

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ESPECIFICACIÓN DEL SOFTWARE PARA LA  
INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS DE  
PRODUCCIÓN EN POZOS DE PETRÓLEO**

**TITULACIÓN POR EXAMEN PROFESIONAL**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**FRANCISCO JAVIER ARÉVALO VEGA**

**PROMOCIÓN  
1977- I**

**LIMA – PERÚ  
1995**

**ESPECIFICACIÓN DEL SOFTWARE PARA LA  
INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS  
DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE PETRÓLEO**

A mis hijas

Patricia  
Milagros  
Claudia  
Laura

## SUMARIO

Normalmente para elaborar un programa para computadora sobre un tema especializado se requiere que el equipo de personal que va a realizar el trabajo tenga un conocimiento profundo del tema y también habilidades de programación. Estas dos cualidades difícilmente se encuentran en la misma persona. Por esta razón el o los expertos en el tema deben comunicar a los programadores en una forma detallada que es lo que se desea. Se debe describir la entrada y la salida deseada de datos. La forma como deben ser manejados los datos y los algoritmos a usar para realizar los cálculos.

Las herramientas básicas que usa el experto que describe el programa para que los programadores puedan entenderlo son :

- 1) Diagrama de la pantalla y descripción de la interacción con el usuario.
- 2) Diagramas de Flujo
- 3) Descripción de la salida impresa de datos.
- 4) Descripción de las variables de entrada y salida
- 5) Descripción de los algoritmos

En el caso que se presenta en este documento se intenta hacer un programa lo mas simplificado posible, con pocas opciones, rápido y sencillo, pero si dejando preparada y abierta la posibilidad de aumentar modelos.

## EXTRACTO

TITULO : "ESPECIFICACION DE 'SOFTWARE' PARA LA INTERPRETACION DE REGISTROS ELECTRICOS DE PRODUCCION EN POZOS DE PETROLEO"

AUTOR : FRANCISCO JAVIER AREVALO VEGA

GRADO A OPTAR : TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

FACULTAD : INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

UNIVERSIDAD : NACIONAL DE INGENIERIA

CIUDAD : LIMA - PERU

AÑO : 1 995

---

En este documento explicamos la teoría básica de los registros de producción (Capítulo I) para después describir las partes o secciones constitutivas del programa (Capítulo II). El Capítulo II tiene especial interés pues le da al programa el aspecto práctico que es normalmente la falla mas común en otras especificaciones y diseños de programas para análisis de registros en general. Se trata de poner mayor interés en simplificar y acelerar los procesos que normalmente consumen mas tiempo al usuario. En el Capítulo III se define la estructura de los datos de entrada, que este caso, son parámetros o curvas de un registro. El Capítulo IV describe las pantallas tal como deben aparecer al usuario y su interacción con éste. El Capítulo V muestra

los diagramas de flujo que el programador usará directamente en el diseño del programa y donde esta descrita la secuencia general a seguir. La salida impresa se describe en el Capítulo VI y finalmente en el Capítulo VII se define hacia donde debe crecer el programa y como éste finalmente sería solo un módulo de un programa de análisis mucho mayor y mas completo. Este último capítulo define las tendencias de este tipo de análisis de tal manera que el programador podría preparar este programa para ser un subprograma de otro mayor o módulo de éste.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
<b>CAPITULO I</b>	
<b>BASES TEORICAS</b> . . . . .	1
1.1 Introduucción . . . . .	1
1.2 Definición . . . . .	3
1.3 Objetivo . . . . .	
1.4 El pozo de petróleo . . . . .	4
1.5 Flujo multifásico en tubería . . . . .	4
1.6 Breve descripción de las herramientas . . . . .	4
1.6.1 Medidor de flujo . . . . .	6
1.6.2 Sensores de densidad de fluido . . . . .	9
1.6.3 Medidor de capacitancia . . . . .	16
1.6.4 Sensor de temperatura . . . . .	16
1.6.5 Sensor de presión . . . . .	18
1.6.6 Sensor de Rayos Gamma . . . . .	18
1.6.7 Localizador de cuellos . . . . .	19
<b>CAPITULO II</b>	
<b>DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE INTERPRETACIÓN</b> . . . . .	
2.1 Preparación de los registros . . . . .	24
2.1.1 Conversión de datos . . . . .	24
2.1.2 Lectura y renombramiento . . . . .	25
2.1.3 Corrección de la profundidad . . . . .	26
2.1.4 Filtrado . . . . .	29

2.1.5	Determinación de la profundidad correcta de la curva de temperatura . . . . .	31
2.1.6	Determinación de zonas de flujo constante (ZDFC) . . . . .	
2.1.7	Determinación de promedios en las zonas de flujo constante (ZDFC) . . . . .	37
2.2	Análisis PVT . . . . .	37
2.3	Cálculo de Velocidades . . . . .	38
2.4	Cálculo de Hold-ups . . . . .	45
2.5	Cálculo de flujos . . . . .	46
2.6	Conversión de flujos . . . . .	54
2.7	Impresión de los resultados . . . . .	54
2.8	Pantalla # 4 . . . . .	55
<b>CAPITULO III</b>		
	<b>ESTRUCTURA DE LA INFORMACIÓN . . . . .</b>	<b>64</b>
3.1	Registros . . . . .	64
3.2	Parámetros de entrada . . . . .	67
<b>CAPITULO IV</b>		
	<b>DESCRIPCION DE PANTALLAS Y SU INTERFASE CON EL USUARIO . . . . .</b>	<b>70</b>
4.1	Pantalla # 1 . . . . .	70
4.1.1	Nombre del pozo, directorio, selección de archivos . . . . .	70
4.1.2	Selección de curvas . . . . .	72
4.1.3	Desplazamiento de profundidad de pasadas . . . . .	72
4.1.4	Filtraje . . . . .	74
4.1.5	Corridas para promediar . . . . .	74
4.1.6	Zonas de flujo constante . . . . .	75



4.2 Pantalla # 2	76
4.3 Pantalla # 3	80
4.4 Pantalla # 5	85
4.5 Pantalla # 6	89
4.6 Pantalla#7	90

## **CAPITULO V**

<b>DIAGRAMAS DE FLUJO</b>	92
5.1 Lectura conversión y renombramiento	93
5.2 Corrección de profundidad	94
5.3 Filtrado	95
5.4 Determinación de la profundidad correcta de la curva de temperatura	96
5.5 Determinación de ZDFC	97
5.6 Análisis PVT	98
5.7 Velocidades	99
5.8 Hold Up	101
5.9 Caudales	103
5.10 Conversión de flujos	104

## **CAPITULO VI**

<b>SALIDA IMPRESA</b>	105
6.1 Cabezal o encabezado	105
6.2 Diagrama de la Herramienta	106
6.3 Tabla PVT	106
6.4 Sumario de producción / inyección por zona	107
6.5 Sumario de producción / inyección por intervalo perforado	107
6.6 Perfil de flujo	107
6.7 Registro compuesto de flowmeters	108

6.8	Gráficos de calibración de flowmeters . . . . .	108
6.9	Registro Compuesto de Identificación de Fluidos	110
6.10	Registro compuesto de temperatura y presión . .	110
6.11	Corridas originales . . . . .	111
6.12	Calibraciones de los sensores . . . . .	111
<b>CAPITULO VII</b>		
	<b>EJEMPLO DE APLICACION . . . . .</b>	<b>112</b>
	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES . . . . .</b>	<b>.129</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA . . . . .</b>	<b>.135</b>

## CAPITULO I BASES TEORICAS

### 1.1 Introducción

Para explicar en términos sencillos la importancia que tiene un programa de esta naturaleza es necesario primero definir la razón que normalmente tenemos para medir u obtener datos.

Nosotros deseamos obtener petróleo porque el provee energía que mueve la industria necesaria para la vida en nuestros tiempos. Para poder hallar y producir este petróleo necesitamos explorar hasta encontrarlo, después determinar si el tamaño del reservorio será suficiente para extraerlo económicamente, finalmente optimizar la producción de petróleo de cada pozo perforado.

Para poder realizar estas acciones en forma óptima y económica es necesario obtener información. Ella no se requiere para saber por interés académico sino mas bien para evitar gastar grandes sumas de dinero en inversiones inútiles o para decidir inversiones en donde recibiremos mas utilidad.

Durante todo el proceso de exploración y explotación petrolera se obtiene gran cantidad de información muy valiosa, relativas a diferentes disciplinas, como por ejemplo: Registros eléctricos, Análisis de núcleos de formación, Pruebas de presión transitorias, exploración sísmica, etc. Finalmente, cuando cada unidad productiva:

El pozo de petróleo, comienza a producir, podemos obtener diferentes resultados. El pozo puede producir mas de lo esperado, menos de lo esperado o simplemente quizás no va a producir petróleo, sino agua y/o gas. Se desea saber que fue lo que se hizo bien o lo que se hizo mal (porque se falló) para seguir haciéndolo bien (o mejorando) o para no volver a fallar o mitigar nuestros errores en el siguiente pozo, repectivamente. Los errores son tan costosos que se invierten cantidades considerables de dinero en obtener información que nos conduce a optimizar la producción de cada pozo petrolero.

En el caso particular de los Registros de Producción, se obtiene información muy útil del Perfil de Flujo. El nos da información del comportamiento productivo de cada capa de la formación. Los intervalos de roca mas permeable deben producir mas y los menos permeables menos. Cualquier desviación de éste comportamiento esperado, se debe a pérdida de eficiencia productiva (daño) que puede haberse producido por diferentes razones. Incluso algunas zonas podrían no estar produciendo. Aquí tenemos la primera oportunidad de usar el valor del registro de producción tomando una acción que elimine el daño en la formación. (Fracturamiento, Acidificación, Re-cañoneo).

Toda las zonas productoras no tienen características petrofísicas similares, sino que existe una variación vertical de ellas. Como resultado de ello la producción

de petróleo no siempre ocurre en forma continua u homogénea a lo largo de toda una zona cañoneada. Usando los registros eléctricos y análisis de núcleos se determinan los intervalos que realmente producirán petróleo, siendo la única forma de comprobarlo físicamente un registro de Producción, específicamente el Flowmeter o Spinner. Las reservas petrolíferas de un yacimiento se estiman inicialmente considerando el espesor bruto de petróleo contenido en cada una de las capas que se van a desarrollar. Después se realizan cálculos del valor neto y se va refinando esta información a medida que mas información esta disponible. La explotación económica del reservorio durante la vida productiva del campo petrolífero depende básicamente de la exactitud con que se estiman la s reservas. Esta comprobación es pues de mucha importancia económica.

### **1.2 Definición**

Los registros de producción son una rama de los llamados registros eléctricos en pozos de petróleo. Son llamados así porque se realizan cuando el pozo de petróleo esta en la etapa productiva, es decir, produciendo petróleo.

### **1.3 Objetivo**

El objetivo primordial que se persigue al realizar un registro de producción, es medir la contribución productiva de cada una de las zonas abiertas a producción en un pozo de petróleo.

#### **1.4 El pozo de petróleo**

En la Figura 1 se muestra el esquema mecánico de un pozo típico de petróleo, donde pueden distinguirse sus principales elementos básicos constitutivos. La tubería de revestimiento, la tubería de producción, la empacadura, las perforaciones y el árbol de Navidad. Generalmente las mediciones se realizan en la zona que abarca desde unos metros por encima de la zona perforada mas somera hasta unos metros por debajo de la zona perforada mas profunda como se indica en la figura 1.1.

#### **1.5 Flujo multifásico en tubería**

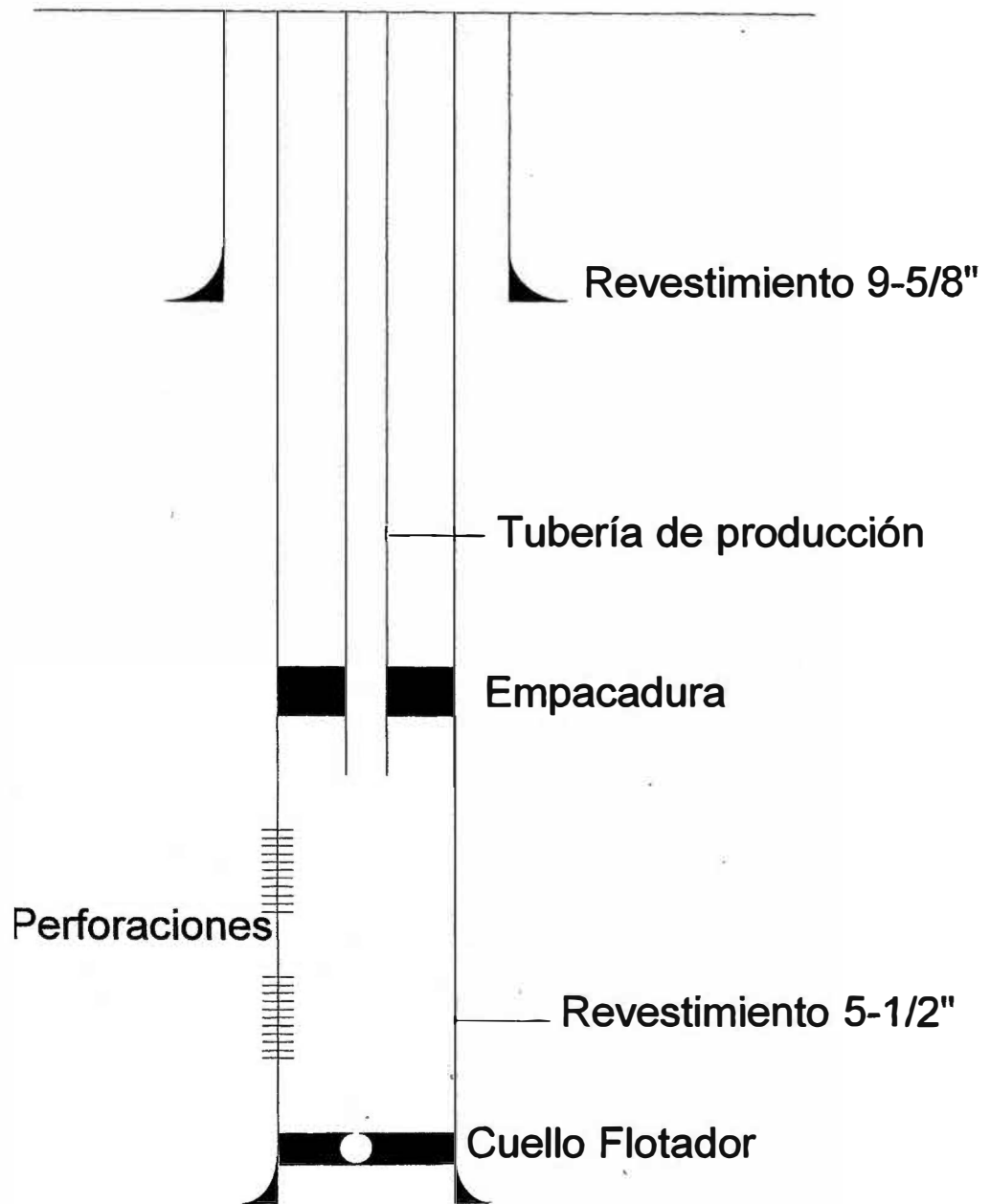
Los pozos petrolíferos desgraciadamente no producen solamente petróleo sino que generalmente éste viene acompañado por agua y/o gas. Los pozos de petróleo son generalmente verticales aunque el número de pozos inclinados y horizontales ha aumentado considerablemente en los últimos años. El flujo que deseamos medir es pues monofásico o multifásico fluyendo hacia superficie por dentro de una tubería que conecta la roca reservorio de petróleo con la superficie.

#### **1.6 Breve descripción de las herramientas**

Para poder realizar este servicio se bajan al pozo por medio de un cable eléctrico, una serie de sensores a través de la tubería de producción hasta el revestimiento.

Los sensores consisten de:

Medidor de Flujo (Flowmeter)



**Figura 1.1:** Esquema mecánico de un pozo de petróleo.

Medidor de Densidad de Fluído

Medidor de Capacitancia de Fluído

Sensor de Temperatura

Manómetro

Sensor de rayos gamma naturales de cristal de centelleo

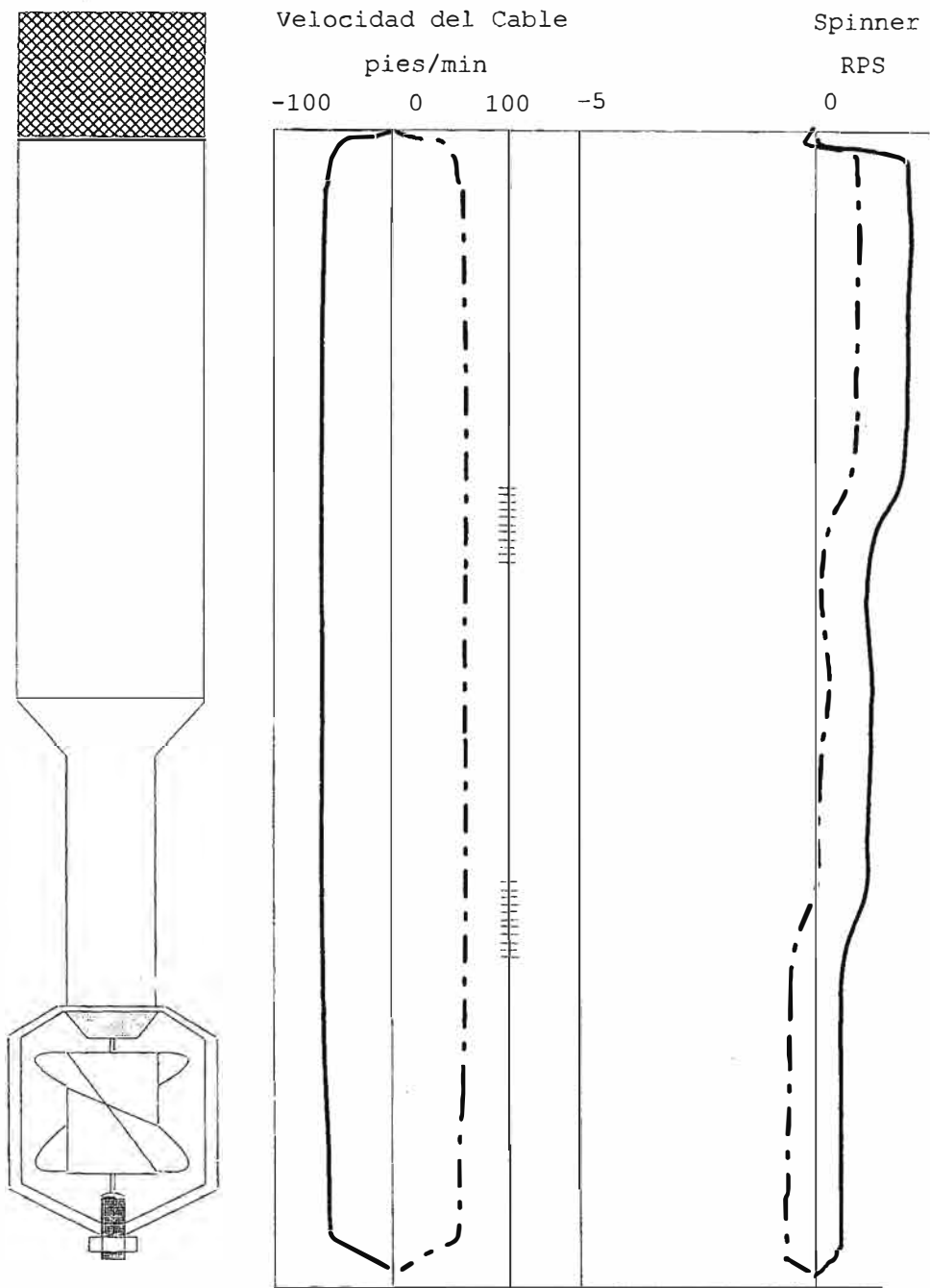
Localizador de cuellos.

### 1.6.1 Medidor de flujo

El medidor de flujo (Flowmeter) tipo turbina que mide la velocidad de flujo por encima de cada perforación. El registro se realiza en forma continua con respecto a la profundidad. La velocidad angular de la turbina se mide en revoluciones por segundo (RPS). La Figura 1.2. muestra un registro típico de Flowmeter y un diagrama del sensor. La velocidad del cable se mide en superficie y se registra asumiendola igual a la velocidad de la herramienta considerando que la tensión del cable se mantiene constante. El registro de rayos gamma y localizador de cuellos se usan para correlacionar los cuellos de conexión entre tubos de revestimiento con registros realizados anteriormente, cuando el hoyo no había sido revestido.

La hélice se mueve como resultado de la velocidad del fluído relativa a la velocidad de la herramienta o sensor. Así, si la velocidad de la herramienta es igual y de la misma dirección





**FIG. 1.2 REGISTRO TIPICO FLOWMETER  
DIAGRAMA DEL SENSOR**

que la velocidad del fluido la hélice no girará. Si ésta es de la misma magnitud pero de sentido contrario, la hélice girará afectada por el doble de dicha magnitud de velocidad.

La respuesta del Flowmeter es aproximadamente lineal con respecto a la velocidad del fluido. La respuesta ideal y para diferentes tipos de fluido es representada en la Figura 3. La respuesta ideal depende solamente del paso de la hélice y es la pendiente de la recta respuesta. El intercepto de la respuesta ideal sin fricción pasa por cero, sin embargo, en condiciones reales la fricción existe y es necesaria una cierta velocidad, llamada velocidad de introducción, para vencer los efectos de fricción entre la turbina y el fluido.

La herramienta responde en forma diferente para diferentes tipos de fluido, es decir, tiene una pendiente y un intercepto para cada tipo de fluido y/o "mezcla de fluidos". Como en el lugar donde se medirá el flujo no conocemos la composición de la "mezcla" de fluidos (agua, gas y petróleo), es necesario determinar la pendiente y el intercepto en ese fluido particular. Para conseguir este objetivo se realizan varios registros moviendo el cable a diferentes velocidades constantes subiendo y bajando el sensor a favor y en contra de la velocidad del

fluido. Los resultados en RPS pueden ser ploteados en función de la velocidad de la herramienta en un gráfico llamado " Gráfico de Calibración de Flowmeter " (Ver Figura 4.1). Usando estos gráficos y haciendo correlaciones lineales, se determina la pendiente y los interceptos, calibrando así el Flowmeter y logrando una mayor precisión en la medida de la velocidad aparente del fluido. También se realizan mediciones con la herramienta estacionaria que se incluyen en el gráfico de calibración, enriqueciendo la información disponible de las corridas de Flowmeter.

#### **1.6.2 Sensores de densidad de fluido**

Este tipo de sensores miden la densidad de la mezcla de agua, gas y petróleo en al caso mas general. Existen dos tipos de sensor, el que mide usando métodos radiactivos y es llamado en forma general "Densidad de Fluido radiactivo" y el que mide presión diferencial llamado "Gradiomanómetro".

##### **1.6.2.1 Densidad de fluido radiactivo**

El sensor consta de una fuente radiactiva emisora de rayos gamma (generalmente CS-137) y un detector de rayos gamma (generalmente Geiger-Mueller) alineado con ella (Ver Figura 5). La fuente es colimada, es decir, esta

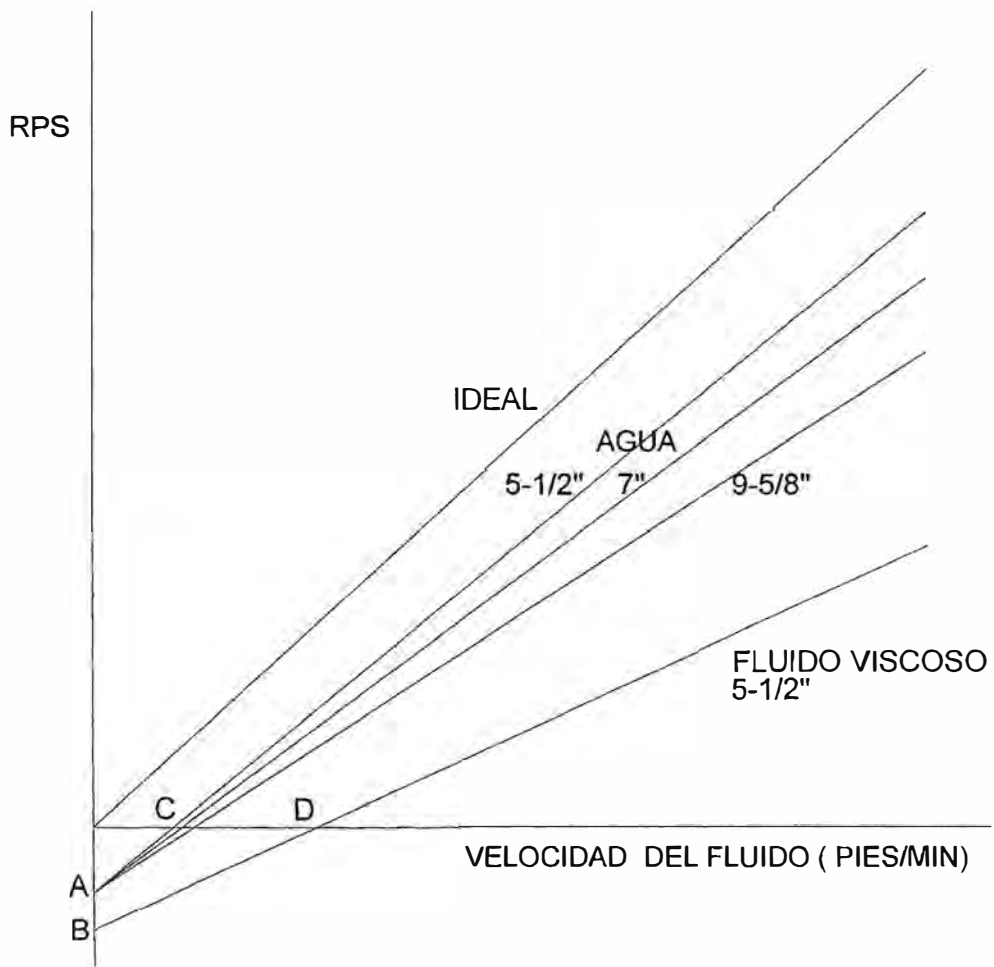
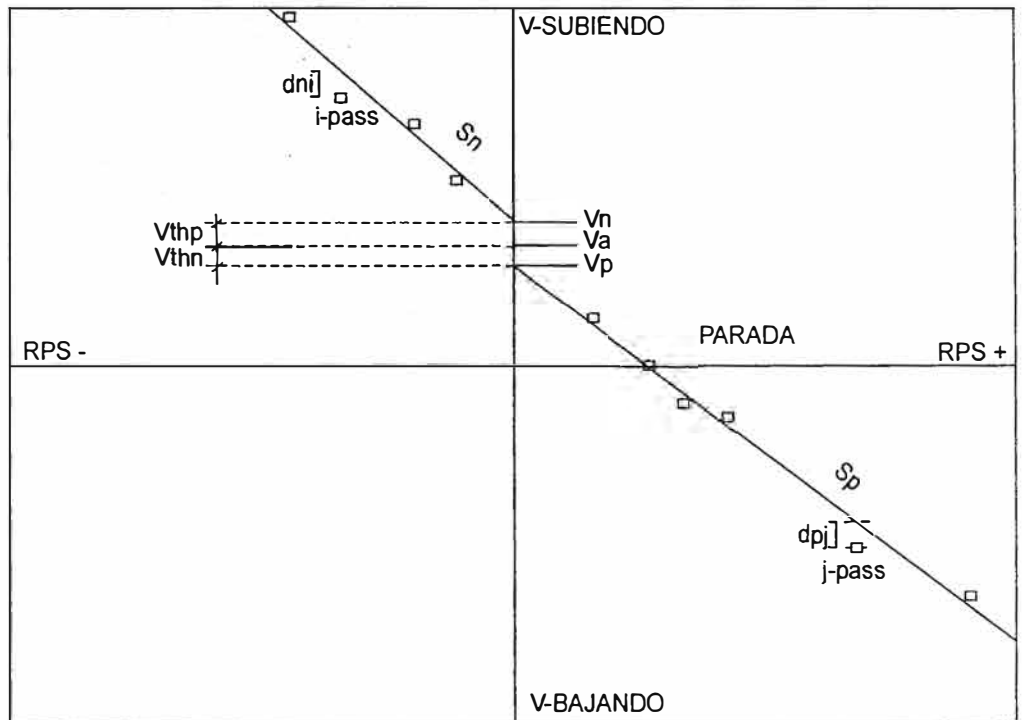


FIGURA. 3.1.



