

**MÉTODOS ALTERNATIVOS PARA EL CÁLCULO DE
SATURACIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE
CARBONATOS DE MEZCLA, CASO DE ESTUDIO
MIEMBRO "O" DE LA FORMACIÓN ESCANDALOSA.
BARINAS, VENEZUELA.**

Autores

**MSc. Andrés Guzmán
Ing. Sara Barrios**

Co-Autor

MSc. Jean C. Rangel

Noviembre, 2019

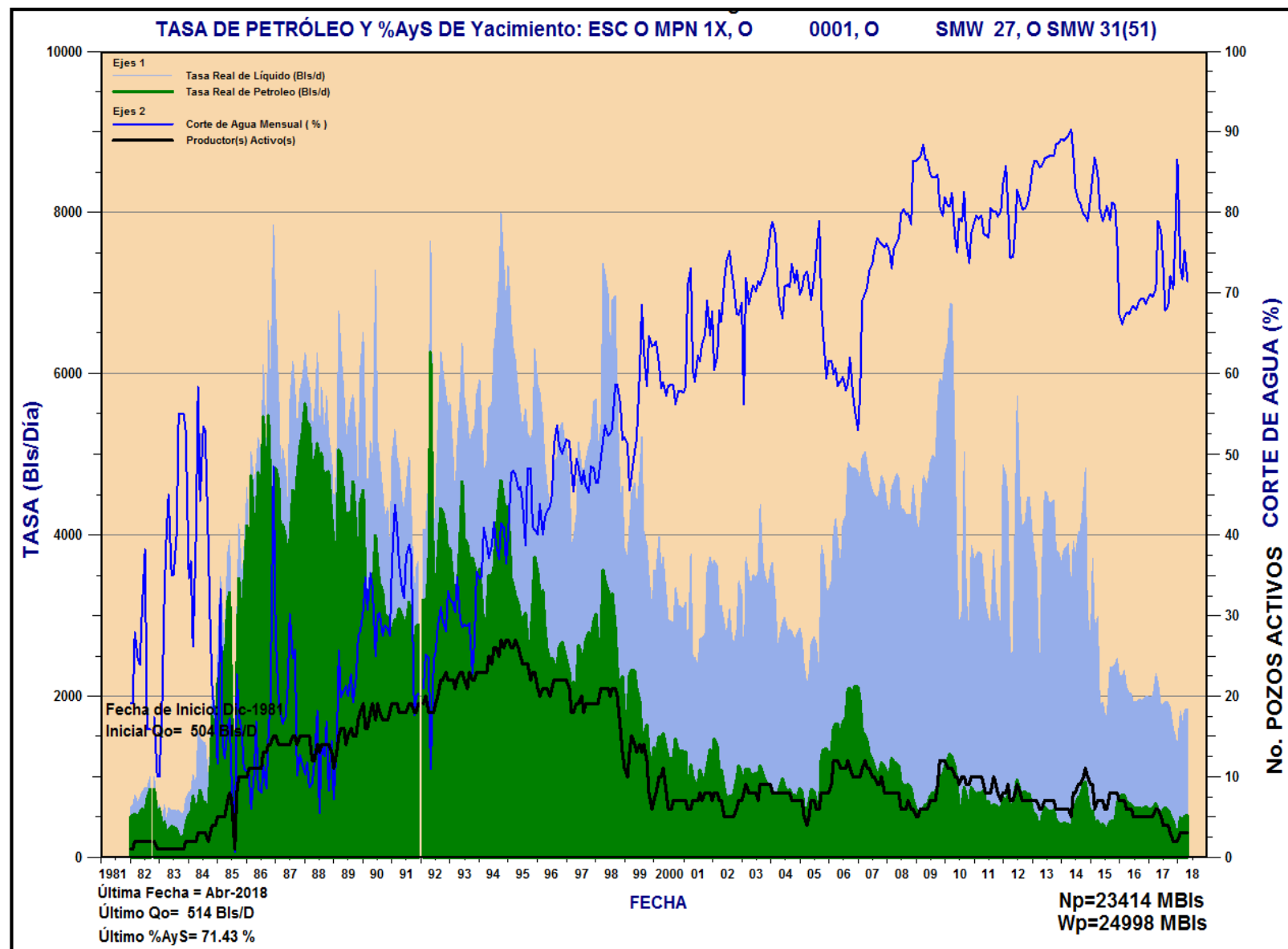
DATOS GENERALES

El Campo Maporal cuenta con un total de 4 Yacimientos a nivel de la Formación Escandalosa Miembro "O".

POES: 186.6 MMBNP
Res. Rec. Pet.: 60.94 MMBNP
Prod. Acum. Pet.: 23.4 MMBNP
Res. Rem. Pet.: 37.53 MMBNP
FRp: 32 %
API: 25°-29°
Porosidad: 10 %, K: 24mD
Área (KM2): 40,06
No. Pozos: 37, Act / Inact: 1/36 (Nov-2018)
Pi: 4300Lpca, Pa: 3900 Lpca
Prof. Promedio: 10000 Pies
Producción de Crudo (Oct-2019): 0,3 MBNPD
Producción de Agua (Oct-2019): 0,021 MBNAD

Considerando la baja tasa de producción, un %AyS moderadamente alto y la baja relación $N_p/Res.Rec.$, fue conveniente revisar y cuantificar de manera más precisa el volumen inicial de crudo (POES), mediante una nueva interpretación geológica y petrofísica, con nuevos valores de Φ y S_{wc} .

19/11/2019



DESCRIPCION DEL PROYECTO

La Formación Escandalosa Miembro "O", está compuesta por una litología compleja de carbonatos y siliciclasticos, con una alta heterogeneidad mineralógica.

A su vez, esta Formación muestra zonas una porosidad secundaria generada por la presencia de fracturas naturales y densidades variables de vugas.

Se requiere realizar una caracterización sedimentológica y petrofísica detallada que conlleve a establecer el modelo de doble/triple porosidad y una "m" variable que permita el entendimiento del sistema matriz-fractura y una mejor determinación de Sw.

Preceptos sobre "m":

Exponente de cementación "m" varía de acuerdo a la geometría del espacio poroso.

La geometría y el tamaño del poro está relacionado a la fábrica de la roca.

Exponente de cementación es un área de gran incertidumbre en el cálculo de saturación de agua.

Archie

$$S_w = \left(\sqrt[2]{\frac{a * R_w}{\phi^n * R_t}} \right)$$

"m"

Para yacimientos carbonáticos
con doble porosidad

Miembro "O" Formación Escandalosa

**Yacimiento
Carbonático
Complejo**

Carbonatos de mezcla

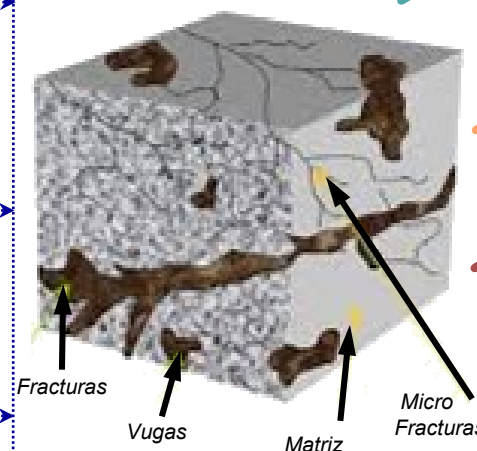
Alta inclusión de siliciclásticos

Porosidad secundaria

Vugas/fracturas diagenéticas

Registros antiguos

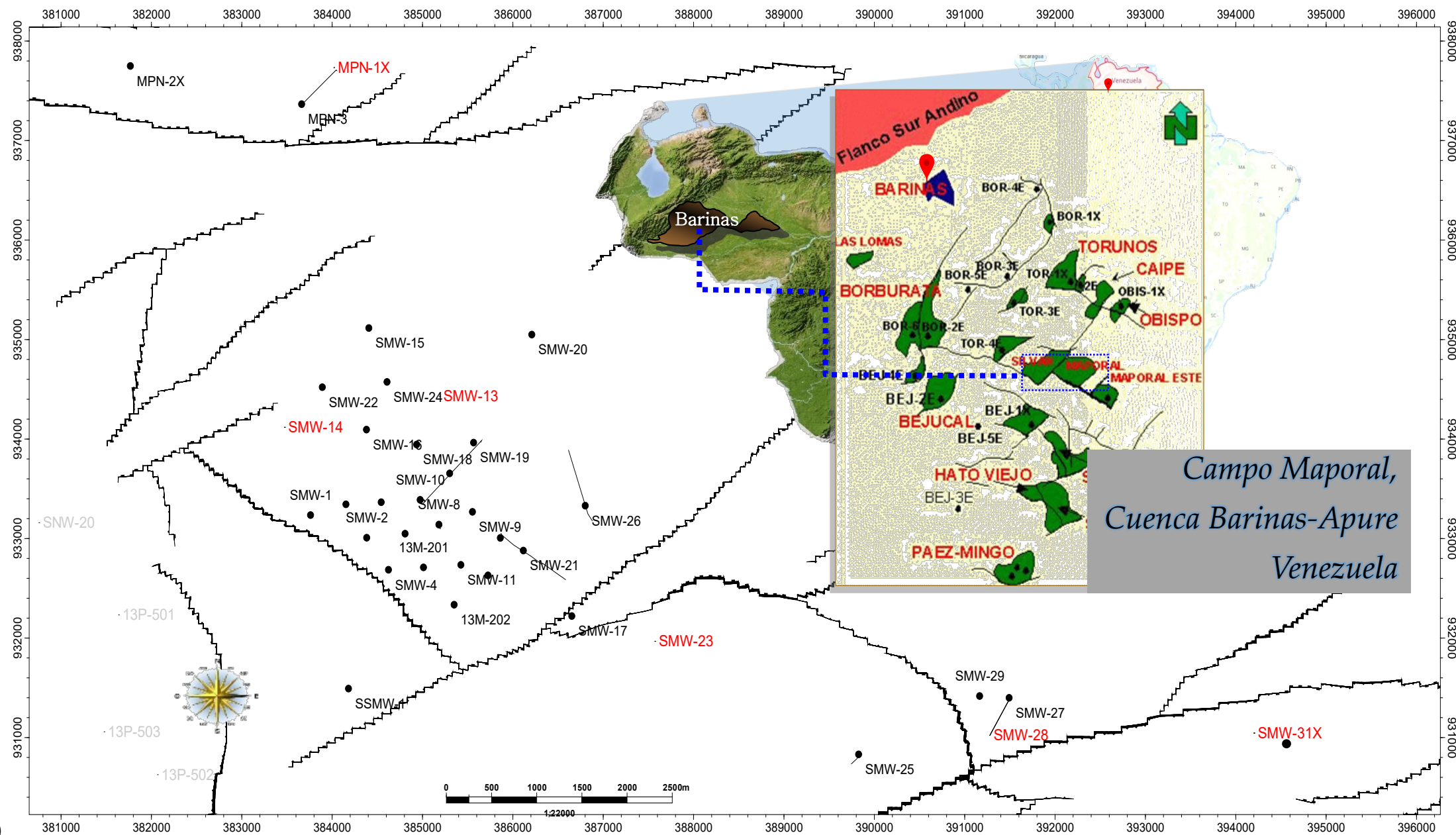
Sin registro de imagen



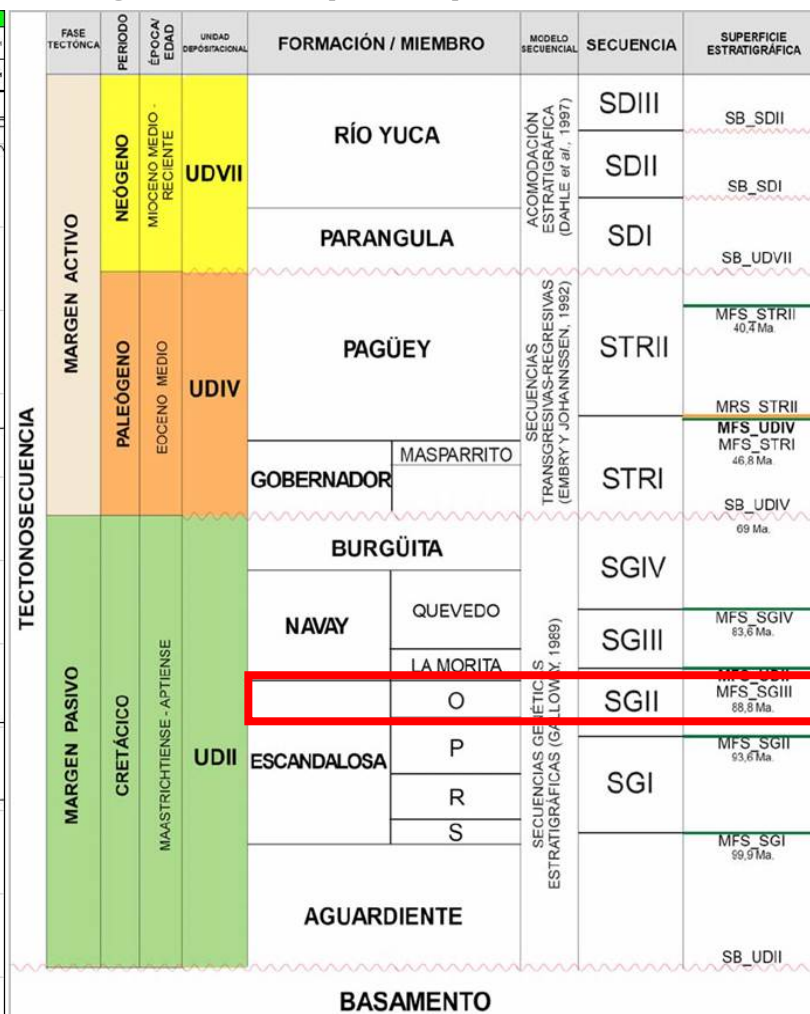
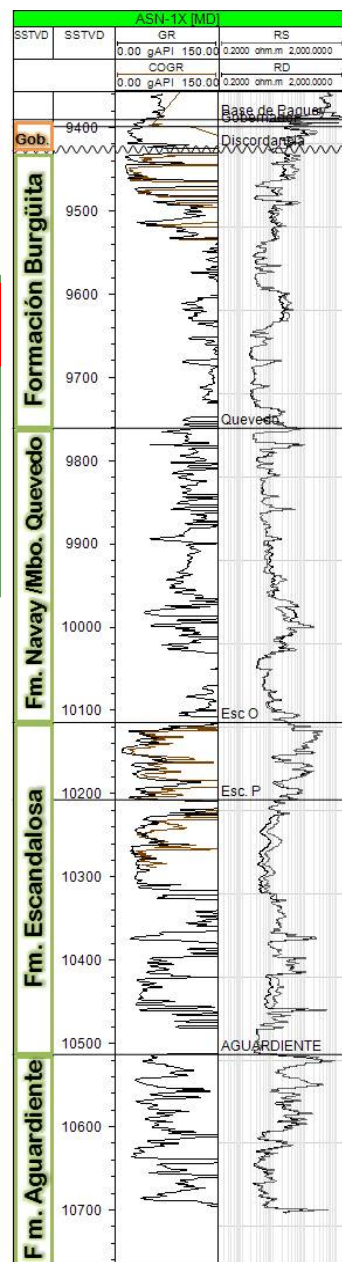
**Adaptar las metodologías para
modelar exponente cementación
"m" y así calcular de forma más
detallada la saturación de agua**



