



Caracterización petrofísica de la formación Lajas en el yacimiento Lajas *Tight Gas*, a partir de la definición de tipos de rocas y unidades hidráulicas de flujo. Área Aguada Toledo-Sierra Barrosa, cuenca Neuquina

Por **Diego T. Licitra** (YPF S.A.), **Nelo E. Bravín** (YPF S.A.), **Aldo O. Montagna** (YPF S.A. y U.N.R.N.), **Fabián Gutiérrez** (YPF S.A.), **Virgina Martínez Cal** (YPF S.A.) y **Juan C. Porras** (Consultora Inter-Rock, Venezuela).

Este trabajo ha sido premiado con el 1.º Premio del Simposio de Evaluación de Formaciones del VIII.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata, noviembre de 2011).

El objetivo específico de este estudio es generar un modelo de garganta poral para definir tipos de roca; y otro modelo de saturación de agua que permita validar la ubicación del contacto agua-gas, al tiempo que determinar la relación entre tipos de roca y facies sedimentarias, y determinar unidades de flujo.

El área de estudio abarca una superficie de 120 km² y se ubica en la estructura anticlinal de Cupén Mahuida (CuM), dentro del bloque de explotación Loma la Lata-Sierra Barrosa (LLL-SB), en el límite entre la Dorsal de Huíncul y el engolfamiento neuquino. Estratigráficamente, la formación Lajas (Jurásico Medio) pertenece al Grupo Cuyo, que comprende, de base a techo, a las sedimentitas marinas de la formación Molles, las rocas marino marginales–continentales de la formación Lajas y los sedimentos fluviales de la formación Challacó (Vergani et ál., 2002).

A partir de un análisis de las descripciones sedimentológicas y paleoambientales de 36 m de coronas (2 pozos) y numerosos testigos laterales (4 pozos) se concluye que en el área estudiada, la formación Lajas está constituida por tres litofacies principales: areniscas con estructuras masivas y con capas entrecruzadas, litofacies heterolíticas y litofacies arcillosas masivas con conglomerados subordenados. Composicionalmente, los conglomerados y areniscas son litofeldespáticas (Folk, 1974) con sostén clástico, con escasa matriz (<15%), cemento silíceo y de arcillas autigénicas presentes en proporciones variables entre 8 y 15% en promedio y con una selección de moderada a buena. Estas rocas tienen de baja a moderada porosidad (entre 2 y 8% en promedio) la cual es principalmente secundaria por disolución con escasas microfisuras. Según DRX, el principal argilomineral es la illita e interestratificado 80/20 de illita/esmectita que se encuentran como cemento precipitado derivado de la alteración de los feldespatos. La mayoría de las muestras presenta bitumen seco que ocupa los espacios intergranulares y las microfisuras.

En el gráfico de Dickinson et ál. (1983), las muestras de la sección inferior de la formación Lajas corresponden a un orogénico reciclado que evoluciona en las secciones media y superior a arco disectado, mientras que en el de Maynard et ál. (1982), todas caen en zona de falla transformante. Esto se puede relacionar con la hipótesis de convergencia oblicua entre dos zonas, bajo un campo de esfuerzos relacionado con la subducción de la placa del Pacífico (Silvestro et ál., 2008).

Una compleja y variada historia diagenética, alteró las propiedades físicas y químicas de las rocas, donde la cementación (como relleno intergranular, parches y elementos de reemplazo, de una distribución y composición extremadamente heterogénea, tales como arcillas autigénicas, caolín, carbonato de calcio, silicatos y óxidos de hierro), la presencia de carbón/bitumen (que ocupa los espacios porales intergranulares y microfracturas) y la compactación diferencial son los factores predominantes de estos procesos diagenéticos. La obtención de una comprensible descripción del reservorio es el motivo clave que justifica la realización de este trabajo. La obliteración y desmejoramiento de las condiciones petrofísicas (en cuanto a carga y flujo de hidrocarburos) llevaron a imprimirle la característica de reservorio "tight" a la formación Lajas. En realidad, a estas particularidades hay que adicionarles los relativamente pocos datos de roca (comparados con el espesor por caracterizar y el número de pozos perforados) y el hecho de que las pruebas de presión capilar disponibles fueron realizadas hasta 1.706 psi, con lo que no se logró penetrar todo el sistema poroso de la muestra.

En función de esta problemática, los objetivos de la

caracterización realizada fueron generar un modelo de garganta poral con el propósito de definir tipos de roca, obtener un modelo de saturación de agua según el tipo de roca y la altura sobre el contacto agua-gas (CAG), que permita validar su ubicación en el reservorio; determinar relación existente entre tipos de roca y facies sedimentarias, y precisar unidades de flujo sobre la base de los criterios de calidad de roca; todo con el fin último de mejorar el conocimiento del reservorio y su futura explotación.

Esto fue posible a través del análisis detallado de descripciones geológicas y análisis petrofísicos especiales de coronas, complementado con información de perfiles de pozos, entorno geológico y datos de producción.

Si bien se partió de la metodología propuesta por Winland (1972), la determinación se realizó utilizando la técnica de Pittman (1992, modificación del trabajo original de Winland), y de Lorenz (1999), para definir tipos de rocas y unidades de flujo respectivamente. La caracterización de la saturación de agua se realizó con el concurso de la función J.

Problemáticas

Las problemáticas a las que nos enfrentamos al realizar la evaluación de los reservorios de arenas compactas de la formación Lajas, a partir de la definición de tipos de rocas y unidades hidráulicas de flujo, se pueden resumir en:

- Una pobre relación cuantitativa entre datos de roca (coronas y testigos rotados)/espesor por caracterizar/número de pozos perforados.
- Las pruebas de presión capilar disponibles fueron realizadas hasta 1.706 psi, con las que no se logró penetrar todo el sistema poroso de la muestra.
- Incertidumbre en la presencia o no de un contacto gas/agua. Ni la información aportada por los ensayadores de formación (aunque la mayoría de las pruebas resultaron secas o inconclusas por falta de sello de la herramienta); ni el resultado de la interpretación de los registros eléctricos (no hay cambios de resistividad que pudieran estar asociados a un CAG). Sin embargo, a partir de pruebas de producción de los pozos, entendemos a priori que debido al fracturamiento al que han sido sometidas las zonas productoras, muchas de estas están probablemente afectadas por comunicación entre las zonas de gas y zonas con saturaciones de agua mayores. De igual manera, el límite definido de este modo se aproxima más a la profundidad de "Gas-Down-To" y no al contacto agua-gas original.
- Presencia de un marco diagenético complejo que atenta contra un modelo de facies en función de las fuentes de datos e información de subsuelo.

Objetivos

Dentro del gran objetivo de obtener una buena caracterización petrofísica a partir de la determinación de tipos de roca y unidades hidráulicas de flujo, con este estudio nos hemos propuesto los siguientes objetivos específicos:

- Generar un modelo de garganta poral con el propósito de definir tipos de roca.

- Generar un modelo de saturación de agua en función del tipo de roca y la altura sobre el contacto agua-gas (CAG), que permita validar su ubicación en el reservorio.
- Determinar la relación existente entre tipos de roca y facies sedimentarias.
- Determinar unidades de flujo sobre la base de los criterios de calidad de roca.

Desarrollo

1) Datos disponibles

Para este proyecto se utilizó la información de 20 pozos. La figura 1 muestra el mapa estructural del área de estudio, con la distribución geográfica de los pozos cargados al proyecto petrofísico, se ve en color rojo los pozos con coronas y en azul los pozos con testigos laterales, respectivamente, los cuales fueron considerados clave para el estudio.



Figura 1. Mapa con la ubicación de los pozos con datos de roca.

De los 20 pozos del proyecto, 6 cuentan con datos petrofísicos de coronas y/o testigos laterales en la zona de interés. En las tablas 1 y 2 se muestra un resumen con la información básica y análisis de coronas y testigos laterales, tanto geológicos como convencionales (RCAL) y especiales (SCAL), disponibles para estos pozos.

Pozo	Coronas y test. Lat.	Geológicos					
		Descrip. litológica	Sección fina	Sem	XRD	Petrografía	Estudio diagenético
YPF. Nq. CuM.a-13		X	X			X	
YPF. Nq. CuM.a-15	X	X	X	X	X	X	
YPF. Nq. CuM.a-17 (I)		X					
YPF. Nq. CuM.a-18		X	X			X	X
YPF. Nq. CuM.a-19	X	X	X	X	X	X	
YPF. Nq. CuM.a-6							

Tabla 1. Estudios sedimentológicos a partir de datos de roca disponibles.

Pozo	RCAL		SCAL					
	AMB	NOBP	Compres. Vol. Poral	Variación Kgas con NOBP	Factor de formación	Índice de resistividad	PC Iny. Hg	K rel G/O
YPF. Nq. CuM.a-13	X							
YPF. Nq. CuM.a-15	X	X			X	X	X	X
YPF. Nq. CuM.a-17 (I)	X	X	X	X				
YPF. Nq. CuM.a-18	X	X	X	X	X	X		
YPF. Nq. CuM.a-19	X	X			X		X	X
YPF. Nq. CuM.a-6	X							

Tabla 2. Estudios petrofísicos a partir de datos de roca disponibles.

En cuanto a la información correspondiente a los registros eléctricos de pozos, la figura 2 resume el inventario de estos, en el que se destacan la cantidad y calidad de los perfiles de porosidad disponibles en la mayoría de los pozos analizados y, además, cuenta con algunos perfiles especiales como resonancia magnética nuclear (RMN), imágenes y sónico dipolar.

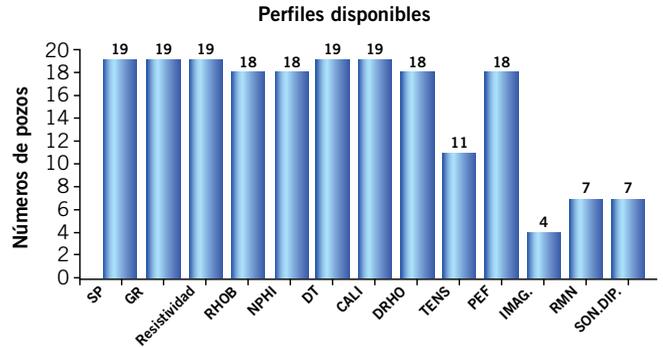


Figura 2. Perfiles eléctricos disponibles.

2) Análisis de datos

Previo a la generación del modelo de garganta poral, los datos petrofísicos de las coronas fueron analizados con el propósito principal de observar rangos y promedios de las propiedades medidas (figura 3).

En la figura 4 se presentan los gráficos de porosidad y permeabilidad medidas en todas las muestras tanto a condiciones de laboratorio (STD) como a condiciones de confinamiento (NOBP), de los cuales se determinaron las siguientes relaciones:

$$\phi_{NOBP} = 0.879 * \phi_{STD} - 0.5$$

$$\log K_{NOBP} = 0.887 * \log K_{STD} - 1.16749$$

Por su parte, la figura 5 muestra la relación existente entre permeabilidad Klinkenberg y permeabilidad al aire, tanto en condiciones de laboratorio (STD) como en condiciones de reservorio (NOBP).

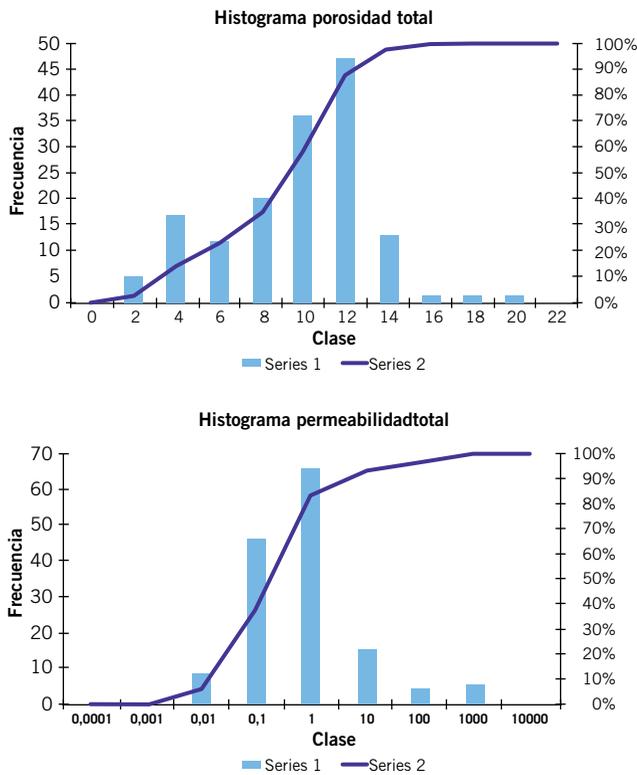


Figura 3. Histogramas de distribución de porosidad y permeabilidad.

Otro ítem dentro del análisis de datos fue la evaluación de compresibilidad tanto de porosidad como de permeabilidad. Utilizando los estudios de dos de los pozos, el YPF.Nq.CuM-17(I) y el YPF.Nq.CuM-18, se pudo determinar una reducción de la porosidad inicial que va desde 7,81% con una presión de 4.000 psi en el pozo YPF.Nq.CuM-17(I), hasta 14,06% con una presión de 7.500 psi en el pozo YPF.Nq.CuM-18. Considerando que la presión actual del reservorio se encuentra alrededor de 3.500-4.000 psi, la reducción en porosidad con presión de confinamiento estaría en el orden de 8-9% de la porosidad inicial (figura 6). Con respecto a la permeabilidad, a una presión de 3.500-4.000 psi se observa una reducción de la per-

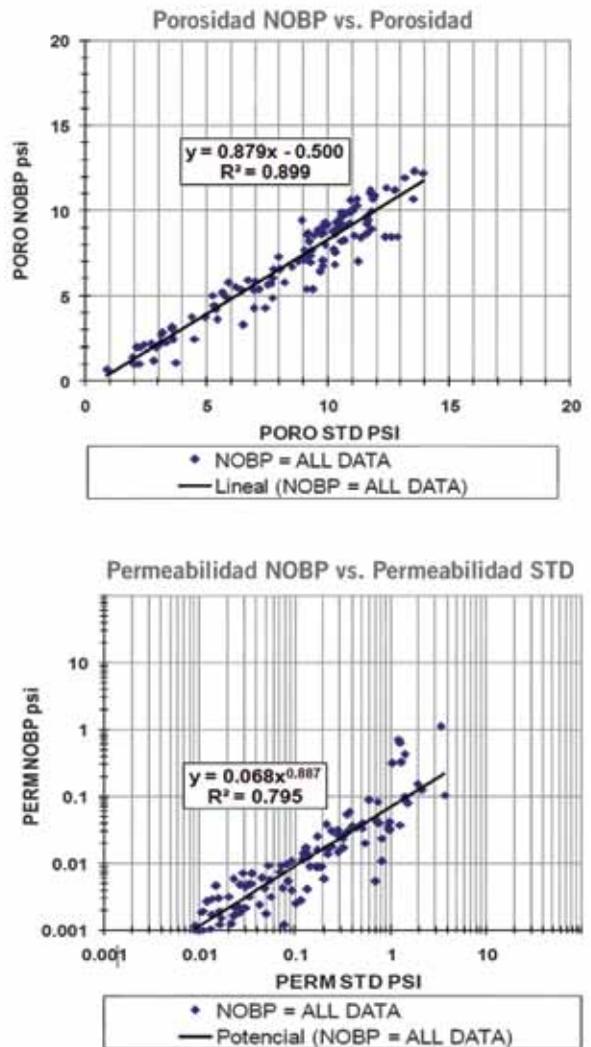


Figura 4. Porosidad y permeabilidad en condiciones de laboratorio vs. las condiciones de yacimiento.