**Figura 4.1:** *Gráfico de calibración de Flowmeter.*

focalizada hacia el detector. La cantidad de rayos gamma que llegan al detector esta determinada por la densidad del fluido entre la fuente y el detector. Si el material es muy denso la intensidad de la radiación llegando al detector será pequeña. Si el material es poco denso la intensidad de la radiación llegando al detector será mayor. La herramienta mide la densidad del fluido en el centro de la tubería.

#### 1.6.2.1 Gradiomanómetro

Este sensor consiste de un cilindro balanceado cuando esta suspendido en aire. Cuando se sumerge en un determinado líquido, el cilindro recibe un empuje (fuerza de flotación) que es proporcional a la densidad de ese fluido. El cilindro mueve hacia arriba un núcleo que a su vez mueve hacia arriba el núcleo de un transformador diferencial. La respuesta del transformador diferencial es proporcional a la densidad del fluido en que la herramienta es sumergida. (Ver Figura 6.1).

**Nota:**

**Concepto de "Holdup" y "Velocidad de deslizamiento"**

Cuando las tres fases agua, gas y petróleo fluyen

juntas en una tubería tienen varias características muy particulares:

- 1.- Son inmiscibles entre si, aunque bajo ciertas condiciones podrían emulsionarse. Así una fase es el medio continuo (usualmente la mas pesada) y la otra fase la discreta (usualmente la mas liviana). A la fracción ocupada por cada fase se le conoce como "holdup".
- 2.- Las fases mas livianas viajan a una mayor velocidad que la fase pesada. La diferencia de velocidades entre las fases se conoce como "Velocidad de deslizamiento" y depende de:
  - a) Diferencia de densidades entre las fases
  - b) Tensión Interfacial entre las fases
  - c) Viscosidad del medio continuo
  - d) Fracción ocupada por cada fase en el tubo
- 3.- La proporción volumétrica de el flujo de fluidos es diferente a la fracción ocupada por cada de una de ellas en el tubo. Por ejemplo, cuando 500 bopd y 100 bwpd fluyen en un tubo de 7" (6.33" de diámetro interno) ocupan 50% del área del tubo por fase. Es decir, el holdup de la fase petróleo es 50% y el de la fase agua 50%. Esto es debido a que la velocidad del petróleo (liviano) es mucho mayor que la del agua (pesada).

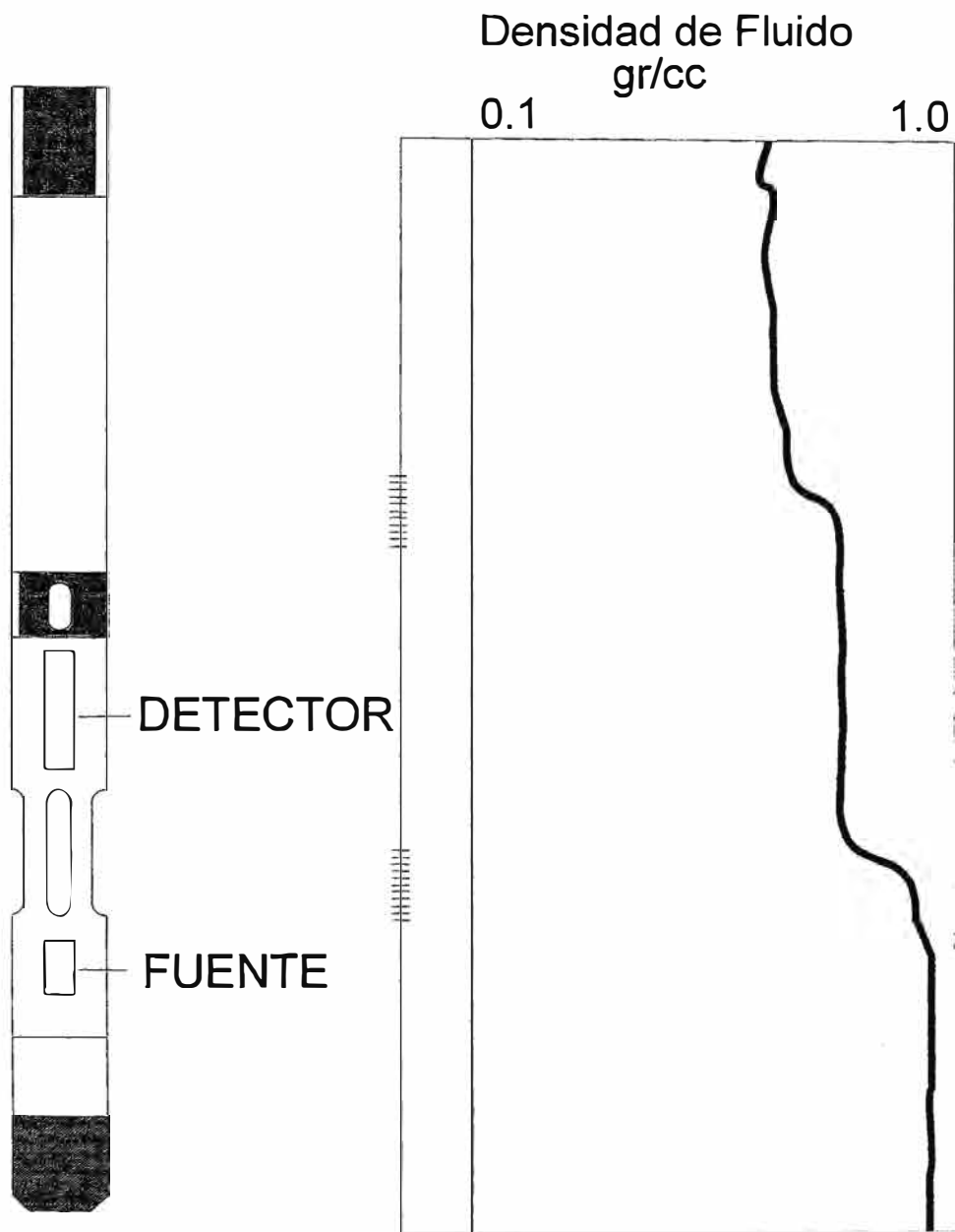


Figura 5.1.: Herramienta radiactiva de densidad de fluido



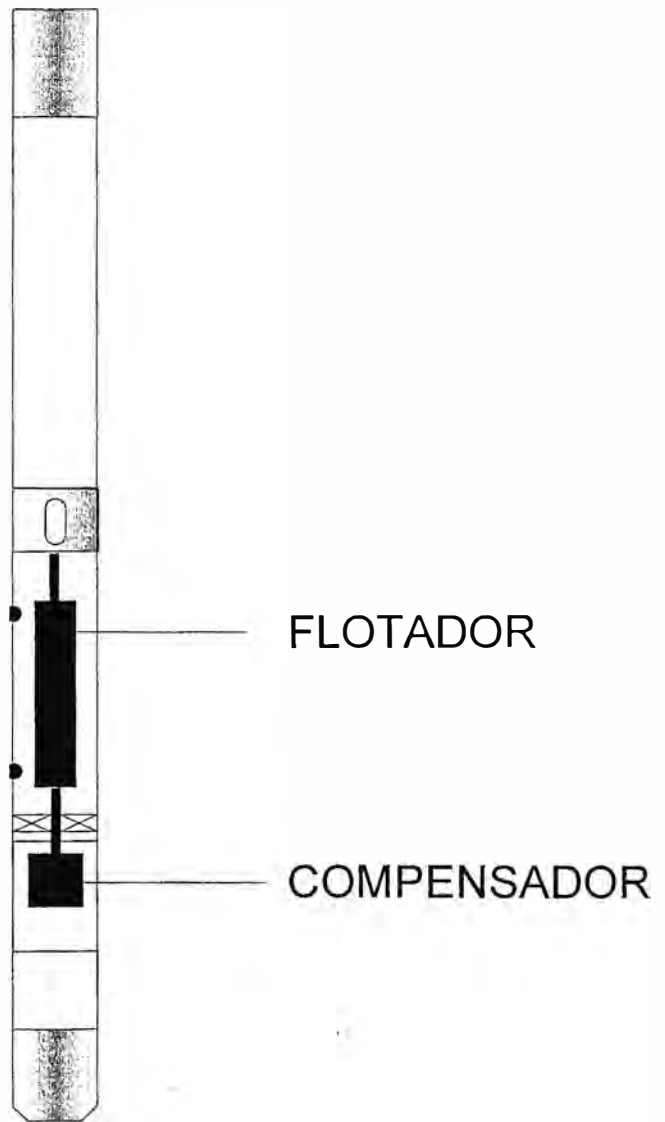


FIGURA. 6.1

Estos conceptos son importantes porque estamos midiendo "holdup" pero deseamos calcular flujos.

### 1.6.3 Medidor de capacitancia

Consiste de un capacitor cilíndrico (Ver Figura 7.1), dentro del cual se permite la entrada de los fluidos del pozo. El sensor responde pues a la capacitancia de la mezcla de fluidos en el tubo. La capacitancia típica de los fluidos del pozo son :

Agua	60 - 80
Petróleo	2-4
Gas	1

Aunque el sensor no distingue bien entre gas y petróleo debido a que ambos son aislantes eléctricos, la resolución entre agua e hidrocarburos es bastante grande.

### 1.6.4 Sensor de temperatura

Generalmente, se usa un sensor resistivo de platino que esta en contacto con el fluido y se montan aislados del cuerpo de la herramienta. La respuesta es bastante rápida y la resolución de  $\pm 0.01^{\circ}\text{F}$ . Los fluidos entrantes a la corriente de flujo crean diferencias de temperatura por convección que crean disturbios al gradiente geotermal normal. Las respuesta de este sensor versus la profundidad es importante para hacer interpretaciones cualitativas y también su valor

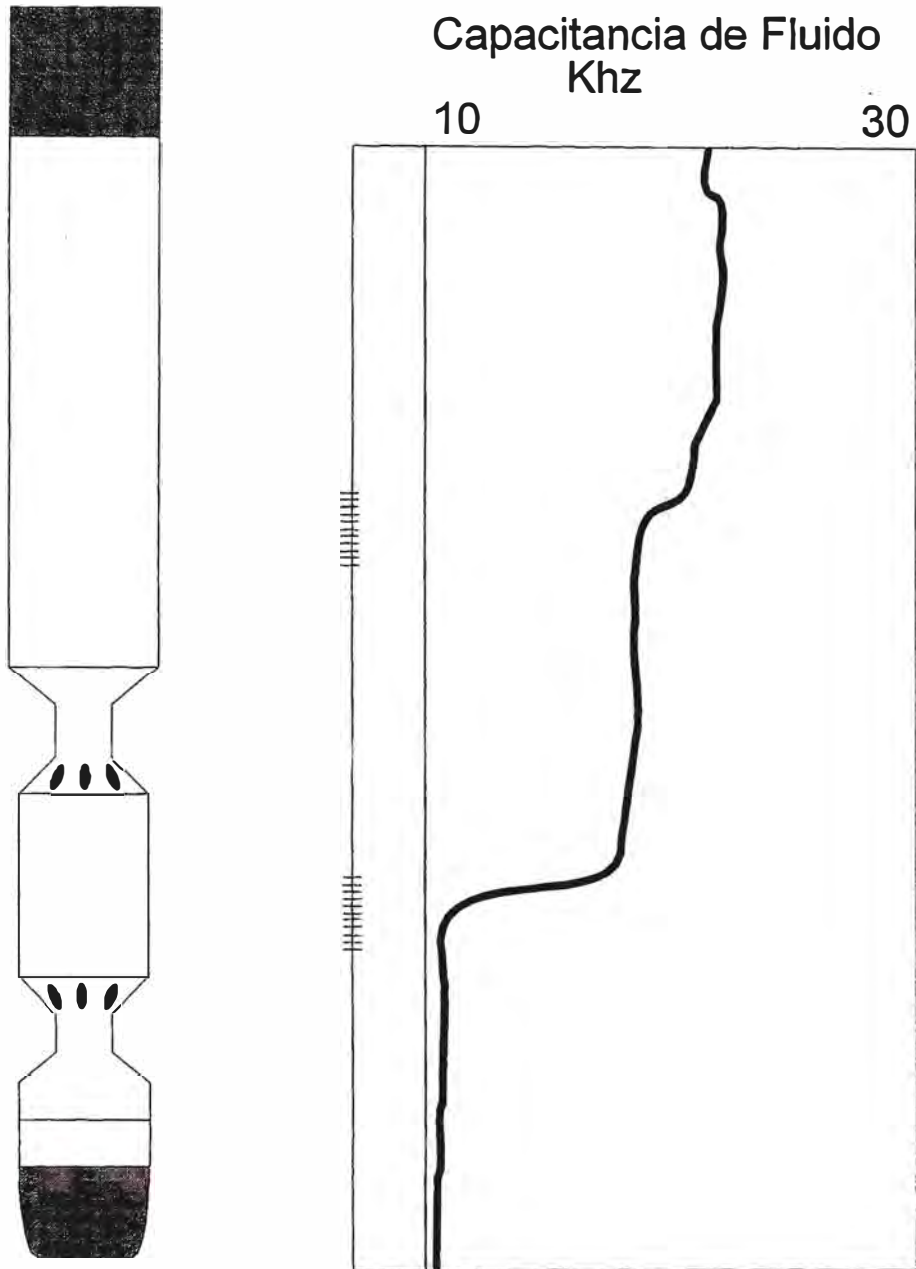


FIGURA 7.1

absoluto permite realizar el PVT de los fluidos del pozo a la misma condición a la que son medidos. (Ver Figura 8.1).

#### 1.6.5 Sensor de presión

Existen varios tipos de sensor de presión. Los mas usados son los de Strain Gauge (Galga extensiométrica) y el de cuarzo (Quartz gauge). El valor absoluto de la presión es usado para hacer cálculos de PVT de los fluidos del pozo. Esta herramienta también se usa para mediciones en pruebas transitorias de presión que combinadas con los registros de producción nos dan una información mucho mas completa del yacimiento. (Ver Figura 8.1).

#### 1.6.6 Sensor de Rayos Gamma

Consiste de un detector que puede ser Geiger-Muller o de Centelleo que es capaz de detectar los rayos gamma emitidos naturalmente por las distintas formaciones.

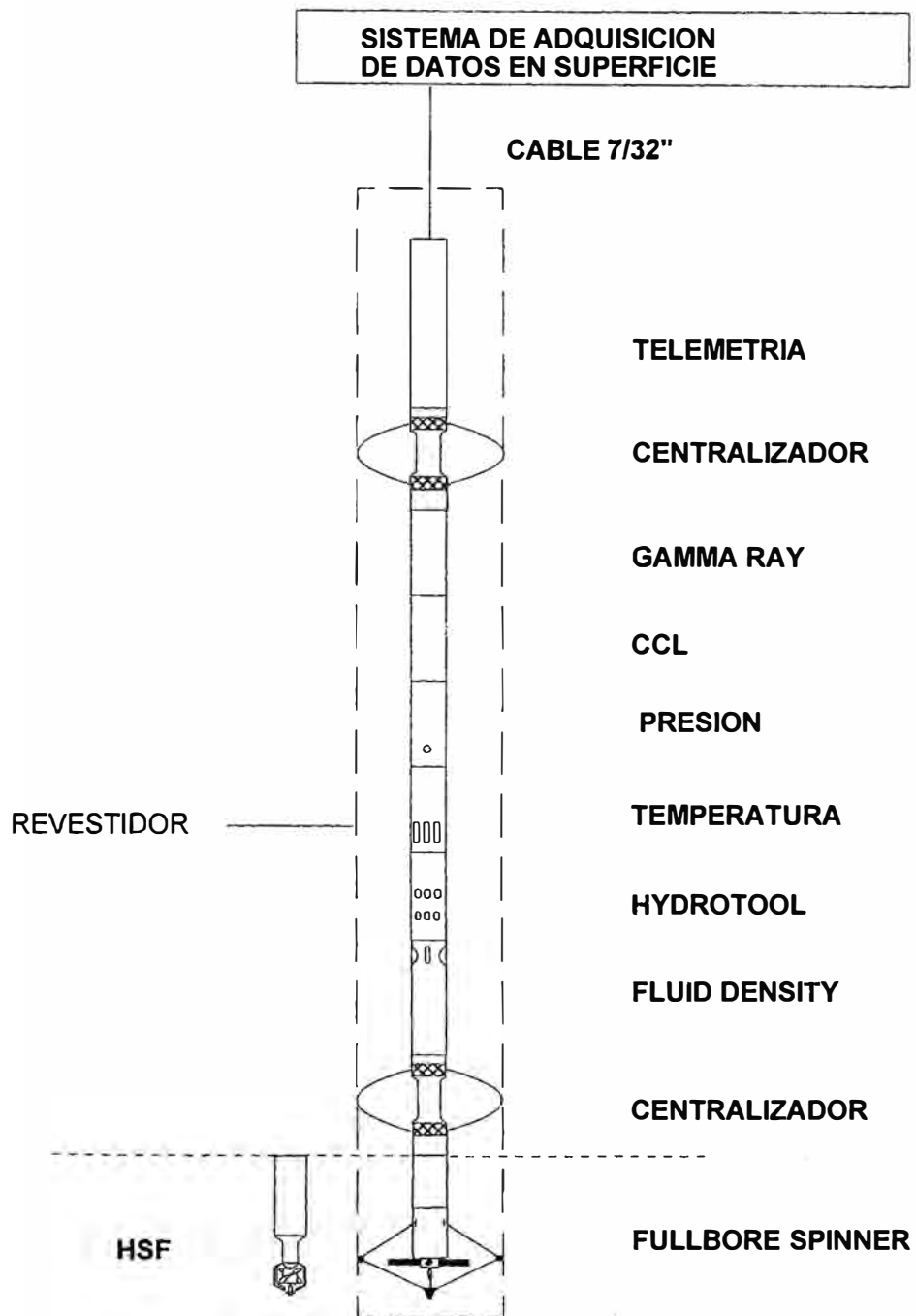
En los pozos de petróleo se realizan registros de rayos gamma cuando el hueco esta desnudo. Las lutitas que contienen agua en sus poros pero son impermeables generalmente contiene Potasio, Torio y Uranio. Estos materiales emiten naturalmente un valor alto de radiactividad comparado con las arenas o calizas que contienen los hidrocarburos en su espacio poroso, y emiten naturalmente menos intensidad de rayos gamma. Así, las arcillas y

las arenas o calizas son diferenciadas con la ayuda de este registro. Cuando se coloca el revestimiento (para que el pozo no se derrumbe) y se cementa en el hoyo (para aislar las diferentes zonas por detrás del revestimiento), se puede correr el registro de rayos gamma otra vez, para correlación de profundidad. Los rayos gamma atraviesan el acero del revestimiento llegando ligeramente atenuados al detector de la herramienta que se encuentra dentro del tubo. (Ver Figura 8.1).

#### 1.6.7 Localizador de cuellos

Consiste de dos magnetos colocados dentro de la herramienta en oposición polar. Una bobina se coloca alineada entre ellos. Una corriente de flujo magnético se establece a través de los magnetos, la bobina, el fluido del pozo y la tubería de revestimiento. El revestidor consiste de piezas de tubería de aproximadamente 40" (pero generalmente de variadas longitudes) unidas entre si por cuellos. Cada cuello presenta una variación de masa magnética al flujo. Esta variación transitoria de flujo induce un voltaje en la bobina que es amplificado, conformado y enviado a superficie mediante el cable eléctrico. (Ver Figura 8.1).

Las señales enviadas por todas estas herramientas son registradas simultaneamente en superficie. En la Figura 8.1, el cartucho de telemetría es responsable



**FIGURA 8.1.**

por esta transmisión.

De esta manera, midiendo velocidades, fracciones de cada fase en el tubo, a la profundidad correcta y presión y temperatura de referencia a esas profundidades se calculan los flujos por encima de cada intervalo cañoneado.

Se determina así el perfil de flujo del polo que es el objetivo de realizar estos registros.

## CAPITULO II DESCRIPCION DEL PROGRAMA DE INTERPRETACION

Una vez descritos los sensores usados para hacer las mediciones, pasamos ahora a explicar la teoría básica necesaria para aplicar los algoritmos de cálculo de velocidades de fluido, hold-ups y flujos de las diferentes fases. Deberemos ahora describir el problema de un punto de vista mas practico. Es decir, después de un estudio del método seguido para procesar la información obtenida, **determinar los puntos críticos del proceso donde el Ingeniero de campo consume mas tiempo o tiene mas probabilidades de equivocarse para diseñar un programa de análisis de resultados que sea fácil de usar, rápido y con mínima intervención del usuario.**

A continuación se describen secuencialmente estos puntos críticos, algunos de los cuales, como se verá mas adelante, no tienen relación directa con el análisis del registro de producción. Sin embargo, es necesario seguir este procedimiento para realizar el análisis de la información obetnida de los registros. Facilitar estos procedimientos críticos, constituye un paso primordial previo, para conseguir que el Ingeniero de campo ocupe su tiempo en el análisis de la información mas que en el procesamiento de ella.

Esta sección hace la diferencia básica entre este documento y muchas otras especificaciones de



rogramas que si bien es cierto logran el objetivo final que es generar un perfil de flujo, generalmente fallan en que para hacerlo se necesita un tiempo de procesamiento demasiado largo.

Un programa de interpretación de Registros de Producción es un programa para calcular flujos en tubería por encima y por debajo de cada zona productora o inyectora. La producción o inyección de cada zona se calcula posteriormente haciendo la diferencia entre el flujo calculado por encima de la zona productora menos el flujo calculado por debajo ésta. El flujo monofásico depende de la velocidad del fluido y de la sección de flujo efectiva disponible. En el caso mas general trifásico, sin embargo, los flujos de las diferentes fases dependen no solo de las velocidades de las distintas fases fluyentes sino también de la fracción que cada fase ocupa en el tubo (holdup).

El programa consta de siete secciones básicas:

- 1.- Preparación de los registros
- 2.- Análisis PVT
- 3.- Cálculo de Velocidades
- 4.- Cálculo de Hold-ups
- 5.- Cálculo de Flujos
- 6.- Conversión de Flujos
- 7.- Impresión de los resultados

A continuación se describen brevemente estas 7 secciones básicas, haciendo énfasis en los rasgos que deben ser considerados en la elaboración del programa:

## **2.1 Preparación de los registros**

Este es el paso previo al análisis y consiste de los siguientes pasos:

- 1.- Conversión de datos.
- 2.- Lectura y Renombramiento de curvas.
- 3.- Corrección de la profundidad.
- 4.- Filtrado.
- 5.- Determinación de la profundidad correcta de la curva de temperatura.
- 6.- Determinación las zonas de flujo constante (ZDFC).
- 7.- Determinación de promedios en las ZDFC.

### **2.1.1 Conversión de datos**

Los datos son adquiridos por medio de un computador en función de la profundidad. Todos los datos son registrados simultáneamente en función de la profundidad en un formato llamado LIS. En el formato LIS la información es grabada de la siguiente manera:

#### **Encabezado**

Profundidad1, Spinner1, Densidad1, ..., Rayos Gamma1, Profundidad2, Spinner2, Densidad2,...

Los datos están ordenados en subconjuntos que llamaremos pasadas. Como se explicó anteriormente se realizan pasadas a diferentes velocidades de cable para poder realizar la calibración del Spinner. De paso, se obtienen también las otras curvas de Densidad de Fluido, Presión, Temperatura, etc. en función de la profundidad. Cada pasada es

un archivo (File). Los archivos son numerados correlativa y automáticamente por el programa de adquisición de datos.

Por esta razón, la primera operación necesaria es convertir estos datos en serie a paralelo. Es decir, crear una base de datos de la forma:

SR1	D1	GR1	SR2
Profundidad1	Spinner1	Densidad1	Gamma1
Spinner1			
Profundidad2	Spinner2	Densidad2 ...	Gamma2
Spinner2			

De ésta manera es mas fácil y rápido manipular los datos, debido a que todas las curvas de los diferentes archivos se encuentran ahora en uno solo. Las manipulaciones mas usuales aplicadas sobre los datos originales (raw data) son:

### 2.1.2 Lectura y renombramiento

Esta operación de conversión debe ser automática. El usuario solo debe introducir a través del teclado el directorio donde se encuentran los archivos. La rutina debe numerar correlativamente las curvas del mismo nombre encontradas en los diferentes archivos. También, debe ser capaz de identificar archivos registrados versus la profundidad y archivos registrados versus el tiempo. Adicionalmente, el usuario comete errores, por lo cual aparecen archivos bastante cortos que en este documento llamaremos "archivos

falsos", los cuales deben ser identificados y rechazados automáticamente, usando como criterio la longitud máxima necesaria para que un archivo sea considerado. El valor (default) en caso de faltar éste, debe ser un valor típico de unos pocos pies. La salida debe ser la lista de archivos encontrados, cuales fueron aceptados, cuales rechazados y porque.

### **2.1.3 Corrección de la profundidad**

Al terminar el registro, se obtiene un conjunto de archivos, usualmente 12 a 14. Todos ellos son pasadas hechas con la sonda combinada de sensores, corriendo a una determinada velocidad constante de cable, en el mismo intervalo de profundidad. Debido a el estiramiento desigual del cable eléctrico a diferentes velocidades subiendo y bajando , deslizamiento de la rueda con que se mide la profundidad y errores del operador, los diferentes archivos se encuentran fuera de profundidad, unos pocos pies entre ellos.

Como se explicó anteriormente, la comparación de la curva de Rayos Gamma que se obtuvo a hueco desnudo con la que se obtiene durante el registro de producción, nos sirve como referencia para poner todos los archivos en la profundidad correcta. Para hacer un análisis correcto es necesario y muchas veces crítico, tener todos los archivos en la profundidad correcta.

Usualmente los programas para procesamiento de registros tienen rutinas (Depth Shift) para desplazar la profundidad de un archivo completo o las curvas seleccionadas de un archivo particular, en una distancia específica. Los programas mas avanzados permiten desplazar muchas curvas una misma distancia o es necesario que el usuario introduzca la profundidad de desplazamiento de cada curva a través del teclado del computador.

En este caso particular no estamos interesados en desplazar curvas sino pasadas completas. Adicionalmente, en cada archivo se encuentra una curva de rayos gamma. El usuario debe inspeccionar los 12 a 14 archivos, compararlos uno a uno con el registro de rayos gamma a hoyo desnudo, e introducir a través del teclado los desplazamientos. Esta es una tarea tediosa, que consume mucho tiempo y donde la intervención del usuario permite que se comentan errores, que después deben ser corregidos aplicando nuevamente esta rutina, hasta obtener todos los registros en la profundidad correcta. Por supuesto, para comprobar que todos los registros están en la profundidad correcta es necesario graficar todas las curvas de rayos gamma de las diferentes pasadas en función de la profundidad.

La tarea se vuelve aun mas tediosa y consumidora de tiempo cuando se realizan varias pruebas con

diferentes flujos en el mismo pozo, en el mismo intervalo. Esto constituye una prueba SIP (Selective Inflow Performance) que es usual en la toma de los registros de producción modernos. Típicamente se realizan tres pruebas a diferentes flujos. Es decir, tenemos de 36 a 42 archivos para colocar en profundidad.

La experiencia de campo nos enseña que el Ingeniero de campo pasa excesivo tiempo poniendo los registros en profundidad. Por esta razón, es necesaria una rutina que coloque automáticamente las curvas de rayos *gamma* de los diferentes archivos en profundidad. La rutina debe preguntar por el desplazamiento de la primera curva de rayos *gamma* encontrada, que necesariamente debe ser introducida por el usuario, y corregir su profundidad. A continuación utilizando la técnica de autocorrelación debe comparar sucesivamente la primera curva, ya corregida, con las curvas de todos los otros archivos, determinar los desplazamientos requeridos y corregir todas curvas de rayos *gamma* al igual que sus correspondientes curvas acompañantes, en otras palabras, corregir las diferentes pasadas.

