

# Utilizando mediciones continuas de temperatura en pozos de hidrocarburos

G. Sebastián Pedersen  
sebasped@gmail.com

3er. Ciclo de Charlas de Matemática — ICI — UNGS

Jue 03 de Octubre de 2019

## Resumen

La herramienta clásica en la industria petrolera para mediciones en pozo es el PLT (Production Logging Tool). En esta charla abordaremos qué pueden aportar las mediciones continuas de temperatura por fibra óptica en pozos de hidrocarburos.

# ¿Qué se quiere saber de un pozo de hidrocarburos y por qué?

Mediciones temp.  
Fibra Óptica  
Pozos petroleros

SP

La cuestión central

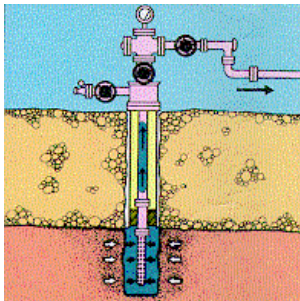
Contexto y  
mediciones

Modelado e  
implementaciones

Resultados

Referencias

Determinar la dinámica del pozo:



- ▶ Producción por capas:
  - ▶ El total en superficie se sabe.
  - ▶ Cuánto está saliendo para cada punzado (profundidad).
- ▶ Variaciones temporales de la producción por capas:
  - ▶ Coyuntural vs. histórico.
- ▶ Relación con la zona:
  - ▶ Prod. pozos vecinos.
  - ▶ Nuevas perforaciones, otros yacimientos, cambios de fase, etc.

# Para determinar la dinámica del pozo se realizan mediciones

## Herramienta más popular: PLT (Production Logging Tool)

Mediciones temp.  
Fibra Óptica  
Pozos petroleros

SP

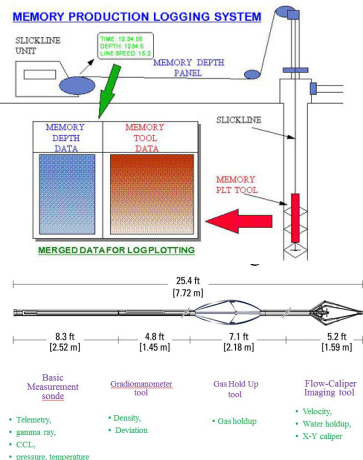
La cuestión central

Contexto y  
mediciones

Modelado e  
implementaciones

Resultados

Referencias



### ► Pros:

- Herramienta aceptada en la industria.
- Mide caudales.
- Mide temperatura, presión.
- Se deducen varias cosas más: fases, densidad, etc.

### ► Contras:

- Sus mediciones son “fotos”.
- Cada uso implica una intervención al pozo.
- Se accede a la información *luego* de la medición.
- Algunas deducciones no son del todo confiables.

# Resultado típico de medición con PLT

Mediciones temp.  
Fibra Óptica  
Pozos petroleros

SP

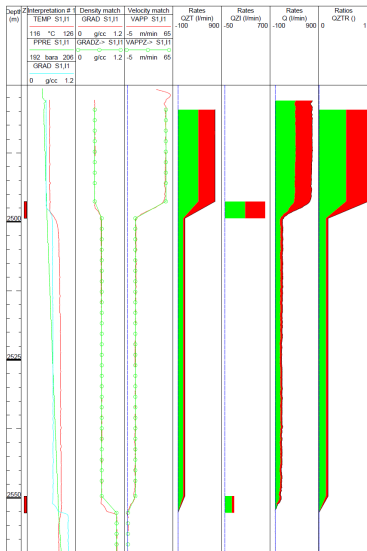
La cuestión central

Contexto y  
mediciones

Modelado e  
implementaciones

Resultados

Referencias



Para cada profundidad dentro  
del pozo:

- ▶ Temperatura.
- ▶ Presión.
- ▶ Densidades.
- ▶ Velocidad spinner.
- ▶ Caudales de cada fase (petróleo, gas, agua).
- ▶ Etc.

# Para determinar la dinámica del pozo:

Mediciones temp.  
Fibra Óptica  
Pozos petroleros

SP

La cuestión central

Contexto y  
mediciones

Modelado e  
implementaciones

Resultados

Referencias

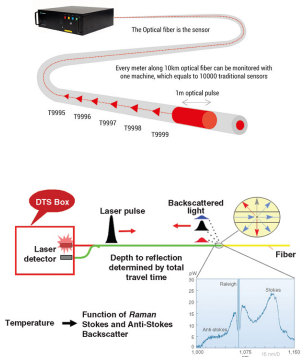
## Mediciones con fibra óptica (FO): DTS (Distributed Temperature Sensor)

### ► Pros:

- Se interviene una única vez el pozo.
- Queda midiendo y da información continua.
- Se accede a la información de la medición instantáneamente.

