

Modelo petrofísico integrado, herramienta clave para la detección de yacimientos de gas condensado en capas delgadas y de baja permeabilidad. Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia

José Gregorio Betancourt Sigmonin

jbetancourt@pacific.energy

Juan F. Arminio

Eduardo García

Franklin Yoris

Pacific Exploration & Production

Información del artículo: recibido: abril de 2016-aceptado: mayo de 2016

Resumen

El campo Guama de gas condensado, ubicado en el noroeste de Colombia, es un exigente caso de arenas laminares y de baja permeabilidad, dispuestas en ciclos irregulares a lo largo de una espesa sección de lutitas marinas de la Formación Porquero del Mioceno. Debido a una compleja mineralogía de arcillas y carbonatos intersticiales y al fuerte efecto de capa delgada, las arenas muestran bajo contraste de rayos gamma y resistividad y resultan difíciles de discriminar. Esta complejidad llevó a diseñar un flujo de trabajo específico para el proyecto, más aún cuando las primeras pruebas de producción y datos de núcleos cotejaban poco con la evaluación petrofísica inicial. Este flujo de trabajo integra diferentes herramientas y líneas de evidencia, derivadas de registros convencionales (resistividad/rayos gamma/densidad/neutrón), datos de núcleo (análisis convencionales y especiales), datos de producción, “*mud logger*” (espectrometría de masas y cromatografía de gases) y registros especiales (resonancia, imágenes, sónico dipolar y espectroscopia de elementos minerales).

Palabras clave: Capa delgada, baja permeabilidad, DRX = Difractometría de Rayos X, relación de Poisson, velocidad de onda P, velocidad de onda S, evaluación petrofísica convencional.

Integrated petrophysical model as a key tool to gas detection in thin bed reservoir and low permeability in lower Magdalena Valley Basin. Colombia

Abstract

The gas condensate Guama Field in north Colombia is a challenging case of low permeability sands, arranged mostly in irregular cycles of laminae and lamina – sets over a thick section of Miocene marine shales of the Porquero Formation. With abundant interstitial clay and carbonate minerals and strong thin bed effect, the sands show low gamma and resistivity contrast and are difficult to discriminate. Because of this complexity, was necessary design a specific workflow to the project, became evident as the first evaluations were inconsistent with production results and core data. This workflow integrate differences tools and lines of evidences from conventional logs (resistivity/gamma ray/density/neutron), core data (conventional and special analysis), production and pressure data, mud log data (mass spectrometry, gas chromatography) and special logs (nuclear magnetic, borehole images, dipolar sonic and mineral spectroscopy log).

Keywords: Thin bed, low permeability, XRD= X Ray diffractometry, Poisson’s ratio, P wave velocity, shear wave velocity, conventional petrophysical evaluation.

Introducción

El Bloque Guama ocupa una porción de la sub-cuenca de Plato, un profundo depocentro Mioceno en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena en el norte de Colombia, **Figura 1**, denominado originalmente geofractura de Plato (Duque Caro, 1979) y donde en su parte más profunda se había definido un play estructural en turbiditas de la Formación Porquero (Reyes et al., 2000) para el que se habían reportado descubrimientos no comerciales de condensado en los pozos GUAMITO-1 y LIGIA-1 de 1975 y 1980 respectivamente. En 2010, se definió un play estratigráfico en el flanco inclinado de un diapiro de arcilla, asociado a arenas Miocenas de la misma Formación Porquero pero a profundidades más someras. El “play” fue definido con base en anomalías AVO identificadas en datos sísmicos 3D y un primer pozo exploratorio para probarlo, perforado ese mismo año, comprobó que el yacimiento estaba en arenas laminares y contenía gas y condensado de 43°API (Leyva et al., 2012). La evaluación inicial, basada

en la combinación clásica rayos gamma – resistividad – densidad/neutrón indicó un espesor de no más de 29 pies de arena gasíferas o “pay”. Esta evaluación resultó poco consistente con las manifestaciones continuas de gas en la columna objetivo y la evaluación de volumen de arcilla (Vsh) tampoco representaba arenas recuperadas en los núcleos convencionales pero que los perfiles no lograban resolver. Por otro lado, las tasas de gas y el muy bajo corte de agua registrado en las pruebas de producción resultaban distintos al que anticipaba la evaluación, y las presiones registradas indicaban que el espacio permeable también era diferente al estimado. Ante esta incertidumbre, se reforzó el modelo petrofísico con datos adicionales que permitieran definir mejor un yacimiento cuya estratigrafía, composición y espesores se anticipaban particularmente retadores. Es así como el flujo de trabajo fue evolucionando de manera progresiva hasta la versión actual, aquí presentada, a medida que el modelo era probado en campo y nuevos datos llegaban de pozos perforados entre 2011 y 2014.



