

## **Determinación del tamaño de garganta de poros en las arenas de la Formación Naricual, atravesadas por los pozos exploratorios Sintu- 9, Ocre- 4X y Ocre- 5, en los campos Sintu-Ocre, área norte de Monagas, Venezuela.**

*Esteva Hoyo, Oliver Gustavo<sup>1</sup>, Porras García, Yissiyubary<sup>1</sup>, Hoeger, Tabata<sup>1</sup> y Pérez, David<sup>2</sup>.*

<sup>1</sup>U.L.A. Escuela de Ingeniería Geológica. Mérida. <sup>2</sup>PDVSA-Oriente. Gerencia de Operaciones Geológicas. Puerto La Cruz.

[oliveresteva@gmail.com](mailto:oliveresteva@gmail.com), [yubary@gmail.com](mailto:yubary@gmail.com)

### **Resumen**

A partir de la información obtenida de núcleos y registros convencionales, se efectuaron análisis petrográficos, Difracción de Rayos X (DRX), estudios petrofísicos y especiales, (Microscopía Electrónica de Barrido y Presión Capilar por Inyección de Mercurio). Mediante la correlación de los gráficos “uno a uno”, se determinó que la ecuación de Pittman 35 (R35), es la que mejor se ajusta a la data del núcleo SINTU- 9 y para el pozo OCRE- 5, la mejor correlación estuvo representada por Winland 35. Posteriormente se caracterizó el Tipo de Roca, obteniéndose para el pozo SINTU- 9 rocas principalmente mesoporosas y microporosas, por su parte en el pozo OCRE- 5 las gargantas de poros varían entre macroporosas y mesoporosas. En base a los resultados obtenidos se determinó que el tamaño óptimo para las partículas densificantes fue de 0,26 micrones para el bloque estructural del pozo SINTU- 9 y un diámetro de 1,21 micrones para el bloque del pozo OCRE-5.

**Palabras clave:** Pittman, Winland, Presión Capilar por Inyección de Mercurio.

### **Abstract**

Starting from the obtained information of nuclei and conventional registrations, analysis petrográficos was made, Diffraction of Rays X (DRX), studies petrofísicos and special, (Electronic Microscopy of Sweeping and Capillary Pressure for Injection of Mercury). By means of the correlation of the graphics "one to one", was determined that the equation of Pittman 35 (R35), it is the one that better it is adjusted to it dates it of the nucleus SINTU - 9 and for the well OCRE - 5, the best correlation was represented by Winland 35. Later on the

Type of Rock was characterized, obtaining stops the well SINTU - 9 rocks mainly mesoporosas and microporosas, on the other hand in the well OCRE - 5 the throats of pores vary between macroporosas and mesoporosas. Based on the obtained results it was determined that the good size for the particles densificantes was of 0,26 microns for the structural block of the well SINTU - 9 and a diameter of 1,21 microns for the block of the well OCRE - 5.

**Passwords:** Pittman, Winland, Capillary pressure for Injection of Mercury.

### **Introducción**

Los campos SINTU y OCRE ocupan un área aproximada de 683,86 Km<sup>2</sup>. Estos pertenecen a uno de los distritos operacionales de mayor importancia de PDVSA- Oriente Exploración y Producción, donde se ha desarrollado una intensa actividad de perforación en los últimos años, teniendo como meta principal las arenas de la Formación Naricual, en el norte de Monagas.

El daño causado por el lodo durante la perforación de un pozo, es un factor importante a considerar, debido a que éste puede originar el taponamiento e invasión de partículas en las paredes del pozo, además; de provocar la deformación de los poros en la formación, ocasionando la consiguiente reducción de la porosidad, permeabilidad y por ende de la producción. Por lo antes expuesto, el proyecto tiene como objetivo primordial el cálculo de la garganta de poros en las arenas de la Formación Naricual (Oligoceno), en los pozos SINTU- 9, OCRE- 4X y OCRE- 5, con la finalidad de determinar el tamaño óptimo de las partículas densificantes en los lodos de perforación, a ser

## Radio de Garganta de Poros

utilizados en las próximas localizaciones de los campos SINTU y OCRE.

### Teoría y Métodos

El radio de garganta de poros se refiere al espacio o tubificaciones entre los poros, el cual permite el flujo de fluidos a través de ellos. Es afectada por la depositación de limos y arcillas, que restringen la movilidad de los fluidos y taponan las gargantas porales (Figura 1).

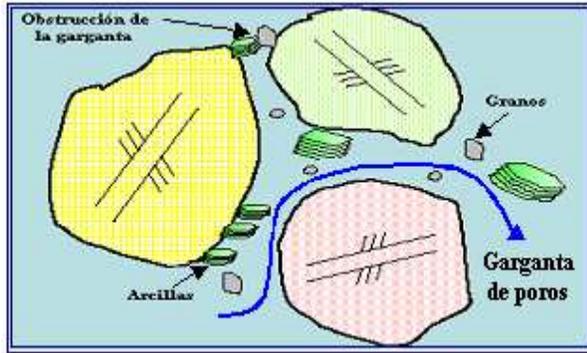


Figura 1.- Obstrucción de la garganta de poros por partículas muy pequeñas (< 50µm), típico de las areniscas. Modificado de Reslink Corporation, 2003.

El radio de garganta de poros representa un control dominante sobre la permeabilidad y las características de flujo de los yacimientos. Puede ser obtenido a partir de ensayos de presión capilar, combinados con datos de análisis convencionales de núcleo, como porosidad ( $\phi$ , Phi) y permeabilidad (K).

