

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Derivada de Bourdet

La derivada de Bourdet es la pendiente del gráfico semilog mostrada en un gráfico log - log.

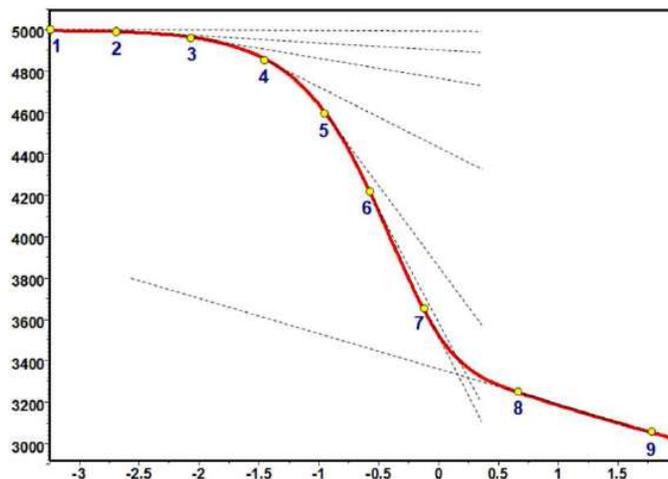


Gráfico semilog

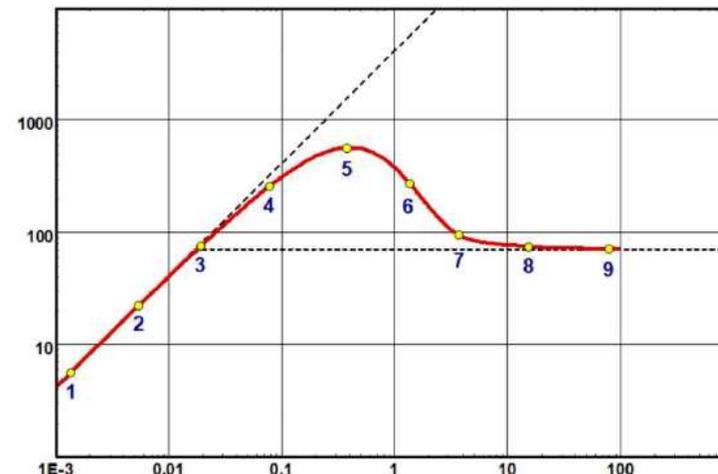


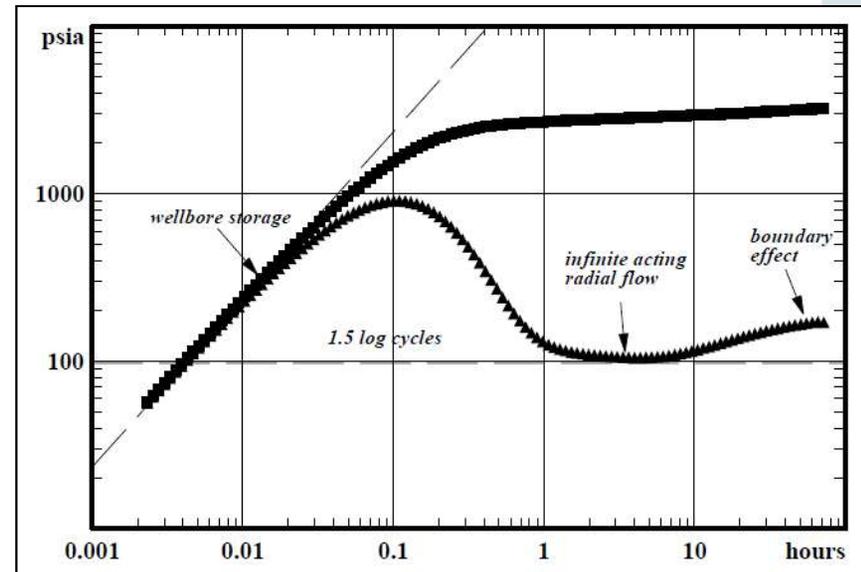
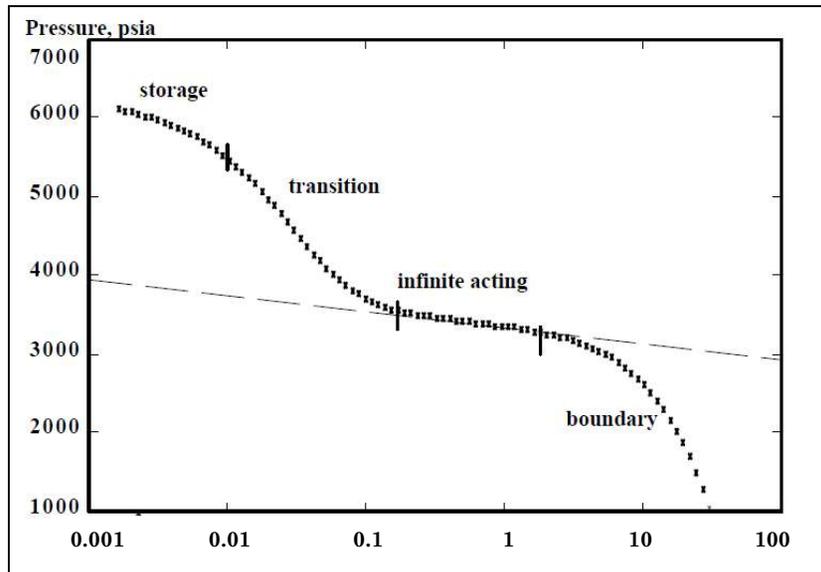
Gráfico log - log

Debido a que permite identificar fácilmente el flujo radial (IARF) por su estabilización, y que además permite visualizar el período de almacenamiento por su pendiente unitaria, es la mejor herramienta de diagnóstico, y de ahí su amplia utilización en well testing.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Derivada de Bourdet

Secuencia de “respuestas”

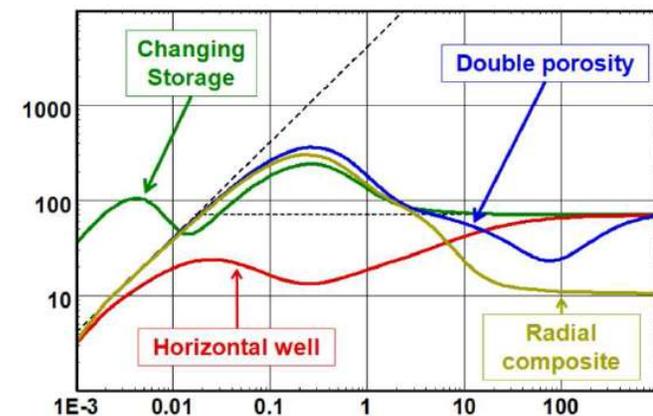
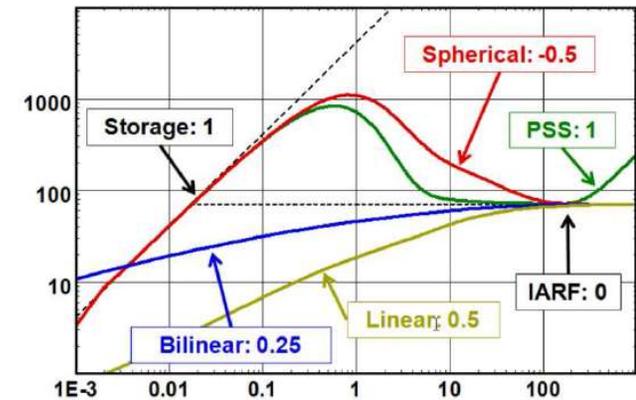


Conceptos básicos de ensayo de pozo - Derivada de Bourdet

La derivada de Bourdet no solamente permite identificar el flujo radial, sino también obtener el valor de la permeabilidad, del almacenamiento y el daño de formación.

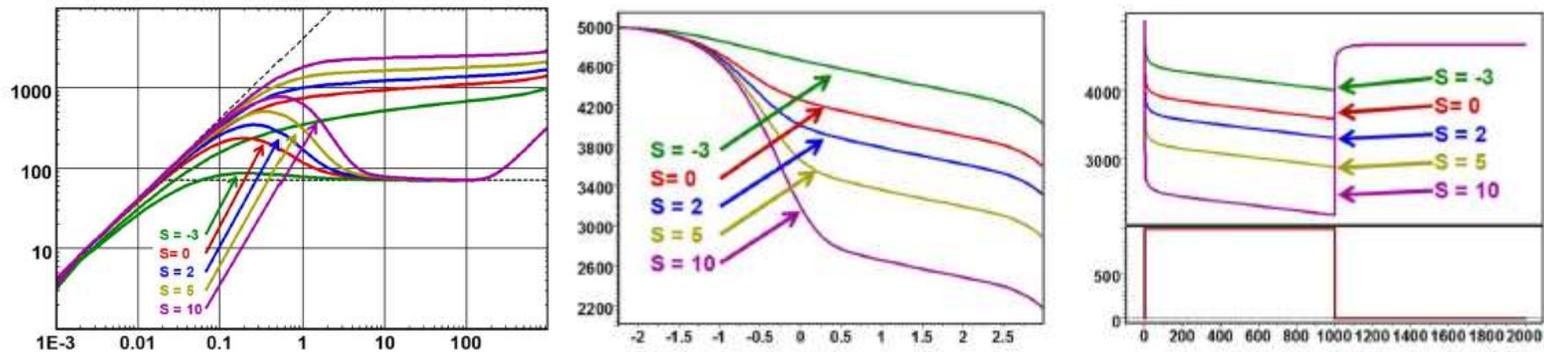
No solamente estos parámetros pueden determinarse por medio de su ajuste, sino que también se pueden identificar diferentes modelos de pozo, así como también la identificación de otros regímenes de flujo.

A manera de resumen, la derivada de Bourdet permite la identificación de numerosos comportamientos de pozo, reservorio y límites.

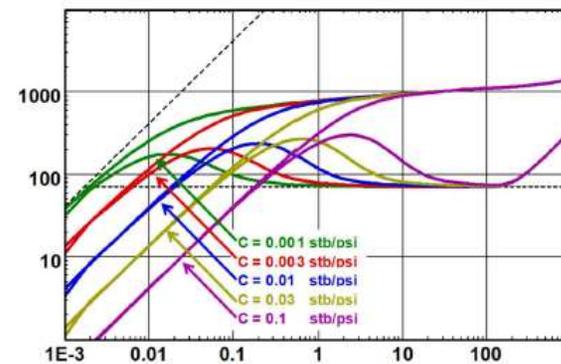


Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de pozo

Pozo vertical con almacenamiento y daño

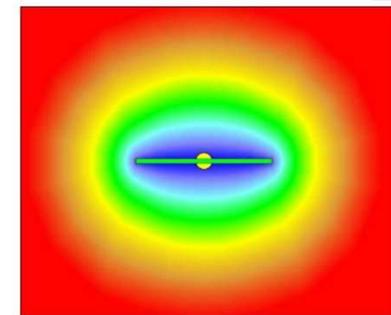
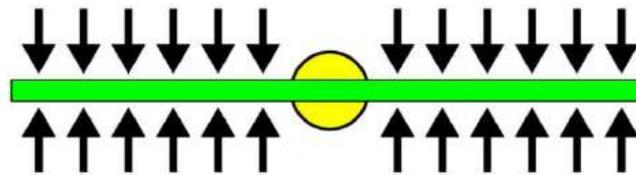
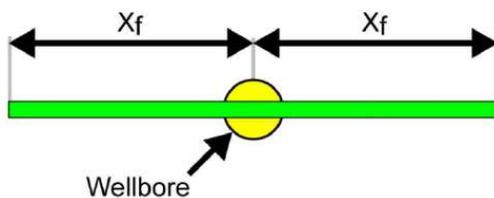


Es el modelo más simple. Considera que el pozo atraviesa verticalmente la totalidad del reservorio.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de pozo

Pozo vertical con fractura hidráulica de alta conductividad



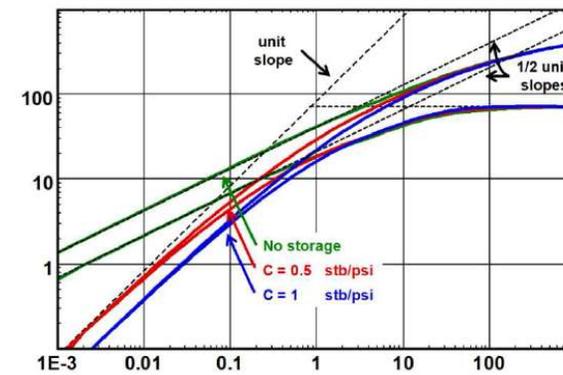
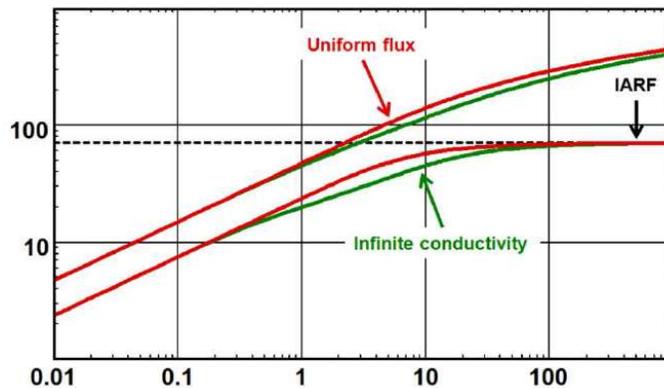
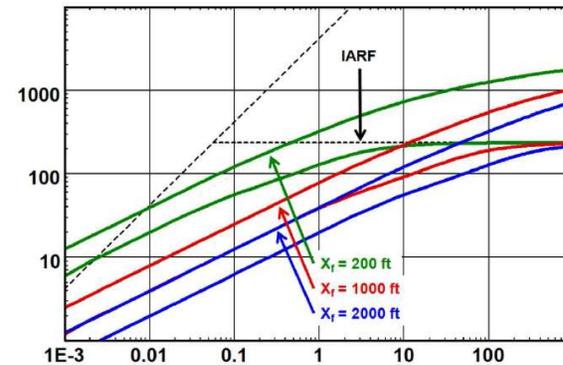
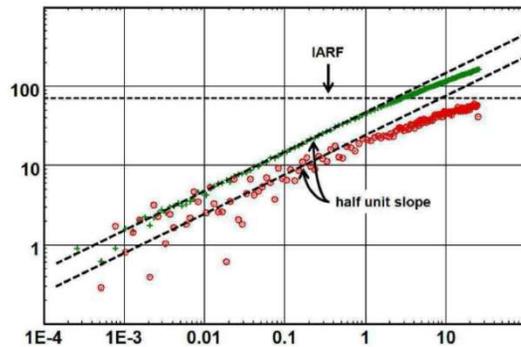
En este caso la pérdida de carga en la fractura es nula o despreciable.

