



# **APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR Y SU RELACIÓN CON LA CALIDAD DE ROCA DE YACIMIENTO EN EL POZO VLA- 1326**

Lic. Jesús P Salazar  
Tutor: Msc. Pedro León



# CONTENIDO

- ▣ PETROFACIES
- ▣ MOTIVACIÓN
- ▣ OBJETIVOS
- ▣ UBICACIÓN DEL AREA
- ▣ RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR
- ▣ ESQUEMA EXPERIMENTAL
- ▣ RESULTADOS EXPERIMENTALES
- ▣ CONCLUSIONES
- ▣ RECOMENDACIONES



# Petrofacies

- Los sistemas de poros se organizan dentro de rangos de tipos de poros de acuerdo al radio de garganta de poro
- A cada uno de estos tipos de garganta de poro se le asigna el nombre de petrofacie, en orden creciente hacia una menor calidad de roca
- El radio de garganta de poro usualmente es medido a través de análisis de pruebas de presión capilar



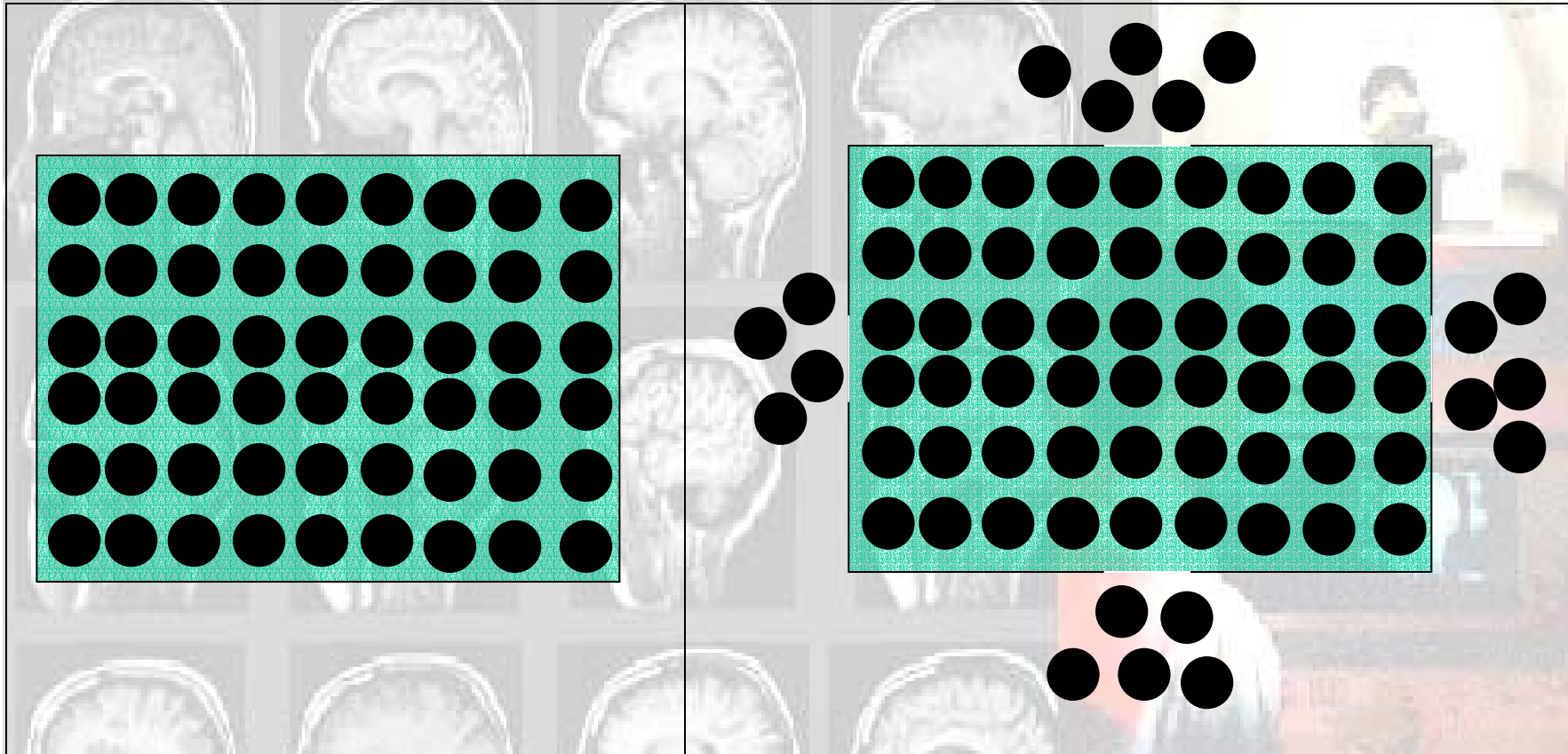
# Petrofacies



- **Radio de Garganta de Poro:** Radio del círculo trazado perpendicular a la dirección de flujo dentro del punto mas estrecho de la conexión entre poros
- **Radio del Poro:** Radio de la esfera mas grande que se pueda colocar dentro del poro



# Petrofacies



La forma y el radio de garganta de un poro afectan al flujo



# Petrofacies

**Tipos de garganta de poros de acuerdo a su tamaño**

**Rango de tamaño**

Megaporosa (petrofacies 1)

> 10 micrones

Macroporosa (petrofacies 2)

De 2 a 10 micrones

Mesoporosa (petrofacies 3)

De 0.5 a 2 micrones

Microporosa (petrofacies 4)

De 0.1 a 0.5 micrones

Nanoporosa (petrofacies 5)

< 0.1 micrones

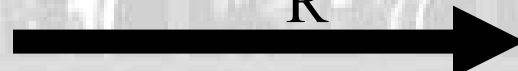


# Petrofacies

## Estudios Previos

$$P_c = \frac{2\gamma \cos \theta}{R}$$

LAPLACE



WASHBURN (1921)

WINLAND



35 % SATURACIÓN MERCURIO

$$r_{35} = 0.732 + 0.588 \log K_{air} - 0.864 \log \phi$$

PITTMAN (1992)



DIFERENTES  
SATURACIONES DE  
MERCURIO

$$r_x = A + B \log K_{air} - C \log \phi$$



# Petrofacies

Procedimientos para  
determinar petrofacies

↓  
Ápice

↓  
Comparación  
directa



# Petrofacies

## Método del Ápice

Curva de presión  
capilar por  
inyección de  
mercurio

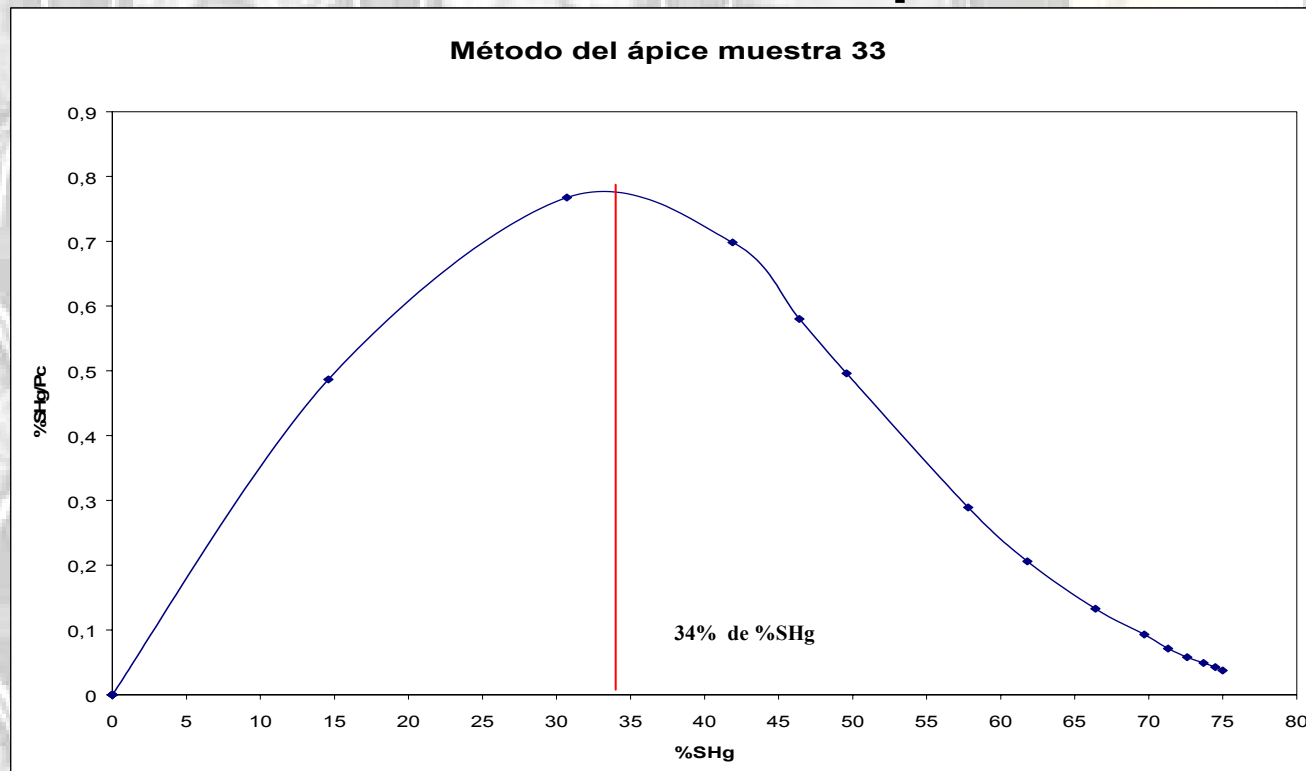


Se grafica  
 $S_{Hg}/P_c$  vs  $S_{Hg}$



# Petrofacies

## Método del Ápice

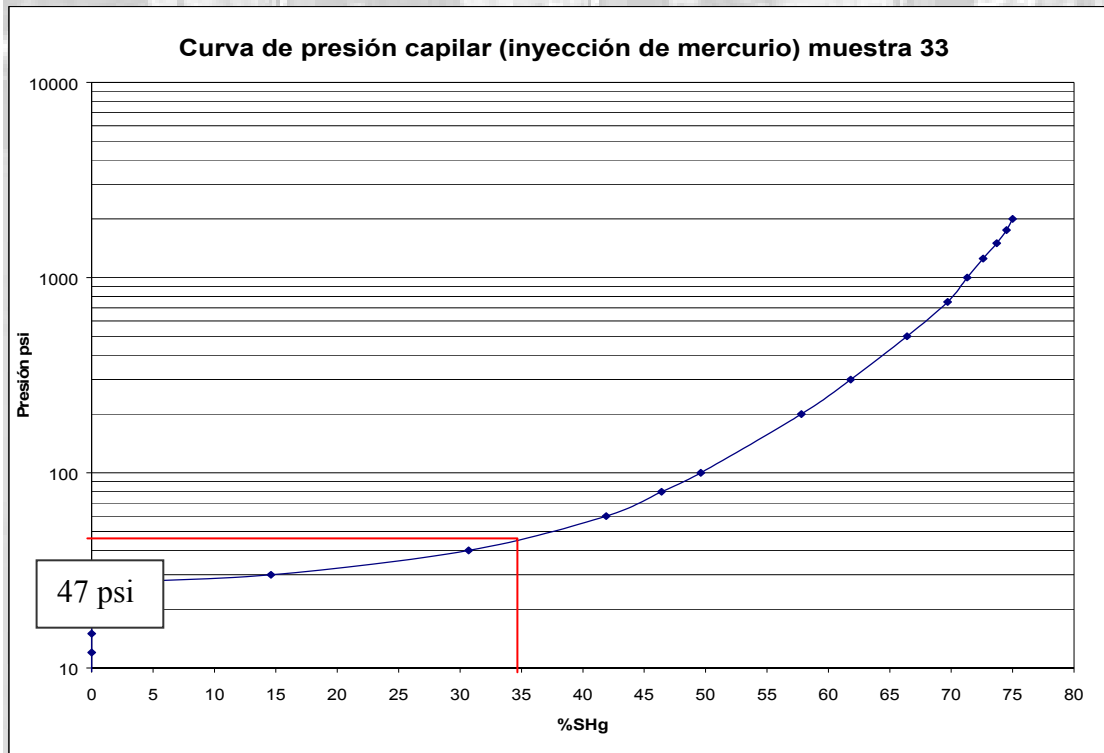


Ápice representa la saturación de la fase no mojante. De allí se calcula el radio



# Petrofacies

## Método del Ápice



$$P_c = \frac{2\gamma \cos \theta}{R}$$

$S_{Hg} = 34\%$  es  
equivalente a  
 $P_c = 47$  psi  
lo cual indica que  
 $R_{garganta} = 2,26 \mu$

Muestra Macroporosa

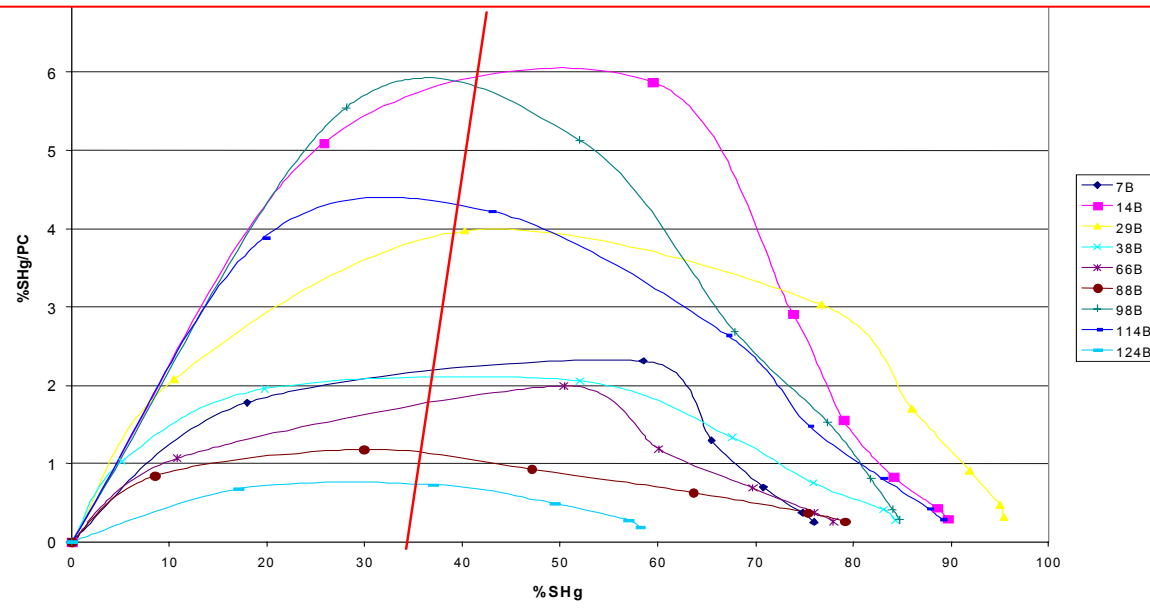


# Petrofacies

## Método del Ápice

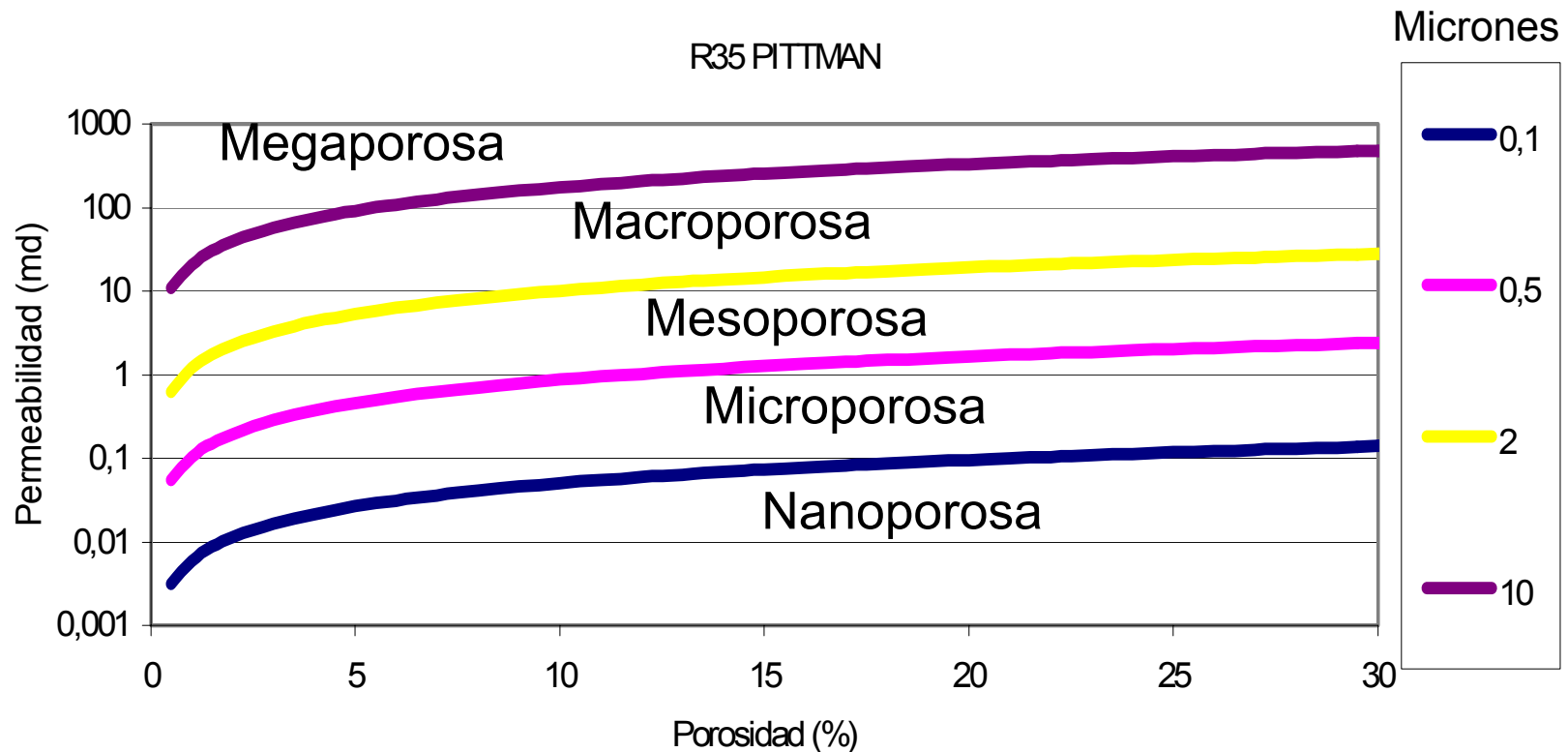
Se realiza el mismo procedimiento para las todas muestras disponibles y se grafican todas las curvas en una sola gráfica

$$\text{Log } R_{35} = 0,255 + 0,565 \log k + 0,523 \log \phi$$





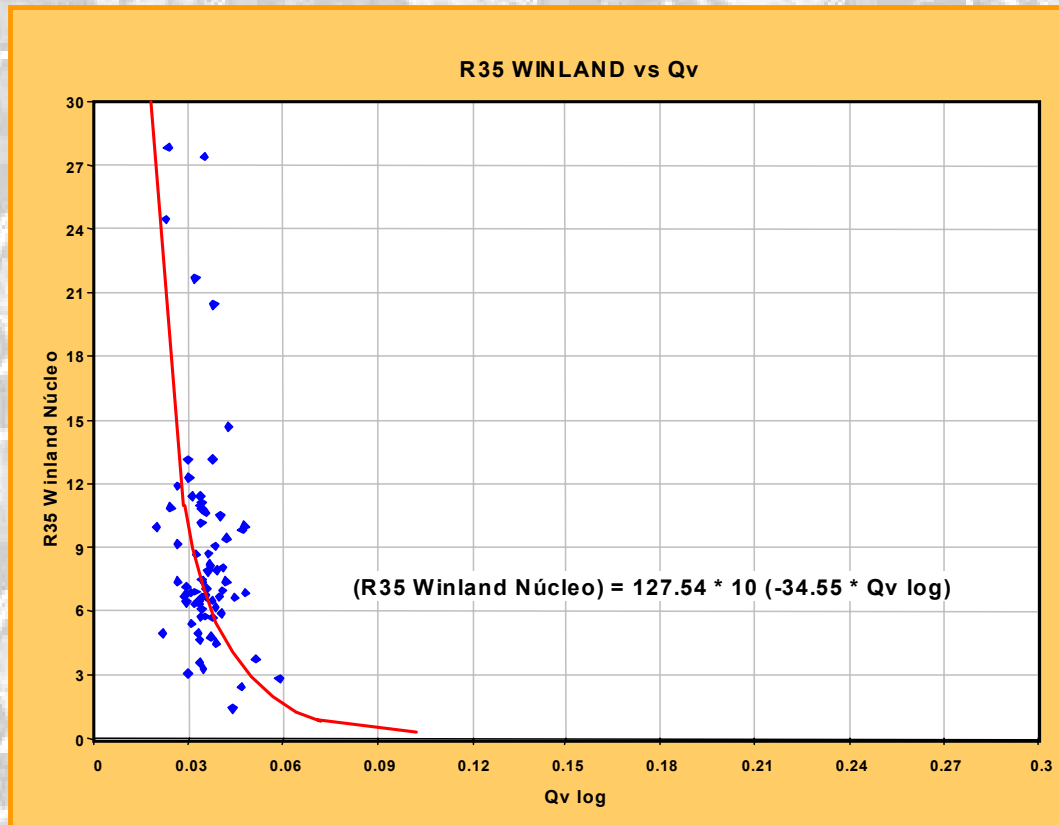
# Petrofacies





# Petrofacies

¿Como extrapolar los resultados al pozo?

