

Metodología de caracterización petrofísica, con énfasis en la interpretación de registros eléctricos, aplicada a la evaluación de reservorios “tight” de la F. Lajas en Sierra Barrosa, Neuquén, Argentina.

Aldo Omar Montagna ^{(1) (3)} (aldo.montagna@ypf.com), Diego Licitra ⁽¹⁾ (diego.licitra@ypf.com), Fabián Gutierrez ⁽¹⁾ (fabian.gutierrez@ypf.com), Roberto Arro ⁽²⁾ (roberto.arro@bakerhughes.com), Juan Grisolia ⁽²⁾ (juan.grisolia@bakerhughes.com), Guillermo Crespo ⁽²⁾ (guillermo.crespo@bakerhughes.com)

⁽¹⁾ YPF

⁽²⁾ Baker Hughes

⁽³⁾ Universidad Nacional de Río negro

Resumen

En el yacimiento Aguada Toledo – Sierra Barrosa, el grupo Cuyo tiene un espesor promedio de 1700 m. De ellos, los últimos 1000 m. corresponden una secuencia sedimentaria clástica (conformada por una alternancia de psefitas, psamitas y pelitas), que pertenecen a la F. Lajas. Una buena parte de esta secuencia silicoclástica (fundamentalmente los términos basales y medios), presentan muchas de las características que identifican a los reservorios “tight”; que usualmente fueron caracterizados petrofísicamente con métodos convencionales, tanto en lo que se refiere a interpretación de perfiles como a estudios petrofísicos básicos y especiales de laboratorio.

En lo que se refiere a evaluación de registros de pozos, la misma estaba caracterizada por el uso el perfil de rayos gamma como indicador de arcillosidad; la no discretización y tipificación del tipo de arcilla presente; la utilización de perfiles y métodos convencionales para el cálculo de porosidad (básicamente densidad – neutrón, y en caso de tener un mal calibre del pozo, uso del perfil sísmico); la determinación de saturación de agua por métodos convencionales (Simandoux), sin considerar la saturación de agua irreducible; y, la estimación de la permeabilidad a partir de leyes k-Phi convencionales.

Una nueva campaña de perforación, con el doble objetivo de, por un lado delimitar el yacimiento; y, por otra parte, optimizar la caracterización estática de la F. Lajas, se hizo imperioso definir el mejor programa de perfiles de pozos a adquirir. Para ello, se analizó exhaustivamente los estudios previos (realizados bajo la metodología mencionada), y se definieron las siguientes incertidumbres: volumen de arena “sobrestimado”; porosidad y permeabilidad que no se ajusta a los valores obtenidos de análisis de laboratorio; saturación de agua que no identifica la presencia de capas acuíferas; e, imposibilidad de determinar con certeza valores de corte para diferenciar reservorio de no reservorio.

Para intentar entender el porqué de estas inconsistencias, el primer paso fue entender la naturaleza de las debilidades que los perfiles convencionales (en cuanto a adquisición, procesamiento e interpretación), frente a la naturaleza no convencional de los reservorios “tight” y, en función de ese entendimiento, definir su grado de aplicabilidad. Al mismo tiempo, otro objetivo consistió en conocer la aplicabilidad y alcance de las herramientas “especiales” en este tipo de reservorios. Una vez definidos correctamente los niveles de uso de las herramientas convencionales y especiales, se procedió a planificar, diseñar e implementar una metodología de análisis de perfiles que nos permitiera lograr un modelo petrofísico confiable, en términos de caracterización y predictibilidad.

Esta metodología tiene como puntos salientes la definición de volumen pelítico (en lugar del tradicional volumen de arcilla), y su cuantificación a partir de la información de las herramientas neutrónicas y de resonancia magnética; la tipificación de arcilla a partir de los datos obtenidos de la interpretación del perfil de rayos gamma espectral y registro geoquímico; la utilización de la porosidad y permeabilidad de la resonancia magnética; y, por último, en cuanto al cálculo de saturación de agua, trabajar con la conjunción de tres modelos tradicionales (Archie, Dual Water y Wilbur Smith), usando en su cómputo una porosidad efectiva mucho más ajustada, un m

Dentro de esta secuencia, la parte basal corresponde al Grupo Cuyo (Groeber, 1946 nom. subst.; Stipanovic et al., 1968), que comprende el primer relleno sedimentario de la cuenca asociado a una ingresión marina. Abarca del Pliensbachiano (Sinemuriano ¿?) al Calloviano medio, y se caracteriza por un importante espesor de sedimentitas (pelitas, areniscas, conglomerados), que a través de sucesivos avances y retrocesos de la línea de costa, colmataron la paleogeografía inicial de synrift de la cuenca Neuquina (figura 2).

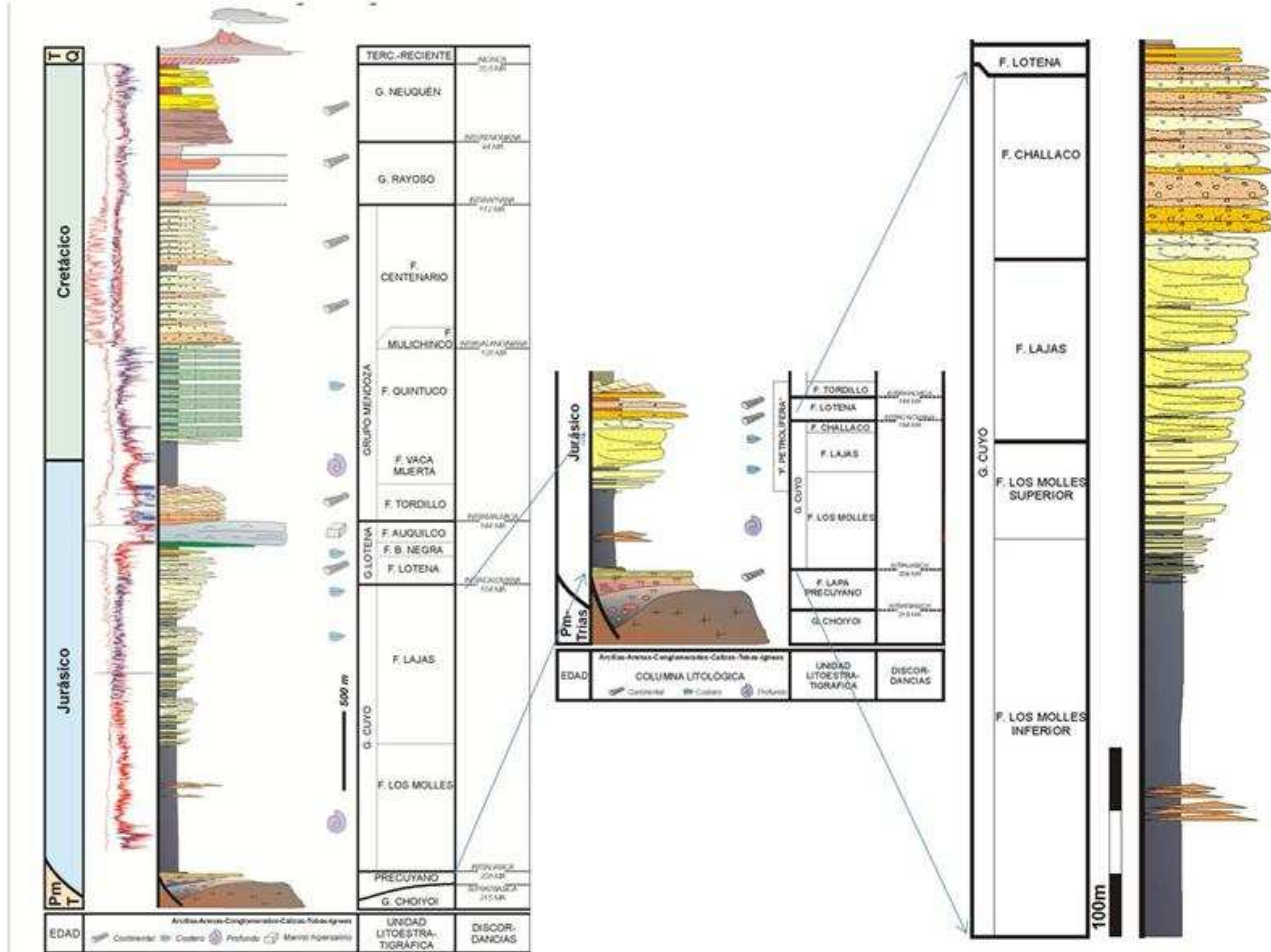


Figura 2. Columna crono – lito - estratigráfica del Jurásico inferior – medio de la Cuenca Neuquina válida para el área de estudio. (Tomado y modificado de Brisson, 1998)

El grupo Cuyo está conformado por unidades formacionales bien definidas, tanto en subsuelo como en afloramientos. En su base, tenemos las pelitas negras de interior de cuenca a plataforma externa, conocidas como Formación Los Molles (Weaver, 1931), que pasan lateral y verticalmente a areniscas claras litorales asignadas a la Formación Lajas (Weaver, 1931; Herrero Ducloux, 1946), que a su vez son cubiertas por depósitos continentales de la Formación Challacó (De Ferraris, 1947) (figura 2). Esta última unidad cronoestratigráfica es emparentada, en subsuelo, con la F. Punta Rosada (Digregorio, 1972).

Concentrándonos en la F. Lajas del subsuelo de Cupen Mahuida y desde la óptica de la geología de los hidrocarburos y los ambientes de depositación, ha sido dividida en Lajas Inferior, Lajas Medio y Lajas Superior (Limeres et al., 2005; Scazzioti, 2008; Montagna et al, 2012), asociándose cada una de estas secuencias a depósitos deltaicos, facies de plataforma con influencia de marea, y sedimentitas proximales subacueas – subareas, respectivamente.

En los últimos tiempos y circunscribiéndose al área de estudio, hay estudios que plantean una secuencia progradante deltaica con intercalaciones de depósitos hiperpícnicos para el Lajas inferior (Montagna et al, 2012);

y una secuencia mayormente continental para el intervalo asociado al Lajas superior, depositada en una zona de costa con escasa pendiente regional, generalmente expuesta (aunque también pudo presentar intervalos de inundación, pero con un nivel de agua de escasa profundidad, Montagna et al, 2011). Estos autores defienden la vinculación de estos depósitos con las facies que caracterizan a la F. Punta Rosada (Digregorio, 1972), en subsuelo.

Independientemente a los ambientes de depositación, las sedimentitas clásticas que conforman la columna total de la F. Lajas comprenden todos los términos granulométricos posibles. Si bien originalmente se pensaba en la existencia de cierta predominancia de niveles de arenas y arcillas alternantes, actualmente se ha comprobado una relativa mayor presencia de espesores de conglomerados (históricamente considerados como muy subordinados a las sedimentitas psamíticas), y de las proporciones de limos existentes, que incluso pueden llegar a superar al porcentaje de arcillas existentes en la fracción pelítica.

Desde el punto de vista litológico, las arenas pueden variar de silíceas a litofeldespáticas, con textura clasto sostén y escaso cemento sostén (Licitra, 2008). El volumen de arcilla comprende a limolitas y arcilitas, éstas últimas se pueden dividir en detríticas y autigénicas, considerando a estas últimas como parte del cemento. En promedio, en ninguna arenisca el material fino supera el 15% del total de la roca. Por último, se marca la baja concentración de esmectita y la alta proporción de illita, que constituye un indicio que el material originario, en líneas generales, era rico en K y Al, y de rocas más bien ácidas, del tipo granodioritas, granitos, dacitas o riolitas (Licitra, 2008).

Montagna et al (2012), al marcar la importancia de los sedimentos gruesos (fracción psefítica), detallan la presencia de conglomerados grisáceos, de moderada a buena selección granulométrica, con abundantes clastos silíceos, y clastos de líticos ígneos y sedimentarios subordinados, que presenta matriz arenosa fina a gruesa, con abundante cementación silícea, pudiendo presentarse tanto conglomerados matriz – sosten como conglomerados clasto – sostén. Con respecto a las limolitas, las describen como integrantes (junto a las arcillas), de la facies heterolíticas, de granos finos a gruesos, de color gris a negro, con estructura del tipo ondulosa que pueden presentar interesantes proporciones de fango y materia orgánica.

Petrofísicamente hablando, una compleja y variada historia diagenética, donde la cementación (como rellenos intergranulares, parches y como elementos de reemplazo, de composición y distribución extremadamente heterogénea: arcillas autigénicas, caolinita, carbonato de calcio, sílice y óxidos de hierro); la presencia de carbón / bitumen (ocupando los espacios intergranulares y las microfisuras); y la compactación diferencial son los actores predominantes; siendo la gran responsable de la obliteración y desmejoramiento de las condiciones petrofísicas (en cuanto a carga y flujo de hidrocarburos), y de imprimirle la característica de reservorio “tight” a buena parte de los espesores de reservorios de la F. Lajas.

