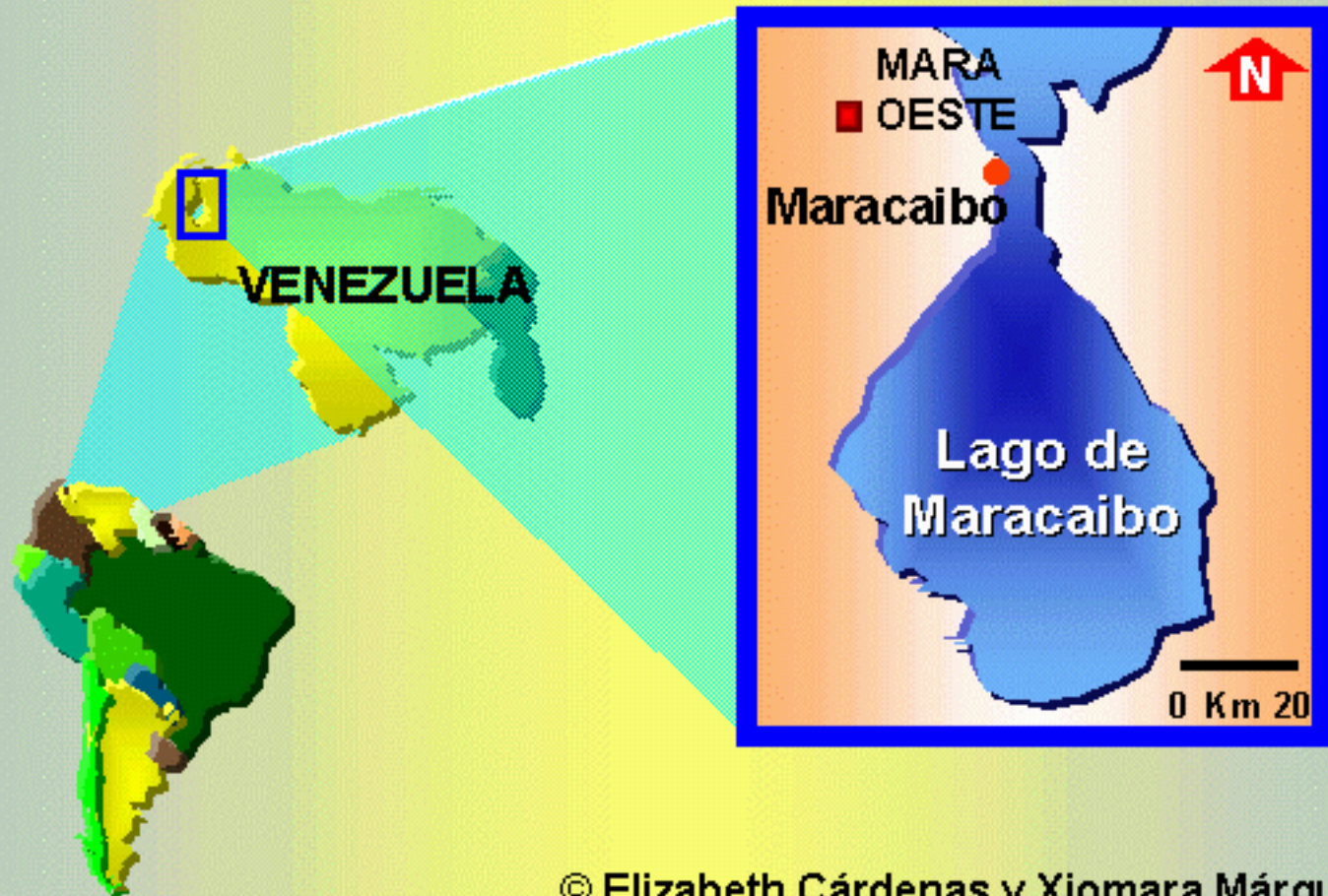


# Ubicación



# Resumen




La caracterización de sistemas porosos es una herramienta muy importante que permite determinar los procesos diagenéticos que han modificado la porosidad y la permeabilidad de las rocas así como suministrar información para la evaluación y simulación de los yacimientos de hidrocarburos.

