

TEMA IIb. Métodos Térmicos

Pérdidas de Calor

En los procesos que involucra la inyección de fluidos calientes al reservorio se producen **Pérdidas de Calor**, es decir, desde el momento que el agua caliente sale de los calentadores y el vapor de los generadores y son inyectados en los pozos, ambos fluidos pierden calor. Estas pérdidas continúan en el pozo y parte del contenido de calor del fluido que fluye se pierde antes de llegar a la formación o en ella. Por lo tanto, es importante cuantificar cuanto calor se pierde y tratar de reducir éstas pérdidas a un valor mínimo.

Dichas pérdidas pueden ocurrir específicamente en tres puntos o zonas:

- En la unidad térmica o fuente de calor.
- En el cabezal y líneas de inyección en el pozo.
- En la Formación.

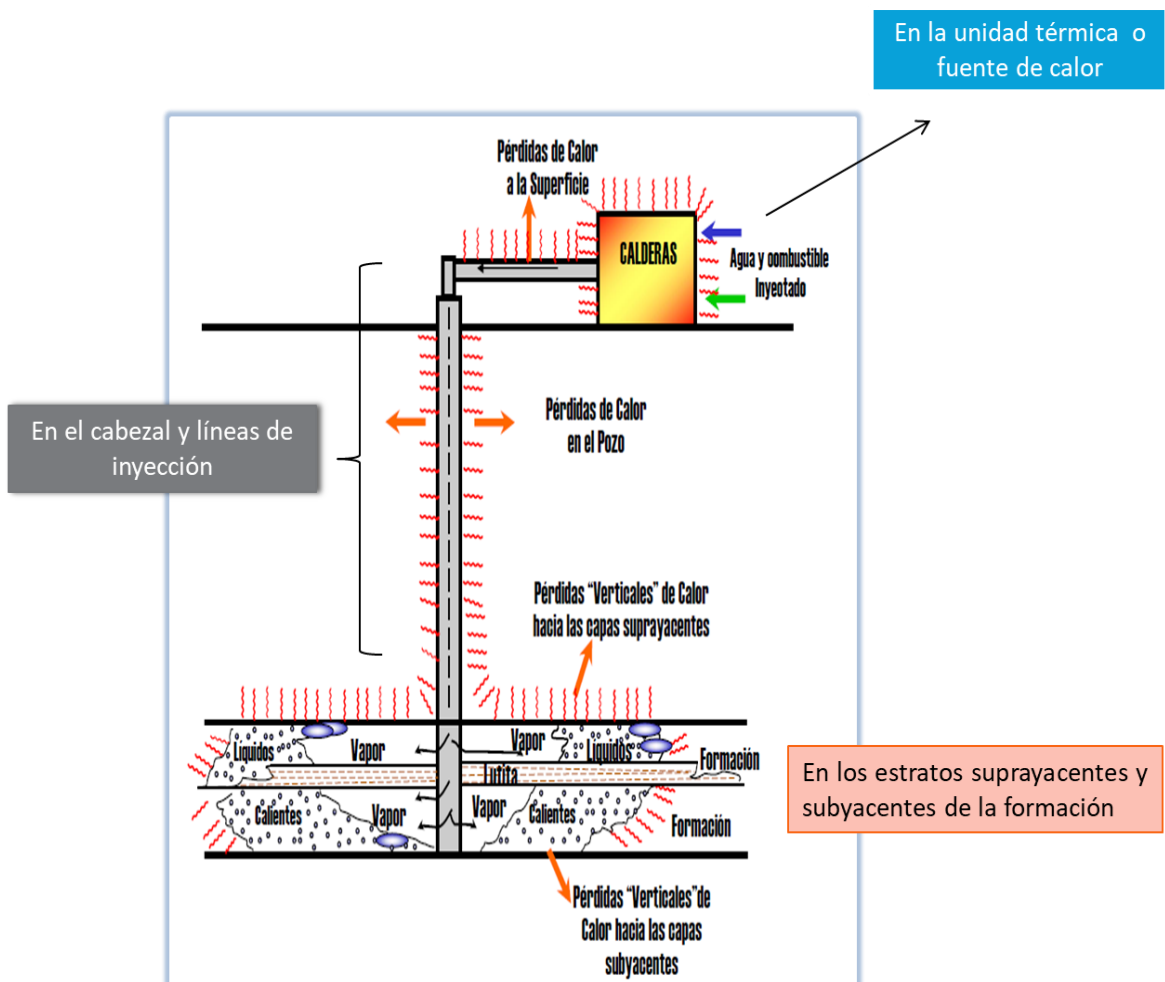


Figura 1. Zonas donde ocurren las pérdidas de Calor al inyectar vapor o agua caliente.