Es necesaria como salida el gráfico de todas las curvas de rayos *gamma* versus la profundidad, donde el usuario comprobará visualmente que todas las curvas están en profundidad. Adicionalmente se

requiere la lista de las pasadas en orden correlativo y los valores de desplazamiento de profundidad que fueron aplicados. Para casos especiales, debe mantenerse la opción manual anteriormente descrita. Finalmente, un respaldo (back-up) de la información original debe ser hecha para preservar ésta de cualquier mala operación.

#### 2.1.4 Filtrado

Debido a la naturaleza del flujo multifásico de fluidos, no es posible adelantar los filtros que deben ser aplicados a las diferentes curvas a priori durante la adquisición de los datos. Como resultado, algunas veces es necesario volver a filtrar algunas de las curvas obtenidas. Suavizando (smoothing) curvas, se obtiene una mejor visualización de los datos obtenidos y en algunos casos este paso es crítico para el correcto análisis de los registros de producción y la presentación de los resultados.

Desgraciadamente el proceso de filtrado tiene como inconveniente que la aplicación de un filtro no adecuado, podría resultar en la pérdida de resolución vertical de algunas de las curvas, deformando negativamente la información obtenida. El uso de filtros durante la adquisición de los datos puede ser peligrosa pues nos podría llevar a la pérdida permanente de información valiosa. Por otro lado esto último podría ser evitado grabando

la información filtrada y sin filtrar, pero existe un compromiso pues el almacenaje en disco duro o cinta de las curvas filtradas y sin filtrar nos llevaría a archivos de gran magnitud.

En general para registros eléctricos se usan comúnmente dos tipos de filtros: Lineales y pesados. Los filtros lineales son típicamente usados en los registros de producción, mas por convención que por conveniencia. Los filtros lineales se especifican usando la longitud media (half length), que significa la longitud media de los datos que serán promediados.

Resulta difícil pues aplicar filtros sin la intervención del usuario, cuyo buen juicio es crítico en este punto. La rutina debe ayudar en el proceso al usuario mas que intentar un filtraje automático. El procedimiento normalmente seguido es tomar una de las curvas que a juicio del usuario necesita ser filtrada nuevamente. Filtrarla y luego graficarla junto con la curva original para comprobar que el filtro aplicado no fue excesivo. El usuario pues debe seleccionar la curva y la longitud media del filtro. La salida debe ser un gráfico de ambas curvas filtrada y sin filtrar. El usuario por prueba y error puede intentar varios filtros hasta lograr el adecuado. A continuación usualmente el usuario deseará aplicar este filtro seleccionado a todas las pasadas, para lograr



uniformidad en la presentación. La rutina debe reemplazar todas las curvas seleccionadas en las diferentes pasadas (por ejemplo Densidad de Fluido) por las respectivas curvas filtradas. Debe existir una opción de mantener renombradas las curvas originales en la base de datos (purge backup's). El procedimiento de filtrado manual curva por curva debe ser mantenido para casos especiales.

#### **2.1.5 Determinación de la profundidad correcta de la curva de temperatura**

Debido a que el aislamiento térmico entre el sensor resistivo de platino de temperatura y el cuerpo de la herramienta, cuando la herramienta se mueve de una temperatura mayor a una menor se produce un retardo en la profundidad en la curva de temperatura. Cuando la herramienta se mueve en sentido contrario el retardo se realiza en sentido opuesto. Si tomamos una corrida con la herramienta bajando y otra con la herramienta subiendo encontraremos que los cambios no están en la misma profundidad. La profundidad correcta de ese cambio de temperatura es a mitad de camino entre ambas curvas registradas en sentido opuesto. Este retardo depende de:

- 1) La magnitud del cambio de temperatura.
- 2) La velocidad del cable y su dirección.
- 3) El grado de aislamiento térmico entre el sensor y el cuerpo de la herramienta.

El método propuesto consiste en crear derivadas respecto de la distancia de las diferentes curvas de temperatura. Calcular la profundidad del máximo de ésta curva derivada o diferencial. Ploteando estas profundidades versus las velocidades de cable con su respectivo signo y ajustando el conjunto de puntos con una ecuación cuadrática obtendremos la profundidad del máximo de temperatura para velocidad de cable cero.

El problema es que en un registro de temperatura normalmente ocurren varios cambios de temperatura y de distintas magnitudes. Entonces obtendremos un conjunto de profundidades que corresponden a los "máximos de diferencial de temperatura de velocidad cero". Normalmente ninguno de los diferenciales entrada, podrá ser desplazado linealmente para sobreponerse exactamente sobre los máximos que tenemos generados.

El siguiente paso es seleccionar la curva de menor velocidad de cable y comprimir o extender su curva diferencial hasta que sus máximos coincidan perfectamente con los computados. Luego la integral de esta nueva curva diferencial modificada será la "curva de temperatura de velocidad cero". Una forma de comprobar ésta es hacer lecturas con la herramienta estacionaria a diferentes profundidades donde la temperatura cambia abruptamente.

Un método simplificado que en la mayoría de los

casos da buenos resultados es simplemente sacar el promedio de las temperaturas bajando y subiendo correspondientes a las menores velocidades de cable. Aunque no correcto reproducirá aproximadamente la temperatura de velocidad cero. Esta debería ser una opción del programa.

Alguien podría preguntarse porque esto es tan importante. La profundidad donde la temperatura realmente esta cambiando puede cambiar totalmente el diagnóstico que se realiza después de un registro de producción y por lo tanto puede llevarnos a ahorrar o gastar mucho dinero.

La entrada de esta rutina debe ser:

El paso del diferencial o derivada  
(default = 1')

El máximo diferencial que será considerado  
"cambio de temperatura" (default = 0.10F/100')

La salida de esta rutina debe ser:

Tabla indicando profundidades de los máximos de todos los grupos de diferenciales, máximo de la curva de velocidad cero, bondad del ajuste de la ecuación cuadrática.

Curva de temperatura  $T_0$  (de velocidad cero).

#### **2.1.6 Determinación de zonas de flujo constante (ZDFC)**

Una vez puestas en profundidad todas las pasadas y filtradas las curvas seleccionadas, el siguiente paso es determinar las zonas de flujo constante. En estas zonas de flujo constante es donde se harán

los cálculos de velocidades, hold-ups y flujos. Estas zonas de flujo constante pueden o no coincidir con las zonas no perforadas (cañoneadas), es decir, varios intervalos dentro de una zona perforada podrían estar produciendo.

El procedimiento normal consiste en que el usuario inspecciona los registros y determina las zonas de flujo constante introduciéndolas por el teclado. Diferentes usuarios podrían tener diferentes selecciones de las zonas de flujo constante.

El concepto de constancia es relativo, es decir, depende del usuario. Para evitar esta falta de uniformidad de criterios debemos usar la "resolución horizontal" de los diferentes sensores para distinguir el valor mínimo de constancia requerido. Por ejemplo, el sensor de densidad de fluido tiene una resolución de 0.01 gr/cc cuando se corre a velocidades de 20 a 30 pies/minuto. Así variaciones menores de 0.01 gr/cc serían aceptadas como constantes.

La resolución vertical del sensor depende de las dimensiones físicas del sensor y del filtro de profundidad aplicado durante la adquisición de datos. Para el caso del sensor de densidad, la distancia entre la fuente y el detector es de 4" (0.33 pies) y esta sería su resolución vertical. Sin embargo, debido a la naturaleza estadística de

la respuesta de un sensor radiactivo, el usuario comúnmente escoge un filtro de 3 o 4 pies para la adquisición de los datos. Cuando la densidad de fluido cambia de una zona constante a la siguiente la longitud del cambio será de 3 o 4 pies. Esta es pues prácticamente la resolución vertical real de esta curva, no del sensor. El mínimo filtro aplicado es normalmente 1 pie, para cualquier curva.

Una vez establecidos los criterios de constancia, describiremos el algoritmo. Se selecciona por ejemplo, una curva de densidad adecuada y se crea otra que es la derivada de ésta respecto de la profundidad ( $d(\rho)/dz$ ). El paso de la derivada sería la mitad de la resolución vertical real de la curva. El criterio de constancia podría ser la mitad de la resolución horizontal del sensor, es decir, menor que 0.02 gr/cc. Obsérvese que para sacar la derivada tenemos que restar la curva de densidad de ella misma desplazada la resolución vertical real del sensor, así que la resolución de la derivada será menor que la de la curva original. La derivada de una zona de flujo constante debe ser cero y el valor absoluto de la variación desde cero, sería en este caso 0.02 gr/cc para aceptarla como constante en un intervalo determinado. Los puntos de cruce de la derivada con las rectas  $\pm 0.02$  determinarán las zonas de flujo

constante.

El problema es que tenemos 12 a 14 curvas de Flowmeter, Densidad de Fluido, Hydrolog, Temperatura, Presión, etc. corridas a diferentes velocidades constantes de cable. Las curvas adecuadas para determinar zonas de flujo constante son el Flowmeter y la densidad de fluido correspondientes a las velocidades de cable mas bajas. El programa debe seleccionar las dos curvas de densidad de fluido y de Flowmeter de menor velocidad (si las hubiera) y proceder con las derivadas usando el filtro aplicado como resolución vertical y el doble de la resolución especificada para la resolución horizontal. La salida debe ser un gráfico Flowmeter y Densidad de Fluido versus profundidad indicando las zonas de flujo constante. Un listado de zonas de flujo constante debe aparecer adjunto. Esta debe ser opcionalmente editable por el usuario.

Como para diferentes curvas los valores determinados pueden ser diferentes, estos deben ser exclusivos "hacia la mínima longitud de zona de flujo constante" y hacia la "máxima cantidad de zonas de flujo constante". Es decir, si una curva de densidad de fluido indica 4 zonas de flujo constante y la curva de Flowmeter indica 6, tenemos 6 zonas de flujo constante. Igualmente si una de las ZDFC es determinada desde 12100' hasta 12130'

basada en el Flowmeter, pero 12105' hasta 12135' basada en el densidad de fluido, la zona seleccionada será desde 12105' hasta 12130'.

### **2.1.7 Determinación de promedios en las zonas de flujo constante (ZDFC)**

Una vez determinadas y aceptadas o modificadas por el usuario, las zonas de flujo constante se procede a tomar los promedios en estos intervalos. Esta rutina simplemente debe promediar y calcular la desviación standard. Debe existir también la posibilidad de generar un histograma de tal manera de determinar el valor mas frecuente, así como los parámetros estadísticos que describan la constancia del valor usado. Esta posibilidad puede quedar abierta para el futuro y puede ser implementada añadiendo una selección entre promedio o frecuencia en el menú.

## **2.2 Análisis PVT**

Consiste básicamente en calcular las propiedades de los fluidos a condiciones de presión y temperatura fluyente en el fondo del pozo, donde los flujos serán calculados y la temperatura-presión son medidas. Estas propiedades son:

Densidades

Viscosidades

Tensiones interfaciales

Factores volumétricos

Relaciones gas-líquido en solución

...de los diferentes fluidos (petróleo, agua y gas).

Existen dos formas diferentes de enfocar el problema. La primera consiste simplemente en entrar los datos suministrados por el Ingeniero de Yacimientos y que provienen de un análisis PVT previo, realizado para los fluidos típicos del reservorio o del mismo pozo en particular. La segunda consiste en usar correlaciones empíricas para calcular las propiedades de los fluidos del pozo a partir de mediciones de los fluidos del pozo hechas en superficie.

También se pueden seguir ambos procedimientos y después escoger los que se consideren los mas adecuados. La primera aproximación esta sujeta a errores en el suministro de valores por el Ingeniero de Yacimientos. La segunda esta sujeta a errores debidos a las imprecisiones e inexactitudes propias de las correlaciones empíricas.

En este sentido el subprograma PVT debe :

- 1.- Tener la opción de entrar los parámetros desde el teclado.
- 2.- Tener la opción de calcular los parámetros usando correlaciones empíricas.

### **2.3 Cálculo de Velocidades**

El Flowmeter tipo turbina es utilizado para medir la velocidad del fluido o "mezcla de fluidos". La velocidad aparente se calcula usando el "Gráfico de Calibración de Flowmeter" descrito anteriormente. Se hace el promedio de la respuesta del Spinner y la velocidad de cable



respectiva en las zonas de flujo constante, previamente definidas y se grafican en el "gráfico de calibración".

El enfoque del problema depende de la cantidad de información de que se dispone.

Considerando en primer lugar la cantidad de información disponible podemos ir desde una sola corrida (o registro con la herramienta estacionaria), hasta varias corridas con la herramienta subiendo o bajando. Cuanto mas corridas a diferentes velocidades estén disponibles por zona de flujo constante, mas exacta será la velocidad aparente zonal calculada.

En todos los casos anteriores, las pendientes y los interceptos de las respuestas lineales del Flowmeter serán computados de la manera mas adecuada, para cada zona.

Una vez determinados los interceptos y las pendientes aproximadas usando los datos originales se imponen sobre los datos condiciones o restricciones dependientes del:

Tipo de Spinner

Propiedades de fluidos (viscosidad en líquidos, viscosidad y densidad en gases).

Régimen monofásico o multifásico

Estabilidad del flujo del pozo durante el registro

Estado mecánico del Spinner

Alejamiento de la respuesta lineal de cada punto particular en el gráfico de calibración.

Mínima respuesta para ser considerado dentro de la zona lineal de respuesta de la herramienta.

Usando estas restricciones se eliminan los puntos del gráfico (corridas) que no cumplan las restricciones impuestas al conjunto de datos originales. Este proceso puede ser manual o automático a escogencia del usuario.

Una vez eliminados los puntos o pares no deseados, se comparan todas las rectas de correlación de las diferentes zonas en un mismo gráfico, donde serán evidente desviaciones importantes del comportamiento esperado. Visualizando todas las zonas de flujo constante o de cálculo se eliminan manualmente estos puntos discordantes o se restablecen puntos anteriormente eliminados de acuerdo al criterio del usuario.

Finalmente, se especifica un método de interpretación de Flowmeter que determina la velocidad aparente del fluido entre los dos interceptos previamente determinados. Existen varios métodos o criterios para determinar esta velocidad aparente.

El resultado final es la determinación mas exacta de la velocidad aparente del fluido y una serie de factores de calidad que describen esta exactitud matemáticamente.

El subprograma de velocidades debe pues:

- 1.- Presentar la información obtenida promediando las zonas de flujo constante en un gráfico de calibración por zona o todas las zonas juntas correctamente diferenciadas.
- 2.- Calificar los puntos en el gráfico de calibración, de acuerdo a la constancia de los promedios

realizados en cada zona de flujo constante. Una tabla indicando el promedio, la desviación standard y la calificación de cada punto debe estar disponible.

- 3.- Opción de eliminar puntos en los gráficos de calibración automáticamente (usando restricciones) o manualmente.
- 4.- Opción de añadir nuevamente puntos anteriormente eliminados erróneamente.
- 5.- Recalcular automáticamente velocidades de fluido aparentes cada vez que un parámetro, dato de entrada o restricción es cambiada.
- 6.- Presentación de todas las zonas o grupos de zonas seleccionados para visualizar mejor cualquier incongruencia.
- 7.- Opción para utilizar el método mas adecuado para el cálculo de la velocidad aparente entre los interceptos.
- 8.- Presentar continuamente una tabla (editable) indicando los resultados de cualquier cambio realizado en el conjunto de datos.

A continuación se discuten algunos aspectos importantes que el programador debe considerar para lograr un programa eficiente de cálculo de velocidades:

La uniformización de criterios comienza con la selección de las zonas de flujo constante, donde se tomarán los promedios. Si se hace una selección "matemática" de las zonas de flujo constante, entonces

todos los usuarios obtendrán los mismos promedios de velocidad angular y velocidad de cable y al menos el punto de partida será igual o similar para todos los usuarios.

Otro criterio importante de enfatizar es, que lo que se busca primordialmente es obtener la respuesta lineal del flowmeter. Los pares que no estén alineados no representan esta respuesta y por lo tanto deben ser eliminados por ser datos no representativos o caer dentro de la zona de respuesta no lineal de la herramienta. Así, es necesario "limpiar" los datos como primer paso antes de comenzar el análisis. El proceso de eliminación de pares no representativos, si es realizado manualmente, depende del criterio del usuario que como se dijo antes usará las siguientes pautas:

- 1.- Máxima distancia a la recta de correlación lineal.
- 2.- La pendiente de la recta correlación obtenida después de la eliminación debe estar dentro de límites preestablecidos.

Los problemas que se encuentran al aplicar estos criterios son:

- 1.- Si los datos obtenidos no son de buena calidad la recta que correlaciona linealmente todos los pares puede no representar la mejor respuesta lineal del Spinner. Por lo tanto ese par mas alejado de la recta podría ser un dato de buena calidad.
- 2.- Los límites de lineabilidad son preestablecidos por el usuario así que algunos podrían establecer un

rango mas amplio, mientras que otros podrían ser mas estrictos reduciendo el rango de variación permitida.

Para resolver el primer problema se toman todas las posibles combinaciones de pares y se calculan las pendientes y las respectivas bondades del ajuste ( $R^2$ ). Por supuesto si se escogen los pares de dos en dos la bondad del ajuste será igual a la unidad que indica perfección aparente. Lo que se busca es el máximo número de pares con la mejor bondad de ajuste y que este dentro de límites bastante estrictos de rango de pendiente.

Si el flujo es monofásico se puede usar las pendientes calculadas en todas las zonas y establecer como criterio adicional que todas las pendientes de las diferentes zonas deben ser iguales o lo mas similares posibles. Así una vez determinadas todas las pendientes de cada zona particular estas serían comparadas entre si y alguna se aleja por encima de un diferencial preestablecido se volvería a recalcular buscando la pendiente mas frecuente entre todas las zonas como objetivo.

Para salvar el segundo escollo se especifica que el flowmeter no puede ser mas eficiente que en condiciones ideales. Las condiciones ideales (sin fricción, ni viscosidad) dependen del paso de la hélice que a su vez depende solo de sus dimensiones físicas. Así de esta manera se establece uno de los

límites que es la respuesta ideal en pies por minuto por revolución por segundo.

Para encontrar el otro extremo del rango de pendientes aceptables se prueba la herramienta en aire a baja presión. En este fluido el Flowmeter presenta su mínima eficiencia. Constituyendo este el límite superior para la pendiente de la recta de correlación lineal.

Con esto ya se tendría el rango aceptable de pendientes para la recta correlativa. Por ejemplo, para la herramienta tipo HSF este rango va desde 20 pies/min/rps (ideal) hasta 34 pies/min/rps (aire a baja presión). Para un FBS el rango varía de 16 hasta 20 pies/min/rps, debido a que este último es menos afectado por la viscosidad y densidad de los fluidos.

Una forma de acortar el rango es correr el Spinner en el fondo del pozo donde normalmente encontramos agua estática. Como ella tendrá normalmente menor viscosidad que el petróleo y girará aquí mas eficientemente que en cualquier otro fluido en el pozo. Si este es el caso la pendiente obtenida aquí se emplea como el menor valor posible. Para el HSF estos valores son típicamente 23 pies/min/rps y rps positivos y 25 pies/min/rps para rps negativos, ambos para revestimiento de 7". Para el caso del FBS es de 16.5 pies/min/rps en ambas direcciones. Aunque no se puede normalizar esta escogencia del usuario al menos

se minimiza la aleatoriedad en la selección del rango.

#### 2.4 Cálculo de Hold-ups

El holdup no necesita ser calculado en el caso de una sola fase. Sin embargo, en el caso multifásico es necesario calcularlos para poder determinar los flujos por fase. Existen varios métodos propuestos por diferentes investigadores. Algunos son experimentales, otros se basan en modelos físicos. El modelo físico mas comúnmente usado, asume que el agua, el gas y el petróleo se mezclan perfectamente. Nosotros sabemos que esto no es cierto. Mas bien ellos son inmiscibles entre si. Sin embargo, este modelo físico permite hacer aproximaciones útiles. Las ecuaciones son :

$$Y_w + Y_o + Y_g = 1 \quad \text{Ec. 2.4.1}$$

$$Y_w \cdot \rho_w + Y_o \cdot \rho_o + Y_g \cdot \rho_g = \rho_f \quad \text{Ec. 2.4.2}$$

La ecuación 2.4.1 indica que el todo es igual a la suma de sus partes y la ecuación 2.4.2 que la mezcla es perfecta. Estas ecuaciones representan el caso mas general trifásico. Los valores  $\rho_w$ ,  $\rho_o$  y  $\rho_g$  se obtienen del análisis PVT o pueden ser medidas in-situ. (Cuando se cierra el pozo después de haber estado fluyendo, los fluidos se segregan, yendo el agua al fondo, sobre ella el petróleo y a su vez sobre el petróleo, el gas. Pudiéndose medir las densidades a condiciones de pozo cerrado. Desde aquí es mucho mas fácil y mas exacto llevar estos parámetros a condiciones de pozo fluyente).

El parámetro  $\rho_f$  (densidad de la "mezcla" de fluidos)

es medido por una de las herramientas descritas anteriormente. Así, tenemos 2 ecuaciones con 3 incógnitas. Usamos el Hydrotool para medir el hold-up de agua  $Y_w$ , para poder resolver el problema trifásico. En caso de flujo bifásico solo la herramienta de densidad de fluido sería necesaria.

Recientes desarrollos nos permiten ahora medir directamente el hold-up de gas. La nueva herramienta se llama Gas Hold-Up meter (GHUM). También esta en desarrollo el medidor de hold-up de agua de alta frecuencia el cual permite una medida mucho mas exacta. El futuro pues parece ser la obtención de hold-ups directamente de la ecuación 2.4.1. Estos nuevos desarrollos permitirán una mejor comprensión del fenómeno físico del flujo de fluidos inmiscibles.

## **2.5 Cálculo de flujos**

Una vez obtenidas las velocidades aparentes de la "mezcla" fluyente y los hold-ups de cada una de las fases, el siguiente paso es calcular los flujos por fase.

En primer lugar es necesario corregir la velocidad aparente del fluido ( $V_a$ ) medida por el Spinner para obtener la velocidad promedio ( $U_t$ ). Existen tres opciones para realizar esta corrección:

- 1) Asumir que el flujo es turbulento y el Spinner mide la velocidad máxima de flujo que es 1.2 veces la velocidad promedio, es decir:



$$U_t = \frac{V_a}{1.2} \quad \text{Ec. 2.5.1}$$

- 2) Usar la correlación de Reynolds para calcular en forma mas precisa éste factor:
- 3) Usar datos empíricos realizados en fluidos similares en el laboratorio para establecer éste factor de corrección.

Una vez corregida la velocidad aparente se calcula el área disponible al flujo definido como "constante de la tubería (PC) y la ecuación 2.5.2. Donde "pipelo" es el diámetro interno del tubo y A depende del tipo de Spinner usado.

$$PC = 1.7811 \left( \frac{\pi (pipelo)^2}{4} - A \right) \quad \text{Ec. 2.5.2}$$

Finalmente, para flujos monofásicos

$$Q_t = P_c * U_t \quad \text{Ec. 2.5.3}$$

Donde  $Q_t$  es el flujo total

Para el cálculo de flujos hay también varias opciones. La mas comúnmente usada es la que corresponde a la formulación física. Para poder explicar la física del flujo de tres fases es necesario introducir los conceptos de velocidad superficial (U) y velocidad de fase (V). Estos parámetros están relacionados con la siguiente ecuación:

$$U = V * Y \quad \text{Ec. 2.5.4}$$

Para el caso mas general trifásico, las velocidades

de fase serían  $V_o$ ,  $V_w$ ,  $V_g$  para el petróleo, el agua y el gas. Asumiendo solo petróleo, agua y gas en el tubo ocupando áreas  $A_o$ ,  $A_w$ ,  $A_g$ , respectivamente, tenemos:

$$Q_o = V_o \cdot A_o$$

$$Q_w = V_w \cdot A_w$$

$$Q_g = V_g \cdot A_g \quad \text{Ec. 2.5.5}$$

también:

$$Q_t = Q_o + Q_w + Q_g = V_o \cdot A_o + V_w \cdot A_w + V_g \cdot A_g$$

dividiendo por el área total:  $A_t = A_o + A_w + A_g$ :

$$\frac{Q_t}{A_t} = V_o \frac{A_o}{A_t} + V_w \frac{A_w}{A_t} + V_g \frac{A_g}{A_t} \quad (2.5.6)$$

Los cocientes  $\frac{A_o}{A_t}$ ,  $\frac{A_w}{A_t}$ ,  $\frac{A_g}{A_t}$  son por definición los hold-ups

reemplazando:

$$\frac{Q_t}{A_t} = V_o \cdot Y_o + V_w \cdot Y_w + V_g \cdot Y_g \quad (2.5.7)$$

$$\frac{Q_t}{A_t} = U_o + U_w + U_g \quad \text{Ec. 2.5.8}$$

definimos la velocidad superficial total como:

$$U_t = \frac{Q_t}{A_t} = U_o + U_w + U_g \quad \text{Ec. 2.5.9}$$

A partir de este punto hay que definir el régimen de flujo de las tres fases fluyendo juntas en el mismo tubo, la siguiente tabla especifica los tres casos posibles:

Medio continuo	M e d i o s Discretos	Nombre
Agua	Petróleo y gas	Burbujas
Petróleo	Agua y gas	Emulsión
Gas	Petróleo y agua	Neblina

**Tabla 2.5.1 Régimen de flujo trifásico**

En el caso de medio continuo agua, tenemos al petróleo y al gas burbujeando por el agua. El petróleo y el gas burbujean a velocidades mayores que la del agua. A esta diferencia de velocidades, se le conoce como velocidad de deslizamiento:

$$Vsow = Vo - Vw \quad \text{Ec. 2.5.10}$$

$$Vsgw = Vg - Vw \quad \text{Ec. 2.5.11}$$

$$Vsog = Vg - Vo \quad \text{Ec. 2.5.12}$$

Las ecuaciones 2.5.10 a 2.5.12 definen las tres posibles velocidades de deslizamiento, donde siempre la fase ligera supera en velocidad a la pesada.

Considerando el caso de medio continuo agua, con gas y petróleo burbujeando a través de esta agua que puede estar estática o moviéndose, tenemos usando las ecuaciones 2.5.1, 2.5.10 y 2.5.11 en 2.5.9:

$$Ut = (Vw + Vsow) \cdot (1 - Yw - Yg) + Vw \cdot Yw + (Vw + Vsgw) \cdot Yg \quad \text{Ec. 2.5.14}$$

$$Ut = Vw + Vsow \cdot Yo + Yg \cdot Vsgw \quad \text{Ec. 2.5.15}$$

Para el caso de medio continuo petróleo, el agua se emulsiona con el petróleo viajando a su misma velocidad ( $Vsow = 0$ ,  $Vw = Vo$ ) y el gas burbujea a través de la emulsión agua-petróleo con una velocidad de

deslizamiento aproximadamente igual a  $V_{sgo}$ , que es igual a la del gas en petróleo, que es la fase dominante en la emulsión. Reemplazando las ecuaciones 2.5.11 y 2.5.12 en 2.5.9 obtenemos:

$$U_t = V_o \cdot Y_o + V_o \cdot Y_w + (V_o + V_{sgo}) \cdot Y_g \quad \text{Ec. 2.5.16}$$

$$U_t = V_o + V_{sgo} \cdot Y_g \quad \text{Ec. 2.5.17}$$

Para el caso de medio continuo gas, este arrastra las burbujas de agua y de petróleo a su misma velocidad,  $V_g = V_o = V_w$  y las velocidades de deslizamiento serían nulas. Así:

$$U_t = V_g - V_o = V_w \quad \text{Ec. 2.5.18}$$

Para casos bifasicos, simplemente se aplican las condiciones de contorno siguientes:

$$\text{Petróleo y Agua} \quad : \quad Y_g = 0$$

$$\text{Agua y Gas} \quad : \quad Y_o = 0$$

$$\text{Petróleo y Gas} \quad : \quad Y_w = 0$$

Para obtener las velocidades de deslizamiento se usan las siguientes fórmulas:

Para agua y petróleo:

$$V_{sow} = 39.4 \cdot \left[ \frac{\rho_w - \rho_o}{\rho_w^2} \right] \cdot e^{-0.788 \cdot \ln\left(\frac{1.85}{\rho_w - \rho_o}\right) \cdot (1 - Y_w)} \quad \text{Ec. 2.5.19}$$

que se cumple para  $Y_w \geq 0.3$  (medio continuo agua) y es la fórmula modificada de Choquette<sup>1</sup> que asume la tensión interfacial entre el petróleo y el agua ( $\sigma_{ow}$ ) igual a 40 dinas/cm. Para  $Y_w < 0.3$  (medio continuo petróleo) tenemos  $V_{sow} = 0$ .

