

Capítulo IV

Análisis de la Productividad

4.1. Geometrías de Flujo

En la Fig. 4.1 se muestran las geometrías de flujo que pueden esperarse en la producción de hidrocarburos. En los pozos productores de aceite y gas, el flujo radial y lineal son probablemente los más comunes. Otras geometrías de flujo, también comunes, son las que se presentan en pozos parcialmente penetrantes (flujo esférico) y en pozos fracturados (flujo lineal y bilineal).

Ya que las geometrías de flujo más comunes en el yacimiento son la radial y la lineal, a continuación se desarrollarán las ecuaciones de flujo para dichas geometrías.

En el desarrollo de las ecuaciones de flujo, se tomará como base la Ley de Darcy escrita en forma diferencial, es decir:

$$q = v A = - \frac{k A}{\mu} \frac{dp}{dx} \dots\dots\dots 4.1$$

donde:

A = Área abierta al flujo,	[]
k = Permeabilidad absoluta del medio poroso,	[mD]
q = Gasto volumétrico,	[bl/día]
v = Velocidad aparente del fluido,	[pie/seg]
μ = Viscosidad del fluido,	[cp]
dp/dx = Gradiente de presión,	[lb//pie]

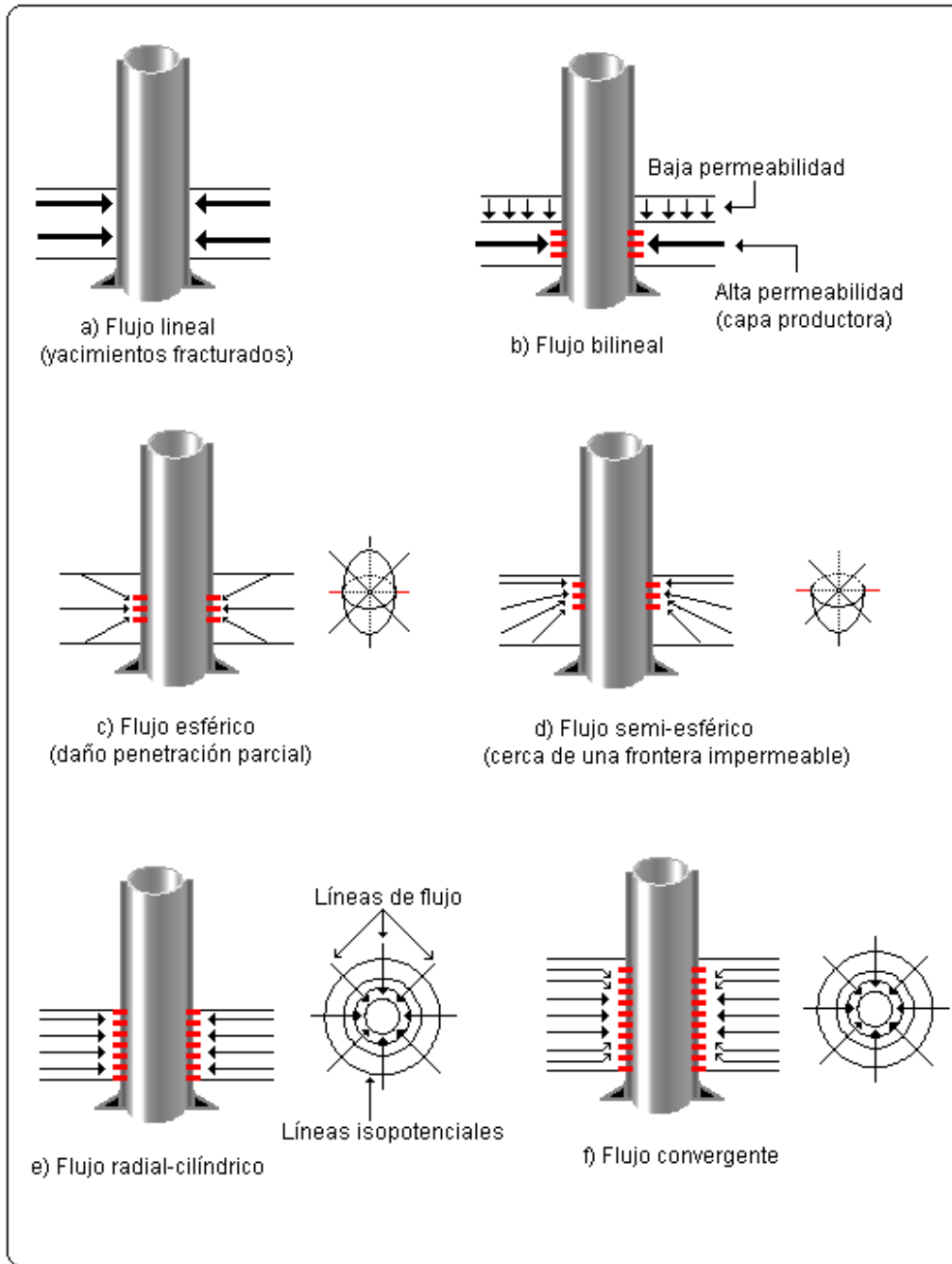


Fig. 4.1 Geometrias de Flujo

4.1.1. Flujo Lineal

Para flujo lineal, considerando área de flujo constante, la Ec. 4.1 será integrada para obtener la caída de presión ocurrida a lo largo de la longitud L ver Fig. 4.2:

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{k dp}{\mu} = - \frac{qB}{A} \int_0^L dx \dots\dots\dots 4.2$$

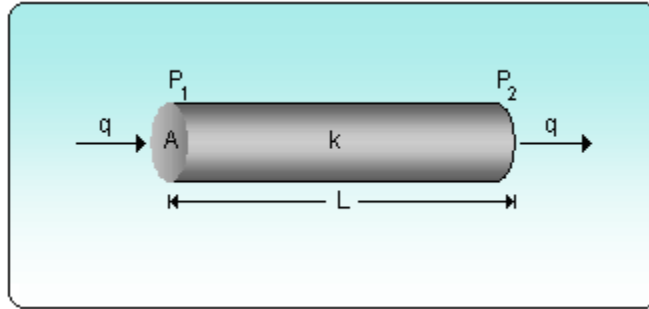


Fig. 4.2 Sistema de Flujo Lineal

Si se considera que k , μ , y q son independientes de la presión, ó que puedan ser evaluadas a la presión promedio en el sistema, la Ec. 4.2 quedaría como:

$$\int_{P_1}^{P_2} dp = - \frac{qB\mu}{A} \int_0^L dx \dots\dots\dots 4.3$$

Cuyo resultado sería:

$$p_2 - p_1 = \frac{qB\mu}{k A} L \dots\dots\dots 4.4$$

o bien:

$$q = \frac{C k_o A (p_1 - p_2)}{B_o \mu_o L} \dots\dots\dots 4.5$$

donde

C es un factor de conversión. El valor correcto para C es 1.0 para unidades de Darcy y 1.127×10^{-3} para unidades de campo en el sistema inglés.

4.1.2. Flujo Radial

La Ley de Darcy puede ser usada para calcular el flujo hacia el pozo, donde el fluido converge radialmente. En este caso, el área abierta al flujo no es constante, por lo tanto, deberá ser incluida en la integración de la Ec. 4.1. Haciendo referencia a la geometría de

flujo ilustrada en la Fig. 4.3, el área de la sección transversal abierta al flujo para cualquier radio sería $A = 2 \pi r h$.

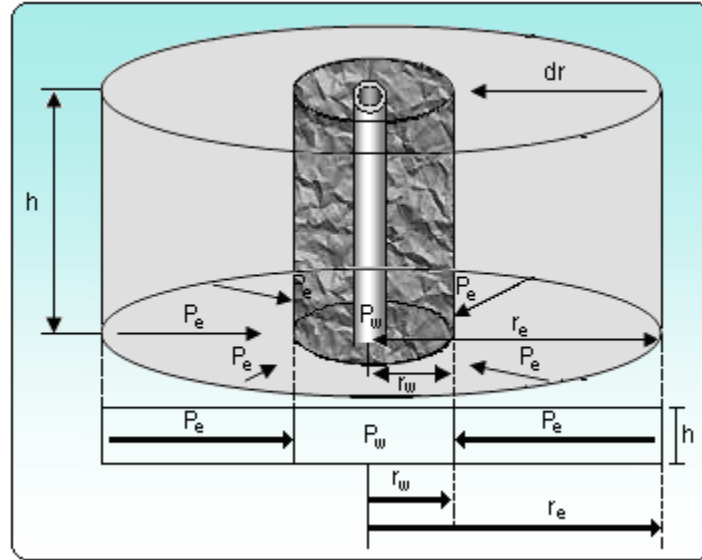


Fig. 4.3 Sistema de Flujo Radial

Del mismo modo, definiendo como negativo el cambio en la presión con respecto a la dirección de flujo $-\frac{dp}{dr}$. Haciendo las sustituciones en la Ec. 4.1 se obtiene:

$$q = \frac{2 \pi h k}{\mu} \frac{dp}{dr} \dots\dots\dots 4.6$$

Cuando se aplica la ecuación de Darcy para flujo de aceite en un yacimiento, se asume que sólo el aceite es ligeramente compresible. Una pequeña variación en el gasto con respecto a la presión puede ser relacionada por medio del factor de volumen del aceite, por lo tanto, el gasto puede ser expresado a condiciones superficiales o de tanque de almacenamiento. Por consiguiente, para flujo de aceite la Ec. 4.6 quedaría como:

$$q_o B_o = \frac{2 \pi r h k_o}{\mu_o} \left(\frac{dp}{dr} \right) \dots\dots\dots 4.7$$

o bien:

$$2 \pi h \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dp = q_o \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \dots\dots\dots 4.8$$

Cuando se integra esta ecuación, usualmente se considera que $\frac{k_o}{\mu_o B_o}$, es independiente de la presión o que puede ser evaluada a la presión promedio del drenado del pozo.

Utilizando esta consideración e integrando la Ec. 4.8 en la vecindad del radio de drene del pozo, se obtiene:

$$q_o = \frac{2 \pi k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots 4.9$$

Para unidades de campo en el sistema ingles la Ec. 4.9 quedaría como:

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots 4.10$$

donde:

- = Factor de volumen del aceite, [bl@c.s./bl@c.y.]
- = Permeabilidad efectiva al aceite, [mD]
- h = espesor del yacimiento, [pies]
- = Presión en r = , [lb/ abs]
- = Presión de fondo fluyendo, [lb/ abs]
- = Gasto de aceite, [bl/día]
- = Radio de drene del pozo, [pies]
- = Radio del pozo, [pies]
- μ_o = Viscosidad del aceite, [cp]

La Ec. 4.10 se aplica para régimen estacionario (= constante), flujo laminar de un pozo en el centro de un área circular de drenado. Ahora bien, la Ec. 4.10 es más útil si se expresa en términos de la presión media del yacimiento \bar{p}_y y para régimen pseudo-estacionario o flujo estabilizado ($\bar{p}_y - p_{wf}$ = constante):

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o} \left[\frac{\bar{p}_y - p_{wf}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75} \right] \dots\dots\dots 4.11$$

donde:

- \bar{p}_y = Presión promedio en el volumen de drene del pozo, [lb/ abs]

Los términos restantes son los mismos que se definen en la Ec. 4.10.

4.2. Regímenes de Flujo

En el comportamiento de la presión de un pozo que produce a gasto constante se pueden identificar tres periodos de flujo:

- Flujo estacionario
- Flujo transitorio
- Flujo pseudo-estacionario

El flujo estacionario se refiere a la situación en la cual la distribución de presión y de gasto en el yacimiento permanece constante con el tiempo. En contraste, el flujo transitorio es la situación en la cual la presión y/o el gasto varían con el tiempo. El flujo pseudo-estacionario es una clase especial de flujo transitorio, el cual se asemeja al flujo estacionario. A continuación se enuncian las principales características de cada uno de los regímenes de flujo presentes en un pozo productor.

4.2.1. Flujo Estacionario

A saber, muchos yacimientos producen bajo régimen estacionario. Este tipo de flujo ocurre cuando un yacimiento está produciendo con un fuerte empuje de agua, de tal forma que cada barril de aceite producido es reemplazado por un barril de agua en el yacimiento. Para que la situación de flujo estacionario este presente, es condición necesaria que el gasto másico a lo largo del yacimiento sea igual al gasto másico que sale del yacimiento.

La distribución de presión y gasto para un sistema de yacimiento con empuje de agua se muestra en la Fig. 4.4. Esta distribución de presión y gasto permanece igual en el área de drene durante el flujo estacionario.

De acuerdo con la ecuación de Darcy considerando flujo radial, ésta se puede expresar en términos de gradiente de presión $\frac{\Delta p}{\Delta x}$ para cualquier radio de drene, esto es:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta r} \right)_r = \frac{q \mu}{1.127 k A_r} \dots\dots\dots 4.12$$

El signo menos de la ecuación de Darcy ha sido eliminado debido a que la distancia, r , es medida en contra de la dirección de flujo. En consecuencia, la pérdida de presión ocurre con la disminución del radio y $\frac{\Delta p}{\Delta r}$ es positivo.

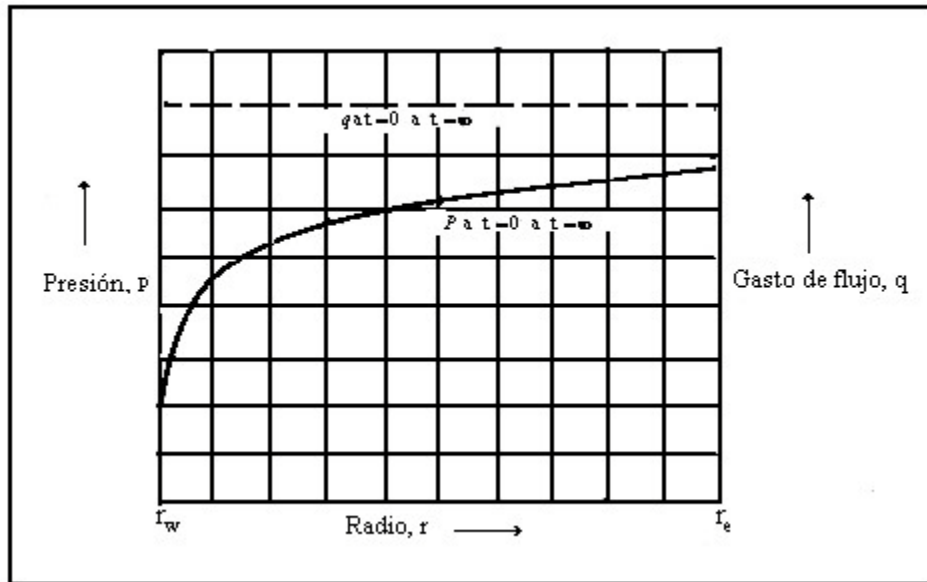


Fig. 4.4 Distribución de presión y gasto para flujo estacionario

El área de la sección transversal se representa con el subíndice r , para indicar que es una función de radio de drenaje. De esta forma, el gradiente de presión es también una función del radio y de forma similar se representa con un subíndice r . Para un radio r y un gasto q en particular, la pendiente de la gráfica de presión contra el radio $\frac{\Delta p}{\Delta r}$ permanece constante todo el tiempo. En consecuencia, durante el tiempo en que permanece constante el gasto, la distribución de presión también permanece constante.

Esta idea puede ser extendida para aplicarse a fluidos compresibles, por ejemplo, un gas, si el gasto se establece en unidades convenientes, por ejemplo pies cúbicos estándar. De este modo, el historial de presión y gasto del pozo pueden ser empleados para determinar si un pozo se encuentra en régimen estacionario. Si el gasto es constante y la presión de fondo permanece constante, no hay duda que el área de drenaje de este pozo se encuentra en régimen de flujo estacionario.

Para que tal situación ocurra, el flujo a través del radio de drenaje, , deberá ser igual a el flujo a través del radio del pozo, , y el mismo fluido deberá cruzar ambos radios. Esta condición estrictamente no es conocida en un yacimiento. Sin embargo, un fuerte empuje por agua, por medio del cual un gasto de agua es igual al gasto de producción proporciona un historial de presión y gasto casi idéntico al descrito en la Fig. 4.4. Mantener la presión por medio de inyección de agua bajo la estructura almacenadora de hidrocarburos o por medio de inyección de gas por arriba de la estructura, también se aproxima a las condiciones de régimen estacionario. En general, el flujo estacionario ocurre cuando no existe cambio en la densidad del fluido en cualquier posición del yacimiento como función del tiempo. Prácticamente, esto significa que no existirá cambio

en la presión en cualquier posición del yacimiento. Es decir, la variación de la presión con respecto al tiempo será cero $\frac{\partial p}{\partial t} = 0$.

Las ecuaciones de flujo estacionario son además útiles en el análisis de las condiciones cercanas al pozo. Al igual que en un sistema de flujo transitorio, el gasto cerca del pozo es aproximadamente constante de tal forma que las condiciones alrededor del pozo son casi constantes. Así, las ecuaciones de flujo estacionario pueden ser aplicadas a esta porción del yacimiento sin que se presenten errores significativos. Es decir, las ecuaciones de flujo estacionario pueden ser utilizadas para representar períodos cortos de tiempo para el flujo alrededor del pozo.

4.2.2. Flujo Transitorio

El flujo transitorio es aquel que ocurre mientras el gasto y/o presión cambian con el tiempo $\frac{\partial p}{\partial t} = \text{variable}$. La Fig. 4.5 muestra la gráfica de presión contra gasto a diferentes tiempos para un yacimiento bajo condiciones de flujo transitorio.

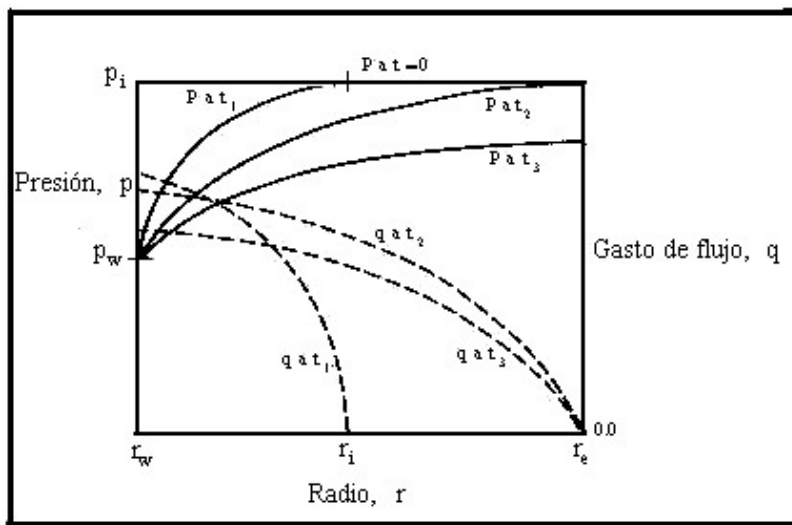


Fig. 4.5 Distribución de presión y gasto para flujo transitorio con una presión de pozo, p_w , constante

Inicialmente, la presión es uniforme a lo largo del yacimiento e igual a la presión inicial, p_i , la cual representa el tiempo cero de producción. No existe flujo de agua o movimiento de otros fluidos a través de r_e , lo que implica que se tienen condiciones de frontera cerrada.

Las condiciones de frontera cerrada representan una zona donde no existe entrada de fluidos en el área de drenaje. Generalmente, las condiciones de frontera cerrada se presentan cuando un pozo se pone fuera de producción y/o existen barreras geológicas tales como fallas y discontinuidades geológicas.

Después de un periodo corto de producción a un determinado gasto (de tal forma que la presión, p , permanezca constante) se podrá obtener una distribución como se muestra en la Fig. 4.5, es decir, p a r . A este tiempo sólo una pequeña porción del yacimiento será afectada, lo cual implica que no se tendrá una significativa caída de presión. Se debe tener en cuenta que el flujo de los fluidos es causado por la expansión o compresibilidad de los fluidos. Consecuentemente, si no existe una caída de presión en el yacimiento en un punto en particular o fuera de éste, no podrá llevarse a cabo el flujo de los fluidos en un radio en particular. Esta condición puede ser mostrada por la expresión matemática para la compresibilidad:

$$C = \frac{\left(\frac{\Delta v}{v} \right)}{\Delta p} \dots\dots\dots 4.13$$

La Ec. 4.14 representa la compresibilidad de cualquier material y es simplemente el cambio fraccional en el volumen por unidad de cambio de presión. La expansión del fluido en el yacimiento está representada por Δv , la cual es igual a $C v \Delta p$. El fluido no puede llevar a cabo una expansión sin una caída de presión.

Así, como se muestra en la gráfica para q a r , el gasto en el radio de drene, r_e , es cero y se incrementa al reducirse éste, hasta un gasto máximo el cual se obtiene en el radio del pozo, r_w . La distribución de presión y gasto en el tiempo t representan un instante en el tiempo y se desplazarán a lo largo de estas posiciones conforme la producción continúe afectando mayor parte del yacimiento. Esto es, nuevas áreas experimentan una significativa caída de presión y están sujetas a fluir hasta que la totalidad del yacimiento esté afectada, como se muestra en la Fig. 4.5, es decir, la presión p en el tiempo t .

El gasto q para t_1 indica que el gasto en este tiempo se extiende a lo largo del yacimiento debido a que ha sido afectado y presenta una significativa caída de presión. Se puede advertir que el gasto ha declinado en parte a partir de t_1 a causa de la misma caída de presión (p), lo cual implica que un volumen mucho más grande del yacimiento ha sido afectado.

Cuando la presión ha afectado la totalidad del yacimiento, éste experimenta una declinación de presión conforme la producción continua. Por tanto, la distribución de presión tendrá la tendencia mostrada en la Fig. 4.5 para p a r .

El gasto habrá declinado durante el tiempo t_2 debido al incremento en el radio en el cual se lleva a cabo el flujo de fluidos. Este gasto continúa declinando desde t_2 debido a la caída de presión total desde p_1 hasta p_2 . La Fig. 4.5 es un ejemplo de flujo transitorio debido a que tanto el gasto como la presión cambian con el tiempo, excepto para la presión que se mantiene constante artificialmente en el pozo (p_w). Esta situación es comparable a un pozo que fluye con un estrangulador de diámetro constante o bien, a un pozo que se mantiene con bombeo subsuperficial. Bajo estas condiciones, en la Fig. 4.5 se puede advertir que a un tiempo de producción pequeño t_1 , la presión del yacimiento está

afectada significativamente sólo en un radio particular, r_w . Dado que el yacimiento produce debido a la expansión de los fluidos contenidos en él, el gasto a cualquier radio mayor que r_w será igual a cero, debido a que no ocurre una caída de presión que afecte la expansión del fluido y en consecuencia, el subsecuente flujo. Sin embargo, mientras la producción del pozo continúa, mayor parte del yacimiento se ve afectado, hasta que eventualmente la totalidad del yacimiento experimenta una caída de presión.

4.2.3. Flujo Pseudo-Estacionario

Después de un período inicial de producción con presión y gasto no constante, es decir, flujo transitorio, las condiciones de frontera externa (no flujo y $p = \text{cte}$) comienzan a afectar la producción en el pozo y el flujo se estabiliza. Cuando la estabilización en el yacimiento se lleva a cabo, la condición de frontera externa de presión constante da origen al flujo denominado como flujo pseudo-estacionario. La condición de frontera externa de presión constante representa la frontera en la cual la presión del yacimiento se mantiene en su valor inicial. La condición de frontera externa de presión constante es usualmente causada ya sea por la entrada de agua de un acuífero asociado o por la inyección de agua o gas a través de pozos inyectoros, o bien, la combinación de los tres.

La Fig. 4.6 ilustra la distribución de presión y gasto para el mismo sistema de flujo pseudo-estacionario. En este caso en particular el gasto en el pozo, q , es constante. Esta condición es comparable a un pozo que está bombeando a gasto constante. Nuevamente, a un tiempo $t = 0$ la presión a lo largo del yacimiento es uniforme a p_i . Entonces después de un tiempo corto de producción t , a un gasto constante, sólo una pequeña porción del yacimiento ha experimentado una caída de presión significativa, en consecuencia, el yacimiento esta fluyendo sólo fuera del radio r_w . Mientras la producción continúa a gasto constante, el yacimiento en su totalidad experimenta una caída de presión significativa, mostrada como p a un tiempo t en la Fig.4.6.

Poco después de que la presión del yacimiento en su totalidad ha sido afectada, una situación inesperada surge. El cambio en la presión con respecto al tiempo en todo el radio de drene en el yacimiento llega a ser uniforme. Por consiguiente, la distribución de presión en los subsecuentes tiempos son paralelos, como se ilustra en la Fig. 4.6 a un tiempo t_1 , y t_2 . Matemáticamente, esto es equivalente a que la derivada de p con respecto a t sea constante $\frac{\partial p}{\partial t} = \text{constante}$. Esta situación continúa con un cambio uniforme en la

presión con respecto al tiempo en todo el radio de drene y con una distribución de presión paralela, hasta que el yacimiento no puede mantener un gasto constante en el pozo. Este punto ocurre cuando la presión en el pozo, p_w , ha alcanzado su límite inferior físico. Adviértase que durante el tiempo en el cual el cambio de presión con respecto al tiempo a lo largo del yacimiento es constante, la distribución del gasto permanece constante. Esto se puede apreciar examinando la siguiente ecuación, expresada en función del gasto a un radio en particular r .

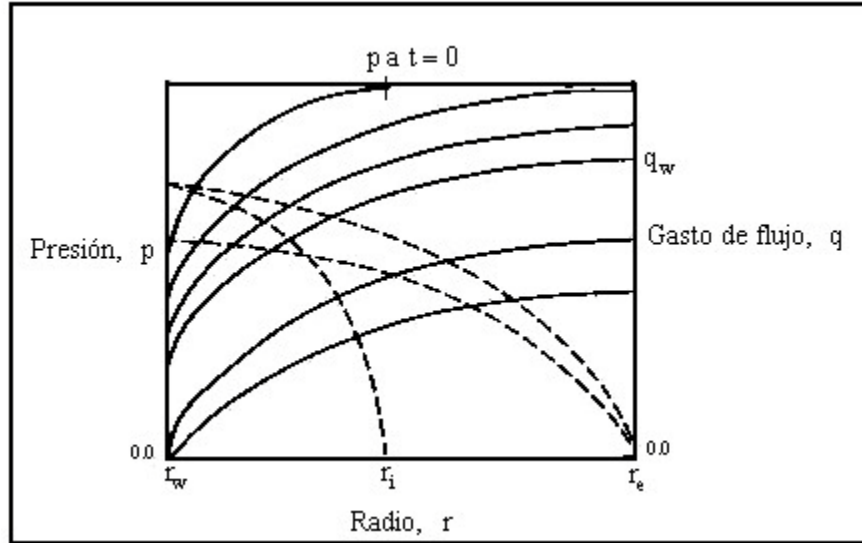


Fig. 4.6 Distribución de presión y gasto para un sistema bajo condiciones de flujo pseudo-estacionario

Como se puede advertir, para un radio en particular, q_r es una constante. Además, a menos que un cambio de saturación ocurra en el yacimiento, la permeabilidad, k , permanece constante. Adviértase que $\frac{\Delta p}{\Delta r}$ en cualquier radio en particular representa la pendiente de la gráfica de presión contra radio. Todo el tiempo que la distribución de presión permanece constante, la pendiente de la curva en un radio en particular y el gasto en dicho radio será constante.

Esta situación se presenta después de que el yacimiento ha producido a gasto constante el tiempo suficiente para afectar en su totalidad al yacimiento, provocando un cambio constante en la presión con el tiempo en todo el radio de drenaje. Esto da como resultado una distribución de presión paralela con su correspondiente distribución de gasto constante. Dado que todos los términos en la ecuación de Darcy permanecen constantes o se hacen constantes, es normal asumir que el flujo estacionario existe.

$$q_r = \frac{1.127 k A_r}{\mu} \left(\frac{\Delta p}{\Delta r} \right)_r \dots\dots\dots 4.14$$

El período de flujo pseudo-estacionario inicia al final del período transitorio cuando la condición de frontera externa de No-flujo más alejada de la pared del pozo es alcanzada por el disturbio de presión y el área total de drenaje comienza a contribuir a la producción. Así mismo, las condiciones en las cercanías del pozo (gasto y presión) tienden a estabilizarse durante el flujo pseudo-estacionario. Un rasgo particular del flujo pseudo-estacionario, asumiendo un gasto de producción constante, es que la presión declina al mismo ritmo en cualquier parte del yacimiento. Por tanto, para asegurarse de mantener la

presión constante, es decir, que Δp sea constante se deberá reducir el gasto de producción, o sea q_a en la Fig. 4.6.

4.3. Productividad de pozos.

Al analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar el sistema de producción en su conjunto. Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener un conocimiento adecuado del yacimiento y de sus fluidos contenidos. La variación de las propiedades de sus fluidos contenidos en el yacimiento puede afectar significativamente la productividad de los pozos. Por ejemplo, si un pozo produce un aceite con alta viscosidad, esto provoca que su movilidad disminuya y sólo aumentando la temperatura en la vecindad del pozo (combustión in-situ) puede facilitarse su recuperación.

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial, el cual se define como el gasto máximo que aportaría el pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones ideales. Ahora bien, si un pozo no produce en la forma esperada, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado. Invariablemente, los problemas asociados a una baja productividad del pozo están relacionados, tanto a la formación productora como a los fluidos contenidos en ésta. Es decir, si la formación productora presenta valores promedio bajos de permeabilidad, de porosidad, de presión en el yacimiento, o bien, depósitos orgánicos o inorgánicos, residuos materiales de estimulación, etc., el flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo se verá restringido, disminuyendo así la productividad del mismo.

Para determinar la productividad de un pozo se requiere establecer los conceptos de índice de productividad y la relación de comportamiento de afluencia.

4.3.1. Índice de productividad

Una vez que un pozo se abre a la producción, se hace necesario, por no decir indispensable, evaluar la productividad del pozo a las condiciones en que se encuentra al momento de ponerlo a producir. Existen diversos métodos considerados como tradicionales que permiten elaborar curvas de comportamiento de afluencia, las cuales a su vez permiten determinar la capacidad de un pozo para producir fluidos.

El método de determinación de la capacidad productora es conocido como IPR (Inflow Performance Relationship) o bien, Relación de comportamiento de afluencia. Con la preparación de las curvas de afluencia se tendrá una idea más precisa de la capacidad de producción de pozos, sean estos de aceite o de gas y recaerá en el mejor conocimiento del gasto de producción con el cual se deberá explotar el yacimiento para extender la vida fluyente de éste.

En el cálculo de la productividad de un pozo, comúnmente se asume (Vogel, 1968) que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo. En otras palabras, la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento- pozo. La constante de proporcionalidad es conocida como índice de productividad IP, derivada a

partir de la Ley de Darcy para flujo radial estacionario y un sólo fluido incompresible. El concepto de índice de productividad es un intento para encontrar una función simple que relacione la capacidad de un pozo para aportar fluidos y un determinado abatimiento de presión.

T.V Moore (1939) sugiere un método para medir la productividad de pozos, el cual requiere medir la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , y la presión estática del yacimiento, p_{ws} , a varios gastos. La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión en este gasto particular se denomina Índice de productividad IP y se simboliza con la letra J . Si la producción q_o está en bl/día de líquido a las condiciones de almacenamiento y el abatimiento está expresado en [lb/], el IP se define como:

$$J = IP = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} \left[\frac{\text{bl/día @ c.s}}{\text{lb/pg}^2} \right] \dots\dots\dots 4.15$$

El gasto de producción es medido directamente en la superficie a condiciones de almacenamiento y la presión del yacimiento normalmente se obtiene a partir de una prueba de incremento de presión. Después de un período de producción, la presión de fondo fluyendo es medida con un registrador de presión de fondo o mediante la determinación del nivel del fluido en el espacio anular.