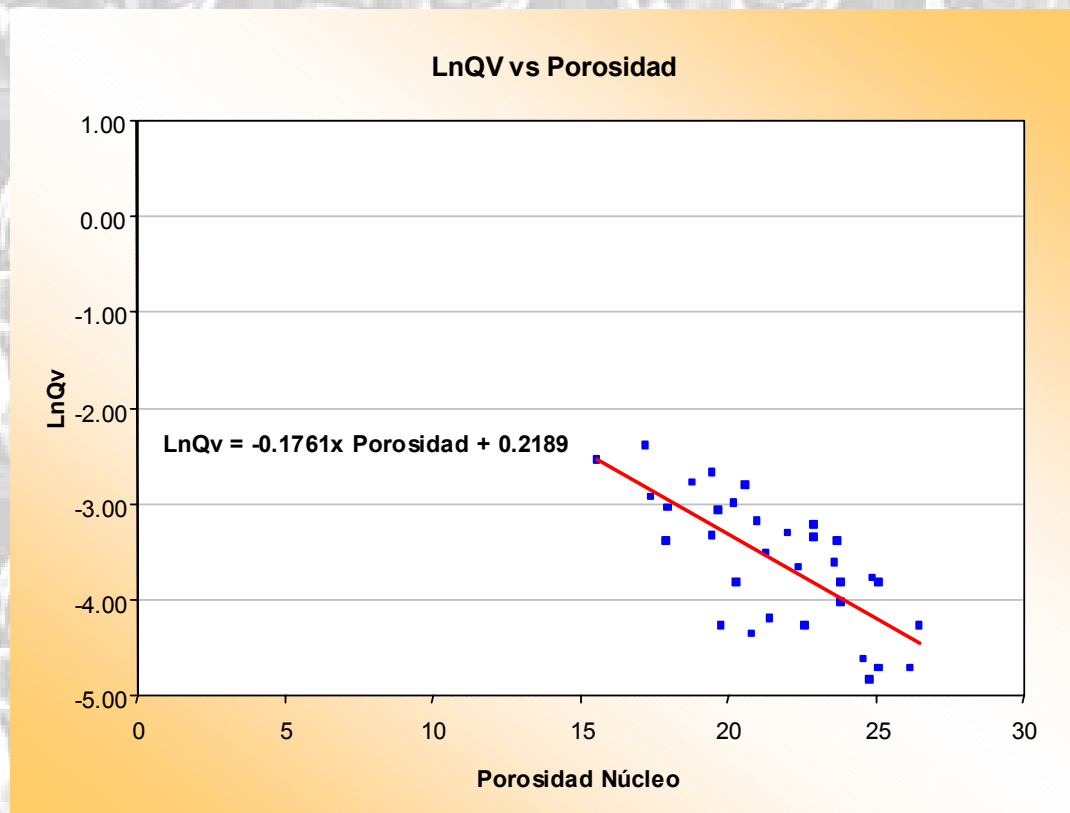


$$R35 = 127.54 * 10^{-34.55 * Qv}$$



# Petrofacies

¿Como extrapolar los resultados al pozo?



$$R35 = 127.54 * 10^{-34.55 * Qv}$$

$$LnQv = -0.102 * \phi - 0.1632$$



# Desventajas

- El método para generar curvas de presión capilar por inyección de mercurio es destructivo
- Tiempo de análisis para las pruebas de mercurio es largo
- Correlaciones entre el radio de garganta de poro y los perfiles son deficientes



# Motivación

- Determinar un ensayo no destructivo que permita generar petrofacies
- Reducir el tiempo de estimación de las curvas de presión capilar y por consiguiente, el tiempo de generación de las petrofacies
- Encontrar correlaciones entre el radio de garganta de poro y los perfiles, más sencillas que las convencionales, las cuales permitan extrapolar estos resultados al pozo



# Objetivos

## GENERAL

Determinar la calidad de los sistemas porosos (tipos de rocas) o petrofacies a partir de las medidas de Resonancia Magnética Nuclear a muestras de rocas del pozo VLA-1326 del Campo Lagomar, Cuenca de Maracaibo, en el Estado Zulia



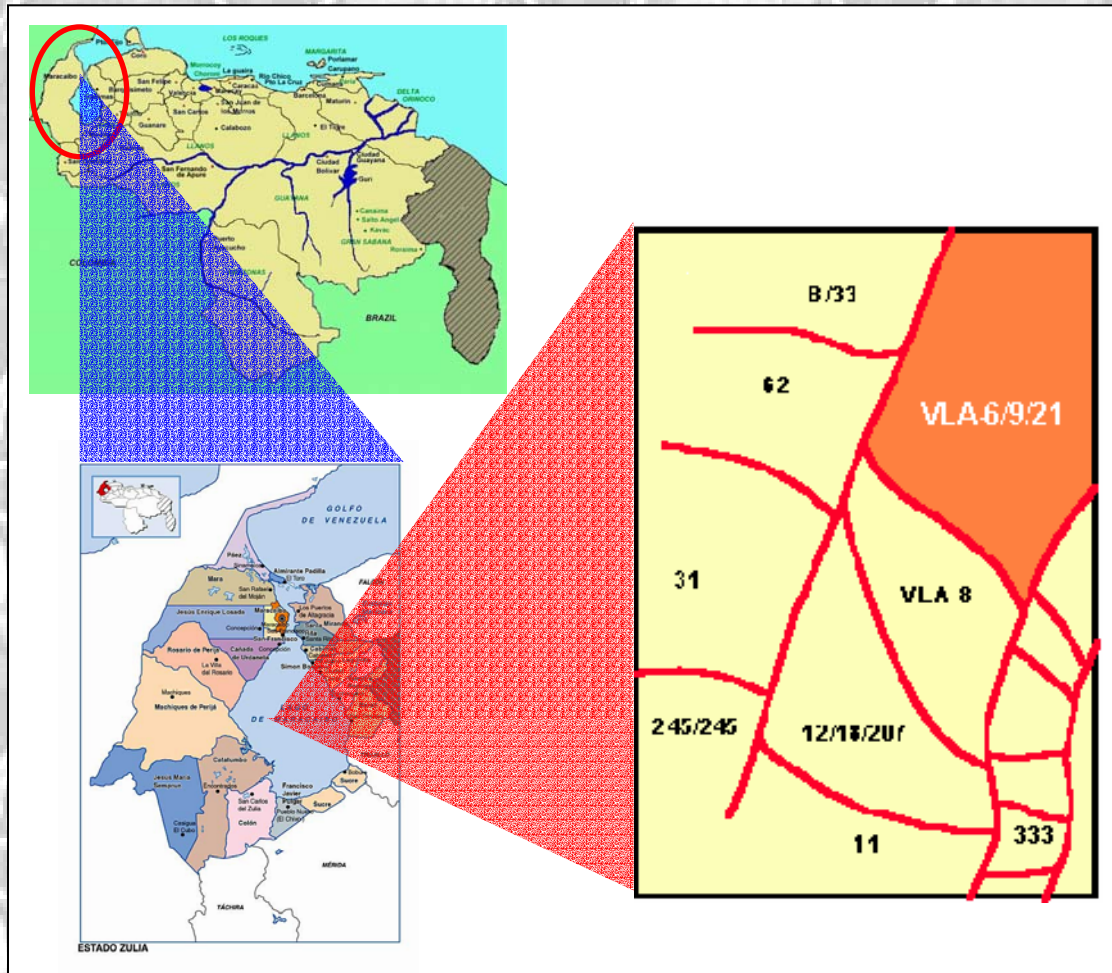
# Objetivos

## ESPECÍFICOS

- Realizar análisis convencionales de laboratorio a las muestras de rocas
- Realizar análisis especiales de laboratorio a las muestras de rocas
- Procesar la data generada de las mediciones de Resonancia Magnética Nuclear a muestras de rocas
- Correlacionar los resultados de los análisis convencionales y especiales con los resultados de las mediciones de Resonancia Magnética Nuclear



# Ubicación



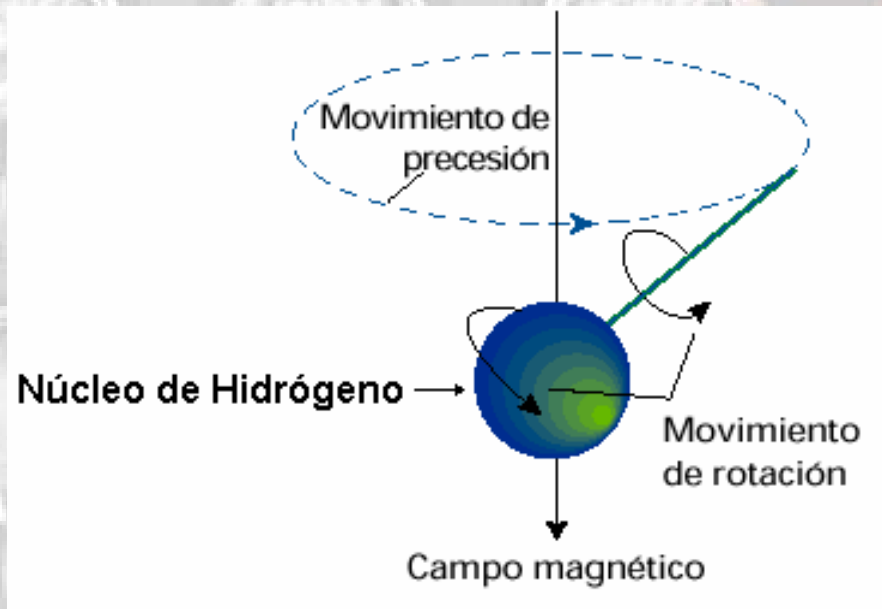
Bloque I de PDVSA al norte del Lago de Maracaibo



# Resonancia Magnética Nuclear

Las medidas de RMN están asociadas a la respuesta de los núcleos de hidrógeno sometidos a un campo magnético externo

Sodio  
 $^{23}\text{Na}$

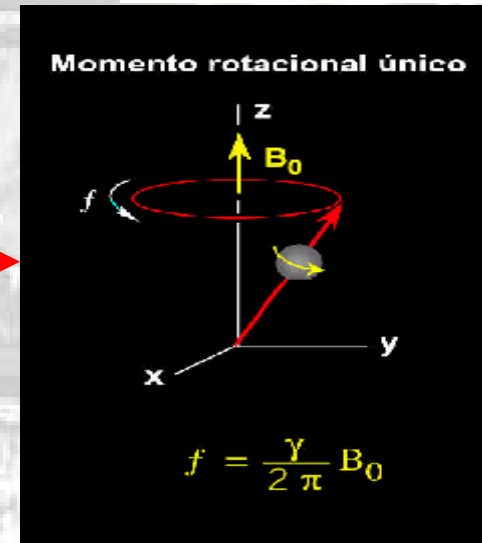
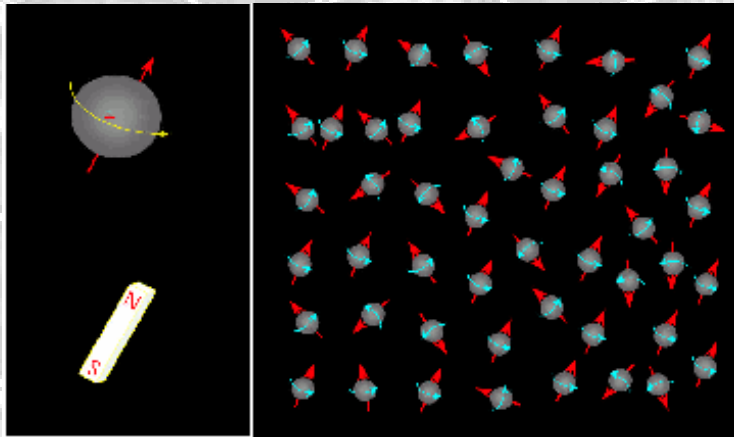


Hidrógeno  
 $^1\text{H}$

Carbono  
 $^{13}\text{C}$



# Resonancia Magnética Nuclear

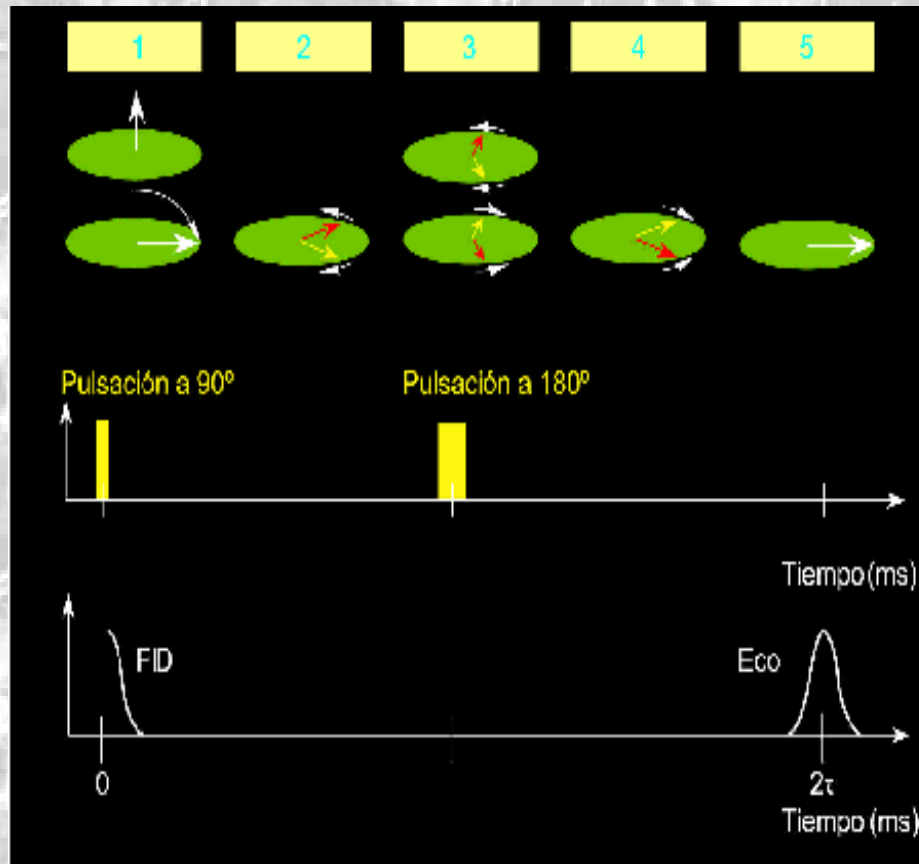


Estos núcleos se comportan como pequeños imanes giratorios (spin magnético) debido a su momento magnético característico, de modo que la orientación de ellos puede ser controlada por los campos magnéticos externos



# Resonancia Magnética Nuclear

## Detección de Ecos

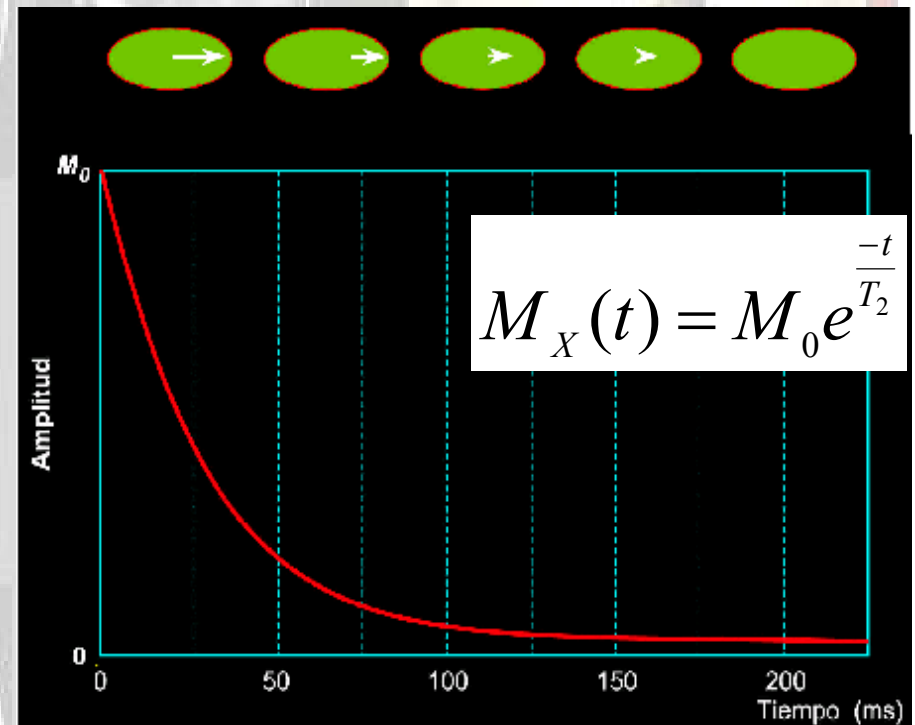
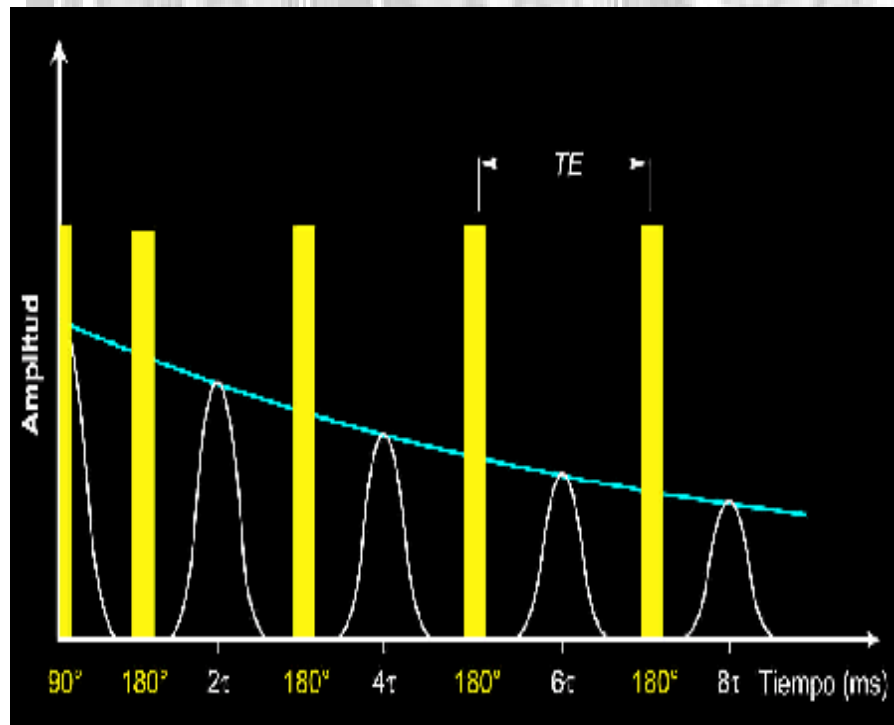


1. Se aplica una pulsación  $B_1$  a  $90^\circ$
2. Comienza el desfase
3. Se aplica una pulsación  $B_1$  a  $180^\circ$
4. El refasaje procede
5. El refasaje está completo y se genera una señal medible



# Resonancia Magnética Nuclear

## Tiempo de Relajación Transversal



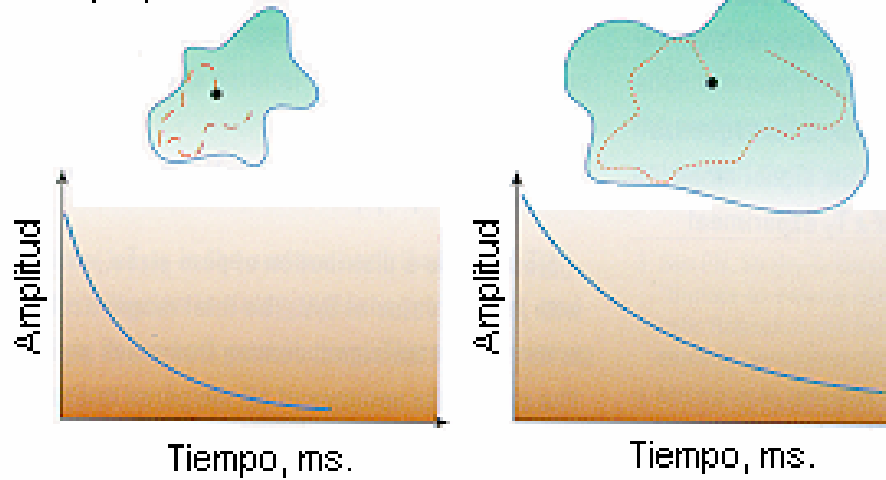
El desfase que resulta de interacciones moleculares es irreversible