(1) Choquette, S.P. Vertical Two Phase Flow Systems.

MS Thesis. Stanford University, Mayo 1975.

Para gas-líquido:

$$v_{sgl} = \frac{(Co-1) \cdot Ut - v_{lim} \cdot Yh^2}{Yh} \quad \text{Ec. 2.5.20}$$

que es la ecuación de Hasan y Kabir<sup>2</sup>, donde el subíndice "l" de líquido, reemplaza al petróleo o al agua y  $v_{lim}$  esta definida como :

$$v_{lim} = 1.53 \cdot \left[ \frac{g \cdot \sigma_{gl} \cdot (\rho_h - \rho_l)}{\rho_h^2} \right]^{0.25} \quad \text{Ec. 2.5.21}$$

(2) A.R. Hasan, C.S. Kabir, A New Model for Two Phase Oil/Water Flow: Production Log Interpretation and Tubular Calculations. SPE-18216, Octubre 1988.

Donde  $Co$  es un factor de concentración que normalmente se asume igual a 1.2,  $\sigma_{gl}$  es la tensión interfacial entre el gas y el líquido y  $g$  es la aceleración de la gravedad.

Para determinar cual es el medio continuo se consideran las siguientes relaciones:

Medio continuo	Condición
Agua	$1 > Y_w > 0.25$
Petróleo	$(Y_w + Y_o) > 0.75, Y_w < 0.25$
Gas	$Y_g > 0.75, Y_w < 0.25$

Los modelos empíricos son buscados en ensayos hechos en el laboratorio para el diseño del software estos serían una "carga negra" donde entran "velocidades y holdups" y salen flujos a condiciones de yacimientos. Para los fines que se propone este documento no es necesario entrar en detalles teóricos de como se generan o su aplicación ya que una sola ecuación o un conjunto de éstas puede representarlos muy bien.

La determinación de flujos multifásicos es un problema complicado para dos fases y extremadamente complicado para el caso trifásico. Este es el punto final del análisis y muchas asunciones fueron hechas en el camino, desde el PVT pasando por el cálculo de hold-ups y por el de velocidades aparentes de Flowmeter. Aun asumiendo que todas las asunciones fueron correctas y razonablemente justificadas podríamos obtener resultados muy poco creíbles. La única forma de comprobarlos es parcialmente, usando la comparación de la zona de flujo total por encima de todas las perforaciones con los flujos de las diferentes fases medidos en la superficie y llevados a valores de fondo fluyente. Para todas las otras zonas entre perforaciones no hay forma de comprobación económicamente factible.

El método mas razonable consiste en realizar un análisis de sensibilidad, ubicando los parámetros que cambian los flujos en mayor magnitud. Por ejemplo, la velocidad medida es el valor obtenido +/- 1 pie/min,

para los hold-ups tenemos  $\pm 3\%$  . Podemos variar en estos rangos los valores calculados de velocidad y hold-up hasta obtener los rangos correspondiente para el flujo de cada fase. Si variando estos parámetros de entrada los flujos cambian demasiado, simplemente no es posible determinar un perfil de flujo con la información disponible en una forma confiable.

Por ejemplo, para un pozo que esta produciendo con un hold-up de agua muy grande ( $Y_w = 0.95$ ), la variación de hold-up de 0.92 hasta 0.98 podría cambiar dramáticamente la producción de petróleo computada. Sin embargo la producción de agua probablemente se mantendrá bastante estable con esas variaciones de hold-up de agua. Nótese que también hay rango de variación para el diámetro interno del tubo, velocidad de deslizamiento, presión, temperatura, factores volumétricos, etc.

En realidad todos los cálculos de Ingeniería pasan por los mismos problemas si vamos al detalle. El análisis de sensibilidad es el le da confiabilidad a los cálculos realizados. El programa del futuro debe incluir este tipo de análisis, evitando al analista la engorrosa iteración necesaria para obtener resultados confiables.

La entrada consistiría en el parámetro y su rango de variación, así el programa correría varias veces hasta obtener un rango de flujos así como el flujo mas probable de acuerdo a los datos introducidos.

## 2.6 Conversión de flujos

Consiste en aplicar relaciones termodinámicas para convertir caudales a condiciones de yacimiento fluyente  $P_{wf}$  y  $T_{wf}$  a condiciones standard  $P_{sc}$ ,  $T_{sc}$  o de superficie  $P_{st}$ ,  $T_{st}$  (stock tank) o de los separadores,  $P_{sep}$ ,  $T_{sep}$ , donde usualmente los flujos son medidos en superficie. Para realizar la conversión se aplican las siguientes relaciones:

$$Q_{ost} = \frac{Q_{owf}}{B_o} \quad \text{Ec. 2.6.1}$$

$$Q_{wst} = \frac{Q_{wwf}}{B_w} \quad \text{Ec. 2.6.2}$$

$$Q_{gst} = \frac{Q_{gwf}}{B_g} + R_{so} \cdot Q_{ost} + R_{sw} \cdot Q_{wst} \quad \text{Ec. 2.6.3}$$

Los factores volumétricos de volumen  $B_o$ ,  $B_w$  y  $B_g$ , así como las relaciones gas-petróleo  $R_{so}$  y gas-agua  $R_{sw}$  en solución son obtenidas en la sección PVT.

Estas relaciones son aplicadas en ambas direcciones, es decir, para convertir flujos calculados a condiciones de yacimiento a condiciones de superficie y viceversa.

## 2.7 Impresión de los resultados

Esta sección consiste de un formato de presentación standard que va desde el encabezado, pasando por gráficos y tablas y registros compuestos y elaborados,



que presentan en una forma adecuada el perfil de flujo y todos los datos de entrada y salida en una forma fácilmente digerible.

Cuando finalmente tenemos un resultado razonable y bien elaborado, imprimir los resultados puede parecer ser algo mecánico y sin mayor importancia para la realización de un software. Sin embargo, si el programa no es eficiente y rápido para imprimir y todos los resultados no son obtenidos en una forma bien ordenada, secuencial, nítida y automática, esta tarea puede tomar mas tiempo que el mismo análisis que fue el objetivo del programa. La idea es hacer esta tarea tan fácil que el usuario pueda concentrarse totalmente en el análisis y no en tareas mecánicas y consumidoras de tiempo como es la impresión de los resultados. La mejor forma de hacerlo es imprimir todos los resultados en borrador (draft) automáticamente así el usuario puede examinar los resultados y volver a imprimir la copia final (high quality).

Usualmente con todos los programas de análisis de registros de producción comerciales o de las grandes compañías de servicios adolecen de los mismos defectos así que se debe pasar más tiempo procesando e imprimiendo que analizando.

## **2.8 Pantalla # 4**

### **VELOCIDAD**

Esta pantalla necesariamente será utilizada a continuación. Como una ayuda al usuario los valores

anteriores que afectan esta sección del programa (negrita) o usados como referencia (normal), será presentada en la pantalla. Los valores promediados de velocidad angular del spinner y velocidad del cable son la entrada en esta rutina. Los valores positivos y negativos de velocidad angular serán correlacionados linealmente obteniéndose los siguientes parámetros de salida:

Parámetro	Definición
Vp	Intercepto de correlación lineal de vel. ang. pos.
Vn	Intercepto de correlación lineal de vel. ang. neg.
Slop	Pendiente de la recta de vel. ang. pos.
Slon	Pendiente de la recta de vel. ang. neg.
R2p	Coefficiente de determinación de corr. de vel. ang. pos.
R2n	Coefficiente de determinación de corr. de vel. ang. neg.
Np	Número de pares pos.
Nn	Número de pares neg.
Vthp	Velocidad de Introducción pos.
Vthn	Velocidad de Introducción neg.
Va	Velocidad del fluido aparente no corregida
Slope	Pendiente de la recta de vel. ang. pos. y neg.

Tabla 2.8.1 : Definición de parámetros de salida de velocidades

Inicialmente aparecerán en la tabla los parámetros calculados para todas las zonas de flujo constante. Existen varios casos posibles de acuerdo al número de pasadas disponibles. El número de pasadas puede ser 0, 1 ó mayor o igual a 2. Las 9 combinaciones posibles se presentan en la siguiente tabla:

Caso	Np	Nn
1	0	0
2	1	0
3	0	1
4	1	1
5	$\geq 2$	0
6	0	$\geq 2$
7	$\geq 2$	1
8	1	$\geq 2$
9	$\geq 2$	$\geq 2$

Tabla 2.8.2 : Definición de parámetros de salida de velocidades

Nótese que para cada uno de los 9 casos posibles existen también 4 modelos seleccionados posibles. A continuación se describe brevemente cada caso:

Caso 1: Ausencia de datos. No realizar ningún cálculo.

Caso 2 o 3 : Solo un par disponible. En este caso se debe introducir la pendiente (Slo) y la velocidad de introducción (Vth) respectiva. Así será posible calcular el intercepto respectivo y finalmente Va. En este caso no interesa el modelo escogido.

Caso 4:

**Modelo#1:** Será necesario definir ambas pendientes Slop y Slon, para poder calcular los interceptos Vp y Vn. Va será calculada a mitad de camino entre ambos interceptos.

**Modelo#2:** Será necesario introducir una cualquiera de las pendientes y la relación de pendientes (SlopeRatio). La otra pendiente será computada de esta relación. Los interceptos podrán entonces ser directamente calculados. Va finalmente se calculará considerando la relación de pendientes proporcionales a las velocidades de introducción.

**Modelo#3:** Será necesario definir ambas pendientes  $Slop$  y  $Slon$ , para poder calcular los interceptos  $Vp$  y  $Vn$ .  $Va$  será calculada a una distancia entre  $Vp$  y  $Vn$  determinada por la relación de velocidades de introducción.

**Modelo#4:** Los dos pares definirán  $Va$  y  $Slope$ .

Caso 5 o 6:

**Modelo#1:**  $Vp$  o  $Vn$ , solo una de las dos, será computada de la correlación lineal. La velocidad de introducción correspondiente,  $Vthp$  o  $Vthn$  será introducida para calcular  $Va$ .

**Modelo#2:**  $Vp$  o  $Vn$ , solo una de las dos, será computada de la correlación lineal. Si la relación de pendientes es introducida, no habrá forma de calcular  $Va$  con estos datos si no se introduce la diferencia ( $Vn-Vp$ ) adicionalmente.

**Modelo#3:**  $Vp$  o  $Vn$ , solo una de las dos, será computada de la correlación lineal. Si la relación de velocidades de introducción es introducida, no habrá forma de calcular  $Va$  con estos datos si no se introduce la diferencia ( $Vn-Vp$ ) adicionalmente.

**Modelo#4:**  $Vp$  o  $Vn$ , solo una de las dos, será computada de la correlación lineal de todos los puntos. La velocidad de introducción correspondiente  $Vthp$  o  $Vthn$  deberá ser introducida para poder calcular  $Va$ .

Caso 7 o 8:

**Modelo#1:**  $Vp$  o  $Vn$ , solo una de las dos, será computada de la correlación lineal. La pendiente de las velocidades angulares no computadas donde solo existe un

par, deberá ser introducida. También introduciendo la velocidad de introducción de las velocidades angulares no computadas quedará definida  $V_a$ .

**Modelo#2:**  $V_p$  o  $V_n$ , solo una de las dos, será computada de la correlación lineal. Introduciendo la relación de pendientes la pendiente de velocidades angulares no computadas quedará automáticamente definida, así como  $V_a$ .

**Modelo#3:**  $V_p$  o  $V_n$ , solo una de las dos, será computada de la correlación lineal. Introduciendo la relación de velocidades de introducción no será suficiente, así que la pendiente de velocidades angulares no computadas tendrá que ser introducida para calcular  $V_a$ .

**Modelo#4:** Simplemente  $V_a$  será computada de la correlación lineal de todos los pares.

Caso 9:

**Modelo#1:**  $V_p$  y  $V_n$  serán computadas de las respectivas correlaciones lineales.  $V_a$  será computada a mitad de camino entre los interceptos computados.

$$V_a = (V_n + V_p) / 2 \quad V_{thn} = V_{thp} = (V_n - V_p) / 2$$

**Modelo#2:**  $V_p$  y  $V_n$  serán computadas de las respectivas correlaciones lineales. También la relación de pendientes.  $V_a$  será computada a una distancia entre los interceptos computados, proporcional a la relación de pendientes.

$$V_a = (V_n + \text{SlopeRatio} * V_p) / (\text{SlopeRatio} + 1)$$

**Modelo#3:**  $V_p$  y  $V_n$  serán computadas de las respectivas

correlaciones lineales. Va será computada a una distancia entre los interceptos computados, proporcional a la relación de velocidades de introducción. Este cociente de velocidades de introducción será calculado en el fondo del pozo donde la velocidad del fluido usualmente es cero.

$$Va = ( Vn - ThresholdRatio*Vp)/(ThresholdRatio + 1)$$

**Modelo#4:** Simplemente Va será computada de la correlación lineal de todos los pares.

#### **CRITERIO DE SELECCION DE MODELOS**

En el mismo pozo, mismo campo o mismo cliente se debe usar sistemáticamente el mismo modelo. Este usualmente se aplica de acuerdo a la elección del cliente, al cual se le deben mostrar todas las opciones.

#### **INTRODUCCION DE DATOS NECESARIOS**

Cada vez que de acuerdo al modelo escogido sea necesaria la introducción de algún parámetro en alguna zona, esta debe ser marcada o señalada en alguna forma. Por ejemplo, cambiando el color de la celda correspondiente.

#### **ELIMINACION DE PARES**

Hasta ahora se ha considerado que se están usando todos los pares disponibles. Sin embargo, algunos de los pares serán eliminados por no cumplir con las restricciones impuestas al cálculo. Estas eliminaciones sistemáticas de pares tienen por objeto producir respuestas mas aceptables, razonables y precisas de la velocidad del fluido calculada de los datos del Spinner.

Estas eliminaciones de pares podrán hacer que los número de pares después de la eliminación cambien de un caso a otro a medida que el proceso de eliminación avanza.

#### **ELIMINACION POR ZONA NO LINEAL**

El primer criterio para la eliminación es el de la zona no lineal. Todos los valores de velocidad angular (valor absoluto) que sean menores de un cierto valor `NonLinearRps` serán automáticamente eliminados. Este valor es aproximadamente 0.3 rps para la mayoría de los Spinners.

Podría darse el caso que pares en la zona no lineal estén alineados con los demás como producto del azar o la casualidad, estos pares deben ser eliminados para eliminar dudas o cómputos producto del azar mas que de la respuesta física del Spinner. Si muchos pares en la zona no lineal están alineados, la sospecha de una zona no lineal muy estricta (valor muy alto) estaría bastante justificada. En algunos casos sería deseable dejar los pares cayendo dentro de la zona no lineal en el gráfico, del mismo color pero de tonalidad mas clara que los puntos seleccionados. Por supuesto, estos pares no entrarían en el cálculo de la velocidad  $V_a$ .

Inicialmente todos los pares aparecerán los gráficos y tablas. El valor cero aparecerá en `NonLinearRps`. Una vez entrado un valor en esta variable, los puntos cayendo en la zona no lineal en todas las zonas de flujo constante serán eliminados. Adicionalmente los gráficos y tablas serán redibujados y refrescadas



respectivamente. Los valores eliminados aparecerán en tonalidad tenue en las tablas.

#### **ELIMINACION POR FALTA DE ALINEAMIENTO**

La razón misma de usar el gráfico de calibración del Spinner es observar la linealidad de su respuesta. Los pares no alineados deben pues ser eliminados, para así obtener el objetivo principal que es obtener mayor precisión en el cálculo de la velocidad del fluido  $V_a$ .

Si el Spinner trabaja razonablemente bien y el número de pares es suficiente, será evidente cuales son los pares que no están alineados y el usuario no tendrá mayores problemas para inspeccionar el gráfico y eliminarlos manualmente. Presionando el ratón (lado derecho) sobre estos pares no deseados los eliminará del gráfico, el gráfico será redibujado y el recomputo de todos los parámetros será automáticamente refrescado en las tablas. Presionando el ratón (lado izquierdo) nos dejará el par con un color de tonalidad menor (fantasma / ghost) pero éste no será considerado en el cómputo de los parámetros. En las tablas el valor será indicado en tonalidad menor.

Existen casos, sin embargo, que por la pequeña cantidad de pares disponibles y respuesta del Spinner aparentemente errónea se hace difícil decidir que par o pares eliminar. En estos casos se dice generalmente en la industria del petróleo, que se requiere de un experto en análisis de registros de producción para hacer



decisiones razonables y bien fundamentadas de eliminación de pares. Muchos autores han tratado de eliminar esta necesidad, hasta ahora sin éxito claro.

## CAPITULO III ESTRUCTURA DE LA INFORMACION

Lo que vamos a tener en general un modelo que es alimentado por curvas de los registros y parámetros para obtener registros con curvas procesadas, tablas, gráficos, etc. La figura 3.1 ilustra la forma como se concibe tradicionalmente un modelo de análisis. Los registros contienen curvas en función de la profundidad y estas curvas serán manipuladas creando otras curvas que dependen de las curvas originales y de los parámetros del pozo.

### **3.1 Registros**

La información de un registro eléctrico es normalmente grabada en formato LIS. Este es un estándar en registros eléctricos para que la información recabada por las distintas compañías sea compatible y pueda ser leída y utilizada por cualquier otra compañía.

El formato LIS define en los récords iniciales la información general del pozo que permite identificar esa información y el orden en que será almacenada la información. A continuación se producen lecturas secuenciales de profundidad seguida de todas las curvas registradas en el orden especificado y así sucesivamente hasta la profundidad final.

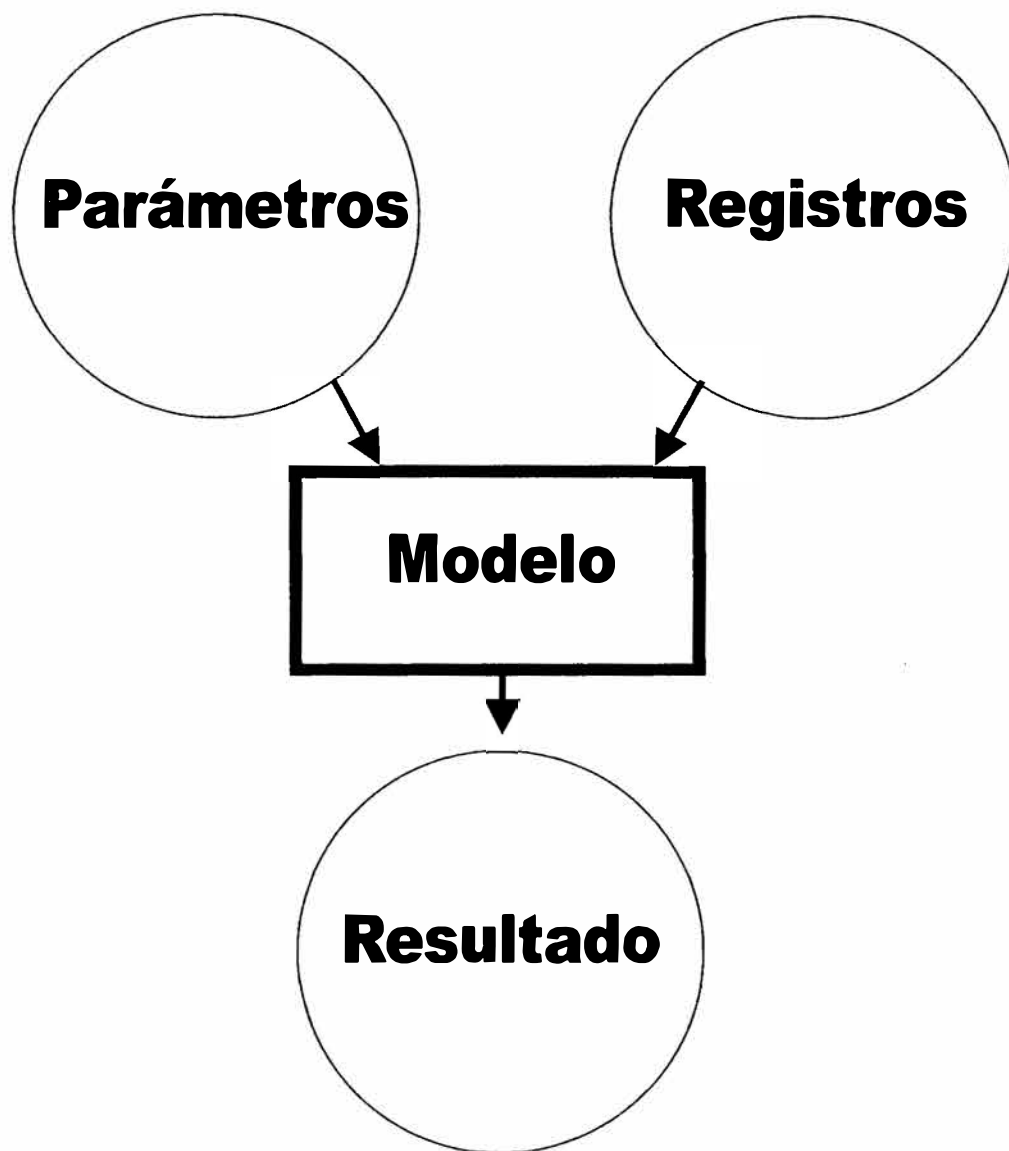


FIGURA 3.1

En un registro de producción se obtiene dos tipos de información: La que se registra con la herramienta en movimiento y la que se realiza con la herramienta estacionaria. Los primeros son también llamados registros en el dominio de la profundidad, corridas o pasadas y los últimos en el dominio del tiempo, paradas o lecturas estacionarias. Los tiempos, son calculados simulando profundidades y velocidades de cable para obtener tiempo, ya que el formato LIS esta diseñado para ser usado en el dominio de la profundidad.

Usualmente la velocidad de adquisición de datos especifica en muestras / pie. Los registros de producción se corren normalmente a 4 muestras / pie pero podrían ser realizados a 12 muestra / pie o de acuerdo a selección del usuario. A una velocidad de adquisición de 4 muestras por pie, el número de muestras por unidad de tiempo depende de la velocidad del cable. Así para 30 pies/min de velocidad de cable tendremos  $30 * 4 = 120$  muestras /min ó 2 muestras / segundo.

El número de curvas que se registran depende del número de herramientas que se han decidido correr de acuerdo a la aplicación. Las curvas son registradas en forma original (raw), es decir, frecuencia, voltaje, etc. y también en unidades de ingeniería, es decir, revoluciones por segundo, gramo por centímetro cúbico, grados Fahrenheit, etc.

El número típico de corridas por prueba tiene un

rango típico de 6 a 16 corridas. El número de paradas depende del número de intervalos perforados pues se realiza una por encima y por debajo de cada perforación.

Típicamente también todos los archivos conteniendo las corridas y las paradas están ubicadas en el mismo directorio. Cuando el Ingeniero comete un error y decide abortar el archivo y volver a comenzar se produce un archivo bastante corto que denominaremos "Archivo Falso" en este documento. Estos archivos son no deseados y deben ser eliminados.

Los archivos son numerados correlativamente en el orden en que son corridos. Diferentes sistemas de registros tienen diferentes modos de hacerlo, sin embargo, en general la extensión es incrementada correlativamente. Por ejemplo en el sistema SUCCESS las extensiones de los archivos son numerados 001, 002, 003, T04, T05, 006, 007,... etc. Donde las extensiones de los archivos que comienzan con "T" son registrados en el dominio del tiempo a una determinada profundidad y los que no tienen la "T" son registrados en el dominio de la profundidad.

### **3.2 Parámetros de entrada**

Una vez descrita la forma como el programa de análisis encontrará las curvas del registro, definimos también los parámetros que usarán los modelos propuestos. Estos parámetros deben ser ordenados de acuerdo a la sección del programa donde son usados. El

formato para los parámetros es:

Descripción	Alias	Unidad	Default	Mín.	Máx.
Presión de burbujeo	Pb	psi <sub>a</sub>	3000	0	20000
G. E. del petróleo	API	API	30	8	50
G. E. del gas	GG	-	0.75	0.5	1.5
Diámetro interno	PipeID	pulga.	6.007"	1.7"	20"

Tabla 3.1 : Tabla de parámetros

Estos parámetros pueden ser usados por varios modelos. Por ejemplo, el diámetro interno del tubo servirá para seleccionar el modelo experimental de flujo, calcular el área efectiva de flujo de acuerdo al tipo de Spinner, calcular el Número de Reynolds si se usa para calcular el factor de corrección de la velocidad, etc. Lo importante es que no tenga que ser entrada en cada modelo sino una sola vez.

Es importante también prever que en los diferentes países y compañías petroleras se utilizan distintos sistemas de unidades (métrico o inglés). En este documento por razones de simplicidad se usará solo el sistema inglés mucho mas ampliamente usado en el campo.

Los parámetros, por supuesto, deben ser introducidos por el usuario a través del teclado. El problema es que para realizar una interpretación de una sola fase solo son necesarios unos pocos parámetros y unas pocas curvas deben ser procesadas, asimismo, el procedimiento es simple y directo. Sin embargo, para hacer una interpretación de tres fases se utilizan muchas curvas, se necesitan gran cantidad de

parámetros y el procedimiento es complicado, iterativo, usa mas modelos y tiene gran dependencia de la habilidad del usuario. Lo que se sugiere es usar los parámetros "fantasmas" (ghost items) cuando el modelo no aplique. Así los parámetros quedan disponibles solo cuando aplican o son requeridos. De esta manera se evita complicar innecesariamente un modelo simple.

**CAPITULO IV**  
**DESCRIPCION DE PANTALLAS Y SU INTERFASE CON EL USUARIO**

**4.1 Pantalla # 1**

**Preparación de los registros**

Para diseñar la primera pantalla necesitamos definir el procedimiento que el usuario o analista sigue cuando el registro ha sido terminado.

El menú principal debe aparecer como se muestra en la tabla siguiente:

Descripción	Alias	Unidad	Default	Selección
Nombre del pozo	WellName			Constante
Directorio	DirName			Lista
Selecc ion ar Archivos			Todos	Lista
Seleccionar Curvas			Archivo	Lista
Corrección de profundidad		pies	0'	Manual ...Lista
				Auto
Corr. Prof. Gamma#1	Gamma1c	pies	0'	
Filtros			Lineal	Lista
Pasadas a promediar			1,2	Lista
Escalas			Tabla	Lista
Editar ZDFC			Auto	Lista
Editar PERF			-----	Lista
Editar Cabezal			Archivo	Formato
Continuar				Comando

Tabla 4.1 : Menú Principal : Preparación de Registros

**4.1.1 Nombre del pozo, directorio, selección de archivos**

El usuario debe en primer lugar el nombre del pozo que será usado para la generación de archivos internos y en el encabezado de tablas, reportes individuales y en todas las pantallas a diseñarse. En segundo lugar al seleccionar directorio, deberá poder seleccionar el nombre del subdirectorio donde se



encuentra la información. Este proceso se realiza en muchos de los programas para Windows de uso común en esta época.

A continuación el usuario deseará ver todos los archivos que se encuentran en el directorio donde fueron creados. Aquí tendrá la oportunidad de seleccionar cuales va a usar, es decir, eliminar los archivos falsos, repetidos o no deseados. Aquí todos los archivos en la profundidad ya estarán seleccionados por default. El usuario tendrá que deseleccionar manualmente los archivos falsos. Para ayudarlo en su labor el tamaño de los archivos será presentado en la pantalla en Kilobytes. Los archivos falsos serán reconocidos fácilmente por su pequeño tamaño comparado con los archivos útiles. Los datos que deben aparecer en la tabla de archivos son:

- 1.- Nombre del archivo
- 2.- Dirección (Subiendo o Bajando)
- 3.- Profundidad Inicial
- 4.- Profundidad Final
- 5.- Hora de inicio
- 6.- Hora de terminación
- 7.- Fecha
- 8.- Desplazamiento requerido
- 9.- Tamaño del archivo (Kb)

Los archivos seleccionados serán leídos secuencialmente y puestos en una base de datos. Las curvas de acuerdo al "Set Up" preestablecido tendrán 1 a 4 letras de

identificación y se le añadirá un dígito adicional a la derecha que será incrementado a su identificación cronológicamente de acuerdo al nombre del archivo. Por ejemplo, a la curva SR (Spinner Rate) que se va encontrando en los diferentes archivos se les identificará como SR1, SR2, SR3,... en el 1er, 2do, 3er, archivo en orden cronológico respectivamente.