El yacimiento DM-115 ubicado en el sector noroeste de la Cuenca de Maracaibo, produce un crudo de 14 ° API de las calizas cretácicas (Aptiense - Albiense temprano) que presentan una variedad de tamaños y formas de poros que afectan el almacenaje y flujo de los fluidos e influyen en la capacidad productiva de los pozos. Este yacimiento se caracteriza por presentar porosidades que varían entre 3 % y 20 %, y permeabilidades muy bajas en la matriz ( $\leq 1$  mD), que alcanzan hasta 135 mD en las zonas naturalmente fracturadas.

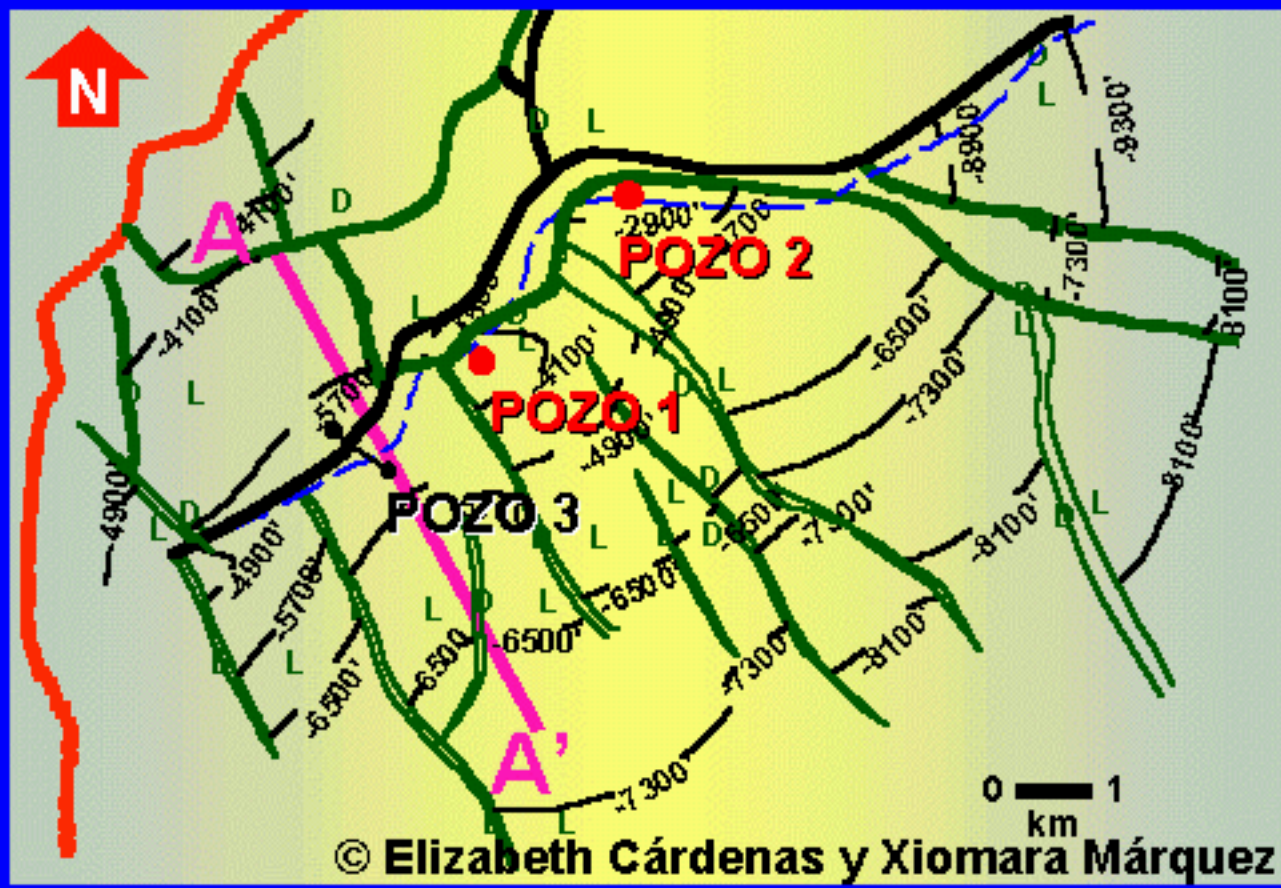
Mediante el análisis petrográfico detallado de secciones finas bajo el microscopio petrográfico y el microscopio electrónico se reconocieron seis tipos de poros: los microporos intercristalinos, las fracturas, los moldes, las cavidades irregulares, las microfracturas y las estilolitas. Estos poros fueron agrupados en tres sistemas, lateralmente continuos, donde la interconexión interporal es provista principalmente por las fracturas y los microporos intercristalinos. Los sistemas porosos son el resultado de los procesos sedimentarios y diagenéticos, en especial estos últimos, entre los que se incluyen principalmente la dolomitización, la presión-solución y la precipitación de cementos tardíos.