Para tiempos tempranos se observa flujo lineal, desde el reservorio a la fractura. Este flujo se caracteriza por tener una pendiente de $\frac{1}{2}$, tanto en el ΔP como en la derivada. A medida que transcurre el tiempo, el flujo comienza a apartarse de la linealidad, convirtiéndose en un flujo elíptico. A mayor tiempo, la elipse se transforma en un círculo cuando se alcanza el flujo radial. En este momento la fractura se comporta como un pozo con un skin negativo.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de pozo

Pozo vertical con fractura hidráulica de alta conductividad



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de pozo

Skin geométrico

$$\Delta p_{Skin} = 141.2 \frac{q_{sf} \mu}{kh} S_T$$

ST: skin total

$$S_T = S_G + S_M$$

↑
Geométrico
↙
Mecánico

Conductividad infinita

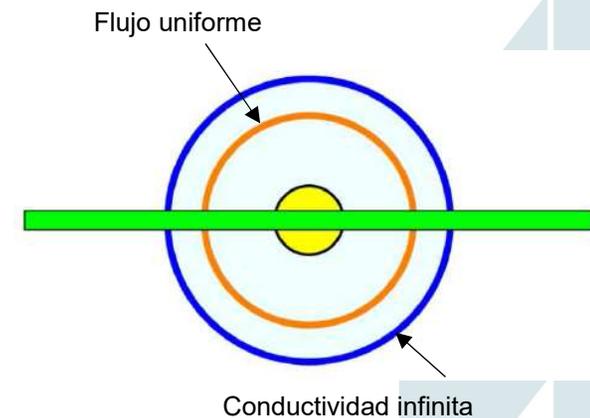
$$S_G = -\ln\left(\frac{X_f}{2.718 r_w}\right) \quad r_{weq} = \frac{X_f}{e} \approx 37\% X_f$$

Flujo uniforme

$$S_G = -\ln\left(\frac{X_f}{2.015 r_w}\right) \quad r_{weq} = \frac{X_f}{2.015} \approx 50\% X_f$$

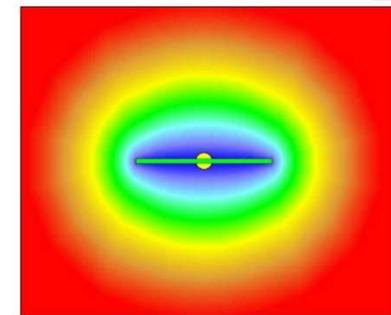
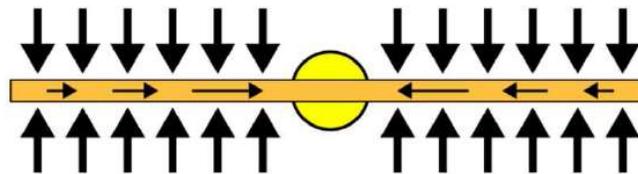
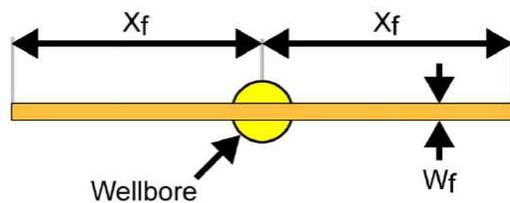
Ejemplo:

Para un pozo de 8 ½", con una fractura de conductividad infinita de 30 m, $S_G = -4.61$



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de pozo

Pozo vertical con fractura hidráulica de baja conductividad

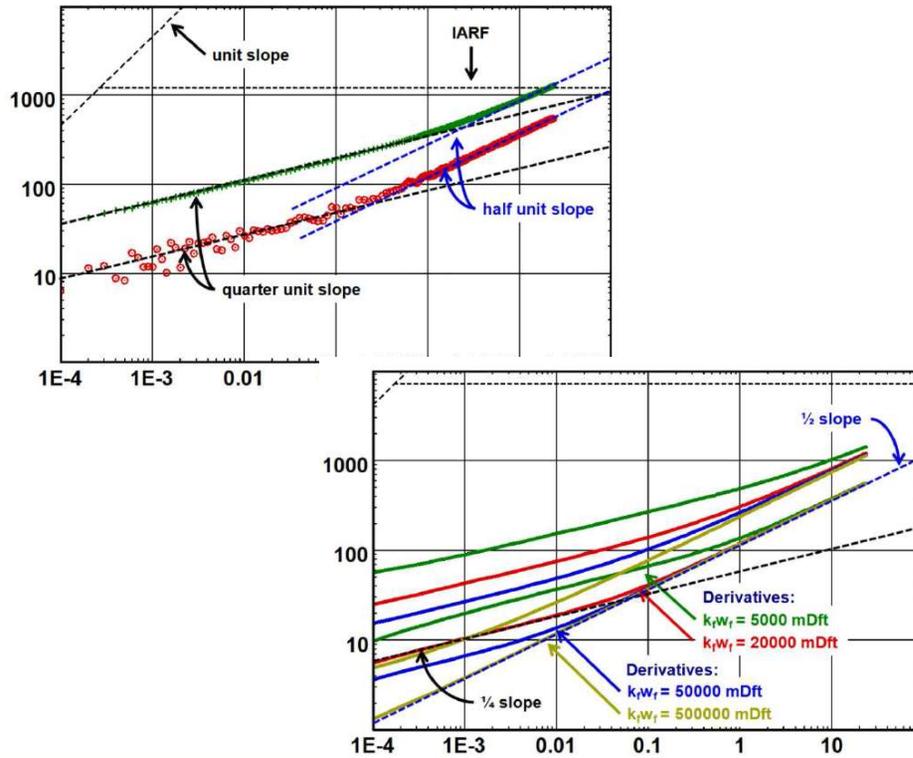


En este caso la geometría de la fractura es la misma que en el caso anterior, pero se asume que existe un gradiente de presión significativo a lo largo de la fractura.

Para tiempos tempranos se observa flujo lineal, a lo largo de la fractura, lo cual induce un flujo lineal perpendicular a la misma. En este caso no existe un flujo uniforme en la fractura. Este régimen bilinear presenta una pendiente de $\frac{1}{4}$, tanto en el ΔP como en la derivada de Bourdet, y no siempre se observa. Posteriormente se observa el flujo lineal, al igual que en el caso anterior.

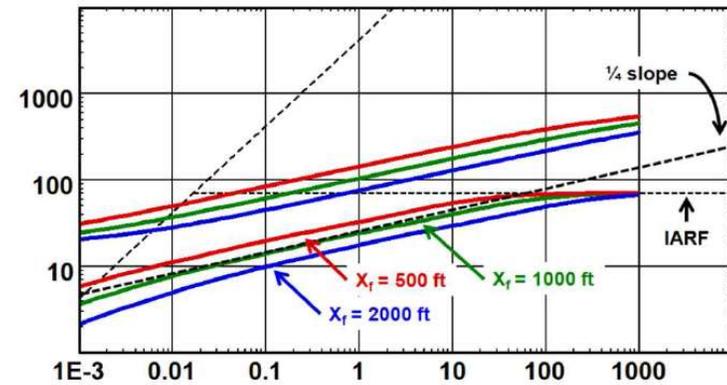
Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de pozo

Pozo vertical con fractura hidráulica de baja conductividad



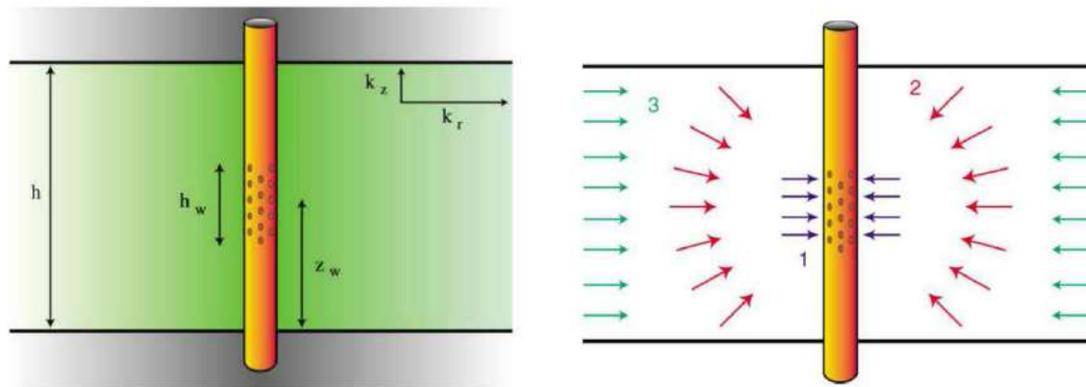
Dos parámetros adicionales:
 k_f : permeabilidad de la fractura
 w_f : ancho de la fractura

$$FCD = \frac{k_f w_f}{x_f k}$$



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de pozo

Penetración parcial

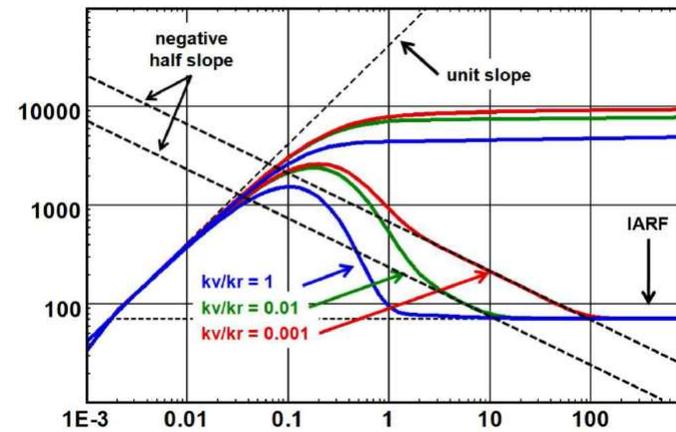
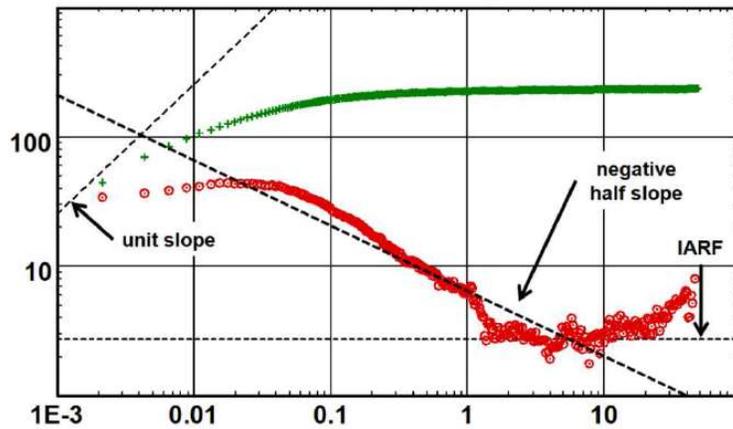


El pozo produce de un intervalo menor al espesor total del mismo.

Para tiempos tempranos se observa flujo radial (1). Posteriormente, y de acuerdo a la permeabilidad vertical, se observa un flujo esférico o hemisférico (2), característico de pendiente $-1/2$ en la derivada. Una vez que la difusión alcanza el tope y la base del espesor productivo, el flujo se vuelve radial (3).

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de pozo

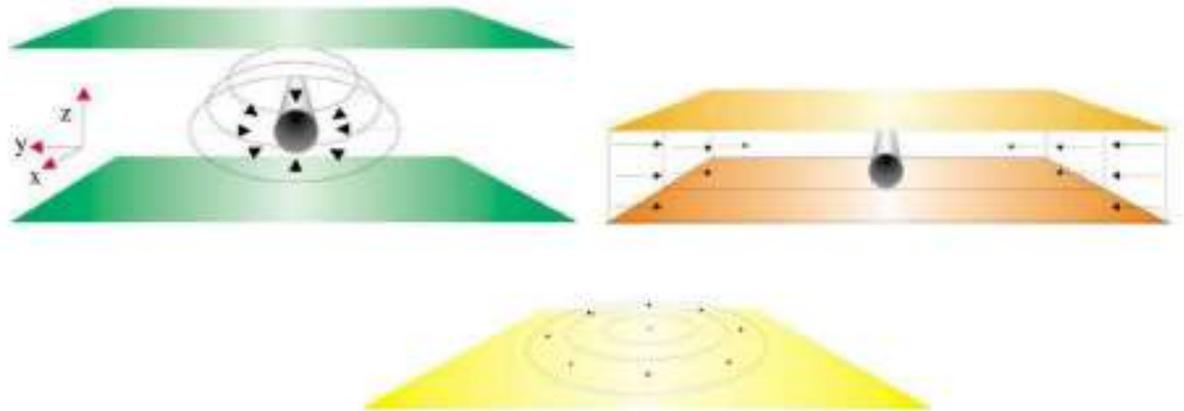
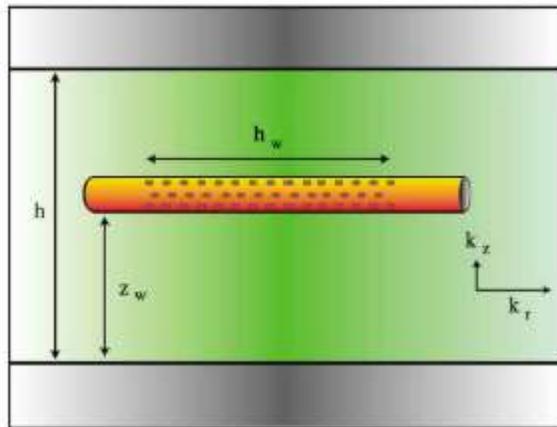
Penetración parcial



A partir del ajuste de la pendiente $-1/2$ se puede obtener el cociente k_v/k_r .

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de pozo

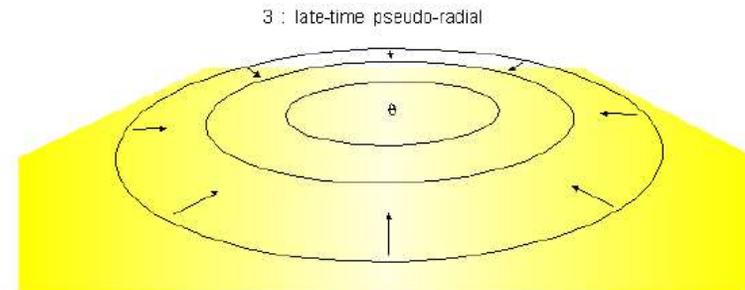
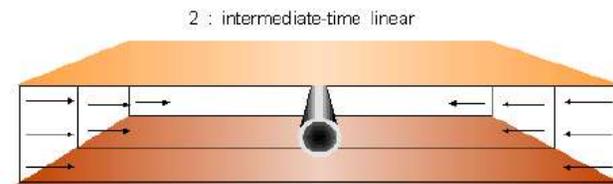
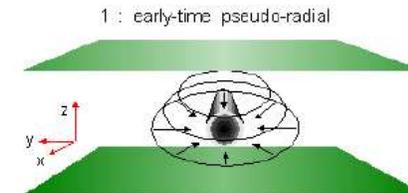
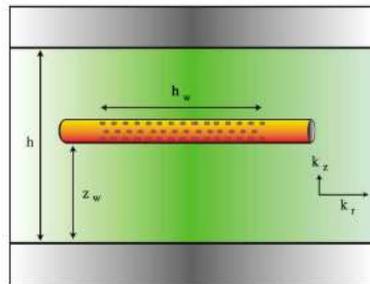
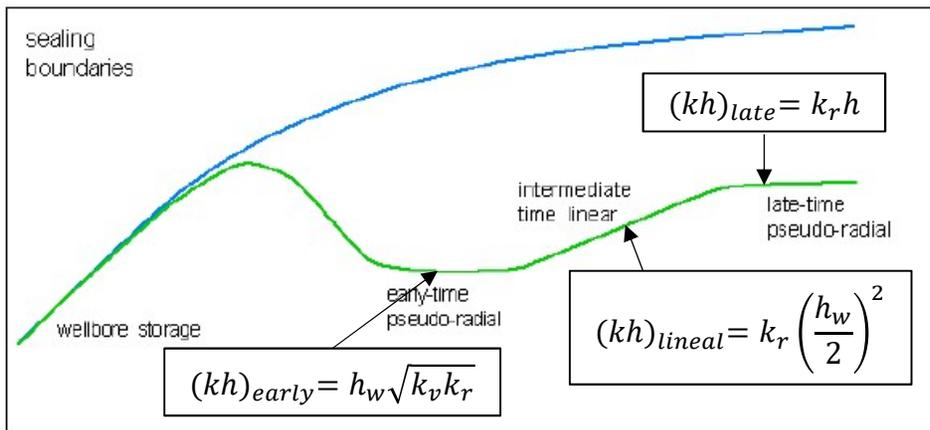
Pozos horizontales



En este caso, el primer régimen que se observa corresponde a un flujo radial en el plano vertical, denominado pseudoradial o radial temprano. Posteriormente se observa un flujo lineal, de pendiente $1/2$, el cual se da entre el tope y la base de la capa, hacia el pozo. Finalmente, y en general para tiempos tardíos, se produce el flujo radial.

