



MÓDULO III

EVALUACIÓN DE FORMACIONES INTEGRADA



Contenido

Parte 1 : Introducción

Módulo 1

Parte 2 : Revisión de Registros de Pozos

Parte 3 : Porosidad

Parte 4 : Permeabilidad

Módulo 2

Parte 5 : Saturación de Fluidos

Parte 6 : Otras Propiedades Petrofísicas

Parte 7 : Evaluación de Formaciones Integrada con Registros de Pozos, Datos de Núcleo, Pruebas de Presión y Datos de Producción

Módulo 3

Parte 8 : Nuevas Tecnologías y Metodologías



Actividades del Curso

Módulo I:	Evaluación escrita	25%
Módulo 2 :	Evaluación escrita	25%
Módulo 3 :	Evaluación escrita	20%
Módulo 3 :	Exposición	20%
Apreciación del instructor:		10%

Asistencia, participación e iniciativa, entre otros, serán tomadas en cuenta en la apreciación del instructor



CONTENIDO

- **Metodología para la realización de un modelo petrofísico**
- **Determinación de la Resistividad del Agua (R_w)**
- **Calibración Núcleo - Perfil**
- **Determinación de los modelos de litología, arcillosidad, porosidad, saturación de agua y permeabilidad**
 - Evaluación de formaciones limpias**
 - Evaluación de formaciones arcillosas**
- **Determinación de los parámetros de corte**
- **Cálculo de propiedades petrofísicas promedio (conteo de arenas)**
- **Elaboración de mapas de isopropiedades**
- **Cálculo del POES**



Metodología para la Realización de un Modelo Petrofísico

Revisión Bibliográfica

Realización del Inventario de Registros de Pozos

Estimación de parámetros petrofísicos básicos

Cálculo de R_w

Determinación de m , n , a y densidad de matriz

Revisión de información de núcleos

Establecimiento del Modelo Mineralógico

Calibración Núcleo – Perfil (Estimación de Porosidad y Permeabilidad)

Determinación de Tipos de Rocas

Definición de Petrofacies

Caracterización del Radio de Garganta Poral



Metodología para la Realización de un Modelo Petrofísico (Cont. 1)

Determinación de los modelos petrofísicos a emplear

Modelo de Litología

Modelo de Arcillosidad

Modelo de Porosidad

Modelo de Saturación de Agua

Modelo de Permeabilidad

Evaluaciones petrofísicas por pozos

Validación de las evaluaciones petrofísicas en los pozos con núcleos, registros especiales, pruebas de formación y datos de producción

Extrapolación a los Pozos sin Núcleos

Control de Calidad de las Evaluaciones Petrofísicas



Metodología para la Realización de un Modelo Petrofísico (Cont. 2)

Determinación de Parámetros de Corte

Determinación Gráfica

Validación Cualitativa de los Resultados

Cuantificación de Propiedades Petrofísicas

Elaboración de mapas de Isopropiedades

Mapas Isópacos de Arena Neta

Mapas Isópacos de Arena Neta Petrolífera

Mapas de Arcillosidad

Mapas de Porosidad

Mapas de Permeabilidad

Cálculo del POES



Determinación de la Resistividad del Agua de Formación (Rw)



- **Medición Directa**
- **Análisis Físico – Químico**
- **Método SP**
- **Método Rwa**
- **Método del “Pickett Plot”**
- **Relación de Resistividades**
- **Catálogos o archivos de aguas de formación**

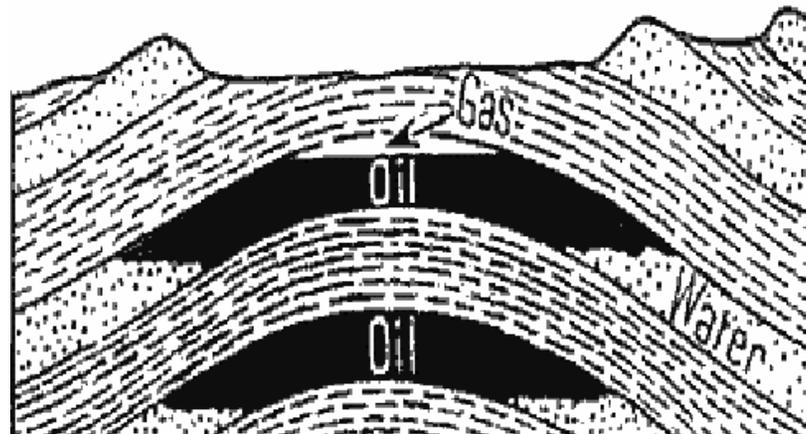


1. Medición Directa

¿Qué es el agua de formación?

El agua de formación o agua de producción está asociada con el petróleo existente en los yacimientos y sale a la superficie junto con el gas y el petróleo. Esta agua tiene las siguientes características:

- ✓ **Usualmente es caliente y con un alto contenido de sales.**
- ✓ **Puede contener metales pesados, altos niveles de sales y fracciones de crudo en emulsión o dilución.**
- ✓ **Puede ser radioactiva**
- ✓ **Debe ser reinyectada o tratada apropiadamente para evitar daños ambientales y a la salud.**
- ✓ **Puede contaminar el agua subterránea de consumo humano.**





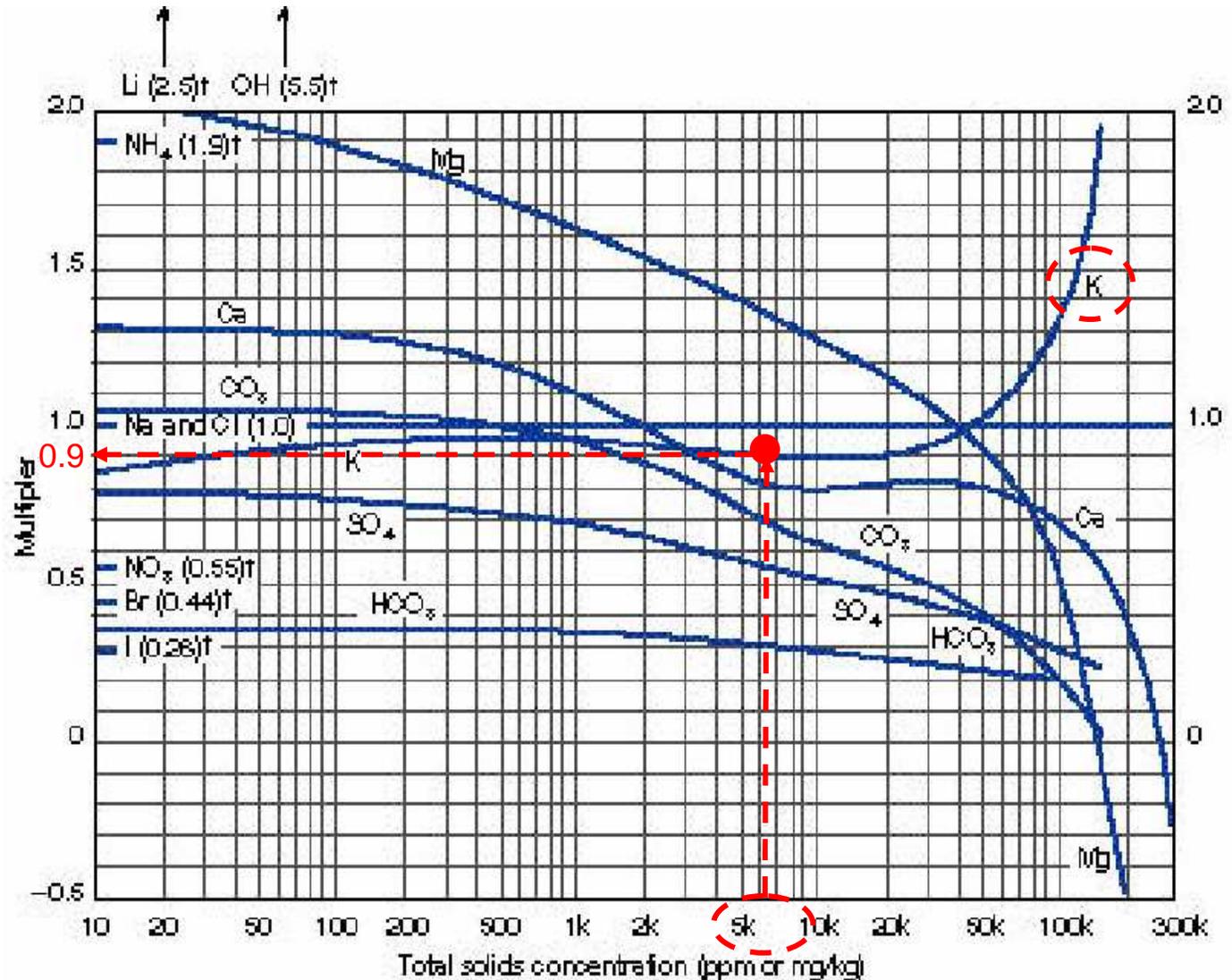
2. Análisis Físico – Químico

PHYSICAL CHEMICAL WATER ANALYSIS

CATIONS	mg/l	meq/l
Potassium, K	200	5.12
Barium, Ba	15.0	0.22
Calcium, Ca	280.00	13.97
Magnesium, Mg	53.00	4.38
Iron, Fe	0.1	0.00
Strontium, Sr	26.0	0.59
Sodium, Na	1950	84.82
TOTAL CATIONES	2524	109.10

ANIONS	mg/l	meq/l
Chloride, Cl	3741	105.53
Sulfate, SO ₄	0.1	0.00
Bicarbonate, HCO ₃	190	3.11
Carbonate, CO ₃	0	0.00
Hidroxide, OH	0	0
TOTAL ANIONS	3931.1	108.65

Total Solids Concentration 6455 ppm

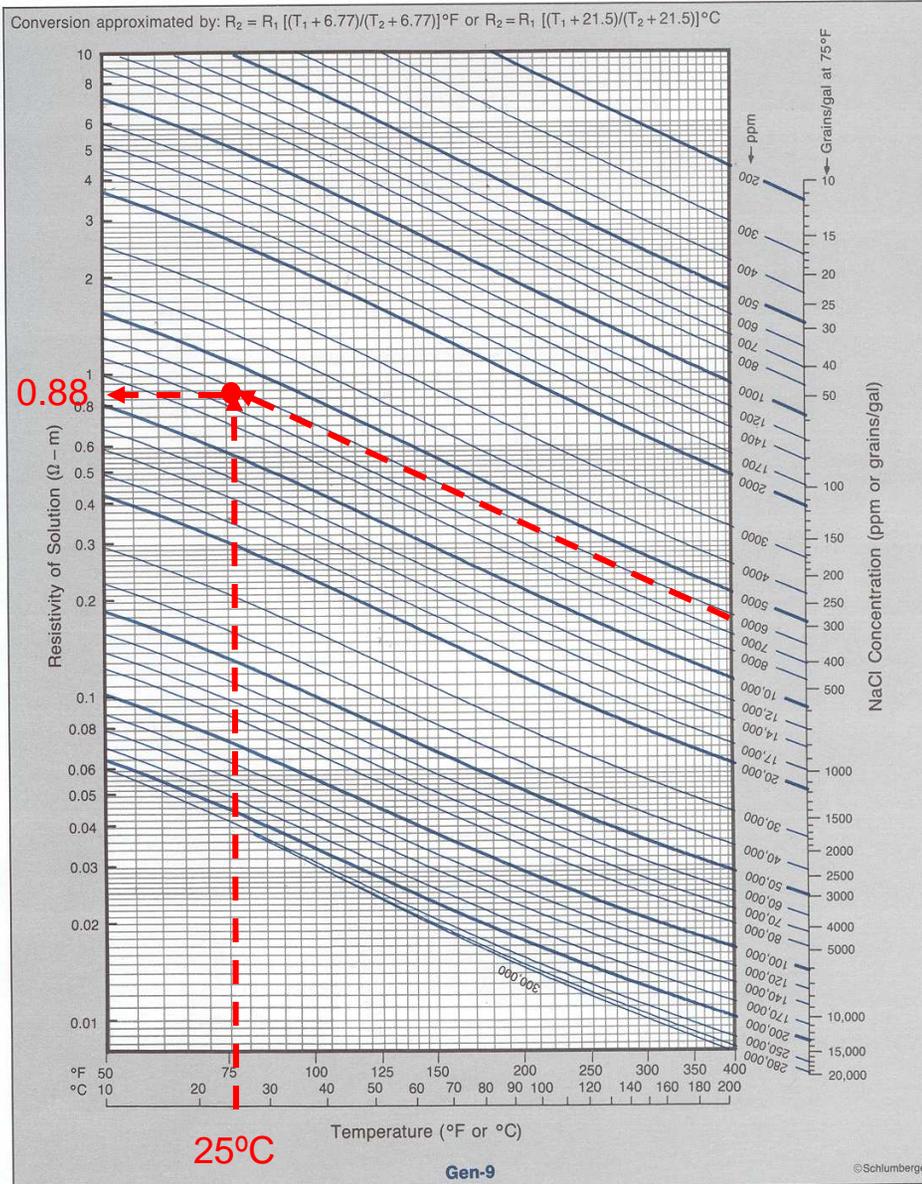


* Multipliers that do not vary appreciably for low concentrations (less than about 10,000 ppm) are shown at the left margin of the chart

Tomado de "Schlumberger Log Interpretation Charts" (2000)



2. Análisis Físico – Químico (Cont.)



PHYSICAL CHEMICAL WATER ANALYSIS		
CATIONS	mg/l	meq/l
Potassium, K	200	5.12
Barium, Ba	15.0	0.22
Calcium, Ca	280.00	13.97
Magnesium, Mg	53.00	4.38
Iron, Fe	0.1	0.00
Strontium, Sr	26.0	0.59
Sodium, Na	1950	84.82
TOTAL CATIONES	2524	109.10
ANIONS	mg/l	meq/l
Chloride, Cl	3741	105.53
Sulfate, SO ₄	0.1	0.00
Bicarbonate, HCO ₃	190	3.11
Carbonate, CO ₃	0	0.00
Hidroxide, OH	0	0
TOTAL ANIONS	3931.1	108.65
PROPERTIES	RESULTADOS	UNIDADES
pH	8.0	
Specific Gravity	1.0020	g/cm ³
Conductivity @ 25°C	11370.00	umhos/cm
Resistivity @ 25°C	0.88	Ohms/m
Salinity Total	6114	mg/l
Total Dissolved Solids	6455	mg/l
Turbidity	86	NTU
Color real	17	Pt-Co
Saturation Langelier	0.92	
Saturation Riznar	6.11	
HARDNESS	mg/l	
Calcium	699	
Magnesium	218	
Total	917	
ALKALINITY	mg/l	
Phenolphthalein	0	
Total	156	

