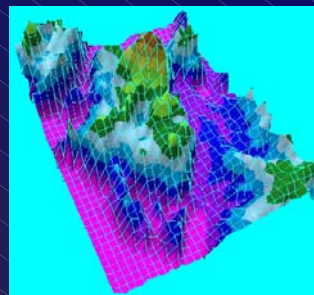




INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

# GEOESTADÍSTICA APLICADA



Tema: **Ejemplo de Simulación**

Instructores:

Dr. Martín A. Díaz Viera ([mdiazv@imp.mx](mailto:mdiazv@imp.mx))

Dr. Ricardo Casar González ([rcasar@imp.mx](mailto:rcasar@imp.mx))

2004

**Modelado y Simulación de un Medio  
Poroso Vugular**

## Contenido

- Introducción
- Marco geológico de los Complejos Petroleros Abkatún y Cantarell
- Modelo estocástico del sistema poroso de la brecha calcárea del límite K/T
- Simulación estocástica del sistema poroso de la brecha calcárea del límite K/T
- Escalamiento de permeabilidad en la caracterización de yacimientos
- Comentarios finales

## Introducción

El objetivo de la industria petrolera extractiva es generar valor a través de la producción de hidrocarburos

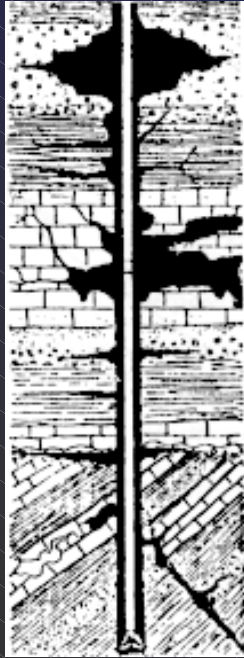
Una de las primeras etapas en el estudio de los yacimientos es la caracterización estática

**De entre los parámetros más importantes a definir en la caracterización de los yacimientos:**

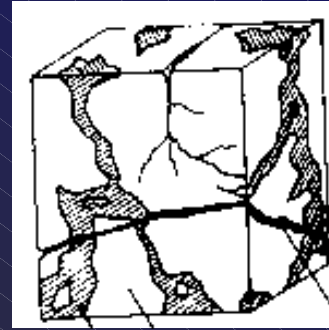
- La geometría del yacimiento
- El medio poroso que contiene los hidrocarburos
- Las propiedades petrofísicas asociadas

## Los yacimientos son sistemas heterogéneos

Las heterogeneidades se presentan en diferentes escalas



Sistema poroso en rocas carbonatadas:  
matriz - vugulo - fractura



vugulo    matriz    fractura

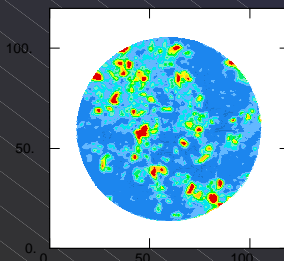
## Sistema poroso en rocas carbonatadas

En la formación de porosidad intervienen tres factores:

- Ambiente de depósito
- Procesos diagenéticos
- Fracturamiento

La arquitectura y geometría del sistema poroso es un factor determinante en las propiedades petrofísicas y en el flujo de un yacimiento

Sistema poroso vugular



**Se requiere:**

•Una descripción cuantitativa del sistema poroso

•Una metodología para definir propiedades petrofísicas del yacimiento a diferentes escalas

**Esta investigación se enfoca al principal horizonte productor de la Sonda de Campeche:**

**Una brecha calcárea de edad límite Cretácico - Terciario ( K/T )**

**Un sistema poroso discontinuo con las características del sistema de la brecha calcárea del K/T puede ser modelado bajo un enfoque estocástico**

El enfoque estocástico en Ciencias de la Tierra considera al conjunto de observaciones  $\{ X_1, X_2, X_3, \dots, X_t \}$ , provenientes de un proceso físico distribuido en el espacio y controlado mediante un mecanismo aleatorio

## **Propuesta**

- Describir y modelar el sistema poroso de la brecha calcárea del K/T mediante un enfoque estocástico**
- Reproducir dicho sistema poroso mediante simulación estocástica**
- Efectuar experimentos de flujo, los resultados se utilizarán para proponer metodologías de escalamiento de propiedades petrofísicas como la permeabilidad**

## **Objetivos del Proyecto de Investigación**

- **Determinar cuantitativamente la arquitectura y geometría de un sistema poroso vugular asociado a una roca carbonatada**
- **Establecer un procedimiento estocástico para modelar la distribución espacial y conectividad de un sistema poroso vugular**
- **Establecer un procedimiento para la simulación estocástica de un sistema poroso vugular**
- **Establecer un procedimiento para escalar permeabilidad en un sistema poroso vugular, con aplicación a la caracterización de yacimientos carbonatados**

## **Marco geológico de los Complejos Petroleros Abkatún y Cantarell**

## La información considerada comprendió a los Complejos Cantarell y Abkatún en la Sonda de Campeche, México



Complejo Cantarell: Akal, Chac, Kutz, Nohoch y Sihil  
Volumen original de aceite: **37,676.7 mmb**  
**Actualmente el más importante en reservas y producción. Considerado un campo supergigante, cuarto en el mundo**



Abkatún: Abkatún, Pol, Chuc  
Volumen original de aceite: **9,152.4 mmb**  
Segundo en importancia después de Cantarell. Produce aceites ligeros de 20 a 32 grados API

Referencia: Pemex Exploración y Producción, 2003

## Geología Petrolera de la Sonda de Campeche

### Roca generadora:

Lutitas bituminosas y calizas arcillosas del Jurásico Superior (Tithoniano)

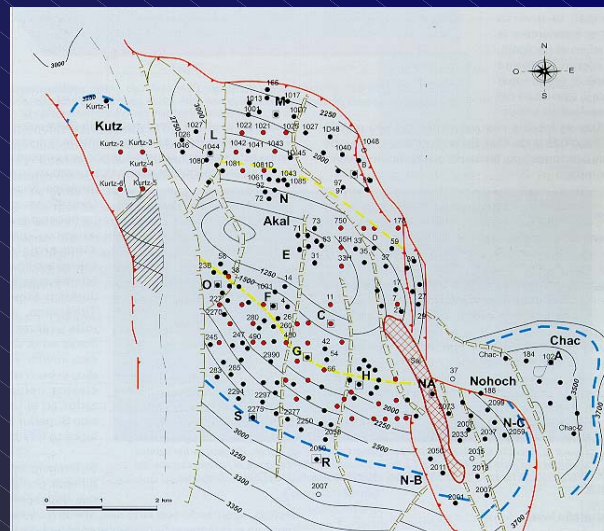
### Roca almacenadora:

Brecha calcárea de clastos angulosos de caliza y dolomía, de alta porosidad secundaria debido a fracturamiento y al desarrollo de vóculos

### Roca sello:

Formado por una capa arcillosa y limolítica, dolomitizada e impermeable, que constituye la parte superior de la misma unidad de brecha calcárea

### Complejo Cantarell Cima de la brecha calcárea del límite K/T



**Trampas:** De tipo estructural, anticlinales asociadas a fallamiento normal e inverso

Tomado de Pemex Exploración y Producción, 1999

## Estratigrafía de la sucesión sedimentaria del límite K/T

Calizas y margas pelágicas del Paleoceno

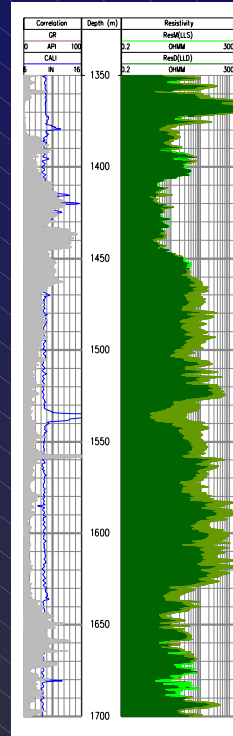
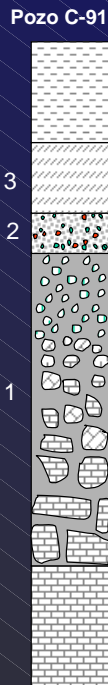
Sucesión sedimentaria del límite K/T

Unidad 3

Unidad 2

Unidad 1

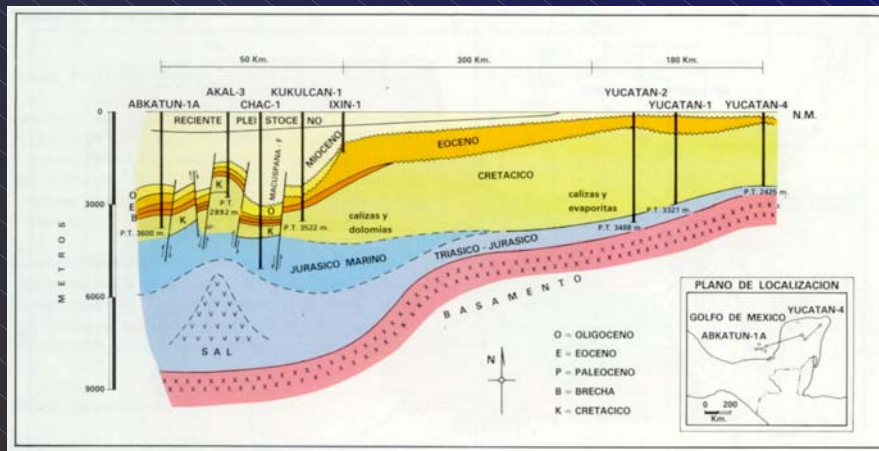
Calizas pelágicas del Maastrichtiano Superior



Tomado de Murillo Muñetonn, et al, 2002

## Origen de la brecha calcárea del límite K/T

Impacto de un meteorito o cometa en la parte norte de la actual península de Yucatán. Evento “instantáneo” que provocó un fuerte movimiento sísmico que dió lugar a un deslizamiento de los sedimentos del margen occidental de la plataforma carbonatada de Yucatán



Tomado de Santiago Acevedo, et al. 1984

# Brecha Calcárea del K /T

## Pozo Cantarell 418 N-2

Formación de vóculos por ensachamiento de fracturas mediante procesos de disolución.