Las petrofacies o tipos de roca se obtienen, a partir de núcleos y correlaciones entre núcleos y perfiles, utilizando el radio de garganta de poro, como el principal parámetro de clasificación (Figura 2).

Tipo de Roca	R ( $\mu$ )
Megaporoso	> 10.0
Macroporoso	2.0-10.0
Mesoporoso	0.5-2.0
Microporoso	0.1-0.5
Nanoporoso	< 0.1

Figura 2.- Clasificación de los tipos de roca según el radio de garganta de poros. Tomado de Porras J., 2000.

La metodología consistió en la revisión de información referente a la zona en estudio, vinculada a las arenas de la Formación Naricual. Se realizó también la recolección de los registros GR, Densidad y Neutrón de los pozos SINTU- 9, OCRE- 4X y OCRE- 5, para posteriormente seleccionar un total de dieciocho (18) tapones de núcleo para los pozos SINTU- 9 y OCRE- 5; nueve (9) muestras para cada pozo. Los tapones fueron cortados tomando en consideración: valores de porosidad, permeabilidad, facies e impregnación de hidrocarburo. Estas muestras, junto con 31 secciones finas del pozo OCRE- 4X, fueron analizadas petrográficamente y por Difracción de Rayos X (DRX). Los estudios petrofísicos y especiales (Microscopía Electrónica de Barrido y Presión Capilar por Inyección de Mercurio) fueron realizados a las muestras de núcleo.

Partiendo de los datos de presión capilar generados de la prueba de Inyección de Mercurio, se calcularon los radios de garganta de poros, a partir de la ecuación de Washburn (1), para presiones capilares correspondientes a saturaciones de mercurio del 10% hasta 75%. La ecuación se describe a continuación:

$$P_c = \frac{2 * C * \phi * \cos \theta}{R} \quad (1)$$

Donde:

- Pc = presión capilar medida en el laboratorio (psi)
- $\phi$  = tensión interfacial del mercurio (465 Din/cm)
- $\theta$  = ángulo de contacto para mercurio (140°)
- R = radio de garganta de poros (micrones)
- C = constante de conversión ( $145 * 10^{-3}$ )

Los valores del radio de garganta de poros obtenidos por la prueba de presión capilar son considerados como los datos más confiables; por tal razón, se procedió a comparar dichos datos con los radios de garganta de poros, calculados mediante las ecuaciones de Winland (2) y Pittman (3-16), con la finalidad de obtener la correlación que mejor se ajuste a la Formación Naricual.

$$\text{Log } R_{35} = 0.732 + 0.588 \text{ Log } K_{\text{air}} - 0.864 \text{ Log } \phi_{\text{core}} \quad (2)$$

$$\text{Log } R_{10} = 0.459 + 0.500 * \text{Log } K_{\text{air}} - 0.385 * \text{Log } \phi \quad (3)$$

$$\text{Log } R_{15} = 0.333 + 0.509 * \text{Log } K_{\text{air}} - 0.344 * \text{Log } \phi \quad (4)$$

$$\text{Log } R_{20} = 0.218 + 0.519 * \text{Log } K_{\text{air}} - 0.303 * \text{Log } \phi \quad (5)$$

$$\text{Log } R_{25} = 0.204 + 0.531 * \text{Log } K_{\text{air}} - 0.350 * \text{Log } \phi \quad (6)$$

$$\text{Log } R_{30} = 0.215 + 0.547 * \text{Log } K_{\text{air}} - 0.420 * \text{Log } \phi \quad (7)$$

$$\text{Log } R_{35} = 0.255 + 0.565 * \text{Log } K_{\text{air}} - 0.523 * \text{Log } \phi \quad (8)$$

## Radio de Garganta de Poros

$$\begin{aligned} \text{Log R40} &= 0.360 + 0.582 * \text{Log } K_{\text{air}} - 0.680 * \text{Log } \emptyset \text{ (9)} \\ \text{Log R45} &= 0.609 + 0.608 * \text{Log } K_{\text{air}} - 0.974 * \text{Log } \emptyset \text{ (10)} \\ \text{Log R50} &= 0.778 + 0.626 * \text{Log } K_{\text{air}} - 1.205 * \text{Log } \emptyset \text{ (11)} \\ \text{Log R55} &= 0.948 + 0.632 * \text{Log } K_{\text{air}} - 1.426 * \text{Log } \emptyset \text{ (12)} \\ \text{Log R60} &= 1.096 + 0.648 * \text{Log } K_{\text{air}} - 1.666 * \text{Log } \emptyset \text{ (13)} \\ \text{Log R65} &= 1.372 + 0.643 * \text{Log } K_{\text{air}} - 1.979 * \text{Log } \emptyset \text{ (14)} \\ \text{Log R70} &= 1.664 + 0.627 * \text{Log } K_{\text{air}} - 2.314 * \text{Log } \emptyset \text{ (15)} \\ \text{Log R75} &= 1.880 + 0.609 * \text{Log } K_{\text{air}} - 2.626 * \text{Log } \emptyset \text{ (16)} \end{aligned}$$

Donde:

$R_i$  = radio de abertura del poro correspondiente a la saturación de Hg (micrones).

$K_{\text{air}}$  = permeabilidad sin corregir del aire (mD).

$\emptyset$  = porosidad de núcleo (%).

Para esto, se realizaron gráficos “uno a uno” en escala lineal, donde son representados los valores del radio de garganta de poros, calculados a partir de las expresiones algebraicas de Pittman y Winland, en función de los valores obtenidos por medio de la ecuación de Washburn. La fórmula que mejor se ajuste a una línea de 45° es considerada la que mejor representa los datos de núcleo y por tanto, la ecuación a utilizar en el cálculo definitivo del radio de garganta de poro.

