

Chihuido de la Sierra Negra

Una descripción mejorada mediante el concepto de Unidades de Flujo

Jude Amaefule, Vince Eleri (de VRMT Int. Inc. Houston), Marta E. Valenzuela, Gustavo Fernández (Repsol-YPF S.A., Exploración y Desarrollo Sur).

Objetivo

Caracterizar al conjunto de los reservorios en base al concepto de unidades de flujo, y utilizar esta tecnología para obtener un conocimiento mas detallado de los mismos, en una etapa madura en la explotación del área.

Introducción.

Uno de los desafíos más importantes que enfrentan geólogos e ingenieros es mejorar las técnicas de descripción de los reservorios. La determinación precisa de los atributos de poros y gargantas porales y la distribución de fluídos son elementos fundamentales en esta descripción, ya que los mismos controlan las saturaciones iniciales de fluídos y sus flujos. Distintas herramientas de perfilaje han sido utilizadas tradicionalmente para inferir litología, secuencias depositacionales y diagenéticas, parámetros petrofísicos y contenido de fluídos. A menudo esta aproximación supone reservorios homogéneos a escala macroscópica. La clave para mejorar la descripción de los reservorios es establecer relaciones causales entre parámetros microscópicos de las gargantas porales (obtenidos de las coronas) y atributos macroscópicos derivados de los perfiles.

Durante mucho tiempo se han presentado diferentes intentos de obtener la permeabilidad a partir de perfiles. Estos incluyen:

- a) Permeabilidad derivada de la porosidad de perfil y la relación porosidad-permeabilidad de corona,

$$\log K = a * \phi + b.$$

Esta metodología clásica tiene diversas desventajas. Supone que el reservorio es homogéneo y no uniforme, lo cual no condice con la dispersión que se observa generalmente en el gráfico logaritmo de permeabilidad (logK) versus porosidad (Phi). (Fig.1)

- b) Modelos de regresión múltiple de la permeabilidad como función de la respuesta de distintas herramientas de perfilaje. Este intento tiene las mismas desventajas del párrafo anterior. La porosidad es independiente del tamaño de grano, excepto en las fracciones limoarcilla, y en este modelo la selección comúnmente se mantiene constante. En realidad la permeabilidad tiene una estrecha y causal relación con el tamaño de grano y con el material y tipo de cementación, como se ve en los reservorios de Chihuido de la Sierra Negra.

- c) Modelos empíricos, mostrando la permeabilidad en función de la porosidad y saturaciones de agua connata de los intervalos coroneados. (Timur, Wyllies and Rose). El problema aquí es la suposición implícita que la roca es homogénea y no uniforme y que porosidad y permeabilidad están directamente relacionadas. Los autores suponen invariabilidad vertical y horizontal de la calidad de la roca. Por lo tanto, esto implica la existencia de un único contacto agua petróleo y que la saturación de agua irreducible puede determinarse precisamente en la zona de

hidrocarburo; a partir de los datos de perfiles y con los factores m y n de Archie obtenidos por estudios de testigo corona o aproximados por correlación.

Metodología.

La metodología de unidades de flujo reconoce que el reservorio es heterogéneo no uniforme. Dentro de un reservorio determinado, la existencia de múltiples unidades de flujo es evidencia de las heterogeneidades microscópicas que controlan la distribución de permeabilidad. La zonificación de los reservorios en diferentes unidades de flujo permite el desarrollo de modelos de permeabilidad más precisos y la asignación de relaciones petrofísicas únicas para cada unidad de flujo.

Se aplicó la metodología descrita por Amaefule et. al. (1993) para definir y caracterizar las diferentes familias de unidades de flujo.

Se define como FZI (Indicador de Zona de Flujo):

$$FZI = 1/(F_s \times \tau^2 S_{gv}^2)^{0.5}$$

Siendo el Índice de calidad de reservorio (RQI):

$$RQI = 0.0314 \times (K / \Phi)^{0.5}, K [mD]$$

y PHIZ (Φ_z) la relación entre porosidad y volumen de grano:

$$\Phi_z = \Phi / (1-\Phi)$$

En síntesis:

$$FZI = RQI / \Phi_z$$

Si en estas relaciones fundamentales, despejamos la permeabilidad y definiendo:

$$PHIR (\Phi_R) = \Phi^3 / (1-\Phi)^2$$

$$K [mD] = 1014 (FZI)^2 \Phi_R$$

Una vez calculados los valores de FZI con los datos de corona y clasificados en diez familias, se obtuvo la permeabilidad en función del valor de FZI medio de cada familia. Como se aprecia en la Fig. 1B disponiendo del valor de porosidad y del FZI se obtiene con excelente precisión el valor de permeabilidad.

El aspecto principal de este estudio es la integración de todos los datos disponibles, de rocas, perfiles y fluidos para delinear los diferentes reservorios en zonas con similares cualidades. En este trabajo se integraron los datos de testigos coronas de cuarenta pozos, involucrando a los reservorios miembro Avilé, Miembro Agrio Sup. y Troncoso Inf. Se usaron estos para desarrollar clases y distribución de unidades de flujo para cada reservorio. Se correlacionaron las respuestas de los distintos perfiles con los FZI, y se seleccionaron los perfiles adecuados para establecer las unidades de flujo en los intervalos no coroneados y predecir las permeabilidades. Este proceso fue realizado mediante técnicas probabilísticas controladas por un modelo determinístico.

