

# Interpretación de Pruebas de Presión Transiente Estado del Arte

Giovanni Da Prat, Ph.D.  
DA PRAT Consulting



Society of Petroleum Engineers  
Lima Section



# Contenido

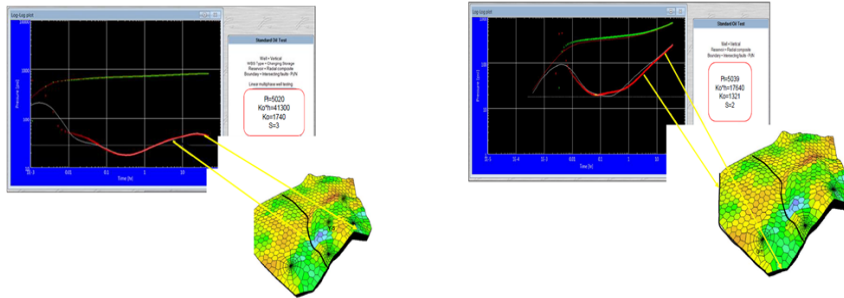
- **Sistemas de Medición**
- **Metodología de Interpretación**
- **Soluciones Analíticas y Numericas**
- **Inteligencia Artificial**
- **No convencionales**



Lima Section



# Ejemplo del Aporte del Análisis de Transientes de Presión en Pozo Productor



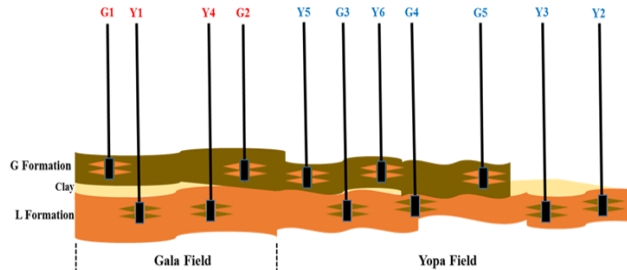
## Field description

Two main formation: G and L  
 Two fields: Gala and Yopa  
 Depth: 10,500 and 11,000 ft.  
 Permeability: ranges between 60 to 1200 mD.

°API for G: 35  
 °API for L: 28  
 Active wells: 11

Well producing with PCP

G formation produces 48% of the total daily production and L formation produce 52 %.

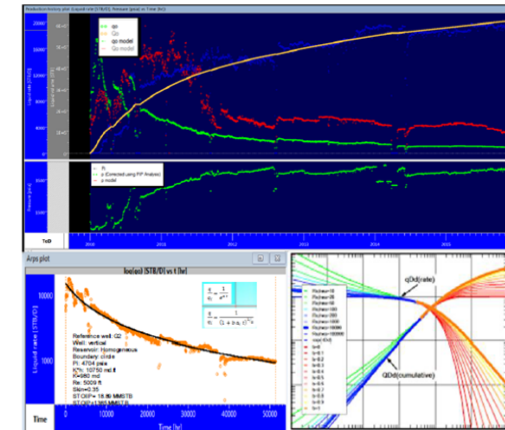


Oil Recovery Factors per Formation: at end 2015, Base and Optimum FDP cases

Reservoir formation	RF until end 2015 (%)	Base case (2020) (%)	Optimum Case (2020) (%)	Base case (2030) (%)	Optimum Case (2030) (%)
G	18	26.1	27.8	28.7	31.2
L	7.3	9.3	10.6	23.9	32.4
<b>Average</b>	<b>12.65</b>	<b>17.7</b>	<b>38.4</b>	<b>52.6</b>	<b>63.6</b>

Water Production per Formation: at end 2015, Base and Optimum FDP cases

Reservoir formation	Wp until end 2015 (MMBls)	Base case (2020) (MMBls)	Optimum Case (2020) (MMBls)	Base case (2030) (MMBls)	Optimum Case (2030) (MMBls)
G	45.2	62.3	56.1	98.6	83.4
L	22	27.2	24.8	65.4	51.7
<b>Total</b>	<b>67.2</b>	<b>89.5</b>	<b>80.9</b>	<b>164</b>	<b>135.1</b>



## Aporte del análisis de transientes de Presión

- Determinación de la distancia a las fallas
- Definición de la conductividad de las fallas (conductivas o sellantes)
- Determinación de la permeabilidad efectiva del agua y petróleo, daño y presión del área de drenaje en tiempo real.

Ref. R. Kansao, A. Yrigoyen, Luigi Saputelli, Zameel Haris, Frontender Corporation. Giovanni Da Prat, Da Prat Consulting "Improved Numerical Modeling and Better Risk and Uncertainty Assessment Using Real-Time Downhole Pressure Data and Pressure and Rate Transient Analyses". SPE-185454-MS. Mayo 2017



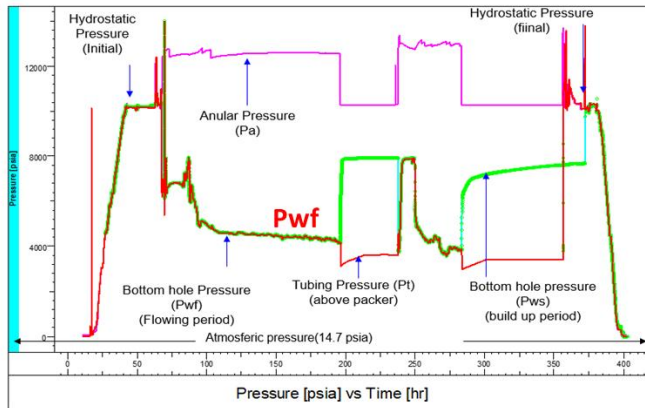
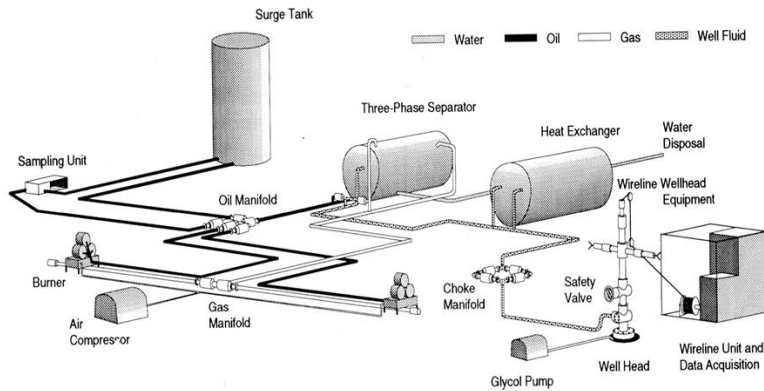
Lima Section



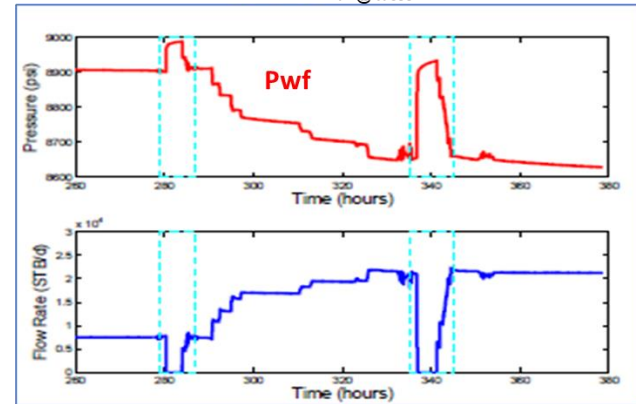
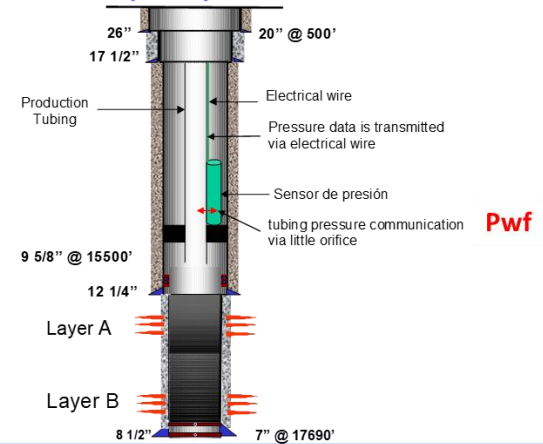
# Sistemas de Medición

## Configuraciones de Puebas

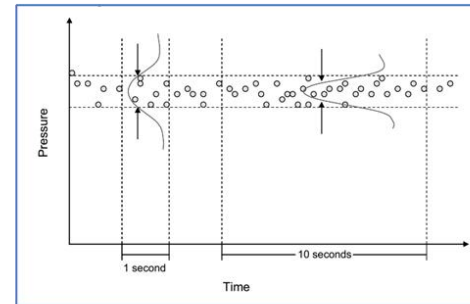
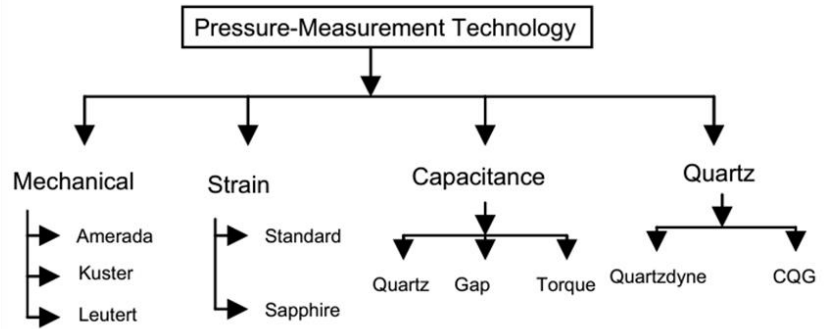
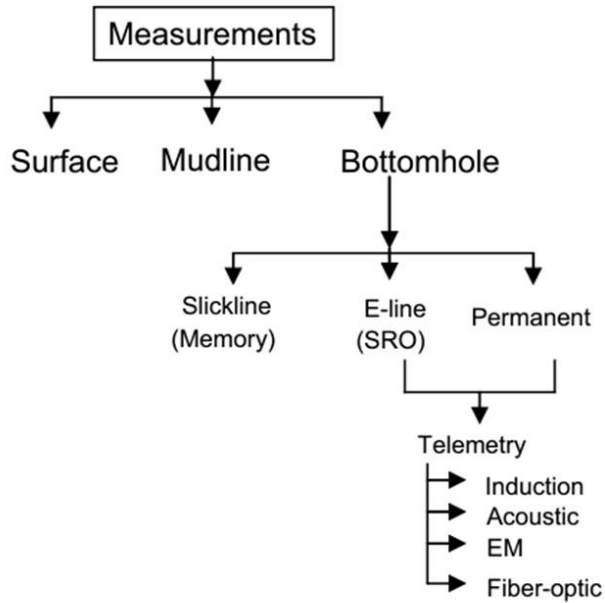
### Temporal (DST)



### Permanente (PDG)



# Sistemas de Medición



Resolución y Frecuencia de Adquisición

ef. Jitendra Kikani. Well Testing Measurements. Transient Well Testing. SPE Monograph. Vol. 23 (2009)



Lima Section

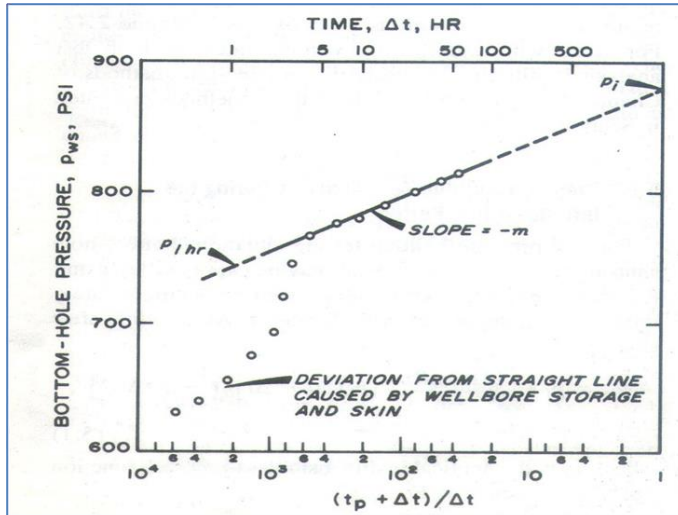


# Sistemas de Medición

## Impacto de los Sensores Electrónicos en el Análisis de los Datos

Horner Plot

1950



Adquisición con sensores mecánicos (Amerada)

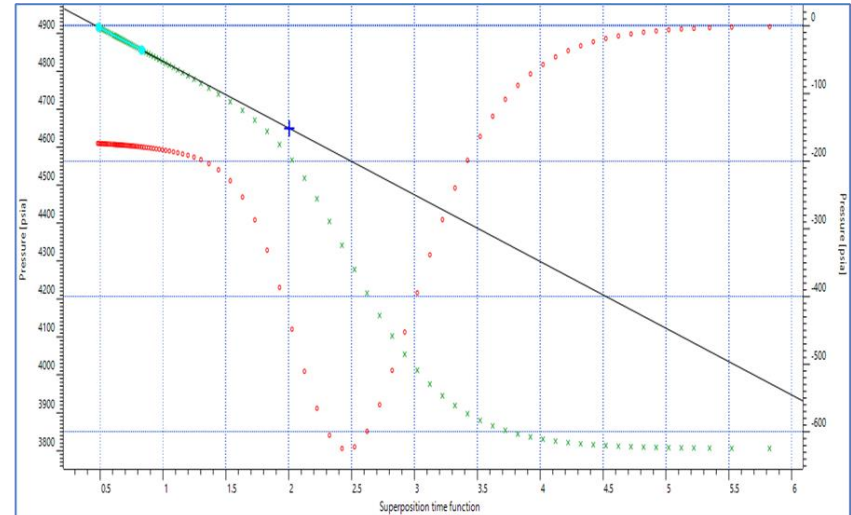
Frecuencia de muestreo: 1 punto de presión cada 6 minutos

Resolución: 3-5 psi

Lectura de datos luego de sacar la amerada del pozo

Horner Plot

1986 -Presente



Adquisición con sensores electrónicos

Frecuencia de muestreo: 1 punto de presión cada segundo

Resolución: 0.01 psi

Mediciones de fondo y lectura en tiempo real

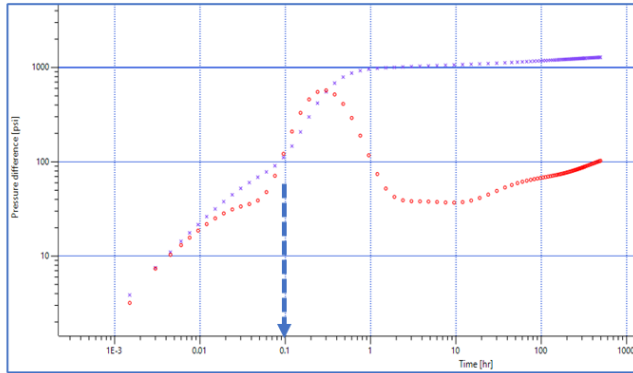


Lima Section

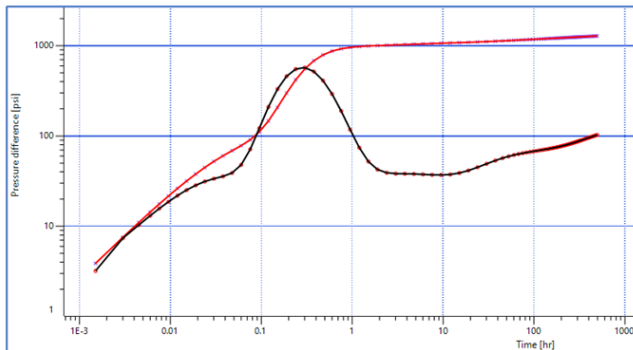


# Sistemas de Medición

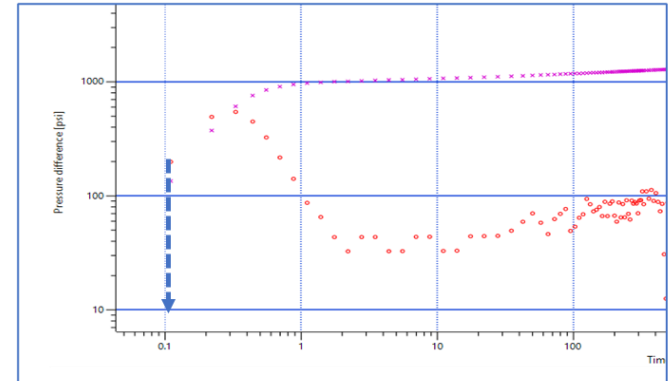
## Adquisición Sensor Electrónico



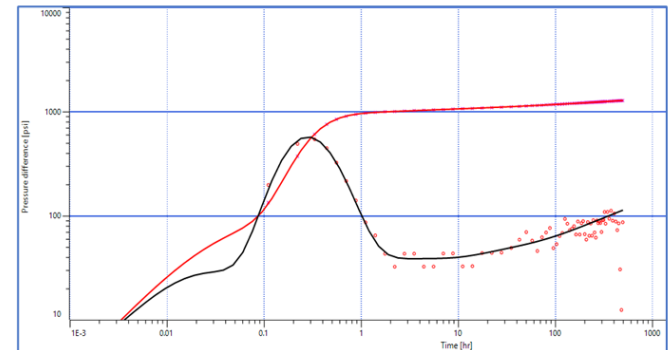
Simulación:  $K= 10 \text{ md}$ ,  $S=0$ , reservorio tipo two porosity. Modelo transiente.  $K= 10 \text{ md}$ ,  $S=0$ .  $\omega=0.01$   $\lambda = 1.\text{exp}-06$ , Pozo en rectángulo



## Adquisición Sensor Mecánico (Amerada)



$K= 20 \text{ md}$ ,  $S=7.5$ , reservorio homogéneo. Pozo ubicado entre fallas paralelas.

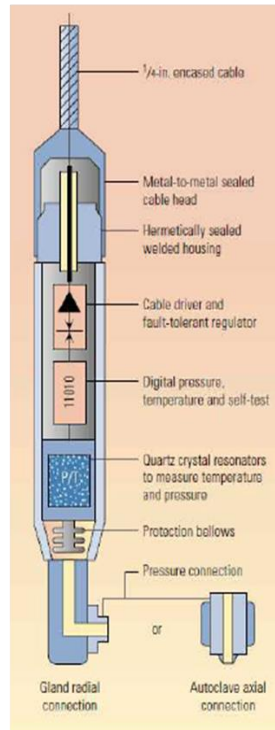


Lima Section

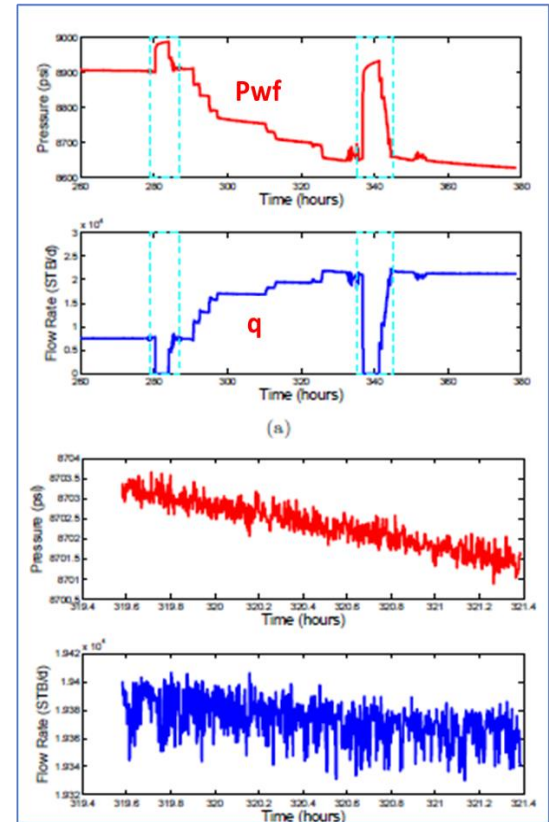


# Sistemas de Medición

## Adquisición de Datos de Presión y Temperatura de Fondo vía Sensor Permanente (PDG)



Sensor de Fondo



Ref. Yang Liu "INTERPRETING PRESSURE AND FLOW RATE DATA FROM PERMANENT DOWNHOLE GAUGES USING DATA MINING APPROACHES. Stanford Ph.D. Thesis



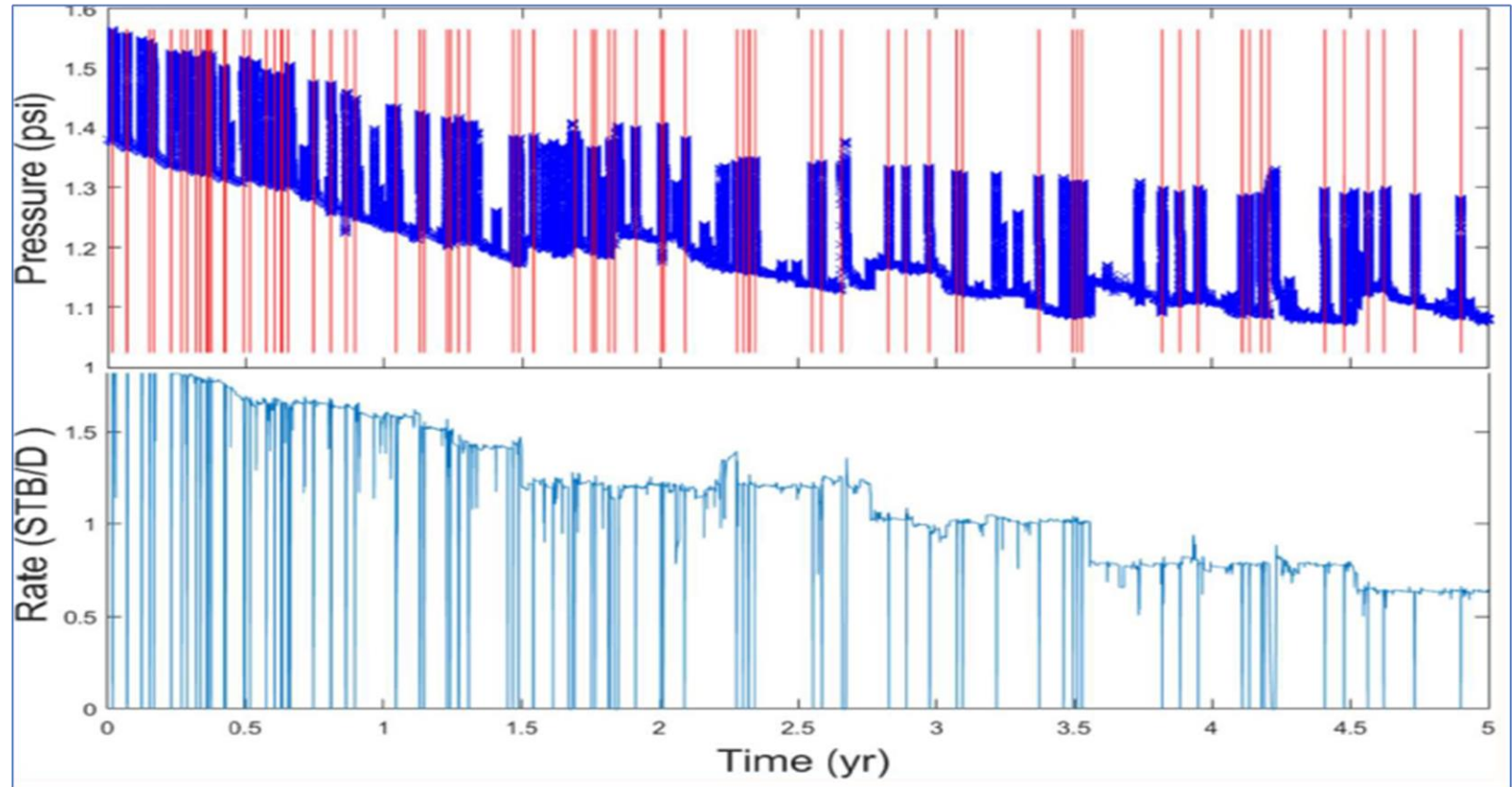
Lima Section





# Sistemas de Medición

## Adquisición de Datos de Presión Mediante Sensor Permanente (PDG) Durante un periodo de 5 años



Ref. Olivier Chang, e al. Application of Machine Learning in transient Surveillance in a Deep-Water Oil Field. (2019)SPE-195278-MS

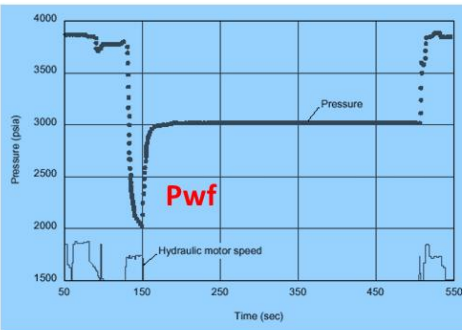
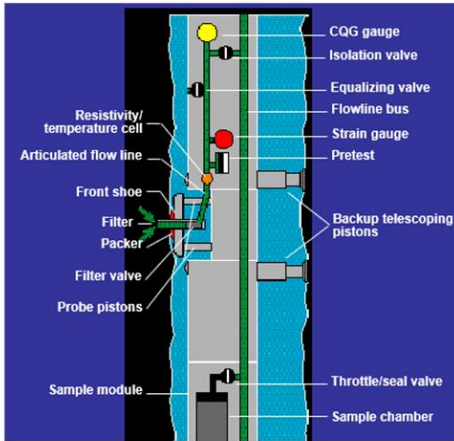


Lima Section

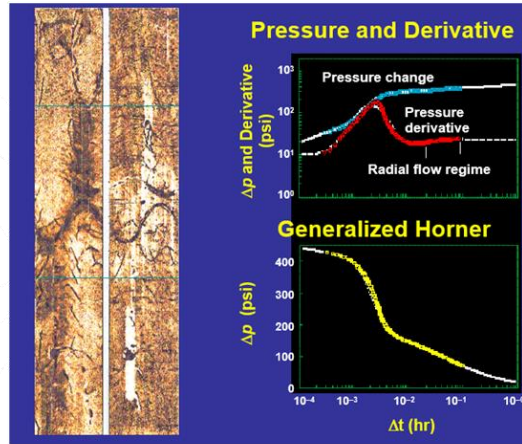


# Sistemas de Medición

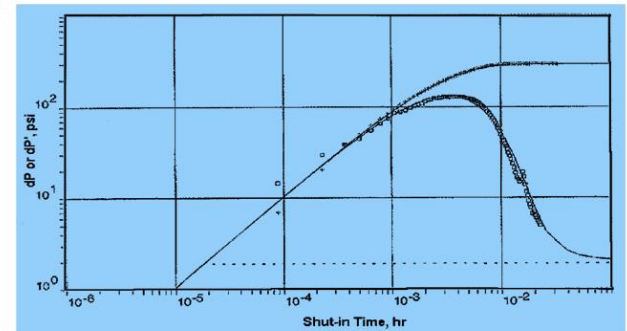
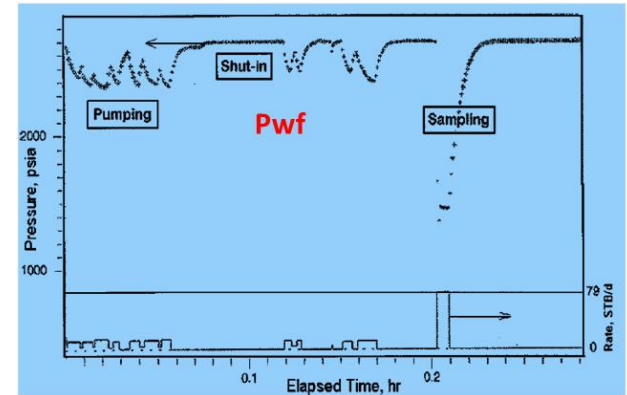
## Ejemplos de Interpretación de Datos de Presión Adquiridos Mediante el Probador de Formación MDT



Mini DST



Ref. Schlumberger



Ref. Giovanni Da Prat et al. A New Approach To Evaluate Layer Productivity Before Well Completion. SPE Reservoir Eval. & Eng. 2(1), February 1999

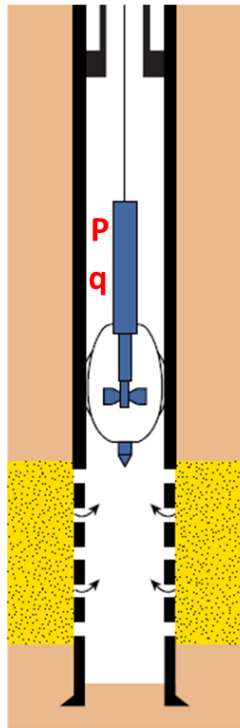


Lima Section

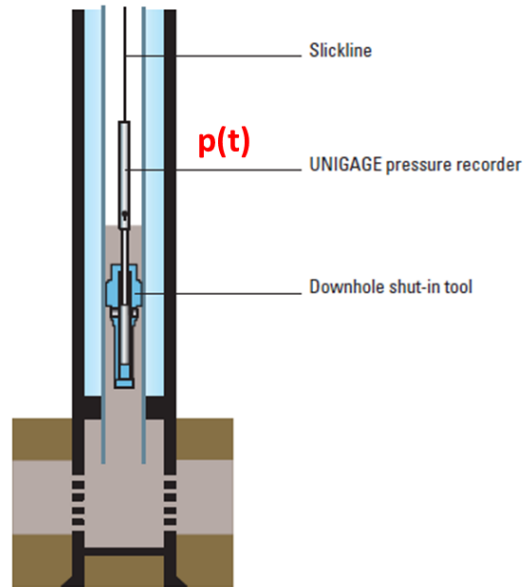


# Sistemas de Medición

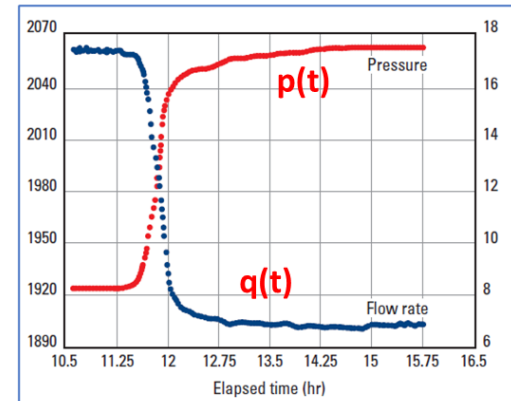
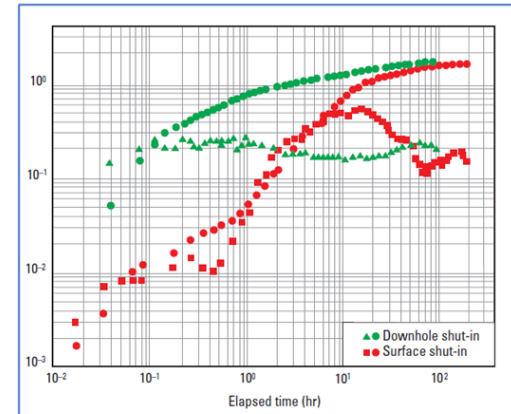
## Adquisición de Datos de Presión usando herramienta de cierre de fondo o Registro de producción (PLT)



PLT



Downhole shut-in tool



Fuente: Schlumberger. Well Test Interpretation (2002)

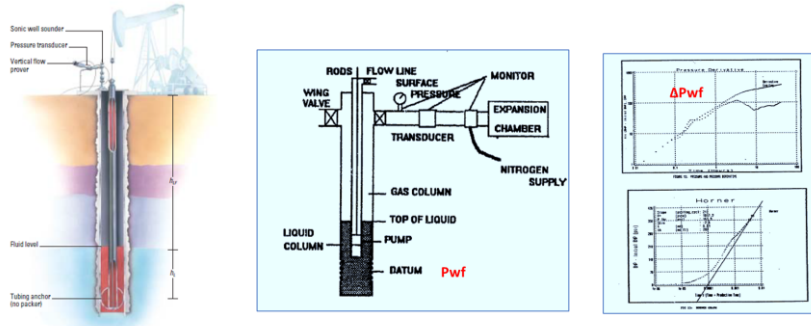


Lima Section



# Sistemas de Medición

## Adquisición de Datos de Presión en Pozos con Bombeo Mecánico

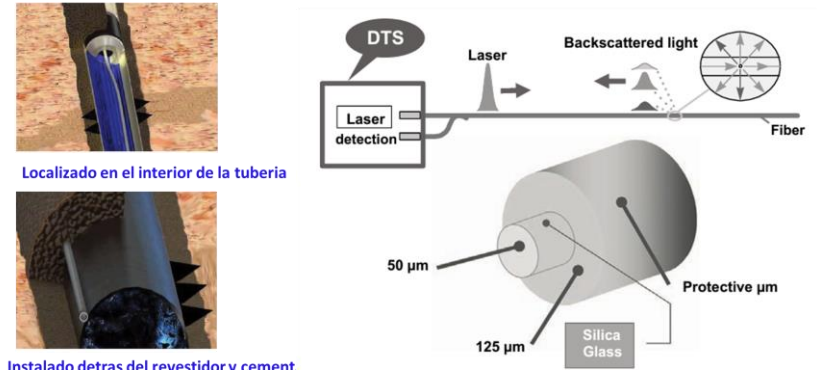


Ref. Jitendra Kikani. Well Testing Measurements. Transient Well Testing. SPE Monograph. Vol. 23 (2009)

Ref. G. Da Prat, et al. " Pressure Transient Data Acquisition and Analysis of Pumping Wells State of the Art. SPE 23610

Fuente. Schlumberger. Well Test Interpretation (2002)

## Adquisición de datos de Temperatura via fibra óptica



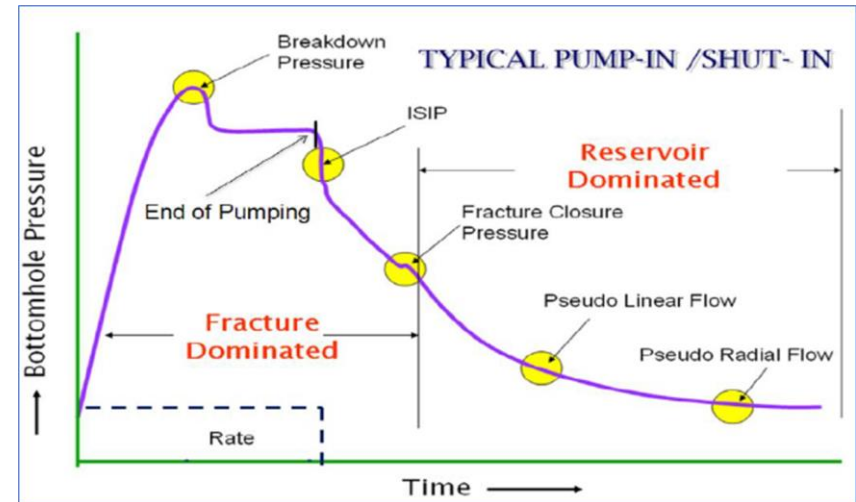
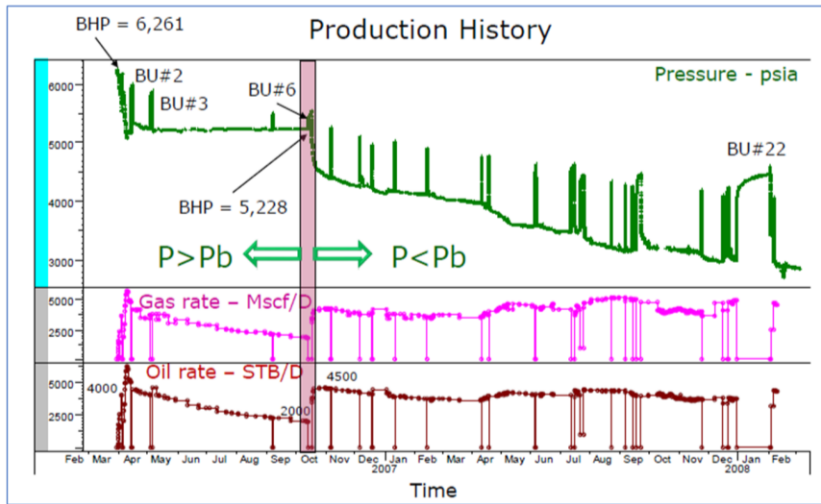
Localizado en el interior de la tubería

Instalado detras del revestidor y cement

La medición de la temperatura es continua a lo largo de la fibra óptica

Ref. Jitendra Kikani. Well Testing Measurements. Transient Well Testing. SPE Monograph. Vol. 23 (2009)

Ref. Priscila Magalhaes Ribeiro: Pressure and Temperature Transient Analysis during Hydraulic Fracturing. Ph.D. Thesis. 2014. Stanford University. <http://purl.stanford.edu/sh975bx8254>



Lima Section



# Resumen

A partir de la década de los 80 a la fecha, la adquisición de datos de presión, así como equipos de prueba fueron evolucionando acorde con los requerimientos de interpretación y permitió la identificación con alta resolución de los distintos modelos de interpretación.

- Implementación de sensores de presión electrónicos de alta resolución. (0.01 psi)
- Mediciones de presión de fondo usando sensores electrónicos de memoria y que pueden ser leídos en tiempo real (en los periodos de cierre) sin necesidad de sacarlos del pozo sino al final de la prueba.
- Desarrollo de herramienta (downhole shut in tool) que permite el cierre de fondo en el caso de pozos productores o inyectores y así registrar datos con un efecto de almacenamiento de pozo menor que si el cierre fuera en superficie.
- Avance continuo de los programas comerciales en métodos de análisis de los datos integrando los nuevos modelos de interpretación en su banco de datos
- Separadores trifásicos y con medición en tiempo real
- A partir del año 1990, un avance importante en adquisición de datos ha sido el uso de los probadores de formación, los cuales pueden probar una mayor área de flujo del reservorio en vez de un solo punto a una profundidad dada, lo cual es de mucha utilidad en formaciones de baja permeabilidad (Mini-DST)



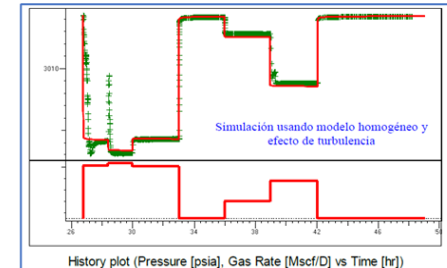
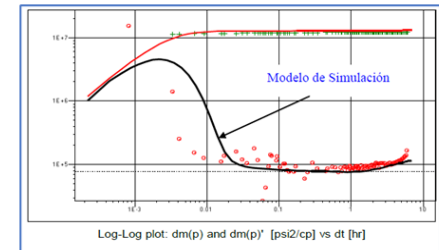
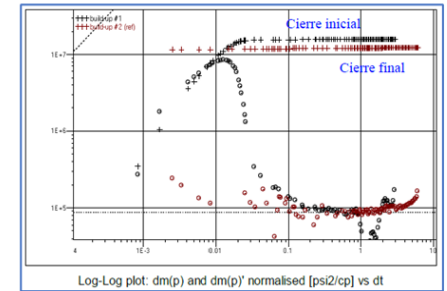
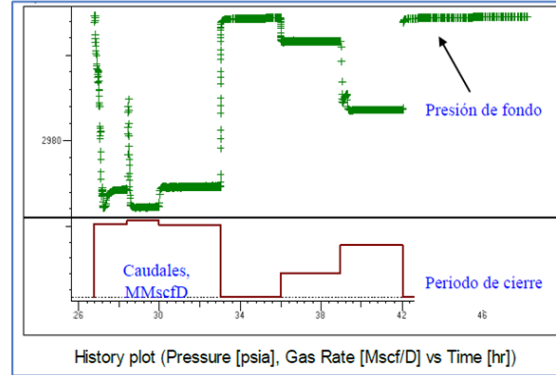
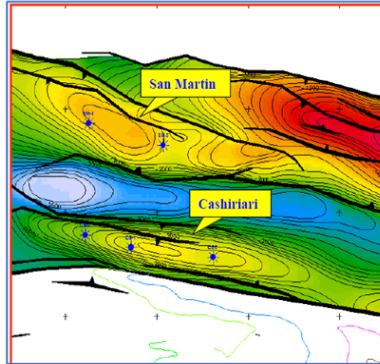
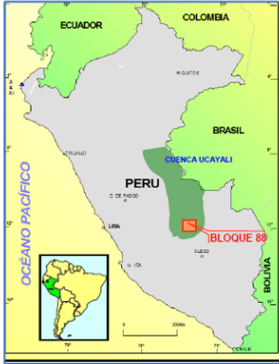
# Impacto de la Medición de Presiones

- la precisión, resolución, frecuencia de muestreo, drift y el ruido del sensor de presión usado en la medición tienen un impacto directo en los resultados de interpretación. El mayor o menor impacto depende del tipo de prueba
- Los datos medidos son usados en la identificación de regímenes de flujo, el modelo de reservorio, así como en métodos de aprendizaje automático o Inteligencia artificial, de ser los datos adquiridos con PDG.
- En la identificación del modelo de reservorio se aplican métodos de regresión no lineal con el fin de lograr un ajuste óptimo con los intervalos de confianza asociados con los resultados para los parámetros de reservorio y pozo.
- En los procesos de aprendizaje automático se usan los datos medidos para el entrenamiento de redes neuronales o calcular los caudales no medidos usando el valor de las presiones medidas
- Desde hace ya más de 50 años la cantidad de modelos de reservorio aplicables para el análisis de los datos se ha venido incrementando. Las premisas de muchos de los modelos requieren de mediciones de presión de alta precisión, resolución y frecuencia para su aplicación.



