

## TITULO DEL DESAFÍO

**Original:** ¿Cómo inferir en tiempo real el perfil de flujo de Inyección por zona mediante mediciones de temperatura distribuidas en pozos petroleros?

### ANTECEDENTES:

El conocimiento del comportamiento de los perfiles de inyección de agua en pozos inyectores o de producción de aceite en pozos productores, es un factor clave para la administración óptima de los proyectos de recobro secundario. En esta fase, la energía natural del yacimiento ha sido agotada hasta el punto de imposibilitar el flujo natural hasta la superficie, por lo que se inyecta agua para recuperar la presión del yacimiento y lograr un efecto de empuje sobre el aceite remanente. Monitorerar o medir el flujo de inyección en los pozos inyectores y su efecto en el flujo de producción de los pozos productores por zona, es de gran importancia para redirigir las estrategias de inyección y así lograr un máximo beneficio del proceso de recobro secundario. Sin embargo esta tarea no es sencilla y requiere de la intervención del pozo objetivo para capturar la información relacionada con la producción mediante equipos de registro (Injection Logging Test o Production Logging Test), que por su costo y logística son utilizados ocasionalmente durante la vida del pozo.

Por otra parte, el seguimiento operacional es realizado actualmente mediante mediciones puntuales de presión y temperatura en superficie y fondo de pozo (sensores propios del sistema de levantamiento artificial) y mediciones del flujo total inyectado o producido. Sin embargo esta información en algunos casos es insuficiente para evaluar el desempeño de la inyección en cada zona intervenida del pozo. Actualmente se dispone de la tecnología DTS (Distributed Temperature Sensing) que permite monitorerar en línea y con alta resolución el perfil de temperatura de un pozo por medio de fibra óptica (Figura 1). La interpretación de los datos DTS ofrece un gran potencial, más allá de la misma medición de temperatura. Dentro de las interpretaciones desarrolladas del DTS en el estado del arte se encuentran: Modelos térmicos acoplados pozo - reservorio, Estimación del perfil de flujo del pozo, Evaluación de propiedades de la formación, Detección de anomalías del pozo o eventos de rápida evolución en el mecanismo de producción del yacimiento, y Análisis de comportamientos transitorios en arranque y parada. [The Use of DTS Data - Zhe Wang / Stanford University / 2012].

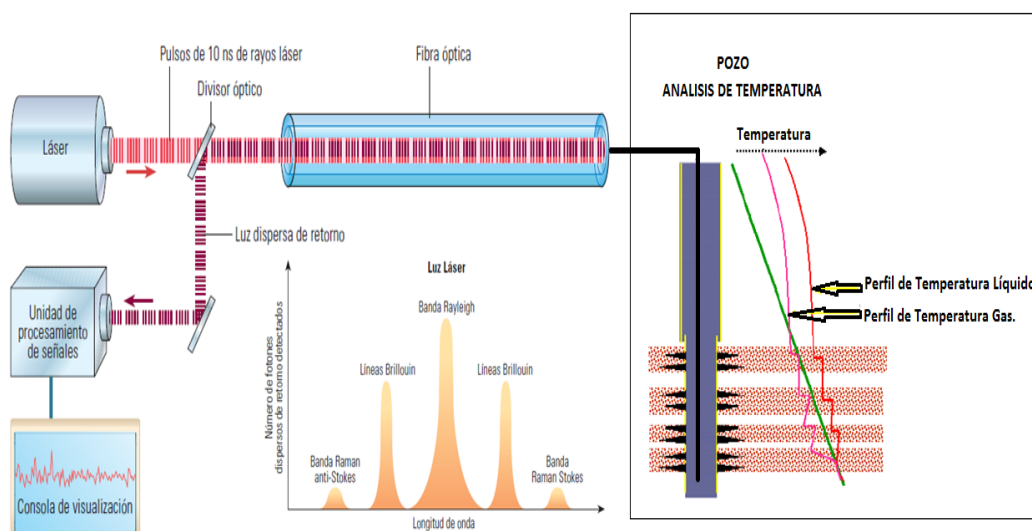


FIGURA 1. Esquema Funcional de la Tecnología DTS. Las Señales Stokes y Anti-Stokes del Espectro de Retrodispersión, Obtenidas por Emisión de Pulsos Laser a través de la Fibra Óptica, son proporcionales a la Temperatura. [Temperaturas de Fondo de Pozo Obtenidas con Fibra óptica – G. Brown / Oilfield Review /2009 (Adaptación)]