Tomado de "Schlumberger Log Interpretation Charts" (2000)



3. Método SP

La curva de SP puede ser usada para determinar R_w si se cumple con las siguientes condiciones:

- ✓ El espesor de la capa es adecuado (preferiblemente una capa gruesa) o la lectura de SP ha sido corregida por capas vecinas.
- ✓ La arena debe ser acuífera ($S_w = 100\%$), por ende, debe tener una resistividad baja.
- ✓ La arena debe ser limpia o libre de arcilla y permeable.

$$SP = E_c = SSP = -K \log \left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}} \right)$$

$$K = 61 + 0.133 \cdot TF$$

$$SSP = (61 + 0.133 \cdot Tfm) \cdot \text{Log} \left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}} \right)$$



3. Método SP (Cont.)

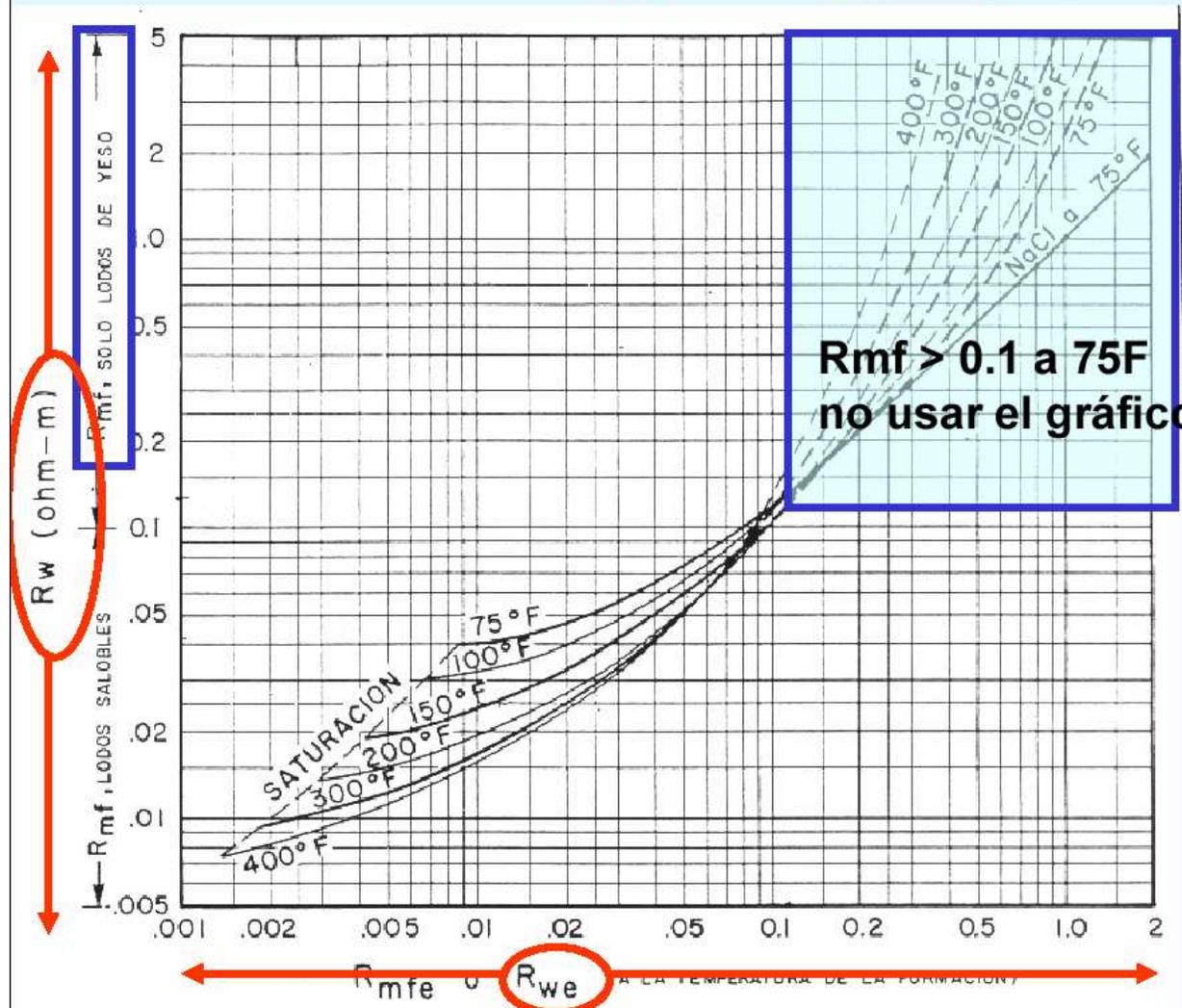
$$SP = Ec = SSP = K \log \left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}} \right)$$

$$K = 61 + 0.133 \cdot TF$$

R_{mfe} a partir del gráfico

R_{mfe} es aproximado con
 $R_{mfe} = 0.85 \cdot R_{mf}$

Para la conversión de R_{we} a R_w sí se puede usar todo el gráfico o algebraicamente.





3. Método SP (Cont.)

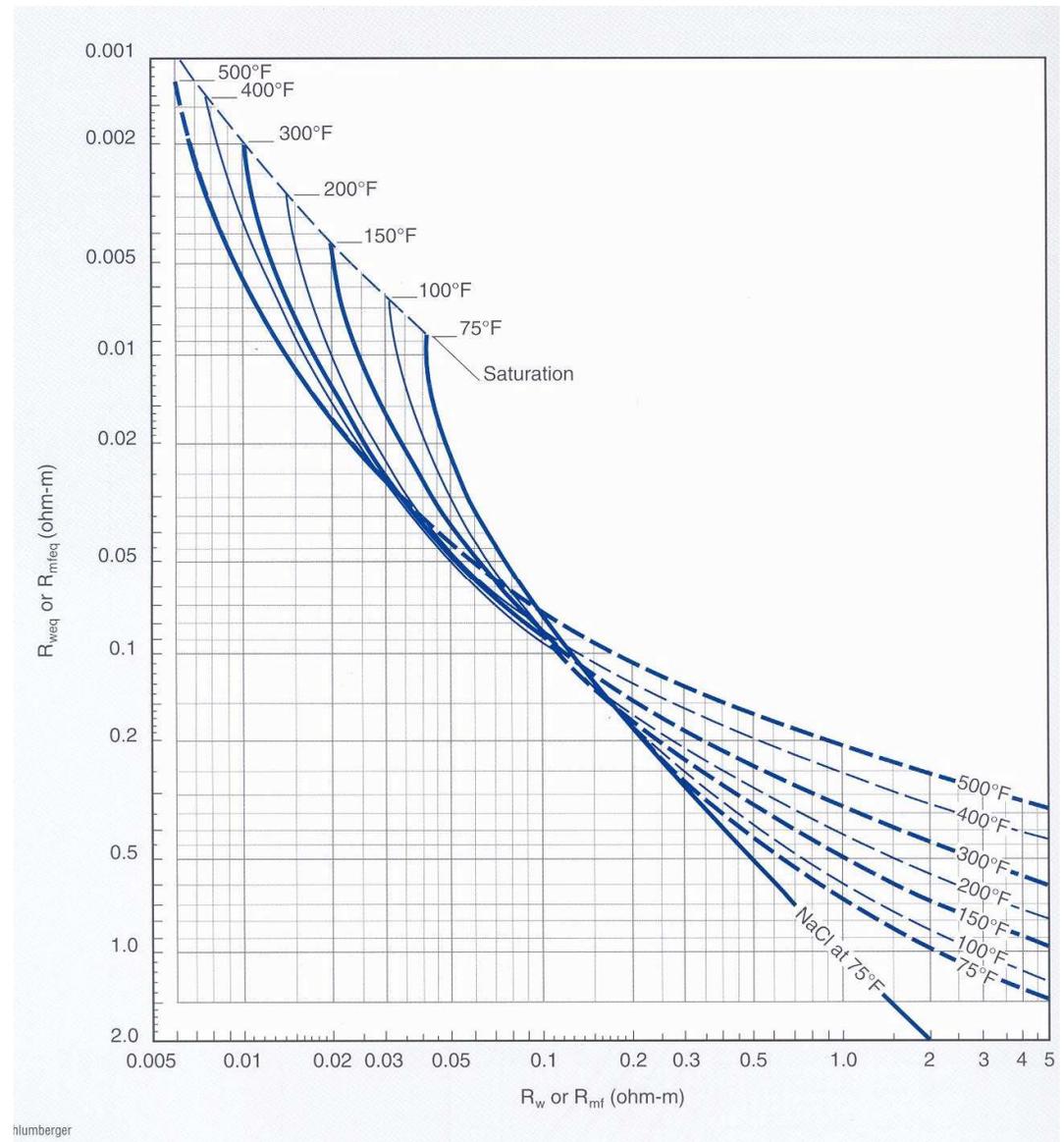
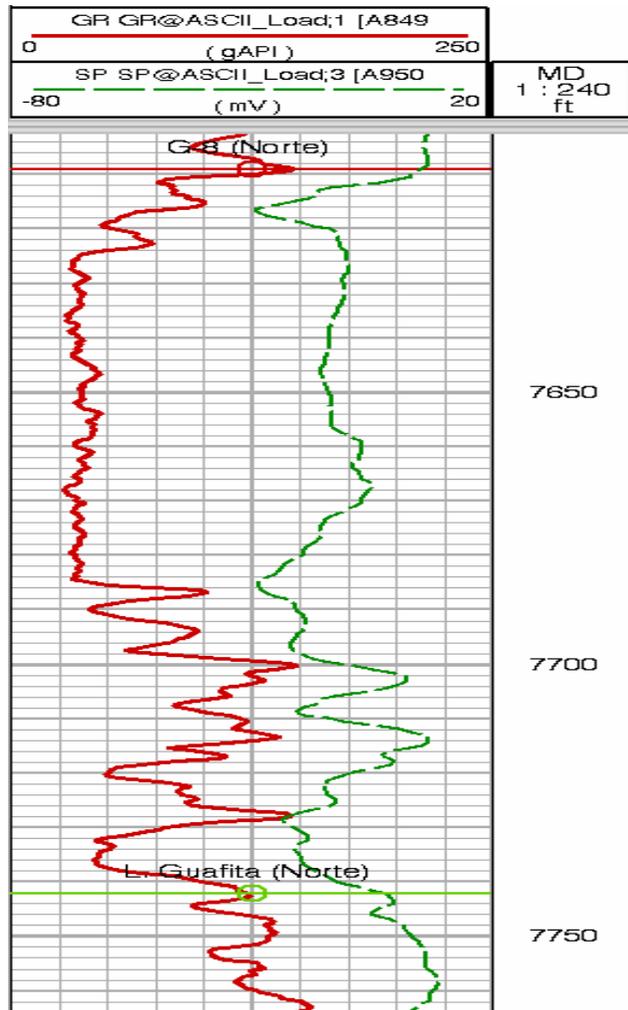
Conversión de Rwe a Rw algebraicamente

$$R_w = \frac{R_{we} + 0.131 \times 10^{\left\{ \frac{1}{\log \left(\frac{T_f}{19.9} \right)} - 2 \right\}}}{-0.5 R_{we} + 10^{\left\{ \frac{0.426}{\log \left(\frac{T_f}{50.8} \right)} \right\}}}$$



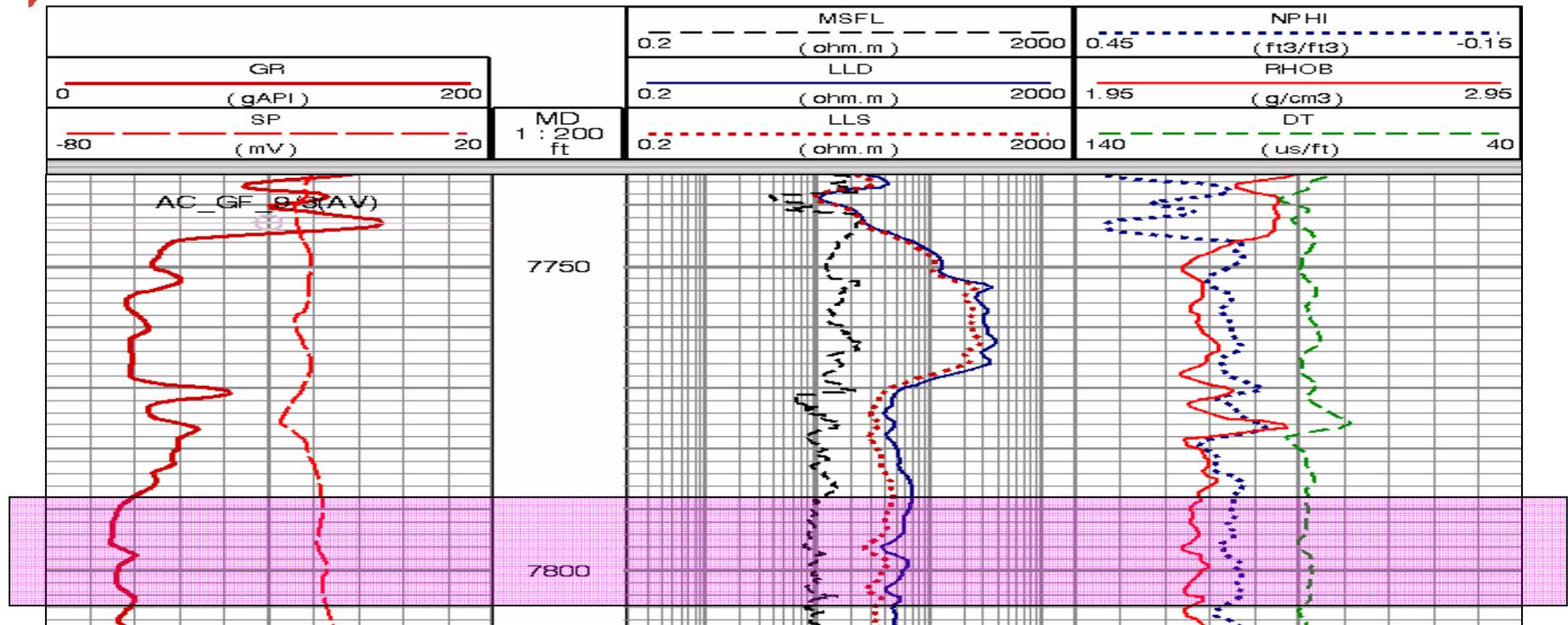
3. Método SP (Cont.)