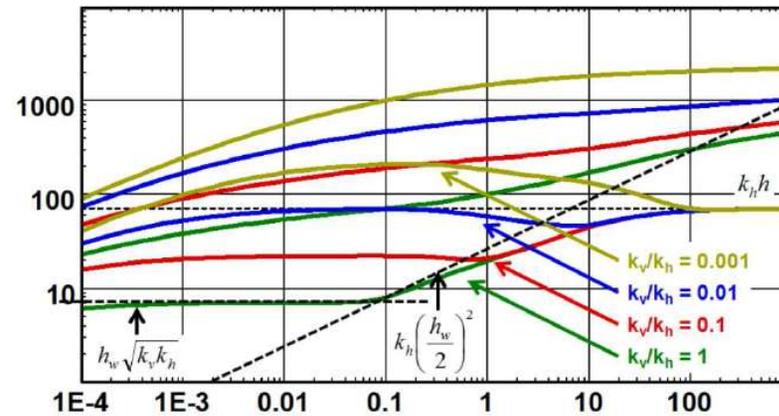
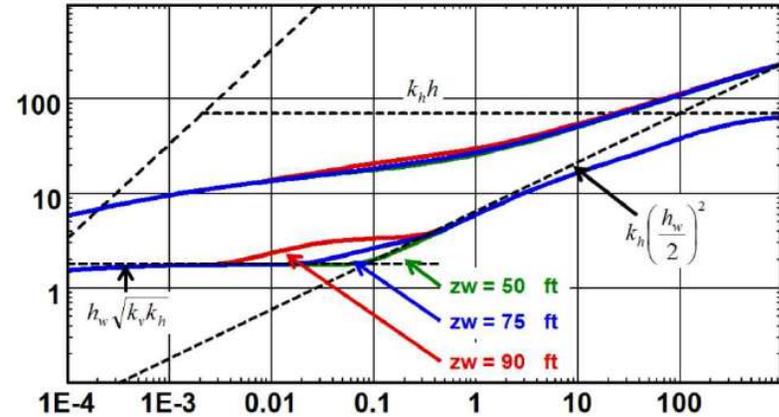
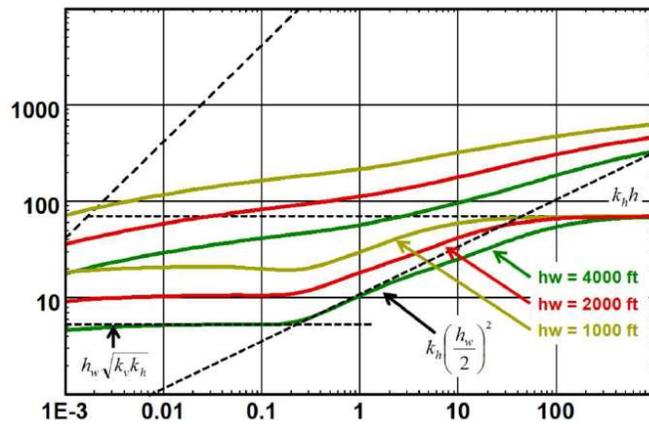
Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de pozo

Pozos horizontales



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de pozo

Pozos horizontales



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de reservorio

Reservorio homogéneo

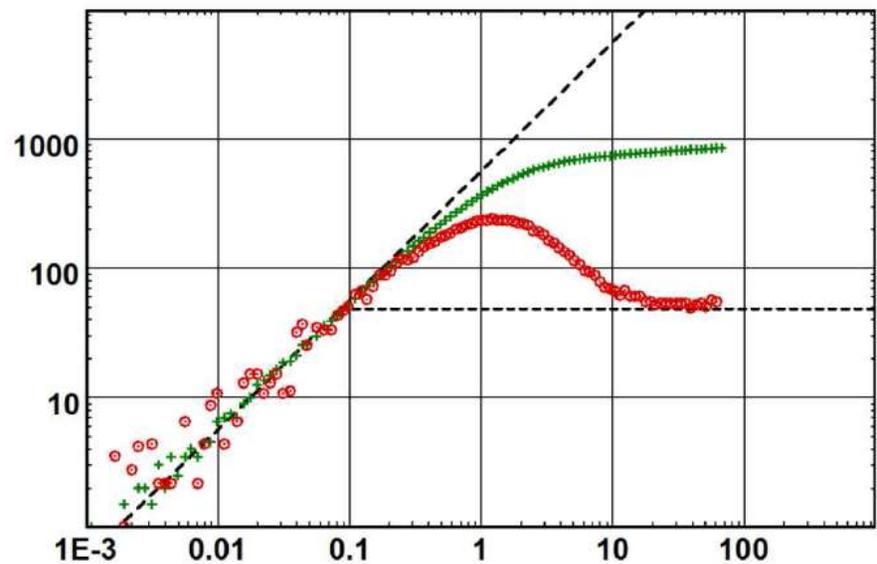
Es el modelo de reservorio más simple. Asume que todas las propiedades son constantes, y que no existe anisotropía.

Los parámetros que gobiernan su comportamiento son:

kh: capacidad de flujo

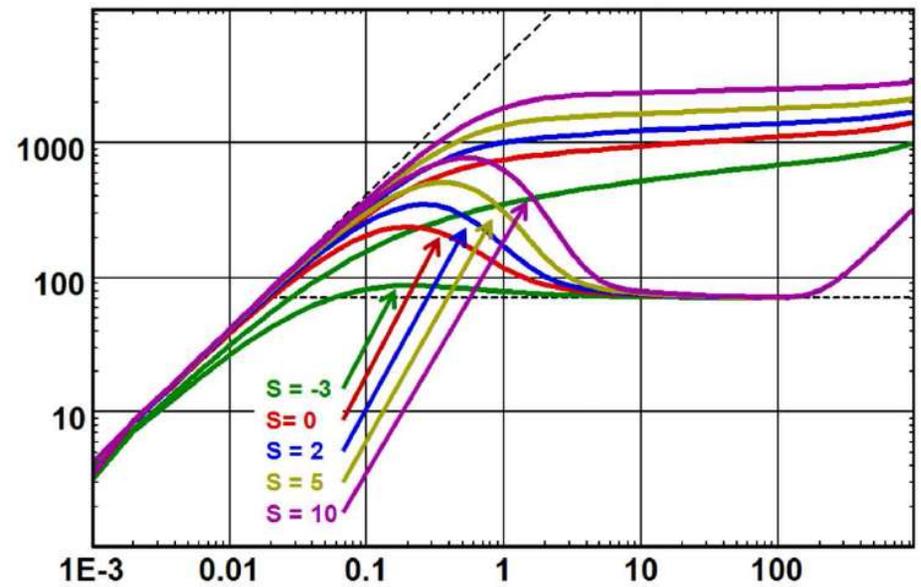
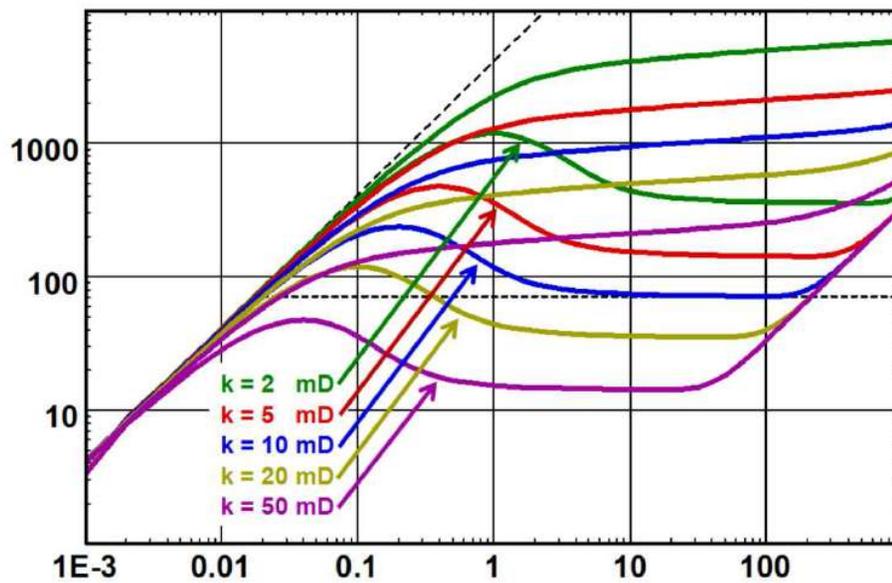
ϕ_{cth} : almacenaje del reservorio

S: daño



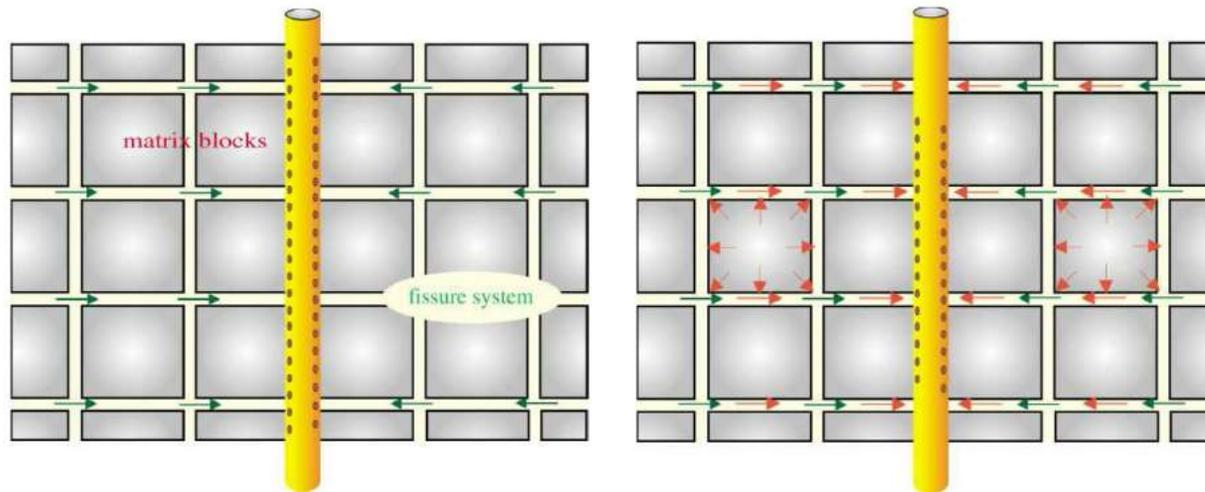
Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de reservorio

Reservorio homogéneo



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de reservorio

Doble porosidad

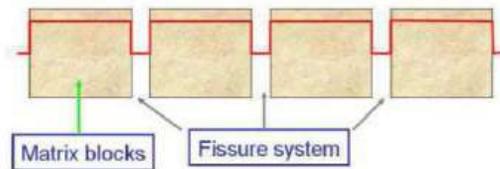


El modelo supone que el reservorio no es homogéneo, sino que está compuesto por “bloques” de una matriz de alto almacenaje y baja permeabilidad. El pozo se conecta a la misma mediante un sistema de fracturas de bajo almacenaje y alta permeabilidad. Este modelo es descrito por Warren & Root en 1963, y se caracteriza mediante dos parámetros: ω (relación de almacenaje) y λ (coeficiente de flujo de interporosidad).



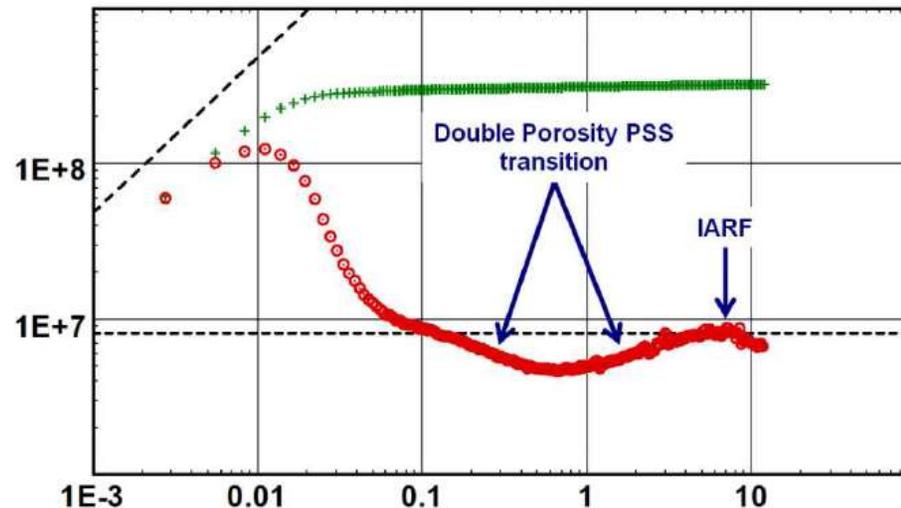
Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de reservorio

Doble porosidad



$$\omega = \frac{(V\phi c_t)_f}{(V\phi c_t)_m + (V\phi c_t)_f}$$

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f}$$

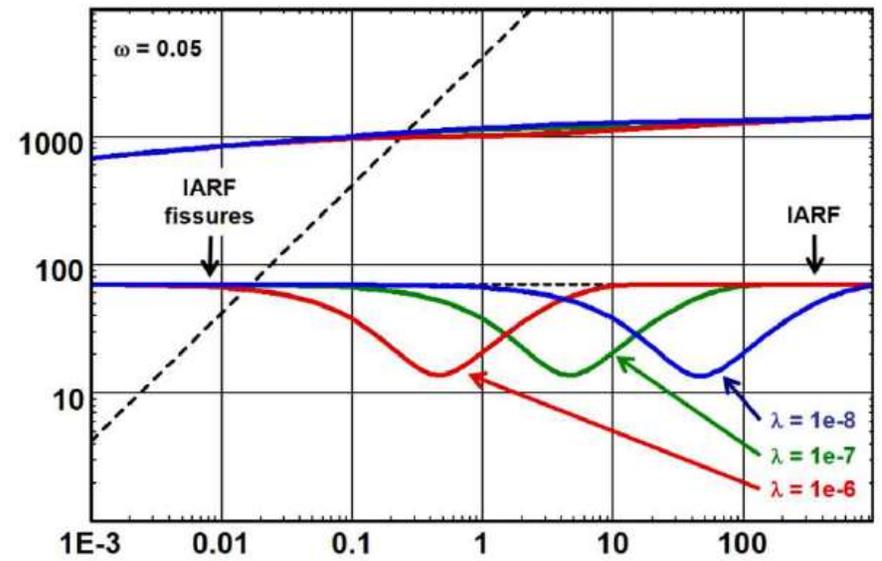
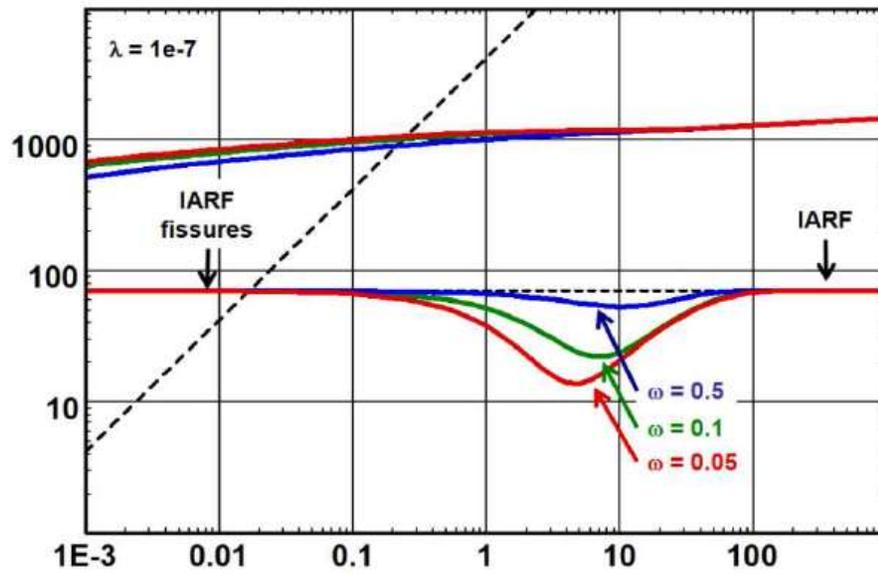


Inicialmente se produce un flujo radial del sistema de alta permeabilidad de las fracturas, como si la matriz no existiera. En algunos casos el mismo puede verse enmascarado por el almacenamiento de pozo. Posteriormente, al producirse un ΔP entre la matriz y las fisuras, la matriz comienza a producir hacia las fisuras, generándose un dip en la derivada. Para tiempos más tardíos, cuando el ΔP se estabiliza, se produce el flujo radial del sistema.



