



Como construir un modelo petrofísico, del poro al perfil

Agosto 2020
Claudio Naidés

Agenda



- **INTRODUCCION**
- **OBJETIVO - WORKFLOW**
- **INFORMACION ADQUIRIDA**
- **ESCALAS E INTEGRACION**
- **DEFINICION PROPIEDADES PETROFISICAS**
- **EJEMPLOS**
- **CONCLUSIONES**

Introducción



Que es un Modelo

El concepto de modelo se define como un esquema teórico, generalmente en forma matemática, de un sistema o de una realidad compleja, que se elabora para facilitar su comprensión y el estudio del comportamiento.

Modelo Petrofísico

Un Modelo Petrofísico de un reservorio, es la determinación de cada una de las características particulares que permiten definir los distintos tipos de reservorios con sus propiedades de almacenamiento, fluidos y capacidades productivas distintivas. Es un proceso multidisciplinario de generación, interpretación, calibración e integración de la información geológica y de ingeniería.

Modelo Petrofísico

Esta información tiene diferentes orígenes y escalas de análisis, que va desde la escala del poro hasta información de menor resolución, donde el perfil de pozo es el elemento integrador donde se deberán cuantificar estas propiedades para construir el modelo final.

Se deberán también identificar las posibles incertidumbres, desde la adquisición del dato hasta la interpretación misma, para conocer sus incertidumbres y representarlas en el modelo final.

Objetivo



Objetivo Inmediato

Objetivo Mediato

Estrategia de la adquisición de datos en función del uso inmediato (terminación) y/ó mediato (caracterización de reservorio).

Objetivo: inmediato



Interpretar el Pozo para identificar los reservorios potenciales y definir su terminación.

Evaluar Porosidad, Saturaciones y Permeabilidad.

Objetivo: mediato



Petróleo Original
in situ (**POIS**)

$$N = \frac{A * H_u * \phi * (1-S_w)}{B_o}$$

Gas Original
in situ (**GOIS**)

$$N = \frac{A * H_u * \phi * (1-S_w)}{B_g}$$

A=Area

Hu= Espesor útil

Phi= Porosidad

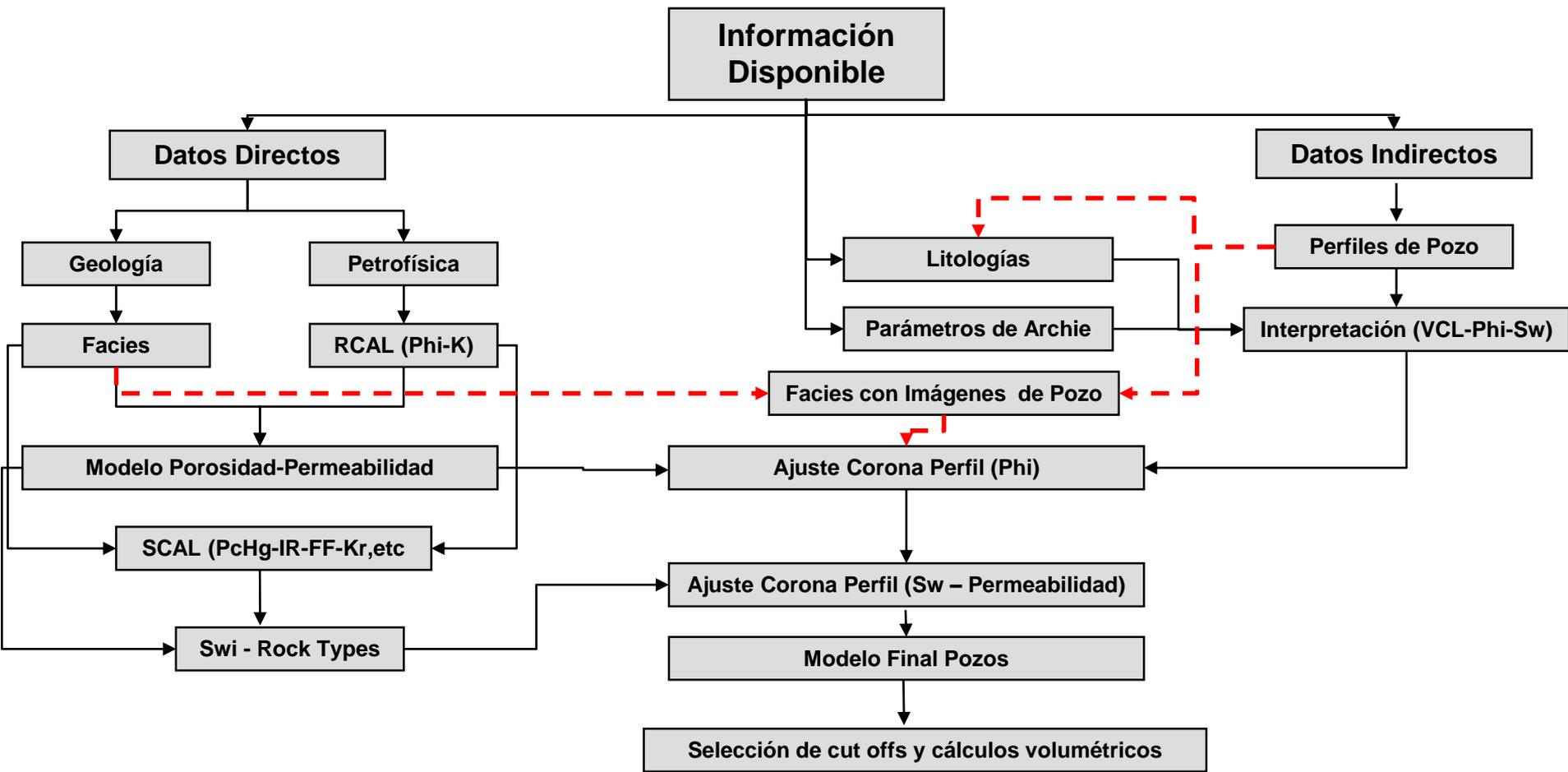
Sw= Saturación de Agua

Bo= Factor de Volumen para petróleo

Bg= Factor de Volumen para gas.

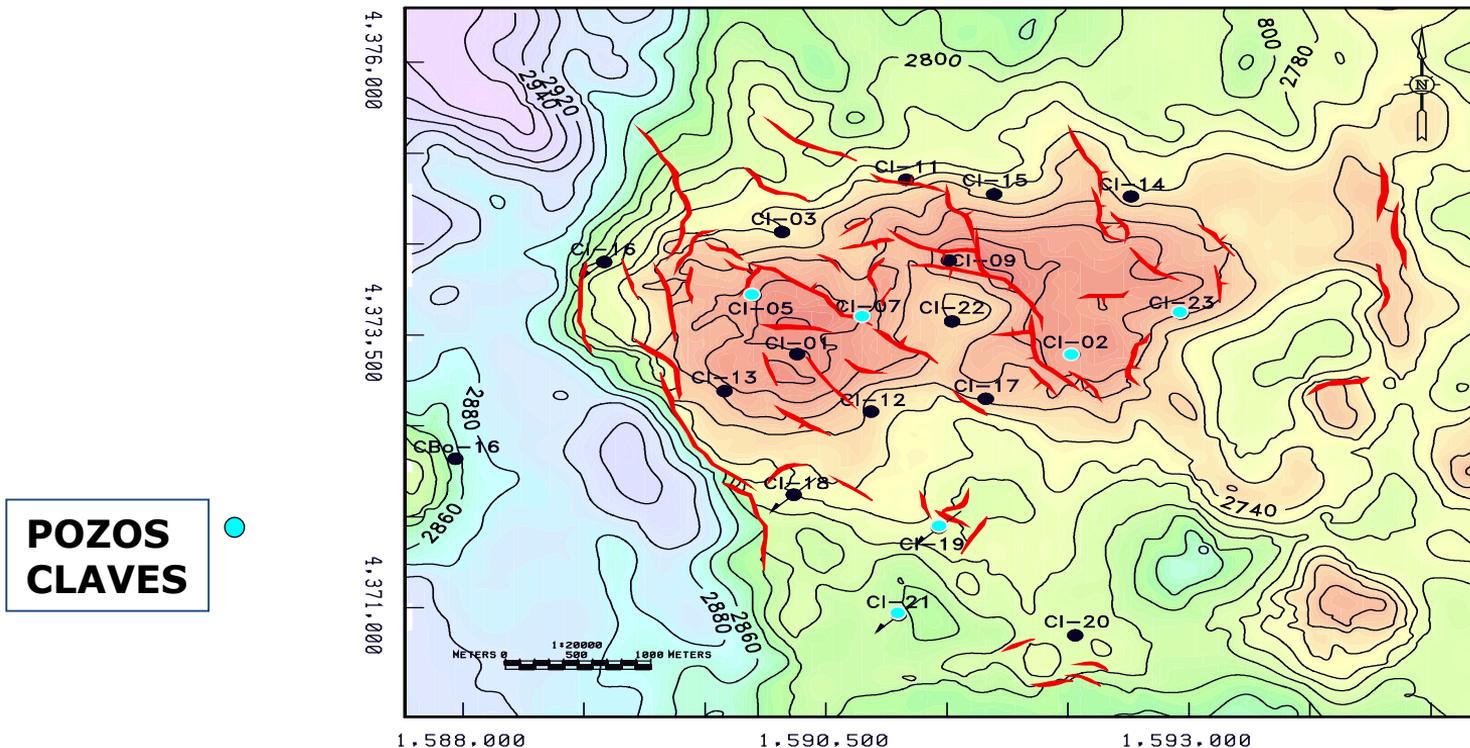
Modelo de Permeabilidad para evaluar la capacidad productiva de un reservorio.

Flujograma



Flujograma

Determinar los pozos claves (key wells) para calibrar el modelo petrofísico, estos se seleccionaran en función a su información y a su distribución areal.



Adquisición de la Información: Datos Directos: Datos de Pozo

Datos directos del reservorio

Testigos corona



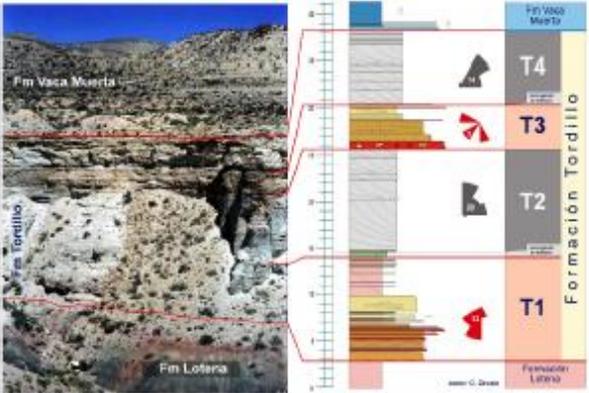
Testigos laterales



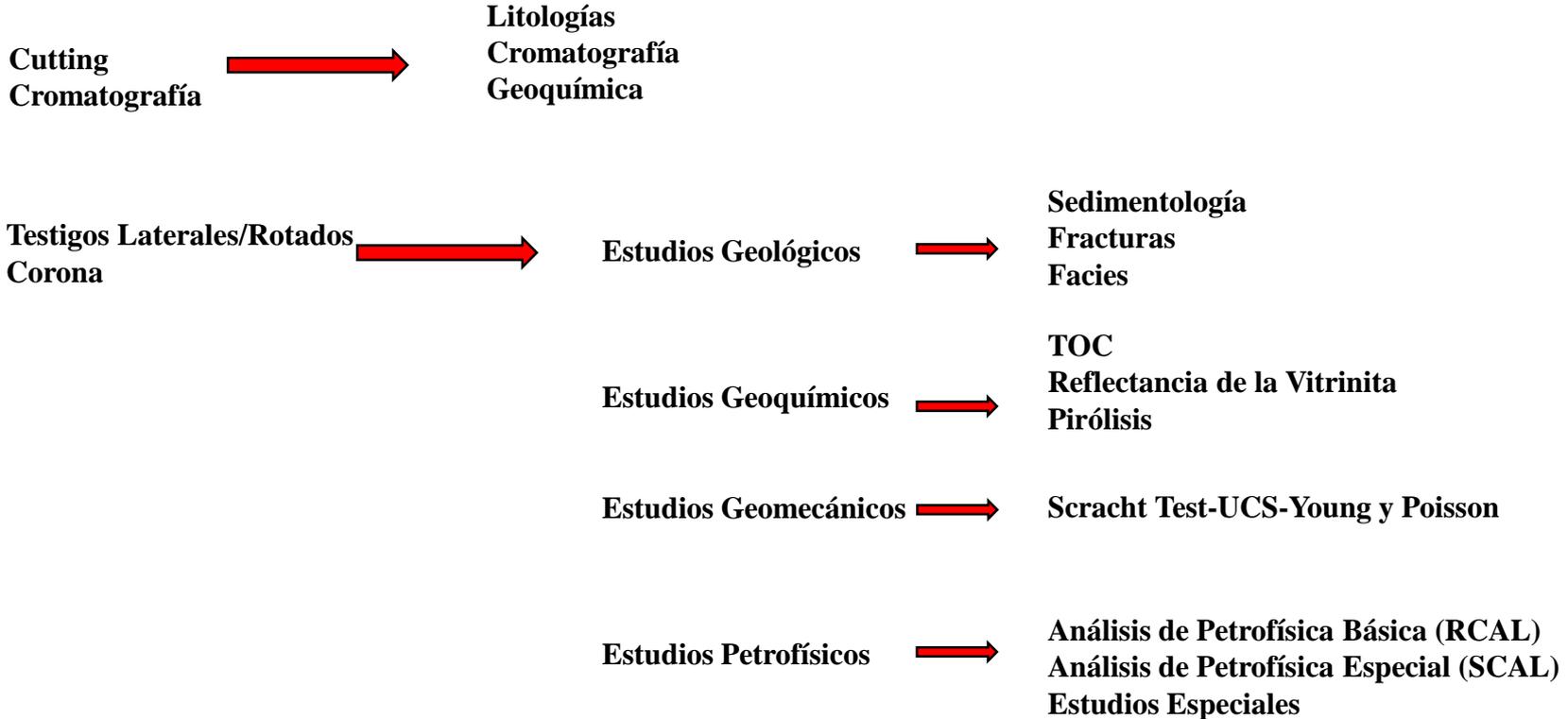
Recortes de perforación



Afloramientos



Adquisición de la Información: Datos Directos: Datos de Pozo

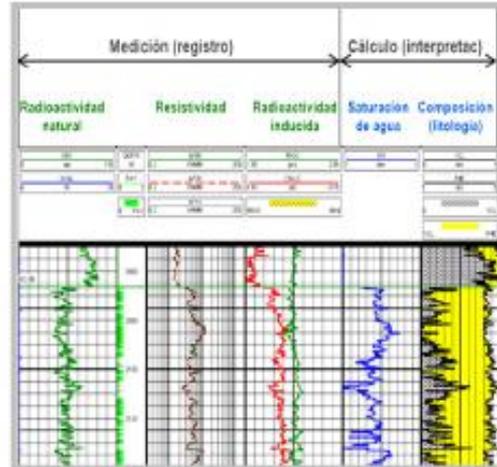
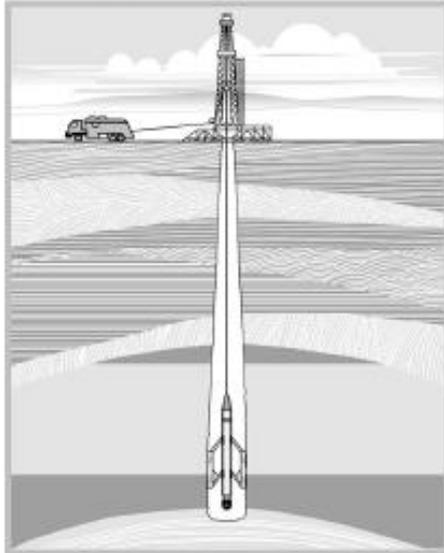


Adquisición de la Información: Datos Indirectos: Perfiles de Pozo

Datos indirectos del reservorio

Perfiles de pozo

Perfilaje: es la medición y registro de ciertas propiedades de las rocas en función de la profundidad del pozo.