Descripción del área en estudio

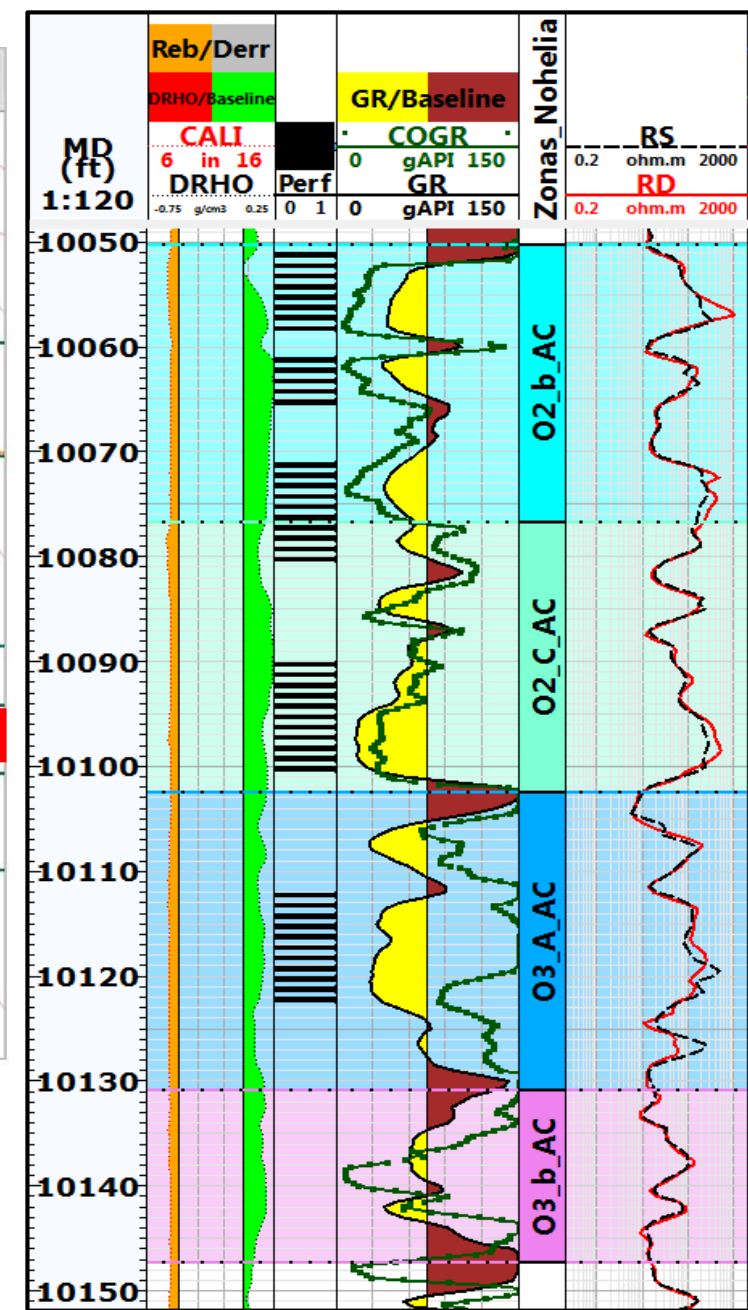


Estratigrafía Campo Maporal



Marco tectonoestratigráfico de la Cuenca Barinas Apure.
Proyecto de Generación de Oportunidades Flanco
Surandino Norte, Espin M. et al, 2017

Columna Estratigráfica del área



Miembro "O"
Carbonato
de Mezcla

Ambiente de Franja Costera y de Llanura de marea

Representa una sedimentación cíclica de clásticos silíceos y carbonatos por los ascensos y descensos relativos del nivel del mar desarrollados en un ambiente sedimentario de franja costera y llanura de marea. (Mendez, J., 2002).

La sedimentación se produjo en una ambiente muy somero donde la línea de costa avanzó y retrocedió en la llanura de marea por agradación, progradación y retrogradación de los sedimentos inframareales, intramareales y supramareales.

El fracturamiento existente es mayormente del tipo diagenético por encogimiento o desarrollo de clastos de dolomita en una matriz de dolomita de menor densidad, sin una dirección preferencial.

A.- Zona Inframareal:

Aguas Someras de plataforma

- Acumulación de fósiles
- Carbonatos
Wackstone/Packstone
- Procesos menores de
dolomitización

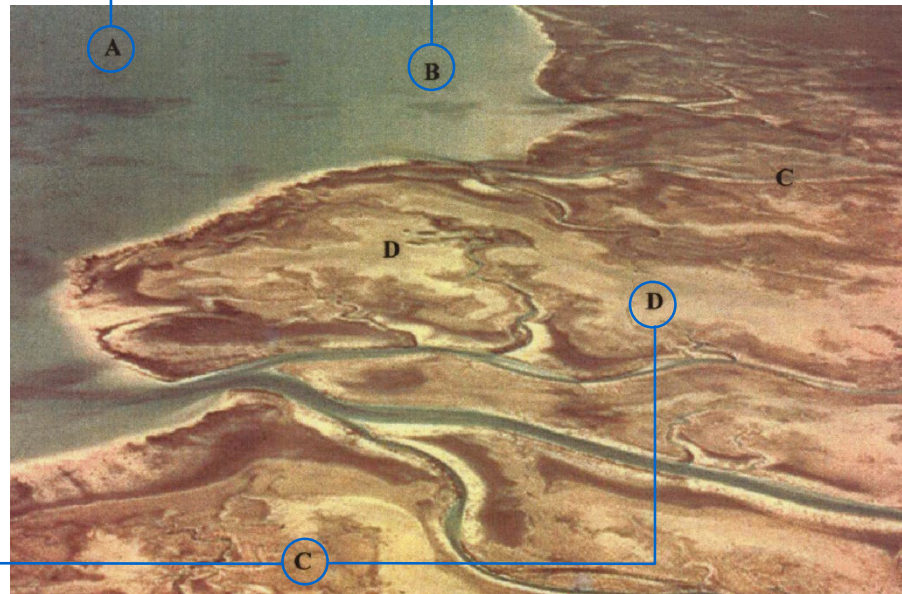
B.- Zona Intramareal:

Entre la marea baja y alta

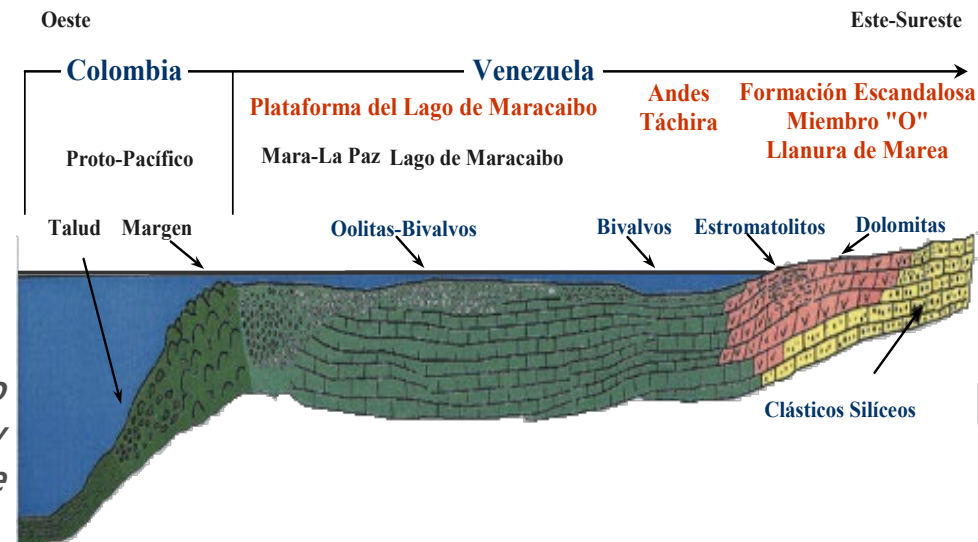
- Inclusión de clásticos
- Dolomitización

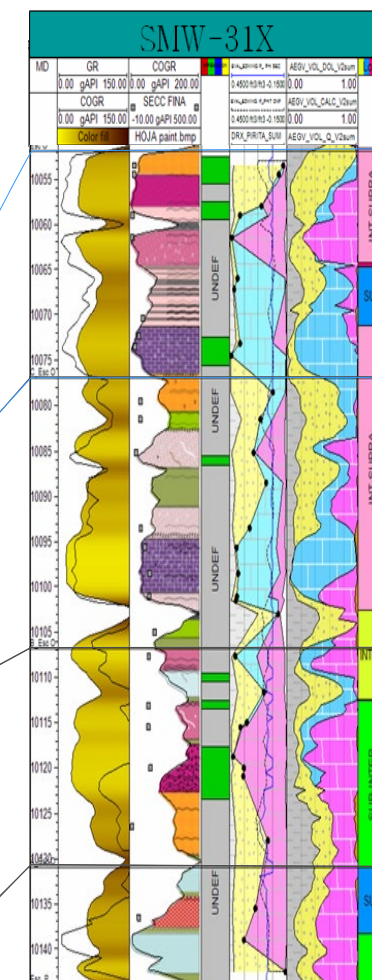
C y D.- Zona Surpramareal:

- Por encima de la marea alta.
- Dolomitización intensa



Cambios del nivel del mar relativamente pequeños pero con un gran impacto en las variaciones litológicas y diagenéticas importantes para la formación de reservorios.



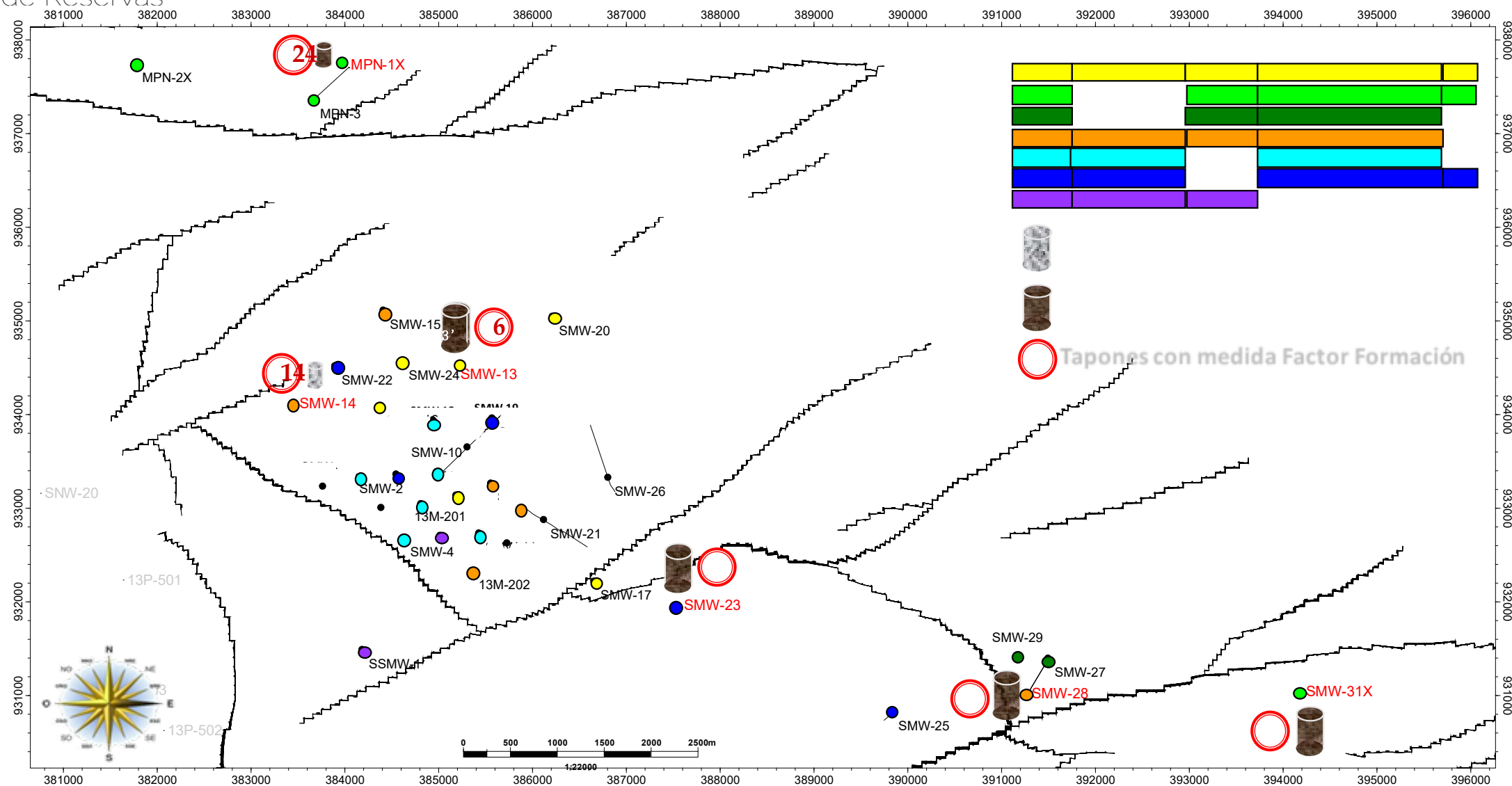


Base Esc "O"

—



5 – 8 de Noviembre 2019
Mar del Plata, Argentina



Pozos Horizontales:

SMW-21 (1812')

SMW-26 (1968')

SMW-30 (1416')

Pozos Con Núcleos (6)

SMW-13

SMW-28

SMW-14

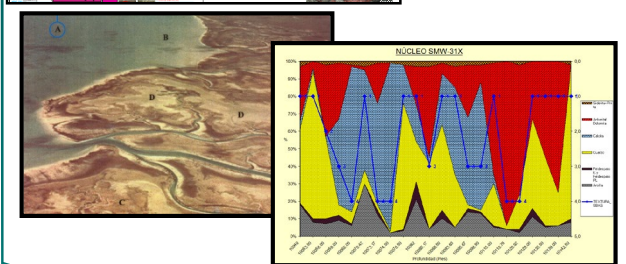
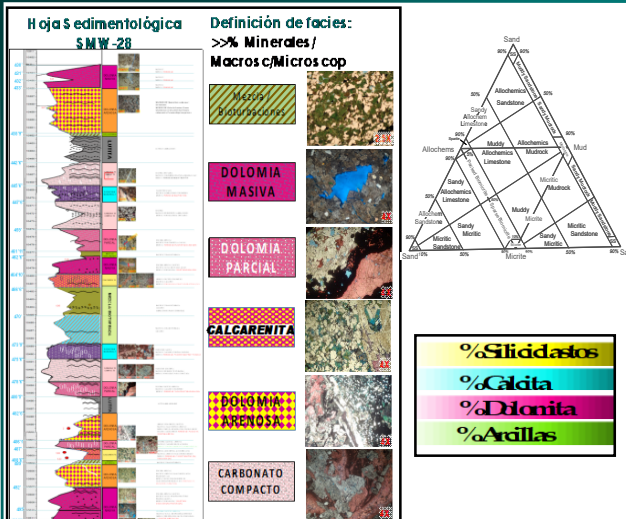
MPN-1X

SMW-23

SMW-31X

Metodología para Generar un Modelo Integrado de Yacimientos Carbonáticos de Doble/Triple Porosidad en Campo Maporal