El estudio de los sistemas porosos y la relación de éstos con la producción pueden servir de pauta y modelo para su aplicación en áreas similares, para predecir el comportamiento de la producción y determinar la factibilidad de aplicar estimulaciones o algún método de recuperación secundaria, con el propósito primordial de aumentar las reservas de hidrocarburos.

# Estratigrafía

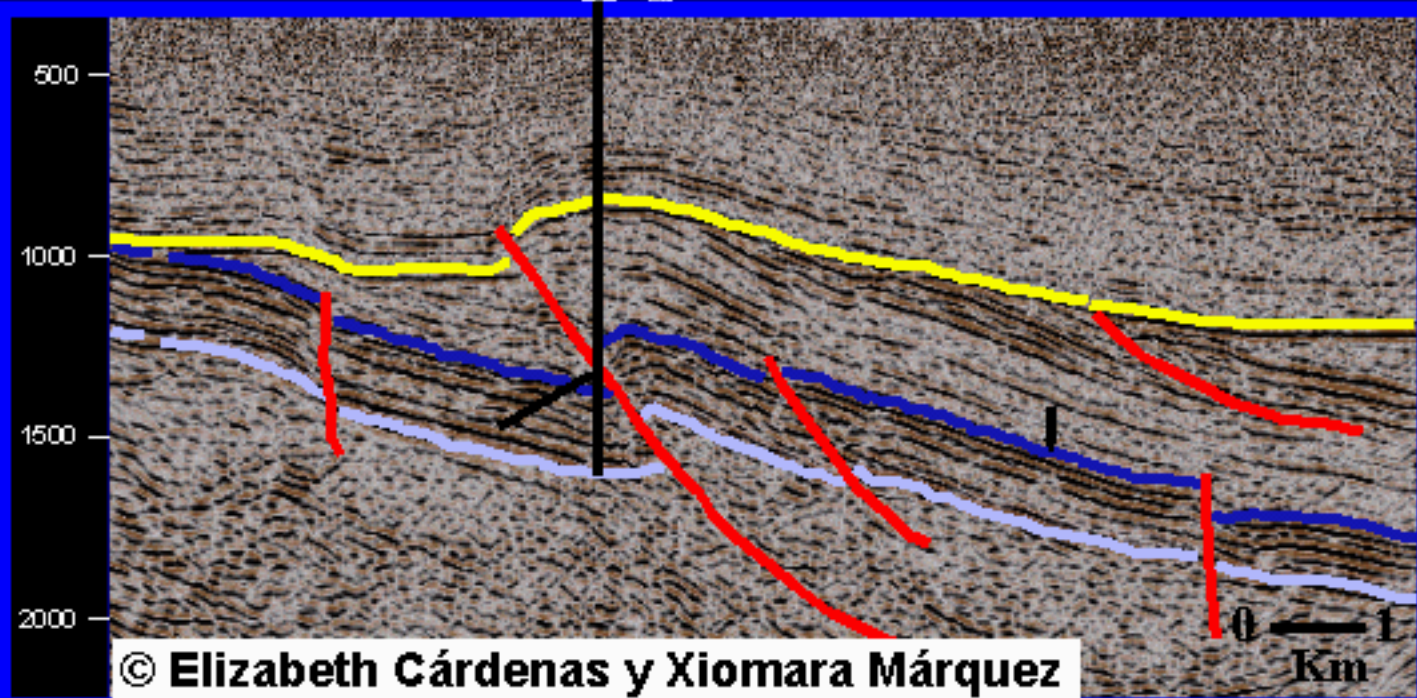
EDAD	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	
Cretácico Tardío	LA LUNA		Roca Madre
Cretácico Temprano	Grupo Cogollo	Maraca	Roca Carbonática Yacimiento
		Lisure	
		Apón	
	Rio Negro		
Jurásico	La Quinta Basamento		