Se realiza mediante sondas que trabajan bajo diferentes principios físicos.



Adquisición de la Información:

Datos Indirectos: Perfiles de Pozo



Eléctricos

Conductivo

Resistivo

Microresistivo

Dieléctrico

Acústicos

Sónico

**Sónico Onda
Completa**

VSP

Imagen

Nucleares

Gamma Ray

Densidad

Neutrón

**Resonancia
Magnética**

Perfil

Litogeoquímico

Evaluadores de Formación

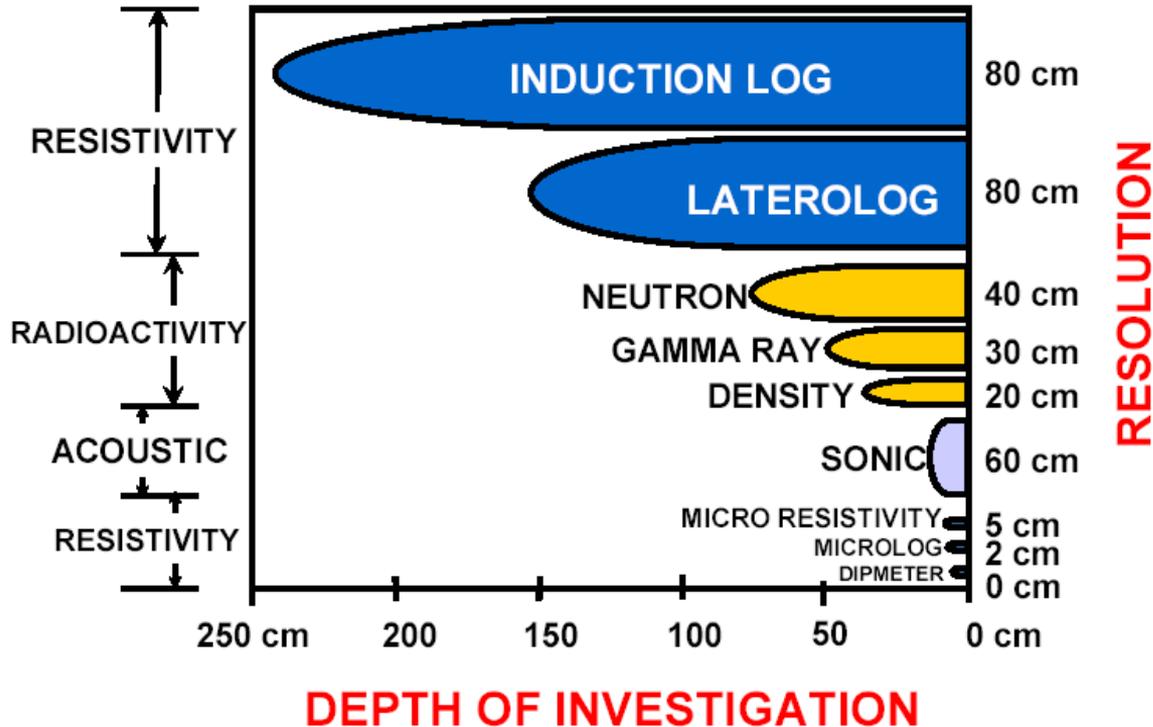
Fm Tester

**Modular Fm
Tester**

- 1- Registro Open Hole (OH)**
- 2- Registro Cased Hole (CH)**
- 3- Registro Logging while Drilling (LWD)**

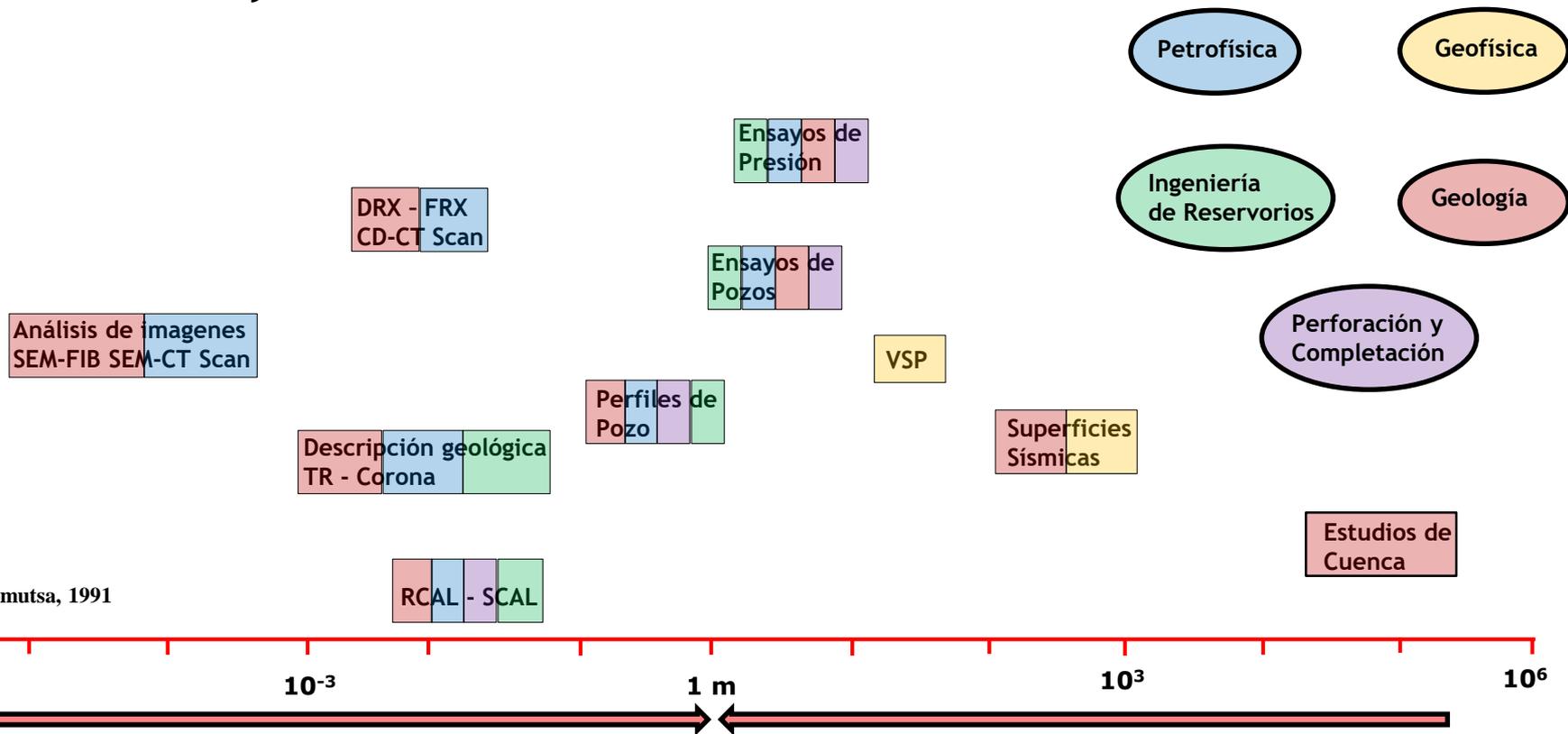
Adquisición de la Información: Datos Indirectos: Perfiles de Pozo

Logging Tools



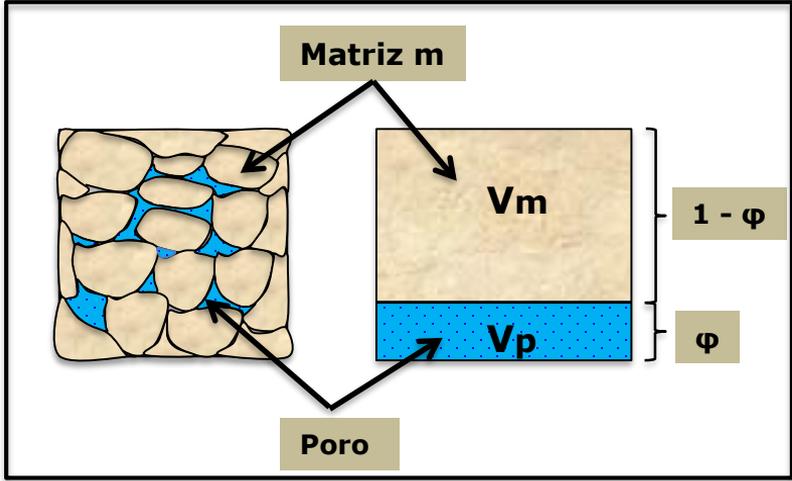
Escalas de Información adquirida y estudiada

Escalas de medición y resolución relativa de estudios de caracterización

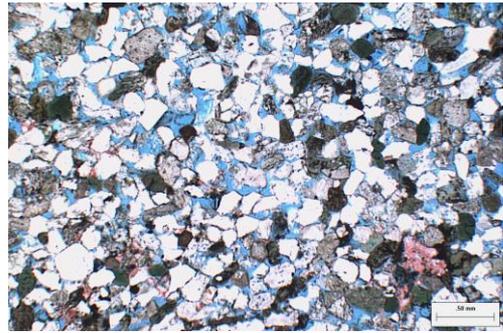


Modificado de:
Jackson and Tomutsa, 1991

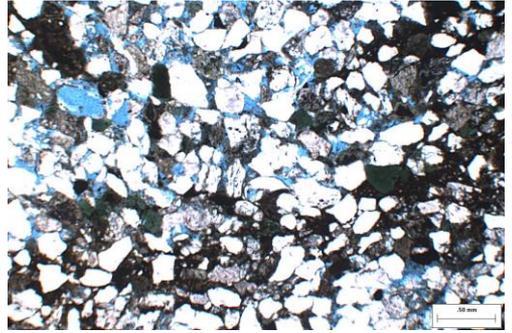
Porosidad



Intergranular

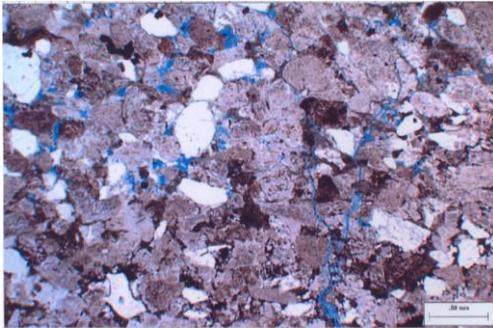


Intragranular



Porosidad = $\frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total de la muestra}}$ $\Phi = \frac{V_{\text{poros}}}{V_{\text{muestra}}}$

Fractura



Vugular-Móldica

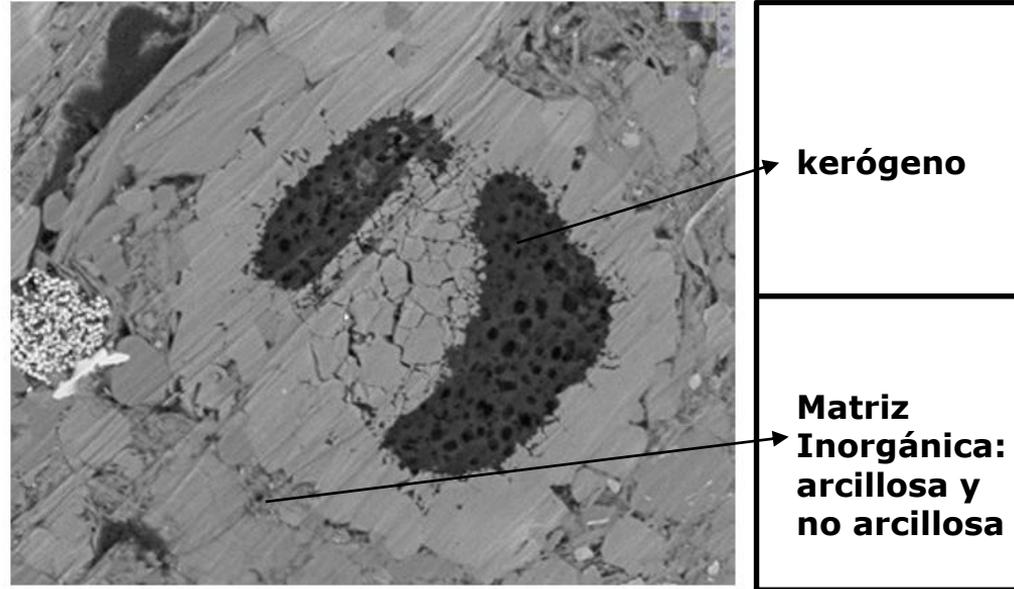


Tipos de Porosidad en Shales

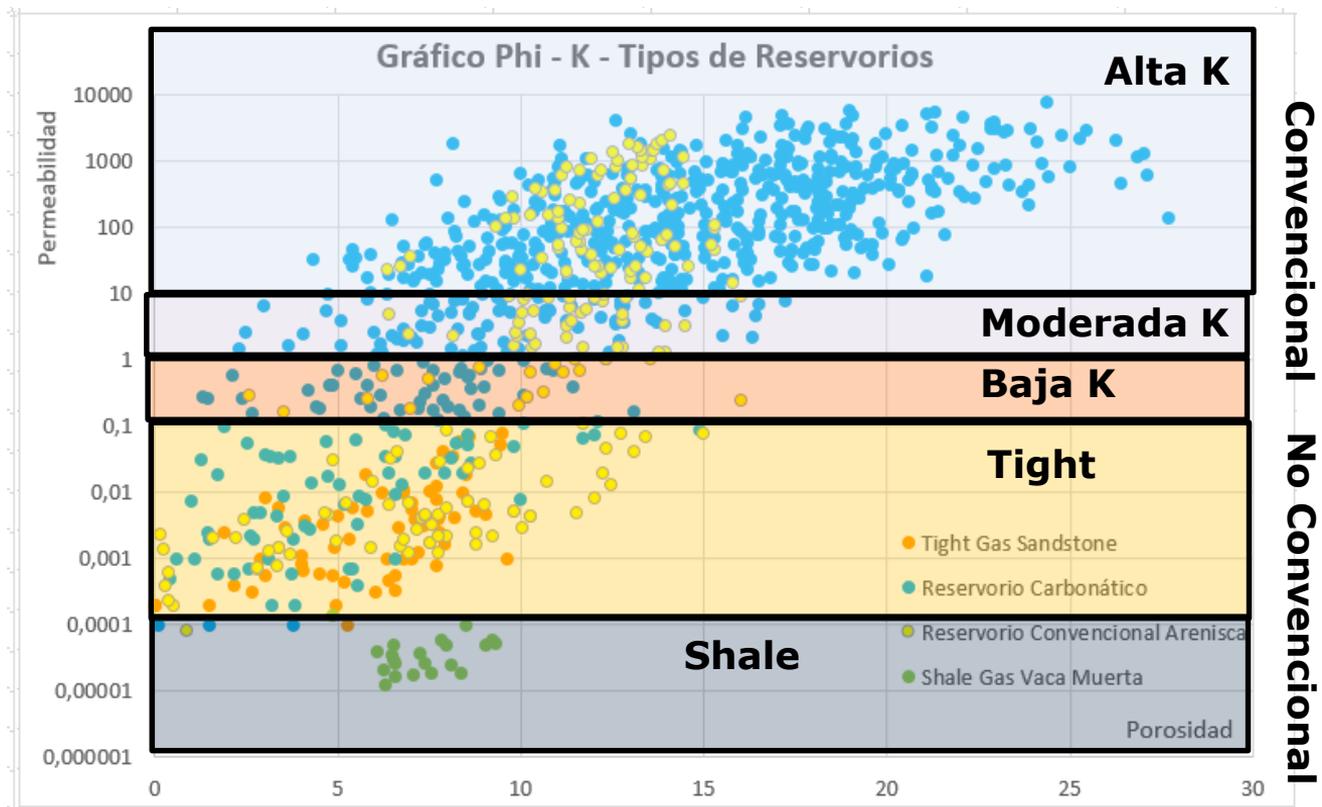
1 – Porosidad en la fracción no arcillosa.

