

WELL TESTING



UNCUYO
UNIVERSIDAD
NACIONAL DE CUYO



FACULTAD
DE INGENIERÍA

Dante Crosta

2023

Contenido

- Conceptos básicos
- Tipos de ensayo de pozo
- Tipos de regímenes de flujo: SS, transiente y SSS
- Ecuación de difusividad. IARF
- Almacenamiento y daño de formación. Factor de skin
- Análisis semilog
- Principio de superposición
- Derivada de Bourdet
- Modelos de pozo, reservorio y límites
- Pozos de gas
- Radio de investigación
- Herramientas



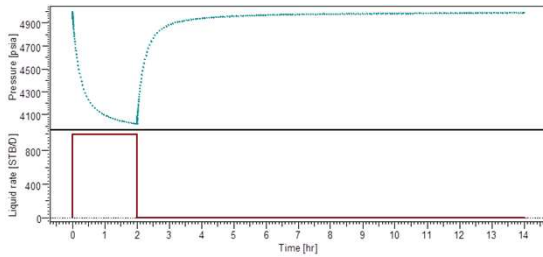
Conceptos básicos de ensayo de pozo

Los objetivos de un ensayo de pozo pueden resumirse en dos categorías:

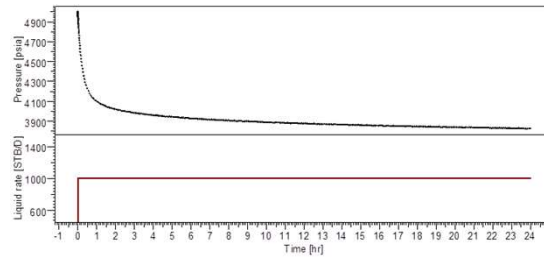
- Evaluación y descripción del reservorio
 - Productividad, propiedades, tamaño, presión inicial, barreras estratigráficas, fallas, límites.
- Gerenciamiento de reservorios
 - Monitoreo del reservorio y condiciones del pozo a lo largo de la vida del yacimiento, para identificar candidatos para workover o estimulación, grado de depletación, pronósticos.

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Tipos de ensayo

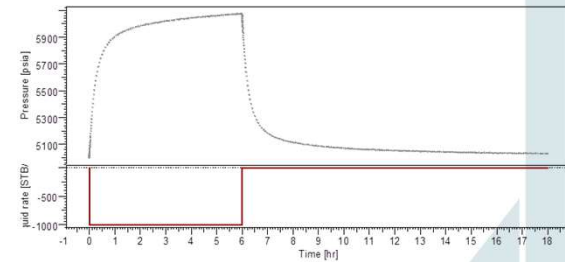
Single Well



Build-up

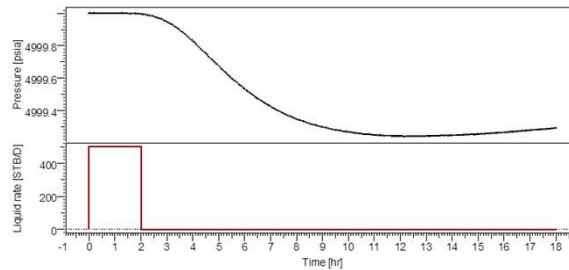


Draw-down



Fall Off

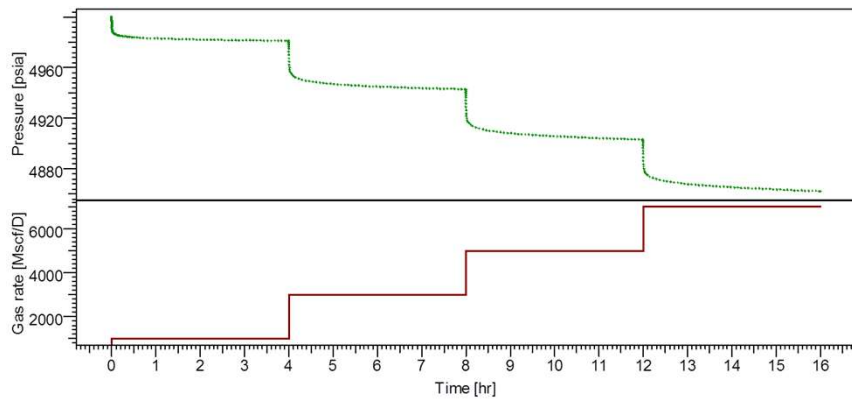
Multi Well



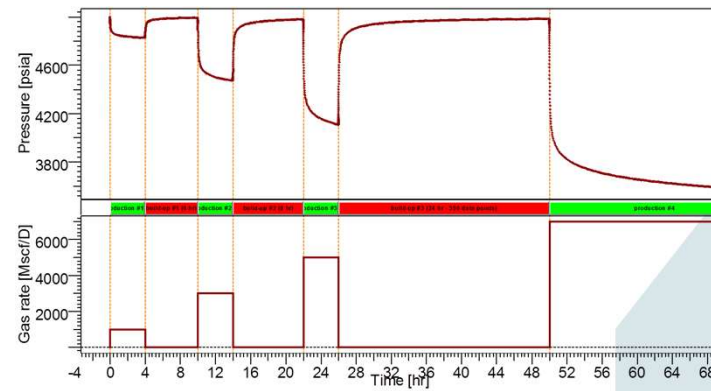
Interferencia

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Tipos de ensayo

Ensayos de productividad



Flow after flow (FAF)

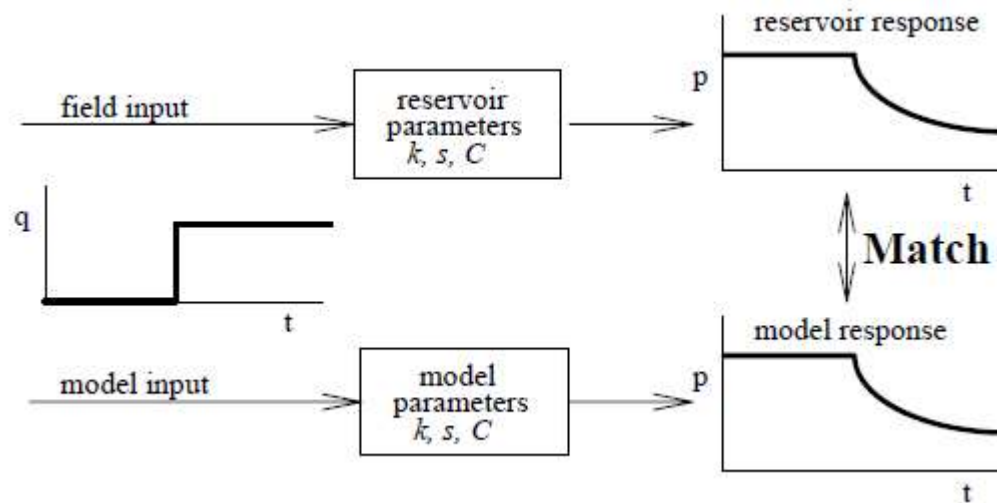


Isocronal - Isocronal modificado



Conceptos básicos de ensayo de pozo

En el caso de ensayo de pozo, la respuesta del reservorio que se mide ante una perturbación (cambio de caudal), es la respuesta de la presión. Por eso se denomina a la técnica de well testing como pressure transient analysis (PTA).