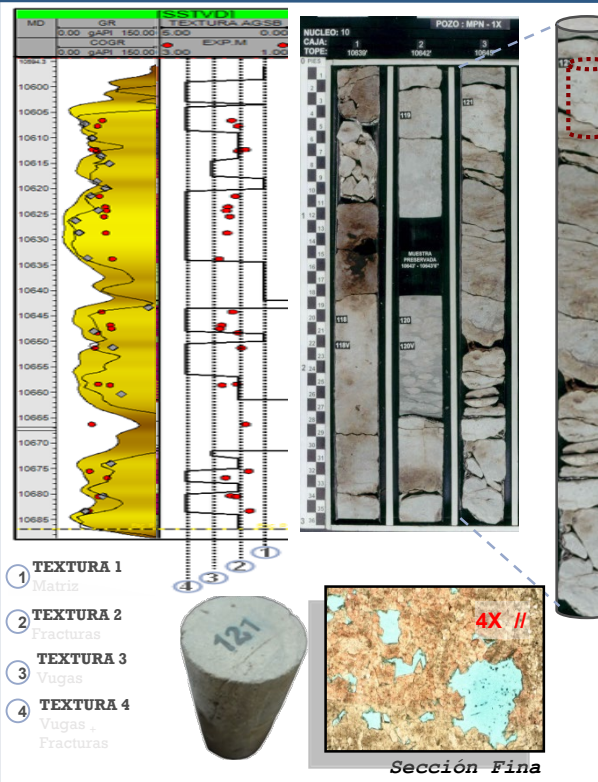
DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA Y MINERALÓGICA



CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y SEDIMENTOLÓGICAS DE LA ROCA

Contenido mineral

DESCRIPCIÓN TEXTURAL

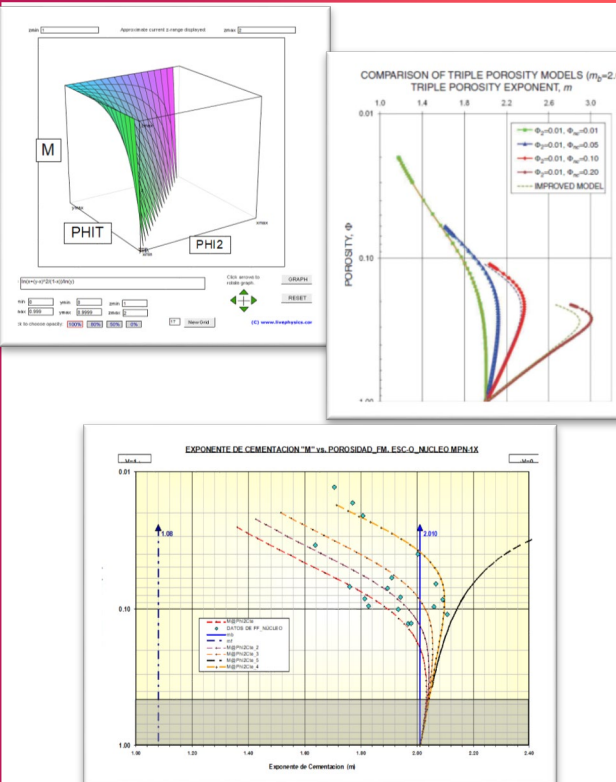


- 1 TEXTURA 1 Matriz
- 2 TEXTURA 2 Fracturas
- 3 TEXTURA 3 Vugas
- 4 TEXTURA 4 Vugas Fracturas

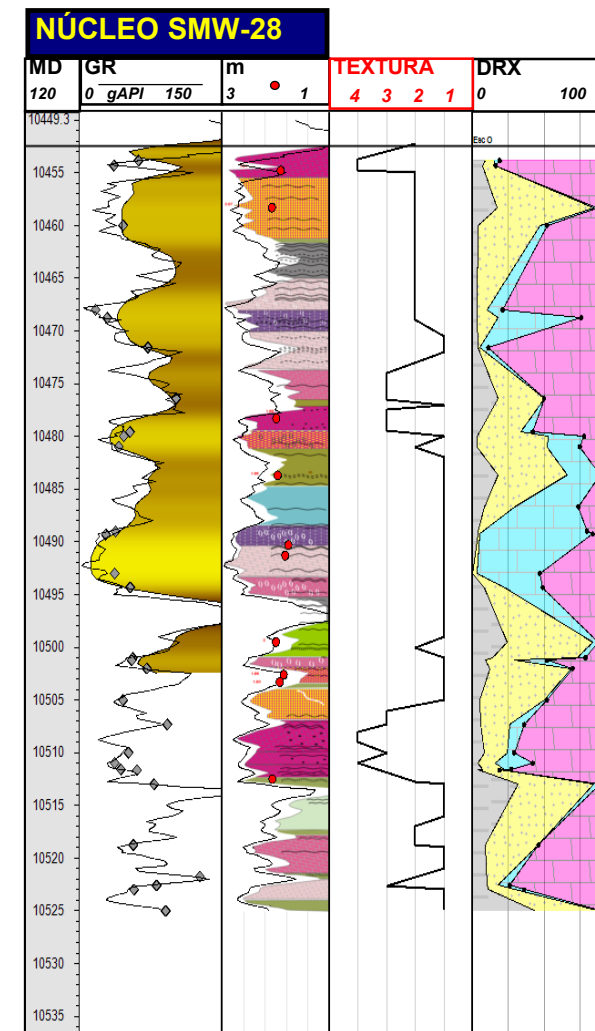
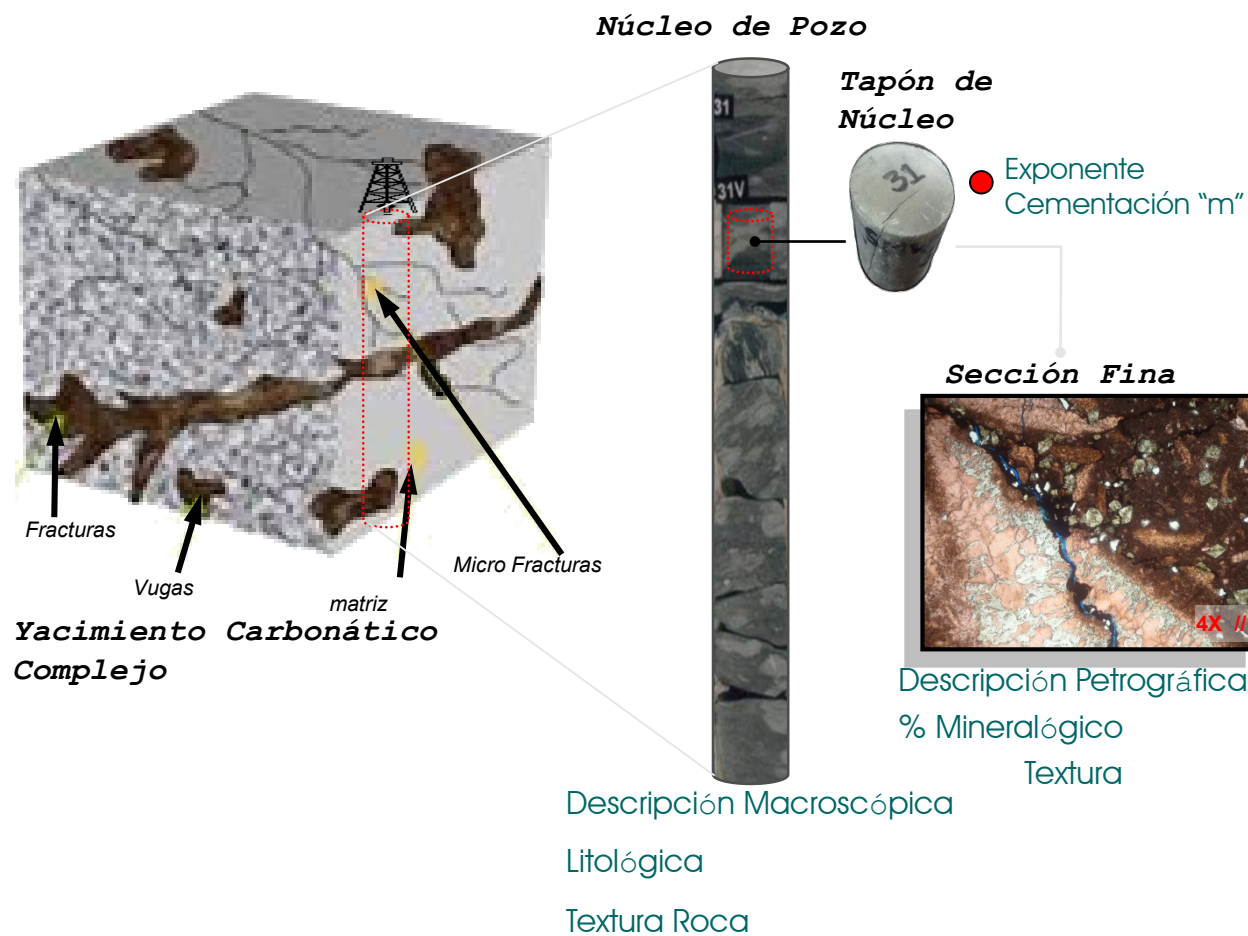
MODELO DE TEXTURAS

Matriz/Fracturas/Vugas

Modelos de "m" variable



"m" POR TEXTURA



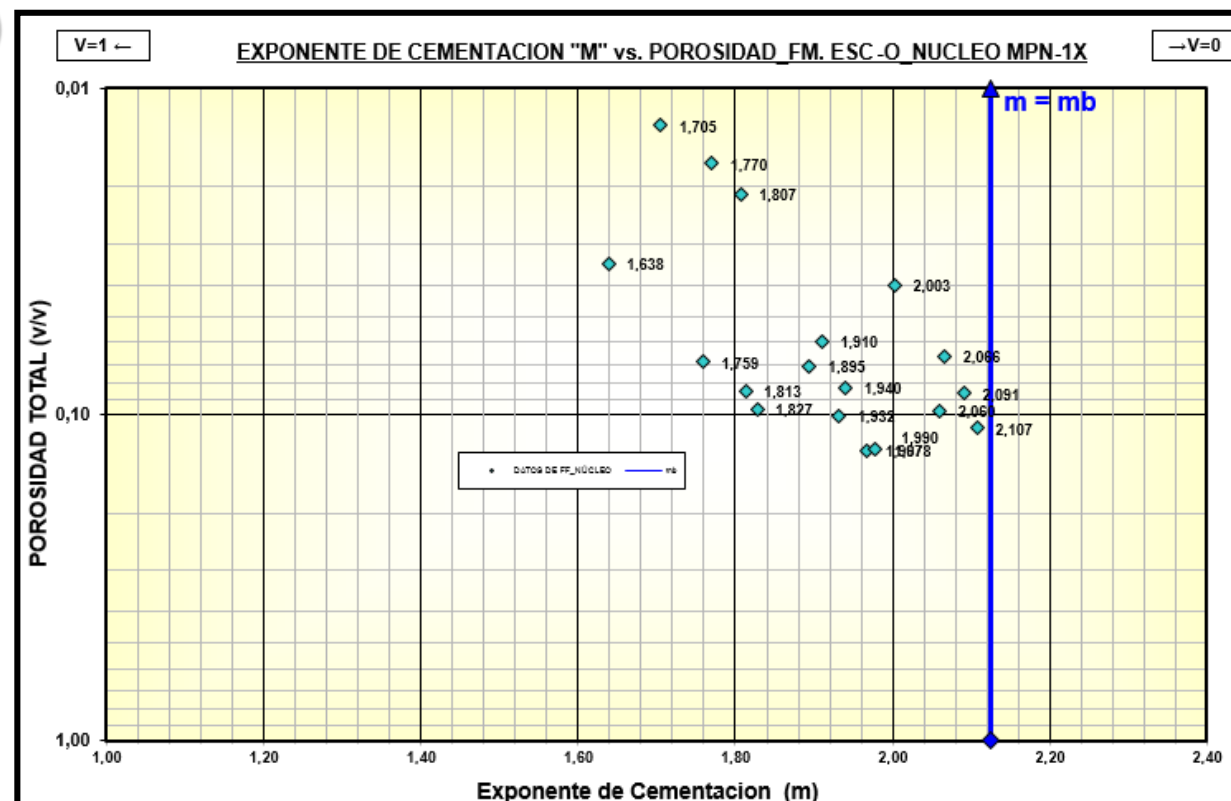
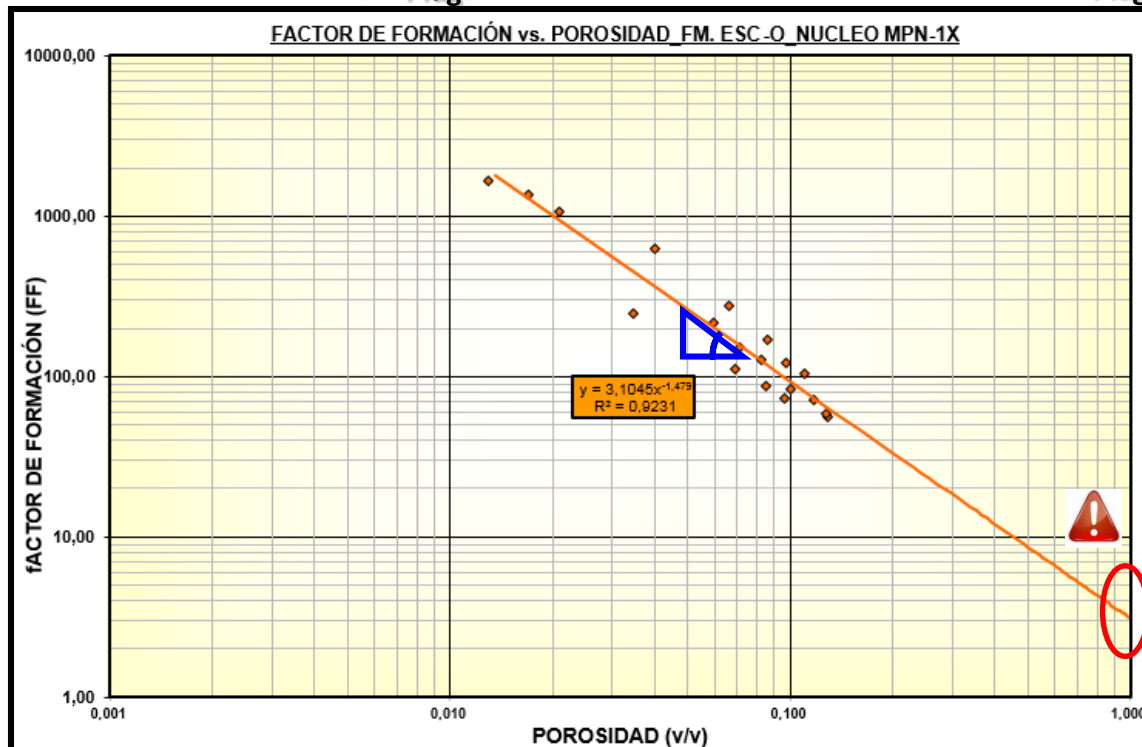
- 4 = Matriz+ Vugas+ Fracturas
- 3 = Matriz+ Vugas
- 2 = Matriz+ Fracturas
- 1 = Sólo Matriz

MODELOS EVALUADOS EN ESTA INVESTIGACIÓN

Núcleo MPN-1X						DESFASE	6
Prueba de Factor de Formación e IR							
Profundidad Núcleo	Prof. de Registro (Desf.AEGV)	Numero de Muestra (pies)	Por. He. (Fracción)	Perm. Horiz. Ka	Den. Grano	FF	Exp. Cementación "m"
10600,6	10606,6	83	0,060	0,024	2,833	217,600	1,910
10606,31	10612,31	88A	0,017	0,0005	2,816	1355,5	1,770
10606,32	10612,32	88B	0,013	0,001	2,784	1645,62	1,705
10606,60	10612,60	88	0,021	0,012	2,815	1074,58	1,807
10617,6	10623,6	99	0,129	11,9	2,761	56,310	1,967
10618,3	10624,3	100	0,117	5,16	2,777	71,48	1,990
10619,5	10625,5	101	0,083	1,30	2,814	126,100	1,940
10622,7	10628,7	104	0,128	60	2,831	58,36	1,978



$$FF = Ro / Rw \quad FF = (\Phi_{plug})^{-m} \longrightarrow m = -Lg(FF) / Lg(\Phi_{plug})$$



MODELOS EVALUADOS EN ESTE PROYECTO

SPE Paper 114174

Role of Natural Fractures and Slot Porosity on Tight Gas Sands

Roberto Aguilera/University of Calgary
Copyright 2008, Society of Petroleum Engineers

$$v = \frac{\phi_2}{\phi} \quad \phi'_b = \frac{\phi - \phi_2^f}{1 - \phi_2^f} \quad f = m_f - (m_f - 1) \frac{\ln \phi}{\ln \phi_2} \quad m = \frac{\log \left[\frac{1}{\{(v\phi)^{m_f} + [1 - (v\phi)^{m_f}] / \phi_b^{-m_b}\}} \right]}{-\log \phi}$$

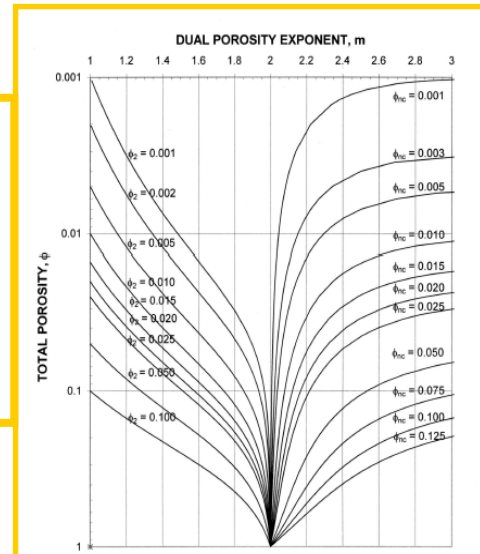


FIG. 1 Chart for evaluating dual porosity systems from logs (After Aguilera and Aguilera, 2003).