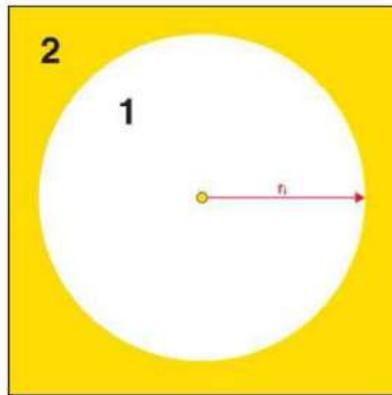
Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de reservorio

Doble porosidad

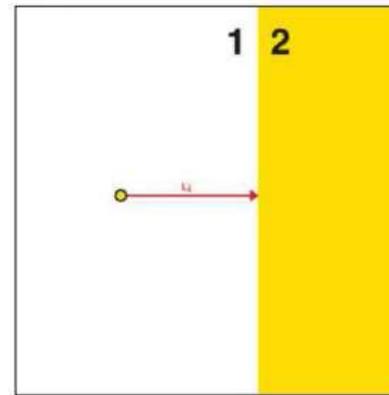


Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de reservorio

Reservorios compuestos



Radial Compuesto



Lineal Compuesto

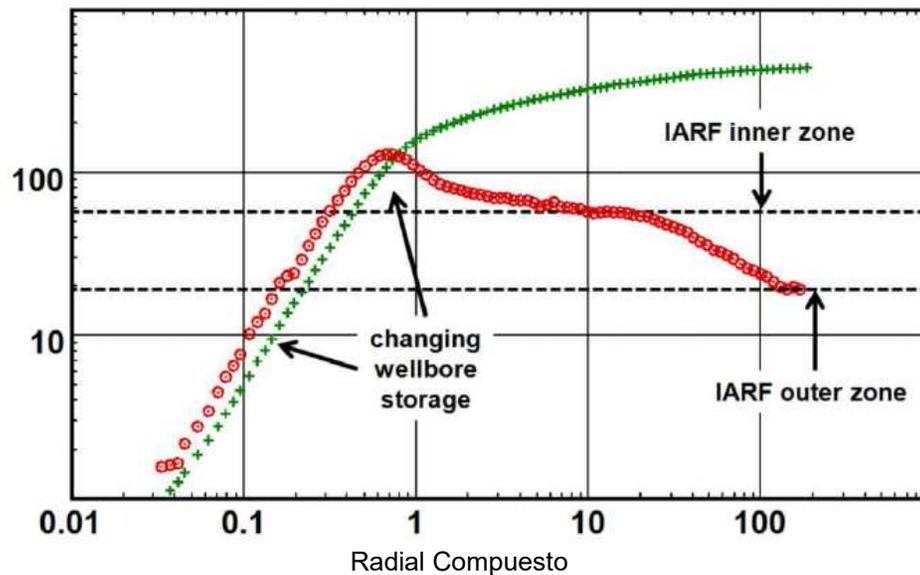
Se produce un cambio en la movilidad a cierta distancia del pozo:

- Inyección de un fluido diferente al fluido de reservorio.
- Cambio en la saturación de fluidos (acuífero, gas cap, petróleo debajo del punto de burbuja)
- Cambio de facies.
- Cambio de propiedades petrofísicas (k , ϕ).



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de reservorio

Reservorios compuestos



$$M = \frac{\left(\frac{k}{\mu}\right)_1}{\left(\frac{k}{\mu}\right)_2}$$

Relación de movilidades

$$D = \frac{\left(\frac{k}{\phi\mu c_t}\right)_1}{\left(\frac{k}{\phi\mu c_t}\right)_2}$$

Relación de difusividades

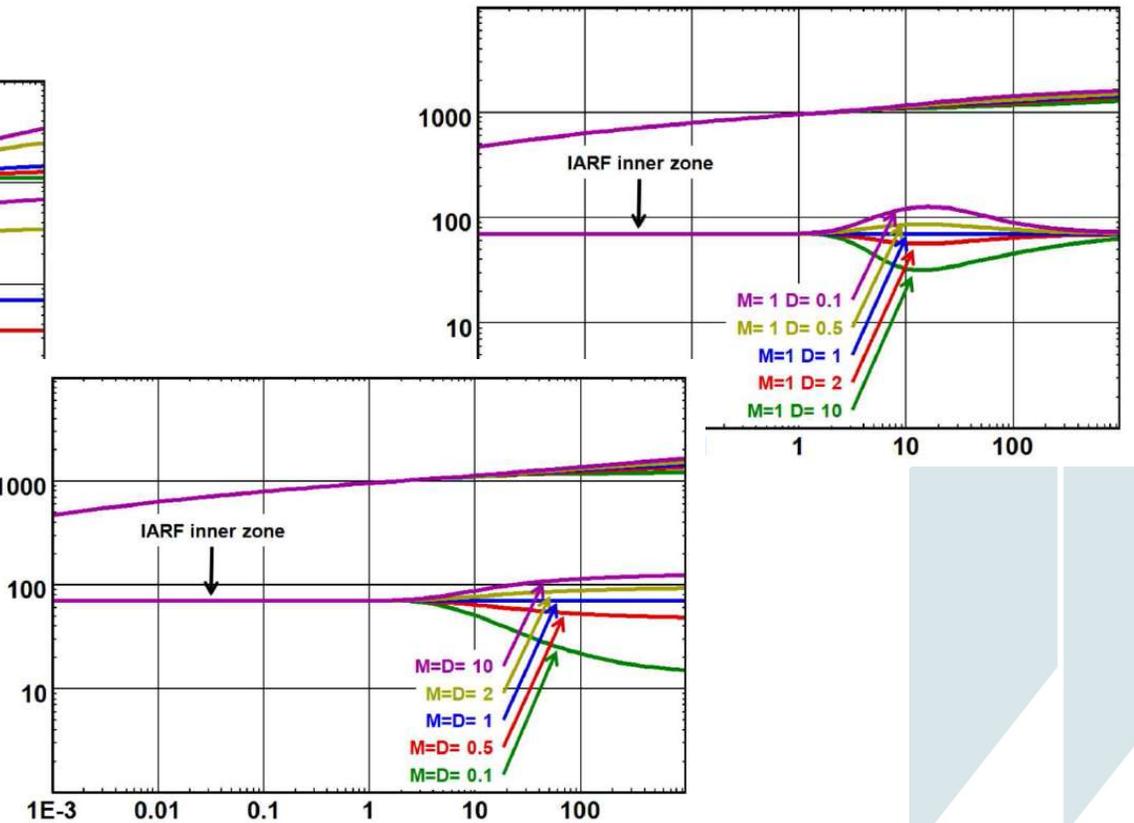
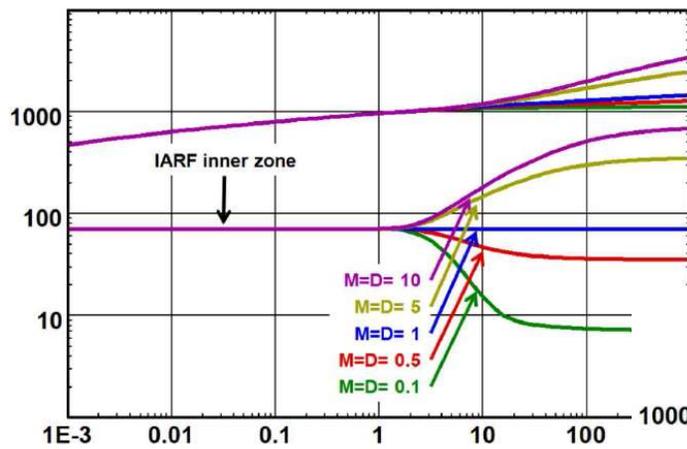
$R_i; L_i$ (distancia al cambio de movilidad)

Inicialmente con la producción, se verifica un flujo radial, con un determinado valor de permeabilidad. A medida que el tiempo transcurre, se aprecia el cambio de movilidades, obteniéndose una segunda estabilización en el valor de la permeabilidad de la zona más alejada del pozo.



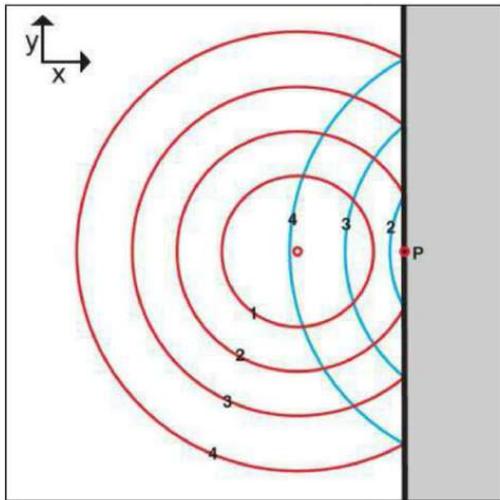
Conceptos básicos de ensayo de pozo - Modelos de reservorio

Reservorios compuestos



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Límites

Límite sellante



La producción del pozo crea una caída de presión alrededor del pozo, que se difunde a lo largo del reservorio. Si no hay límites, esta difusión será radial.

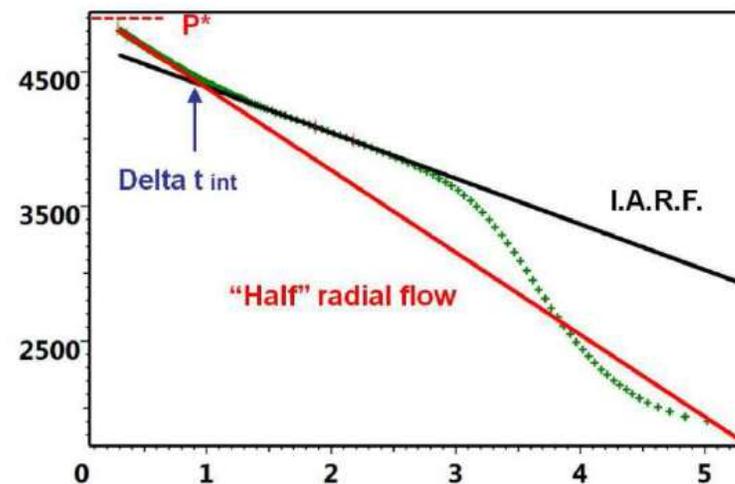
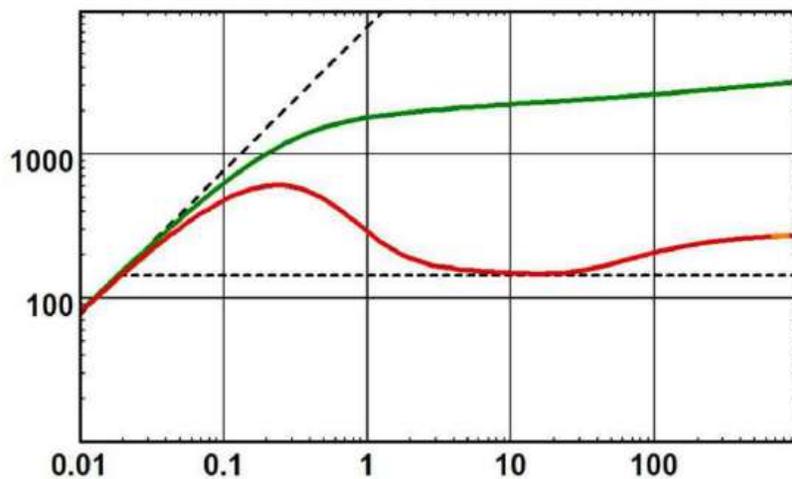
En caso de existir un límite sellante, no habrá mantenimiento de presión más allá del mismo, por lo que existirá una caída de presión adicional, a la que existiría si el reservorio fuera infinito.

Esa caída de presión será “observada” por el registrador de presión ubicado en el pozo, dependiendo de la amplitud de la caída de presión y la sensibilidad del registrador.

La presencia del límite provocará un desvío en la derivada del IARF. La forma que tomará la derivada dependerá del tipo de límite, del tipo de flujo (draw down o build up) y en algunos casos del tiempo de producción.

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Límites

Falla sellante

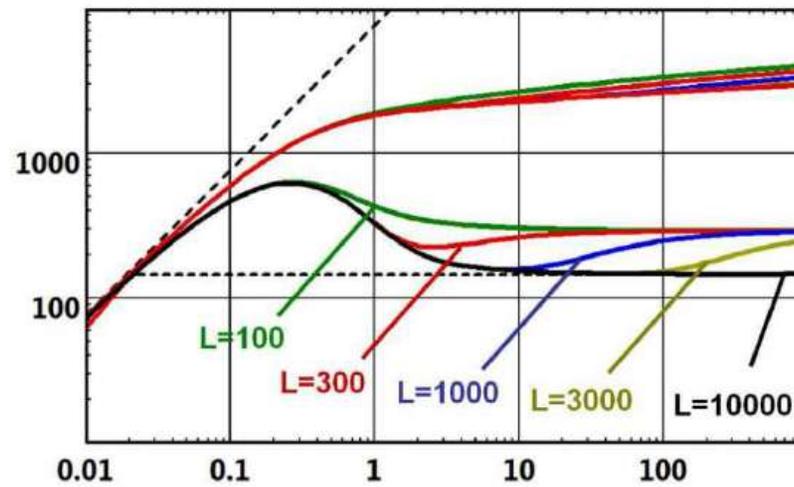


En el gráfico semilog (Horner en este caso) se puede observar la presencia de una falla sellante por la presencia de una segunda recta con una pendiente igual al doble del IARF.