2 – Porosidad en la fracción arcillosa.

3 – Porosidad del kerógeno.



Permeabilidad



Saturación



La saturación de una formación es la fracción de su volumen poroso que ocupa el líquido considerado.

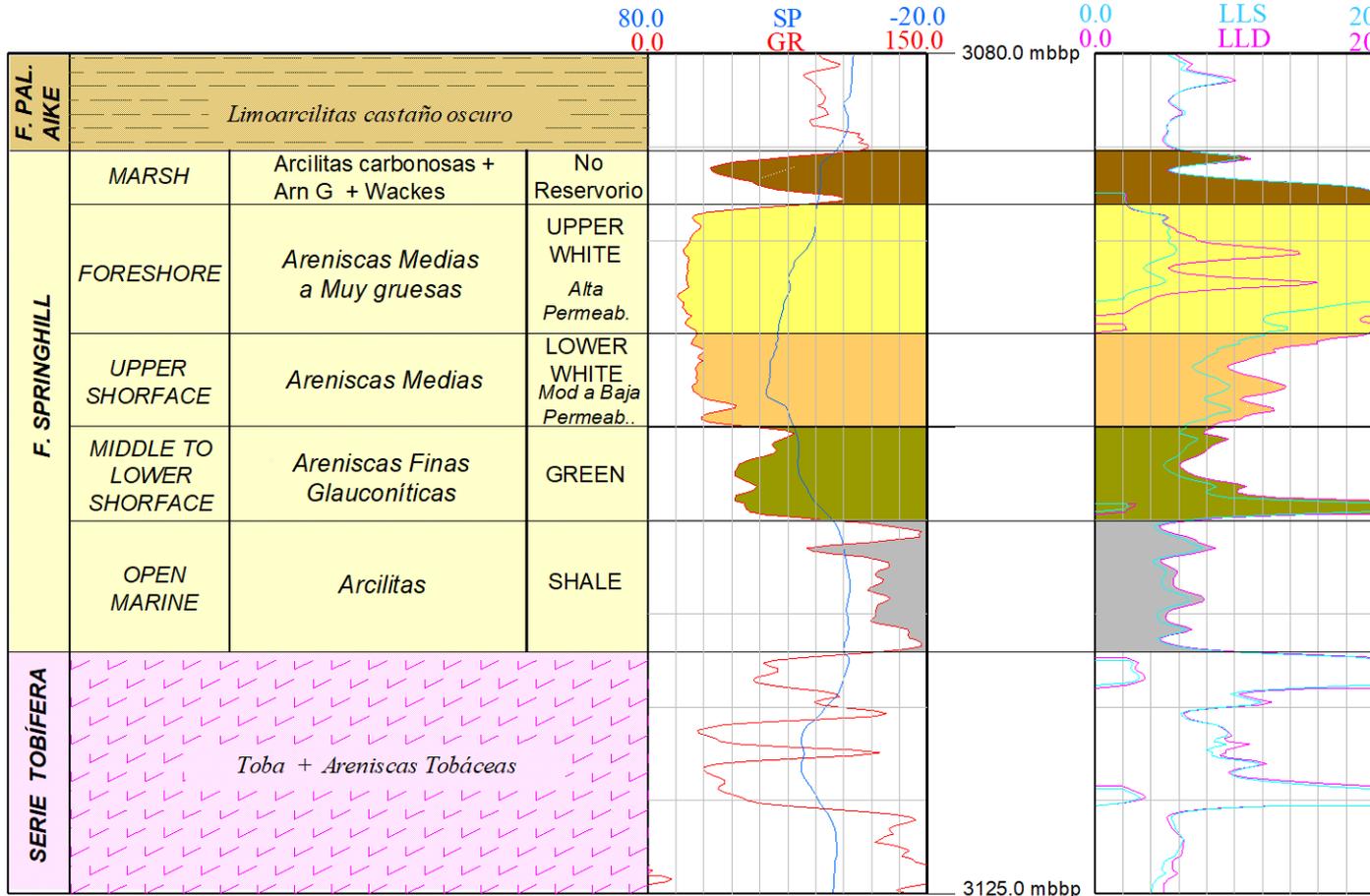
Si en los poros de una roca solo existe agua, en ese caso se considera que dicha formación tiene $S_w=100\%$.

En una formación, la S_w nunca va a llegar a cero, siempre va a tener una fracción de agua capilar, que es la S_{wi} .

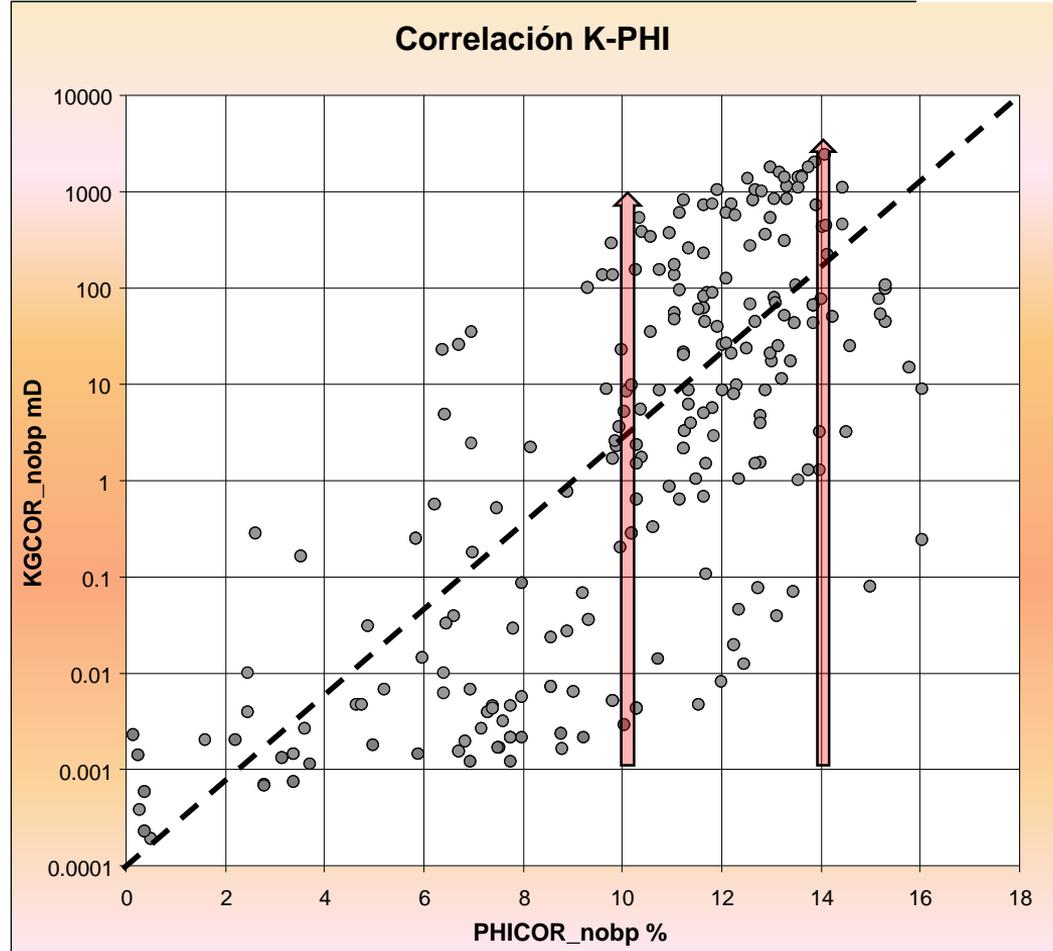
La saturación puede ser obtenida a partir de ensayos sobre coronas y a través de perfiles de pozo.

MODELO PRETROPISICO PREDICTIVO APLICANDO EL CONCEPTO DE UNIDADES HIDRAULICAS DE FLUJO

Litofacias

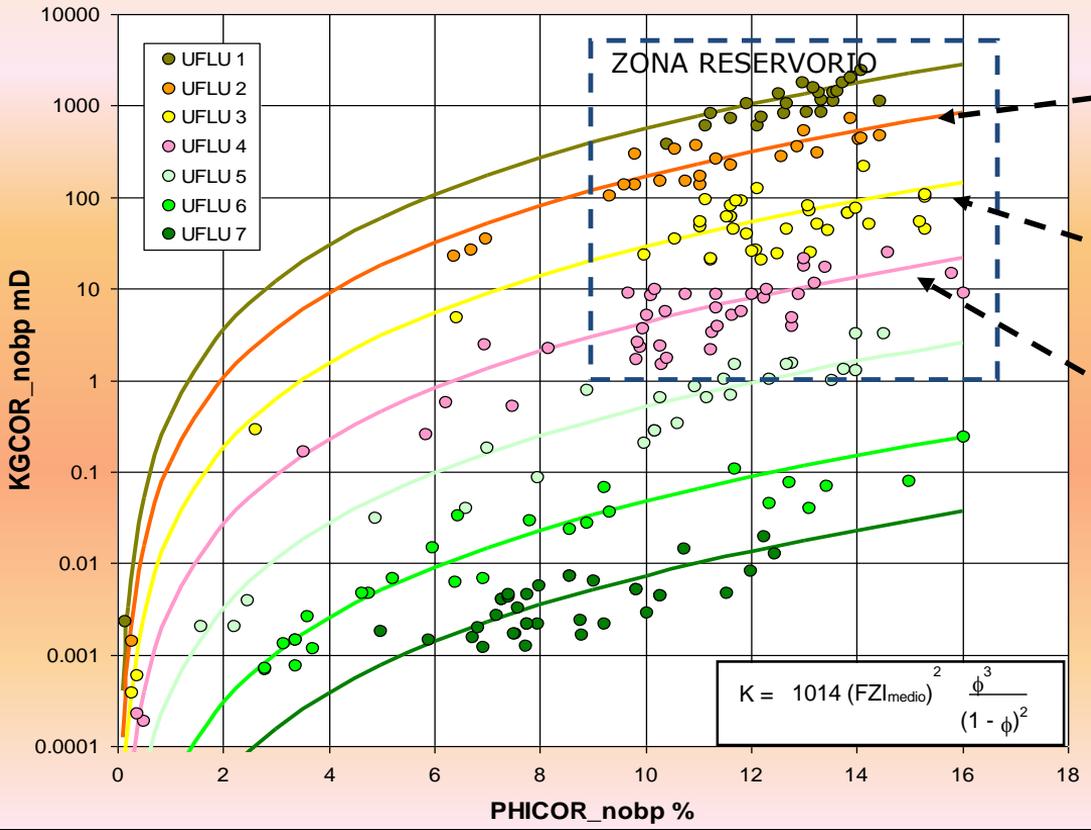


Motivación

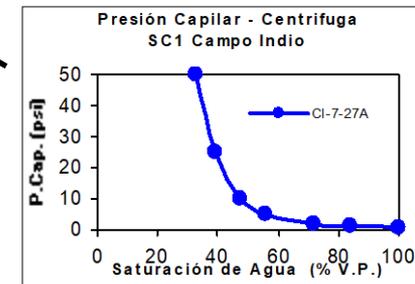
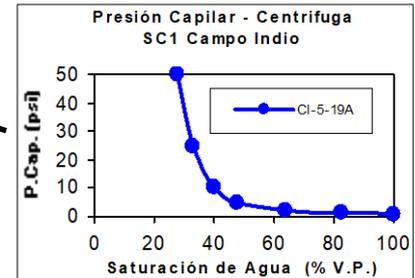
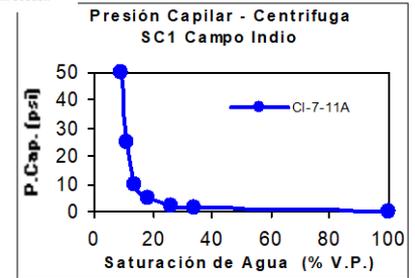
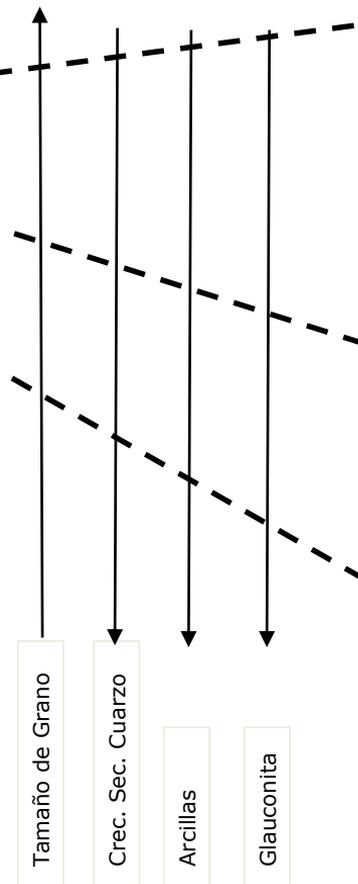