### Gráficos de calidad de roca

El análisis de la calidad de roca para cada pozo, estuvo determinado por el gráfico generado a partir de las ecuaciones de Winland 35 y Pittman 35 seleccionada, donde se representaron los valores de porosidad y permeabilidad de núcleo, así como curvas de igual radio de gargantas de poros, las cuales delimitan en rangos de igual calidad de roca los tapones de núcleo, permitiendo su clasificación en petrofacies con distintas capacidades de flujo.

### Calibración núcleo-perfil

Mediante la correlación del registro Gamma Ray (GR) del pozo y el Core Gamma del núcleo, se logró hallar el desfase entre las profundidades del núcleo y los datos del pozo. Para el pozo SINTU- 9, se calculó un desfase de dieciséis (16) pies y para el OCRE- 5, un desfase de cinco (5) pies.

### Corrección de la porosidad

Luego de llevar los datos de núcleo a profundidad de pozo, se tomaron los valores del GR del pozo para cada tapón y se calculó el porcentaje de arcilla presente

(Vsh); esto con la intención de sólo tomar aquellos tapones con un porcentaje de arcilla menor al 10%, para evitar las correcciones por arcilla realizadas frecuentemente al registro y utilizar los valores más confiables y representativos.

La ecuación utilizada para el cálculo de la arcillosidad por registro GR (Wester Atlas, 1995) es la siguiente:

$$Vsh = \frac{GR_x - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}} \quad (17)$$

Donde:

Vsh = volumen de arcilla

GRx = lectura del registro Gamma Ray

GRmín = lectura mínima del registro Gamma Ray

GRmáx = lectura máxima del registro Gamma Ray

Posteriormente se determinó la porosidad por registro de neutrón y densidad a través de las siguientes formulas (Wester Atlas, 1995):

Porosidad por Neutrón:

$$\phi_N = \phi NPhi \text{ (en areniscas limpias)} \quad (18)$$

Donde:

$\emptyset_N$  = porosidad por registro Neutrón

$\emptyset NPhi$  = porosidad medida directamente del registro

Porosidad por Densidad:

$$\phi_D = \frac{D_{ma} - Db}{D_{ma} - Df} \quad (19)$$

Donde:

$\emptyset_D$  = porosidad por registro Densidad

Dma= densidad de la matriz (2,65 gr/cm<sup>3</sup>).

Db= densidad del registro (RHOB)

Df = densidad del fluido (1 gr/cm<sup>3</sup>)

Luego de conocer la porosidad por Neutrón y por Densidad, se definió el promedio simple entre las dos (2) porosidades a través de la siguiente ecuación:

$$\phi_{prom} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (20)$$

$\emptyset_{prom}$  = porosidad promedio

Se calculó el promedio de porosidad por facies, tanto para el núcleo como para los registros; éstos datos fueron graficados linealmente, hallando la relación

## Radio de Garganta de Poros

existente entre ellos, la cual fué utilizada para calibrar la porosidad en el resto de la sección arenosa de la Formación Nariculal.

### Cálculo del radio de garganta de poro

Debido a que existía buena relación entre el radio de garganta de poro calculado a partir de las ecuaciones de Winland 35, Pittman 35 y la porosidad promedio calculada por datos de registro, se halló la relación existente entre ellos. La ecuación resultante fue utilizada posteriormente para el cálculo del radio de garganta de poro en aquellas zonas sin núcleo.

### Corrección de la permeabilidad

A partir de la ecuación para el cálculo del radio de garganta de poro seleccionada para cada pozo (Pittman 35 para el pozo SINTU- 9 y Winland 35 para el pozo OCRE-5); fué despejada la permeabilidad, dando como resultado:

$$\text{Log}(K) = \frac{0.523 * \text{Log}(\phi) + \text{Log}(R35) - 0.255}{0.565} \quad (21)$$

$$\text{Log}(K) = \frac{0.864 * \text{Log}(\phi) + \text{Log}(R35) - 0.732}{0.588} \quad (22)$$

### Determinación del tamaño de partículas densificantes

Una vez determinado el tamaño de garganta de poro dominante, se acudió a las investigaciones realizadas por INTEVEP (1997), para evitar daños a la formación, las cuales establecen que el diámetro de las partículas densificantes deben ser un tercio (1/3) del tamaño promedio de las gargantas porales.

### Extrapolación a pozos sin núcleo

Se realizó un análisis de la información estructural correspondiente a los campos en estudio, donde se ubicaron en bloques estructurales los pozos pertenecientes al área de estudio, con el objetivo de poder identificar aquellos pozos, que cumplan con las condiciones mínimas, para la efectiva extrapolación de las ecuaciones petrofísicas halladas, así como el tamaño de partículas densificantes calculadas.

### Análisis y resultados

#### Gráficos uno a uno

Se realizaron gráficos del radio de garganta de poros calculados por las ecuaciones empíricas de Winland y Pittman a diferentes saturaciones en función del radio de garganta de poro obtenido de la prueba de presión capilar por inyección de mercurio.

En la figura 3, se muestra el gráfico uno a uno que mejor representa la data calculada por la prueba de presión capilar por inyección de mercurio para el pozo SINTU- 9. Como puede apreciarse, la ecuación R35 de Pittman es la que mejor se ajusta a la recta de 45°; por lo tanto, los valores del radio de garganta de poros calculados por esta ecuación, son los más similares a los calculados por la ecuación de Washburn con una saturación de mercurio del 35%. Debido a esto, la ecuación R35 de Pittman, fue utilizada para el cálculo del radio de garganta de poros en este pozo.

