



PAY ATTENTION PLEASE

***MUCHAS GRACIAS...!!!***

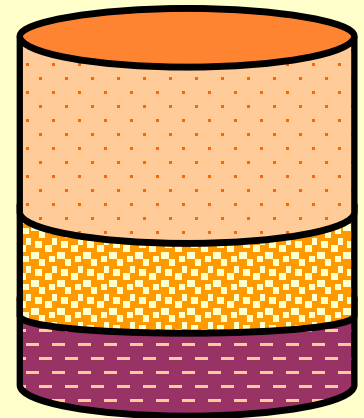
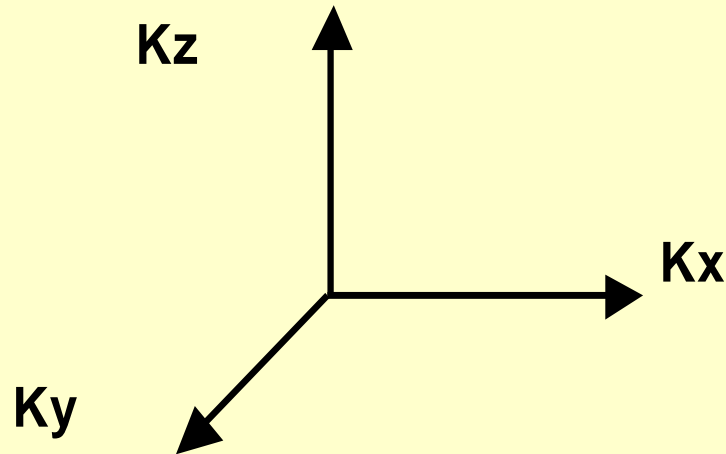
## ENSAYOS DE PRESION

El Ensayo de Presión, Ensayo de Formación, Ensayo de Pozo o Well Testing, ayuda a conocer la forma más adecuada para producir un pozo y drenar un reservorio.

Junto con la Geofísica, la Geología y el resto de las determinaciones de la Ingeniería de Reservorios permite desarrollar un Modelo de Reservorio.

# EL TENSOR PERMEABILIDAD

Para representar el carácter tensorial de la propiedad permeabilidad se requiere una matriz con nueve componentes escalares en tres dimensiones. Sería complicado el uso de la matriz completa y se usan en gen. 2 **permeabilidades laterales** ( que pueden ser ortogonales ) ,  **$K_x$**  y  **$K_y$**  , y una componente **vertical  $K_z$** .



Lake:

$$K = \begin{vmatrix} K_{xx} & K_{xy} & K_{xz} \\ K_{yx} & K_{yy} & K_{yz} \\ K_{zx} & K_{zy} & K_{zz} \end{vmatrix}$$

Medio anisótropo

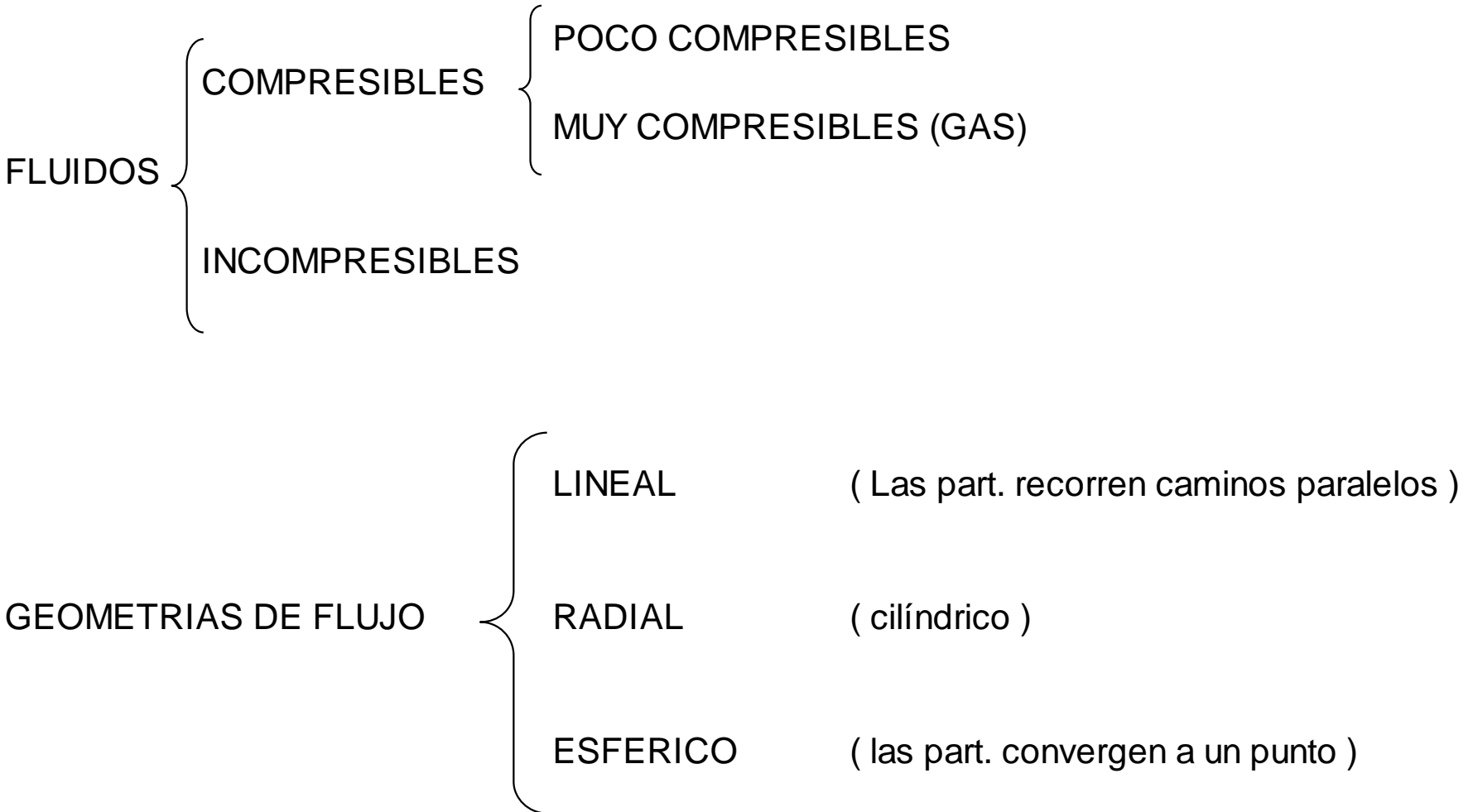
Si el medio es **isótropo**, para cualquier punto:

$$K_{xx} = K_{yy} = K_{zz} = K$$

Escalar

Si la permeabilidad del medio es **independiente** de su posición, el medio se dice **homogéneo**. De lo contrario es **heterogéneo**.

# ECUACIONES DE FLUJO EN UN MEDIO POROSO



EN FUNCION DEL TIEMPO

ESTABLE ( los parám. no cambian con t` )

NO ESTABLE ( transitorio )

LEY DE D`ARCY

$$v = - k / m \quad dP / dx$$

$$Q = A * V$$

$$Q = K/J * A * DP/DX$$

## DAÑOS DE FORMACION

Se manifiestan por una caída adicional de la presión que se traduce en una disminución de producción. Considerándolo desde un punto de vista cualitativo, el daño se traduce en que para producir el mismo caudal hace falta una diferencia de potencial ( presión ) mayor.

Tomando el Índice de **P**roductividad como ejemplo:

$$\text{Con daño} \quad \text{IP} = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad \frac{100}{250 - 80} \quad 0.588$$
$$170$$

Donde  $P_{wf}$  tiene incluido el daño (  $D_{pskin}$  ) y si logramos remover este delta P adicional, restándolo, el denominador será menor y por lo tanto el mismo caudal se obtendrá con menor pérdida de carga:

$$\text{Sin daño} \quad \text{IP} = \frac{Q}{P_e - P_{wf} - DP_{skin}} \quad \frac{100}{250 - 80 - 30} \quad 0.714$$
$$140$$

$D_{pSkin} = 30$

Se busca disminuir el denominador para aumentar el IP. Es decir, en el primer caso saco 100 m<sup>3</sup>/d con una caída de 170 Kg/cm<sup>2</sup> y en el segundo los saco con una caída de sólo 140 Kg/cm<sup>2</sup>. O, lo que es lo mismo, con un IP= 0.714 y una caída de 170 Kg/cm<sup>2</sup>, obtendría un caudal mayor, de 121.4 m<sup>3</sup>/d ( 170\*0.714).

## ECUACION DE DIFUSIVIDAD

Para flujo horizontal, con un fluido monofásico moviéndose hacia un pozo con

flujo radial

formación homogénea e isótropa

poros saturados con un solo fluido

el pozo, ubicado en el centro, está punzado en todo su espesor

Combinando

principio de conservación de la masa ( variac. de vol = vol<sub>ent</sub> - vol<sub>sal</sub> )  
( ec. de continuidad, considerando masas )

Ecuación de D`arcy

Evolución isotérmica

Condiciones isotérmicas.

Efectos de gravedad despreciables.

Fluye una sólo fase.

Medio homogéneo e isótropo y de porosidad constante.

Permeabilidad independiente de la presión.

Viscosidad constante e independiente de la presión.

Compresibilidad del fluido pequeña y constante

Los gradientes de presión son pequeños.

Etc., etc.



LA EC. DE FLUJO RADIAL BASICA ES:

$$(1/r) * \delta p / \delta r + \delta^2 p / \delta r^2 = \phi * m * c_t / k * \delta p / \delta t$$

Ec. de Difusividad

Son derivadas parciales porque  $P = f(t, r)$

### ECUACION DE DIFUSIVIDAD

$$(\nabla^2 P) = F \quad m \quad C_t / K * \delta P / \delta t$$



En coordenadas cilíndricas ( r,  $\vartheta$ , z ) :

caso unidimensional:

$$(\nabla^2 P) = 1/r \delta ( r \delta P / \delta r ) / \delta r$$

En coordenadas rectangulares:

caso tridimensional:

$$(\nabla^2 P) = \delta^2 P / \delta x^2 + \delta^2 P / \delta y^2 + \delta^2 P / \delta z^2$$

Introduciendo el concepto de **pseudopresiones** ,  $m(P)$ , las variaciones de  $m$  y  $z$  con la presión son tenidas en cuenta:

Por Definición (Al-Hussainy):

$$m(p) = \frac{1}{2} \int_{P_0}^P \frac{P}{m z} * dP$$

$P_0$  de referencia. Se llega a :

$$h \equiv K/FmCt$$

**Difusividad**

	m	Ct	
oil	$\equiv$	$1 \text{ cP} * 20 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$	$\equiv$ $20 * 10^{-6}$
gas	$\equiv$	$0.02 \text{ cP} * 200 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$	$\equiv$ $4 * 10^{-6}$

$$h_{\text{gas}} \equiv 5 h_{\text{oil}}$$

**La difusividad del gas es 5 veces mayor que la del petróleo (aprox.)**

$$\nabla^2 m(p) = F m c / k * \delta m(p) / \delta t$$

Muy similar a las ec. anteriores

Luego se trabaja con  $m(p)$  como si fuera  $P$ , para una temperatura considerada.

g  
a  
s  
e  
s

$$(\nabla^2 f) = 1/\eta * \delta f / \delta t$$



(which generally relies on type-curve matching) include the fracture half length and conductivity (fracture permeability  $\times$  width) together with the skin factor. If the well is closed-in for long enough, the conventional semi-log buildup plots described in sections 4.12 and 4.13 can be applied to calculate the skin factor: a large negative value of  $-3$  to  $-5$  indicating the continued efficacy of the fractures.

Concerning the relevance of the other measurements which were important in appraisal well testing, the oil rate is regularly monitored for each producer throughout the lifetime of the project and although oil samples are collected routinely, they are seldom used for PVT analysis on account of uncertainty in the location of origin of the sample in the reservoir. Designing buildup tests to locate boundaries/fault positions is unnecessary because their positions can usually be inferred by direct observation of the production/pressure performance of individual wells or by performing simple interference tests (section 4.17). Therefore, the main objectives in routine development well testing are the determination of average well pressures and the investigation of effects that may diminish well productivity.

#### 4.5. BASIC, RADIAL FLOW EQUATION

The steps involved in the derivation of the radial diffusivity equation (solutions of which form the basis of most test analysis techniques) were described in some detail in chapter 5 of reference 3 and the reader will therefore be spared any repetition of the mathematical derivations required in the formulation of the equation. Instead, this section reviews the physical assumptions implicit in deriving the equation and investigates the soundness of its assumed linearity.

##### (a) *Radial diffusivity equation*

The physical model considers the horizontal flow of a single-phase fluid inward to a wellbore located at the centre of a radial volume element. The assumptions implicit in the derivation of the radial flow equation are that:

- the formation is both homogeneous and isotropic
- the central well is perforated across the entire formation thickness
- the pore space is 100% saturated with any fluid.

The first assumption may appear restrictive but, as pointed out in sections 4.2b and c, provided there is pressure equilibrium across the formation during the test (no restriction to vertical fluid movement) then even if the reservoir is heterogeneous in terms of variation in permeability/porosity in the vertical section, the reservoir will "present itself" as homogeneous and formation properties determined in the analysis will be thickness averaged values. Fortunately, this is the most common reservoir condition encountered in testing and can be recognised by detailed inspection of the core/log data and observation of the degree of pressure equilibrium demonstrated by RFT surveys run under dynamic, producing conditions. Dual porosity systems (section 4.2b), in which the low-permeability intervals produce by cross-flow into

the better quality sands and thence into the wellbore; and the even more complex dual permeability reservoirs, in which flow from the poorer sands can be both by cross-flow and directly into the wellbore, do not satisfy the first of the above physical requirements and the test analysis is more complex analytically [1].

The second assumption, that the well is fully perforated across the section, could perhaps be better stated as a necessary condition. The combination of the first two assumptions means that flow into the wellbore is purely radial and, in fact, reduces the mathematical description to one dimensional, radial flow. Sometimes, as in the case of reservoirs subject to basal waterdrive, there is no alternative to partial penetration but unless it is necessary the practice should be avoided since it leads to an indeterminacy in the calculated PI (Chapter 2, section 2.9) and reduces the prospect of attaining any meaningful test analysis results.

The requirement of 100% saturation of any fluid is simply a convention adopted in well testing: that all volumes used in calculations are the total pore volume, PV. The fact that the reservoir contains an irreducible water saturation that can change in volume, as can the pore space itself, is accommodated by using an effective compressibility

$$c = c_o S_o + c_w S_{wc} + c_f \quad (4.2)$$

which, when used in the definition of compressibility:  $dV = c[PV]\Delta p$ , is multiplied by the total pore volume. This differs from the effective compressibility defined by equation 3.26, which is multiplied by the hydrocarbon pore volume:  $dV = c[HCPV]\Delta p$ , but it will be noted that the values of  $dV$  calculated in both cases are equivalent. As mentioned above, the difference is simply a matter of convention: in the subject of material balance (Chapter 3) HPCVs are used whereas in test analysis it is PVs.

If the above assumptions/conditions are satisfied, then combining the basic physical principles of mass conservation, Darcy's law and isothermal compressibility [3], the basic radial flow equation may be derived as:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k\rho}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi c \rho}{0.000264} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4.3)$$

which is a second-order differential equation relating the dependent variable, the pressure,  $p$ , to the position,  $r$ , in the radial element and the time,  $t$ . Unfortunately, the equation is non-linear, meaning that it contains coefficients,  $k\rho/\mu$ , and  $\phi c\rho$ , which are themselves pressure dependent. Because of this complication, it is not possible to determine direct analytical solutions for use in well test analysis. It is first necessary to linearize the equation so that it can be formulated in such a manner that it contains no pressure dependent coefficients. The traditional method in which the linearization has been affected for liquid flow (undersaturated oil or water) is by the process of deletion of terms [3,13]. In this, the left-hand side of the equation is expanded by the chain rule for differentiation then, provided the following physical conditions are satisfied:

- the parameters  $\mu$ ,  $k$ ,  $\phi$ ,  $c$  are largely independent of pressure

- the pressure gradient  $\partial p/\partial r$  is small, so that the square of this term, which appears on the expanded left-hand side of the equation, is negligible
- the product  $cp \lll 1$ .

equation 4.3 is reduced to the form

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{0.000264 k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4.4)$$

which is the radial diffusivity equation and, in form, is one of the most common in the entire subject of physics. The reciprocal of the coefficient on the right-hand side,  $k/\phi\mu c$ , is the hydraulic diffusivity constant and is a fundamental grouping of parameters that plays a major role in the whole subject of Reservoir Engineering, as already described in connection with the application of material balance (Chapter 3, section 3.3). In the context of well testing, the higher the value of the constant then usually the greater the depth of investigation into the reservoir so that, even in tests of moderate duration, boundary effects such as sealing faults exert their influence on the pressure response observed on a gauge located in the wellbore. It should be noted that the compressibility,  $c$ , in equation 4.4 and in all others throughout the chapter is the effective value defined by equation 4.2.

*(b) Investigation of the validity of linearizing the basic radial flow equation by the method of deletion of terms*

This approach to linearization of equation 4.3 has been traditionally accepted in the subject on account of its simplicity, the alternative: the application of integral transformations, being regarded as more complex and requiring the use of computers in test interpretation. Nowadays, however, computer packages of great mathematical sophistication are used universally and since the resolution of pressure gauges has vastly improved since the early 1970's, it is worthwhile investigating the validity of the method of linearization by deletion of terms and, in particular, check if its accuracy is commensurate with that aimed at in modern test analysis with such improved tools/techniques at our disposal.

It was Dranchuk and Quon [13] who stated the most stringent condition for the traditional linearization, that  $cp \lll 1$ , and to emphasise the point they used three "less-than" symbols; but precisely "how small is small" is left to the reader to decide, based on the level of accuracy required. They noted, however, that while a value of  $cp = 0.10$  will introduce a 10% error in the differential equation, this is not necessarily reflected in its eventual solution. The extreme case, of course, is for the flow of a real gas for which, to a first approximation [3], the compressibility equals the reciprocal of the pressure so that the  $cp$ -product is practically equal to unity. Under these circumstances, Al-Hussainy et al. [14] introduced in 1966 the concept of the real gas pseudo-pressure:

$$m(p) = 2 \int_{p_0}^p \frac{p \, dp}{\mu Z} \quad (4.5)$$



in which the lower limit of integration,  $p_o$ , is some chosen base pressure. As described in chapter 8 of reference 3, when this integral transformation is substituted directly in the non-linear differential equation 4.3, mere cancellation of terms results directly in the evolution of the diffusivity equation 4.4, in which the pseudo-pressure,  $m(p)$ , replaces the pressure,  $p$ , as the dependent variable. In reaching this stage it is not necessary to invoke any of the three conditions stated above for linearization by deletion of terms. Solutions of the modified diffusivity equation, expressed in terms of  $m(p)$  functions are then used directly in gas well test analysis.

A similar mathematical trick (for that is all it amounts to) can be also applied to undersaturated oil, which may prove necessary if the  $cp$ -product is not small. Consider defining an integral transformation (pseudo-pressure) of the form [13]:

$$m(p) = \int_{p_o}^p \frac{\rho}{\mu} dp \quad (4.6)$$

incorporating the pressure dependent parameters,  $\rho$  and  $\mu$  in the integrand ( $p_o$  is again a convenient base pressure). Then

$$\frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \cdot \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$$

and

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial t}$$

which, on substitution into equation 4.3 and after cancelling terms, leads directly to the equation

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{0.000264 k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (4.7)$$

without having to satisfy the conditions necessary for linearization by deletion of terms other than that  $k$  and  $\phi$  are constants. The equation is referred to as quasi-linear in that there may be a pressure dependence in the  $\mu c$ -product in the diffusivity constant. For undersaturated oil,  $\mu$  increases with pressure while  $c$  decreases, so that their product is reasonably constant. If it does display significant variation, however, as can occur when testing low-permeability reservoirs, then it is necessary to generate and use a second integral transformation [15,16], referred to as the pseudo-time:

$$t_A = \int_{t_o}^t \frac{dt}{\mu c} \quad (4.8)$$

and substitution of this into equation 4.7 results in the formulation of the diffusivity

equation as

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{0.000264 k} \frac{\partial m(p)}{\partial t_A} \quad (4.9)$$

which is strictly linear, provided  $\phi$  and  $k$  are constant. Other authors [17,18] have even attempted to cater for pressure dependence of these two variables but the difficulty is in defining such a relationship based on laboratory compaction experiments which may bear little relationship to the *in situ* condition in the reservoir, close to the wellbore.

In an attempt to check on the necessity for using pseudo-pressure and time integral transformations, data from a deep (high-pressure) reservoir containing a highly volatile oil have been examined for which the maximum value of the  $cp$ -product is  $cp = 29.91 \times 10^{-6} (\text{psi}^{-1}) \times 7514 (\text{psia}) = 0.225$ , which according to the standards of Dranchuk and Quon [13], is a large number. The oil has a formation volume factor of  $B_{ob} = 3.469$  rb/stb at the bubble point pressure of 5217 psia and a solution gas-oil ratio of  $R_{si} = 3470$  scf/stb and is undersaturated by almost 2800 psi at initial conditions. The degree of volatility can be seen in Fig. 4.5a which is a plot of the oil formation volume factor. Immediately below the bubble point the function declines extremely rapidly: the shrinkage ( $B_{ob} - B_o$ ) amounting to 32% for a 1000 psi pressure reduction. This is the type of reservoir in which the pressure must not be allowed to fall below the bubble point (Chapter 2, section 2.2) either in the reservoir itself or particularly near the wellbore, where the oil shrinkage could lead to a severe decline in well productivity. It is therefore the intention to develop the accumulation by pressure maintenance above the bubble point (5217 psia) through water injection.

The PVT properties ( $\rho$ ,  $\mu$ ) in the undersaturated pressure range are listed in Table 4.1. Values of the integrand,  $\rho/\mu$ , and its average value over each pressure step,  $\bar{\rho}/\bar{\mu}$ , are then calculated from which the pseudo-pressure may be evaluated as (column 6):

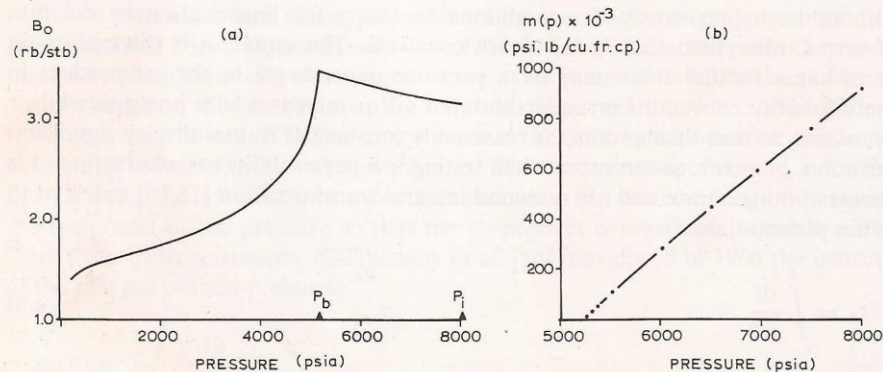


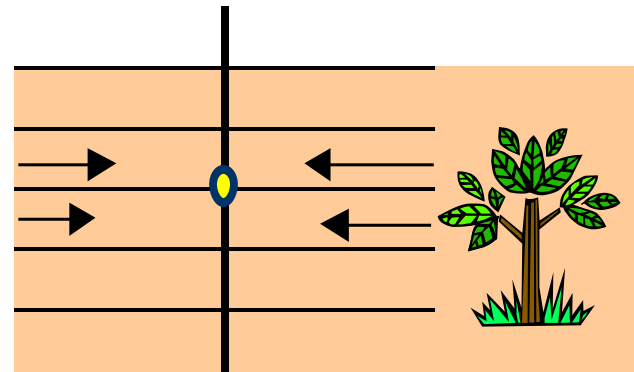
Fig. 4.5. (a) Formation volume factor. (b) Oil pseudo-pressure for an undersaturated, volatile oil.

## Flujo lineal

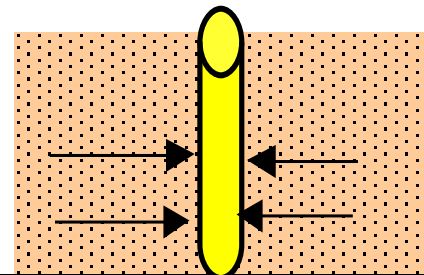
$$\frac{\delta^2 f}{\delta x^2} = \frac{1}{h} \frac{\delta f}{\delta t}$$

unidimensional. Fractura hidráulica o yacimientos fisurados.