Estilolitas y diferentes eventos de fracturamiento

Fracturas cementadas cortadas por fracturas no cementadas



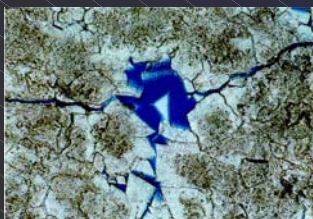
Tomado de Grajales Nishimura, et al 2001

## Núcleo del pozo Abkatún 2111, el sistema poroso observado es de tipo vugular

Sección delgada

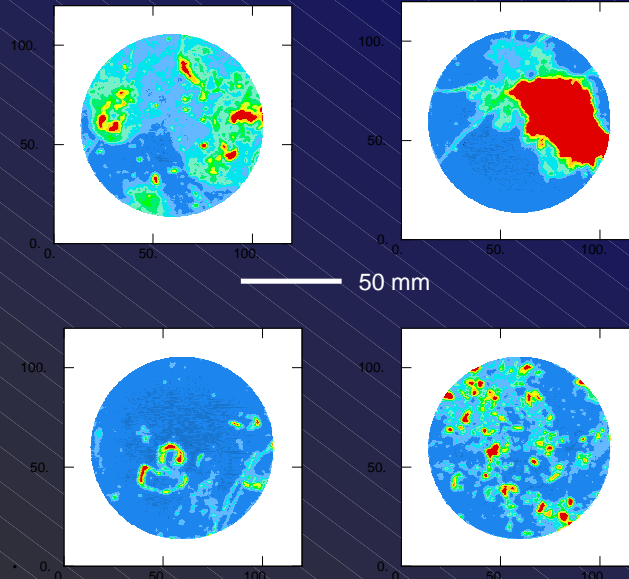


1 mm



0.24 mm

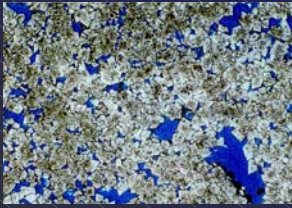
Tomografía de núcleo



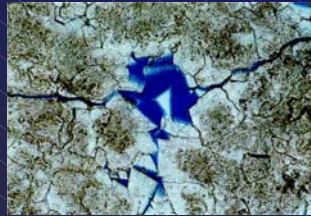


## Medio poroso vugular y escala de observación

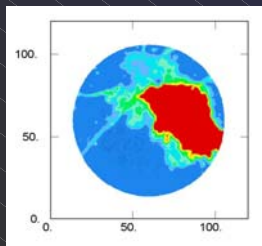
1 mm



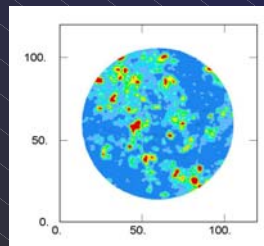
0.24 mm



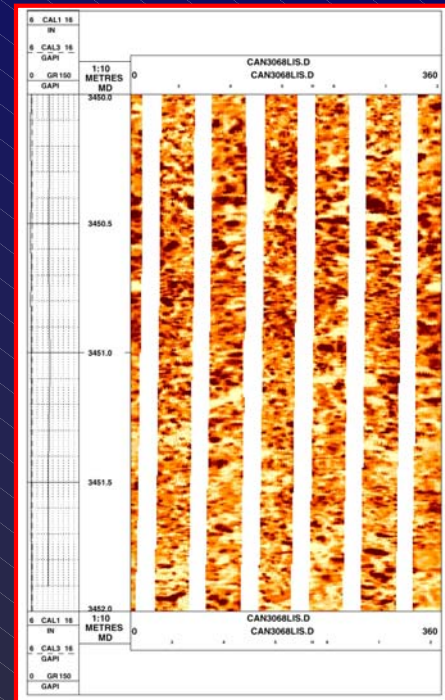
Vúgulo: 1.25 x 0.25 mm



Vúgulo: 60 x 30 mm



50 mm



Vúgulo: 120 x 60 mm

escala 1:10

## Observaciones

- El horizonte productor brecha calcárea del límite K/T es uno de los más importantes en la actualidad desde el punto de vista económico
- Por su origen se trata de un horizonte complejo y heterogéneo
- Presenta una alta porosidad secundaria principalmente de tipo vugular
- El tamaño de los vúgulos varía de acuerdo a la escala de observación

## Modelado estocástico del sistema poroso de la brecha calcárea del K/T

## Tomografía computarizada de rayos X núcleo del pozo Abkatún 2111

### Tomografía computarizada de rayos X en núcleos

La tomografía computarizada de rayos X permite visualizar las características internas de objetos no transparentes, con la ventaja de no destruir, ni alterar la muestra

Núcleo estudiado

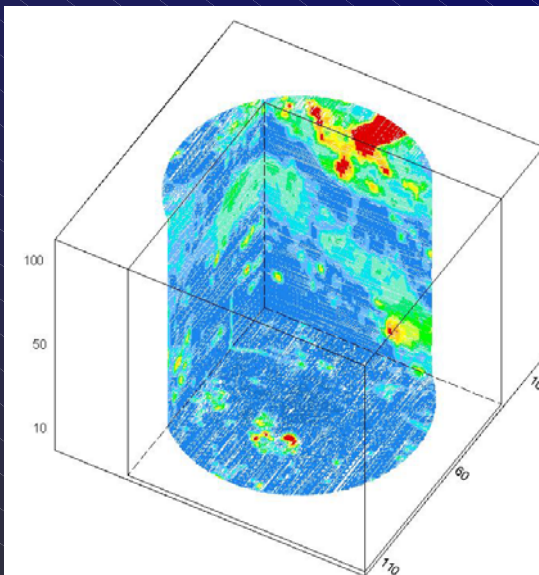
Pozo Abkatún 2111

Longitud: 60 cm

Densidad muestreo: 2 mm

Resolución (pixel): 0.2344 mm

Imagen de tomografía de rayos X del núcleo del pozo Abkatún 2111



# Transformación de tomografía a porosidad

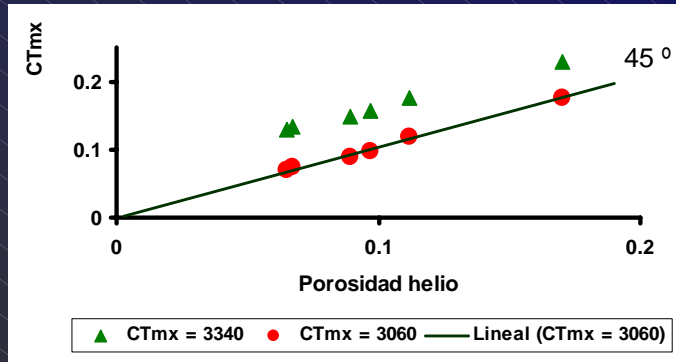
Se transformó la información de tomografía a valores de porosidad mediante una relación lineal

$$\phi_i = \frac{CT_{mx} - CT_i}{CT_{mx} - CT_{aire}} \times 1000$$

$CT_{mx}$  es una constante que depende de la litología: 3060 para este caso.  $CT_i$  es el valor de tomografía computarizada para el pixel  $i$

Calibración de  $CT_{mx}$  a partir de porosidades obtenidas en laboratorio con inyección de helio para el mismo núcleo

$CT_{mx} = 3060$  mejor ajuste



# Estadística de la porosidad

No. de fragmento	No. de pixeles	Mínimo	Máximo	Media $\phi$	Variación $\phi$
1	6,095,750	0.0	1.0	0.2098	0.0379
2	6,095,750	0.0	1.0	0.1421	0.0415
3	6,095,750	0.0	1.0	0.1298	0.0375
4	6,095,750	0.0	1.0	0.1343	0.0547
5	6,095,750	0.0	1.0	0.1755	0.0186
6	6,095,750	0.0	1.0	0.3402	0.0175
Total	36,574,500	0.0	1.0	0.1886	