# Distribución de los pozos



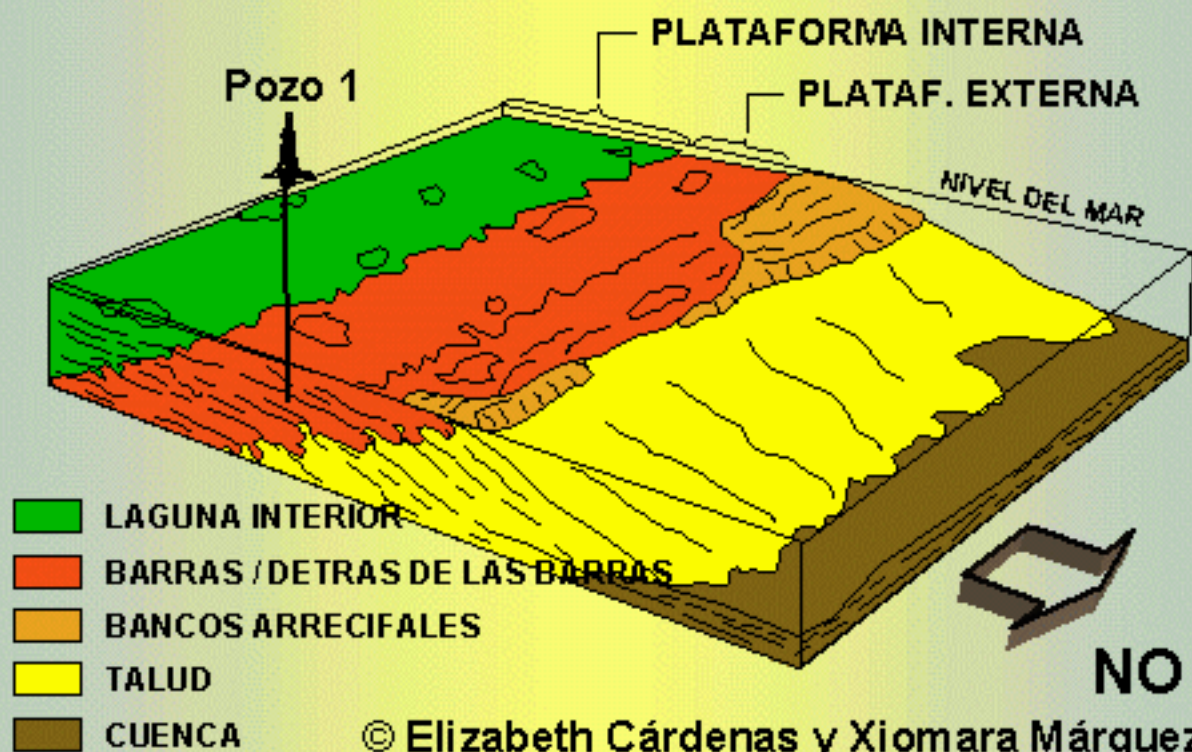
# Estructura principal

A **Pozo 3** A'