De este modo, e independizándose de la granulometría, las facies gruesas (psamitas y psefitas), presentan porosidad principalmente interclástica, primaria y de tipo secundaria (producto de la disolución de cemento), aunque también, en algunos niveles hay porosidad por microfisuras. Existe la posibilidad que estas microfisuras, a pesar de su limitado largo, podrían contribuir a la interconexión poral, primaria, la cual está ausente en varias muestras analizadas. Las porosidades promedio oscilan entre 2 % y 8 %, y los diámetros de poro oscilan entre 0,100 y 0,225 mm, con diámetros de garganta poral que oscilan entre 5 y 10 micrones. El sistema poral es de pobre desarrollo, con escasas gargantas porales y números de coordinación bajos (nº de gargantas por poro) (Licitra et al, 2011).

En cuanto a la permeabilidad, el valor promedio de permeabilidad obtenida en laboratorio (condiciones Standard), es de 0,67 md (219 muestras). Sin embargo, existe una disminución importante de esta propiedad en función de la presión de soterramiento, debido al pequeño tamaño de las gargantas porales. Bajo esta condición la baja en promedio fue del 92%, quedando una permeabilidad promedio de 0,057 md. Hay que destacar que el efecto de la presión de confinamiento por el peso de la columna suprayacente sobre la porosidad también existe, pero no es tan relevante. De hecho la disminución es del 13%, pasando de un valor promedio de 7.3% en condiciones standard a 6,4% en condiciones de reservorio.

Con respecto a los análisis petrofísicos realizados hasta el momento de la confección del presente trabajo, todos fueron realizados siguiendo, con pequeños matices, una misma metodología de evaluación tradicional.

Para el cálculo de la arcillosidad, en líneas generales se partió del perfil de rayos gamma (utilizando el modelo de Larionov), calibrado con datos de coronas (difracción de rayos X), con resultados ambiguos. En este punto se debe mencionar que si bien había una tipificación de los minerales arcillosos presentes a partir de análisis de difracción de rayos X en laboratorio, no había una cuantificación continua de los mismos en función de los perfiles de pozo. Sin ánimo de adelantarnos a la explicación de la problemática existentes, se debe mencionar que es fundamental esto último, ya que en función de la proporción de illita (en forma de puentes entre poros), clorita (recubriendo poros), y caolinita (rellenado el espacio intersticial), la capacidad de carga y flujo de las arenas de la F. Lajas se puede ver afectada de una u otra manera.

Con respecto al cálculo de porosidad, se realizó a partir de los perfiles de densidad, neutrón y sónico (adquiridos en la mayoría de los pozos), realizándose una diferenciación entre areniscas limpias (para lo cual se usó la combinación densidad – neutrón), las zonas limosas o “sucias” (donde debido a que el perfil de neutrón es optimista por la presencia de alta saturación de agua irreducible, se utilizó solo el perfil de densidad), y las zonas de mal calibre o derrumbadas (en las cuales la porosidad se estimó a partir del perfil sónico). Asociado a esto, la permeabilidad fue estimada a partir de una ley $k/phie$ obtenida de análisis petrofísico básico de datos de roca (testigos coronas y rotados). Hay que destacar que el cálculo de porosidad fue calibrado con datos de coronas a condiciones de presión de reservorio, siendo el ajuste regular (este punto conformará parte de la problemática a resolver).

Por último, un cómputo de saturación de agua con el modelo de Simandoux para arcillas dispersas (debido a que la formación Lajas está compuesta mayormente por areniscas de baja arcillosidad).

En la figura 3 se presenta un perfil tipo de un tramo de la F. Lajas de uno de los pozos del yacimiento Cupén Mahuida, con las curvas correspondientes a las herramientas de perfiles convencionales que conformaban el “set” normal de registros adquiridos, como las curvas interpretadas con métodos convencionales.

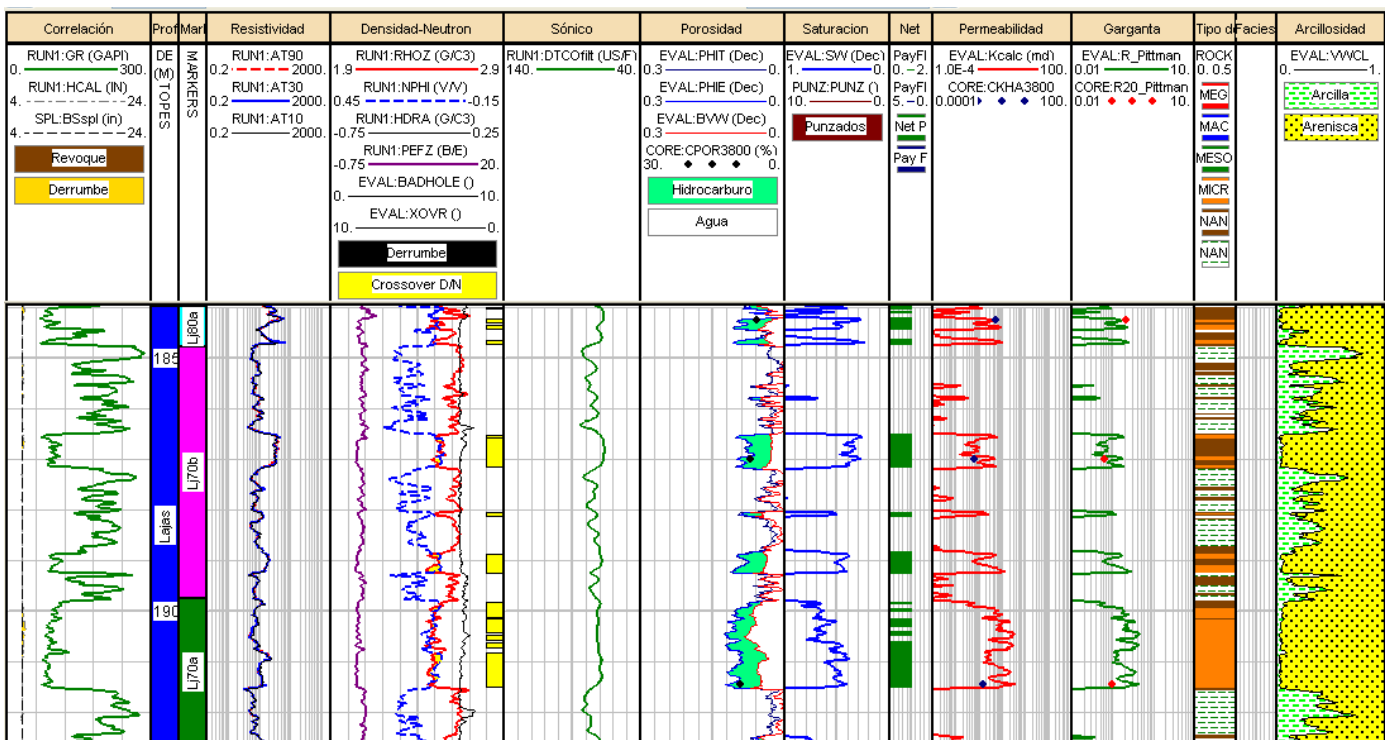


Figura 3. Evaluación petrofísica de la F. Lajas en Cupén Mahuida

Problemática e hipótesis de trabajo

Una vez analizadas las evaluaciones petrofísicas previas de la F. Lajas, se individualizaron una serie de inconsistencias en los resultados obtenidos. Estas incertidumbres las podemos resumir en (Montagna et al, 2011):

- Volumen de arcilla “sobrestimado”.
- Ausencia de una tipificación y cuantificación “continua” de minerales arcillosos presentes.
- Rango de error en el cálculo de la porosidad efectiva (a partir de perfiles tradicionales), más allá de lo aceptable.
- Inconsistencias en la determinación de la saturación de agua por modelos usuales, que se traduce en una manifiesta dificultad en la identificación de capas acuíferas.
- Cómputo de permeabilidad que no se ajusta a los valores obtenidos de análisis de laboratorio.
- Imposibilidad de determinar con certeza valores de corte para diferenciar reservorio de no reservorio.
- Dudas al momento de calcular el volumen de hidrocarburos in situ.

En realidad, si partimos de una análisis más riguroso, no serían estos puntos la problemática propiamente dicha. El hecho que todas las evaluaciones petrofísicas previas fueron realizadas a partir de la aplicación de metodologías y técnicas de interpretación tradicionales, que fueron diseñadas y desarrolladas para la evaluación de reservorios convencionales, y que evidentemente presentan notorias falencias al momento de caracterizar petrofísicamente estos reservorios “tight”; hace que la verdadera problemática es que la concepción teórica de los métodos y modelos de interpretación habituales no se ajusta a las particularidades de los reservorios “tight” (por ejemplo, la minimización de errores o las simplificaciones en el cálculo de porosidad a partir de los perfiles sísmico, neutrón y/o densidad o el error intrínseco de los modelos de saturación de agua desarrollados para arenas acuíferas de altas porosidades).

Esto se ve potenciado por una suerte de cierto desconocimiento que aún se tiene sobre el “ambiente del pozo” en estos reservorios de arenas compactas y la influencia en la toma de datos por perfilaje de pozo (por ejemplo, proceso de invasión y su influencia en la zona de lectura de buena parte de las herramientas de perfilaje).

Sobre la base de esta problemática, la hipótesis de trabajo trazada al inicio del trabajo (que fue ampliamente corroborada y ratificada), proclamaba que “la evaluación petrofísica de reservorios no convencionales (caracterizados por una marcada complejidad producto de sus condiciones geológicas y petrofísicas extremas), no puede ni debe realizarse con las metodologías de interpretación habituales (desarrolladas para otro tipo de reservorios); debiéndose recurrir a herramientas y técnicas de evaluación “especiales”, que se ajusten a las particularidades (fundamentalmente baja permeabilidad y porosidad), de este tipo de reservorios”.

Objetivos

Partiendo de la complejidad explicada en el apartado anterior, y en función de la hipótesis de trabajo, la gran meta al proponernos este trabajo fue diseñar una metodología de análisis para reservorios “tight”.

A priori, se estimó que esta nueva forma de evaluación, muy posiblemente no estuviese sustentada en los registros eléctricos de pozo convencionales, sino que en mayor o menor medida, se iba a necesitar el concurso de los llamados “perfiles de pozos especiales”.

Esto último hizo que una serie de objetivos secundarios se trazasen, como ser:

- Entender la naturaleza de las debilidades de los servicios convencionales en cuanto a adquisición, procesamiento e interpretación.
- Comprender el comportamiento de los reservorios “tight” desde la óptica de los registros eléctricos de pozo.
- Conocer la aplicabilidad y alcance de las herramientas “especiales” en este tipo de reservorios
- Definir el mejor programa de perfiles de pozo a adquirir en las nuevas perforaciones programadas a la F. Lajas en el yacimiento Aguada Toledo – Sierra Barrosa, en función de las necesidades de datos e información necesarias para la mejor caracterización petrofísica posible.

M

Er

Fr

21

LS

$$V_{sh} = \frac{CBW}{CBW_{sh}}$$

En zonas gasíferas, a pesar de la proximidad a la pared del pozo, la lectura de resonancia magnética (y el consecuente valor de CBW), puede disminuir por la presencia de hidrocarburos gaseosos. Por otra parte pequeños volúmenes de arcilla dispersa no pueden ser detectados por los registros de resonancia magnética. Por ello, la utilización de estos perfiles conjuntamente con el registro neutrónico mejora el cálculo de arcillosidad, compensando los efectos mencionados (figura 5).

