



UNCUYO
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE CUYO



**FACULTAD
DE INGENIERÍA**

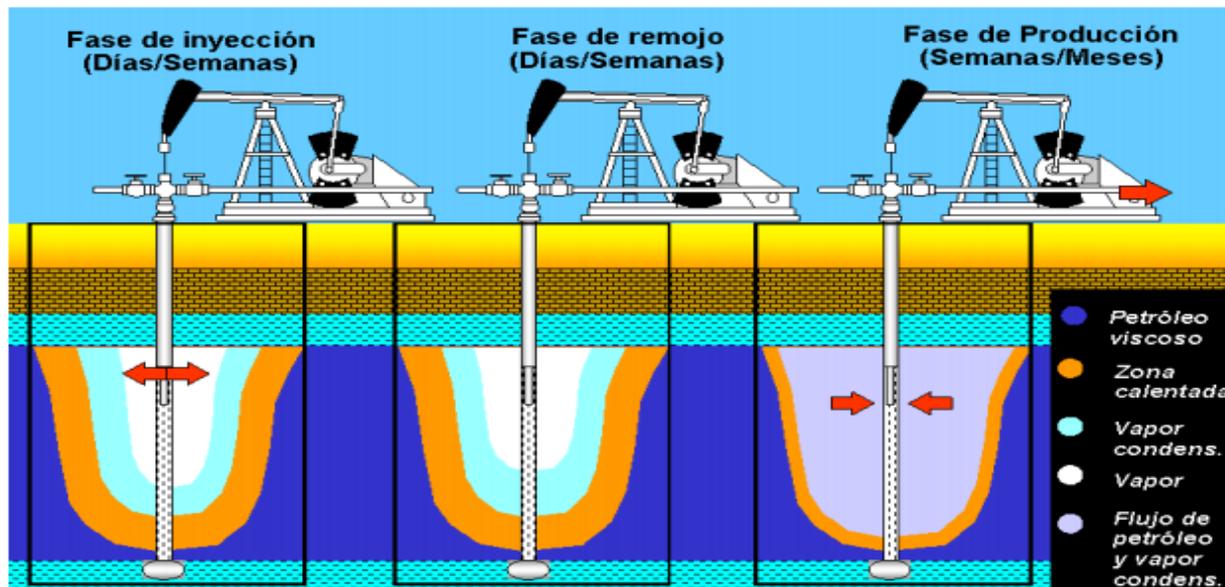
Operaciones en Yacimientos de Crudos Pesados y Extra pesados

TEMA IIB. MÉTODOS TÉRMICOS

INYECCIÓN DE VAPOR

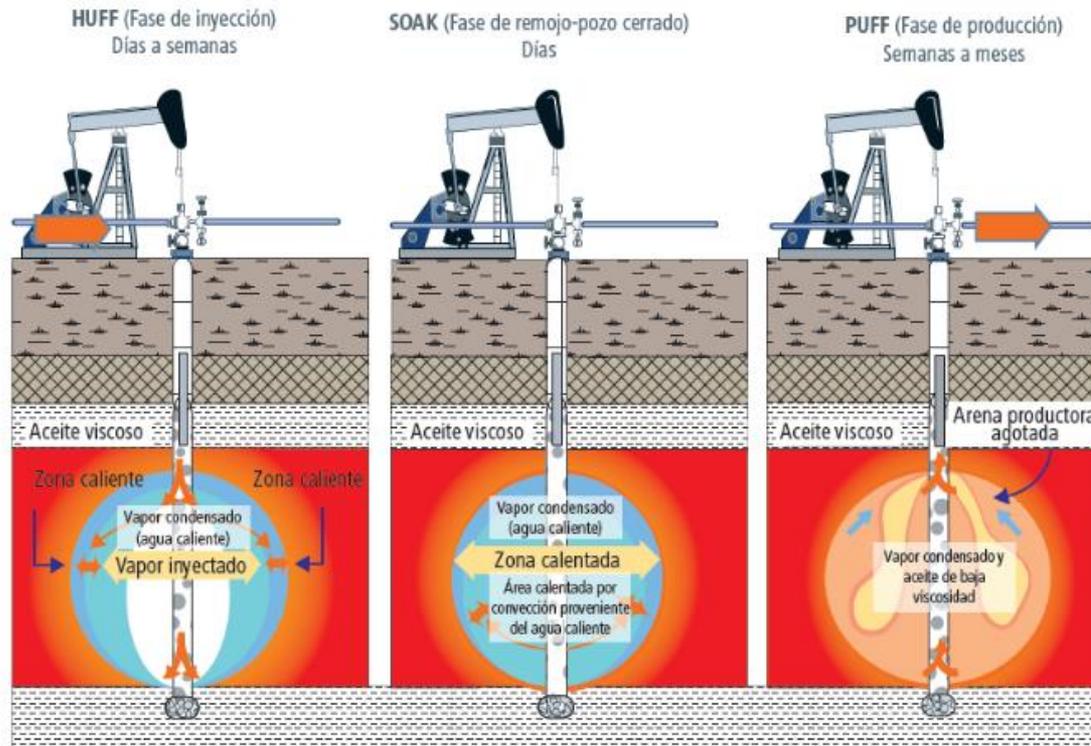
Es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. El proceso de inyección puede ser en forma continua o alternada.

Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo de este tipo de proceso son: la expansión térmica de fluidos del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y la destilación con vapor.



Método Térmicos

Inyección Cíclica de Vapor o (CSS, por sus siglas en inglés)



Días / semanas

Generalmente es de *14 a 21 días*, y el número de ciclos *3 a 5*, aunque, se han reportado casos de hasta *22 ciclos*.

Días / semanas

Generalmente *1 a 4 días*, aunque se han utilizado periodos mucho más largos.

Semanas/ meses

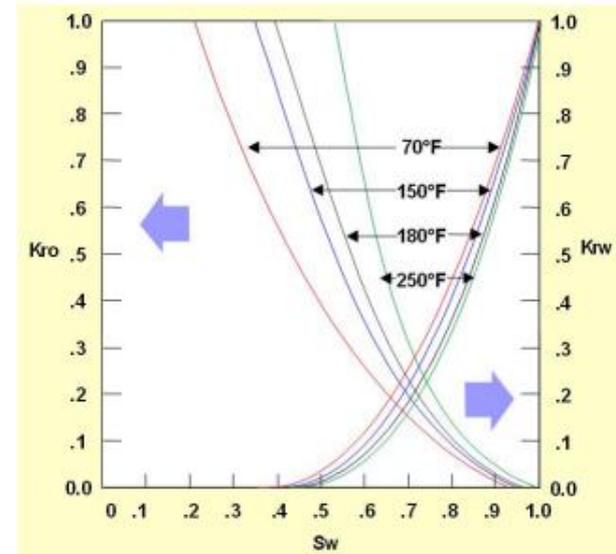
Hasta *24 meses*, aunque en algunos casos es menor el tiempo.