# Petrofísica de la RMN

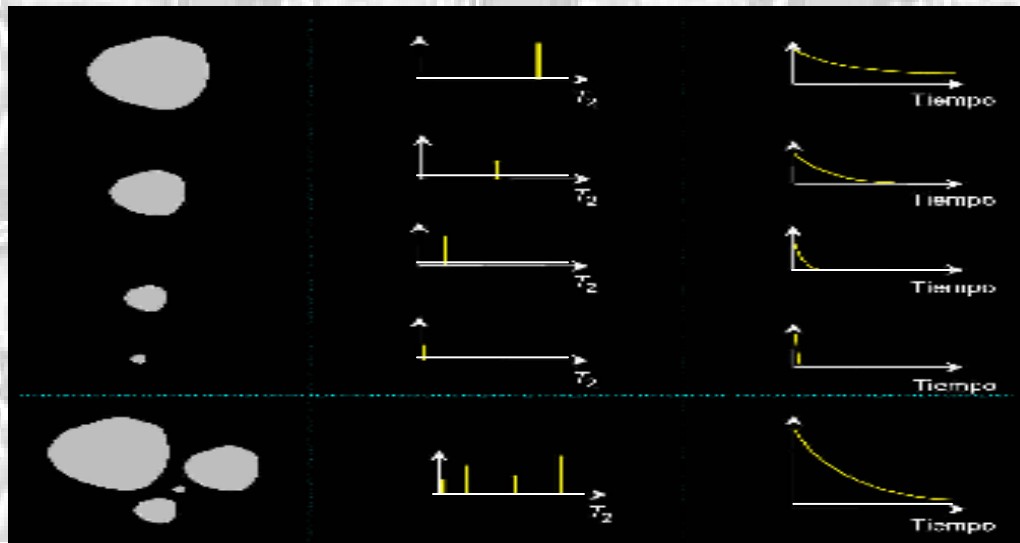
Poros pequeño

Poros grande



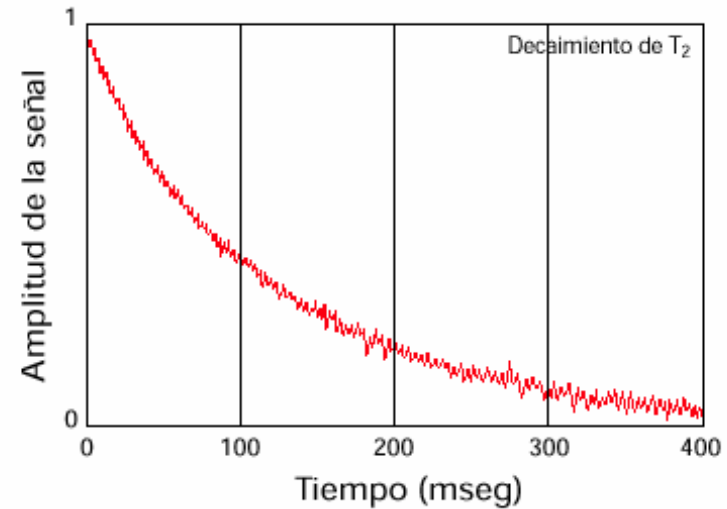
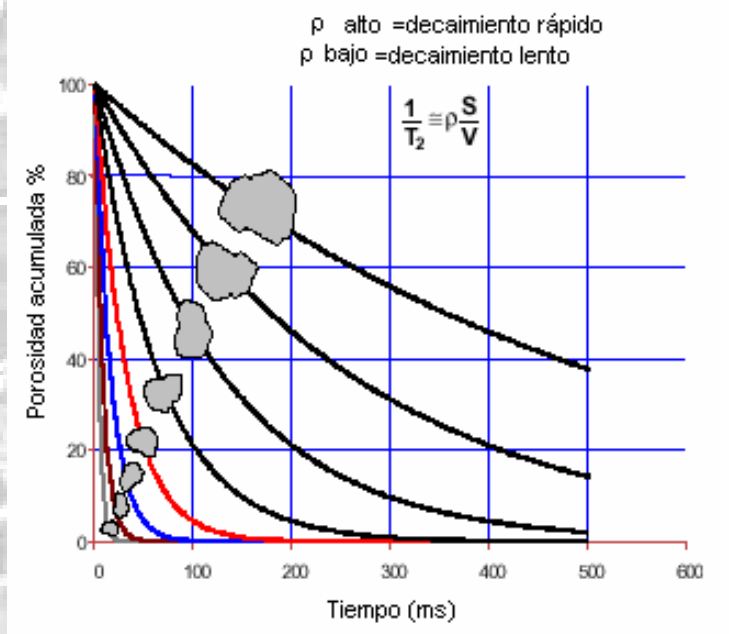
$$M(t) = M_0 e^{-\rho_2 \left( \frac{S}{V} \right) t}$$

Para un solo poro

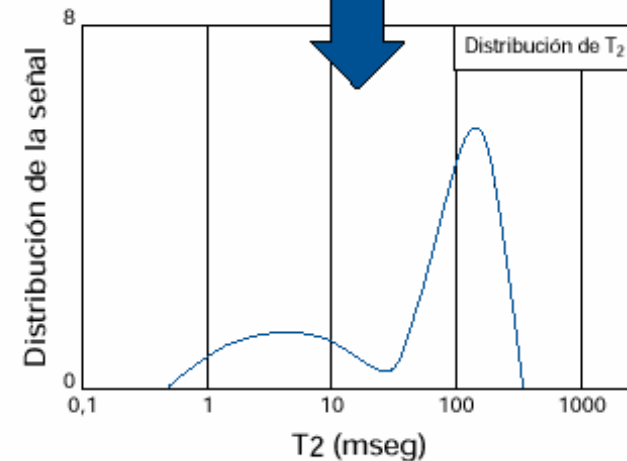




# Petrofísica de la RMN



Inversión matemática

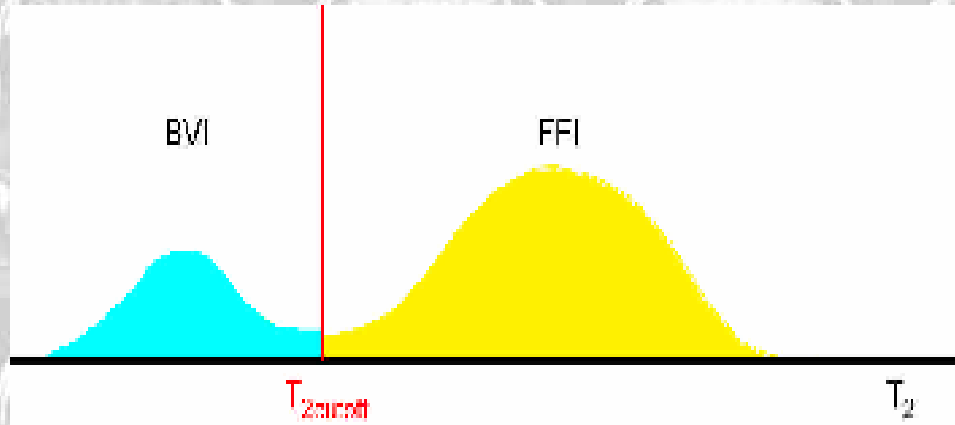


$$M(t) = \sum M_{0i} e^{-\rho_2 \left( \frac{S}{V} \right) t}$$

Para toda la muestra

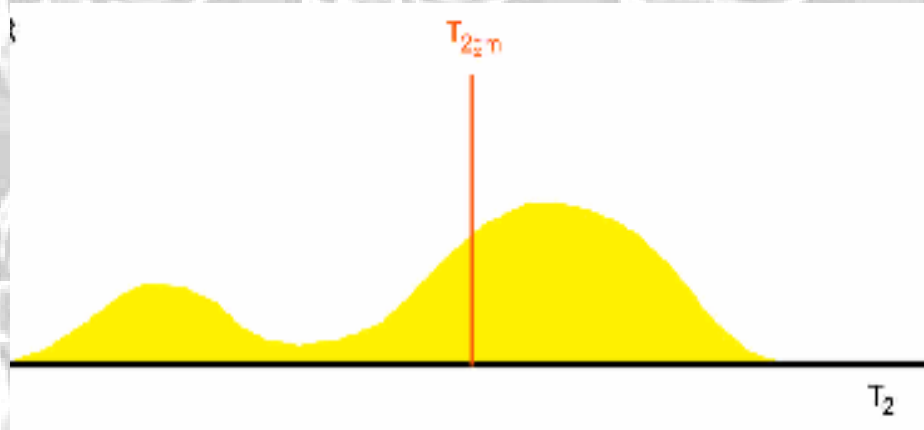


# Petrofísica de la RMN



$$k = \left[ \left( \frac{\phi}{C} \right)^2 \left( \frac{FFI}{BVI} \right) \right]^2$$

TIMUR - COATES



$$k = \left[ \left( \frac{\phi}{C} \right)^2 \left( FFI \right) \right]^2$$

TIMUR - COATES

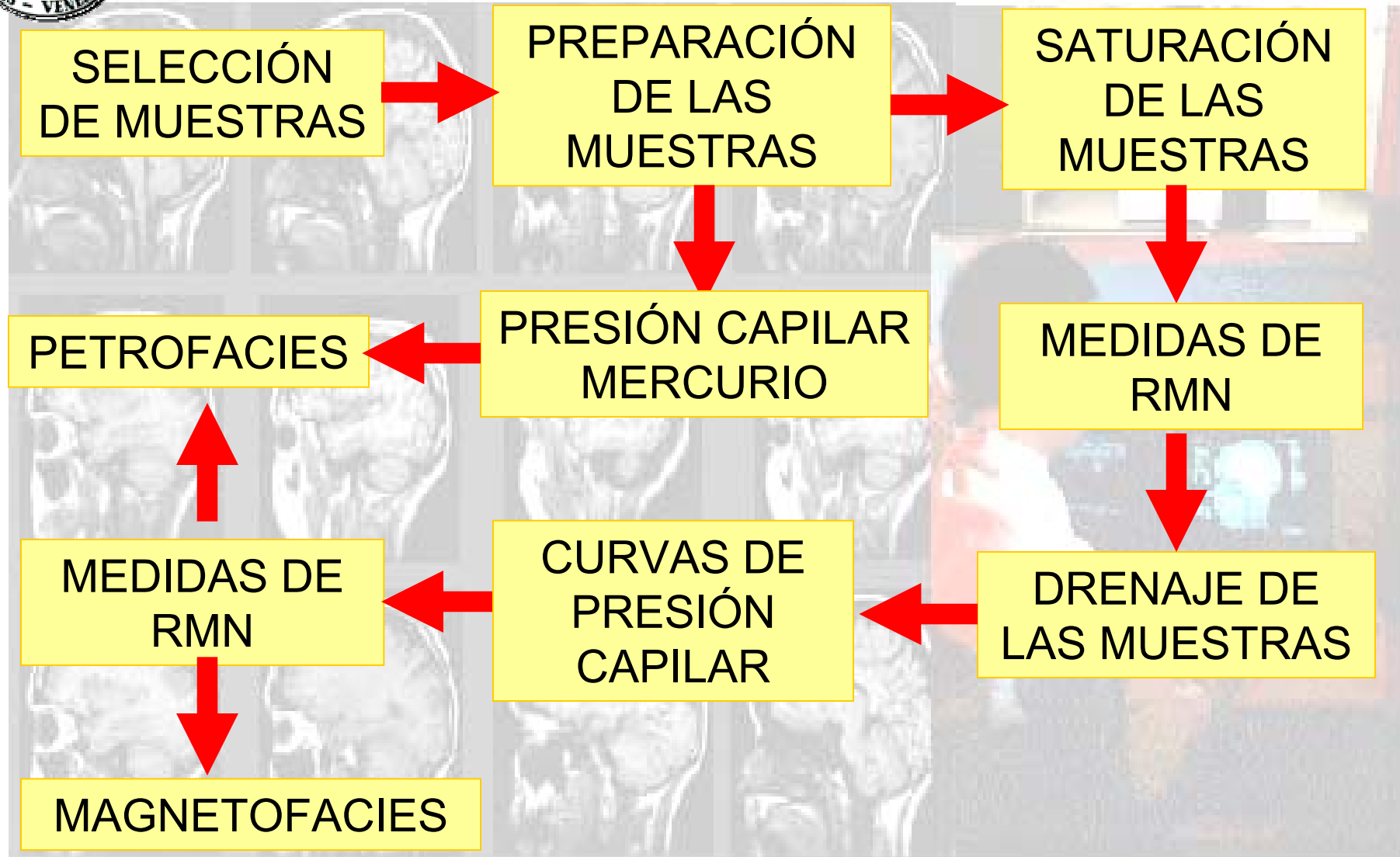
Modificada (INTEVEP (1999))

$$k = a T_{2gm}^2 \phi^4$$

SDR

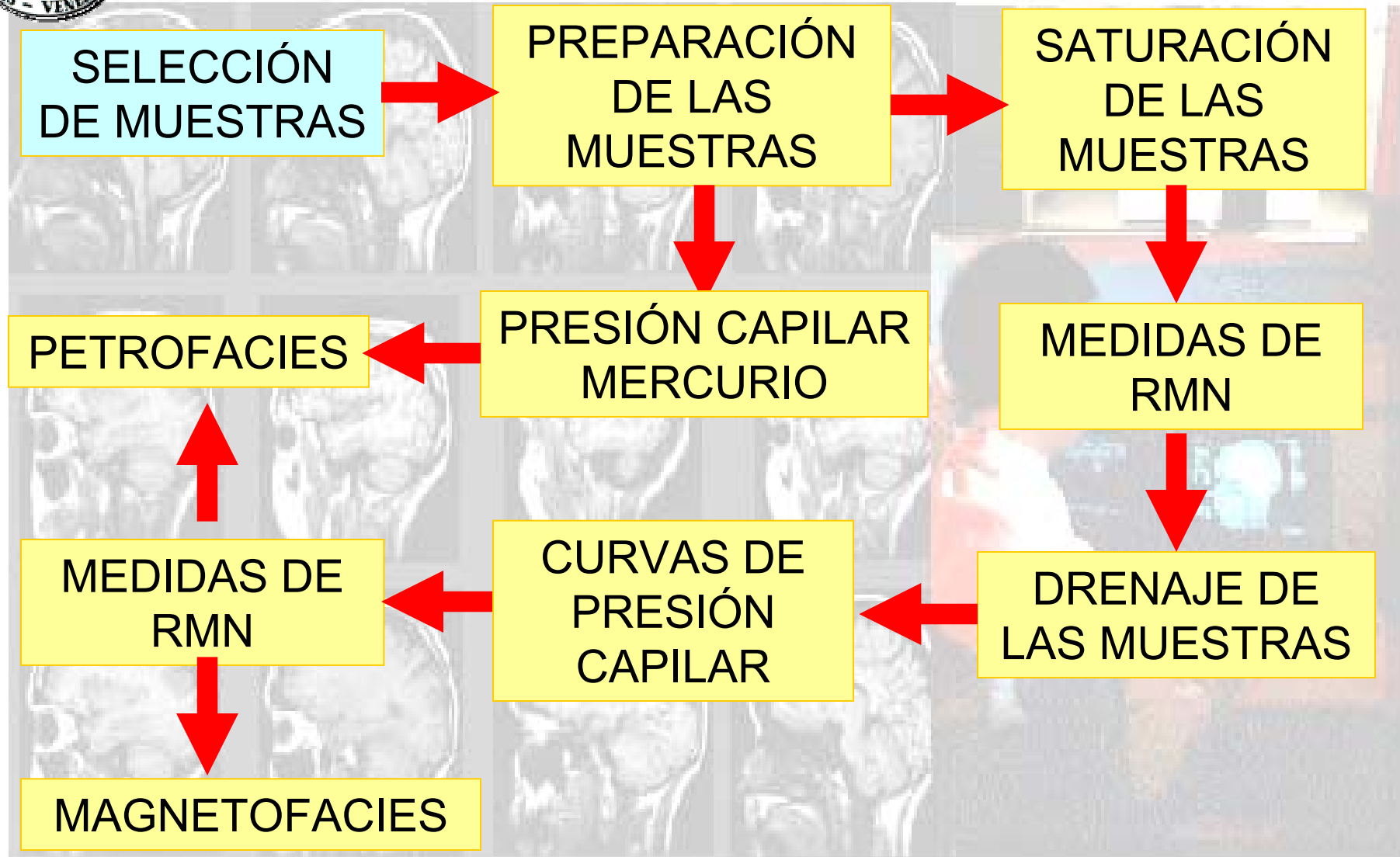


# Esquema Experimental





# Esquema Experimental





# Resultados

Según los datos suministrados de pruebas convencionales realizadas a muestras del pozo VLA-1326 se seleccionaron 88 tapones de núcleos de diferentes porosidades y permeabilidades, tomando muestras de todas las calidades de roca existentes y a diferentes profundidades



# Esquema Experimental



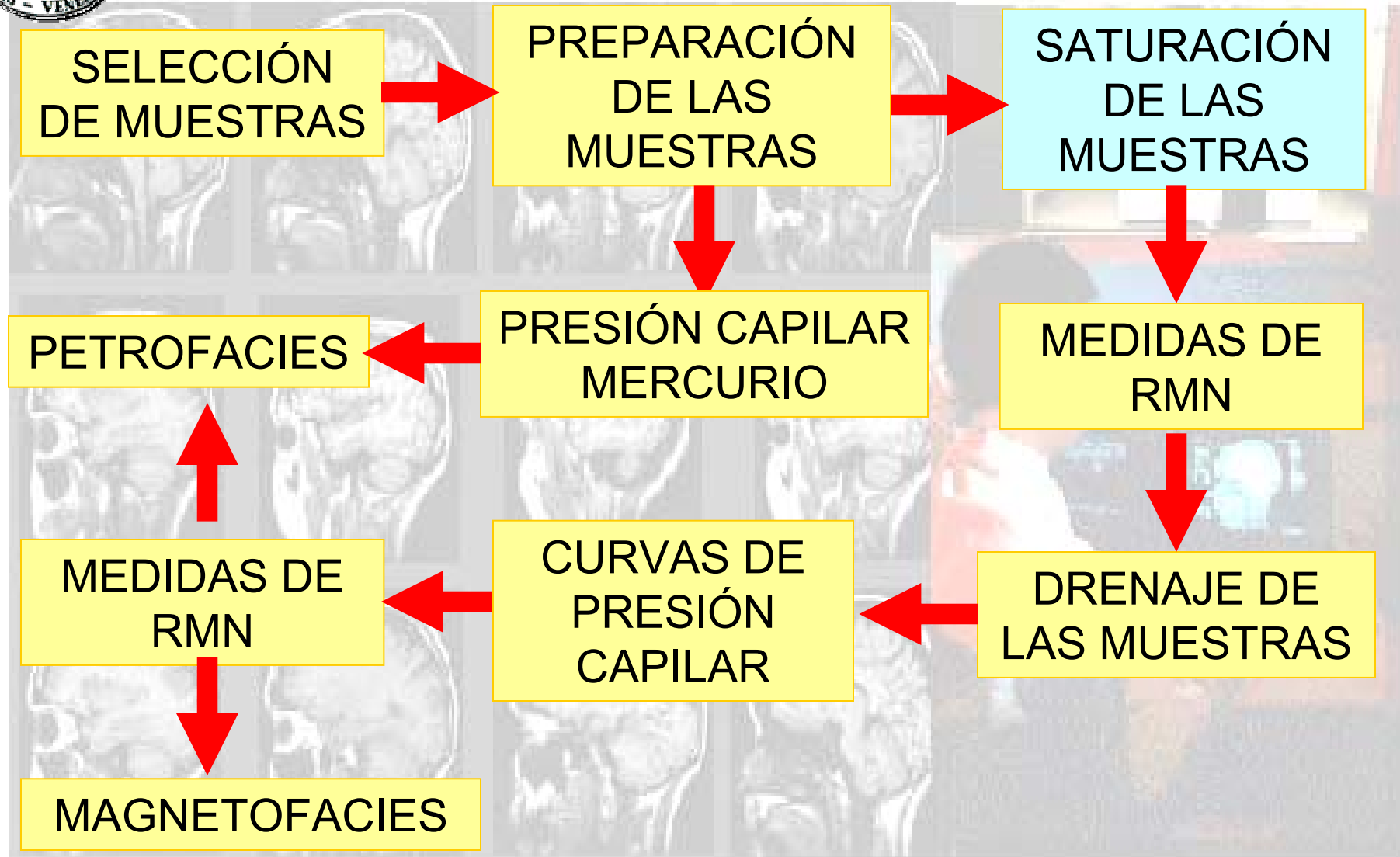


# Resultados

- Las dimensiones (diámetro y longitud) de las muestras se midieron con un vernier
- Las muestras se lavaron con el solvente tolueno para eliminar las impurezas y los restos de crudo
- Las muestras se lavaron con el solvente metanol para eliminar las sales
- El sistema utilizado para lavar las muestras es denominado Dean-Stark