#### **4.1.2 Selección de curvas**

El CurveSetUp se encuentra en un archivo llamado CurveSetUp.STU y solo tendrá que ser editado la primera vez que se usa el programa. Diferentes "SetUp's" podrán ser almacenados y usados de acuerdo a la aplicación. Por ejemplo, si se hizo un registro en un pozo inyector de agua y no se corrió el "Hydrotool" no necesitamos esta curva. El usuario tendrá un "SetUp" que no incluya esta curva pero si las curvas de Spinner, Temperatura, Presión, Rayos Gamma, CCL, Velocidad de Cable y Tensión del cable para pozos de agua. Se podría llamar Water.STU, por ejemplo.

#### **4.1.3 Desplazamiento de profundidad de pasadas**

Como se explicó anteriormente el usuario deseará poner todos los archivos en la profundidad correcta ya que normalmente ellos se encuentran desfasados en profundidad unos pocos pies. Este procedimiento podrá ser realizado manual o automáticamente. Si se hace manualmente los desplazamiento podrán ser introducidos en la tabla y si se hace automáticamente

se necesita introducir el intervalo de autocorrelación y el desplazamiento de la curva 1. Si se hace automáticamente los desplazamientos aplicados aparecerán en la tabla.

Una vez que todas las corridas o pasadas fueron leídas a la base de datos, el usuario desearía ver las curvas en la pantalla para verificar visualmente que ellas están en la profundidad correcta. El siguiente paso es pues graficar todas las curvas seleccionadas a la pantalla. Esto debe ser hecho automáticamente, sin intervención del usuario.

Como algunas veces se tratará de una gran cantidad de curvas se deben generar varios gráficos preestablecidos, diferenciando las curvas con diferentes colores y trazos. Esto último, para el caso que puedan ser enviados a una impresora a color o monocromática sin problemas.

Las escalas deben ser seleccionadas de acuerdo a los valores máximos y mínimos de las diferentes tipos de curva en la base de datos. Si las escalas no son las mas deseadas pueden ser introducidas a través del teclado.

Si el usuario decide que algunas de las pasadas están fuera de profundidad debe efectuar las correcciones en la tabla editable y el proceso de desplazamiento de profundidad correrá solo las pasadas seleccionadas en la tabla. El gráfico de las curvas será refrescado, es decir, vuelto a construir.

El proceso continuará hasta que el usuario quede satisfecho con las profundidades en la tabla y en el gráfico.

#### 4.1.4 Filtraje

Ocasionalmente se deseará filtrar nuevamente algunas curvas que fueron filtradas durante el registro con un filtro no adecuado. Al introducir el nombre genérico (por ejemplo SR) de las curvas que deseamos volver a filtrar aparecerá el filtro usado durante el registro en el primer archivo encontrado en el directorio (Se asume que todas las pasadas fueron registradas usando el mismo tipo de filtro).

Al introducir el nuevo filtro, las curvas de ese nombre en todos los archivos seleccionados serán vueltos a leer en sus unidades originales (raw). La conversión de "raw" a unidades de ingeniería así como los desplazamientos en profundidad requeridos vueltos a aplicar, los nuevos filtros aplicados y se generarán gráficos de las nuevas curvas filtradas y de las curvas de ese tipo ya existentes.

El usuario entonces debe decidir si esta satisfecho o desea repetir el proceso con otro filtro. Cuando esta satisfecho con el filtraje, reemplazará con un comando las curvas existentes con las nuevas filtradas de acuerdo a su selección.

#### 4.1.5 Corridas para promediar

Las pasadas que serán incluidas en los promedios de otras curvas diferentes al Spinner podrán ser

seleccionadas. El programa seleccionará por default las corridas de menor velocidad subiendo y bajando. Normalmente esto será suficiente. Si el usuario tiene mas corridas de velocidades similares o mas bajas sus promedios serán estadísticamente superiores. Por otro lado, si el desea incluir corridas de velocidades mas altas logrará cantidad pero no calidad en su información final.

#### 4.1.6 Zonas de flujo constante

Finalmente el programa tomará las 2 corridas de Spinner y de FDT de menor velocidad para determinar las zonas de flujo constante. Preguntará por el paso de la derivada (1 ft default), el criterio de constancia cuyos defaults serán 0.02 rps para Flowmeter y 0.02 gr/cc para densidad de fluido, podrían también ser cambiados.

Al seleccionar "Continúe" el programa mostrará las zonas de flujo constante y las perforaciones en orden descendente (mas profundo abajo). También se mostrará un gráfico reducido de perforaciones y zonas de flujo constante. Estas zonas pueden ser editadas, es decir, ampliadas o reducidas y además pudieran ser eliminadas de acuerdo al criterio del usuario.

Las perforaciones son introducidas durante la corrida de los registros y vienen como una curva mas en cada archivo leído. Debe ser leído una sola vez, cuando es encontrado por primera vez en un archivo.

#### 4.2 Pantalla # 2

##### Datos Básicos

Al seleccionar "Continúe" es usuario comienza el proceso de análisis propiamente dicho. El anterior (Pantalla # 1), realmente es de preparación de los datos de los registros para poder ser analizados convenientemente.

Este es el momento de introducir los parámetros, que llamaremos básicos pues siempre, sin excepción, deben ser introducidos:

Descripción	Alias	Unidad	Default	Selección
Diámetro interno del tubo	PipeID	pulg.	6.003"	Constante
Tipo de Spinner	SpinnerType		FBS-7	Lista
Modelo para Spinners	SpinnerModel		Midway	Lista
Modelo para Flujos	RateModel		2P-OW	Lista
Tipo de Modelo de Flujo	ModelType		Velip	Lista
M o d e l o Corrección de Va	VaCorrModel		Stat.	Lista
Continue				Comando

Tabla 4.2 : Menú de parámetros básicos

A continuación se describe en forma tabular las opciones de selección posible para cada renglón del menú. Para las constantes debemos tener un valor mínimo y uno máximo que están especificadas en la tabla de parámetros.

Tipo de Spinner	Descripción
HSF	Continuo
FBS-5.5	Fullbore
FBS-7	Fullbore
FBS-9.6	Fullbore

Tabla 4.2.1 - Lista de Spinners

Modelo de Spinner	Descripción
Midway	Selecciona punto medio
SlopeRatio	Va de acuerdo a relación de pendientes pos. y neg.
VthRatio	Va de acuerdo a relación de vel. de introducción
AllPairs	Considera todos los pares no importa su signo

Tabla 4.2.2 : Lista de Modelos disponibles para Spinner

Modelo de Flujo	Descripción
1P-O	Monofásico Petróleo
1P-W	Monofásico Agua
1P-G	Monofásico Gas
2P-OW	Bifásico Petróleo-Agua
2P-OG	Bifásico Petróleo-Gas
2P-WG	Bifásico Agua-Gas
3P	Trifásico

Tabla 4.2.3 : Lista de Modelos para Flujos

Tipo de Modelo de Flujo	Descripción
Empírico	Basado en ensayos de laboratorio
Vslip	Basado en teoría de velocidades de deslizamiento

Tabla 4.2.4 : Lista de Tipos de Modelos de Flujo

Modelo de Corrección de Velocidad	Descripción
Empírico	Basado en ensayos de laboratorio
Reynolds	Basado en la teoría de Reynolds
Estadístico	Basado en estadísticas realizadas en muchos pozos

Tabla 4.2.5 : Lista de Modelos para corrección de la velocidad

Descripción	Alias	Unidad	Default	Mín.	Máx.
Diámetro interno	PipeID	pulgadas	6.007"	1.7"	20"

Tabla 4.2.6 : Tabla de parámetros

El usuario seleccionará las opciones deseadas e introducirá los valores requeridos. Unas selecciones podrían inhibir otras. Es decir, por ejemplo, no se puede introducir un modelo monofásico de petróleo y seleccionar un tipo de modelo



multifásico.

Por otro lado los modelos empíricos están hasta cierto punto limitados en su aplicación a ciertas condiciones. Si las condiciones se alejan mucho de las usadas en el ensayo de laboratorio es mejor recomendar no usarlo.

En general no hay restricciones para el diámetro interno del tubo, ni para el tipo de Spinner o el Modelo de cálculo para velocidad del fluido basada en el Spinner. Sin embargo, para los modelos de flujo multifásico, los tipos de modelos multifásicos y el modelo para corrección de velocidad si existen restricciones. Estas se presentan en la siguiente tabla:

RateModel	ModelType		VaCorrModel		
	Empírico	Velip	Empírico	Reynolds	Estadístico
1P-O	No	No	Si( )	Si	Si
1P-W	No	No	Si( )	Si	Si
1P-G	No	No	Si( )	Si	Si
2P-OW	Si( )	Si	No	Si	Si
2P-OG	Si( )	Si	No	Si	Si
2P-WG	Si( )	Si	No	Si	Si
3P	Si( )	Si	No	Si	Si

Tabla 4.3 : Selección de Modelos posibles

( ) Sujetos a disponibilidad, tamaño del tubo, tipo de Spinner y tipo de herramienta de identificación de fluido utilizados y propiedades de los fluidos utilizados (viscosidad y densidad).

Como se indica en la nota de la tabla anterior, la selección de los modelos empíricos están sujetos a tres condiciones básicas, ilustradas en la siguiente tabla:



RateModel	PipeID	Tipo de fluido			Spinner Type	FluidID Type
1P-O	6.330"	Kerosene			FBS7	-
1P-O	6.330"	Kerosene			HSF	-
1P-W	6.330"	Agua			FBS7	-
1P-W	6.330"	Agua			HSF	-
1P-W	5.047"	Agua			HSF	-
1P-W	3.000"	Agua			HSF	-
1P-G	3.000"	Aire			HSF	-
2P-OW	5.047"	Kerosene	Agua		HSF	FDT
2P-OW	5.047"	Kerosene	Agua		HSF	HYT
2P-OG	5.047"	Diesel	Aire		HSF	FDT
2P-WG	5.047"	Agua	Aire		HSF	FDT
3P	5.047"	Diesel	Agua	Aire	HSF	FDT-HYT

Tabla 4.4 : Disponibilidad de Modelos Empíricos

Para los fluidos utilizados en el pozo de prueba se usarán las siguientes propiedades:

Fluido de prueba	Densidad (gr/cc)	Viscosidad (cp)	Tensión interfacial-agua (dinas /cm)	Tensión interfacial-aire (dinas/cm)
Aire	0.001	0.20	50	-
Agua	1.000	1.10	-	50
Diesel	0.836	2.30	35	55
Kerosene	0.810	1.70	25	45

Tabla 4.5 : Propiedades de los fluidos de prueba

Para establecer rangos dentro de en los cuales podemos usar los modelos empíricos necesario establecer ciertos criterios. Los criterios son definidos de acuerdo a los siguientes reglas:

- 1.- El tipo de Spinner es completamente excluyente. Es decir, si la selección no tiene correspondencia con el tipo de Spinner debe aparecer el mensaje de no disponibilidad y abortar el proceso.
- 2.- El tipo de gas es el que debe ser el segundo nivel de selección. La densidad del gas debe ser baja. Las pruebas fueron realizadas con aire a baja

presión. Se permitirá una densidad del gas máxima de 0.100 gr/cc y se hará un mensaje de advertencia si la densidad del gas es mayor que 0.010 gr/cc.

- 3.- Para los petróleos se permitirá una variación de densidad de +/- 0.1 gr/cc y de viscosidad de +/- 2 cp. El proceso siempre podrá proseguir pero la advertencia debe ser dada.
- 4.- Para las tensiones interfaciales se permitirá una variación de +/- 5 dinas/cm e igualmente se continuará el proceso dando la advertencia.
- 5.- Si alguna de las condiciones no es cumplida, todas las propiedades de los fluidos de prueba comparadas con los fluidos del pozo en cuestión serán presentados en la pantalla en forma de mensaje.

### **4.3 Pantalla # 3**

#### **Análisis PVT**

Cualquier opción utilizada debe pasar por el modelo PVT antes de proseguir. Así al presionar Continue se presentará la tercera pantalla. Para modelos de tres fases todos los parámetros serán utilizados. En caso de modelos bifásicos en algunas ocasiones algunos de los parámetros no serían necesariamente utilizados. Lo mismo se cumple para casos monofásicos. Esta parte merece un cuidadoso análisis. En la tabla 4.7 explica como deben ser utilizados los parámetros:

Descripción	Alias	Default	Min	Max	Unidad
G.E. del gas	GG	0.75	0.5	1.5	-
G.E. del petróleo	API	30	No	50	API
Salinidad del agua	WSAL	10	Si	300	KPPM
Presión de burbujeo	PB	2000	No	15000	psia
Presión fluyente	P	-	Si	15000	psia
Temperatura fluyente	T	-	Si	450	°F
Factor volumétrico de petróleo	Bo	-	1.0	3.0	stB/rB
Factor volumétrico de agua	Bw	-	1.0	2.0	stB/rB
Factor volumétrico de gas	Bg	-	0.0	20.0	B/Mcf
Relación gas-petróleo en solución	Rso	-	0.0	10000	cf/B
Relación gas-agua en solución	Rsw	-	0.0	10000	cf/B
Factor de desviación del gas	z	-	0.0	10.0	-
Densidad del petróleo	do	-	0.0	2.0	gr/cc
Densidad del agua	dw	-	0.0	2.0	gr/cc
Densidad del gas	dg	-	0.0	2.0	gr/cc
Viscosidad del petróleo	uo	-	0.0	1000	cp
Viscosidad del agua	uw	-	0.0	1000	cp
Viscosidad del gas	ug	-	0.0	1000	cp
Tensión interfacial petróleo-agua	s-ow	30.0	0.0	200	dina/cm
Tensión interfacial petróleo-gas	s-go	35.0	0.0	200	dina/cm
Tensión interfacial gas-agua	s-gw	40.0	0.0	200	dina/cm

Tabla 4.6 : Descripción de parámetros PVT

Nótese que el modelo se escoge se acuerdo a los fluidos que se encuentren en el fondo del pozo y no de acuerdo a los que se obtienen en superficie. Por ejemplo el gas podría fluir a través de agua y petróleo estáticos. También el petróleo podría fluir a través de agua estática. Estos fenómenos no son raros o poco

frecuentes. Ocurren en la mayor parte de los pozos, especialmente cuando los flujos son bajos.

Alias	1P-O	1P-W	1P-G	2P-OW	2P-WG	2P-OG	3P
GG	Si	No	Si	Si	Si	Si	Si
API	Si	No	No	Si	No	Si	Si
WSAL	No	Si	No	Si	Si	No	Si
PB	Si	No	No	Si	No	Si	Si
P	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
T	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Bo	Si	No	No	Si	No	Si	Si
Bw	No	Si	No	Si	Si	No	Si
Bg	No	No	Si	No	Si	Si	Si
Rso	Si	No	No	Si	No	Si	Si
z	Si	No	Si	Si	Si	Si	Si
do	Si	No	No	Si	No	Si	Si
dw	No	Si	No	Si	Si	No	Si
dg	Si	No	Si	No	Si	Si	Si
uo	Si	No	No	Si	No	Si	Si
uw	No	Si	No	Si	Si	No	Si
ug	Si	No	Si	No	Si	Si	Si
s-ow	No	No	No	Si	No	No	Si
s-go	No	No	No	No	No	Si	Si
s-gw	No	No	No	No	Si	No	Si

Tabla 4.7 : Parámetros usados de acuerdo al modelo seleccionado

Los cuatro parámetros de la tabla básica nos da información de los tres fluidos que usualmente se encuentran en los pozos de petróleo a condiciones estándar que son 14.7 psia y 60°F.

Todos los demás parámetros serán considerados de salida pero si alguno de ellos es conocido y suministrado por una fuente confiable puede ser introducido a través del teclado. La columna "Tipo" nos indicará al final si fue introducida a través del teclado (I) o fue calculada (O).

Los cálculos son hechos en base a correlaciones desarrolladas por diferentes distinguidos investigadores, usando valores experimentales de campo.

Estas correlaciones son aceptadas mundialmente y han cambiado muy poco los últimos años, sin embargo solo son buenas aproximaciones y así deben ser consideradas.

Las compañías petroleras realizan estudios PVT en laboratorios y con frecuencia conocen todos los parámetros en cuestión para cualquier presión y temperatura. Es mas confiable introducir estos datos que pertenecen específicamente al pozo en cuestión, que usar correlaciones de campo. Los parámetros no introducidos a través del teclado, serán estimados basados en los parámetros que si fueron introducidos.

Cuando el parámetro no aplica de acuerdo a la tabla XX será presentado como un item fantasma y la introducción de datos en esa celda de la tabla será pues restringida.

Las presiones y temperaturas serán tomados al centro de las zonas de flujo constante definidas en la pantalla anterior. Las temperaturas serán tomadas de la "curva de temperatura velocidad cero" y las presiones de la corrida de menor velocidad bajando. Estos parámetros aparecerán en la pantalla la primera vez que es presentada.

Una vez introducidos los 4 parámetros básicos los valores serán calculados. Después el usuario podrá cambiar los parámetros de acuerdo a la información disponible.

Usualmente los registros de producción se realizan en intervalos cortos (menores que 500') y las variaciones de los distintos parámetros será pequeña y en algunos



casos insignificante. Sin embargo, en algunos casos cuando las distancias son grandes los parámetros calculados podrían variar considerablemente.

Si tenemos mas de 10 zonas necesitamos que en la pantalla puedan aparecer el resto de las zonas con un comando avanzar de página. La siguiente página tendrá las siguientes 10 zonas, hasta un máximo de 100 zonas.

**Pantalla PVT**

Parámetro	Unidades	Valor
Gravedad específica del gas		0.65
Gravedad específica del petróleo	API	25
Salinidad del agua	ppm NaCl	5600
Presión de burbujeo	psia	2300

Tabla 4.8: Pantalla superior PVT: Parámetros típicos de entrada

	Unidad	Tipo	Zona						
			1	2	3	4	5	6	7
Presión	psia								
Temperatura	°F								
FVF petróleo	stb/rb	I/O							
FVF agua	stb/rb	I/O							
FVF gas	Mcf/rb	I/O							
RGP solución	cf/stb	I/O							
z		I/O							
Densidad del petróleo	gr/cc	I/O							
Densidad del agua	gr/cc	I/O							
Densidad del gas	gr/cc	I/O							
Viscosidad del petróleo	cp	I/O							
Viscosidad del agua	cp	I/O							
Viscosidad del gas	cp	I/O							
Tensión Interfacial O-W	dina/cm	I/O							
Tensión Interfacial O-G	dina/cm	I/O							
Tensión Interfacial G-W	dina/cm	I/O							
Página Previa	Comando								
Página Siguiente	Comando								
Continue	Comando								

Tabla 4.9: Pantalla inferior PVT: Parámetros típicos de salida

ZDFC#	Constante
Añadir un par	Comando/Par#/Ratón
Eliminar un par	Comando/Par#/Ratón
Ver todas las zonas	Comando
Ver un grupo de zonas	Lista de zonas
Siguiente zona	Comando
Zona previa	Comando
Editar Rango de pendientes	Rango
Eliminar el par de máxima distancia	Comando

Tabla 4.10: Menú de velocidades

Pasada	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Spinner rps												
v e l . cable												

Tabla 4.11: Pares de cada zona de flujo constante

Zone	From	To	Np	Vp	Slop	R2p	Nn	Vn	Slon	R2n	Vt hp	Vt hn	V a	Slo pe	Vp- Vn
1															
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															

Tabla 4.12: Parámetros de salida para todas las zonas

#### 4.4 Pantalla # 5

##### HOLDUP

Esta pantalla aparecerá opcionalmente solo en caso de flujos multifásicos. Como se explicó anteriormente el objeto es calcular las fracciones volumétricas de agua,

gas y petróleo en el caso trifásico mas general para el cual es necesario tener al menos dos herramientas de identificación de fluidos. Para el caso bifásico solo sería necesaria una de ellas , pero no cualquiera. La siguiente tabla especifica el criterio de selección.

Caso	FDT (Densidad)	HYT(Capacitivo)	FDT y HYT	FDT o HYT
3P	---	---	Si	---
2P-OW	Si	Si	---	Si
2P-GO	Si	No	---	---
2P-WG	Si	Si	---	---

Tabla 4.13: Registros necesarios de acuerdo al modelo seleccionado

La pantalla debe mostrar los datos básicos de entrada y selecciones disponibles al usuario como se muestra a continuación:

Descripción	Default		Opciones
Tipo de FDT	FDT	Selección	FDT/Gradio
Desviación	00	Constante	
Usar densidades	PVT	Selección	PVT/Insitu
Cálculo basado en		Selección	FDT/Gradio/HYT
HYT corregido	No	Selección	Si/No
Shut-in Insitu FileName		Nombre de archivo	

Tabla 4.14: Menú de HoldUps

	Valor In-situ	Valor In-situ Convertido	PVT Shop /	Presión In-situ	Temperatura In-situ	Unidad
dw						gr/cc
do						gr/cc
dg						gr/cc
Hagua						Hz
Hpetróleo						Hz
Hgas						Hz

Tabla 4.15: Menú de selección de parámetros de entrada para holdup



Existen dos casos típicos:

- 1) El pozo no pudo ser cerrado al final del servicio para calibrar las herramientas In-situ. En este caso se deben usar los valores PVT.
- 2) El pozo fue cerrado después del servicio. En este caso se usarán los valores de calibración In-situ que esten disponibles. Los valores no disponibles deben ser tomados del PVT o coherentemente "computados" partiendo de los valores In-situ.

Los valores In-situ son obtenidos cerrando el pozo y permitiendo que los fluidos se segreguen. Una vez segregados se realizan registros para calibrar las herramientas de identificación de fluidos con los propios fluidos del pozo. Es necesario tener en cuenta que cuando se cierra el pozo la presión aumenta y la temperatura disminuye o varia. Por lo tanto, las propiedades de los fluidos cambian y deben ser corregidas a condiciones fluyentes, antes de ser utilizadas en el calculo de hold-ups.

La coincidencia de los valores In-situ y PVT es un factor de calidad de la exactitud de los cálculos realizados en las correlaciones PVT.

La complementación de la pantalla # 5 consiste en colocar las zonas y los valores promedios de Densidad de Fluido y Hydrolog. Los valores promedio son tomados usualmente de las lecturas con la herramienta estacionaria (E) en cada una de las zonas de cálculo. También podrían ser tomado un

promedio de las corridas de menor velocidad (por ejemplo 1 y 2), aunque las primeras son consideradas de mayor precisión.

El valor de  $Y_w$  basado en HYT debe ser corregido usando correlaciones empíricas en caso de ser usado en un modelo de velocidades de deslizamiento o trifásico.

Zone	From	To	df	Hyl	RateModel	$Y_w$	$Y_o$	$Y_g$
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								

Tabla 4.16: Holdup de las diferentes zonas

El RateModel es tomado de la pantalla # 2, pero puede ser cambiado a voluntad del usuario. Este parámetro forzará los holdups calculados al modelo escogido. Por ejemplo, podría haber algo de gas en la mezcla, pero si se escoge el modelo Agua-Petróleo se forzará  $Y_g=0$  y los valores  $Y_w$  e  $Y_o$  serán computados basados en la herramienta escogida para el cálculo. Cada valor cambiado en la tabla superior modificará automáticamente la tabla inferior.

Usando los flujos medidos en superficie se puede estimar el valor de  $Y_w$  ( $Y_w$  estimado) para el caso de Agua y Petróleo usando correlaciones empíricas (Taitel modificado). Este valor puede ser usado para comprobar el cálculo de  $Y_w$  al menos en la zona superior.

#### 4.5 Pantalla # 6

##### Flowrate

En flujo monofásico el caudal depende de la velocidad del fluido. En flujo multifásico el caudal depende de la velocidad de los fluidos y de las fracciones respectivas o hold-ups. La pantalla # 6 o de calculo de caudales tiene como parámetros de entrada, en el caso mas general trifásico, la velocidad aparente del fluido y los hold-ups de las tres fases.

ZDFC	De	A	Va	Yo	Yw	Yg	Ut	Vsow	Vs go	V s gw	Qo	Qw	Qg
1													
2													
3													
4													
5													
6													

Tabla 4.17: Salida de la sección de caudales por zona

Para el caso de escoger un modelo de flujo empírico, no es necesario calcular las velocidades de deslizamiento ni el factor de corrección de la velocidad del fluido. Estas serán calculadas automáticamente por el programa y colocadas en la tabla.

Finalmente, es necesario que los flujos  $Q_o, Q_w$  y  $Q_g$  a condiciones de yacimiento fluyente sean editables para redondear los valores de calculo a +/- 20 BPD 0 30 BPD y el calculo no presente resultados absurdos que pueden llevar a interpretaciones erróneas. Aunque esto es peligroso pues el usuario podría manipular los datos, es también una necesidad. Las diferencias entre los flujos inicialmente calculados y los valores redondeados podrían ser presentados en una tabla separada, para que

se observe que el redondeo es pequeño, consistente y razonable.

La conversión de flujos sería incluida también en esta pantalla usando la tabla siguiente.

			YACIMIENTO			SUPERFICIE		
ZDFC	De	A	Qo	Qw	Qg	Qo	Qw	Qg
Bo=			Bw=		Bg=		Rso=	Rsw=

Tabla 4.18: Conversión de flujos

#### 4.6 Pantalla#7

##### Impresión

Este es una de las tareas que a pesar de ser considerada simple es muy importante para poder presentar los resultados en una manera clara y simple.

A continuación se presenta una lista de la forma tradicional de presentación los resultados obtenidos en un registro de producción. También se presenta una breve descripción de cada ítem.

##### Pantalla de Impresión

Tipo de Impresora	Gulton
Escala de Profundidad 1:	200
Monocromático	Si
Color	No

Tabla 4.19: Menú básico de impresión

Los niveles de ayuda pueden ser tomados del

texto de la descripción de las pantallas de este documento.

Descripción	Orden de Impresión
Cabezal o Encabezado	1
Diagrama de la Herramienta	2
Tabla PVT	5
Sumario de Producción / Inyección por zona	No
Sumario de Producción / Inyección por perforación	3
Perfil de Flujo	4
Registro Compuesto de Flowmeters	6
Gráficos de Calibración de Flowmeters	7
Registro Compuesto de Identificación de Fluidos	8
Registro Compuesto de Temperatura y Presión	9
Corridas originales	10
Calibraciones de los sensores	11

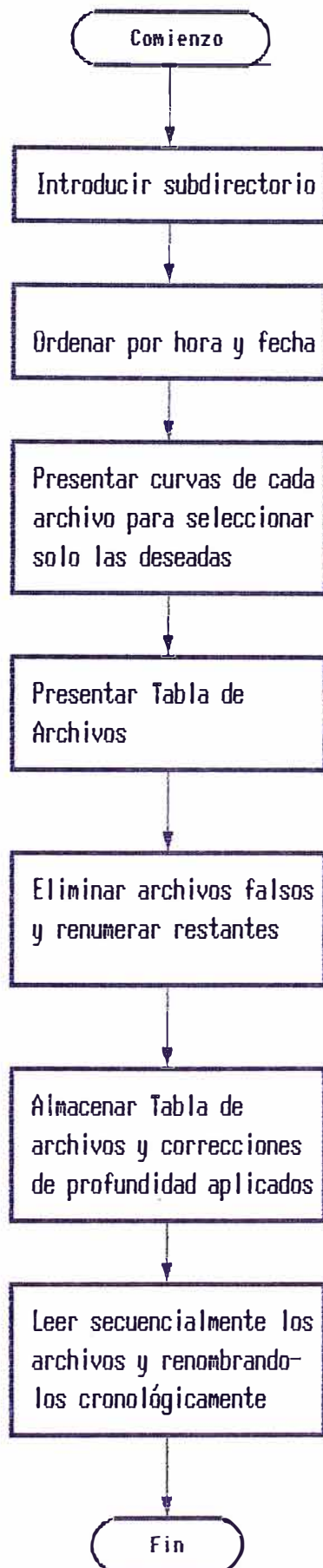
Tabla 4.20: Menú de selección de impresión.