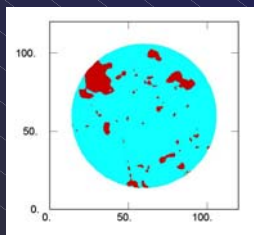
deciles	fragmentos:		
	1	3	5
mínimo	0.0000	0.0000	0.0000
q <sub>10</sub>	0.0238	0.0000	0.0325
q <sub>20</sub>	0.0466	0.0087	0.0704
q <sub>30</sub>	0.0704	0.0218	0.0976
q <sub>40</sub>	0.1053	0.0345	0.1223
q <sub>50</sub>	0.1573	0.0485	0.1471
q <sub>60</sub>	0.2180	0.0665	0.1757
q <sub>70</sub>	0.2840	0.1044	0.2141
q <sub>80</sub>	0.3505	0.2078	0.2665
q <sub>90</sub>	0.4461	0.4184	0.3451
máximo	1.0000	1.0000	1.0000

## Variable indicador

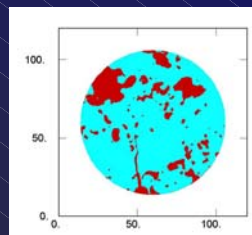
Una variable indicador es una variable binaria compuesta de 1's y 0's. Se obtiene mediante una transformación que asigna el valor de 1 (uno) si la variable es menor o igual a cierto umbral y asigna el valor de 0 (cero) si la variable es mayor al umbral seleccionado

$$I(u) = \begin{cases} 1 & \text{si } Z(u) \leq \text{valor umbral} \\ 0 & \text{otros} \end{cases}$$

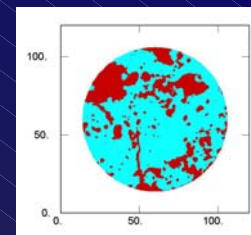
Una reconstrucción del proceso de disolución puede ser observada mediante indicadores



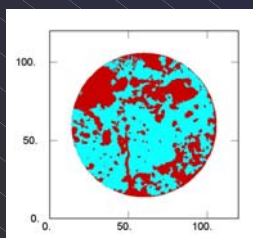
$q_{0.9}$  (35.3 %)



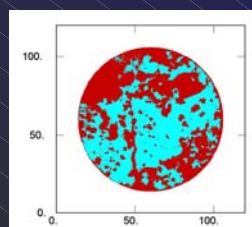
$q_{0.8}$  (18.7 %)



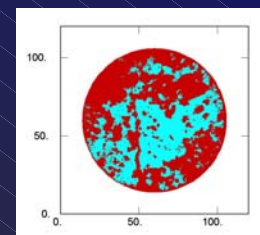
$q_{0.7}$  (11.9 %)



$q_{0.6}$  (8.9 %)



$q_{0.5}$  (6.8 %)



$q_{0.4}$  (5.3 %)

## Transformación de imágenes de porosidad a imágenes indicador

Tiene el propósito de observar la geometría vugular

El umbral que mejor representa la geometría vugular corresponde al octavo decil de la porosidad en el núcleo

Imagen de porosidad

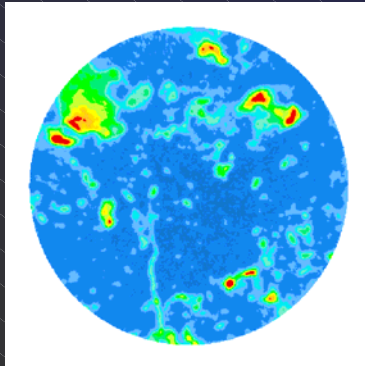
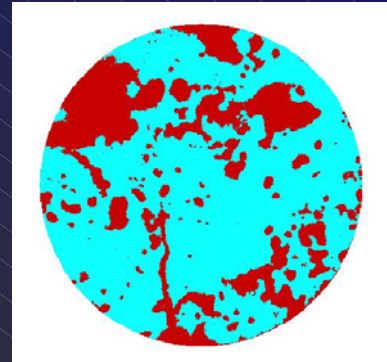
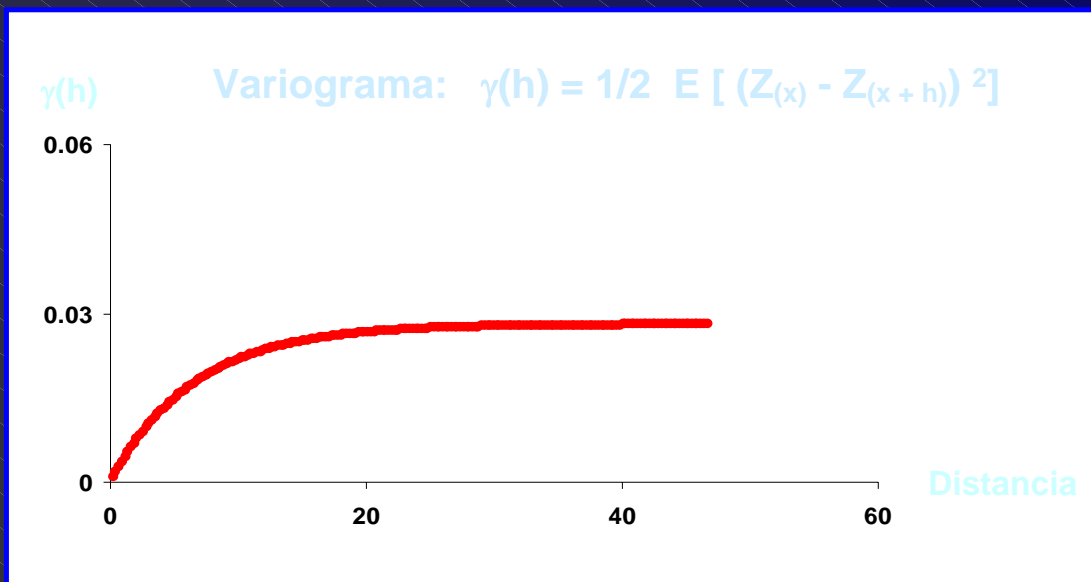