Conceptos básicos de ensayo de pozo

Datos necesarios

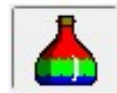
- Presiones



- Caudales



- Parámetros PVT

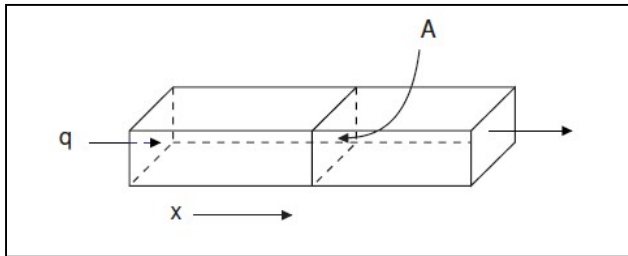


- Otros (radio del pozo, espesor, etc.)



Ley de Darcy

La ecuación básica que describe el flujo laminar de una sola fase en un medio poroso es la Ley de Darcy:



$$\frac{q}{A} = u = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{dp}{dx} - \rho g \frac{dD}{dx} \right) = -\frac{k}{\mu} \frac{d\psi}{dx}$$

Para flujo horizontal:

$$\frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx}$$

q: caudal
p: presión
D: Profundidad vertical
 ρ : Densidad
k: Permeabilidad
 μ : Viscosidad
A: Sección transversal
 ψ : Potencial



Flujo linear estacionario de un fluido incompresible

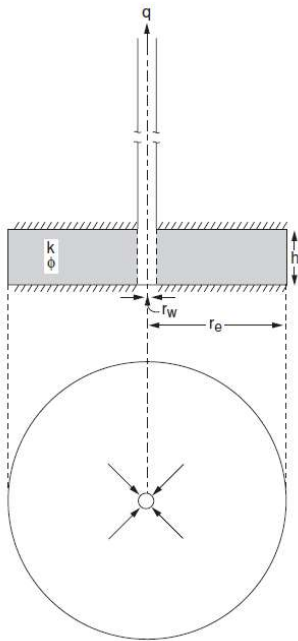
El flujo estacionario ocurre cuando la presión y el caudal en cada punto del medio poroso son constantes con el tiempo.

$$\frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad \rightarrow \quad \frac{q}{A} dl = -\frac{k}{\mu} dp \quad \rightarrow \quad \frac{q}{A} \int_0^L dl = -\frac{k}{\mu} \int_{p_1}^{p_2} dp$$

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{(p_1 - p_2)}{L}$$

(Steady-state linear flow)

Flujo radial estacionario de un fluido incompresible



$$u_r = -\frac{q}{2\pi r h}$$

u_r : velocidad de fluido superficial
 r : radio

Para la ley de Darcy en flujo laminar:

$$u_r = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}$$

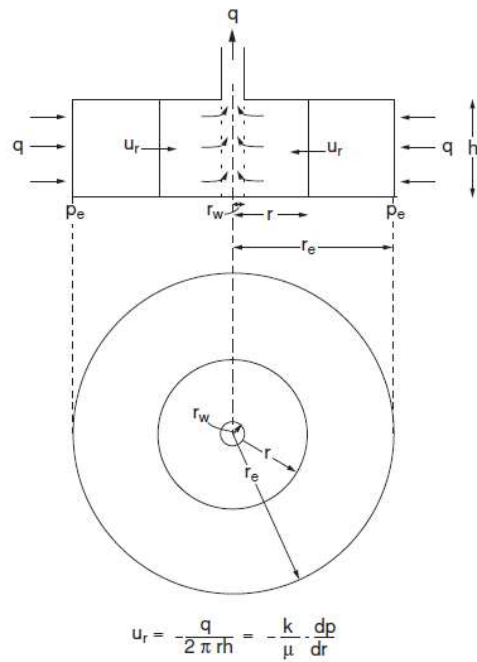
Combinando ambas ecuaciones e integrando:

$$\frac{q\mu}{2\pi k h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = \int_{P_w}^{P_e} dp$$

$$P_e - P_w = \frac{q\mu}{2\pi k h} \ln \frac{r_e}{r_w}$$

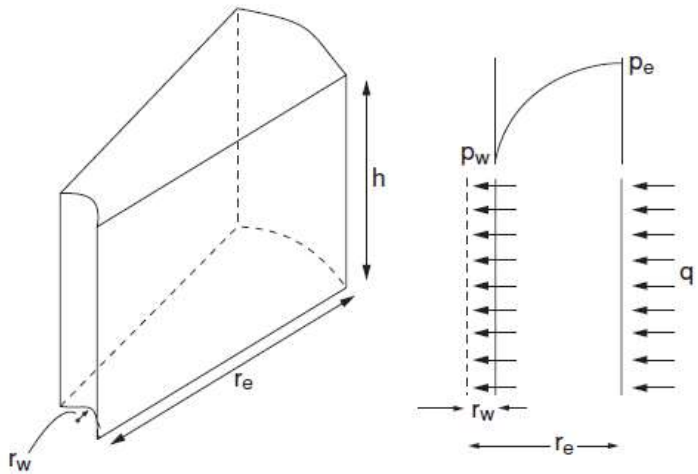


Flujo radial estacionario de un fluido incompresible

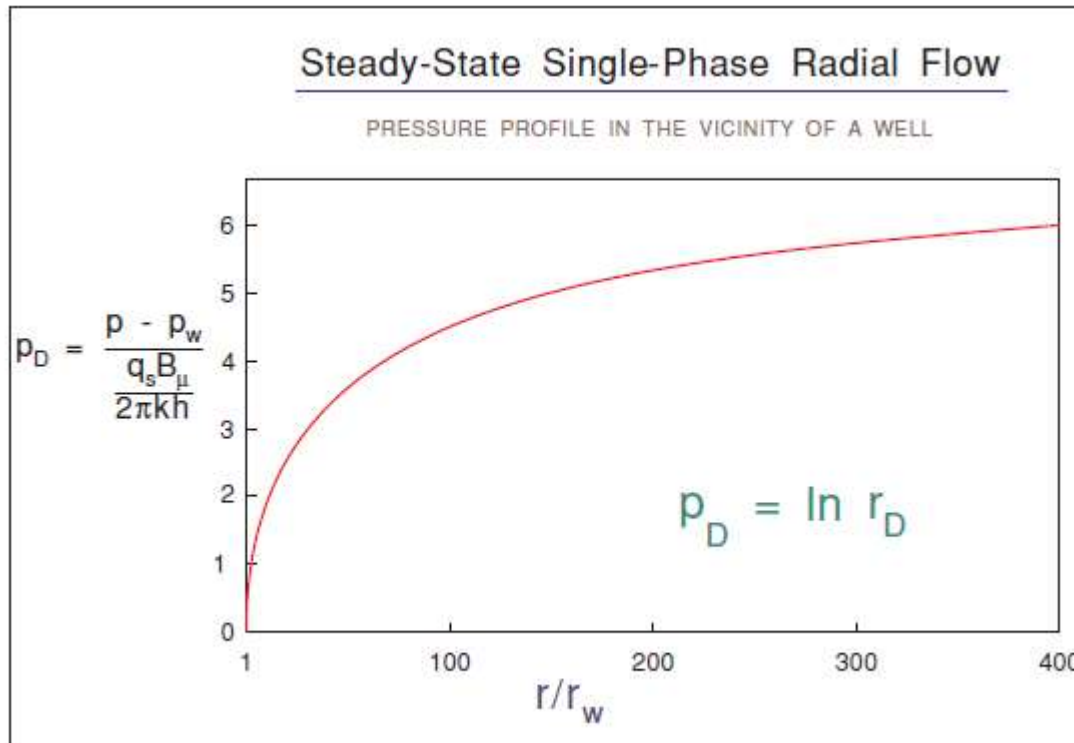


$$p_e - p_w = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_e}{r_w}$$

(Steady-state radial flow)