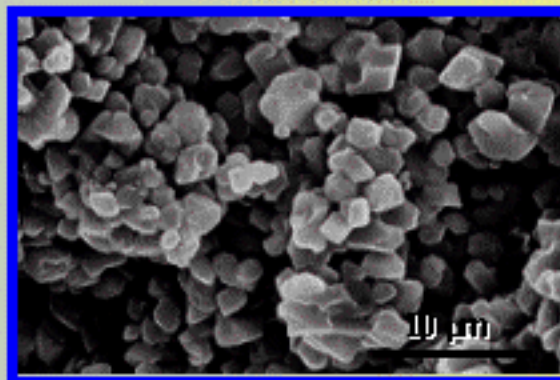
© Elizabeth Cárdenas y Xiomara Márquez

# Distribución de los ambientes depositacionales en la Fm Apón

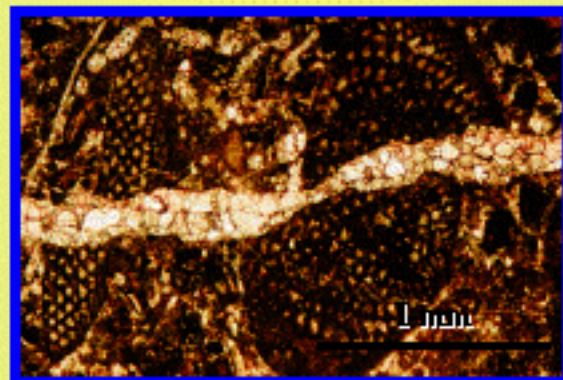


# Tipos de poros identificados

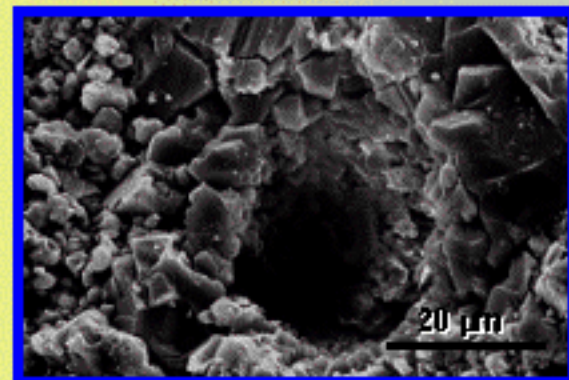
© Elizabeth Cárdenas y Xiomara Márquez



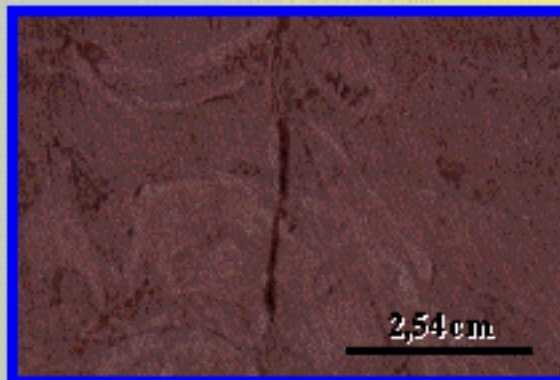
Microporos intercristalinos polihedrales.  
Facies R2. 5882'.



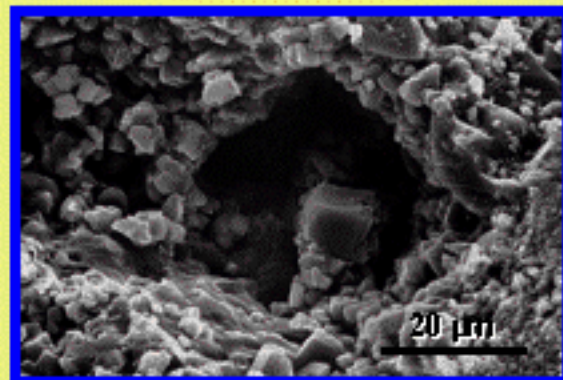
Microfractura rellena con  
cemento de calcita en bloques.  
Facies P1. 5939'. (2,5X).