En síntesis el organigrama del trabajo es el siguiente:

1- Determinación de unidades de flujo

- ♦ Puesta en profundidad corona-perfil.
- ♦ Evaluar efectos de compactación en porosidad y permeabilidad.
- ♦ Corrección de permeabilidad por efectos Klinkenberg, stress, e inerciales.
- ♦ Calcular FZI en función de profundidad.
- ♦ Determinar familias de unidades de flujo y sus características. (Fig. 2)
- ♦ evaluar estadísticamente los valores de FZI calculados y analizar la homogeneidad de los reservorios en función de estos. (Fig. 3)

2- Caracterización de las unidades de flujo

- ♦ Evaluación de atributos mineralógicos y texturales. (Fig. 4 - 4B)
- ♦ Evaluación de los datos de presión capilar.
- ♦ Computar Radio hidráulico medio para las diferentes unidades de flujo.
- ♦ Relacionar estas variables con FZI y permeabilidad.
- ♦ Desarrollar relaciones entre FZI, S_w y altura por encima de la tabla de agua. (Fig 5 – 5B)
- ♦ Comparación de saturaciones de agua obtenidas por el modelo con las saturaciones de agua obtenidas de coronas. (Fig 6)
- ♦ Comparación de saturaciones de agua obtenidas por el modelo con las saturaciones de agua derivadas de perfiles y los resultados obtenidos en ensayos de terminación. (Fig 7 - 8)
- ♦ Desarrollar modelos de permeabilidad relativa sobre la base de las saturaciones inicial-residual y FZI.

3- Predicción de permeabilidad a partir de coronas y perfiles.

- ♦ Correlación de las respuestas de perfiles con FZI en los intervalos coroneados.
- ♦ Evaluar FZI reales vs predichos en los intervalos coroneados.
- ♦ Predecir FZI a partir de perfiles en los tramos no coroneados.
- ♦ Computar permeabilidad a partir de FZI y porosidad.
- ♦ Predicción de permeabilidades. (Fig. 9)

4- Modelado Geocelular 3D

- ♦ Interpolado y extrapolado de propiedades petrofísicas. (Fig. 10)
- ♦ Cálculos volumétricos (OOIP).

Conclusiones

Se aplicó una metodología que permitió diferenciar en los reservorios Miembro Avilé, Miembro Agrio Sup. y Miembro Troncoso Inf. del Area Chihuido de la Sierra Negra diez unidades hidráulicas diferentes. Cada unidad de flujo posee cualidades características que permiten predecir adecuadamente permeabilidad, saturación de agua inicial y permeabilidades relativas. Con estos datos se pueden estimar capacidad relativa de flujo, índices de producción e inyección por capa y por pozo.

Se dispone de volúmenes de hidrocarburo in-situ considerados más realistas que los obtenidos mediante cálculos de perfiles.

El modelo geocelular obtenido es la base de los nuevos modelos numéricos.

Agradecimientos:

Los autores agradecen a Repsol- YPF S.A. la autorización para publicar este trabajo y al Ing. Mario G. Grinberg por la revisión crítica del mismo.

Nomenclatura

Fs: factor de forma [adim]

τ : tortuosidad [adim]

Sgv: superficie específica [1/L]

K: permeabilidad [L^2]

Sw: saturación de agua [%]

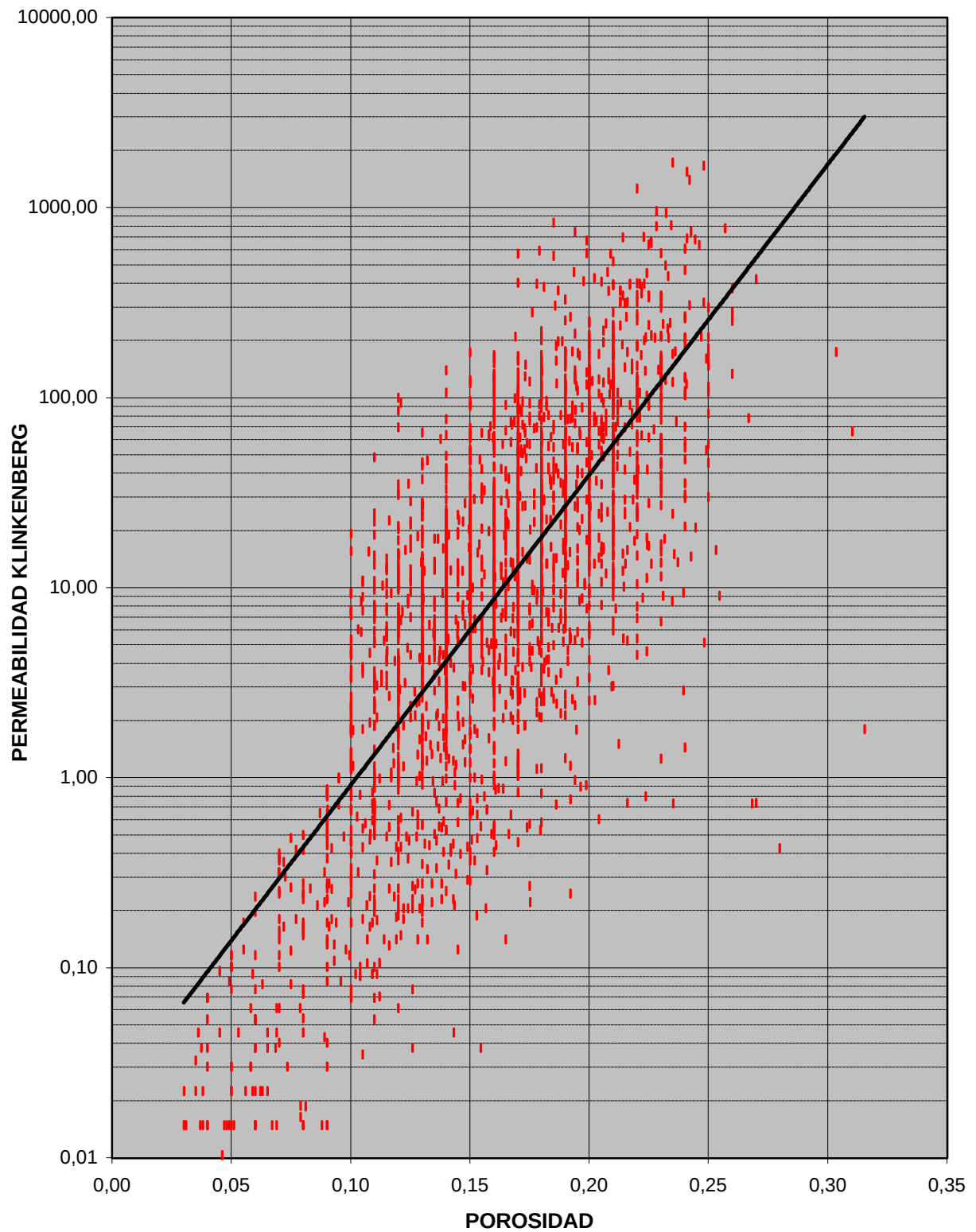
FU: unidades de flujo [adim]