Flujo radial estacionario de un fluido incompresible

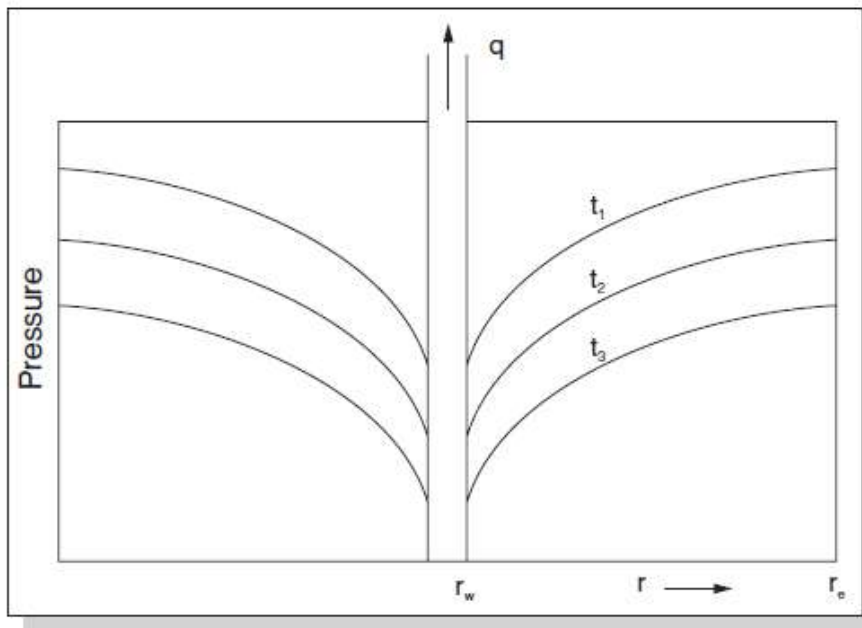


$$p_e - p_w = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_e}{r_w}$$

p_D = presión adimensional
 r_D = radio adimensional
 q_s : caudal en condiciones de tanque
 B : factor de volumen



Flujo radial seudo estacionario de un fluido incompresible



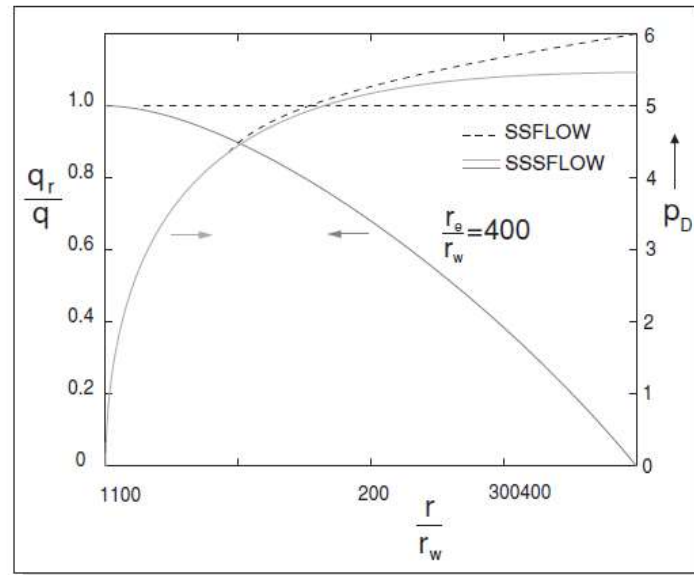
En el flujo seudo estacionario (Seudo steady state: SSS) la presión declina en todo el reservorio a la misma tasa.

Por lo tanto, dp/dt es constante para cualquier punto ubicado a una distancia r del pozo.

Los perfiles de presión tienen la misma forma.



Flujo radial seudo estacionario de un fluido incompresible



$$p_D = \frac{p - p_w}{\frac{q\mu}{2\pi kh}} = \ln \frac{r}{r_w} - \frac{r^2}{2r_e^2}$$

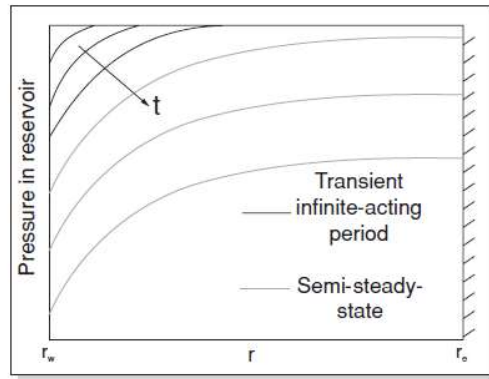
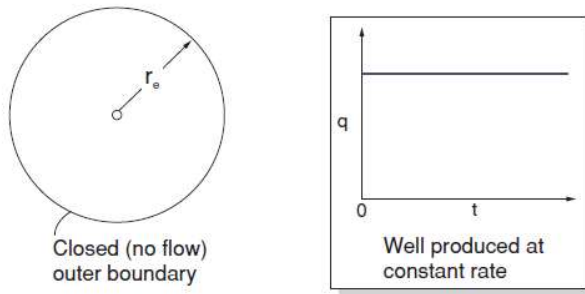
$$\frac{q_r}{q} = 1 - \frac{r^2}{r_e^2}$$

Ecuación SSS en función de la presión media

$$\bar{p} = p_w + \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right]$$

Flujo radial pseudo estacionario de un fluido incompresible

El flujo pseudo estacionario ocurre cuando, a caudal constante, la presión cambia linealmente con el tiempo.



El período inicial, cuando la perturbación de la presión se propaga desde el pozo hasta alcanzar el límite exterior, se denomina flujo transiente (**infinite-acting flow**), y constituye la **base de la teoría de ensayo de pozo**.

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Ecuación de difusividad

La ecuación que gobierna la transmisión de la presión en un medio poroso es la ecuación de difusividad.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k_r} \frac{\partial p}{\partial t}$$

$k/\phi\mu c_t$: difusividad hidráulica

La ecuación de difusividad deriva de 3 ecuaciones elementales: la ley de conservación de la masa, la ley de Darcy y la compresibilidad (fluidos ligeramente compresibles) constante.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Ecuación de difusividad

Ecuación de difusividad

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k_r} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Se asume que:

- Se cumple la Ley de Darcy.
- Porosidad, permeabilidad, viscosidad y compresibilidad son constantes.
- La compresibilidad del fluido es pequeña (por lo tanto no es válida para gases).
- Los gradientes de presión en el reservorio son pequeños.
- El flujo es monofásico.
- La gravedad y los efectos termales son despreciables.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Ecuación de difusividad

Ecuación de difusividad

$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_i} \nabla^2 p$	<i>Forma general</i>
$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_i} \frac{1}{r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right]$	<i>Flujo radial</i>
$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \frac{k}{\Phi \mu c_i} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$	<i>Flujo lineal</i>

Analizando la ecuación de difusividad, se observa que:

- A mayor permeabilidad, más rápido será el cambio de presión (respuesta del reservorio a la perturbación).
- A mayor viscosidad del fluido, más lento será el cambio de presión.
- El cambio de presión es proporcional al cociente k/μ , denominado movilidad.
- El cambio de presión es directamente proporcional a $1/\phi c_t$, denominado relación de almacenamiento (storativity ratio).