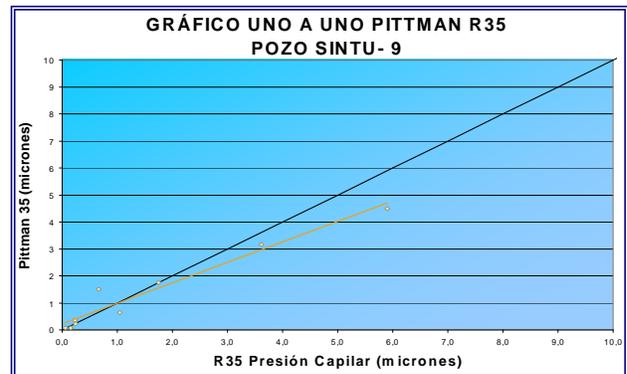


Figura 3.- Gráfico uno a uno seleccionado para el pozo SINTU- 9.

Para el pozo OCRE- 5 (Figura 4) la ecuación que mejor se ajusta a los datos obtenidos de la prueba de presión capilar por inyección de mercurio es la de Winland (R35); por lo tanto, esta será la ecuación a utilizar para el cálculo definitivo del radio de garganta de poro.

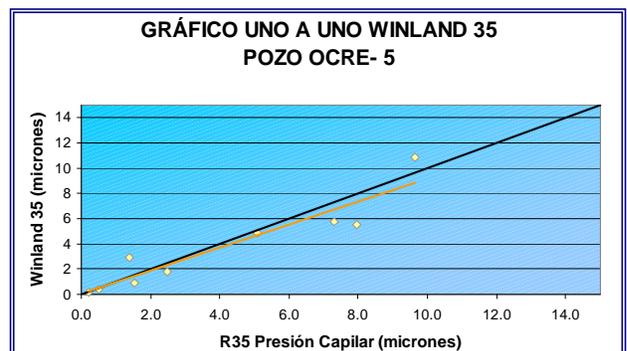


Figura 4.- Gráfico uno a uno seleccionado para el pozo OCRE- 5.

## Radio de Garganta de Poros

### Gráfico de calidad de roca

A partir de los análisis convencionales de núcleo fueron graficados en escala semilogarítmica los valores de porosidad y permeabilidad de los tapones. De la ecuación definida para cada pozo fue despejada la

permeabilidad, obteniendo líneas de igual radio de garganta de poros, permitiendo la agrupación de las muestras en tipos de rocas o petrofacies, con distintas calidades de roca, obteniendo para cada pozo (SINTU- 9 y OCRE- 5) 4 tipos de roca, donde la mejor calidad es la tipo 1 y la de menor calidad es la tipo 4 (Figura 5).

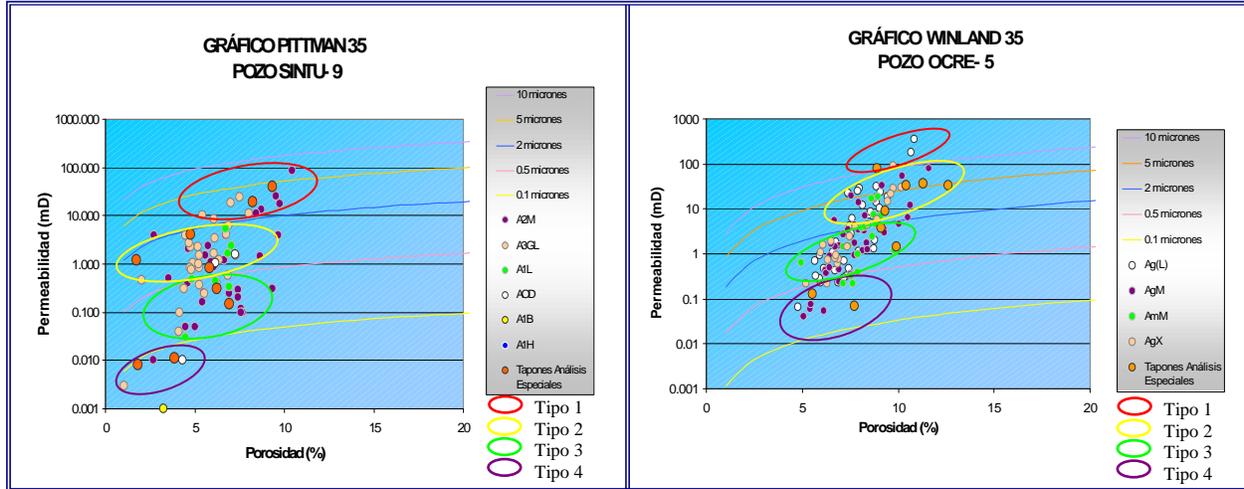


Fig. 5a

Fig. 5b

Figura 5.- Gráfico de calidad de roca (a) Pozo SINTU- 9 (b) Pozo OCRE- 5.

En el pozo SINTU- 9 se obtuvieron valores del radio de garganta de poro que van desde nanoporoso hasta macroporoso, con ausencia de rocas megaporosas (Figura 6a), lo cuál disminuye la calidad del yacimiento; por otra parte, la mayoría de las rocas poseen un radio de garganta de poro mesoporoso y microporoso, lo que indica una calidad de roca media a buena.

Para el pozo OCRE- 5 la mayoría de los tapones poseen gargantas de poro mesoporosas y macroporosas, además de no existir roca de tipo nanoporosa (Figura 6b), lo que le otorga al pozo una buena calidad de roca.