meabilidad inicial que va desde 76,98% en el pozo YPF.Nq.CuM-17(I), hasta 76,70% en el pozo YPF.Nq.CuM-18. El análisis de los datos concluyó con la evaluación de las

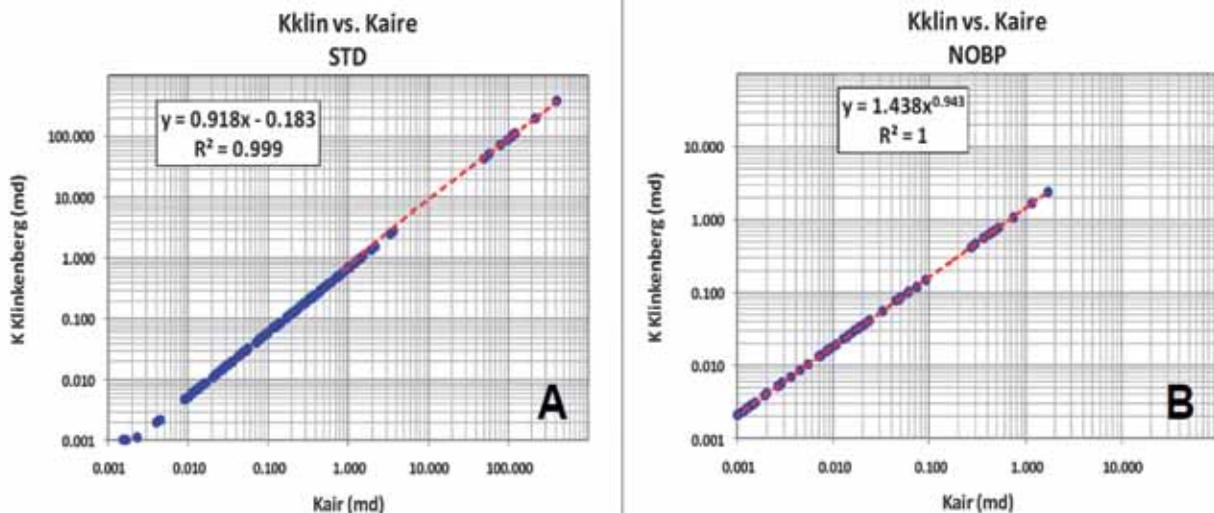


Figura 5. Permeabilidad Klinkenberg vs. permeabilidad al aire. (A: Condiciones de laboratorio, STD; B: Condiciones de Reservorio, NOBP).

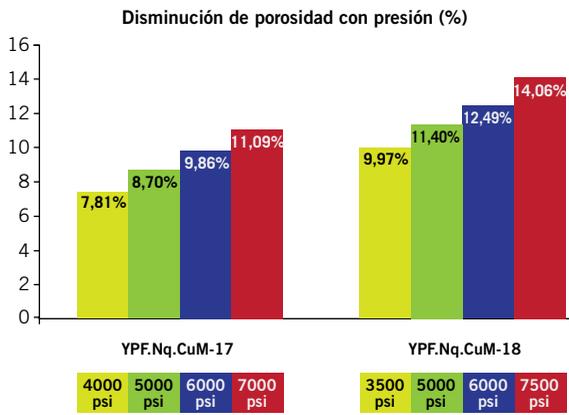


Figura 6. Disminución de porosidad con presión.

curvas de presión capilar por inyección de mercurio, sobre las cuales se iba a asentar la caracterización del tipo de roca en función de su capacidad de flujo y almacenamiento. De este análisis se pudieron determinar los perfiles de garganta de poro para cada tipo de roca, y el radio de garganta poral dominante del sistema poroso interconectado.

Para el estudio se contó con 17 pruebas convencionales de presión capilar por inyección de mercurio, 6 en el pozo YPF.Nq.CuM.a-15, y 11 en el pozo YPF.Nq.CuM-19, las cuales alcanzaron presiones de 120 kg/cm² (1.706 psi).

En la figura 7 se presentan dichas curvas, donde se puede apreciar que a medida que las curvas de inyección de mercurio se desplazan hacia la esquina superior derecha, la presión de entrada y la saturación de agua irreducible (Swirr) aumentan. Esto indica que la calidad de la roca disminuye. Además, se muestra en el eje secundario

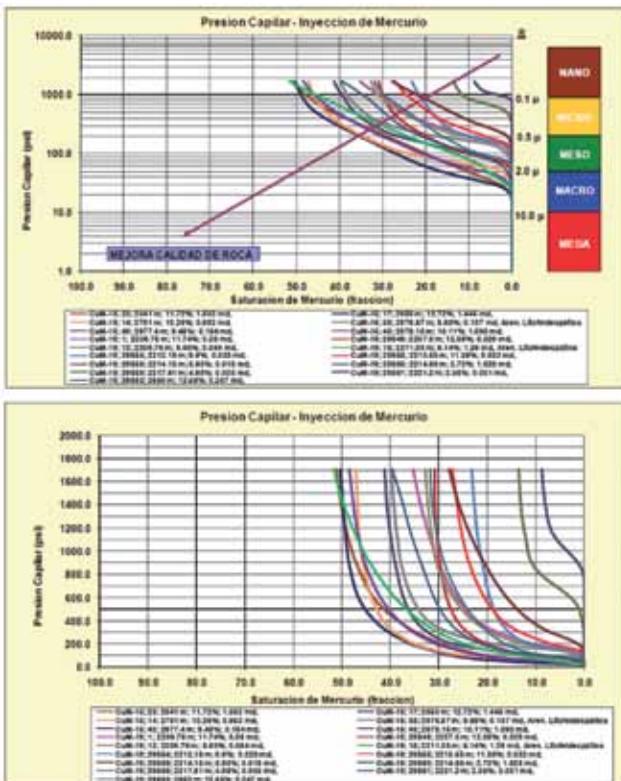


Figura 7. Gráficos de presión capilar por inyección de mercurio, en escalas semilogarítmica y lineal.

de la ordenada "Y", el radio de garganta poral en micrones. La forma que presentan estas curvas indica la presencia de una zona de transición amplia. Es importante mencionar que las mediciones representadas por las curvas de presión capilar corresponden a la matriz.

3) Determinación de los tipos de roca

El tamaño de garganta de los poros puede ser estimado a partir de los datos de porosidad y permeabilidad de los análisis convencionales de coronas a condiciones de superficie. Winland (1972) desarrolló una relación empírica (utilizando análisis de regresión lineal múltiple) entre porosidad, permeabilidad al aire y apertura del poro correspondiente a una saturación de mercurio de 35% (R35), de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\log (R35) = 0.732 + 0.588 \log K_{aire} - 0.864 \log \phi$$

Donde R35 es el radio efectivo de apertura del poro (micrones) correspondiente a una saturación de mercurio de 35%, K_{aire} es la permeabilidad al aire no corregida (md), y " ϕ " es porosidad (%).

Como una primera aproximación para la determinación del tipo de roca, se realizaron gráficos de K/PHI con los datos de porosidad y permeabilidad obtenidos de los pozos con análisis convencionales de coronas. Las figuras 8 y 9 muestran la distribución en el área de estudio de estos datos, de todos los pozos (figura 8) y de uno de los

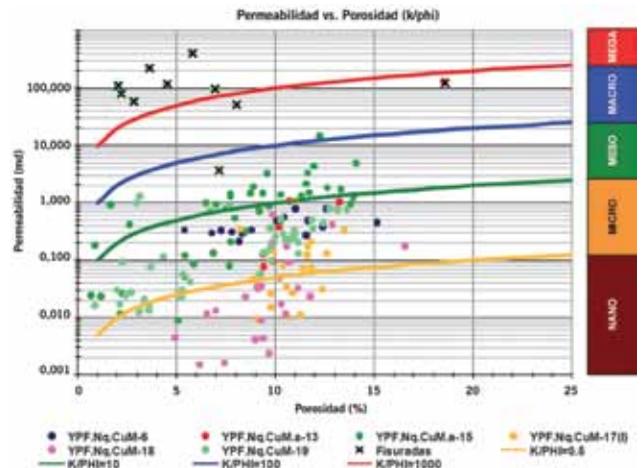


Figura 8. Gráfico K/PHI, formación Lajas, todos los pozos.

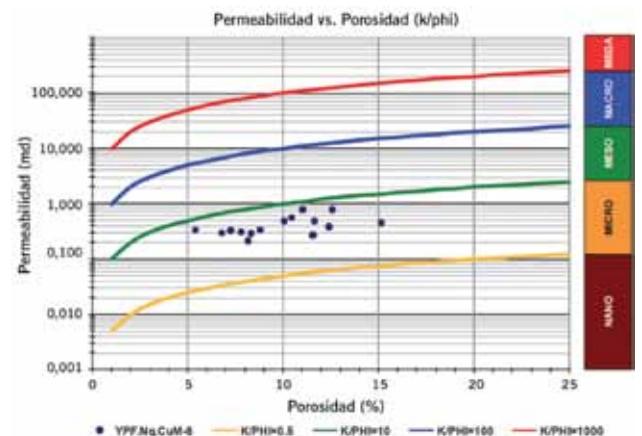


Figura 9. Gráfico K/PHI, formación Lajas, pozo YPF.Nq.CuM-6.

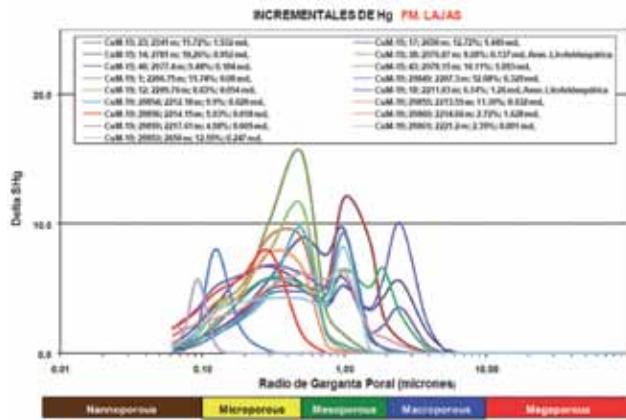


Figura 10. Gráficos de intrusión de mercurio, formación Lajas.

pozos en particular (figura 9), donde las líneas diagonales representan valores iguales de K/PHI, por lo tanto, los puntos graficados a lo largo de la misma línea representan rocas de calidad similar. En dichos gráficos se pueden observar las diferentes familias de tipos de roca presentes.

Al mismo tiempo, se realizaron los gráficos de intrusión de mercurio (figura 10), los cuales son un rápido indicador del tamaño de la garganta poral que domina el flujo para cada una de las muestras analizadas. Estos se construyeron graficando la saturación incremental de mercurio versus el radio de garganta poral, y en estos gráficos se puede observar el incremento de volumen de mercurio que ocupa el espacio poroso para un radio de garganta de poro dado, correspondiente a cada tipo de roca.

Esto último nos llevó a aplicar la metodología de Pittman (1992), quien modificó el concepto de Winland estableciendo 14 correlaciones empíricas para radios de

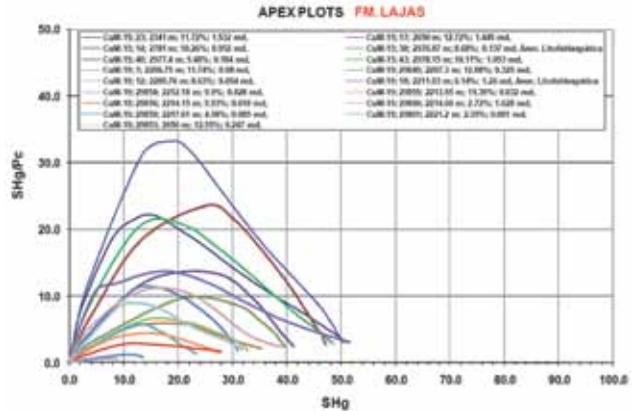


Figura 11. Gráficos de ápice, formación Lajas.

apertura de poro correspondientes a saturaciones de mercurio de 10% a 75%. Para determinar el radio de garganta de poro dominante que mejor se ajusta a los datos de presión capilar, porosidad y permeabilidad del área se aplicaron varias metodologías gráficas, tales como los gráficos de ápice y los gráficos “uno-a-uno” (figuras 11 y 12).

Los gráficos de ápice fueron generados con los datos de saturación de mercurio divididos entre la presión capilar (SHg/Pc) versus la saturación de mercurio (SHg). Estos se emplearon como herramienta para obtener un promedio de saturación en la cual se encontraría el radio de garganta de poro dominante. El punto de inflexión de las curvas indica la saturación de mercurio promedio correspondiente al radio de garganta de poro que domina el flujo. Los gráficos de ápice mostraron un punto de inflexión para la formación Lajas entre 10% y 25%.

Los denominados gráficos “uno-a-uno” permiten de-

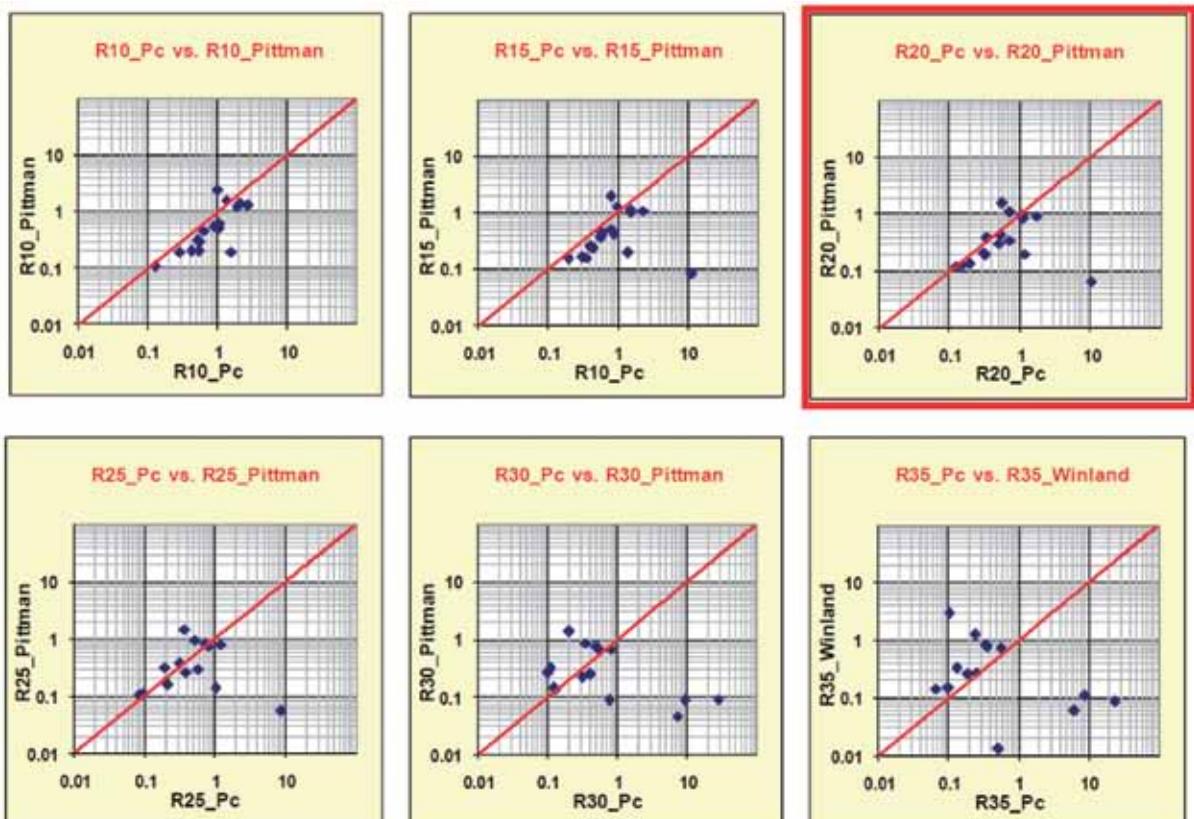


Figura 12. Gráficos “uno-a-uno”, formación Lajas.