$$SSP = (61 + 0.133 \cdot T_{fm}) \cdot \text{Log} \left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}} \right)$$





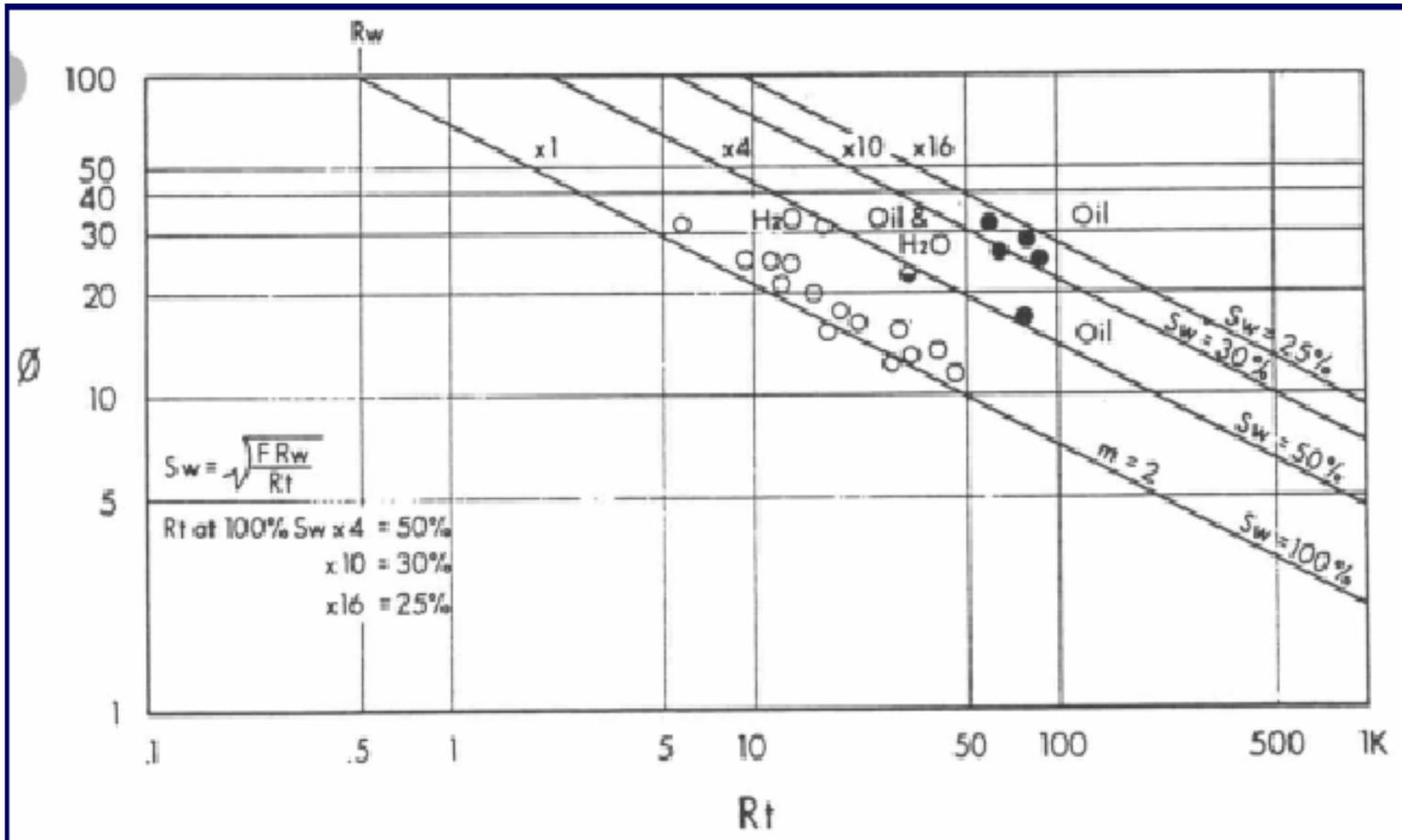
4. Método Rwa



Prof (Pies)	Rt (Ohm.m)	Nphi (V/V)	Dphi (V/V)	Phie (V/V)	Rwa
7790	65	0,24	0,295	0,269	6,617
7792	60	0,25	0,295	0,273	6,305
7794	55	0,245	0,285	0,266	5,475
7800	58	0,23	0,275	0,254	5,278
7802	50	0,23	0,3	0,267	5,033 Rwa min



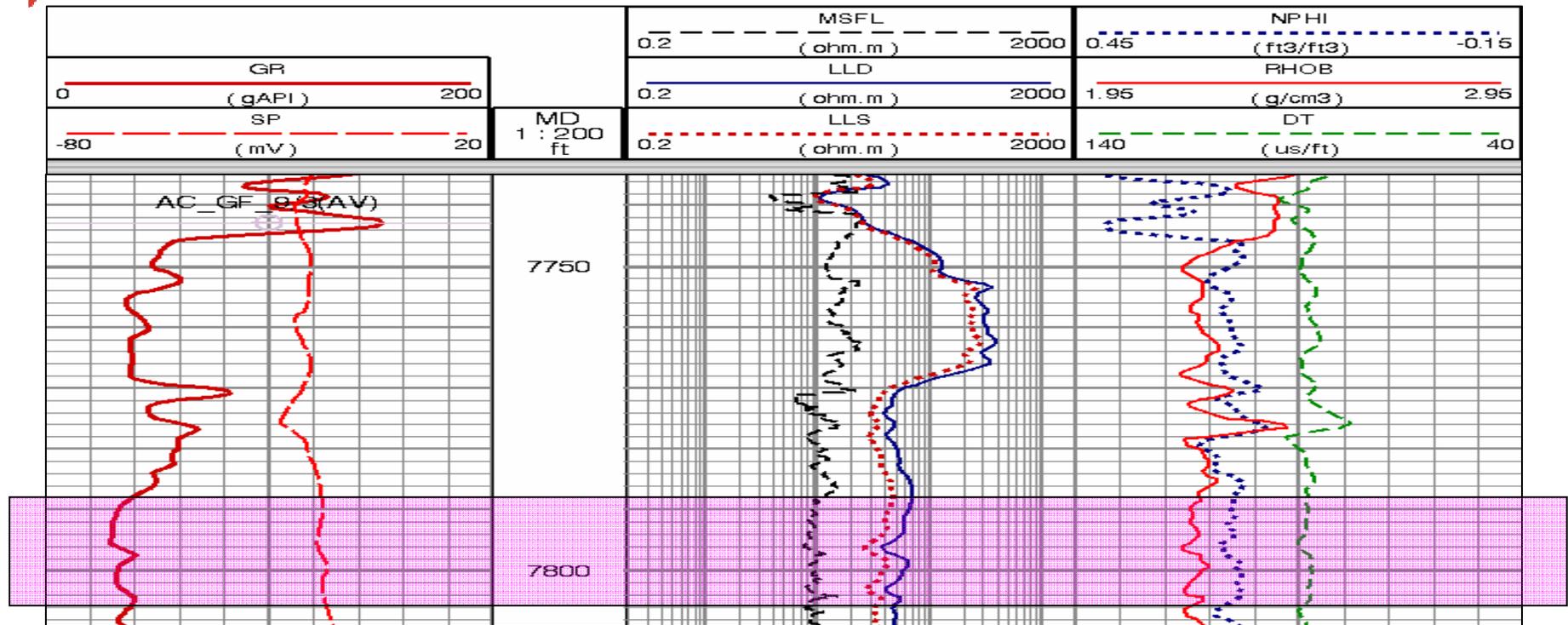
5. Método del "Pickett Plot"



$$\log Rt = -m \log \phi + \log (a *Rw) - n \log Sw$$



6. Relación de Resistividades



Prof (Pies)	Rt (Ohm.m)	Rxo (Ohm.m)	Rmf (Ohm.m)	Tfm (Ohm.m)	Rw
7790	65	41	0,5777	173,48	0,916
7792	60	40	0,5776	173,504	0,866
7794	55	39	0,5775	173,528	0,814 Rw
7800	58	40	0,5773	173,6	0,837
7802	50	31	0,5772	173,624	0,931



7. Catálogos o Archivos de Aguas de Formación

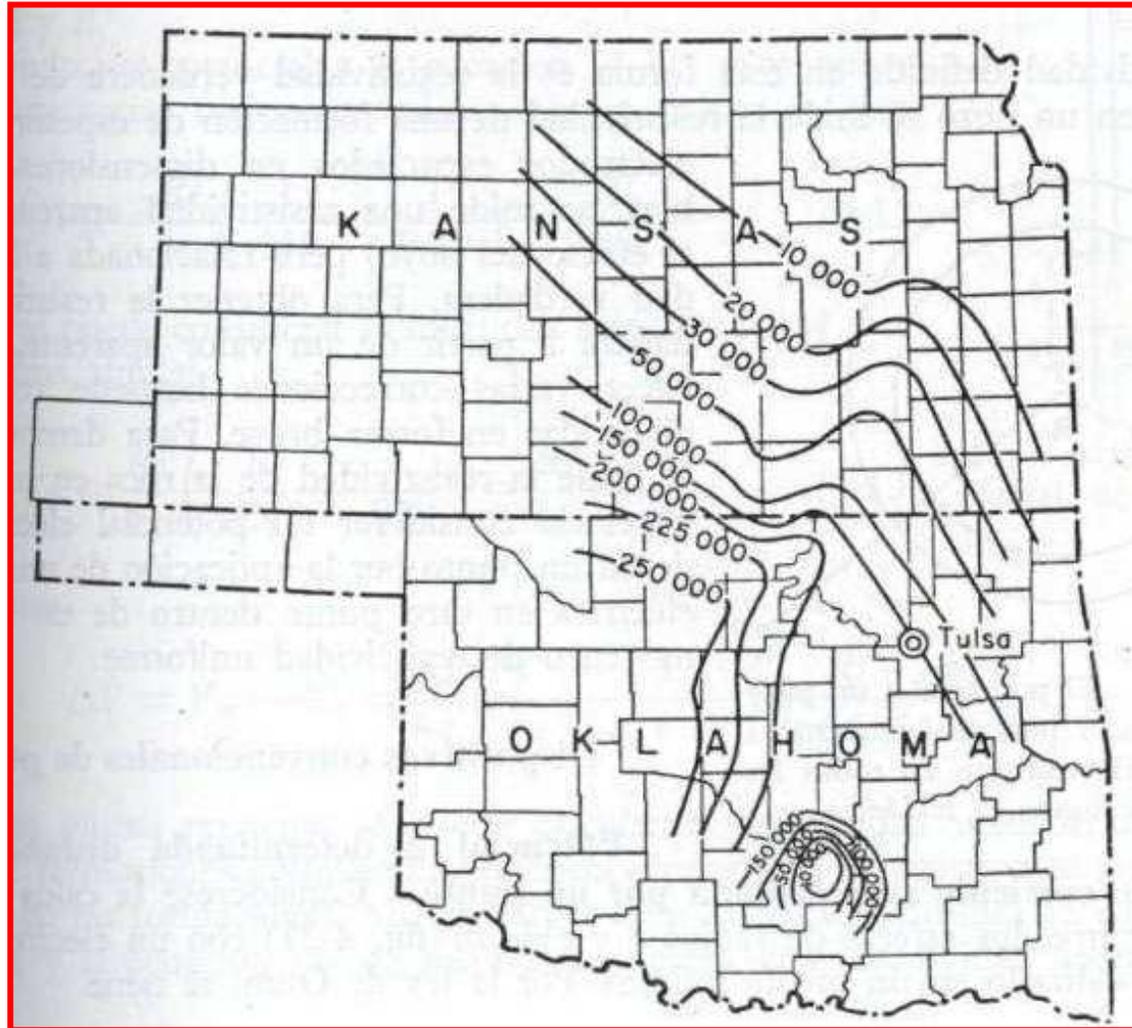
The idea for a formation water resistivity catalog began circa 1964 when Schlumberger of Canada published the first Rw Catalog for their field engineers. Prior to that, most major oil companies each had their own collections of Rw Data. The 1964 edition was so popular that it was expanded and revised in 1966. In 1971, the CWLS published their first formation water catalog based on Schlumberger's previous works. This was followed by updates in 1978 and 1987.