# Metodología de Interpretación

## Ejemplo de Evaluación de Pozo Productor: Evaluación de Pruebas de Presión y Productividad en Pozos de Gas Condensado



### Resultados de Evaluación

- Las arenas bajo estudio se caracterizan por un alto valor de la permeabilidad.
- Pruebas Flow after Flow o isocronal modificada son válidas de realizar
- El valor del pseudo-daño es de consideración en la mayoría de los casos evaluados.
- Se identificaron efectos de segregación o redistribución de fases.
- El análisis nodal es indicativo de que se puede mejorar la productividad actual de los pozos

Pozo	Reservorio	K(md)	Daño	P*(psi)	Modelo
CS-3	Vivian	468	55	3051	Homogéneo
CS-3	Vivian TCP	785	54	3053	Homogéneo
SM-1	Nia	195	47	3106	Radial Compuesto
CS-1	Noi	97.5	43	3493	Homogéneo

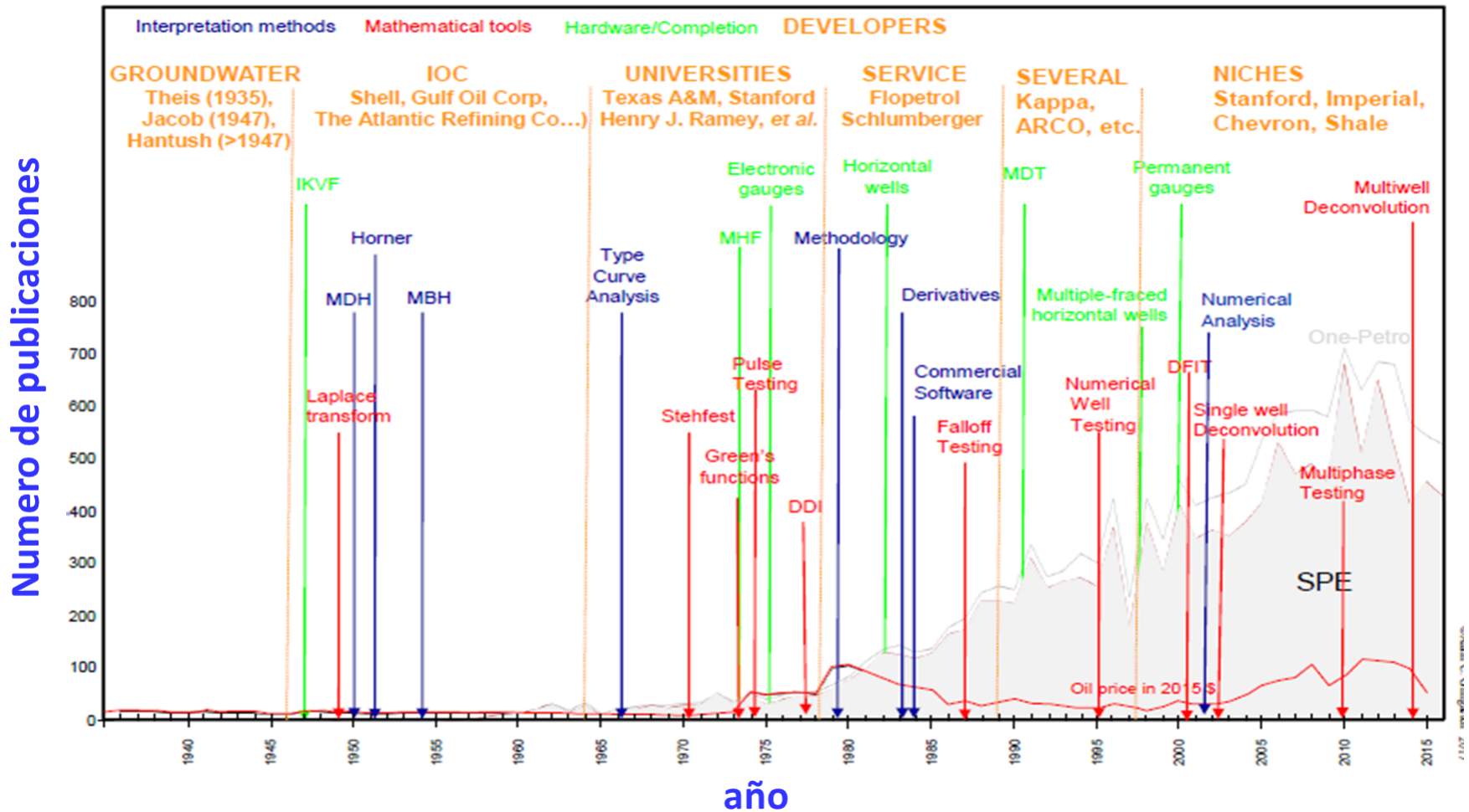
Ref. Giovanni Da Prat y Darío Gámez. EVALUACION DE PRUEBAS DE PRESION Y PRODUCTIVIDAD EN POZOS DE GAS-CONDENSADO EN EL PROYECTO CAMISEA. INGPET 2002(EXPL-4-DG-42)



Lima Section



# Desarrollo Histórico Métodos de Interpretación



Lima Section

After A. Gringarten SPE ATWE Dubai 2014



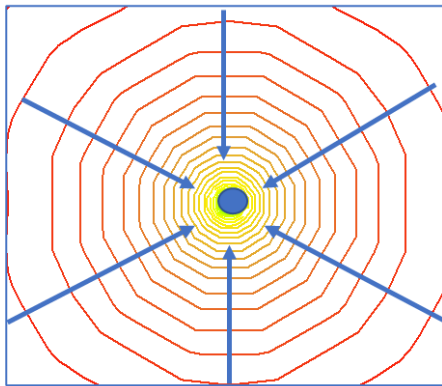


# Desarrollo Historico

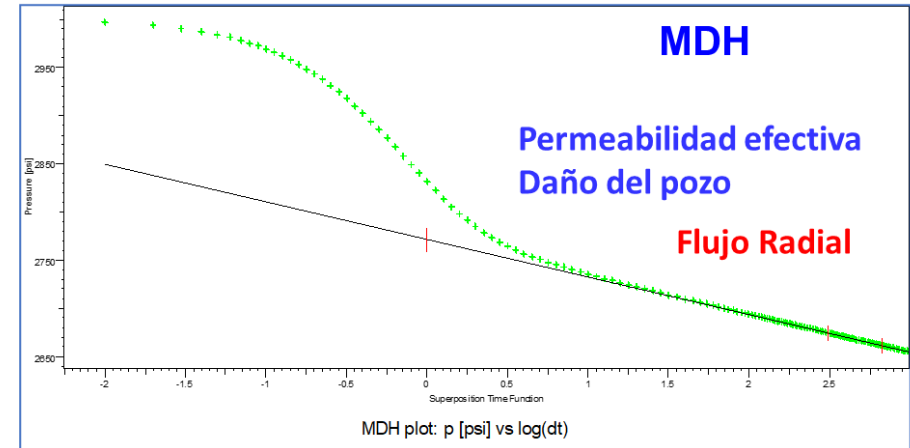
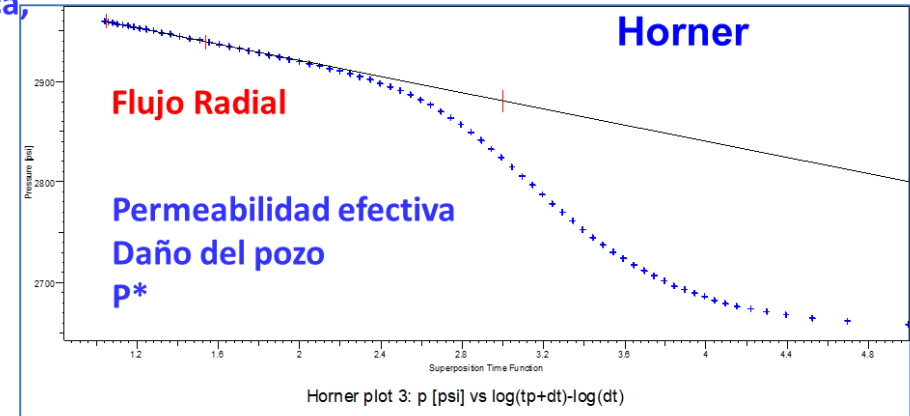
Año 1950-1966

Una vez identificada la línea recta en grafica semilogarítmica, el valor de la pendiente es dato de entrada para el calculo de los parámetros de reservorio y pozo.

La dirección del flujo del reservorio hacia el pozo es radial



La tendencia de la presión es la esperada según la solución a la ecuación de difusividad (Reservorio Homogeneo) aplicada a un periodo de cierre (superposición)

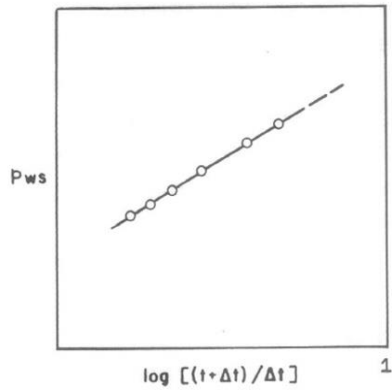


Lima Section

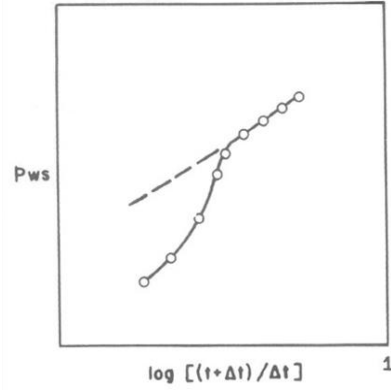


# Interpretación Basada en Inspección Visual de la Gráfica de Horner Año 1950-1966

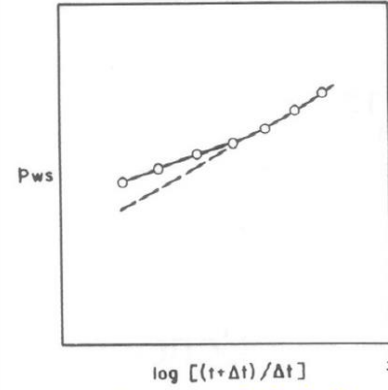
validas siempre y cuando hay un periodo de producción constante previo al cierre (si no usar tiempo de superposición)



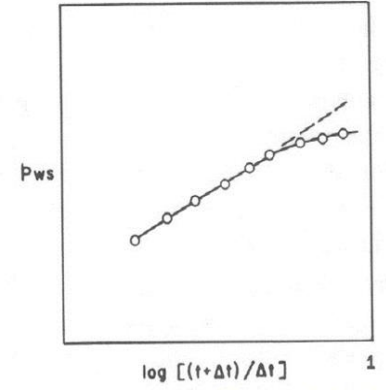
**Flujo Radial**



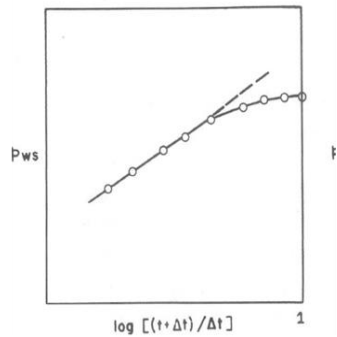
**llene del pozo y/o daño**



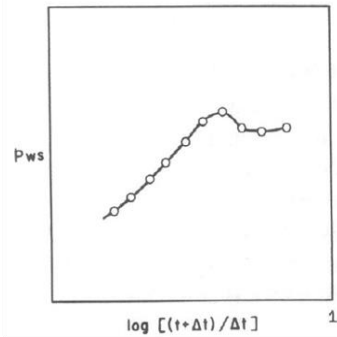
**Fractura hidráulica**



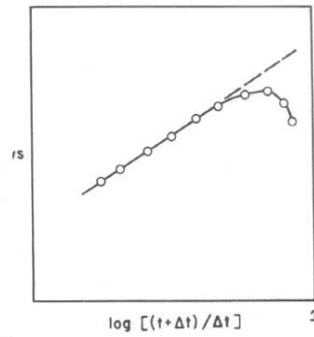
**Aumento lateral de  $k/\mu$**



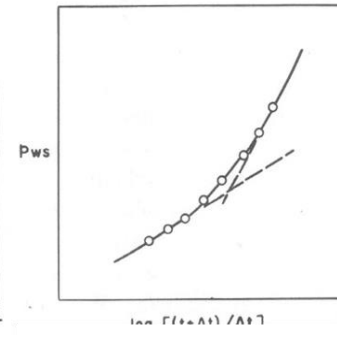
**Limite volumétrico**



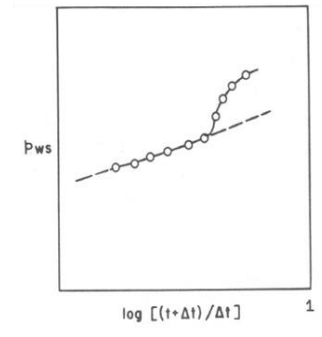
**Segregación de fases**



**Interferencia**



**Falla o limite cercano**



**multicapa**

Ref. C.S. Matthews and D.G. Russell. Pressure Buildup and Flow Tests in Wells. Monografía SPE. Vol.1967



Lima Section



## Estado del Arte (1950-1966)

La metodología de interpretación de datos de presión hace su entrada y es aceptada por cuanto las mediciones de la presión al realizarse en el fondo reflejan mediciones en sitio o en el reservorio y por lo tanto son de utilidad dentro de la llamada aproximación holística.

La derivación de la permeabilidad, daño, presión media de reservorio con buen grado de certeza contribuye al conocimiento e identificación del sistema reservorio

Se presentan las heterogeneidades y su efecto en la interpretación:

- Fallas o múltiples fallas (Horner)
- Cambios laterales en la constante de difusividad (Bixel, Larkin and van Poolen)
- Reservorios multicapa (Lefkowitz, Allen and Matthews)
- Formaciones naturalmente fracturadas (Warren and Root, Pollard)
- Fracturas hidráulicas (heterogeneidades inducidas)
- Porosidad y permeabilidad dependientes de la presión



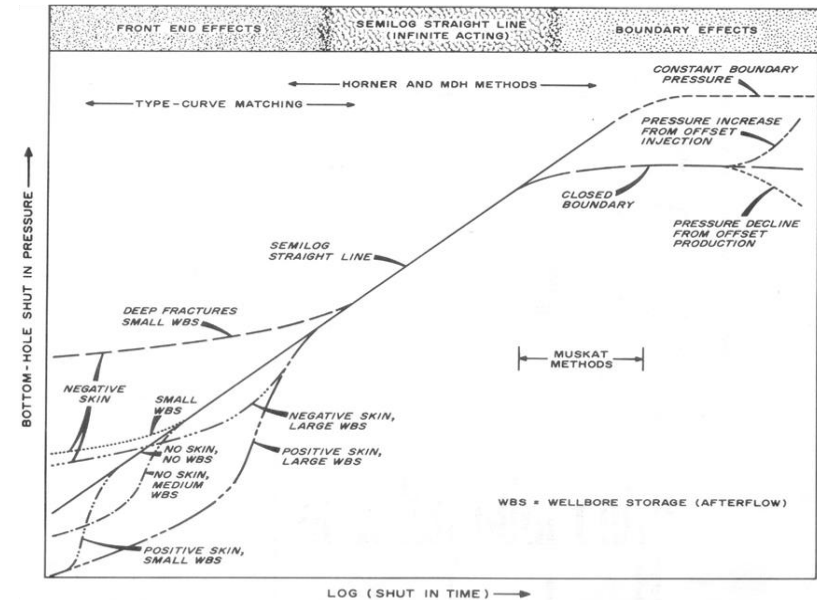
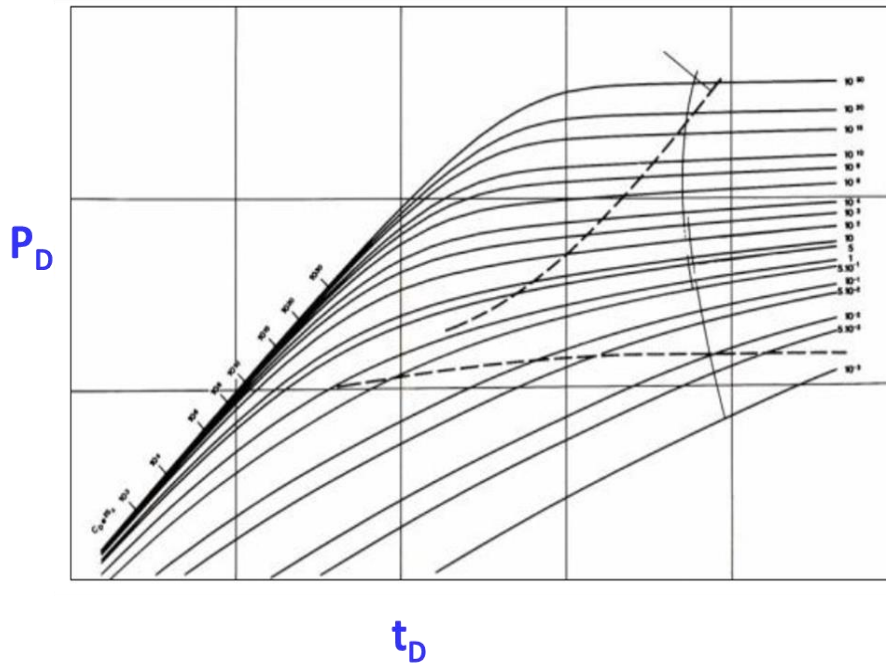
Lima Section



# Desarrollo Historico

Año 1970-1983

A inicios de los 1970 se presentan las soluciones a la ecuación de difusividad en forma gráfica (log-log) de la presión vs tiempo adimensional y se denominaron curvas tipo, consideran efecto de almacenamiento de pozo y daño. El método común de análisis era el “ajuste por curva tipo”. El análisis de los datos requería en muchos casos comparar los resultados con el analisis tipo semi-logarítmico por cuanto el analisis via curva tipo no era muy cuantitativo.

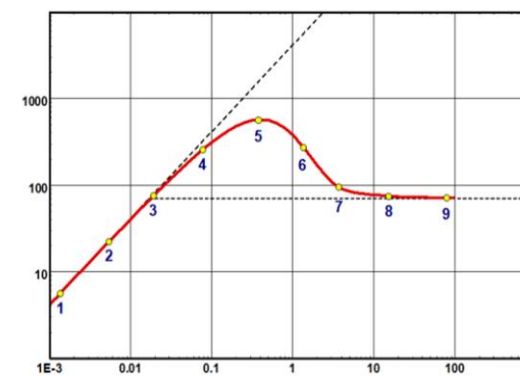
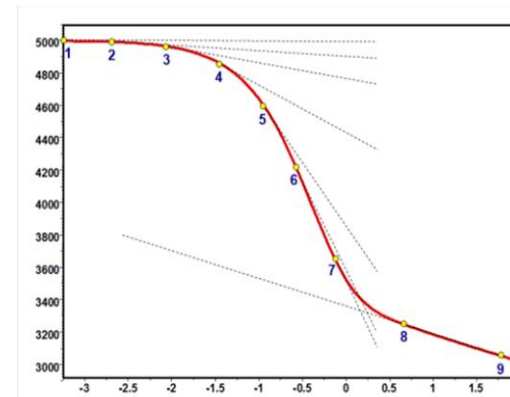
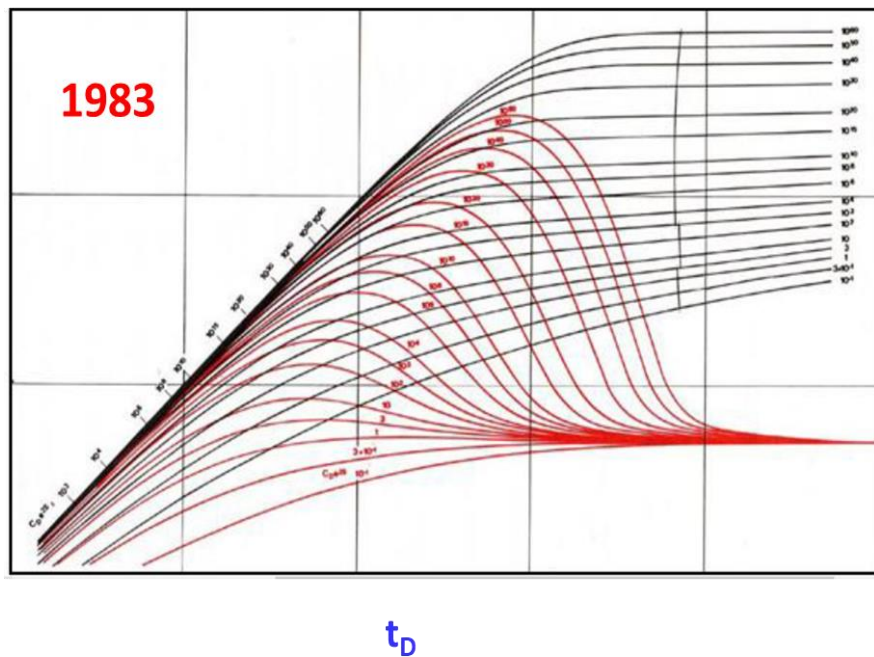


Lima Section



La identificación de regímenes de flujo se hizo resolutoria con la introducción de la presión derivativa. El método común de análisis era el “ajuste por curva tipo”. Al integrar la presión derivativa el ajuste era mas simple y no requería de verificaciones con el analisis tipo semi-log. La identificación de los regimenes de flujo en la grafiaac log-log permitia identificar el correspondiente régimen de flujo en la grafica semi log.

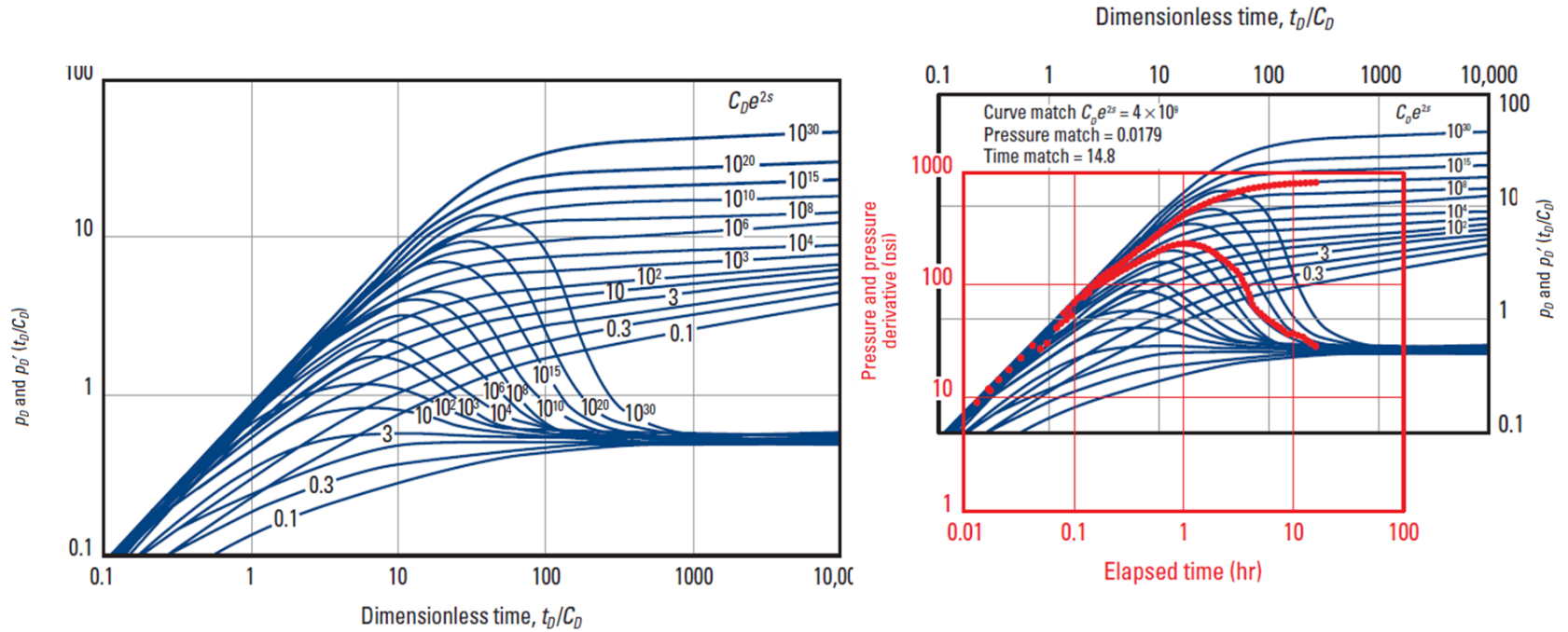
$P_D$ , Derivativa



Lima Section



# Ilustración Análisis Mediante Ajuste por Curva Tipo



Fuente. Schlumberger. Well Test Interpretation (2002)

Giovanni Da Prat. Ph.D.

65



Lima Section

**El ajuste de los datos mediante el método de curva tipo deja de ser popular a finales de la década de los 80 con el desarrollo de programas en PC, que provén inicialmente las soluciones de la ecuación de difusividad tipo analíticas para numerosas configuraciones de pozo y geometría del área de drenaje y considerando la historia de producción y presiones de toda la prueba en la simulación de los datos.**

**Las soluciones se tornaron no únicas y la necesidad de integrar información de otras fuentes (geología, petrofísica) era importante en la interpretación.**

**Métodos de regresión no lineal permitieron mejorar de forma resolutive la simulación de los datos de presión, usando pseudo funciones que permitía el uso de soluciones analíticas.**

**En muchos casos estas soluciones no permitían la simulación de los datos debido en parte a geometría pozo área de drenaje no estaba contemplada en las soluciones analíticas, así como el análisis de pruebas tipo fall off en las cuales se consideraba un solo fluido.**

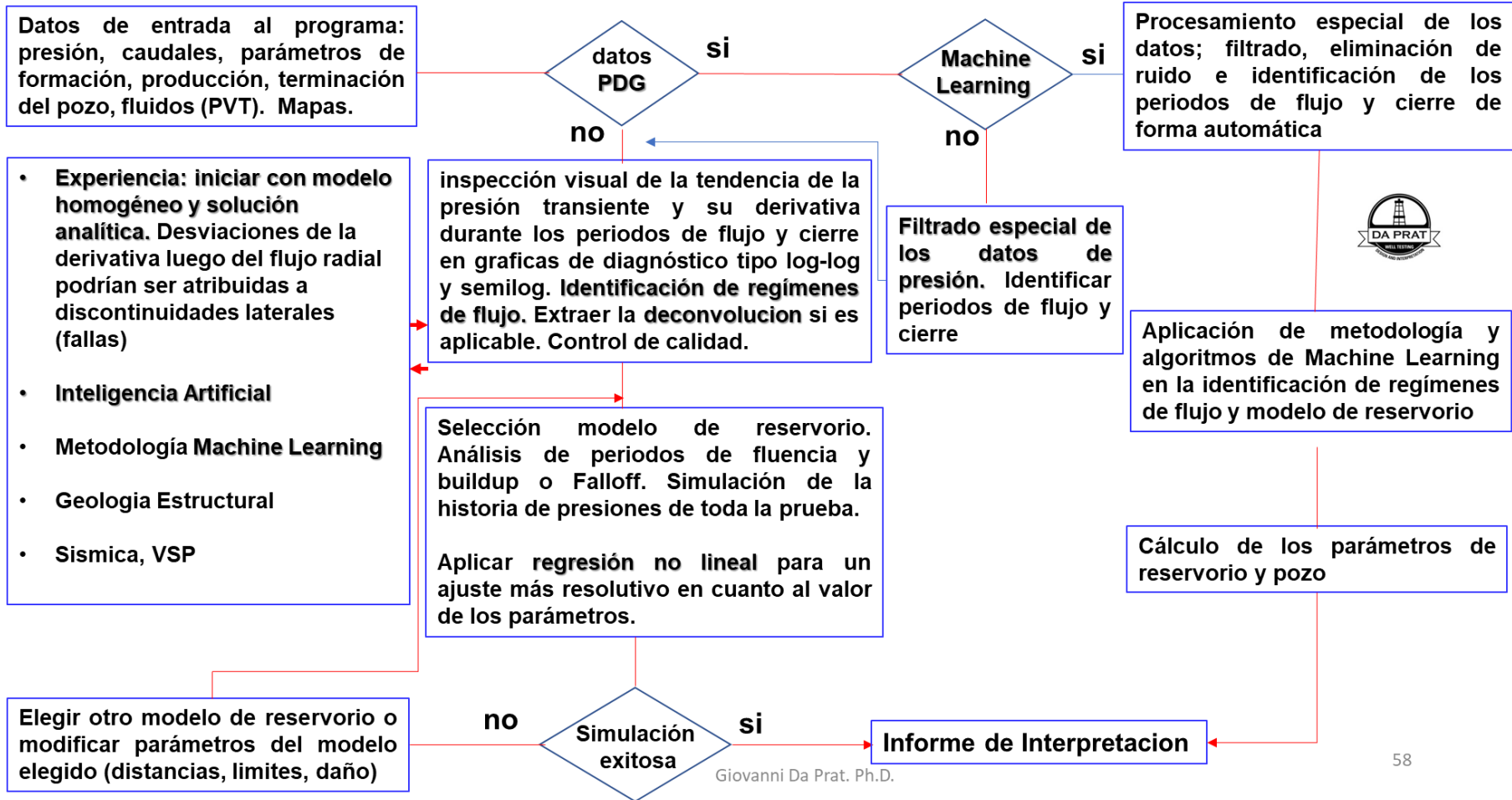
**Esto dio lugar a la introducción de simuladores numéricos durante el año 1990 y que se implementaron en programas comerciales a partir del año 2000.**



Lima Section



# Proceso de Interpretación de Datos (actual)



Giovanni Da Prat. Ph.D.





## Modelos Usados en la Interpretación de los Datos de Transientes de Presión

Desde la década de los 50 a la fecha el Desarrollo de modelos de interpretación ha estado en constante actividad. La construcción de un modelo está basada en la representación matemática para la respuesta de la presión a esperar según el tipo de pozo, fluido o fluidos, reservorio y discontinuidades incluyendo los límites del área de drenaje.

Los fundamentos del desarrollo matemático están en la ley de Darcy, la ecuación de continuidad, y la ecuación de estado del o de los fluidos productores. La solución del modelo se presenta a efectos de visualización en forma de gráfica tipo log-log, de la respuesta esperada para la presión transiente usualmente en 5 ciclos logarítmicos.

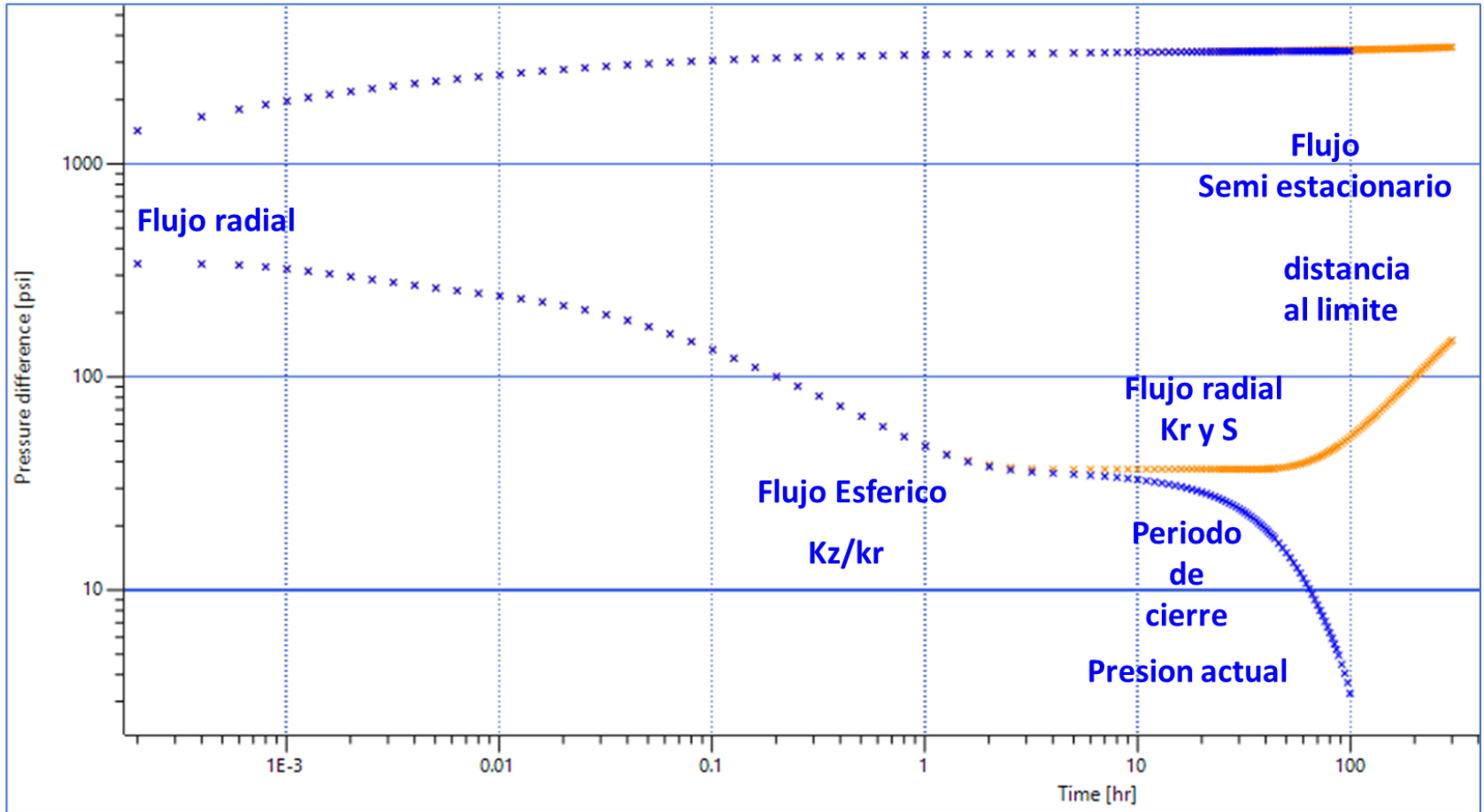
Algunos de los parámetros de reservorio y pozo que caracterizan a los modelos se presentan a continuación

Almacenamiento de pozo	daño	Completacion del pozo	Reservoiro	Discontinuidades y limites
<p>Constante</p> <p>Variable</p>	<p>Constante</p> <p>Dependencia con el tiempo y caudal</p>	<p>Vertical</p> <p>Horizontal</p> <p>Hidraulicamente fracturado</p> <p>Entrada limitada</p> <p>Desviado</p> <p>Mulilateral</p>	<p>Homogeno</p> <p>Doble porosidad</p> <p>Doble permeabilidad</p> <p>Radial y lineal compuesto</p>	<p>Infinito</p> <p>Falla sellante y conductiva</p> <p>Fallas paralelas</p> <p>Fallas intersectantes</p> <p>Rectangulo</p> <p>Limites: sellante o presion constante</p>

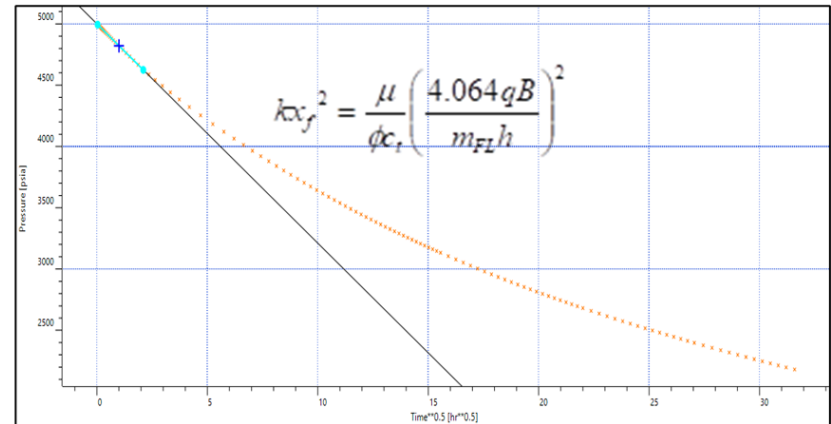
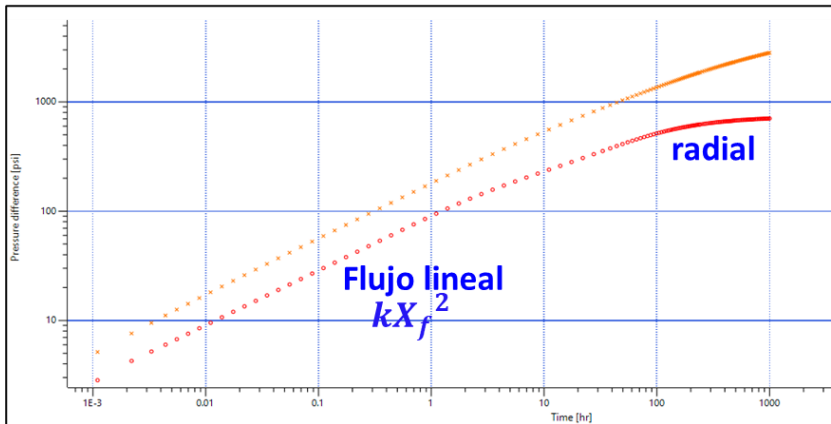
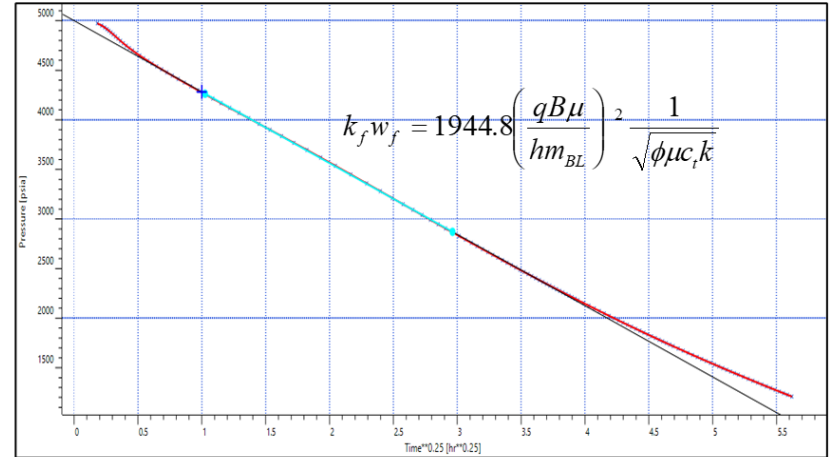
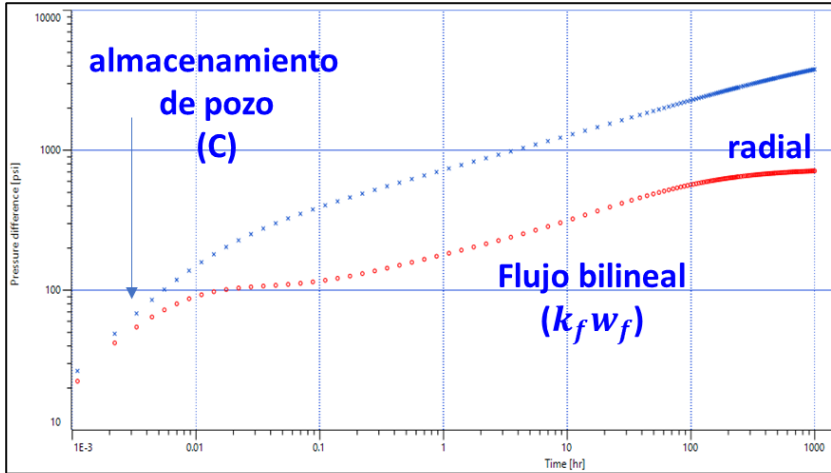