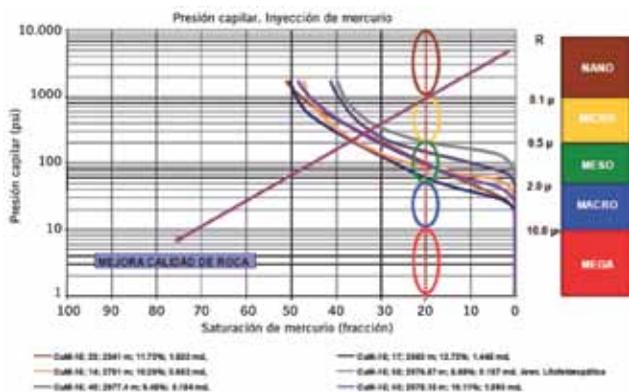


Figura 13a. Curvas de presión capilar, pozo YPF.Nq.CuM.a-15.

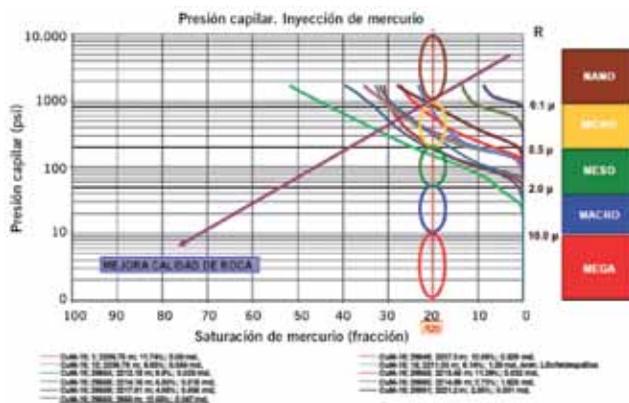


Figura 13b. Curvas de presión capilar, pozo YPF.Nq.CuM-19.

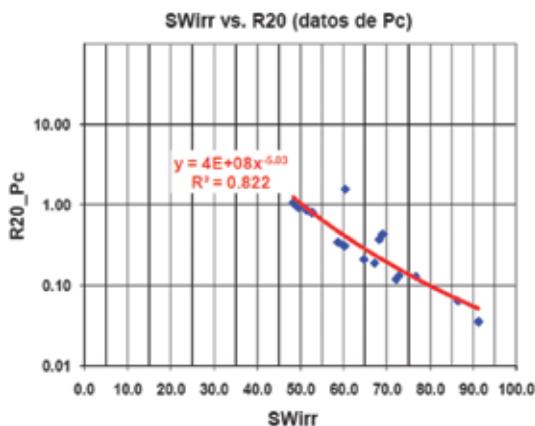


Figura 14. R20 vs. Swirr, formación Lajas.

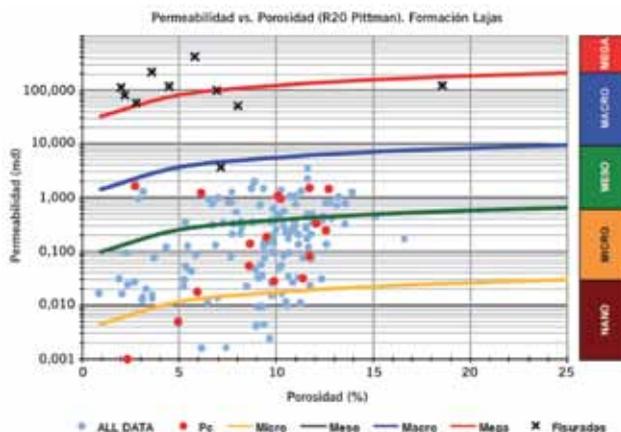


Figura 15. Distribución de muestras de presión capilar, formación Lajas.

testar la correlación que existe entre el radio de garganta de poro calculado a partir de las curvas de presión capilar y el calculado a partir de las correlaciones de Winland R35 y Pittman obtenidos de los datos de análisis convencionales de porosidad y permeabilidad. Es decir, son la base para determinar el modelo de garganta poral que mejor reproduce la curva de presión capilar obtenida en el laboratorio.

En la figura 12 se observa que para la formación Lajas el mejor ajuste se obtiene con la ecuación R20 de Pittman, la cual se presenta a continuación:

$$\log (R20) = 0.218 + 0.519 \log K_{aire} - 0.303 \log \phi$$

Donde R20 es el radio de apertura de poros (micrones) correspondiente a una saturación de mercurio de 20%, K_{aire} es la permeabilidad al aire y " ϕ " la porosidad expresada en porcentaje. Tanto K_{aire} como " ϕ " corresponden a valores medidos en condiciones estándares de laboratorio.

Una vez definido el modelo de garganta poral, se puede determinar en las curvas de presión capilar el punto de cruce de SHg = 20% con cada una de las curvas, lo que permite determinar el tamaño de garganta poral correspondiente a cada muestra, como se presenta en las figuras 13a y b, y 14. De igual manera, es posible determinar la relación entre la Sw mínima observada en las curvas de presión capilar ("Swirr") y el radio de garganta poral R20, tal como se presenta en la figura 14.

En la figura 15, se presenta la distribución de las

muestras de presión capilar en un gráfico Pittman R20 de permeabilidad versus porosidad, en el cual se observa una distribución uniforme de las muestras en los diferentes tipos de roca presentes en la formación Lajas, lo que dio representatividad y confiabilidad al modelo de garganta poral definido.

La figura 16 muestra el gráfico R20 de Pittman para uno de los pozos del proyecto, donde se observa la distribución de los tipos de roca presentes en cada pozo, así como también el tipo de roca predominante en cada uno de ellos.

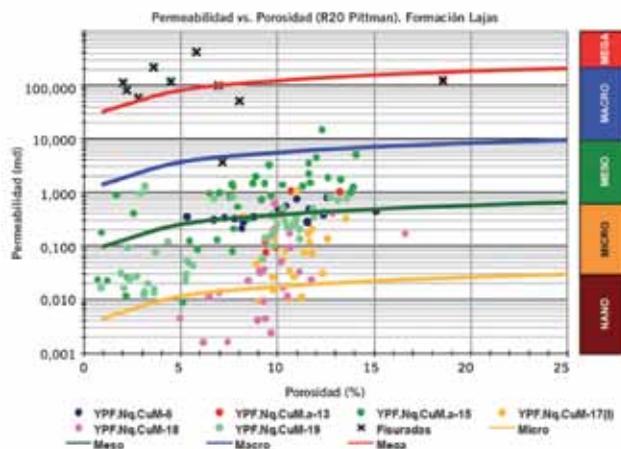


Figura 16. Gráfico R20 de Pittman, formación Lajas, todos los pozos.

4) "Extrapolación" de tipos de roca

En la bibliografía hay ejemplos de distintos métodos para vincular los tipos de rocas obtenidos con datos de roca con la información de registros eléctricos de pozos para, a partir de estos, "llevar" al resto de los pozos donde no se tenga ni testigos coronas ni testigos rotados. Así, lógica difusa, redes neuronales, regresiones múltiples, geostatística son algunos de los más usados. En este caso se partió de lo más básico, que es ver la relación entre porosidad y permeabilidad de rocas con porosidad y permeabilidad de perfiles.

Para la estimación de la porosidad a partir de la combinación de los perfiles densidad y neutrón se considera la relación "arenisca/limolita" resultante en la evaluación. Luego las cuatro porosidades (porosidad densidad para los dos minerales y porosidad neutrón para los dos minerales) fueron calculadas usando las siguientes ecuaciones:

$$\phi_D = \frac{(\rho_{mat} - \rho_b - V_{cl}(\rho_{mat} - \rho_{wet_{cl}}))}{(\rho_{mat} - \rho_f * S_{x0} - \rho_{HyAp} * (1 - S_{x0}))}$$

Donde:

- ϕ_D = Porosidad de la densidad.
- ρ_{mat} = Densidad de la matriz.
- ρ_b = Densidad leída del registro.
- $\rho_{wet_{cl}}$ = Densidad de la arcilla húmeda.
- ρ_f = Densidad del filtrado de lodo.
- ρ_{hden} = Densidad del hidrocarburo conocida.
- ρ_{HyAp} = Densidad de hidrocarburo aparente.
- V_{cl} = Volumen de arcilla húmeda (VWCL).
- S_{x0} = Saturación de agua en la zona lavada.

$$\phi_N = \frac{(\rho_{neu} - V_{cl} * Neu_{cl} + Neu_{mat} + Ex_{fact} + Neu_{sal})}{(S_{x0} + (1 - S_{x0}) * Neu_{HyHI})}$$

Donde:

- ϕ_N = Porosidad del neutrón.
- ρ_{neu} = Lectura del neutrón en el registro.

V_{cl} = Volumen de arcilla húmeda (VWCL).

Neu_{cl} = Neutrón de la arcilla húmeda.

Neu_{mat} = Matriz en la cual se obtuvo el neutrón.

Ex_{fact} = Factor de "excavación" del neutrón.

Neu_{sal} = Corrección del neutrón por salinidad de formación.

S_{x0} = Saturación de agua en la zona lavada.

ρ_{hden} = Densidad del hidrocarburo conocida.

Neu_{HyHI} = Índice de hidrógeno de hidrocarburo aparente.

Finalmente la porosidad combinada densidad-neutrón se obtuvo a partir de la relación:

Donde:

$$\phi_{DN} = \phi_{D1} + \frac{\phi_{N1} - \phi_{D1}}{1 - (\phi_{N1} - \phi_{N2}) / (\phi_{D1} - \phi_{D2})}$$

ϕ_{DN} = Porosidad densidad-neutrón.

ϕ_{N1} = Porosidad neutrón corregida para la matriz 1.

ϕ_{N2} = Porosidad neutrón corregida para la matriz 2.

ϕ_{D1} = Porosidad densidad corregida para la matriz 1.

ϕ_{D2} = Porosidad densidad corregida para la matriz 2.

En las zonas de mal calibre donde las herramientas de densidad y neutrón están afectadas, se estimó la porosidad a partir del perfil sísmico, el cual no es afectado de manera tan severa como el perfil de densidad o el neutrón. La porosidad a partir del sísmico se calculó utilizando la ecuación de Wyllie, la cual se presenta a continuación:

$$\phi_s = \frac{Dt - Dt_{mat} - V_{cl} * (Dt_{cl} - Dt_{mat})}{(Dt_{fl} * S_{x0} + Dt_{hy}(1 - S_{x0}) - Dt_{mat}) * C_p}$$

Donde:

ϕ_s = Porosidad del sísmico.

Dt = Lectura del perfil sísmico.

Dt_{mat} = Valor del perfil sísmico de la matriz.

V_{cl} = Volumen de arcilla húmeda (VWCL).

Dt_{cl} = Valor del perfil sísmico de la arcilla húmeda.

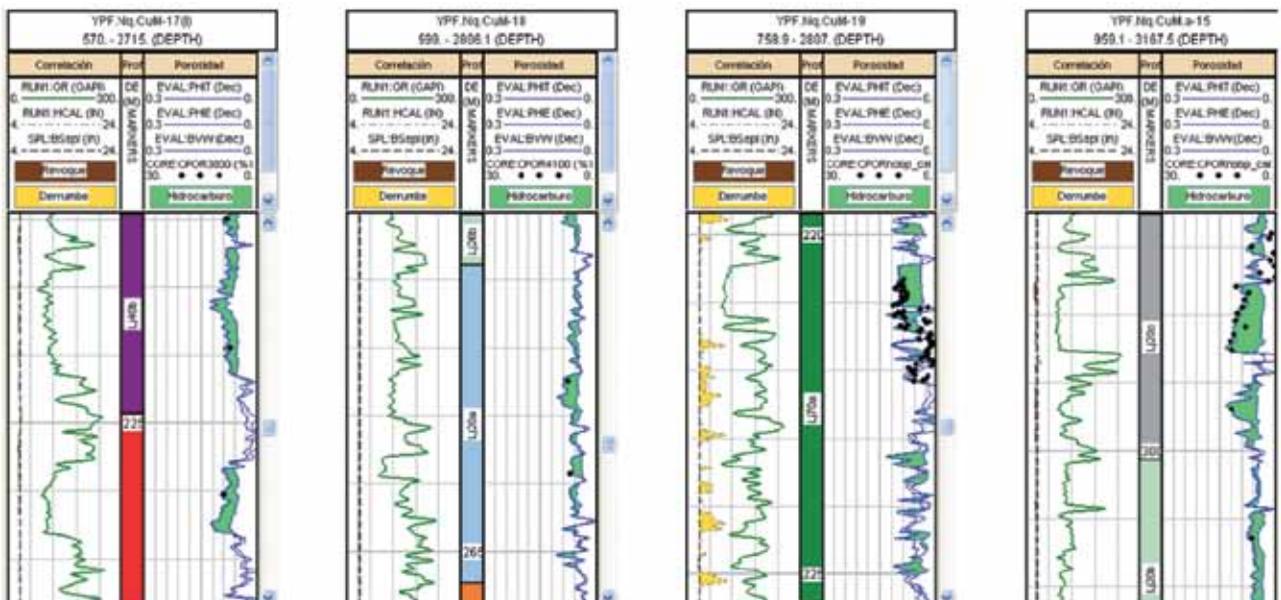


Figura 17. Calibración modelo de porosidad con datos de coronas.

D_{t_n} = Valor del perfil sónico del filtrado de lodo.
 S_{x_o} = Saturación de agua de la zona lavada o invadida.
 $D_{t_{hy}}$ = Valor del sónico del hidrocarburo.
 C_p = Factor de compactación.