Imagen indicador



## La variabilidad espacial de la porosidad se obtuvo mediante la función variograma

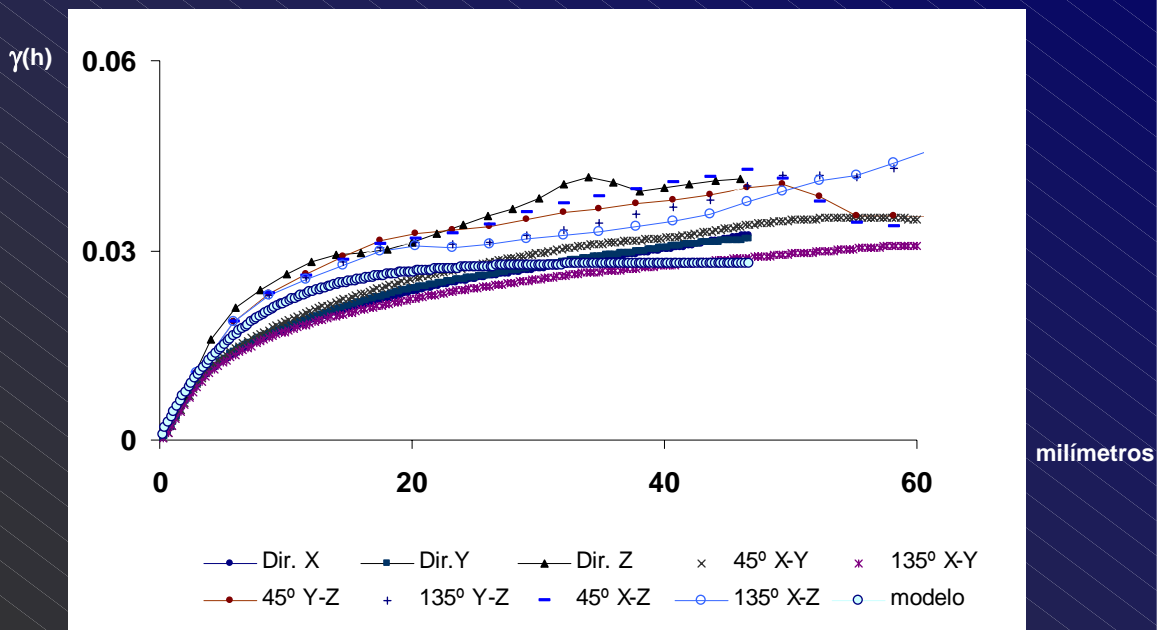


Efecto pepita

Anisotropía

Modelo ajustado

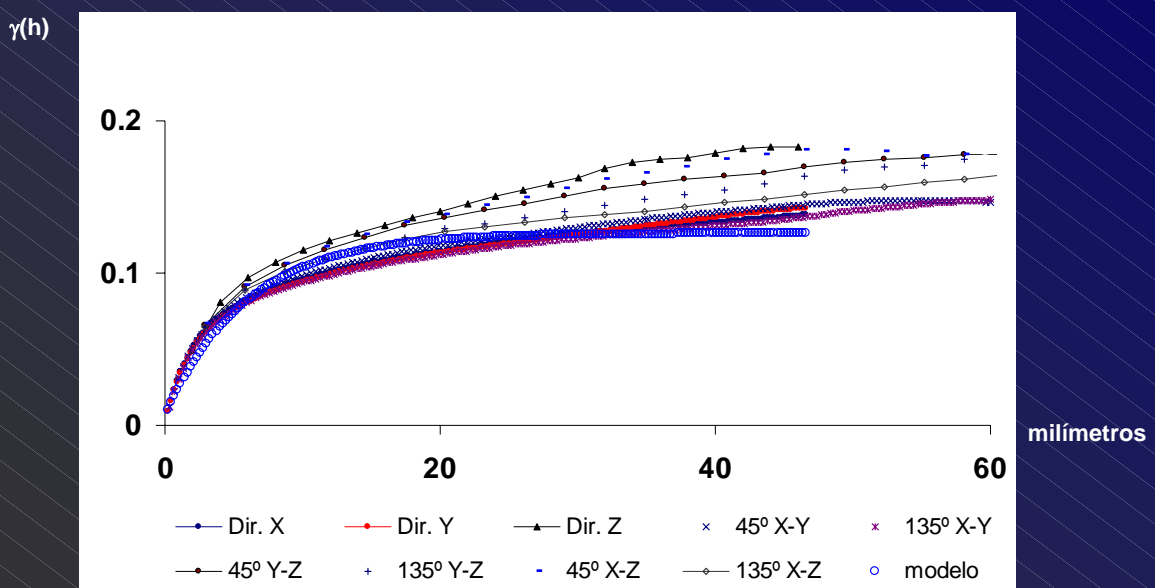
## Variogramas exhaustivos de la porosidad a partir de información de imágenes de tomografía de núcleo



- Ninguna anisotropía significativa
- Rango de correlación: 20 mm

Modelo ajustado de tipo exponencial:  
 $\gamma(h) = 0.028 \text{ Exp}_{20}(h)$

## Variogramas exhaustivos de porosidad indicador a partir de información de imágenes de tomografía de núcleo



- Ninguna anisotropía significativa
- Rango de correlación: 20 mm

Modelo ajustado de tipo exponencial:  
 $\gamma(h) = 0.0078 + 0.13 \text{ Exp}_{20}(h)$

## Observaciones

- Con la reconstrucción del proceso de disolución a través de variar el umbral de observación se aprecia cómo los vóculos se conectan entre sí a través de halos de alta porosidad que los rodean
- La clasificación de porosidad de Lucia (1983) en vóculos separados y vóculos conectados puede mejorarse mediante el empleo de técnicas como las propuestas (variable indicador, tomografía computarizada)
- La porosidad observada a escala de núcleo se modeló mediante una función de correlación. El variograma se considera isotrópico y su comportamiento se ajusta a un modelo exponencial con rango máximo de correlación de 20 milímetros:  $\gamma(h) = 1 - \exp(-3h/a)$

## Modelado estocástico del sistema poroso de la brecha calcárea del K/T

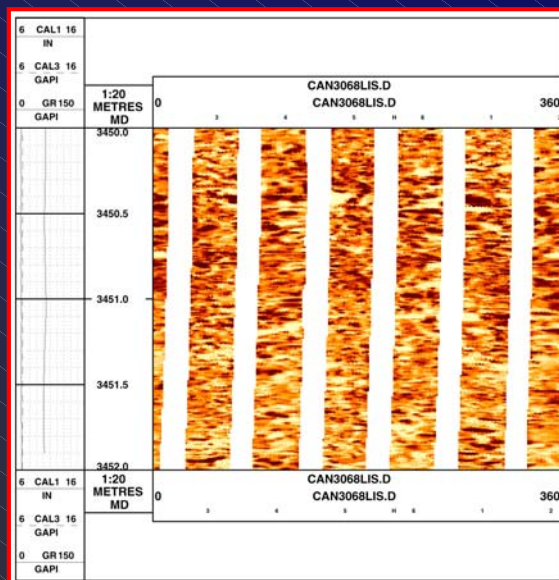
### Registro de imagen de pared de pozo basado en resistividad. Pozo Cantarell 3068-D

Propósito: Comprobar la consistencia de la distribución espacial observada a escala de núcleo

## Imagen de pared de pozo

Los registros de pared de pozo del tipo FMI proporcionan imágenes de alta resolución basadas en datos de resistividad y con cobertura de 360°

Densidad muestreo (pixel)  
horizontal: 2.54 mm  
vertical: 2.50 mm

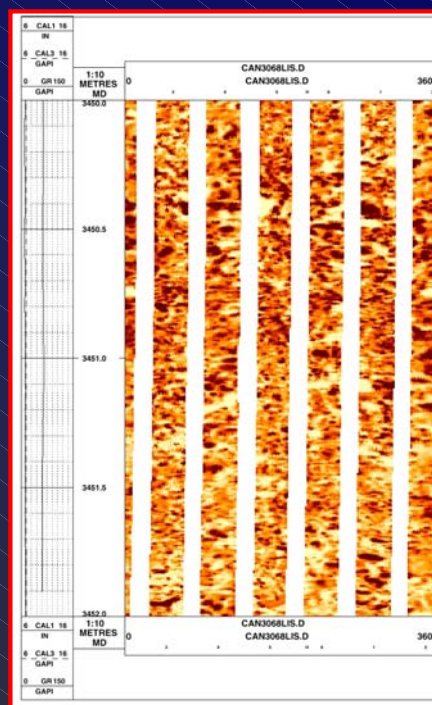


## Imagen de pared de pozo

Se analizaron 3 intervalos correspondientes a la brecha calcárea del K/T:

**Pozo Cantarell 3068 - D**  
de 3450 a 3453  
de 3455 a 3458  
de 3590 a 3593 metros

El registro cuenta con 6 patines, cada uno con 25 electrodos, cada patín cubre 6.35 centímetros



Registro EMI: vúgulos mayores observados de 120 mm  
Imagen de pared de pozo de 2 metros de longitud, escala 1:10



## Transformación de las imágenes de resistividad a imágenes indicador

El valor umbral que mejor representa la geometría vugular corresponde con el octavo decil ( $q_{0.8}$ ) de la resistividad

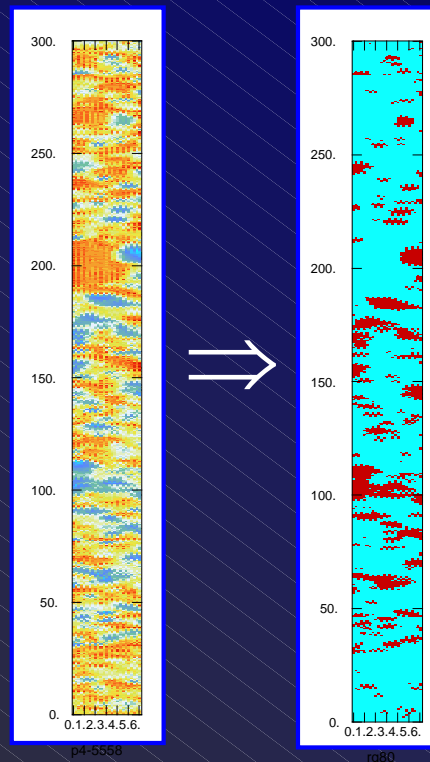
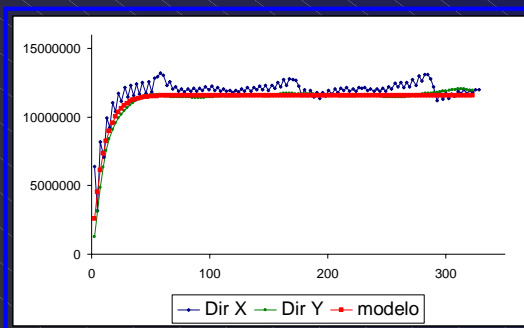


Imagen de resistividad

Imagen indicador

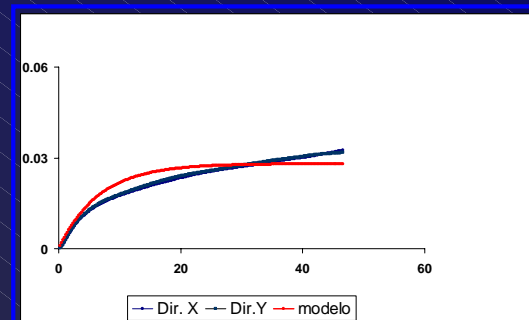
## Variogramas exhaustivos de resistividad en imagen de pared de pozo comparados con variogramas obtenidos para porosidad a escala de núcleo



