

# Software para Interpretar Registros de Producción de Pozos y Su Aplicación en Campos Petroleros.

## Software for Interpreting Production Logging of Wells and its Application in Oil Fields

Freddy Humberto Escobar<sup>1</sup>, Anderson Caviedes Ramírez<sup>2</sup> y Oscar Leonardo Enciso<sup>3</sup>.

### Resumen

En este artículo se presenta una alternativa para interpretar Pruebas de Registros de Producción de pozos petroleros, basada en el desarrollo de un software interactivo que a partir de los datos de registro del pozo, datos de producción o inyección, descripción de las herramientas usadas y parámetros del hidrocarburo, permite determinar la distribución vertical de los fluidos producidos o inyectados, mediante la aplicación de un esquema de interpretación. El esquema cuenta con métodos y cartas para la calibración de las herramientas de registro, correlaciones PVT para determinar las propiedades de los fluidos (Bánzer, 1996), métodos para determinar las fracciones de fluido en distintas secciones del pozo y correlaciones de flujo multifásico para el cálculo de las tasas de flujo. El aplicativo cuenta con una interfaz gráfica que permite visualizar los datos de registro y los cálculos de las tasas de flujo en función de la profundidad, dotado de un módulo de edición gráfico que permite modificar y eliminar datos no válidos. Para el desarrollo del programa se utilizó la herramienta de programación Visual Basic.Net versión Express 2008 debido a su enfoque a entornos gráficos y a que no genera costos por licencia; para el cálculo de las tasas de flujo el programa utiliza cuatro correlaciones de flujo multifásico.

*Palabras Clave:* Registro de Producción; Correlaciones Pvt; Fracción de Fluido; Interfaz Gráfica.

### Abstract

This article presents an alternative to interpret Production Logging Tests of oil wells, based on the development of an interactive software that from the well log data, production or injection data, description of the tools used and parameters hydrocarbon, to determine the vertical distribution of fluids produced or injected, through the implementation of a scheme of interpretation. The scheme has methods and charts to the calibration of logging tools, PVT correlations to determine the properties of fluids(Bánzer, 1996)., methods for determining the fraction of fluid in different sections of the well and multiphase flow correlations for calculating rates flow. The software has a graphical interface that lets you view the log data and estimates of flow rates depending on the depth, equipped with a graphic editing module lets you modify and remove invalid data. To develop the program used programming tool Visual Basic.Net Express 2008 version because of its approach to graphical environments, as no license fees generated; to calculate flow rates are used four multiphase flow correlations.

*Keywords:* Production logging; PVT Correlations; Fluid Fraction; Graphical Interface.

---

<sup>1</sup> Ingeniero de Petróleos, Ph. D. Docente Universidad Surcolombiana - Neiva. Av. Pastrana – Cra 1. fescobar@usco.edu.co <sup>2</sup> Ingeniero Electrónico. Universidad Surcolombiana - Neiva. Av. Pastrana – Cra 1. anderfoxx\_8@hotmail.com

<sup>3</sup> Ingeniero Electrónico. Universidad Surcolombiana - Neiva. Av. Pastrana – Cra 1. leonardo-enciso@hotmail.com

## 1. Introducción

La necesidad de los registros de producción se incrementa a medida que más campos petroleros pasan a recuperación secundaria y terciaria. En estas etapas avanzadas de la producción, la eficiencia de barrido del yacimiento es a menudo crítica y los registros de producción son uno de los pocos medios disponibles para determinar la distribución vertical de los fluidos inyectados o producidos (McKinley, 1982). Asimismo, la perforación y el adecuado completamiento del pozo es vital para el desempeño eficiente del reservorio y, una vez más, el registro de producción es el principal método de evaluación del pozo.

