección en los intervalos de la formación, mientras que los registros de medidores de flujo producen una información cuantitativa, definiendo con precisión la cantidad de flujo que esta saliendo o entrando a cada intervalo perforado.

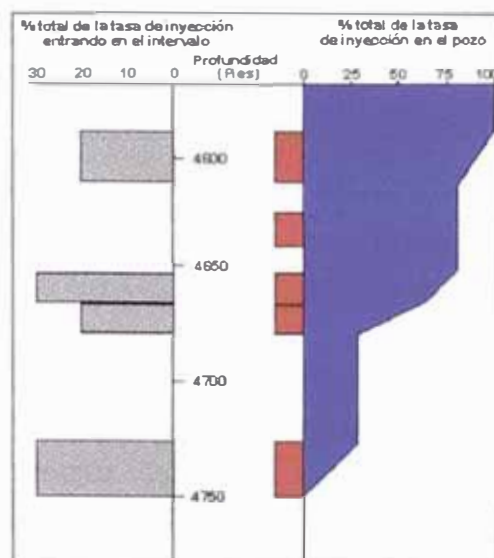


Figura N° 2.16 Perfil de flujo

- **Determinación de intervalos aislados**

El perfil de flujo muestra el lugar en el cual los fluidos salen del hoyo o entran en el mismo, pero esto no garantiza que el fluido este entrando o saliendo de la zona esperada, debido a que puede haber comunicación detrás de la tubería de revestimiento, y el fluido puede entrar o salir de otras zonas. La capacidad de la completación del hoyo de aislar zonas de inyección de otras zonas es crucial para el apropiado manejo del yacimiento, y es una importante propiedad para ser evaluada por los registros de producción.

- **Determinación de causas para la existencia de tasas anormales**

Un cambio irregular en la tasa de un pozo, frecuentemente es un indicativo de problemas en el pozo o yacimiento. Tasas anormalmente bajas de inyección o producción pueden resultar del daño de la formación alrededor del pozo, de perforaciones con restricciones de flujo o de restricciones en la tubería de producción. Una tasa de inyección inusualmente alta puede ser causada por pérdidas producidas a través de la tubería de revestimiento, de la tubería de producción, de una empacadura, por comunicación entre zonas o por una fractura del yacimiento. Algunos de estos problemas pueden ser claramente identificados por un registro de producción, por la aplicación de técnicas usadas para perfiles de flujo o por la medición de intervalos aislados. En otros casos se puede requerir pruebas de pozos adicionales para confirmar la causa del comportamiento anormal. Por ejemplo un análisis de presión puede medir el factor de daño del pozo. Un perfil de flujo obtenido con el registro de producción luego del proceso de estimulación, puede indicar la distribución de las regiones estimuladas o dañadas alrededor del pozo.

#### **2.2.5.2.2.- Aplicación en flujo multifásico**

A condiciones del fondo del pozo donde mediciones con un registro de producción pueden ser hechas, la presencia de más de una fase es muy probable en la producción de pozos. En pozos productores de petróleo la producción de agua es muy común, y si la presión de fondo es menor que la presión de burbujeo, gas libre estará

también presente en el pozo. Un pozo de gas puede tener agua o condensado presente a nivel de las perforaciones cuando no hay producción de líquido en superficie. Debido a esto, en muchos pozos productores la posibilidad de flujo multifásico debe ser considerada en el planeamiento del trabajo con el registro de producción o en la interpretación de los mismos.

Al igual que en un pozo de flujo monofásico, la información más importante obtenida del registro de producción es el perfil de flujo, pero en el caso de flujo multifásico, es necesario conocer los intervalos y las tasas de producción para cada fase. La figura N° 2.17 se observa un perfil de flujo para un pozo productor de petróleo y agua. La tasa de producción de agua y el total de la tasa de producción son graficados versus la profundidad, la tasa de petróleo viene dada por la diferencia entre las dos curvas. Para definir el perfil de flujo para más de una fase, uno o más perfiles pueden identificar la cantidad de cada fase presente en el hoyo. Registros de densidad del fluido y registros de capacitancia son usados frecuentemente en combinación con medidores de flujo, tales como lo son el medidor de flujo de hélice (Spinner-flowmeter) y el medidor de flujo concentrado (Flow-concentrated-flowmeter).

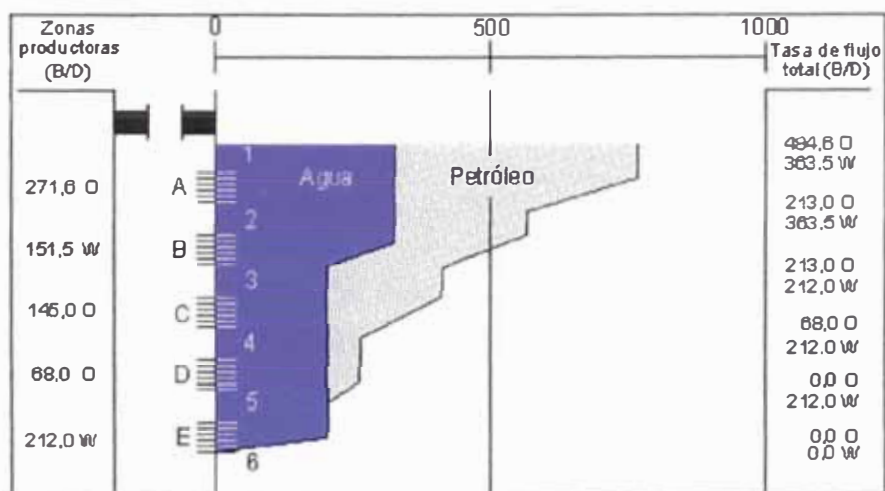


Figura N° 2.17 Perfil de flujo para un pozo produciendo petróleo y agua

Registros de producción en pozos de flujo multifásico son frecuentemente dirigidos a los mismos problemas que en los pozos de flujo monofásico, como lo son determinar intervalos aislados o anomalías en los cambios de tasas. Una tasa de producción fuera de lo común de una fase en particular, es uno de los problemas más

comúnmente investigado con un registro de producción en un pozo de flujo multifásico. Excesiva producción de agua o gas es un problema frecuentemente encontrado, y puede ser causado por flujo preferencial hacia las zonas de más alta permeabilidad en el yacimiento (flujo cruzado), o por conificación de agua o gas.

El flujo preferencial a través de las zonas de alta permeabilidad es un problema extremadamente importante y muchas veces es localizado con un registro de producción. Excesiva producción de agua puede resultar ser el producto de agua proveniente de un pozo inyector, o ser resultado del influjo de agua proveniente de un acuífero.

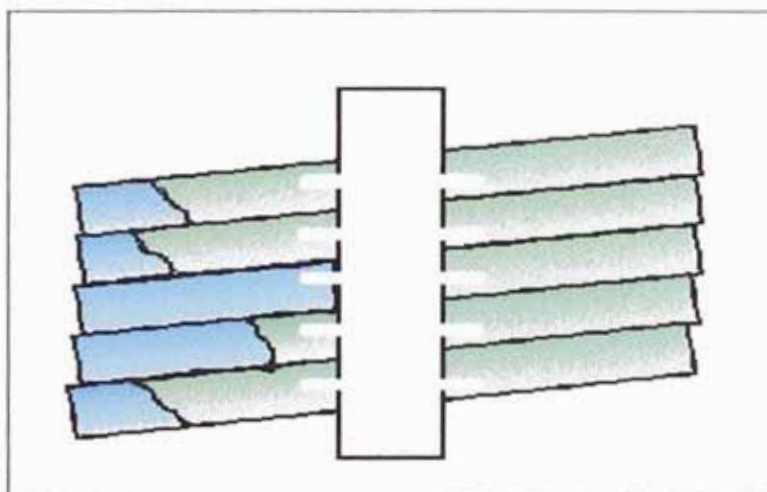


Figura N° 2.18 Entrada de agua en zonas de Alta Permeabilidad

Una excesiva producción de gas puede similarmente resultar del flujo de gas inyectado o del gas moviéndose a través de los estratos más permeables de la capa de gas. De nuevo un perfil de flujo será medido para identificar los lugares por los cuales entra el gas, o las zonas de más alta permeabilidad las cuales están causando la alta tasa de producción de gas, así como los perfiles medidos pueden detectar cuando el gas en pozos inyectores, ha sido realmente inyectado en el yacimiento.

Conificaciones de agua o gas son otros de los posibles orígenes de una excesiva producción de agua o gas. La conificación de agua resulta cuando un pozo es completado cerca del contacto agua-petróleo, y la permeabilidad vertical es suficiente que permite el paso del agua de abajo hacia arriba en la formación. Similarmente el gas se puede conificar debajo de la capa de gas si la permeabilidad vertical es lo



suficientemente alta. La conificación es un fenómeno difícil de identificar con el registro de producción.

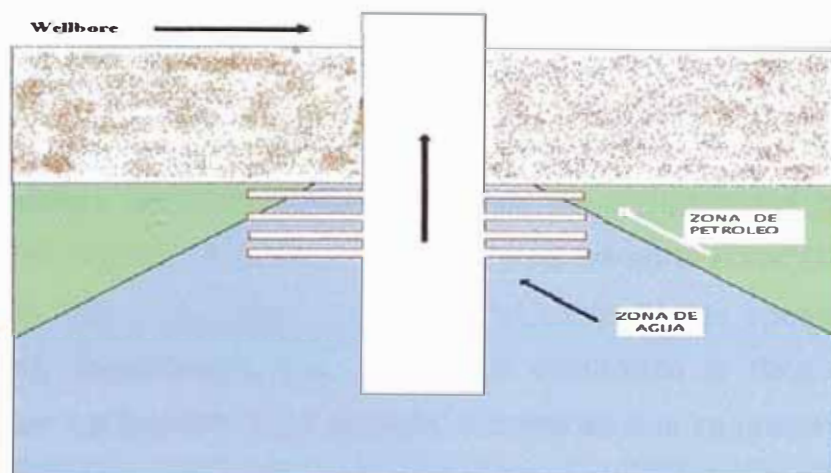


Figura N° 2.19 Conificación de Agua

El incremento de la producción de agua o gas es un resultado directo de la rotura de la tubería y de una pobre cementación. La rotura es un problema que se puede determinar apropiadamente con un registro de producción.

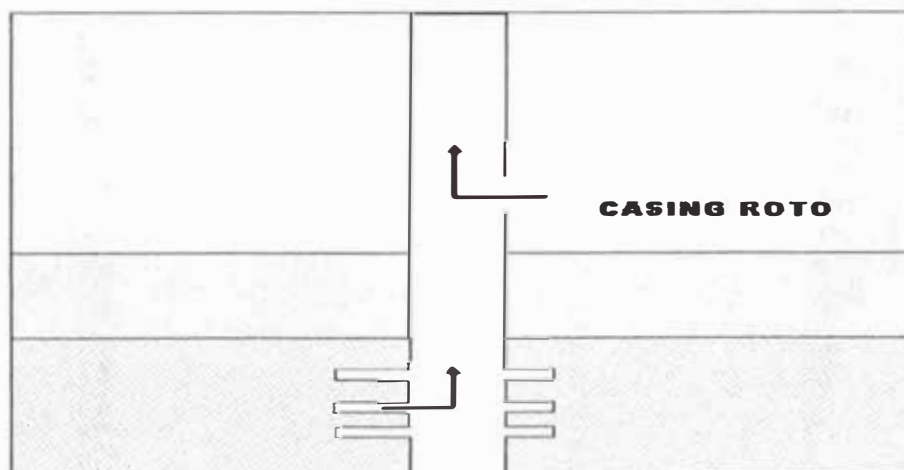


Figura N° 2.20 Tubería rota



## 2.3.- ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN CON EL PROGRAMA EMERAUDE VERSIÓN 1.10.16

### 2.3.1.- Procedimiento efectuado para procesar la data

Una vez hechas las corridas hacia abajo y hacia arriba con el medidor de flujo a diferentes velocidades del cable frente a la cara de los intervalos cañoneados, se obtienen diferentes registros entre los cuales se encuentran el Rayo Gamma (Gamma Ray), medidor de flujo (Flowmeter), velocidad del cable (Cable speed), temperatura, presión, densidad, capacitancia, etc., los cuales conforman la data con la que se realizará el análisis. La figura N° 2.21 muestra la forma en que se presentan las corridas de las herramientas.