## CAPITULO V DIAGRAMAS DE FLUJO

El nivel de descripción se ha mantenido lo mas general posible. En realidad, un diagrama de flujo se puede hacer todo lo detallado que el que escribe deseará, pero existe un límite práctico de espacio, tiempo y habilidad de el ingeniero de sistema que limitan su tamaño.

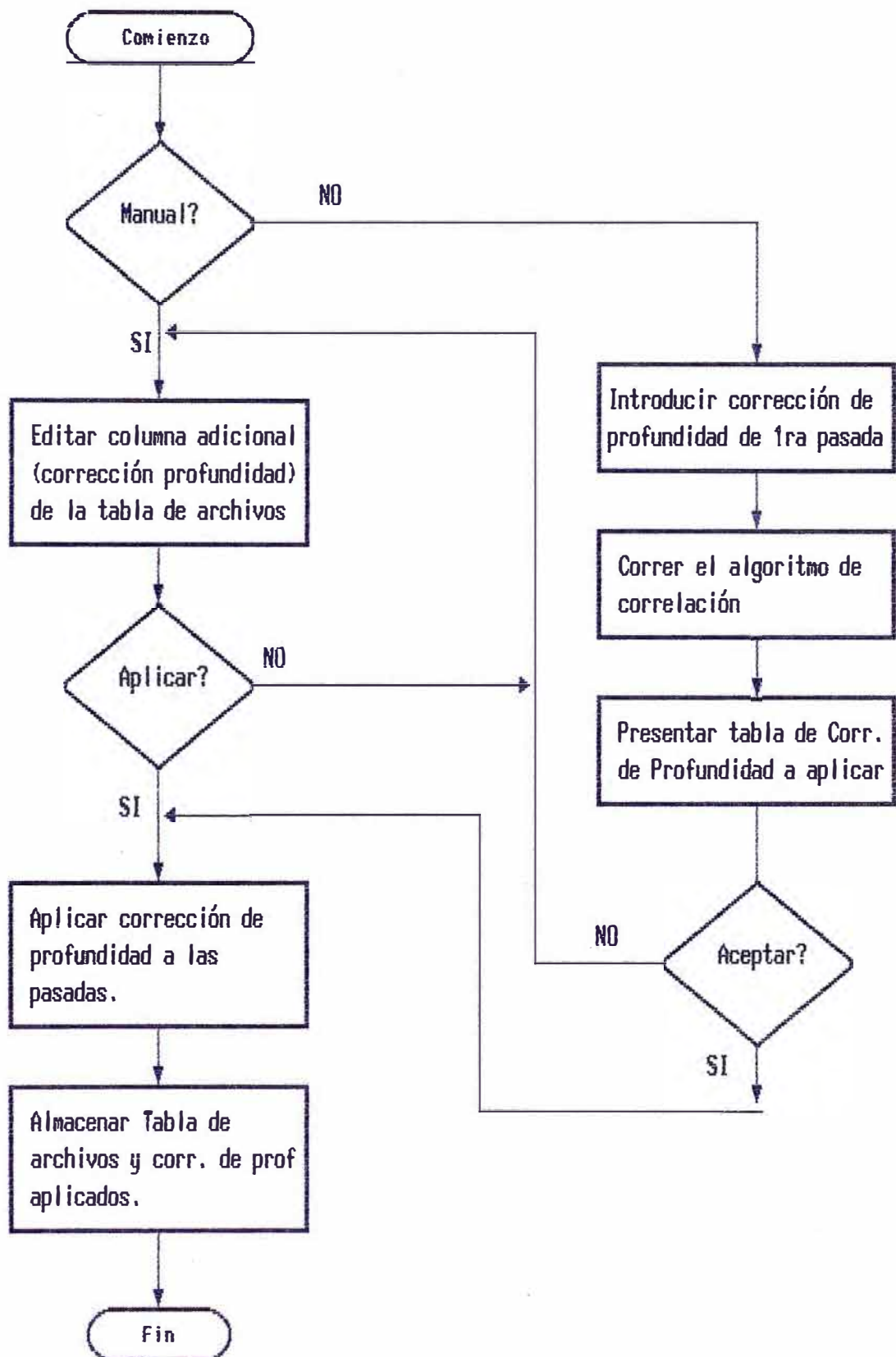
A continuación se presentan diagramas de flujo que resumen lo explicado anteriormente con el detalle que se ha creído suficiente para escribir el programa, cada bloque podría generar otro diagrama de flujo, pero como se dijo antes, existe un límite práctico.

## 5.1 Lectura conversión y registros



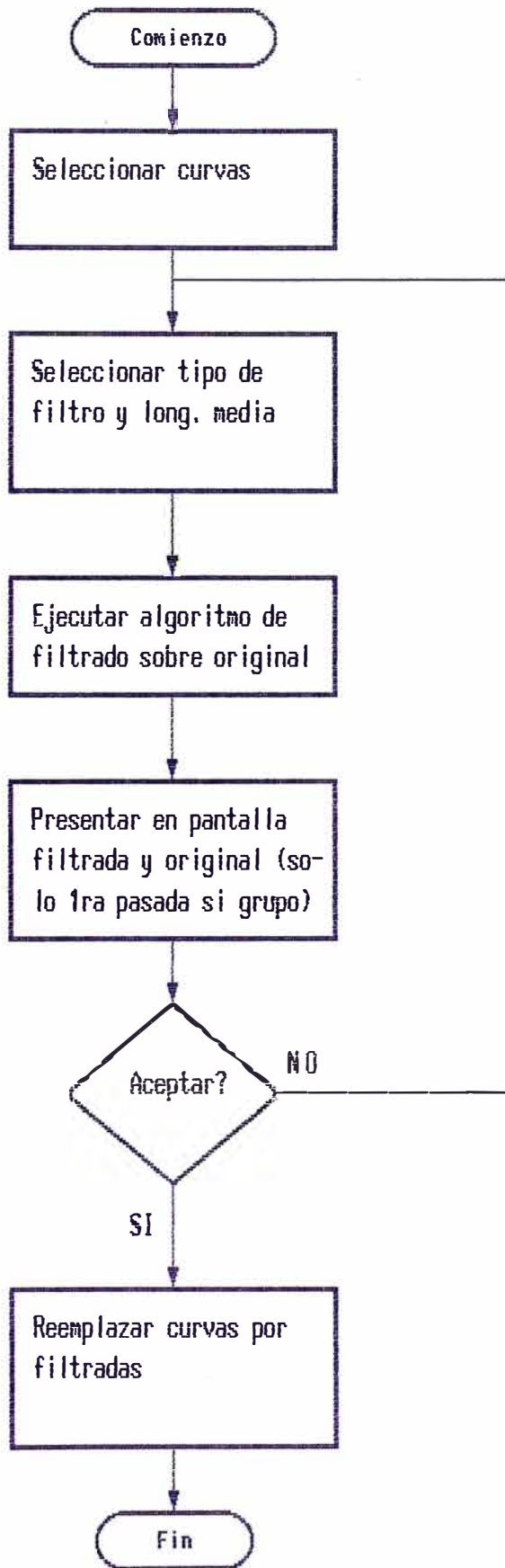


## 5.2 Corrección de profundidad

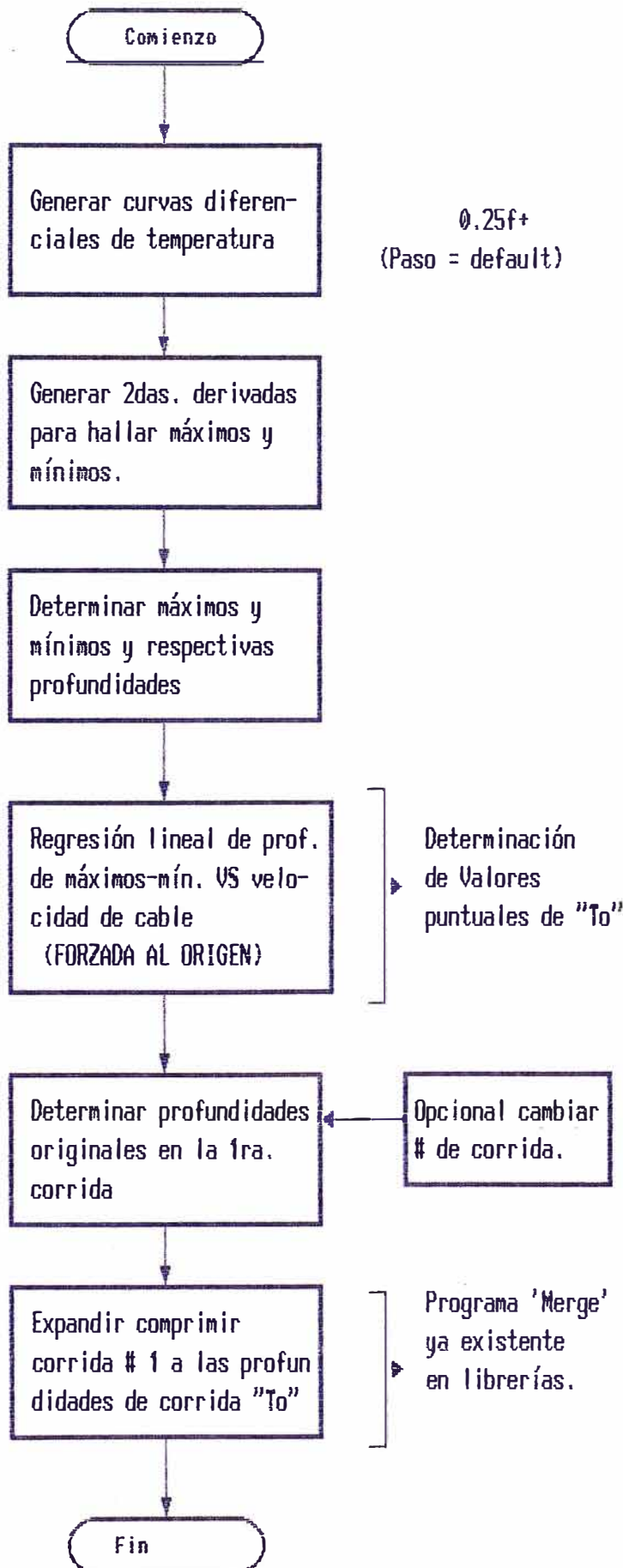




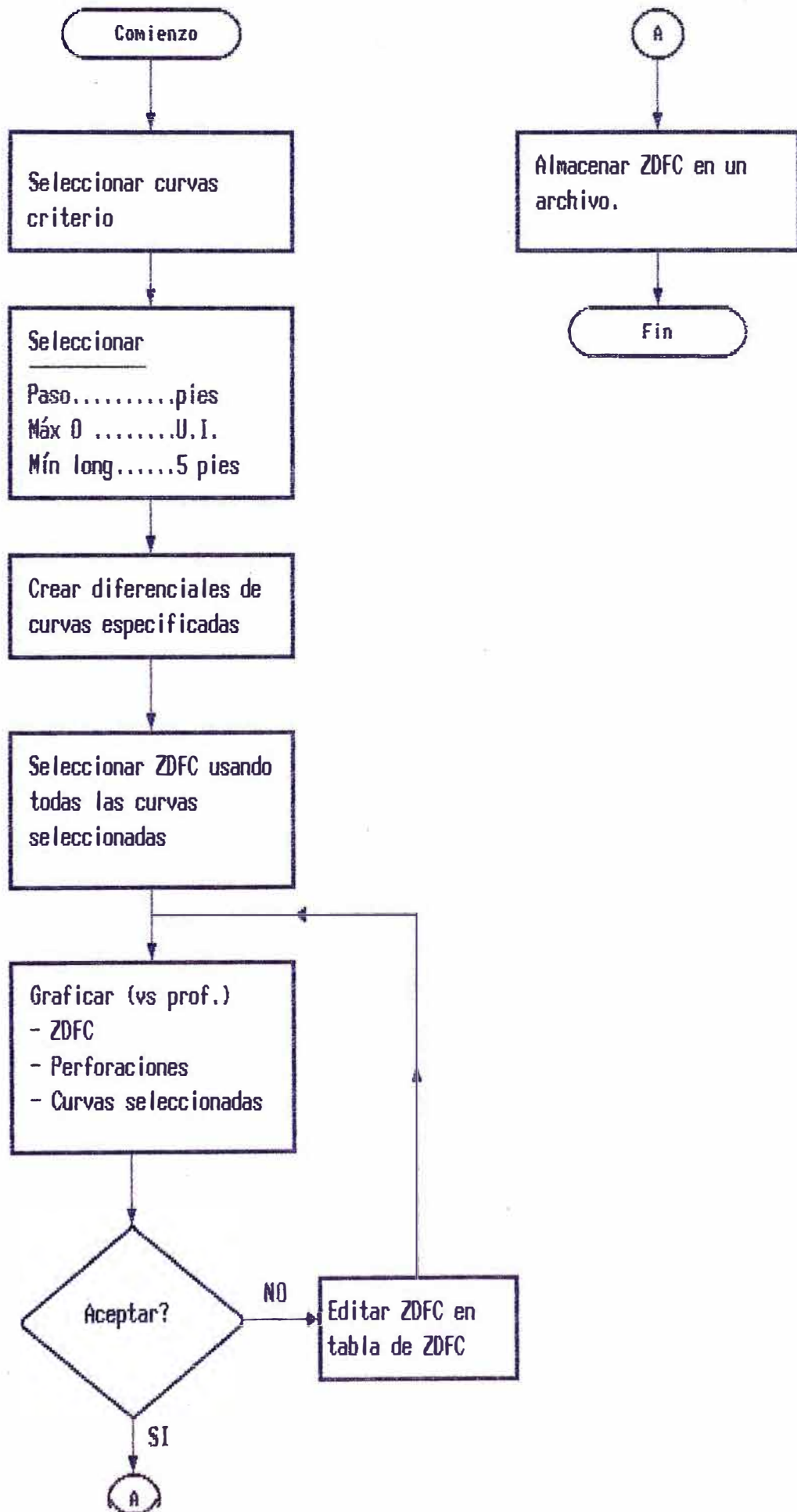
### 5.3 Filtrado



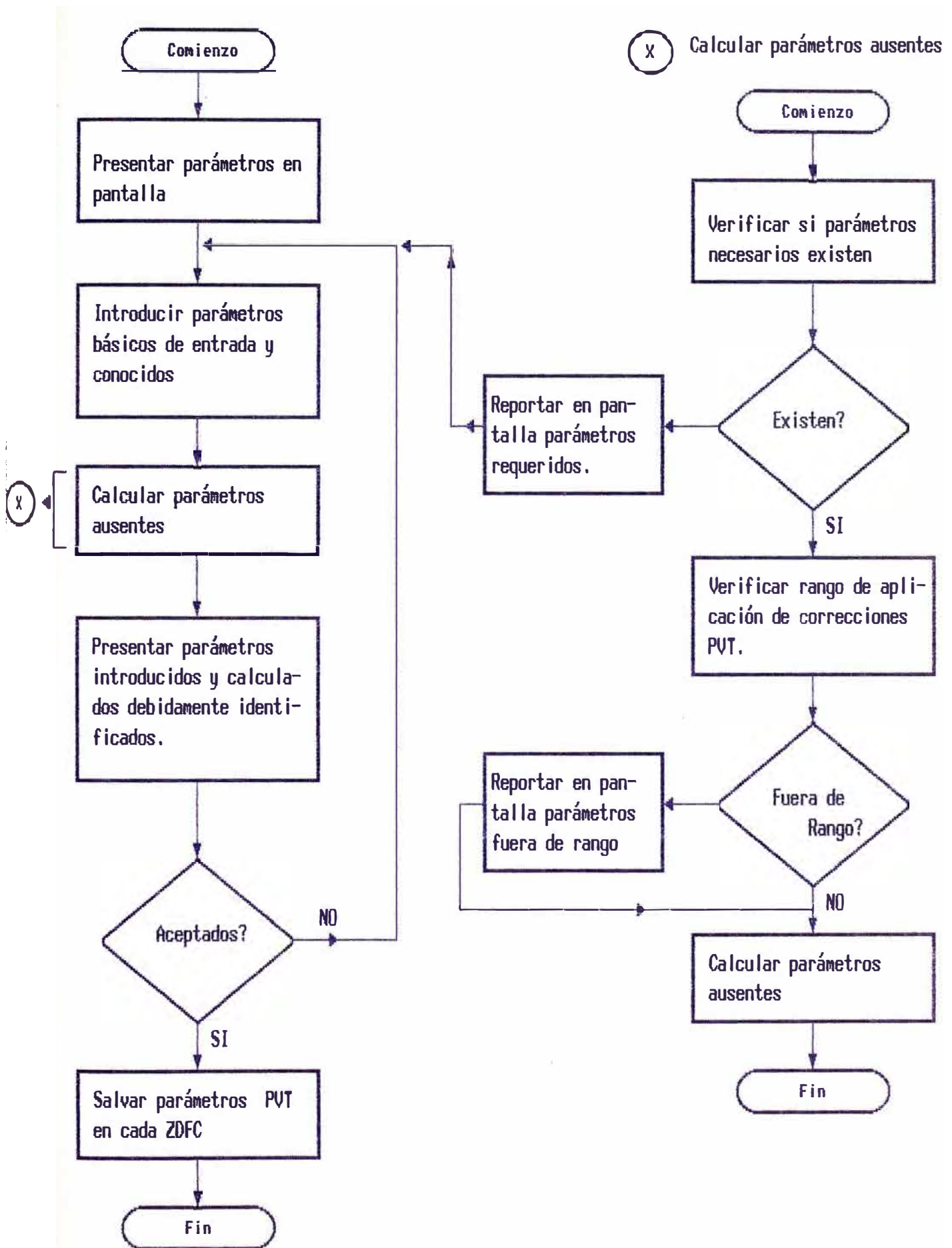
## 5.4 Determinación de la profundidad correcta de la curva de la temperatura