Es práctica común evaluar J durante las primeras etapas productivas de un pozo y continuar usando este valor en etapas posteriores de explotación del mismo. Esto puede efectuarse con cierta precisión en pozos cuyo yacimiento esté sometido a empuje hidráulico, siempre y cuando la presión de fondo fluyendo sea mayor a la de burbujeo. Sin embargo, se puede incurrir en un error en pozos cuyo yacimiento esté sujeto a empuje por gas disuelto, y que se encuentre por debajo de la presión de burbujeo. Para un yacimiento con empuje hidráulico muy activo, en el cual la presión permanece por encima de la presión de burbujeo, el índice de productividad J será constante. Para un yacimiento con empuje por gas en solución, en el cual la p_{wf} sea menor que la p_b , J cambiará en función de la recuperación acumulada.

Suponiendo que el índice de productividad de un pozo es constante e independiente del gasto de producción, se tiene que la Ec. 4.16 adquiere la siguiente forma:

$$J = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} \dots\dots\dots 4.16$$

despejando a p_{wf} ,

$$p_{wf} = p_{ws} - \frac{q_o}{J} \dots\dots\dots 4.17$$

En una gráfica de p vs q se tiene que la Ec. 4.17 representa una línea recta de pendiente $-1/J$ y ordenada al origen igual a p_{ws} . Para un período corto de tiempo de explotación, J se considera constante, independiente de la producción. Así mismo, p_{wf} se considera constante. Una gráfica de q vs p_{wf} , exhibirá una línea recta siempre que la presión del yacimiento permanezca por encima de la presión de saturación, (que corresponde a un yacimiento bajosaturado o cuando el yacimiento esté sometido a empuje hidráulico con $p_{wf} > p_{ws}$) y bajo régimen laminar. De esta forma J permanecerá constante.

Se adoptó el eje de las ordenadas para representar la presión y el eje de las abscisas para representar el gasto de producción. En la Fig. 4.7 se puede apreciar la representación gráfica del índice de productividad.

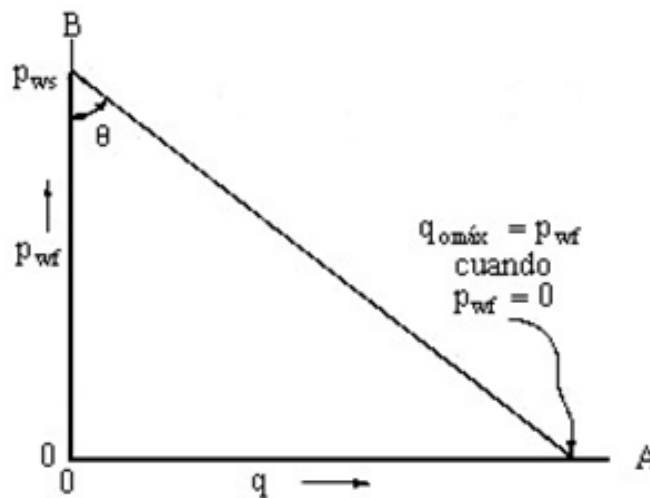


Fig. 4.7 Representación gráfica del índice de productividad.

Observando la gráfica de la Fig. 4.7 se pueden advertir los siguientes aspectos:

- Cuando p_{wf} es igual a cero, q es igual a q_{omax} .
- Cuando q es igual a cero, p_{wf} es igual p_{ws} , es decir, se tiene un J máximo.

El q_{omax} es aquel en el cual la formación entrega el máximo gasto hacia el pozo, aunque en condiciones reales nunca se podría alcanzar se utiliza para análisis de pozos, y se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es cero. Es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica. En aquellos pozos en los que se usa el vacío (No existe columna de fluido que ofrezca resistencia al flujo de fluidos desde el fondo del pozo hacia la superficie), el potencial del pozo podría definirse cuando la presión de fondo fluyendo es cero.

Cuando p_{wf} es menor que p_{ws} , el índice de productividad para cualquier gasto de producción es definido como el ritmo del cambio del gasto de producción con el abatimiento de presión.

El término de índice de productividad no constante (IPR) fue sugerido por **Gilbert (1954)**, mientras que el término de índice de productividad lineal (IP) fue originalmente introducido por **Muskat (1937)**.

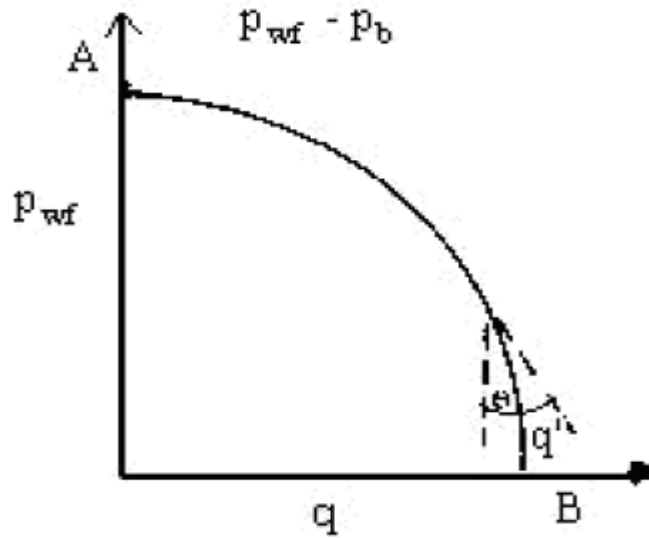


Fig. 4.8 Curva IPR

Ahora bien, si se considera el efecto de las propiedades del yacimiento y apoyándose en la ecuación de Darcy para flujo radial, representada en la Ec. 4.18, el índice de productividad puede expresarse de la siguiente forma:

Sea:

$$q_o = \frac{7.08 k_a k_{ro} h (p_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \dots\dots\dots 4.18$$

Sustituyendo en la Ec. 4.16 y eliminando términos semejantes se tiene que:

$$J = IP = \frac{7.08 k_a k_{ro} h}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/pg}^2} \right] \dots\dots\dots 4.19$$

donde:

- : Factor de volumen del aceite, [bl@ c.y. / bl@ c.s]
- h* : Espesor neto productor, [pie]
- : Permeabilidad absoluta, [mD]

- : Permeabilidad relativa del aceite, [Adimensional]
- : Viscosidad del aceite, [cp]
- : Radio de drene del pozo, [pie]
- : Radio del pozo, [pie]

4.3.2. Curvas IPR

Vogel (1968) propuso la siguiente expresión para predecir el comportamiento de pozos produciendo con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y gasto adimensionales. La ecuación propuesta es:

$$\frac{q_o}{q_{o\text{ máx}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \dots\dots\dots 4.20$$

donde:

- : Presión de fondo fluyendo, [lb/]
- : Presión estática del yacimiento, [lb/]
- : Gasto de aceite medido a la , [bpd]
- $q_{o\text{ máx}}$: Potencial del pozo (considerando = 0), [bpd]

La Ec. 4.20 puede interpretarse como una solución general para yacimientos con empuje de gas disuelto. Esta ecuación aplica a casos donde no existe daño a la formación, es decir la eficiencia de flujo EF es igual a 1. La representación gráfica de la Ec. 4.20 se puede apreciar en la Fig. 4.9.

En esencia la ecuación de Vogel representa un modelo homogéneo donde las características estructurales del medio poroso no se reflejan. Los cambios en los Índices de productividad son atribuidos a los cambios en saturación, permeabilidades relativas y depresionamiento.

Para el desarrollo de su modelo, Vogel realizó cálculos con datos de yacimientos hipotéticos sin validarlo con datos de campo, sin embargo, a través de los años este método ha ganado simpatía por su facilidad de aplicación y confiabilidad de resultados.

Para utilizar la correlación de Vogel se requiere una prueba de producción y ésta consiste en obtener un gasto de aceite a una presión de fondo fluyendo para la presión de fondo estática. Al comportamiento de flujo utilizando la correlación de Vogel, se le conoce como curva de IPR.

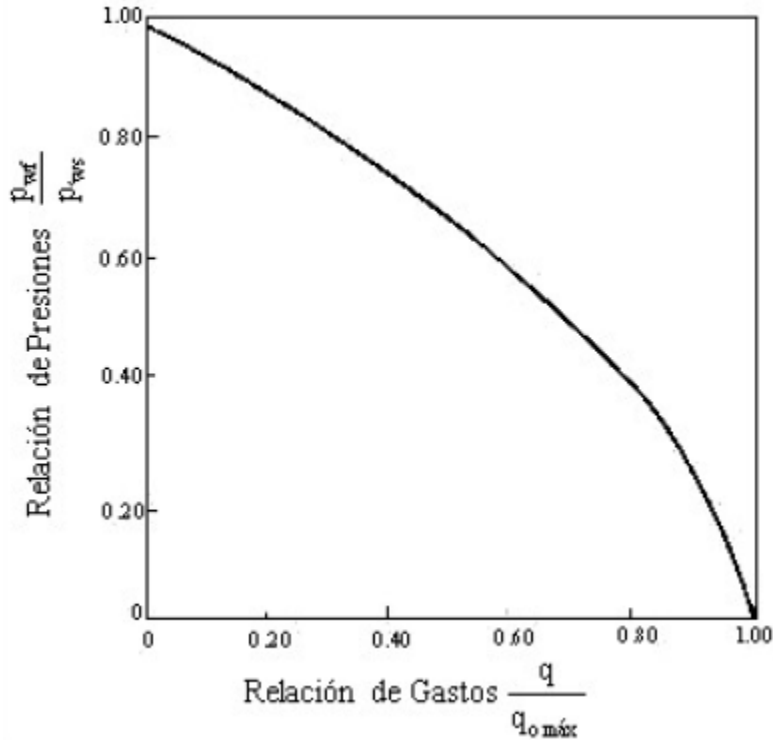


Fig.4.9 Curva de afluencia para pozos sin daño de un yacimiento con empuje por gas disuelto. EF = 1.

Otra forma de expresar la Ec. 4.20 es en función de la presión de fondo fluyendo:

$$p_{wf} = p_{ws} \left(\frac{-0.1 + \sqrt{0.8 \frac{q_o}{q_{o\text{ máx}}}}}{0.8} \right) \dots\dots\dots 4.21$$

La curva de la Fig. 4.9 sólo es aplicable para EF = 1. Por ello, **Standing (1970)** extiende el trabajo de **Vogel (1968)** y presenta un método gráfico basado en el método de Vogel, donde considera eficiencia de flujo:

$$EF = \frac{p_{ws} - p_{wf}'}{p_{ws} - p_{wf}} \dots\dots\dots 4.22$$

- : Presión de fondo fluyendo con daño, [lb/]
- : Presión estática del yacimiento, [lb/]
- : Presión de fondo fluyendo sin daño, [lb/]

La eficiencia de flujo (EF), depende de la variación de las condiciones naturales de la formación. Cualquier cambio en ellas alterará la distribución de presiones y consecuentemente el gasto de producción. Cuando no varían las condiciones naturales de la formación, ésta puede explotarse en agujero descubierto y con todo el intervalo expuesto al flujo. Esto no es común; sin embargo, en la práctica, bajo ciertas condiciones de terminación, se ha observado que un pozo produce como si estuviera en condiciones de flujo ideal, es decir, con $EF = 1.0$, si estuviera en agujero descubierto y sin daño (Vogel, 1968).

Por su parte, Standing (1970) establece el concepto de eficiencia de flujo considerando que existe daño a la formación, es decir, $EF \neq 1.0$. Con base en la Fig. 4.10 Standing definió la eficiencia de flujo como la Ec. 4.22.

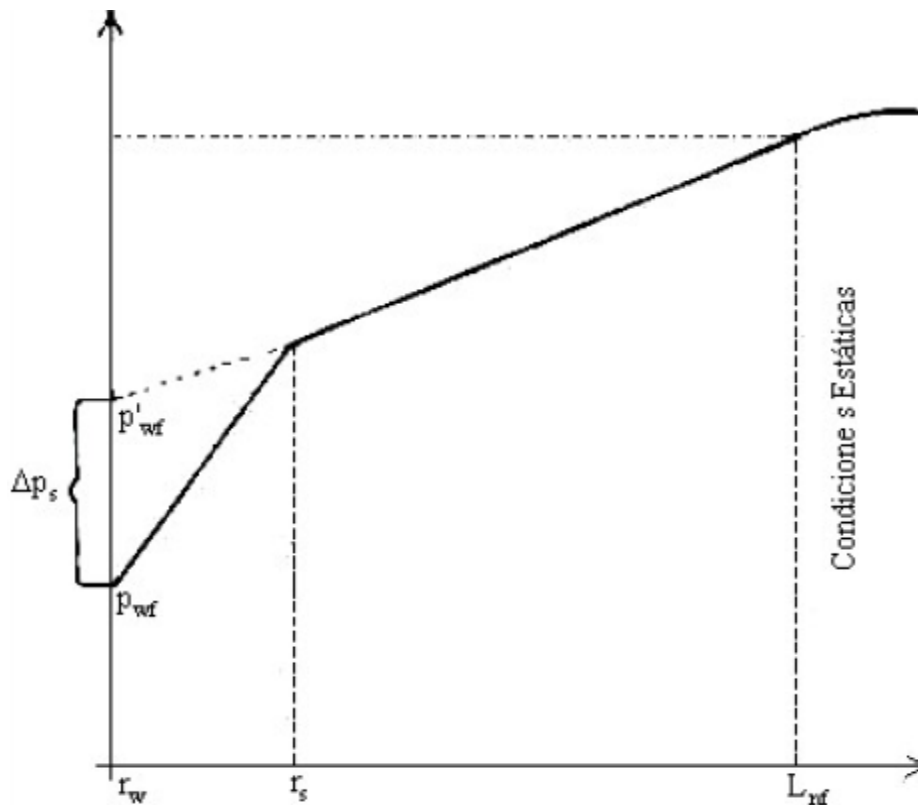


Fig 4.10 Presiones de fondo en un pozo dañado.

En la Fig. 4.11 se presentan las curvas de IPR para eficiencias de flujo de 0.5 a 1.5. De esta ampliación al método de Vogel es factible obtener:

- El gasto máximo posible para pozos con o sin daño, o bien, estimulados.
- El gasto para cualquier y diferentes valores de EF.
- La curva de IPR para pozos dañados o estimulados o sin daño.

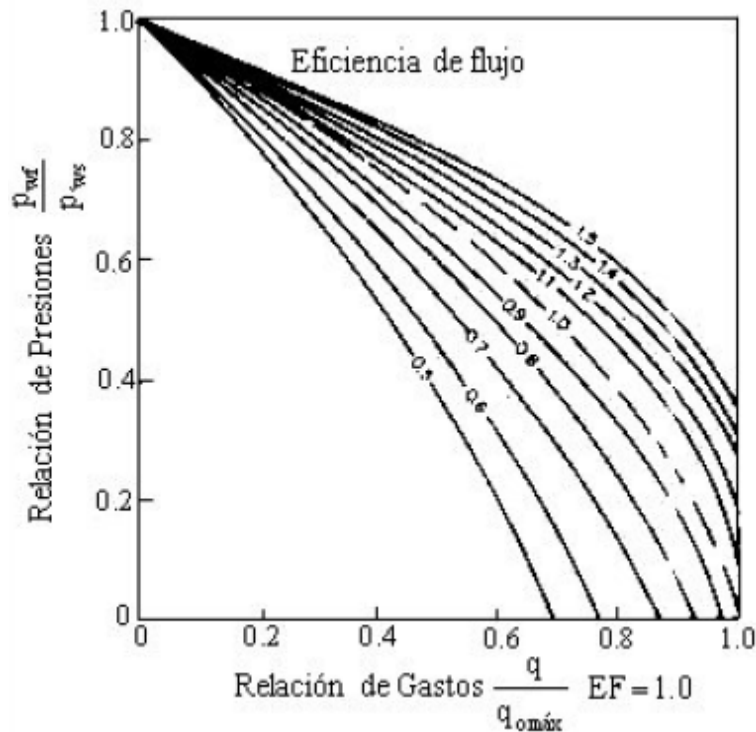


Fig. 4.11 Curvas de afluencia para pozos con $EF \neq 1$ de yacimientos con empuje por gas disuelto.

4.3.3. IPR futuras

La preparación de curvas de IPR futuras llega a ser muy importante en la determinación de los gastos de producción futuros, tanto para pozos fluyentes como para pozos con algún sistema artificial de producción.

Del estudio del comportamiento de flujo del yacimiento al pozo y en relación al gasto se distinguen dos problemas a resolver. El primero es la forma de la curva de presión contra gasto en una etapa particular de la explotación. El segundo es la manera en que el IPR decrece a medida que continúa la explotación.

Las curvas de IPR futuras son una herramienta muy útil cuando se desea determinar el momento más adecuado para instalar un sistema artificial de producción. Sin embargo, para poder realizar el cálculo de las curvas de IPR futuras se debe contar con suficiente información. Tal información consta de cambios de presión en el fondo del pozo (presión de yacimiento,), historial de producción del pozo, etc. La Fig. 4.12 muestra un conjunto típico de estas curvas.

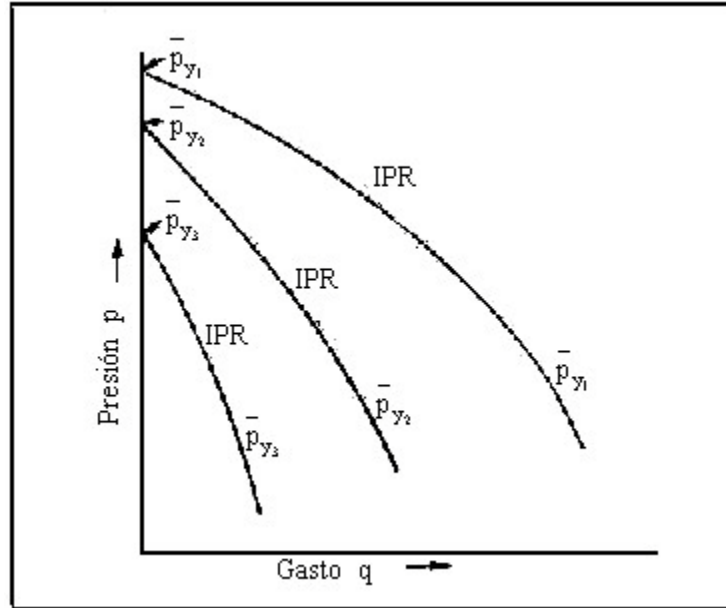


Figura 4.12 IPR futuras

Muskat advirtió que el índice de productividad de un pozo a un tiempo podría ser relacionado con el índice de productividad de un pozo a un tiempo por medio de la siguiente relación:

$$\frac{J_1}{J_2} = \left(\frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_1}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_2} \right) \dots\dots\dots 4.23$$

donde:

- = Factor de volumen del aceite
- J = Índice de productividad
- = Permeabilidad relativa al aceite
- μ_o = Viscosidad del aceite

Fetkovich (1973) encontró que en los cálculos de balance de materia para yacimientos con empuje de gas disuelto, fue aproximadamente lineal con la presión. Con base en lo anterior escribió la siguiente ecuación, la cual aproxima el cambio en la permeabilidad al aceite con el abatimiento de presión:

$$\frac{k_o p_{ws}}{k_1} = \frac{p_{ws}}{p_{wsi}} \dots\dots\dots 4.24$$

o bien:

$$k_{ro} p_{ws} = \frac{p_{ws}}{p_{wsi}} \dots\dots\dots 4.25$$

donde es tomada con respecto a y es definida en un punto donde no existe Δp (cero abatimiento). Entonces construyó la Figura 4.13 la cual define el lugar geométrico de valores de $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ contra presión a un abatimiento cero.

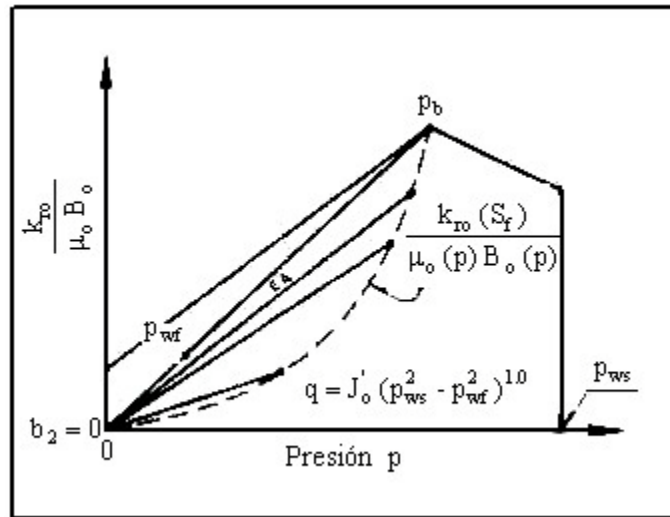


Figura 4.13 $\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}$ vs Presión

Utilizando sus dos ecuaciones:

$$q_{o_1} = J_{o_1}^* (p_{ws_1}^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots 4.26$$

la cual define el gasto vs abatimiento de presión, y:

$$k_{ro} (p_{ws}) = \frac{p_{ws}}{p_{wsi}} \dots\dots\dots 4.27$$

la cual corrige por abatimiento de presión. La ecuación final propuesta por Fetkovich (1973) es la siguiente:

$$q_o = J_{o_1}^* \left(\frac{p_{ws_2}}{p_{ws_1}} \right) (p_{ws_2}^2 - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots 4.28$$

Método de Fetkovich-Vogel

Eickemer (1968) advirtió que si se toman las ecuaciones de Fetkovich (1973) para la presión estática a un tiempo y se divide entre la ecuación de flujo para la presión estática a un tiempo, se llega a una ecuación para determinar $q_{o\text{máx}}$ a un tiempo, con el cual se puede utilizar la ecuación de Vogel directamente para preparar la curva de IPR

$$q_{o_1} = J_{o_1}^* \left(p_{ws_2}^2 - p_{wf}^2 \right)^n \dots\dots\dots 4.29$$

$$q_{o_2} = \left(\frac{p_{ws_2}}{p_{ws_1}} \right) J_{o_1}^* \left(p_{ws_2}^2 - p_{wf}^2 \right)^n \dots\dots\dots 4.30$$

Resolviendo para $q_{o\text{máx}}$ (considerando $n = 1$ y $\beta = 0$) y dividiendo la Ec. 4.29 entre la Ec. 4.30 se obtiene:

$$\frac{q_{o\text{máx}_1}}{q_{o\text{máx}_2}} = \left(\frac{p_{ws_2}}{p_{ws_1}} \right)^3 \dots\dots\dots 4.31$$

Por lo tanto, sólo se necesita una prueba al tiempo presente a partir de la cual se puede obtener $q_{o\text{máx}_1}$. Conociendo $q_{o\text{máx}_1}$ y p_{ws_1} , se puede resolver para $q_{o\text{máx}_2}$ para cualquier otra presión estática deseada y utilizando la ecuación de Vogel, se puede construir una curva completa de IPR para un tiempo.

Método de Standing

Standing (1970) utilizó la ecuación de Vogel (1968) en combinación con la relación de Muskat (1937), concernientes a los índices de productividad presentes y futuros. El procedimiento requiere que se empleen cálculos de balance de materia para determinar saturaciones futuras a partir de las cuales se pueden obtener valores de J_f . Las siguientes relaciones se utilizaron para desarrollar el método:

$$\frac{J_p^*}{J_f^*} = \frac{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f} \dots\dots\dots 4.32$$

Los subíndices p y f indican condiciones presentes y futuras, respectivamente.

$$q_o = q_{o\text{máx}_2} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right] \dots\dots\dots 4.33$$

$$q_{m\acute{a}x\ Vogel} = \frac{q_{m\acute{a}x} J}{1.8} = \frac{J^* (p_{wf})}{1.8} \dots\dots\dots 4.34$$

donde:

$$J = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} \dots\dots\dots 4.35$$

$$J^* = \frac{1.8(q_{m\acute{a}x})}{p_{ws}} \dots\dots\dots 4.36$$

La ecuación de Vogel (1968) puede ser reordenada, resultando de la siguiente forma:

$$\frac{q_o}{q_{m\acute{a}x}} = \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \left(1 + 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \right) \dots\dots\dots 4.37$$

$$J = \frac{q_o}{q_{m\acute{a}x}} \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \dots\dots\dots 4.38$$

Mediante la sustitución de $J = J (-)$ en la Ec. 4.37 y resolviendo para J , se tiene:

Dividiendo la Ec. 4.38 entre la Ec. 4.36, se tiene que:

$$\frac{J}{J^*} = \frac{1}{1.8} \left(1 + 0.8 \frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) \dots\dots\dots 4.39$$

Sustituyendo la Ec. 4.34 en la Ec. 4.33 se tiene que:

$$q_o = \frac{J^* p_{ws}}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \right] \dots\dots\dots 4.40$$

donde J^* para cualquier futura es determinada a partir de:

$$J_f^* = \frac{J_p^* \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p} \dots\dots\dots 4.41$$

Es necesario realizar una prueba en el pozo al tiempo presente, de tal forma que J y el valor presente de J puedan ser determinados.

4.4. Factor de Daño

Durante la perforación, terminación, o producción de un pozo, es posible que una zona de permeabilidad alterada pueda desarrollarse alrededor de las paredes del pozo. La zona con la permeabilidad alterada es llamada “zona dañada” y su efecto sobre la presión o comportamiento de flujo del pozo es denominado como efecto de daño. Así mismo, el daño se define como un factor que causa, alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación. Si el lodo de perforación provoca reducción a la permeabilidad, o si el pozo penetra parcialmente a la formación o si existe flujo No-Darciano (pozo de gas), entonces se tiene un daño. El factor de daño (en su definición tradicional) representa una caída de presión adicional, la cual ocurre en las cercanías o en la entrada al pozo.

El factor de daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento de un pozo, con relación a la producción ideal de un pozo a partir de una formación completamente abierta y sin restricciones. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo.

El concepto de daño fue propuesto originalmente por Hurst y Van Everdingen. Estos investigadores propusieron el factor de daño como una forma de cuantificar el flujo no-ideal. Hurst y Everdingen señalaron que las presiones medidas en un pozo frecuentemente no se ajustaban a las soluciones teóricas. Ellos propusieron que la diferencia era una caída de presión adicional causada por restricciones al flujo cercanas al pozo. Así mismo, ellos pensaron que ésta caída de presión era el resultado de una película infinitesimal en la superficie de la cara del pozo. En relación al IPR de un pozo, el factor de daño considera la diferencia entre el abatimiento de presión ideal y el abatimiento de presión actual o real. La Fig. 4.14 ilustra la significancia del efecto de daño de un pozo en una gráfica gasto-presión.

Generalmente, el factor de daño interesa solo durante el período pseudo-estacionario y se desprecia el efecto de daño en el período de transición debido a los tiempos cortos.

Para condiciones de período pseudo-estacionario de un pozo, el factor de daño es incluido en el cálculo de la caída de presión total, esto es, $P_y - P_{wf}$. Lo anterior se puede establecer de la siguiente forma:

$$P_y - P_{wf} = \underbrace{P_y - P'_{wf}}_{\text{Ideal}} + \underbrace{(P'_{wf} - P_{wf})}_{\text{Real}} \dots\dots\dots 4.42$$

donde:

- = Presión del yacimiento, [lb/]
- = Presión de fondo fluyendo a condiciones reales, [lb/]
- = Presión de fondo fluyendo considerando un caso ideal, [lb/]

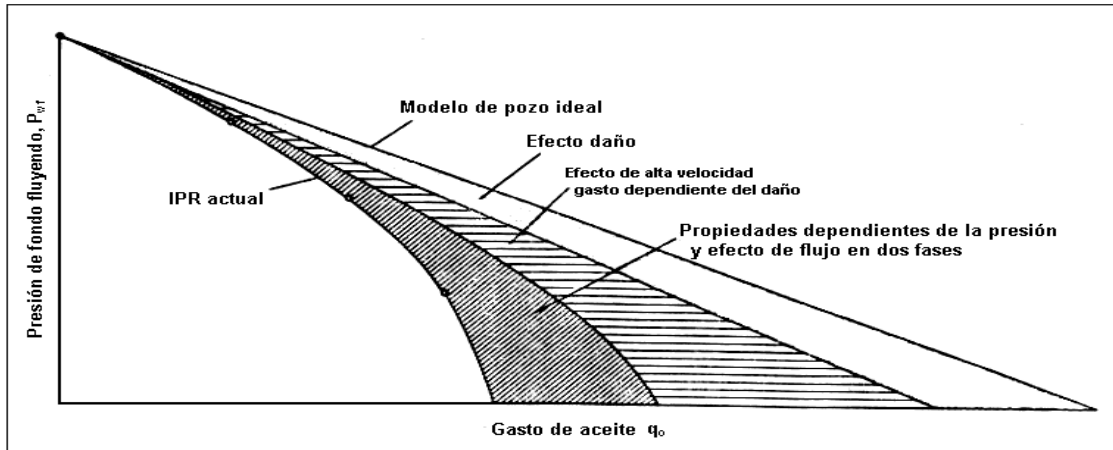


Fig. 4.14 indica que el IPR actual de un pozo se desvía significativamente de la línea recta del IPR de un modelo ideal debido a un efecto de daño constante.

La diferencia de presión de fondo fluyendo entre la ideal y la real, Δp_s , representa una pérdida de presión adicional debido al daño de la formación o la estimulación de la zona alrededor del pozo así como otras restricciones al flujo a la entrada del pozo. La Fig. 4.15 muestra la comparación gráfica de la distribución de presión de fondo de un pozo a condiciones reales y un pozo a condiciones ideales.