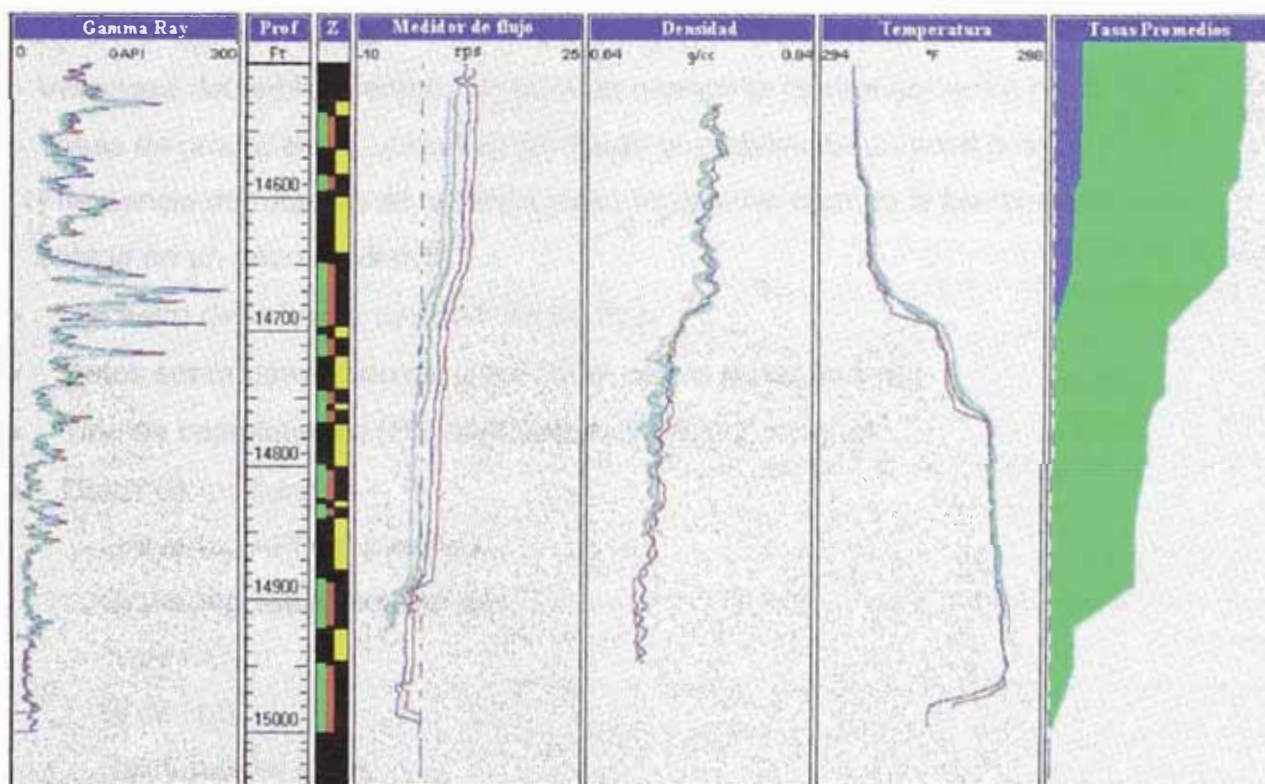


Figura N° 2.21 Registros de las corridas de las Herramientas en el programa Emerald.

Como se observa en la figura, la misma presenta la información de las corridas de las herramientas versus la profundidad, en la misma se puede ver tanto los registros de los datos obtenidos de las corridas de las herramientas como rayo gamma, medidor de flujo, temperatura y densidad, así como registros de resultados como lo es el de las

tasas promedios. En la sección Z se pueden apreciar regiones de colores, las cuales representan los intervalos de arena (color verde), los intervalos cañoneados (color rojo) y los intervalos de calibración (color amarillo).

### 2.3.1.1.- Datos básicos.

Antes de introducir la data (corridas) en el programa es aconsejable cargar los datos básicos que utiliza el mismo para realizar para los cálculos, entre los cuales se tienen:

- Intervalos cañoneados
- Diámetro interno de la tubería
- Rugosidad de la tubería
- Convención de signos:
  - .- Velocidad del cable (pie/min.) es positiva cuando la corrida es hecha hacia abajo.
  - .- Tasas de producción y velocidad del fluido es positiva en un pozo productor.
  - .- Frecuencia de rotación de la hélice (rps.) es positiva cuando la herramienta es bajada en un pozo productor.
- Diámetro de la hélice del medidor de flujo.
- Datos sobre desviación del pozo (Si el mismo no es vertical)
- Tipo de completación (Hoyo entubado ó a hueco abierto)
- Datos de los fluidos.
  - .- Gravedad API del petróleo.
  - .- Gravedad específica del gas.
  - .- % de CO<sub>2</sub>
  - .- % de H<sub>2</sub>S
  - .- Salinidad del agua.
- Datos de producción.
  - .- Relación Gas-Petróleo (GOR).
  - .- Relación Agua-Petróleo (WOR).
  - .- Tasas de producción en superficie (Q<sub>O</sub>, Q<sub>W</sub>, Q<sub>G</sub>).

### 2.3.1.2.- Ajuste de la profundidad de los registros

El primer paso que se debe hacer una vez se tenga cargada la data en el programa, es ajustar la profundidad de los registros para asegurar de esta manera que la información que procese el programa sea en realidad la correspondiente a la profundidad real, este proceso se hace utilizando para ello los registros de rayos gamma y CCL obtenidos de las corridas, comparándolos con otros registros de este mismo tipo corridos anteriormente en el pozo, los cuales se toman como referencia.

### 2.3.1.3.- Gráfico de calibración

Una vez que los datos se encuentran en profundidad, se procede a definir los intervalos de calibración de la hélice ("Spinner"), cuando este proceso se hace se deben cumplir ciertas reglas como lo son el colocar un intervalo de calibración por encima y por debajo de cada intervalo cañoneado, así como definir los mismos en zonas donde el comportamiento tanto de la respuesta de la hélice (rps.), como de la velocidad del cable (pie/min.) se presenten estables. El programa tomará un promedio de los valores registrados a través de todo el intervalo de calibración.

Con los datos obtenidos se construye el gráfico de calibración, como se puede observar en la figura N° 2.22, la cual se muestra nuevamente, en la misma se presentan líneas rectas conformadas por puntos de coordenadas ( $V_T$ ,  $f$ ). Por cada intervalo de calibración se registran dos líneas rectas, las cuales representan respuestas positivas (rps.>0) y respuestas negativas (rps.<0) de la hélice.

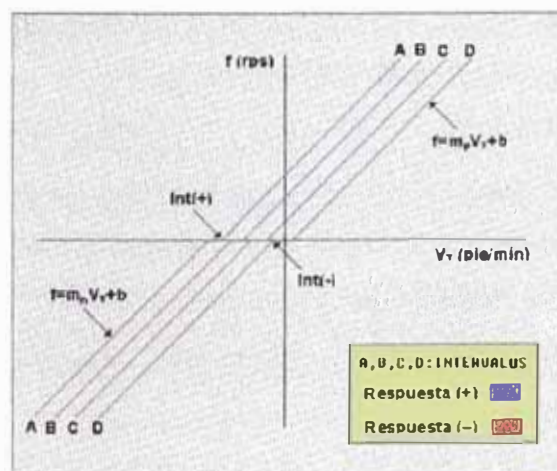


Figura N° 2.22 Gráfico de calibración de la hélice

De este gráfico, el programa hace una regresión lineal con los puntos obtenidos de cada intervalo de calibración, esta regresión consiste en hallar las mejores rectas con los puntos dados ( $f=m_p V_T+b$  y  $f=m_n V_T+b$ ), de las mismas se obtienen las pendientes de las respuestas positiva ( $m_p$ ) y negativa ( $m_n$ ) de cada una de las rectas, y a su vez los puntos de intersección con el eje de la velocidad del cable lo que representa los puntos  $V_{T0}$ , para de esta manera calcular la velocidad de umbral ( $V_t$ ).

#### 2.3.1.4.- Cálculo de la velocidad del fluido ( $V_{MAX}$ )

Luego de realizar el cálculo de las velocidades de umbral, se procede a calcular la velocidad del fluido para cada uno de los intervalos de calibración, esto se hace aplicando la siguiente ecuación:

$$V_f = -V_{T0} \quad \text{Para los intervalos de calibración que presenten un solo tipo de respuesta de la hélice}$$

(Positivas ó negativas).

$$V_f = -0,583 * V_t + I(-) \quad \text{Para los intervalos de calibración que presenten tanto respuestas positivas como negativas de la hélice.}$$

#### Donde:

$V_t$ : Velocidad de umbral [ $V_t= I(+)-I(-)$ ]

$V_f$ : Velocidad del fluido.

$V_{t0}$ : Corte de la recta de calibración con el eje  $f=0$

Es de hacer notar que la velocidad del fluido calculada para cada uno de los intervalos de calibración se irá incrementando a medida que por cada uno de ellos fluya una mayor cantidad de fluidos. En pozos tanto productores como inyectores, el intervalo a través del cual fluye la mayor cantidad de fluido es el ubicado en la parte superior del intervalo cañoneado de menor profundidad, debido a esto en este intervalo de calibración se registrará la mayor velocidad del fluido y debido a la relación lineal que existe entre la velocidad del fluido y la frecuencia de rotación de la hélice, también se registrará el mayor valor de la misma, bien sea con signo positivo o negativo.

### 2.3.1.5.- Factor de corrección del perfil de velocidad (B)

Una vez que se conocen estos valores, se procede a determinar que factor de corrección del perfil de velocidades se utilizará para cada intervalo de calibración. Esto se hace aplicando la ecuación N° 2.3, con la cual se determina el número de Reynolds, como ya se ha dicho antes, el factor de corrección del perfil de velocidades va a depender del tipo de flujo que este presente en la tubería (laminar o turbulento), como se mencionó anteriormente, para el flujo laminar el factor de corrección es igual a  $B=0,5$  mientras que para el flujo turbulento se asume un factor de corrección de  $B=0,83$ .

$$N_{RE} = \frac{d_a \bar{v} \rho}{\mu} \quad (2.3)$$

Otra opción para determinar el factor de corrección del perfil de velocidad es aplicando la correlación encontrada en la figura N° 2.19, la cual proviene de experiencias de laboratorio. Una vez calculado el número de Reynolds se puede determinar un valor de "B" mejor relacionado con el tipo de flujo existente en la tubería.