A continuación discutiremos como se pueden originar dichas pérdidas en cada uno de las zonas identificadas en la figura 1.

PÉRDIDAS DE CALOR EN LA UNIDAD TÉRMICA

Las operaciones de inyección de calor (y pérdidas de calor) empiezan en la unidad térmica o generador (figura 2). La eficiencia térmica de un generador de vapor se determina comúnmente a partir de la **entalpía o calor total del vapor** producido en relación con la energía total utilizada para generarlo, por lo tanto el conocimiento de la temperatura, el combustible consumido, la presión de vapor y calidad son necesarios para calcular la eficiencia.



Figura 2. Generador de Vapor.

Los generadores de vapor poseen su centro de control completamente integrado. Donde se monitorea todas las operaciones de los generadores de vapor convencionales. Parámetros críticos, como el flujo de gas combustible y aire para la combustión, el exceso de oxígeno y la calidad del vapor son constantemente medidos y controlados; así mismo, todos los datos se registran.

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 óxidos de nitrógeno.

En lo que respecta a la calidad de vapor es un parámetro fundamental y crítico tal como se mencionó anteriormente. Normalmente, el vapor que se utiliza en los procesos de inyección de **vapor es húmedo**, ya que puede transportar más calor que el agua caliente y además es capaz de mantener en solución las impurezas sólidas (escamas) que de otra manera se depositarían en las calderas o en cualquier otro equipo del sistema de generación de vapor, reduciendo así su eficiencia y vida útil.

Una calidad del vapor entre **80 y 90%**, expresada en porcentaje, es el valor promedio que normalmente se utiliza en inyección de vapor. Sin embargo, tales cifras pueden variar de acuerdo a las propiedades del agua usada y al tratamiento al cual ha sido sometida.

Con la reducción de la calidad, el contenido de calor del vapor húmedo se reduce.

PÉRDIDAS DE CALOR EN CABEZAL Y LÍNEA DE INYECCIÓN EN EL POZO

Una vez que el vapor ha sido descargado del generador, él es transportado al cabezal del pozo. En este punto es en donde se puede producir pérdidas de calor, es por ello, que lo ideal es tener distancias cortas desde el generador a los pozos, ya que se disminuirían las pérdidas de calor. Generalmente la distancia que debería existir entre el generador de vapor y el cabezal del pozo no debe exceder los 30 m (100 pies aproximadamente).

Una de las soluciones que se ha implementado para evitar que se generen pérdidas de calor por esta razón es la utilización de generadores portátiles o a partir de una localización central colocar los generadores, y de allí distribuir el vapor o agua caliente a múltiples pozos (figura 3).

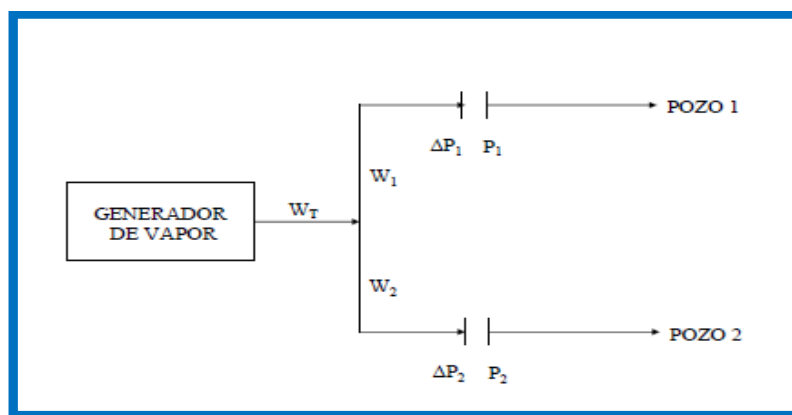


Figura 3. Ubicación del generador de vapor con respecto a los pozos.

En este mismo punto se encuentran 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.

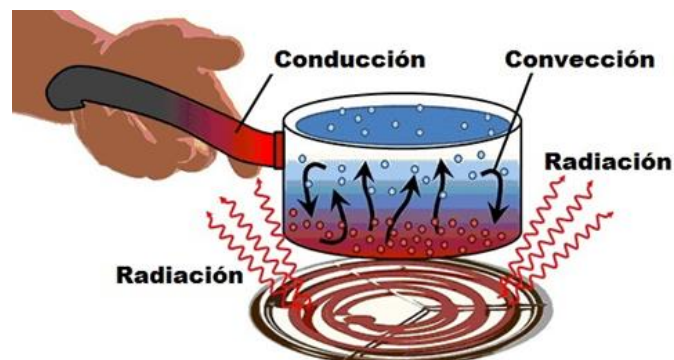


Figura 4. Ejemplo de los tres mecanismos de transferencia de calor.