Usualmente se representa la caída de presión adicional como Δp_s . El factor de daño adimensional S , proporcional a Δp_s , es definido como:

$$S = \frac{k h}{141.2 q_o \mu_o B_o} \Delta p_s \dots\dots\dots 4.43$$

o bien

$$\Delta p_s = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} S \dots\dots\dots 4.44$$

Ahora bien, considerando flujo pseudo-estacionario para un caso ideal, se tiene que:

$$p_y - p_{wf} = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 \right] \dots\dots\dots 4.45$$

dado que $\Delta p_s = p_y - p_{wf}$, se puede combinar las Ec. 4.44 y 4.45 para expresar la caída de presión actual o real Δp_s en términos del factor de daño:

$$p_y - p_{wf} = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k h} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right] \dots\dots\dots 4.46$$

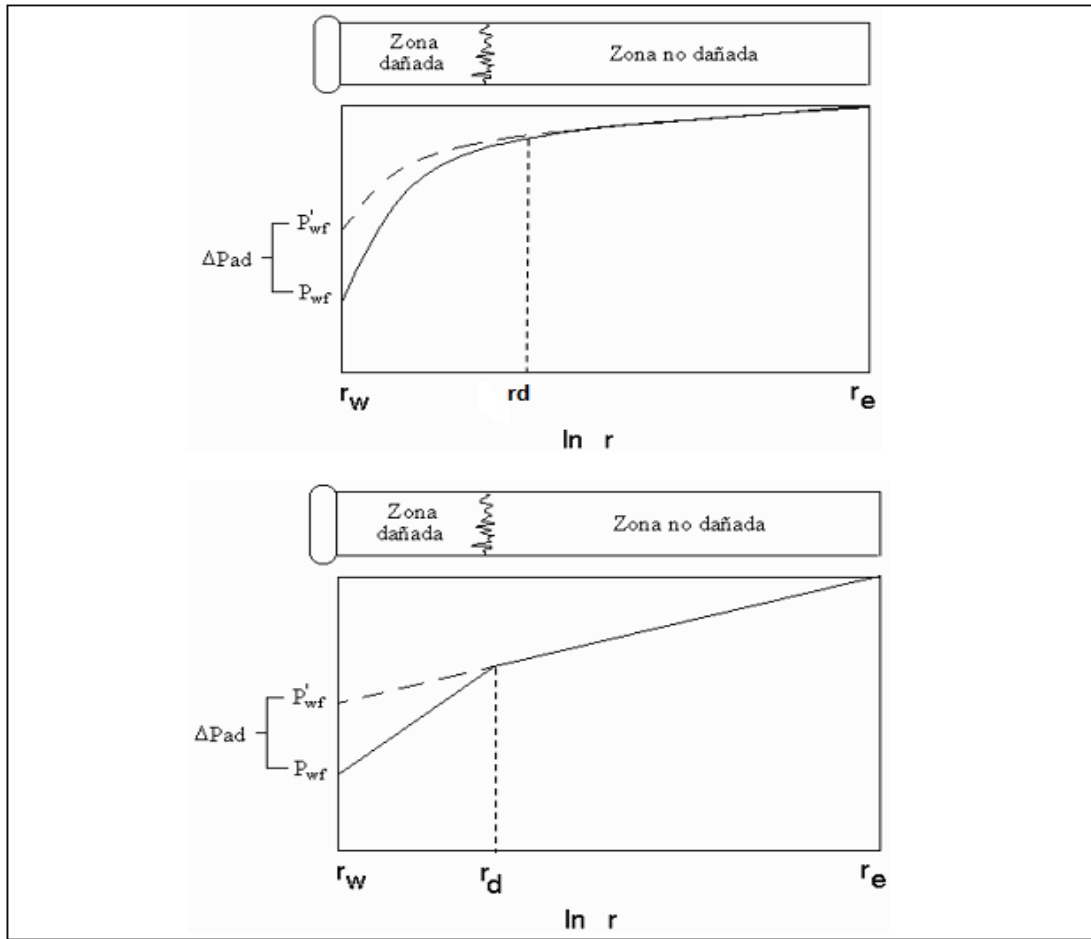


Fig 4.15 Distribución de presión de fondo de un pozo con una zona alterada en la cercanía del pozo (Golan y Whitson, 1991).

Reordenando la Ec. 4.46 y resolviendo para el gasto, se tiene que:

$$q_o = \frac{k h (p_y - p_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]} \dots\dots\dots 4.47$$

Para cuantificar el efecto actual del factor de daño, es necesario calcular la constante (141.2 /kh) S, la cual proporciona las pérdidas de presión debido al daño.

En algunas ocasiones resulta más útil expresar el efecto de daño y estimulación en términos de la eficiencia de flujo, EF.

$$E.F. = \frac{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S} \dots\dots\dots 4.48$$

Para la mayoría de pozos el término $\ln (/)$ tiene un rango de valores entre 6.5 y 8.5. Utilizando un promedio de $\ln (/) - 0.75 = 7$, se puede escribir una expresión aproximada para la eficiencia de flujo en términos del factor de daño:

$$E.F. = \frac{7}{7 + S} \dots\dots\dots 4.49$$

La cual puede utilizarse como regla de dedo.

Otra ecuación o expresión utilizada para cuantificar las condiciones de flujo ideal es el radio aparente del pozo ;

$$r_{wa} = r_w e^{-S} \dots\dots\dots 4.50$$

El cual se sustituye por el radio del pozo en la Ec. 4.47 resultando:

$$q_o = \frac{k h (p_y - p_{wf})}{141.2 \mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - 0.75 + s \right]} \dots\dots\dots 4.51$$

El factor de daño es el concepto más empleado por los ingenieros petroleros para cuantificar las condiciones de flujo no ideal.

4.4.1. Componentes del Factor de Daño

$$S_T = S_d + S_{c+\theta} + S_p + \sum S_{pseudo} \dots\dots\dots 4.52$$

El factor de daño total de un pozo, S, depende de diferentes componentes:

Donde:

- , es el daño total en la vecindad del pozo
- , es el factor de daño a la formación causado por la perforación y terminación de pozos
- $s_{+\theta}$, es el factor de daño por inclinación del pozo y penetración parcial
- , es el factor de daño por disparos

4.4.1.1. Factor de Daño por Inclinación del Pozo y Penetración Parcial, $s_{+\theta}$

Frecuentemente, los pozos son parcialmente terminados, es decir, el espesor abierto al pozo es menor al espesor total de la formación, a esto se le conoce como penetración parcial y puede ser consecuencia de un mal trabajo de perforación o deliberado para

retrasar el efecto de conificación. Mientras más corto sea el intervalo perforado comparado con el espesor total del yacimiento, más grande será este factor de daño. Si el intervalo terminado es alrededor del 75% del espesor del yacimiento, el efecto del daño por penetración parcial será despreciable.

Mientras la penetración parcial genera un efecto de daño positivo, el factor de daño por desviación o inclinación del pozo genera un daño negativo. Mientras más grande sea el ángulo de desviación, más grande será el efecto de daño por inclinación. El factor de daño que involucra tanto la penetración parcial como la inclinación del pozo es simbolizado como, θ .

La figura 4.16 representa las variables involucradas para el cálculo del factor de daño por penetración parcial y desviación del pozo.

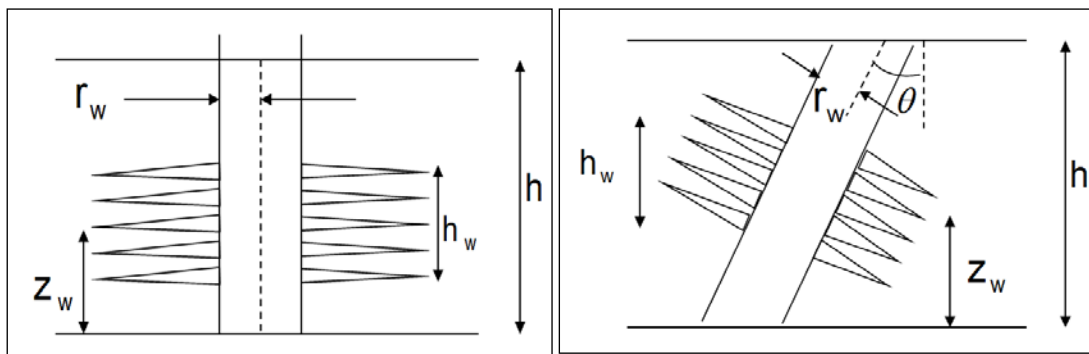


Fig 4.16 Factor de daño por penetración parcial y desviación del pozo

Donde:

r_w , es el radio del pozo

h , es el espesor de la formación

z_w , es la elevación del límite inferior del yacimiento al punto medio de los disparos

θ , es el ángulo de desviación del pozo

Para calcular el daño θ , se debe calcular primero el espesor adimensional con la siguiente fórmula:

$$h_D = \frac{h}{r_w} \dots\dots\dots 4.53$$

Después la elevación relativa del intervalo disparado:

$$z_{wD} = \frac{z_w}{r_w} \dots\dots\dots 4.54$$

Posteriormente se dividen los resultados de las ecuaciones 4.53 y 4.54

$$\frac{z_{wD}}{h_D} \dots\dots\dots 4.55$$

Por último se calcula la penetración del pozo como sigue:

$$\frac{h_w \cos \theta}{h} \dots\dots\dots 4.56$$

con los resultados de las ecuaciones 4.55 y 4.56 entramos a las tablas 4.1 y 4.2 para obtener el daño s_{θ} para $\beta = 100$ y $\beta = 1000$. Cinco Ley y colaboradores demostraron que el factor de pseudo daño por penetración parcial y por inclinación del pozo en forma individual s_{θ} y s_{β} , o combinados $s_{\theta, \beta}$, presentan una relación lineal cuando se grafican contra $\log h_D$, en la forma mostrada en la figura 4.17. Las tablas 4.1 y 4.2 presentan los resultados de estos autores para $\beta = 100$ y $\beta = 1000$, respectivamente. Por medio de los valores estimados para estas dos s_{θ} se hace una gráfica como se muestra en la figura 4.17, estimándose a partir de ella s_{θ} (o s_{β} en forma individual) para el espesor adimensional del pozo.

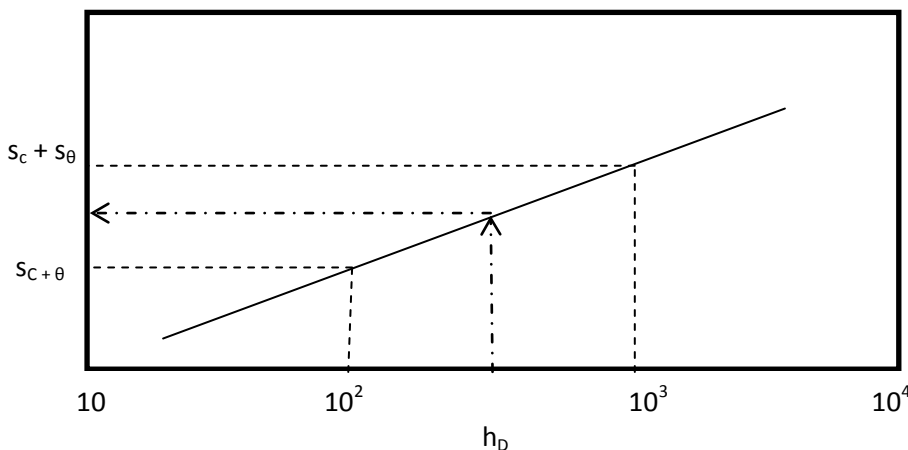


Fig. 4.17 Gráfica del factor de pseudo daño por por inclinación del pozo y penetración parcial, contra el espesor adimensional, (Cinco Ley y cols. 1975).

θ	β	β/h	s_{θ}	$s_{\theta, \beta}$	s_{β}	θ	β	β/h	s_{θ}	$s_{\theta, \beta}$	s_{β}
$\beta = 100$						$\beta = 100$					
0	0.95	0.1	20.810	20.810	0	0	0.5	0.25	6.611	6.611	0
15			20.385	20.810	-0.425	15			6.361	6.611	-0.249
30			18.948	20.810	-1.862	30			5.587	6.611	-1.023
45			16.510	20.810	-4.300	45			4.245	6.611	-2.365
60			12.662	20.810	-8.148	60			2.295	6.611	-4.315
75			6.735	20.810	-14.075	75			-0.451	6.611	-7.062

θ	/	/h	$+ \theta$			θ	/	/h	$+ \theta$		
= 100						= 100					
0	0.8	0.1	15.809	15.809	0	0	0.75	0.5	3.067	3.067	0
15			15.449	15.809	-0.360	15			2.878	3.067	-0.189
30			14.185	15.809	-1.624	30			2.308	3.067	-0.759
45			12.127	15.809	-3.682	45			1.338	3.067	-1.729
60			8.944	15.809	-6.865	60			-0.082	3.067	-3.15
75			4.214	15.809	-11.595	75			-2.119	3.067	-5.187
0	0.6	0.1	15.257	15.257	0	0	0.6	0.5	2.43	2.43	0
15			14.898	15.257	-0.359	15			2.254	2.43	-0.176
30			13.636	15.257	-1.621	30			1.73	2.43	-0.7
45			11.583	15.257	-3.674	45			0.838	2.43	-1.592
60			8.415	15.257	-6.842	60			-0.466	2.43	-2.897
75			3.739	15.257	-11.517	75			-2.341	2.43	-4.772
0	0.5	0.1	15.213	15.213	0	0	0.5	0.5	2.369	2.369	0
15			14.854	15.213	-0.359	15			2.149	2.369	-0.175
30			13.592	15.213	-1.62	30			1.672	2.369	-0.697
45			11.54	15.213	-3.673	45			0.785	2.369	-1.584
60			8.372	15.213	-6.841	60			-0.509	2.369	-2.879
75			3.699	15.213	-11.514	75			-2.368	2.369	-4.738
0	0.875	0.25	8.641	8.641	0	0	0.625	0.75	0.924	0.924	0
15			8.359	8.641	-0.282	15			0.778	0.924	-0.145
30			7.487	8.641	-1.154	30			0.337	0.924	-0.587
45			5.968	8.641	-2.673	45			-0.411	0.924	-1.336
60			3.717	8.641	-4.924	60			-1.507	0.924	-2.432
75			0.464	8.641	-8.177	75			-3.099	0.924	-4.024
0	0.75	0.25	7.002	7.002	0	0	0.5	0.75	0.694	0.694	0
15			6.75	7.002	-0.251	15			0.554	0.694	-0.139
30			5.969	7.002	-1.032	30			0.134	0.694	-0.56
45			4.613	7.002	-2.388	45			-0.581	0.694	-1.275
60			2.629	7.002	-4.372	60			-1.632	0.694	-2.326
75			-0.203	7.002	-7.206	75			-3.17	0.694	-3.864
0	0.6	0.25	6.658	6.658	0	0	0.5	1	0	0	0
15			6.403	6.658	-0.249	15			-0.128	0	-0.128
30			5.633	6.658	-1.024	30			-0.517	0	-0.517
45			4.29	6.658	-2.447	45			-1.178	0	-1.178
60			2.337	6.658	-4.32	60			-2.149	0	-2.149
75			0.418	6.658	-7.076	75			-3.577	0	-3.577

Tabla 4.1 valores de daño para $h_D = 100$

θ	/	/h	$+ \theta$			θ	/	/h	$+ \theta$		
= 1000						= 1000					
0	0.95	0.1	41.521	41.521	0	0	0.5	0.25	13.655	13.655	0
15			40.343	41.521	-1.178	15			13.087	13.655	-0.568
30			36.798	41.521	-4.722	30			11.391	13.655	-2.264
45			30.844	41.521	-10.677	45			8.593	13.655	-5.062
60			22.334	41.521	-19.187	60			4.711	13.655	-8.944
75			10.755	41.521	-30.766	75			-0.321	13.655	-13.976
0	0.8	0.1	35.840	35.840	0	0	0.75	0.5	5.467	5.467	0
15			34.744	35.840	-1.095	15			5.119	5.467	-0.348
30			31.457	35.840	-4.382	30			4.08	5.467	-1.387
45			25.973	35.840	-9.867	45			2.363	5.467	-3.104
60			18.261	35.840	-17.599	60			-0.031	5.467	-5.498
75			8.003	35.840	-27.837	75			-3.203	5.467	-8.67
0	0.6	0.1	35.29	35.29	0	0	0.6	0.5	4.837	4.837	0
15			34.195	35.29	-1.095	15			4.502	4.837	-0.335
30			30.91	35.29	-4.38	30			3.503	4.837	-1.334
45			25.43	35.29	-9.86	45			1.858	4.837	-2.979
60			17.71	35.29	-17.58	60			-0.424	4.837	-5.261
75			7.522	35.29	-27.768	75			-0.431	4.837	-8.268
0	0.6	0.1	35.246	35.246	0	0	0.5	0.5	4.777	4.777	0
15			34.151	35.246	-1.095	15			4.443	4.777	-0.334
30			30.806	35.246	-4.38	30			3.446	4.777	-1.331
45			25.386	35.246	-9.86	45			1.806	4.777	-2.971
60			17.667	35.246	-17.579	60			-0.467	4.777	-5.244
75			7.481	35.246	-27.765	75			-3.458	4.777	-8.235
0	0.5	0.1	15.733	15.733	0	0	0.625	0.75	1.735	1.735	0
15			15.136	15.733	-0.597	15			1.483	1.735	-0.252
30			13.344	15.733	-2.389	30			0.731	1.735	-1.004
45			10.366	15.733	-5.367	45			-0.512	1.735	-2.247
60			6.183	15.733	-9.55	60			-2.253	1.735	-3.988
75			0.632	15.733	-15.101	75			-4.595	1.735	-6.33
0	0.875	0.25	14.04	14.04	0	0	0.5	0.75	1.508	1.508	0
15			13.471	14.04	-0.569	15			1.262	1.508	-0.246
30			11.77	14.04	-2.27	30			0.528	1.508	-0.98
45			8.959	14.04	-5.081	45			-0.683	1.508	-2.191
60			5.047	14.04	-8.993	60			-2.38	1.508	-3.888
75			-0.069	14.04	-14.109	75			-4.665	1.508	-6.173

θ	/	/h	$s_{c+\theta}$	$s_{c+\theta}$	$s_{c+\theta}$	θ	/	/h	$s_{c+\theta}$	$s_{c+\theta}$	$s_{c+\theta}$
= 1000						= 1000					
0	0.75	0.25	13.701	13.701	0	0	0.5	1	0	0	0
15			13.133	13.701	-0.568	15			-0.206	0	-0.206
30			11.437	13.701	-2.264	30			-0.824	0	-0.824
45			8.638	13.701	-5.063	45			-1.85	0	-1.85
60			4.753	13.701	-8.948	60			-3.298	0	-3.298
75			-0.288	13.701	-13.989	75			-5.282	0	-5.282

Tabla 4.2 Valores de daño para $h_D = 1000$

Sustituimos los valores de:

$$s_{c+\theta} \text{ para } h_D = 100$$

$$s_{c+\theta} \text{ para } h_D = 1000$$

en la ec. 4.57

$$s_{c+\theta}(h_D) = s_{c+\theta}(h_D = 100) + (s_{c+\theta}(h_D = 1000) - s_{c+\theta}(h_D = 100)) \log\left(\frac{h_D}{100}\right) \dots\dots\dots 4.57$$

donde $s_{c+\theta}()$ es el valor del daño por desviación del pozo y penetración parcial. Cabe mencionar que para valores de θ que no se incluyen en las tablas, el factor de daño $s_{c+\theta}$ puede obtenerse por medio de interpolación.

4.4.1.2. Factor de Daño por Disparos

El factor de daño originado por los disparos, es inducido al efectuarse las operaciones de disparos, con lo cual, a su vez, da origen implícitamente a otro factor de daño originado por la convergencia del fluido hacia los disparos. Karakas y Tariq presentaron una solución semianalítica para calcular el efecto del daño por disparos, el cual a se divide en diferentes componentes:

- , factor de daño por flujo laminar o turbulenta hacia los disparos
- , factor de daño por convergencia de flujo
- , factor de daño por efecto del pozo

Por lo tanto el daño total por efecto de los disparos es:

$$S_p = S_H + S_v + S_{wb} \dots\dots\dots 4.58$$

La figura 4.18 muestra las variables utilizadas para el cálculo del factor de daño por disparos:

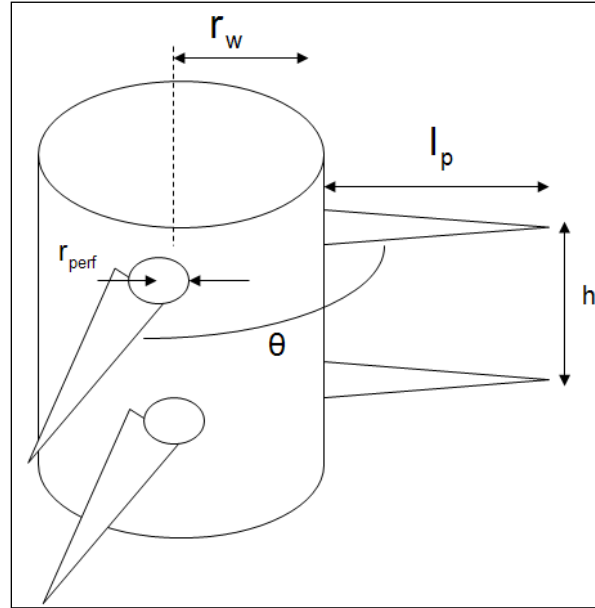


Fig 4.18 Factor de daño por disparos

Donde:

- , es el radio del pozo
- , es el radio de perforación de los disparos
- , es la longitud de perforación de los disparos
- θ , es el ángulo de la fase de los disparos
- h , es la distancia entre disparos

Calculo de

$$s_H = \ln\left(\frac{r_w}{r'_w(\theta)}\right) \dots\dots\dots 4.59$$

$$r'_w(\theta) = \begin{cases} l_p/4 \rightarrow \text{para } \theta = 0 \\ a_\theta(r_w + l_p) \rightarrow \text{para } \theta \neq 0 \end{cases} \dots\dots\dots 4.60$$

donde $r'_w(\theta)$ es el radio efectivo del pozo y es función del ángulo de fase de los disparos

La constante a_θ depende del ángulo de fase y puede ser obtenido de la tabla 4.3. El efecto de este daño es negativo (excepto para $\theta = 0$), pero su contribución total es pequeña.

Angulo de Fase							
0° (360°)	0.250	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672	1.60E-01	2.675
180°	0.500	-2.025	0.0943	3.0373	1.8115	2.60E-02	4.532
120°	0.648	-2.018	0.0634	1.6136	1.7770	6.60E-03	5.32
90°	0.726	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935	1.90E-03	6.155
60°	0.813	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490	3.00E-04	7.509
45°	0.860	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392	4.60E-05	8.791

Tabla 4.3 Constantes para el cálculo de factor de daño por disparos

Calculo de

Para obtener , dos variables adimensionales deben de ser calculadas

$$h_D = \frac{h}{l_p} \sqrt{\frac{k_H}{k_v}} \dots\dots\dots 4.61$$

donde y son permeabilidades horizontal y vertical, respectivamente y

$$r_D = \frac{r_{perf}}{2h} \left(1 + \sqrt{\frac{k_v}{k_H}} \right) \dots\dots\dots 4.62$$

por lo tanto el factor de daño por convergencia de flujo es:

$$s_v = 10^a h_D^{b-1} r_D^b \dots\dots\dots 4.63$$

donde

$$a = a_1 \log r_D + a_2 \dots\dots\dots 4.64$$

$$b = b_1 r_D + b_2 \dots\dots\dots 4.65$$

Las constante , , y son función del ángulo de fase y pueden ser obtenidas de la tabla 4.3. El factor de daño es probablemente el que más contribuye al daño por disparos ; para disparos de baja densidad, es decir, la distancia entre los disparos grande, puede ser muy grande.

Calculo de

Para el cálculo de , primero se calcula una variable adimensional:

$$r_{wD} = \frac{r_w}{l_p + r_w} \dots\dots\dots 4.66$$

Posteriormente calculamos el factor de daño por efecto del pozo,

$$s_{wb} = c_1 e^{c_2 r_{wD}} \dots\dots\dots 4.67$$

Las constantes c_1 y c_2 también son obtenidas de la tabla 4.3.

4.4.1.3. Efecto del Daño en Pozos Horizontales

Frick y Economides desarrollaron ecuaciones que reflejan el efecto del daño en pozos horizontales. La figura 4.19 describe la forma del daño a lo largo y normal en un pozo horizontal.

La permeabilidad anisotrópica generará una forma elíptica normal al pozo. La forma del daño depende de la permeabilidad anisotrópica k_{ani} , dada en la ecuación 4.68.

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_v}} \dots\dots\dots 4.68$$

Las formas son mostradas en la fig 4.19 para tres valores diferentes de I_{ani} .

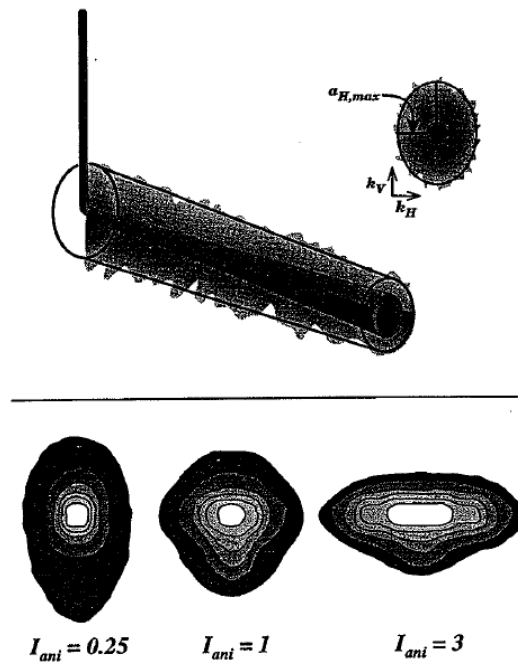


Fig 4.19 Distribución del daño a lo largo y normal a un pozo horizontal. Efecto de la permeabilidad anisotrópica

El tiempo de exposición durante la perforación y la terminación dará como resultado un cono elíptico truncado con una larga base cercana a la sección vertical del pozo. También, durante la producción, el perfil de presiones en el pozo creará un gran gradiente de presión normal a la trayectoria del pozo, cercano a la sección vertical. Por lo tanto, el daño inducido por la producción también será elíptico.

$$s'_{eq} = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left[\frac{1}{(I_{ani} + 1)} \sqrt[3]{\frac{4}{3} \left(\frac{a_{H \max}^2}{r_w^2} + \frac{a_{H \max}}{r_w} + 1 \right)} \right] \quad \dots\dots\dots 4.69$$

Donde $a_{H \max}$ es el eje horizontal mayor (cercano a la sección vertical) del daño del cono.

4.4.1.4. Mecanismos de Daño a la Formación.

El daño a la formación se origina por el taponamiento del espacio poroso por partículas sólidas, desagregación del medio poroso o por efectos de fluidos como pueden ser la creación de emulsiones o cambios en la permeabilidad relativa.

Taponamiento del Espacio Poroso.

Cuando los finos se están moviendo a través del medio poroso, estos a menudo se depositan en la garganta del poro, resultando una gran reducción en la permeabilidad de la roca. La figura 4.20 muestra posibles modos de entrapamiento de partículas. Partículas largas transportadas hacia la superficie del medio poroso formaran un empacamiento de finos sobre la superficie del poro lo cual actuara como un filtro externo sobre el medio poroso. Así el filtro de empaques de partículas de finos reduce la habilidad de transportar los fluidos a través del medio poroso, pero es fácil removerlo o pasar por alto.

Cuando pequeños finos pasan a través del medio poroso pueden adherirse a la superficie del cuerpo del poro, resultando un pequeño cambio en la permeabilidad, o podría formarse un puente en la garganta del poro, causando un taponamiento efectivo en el poro.

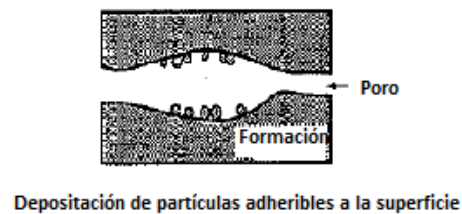


Fig.4.20 Modos de entrapamiento de partículas. (Schechter, 1992).

Mecanismo por Finos de Migración.

Los finos responsables de taponamientos pueden venir de fuentes externas o pueden originarse en el mismo medio poroso. Estos finos en el medio poroso pueden removerse por un cambio en la composición química del agua o simplemente por un arrastrado mecánico por las fuerzas de cizalla que se generan por el fluido en movimiento. El daño a la formación a menudo es causado por la dispersión de finas partículas de arcilla cuando la salinidad del agua intersticial es reducida o cuando cambia la composición iónica. Por lo tanto, cualquier líquido que pueda tener contacto con la formación productiva (ya sea filtrado de lodo de perforación, fluidos de terminación, fluidos de estimulación, etc.), deben tener una composición iónica que no dañe a la formación.

Numerosos estudios indican que una disminución repentina en la salinidad de la salmuera que fluye a través de la arenisca causara un daño a la formación cuando las partículas de arcillas se dispersan. Este fenómeno, llamado sensibilidad del agua, depende de los cationes presentes en la salmuera, el pH y el cambio en la salinidad. En general, los cationes monovalentes son mucho más dañinos que los cationes divalentes o trivalentes. Para prevenir la dispersión de arcilla debido al cambio de salinidad, cualquier fluido acuoso puede ponerse en contacto con la formación teniendo como una concentración mínima de iones monovalentes o una fracción suficiente de iones divalentes.

Precipitación Química.

La precipitación de sólidos de la salmuera o del aceite crudo en la formación causa un daño severo cuando los sólidos taponean los poros. Los precipitados formados pueden ser componentes inorgánicos que se precipitan de la salmuera o especies orgánicas que se precipitan del aceite; en cualquier caso, la precipitación puede ser debida a cambios en la temperatura o presión cercana al pozo o de alteraciones de la composición de la fase por fluidos inyectados.

Daños líquidos: emulsiones, permeabilidad relativa y cambios en la mojabilidad.

El daño causado por los líquidos es debido al cambio en la viscosidad aparente de la fase líquida o al cambio en la permeabilidad relativa. Estos tipos de daño pueden pensarse que son temporales, debido a que los fluidos están en movimiento y teóricamente pueden ser todos removidos de la vecindad del pozo. Sin embargo, el tratar de removerlos es a veces muy difícil.

La formación de emulsiones agua en aceite en la roca del yacimiento alrededor del pozo puede causar daños debido a que la viscosidad aparente de la emulsión puede ser más alta en magnitud que la del aceite. Adicionalmente, las emulsiones muy a menudo son fluidos no-newtonianos y requieren de una fuerza suficiente para superar su límite de elasticidad para que pueda moverse.

Aparentemente el daño a la formación puede presentarse debido a un simple incremento en la saturación de agua alrededor del pozo, resultando una reducción de permeabilidad al aceite. Este efecto, llamado bloque de agua, puede ocurrir en cualquier momento en que líquidos acuosos son introducidos a la formación.

Finalmente, ciertos químicos pueden alterar la mojabilidad de la formación, cambiando la permeabilidad relativa de toda la formación. Si una formación mojada por agua se cambia a mojada por aceite alrededor del pozo, la permeabilidad relativa del aceite puede reducirse bastante en la vecindad del pozo.

Daño Mecánico

La formación cercana al pozo puede también dañarse por aplastamiento físico o compactación de la roca. La pulverización y compactación de la roca en la vecindad del pozo es una consecuencia inevitable de la perforación, lo que lleva a una región dañada alrededor de la perforación.

El daño mecánico alrededor del pozo puede resultar del colapso de material que proviene de una formación poco compactada. Este tipo de daño es posible en formaciones friables o en aquellas debilitadas por acidificación en la vecindad del pozo.

Daño Biológico.

Muchos pozos, particularmente los pozos con inyección de agua son susceptibles al daño causado por bacterias en la cercanía del pozo. Las bacterias inyectadas en la formación, particularmente bacterias anaeróbicas, pueden crecer rápidamente en la formación, obturando los espacios de los poros, o bien, con precipitados resultado de la actividad biológica de los organismos. La reducción de la permeabilidad causada por la bacteria puede ser significativa, por tanto, se debe considerar la posibilidad de inyección de agua con bactericidas para reducir al mínimo este problema

4.5. Calculo de la Permeabilidad y del Daño Total a la Formación con Pruebas de Presión

Se define a una prueba de presión como una prueba donde se generan ondas de presión naturales o inducidas que viajan a través de los fluidos que contiene el yacimiento, medidas con registradores de presión, las cuales se utilizan generalmente para obtener la permeabilidad relativa al fluido que contiene la formación y el daño total a la formación .

Para calcular la permeabilidad y el daño total a la formación lo más común y fácil es obtenerlo con pruebas de presión ya sea de incremento o de decremento. Aunque existen más pruebas de presión tanto para un solo pozo, como para muchos pozos (llamadas comúnmente pruebas multipozos), en esta investigación nos enfocaremos a pruebas para un solo pozo, en el caso específico de pruebas de decremento e incremento de presión para yacimientos infinitos.