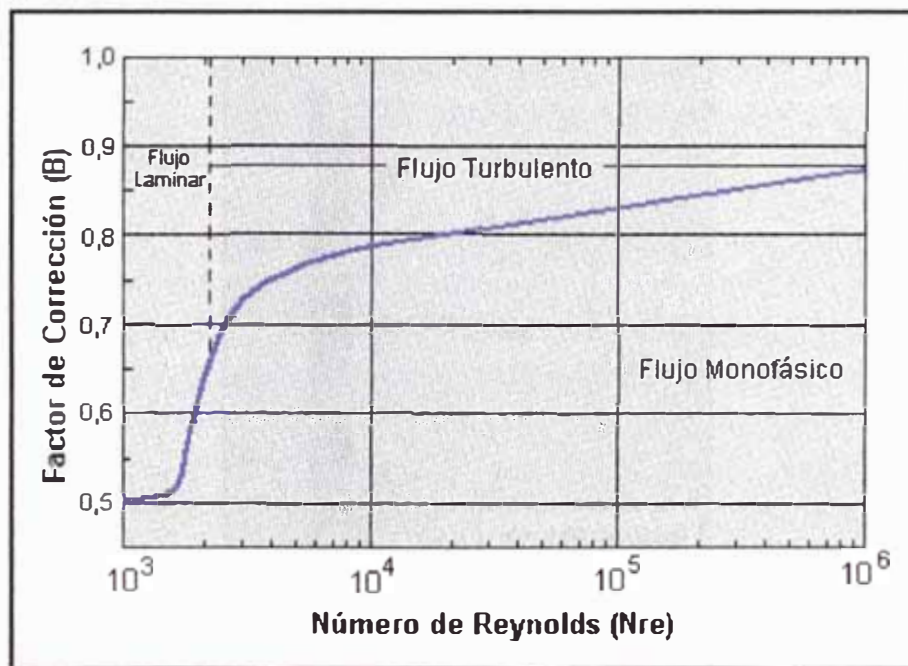


Figura N° 2.23 Factor de Corrección del perfil de velocidad según el Número de Reynolds

### 2.3.1.6.- Cálculo de la velocidad promedio del fluido

Luego de obtener el factor de corrección del perfil de velocidades (B), se procede a calcular la velocidad promedio del fluido, la cual viene dada por la ecuación  $\bar{v} = BV_{MAX}$ , donde  $V_{MAX}$  es la velocidad del fluido obtenida a través del proceso de calibración de la hélice.

### 2.3.1.7.-Tasa de flujo para fluidos monofásicos

Para el cálculo de la tasa de flujo se aplica la ecuación N° 2.21 ( $Q = BAV_f$ ), con la cual se obtiene la tasa que esta fluyendo a través de cada uno de los intervalos de calibración. Para obtener la tasa de flujo que esta aportando cada uno de los intervalos perforados se resta la tasa del intervalo de calibración ubicado en la parte superior del intervalo cañoneado, de la tasa del intervalo de calibración ubicado en la parte inferior del mismo. Esquemáticamente esto se puede observar en la figura N° 2.24 la cual se muestra a continuación:

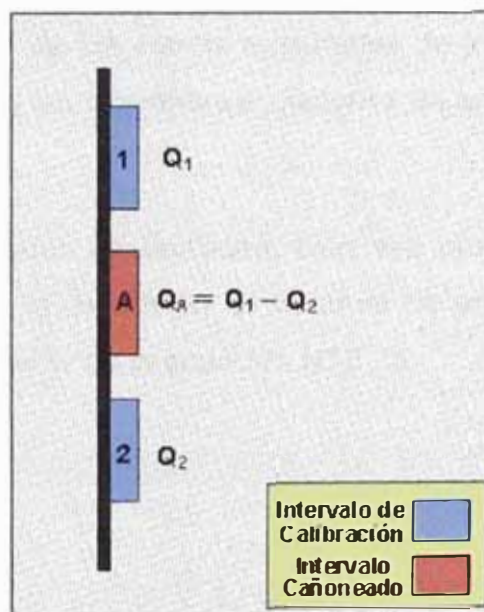


Figura N° 2.24 Determinación de la tasa del intervalo cañoneado



### 2.3.1.8.- Determinación de la tasa de flujo para fluidos multifásicos

Es de hacer notar que si se tiene un pozo con un fluido de tipo multifásico, y el mismo se tratase como si fuese monofásico, la tasa calculada por el programa será igual a la tasa total que esta aportando cada intervalo cañoneado. Cuando al fluido se le da el trato de multifásico, el programa calcula que porcentaje de cada tipo de fluido presente en el fondo de hoyo para cada intervalo cañoneado se atribuye a esta tasa total.

Para determinar que tipo de fluido esta aportando cada intervalo existen tres formas de proceder dependiendo de las herramientas que se hayan bajado en el pozo, las primeras dos opciones sería bajar herramientas para medir capacitancia y/o densidad de los fluidos. La otra opción es obtener un registro de densidad a partir del registro de presión, lo cual se hace derivando la misma respecto a la profundidad.

#### 2.3.1.8.1.- Cálculo del Hold-up de la fase de mayor densidad ( $Y_h$ )

La información que obtenida a partir de las curvas de densidad y capacitancia es el hold-up de la fase mas pesada, la cual por lo general es el agua, esto dependerá del tipo de pozo que se este analizando (Agua-petróleo, Gas-petróleo ó Gas-petróleo-agua), para ello el programa toma el promedio de densidades o de constantes dieléctricas entre cada una de las curvas registradas de las diferentes corridas de las herramientas, y luego aplica las siguientes ecuaciones de acuerdo a la información de la cual se disponga:

Si se dispone de datos de densidad, bien sea producto de la medición de la herramienta o producto de la derivación de la curva de presión, el hold-up de la fase pesada ( $Y_h$ ) se calculará a partir de la ecuación N° 2.23.

$$Y_H = \frac{\bar{\rho} - \rho_L}{\rho_H - \rho_L}$$

**Donde:**

$\bar{\rho}$  : Densidad promedio medida por la herramienta.

$\rho_L$  : Densidad de la fase liviana o de menor densidad.

$\rho_H$  : Densidad de la fase pesada o de mayor densidad.



Si se va a calcular el hold-up del agua a partir del registro de capacitancia, se aplicará la siguiente ecuación:

$$Y_W = \frac{Diel - Diel_{100\%Hydr}}{Diel_{H_2O} - Diel_{100\%Hydr}}$$

**Donde:**

Diel: Constante dieléctrica medida por la herramienta.

Diel<sub>100%Hydr</sub>: Constante dieléctrica para un fluido 100% hidrocarburo.

Diel<sub>H<sub>2</sub>O</sub>: Constante dieléctrica para un fluido 100% agua.

### 2.3.1.8.2.- Cálculo de la velocidad superficial de la fase pesada (Vsh)

Para el cálculo de la velocidad superficial de la fase mas densa, el programa usa varias correlaciones, dependiendo del modelo de dos fases que se estudie. Para modelos líquido-líquido, la fase pesada o de mayor densidad se considera el agua mientras que la fase liviana esta conformada por una mezcla de hidrocarburos y posiblemente gas libre. Las correlaciones son basadas en un estudio experimental donde se ha determinado la velocidad de burbujas de petróleo ascendiendo en agua.

Para modelos de líquido-gas, la fase pesada es una mezcla de agua y petróleo, mientras que la fase liviana es el gas. La proporción de petróleo en la fase líquida puede ser introducida manualmente o tomada de la relación agua petróleo (WOR), esto si no se dispone del registro de capacitancia. En la tabla N° 2.3 se presenta las correlaciones usadas según el modelo de flujo.

**Tabla N° 2.3 Correlaciones para modelos de flujo de dos fases**

Modelos de flujo de dos fases	Correlaciones	Descripción del fluido
Líquido-Líquido	Nicolas	Agua-Petróleo (2 fases)
	Choquette	Agua-Hidrocarburos (3 fases)
Líquido-Gas	Aziz&Govier	Petróleo-Gas (2 fases)
	Beggs&Brill	Agua-Gas (2 fases)
	Duns&Ross	Líquido-Gas (3 fases)

Las correlaciones usadas para el análisis de los modelos de flujo de dos fases, consisten en pruebas experimentales realizadas en laboratorio con la finalidad de establecer una relación entre la densidad promedio medida por la herramienta ( $dP/dZ$ ) y la velocidad superficial de la fase pesada o de mayor densidad ( $V_{sh}$ ). Como se indica en la tabla N° 2.3, las correlaciones desarrolladas se presentan para dos tipos de modelos de flujo como lo son líquido-líquido y líquido-gas. De acuerdo a esto y al sistema que se este estudiando, para cada caso se debe aplicar la correlación correspondiente a la situación que se presente.

De acuerdo a lo anterior la velocidad superficial de la fase pesada se obtiene a través del registro de densidad medido o calculado por medio de la curva de presión, debido a que la velocidad promedio es igual a la suma de las velocidades superficiales de las fases de mayor y menor densidad, la velocidad superficial de la fase liviana también se conoce una vez que se calcula la velocidad promedio.

#### 2.3.1.8.3.- Tasas de producción de los fluidos

Una vez obtenidas las velocidades superficiales de cada fase, y conociendo el área transversal de la tubería, se procede a aplicar las siguientes ecuaciones para calcular la tasa de flujo de cada una de las fases presentes en el fondo del hoyo:

$$Q_O = V_{SO} A \quad \text{Tasa de petróleo}$$

$$Q_W = V_{SW} A \quad \text{Tasa de agua}$$

$$Q_G = V_{SG} A \quad \text{Tasa de gas}$$

#### 2.3.1.8.4.- Velocidad promedio de cada fase

$$\bar{V}_W = \frac{V_{SW}}{Y_W} \quad \text{Velocidad promedio del agua}$$

$$\bar{V}_O = \frac{V_{SO}}{Y_O} \quad \text{Velocidad promedio del petróleo}$$

$$\bar{V}_G = \frac{V_{SG}}{Y_G} \quad \text{Velocidad promedio del gas}$$

### 2.3.1.9.- Análisis PVT

El programa Emeraude Versión 1.10.16 realiza un análisis PVT basado en correlaciones empíricas desarrolladas en experiencias de laboratorio, tomando los datos de las curvas de presión y temperatura obtenidas de las corridas.<sup>2</sup> Las correlaciones que emplea el programa se encuentran en la tabla N° 2.4 , la cual se muestra a continuación:

**Tabla N° 2.4 Correlaciones PVT utilizadas por el programa Emeraude Ver 1.10.16**

Tipo de Fluido	Propiedad	Correlación
Gas	Factor Z	Beggs & Brill Hall – Yarborough
	Viscosidad ( $\mu_G$ )	Lee
Petróleo	Presión de Burbujeo (Pb) Y Solubilidad del Gas (R <sub>S</sub> )	Glaso No Volátil Glaso Volátil Lasater Lasater – Standing Standing Vazquez & Beggs
	Factor Volumétrico (B <sub>0</sub> )	Glaso Standing Vazquez & Beggs
	Compresibilidad (C <sub>0</sub> )	Vazquez & Beggs
	Viscosidad ( $\mu_O$ )	Beggs & Robinson
Agua	Solubilidad del gas en agua (R <sub>sw</sub> )	Katz
	Factor Volumétrico (B <sub>w</sub> )	Gould
	Compresibilidad (C <sub>w</sub> )	Dodson & Standing
	Viscosidad ( $\mu_w$ )	Van Wingen & Frick
	Densidad ( $\rho_w$ )	Mac-Cain

## **3.- APLICACIÓN PRÁCTICA**

## APLICACIÓN PRÁCTICA.

La aplicación práctica de este trabajo se basa en la interpretación y análisis de pruebas de producción con lectura en tiempo real (“PLT-SRO: Production Logging-Surface read out”) realizadas con una sarta de prueba similar a la presentada en la sección 2.1.4.

Para este estudio se obtuvo información de dos pozos ubicados en el campo del área norte del Estado Monagas en Venezuela. Para las pruebas realizadas en estos pozos el procedimiento operativo de las mismas fue el siguiente, inicialmente se bajó las herramientas con el pozo fluyendo (en el caso de pozos productores) haciendo paradas a determinadas profundidades con la finalidad de registrar datos de presión y temperatura para la construcción de las curvas de gradiente dinámica, luego que se llegó al fondo del pozo se esperó el tiempo suficiente para tener condiciones de flujo estables, una vez esperado este tiempo se procedió a hacer las corridas de las herramientas del registro de producción (Medidor de flujo, temperatura, presión, rayo gamma, CCL, etc.) a diferentes velocidades del cable (30, 60, 90, 120 pie/min.) en ambos sentidos (subiendo y bajando) al frente de los intervalos cañoneados, repitiendo este procedimiento para cada uno de los reductores a través de los cuales fue probado el pozo.