Vista en planta



vista de frente



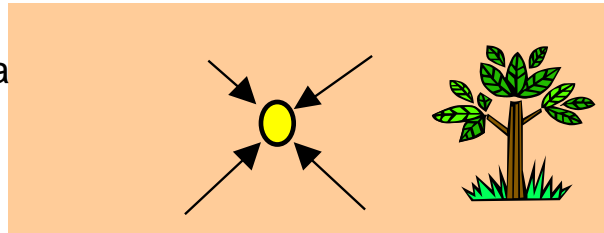
## FLUJO ESFÉRICO RADIAL

Cuando h es grande y no está abierto en su totalidad.

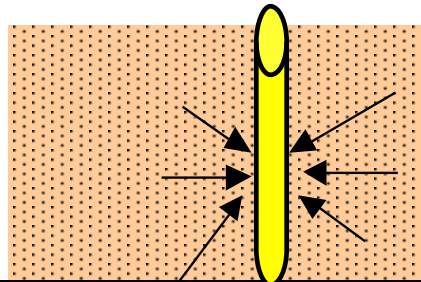
$$\frac{1}{r^2} \frac{d}{dr} \left( r \frac{df}{dr} \right) = \frac{1}{\eta} \frac{df}{dt}$$

Flujo desde todas las direcciones hacia un punto central

Vista en planta



vista de frente



## DIFUSIVIDAD HIDRAULICA

$$\eta = k / F * m * ct$$

Relación entre parámetros del medio poroso y el fluido.

Dimensiones:

$$L^2 / t$$

Velocidad areal

Da idea de la velocidad de transmisión de las señales en un medio poroso.

## ALMACENAJE

### ALMACENAMIENTO EN LA FORMACION

$$C = F * c * h$$

h = espesor del medio poroso

F = porosidad

c = compresibilidad

Cantidad de fluido que hay en los poros.

### ALMACENAMIENTO EN EL POZO

$$C_w = c_w * V_w$$

## TRANSMISIVIDAD

$$t = k * h / m$$

## MOVILIDAD

$$l = k / m$$

# ECUACION DE DIFUSIVIDAD EN TERMINOS ADIMENSIONALES

DA PRAT:

PSI

BARRILES POR DIA ( CAUDALES)

PIES

TIEMPO ( HORAS )

$$d^2 P_D / d r_D^2 + 1 / r_D * d P_D / d r_D = d P_D / d t_D$$



## PARAMETROS ADIMENSIONALES

### TIEMPO ADIMENSIONAL

$$t_d = \frac{k}{F} * m * c_t * \frac{t}{r_w^2}$$

Relaciona el tiempo que transcurre y la posición de la señal desde que la genero.

## RADIO ADIMENSIONAL

$$r_D = r / r_w$$

REEMPLAZANDO LOS PARAMETROS ADIMENSIONALES EN LA ECUACION DE DIFUSIVIDAD, SE FACILITA SU SOLUCION.

donde:

$$PD = k h ( P_i - P ( r , t ) ) / 141.2 * q * B * m$$

$$tD = 0.000264 * k * t / F m C t r w ^ 2$$

$$rD = r / r w$$

## USOS DEL WELL TESTING (ENSAYO DE PRESIONES)

Se pueden aportar soluciones para la:

Terminación ( daños y estimulaciones )

Producción ( curvas IPR, producciones potenciales por capa y en conjunto)

Evaluar Pozos Horizontales.

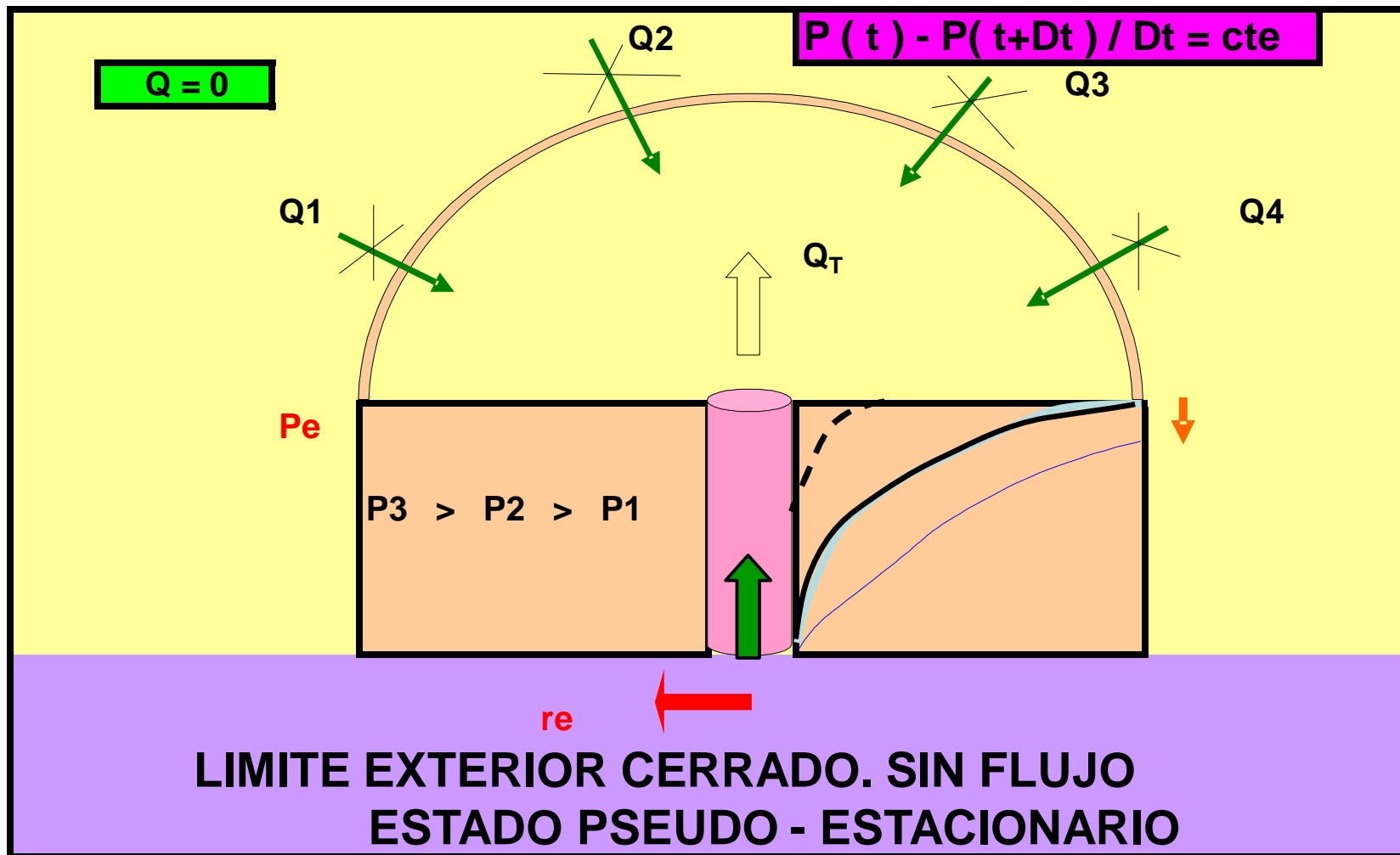
Evaluar Pozos Inyectores.

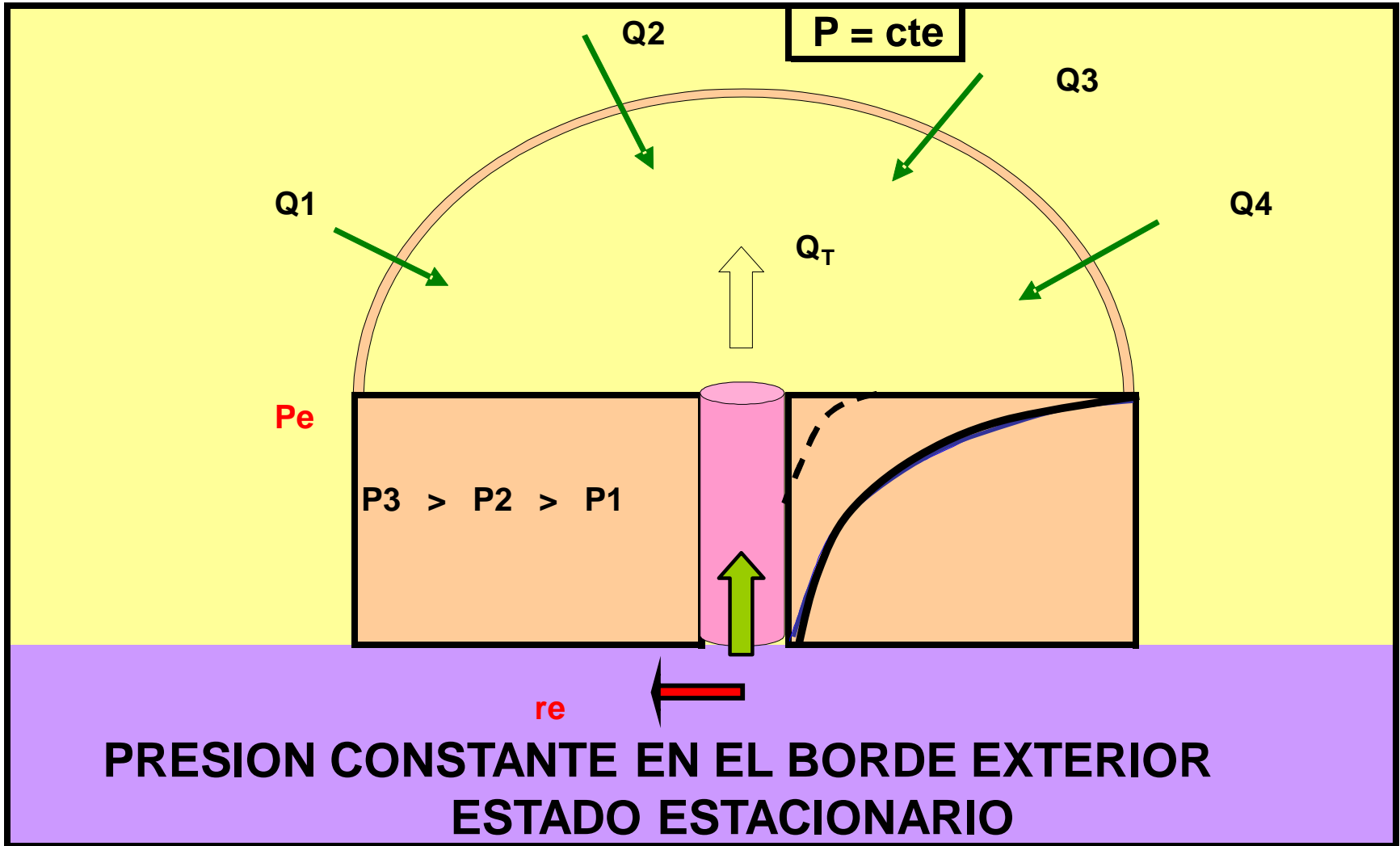
Etc.

## ESTADO PSEUDO ( SEMI ) ESTACIONARIO ( PSEUDO STEADY STATE )

Se alcanzan todos los bordes ( límites ) del reservorio. A partir de un análisis en estos tiempos se pueden calcular reservas.

$$dp / dt = \text{cte}$$





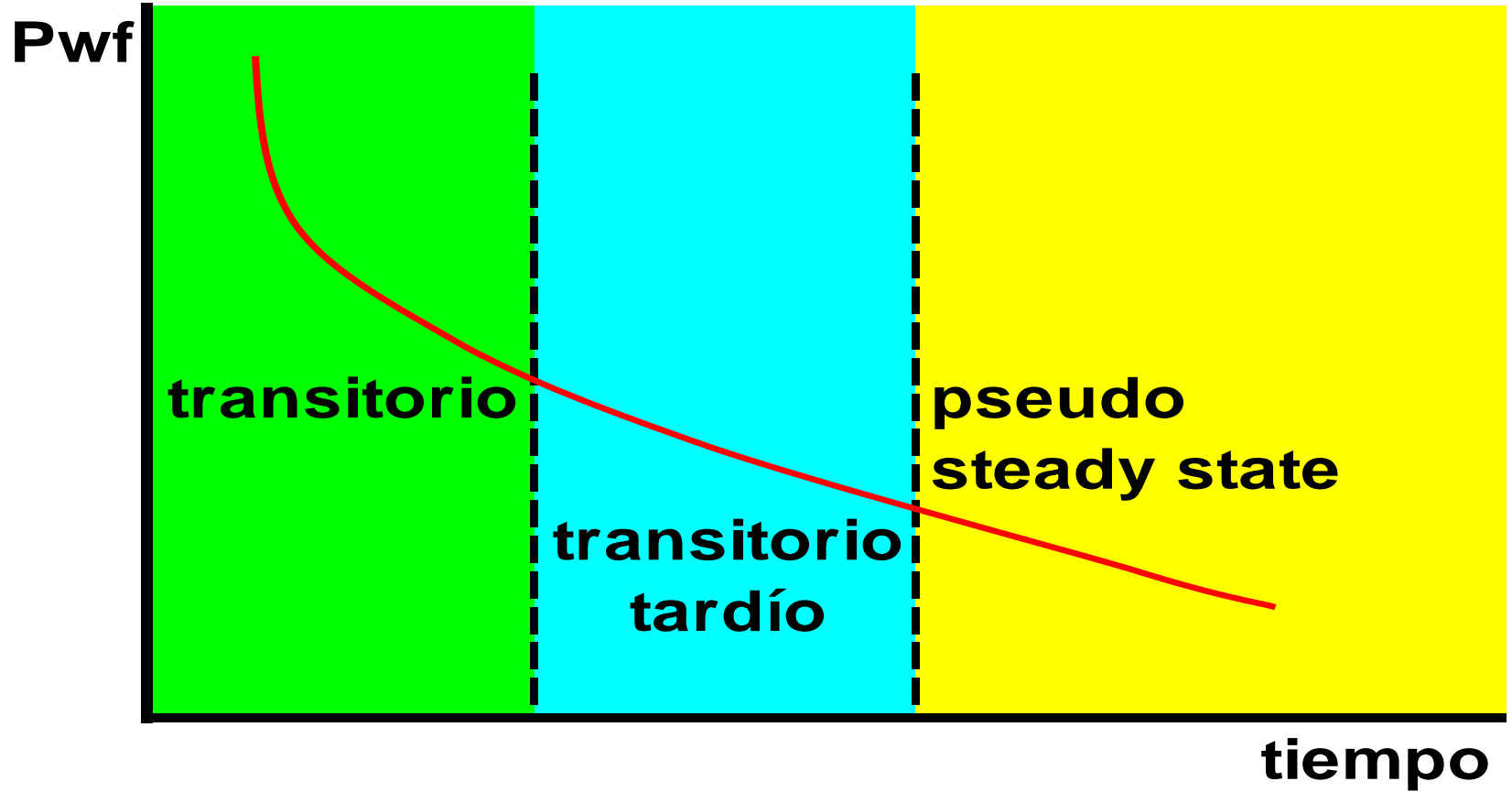
**Después del transitorio inicial la presión dinámica de fluencia permanece constante. Sería el caso de reservorios con alta capacidad de flujo.**

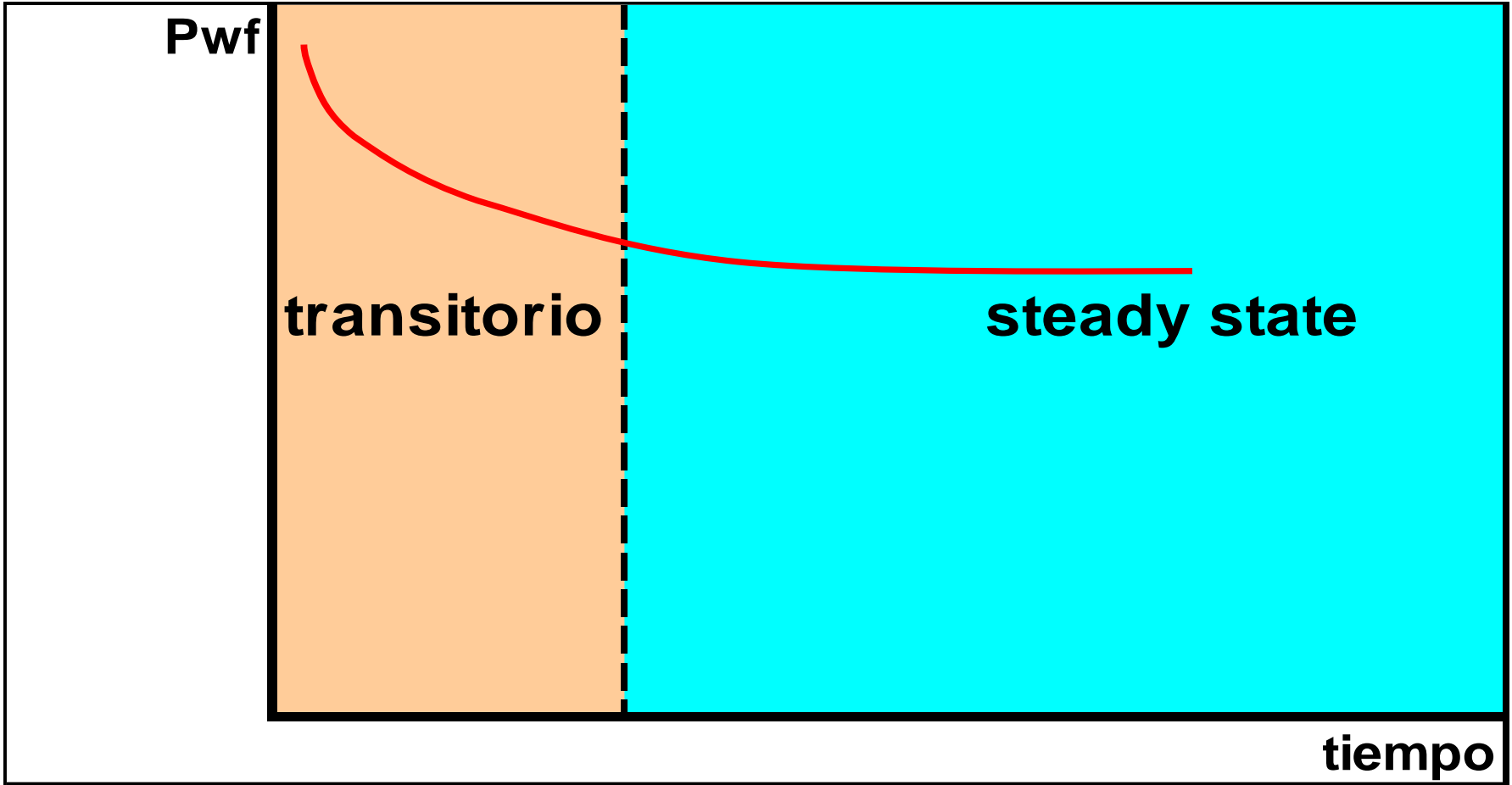
$$d p / d t = 0$$

## **FLUJO ELIPTICO**

**Casos especiales. Pozos horizontales o con determinado ángulo o condiciones estructurales o estratigráficas.**

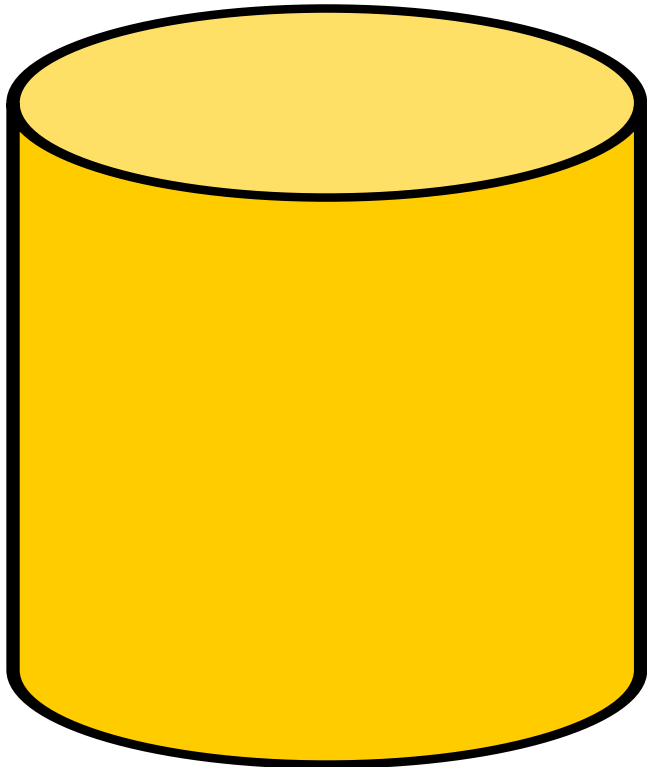




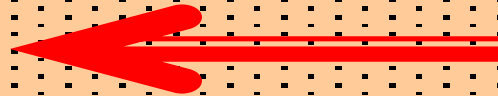


# FLUJO HOMOGENEEO

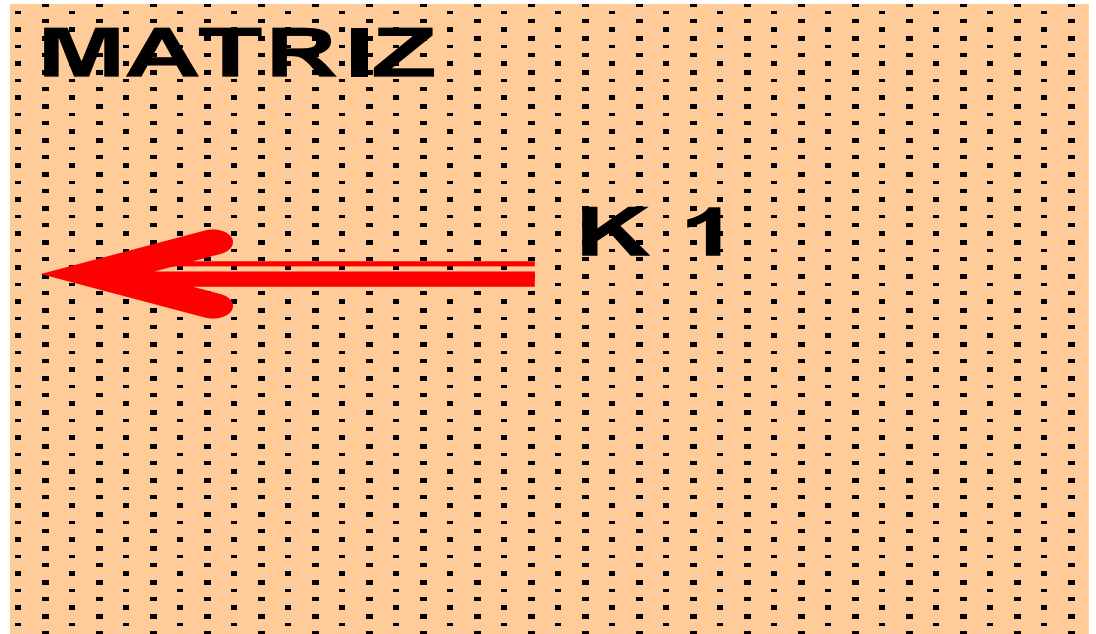
**POZO**



**MATRIZ**

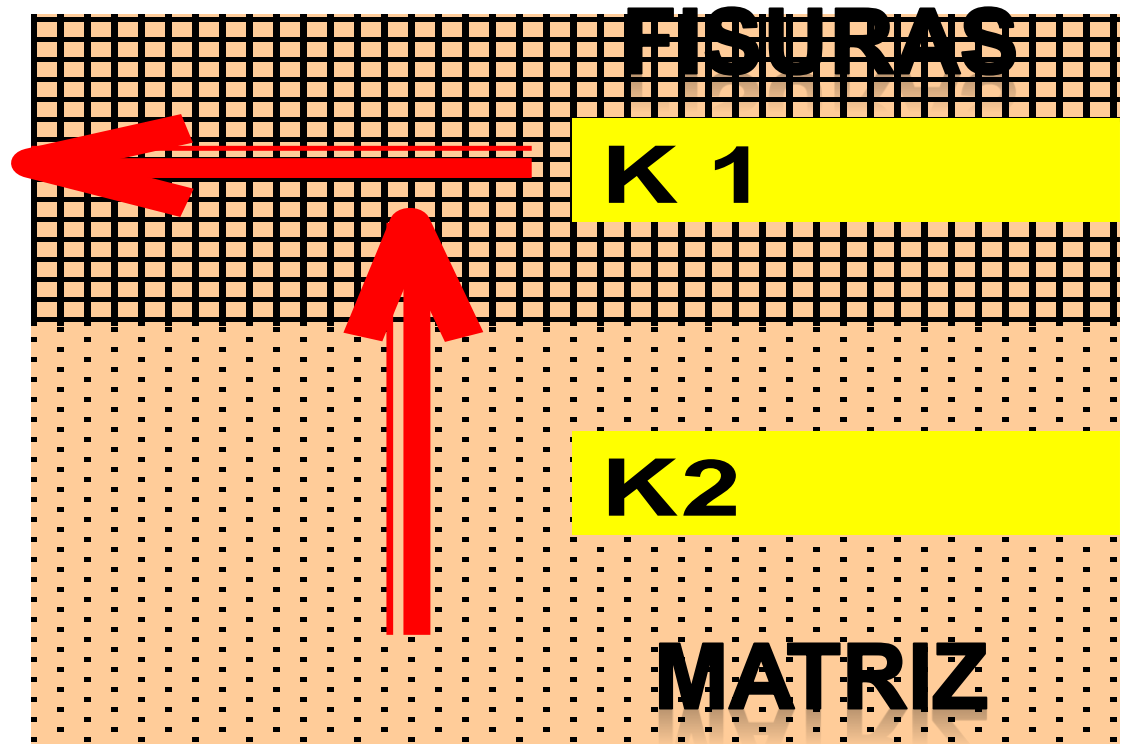
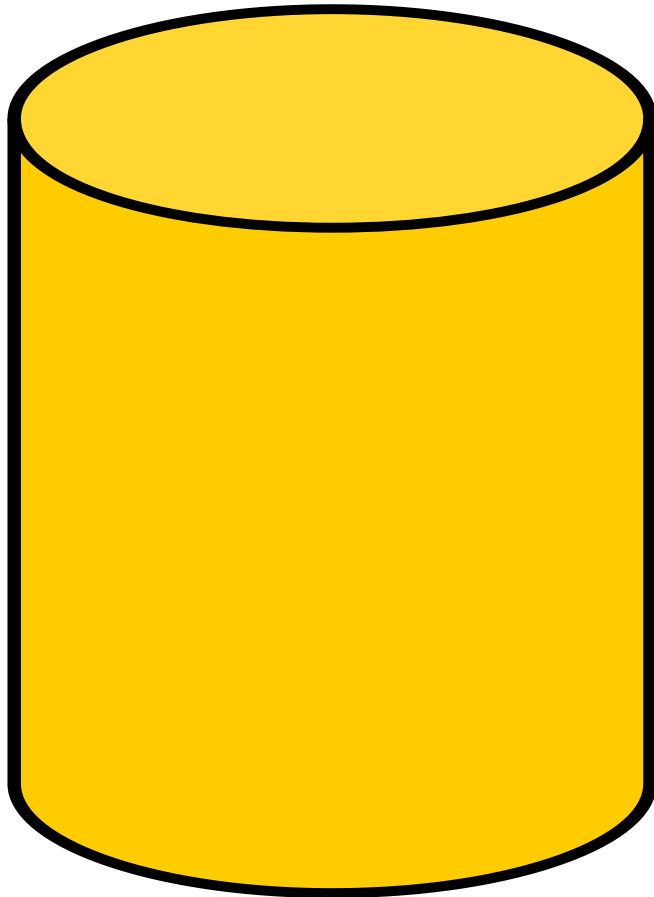