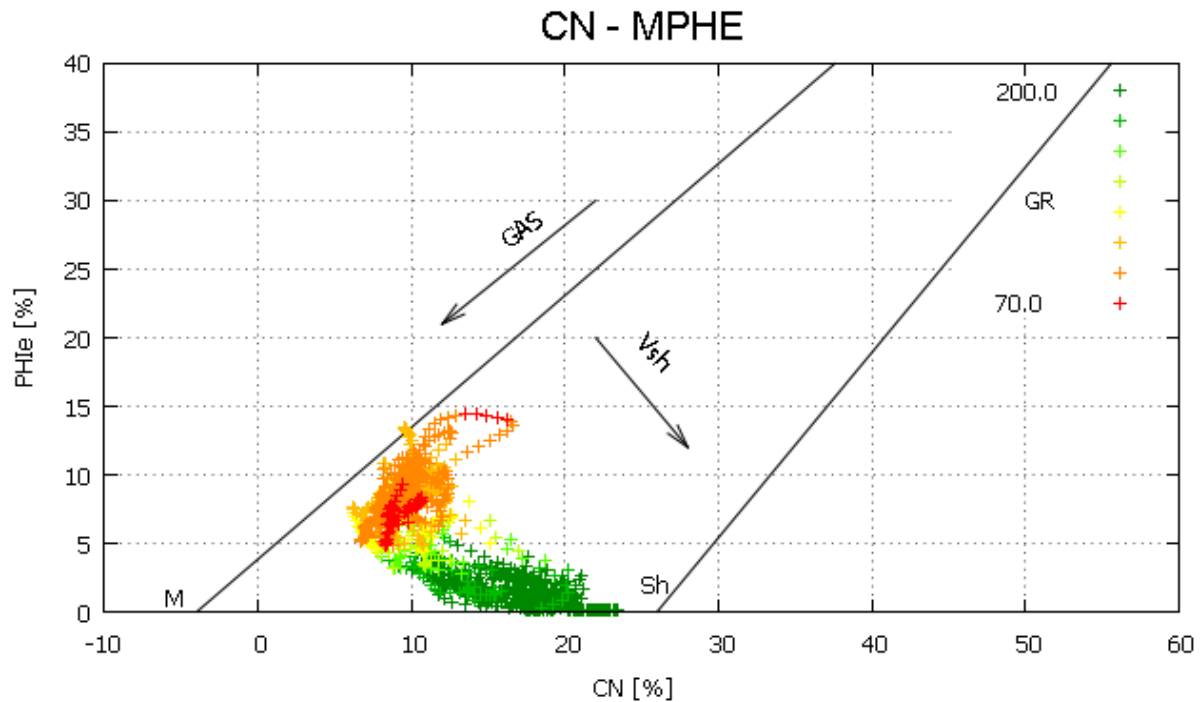


Figura 5. Compensación del perfil neutrónico y de la porosidad efectiva de la resonancia magnética en presencia de granulometrías pelíticas.

La elección del cruce de las curvas porosidad del neutrón y porosidad efectiva de resonancia magnética nuclear como indicador pelítico (figura 6), obedece, conceptualmente, a que ante la presencia de arcillas el registro del neutrón va a leer una porosidad alta, producto del alto índice de hidrógeno de los minerales arcillosos. Un ejemplo de esto es la presencia de illita (el mineral arcilloso más abundante en la F. Lajas), cuya fórmula es $(K,H_2O)(Al, Mg, Fe)_2 (Si, Al)_4 O_{10}[(OH)_2, (H_2O)]$, y el agua presente en la estructura molecular afecta fuertemente la lectura del perfil de neutrones. Lo mismo sucede con la clorita y la caolinita. En el caso de limos, si bien no hay agua en la estructura cristalina, estos términos granulométricos presentan por lo general un alto valor de saturación irreducible producto del tamaño de nanoporos mayoritario que presenta la arquitectura poral.

En definitiva, independientemente de la composición de la fracción pelítica (minerales arcillosos autigénico, arcilla terrígena o limos), siempre hay un porcentaje de agua (ligada o irreducible), que asegura una alta lectura del perfil neutrónico.

Como contraparte, en esta misma fracción la resonancia magnética mostrará un muy bajo valor de porosidad efectiva, producto de lo intrincado y tortuoso de la arquitectura poral debido al tamaño de clasto pelítico (figura 6).

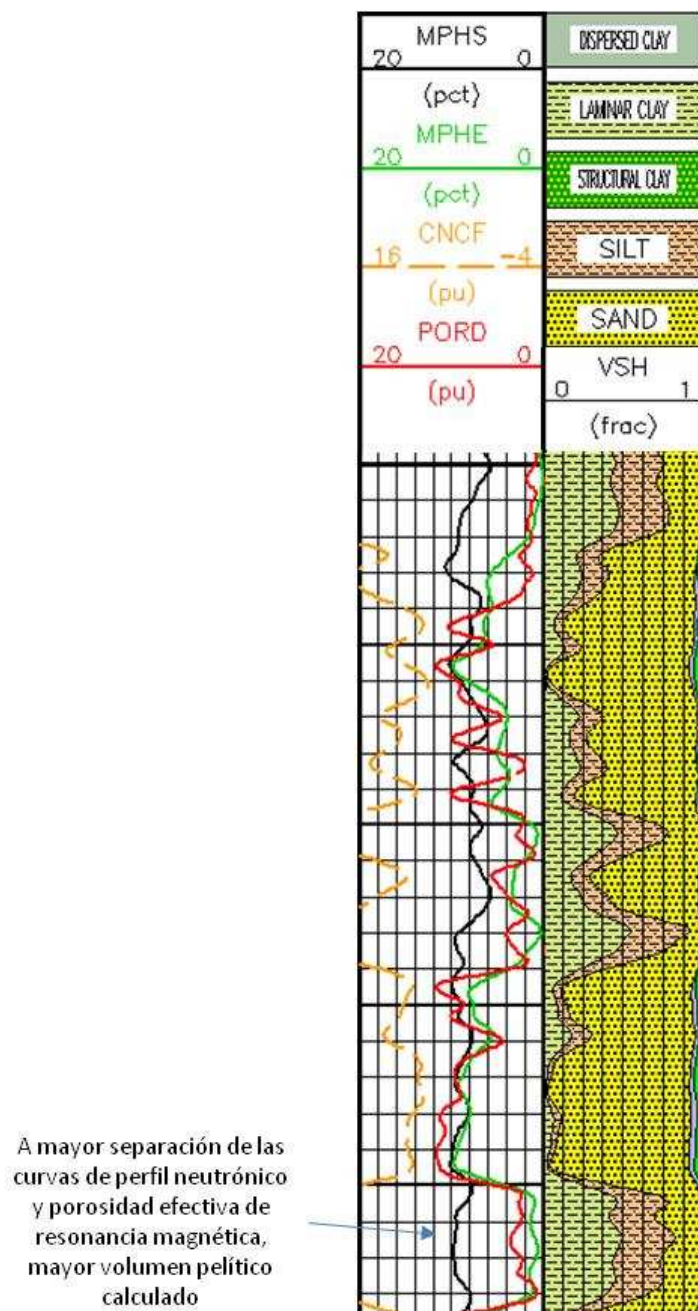


Figura 6. Determinación de volumen pelítico en función de la separación de las curvas del perfil neutrónico y de la porosidad efectiva de la resonancia magnética.

Es importante destacar que en estos reservorios “tight” también se pueda dar el caso de baja lectura de porosidad efectiva del perfil de resonancia magnética, pero el hecho que la saturación irreducible no será tan alta como en las limolitas y no haya presencia de agua ligada como en los minerales arcillosos, hace que los valores del perfil neutrónico no se alejarán en la misma medida y no quedará representado en el volumen pelítico calculado, ya que no habría cruce entre ambos perfiles (figura 7).

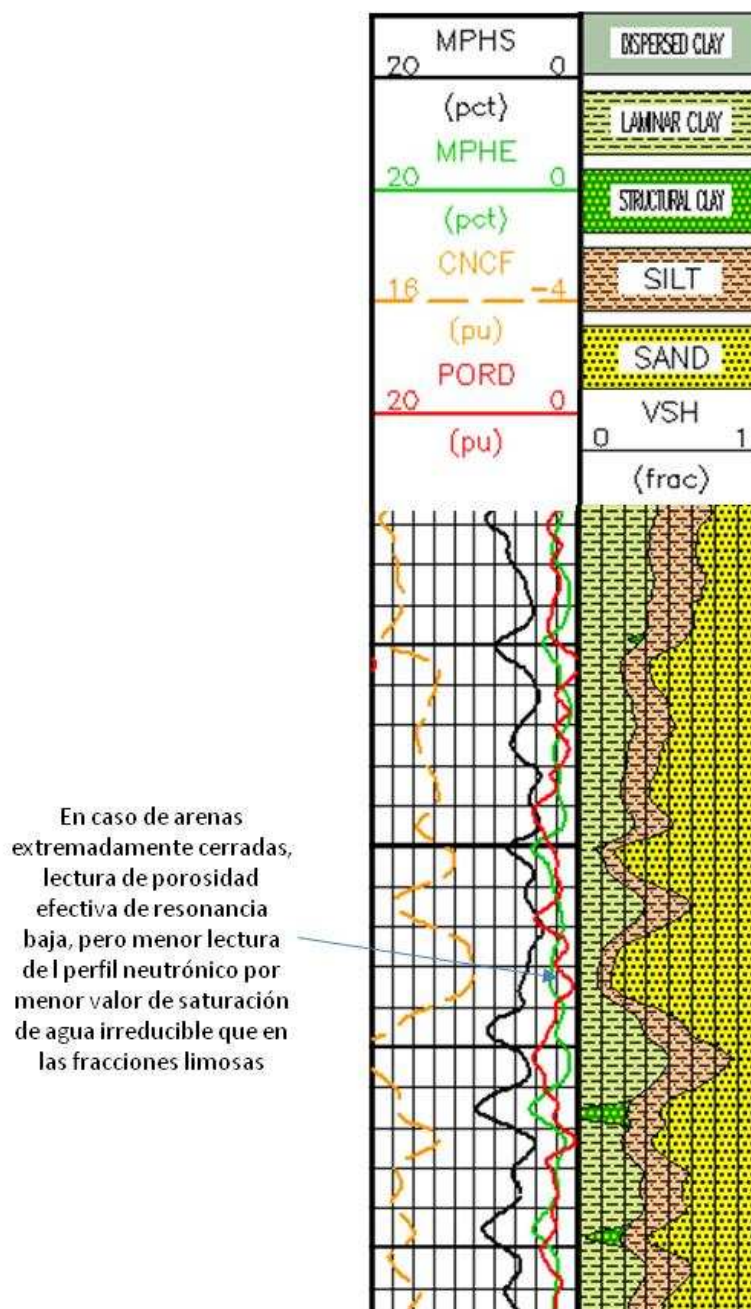


Figura 7. Baja lectura del perfil de porosidad de resonancia que no es acompañado por altos valores de lectura del perfil neutrónico, hace que el volumen pelítico sea bajo

Volumen pelítico. Tipificación.

La cuantificación del volumen pelítico permitió tener un buen indicador a la hora de mensurar el espesor de arenas presente. Sin embargo la naturaleza de reservorios “tight” que caracterizan a la F. Lajas nos obligó a buscar metodologías para identificar y diferenciar la fracción limo de arcilla, fundamentalmente en lo que a minerales arcillosos autigénicos se refiere.

La importancia de precisar los tipos de arcillas propiamente dichas y su disposición en nuestro reservorio está fundada en los estudios petrográficos existentes que mostraban como de acuerdo al tipo de arcilla (caolinita, clorita o illita), y a su distribución (dispersas, laminares o estructurales), impactaban fuertemente en la disminución de la capacidad de carga y flujo de las arenas de la F. Lajas.

La primera clasificación utilizada fue a partir de relacionar la porosidad efectiva obtenida de los registros de resonancia magnética, en el modelo de Thomas-Steiber, que permite clasificar las arcillas. Este modelo supone que la porosidad solamente depende de una porosidad máxima dada por la selección de granos, la presencia de arcilla o de cemento calcáreo y de la forma que se encuentra depositada la arcilla (figura 8).

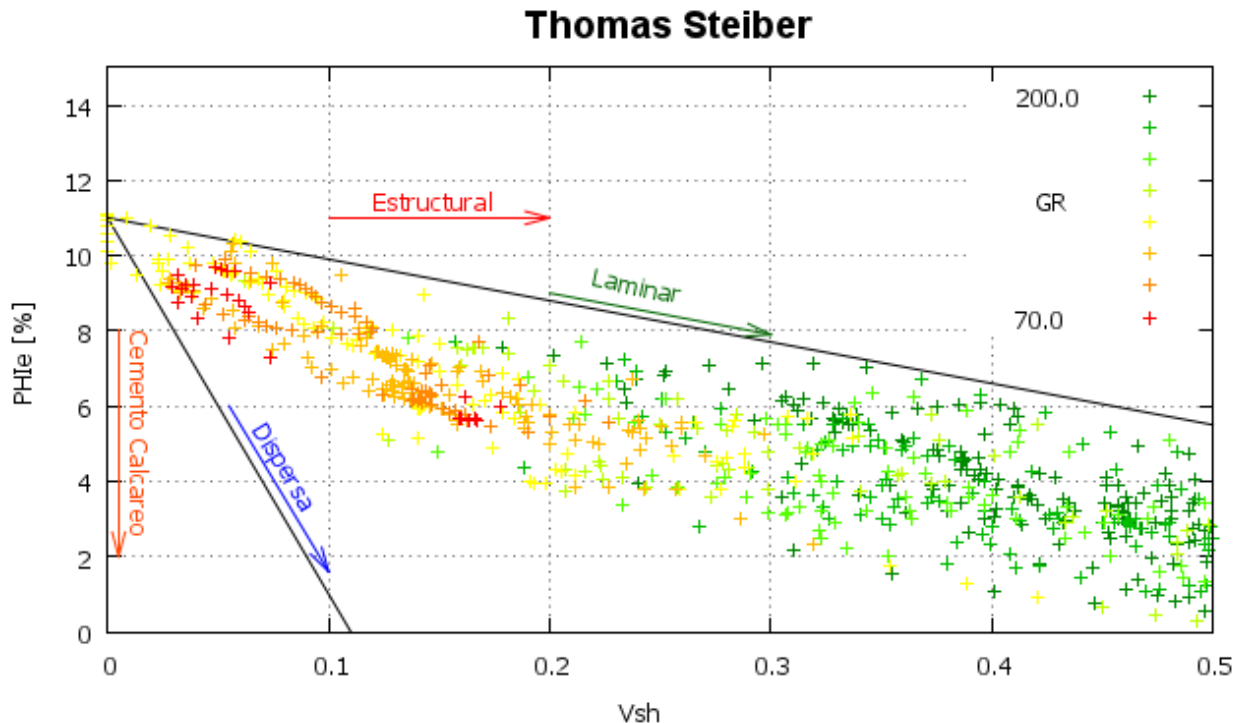


Figura 7. Clasificación de las arcillas a partir de la porosidad de la resonancia magnética utilizando el modelo de Thomas-Steiber. En esta zona la arcilla es predominantemente laminar.