Método Térmicos

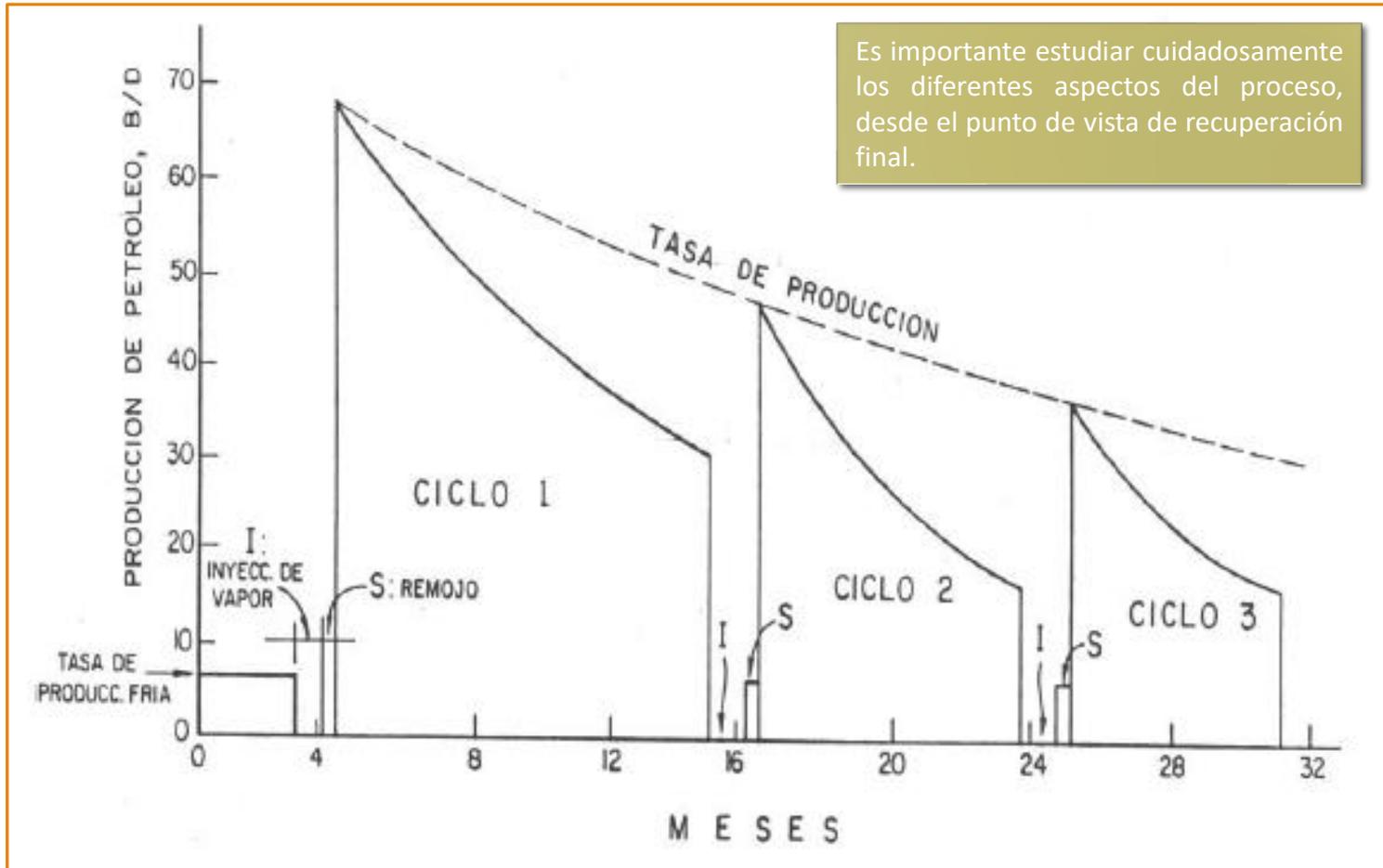
Inyección Cíclica de Vapor : Mecanismos de Recuperación



T ↑



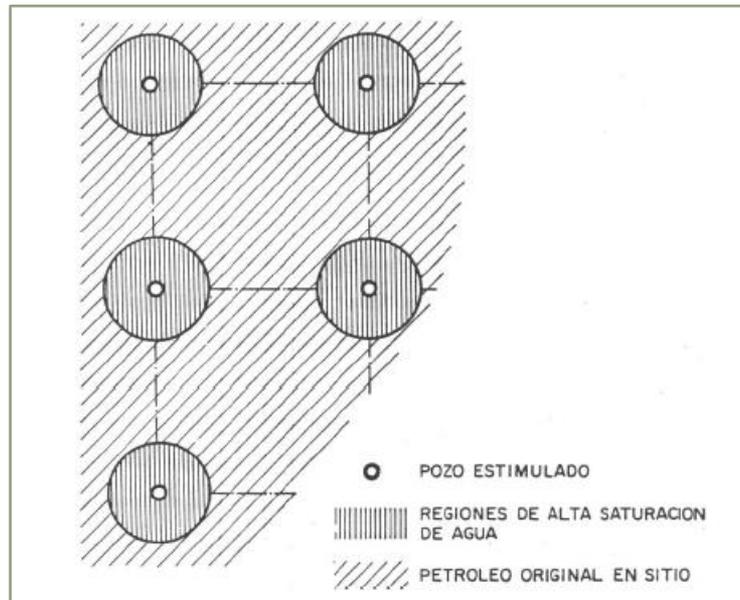
Comportamiento de Producción



Método Térmicos

Inyección Cíclica de Vapor : Algunas Desventajas

- La recuperación por estimulación con vapor, incluyendo la primaria, será del orden del *15 al 20%*.
- La inyección cíclica de vapor es básicamente un proceso de estimulación, y como tal, no conduce a un incremento en la recuperación última del yacimiento
- Solo una parte (*30-35%*) del agua inyectada como vapor es producida cuando el pozo se abre a producción.



Método Térmicos

Inyección Cíclica de Vapor : Criterios de Aplicación

Características del Crudo

Viscosidad > 400 cps < 4000 cP
Gravedad < 16° API

Características del Yacimiento

Espesor > 50 pies < 30 ft
Profundidad < 3000 pies
Porosidad > 25%
Petróleo in situ > 1000 Bbbls/ (acre-pies)
Transmisibilidad > 100 md-pies/ cp
Permeabilidad > 100 md

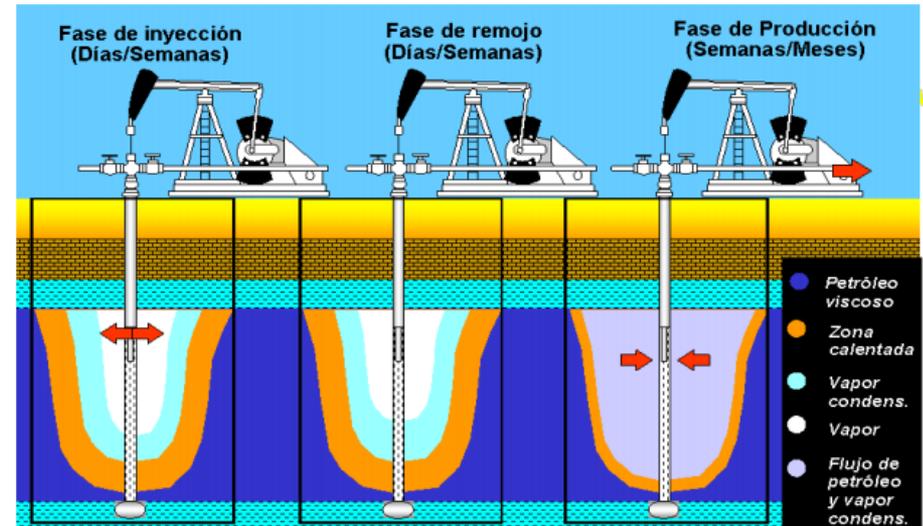
Litología del yacimiento

Contenido de arcillas bajo

Agua

Las propiedades del agua de formación no son críticas.

El agua para la generación del vapor debe ser suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, sólidos, petróleo, H₂S y de hierro disuelto.