Modelo de Permeabilidad

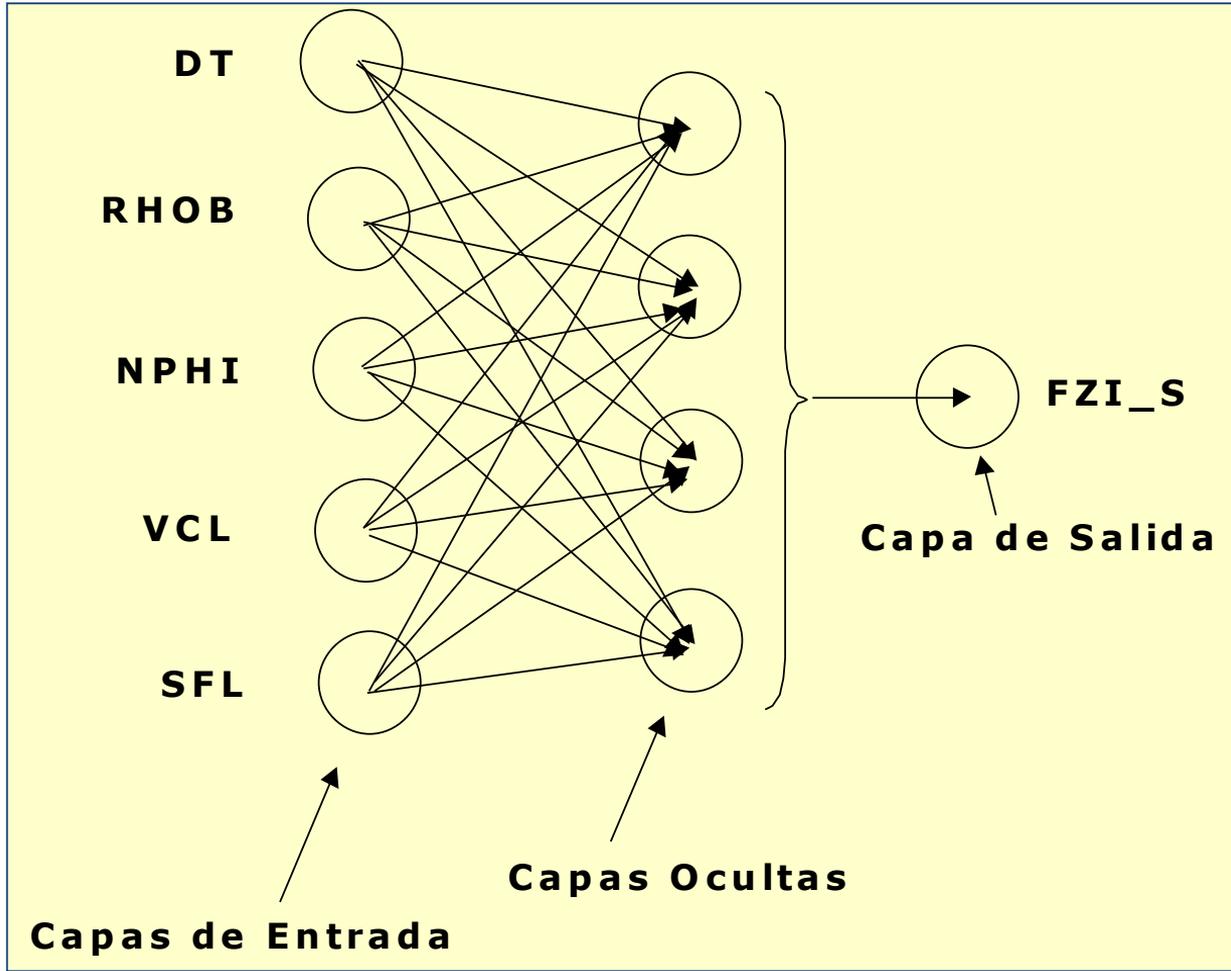
UNIDADES DE FLUJO
Correlación K-PHI - SCI Campo Indio



Crec. Sec. Cuarzo & Arcillas ←



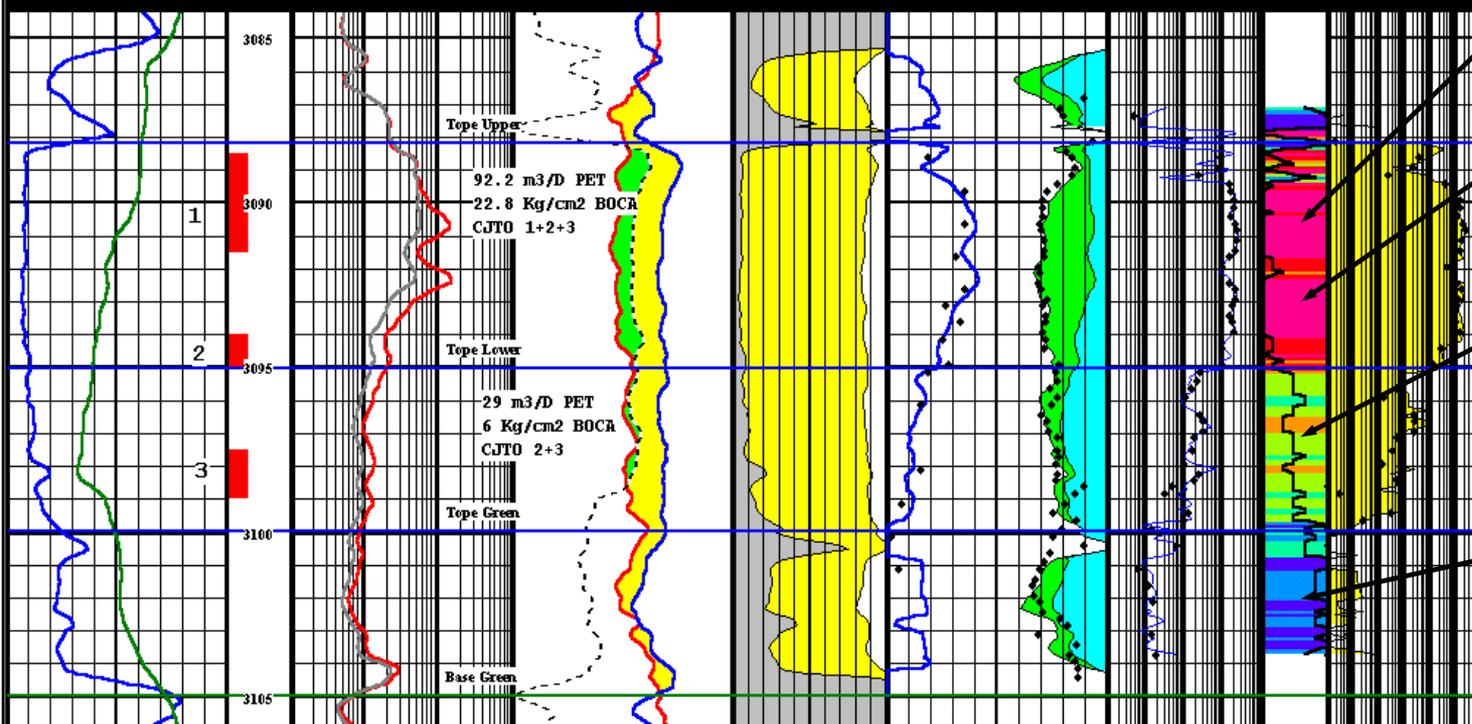
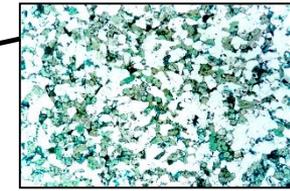
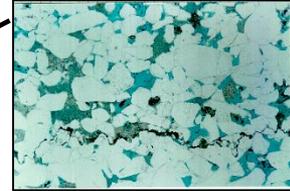
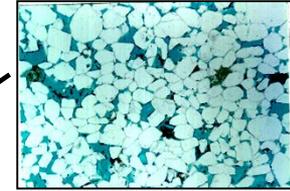
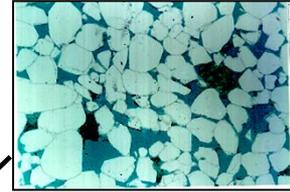
Metodología de extrapolación



Pozo de Entrenamiento



1	2	3	4	5	6	7	8	9
GRN 0	DEPTH M 200	LLD OHMM 1000	DEPTH M 0	VCL dec 1	PHIEQ dec 0	FEL RED 100	DEPTH M 0.01	KG_RED 10000
SPI -50	PUNZ 0 3	LLS OHMM 1000	RHOB G/C3 1.95 2.95	PHIEQ dec 0	BVVQ dec 0	FEL COR 100	FELURED 1 7	KG_COR 10000
	PUNZ 0		DT U/FT 140 40	VCL	SWQ dec -1		FELURED 1 7	KG_RED
	PUNZ 0		NPHI V/V 0.45	VCL PHIEQ	SW_COR -100			



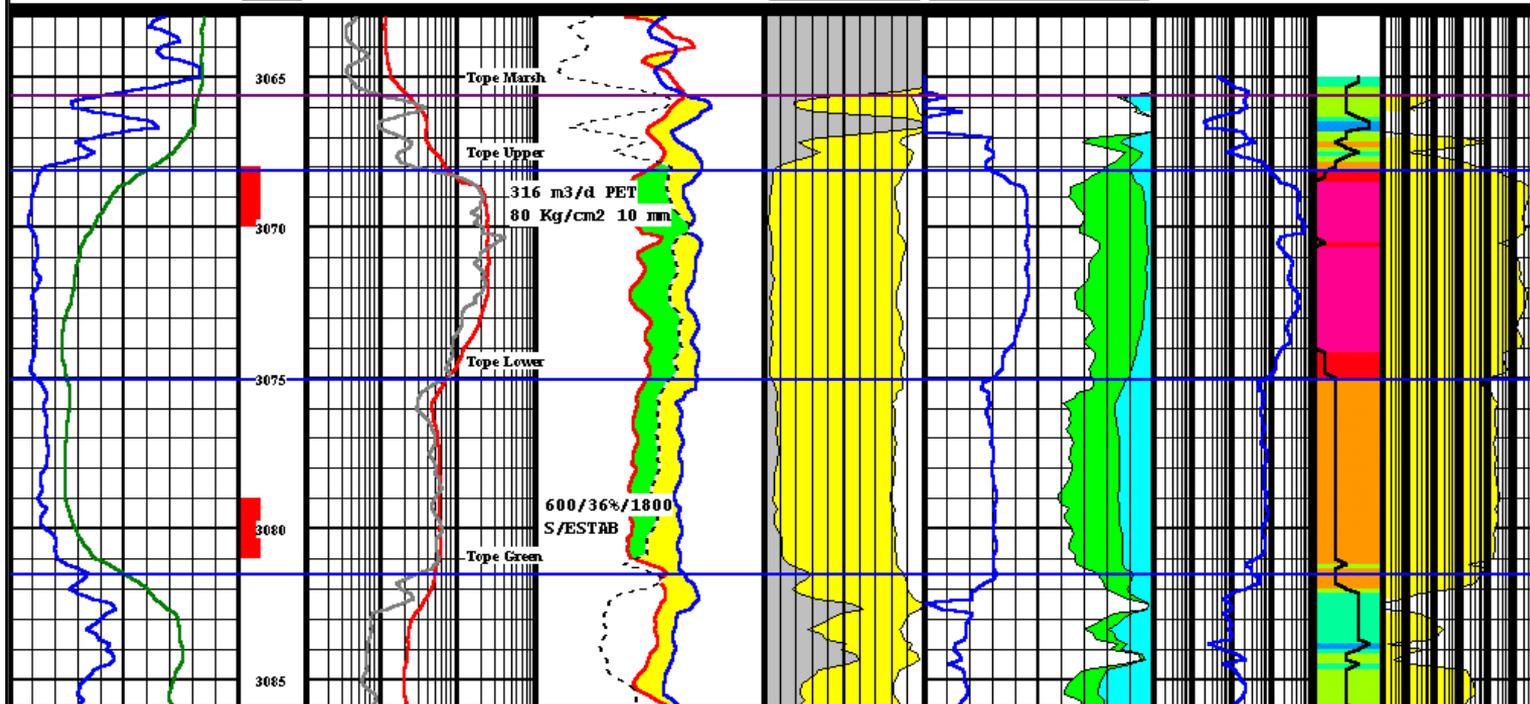
Pozo de Extensión



Argentine Petroleum Section

Pampaenergía

1	2	3	4	5	6	7	8	9
GRN 0 150	DEPTH M 1	ILD 1 1000	DEPTH M 1	VCL dec 1	PHIEQ dec 0	EXI RED 100	DEPTH M 1	KG_RED 0.01 10000
SPC -120 20	PUNZ 0 3	SFLU 1 1000	RHOB 1.95 2.95	PHIEQ dec 0	BVWQ dec 0		UFLU S 1 7	KG_RED 0.01
	0 PUNZ		DT 140 40	VCL	SWQ 1 dec -1		UFLU S 1 7	
	0 PUNZ		NPHI 0.45 -0.15	VCL PHIEQ	PHIEQ			



CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE UN RESERVORIO CLÁSTICO INTEGRANDO INFORMACIÓN DE CORONAS Y PERFILES

Análisis de Facies del Miembro Troncoso en la Zona de Rincón de Los Sauces, Neuquén, Argentina. C. Naidés, M. Barrionuevo. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos 2002 IAPG.

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL MIEMBRO TRONCOSO INFERIOR EN EL YACIMIENTO PUESTO HERNÁNDEZ, NEUQUÉN, ARGENTINA. A. Krittian, C. Naidés. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos 2005 IAPG.

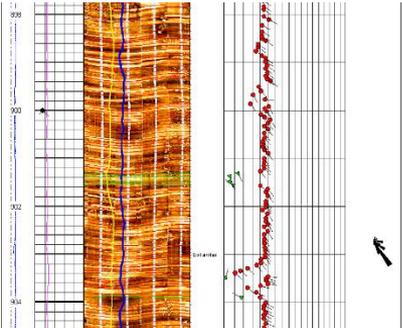
Flujograma del Modelo de Facies



AFLORAMIENTOS



CORONAS



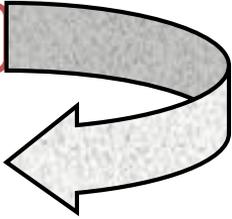
Se reconocen estructuras diagnósticas de facies eólicas y fluviales.

IMAGEN DE POZO

Se identifican estructuras y patrones de dip que definen facies eólicas y fluviales en imágenes.

PERFILES

Con Perfiles seleccionados (PEF-DEN-NGS) se infieren las facies identificadas previamente a través de un “análisis discriminante no paramétrico. Se caracteriza cada facies petrofísicamente.