El análisis de los muchos datos de difracción de rayos X existentes (tanto de testigos laterales como de “plugs” de coronas), no sólo permitieron identificar los tres tipos de arcillas presentes (pertenecientes a los grupos de la illita, la clorita y la caolinita, figura 9); sino también el impacto diferencial que estos minerales arcillosos tenían en la arquitectura poral (figura 10).

En una escala de menor a mayor reducción de las características petrofísicas de la roca, ubicamos en un extremo a las acillas del grupo de la caolinita, que mayoritariamente se encuentra como relleno de poros y la reducción de porosidad y permeabilidad que ocasionan es menor. Representan, desde el punto de vista de la permeabilidad, las menos nocivas.

Seguidamente, en una posición intermedia, se ubican los minerales arcillosos asociados al grupo de la clorita, que generalmente recubren el espacio poral y producen una obliteración más significativa de la porosidad y la permeabilidad de la roca; para, por último, llegar al otro extremo de la escala, donde disponemos a los componentes del grupo de la illita, que generalmente forman puentes entre poros y producen reducciones drásticas de porosidad y permeabilidad en la roca (figura 10).

En función de lo anteriormente expuesto, se trabajó fuertemente en la identificación de los minerales arcillosos a partir de los registros eléctricos de pozos, calibrados con los datos de laboratorio. Al respecto, se identificaron a priori dos alternativas de trabajo, basadas en el registro de rayos gamma espectral y en el perfil mineralógico, respectivamente.

Pozo: YPF.Nq. CuM-15

Córona #	MUESTRA	PROFUNDIDAD (m)	ANÁLISIS DE ROCA TOTAL (%)																	COMPOSICIÓN DE ARCILLAS (%)					
			CUARZO	FELDSPATO K	PLAGIOCLASA	FELDSPATOS INDIF.	CALCITA	DOLOMITA	SIDERITA	ANHIDRITA	BARITINA	ANALCIMA	LAUMONTITA	ZEOLITAS INDIF.	OXIDOS	PIRITA	MICAS	ARGILO-MINERALES	CAOLIN	CLORITA	ILLITA	INTERESTRAF. IRREGULAR (1)	INTERESTRAF. IRREGULAR (2)	INTERESTRAF. IRREGULAR (3)	SMECTITA
1	2	2968.03	55	14	17													14	4	6	79	6			3
	3	2968.75	65	9	18			1										7	4	6	73	10			3
	10	2970.00	84	5	8			1										2	4	4	66	20			6
	14	2970.93	62	8	19													11	3	4	68	15			3
	18	2971.94	51	11	22			1										15	18	5	65	8			4
	22	2972.93	69	5	13													13	3	3	83	5			6
	26	2973.93	66	8	18		1	1										6	40	17	23	16			4
	29	2974.64	67	5	9													19	3	23	51	21			2
	31	2975.21	64	9	17				2									8	1	5	82	7			3
	34	2975.88	73	8	14			2										3		7	81	7			3
	38	2976.87	61	14	20			1										4	3	3	82	9			3
	42	2977.90	64	8	24			1										3		7	85	3			3
	46	2978.90	65	9	21			1										4		11	56	23			8
	50	2979.92	64	11	19			2										4	3	2	83				6
	54	2980.89	64	9	19			2										6	3	3	84	5			3
	58	2981.91	74	8	14			2										2	4	5	55	36			
	62	2982.89	63	11	20			2										3	3	70	10				14
	66	2983.91	72	6	16			3										3	4	4	67	7			18
	71	2985.18	57	10	20			8										5	7	10	9	23			31

Referencias:
Tr: trazas; (1): Interestratificado irregular illita (80)-esmectita (20)

Figura 9. Efecto de los tipos de arcillas en la calidad de reservorio (modificado de Montagna et al, 2011)

La primera opción (rayos gamma espectral), involucra la interrelación entre la curva de potasio y el factor fotoeléctrico, que permite precisar con un muy buen grado de certeza el tipo de mineral arcilloso presente (figura 11).

El fundamento de este método está dado en el hecho que los tres tipos de minerales arcillosos mencionados tengan una lectura de factor fotoeléctrico bien diferenciada (illita 3.45 – 3.55, caolinita 1.83 - 1.84, clorita 6.3 – 6.33), sumado al mayor contenido de potasio en los minerales arcillosos perteneciente al grupo de la illita.

La utilidad de este “crossplot” al momento de la mencionada identificación ha quedado demostrada en bancos donde las arcillas son el componente mayoritario y tienen un espesor superior a los 60 cm. En casos donde los minerales arcillosos están subordinados a granulometrías más gruesas con mayor contenido de sílice y líticas de variada composición mineralógica, la lectura del perfil de factor fotoeléctrico representa justamente la mencionada heterogeneidad litológica, y dificulta la identificación de las arcillas existentes.

Otro problema que, a priori, mostró esta metodología es el hecho de ser puntual en su origen y por ende en la determinación del mineral predominante. Se evaluó la posibilidad de hacerla “continua” a partir del desarrollo e implementación de un algoritmo de cálculo que permitiera la extrapolación a todo el pozo con el muestreo de ambos registros (curva de potasio obtenida a partir del rayos gamma espectral y factor fotoeléctrico). Esto, sumado al mencionado hecho de que la participación volumétrica de los minerales arcillosos está subordinada frente a otros componentes mineralógicos hizo que se desistiera de esta idea, quedando como una comprobación manual y puntual a realizarse esporádicamente en los niveles netamente arcillosos (figura 11).

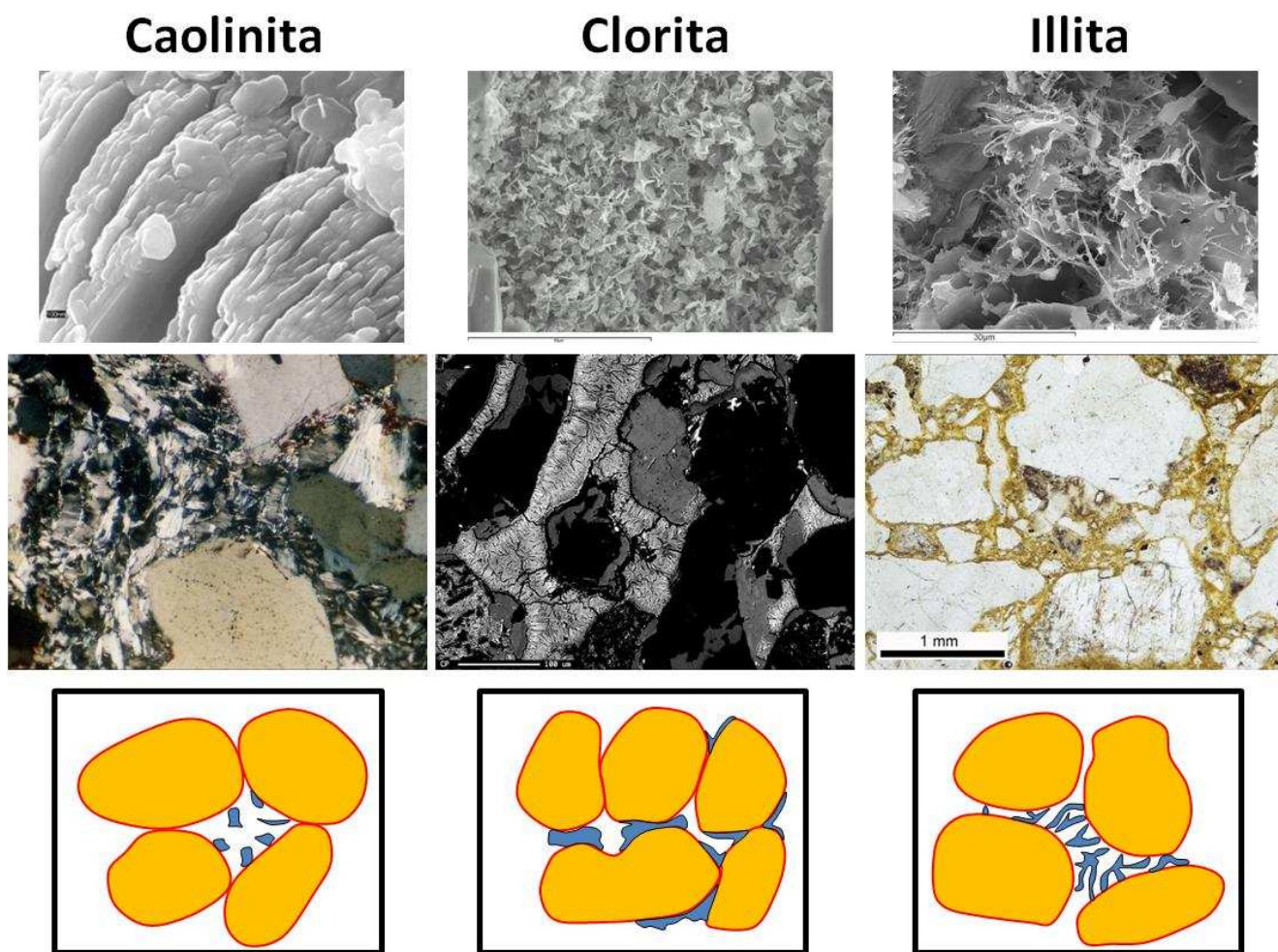


Figura 10. Caracterización de los tipos de arcillas presentes y su impacto en la arquitectura poral a partir de imágenes de microscopio electrónico.

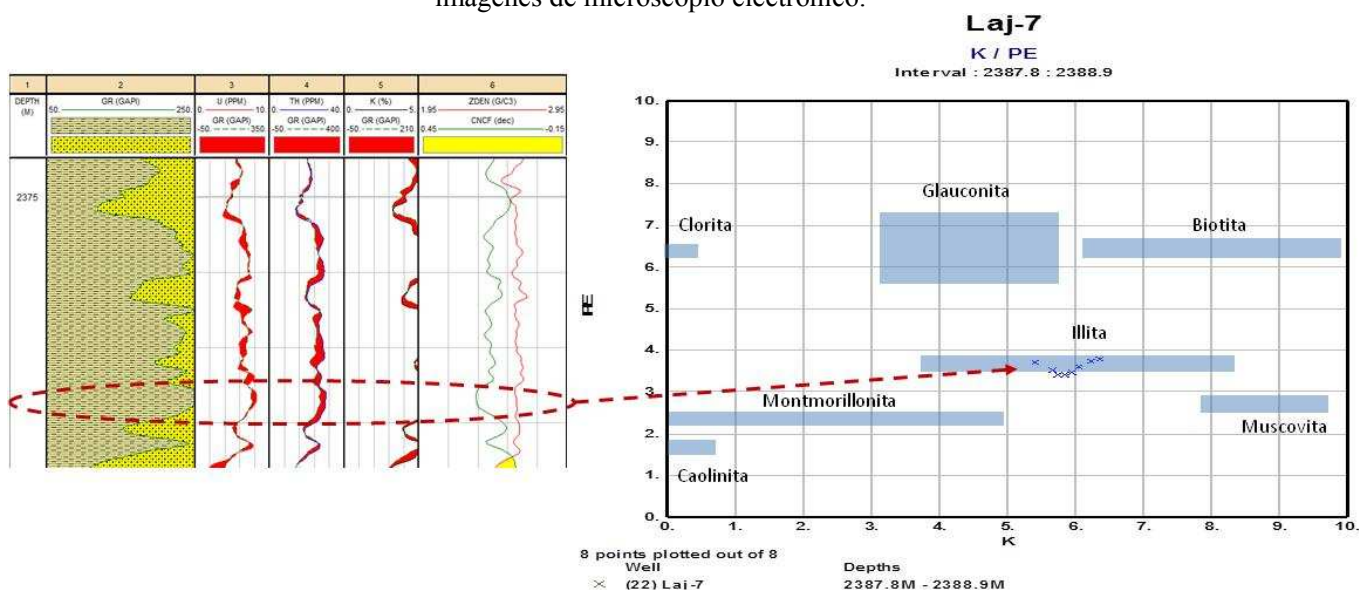


Figura 11. Determinación puntual de los minerales arcillosos presentes.