Bibliografía

AMAEFULE, J.O. ET AL. "ENHANCED RESERVOIR DESCRIPTION USING CORE AND LOG DATA TO IDENTIFY HYDRAULIC (FLOW) UNITS AND PREDICT PERMEABILITY IN UNCORED INTERVALS/WELLS." SPE 26436, OCT. 1993 AT SPE ANNUAL MEETING, HOUSTON TEXAS.

COMERON, R.E Y M.E. VALENZUELA "CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA : A SUCCESSFUL DEVELOPMENT OF SUBTLE TRAPS". AAPG, CARACAS 1996.

**Fig. 1: LOGARITMO DE PERMEABILIDAD vs POROSIDAD
PARA MB. AVILE, AGRIO SUP. TRONCOSO INF.
YACIMIENTO CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA**



**Fig 2: VALORES MEDIOS DE FZI PARA CADA UNIDAD DE FLUJO EN MB. AVILE,
AGRIO SUP. Y TRONCOSO INF. - YAC. CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA**

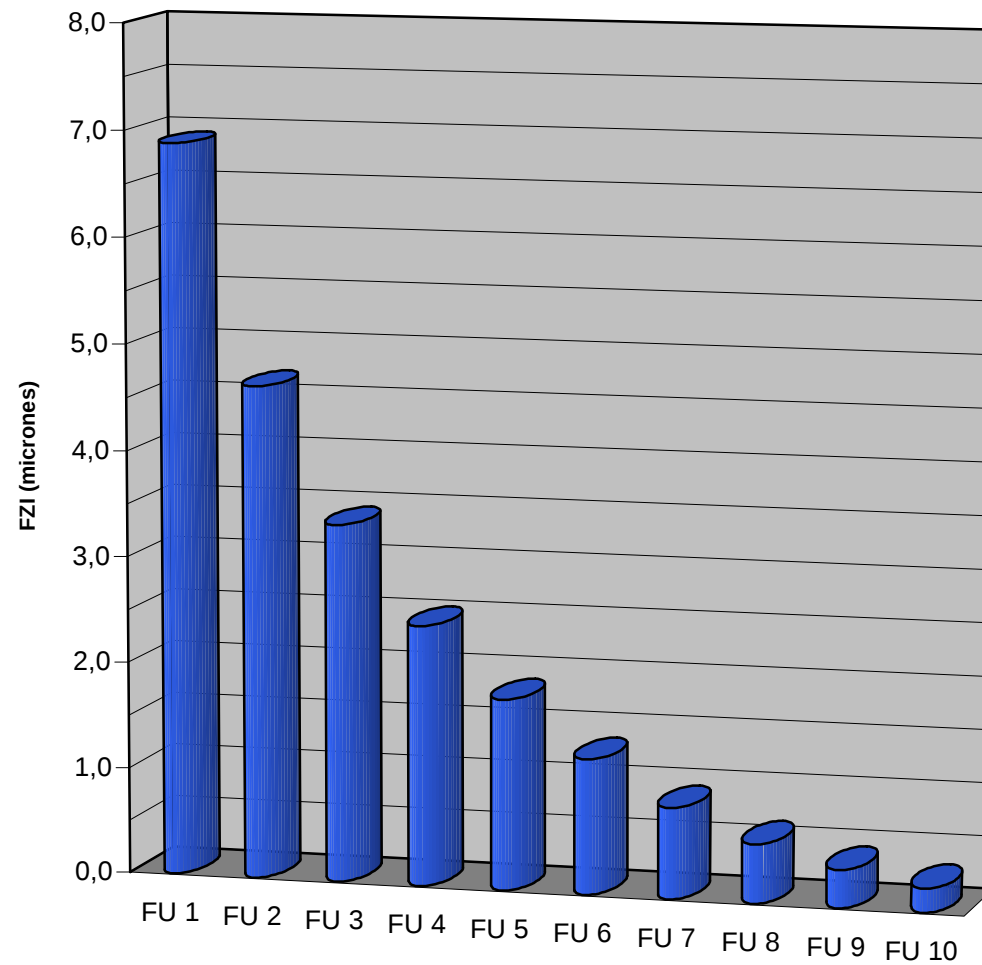
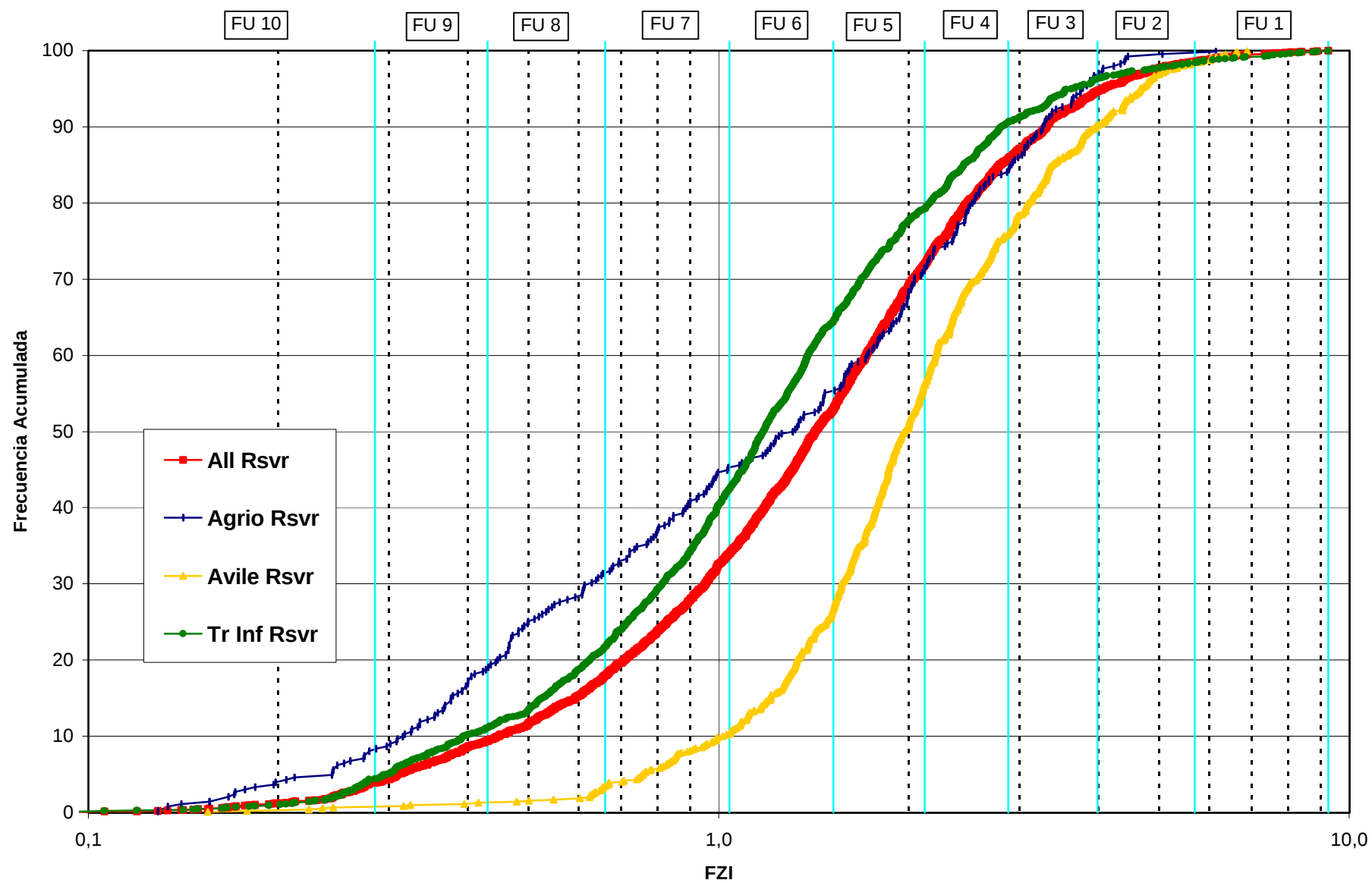
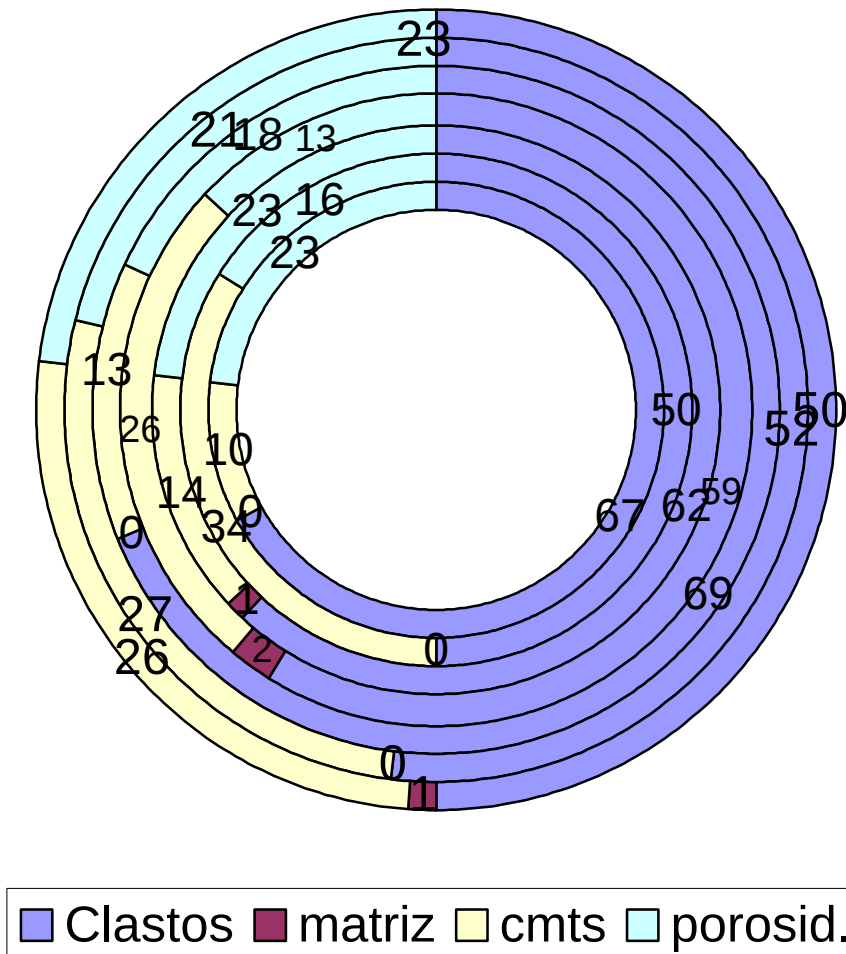