Variogramas en dirección X y Y  
Pozo Cantarell (3450 - 3453 m)

$$\gamma(h) = 11,580,000 \text{ Exp}_{30}(h)$$

Ninguna anisotropía significativa  
Rango de correlación: 30 mm

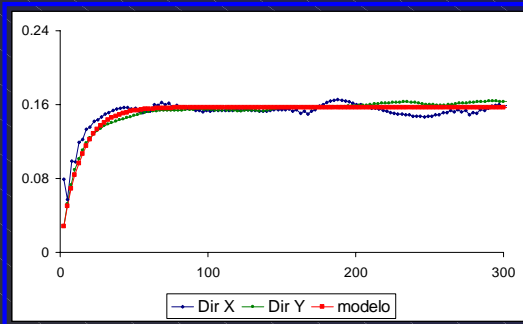


Variogramas en dirección X y Y  
Pozo Abkatún 2111 (CT)

$$\gamma(h) = 0.28 \text{ Exp}_{20}(h)$$

Ninguna anisotropía significativa  
Rango de correlación: 20 mm

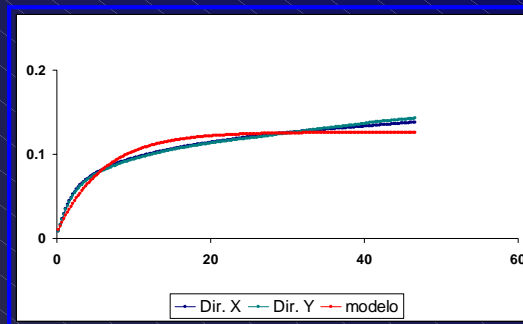
## Variogramas exhaustivos de resistividad indicador a escala pared de pozo comparados con variogramas de porosidad indicador a escala núcleo



Variogramas en dirección X y Y  
Pozo Cantarell (3455 - 3458 m)

$$\gamma(h) = 0.002 + 0.155 \text{Exp}_{40}(h)$$

Ninguna anisotropía significativa  
Rango de correlación: 40 mm



Variogramas en dirección X y Y  
Pozo Abkatún 2111 (CT)

$$\gamma(h) = 0.006 + 0.12 \text{Exp}_{18}(h)$$

Ninguna anisotropía significativa  
Rango de correlación: 18 mm

## Observaciones

- El modelo geométrico de la distribución espacial de los vórgulos es consistente al cambio de escala
- La metodología propuesta permite hacer uso de información a cualquier escala
- El variograma ajustado se comporta de acuerdo a un modelo exponencial:  $\gamma(h) = 0.28 \text{Exp}_{20}$
- Los rangos difieren de acuerdo a la continuidad de las estructuras vugulares (de 20 a 100 milímetros)

## Simulación estocástica del sistema poroso de la brecha calcárea del límite K/T

### Simulación estocástica

Es el proceso de construir modelos alternativos de distribución espacial de cuya probabilidad de ocurrencia, en sentido estocástico, sea la misma

Se demostrará que los algoritmos basados en indicadores son los adecuados para simular patrones geométricos

El uso de indicadores permite la evaluación directa de funciones de distribución acumulada (fda), requeridas en la simulación secuencial de indicadores

$$E \{ I_{z(x) \leq z} \} = \text{Prob} \{ z(x) \leq z \} \Rightarrow \text{fda}$$

## Simulación secuencial de indicadores

Está basada en estimación mediante kriging indicador

Estimador kriging

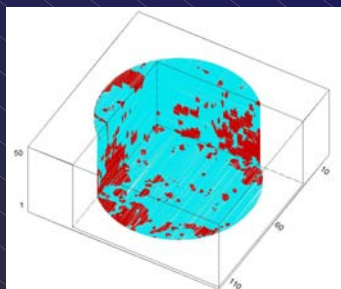
$$z^*(u) = m + \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} (z(u_{\alpha}) - m)$$

Estimador kriging indicador simple

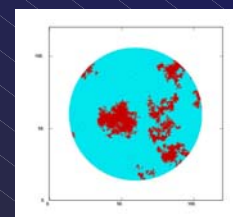
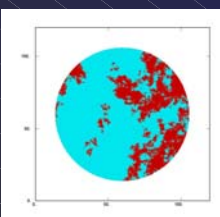
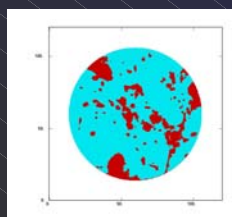
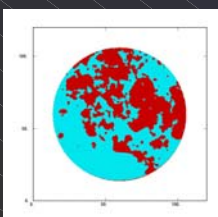
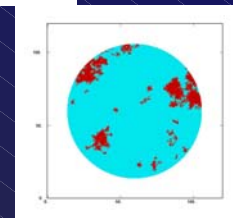
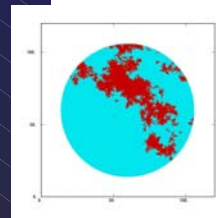
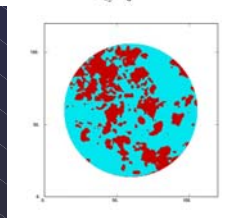
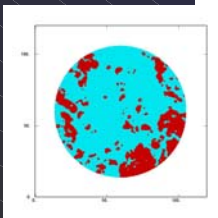
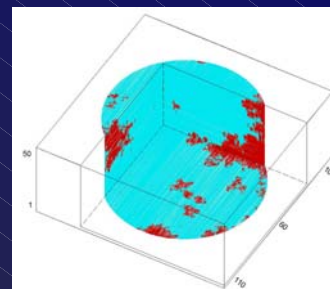
$$I_{z(x) \leq z}^* = p + \sum \lambda_{\alpha} (I_{z(x) \leq z} - p)$$

## Simulación de un medio poroso vugular mediante simulación secuencial de indicadores

Imágenes reales

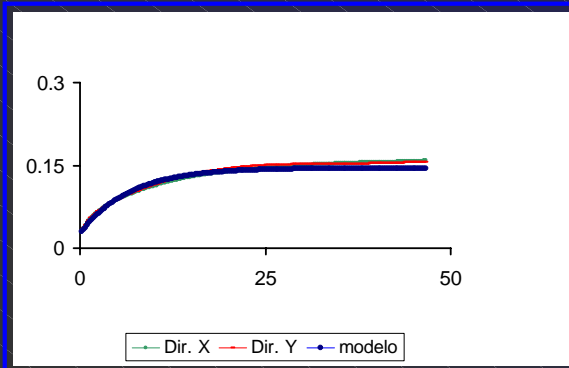


Imágenes simuladas



## Resultados de la simulación de un medio poroso vugular mediante simulación secuencial de indicadores

- Aceptable reproducción de la geometría vugular
- Aceptable reproducción de estadística y variabilidad espacial



Variograma utilizado:

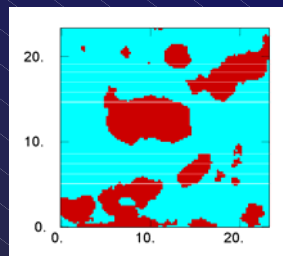
$$\gamma(h) = 0.0078 + 0.13 \text{ Exp } 20(h)$$

Variograma resultante:

$$\gamma(h) = 0.025 + 0.12 \text{ Exp } 20(h)$$

## Otro método para simular medios porosos vugulares: simulación *annealing* multipunto

Imagen real de un medio poroso vugular

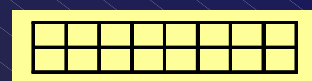


Malla de 100 x 100

4 x 4

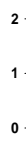


2 x 8



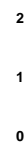
Arreglos de configuración

4 x 4



Estadística multipunto

2 x 8



## Metodología de la simulación *annealing* multipunto

$$\text{Función objetivo: } E = [P^T_{ij} - P^I_{ij}]^2$$

Donde  $P^T_{ij}$  y  $P^I_{ij}$  son las proporciones de la  $j$ -ésima clase del histograma para el  $i$ -ésimo arreglo de configuración, para la imagen de entrenamiento  $P^T$  y para la imagen inicial  $P^I$

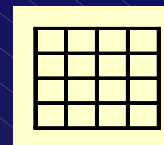
Se realizan cambios en la configuración del sistema, alterando el valor de la energía. La energía pasa de una energía  $E_{\text{anterior}}$  a una energía  $E_{\text{nueva}}$ . Si  $E_{\text{nueva}} < E_{\text{anterior}}$  se acepta el cambio, si no, el cambio se acepta con una probabilidad  $P_{\text{aceptación}}$  igual a:

$$P_{\text{aceptación}} = e^{-(E_{\text{nueva}} - E_{\text{anterior}}) / t}$$

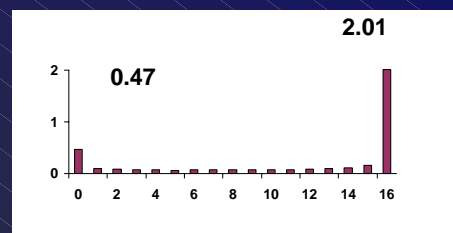
## Resultados de la simulación *annealing* multipunto