# Esquema Experimental





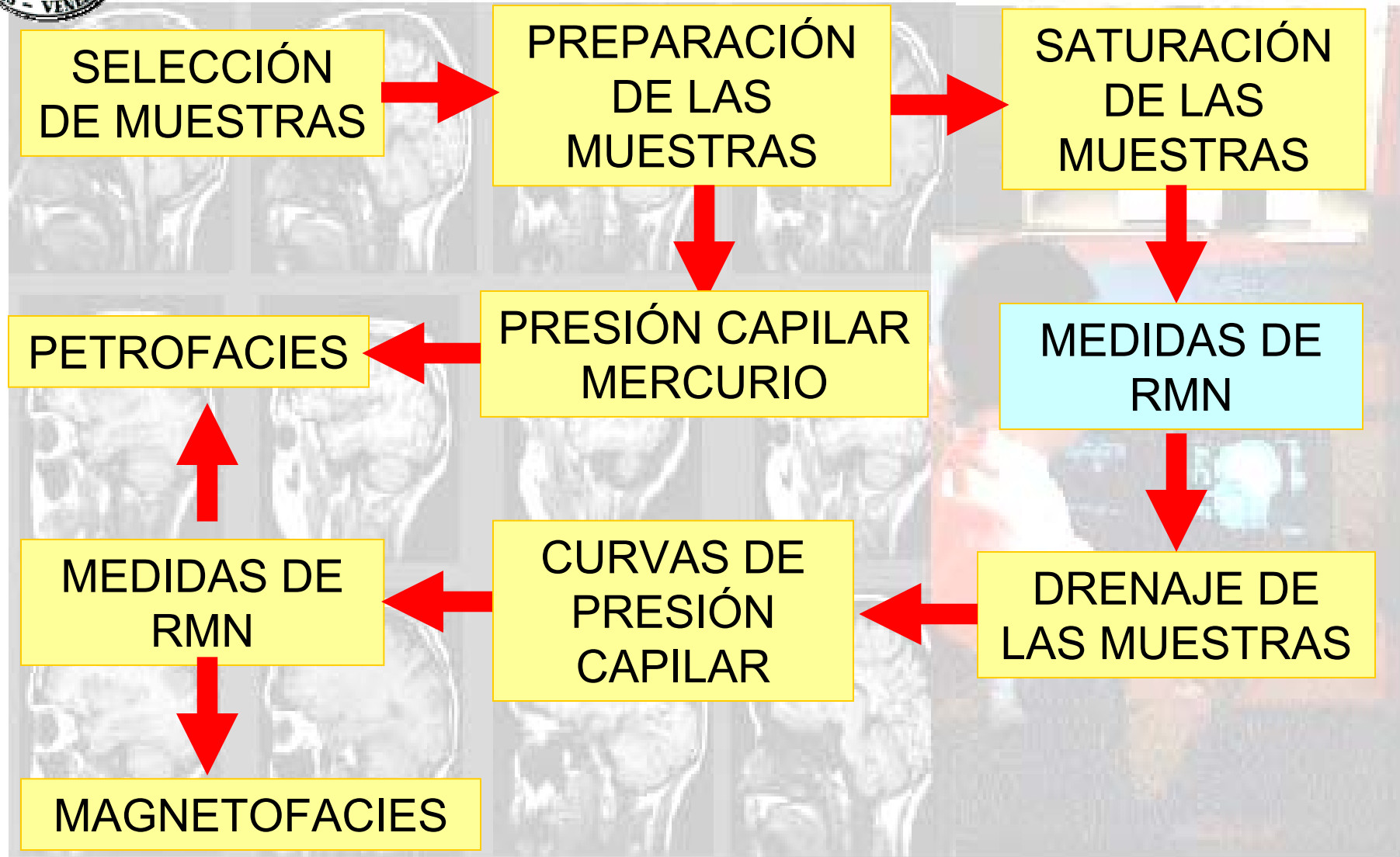
# Resultados

- El proceso de saturación se hizo con el agua de concentración salina de NaCl equivalente al agua de formación
- Las muestras se sumergen en la salmuera en un saturador que se encuentra conectado a una bomba de vacío

$$\phi = \frac{V_{poroso}}{V_{total}} = \frac{P_{saturado} - P_{sec o}}{V_{total} * \delta_{agua}}$$