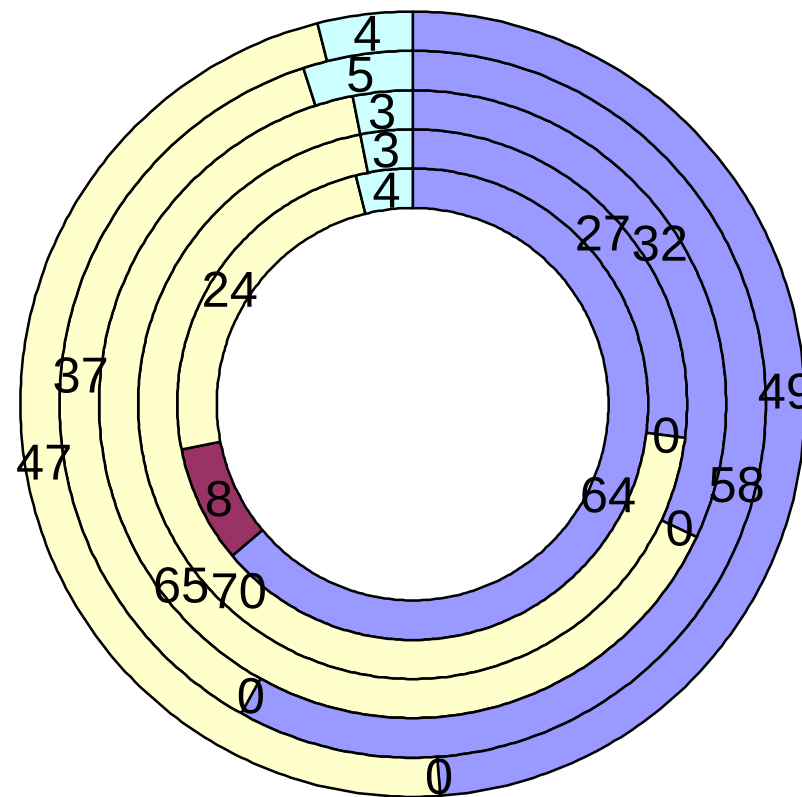
Fig 3 : DISTRIBUCION ACUMULADA DE UNIDADES DE FLUJO EN MB. AVILE, AGRIO SUP. Y TRONCOSO INF EN YAC. CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA



**Fig 4: CARACTERIZACION PETROLOGICA
PARA FU 2 EN YAC. CHIHUIDO S. NEGRA**



**Fig 4B: CARACTERIZACION PETROLOGICA PARA FU
10 EN YAC. CHIHUIDO S. NEGRA**

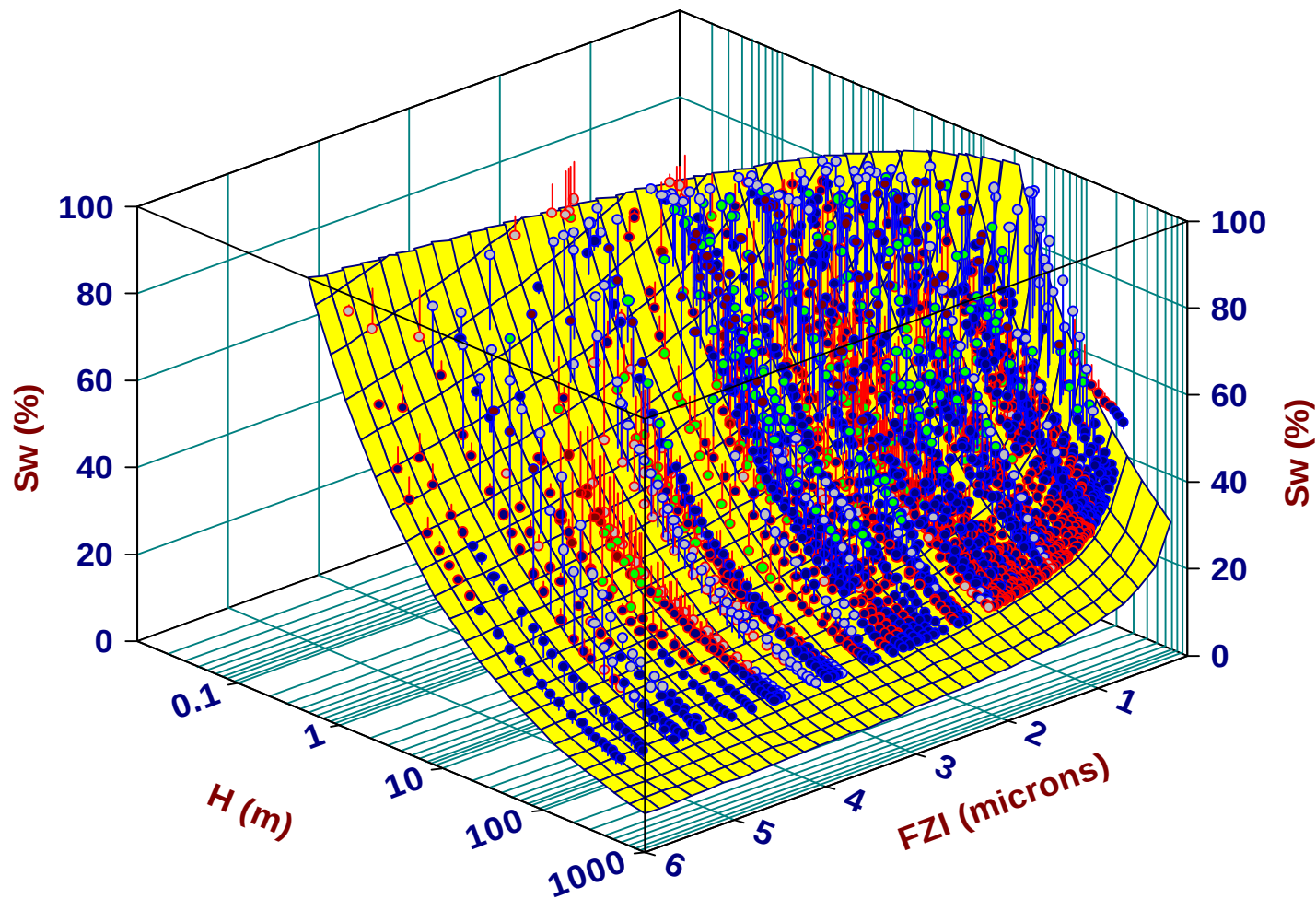


■ Clastos ■ matriz ■ cmts ■ porosid.