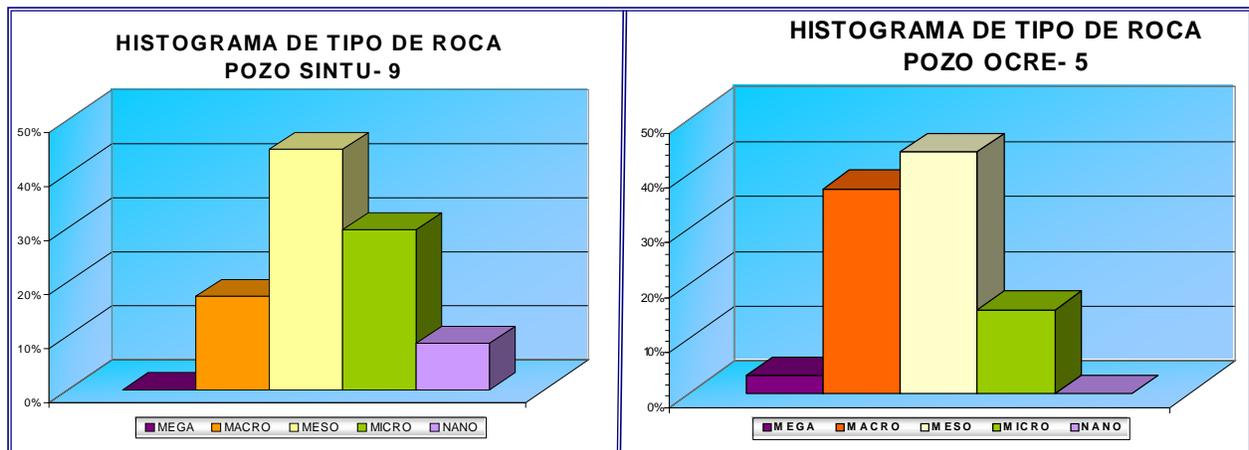


Fig. 6a

Fig. 6b

Figura 6.- Histograma de calidad de roca (a) Pozo SINTU- 9 (b) Pozo OCRE- 5.

## Radio de Garganta de Poros

### Determinación del tipo de roca en zonas sin núcleo

### Calibración de la porosidad

La porosidad se calculó para toda la Formación Narical por medio de los registros Neutrón y Densidad; posteriormente, fue tomado el promedio simple entre

estos dos (2) valores y el resultado fue denominado porosidad promedio. La porosidad promedio se graficó en función de la porosidad medida directamente del núcleo, encontrándose una buena relación entre ambas (Figura 7), lo que indica que el escalamiento Núcleo-Perfil fue bueno.

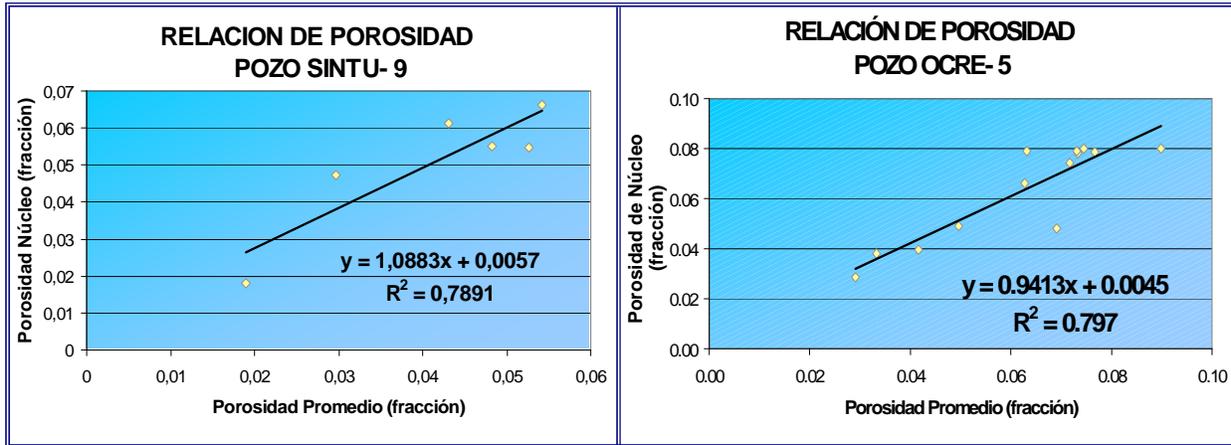


Fig. 7a

Fig. 7b

Figura 7.- Relación entre la porosidad de núcleo y por registro (a) Pozo SINTU- 9 (b) Pozo OCRE- 5.

### Determinación del radio de garganta de poros

Con la finalidad de encontrar una relación entre el radio de garganta de poros y los datos de registro, fueron graficados los radios de gargantas de poros calculados

por medio de la ecuación R35 de Pittman para el SINTU- 9 y Winland 35 para el OCRE- 5 contra la porosidad promedio calculada por registros, encontrándose muy buena relación entre ambos valores (Figura 8).