Los modelos propuestos para realizar estas interpretaciones son basados en principios fundamentales (Balances de Masa y Calor) que en conjunto con ecuaciones constitutivas y parámetros propios de los fenómenos de transferencia, permiten estimar el perfil de flujo que mejor explica el perfil de temperatura medido en los pozos por el DTS. Existen además otros fenómenos, que pueden tener relevancia en la temperatura del fluido, como el efecto Joule-Thomson que conlleva cambios de temperatura en un fluido debido a cambios de presión a través de medios tortuosos y que pueden ser relevante en zonas con drawdown elevado. Los modelos son generalmente solucionados de forma analítica, aunque dependiendo de su complejidad existen también desarrollos numéricos. En la Figura 2, se ilustran variaciones teóricas típicas del perfil de temperatura vs perfil geotérmico para un pozo productor de aceite o gas con múltiples zonas productoras (B, C, D) y una zona estática con flujo cruzado (A). De igual forma en los pozos inyectoros, múltiples arenas suelen ser intervenidas, dando origen a un perfil característico dependiente del flujo inyectado en cada zona (Figura 3).

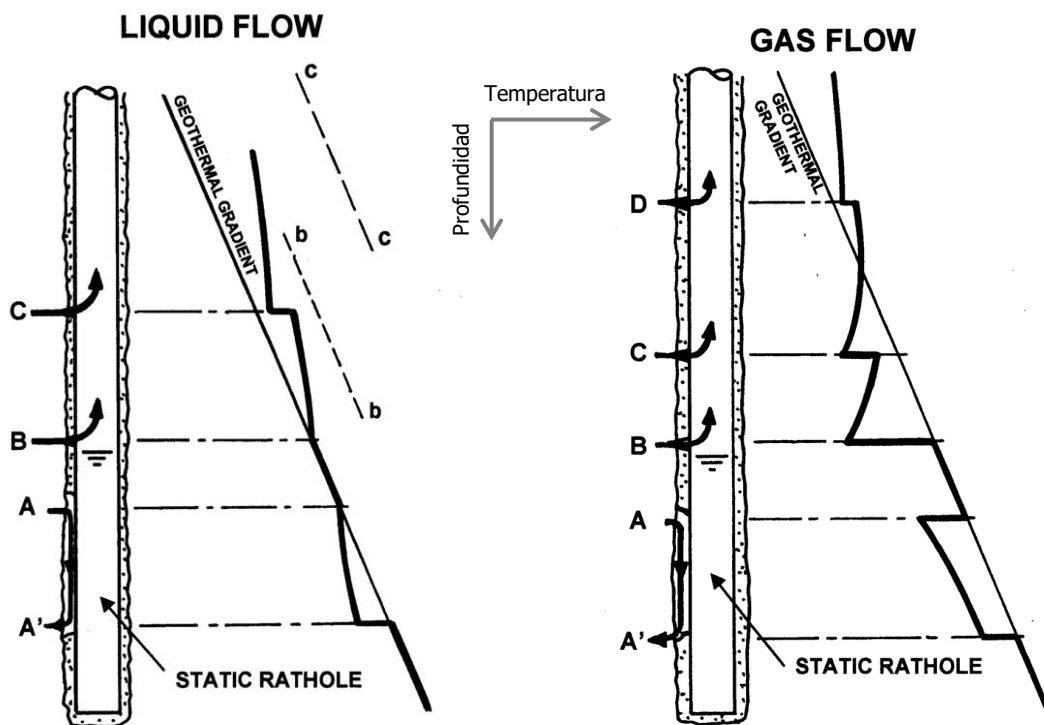


FIGURA 2. Esquema Teórico del Perfil de Temperatura de Zonas Productoras (B, C, D) y Flujo Cruzado (A), para un pozo productor de líquido y de gas. [DTS Primer for Oil and Gas Production – James Smolen & Alex van der Spek / Shell / 2003].