A partir de los modelos de Dr. Roberto Aguilera (2008) y Dr. Al-Ghamdi 2011, Guzmán y Barrios proponen una combinación de ambos, considerando un modelo integrado de Triple Porosidad que depende de V ó Φ_2 , y de V_{NC} , pero que a su vez tome en cuenta los cambios de “ mf ” en las fracturas.

Modelo Integrado de Triple porosidad (Guzmán-Barrios, 2017):

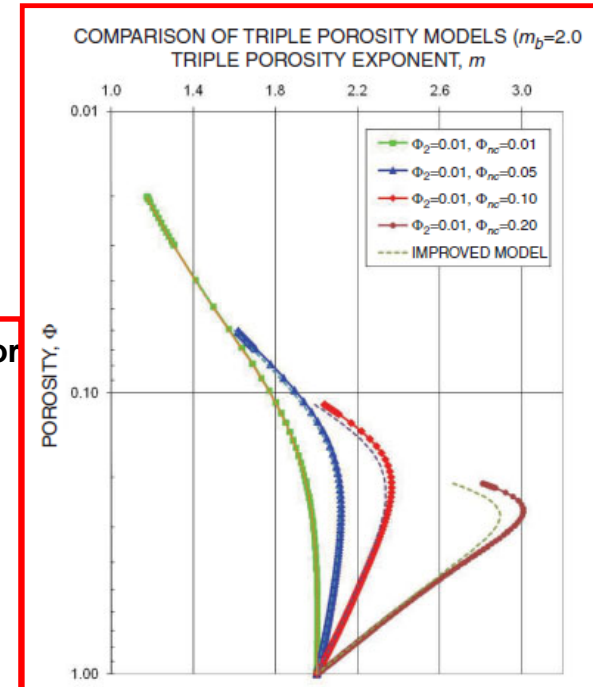
$$m = \frac{-\log \left[\phi_{NC} + \frac{(1 - \phi_{NC})^2}{\phi_2^{mf} + (1 - \phi_2^{mf} - \phi_{NC}) / \phi_b^{-mb}} \right]}{\log(\phi)}$$



Al-Ghamdi, et al., 2011. An improved triple-porosity model for evaluation of naturally fractured reservoirs

Modelo Integrado de Triple porosidad, con mejoras matemáticas con respecto al anterior modelo.

$$m = \frac{-\log \left[\phi_{nc} + \frac{(1 - \phi_{nc})^2}{\phi_2 + (1 - \phi_2 - \phi_{nc}) / \phi_b^{-mb}} \right]}{\log \phi}$$

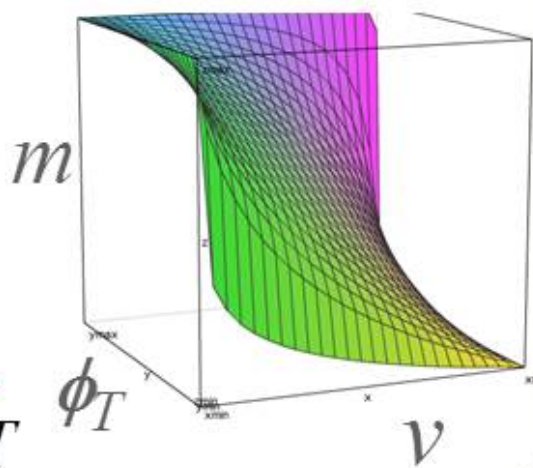
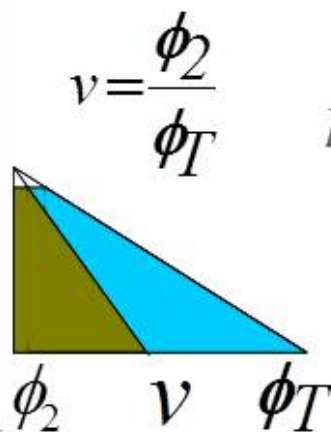


Variaciones de la Ecuación general, en función de la relación entre porosidad secundaria conectada (Φ_2) y la Porosidad Total (Φ_T).

$$m = \frac{-\log \left[\phi_{NC} + \frac{(1 - \phi_{NC})^2}{\phi_2^{mf} + (1 - \phi_2^{mf} - \phi_{NC}) / \phi_b^{-mb}} \right]}{\log(\phi)}$$

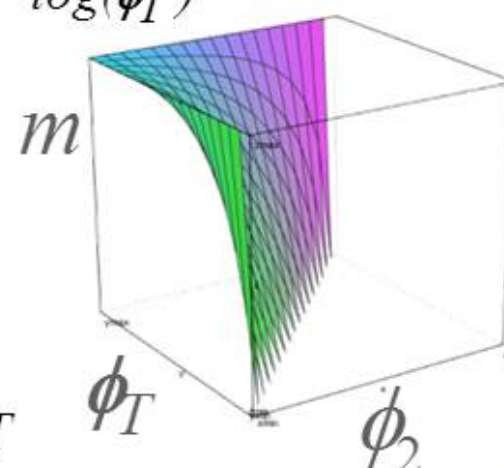
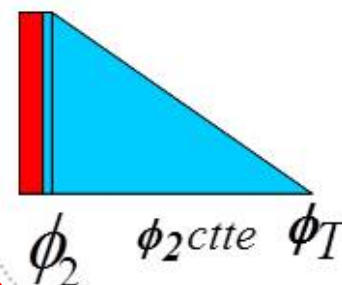
"v" Como variable dependiente

$$m = \frac{-\log \left[\frac{1}{(v\phi_T)^{m_f} + (1 - (v\phi_T)^{m_f}) / \phi_b^{-m_b}} \right]}{\log(\phi_T)}$$



Φ_2 Como variable dependiente

$$m = \frac{-\log \left[\frac{1}{\phi_2^{m_f} + (1 - \phi_2^{m_f}) / \phi_b^{-m_b}} \right]}{\log(\phi_T)}$$



Guzmán 2017

Técnica #1 – Cálculo de parámetros en pozos donde se cuenta con un registro sínico

RAIGA-CLEMENCEAU (1988)

$$\phi = 1 - \left(\frac{t_{ma}}{t} \right)^{1/x} \Rightarrow \phi_m = C^* \left[1 - \left(\frac{DT_{Matriz}}{DT_{Log}} \right)^{1/2} \right]$$

C: Factor de ajuste con base a la data de núcleos en cada trampa

Coeficiente Ajuste al modelo de Raiga-Clemenceau (1988)	
Pozo	Coeficiente Ajuste
AS-13	0.5241
AS-14	0.4342
AS-28	0.5953
ASN-1	0.9063
ASX-31	0.3827

$$DT_{mat_DRX} = \frac{(DT_Q \times V_{Qz} DRX \times \rho_{Qz}) + (DT_{Cal} \times V_{Cal} DRX \times \rho_{Cal}) + \dots + (DT_N \times V_N DRX \times \rho_N)}{(V_{Qz} DRX \times \rho_{Qz}) + (V_{Cal} DRX \times \rho_{Cal}) + \dots + (V_N DRX \times \rho_N)}$$

Núcleo	mb_Cte
MPN-1X	1,95
SMW-14	2,45
SMW-13	1,6
SMW-23	2
SMW-28	2

$$\Phi_{SecTotal} = \Phi_{T_DN} - \Phi_m$$

$$\Phi_{Bulk} = \frac{\Phi_m}{1 - \Phi_{SecTotal}}$$

$$m = \frac{-\log \left[\phi_{NC} + \frac{(1 - \phi_{NC})^2}{\phi_2^{mf} + (1 - \phi_2^{mf} - \phi_{NC}) / \phi_b^{-mb}} \right]}{\log(\phi)}$$

$\Phi_{SecTotal} = \phi_2 + \phi_{NC}$

Ahora bien, es necesario buscar una manera de estimar los valores por separado de porosidad secundaria conectada y no conectada. Debido a la falta de registros de imágenes acústicas o resistivas, se acude a la revisión de la información que ofrecen los análisis especiales de núcleo de FF.

El procedimiento consistió en construir una serie de curvas simuladas de "m", utilizando la ecuación general y considerando un modelo de triple porosidad. El objetivo fue lograr un cotejo entre el tren de curvas generadas, con el comportamiento general de los puntos medidos de "m" en los tapones de núcleos.

Técnica #1 – Cálculo de parámetros en pozos donde se cuenta con un registro sónico

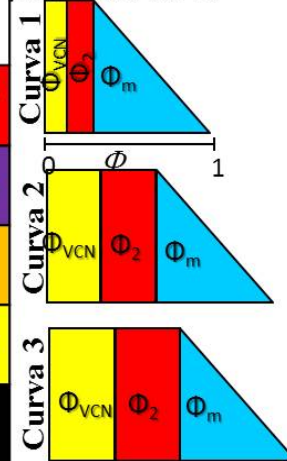
Es necesario realizar sensibilidades de los parámetros involucrados (Φ_2 , Φ_{VNC} , m_b , m_f), de forma que este tren de curvas ajuste bien con el conjunto de puntos de "m" provenientes de las pruebas de FF. Los valores de " m_b " y " m_f " se mantienen constantes, y opcionalmente se pueden desarrollar tres tipos de ajuste:

- Variar la relación definida como (Φ_{VNC}/Φ_2), lo que es análogo a definir un cociente de ($\Phi_{VCN}/\Phi_{SecTotal}$).
- Mantener constante la Φ_2 y variar la Φ_{VNC} .
- Mantener constante la Φ_{VNC} y variar la Φ_2 .

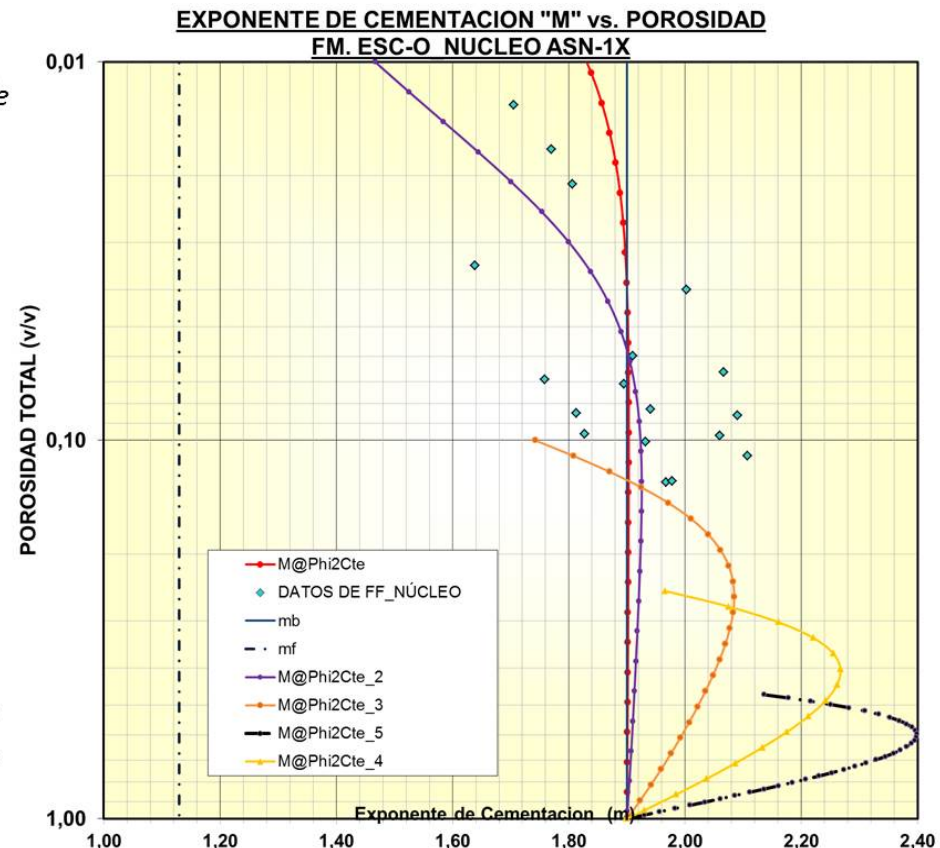
Ej. a)

Determinación de parámetros mediante ajuste de datos de FF núcleo ASN-1X					
m_b	m_f	$\Phi_{SecTotal}$	FR ($\Phi_{VCN}/\Phi_{SecTotal}$)	Φ_{VCN}	Φ_2
1,9	1,13	0,001	75%	0,00075	0,00025
1,9	1,13	0,01	75%	0,0075	0,0025
1,9	1,13	0,1	75%	0,075	0,025
1,9	1,13	0,25	75%	0,1875	0,0625
1,9	1,13	0,47	75%	0,3525	0,1175

Representación gráfica de los valores de porosidad para cada curva



En este caso la relación ($\Phi_{VNC}/\Phi_{SecTotal}$) ó lo que es igual, la relación (Φ_{VNC}/Φ_2), se mantiene constante en cada curva de cotejo.