Los registros de producción, como la mayoría de pruebas de pozo, se basan en medidas indirectas para obtener los resultados deseados. Estos consisten en adquirir los datos medidos por un conjunto de herramientas de registro dentro del pozo, para luego, mediante un proceso de interpretación de los datos, evaluar el caudal de flujo dentro del pozo o, en algunos casos, el completamiento del pozo (Hill, 1990).

El proyecto desarrollado se orientó a la implementación de un software para la interpretación de Pruebas de Registros de Producción (PLT) bajo la interfaz de Visual Basic.Net, versión Express 2008, el cual brinda al intérprete de registro un conjunto de herramientas visuales, métodos numéricos, cartas de calibración, correlaciones para flujo multifásico y propiedades PVT, que permite obtener resultados cuantitativos satisfactorios en el cálculo de las tasas de flujo. El desarrollo del proyecto comentado en este artículo fue posible gracias a un convenio establecido entre la Universidad Surcolombiana, el Instituto Colombiano del Petróleo ICP y Ecopetrol S.A.

El elevado costo de la licencia de un software para interpretación de registros de producción, llegando incluso a los 20.000 € por la licencia perpetua, como es el caso de Emeraude, software de la línea Kappa especializado para la interpretación de registros de producción, además de ser el software más representativo en el mercado para este propósito; el uso masivo de registros de producción en las diferentes etapas de vida de un pozo y el acceso a lenguaje de programación con entornos visuales hacen factible desarrollar un software que cuente con los últimos estándares de la industria petrolera para registros PLT, agrupando una serie de funciones específicas para trabajar de forma integral en la interpretación de registros, sin necesidad de acudir a otra aplicación particular.

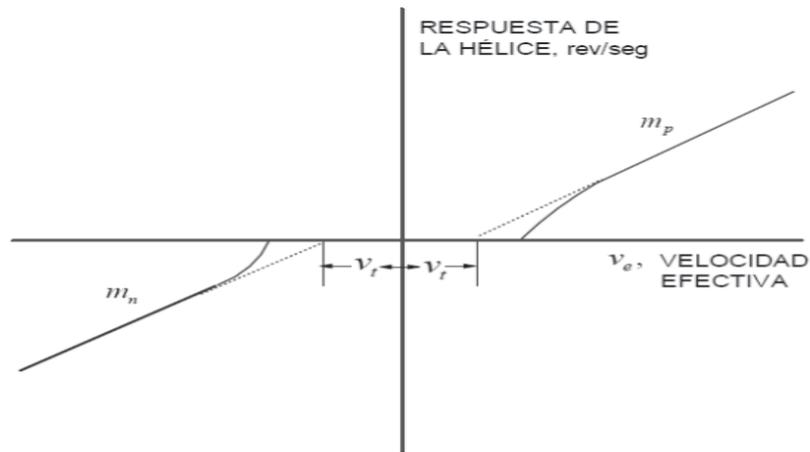
## 2. Metodología

Para la elaboración del software es necesario tener en cuenta diferentes etapas, la primera de ellas corresponde a una etapa de recopilación de información, en la que se debe buscar una alimentación teórica de los conceptos fundamentales para el análisis de datos de los registros de producción. Los resultados de esta etapa fueron el reconocimiento de las diferentes herramientas usadas en un registro, la identificación del proceso analítico y matemático a seguir para la obtención de las contribuciones de caudal por zonas a partir de los datos proporcionados por el conjunto de herramientas.

La segunda fase concierne a la identificación de un lenguaje de programación gráfico y robusto para el manejo de datos, además debe ser un lenguaje de licencia de funcionamiento gratuita. El uso de ADO.NET (ActiveX Data Objects), que es un conjunto de componentes usados por Visual Basic.NET que permiten el acceso a datos desde la plataforma .NET de Microsoft, para el acceso a datos, contribuye a la obtención de una aplicación robusta, escalable y de muy buen rendimiento. Las funcionalidades con las que cuenta ADO.NET permitieron programar de manera rápida, ordenada, correlacionada y restringida la gran cantidad de datos con instrucciones cortas. La versión Visual Basic Express Edition 2008, aunque es una versión limitada pero gratuita, pensadas para usos no profesionales (principiantes, aficionados y pequeños negocios), permite cumplir con el objetivo de reducción de costos en pago de licencias; Las limitaciones que presenta esta herramienta de programación no complican el desarrollo del software ya que la interfaz que brinda suple las necesidades de robustez, escalabilidad y flexibilidad requeridas.