**K 1**



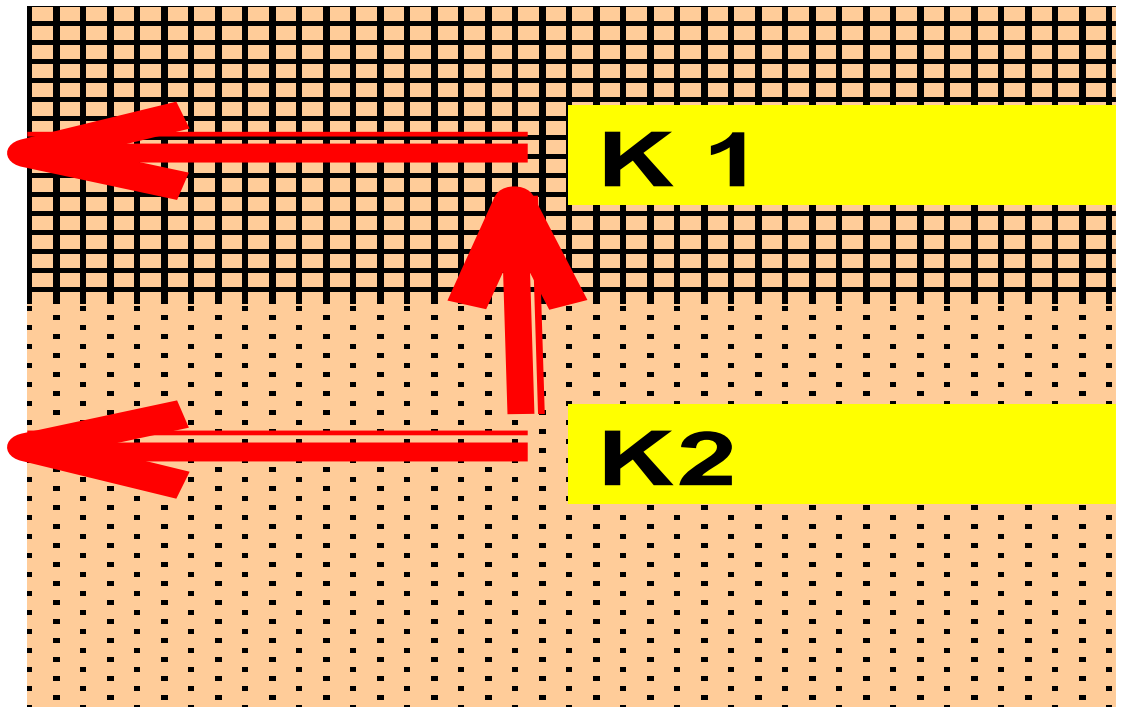
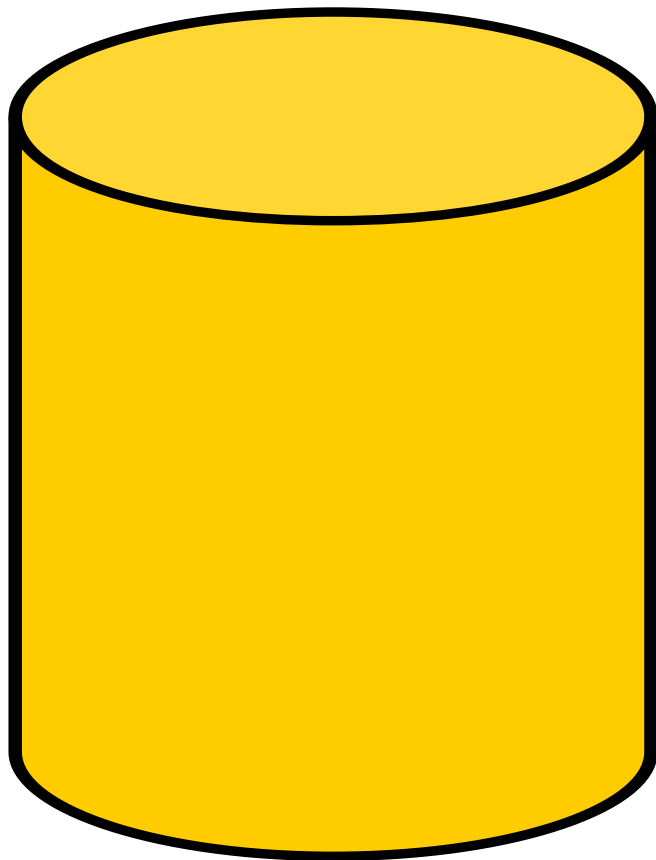
# DOBLE POROSIDAD

**POZO**



# DOBLE PERMEABILIDAD

**POZO**



# WELL TESTING



<http://www.fekete.com/SAN/Videos/FeketeHarmony/TrainingVideos/GettingStarted/HarmonyPromoVideoFinal.html>

Integrated Dynamic Flow Analysis to Characterize an Unconventional Reservoir in Argentina: the Loma La Lata

Case, *SPE 156163*

- Reliability Analysis of Permanent Downhole Monitoring Systems, *SPE 57057*

- Bases teóricas del RTA de FEKETE:

<http://www.fekete.com/software/rta/media/webhelp/index.htm>

- Dynamic Flow Analysis by KAPPA ENG. Book #4: Production Analysis

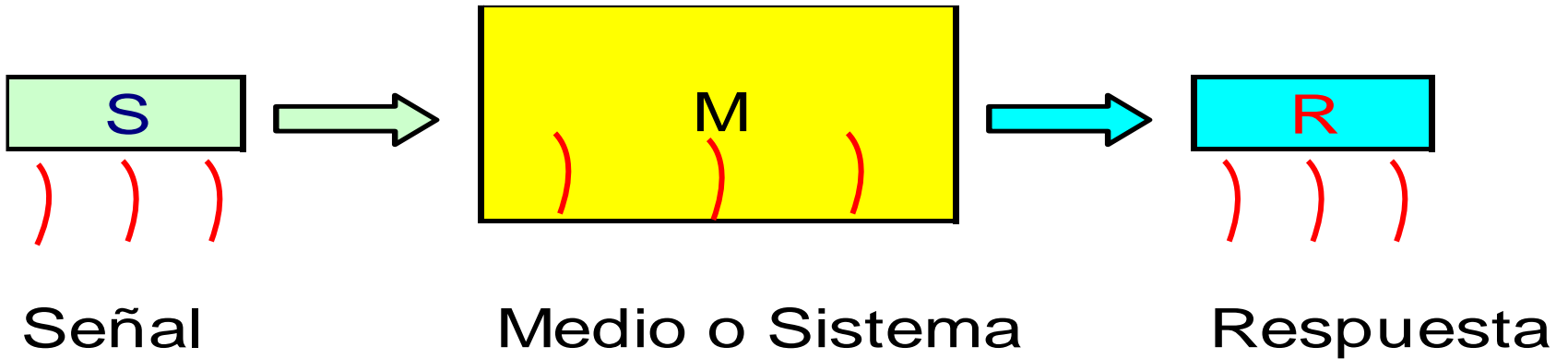
- Decline Curve Analysis Using Type Curves, *M.J. Fetkovich SPE 4269*

- Flowing Gas Material Balance, *L. Mattar JCPT Feb 1998*

- A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data, *L.Mattar SPE 84472*

**"If Mother Nature can, She will tell  
you a direct lie" (Darwin)**

**□ The whole subject of well testing be kept as simple  
as practicably possible" (Dake)**



Problema Inverso :  $R / S = M$

Problema Directo :  $S * M = R$

Señal : Caudal

Medio o Sistema : Pozo + Formación

Respuesta : Presiones de fondo



# Problema Directo e Inverso

Se suele plantear en estos términos en la bibliografía: no es tan sencillo en la práctica.

Afortunadamente las ecuaciones son manejadas fácilmente por los programas de interpretación existentes ( Saphir, Interpret II, Pan System, etc.).

El Problema Inverso es definir el Sistema conociendo solamente la respuesta a una señal dada.

En el Ensayo de un Pozo se aplica una señal constante  $S$  ( caudal de producción constante ), a un Medio  $M$  y se mide la Respuesta  $R$  ( cambios en las presiones de fondo ).

**EXISTEN PROGRAMAS COMERCIALES QUE GENERAN CURVAS TIPO EN BASE**

**A ECUACIONES CONOCIDAS QUE PERMITEN RESOLVER MATEMÁTICAMENTE**

**LOS ENSAYOS DE PRESION. SIEMPRE "ENCUENTRAN" UNA SOLUCION.**

Por lo tanto, resta al Ingeniero:

Saber qué está haciendo.

Saber qué está buscando.

Obtener datos de buena calidad ( representativos y confiables ).

Obtener resultados prácticos, que se puedan transformar en acciones.

El objetivo del ensayo es conocer el **Sistema**, conociendo la señal de entrada y la respuesta. Problema Inverso.

La solución busca un modelo teórico donde la señal ocasione una respuesta semejante a la de la formación ensayada. Problema Directo.

La interpretación busca modelos teóricos que representen al pozo y a la formación.

# **DISTINTOS MEDIOS PUEDEN TENER LA MISMA RESPUESTA**

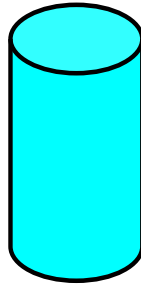
La solución al problema Inverso no es única: por eso se debe recurrir a los conocimientos aportados por otras fuentes ( geología, producción, perfiles, etc. ), con el objeto de disminuir la incertidumbre.

Varias configuraciones de reservorios pueden dar respuestas similares ante una señal de entrada dada.

Se necesitan caudales y presiones en función del tiempo.

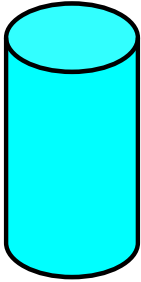
Existen cambios areales de transmisividad ( $k * h / m$ ) o en el almacenamiento ( $F * Ct * h$ ), etc., por lo que la naturaleza no permite establecer comportamientos puros.

Cambio en la capacidad de flujo



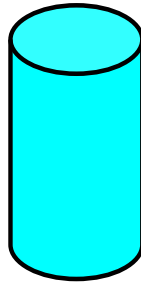
$(k / m) * h1$	$(k / m) * h2$
----------------	----------------

Cambios en la movilidad de los fluidos



$(k / m)1 * h$	$(k / m)2 * h$
----------------	----------------

Cambios en el almacenamiento



$(F * Ct * h)1$	$(F * Ct * h)2$	$(F * Ct * h)3$
petróleo	transición	gas

El comportamiento de los ensayos está asociado a condiciones de borde interior y exterior:

Borde Interior	Comportamiento del reservorio	Borde Exterior
Tiempos iniciales	Tiempos medios	Tiempos tardíos
almacenamiento daño fracturas penetración parcial pozo inclinado pozo horizontal redistribución fases falsos daños(pseudo)	homogéneo doble porosidad doble permeabilidad compuesto	sin entrada de fluidos ( límites ) presión constante (ingreso fluidos, 2a )

Combinando ecuaciones de flujo con ecuaciones de estado, ecuaciones de continuidad, etc., se llega a la ecuación de difusividad que puede ser resuelta analíticamente linearizándola si se asumen algunas simplificaciones y condiciones de límite.



Condiciones isotérmicas.

Efectos de gravedad despreciables.

Una sóla fase.

Medio incompresible, homogéneo, isótropo.

Flujo laminar.

Permeabilidad independiente de la presión.

Viscosidad constante e independiente de la presión.

Compresibilidad del fluido pequeña y constante.

Los gradientes de presión son pequeños.

$$(\nabla^2 P) = F \quad m \quad Ct / K * \quad \delta P / \delta t$$

Esta ec. Puede ser solucionada para determinadas condiciones de límite y escrita en términos adimensionales para simplificar el proceso de generalización de ecuaciones de flujo.

DA PRAT:

PSI

BARRILES POR DIA ( CAUDALES)

PIES

TIEMPO ( HORAS )

$$d^2 P_D / d r_D^2 + 1 / r_D * d P_D / d r_D = d P_D / d t_D$$

donde:

$$P_D = k h ( P_i - P ( r , t ) ) / 141.2 * q * B * m$$

$$t_D = 0.000264 * k * t / F m C t r w^2$$

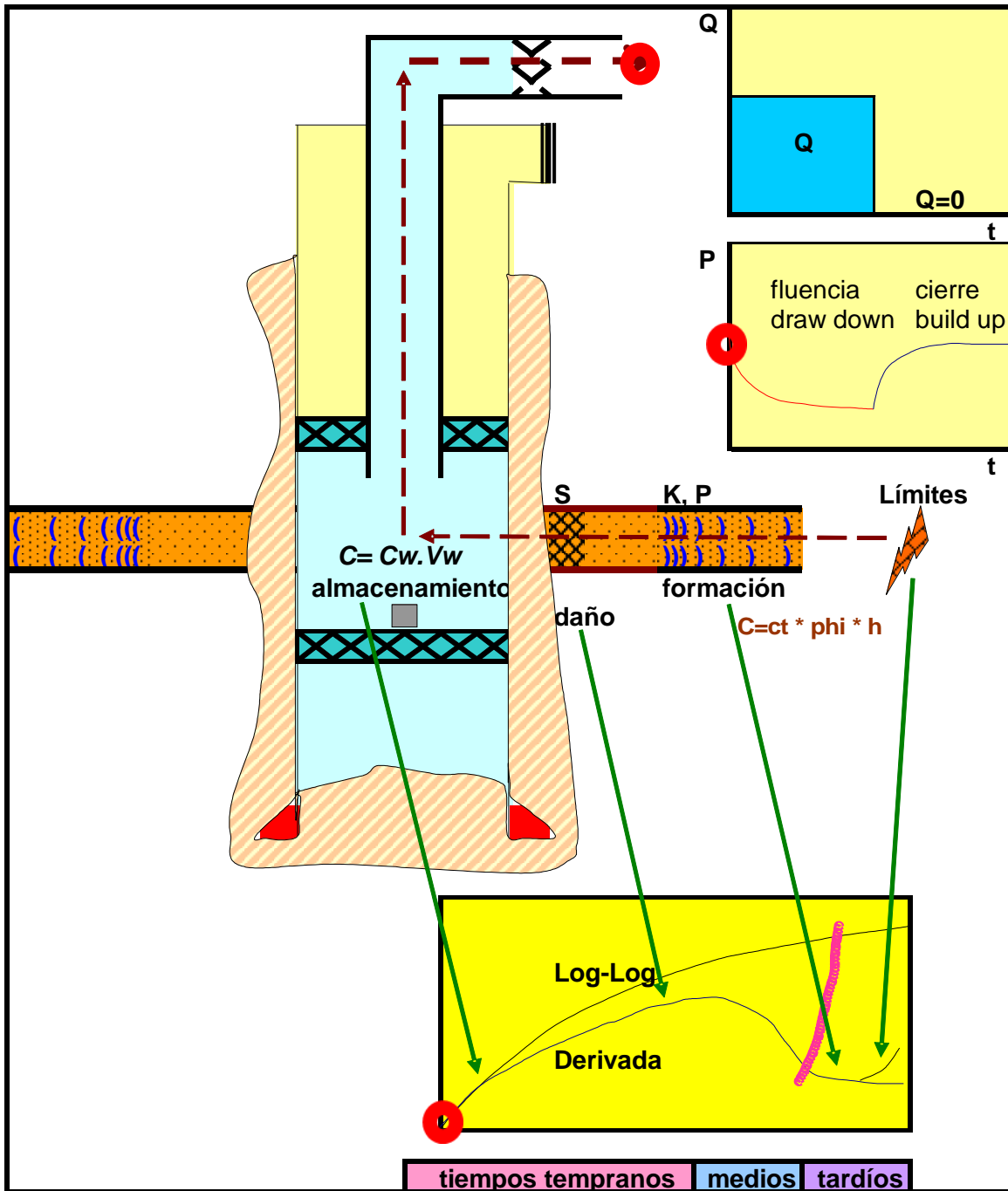
$$r_D = r / r_w$$

**GRAFICANDO EN ESCALA DOBLE LOGARITMICA ( LOG-LOG ), LA FUNCION PRIMITIVA Y SU DERIVADA (  $\Delta P = f(\Delta T)$  ) SE OBTIENEN FORMAS CARACTERÍSTICAS QUE PERMITEN IDENTIFICAR EL REGIMEN DE FLUJO PREDOMINANTE EN CADA ETAPA DEL ENSAYO.**

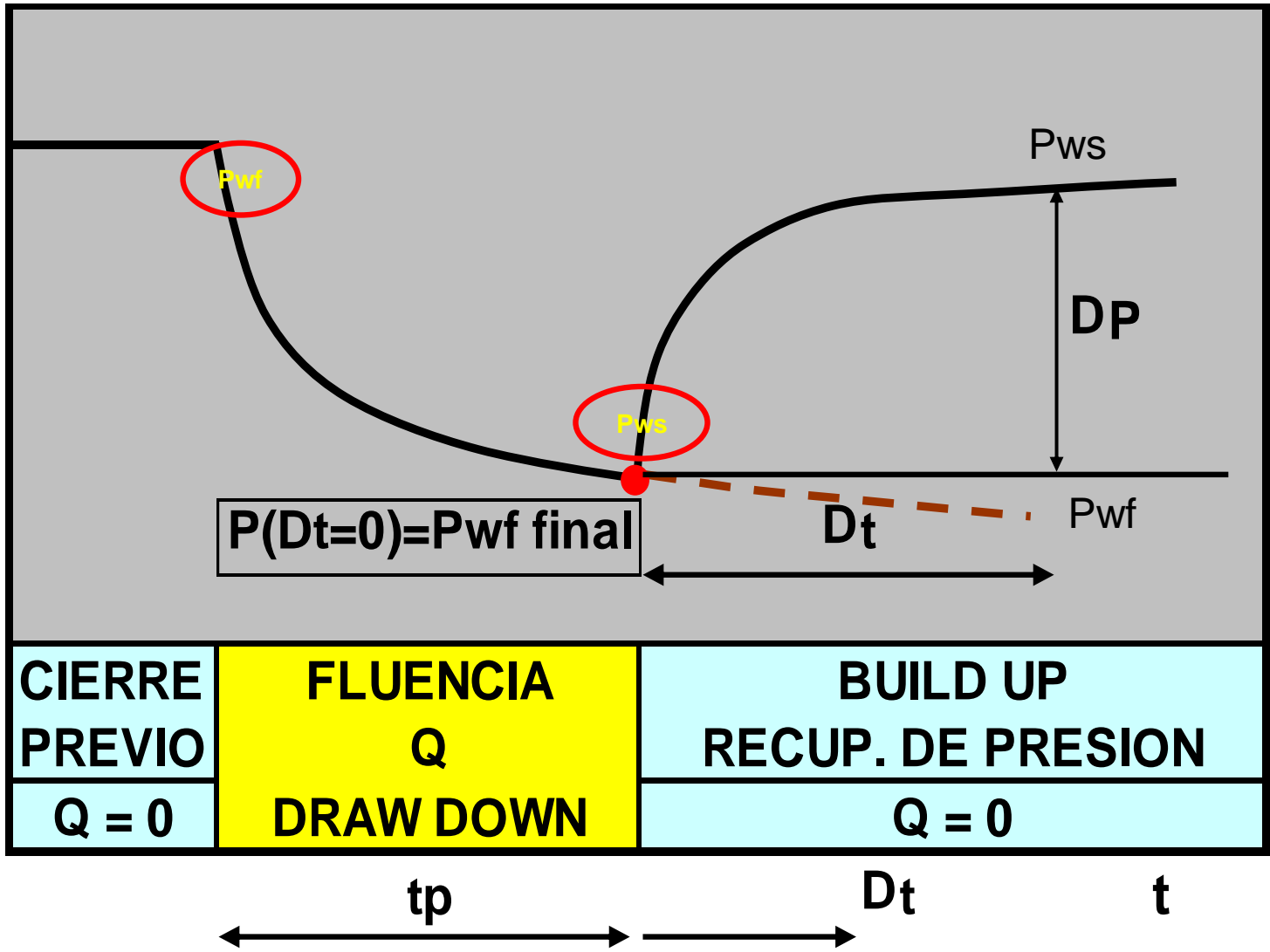
**LA TEORIA HA SIDO DESARROLLADA PARA PARA UN ENSAYO DE FLUENCIA A CAUDAL CONSTANTE.**

**EN LA PRACTICA SE ESTUDIAN LOS BU, Y EL CAUDAL NO ES CONSTANTE.**

**SE PUEDE DISCRETIZAR LA CURVA DE CAUDALES EN EL TIEMPO, DIVIDIENDOLA EN ETAPAS Y APLICANDO LUEGO EL PRINCIPIO DE SUPERPOSICION DE EFECTOS ( INTEGRAL DE SUPERPOSICION O CONVOLUCION ).**



P





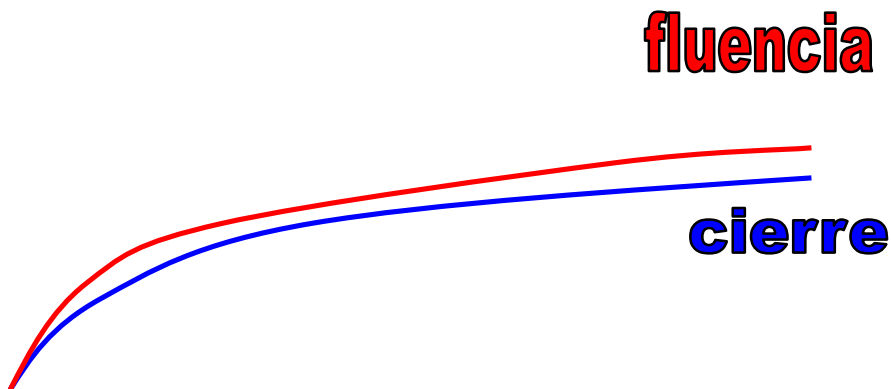
**LA SUMA DE LOS DOS ULTIMOS TERMINOS SIEMPRE TIENE UN VALOR NEGATIVO  
EL PRIMER TERMINO QUE REPRESENTA UNA EVOLUCION A  $Q = CTE$  SIEMPRE  
ESTARA DISMINUIDO, A MENOS QUE  $t_p$  SEA TAN GRANDE COMO PARA QUE LA SUMA  
DE LOS DOS TERMINOS FINALES SEA CERO.**



SI  $3 > 2$  INDICA QUE LA CURVA DE CIERRE VA SIEMPRE POR DEBAJO DE LA DE FLUENCIA

PARA  $Dt$  TENDIENDO A INFINITO :  $t_p + Dt = Dt$ , O SEA:

$$P_{DC} = P_D ( t_p )_D$$



SI  $Dt$  DEMASIADO PEQUEÑOS CON RESPECTO A  $t_p$ :

$$t_p + Dt \quad \text{aprox.} = \quad t_p$$

$$P_{DC} = P_D (Dt)_D = P_{DF}$$

C = CIERRE

F = FLUENCIA

**SE DEBEN CORREGIR LAS CURVAS POR CAUDALES VARIABLES Y POR INFLUENCIA DEL TIEMPO DE PRODUCCION (  $t_p$  ).**

**VERIFICAR QUE EL SOFTWARE CORRIJA.**

**LA CURVA DE CIERRE EN EL GRAFICO D  $P_c$  (  $DT$  ) VERSUS  $DT$  EN DOBLE LOG DEBE TENER EN CUENTA LO ANTEDICHO.**

**A MEDIDA QUE EL  $t_p$  CRECE , LA CURVA DE CIERRE TIENDE A ACERCARSE A LA DE FLUENCIA.**

**PARA CIERRES DE MUCHO MAYOR DURACION QUE EL PERIODO DE FLUENCIA SE DEBEN DISCRETIZAR MUY BIEN LOS CAUDALES PARA PODER UTILIZAR METODOS DE CURVAS TIPO.**

## DERIVADA

CONSIDERAR LA TENDENCIA Y CUIDAR LA SUAVIZACION AUTOMATICA QUE HACE EL SOFTWARE.