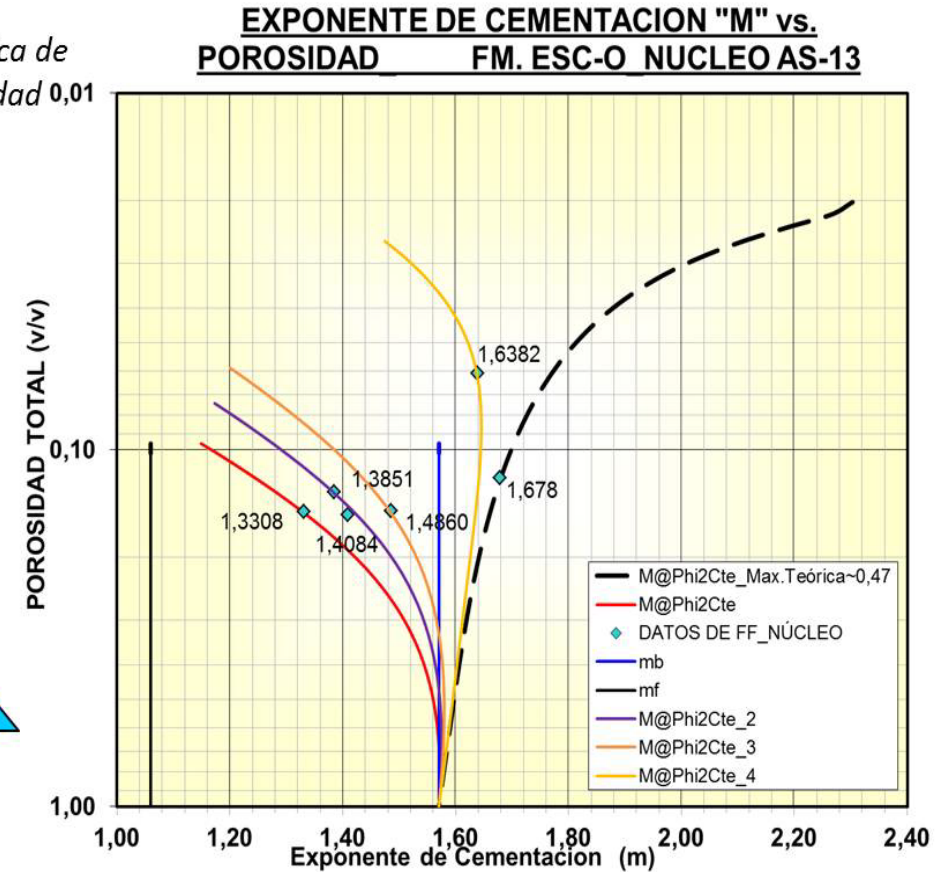
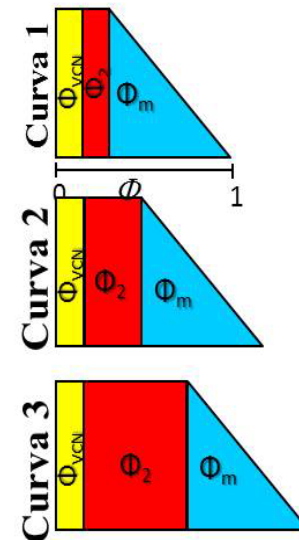


Técnica #1 – Cálculo de parámetros en pozos donde se cuenta con un registro sónico

Ej. c)

Determinación de parámetros mediante ajuste de datos de FF núcleo AS-13					
mb	mf	Φ_{SecTotal}	FR ($\Phi_{\text{VCN}}/\Phi_{\text{SecTotal}}$)	Φ_{VCN}	Φ_2
1,570	1,06	0,096	20,83%	0,02	0,076
1,570	1,06	0,074	27,03%	0,02	0,054
1,570	1,06	0,059	33,90%	0,02	0,039
1,570	1,06	0,026	76,92%	0,02	0,006
1,570	1,06	0,0202	99,01%	0,02	0,0002

Representación gráfica de los valores de porosidad 0,01 para cada curva



En general, el modelo que mejor representó las tendencias de los datos de núcleos del campo de estudio fue el tercer modelo "c)", es decir, una serie de curvas que mantienen valores de Φ_{VCN} constantes en todas las muestras, mientras que el factor variante es la Φ_2 . Esto indica que el yacimiento efectivamente contiene vugas aisladas a lo largo de la mayoría del estrato, sin embargo, lo que diferencia una zona de otra es la cantidad de fracturas o el índice de vugs conectadas.

Técnica #2 – Cálculo de Parámetros donde NO se cuenta con un Registro Sónico, pero SÍ con registros de Res. Laterolog.

Cubic matrix Model

JCPT-94-09-02

$$\phi_2 = 1 - x^3 \quad \text{.....(B-1)}$$

$$mf = \frac{-\lg(FF)}{\lg(\phi_2)} \quad \text{.....(B-2)}$$

$$FF = \frac{X}{(1-X^2)} + \frac{1}{(1+X)} \quad \text{.....(B-3)}$$

(B-4)

$$\phi_2 = \frac{\left(\frac{1}{LLS} - \frac{1}{LLD} \right)^{\frac{1}{mf}}}{\left(\frac{1}{Rmf} - \frac{1}{Rw} \right)^{\frac{1}{mf}}}$$

(B-5)

$$mf = \frac{-\lg \left(\frac{(1-\phi_2)^{\frac{1}{3}}}{1 - (1-\phi_2)^{\frac{2}{3}}} + \frac{1}{1 + (1-\phi_2)^{\frac{1}{3}}} \right)}{\lg(\phi_2)}$$

Dos ecuaciones con dos incógnitas → **ITERACIONES**
 m_f y ϕ_2 Aguilera R., 1994

Partiendo de la metodología del profesor Aguilera, se propone un planteamiento algebraico alterativo para determinar directamente, sin iteraciones ni aproximaciones, los valores de la porosidad secundaria (Φ_2) y exponente de cementación de las fracturas (m_f) de manera continua para cada pozo,

$$m = \frac{-\log \left[\phi_{NC} + \frac{(1-\phi_{NC})^2}{\phi_2^{mf} + (1-\phi_2^{mf} - \phi_{NC}) / \phi_b^{-mb}} \right]}{\log(\phi)}$$

$$G = \frac{\left(\frac{1}{LLS} - \frac{1}{LLD} \right)}{\left(\frac{1}{Rmf} - \frac{1}{Rw} \right)}$$

$$X = \sqrt{(1-G)}$$

$$\phi_2 = 1 - X^3$$

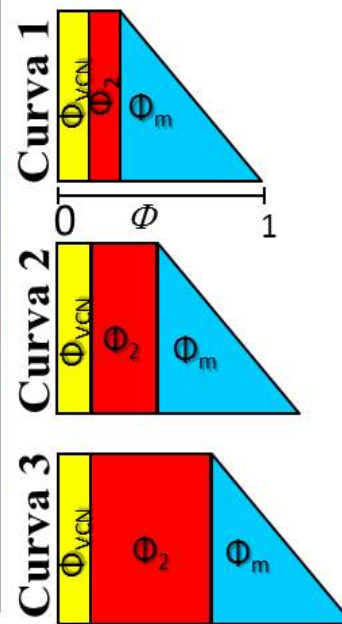
$$mf = \frac{Lg(G)}{Lg(\phi_2)}$$

Se aplica una técnica adicional basada en el trabajo del profesor Roberto Aguilera de 1994, en el cual se definió Φ_2 y “ m_f ” de fracturas considerando un modelo de matriz cúbica, y mediante iteraciones cíclicas entre dos ecuaciones.

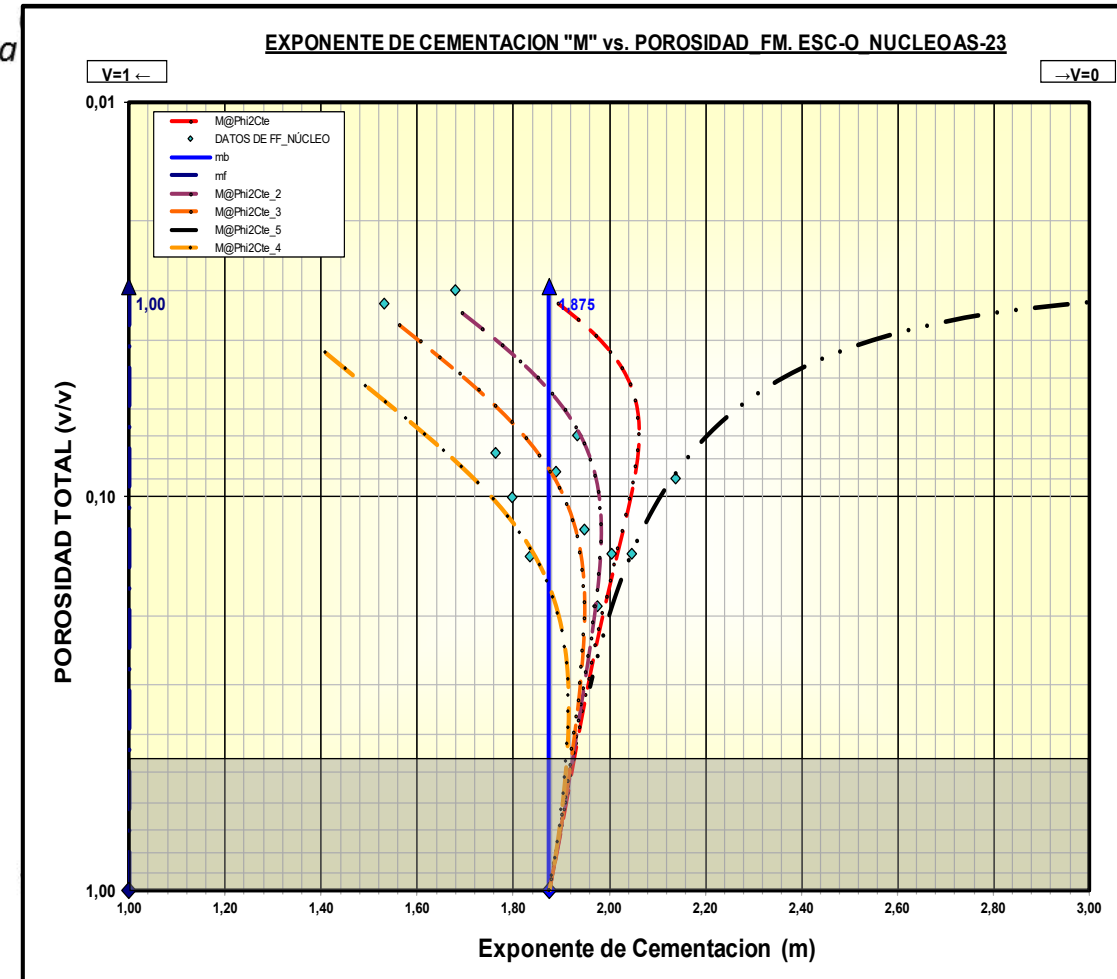
Técnica #2 – Cálculo de Parámetros donde no se cuenta con un Registro Sónico, pero sí se cuenta con registros de Resistividad Laterolog.

Determinación de parámetros mediante ajuste de datos de FF núcleo AS-23					
mb	mf	Φ_{SecTotal}	FR ($\Phi_{\text{VCN}}/\Phi_{\text{SecTotal}}$)	Φ_{VCN}	Φ_2
1,875	1,08	0,0294	95,24%	0,028	0,0014
1,875	1,08	0,03108	90,09%	0,028	0,00308
1,875	1,08	0,03332	84,03%	0,028	0,00532
1,875	1,08	0,0392	71,43%	0,028	0,0112
1,875	1,08	0,02800003	100,00%	0,028	2,8E-08

Representación gráfica de los valores de porosidad para cada curva



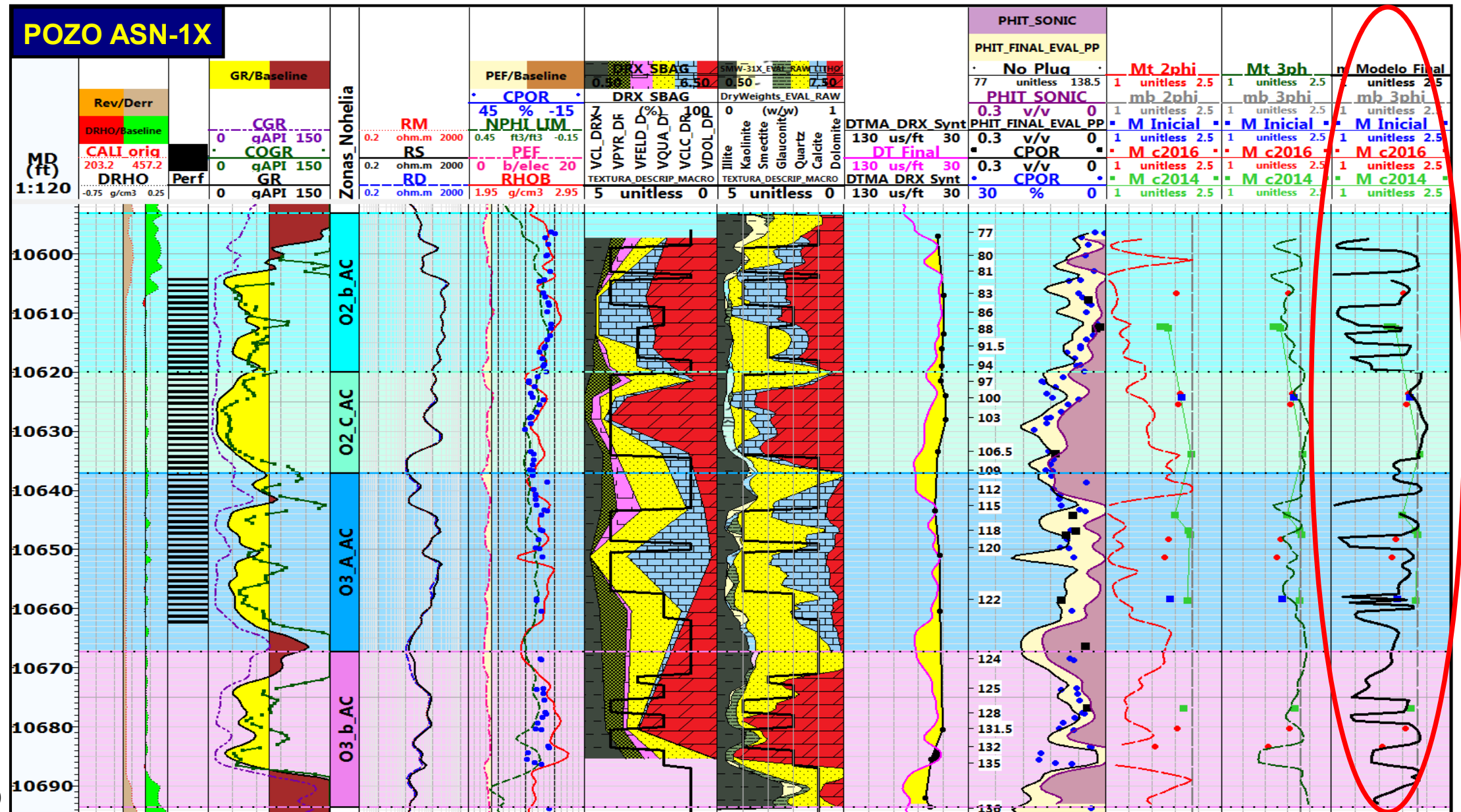
EXPONENTE DE CEMENTACION "M" vs. POROSIDAD FM. ESC-O NUCLEO AS-23