La tercera etapa corresponde a la búsqueda y construcción de los modelos matemáticos a implementar en el software, diseñando cada una de las diferentes rutinas necesarias para el procesamiento de los datos suministrados por los registros de producción tales como:

Interpolación lineal entre dos parejas coordenadas para la eliminación de lecturas erróneas de los datos. Regresión lineal a través de mínimos cuadrados para la obtención de los parámetros de calibración del caudalímetro, donde las pendientes de las líneas ( $m_p$  y  $m^p$ ) representan la respuesta lineal del caudalímetro y los interceptos con el eje horizontal indica las velocidades de umbral aparente de la herramienta ( $V^t$ ) como se aprecia en la Figura 1. (Hill, 1990).



**Figura 1.** Respuesta del impulsor a la velocidad efectiva

Calculo de la velocidad aparente del fluido a partir de los parámetros de calibración del caudalímetro y los datos correspondientes a la velocidad del cable ( $v_c$ ) y las revoluciones del caudalímetro (rps) suministrados por los registros de producción empleando la siguiente ecuación. (Hill, 1990).

$$v_f = \left( \frac{rps}{m} + v_t \right) - v_c$$

Calculo de los holdups de las fases de agua y petróleo de un fluido bifásico a partir de la lectura de densidad radioactiva proporcionada por los registros de producción, y los valores de densidades de agua y petróleo en fondo de pozo, empleando las siguientes expresiones.

$$\rho_w - \rho_o$$

$$J_o - J_w$$

Calculo de la fracción de agua en flujo multifásico a partir de la capacitancia eléctrica del fluido proporcionado por el registro y la respuesta fraccional a partir de las calibraciones de capacitancia para 100% de agua y 100% de hidrocarburos, mediante la ecuación:

$$Fr = \frac{frec_{CWH} - frec_{100\%Hyd}}{frec_{100\%Water} - frec_{100\%Hyd}}$$

Obtención de las propiedades PVT de las fases presentes en un fluido determinado a partir de los parámetros de hidrocarburos producidos por el pozo (Bánzer, S. C, 1996).

Cálculo de las tasas de flujo empleando cuatro correlaciones de flujo multifásico: Hagedorn and Brown (Hagedorn and Brown, 1967), Duns and Ros (Duns and Ros, 1969), Orkiszewski (Orkiszewski, 1967), y Beggs and Brill (Beggs and Brill, 1973).

La cuarta y última fase en la elaboración del software es la programación y desarrollo de cada uno de los módulos y formularios que lo forman, en donde la apariencia de este será lo más agradable, sencilla e interactivamente posible para el intérprete de registros de producción; el resultado de esta fase es la construcción de los siguientes formularios:

Formulario padre (ver Figura 2) que representa la ventana principal del software en donde se alojan las barras de herramientas y de menús, además de contar con la interfaz gráfica de los registros de producción.