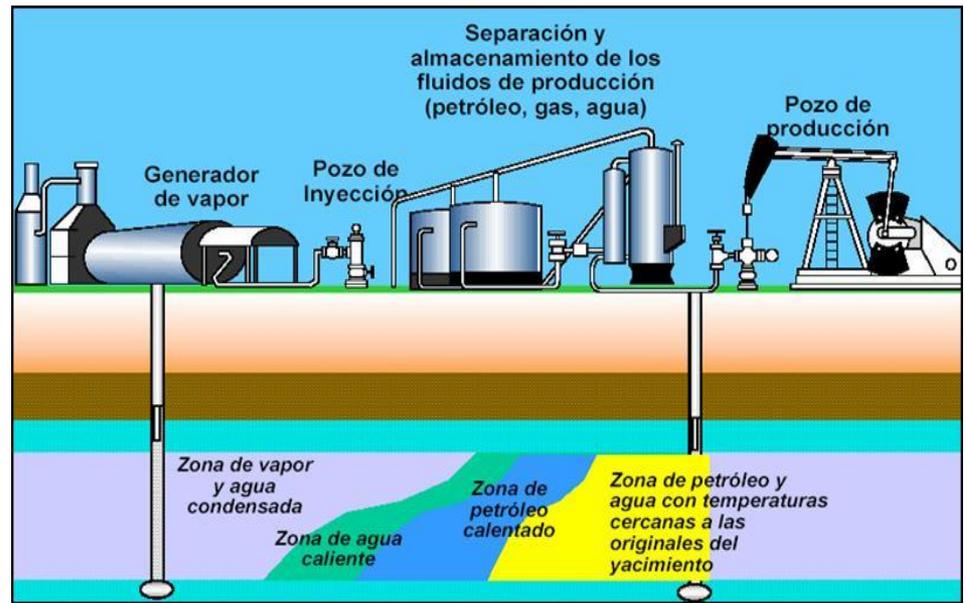
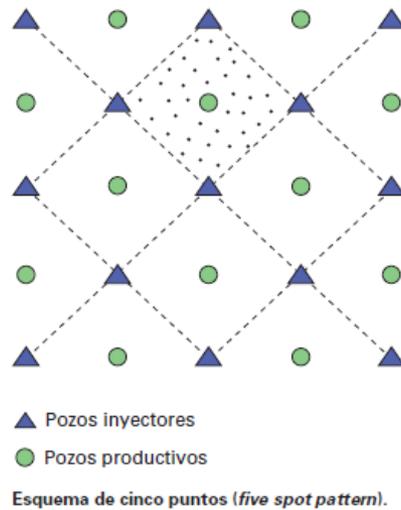


Método Térmico

Inyección Continua

En los desplazamientos térmicos el fluido se inyecta continuamente vapor o agua caliente en un número de pozos inyectores para desplazar el petróleo y obtener producción por otros pozos.

- Inyección continua de vapor.
- Inyección de agua caliente.



Método Térmico

Inyección por Arreglo

Las principales ventajas son:

- Elevadas eficiencias areales de barrido y, por ende, mayores factores de recuperación.
- Posibilidad de controlar mejor el avance de los fluidos inyectados.
- Disminución del efecto negativo de las heterogeneidades sobre la recuperación y rápido incremento en presiones de todas las zonas bajo inyección.

Como principales desventajas, se puede mencionar que, en general, se requiere:

- Mayor cantidad de pozos inyectores, lo que obliga a dedicar mayor tiempo al control y seguimiento de la inyección.

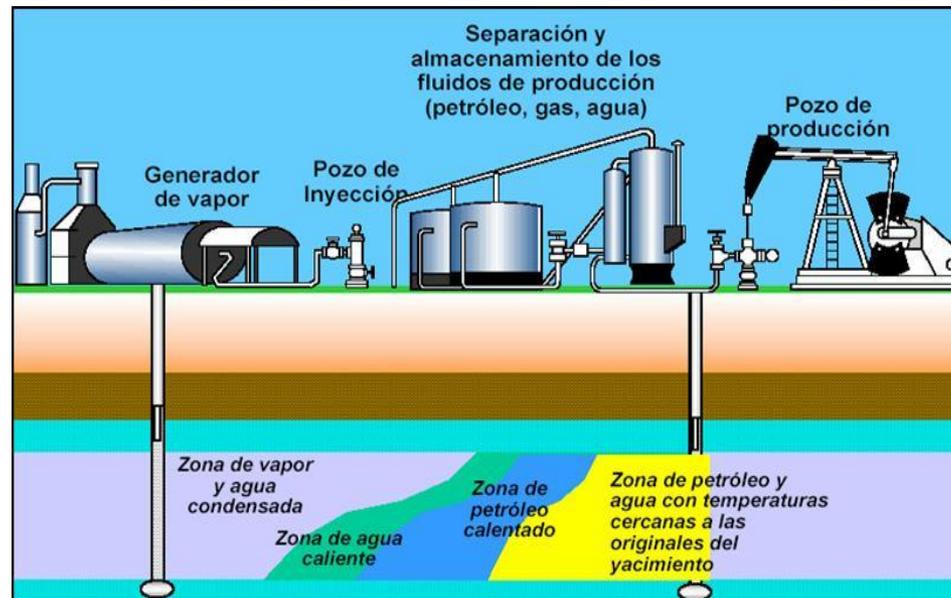
Método Térmico

Inyección Continua de Vapor : Mecanismos de Recuperación

- 1.- Destilación por vapor (FR 20% del POIS)
- 2.- Expansión térmica (FR 3% al 5% del POIS).
- 3.- Empuje por gas en solución (FR 3% POIS).

Siendo la destilación por vapor el más importante.

- **La presión** del yacimiento es un factor importante y significativo, ya que altas presiones del yacimiento requerirán altas presiones de inyección de vapor, lo cual se traduce en mayores temperaturas de inyección.
- El vapor avanza a una tasa decreciente.



Método Térmico

Inyección Continua de Vapor : Criterios de Aplicación

Características del Crudo

- Viscosidad 20 - 1000 cp
- Gravedad < 25° API
- Composición No crítica

Propiedades del Yacimiento

- Espesor > 20 pies < 30 ft
- Profundidad 300 - 3300 pies
- Saturación de petróleo > 500 Bbls/ (acre-pies)
- Transmisibilidad kh/ μ > 100 md-pies/ cp
- Permeabilidad > 200 md

Agua

Las propiedades del agua de formación no son críticas.

El agua para la generación del vapor debe ser suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, sólidos, petróleo, H₂S y de hierro disuelto.

RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR ICV



$$N_P = \frac{\phi V_s (S_{oi} - S_{orst})}{5,615} E_C \left(\frac{h_n}{h_t} \right)$$

Donde:

NP : petróleo total recuperado de la zona de vapor, *BN*

VS : volumen de la zona de vapor, *pie3*

EC : factor de captura (fracción de petróleo desplazado de la zona de vapor que se produce), *fracción*

hn : espesor neto de la formación, *pies*

ht : espesor total de la formación, *pies*

ϕ : porosidad de la formación, *pies*

Soi : saturación inicial de petróleo, *fracción*

Sorst : saturación residual de petróleo después del paso del vapor, *fracción*

Volumen de la zona de vapor

$$V_s = \frac{Q_i h_t^2 M_s F_1}{4K_{hob} M_{ob} (T_s - T_r)} \quad (t \leq t_c)$$

$$V_s = \frac{Q_i h_t^2 M_s F_3}{4K_{hob} M_{ob} (T_s - T_r)} \quad (t > t_c)$$

$$Q = (350/24) i_{st} \{ (H_w - H_R) + X_{st} L_V \}$$
$$= (350/24) i_{st} \{ c_w (T_s - T_R) + X_{st} L_V \}$$

Saturación del Petróleo

$$Sor_{st} = \frac{1,0}{T} 54,0 + 0,01004787 \ln \mu_o - 0,14881$$

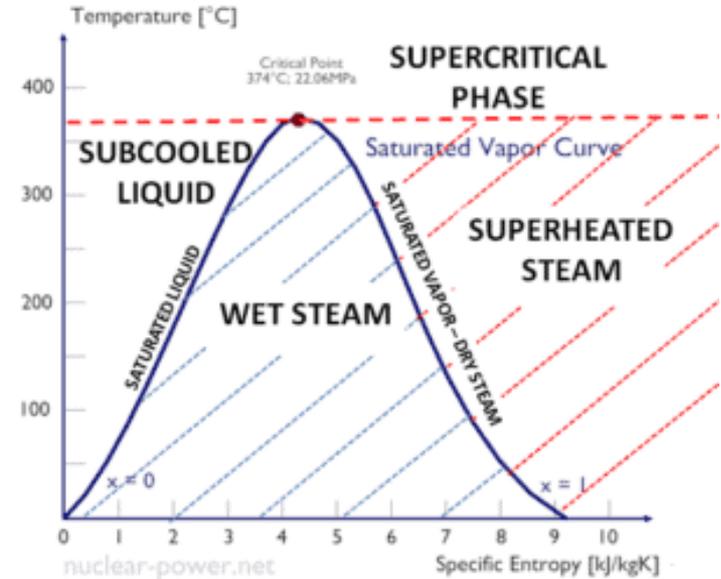
Calidad del Vapor

$$H_{ws} = H_w + X L_V$$

Vapor Húmedo vs Vapor Seco

La mezcla de vapor y agua coexistentes a la temperatura de saturación, se denomina **Vapor Húmedo** y se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla, expresado como fracción del peso total, es decir, por su calidad.