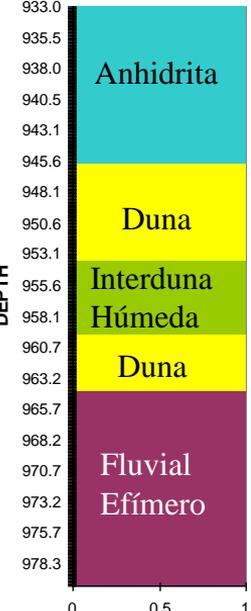
Modelo de Facies con perfiles



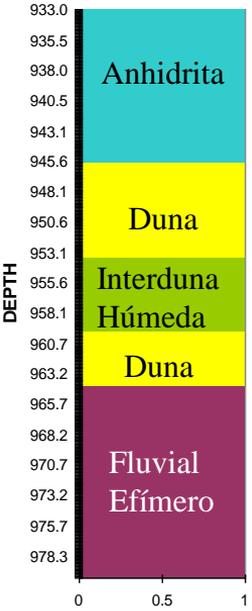
Entrenamiento

Test

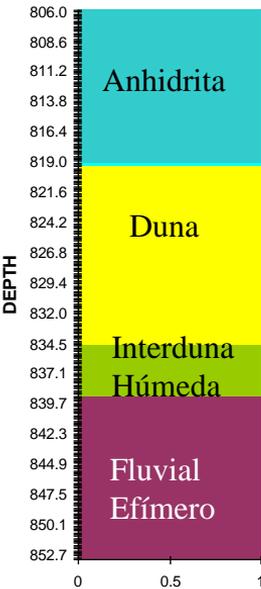
Descripción de Facies con Corona y Perfil de Imagen Pozo PH-1236 Miembro Troncoso



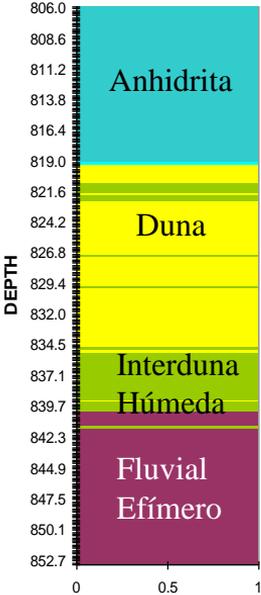
Facies Estimadas con PEF-DEN-NGS Pozo PH-1236 Miembro Troncoso



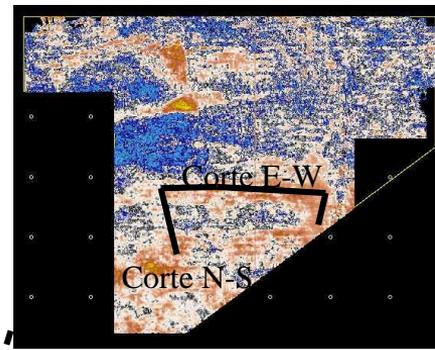
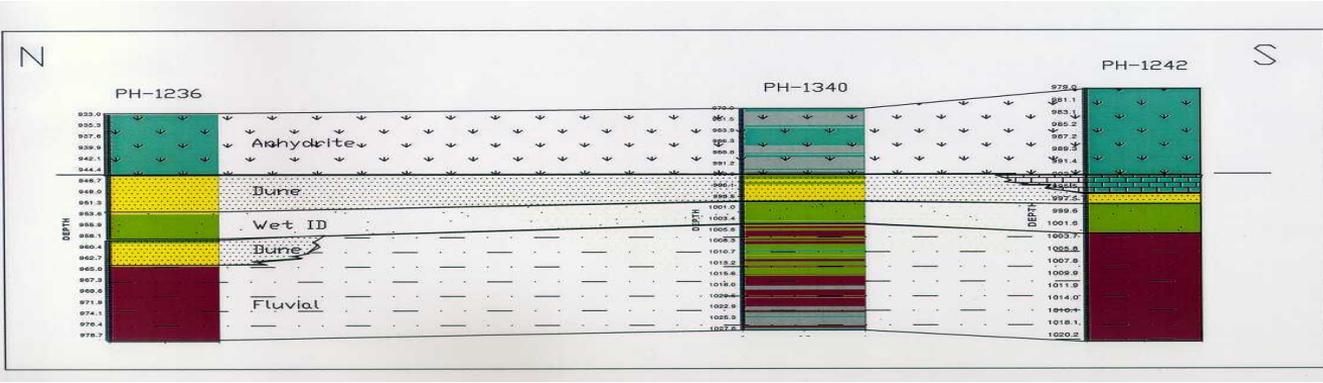
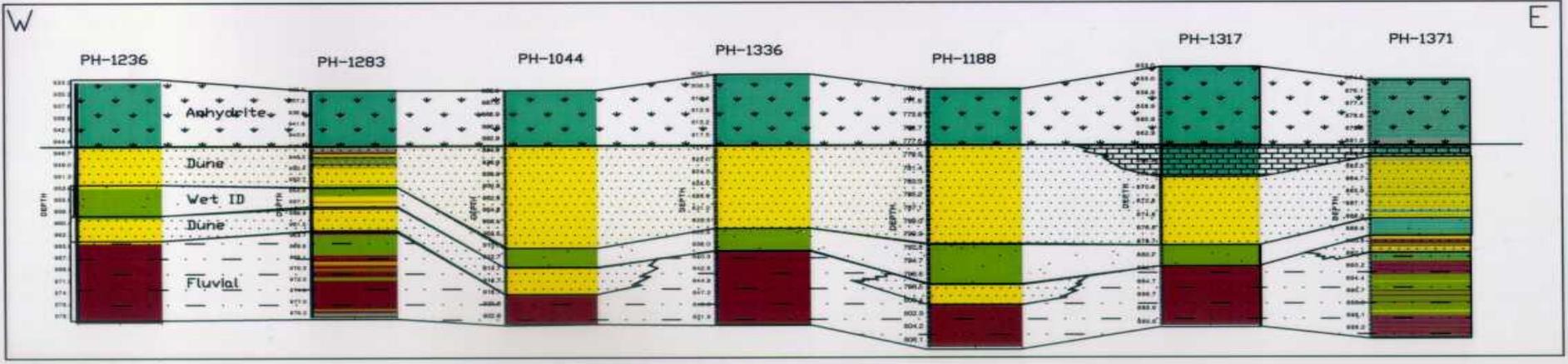
Descripción de Facies con Perfil de Imagen Pozo PH-1336 Miembro Troncoso



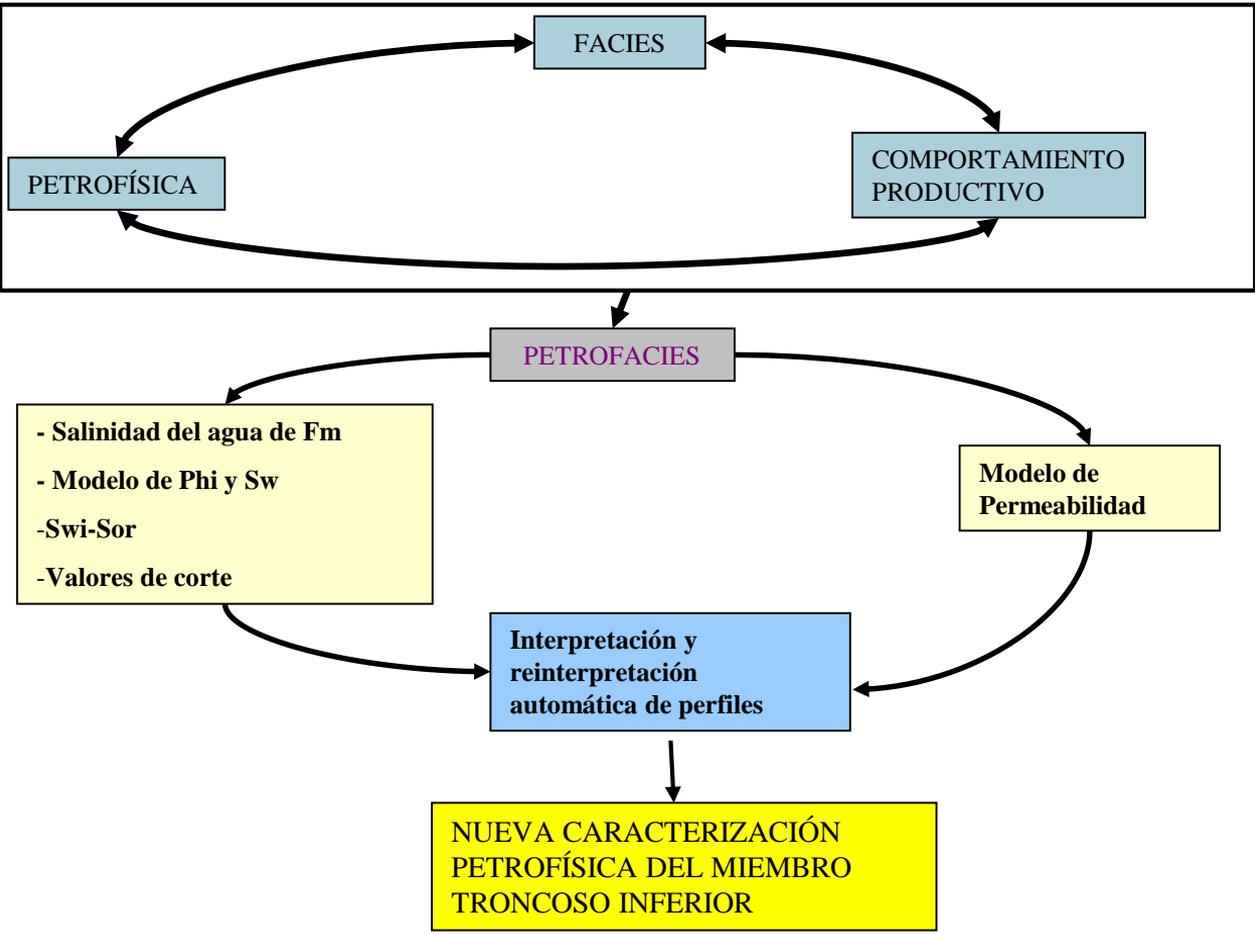
Facies Estimadas con PEF-DEN-NGS Pozo PH-1336 Miembro Troncoso



Distribución de Facies



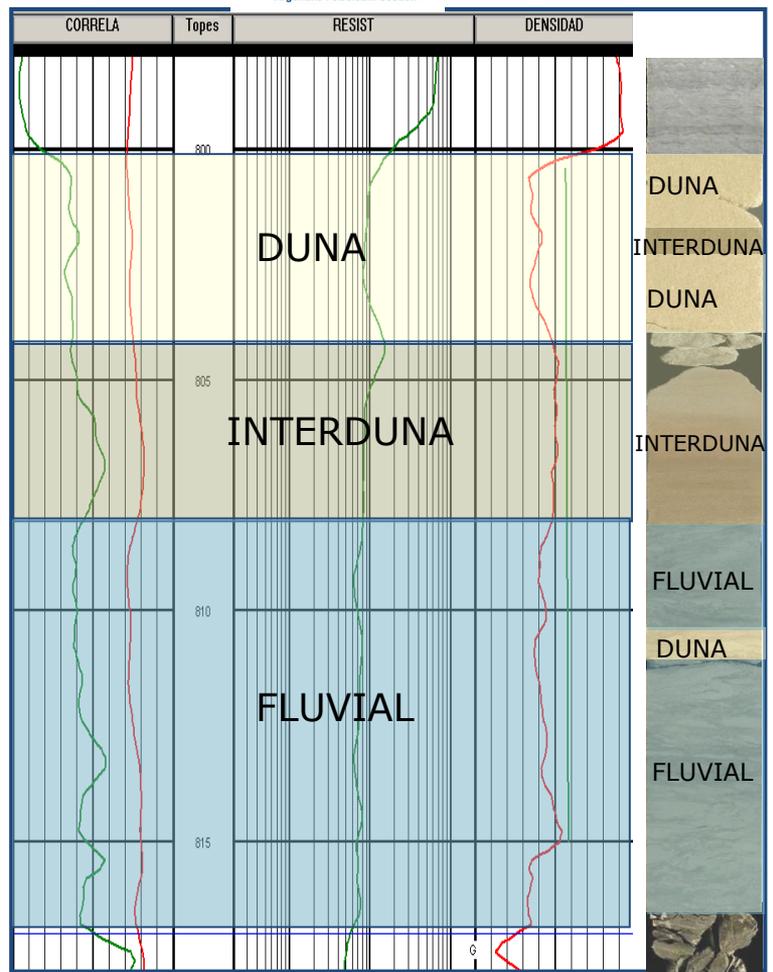
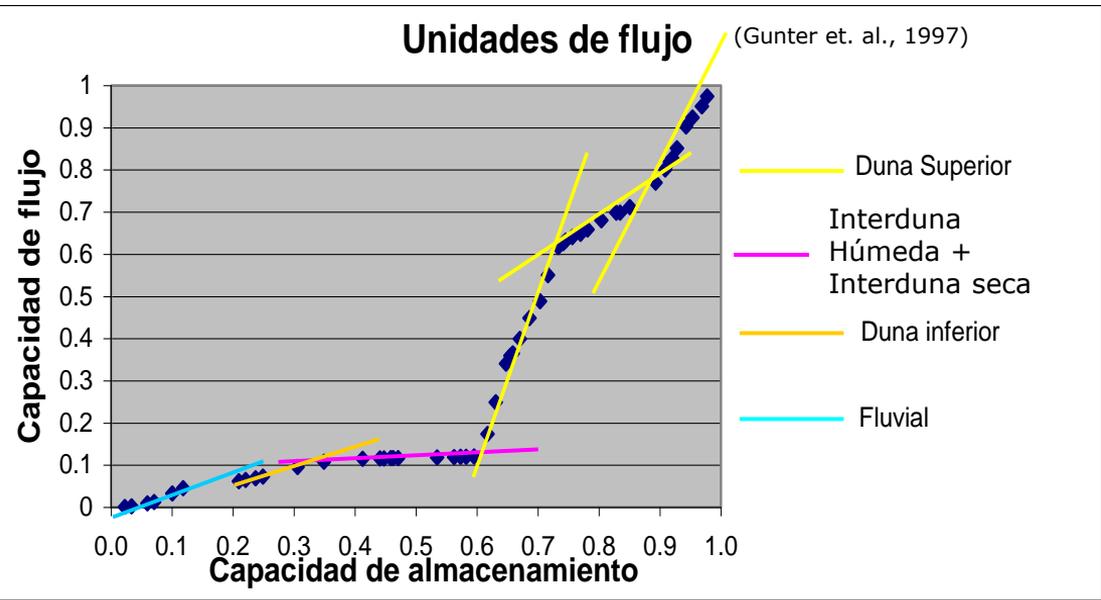
Flujograma Modelo Petrofísico