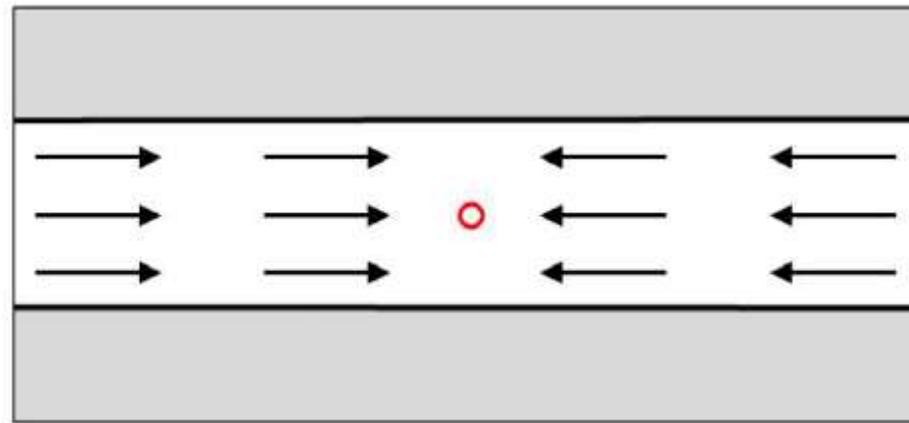
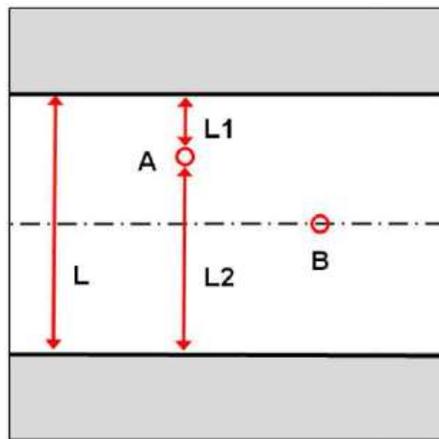
Conceptos básicos de ensayo de pozo - Límites

Falla sellante



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Límites

Fallas paralelas

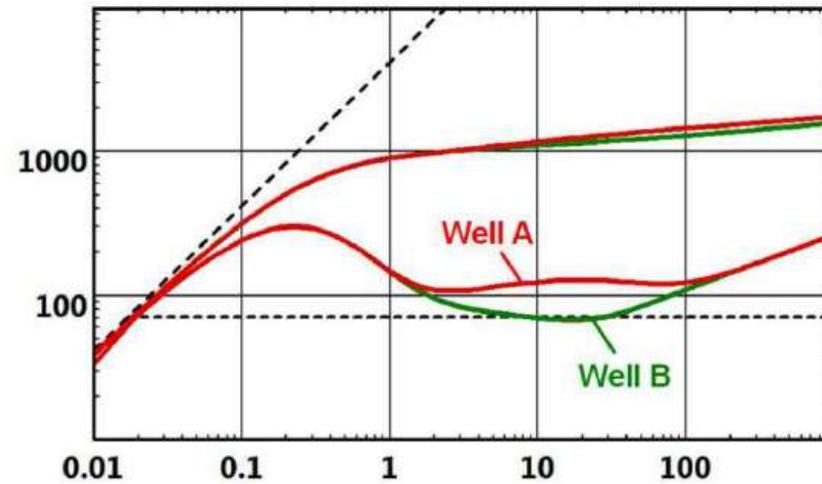
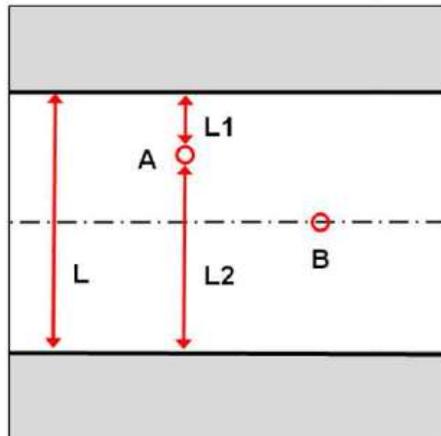


Dependiendo de la ubicación del pozo, si la distancia a una de las fallas es mucho menor que con respecto a la otra, el comportamiento inicial será similar al de una falla sellante. Para tiempos tardíos, se visualizará flujo lineal en la derivada.



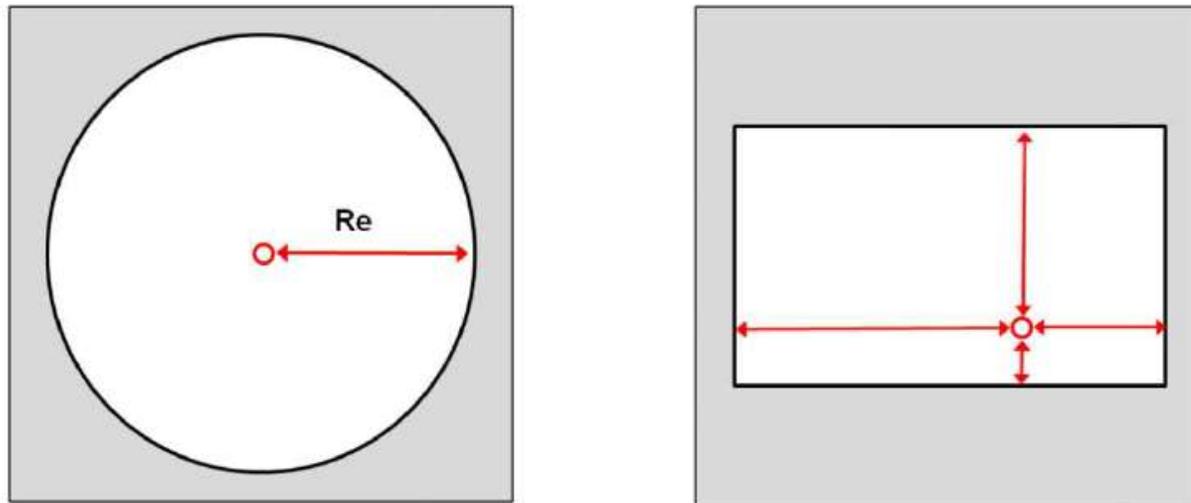
Conceptos básicos de ensayo de pozo - Límites

Fallas paralelas



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Límites

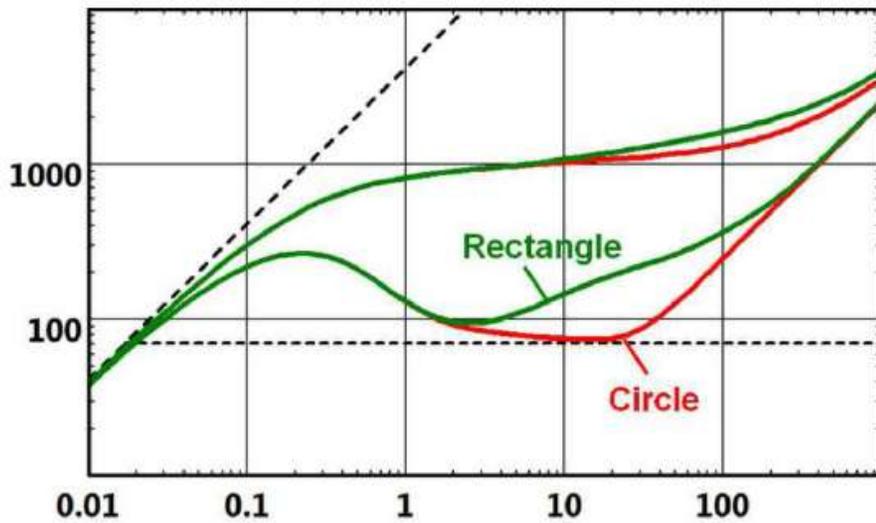
Sistemas cerrados



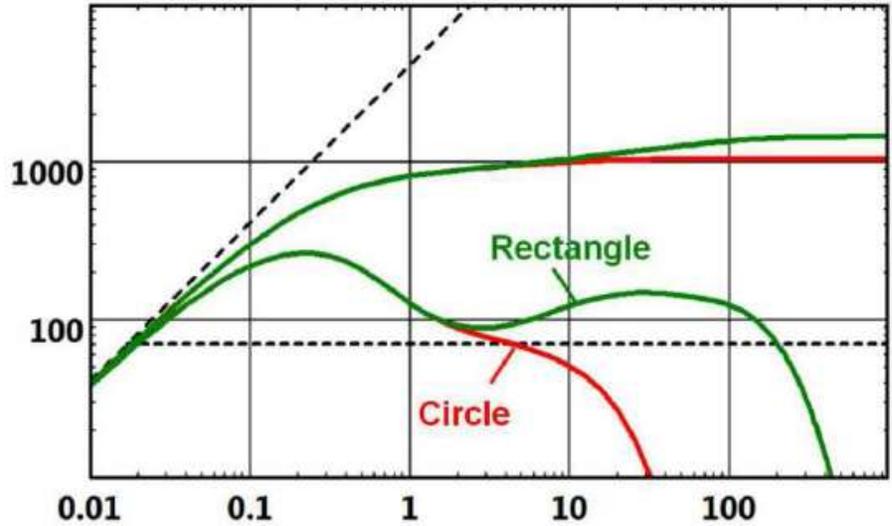
Los sistemas cerrados se caracterizan por visualizarse una cierta depletación durante la producción. En el caso de build ups, la presión se estabilizará a un valor menor al de la presión inicial de reservorio.

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Límites

Sistemas cerrados



Draw down

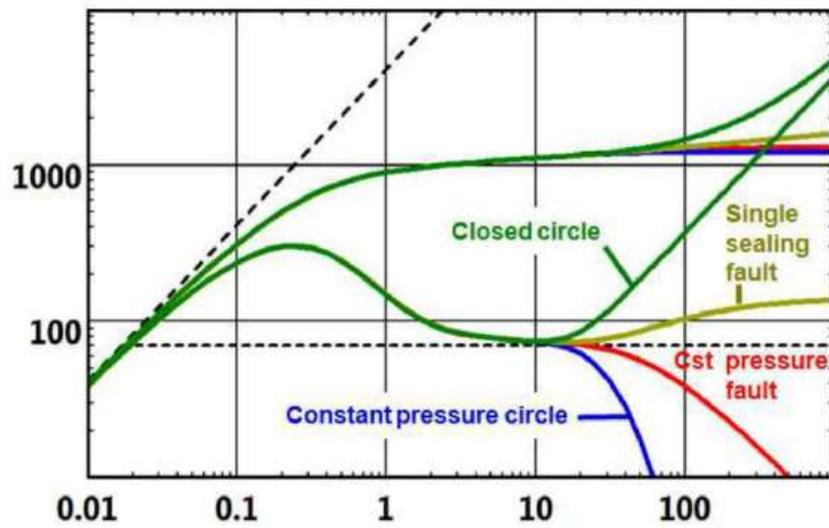


Build up

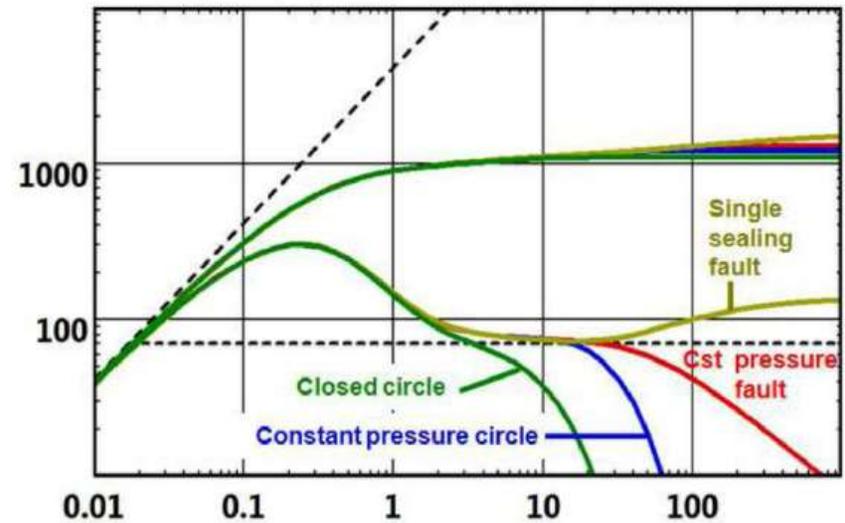


Conceptos básicos de ensayo de pozo - Límites

Límites de presión constante



Draw down



Build up

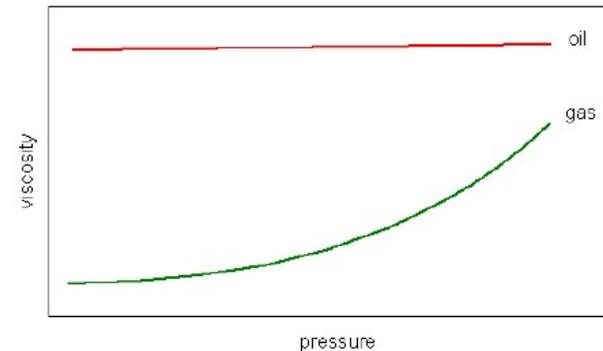
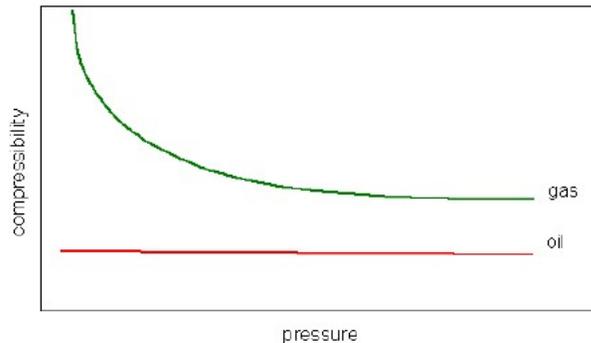
Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos de gas

Cuando se definió la ecuación de difusividad

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

Se asumió que:

- La compresibilidad del fluido es pequeña (por lo tanto no es válida para gases).
- Porosidad, permeabilidad, viscosidad y compresibilidad son constantes



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos de gas

$$PV = nRT \quad \text{Gas ideal}$$

$$PV = nZRT \quad \text{Gas real}$$

Asumiendo esta ecuación de estado, es posible seguir utilizando la ecuación de difusividad para gases, pero reemplazando la presión por pseudopresiones.

$$m(p) = \int_{p_0}^p \frac{2p}{\mu(p)z(p)}$$

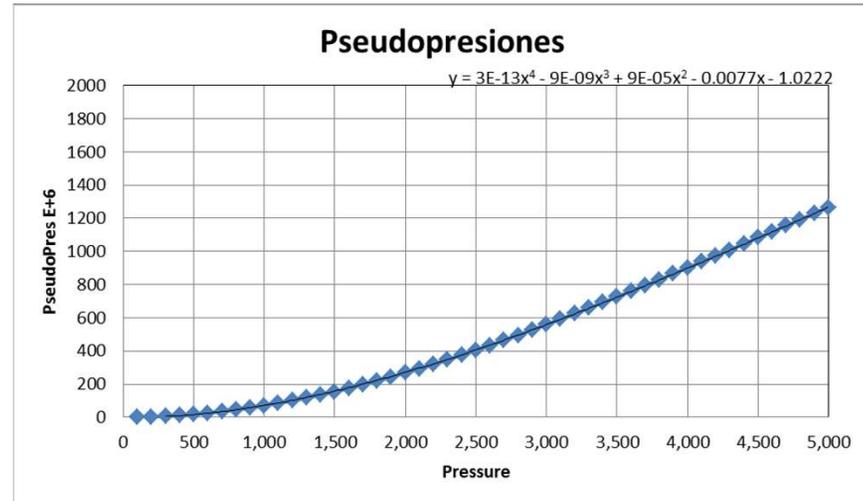
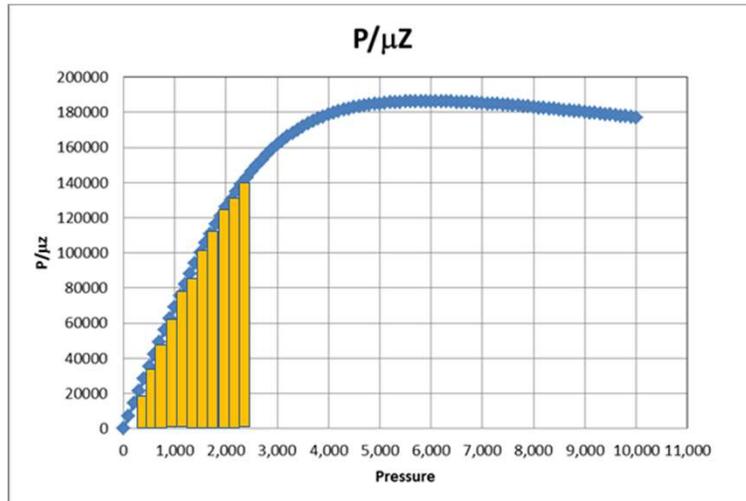
Por lo tanto, para ensayos de pozos de gas se utilizan las mismas ecuaciones, pero reemplazando p por $m(p)$.