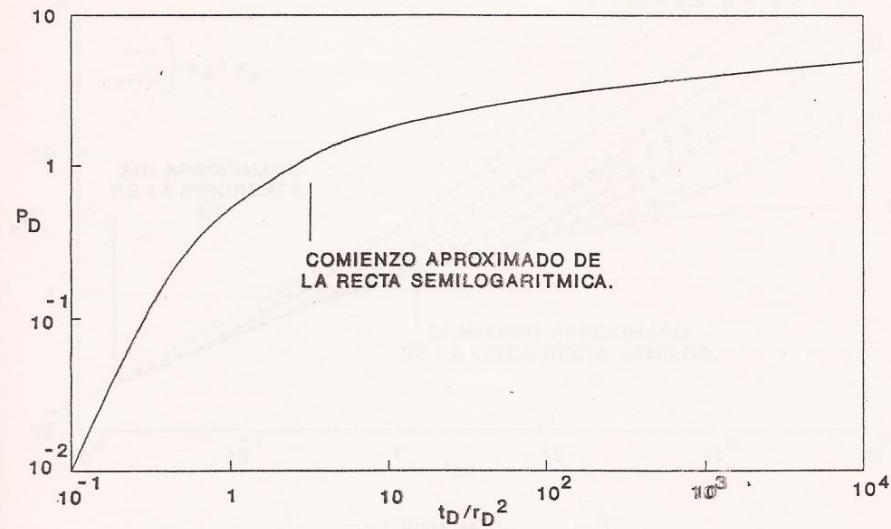
## ALMACENAMIENTO

POSTPRODUCCION O AFTERFLOW.

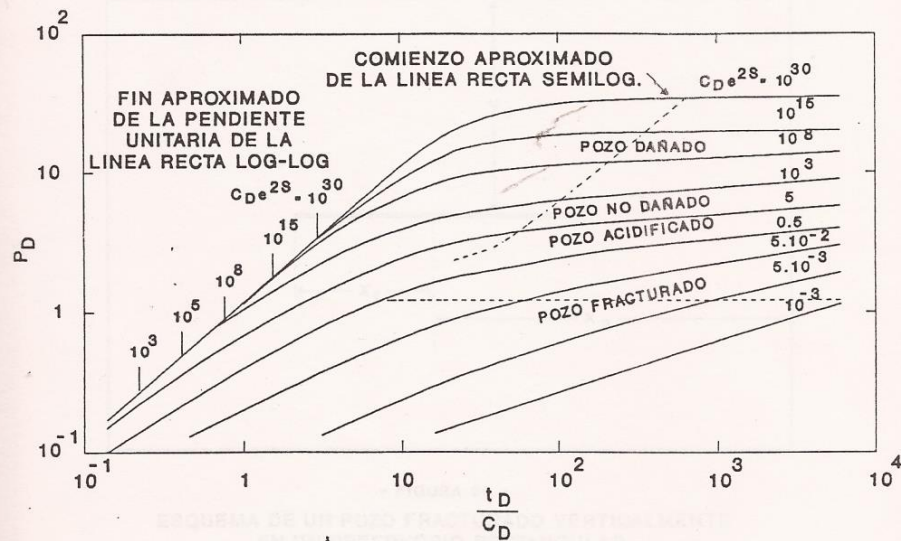
LINEA RECTA DE PENDIENTE UNITARIA QUE PASA POR EL ORIGEN.

## DAÑO

SKIN POSITIVO INDICA DAÑO Y NEGATIVO, INDICA POZO ESTIMULADO.



- FIGURA 92 -  
CURVA TIPO PARA UN POZO DE OBSERVACION EN UN RESERVOIRIO CON COMPORTAMIENTO HOMOGENEO.



- FIGURA 93 -  
CURVA TIPO PARA UN POZO CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO EN UN RESERVOIRIO INFINITO.

# REPASO – ALGUNAS ECUACIONES

ENSAYOS DE PRESIÓN Producir cambios de presión en el reservorio mediante operaciones controladas

Período de producción a caudal cte. E. Fluencia (Draw Down)

Cierre del pozo  
R. Presión (Build Up)

Registrando cambios de presión en el fondo

Extraer fluidos del pozo genera un  $\Delta P$  y un flujo de petróleo contrario al gradiente de  $\Delta P$

La variación del gradiente de  $\Delta P$  en el tiempo es función de parámetros que caracterizan al reservorio.

Principal Herramienta para la interpretación

## ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD

Ecuación diferencial que nos permite calcular la distribución de presiones en un reservorio en función del tiempo

Consideraciones Utilizadas:

Reservorio radial y de espesor cte.

Reservorio homogéneo ( $\phi$  y  $K$  ctes.)

Permeabilidad isótropa

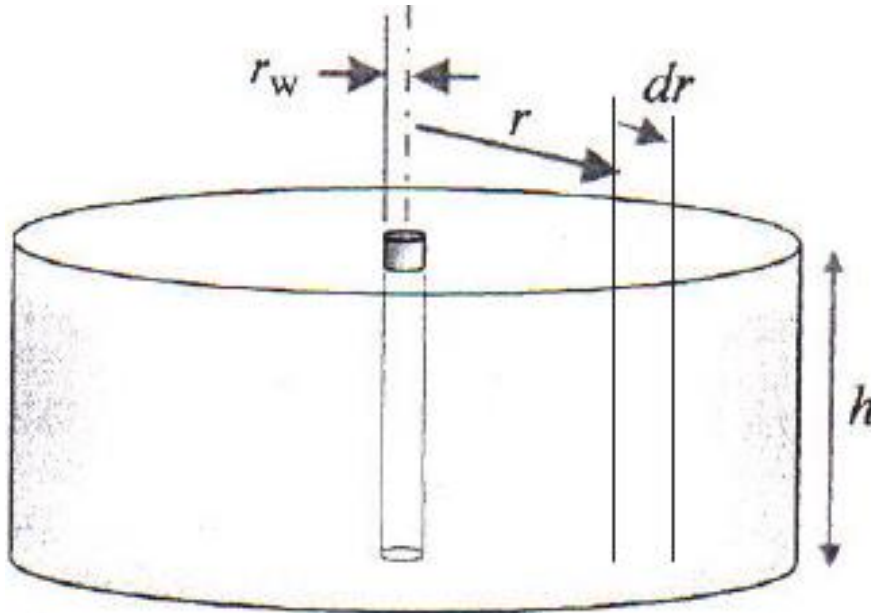
Saturado con un fluido monofásico

Fluido poco compresible



El flujo a través del medio poroso está gobernado por el principio de Conservación de la Masa

Aplicado al modelo de reservorio



**Nomenclatura:**

$r_w$  = radio del pozo  
 $q$  = caudal  
 $\rho$  = densidad del fluido  
 $\phi$  = porosidad  
 $h$  = espesor  
 $p$  = presión  
 $\mu$  = viscosidad  
 $t$  = tiempo

**Definición de variables para flujo radial.**

$$(q * \rho)_{r+dr} - (q * \rho)_r = (\rho * \frac{V}{t})$$

Trabajando y reemplazando el caudal por la Ley de Darcy para flujo radial

$$q = \frac{k}{\mu} 2 \pi h r \frac{\partial P}{\partial r}$$
$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k \rho}{\mu} r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \phi \frac{\partial \rho}{\partial t}$$

Obtenemos una ecuación con dos variables dependientes, densidad ( $\rho$ ) y presión ( $P$ )

Elegimos la presión para expresar la ecuación en términos de la misma variable

Teniendo en cuenta la definición de compresibilidad:

The image shows handwritten mathematical equations on a light-colored background. At the top left, the compressibility coefficient is defined as  $c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P}$ . An arrow points from the  $\partial V$  term in this equation to the label "d Rho" located above and to the right. To the right of this equation, the density is defined as  $\rho = \frac{m}{V}$ . An arrow points from the  $V$  term in this equation to the label "Rho" located to the left. Below these two equations, the relationship between the partial derivative of density with respect to time and the partial derivative of pressure with respect to time is given as  $\frac{\partial \rho}{\partial t} = c \rho \frac{\partial P}{\partial t}$ .

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \qquad \rho = \frac{m}{V}$$
$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = c \rho \frac{\partial P}{\partial t}$$

Reemplazando la expresión de la derivada de la densidad respecto al tiempo obtenida nos queda:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k\rho}{\mu} r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \phi c \rho \frac{\partial P}{\partial t}$$

ECUACIÓN NO LINEAL YA QUE:

Densidad

Compresibilidad

Viscosidad

Son parámetros dependientes de la PRESIÓN

# LINEALIZACIÓN

Considerando fluidos poco  
compresibles

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t}$$

Donde  $\rightarrow \eta = \frac{T}{S}$

$difusivida d = \frac{transmisibilidad}{almacenamiento}$

Capacidad del medio para transmitir fluidos

$$T = \frac{kh}{\mu}$$

Capacidad del medio para almacenar fluidos

$$S = \phi hc$$

SOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DE  
DIFUSIVIDAD PARA FLUJO RADIAL A  
CAUDAL CONSTANTE EN UN  
RESERVORIO INFINITO

Consideraciones:

Reservorio infinito

Radio del pozo despreciable frente a las  
dimensiones del reservorio

El pozo es considerado como una línea

## CONDICIONES INICIALES

$$P = P_i \quad \text{para } t=0 \text{ y para todo } r$$

$$P = P_i \quad \text{para todo } t \text{ y } r \rightarrow \infty$$

## CONDICIÓN DE BORDE INTERNA

Darcy para un pozo con  $r \rightarrow 0$  y caudal cte.

$$\lim_{r \rightarrow 0} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = - \frac{q\mu}{2\pi kh}$$



$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t}$$

ECUACIÓN DIFERENCIAL EN DERIVADAS PARCIALES

TRANSFORMACIÓN DE BOLTZMAN

CONDICIONES

ECUACIÓN EN DERIVADAS TOTALES

INTEGRANDO SE LLEGA A:

$$P(r, t) = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \int_x^\infty \frac{e^{-s}}{s} ds$$

Siendo:

$$s = \frac{r^2}{4\eta t} = \frac{\phi\mu cr^2}{4kt}$$

Introduciendo el factor volumétrico del petróleo ( $B_0$ ) obtenemos la ecuación llamada:  
SOLUCIÓN DE LA LÍNEA FUENTE

$$P(r, t) = P_i - \frac{qB_0\mu}{4\pi kh} E_1\left(\frac{r^2}{4\eta t}\right)$$

Ecuación que nos permite calcular la Presión a cualquier distancia (r) del pozo y a cualquier tiempo (t)

Si lo que nos interesa es conocer la Presión de Fluencia en función del tiempo, hacemos:  $r = r_w$

$$P_{wf} = P_i - \frac{qB_0\mu}{4\pi kh} E_1\left(\frac{r_w^2}{4\eta t}\right)$$

## E1(x): Función Exponencial Integral

Cuando  $x < 0,01$  se puede utilizar una aproximación logarítmica cometiendo un error menor al 0,6%

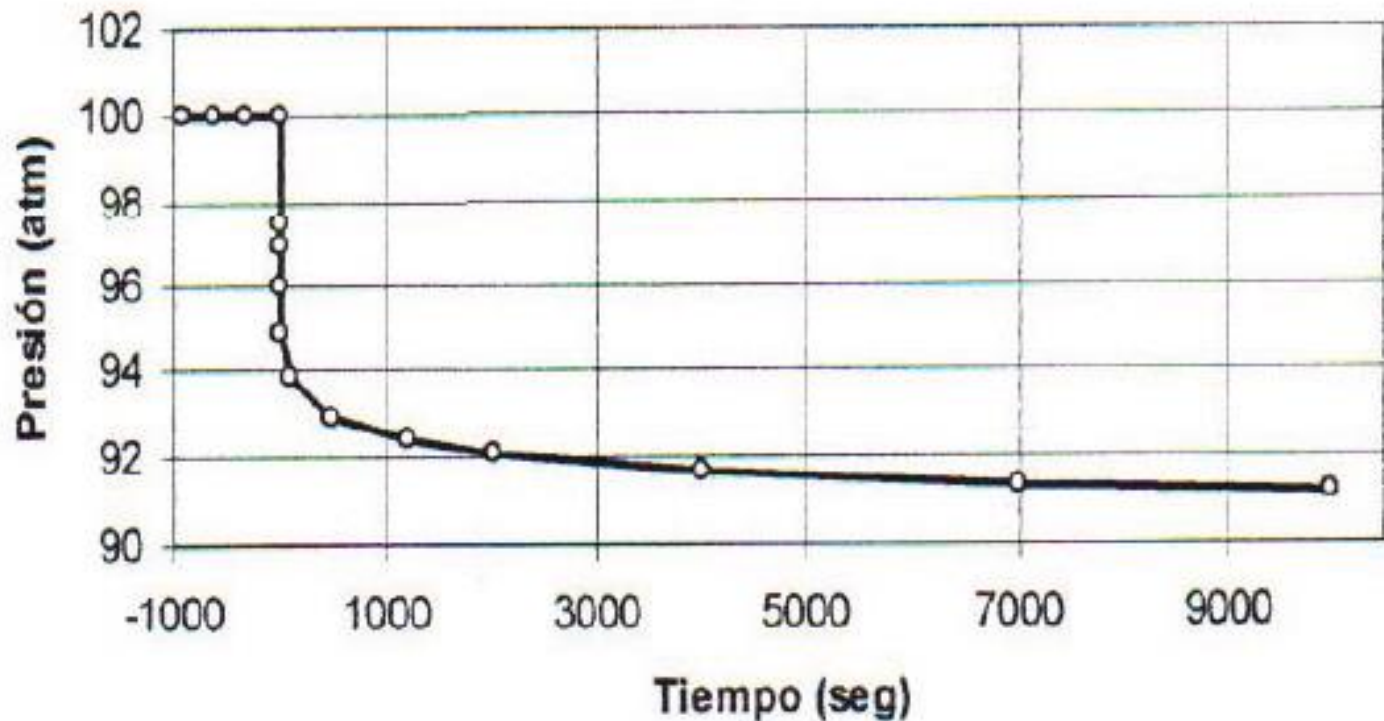
$$E_1(x) \cong \ln\left(\frac{1}{\gamma x}\right) \xrightarrow{\text{donde}} \gamma = 1,781$$

Aproximación válida para la pared del pozo y tiempos lo suficientemente grandes de modo que:  $x < 0,01$

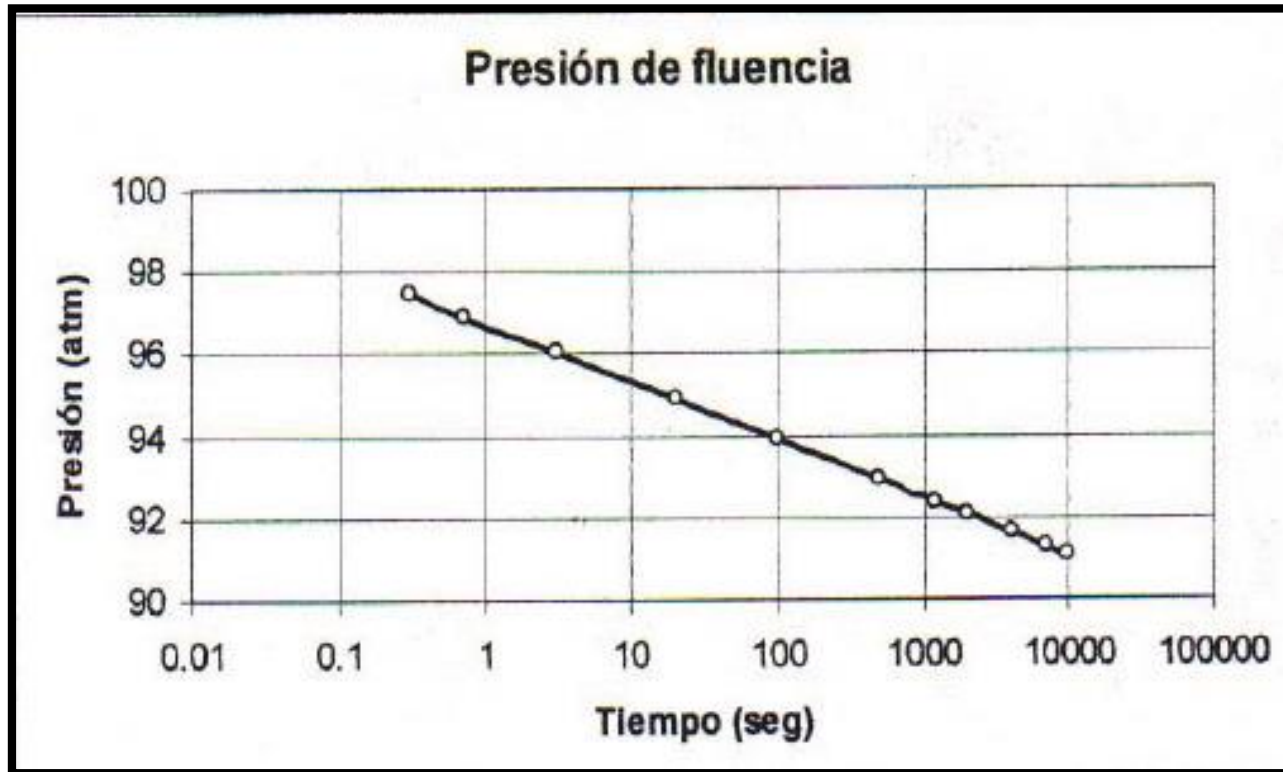
$$P_{wf} = P_i - \frac{qB_0\mu}{4\pi kh} \ln\left(\frac{4\eta t}{\gamma r_w^2}\right)$$

Una gráfica lineal de la presión nos mostrará una despresurización logarítmica en el tiempo

**Gráfico lineal de la Presión de Fluencia**



Una gráfica semilogarítmica muestra una recta cuya pendiente permite calcular la permeabilidad del reservorio



$$-m = \frac{q\mu}{4\pi kh}$$

# PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN EN EL TIEMPO

La ecuación obtenida permite calcular los transitorios de presión causados por un pozo que produce o inyecta fluidos a caudal constante.

Importa el caso más general de caudal variable.

Consideramos que el reservorio se comporta, dentro de ciertos límites de Presión y Temperatura, como un sistema lineal.

El sistema roca-fluido, bajo una perturbación de baja intensidad experimenta un cambio de presión reversible

# PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN EN EL TIEMPO

Dos perturbaciones independientes A y B

Producen un cambio idéntico a una perturbación C

$$A + B = C$$



# RECUPERACIÓN DE PRESIÓN DE UN POZO SIN DAÑO NI ALMACENAMIENTO

Un pozo es cerrado después de producir un tiempo  $t_p$

A partir de  $t_p$  el tiempo es  $\Delta t = (t - t_p)$

Considera que el cierre del pozo produce un efecto igual y de signo contrario al de la apertura

$$P(r, t) = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} E_1\left(\frac{r^2}{4\eta t}\right) \xrightarrow{\text{cuando}} 0 \leq t \leq t_p$$

$$P(r, t) = P_i + \frac{q\mu}{4\pi kh} E_1\left(\frac{r^2}{4\eta(t - t_p)}\right) - E_1\left(\frac{r^2}{4\eta t}\right) \xrightarrow{\text{cuando}} t \geq t_p$$

Considerando que medimos la Presión en  $r = r_w$  y a tiempos grandes utilizamos la aproximación logarítmica

$$P_{wf} = P_i + \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ \ln \left( \frac{\Delta t}{\Delta t + t_p} \right) \right]$$
$$P_{wf} = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ \ln \left( \frac{\Delta t + t_p}{\Delta t} \right) \right]$$

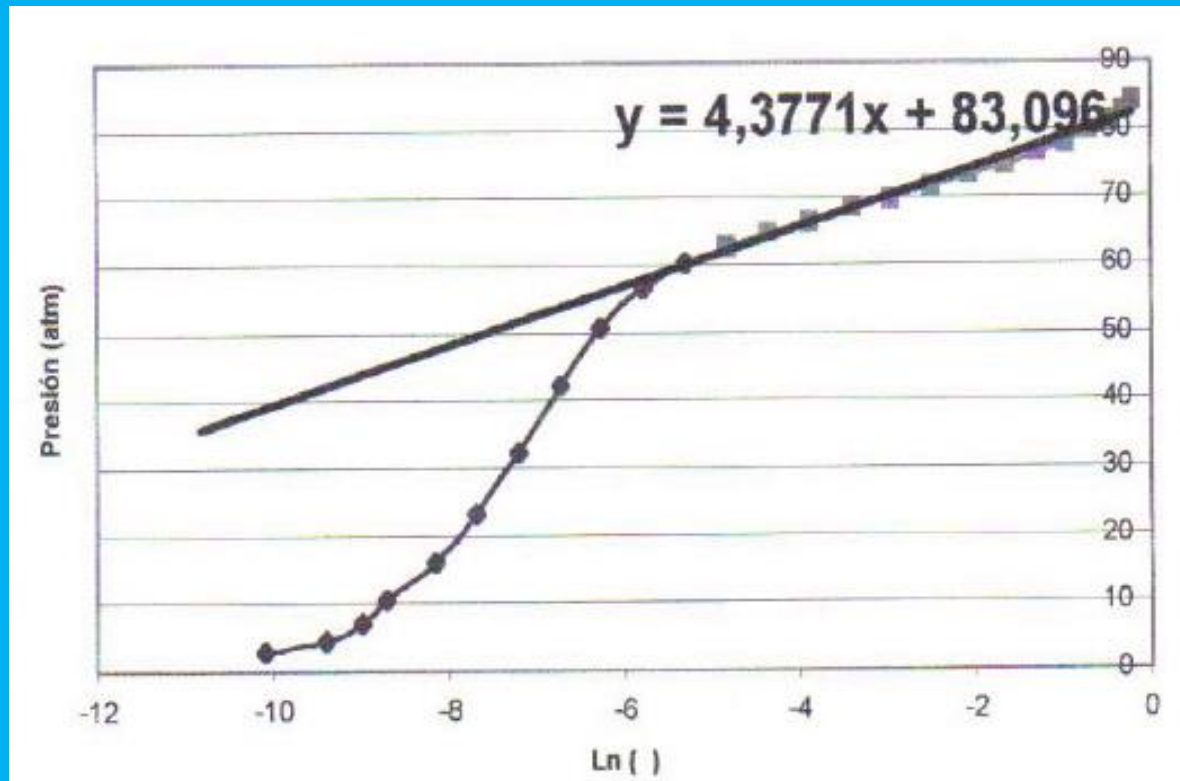
Se observa que a partir del cierre del pozo, la PRESIÓN no depende de la DIFUSIVIDAD HIDRÁULICA ( $\eta$ )

La TRANSMISIBILIDAD (T) puede medirse a partir de la pendiente de la recta obtenida mediante la gráfica semilogarítmica

$P_{wf}$  vs.  $\ln(t_p + \Delta t / \Delta t)$  donde:

$$m = \frac{q\mu}{4\pi kh}$$

GRÁFICO DE HORNER (BUILDUP)



## EFEECTO DEL DAÑO

La solución de la Ecuación de Difusividad consideró homogeneidad en todo el reservorio, pero las distintas operaciones realizadas en el pozo introducen una heterogeneidad local denominada DAÑO.