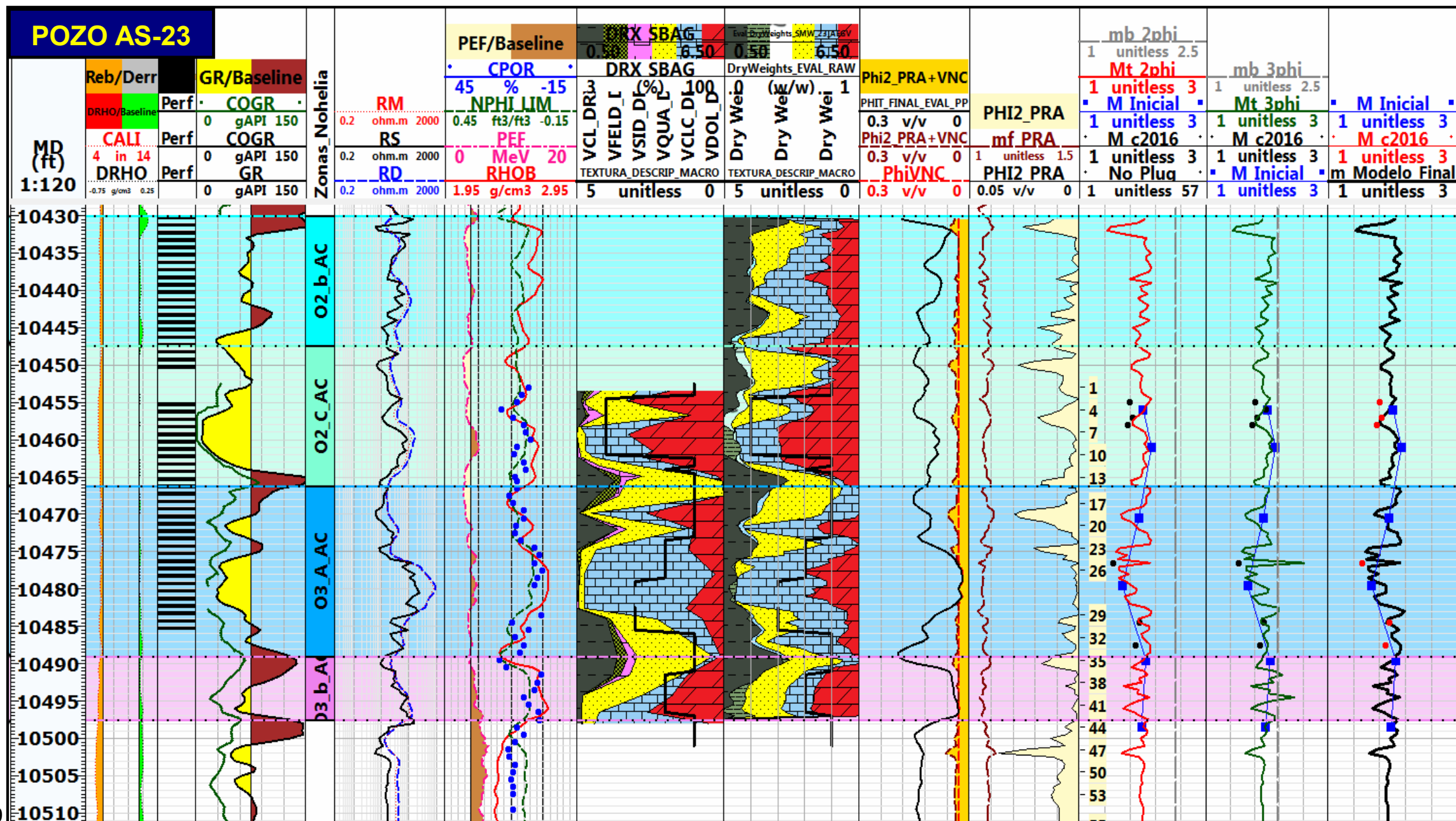




EVALUACIÓN PETROFÍSICA EN POZOS CONTROL

Validación de los Modelos ajustados en los núcleos disponibles

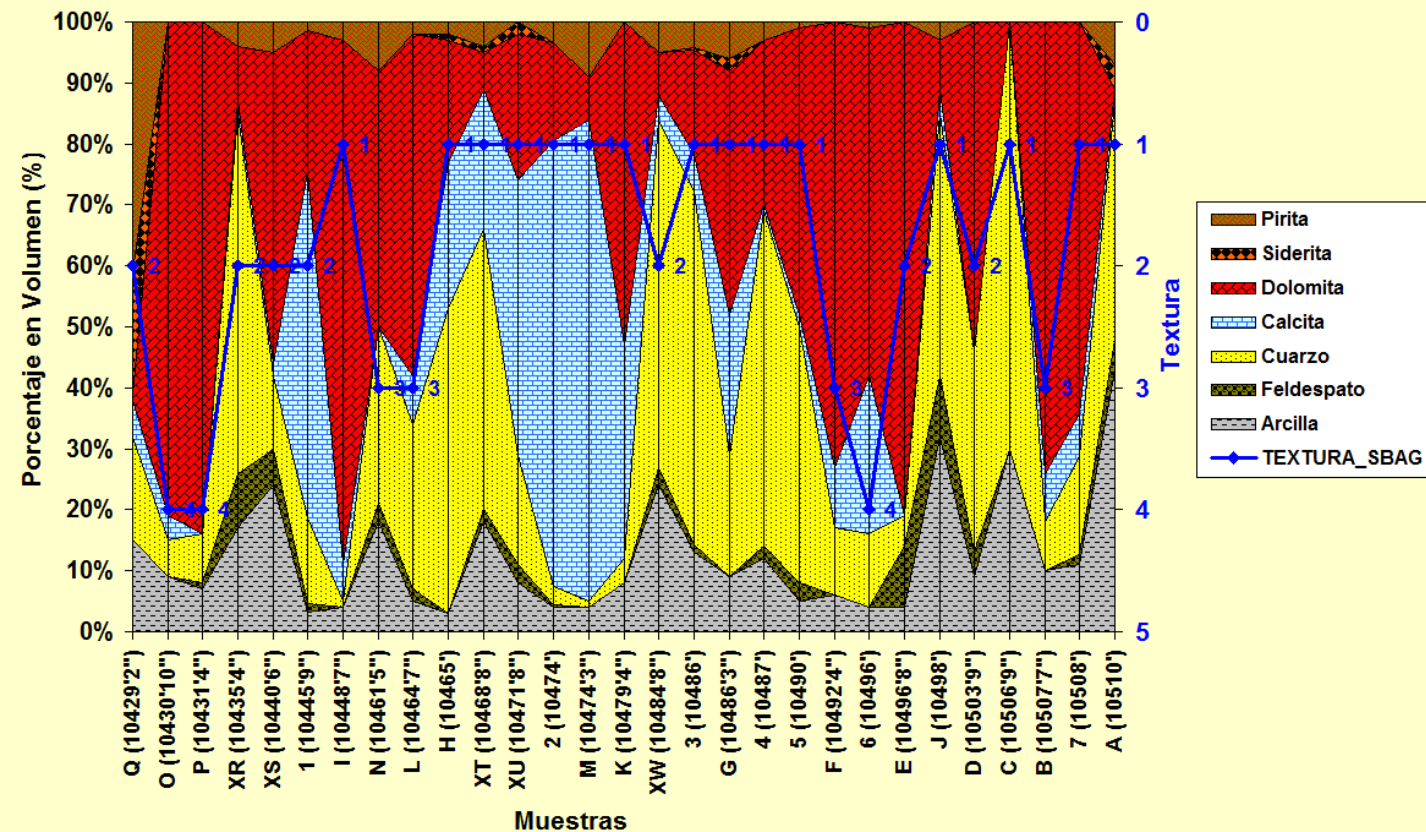




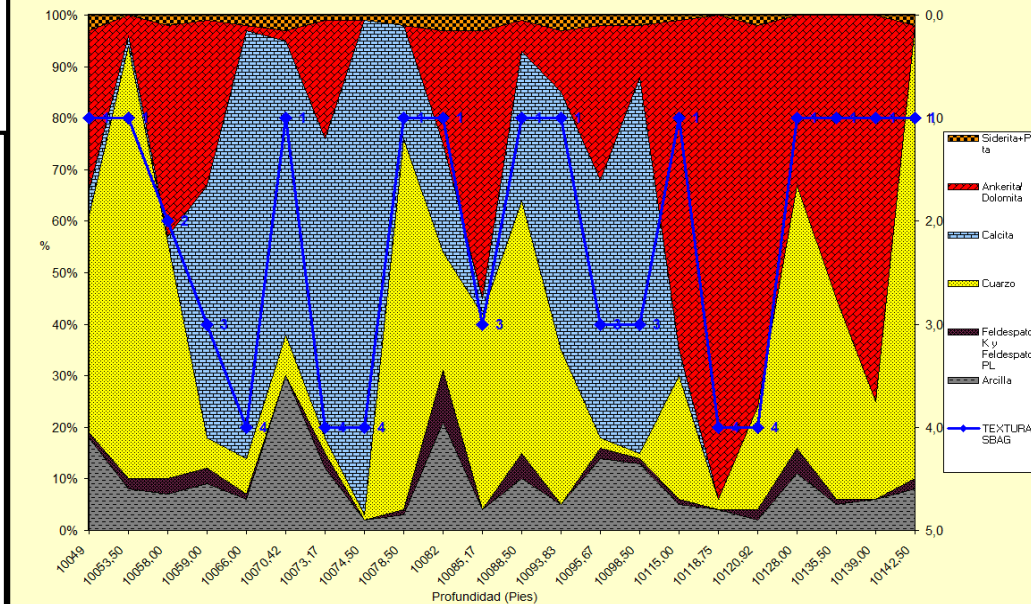


Uso de la mineralogía en Redes Neuronales, para propagar la textura en pozos no control

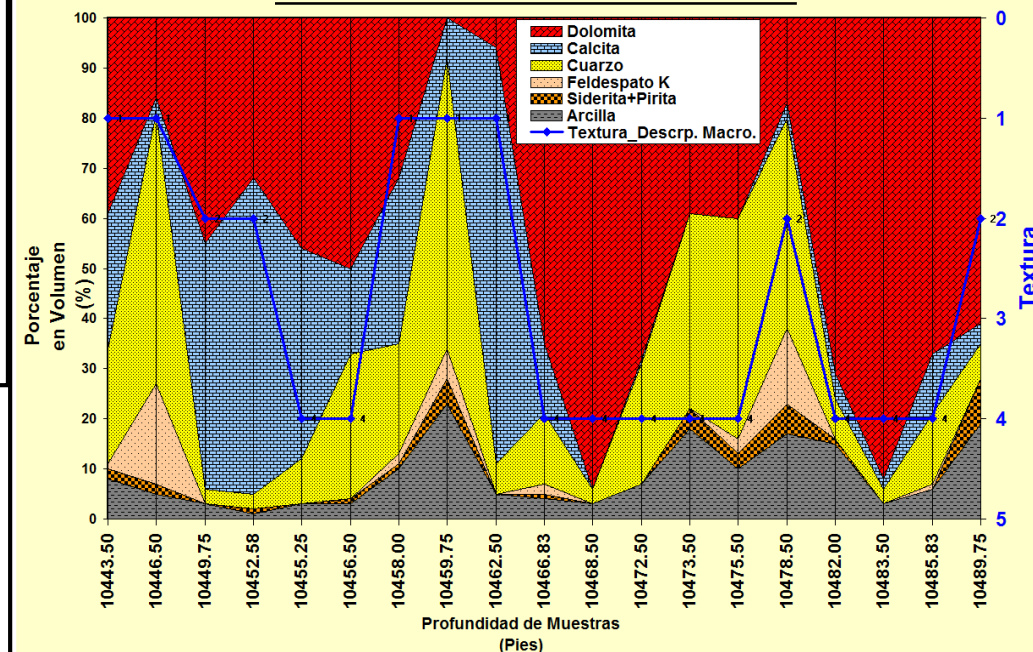
DIFRACCIÓN DE RAYOS X en Pozo AS-28



NÚCLEO SMW-31X

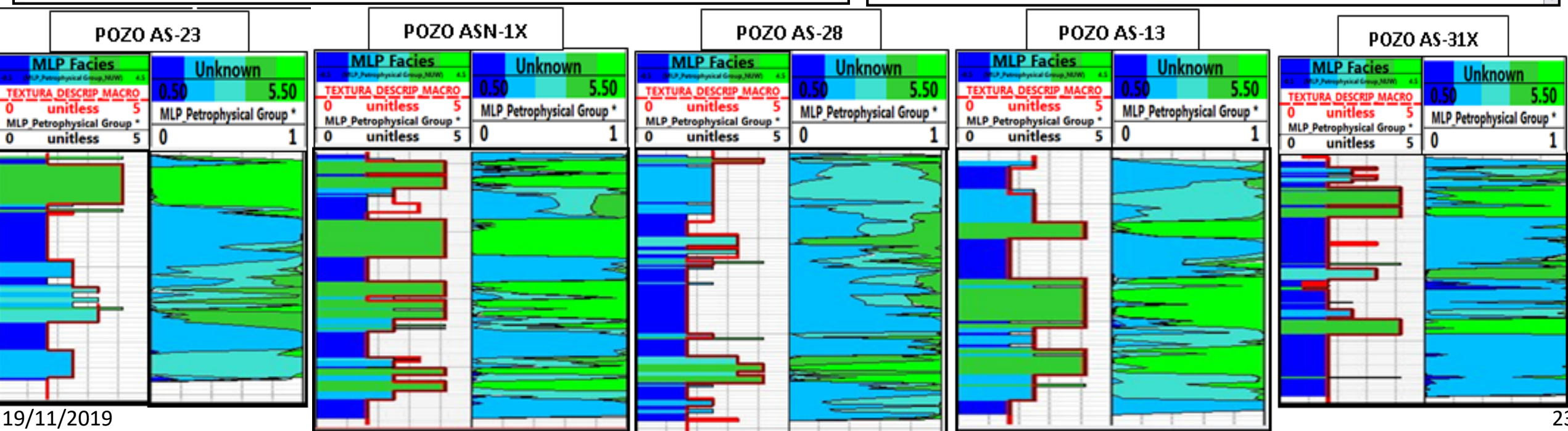
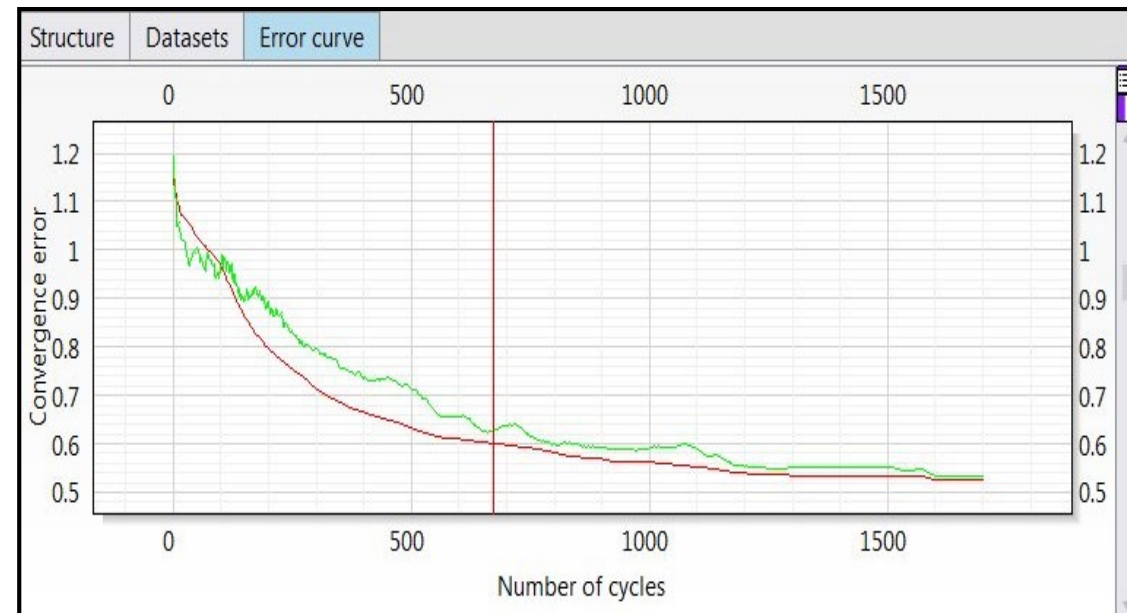
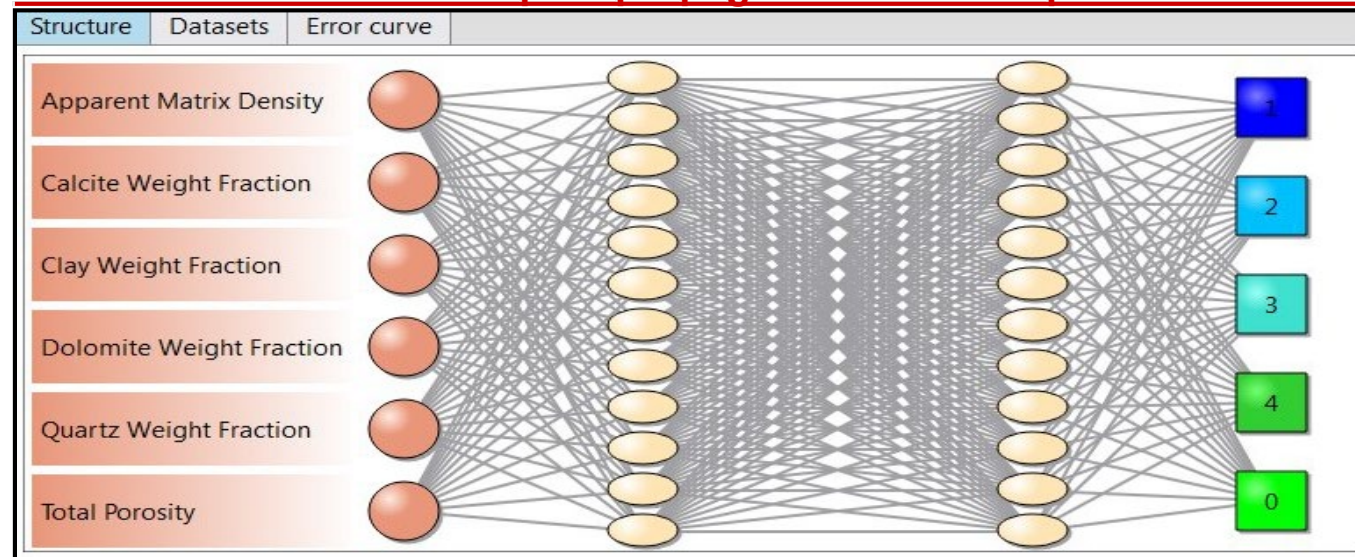