Figura 1. Ubicación del área de estudio en la Cuenca del Valle del Magdalena en el noroeste de Colombia.

Marco estratigráfico

Estratigrafía general

El campo Guama está ubicado entre los altos de Cicuco y El Difícil, muy cerca del punto de mayor profundidad de

la subcuenca de Plato donde el basamento cristalino está a más de 20,000 pies (Arminio et al., 2012). De éstos, más de 12,000 son de edad Mioceno, período en el cual se formó depocentro de Plato. La espesa sección Miocena es conocida como Formación Porquero, y se depositó sobre un Oligoceno hasta ahora no penetrado en el área y que se

infiere que contiene facies distales de la Formación Ciénaga de Oro, con un espesor en el orden de cientos de metros. En el campo Guama, Porquero está compuesta de arcillas y lutitas de ambiente batial del Mioceno Temprano y Medio que gradualmente pasan a ambientes marinos más someros

en el Mioceno Tardío y Plioceno Temprano, (Bolívar, 2013). La cuenca Miocena aquí está parcialmente exhumada, (Suárez, 2009) y en relación angular con el relleno aluvional del Reciente que en el campo Guama no supera los 1,000 pies ó 300 metros. Ver más detalles en la **Figura 2**.

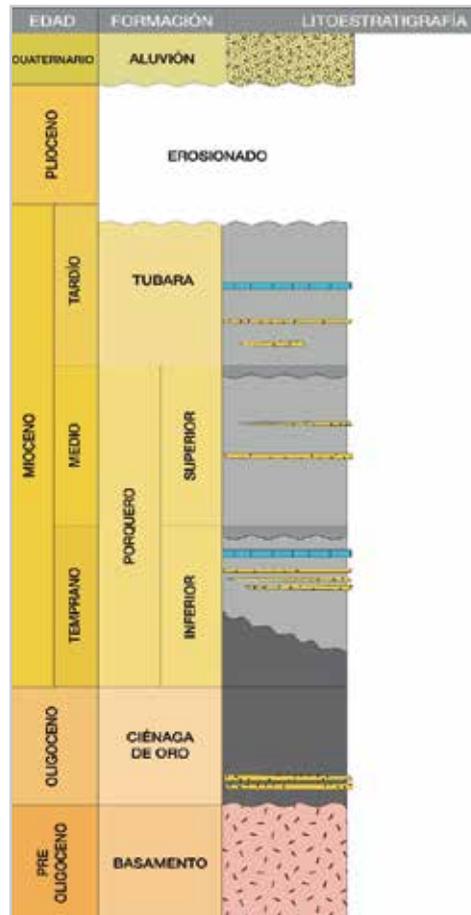


Figura 2. Columna estratigráfica regional del VIM.

Estratigrafía del yacimiento

Las arenas del campo Guama fueron depositadas en abanicos de fondo de cuenca y pie de talud, (Ghosh, 2015) distinguiendo dos grupos mayores de facies arenosas:

- Facies de rebose y abanicos de rotura submarinos (“crevasse splay”) caracterizadas por ciclos múltiples de arenas laminares de hasta medio pie de espesor según observado en núcleos. Los ciclos de facies de rebose son irregulares, espaciados por arcillas.

Láminas y “lamina-sets” frecuentemente aparecen delineados por láminas arcillosas.

- Facies de canal submarino, caracterizadas por cuerpos arenosos de firma gamma cilíndrica a acampanada no han sido observadas en núcleos, pero se infiere que las arenas están laminadas y contienen capas de arcilla interespaçadas.

La estratigrafía de la Formación Porquero en el campo para efectos prácticos fue diferenciada en seis miembros

informales, (“AA”, “A”, “B”, “C”, “D” Y “E”) definidos entre discordancias con expresión sísmica, según se indica en la **Figura 3**. Las arenas con gas condensado, objeto del presente análisis, están concentradas en unos 2,000 a 2,500 pies (800 metros) de espesor bruto de los miembros Porquero “D” y “C” entre los 4,000 y 7,000 pies de profundidad aproximadamente. La sección productora

es predominantemente arcillosa y los ciclos arenosos son mayoritariamente de facies de rotura. Los canales submarinos resultan conspicuos pero su proporción en la columna sedimentaria es relativamente menor, aunque de por si constituyen buen yacimiento y un objetivo atractivo adicional. Arenas y arcillas son mineralógicamente similares en ambos intervalos.