Este efecto se cuantifica en la ecuación introduciendo un coeficiente  $S$  llamado daño o skin, adimensional e independiente de la presión.

$$P(r,t) = P_i - \frac{qB_0\mu}{4\pi kh} \left[ E_1\left(\frac{r^2}{4\eta t}\right) + 2s \right]$$

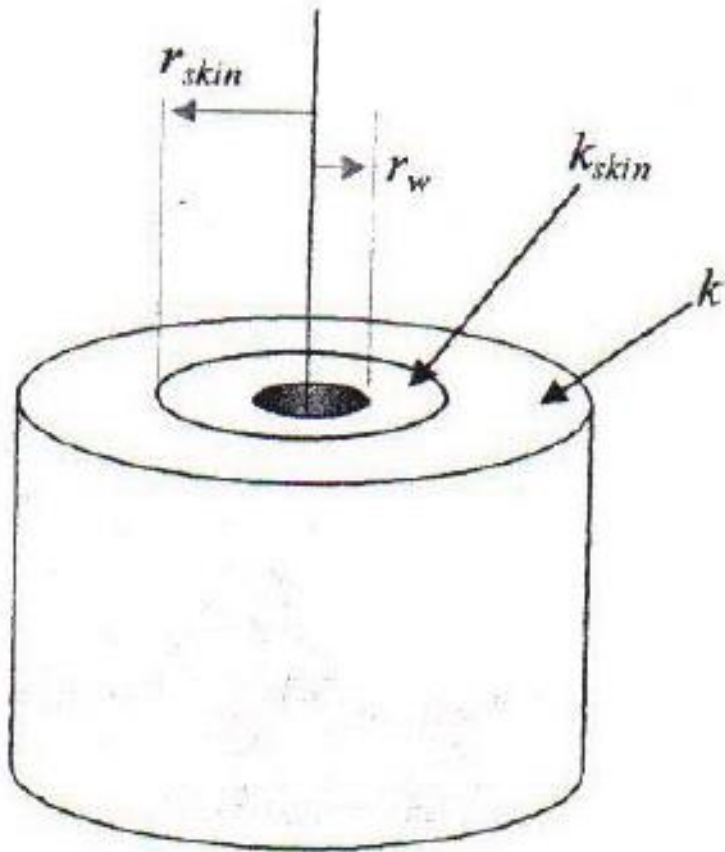
$$P(r, t) = P_i - \frac{qB_0\mu}{4\pi kh} E_1\left(\frac{r^2}{4\eta t}\right) - \frac{qB_0\mu}{4\pi kh} 2s$$

Disminución adicional de la presión  
debida al daño

$$\Delta P_{SKIN} = \frac{qB_0\mu}{4\pi kh} 2s$$

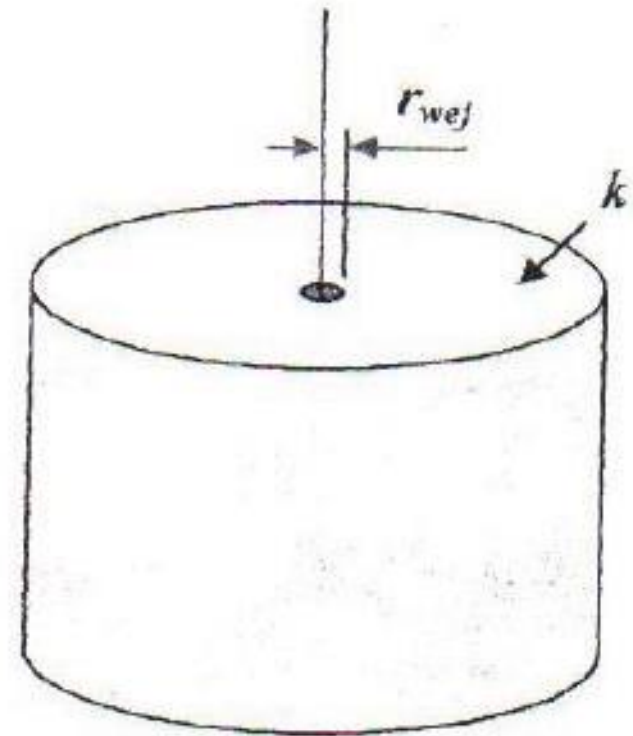
$\Delta p_{skin}$  no depende de la distancia “r” lo que nos dice que la caída de presión adicional se establece en un espesor infinitesimal alrededor del pozo

# RADIO EFECTIVO



$$s = \left( \frac{k}{k_{skin}} - 1 \right) \ln \frac{r_{skin}}{r_w}$$

$$r_{wef} = r_w e^{-s}$$

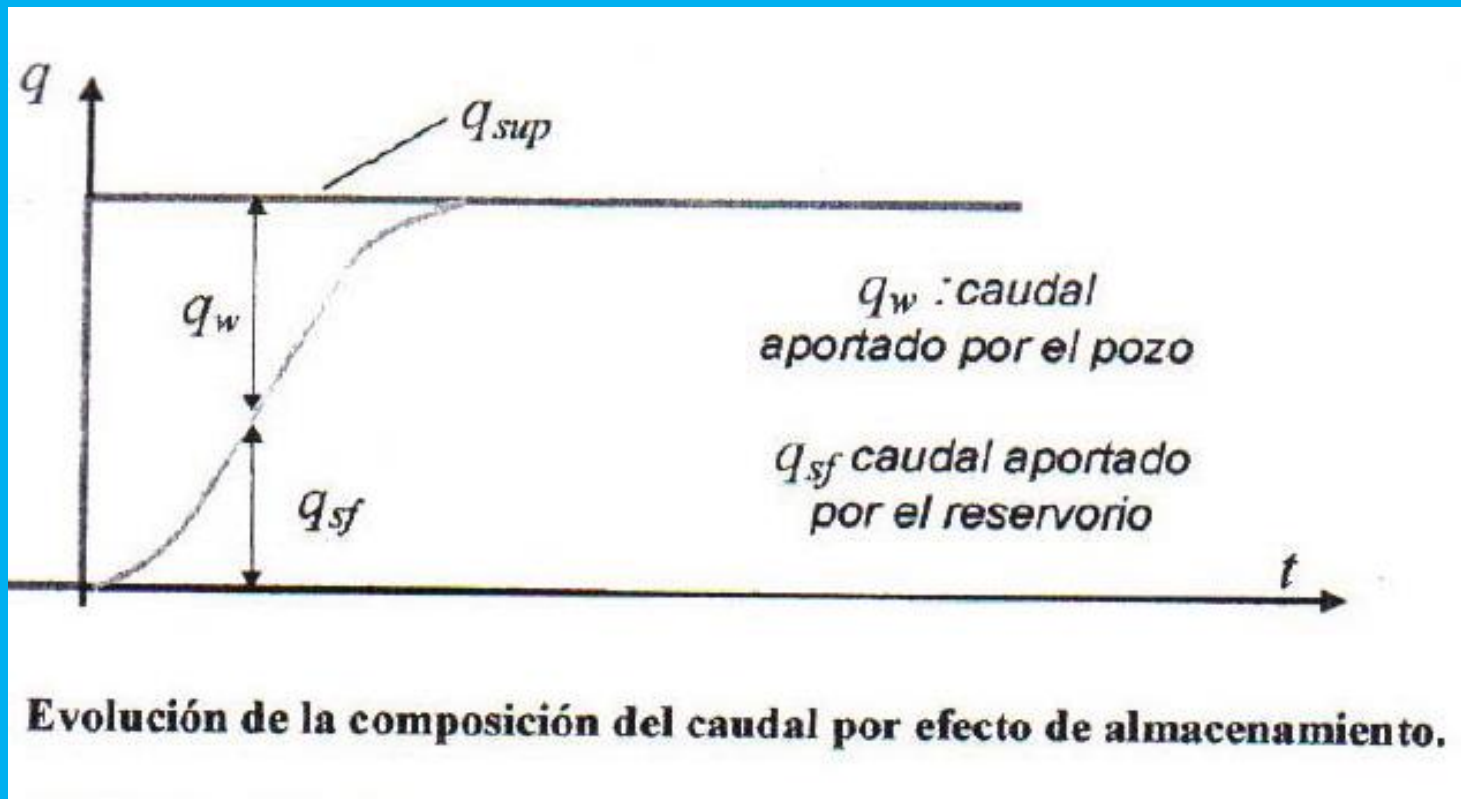


**Daño y Radio efectivo de un pozo dañado.**

# EFECTO DEL ALMACENAMIENTO

En los primeros instantes de producción el  $\Delta P$  de fondo es infinitesimal y por lo tanto el caudal en la formación  $q_{sf}$  (caudal sand face) es infinitesimal y mucho menor al caudal de superficie  $q_{sup}$

$$q_{sup} = q_{sf} + q_w$$



El retardo en establecerse un caudal qsf cte. se denomina Efecto de Almacenamiento del Pozo (wellbore storage effect)

Constante de Almacenamiento

**Constante de Almacenamiento**

$$C = \Delta V / \Delta P$$

$\Delta V$  es el volumen de fluido necesario para incrementar la presión en  $\Delta P$  en el interior del pozo

Identificación del período de almacenamiento (para tiempos pequeños)

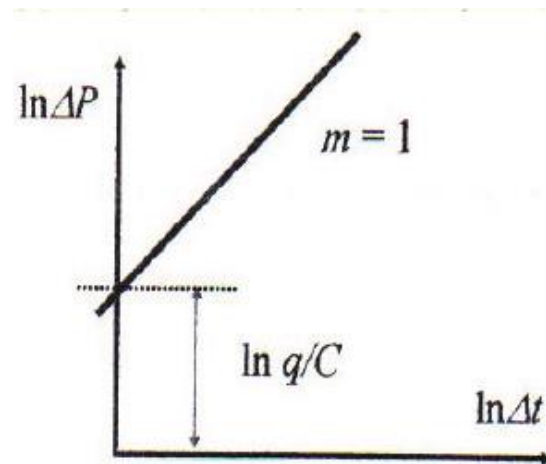
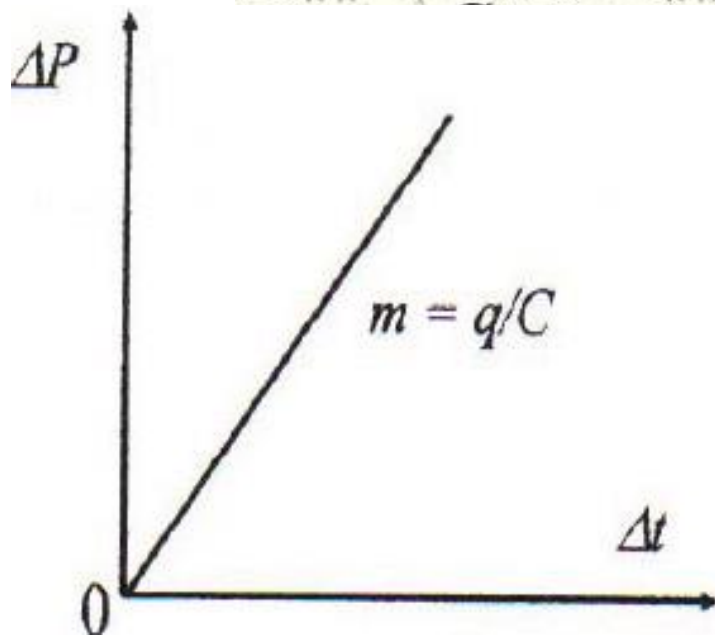
$$\Delta P = \frac{1}{C} \Delta V = \frac{1}{C} q \Delta t$$



Una gráfica lineal nos da una recta de pendiente  $m = q/C$  y que pasa por el origen de coordenadas

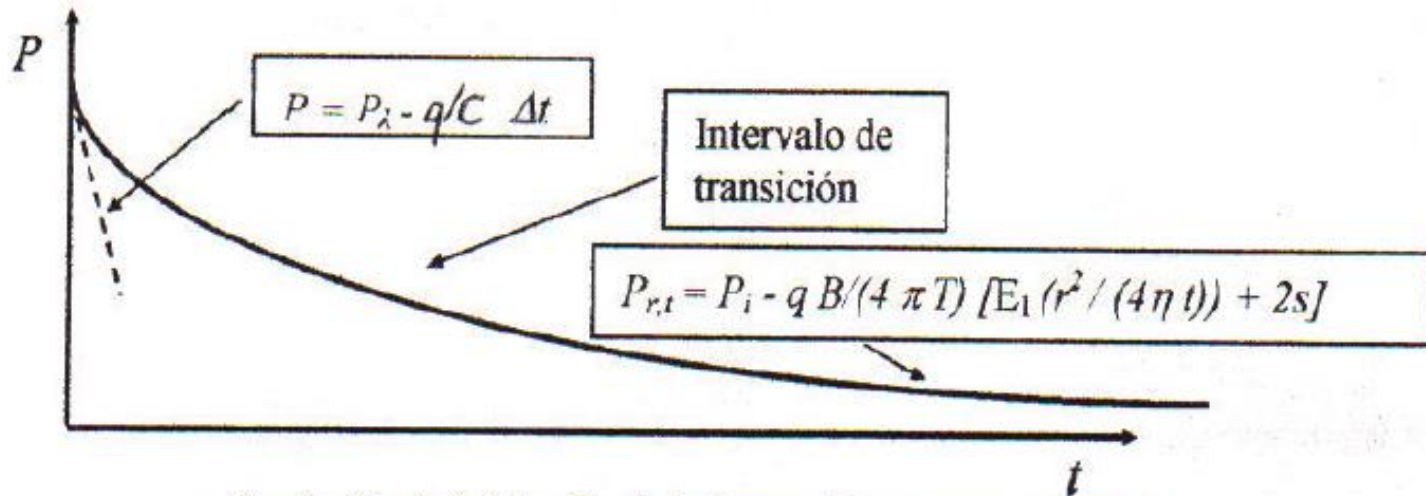
Una gráfica log-log nos da una recta de pendiente unitaria y ordenada al origen  $\ln(q/C)$

$$\Delta P = \frac{q}{C} \Delta t \Rightarrow \ln \Delta P = \ln \left( \frac{q}{C} \right) + \ln \Delta t$$



En una gráfica completa se aprecia el efecto del Almacenamiento para tiempos pequeños y luego la despresurización logarítmica

$$\Delta P = P_i - P = \frac{q}{C} \Delta t \Rightarrow P = P_i - \frac{q}{C} \Delta t$$



**Evolución inicial y final de la presión en presencia de almacenamiento en el pozo.**

# SOLUCIÓN A LA ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD CON ALMACENAMIENTO

$$q_{\text{sup}} \underbrace{- \frac{k}{\mu} A \frac{\partial P}{\partial r}}_{q_{sf}} + \underbrace{C \frac{\partial P}{\partial t}}_{q_w}$$

Qsf Darcy

Qw Almacenamiento

Las condiciones de contorno siguen siendo:

$P=P_i$  para  $t=0$  y para todo  $r$

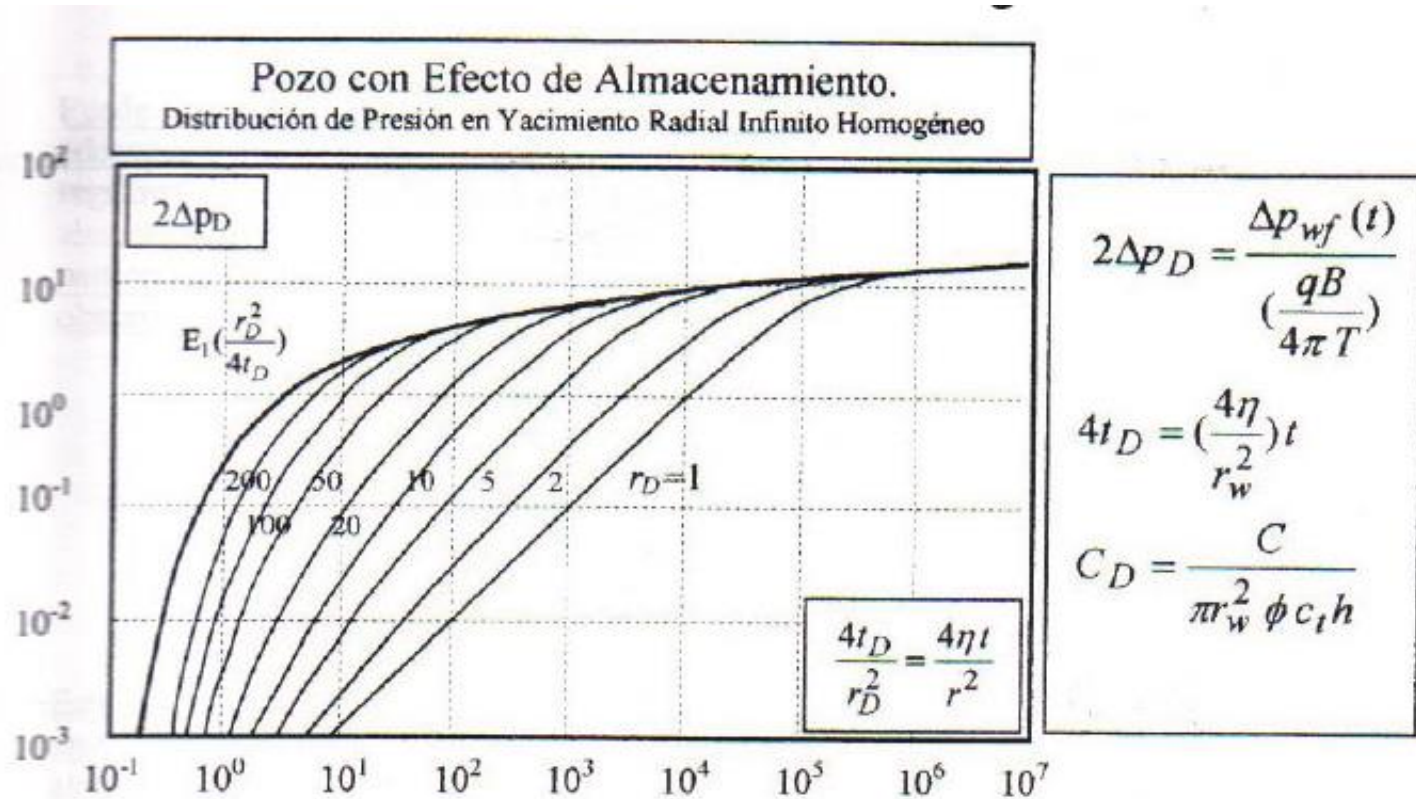
$P=P_i$  para todo  $t$  y  $r \rightarrow \infty$

Existen varias soluciones, una de las cuales introduce variables adimensionales:

$$C_D = \frac{C}{\pi r_w^2 \phi c h} = \frac{C}{\pi r_w^2 S}$$

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

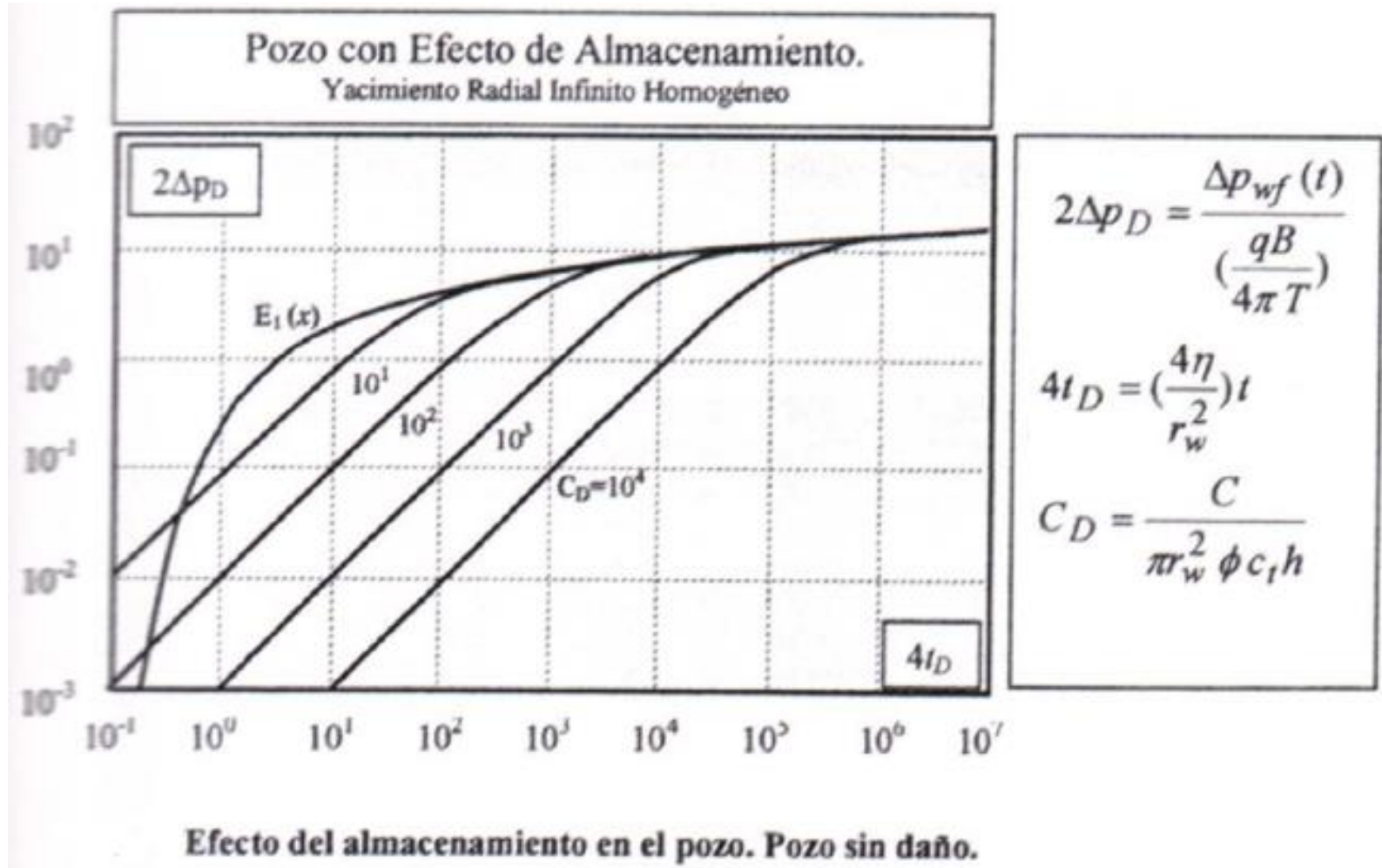
La gráfica log-log de esta solución para diferentes valores de  $r_D$  es:



**Efecto del almacenamiento en el pozo en la distribución de la presión en el reservorio. Pozo sin daño.**

Para  $r_D > 200$  la solución fuente lineal describe adecuadamente el comportamiento de la presión

En las cercanías del pozo, en particular para  $rD= 1$ , el efecto del almacenamiento es importante y se observa la pendiente unitaria, cuya duración aumenta con el efecto de almacenamiento



# EFECTO SIMULTÁNEO DE DAÑO Y ALMACENAMIENTO

No se conocen soluciones analíticas exactas, por lo que es necesario recurrir a técnicas aproximadas.