Se llaman pruebas de presión para yacimientos infinitos en las que el tiempo en que se efectúa dicha prueba, no se detecta alguna frontera en el yacimiento, es decir, que no hay obstáculo para que la onda de presión viaje a través de la roca, por lo que no se manifiestan cambios en los medidores de presión.

4.5.1. Prueba de Decremento de Presión

A menudo, el primer acontecimiento significativo en un pozo de producción es el periodo inicial de producción, donde existe un decremento de presión en la cara de la formación. Así, parece lógico el investigar cómo es que podemos aprender acerca del pozo y el yacimiento a partir de los datos del decremento de presión. Matthews y Russell (1967), analizaron datos de decremento de presión a partir de información de yacimientos para los regímenes de flujo presentes en un pozo productor como son estacionarios, transitorios y pseudestacionarios.

Una prueba de decremento de presión se define como una serie de mediciones de presión en el fondo del pozo durante un período de flujo a gasto constante, generalmente el pozo se encuentra cerrado durante un intervalo de tiempo suficiente tal que existan condiciones de presión estables antes de que se verifique la apertura del pozo.

En la figura 4.21 se muestra la respuesta del gasto y presión (ambos parámetros en función del tiempo), que se obtienen al llevar a cabo una prueba de decremento de presión.

La presión en un pozo produciendo a gasto constante en un yacimiento infinito está dada por:

$$p_i - p_{wf} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} [p_D(t_D) + s] \dots\dots\dots 4.70$$

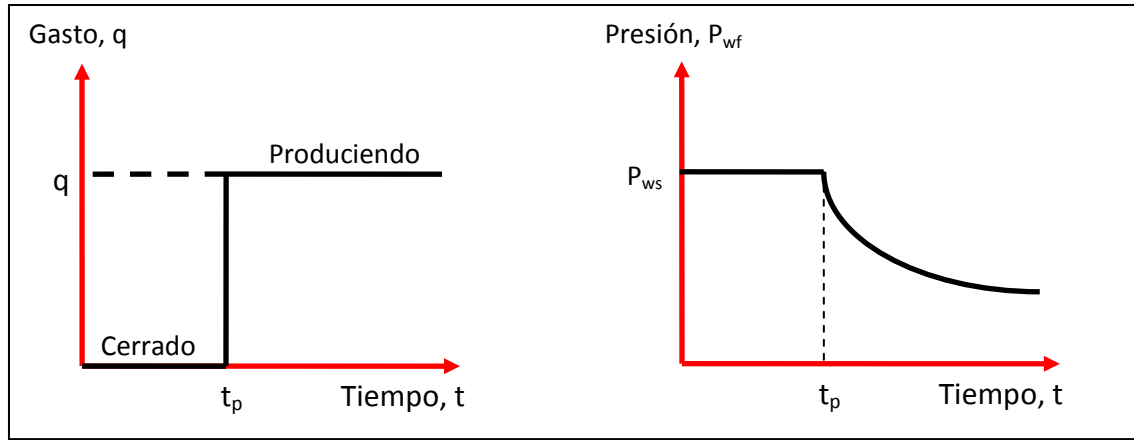


Fig 4.21 Respuesta del gasto y presión a una prueba de decremento de presión

Si el yacimiento se encuentra en p inicial. La presión adimensional en el pozo (= 1) está dada por:

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{t_D}{r_D} \right) + 0.80907 \right] \dots\dots\dots 4.71$$

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\ln(t_D) + 0.80907 \right] \dots\dots\dots 4.72$$

Cuando / > 100 y después de que los efectos del pozo hayan disminuido. El tiempo adimensional esta dado por:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \dots\dots\dots 4.73$$

A partir de las ecuaciones 4.70 a la 4.73 se puede determinar la ecuación de decremento de presión:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6q_o B_o \mu_o}{k_o h} \left[\log t + \log \left(\frac{k_o}{\phi\mu_o c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859s \right] \dots\dots 4.74$$

Donde:

- = presión de fondo fluyendo, [lb/ abs]
- = presión inicial, [lb/ abs]
- = gasto de aceite, [bl/día]
- = factor de volumen del aceite, [bl@ c.y./bl @ c.e.]
- = viscosidad del aceite, [cp]
- = permeabilidad al aceite, [mD]
- h = espesor del intervalo productor, [pies]
- t = tiempo, [hrs]
- Φ = porosidad, [fracción]

- = compresibilidad total, [psi⁻¹]
- = radio del pozo, [pies]
- s = daño total a la formación [adimensional]

La ecuación 4.74 describe una línea recta entre p_{wf} y $\log t$. Agrupando las constantes en la pendiente y la ordenada al origen, tenemos:

$$p_{wf} = m \log t + p_{1Hr} \dots\dots\dots 4.75$$

Teóricamente una gráfica de la presión de fondo contra el logaritmo del tiempo (comúnmente llamada gráfica semilog) debería ser una línea recta con pendiente m y ordenada al origen p_{1Hr} . La figura 4.22 indica que la línea recta aparece después que los efectos del pozo han disminuido; la pendiente de la línea recta en la figura 4.22 y la ordenada al origen podrán ser calculadas gráficamente.

$$m = -\frac{162.6q_o B_o \mu_o}{k_o h} \dots\dots\dots 4.76$$

$$p_{1Hr} = p_i + m \left[\log \left(\frac{k_o}{\phi \mu_o c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859s \right] \dots\dots\dots 4.77$$

GRAFICA SEMILOGARITMICA "CURVA DE DECREMENTO"

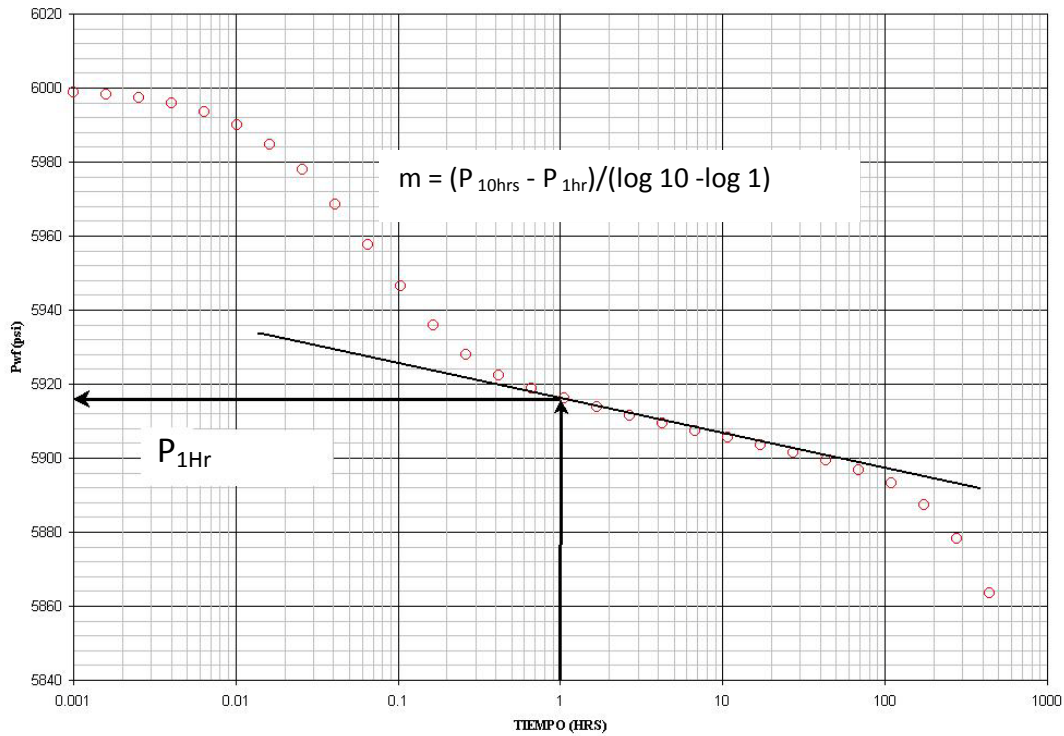


Fig 4.22 Gráfica semilog de datos de decremento de presión para un pozo

Para la obtención gráfica de m , se observa la figura 4.22 la cual indica cómo obtener el dato. Es importante mencionar que si el dato del tiempo $t=1$ hr no entra dentro de la línea recta trazada ya que es parte del efecto del pozo, se tendrá que extrapolar la línea recta a manera de que intersecte con el tiempo $t = 1$ hr para poder encontrar m . Posteriormente para calcular m se toma un ciclo logarítmico para mayor facilidad, en este caso se maneja el ciclo que va de 1 hr- 10 hrs, se leen los valores de la gráfica y se sustituyen en la ecuación 4.78:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \dots\dots\dots 4.78$$

Dónde:

y , es el eje de las presiones

x , es el eje del tiempo

$$k_o = - \frac{162.6q_o B_o \mu_o}{mh} \dots\dots\dots 4.79$$

De esta manera se calcula la pendiente para posteriormente calcular la permeabilidad al aceite con:

Por último, con estos cálculos se puede conocer el daño total a la formación.

$$s = 1.1513 \left[\frac{P_{1Hr} - P_i}{m} - \log \left(\frac{k_o}{\phi \mu_o c_i r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \dots\dots\dots 4.80$$

4.5.2. Prueba de Incremento de Presión

Es probablemente la prueba de presión más común y usada dentro de la industria petrolera. A diferencia de la prueba de decremento, en esta prueba el pozo se encuentra produciendo a gasto constante ($q = cte$) durante un intervalo de tiempo largo tal que la presión se encuentre estabilizada. Posteriormente, se cierra el pozo. Este proceso causa que la presión en el pozo se incremente debido a la presión ejercida por el yacimiento por la aportación de los fluidos hacia el pozo.

La figura 4.23 muestra el comportamiento del gasto y la presión en una prueba ideal de incremento de presión. En esta figura t_p es el tiempo de producción a gasto constante y Δt es el tiempo de cierre del pozo. La presión es medida en el momento de cierre del pozo y es registrada como función del tiempo durante el periodo de cierre.

Para cualquier prueba de incremento de presión, las presiones de fondo después de cerrado el pozo, deberán ser expresadas usando el principio de superposición, para un pozo con producción a un gasto q en un intervalo de tiempo t_p y un gasto cero al momento del cierre.

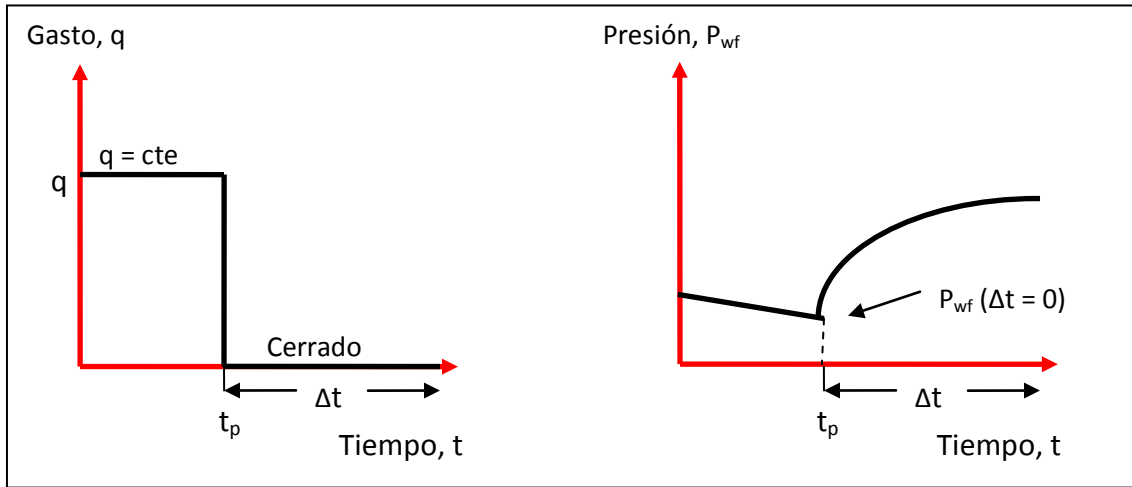


Fig. 4.23 Respuesta del gasto y presión a una prueba de incremento de presión

$$p_{ws} = p_i - \frac{141.2qB\mu}{kh} \left\{ p_D \left[\left(t_p + \Delta t \right)_D \right] - p_D \left(\Delta t_D \right) \right\} \dots\dots\dots 4.81$$

Donde p_D es la función de presión adimensional y t_D es definido por:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \dots\dots\dots 4.82$$

Durante el periodo de yacimiento infinito, después de que los efectos del pozo debido al almacenamiento han disminuido, p_D en la ecuación 4.81 debe de ser remplazada por la aproximación logarítmica de la integral exponencial.

$$p_D = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907) \dots\dots\dots 4.83$$

La ecuación 4.83 aplica cuando $t_D > 100$ que ocurre después de algunos minutos para la mayoría de sistemas no fracturados. Combinando la ecuación 4.82 y 4.83 en 4.81:

$$p_{ws} = p_i - m \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots\dots\dots 4.84$$

La ecuación 4.84 describe una línea recta con ordenada al origen p_i y pendiente $-m$ donde:

$$m = \frac{162.6q_o B_o \mu_o}{k_o h} \dots\dots\dots 4.85$$

La ecuación 4.84 indica en una gráfica vs $\log [(tp + \Delta t)/\Delta t]$ una línea recta con pendiente $-m$, que puede ser utilizada para estimar la permeabilidad relativa al aceite.

$$k_o = -\frac{162.6q_o B_o \mu_o}{mh} \dots\dots\dots 4.86$$

Both Theis y Horner propusieron el estimar la permeabilidad de esta manera. La gráfica vs $\log [(tp + \Delta t)/\Delta t]$ es comúnmente llamada en la industria petrolera gráfica de Horner.

La figura 4.24 es la gráfica de Horner para pruebas de incremento de presión, en la cual se muestra la línea recta que es extrapolada hasta $[(tp + \Delta t)/\Delta t] = 1$ para obtener P_{1hr} . Al igual que con la prueba de decremento de presión, para calcular m podemos tomar un ciclo logarítmico y ocupar la ecuación 4.78 para obtener m y poder calcular la permeabilidad con la ecuación 4.86.

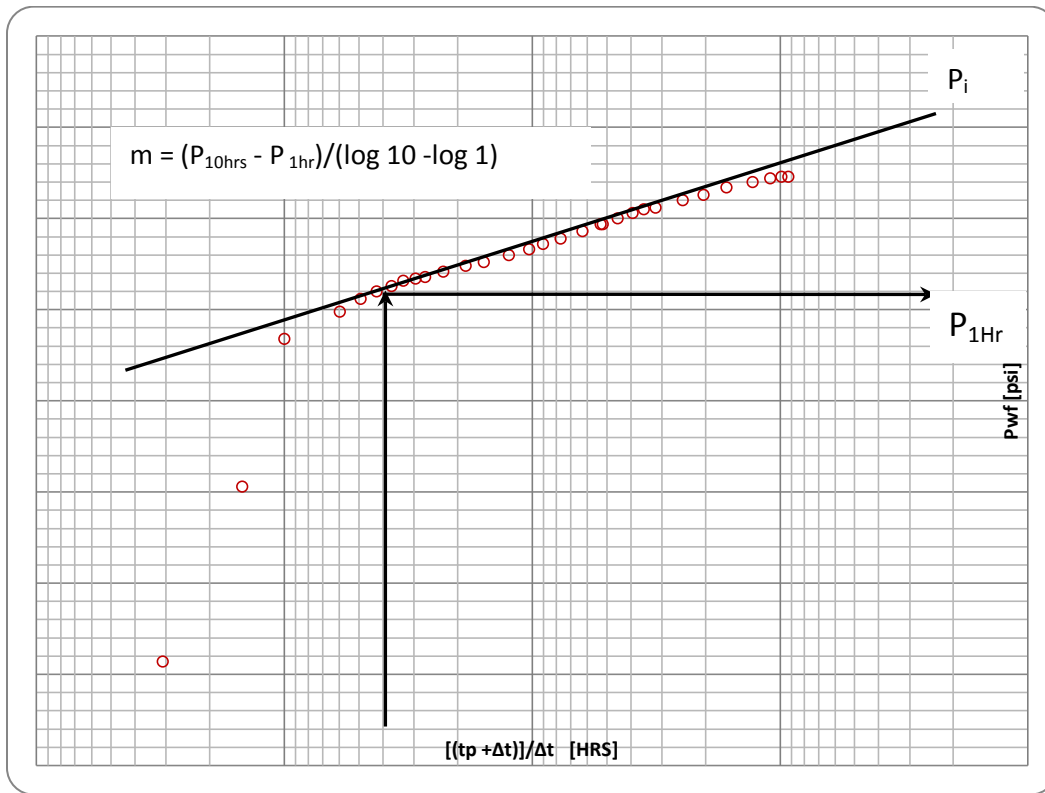


Fig 4.24 Gráfica de Horner para pruebas de incremento de presión para un pozo

La desviación de los datos de la línea recta es debido al efecto de almacenamiento del pozo el cual consiste en que ya cerrado el pozo, el yacimiento sigue aportando fluidos hacia el pozo ya que el cierre se efectúa en superficie.

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1Hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{-m} - \log \left(\frac{k_o}{\phi \mu_o c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \dots\dots\dots 4.87$$

Por último se calcula el daño total en la formación con la siguiente ecuación:

Ejemplo:

Para evaluar la productividad de un pozos, es necesario determinar la permeabilidad y el daño que se tiene en la cara del pozo, para poder realizar una operación subsecuente que pueda ayudarnos aumentar dicha productividad. Se llevo a cabo una prueba de decremento, en un yacimiento de rocas carbonatadas con una terminación en agujero descubierto donde se obtuvieron los siguientes datos:

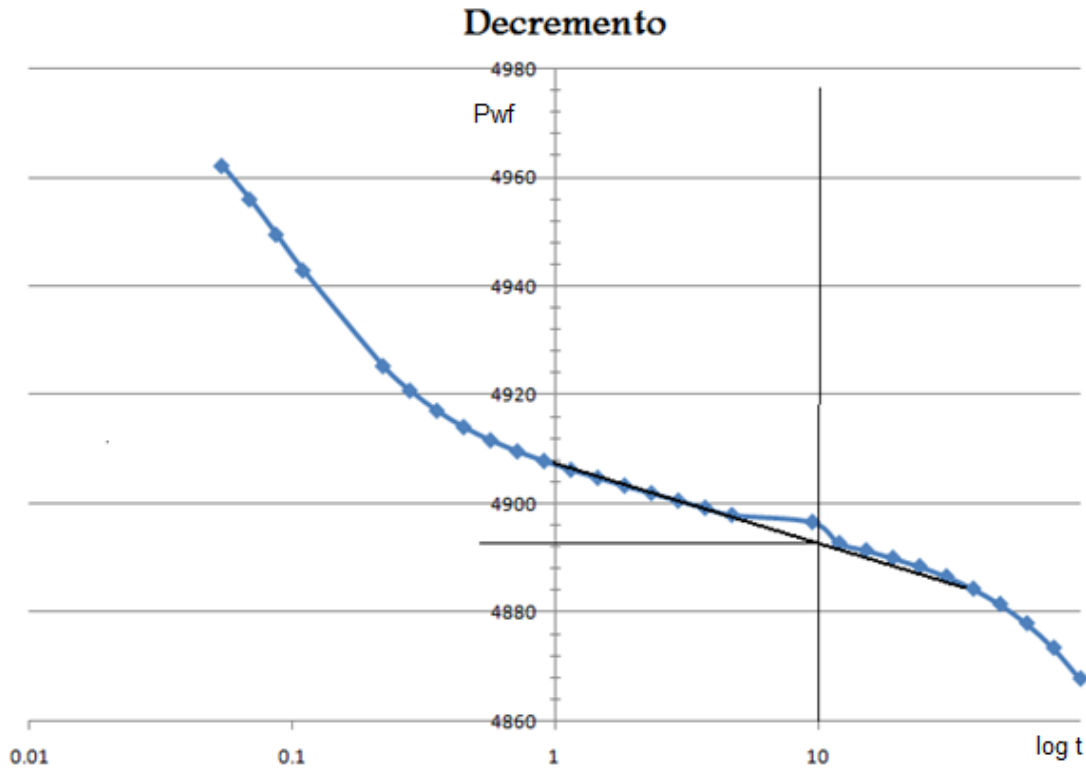
Datos de prueba de decremento.

t (hrs)	[psi]
0.054	4962.2
0.069	4956.03
0.087	4949.55
0.11	4942.97
0.222	4925.34
0.281	4920.83
0.356	4917.12
0.45	4914.12
0.569	4911.68
0.72	4909.64
0.91	4907.87
1.151	4906.26
1.456	4904.77
1.842	4903.33
2.33	4901.94
2.947	4900.58
3.728	4899.24
4.715	4897.93
9.541	4896.64
12.068	4892.76
15.264	4891.43
19.307	4890.03
24.42	4888.47
30.888	4886.62
39.069	4884.36
49.417	4881.54
62.505	4877.99
79.06	4873.49
100	4867.81

Datos del Yacimiento

h (ft)	168
Φ	0.12
(bpd)	5000
μ (cp)	1.5
(psi) ⁻¹	1.70E-05
(bl@CY/bl@CS)	1.2
(pie)	0.1875
(psi)	4998.05
_{1 hr} (psi)	4907.27

Primero graficamos la presión de fondo contra el logaritmo del tiempo de los datos obtenidos durante la prueba.



Posteriormente trazamos una línea de tendencia para poder así obtener la m (pendiente). Una vez que tengamos la línea recta, calculamos la m tomando un ciclo logarítmico a lo que se obtiene Ec. 4.78:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} = -13[\text{psi} / \text{ciclo}]$$

Ya que tenemos el valor de la pendiente, calculamos el valor de la permeabilidad con la Ec. 4.79:

$$k_o = -\frac{162.6q_o B_o \mu_o}{mh}$$

Sustituyendo los datos que teníamos del yacimiento, tenemos que:

$$k_o = -\frac{162.6(5000 \times 1.2 \times 1.5)}{(-13 \times 168)}$$

$$= 670.0549 \text{ [md]}$$

Por último, con estos cálculos podremos conocer el daño total a la formación, utilizando la Ec.4.80:

$$s = 1.1513 \left[\frac{P_{1Hr} - P_i}{m} - \log \left(\frac{k_o}{\phi \mu_o c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

Sustituyendo valores:

$$s = 1.1513 \left[\frac{4907.27 - 4998.05}{-13} - \log \left(\frac{670.0549}{[0.12 \times 1.5 \times 1.7 \times 10^{-5} (0.4895)^2]} \right) + 3.2275 \right]$$

Se tiene que:

$$s = 0.479$$

Por lo tanto el pozo está dañado, donde consideramos que este daño fue causado por las operaciones de perforación y terminación, debido a que es una terminación en agujero descubierto, no tenemos daño por disparos, ni daño por inclinación del pozo y penetración.

Así la caída de presión que nos genera el daño es:

$$\Delta P_s = \frac{q_o B_o \mu_o s}{k_o h} \dots\dots\dots 4.88$$

sustituyendo:

$$\Delta P_s = \frac{5000 \times 1.2 \times 1.5 \times 0.479}{670.0549 \times 168} = 5.409 [psi]$$

4.6. Registros de Flujo

4.6.1. Registro de Temperatura

Se trata de la medición del gradiente de temperatura dentro de un pozo, que se interpreta mediante la localización de anomalías o desviaciones respecto de un gradiente de referencia, que por lo general es el gradiente geotérmico. La herramienta utiliza un termómetro especial el cual arroja lecturas continuas de temperatura.

Su interpretación es cualitativa la mayoría de las veces, aunque también existen técnicas cuantitativas, es de suma importancia ya que el conocimiento de las temperaturas del pozo se requiere para detectar correctamente el movimiento de fluidos, diferenciación entre entradas de gas o líquido, localización de canales y fracturas y evaluación de pozos inyectoros entre otras aplicaciones.

Características y funcionamiento de la herramienta

Las herramientas de temperatura usadas actualmente, están basadas en elementos (por lo general filamentos metálicos) con resistencias que varían con los cambios de temperatura que se tienen a diferentes profundidades. Este elemento de resistencia variable está conectado con un circuito de corriente constante de manera tal que un valor de voltaje proporcional a la temperatura pueda obtenerse. Dicho voltaje controla un oscilador eléctrico, cuya frecuencia se transmite a la superficie, donde nuevamente se convierte a voltaje y se registra.

La precisión absoluta de estos instrumentos no es tan alta, del orden de $\pm 2.5[^\circ\text{C}]$ ($\pm 5[^\circ\text{F}]$), la resolución en cambio sí es buena, generalmente de $0.025[^\circ\text{C}]$ ($\pm 0.05[^\circ\text{F}]$) o incluso más pequeña. Donde la precisión se refiere a la dispersión del conjunto de valores obtenidos de mediciones repetidas de una magnitud. Cuanto menor es la dispersión mayor la precisión. Y la resolución de una imagen indica cuánto detalle puede observarse en esta, tener mayor resolución se traduce en obtener una imagen con más detalle o calidad visual.

Las herramientas de temperatura son normalmente incluidas en una corrida junto con otras herramientas, como de trazadores o molinetes. Los registros de temperatura pueden correrse mientras el pozo está fluyendo o mientras está cerrado, algunas veces el registro se obtiene para diferentes tiempos mientras el pozo está cerrado. El registro se obtiene de forma continua a velocidades de cable de 6 a 9 [m/min] (20 a 30 [pies/min]) y si se hace junto con otras herramientas, el de temperatura deberá ser el primer registro grabado de manera que la temperatura del pozo no se vea afectada por el movimiento de las herramientas. Si el registro se corre de forma ascendente, las anomalías serán mayores y se reducirá la resolución vertical (Hill, 1990).

Generalmente, se tienen dos presentaciones de la temperatura medida, por un lado la curva de "gradiente", la cual corresponde con la temperatura del pozo medida como función de la profundidad y la curva "diferencial". La curva diferencial es un gráfico

continuo que muestra la diferencia en temperatura entre dos distintos puntos verticales en un pozo. La mayoría de estos registros se obtienen derivando la temperatura de la curva gradiente respecto de la profundidad, algunos otros son obtenidos grabando la diferencia en temperatura entre dos sensores verticalmente espaciados. La Figura 4.25 muestra un ejemplo sencillo de una herramienta de temperatura y la Figura 4.26 un ejemplo de cómo es desplegado el registro de temperatura.

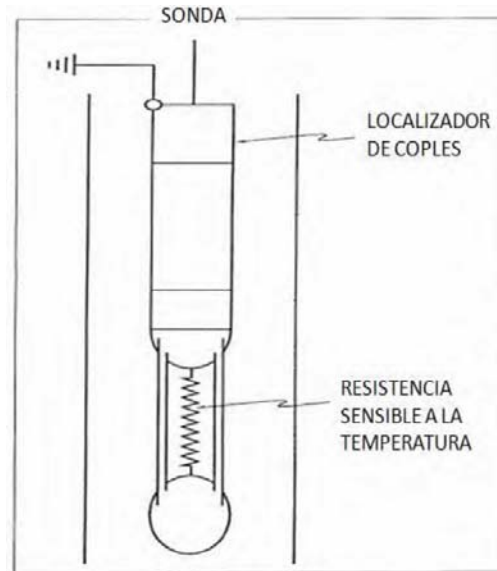


Figura 4.25. Las herramientas de temperatura se basan en elementos resistivos que varían con los cambios de temperatura que se tienen a diferentes profundidades. En la imagen se observa un esquema sencillo de la sonda. (Schlumberger, 1989)

Herramienta diferencial radial

La herramienta de temperatura diferencial radial ("Radial Differential Temperature") mide variaciones laterales de la temperatura alrededor del pozo, tras la tubería de revestimiento. Normalmente se compone de dos sensores, distanciados 180° y situados en dos brazos retráctiles que podrán colocar los sensores pegados a la pared de la T.R., de manera que el movimiento de los fluidos afecte lo menos posible las mediciones.

La Figura 4.27 muestra la geometría del agujero y los puntos en los cuales se mide la temperatura tanto por la herramienta RDT (por sus siglas en inglés) como por la convencional de temperatura. La temperatura diferencial radial es la diferencia entre T_{w2} y T_{w1} , medida a una misma profundidad, en ella, los brazos girarán a una velocidad aproximada de 0.25 revoluciones por minuto. Por otra parte, la herramienta convencional mide T_f , la temperatura de los fluidos dentro del pozo.

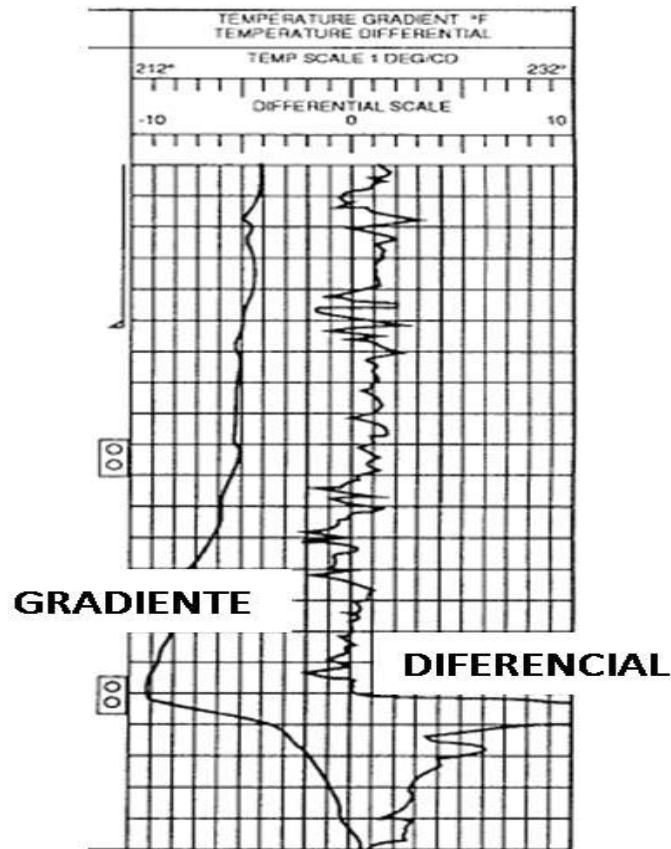


Figura 4.26. Un registro de temperatura despliega dos curvas, la de gradiente en el lado izquierdo y la diferencial por el lado derecho. (Schlumberger, 1989)

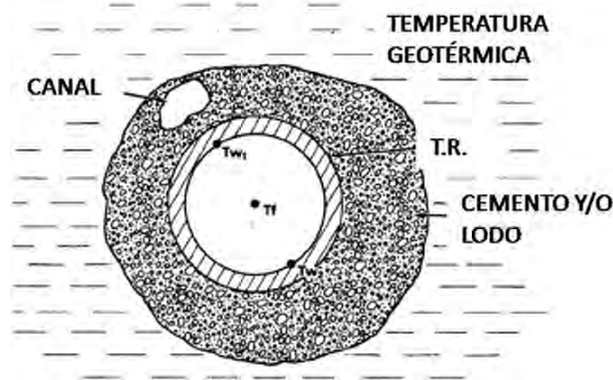


Figura 4.27. Mediciones de temperatura hechas por la herramienta de temperatura radial

Es importante notar que un registro RDT no arroja los mismos resultados que una curva diferencial, discutida previamente. El término diferencial se aplica para diferencias en la temperatura del pozo, T_f , para diferentes profundidades, mientras que la herramienta RDT mostrará diferencias a una misma profundidad.

Interpretación

Aunque el registro de temperatura se puede emplear para un análisis cuantitativo, normalmente su uso general es sólo cualitativo, tanto para caracterizar un pozo productor como uno inyector. A continuación se analizará el tipo de respuesta que se tienen para dos situaciones particulares en un pozo, las entradas de líquido y gas en un punto.

