



**UNCUYO**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DE CUYO



**FACULTAD  
DE INGENIERÍA**

# *Operaciones en Yacimientos de Crudos Pesados y Extra pesados*

---

**TEMA IIB. MÉTODOS TÉRMICOS**

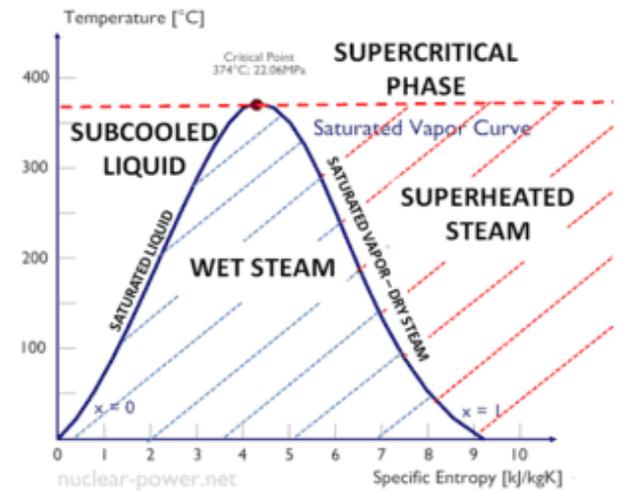
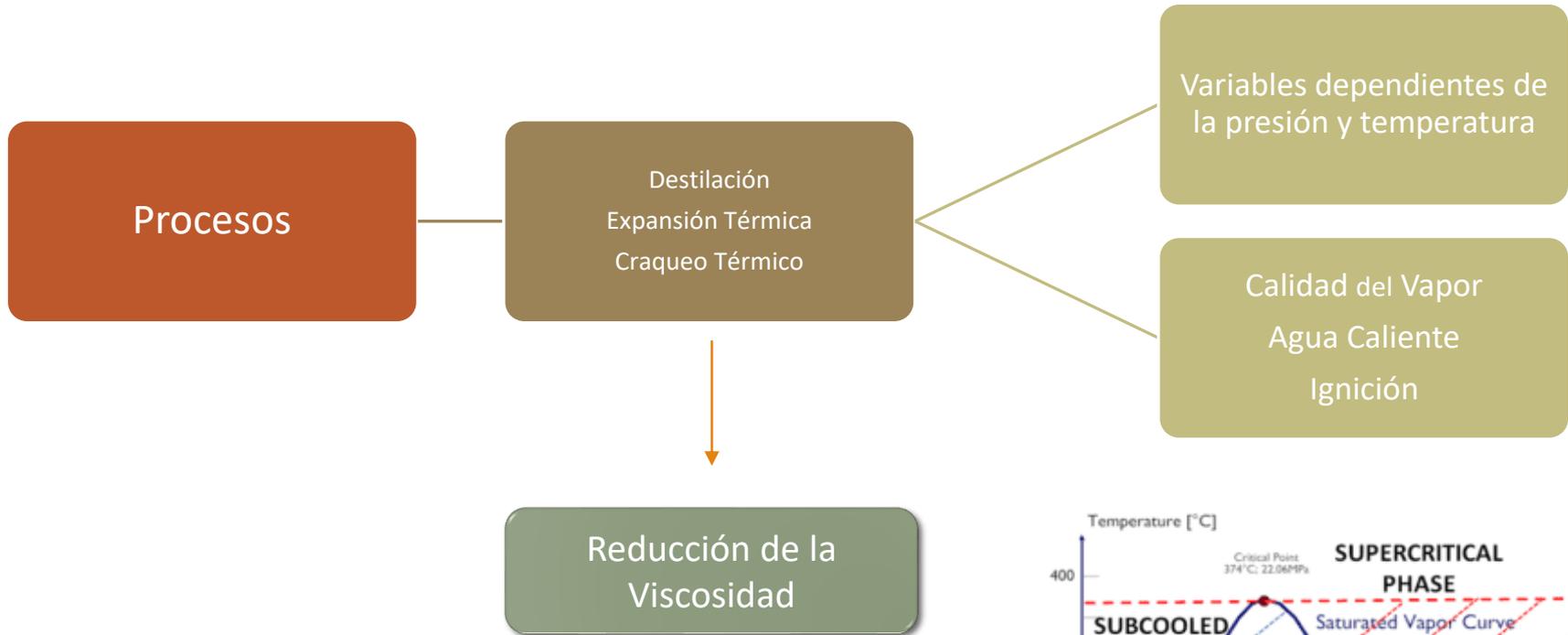
# RESUMEN

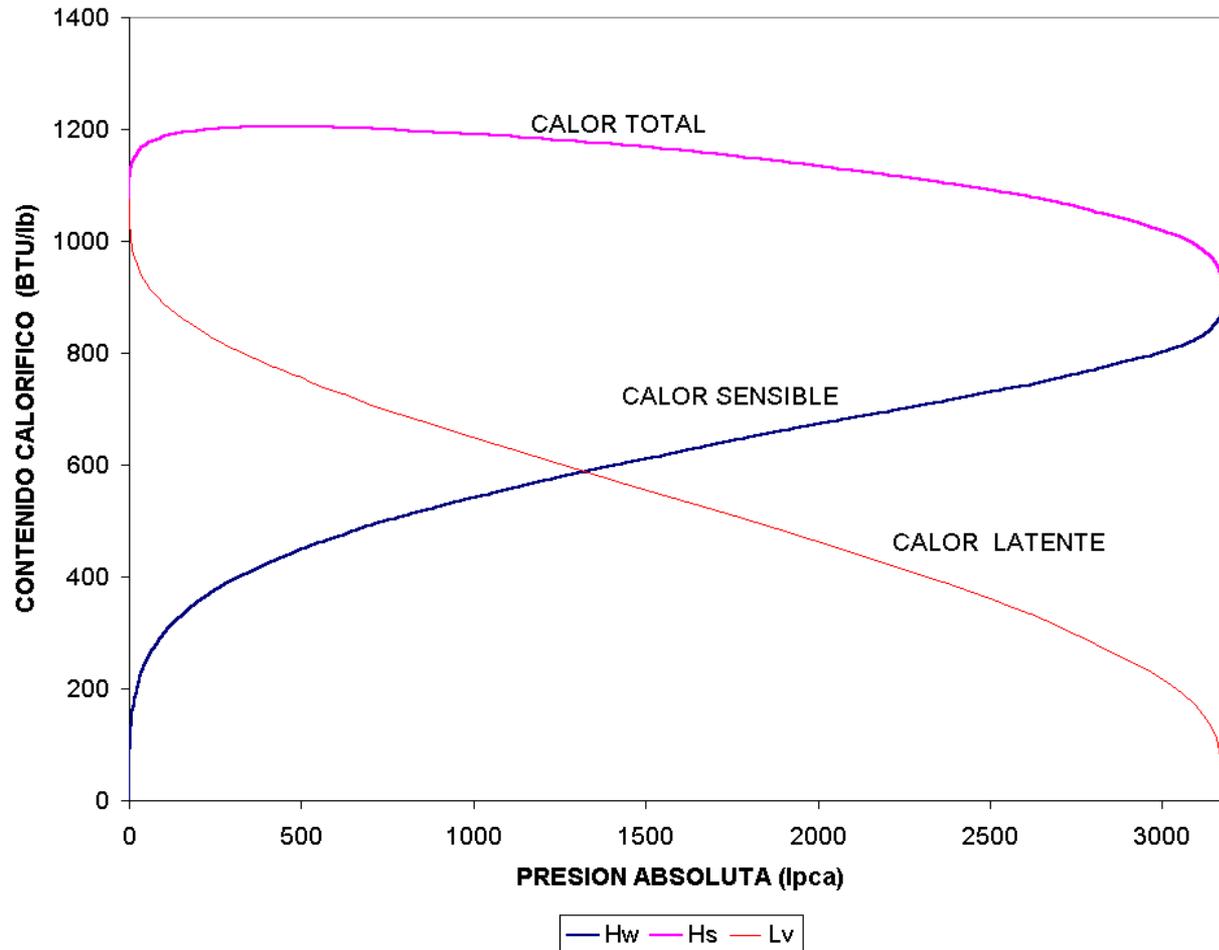


CSS:

<https://www.youtube.com/watch?v=XBfY-lkuXpM>

# RESUMEN

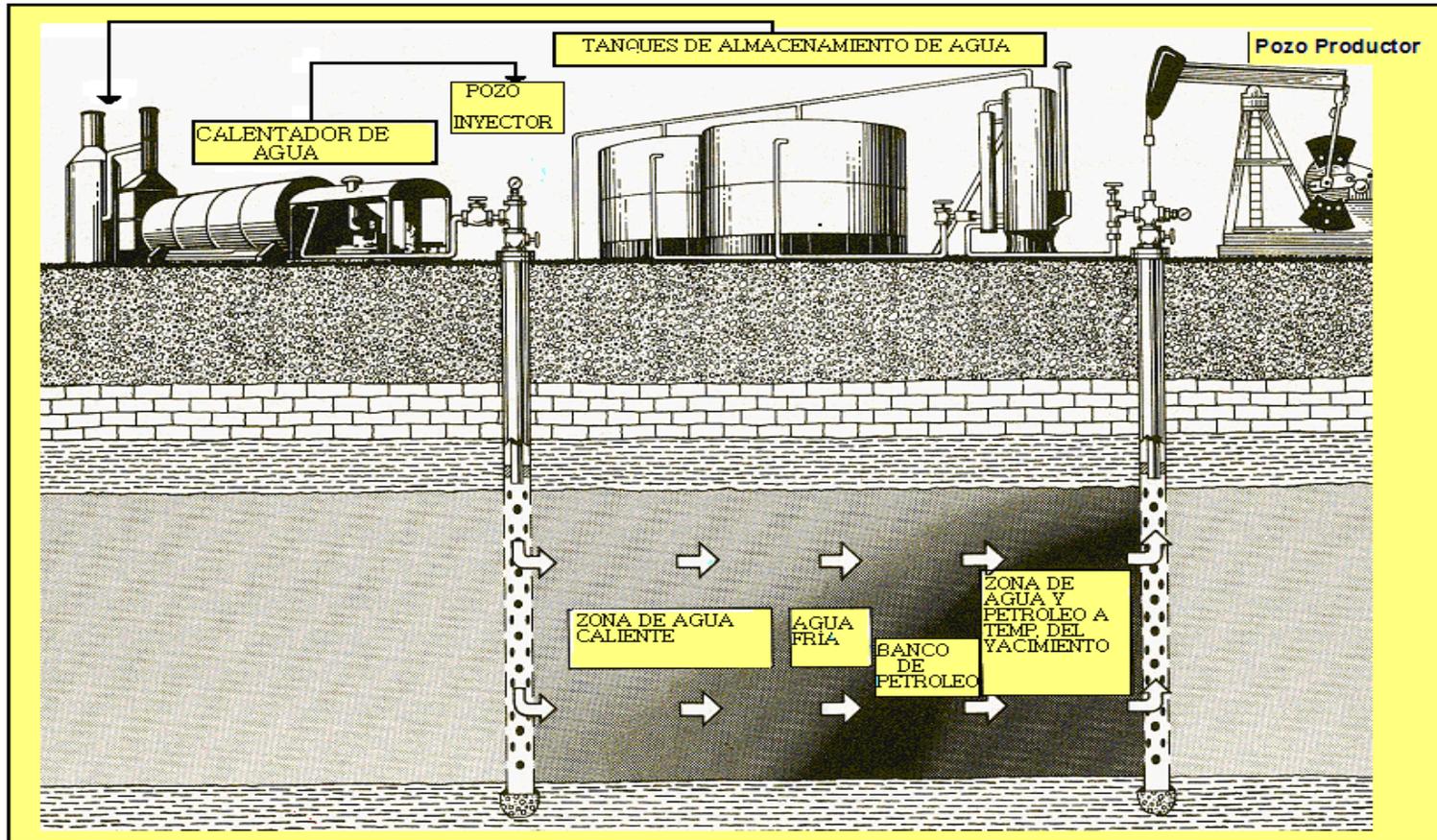




En proyectos de campo, los proyectos de inyección de vapor de más éxito funcionan a presiones del orden de 1,500 psi o menos.

# Método Térmico

## Inyección Continua de Agua Caliente Alternada o Continua.



# Método Térmico

## Inyección Continua de Agua Caliente: Mecanismos de Recuperación

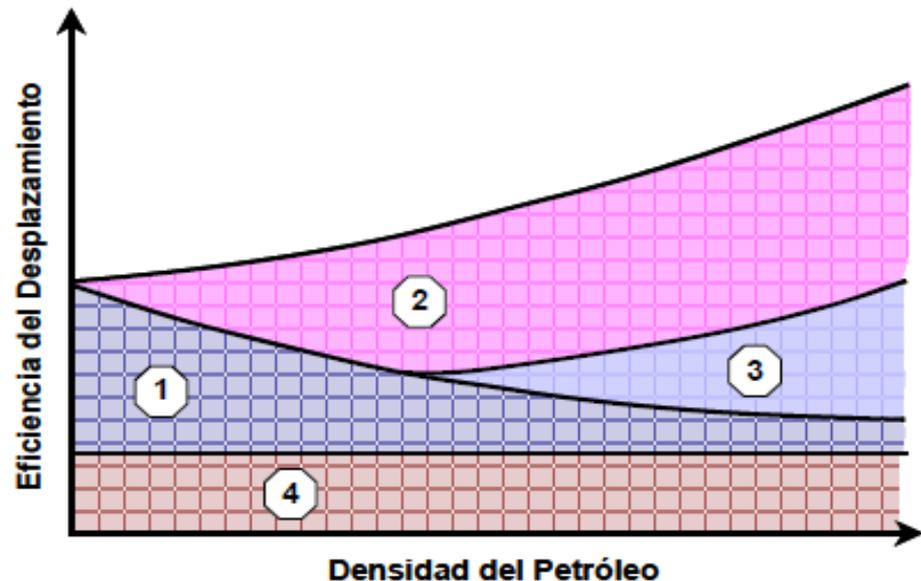
Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo en la Inyección de Agua Caliente básicamente son:

- **Reducción de la viscosidad del petróleo**
- **Expansión térmica de los fluidos de la formación.**
- **Disminución de la tensión Interfacial agua – petróleo.**

# Método Térmico

## Inyección Continua de Agua Caliente

La siguiente figura, tomada de **Combarnous y Sorieau**, muestra esquemáticamente cómo: (1) la expansión térmica, (2) la reducción de viscosidad, (3) la humectabilidad, y (4) la tensión interfacial petróleo-agua, afectan la eficiencia de desplazamiento de crudos de diferentes densidades.