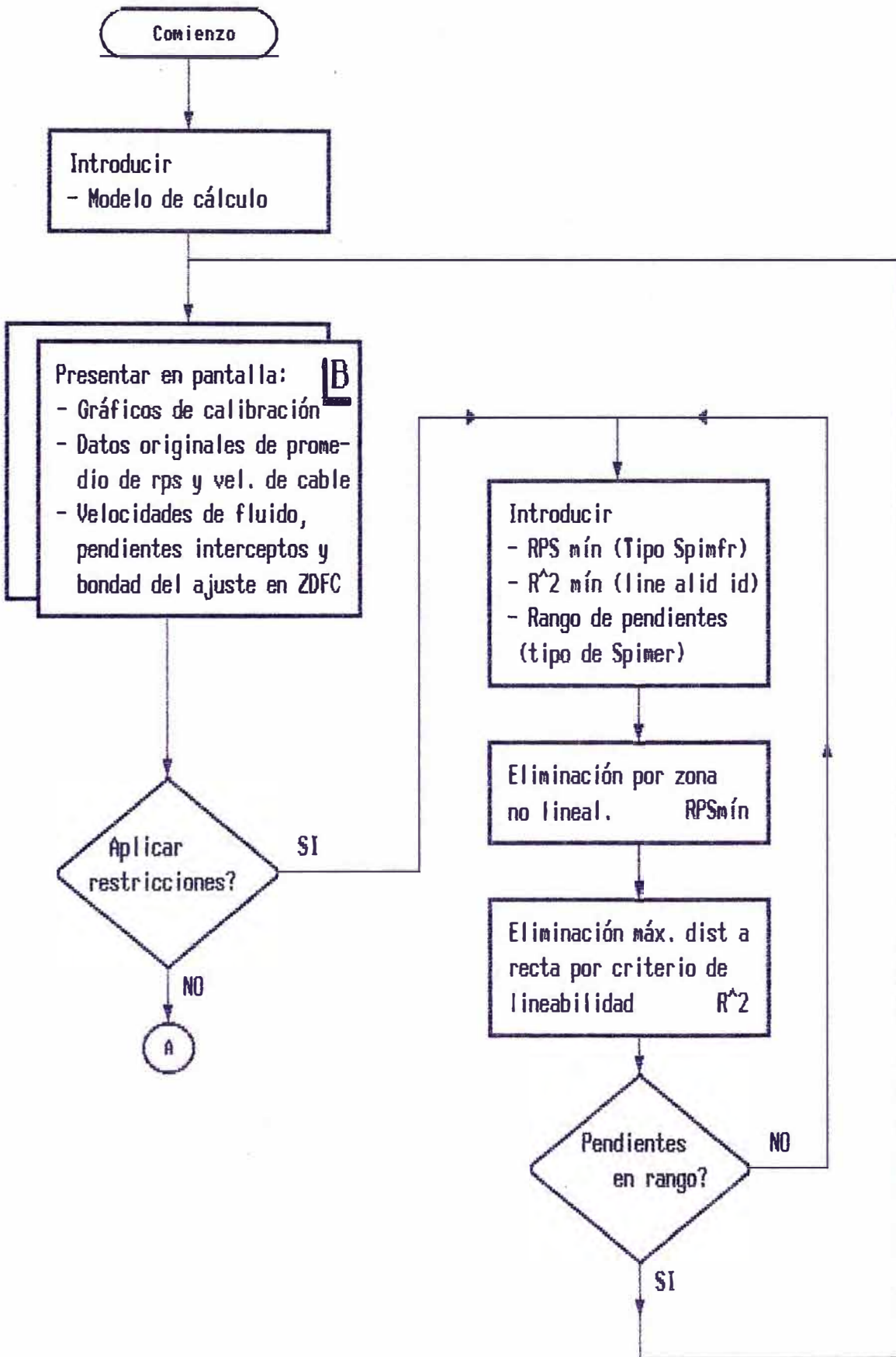
## 5.5 Determinación de ZDFC

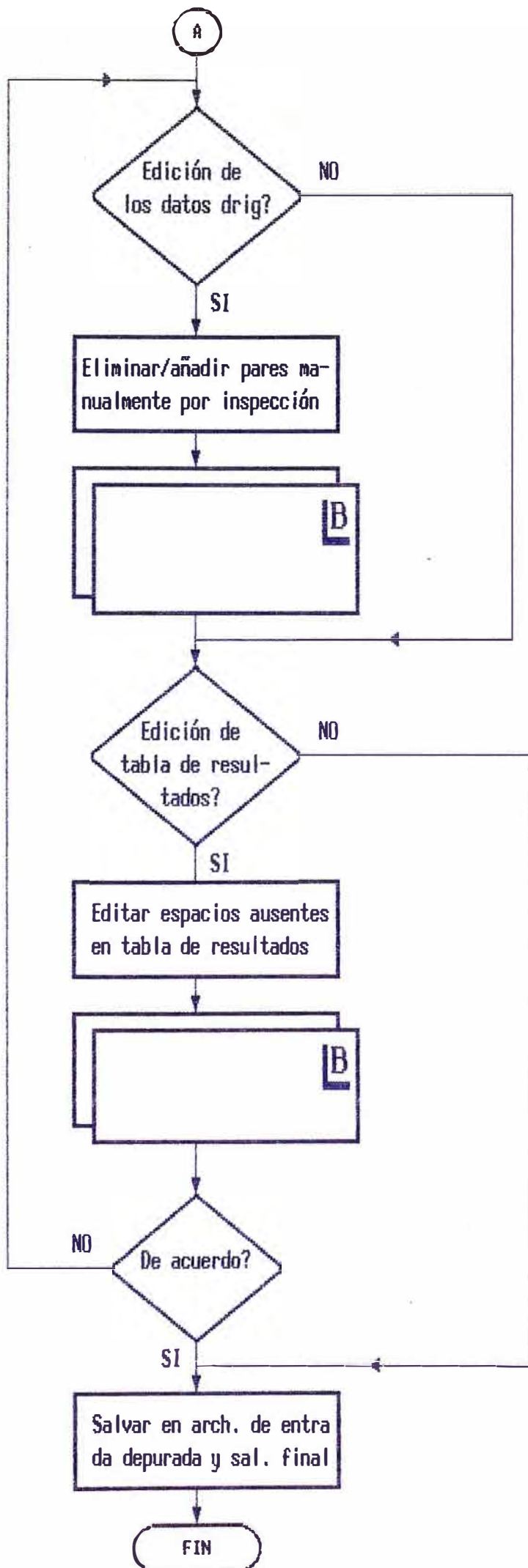


## 5.6 Análisis PVT



5.7 Velocidades

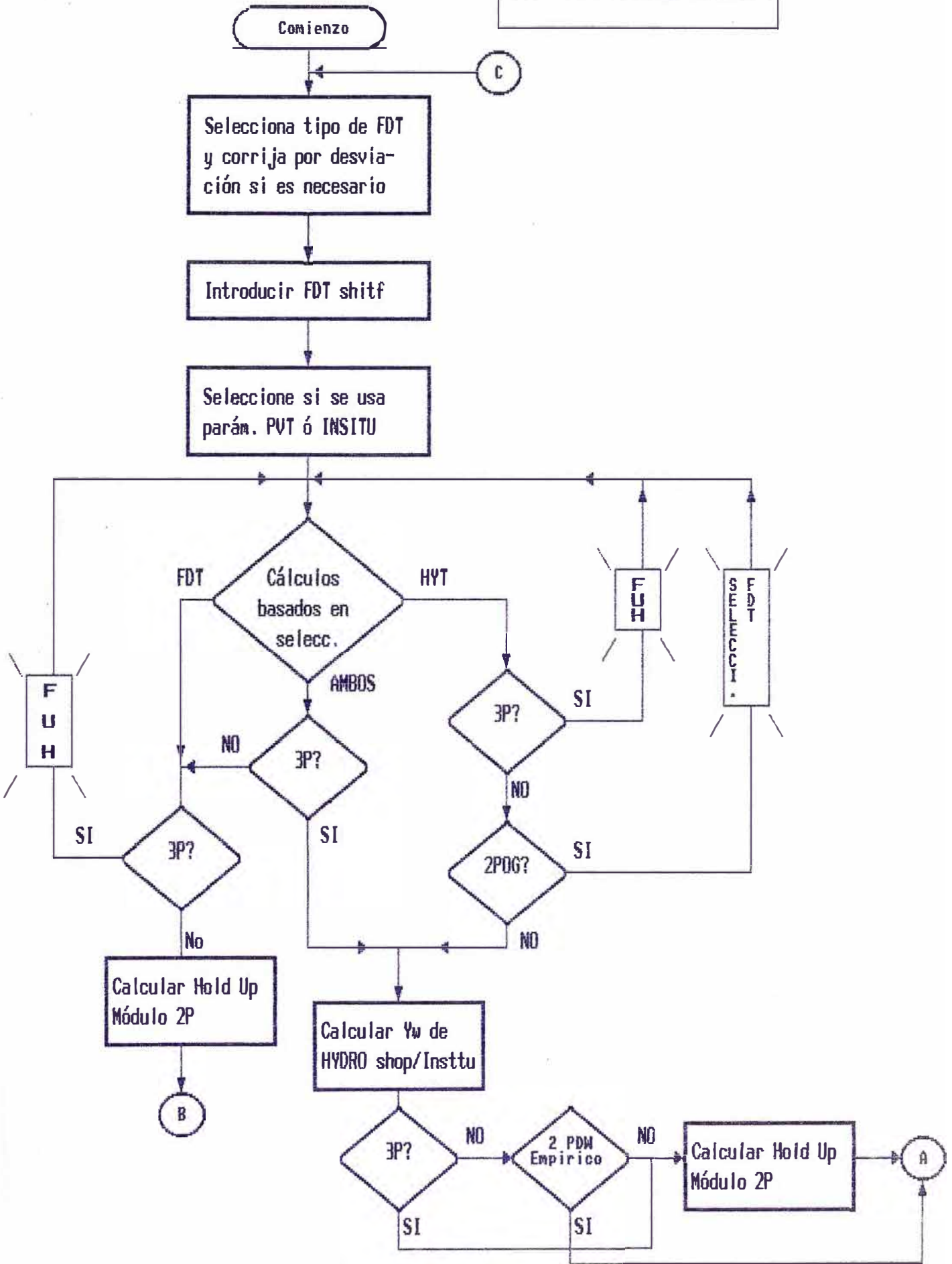


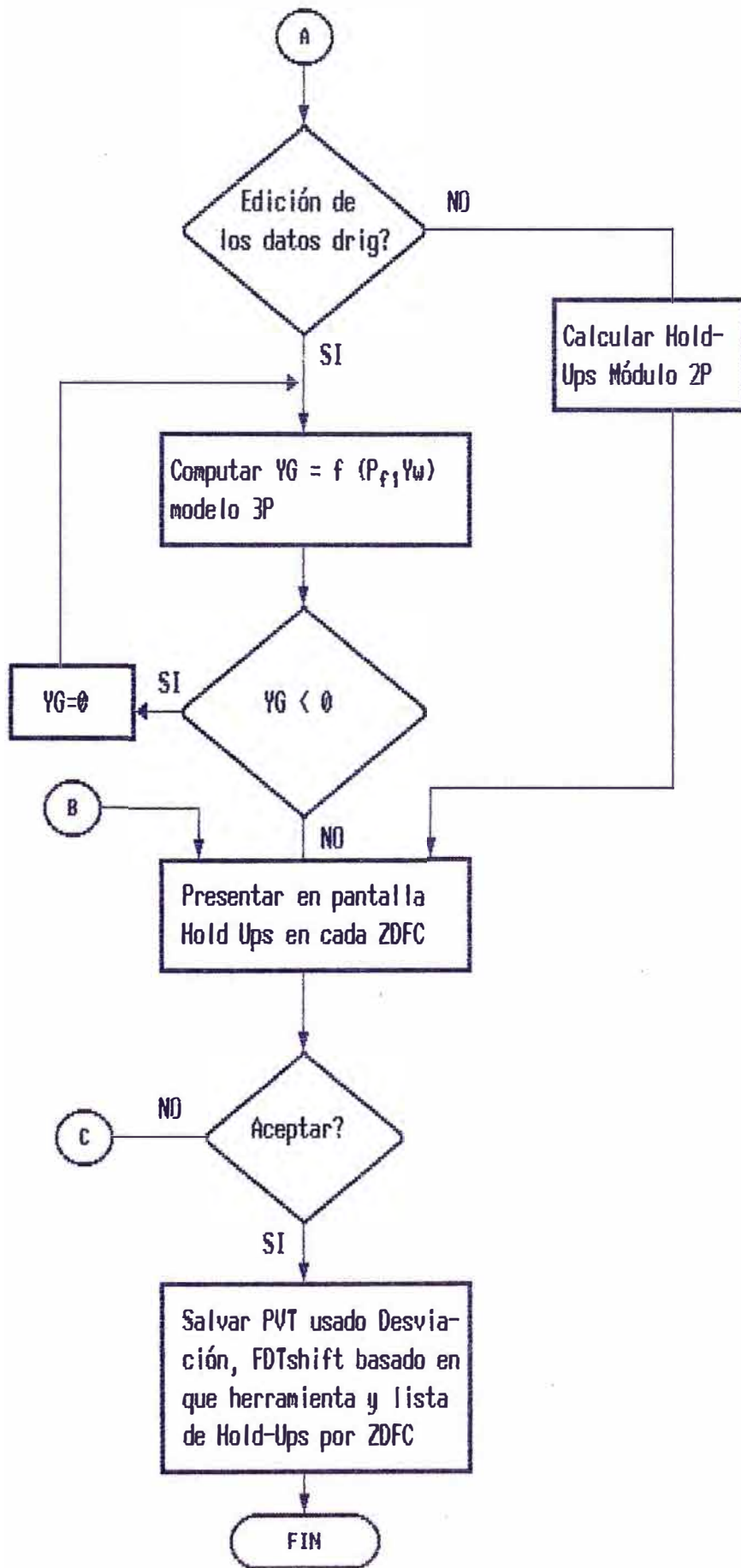




# 5.8 Hold Up

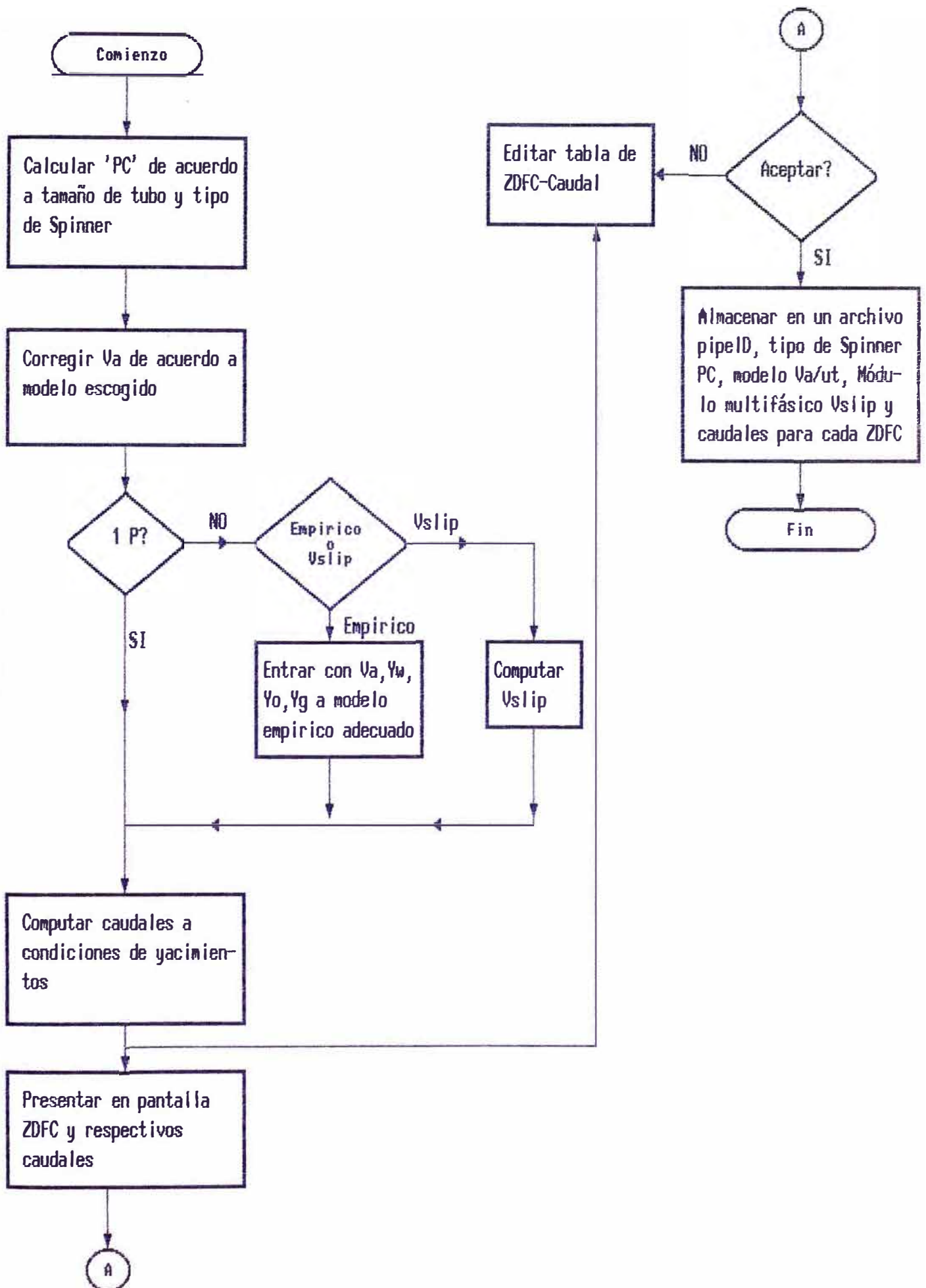
FUT = Falta Una Herramienta



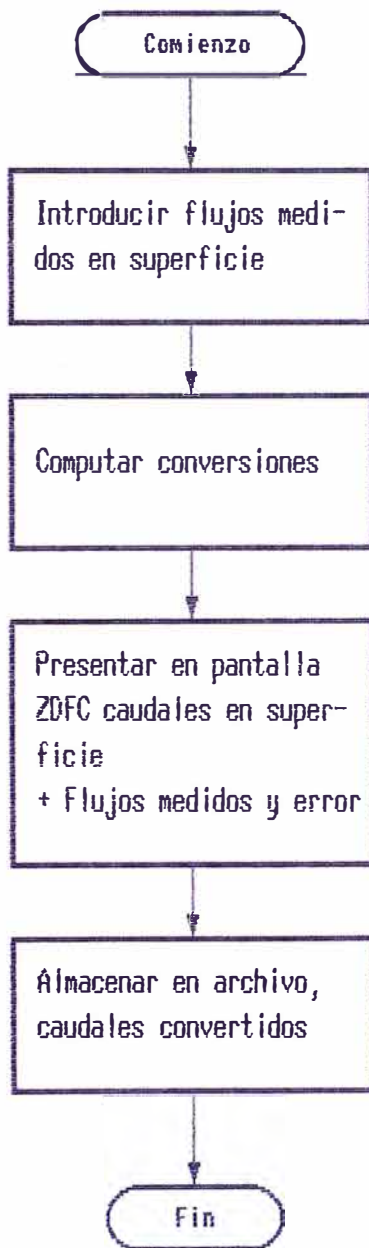




## 5.9 Caudales



## 5.10 Conversión de flujos



## CAPITULO VI SALIDA IMPRESA

La salida de este programa esta constituida, como se dijo anteriormente, por un conjunto de tablas, gráficos y registros compuestos en función de la profundidad. El formato que se presenta a continuación tiene como objetivo describir en la forma mas adecuada el perfil de flujo y los datos de entrada y salida usados para elaborarlo. La salida es impresa a uno o mas impresoras preseleccionadas y constituye el producto final objetivo de este programa.

La siguiente tabla especifica los formatos de salida disponibles en el programa:

Descripción de la salida impresa
Cabecal o Encabezado
Diagrama de la Herramienta
Tabla PVT
Sumario de Producción / Inyección por zona
Sumario de Producción / Inyección por intervalo perforado
Perfil de Flujo
Registro Compuesto de Flowmeters
Gráficos de Calibración de Flowmeters
Registro Compuesto de Identificación de Fluidos
Registro Compuesto de Temperatura y Presión
Corridas originales
Calibraciones de los sensores

### 6.1 Cabecal o encabezado

Las normas API (American Petroleum Institute) establecen normas bien definidas para registros

eléctricos a hueco abierto. Muchas de estas normas pueden ser respetadas, aplican y son adecuadas para un registro de producción, sin embargo, otras no son compatibles con este tipo de registros y por lo tanto deben ser eliminadas. El objetivo de colocar el cabezal a todos los registros es standardizar su presentación e incluir los datos importantes en la primera página del registro. El cabezal API modificado para un registro de producción se presenta en la siguiente figura.

## 6.2 Diagrama de la herramienta

En este diagrama representa gráficamente la herramienta utilizada incluyendo longitudes, pesos, diámetros externos y sus respectivos totales. Estos datos son muy importantes para determinar la razón por la cual alguna herramienta no pasó por la tubería del pozo la cual puede tener restricciones en el diámetro interno, no pudo bajar contra la presión del cabezal del pozo, en caso de pérdida será mas fácil recuperarla y se chequeará que el peso y la longitud rígida total es suficiente para realizar el trabajo. Asimismo se verificará que la herramienta estuvo centralizada en forma conveniente entre otros. Un ejemplo se muestra a continuación.

## 6.3 Tabla PVT

En esta tabla se muestran los valores PVT computados y los valores de calibración In-situ si están disponibles. El objeto de presentarlos es mostrar que

valores fueron usados para el calculo de los holdups y para la conversión de flujos de condiciones de fondo a superficie. Un ejemplo se muestra a continuación.

#### **6.4 Sumario de producción / inyección por zona**

En esta tabla se muestran las zonas definidas de calculo, con las velocidades de fluido, hold ups y flujos a condiciones de yacimiento fluyente y convertidas a condiciones de superficie. Los resultados de la prueba de superficie y medición de presión en el cabezal se presentan también en esta tabla de tal manera que puedan ser comparadas fácilmente con los valores computados. La presión en superficie se puede presentar en un gráfico cartesiano presión versus tiempo, indicando en que intervalo de tiempo fue realizado el registro, se bajó la herramienta y se sacó la herramienta del pozo.

#### **6.5 Sumario de producción / inyección por intervalo perforado**

En esta tabla se muestran las zonas perforadas, con los flujos a condiciones de yacimiento fluyente y convertidas a condiciones de superficie.

#### **6.6 Perfil de flujo**

Este es un registro donde se representan gráficamente los flujos computados en forma acumulada y diferencial, en condiciones de yacimiento fluyente o de superficie. Los flujos computados se anotan en el registro para mejorar la visualización del perfil de flujo. Normalmente se acompaña por una de las corridas, mas

representativa o la curva computada de velocidad de fluido  $V_a$  y los holdups computados. Un ejemplo se muestra en la siguiente figura.

### 6.7 Registro compuesto de flowmeters

Este es un registro donde se muestran las diferentes corridas de Flowmeter en RPS con sus respectivas velocidades del sensor en PIES/MIN con respecto de la profundidad. El paralelismo entre estas curvas indica la estabilidad del flujo en todas las zonas productoras /inyectoras del pozo asimismo como la repetibilidad de la respuesta del sensor. La diferencia en RPS entre las diferentes curvas debe ser coherente con la diferencia en PIES/MIN entre las respectivas velocidades de cable. La constancia de las velocidades de cable son indicativos de un control adecuado de la operación del cable durante el servicio. La siguiente figura es un ejemplo de un registro compuesto de Flowmeters.

Si la una curva de velocidad aparente del fluido fue computada muestra a muestra, se puede presentar junto con estas pero bien diferenciada de las curvas originales. Las lecturas estacionarias pueden ser también incluidas como puntos bien visibles en el registro, a la profundidad donde fueron realizadas.

### 6.8 Gráficos de calibración de flowmeters

Este es un conjunto de gráficos cartesianos XY, donde se colocan los RPS promedio en cada zona de cálculo versus su respectiva velocidad de cable promedio en la misma zona de cálculo. También se muestran las rectas

de correlación lineal de los pares arriba descritos. En la parte superior del gráfico se muestran los valores numéricos usados para su construcción ordenados convenientemente.

Preferentemente se presenta la respuesta del Flowmeter en todas las zonas en el mismo gráfico. En ocasiones es necesario agruparlas convenientemente y escoger las escalas adecuadas para lograr una mejor visualización de las diferencias entre velocidades aparentes de fluido computadas. En este gráfico se muestra como la velocidad del fluido en el fondo del pozo es cero, el cual es un factor de calidad importante en un registro de Flowmeter, debido a que usualmente es la única velocidad de fluido conocida.

El objetivo de hacer varias corridas de Flowmeter es calibrar la respuesta del Spinner en fluidos de propiedades desconocidas o poco conocidas y así independizar el efecto de su respuesta, del tipo de fluido en que la herramienta es corrida. Este gráfico es pues la conclusión misma del registro, donde se muestra como fue logrado el objetivo o si este simplemente no fue alcanzado. Una tabla donde se muestran las zonas de cálculo, los valores computados de velocidad de fluido, pendientes, velocidades de introducción y bondad del ajuste de la correlación lineal, se adjunta para darle valor cuantitativo a esta presentación.

Las lecturas estacionarias por encima de cada intervalo perforado se incluyen en los gráficos de calibración.

#### **6.9 Registro compuesto de identificación de fluidos**

Este registro compuesto contiene todas las corridas de Densidad de Fluido y Hydrolog, para indicar que la lectura que estamos tomando repite durante el intervalo de tiempo en que fue corrido el registro. La curva promedio de Densidad y Hydrolog se toman de las dos corridas bajando y subiendo a menor velocidad. Las curvas promedio y de desviación standard se presentan para mostrar la resolución y precisión de los sensores en los fluidos en que están corriendo.

Los hold-ups computados se presentan también sombreados para indicar las cantidades relativas de agua, gas y petróleo con respecto a la profundidad. Una tabla describiendo las zonas de calculo los holdups promedio y desviaciones standard se adjunta. En esta tabla se incluyen también las lecturas estacionarias con sus respectivos promedio y desviación standard.

#### **6.10 Registro compuesto de temperatura y presión**

En este registro se muestra la repetibilidad y estabilidad del pozo en presión y temperatura durante el registro. Se escogen escalas ampliadas para lograr el efecto deseado y la fácil lectura de los valores del registro. Una tabla con valores promedio usados en los cálculos se presenta adjunta.



### **6.11 Corridas originales**

Aquí se presentan las corridas tal como fueron realizadas. Información importante tal como la hora de comienzo y final de las corridas, la tensión del cable, etc son mostradas en este conjunto de registros. Una lista con las corridas y su numeración cronológica usada en todos los registros anteriores se incluye en esta presentación. Un ejemplo se muestra a continuación.

### **6.12 Calibraciones de los sensores**

Esta sección contiene un conjunto de tablas donde la calibración maestra, antes del servicio y después del servicio se presentan para mostrar la estabilidad en el tiempo de los sensores así como la calidad y confiabilidad de la calibración maestra.

Hasta aquí tenemos la presentación del registro tradicional. Muchas otras presentaciones especiales pueden ser mostradas, por ejemplo, un reporte describiendo el comportamiento de los sensores y las conclusiones que pueden ser sacadas de la simple inspección del registro puede ser muy útil para la correcta interpretación de los resultados. A pesar que se podrían describir varios tipos de presentación adicionales, no sería práctico describirlas en este documento y pueden ser fácilmente añadidas posteriormente.

## CAPITULO VII EJEMPLO DE APLICACION

En este capítulo se presenta un ejemplo numérico con dos objetivos básicos:

- 1.- Clarificar cualquier descripción o especificación detallada de este documento.
- 2.- Servir como ejemplo de cálculo para que las secciones del programa puedan ser probadas cuantitativamente.

El ejemplo es real así que no se muestran las referencias que lo identifican y solo se presentan con propósitos ilustrativos.

Como el programa de análisis todavía está en prueba, se describe secuencialmente el procedimiento seguido en el cálculo del perfil de flujo adecuado lo mejor posible al proceso de cálculo en este documento.

Nombre del pozo      P711

Directorio            P711

### Curvas seleccionadas

SR

CS

HY

P

T

FD

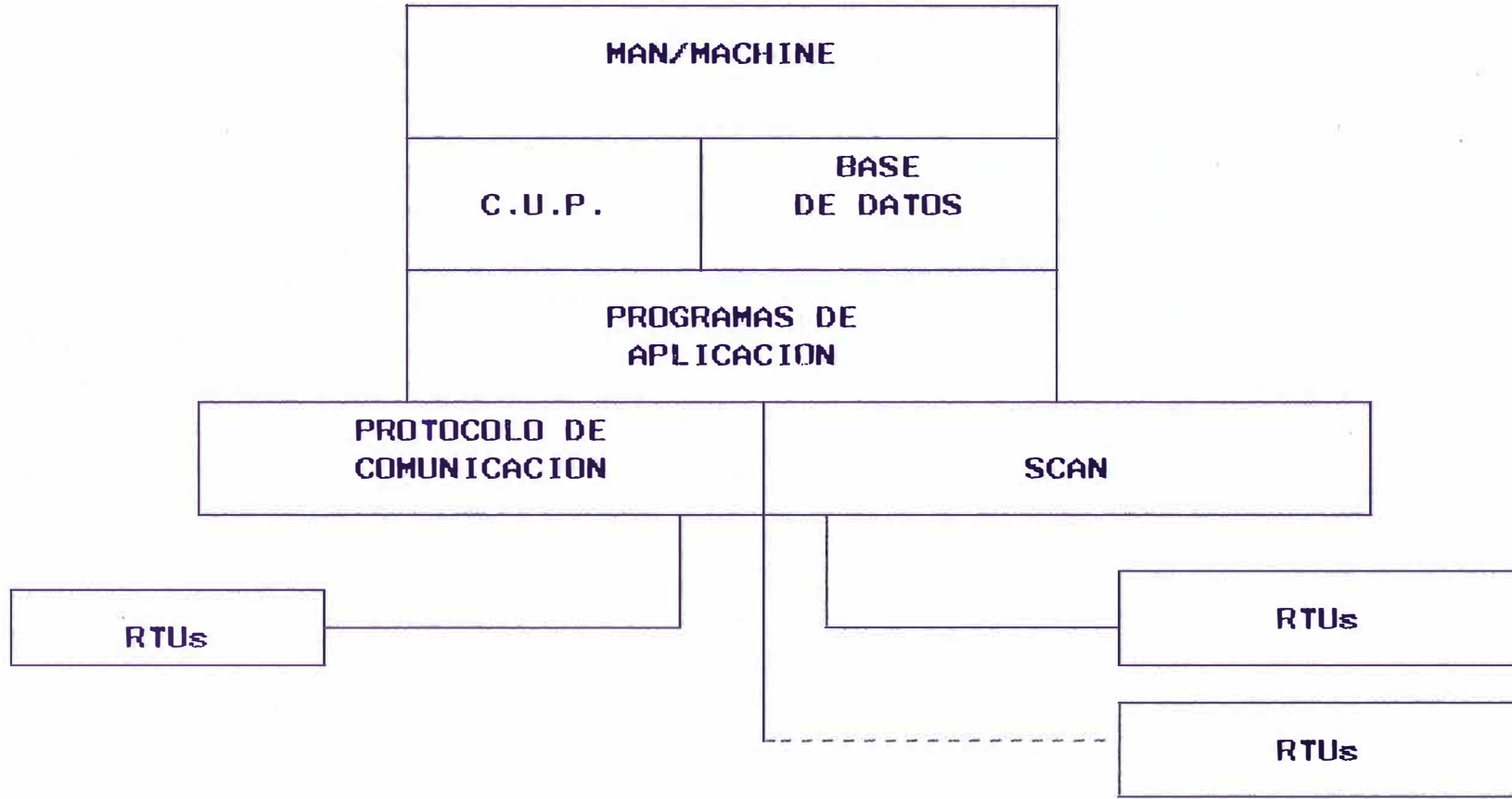


Tabla de archivos seleccionados

conda #	Nombre	Dir	Desde mts	Hasta mts	Hora inicio	Hora fin	fecha	veloc. cable m/min	Desplazamiento Requerido mts	Tamaño Kb
1	P71101	Baj	3050.5	3221.5	08:10	08:35	10/09/94	-7.0	-1.7	257
2	P71102	Sub	3221.3	3146.0	08:35	08:45	10/09/94	+9.1	+1.1	258
3	P71103	Baj	3050.5	3222.1	08:46	08:57	10/09/94	-17	-1.9	257
4	P71104	Sub	3220.1	3145.9	08:58	09:10	10/09/94	+18	+1.3	257
5	P71105	Baj	3051.5	3221.9	09:10	09:21	10/09/94	-39	-1.8	257
6	P71106	Sub	3221.0	3140.0	09:21	09:40	10/09/94	+45	+1.2	258
7	P71107	Baj	3052.3	3222.0	09:40	09:52	10/09/94	-9	-1.7	257
8	P71108	Sub	3221.0	3141.5	09:52	10:07	10/09/94	+7	+1.6	259

Perforaciones

P#	De	A	Intervalo (mts)
1	3083	3087	4
2	3094	3094.5	0.5
3	3096.2	3097.5	1.3
4	3182.5	3184.5	2
5	3189.4	3191.5	2.1
6	3193.5	3194.5	1
7	3203	3204	1
8	3206	3201	1
9	3219	3220	1

### Zona de flujo constante

Z#	De	A
1	3196	3202
2	3204.5	3205.5
3	3210	3215
4	3221	3222

### Datos básicos

Diámetro interno del tubo	6.278"
Tipo de Spinner	FBS-7
Modelo para Spinners	All
Modelo para flujos	2P-OW
Tipo de Modelo de flujo	V-Slip
Modelo de corrección de $V_a$	Sfat

### Análisis PVT

Parámetros básicos		
G.E. del GAS	0.75	API
G.E. del petroleo	27	
SALINIDAD DEL AGUA	100,000	PPM PSI
PRESION DE BURBUJEO	350	

Descripción	Z1	Z2	Z3	Z4	UNIDADES
Presión	4060	4080	4090	4100	psia
Temperatura	238.5	238.5	238.5	238.5	0f
Bo	1.21	1.21	1.21	1.21	stb/rb
Bw	1.01	1.01	1.01	1.01	stb/rb
Bg	---	---	---	---	stb/Mcf
Rs	545.0	545.0	545.0	545.0	cf/b
Z	1.02	1.02	1.02	1.02	---
do	0.781	0.781	0.781	0.781	gr/cc
dw	1.01	1.01	1.01	1.01	gr/cc
dg	---	---	---	---	gr/cc

### Análisis de velocidades

Pasada	1	2	3	4	5	6	7	8
RPS	6.5	2.93	8.7	0.88	13.67	-4.19	6.69	3.47
Vel.	-7.65	9.58	-17.06	18.36	-38.66	45.34	-8.93	6.13

Pasada	1	2	3	4	5	6	7	8
RPS	6.05	2.47	7.90	0.78	12.56	-5.34	4.30	3.11
Vel.	-8	9.57	-17.05	18.41	-38.63	45.45	-8.95	6.71

Pasada	1	2	3	4	5	6	7	8
RPS	3.85	0.0	2.25	2.18	10.99	-7.95	2.11	1.96
Vel.	-7.85	9.62	-16.82	18.41	-39.59	45.62	-8.89	6.73

Zona	Va (pie/min)	Slope
1	74.950	-15.28
2	67.960	-15.48
3	31.430	-14.80

### ANALISIS DE HOLD UP

TDF Radiactiva
Desviación 0°
Usar densidades PVT
Cálculo basado en HVT
HVT corregido (no)

ZDFC	YW	YO	YG
Z1	0.8903	0.1097	0
Z2	0.9111	0.0889	0
Z3	0.9206	0.0794	0
Z4	1	0.0000	0

### ANALISIS DE FLUJOS (Por Zona)

ZDFC	YACIMIENTOS			YACIMIENTOS		
	Qw	Qo	Q+	Qw	Qo	Q+
Z1	2858	424	3283	2748	390	3139
Z2	2654	322	2976	2552	296	2849
Z3	1222	153	1376	1175	141	1317
Z4	0	0	0	0	0	0



P L A  
 PRODUCTION LOGGING  
 ANALYSIS  
 1:500

Company PETROLEOS DEL PERU  
 Well 117-D SIDETRACK CORRIENTES  
 Field CORRIENTES  
 County \_\_\_\_\_  
 State / Province LORETO Country PERU  
 API Well Number \_\_\_\_\_ Filing Number \_\_\_\_\_

Location:  
 N: 1'666,710.00 MT.  
 E: 025,200.00 MT.  
 LSD: \_\_\_\_\_ SEC: \_\_\_\_\_ TWP: \_\_\_\_\_ RGE: \_\_\_\_\_  
 Latitude: \_\_\_\_\_ deg. \_\_\_\_\_ min. \_\_\_\_\_ sec. N  
 Longitude: \_\_\_\_\_ deg. \_\_\_\_\_ min. \_\_\_\_\_ sec. W  
 Permanent Datum N.D.T. Elev. 135.50  
 Log Measured from M.R., \_\_\_\_\_ 0.70 Above P.D.  
 Drilling Measured from \_\_\_\_\_ M.R.

Other Services  
 TMD  
 CBL-PET  
 KB: 144.50 M  
 DF: 144.20 M  
 GL: 135.50 M  
 CBF: .00 M

Date	28-01-95			
Run Number	1	2	3	4
Job Ticket Number	1			
First Recorded Depth	3222.00 M			
Last Recorded Depth	3050.00 M			
Bottom Depth Logger	3222.00 M			
Bottom Depth Driller	3240.00 M			
Casing size	7.000			
Casing shoe Driller	2536.400 M			
Bit size	0.250			
Fluid type in well	OIL/WATER			
Source of sample				
Fluid Density				
Fluid Viscosity				
Mud pH				
Fluid loss				
Rm @ Meas. Temp.	0	0	0	0
Rmc @ Meas. Temp.	0	0	0	0
Rmf @ Meas. Temp.	0	0	0	0
Rm @ BHT	0 242	0	0	0
Source Rmf				
Source Rmc				
Ma Recorded Temp.	242			
Time End Circulation	HR	HR	HR	HR
Time logger at TD	HR	HR	HR	HR
Equipment number	SK-6/SA-4	SK-6/SA-4	SK-6/SA-4	SK-6/SA-4
Equipment location	CORRIENTES			
Recorded by	LUIS OLANO			
Witnessed by	ALCIDES CAMPOS			



HALLIBURTON does not guarantee the accuracy of any interpretation of log data, conversion of log data to physical parameters, or recommendations which may be given by Halliburton personnel or which may appear on the log or any other form. Any user of such data, interpretations, conversions, or recommendations agrees that Halliburton is not responsible, except where due to gross negligence or willful misconduct, for any loss, damages, or expenses resulting thereof.