La Figura 4.28 (Smolen, 1996) muestra el perfil de temperatura esperado para una entrada de líquido. Se asume que la formación tiene alta permeabilidad, que la temperatura del líquido entrante es la temperatura del yacimiento y que el líquido se haya a una presión muy por encima de su punto burbuja, y por ende, que no existe gas en solución. Cuando se corre la herramienta por debajo del punto de entrada, el fluido está estático y en equilibrio térmico con la formación circundante, por lo que las mediciones hechas en tal zona, corresponden a la temperatura geotérmica, y dicha sección del registro será la base para la colocación de la línea del perfil geotérmico.

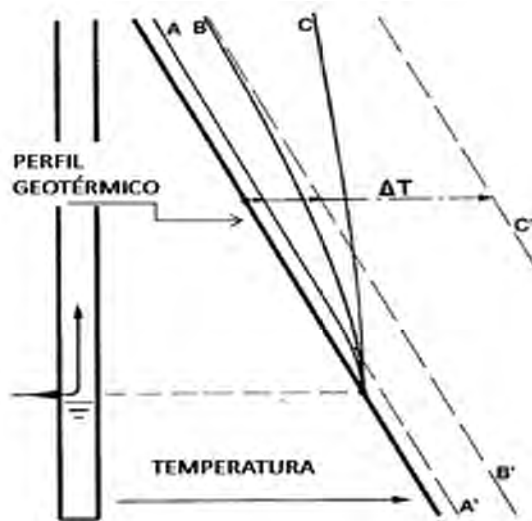


Figura 4.28. Perfil de temperatura para una entrada de líquido. El registro A es el de menor velocidad de flujo, el registro C el de mayor velocidad. (Smolen, 1996)

Se muestran en la figura tres posibles registros por encima del punto de entrada. El registro corresponde a un flujo de baja velocidad. Cuando el fluido entra, comienza a moverse de forma ascendente sin cambios en su temperatura. Luego de recorrer una breve distancia, el líquido comienza a enfriarse, dado que la temperatura geotérmica del rededor ha disminuido. Posteriormente se alcanza una situación de equilibrio y el registro se aproxima de forma asintótica a la línea A', la cual es paralela (aunque alejada a cierta distancia) de la línea del perfil geotérmico. El registro B corresponde a uno con mayor velocidad (respecto del registro A) y, similarmente, se aproxima asintóticamente a la línea B', que es también paralela al perfil, pero se encuentra más alejada de ella que A', esto se

debe a la mayor velocidad que se tiene para B. Finalmente, el registro C es el que presenta la mayor velocidad de los tres y, se aproxima asintóticamente a C'.

La distancia horizontal, Δt , entre el perfil geotérmico y las líneas A', B' y C' es un indicador de velocidad; dicha distancia puede ser expresada de la siguiente forma:

$$\Delta T = \frac{bM}{G(x)} \dots\dots\dots 4.89$$

donde

b: Coeficiente que depende de la conductividad térmica de la formación y sus fluidos

G: Gradiente geotérmico y

M: Gasto másico.

Cuando se trata de gas ingresando al pozo, existe una reducción simultánea de la presión y la temperatura, dando como resultado una anomalía fría que caracteriza la entrada de gas. La Figura 4.29 muestra la respuesta del registro de temperatura ante tres diferentes velocidades de flujo (gastos) y distintas permeabilidades, pero para un mismo cambio de temperatura. En el punto de entrada, cada registro muestra la misma caída de temperatura; si la velocidad es muy baja, el gas se mueve hacia arriba lentamente y tiene suficiente tiempo para calentarse y alcanzar el equilibrio con las formaciones superiores. Este registro de baja velocidad es el denotado con la letra A y tiende a acercarse asintóticamente a A'. El registro B muestra una velocidad de flujo y permeabilidad de formación intermedias, se aproxima de forma asintótica a B'. Por último, el registro C muestra una velocidad alta, en formación de alta permeabilidad acercándose a la línea C' de manera asintótica. En todos los casos, el gas se calienta mientras asciende hasta llegar a la temperatura geotérmica; por encima de ese punto, el gas comienza a enfriarse.

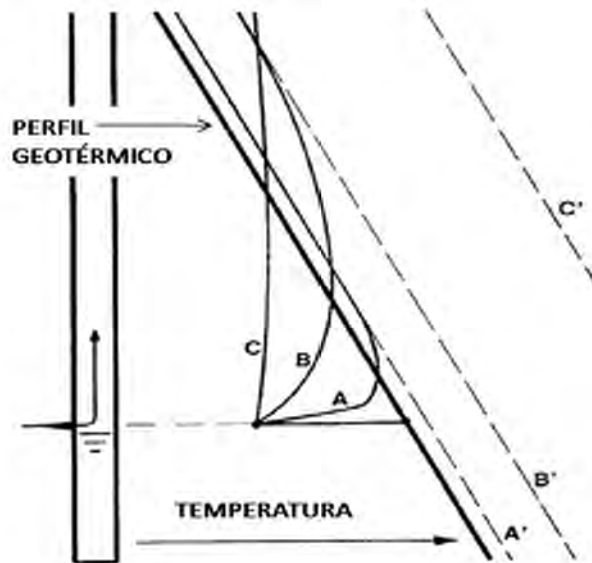


Figura 4.29. Perfil de temperatura para una entrada de gas. El registro A es el de menor velocidad de flujo, el registro C el de mayor velocidad. (Smolen, 1996)

Mientras una entrada de gas se muestra como una anomalía fría, no necesariamente todas las anomalías frías corresponden a entradas de gas. Si un líquido más frío por encima del punto de entrada fluye hacia la entrada a través de un canal tras la tubería, el fluido ingresando al pozo estará a una temperatura más baja que la del perfil geotérmico, figura 4.29.

Registrando la temperatura del líquido a lo largo de su trayectoria notaremos que el líquido entra al canal en el punto A (Figura 4.30) y con una temperatura igual a la de la formación de donde proviene. Conforme el líquido desciende a través del canal, el registro se aproximará a la línea A' la cual es paralela pero de valor menor al perfil geotérmico. Asumiendo que no existen grandes caídas de presión en el punto de entrada, el líquido ingresa al pozo en B, sin cambios de temperatura. Después de eso, el fluido ascenderá, siendo el registro paralelo al perfil geotérmico. El resultado es lo que parecería una anomalía fría en el punto B del registro de temperatura, aunque se tratase de una entrada de líquido y no de gas.

Continuemos considerando la Figura 4.30 para ejemplificar otra situación en la que una anomalía fría no corresponde con una entrada de gas. En C, un nuevo líquido entra con la temperatura del perfil geotérmico y se mezcla con el flujo de mayor temperatura proveniente del inferior. En primera instancia, parecería tenerse una anomalía fría en el registro, cuando en la realidad sólo se trata de un equilibrio térmico entre las dos temperaturas mencionadas.

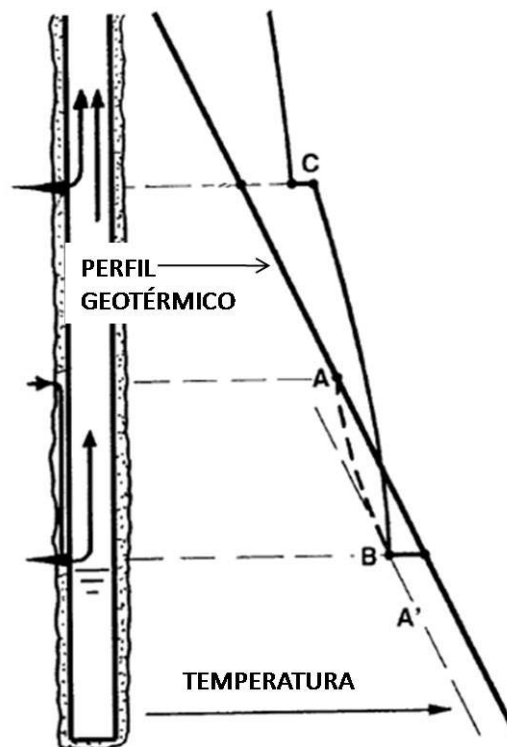


Figura 4.30. No todas las anomalías frías corresponden a una entrada de gas, en el ejemplo, se tiene una entrada líquida proveniente de un canal. (Smolen, 1996)

El registro de temperatura representa una herramienta fundamental en el análisis y diagnóstico de pozos, asimismo, de los problemas más comunes presentados en ellos, por lo que puede utilizarse para desarrollar diversas actividades como son:

- Localización de canales
- Diagnósticos de pozos inyectoros
- Identificación de zonas fracturadas
- Identificación de roturas de tubería
- Localización de la cima del cemento

4.6.2. Molinete

El molinete es un velocímetro tipo hélice que se utiliza para medir la velocidad de los fluidos en el fondo del pozo. Su principio básico de operación consiste en dos partes principales, una rueda provista de un dispositivo mediante el cual el fluido en movimiento la hace girar, y un mecanismo que permite contar o medir el número de vueltas que da esta rueda.

La velocidad de la propela está en función de la velocidad del fluido producido o inyectado, previamente a la operación de esta herramienta se deben realizar varias corridas de calibración, con la finalidad de que la herramienta opere en condiciones óptimas.

Los molinetes pueden clasificarse en dos grandes grupos, los de flujo continuo, y los que emplean empacador, se diferencian en que en los primeros, sólo una fracción del flujo total pasa a través de la herramienta, en los segundos, se obliga a que todo el flujo sea medido.

Los registros arrojan gráficas llamadas perfiles de producción o inyección, según el pozo que se trate. Su correcta interpretación permite determinar el rango del flujo de fluido y las condiciones de cómo éste fluye o es inyectado a través de las perforaciones.

Características y funcionamiento de las herramientas

Medidor de flujo continuo

Este dispositivo mide la velocidad de los fluidos dentro del pozo, con la cual es posible determinar el gasto volumétrico del flujo. Se caracteriza porque sólo una parte del total de los fluidos producidos atraviesa la sección de medición en la herramienta, que se encuentra inmersa en el centro de la columna de fluido, lo cual se logra con el uso de centradores. En uno de los extremos de la flecha, se encuentra adaptado un imán que genera una señal de corriente alterna en una bobina a medida que gira la propela. La frecuencia medida es función de la velocidad de la hélice y ésta, a su vez es función lineal de la velocidad del fluido respecto a la sonda, dicha señal es grabada continuamente contra la profundidad por el equipo en superficie.

La flecha de la hélice es soportada por pivotes de baja fricción que generan una velocidad de propela debida únicamente a la velocidad con la que se baja la herramienta, misma que se conoce como velocidad crítica (2 [rps]). Es de suma utilidad para evaluar cualitativa y cuantitativamente el flujo de los fluidos dentro del pozo, se corre tanto en pozos inyectoros como productores, ya sea a través de la tubería de ademe o de producción. Se trata de los medidores de flujo más empleados y podemos clasificarlos en dos tipos (Smolen, 1996), los de diámetro pequeño y los de diámetro total ("full bore").

Los molinetes de flujo continuo y diámetro pequeño están por lo general hechos de plástico o de algún metal ligero, y están montados en baleros que evitan la fricción. Son útiles para mediciones de flujo en T.R. y T.P., en ellos la hélice puede ubicarse dentro de la herramienta o al final de la misma. Se deben correr invariablemente, de forma centralizada.

Introducido en los años setenta, el medidor de diámetro total ofrece una mejor velocidad de flujo media que los medidores de diámetro pequeño. Se trata de un molinete que posee aspas retráctiles las cuales se comprimen al ingresar al pozo y atravesar la tubería de producción (y otras restricciones), posteriormente la herramienta se abre para abarcar prácticamente todo el diámetro (75%) de la tubería de revestimiento (o zona de agujero abierto); de esta forma, una mayor fracción de flujo se puede medir. La fig. 4.31 ejemplifica las dos herramientas.

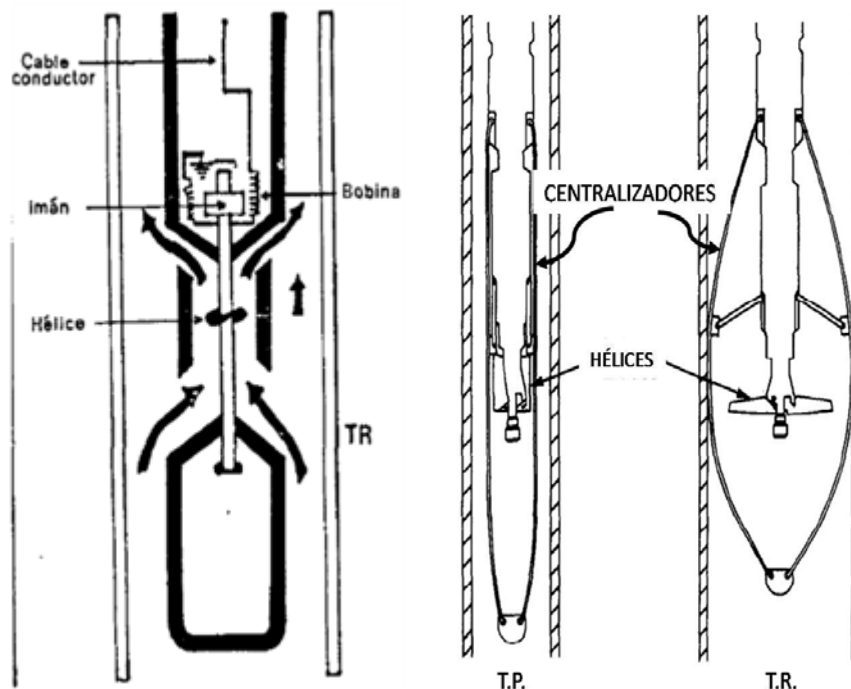


Figura 4.31 (izq.) Medidor de flujo continuo y diámetro pequeño. (Tomado de Ortega, 1999)(der.) Medidor de flujo continuo y diámetro total. (Schlumberger, 1989)

Medidor con obturador (empacador)

Los molinetes con empacador (“diverter flowmeters”) son dispositivos empleados para medir la velocidad de los fluidos en pozos productores o inyectores en los cuales, no es sólo una fracción de fluido la que circula por los medidores, como en el caso de los molinetes de flujo continuo, sino que el total es desviado y obligado a pasar a través de la hélice. Diversas técnicas para lograr esto han sido empleadas, una de las primeras se trató del molinete con empacador sencillo (“packer flowmeter”), que empleaba un empacador de hule que sellaba contra las paredes del pozo, al inflarse con los mismos fluidos dentro del pozo; sin embargo, presentaban diversas dificultades operacionales, como el que los obturadores tendieran a dañarse durante su recorrido a través de la tubería.

Surgió entonces el molinete con empacador inflable, que básicamente ofrecía la misma respuesta deseable de su antecesor, pero sin las deficiencias operativas. Esta herramienta consta principalmente de una jaula retráctil que contiene un anillo empacador, la jaula cerrada es llevada a través de la T.P. (y otras restricciones) y, al llegar a la T.R. se abre, permitiendo que el anillo selle contra la pared del agujero conduciendo el gasto total hacia la sección de medición. En esta sección se tiene una hélice o propela cuyo eje gira sobre pivotes de baja fricción. En el extremo de este eje se encuentra acoplado un pequeño imán, el cual genera una corriente en una bobina al ser movida la propela por el flujo. La frecuencia de la señal generada en la bobina es medida y graficada.

Este tipo de medidores son corridos estáticamente a las diferentes profundidades de interés; la jaula que contiene el obturador es retraída y movida de una a otra posición para realizar la medición. En la Figura 4.32 vemos un ejemplo.

Los molinetes de medición continua tienen buen resultado en flujo monofásico y altos gastos, los de caudal total ofrecen buen resultado en flujo multifásico a altos y bajos gastos, al igual que los que emplean obturador anular, sólo que los primeros presentan buena respuesta para un mayor rango de viscosidades.

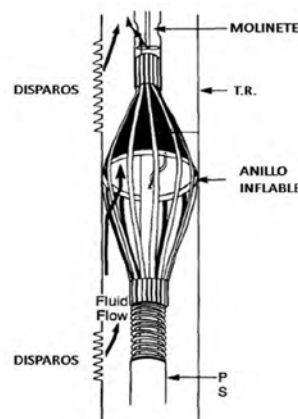


Fig. 4.32 Medidor con empacador (Schlumberger, 1989)

Operaciones del molinete.

Al correr la herramienta de molinete, se deben tener en consideración ciertos lineamientos que permitan obtener información verdaderamente útil. Debe verificarse el correcto funcionamiento de la herramienta antes de la corrida y que las condiciones de pozo para emplear el molinete, sean las adecuadas. Otras de las observaciones pertinentes son:

- **Fricción.** Hay que revisar que el molinete gire libremente ya que la fricción provoca una no-linealidad en la respuesta de la herramienta. Los molinetes de flujo continuo están suspendidos sobre baleros, los cuales deben estar ajustados de manera tal que las aspas del molinete giren con la menor fricción posible. Los baleros deben revisarse frecuentemente, para asegurar que no están sucios ni rotos.
- **Electrónica en superficie.** Se hace girar la hélice en superficie y se observa la respuesta, la cual debe ser lógica. Algunos molinetes pueden girar en ambos sentidos de las manecillas del reloj, obteniéndose una respuesta positiva en un sentido y negativa en el otro, se debe tener cuidado en este punto y corroborar que se está teniendo la respuesta correcta para cada caso.

El Ingeniero de campo debe decidir antes de correr el registro si las condiciones del pozo son tales que es posible obtener una medición verdaderamente útil, entre las consideraciones que se toman en cuenta son:

- **Gasto constante.** Mientras el molinete es corrido, es necesario se mantenga tanto como sea posible un gasto constante. Es importante verificar la estabilidad de las condiciones del pozo durante la corrida, mediante unas cuantas repeticiones de la medición justo en la parte más alta del pozo, arriba de todos los disparos.
- **Gasto necesario.** Es necesario que el gasto deba ser suficientemente alto, debido a que a bajos gastos la respuesta del molinete puede ser no lineal y por tanto, no fácilmente interpretado. Cuando se mueve la herramienta y al mismo tiempo se realizan mediciones, la velocidad del fluido debe ser considerablemente mayor comparada con la velocidad de la herramienta, para proveer una resolución razonable.
- **Diámetro del pozo.** La interpretación del registro de molinete se basa en el supuesto de que el diámetro del pozo es constante, por lo que si se corre en pozos a agujero descubierto o con ciertas irregularidades propias de la terminación, es indispensable correr también, un “caliper” (calibrador, registro para conocer el diámetro del pozo a diferentes profundidades).
- **Producción de arena.** Cuando el molinete se emplea en pozos de una sola fase, como pozos inyectores o productores de gas, se debe tener una circulación libre de partículas que puedan atascar los baleros.

Cuando se emplea el molinete, siempre se deben incluir centralizadores en toda la corrida, para así obtener la mejor respuesta. Si se realiza la operación de manera

dinámica, es decir, las mediciones se obtienen con la herramienta en movimiento, es importante que la velocidad del cable sea constante; aunque también se debe procurar realizar diferentes mediciones a diferentes velocidades, de forma ascendente y descendente

Es conveniente hacer unas cuantas mediciones justo encima de todos los disparos, para checar la estabilidad del gasto del pozo. Si estas mediciones realizadas con una misma velocidad de cable varían significativamente, o la herramienta no está funcionando adecuadamente o las condiciones del pozo son inestables. En ambos casos, el registro no proporcionará un adecuado perfil de flujo.

4.6.3. Trazadores Radioactivos

Las técnicas con trazadores radioactivos son usualmente empleadas para monitorear el flujo dentro del pozo, mediante la detección de materiales radioactivos (trazadores) que son liberados por la herramienta dentro del flujo del pozo. Son técnicas cuantitativas y efectivas, principalmente para flujos monofásicos.

Se emplean dentro de los registros de producción para la medición del perfil de inyección (o producción) de manera cuantitativa, para localización de canales tras la tubería o para localizar ciertos materiales o equipo dentro del pozo.

Las herramientas se componen de un inyector del material radioactivo y detectores del mismo; el material inyectado pasa a través de los detectores y a partir de la velocidad que le tome ir de un punto a otro puede obtenerse el gasto, siempre que se conozcan otros parámetros como el diámetro del pozo.

Existen dos métodos comúnmente empleados que implican trazadores radioactivos, el de pérdida ("tracer-loss log") y el de velocidad de disparo ("velocity shot log"). En los métodos de pérdida, un bache con un solo trazador es inyectado al pozo por encima de todas las zonas de pérdida de fluido. La concentración del trazador es entonces medida como función de la profundidad, utilizando un detector de rayos gamma de manera repetida mientras el bache radioactivo se mueve hacia el fondo del pozo. Los de pérdida, fueran técnicas desarrolladas para terminaciones en agujero descubierto, con diámetros de pozo irregulares. El método de velocidad de disparo consiste en medir el tiempo de tránsito que le toma a un bache pasar de un punto a otro; estas mediciones son repetidas a diferentes puntos dentro del pozo.

Existen dos métodos comúnmente empleados que implican trazadores radioactivos, el de pérdida ("tracer-loss log") y el de velocidad de disparo ("velocity shot log"). En los métodos de pérdida, un bache con un solo trazador es inyectado al pozo por encima de todas las zonas de pérdida de fluido. La concentración del trazador es entonces medida como función de la profundidad, utilizando un detector de rayos gamma de manera repetida mientras el bache radioactivo se mueve hacia el fondo del pozo. Los de pérdida, fueran técnicas desarrolladas para terminaciones en agujero descubierto, con diámetros de pozo irregulares. El método de velocidad de disparo consiste en medir el tiempo de tránsito que

le toma a un bache pasar de un punto a otro; estas mediciones son repetidas a diferentes puntos dentro del pozo.

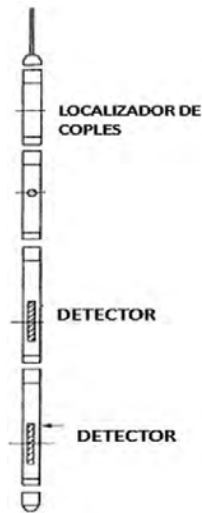


Figura 4.33 Configuración básica de una herramienta de trazadores radioactivos. (molen, 1996)

Registro tracer-loss

Un registro de pérdida de trazadores comienza cuando se obtiene una línea base de intensidad de rayos gamma, registrada en el pozo antes de que sea inyectado cualquier elemento. La línea base se caracteriza por mostrar alta sensibilidad, de manera tal que ayude a evaluar el movimiento de los trazadores tras la tubería. Aunque sus niveles de rayos gamma son mucho menores comparados con los niveles medidos en el bache radioactivo, la línea base debe ser restada de las mediciones siguientes. Luego de obtener el registro de línea base, se inyecta al pozo un bache de algún elemento radioactivo por encima de todas las zonas de salida de fluidos (como zonas perforadas y de inyección). Idealmente, el trazador debe ser inyectado al pozo 6 o 9 [m] (20 a 30 [ft]) por debajo del final de la T.P. y, una distancia similar por encima del primer intervalo disparado; luego de esto, el operador deberá mover la herramienta rápidamente hacia arriba y hacia abajo, tratando de mezclar por completo el trazador con el fluido del pozo. El registro se corre con la herramienta por debajo del bache y la intensidad de rayos gamma se mide, es importante que esta primer medición se realice antes de que el trazador alcance una salida de fluido. Si hay la suficiente distancia entre el final de la T.P. y el disparo más alto, es útil realizar varios pasos por el trazador antes de que éste alcance los intervalos disparados, pues esto cuantificará la precisión de la respuesta de la herramienta, en la parte de máximo flujo del pozo, donde una medición exacta es muy importante, porque esta primer respuesta es usada como punto de referencia durante la interpretación.

El resto de la adquisición consiste en bajar la herramienta repetidamente y medir la intensidad de los rayos gamma presentes. Estas mediciones son hechas tan rápido

como sea posible para mejorar la resolución. La corrida continúa hasta que el bache ha dejado de moverse o ya no puede detectarse. El registro que se obtendrá consistirá de una serie de gráficos de la intensidad de rayos gamma contra la profundidad y el tiempo al que cada pico (concentración) fue grabado (Figura 4.34); el bache radioactivo disminuye en intensidad, se dispersa en extensión y reduce su velocidad conforme desciende en el pozo.

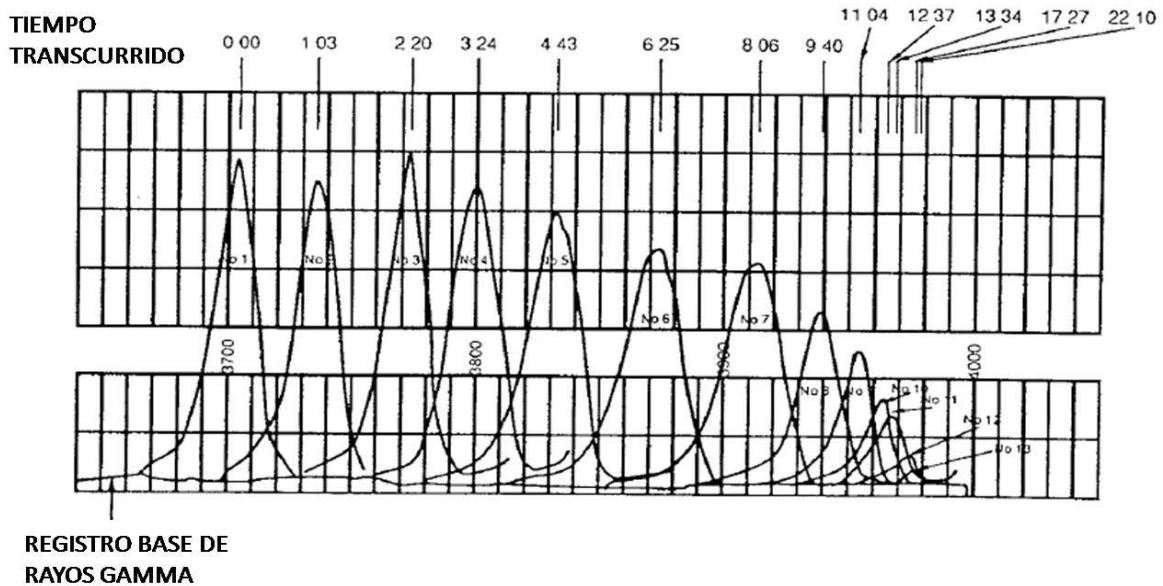


Figura 4.34. Registro de pérdida de trazadores. (Hill, 1990)

Dado el movimiento de la herramienta el bache tiende a dispersarse, lo que vuelve el número de pasos posibles, limitado, normalmente 15. Así, en un pozo con un intervalo de inyección, la herramienta puede ser movida a una velocidad menor para obtener datos sobre toda la zona antes de que el trazador se haya dispersado. En cualquier caso, los pasos debería hacerse con velocidades altas de cable, para minimizar la distorsión del bache causada por el movimiento de la herramienta.

Registro velocidad de disparo

En un registro de velocidad de disparo ("velocity-shot logging") una pequeña cantidad ("shot") de un trazador es inyectado, y se mide el tiempo requerido para que el trazador viaje entre dos puntos. En la mayoría de los casos, el tiempo de tránsito medido es el tiempo de viaje entre dos detectores de rayos gamma que envían señales de intensidad de rayos gamma conforme el trazador se mueve sobre ellos. La Figura 4.35 muestra una respuesta típica de dos detectores. Algunas variaciones del método involucran un solo detector pero se tratan de métodos menos precisos.

Una variación más consiste en el método Ford, un análisis de bache regulado (“timed-slug analysis”). En esta técnica, un bache se inyecta en la parte superior del pozo; el bache se registra repetidamente conforme desciende en el pozo, midiéndose el tiempo de viaje del bache. A partir de dicho tiempo de viaje se calculan las velocidades del fluido. Este método se realiza normalmente como parte de un registro de pérdida, midiendo el tiempo al que cada pico es registrado mientras se hace la corrida.

Por lo general, es deseable emplear la menor distancia posible entre detectores, permitiendo un suficiente tiempo de viaje entre ellos para una medición precisa en la parte de más alto gasto en el pozo. Cuanto más pequeña sea la distancia entre detectores, mejor será la resolución del registro. Suelen emplearse separaciones de 0.3 a 6.1 [m] (1 a 20 [ft]).

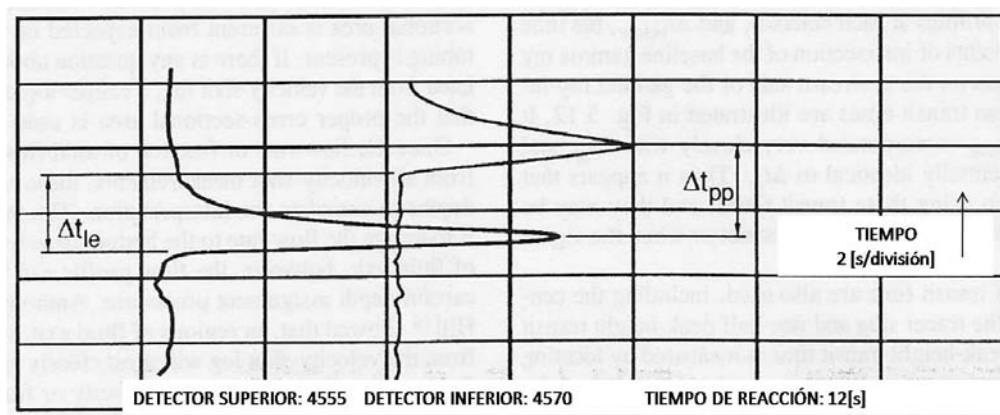


Figura 4.35. Respuesta típica en el registro de velocidad de disparo. (Hill, 1990)

Registro de dos pulsos

En la técnica trazadora de dos pulsos (“two-pulse tracer”), se inyectan dos baches radioactivos a una cierta distancia, encima de todas las salidas de fluido, ya sea empleando dos inyectoros o mediante una inyección secuencial de dos baches y registrando a través de los baches con un detector de rayos gamma para determinar el espaciamiento inicial entre los pulsos. Se corre en la misma manera que un registro tracer-loss. La distancia entre los picos de los pulsos es medida como función de la profundidad, conforme se mueven hacia abajo del pozo, registrando repetidamente a través de los pulsos, con un detector de rayos gamma. El gasto volumétrico en cualquier punto en el pozo, q_i , está ligado al espaciamiento entre baches, L_i , por:

$$\frac{q_i}{q_0} = \frac{A_{wi} L_i}{A_{w0} L_0} \dots\dots\dots 4.90$$

donde Q y L_0 son respectivamente, el gasto volumétrico y el espaciado inicial entre baches, por encima de cualquier salida de fluido; y Q_1 y L_1 corresponden al área transversal del pozo en los dos diferentes puntos de medición. Un registro hipotético y su consecuente perfil interpretado empleando este método, se muestran en la Figura 4.36. El método de dos pulsos puede verse como una manera de medir rápidamente el perfil de flujo, de forma más precisa que con el registro de pérdida. Además, es mucho menos sensible que otros métodos a cambios en la geometría del pozo.