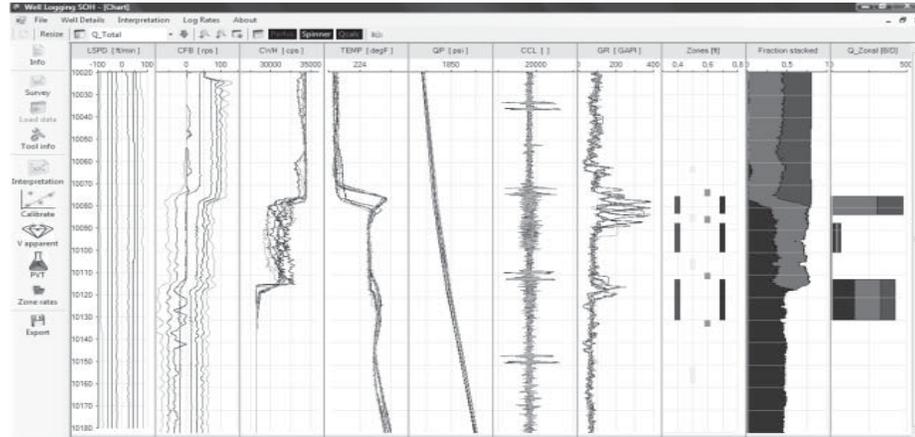


Figura 2. Ventana principal del software.

Formulario para cargar los datos de registro el cual ofrece una ventana de búsqueda como se muestra en la Figura 3, que permitirá seleccionar los datos de registro con extensión “.LAS” y mostrarlos en este formulario organizados por tablas y luego visualizarlos de manera gráfica en la ventana principal del software.

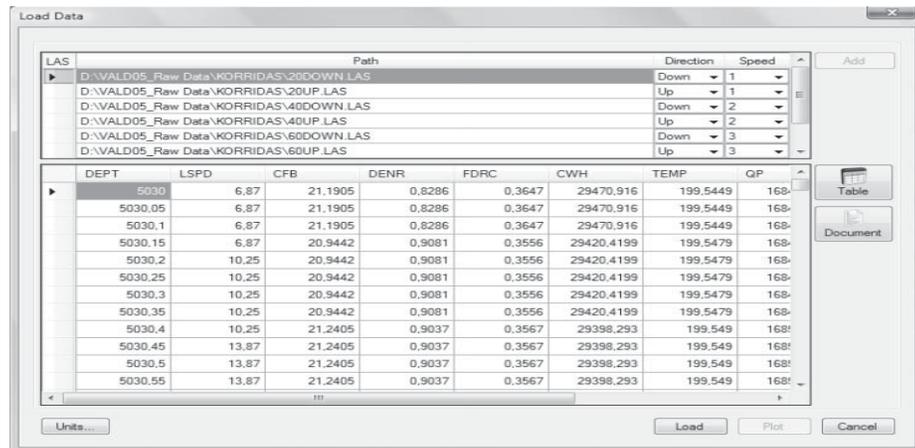
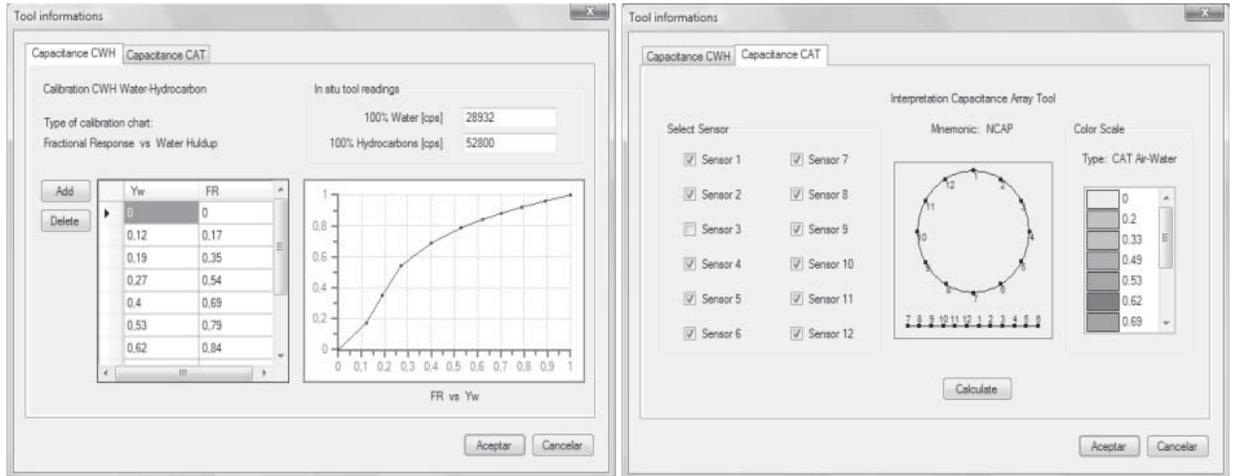