El vapor seco y saturado tiene una calidad de 100% puesto que no existe agua en estado líquido; mientras que el agua saturada puede considerarse como vapor húmedo con calidad igual a 0%.



Calidad: Es la fracción de masa de vapor en una mezcla líquido - vapor .

$$X = \frac{mv}{mv + ml}$$

$X < 1$ Vapor Húmedo

$X = 1$ Vapor seco

Medición de la Calidad del Vapor

Existen varios métodos para medir la calidad del vapor:

- **METODO DEL SEPARADOR**
- **METODO DE LOS CLORUROS**
- **METODO DE LA CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA**
- **METODO DEL MEDIDOR DE ORIFICIO**
- **ENTRE OTROS**

Medición de la Calidad del Vapor: Conductividad Eléctrica

La conductividad eléctrica del agua depende de la concentración de sales disueltas en ella.

Determinando el incremento de la conductividad entre el agua de alimentación y la parte líquida del vapor a la descarga de la caldera, se puede determinar la calidad del vapor mediante la ecuación:

$$X = 100 - (\sigma \text{ en agua de alimentación} / \sigma \text{ en la parte líquida del vapor}) \times 100$$

Donde:

σ es la conductividad eléctrica.

▪ METODO DEL MEDIDOR DE ORIFICIO

Según Prior:

$$\sqrt{X} = \frac{q^*}{q}$$

$$q^* = C\sqrt{\rho_s}\sqrt{h_w}$$

Donde:

q^* = tasa equivalente de flujo de vapor a 100% de calidad, en *gal /min*.

C = constante del orificio.

$$q = \frac{\pi d^2}{4 \times 144} \times 18,288 \sqrt{\frac{h_w}{\rho_f}} = 0,0997 d^2 \sqrt{\frac{h_w}{\rho_f}}$$

Donde:

q = tasa de flujo del líquido, en *pie³/seg*.

d = diámetro interno de la tubería, en *pulgadas*

h_w = diferencial de presión, en *pulgadas de agua*

ρ_f = densidad del fluido, en *lb/pie³*.



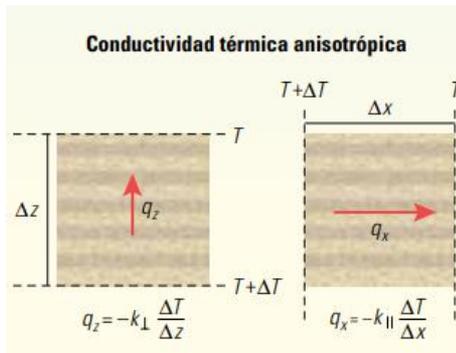
SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN MÉTODO TÉRMICO

Grupo	Propiedades	Requisitos
Yacimiento	<p>Valores principales de la permeabilidad anisotrópica absoluta (K_a) y conductividad térmica asignada a las direcciones x, y y z (BTU/ft-Día-°F).</p> <p>Porosidad (Φ) y capacidad calorífica del yacimiento.</p> <p>Permeabilidad relativa (K_r) para cada fase.</p> <p>Presión capilar (P_c).</p> <p>Geometría del yacimiento.</p>	<p>Tres valores de conductividad para cada bloque.</p> <p>Dos valores para cada bloque.</p> <p>Una relación para cada fase en cada bloque; cada relación es una función de la saturaciones y la temperatura.</p> <p>Dos relaciones en función de las saturaciones; se permiten valores pares.</p> <p>Especificar el sistema de coordenadas que va a ser usado y la ubicación de los pozos y los linderos.</p>

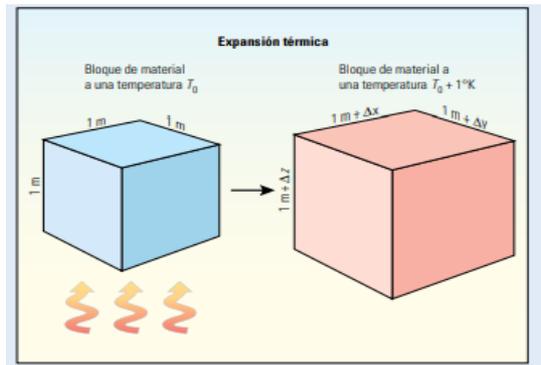
SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN MÉTODO TÉRMICO

Capas suprayacentes y subyacentes	Conductividad térmica (BTU/ft-Día-°F) y capacidad calorífica M_R (BTU/ft ³ -°F).	Por lo menos una de cada propiedad tanto para la roca suprayacente como para la roca base.
Valores iniciales	Saturación (S), presión (P), temperatura (T) y composición (Z).	Un valor para cada variable en cada bloque.
Fluidos	Densidad y viscosidad (μ) en cada fase: compresibilidad de la matriz del yacimiento. Propiedades de los componentes y valores de permeabilidad (k). Calor latente de vaporización (L_v) y presión de saturación (P_s). Entalpía y energía interna de cada fase.	Una relación para cada fase: cada relación es una función de la temperatura, de la presión y posiblemente de la compresión. Relaciones en función de la presión y la temperatura. Calor latente de vaporización y la relación de presión y temperatura a condiciones de saturación para cada componente sujeto a un cambio de fase. Relación correspondiente a cada cantidad para cada fase en función de la temperatura, de la presión y posiblemente de la composición.
Condiciones de los pozo y sus límites	Gastos de producción (Q), presiones (P) y temperaturas (T).	Valores máximos y mínimos, restricciones y sanciones.

Propiedades Térmicas de la Roca



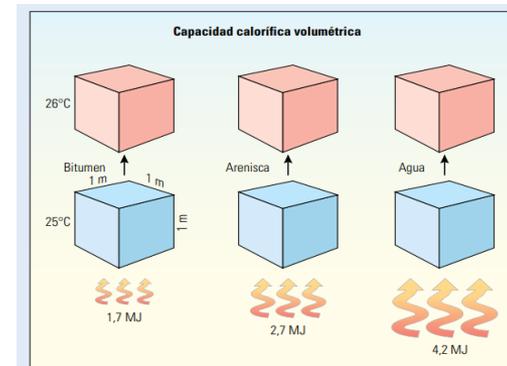
Cantidad de calor transferido por unidad de área en función a un gradiente de temperatura. Generalmente, varía con la P y T



Relaciona las respuestas térmica y mecánica de las rocas yacimiento mediante la determinación del grado de expansión de un volumen de roca a medida que se incrementa su temperatura.



Cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una unidad (1m³) de volumen de roca (y de cualquier fluido intersticial contenido en su interior) en un 1° de T.



Determina la velocidad con la que se desplaza un frente de temperatura a través del yacimiento.

La difusividad térmica es la relación entre la conductividad térmica y la capacidad calorífica volumétrica.

$$\alpha = \frac{Kh}{M}$$

Capacidad Calorífica de Roca Saturada

$$M = (1 - \phi) \rho_r C_r + \phi (S_o \rho_o C_o + S_w \rho_w C_w + S_g \rho_g C_g)$$

Donde:

M : capacidad calorífica, $\frac{BTU}{pie^3 - F}$

S : saturación de fluidos, fracción

c : calor específico, $\frac{BTU}{lb - F}$

ρ : densidad, $\frac{lb}{pie^3}$

o, w, r, g : subíndices referentes a petróleo, agua, roca y gas respectivamente.

Calor Específico: Líquidos y Petróleos

Gambill, presenta las siguientes ecuaciones para estimar el calor específico de líquidos, gases y rocas.