# Identificación de Regímenes de Flujo

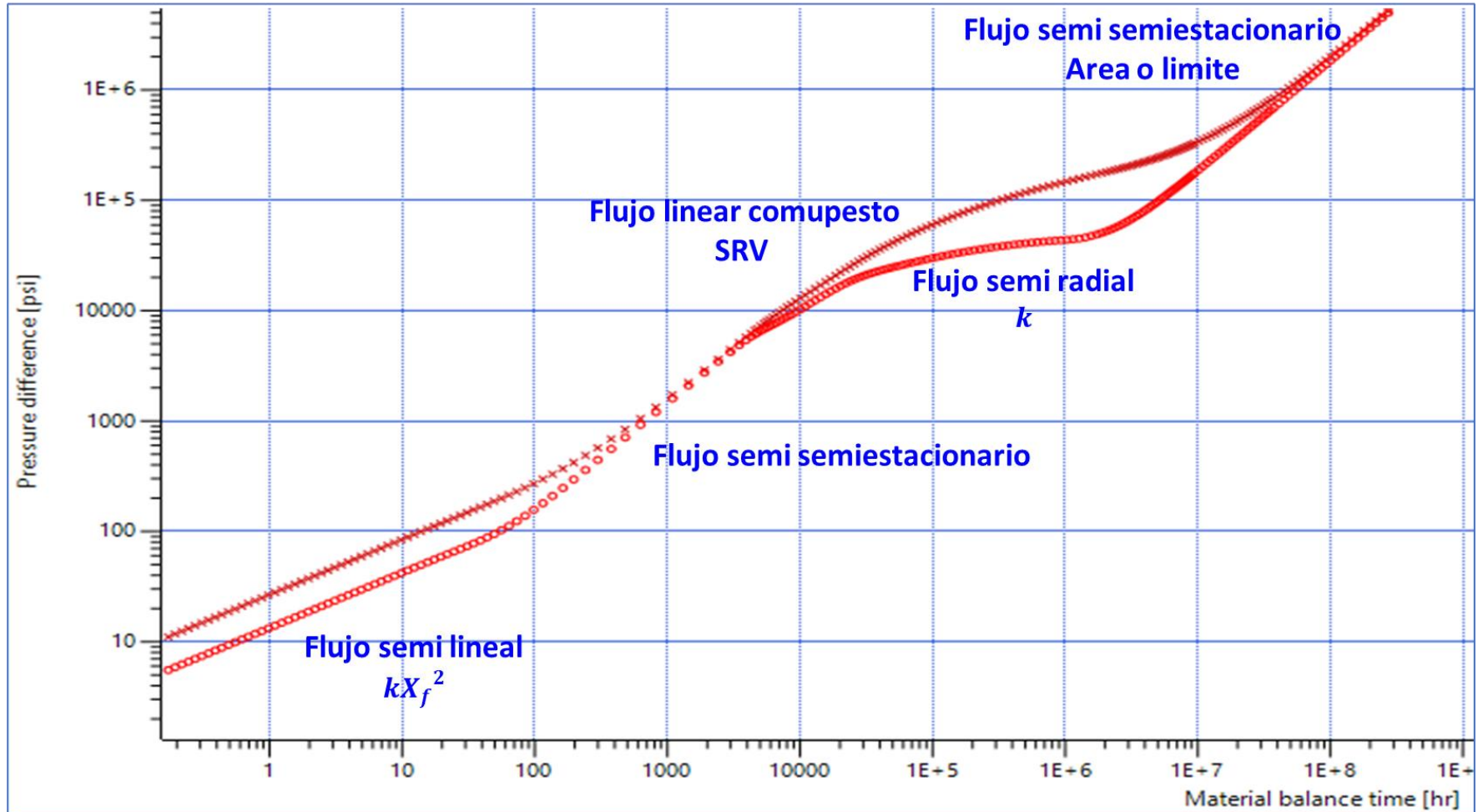
## Ejemplo: Pozo con Penetración parcial



# Identificación de Regímenes de Flujo



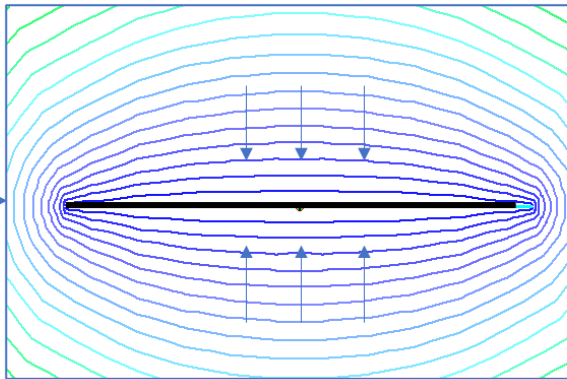
# Identificación de Regímenes de Flujo



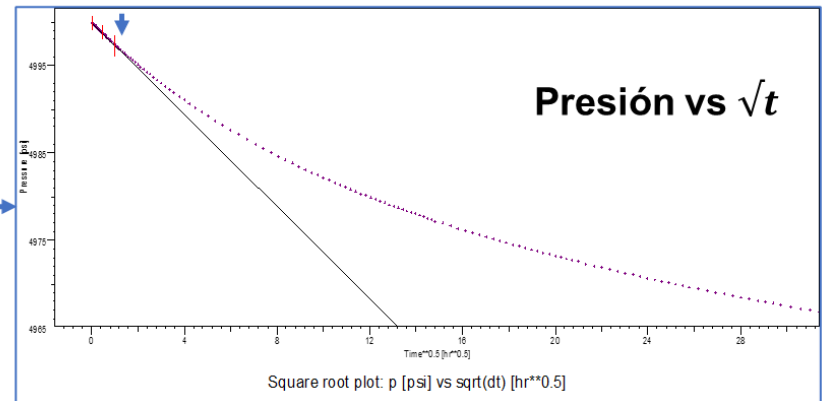
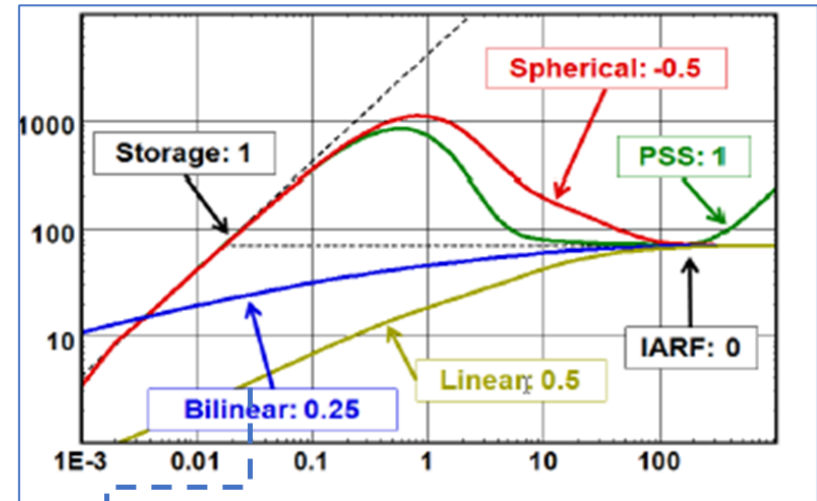
# Identificación de Regímenes de Flujo

Model	Regime	$\Delta p$ slope	$\Delta p'$ slope
Storage	Storage	1	1
Fracture	Linear	0.5	0.5
Fracture	Bilinear	0.25	0.25
Limited Entry	Spherical	-	-0.5
Homogeneous	IARF	-	0
Channels	Linear	0.5 (late)	0.5
Closed	PSS	1 (late)	1

La dirección del flujo del fluido del reservorio al pozo o de la fractura al reservorio (pozo inyector) es perpendicular al plano de fractura. Flujo Lineal

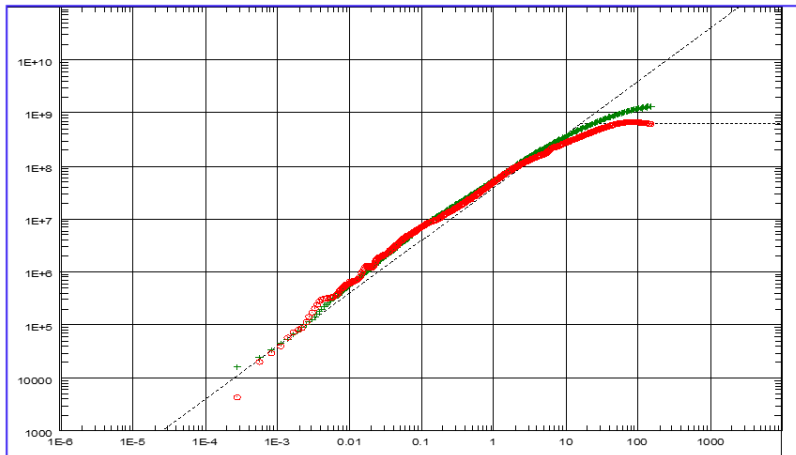


## Cambio de presión y derivada

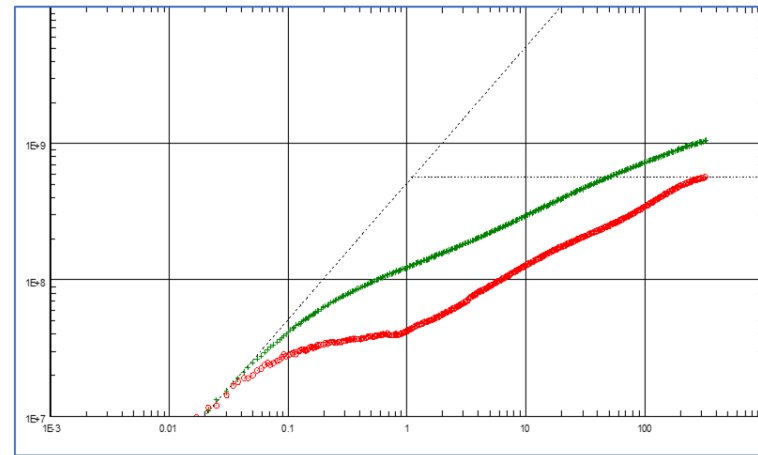


## Identificación de Regímenes de Flujo – Aspectos Prácticos

En la práctica y basados en casos de campo, la identificación en graficas de diagnóstico de un régimen de flujo esperado según el modelo de interpretación depende de varios factores, entre los más relevantes están: tiempo de la prueba, valor de la permeabilidad efectiva, almacenamiento de pozo, distancia a discontinuidades y fallas, terminación del pozo, reservorio no convencional, segregación de fases, redistribución de fases, cierre en fondo o superficie por mencionar algunos.



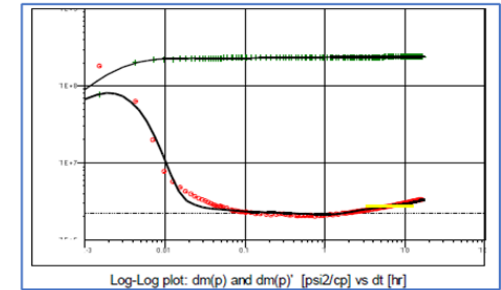
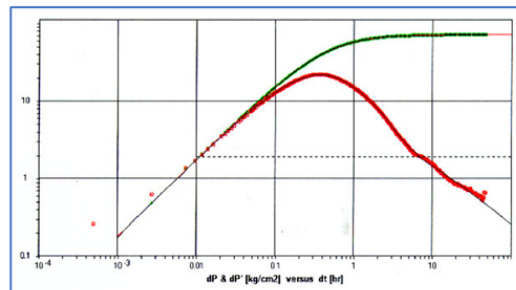
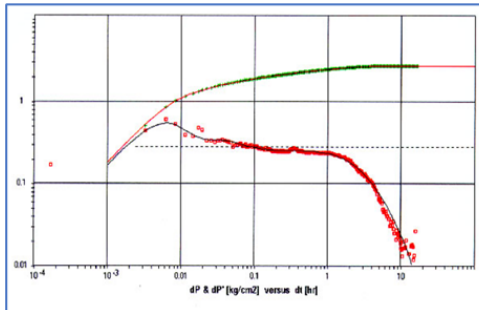
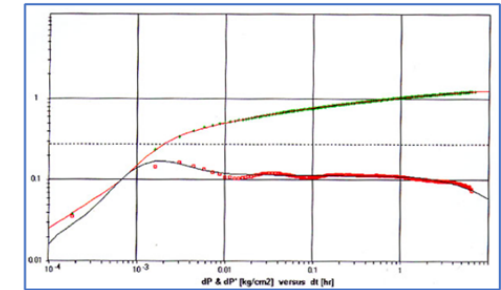
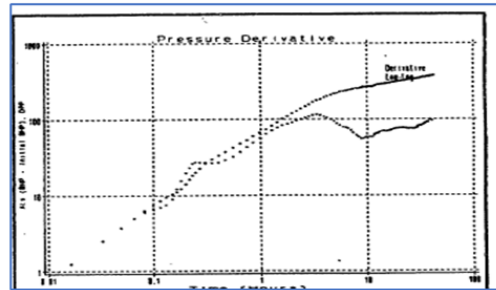
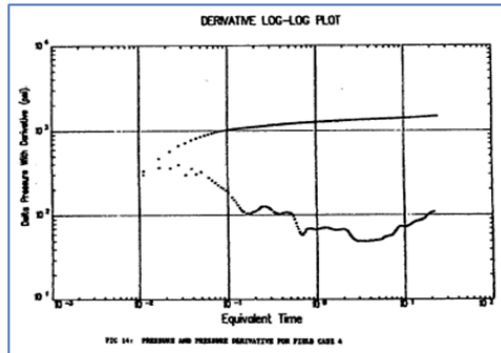
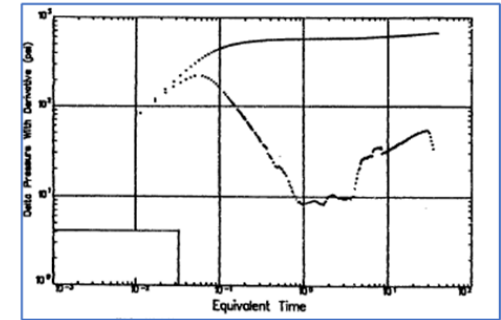
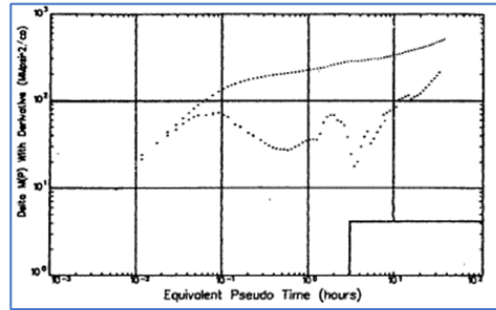
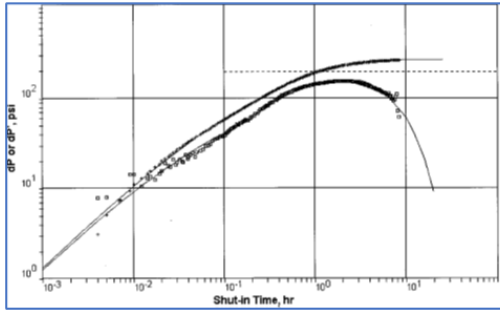
Efecto de almacenamiento de pozo.



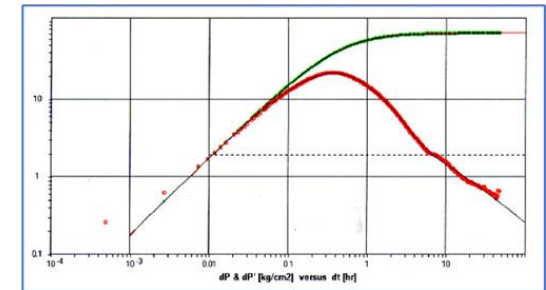
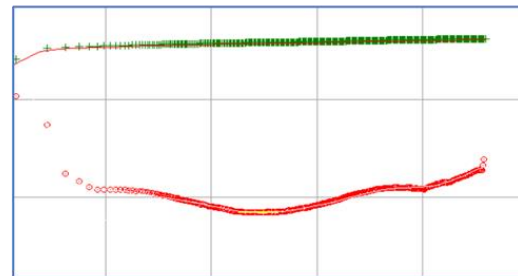
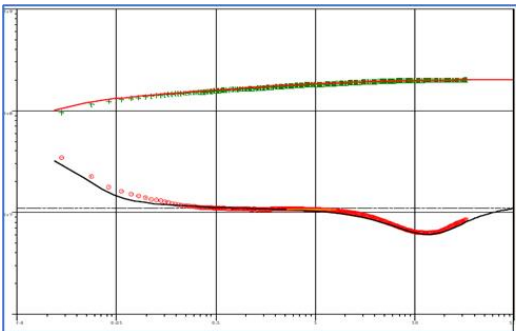
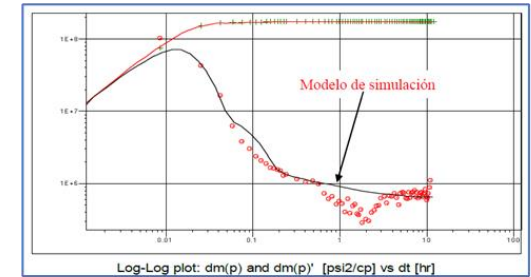
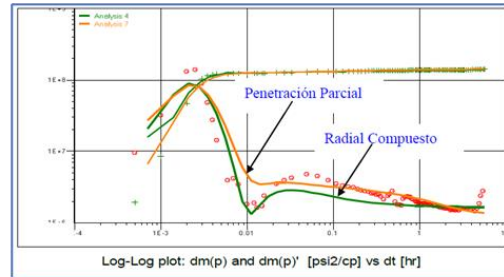
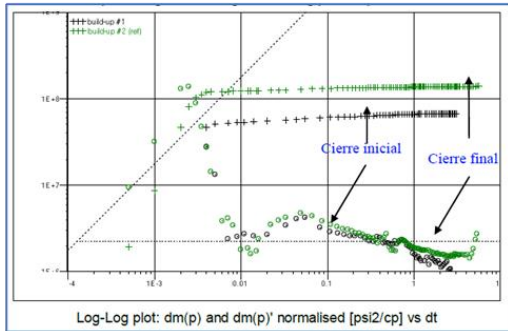
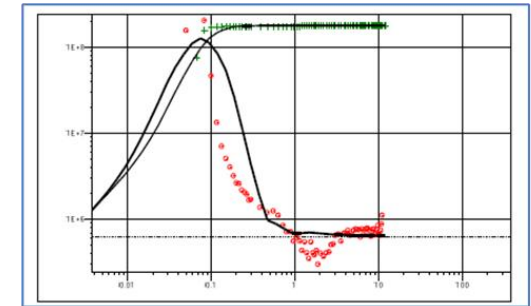
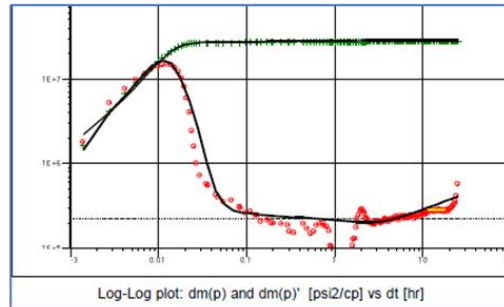
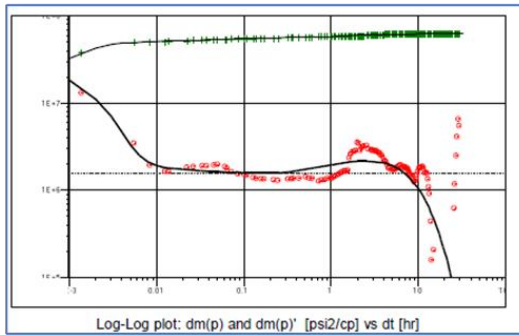
Fractura hidráulica: flujo lineal pero no se alcanza el radial



# Identificación de Regímenes de Flujo – Casos de campo publicados



# Identificación de Regímenes de Flujo – Casos de campo publicados

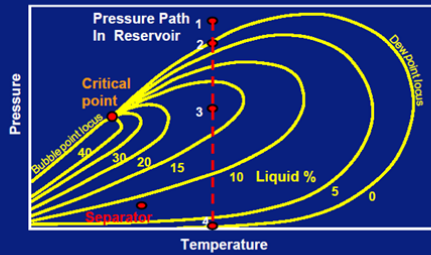




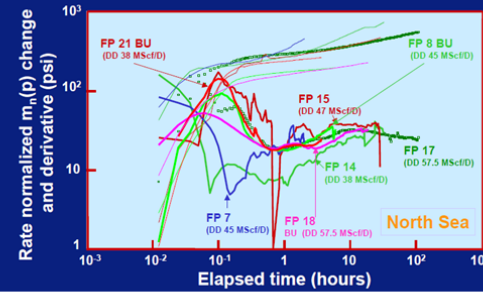
# Identificación de Regímenes de Flujo – Gas Condensado

## Gas condensate characteristics

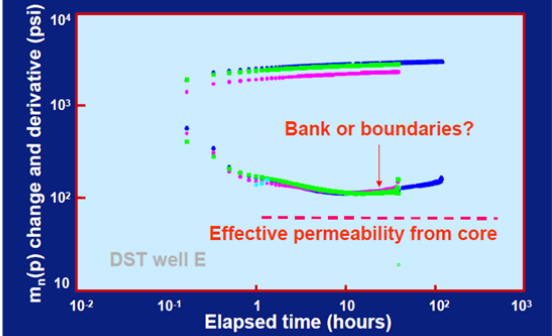
Condensate deposits around the well when bottomhole pressure drops below the dew point



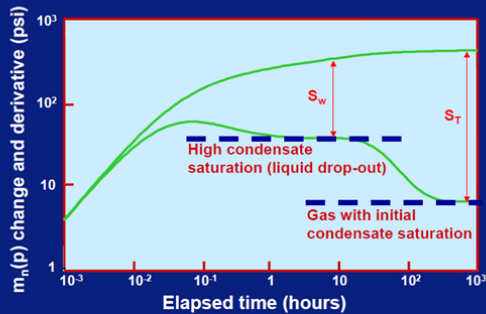
## Wellbore phase redistribution



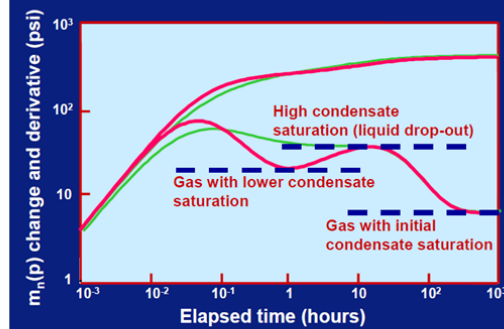
## Condensate bank or boundary effects ?



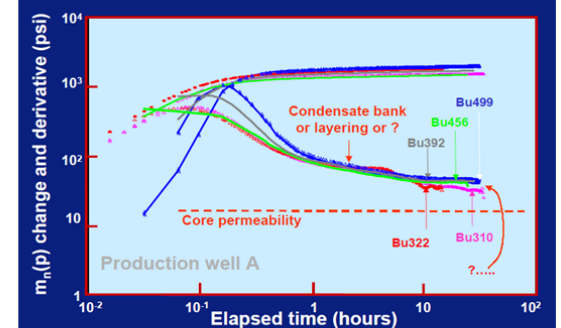
## 2-Region composite behaviour



## 3-Region composite behaviour



## Gas condensate test data characteristics



La permeabilidad efectiva del reservorio rara vez se determina del análisis de las pruebas (se deriva la movilidad del condensado). Usar la permeabilidad obtenida de los núcleos como una referencia.

Ref. Alain C. Gringarten. Making Sense of Well Tests in Gas Condensate Reservoirs. SPE Distinguished Lecture Tour 2003-2004



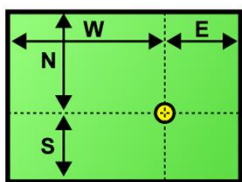
Lima Section



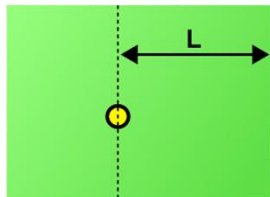
# Modelos de Reservorio Soluciones Analíticas y Numéricas Lineales y No Lineales

Ejemplos de configuración pozo discontinuidades

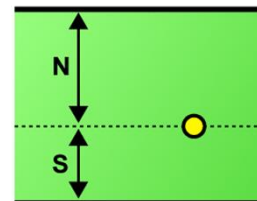
Soluciones disponibles en forma analítica



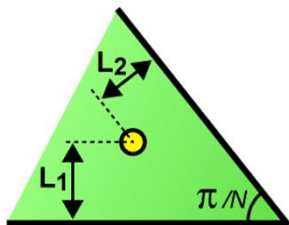
Bloque o rectángulo



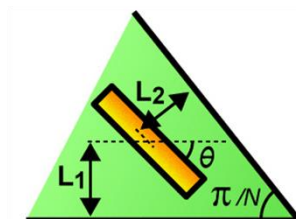
Falla



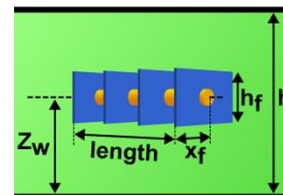
Fallas paralelas



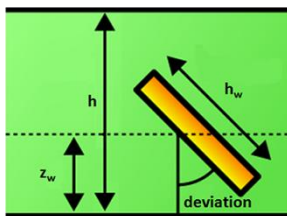
Fallas intersectantes



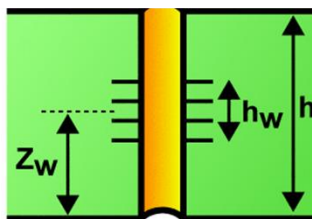
Pozo estimulado



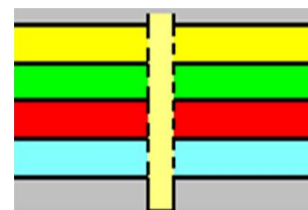
Pozo horizontal



Pozo desviado



Penetración parcial



Sistema multicapa

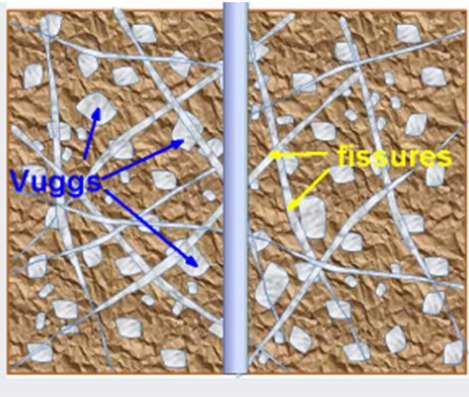


Lima Section

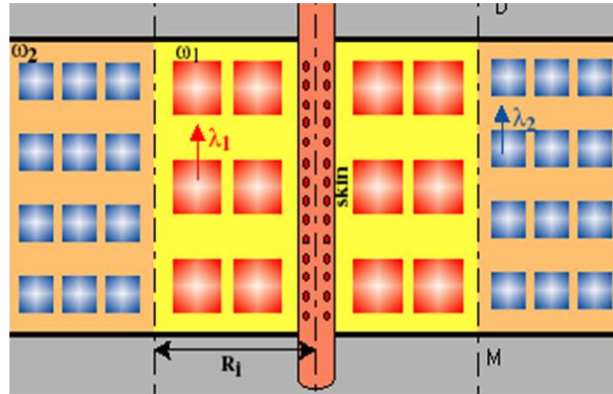
Fuente: KAPPA DDA Book 5.30.06



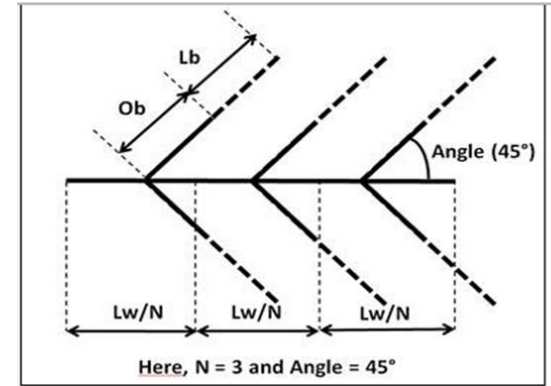
### Triple Porosity Double Permeability



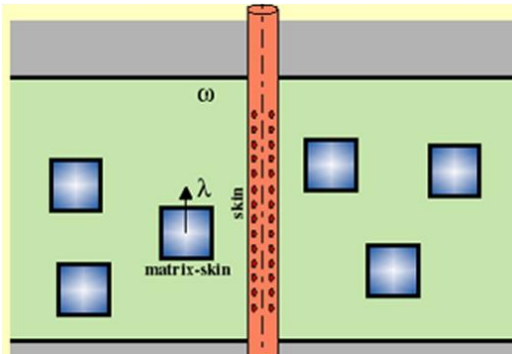
### 2-phi radial composite



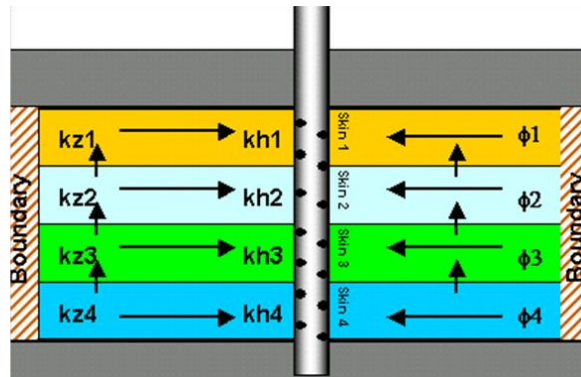
### Multi-Branched Horizontal Well



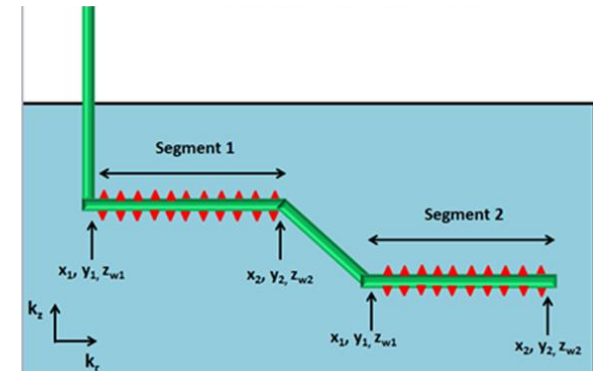
### 2-Phi Skin @ Matrix blocks



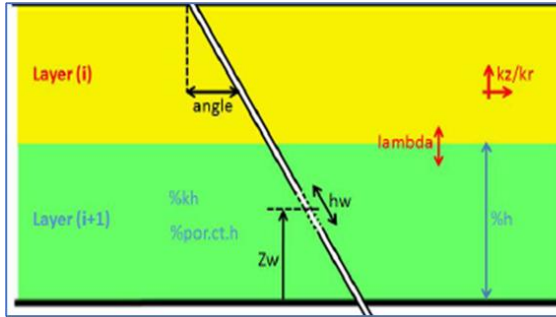
### 4-k in closed reservoir



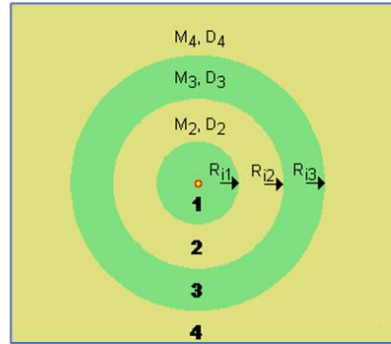
### Multi Segmented Well



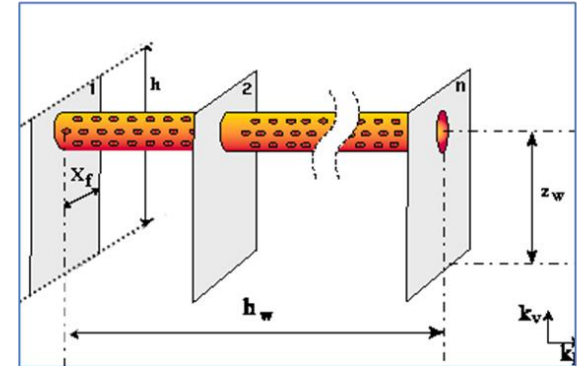
### Multi Layered Slanted



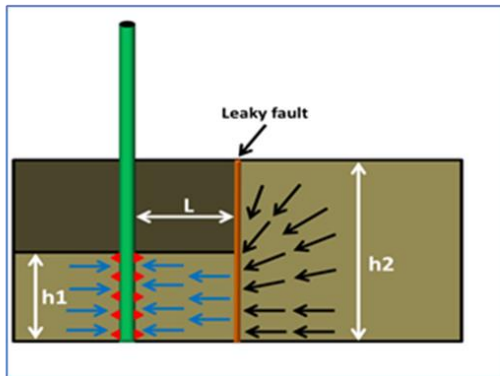
### Radial composite, 4 zones, infinite



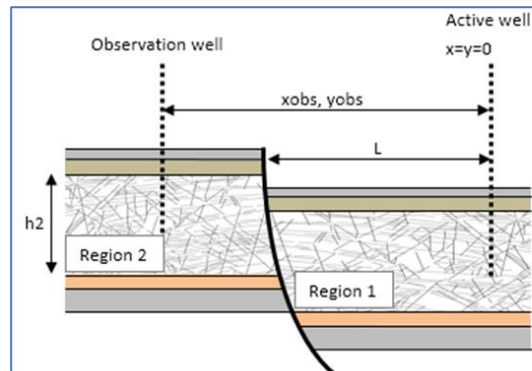
### Multi Layered Slanted Horizontal well intersecting equally spaced identical fractures



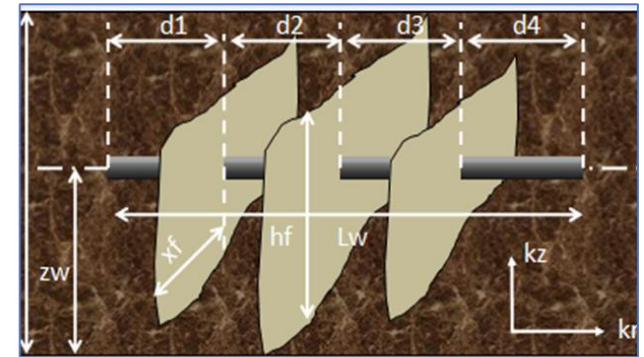
### Partially Sealing Fault with Changing thickness

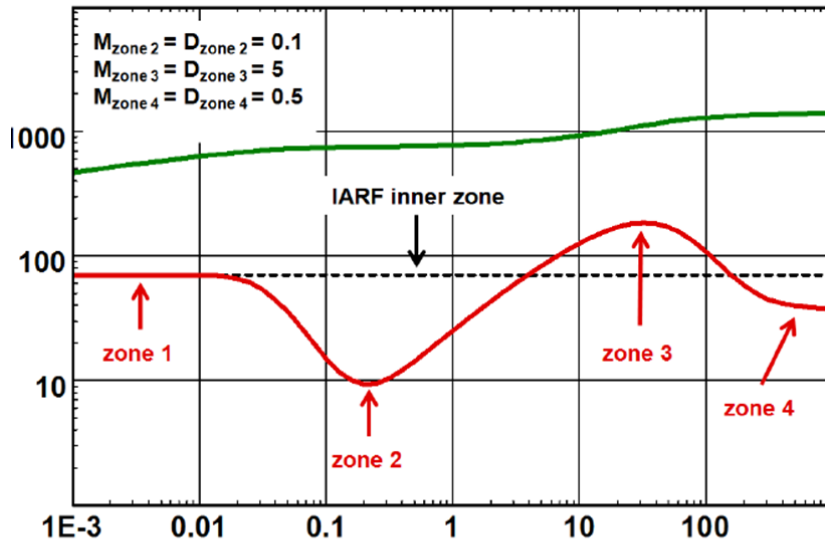
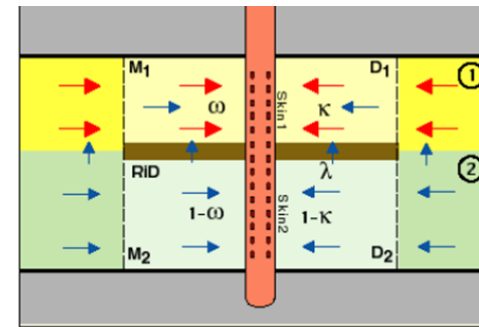
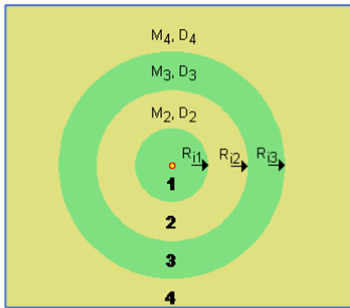