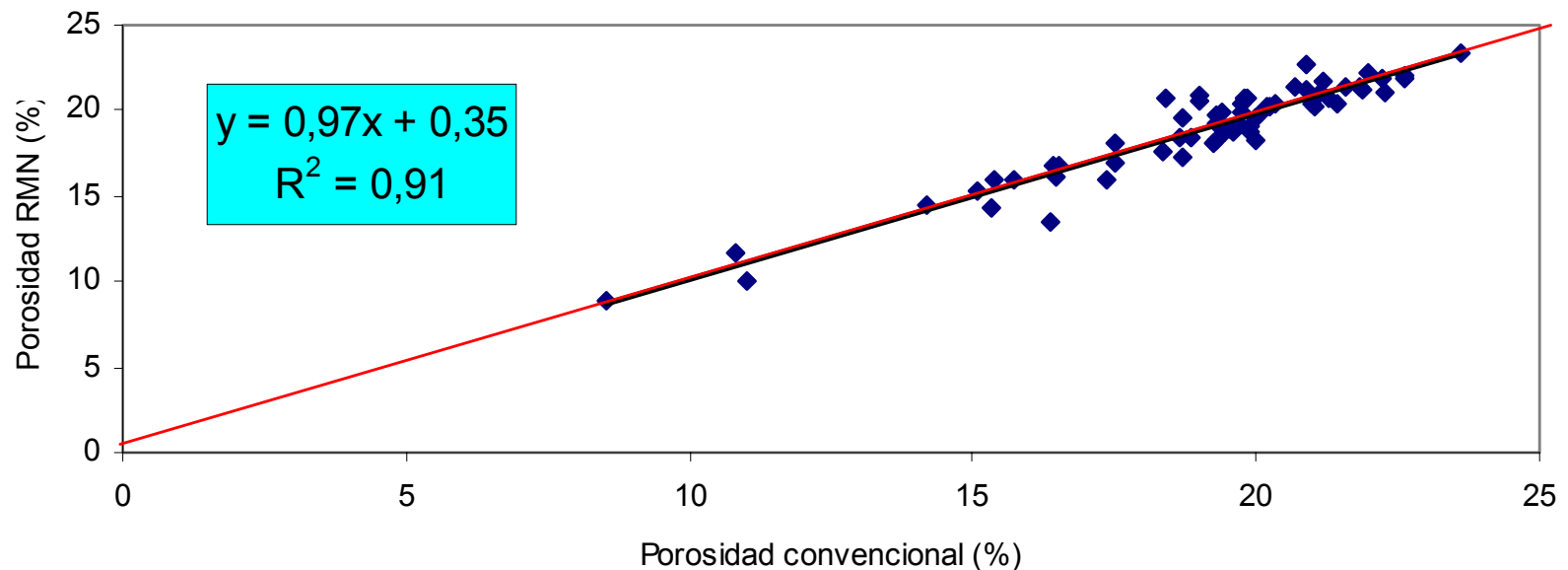
# Esquema Experimental





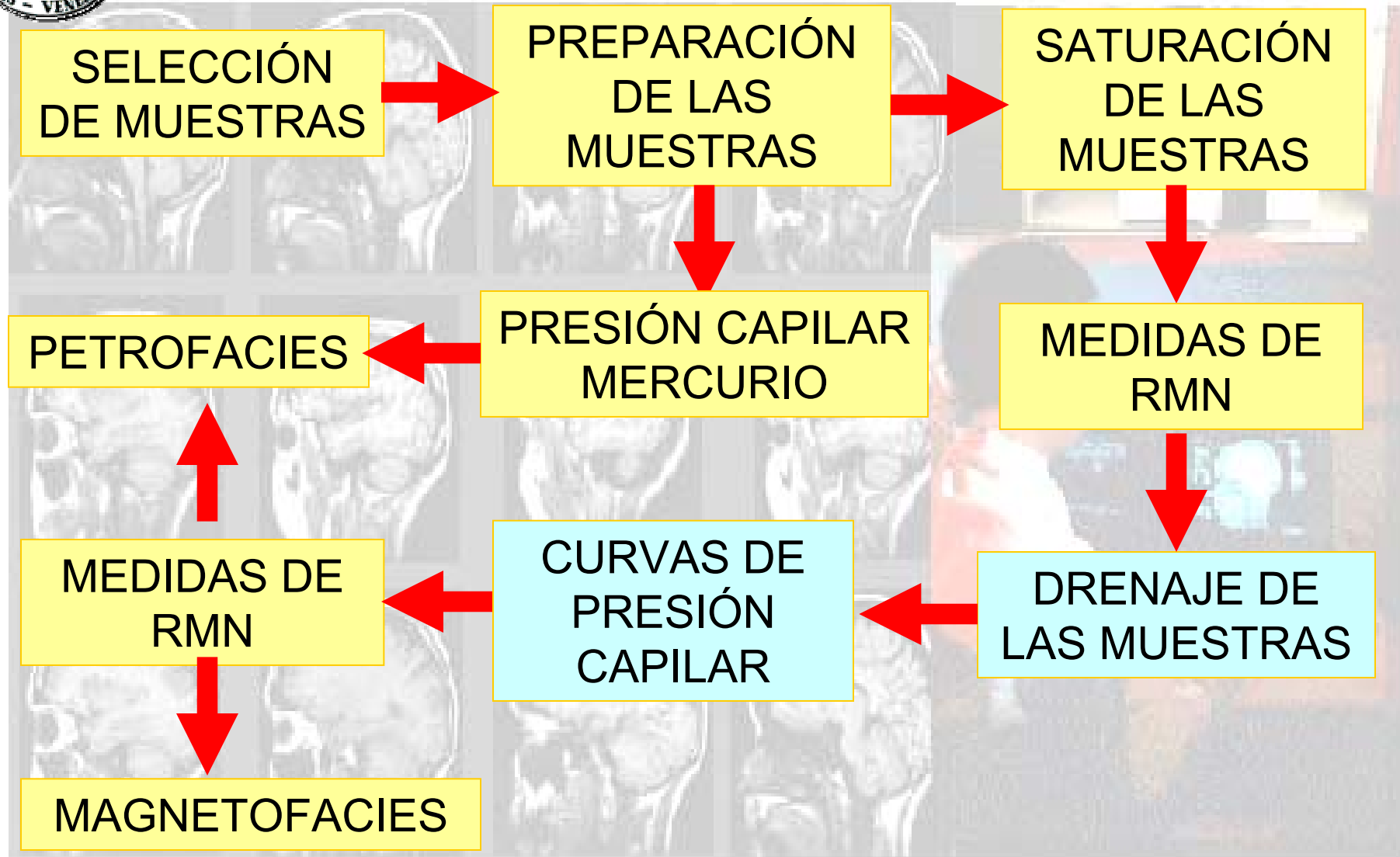
# Resultados

Comparación entre la porosidad convencional y la porosidad RMN





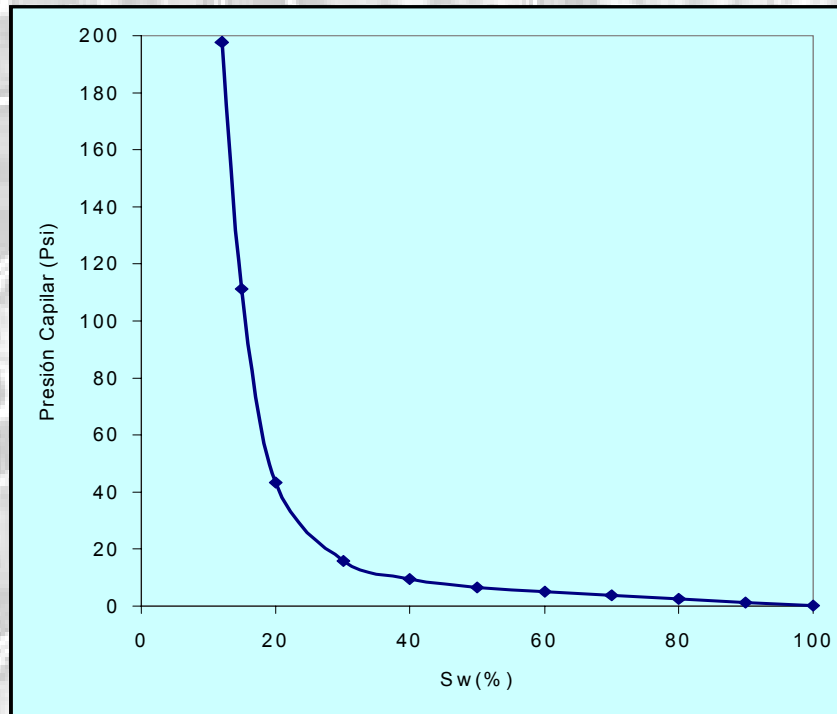
# Esquema Experimental





# Resultados

## Curva típica de Presión Capilar

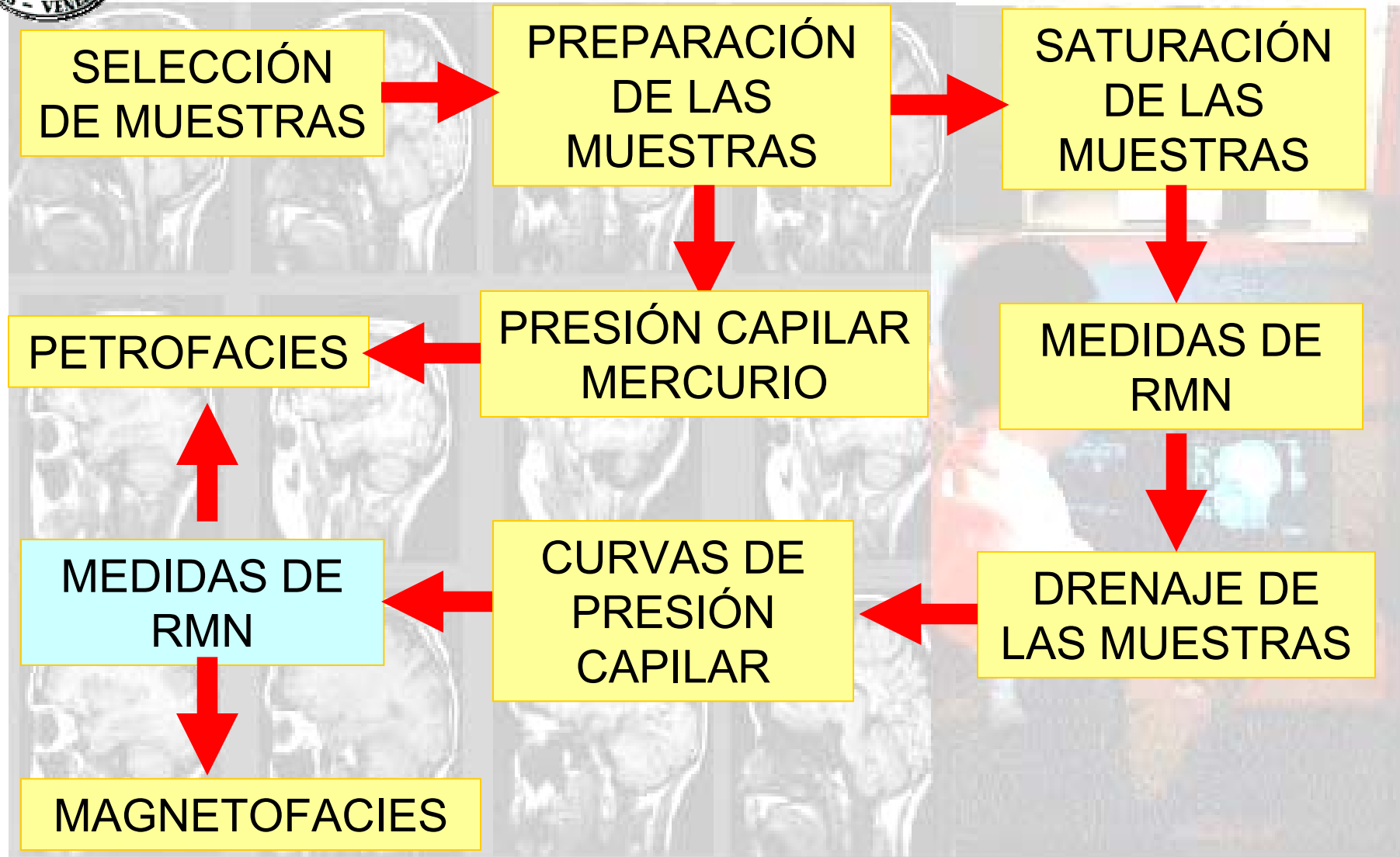


$$S_w = \frac{V_{poroso} - V_{agua desplazada}}{V_{poroso}} \times 100$$

$$V_{poroso} = P_{saturado} - P_{drenado}$$



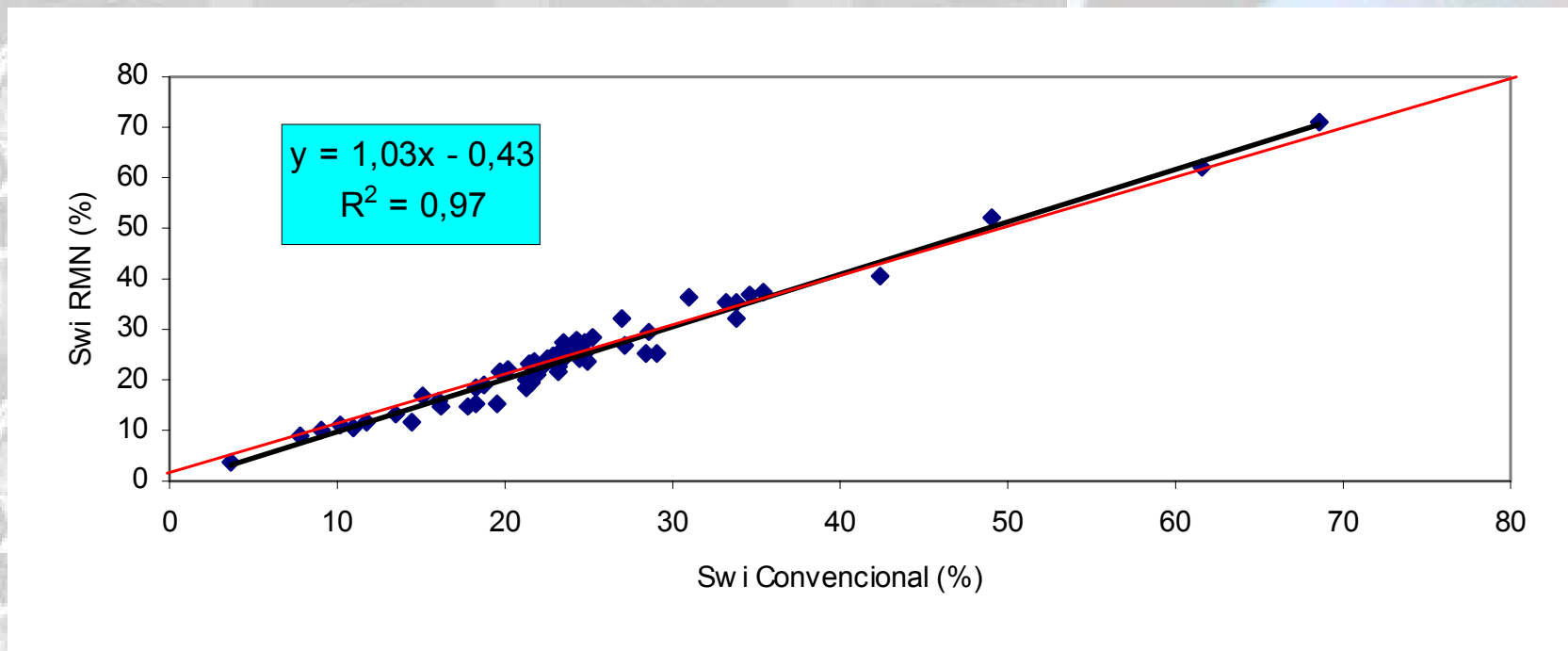
# Esquema Experimental





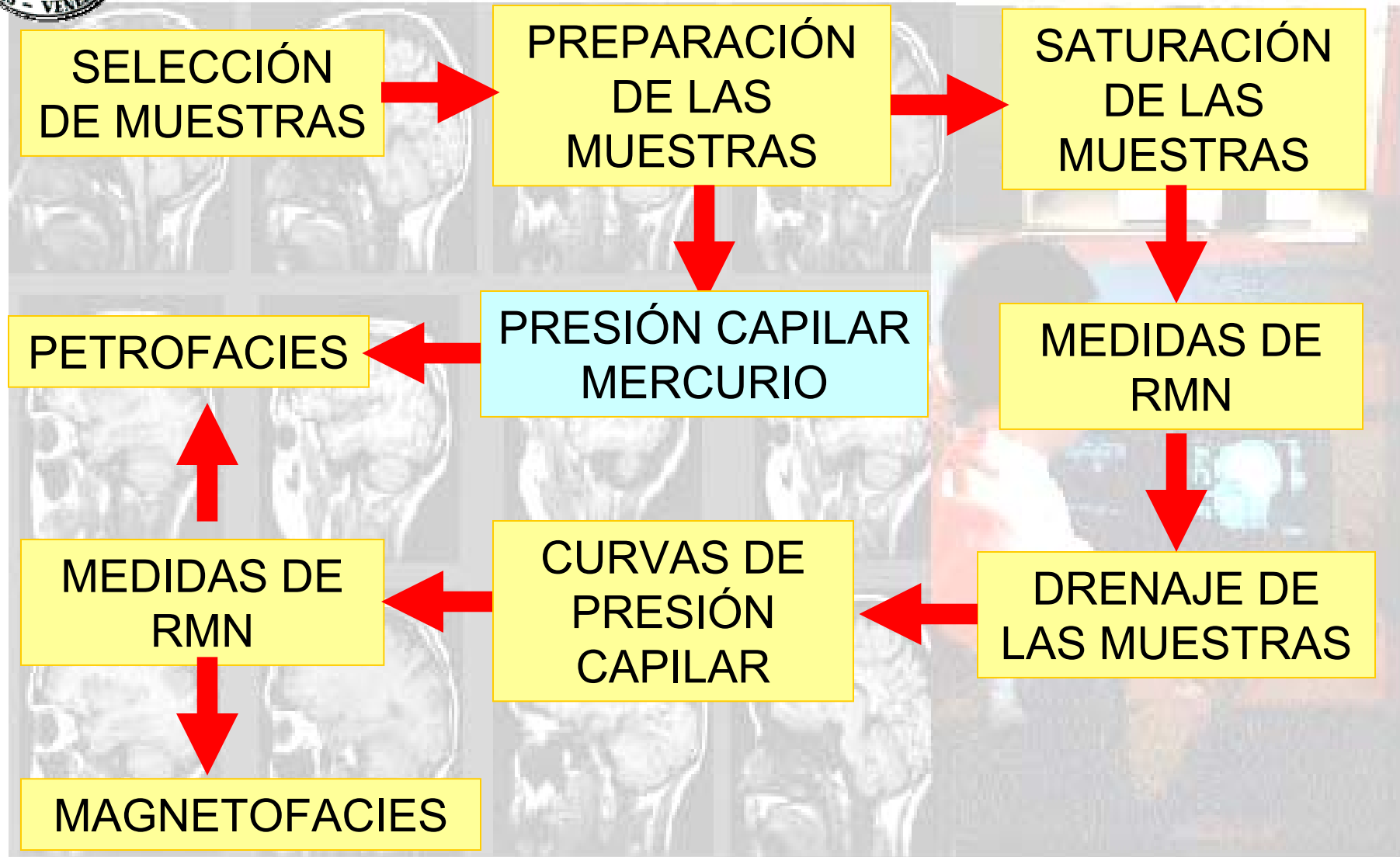
# Resultados

Comparación entre la saturación de agua irreducible convencional y la saturación de agua irreducible RMN



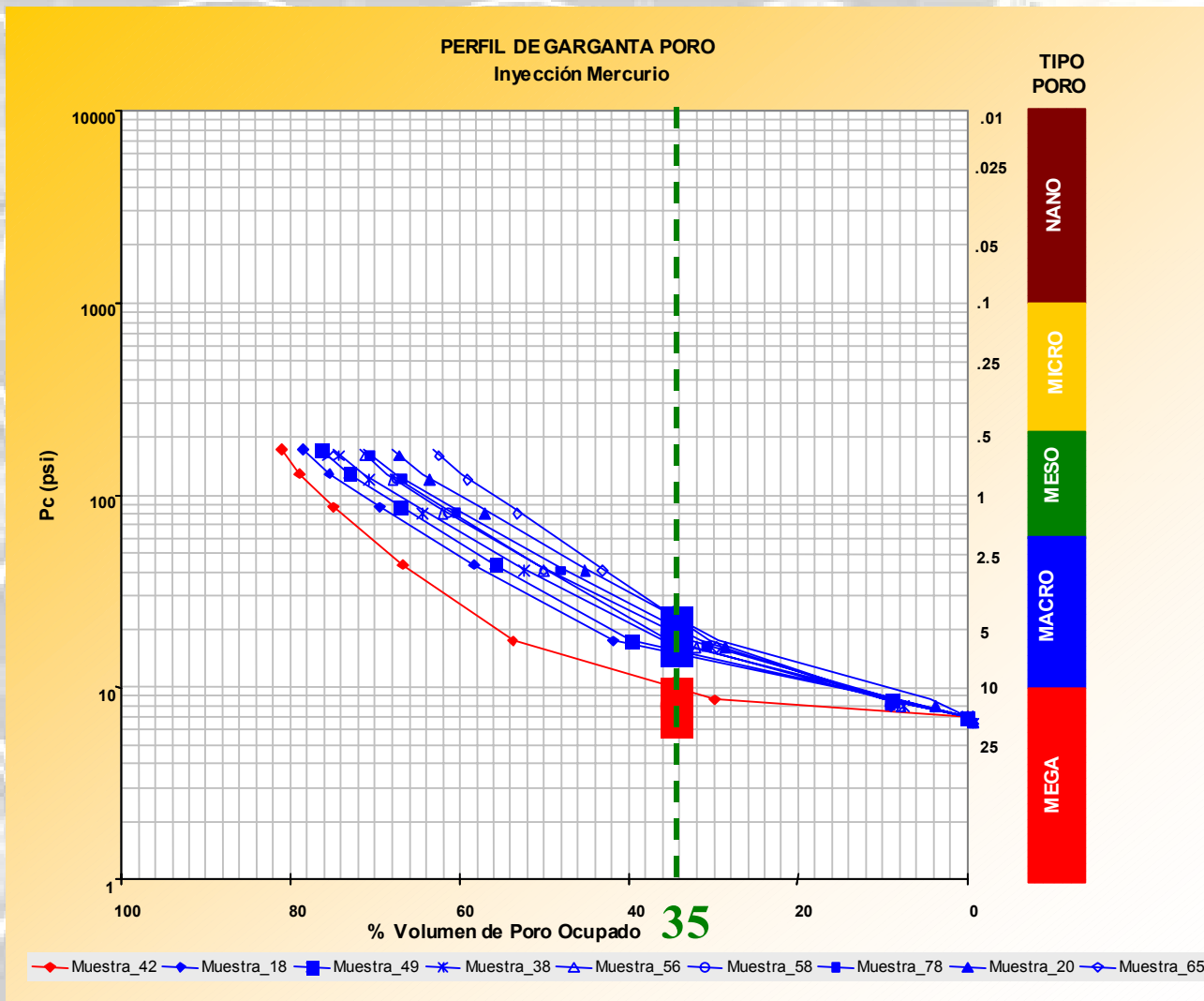


# Esquema Experimental



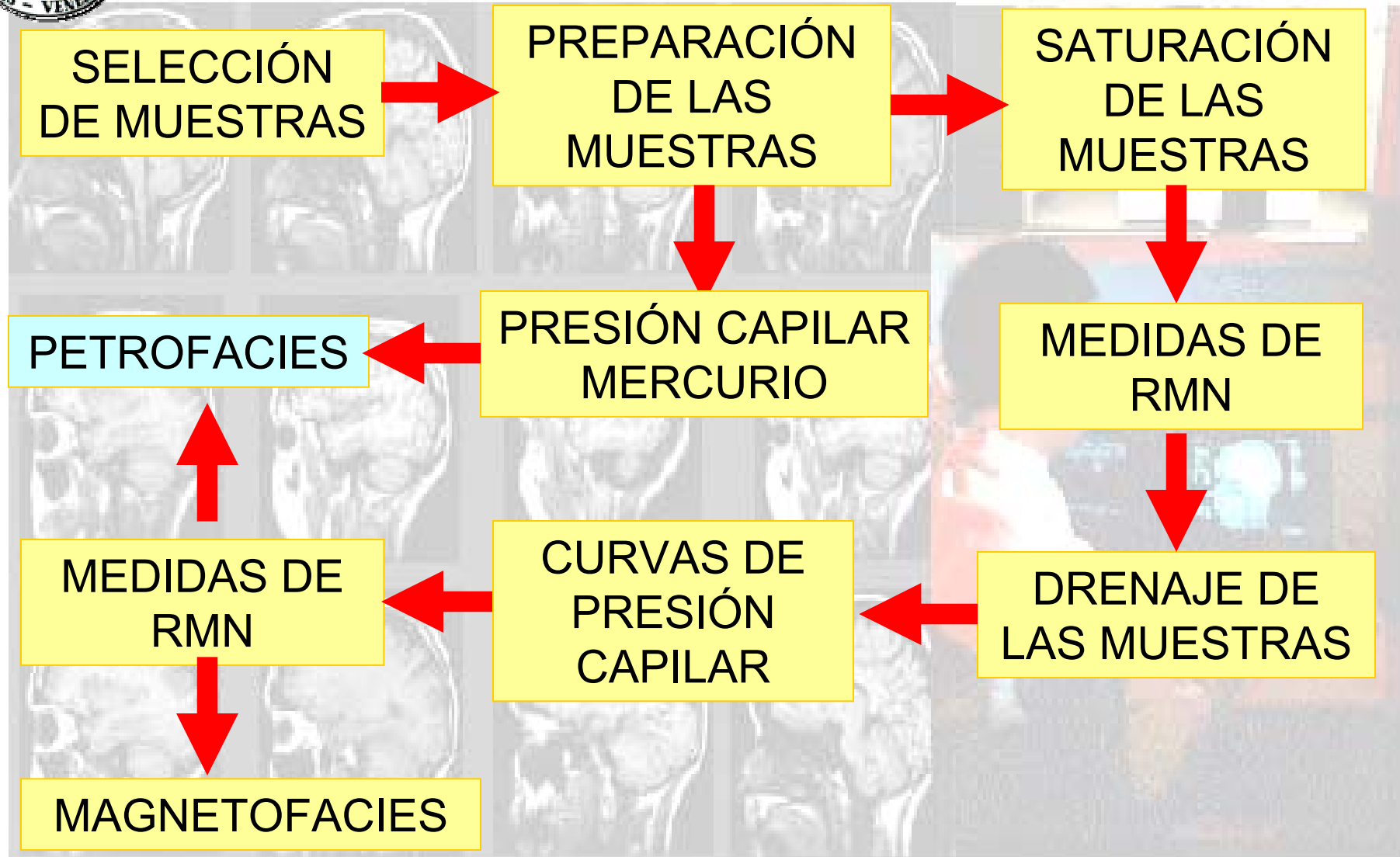


# Resultados





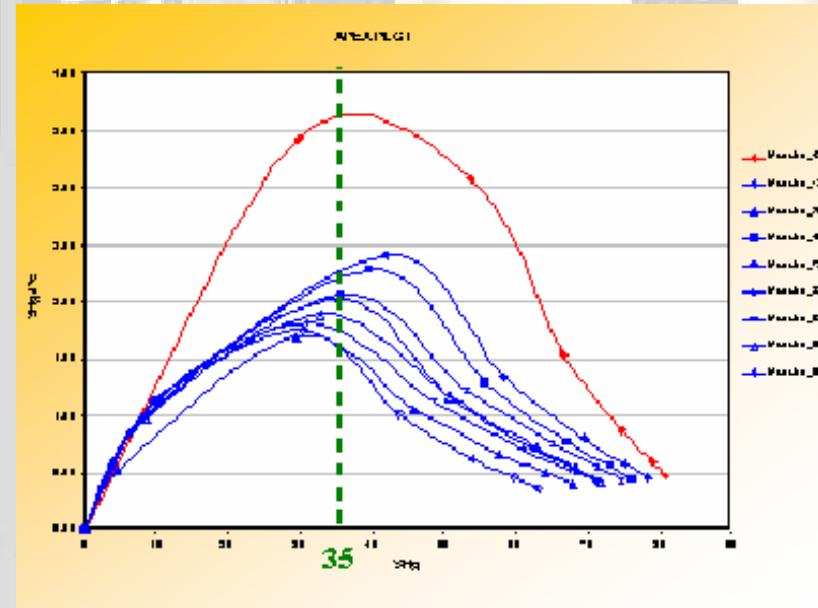
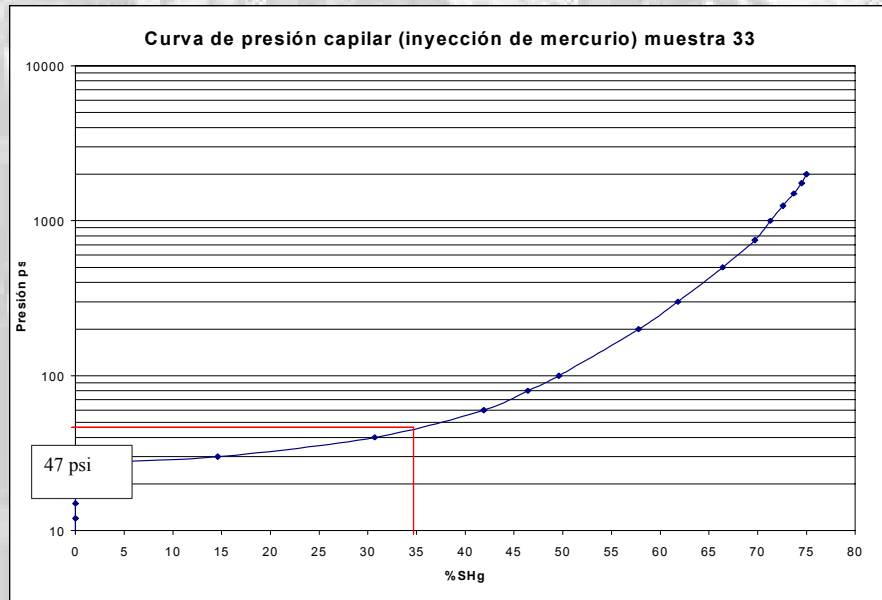
# Esquema Experimental





# Resultados

## Método del Ápice



$$\text{Log } R_{35} = 0,255 + 0,565 \text{ Log } (K) - 0,523 \text{ Log } (\Phi)$$



# Resultados

## Método por RMN

RESONANCIA  
MAGNÉTICA  
NUCLEAR

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V}$$

$T_2$  proporcional al radio de poro  
(R)

PRESIÓN  
CAPILAR

$$P_c \propto \frac{1}{r}$$

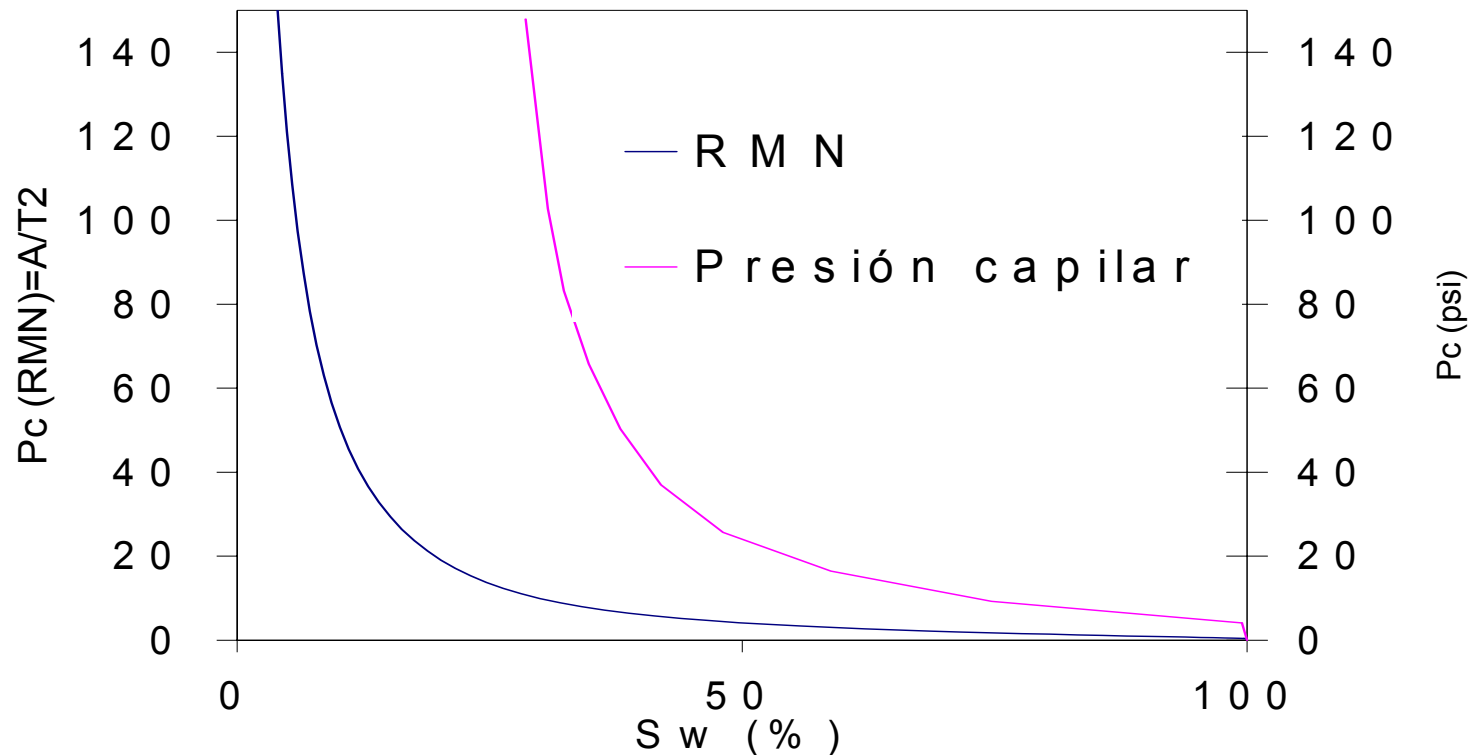
$P_c$  inversamente proporcional  
al radio de garganta de poro (r)

$$T_2 \propto R, \quad P_c \propto r^{-1}, \quad R \propto 1/r \Rightarrow P_c = f(T_2)$$



# Resultados

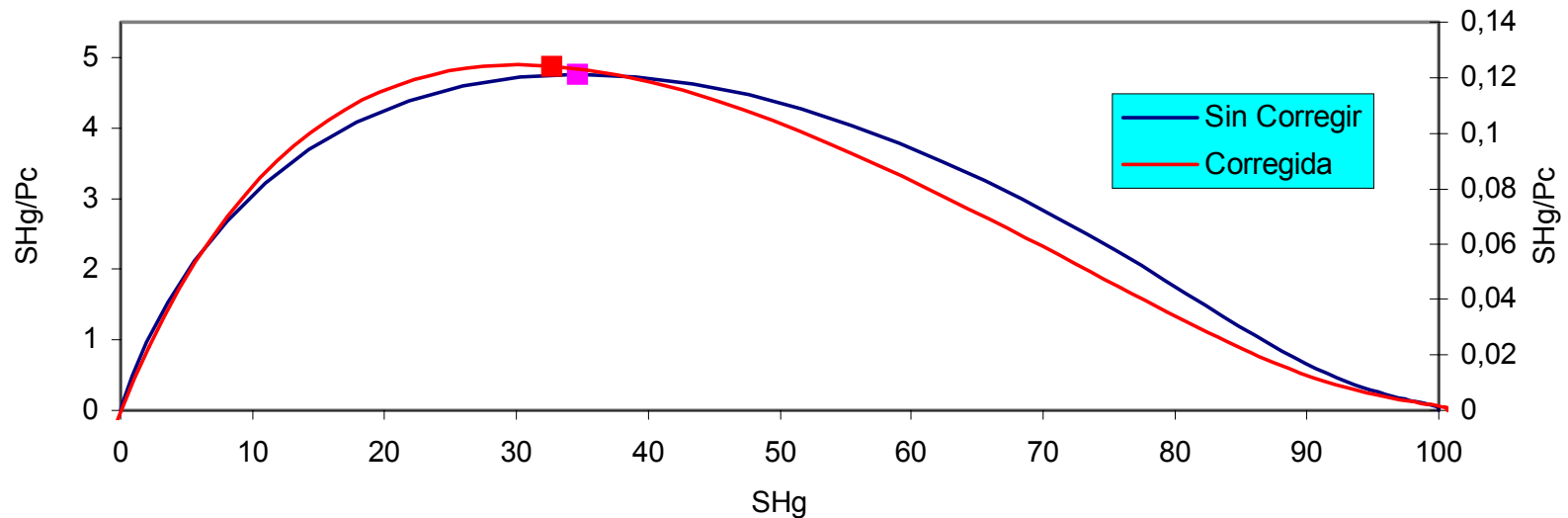
$$P_c = \frac{\gamma}{T_2} \quad \text{donde} \quad \gamma = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{\alpha \cdot \rho}$$