Fig 5: WATER SATURATION vs FZI & HEIGHT ABOVE FWL FOR CHIHUIDO S. NEGRA FIELD

$$S_w (\%) = A + (A - 100) \cdot \exp(-B \cdot \ln(H / C))$$

$r^2=0.90388606$ DF Adj $r^2=0.90360025$ FitStdErr=6.4107444 Fstat=3691.195



**Fig 6: SATURACION DE AGUA PRONOSTICADA vs
SATURACION DE AGUA DE CORONA EN MB.
TRONCOSO INF. EN YACIMIENTO
CHIHUIDO SIERRA NEGRA FIELD**

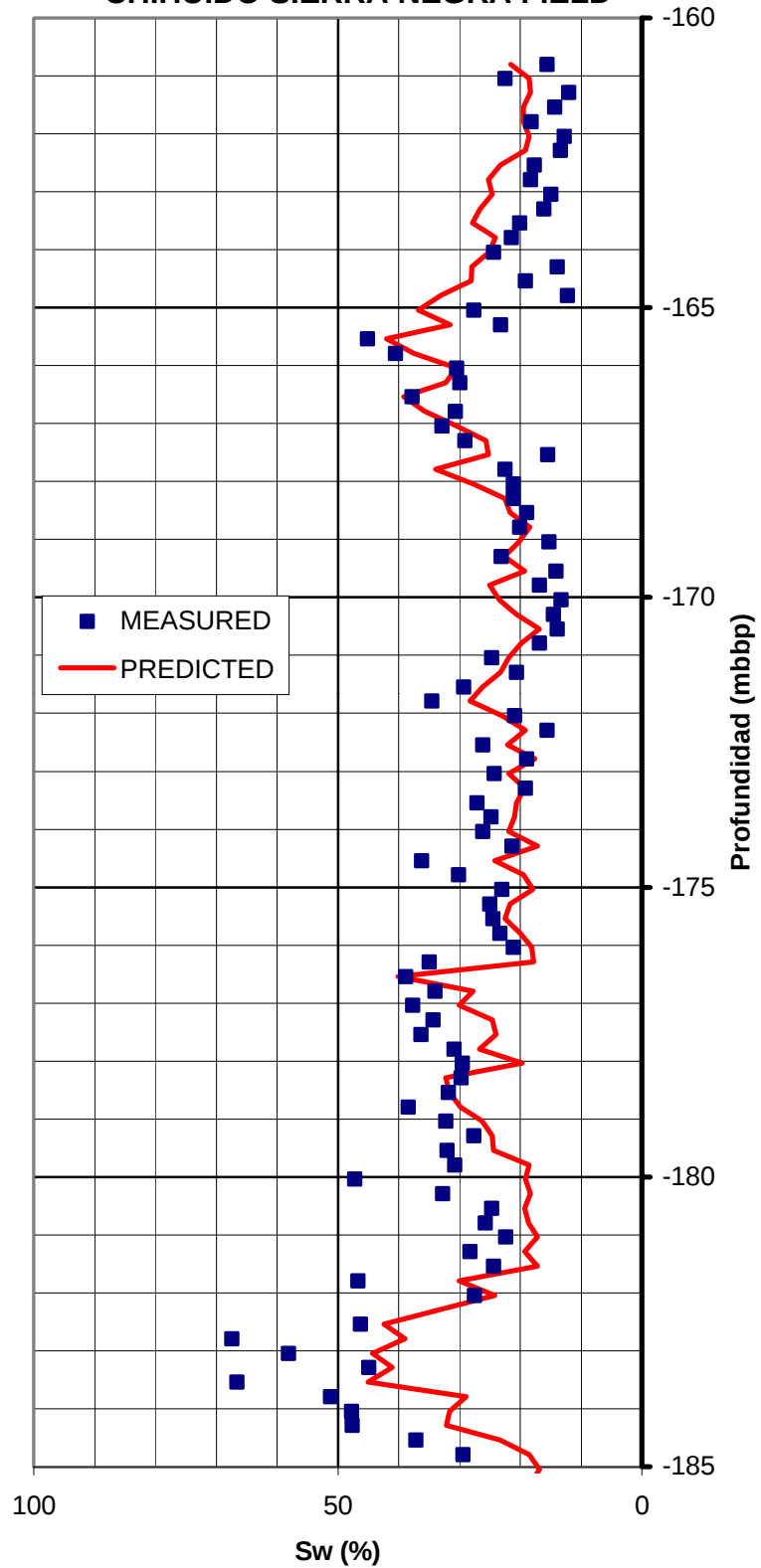


Fig 7: SW obtenidas por perfiles vs SW obtenidas por modelo en MB. AVILE - YAC. CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA

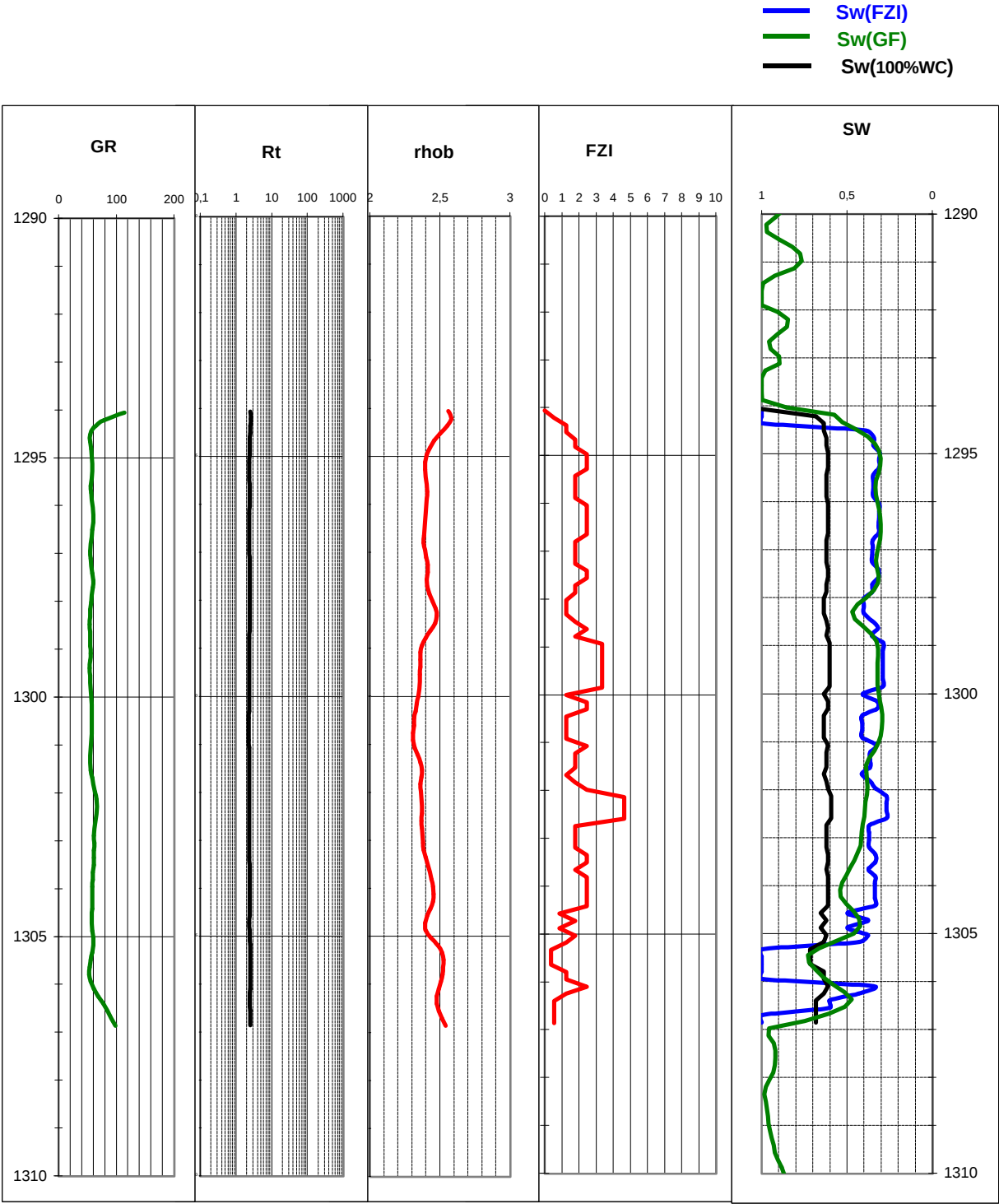


Fig 8: SW obtenidas por perfiles vs SW obtenidas por modelo en Miembro Troncoso Inf. - Yac. Chihuido de la Sierra Negra