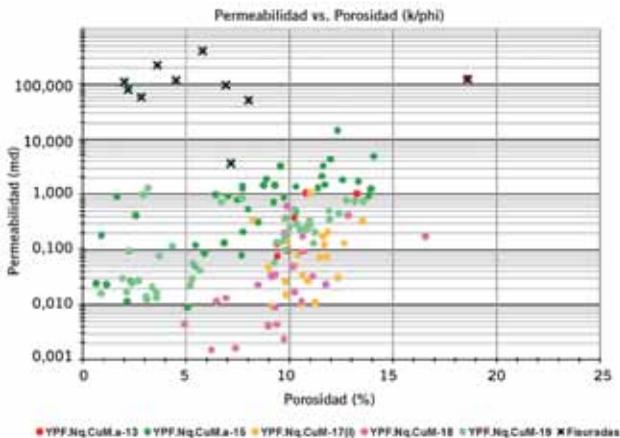


Figura 18. Permeabilidad de coronas vs. porosidad de coronas, formación Lajas.

Es importante mencionar que en los cálculos de porosidad realizados, tanto con la combinación densidad-neutrón como en cada uno por separado, fue inherente la corrección por gas y por presencia de arcilla al tomar como variables la densidad del hidrocarburo aparente, el índice de hidrógeno del hidrocarburo aparente, y los valores de densidad y neutrón en la arcilla húmeda. Los valores de densidad (RHO_{wc}) y neutrón (NEU_{wc}) de la arcilla húmeda fueron determinados a partir de los gráficos cruzados densidad vs. neutrón. Para el caso del sónico, los valores del sónico de la arcilla húmeda (DT_{wc}) fueron determinados a partir de los gráficos cruzados neutrón versus sónico.

En la figura 17 se observa el muy buen ajuste entre la curva de porosidad (PHIE) obtenida y los datos de porosidad provenientes de los análisis de coronas de los pozos.

En cuanto a la permeabilidad, es una de las propiedades de la roca más difícil de estimar a partir de los perfiles. La estimación de la permeabilidad se hizo a partir del gráfico de permeabilidad vs. porosidad de coronas (figura 18), el cual mostró dos tendencias claras, una definida por el pozo YPF.Nq.CuM.a-15 y otra por el resto de los pozos.

Como puede observarse en la figura 18, algunas de las muestras se encuentran fisuradas y no fueron tomadas en cuenta para la determinación de la permeabilidad debido a que no son representativas de la permeabilidad de la matriz.

Estos datos fueron graficados para determinar las ecuaciones respectivas, tal como se muestra en las figuras 19 y 20.

Las ecuaciones determinadas para calcular la permeabilidad son las siguientes:

Pozo YPF.Nq.CuM.a-15 (curva celeste en la figura 19):

$$\log K = -4.24530 + 0.4595 * \phi - 0.00879 * \phi^2$$

Resto de los pozos (curva celeste en la figura 20):

$$\log K = -6.02643 + 0.57931 * \phi - 0.01043 * \phi^2$$

En la figura 21 se presenta una sección esquemática donde se observan las curvas de permeabilidad obtenidas a partir de las ecuaciones precedentes, y el ajuste de estas con la permeabilidad medida en las coronas.

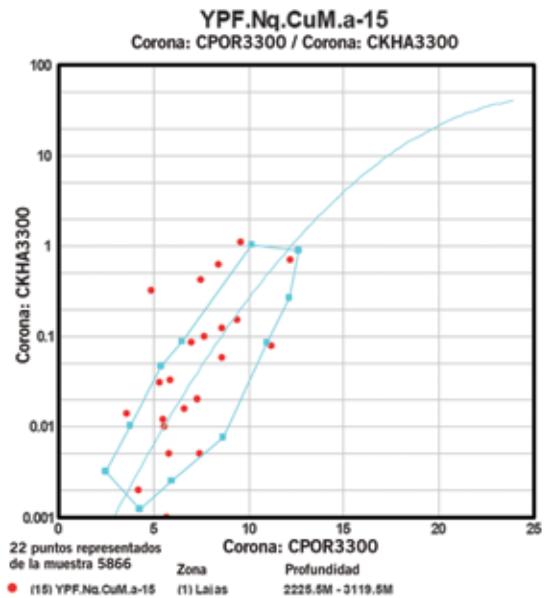


Figura 19. Determinación de ecuación para estimar permeabilidad, Pozo YPF.Nq.CuM.a-15.

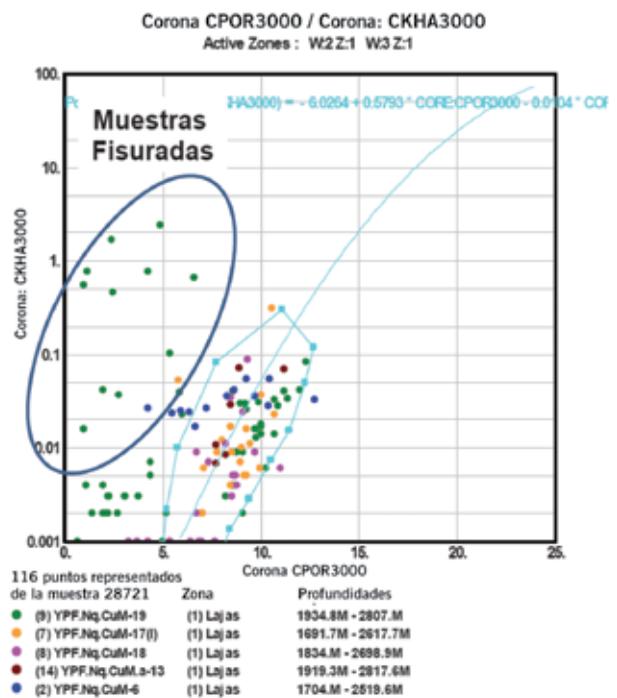


Figura 20. Determinación de ecuación para estimar permeabilidad en el resto de los pozos con corona o testigos laterales.

Luego de determinar la porosidad y la permeabilidad en todos los pozos evaluados, se calculó el radio efectivo de garganta de poro (R) utilizando el modelo de roca establecido para la formación Lajas (R20 Pittman), de acuerdo a la ecuación que se presenta a continuación:

$$\log (R20) = 0.218 + 0.519 \log K_{aire} - 0.303 \log \phi$$

A partir de esta ecuación se determinaron los tipos de roca según el radio efectivo de garganta de poro, según la siguiente clasificación:

Roca megaporosa: $R > 10 \mu$

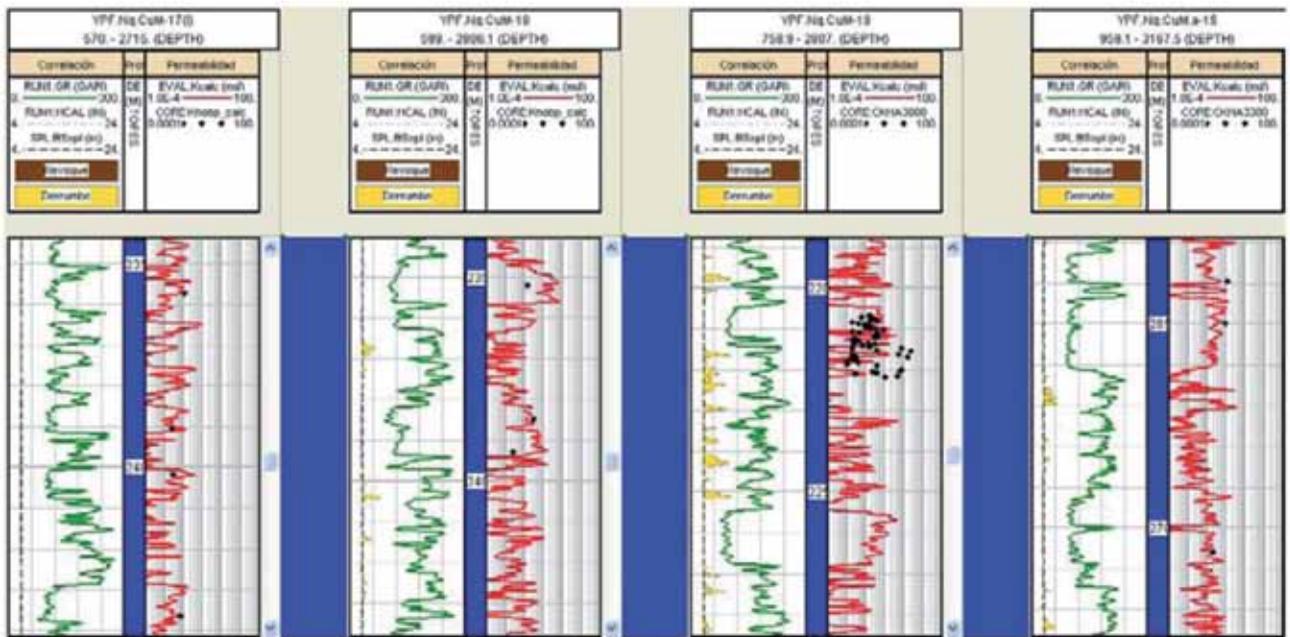


Figura 21. Calibración modelo de permeabilidad con datos de coronas.

- Roca macroporosa: $2 \mu < R < 10 \mu$
- Roca mesoporosa: $0,5 \mu < R < 2 \mu$
- Roca microporosa: $0,1 \mu < R < 0,5 \mu$
- Roca nanoporosa: $R < 0,1 \mu$

En la figura 22 se presenta una sección esquemática donde se observan las curvas de radio de garganta poral

estimadas a partir de la ecuación mencionada, y el ajuste de estas con el radio de garganta poral estimado en las coronas.

La figura 23 muestra un gráfico de dispersión del radio de garganta poral R20 calculado en las coronas versus el estimado con los perfiles.

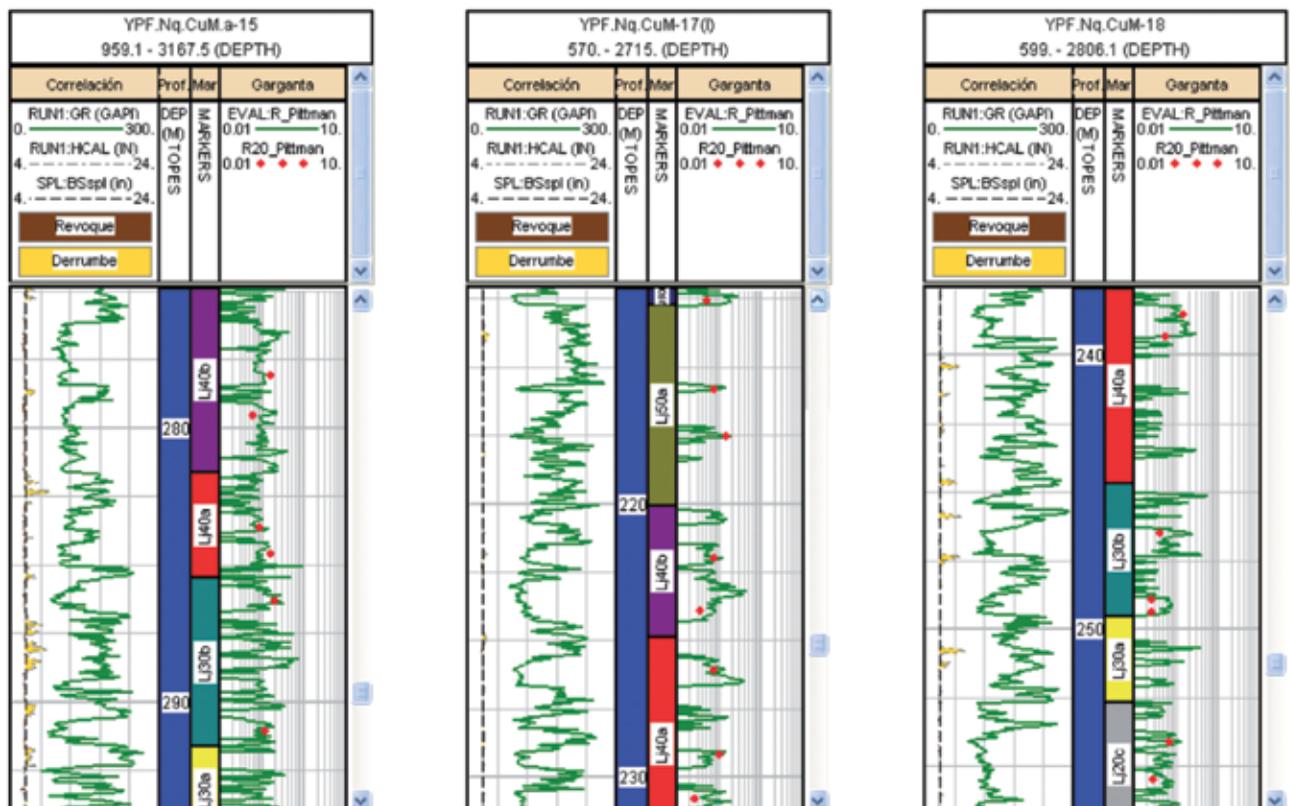


Figura 22. Calibración modelo de garganta poral con datos de coronas.

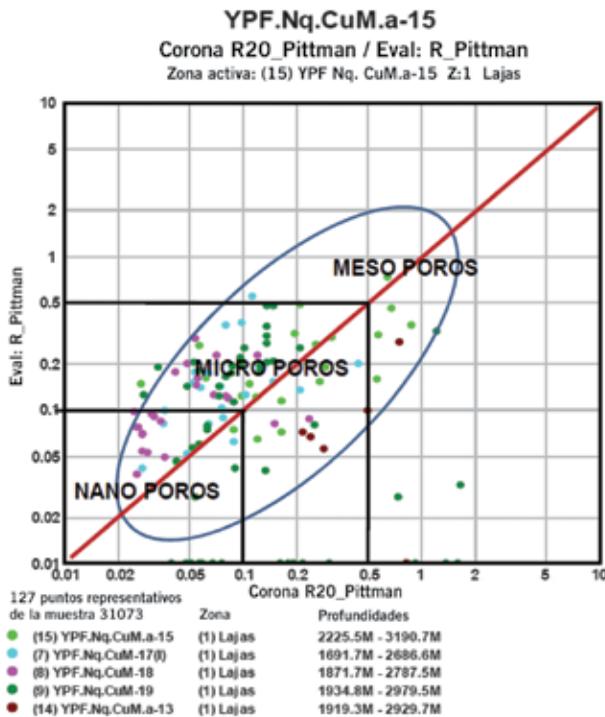


Figura 23. Radio de garganta poral R20, coronas vs. perfiles.

5) Correlación entre tipos de roca y facies sedimentarias

En función de las facies, de la granulometría y la composición química (tabla 3), se intentó vincularlas a los tipos de rocas definidos por R20 de Pittman.

FACIES
Arcilita
Limolita
Wacke Litofeldespático
Arenita Litofeldespática Fina
Arenita Litofeldespática Media
Arenita Litofeldespática Gruesa
Conglomerado

Tabla 3. Facies sedimentarias definidas en la formación Lajas.