The 2002 Edition of the Rw Catalog has taken almost four years to complete. The objectives of the update:

1. Add new values (new areas and new wells)
2. Correct known errors
3. Append additional information (formation and interval)
4. Establish a procedure to facilitate updates
5. Publish electronically



7. Catálogos o Archivos de Aguas de Formación (Cont.)



Mapa
Isosalínico
(Isoconnático)

Tomado de Ing. De Yacimientos, Pirson (1958)



Determinación del Exponente de Cementación (m)

Litología y Factor de Cementación

<i>Descripción de la roca</i>	<i>Valor de m</i>
Rocas no consolidadas (arenas flojas, calizas colíticas)	1,3
Rocas escasamente cementadas (arenas del tipo de la costa del Golfo, excepto la Wilcox).	1,4-1,5
Rocas ligeramente cementadas (la mayoría de las arenas con una porosidad de 20 % o más)	1,6-1,7
Rocas moderadamente cementadas (arenas altamente consolidadas con una porosidad de 15 % o menos)	1,8-1,9
Rocas altamente cementadas (arenas de baja porosidad, cuarcita, caliza, dolomita de porosidad intergranular, creta).	2,0-2.2

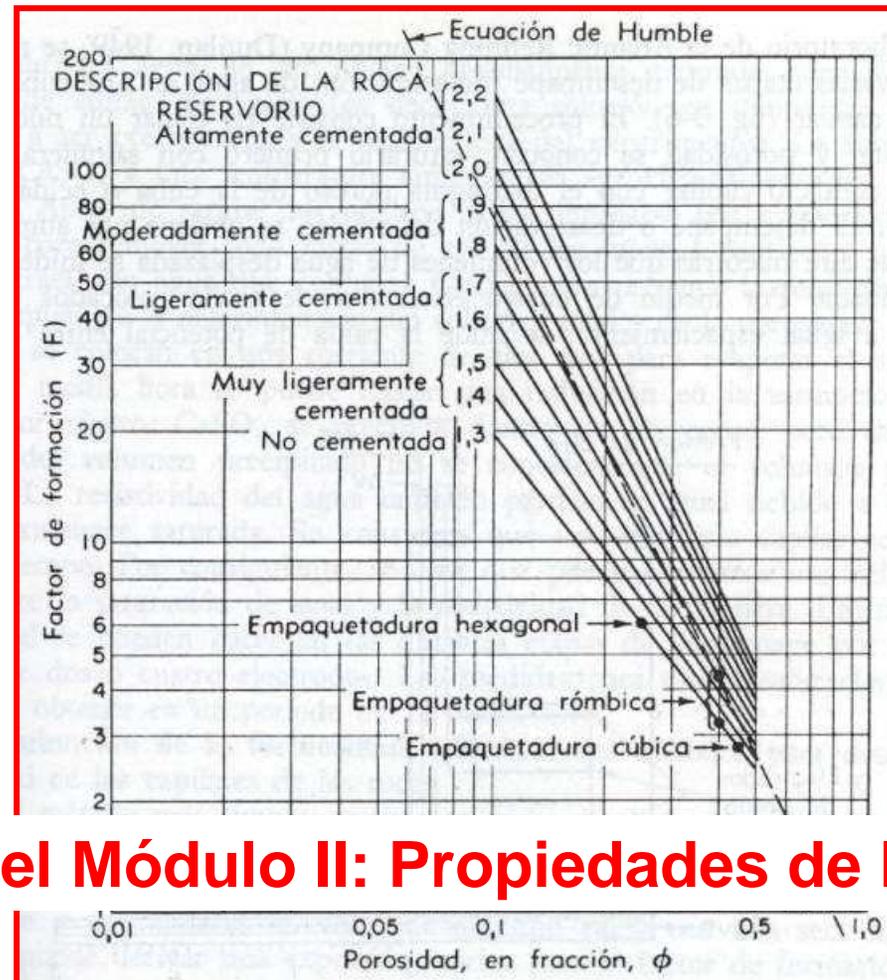
Revisar el Módulo II: Propiedades de las Rocas

Tomado de Ing. De Yacimientos, Pirson (1958)



Determinación del Exponente de Cementación (m)

Factor de Formación vs. Porosidad

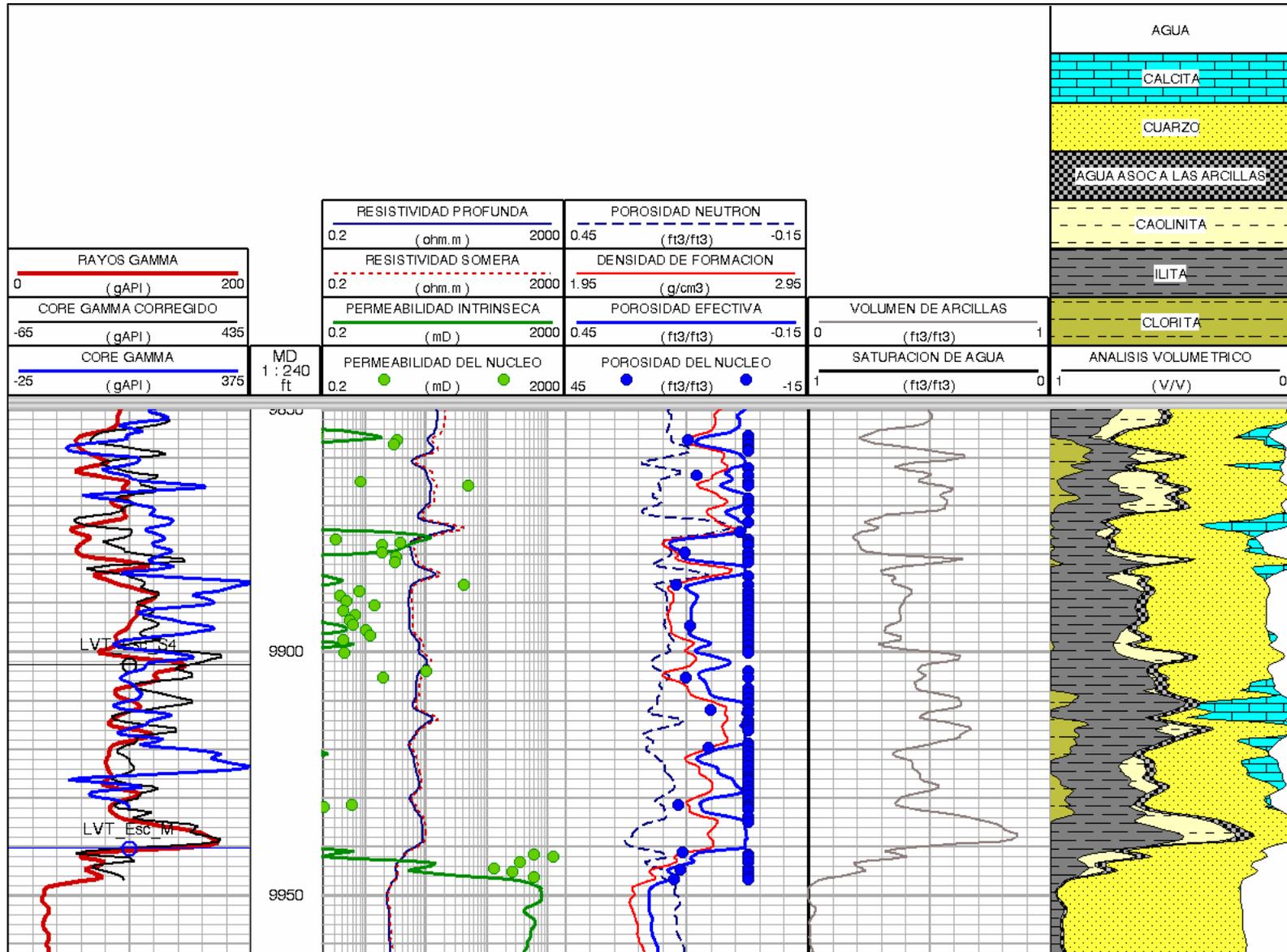


Revisar el Módulo II: Propiedades de las Rocas

Tomado de Ing. De Yacimientos, Pirson (1958)

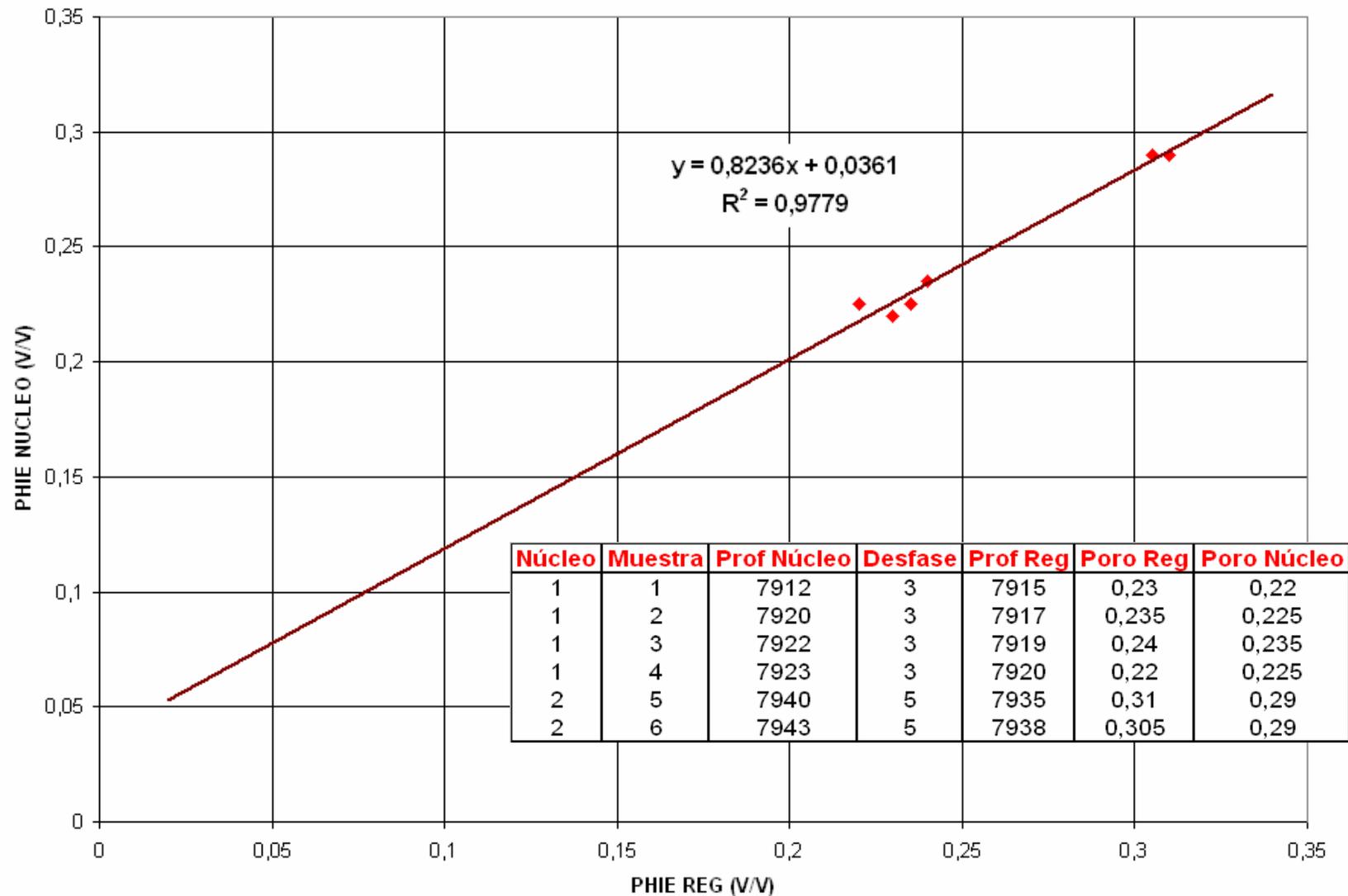


Calibración Núcleo – Perfil





Calibración Núcleo – Perfil (Cont.)





Determinación del Modelo Litológico



Litología simples

Arenas Limpias

Arenas Arcillosas

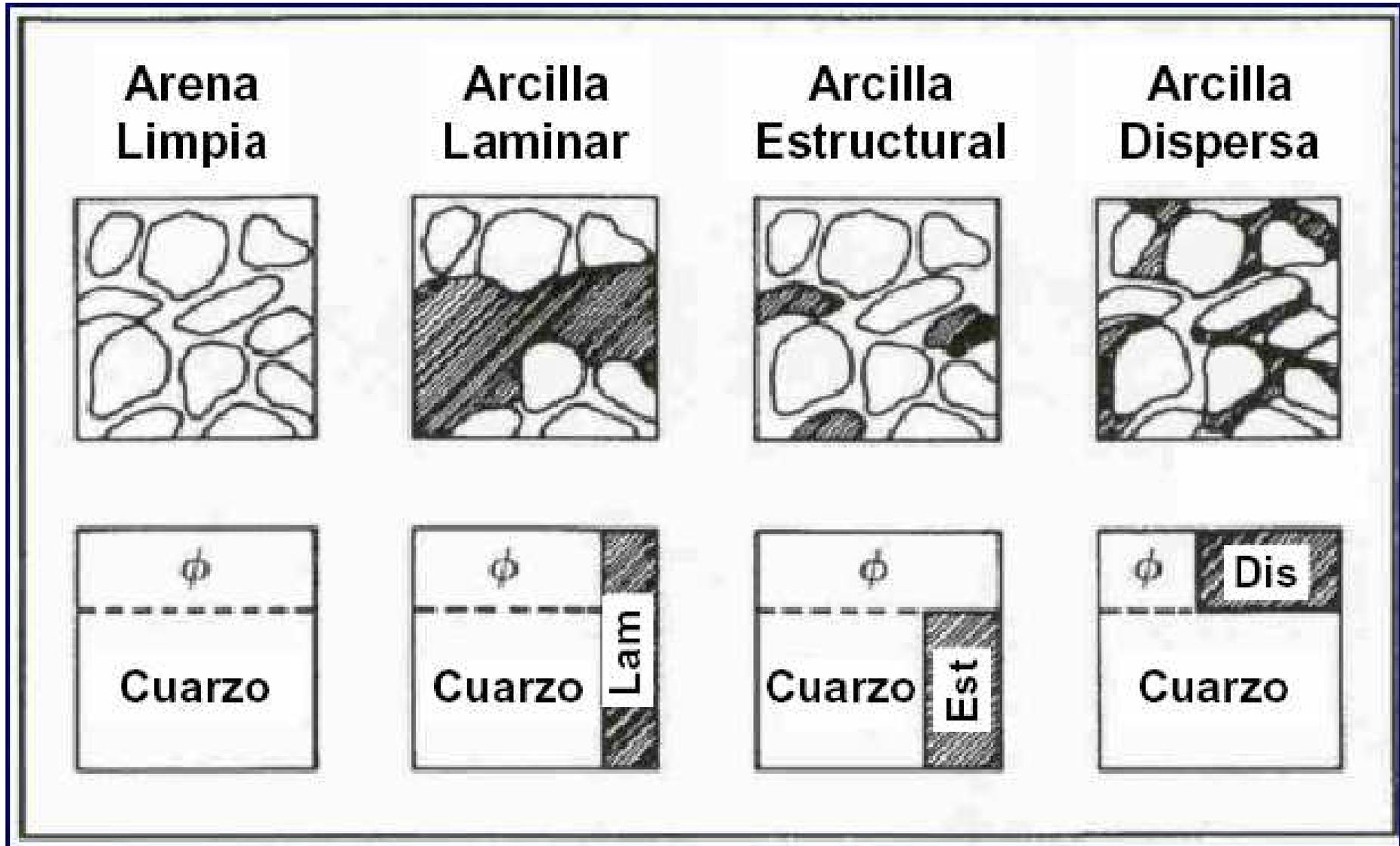
Litologías complejas

Carbonatos (Calizas, Dolomías)