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Ecuación de difusividad

La ecuación de difusividad describe entonces como la presión en un determinado punto del reservorio reaccionará a una perturbación. Es decir, como el sistema reaccionará en diferentes puntos alejados de pozos y de límites.

Para resolver la ecuación es necesario conocer el estado inicial del sistema, y como el flujo estará definido en el pozo y en los límites naturales del reservorio.

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Ecuación de difusividad

Condiciones iniciales

La condición más usual y más fácil para resolver analíticamente el problema, es considerar que en el instante inicial, es decir, cuando comienza la producción, el reservorio se encuentra a una presión uniforme igual a P_i .

$$\forall r \quad p(t = 0, r) = p_i$$

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Ecuación de difusividad

Condiciones de pozo

El modelo más realista es considerar un pozo vertical, de radio r_w y que atraviesa la totalidad de la formación. Por lo tanto, en un reservorio homogéneo:

$$\left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r_w, t} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh}$$

El modelo más simple y conveniente, aunque irreal, para considerar la condición de pozo es el denominado línea fuente, el cual es la misma ley de Darcy, pero para el caso de un pozo vertical, de radio igual a cero y que atraviesa la totalidad de la formación. Por lo tanto, en un reservorio homogéneo:

$$\lim \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right]_{r \rightarrow 0, t} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh}$$



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Ecuación de difusividad

Condiciones de límites

La condición más simple para modelar analíticamente el problema, es que no existen límites, es decir, que el reservorio es infinito. La ecuación para dicho sistema, asumiendo simetría radial es:

$$\lim_{r \rightarrow \infty} [p(r, t)] = p_i$$

Si bien ningún reservorio es infinito, en PTA este modelo es más fácil de generar y ajustar siempre que la extensión del ensayo no permita visualizar los límites del reservorio.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Ecuación de difusividad

La solución en cualquier punto y tiempo, para pozo línea fuente produciendo en un reservorio homogéneo infinito es:

$$p(r,t) = p_i - \frac{70.6qB\mu}{kh} \left[-E_i \left(-\frac{948.1\Phi\mu c_i r^2}{kt} \right) \right]$$

E_i: función integral exponencial



Conceptos básicos de ensayo de pozo - IARF

Considerando ahora $r=r_w$ y para tiempos en los cuales la solución línea fuente alcanza un “régimen” denominado flujo radial (IARF), puede utilizarse una aproximación que es la de mayor interés para la teoría de ensayos de pozo.

$$p(t) \approx p_i - \frac{162.6q\mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\Phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 \right]$$

$$\text{IARF: For } t \geq \frac{379200\Phi\mu c_t r_w^2}{k}$$

IARF: Infinite Acting Radial Flow

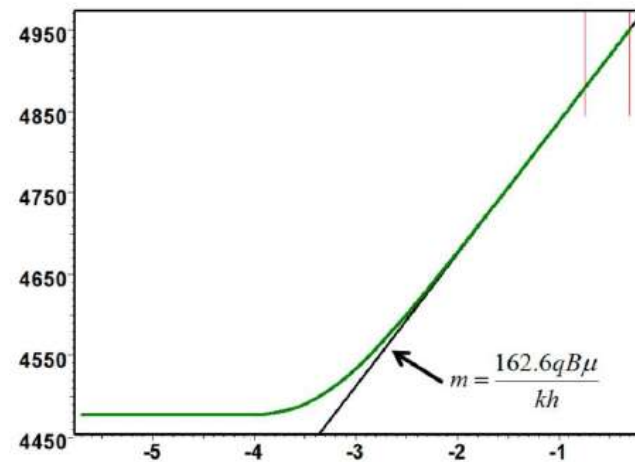
Conceptos básicos de ensayo de pozo - IARF

El flujo radial se caracteriza por la linealidad entre el cambio de presión y el logaritmo del tiempo. Por eso esta aproximación se denomina semilog.

$$p(t) \approx p_i - \frac{162.6q\mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\Phi\mu c_i r_w^2}\right) - 3.228 \right]$$

$$\text{IARF: For } t \geq \frac{379200\Phi\mu c_i r_w^2}{k}$$

La pendiente de esta gráfica permite el cálculo del producto $k \cdot h$.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Ecuación de difusividad

Variables adimensionales:

$$p_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} (p_i - p_{wf})$$

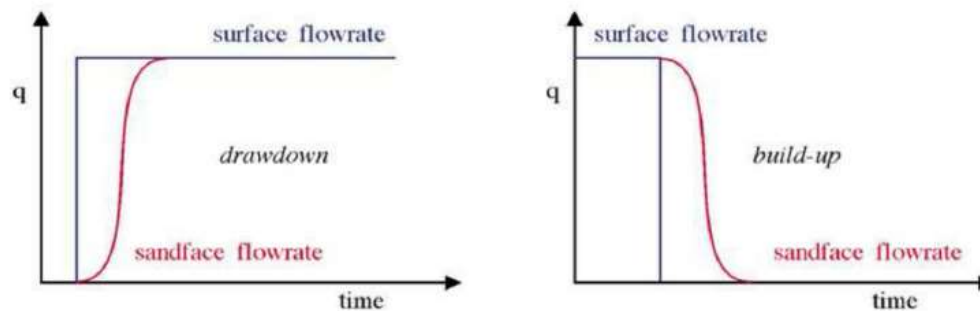
$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$$

$$r_D = \frac{r}{r_w}$$



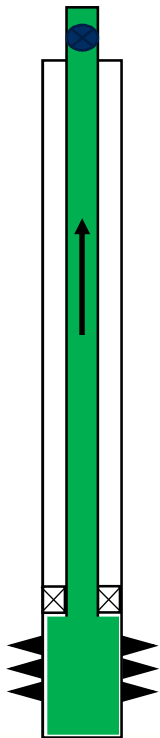
Conceptos básicos de ensayo de pozo - Almacenamiento

En la mayoría de los casos, la válvula utilizada para abrir o cerrar el pozo no se encuentra a nivel de la capa. Existe por lo tanto un volumen de fluido que actúa como un colchón entre la válvula y el reservorio, que genera un retardo entre el tiempo efectivo de apertura o cierre del pozo y el tiempo en que el reservorio comienza o deja de producir. Esto es lo que se conoce como almacenamiento de pozo (wellbore storage), y ocurre cuando el pozo se cierra en superficie, o inclusive en el fondo.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Almacenamiento

Almacenamiento de pozo tipo I:



El pozo se encuentra lleno de fluido. Este tipo de almacenamiento se modela mediante la compresión o la descompresión del fluido.

$$C = \frac{V}{\Delta p} \quad [\text{STB/psi}]$$

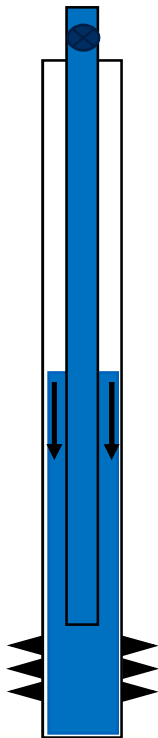
$$C = V_w * c_w$$

V_w : volumen del pozo
 c_w : compresibilidad del fluido

V: 32 bbls		
Fluido	Compresibilidad (psi-1)	C (STB/psi)
Petróleo	2.98 E-5	9.54 E-4
Agua	3.25E-6	1.04 E-4
Gas	6.55 E-4	0.021

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Almacenamiento

Almacenamiento de pozo tipo II:



En este caso existe nivel de fluido descendente.

$$C = \frac{144 * A_w}{\rho} \quad [\text{ft}^3/\text{psi}]$$

A_w : area del wellbore
 ρ : densidad del fluido

Este tipo de almacenamiento es muy común en pozos inyectoros, donde la presión de la formación es menor a la presión hidrostática.