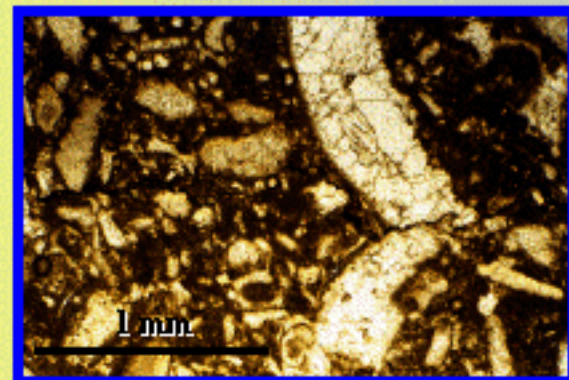
Poros moidicos. Facies P1.  
5939'.



Fractura vertical. Facies R13. 6329'.



Cavidad irregular parcialmente rellena con  
calcita. Facies P2. 5860'.



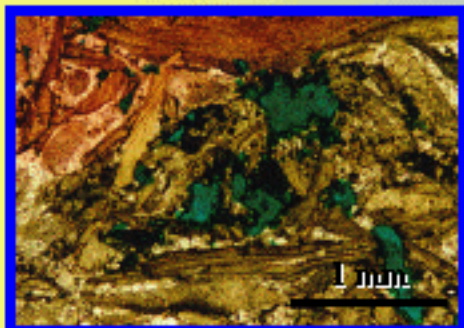
Estilolitas. Facies R2.  
5880'5". (2,5X).

# Sistema Poroso I

$$\Phi = 3\% - 6\%$$

$$K_h = 0,3 \text{ mD} - 7,0 \text{ mD}$$

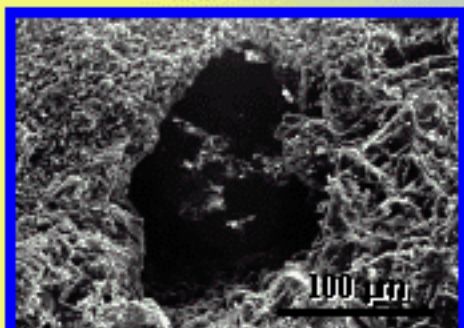
$$K_v = 0,1 \text{ mD} - 2,0 \text{ mD}$$



Cavidades irregulares, note la microfractura abierta.  
Facies R13. 6342'. (2,5X).



Fractura parcialmente rellena con calcita. Facies R13. 6329'.



Cavidad irregular parcialmente rellena con calcita. Facies R12. 6342'.

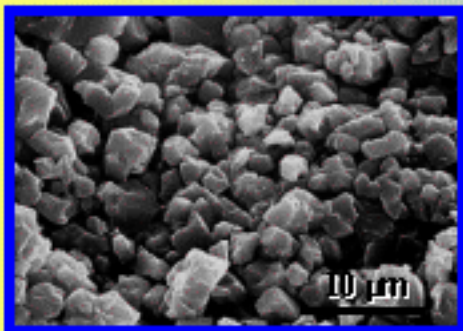


## Sistema Poroso II

$\Phi = 10\% - 18\%$

$K_h = 0,2 \text{ mD} - 135,0 \text{ mD}$

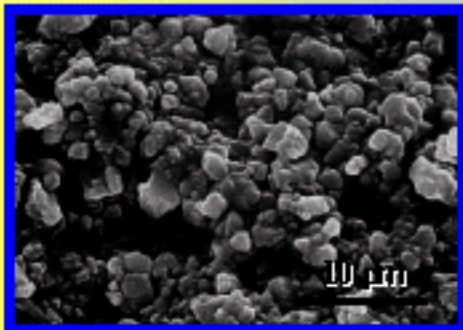
$K_v = 0 \text{ mD} - 3,0 \text{ mD}$



Microporos intercristalinos. Facies P1. 5939'



Fractura parcialmente rellena con calcita. Facies P1. 5938 8''.