De los once pozos estudiados, tres de ellos son inyectores de agua, mientras que los restantes ocho son pozos productores de petróleo, gas y agua. A continuación se presenta el análisis realizado a cada uno de estos pozos, el cual está constituido por las curvas de gradiente dinámico, la interpretación de las corridas hechas con el registro de producción y el análisis de capacidad de producción selectiva, en los casos en que el pozo fue probado a través de varios reductores.

Para el análisis e interpretación de las pruebas de producción realizadas a estos pozos, se usó el programa Emeraude versión 1.10.16, descrito anteriormente en la sección 2.3. A continuación se presenta el análisis realizado a los pozos anteriormente citados.

**ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN  
REALIZADAS A LOS POZOS DEL CAMPO EL FURRIAL**

**3.1.- Pruebas al pozo Furrial-X1**

A continuación se observa la tabla N° 3.1, la cual muestra los datos básicos del pozo utilizados para la interpretación del registro de producción.

**Tabla N° 3.1 Datos del pozo Furrial-X1**

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Diámetro interno de la Tubería	3,390" Hasta 14915' 6,004" Hasta 15200'
Diámetro de la hélice	1,2625" Hasta 14915' (ILSR) 4,5" Hasta 15200' (CFBR)
Gravedad específica del gas ( $\gamma_G$ )	0,7
Gravedad API del petróleo	26,4
Relación gas-petróleo (PC/BP)	867
Tasa de petróleo (B/D)	1464
Tasa de agua (B/D)	0
Tasa de gas (MPC/D)	1269,3
Reductor	½"
Bo (BY/BNP)	1,562
Viscosidad ( $\mu$ )	0,5 cp

**3.1.1.- Curvas de gradiente dinámica de presión y temperatura**

De los datos obtenidos de las paradas hechas durante la bajada de las herramientas con el pozo fluyendo, se calcularon los gradientes de presión y temperatura entre cada punto de parada. Estos gradientes se utilizaron para construir las curvas de gradiente dinámica de presión y temperatura, las cuales se pueden observar en la Figura N° 3.1, la cual se muestra a continuación.

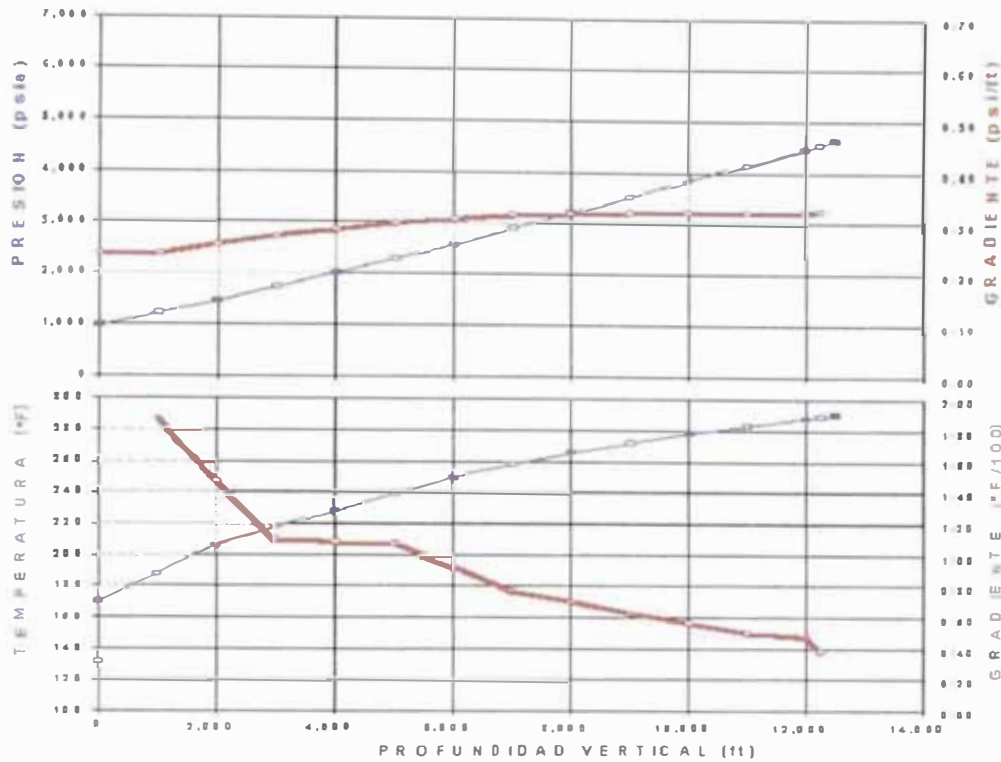


Figura N° 3.1 Curvas de gradiente dinámica de presión y temperatura. Pozo Furrial-X1.

En las curvas de gradiente presentadas anteriormente se puede observar como a la profundidad de 6000' aproximadamente ocurre un cambio de fases en la tubería lo que se podría inferir como el desprendimiento de gas en solución ya que el fluido presenta una variación del gradiente de presión el cual pasó de ser 0,32 lpc/pie a 0,28 lpc/pie aproximadamente, también en el gradiente de temperatura se puede observar un cambio a esa misma profundidad, lo cual permite establecer que el punto de burbujeo del crudo se podría encontrar en un rango entre 2750 y 3000 lpc, y entre 230 y 260 °F. Por lo tanto se puede afirmar que en el fondo, a la profundidad de los intervalos cañoneados, se está produciendo un fluido con características monofásicas, lo cual se asumió para la interpretación del registro de producción.

### 3.1.2.- Interpretación del registro de producción

A continuación se presentan los datos obtenidos por el registro de producción durante la prueba, esto se puede observar en la figura N° 3.2, la cual muestra de izquierda a derecha el registro de rayo gamma, la escala de profundidad del pozo, la ubicación de los intervalos de calibración (color amarillo), de arena (color verde) y cañoneados (color rojo), luego se presentan las corridas de dos medidores de flujo, en



este caso que resultó ser especial, debido a que en el mismo se corrieron tanto el medidor de flujo total (Fullbore Spinner) como el medidor de flujo continuo (Inline Spinner), luego se puede observar las corridas de temperatura y por último las corridas de los sensores de presión.

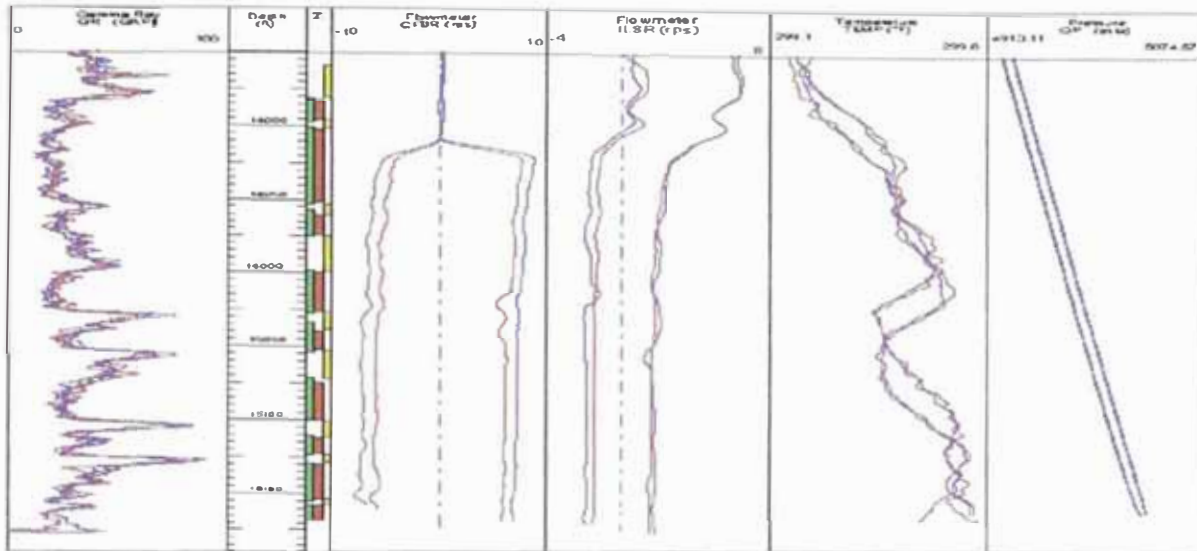


Figura N° 3.2 Datos provenientes de las corridas de las herramientas. Pozo Furrial-X1

Este caso resultó ser especial por la forma en que se interpretó el registro de producción, como se puede observar en la figura N° 3.2, a la profundidad aproximada de 14915' el medidor de flujo total deja de girar (rps=0), debido esto a una restricción en la tubería, pero el medidor de flujo continuo ("Inline Spinner") según se puede observar continuó girando. Debido a la reducción del diámetro, la velocidad registrada por el mismo aumentó en el intervalo afectado por la restricción. El procedimiento usado para la interpretación fue el siguiente, se calcularon las tasas de producción provenientes de los intervalos cañoneados de acuerdo al medidor de flujo que haya registrado información frente a los mismos, con la salvedad que hubo que determinar el área del segmento afectado por la restricción en la tubería, para ello se calculó la tasa total aportada por el pozo en el fondo, usando para ello las velocidades de revolución de la hélice tomadas en el momento que se realizaron paradas estacionarias de la herramienta para la toma de gradientes. Una vez que se obtuvo esta tasa total, sabiendo ya la velocidad del fluido en el segmento de área restringida tomada con el medidor de flujo continuo, solo fue necesario despejar el área de la ecuación  $Q=V \cdot A$ , es decir,  $A=Q/V$ . Una vez que se obtuvo esta área, se determinó la tasa de producción de los dos intervalos superiores con la misma, usando para ello las velocidades de la hélice tomadas con el medidor de flujo


continuo en los intervalos anteriormente citados, mientras que la producción de los demás intervalos se determinó con las velocidades medidas a partir del medidor de flujo total ("Fullbore Spinner") y con el área de la tubería de revestimiento.

En la figura también se observa como a medida que los medidores de flujo van pasando de arriba hacia abajo en el frente de los intervalos productores, la velocidad de revolución de las hélices va disminuyendo, debido a que a través de los segmentos de tubería correspondientes a los intervalos de calibración se está percibiendo una menor cantidad de fluidos. Este efecto también se puede observar en el registro de temperatura, debido a que frente a la cara de los intervalos productores se puede observar un incremento de la misma, y mientras mas alto sea este aumento, esto será indicativo que el intervalo esta aportando una mayor cantidad de fluidos. En este caso en particular según el registro de temperatura, los intervalos con mayor aporte de fluidos son los cuatro superiores que comprenden desde 14882' hasta 15026', además de registrarse producción también en los intervalos comprendidos entre 15112' y 15168', en los intervalos restantes se puede ver como la temperatura cae hasta llegar a lo que podría ser el gradiente geotérmico normal, lo cual es indicativo que dichos intervalos no están aportando fluidos.

- **Resultados de la interpretación del registro de producción**

Una vez realizada la interpretación del registro de producción con el programa Emeraude versión 1.10.16, se obtuvieron las tasas de producción para cada intervalo cañoneado, las mismas se muestran observar en la tabla N° 3.2.