# Método Térmico

## Inyección Continua de Agua Caliente: Consideraciones

- El agua caliente transporta menos calor (entalpía) que el vapor.

$$H_w = cw (T_s - 32) \quad H_{ws} = H_w + X L_v$$

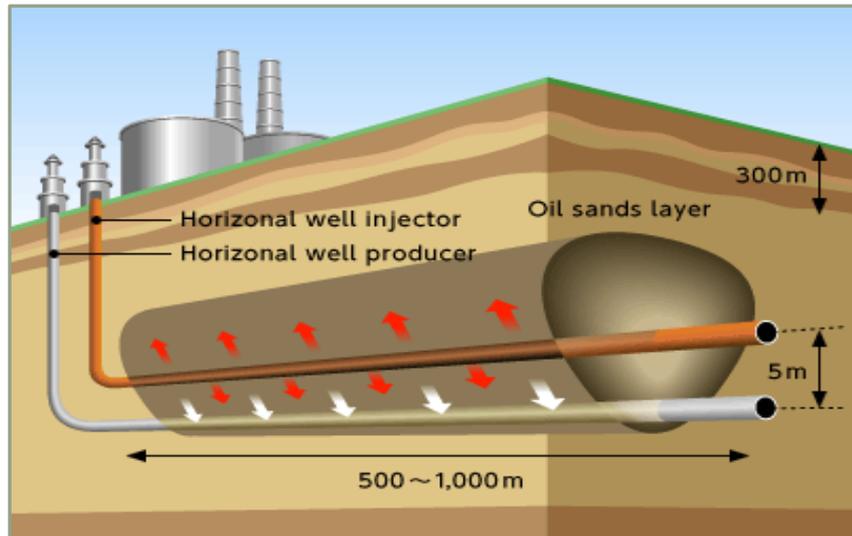
- Los datos de campo tienden a demostrar que el agua caliente es susceptible a formar canales y a digitarse.
- Las pérdidas de calor en las líneas de superficie y en el pozo, pueden causar una seria disminución en la temperatura del agua, mientras que en el caso de vapor sólo habrá una reducción en su calidad.
- La inyección de agua caliente puede causar daño a la formación, debido al incremento en la saturación de agua alrededor del pozo, y a la formación de emulsiones que pueden reducir su capacidad productiva luego que se disipan los efectos térmicos.

# Método Térmico

## SAGD

Es una de las tecnologías más usadas en Canadá, desde que su creador Dr. Roger Butler en 1978 la implemento.

El principal mecanismo de producción es la segregación gravitacional. Los factores de recuperación obtenidos con este método pueden llegar a ser del orden de 60 % (Rangel Germán, 2012).



### SAGD:

<https://www.youtube.com/watch?v=CjZlgGKolek>

<https://www.youtube.com/watch?v=som4c1MlzAo&t=155s>

# Método Térmico

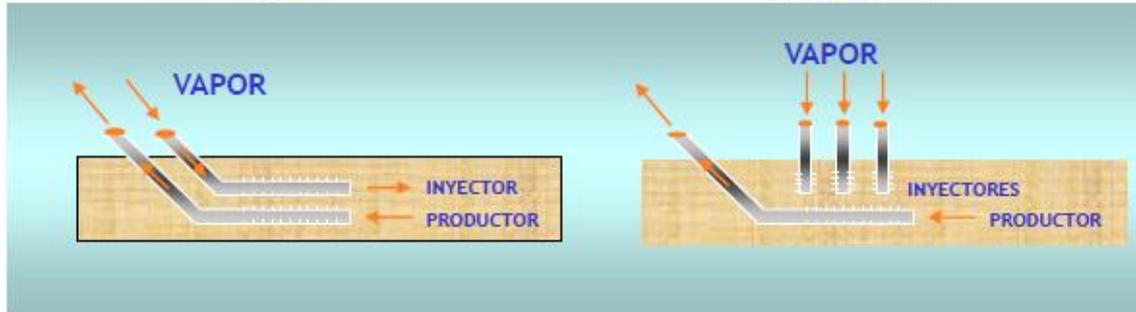
## SAGD



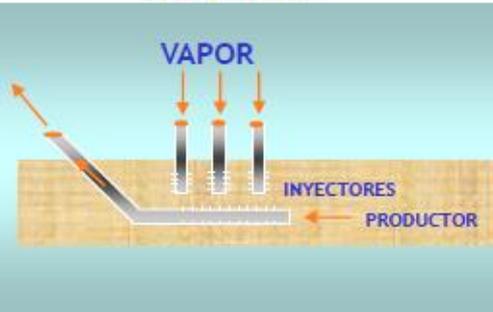
# Método Térmico

## SAGD

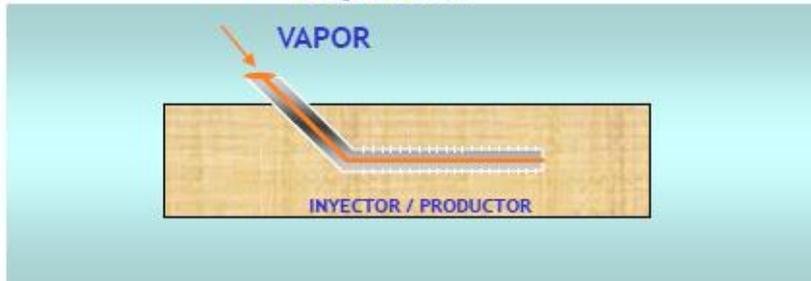
ESQUEMA I



ESQUEMA II

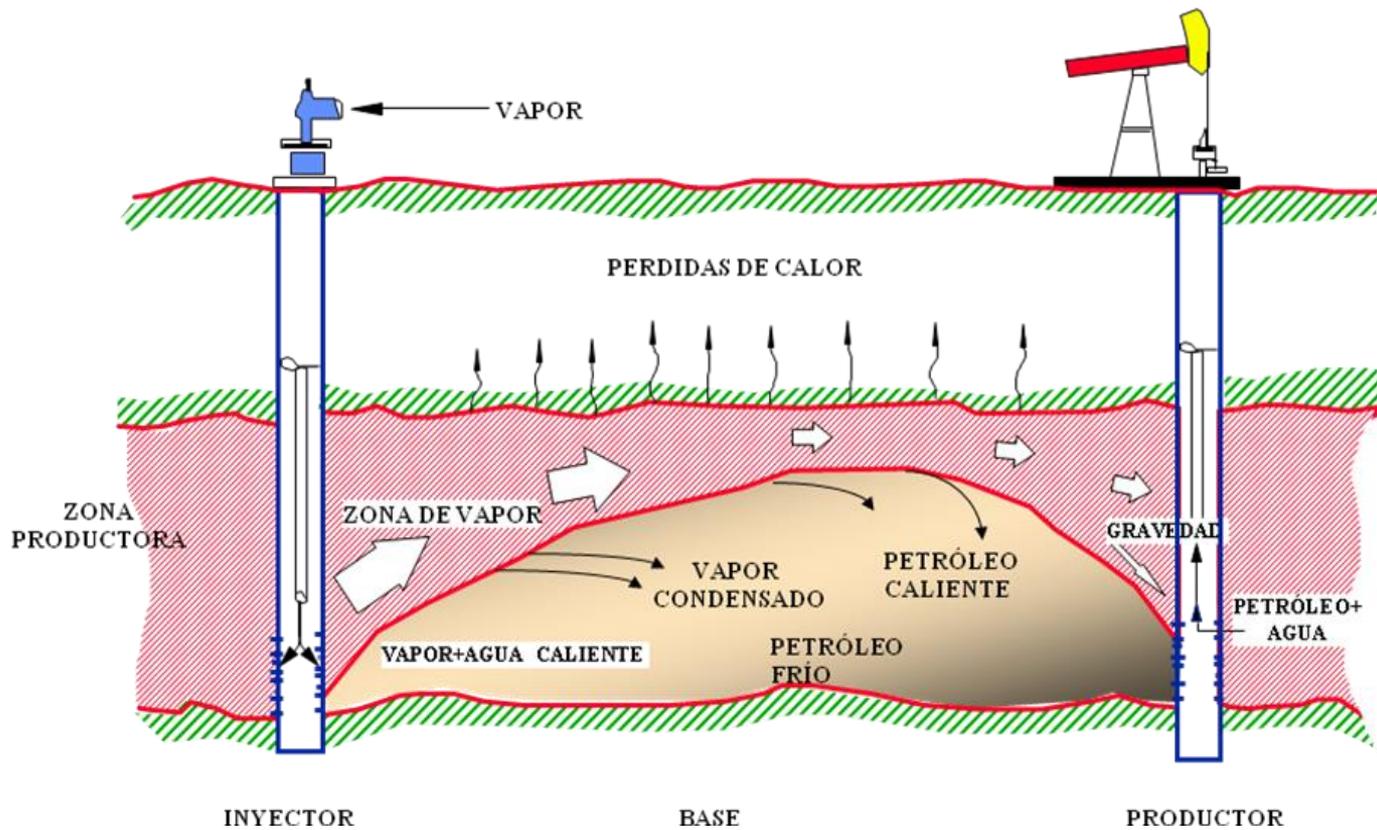


ESQUEMA III



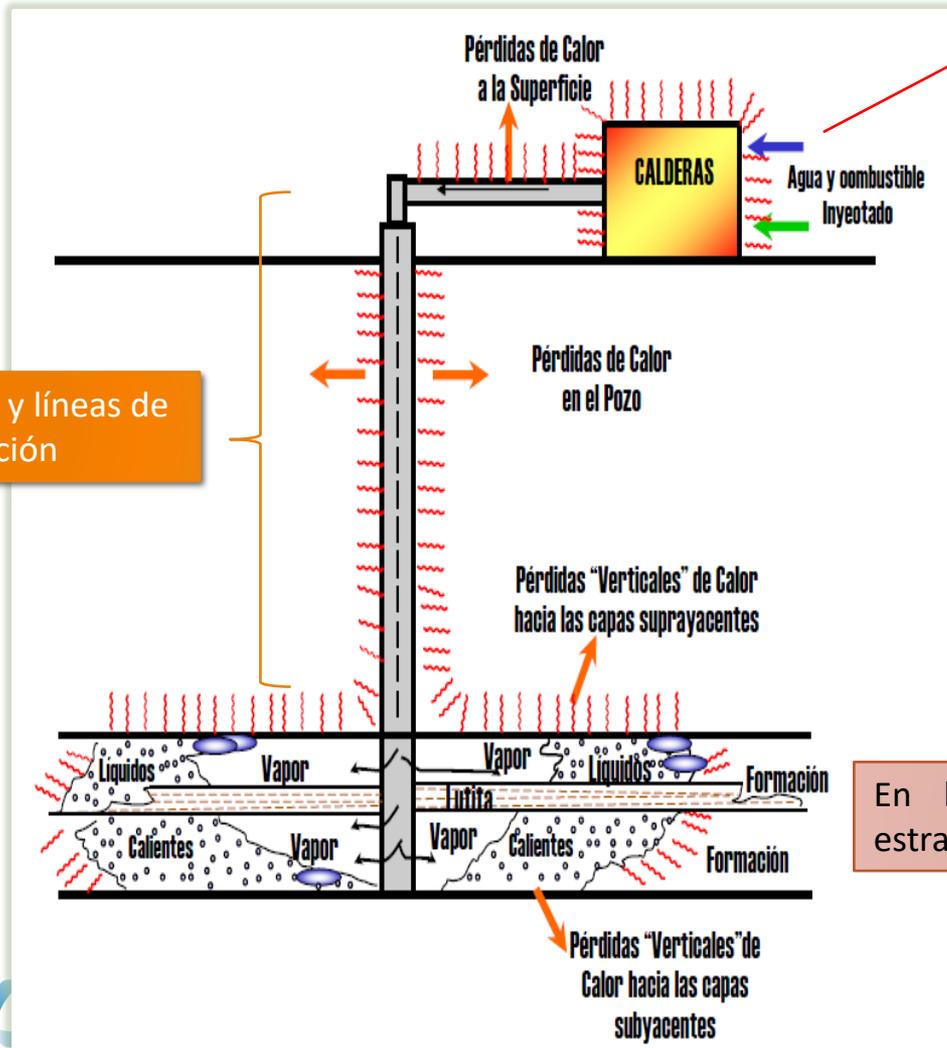
- ✓ Espesor de arena neta petrolífera > 50 pies
- ✓ Relación Kv/Kh > 0,8
- ✓ Gravedad API < 15°
- ✓ Permeabilidad > 2 Darcy
- ✓ Porosidad > 30 %
- ✓ Presión > 200 lpc
- ✓ Saturación de Petróleo > 50 %

# Pérdidas de Calor Durante la Inyección de Vapor o Agua Caliente



# Pérdidas de Calor

En la unidad térmica o fuente de calor.



En el cabezal y líneas de inyección

En la formación y en los estratos adyacentes

# Pérdidas de Calor en Superficie

## EFICIENCIA DEL GENERADOR



$$E = \frac{\text{Calor total liberado } (Q_t)}{\text{Calor total ganado por el vapor } (Q_t)}$$

# Generadores de vapor o de vapor húmedo

Calcular la eficiencia térmica de un generador de vapor dados los siguiente:

datos:

|                                      |             |
|--------------------------------------|-------------|
| Tasa de agua de alimentación         | 800 B/D     |
| Temperatura del agua de alimentación | 80 F        |
| Combustible (gas) consumido          | 350 MPCN/D  |
| Valor calorífico del combustible     | 960 BTU/PCN |
| Presión de descarga del generador    | 680 lpc     |
| Calidad del vapor                    | 81,3%       |

SOLUCIÓN:

1.- Calor total liberado.

$$Q_t = 350.000 \text{ (PCN/D)} \times 960 \text{ (BTU/PCN)} = 336 \times 10^6 \text{ BTU/D}$$

2.- Entalpía ganada por el vapor

a.- Entalpía del vapor:

$$H_{ws} = 487,7 \text{ (BTU/lb)} + 0,813 \times 714 \text{ (BTU/lb)} = 1.068,2 \text{ BTU/lb}$$

b.- Entalpía del agua de alimentación, ( $c_w = 1,0 \text{ BTU/lb-F}$ )

$$H_w = 1,0 \text{ (BTU/lb-F)} \times (80-32)F = 48 \text{ BTU/lb}$$

$$\Delta H = H_{ws} - H_w = 1.020,2 \text{ BTU/lb}$$

3.- Calor total ganado por el vapor

$$Q = 800 \text{ (B/D)} \times 350 \text{ (lb/B)} \times 1.020,2 \text{ (BTU/lb)} = 285,7 \times 10^6 \text{ BTU/D}$$

4.- Eficiencia del generador

$$E = \left( \frac{285,7 \times 10^6 \text{ BTU/D}}{336 \times 10^6 \text{ BTU/D}} \right) = 0,85 = 85 \%$$

Calor latente Lv



# Generadores de vapor o de vapor húmedo

Pueden funcionar con petróleo o gas y usualmente producen una calidad del 80%.

Se han realizado mejoras en el diseño de los equipos generadores de vapor, permiten que estos operen bajo eficiencias del 80 al 90 %.

Los ***generadores de vapor*** poseen su centro de control completamente integrado, donde se monitorean y registran parámetros críticos, como: el flujo de gas combustible y aire para la combustión, el exceso de oxígeno y la calidad del vapor.

Los generadores de vapor tienen una configuración altamente eficiente con recirculación de gases de escape y con quemadores de combustión escalonados para reducir las emisiones de gases.