Por lo tanto, por existir estos mecanismos de transferencia de calor es que las pérdidas de calor y sus magnitudes dependerán principalmente:

- ✓ Del medio ambiente que la rodea.
- ✓ La naturaleza y espesor del aislante.
- ✓ Longitud de la tubería y su diámetro.
- ✓ La temperatura del fluido caliente en la línea.

Todos estos factores afectan directamente sobre las magnitudes de las pérdidas de calor, es por ello, que las mismas deben ser consideradas al momento de diseñar el sistema de inyección de vapor o agua caliente para un pozo o conjunto de pozos.

Por ejemplo: En la siguiente tabla podrán visualizar las magnitudes de las pérdidas de calor que se generan de una tubería desnuda, es decir, sin aislación térmica con respecto a una tubería que si lo este.

Considerando una tubería desnuda expuesta a una temperatura ambiente de 100°F y una temperatura interna de 200°F, las pérdidas de calor es de 210 BTU/h-pie³. Mientras que una tubería estándar aislada a una temperatura ambiente de 80°F y una temperatura interna igualmente de 200°F las pérdidas de calor es de sólo 50 BTU/h-pie³ (tabla 1).

PÉRDIDAS DE CALOR EN TUBERÍA DESNUDA Y TUBERÍA AISLADA ⁸					
Aislamiento	Condiciones	Pérdidas de calor por unidad de área, $\frac{BTU}{h - pie^2}$, para temperatura interior de			
		200 F	400 F	600 F	
Tubería de metal desnuda	Aire quieto, 0 F	540	1560	3120	
	Aire quieto, 100 F	210	990	2250	
	Viento de 10mph, 0 F	1010	2540	4680	
	Viento de 10mph, 100 F				
	Viento de 40mph, 0 F	440	1710	3500	
	Viento de 40mph, 100 F	700	2760	5650	
Tubería con aislamiento de magnesio, temperatura del aire 80 F	Pérdidas de calor por unidad de longitud de tubería, $\frac{BTU}{h - pie}$, a temperatura interior de				
		200 F	400 F	600 F	800 F
	Estándar en tubería de 3 pulg	50	150	270	440
	Estándar en tubería de 6 pulg	77	232	417	620
	1 ^{1/2} pulgada en tubería de 3 pulg	40	115	207	330
	1 ^{1/2} pulg en tubería de 6 pulg	64	186	335	497
	3 pulg en tubería de 3 pulg	24	75	135	200
	3 pulg en tubería de 6 pulg	40	116	207	322

Tabla 1. Pérdidas de calor en tubería desnuda y aislada.

Ahora bien, no solo se minimizan las magnitudes de las pérdidas de calor aislando la tubería, también deben considerarse otros aspectos, como por ejemplo, el tamaño de la tubería de inyección que viene desde el generador, pasa por el cabezal para luego ser inyectado al pozo. Sus tamaños igualmente son considerados en su diseño.

Continuemos analizando la tabla 1, esta vez nos concentrándonos en los datos de la tubería aislada. Consideremos que el tamaño de la tubería que viene del generador es de 1 ½ pulgadas y luego en el pozo se utilizara una tubería de 3 pulgadas para la inyección, a una temperatura interna de 200°F, las pérdidas sería de 40 BTU/h-pie³. Mientras que, conservando el mismo tamaño de la tubería que se encuentra en superficie y luego se pasa a una tubería de 6 pulgadas (dentro del pozo) a igual temperatura interna (200°F) las pérdidas se incrementan a 64 BTU/h-pie³.

Entonces existen menos pérdidas, si se utilizan iguales tamaños de tuberías tanto en superficie como en el pozo, es decir, si desde superficie utilizamos una tubería de 3 pulgadas en superficie y en el pozo para la inyección de vapor o agua caliente las pérdidas se reducirían. Fíjense los valores que se señalan en el recuadro de color amarillo, utilizando iguales tamaños de tuberías a una misma temperatura interna de 200°F las pérdidas sería de tan sólo 24 BTU/h-pie³.

Tubería con aislamiento de magnesio, temperatura del aire 80 F	Pérdidas de calor por unidad de longitud de tubería, $\frac{BTU}{h-pie}$, a temperatura interior de			
	200 F	400 F	600 F	800 F
<i>Estándar en tubería de 3 pulg</i>	50	150	270	440
<i>Estándar en tubería de 6 pulg</i>	77	232	417	620
<i>1^{1/2} pulgada en tubería de 3 pulg</i>	40	115	207	330
<i>1^{1/2} pulg en tubería de 6 pulg</i>	64	186	335	497
<i>3 pulg en tubería de 3 pulg</i>	24	75	135	200
<i>3 pulg en tubería de 6 pulg</i>	40	116	207	322

Tabla 2. Tubería con aislamiento.