Transformada

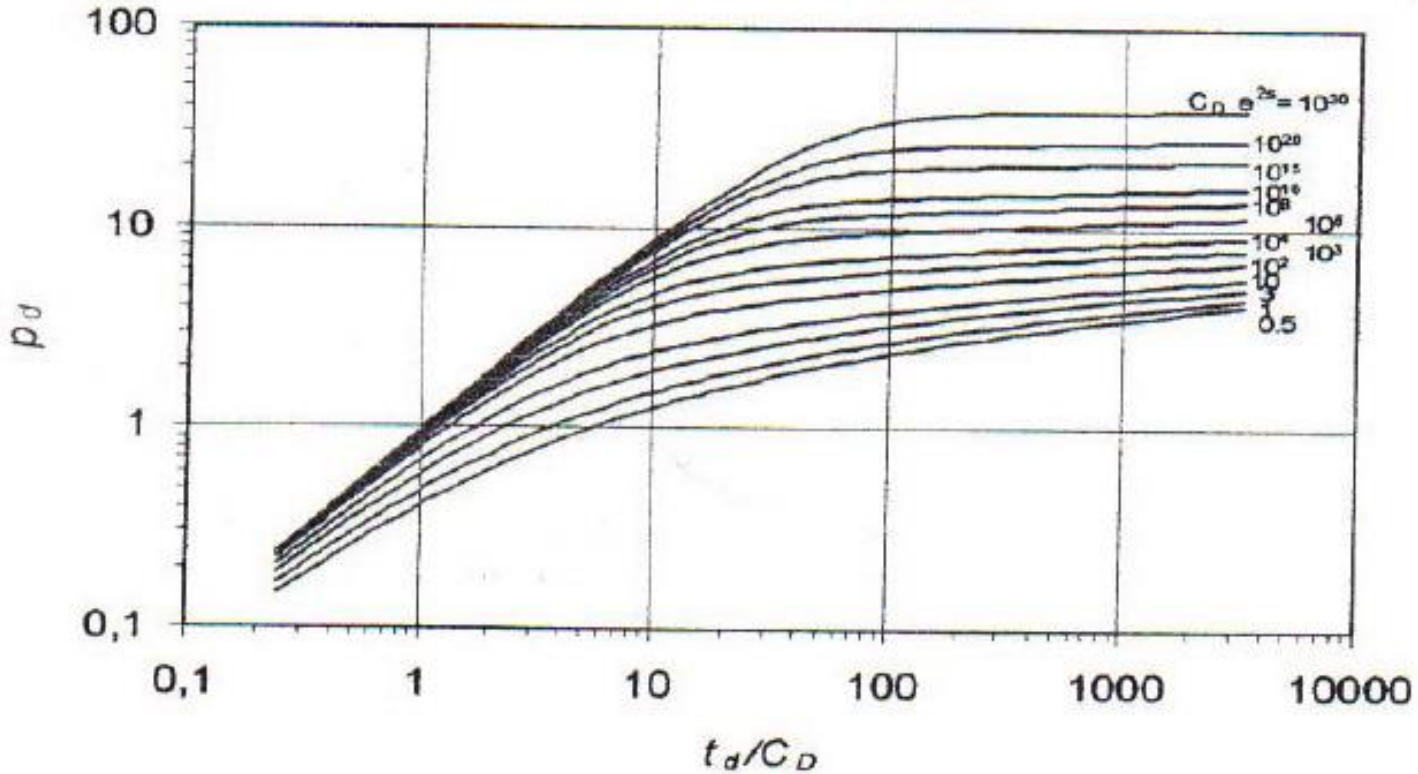
y

Antitransformada de Laplace

Convierte la variable temporal en una nueva variable en el espacio de Laplace

Retorna al espacio temporal

Pozo con Daño y Almacenamiento.  
Reservorio Radial Homogéneo.



Gráfica log-log de la presión adimensional para un pozo con daño y almacenamiento en un yacimiento homogéneo infinito.

Las curvas tienden a agruparse sobre una recta de pendiente unitaria, debido al almacenamiento. Este efecto desaparece con el tiempo y las curvas tienden a estabilizar pero a distintos niveles ya que dependen de  $C_D$  y  $s$  :  $C_D e^{2s}$



$$tD = A t \quad \ln tD = \ln A + \ln t$$

$$PD = B P \quad \ln PD = \ln B + \ln P$$

Ambas curvas  $P = f(t)$  y  $PD = f(tD)$ , en coordenadas log-log serán iguales pero desplazadas:

En el eje de los tiempos  $\ln A$

En el eje de las presiones  $\ln B$

# CURVAS TIPO

La familia de curvas CD  $e^{2s}$  tiene el inconveniente que son de variación suave y por lo tanto dificulta encontrar la curva que mejor se aproxime a los datos reales.

Esto se mejoró con el uso de la derivada logarítmica

# LA DERIVADA LOGARÍTMICA

Se introduce una mejora en el uso de Curvas Tipo que consiste en el uso de una curva adicional llamada Derivada Logarítmica de la Presión.

Se representa simultáneamente en un gráfico log-log a la presión adimensional y a la función:

$$\Delta P' = \frac{d\Delta P}{d \ln(\Delta t)} = \Delta t \frac{d\Delta P}{d\Delta t}$$

# DERIVADA LOGARÍTMICA

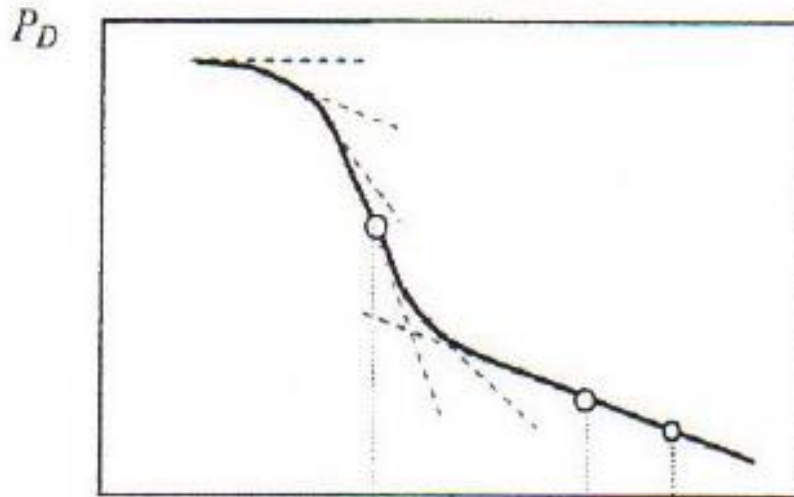


GRAFICO SEMI-LOG  
DE LA PRESION

$$\frac{\partial p_D}{\partial \log(t_D)}$$

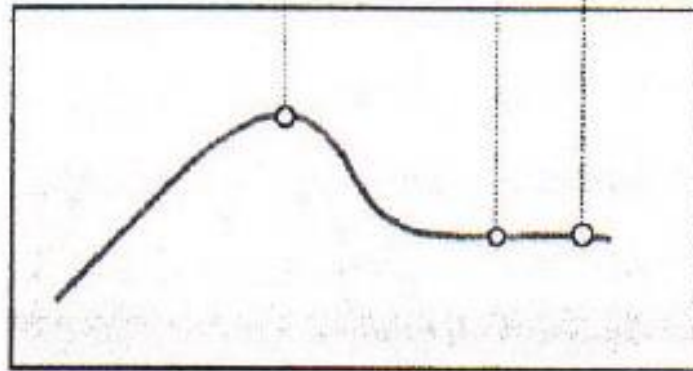
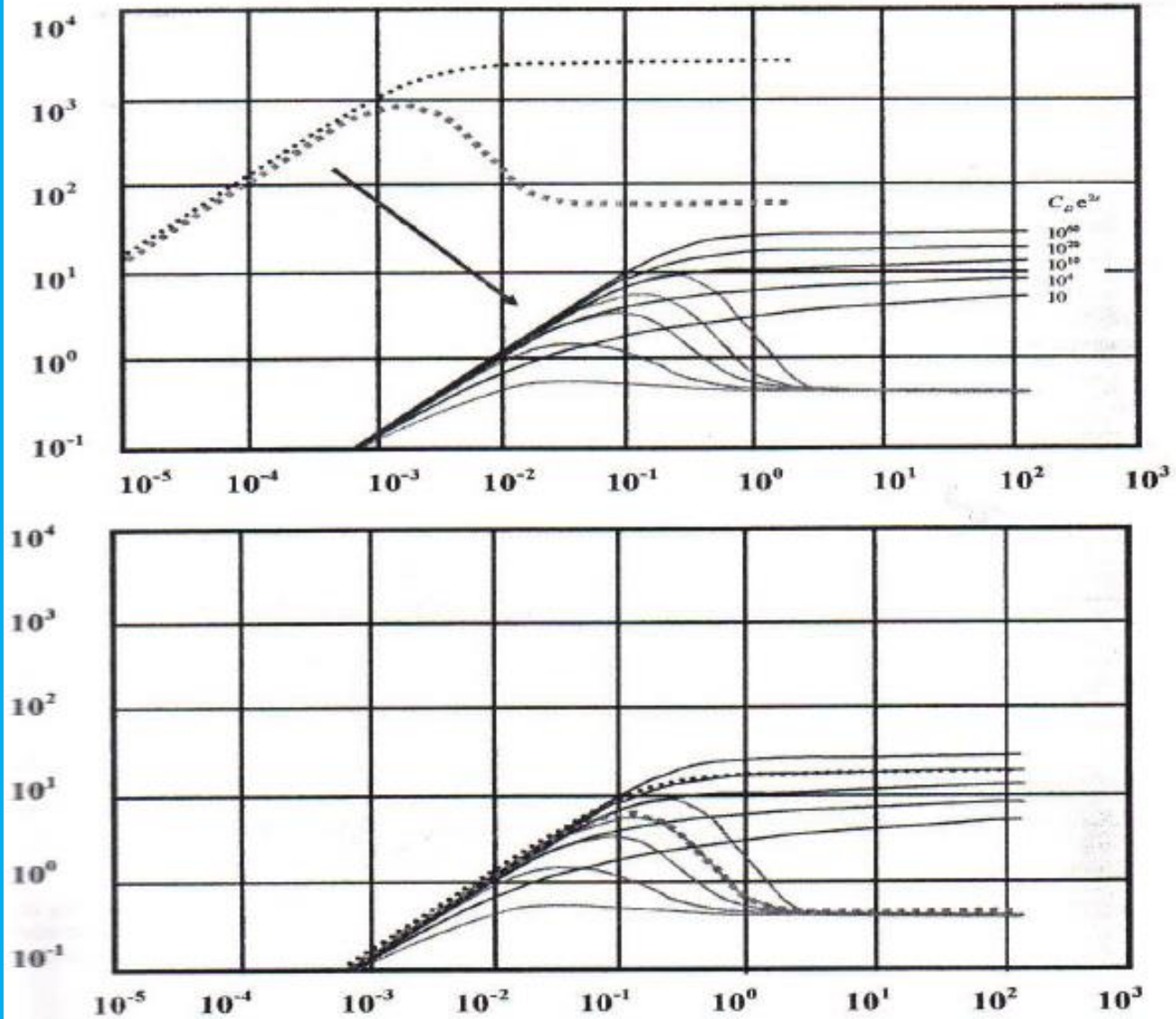


GRAFICO SEMILOG  
DE LA PENDIENTE

Interpretación gráfica de la curva *derivada logarítmica de la presión o derivativa*.

# Gráfica de la presión y su derivada logarítmica



El empleo simultáneo de la presión y la derivada logarítmica facilita el ajuste de datos en gráficos log-log.

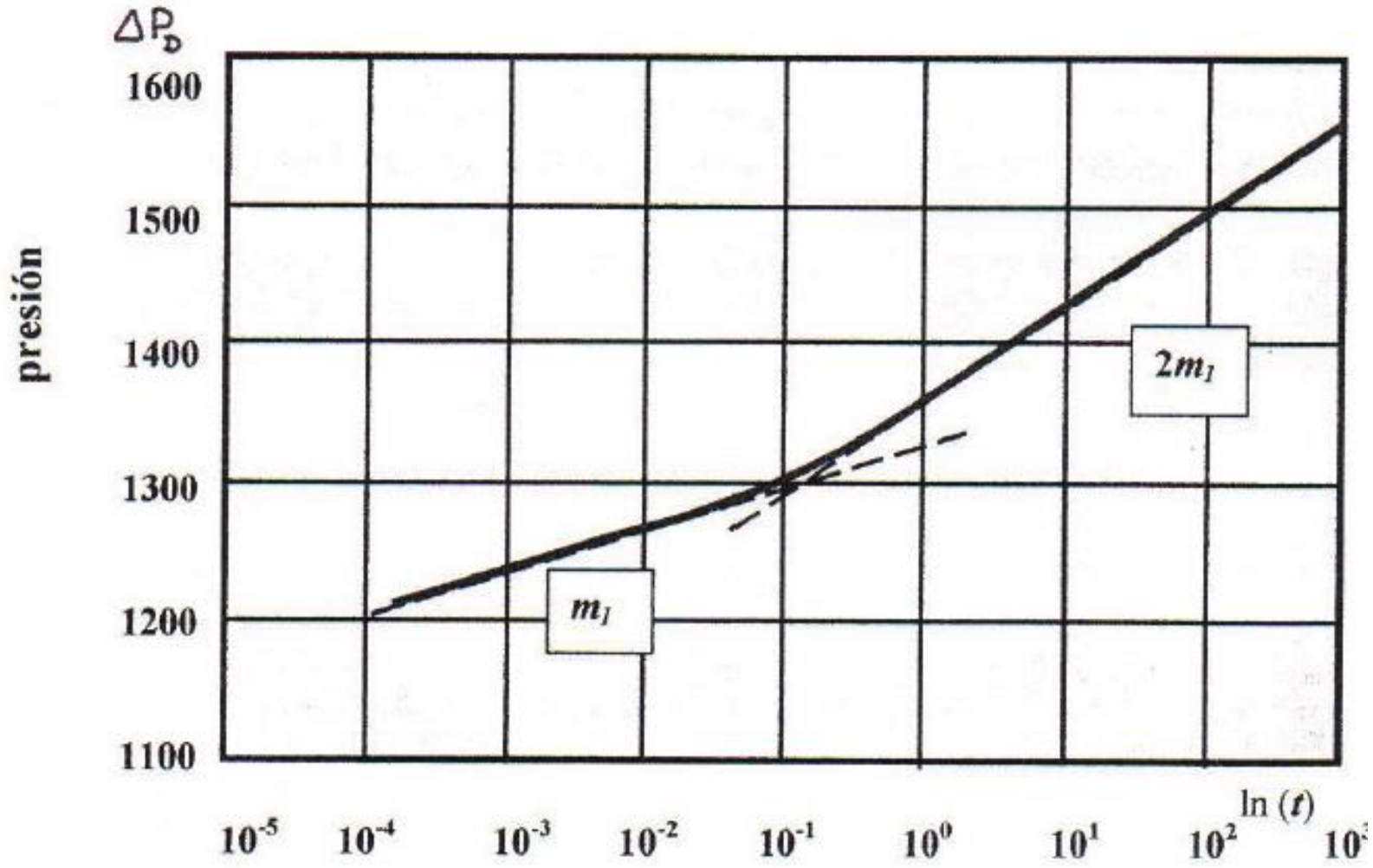
Mediante el ajuste por deslizamiento se hacen coincidir los datos con la Curva Tipo más similar. El deslizamiento horizontal provee información sobre el Coeficiente de Almacenamiento y el vertical sobre la Transmisibilidad y el Coeficiente de Daño

Se observa que para tiempos pequeños cuando el flujo en la pared del pozo se encuentra dominado por efectos de **almacenamiento en el pozo, tanto la presión como su derivada coinciden.**

$$\Delta P' = \frac{d\Delta P}{d(\ln \Delta t)} = \frac{d(C\Delta t)}{\frac{1}{\Delta t} d\Delta t} = \Delta t \frac{d(C\Delta t)}{d\Delta t} = \Delta t C \frac{d\Delta t}{d\Delta t} = C\Delta t = \Delta P$$

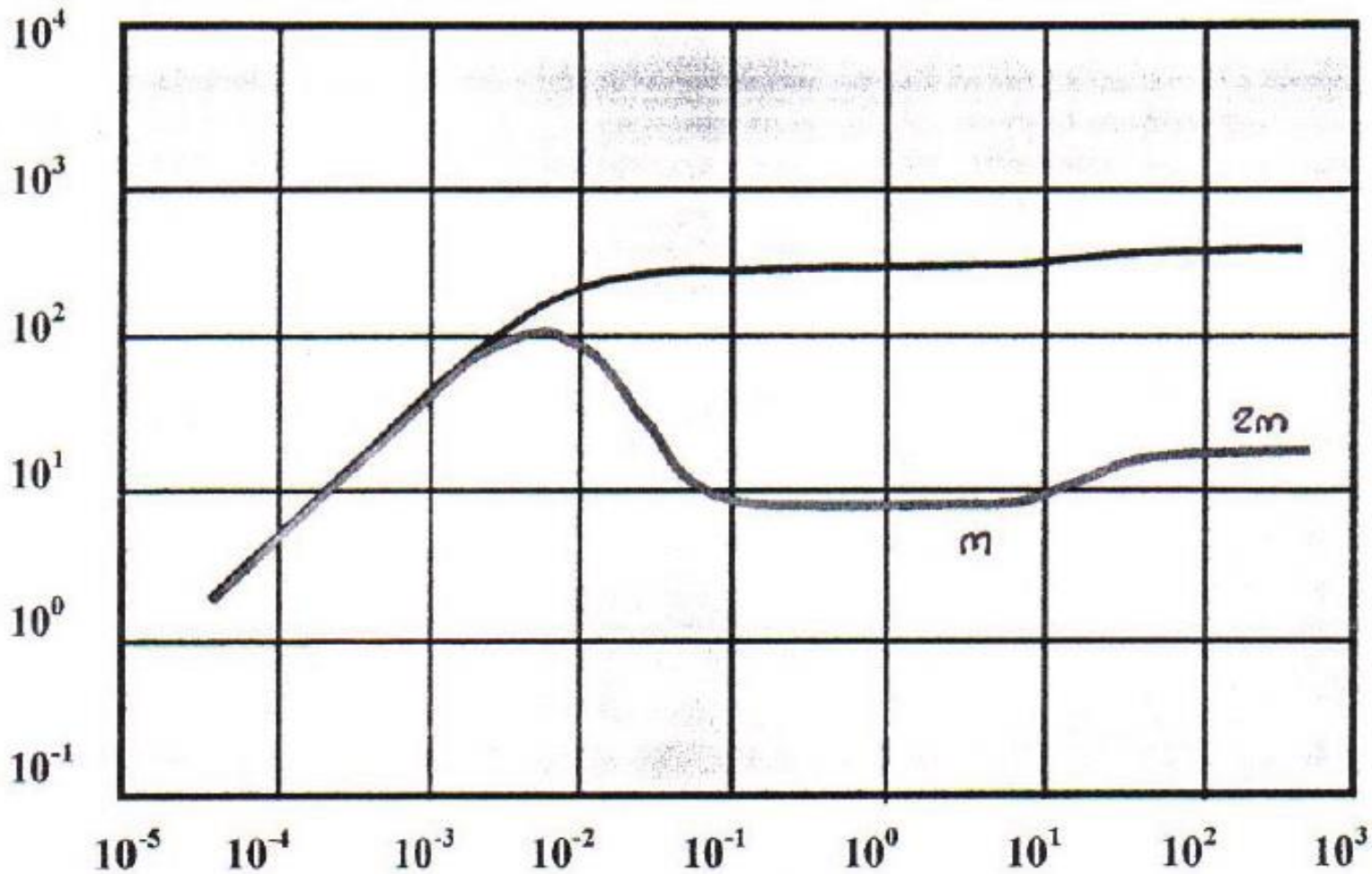
$$\Delta P' = \Delta P$$

# DIAGNÓSTICO DE BARRERAS IMPERMEABLES (semi-log)



Efecto de una barrera impermeable en gráficos semi-log de un ensayo de fluencia (DD).

# DIAGNÓSTICO DE BARRERAS IMPERMEABLES(log-log)

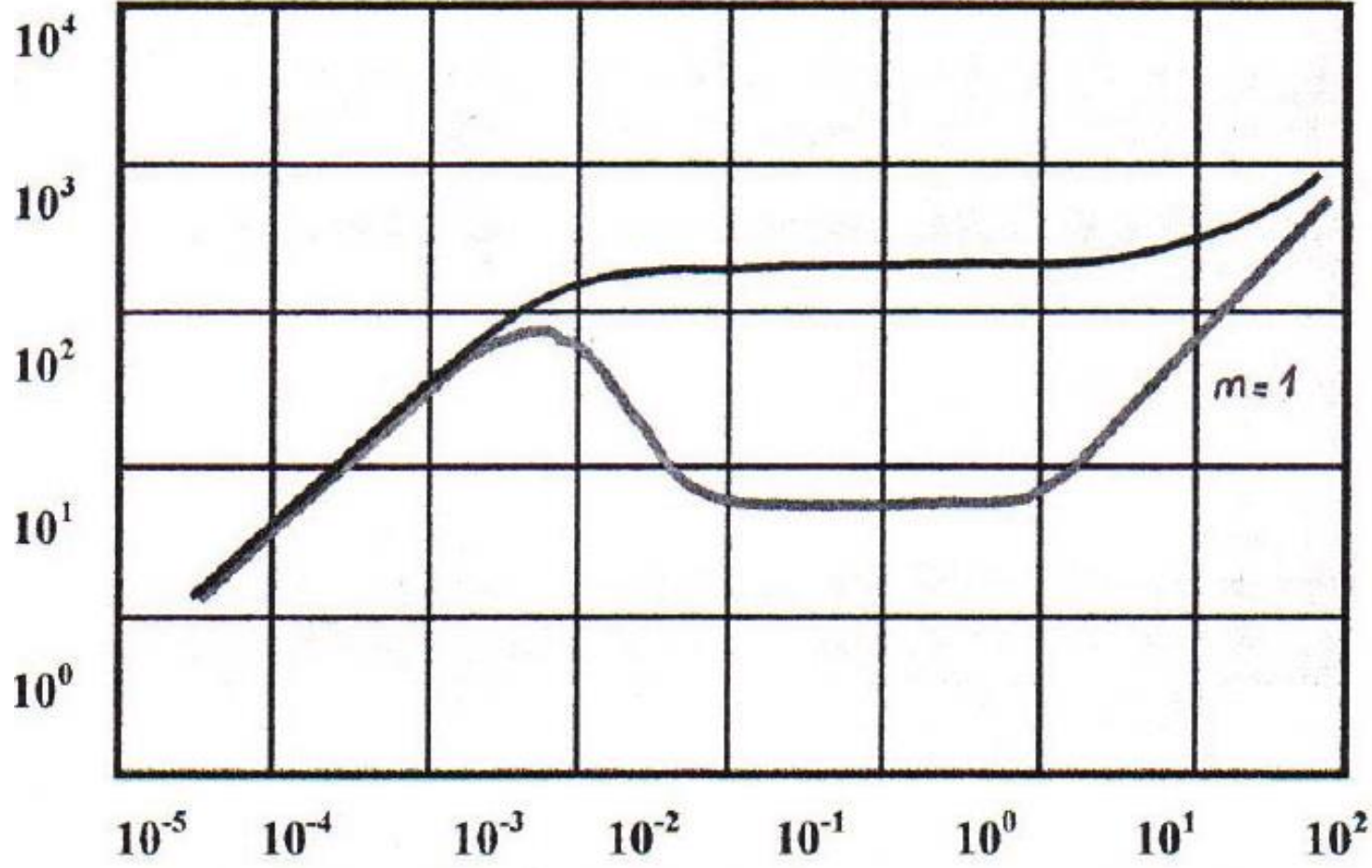


Efecto de una barrera impermeable en gráficos log-log de un ensayo de fluencia (DD).