**Tabla N° 3.2 Zonas de contribución del pozo Furrial-X1**

Intervalos cañoneados	Qt res. B/D	Producción %	
14882,0-14896,0	457,334	20,83	
14902,0-14952,0	668,439	30,15	
14960,0-14974,0	153,384	6,92	
15000,0-15026,0	392,209	17,89	
15040,0-15052,0	62,2131	2,81	
15074,0-15100,0	0,0869	0,00	
15112,0-15123,0	90,6285	4,09	
15130,0-15154,0	247,663	11,17	
15158,0-15168,0	144,964	6,54	
15180,0-15214,0	0	0,00	
15224,0-15256,0	0	0,00	

El espesor total de intervalos cañoneados es igual a 253', los cuales en teoría todos deberían estar produciendo, sin embargo como se puede observar en los resultados de la interpretación no todos los intervalos están contribuyendo a la producción, el total de espesor de arena que no aporta fluidos es igual 92', por lo tanto el total de espesor de arena neta que está contribuyendo a la producción es igual a 161'. A continuación se puede ver en la figura N° 3.3 los registros de resultados obtenidos de la interpretación.

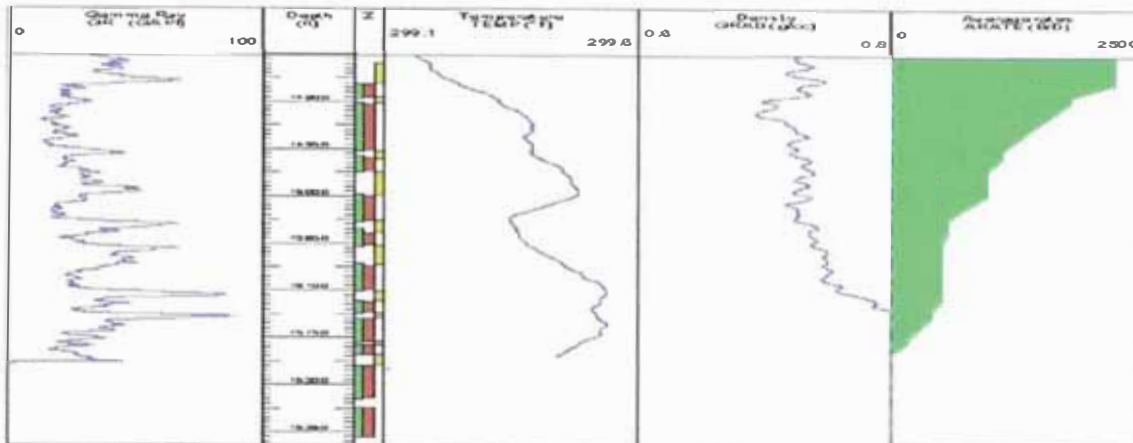


Figura N° 3.3 Registros de resultados obtenidos de la interpretación. Pozo Furrrial-X1

En la figura se muestra un registro de temperatura donde se observa el alza de la misma frente a los intervalos productores, luego se puede apreciar un registro de densidad, el cual se obtuvo a partir de la curva de presión, esta curva indica que el fluido que se está produciendo, es un crudo de una densidad que podría variar entre 0,68 gr./cc. y 0,75 gr./cc., lo que está asociado a un gradiente de presión que varía entre 0,29 y 0,32 lpc/pie el cual corresponde a petróleo. Por último se presenta el perfil de flujo del pozo, el cual va presentando de manera aditiva la producción a través de cada uno de los intervalos productores. Hay que destacar que el perfil de flujo se lee de abajo hacia arriba, por lo que según se puede apreciar en este caso el perfil siempre crece hacia el lado derecho, lo cual es indicativo de producción.

### 3.2.- Pruebas al pozo Furrial-X2

A continuación se presenta la tabla N° 3.3, en la cual se muestran los datos básicos del pozo utilizados para la interpretación del registro de producción.

**Tabla N° 3.3 Datos del pozo Furrial-X2**

Parámetro	Valor
Diámetro interno de la Tubería	6,004"
Diámetro de la hélice	4,25"
Rugosidad de la tubería	0,0006
Gravedad específica del gas ( $\gamma_G$ )	0,7
Gravedad API del petróleo	28
Relación gas-petróleo (PC/BP)	1225
Relación agua-petróleo (BW/BP)	0,94
Tasa de petróleo (B/D)	3484
Tasa de agua (B/D)	3283
Tasa de gas (MPC/D)	4267,9
Reductor	1"
Bo (BY/BNP)	1,23716
Viscosidad ( $\mu$ )	0,467 cp

#### 3.2.1.- Curvas de gradiente dinámica de presión y temperatura

De los datos registrados de las paradas hechas por las herramientas durante la bajada de las mismas con el pozo fluyendo, se calcularon los gradientes de presión y temperatura, los cuales se utilizaron para construir las curvas de gradiente dinámica de presión y temperatura. Dichas curvas se presentan a continuación en la figura N° 3.4

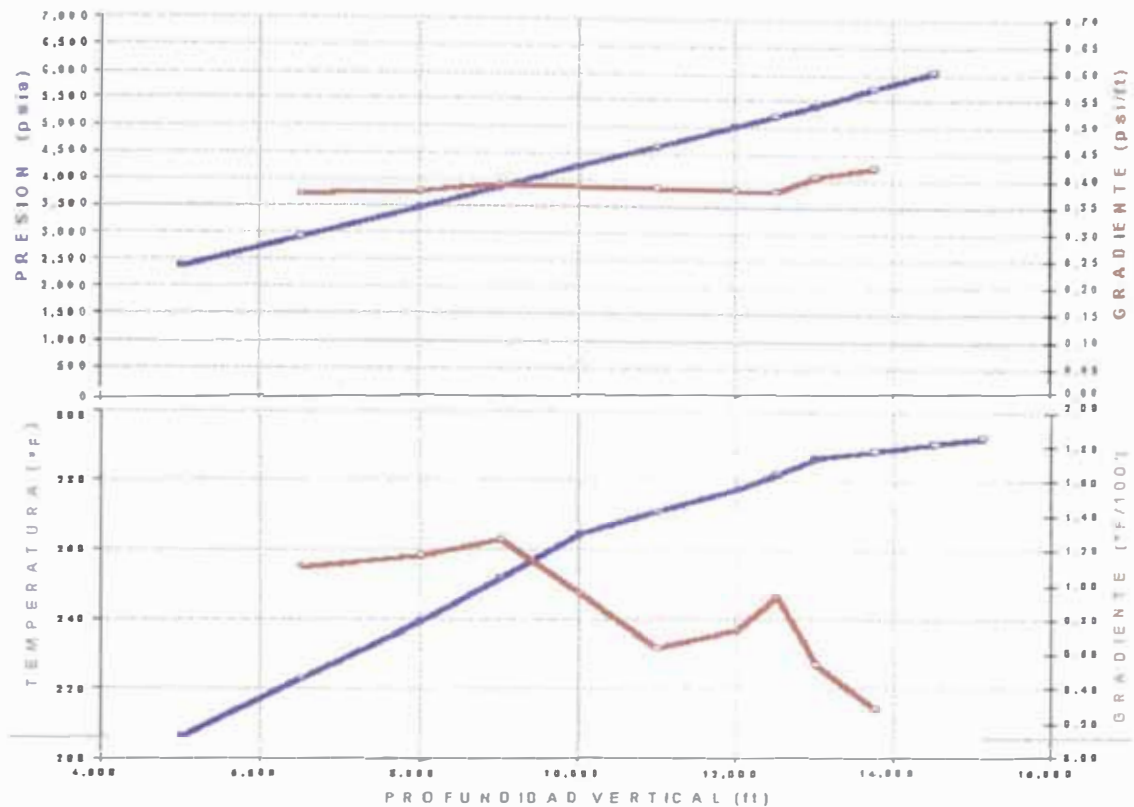


Figura N° 3.4 Curvas de gradiente dinámica de presión y temperatura. Pozo Furrial-X2.

En las curvas de gradiente se puede ver a la profundidad de 9000' aproximadamente ocurre un cambio de fases en la tubería, lo que se puede relacionar a la liberación de gas en solución debido a que el fluido presenta una variación del gradiente de presión, el cual pasó de un valor igual a 0,39 lpc/pie a 0,36 lpc/pie aproximadamente, en lo que respecta a la curva de gradiente dinámica de temperatura se puede observar un comportamiento atípico que podría ser originado por la no estabilización de la lectura en los sensores en el momento de tomar los datos de temperatura con los cuales se construyó esta curva.

### 3.2.2.- Interpretación del registro de producción

En la figura N° 3.5, se muestran observar los datos obtenidos de las corridas del registro de producción durante la prueba efectuada al pozo Furrial-X2, en dicha figura se presentan de izquierda a derecha el registro de rayo gamma, la escala de profundidad del pozo, la ubicación de los intervalos, tanto de calibración (color amarillo), de arena (color verde) y cañoneados (color rojo), luego se presentan las corridas del medidor de flujo total

(Fullbore Spinner), los registros de la velocidad del cable, luego se presentan las corridas del registro de temperatura y por último las corridas de los sensores de presión.

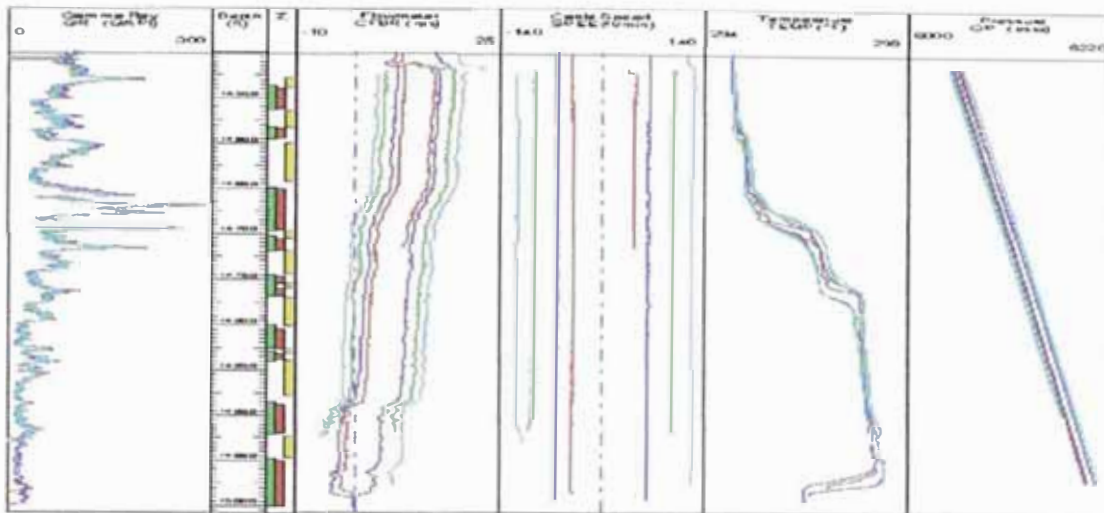


Figura N° 3.5 Datos provenientes de las corridas de las herramientas. Pozo Furrial-X2

En este caso se puede observar como a medida que el medidor de flujo se va desplazando frente a los intervalos cañoneados que aportan fluidos, la velocidad de revolución de la hélice disminuye proporcionalmente a la tasa que se va encontrando. Realizando una interpretación a simple vista, se puede observar que los intervalos que están aportando más fluido son los comprendidos entre 14650' y 14696', y entre 14888' y 15000'. Esto se puede afirmar debido al notable descenso de la velocidad de revolución de la hélice observado entre los intervalos de calibración ubicados por encima y por debajo de estos intervalos cañoneados. En el registro de temperatura también se puede ver este efecto debido al aumento de la misma frente a la cara de los intervalos anteriormente nombrados.

### Resultados de la interpretación del registro de producción

Una vez realizada la interpretación del registro de producción, se obtuvieron las tasas de producción para cada intervalo cañoneado, las mismas se muestran en la tabla N° 3.4, la cual se puede observar a continuación.