Formaciones heterolíticas (mezclas de diferentes litologías)

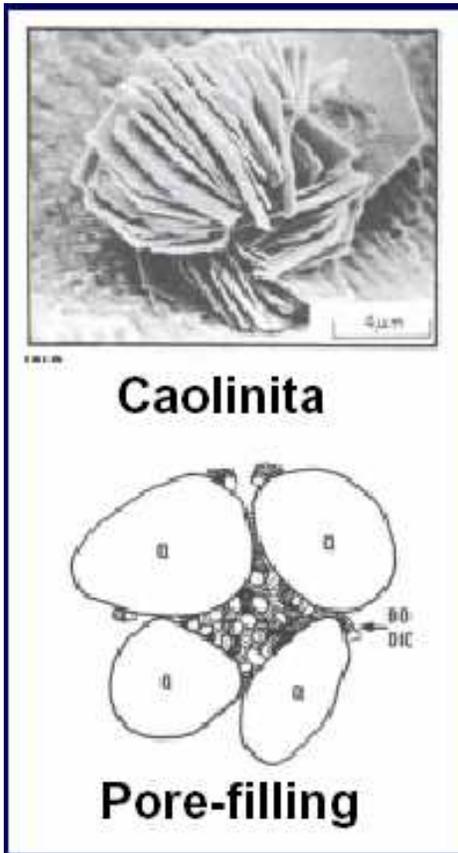


Distribución de las Arcillas

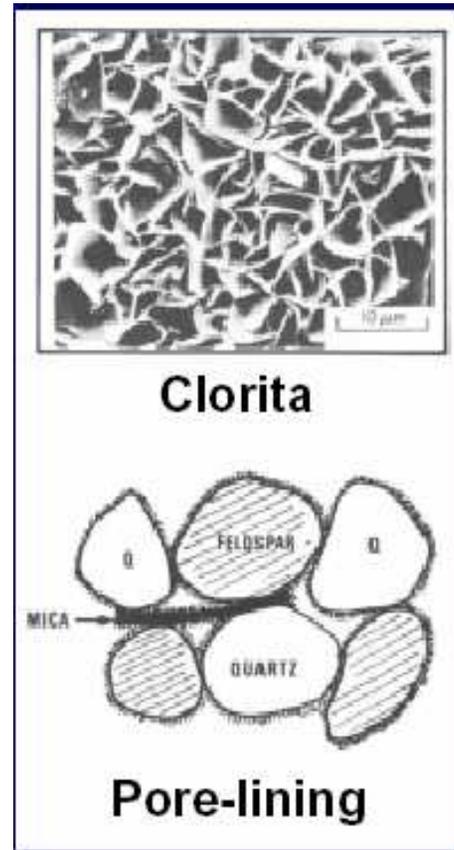




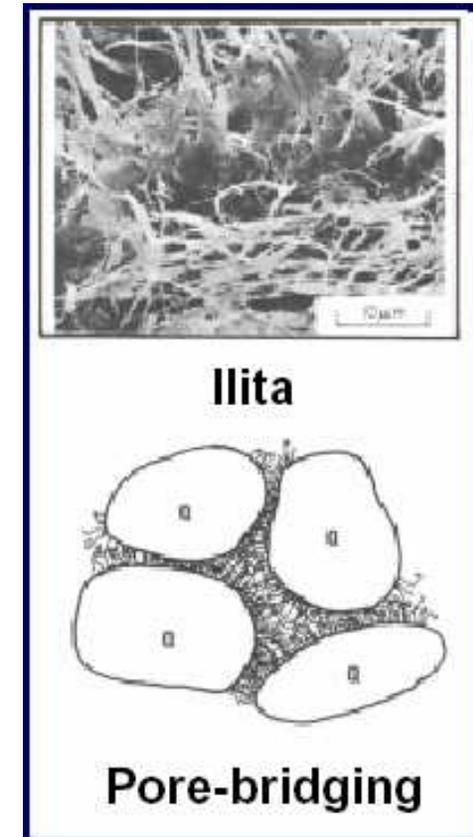
Tipos y Distribución de la Arcilla Dispersa



Reducción menor de Φ y k



*Reducción menor de Φ
Reducción significativa de k*



*Reducción significativa de Φ
Reducción drástica de k*



Determinación del Modelo de Arcillosidad

- **A partir de GR**

- **Deflección del Gamma Ray**

$$IGR = (GR - GR_{clean}) / (GR_{shale} - GR_{clean})$$

1) $V_{sh} = 1.7 - (3.38 - (IGR + 0.7)^2)^{1/2}$

Clavier (1971)

2) $V_{sh} = 0.5 * IGR / (1.5 - IGR)$

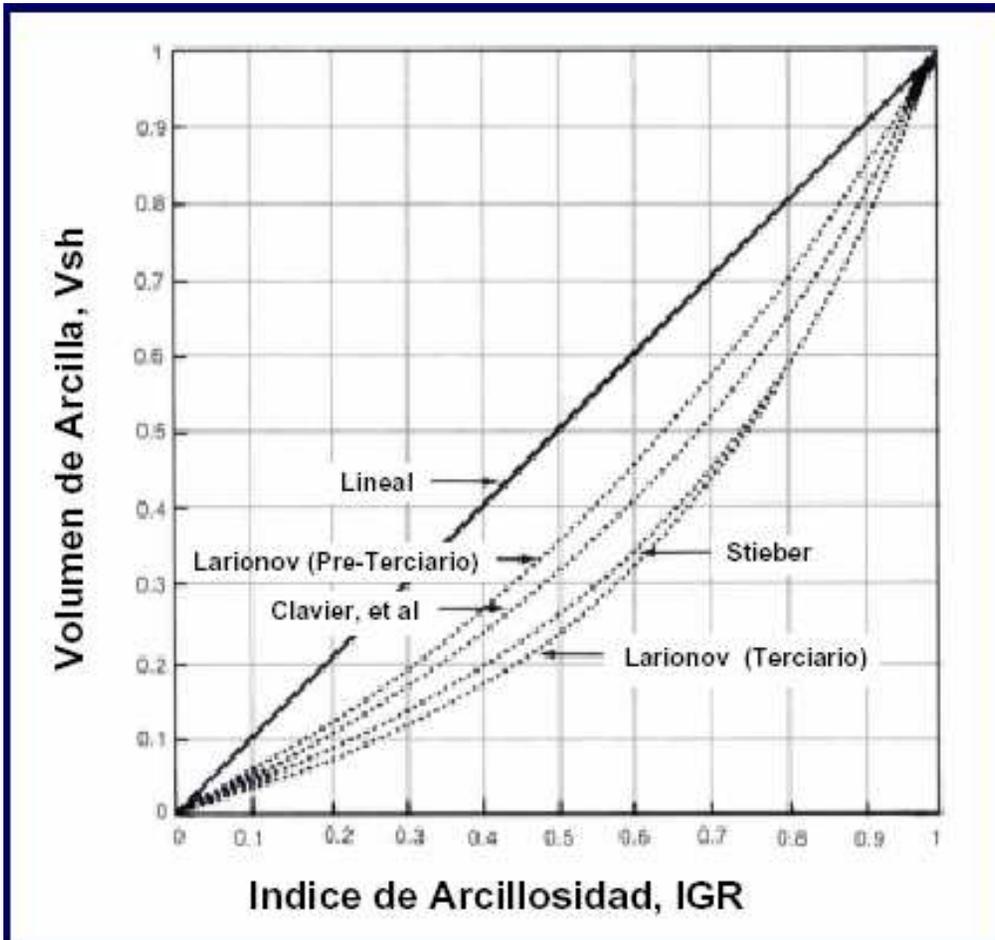
Steiber (1961)

3) $V_{sh} = 0.33 (2^{2 * IGR} - 1)$

Larionov (Pre-terciario)

4) $V_{sh} = 0.083 (2^{3.7 * IGR} - 1)$

Larionov (Terciario)

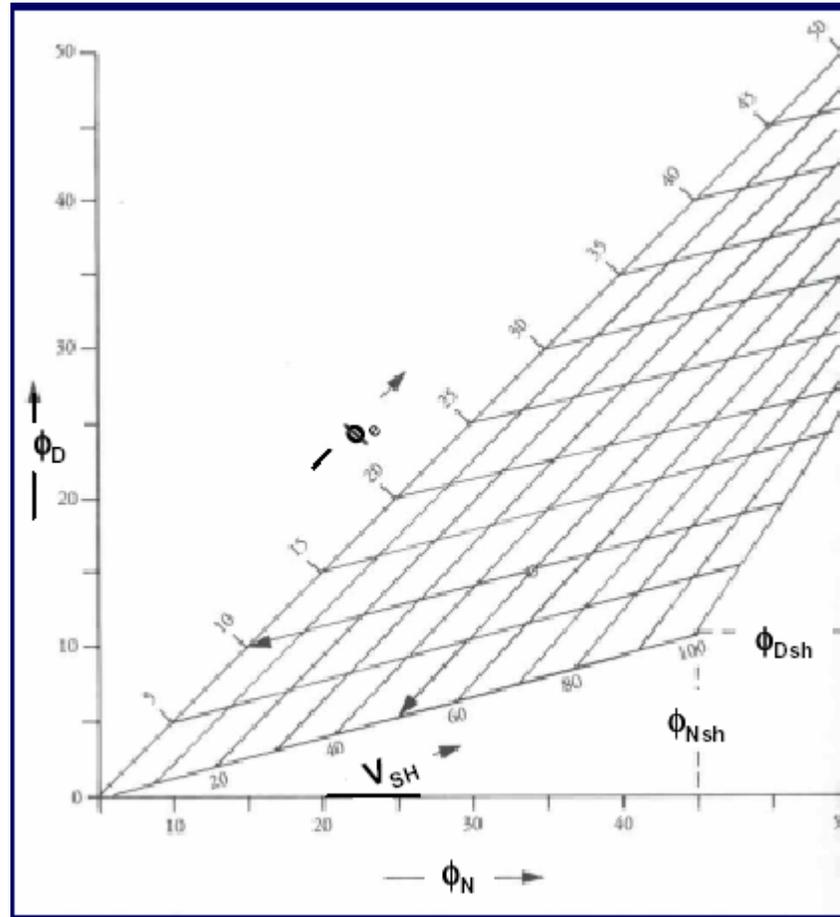




Determinación del Modelo de Arcillosidad

- A partir de Densidad - Neutrón

$$(Vsh)_{D/N} = (\Phi_n - \Phi_d) / (\Phi_{nsh} - \Phi_{dsh})$$





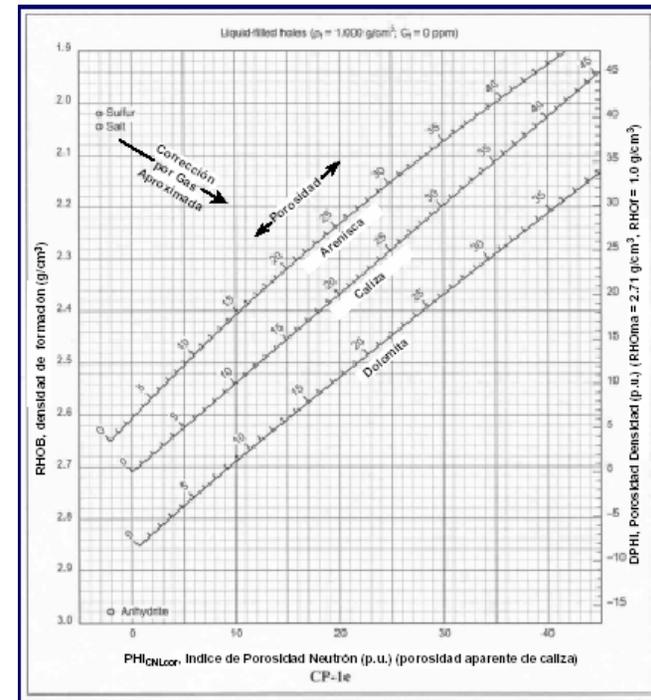
Determinación del Modelo de Porosidad

- **Porosidad del Sónico** $\phi_s = (\Delta t - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$
 - **Raymond – Hunt** $\phi_s = 0.63 * [1 - (\Delta t_{ma} / \Delta t)]$
- **Porosidad del Densidad** $\phi_d = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f)$
- **Porosidad del Densidad Neutrón**

$$\phi_e = [(\phi_{dc}^2 + \phi_{nc}^2) / 2]^{1/2}$$

$$\phi_{dc} = \phi_d - \phi_{dsh} * V_{cl}$$

$$\phi_{nc} = \phi_n - \phi_{nsh} * V_{cl}$$





Determinación del Modelo de Sw

Arcillas Laminadas

$$S_w^n = \frac{a}{\phi^m} \left[\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \times \frac{R_w}{(1 - V_{sh})} \right]$$

Arcillas Dispersas (Simandoux)

$$S_w = \frac{0.4 R_w}{\phi^2} \left\{ -\frac{V_{sh}}{R_c} + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_c} \right)^2 + 5 \left(\frac{\phi^2}{R_t R_w} \right)} \right\}$$

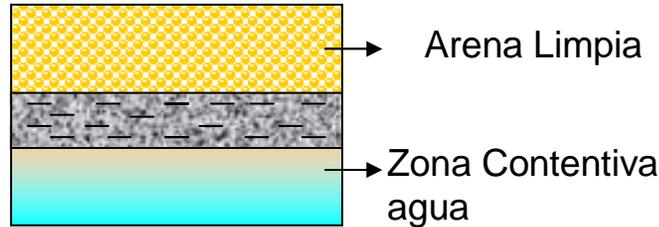
Arcillas Dispersas (Waxman - Smits)

$$\text{Dispersed Clay } S_w^{-n^*} = \left\{ \frac{R_t}{F^* \times R_w} \right\} \left(1 + \frac{R_w \times B \times Q_v}{S_w} \right)$$
$$Q_v = \text{CEC} (1 - \phi) \times \rho_{ma} \times \phi^{-1}$$



Determinación del Modelo de Sw (Cont.)