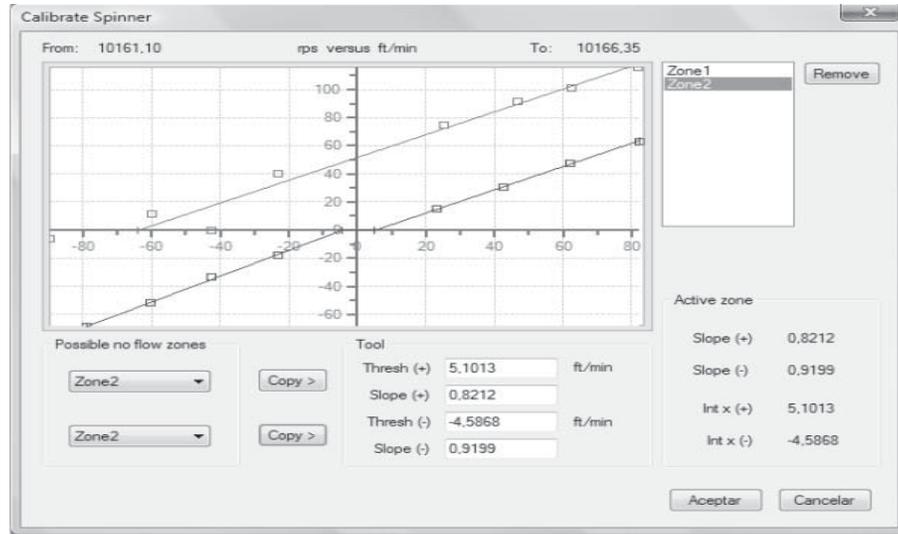
Figura 3. Formulario para cargar los datos de registro.

Formulario de información de las herramientas (Figura 4) en donde se muestran la carta de calibración para la herramienta de capacitancia y la distribución de los sensores de la herramienta de arreglo de capacitancias.



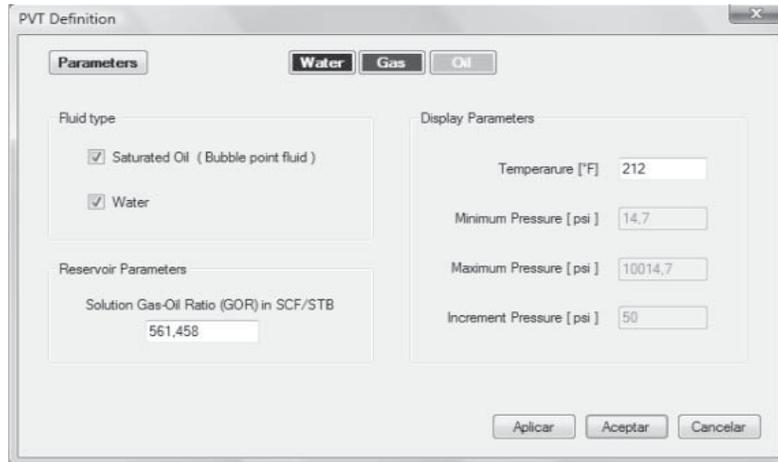
**Figura 4.** Formulario información de las herramientas.

Formulario de calibración del caudalímetro en donde se obtiene los parámetros de calibración de esta herramienta a partir de los datos de registro y las zonas de trabajo seleccionadas. Como se puede apreciar en la Figura 5.