Otro factor a considerarse en un sistema de inyección se encuentra en el pozo y al entrar en contacto el vapor o el agua caliente con la formación. El calor se pierde debido a la diferencia de temperaturas entre el vapor o el agua caliente con respecto al pozo. Estas pérdidas son importantes, por eso la calidad del vapor inyectado disminuye desde la superficie hasta la formación.

Entre los factores que generan pérdidas de calor en el pozo a la hora de inyectar el vapor o agua caliente a la formación son:

- ✓ El tiempo de inyección.
- ✓ La tasa de inyección.
- ✓ La profundidad del pozo.

- ✓ La presión de inyección en el caso de vapor saturado, y la presión y temperatura de inyección en el caso de vapor sobrecalentado.

¿Cómo se pueden controlar estas pérdidas?

1. Restringir la aplicación de vapor a profundidades menores de 3000 pies (914 m).
2. Aislar térmicamente Tubing y/o Casing.
3. Inyectar vapor o agua caliente a altos caudales (altas presiones en superficie). Sin exceder la presión de fractura. Después de la irrupción del vapor en el pozo productor, bajar el caudal de inyección.

En referencia al punto 2 y 3, Salter (1965) demostró cómo se reduce significativamente las pérdidas de calor con tuberías aisladas y además utilizando agua caliente. Sus resultados también indicaron que el comportamiento del vapor y el agua caliente en una tubería sin aislamiento, las pérdidas de calor incrementan con la profundidad, pero con el agua caliente dicho efecto es mayor.

En el segundo grafico se presentan sus resultados en cuanto a la tasa de inyección, mientras esta sea mayor, menores serán las pérdidas de calor que se producen en el pozo. Sin embargo, la profundidad incide sobre la magnitud de dichas pérdidas.

Observen que a la mayor tasa de inyección (3178 Kg/hr) (ver grafico 2) se producen los menores % de pérdidas con respecto a las tasas de 450, 1350 y 2270 kg/hr. Pero a su vez, independiente del caudal de inyección siempre se van a generar pérdidas de calor a medida que se incrementa la profundidad.

Veamos que aun considerando el mayor caudal (3178 Kg/hr) observamos que a una profundidad de 2.000 pies (610 m) las pérdidas se encuentran alrededor del 10%. A igual tasa (3178 kg/hr) a una profundidad mayor (por ejemplo: 5.000 pies) el % de pérdidas incrementa a casi el 20%.

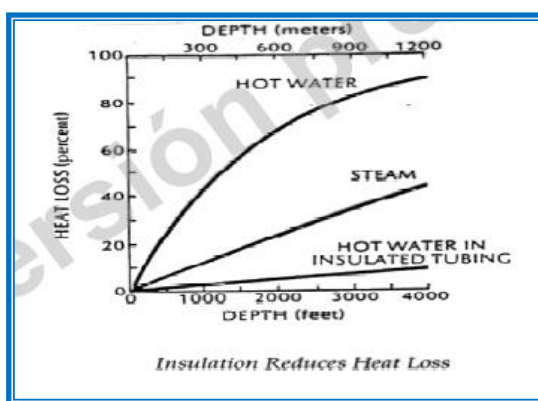


Grafico 1.

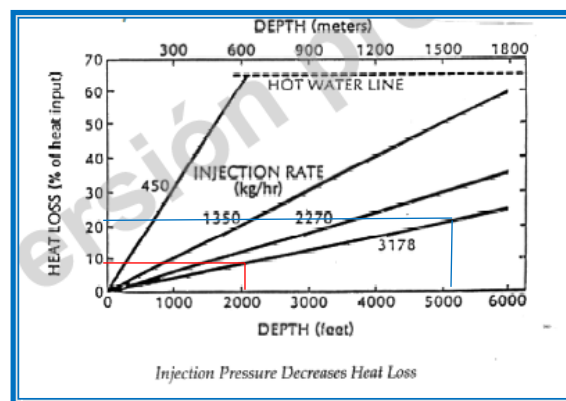


Grafico 2.

A partir de estos resultados podemos concluir que para minimizar las magnitudes de las pérdidas de calor durante la inyección de vapor o agua caliente en el pozo, se debe utilizar tubería aislada, inyectar a altas tasas, sin olvidar que a medida que el pozo se encuentre más profundo las pérdidas de calor incrementan.