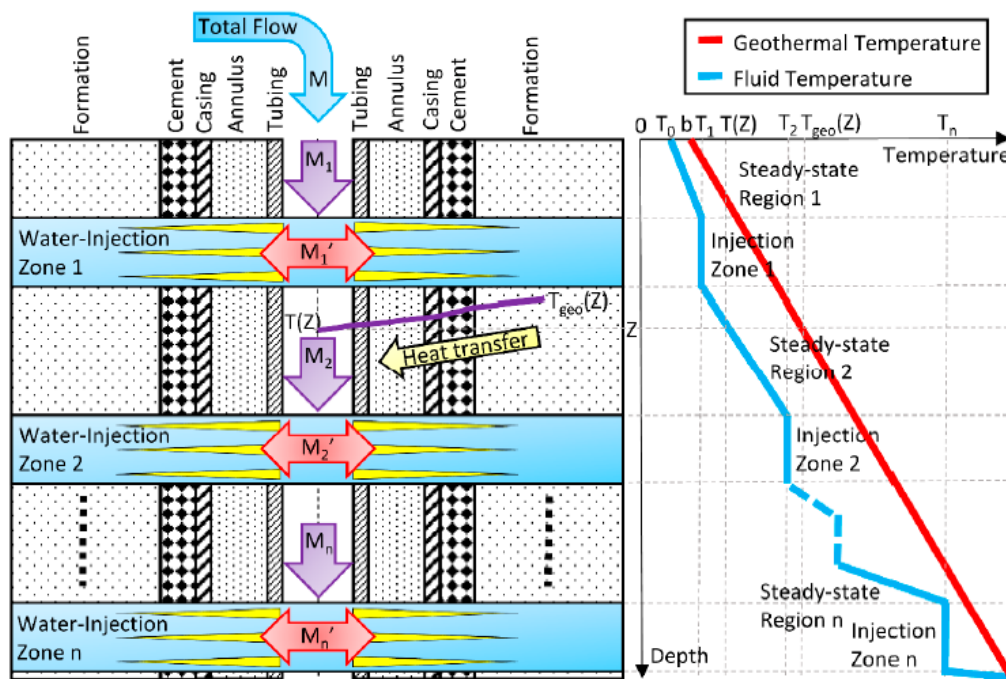


FIGURA 3. Esquema Teórico del Perfil de Temperatura de Zonas Inyectoras (B, C, D) para un pozo productor inyector de agua. [Flow Rates Measurement and Uncertainty Analysis in Multiple-Zone Water-Injection Wells from Fluid Temperature Profiles – Jose Reges & Alex van der Spek / Sensors Journal MDPI / 2016].

El objetivo del reto consiste en un modelo matemático desarrollado en lenguaje de programación que transforme los datos del perfil de temperatura (DTS) en los flujos de inyección de cada zona del pozo (perfil de flujo). Esta información tiene el potencial mejorar sensiblemente la toma de decisiones en dos procesos paralelos, a diferentes escalas pero con igual importancia para el proceso recobro secundario: 1. Direccional la operación, por cambio de zonas de inyección (y producción) para maximizar la producción el aceite y minimizar la de agua y 2. Evaluar los esquemas de inyección y la eficiencia del recobro por ajustes en las estragias y los modelos de numéricos de yacimiento. Finalmente se espera que estas acciones permitan optimizar el factor de recobro final del yacimiento de la etapa de recobro secundario.

Los datos de entrada que se dispondrán para enfrentar el reto corresponden a: historial de los sensores de temperatura y presión de fondo y superficie de pozo, historial de pruebas de flujo total de inyección/producción, registros de salida del perfil de temperatura del pozo (DTS).

#### OBJETIVO:

El objetivo del reto consiste en desarrollar e implementar en lenguaje de programación un modelo matemático que transforme los datos del perfil de temperatura (DTS) en el perfil de flujo de inyección por zonas de un pozo y realice la presentación en línea de los resultados en interfaz gráfica.

**ALCANCE Y COBERTURA:**

Las soluciones deben estar en la capacidad de ser corridas en un entorno computacional, que permita evaluar la respuesta de los modelos propuestos con vectores de temperatura DTS históricos de un pozo objetivo, emulando la entrada y salida en línea de los datos. Lo anterior permitirá verificar aspectos funcionales y de desempeño de las propuestas.

<b>PARTICIPANTES</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
Internos	<b>N.A.</b>
Externos	Empresas, grupos de investigación, universidades, centros de desarrollo tecnológico, centro de desarrollo productivo.

**CRONOGRAMA**

<b>Actividad</b>	<b>Fecha límite</b>
<b>Lanzamiento del Concurso</b>	10/10/2016
<b>Inscripciones Hasta</b>	17/10/2016
<b>Taller entrega de Información (se podrán agendar talleres adicionales)</b>	19/10/2016
<b>Sesiones reto por equipos</b>	26/10/2016 2/11/2016
<b>Sesión Co-working</b>	9/11/2016
<b>Sustentación</b>	18/11/2016
<b>Premiación</b>	24/11/2016