**Figura 5.** Formulario calibración del caudalímetro.

Formulario de definición de correlaciones PVT como se muestra en la Figura 6, en el cual se calculan todas las variables PVT del tipo a partir de los parámetros del hidrocarburo producido en el pozo



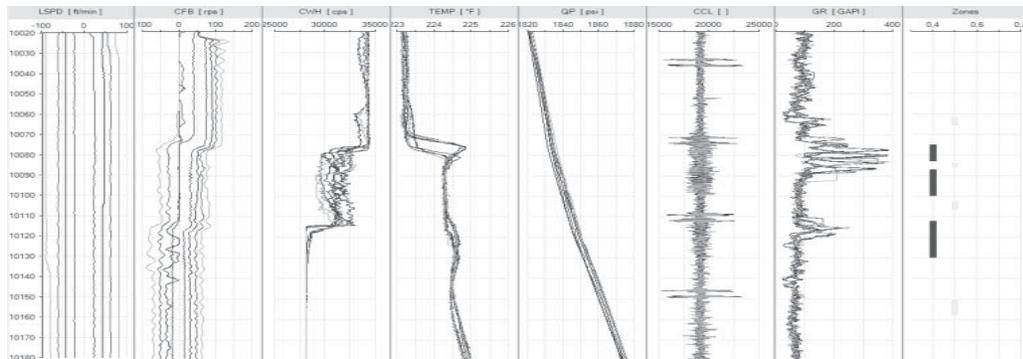
**Figura 6.** Formulario de definición de correlaciones PVT.

### 3. Resultados

El software desarrollado bajo lenguaje de programación Visual Basic.NET proporciona una interfaz gráfica muy versátil, pues además de la interacción con el usuario ofrece la facilidad para identificar los diferentes registros. La interfaz permite visualizar todos los datos de registro cargados, las cartas o gráficas de calibración para las herramientas, la interpretación de los registros y la distribución de caudal en las diferentes zonas del pozo.

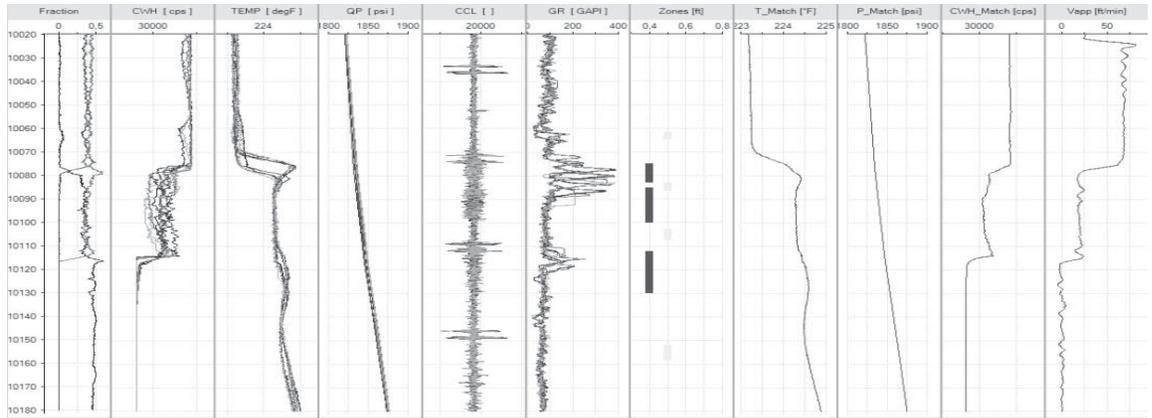
Para reforzar la idea anterior a continuación se muestran los resultados que arroja el software, tomando como ejemplo los datos de registro de un pozo de producción del cual se tienen los siguientes datos: El pozo produce 719 BFPD con un corte de agua de 0.1 % para una producción de 683 BOPD de 36.26 API y 36 BWPD, la producción de gas fue de 8.74 KSCFD para un GOR de 1286 SCF/BBL. La presión en cabeza y la temperatura fueron respectivamente 335 Psi y 115 °F. Se corrieron pases a 20, 40, 60 y 90 ft/min, subiendo y bajando, entre 10020' y 10180' a través del revestimiento de 5". El pozo tiene los siguientes intervalos cañoneados: 10075' – 10083', 10087' – 10100', 10112' – 10130'.