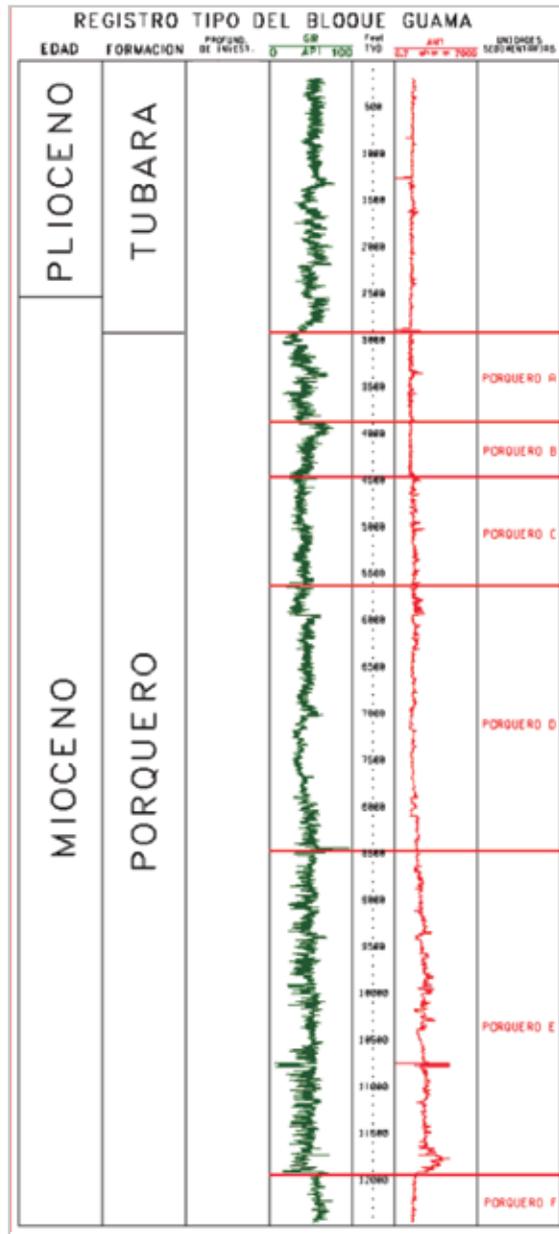


Figura 3. Registro típico del Campo Guama, mostrando la subdivisión informal de la Formación Porquero para definir los intervalos arenosos “D” y “C”.

Calidad de roca

El grano de las arenas es de tamaño muy fino a medio, con dominio de las fracciones de tamaño fino. Las arenas de facies de rebose y rotura (“crevasse”, antes comentadas) se presentan en láminas y grupos de láminas (laminae y lamina sets, Campbell 1967), con espesores en el rango de pocos centímetros a medio metro para las láminas de arena. Los ciclos se presentan distribuidos de manera irregular a lo largo de la columna asociados y siempre espaciados por capas de arcillas bien definidas y de espesores variables de 10 a 100 pies.

Los canales submarinos identificados en Guama varían de 30 a 200 pies de espesor según perfiles eléctricos. De muestras de zanja (“ditch cuttings”) y perfiles se deduce que las arenas en los canales son igualmente laminares.

Las arenas de Porquero “C” y “D” muestran porosidades entre 8% y 12% en perfiles y núcleos y su composición

es heterolítica con 30% a 40% por volumen de minerales no cuarzosos en los cuales predominan arcillas y carbonatos diagenéticos. (Leyva et al., 2012), **Figura 4**. La permeabilidad de las arenas es afectada por esta complejidad mineralógica y está en el rango de 0,01 a 1 mD.

Las arcillas formacionales son masivas, de tonos oscuros de gris y marrón, microfósilíferas, con ocasionales restos vegetales, fragmentos de kerógeno y láminas carbonosas y al igual que las arenas, son heterolíticas, principalmente cuarzo y plagioclasas hasta un 50% por volumen de acuerdo a los análisis de difracción de Rayos X (XRD), **Figuras 4 y 5**.

Por lo antes indicado, en el Campo Guama la lectura de rayos gamma en arenas es más baja y más alta en arcillas, en comparación con arenas cuarzosas y lutitas puras, por lo cual, los rayos gamma sólo diferencian paquetes multicíclicos pero no arenas individuales.