Petrofacies



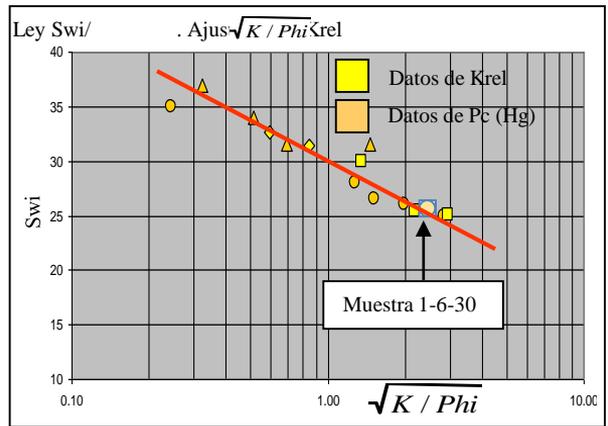
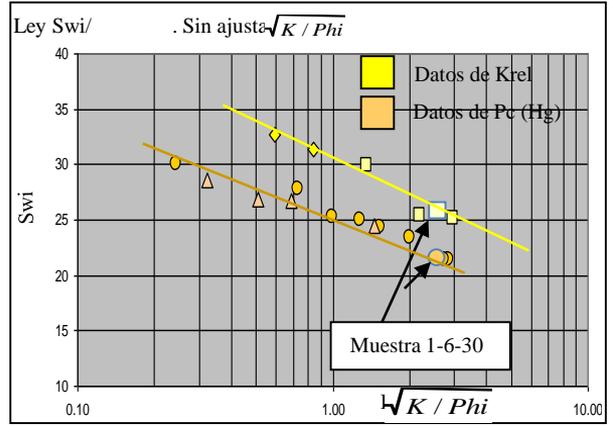
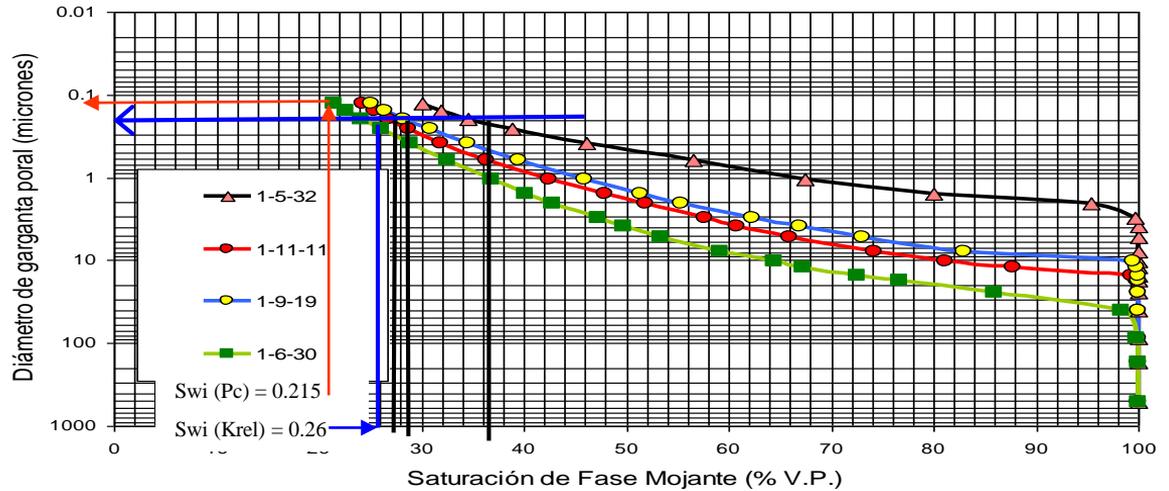
Argentine Petroleum Section



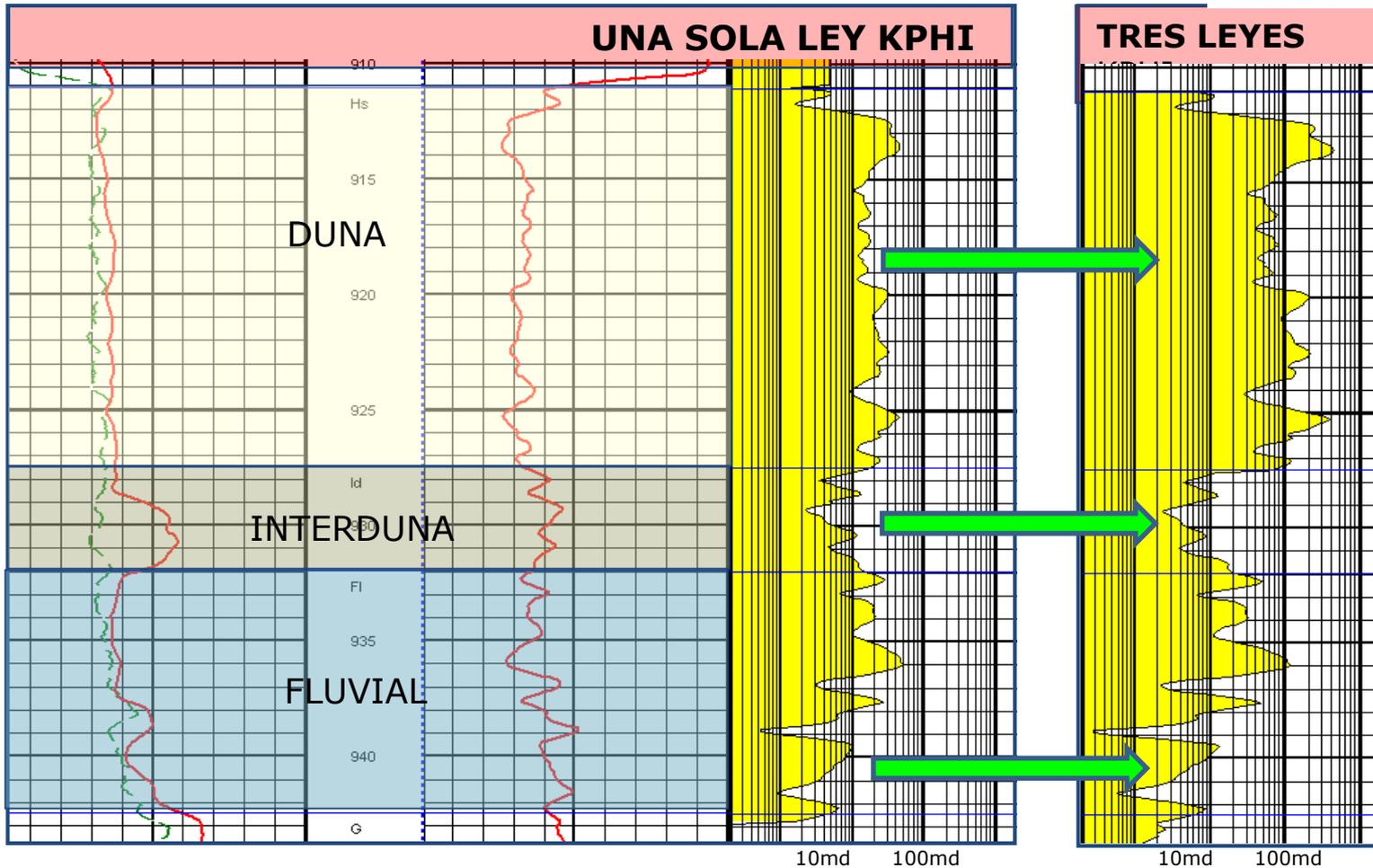
Modelo de Swi



**DISTRIBUCION DE TAMAÑOS DE GARGANTAS PORALES
CAPA H**



Modelo de Permeabilidad



Valores de corte (cut off)

Método Scribner - Engineer



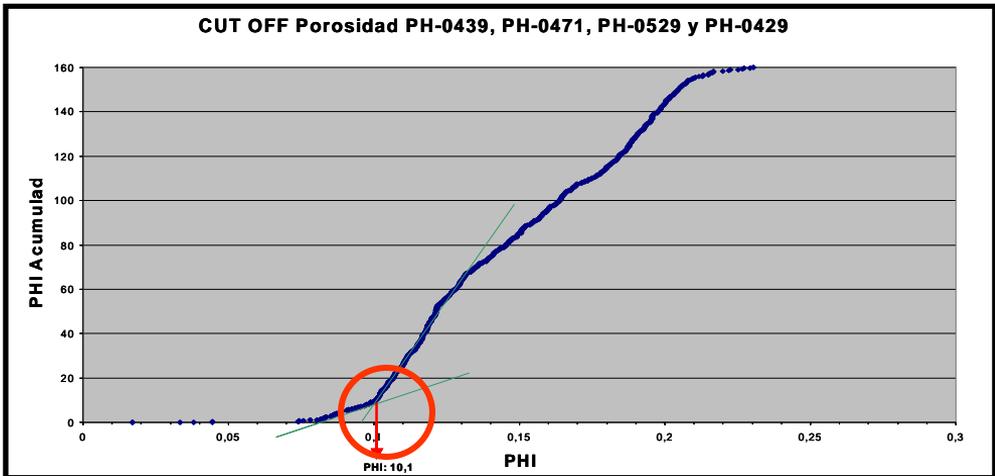
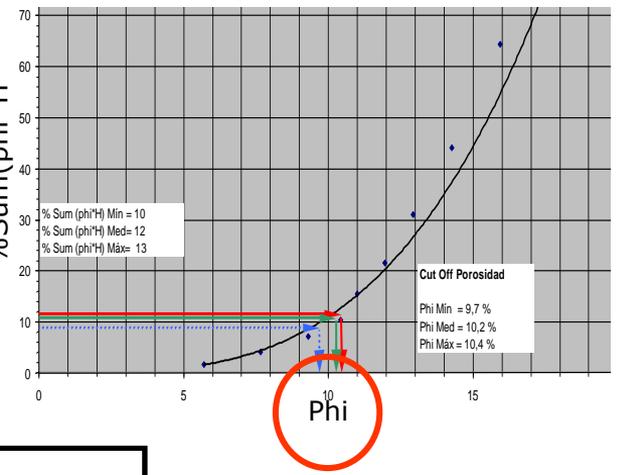
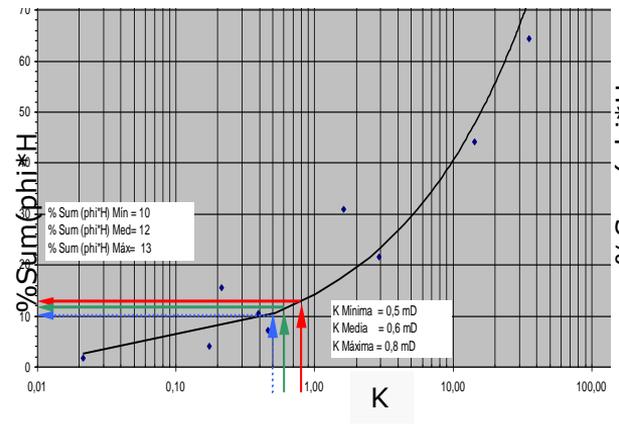
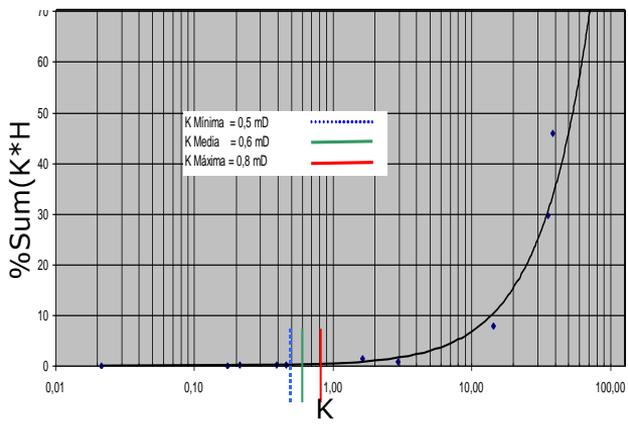
% Sum (K*H)/K