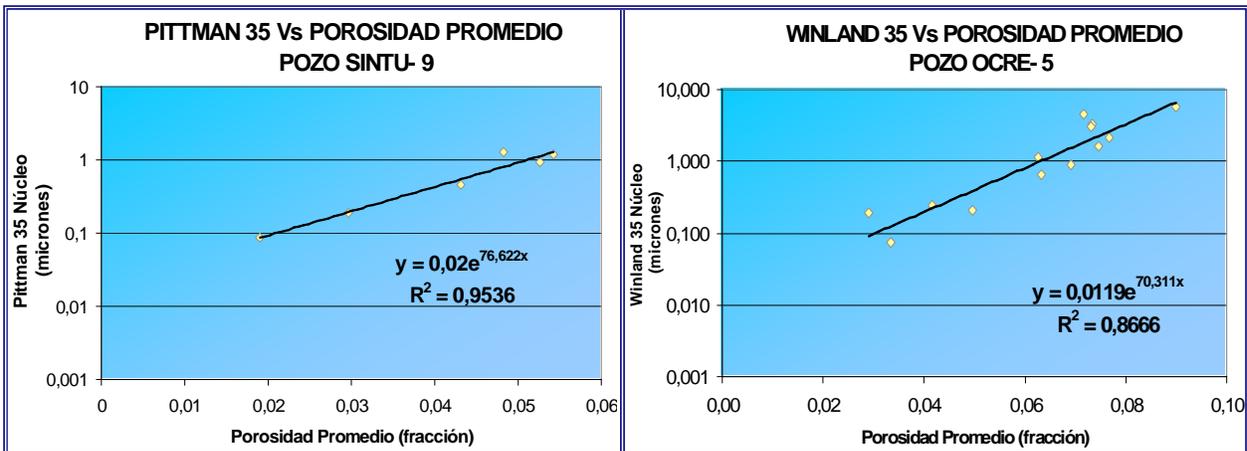


Fig. 8a

Fig. 8b

Figura 8.- Relación del radio de garganta de poros y la porosidad promedio (a) Pozo SINTU- 9 (b) Pozo OCRE- 5.

A partir de la ecuación que relaciona estos dos (2) valores fue calculado el radio de garganta de poros para cada pozo en toda la Formación Narical, arrojando

valores muy cercanos a los calculados en la zona con núcleo (Figura 9).

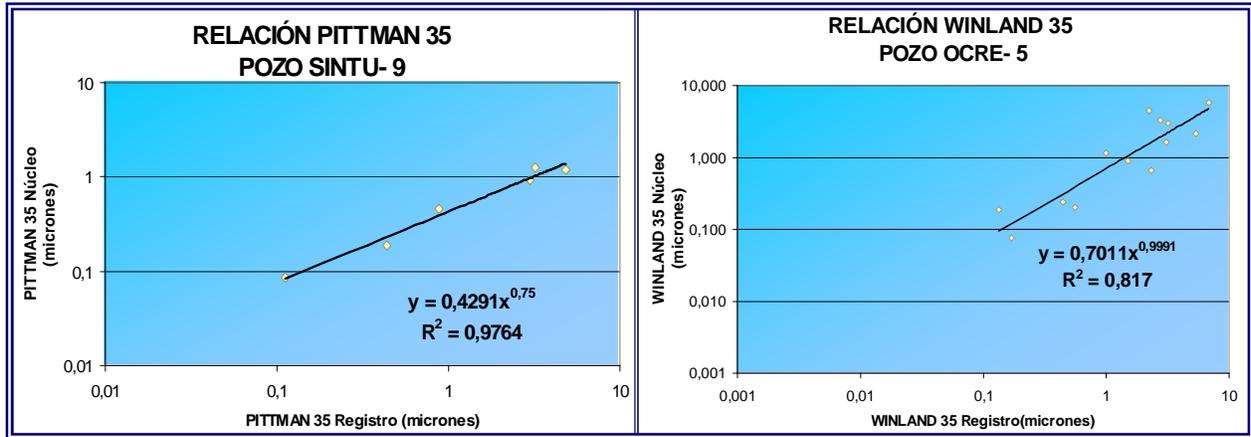


Fig. 9a

Fig. 9b

Figura 9.- Relación entre el radio de garganta de poros de núcleo y el de registro (a) Pozo SINTU- 9 (b) Pozo OCRE- 5.

### Calibración de la permeabilidad

Tomando la ecuación empírica para el cálculo del radio de garganta de poro definida para cada pozo (R35 Pittman y Winland 35), se despejo la permeabilidad, la cual fue calculada utilizando los valores de porosidad promedio y el radio de garganta de poros por registros (ecuaciones 21 y 22).

Estas ecuaciones están condicionadas a los paquetes arenosos con una saturación dominante del 35%; es decir, no son tomadas en cuenta aquellas arenas en las

cuales la saturación dominante es mayor o menor. A partir de esto fue necesario encontrar una ecuación para la corrección de la permeabilidad, que permitiera la utilización de estas ecuaciones de manera eficaz en todos los intervalos arenosos de la Formación Narical.

Tomando esto en cuenta fueron graficados los valores de permeabilidad de núcleo contra los valores de permeabilidad calculados por registro (Figura 10). La ecuación que los relaciona puede ser utilizada para la corrección de la permeabilidad por registro en todos los paquetes arenosos de la Formación Narical.