La Figura 7 muestra los datos de registro graficados por el software y los intervalos de perforación y calibración que representan nuestras zonas de trabajo.



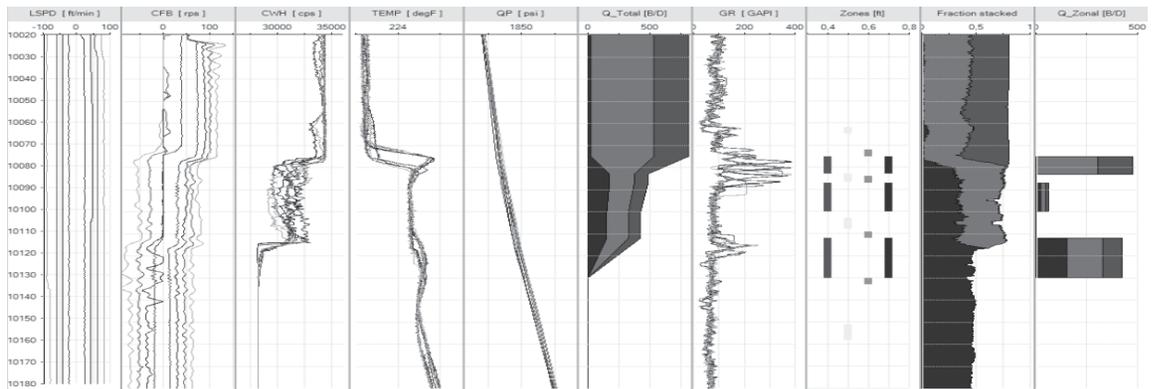
**Figura 7.** Datos de registro, zonas de perforación y calibración

Después de realizar la calibración del caudalímetro se realizan las interpretaciones para los registros de Temperatura, Presión, Capacitancia para detección de agua (CWH) y el cálculo de la velocidad aparente del fluido; como se visualiza en la figura 8.



**Figura 8.** Interpretación de los registros y velocidad aparente

Para calcular el caudal se utilizó la correlación de Hagedorn and Brown (Hagedorn and Brown, 1967), en las zonas ubicadas 3 ft por encima de los perforados y 3 ft por debajo del perforado más profundo, como se observa en la figura 9, donde aparecen dos gráficas **Qzonal**, la del extremo derecho se encuentra ampliada para poder observar las contribuciones de las zonas inferiores.



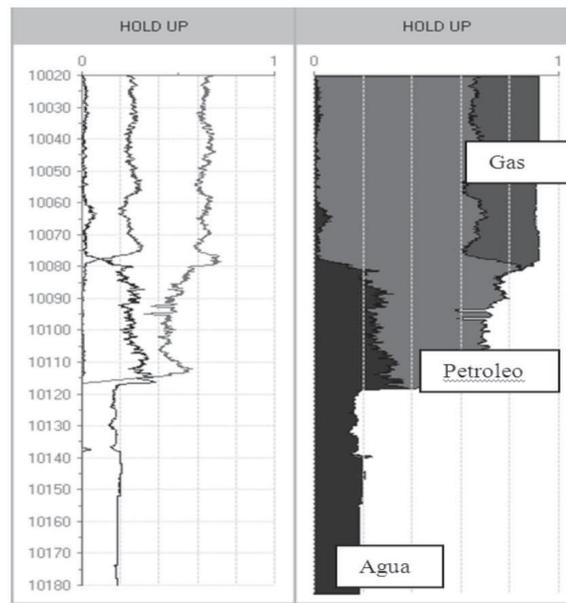
**Figura 9.** Perfil de flujo del pozo de producción interpretado

La Figura 10 muestra las contribuciones zonales de caudal, a condiciones de fondo, calculadas por el software.