Petróleo

$$C_o = \frac{0,388 + 0,00045T}{\sqrt{\gamma_o}}$$

Donde:

c_o : calor específico, $\frac{BTU}{lb - F}$

γ_o : gravedad específica del petróleo,

T : temperatura, F

Gases

$$C_o = 4 + 1,30n + 0,012nT \quad (n \geq 3)$$

Donde:

c_g : calor específico, $\frac{BTU}{lb - mol - F}$

n : numero de átomos de carbono/mol

T : temperatura, K

Agua

$$C_w = 1,0504 - 6,05 \times 10^{-4} + 1,79 \times 10^{-6} T^2$$

Roca

$$C_r = 0,18 + 0,00006T$$

Donde: c_r : calor específico, $\frac{BTU}{lb - F}$

T : temperatura, F

Conductividad Térmica de la Roca

- Ecuación de Tikhomirov para considerar el efecto combinado de la densidad, saturación de fluidos y temperatura

$$K_h = \frac{26.31}{T^{0,55}} e^{0.6(\rho r + S_w)}$$

K_h : conductividad térmica de la roca parcialmente saturada de agua a la temperatura T , $\frac{\text{milicalorías}}{\text{s} - \text{cm} - \text{K}}$ (multiplicar por 0,24175 para convertir a

$$\frac{\text{BTU}}{\text{h} - \text{pie} - \text{F}})$$

T : temperatura, K.

Conductividad Térmica de la Roca

- Ecuación de Tikhomirov para considerar el efecto combinado de porosidad de la roca, saturación de líquido y temperatura:

$$K_h = \frac{6,36e^{0,6[2,65(1-\phi)+S_l]}}{(0,556T + 255,3)^{0,55}}$$

donde:

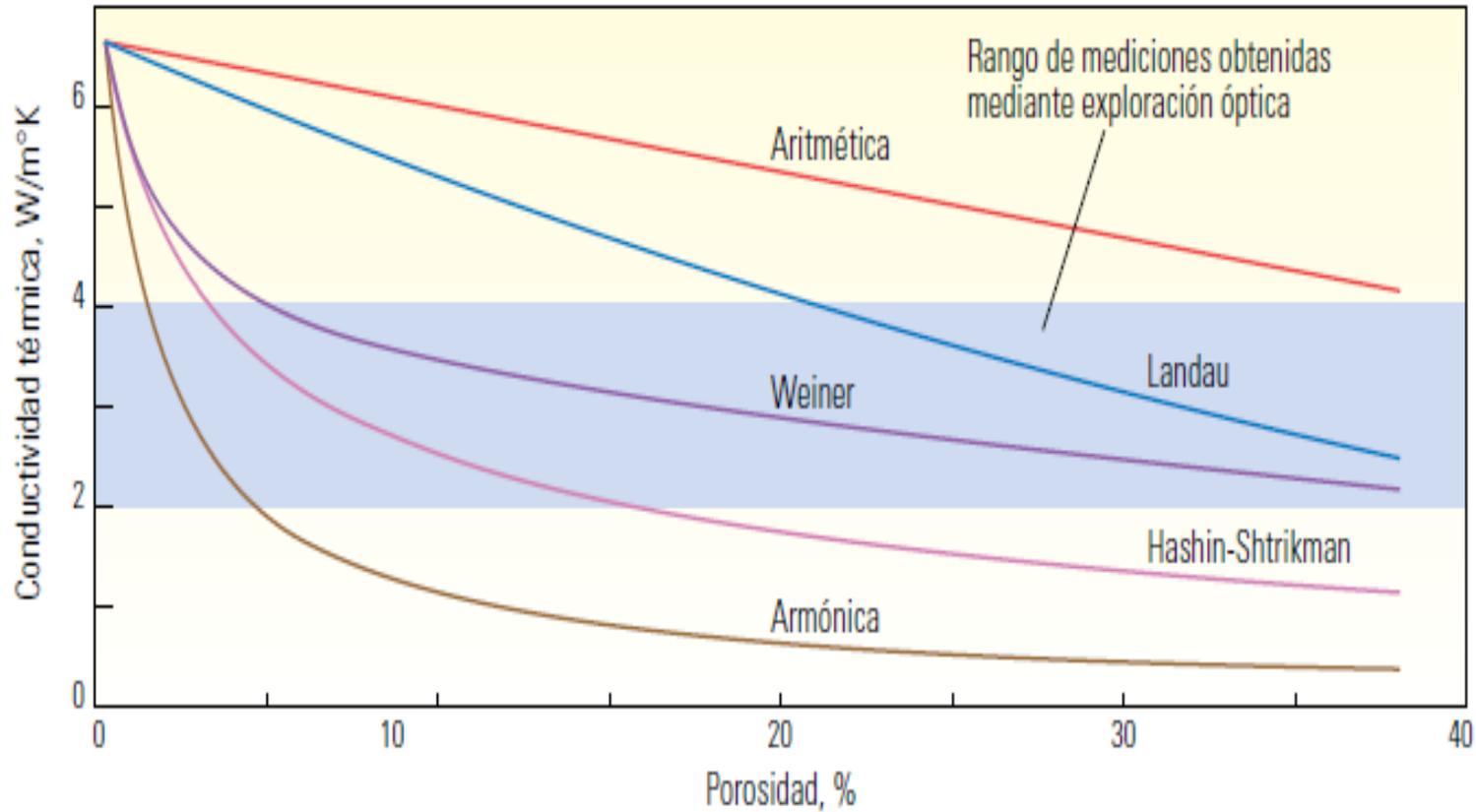
K_h : conductividad térmica de la roca, $\frac{BTU}{h - pie - F}$

S_l : saturación total de líquido, fracción

T : temperatura, K.

ϕ : porosidad, fracción

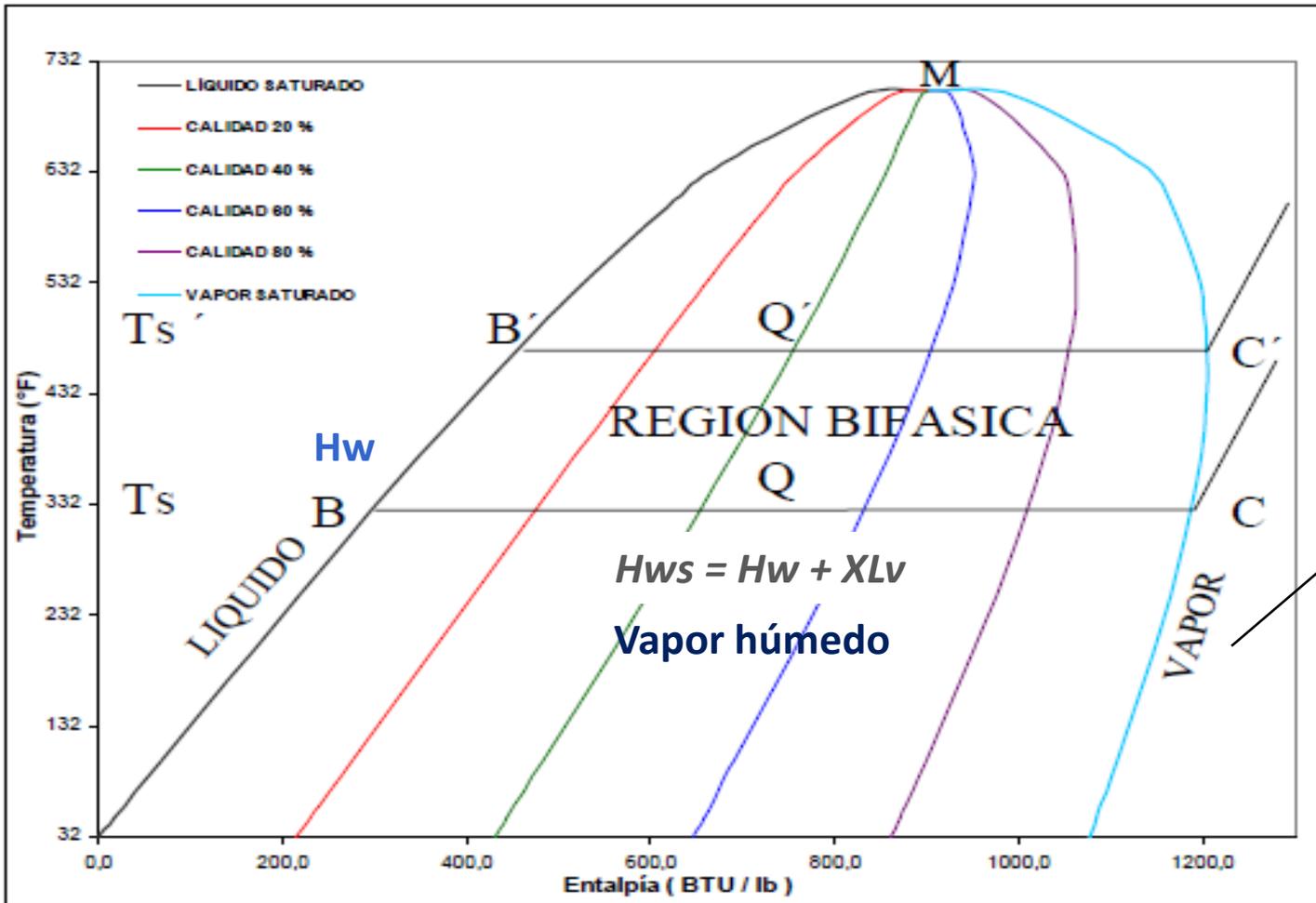
Modelos Predictivos Vs Mediciones realizadas sobre testigos