De esta forma, se comenzó a trabajar en la alternativa de identificación a partir del llamado perfil geoquímico. Este registro (también conocido como mineralógico o litológico), se basa en una fuente pulsante de neutrones de alta energía que interactúan tanto de forma inelástica como de captura de neutrones termales), con los átomos de la formación (Pemper, et al., 2006), logrando la mensura de los elementos aluminio, silicio, magnesio y carbón (en el espectro inelástico), y calcio, silicio, hierro y azufre (en el campo de captura). Hay que destacar la importancia de asociar esta herramienta a la de rayos gamma espectral, ya que así se tiene medida de los elementos potasio, torio y uranio.

A partir de este principio de funcionamiento de la herramienta, se registran los pesos elementales, y en función de ellos se consigue la determinación litológica y mineralógica de la formación. En realidad, en primer lugar se precisa la litología en función de gráficos ternarios entre elementos (Herron, 1988; More et al, 1970; Pettijhon et al., 1987; Rollison, 1983; Wendlandt et al, 1990). La figura 11 muestra uno de los tantos diagramas ternarios existentes para determinar litología en función del peso de elementos químicos. En función de estos diagramas, se pueden diferenciar seis tipos litológicos generales (areniscas cuarzosas, lutitas, carbón, carbonatos, evaporitas e ígneas), que pueden ser subdivididos en litologías específicas (ejemplo, diferenciar si el carbonato es caliza o dolomía, en función a la participación porcentual de calcita y dolomía), y en mineralogía determinada (de acuerdo a los porcentajes en peso de calcio, magnesio, sílice, etc.)

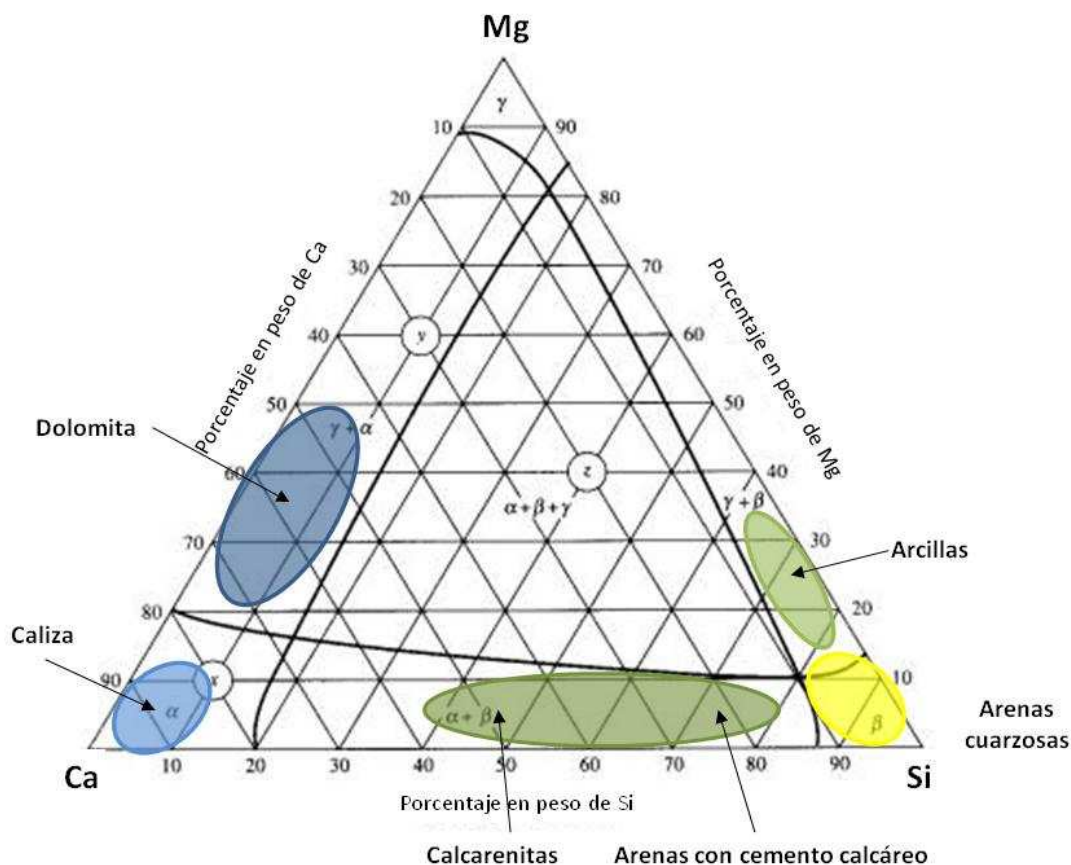


Figura 11. Determinación de rocas en función de relacionar los porcentajes en peso de elementos químicos en un diagrama ternario.

De la misma forma, relacionando los porcentajes en peso de Al, Si, Mg, C, Ca, Si, Fe, S, K, Th y U, se puede determinar los 4 principales grupos de arcillas, como lo son: caolinita, illita, clorita y esmectita. La

cuantificación de estos se puede obtener de modo independiente y la suma de ellos corresponde a un volumen de arcillas que incluye únicamente los minerales de arcilla mencionados anteriormente.

La figura 12 muestra uno de los niveles arenosos de la F. Lajas donde se puede apreciar, hacia la base, un aumento en el porcentaje de clorita, la cual es más conductiva que las demás por su contenido de hierro y magnesio. Esta situación no sólo se vislumbra en el perfil geoquímico, sino en los perfiles de inducción (pista 2 de la figura 12), donde se aprecia la menor resistividad leída.

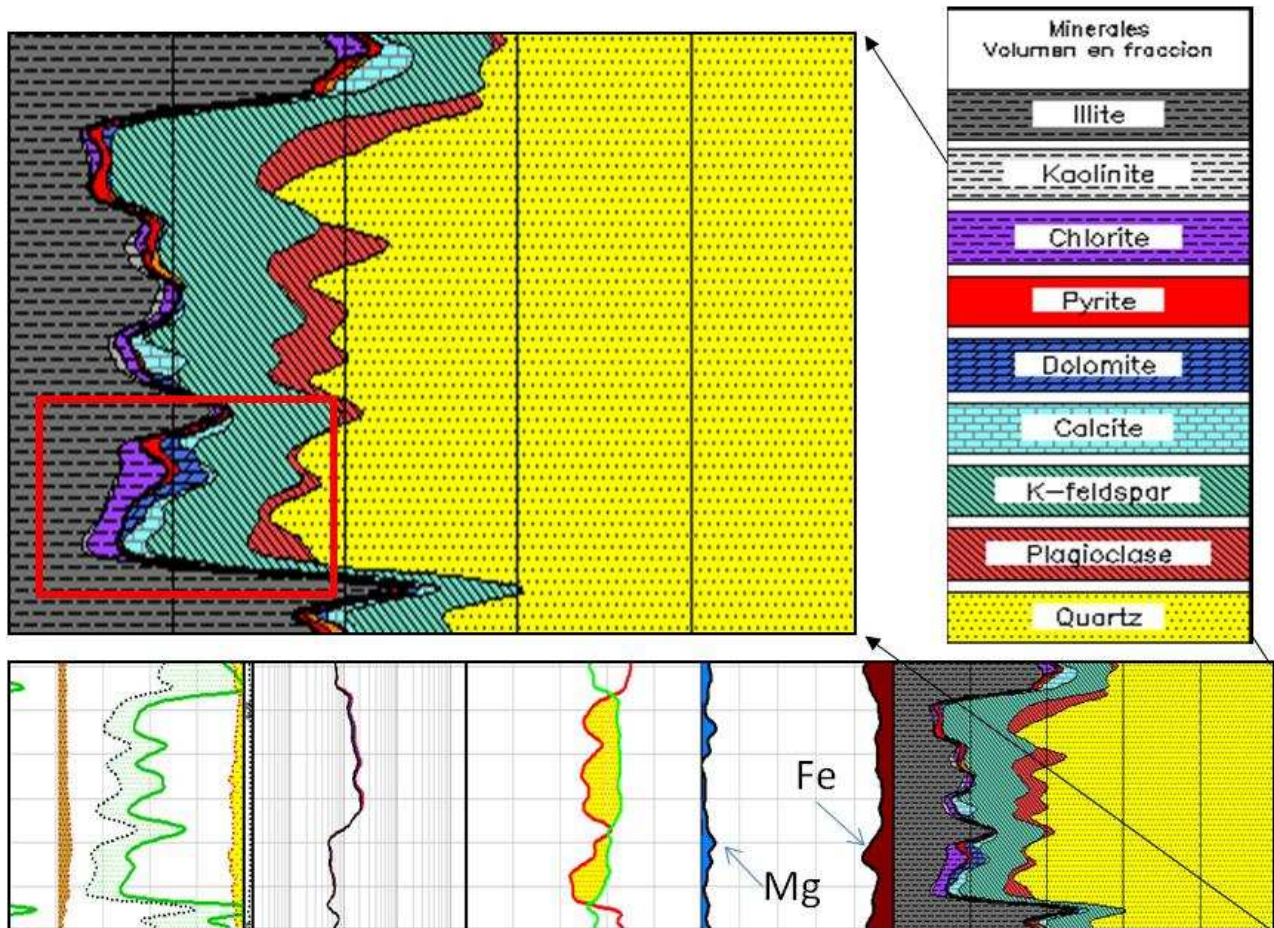


Figura 12. Determinación de tipos de arcillas en función del perfil geoquímico.

Porosidad.

En general la porosidad se calcula a partir de la medición de una propiedad física (densidad electrónica de la roca, resistencia al paso de una onda acústica, etc.), la cual es dependiente de parámetros de matriz y de fluido, en general:

$$A = (1 - \phi) \cdot A_m + \phi \cdot A_f \quad \rightarrow \quad \phi = \frac{A - A_m}{A_f - A_m}$$

Vemos que la propiedad A, para porosidades bajas, es muy próxima al parámetro de matriz. Esto hace que pequeñas variaciones en el parámetro de matriz provoquen variaciones muy grandes en el valor de porosidad obtenido.

Justamente, en la caracterización petrofísica de las arenas “tight” de la F. Lajas, otro de los puntos que conformaba la problemática era cierta inconsistencia en el cálculo de porosidad utilizando los perfiles

tradicionales, situación que se traduce en un irregular ajuste con los datos de porosidad obtenida de los análisis petrofísicos de roca. Este irregular ajuste no es constante, ya que existen puntos con buen grado de concordancia y otros con diferencias, tanto en exceso como en defecto (figura 12). En otros trabajos hemos demostrado como las heterogeneidades en la matriz de las rocas reservorios (sean conglomerados o areniscas), se traducen en cambios en los valores de densidad y tiempo de tránsito, que al no poder ser precisados con precisión, terminan afectando el valor de porosidad calculada.

Esta situación, en rangos de porosidades bajas como es el caso de los reservorios “tights”, toman una magnitud destacable que excede los límites permitidos (Montagna et al, 2011). También hay que sumar como causa, ciertas simplificaciones que realizan las herramientas al momento de la adquisición.