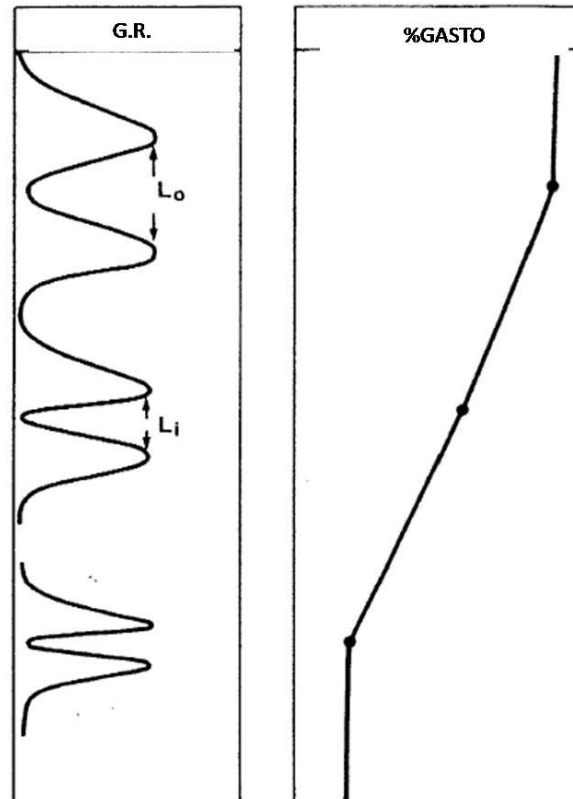


Figura 4.36. Registro de dos pulsos. (Hill, 1990)

4.7. Efecto del Área de Flujo en la Productividad de un Pozo

La productividad de un pozo se analiza a partir de una prueba de presión ya que con ella podemos obtener datos como la permeabilidad efectiva al aceite y el daño total al pozo, pero existe también otro factor muy importante que afecta de manera considerable la productividad del pozo el cual es, el área de flujo. Para saber la importancia de este factor se ha desarrollado un ejemplo que explicara de manera ilustrativa lo que causa una disminución o un incremento en el área de flujo.

Ejemplo

Con los datos siguientes que fueron tomados en un yacimiento de rocas carbonatadas con una terminación en agujero descubierto y un acuífero activo con un fuerte empuje de agua, calcular el gasto que pasaría por un liner ranurado y una tubería disparada. Comparar los gastos calculados para las tres terminaciones diferentes y anotar las observaciones.

Se tiene que el diámetro del liner ranurado y disparado es el diámetro del pozo $DO = 4.5''$, el área de pasaje lateral $C = 6\%$, el rango de disparos = 8 disparos/pie con un diámetro de $0.5''$ por disparo.

h (ft)	168
k (md)	670.0549
(bpd)	5000
(cp)	1.5
(bl@CY/bl@CS)	1.2
(pie)	0.1875
(psi)	4998.05
(psi)	4907.27

Partiendo de la ley de Darcy para flujo radial, fluido incompresible en régimen estacionario Ec. 4.10:

$$q_o = \frac{0.00708kh(p_{ws} - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Despejando el radio de drene para poder calcularlo para la terminación en agujero descubierto

$$q_o = \frac{0.00708kh(p_{ws} - p_{wf})}{\mu_o B_o (\ln r_e - \ln r_w)}$$

$$\ln r_e - \ln r_w = \frac{0.00708kh(p_{ws} - p_{wf})}{\mu_o B_o q_o}$$

$$\ln r_e = \frac{0.00708kh(p_{ws} - p_{wf})}{\mu_o B_o q_o} + \ln r_w$$

Sustituyendo datos:

$$\ln r_e = \frac{0.00708 \times 670.0549 \times 168(4998.05 - 4907.27)}{1.5 \times 1.2 \times 5000} + \ln 0.1875$$

$$\ln r_e = 6.3845$$

$$r_e = e^{6.3845}$$

$$r_e = 592.58[\text{pies}]$$

Calculo del gasto de aceite con tubería ranurada:

Como el área de flujo con agujero descubierto es el área del pozo que atraviesa el yacimiento afectada por la porosidad:

$$A_{\text{flujo}} = 2\pi r_w h \phi$$

donde:

= Radio del pozo	[pies]
h = Espesor del intervalo productor,	[pies]
ϕ = porosidad,	[Fracción]
= Área de flujo,	[]

Y con tubería ranurada, el área de flujo será el área ranurada de la tubería:

$$A_{\text{Ranuras}} = \frac{N_{TR} LW}{144}$$

donde:

L = Longitud de las ranuras,	[pg]
W = Ancho de las ranuras,	[pg]
= Número total de ranuras,	[Adimensional]
= Área total de ranuras,	[]

Por lo tanto:

$$A_{\text{flujos}} = A_{\text{Ranuras}}$$

$$2\pi r_w h \phi = \frac{N_{TR} LW}{144}$$

Despejando h para obtener un espesor equivalente:

$$h_{eq} = \frac{N_{TR} LW}{288\pi r_w \phi}$$

Donde:

$$N_{TR} = \frac{12\pi(OD)(C)h}{100WL}$$

Sustituyendo en :

$$h_{eq} = \frac{(4.1667 \times 10^{-4})(OD)Ch}{r_w \phi}$$

OD = diámetro del liner,	[pg]
C = área del pasaje lateral,	[%]
h = espesor del yacimiento,	[pies]
= radio del pozo,	[pies]
ϕ = porosidad,	[fracción]
= espesor equivalente,	[pies]

Sustituyendo en la ecuación de Darcy:

$$q_o = \frac{(2.95 \times 10^{-6})k(OD)Ch(p_{ws} - p_{wf})}{r_w \phi \mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

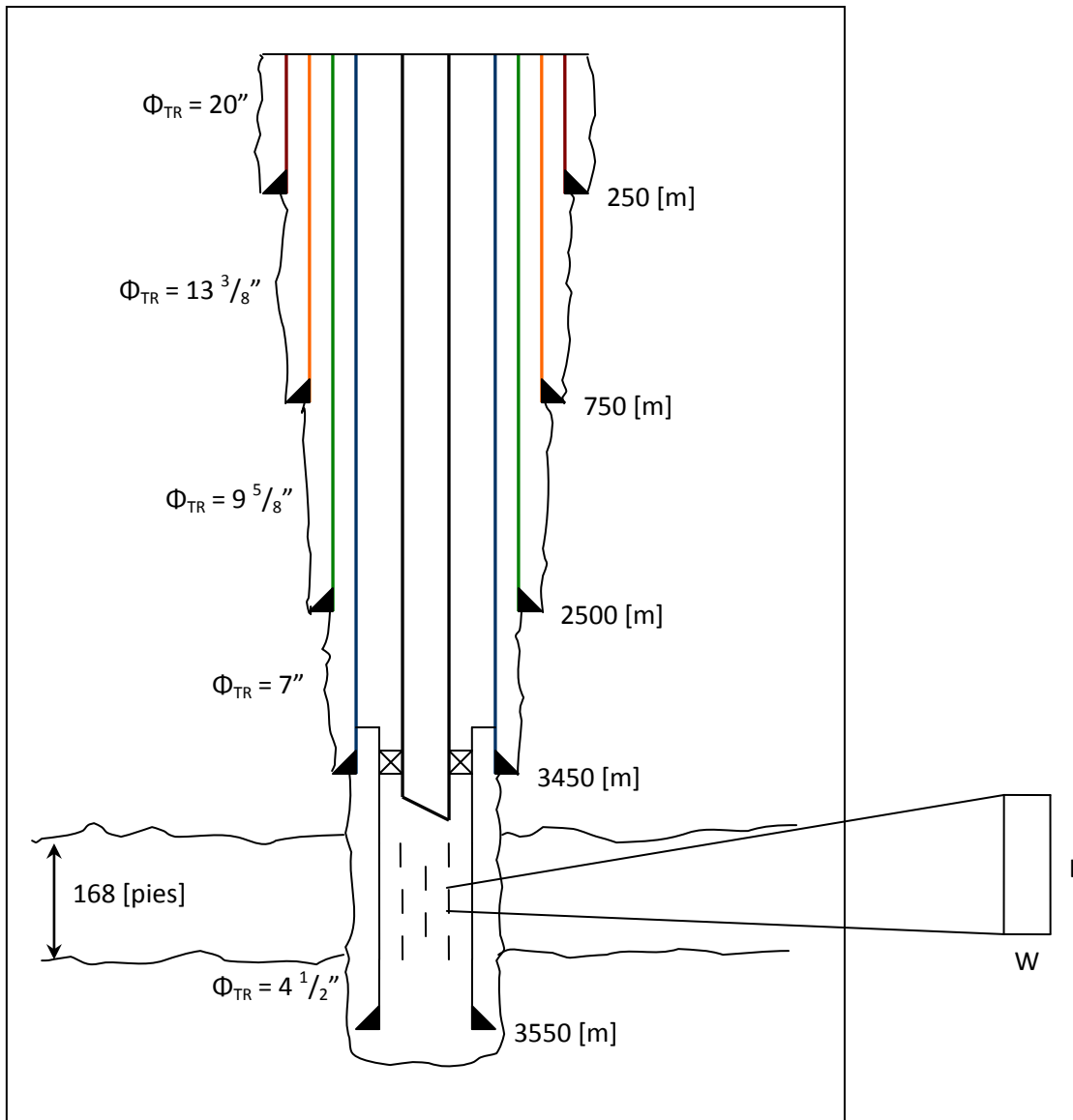


Figura 4.37. Estado mecánico del pozo con liner ranurado

Sustituyendo datos:

$$q_o = \frac{(2.95 \times 10^{-6}) \times 670.0549 \times 4.5 \times 6 \times 168 (4998.05 - 4907.27)}{0.12 \times 0.1875 \times 1.5 \times 1.2 \times \ln\left(\frac{592.58}{0.1875}\right)}$$

$$q_o = 2498.89 [bpd]$$

Calculando el gasto con tubería disparada:

Como el área de flujo con agujero descubierto es el área del pozo que atraviesa el yacimiento afectada por la porosidad:

$$A_{\text{flujo}} = 2\pi r_w h \phi$$

Y con tubería disparada, el área de flujo será el área disparada de la tubería:

$$A_{\text{Disparos}} = N_D \pi r_D^2$$

Donde:

= número de disparos,	[adimensional]
= es el radio de disparos,	[pies]
= Área total disparada,	[]

Por lo tanto:

$$A_{\text{flujo}} = A_{\text{Disparos}}$$

$$2\pi r_w h \phi = N_D \pi r_D^2$$

Despejando h para obtener un espesor equivalente:

$$h_{eq} = \frac{N_D r_D^2}{2r_w \phi}$$

Donde:

$$N_D = R_D \ell$$

Sustituyendo en h :

$$h_{eq} = \frac{R_D \ell r_D^2}{2r_w \phi}$$

ℓ = espesor del yacimiento,	[pies]
= radio del pozo,	[pies]
ϕ = porosidad,	[fracción]
= radio de los disparos,	[pies]
= densidad de disparos,	[disparos/pies]
= espesor equivalente,	[pies]

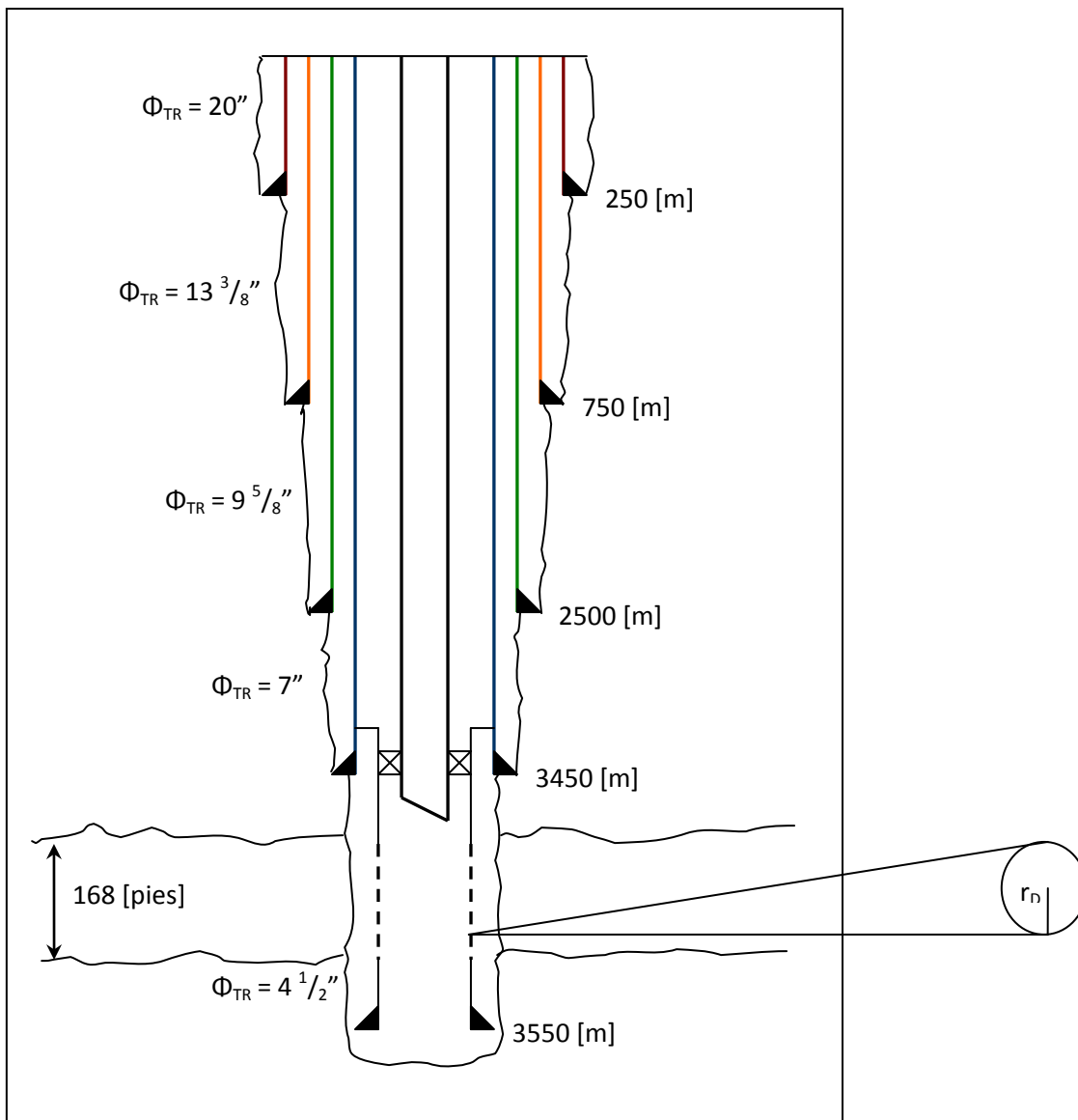


Figura 4.38. Estado mecánico del pozo con tubería disparada

Sustituyendo en la ecuación de Darcy:

$$q_o = \frac{(3.54 \times 10^{-3}) k R_D \ell r_D^2 (p_{ws} - p_{wf})}{r_w \phi \mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

Sustituyendo datos:

$$q_o = \frac{(3.54 \times 10^{-3}) \times 670.0549 \times 8 \times 168 \times (0.0208)^2 (4998.05 - 4907.27)}{0.12 \times 0.1875 \times 1.5 \times 1.2 \times \ln \left(\frac{592.58}{0.1875} \right)}$$

$$q_o = 385.25[bpd]$$

Resultados

en agujero descubierto = 5000 [bpd]

en liner ranurado = 2499 [bpd]

en tubería disparada = 385 [bpd]

Observaciones

Como era de esperarse a mayor área de flujo mayor producción, por tal motivo la mayor producción fue la terminación en agujero descubierto seguido de la terminación con liner ranurado y por último la tubería disparada.

Aunque la mayor producción fue la terminación en agujero descubierto, la productividad de un pozo no solo se evalúa con el área de flujo, intervienen también otros factores como el abatimiento de presión y el efecto de daño, y puede ser que esta terminación no sea la más efectiva para este tipo de yacimiento, ya que hay un acuífero muy activo lo que puede provocar problemas de conificación y grandes producciones de agua, lo que implicaría un mayor costo en el campo porque se necesitarían eliminadores de agua para poder separar de la producción el agua y también podría provocar el cierre prematuro del pozo. Por tales motivos siempre hay que hacer un estudio detallado del yacimiento antes de concluir que terminación será la más eficiente aunque no sea la de mayor productividad.

4.8. Análisis de la Productividad en Pozos de Aceite y Gas Disuelto en Formaciones Carbonatadas para Diferentes Terminaciones

A continuación se presenta el análisis de las diferentes terminaciones de pozos, donde el objetivo es observar cual terminación es la más conveniente para tener mayor productividad, considerando que las características de la formación y los fluidos contenidos en está son similares para cada una de las terminaciones. Así se podrá determinar cuál terminación es la más conveniente para este tipo de yacimientos (en función de la productividad), y que pueda ayudar a optimizar la producción de los pozos implementando el tipo de terminación con mejores resultados en los yacimientos carbonatados.

Sean los pozos CU-2, Puma-11 y Ing-41 ubicados dentro de los campos “CU”, “Puma” y “Ingeniería” respectivamente, pertenecientes al activo de Explotación Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste, en el estado de Tabasco, en tirantes de agua entre 30 y 50 metros.

En los tres campos las rocas almacenadoras son carbonatos dolomitizados del Jurásico Superior Kimmeridgiano (en adelante JSK), dentro de trampas de tipo estructural. Los yacimientos son de aceite superligero con densidades API que varía entre 36 y 41 grados.

El espaciamiento promedio entre pozos es de 500 m.

Trampa

Las trampas de los campos “CU” y “Puma” son de tipo combinada, en donde se conjugan aspectos estructurales con cambios litológicos. Estos últimos debidos a que la roca almacenadora que es una dolomía mesocristalina, con sombras de ooide, en su origen fue una caliza oolítica depositada en ambientes de alta energía, en una plataforma interna y cuya distribución varía lateralmente por cambios de facies. El aspecto estructural está dominado por la tectónica salina en combinación con el evento compresivo Chiapaneco.

La trampa en el campo “Ingeniería” es una estructura de edad JSK que se encuentra bajo régimen de compresión, formando una estructura anticlinal alargada, de eje principal NW 40° SE. De dimensión aproximada de 6 km de largo por 4.5 km de ancho, y limitada hacia los flancos por fallamiento inverso paralelos al eje de la estructura.

Roca Generadora

La roca generadora para todos estos campos, está constituida por rocas carbonatadas arcillosas y bituminosas, además de lutitas bituminosas del JST con alto contenido de materia orgánica, características de un medio de cuenca profunda y de condiciones anóxicas. Su espesor promedio es de 200 m.

Sello

En los tres campos la roca sello que conforma la trampa está constituida por lutitas bituminosas y calizas arcillosas bituminosas en la cima, y por lutitas calcáreas, bentoníticas, limolíticas, con sal en la base.

Yacimiento

El yacimiento en el campo “CU” está constituido por rocas carbonatadas representadas por dolomías, intercaladas con dolomías microcristalinas arcillosas. La porosidad promedio estimada es del 9% y la saturación del agua es del 26%. El yacimiento tiene un espesor neto impregnado de hidrocarburos de 180 m, con presión original de 9,513 psia. La permeabilidad tiene un rango entre 300 y 500 md, que ha sido determinado mediante pruebas de variación de presión-producción.

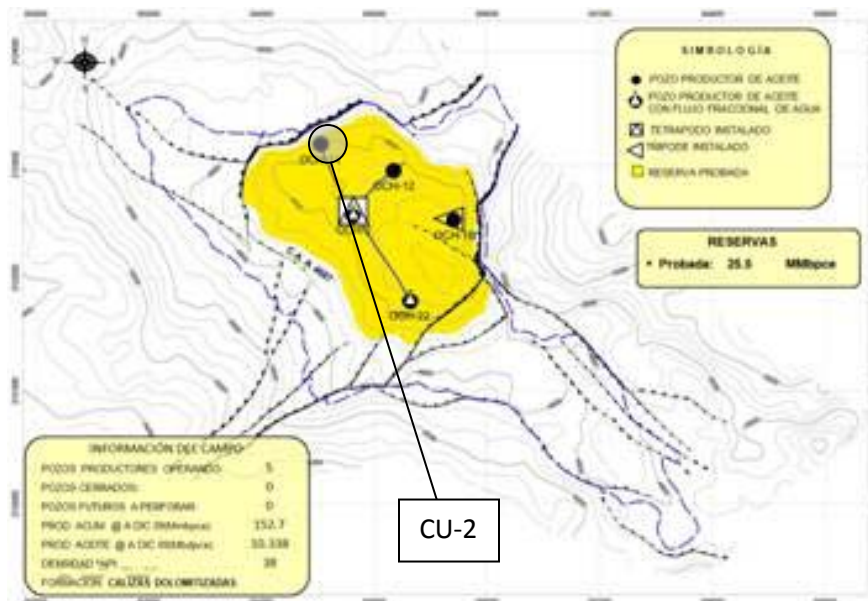


Fig. 4.39. Configuración estructural del campo “CU”

En el caso del yacimiento en el campo “Puma” el espesor neto impregnado de hidrocarburos alcanza los 178 m en el JSK. La porosidad promedio es de 5 a 8 % y la saturación de agua es de 15 %. En este campo la presión original fue de 10,039 lb/ abs, y la permeabilidad se ha determinado en los rangos de 100 a 300 md.

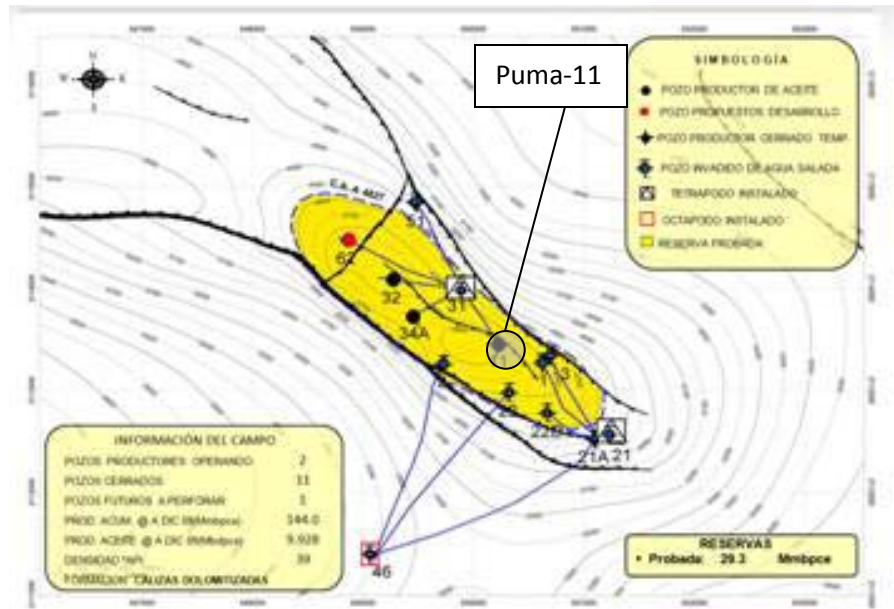


Fig. 4.40. Configuración estructural del campo "Puma"

Para el yacimiento en el campo "Ingeniería" el espesor neto impregnado de hidrocarburos es alrededor de 400 m en el JSK. La porosidad promedio es de 3 a 5 % con una saturación de agua de 25 %. En este campo la presión original fue de 8800 lb/ abs, y la permeabilidad en rangos de 40 a 60 md.

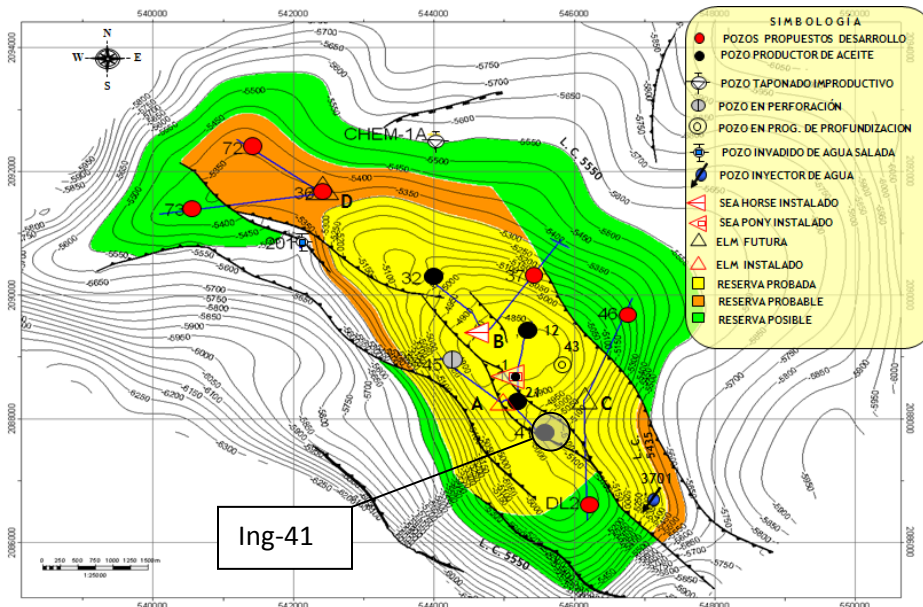


Fig. 4.41. Configuración estructural del campo "Ingeniería"

La salinidad promedio de los tres campos se encuentra entre 180,000 y 220,000 ppm, con una temperatura de yacimiento de 136 a 146 °C.

4.8.1. Análisis con Agujero Descubierto

Pozo "Puma-11"

En la figura 4.42 se muestra el estado mecánico del pozo Puma-11, donde se observa que la terminación de este, es en agujero descubierto. Este tipo de terminación se llevó a cabo en este pozo, por correlación con otros pozos en este campo con el mismo tipo de terminación con muy altas productividades.

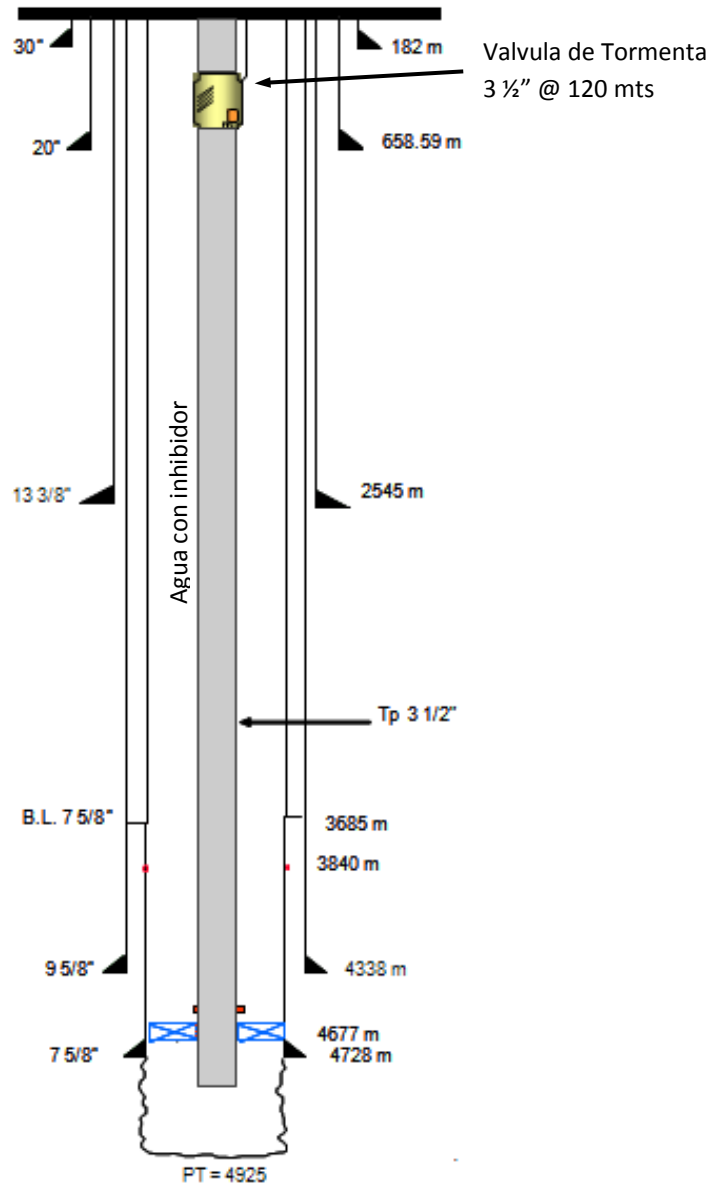


Fig. 4.42 Terminación en agujero descubierto del pozo Puma-11

Datos:

Yacimiento de aceite volátil.

$\Phi = 0.07$

= 15 %

$h = 178 \text{ [m]} = 584 \text{ [pies]}$

= 0.318 [pies]

= 2625 [pies]

= 7,898 lb/ abs

= 7,905 lb/ abs

= 4,989.74 lb/ abs

RGA=350 /

Densidad = 40 °API

Salinidad del agua = 200000 ppm

$B_o = 2.2665$

= 0.1628 cp

Se realizó una prueba de decremento obteniendo las gráficas 4.43 y 4.44 donde en esta última podemos apreciar los resultados obtenidos de la prueba:

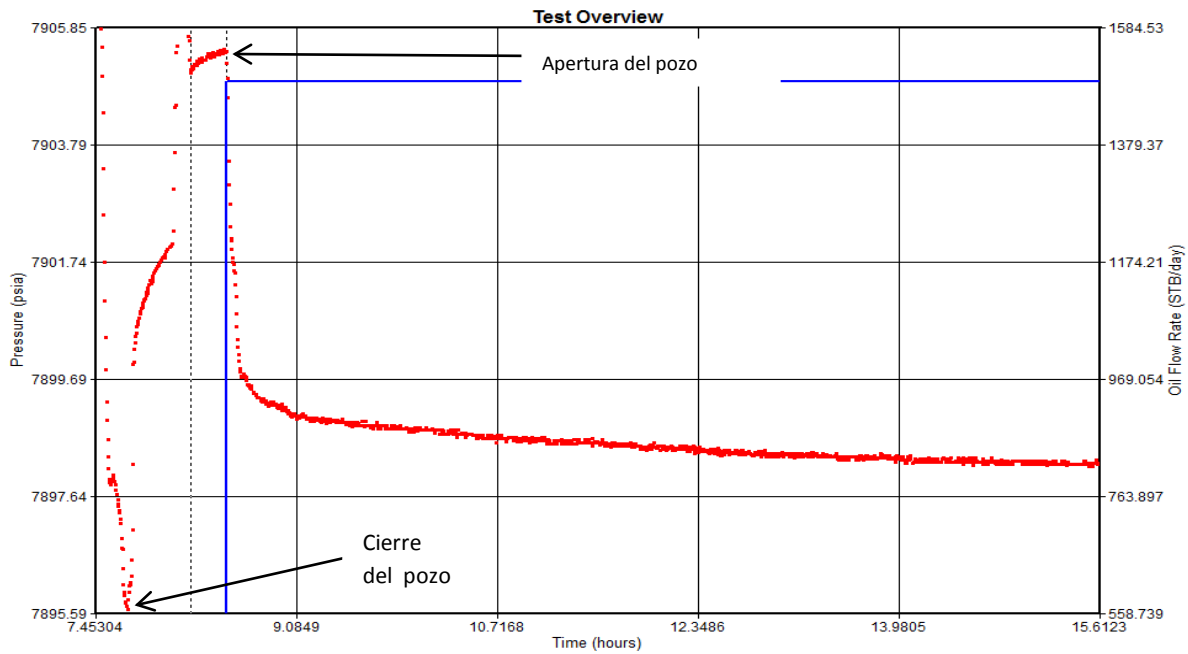


Fig. 4.43 Gráfico de presiones de la curva de decremento

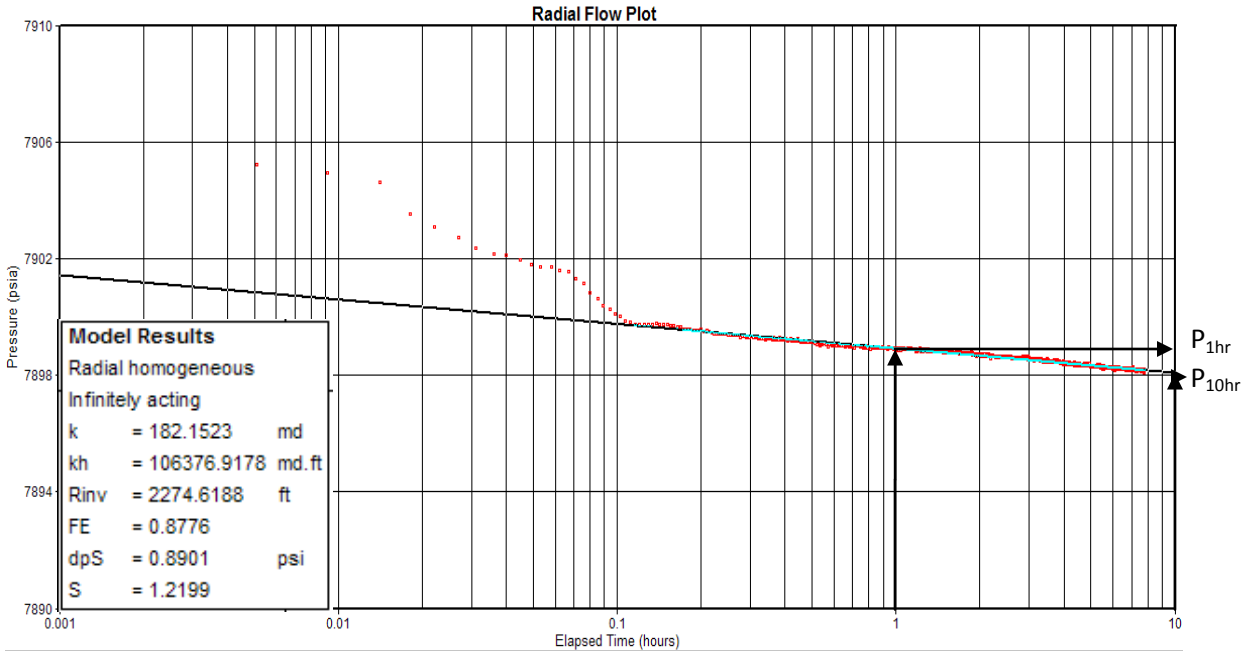


Fig 4.44 Grafico en semi-log de la prueba de decremento mostrando los resultados obtenidos.