# Resultados

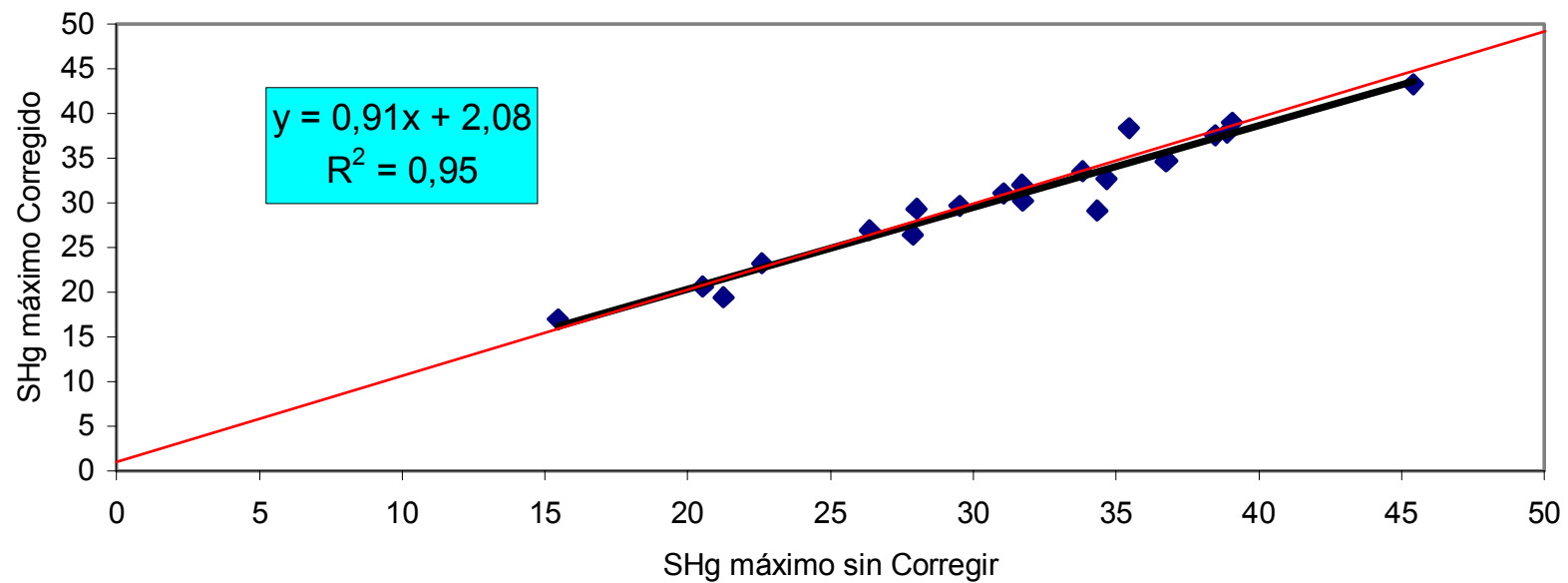
## Método por RMN





# Resultados

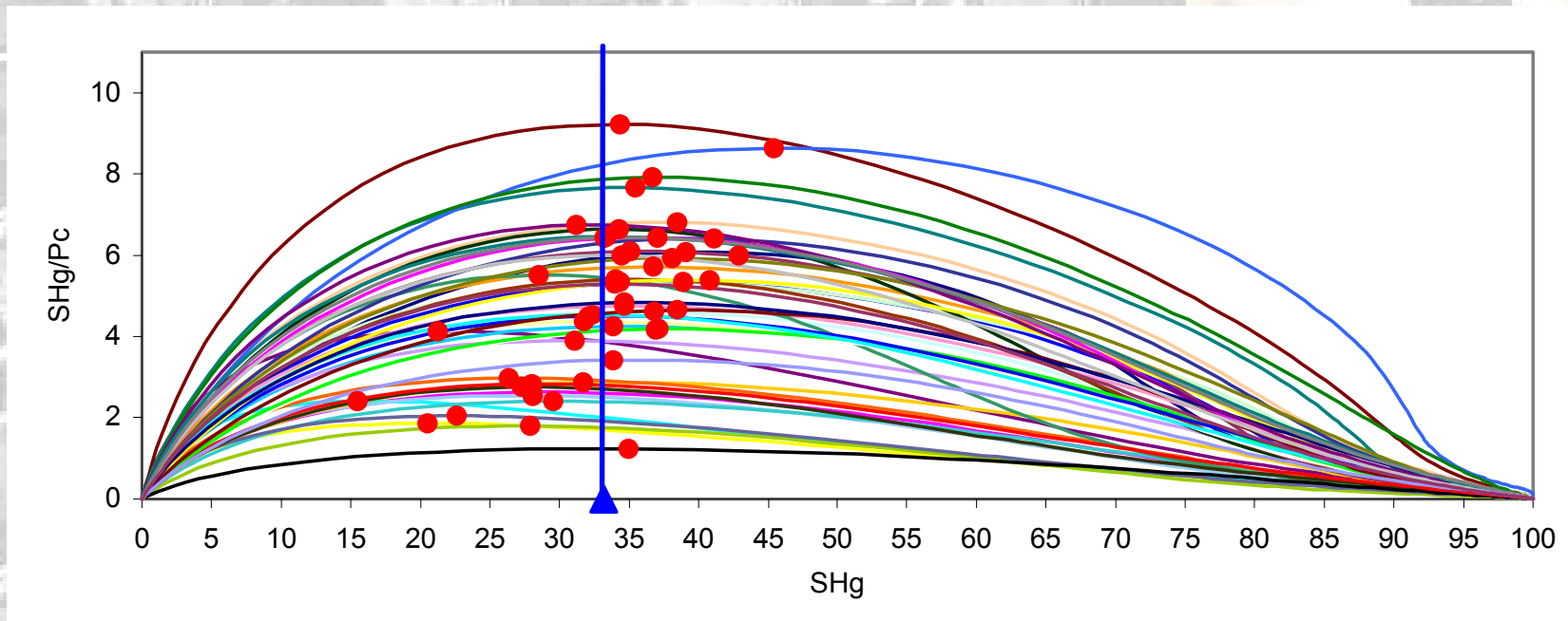
## Método por RMN





# Resultados

## Método por RMN

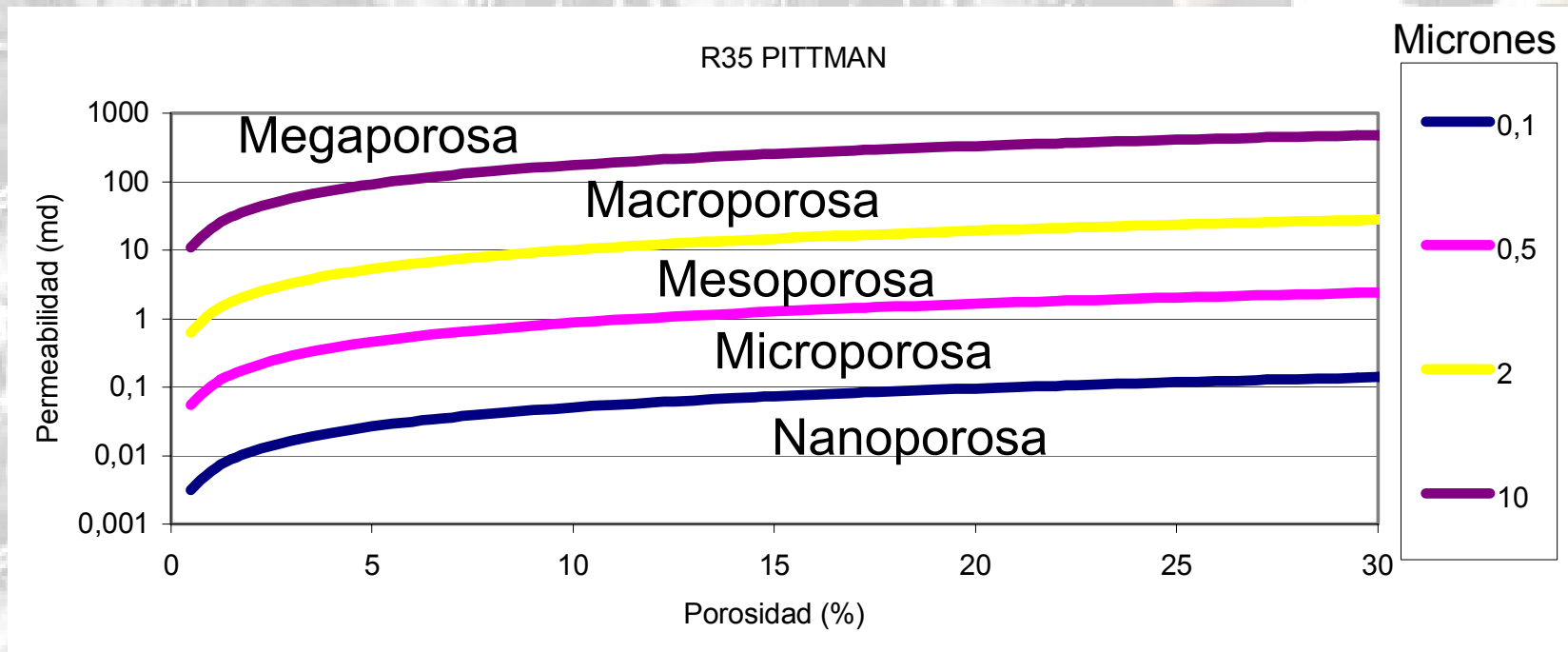


$$\text{Log } R_{35} = 0,255 + 0,565 \text{ Log } (K) - 0,523 \text{ Log } (\Phi)$$



# Resultados

## Petrofacies

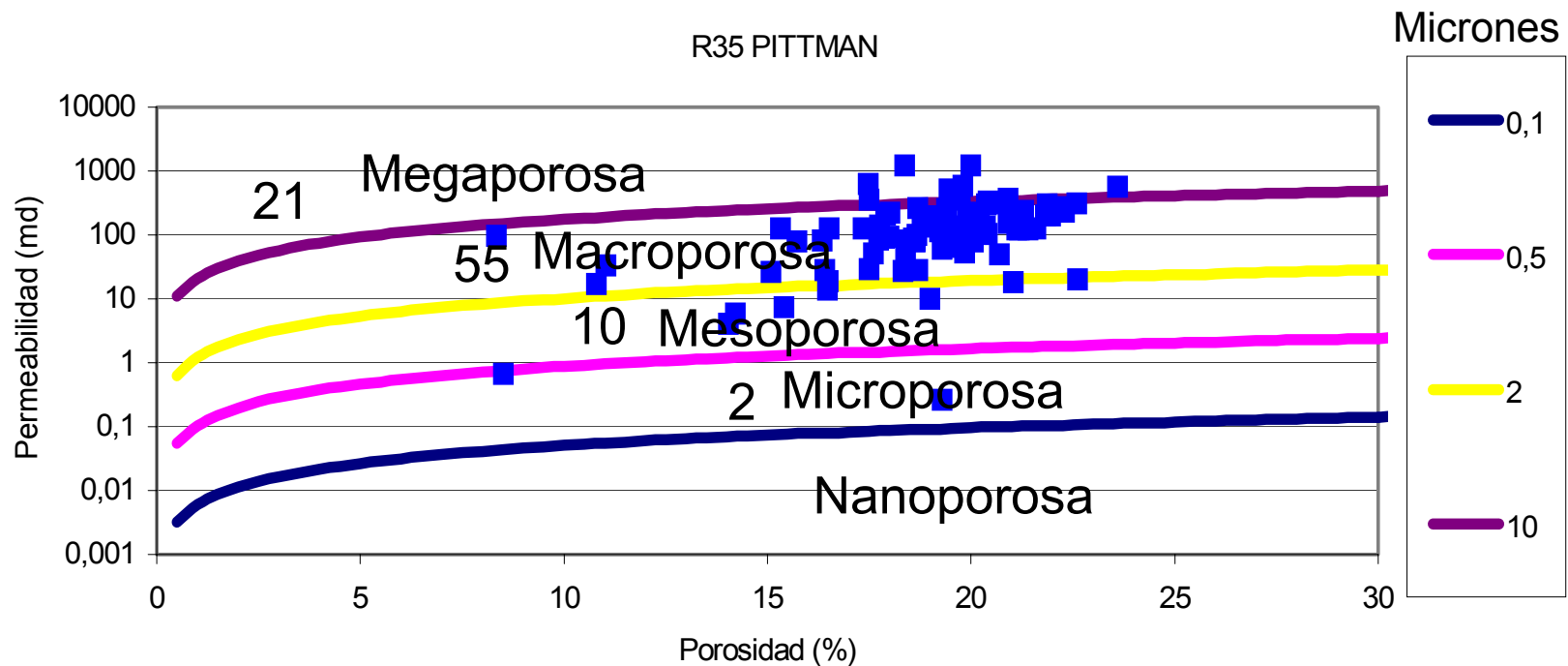


$$\text{Log } R_{35} = 0,255 + 0,565 \text{ Log } (K) - 0,523 \text{ Log } (\Phi)$$



# Resultados

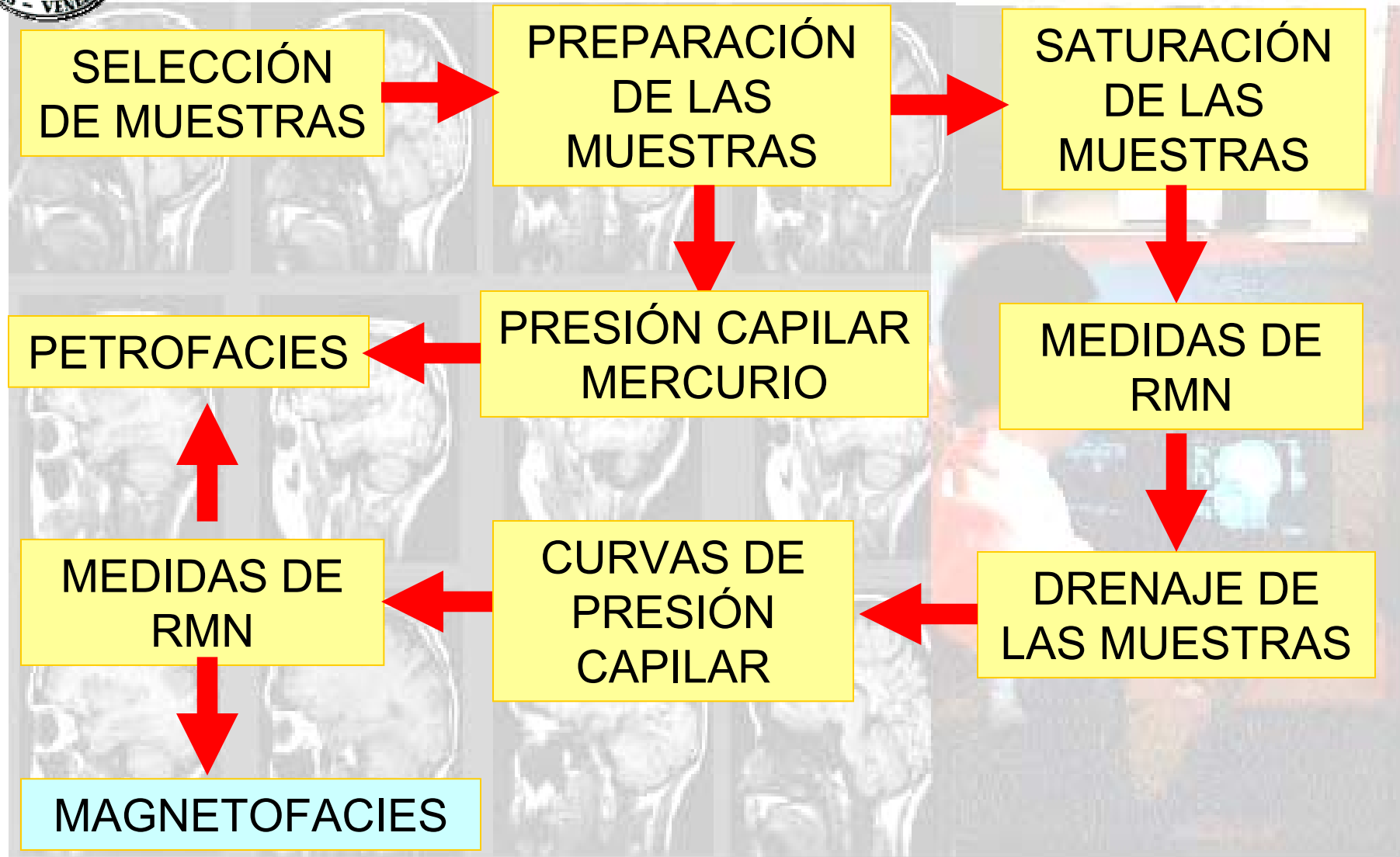
## Petrofacies



$$\text{Log } R_{35} = 0,255 + 0,565 \text{ Log } (K) - 0,523 \text{ Log } (\Phi)$$



# Esquema Experimental





# Resultados

Para cada muestra se obtuvo el valor de  $T_{2LM}$ , FFI y BFV ya que llevan consigo implícitamente la influencia de las gargantas de poro

$$\log k = A \log \phi + B \log \left( \frac{FFI}{BFV} \right) + \log C$$

Timur - Coates

$$\log k = A \log \phi + B \log \left( T_{2,LM} \right) + \log C$$

SDR

$$\log k = A \log \phi + B \log(FFI) + \log C$$

Timur – Coates  
modificada



# Resultados

Despejando cada una de estas ecuaciones

$$\log\left(\frac{FFI}{BFV}\right) = \frac{\log C}{B} + \frac{1}{B} \log k - \frac{A}{B} \log \phi \quad \text{Timur - Coates}$$

$$\log\left(T_{2,LM}\right) = \frac{\log C}{B} + \frac{1}{B} \log k - \frac{A}{B} \log \phi \quad \text{SDR}$$