### Partially sealing Fault Double Porosity

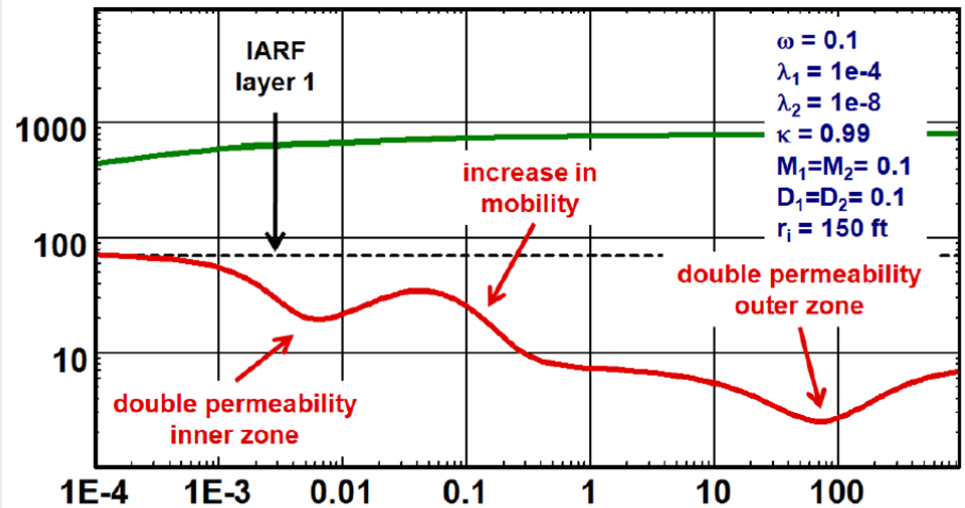


### Multi-Fractured Horizontal Well



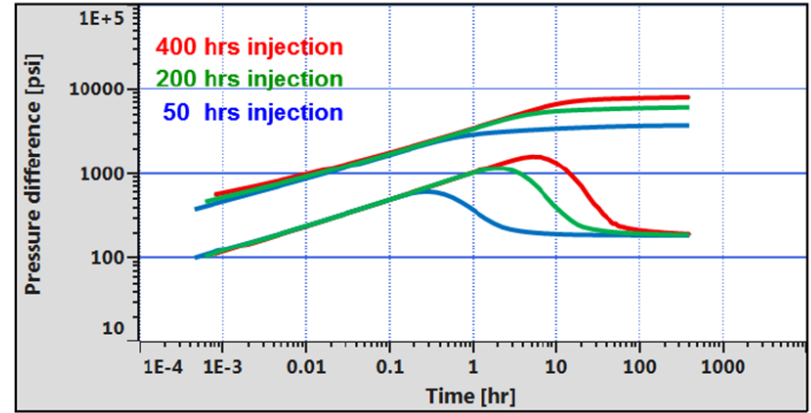
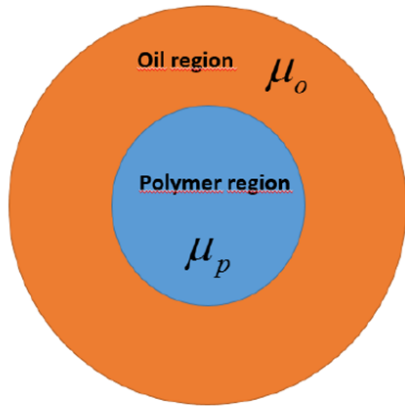


Radial composite, 4 zones, infinite

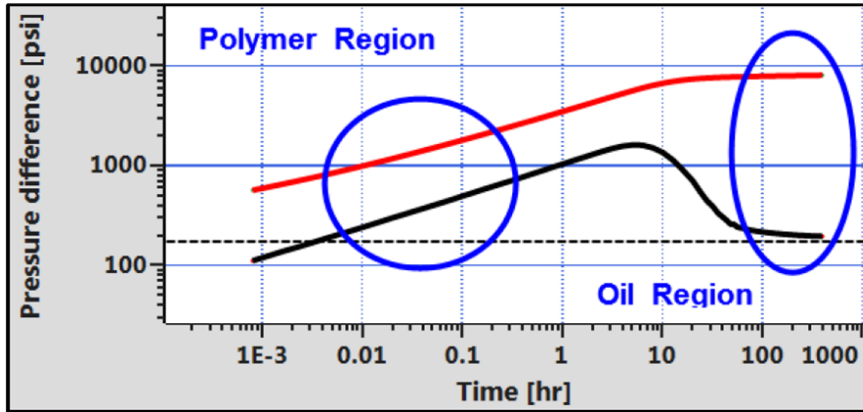


Double permeability radial composite

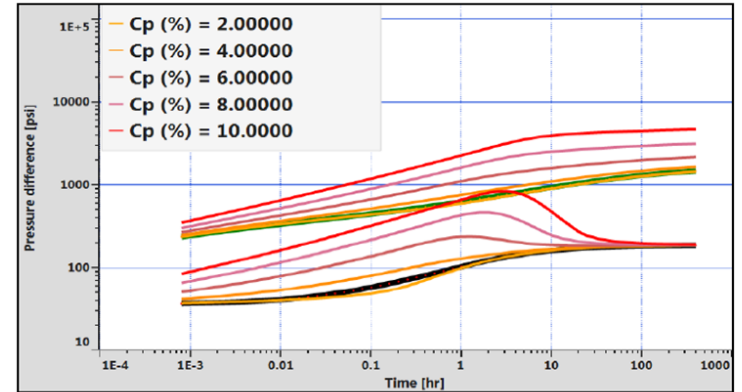
## Prueba tipo Falloff Inyección de polímeros



Sensibilidad con el tiempo de inyección



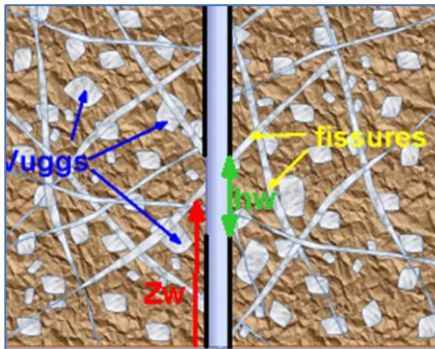
Diagnostico log-log



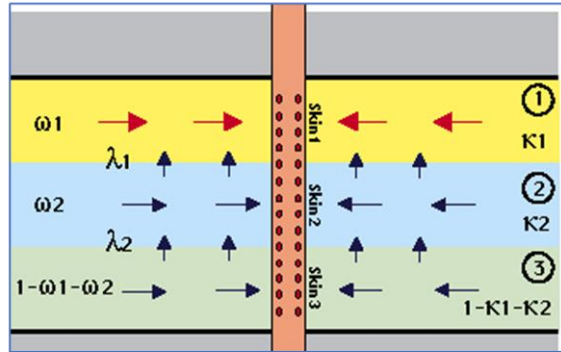
Sensibilidad con la concentración del polímero



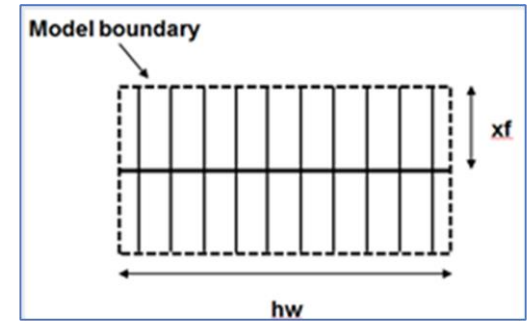
### Triple Porosity and Limited Flow Entry



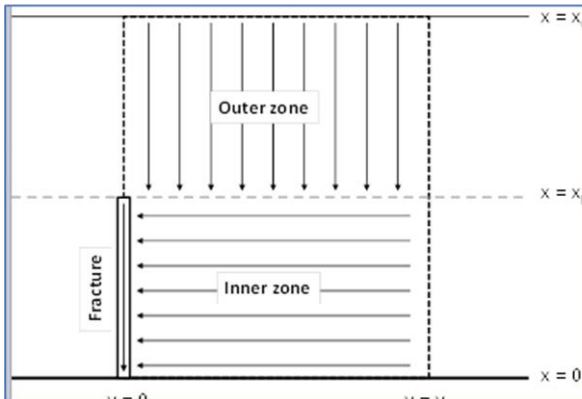
### 3-k (3 Layers with crossflow)



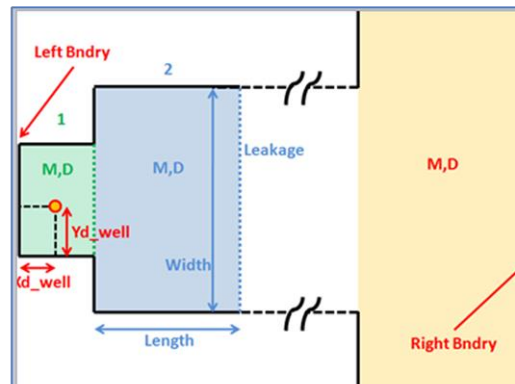
### SRV bounded model with double porosity



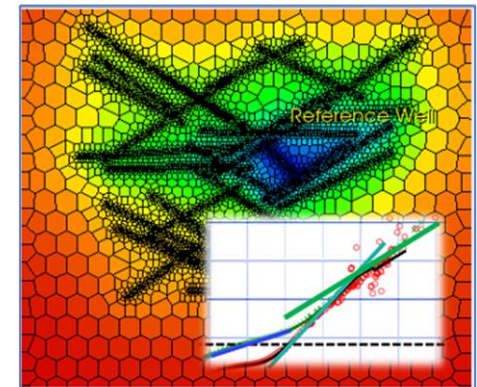
### Tri-Linear MFHW



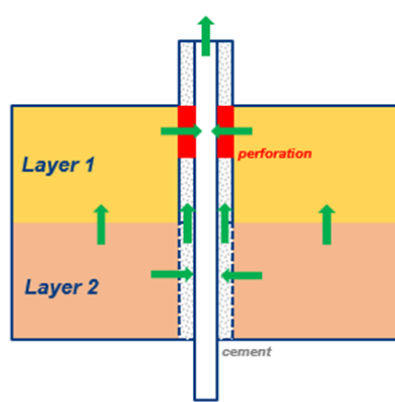
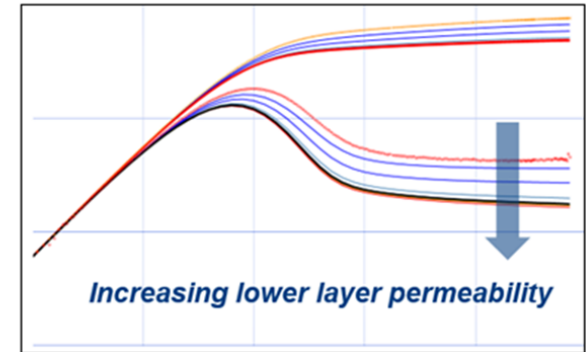
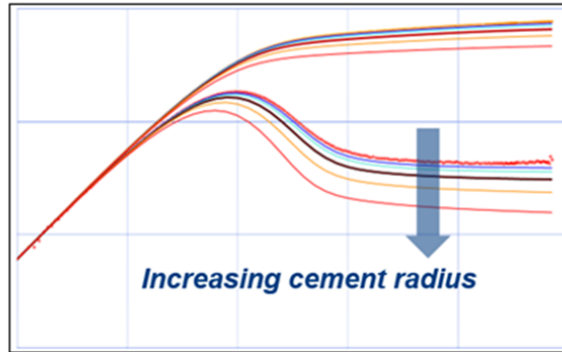
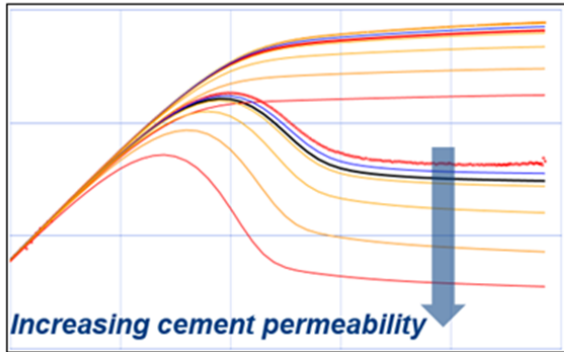
### Multi-zone Linear Composite



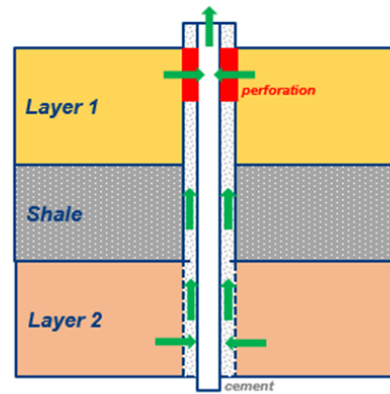
### Multi-Zone Fractional Dimension



## Modelo que Considera Flujo Detrás del Revestidor (Calidad del Cemento)



*FBC Model Schematic (with reservoir crossflow)*

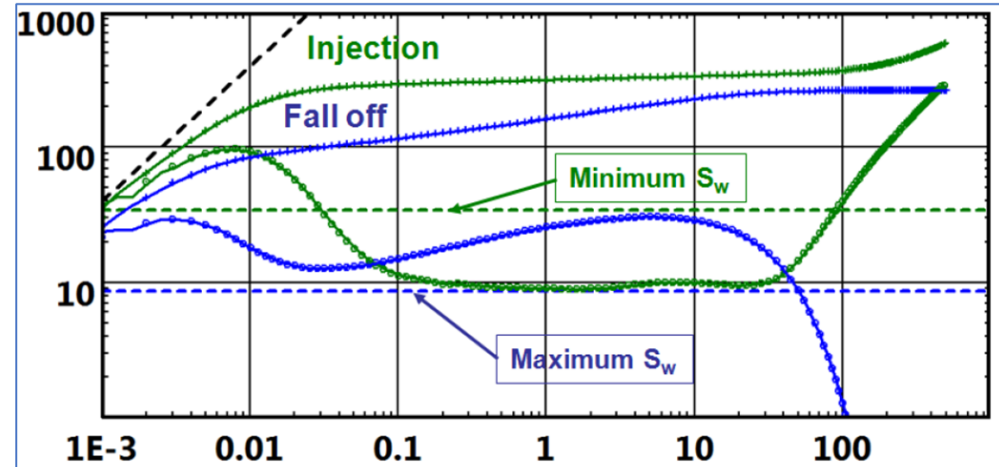
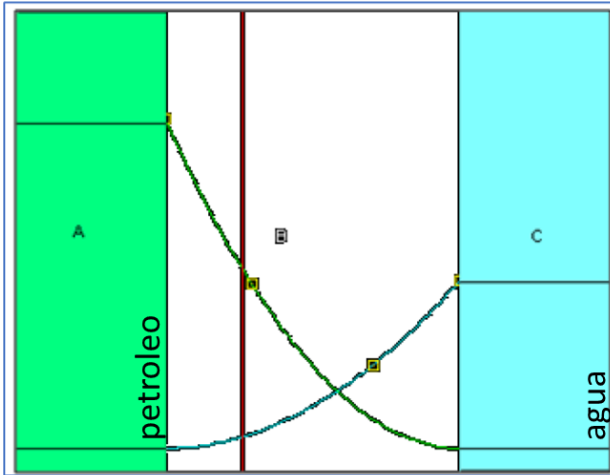


*FBC Model Schematic (without reservoir crossflow and separated by an impermeable layer)*



## Manejo de no linealidades flujo de agua y petróleo o gas y agua

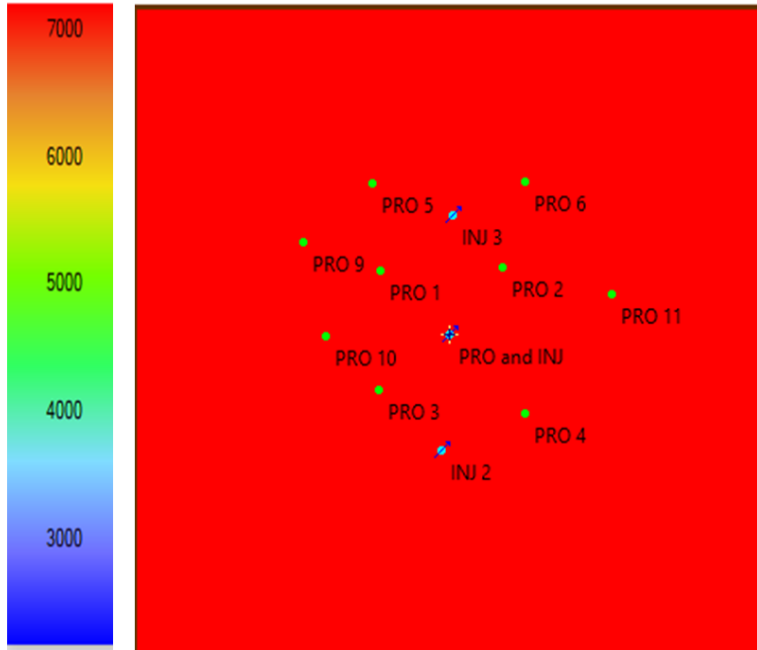
$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_t = \left(\frac{k_p}{\mu_p}\right) + \left(\frac{k_w}{\mu_w}\right) = k \cdot \left(\frac{k_{rp}(S_w)}{\mu_p} + \frac{k_{rw}(S_w)}{\mu_w}\right)$$



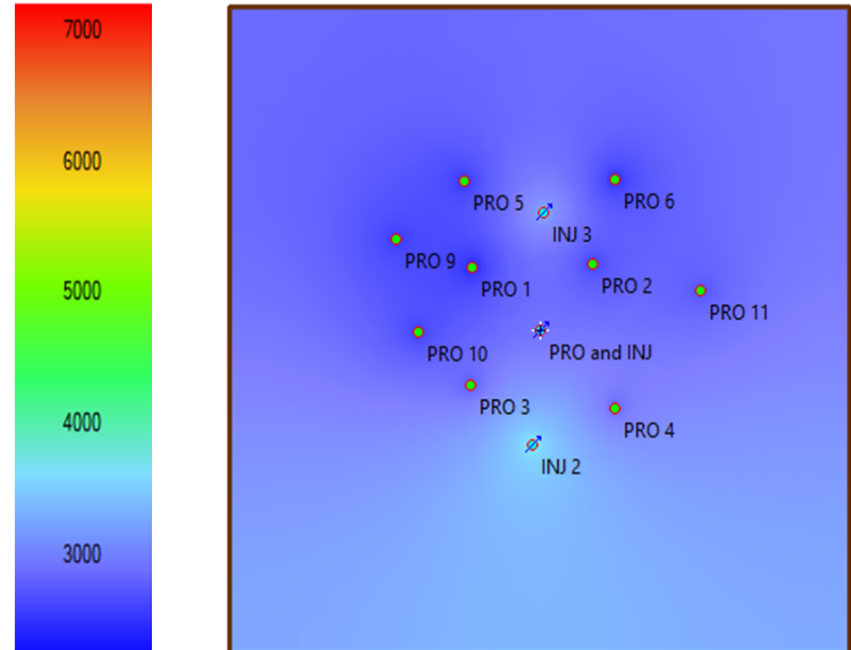
## Ejemplo de Aplicación de Simulador Numérico (no lineal)

Desarrollo de reservas por primaria y recuperación secundaria (inyección de agua)

$P_i = 7000$  psia (tiempo=0)

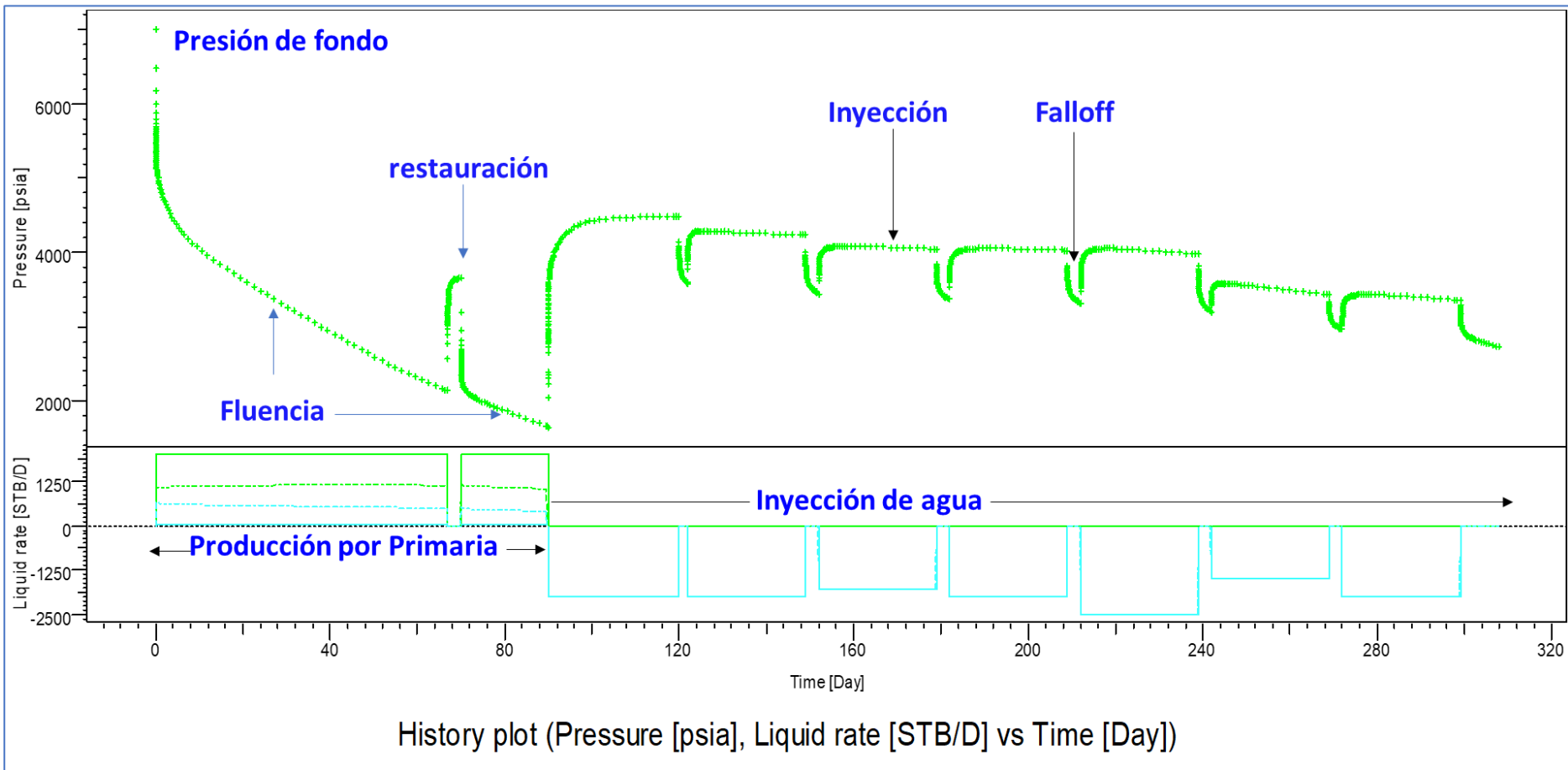


$P_i = 2820$  psia (tiempo=307 dias)



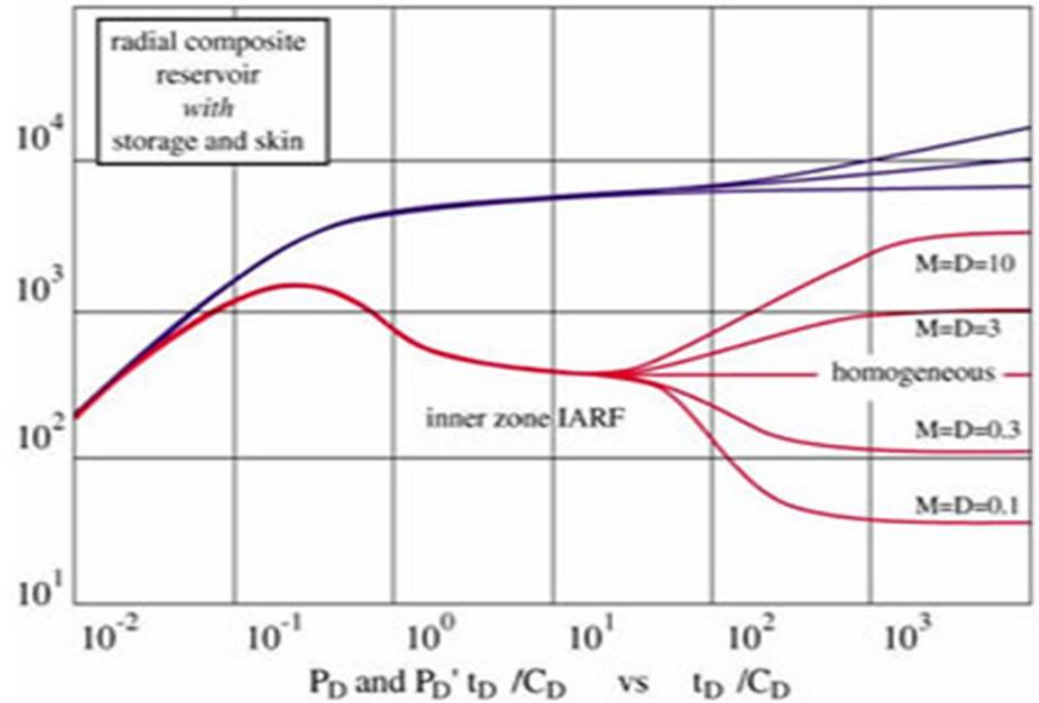
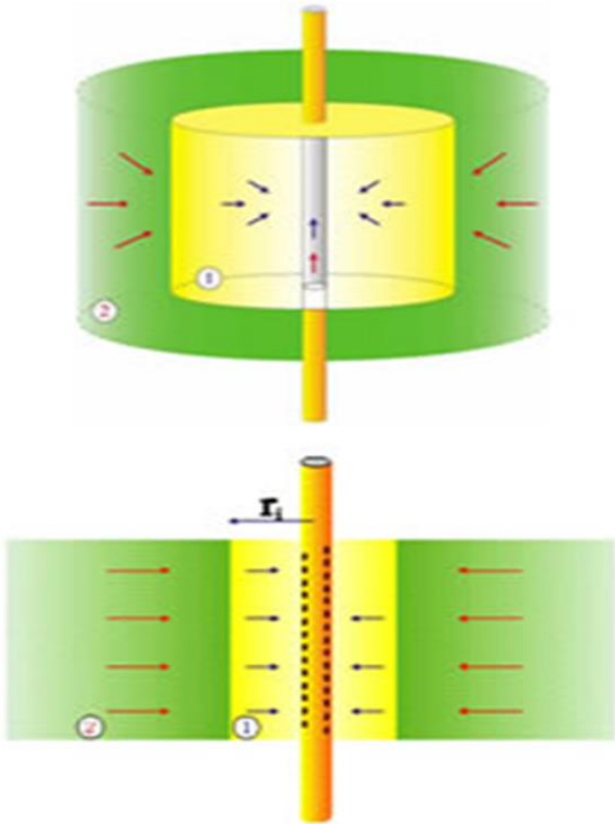
Se simuló la historia de presiones de los pozos durante el desarrollo del campo, desde la etapa de producción por primaria hasta un periodo de la etapa de recuperación secundaria por inyección de agua. Se asumen condiciones ideales en el sentido de que en el tiempo cero todos los pozos estaban perforados

# Historia de Presiones y Caudales de Producción e Inyección del Pozo de Prueba



# Solución Analítica

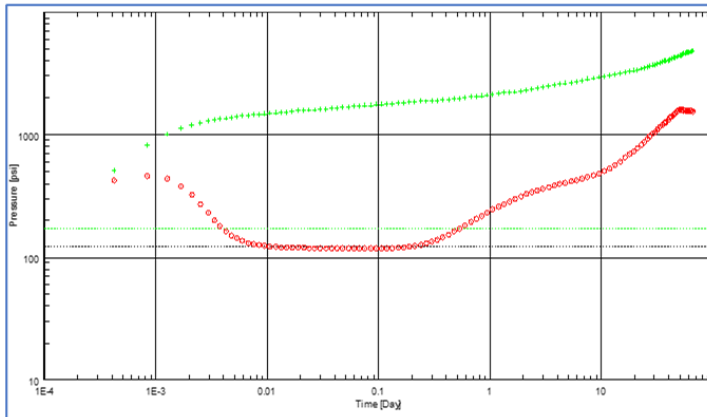
## Modelo Radial Compuesto (2 bancos)



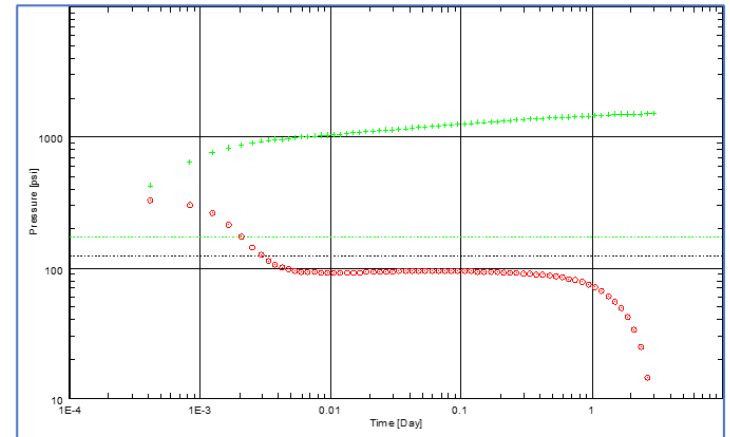
$$M = \frac{(k/\mu)_1}{(k/\mu)_2} \quad D = \frac{(k/\Phi\mu c_i)_1}{(k/\Phi\mu c_i)_2}$$



# Gráficas de diagnóstico durante el periodo de producción por primaria

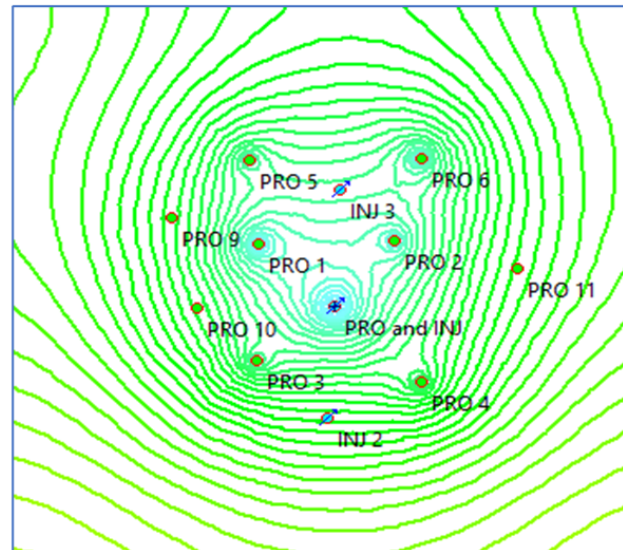


Primer periodo de fluencia

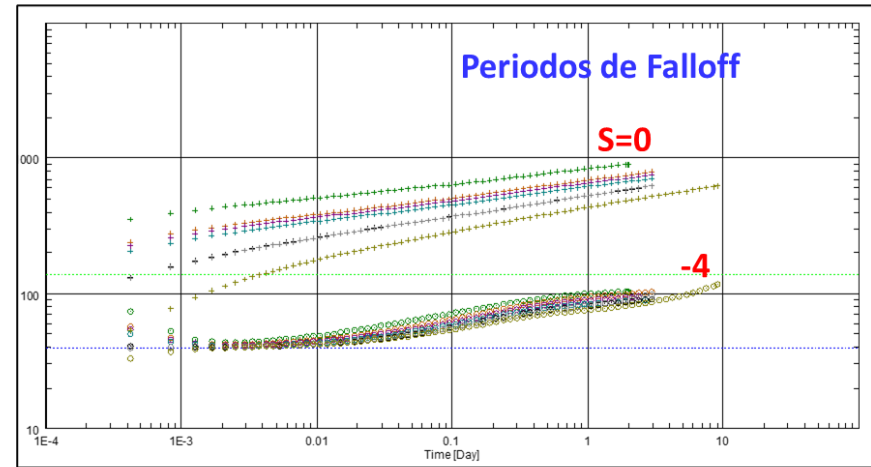
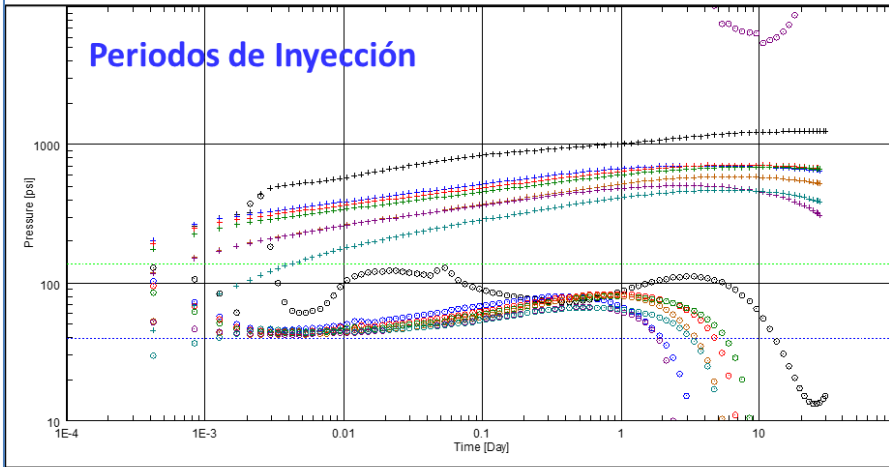


Periodo de restauración

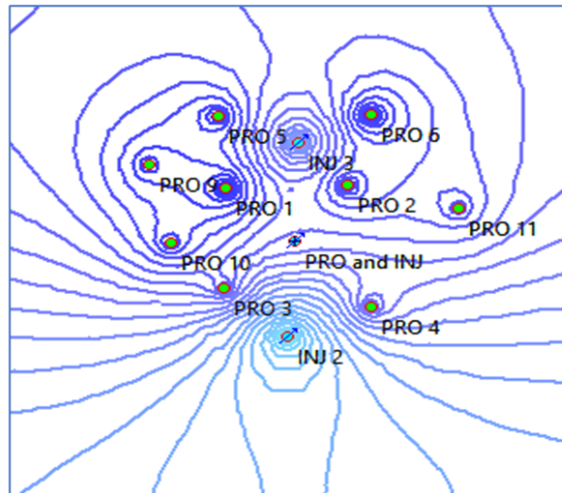
Isobáricas luego de transcurrido un tiempo de 55.4 días



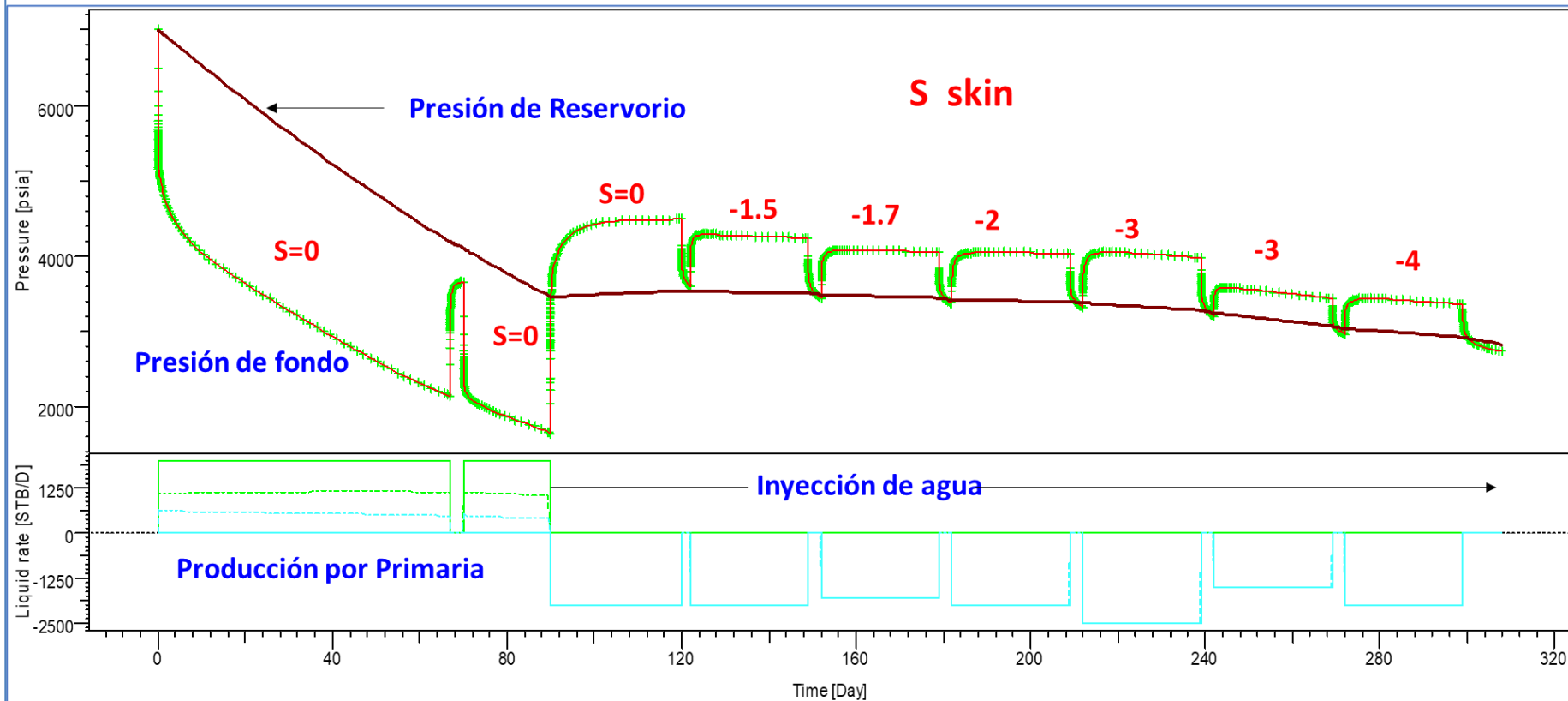
# Gráficas de diagnóstico durante el periodo de inyección de agua



Isobáricas luego de transcurrido un tiempo de 308 días



# Evolución de la Presión del Reservorio



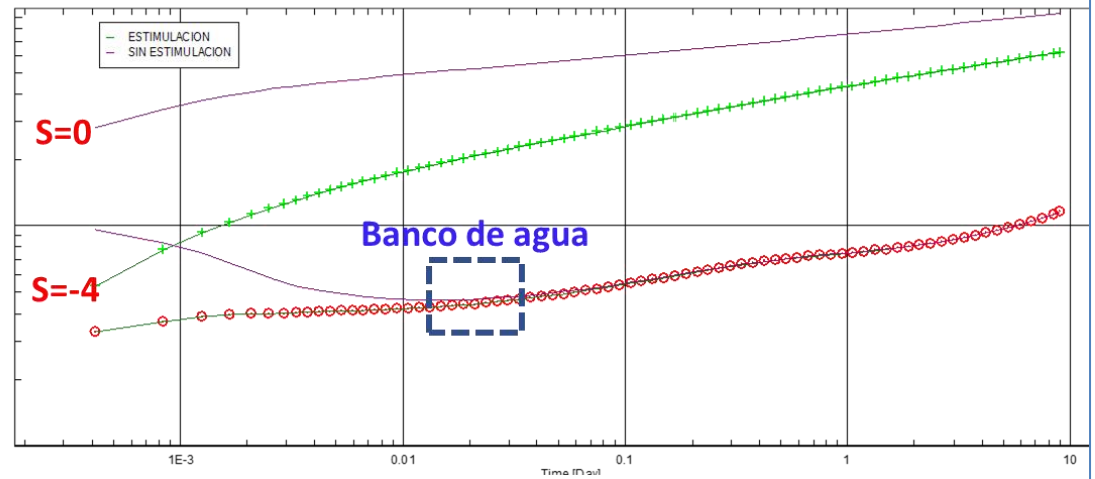
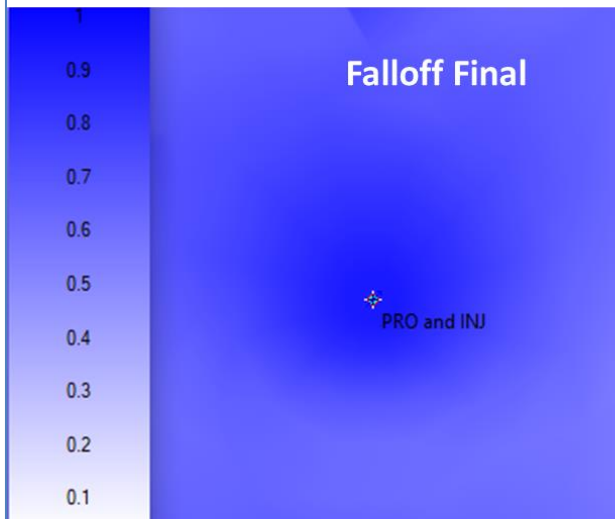
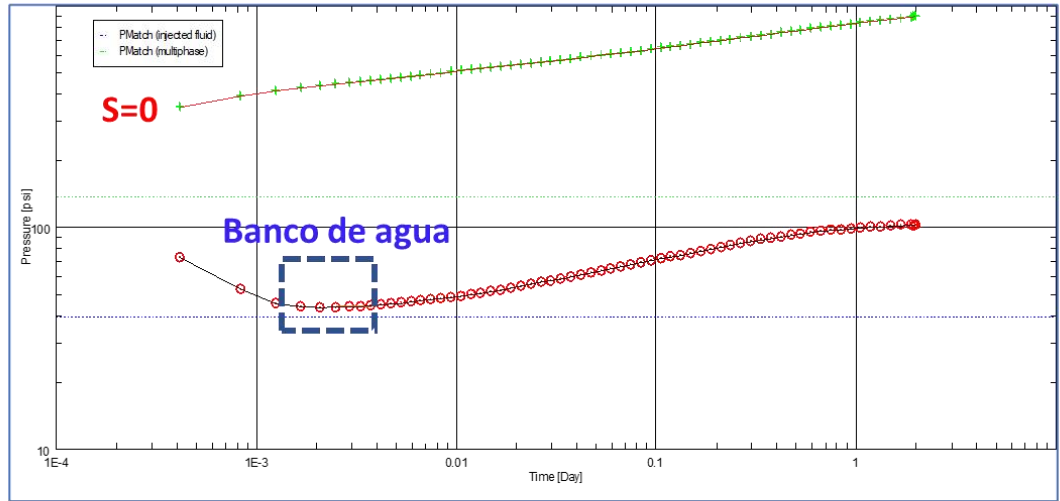
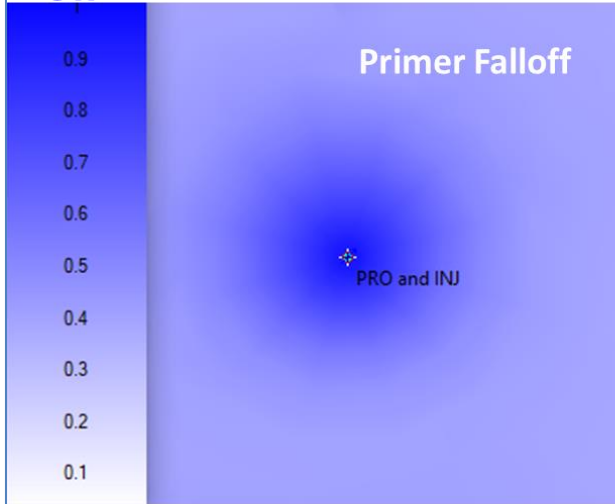
History plot (Pressure [psia], Liquid rate [STB/D] vs Time [Day])