# DIAGNÓSTICO DE LÍMITES IMPERMEABLES CERRADOS

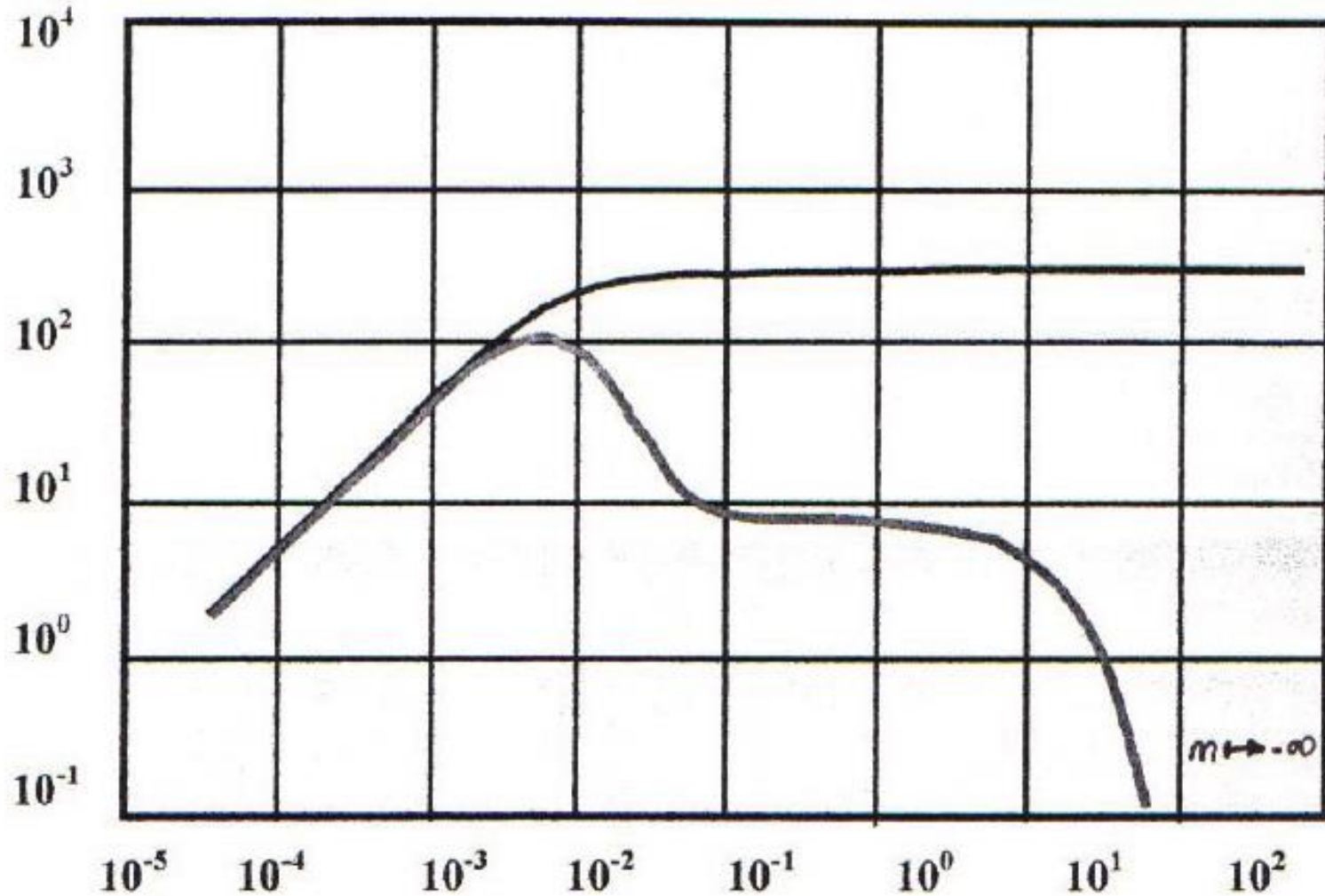
## Límite Circular Impermeable (drawdown)



Efecto de un límite circular impermeable en gráficos log-log de un ensayo de fluencia (DD)

# DIAGNÓSTICO DE LÍMITES IMPERMEABLES CERRADOS

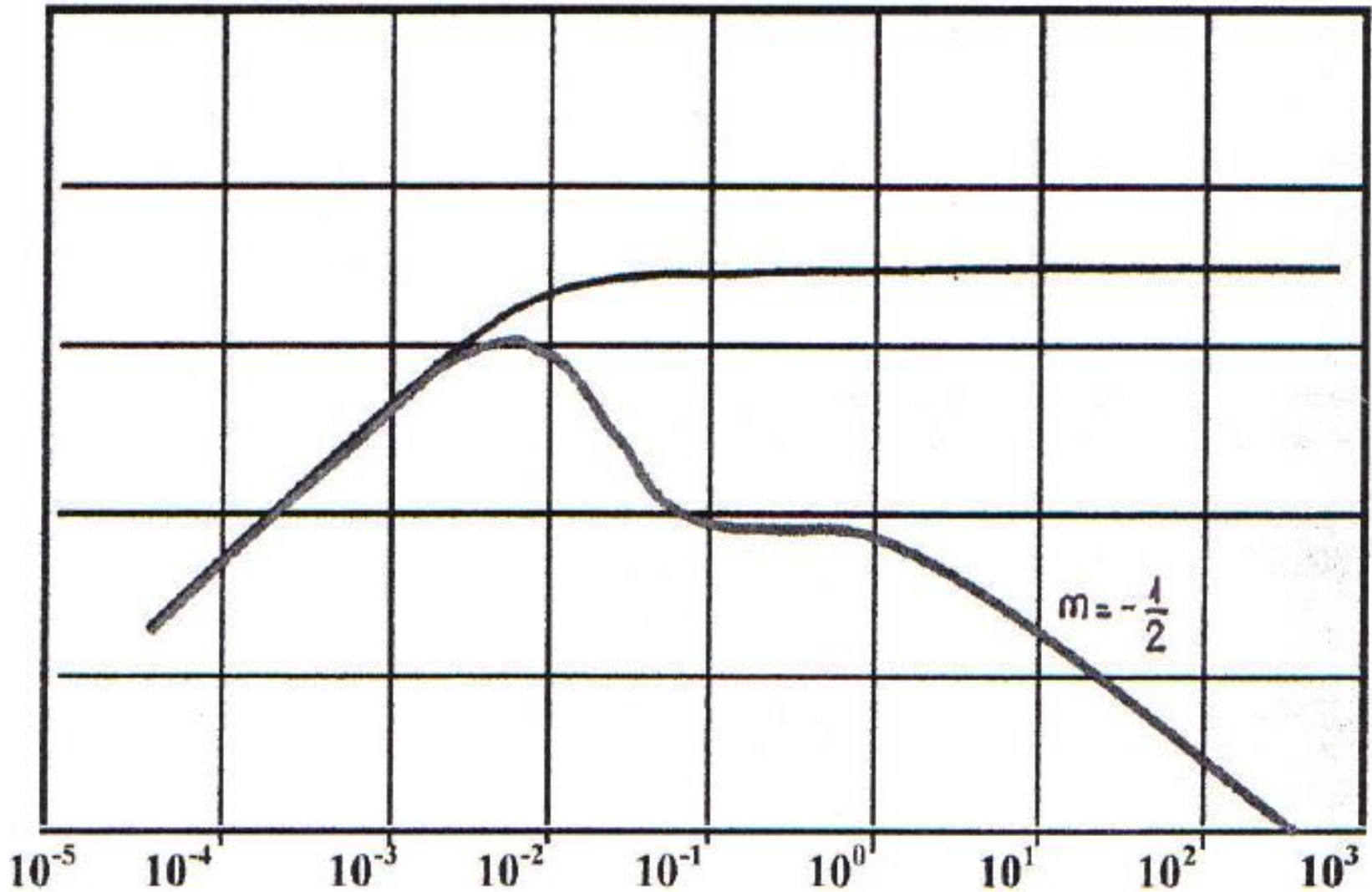
## Límite Circular Impermeable (buildup)



Efecto de un límite circular impermeable en gráficos log-log de un ensayo de incremento de presión (BU).

# EFFECTO DE LÍMITES A PRESIÓN CONSTANTE

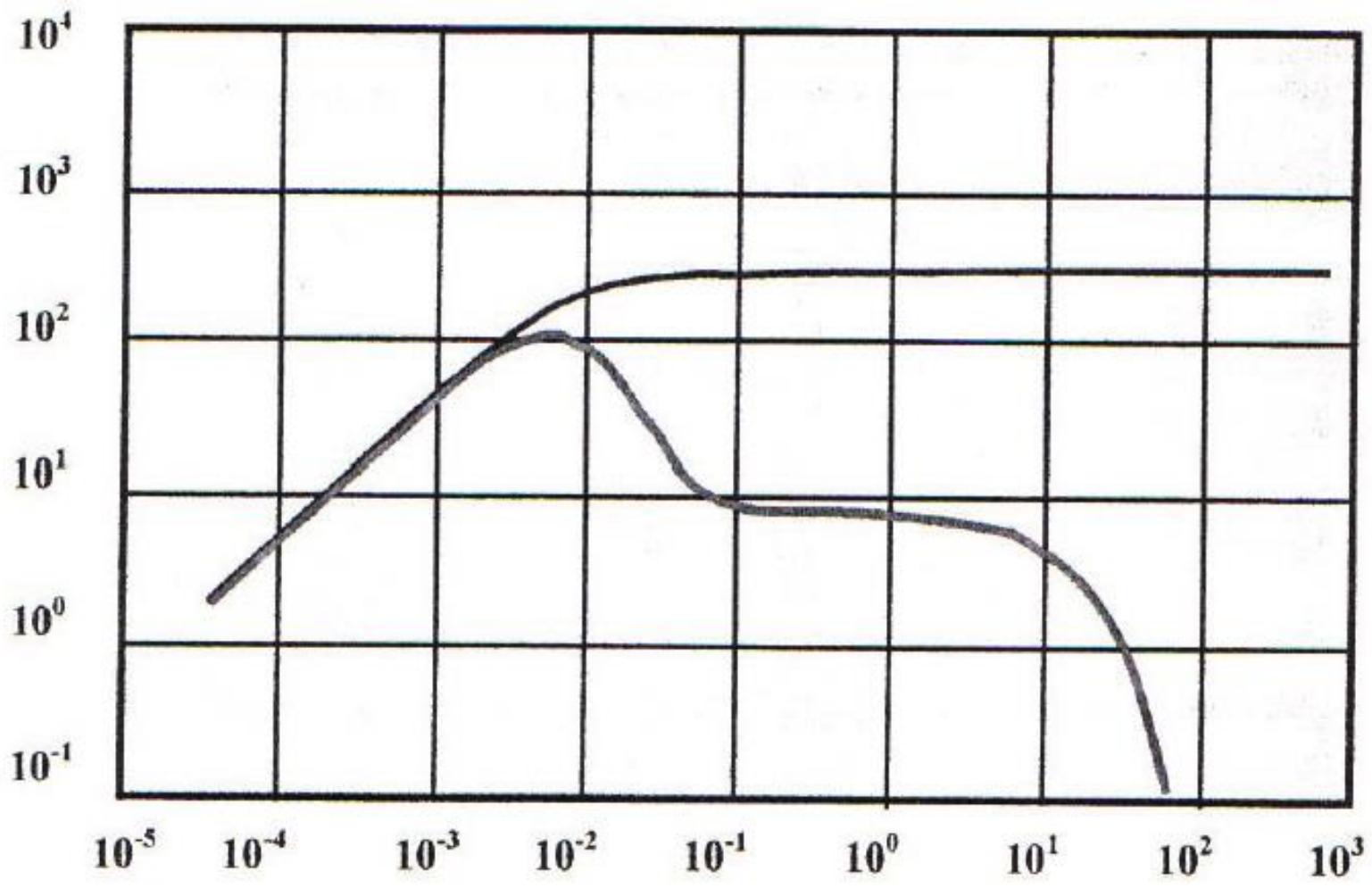
## Una Barrera a Presión Constante



Pozo productor en un reservorio homogéneo radial con una barrera a presión constante

# EFECTO DE LÍMITES A PRESIÓN CONSTANTE

## Límite Circular a Presión Constante



Efecto de un límite circular a presión constante en gráficos log-log de un ensayo de fluencia (DD).

# ANALISIS DE FRACTURAS MEDIANTE WELL TESTING

## FRACTURAS

### Fracturas planares en reservorios convencionales

**FRACTURA HIDRAULICA**: DEFINIDA POR UNA SEMILONGITUD DE FRACTURA, UN ALTO Y UNA CONDUCTIVIDAD.

**CONDUCTIVIDAD INFINITA**: CUANDO LA MAYOR PERDIDA DE CARGA SE PRODUCE EN EL RESERVORIO NO EN EL CANAL DE LA FRACTURA.  
EN EL ANALISIS LOG - LOG DA UNA RECTA DE PENDIENTE 1/2.

**CONDUCTIVIDAD FINITA**: HAY PERDIDA DE CARGA EN LA FRACTURA Y EN EL RESERVORIO.  
EN EL ANALISIS LOG - LOG DA UNA RECTA DE PENDIENTE 1/4.

# CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL

$$FCD = \frac{K_f * W}{K * x_f}$$

**K<sub>f</sub>** : permeabilidad de la fractura.

**W**: ancho de la fractura.

**x<sub>f</sub>**: semilongitud de la fractura.

**K**: permeabilidad de la formación.

## **FISURA NATURAL**

**SON FRACTURAS NATURALES QUE PODRÍAN HABERSE ORIGINADO EN ESFUERZOS TECTONICOS, AFECTAN TODA LA MASA DE LA ROCA Y TIENEN UN COMPORTAMIENTO DISTINTO AL DE LAS FRACTURAS INDUCIDAS. PUEDEN APARECER COMO UN SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD, CON CURVAS DERIVATIVAS CON CAMBIOS DE PENDIENTE.**

# FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD FINITA

FCD < 200

Fractura larga.

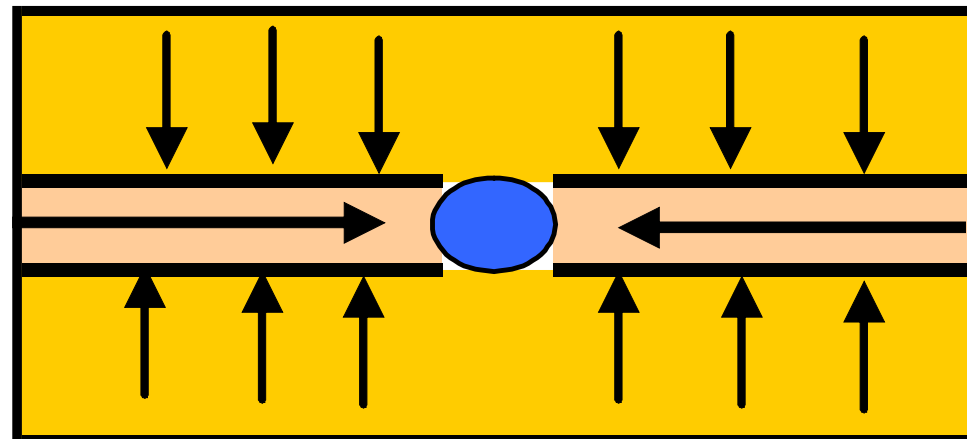
xf: grande : fractura larga, con pérdida de carga dentro la fractura.

Kf : chico, es decir, no tan altas concentraciones.

Flujo bilineal.

Pendiente : 1/4.

$$FCD = \frac{K_f * W}{K * x_f}$$



Para Fm con  
baja K



# FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD INFINITA

FCD > 200

Fractura corta.

xf : chica. Fractura corta, sin pérdida de carga dentro de la fractura.

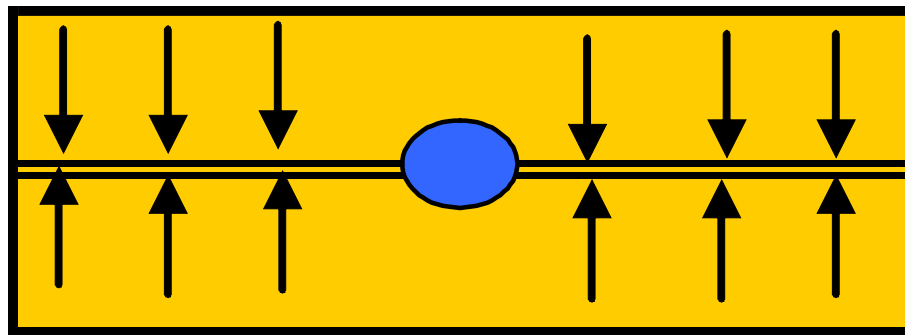
Kf : grande, altas concentraciones. Fractura corta y bien empaquetada.

Flujo lineal

Pendiente: 1/2.

$$FCD = \frac{K_f * W}{K * x_f}$$

Para Fm de alta K corregir apunte



## **RESERVORIO INFINITO**

**SIN LIMITES HASTA DONDE INVESTIGA EL ENSAYO.**

## **LIMITES**

**SIN ENTRADA: NO HAY ENTRADA DE FLUIDOS A UNA CIERTA DISTANCIA DEL POZO.**

## **PRESION CTE**

**A CIERTA DISTANCIA DEL POZO HAY ENTRADA DE FLUIDOS QUE COMPENSAN LA PRODUCCION.**

**FALLA SELLANTE**

**EJEMPLO DE LIMITE.**

**CIERRE ESTRATIGRAFICO - PINCHOUT.**

**EJEMPLO DE LIMITE.**

# POZO HORIZONTAL

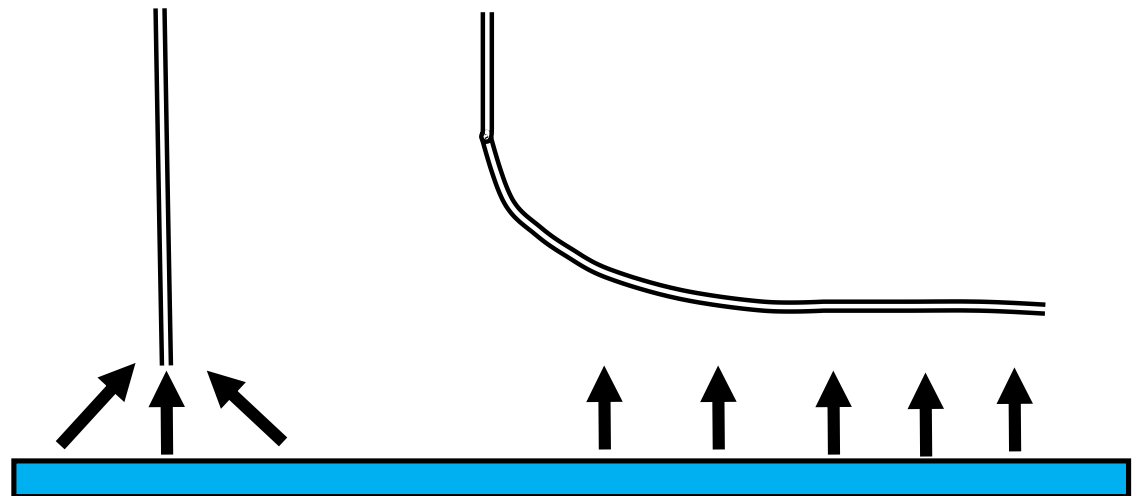
SE NECESITA MENOS ENERGÍA PARA PRODUCIR LA MISMA CANTIDAD DE FLUIDO. SE ASEMEJA A UNA ESTIMULACION Y PUEDE TENER ALGUNOS CAMBIOS DE PENDIENTE POCO PRONUNCIADOS.

SE IDENTIFICAN UN FLUJO RADIAL VERTICAL INICIAL, UN FLUJO LINEAL INTERMEDIO Y UN FLUJO SEUDORADIAL FINAL, CON POSIBLES PERÍODOS DE TRANSICION.

TEMAS CONEXOS:

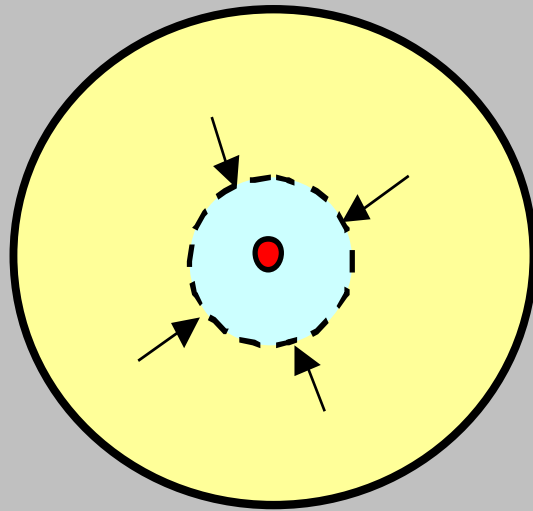
WATER CONING

GAS CONING

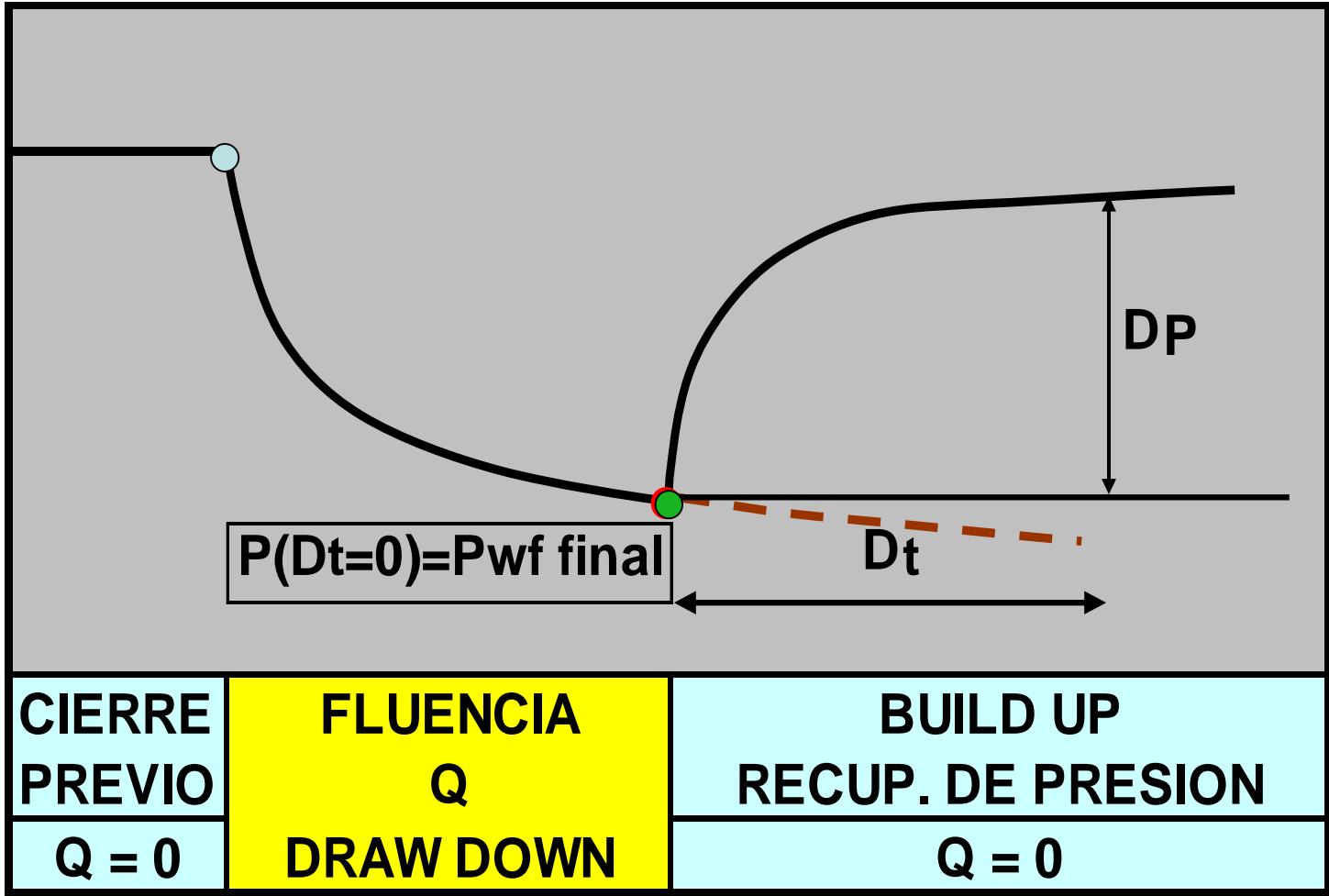


# HORNER

IARF : INFINITE ACTING RADIAL FLOW. SOLO VALE ACA.



P

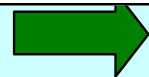


$t_p$   $Dt$   $t$

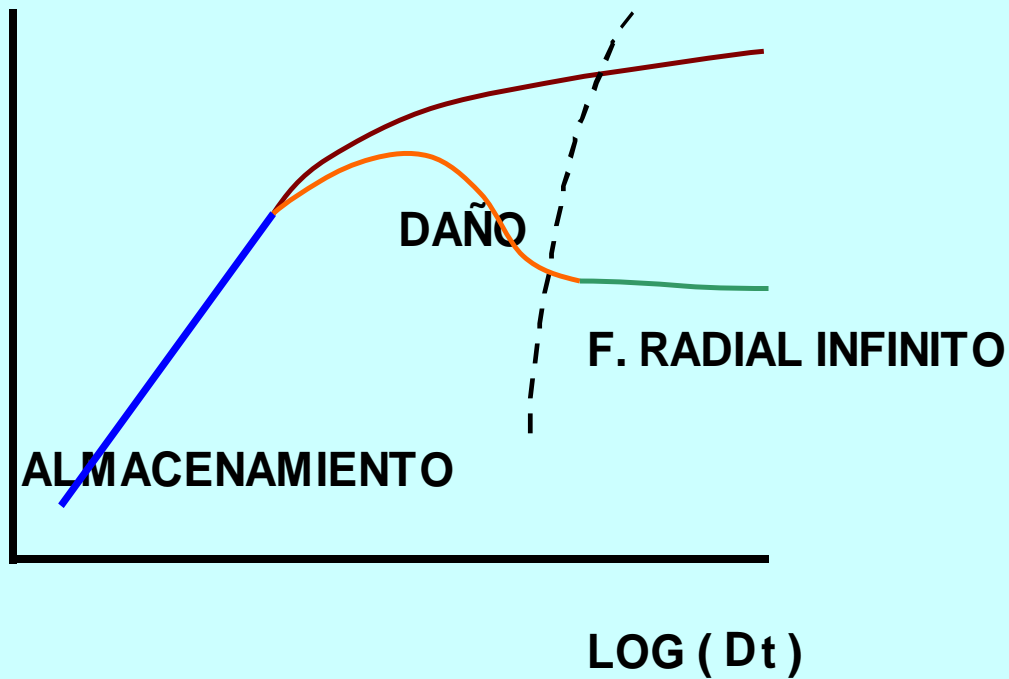
PUEDO ANALIZAR CON CURVAS TIPO



PUEDO USAR HORNER O CURVAS TIPO



LOG ( DP )



$$P_c (D_t) \quad \text{Vs.} \quad (t_p + D_t) / D_t$$

## SEMILOG.

SE PUEDE APLICAR A UNA FLUENCIA PERO USANDO EL PRINCIPIO DE SUPERPOSICION DE CAUDALES ( HORNER GENERALIZADO ).