HALLIBURTON

LIBURTON-PERU

PRODUCTION LOGGING STACK SYSTEM ( PLT )  
MNEMONICS DESCRIPTION

MNEMONIC	DESCRIPTION	UNITS
SR	SPINNER	RPS
CS	CABLE SPEED	M/MIN
HY	HYDRO METER	HZ
T	TEMPERATURE	DEGF
P	PRESSURE	PSI
FD	DENSITY	GR/CC
CCL	DIGITAL CCL	CCL
TELM	TELEMETRY (MUX-B)	HZ.

PRODUCTION LOGGING STACK ( PLT )  
TOOL SKETCH

DEPTH OFFSET:

DESCRIPTION	DEPTH OFFSET (MT)
[ ] MONOCABLE HEAD	
[ ]	
WIRELINE TELEMETRY CARTRIDGE (MUX-B) .D. = 1 7/16"	
DIGITAL CCL .D. = 1 7/16"	6.00 MT
GAMMA RAY .D. = 1 7/16"	5.10 MT
PRESSURE TOOL .D. = 1 7/16"	4.45 MT
TEMPERATURE TOOL .D. = 1 7/16"	3.80 MT

TOTAL LENGTH: 7.45 MT.

O.D. = 1 7/16

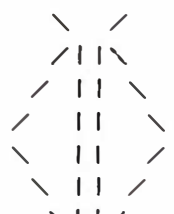
| I I |

..... 3.80

| = = |

| = = |

ROLLER CENTRALIZER



----> TOP CENTRALIZER  
Calibrated to 7" CSG.

HYDRO TOOL  
O.D. = 1 7/16"

| = = |

| = = |

| |

| o o |

| |

| o o |

| |

..... 2.50

FLUID DENSITY TOOL  
O.D. = 1 7/16"  
GEIGER DETECTOR

| = = |

| |

| |

| |

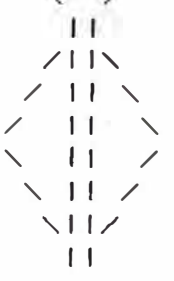
| |

| |

| |

..... 1.64

ROLLER CENTRALIZER  
OPEN = 7" - 9 5/8"  
CASING



O.D. CLOSED = 1 11/16"  
----> BOTTOM CENTRALIZER  
Calibrated to 7" CASING

FULLBORE FLOW METER  
O.D. = 1 11/16"

| o o |

| |

| |

| |

| |

[ [ ] ]

[ ]

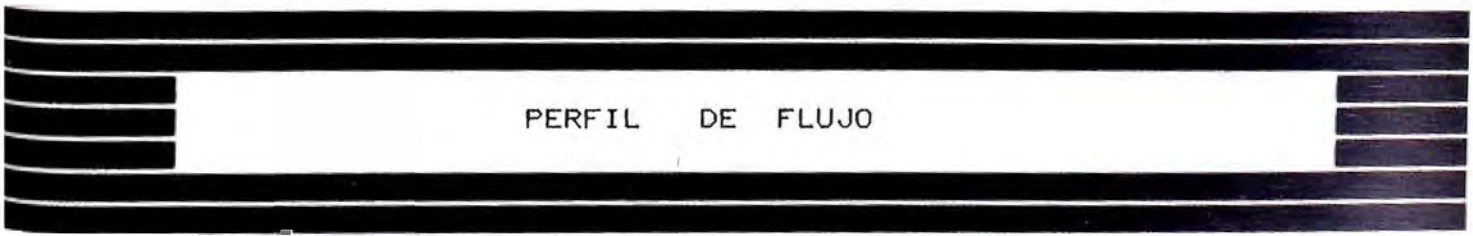
[ ]

[ ]

<<<<>>>>

SPINNER OPENED

..... 0.00



PERFIL DE FLUJO

WELL: CORRIENTES 117-D SIDETRACK

PRODUCTION SUMMARY

WELL: CORRIENTES 117-D SIDETRACK

PRODUCTION SUMMARY

SURFACE CONDITIONS

ZONE	FORMATION	MEMBER	FROM	TO	WATER BHPD	OIL BOPD	BFPD	SWC %
1	CHONTA	CETICO-3	3203	3204	196	94	290	67.60
2	CHONTA	CETICO-4	3206	3207	1376	155	1532	89.86
3	CHONTA	CETICO-6	3219	3220	1776	142	1317	87.55
TOTAL					2748	391	3139	87.55

=====

FLOWMETERS

HALLIBURTON

10:29:35

CLSPLT v6.1

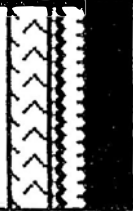
3050

1-Feb-95

CABLE SPEEDS  
MT/MIN

WELL  
BORE

FLOWMETERS  
RPS



PERFS  
CASING  
CEMENT  
FORMATION

0

API

120|5

3.1

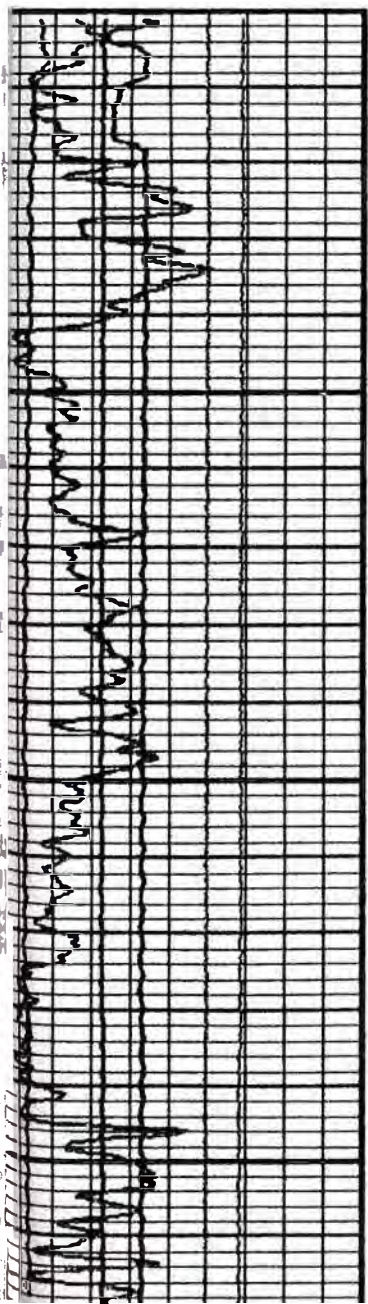
-15

RPS

15



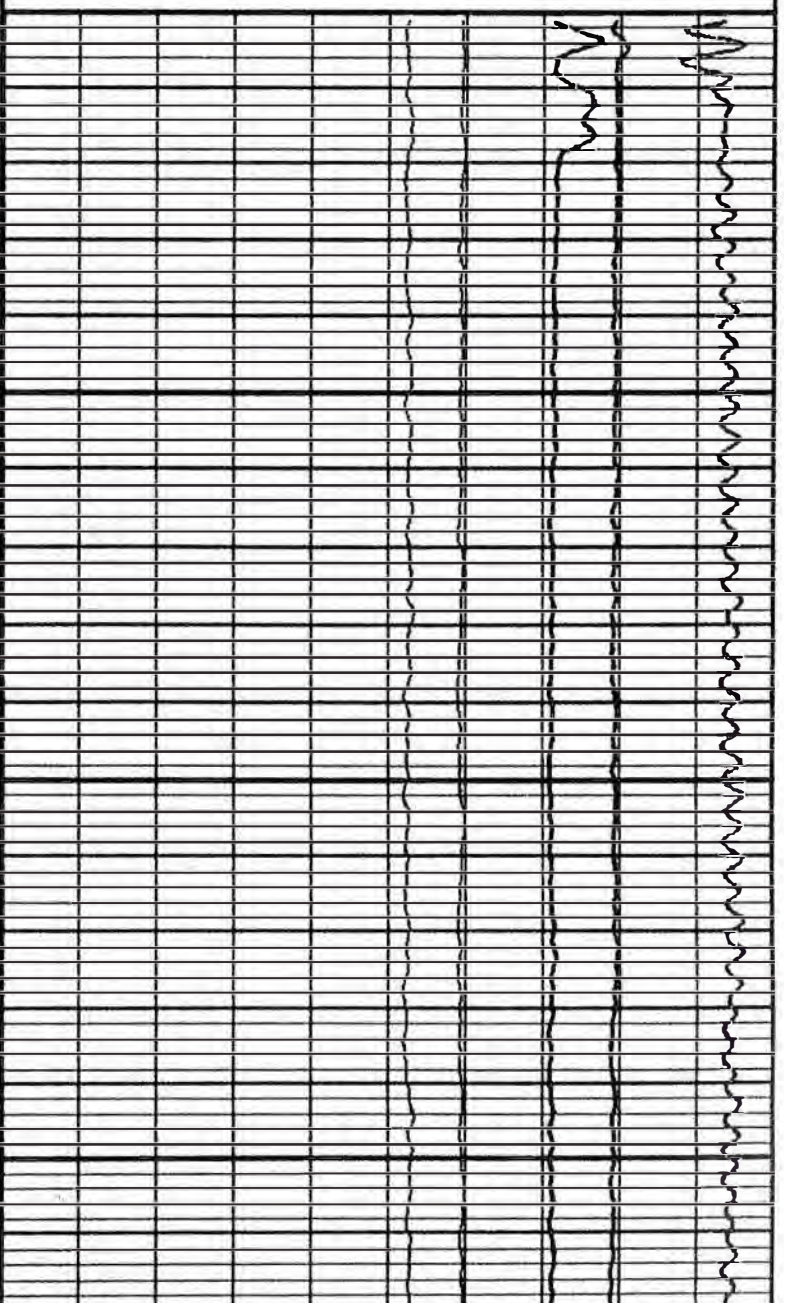
	HP1	120	5	3.1
	GR			RH
50	FPM	50	5	3.1
	CS1			CMNT
50	FPM	50	5	3.1
	CS2			P10
50	FPM	50	5	3.1
	CS3			P11
50	FPM	50	5	3.1
	CS4			PERF
50	FPM	50		
	CS5			
50	FPM	50		
	CS6			
50	FPM	50		
	CS7			
50	FPM	50		
	CS8			



03050F

03100F

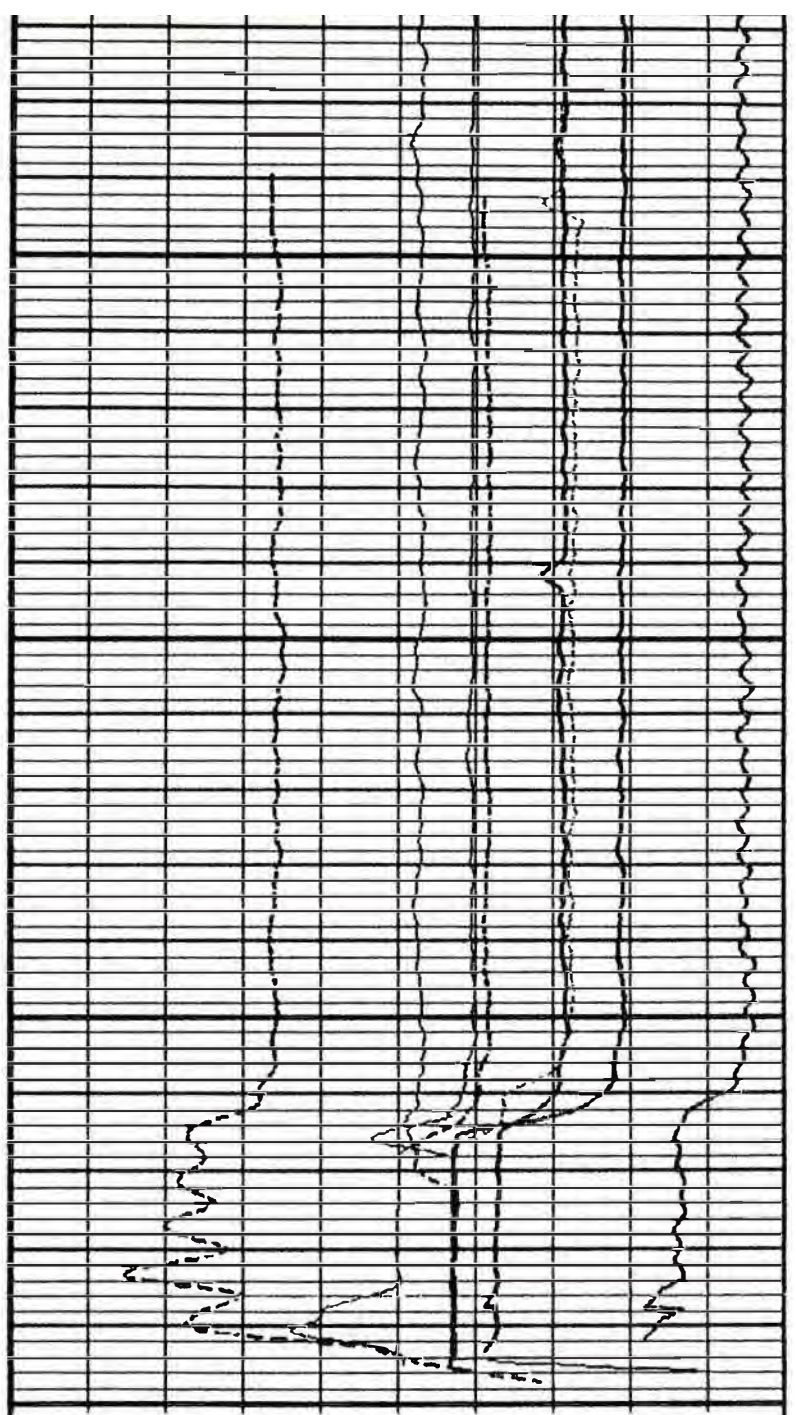
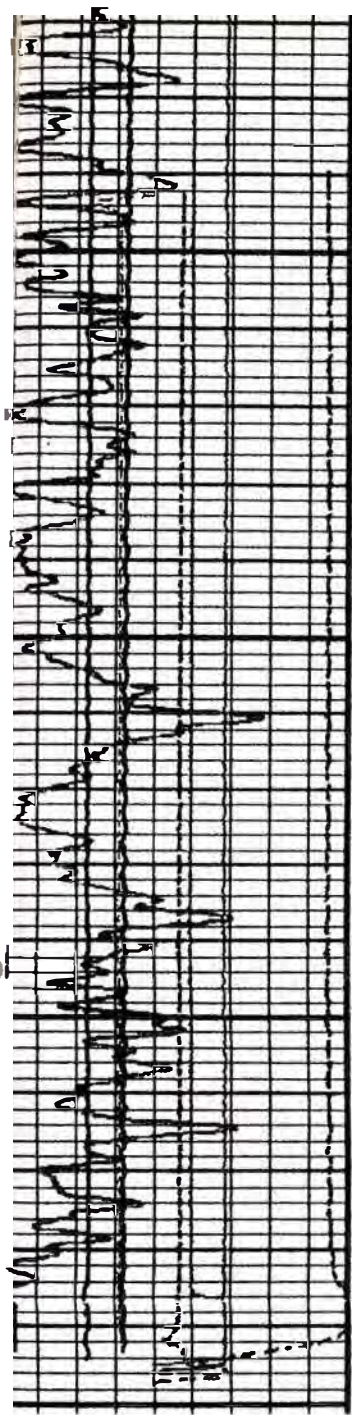
-15	RPS	15
	SR1	
-15	RPS	15
	SR2	
-15	RPS	15
	SR3	
-15	RPS	15
	SR4	
-15	RPS	15
	SR5	
-15	RPS	15
	SR6	
-15	RPS	15
	SR7	
-15	RPS	15
	SR8	





03150F

03200F



50	FPM	50		
	CS8			
50	FPM	50		
	CS7			
50	FPM	50		
	CS6			
50	FPM	50		
	CS5			
50	FPM	50	5	3.1
	CS4			PERF
50	FPM	50	5	3.1
	CS3			P11
50	FPM	50	5	3.1
	CS2			P10
50	FPM	50	5	3.1
	CS1			CMNT
	API	120	5	3.1

-15	RPS	15
	SR8	
-15	RPS	15
	SR7	
-15	RPS	15
	SR6	
-15	RPS	15
	SR5	
-15	RPS	15
	SR4	
-15	RPS	15
	SR3	
-15	RPS	15
	SR2	
-15	RPS	15

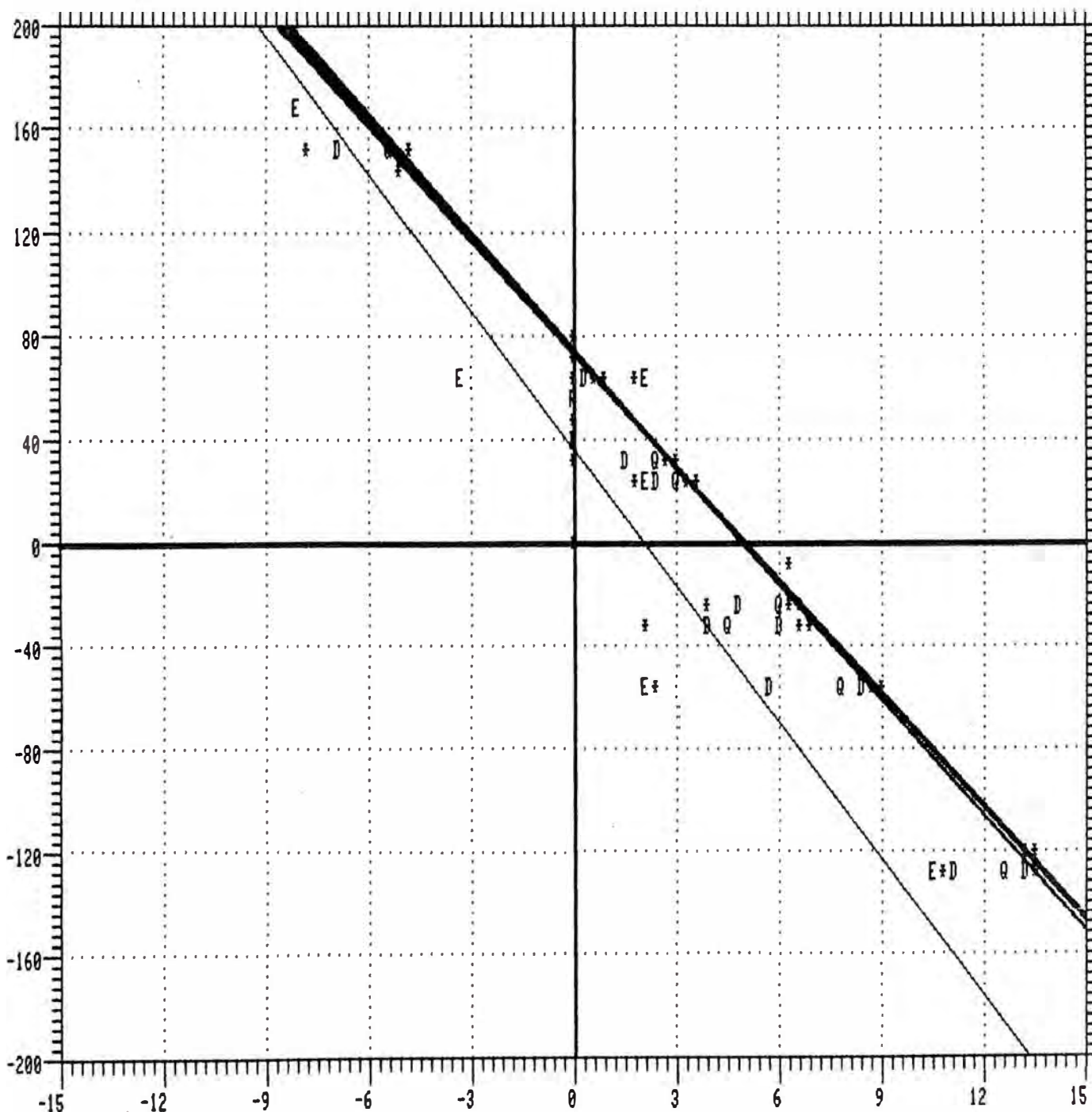
MT/MIN      BORE      RPS

ALLIBURTON      10:30:26      CLSPLT v6.1      3225      1-Feb-95

GRAFICOS DE CALIBRACION - FLOW METERS

ALLIBURTON      12:14:03      XPLOT      3220.04 M      31-JAN-  
LOGGING      SERVICES, INC.

CROSS PLOT - VSR vs VCS









## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

- 1.- La especificación de un programa es una necesidad si se requiere lograr ambos un software rápido, flexible y organizado para crecer fácilmente y además un programa de ejecución rápida, lógica, simple y agradable al usuario.
- 2.- Como ambas virtudes: Experiencia para hacer programas y experiencia en un determinado tema no se encuentran normalmente en la misma persona, un equipo de programadores y expertos son normalmente necesarios para poder realizar el trabajo completo.
- 3.- La información y forma como esta es presentada en este trabajo fue considerada adecuada por un grupo de programadores experimentados. Si no es exactamente adecuado, al menos se trata de un excelente comienzo para escribir un programa, y una guía referencial durante todo el lapso de elaboración del programa.
- 4.- Muchos detalles pueden haber sido omitidos durante la elaboración de éste documento, sin embargo, las pautas generales son lo bastante claras para crear en los programadores ideas claras y concisas de lo que desea hacer.

Detalles como estática, colores, tipos de letra, espaciamientos, etc. Son dejados al criterio de los

programadores que con la experiencia normalmente desarrollan un avanzado sentido de la estética y la simplicidad.

Porcentaje de ahorro en el sistema.

### Recomendaciones

La descripción de este programa es para trabajar los datos obtenidos durante un registro que se realiza para obtener un perfil de flujo. Se presentan los datos en forma fácil de ser digerida y verificada. Este tipo de servicio se ha desarrollado en la industria de tal manera que este programa vendría ahora a ser un modulo de un programa de análisis mucho mas completo. Este programa mas completo tendría las características que son descritas a continuación:

#### **Well Testing**

El registro de producción como hasta ahora fue descrito será llamado ahora perfil de flujo. Cuando se realizan pruebas e presión en un pozo (Well Test) los objetivos mas básicos resultado del análisis de transitorios de presión son:

- 1a) Evaluar la presión del reservorio
- 2a) Evaluar la permeabilidad y el daño promedio del reservorio
- 3a) Evaluar el tamaño del reservorio y área de drenaje del pozo así como la posición relativa del pozo respecto al reservorio.
- 4a) Evaluar la existencia de barreras (límites) del reservorio vecinas al pozo y sus respectivas

distancias al pozo.

Estas mediciones de presión son realizadas con la herramienta estacionaria mientras se cambia el flujo del pozo en superficie. La adquisición de datos se realiza en la misma forma como se realizan las paradas estacionarias descritas en este documento, con la diferencia que los tiempos de ensayo son bastante mas largos. El tratamiento y análisis de estos datos de transitorios de presión constituyen una disciplina completamente diferente cuyos objetivos son como se describió anteriormente, muy diferentes a la sola obtención del perfil de flujo.

La prueba de un pozo (Well Test) incluye también la medición de presión, temperatura y caudales en superficie durante toda la prueba. Si bien es cierto los programas de adquisición de datos deben contemplar esta situación, el programa de análisis debe tener un módulo para el análisis de transitorios de presión.

A una prueba combinada donde se obtiene perfiles de flujo y transitorios de presión se le denomina prueba SIP (Selective Inflow Performance).

De esta manera LOS PERFILES DE FLUJO y los TRANSITORIOS DE PRESION se unen para describir no solo los flujos en los pozos de petróleo sino también para obtener información acerca del yacimiento que es drenado por medio de este pozo.

El análisis de una prueba 'SIP' requiere la identificación de diferentes perfiles de flujo, ya que tendríamos un perfil de flujo por cada ensayo de flujo realizado. Será necesario especificar la condición de

flujo en cada pasado o corrida y lectura estacionaria, lo cual con lleva a aumentar el código de especificación de la curva, por ejemplo, la curva que se llamaba SR1, significa el Spinner que se corrió cronológicamente primero habría que llamarlo SR11, que significa que fue durante la prueba o ensayo número 1. Este tipo de análisis también requiere una mayor cantidad de curvas en la base de datos así como la generación de gráficos multiensayos, es decir, usando curvas y parámetros de múltiples ensayos.

La descripción de un programa de análisis de transitorios de presión esta fuera del alcance de este documento y tal vez requeriría mucho mas espacio que el que aquí se dedica al tema de los perfiles de flujo.

El programador debe pues tener en cuenta la posterior reidentificación de curvas y el tamaño de la base de datos para cubrir al menos 5 ensayos de flujo en una prueba SIP.

En cada ensayo de flujo se seguiría el mismo procedimiento de cálculo así que una vez realizado el primer ensayo los otros podrían ser computados, automáticamente.

### **Saturación del vacimiento**

La otra tendencia de la industria es a realizar mediciones de saturación de petróleo de la roca al mismo tiempo que se obtienen los perfiles de flujo. El flujo de cada zona es función de la saturación de petróleo en la roca, de su permeabilidad y porosidad así como del daño en

la velocidad del hoyo.

Como puede verse esta técnica esta pues bastante relacionada con la obtención del perfil de flujo, sin embargo, se realiza con herramientas y sensores completamente diferentes como son el neutrón pulsante para aguas altamente salinas y el carbón-oxígeno para aguas de baja salinidad o de salinidad descocida.

El análisis de los perfiles de neutrón pulsante y carbón oxígeno serán también motivo de un trabajo similar a este.

Los programadores en vista de esto deben tener en cuenta un módulo de análisis para saturación del yacimiento una base de datos mayor que también requiere identificación por ensayo (al menos 5).

Asimismo deben considerar presentaciones impresas especiales mostrando saturaciones de petróleo y caudales computados para una mejor visualización del usuario de la sinergia entre estas dos disciplinas.

Finalmente el programa del futuro será capaz de analizar:

- 1.- Perfiles de flujo
- 2.- Transitorios de presión
- 3.- Perfiles de saturación del yacimiento

Y los presentará de un forma clara y útil para el usuario.

Esta forma no ha sido todavía bien definida en la industria petrolera, sin embargo, abre muchas posibilidades de análisis. Por ejemplo, usando los PERFILES DE FLUJO y TRANSITORIOS DE PRESION podemos estimar las presiones,

permeabilidades y daños de cada zona cañoneada individual usando la técnica conocida como prueba MLT (Multi Layer Transient Test). Usando estas permeabilidades y daños junto con la saturación de hidrocarburos y la porosidad de la roca se puede estimar un perfil de flujo esperado, que después puede ser comparado con el medido, llegando a afinar parámetros del yacimiento que nos permitirán tomar acciones mucho más específicas sobre el y que a su vez redundaría en un mayor ahorro de dinero y esfuerzo adicionalmente a una mayor productividad por pozo en el yacimiento.

## BIBLIOGRAFIA

1. A.D. Hill, "Production Logging – Theoretical and Interpretative Elements", Monograph Volume No 14, SPE Henry L. Doherty Series , 1990.
2. "Production Logging" – SPE Reprint Series No 19, 1985 Edition.
3. Wiggo H. Holm and Robert A. Farnan, Philips Petroleum Co. "A Cased Hole Well Log Computer System" SPWLA June 27-30, 1983
4. "PLA Production Logging Analysis (PLA), internal document Halliburton Logging Services, 1990.
5. Jirapa Skolnakorn and S.L. Morriss, U. Of Texas SPE 26241 Society of Petroleum Engineers, "An Improved Human Interface for Computer-Based Log Interpretation", 1993.
6. "PLWSA Production Logging Wellsite Analysis (PLWSA) ", Internal document Halliburton Logging Services, 1993.