Lima Section



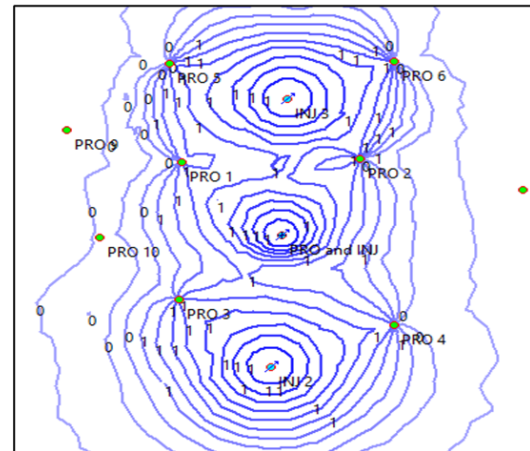
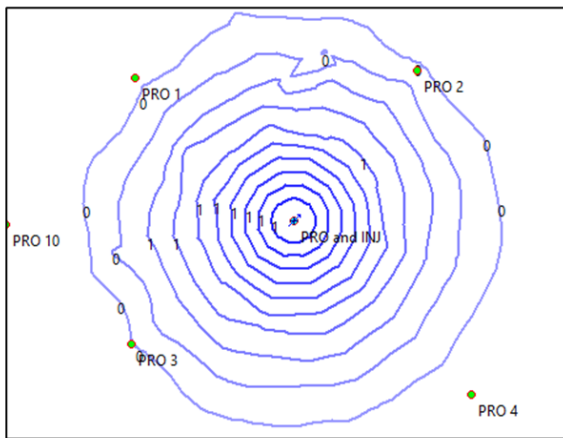
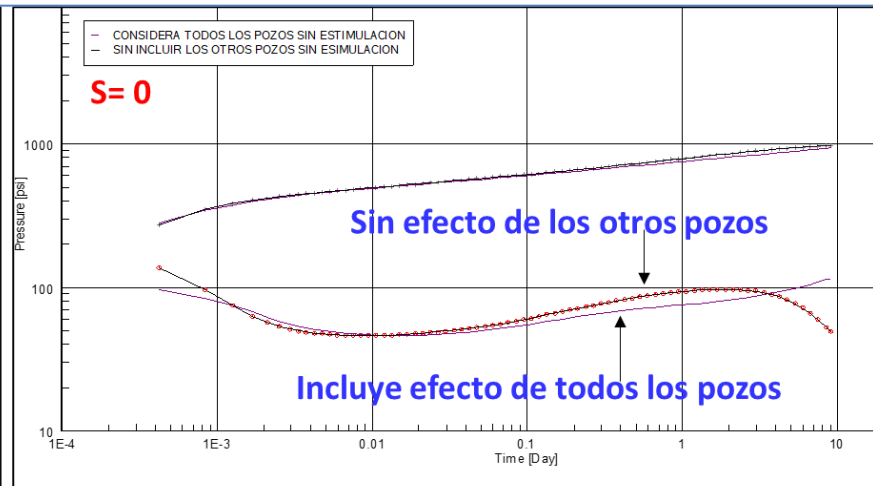
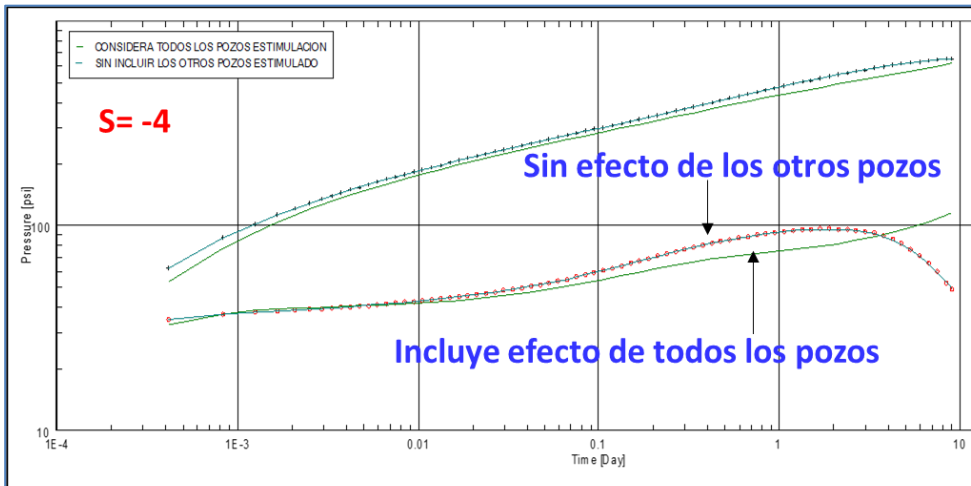
Sw



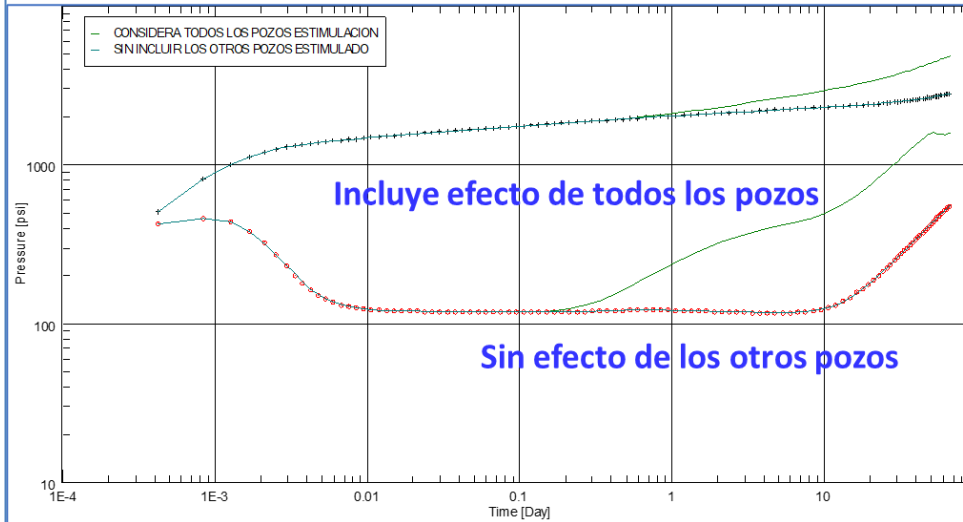
Lima Section



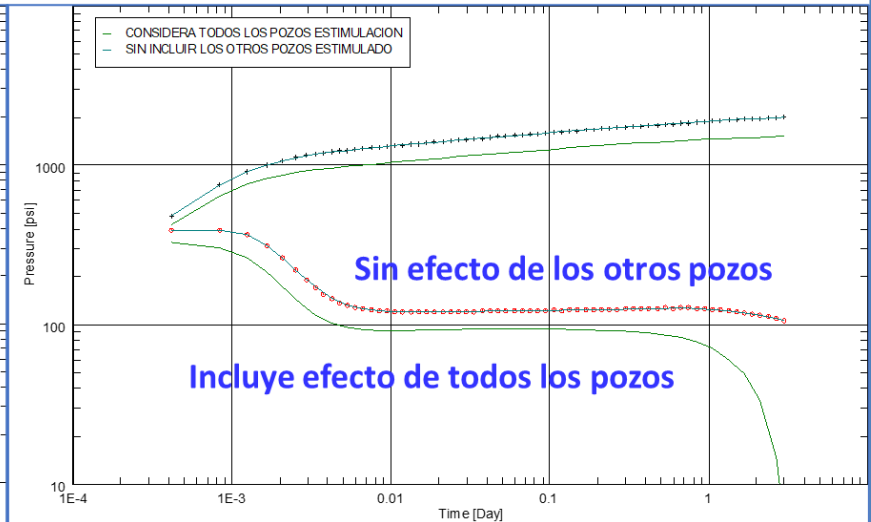




# Comparación Soluciones Periodo de Producción Previo al Inicio de Inyección de Agua



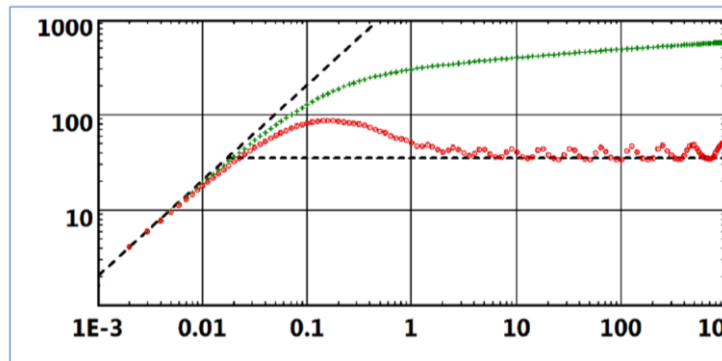
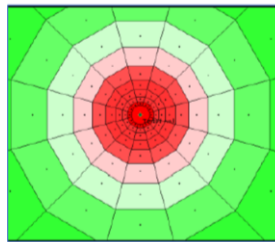
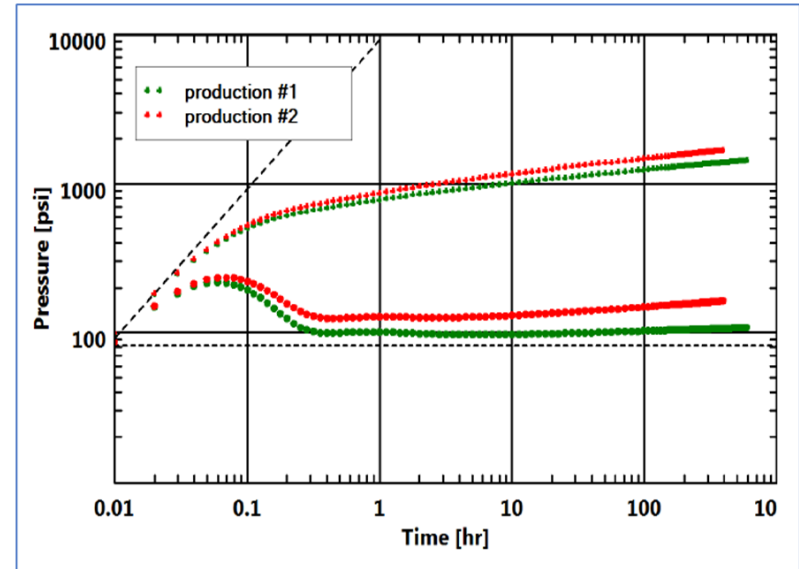
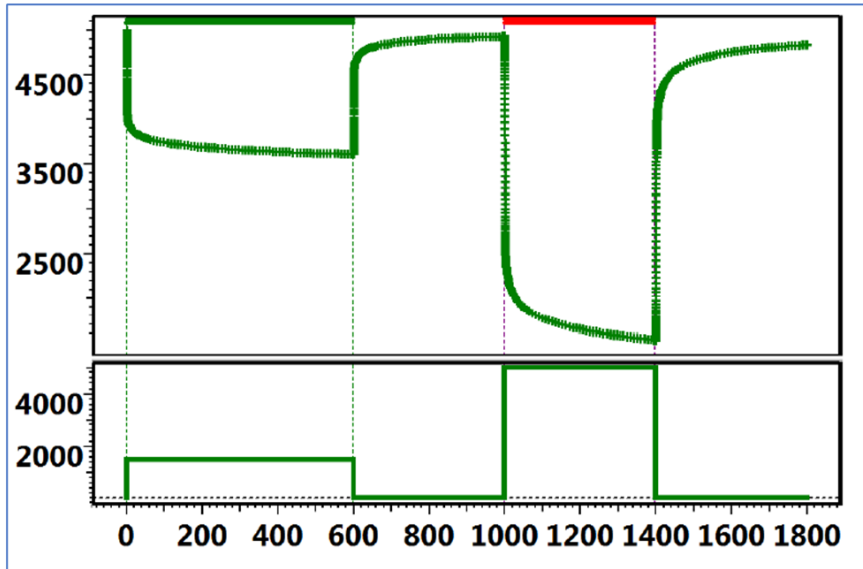
Primer periodo de fluencia



Periodo de cierre

# Formaciones No Consolidadas

Permeabilidad y Porosidad dependen de la presión: reservorios no convencionales, formaciones sensibles al esfuerzo.



Flujo de tres fases

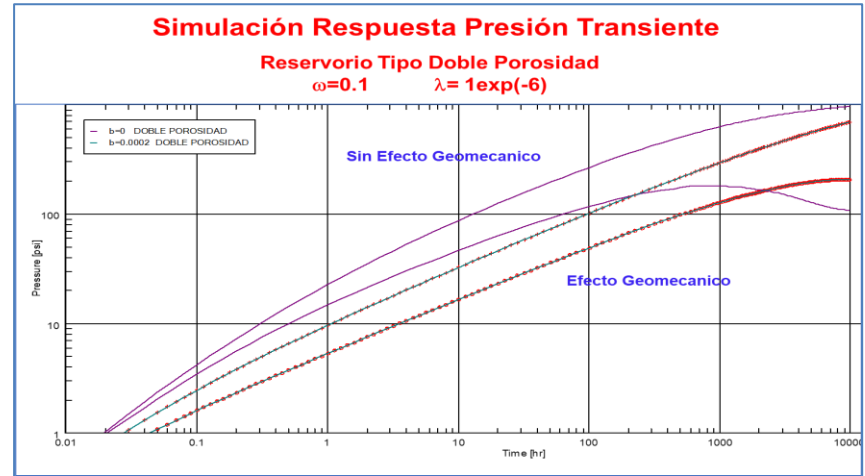
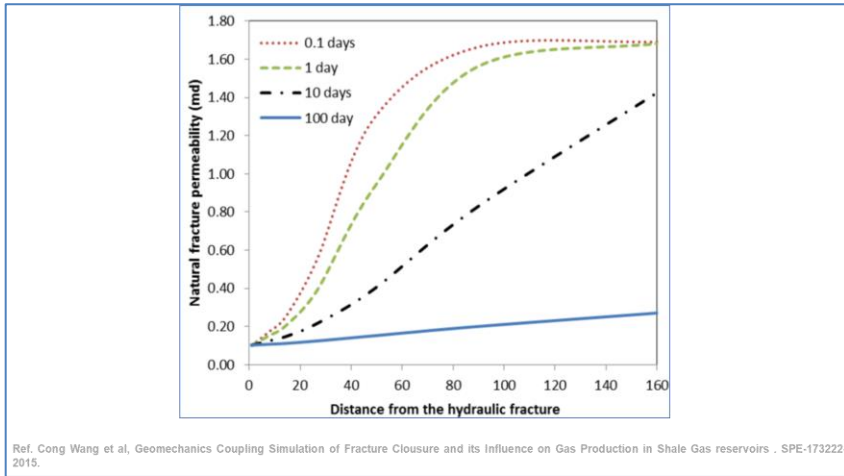
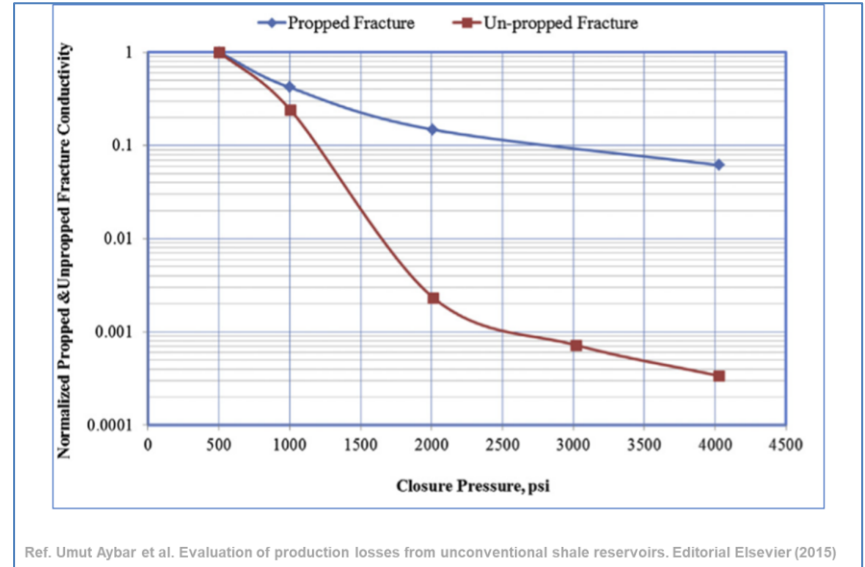
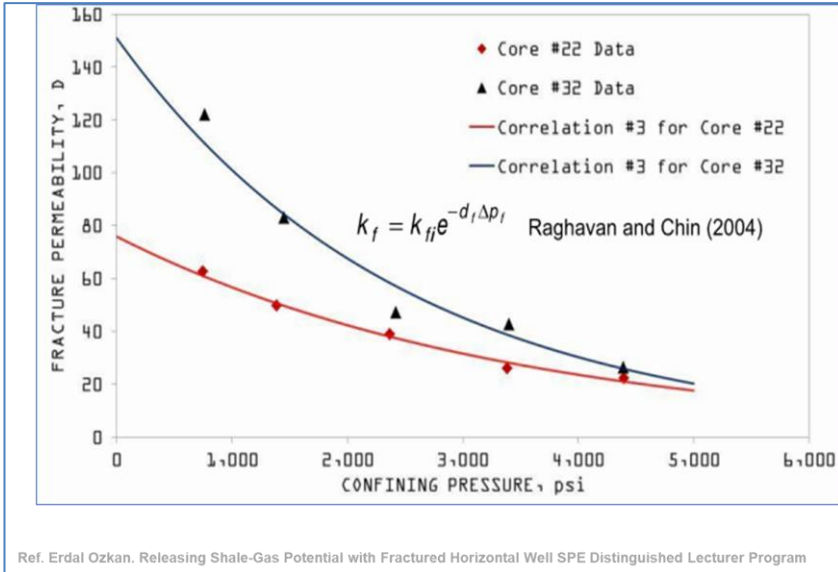


Lima Section

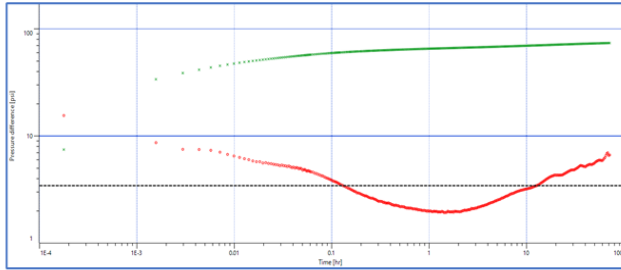
Fuente: KAPPA DDA Book 5.30.06



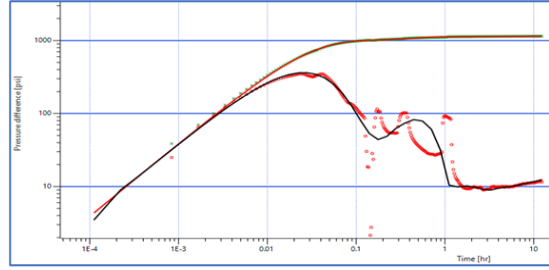
# Dependencia de la permeabilidad con la presión



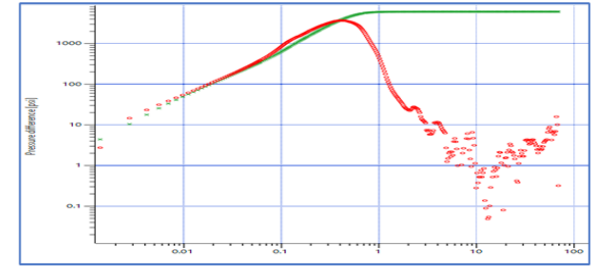
# Ejemplos de Interpretación Inspirados en Casos de Campo



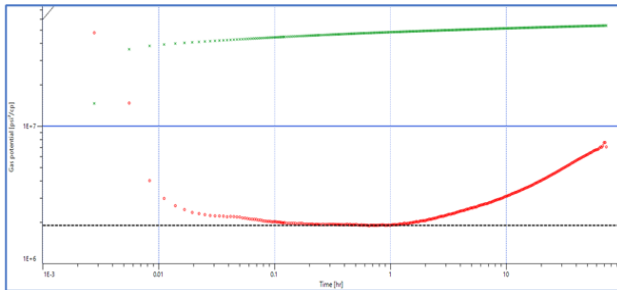
Reservorio: doble permeabilidad. Pozo ubicado entre fallas paralelas. Alta permeabilidad. Pozo sin daño RGP 38000 scf/stb



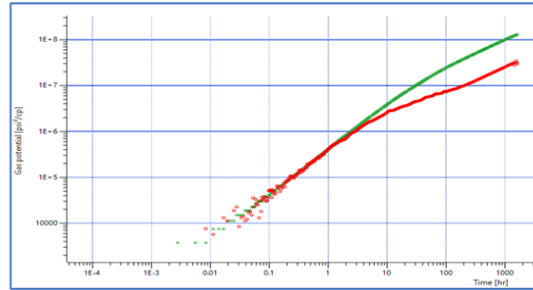
Reservorio: homogéneo. Falla en el área de drenaje. Buena permeabilidad. Alto valor del daño ( $S=60$ )



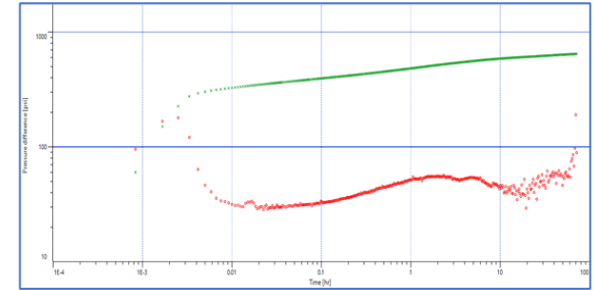
Reservorio: doble porosidad. Falla en área de drenaje. RGP 1800 scf/stb. Pozo altamente dañado ( $S$  mayor que 300).



Reservorio: homogéneo. Pozo ubicado entre fallas paralelas. Buena permeabilidad. Daño por turbulencia. RCG 8 stb/MMscf.



Homogéneo. Baja permeabilidad Fractura de conductividad infinita ( $S=-5$ )



Reservorio: homogéneo. Pozo ubicado cercano al límite del reservorio. GOR 1700 scf/stb.

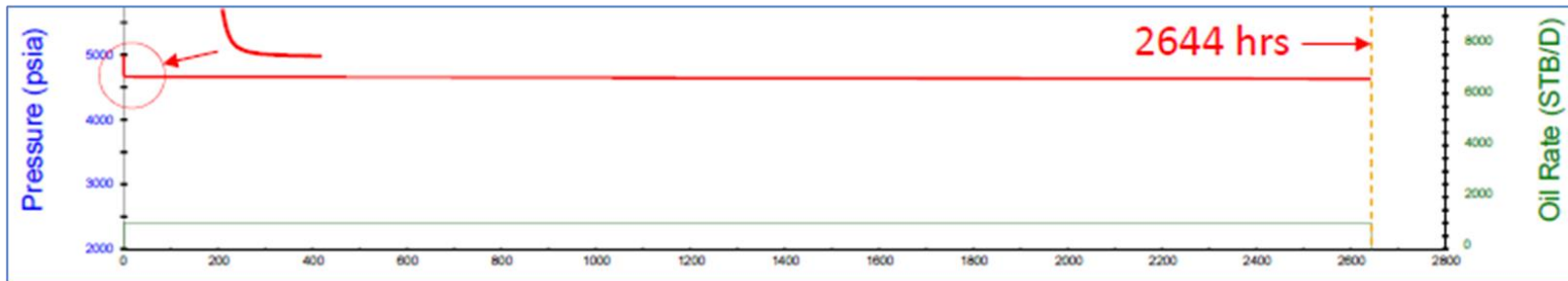
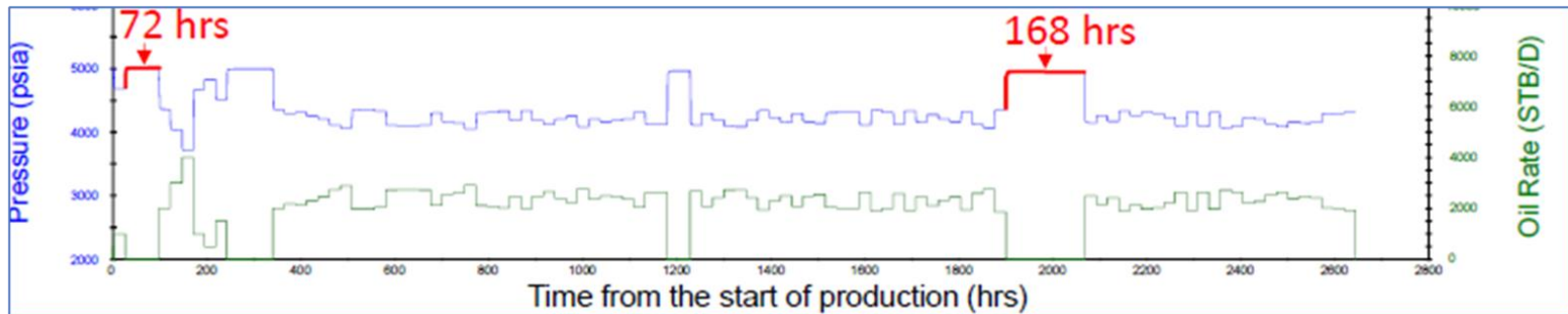


Lima Section



# La Deconvolución (2004)

Es el resultado de un procesamiento de los datos de presión usando un algoritmo que transforma o convierte los datos de presión transiente obtenidos a caudal variable a datos de presión transiente que corresponden a un solo periodo de fluencia a caudal constante y de una duración igual al total de la prueba.

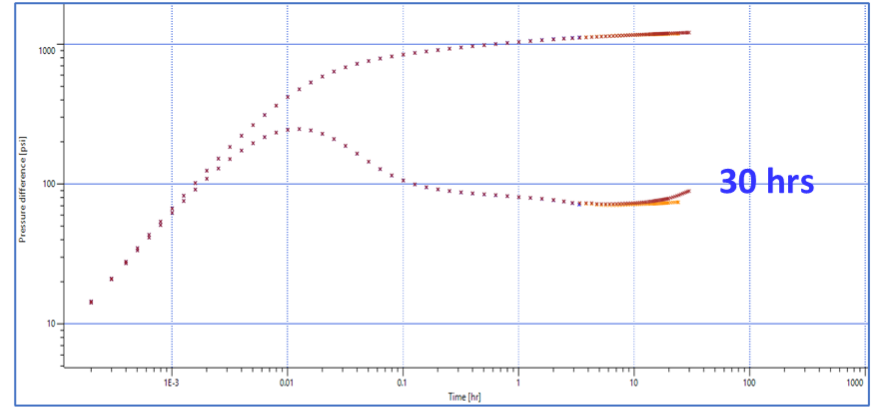
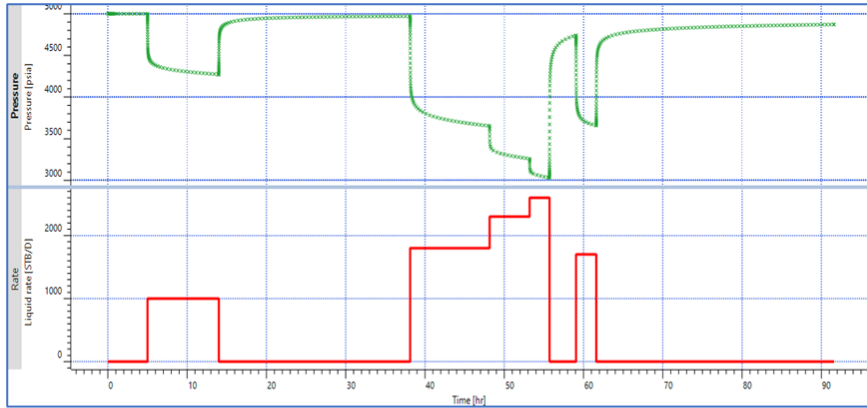


Ref. Alain C. Gringarten. Imperial College London. Everything you always wanted to know about well test analysis but were afraid to ask.



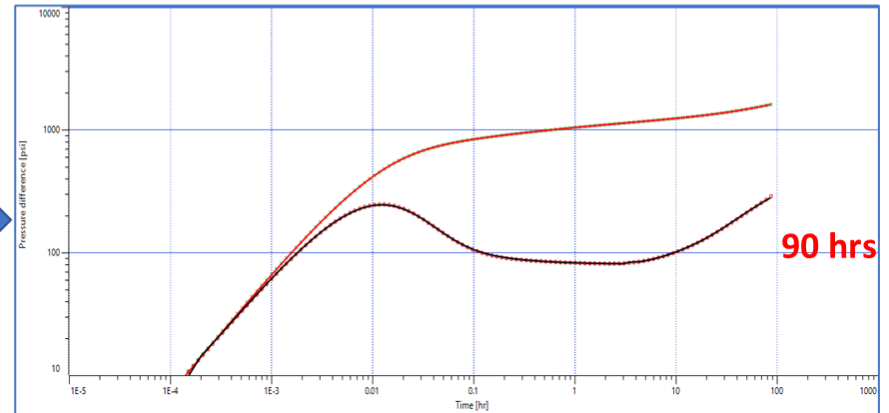
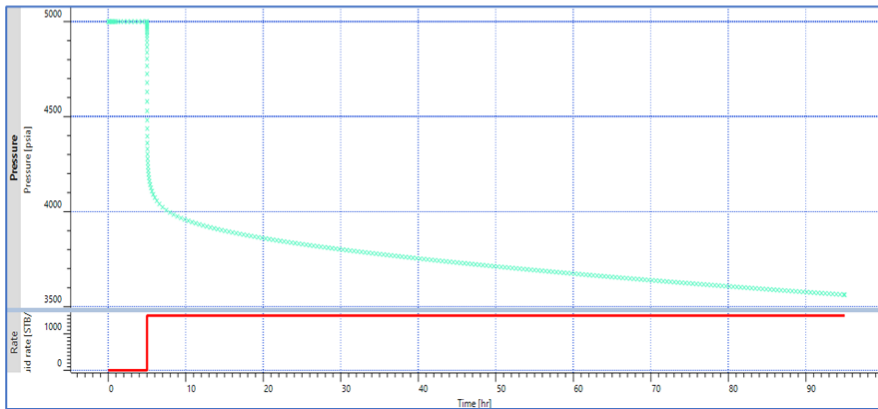
Lima Section





**Respuesta de la presión transiente teórica  
(no medida)**

**Simulación usando modelos de reservorio**

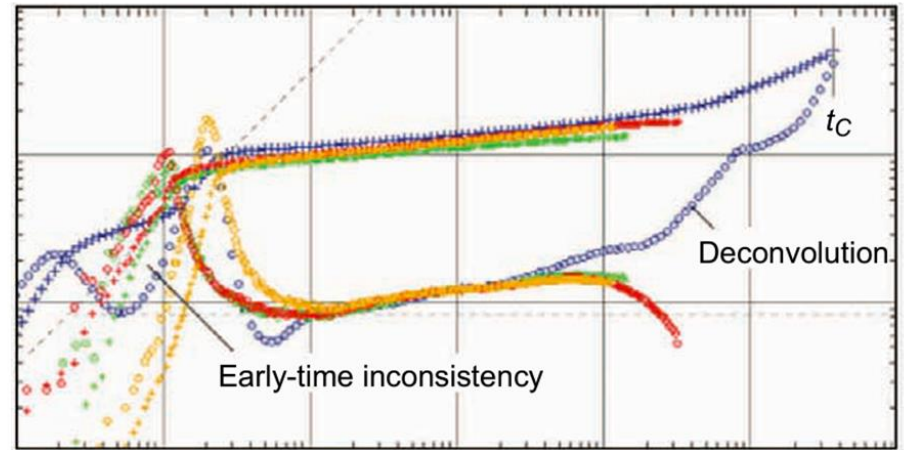
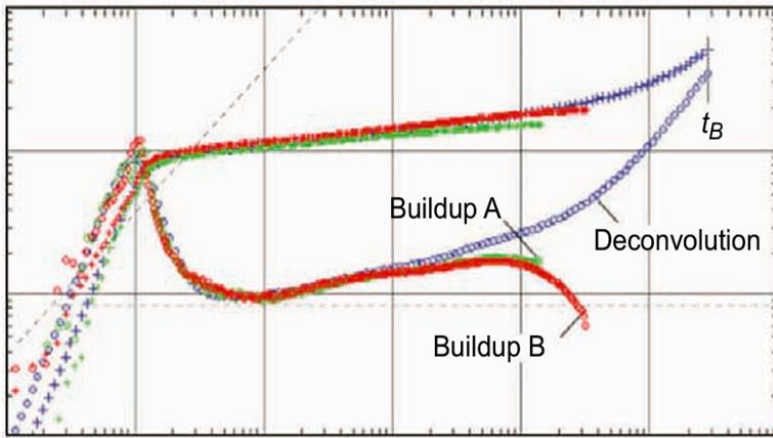
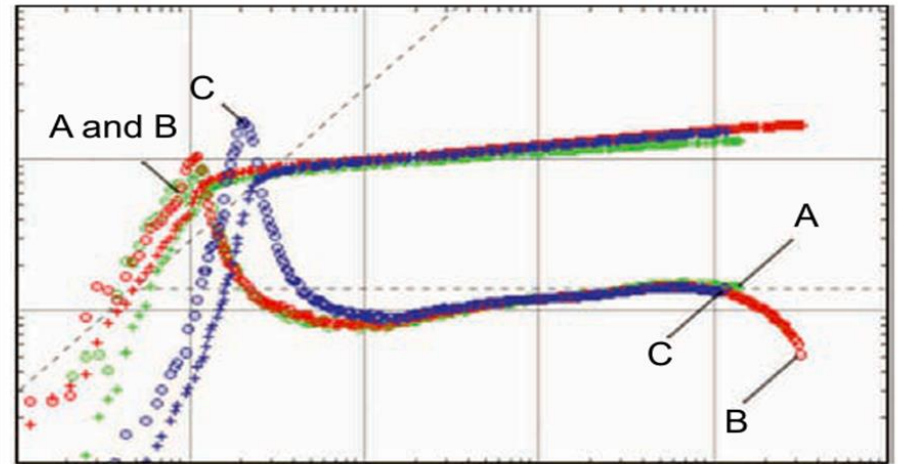
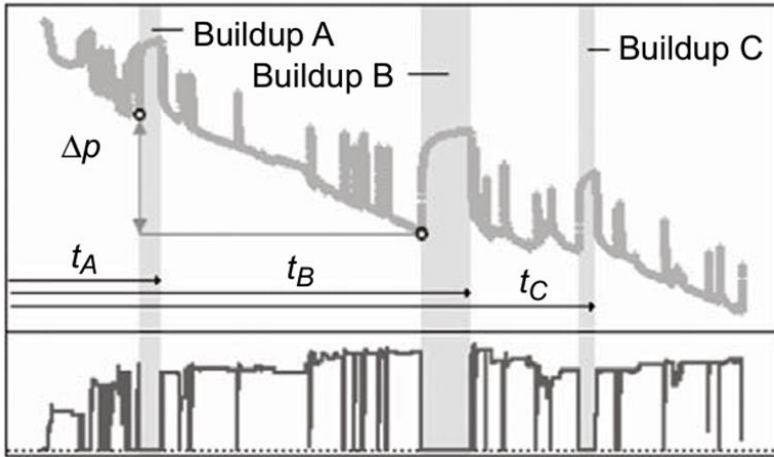