LOS PUNTOS POSTERIORES AL IARF SE ALINEAN EN UNA RECTA QUE EXTRAPOLADA A UN TIEMPO INFINITO DE CIERRE (  $D_t$  ), DA UNA P MEDIA O "EXTRAPOLADA".



**PARA  $Dt \rightarrow$  INFINITO**

**$(t_p + Dt) / Dt \rightarrow 1$**

**TRANSMISIVIDAD:**

$$Kh \text{ ( mD .ft )} = 162.6 * ( D \ q * B * m ) / m$$

**K = CONOCIDA h.**

$$S = 1.151 \left( \frac{P_{1h} - P_{D_t=0}}{m} \right) - \text{Log} \left( \frac{K}{F m C_t r_w^2} \right) + \text{Log} \left( \frac{t_p + 1}{t_p} \right) + 3.23$$

$P^*$

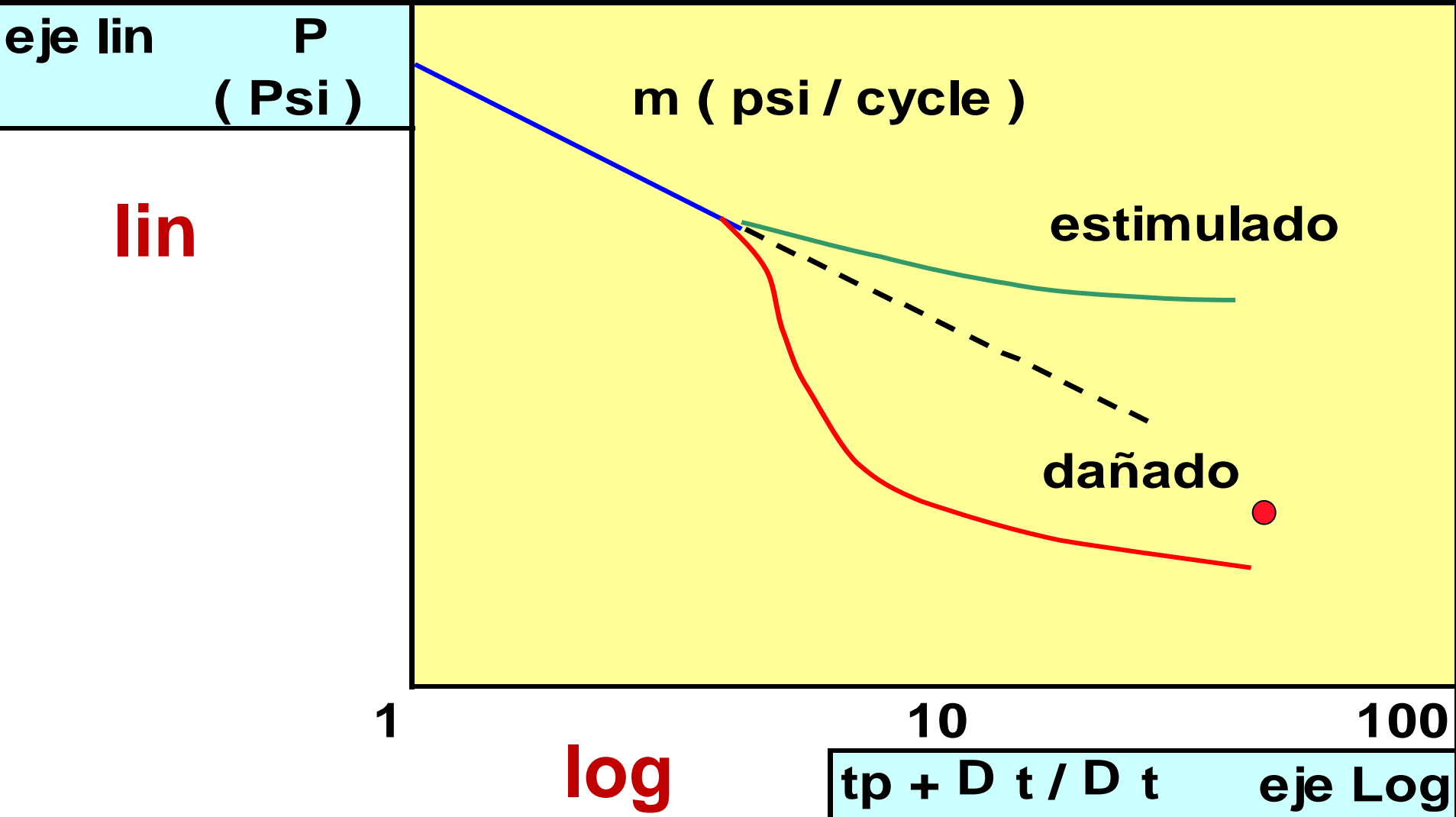
$m$  ES LA PENDIENTE DE LA RECTA SEMILOG. Y  $P_{D_t = 1h}$  :

$$D_t = 1 h (t_p + 1)$$

$$P(D_t) = P_i - m \text{Log} \left( t_p + \frac{D_t}{D_t} \right)$$

$$m = 162.6 \frac{q B m}{kh}$$

# GRAFICO SEMILOG DE HORNER

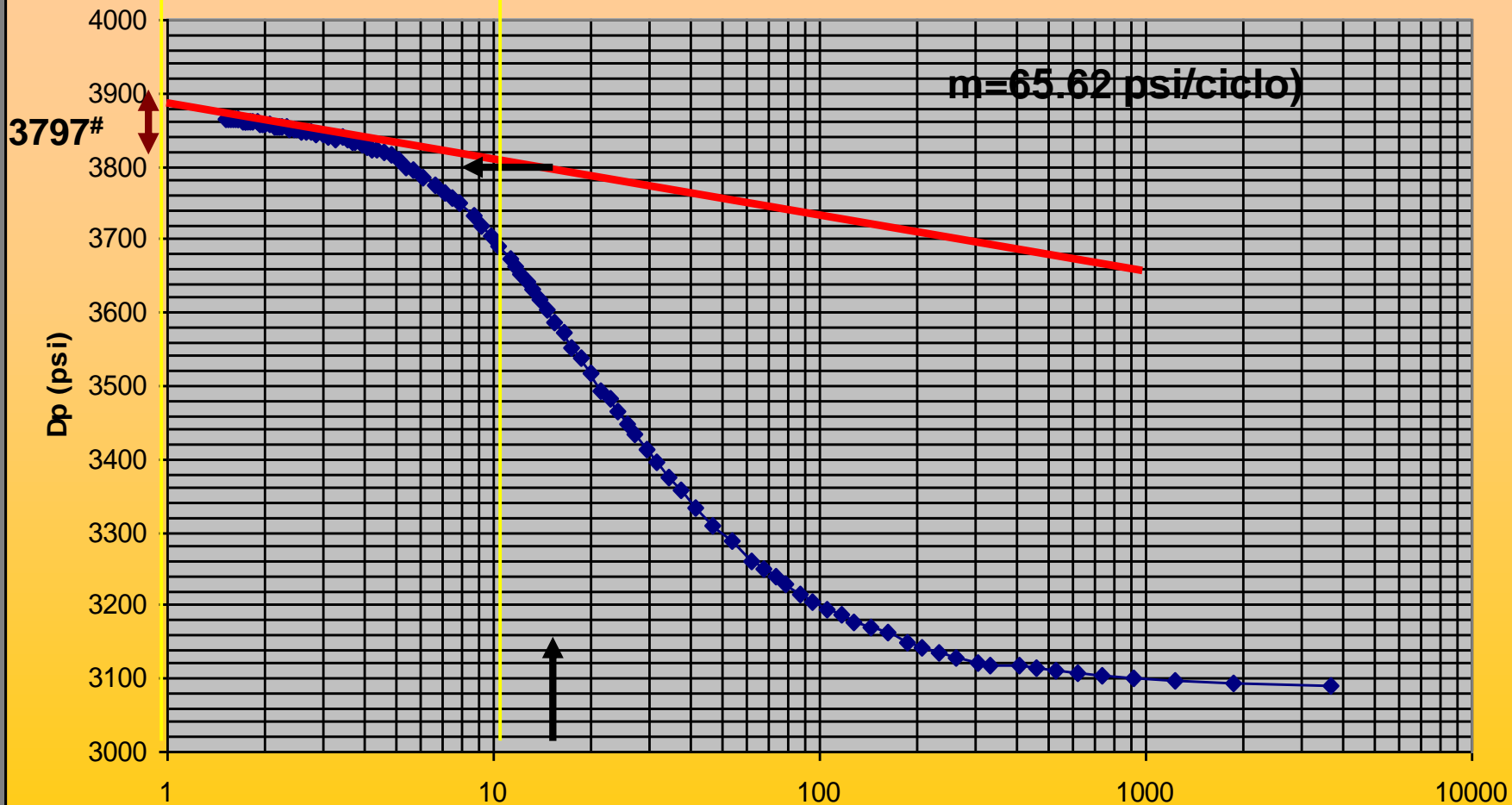


		Tiempo ( hs )	Presión ( psi )	Dt ( hs )	Dp ( psi )	tp+Dt / Dt	
0.00000	0.001	0.00000	<b>3086.33</b>				
4.16668	0.001	0.00417	3090.57	0.00417	4.24000	3680.18823	3.56587
8.33333	0.001	0.00833	3093.81	0.00833	7.48000	1840.60074	3.26496
1.25000	0.01	0.01250	3096.55	0.01250	10.22000	1227.40000	3.08899
1.66667	0.01	0.01667	3100.03	0.01667	13.70000	920.79816	2.96416
2.08333	0.01	0.02083	3103.27	0.02083	16.94000	736.84118	2.86737
2.50000	0.01	0.02500	3106.77	0.02500	20.44000	614.20000	2.78831
2.91668	0.01	0.02917	3110.01	0.02917	23.68000	526.59760	2.72148
3.33333	0.01	0.03333	3113.25	0.03333	26.92000	460.90046	2.66361
3.75000	0.01	0.03750	3116.49	0.03750	30.16000	409.80000	2.61257
4.58333	0.01	0.04583	3119.48	0.04583	33.15000	335.47297	2.52566
5.00000	0.01	0.05000	3122.48	0.05000	36.15000	307.60000	2.48799
5.83333	0.01	0.05833	3128.96	0.05833	42.63000	263.80015	2.42128
6.66668	0.01	0.06667	3135.92	0.06667	49.59000	230.94954	2.36352
7.50000	0.01	0.07500	3141.17	0.07500	54.84000	205.40000	2.31260
8.33333	0.01	0.08333	3147.64	0.08333	61.31000	184.96007	2.26708
9.58333	0.01	0.09583	3161.95	0.09583	75.62000	160.96527	2.20673
1.08333	0.1	0.10833	3170.68	0.10833	84.35000	142.50813	2.15384
1.20833	0.1	0.12083	3178.39	0.12083	92.06000	127.86932	2.10677
1.33333	0.1	0.13333	3187.12	0.13333	100.79000	115.97529	2.06437
1.45833	0.1	0.14583	3194.24	0.14583	107.91000	106.12024	2.02580
1.62500	0.1	0.16250	3205.96	0.16250	119.63000	95.33846	1.97927
1.79167	0.1	0.17917	3216.68	0.17917	130.35000	86.56263	1.93733
1.95833	0.1	0.19583	3227.89	0.19583	141.56000	79.28098	1.89917
2.12500	0.1	0.21250	3238.37	0.21250	152.04000	73.14118	1.86416
2.29167	0.1	0.22917	3249.07	0.22917	162.74000	67.89445	1.83183
2.50000	0.1	0.25000	3261.79	0.25000	175.46000	62.32000	1.79463
2.91668	0.1	0.29167	3287.21	0.29167	200.88000	53.55976	1.72884
3.33333	0.1	0.33333	3310.15	0.33333	223.82000	46.99005	1.67201
3.75000	0.1	0.37500	3334.34	0.37500	248.01000	41.88000	1.62201
4.16668	0.1	0.41667	3356.27	0.41667	269.94000	37.79188	1.57740
4.58333	0.1	0.45833	3374.98	0.45833	288.65000	34.44730	1.53716
5.00000	0.1	0.50000	3394.44	0.50000	308.11000	31.66000	1.50051
5.41668	0.1	0.54167	3413.9	0.54167	327.57000	29.30147	1.46689
5.83333	0.1	0.58333	3433.83	0.58333	347.50000	27.28002	1.43584
6.25000	0.1	0.62500	3448.05	0.62500	361.72000	25.52800	1.40702
6.66668	0.1	0.66667	3466.26	0.66667	379.93000	23.99495	1.38012
7.08333	0.1	0.70833	3481.97	0.70833	395.64000	22.64236	1.35492
7.50000	0.1	0.75000	3493.69	0.75000	407.36000	21.44000	1.33122
8.12500	0.1	0.81250	3518.63	0.81250	432.30000	19.86769	1.29815
8.75000	0.1	0.87500	3537.34	0.87500	451.01000	18.52000	1.26764
9.37500	0.1	0.93750	3553.55	0.93750	467.22000	17.35200	1.23935
1.00000	1	1.00000	3571.75	1.00000	485.42000	16.33000	1.21299
1.06250	1	1.06250	3586.23	1.06250	499.90000	15.42824	1.18832
1.12500	1	1.12500	3602.95	1.12500	516.62000	14.62667	1.16515
1.18750	1	1.18750	3617.41	1.18750	531.08000	13.90947	1.14331
1.25000	1	1.25000	3631.15	1.25000	544.82000	13.26400	1.12267
1.31250	1	1.31250	3640.86	1.31250	554.53000	12.68000	1.10312
1.37500	1	1.37500	3652.85	1.37500	566.52000	12.14909	1.08454
1.43750	1	1.43750	3664.32	1.43750	577.99000	11.66435	1.06686
1.50000	1	1.50000	3673.81	1.50000	587.48000	11.22000	1.04999
1.62500	1	1.62500	3692.27	1.62500	605.94000	10.43385	1.01844
1.75000	1	1.75000	3705.52	1.75000	619.19000	9.76000	0.98945
1.87500	1	1.87500	3719.26	1.87500	632.93000	9.17600	0.96265
2.00000	1	2.00000	3732.23	2.00000	645.90000	8.66500	0.93777
2.25000	1	2.25000	3749.71	2.25000	663.38000	7.81333	0.89284
2.37500	1	2.37500	3757.19	2.37500	670.86000	7.45474	0.87243
2.50000	1	2.50000	3763.44	2.50000	677.11000	7.13200	0.85321
2.75000	1	2.75000	3774.65	2.75000	688.32000	6.57455	0.81787
3.00000	1	3.00000	3785.11	3.00000	698.78000	6.11000	0.78604
3.25000	1	3.25000	3794.06	3.25000	707.73000	5.71692	0.75716
3.50000	1	3.50000	3799.80	3.50000	713.47000	5.38000	0.73078
3.75000	1	3.75000	3809.50	3.75000	723.17000	5.08800	0.70655
4.00000	1	4.00000	3815.97	4.00000	729.64000	4.83250	0.68417
4.25000	1	4.25000	3820.20	4.25000	733.87000	4.60706	0.66342
4.50000	1	4.50000	3821.95	4.50000	735.62000	4.40667	0.64411
4.75000	1	4.75000	3823.70	4.75000	737.37000	4.22737	0.62607
5.00000	1	5.00000	3826.45	5.00000	740.12000	4.06600	0.60917
5.25000	1	5.25000	3829.69	5.25000	743.36000	3.92000	0.59329
5.50000	1	5.50000	3832.64	5.50000	746.31000	3.78727	0.57833

<b>caudal de producción q =</b>	<b>174 BPD</b>
<b>Tiempo de producción tp =</b>	<b>15.33 hs</b>
<b>Factor volumét.del oil Bo =</b>	<b>1.06 vol / vol</b>
<b>Compresibilidad total Ct =</b>	<b>4.20E-06 psi<sup>-1</sup></b>
<b>Espesor de la Fm. h =</b>	<b>107 ft</b>
<b>Radio del pozo rw =</b>	<b>0.29 ft</b>
<b>Viscosidad del oil m<sub>o</sub> =</b>	<b>2.5 cp</b>
<b>Porosidad Phi =</b>	<b>0.25 fracc.</b>
<b>cte =</b>	<b>162.6</b>
<b>cte =</b>	<b>1.151</b>

Gráfico semilog - Horner

Presión para  $Dt=1$  hora( $t_p+1$ ) y pendiente  $M$  (psi/ciclo)



$15.33+1 = 16.33$  hs  $(t_p+Dt)/Dt$

$m =$	65.62 psi / ciclo	(del gráf. entre 1 y 10, leo ordenadas.)
$P_{1hr} =$	3797 psi	( del gráfico para 16.33 ) <i>sobre la recta</i>
$P_{Dt=0} (P_{wf}) =$	3086.33 psi	( del ensayo, última $P_{wf}$ leída antes del cierre )
$P^* (extrap. gráf.) =$	3877.7 psi	( del gráfico )

$kh = 1142.561109 \text{ mD} \cdot \text{ft}$

$k = 10.68 \text{ mD}$

$S = 10.83008229 \quad 7.68457036 \quad 0.02744403 \quad 3.23$

$S = 7.4$

**Flujo radial homogéneo con almacenamiento y daño**  
**Reservorio infinito**

$$Kh = 162.6 * Q * Bo * \mu_o / m$$

$$S = 1.151 [ (P_{ws1h} - P_{wf}) / m - \log \frac{k}{\phi * \mu_o * C_t * r_w^2} + 3.23 ]$$

P\* = extrapolar del gráfico.

$$\Delta P_{Skin} = 141.2 * q * \mu_o * Bo / kh * S$$

Q(B/D)

Ct (1/psi)

P(psi)

$\mu_o = (cp)$

Delta t (hs)

m(psi/ciclo)

K (mD)

h(ft)

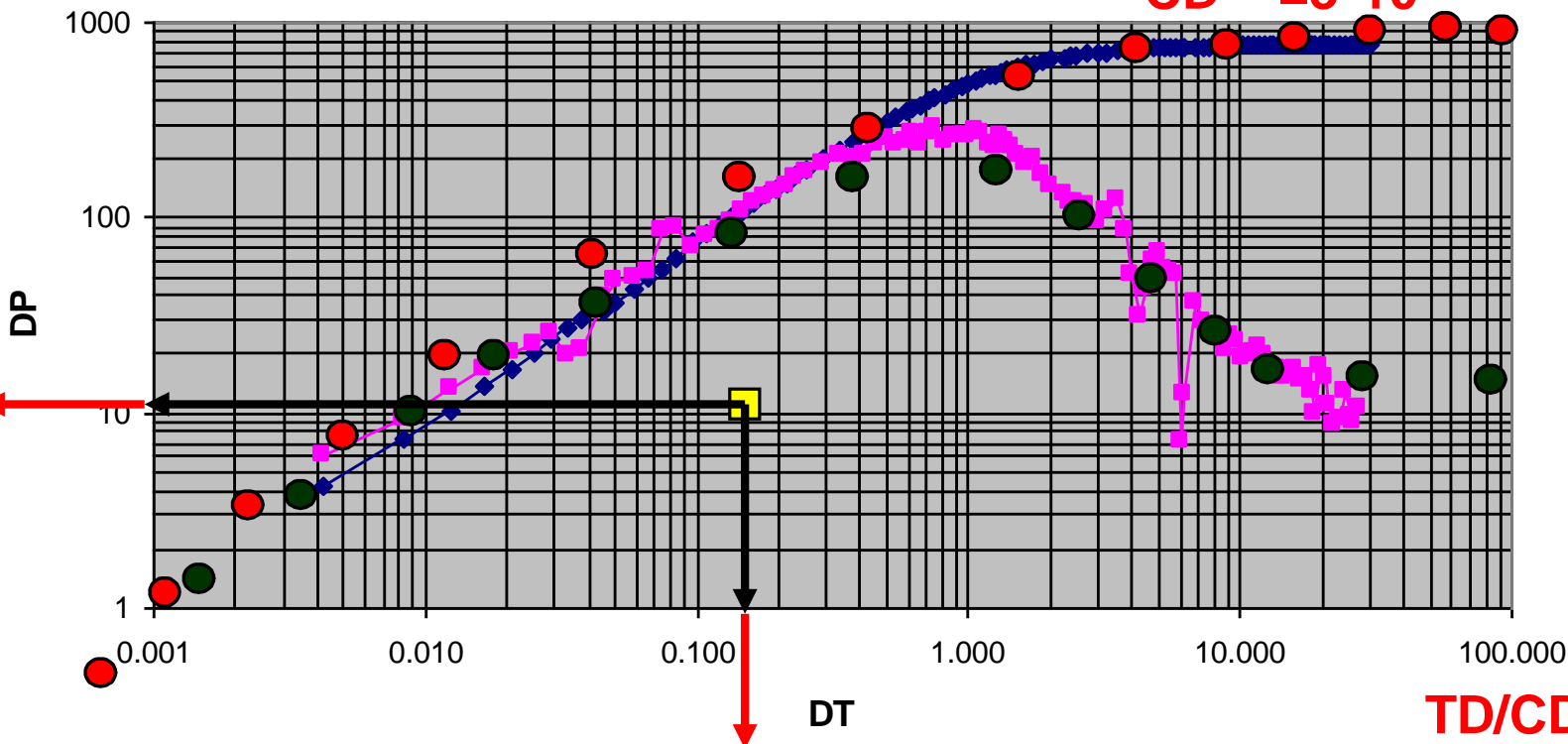


PD

# Curva Tipo

LOG - LOG-DERIVADA

$$CD^{e2s} = 3 \cdot 10^6$$



TD/CD

Las curvas tipo pueden presentarse en forma de PD Vs. TD / CD .

$$PD = k * h * D_p / 141.2 * q * B * m$$

$$TD / CD = 0.000295 kh D_t / m * C$$

$$C_D e^{2S} = 0.8936 * C * e^{2S} / F C_t * h * r_w^2$$

$$C = DV/DP \quad (m^3/psi)$$

C= almacenamiento en el pozo

Almacenamiento en el reservorio:  $\Phi * C_t * h$

CD  $(m^3 / psi * m^2 * 1 / psi * m) =$  Adimensional

En el caso de pozos con almacenamiento, daño y yacimiento homogéneo, la parte final de las curvas puede corresponder a comportamiento infinito con flujo radial. Se superponen las gráficas con los datos reales, en la misma escala que las curvas tipo, hasta lograr un "match", tanto en log-log como en derivadas. Se elige un " punto de match" de fácil resolución. Como uno de los criterios se puede usar el valor de kh del Horner previo ( si se alcanzó flujo radial ):

$$PD / Dp = (kh) / ( 1.142 * q * B * m ) =$$

$$1.142 / (141.2 * 174 * 1.06 * 2.5 ) = 0.0175$$

$$DP = 100$$

$$PD = 1.75$$

Si fijamos  $Dp = 100$ ,  $PD$  será 1.75. Superponiendo

el gráfico log-log y derivadas de Datos con el

correspondiente de curvas tipo, sabiendo que 100psi

del gráfico de datos corresponde a 1.75 del gráfico adimensional

tipo, se comienzan a mover los datos sobre las curvas tipo hasta

lograr el mejor match.

Macheo "bien (?) en  $P_D / D_p = 0.0179$

Para en  $D_t$  en eje horizontal de  $D_t=1$  leo en curva tipo  $T_D/C_D = 14.8$

Se obtiene  $C_D e^{2s} = 3 * 10^9$ .

DT = 1

TD/CD = 14.8

$$kh = 141.2 * q * B * m * (P_D / D_p)_{match}$$

141.2 cte

174 BPD

1.06 B

2.5 m(cp)

$$kh = 1165.4 \text{ mD} * \text{ft}$$

$$k = 10.9 \text{ mD}$$

$$0.0179 (P_D / D_p)_{match}$$

$$h = 107 \text{ ft}$$

$$C = 0.000295 * kh/m * ( Dt / (t_D / C_D) )_{match}$$

$$C = 0.0093 \text{ Bbl / psi}$$

C = COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO

0.000295 cte  
1165 mD \* ft  
2.5 m (cp)  
1 Dt  
14.8 (T<sub>D</sub> / C<sub>D</sub>)<sub>match</sub>

$$C_D = ( 0.8936 * C ) / ( F * C_t * h * r_w^2 )$$

$$C_D = 878.5$$

0.8936 cte  
0.0093 Bbl / psi  
0.25 fracc.  
4.20E-06 C<sub>t</sub> ( psi<sup>-1</sup> )  
107 h (ft)  
0.29 r<sub>w</sub> (ft)  
0.0841 r<sub>w</sub><sup>2</sup>

$$S = 0.5 * \ln ( C_D * e^{2s} / C_D )$$

$$S = 7.5$$

$$0.5 \text{ cte}$$
$$3.00\text{E}+09 C_D e^{2s}$$
$$878.5 C_D$$
$$3415081$$

Para actualizar, el área Bajada del Palo (rodeada por La Amarga Chica) hoy pertenece a Vista Oil & Gas Tiene su primer pad de 4 pozos en producción

14