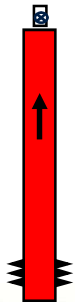
Conceptos básicos de ensayo de pozo - Almacenamiento

Ejercicio:

Un pozo de 350 m produce un petróleo de 0.8 g/cm^3 (50 lb/ft^3). La instalación es tubing de $2 \frac{7}{8}$ " y casing de 7" N-80 29 lb/ft (I.D: 6.184"). Calcular el almacenamiento.



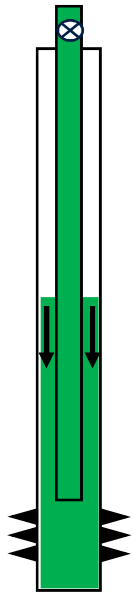
Calcular el almacenamiento suponiendo que el pozo es productor de gas de una compresibilidad de $2\text{E-}4 \text{ psi}^{-1}$.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Almacenamiento

Ejercicio:

Un pozo de 350 m produce un petróleo de 0.8 g/cm³ (50 lb/ft³). La instalación es tubing de 2 7/8" y casing de 7" N-80 29 lb/ft (I.D: 6.184"). Calcular el almacenamiento.



$$C = \frac{144 \cdot A_w}{\rho} \quad [\text{ft}^3/\text{psi}]$$

$$A_w = \frac{\pi \cdot [(6.184/2)^2 - (2.875/2)^2]}{144} = 0.163 \text{ ft}^2$$

$$C = \frac{144 \cdot 0.163}{50} = 0.471 \text{ ft}^3/\text{psi}$$



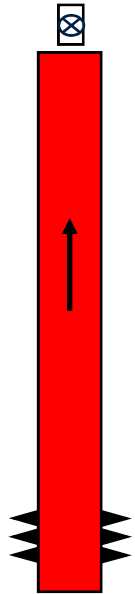
$$C = 0.084 \text{ STB}/\text{psi}$$

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Almacenamiento

Ejercicio:

Un pozo de 350 m produce un petróleo de 0.8 g/cm³ (50 lb/ft³). La instalación es tubing de 2 7/8" y casing de 7" N-80 29 lb/ft (I.D: 6.184"). Calcular el almacenamiento.

Calcular el almacenamiento suponiendo que el pozo es productor de gas de una compresibilidad de 2E-4 psi⁻¹.



$$C = V_w * c_w$$

$$V_w = \frac{\pi * (6.184/2)^2 * 1160}{144} = 241.94 \text{ ft}^3$$

$$C = 2E-4 * 241.94 = 0.048 \text{ ft}^3/\text{psi} \quad \rightarrow \quad C = 0.0085 \text{ STB}/\text{psi}$$

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Almacenamiento

Ejercicio:

Un pozo de 350 m produce un petróleo de 0.8 g/cm³ (50 lb/ft³). La instalación es tubing de 2 7/8" y casing de 7" N-80 29 lb/ft (I.D: 6.184"). Calcular el almacenamiento.



$$C = \frac{144 * A_w}{\rho} \quad [\text{ft}^3/\text{psi}]$$

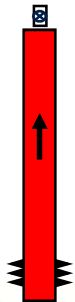
$$A_w = \frac{\pi * [(6.184/2)^2 - (2.875/2)^2]}{144} = 0.163 \text{ ft}^2$$

$$C = \frac{144 * 0.163}{50} = 0.471 \text{ ft}^3/\text{psi}$$



$$C = 0.084 \text{ STB/psi}$$

Calcular el almacenamiento suponiendo que el pozo es productor de gas de una compresibilidad de 2E-4 psi⁻¹.



$$C = V_w * c_w$$

$$V_w = \frac{\pi * (6.184/2)^2 * 1160}{144} = 241.94 \text{ ft}^3$$

$$C = 2E-4 * 241.94 = 0.048 \text{ ft}^3/\text{psi}$$



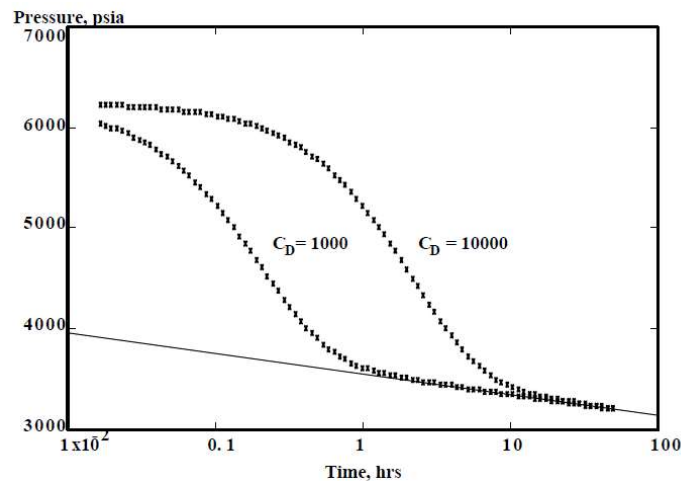
$$C = 0.0085 \text{ STB/psi}$$

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Almacenamiento

El almacenamiento es una molestia en los ensayos de pozo, ya que enmascara la respuesta del reservorio. Si bien el mismo puede minimizarse mediante el cierre en fondo, siempre está presente.

$$C_D = \frac{5.615C}{2\pi\phi c_t h r_w^2}$$

Coficiente adimensional de almacenamiento [STB/psi]



$$t_D = C_D(60 + 3.5s)$$

Tiempo de inicio de respuesta de reservorio

Para el diseño de ensayos de pozo este tiempo debe tenerse muy en cuenta, de manera de obtener datos interpretables.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Almacenamiento

Ejercicio:

El pozo productor de petróleo del ejercicio anterior produce de un reservorio con las siguientes características:

k: 20 md	ct: 5E-6 psi ⁻¹
h: 6 ft	rw: 0.35 ft
φ: 0.2	μ: 3 cp

Calcular el tiempo requerido para comenzar a obtener datos de reservorio.

$$C_D = \frac{5.615C}{2\pi\phi c_t h r_w^2}$$

$$t_D = C_D(60 + 3.5s)$$

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$$

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Almacenamiento

Ejercicio:

El pozo productor de petróleo del ejercicio anterior produce de un reservorio con las siguientes características:

k: 20 md ct: 5E-6 psi⁻¹
h: 6 ft rw: 0.35 ft
φ: 0.2 μ: 3 cp

Calcular el tiempo requerido para comenzar a obtener datos de reservorio.