**90 hrs**



Lima Section





Ref. Olivier Houzé , SPE Monograph Vol. 23

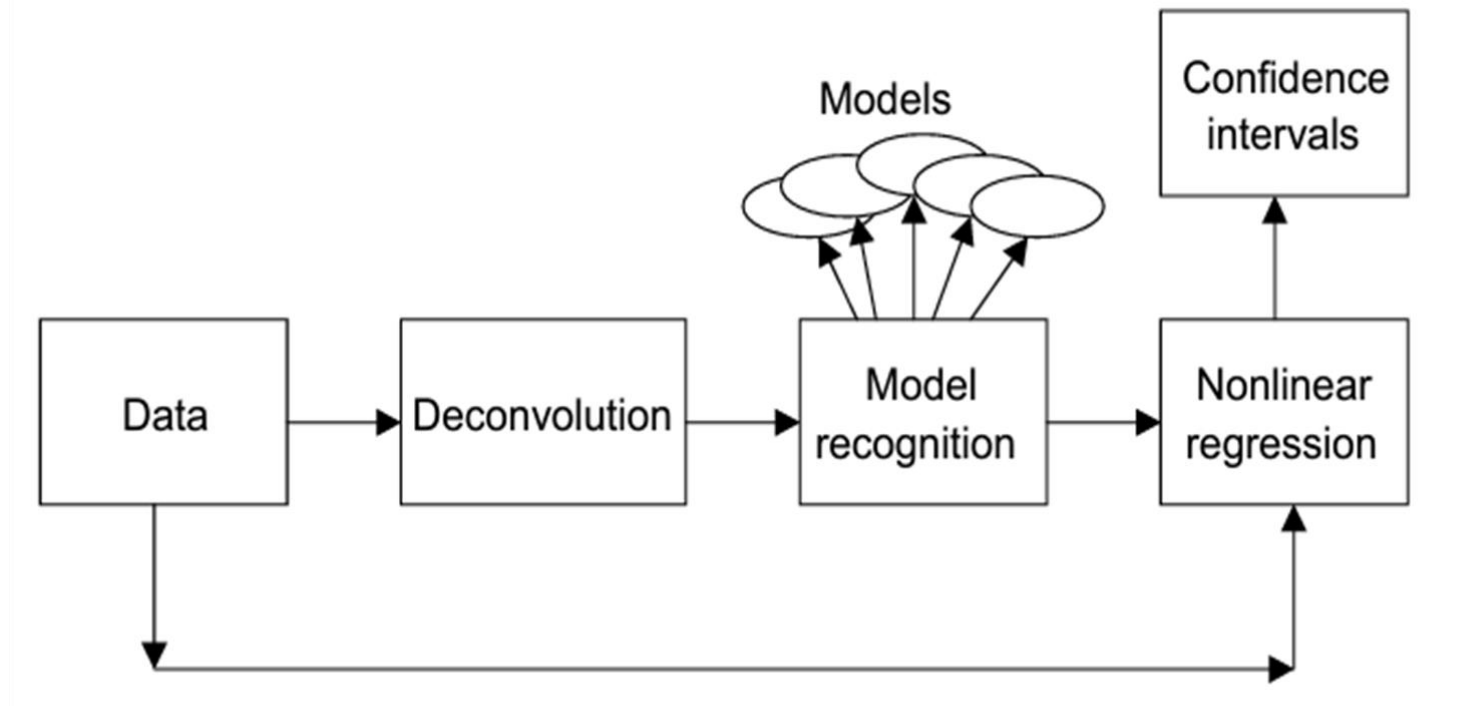


Lima Section





- Se asume que el principio de superposición es válido para su aplicación
- La deconvolución es el resultado de un proceso de optimización, no son datos reales.
- No aplica a no linealidades: flujo no Darcy, flujo multifásico
- Considera solo periodos de cierre
- El desarrollo inicial (2004) no consideraba efectos de interferencia



Ref. Roland Horne. SPE Monografía. Vol. 23

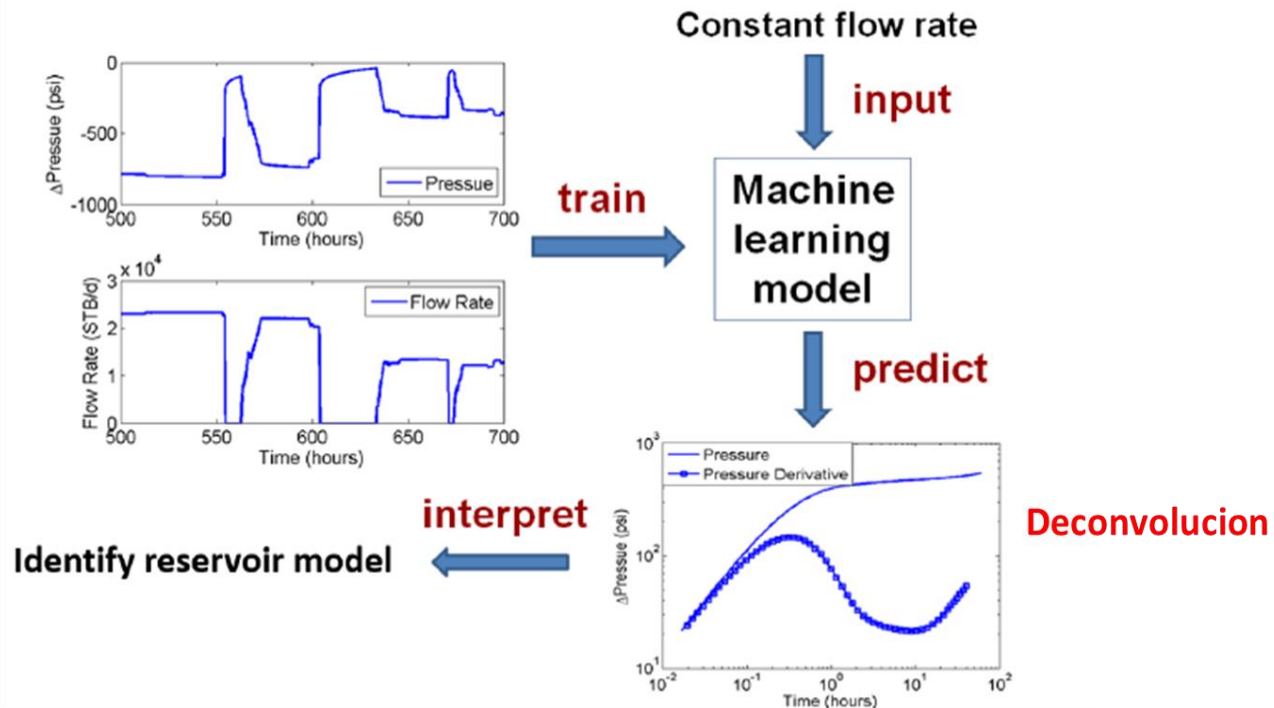


Lima Section



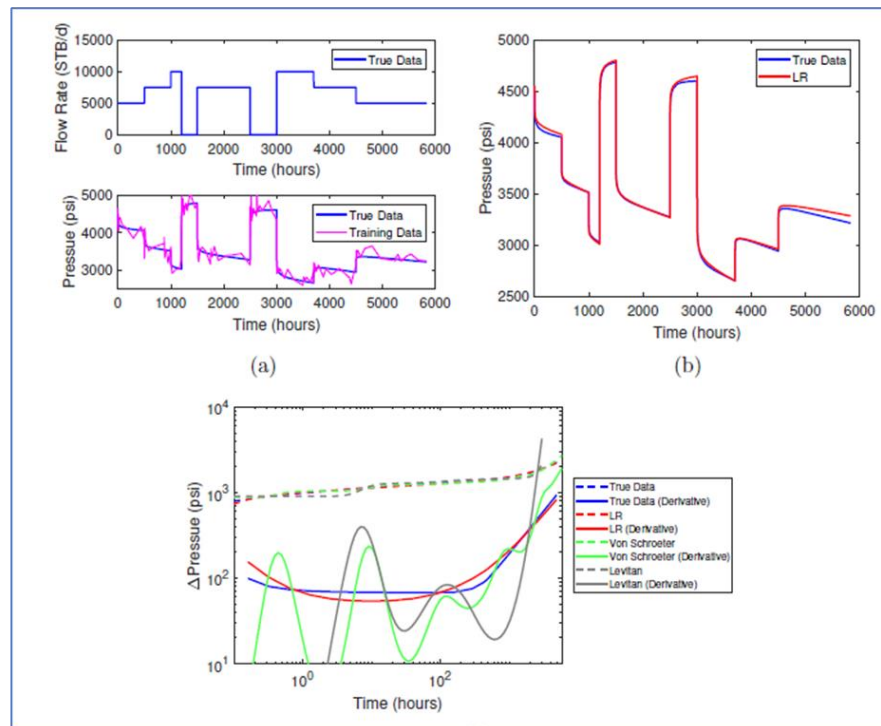
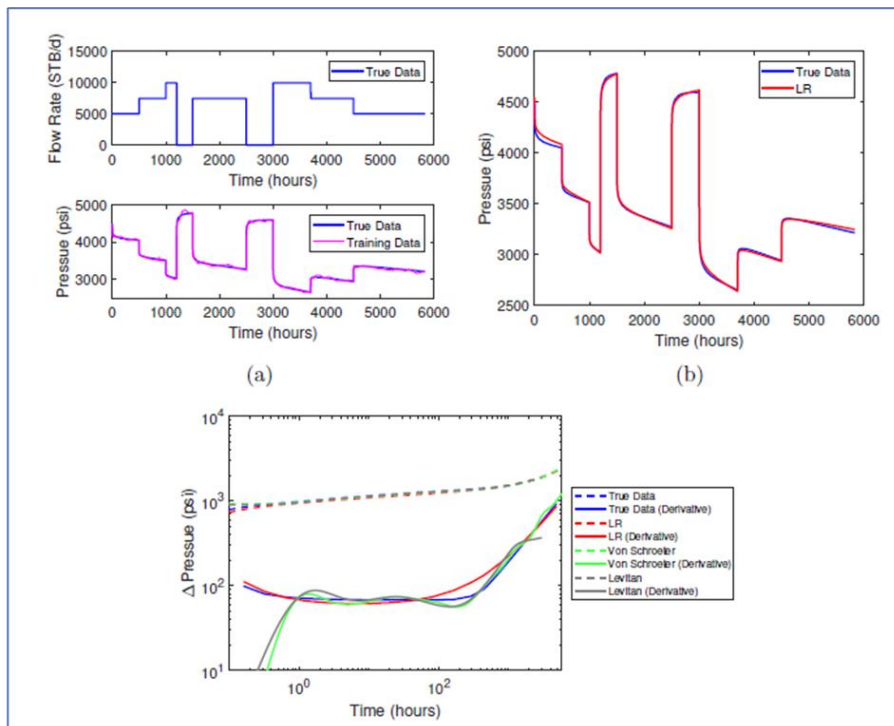
En el caso de análisis de datos de sensores permanentes (PDG), debido al volumen o cantidad de los mismos (millones), así como efectos tales como el ruido en los datos, falta de datos de caudal, algunas universidades así como compañías, publicaron aplicaciones de algoritmos de inteligencia artificial y aprendizaje automático para el análisis de los datos.

Proceso de obtención de la deconvolución basado en metodología Machine Learning. No es necesario disponer de periodos de cierre.



Chuan Tian. MACHINE LEARNING APPROACHES FOR PERMANENT DOWNHOLE GAUGE DATA INTERPRETATION, Stanford Ph.D. Thesis, Junio 2018.

Según publicaciones la deconvolución usando métodos tipo machine learning muestra ser de mejor calidad que la ya establecida en los programas comerciales



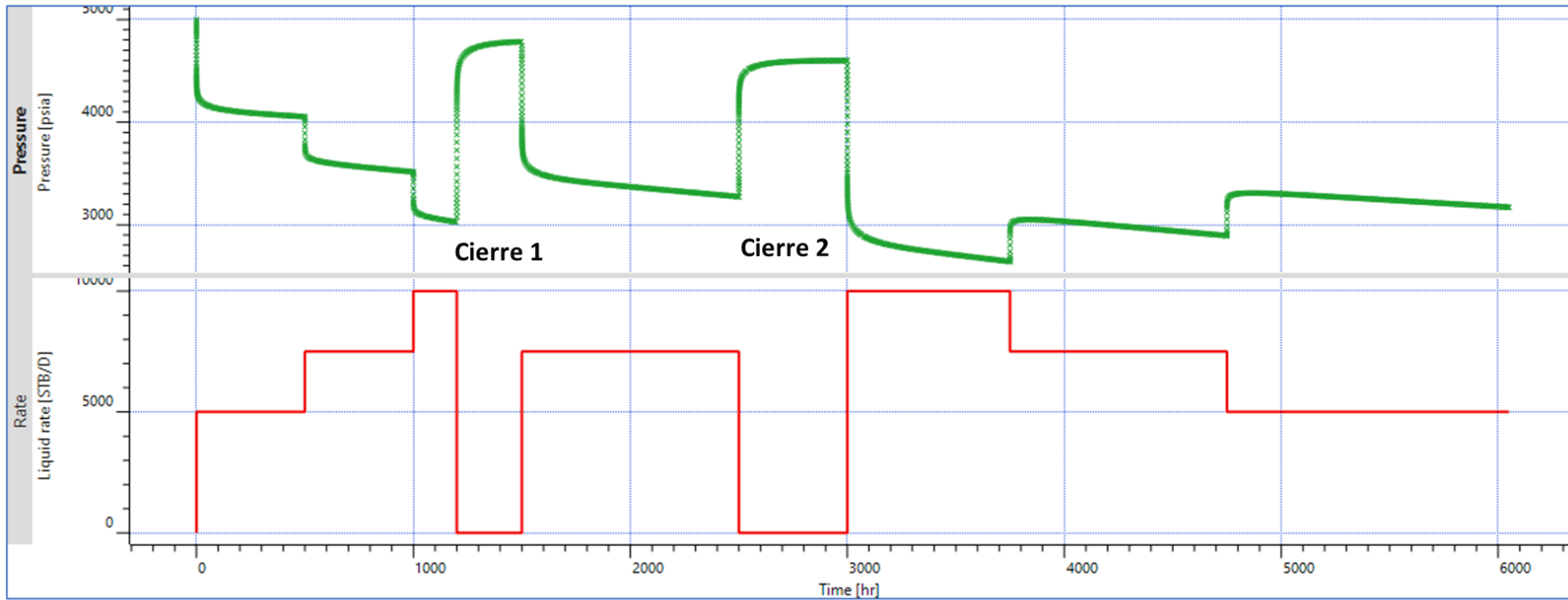
Ref. Chuan Tian. MACHINE LEARNING APPROACHES FOR PERMANENT DOWNHOLE GAUGE DATA INTERPRETATION, Stanford Ph.D. Thesis, Junio 2018.



Lima Section



# Ejemplo de Deconvolución usando programa Saphir (WS Kappa Engineering)



Datos tomados del ejemplo usado en Machine Learning

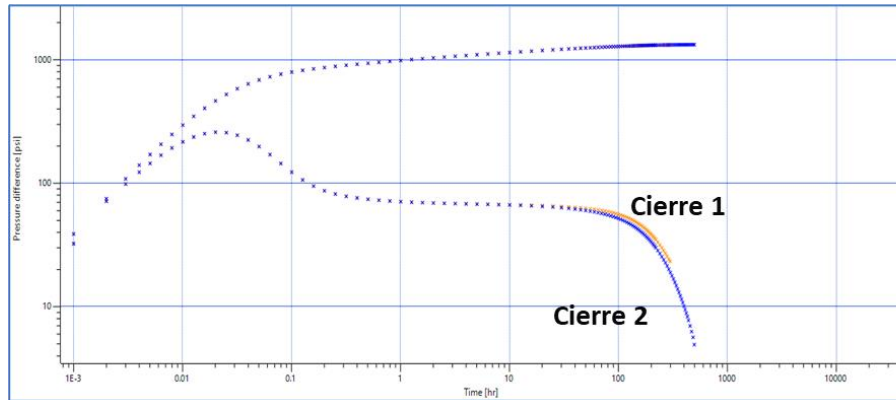
$K=33$  md  $S=2$   $C=0.01$  bbl/psia  $\mu=0.65$  cp  $h=200$  ft  $\varnothing=25\%$   $c=2.355(10^{-6})$  /psi  $r_w=0.354$  ft  $r_e=1800$  f  $B=1.3$  RB/STB  $P_i=5000$  psia. Frecuencia de adquisición de los datos: 21.78 segundos.



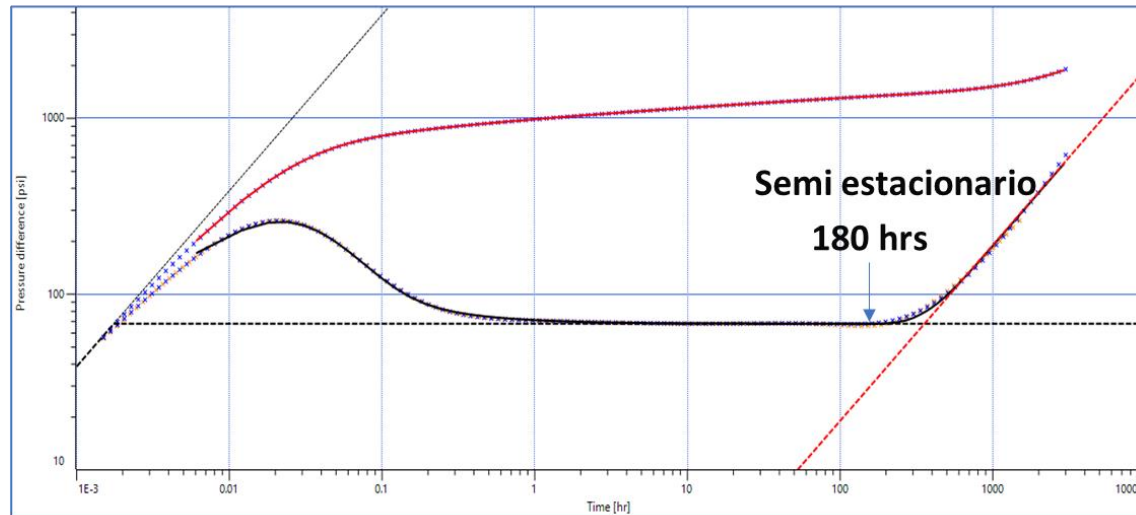
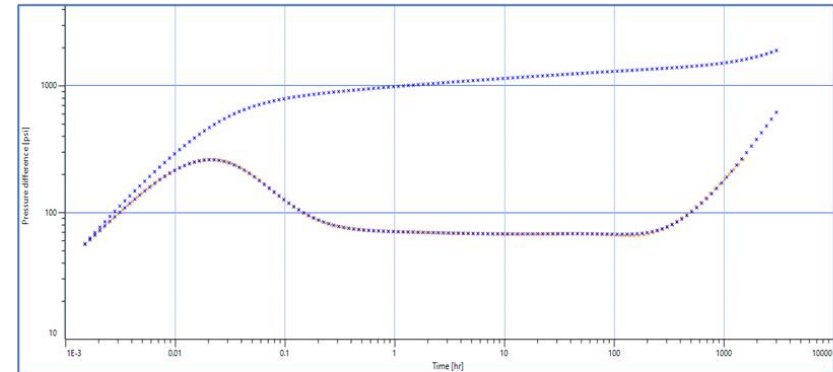
Lima Section



## Usando los dos periodos de cierre



## Respuesta Deconvolucion Aplicando metodo de Levitan



Simulación de los datos usando modelo de reservorio homogéneo con limite tipo circular y volumétrico localizado a 1800 ft.

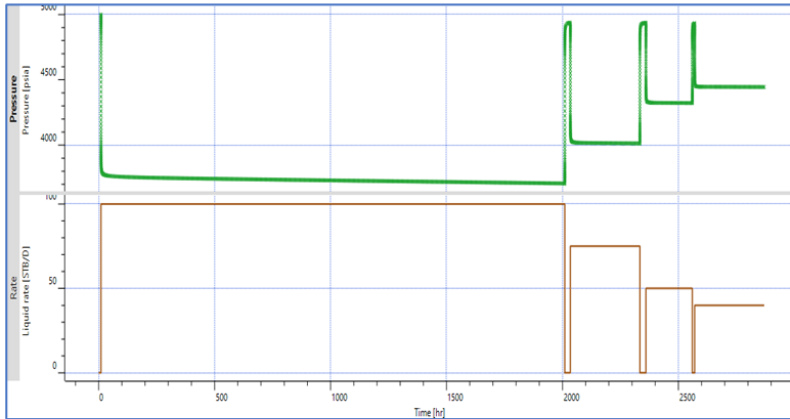


Lima Section

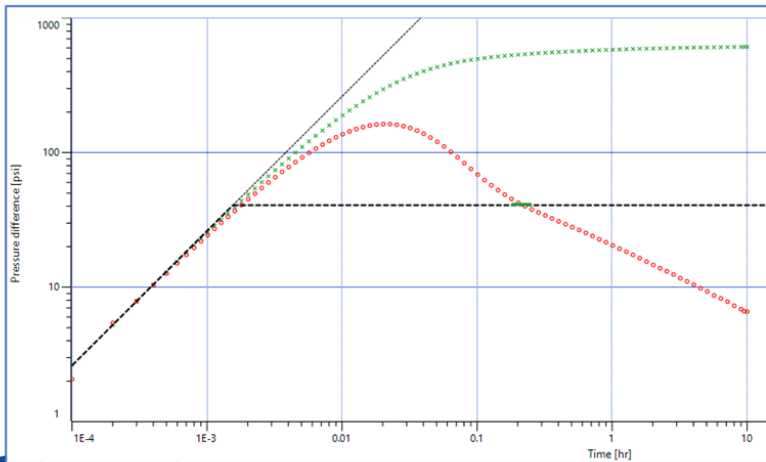


# Otro Ejemplo del Método de Deconvolución

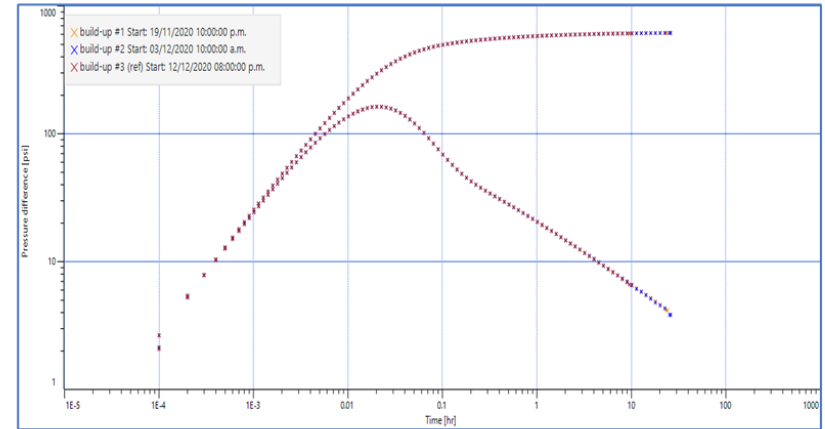
## Historia de La Prueba



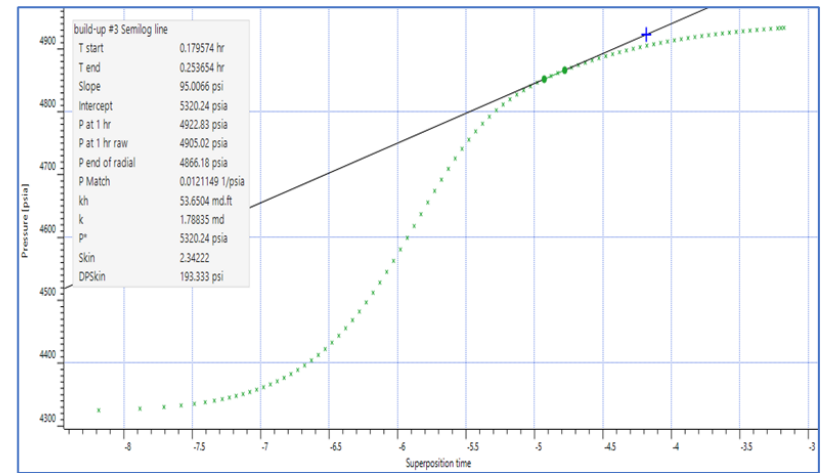
La regla del ciclo y medio no es válida por cuanto no existe flujo radial



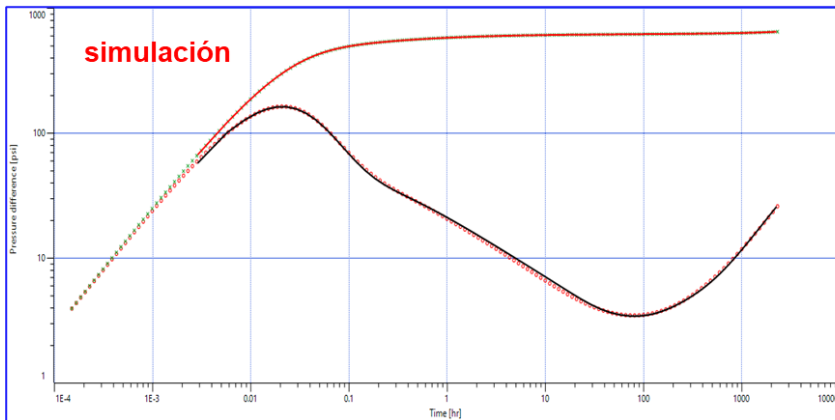
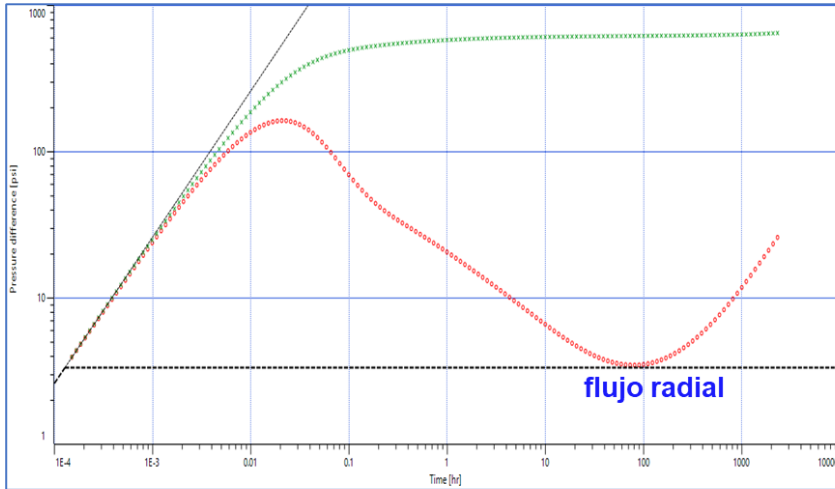
No se evidencia flujo radial en ninguno de los periodos de restauración



La identificación de la línea recta en gráfica tipo Horner tampoco es válida



## Respuesta obtenida por deconvolución

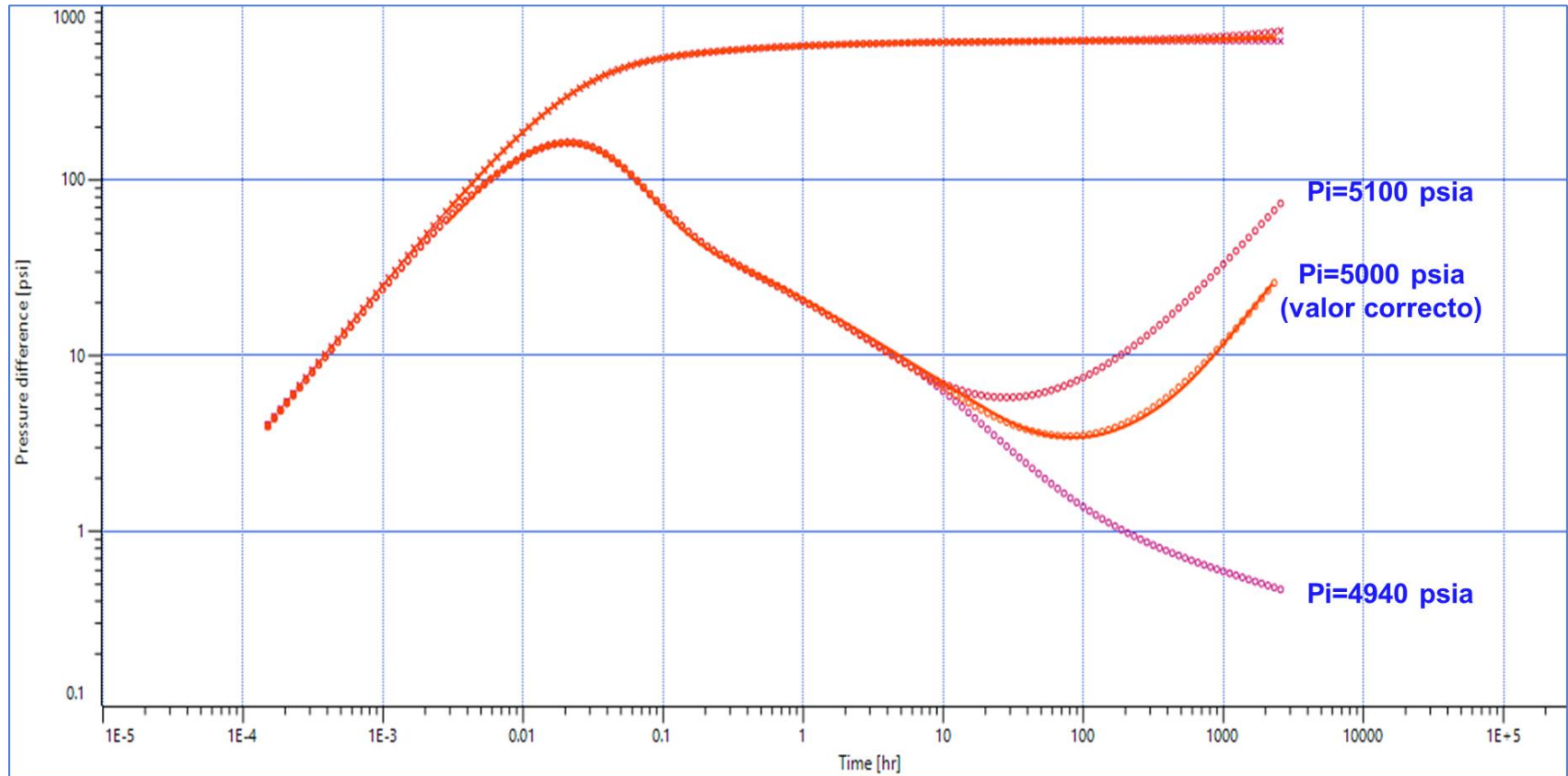


## Resultados

Wellbore storage type=Constant  
 Well:Limited entry  
 Reservoir:Homogeneous  
 Boundary:Rectangle  
 Wellbore storage= $1.00613E-4$  bbl/psi  
 Transmissibility= $653.1$  md.ft  
 Permeability= $21.7$  md  
 Mobility= $44.6$  md/cp  
 $kh/\mu=1339.56$  [md.ft]/cp  
 Vertical anisotropy= $2.03879E-4$   
 Spherical permeability= $1.28133$  md  
 South boundary distance= $1488.13$  ft  
 East boundary distance= $2976.26$  ft  
 North boundary distance= $3014.24$  ft  
 West boundary distance= $5952.51$  ft



# Sensibilidad de la Deconvolución al valor elegido para la presión inicial $P_i$





# Aprendizaje Automático o Aprendizaje de Máquinas (Machine Learning)

- Es una disciplina de la inteligencia artificial que se dedica a desarrollar técnicas que permitan a un programa aprender sobre la experiencia.
- Lo hace a través de algoritmos, mejora de herramientas, recopilación y análisis de información.

Ref. tomado de Internet



Lima Section



# Inteligencia Artificial

## Aplicaciones en Transient Well Testing

- La aplicación de métodos de Inteligencia Artificial se inicia en la década de los 90 según publicaciones. Sin embargo, en los últimos 10 años es que se nota un incremento en las publicaciones sobre ese método.
- En sus inicios los metodos de inteligencia artificial se dedicaron a la identificación del modelo de reservorio basados en la tendencia de la derivativa. Se aplicaron metodos tipo ANN asi como hibridos.
- Un ejemplo de esa metodología fue la aplicación K.I.W.I., de la empresa Kappa Engineering que era una opción disponible en el programa Saphir. Sin embargo, aunque se presentaban varios modelos posibles de interpretación, el modelo final estaba a cargo del interprete.



Lima Section



# Inteligencia Artificial

## Aplicaciones en Transient Well Testing

- La mayor aplicación está en el análisis de datos de presión medidos con sensores de presión permanentes. El objetivo es determinar los parámetros de reservorio y pozo, así como el modelo de interpretación de forma automática sin necesidad de intervención del especialista.
- El entrenamiento necesario para alimentar la red neuronal es sujeta a la cantidad de modelos de reservorio y pozo disponibles y a un rango de variación a esperar para los parámetros de reservorio y pozo
- En la actualidad la mayor limitación está en que se necesita el entrenamiento con todos los modelos posibles o existentes, así como combinación de los parámetros lo cual es prácticamente imposible.



# Articulos Relevantes Publicados en la SPE

- [Using Artificial Neural Nets To Identify the Well-Test Interpretation Model \(1993\).](#)
- [MACHINE LEARNING APPROACHES FOR PERMANENT DOWNHOLE GAUGE DATA INTERPRETATION \(2018\)](#)
- [Automatic Parameter Estimation From Well Test Data Using Artificial Neural Network \(1995\)](#)
- [A Hybrid Artificial Intelligence Approach in Well Test Interpretation \(1992\)](#)
- [Automatic well-testing model diagnosis and parameter estimation using artificial neural networks and design of experiments \(2017\)](#)
- [APPLYING MACHINE LEARNING AND DATA MINING TECHNIQUES TO INTERPRET FLOW RATE, PRESSURE AND TEMPERATURE DATA FROM PERMANENT DOWNHOLE GAUGES \(2014\)](#)
- [MACHINE LEARNING APPROACHES FOR PERMANENT DOWNHOLE GAUGE DATA INTERPRETATION.\(2018\)](#)
- [Using Similarity Pattern detection to Automate Pressure Transient Analysis \(2019\)](#)
- [Application of machine learning and data analytics methods to detect interference effects from offset wells. \(2018\)](#)
- [Application of Machine Learning in transient Surveillance in a Deep-Water Oil Field \(2019\)](#)
- [A Robust Neural Network Model for Pattern Recognition of Pressure Transient Test Data. \(2015\)](#)
- [Machine Learning in Modern Well Testing \(2009\)](#)
- [INTERPRETING PRESSURE AND FLOW RATE DATA FROM PERMANENT DOWNHOLE GAUGES USING DATA MINING APPROACHES \(2013\)](#)
- [An Automatic Classification Method of Well testing Plot Based on Convolutional Neural Network CNN \(2019\)](#)



Lima Section

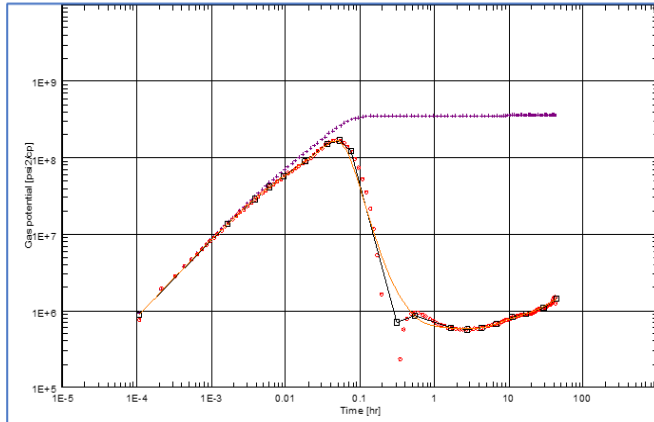


# Una Aproximación de Inteligencia Artificial Híbrida en el Análisis de los datos de presión (1987 y 1992)

- Se usaron los métodos de aproximación simbólica y ANN dando una combinación denominada híbrida. Los dos métodos tienen cualidades estructurales, así como complementarias
- El objetivo de K.I.W.I. fue el de desarrollar un método de inteligencia artificial e incluirlo en el programa Saphir. Ese método permite seleccionar los posibles modelos de interpretación y calcular y los parámetros de reservorio con la menor incertidumbre. Se apoyo en el uso de ANN para el caso de identificación de regímenes de flujo con presencia de ruido.
- **Advierten los autores que KIWI no tiene ningún conocimiento de la geología, geofísica, o la historia de la prueba, así como ninguna información sobre el reservorio y los fluidos.**
- KIWI basa su análisis únicamente en la forma de la derivada y presenta una lista de modelos (con parámetros) que pueden reproducir la tendencia de los datos, y se basa en asumir que los modelos analíticos disponibles en el programa son suficientes para reproducir la tendencia de los daos reales.