# Generadores de vapor o de vapor húmedo

Las fallas en el generador puede provocarse por:

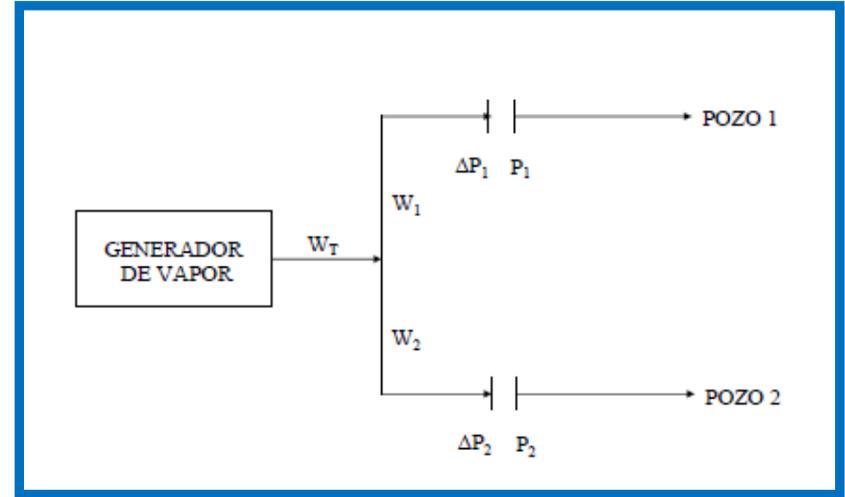
- Bajo suministro del agua de alimentación.
- Aumento o disminución excesiva de la temperatura y de la presión.
- Problemas con el suministro de agua o combustible.
- Entre otras.

# Inyección Eficiente de Vapor

Una vez que el vapor ha sido descargado del generador, él es transportado al cabezal del pozo.

La distancia del generador al cabezal del pozo debe ser pequeña alrededor de los 100 ft (30 m) .

Lo ideal es utilizar generadores portátiles o desde una localización central generar el vapor a múltiples pozos.

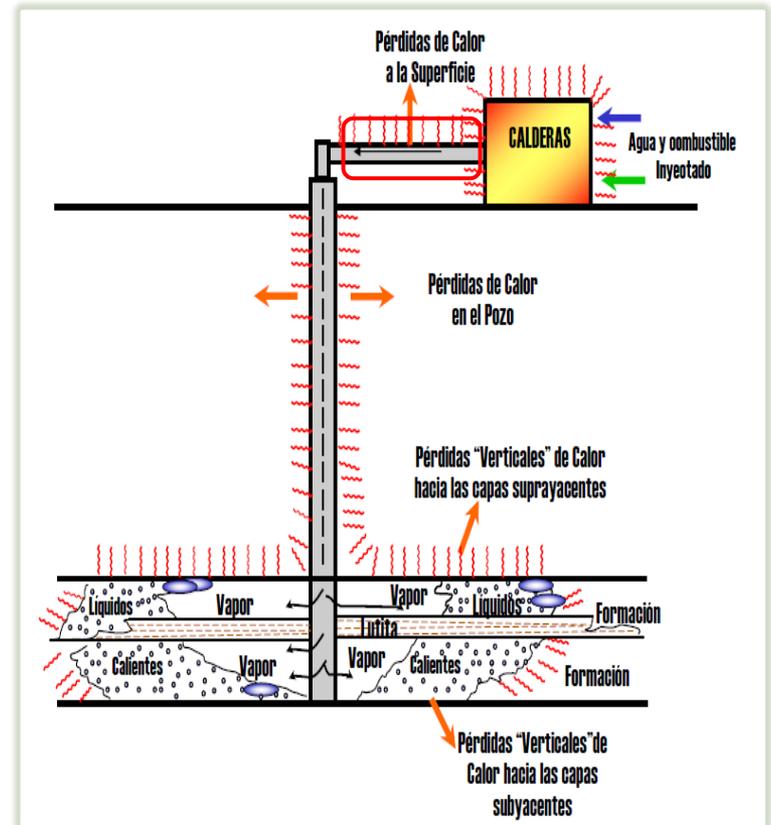
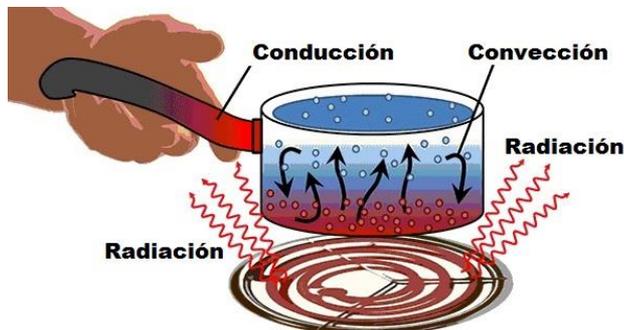


# Pérdidas de Calor en Líneas de Superficie

El próximo punto de pérdidas de calor en un sistema de inyección, se encuentra en las líneas de transmisión de calor del generador al cabezal de inyección del pozo.

En este tipo de pérdidas están incluidos los tres mecanismos de transferencia de calor:

- Conducción.
- Convección.
- Radiación.

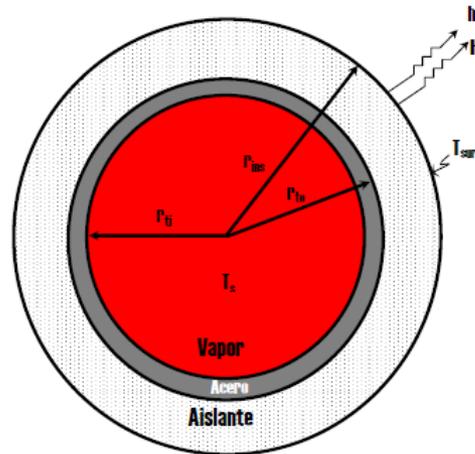


# Pérdidas de Calor en Líneas de Superficie

Su magnitud depende:

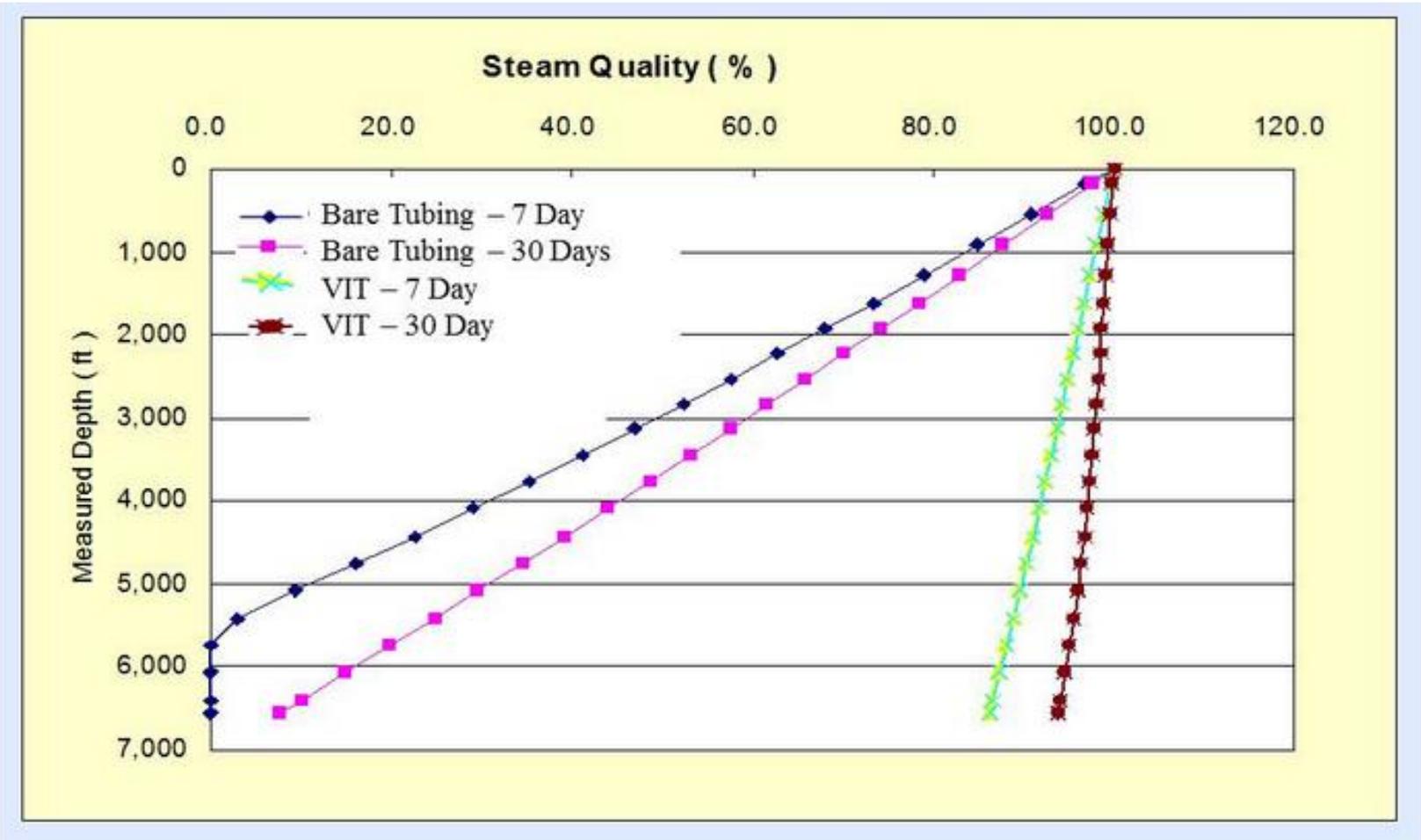
1. Longitud de la tubería y su diámetro.
2. Naturaleza y espesor del aislante.
3. La temperatura del fluido caliente en la línea.
4. Medio ambiente que la rodea.

*Todas estas condiciones afectan las pérdidas de calor y deben ser consideradas cuando se diseñan sistemas de inyección de vapor y agua caliente.*



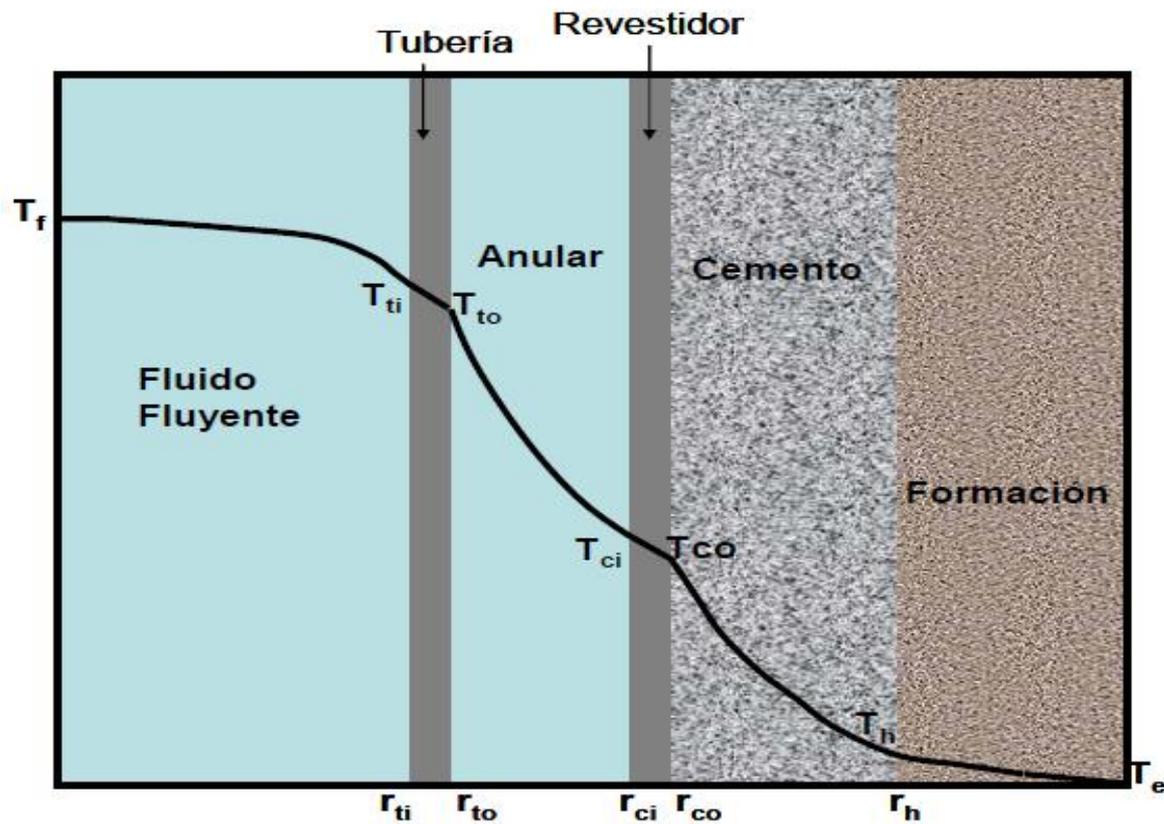
## Aislación térmica (poliuretano, polipropileno, neopreno, espumas, entre otros)





# Pérdidas de Calor en el Pozo

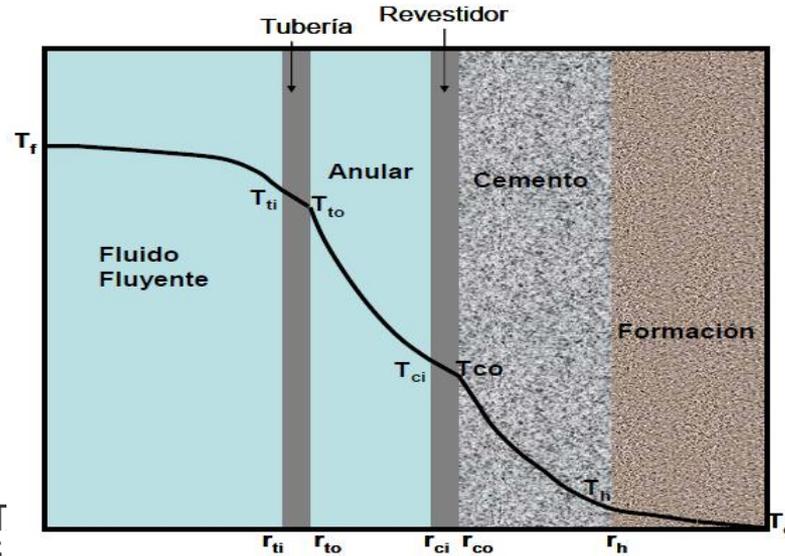
El último punto de pérdidas de calor en un sistema de líneas de inyección se encuentra en el pozo. El calor se pierde debido a la diferencia de temperaturas entre el vapor en el pozo y el gradiente geotérmico.



# Pérdidas de Calor en el Pozo

Los principales factores que afectan las pérdidas de calor en el pozo son:

- ✓ La tasa de inyección.
- ✓ La presión y temperatura de inyección.
- ✓ Calidad del vapor.
- ✓ La profundidad del pozo (dependerá también de la terminación del pozo).