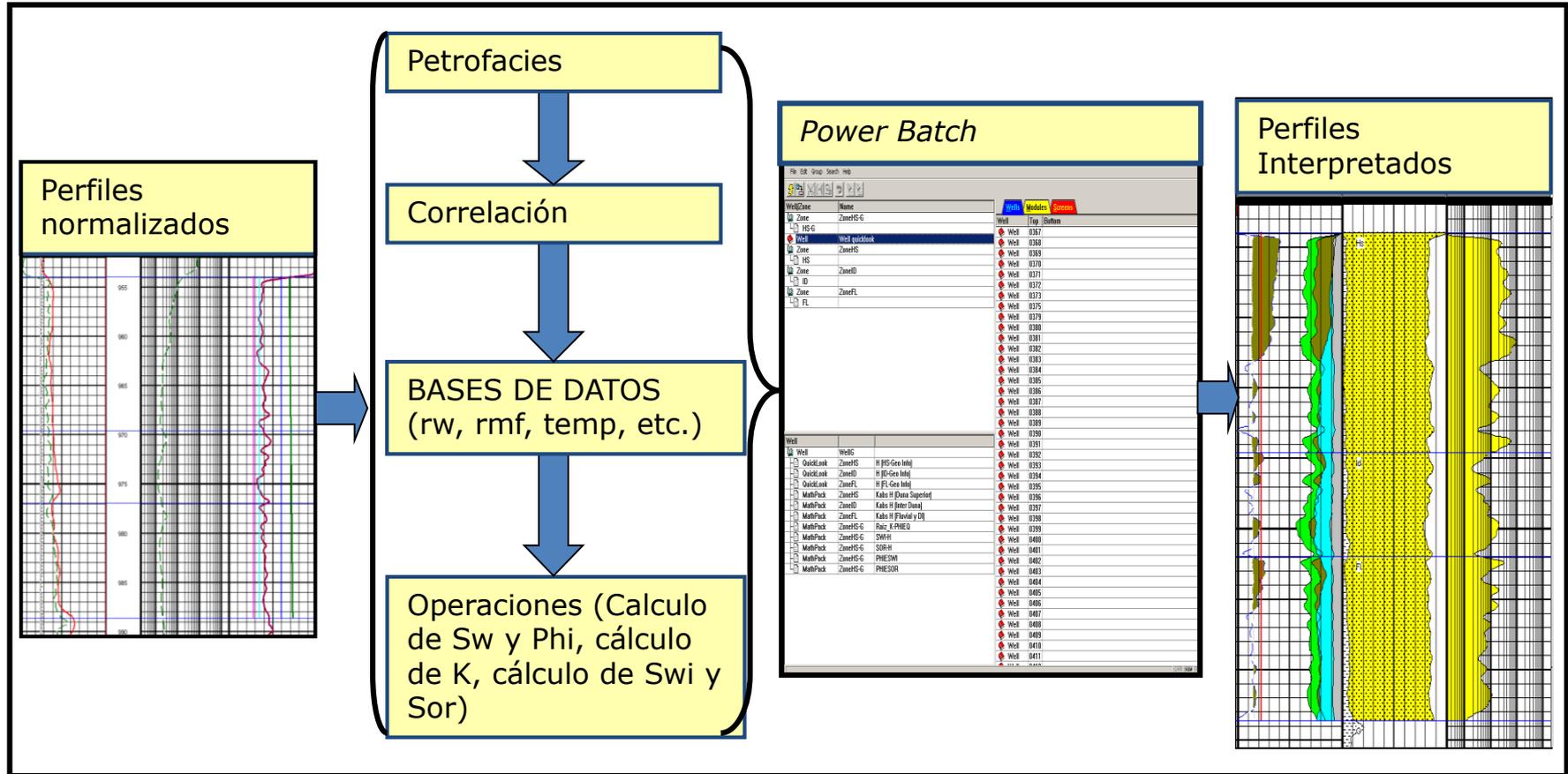
% Sum (phi*H)/K



% Sum (phi*H)/phi



Modelo Petrofísico en todos los pozos



Modelo Petrofísico en todos los pozos



Metodología tradicional

Metodología Utilizada

- Porosidad,
Saturación,
Permeabilidad, Swi y
Sor



- 3 Petrofacies

- 600 Pozos

S	M	T	W	T	F	S
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

S	M	T	W	T	F	S
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

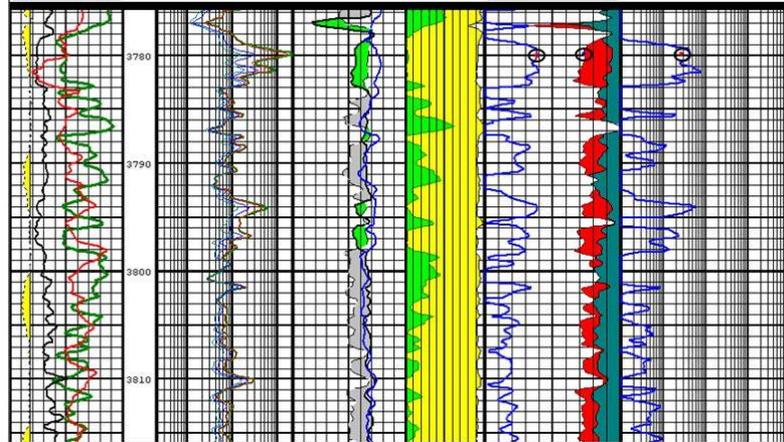
ANALISIS PETROFISICO PARA IDENTIFICAR SWEET SPOTS EN UN RESERVORIO TIGHT GAS

Flujo de Trabajo

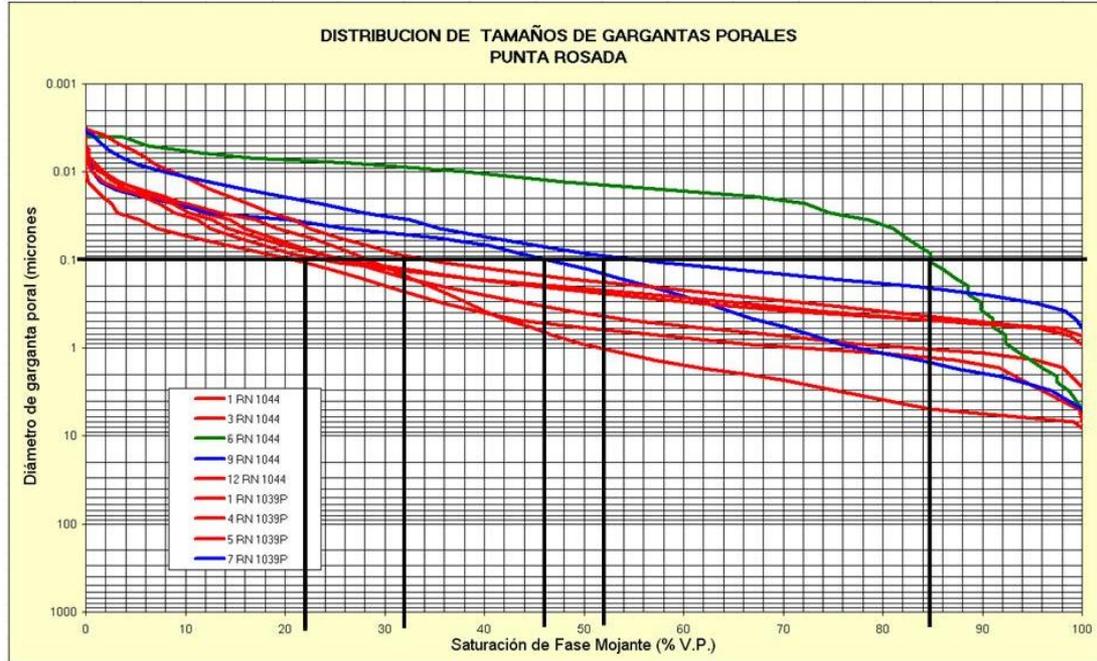


Propiedades Petrofísicas

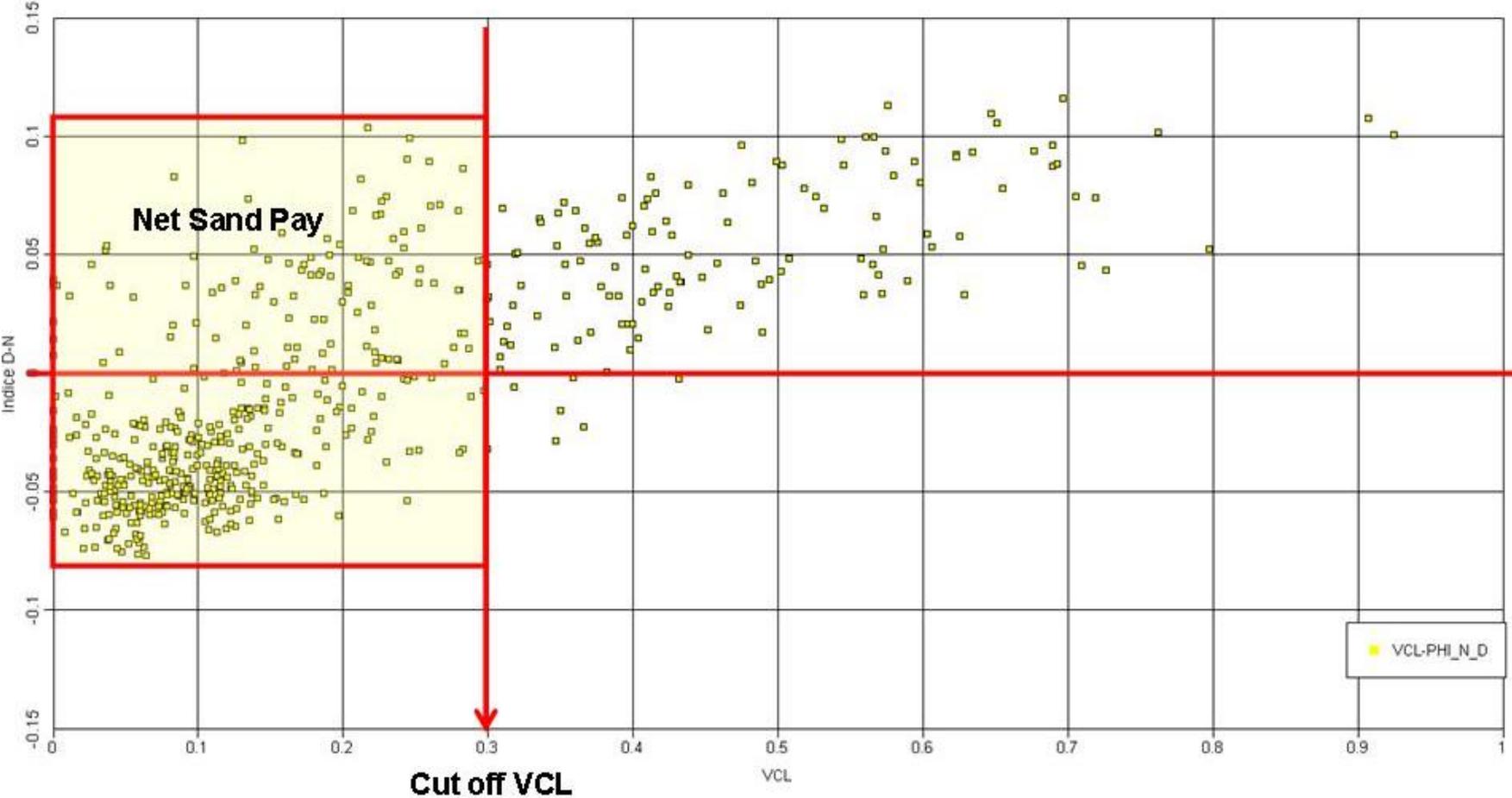
GRDM	M2P9	ZDEN	VCLCN	PHIECN	RTIM
0 200	0.2 OHHM 200	1.95 C/C3 2.95	0 dec 1	0.3 dec 0.000001	0.001 10
BS	M2P6	DT	PHIECN	BVWCN	KC06000
5 12	0.2 OHHM 200	140 US/F 40	1 dec 0	0.3 dec 0	0.001 10
CAL	M2B3	CNCF	VCLCN	SWCN	
IN 12	0.2 OHHM 200	0.45 PU -0.15	0	1 dec -1	
FE	M2B2	ZDEN	VCLCNPHIECN	PHIC0000	
B/E 10	0.2 OHHM 200			0.3	
SP	CNCF	CNCF		SWI_TRO1	
70 NV 100		ZDEN		-1	
CAL	BS			PHIECN	
BS	CAL			BVWCN	



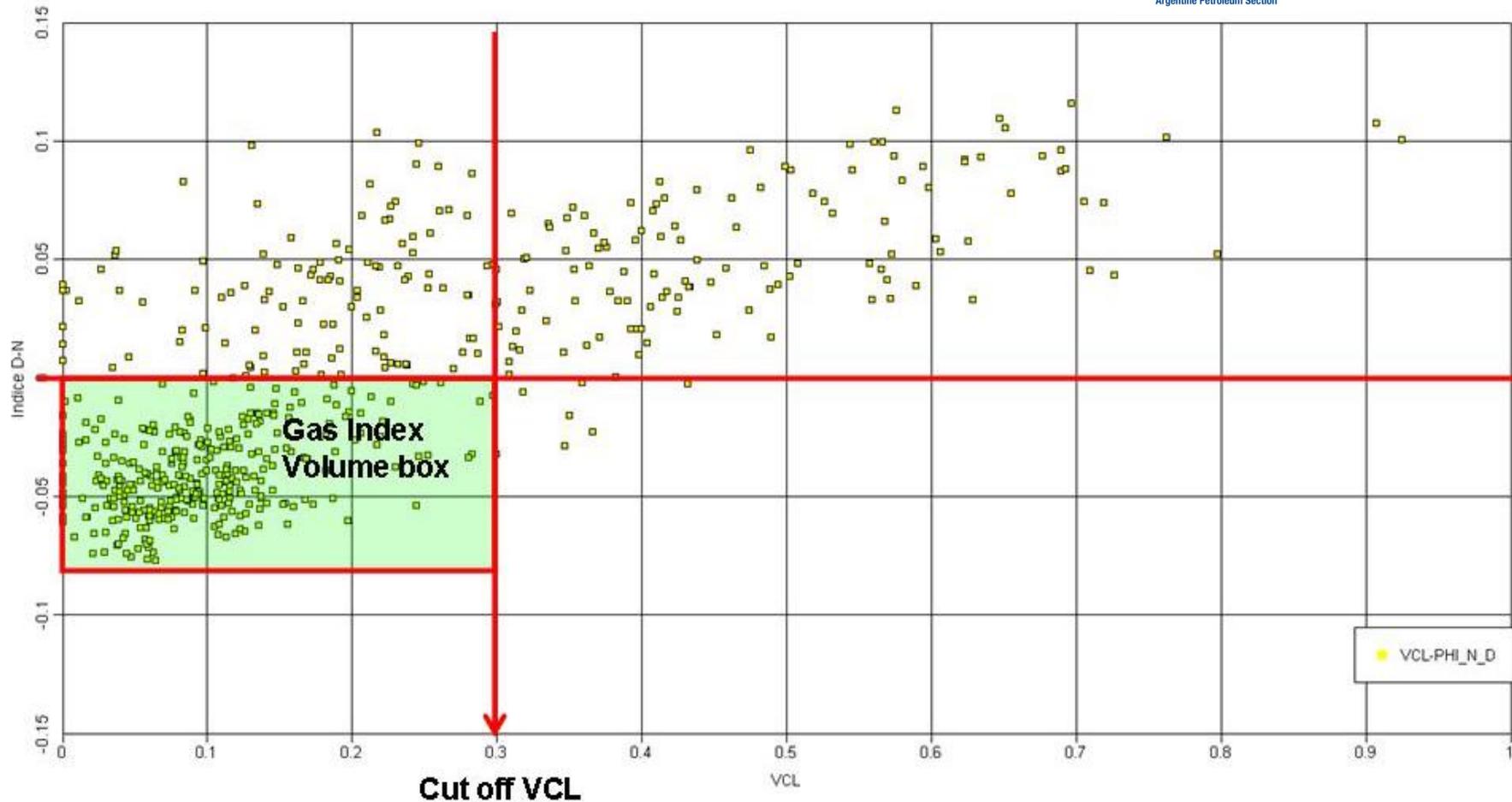
DISTRIBUCION DE TAMAÑOS DE GARGANTAS PORALES
PUNTA ROSADA



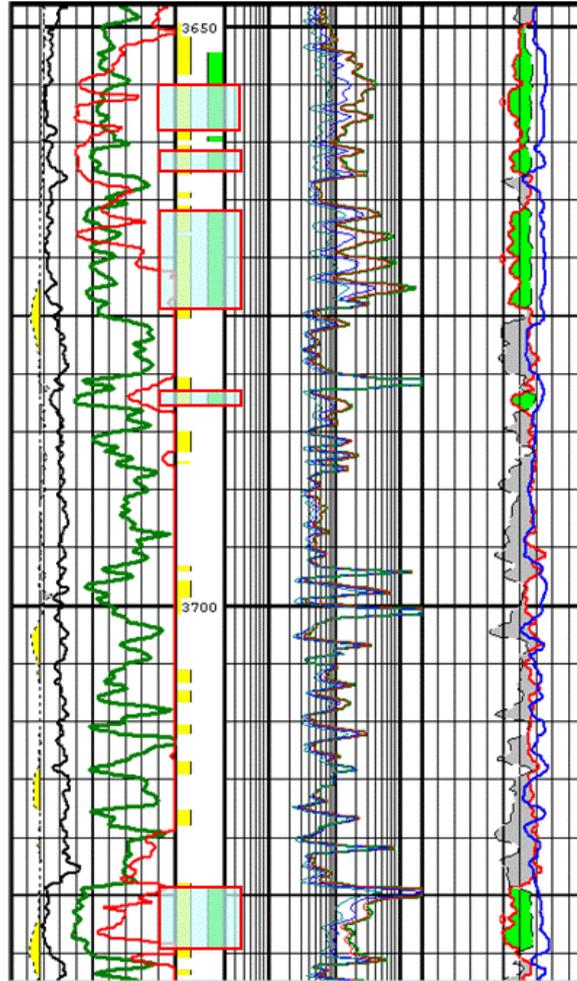
Net Sand Pay (NSP)