Propiedades Térmicas de los Fluidos



Entalpía vs Temperatura



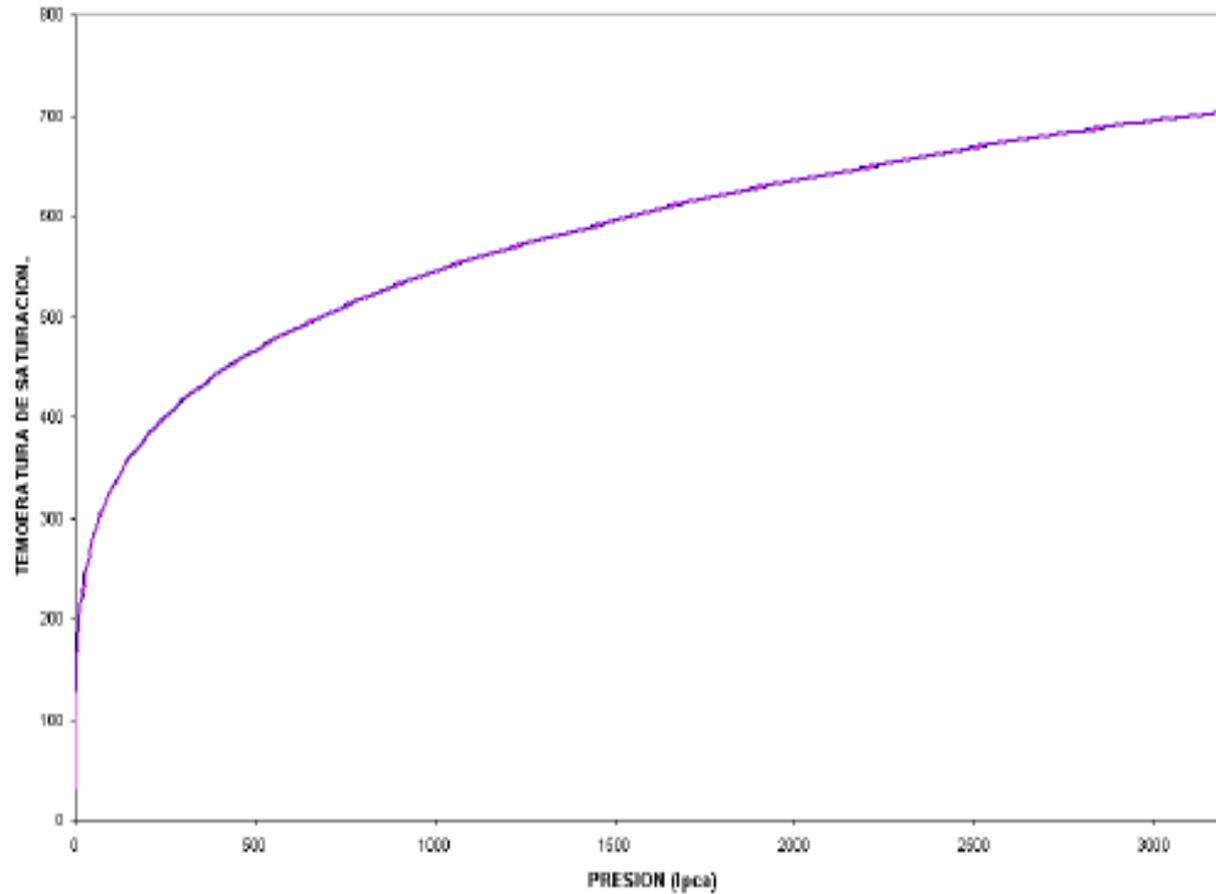
Vapor seco
 $Hs = Hw + Lv.$

Vapor Sobrecalentado: $Hsh = Hs + cs (Tsh + Ts),$

Tsh: Temperatura de Sobrecalentamiento.

Cs: Calor específico del vapor.

Temperatura de Saturación o Punto de Ebullición



Entalpía (H) y Calor Latente (Lv)

A una temperatura T_S (temperatura de saturación, correspondiente a una presión P_s), el agua caliente solo transporta calor sensible (H_w).

En la zona de vapor, el vapor adicionalmente contiene calor latente (L_V).

Esta diferencia entre la naturaleza del vapor y del agua caliente, es la responsable del contraste entre el calentamiento de la formación por ambos fluidos.

Entalpía del Agua o Calor Sensible (H_w)

$$H_w = cw (T_s - 32)$$

Donde :

H_w : entalpía del agua saturada o calor sensible, en BTU/lb ,

T_s : temperatura de saturación, en $^{\circ}F$

cw : calor específico del agua, $1,0 BTU/lb-F$

Farouq Ali, derivó la siguiente ecuación:

$$T_s = 115,1 P_s^{0,225}$$

Donde:

T_s : temperatura de saturación, $^{\circ}F$

P_s : presión de saturación, $lpca$

El error de aproximación de la ecuación es menor de 1 % para presiones comprendidas entre 10 y 3.000 $lpca$.

Propiedades del Agua y del Vapor Correlaciones de EJOIGU, G.C y FIORI, M

Ps (lpca)	Ts (°F)	Hw (BTU/lb)	Hs (BTU/lb)	Lv (BTU/lb)	v_w (Pie cúb/lb)	v_g (Pie cúb/lb)	μ_w (Lb/pie-seg)	μ_g (Lb/pie-seg)
500	466,67	447,26	1204,64	757,39	0,0197488	0,9337420	0,0000740202	0,0000116307
520	470,76	452,25	1204,51	752,26	0,0198231	0,8960200	0,0000733794	0,0000117132
540	474,74	457,10	1204,34	747,23	0,0198975	0,8610922	0,0000727730	0,0000117936
560	478,60	461,83	1204,14	742,30	0,0199718	0,8286593	0,0000721973	0,0000118721
580	482,36	466,44	1203,91	737,46	0,0200462	0,7984631	0,0000716491	0,0000119490
600	486,02	470,94	1203,65	732,71	0,0201205	0,7702800	0,0000711256	0,0000120242
620	489,59	475,33	1203,36	728,03	0,0201949	0,7439152	0,0000706245	0,0000120979
640	493,06	479,62	1203,05	723,43	0,0202692	0,7191981	0,0000701435	0,0000121703
660	496,46	483,82	1202,71	718,89	0,0203436	0,6959791	0,0000696810	0,0000122413
680	499,77	487,92	1202,34	714,42	0,0204179	0,6741259	0,0000692352	0,0000123112
700	503,01	491,94	1201,96	710,01	0,0204923	0,6535214	0,0000688048	0,0000123800
720	506,18	495,88	1201,54	705,66	0,0205666	0,6340617	0,0000683885	0,0000124477
740	509,28	499,74	1201,11	701,37	0,0206410	0,6156538	0,0000679851	0,0000125144
760	512,32	503,53	1200,65	697,12	0,0207153	0,5982147	0,0000675936	0,0000125802
780	515,29	507,24	1200,17	692,93	0,0207897	0,5816700	0,0000672131	0,0000126452
800	518,21	510,89	1199,66	688,77	0,0208640	0,5659525	0,0000668428	0,0000127095
820	521,07	514,47	1199,14	684,66	0,0209384	0,5510017	0,0000664819	0,0000127729

Entalpia del Vapor Seco y Saturado (Hs)

El calor o entalpia total del vapor seco y saturado viene dado por la ecuación siguiente:

$$H_s = H_w + L_v$$

Donde:

H_s : entalpía del vapor seco y saturado, en *BTU /lb*.