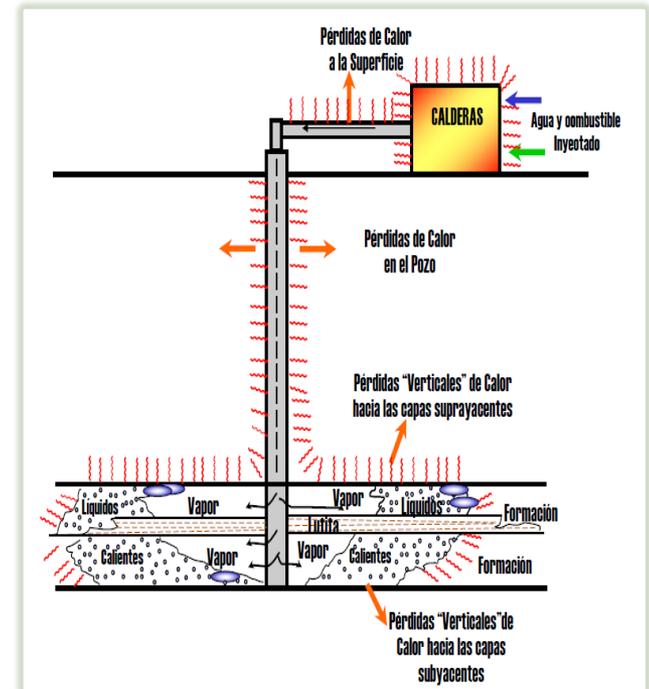
# Control de Pérdidas de Calor en el Pozo

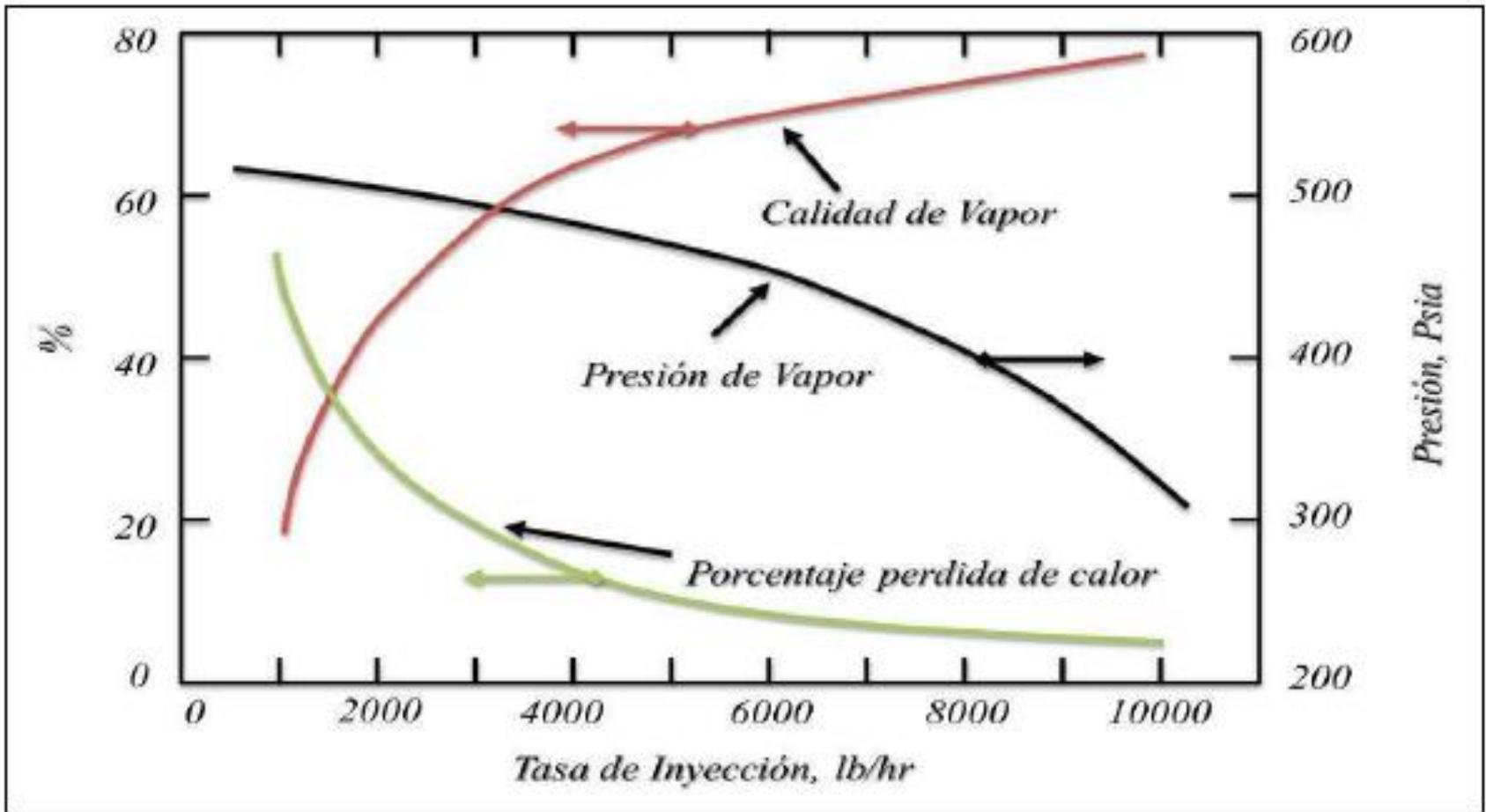
- Restringir la profundidad del reservorio (“menores de 3000 pies”).
- Aislar térmicamente: Tubing y/o Casing, empacaduras, colgadores, cabezales, etc.
- Garantizar la eficiencia del generadores.

## Precauciones:

1. Sin exceder la presión de fractura.
  2. Después de la irrupción del vapor en el pozo productor, bajar el caudal de inyección.
- Generar Calor en el fondo.

**Combustión in situ** que permite profundidades mayores a 3000 ft. Teniendo en cuenta que a mayores profundidades los costos de compresión del Aire se incrementan.

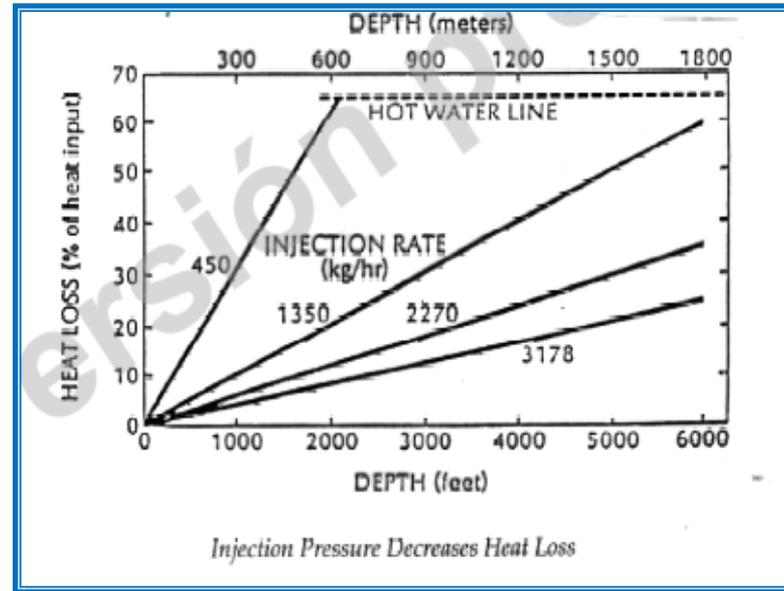
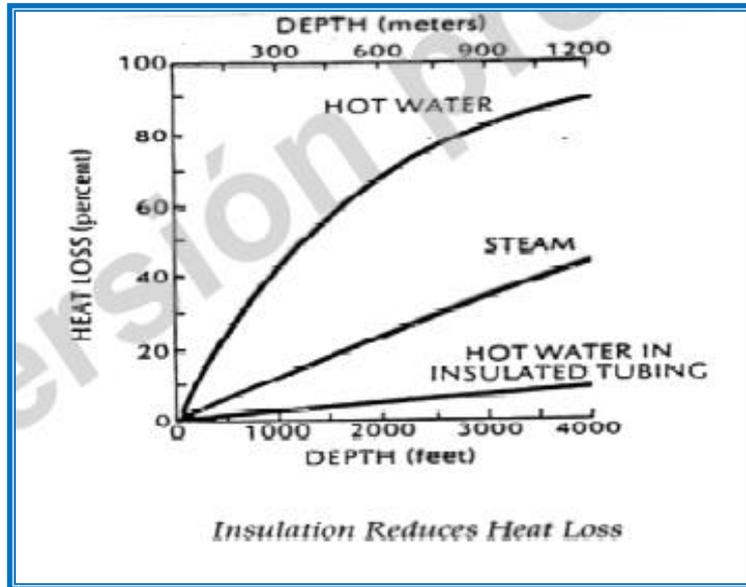




**Fuente:** PACHECO, E.F y ALÍ, Farouq. Wellbore Heat Losses and Pressure Drop In Steam.

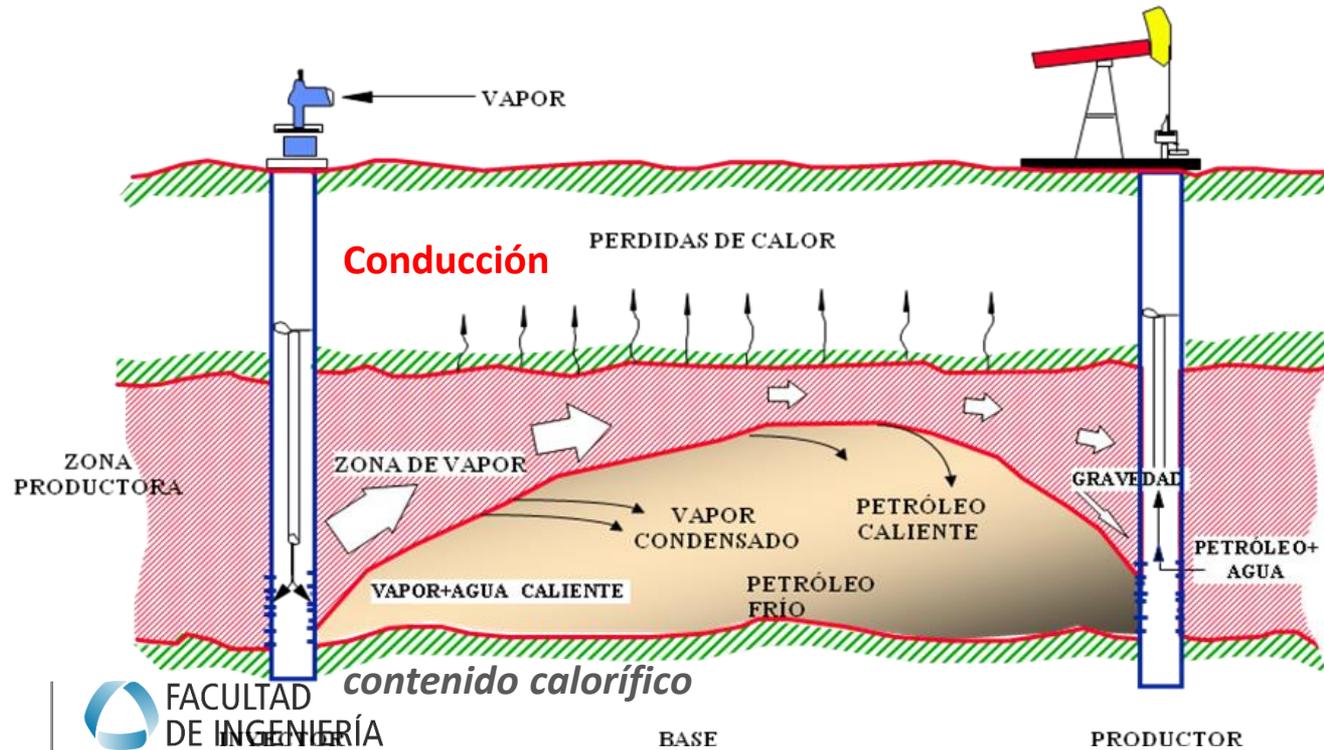
# Control de Pérdidas de Calor en el Pozo

Salter, 1965



# Pérdidas de Calor en la Formación

Es deseable calentar el yacimiento eficientemente, tomando en cuenta que no todo el calor inyectado o generado en el yacimiento permanece en él, ya que parte de éste calor se pierde con los **fluidos producidos (conducción y convección)** y parte **se pierde hacia las formaciones adyacentes no productivas (conducción)**, a menudo referidas como suprayacentes y subyacentes.



## Relación Vapor - Petróleo

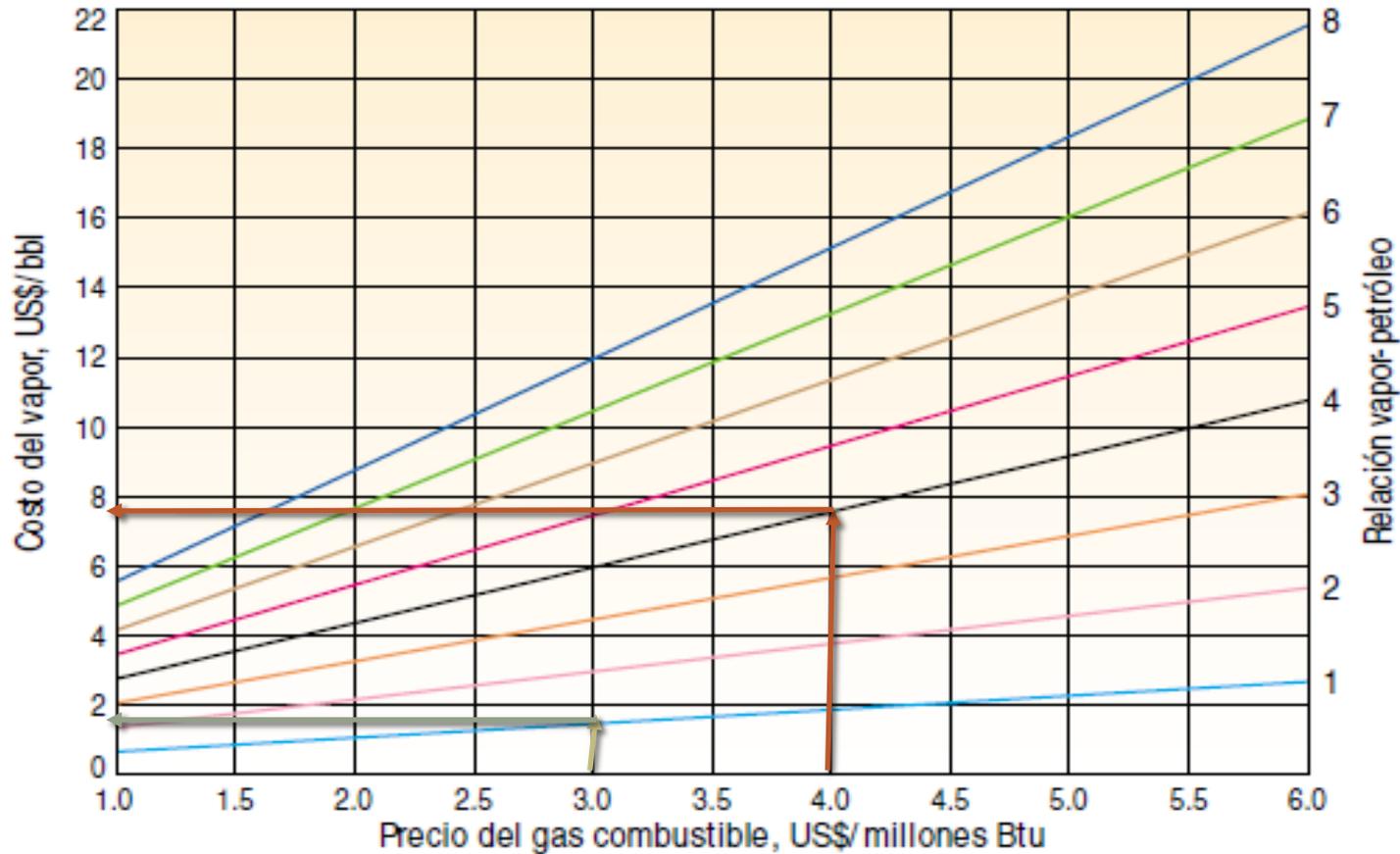
La relación SOR se define como el número de barriles de vapor en términos de agua fría equivalente, (CWE, por sus siglas en inglés) requerido para producir un barril de petróleo. Parámetro utilizado para monitorear la eficiencia de los procesos de producción de petróleo basados en la inyección de vapor

La relación SOR y el costo asociado con la generación de vapor afectan directamente la rentabilidad del proyecto.

$$SOR = \text{Producción de Petróleo} / \text{Tasa de inyección de vapor}$$

Mientras más bajo es el SOR, más eficientemente se utiliza el vapor y más bajos son los costos de combustible asociados.