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t}$$

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos de gas

Cálculo de pseudopresiones

$$m(p) = \int_{p_0}^p \frac{2p}{\mu(p)z(p)} dp$$



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos de gas

En pozos de petróleo el flujo es laminar (salvo pozos de muy altos caudales), por lo que el flujo es Darcy. En pozos de gas, es frecuente tener flujo turbulento, por lo que el flujo es No-Darcy. Esto crea una pérdida de carga dependiente del caudal, denominado daño dependiente del caudal (rate-dependent skin).

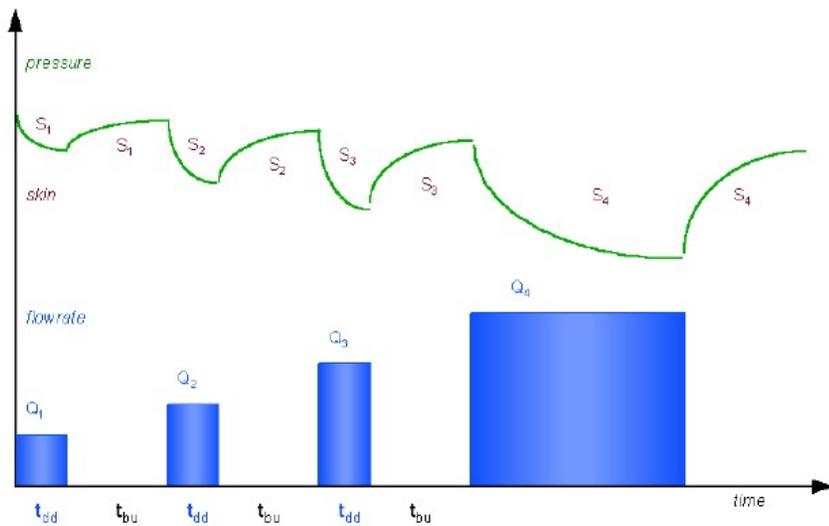
Este skin dependiente del caudal no puede determinarse a partir de un solo transiente, ya que se obtiene el daño total solamente. Por lo tanto, para poder determinarlo, deben realizarse varias fluencias a diferentes caudales.

$$S' = S_0 + Dq$$

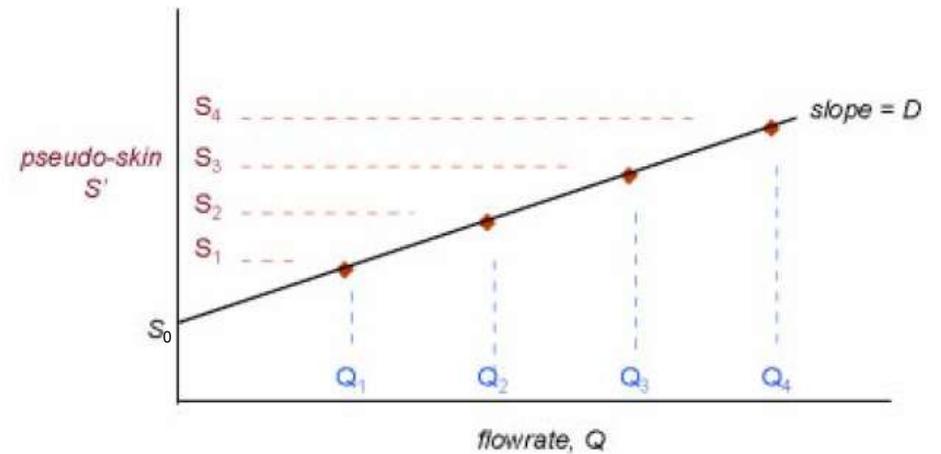
S' = pseudo skin
 S_0 = skin verdadero
 D = coeficiente de flujo no Darcy
 q = caudal de gas

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos de gas

Cálculo del skin verdadero



$$S' = S_0 + Dq$$



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos de gas

IPR C&n

En 1936 Rawlins y Shellhardt publicaron la ecuación IPR para pozos de gas:

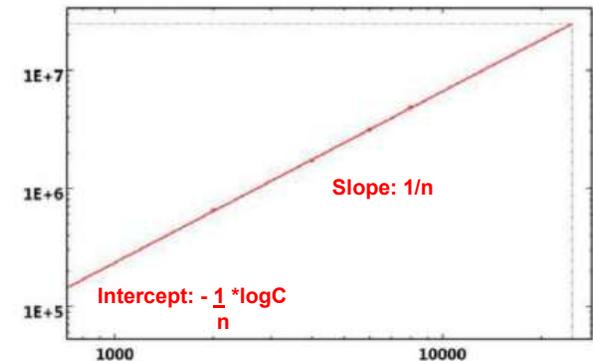
$$q = C(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n$$

C= coeficiente de performance
n= exponente de flujo turbulento
n= 0.5 flujo turbulento
n= 1 flujo laminar

A partir de un ensayo de pozo se obtienen los caudales y presiones respectivos, y luego se determinan los valores de C y n. Se grafica:

$$\log(\bar{p}^2 - p_{wf}^2) \text{ vs } \log q$$

El valor de n se obtiene de la pendiente y C de la intersección con el eje y.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos de gas

IPR LIT

Esta ecuación LIT (Laminar Inertial Turbulent) también incluye efectos de turbulencia:

$$m(\bar{p}) - m(p) = aq - bq^2$$

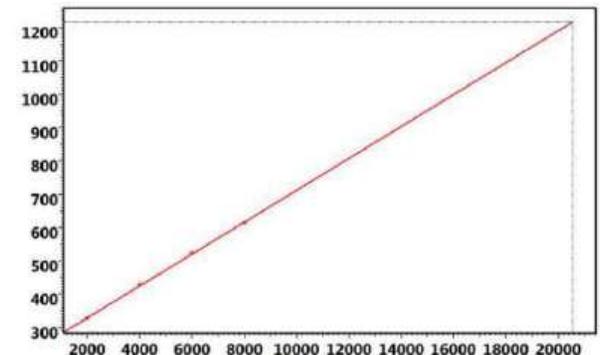
a = coeficiente de flujo laminar

b = coeficiente de flujo turbulento

El método consiste en obtener de un ensayo de pozo los caudales y presiones respectivos, y determinar gráficamente los valores de los coeficientes. Se plotea:

$$\frac{m(\bar{p}) - m(p)}{q} \text{ vs. } q$$

Se obtiene b de la pendiente y a de la intersección con el eje y .



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos de gas

Ensayos de productividad

Este tipo de ensayos es muy común para determinar la productividad de pozos de gas.

Tipos de ensayos:

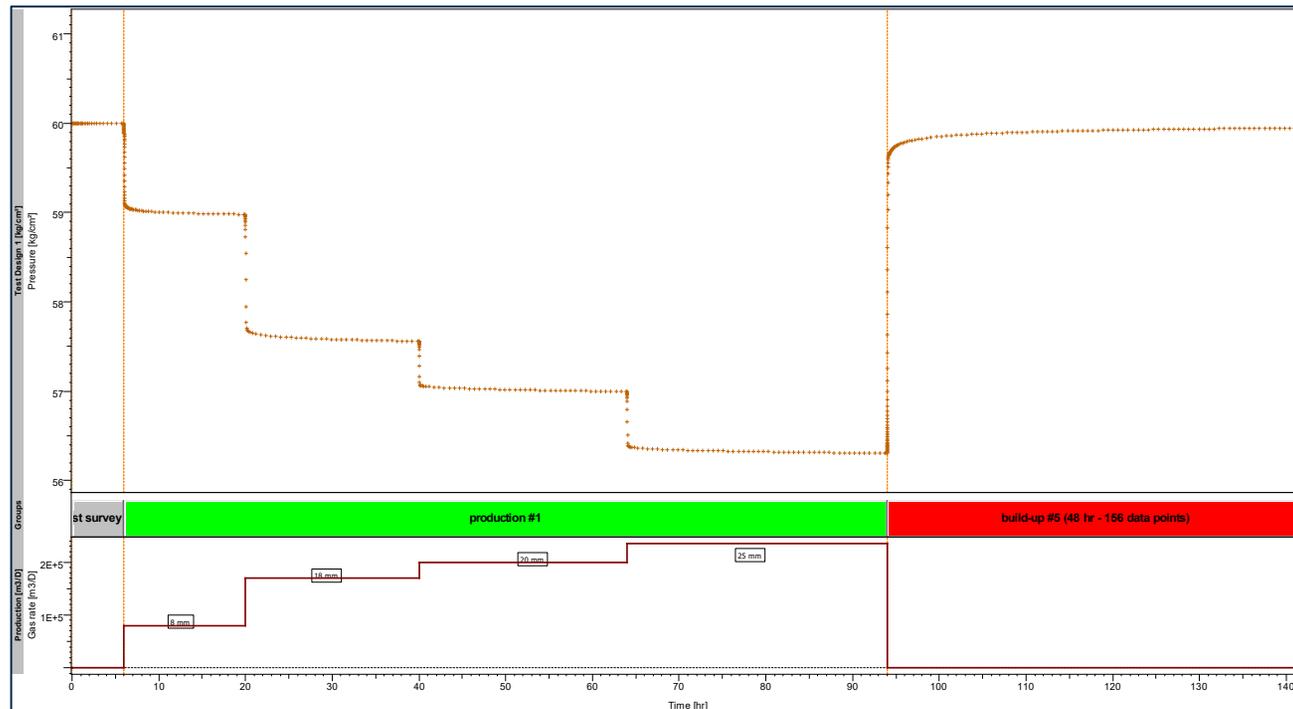
- Flow after flow (contrapresión o back pressure test)
- Isocronal
- Isocronal modificado



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos de gas

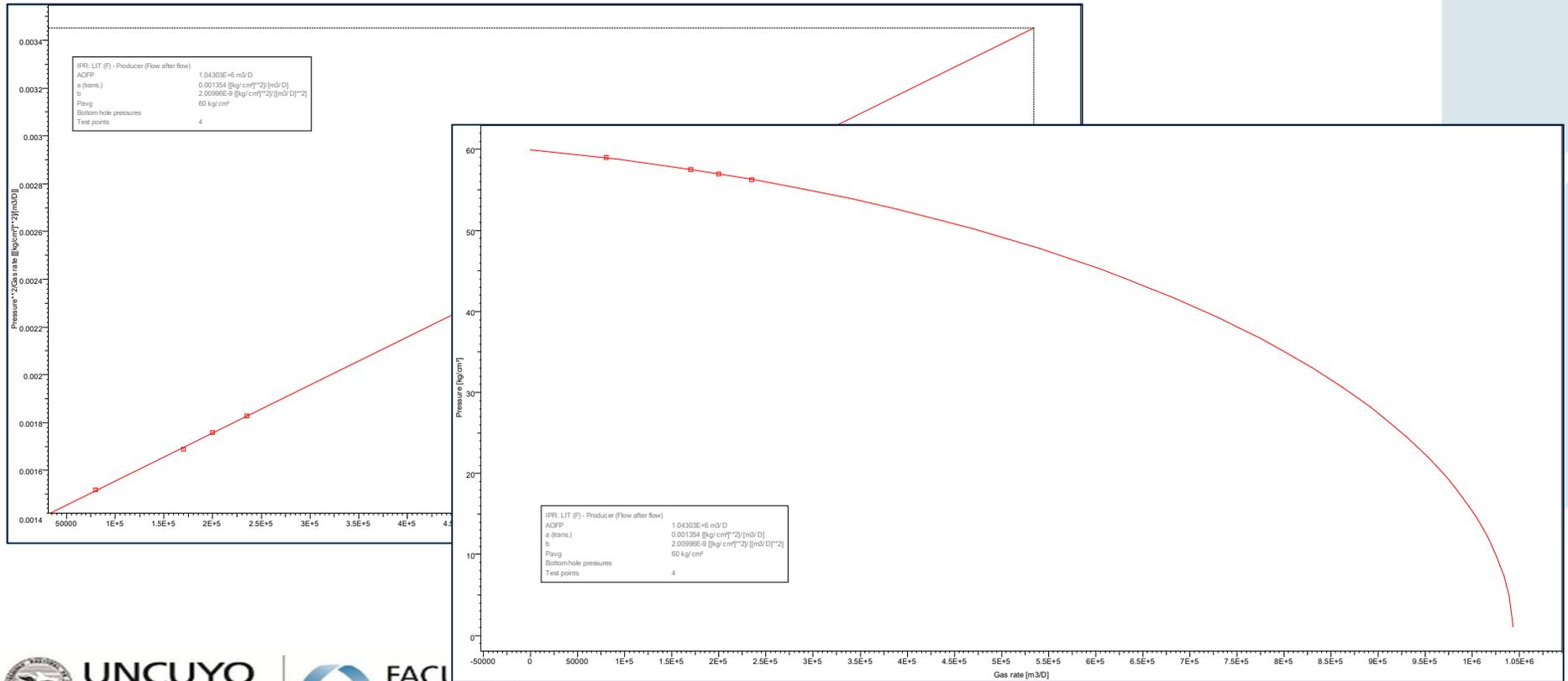
Ensayo FAF

Este ensayo es una secuencia de largos períodos de flujo hasta alcanzar **condiciones estabilizadas**.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos de gas