**Tabla N° 3.4 Zonas de contribución del pozo Furrial-X2**

Intervalos cañoneados	Qt res. B/D	Producción %
14540,0-14562,0	234,922	3,05
14584,0-14594,0	495,173	6,43
14650,0-14696,0	2372,2	30,81
14706,0-14718,0	114,101	1,48
14746,0-14754,0	519,18	6,74
14760,0-14768,0	189,779	2,46
14804,0-14826,0	246,23	3,20
14832,0-14838,0	121,972	1,58
14888,0-14920,0	2469,43	32,07
14950,0-15000,0	936,901	12,17

Según se puede observar en la tabla, del espesor total de intervalos cañoneados (216'), solo están aportando fluidos la cantidad de 168', lo que significa que no hay aporte (o lo hay muy poco) de un total de 48'. Estos intervalos son los comprendidos entre 14706' y 14838', sin incluir el intervalo 14746'-14754. Por lo tanto el total de espesor total de arena neta que está contribuyendo a la producción es igual a 168'.

Este pozo se analizó de acuerdo a las tasas de producción en superficie como un pozo productor de un fluido bifásico constituido por petróleo y agua, por lo que para determinar el porcentaje de la tasa total de flujo perteneciente al agua y al petróleo, se tomaron las curvas de presión y se calcularon a partir de ellas las curvas de densidad, las cuales se usaron para el análisis antes mencionado. El resultado del cálculo de tasas por fases en la cara de cada uno de los intervalos cañoneados se presenta a continuación en la tabla N° 3.5.

**Tabla N° 3.5 Zonas de contribución por fases del pozo Furrial-X2**

Intervalos cañoneados	Qw res. B/D	Qo res. B/D	Qg res. B/D	W O G
14540,0-14562,0	29,9157	205,007	0	
14584,0-14594,0	284,437	210,736	0	
14650,0-14696,0	732,443	1639,76	0	
14706,0-14718,0	74,313	39,7878	0	
14746,0-14754,0	0	519,18	0	
14760,0-14768,0	0	189,779	0	
14804,0-14826,0	0	246,23	0	
14832,0-14838,0	0	121,972	0	
14888,0-14920,0	0	2469,43	0	
14950,0-15000,0	0	936,901	0	



A continuación se tiene en la figura N° 3.6 los registros de resultados obtenidos de la interpretación del registro de producción.

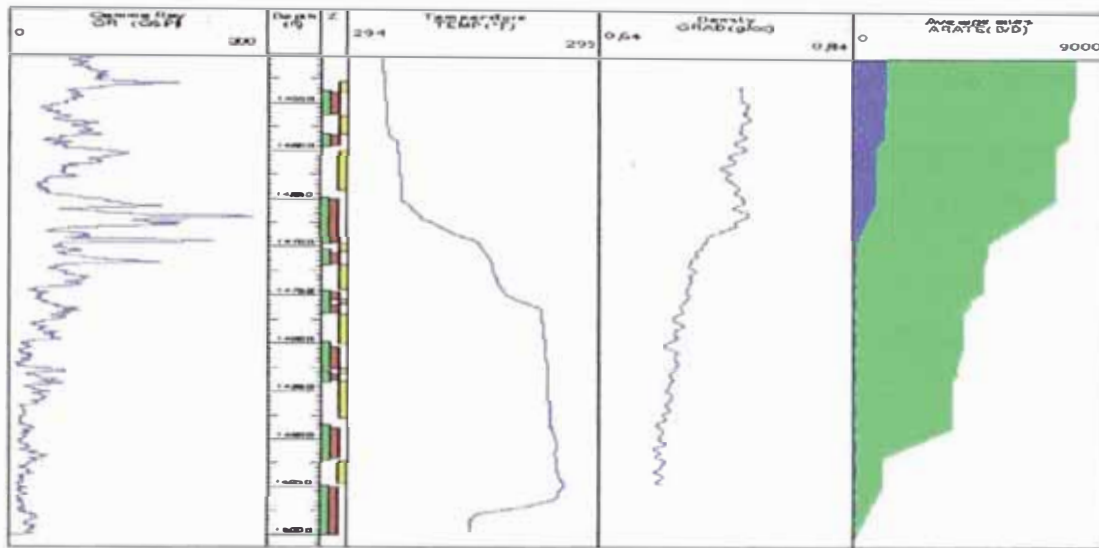


Figura N° 3.6 Registros de resultados obtenidos de la interpretación. Pozo Furrial-X2

En la figura se muestra una curva de temperatura en la cual se puede observar el alza de la misma frente a los intervalos productores, al lado se presenta un registro de densidad, el cual se obtuvo a partir de la curva de presión, este registro indica que en el rango de profundidades donde se produce el agua (14540'-14718'), se observa un fluido con una mayor densidad (0,79 gr./cc.) que en la zona donde no se produce (0,69 gr./cc.). Por último se presenta el perfil de flujo del pozo, el cual va mostrando de manera aditiva la producción en cada uno de los intervalos cañoneados incluyendo en este caso la producción por intervalos de cada una de las fases.

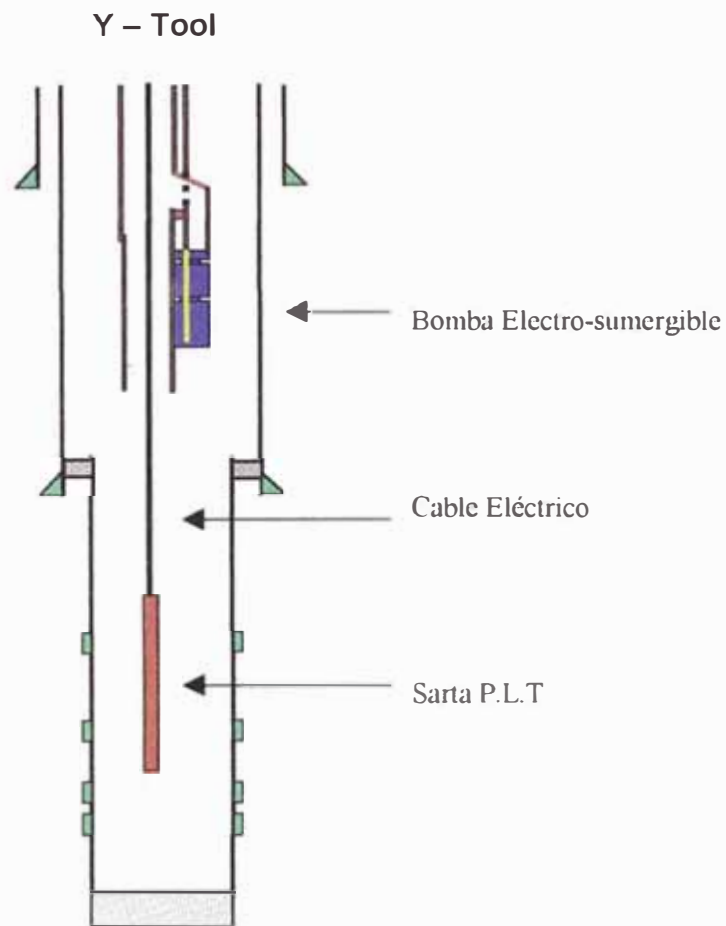
### Aplicación Práctica en los Campos del Nor-Oeste y Oriente del País

Los pozos del nor-oeste del país que tengan una producción diaria mayor de 200 barriles de petróleo y que hayan aumentado considerablemente la producción de agua o gas de tal manera que la producción de petróleo disminuya notoriamente (Fig. 3.7), en estas circunstancias el uso de pruebas de producción (P.L.T.) son recomendadas para determinar estas zonas y poder aislarlas por medio de un Tapón o un Packer.

Para los pozos del área del oriente, las pruebas se realizan utilizando el sistema denominado Y-Tool que consiste en bajar la sarta de prueba de producción sin necesidad de sacar la bomba electro-sumergible que se encuentra en el pozo de tal manera que se

pueda simular un comportamiento fluyente. Estas pruebas se realizan para determinar las zonas de alta producción de agua y además para determinar el avance del frente de agua por los intervalos.

El costo de una prueba de producción en Talara es de aproximadamente \$25,000 dólares y para el área de la selva de \$30,000 dólares, dependiendo del numero de herramientas a usarse en la prueba.