Del ejercicio anterior C= 0.084 STB/psi

$$C_D = \frac{5.615C}{2\pi\phi c_t h r_w^2} \quad \Rightarrow \quad C_D = \frac{5.615 \cdot 0.084}{2 \cdot \pi \cdot 0.2 \cdot 5 \cdot 10^{-6} \cdot 6 \cdot 0.35^2} = 1.02 \text{ E5}$$

$$t_D = C_D(60 + 3.5s) \quad \Rightarrow \quad t_D = 1.021 \text{ E5} \cdot (60 + 0) = 6.13 \text{ E6}$$

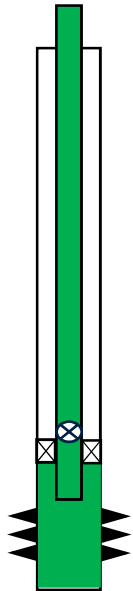
$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad \Rightarrow \quad t = \frac{\phi \mu c_t r_w^2 t_D}{0.000264 \cdot k} \quad \Rightarrow \quad = 427 \text{ hs} \approx 18 \text{ días}$$



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Almacenamiento

Ejercicio:

Suponiendo que el pozo del ejercicio anterior tuviera PKR y una válvula de cierre en fondo, y considerando una “cámara” de 50 m y una compresibilidad del petróleo de 2 E-5 psi-1, calcular el tiempo requerido para comenzar a obtener datos de reservorio.



$$C = V_w * c_w \rightarrow = 1.22 \text{ E-4 STB/psi}$$

$$C_D = \frac{5.615C}{2\pi\phi c_t h r_w^2} \rightarrow C_D = \frac{5.615 * 1.22 \text{ E-4}}{2 * \pi * 0.2 * 5 \text{ e-6} * 6 * 0.35^2} = 148.34$$

$$t_D = C_D (60 + 3.5s) \rightarrow t_D = 148.34 * (60 + 0) = 8900.29$$

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \rightarrow t = \frac{\phi * \mu * C_t * r_w^2 * t_D}{0.000264 * k} \rightarrow = 0.62 \text{ hs}$$

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Daño de formación

En muchos casos, la formación es dañada en la **zona cercana al pozo**, durante las fases de perforación y completación. Las principales causas son:

- Invasión de sólidos del lodo.
- Hinchamiento de arcillas en contacto con el filtrado del lodo.
- Precipitación química o “scaling”.
- Movimiento de finos.
- Compactación de la formación.

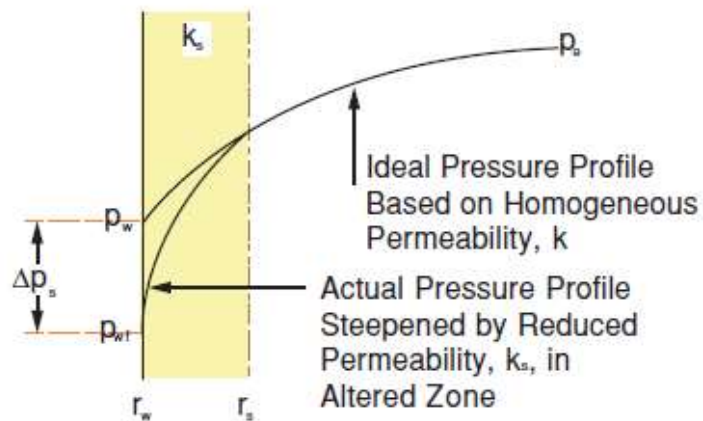
En pozos inyectoros se puede considerar adicionalmente:

- Taponamiento debido a partículas suspendidas en el fluido de inyección.
- Incompatibilidad de aguas.
- Alteración de las arcillas en contacto con el fluido inyectado.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Daño de formación

Factor de skin



$$p_{wf} = p_w - \Delta p_s$$

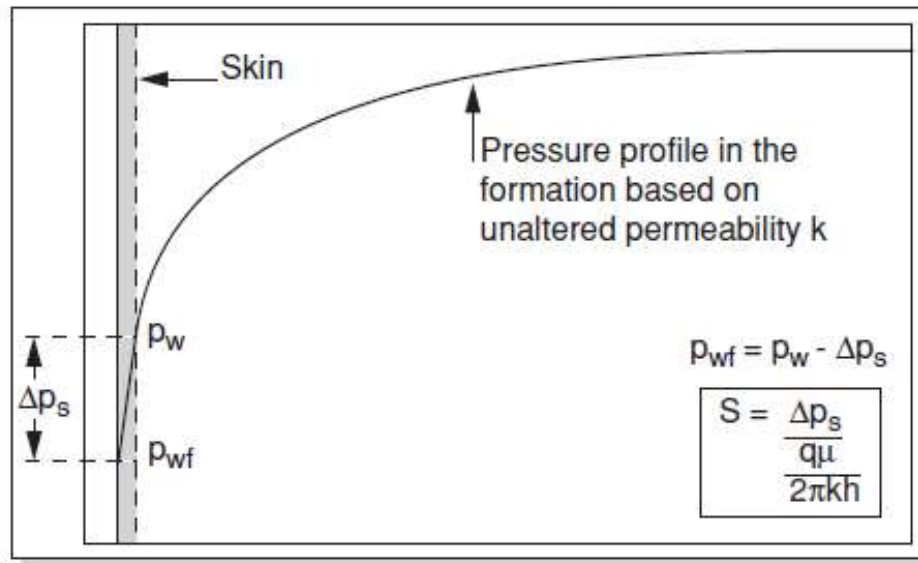
Se define entonces el factor skin:

$$S = \frac{\Delta p_s}{\frac{q_s B \mu}{2\pi k h}}$$



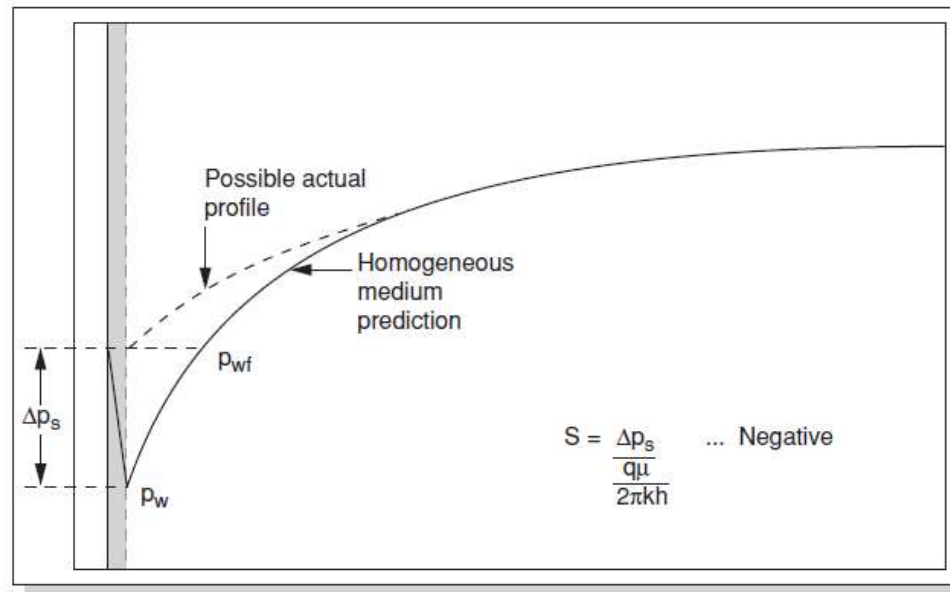
Conceptos básicos de ensayo de pozo - Daño de formación

Acorde a su definición, tanto la pérdida de carga skin como el factor de skin S son positivos.