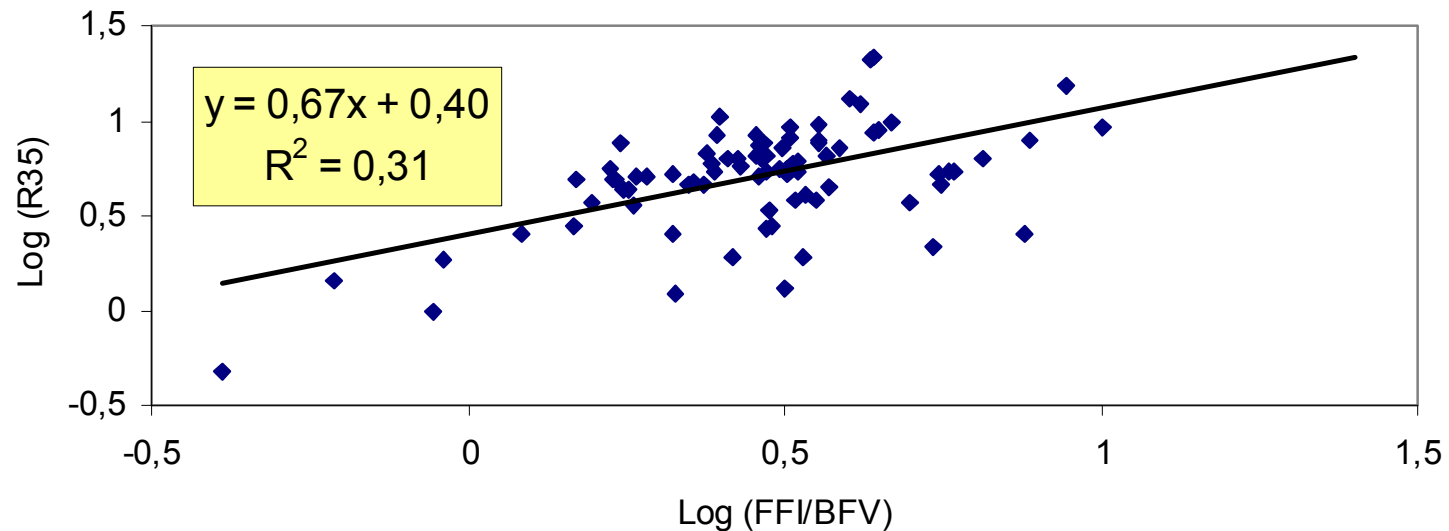
$$\log(FFI) = \frac{\log C}{B} + \frac{1}{B} \log k - \frac{A}{B} \log \phi \quad \text{Timur - Coates modificada}$$

$$\log(R_x) = A + B \log k - C \log \phi \quad \text{Ecuación de Pittman}$$



# Resultados

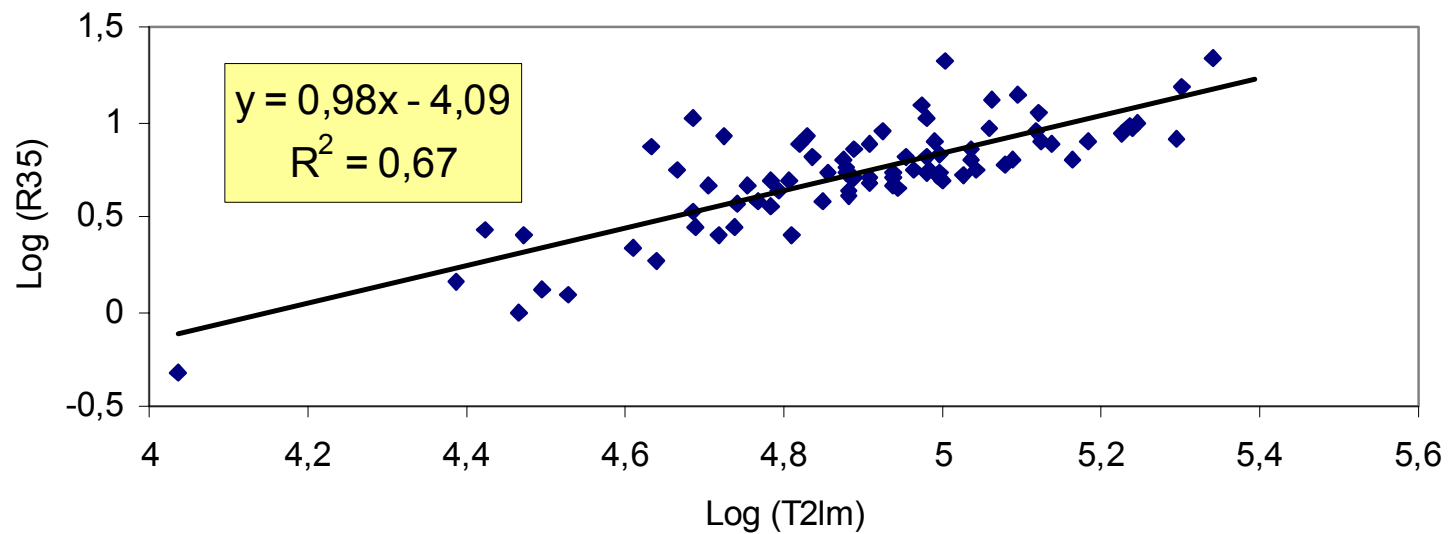
Relación entre el logaritmo de  $R_{35}$  y el logaritmo de FFI/BFV





# Resultados

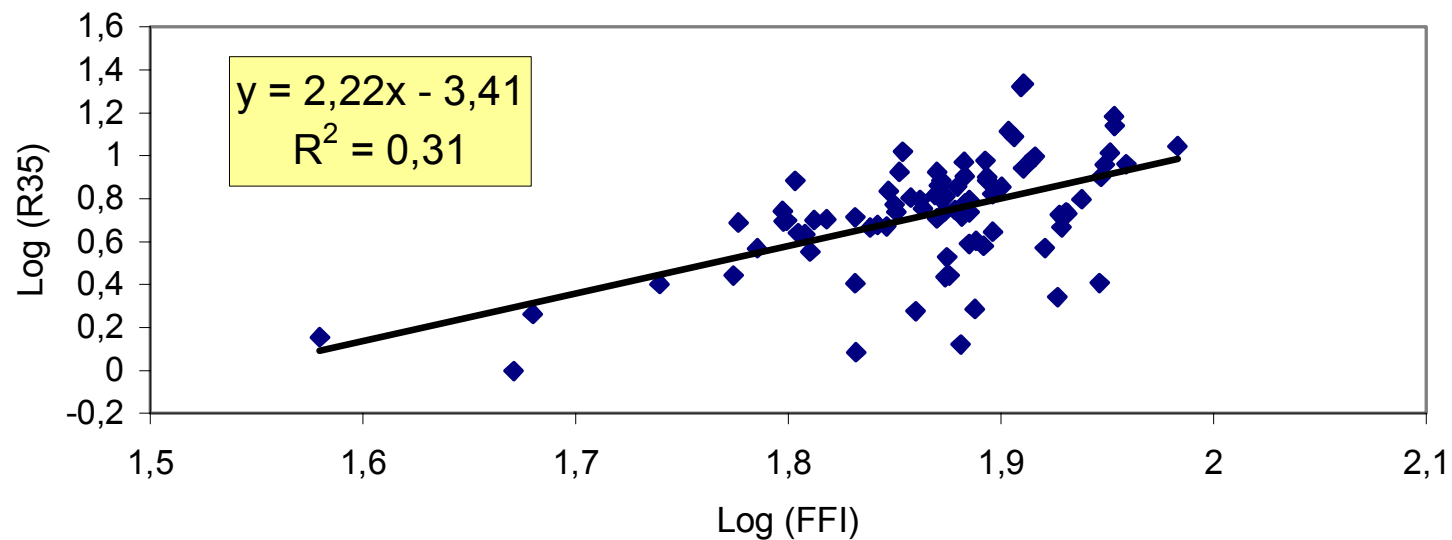
Relación entre el logaritmo de  $R_{35}$  y el logaritmo de  $T_{2,LM}$





# Resultados

Relación entre el logaritmo de  $R_{35}$  y el logaritmo de FFI





# Resultados

Modelo	Coefficiente de correlación
TIMUR -COATES	31 %
SDR	67 %
TIMUR-COATES modificada	31 %

La mejor correlación se obtiene entre el radio de garganta y el tiempo logarítmico medio



# Resultados

$$\log(R_{35}) = 0,98 \log T_{2,LM} - 4,09$$

Tipos de garganta de poros de acuerdo a su tamaño	Rango de tamaño	Rango de tiempo
Megaporosa (petrofacies 1)	> 10 micrones	>155 mseg
Macroporosa (petrofacies 2)	De 2 a 10 micrones	De 30 a 155 mseg
Mesoporosa (petrofacies 3)	De 0.5 a 2 micrones	De 7 a 30 mseg
Microporosa (petrofacies 4)	De 0.1 a 0.5 micrones	De 1 a 7 mseg
Nanoporosa (petrofacies 5)	< 0.1 micrones	<1 mseg

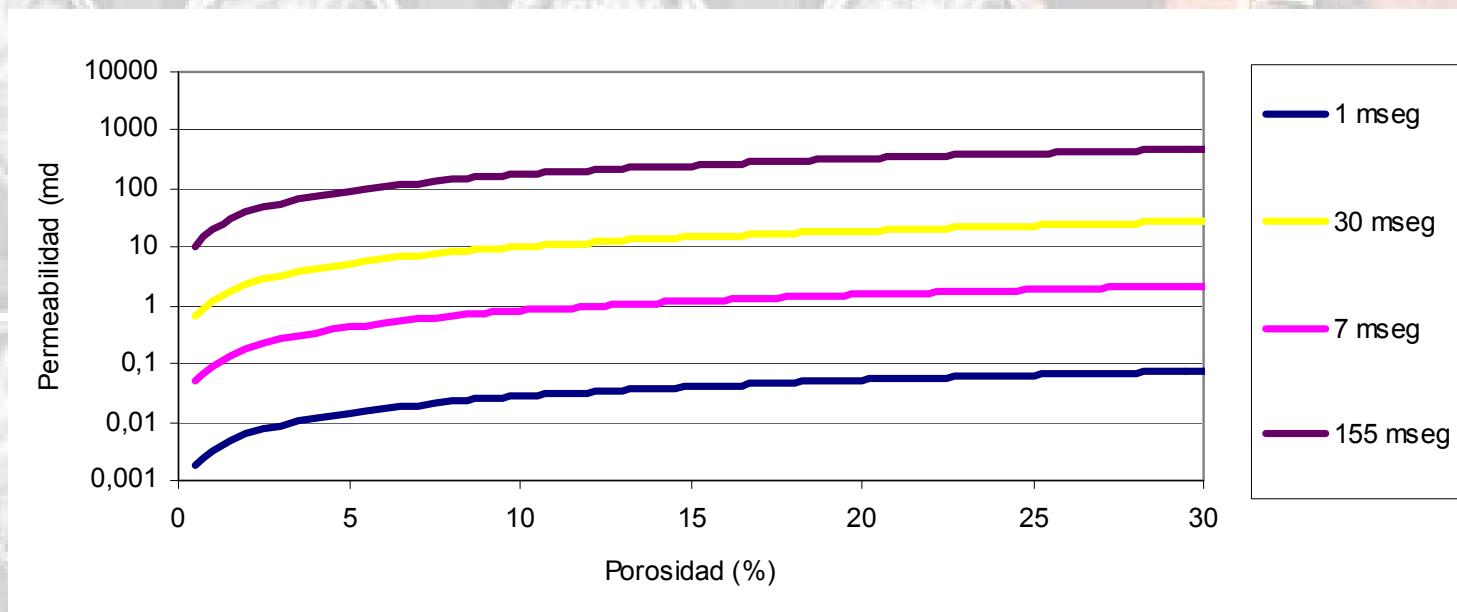


# Resultados

## Magnetofacies para el pozo VLA-1326

$$\log(R_{35}) = 0,98 \log T_{2,LM} - 4,09 \quad \rightarrow \quad \log(R_X) = 0,255 + 0,565 \log k - 0,523 \log \phi$$

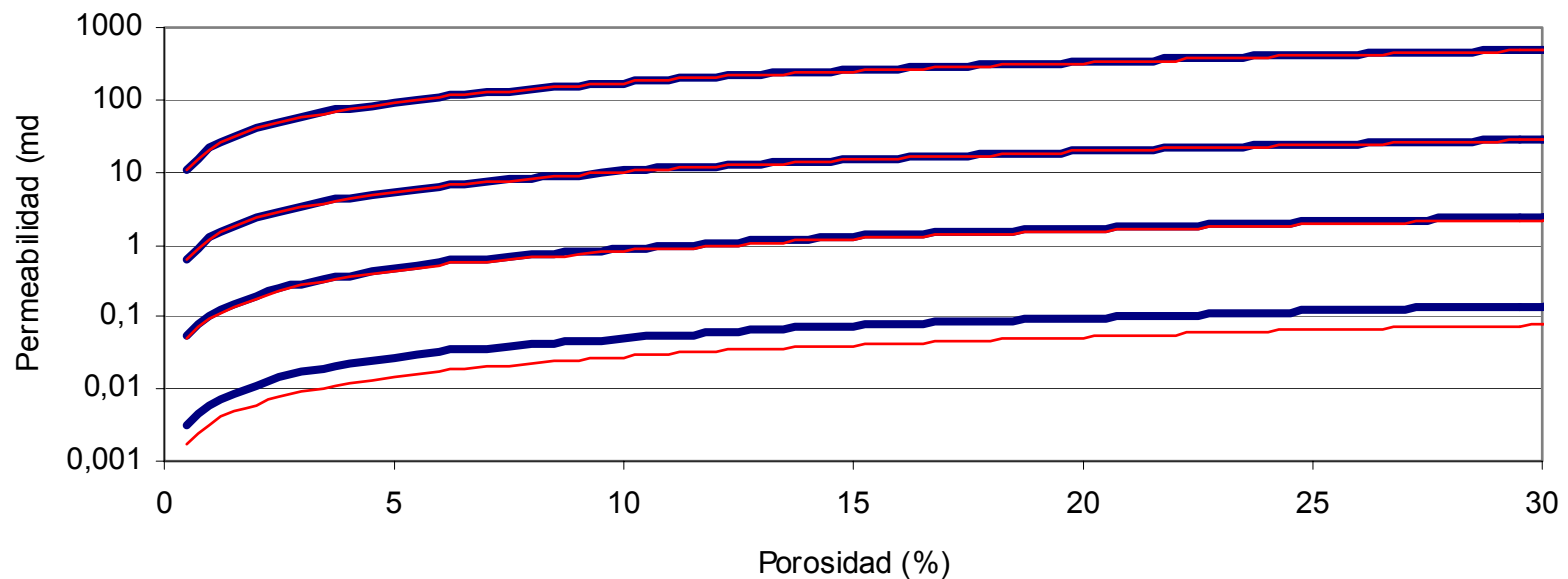
$$\log(T_{2,LM}) = 4,434 + 0,577 \log k - 0,534 \log \phi$$





# Resultados

Comparación entre petrofacies y magnetofacies para el pozo VLA-1326



— Petrofacies  
— Magnetofacies



# Resultados

Obtención de magnetofacies haciendo uso de la permeabilidad por RMN

MEDIDAS DE RMN

- $T_{2,LM}$
- FFI
- BFV

- TIMUR-COATES
- SDR
- TIMUR-COATES (modificada)

PETROFACIES

Se obtiene el  $R_{35}$  y se compara con el  $R_{35}$  real

La ecuación de permeabilidad se sustituye en la ecuación de Pittman



# Resultados

Se calcula la permeabilidad y se calibran los coeficientes a,b y c para los modelos

$$k = a(\Phi)^b \left( \frac{FFI}{BFV} \right)^c$$

TIMUR-COATES

$$k = a(\Phi)^b (T_{2LM})^c$$

SDR (KENYON)

$$k = a(\Phi)^b (FFI)^c$$

TIMUR-COATES  
modificada

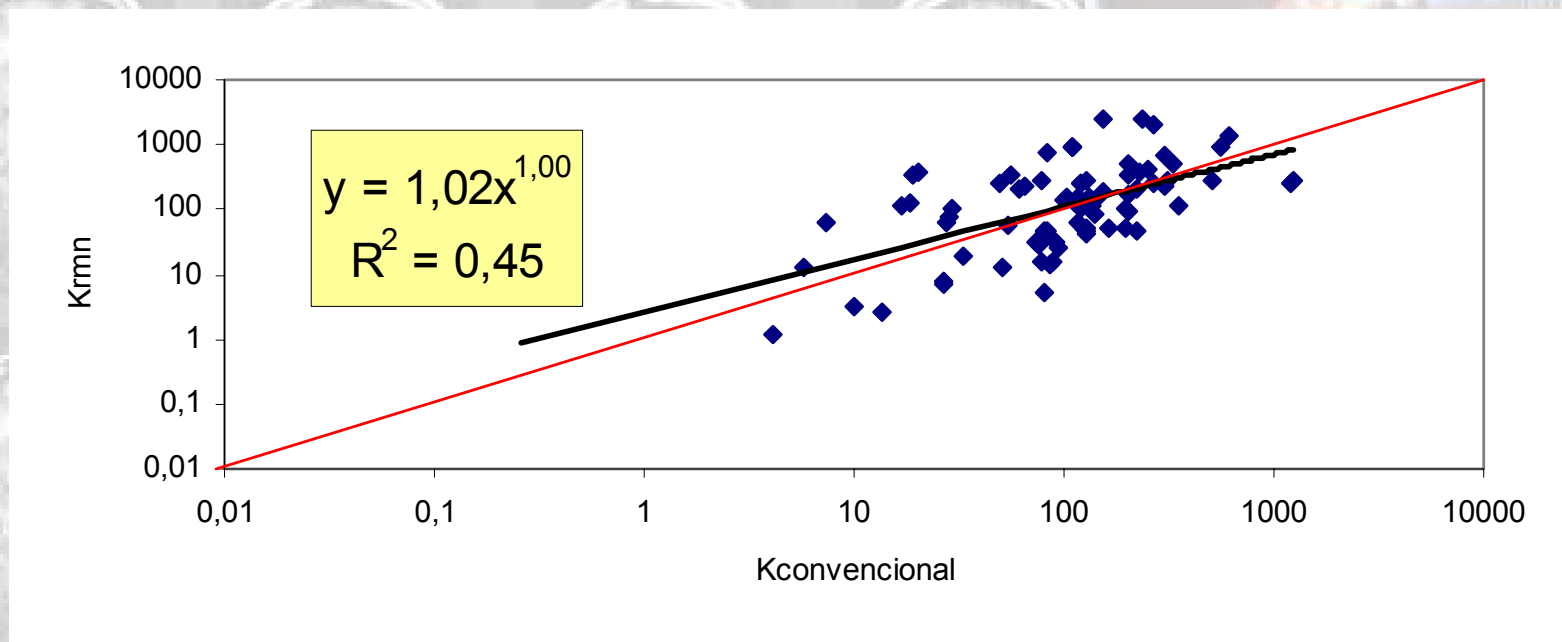


# Resultados

$$k = a (\Phi)^b \left( \frac{FFI}{BFV} \right)^c$$

## TIMUR-COATES

Coeficiente	a	B	c
Valor	44000	5,2	2,6



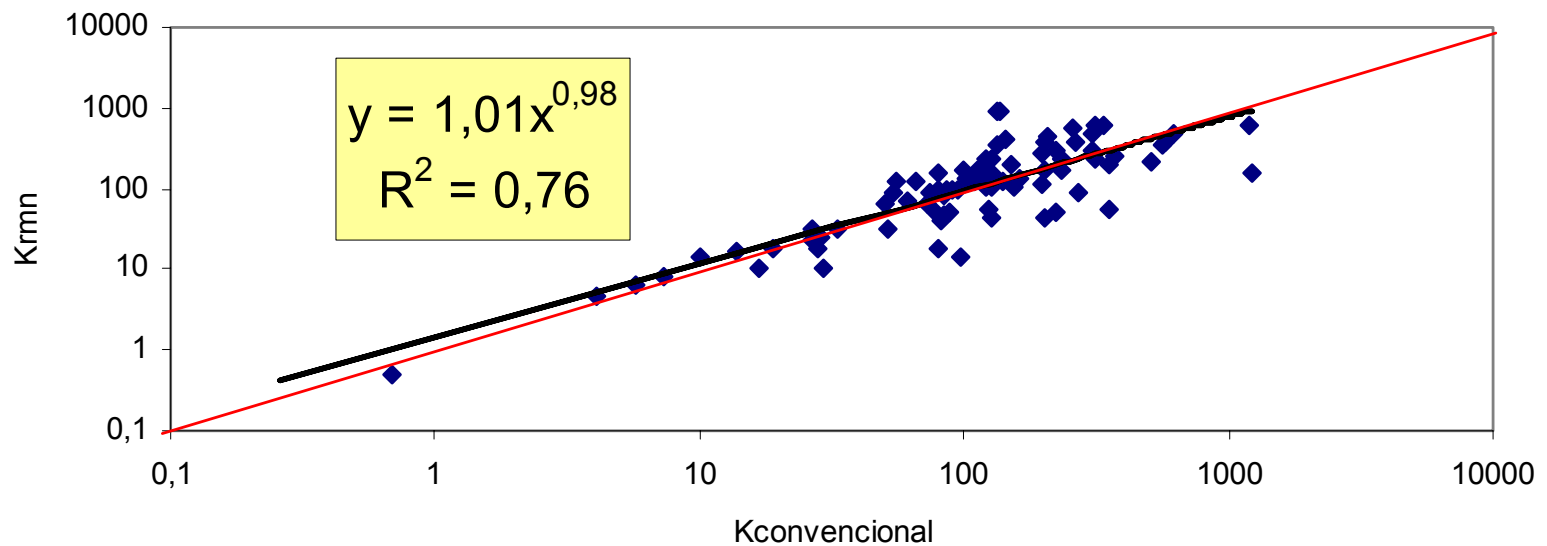


# Resultados

$$k = a (\Phi)^b (T_{2LM})^c$$

SDR (KENYON)