Disminución del tamaño de los cristales de la matriz. Facies P1. 5931'.

## Sistema Poroso III

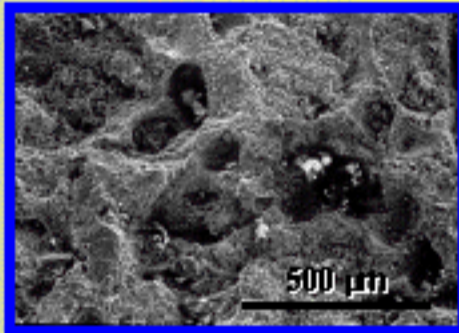
© Elizabeth Cárdenas y Xiomara Márquez

### Sistema Poroso III

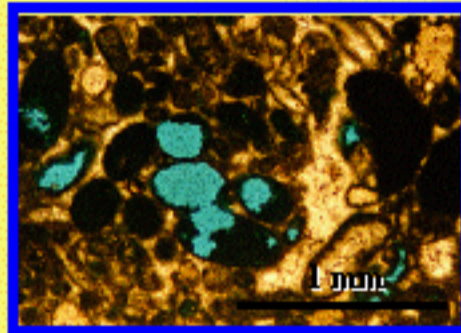
$\Phi = 3\% - 20\%$

$K_h = 0,1 \text{ mD} - 5,0 \text{ mD}$

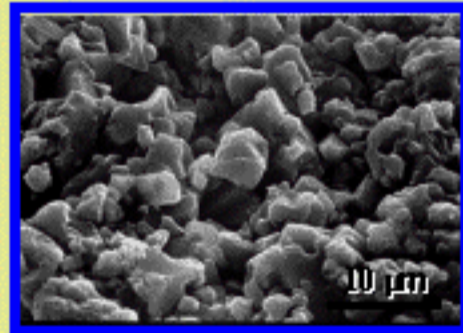
$K_v = 0 \text{ mD} - 2,0 \text{ mD}$



Cavidades irregulares producto de la intensa disolución de los moldes. 5882'.



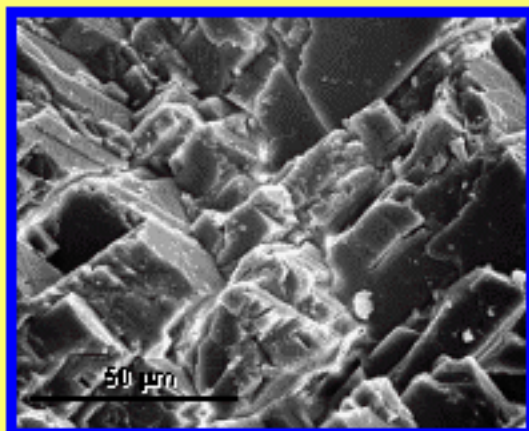
Poros móldicos. Facies R2. 5882'. (2,5X).



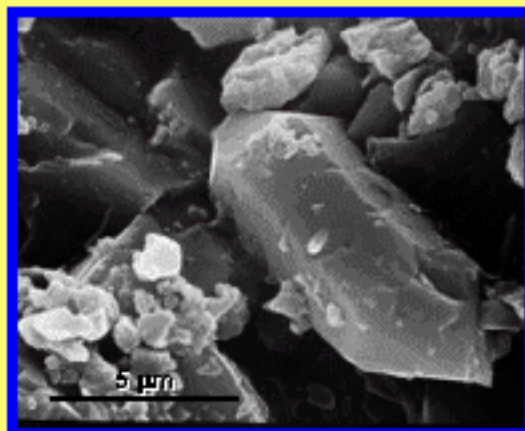
Microporos intercristalinos. Facies R2. 5885'.