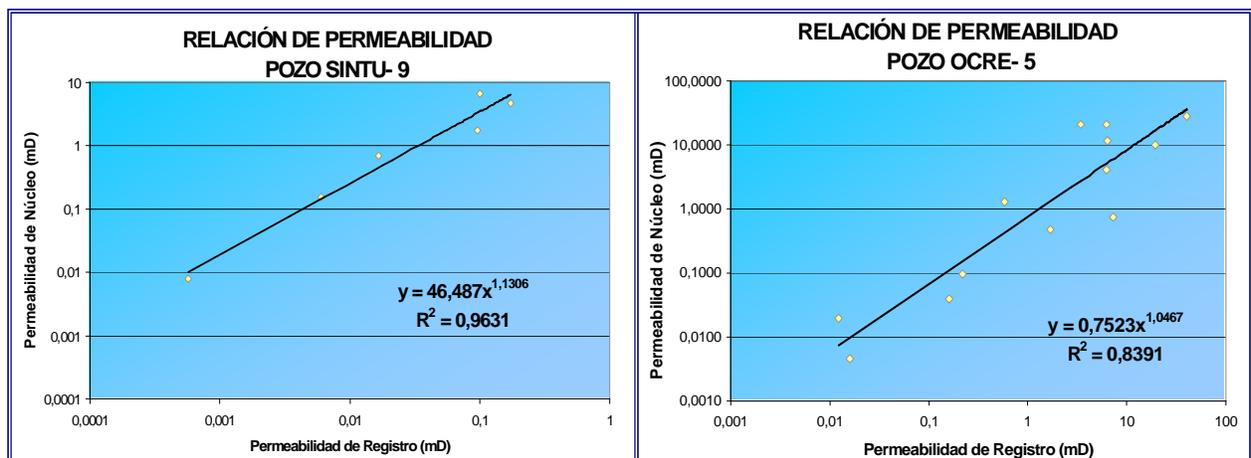


Fig. 10a

Fig. 10b

Figura 10.- Relación entre la permeabilidad de núcleo y de registro (a) Pozo SINTU- 9 (b) Pozo OCRE- 5.

## Radio de Garganta de Poros

### Recomendación del rango de tamaño de partículas densificantes

De acuerdo a los resultados de gargantas de poros obtenidos en las arenas de la Formación Narical (Superior), se tiene que el pozo SINTU- 9 presenta un tamaño de garganta de poros predominantemente microporoso (0,1 a 0,5 micrones) y mesoporoso (0,5 a 2 micrones), calculando el promedio entre éstos valores y aplicando la normativa de INTEVEP (1997), se obtiene un tamaño de partículas densificantes de 0,26 micrones. Por su parte, al pozo OCRE- 5 corresponden gargantas porales macroporosas (2 a 10 micrones) y mesoporosas (0,5 a 2 micrones); realizando el promedio entre ambos tipos de roca y aplicando igualmente la normativa, se obtienen tamaños de partículas densificantes de 1,21 micrones.

### Extrapolación a pozos sin núcleo

La extrapolación a otros pozos esta condicionada por las

estructuras geológicas presentes en la zona; es decir, para la utilización de los resultados de ésta investigación en otros pozos, estos deben pertenecer al mismo bloque estructural que los pozos control (SINTU- 9 y OCRE- 5), pues a pesar de presentar correlaciones estratigráficas y facies similares, las condiciones petrofísicas básicas (porosidad y permeabilidad), pueden variar drásticamente de un bloque estructural a otro.

Por lo antes expuesto, los resultados de ésta investigación para el campo OCRE, son aplicables al pozo sin núcleo OCRE- 4X, el cual se encuentra ubicado en el mismo bloque estructural que el pozo OCRE- 5 (Figura 11). Por esta razón pueden ser aplicados en él las ecuaciones petrofísicas halladas, así como el tamaño de las partículas densificantes.

En el campo SINTU no se realizó extrapolación, debido a que el pozo SINTU- 9 es el único que se ha perforado en el bloque.

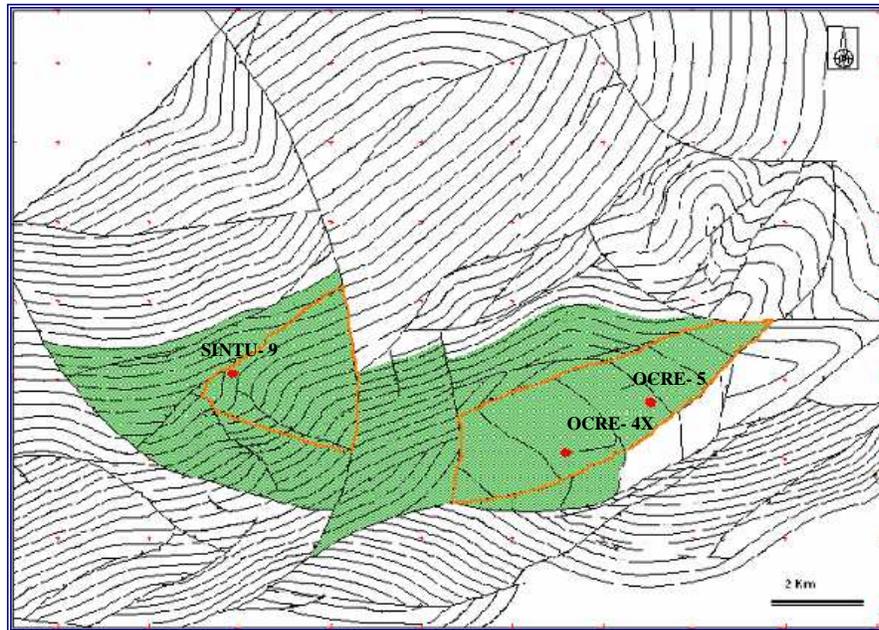


Figura 11.- Bloques estructurales pozos SINTU- 9, OCRE- 4X y OCRE- 5. Fuente: Evaluación pozo OCRE- 6, 2006.

### Conclusiones

❖ En los núcleos de los pozos SINTU- 9 y OCRE- 5, correspondientes a la Formación Narical, se observó un claro predominio de las facies arenosas (A2M,

A3GL, A1H, A1L, AOD, A1B; Ag(L), AgM, AmM y AgX), las cuales representan el 78,23% para el primer pozo y el 58% para el segundo. Las muestras de pared del OCRE- 4X constituyeron el 69% de las facies arenosas del pozo caracterizadas por las facies AOD,

## Radio de Garganta de Poros

A2M, A1H, A3M, A2, A3GL y A3X.