En la figura 24 se puede observar que dentro de las familias correspondientes a cada tipo de roca se encuentran diferentes facies sedimentarias, lo cual indica que no existe una correlación directa entre cada una de las facies sedimentarias y los tipos de roca, pues existen procesos postde-

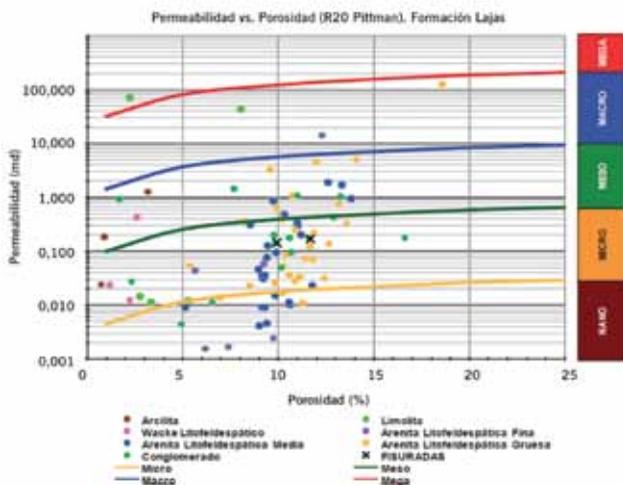


Figura 24. Gráfico R20 de Pittman, todas las facies sedimentarias.

posicionales que originan cambios en la configuración del sistema poroso y afectan la capacidad de flujo y almacenamiento inicial de la roca.

Posteriormente, se realizaron gráficos por separado para cada facies (un ejemplo se presenta en la figura 25), en los cuales se observa que una misma facies puede abarcar diferentes tipos de roca, y que existe una buena correlación de permeabilidad versus porosidad sólo en las facies de arenitas litofeldespáticas medias y gruesas.

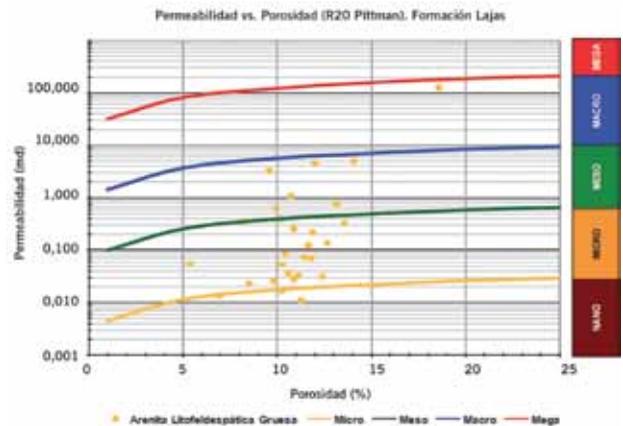


Figura 25. Gráfico R20 de Pittman. Facies arenita litofeldespática gruesa.

6) Cálculo de saturación de agua

Para el cálculo de la saturación de agua a partir de los perfiles se utilizó la ecuación de Simandoux, la cual corrige por efecto de arcilla, es decir, por el efecto de conductividad que adicionan las arcillas debido a la presencia de agua de adsorción.

Se presenta a continuación la ecuación utilizada:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m * S_w^n}{a * R_w * (1 - V_{cl})} + \frac{V_{wcl} * S_w}{R_{cl}}$$

Donde:

S_w = Saturación de agua.

R_w = Resistividad del agua de formación.

R_t = Resistividad verdadera de la formación.

ϕ = Porosidad.

m = Exponente de cementación.

n = Exponente de saturación.

a = Índice/factor de tortuosidad.

V_{wcl} = Volumen de arcilla húmeda.

R_{cl} = Resistividad de la arcilla.

La realidad es que por perfiles no hay espesores netamente acuíferos (figura 26).

Entendemos que esto es resultado de utilizar un modelo que fue desarrollado para reservorios convencionales en la evaluación de un reservorio de arenas compactas como es la formación Lajas, donde además tenemos algunos problemas e incógnitas como la presencia de algunas capas delgadas (las herramientas de resistividad no tienen suficiente resolución vertical para resolverlas adecuadamente), el ambiente de perfilaje (temperatura, tipo de lodo, tamaño de pozo, etc.), incertidumbre en algunos de los parámetros de entrada para la ecuación de saturación de agua (factor de cementación, exponente de

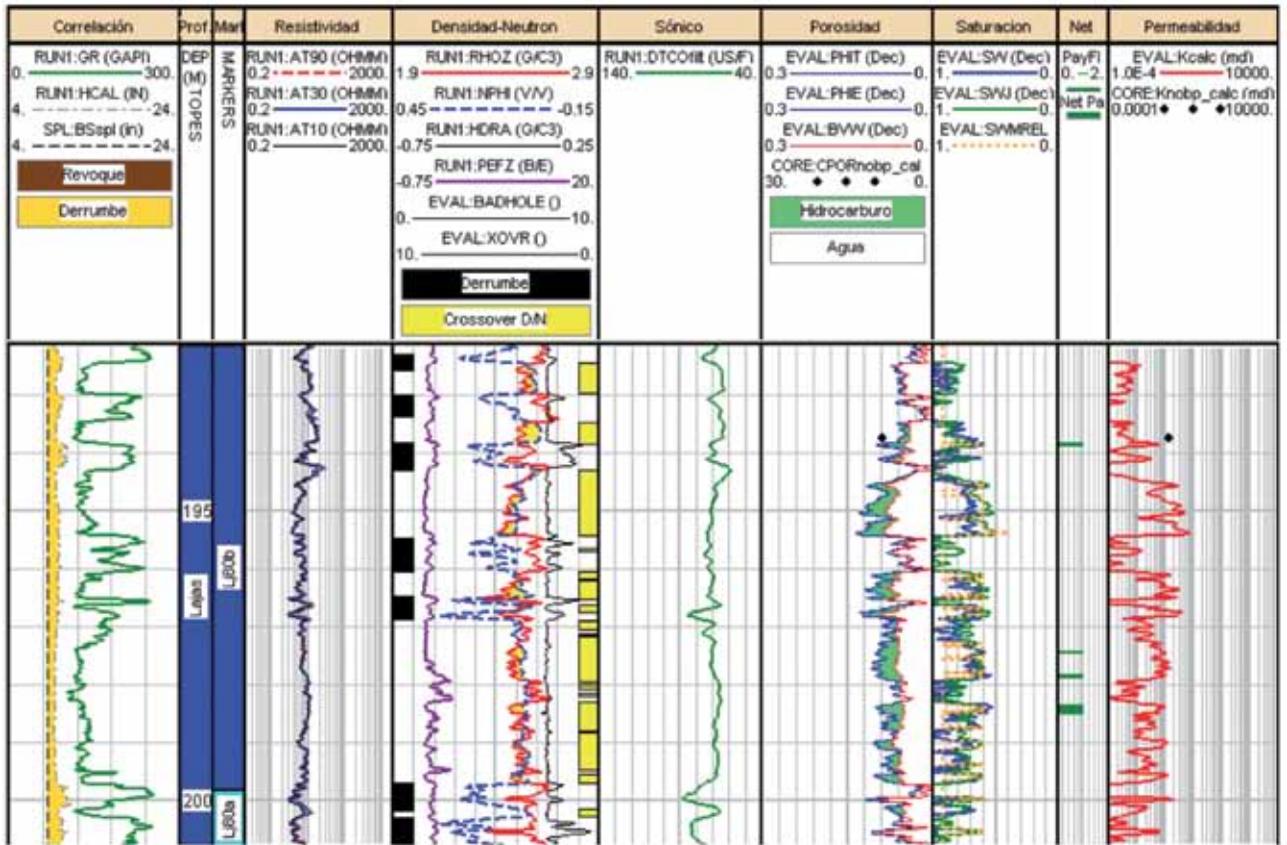


Figura 26. Baja saturación de agua de acuerdo a los perfiles de pozo.

saturación, resistividad del agua de formación, etc.), heterogeneidad del reservorio, etcétera.

Por todo ello, buscamos algún método para estimar la saturación de agua independiente de la resistividad y escogimos la Función J de Leverett. En 1941, Leverett desarrolló una función adimensional que relaciona las propiedades de la roca y de los fluidos a la cual llamó Función J. Como es sabido, la distribución del tamaño de los poros está relacionada con la presión capilar, por lo que la Función J puede ser expresada en términos de esta. La Función J considera los cambios en porosidad, permeabilidad y humectabilidad del yacimiento, siempre y cuando la geometría poral permanezca relativamente constante.

La función J puede ser derivada de la ecuación de Carman-Kozeny y expresada de la siguiente manera:

$$J(S_w) = C_1 \left[\frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \right] * \sqrt{\frac{K}{\phi}}$$

Donde:

Variable	Sistema C.G.S.	Yacimiento de petróleo	Sistema mixto	Sistema métrico
J (S _w) = Función J	adimensional	adimensional	adimensional	adimensional
P _c = Presión capilar	dinas/cm ²	psi	atm	bar
σ = Tensión interfacial	dinas/cm	dinas/cm	dinas/cm	mN/m
θ = Ángulo de contacto	grados	grados	grados	grados
K = Permeabilidad	cm ²	mD	mD	mD
φ = Porosidad	%	%	%	%
C ₁ = Constante adimensional	1	0,217	3,183	3,141

Los datos de presión capilar de una formación específica pueden expresarse en una curva de función J versus

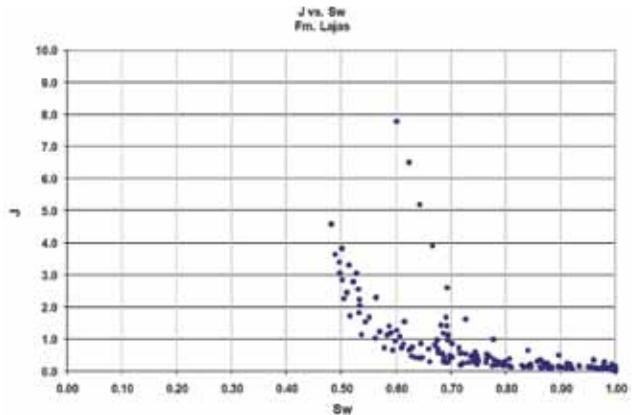


Figura 27. Función J vs. S_w, formación Lajas.

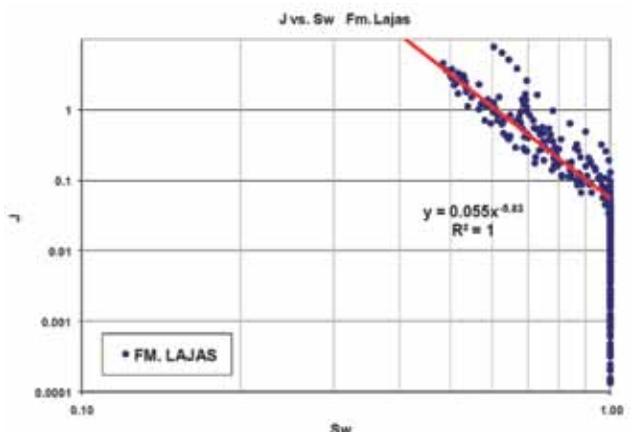


Figura 28. Función J vs. S_w, (log-log), formación Lajas.

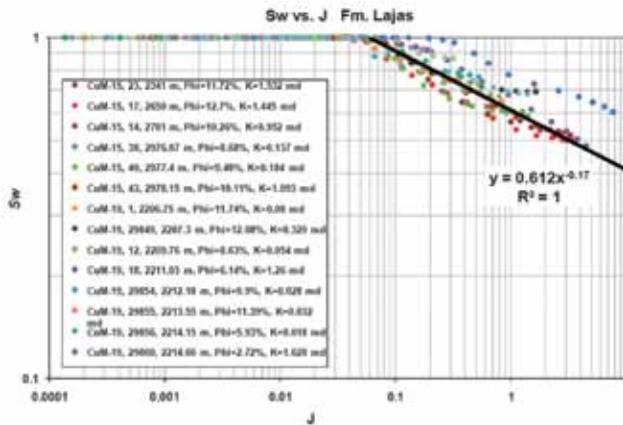


Figura 29. S_w vs. Función J, (log-log), formación Lajas.

saturación de agua. A partir de las curvas de presión capilar, para cada valor de S_w puede tomarse el valor correspondiente de P_c , y una función J puede ser calculada, y resultar en un gráfico como el que se presenta en la figura 27.

A partir de un gráfico *log-log* de J vs. S_w (figura 28), se obtiene la relación para determinar S_w a partir del valor de J.

Los datos anteriores pueden ser también graficados con S_w en el eje Y, y J en el eje X, de manera de obtener las relaciones para estimar S_w en función de J, tal como se presenta en la figura 29, y en la ecuación destacada más arriba.

En la figura 29 se observa que la muestra 29860 del pozo YPF.Nq.CuM-19, que corresponde a una arcilita masiva compacta moderadamente bioturbada (fisurada) y no es representativa del reservorio, se desvía de la tendencia general por lo cual fue descartada para la determinación

$$S_w = 0612 * J^{-0.17}$$

de la siguiente ecuación:

Es importante notar la baja porosidad de dicha muestra, la cual es la razón probable de que se encuentre fuera de tendencia. La figura 30 muestra una comparación entre la saturación de agua estimada a partir de la ecuación recién especificada ($S_{w,J}$, eje Y) y los valores de saturación de agua obtenidos en las pruebas de presión capilar ($S_{w,lab}$, eje X). En dicha figura se observa una muy buena correlación. La línea roja representa una línea de 45°, sobre la cual los valores de $S_{w,J}$ y $S_{w,lab}$ serían iguales.

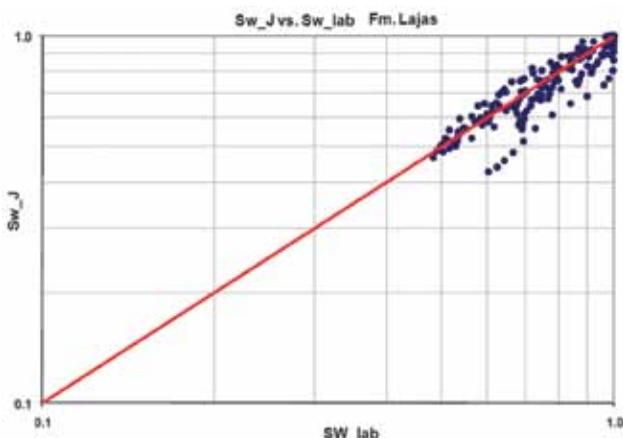


Figura 30. $S_{w,J}$ vs. $S_{w,lab}$, formación Lajas.

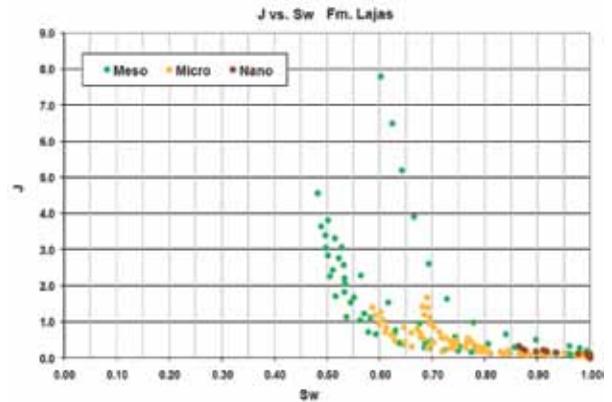


Figura 31. J vs. S_w , por tipo de roca, formación Lajas.

Los gráficos de J en comparación con S_w se elaboraron por tipo de roca (figura 31), en los cuales se puede apreciar que una misma Función J honra los diferentes tipos de roca.