### ► Contras:

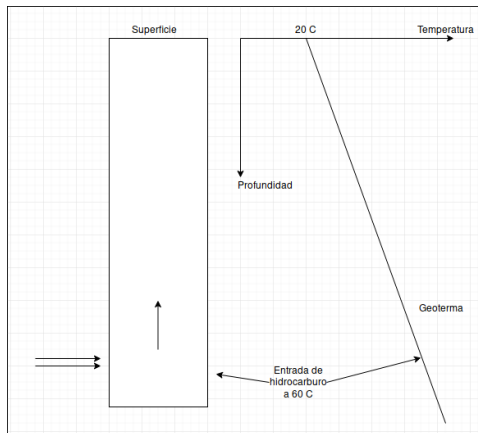
- Mide solamente temperatura.
- Es una herramienta todavía algo “nueva” en la industria.
- Se hace necesario un trailer de medición cerca del pozo.



# ¿Cómo se usa la temperatura para inferir la dinámica de un pozo?

## El efecto de la geoterma:

La temperatura de la Tierra más o menos aumenta 1 C por cada 30 m. de profundidad.

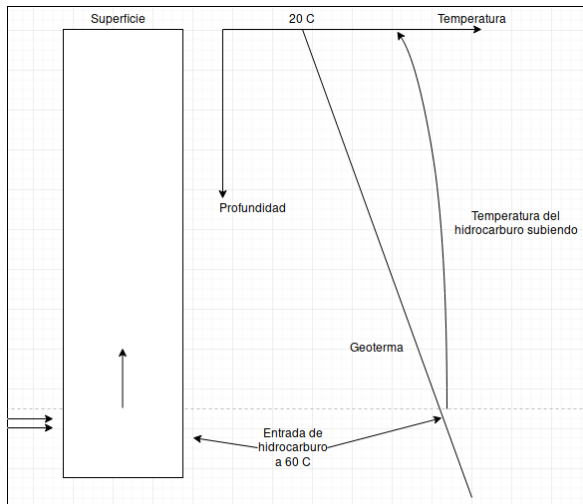


# ¿Cómo se usa la temperatura para inferir la dinámica de un pozo?

Mediciones temp.  
Fibra Óptica  
Pozos petroleros

SP

El efecto de la velocidad de subida del hidrocarburo:  
Sube rápido y entonces se enfría poco.



La cuestión central

Contexto y  
mediciones

Modelado e  
implementaciones

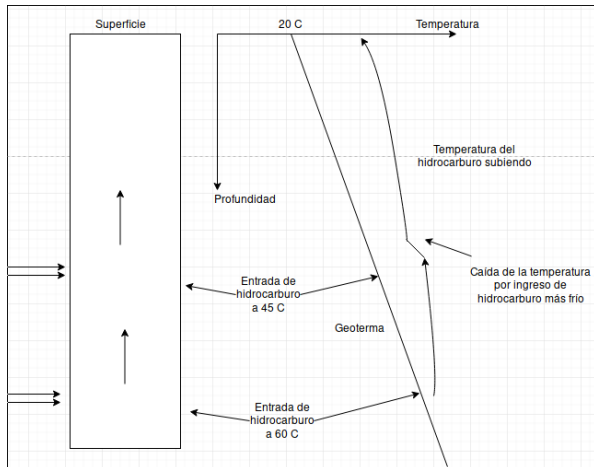
Resultados

Referencias

# ¿Cómo se usa la temperatura para inferir la dinámica de un pozo?

El efecto mezcla con otras capas productoras:

A diferentes profundidades el hidrocarburo entra al pozo a distinta temperatura, por el efecto de la geoterma.





# ¿Cómo se usa la temperatura para inferir la dinámica de un pozo?

## Conclusión:

La caída de temperatura depende del caudal que ingresa.

- ▶ 1er. ingreso de caudal  $Q_1$ :
  - ▶ La temp.  $T$  cae lentamente por la geoterma.
- ▶ 2do. ingreso de caudal  $Q_2$ 
  - ▶ La temp.  $T$  cae abruptamente producto de la mezcla.
  - ▶ La temp del caudal total  $Q_1 + Q_2$  cae lentamente por la geoterma.
- ▶ Etc. para cada capa productora por donde ingresa hidrocarburo.

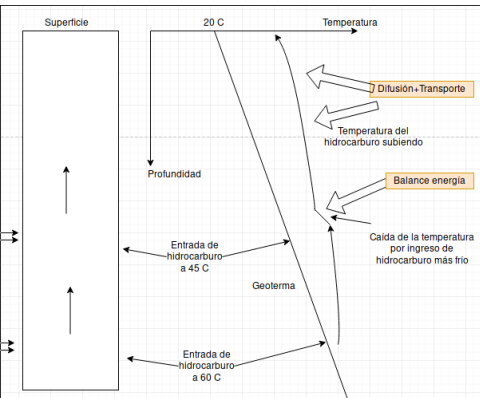
## Modelo simplificado:

Tenemos una temperatura  $T$  que depende de la profundidad y del caudal.