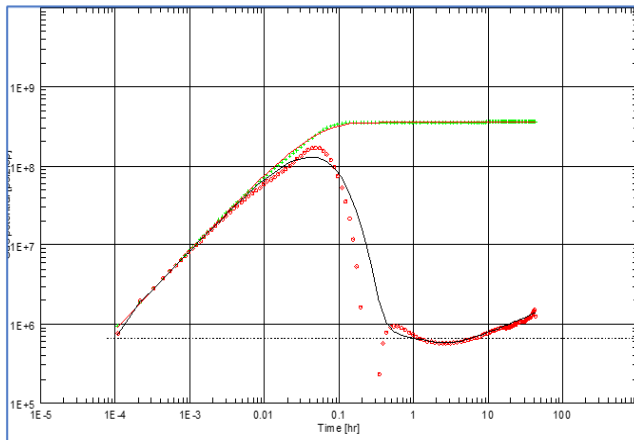


# Ejemplo de aplicación de K.I.W.I (Kappa Intelligent Well Test Interpretation)



5 Modelos de reservorio y pozo posibles creados por KIWI  
(basados en la tendencia de la derivativa)

- Storage and Skin/2 porosity Transient
- Storage and Skin/Single or intersecting fault(s)
- Storage and Skin/2-Porosity PS.S
- Storage and Skin/Composite (k dec)
- Storage and Skin/2-Layer



Modelo de ajuste final  
Elegido por el interprete

Storage and Skin  
intersecting fault(s)

C=0.0363 bbl/psi  
Skin=79.6  
dS/dQ=0.0075 [Mscf/D]-1  
Pi=4044.51 psia  
k.h=17600 md.ft  
K=214 md  
L1 - No flow=740 ft  
L2 - No flow=600  
Angulo Intersección: 28 grados



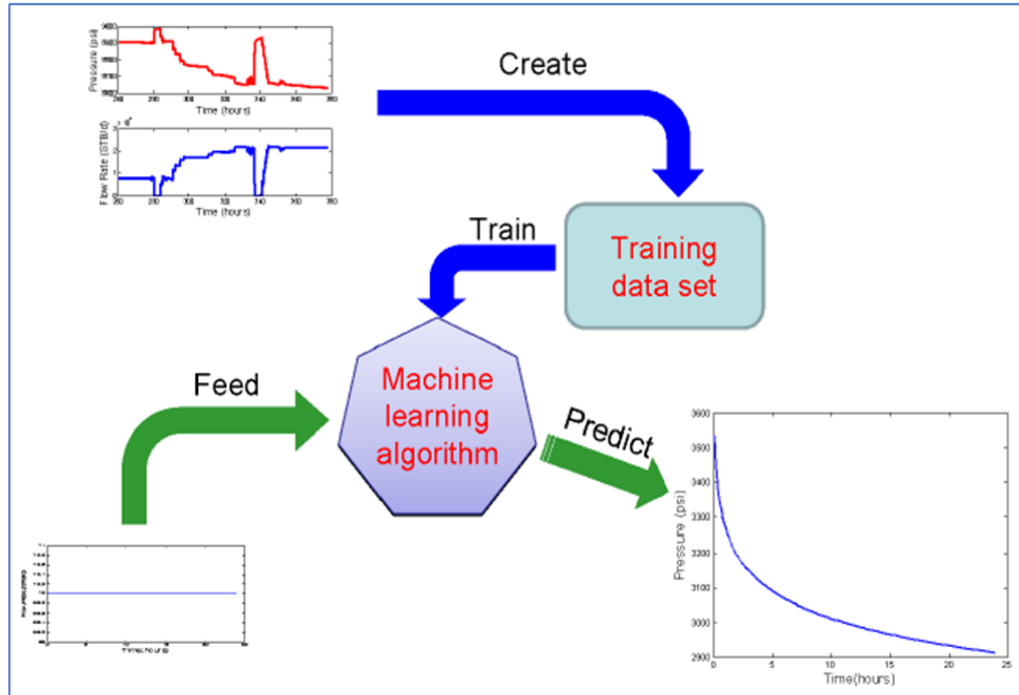
Lima Section



# Ejemplo de Introducción a Data Mining

## Aplicación de Data Mining en la Interpretación de Datos de Flujo y Presión (Sensores Permanentes)

### Ejemplos Datos para el entrenamiento



Test Case #	Test Case Characteristics
1	Infinite-acting radial flow
2	Infinite-acting radial flow + wellbore effect
3	Infinite-acting radial flow + skin
4	Infinite-acting radial flow + wellbore effect + skin
5	Infinite-acting radial flow + closed boundary (pseudosteady state)
6	Infinite-acting radial flow + constant pressure boundary
7	Infinite-acting radial flow + wellbore effect + skin + closed boundary
8	Infinite-acting radial flow + wellbore effect + skin + constant pressure boundary
9	Infinite-acting radial flow + dual porosity

Reservoir Behavior	Data Mining Features
Infinite-acting radial flow	$\Delta q \log \Delta t$
Closed boundary (pseudisteady state)	$\Delta q \Delta t$
Constant pressure boundary	$\Delta q \Delta t$
Skin factor	$\Delta q \Delta t$
Wellbore effect	$\Delta q (\Delta t \oplus (\Delta t)^2 \oplus \dots)$
Others	$\Delta q (\Delta t \oplus (\Delta t)^2 \oplus \dots)$

Yang Liu, INTERPRETING PRESSURE AND FLOW RATE DATA FROM PERMANENT DOWNHOLE GAUGES USING DATA MINING APPROACHES. Ph.D.thesis, Sanford University 2013.  
<http://purl.stanford.edu/xp635wx9603>



Lima Section



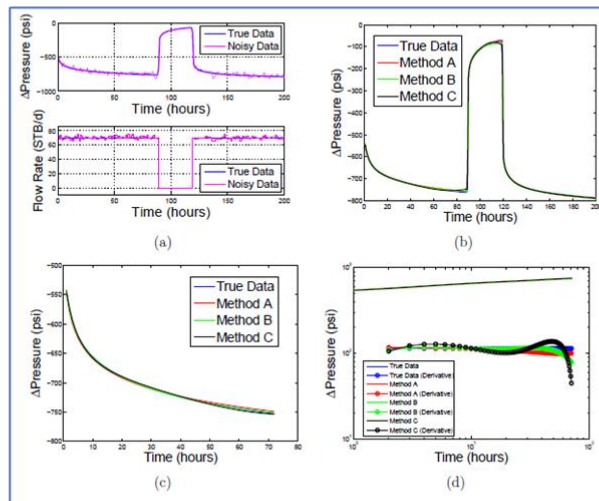
# Aplicación de Data Mining en la Interpretación de Datos de Flujo y Presión (Sensores Permanentes)

Method A	
Input Vector	$\mathbf{x}^{(i)} = \begin{pmatrix} \sum_{j=1}^{i-1} (q^{(j)} - q^{(j-1)}) \\ \sum_{j=1}^{i-1} (q^{(j)} - q^{(j-1)}) \log(t^{(i)} - t^{(j)}) \\ \sum_{j=1}^{i-1} (q^{(j)} - q^{(j-1)}) (t^{(i)} - t^{(j)}) \\ \sum_{j=1}^{i-1} (q^{(j)} - q^{(j-1)}) (t^{(i)} - t^{(j)})^2 \\ \sum_{j=1}^{i-1} (q^{(j)} - q^{(j-1)}) \log(t^{(i)} - t^{(j)})^6 \end{pmatrix}$
Kernel Function	$K(\mathbf{x}, \mathbf{z}) = (1 + \mathbf{x}^T \mathbf{z})^1$
Method B	
Input Vector	$\mathbf{x}^{(i)} = \begin{pmatrix} \sum_{j=1}^{i-1} (q^{(j)} - q^{(j-1)}) \\ \sum_{j=1}^{i-1} (q^{(j)} - q^{(j-1)}) \log(t^{(i)} - t^{(j)}) \\ \sum_{j=1}^{i-1} (q^{(j)} - q^{(j-1)}) (t^{(i)} - t^{(j)}) \end{pmatrix}$
Kernel Function	$K(\mathbf{x}, \mathbf{z}) = (1 + \mathbf{x}^T \mathbf{z})^3$

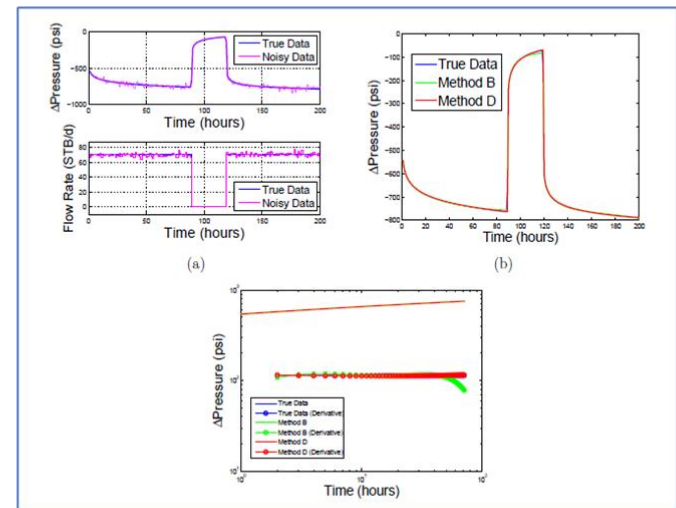
Method C	
Input Vector	$\mathbf{x}^{(i)} = \begin{pmatrix} q_1^{(i)} \\ \vdots \\ q_k^{(i)} \\ t_1^{(i)} \\ \vdots \\ t_k^{(i)} \\ \log(t_1^{(i)}) \\ \vdots \\ \log(t_k^{(i)}) \end{pmatrix}$
Kernel Function	$K(\mathbf{x}, \mathbf{z}) = (1 + \mathbf{x}^T \mathbf{z})^{-3}$

Method D	
Input Vector	$\mathbf{x}_k^{(i)} = \begin{pmatrix} q_k^{(i)} \\ q_k^{(i)} \log t_k^{(i)} \\ q_k^{(i)} t_k^{(i)} \\ q_k^{(i)} / t_k^{(i)} \end{pmatrix}$
Kernel Function	$K(\mathbf{x}^{(i)}, \mathbf{x}^{(j)}) = \sum_{k=1}^i \sum_{l=1}^j k(\mathbf{x}_k^{(i)}, \mathbf{x}_l^{(j)})$ $k(\mathbf{x}_k^{(i)}, \mathbf{x}_l^{(j)}) = (\mathbf{x}_k^{(i)})^T \mathbf{x}_l^{(j)}$

## Resultados Metodo Kernel Simple



## Resultados Metodo Kernel Convolucion



Yang Liu, INTERPRETING PRESSURE AND FLOW RATE DATA FROM PERMANENT DOWNHOLE GAUGES USING DATA MINING APPROACHES. Ph.D.thesis, Sanford University 2013.  
<http://purl.stanford.edu/xp635wx9603>



Lima Section





# MACHINE LEARNING APPROACHES FOR PERMANENT DOWNHOLE GAUGE DATA INTERPRETATION (2018) - RESUMEN

## Aplicaciones obtenidas mediante algoritmos de Inteligencia artificial

- Derivación de los caudales del pozo usando los datos de presión
- Obtención de la presión deconvolucionada
- Derivación de las presiones de fondo usando presiones en superficie y caudales
- Identificación de efecto de interferencia entre pozos
- Calculo y predicción del Índice de Productividad del pozo

## Metodos de inteligencia artificial comunmente usados

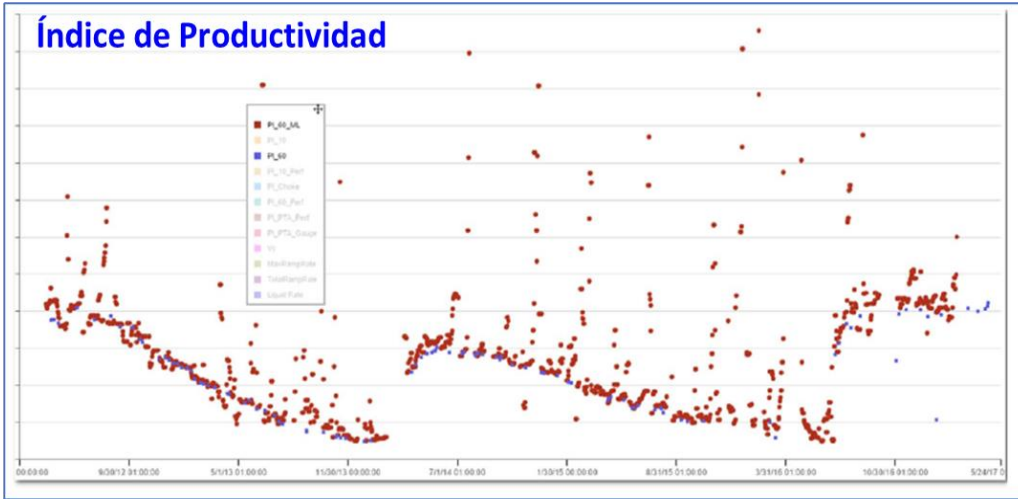
- linear approach, the kernel method and kernel ridge regression.
- Deep Learning: Recurrent Neural Networks. NARX (nonlinear autoregressive exogenous models)



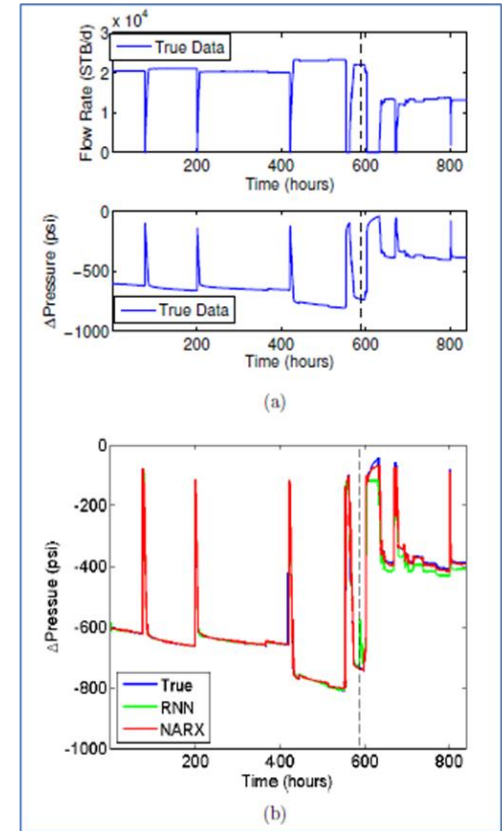
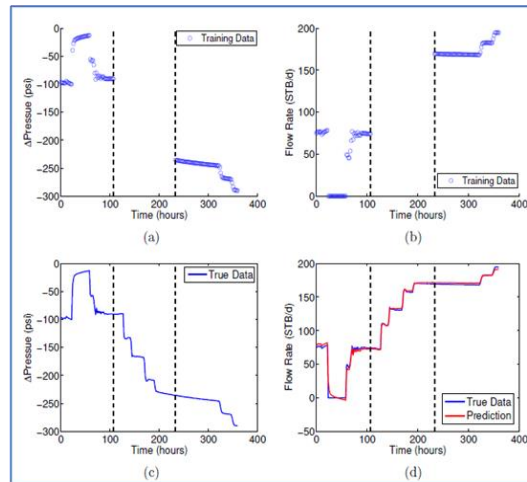
Lima Section



# Índice de Productividad



## Calculo de caudales usando presiones



## RNN vs NARX

Chuan Tian. MACHINE LEARNING APPROACHES FOR PERMANENT DOWNHOLE GAUGE DATA INTERPRETATION, Stanford Ph.D. Thesis, Junio 2018.



Lima Section



## Diagnóstico Automático de Modelos de Reservorio y Determinación de los Parámetros Usando ANN y Diseño del Experimento (2017)

Aplican metodología tipo ANN en la identificación del modelo de interpretación y el cálculo de los parámetros asociados al modelo usando la presión derivativa.

Varios tipos de ANN se usaron: Multicapa Perceptrones, redes neuronales probabilísticas, regresión generalizada de redes neuronales.

Se aplicó exitosamente la metodología a 7 pruebas de restauración de presión. La identificación del modelo de interpretación y la estimación de los parámetros de reservorio se llevó a cabo usando diferentes arreglos de redes neuronales de las pruebas de restauración de presión.

Se enfatiza que a diferencia de los métodos convencionales de análisis, en donde el modelo se define de la inspección visual de la tendencia de la presión derivativa, las redes neurales se entrenan con ejemplos representativos y de esa manera logran identificar el modelo de forma automática y se derivan igualmente los parámetros.

Ref. Automatic well-testing model diagnosis and parameter estimation using artificial neural networks and design of experiments. Rouhollah Ahmadi<sup>1</sup> • Jamal Shahrabi<sup>2</sup> • Babak Aminshahidy<sup>1</sup>. J Petrol Explor Prod Technol (2017) 7:759–783. DOI 10.1007/s13202-016-0293-z

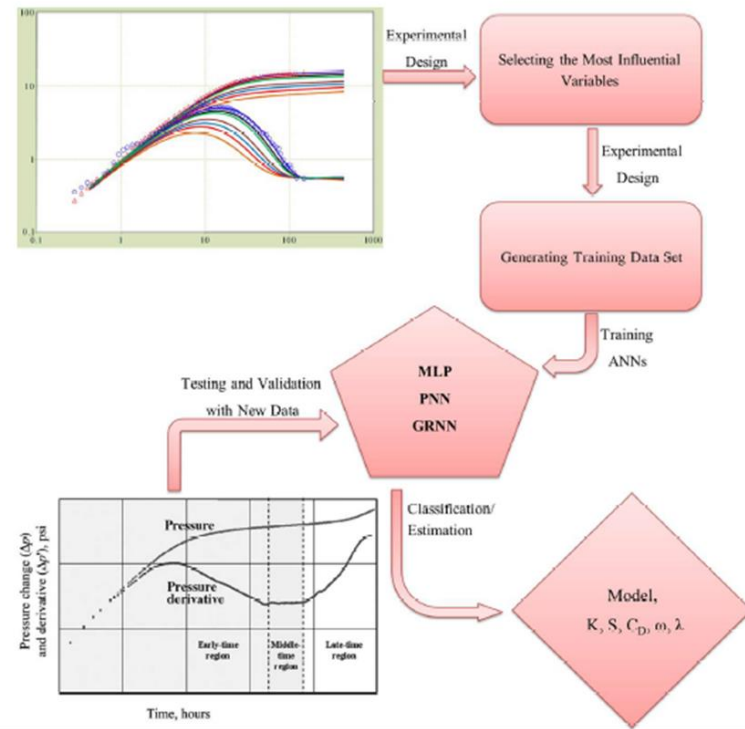
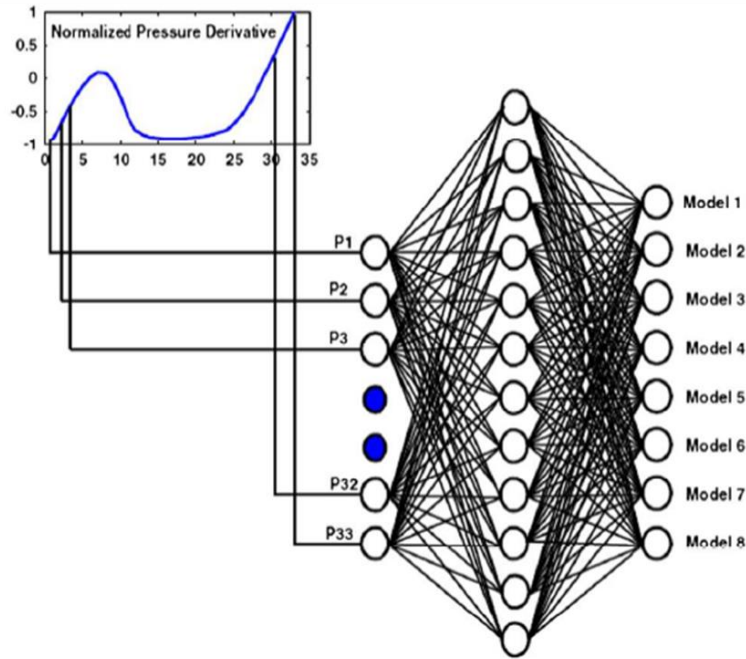


Lima Section



# Diagnóstico Automático de Modelos de Reservorio y Determinación de los Parámetros Usando ANN y Diseño del Experimento (2017)

ANN (artificial Neural Network) aplicada en la identificación del modelo de reservorio y el cálculo de los parámetros de reservorio y pozo. Se consideran dos modelos, homogéneo y de doble porosidad.



Ref. Automatic well-testing model diagnosis and parameter estimation using artificial neural networks and design of experiments. Rouhollah Ahmadi<sup>1</sup> • Jamal Shahrabi<sup>2</sup> • Babak Aminshahidi<sup>1</sup>. J Petrol Explor Prod Technol (2017) 7:759–783. DOI 10.1007/s13202-016-0293-z

# Interpretación Automática de Transientes de Presión Usando identificación de Patrones de Similaridad (2018) PDG

Se realiza el diagnóstico de regímenes de flujo de forma automática en datos adquiridos de sensores de fondo permanentes. El método se basa en la identificación de patrones de flujo basado en el concepto de “búsqueda de similitudes” que permite identificar automáticamente secuencias de regímenes de flujo tales como el radial, esférico, lineal y otros en una gráfica tipo log log.

El algoritmo escanea una ventana en la gráfica y busca el patrón más cercano a “la huella o firma” definida para cada régimen de flujo.

Se identifican automáticamente las posiciones de los regímenes de flujo en una gráfica tipo log-log de la presión y su derivativa mediante escaneo y búsqueda de patrones de flujo ya definidos para cada régimen de flujo.

Una vez identificado el patrón o régimen de flujo particular se realiza el cálculo de los parámetros de reservorio y pozo de forma automatizada, usando las ecuaciones pertinentes a cada régimen de flujo

## Limitaciones o premisas

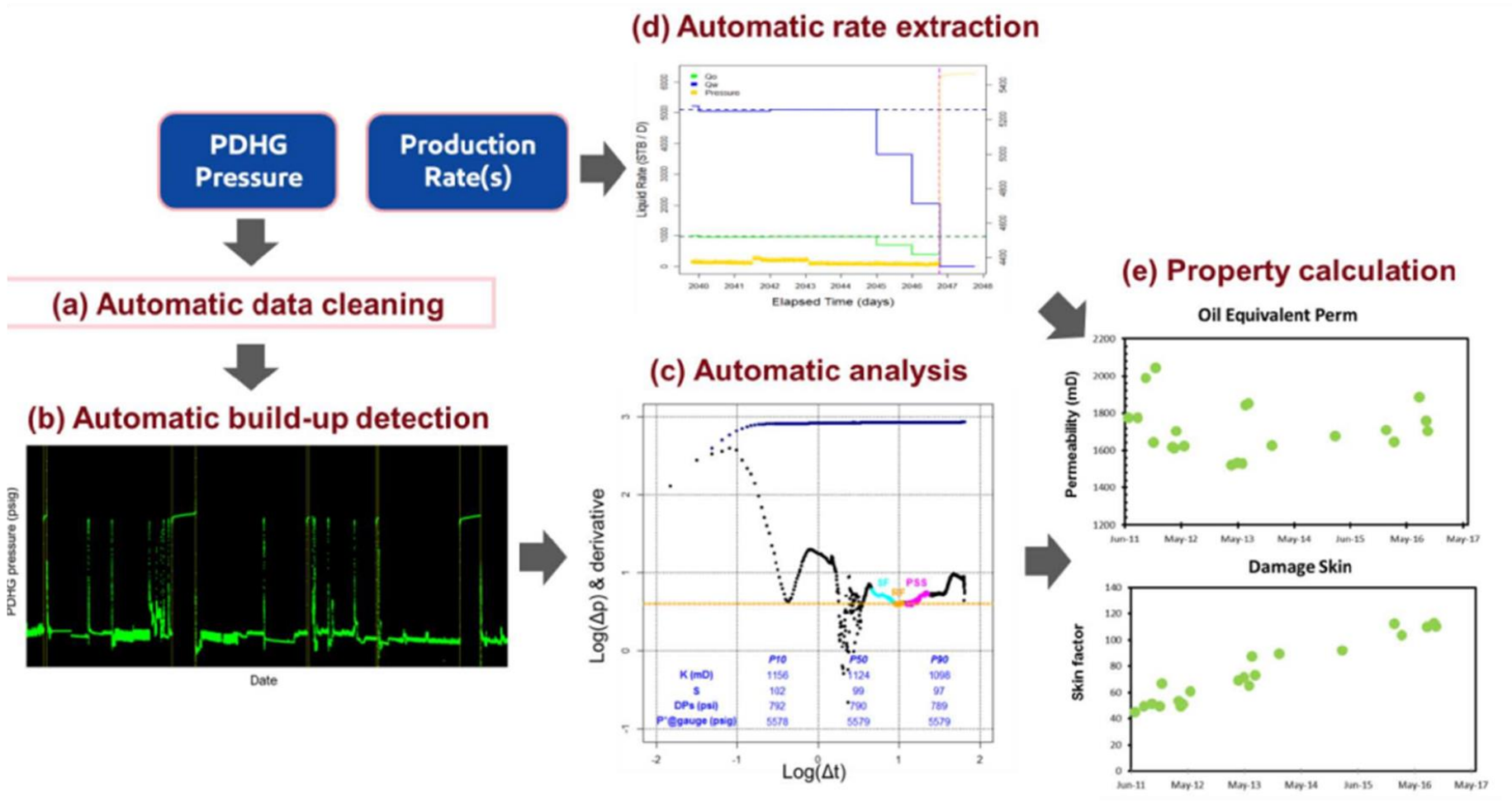
- Duración del periodo de build up debe ser tal que permita la aparición de los regímenes de flujo.
- Tiempo de producción mucho mayor que el cierre a fin de usar la gráfica tipo log log del build up como drawdown.
- El método se probó en pozos verticales con penetración parcial, horizontales y fracturados.



Lima Section



# Procedimiento

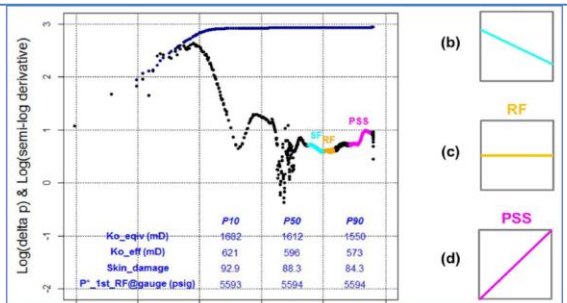
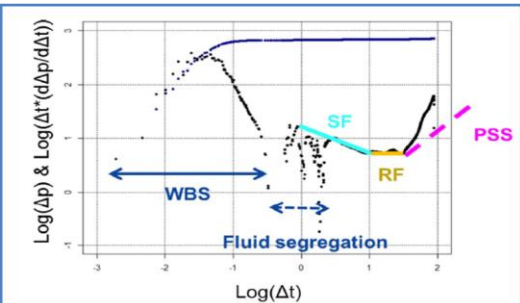


Ref. Slomi Suzuki "Using Similarity Pattern detection to Automate Pressure Transient Analysis" SPE-193285-MS (2018)



Lima Section





**Calculo de los parámetros**

$$\Delta p_D = \frac{\lambda_t h \Delta p}{142.2 (qB)_t}$$

$$\Delta t_D = \frac{0.000263 \lambda_t \Delta t}{\phi c_t r_w^2}$$

$$\Delta p_D = \frac{1}{2} (\ln \Delta t_D + 0.80907) + s$$

$$k_o = \lambda_t \frac{q_o \mu_o B_o}{(qB)_t}$$

$$k_w = \lambda_t \frac{q_w \mu_w B_w}{(qB)_t}$$

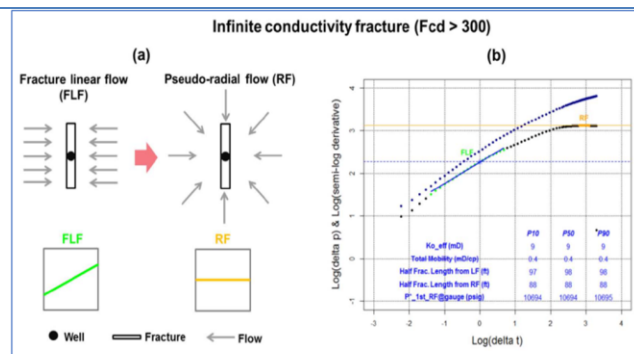
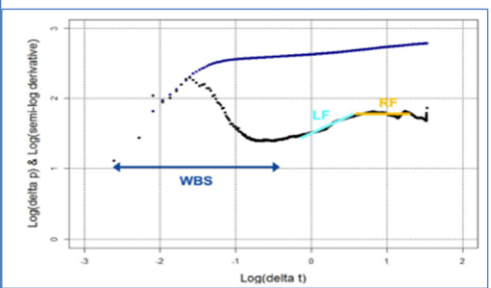
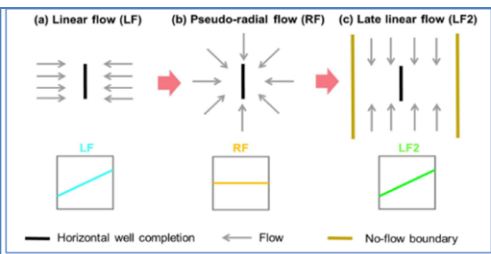
$$\Delta p = \frac{8.128 (qB)_t}{Lh \sqrt{\phi c_t \lambda_t}} \sqrt{\Delta t} + \Delta p_{skin}$$

$$\frac{d(\Delta p)}{d(\ln \Delta t)} = \frac{4.064 (qB)_t}{Lh \sqrt{\phi c_t \lambda_t}} \sqrt{\Delta t}$$

$$\Delta p_{skin} = \frac{141.2 (qB)_t}{\lambda_t L \sqrt{k_v/k_h}} S_d + \frac{141.2 (qB)_t}{\lambda_t h} S_z$$

$$\alpha = \frac{d(\Delta p)}{d(\ln \Delta t)} \Big|_{\Delta t=1} = \frac{4.064 (qB)_t}{Lh \sqrt{\phi c_t \lambda_t}}$$

Ref. Slomi Suzuki "Using Similarity Pattern detection to Automate Pressure Transient Analysis" SPE-193285-MS (2018)



**Calculo de la permeabilidad esférica**

$$k_s = \sqrt[3]{k_x k_y k_z} = \sqrt[3]{k_h^2 k_v}$$

$$\Delta p = 70.6 \frac{(qB)_t}{\lambda_{t,s} r_s} - 2452.9 \frac{(qB)_t \sqrt{\phi c_t}}{\lambda_{t,s}^{3/2} \sqrt{\Delta t}}$$

$$\frac{d(\Delta p)}{d(\ln(\Delta t))} \Big|_{\Delta t=1 \text{ hour}} = 1226.45 \frac{(qB)_t \sqrt{\phi c_t}}{\lambda_{t,s}^{3/2}}$$

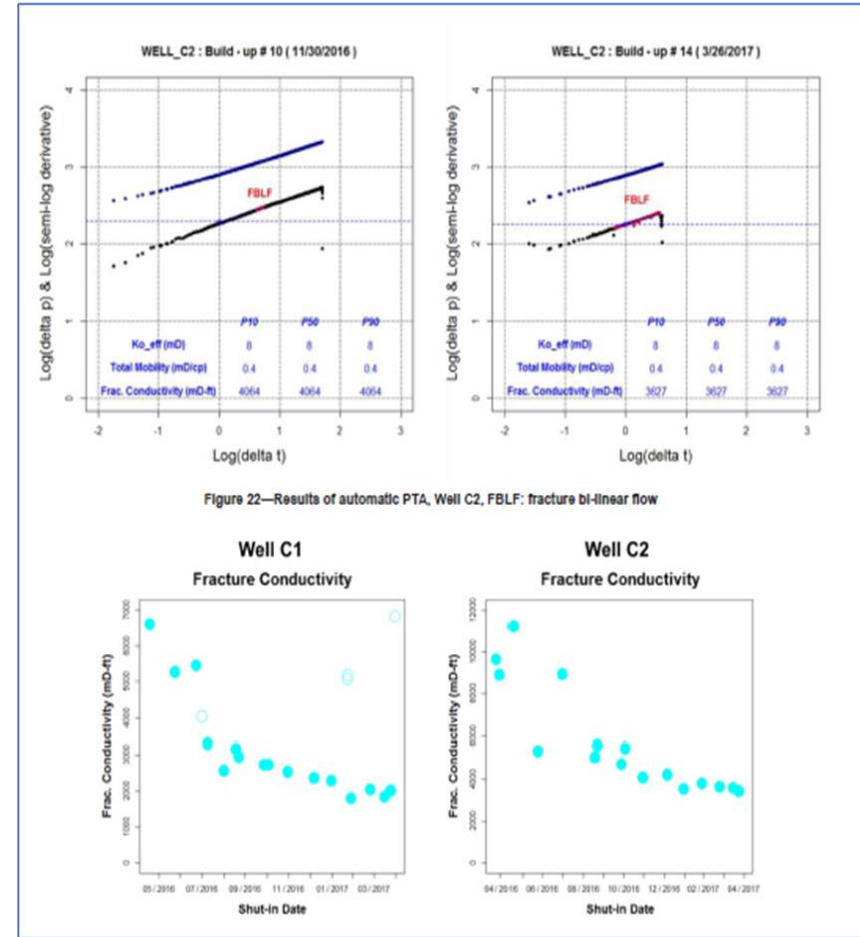
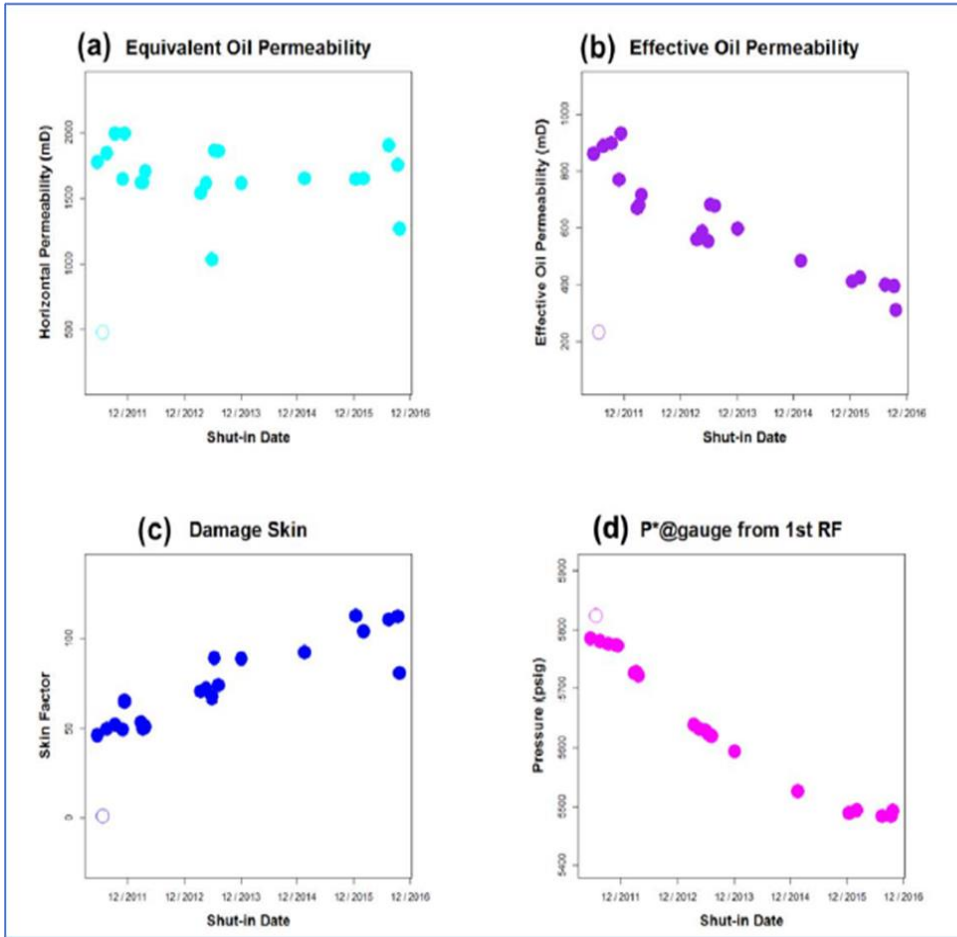
Ref. Slomi Suzuki "Using Similarity Pattern detection to Automate Pressure Transient Analysis" SPE-193285-MS (2018)



Lima Section



# Determinación de los Parámetros de Reservorio y Pozo durante el Tiempo de Producción



Ref. Slomi Suzuki "Using Similarity Pattern detection to Automate Pressure Transient Analysis" SPE-193285-MS (2018)



Lima Section





# Aplicaciones del Aprendizaje Automático en el Seguimiento y Monitoreo de un Pozo en Aguas Profundas (2019)

Se presenta el desarrollo de algoritmos y técnicas de Machine Learning (ML) usadas para procesar y analizar datos de transientes de presión y caudal.

A continuación, comentarios relevantes al proceso:

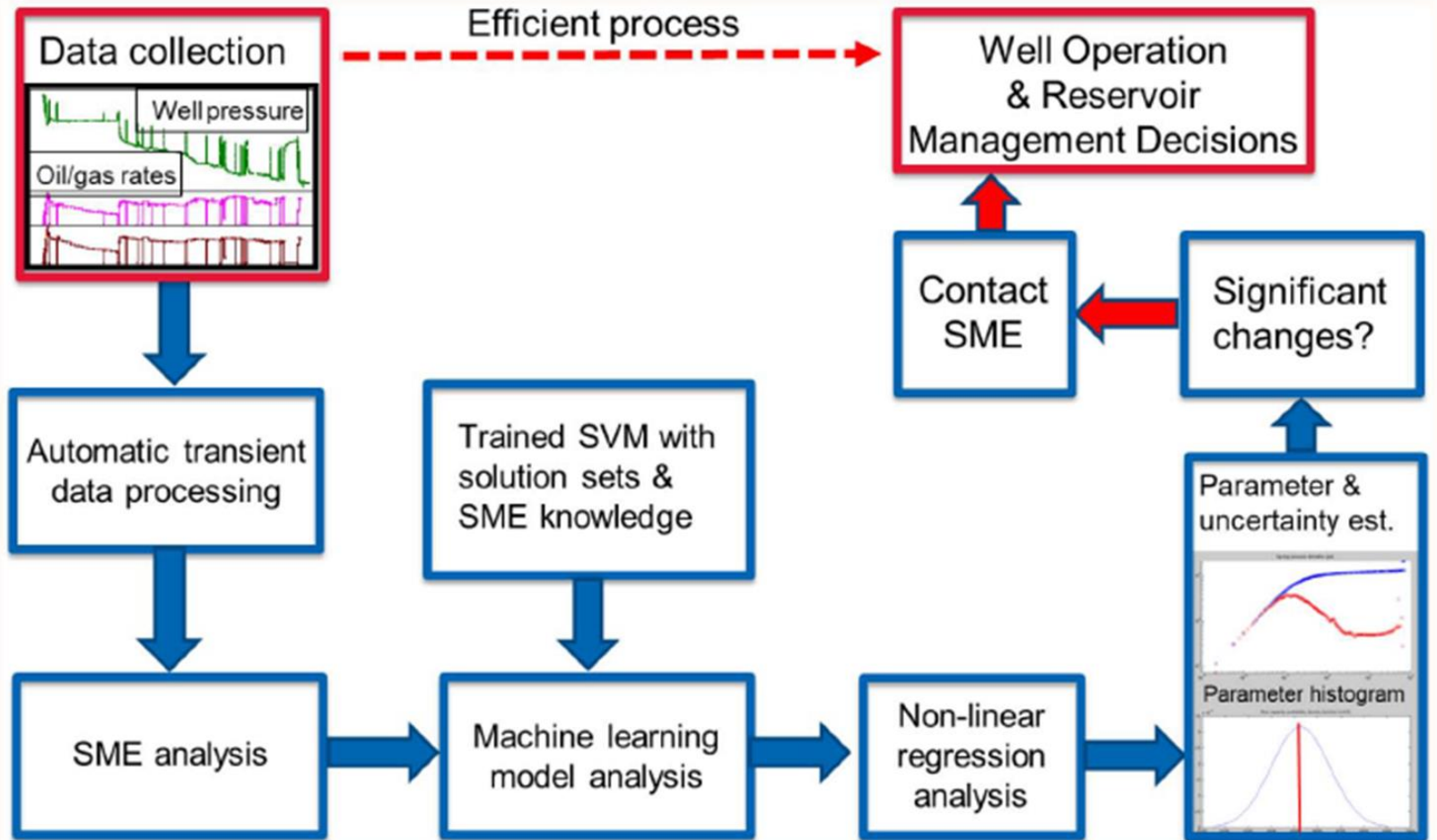
- Se utiliza la agrupación K-mean para identificar el periodo de cierre
- Uso del método de pendiente máxima para sincronizar datos de presión y caudal
- Se combina algoritmo SVP (Supported Vector Machine) con el método de Kernel para el reconocimiento de los regímenes de flujo transiente
- Se realiza regresión no lineal usando modelos físicos para estimar los parámetros del reservorio y del pozo y evaluar el grado de incertidumbre



Lima Section



# Procedimiento

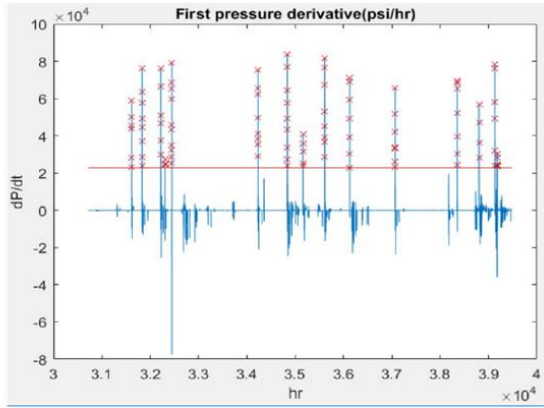


Lima Section

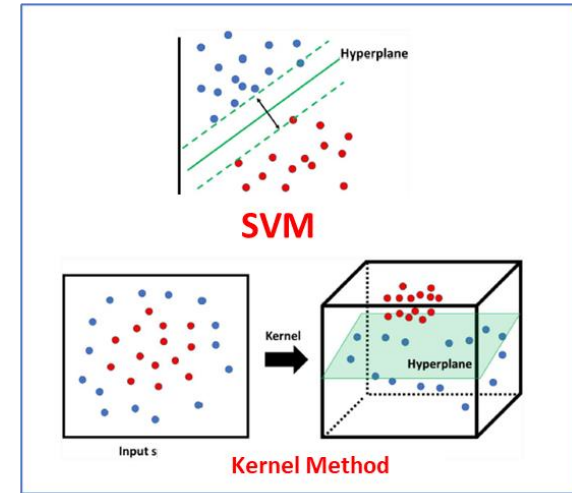
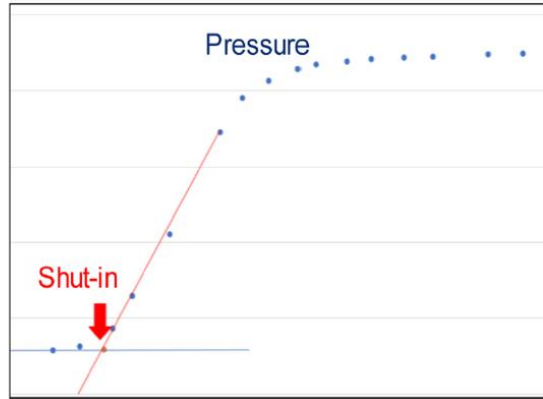
Ref. Olivier Chang, e al. Application of Machine Learning in transient Surveillance in a Deep-Water Oil Field. (2019) SPE-195278-MS



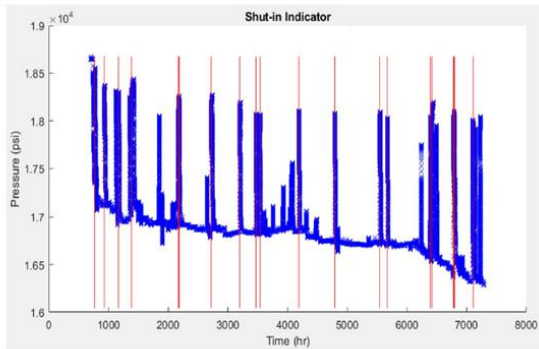
## Identificación periodos de cierre dp/dt