**Gráfico 3.7**

## **4.- EVALUACIÓN FINANCIERA**

## EVALUACIÓN FINANCIERA

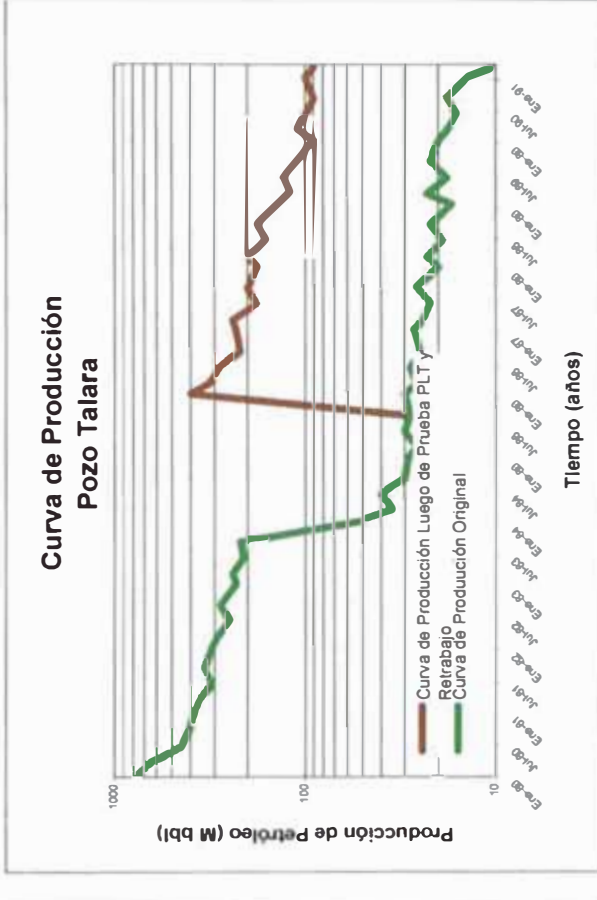
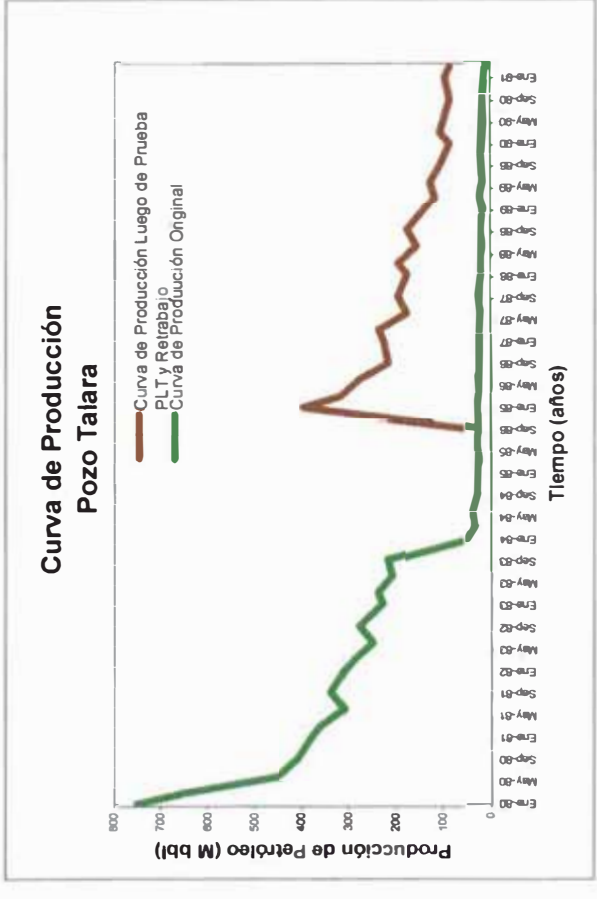
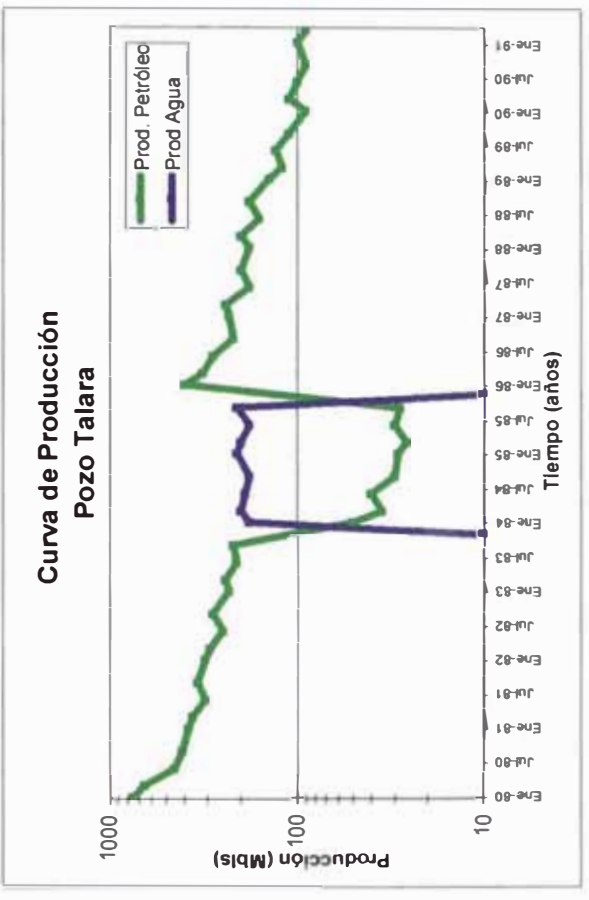
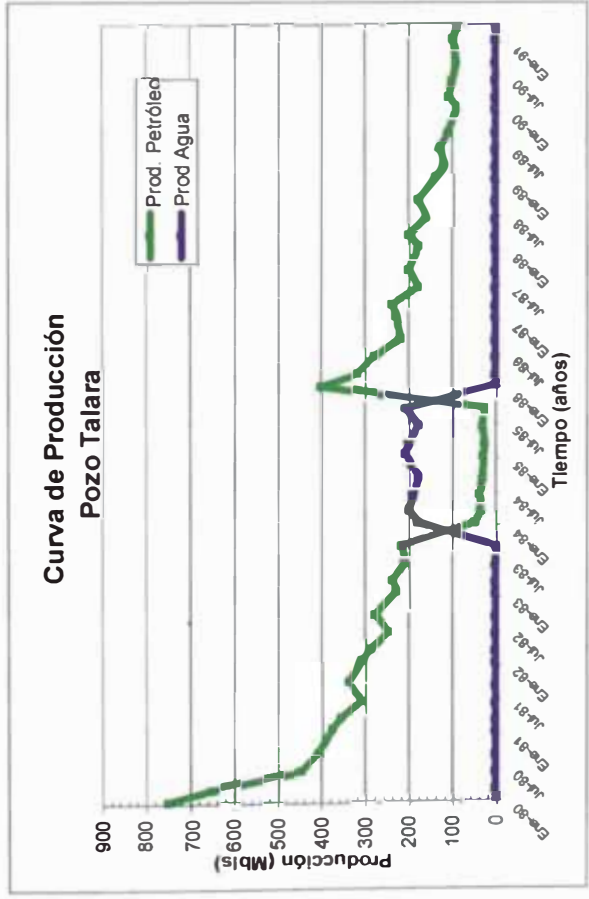
Para la evaluación financiera de los pozos del área de Talara y Selva se a considerado: que la producción debe de ser superior a 200 barriles de petróleo esto para que el registrador de flujo pueda funcionar y sea económicamente atractivo , el beneficio de determinar las zonas de entrada de gas o de agua es sumamente importante para la producción de un pozo ya que aislando estas zonas podemos obtener una mejora considerable en la producción de crudo. Para el área de selva se a considerado un pozo con capacidad de bomba de 3000 barriles, para estos pozos el registro P.L.T sirve para determinar zonas de entrada de agua .

Los datos considerados para la evaluación económica son :

Precio internacional del petróleo : \$ 18.75 /bbl

	<b>Talara</b>	<b>Selva</b>
Tributo	30%	30%
Tasa de Descuento	15%	15%
Costo Producción	6 \$/bbl	7 \$/bbl
Tapón de Aislamiento	\$ 10000	\$ 10000
Baleó	\$ 20000	\$ 20000
Prueba P.L.T.	\$ 25000	\$ 30000





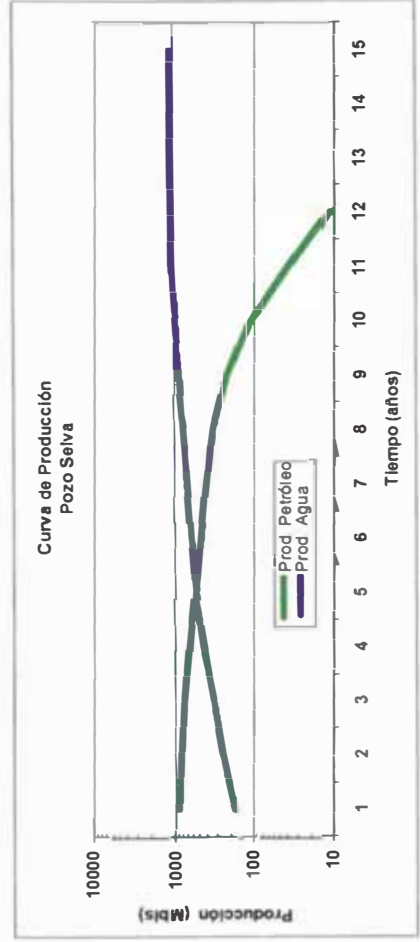
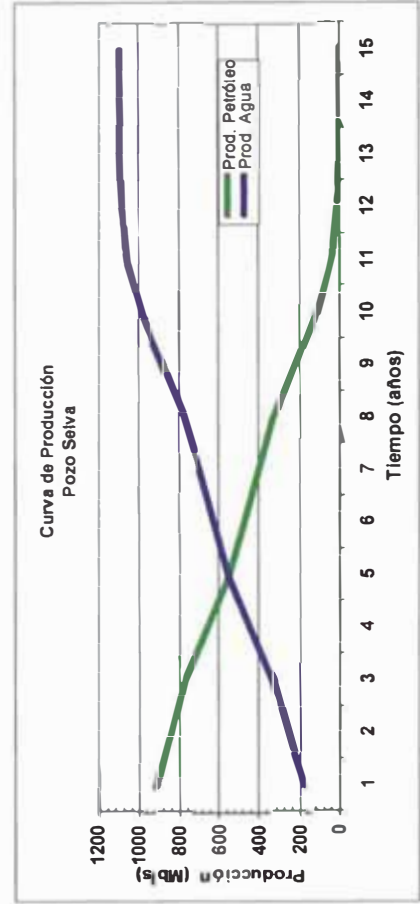
## Valuación de Proyecto Pozo Selva

**\$Costo x bbl =** 7 **Prueba PLT =** \$0M  
**Vida Útil =** 15 años **Tasa de Descuento =** 15% **Tapón de Aislamiento =** \$0M  
**Baleo =** \$0M

**Inversión \$M =** 3100 **Impuesto 30% =** 15%  
**Tributo =** 30%

	Oil Prod. Mbis	Agua Prod. Mbis	Tarifa US\$/bbl	Regalias 20%	Tarifa Actual US\$/bbl	Ingresos M\$	Costos Operat. M\$	Tratam. Agua M\$	Deprec. M\$	Total Costos M\$	Utilidad M\$	Impuesto 30% M\$	Utilidad M\$	Deprec. M\$	Inversión \$ M	Flujo Actualiz.	Flujo Actualiz. Acumul.
0															3100.00	3100.00	3100.00
1	912.50	182.50	18.75	3.75	15.00	13687.50	6387.50	3.65	206.67	6597.82	7089.68	2126.91	4962.78	206.67	3100.00	5169.45	-1395.17
2	839.50	255.50	18.75	3.75	15.00	12592.50	5876.50	5.11	206.67	6088.28	6504.22	1951.27	4552.96	206.67	4759.62	4495.17	-4994.13
3	766.50	328.50	18.75	3.75	15.00	11497.50	5365.50	6.57	206.67	5578.74	5918.76	1775.63	4143.13	206.67	4349.80	3598.96	7854.19
4	657.00	438.00	18.75	3.75	15.00	9855.00	4599.00	8.76	206.67	4814.43	5040.57	1512.17	3528.40	206.67	3735.07	2135.54	9989.73
5	547.50	547.50	18.75	3.75	15.00	8212.50	3832.50	10.95	206.67	4050.12	4162.38	1248.72	2913.67	206.67	3120.34	1551.36	11541.09
6	474.50	620.50	18.75	3.75	15.00	7117.50	3321.50	12.41	206.67	3540.58	3576.92	1073.08	2503.85	206.67	2710.51	1171.83	12712.92
7	401.50	693.50	18.75	3.75	15.00	6022.50	2810.50	13.87	206.67	3031.04	2991.46	897.44	2094.02	206.67	2300.69	864.91	13577.83
8	328.50	766.50	18.75	3.75	15.00	4927.50	2299.50	15.33	206.67	2521.50	2406.00	721.80	1684.20	206.67	1890.87	618.13	14195.96
9	219.00	876.00	18.75	3.75	15.00	3285.00	1533.00	17.52	206.67	1757.19	1527.81	458.34	1069.47	206.67	1276.14	362.76	14558.72
10	109.50	985.50	18.75	3.75	15.00	1642.50	766.50	19.71	206.67	982.88	649.62	194.89	454.74	206.67	661.40	163.49	14722.21
11	36.50	1058.50	18.75	3.75	15.00	547.50	255.50	21.17	206.67	483.34	64.16	19.25	44.91	206.67	251.58	54.08	14776.28
12	10.95	1094.05	18.75	3.75	15.00	164.25	76.65	21.68	206.67	305.00	-140.75	-42.22	-98.52	206.67	108.14	20.21	14796.50
13	0.37	1094.64	18.75	3.75	15.00	5.48	2.56	21.89	206.67	231.11	-225.64	-67.69	-157.95	206.67	48.72	7.92	14804.41
14	0.37	1094.64	18.75	3.75	15.00	5.48	2.56	21.89	206.67	231.11	-225.64	-67.69	-157.95	206.67	48.72	6.89	14811.30
15	0.37	1094.64	18.75	3.75	15.00	5.48	2.56	21.89	206.67	231.11	-225.64	-67.69	-157.95	206.67	48.72	5.99	14817.29
5304.5	11120.5					79568.2	37131.8	222.4	3100	40454.2	39114.0	11734.2	27379.8	3100.0	27379.8	14817.3	14817.3