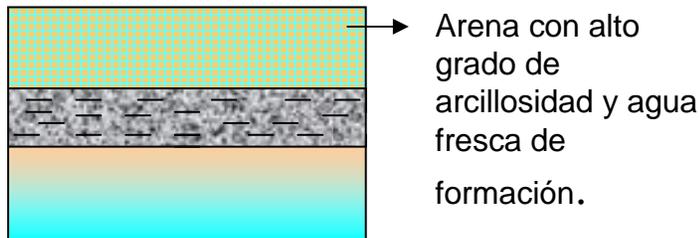
MODELO DE ARCHIE



$$S_w^n = \frac{a^* R_w}{\phi^m * R_t}$$

Arcillas Laminadas

MODELOS DE VOLUMEN DE ARCILLA



$$S_w^n = \frac{a}{\phi^m} \left[\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \times \frac{R_w}{(1 - V_{sh})} \right]$$

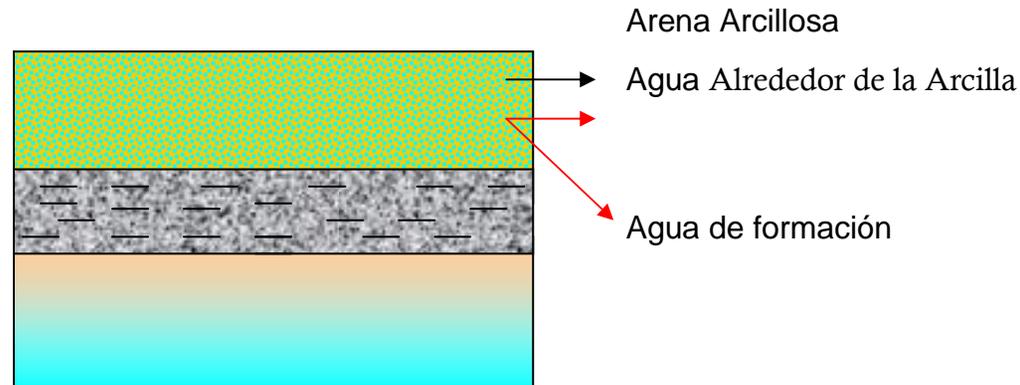
Arcillas Dispersas (Simandoux Modificada)

$$S_w = \frac{0.4 R_w}{\phi^2} \left\{ -\frac{V_{sh}}{R_c} + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_c} \right)^2 + 5 \left(\frac{\phi^2}{R_t R_w} \right)} \right\}$$



Determinación del Modelo de Sw (Cont.)

**MODELOS DE
CAPACIDAD
DE
INTERCAMBIO
CATIONICO**



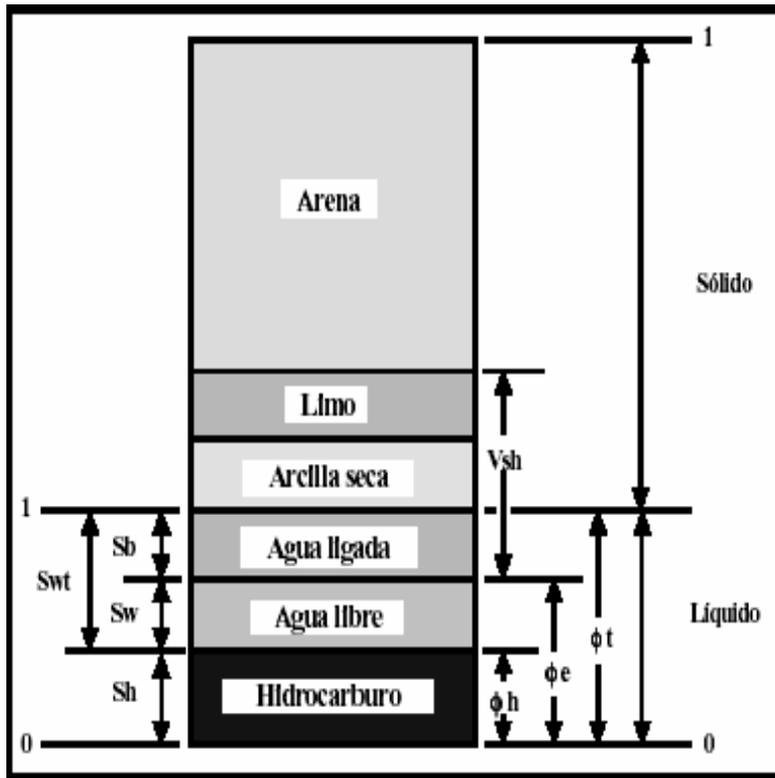
Arcillas Dispersas (Waxman – Smits, 1968)

$$\text{Dispersed Clay } S_w^{-n^*} = \left\{ \frac{R_t}{F^* \times R_w} \right\} \left(1 + \frac{R_w \times B \times Q_v}{S_w} \right)$$

$$Q_v = \text{CEC} (1 - \phi) \times P_{\text{ma}} \times \phi^{-1}$$



Modelo de Waxman Smits



$$S_w = \left[\frac{R_t * \phi^m}{R_w * a} \left(1 + \left(\frac{R_w * B * Q_v}{S_w} \right) \right)^{1/n} \right]$$

- S_w*: Saturación de agua de la zona virgen, fracción.
- R_t*: Resistividad verdadera de la zona virgen, ohm-m.
- R_w*: Resistividad del agua de formación, ohm-m.
- Φ*: Porosidad, fracción.
- m*: Factor de cementación corregido por arcillosidad, adim.
- n*: Exponente de saturación corregido por arcillosidad, adim.
- a*: Constante de Archie, adim.
- Q_v*: Capacidad de intercambio catiónico en la zona virgen, meq/cc.
- B*: Conductancia equivalente de la zona (calculada en base a la temperatura y *R_w*), adim. Se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$B = \frac{0.225 * T - 0.000406 * T^2 - 1.28}{1 + R_w^{1.23} (0.045 * T - 0.27)}$$

- T*: Temperatura de la formación.
- R_w*: Resistividad del agua de formación, ohm-m.



Modelo de Doble Agua

$$S_{wt}^2 - S_{wt} \cdot S_b(1 - R_w/R_b) = R_w/(R_t \cdot \phi_t^2)$$

$$\phi_{tsh} = \delta \phi_{dsh} + (1 - \delta) \phi_{tsh}$$

$$\phi_t = \phi_e + V_{sh} \cdot \phi_{tsh}$$

$$S_b = V_{sh} \cdot \phi_{tsh}/\phi_t$$

$$R_b = R_{sh} \cdot \phi_{tsh}^2$$

Donde:

S_{wt} = Saturación de agua total corregida por arcillosidad

S_b = Saturación de agua asociada a las arcillas de la arena

R_w = Resistividad del agua de formación

R_b = Resistividad del agua asociada a las arcillas de una lutita cercana

R_t = Resistividad verdadera

ϕ_t = Porosidad total de la arena arcillosa

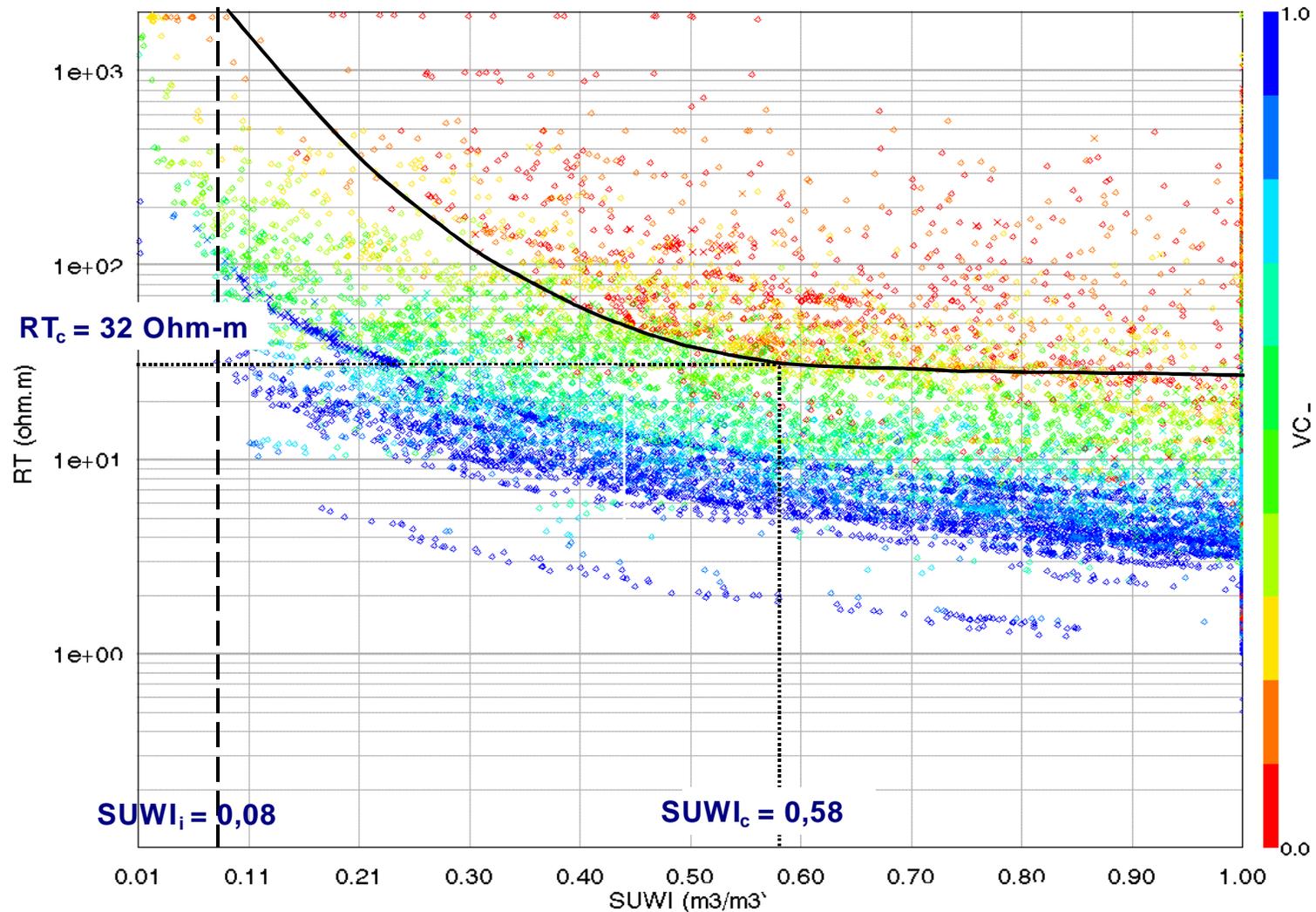
ϕ_{tsh} = Porosidad total de la fracción de arcilla en la arena