Los resultados mostrados en la figura 4.44 fueron obtenidos con las ecuaciones 4.78, 4.86, 4.80 las cuales son:

$$m = \frac{7898.06 - 7898.85}{\log 10 - \log 1} = -0.79$$

$$k_o = -\frac{162.6 \times 1490 \times 2.2665 \times 0.1628}{-0.79 \times 584} = 193.29 [md]$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{7898.85 - 7905}{-0.79} - \log \left(\frac{193.29}{0.07 \times 0.1628 (2.0250 \times 10^{-5}) (0.318)^2} \right) + 3.2275 \right] = 1.2597$$

Con los resultados obtenidos de la prueba de presión, se calcula el índice de productividad con ayuda de la ec. de Darcy afectada por el daño a la formación, para un yacimiento que produce en régimen pseudo-estacionario y geometría de flujo radial.

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o} \left[\frac{\bar{p}_y - p_{wf}}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s} \right]$$

Sustituyendo los datos:

$$q_o = \frac{0.00708(182.1523)(584)}{0.1628(2.2665)} \left[\frac{(7905 - 7898)}{\ln\left(\frac{2625}{0.318}\right) - 0.75 + 1.2199} \right]$$

$$q_o = 1505.82[\text{bpd}]$$

Como:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

El índice de productividad es:

$$J = \frac{1505.82}{7905 - 7898}$$

$$J = 215.12 \left[\frac{\text{bpd}}{\text{psia}} \right]$$

Haciendo una gráfica de presión vs gasto se observa el comportamiento del pozo para la presión estática actual Fig. 4.45 En esta gráfica la ecuación de la línea recta es representada por:

$$P_{wf} = -\frac{1}{J}q_o + P_{ws}$$

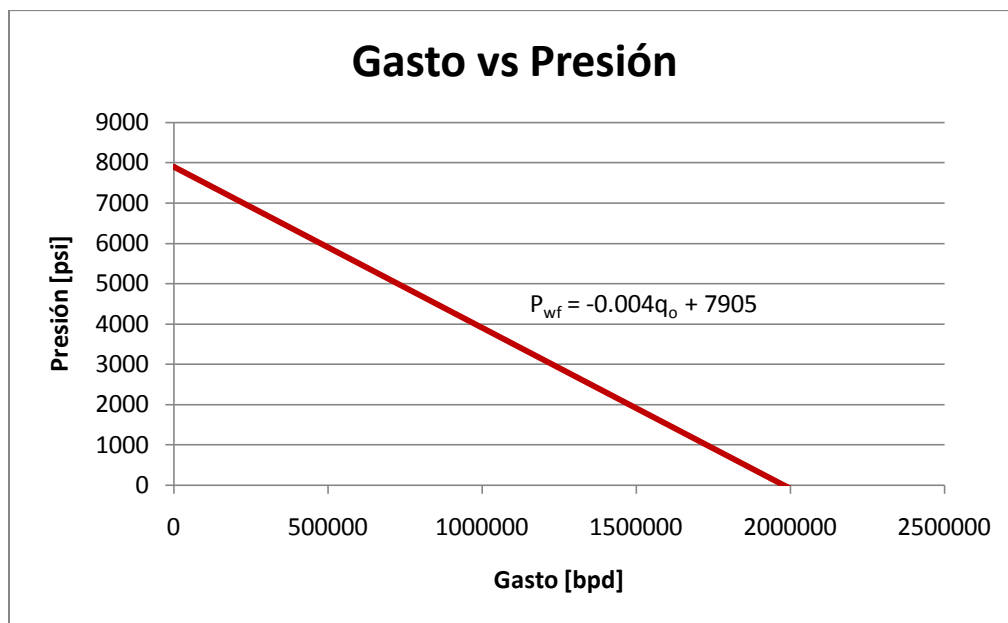


Figura 4.45 Gráfica de Presión vs Gasto para pozo Puma-11

En la figura 4.46 se muestra la historia de producción que va de enero de 1996 a enero de 2008.

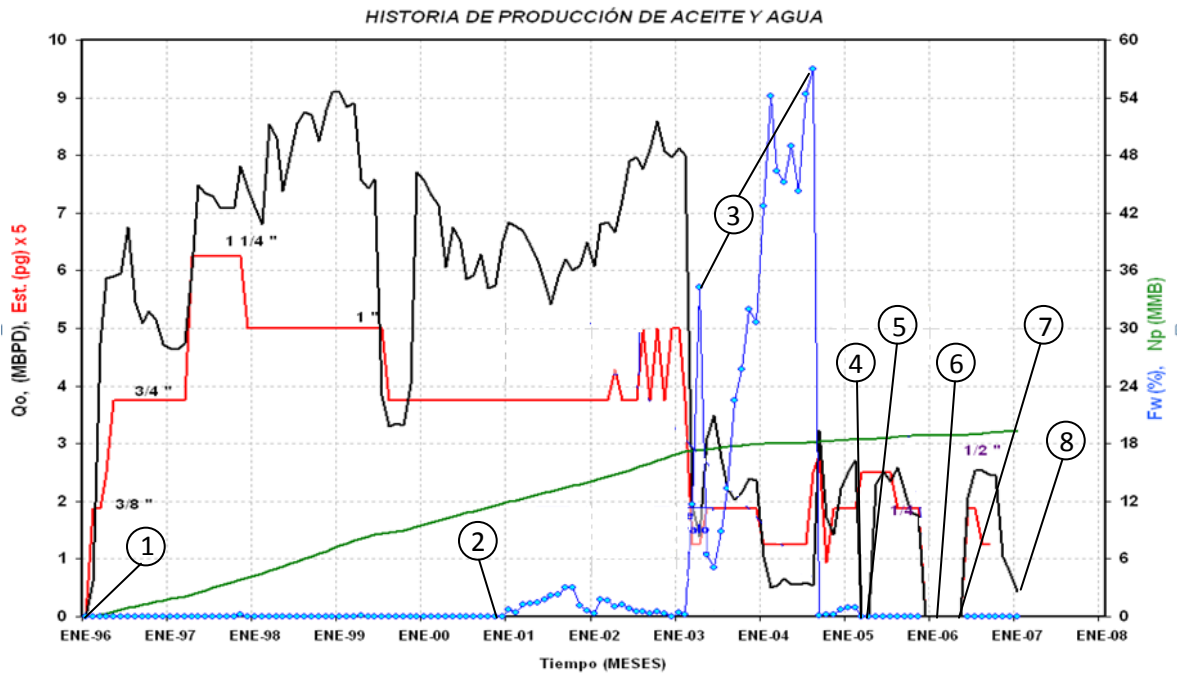


Fig. 4.46 Historia de producción de aceite y agua del pozo Puma-11

Principales eventos en el historial de producción

- 1) Feb/96, inicia producción en agujero abierto en intervalo 4728-4925m (JSK).
- 2) Ene/01, presencia de agua.
- 3) Abr/03 y Ago/04 realizó tratamiento de control de agua con de MOC-ONE.
- 4) Abr/05, presenta obturamiento de aparejo por abundante presencia de sólidos de formación.
- 5) May/05, realizó limpieza de aparejo.
- 6) Mar/06, por taponamiento de aparejo intentó realizar limpieza con TF sin éxito.
- 7) May/06, se instaló cedazo hechizo para control de sólidos, con éxito.
- 8) Ene/07 se cerró pozo por abundante aporte de sólidos de formación.

4.8.2. Análisis con Tubería Disparada

El estado mecánico del Pozo "CU-2" se observa en la figura 4.47 donde se aprecia que la terminación de este pozo es en agujero revestido disparado.

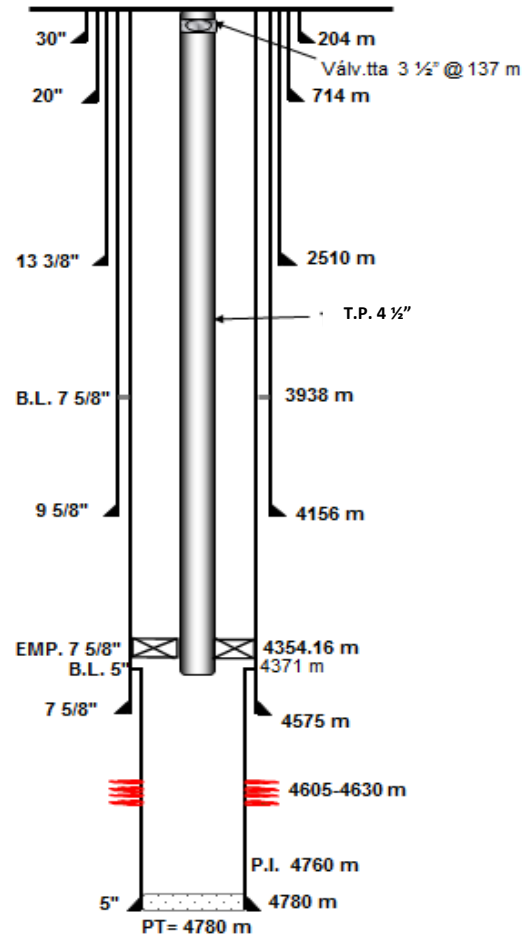


Fig. 4.47 Estado mecánico de pozo CU - 2

Datos:

Yacimiento de aceite volátil.

$$\Phi = 0.07$$

$$= 26 \%$$

$$= 82 \text{ [pies]}$$

$$= 0.1875 \text{ [pies]}$$

$$= 1640 \text{ [pies]}$$

$$= 5,480 \text{ lb/ abs}$$

$$= 5,354 \text{ lb/ abs}$$

$$= 5244 \text{ lb/ abs}$$

$$\text{RGA} = 350 /$$

$$\text{Densidad} = 36 \text{ }^\circ\text{API}$$

Salinidad del agua = 180000 ppm
 = 0.15 cp @ c.y.
 = 2.4

Para la terminación se utilizaron pistolas Power Jet 2 7/8 pg, fase de 60° y una densidad 20 c/metro (consultar tabla 3.1).

Las características principales de estas pistolas de acuerdo al API son:

Penetración, = 642.6 mm = 25.3 pg

Diámetro de perforación, = 9.7 mm = 0.3816 pg

En las figuras 4.48 y 4.49 se muestran los resultados de la prueba de incremento que se realizó al pozo CU-2 que se obtuvieron a través de un software, con el objetivo de calcular el daño y la permeabilidad que se tiene en la formación, ya que la productividad del pozo está en función de estos resultados.

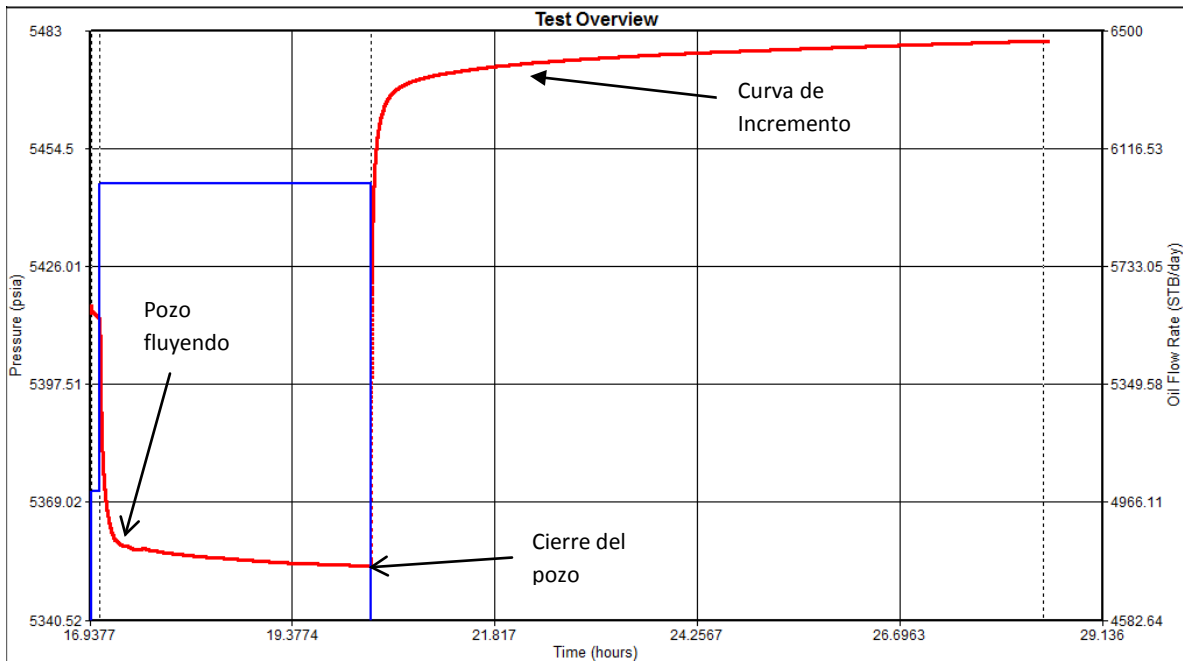


Fig. 4.48 Gráfico de presiones de la curva de incremento

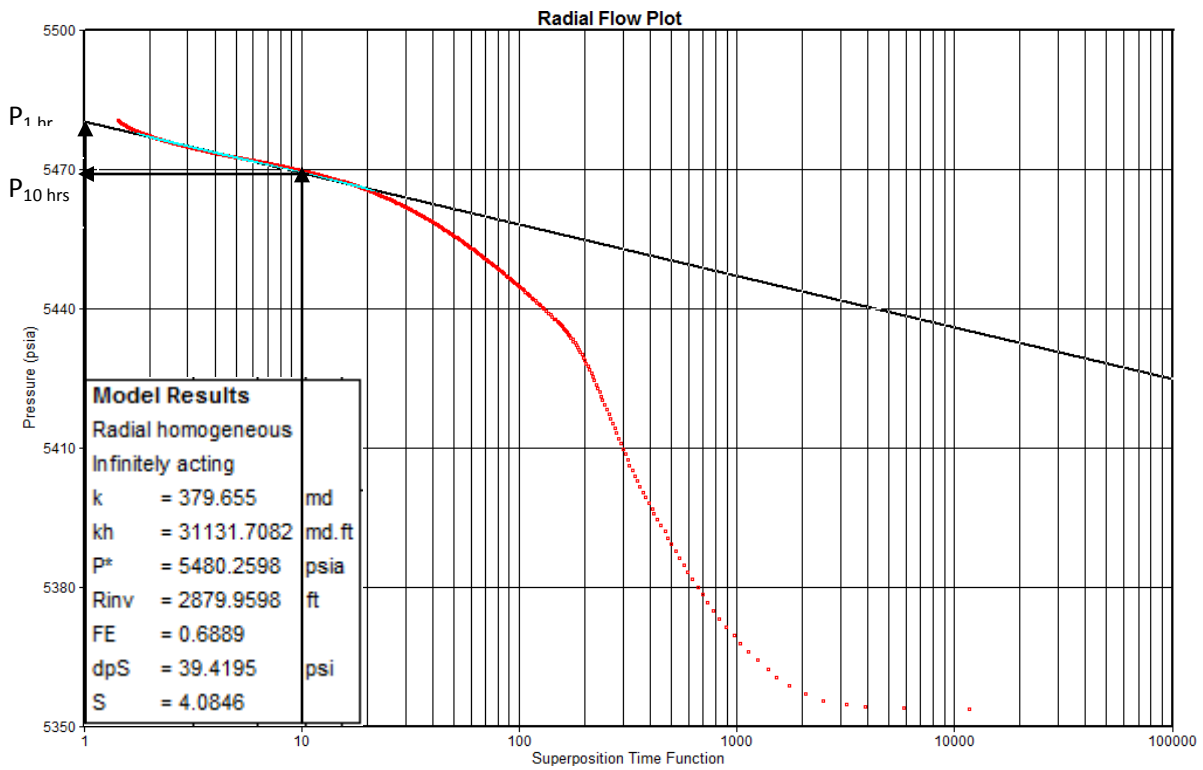


Fig. 4.49 Grafico en semi-log de la curva de incremento que muestra los resultados obtenidos.

Los resultados mostrados en la figura 4.49 fueron obtenidos con las ecuaciones 4.78, 4.86, 4.87 las cuales son:

$$m = \frac{5469.75 - 5481}{\log 10 - \log 1} = -11.75$$

$$k_o = -\frac{162.6 \times 6000 \times 2.4 \times 0.15}{-11.75 \times 82} = 364 [md]$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{5481 - 5353}{-(-11)} - \log \left(\frac{364}{0.07 \times 0.15 \times (2.93 \times 10^{-5}) (0.1875)^2} \right) + 3.2275 \right] = 4.13$$

Con los resultados obtenidos y S de la prueba de presión fig. 4.49, se calcula el índice de productividad con ayuda de la ec. de Darcy afectada por el daño a la formación para un yacimiento que produce en régimen pseudo-estacionario y geometría de flujo radial.

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o} \left[\frac{\bar{P}_y - P_{wf}}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S} \right]$$

Sustituyendo los datos:

$$q_o = \frac{0.00708(379.655)(82)}{0.15(2.4)} \left[\frac{(5480 - 5353)}{\ln\left(\frac{1640}{0.1875}\right) - 0.75 + 4.0846} \right]$$

$$q_o = 6265.1244 [\text{bl/día}]$$

Como:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

El índice de productividad es:

$$J = \frac{6265.1244}{5480 - 5353}$$

$$J = 49.3316 \left[\frac{\text{bpd}}{\text{psia}} \right]$$

Haciendo una gráfica de presión vs gasto se observa el comportamiento del pozo para la presión estática actual Fig. 4.50 En esta gráfica la ecuación de la línea recta es representada por:

$$P_{wf} = -\frac{1}{J} q_o + P_{ws}$$

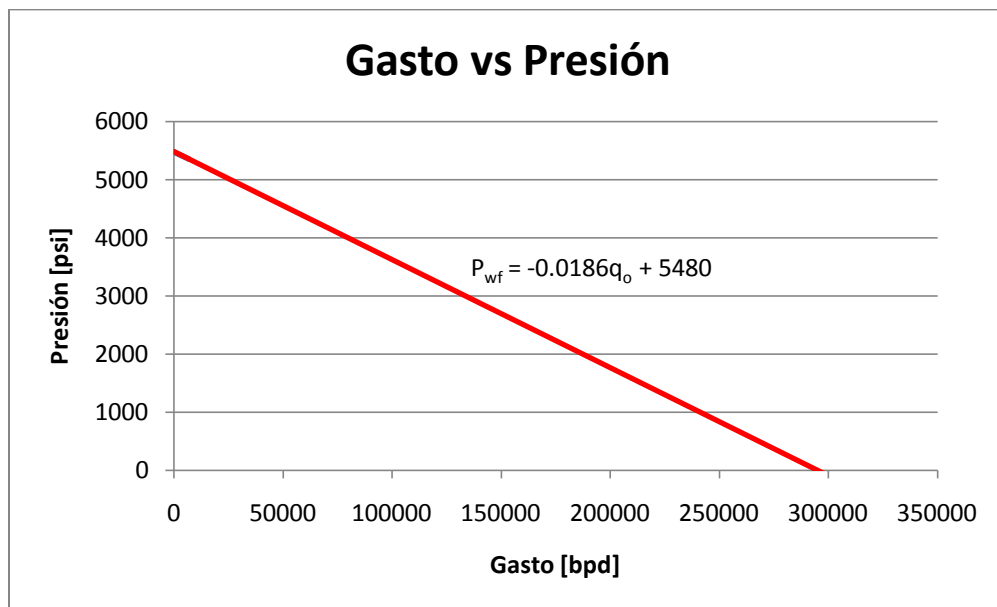


Figura 4.50 Gráfica de Presión vs Gasto para pozo CU-2

Discretizando el daño total del pozo CU-2.

Retomando lo que se mencionó en el capítulo 4 en el tema de “Componentes del Factor de Daño”, se obtendrá la magnitud de cada componente que conforma el daño total en lo que se refiere a la tubería de agujero revestido con disparos (pozo CU-2), así se conocerá la magnitud que afecta este tipo de terminación en lo que se refiere a la permeabilidad de la roca y subsecuentemente a la productividad del pozo. A partir de la ecuación 4.52, consideramos el daño por penetración parcial (ya que no todo el espesor del yacimiento no está disparado), daño por disparos y el factor de daño a la formación causado por la perforación y terminación de pozos, despreciando el termino de daño por inclinación de pozo debido a que terminación del pozo es vertical y así como también los pseudodaños. Entonces la ecuación 4.52 queda:

$$S_T = S_d + S_c + S_p$$

Partiendo del factor de daño por penetración parcial () así también considerando las ecuaciones 4.53 a 4.56 y considerando los datos del pozo CU- 2 se tiene que:

Datos:

h =	610	pies
=	82	pies
=	0.1875	pies
=	467.4	pies
$\theta =$	0	grados

Se calcula el espesor adimensional:

$$h_D = \frac{610}{300} = 3253.33$$

Después la elevación relativa:

$$z_{wD} = \frac{467.4}{0.1875} = 2492.8$$

Por último se dividen los resultados de la elevación relativa (), entre el espesor adimensional () y se calcula $\frac{h_w \cos \theta}{h}$, consultando las tablas 4.1 y 4.2 y obtenemos los valores de daño de para $=100$ y $=1000$.

$$hd=100 = 3.067$$

$$hd=1000 = 5.467$$

Sustituyendo y los resultados anteriores en la ecuación 4.57, se obtiene el daño por penetración parcial:

$$= 6.6965$$

Posteriormente se calcula el daño por disparos, considerando los siguientes datos del pozo CU-2 y las ecuaciones 4.59 y 4.60. Se procede a calcular el factor de daño por flujo laminar o turbulento hacia los disparos ():

$$\begin{aligned} &= 0.1875 \quad \text{pies} \\ &= 2.11 \quad \text{pies} \\ / &= .01 \\ h &= 0.1348 \quad \text{pies} \\ &= 0.0159 \quad \text{pies} \end{aligned}$$

De la tabla 4.3 se adquieren los valores de las constantes que se van utilizar durante todo el cálculo de s_H , tomando un ángulo de fase de 60° y sustituyendo en la ecuación 4.59 se obtiene que:

$$s_H = \ln \left[\frac{0.1875}{0.813(0.1875 + 2.11)} \right] = -2.23$$

Posteriormente se calcula el factor de daño por convergencia de flujo (), utilizando las ecuaciones que van de 4.61 a la 4.65. Sustituyendo valores se tiene que:

$$h_D = \frac{0.1348}{2.11} \sqrt{.01} = 0.006388$$

$$r_D = \frac{0.0159}{2x(0.1348)} [1 + \sqrt{.01}] = 0.06487$$

Calculando los valores de a y b para finalmente obtener el factor de daño por convergencia de flujo:

$$a = [-1.898x \log(0.06487)] + 0.1023 = 2.3569$$

$$b = (1.3654x0.06487) + 1.649 = 1.7375$$

Por lo tanto:

$$s_v = 10^{2.3569} x 0.06388^{(1.7375-1)} x 0.06487^{1.7375} = 0.04722$$

Por último, para obtener el daño por disparos se calcula el tercer factor que es el de daño por efecto del pozo (), primero se calcula la variable adimensional con la ecuación 4.66 y posteriormente se calcula con la ecuación 4.67:

$$r_{wD} = \frac{0.1875}{2.11 + 0.1875} = 0.08161$$

entonces:

$$s_{wb} = 3.00E - 04xe^{(7.509 \times 0.08161)} = .000553$$

Con la ecuación 4.58 se obtiene el factor de daño total por efecto de los disparos, que es:

$$s_p = -2.2503$$

Por último para calcular el daño causado por la perforación y terminación, despejamos la ecuación 4.52 y se tiene que:

$$s_d = 4.0846 - 6.6965 + 2.2503 = -0.3616$$

Donde se obtuvo a partir de la prueba de incremento que se observa en la figura 4.49.

De este análisis se observa que el factor de daño que más afecta a la terminación es el de penetración parcial, mientras que el daño por disparos proporciona un daño negativo, así como también el daño que es debido a operaciones de perforación y terminación es casi nulo, por lo que el daño total que se obtuvo por medio de la prueba de incremento antes mencionada, esta principalmente dado por la penetración parcial del pozo.

En la figura 4.51 se observa el historial de producción del pozo del periodo que va de enero de 1995 a enero de 2010, así como también la producción acumulada que se tiene hasta ese periodo.

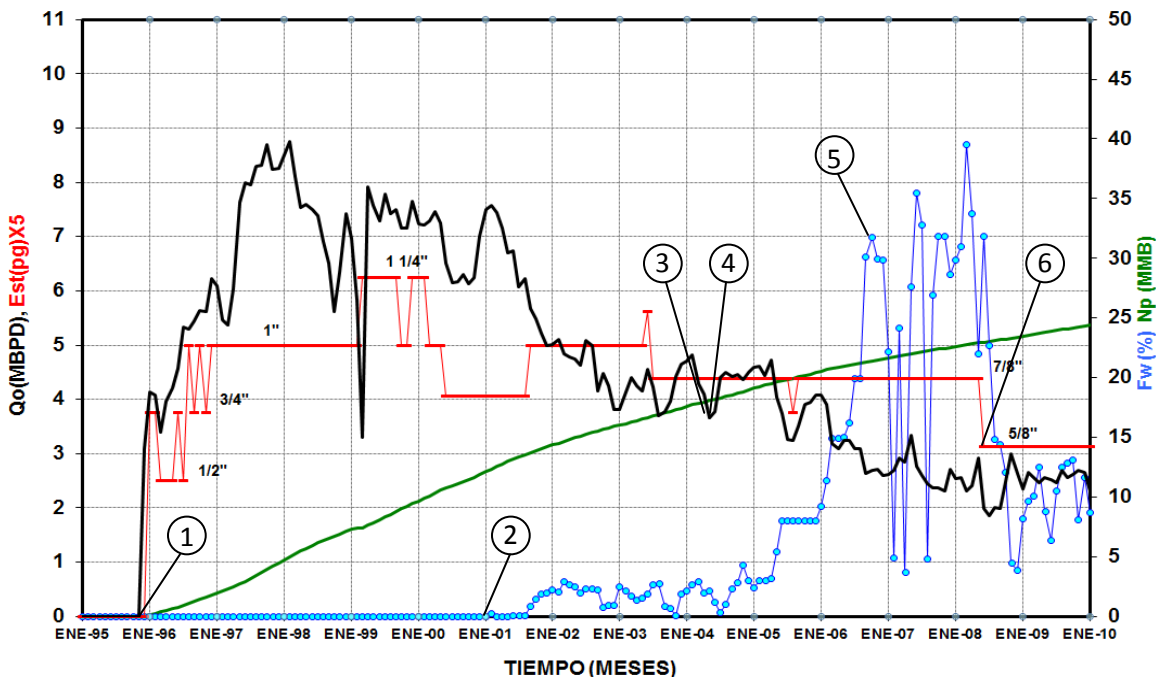


Fig. 4.51 Historia de producción de aceite y agua del pozo CU-2.

Principales eventos en el historial de producción:

- 1) Nov 95, se terminó en el intervalo 4605-4630m en JSK.
- 2) Ene 01, presencia de agua.
- 3) Jun/04, efectuó estimulación al intervalo 4605-4630m con de sistema OSA + de MOD-202.
- 4) Jul/04, efectuó estimulación con 15m³ de OSA nitrogenada + 8m³ de MOD-202.
- 5) Oct/06, realizó control de exclusión de agua.
- 6) Abr/08, cambió estrangulador 5/8".

4.8.3. Análisis con Liner Ranurado

El estado mecánico del Pozo “Ing-41” se observa en la figura 4.52 donde se aprecia que la terminación de este pozo es en liner ranurado.

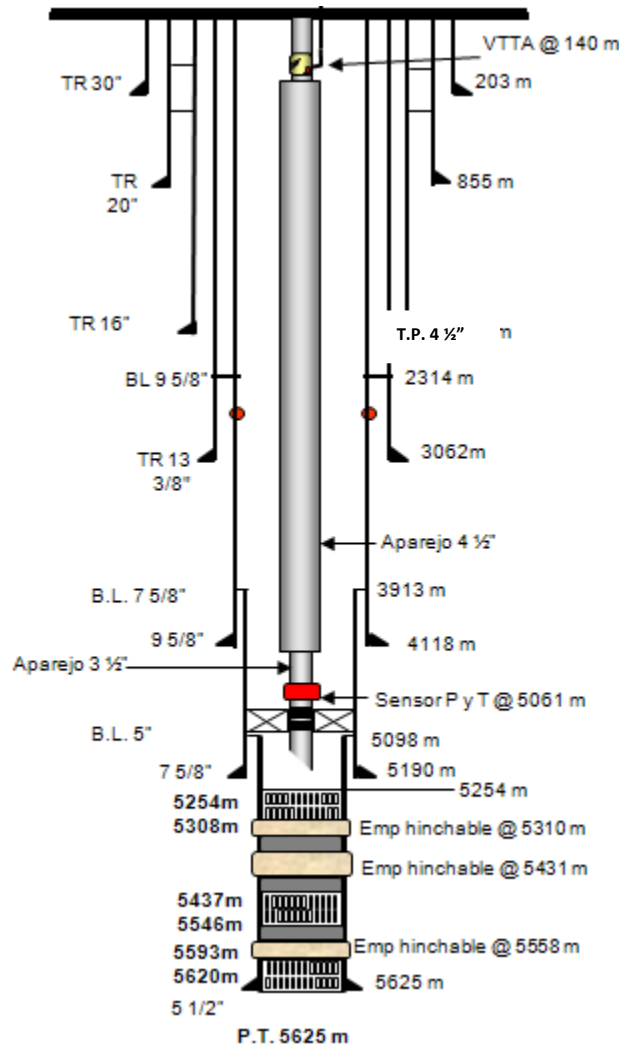


Fig. 4.52 Estado mecánico de pozo Ing-41

En la siguiente figura 4.53 se muestran los registros geofísicos por los cuales se definieron las profundidades de los intervalos del liner ranurado abiertos al flujo y las profundidades a las cuales se instalaron los empacadores hinchables.