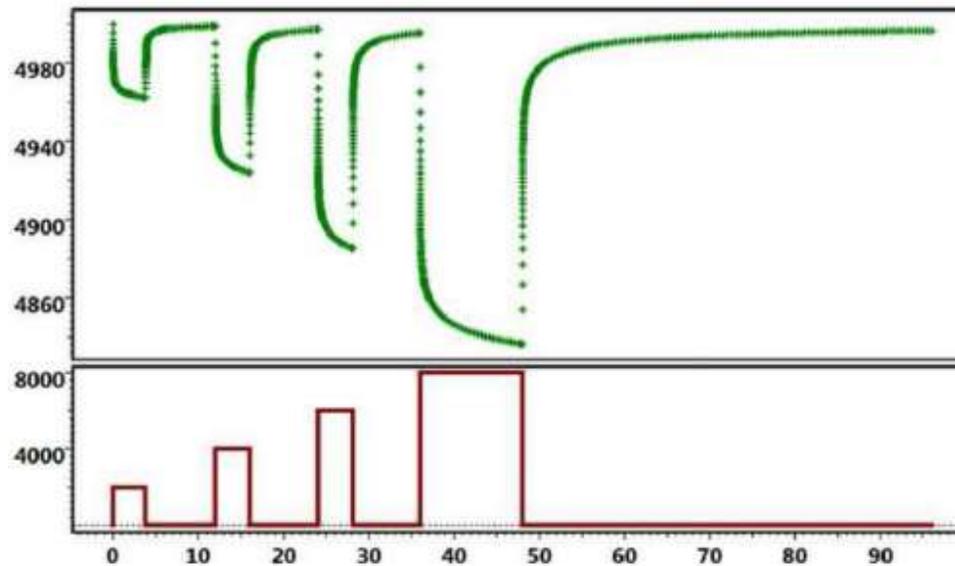
Ensayo FAF



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos de gas

Ensayo isocronal

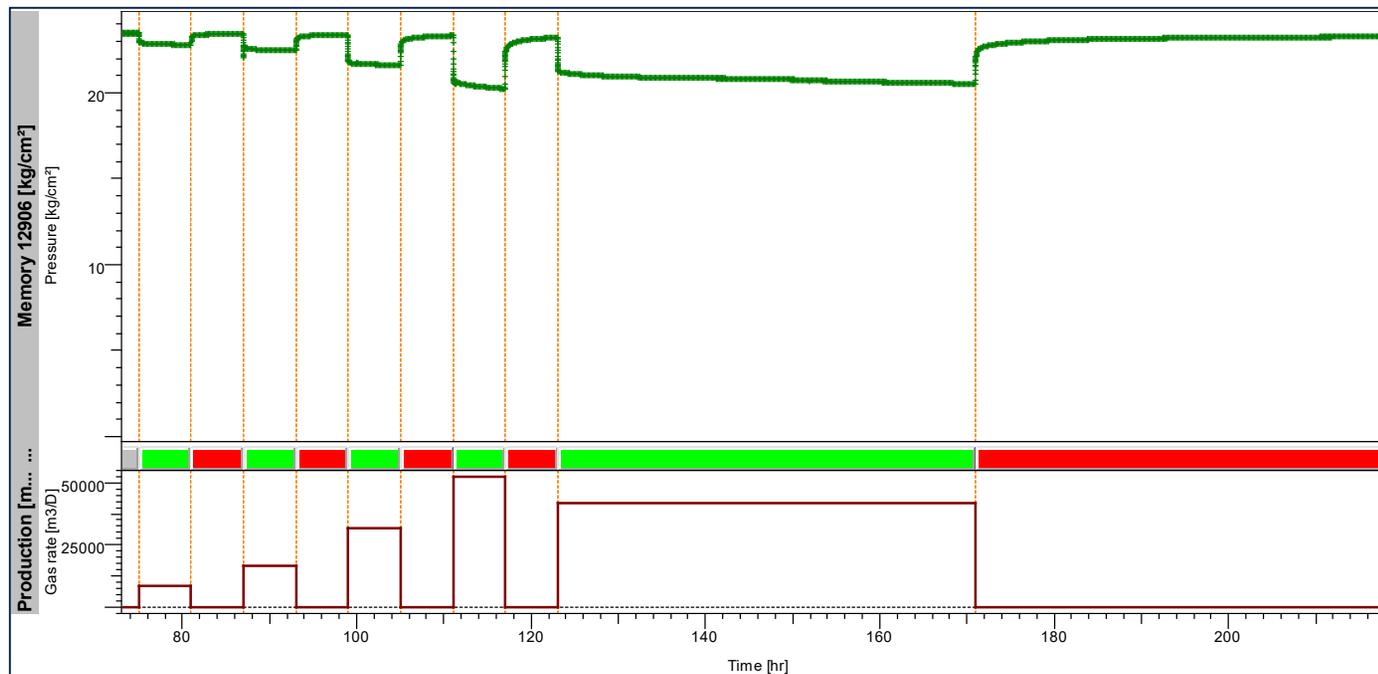
Este ensayo consiste en una serie de flujos cortos de igual duración, no necesariamente estabilizados, seguidos de cierres hasta estabilizar. Finalmente se realiza un draw down hasta estabilizar. Propuesto por Cullender en 1955.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos de gas

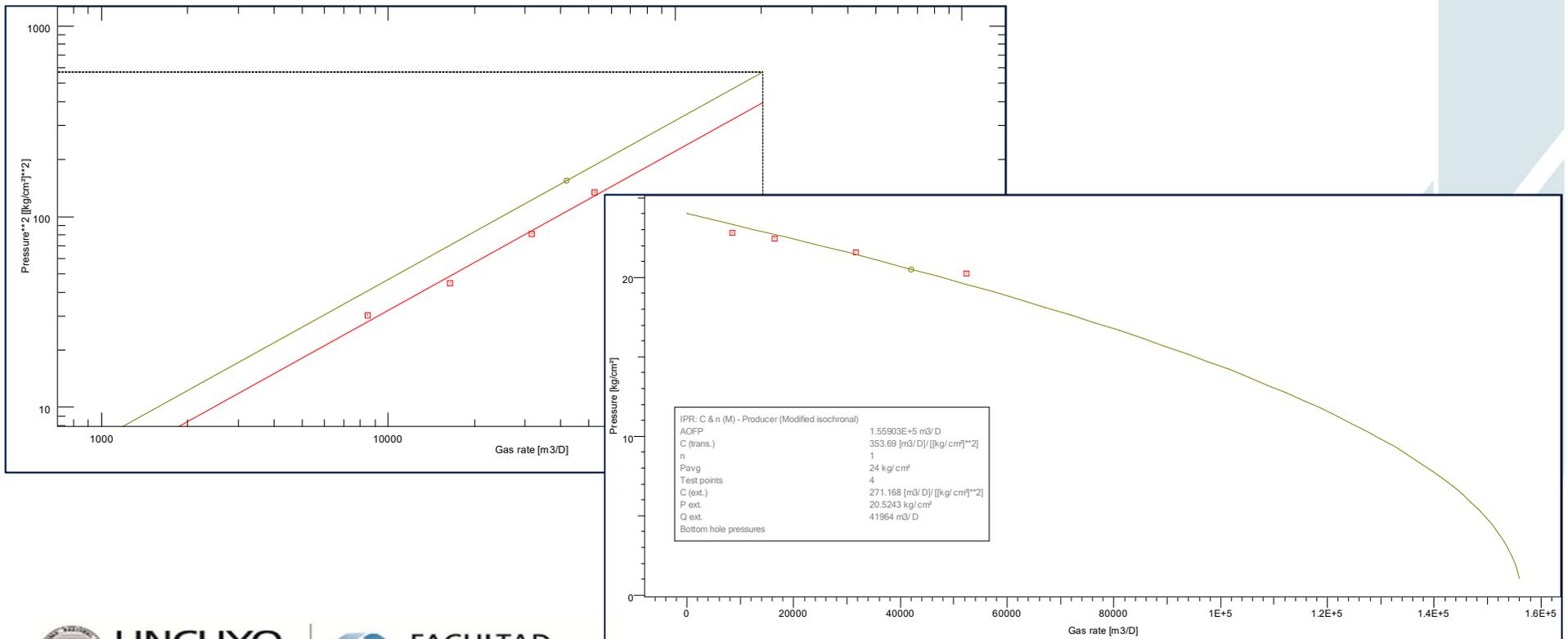
Ensayo isocronal modificado

Propuesto por Katz en 1959. Este ensayo consiste en una serie de flujos, seguidos de cierres de igual duración, sin estabilizar. Finalmente se realiza un draw down hasta estabilizar.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos de gas

Ensayo isocronal modificado



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos inyectoros

Este tipo de ensayos se realiza en pozos inyectoros de agua.

Todos los modelos de pozo, reservorio y límites analizados son válidos para este tipo de ensayos.

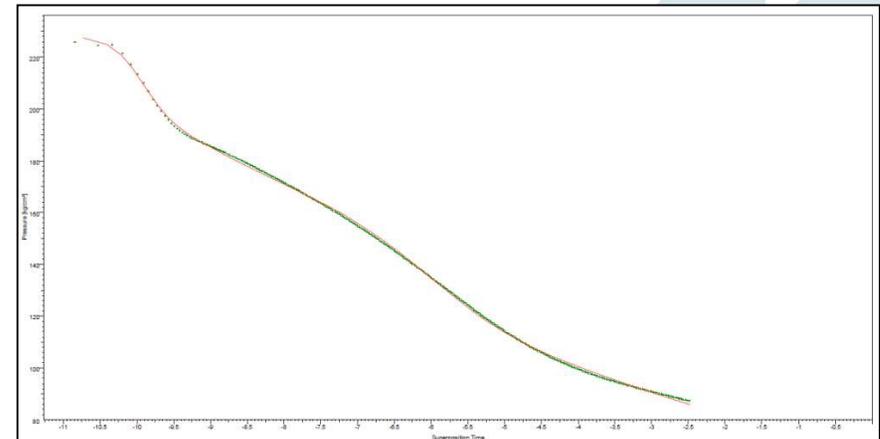
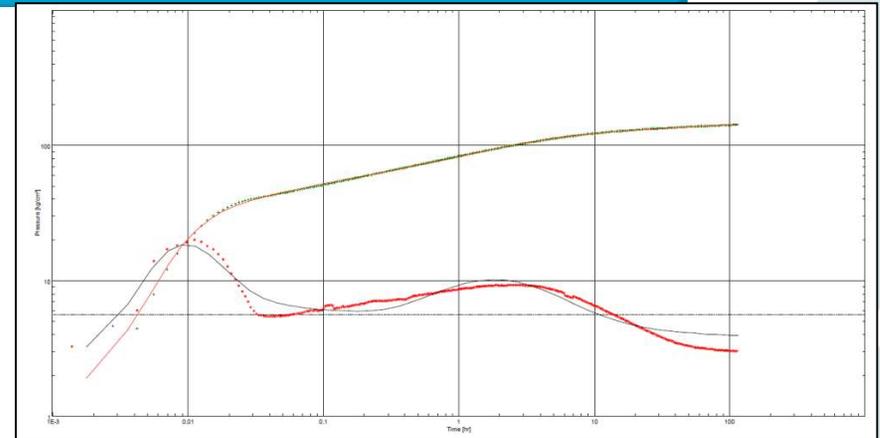
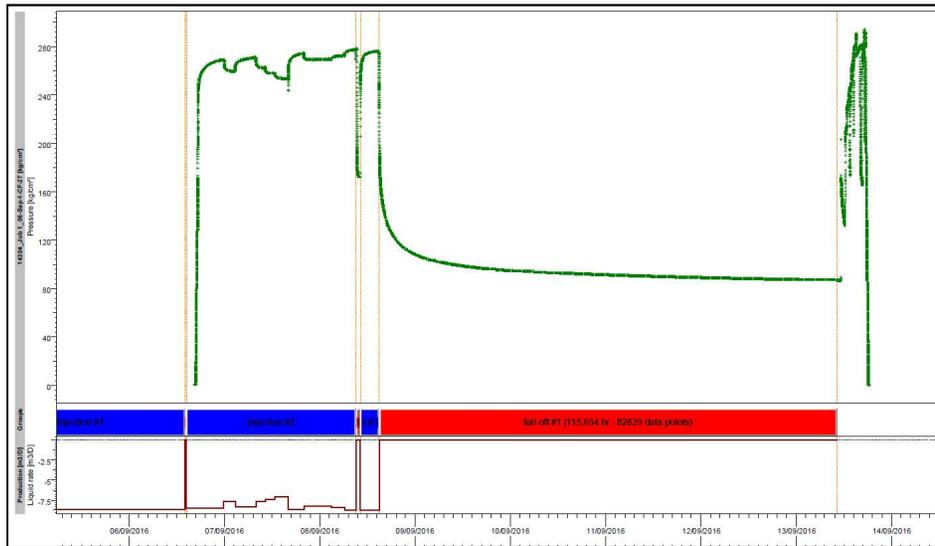
Como regla general, es conveniente que el cierre del pozo supere las 100 horas, de manera de poder estimar la presión de reservorio con mayor certidumbre.

Se recomienda realizar el cierre en fondo de pozo, para evitar el almacenamiento con nivel de líquido cambiante, muy común en pozos inyectoros, y que impide un ajuste satisfactorio del ensayo.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Pozos inyectores

Fall off con cierre en fondo



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Flujo multifásico

Todas las ecuaciones presentadas son válidas para flujo monofásico.

Cuando existe más de una fase presente, debería desarrollarse un nuevo set de ecuaciones para incluir el efecto multifásico.

En el flujo multifásico, la presencia de una fase reduce la movilidad de las otras, debido a los efectos de permeabilidades relativas.

La manera más simple de considerar el efecto del flujo multifásico es el método de Perrine.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Flujo multifásico

El método de Perrine utiliza el concepto de movilidad total y la compresibilidad total.

$$\lambda_t = \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \quad c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g + c_f$$

El caudal total responde al siguiente cálculo: $q_t = \frac{q_o B_o + q_w B_w + (q_g - q_o R_s) B_g}{B_o}$

El resultado del ensayo es: $k_{o_eq} = \lambda_t \mu_o$

La principal asunción del método es que la relación de las movilidades de los fluidos es igual a la relación de producciones en el fondo del pozo.

$$\frac{k_o}{\mu_o} = \lambda_t \frac{q_o B_o}{q_t B_o} \quad ; \quad \frac{k_w}{\mu_w} = \lambda_t \frac{q_w B_w}{q_t B_o} \quad ; \quad \frac{k_g}{\mu_g} = \lambda_t \frac{(q_g - q_o R_s) B_g}{q_t B_o}$$

Conociendo las permeabilidades relativas: $k = \frac{k_o}{k_{ro}} = \frac{k_w}{k_{rw}} = \frac{k_g}{k_{rg}}$

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Radio de investigación

Teóricamente, a partir de la ecuación de difusividad, cualquier perturbación en la presión sería “sentido” en cualquier punto del reservorio.

Sin embargo, desde un punto de vista práctico, existirá un punto ubicado a una cierta distancia desde donde se produce el cambio de presión, a partir del cual la respuesta será indetectable.

Ese punto define la región de reservorio ensayada y se conoce como radio de investigación.

Dado que se menciona la palabra “detectable”, queda claro que el radio de investigación depende, entre otras cosas, del tipo de registrador utilizado.

Por todo lo comentado, el concepto de radio de investigación es un concepto un tanto vago, y debe considerarse más de manera cualitativa que cuantitativa.

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Radio de investigación

$$r_{inv} = 0.03 \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}} \quad [\text{ft}]$$

Como se observa, el radio de investigación es proporcional a la permeabilidad e independiente del caudal.

Utilizando los siguientes datos, y suponiendo un cierre de 24 horas:

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

$$r_{inv} = 0.03 \sqrt{\frac{20 * 24}{0.2 * 3 * 5.10^{-6}}}$$

$$r_{inv} = 379 \text{ ft} \cong 115 \text{ m}$$

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Step Rate Test (SRT)

Este tipo de ensayos se realiza para obtener la presión de fractura del reservorio.