La principal ventaja de obtener saturación de agua a partir de la Función J es que esta es independiente de la resistividad y, al mismo tiempo, honra capilaridad y provee una distribución de saturación físicamente razonable, tomando en consideración las relaciones entre la porosidad y la permeabilidad, en otras palabras, está asociada a los tipos de roca presentes en el reservorio.

Cuando las saturaciones derivadas a partir de los registros eléctricos y las derivadas a partir de la Función J tienen una buena relación, esta última puede ser utilizada en diferentes escenarios, tales como:

1. Zonas de transición donde no existen perfiles disponibles.
2. Curva de entrada a los simuladores.
3. Zonas depletadas, con el propósito de reconstruir las saturaciones originales.
4. Capas delgadas donde las herramientas de resistividad no tienen buena resolución.

Una vez definida la saturación, se procedió a determinar la altura sobre el nivel de agua libre. La presión capilar en el reservorio, a una determinada altura sobre el nivel de agua libre puede ser estimada a partir de la siguiente relación:

$$P_c = \frac{g * h * (\rho_w - \rho_{hc})}{C_2}$$

Donde:

P_c = Presión capilar.

g = Aceleración de gravedad.

h = Altura sobre el nivel de agua libre.

ρ_w = Densidad del agua.

ρ_{hc} = Densidad del hidrocarburo.

C_2 = Constante adimensional = 100,000 (sistema métrico), 1 (unidades de campo).

Combinándola con la Función J, se puede determinar la altura sobre el nivel de agua libre, a partir de la siguiente ecuación:

$$h = \frac{J(S_w) * \sigma \cos \theta * C_2 * \sqrt{\frac{\phi}{K}}}{C_1 * g * (\rho_w - \rho_{hc})}$$

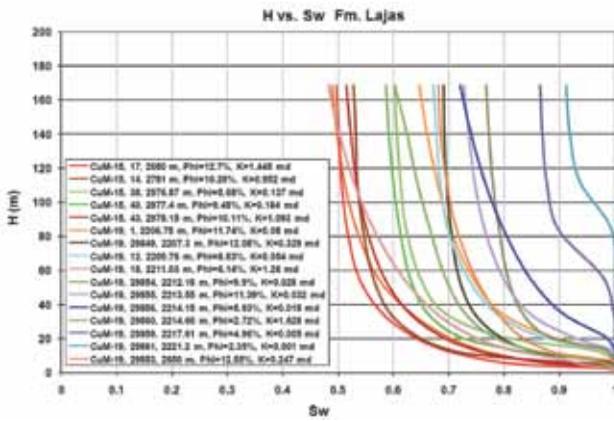


Figura 32. H vs. S_w , formación Lajas.

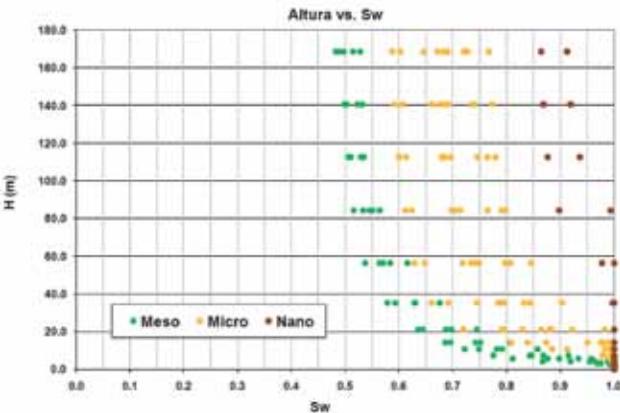


Figura 33. H vs. S_w , formación Lajas, por tipo de roca.

La figura 32 representa la altura (H, en metros) determinada a partir de esta ecuación versus saturación de agua, para la formación Lajas. La figura 33 muestra los mismos datos, con las muestras identificadas por tipos de roca. Con todo esto, el último paso fue intentar encontrar una relación entre saturación de agua, altura sobre el nivel de agua libre y los tipos de roca, y la posible presencia de un contacto agua-gas.

Está ampliamente documentado en la literatura que las curvas de presión capilar ilustran la variación de saturación de agua a lo largo de la columna de hidrocarburos,

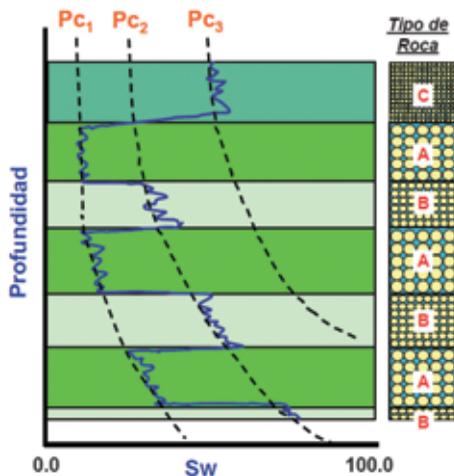


Figura 34. Relación entre S_w , tipo de roca y altura sobre el nivel de agua libre (espesor de la columna de hidrocarburos).

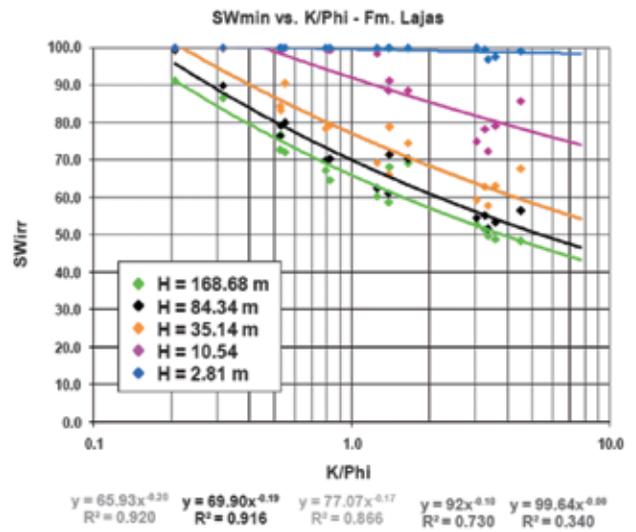


Figura 35. S_{wi} vs. K/Φ , para diferentes alturas.

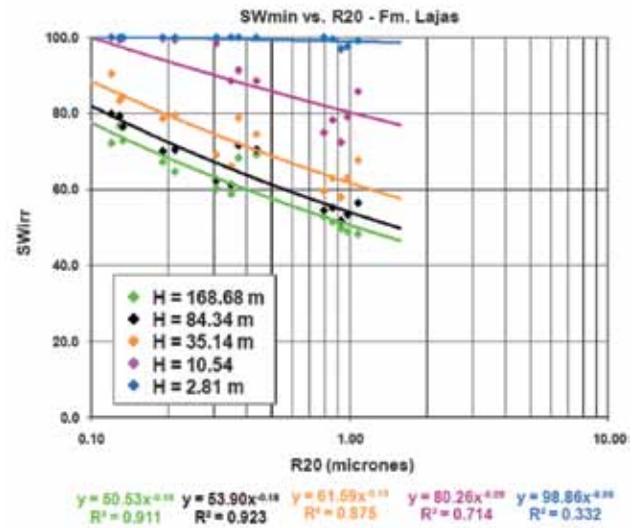


Figura 36. S_{wi} vs. R_{20} , para diferentes alturas.

y que esta variación está asociada básicamente a dos factores, el tipo de roca (petrofacies), y la altura sobre el nivel de agua libre (H), o lo que es lo mismo, el espesor de la columna de hidrocarburos. La figura 34 ilustra estos conceptos.

Tomando como base las pruebas de presión capilar por inyección de mercurio y la Función J derivada a partir de estas, se determinaron relaciones entre saturación de agua mínima y los indicadores de calidad de roca (K/Φ y R_{20}), para alturas de 168,68 m (correspondiente al máximo valor de P_c), 84,34 m, 35,14 m, 10,54 m y 2,81 m. Estas relaciones indican la variación de S_{wi} por tipo de roca, en función de K/Φ (figura 35) y R_{20} (figura 36), a diferentes alturas.

Del mismo modo, se calculó la saturación a agua mínima relativa ($S_{wminrel}$) a partir de relaciones entre S_{wmin} y H para los diferentes tipos de roca presentes en el reservorio. Las mismas fueron derivadas a partir de la Figura 37, y se presentan a continuación:

- 1) Roca tipo mesoporosa: $S_{wmin} = 115.8 * H^{-0.16}$
- 2) Roca tipo microporosa: $S_{wmin} = 115.3 * H^{-0.10}$
- 3) Roca tipo nanoporosa: $S_{wmin} = 105.2 * H^{-0.02}$

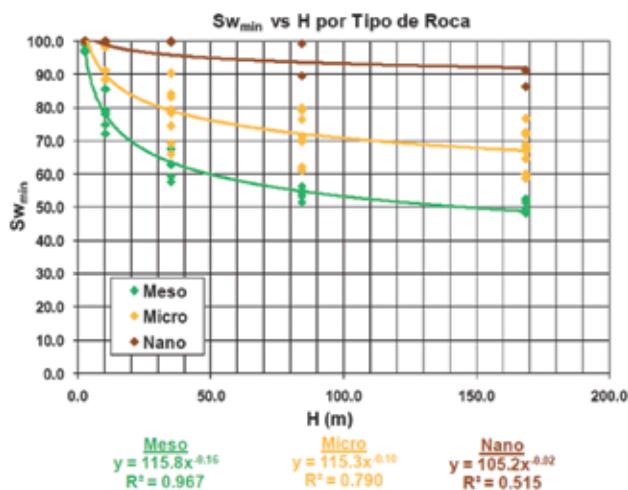


Figura 37. $S_{w_{min}}$ vs. H (m), por tipo de roca.

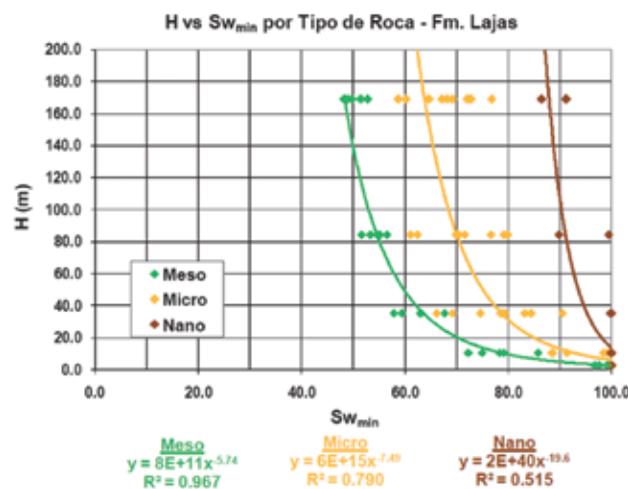


Figura 38. H (m) vs. $S_{w_{min}}$, por tipo de roca.

En la figura 38 se presenta la misma información anterior, esta vez con H en el eje vertical, de manera de mostrar la variación del perfil de S_w con altura, por tipo de roca.

La incertidumbre de estas relaciones está en función de la cantidad y calidad de las muestras de presión capilar. Para determinarlas se utilizaron datos de los pozos YPF. Nq.CuM.a-15 e YPF. Nq.CuM-19, que podrían encontrarse a alturas diferentes sobre el contacto agua-gas, el cual además, muy probablemente se ubica por debajo de la base del reservorio. En otras palabras, lo más probable es que la altura de la columna de hidrocarburos sobre el nivel de agua libre sea mayor que el espesor del reservorio, por lo cual el contacto no puede observarse en los perfiles.

Los datos del probador de formaciones (RFT) no muestran evidencias de contactos entre fluidos, tal como se observa en la figura 39, en la que se muestran como ejemplos los pozos YPF.Nq.CuM-10, YPF.Nq.CuM-11, YPF. Nq.CuM.a-15 e YPF.Nq.CuM.a-16. Es importante mencionar que una gran cantidad de los datos de RFT no es representativa ya que se trata de casos de pruebas secas (*Dry Test*) debido a lo apretado de la formación, o casos donde la herramienta "no hizo sello" con la formación.

Por lo anteriormente mencionado, se mantuvo el contacto agua-gas, el cual realmente es el valor más bajo de

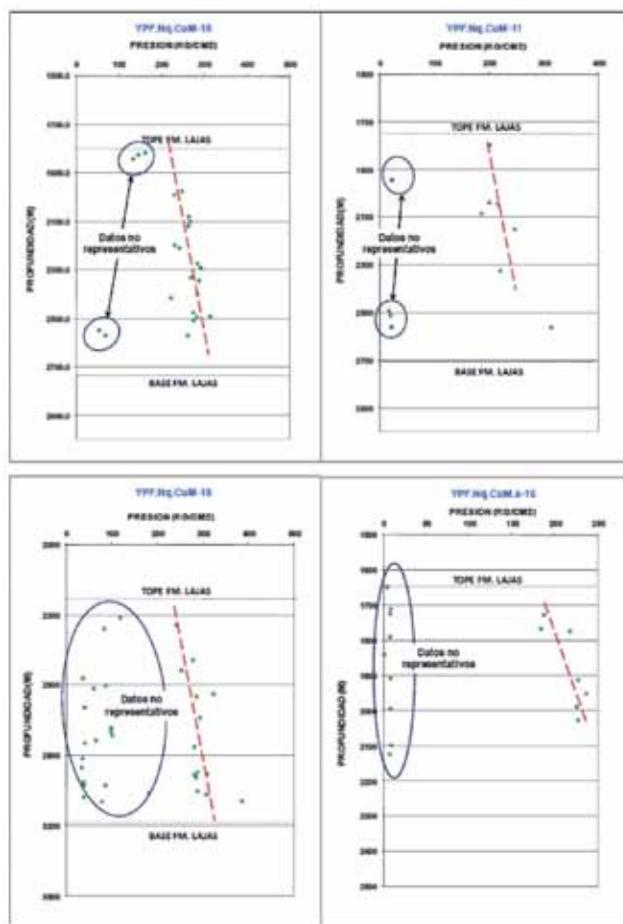


Figura 39. Ejemplos de datos de probador de formaciones, formación Lajas.

gas observado, tal como está actualmente definido en el mapa oficial, a una profundidad *subsea* (bajo el nivel del mar) de -2.298 m. Es posible que el contacto se encuentre muy por debajo de este valor y exista una amplia zona de transición, sin embargo, no existen evidencias que validen esta hipótesis. Por lo tanto, se sugiere realizar análisis de sensibilidad con diferentes escenarios, en los cuales se ubique el contacto agua-gas a diferentes profundidades, hasta definir cuál sería la profundidad más razonable. A pesar de lo mencionado anteriormente, existe otro escenario bastante probable, el cual es la presencia de múltiples contactos a lo largo de la formación Lajas.

En todo caso, ya que los dos indicadores directos de contactos entre fluidos (perfiles y RFT) no evidencian el contacto, este será sólo un estimado o simplemente el valor más bajo de gas observado en el reservorio.

A pesar de la incertidumbre asociada a la profundidad del contacto o los contactos existentes en la formación Lajas, la figura 40 intenta demostrar el uso de la Función J como una herramienta de validación de la saturación de agua estimada a partir de perfiles. En esta figura se observa la buena correlación entre la saturación de agua estimada de los perfiles (EVAL:SW), la calculada a partir de la Función J (EVAL:SWJ), y la saturación de agua mínima relativa (EVAL:SWMREL).