Gas Index Volume (GIV)



Net Reservoir (Hk)



Net Sand Pay (NSP)



Gas Index Volume (GIV)

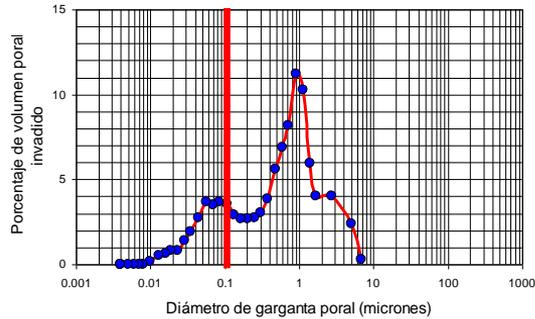


Net Reservoir (Hk)

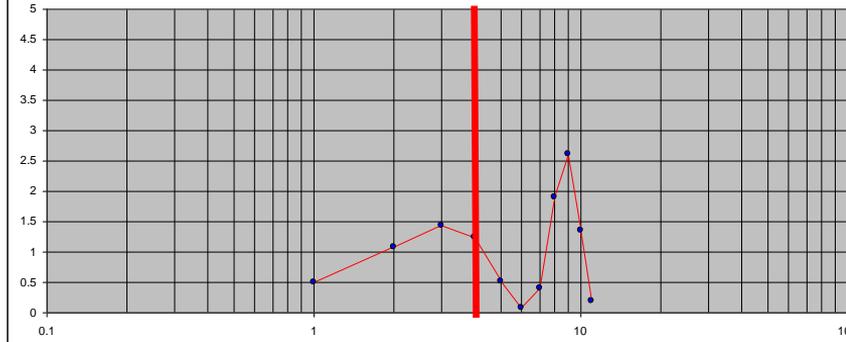
Rock Types

DISTRIBUCION DE TAMAÑOS DE GARGANTAS PORALES

método de inyección de mercurio
PUNTA ROSADA

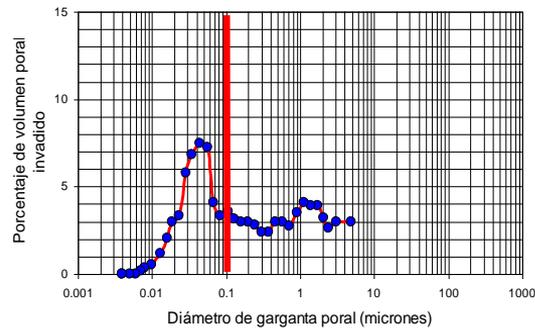


Distribución de Bines (3780 mts.)

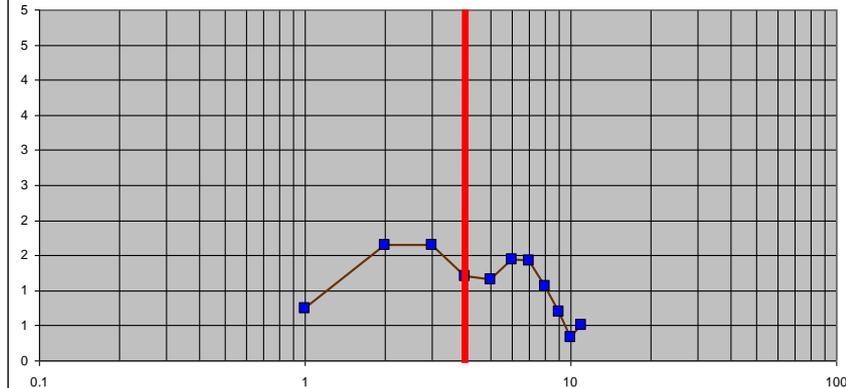


DISTRIBUCION DE TAMAÑOS DE GARGANTAS PORALES

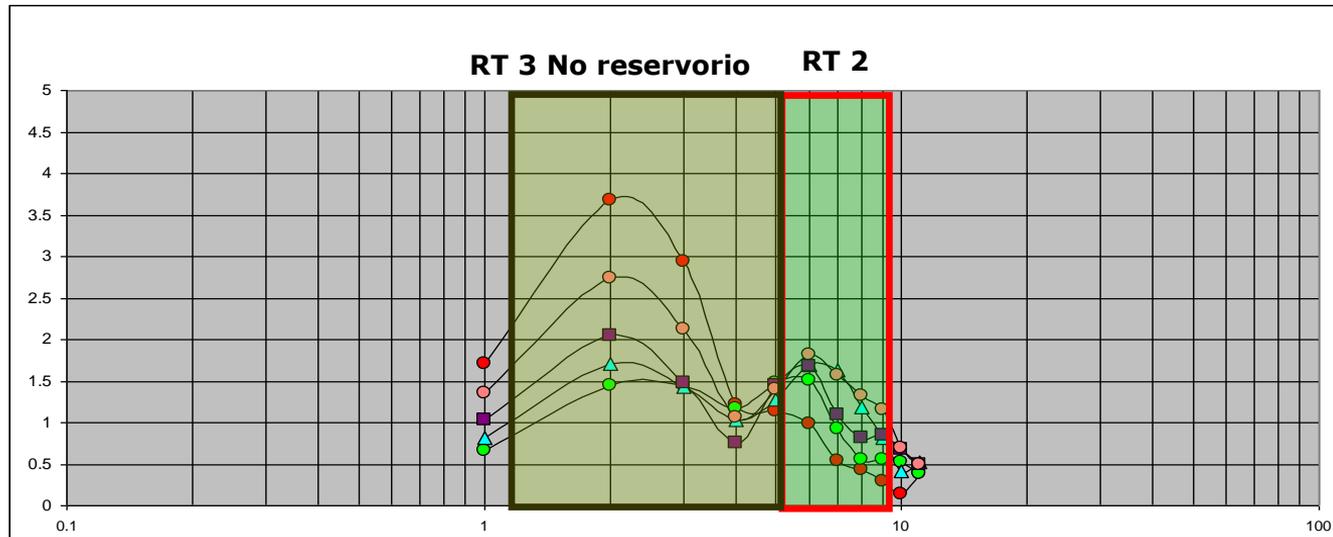
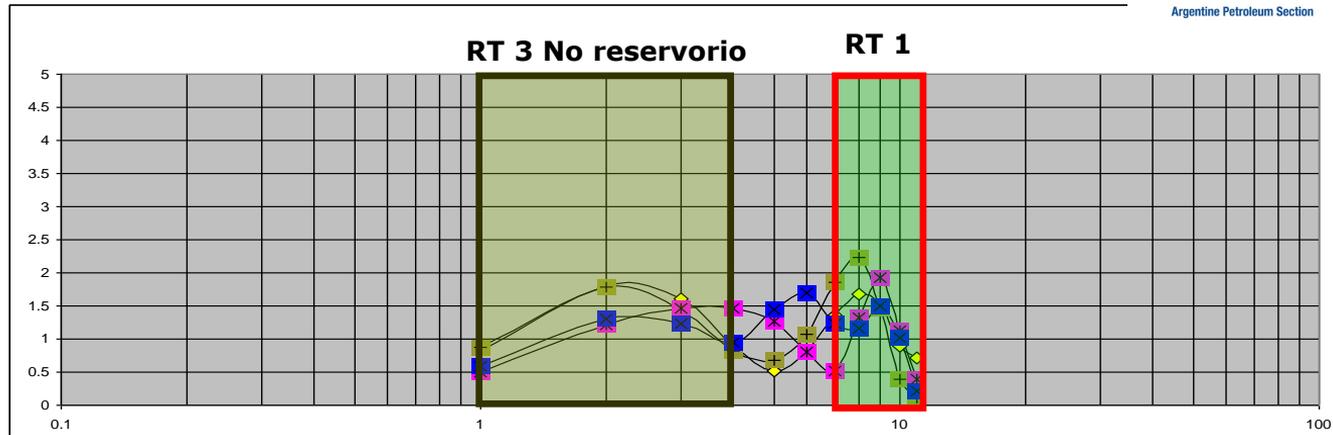
método de inyección de mercurio
PUNTA ROSADA



Distribución de Bines



Rock Types



Sweet Spots (SSI- Sweet Spot Index)

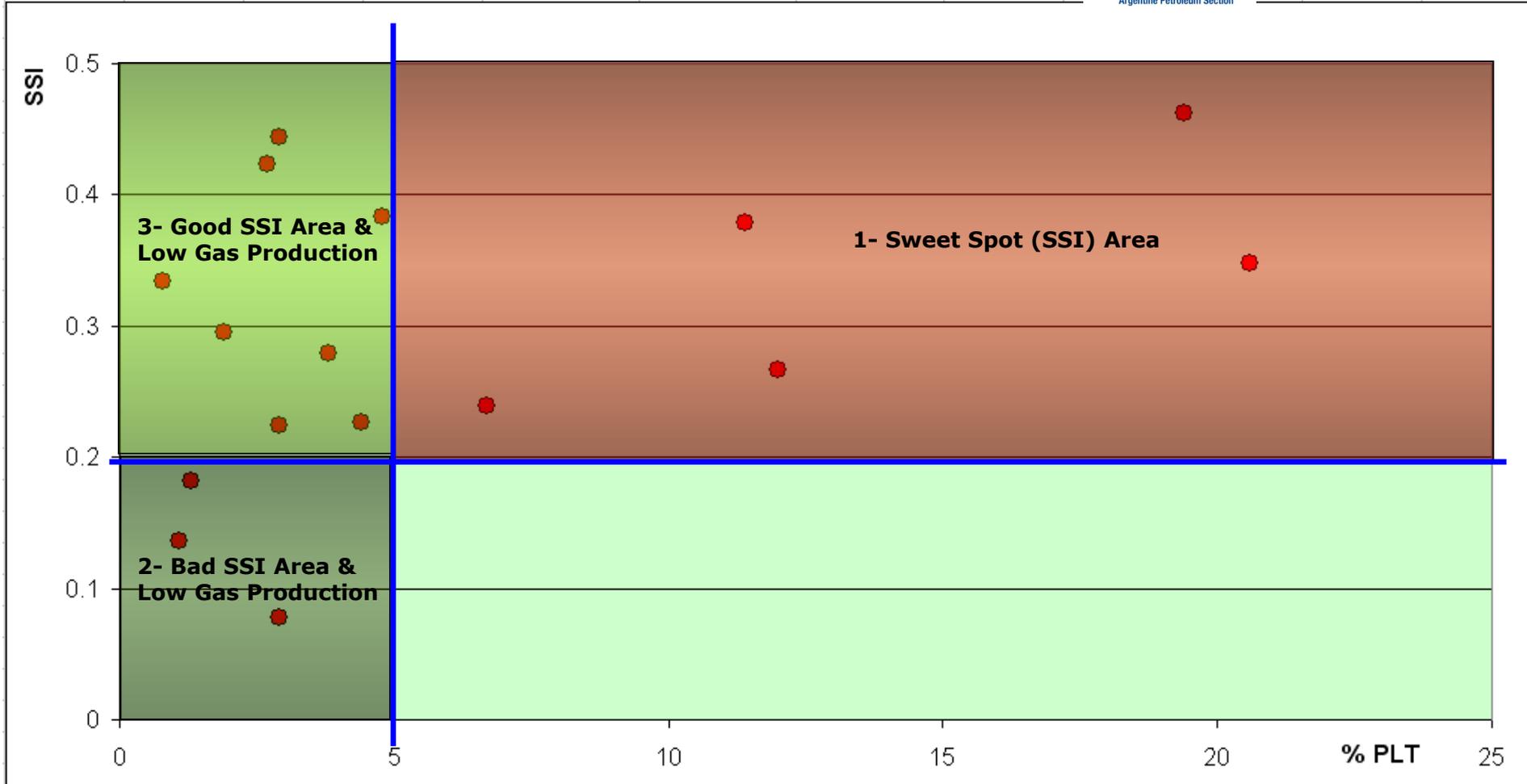


$$SSI = \frac{(Hk \text{ nrm} + RT \text{ 1nrm} + RT \text{ 2 nrm} - RT \text{ 3 nrm} + GIV \text{ nrm})}{5}$$

SSI = Sweet Spot Index
Hk nrm = Thickness normalized of Net Reservoir
RT 1 nrm = Normalized Rock Type 1
RT 2 nrm = Normalized Rock Type 2
RT 3 nrm = Normalized Rock Type 3
GIV nrm = Normalized Gas Index

Interval	Qg Mm3	% PLT	Hk nrm	%RT1 nrm	%RT2 nrm	%RT3 nrm	Gas Index Vol. nrm
MiddlePR	10	3.8	0.73	0	0.63	0.63	0.67
MiddlePR	3.5	1.3	0.26	0	0.525	0.73	0.86
MiddlePR	5	1.9	0.16	0.68	0.40	0.37	0.60
MiddlePR	7.5	2.9	0.48	0.10	0.93	0.29	1
MiddlePR	17.5	6.7	0.18	0	0.75	0.52	0.79
MiddlePR	7.5	2.9	0.40	0.32	0	1	0.68
MiddlePR	12.5	4.8	0.45	0	1	0.29	0.755
MiddlePR	7.5	2.9	0.73	0	0.45	0.80	0.745
MiddlePR	51	19.4	0.225	0.79	0.58	135	0.85
MiddlePR	11.5	4.4	0.39	0.13	0.52	0.65	0.76
MiddlePR	30	11.4	0.31	1	0.17	0.37	0.79
MiddlePR	31.5	12	0.40	0	0.66	0.61	0.89
LowerPR	54	20.6	0.585	0.60	0.26	0.56	0.86
LowerPR	2	0.8	1	0.17	0.55	0.59	0.54
LowerPR	3	1.1	0.53	0	0.33	0.91	0.73
LowerPR	7	2.7	0.58	0.20	0.77	0.37	0.95

Sweet Spots (SSI- Sweet Spot Index)



Conclusiones



- **La definición de los objetivos, en función del estado del campo es importante para la estrategia de toma de datos. En otras palabras fase exploratoria, de delimitación, desarrollo o gerenciamiento se deberán tener programas de adquisición acordes para cada uno de ellos.**
- **Definir los estudios de Laboratorio (Geología, Petrofísicos, Geoquímicos, Geomecánicos) en la escala necesaria y en el orden correspondiente para lograr la mejor caracterización.**
- **Integrar toda la información (cuali y cuantitativa) para el modelo petrofísico inicial.**
- **Generar un modelo predictivo con el ajuste Roca-Perfil a partir de los “key wells” y extrapolar al resto de los pozos para poder lograr el modelo petrofísico con menor incertidumbre.**

Agradecimientos



Agradezco a la comisión de la SPE Argentina, por la invitación y a Pampa Energía por permitirme presentar hoy en este Webinar.

claudio.naides@pampaenergia.com