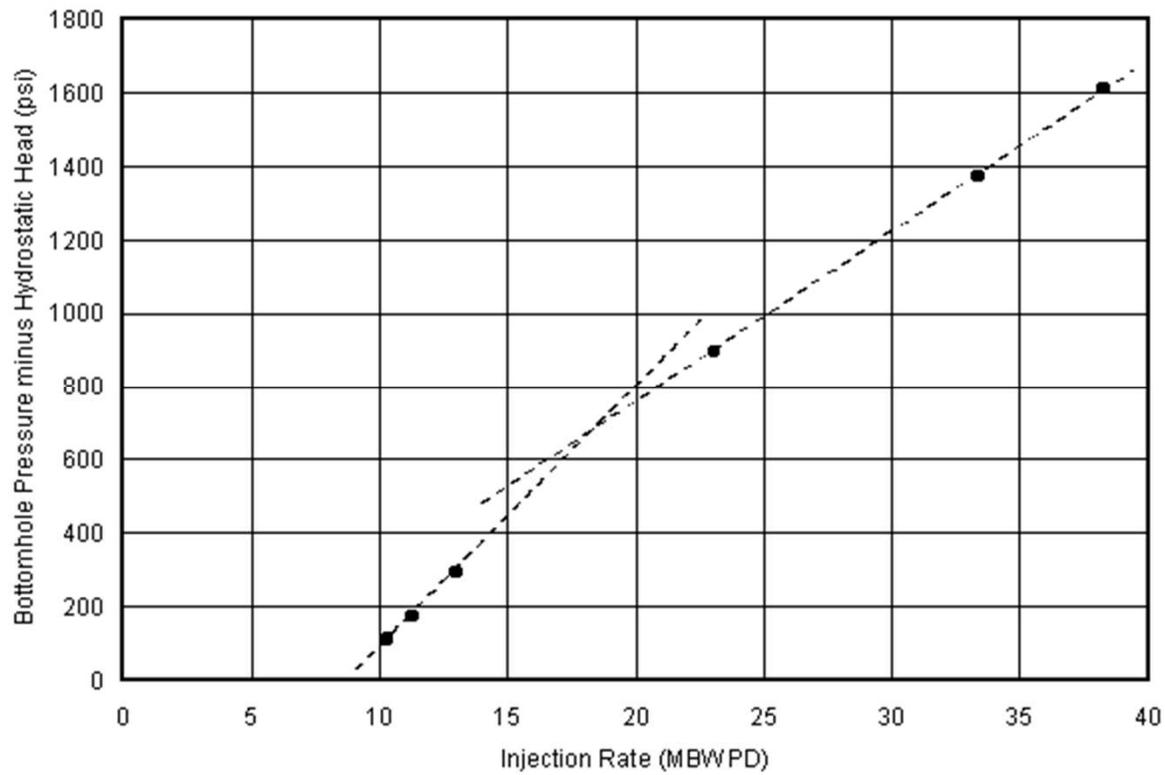
El ensayo consiste en la inyección de caudales en forma creciente, y medir la presión estabilizada en cada caso.

Graficando los presiones vs. los caudales registrados, es posible determinar la presión de fractura.

El equipamiento utilizado básicamente es un camión bombeador y elementos de medición en superficie.

La medición de la presión puede hacerse en superficie o en fondo.

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Step Rate Test (SRT)



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Step Rate Test (SRT)

Generalidades

- Diseñar el ensayo estimando un gradiente de fractura. Tener una aproximación de la relación entre presión de boca de pozo y fondo.
- **Obtener caudales y presiones estabilizados.** Como regla general: para $k < 10$ md, una hora por escalón; para $k > 10$ md, 30 minutos. **Los intervalos de tiempo deben ser iguales.**
- Intentar obtener al menos **3 puntos por encima y por debajo de la presión de fractura.**
- Iniciar el ensayo lo más **próximo posible a la presión de reservorio.** Es una buena práctica hacer el SRT **posterior** a un ensayo de fall off.
- Siempre que sea posible, utilizar memories y medir la presión en fondo.
- Contar con suficiente agua en locación.



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Sensores



Registrador de presión y temperatura



Memory tipo válvula
(para pozos inyectores)



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Sensores

	Mechanical gauge	Conventional strain gauge	Sapphire strain gauge	Capacitance gauge	Standard quartz gauge	Combinable quartz gauge
Advantages	<ul style="list-style-type: none"> Reliable Rugged Simple 	<ul style="list-style-type: none"> Better resolution Fast response Rugged and small 	<ul style="list-style-type: none"> Higher accuracy Lower hysteresis Reliable and rugged 	<ul style="list-style-type: none"> Higher resolution Lower power 	<ul style="list-style-type: none"> Higher resolution Higher stability Higher accuracy 	<ul style="list-style-type: none"> Best dynamics Best stability Higher pressures than standard quartz gauge
Disadvantages	<ul style="list-style-type: none"> Poor resolution, accuracy, stability, and dynamic response 	<ul style="list-style-type: none"> Medium stability, resolution and accuracy 	<ul style="list-style-type: none"> Medium stability Temperature sensitive 	<ul style="list-style-type: none"> Slower sampling Temperature and vibration sensitive Pressure hysteresis 	<ul style="list-style-type: none"> Very sensitive to temperature change Limited pressure range 	<ul style="list-style-type: none"> More electronics
Maximum range	20,000 psi 200°C	20,000 psi 175°C	17,000 psi 175°C	15,000 psi 175°C	11,000 psi 175°C	15,000 psi 175°C
Resolution	0.05% of full scale	0.2 psi (@ 15,000 psi; 1-sec sampling)	0.1 psi (@ 20,000 psi; 1-sec sampling)	0.01 psi (@ 10,000 psi; 10-sec sampling)	0.001 psi (@ 12,000 psi; 1-sec sampling)	0.003 psi (@ 15,000 psi; 1-sec sampling)
Accuracy	40 psi	15 psi	6 psi	>12 psi	± [0.025% of reading + 0.5 psi]	± [0.01 % of reading + 1 psi]

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Herramientas cierre en fondo



Gauge Carrier

En general pueden llevar hasta 4 registradores y resistir hasta 15000 psi.



Dual CIP Valve

Válvula mecánica de cierre en fondo

Dependiendo el modelo pueden realizar múltiples aperturas y cierres.

Generalmente las aperturas y los cierres se producen a partir de un número de giros determinado en una dirección dada.

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Herramientas cierre en fondo

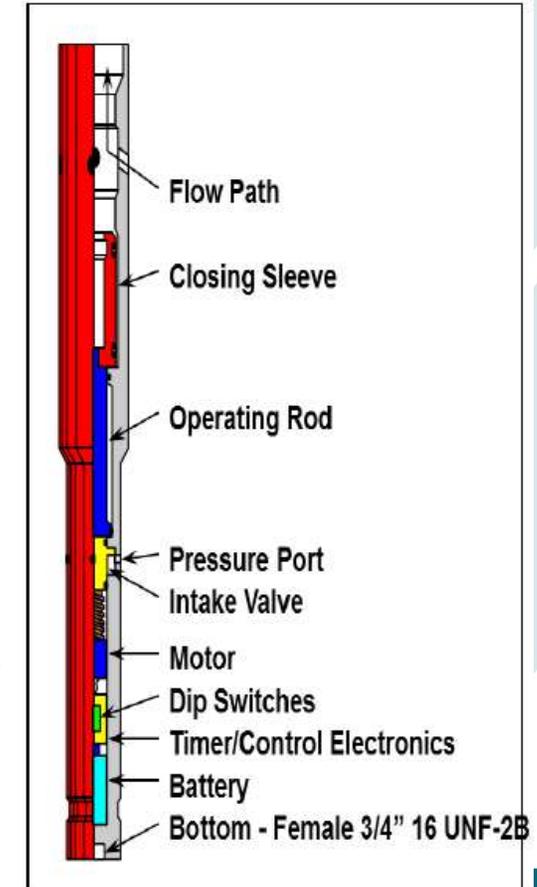


Válvula electrónica programable multiciclo

SST-500 SPECIFICATIONS	
OD Maximum	1.75" (44.5mm)
ID	1.12" (28.4mm)
Flow Ports Area	1.0 in2 (2.5 cm2)
Weight	23lbs (10.4Kg)
Length	62.3" (1.6m) with short battery pack 72.8" (1.8m) with long battery pack
Maximum Differential Pressure	3000 psi (210 Kgf/cm2)
Maximum Pressure	10,000 psi (703 Kgf/cm2)
Maximum Temperature	150C (302F)
The SST500 is designed to operate in H2S environments in temperatures up to 300oF when used in accordance with 11.7 of the NACE MR-0175-98.	

Se puede anclar en diferentes tipos de niples: R, F, X, XN, etc.

Debe ser programada previamente.

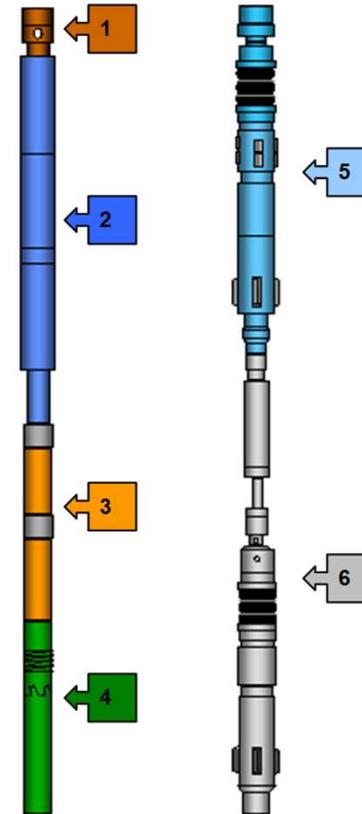


Conceptos básicos de ensayo de pozo - Herramientas cierre en fondo

SARTA TIPO TST

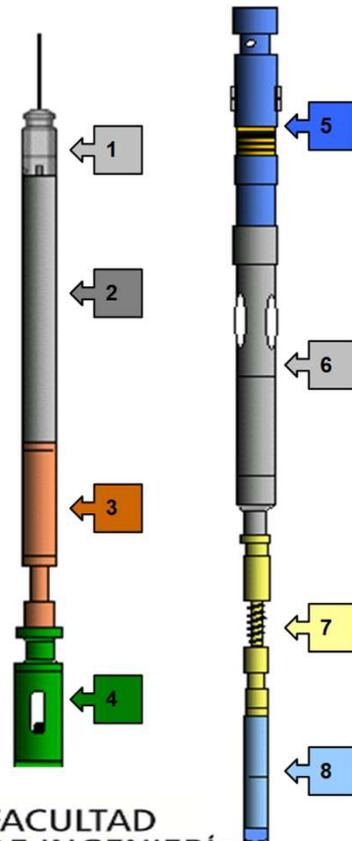
La sarta tipo para ensayos TST con memory y/o con lectura en superficie consta de:

1. VÁLVULA REVERSADORA
2. VÁLVULA MULTIFLUJO
3. NIPLES PORTAMEMORIES
4. UNIÓN DE SEGURIDAD
5. PACKER DOBLE AGARRE
6. TAPÓN



Conceptos básicos de ensayo de pozo - Herramientas cierre en fondo

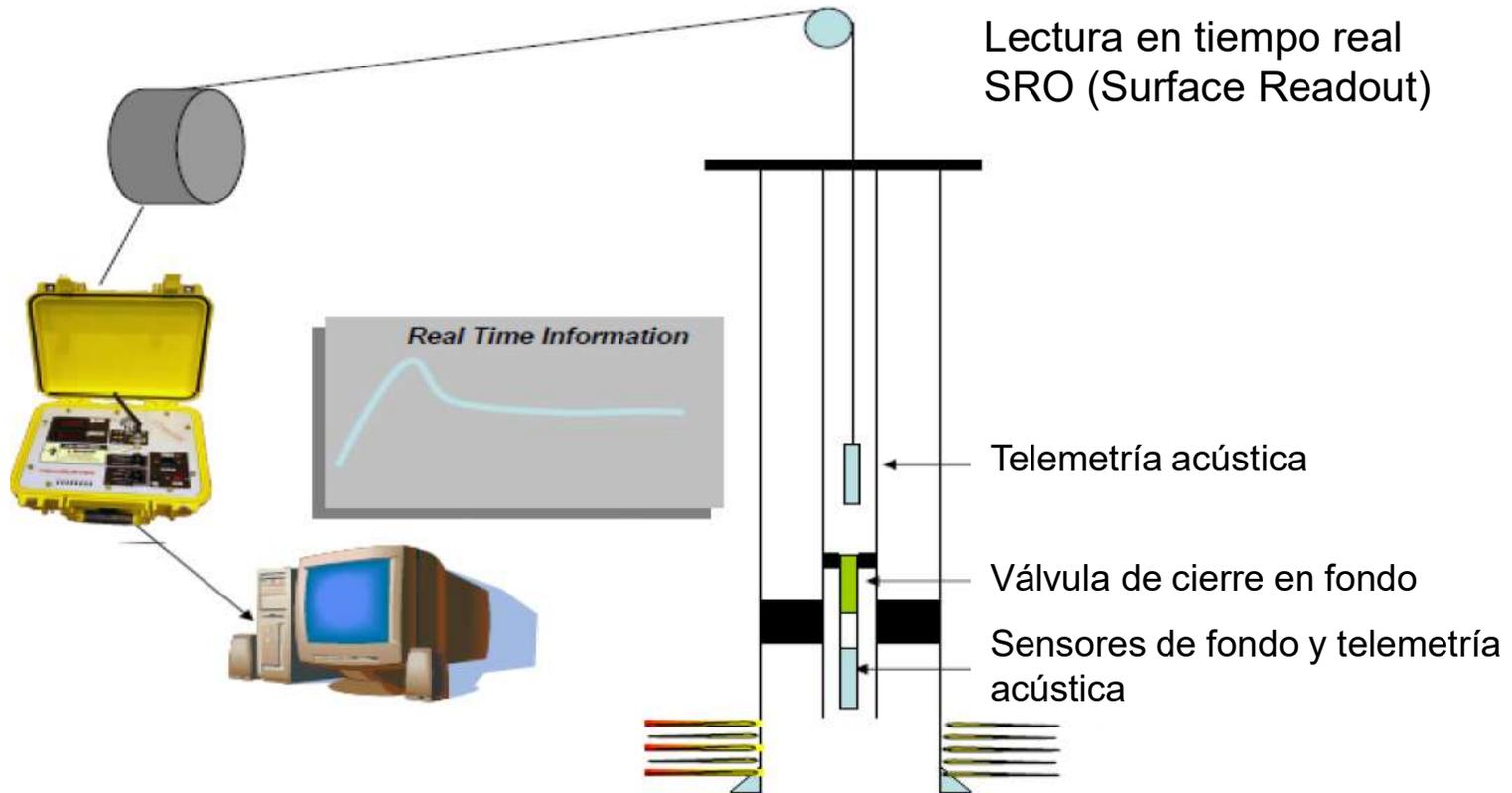
SARTA PARA NIPLE XN o similar



La sarta para ensayos en Niple XN con memory consta de :

1. SOCKET
2. BARRA DE PESO
3. TIJERA
4. PESCANTE DE LOCK MANDREL
5. LOCK MANDREL
6. VÁLVULA DE CIERRE EN FONDO
7. PUP JOINT
8. NIPLES PORTAMEMORYS

Conceptos básicos de ensayo de pozo - Adquisición en tiempo real



The background is a dark blue gradient with several diagonal stripes of a slightly lighter shade of blue. A horizontal line, colored in a bright cyan, runs across the middle of the image. The text 'Muchas gracias' is positioned below this line on the left side.

Muchas gracias