### Efecto del costo del combustible y de la relación vapor-petróleo en el costo de producir petróleo

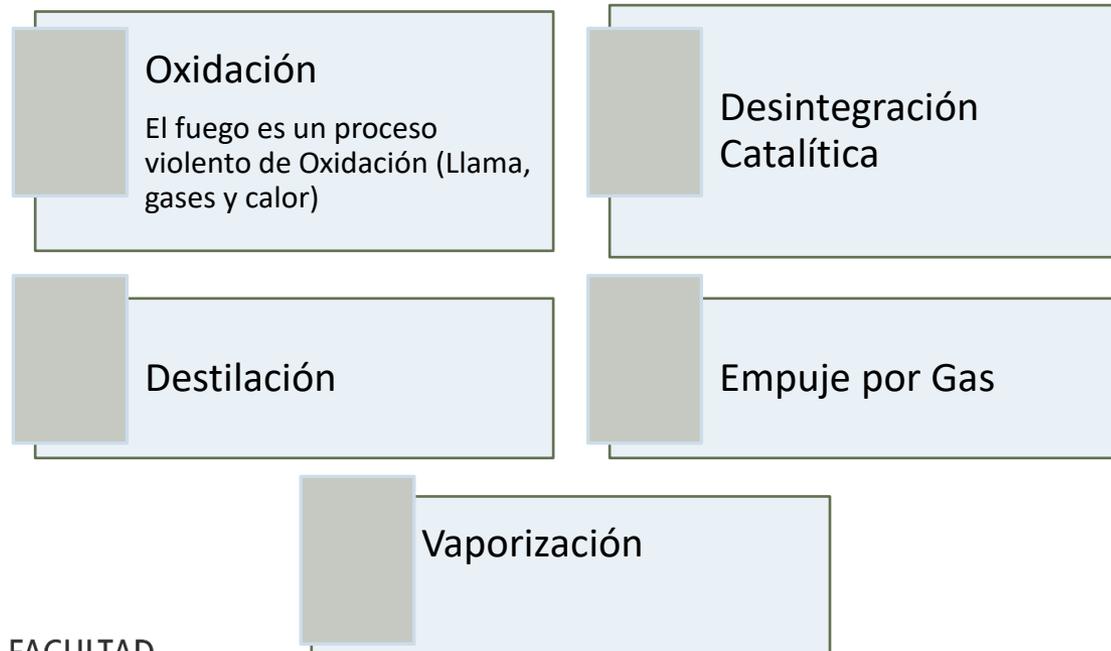


*Determinan el precio máximo del combustible para el cual la producción se mantiene rentable*

# Combustión en Sitio (fireflooding)

Consiste en la inyección de aire al alta presión en el yacimiento, el crudo en el yacimiento se incendia y parte de ese crudo se quema en la formación para generar calor.

La ignición (espontánea o inducida) origina un frente de combustión que propaga calor dentro del mismo. La energía térmica generada por éste método da lugar a una serie de reacciones químicas tales como:



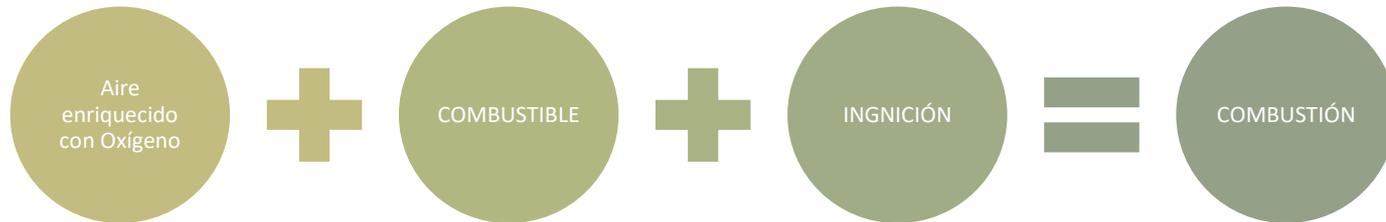
# Combustión en Sitio

Es el volumen de aire en PCN, requerido para quemar el combustible depositado en un pie<sup>3</sup> de roca.

**Compuesto Orgánico**

**Temperatura de Ignición:**

Temperatura en la cual una sustancia combustible líquida produce vapores suficientes para mantener la combustión una vez esta se ha iniciado

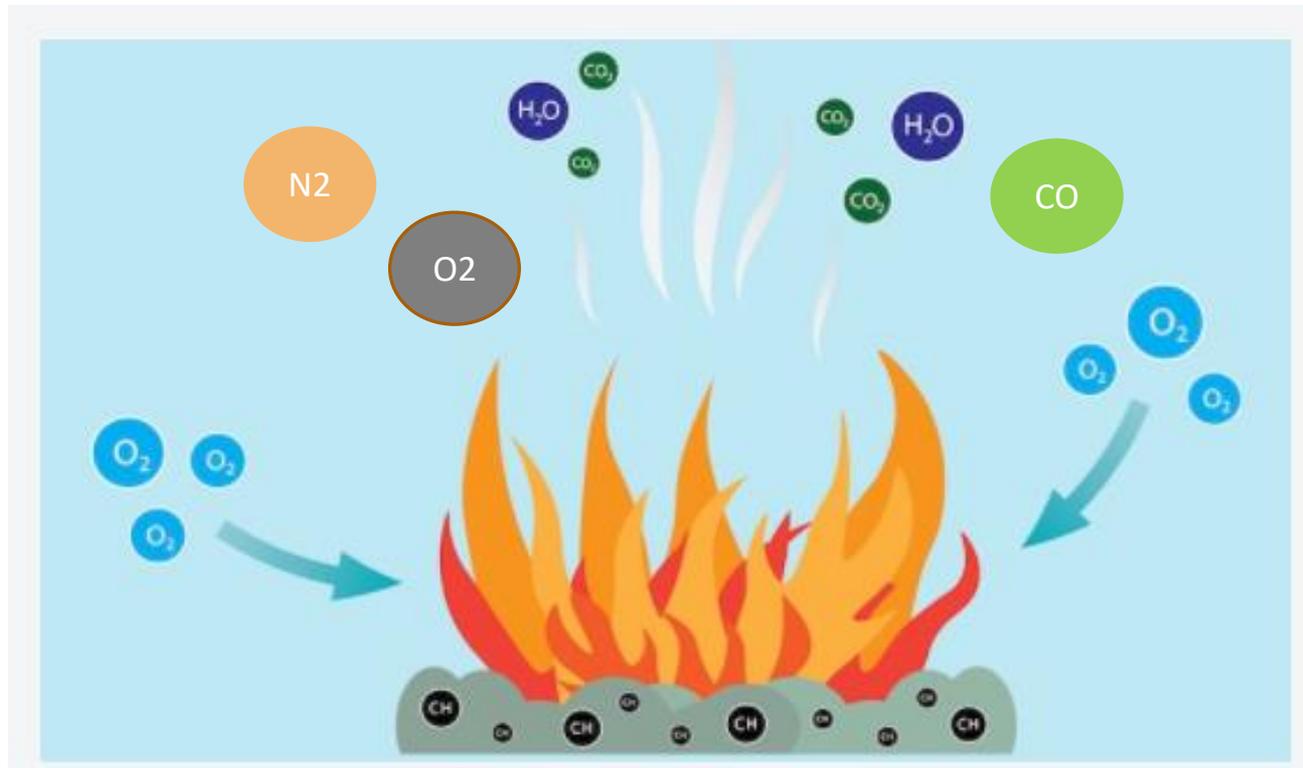


El fuego (fuente de ignición) libera Calor y es la que produce la reacción en cadena



# Combustión en Sitio

La combustión siempre da como resultado vapor de agua, energía y otros compuestos



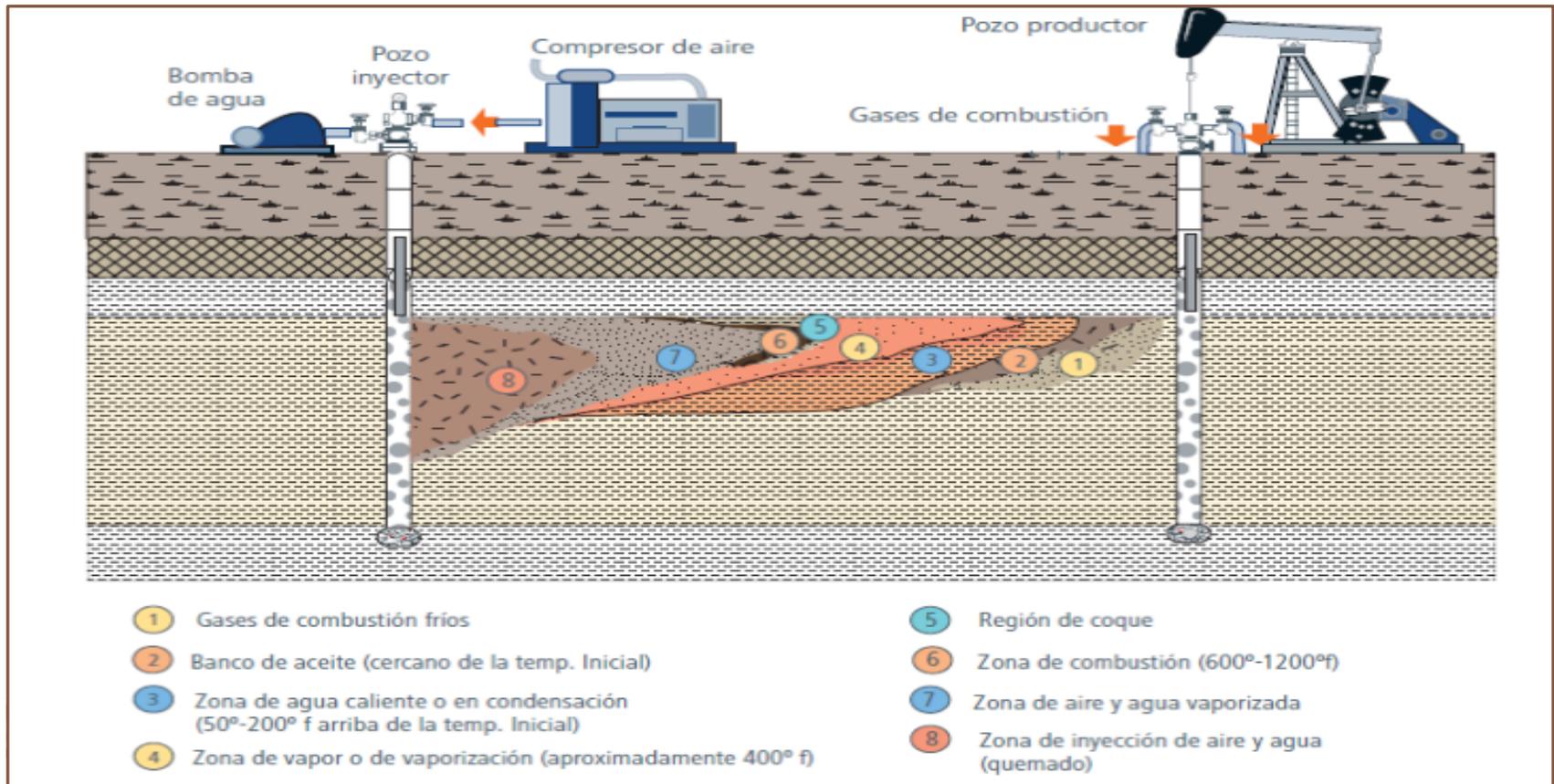
# Combustión en Sitio

El contenido de combustible depende de una variedad de factores:



# Combustión en Sitio

1. Inyectar aire a través de ciertos pozos (días /semanas)
2. Encender el crudo de los pozos inyectoros.
3. Propagar el frente de combustión a través del yacimiento mediante inyección continua de aire con el objeto de calentar y desplazar los fluidos delante de ella.



# Combustión in Situ

## Mecanismos de Recuperación

- Desplazamientos miscibles.
- Destilación (vaporización y condensación)
- Craqueo Térmico: Las altas temperaturas que se desarrollan delante de la zona de combustión causa que las fracciones más livianas del petróleo se vaporicen, dejando un carbón residual formado por las fracciones más pesadas, conocido por «coque», que actúa como combustible para mantener el frente de combustión.

# Combustión in Situ

La ignición puede detectarse mediante:

- Aumento brusco de la temperatura en la cara de la formación. Esto se detecta corriendo registros de temperatura a pozos.
- La tasa y presión de inyección muestran fluctuaciones rápidas, del orden de  $\pm 20\%$ .
- Al poco tiempo después de la ignición, la inyectividad del aire disminuye y luego comienza a aumentar, hasta uno ó dos meses después.
- Aparición de CO, y luego de CO<sub>2</sub> acompañado de una brusca disminución en el % de O<sub>2</sub> en el gas producido (cromatografía de gas).
- PH del agua (Adquisición de muestras con probadores de formación).
- Microsismica (monitoreo).
- Entre otros.