Arreglo de configuración: 4 x 4

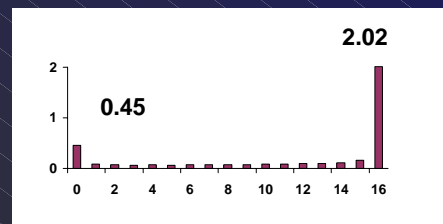
- Reproduce la geometría vulgar
- Reproduce la estadística
- Reproduce el arreglo multipunto



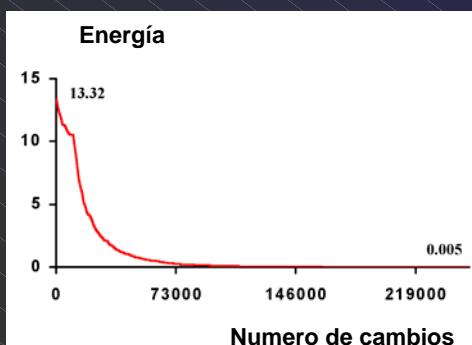
Estadística inicial



Estadística final

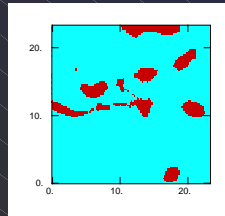
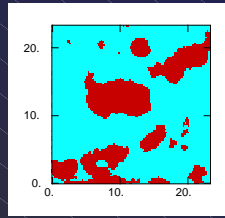


Función objetivo:

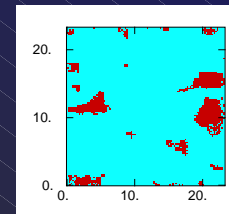
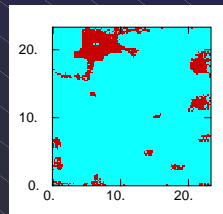
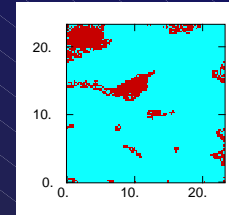
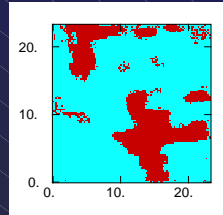
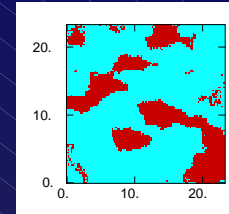
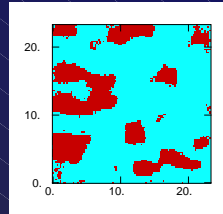


# Realizaciones con simulación *annealing* multipunto

## Imágenes reales

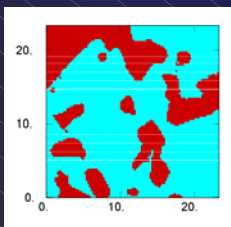


## Imágenes simuladas

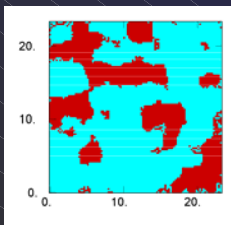
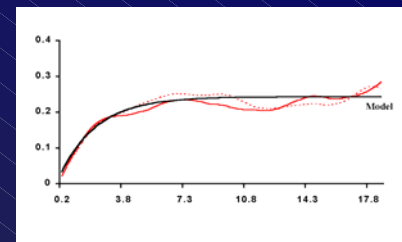


Referencia: Casar-González and Suro-Pérez, 2001

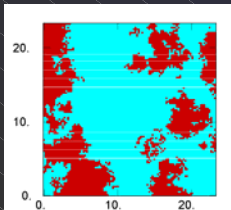
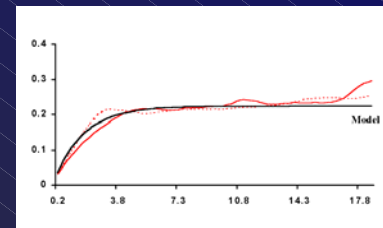
## Ambos métodos reproducen adecuadamente la distribución espacial: medios equivalentes



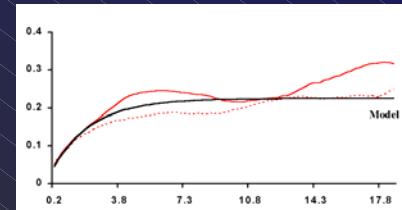
Medio vuglar real



Simulación *annealing*



Simulación secuencial de variable indicador

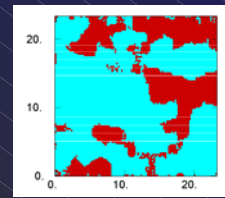
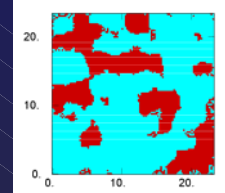
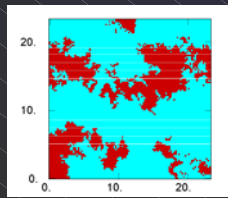
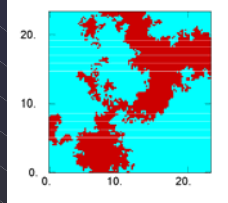


## Comparación entre simulación secuencial de indicadores y simulación *annealing* multipunto

Tamaño de malla: 100 x 100

**SSI** tiempo promedio por realización: 15 segundos

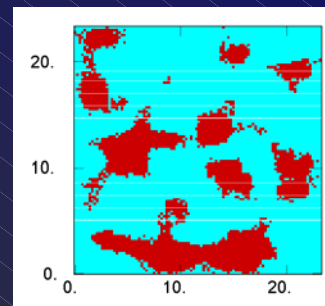
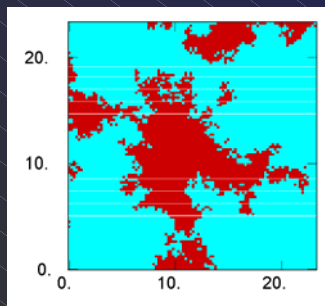
**SAM** tiempo promedio por realización: 60 minutos



## Un nuevo enfoque: combinar de ambos métodos

Imagen obtenida por SSI se toma como imagen inicial para SAM

Imagen final resultante de procesar mediante SAM una imagen obtenida por SSI

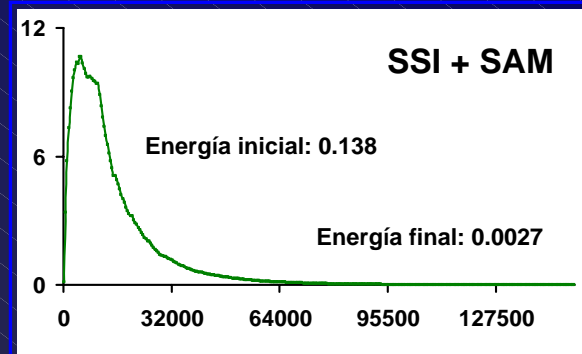
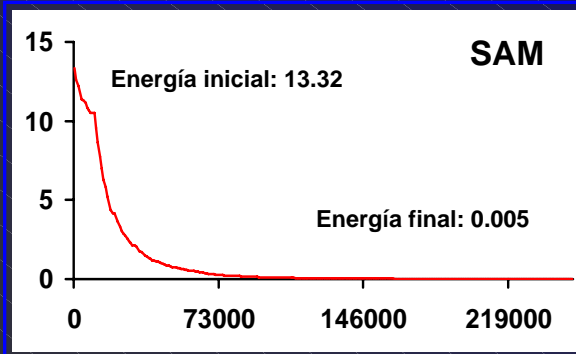


**SSI** tiempo promedio por realización: 15 segundos

**SSI + SAM** tiempo promedio por realización: 20 minutos



## Resultado de combinar SSI con SAM



Al combinar SSI y SAM no hay una mejora significativa en términos estadísticos

Se elige a la simulación secuencial de indicadores como la mejor opción para generar medios porosos vugulares

## Simulación de imágenes de pared de pozo mediante simulación secuencial de indicadores

Imagen real

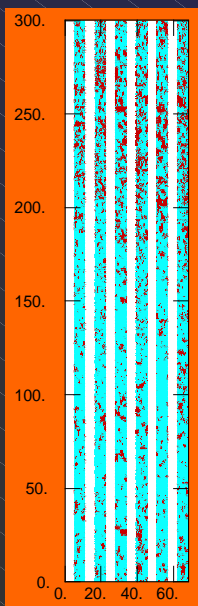
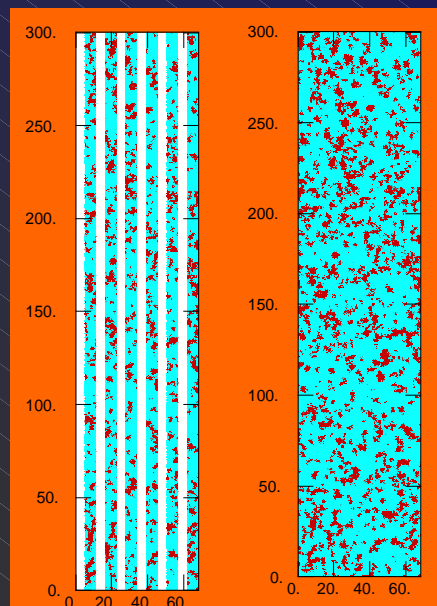
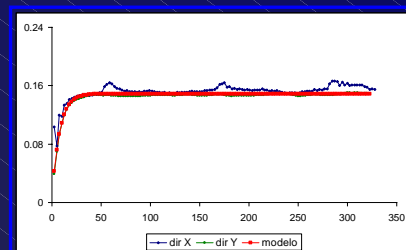