Determinación de Parámetros de Corte



- Gráfica Rt Vs. Sw

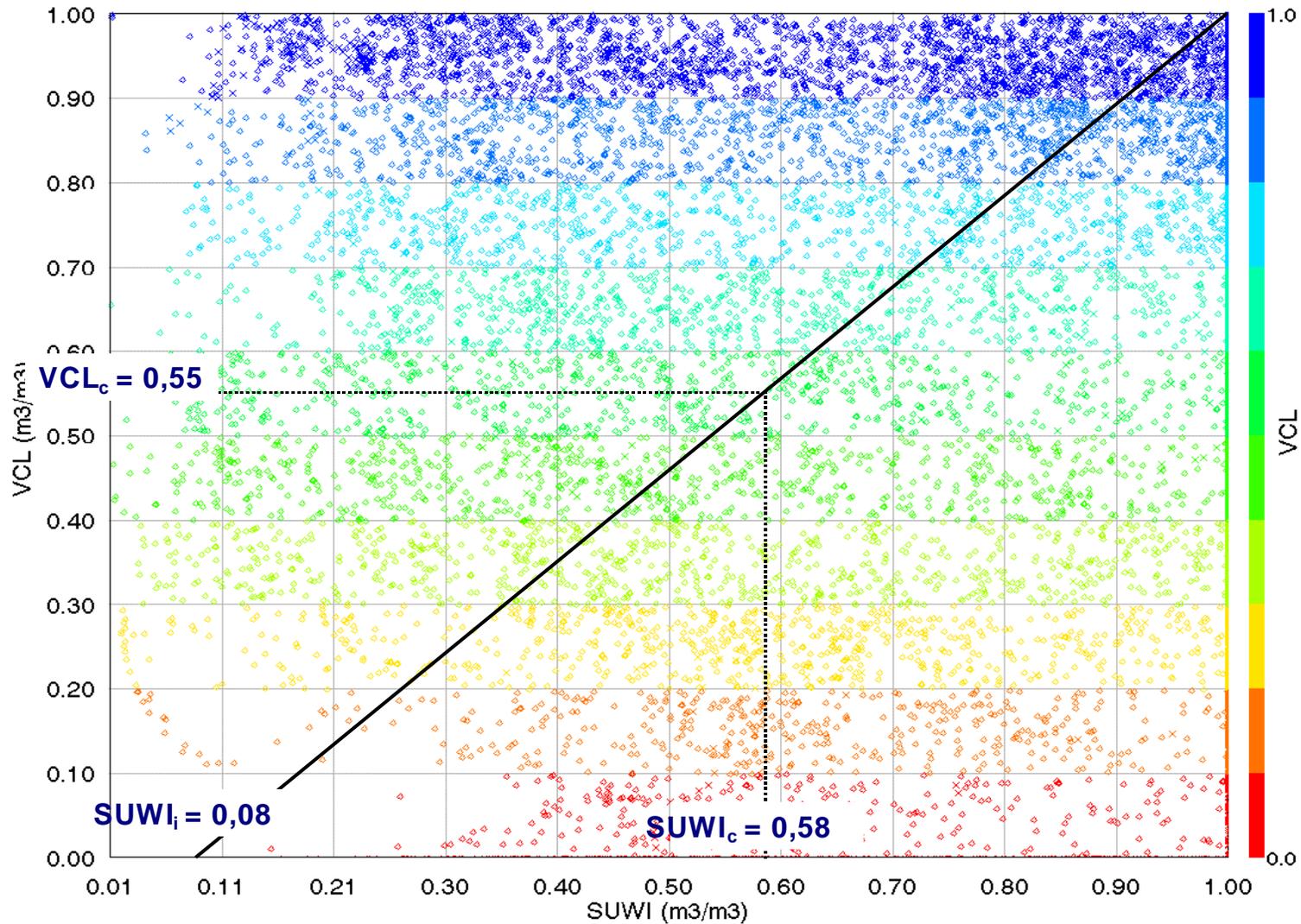




Determinación de Parámetros de Corte



- Gráfica Vcl Vs. Sw

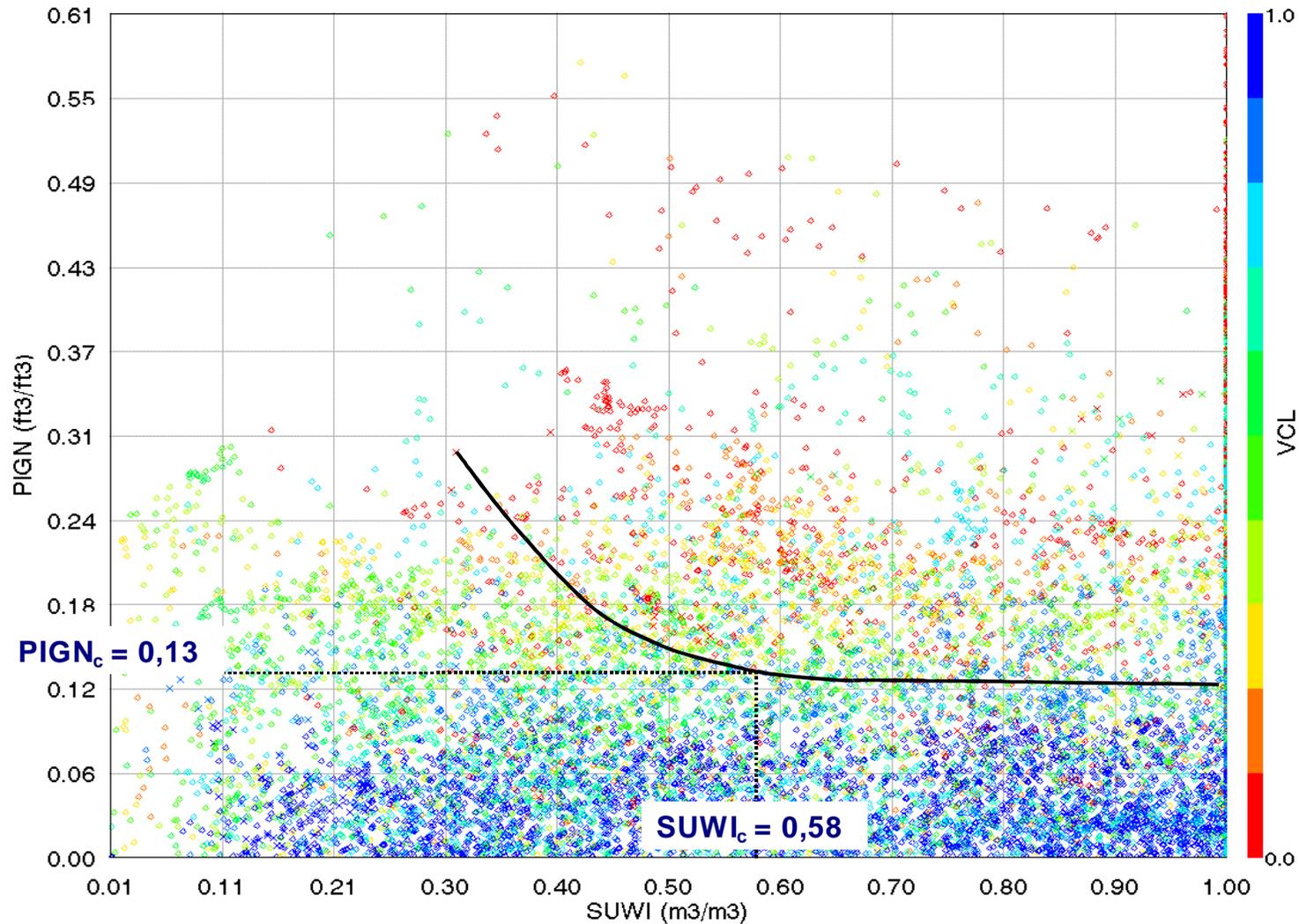




Determinación de Parámetros de Corte



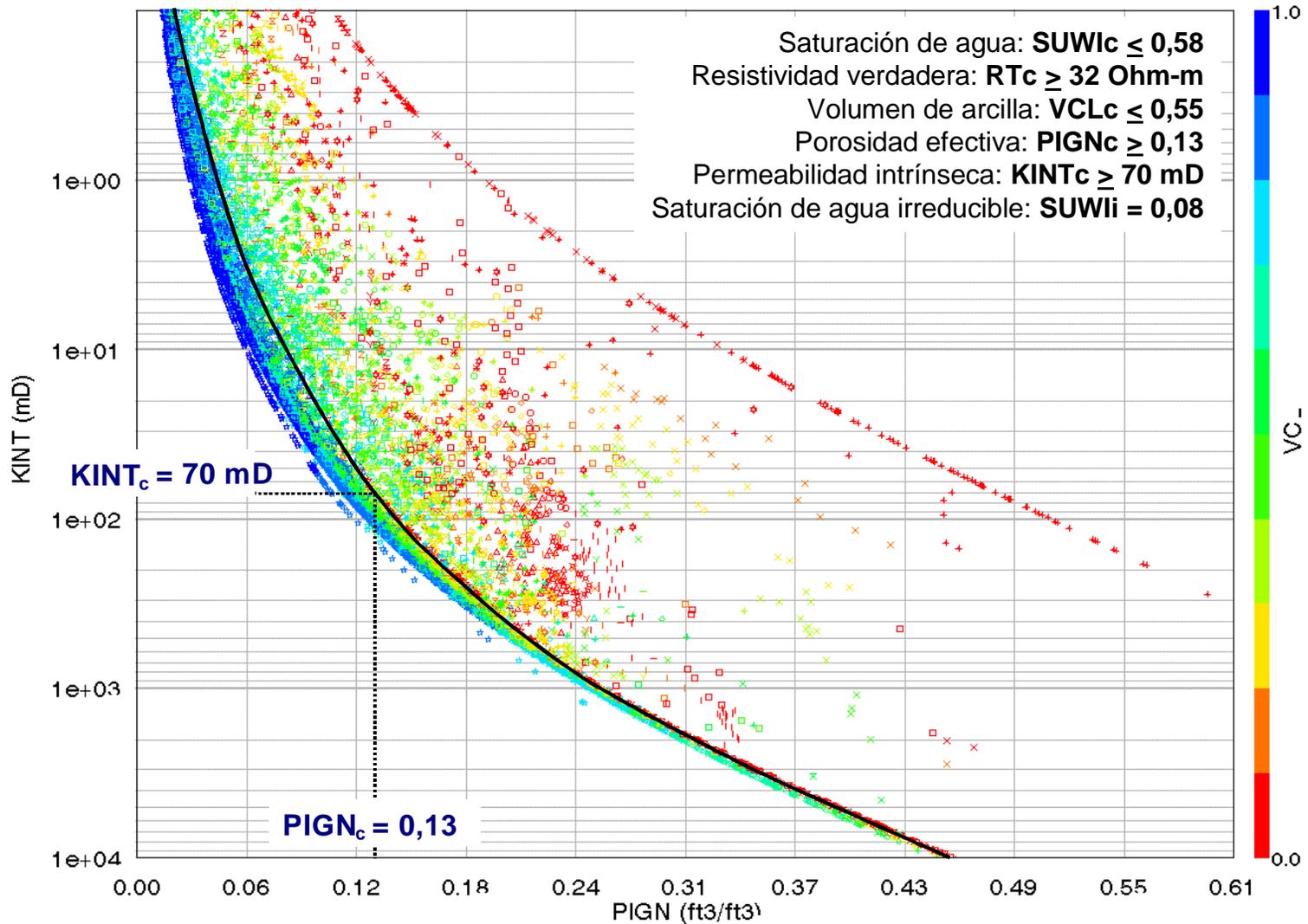
- Gráfica Phie Vs. Sw





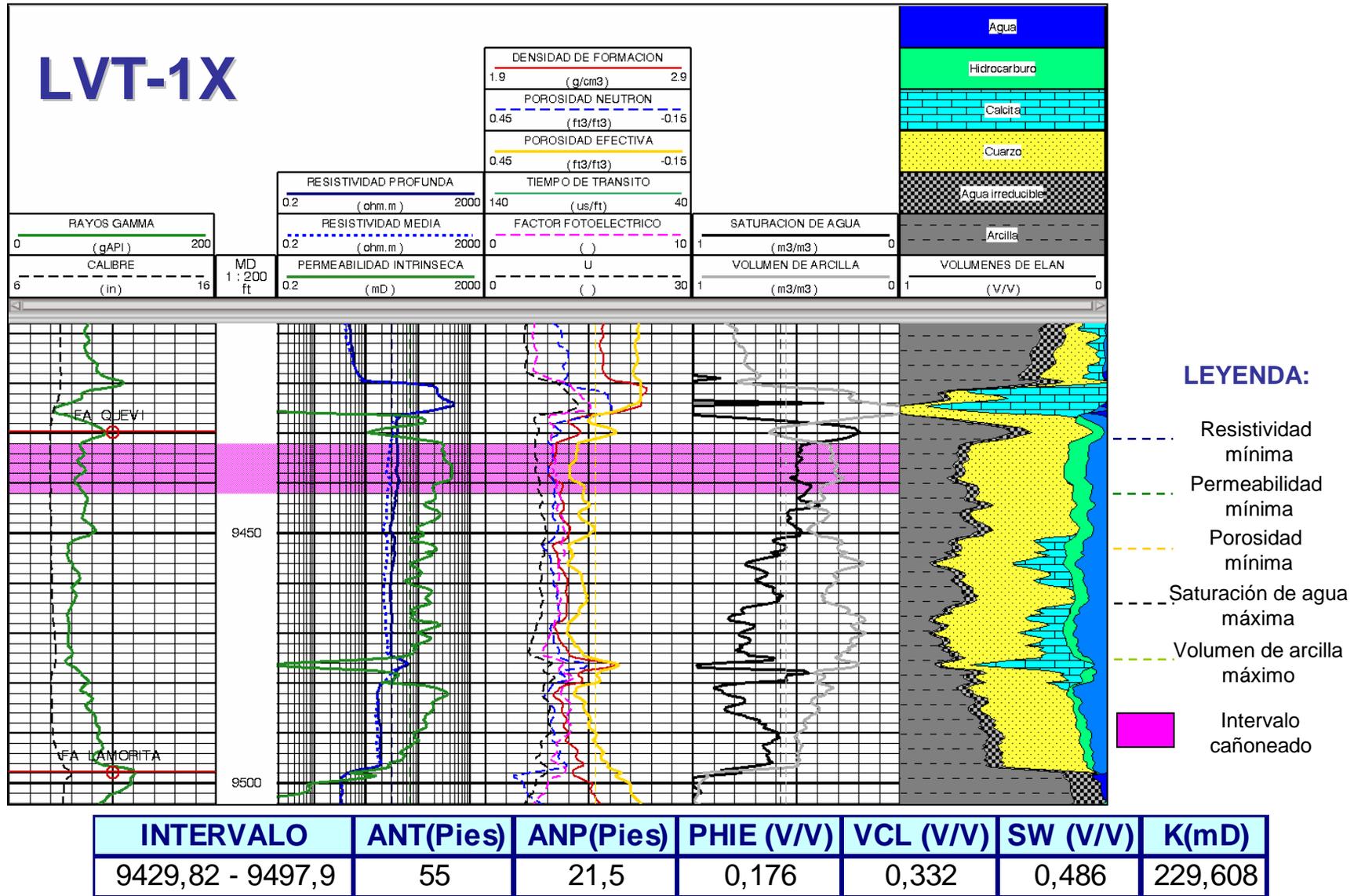
Determinación de Parámetros de Corte

- Gráfica K Vs. Phie





Validación de Parámetros de Corte





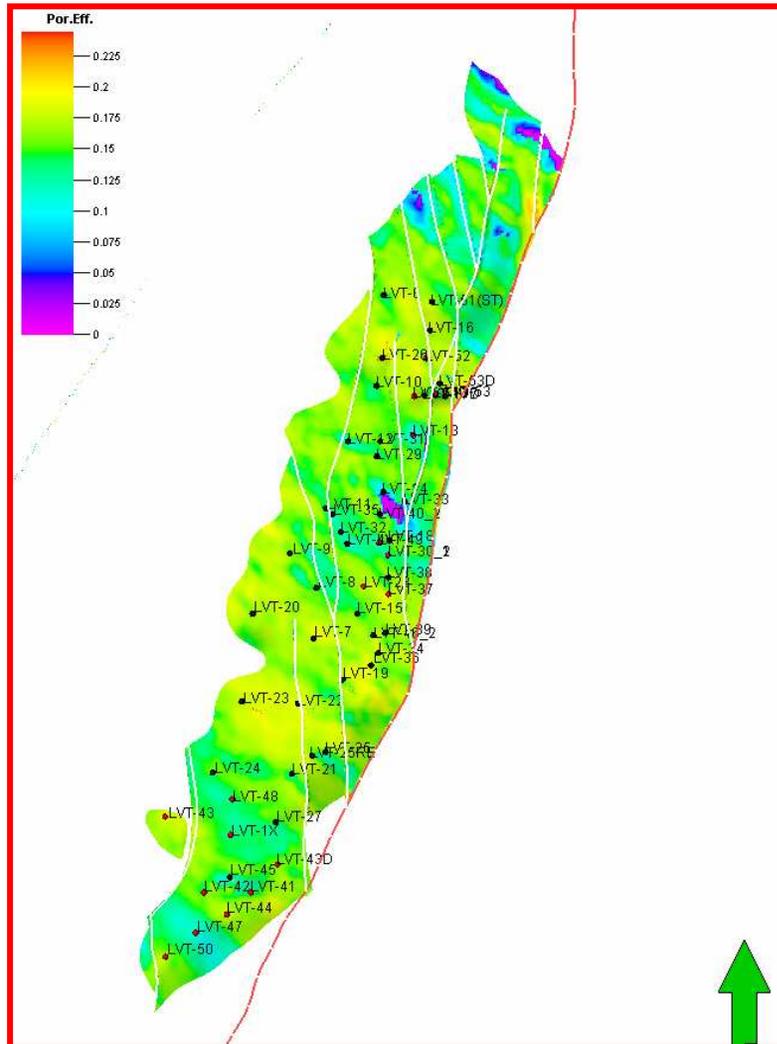
Cuantificación de Propiedades Petrofísicas Promedio