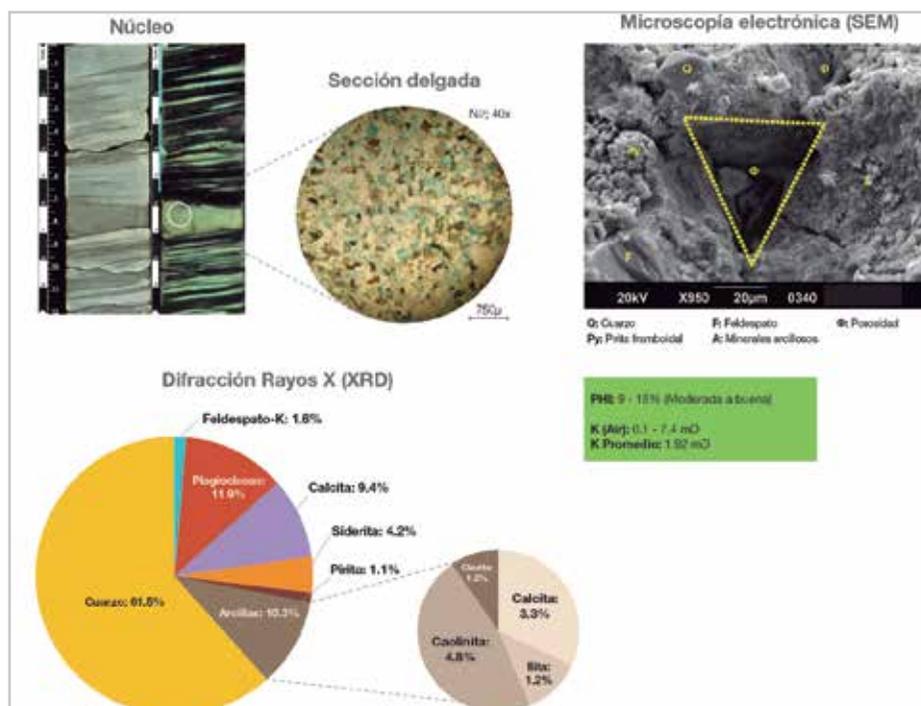


Figura 4. Análisis de XRD y SEM en facies arenosas.

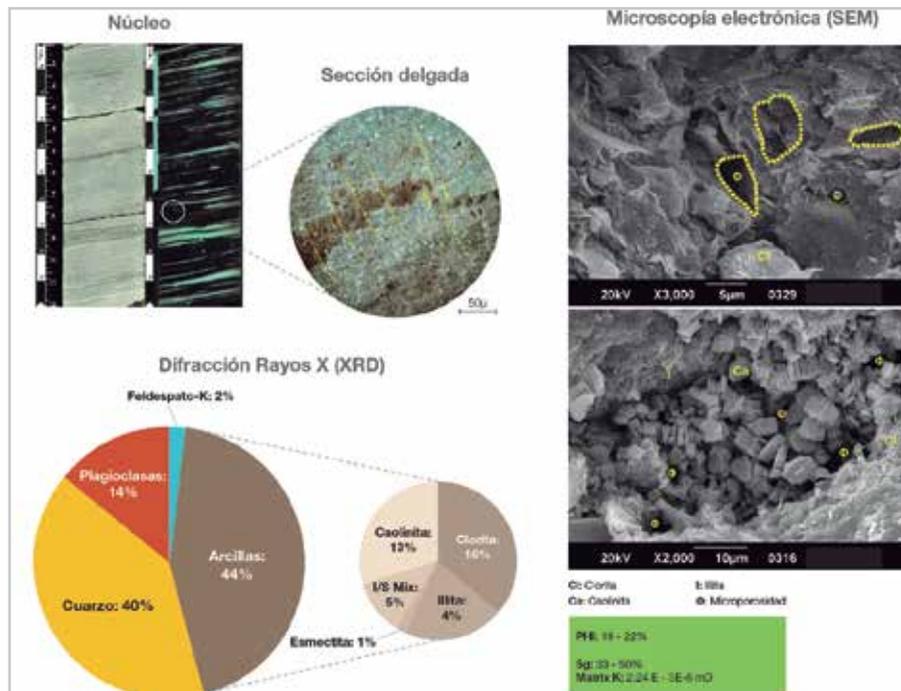


Figura 5. Análisis de XRD y SEM en facies arcillosas.