Imagen simulada

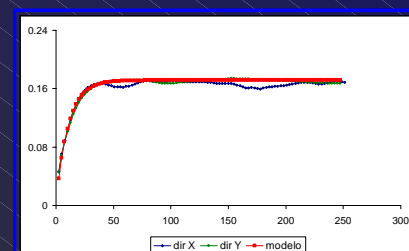


Variograma imagen real

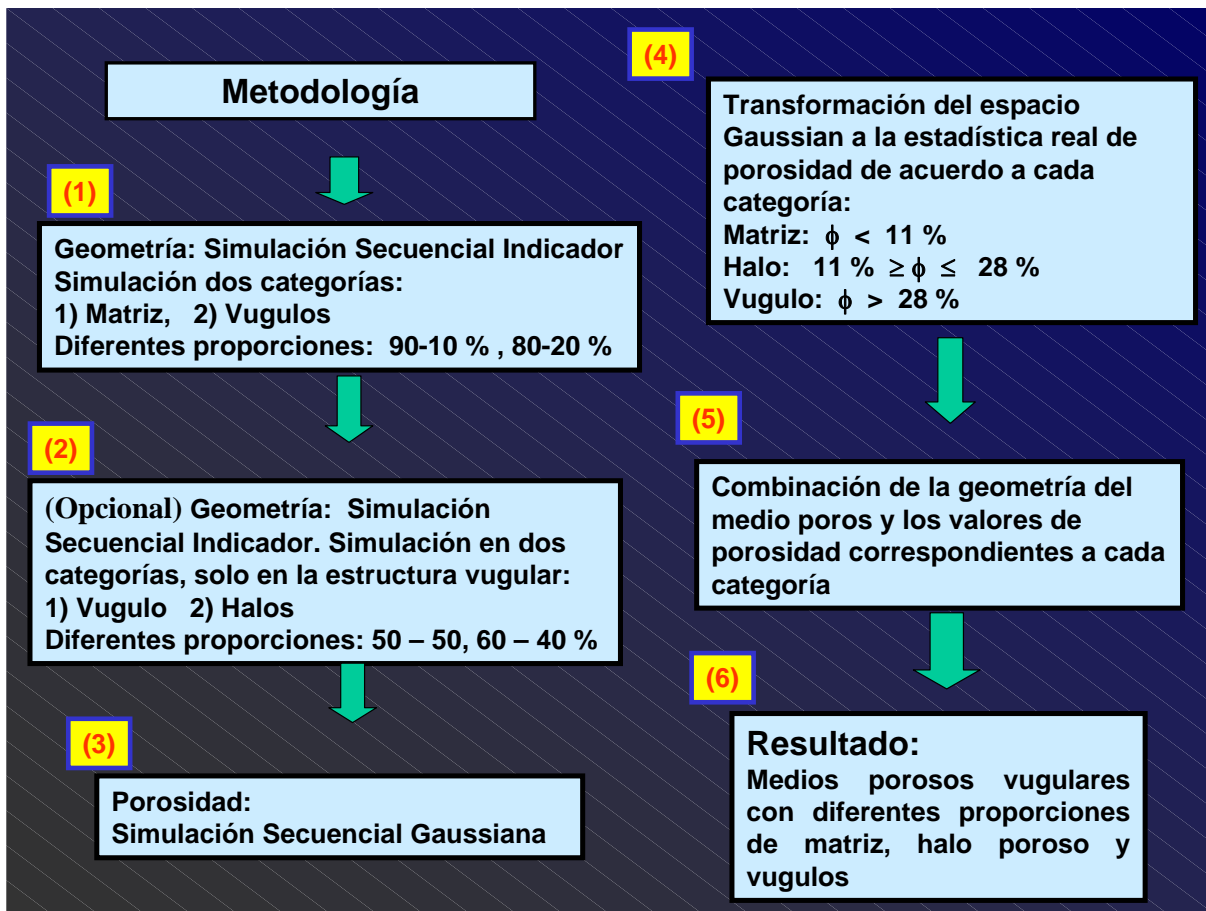


$$\gamma(h) = 0.002 + 0.147 \text{ Exp } 23$$

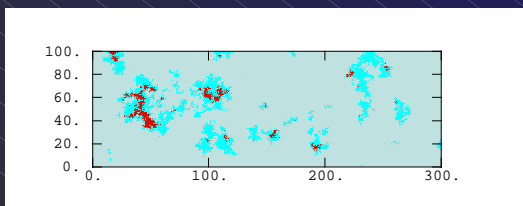
Variograma imagen simulada



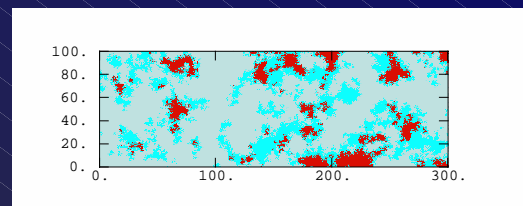
$$\gamma(h) = 0.0015 + 0.17 \text{ Exp } 32$$



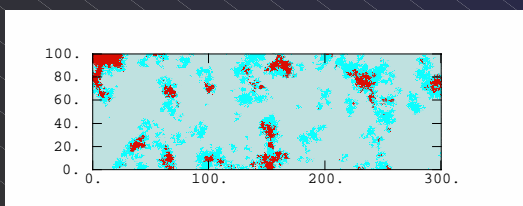
**Medios porosos vugulares equivalentes: Combinan la geometría vugular y los valores de porosidad de acuerdo a la categoría a la que pertenecen**



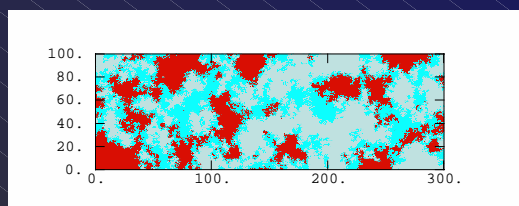
0.9 matriz, 0.05 halo alta porosidad y 0.05 vugulo



0.6 matriz, 0.2 halo alta porosidad y 0.2 vugulo



0.7 matriz, 0.15 halo alta porosidad y 0.15 vugulo



0.4 matriz, 0.3 halo alta porosidad y 0.3 vugulo

## Observaciones

- La simulación secuencial de indicadores es una manera efectiva y práctica de simular la geometría de medios porosos de tipo vugular en dos y tres dimensiones
- El procedimiento estocástico descrito permite la generación eficiente de sistemas porosos vugulares
- La generación de múltiples realizaciones permite analizar el comportamiento de estos medios bajo diferentes fenómenos físicos, como es el flujo de fluidos

**Escalamiento de propiedades  
petrofísicas (tensoriales) en la  
caracterización de yacimientos**

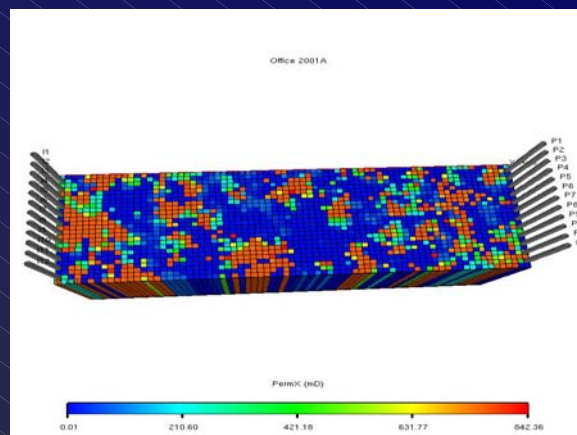
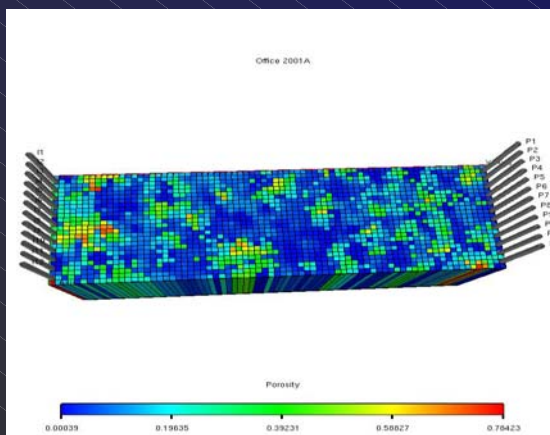
## Escalamiento de permeabilidad en caracterización de yacimientos