El error al usar esta ecuación se estima inferior al 0,3% en el rango de 15 a 1.000 *lpca*.

La entalpía del vapor seco y saturado puede leerse de tablas de vapor o estimarse mediante la siguiente ecuación:

$$H_s = 1119 P_s^{0,01267}$$

Entalpía del Vapor Húmedo (H_{ws})

La entalpía o contenido de calor del vapor húmedo depende fuertemente de la calidad del vapor, especialmente a baja presiones, donde la entalpía del agua saturada es baja.

Dado que la entalpía del vapor húmedo es intermedia entre la del agua saturada y la del vapor seco y saturado, esta viene dada por la relación:

$$H_{ws} = H_w + X L_v$$

Donde:

H_{ws} : Calor Total o Entalpía del vapor húmedo, en BTU/lb

H_w : Calor Sensible del Agua o Entalpía del agua saturada, en BTU/lb .

L_v : Calor del Vapor o Calor Latente de Vaporización, en BTU/lb

X : Calidad del Vapor, *fracción*

Entalpía Disponible (Hr):

Si el vapor a una presión P_s (temperatura T_s) es inyectado a un yacimiento de temperatura T_r , entonces la entalpía disponible para calentar el yacimiento viene dada por:

$$H_r = H_s - cw (T_r - 32)$$

Donde:

H_r : entalpía disponible, en BTU/lb .

H_s : entalpía del vapor seco y saturado, en BTU /lb

cw : calor específico promedio del agua, en el rango de temperatura considerado, en $BTU/lb-F$.

T_r : temperatura del yacimiento, en $^{\circ}F$.

Calor Latente de Vaporización (L_v)

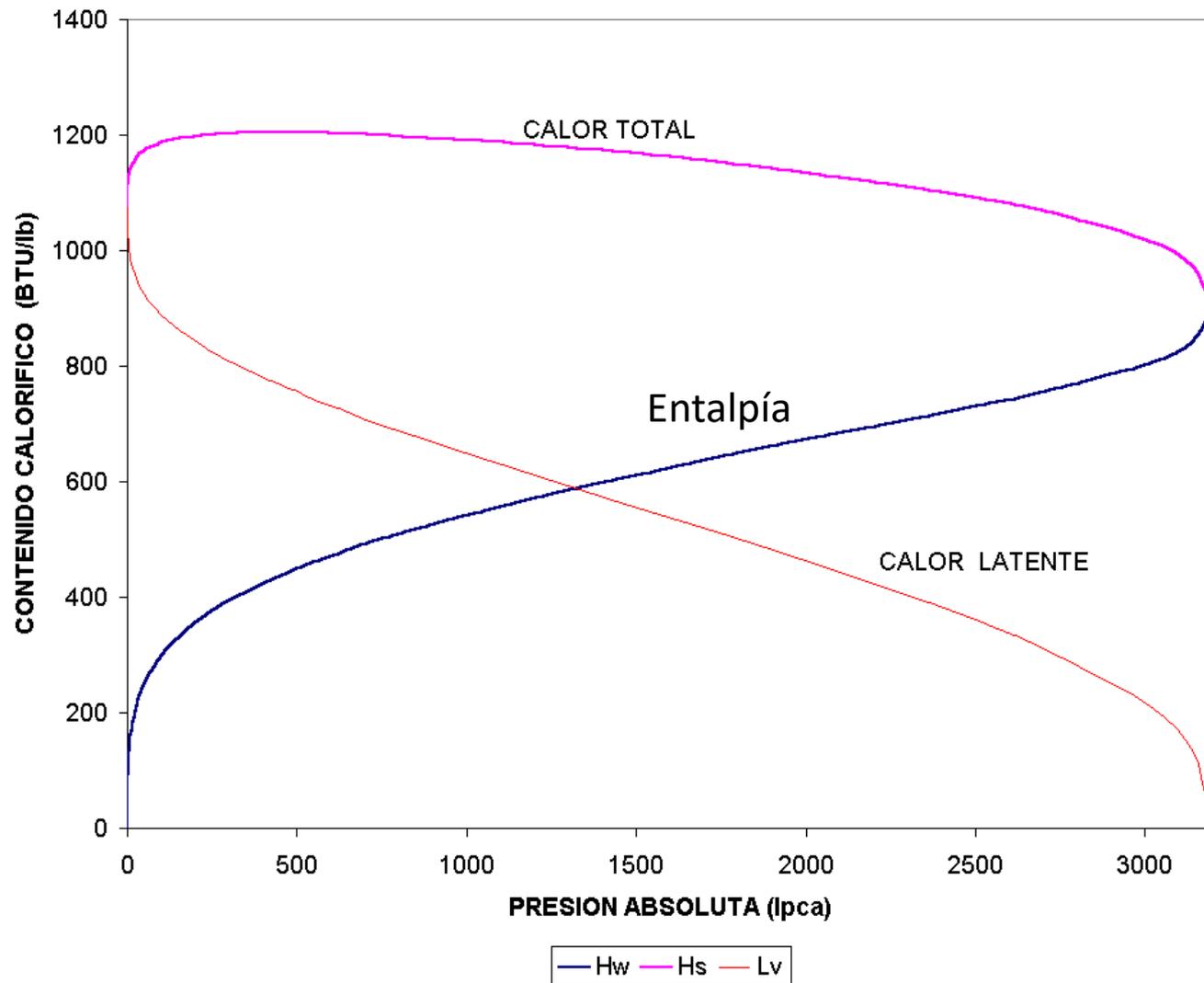
$$L_v = 1318P_s^{-0.08774}$$

Donde:

L_v : calor latente de vaporización, en *BTU/lb-F*.

P_s : *Presión de Saturación*.

El error al usar esta ecuación se estima inferior al 1,9% en el rango de 15 a 1.000 *lpca*.



Conductividad Térmica: Petróleo y Mezclas de HC.

Cragoe propone la siguiente relación:

$$K_h = \frac{0,0677 [1,0 - 0,0003 (T - 32)]}{\sqrt{\gamma_o}}$$

donde:

K_h : conductividad térmica, $\frac{BTU}{h - pie - F}$

T: temperatura, F

γ_o : gravedad específica del petróleo

Conductividad Térmica: Gases.

Para gases a condiciones ordinarias de presión y temperatura, la conductividad térmica varía entre 0,002 y 0,025 $BTU/h\text{-pie}\text{-}F$, siendo 0,007 a 0,008 un buen promedio.

Gambill, recomienda la siguiente relación para calcular la conductividad térmica de gases:

$$Kh = \mu \left(C_p + \frac{2,48}{M} \right)$$

donde:

μ : viscosidad del gas, $\frac{lb}{pie-h}$ hr $(1 \text{ cp} = 2,4191 \frac{lb}{pie-h})$

M : peso molecular, $\frac{lb}{lb-mol}$

Gravedad Específica del Petróleo

Dada la gravedad °API de un petróleo, la gravedad específica del petróleo viene dada por:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{^{\circ}API + 131.5}$$

Donde:

γ_o : Gravedad Específica del Petróleo (adimensional).

La densidad del Petróleo en $\frac{Lb}{pie^3}$ $62,4 * \gamma_o$

La densidad del Petróleo en $\frac{Kg}{m^3}$ $1000 * \gamma_o$

Ambas a condiciones normales (60°F, 15 °C o 288 °K)

Densidad del Petróleo

La densidad del petróleo a cualquier otra temperatura, esta dada por:

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T-68}{1885}}$$

O:

$$\frac{\rho}{\rho_{osc}} = 1,034125 - 0,0565 \times 10^{-2} T + 0,2375 \times 10^{-6} T^2$$

Donde, T es la temperatura en °F y ρ_{osc} la densidad del petróleo a condiciones normales.