Evaluación petrofísica convencional

En el primer pozo (pozo "A") de la campaña, la primera evaluación petrofísica fue realizada siguiendo un esquema convencional para evaluar gas en arenas, siguiendo la ecuación (1) de Simandoux modificada (García 2013, ver abajo), soportada por un juego "standard" de perfiles de cable. Las evaluaciones petrofísicas convencionales típicamente están basadas en un conjunto de perfiles de pozos, que incluyen rayos gamma, resistividad, neutrón, densidad y el factor de foto-eléctrico. Las evaluaciones se basan generalmente en técnicas deterministas, que son adecuados en depósitos relativamente homogéneos con un buen conocimiento de la matriz de la roca y de las propiedades del fluido. Por el contrario, cuando las formaciones son heterolíticas y laminadas, como es el caso de las arenas de la Formación Porquero, la resolución vertical

es insuficiente y se requieren técnicas adicionales que se pueden considerar no convencionales, que ayudan a detectar estas áreas o intervalos que no son tan evidentes con el análisis convencional.

En el primer pozo, (Pozo "A") de la campaña, la primera evaluación petrofísica fue realizada siguiendo un esquema convencional para evaluar gas en arenas, siguiendo la ecuación (1) de Simandoux modificada, (García 2014, y Bejarano y Villegas, 1994) soportada por un juego "standard" de perfiles de cable:

- Rayos gamma
- Resistividad
- Densidad/neutrón
- Factor fotoeléctrico.

La fórmula Simandoux modificada para saturación de agua es:

$$S_w = (1 / R_t)^{1/2} / (V_{shl}^{(1 * 0.5 (V_{shl}))} / (R_{shl} + (PHIE)^m / a * R_w)^{1/2}) \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde:

- Sw= Saturación de agua (v/v)
- Rt= Resistividad verdadera de la Formación (ohm.m)
- Vshl= Volumen de arcillosidad (V/V)
- Rshl= Resistividad de la lutita adyacente (ohmm)
- PHIE= Porosidad efectiva (V/V)
- Rw= Resistividad de agua de Formación (ohmm)

- a= Factor de tortuosidad
- m= Exponente de cementación
- n= Exponente de saturación

Como ilustración a esta primera evaluación “estándar”, en la **Figura 6**, se presenta la evaluación de Sw para una sección de Porquero “D” en el pozo “A”.

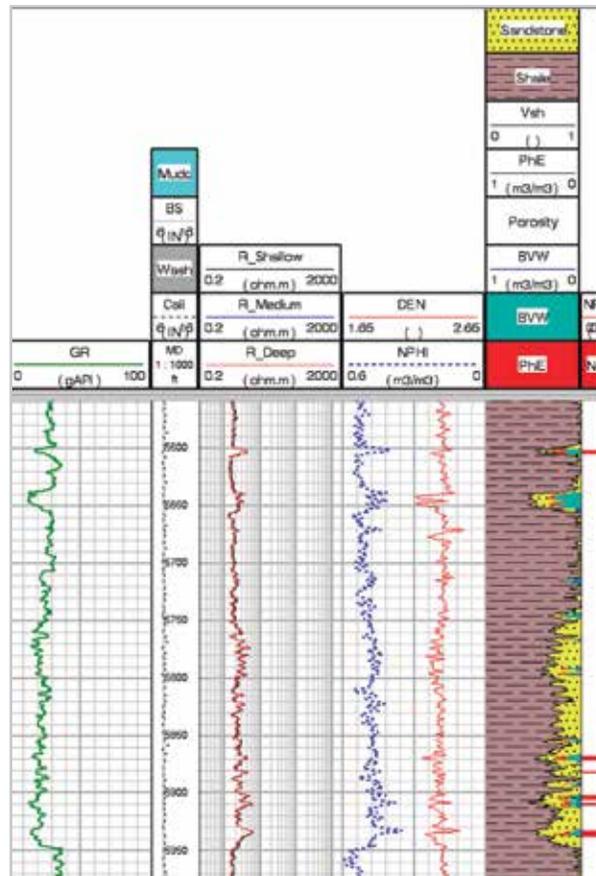


Figura 6. Primera versión de la evaluación petrofísica para el Campo Guama. Pozo “A”.

Sin embargo, al comparar pruebas de producción y datos de núcleos con esta evaluación, pudo observarse que:

- El modelo sobreestima la saturación de agua
- En la sección de Porquero “C” y “D” se logró fluir gas

condensado en intervalos donde no se produce el conocido “cruce” de las curvas neutrón/densidad.

- En núcleos convencionales se observaron arenas que los perfiles de rayos gamma no lograban resolver según se muestra en la **Figura 7**.