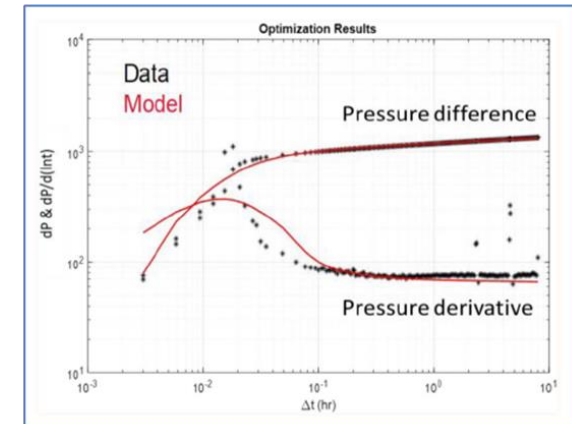
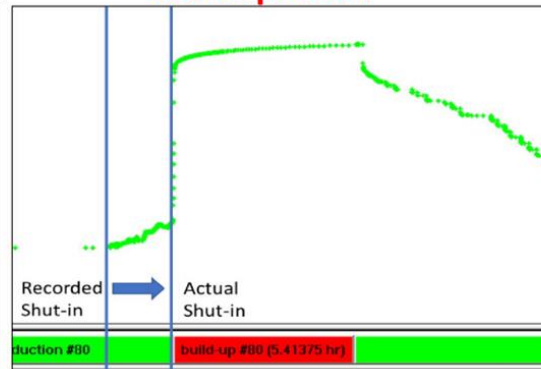
## Método del máximo valor de la pendiente



## Señalización de periodos de cierre



## Sincronización del caudal con la presión



Ref. Olivier Chang, e al. Application of Machine Learning in transient Surveillance in a Deep-Water Oil Field. (2019) SPE-195278-MS



Lima Section



# Aplicación del Método en Pozo Ubicado en Aguas Profundas

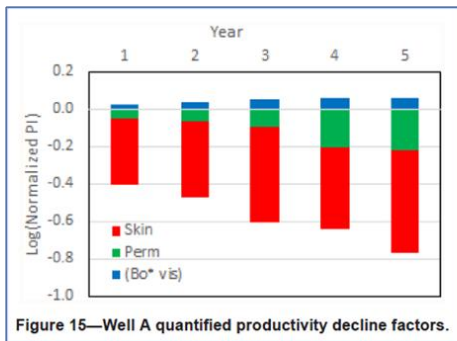
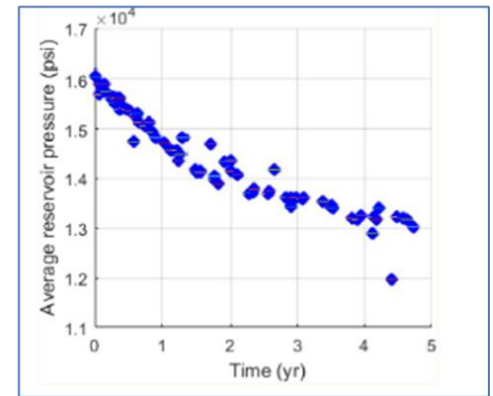
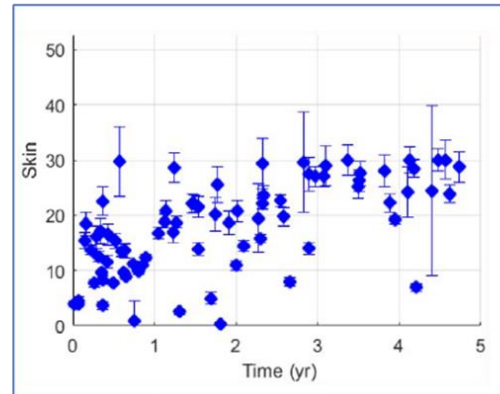
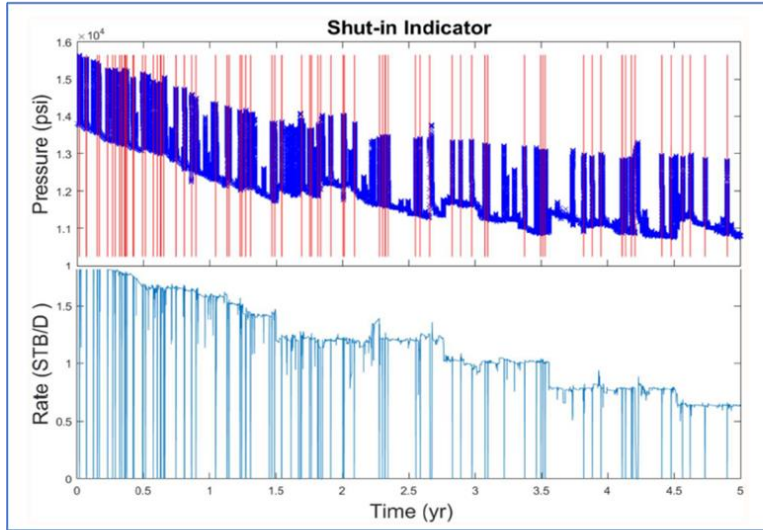
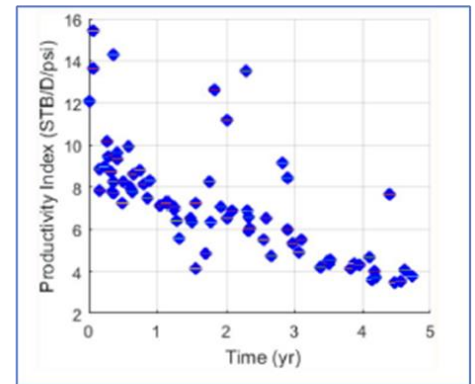
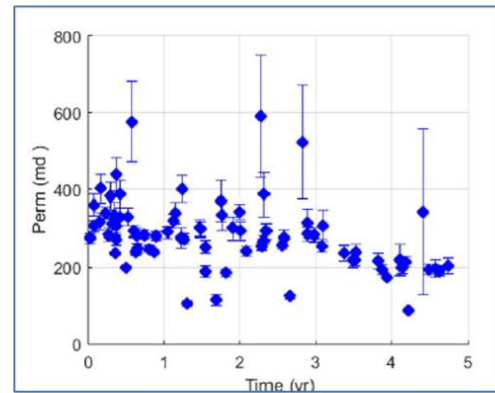


Figure 15—Well A quantified productivity decline factors.



Ref. Olivier Chang, e al. Application of Machine Learning in ransient Surveillance in a Deep-Water Oil Field. (2019)SPE-195278-MS



Lima Section



# Reservorios No convencionales

- El análisis de transientes de caudal de producción, así como declinatoria tiene su inicio a partir del año 2000, en parte debido a las limitaciones del análisis de transientes de presión en el caso de datos provenientes de sensores permanentes (PDG), y al uso de métodos simples como el de Pierrine para el análisis de flujo multifásico.
- La aplicación del análisis de transientes así como declinatoria del caudal de producción, es una herramienta de gran utilidad en el caso de reservorios no convencionales, en los cuales debido a la extremadamente baja permeabilidad del sistema reservorio, en muchos casos limita el uso del análisis de transientes de presión tan solo al diagnóstico de la conductividad de las fracturas hidráulicas.



# Análisis de Transientes de Presión y Caudal: Comparación de Parámetros

PARÁMETROS DE COMPARACIÓN	ANÁLISIS DE TRANSIENTES DE PRESIÓN (PTA)	ANÁLISIS DE DATOS DE PRODUCCIÓN
FUNDAMENTOS TEÓRICOS	Las mismas ecuaciones, método de superposición, así como modelo analítico y numérico. Algunas suposiciones son diferentes	
RANGO DE TIEMPO DE APLICACIÓN	Segundos, horas días, semanas	Semanas, meses, años
PERIODOS DE INTERÉS	Comúnmente restauración de presión, aunque es posible de realizar en periodos de fluencia	Periodo de producción, aunque se pueden incluir periodos de cierre
FUENTES DE DATOS	Mediciones durante la realización de la prueba  Probadores de formación  Sensores permanentes (PDG)	Producción medida o asignada  Presiones en superficie  Sensores permanentes (PDG)
ÁREAS O VOLÚMENES DEL RESERVORIO INVOLUCRADAS	Volumen investigado durante la prueba (fluencia y/o cierre)  Limite geológico	Área de drenaje del pozo o grupo de pozos  Limite dinámico

PARÁMETROS DE COMPARACIÓN	ANÁLISIS DE TRANSIENTES DE PRESIÓN (PTA)	ANÁLISIS DE DATOS DE PRODUCCIÓN
GRAFICAS BASICAS	Horner, MDH	Arps
CURVAS TIPO (CLASICAS)	McKinley, Gringarten	Fetkovich
GRAFICAS DE DIAGNOSTICO PRESENTES	Log-log con la derivativa	Log-log & Blasingame con la derivativa
Principal regimen de flujo de interes y resultados derivados del analisis	Flujo radial (estado de presiones infinito) Kh y Dano	Estado semi estacionario Area de drenaje y factor de forma
Capacidad de diagnostico	Alta a muy alta	Media a baja
Validez a largo plazo	Media a baja	Alta a muy alta



- Ensayos tipo restauración de presión no son muy frecuentes y el análisis se concentra en los periodos de fluencia, usando en muchos casos datos de presión en cabeza extrapolados a fondo e incorporando los datos de caudal transiente. (análisis tipo RTA)
- Metodos de análisis son convencionales (Log-Log y gráficas especializadas tipo Semi Log) aplicados a pozos con fracturas hidráulicas. Análisis tipo “no lineal” o Método numérico es conveniente.
- El área o volumen de drenaje del VRE (inicialmente definido por micro sísmica), puede simularse como una zona o zonas de diferentes transmisibilidades, similar en concepto a un modelo Radial o Lineal compuesto.
- Permeabilidad y Porosidad son dependientes de la magnitud del esfuerzo efectivo, el cual se incrementa al disminuir la presión poral en las fracturas
- Diseño del ensayo debe considerar la dependencia de la permeabilidad y porosidad con el esfuerzo efectivo el cual se incrementa con la declinación de la presión poral.
- En campos ubicados en China y Argentina se observaron efectos de interferencia en pozos productores como consecuencia de realizar trabajo de fractura en otro pozo. Este efecto indujo a la reducción de caudal aunque temporalmente en el pozo productor.



# Análisis de Caudal y Presión Transiente Basado en el Grupo CHOW

Ese método se basó en los resultados de interpretación obtenidos de pruebas realizadas en el campo Wolfcamp. Del análisis de las pruebas de presión y caudales transientes realizadas en más de 400 pozos del campo, se concluye que el valor de la pendiente asociada con flujo lineal de las fracturas inducidas no es igual a 0.5 (1/2)

Asumiendo que la caída de presión viene dada por

$$\Delta p(t) = At^a$$

El grupo de presión CHOW (Chow Pressure Group) viene dado por la expresión:

$$\Delta p_c(t) = \frac{\Delta p}{2\Delta p'} = \frac{1}{2a} \quad \frac{\Delta p}{q} = A \left( \frac{Q}{q} \right)^a \quad q^{1-a} = \frac{1}{A} \frac{(p_i - p_{wf})}{Q^a}$$

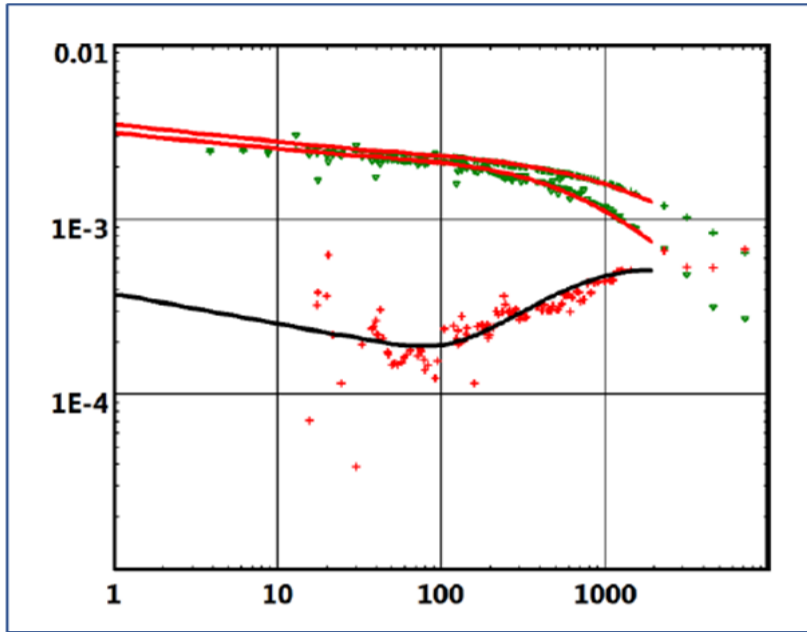
Cuando el exponente “a” en la ecuación anterior es igual a ½, el valor del grupo es unitario. Según los autores el caso de pendiente ½ es un caso particular del valor del exponente “a”

Se asume y en particular para el caso de reservorios no convencionales que el régimen de flujo puede ser del tipo no difusivo, es decir que el exponente no necesariamente es igual a ½ como se supone en el régimen de flujo lineal.

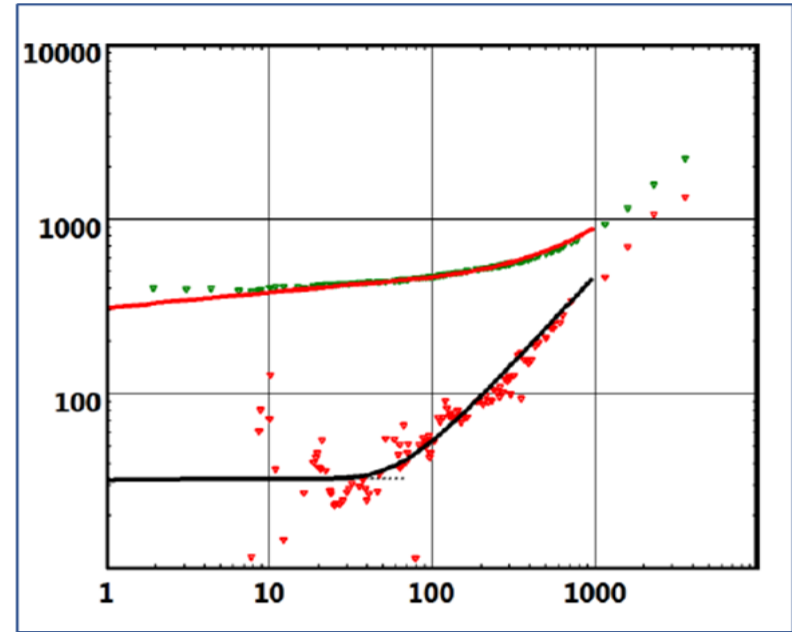




# Metodología de Diagnostico



**Blasingame Plot**  
**Caudal Normalizado**



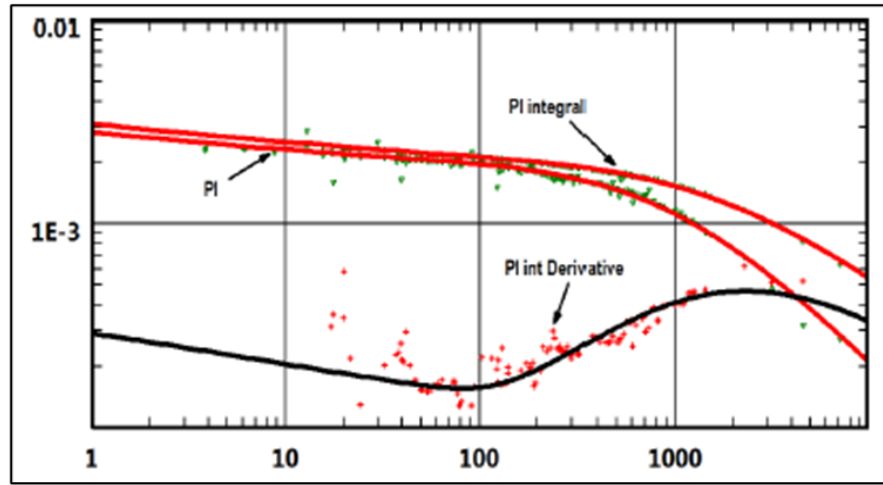
**Log-log Plot**  
**Presión Normalizada**

Estos métodos de diagnostico y análisis consideran que tanto la presión de fondo así como el caudal pueden ser variables.

Ref. Manual kappa Engineering

# Blasingame Plot

Tanto la presión asi como el caudal son variables



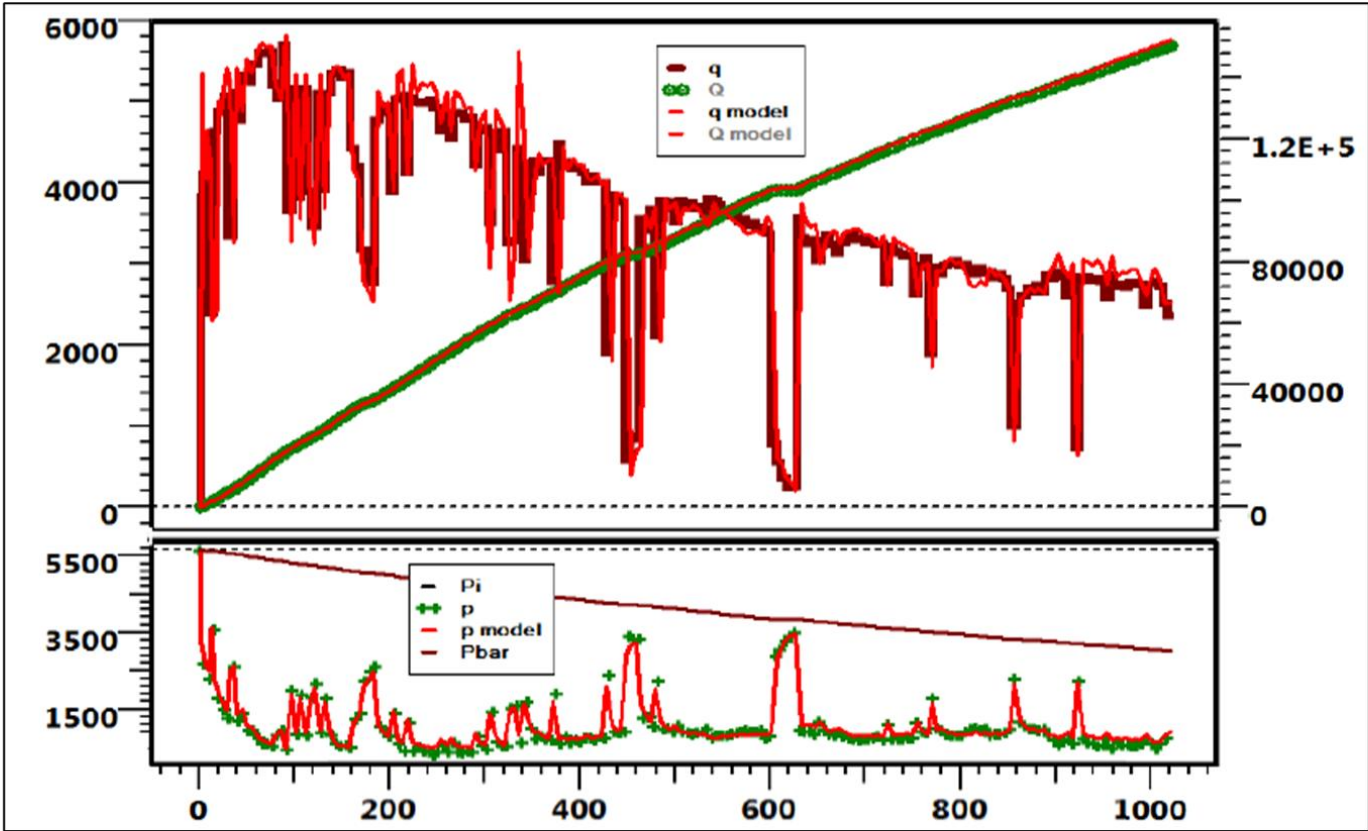
Caudal Normalizado  $PI(t) = \frac{q(t)}{p_i - p_w(t)}$

Derivativa de la Integral del Caudal normalizado  $PI\ Int.\ Derivative = \frac{\partial(PI_{int})}{\partial \ln(t_e)}$

Integral del Caudal normalizado  $PI\ Int. = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} PI(\tau) d\tau = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{q(\tau)}{p_i - p_w(\tau)} d\tau$

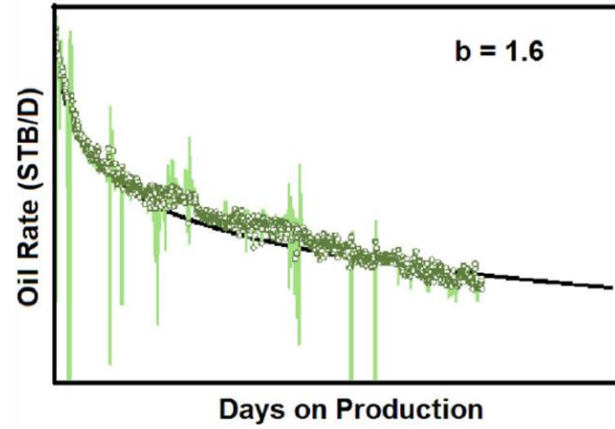
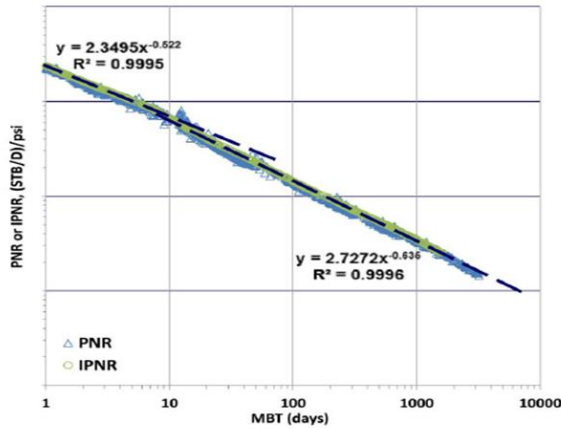
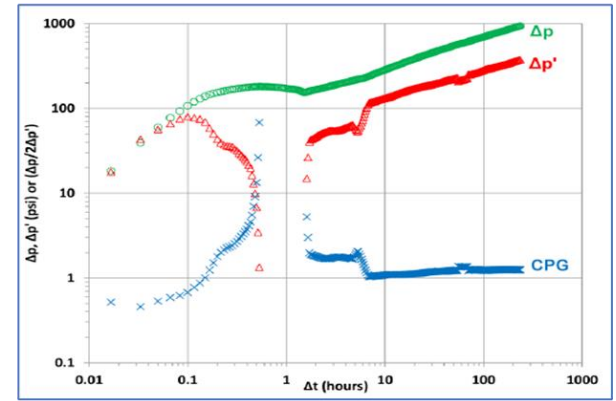
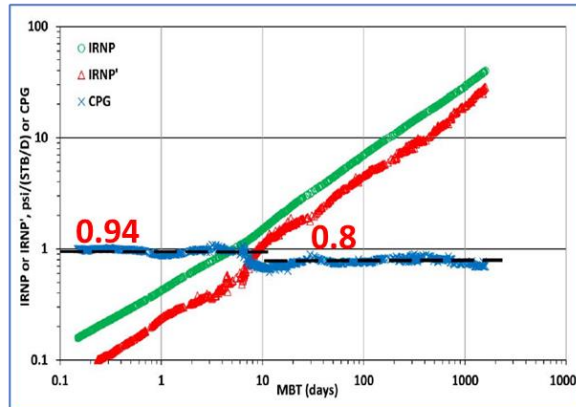
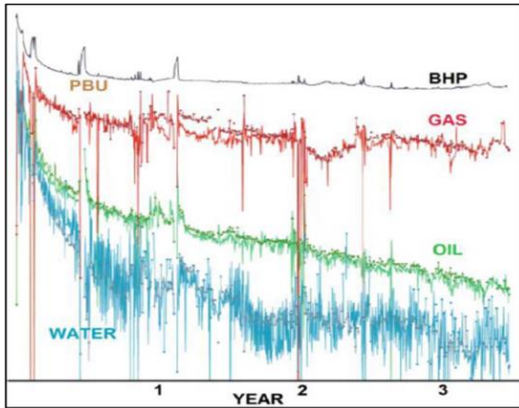
Ref. Manual kappa Engineering

En la practica el análisis de la declinación de la producción se realiza considerando toda la historia de producción y presiones y se trata de lograr la simulación de los valores del caudal y presiones usando modelos analíticos o numéricos.



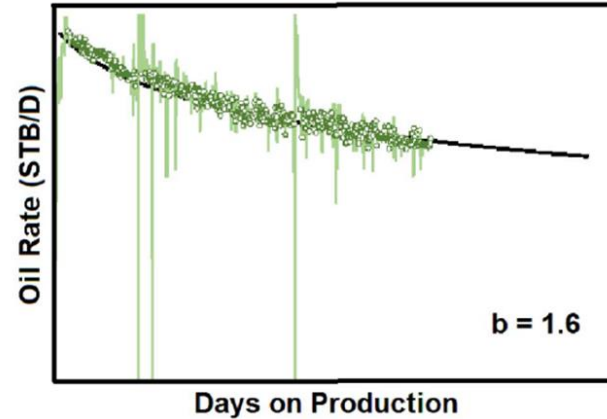
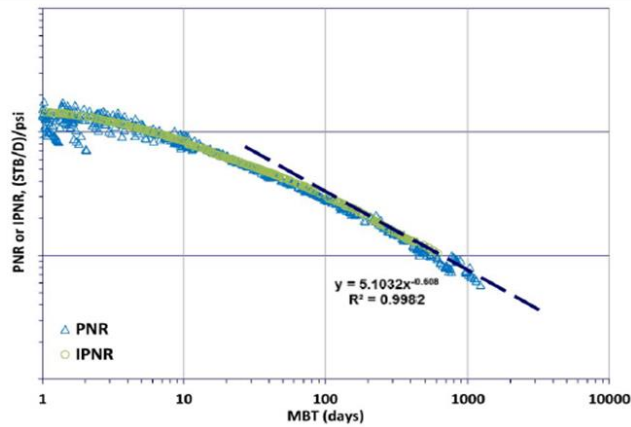
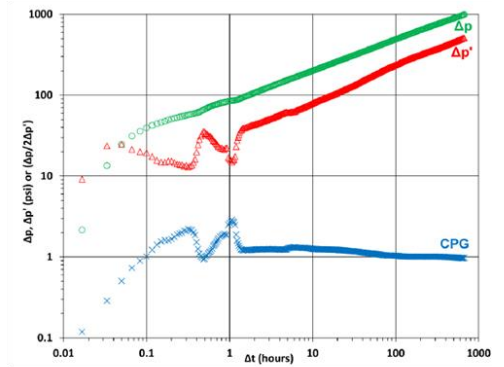
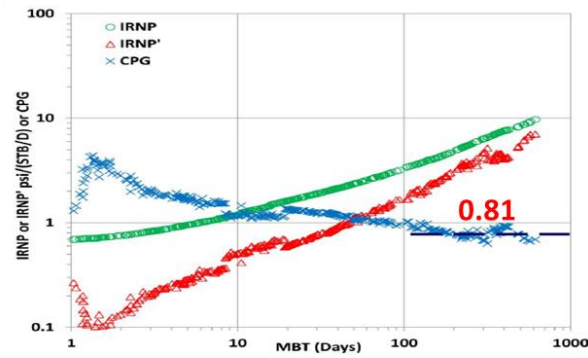
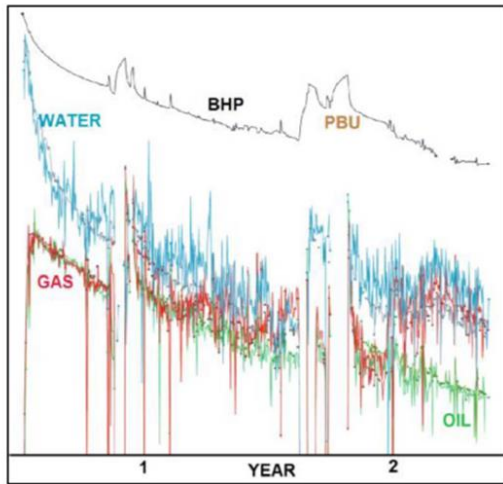
Ref. Manual kappa Engineering

# Wolfcamp: Caso de Campo 1



Ref. W.Chu, et al. Rate transient Analysis Based on Power-Law Behavior for Permian Wells SPE-187180-MS Octubre 2017.

## Caso de Campo 2



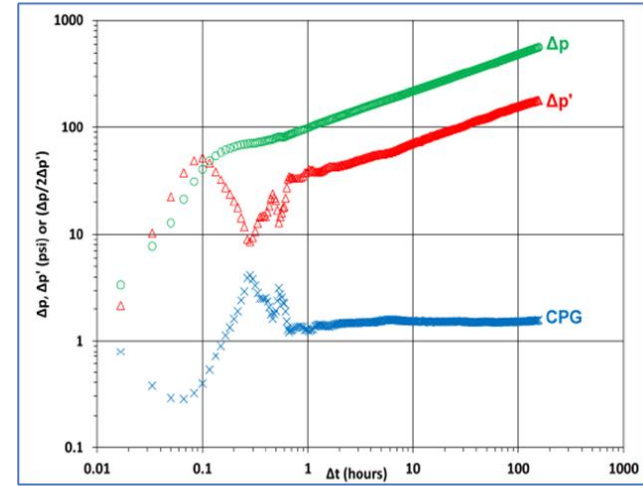
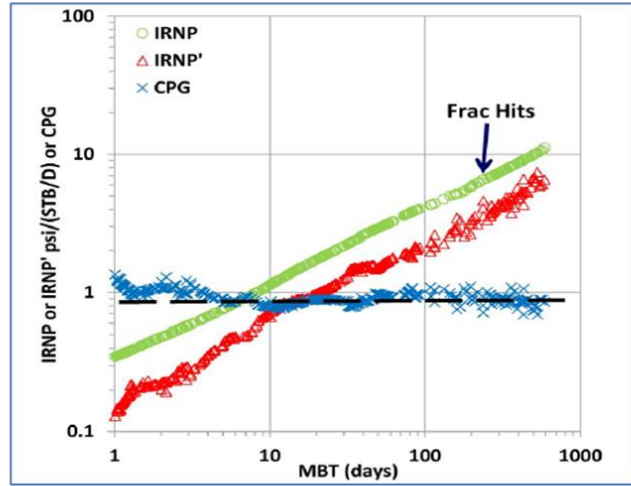
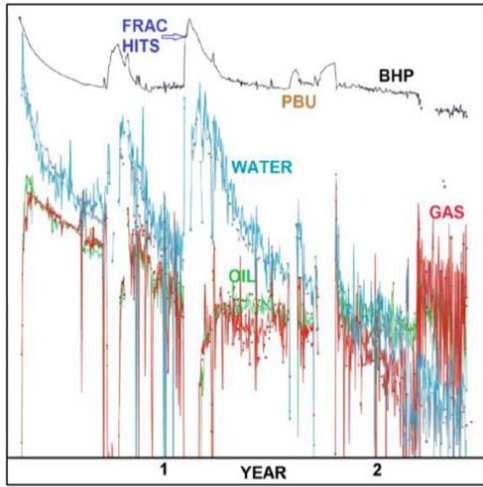
Ref. W.Chu, et al. Rate transient Analysis Based on Power-Law Behavior for Permian Wells SPE-187180-MS Octubre 2017.



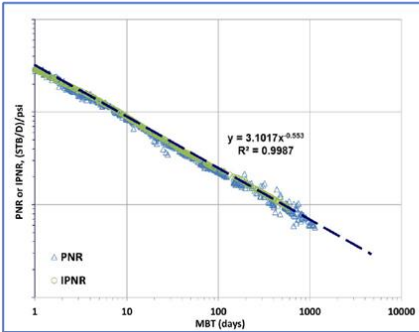
Lima Section



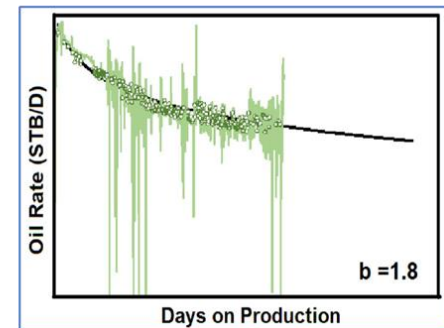
# Caso de Campo 3



$$\Delta p(t) = At^a \quad \text{Resultados} \quad \frac{\Delta p}{q} = A \left( \frac{Q}{q} \right)^a$$



Case	RNP				PNR		
	Slope	CPG	A	Power-Law Exponent, a	A	Power-Law Exponent, a	b factor
1	1	0.94	0.42	0.53	2.35	-0.52	1.92
	2	0.80	0.39	0.62	2.73	-0.64	1.57
2		0.81	0.19	0.62	5.10	-0.61	1.64
3		0.87	0.32	0.55	3.10	-0.55	1.81



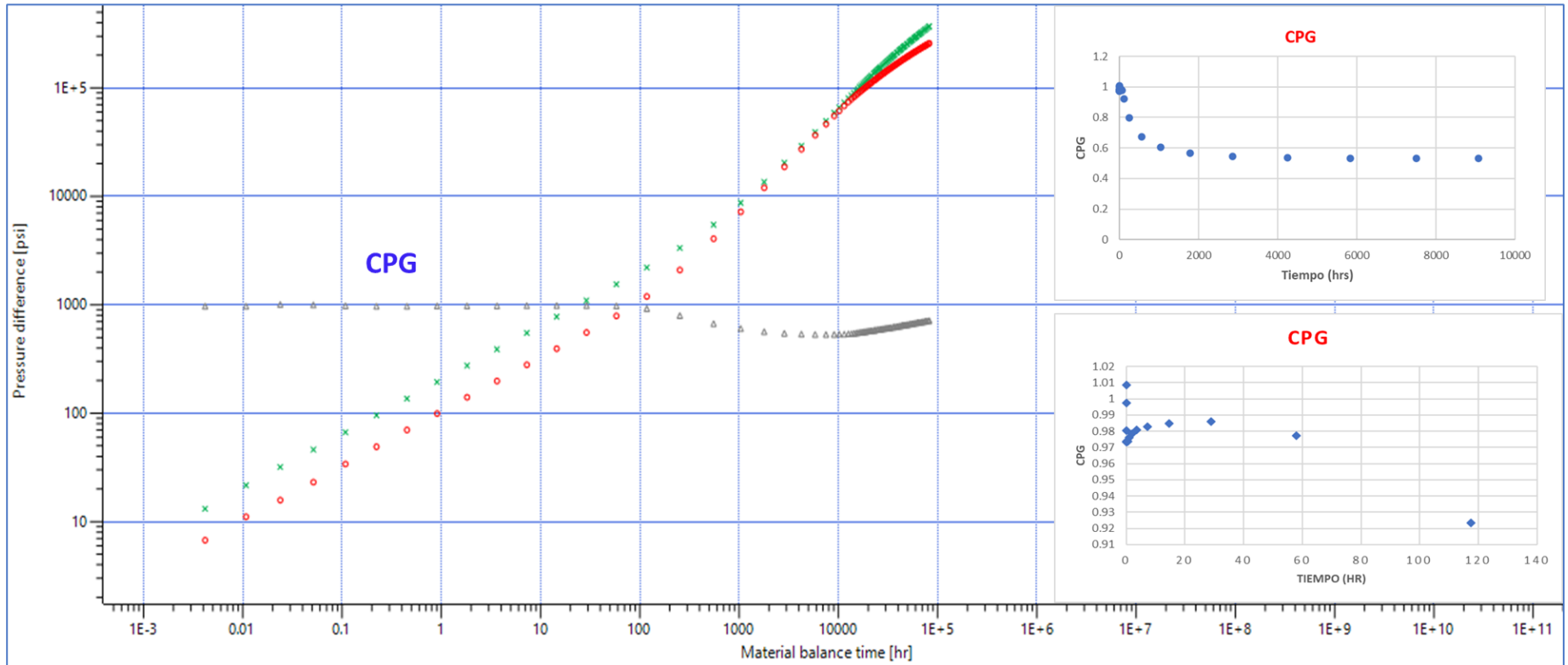
Ref. W.Chu, et al. Rate transient Analysis Based on Power-Law Behavior for Permian Wells SPE-187180-MS Octubre 2017.



Lima Section



# Gráfica de Diagnóstico log-log de la Presión Normalizada e Integral y CPG



Lima Section



# Conclusiones

**Basado en mi experiencia tanto de campo en well testing, así como en análisis de pruebas de presión usando el programa comercial Saphir desde mediados de la década de los 80, así como en la revisión de las publicaciones relevantes a la fecha se desprenden las siguientes conclusiones:**

- En la actualidad la metodología en interpretación de pruebas de presión cuenta con soluciones o modelos analíticos y numéricos, lineales y no lineales aplicables a datos provenientes de pozos de las más variadas configuraciones de completación, así como distintos tipos de fluido y fases presentes en el reservorio, convencionales o no convencionales
- La interpretación de los datos usando programa especializado y actualizado a la fecha, cuyos resultados principales son la identificación del modelo de reservorio y la determinación de los parámetros de reservorio y pozo debe de considerarse altamente resolutive y única
- Prácticamente el inicio de la introducción de métodos de interpretación, así como modelos de reservorio, es a partir de la década de los 50 (Horner y MDH) y el avance de mayor impacto tanto en adquisición de datos como en métodos de interpretación se da a partir de la década de los 80, con la adquisición de datos de presión usando sensores electrónicos, así como la introducción de la presión derivativa (Bourdet)
- A partir de mediados de la década de los 80 a la fecha la importancia del well testing se ve reflejada a nivel de campo por cuanto las compañías de servicios además de contar con sensores electrónicos incorporaron profesionales dedicados a la interpretación preliminar de los datos y asegurar el logro de los objetivos de evaluación en común acuerdo con las compañías operadoras. Igualmente se podía verificar el avance en cuanto a desarrollo de modelos de interpretación



Lima Section





- La identificación de regímenes de flujo basados en la tendencia o patrones de la presión derivativa ha sido la fuente de inspiración en el uso de algoritmos de inteligencia artificial para la identificación de modelos de reservorio a partir de la década de los 80.
- Aunque se han publicado trabajos en el uso de Inteligencia artificial desde la década de los 80, no es sino en los últimos 10 años que se aprecian publicaciones que enfatizan el uso de métodos tipo machine learning para el análisis de los datos, en particular para el caso de los pozos que disponen de sensores permanentes, los cuales dado el volumen de datos adquiridos se prestan a un proceso de interpretación automatizada.
- La aplicación de métodos de inteligencia artificial en well testing o transient well testing si bien ha sido objeto de muchas publicaciones recientes, esta principalmente orientada al análisis y procesamiento de datos de presión, caudal y temperatura adquiridos mediante sensores permanentes. En la actualidad los programas especializados en interpretación de transientes de presión no cuentan con la opción tipo machine learning o uso de inteligencia artificial en la identificación de modelos de reservorio o para realizar una interpretación automática, es decir sin intervención de interprete.
- Luego de la presión derivativa, podemos considerar como un avance significativo el método de la deconvolución que hace su aparición en los programas comerciales en la década del 2000. Debemos considerar este método como un proceso de optimización de la información que se presenta en los periodos de cierre. La deconvolución es derivada de un proceso matemático, es decir no es una medida real.