DIFRACCIÓN DE RAYOS X en Pozo AS-13



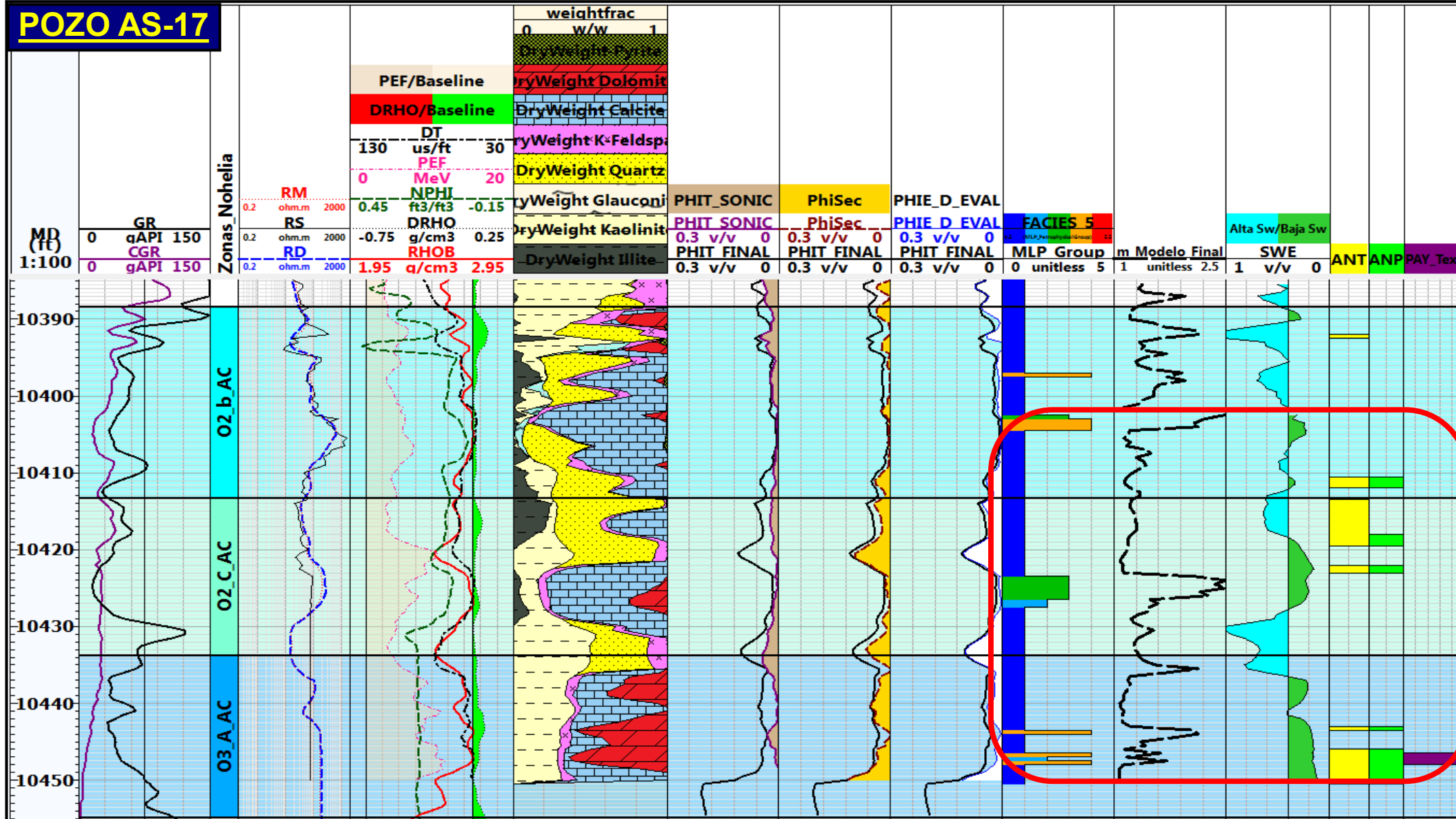


Uso de Redes Neuronales para propagar la textura en pozos no control



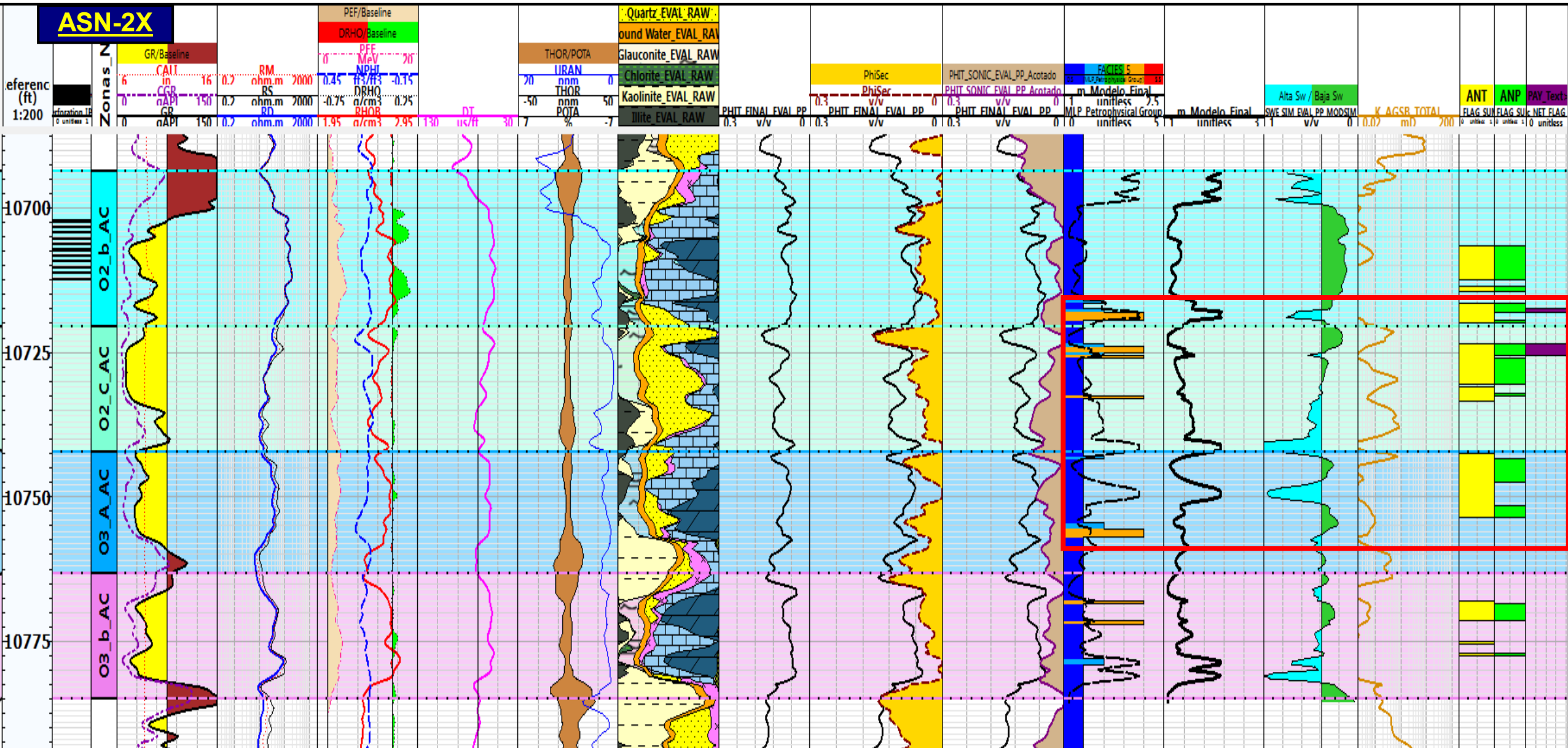


EVALUACIÓN PETROFÍSICA EN POZOS NO CONTROL





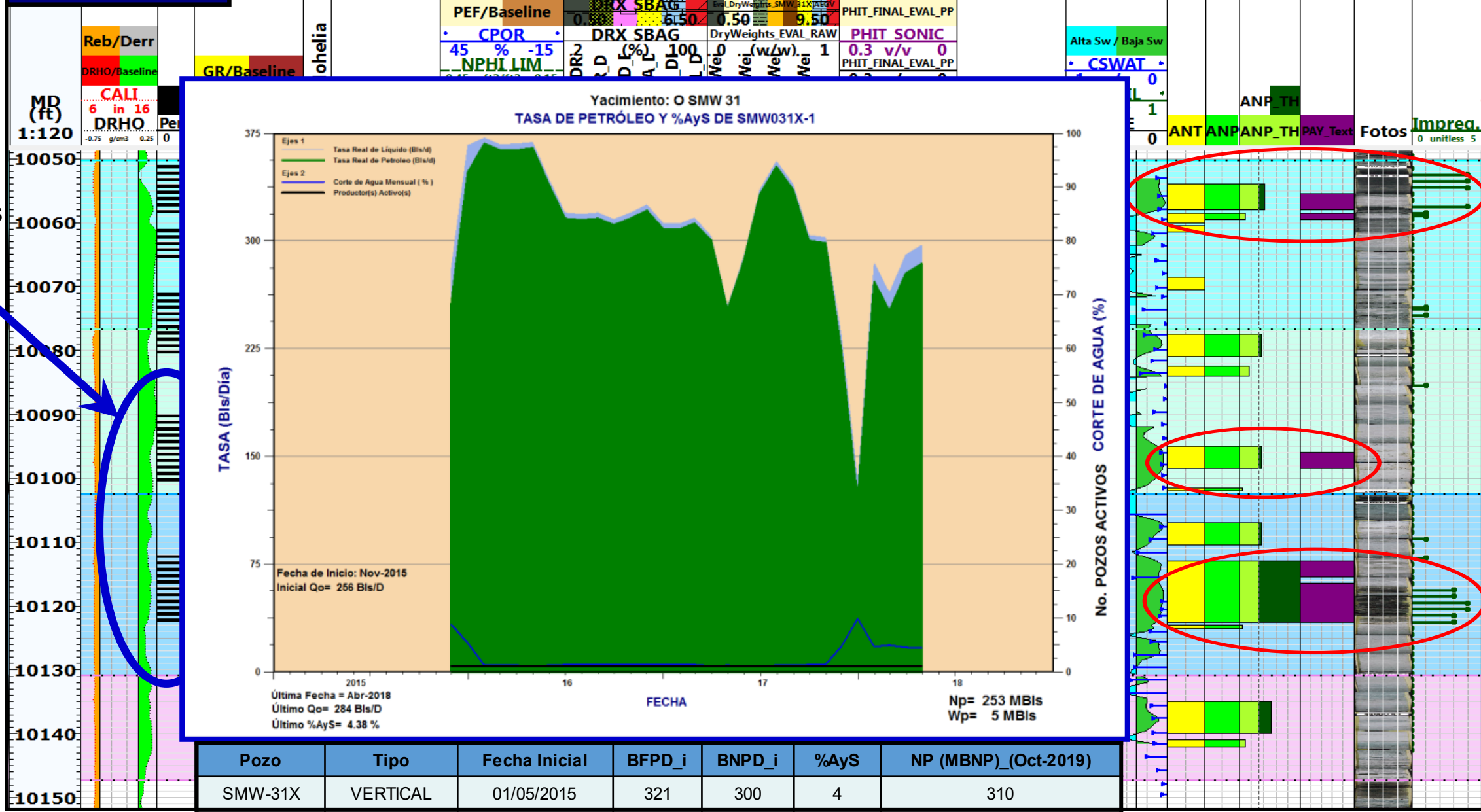
EVALUACIÓN PETROFÍSICA EN POZOS NO CONTROL



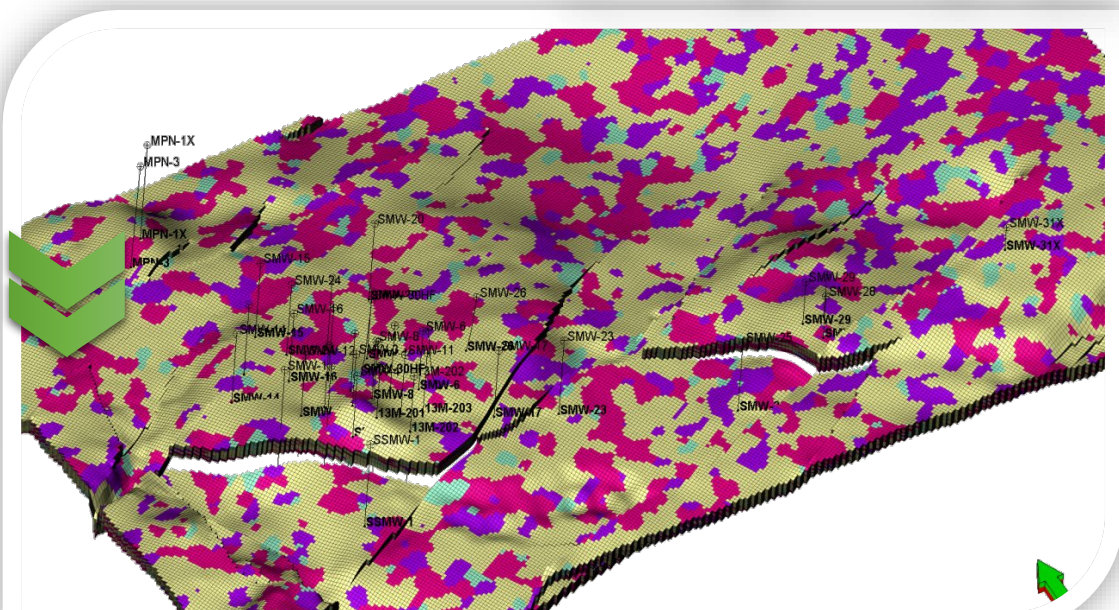
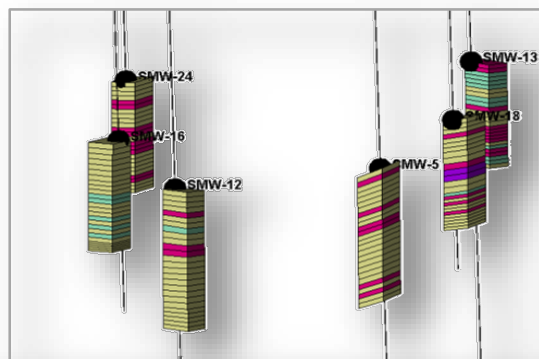


POZO SXX-31X

Nuevas
Perforaciones
propuestas
durante este
proyecto.