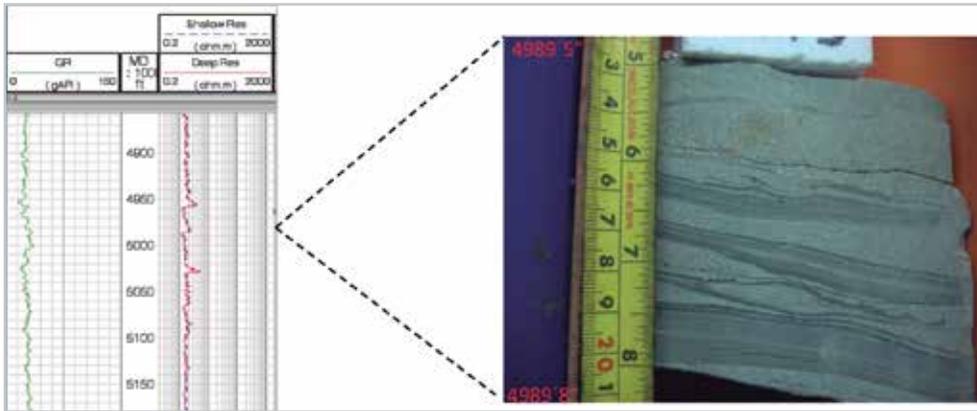


Figura 7. Pozo-A yacimientos de arenas laminadas de baja calidad de roca = baja permeabilidad y alto contenido de arcilla.

Modelo petrofísico integrado

En este punto se pudo concluir que el modelo petrofísico utilizado hasta ese momento, tendía a subestimar el gas en la formación, ya que los perfiles son afectados por la compleja mineralogía y el efecto de capa delgada.

Las particulares características de las areniscas de Guama llevaron a definir el flujo de trabajo aquí presentado y que está basado en la sinergia de varias disciplinas y/o líneas de información, tales como perfiles de pozos especiales, análisis convencionales y especiales de núcleos, pruebas y datos de producción y parámetros elásticos de la roca, **Figura 8**.

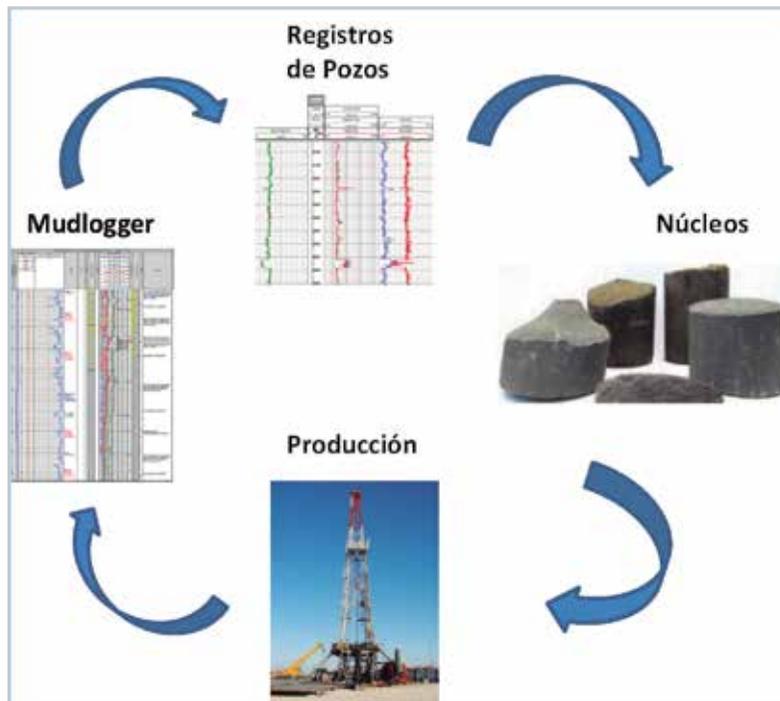


Figura 8. Integración de líneas de evidencia.

El modelo evolucionó incorporando perfiles adicionales a la *suite* convencional de la siguiente manera:

- El perfil sónico dipolar, programado para apoyar la inversión elástica, resultó particularmente valioso para definir gas en arenas delgadas utilizando la relación de Poisson.
- El perfil de imágenes fue clave para definir laminaridad de la formación.
- El perfil de espectroscopía de elementos minerales fue incorporado a la suite de perfilaje inicial en anticipación a que la resistencia mecánica de la formación sería importante para definir fracturabilidad de la misma.
- El perfil de resonancia magnética, por su capacidad para discriminar fluido libre en el espacio poroso permeable, fue incorporado en el cuarto pozo de la campaña.
- La espectrometría de masas en sitio fue añadida a la cromatografía de gases que es estándar en el registro de lodo (“mudlogging”). Esto, por experiencia favorable en otras cuencas donde la concentración de ácido acético y benceno y las concentraciones de C7+ han resultado buenos indicadores de agua y gas rico, respectivamente.