POZO	TOPE (pies) TVDSS	BASE (pies) TVDSS	ANT (Pies) TVD	ANP (Pies) TVD	PHIE (V/V) ANT	PHIE (V/V) ANP	VCL (V/V) ANY	SW (V/V) ANP	K (mD) ANP	CAP. ALM. (pies)	CAP. FLUJO. (mD-pies)
LVT-1X	8882,82	8950,90	55,00	21,50	0,18	0,18	0,33	0,49	229,61	1,94	12628,44
LVT-2X	9422,51	9489,01	36,00	0,00	0,22		0,35			0,00	
LVT-3X	9139,91	9198,14	42,50	0,00	0,18		0,35			0,00	
LVT-4X	8643,45	8713,22	31,50	22,50	0,23	0,18	0,36	0,38	167,68	2,47	5281,83
LVT-5X	9179,88	9240,18	44,37	0,00	0,22		0,37			0,00	
LVT-6	8849,46	8885,90	2,07	1,46	0,21	0,24	0,18	0,21	563,66	0,28	1164,48
LVT-7	8695,69	8771,30	28,14	18,77	0,23	0,24	0,31	0,23	634,50	3,53	17857,07
LVT-8	8682,27	8763,00	26,78	15,30	0,16	0,16	0,33	0,42	124,83	1,41	3342,43
LVT-9	8795,33	8865,55	35,26	20,38	0,21	0,22	0,32	0,45	513,42	2,42	18102,88
LVT-10	8661,70	8711,17	3,69	0,00	0,20		0,25			0,00	
LVT-11	8744,65	8803,20	8,98	8,98	0,14	0,14	0,29	0,24	88,23	0,95	792,69
LVT-12	8760,57	8822,31	11,74	4,61	0,18	0,15	0,37	0,49	87,25	0,34	1024,53
LVT-13	8686,19	8730,12	0,00	0,00						0,00	0,00
LVT-14	8668,83	8711,09	0,00	0,00						0,00	0,00
LVT-15	8636,29	8713,88	28,56	28,56	0,16	0,16	0,24	0,38	154,53	2,94	4413,88
LVT-16	8738,61	8816,68	31,30	24,10	0,17	0,17	0,24	0,40	122,59	2,45	3837,20
LVT-17	8794,63	8852,28	1,08	1,08	0,13	0,13	0,06	0,40	2,28	0,09	2,47
LVT-18	8605,44	8660,28	0,00	0,00						0,00	0,00
LVT-19	8666,33	8743,19	6,98	6,98	0,14	0,14	0,23	0,47	105,14	0,53	733,96
LVT-20	8850,67	8921,35	26,93	19,65	0,20	0,20	0,38	0,33	398,07	2,62	10718,98
LVT-21	8722,66	8795,97	33,98	31,48	0,19	0,19	0,40	0,36	291,15	3,89	9893,57
LVT-22	8756,64	8838,99	5,37	0,00	0,17		0,37			0,00	
LVT-23	8865,78	8925,14	17,25	9,19	0,25	0,19	0,26	0,41	312,42	1,00	5390,38
LVT-25	8729,84	8809,42	9,17	7,79	0,16	0,15	0,29	0,48	112,15	0,60	1028,06
LVT-26	8755,02	8807,73	0,00	0,00						0,00	0,00
LVT-27	8841,25	8909,40	5,12	0,00	0,16		0,30			0,00	
LVT-28	8667,98	8749,88	27,50	21,00	0,17	0,17	0,32	0,33	143,90	2,46	3957,36
LVT-29	8707,52	8754,19	0,00	0,00						0,00	0,00
LVT-30	8602,76	8664,10	14,12	3,41	0,20	0,23	0,22	0,56	691,00	0,35	9756,81
LVT-31	8653,69	8710,33	5,09	0,00	0,19		0,13			0,00	
LVT-32	8683,26	8753,49	26,00	24,00	0,17	0,17	0,32	0,36	163,92	2,65	4261,87
LVT-33	8623,04	8674,51	0,00	0,00						0,00	0,00
LVT-34	8625,87	8694,34	24,00	22,50	0,20	0,20	0,33	0,23	361,89	3,41	8685,46
LVT-35	8735,68	8795,19	12,50	12,50	0,15	0,15	0,48	0,13	125,52	1,62	1568,98
LVT-37	8589,88	8659,77	14,51	14,05	0,18	0,18	0,35	0,16	136,66	2,14	1983,44
LVT-39	8629,84	8698,05	44,08	42,63	0,21	0,21	0,37	0,17	336,99	7,49	14854,89
PROM	8758,22	8822,31	18,32	10,62	0,19	0,18	0,30	0,35	255,10	1,32	4871,78

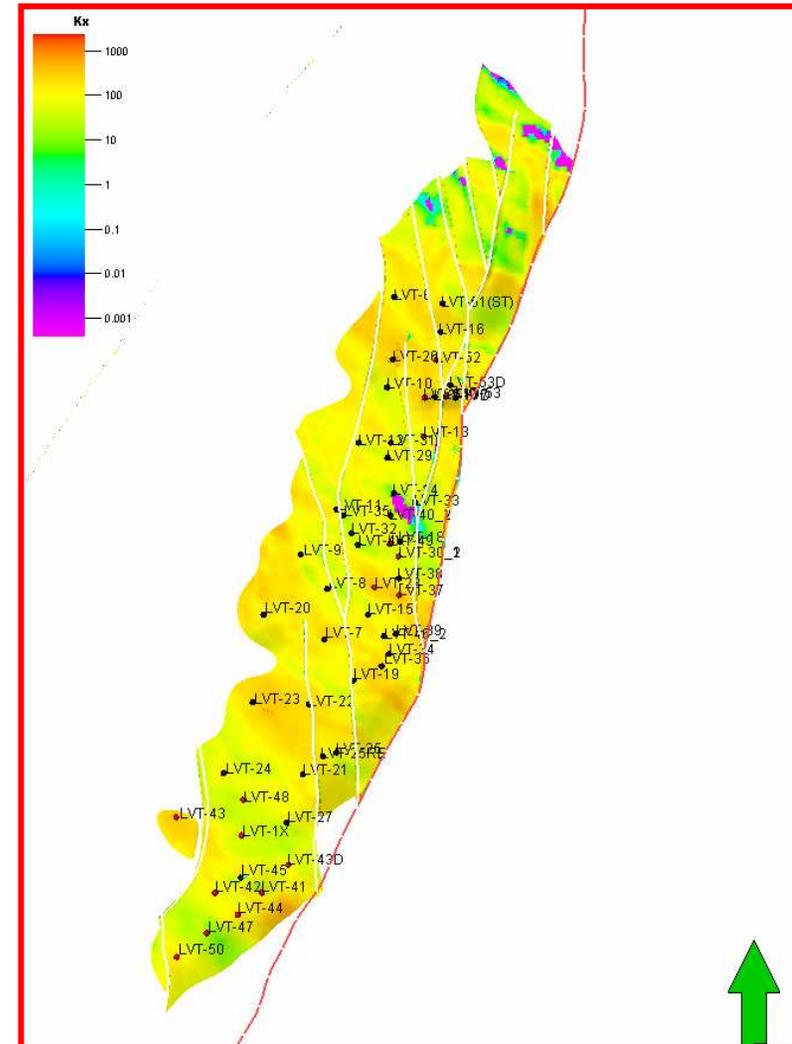


Elaboración de Mapas de Isopropiedades

Mapa de Isoporosidad



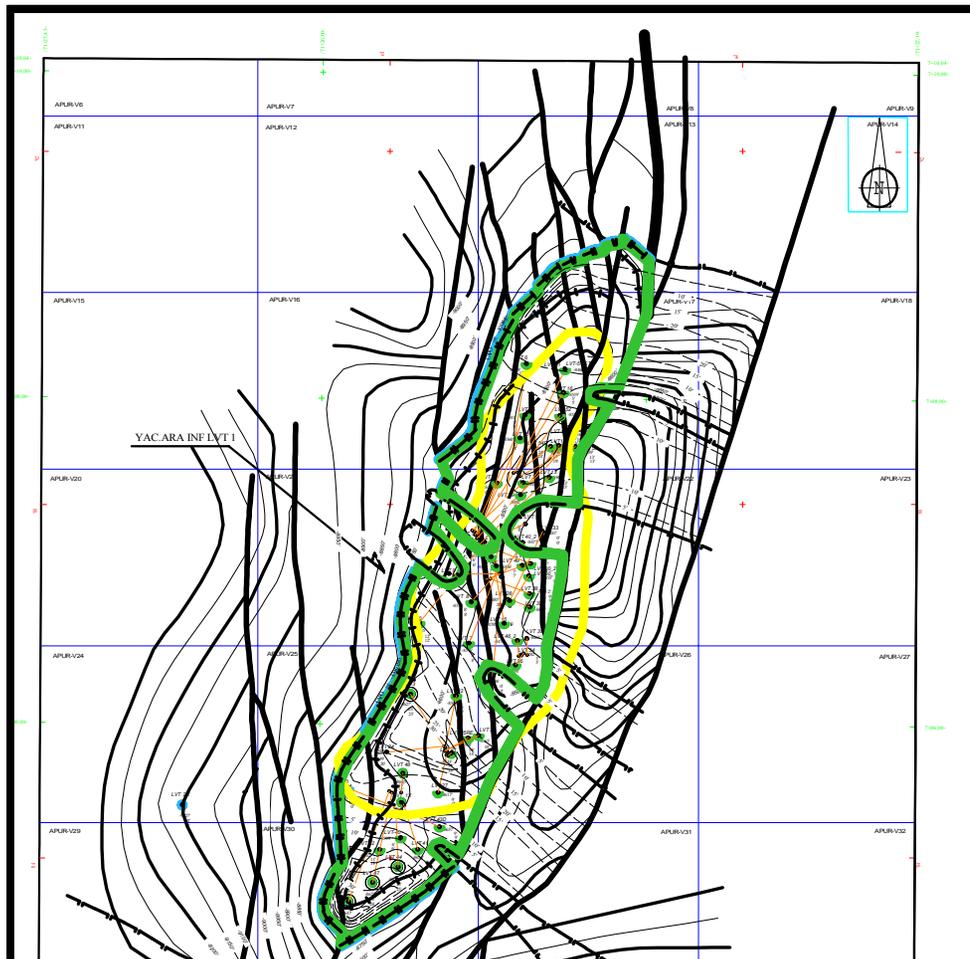
Mapa de Isopermeabilidad





Elaboración de Mapas de Isopropiedades

- **Mapa de Reservas (Estructural e Isópaco de ANP)**



Nombre de Parcela	Area (Acres)	Volumen (Acre-Pies)
APUR-V13	130.055570	949.071290
APUR-V16	30.960662	88.986926
APUR-V17	715.720677	8304.923451
APUR-V21	219.622099	1174.389703
APUR-V22	421.309873	2626.248201
APUR-V25	634.740468	9877.477118
APUR-V26	180.293238	1312.307241
APUR-V30	351.917210	5213.658646
TOTAL ARA INF LVT 1	2684.619797	29547.062576

POES ↗



Cálculo del POES

- **Método Volumétrico**

$$\text{POES} = \frac{7758 \cdot A \cdot \text{ANP} \cdot \Phi \cdot (1 - S_w)}{\text{Boi}}$$

Donde:

7758: Factor de conversión a Barriles Normales (Bls/acres*pie)

A: Área del campo (Acres)

ANP: Arena neta petrolífera (Pies)

Φ: Porosidad Efectiva (Fracción)

Sw: Saturación de agua (Fracción)

Boi: Factor volumétrico inicial de petróleo



$$\text{POES} = \frac{\text{VR} \cdot \text{NTG} \cdot \Phi \cdot (1 - S_w)}{\text{Boi}}$$

Donde:

VR: Volumen de Roca (Barriles)

NTG: Net To Gross (Fracción)

Φ: Porosidad Efectiva (Fracción)

Sw: Saturación de agua (Fracción)

Boi: Factor volumétrico inicial de petróleo

$$\text{NTG} = \text{ANP} / \text{ET}$$

Donde:

NTG: Net To Gross

ANP: Arena neta petrolífera (Pies)

ET: Espesor Total (Pies)



MÓDULO III

EVALUACIÓN DE FORMACIONES INTEGRADA

FIN DEL MÓDULO