Como se puede observar en los registros, los intervalos fueron seleccionados debido al aporte de hidrocarburos y su litología, ya que estos intervalos son principalmente calizas con poca presencia de arcillas y al contrario, los intervalos no seleccionados son calizas arcillosas por lo que la permeabilidad en estos intervalos es generalmente baja.

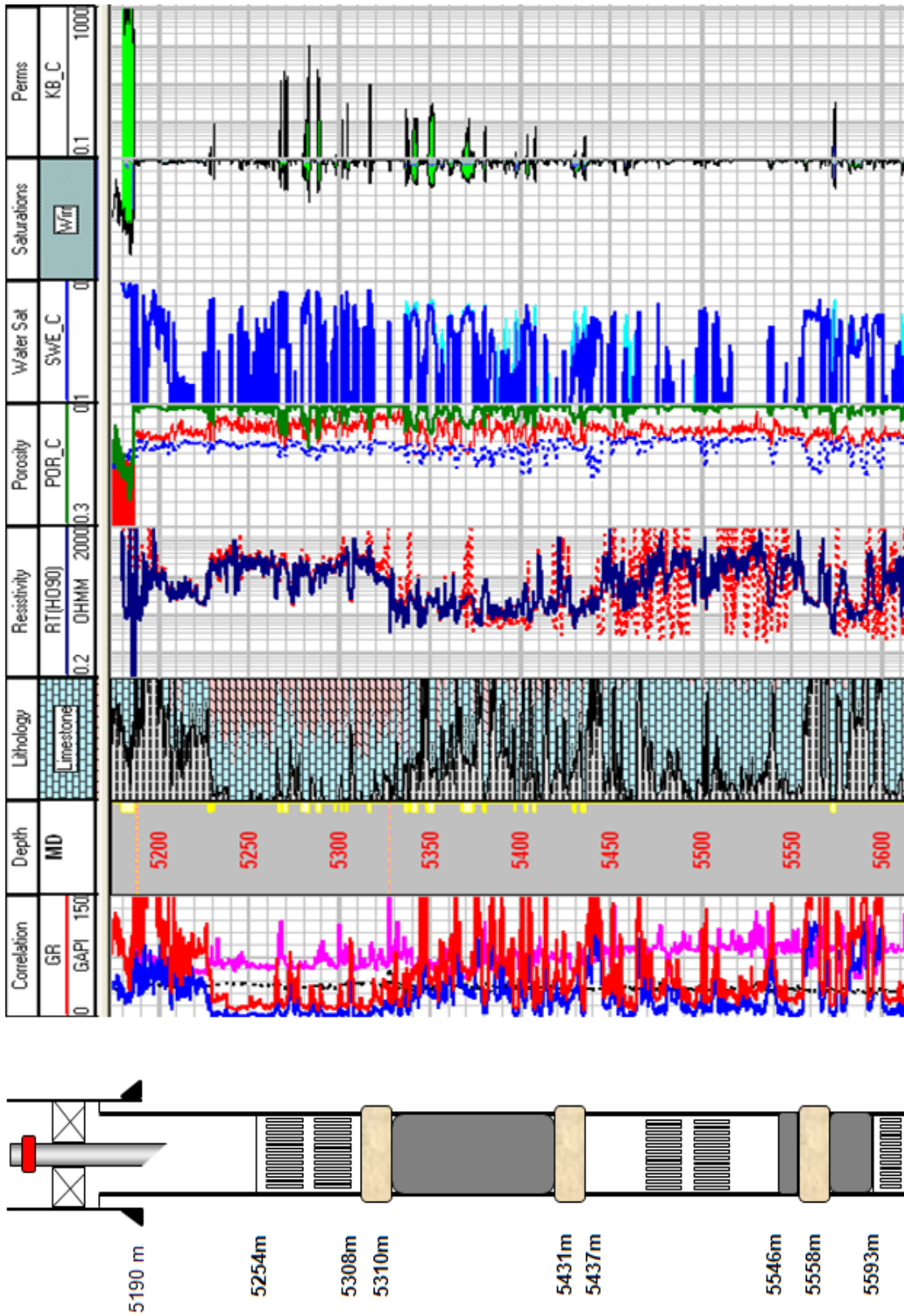


Fig. 4.53 Registros geofísicos del pozo Ing-41

Datos:

Yacimiento de aceite volátil.

$\Phi = 0.04$

= 25 %

$h = 1312$ [pies]

= 0.3542 [pies]

= 1640 [pies]

= 7,021 lb/ abs

= 6,713 lb/ abs

= 5803 lb/ abs

RGA=422 /

Densidad = 41 °API

Salinidad del agua = 180000 ppm

= 0.1995 cp @ c.y.

= 2.3874

En las figuras 4.54 y 4.55 se muestran los resultados de la prueba de incremento que se realizó al pozo Ing-41 que se obtuvieron a través de un software (ver Apéndice A), con el objetivo de calcular el daño y la permeabilidad que se tiene en la formación.

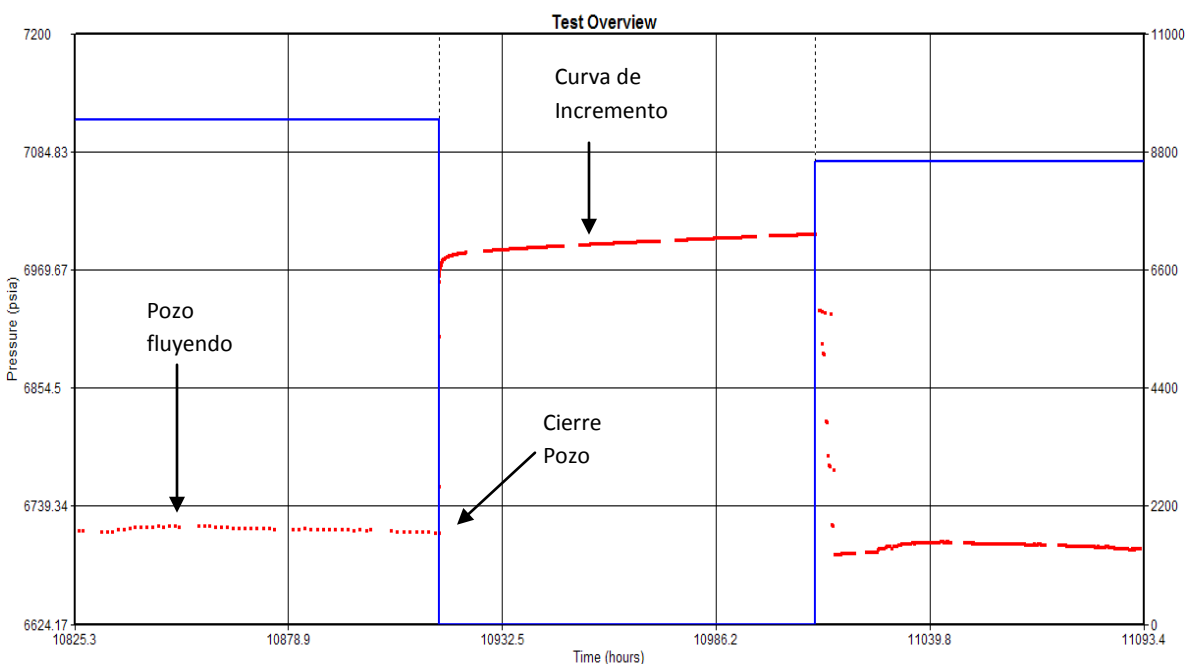


Fig. 4.54 Gráfico de presiones de la curva de incremento

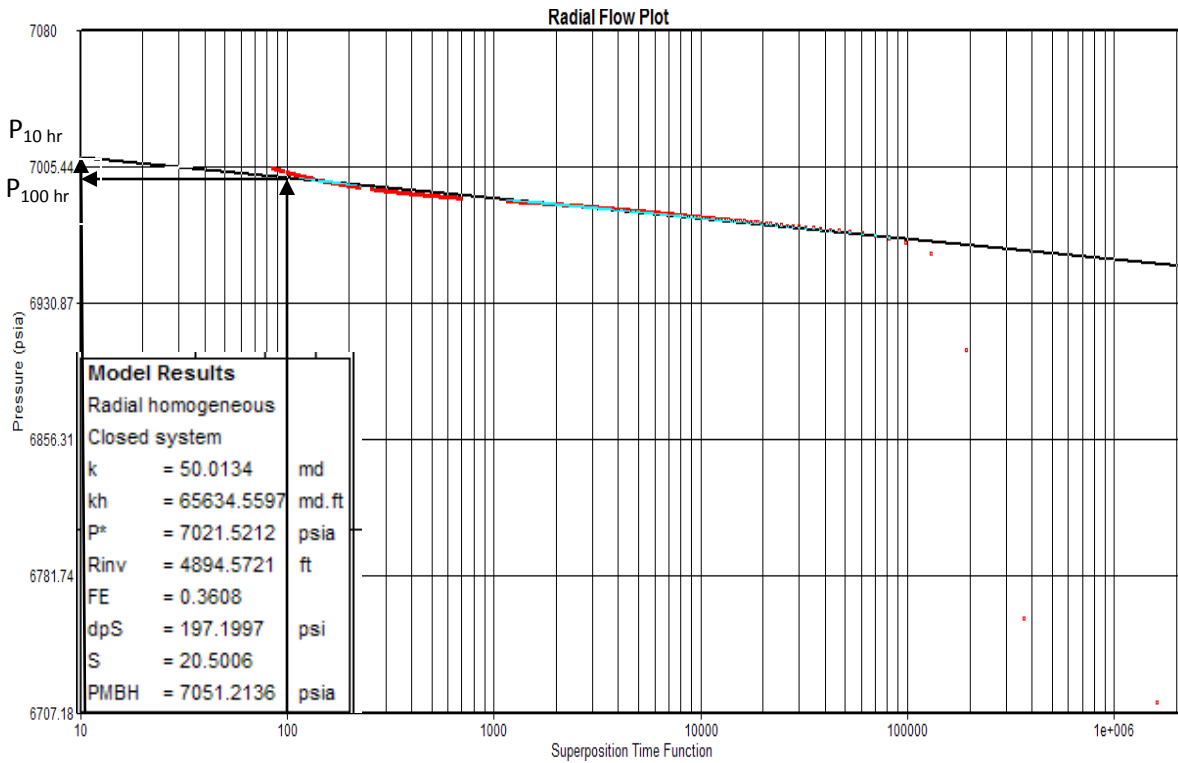


Fig. 4.55 Grafico en semi-log de la curva de incremento que muestra los resultados obtenidos.

Los resultados mostrados en la figura 4.55 fueron obtenidos con las ecuaciones 4.78, 4.86, 4.87 las cuales son:

$$m = \frac{6999.40 - 7010.45}{\log 100 - \log 10} = -11.05$$

$$k_o = -\frac{162.6 \times 9405 \times 2.3874 \times 0.1995}{-11.05 \times 1312} = 50.24 [md]$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{7021 - 6713}{-(-11.05)} - \log \left(\frac{50.24}{0.04 \times 0.1995 \times (2.0739 \times 10^{-5}) (0.3542)^2} \right) + 3.2275 \right] = 25$$

Con los resultados obtenidos y S de la prueba de presión fig. 4.55, se calcula el índice de productividad con ayuda de la ec. de Darcy afectada por el daño a la formación para un yacimiento que produce en régimen pseudo-estacionario y geometría de flujo radial.

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o} \left[\frac{\bar{P}_y - P_{wf}}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S} \right]$$

Sustituyendo los datos:

$$q_o = \frac{0.00708(50.0134)(1312)}{0.1995(2.3874)} \left[\frac{(7021 - 6713)}{\ln\left(\frac{2625}{0.3542}\right) - 0.75 + 20.5} \right]$$

$$q_o = 10482.11 \text{ [bl/día]}$$

Como:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

El índice de productividad es:

$$J = \frac{10482.11}{7021 - 6713}$$

$$J = 34.0328 \left[\frac{\text{bpd}}{\text{psia}} \right]$$

Haciendo una gráfica de presión vs gasto se observa el comportamiento del pozo para la presión estática actual Fig. 4.56 En esta gráfica la ecuación de la línea recta es representada por:

$$P_{wf} = -\frac{1}{J} q_o + P_{ws}$$

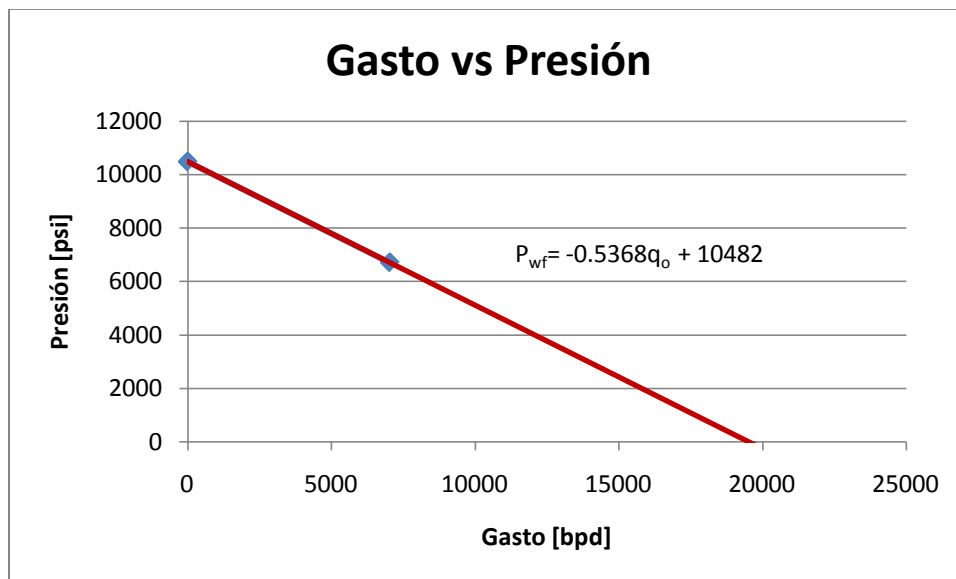


Figura 4.56 Gráfica de Presión vs Gasto para pozo Ing-41

En la figura 4.57 se observa el historial de producción así como también la producción acumulada del pozo que va de noviembre de 2006 a marzo de 2009.

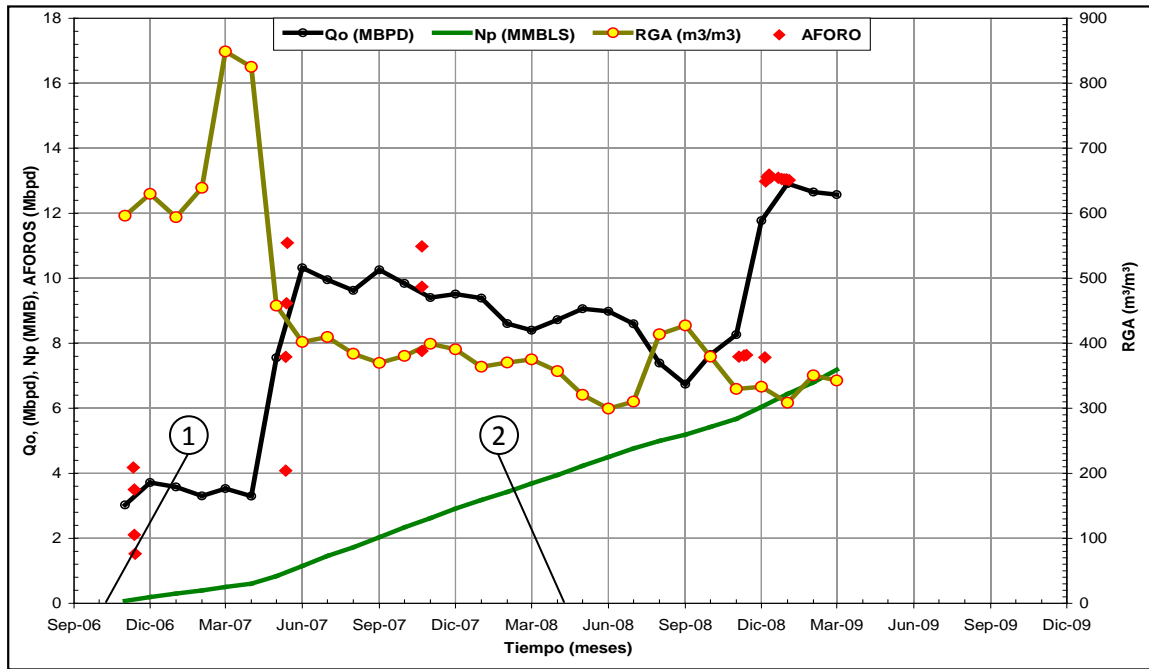


Fig. 4.57 Historia de producción de aceite y agua del pozo Ing-41.

- 1) Oct 06, terminó en TR ranurada de 5 ½ pulgadas en el intervalo 5225 – 5625 m.
- 2) Abril 08, cerrado por contingencia del huracán “Dean”

Comportamiento Histórico de la producción de los Pozos CU-2 y Puma-11

En la figuras 4.46 y 4.51 se muestran las gráficas del comportamiento histórico de la producción de los pozos Puma-11 y CU-2, respectivamente. En ellas se presenta el comportamiento del gasto de aceite, producción acumulativa de aceite y corte de agua, así como el diámetro de estrangulador por el cual se han explotado los pozos.

Es notorio que ambos pozos presentan alta productividad manteniendo producciones del orden de 8000 bpd en su etapa inicial de explotación. Sin embargo, después de 5 años inicia el aporte de agua y con esto la disminución en la producción de aceite.

En el caso del pozo CU-2, el incremento en el corte de agua es gradual, alcanzando valores máximos de hasta 35-40%; pudiéndose controlar mediante diversos tratamientos de control de agua (micro cemento), y reducciones graduales del diámetro del estrangulador. Para el pozo Puma-11, se observa que la irrupción del agua es súbita, alcanzando valores hasta del 35%; posiblemente debido a una canalización del acuífero. Al igual que en el pozo CU-2 se realizaron trabajos de remediación, pero con pobre efectividad.

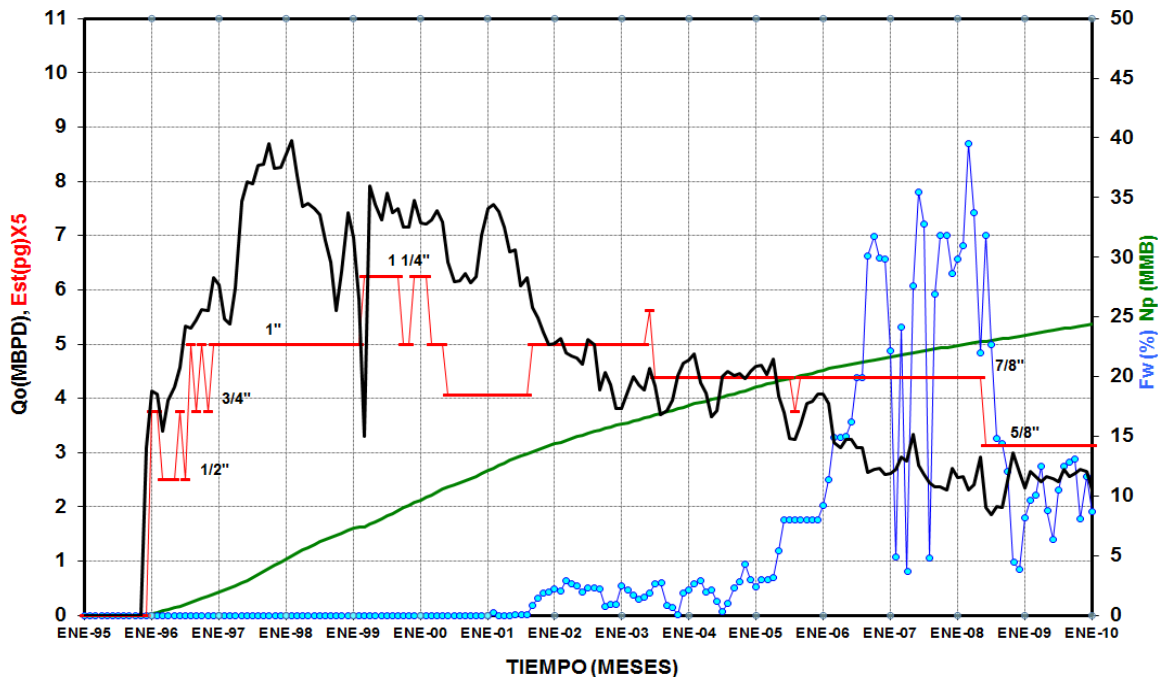


Fig. 4.51 Historia de producción de aceite y agua del pozo CU-2.

A partir de la revisión de la información del pozo Puma-11 se determinó que en Enero de 2007 el pozo se cerró por aporte excesivo de sedimentos, esto representa sin duda una pérdida económica y una desventaja técnica con respecto a la terminación con tubería ciega y disparos. Sin embargo, en situaciones como esta, se debe revisar la condición

mecánica del pozo para intervenir el pozo en reparación mayor con la finalidad de entubar el agujero descubierto y disparar un nuevo intervalo.

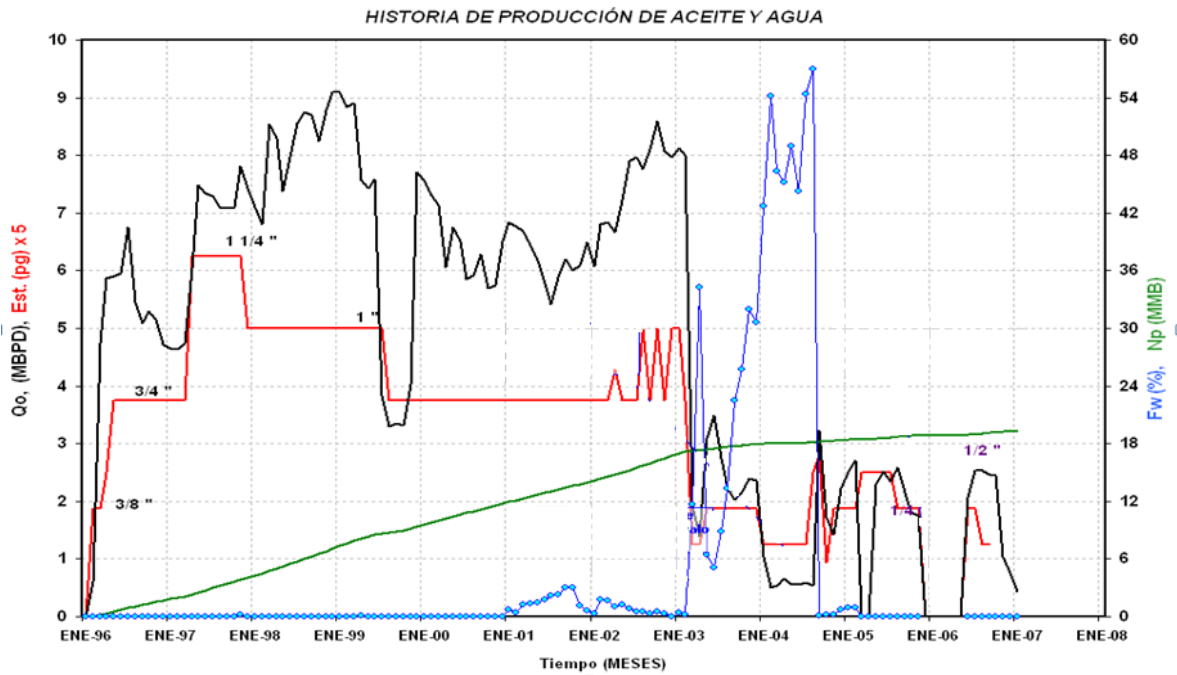


Fig. 4.46 Historia de producción de aceite y agua del pozo Puma-11

A nivel de campo, se observa que las producciones acumuladas en el periodo enero de 1996 a enero de 2007, son similares (entre 18 y 21 MMBLS), siendo ligeramente mayor en el pozo CU-2, esto se debe principalmente a la efectividad de los tratamientos de control de agua. Con base en estos resultados se puede inferir que, ambas, terminación en agujero descubierto y en agujero revestido con tubería ciega, resultan óptimos para este tipo de yacimientos. Aunque viéndolo desde otra perspectiva, la terminación en agujero descubierto resulta menos costosa, además de que los pozos se incorporan a producción en menor tiempo. Sin embargo, es notorio que los trabajos para eliminar el agua fueron menos eficientes en el pozo terminado con agujero descubierto.

Comparación con pozo Ing-41.

Con respecto a las ventajas que presenta esta terminación en comparación de las otras dos, es que se puede controlar, parcialmente, el aporte de sólidos, eligiendo el tamaño adecuado de la ranura. Para esto es necesario realizar un estudio granulométrico de los sedimentos que pudieran acarrear y impedir su ingreso al pozo, permitiendo que estos mismos generen un empacamiento natural detrás de la tubería.

Si se realiza este tipo de terminación en una formación no consolidada será necesario aplicar algún otro método de control de sólidos, como podría ser un empacamiento de grava. Una ventaja adicional es que elimina el daño a la formación ocasionado por la cementación y disparos.

Este tipo de terminaciones, con tubería ranurada, es común que vaya acompañada de empacadores hinchables, los cuales tienen la función de aislar zonas potencialmente productoras de zonas que pudieran aportar fluidos no deseables (agua). La figura 4.52 muestra un estado mecánico en el que se incluyen este tipo de empacadores en la terminación.

El uso de estos empacadores tiene poco tiempo de haberse introducido en México (tres a cuatro años), por lo que se vuelve imperativa la toma de información para evaluar las formaciones, determinar el perfil de aportación, y verificar la efectividad de los mismos empacadores.

El papel de los ingenieros geólogos y especialistas en petrofísica se vuelve crucial para determinar la distribución de la tubería ranurada, empacadores hinchables y tubería ciega, ya que de esto dependerá la productividad del pozo, así como su vida productiva.

La figura 4.58, muestra la ubicación de las zonas potencialmente productoras de hidrocarburos y que estarán abiertas al flujo mediante la instalación de tubería ranurada, así como la utilización de empacadores hinchables para aislar las zonas sucias que no están impregnadas de hidrocarburos. Es importante contar con registros geofísicos de pozos y su adecuada interpretación para llevar a cabo la distribución las secciones de tubería ranurada y tubería ciega, además de la correcta ubicación de los empacadores

Con la primera sección de tubería ranurada se pretende explotar el intervalo 5254-5308 m, el cual además de presentar alta resistividad muestra zonas de buena porosidad de hasta 9%, debajo de esta tubería se instaló una sección de tubería ciega y dos empacadores hinchables con la finalidad de aislar un posible aporte de agua del intervalo 5330 – 5435 m, ya que en esta zona la resistividad es baja lo que indica que posiblemente sea una zona impregnada con agua. Siguiendo criterios similares, se instalaron secciones inferiores de tubería ranurada y empacadores hinchables para explotar zonas más profundas del yacimiento.

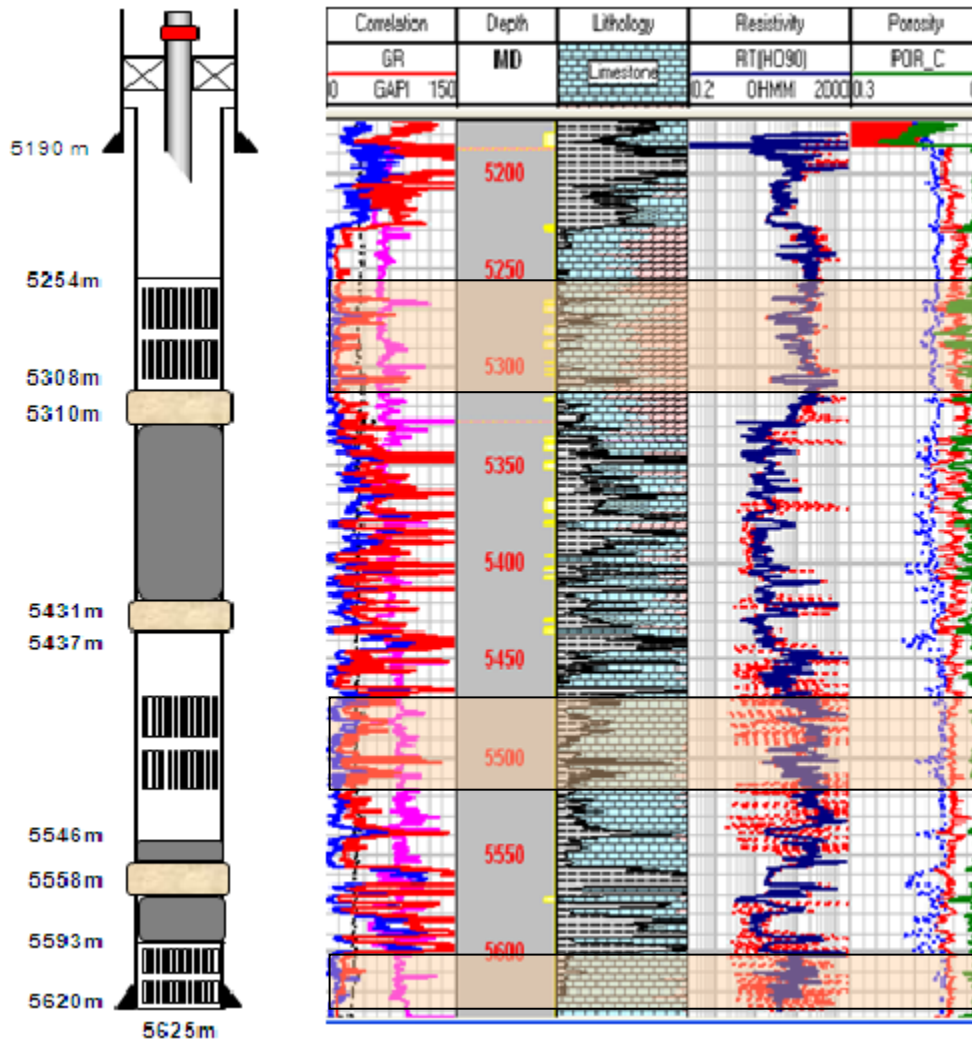


Figura 4.58 Intervalos Productores del pozo Ing-41

En cuanto a desventajas de esta terminación, se tiene que si se quiere realizar una acidificación o limpieza no se tendría un buen control del fluido bombeado para llevar a cabo la operación, debido a que el fluido tiende a irse por las zonas de mayor permeabilidad. En este caso los agentes divergentes podrían utilizarse, pero se requerirían grandes cantidades, lo que incrementaría el costo del tratamiento sin que estos aseguren la efectividad para direccionar el ácido a las zonas de interés. Análogamente, de necesitarse un fracturamiento para incrementar la producción, la energía no estaría bien enfocada por lo que es posible que este no sea efectivo. Es por esto que la evaluación de formaciones es muy importante para definir el tipo de terminación más adecuado.