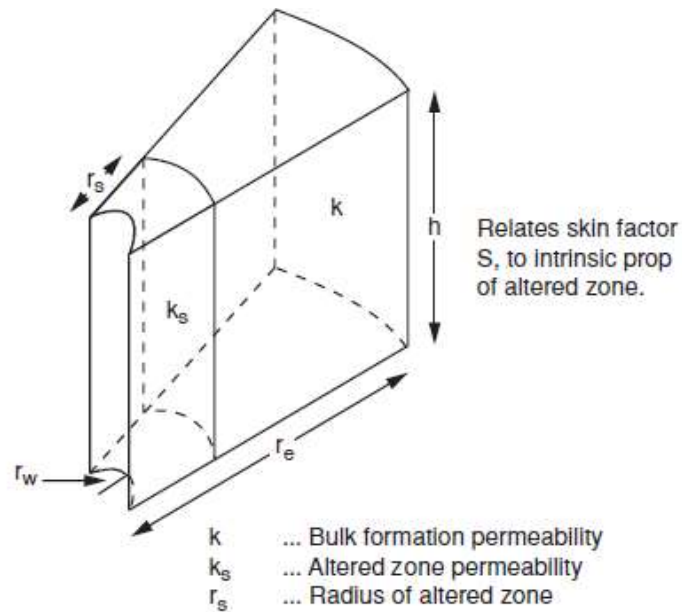


Conceptos básicos de ensayo de pozo - Daño de formación

Sin embargo, es posible lograr un incremento de la permeabilidad en la zona cercana al pozo, mediante una fractura hidráulica por ejemplo. Por lo tanto, eso significaría un factor de skin negativo.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Daño de formación



$$S = \frac{\Delta p_s}{\frac{q\mu}{2\pi kh}} = \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \frac{r_s}{r_w}$$

$$\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_s}{r_w}$$

$$\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

Factor de skin adimensional:

$$S = \frac{\Delta p_s}{\frac{q\mu}{2\pi kh}} = \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \frac{r_s}{r_w}$$

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Daño de formación

$$S = \frac{\Delta p_s}{\frac{q\mu}{2\pi kh}} = \left[\frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \frac{r_s}{r_w}$$

Aún conociendo k y r_w k_s ; r_s :????

Definiendo un radio de pozo efectivo, el cual hace que la pérdida de carga calculada sea igual aquella en un reservorio con daño:

$$\ln \frac{r_e}{r_{w,eff}} = \ln \frac{r_e}{r_w} + S$$

$$r_{w,eff} = r_w e^{-S}$$



Conceptos básicos de ensayo de pozo - IARF

Anteriormente habíamos llegado a la siguiente expresión para la ecuación de difusividad.

$$p(t) \approx p_i - \frac{162.6q\mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\Phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 \right]$$

Incluyendo el concepto de skin, la ecuación de difusividad toma la siguiente expresión:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \left[\log t + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 + 0.8686S \right]$$

Para tiempos tempranos, donde solo se observe almacenamiento de pozo:

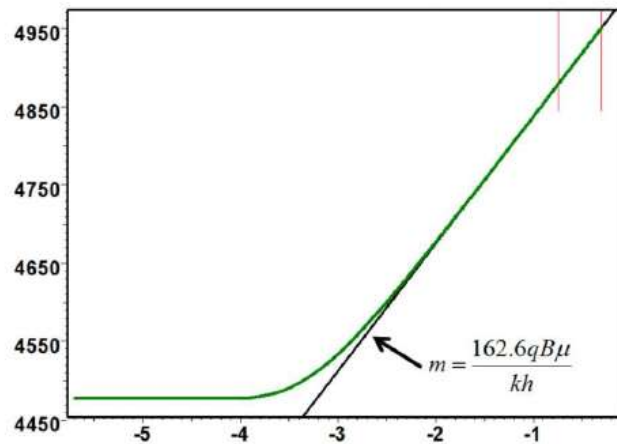
$$p(\Delta t) = p_i - \frac{0.234qB}{5.615C} \Delta t$$

$$\text{IARF: For } t \geq \frac{379200\Phi\mu c_t r_w^2}{k}$$



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Análisis semilog

Análisis semilog



Una vez identificada la línea recta que corresponde al flujo radial, conociendo su pendiente puede obtenerse la permeabilidad de la formación.

A su vez, para obtener el daño de formación, se utiliza la siguiente expresión:

$$s = 1.151 \left[\frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.2274 \right]$$

p_{1h} sobre la recta de IARF para $t = 1$ hora, de manera que $\log t = 0$

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Análisis semilog

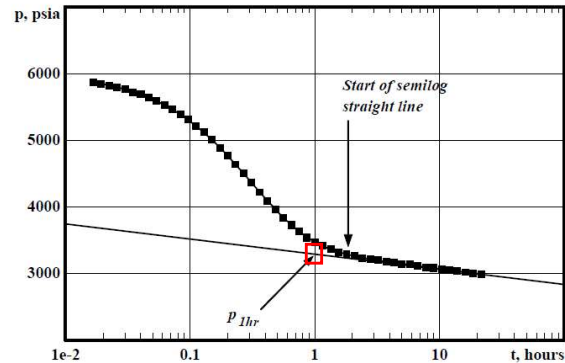
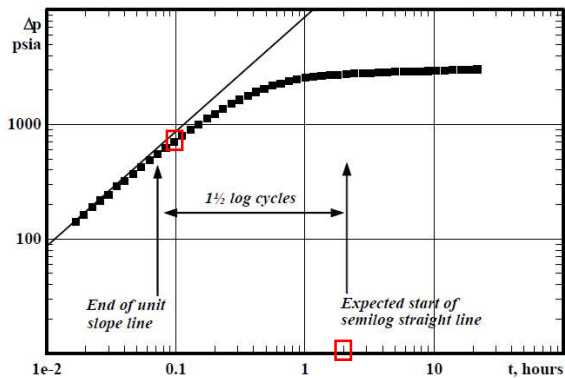
Análisis semilog

1. Realizar gráfico log - log de Δp vs t.
2. Determinar el tiempo al cual finaliza la recta de pendiente igual a 1.
3. Considerar un tiempo igual a $1 \frac{1}{2}$ ciclo logarítmico posterior. Este es el tiempo donde se espera que inicie en el gráfico semilog la línea recta correspondiente al flujo radial.
4. Dibujar el gráfico semilog p vs t.
5. Ubicar la línea recta, comenzando al tiempo estimado en el gráfico log - log.
6. Calcular la permeabilidad a partir de la pendiente de la línea recta.
7. Calcular el daño con la intersección de la línea recta, utilizando la presión en el tiempo $t= 1$ hora.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Análisis semilog

Análisis semilog



Datos:

B=	1.21 B/STB	rw=	0.401 ft
μo=	0.92 cp	h=	23 ft
ct=	8.72E-06 psi-1	pi=	6009 psi
φ=	0.21	q=	2500 STB/d

Del gráfico log-log, se obtiene el tiempo al cual se espera que comience el flujo radial. Es posible a partir del log-log plot, obtener el valor de C:

$$(p_i - p) = \frac{0.234 qB}{5.615 C} t \quad \rightarrow \quad t = 0.1 \text{ hs} \quad \rightarrow \quad C = 0.0158 \text{ STB/psi}$$

p = 5200 psi

Del gráfico semilog, se obtiene la pendiente de la recta: 255 psi/ciclo log

$$m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \quad \rightarrow \quad k = \frac{162.6 * 2500 * 1.21 * 0.92}{23 * 255} \quad \rightarrow \quad k = 77 \text{ md}$$

$$s = 1.151 \left[\frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_r r_w^2} + 3.2274 \right] \quad \rightarrow \quad p_{1hr} = 3465 \text{ psi}, \quad S = 6$$



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Principio de superposición

Hasta acá todo el desarrollo que se ha mostrado corresponde a soluciones de la ecuación de difusividad para un caudal constante.