❖ Los análisis petrográficos de las cuarenta y nueve (49) secciones finas analizadas, muestran claramente la naturaleza siliciclástica de la Formación Naricual, donde los componentes mayoritarios son el cuarzo (74,2%) y los minerales de arcilla (7%).

❖ Los minerales de arcillas para la Formación Naricual en los pozos SINTU- 9, OCRE- 4X y OCRE 5, estuvieron típicamente representados por arcillas tipo caolinita, illita e illita – esmectita.

❖ El cemento más común y abundante en las muestras estudiadas fué el silíceo; sin embargo, en algunas muestras aparecen altos porcentajes de cemento carbonático ( SINTU- 9, 19826' 6''; SINTU- 9, 19896'; SINTU- 9, 19910').

❖ Las porosidades son exclusivamente de origen secundario, asociadas a la disolución de la matriz, cemento, granos inestables (especialmente feldspatos) y microfracturas, los cuales constituyen el principal factor generador de porosidad.

❖ La matriz no ejerce un control dominante sobre la porosidad, la cual está claramente condicionada por los procesos de precipitación y sobrecrecimientos de cuarzo.

❖ Las muestras analizadas presentaron minerales autigénicos como pirita (SINTU- 9, 19826' 6''; OCRE- 5, 18118' 7''; OCRE- 5, 18222' 1'' y OCRE- 4X 18966' 3''), que conjuntamente con el alto porcentaje de sobrecrecimientos de cuarzo, evidencian una etapa de diagénesis profunda (> 130 °C) en la Formación Naricual (Superior).

❖ Las areniscas de la Formación Naricual, en los pozos SINTU- 9, OCRE- 4X y OCRE- 5, no presentaron complejidad, con respecto a los procesos diagenéticos presentes, por tratarse de una arena cuarzosa, madura textural y mineralógicamente. Por lo tanto muy estable y poco propensa a sufrir cambios físicos o químicos durante el soterramiento.

❖ Las ecuaciones para el cálculo del radio de garganta de poro a utilizar en la Formación Naricual, campos SINTU y OCRE, son: R35 de Pittman para el pozo SINTU- 9 y Winland 35 para el OCRE- 5.

❖ En el pozo SINTU- 9, la Formación Naricual está compuesta en su mayoría por rocas con tamaños de gargantas de poros mesoporosas (0.5 a 2 micrones) y microporosas (0.1 a 0.5 micrones), otorgándole una calidad de roca media. Para el pozo OCRE- 5 los radios de garganta de poros dominantes son mesoporosos (0.5 a 2 micrones) y macroporosos (2 a 10 micrones) lo que le confiere una calidad de roca buena.

❖ Las facies con mejor calidad de roca por pozo son:  
SINTU- 9: A3GL y A2M.  
OCRE- 5: Ag(L), AgM y AgX  
OCRE- 4X: AOD y A2M.

❖ El tamaño de partículas densificantes calculado para cada bloque estructural fué:  
SINTU- 9: 0.26 micrones  
OCRE- 5: 1.21 micrones

Estos valores podrán ser utilizados en las próximas localizaciones a perforar en cada uno de los bloques.

### Bibliografía

❖ INTEVEP., 1997, Daños a la Formación. CIED-INTEVEP. Primera Edición. Los Teques, Venezuela. pp 37- 39.

❖ Kolodzie S., 1980, Analysis of Pore Throat Size and use of the Waxman-Smits equation to determine OOIP in Spindle field. Centro de Documentación e Exploración y Producción, PDVSA, Puerto la Cruz.

❖ López, M., 2006, Determinación del Tamaño de Garganta Poral en las Arenas de las formaciones Carapita y Capaya atravesadas por el pozo Danta-X, campo Danta área Tácata Estado Monagas. Trabajo Final de Grado. Universidad de Oriente (U.D.O).

❖ Operaciones Geológicas., 2006, Evaluación pozo OCRE- 6 (Informe confidencial). PDVSA, Puerto la Cruz.

❖ Operaciones Geológicas., 2006, Sumario Geológico Operacional Pozo SINTU- 9 (Informe confidencial). PDVSA, Puerto la Cruz.

❖ Operaciones Geológicas., 2006, Sumario Geológico Operacional Pozo OCRE- 4X (Informe confidencial). PDVSA, Puerto la Cruz.

## Radio de Garganta de Poros

- ❖ Operaciones Geológicas., 2006, Sumario Geológico Operacional Pozo OCRE- 5 (Informe confidencial). PDVSA, Puerto la Cruz.
- ❖ Pittman, E., 1992, Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. AAPG Bulletin, v. 76, p. 191–198.
- ❖ Porras, J., 1997, Determinación de Petrofacies a partir de Radio de Garganta de Poros y del Volumen Poroso ocupado por agua: su relación con litofacies, Campo Carito Norte, área norte de Monagas, Cuenca Oriental de Venezuela. Memorias del VIII Congreso Geológico Venezolano, Sociedad Venezolana de Geólogos. Tomo II, págs. 301- 308.
- ❖ Porras, J., 2000, Taller de Petrofacies. Informe Interno, PDVSA- Puerto la Cruz.
- ❖ Reslink Corporation. (2003). *Formation Particle Relationship*.<http://www.reslink.no/download/screendesigm methodology.pdf>. Consultado el 08/01/2007.
- ❖ Wester Atlas, 1995, Introduction to Wireline Log Analysis. Houston, U.S.A.