Densidad del Agua y Vapor

La Densidad del agua a la temperatura de saturación T, esta dada por:

$$\rho_w = \frac{1}{0,01602 + 0,000023G}$$

Donde: $G = -6.6 + 0.0325T + 0,000657 \times T^2$

$$\rho_w = \frac{Lb}{pie^3} \text{ y } T \text{ } ^\circ\text{F}$$

Para el vapor, la densidad depende de la presión de saturación y de la calidad.

Métodos para Calcular la Viscosidad del Petróleo

En operaciones de recuperación térmica, existen tres métodos de uso común para correlacionar viscosidad y temperatura de petróleos crudos.

1. Ecuación de Andrade.
2. Técnica de un solo Punto.
3. Cartas ASTM de Viscosidad y Temperatura.
4. Entre otros.



Muestra de crudo pesado



Muestra de crudo pesado renovado con BRV

Métodos para Calcular la Viscosidad del Petróleo

ECUACIÓN DE ANDRADE:

Basándose en la relación lineal observada entre la viscosidad y el recíproco de temperatura, Andrade propuso la siguiente ecuación:

$$\mu = ae^{b/T^*}$$

ó

$$\ln \mu = \ln a + \frac{b}{T^*}$$

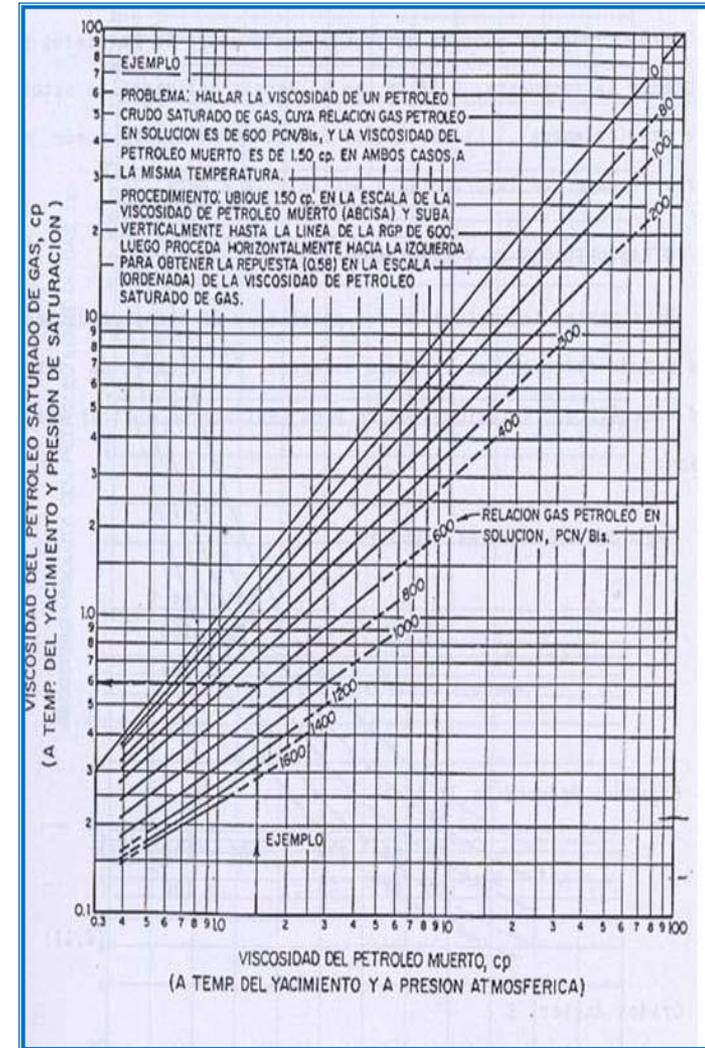
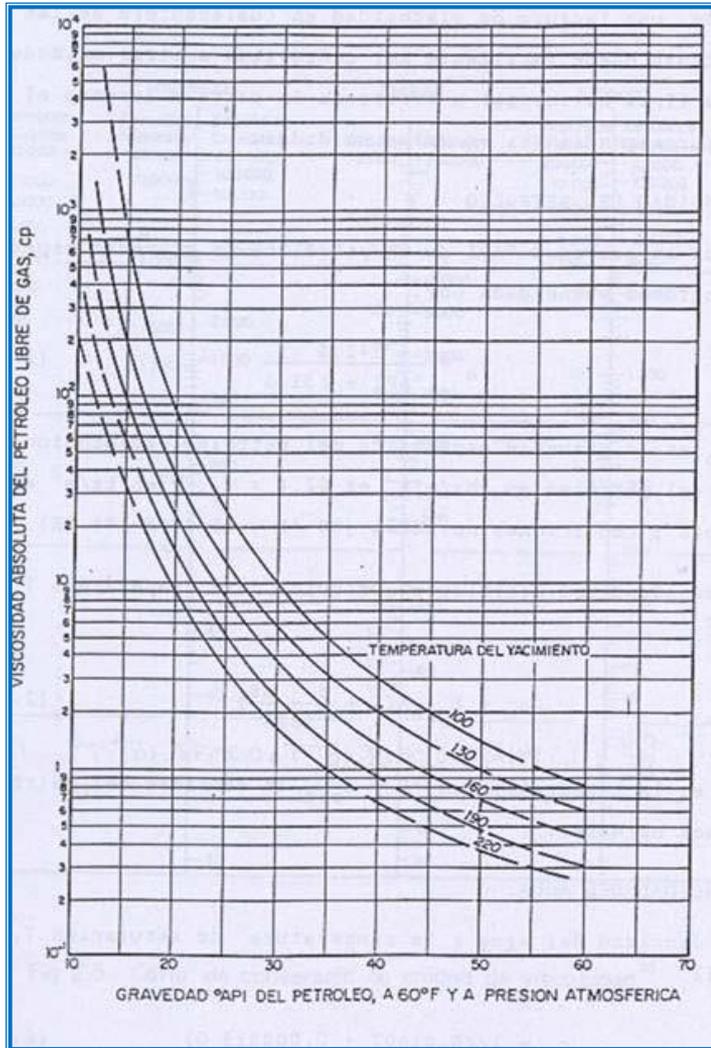
Donde:

μ = Viscosidad en Cp.

T^* = Temperatura en grados Absolutos, °R (°F+460) ó °K (°C+273,1).

a y b son constantes.

Viscosidad del Petróleo



Métodos para Calcular la Viscosidad del Agua y Vapor

VISCOSIDAD DEL AGUA Y DEL VAPOR:

La viscosidad del agua y del vapor en función de temperatura puede estimarse mediante las siguientes ecuaciones presentadas por Gottfried.

$$\mu_w = \frac{1.776 - T_s}{26.5T_s - 89}$$

Donde:

μ = Viscosidad del agua en Cp.

T_s = Temperatura de saturación, °F.

TEMPERATURA (°F)	VISCOSIDAD (cp)
50	1,308
60	1,124
70	0,978
80	0,861
90	0,764
100	0,684
150	0,432
160	0,400
170	0,372
180	0,347
190	0,325
200	0,305
210	0,287
220	0,271
248	0,232
284	0,196
302	0,184
320	0,174

Métodos para Calcular la Viscosidad del Agua y Vapor

Para Vapor Seco y Saturado la ecuación viene dada por:

$$\mu_s = (0.2T_s + 81.97) \times 10^{-4}$$

Para Vapor Húmedo se puede estimar de dos formas:

$$\mu_{ws} = X_{st}\mu_s + (1 - X_{st})\mu_w$$

$$\mu_{ws} = \mu_w - X_{st}(\mu_w - \mu_s)$$

Donde:

μ_{ws} = Viscosidad del vapor húmedo en Cp.

X_{st} = Calidad del Vapor en fracción.

μ_s = Vapor Seco en Cp.