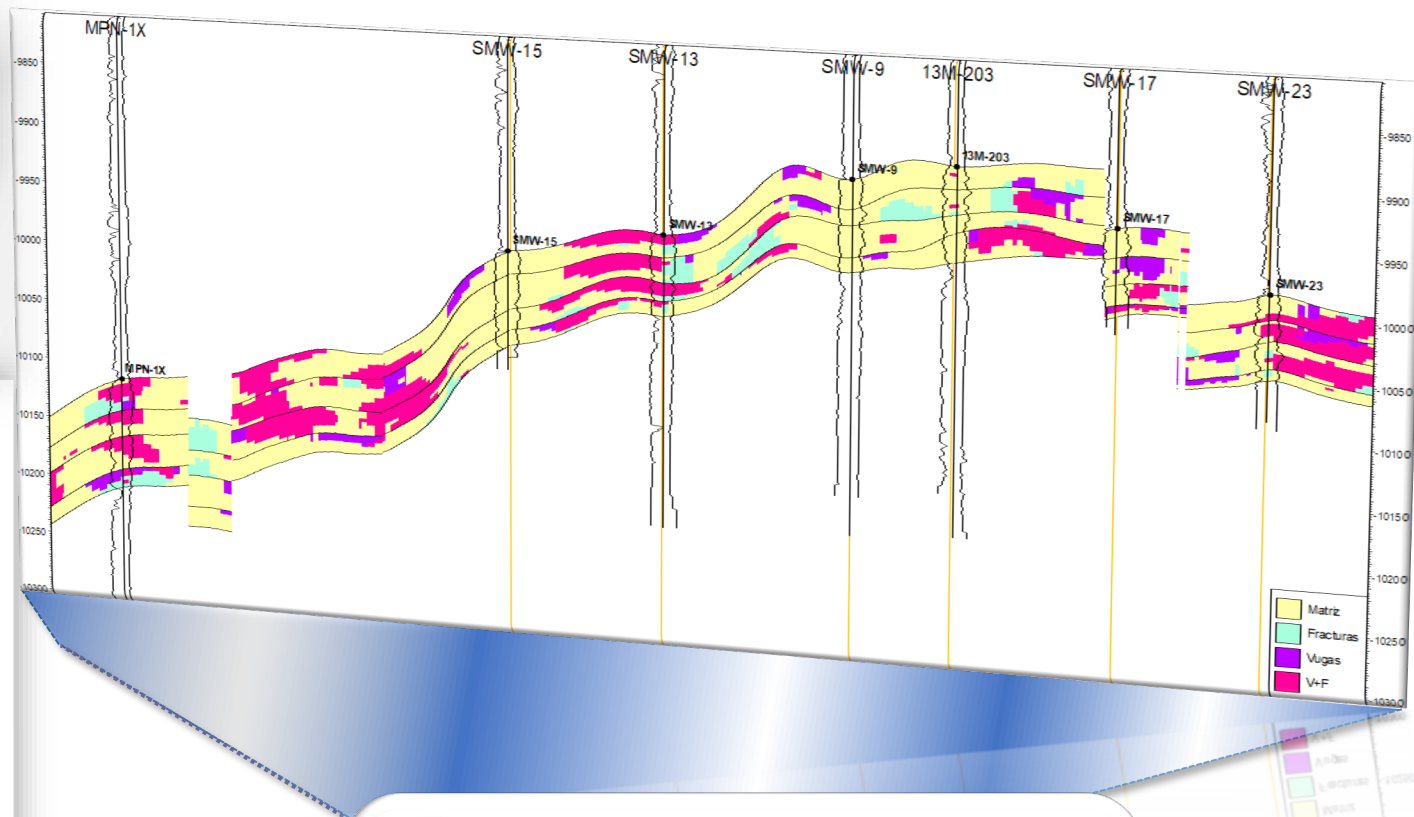


REGISTRO DISCRETO DE TEXTURA PARA TODOS LOS POZOS A PARTIR DE LAS REDES NEURALES



C

Modelo de textura con una
distribución variable tanto
lateral como verticalmente

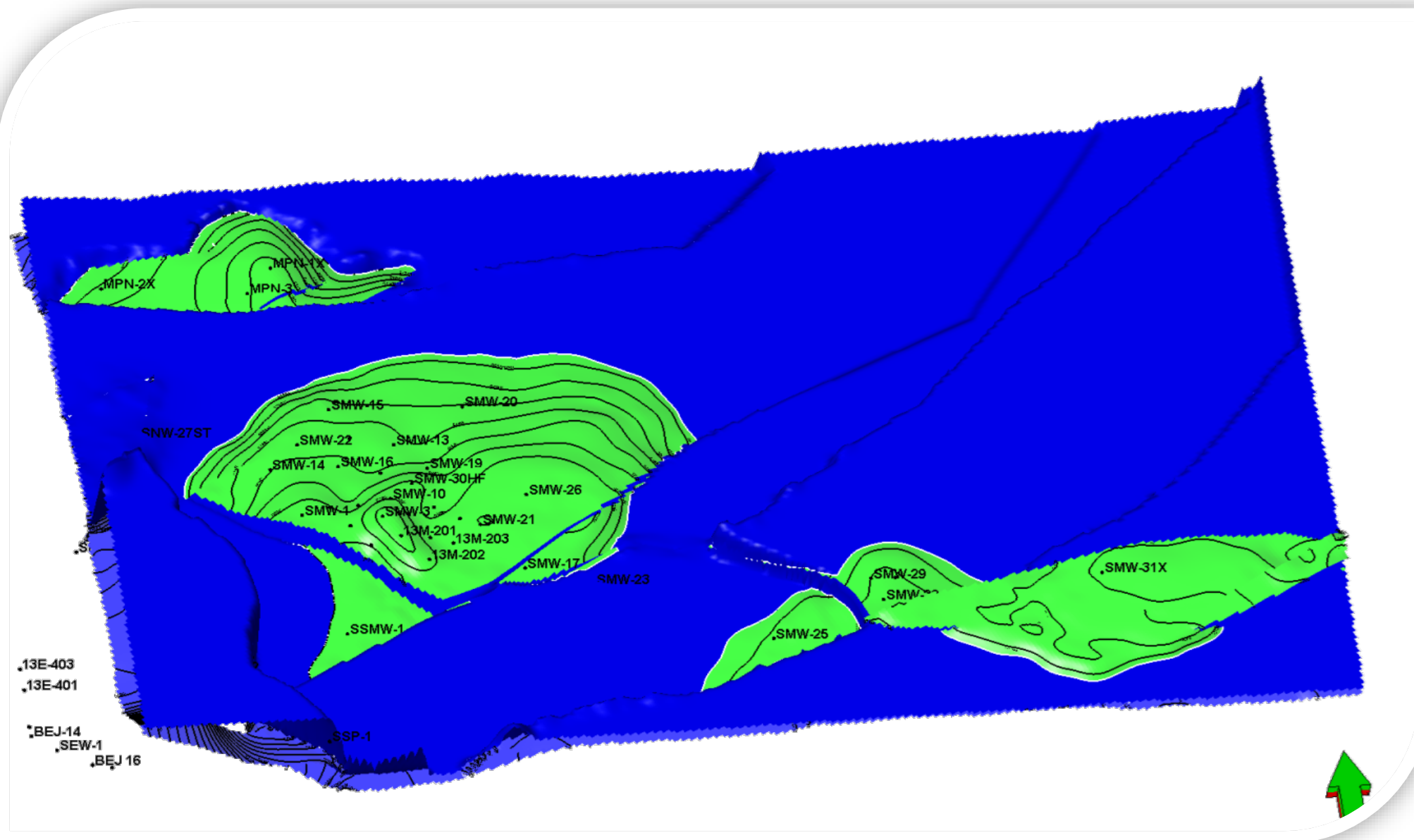


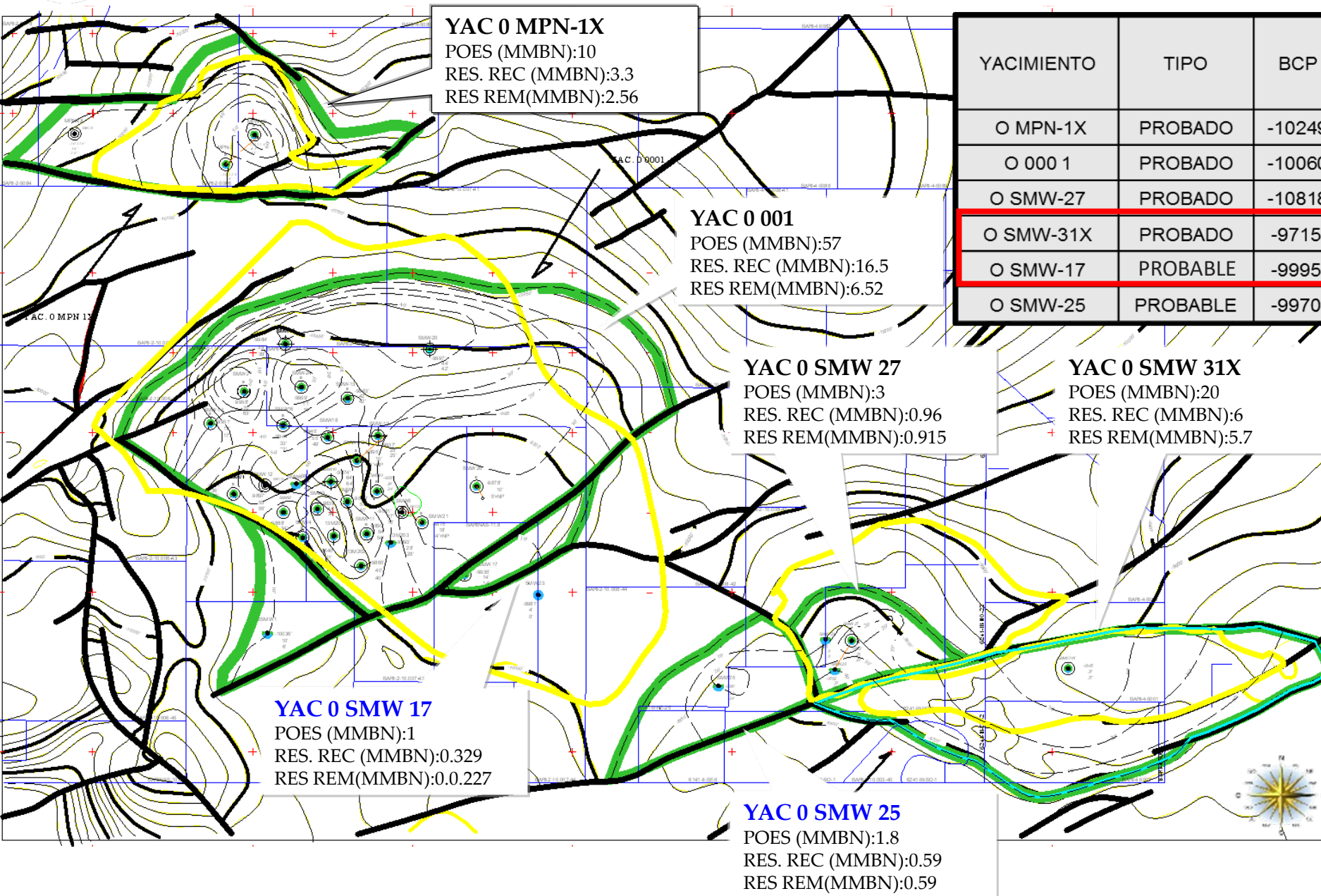
C

- 1 La dolomitización masiva se da
de manera muy local
- 2 Gran variación Vertical y
horizontal de facies.



Cálculo de Reservas Para Yacimientos Complejos





YACIMIENTO	TIPO	BCP	POES (MMBN)	RESERVAS RECUPERABLES (MMBN)	RESERVAS REMANENTES (MMBN)
O MPN-1X	PROBADO	-10249'	10	3.3	2.56367
O 000 1	PROBADO	-10060'	57	18.753	6.525
O SMW-27	PROBADO	-10818'	3	0.96	0.91575
O SMW-31X	PROBADO	-9715'	20	6	5.709558
O SMW-17	PROBABLE	-9995'	1	0.329	0.27746
O SMW-25	PROBABLE	-9970'	1.8	0.59	0.59

•Se re-evaluaron en este proyecto 5 yacimientos probados, y se definieron 2 nuevos yacimientos probables denominados "O AS-17" y "O AS-25".

•En el yac. Probable "O AS-17 " se calculó alrededor de 1 MMBNP de POES y 277 MBNP de Reservas Remanentes.

Conclusiones

- El Miembro “O” de la formación Escandalosa en el Campo Maporal se enmarca en este ambiente de franja costera y llanura de marea con episodios de exposición para la aparición de dolomitización masiva mas restringidos y un aporte de siliciclastos y desarrollo de carbonatos compactos.
- En las rocas cuyo dominio es el material carbonático las unidades prospectivas son aquellas con porosidad secundaria conectada por vugas y fracturas sinsedimentarias (Dolomía masiva ó parcial). Algunas rocas con predominio de siliciclastos ocasionalmente poseen cierta porosidad interconectada.
- Las fracturas presentes en el Miembro “O” son diagenéticas sin una orientación preferencial (No es sólo un YNF), a su vez, la capacidad para permitir el aporte del hidrocarburo se condiciona a la presencia de dos o mas tipos de porosidad secundaria.
- En este Campo las facies cambian bruscamente tanto vertical como lateralmente, por lo que no se pueden definir capas o áreas con propiedades constantes, pues reúnen rocas de diferentes texturas. La textura 1 predomina con un 70% de ocurrencia seguida por la textura 4 con 18% y en menor proporción las texturas 2 y 3 (8% y 7%).
- Se pudo estimar un modelo de “m” variable con base a la utilización de los registros de Den-Neutrón-Sónico (ó LLD/LLS) y sus integración con los análisis especiales petrofísicos FF-IR, especialmente en los tapones de núcleos seleccionados con texturas diversas.
- En el yacimiento AS-31X, la reinterpretación petrofísica generó una disminución en la saturación de agua inicial. Esto, en conjunto con el nuevo enfoque para el cálculo de POES a nivel geostadístico, conllevó a incrementar sus reservas en un 100%.

Especiales agradecimientos al Dr. Roberto Aguilera por
sus asesorías y apoyo técnico.



MUCHÍSIMAS GRACIAS POR SU ATENCIÓN!