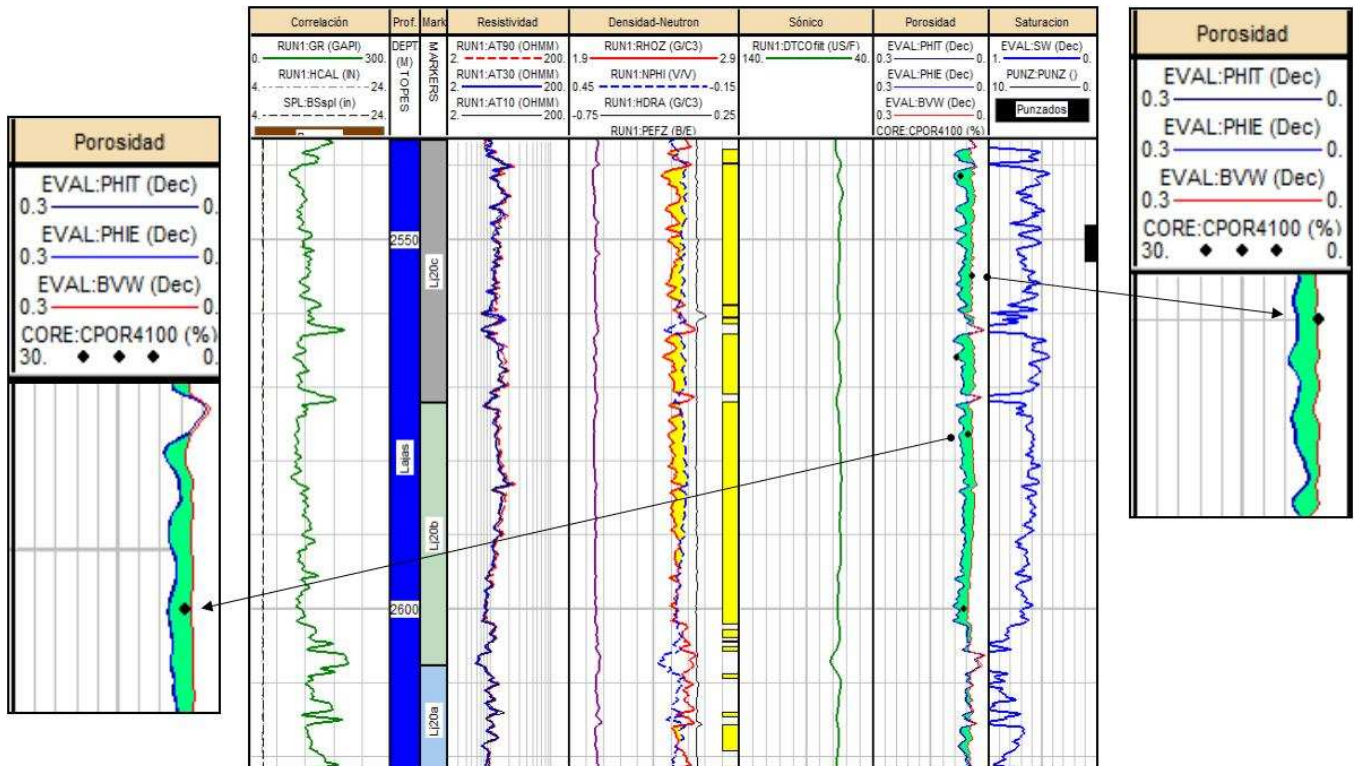


Figura 12. En la pista 7 el perfil de porosidad calculado con el modelo densidad – neutrón y su ajuste con varios datos de porosidad de roca provenientes de estudios petrofísicos de testigos rotados. Podemos ver un buen ajuste en algunos puntos, y en otros diferencias de más del 30%.

En este punto, la metodología de interpretación petrofísica que se presenta está basada en la lectura de la porosidad efectiva de la resonancia magnética. Se fundamenta esta decisión en el hecho de la determinación de la porosidad por esta herramienta es independiente de la composición de la matriz; además de entregar una estimación de la distribución de tamaños porales.

Esta decisión fue muy discutida y estudiada, puesto que así como el hecho de que la lectura no está afectada por las heterogeneidades de la matriz era muy importante y favorable para el caso de los reservorios de la F. Lajas, el hecho que la medición esté afectada por el índice de hidrógeno del fluido, al tratarse de gas el hidrocarburo presente, obligó a realizar un análisis exhaustivo sobre el tipo de fluido presente en la zona de medición de la resonancia magnética.

De acuerdo a la bibliografía existente sumado a la consulta de referentes sobre el tema, hay posiciones encontradas con respecto al proceso de invasión que estas arenas compactas sufren al momento de llevarse a cabo la perforación. Algunos autores expresan que en rocas de baja porosidad y con alguna permeabilidad se

observa generalmente una invasión profunda, mientras que en rocas de alta porosidad, hay más espacio para llenar con el mismo volumen de filtrado y, en consecuencia, el frente de invasión avanzará más lentamente y alcanzará menor distancia desde la pared del pozo, constituyendo una invasión moderada, que incluso puede ser somera si, además, la permeabilidad es bastante alta. Para ellos, la profundidad de invasión puede considerarse como una función inversa de la porosidad, y en ciertos casos, de la permeabilidad de la roca.

Otros autores, por el contrario, expresan que cuanto más porosa y permeable, más invasión existe, ya que en el tiempo necesario para que la fracción sólida del lodo forme el revoque, las excelentes condiciones petrofísicas de la roca permiten un ingreso profundo del lodo en la misma.

La relevancia de conocer con certeza que fluido está presente en la zona de medida de la herramienta es porque, como la lectura se desarrolla en ámbito de lo que generalmente se denomina zona lavada, en caso de existir invasión el valor de porosidad sería totalmente confiable, ya que no estaría afectada por gas. Si por el contrario, la invasión fuese nula y el hidrocarburo gaseoso ocupara parte o todos los poros en la zona de lectura, el valor de porosidad registrado sería algo menor al real y sería crucial corregir el valor de porosidad por el efecto que el índice de hidrógeno del gas tendría sobre la lectura. Con respecto a esto último, nuestra posición es que el tamaño de nanoporos y microporos predominante en las arenas compactas compensa el mencionado efecto.

En reservorios convencionales, la práctica común es realizar la corrección calibrando con datos de testigos coronas (como se haría en caso de porosidad de densidad), destacándose que en el caso de la resonancia el ajuste sólo obedece a la presencia de gas y no a otros factores (como podría ser la densidad de matriz variable).

En el caso de reservorios “tight”, caracterizados por presentar muy baja a baja porosidad, y partiendo de un análisis sobre la génesis de la medición de la resonancia magnética, se observa que la información primaria obtenida es el tren de ecos, sobre el cual se realiza un proceso de inversión que logra un espectro de constantes T_2 (a estos trenes se los conoce como datos en el dominio del tiempo, y a los espectros de T_2 como datos en el dominio de T_2). Así como se pasa de unidades de tiempo a T_2 , se pasa de amplitud de ecos a unidades de incremento de la porosidad, asociándose los poros grandes a valores de T_2 grandes y los poros pequeños a T_2 chicos (Montagna et al, 2011).

En función de estos se fijan límites en el espectro de T_2 dividiéndolo en porciones que representen muy aproximadamente a la porosidad ocupada por fluidos móviles, por el agua irreducible (o capilar) y el agua ligada a las arcillas, esta distribución dependerá de los “cutoffs” elegidos.

Como ya adelantamos más arriba, esto hace que, en caso de poros chicos, la influencia del índice de hidrógenos sobre la lectura sea mucho menor que en caso de pozos grandes, por lo que se puede concluir que el efecto del índice de hidrógeno sobre la medición de la resonancia es muchísimo menor que el efecto de las heterogeneidades de la matriz sobre los modelos que calculan la porosidad por los registros de pozos convencionales (densidad, sónico y/o neutrón), independientemente que estos también se ven perturbados por la presencia de gas.

Para confirmar esto último, en la figura 13 se puede ver la comparación del ajuste con los datos de roca que tiene la porosidad obtenida de la resonancia magnética (pista 7 en el gráfico general, pista 1 en los detalles), y con la porosidad obtenida con los métodos convencionales (densidad – neutrón, pista 8 en el gráfico completo, “track” 2 en las ampliaciones).

Adicionalmente a la opción de la resonancia magnética, se trabajó la alternativa de minimizar la incertidumbre inherente al método densidad – neutrón. Para ello, se contó con una curva de densidad de matriz continua y variable, elaborada a partir del perfil geoquímico ajustado con datos de densidad de matriz obtenida del análisis de datos de rocas en laboratorio (figura 14). Esto permitió disminuir el error que se introducía al utilizar una densidad de matriz constante en un escenario de heterogeneidad y variabilidad mencionada anteriormente.

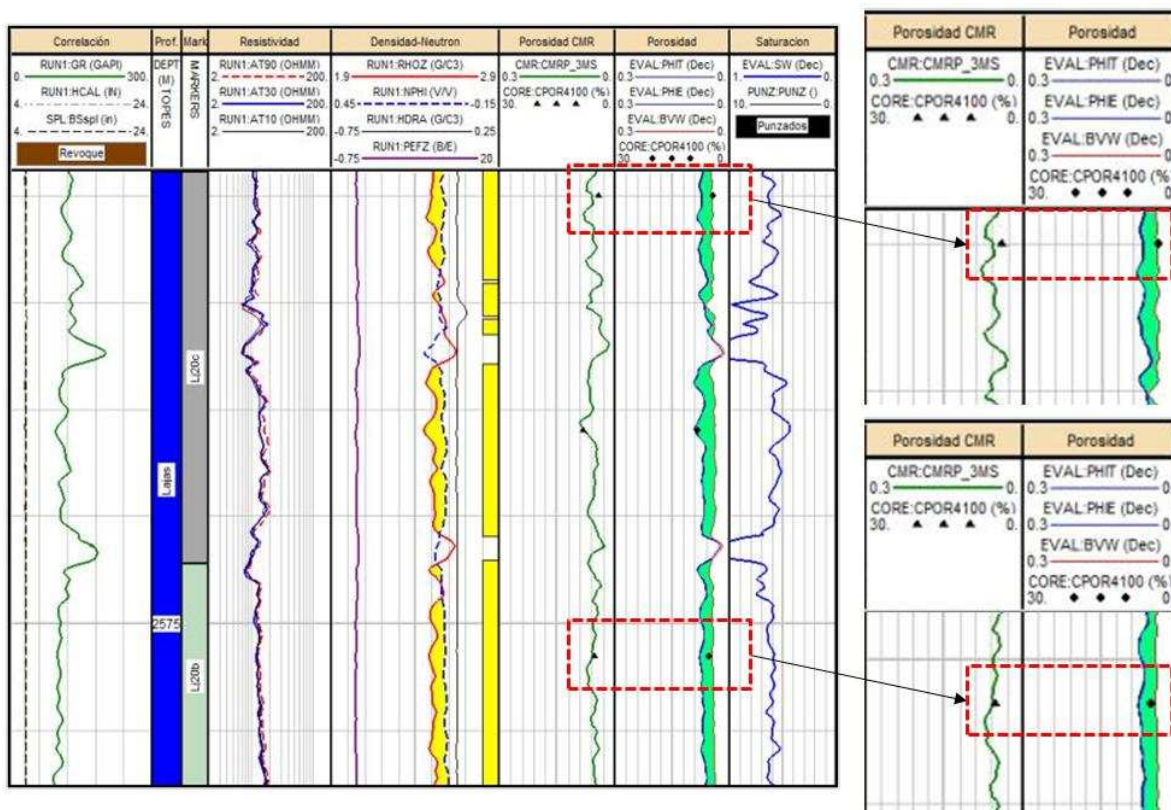


Figura 13. Comparación del ajuste de la porosidad obtenida de testigos rotados con la porosidad de la resonancia magnética y del modelo densidad – neutrón.

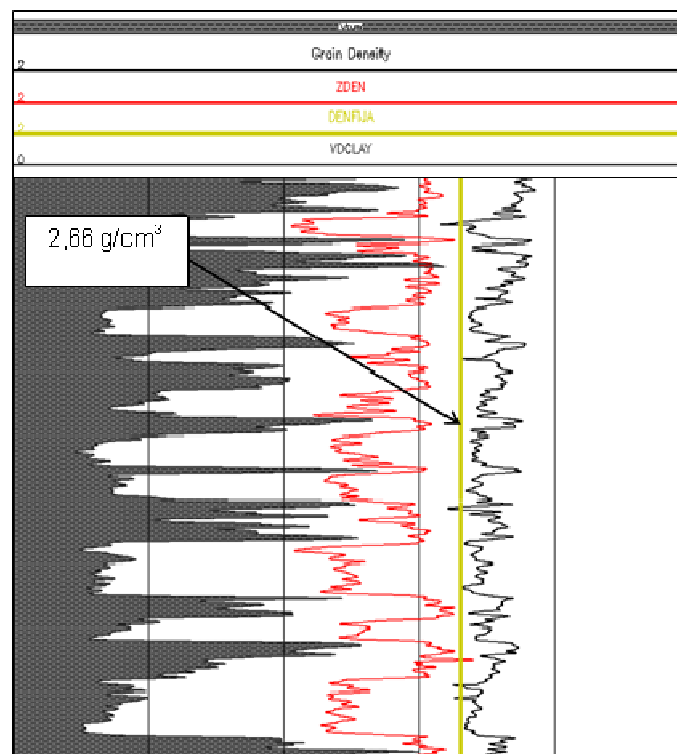


Figura 14. Densidad de matriz continua y variable calculada del perfil geoquímico.

Otro hecho que permitió reducir el desajuste existente entre la porosidad efectiva calculada con el método densidad – neutrón y la porosidad de roca, y acercarla a la porosidad de la resonancia magnética, es el contar con un volumen pelítico ajustado y real. En caso de arenas limpias esto no tiene mayor relevancia, pero cuando la fracción fina se hace importante, la corrección de la porosidad total en función de un volumen pelítico más preciso es muy importante.

Saturación de agua.

En bajas porosidades las incertidumbres en la porosidad y en el volumen de arcilla se reflejan como incertidumbres en el valor de saturación de agua obtenida. Esto tiene su explicación en las condiciones en que los modelos de saturación de agua (más precisamente Archie), fueron desarrollados: arenas limpias acuíferas con porosidades medias a altas.

La realidad nos marca que, a medida que la porosidad baja, las incertidumbres en la S_w crecen y los resultados van perdiendo precisión y por ende validez.

Por ello, se hace necesario un procedimiento para evaluar los modelos de saturación utilizados y eventualmente ajustarlos de manera de obtener resultados confiables.

Todos los modelos de saturación de agua tienen en sus ecuaciones un exponente de la porosidad m y todos los modelos lo consideran una constante. En un yacimiento heterogéneo y con porosidades de pequeño tamaño, es común que, en mayor o menor medida, existan zonas saturadas 100 % de agua, pero en agua irreducible. Esto permite obtener un factor m aparente para cada ecuación de saturación de agua igualando la saturación de agua a 1 y hacer un crossplot de este m_a versus la arcillosidad. Si tanto la ecuación de saturación de agua y la determinación de la arcillosidad son consistentes con el reservorio, los puntos más bajos de este gráfico de interrelación deben alinearse horizontalmente formando una línea de agua (figura 14).

La intersección de esta línea de agua para $V_{sh} = 0$ tiene que ser el valor de m del reservorio, si es mayor quiere decir que la resistividad del agua de formación está subestimada y si es menor R_w está sobreestimada.

En las ecuaciones que consideran la presencia de arcilla se pueden ajustar los parámetros dependientes de la arcilla para hacer que la línea de agua sea horizontal o introducir en la ecuación un m variable en función de la arcillosidad.

El segundo procedimiento puede aplicarse a la ecuación de Archie y utilizarla en arenas arcillosas.

La variación de m con la arcillosidad puede suponerse lineal y hallar la ecuación de esa recta del crossplot de m aparente en función de V_{sh} (figuras 15, 16 y 17)

Para la ecuación de Archie, igualándola a 1 y tomando logaritmos:

$$S_w^n = \frac{1}{\phi^m} \cdot \frac{R_w}{R_t} = 1$$

$$-m \cdot \log(\phi) + \log(R_w) - \log(R_t) = 0$$

$$m_a = \frac{\log(R_w) - \log(R_t)}{\log(\phi)}$$

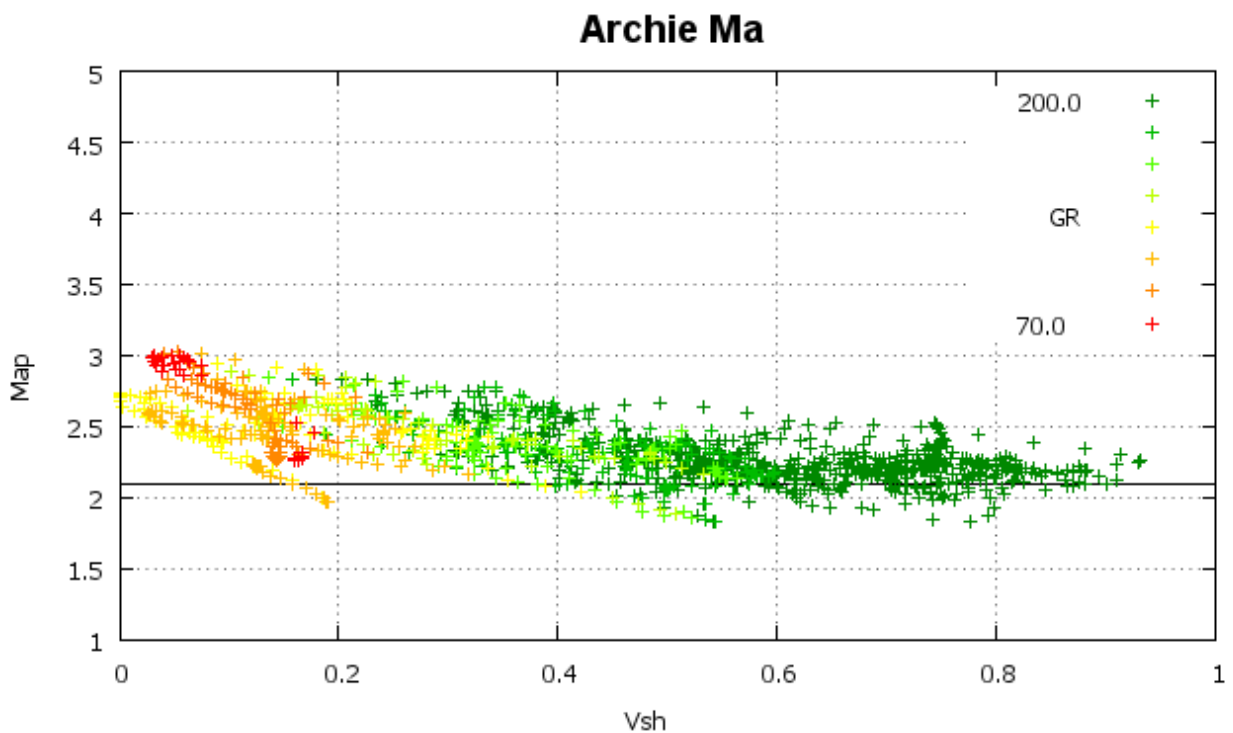


Figura 14. Tendencia del m aparente horizontal que indica la aplicabilidad de la ecuación de Archie a este yacimiento.

El mismo criterio se aplica a otras ecuaciones de saturación de agua (figuras 15 y 16).

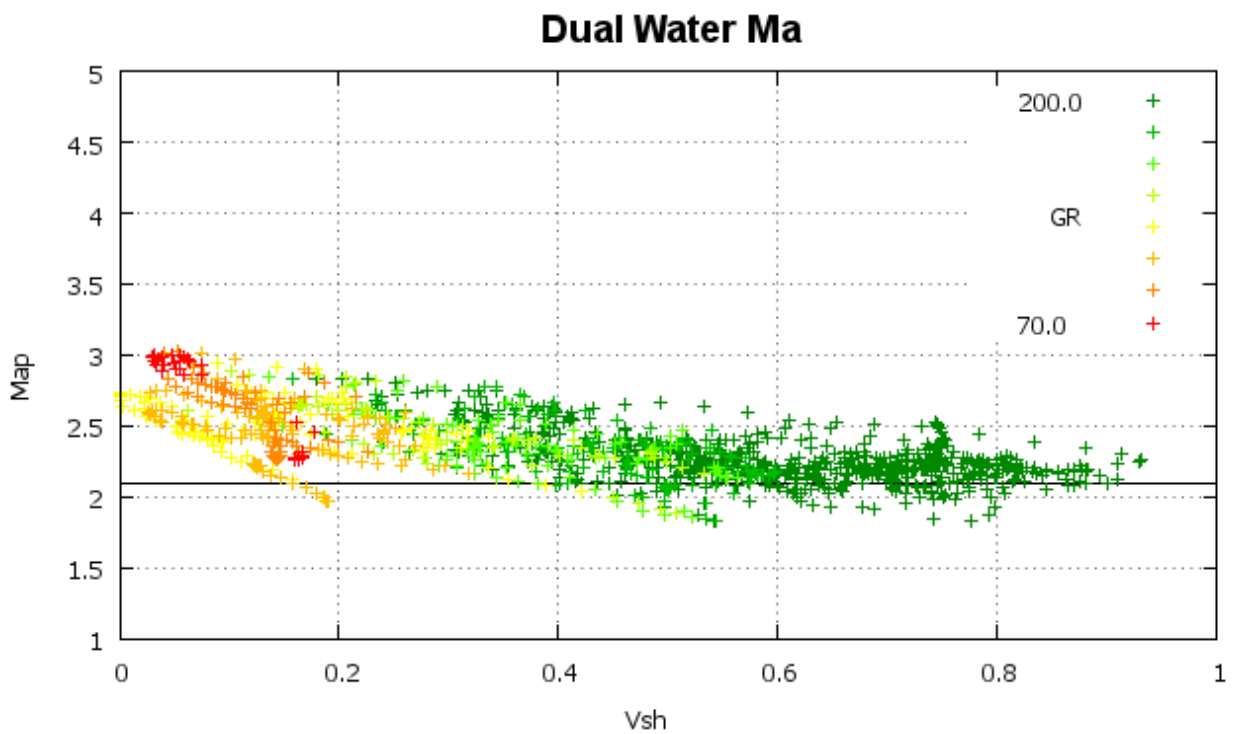


Figura 15. Tendencia del m aparente horizontal que indica la aplicabilidad del modelo Doble Agua para el cálculo de S_w en la F. Lajas.

Es necesario destacar que para obtener una tendencia horizontal con el modelo de Dual Water en esta zona fue necesario colocar el mismo valor de R_w del agua de formación que el R_w del agua ligada a la arcilla (figura 15).

Para poder utilizar la ecuación de Waxman Smit es necesario utilizar un m variable en función de la arcillosidad para evitar sobrecompensar el efecto de la arcilla (figura 16)

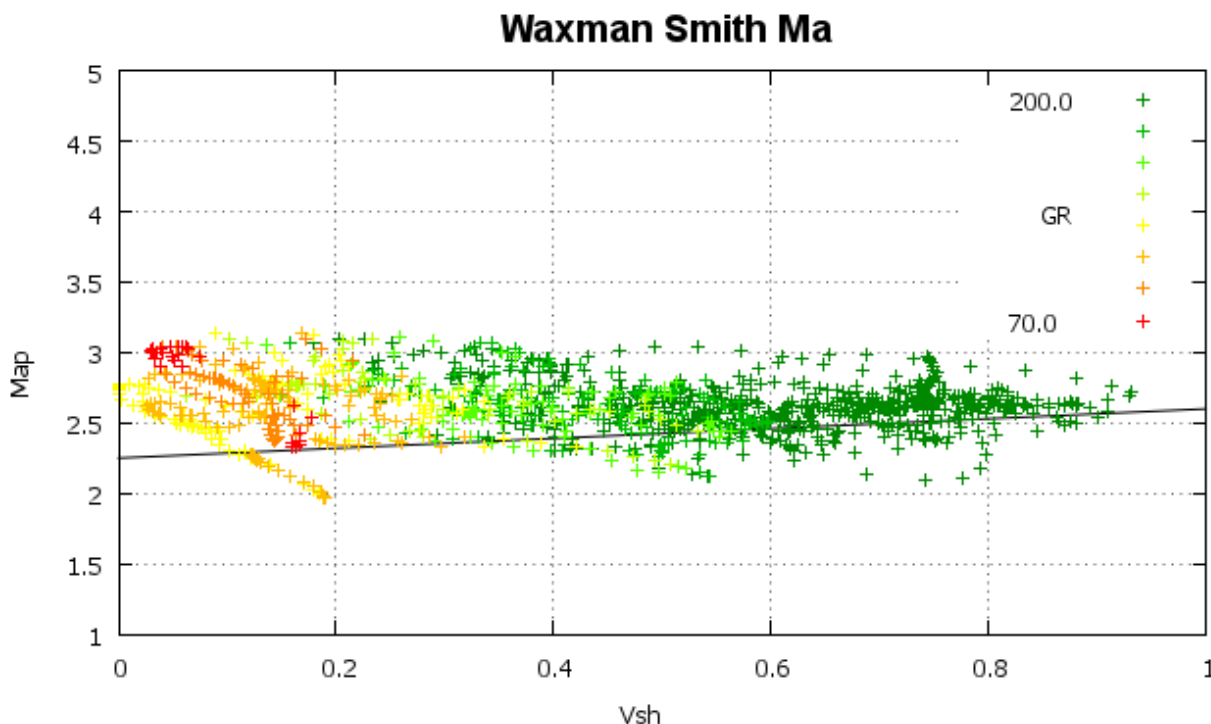


Figura 16. Tendencia del m aparente variable en caso de aplicar el modelo Waxman Smith para el cálculo de S_w en la F. Lajas.

Estos ajustes no son extrapolables de un pozo a otro debido a que no son ajustes de parámetros, sino la compensación de los errores en los distintos parámetros utilizados.

Definidos los tres modelos de saturación de agua (figura 17), se procedió a comparar el volumen de fluidos móviles con los resultados petrofísicos. De esta comparación se pueden diferenciar las zonas que posiblemente aporten agua de las que producirán hidrocarburos sin agua (figura 17).

En este sentido, entendemos que es más robusto comparar la fracción móvil que cotejar el agua irreducible, ya que en la fracción móvil solo interviene un solo T2 cutoff, en cambio en la fracción irreducible intervienen el BVI cutoff, el CBW cutoff y en la interpretación petrofísica puede no estar bien definidos estos volúmenes según se tomen porosidades totales o efectivas.