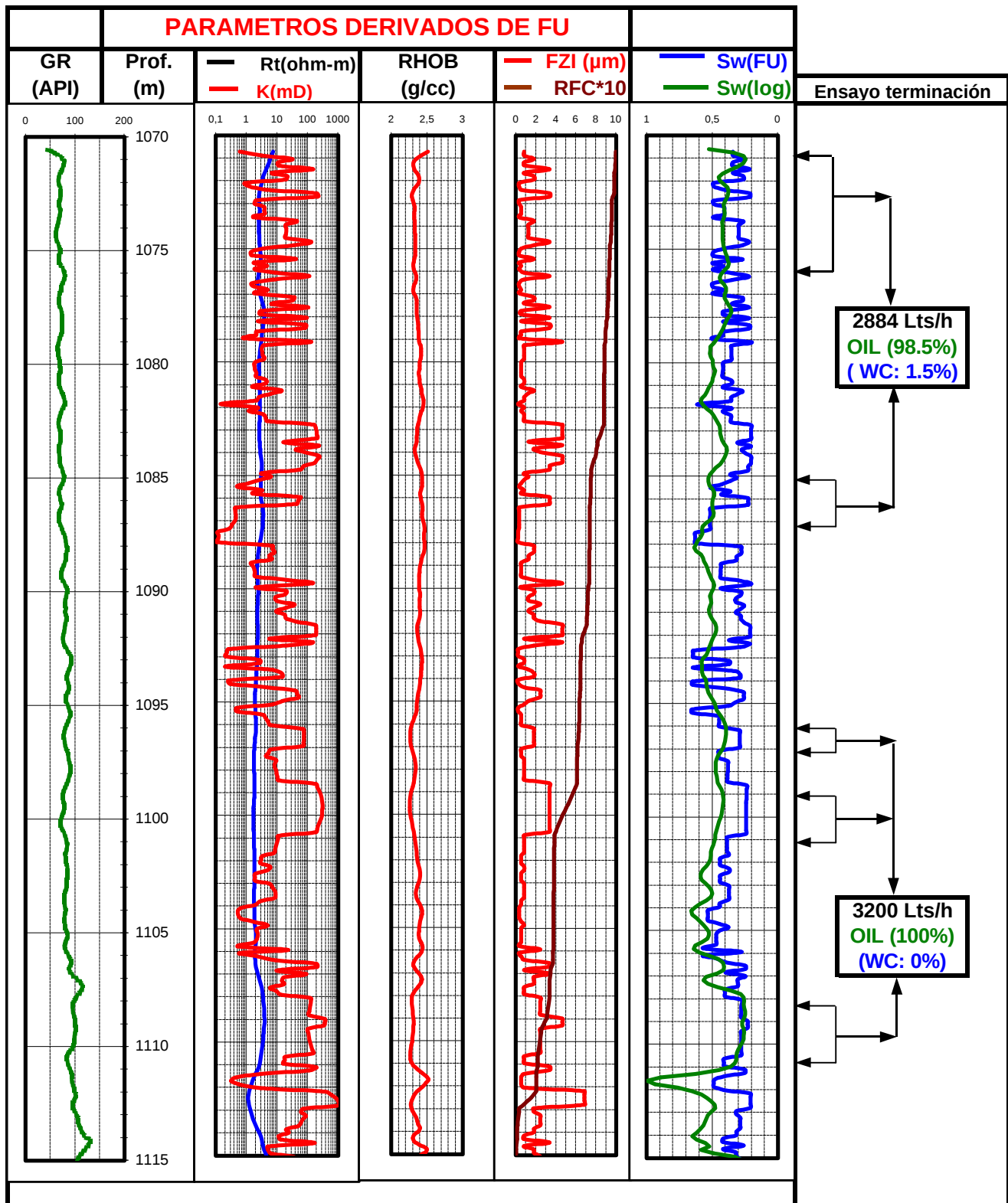


Fig. 9: Comparación entre Permeabilidades medidas y pronosticadas en MB. TRANCOS INF. - YAC. CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA

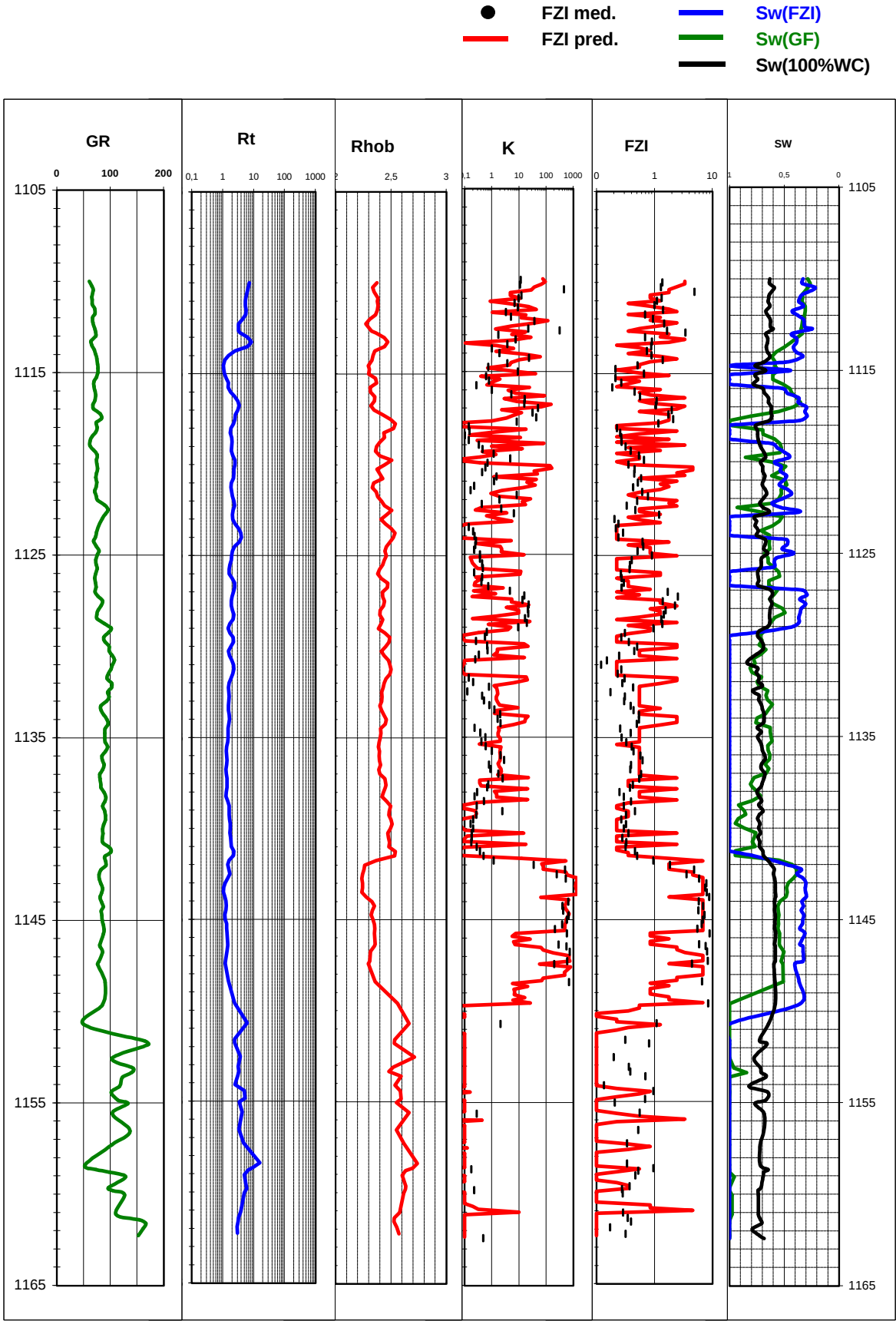


Fig. 10: Distribución 3D de porosidad para el MB. AVILE del YACIMIENTO CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA