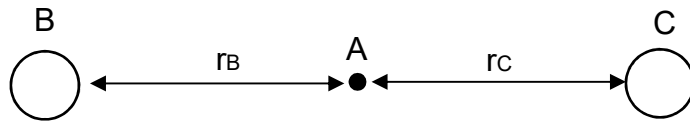
El principio de superposición dice que “la respuesta de un sistema a un número de perturbaciones es exactamente igual a la suma de las respuestas de cada perturbación, como si la misma estuviera sola”.

El principio de superposición permite determinar la respuesta del reservorio para un pozo fluyendo a caudal variable.

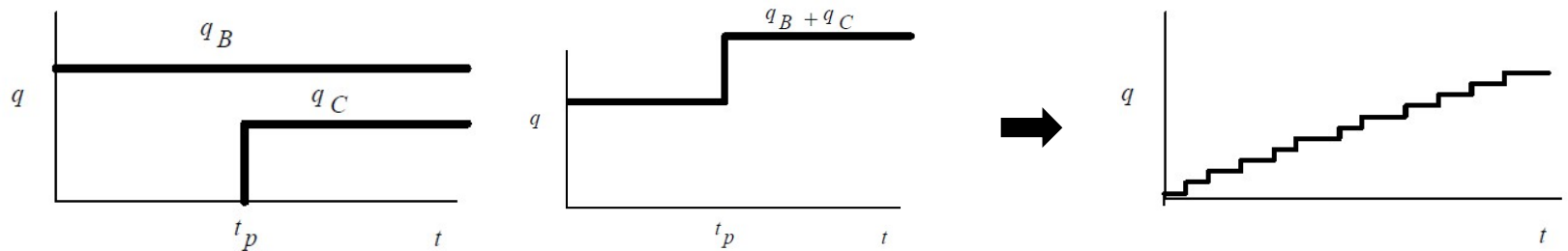
Este principio se puede también utilizar para modelar límites, utilizando las mismas soluciones de la ecuación de difusividad para pozos en un reservorio infinito.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Principio de superposición



$$\Delta p = \frac{141.2q_B B \mu}{kh} \left[\frac{1}{2} \left(\ln \frac{0.000264kt}{\phi \mu c_t r_B^2} \right) + 0.80907 \right] + \frac{141.2q_C B \mu}{kh} \left[\frac{1}{2} \left(\ln \frac{0.000264kt}{\phi \mu c_t r_C^2} \right) + 0.80907 \right]$$



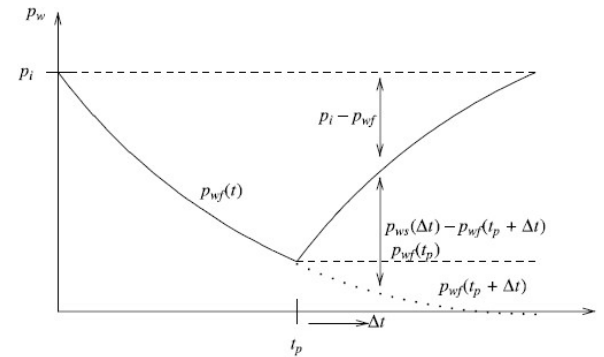
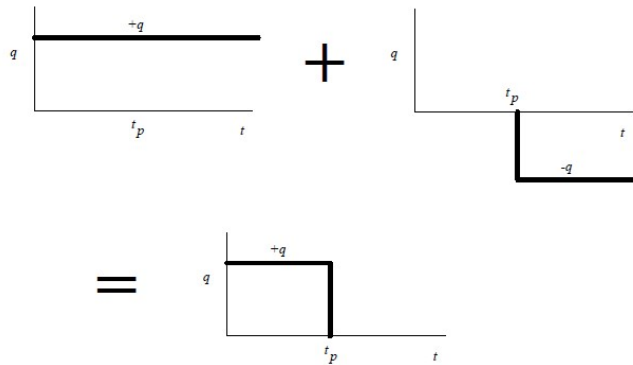
Si $q_B \neq q_C$ y $r_B = r_C = 0$
 Pozo fluyendo a dos caudales diferentes

Historia de producción compleja



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Principio de superposición

Ensayo de build up



$$P_{ws} = P_i - \frac{141.2qB\mu}{kh} \left[\frac{1}{2} \left(\ln \frac{k(t_p + \Delta t)}{\phi\mu c_i r_w^2} - \ln \frac{k\Delta t}{\phi\mu c_i r_w^2} \right) \right]$$

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$$



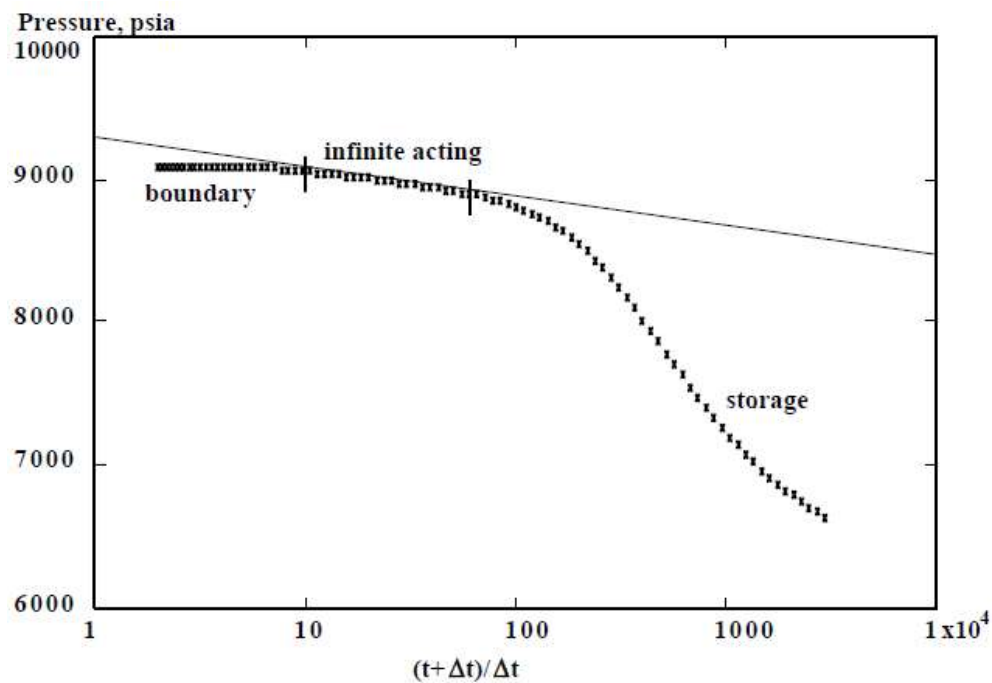
Si se grafica la presión vs el $\log (t_p + \Delta t) / \Delta t$ se obtendrá una línea recta de pendiente $m = \frac{162.6qB\mu}{kh}$ denominado gráfico de Horner.

$(t_p + \Delta t) / \Delta t$: tiempo de Horner



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Ensayo de Build Up

Horner plot



$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh}$$

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{kt_p}{(t_p + 1)\phi\mu c_r r_w^2} + 3.2274 \right) \right]$$