Es importante destacar que en la mayoría de los pozos, la saturación de agua de los perfiles es más baja que

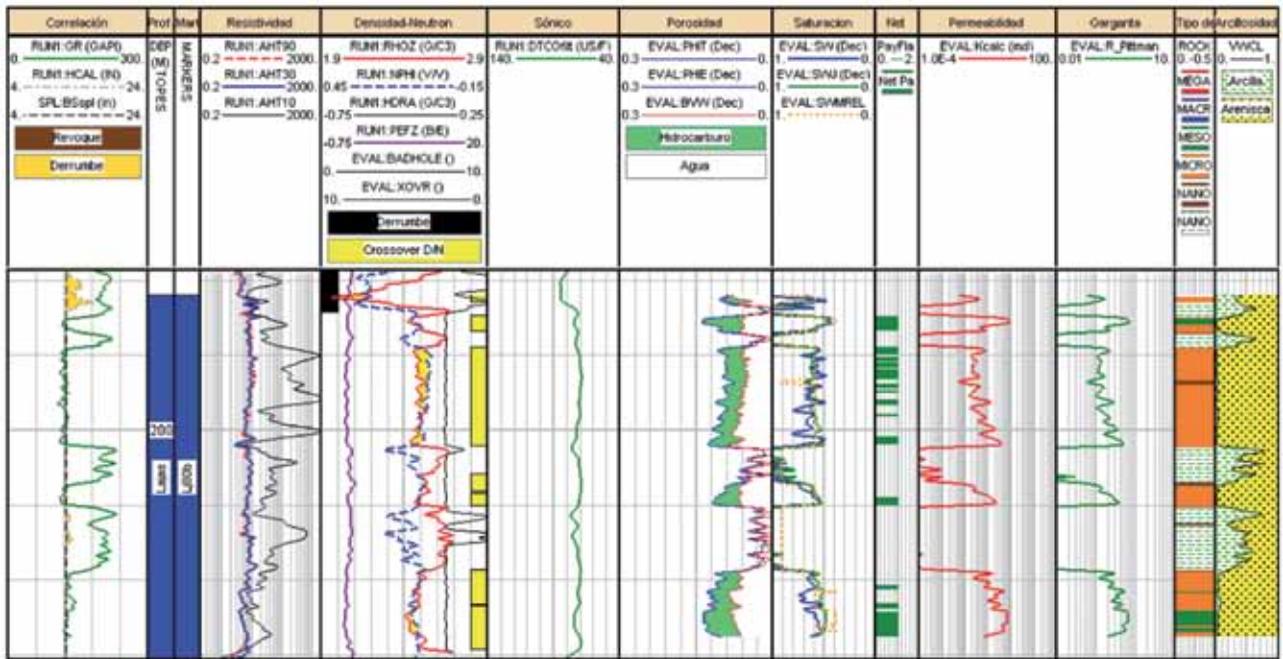


Figura 40. S_w vs. S_wJ y $SWMREL$, Pozo YPF.Nq.CuM.-20, formación Lajas.

S_wJ , lo cual probablemente se debe a que lo apretado (*tight*) de la formación causa una baja en la conductividad y un aumento en la resistividad, mas no necesariamente se debe a la presencia de mayor volumen de hidrocarburos (gas).

7) Cuantificación de las unidades de flujo

Para la cuantificación de las unidades de flujo del reservorio se elaboraron el gráfico de Lorenz, el gráfico de Lorenz modificado, y el diagrama de almacenamiento y flujo estratigráfico, los cuales se basan en la arquitectura geológica, caracterización petrofísica de los tipos de roca y poro, y capacidad de almacenamiento y de flujo del reservorio. Usando estos parámetros a través de herramientas gráficas se busca definir unidades de flujo con propiedades petrofísicas similares. Una unidad de flujo es un intervalo estratigráfico continuo, con procesos dinámicos similares, que mantienen la arquitectura geológica y las características del tipo de roca. Los tipos de roca representan unidades del reservorio con diferentes relaciones permeabilidad-porosidad y una saturación de agua única para una altura determinada por encima del nivel de agua libre.

La relación permeabilidad-porosidad es una medición relativa de la calidad de flujo del reservorio, y representa una forma simplificada de difusividad, ignorando la viscosidad y la compresibilidad total. La capacidad de almacenamiento es el producto de la porosidad por el espesor; y la capacidad de flujo, el producto de la permeabilidad por el espesor.

El gráfico de Lorenz modificado es una variación, como su nombre lo indica, del gráfico utilizado para determinar el Coeficiente de Lorenz. El gráfico de Lorenz modificado muestra la capacidad fraccional de flujo ($\%k^*h$) versus la capacidad fraccional de almacenamiento ($\%\emptyset^*h$).

La modificación implica una acumulación de $\%k^*h$

y $\%\emptyset^*h$ por capa, de manera que se conserve la posición estratigráfica, es decir, la capacidad de flujo y la capacidad de almacenamiento de las capas son jerarquizadas según unidades de flujo y no pie a pie, o metro a metro. Esta modificación mantiene las características del gráfico de Lorenz original, el cual muestra el grado de heterogeneidad del yacimiento, y a la vez agrega una dimensión de unidades de flujo.

El diagrama de almacenamiento y flujo estratigráfico incluye datos de $\%k^*h$ y $\%\emptyset^*h$ por capa, los muestra en un sentido estratigráfico. Este gráfico permite una mejor visualización de la distribución vertical de los datos contenidos en el gráfico de Lorenz modificado.

Para este caso se definieron las unidades de flujo en los 20 pozos del proyecto, mediante la aplicación de la metodología de Lorenz y los diagramas de almacenamiento y flujo estratigráfico.

El punto de partida para la identificación de las unidades de flujo mediante la metodología nombrada son los tipos de roca definidos a partir de la curva de radio de garganta de poro. Para cada tipo de roca, el cual está estratigráficamente definido por un tope y una base, se obtienen el espesor (unidad de flujo), y los promedios de porosidad, permeabilidad y radio de garganta de poro.

En la tabla 4 se muestra cómo a partir de estos datos, se calcula capacidad de flujo (k^*h), capacidad de almacenamiento (\emptyset^*h), el porcentaje de flujo y almacenamiento ($\%k^*h$ y $\%\emptyset^*h$) que representa cada una de las capas con respecto al flujo y almacenaje total, y, finalmente, el acumulado de ($\%k^*h$ y $\%\emptyset^*h$) en orden estratigráfico de cada una de las capas.

A partir de los datos mostrados en la tabla 4, se construye el gráfico de Lorenz estratigráfico (figura 41), en el cual se grafican los acumulados de $\%k^*h$ en el eje vertical y los acumulados de $\%\emptyset^*h$ en el eje horizontal. En este gráfico, cada recta con pendiente determinada, representa una unidad de flujo con un determinado $\%k^*h$ y $\%\emptyset^*h$, con respecto al 100% del total. Unidades de flujo con

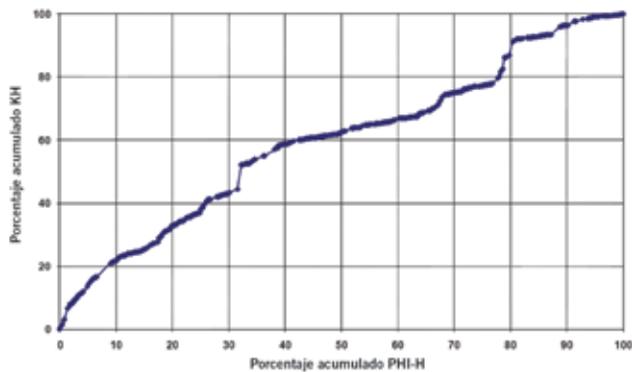


Figura 41. Gráfico de Lorenz estratigráfico, Pozo YPF.Nq.CuM.a-15.

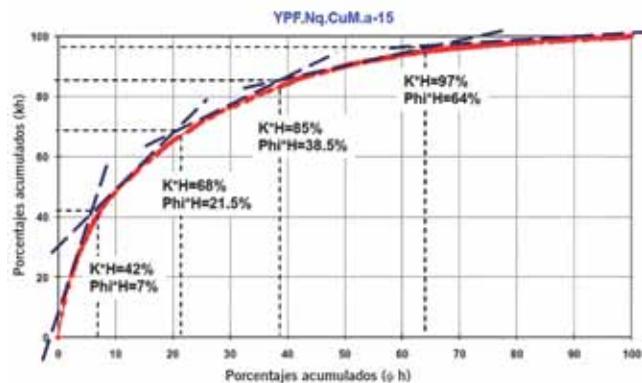


Figura 42. Gráfico de Lorenz modificado, Pozo YPF.Nq.CuM.a-15.

mayor pendiente, indican mayor porcentaje de aporte al flujo, mientras que unidades con menor pendiente indican mayor porcentaje de aporte al almacenamiento y menor al flujo. La longitud de la recta está relacionada con la magnitud de aporte al flujo y al almacenamiento. Cabe destacar que la ubicación en el gráfico de las diferentes unidades de flujo corresponde al orden estratigráfico en que se encuentran en el subsuelo, por lo cual fácilmente pueden detectarse zonas con buena calidad de roca (almacenamiento y flujo), zonas con almacenamiento pero sin aporte al flujo y zonas sello.

Para construir el gráfico de Lorenz modificado, se parte de los mismos datos de los promedios de porosidad, permeabilidad y radio de garganta de poro para cada tipo de roca, y se los ordena en función del radio de garganta de poro, de mejor a peor calidad de roca. En la tabla 5 se muestra cómo a partir de estos datos, se calcula capacidad de flujo (k^*h), capacidad de almacenamiento (\varnothing^*h), el porcentaje de flujo y almacenamiento ($\%k^*h$ y $\%\varnothing^*h$) que representa cada una de las capas con respecto al flujo y almacenaje total, y finalmente el acumulado ($\%k^*h$ y $\%\varnothing^*h$) en orden jerarquizado de calidad de roca.

A partir de los datos mostrados en la tabla 5, se construye el gráfico de Lorenz modificado (figura 42), en el cual se grafican los acumulados de $\%k^*h$ en el eje vertical y los acumulados de $\%\varnothing^*h$ en el eje horizontal. En este gráfico, cada recta con pendiente determinada representa una unidad de flujo con un determinado $\%k^*h$ y $\%\varnothing^*h$ con respecto al 100% del total. La ubicación en el gráfico de las diferentes unidades de flujo corresponde al orden jerarquizado en función de la calidad de roca.

Para el caso del pozo YPF Nq.CuM.a-15, se observan en la figura 42 cinco tendencias principales. En la primera, donde se agrupan las unidades de mejor calidad, se drenaría apenas el 7% del almacenamiento, el cual corresponde al 42% del flujo. Al llegar al segundo punto, rocas de mediana calidad, se alcanza a drenar el 21,5% del almacenamiento total, y el 68% de la capacidad de flujo. Observando la tercera tendencia, correspondiente a rocas de menor calidad, se logra drenar el 38,5% del almacenamiento, y el 85% de la capacidad de flujo. El 15% remanente de la capacidad de flujo, al cual está asociado el 61,5% del almacenamiento (dos últimas tendencias), corresponde a rocas de pobre calidad o rocas sello.

DATOS DE ENTRADA (SUMARIO DE IPI)								CAPAS							
TOP	BOTTOM	Net	Av Phi	Av K	Av R20	Av VWCL		KH	PHIH	%KH	%PHIH	CUM %KH	CUM %PHIH	ROCK TYPES	
2225.5	2308.1	82.6	0	0	0	0.106	1	0	0	0	0	0	0	NANO	
2308.1	2308.55	0.45	0.113	0.608	0.606	0.101	2	0.2736	0.05085	0.627265124	0.117429682	0.627265124	0.117429682	MESO	
2308.55	2309.93	1.38	0.097	0.231	0.382	0.101	3	0.31878	0.13386	0.730846404	0.309125777	1.35811528	0.42655726	MICRO	
2309.93	2310.84	0.91	0.114	0.624	0.615	0.072	4	0.56784	0.10374	1.301850249	0.239570408	2.659961777	0.666127668	MESO	
2310.84	2311.6	0.76	0.101	0.287	0.427	0.086	5	0.21812	0.07676	0.550069696	0.177204551	3.160031473	0.843392119	MICRO	
2311.6	2313.43	1.83	0.117	0.8	0.685	0.079	6	1.464	0.21411	3.356418646	0.494451707	6.51645012	1.337843926	MESO	
2313.43	2313.74	0.31	0.073	0.103	0.216	0.346	7	0.03193	0.02263	0.073203857	0.05226025	6.589553977	1.390104175	MICRO	
2313.74	2314.96	1.22	0.018	0.009	0.034	0.508	8	0.01098	0.02196	0.02517314	0.050712996	6.614827117	1.440817172	NANO	
2314.96	2315.11	0.15	0.099	0.289	0.412	0.275	9	0.04336	0.01486	0.029385757	0.032903694	6.744724284	1.475110786	MICRO	
2315.11	2316.02	0.91	0.108	0.553	0.563	0.19	10	0.50323	0.09828	1.153723057	0.228961439	7.867935931	1.702072236	MESO	
2316.02	2316.48	0.46	0.045	0.018	0.075	0.217	11	0.00028	0.0207	0.018983023	0.047803234	7.886918954	1.749075469	NANO	
2316.48	2317.09	0.61	0.069	0.045	0.164	0.343	12	0.02745	0.04209	0.06293285	0.097199908	7.949851804	1.847075377	MICRO	
2317.09	2318	0.91	0.032	0.009	0.046	0.444	13	0.00619	0.02912	0.018776686	0.067247834	7.96862849	1.914323211	NANO	
2318	2318.77	0.77	0.07	0.043	0.165	0.358	14	0.03311	0.0539	0.075509168	0.124473164	8.044375659	2.032796305	MICRO	
2318.77	2319.22	0.45	0.057	0.018	0.104	0.363	15	0.0081	0.02565	0.018570349	0.059234442	8.063108007	2.098032807	MICRO	
2319.22	2319.83	0.61	0.073	0.054	0.184	0.354	16	0.03294	0.04453	0.07551942	0.102834686	8.138627427	2.20865493	MICRO	
2319.83	2320.14	0.31	0.046	0.006	0.067	0.403	17	0.00186	0.01406	0.004264302	0.032931116	8.142891729	2.233796609	NANO	
3126.33	3127.71	1.38	0.016	0	0.012	0.336	828	0	0.02208	0	0.050990116	99.35251383	97.35218582	NANO	
3127.71	3128.47	0.76	0.048	0.007	0.072	0.078	829	0.00532	0.03648	0.012196822	0.084244539	99.36471065	97.4364036	NANO	
3128.47	3129.69	1.22	0.066	0.025	0.134	0.08	830	0.0305	0.08652	0.06925388	0.185847651	99.43463504	97.6237801	MICRO	
3129.69	3130.45	0.76	0.043	0.004	0.06	0.155	831	0.00304	0.03268	0.006969612	0.075469066	99.44160565	97.69784708	NANO	
3130.45	3137.31	6.86	0.023	0.001	0.024	0.343	832	0.00686	0.15778	0.015727481	0.364366889	99.45733313	98.06221395	NANO	
3137.31	3137.61	0.3	0.053	0.009	0.084	0.158	833	0.0027	0.0159	0.006190116	0.036718426	99.46352325	98.09893237	NANO	
3137.61	3138.68	1.07	0.06	0.015	0.11	0.108	834	0.01605	0.0542	0.036796803	0.148259304	99.50330005	98.24719168	MICRO	
3138.68	3141.42	2.74	0.049	0.006	0.071	0.182	835	0.01644	0.13426	0.037690931	0.310051311	99.53801998	98.55724259	NANO	
3141.42	3145.69	4.27	0.03	0.002	0.031	0.37	836	0.00854	0.1281	0.019579109	0.295825808	99.55759009	98.85306879	NANO	
3145.69	3146.45	0.76	0.047	0.007	0.071	0.061	837	0.00532	0.03572	0.012196822	0.082489445	99.56976991	98.93055824	NANO	
3146.45	3148.99	2.44	0.073	0.049	0.178	0.083	838	0.01366	0.17812	0.274107623	0.411338742	99.54388444	99.34686988	MICRO	
3148.99	3149.36	0.46	0.067	0.012	0.096	0.154	839	0.00552	0.02922	0.012955349	0.060250763	99.59564999	99.48744774	NANO	
3149.36	3149.65	0.3	0.06	0.015	0.107	0.149	840	0.0045	0.018	0.010316861	0.041558093	99.59595655	99.442001577	MICRO	
3149.65	3150.26	0.61	0.055	0.011	0.091	0.142	841	0.00571	0.03355	0.015333555	0.07478188	99.62825023	99.52646036	NANO	
3150.26	3151.78	1.52	0.064	0.021	0.126	0.155	842	0.03192	0.09228	0.031309931	0.222592104	99.65433101	99.75114007	MICRO	
3151.78	3153.16	1.38	0.062	0.008	0.08	0.155	843	0.01104	0.07116	0.025310988	0.165717876	99.90074186	99.91680394	MICRO	
3153.16	3153.76	0.6	0.06	0.014	0.107	0.164	844	0.0084	0.035	0.01925914	0.05135655	100	100	MICRO	
3153.76	3167.48	13.72	0	0	0	---	845	0	0	0	0	100	100	NANO	
								43.61792	43.30251	100	100				