From	To	dQw,B/D	dQg,B/D	dQo,B/D
10075	10083	-150,7726	170,4382	306,615
10087	10100	22,5121	13,3848	24,079
10112	10130	152,239	97,058	174,6055

**Figura 10.** Contribuciones zonales de los perforados.

Finalmente la Figura 11 muestra las gráficas de holdup obtenidas a partir de la respuesta de la herramienta de arreglo de capacitancias



**Figura 11.** Holdup obtenido de la interpretación del registro de la CAT

#### 4. Conclusiones

Se desarrolló un software para interpretar datos de registro de producción o inyección, corridos a diferentes velocidades y en función de la profundidad del pozo, que cuenta con una interfaz gráfica interactiva y ofrece un ambiente de trabajo amigable al usuario.

Para el cálculo de los caudales en fondo se usaron correlaciones de flujo vertical con modelo Líquido-Gas, usadas en tesis de pregrado de ingeniería de petróleos orientadas a calcular la Presión de Fondo Fluyente (Escobar y Arciniegas, 1986). Estas correlaciones fueron adaptadas a los métodos de cálculo de los caudales zonales, presentando un excelente desempeño para fluido multifásico.

El uso del conjunto de componentes que ofrece ADO.NET, para el acceso a datos, contribuyó a obtener una aplicación robusta, escalable y con muy buen rendimiento. Las funcionalidades con las que cuenta ADO.NET permitieron programar de manera rápida, ordenada, correlacionada y restringida la gran cantidad de datos con instrucciones cortas.

Los dispositivos de muestreo estándar centralizados no pueden cuantificar con precisión la distribución y velocidad de un fluido, debido a la ubicación de la herramienta en el pozo, el sensor puede no encontrar fluido en la zona que lo produce. Esto hace que el uso de herramientas de arreglo de sensores como la CAT sea tan importante en los trabajos de registro, pues la respuesta de cada sensor permitió identificar los fluidos y obtener el porcentaje de ocupación de cada fase en la sección transversal del pozo de manera muy precisa.

La programación de las propiedades PVT bajo un entorno visual e interactivo, permite al usuario comprender fácilmente el comportamiento de las mismas y determinar las variables críticas que afectan a los fluidos a parámetros establecidos.

## 5. Referencias Bibliográficas

1. Bánzer, S. C., 1996. Correlaciones numéricas P.V.T. Maracaibo. Universidad del Zulia. 140 p.
2. Beggs, H. D., Brill, J. P., 1973. A Study of Two-phase Flow in Inclined Pipes. JPT. 607 p.
3. Duns, H. J., Ros, N. J., 1969. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells. 6th World Petroleum Congress. Frankfurt, Germany.
4. Escobar, F. H., Arciniegas, O. E., 1986. Diseño y aplicación de un programa de computador para calcular la presión de fondo fluyente. Bogotá. Tesis de grado. Fundación Universidad de América. Ingeniería de petróleos. 115 p.
5. Hagedorn, A. R., Brown, K. E., 1967. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-phase Flow in Small Diameter Vertical Conducts. JPT. 475 p.
6. Hill, A. D., 1990. Production Logging—Theoretical and Interpretive Elements, Society of Petroleum Engineers of Aime. Richardson, Texas. 154 p.
7. McKinley, R. M., 1982. Production Logging. Paper SPE 10035 presented at the 1982 SPE Intl. Petroleum Exhibition and Technical Symposium, Beijing, March 18-26.
8. Orkiszewski, J., 1967. Predicting Two-phase Pressure Drops in Vertical Pipe. JPT.