**VAN =** 14817  
**TIR =** 158





## Valuación de Proyecto Pozo Selva con Prueba P.L.T.

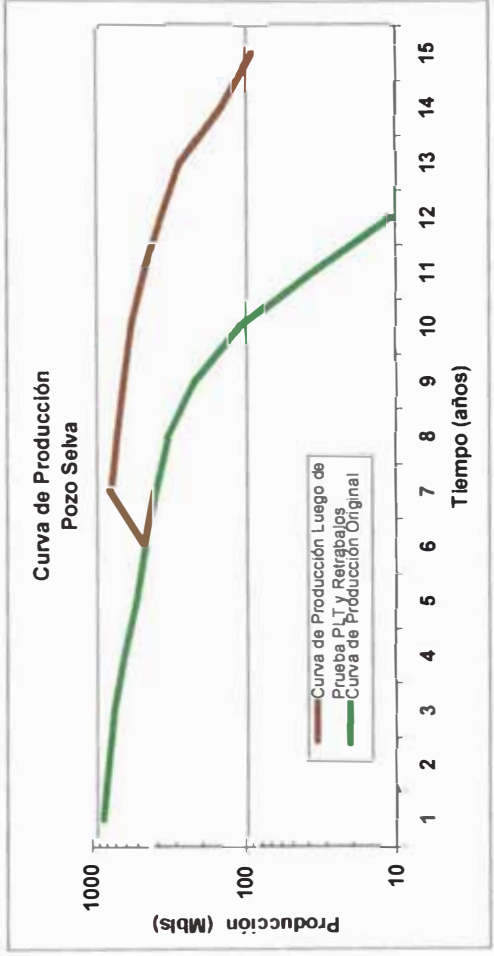
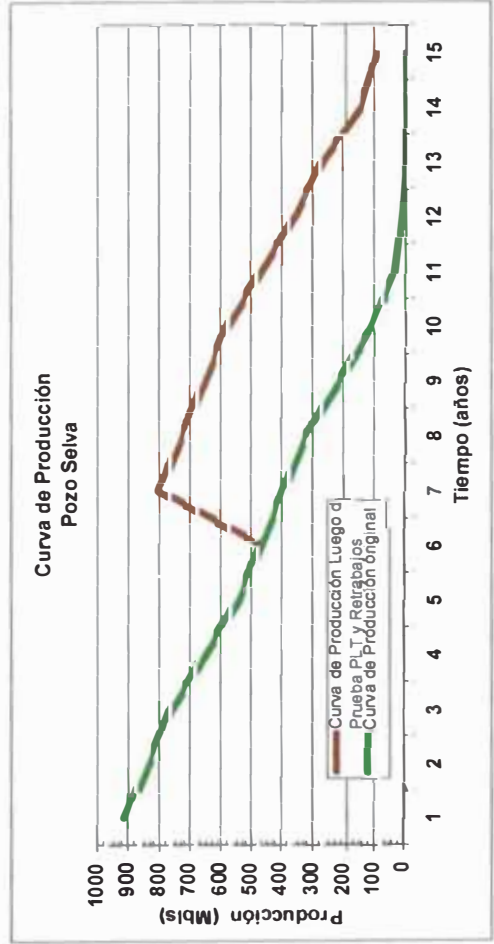
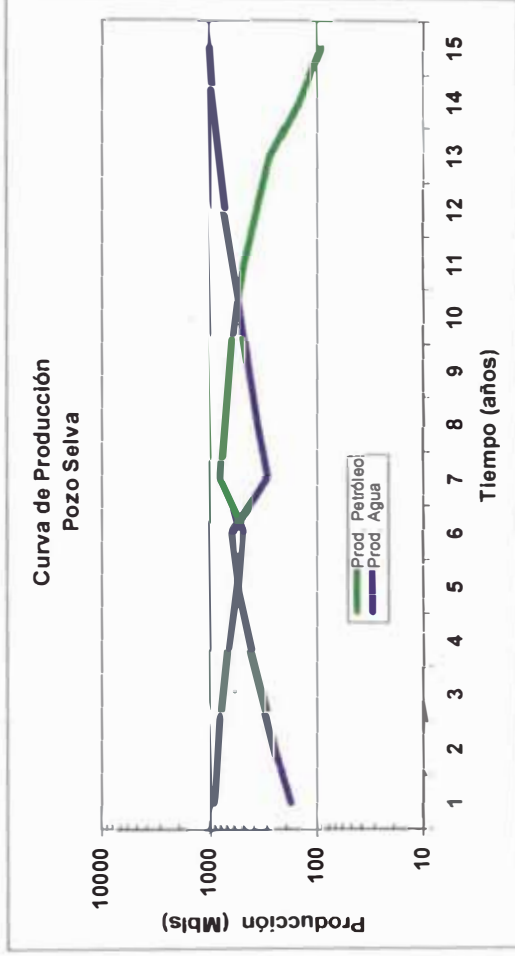
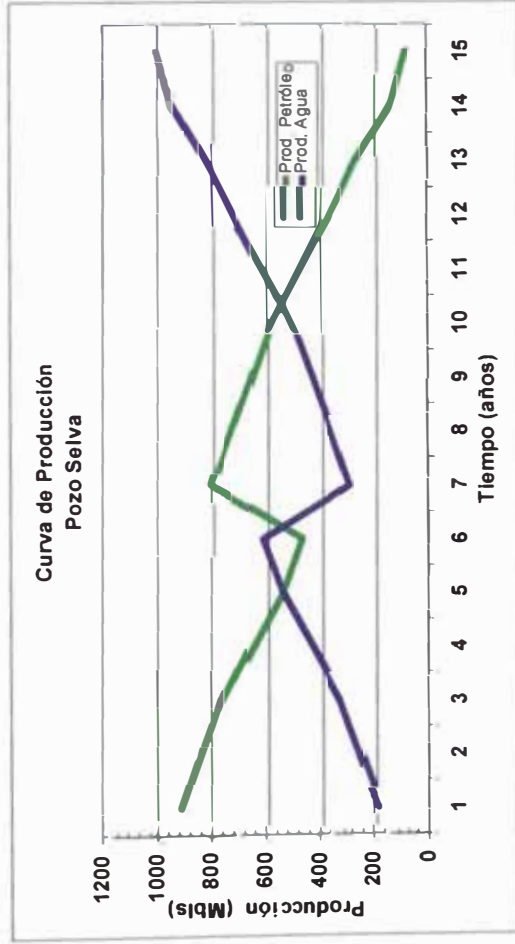
**\$Costo x bbl =** 7 **Inversión \$M =** 3430 **Tasa de Descuento =** 15% **Prueba PLT =** \$50M  
**Vida Útil =** 15 años **Tributo =** 30% **Tapón de Aislamiento =** \$10M  
**Baleo =** \$20M  
**Equipo Servicio de Pozo =** \$250M

	Oil Prod. Mbls	Agua Prod. Mbls	Tarifa US\$/bbl	Regalias 20%	Tarifa Actual US\$/bbl	Ingresos M\$	Costos Operat. M\$	Tratam. Agua M\$	Deprec. M\$	Total Costos M\$	Utilidad M\$	Impuesto 30% M\$	Utilidad M\$	Deprec. M\$	Inversión \$ M	Flujo Actualiz. M\$	Flujo Actualiz. Acumul.
0															3430.00	3430.00	3430.00
1	912.50	182.50	18.75	3.75	15.00	13687.50	6387.50	3.65	228.67	6619.82	7067.68	2120.31	4947.38	228.67	3430.00	5176.05	-1070.91
2	839.50	255.50	18.75	3.75	15.00	12592.50	5876.50	5.11	228.67	6110.28	6482.22	1944.67	4537.56	228.67	4766.22	4500.91	-5215.45
3	766.50	328.50	18.75	3.75	15.00	11497.50	5365.50	6.57	228.67	5600.74	5896.76	1769.03	4127.73	228.67	4356.40	3788.17	9003.63
4	657.00	438.00	18.75	3.75	15.00	9855.00	4599.00	8.76	228.67	4836.43	5018.57	1505.57	3513.00	228.67	3741.67	3253.62	12257.25
5	547.50	547.50	18.75	3.75	15.00	8212.50	3832.50	10.95	228.67	4072.12	4140.38	1242.12	2898.27	228.67	3126.94	2719.07	14976.32
6	474.50	620.50	18.75	3.75	15.00	7117.50	3321.50	12.41	228.67	3562.58	3554.92	1066.48	2488.45	228.67	2717.11	2362.71	17339.03
7	803.00	292.00	18.75	3.75	15.00	12045.00	5621.00	5.84	228.67	5855.51	6189.49	1856.85	4332.65	228.67	4561.31	3966.36	21305.39
8	730.00	365.00	18.75	3.75	15.00	10950.00	5110.00	7.30	228.67	5345.97	5604.03	1681.21	3922.82	228.67	4151.49	3609.99	24915.38
9	657.00	438.00	18.75	3.75	15.00	9855.00	4599.00	8.76	228.67	4836.43	5018.57	1505.57	3513.00	228.67	3741.67	3253.62	28169.00
10	584.00	511.00	18.75	3.75	15.00	8760.00	4088.00	10.22	228.67	4326.89	4433.11	1329.93	3103.18	228.67	3331.85	2897.26	31066.26
11	474.50	620.50	18.75	3.75	15.00	7117.50	3321.50	12.41	228.67	3562.58	3554.92	1066.48	2488.45	228.67	2717.11	2362.71	33428.97
12	365.00	730.00	18.75	3.75	15.00	5475.00	2555.00	14.60	228.67	2798.27	2676.73	803.02	1873.71	228.67	2102.38	1828.16	35257.13
13	273.75	821.25	18.75	3.75	15.00	4106.25	1916.25	16.43	228.67	2161.34	1944.91	583.47	1361.44	228.67	1590.10	1382.70	36639.82
14	146.00	949.00	18.75	3.75	15.00	2190.00	1022.00	18.98	228.67	1269.65	920.35	276.11	644.25	228.67	872.91	759.06	37398.88
15	91.25	1003.75	18.75	3.75	15.00	1368.75	638.75	20.08	228.67	887.49	481.26	144.38	336.88	228.67	565.55	491.78	37990.66
8322.0	8103.0					124830.0	58254.0	162.1	3430	61846.1	62983.9	18895.2	44088.8	3430.0	44088.8	37890.7	

VAN = 37891

TIR = 1285

## Valuación de Proyecto Pozo Selva con Prueba P.L.T.



## **5.- CONCLUSIONES**

## CONCLUSIONES

- El propósito principal de las pruebas de Registro de producción es el evaluar el comportamiento y el tipo de fluido dentro de operaciones de producción o de inyección.
- Las pruebas de Registro de producción tienen múltiples aplicaciones y pueden ser corridas en pozos Hueco abierto (Openhole) o en Hueco entubado (Cased holes).
- El uso de herramientas de temperatura en pozos Hueco abierto (Openhole) permite determinar zonas de perdidas de circulación y topes de cemento.
- En pozos entubados el uso de registros de producción permite identificar zonas de alta producción de agua o gas.
- La interpretación del registro de producción permite conocer el caudal de aporte o de admisión de fluidos en el fondo en cada uno de los intervalos cañoneados en un pozo.
- A través del registro de densidad se puede obtener la distribución por fases del fluido producido en el fondo del pozo por cada uno de los intervalos cañoneados.
- El registro de densidad del fluido puede ser calculado a través del registro de presión o medido directamente mediante una herramienta de medición de densidad (Gradiomanómetro).
- La forma más efectiva de determinar la distribución de los fluidos en el fondo del pozo es utilizando curvas de densidad obtenidas a través de un gradiomanómetro.
- Los registros de temperatura permiten conocer de una manera cualitativa como es el comportamiento productivo de un pozo, en cuanto a los intervalos que están o no aportando fluidos.

- Las curvas de gradiente proveen información a cerca del tipo de fluido que esta presente en el pozo a una determinada profundidad.
- Los registros de producción deben ser corridos en pozos de alta producción (flowing) capaces de poder hacer girar a los medidores de flujo (flowmeter).
- En pozos de la selva peruana que cuentan con sistemas de levantamiento electrosumergible el registro de producción a permitido determinar el comportamiento productivo de las diferentes zonas baleadas.
- El uso de los registros de producción para la zona de Talara es poco probable debido a la poca capacidad productiva de los mismos y al costo de la prueba.
- Correr registros de temperatura y medidores de flujo, capacitancia y densidad de flujo en aquellos pozos con altos cortes de agua, para determinar la causa del problema, con miras a aplicar correctivos.
- Correr registros de temperatura, medidores de flujo y densidad en pozos con alta producción de gas, a fin de hallar las causas y tomar medidas correctivas.

La realización de las pruebas con lecturas en tiempo real ("SRO"), permiten tener control en todo momento del alcance de los objetivos de las mismas.