# Criterios para Seleccionar Combustión in Situ

|                                                      |                               |
|------------------------------------------------------|-------------------------------|
| <b>Espesor de la arena, <i>pies</i></b>              | <b>&gt; 10 &lt; 50</b>        |
| <b>Profundidad, <i>pies</i></b>                      | <b>&gt; 200 hasta 4500 ft</b> |
| <b>Porosidad, %</b>                                  | <b>&gt; 16</b>                |
| <b>Permeabilidad, <i>md</i></b>                      | <b>&gt; 100</b>               |
| <b>Gravedad, °API</b>                                | <b>&lt; 40</b>                |
| <b>Viscosidad del petróleo, <i>cp</i></b>            | <b>&lt; 5.000</b>             |
| <b>Espaciamiento, <i>acres</i></b>                   | <b>&lt; 40</b>                |
| <b>Presión de inyección, <i>lpc</i></b>              | <b>&gt; 250</b>               |
| <b><math>\phi \cdot S_o</math>, <i>fracción</i></b>  | <b>&gt; 0.05</b>              |
| <b><math>\frac{kh}{\mu}</math>, <i>md-pie/cp</i></b> | <b>&gt; 20</b>                |

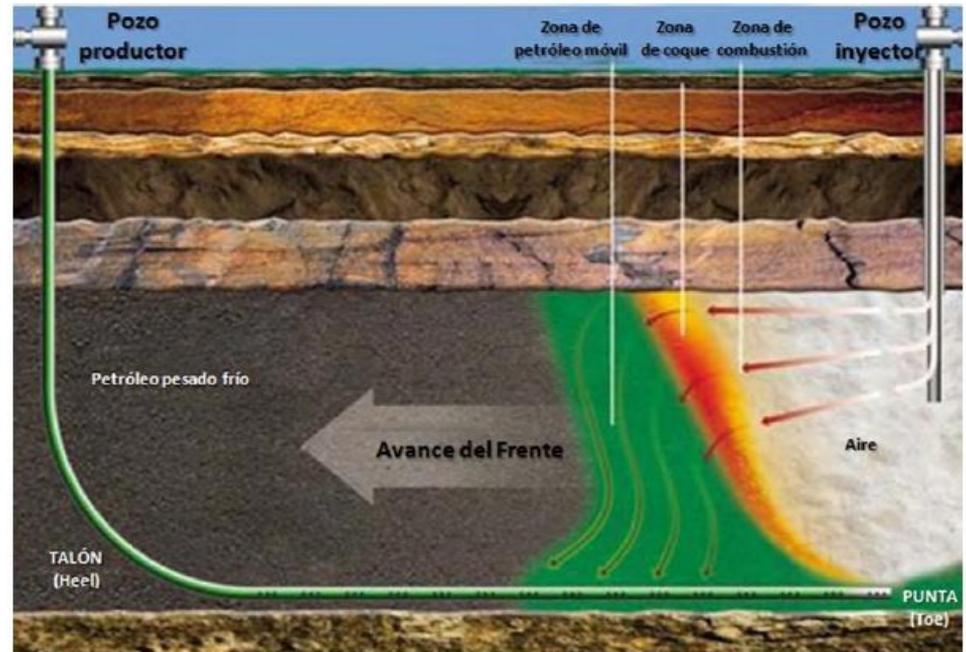
## Combustión in Situ: Limitaciones

- ✓ Si no se deposita suficiente coque del petróleo que se quema, no se podrá sostener el proceso.
- ✓ La Saturación de petróleo y la porosidad deben ser altas para minimizar las pérdidas de calor a la roca.
- ✓ El proceso tiende a barrer por la parte alta del reservorio y por lo tanto la eficiencia de barrido es pobre en arenas anchas.
- ✓ Puede causar problemas ambientales debido al gas de combustión producido.
- ✓ Problemas operacionales tales como: Corrosión severa causada por el bajo ph del agua caliente, emulsiones serias agua-petróleo, deposición de carbón y cera, fallas en las tuberías en el pozo productor como resultados de las altas temperaturas.

# Métodos Térmicos: THAI / CAPRI.

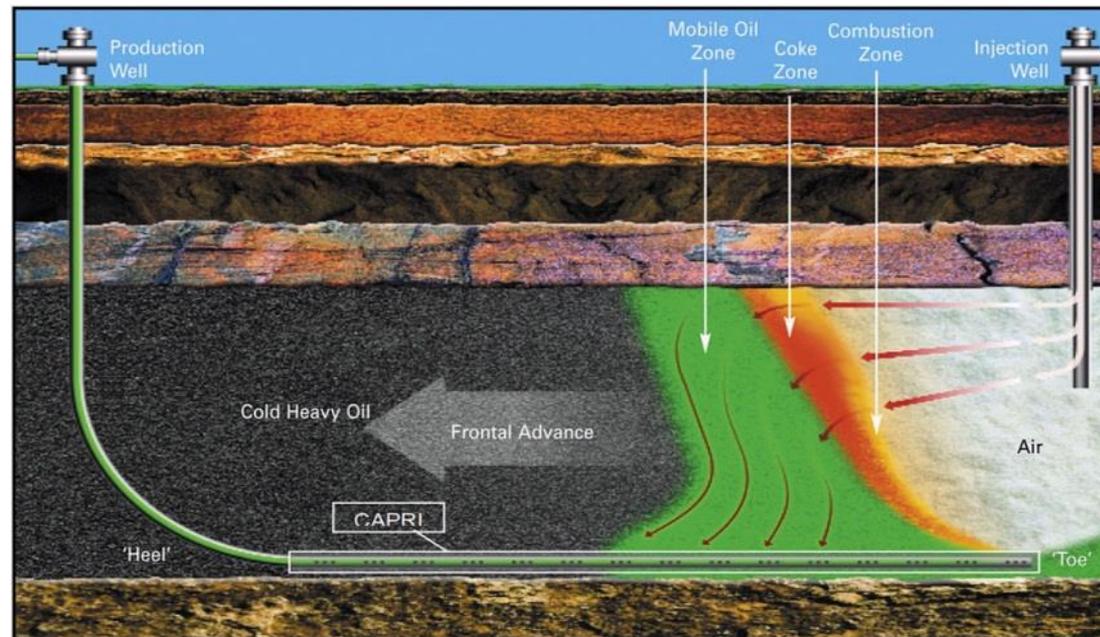
Inicialmente, se inyecta vapor para establecer comunicación entre el pozo inyector y el pozo productor. Después se inyecta aire para llevar a cabo la ignición.

El petróleo pesado el bitumen son movilizados, del dedo al talón del pozo horizontal, gracias a las altas temperaturas generadas por la ignición.



# Métodos Térmicos: CAPRI.

Se propone el uso de una cubierta catalizadora alrededor del pozo horizontal para transformar el petróleo pesado, craqueándolo térmicamente a fracciones más ligeras.



## AOR (Relación aire inyectado/ petróleo producido)

Este parámetro es una de las formas para evaluar la eficiencia del método y también para conocer el límite económico de un proyecto (AOREL)

$$\mathbf{AOR = AT/NP.}$$

AT = Volumen de aire acumulado inyectado, SCF.

Npo = Volumen de producción de petróleo acumulado, STB.

$$\mathbf{AOR_{LE} = \text{Precio del barril del petróleo (USD)} / \text{Precio del aire inyectado (USD)}}$$

# Videos Complementarios

## **Planta de Inyección de Aire (México)**

<https://www.nuvoil.com/proyectos/planta-inyeccion-aire/>  
<https://www.youtube.com/watch?v=MxzGPTrdnck>

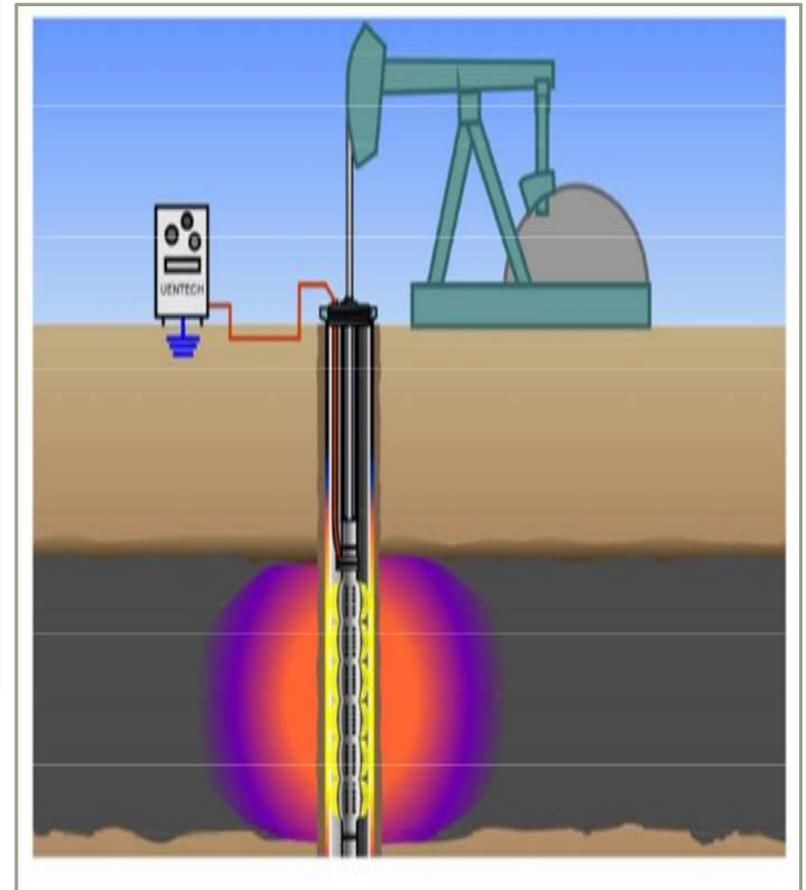
## **Chevron (Kern River California)**

<https://www.youtube.com/watch?v=I46GEMZpP6I>

# Métodos Térmicos: Calentamiento Eléctrico

El Calentamiento Eléctrico es un método de recuperación térmica utilizado como Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, el cual consiste en aportar calor a la formación sin utilizar fluidos de inyección.

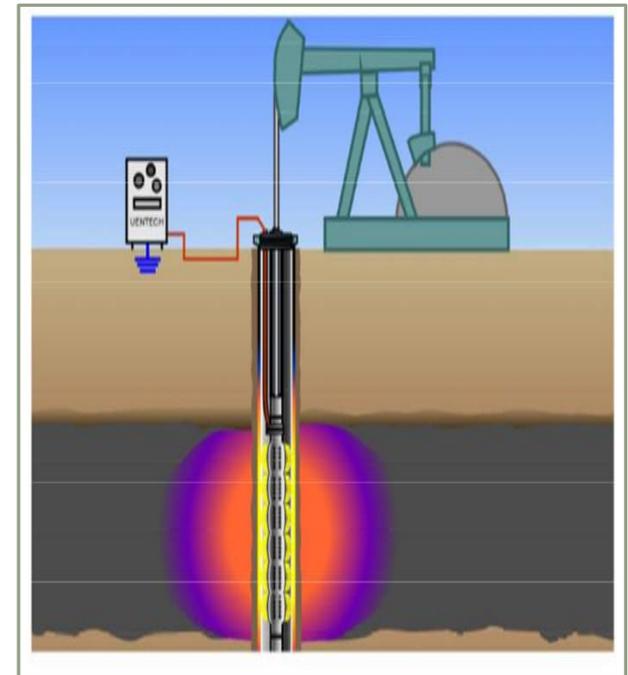
La potencia de calentamiento en el fondo del pozo se transmite a través de los conductores de resistencia eléctrica, lo que aumenta la temperatura de los fluidos del yacimiento.

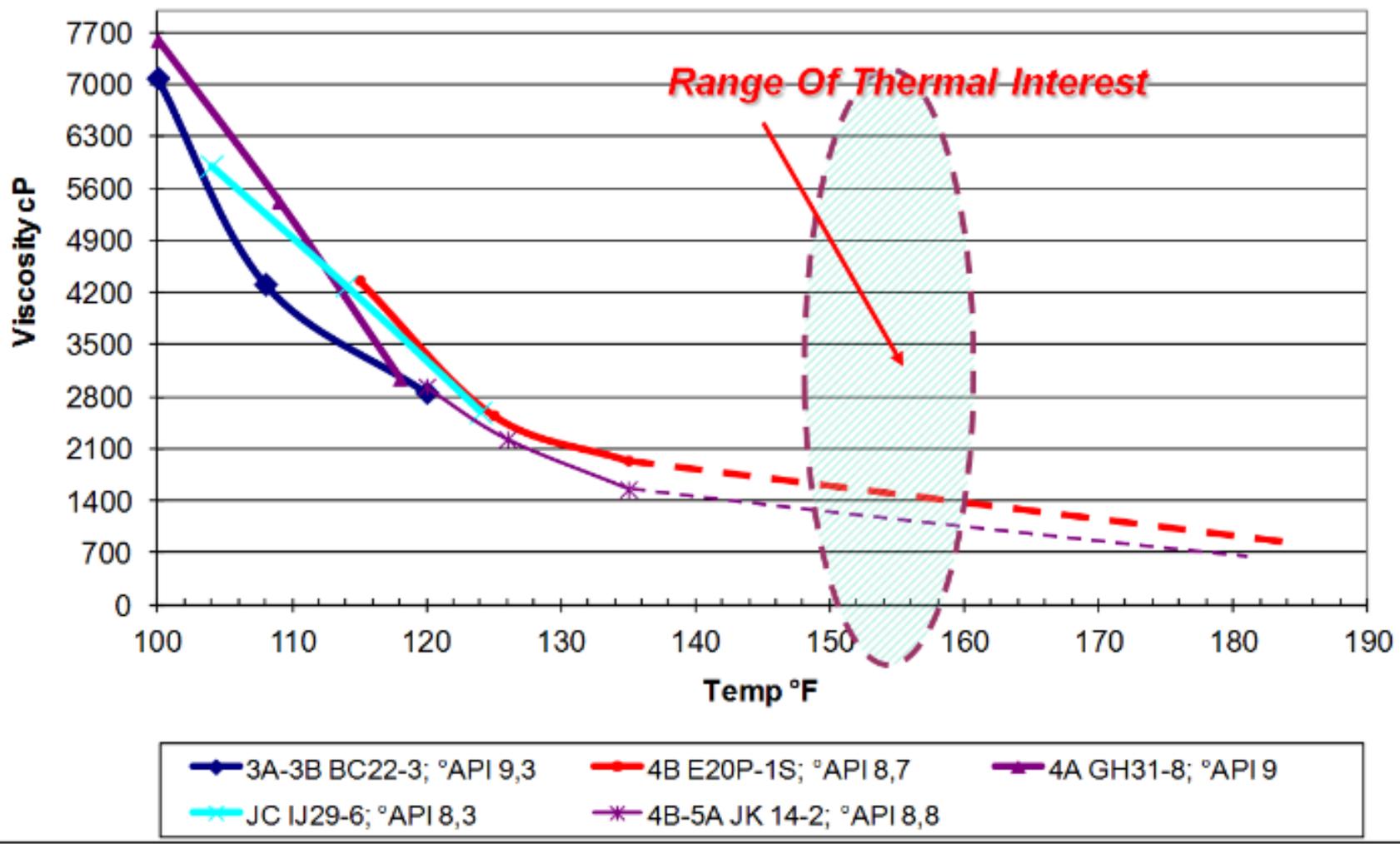


# Métodos Térmicos: Calentamiento Eléctrico

Mecanismos actuantes en este proceso son:

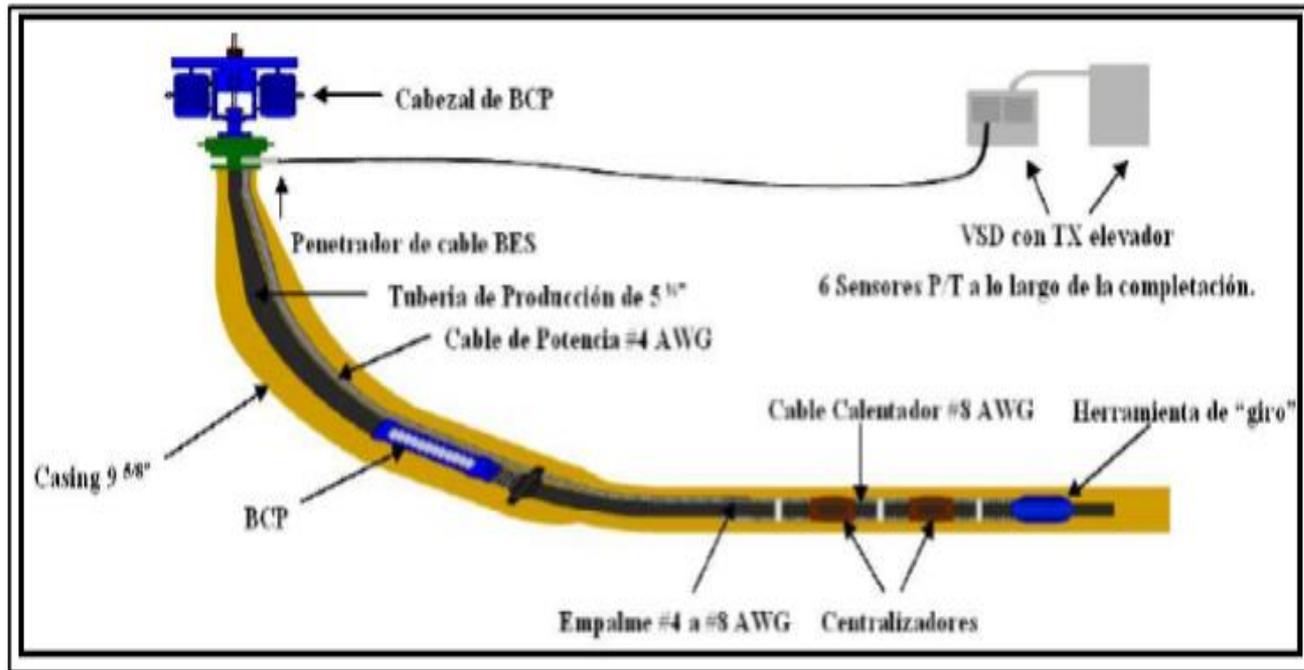
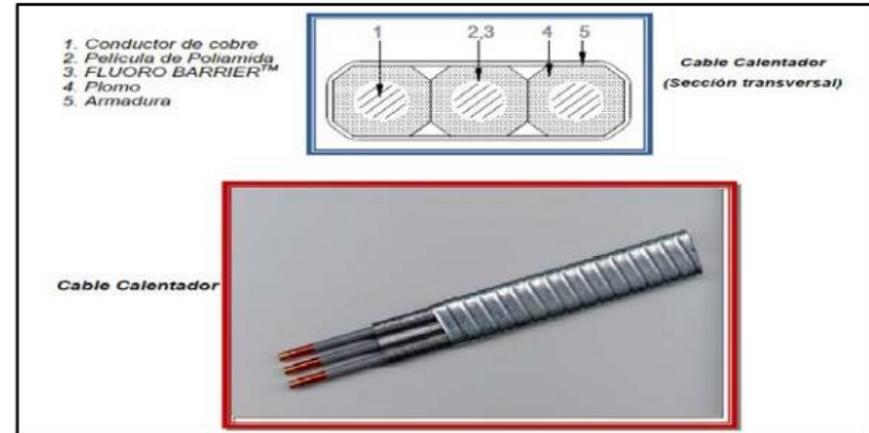
- ✓ Reducción de la viscosidad del crudo
- ✓ Redisolución (prevención de la precipitación) de asfaltenos y otros
- ✓ sólidos orgánicos en el crudo.





# Cable Calentador Trifásico

- Potencia máxima de trabajo de 100 vatios/pie (328 vatios/m).
- Temperatura máxima de exposición de 250 °C (482 °F).
- Está disponible para cualquier longitud.
- Puede ser instalado por dentro o por fuera de la tubería de producción según la aplicación.



## Cable Calefactor Trifásico



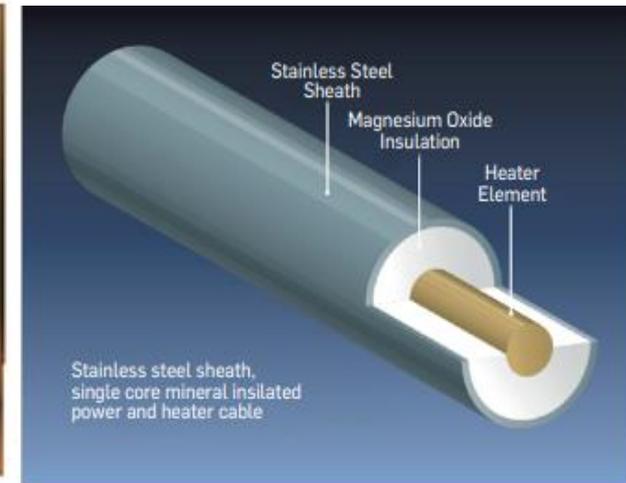
**Bandas para la fijación del cable a la tubería de producción**

## Guarda Cable de cola a la tubería de producción



# CABLE CALEFACTORES TIPO MI (Mineral Insulated)

- Potencia: 1000 vatios/m.
- Temperaturas máximas de aplicación de hasta 1202 °F (650 °C).
- Cable mineral aislado con óxido de magnesio.
- Calentamiento selectivo: Se determina la cantidad de potencia suministrada por cada sección del cable calentador.
- Por ejemplo: aplicar temperaturas más elevadas al final de la sección horizontal, a fin de lograr una mayor reducción de la viscosidad y obtener mejor influjo de fluido en esta área.
- No tiene limitación en cuanto a profundidad y presiones.

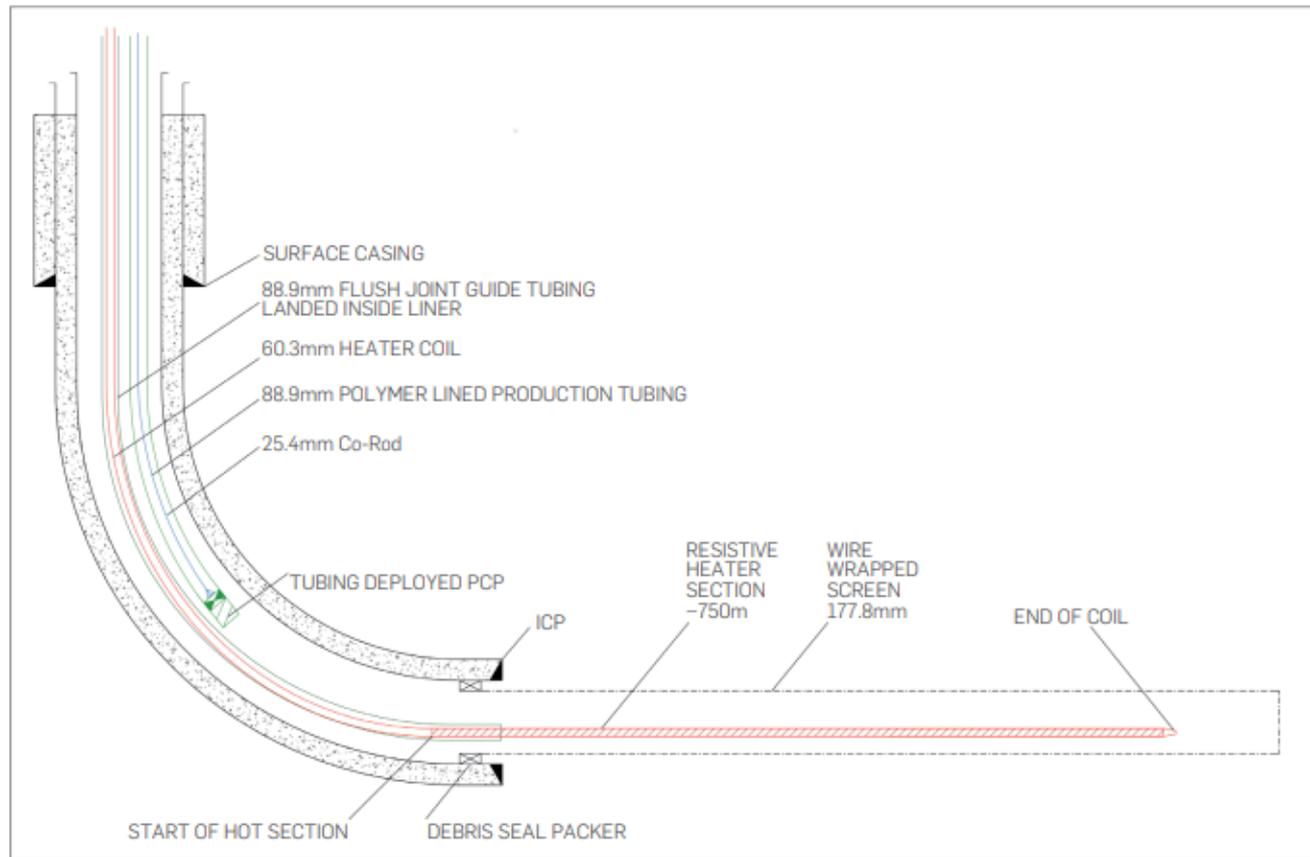


# Métodos Térmicos: Calentamiento Eléctrico

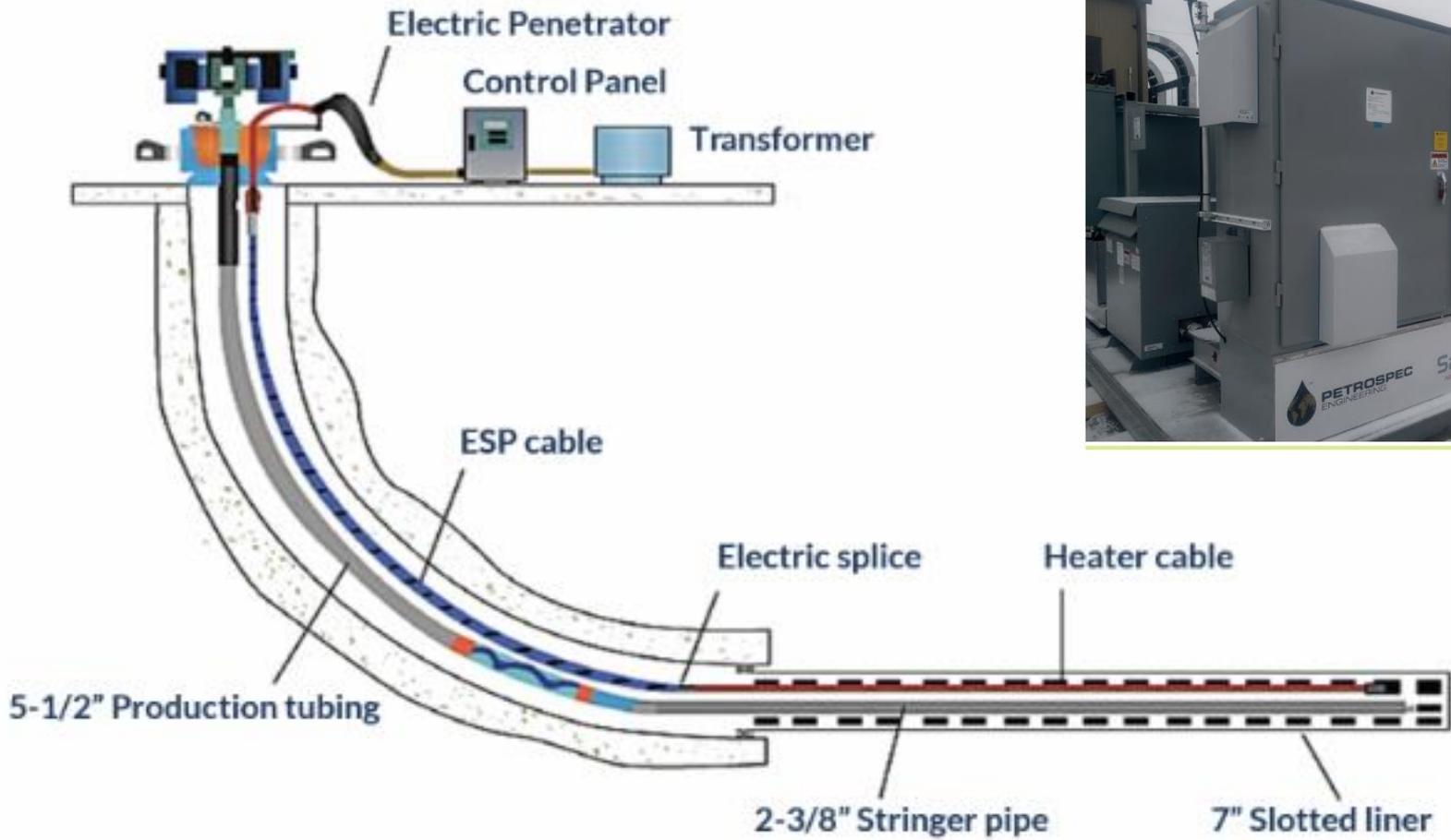
- Alta temperatura de Operación.
- Inorgánico, materiales de construcción no degradables.
- Soporta alto stress mecánico.
- Altamente resistente a la corrosión
- Sumergible y resistente al agua.
- Listo para instalar.