# EFFECTOS DIAGENÉTICOS

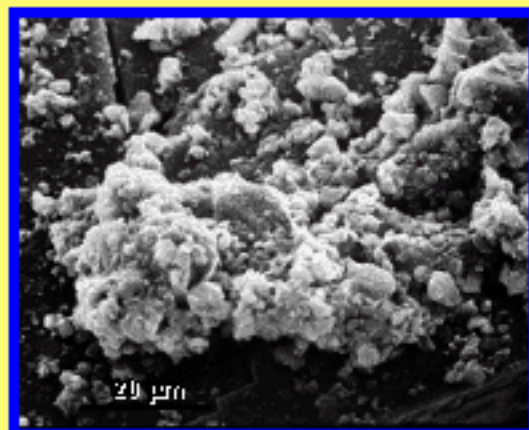
© Elizabeth Cárdenas y Xiomara Márquez



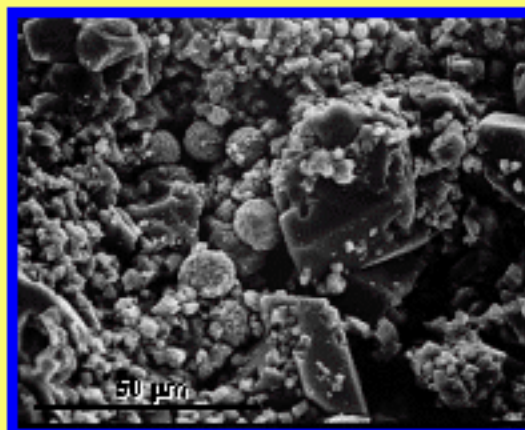
Cristales de calcita. Facies W. 5894'.



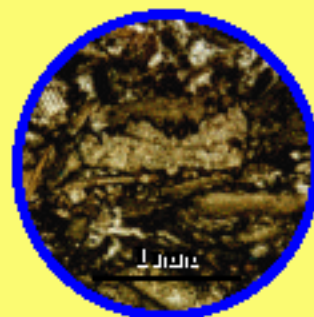
Cristal de cuarzo. Facies R13. 6342'.



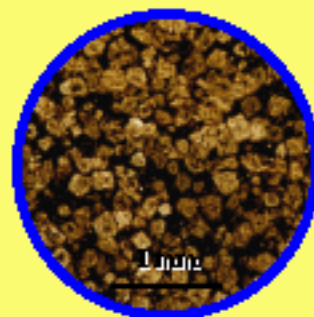
Arcillas cubriendo cristales de dolomita. Facies R11. 6349'.



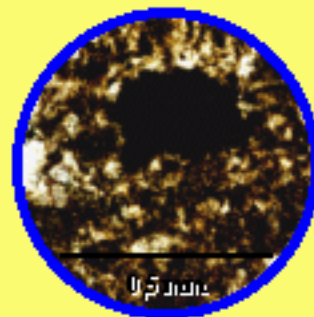
Pirita framboidal. Facies P2. 5860'.



Estilolitas rellenas con bitumen. Facies R12. 6338'.



Dolomitización. Facies MD. 5870'.



Bitumen relleno microporos intercristalinos. Facies P2. 5860'.

# CONCLUSIONES

- ✓ Los tipos de poros que predominan en las facies identificadas son los microporos intercristalinos, las fracturas y los moldes.
- ✓ La interconexión entre los poros es provista principalmente por las fracturas y los microporos intercristalinos.
- ✓ Los poros se agruparon en tres sistemas:
  - ◆ Sistema Poroso I= Fracturas, Cavidades Irregulares y Microfracturas.
  - ◆ Sistema Poroso II= Microporos Intercristalinos y Fracturas.
  - ◆ Sistema Poroso III= Microporos Intercristalinos y Moldes.
- ✓ La distribución de los sistemas porosos en la secuencia cretácica estudiada en el Campo Mara Oeste es función de las facies sedimentarias, por lo tanto el flujo de hidrocarburos será diferente en cada uno de los sistemas.

## Agradecimientos

PDVSA Exploración y Producción.

© Elizabeth Cárdenas y Xiomara Márquez