Sobre los medios porosos equivalentes se realizarán simulaciones de flujo para investigar el comportamiento de la permeabilidad efectiva en el medio poroso bajo diferentes proporciones de matriz-halo-vúgulo

De una manera experimental se pretende determinar una regla de escalamiento

- Promedio de Potencias
- Modelo de Percolación

Se cargaron 24 medios vugulares equivalentes en el simulador de flujo ECLIPSE (\*)

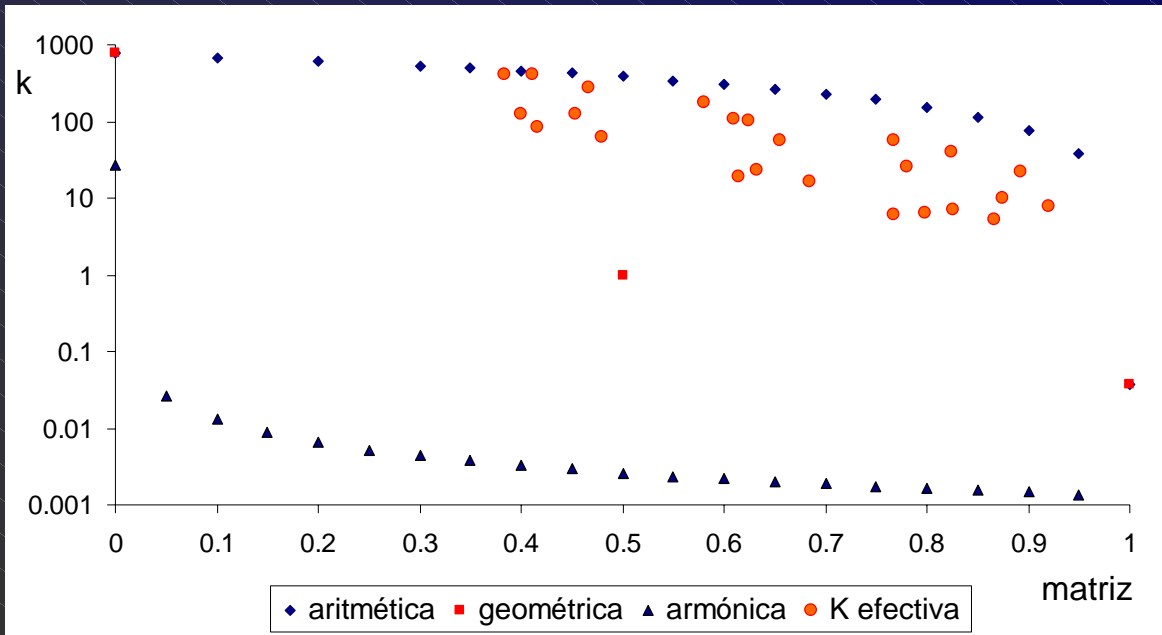


Los medios se saturaron de agua y se inyectó agua (una fase) y con Darcy se calculó la permeabilidad efectiva del medio

$$k_e = \mu Q L / A \Delta P$$

## Permeabilidades efectivas calculadas para 24 medios porosos simulados mediante la ecuación de Darcy

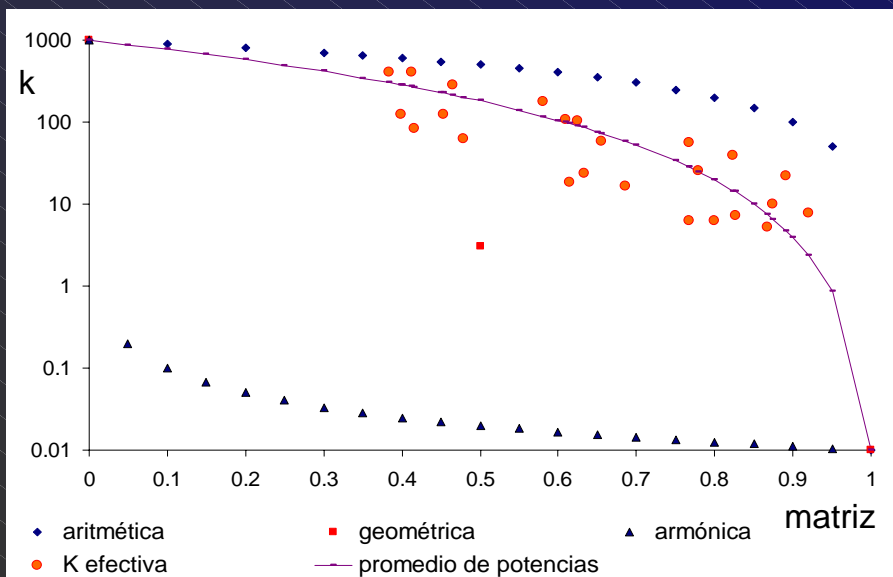
Los medios porosos presentan diferente proporción de matriz



## Permeabilidad efectiva con promedio de potencias

Promedio de potencias:

$$K_e = [ V_m \cdot K_m^w + (1 - V_m) k_v^w ]^{1/w}$$



$$k_m = 0.01 \text{ md}$$

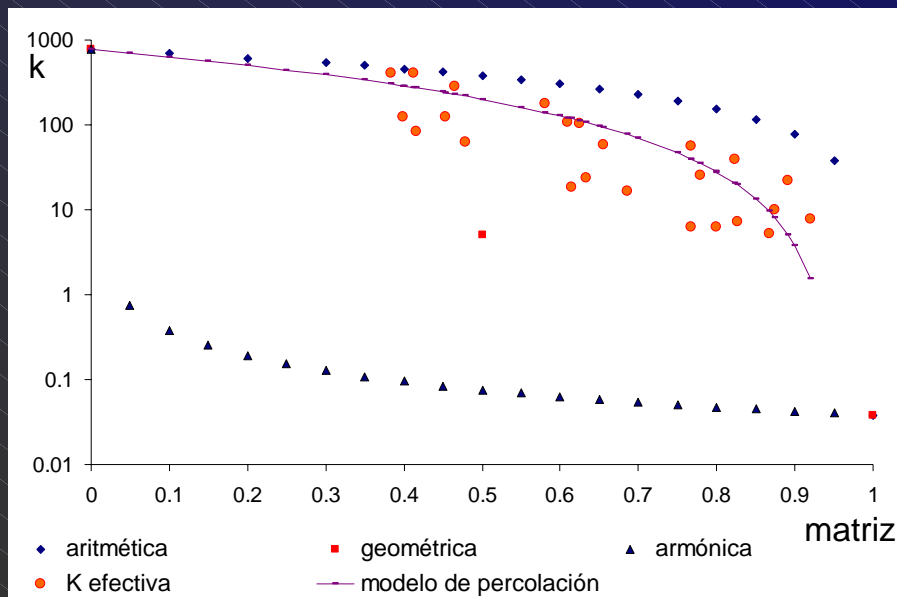
$$k_v = 1000 \text{ md}$$

$$w = 0.4$$

## Permeabilidad efectiva con modelo de percolación

Modelo de percolación:

$$K_e / k_v = c (V_{mc} - V_m)^t$$



$$V_{mc} = 0.95$$

$$k_v = 766 \text{ md}$$

$$c = 1.1$$

$$t = 1.8$$

## Observaciones

- El escalamiento de la permeabilidad por ambos métodos produce resultados similares
- Sin embargo, se requiere conocer siempre la proporción de matriz y vóculo para conocer la permeabilidad escalada
- Promedio de potencias:  $k_m = 0.01$ ,  $k_v = 1000$  milidarcies,  $w = 0.4$
- Modelo de percolación:  $V_{mc} = 0.95$  (duda sobre este umbral),  $k_v = 1000$  milidarcies,  $c = 1.1$ ,  $t = 1.8$

## Comentarios Finales

- La metodología estocástica propuesta ha permitido mejorar la descripción cuantitativa del medio poroso de tipo vugular presente en yacimientos carbonatados, en particular, el medio poroso de la brecha calcárea productora del K/T
- En todos los casos, la descripción de este medio debe honrar la información disponible a cualquier escala
- Asimismo, en el caso de la brecha del K/T, los vúgulos han sido reproducidos y su conectividad determinada a través del uso de indicadores, imágenes de tomografía computarizada e imágenes de pared de pozo

## Comentarios Finales

- Además, la posibilidad de producir imágenes de este medio ha permitido la generación de una regla de escalamiento para la permeabilidad: del núcleo a la celda del simulador
- Esta metodología ha logrado formalizar la descripción de un medio poroso de fundamental interés económico en México, resaltando la importancia de la modelación de los vugulos para explicar la capacidad de almacenamiento y de entrega a los pozos en yacimientos como Akal, Abkatún y otros