0	GR (GAPI)	250	METERS	M2R9 [m2r9] 0.2	200	MPHS (pct)	0	T2 Bin Dist. (P1-P10)	27	ARCHIE CBW	DUAL WATER CBW	W. SMITH CBW	DISPERSED CLAY
				M2R1 (ohm.m)	200	MPHE (pct)	0			WATER	WATER	WATER	LAMINAR CLAY
				PERM [permc] 0.2	200	CNCF (pu)	16			HYDROCARBON	HYDROCARBON	HYDROCARBON	STRUCTURAL CLAY
				(mD)		PORD (pu)	20			TPHI (frac)	TPHI (frac)	TPHI (frac)	SILT
										0.16	0.16	0.16	SAND
										EPHI (frac)	EPHI (frac)	EPHI (frac)	PORE FILLING CEMENT
										0.16	0.16	0.16	HYDROCARBON
										VHID (frac)	VHID (frac)	VHID (frac)	WATER
										0.16	0.16	0.16	VSH
										BVM	BVM	BVM	(frac)
										0.16	0.16	0.16	VCL - Dispersed
													(frac)
													VCL - Laminated
													0
													VCL
													(frac)
													EPHIE
													(frac)
													EPHIE+CMT
													1
													EPHIE
													1

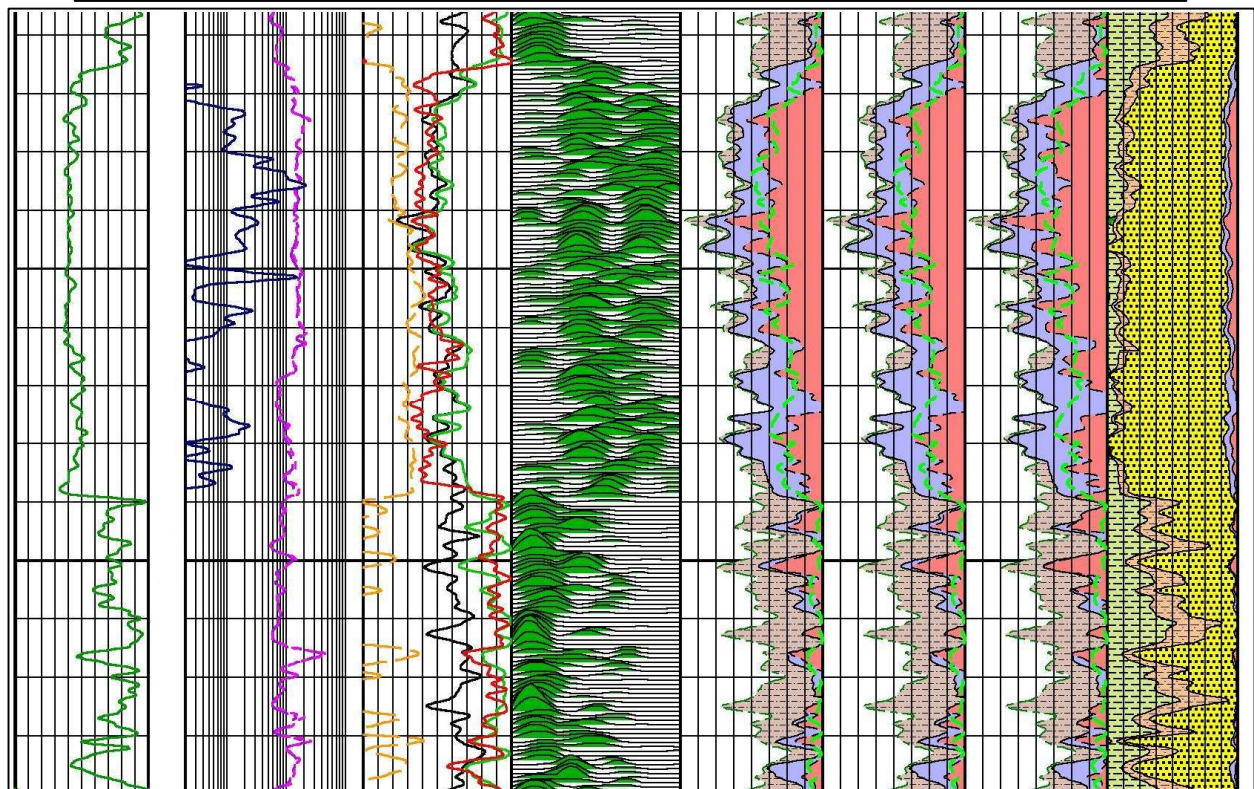


Figura 17. Interpretación petrofísica de acuerdo a la metodología propuesta.

En las pistas 6, 7 y 8 de la figura 17 se muestran los resultados de la interpretación petrofísica utilizando Archie, Dual Water y Waxman Smit, de izquierda a derecha. En los mismos, de color verde se muestra el volumen de fluido móvil obtenido del registro de resonancia magnética.

Las escalas de los tracks de volumetría están ampliadas para poder ver los detalles y puede apreciarse una muy buena correlación entre el volumen de hidrocarburo obtenido de la interpretación petrofísica con el volumen de fluido móvil de resonancia magnética, representando una zona con pronóstico de hidrocarburo seco.

En el espectro de T2 se puede ver a la derecha del mismo la señal proveniente del filtrado de lodo base aceite. Esta señal se encuentra separada de las señales de agua irreducible dejando una zona intermedia de muy poca señal. Esta particularidad de los lodos base aceite hace que los resultados de volumen de fluido móvil tengan una dependencia débil del "T2 cutoff".

Conclusiones

Las siguientes consideraciones son el corolario de este trabajo:

- 1) La metodología propuesta, sustentada en la interpretación integrada de registros eléctricos convencionales y especiales ajustada con datos petrofísicos de roca, minimizó notablemente las incertidumbres provenientes de la evaluación petrofísica existente de los reservorios "tight" de la F. Lajas, basada en modelos y metodologías desarrollados para reservorios convencionales.
- 2) En estos reservorios donde la fracción fina tiene un alto contenido de granulometría limo, es mucho más acertado hablar de volumen pelítico en lugar de volumen de arcillas. La cuantificación del mismo en un espesor dominado por arenas de baja porosidad y permeabilidad a partir del cruce de las porosidades neutrónicas y de resonancia magnética resultó ser la que más honra los datos de roca.
- 3) Se obtuvo una muy buena tipificación de los minerales arcillosos, ajustada a los resultados de análisis de difracción de rayos X de laboratorio, tanto a partir del rayos gamma espectral como del perfil geoquímico. La naturaleza de "continua y automática" de esta última interpretación sobre "lo puntual y manual" de la metodología basada en el gamma espectral hace que propongamos al perfil geoquímico como la primer opción de análisis.
- 4) Si bien el cálculo de porosidad a partir de los modelos sónicos, densidad y/o neutrón, tienen su mayor rango de incerteza en las porosidades bajas, menores al 10%, haciéndose más notorias en porosidades inferiores al 8%; el hecho de contar con valores de matriz variables y ajustados a roca (como el caso de la densidad de matriz derivada del perfil geoquímico), y una buena cuantificación de la fracción pelítica, mengua considerablemente las diferencias con los datos de porosidad efectiva obtenida de las muestras de roca en laboratorio.
- 5) En línea con el corolario anterior, el cálculo de porosidad en función de la resonancia magnética nuclear posibilita tener un valor independiente de las heterogeneidades de la matriz de la roca.
- 6) La natural falencia que los modelos convencionales de cálculo de saturación de agua (Archie, Simandoux, Dual Water, etc.), tienen al aplicarlos en los reservorios "tight", es subsanada con el ajuste del volumen pelítico, la porosidad efectiva y la determinación de m variable para cada modelo utilizado.
- 7) La comparación del volumen de fluidos móviles obtenidos con la resonancia magnética con la saturación de agua proveniente de los modelos tradicionales ajustados, pueden diferenciar las zonas que posiblemente aporten agua de las que producirán hidrocarburos sin agua.

Agradecimientos

Los autores dejan expresa constancia del agradecimiento a YPF S.A. y Baker por permitirnos socializar este trabajo.

Bibliografía

- Amaefule, J.; Kersey, D.; Marschall, D.; Powell, J.; Valencia L.; Keelan, D. *Reservoir Description: A practical synergistic engineering and geological approach based on analysis of core data*. SPE 18167. 1988.
- Arro, R. *Resonancia Magnética Nuclear, Principios y aplicaciones en la cuenca del Golfo San Jorge*. Reporte interno de Baker Hughes Inc. 2002
- Bravo, A.; Rivero, F.; Moya, Y.; Marcos, J.; *Caracterización de Yacimientos Maduros usando Funciones Gamma de NMR y sus aplicaciones*. XIII Congreso Colombiano del Petróleo. ACIPET. 2009
- Department of Earth Sciences, University Oxford. *Sedimentary Environments: processes, facies and stratigraphy*; Ed. H. G. Reading, 1986.
- Ebanks, W. *Flow unit concept-integrated approach for engineering projects*. Abstract, AAPG Annual Convention, 1987.
- InterRock S.A. *Caracterización petrofísica integrada de la Formación Lajas*. Informe Interno YPF, 2010.
- Licitra, D. *Integración de información para generar un modelo estático del reservorio Lajas, Aguda Toledo – Sierra Barrosa, provincia del Neuquén*. I Jornadas de Geociencias de YPF S.A., Neuquén. 2010.
- Licitra, D.; Bravin, N.; Montagna, A.; Gutierrez, F.; Martinez Cal, V.; Porras, J.C. *Caracterización petrofísica de la F. Lajas en el yacimiento Lajas Tight Gas a partir de la definición de tipos de rocas y unidades hidráulicas de flujo. Aguada Toledo – Sierra Barrosa, Cuenca Neuquina*. Simposio de Evaluación de Formaciones. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata. 2011
- Montagna, A.; Olmos, M.; *Caracterización petrofísica aplicando el método inverso de interpretación de perfiles en un yacimiento de la cuenca neuquina, Argentina*. EXITEP. México. 2001
- Montagna, A.; Sánchez de Bustamante, A. *Caracterización estática de reservorios con datos de pozo aplicando conjuntamente las técnicas de litotipos y redes neuronales*. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, Argentina. 2002
- Montagna, A.; Santiago, E.; Barros, S.; *Metodología de evaluación petrofísica aplicada al análisis de áreas exploratorias en la República Argentina*. Congreso Geociencias 2007. Cuba. 2007.
- Montagna, A.; Larriestra, C. *Flujos de trabajo en la caracterización estática de reservorios*. I Simposio de Modelado Geológico. VIII Congreso de Hidrocarburos. Mar del Plata, Argentina. 2008
- Montagna, A.; Zardo, E.; Celentano, A. *Caracterización petrofísica a partir de la integración de registros eléctricos y datos de roca de la F. Mulichinco del yacimiento Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina*. Congreso de Producción del Bicentenario, IAPG, Salta, Argentina. (Trabajo premiado con segunda mención por el comité evaluador del congreso). 2010
- Montagna, A.; Licitra, D.; Bravin, N.; Gutierrez, F. *Incertidumbres en la caracterización petrofísica, con énfasis en la interpretación de registros eléctricos, de los reservorios “tight”. Caso de estudio: F. Lajas, Aguada Toledo – Sierra Barrosa – Loma La Lata, Neuquén, Argentina*. Simposio de Evaluación de Formaciones. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata. 2011
- Montagna, A.; Licitra, D.; Gutierrez, F.; Buhler, M. *Esbozo del marco estratigráfico secuencial de los depósitos continentales correspondientes a la F. Lajas Superior en el yacimiento Cupen Mahuida, Neuquén, Argentina*. Informe inédito. 2011
- Montagna, A.; Licitra, D.; Gutierrez, F.; Buhler, M. *Análisis estratigráfico - sedimentológico, a partir de la integración de datos de subsuelo y superficie, de la F. Lajas Inferior en el yacimiento Cupen Mahuida,, Neuquén, Argentina*. III Jornadas de Geociencias de YPF S.A. Comodoro Rivadavia. 2012
- Pérez, G.; Montagna, A.; Zumel, J. *Metodología de evaluación petrofísica aplicada a la caracterización del yacimiento Centenario, Neuquén, Argentina*. III INGEPET. Lima. 1999
- Schiuma, M.; Hinterwimmer, G.; Vergani, G.; *Rocas reservorio de las cuencas productoras de Argentina*. V Congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos, Mar del Plata 2002.
- Veiga, R.; Verzi, H.; Maretto, H.; *Modelado bidimensional en el ámbito central de la cuenca neuquina – Argentina*. Informe interno. Repsol-YPF SA. Dirección Exploración y Desarrollo Sur, Neuquén. Argentina; 2002
- Walter, R.G.; James, N.P, *Facies Models*. Geological Association of Canada, 1992.