Tabla 4. Ejemplo cálculo k^*h y \varnothing^*h , gráfico de Lorenz estratigráfico, unidades de flujo.

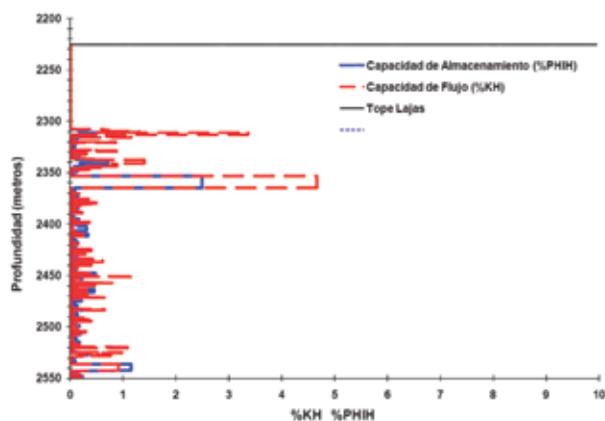


Figura 43. Diagrama de almacenamiento y flujo estratigráfico, Pozo YPF.Nq.CuM.a-15.

Finalmente, en la figura 43 se presenta el diagrama de almacenamiento y flujo estratigráfico para el pozo YPF.Nq.CuM.a-15, en el cual se puede observar tanto la capacidad de flujo como la de almacenamiento de cada unidad de flujo a la profundidad donde se ubica estratigráficamente.

Conclusiones

Las siguientes consideraciones son el corolario de este trabajo:

- 1) Se evaluó un total de 20 pozos en la formación Lajas, los cuales serán incorporados al modelaje geológico del área.
- 2) Debido a que la mayoría de los pozos cuenta con perfiles de densidad, neutrón y sísmico a lo largo de la formación Lajas, se utilizó la combinación densidad/neutrón para estimar la porosidad en las areniscas limpias, mientras que en las zonas limosas o "sucias", donde el perfil de neutrón es optimista debido a la presencia de alta saturación de agua irreducible, se utilizó sólo el perfil de densidad. En zonas de mal calibre o derrumbadas, la porosidad se estimó a partir del perfil sísmico. Dicha porosidad fue calibrada con datos de coronas en condiciones de presión de reservorio.
- 3) Debido a que la formación Lajas está compuesta mayormente por areniscas de baja arcillosidad, el modelo de saturación de agua utilizado fue el modelo de Si-

- mandoux para arcillas dispersas.
- 4) El modelo de tipo de roca definido a partir del análisis de curvas de presión capilar por inyección de mercurio fue el R20 de Pittman. Es importante mencionar que las pruebas de presión capilar disponibles fueron realizadas hasta 1.706 psi, con las cuales se logra penetrar el sistema poroso hasta un tamaño de garganta poral mínimo de 0,06 micrones, lo cual corresponde a una roca nanoporosa, que en este tipo de reservorios puede ser productora. Sería recomendable obtener pruebas de presión capilar a alta presión que penetren todo el sistema poroso de la muestra, y comparar los resultados con muestras que correspondan al mismo tipo de roca analizadas a una presión de 1.706 psi. A pesar de lo mencionado anteriormente, el modelo de garganta poral obtenido (R20) es confiable ya que a las presiones a las cuales se realizaron las pruebas, se logra definir el tamaño de garganta poral dominante en cada una de las muestras.
 - 5) En cuanto a la saturación de agua, los resultados de las pruebas de presión capilar hasta 1.706 psi indican que estamos cerca de la saturación de agua irreducible, por lo que en este respecto son igualmente bastante confiables.
 - 6) La caracterización petrofísica realizada permite identificar unidades con características petrofísicas similares. Estas unidades tienen tendencias definidas que deben ser identificadas mediante su modelado geológico. Del mismo modo, dichas unidades deben ser consideradas en los modelos de simulación, así como también en los programas de reterminación e inyección.
 - 7) La Función J es representativa siempre que la formación sea homogénea y puede ser utilizada para validar la saturación estimada de los perfiles en aquellos reservorios donde el contacto agua-gas sea conocido con precisión.
 - 8) Con respecto al contacto agua-gas (CAG), existen básicamente tres fuentes principales para determinarlo:
 - a. A partir de los probadores de formación (RFT, XT); sin embargo, ninguno de los pozos con pruebas disponibles mostraron la presencia de contactos. Generalmente las pruebas resultaron secas o inconclusas por falta de sello de la herramienta.
 - b. A partir de los perfiles; los cuales no presentan cambios de resistividad que pudieran estar asociados a un CAG.

DATOS DE ENTRADA (SUMARIO DE IP)							CAPAS	KH	PHIH	%KH	%PHIH	CUM %KH	CUM %PHIH	ROCK TYPES
TOP	BOTTOM	Net	Av Phi	Av K	Av R20	Av WWCL								
2574.49	2576.78	2.29	0.128	1.435	0.907	0.069	304	3.28615	0.29312	7.533944764	0.676912262	7.533944764	0.676912262	MESO
2984.14	2985.36	1.22	0.124	1.228	0.827	0.04	697	1.49816	0.15128	3.434735681	0.349356192	10.96867985	1.026268454	MESO
2451.05	2451.51	0.46	0.119	1.07	0.754	0.057	153	0.4922	0.05474	1.128435285	0.126412995	12.09711513	1.15268145	MESO
2992.98	2995.12	2.14	0.118	0.896	0.715	0.044	710	1.91744	0.25252	4.395991372	0.583153263	16.4931065	1.735834713	MESO
2850.49	2850.79	0.3	0.118	0.855	0.702	0.159	548	0.2565	0.0354	0.588061054	0.081750457	17.08116756	1.81758517	MESO
2311.6	2313.43	1.83	0.117	0.8	0.685	0.079	6	1.464	0.21411	3.356418646	0.494451707	20.4375862	2.312036877	MESO
2626.92	2627.22	0.3	0.116	0.778	0.672	0.138	344	0.2334	0.0348	0.535101169	0.080364856	20.97268737	2.392401734	MESO
2524.81	2525.42	0.61	0.114	0.698	0.639	0.171	262	0.42578	0.06954	0.976158423	0.160591153	21.9488458	2.552992887	MESO
2985.36	2985.52	0.16	0.108	0.455	0.53	0.142	698	0.0728	0.01728	0.166903878	0.039905308	36.01375306	5.406453344	MESO
2983.38	2983.84	0.46	0.108	0.447	0.528	0.034	695	0.20562	0.04968	0.471411175	0.114727761	36.48516481	5.521181105	MESO
2337.36	2337.82	0.46	0.108	0.432	0.519	0.03	40	0.19872	0.04968	0.455592564	0.114727761	36.94075738	5.635908865	MESO
2343.91	2344.22	0.31	0.107	0.413	0.509	0.031	44	0.12803	0.03317	0.293526147	0.07660064	37.23428352	5.712509506	MESO
2981.1	2981.4	0.3	0.107	0.411	0.508	0.032	691	0.1233	0.0321	0.28268198	0.074129652	37.5169655	5.786639158	MESO
2981.4	2981.71	0.31	0.107	0.405	0.504	0.031	692	0.12555	0.03317	0.287840411	0.07660064	37.80480591	5.863239798	MESO
2460.19	2460.34	0.15	0.106	0.387	0.493	0.243	165	0.05805	0.0159	0.133087502	0.036718426	37.93789342	5.899958224	MICRO
2493.72	2493.87	0.15	0.106	0.386	0.493	0.014	216	0.0579	0.0159	0.132743606	0.036718426	38.07063702	5.93667665	MICRO
2982.93	2983.38	0.45	0.105	0.373	0.484	0.038	694	0.16785	0.04725	0.3848189	0.109116077	38.45545592	6.045792727	MICRO
2619.76	2619.91	0.15	0.105	0.368	0.481	0.07	339	0.0552	0.01575	0.12855349	0.036372026	38.58200941	6.082164752	MICRO
2472.54	2472.69	0.15	0.105	0.365	0.476	0.254	182	0.05475	0.01575	0.125521804	0.036372026	38.70753122	6.118536778	MICRO
2983.84	2984.14	0.3	0.104	0.354	0.473	0.034	696	0.1052	0.0312	0.24347791	0.072051251	38.95100913	6.190588028	MICRO
2797.15	2797.3	0.15	0.058	0.013	0.1	0.071	502	0.00195	0.0087	0.00447064	0.020091214	95.4409793	64.06824916	MICRO

Tabla 5. Ejemplo cálculo k^*h y ϕ^*h , gráfico de Lorenz modificado, unidades de flujo.

- c. A partir de pruebas de producción de los pozos, sin embargo, debido al fracturamiento a que han sido sometidas las zonas productoras, muchas de estas están probablemente afectadas por comunicación entre las zonas de gas y zonas con saturaciones de agua mayores. De igual manera, el contacto definido de este modo se aproxima más a la profundidad de *Gas-Down-To* y no al contacto agua-gas original.
- 9) El contacto agua-gas en la formación Lajas se ubica por debajo de la base del reservorio. Es decir, la altura de la columna de gas sobre el nivel de agua libre es mayor que el espesor del reservorio, por lo cual el contacto no puede observarse en los perfiles. Por otro lado, los datos del probador de formación no son conclusivos.
- 10) Se sugiere realizar análisis de sensibilidad en los cuales se ubique el contacto agua-gas a diferentes profundidades, hasta definir cuál sería la profundidad más razonable. Otro escenario probable es la presencia de múltiples contactos a lo largo de la formación Lajas.
- 11) No existe una relación directa entre tipos de roca y facies sedimentarias, esto debido a la variabilidad de los procesos diagenéticos. Sin embargo, se observaron buenas correlaciones entre permeabilidad y porosidad en las siguientes facies:
- Areniscas litofeldespáticas medias
 - Areniscas litofeldespáticas gruesas

Agradecimiento

Los autores dejan expresa constancia del agradecimiento a la Unidad de Negocios Neuquén Gas por permitimos socializar este trabajo.

Bibliografía

- Amaefule, J. D. Kersey, D. Marschall, J. Powell, L. Valencia y D. Keelan, (1988), *Reservoir Description: A practical synergistic engineering and geological approach based on analysis of core data*. SPE 18167.
- Comisky, J.T., K. E. Newsham, J. A. Rushing y T. A. Blasingame (2007), "A Comparative Study of Capillary-Pressure-Based Empirical Models for Estimating Absolute Permeability in Tight Gas Sands", SPE 110050, *Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Gunter, G.W., J. M. Finneran, D. J. Hartmann y J. D. Miller, "Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method", SPE 38679, *Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Hartmann, D. J. y J. B. Thomas, 1994, *Basic Petrophysical Methods, Petrophysics XXVIII*, Amoco Production Company, Tulsa, Oklahoma.
- INTER-ROCK, C.A., 2007, *Caracterización Petrofísica Integrada de los Yacimientos Norte y Centro-Norte, Campo Chihuido de La Salina, Unidad Económica El Portón*.
- INTER-ROCK, C.A., 2008, *Modelo Petrofísico Integrado, Reservorio Pata Mora, Miembro La Tosca, U. E. Rincón de Los Sauces*.
- INTER-ROCK, C.A., 2008, *Modelo Petrofísico Integrado Basado en Tipos de Roca, Campo Desfiladero Bayo, Reservorios Rayoso Clástico, Troncoso Inferior y Agrío Superior, U. E. Rincón de Los Sauces*.
- INTER-ROCK, C.A., 2009, *Caracterización Petrofísica Integrada, Reservorios Troncoso Inferior y Agrío Superior, U. E. Rincón de Los Sauces, Campo Chihuido de la Sierra Negra, Área Infill Este*.
- Pittman, Edward D., 1992, *Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection – Capillary Pressure Curves for Sandstone*, The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Tulsa, U.S.A., pp. 191-198.
- Schlumberger, 1991, *Log Interpretation Charts*, Schlumberger Educational Services, U.S.A., pp. 128-134.
- Snyder, R., 1971, "A review of the Concepts and Methodologies of Determining Net Pay", SPE Paper 3609. *46th SPE Annual Fall Meeting*.
- Theys, P., 1999, *Log Data Acquisition and Quality Control*, Editions Technip, Second Edition, Paris, France, pp. 42-46, 233-250, 259-262.
- Tiabb, D., y E. Donaldson, 2004, *Petrophysics*, 2da. Edición, Gulf Publishing Company.
- Western Atlas, 1995, *Introduction to Wireline Log Analysis*, Western Atlas Logging Services, Houston, Texas, pp. 3-7, 108-129, 144-149, 233-248.
- Wilson, Michael D., 1994, *Reservoir Quality Assessment and Prediction in Clastic Rocks*, SEPM (Society for Sedimentary Geology), Short Course 30, Tulsa, U.S.A., pp. 41-137, 330-349.
- Worthington, P. y L. Cosentino, 2003, "The Role of Cut-offs in Integrated Reservoir Studies", SPE Paper 84387, *SPE Annual Technical Conference*.