# ¿Cómo se usa la temperatura para inferir la dinámica de un pozo?

## Modelo simplificado:

Tenemos una temperatura  $T$  que depende de la profundidad y del caudal.



La temperatura  $T$  es afectada por:

- Difusión de calor: del hidrocarburo contra la Tierra (geoterma).
- Transporte de calor: del hidrocarburo subiendo rápidamente.
- Balance de energía: mezcla con otra capa.

# ¿Cómo se usa la temperatura para inferir la dinámica de un pozo?

## El problema del Modelo:

- ▶ Conocemos:
  - ▶ La temperatura para cada profundidad: por el DTS con FO.
  - ▶ El Caudal total en superficie
- ▶ ¿Cómo averiguar el caudal entrante en cada capa?

¡Era la cuestión central original!

## La cuestión central reformulada:

- ▶ Dados los caudales entrantes, podemos conocer la temperatura mediante calor+transporte
  - ▶ Calor+transporte: es una ecuación diferencial a resolver.
- ▶ Pero necesitamos el problema inverso: conocida la temperatura averiguar los caudales.

# ¿Cómo se usa la temperatura para inferir la dinámica de un pozo?

## La cuestión central reformulada:

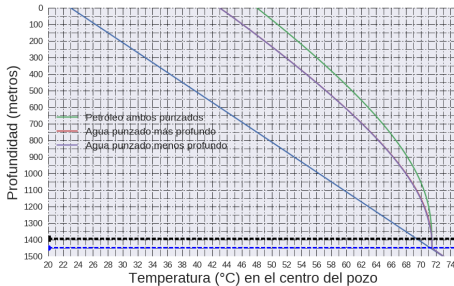
- ▶ Dados los caudales entrantes, podemos conocer la temperatura mediante calor+transporte
  - ▶ Calor+transporte: es una ecuación diferencial, a resolver.
  - ▶  $\rho c_p \frac{\partial T}{\partial t} - k \nabla^2 T + v \nabla T = 0$  + condiciones de borde.
- ▶ Pero necesitamos el problema inverso: conocida la temperatura averiguar los caudales.

## Idea para resolver el problema:

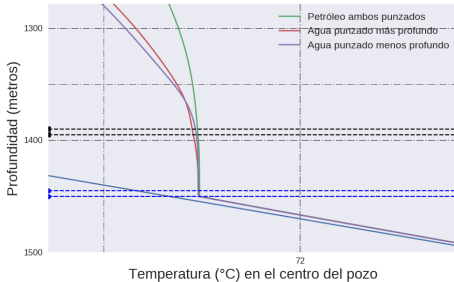
- ▶ Ir variando los caudales entrantes en el modelo hasta pegarle a la temperatura medida por el DTS.
- ▶ Hay que resolver la ecuación diferencial cada vez.

# Un resultado del modelo

Estacionario. Modelo dos punzados. Separación 50 metros.



Estacionario. Modelo dos punzados. Separación 50 metros.



Mediciones temp.  
Fibra Óptica  
Pozos petroleros

SP

La cuestión central

Contexto y  
mediciones

Modelado e  
implementaciones

Resultados

Referencias

# Varios problemas

- ▶ Resolver una ec. dif. es costoso:
  - ▶ Elementos finitos con mucho poder de cálculo.
  - ▶ O reducir dimensiones y simplificar a modelo menos confiable.
- ▶ Para cada tiempo cambia el problema.
- ▶ Cambios de fase a medida que sube el hidrocarburo.
- ▶ Efecto Joule-Thomson.
- ▶ Parámetros del modelo difíciles de estimar:
  - ▶ Conductividad térmica de los materiales.
  - ▶ La capacidad calorífica de los materiales.
  - ▶ Porosidad y permeabilidad.
- ▶ Pozo convencional vs. *no* convencional.

## Problema aparte:

Análogo a pozos inyectoros:

- ▶ Avance uniforme/parabólico. Inyectores polímero.

## Algunas referencias:

- ▶ Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores, Rashid Hasan and Shah Kabir, SPE, 2002.
- ▶ The Essentials of Fiber-Optic Distributed Temperature Analysis, Schlumberger, 2019.
- ▶ Successful Flow Profiling of Gas Wells Using Distributed Temperature Sensing Data, Johnson. SPE 103097, 2006.
- ▶ Determining Gas Flow Rate and Formation Thermal Conductivity from Pressure and Temperature Profiles in Vertical Well, Barrett. SPE 152034, 2012.
- ▶ Wellbore Heat Transmission, Ramey, SPE 96, 1962.
- ▶ The Estimation of Water Injection Profiles From Temperature Surveys, Nowak, 1953.
- ▶ Interpretation of Temperature Profiles in Water-Injections Wells., Smith, 1975.

# ¡GRACIAS!