A continuación se describe como los perfiles son integrados con los análisis convencionales/especiales, de núcleo y datos de producción, permitiendo la obtención de los parámetros petrofísicos claves como: litología, porosidad, saturación de agua, permeabilidad y espesor neto gasífero.

Litología y porosidad

El volumen de arcilla es clave para corregir porosidad y saturaciones de agua por efecto del agua intersticial propia de los minerales de arcilla.

Fragmentos líticos y cristales de pirita, calcita y siderita complican la evaluación, para lo cual se utilizó el registro de espectroscopía de elementos minerales.

En la **Figura 9** se muestra el escalamiento núcleo-perfil, a través del registro de espectroscopia de elementos minerales y los análisis de difracción de rayos x (XRD) en el Pozo “A” se correlaciona con la relación de los pesos secos de Si, K, Al, Fe, S, Ca, Mg, Gd, Ti, entre otros elementos discriminables por el perfil de espectroscopía.

El patrón resultante entonces puede ser propagado al resto de la sección de interés.

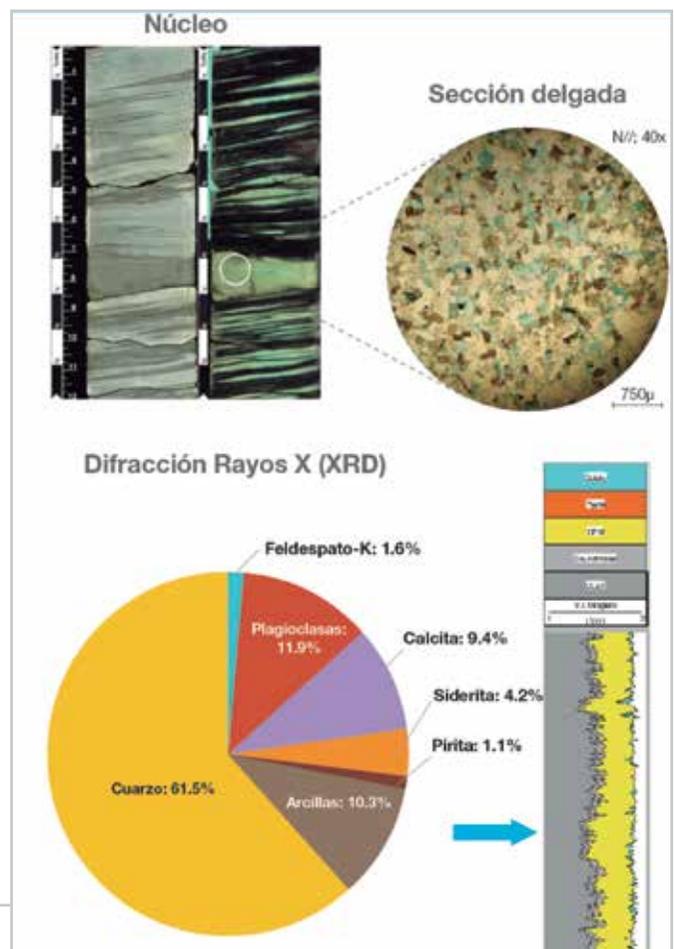


Figura 9. Escalamiento núcleo - perfil de XRD vs registro de espectroscopía de elementos minerales.

La porosidad se calculó a través del dato de densidad de matriz (ρ_m) derivado de espectroscopía (Herron y Herron, 2000). El valor final se logra mejorar en gran medida aplicando el método de Thomas y Stieber (1975), ampliamente descrito en la literatura, el cual desarrolla un modelo para capas de

arenas y lutitas intercaladas bajo la premisa de que todos los intervalos de rocas, incluyendo arenas sucias, pueden ser construidos por la mezcla de arenas limpias de alta porosidad y lutitas de baja porosidad. La **Figura 10** muestra las variantes consideradas por Thomas y Stieber, según Mavko et al, 2009.