# Cable MI sujeto por fuera al tubo desde la profundidad total hasta la superficie

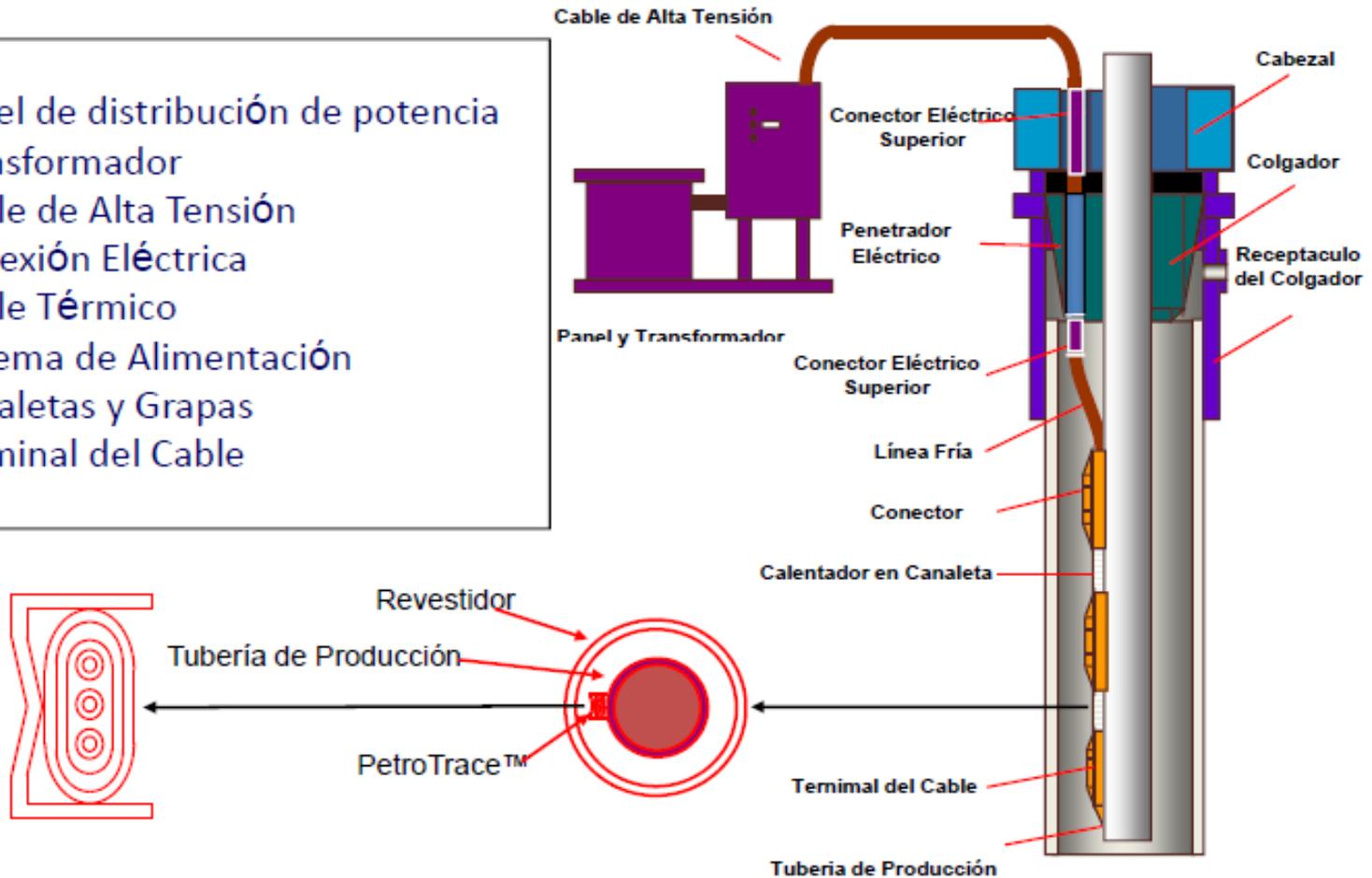


- Cable MI con la sección calefactora sólo en la zona de interés.



# Componente Básico del Sistema

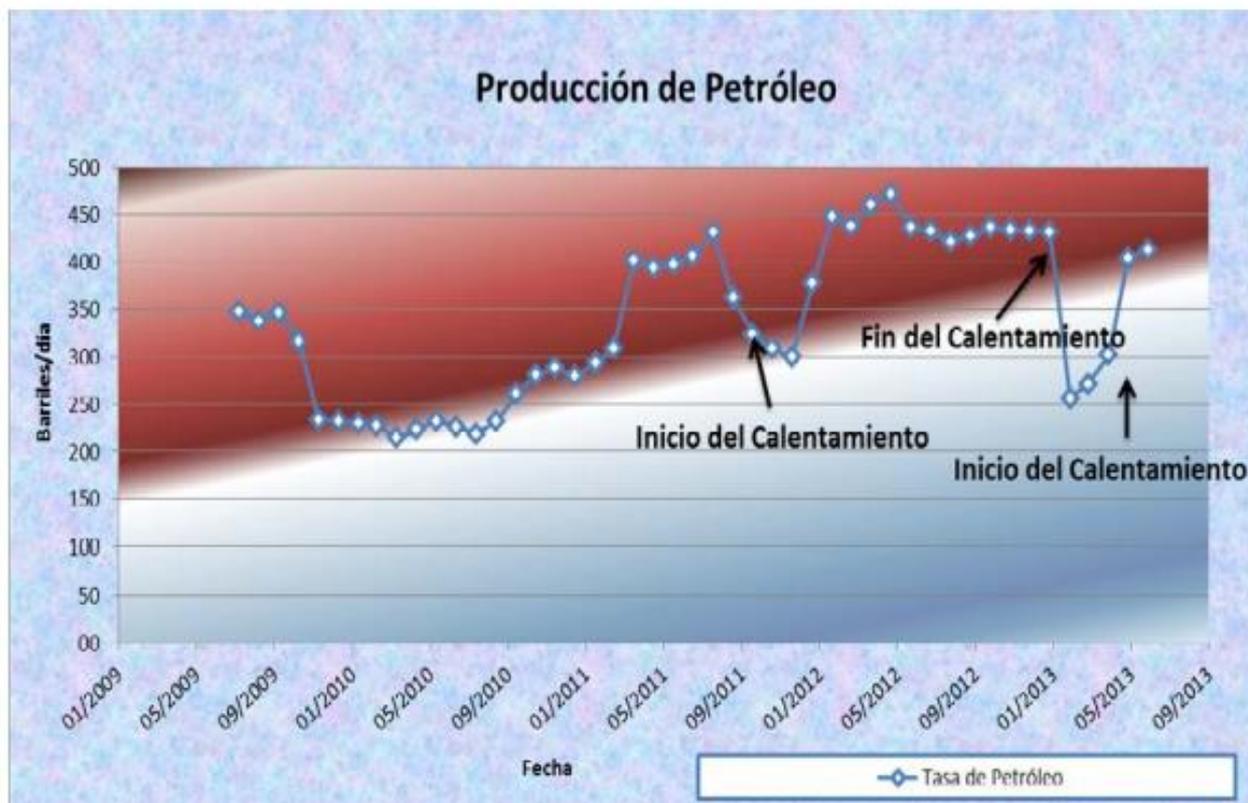
- Panel de distribución de potencia
- Transformador
- Cable de Alta Tensión
- Conexión Eléctrica
- Cable Térmico
- Sistema de Alimentación
- Canaletas y Grapas
- Terminal del Cable



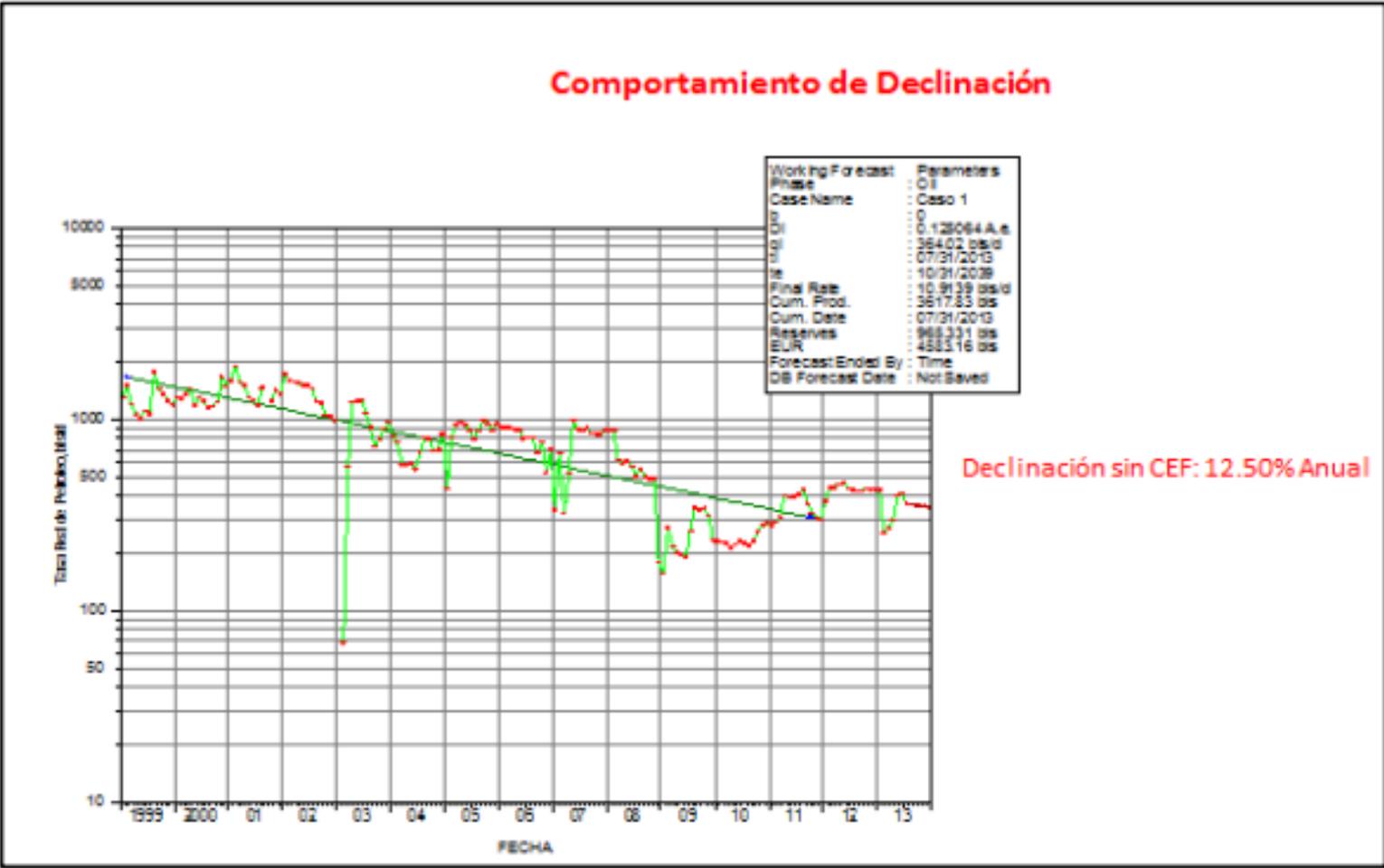


# Calentamiento Eléctrico: Experiencia de Campo (Caso Venezuela)

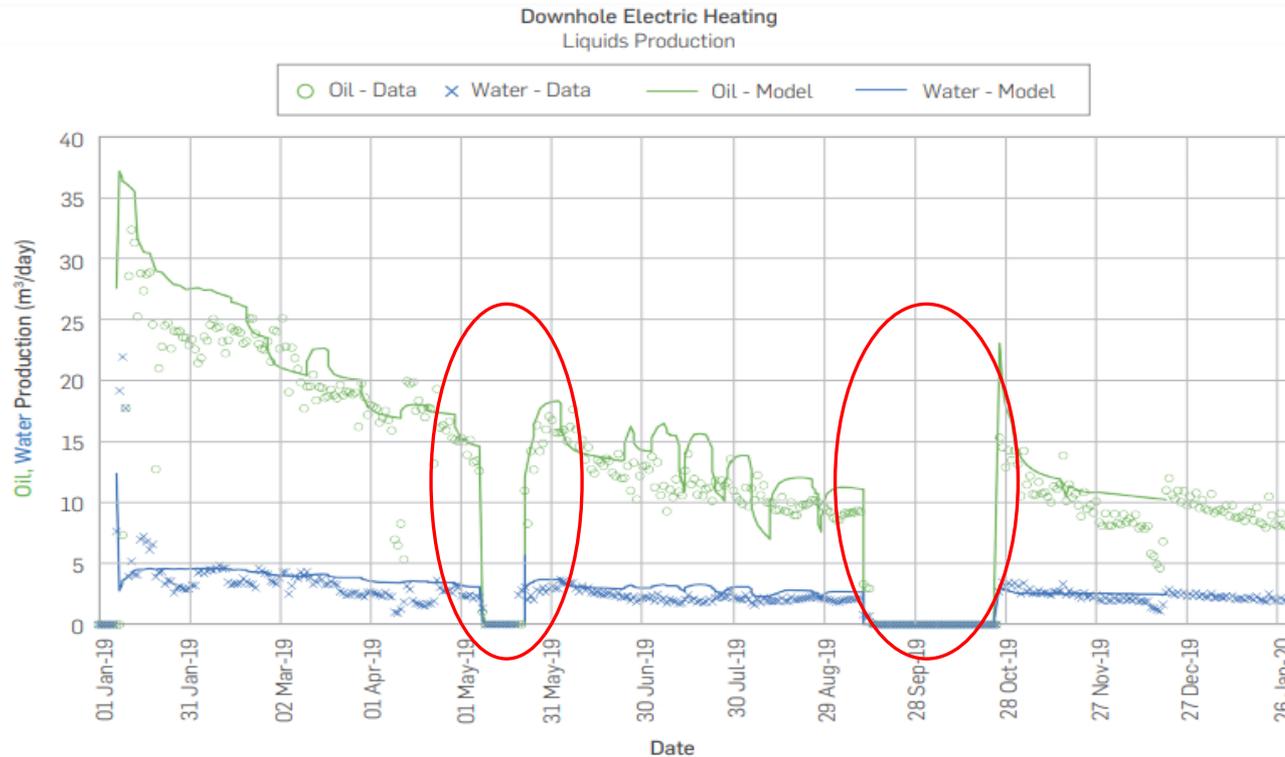
La tasa de petróleo antes de la instalación era de 362 BNPD (01/09/2011) y luego de 4 meses posteriores alcanzó 448BNPD manteniéndose por un año en un rango de 400-450BNPD.



# Calentamiento Eléctrico: Experiencia de Campo (Caso Venezuela)



# Calentamiento Eléctrico: Experiencia de Campo (Canadá)



- Un mes de Calentamiento previo a la puesta en producción.
- Tasa de Prod. 35 m<sup>3</sup>/día (comparado con un pozo sin calentamiento el incremento fue de 5 a 6 veces más)
- Profundidad: 1500 m.

# Métodos Térmicos: Calentamiento Eléctrico

## Criterios de Aplicación

- ✓ Espesores de arena superiores a 5 mt. (Aunque otros autores indican que no es una limitante).
- ✓ Yacimientos con crudos de gravedad API de 8 a 15 °API.
  - $100 \text{ cp} < \mu_{oil} < 25.000 \text{ cp}$  (petróleo vivo).
  - Entre 30.000 a 35.000 cp (Petróleo muerto)
- ✓ Yacimientos mojados por agua o petróleo.
- ✓ Permeabilidad Horizontal  $> 1000 \text{ mD}$
- ✓ Movilidad  $\geq 0.05$
- ✓  $S_w \leq 40\%$
- ✓ %Corte de agua  $< 30\%$

# Métodos Térmicos: Calentamiento Eléctrico

- ✓ Tasa de producción  $> 20$  Bls/día.
- ✓ Yacimientos de areniscas o calizas.
- ✓ Pozos horizontales o verticales. En el caso de los pozos horizontales tener en cuenta el DLS máximo permisible para que no se presenten problemas mecánicos de atascamiento para bajar el cable al fondo del pozo.
- ✓ Pueden utilizarse como sistema de levantamiento BES, BCP o BM.
- ✓ Completación Térmica si las temperaturas superan los  $150^{\circ}\text{C}$ .

# Métodos Térmicos: Yacimientos Candidatos para esta Tecnología

- ✓ Yacimientos de petróleo pesado donde la inyección de vapor no puede ser aplicable.
- ✓ Yacimientos donde un modesto cambio de temperatura puede producir cambios significativos en la producción.
- ✓ Yacimientos cuyos pozos se dañen debido a la deposición de parafinas y/o asfáltenos.
- ✓ Yacimientos de petróleo pesado inmóvil que necesite precalentado anterior a la aplicación de otro proceso de recobro.
- ✓ Los calentadores eléctricos en el fondo del pozo también se pueden utilizar para mejorar la calidad del vapor reduciendo así la Relación Vapor-Petróleo (SOR).