PÉRDIDAS DE CALOR EN LA FORMACIÓN

Este sería el último punto donde ocurrían las pérdidas de calor. Dichas pérdidas ocurren directamente en la formación. Lo deseable es 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 este calor se pierde con los fluidos producidos y hacia las formaciones adyacentes no productivas, a menudo referidas como suprayacentes y subyacentes.

Cuando el calor se disipa hacia las formaciones adyacentes mediante el mecanismo de transferencia de calor por conducción (lo que es el caso común), el calor disipado se puede estimar fácilmente, mientras que la cantidad de calor que sale del yacimiento con los fluidos producidos, es generalmente difícil de pronosticar sin la ayuda de simuladores físicos o numéricos.

Existen algunas aproximaciones básicas para el cálculo de las áreas calentadas y la distribución de temperatura en el yacimiento. Estos métodos son basados en un número de suposiciones simplificantes, las cuales permiten obtener una solución analítica del problema.

Las pérdidas consideradas más importantes de determinar son las que se producen hacia la roca y el agua de formación de la zona productiva, ya que al generarse altos valores de pérdidas de calor originarían un retraso en el avance del frente de calor. Es por ello, que la inyección de fluidos calientes debe ser aplicada en yacimientos con alta porosidad y alta saturación de petróleo.

Esto responde es que cuando un fluido caliente, gas, líquido o una mezcla de ambos, es inyectado en una formación, parte de su **contenido calorífico** es transferido a la roca matriz y a los fluidos intersticiales, así como también a las formaciones adyacentes no productivas. El proceso total, sin embargo, es complejo, ya que con el avance del frente de calor en la arena, las formaciones adyacentes son expuestas a cambios de temperatura con el tiempo.

Existen algunas aproximaciones básicas para el cálculo de las áreas calentadas, por un lado, y la distribución de temperatura en el yacimiento por otro. Estos métodos son basados en un número de suposiciones simplificantes, las cuales permiten obtener una solución analítica del problema. Sin tales simplificaciones, la solución numérica es necesaria, lo cual cae en el campo de la simulación de yacimientos.



En el manual de Recuperación Térmica de Douglas Alvarado y Carlos Banzer (Capítulos II, III, IV y V), podrán profundizar sobre el tema presentado, donde además encontrarán las diferentes correlaciones y modelos numéricos para determinar las propiedades térmicas del agua y del vapor (Entalpía o Calor total, Calor latente, Calidad del vapor, entre otras), pérdidas de calor y los mecanismos de calentamiento que ocurren en la formación durante la inyección de fluidos calientes.

El Manual se encuentra en el apartado **“Bibliografía Ampliatoria”** en el aula virtual.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Crawford, P. B.: "Estimating Heat Losses from Pipe in Thermal Recovery Programs ", Producers Monthly, Sept. 1966, p. 2.
- Dropkin, D. and Sommerscales, E.: "Heat Transfer by natural Convection in Liquids Confined by Two Parallel Plates Inclined at Various Angles with Respect to the Horizontal", J. Heat Transfer, Trans. ASME, Series C (Feb., 1965) 87, 77-84.
- Kreith, F.: "Principios de Transferencia de calor", Herrera Hnos. Sucesores S. R. 1era. Edic. en Español, Nov. 1970, México.
- McAdams, W. L.: "Heat Transmission", McGraw-Hill Book Company, 3th edition, 1954.
- Ramey, H. J. Jr.: "Wellbore Heat Transmissions", Jour. Of Pet. Tech., (April, 1962) p. 427.
- Ramey, H.J., Jr.: "Fundamentals of Thermal Oil Recovery", P. 165, Dallas, The Petroleum Engineer Publishing Co., 1965.
- Rohsenow, W. M. and Hartnett, J. P.: "Hand Book of Heat Transfer", McGraw-Hill Book Company, 1973, Chapt.I.
- Smith, C. R.: "Mechanism of Secondary Oil Recovery", Reinhold Publishing Company, New York, 1966.
- Terán, B., Noguerón, D. and Casas, S.: "How to Find Heat Losses in Surface steam lines", The Oil & Gas Jour., Jan, 11, 1971, p. 56.
- Terán, B., Noguerón, D.: "How Ambient Conditions Affect Steam-line Heat Loss", The Oil & Gas Jour., Jan, 21, 1974, p. 83.
- Terán, B., Noguerón, D.: "Here's how to find pressure drop in steam lines", The Oil & Gas Jour., May, 17, 1971, p. 107.
- Wilhite, P. G.: "Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam and Hot Water Injection Wells", Jour. Of Pet. Tech., May, 1967, p. 607.