Coeficiente	a	B	c
Valor	13,50	4	2



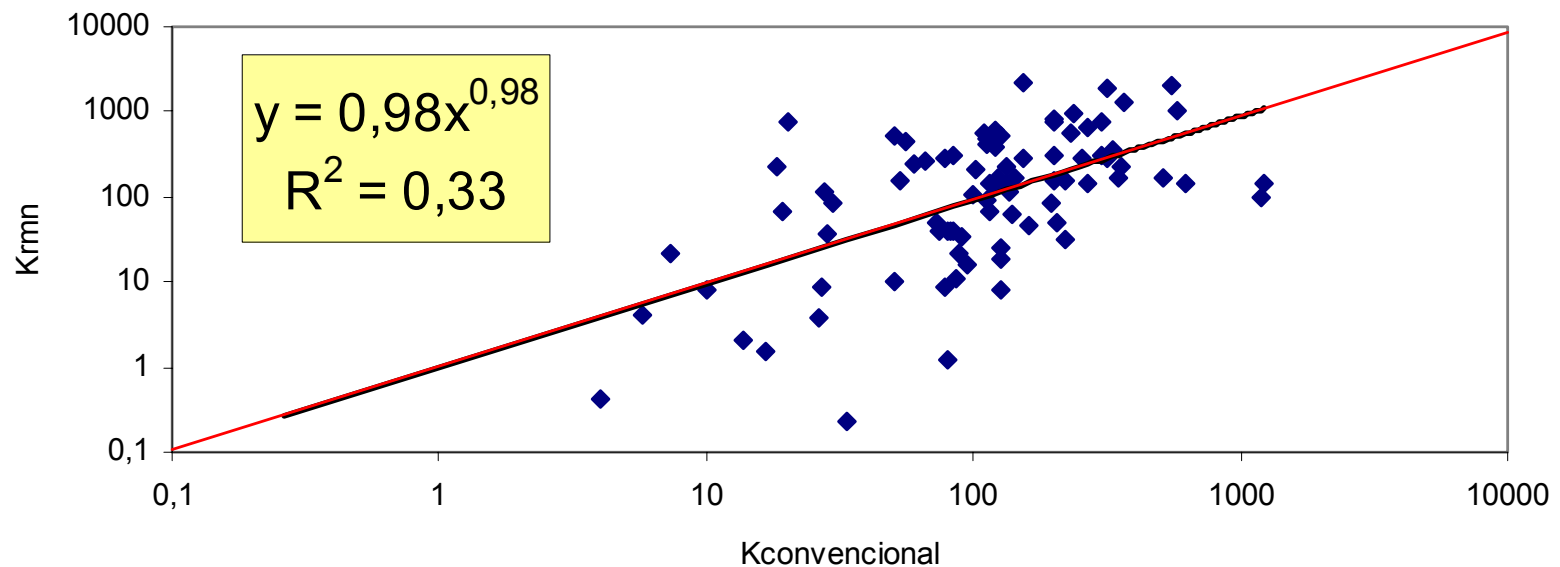


# Resultados

$$k = a (\Phi)^b (FFI)^c$$

TIMUR-COATES  
modificada

Coeficiente	a	B	c
Valor	0,60	11	5,5





# Resultados

Modelo	Coefficiente de correlación
TIMUR -COATES	45 %
SDR	76 %
TIMUR-COATES modificada	33 %

La mejor correlación se obtiene para el modelo de SDR de Kenyon



# Resultados

Luego de determinar cual de los modelos es el mas adecuado para calcular la permeabilidad a partir de las medidas de RMN, se procedió a sustituir la ecuación SDR en la ecuación de Pittman correspondiente a  $R_{35}$

$$\log(R_{35}) = [0,255 + 0,565 \text{Log} a] + [0,565b - 0,523] \text{Log} \phi + 0,565c \text{Log} T_{2,LM}$$

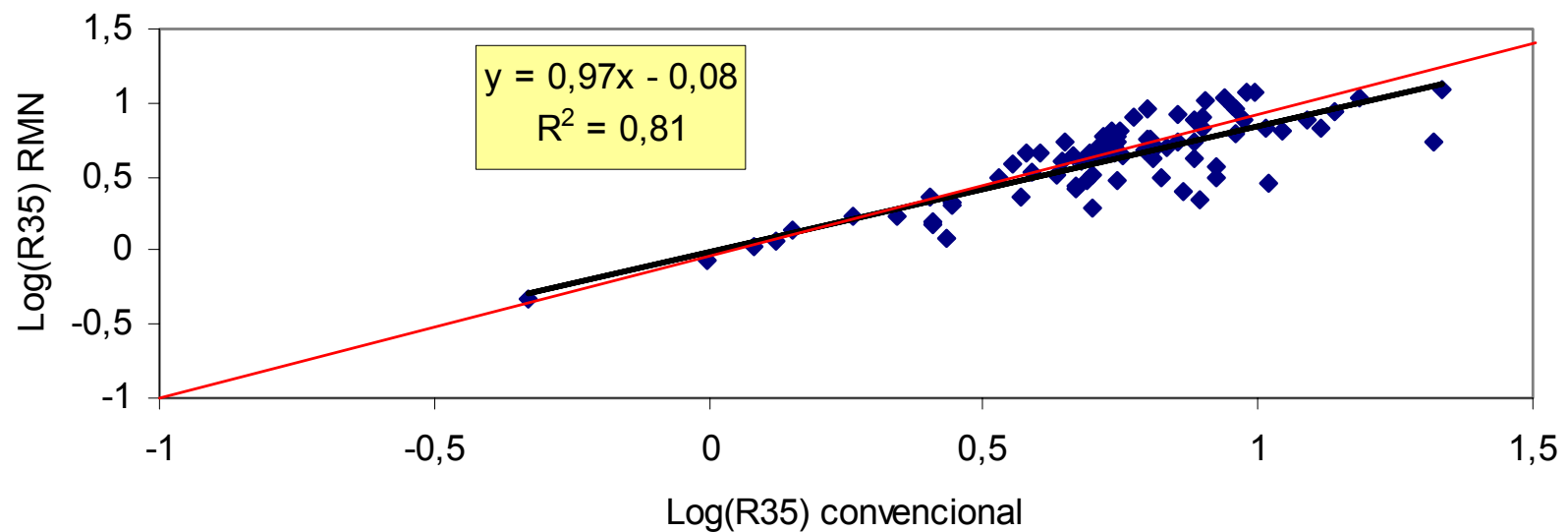
Sustituyendo los valores de a, b y c queda

$$\log(R_{35}) = 0,8936 + 1,737 \text{Log} \phi + 1,13 \text{Log} T_{2,LM}$$



# Resultados

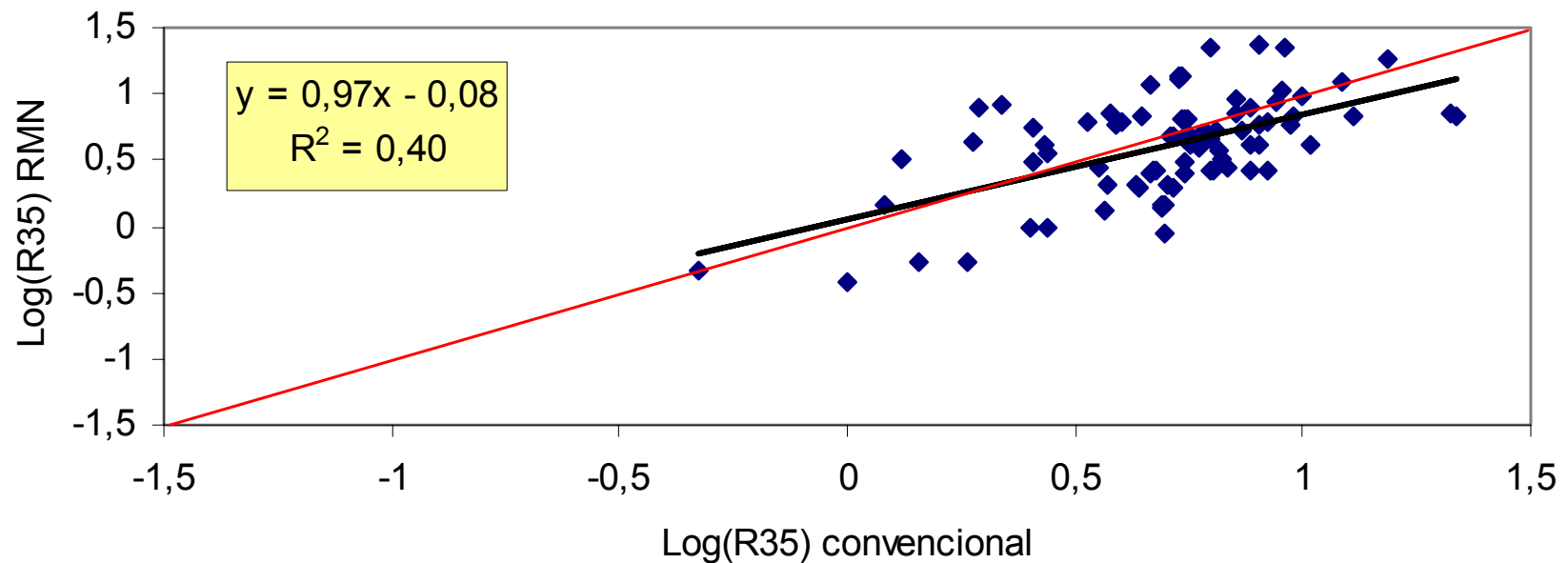
Comparación entre  $R_{35}$  convencional y el  $R_{35}$  por RMN para la ecuación de Kenyon





# Resultados

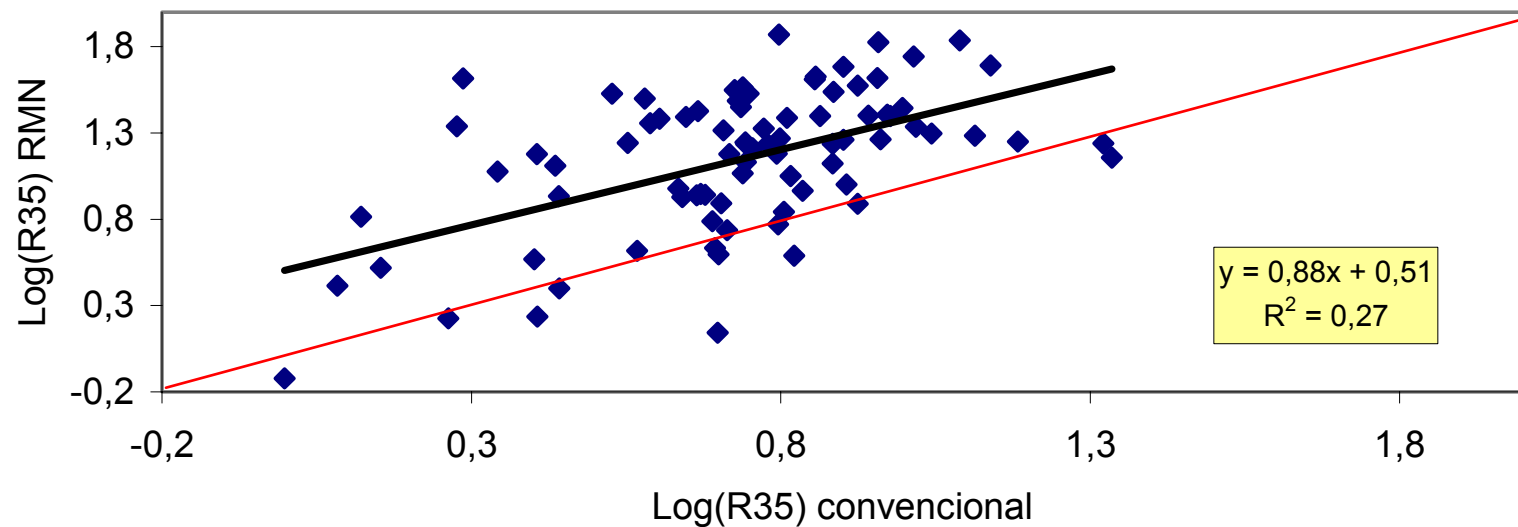
Comparación entre  $R_{35}$  convencional y el  $R_{35}$  por RMN para la ecuación de Timur-Coates





# Resultados

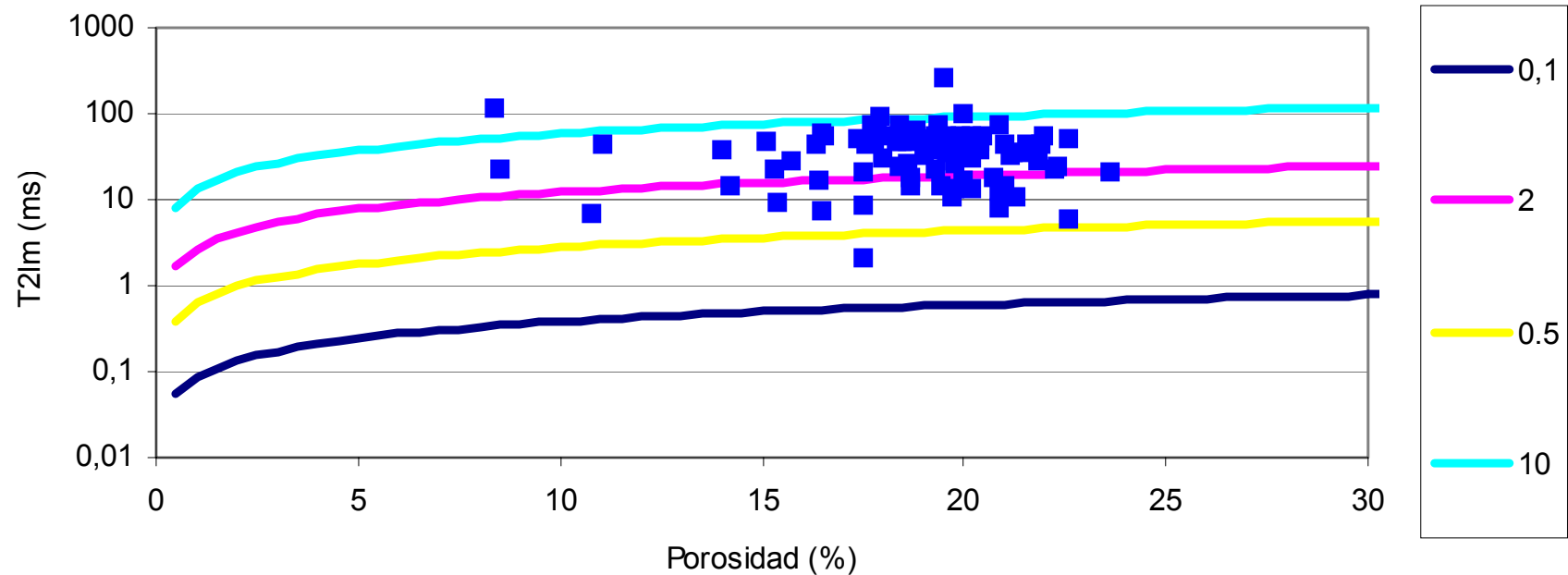
Comparación entre  $R_{35}$  convencional y el  $R_{35}$  por RMN para la ecuación de Timur-Coates modificada





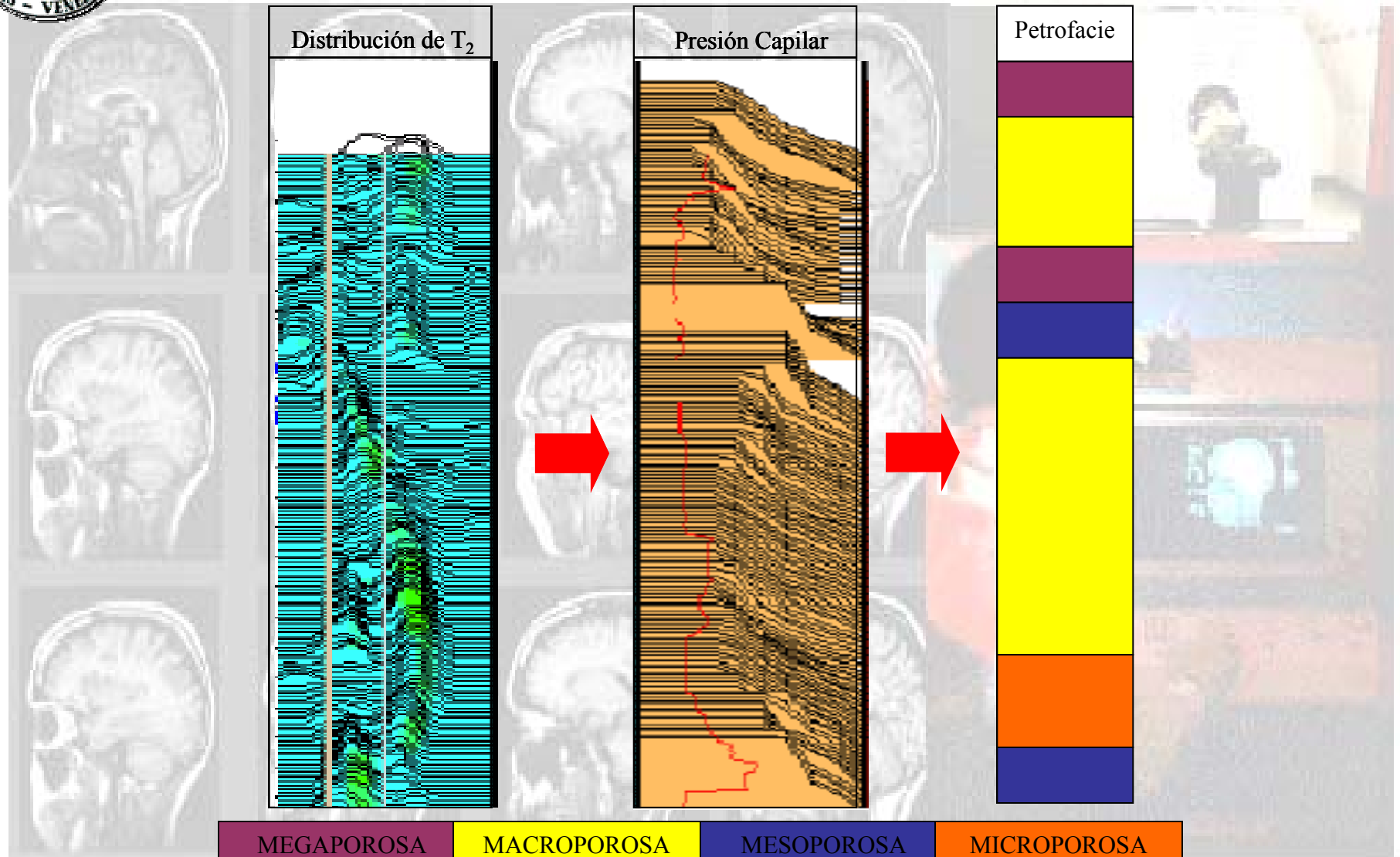
# Resultados

## Magnetofacies para el pozo VLA-1326





# Resultados





# Conclusiones

- Las medidas de Resonancia Magnética Nuclear pueden ser utilizadas para obtener la calidad de roca de un yacimiento o petrofacie.
- Existe una relación explícita entre el Radio de Garganta de Poro y el Radio del Poro para el pozo VLA-1326.
- Existe una relación entre el Radio de Garganta de Poro y los parámetros obtenidos en Resonancia Magnética Nuclear para el pozo VLA-1326.



# Conclusiones

- La relación entre el  $R_{35}$  y el  $T_{2, LM}$  da origen a una clasificación magnética de las facies, las cuales pueden ser denominadas informalmente *magnetofacies*.
- El modelo adecuado para obtener permeabilidad en el pozo VLA-1326 es el modelo de Kenyon.
- La ecuación de Kenyon puede ser sustituida en la ecuación de Pittman, dando origen a una ecuación que relaciona el  $R_{35}$  con el tiempo logarítmico medio.



# Conclusiones

- Se pueden generar las petrofacies en un gráfico  $\Phi$  vs  $T_{2, LM}$  en sustitución del gráfico convencional  $\Phi$  vs  $K$ . A las petrofacies obtenidas de esta manera, se le denominan igualmente *magnetofacies*.
- A partir del registro de RMN en el pozo VLA-1326 se podría generar un registro de petrofacies sin realizar análisis en el laboratorio.



# Recomendaciones

- Aplicar el mismo procedimiento a tapones del pozo VLA-1326 utilizando un mayor número de muestras para corroborar los resultados obtenidos en este trabajo.
- Aplicar este procedimiento para otros pozos del área Lagomar y comparar con los resultados obtenidos en este trabajo, así como en otras áreas de interés en Venezuela.
- Generar registros de radio de garganta de poro a partir de los registros de RMN y realizar una evaluación petrofísica que incluya las petrofacies



# Recomendaciones

- Correlacionar el radio de garganta de poro con atributos sísmicos para generar cubos de registros que incluya las petrofacies en el Campo Lagomar.
- Determinar las petrofacies en formaciones de carbonatos, tomar medidas de RMN y estudiar la posibilidad de obtener las magnetofacies.



**Muchas Gracias por su Atención**