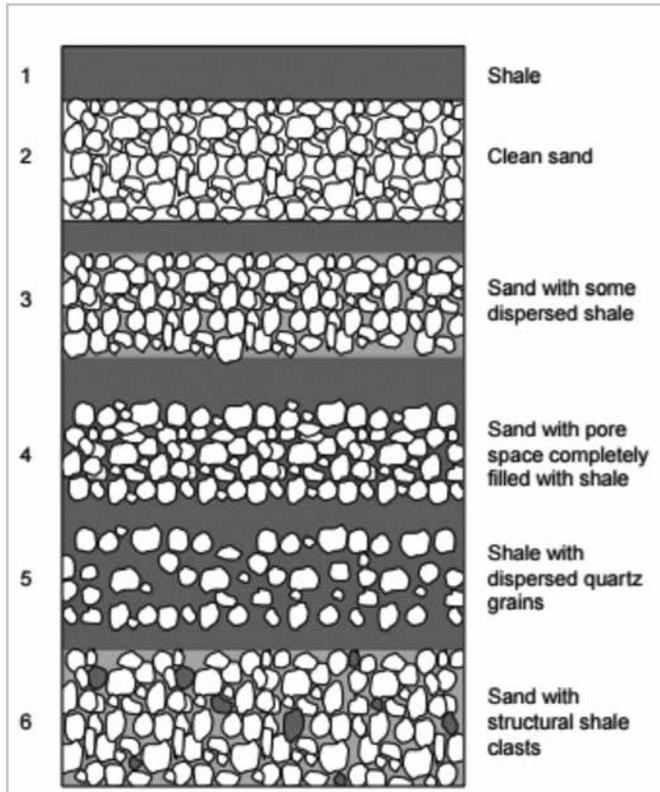


Figura 10. Lutitas laminares, arenas limpias, arenas con lutitas dispersas y arenas con clastos de lutitas estructurales. (Tomado de Mavko et al, 2009).

Esto permitió concluir que en Porquero “C” y “D” hay una variación en la proporción de arcillas dispersas, laminares y estructurales que afectan la capacidad de flujo de la roca (K_h), y por ende su producción, **Figura 11**.

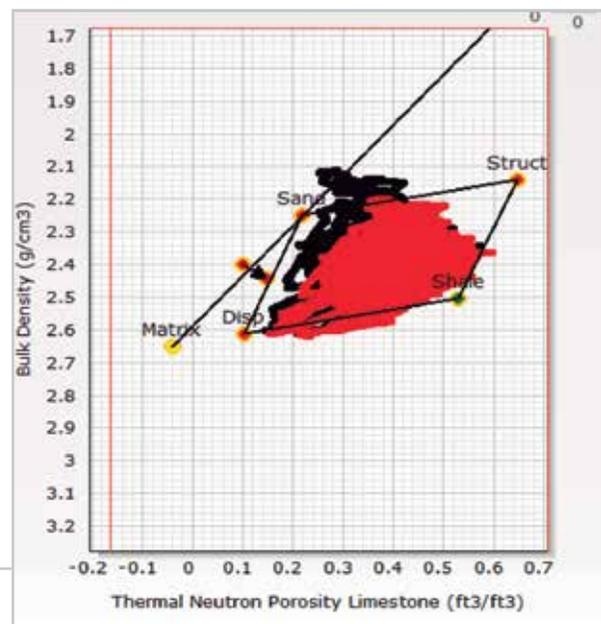


Figura 11. Aplicación de la metodología de Steiber en el pozo “B”, mostrando predominancia de lutitas laminares y dispersas.

El análisis anterior también permite establecer que comparando en varios pozos el perfil de espectroscopía mineral con el perfil convencional de rayos gamma, se puede formular una correlación tal que V_{sh} se pueda determinar en pozos de desarrollo a partir de la respuesta GR, considerablemente más sencilla y económica de adquirir.

$$\frac{1}{R_t} = \phi_t^{m^*} S_{wt}^{n^*} \left(\frac{1}{R_w} + \frac{BQ_v}{S_{wt}} \right) \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde

R_t = Resistividad verdadera

Φ_t = Porosidad total

S_{wt} = Saturación de agua total

B = Conductancia equivalente

Saturación de agua

Debido a que la ecuación de Simandoux, no aplicaba para nuestro modelo petrofísico, se eligió la ecuación de Waxman-Smith, (Ecuación 2), la cual considera el exceso de conductividad por agua intersticial en la arcilla y la capacidad de intercambio catiónico, (CEC) proporcional a su resistividad.

Q_v = Capacidad de intercambio catiónico

R_w = Resistividad del agua

m = Exponente de cementación

n = Exponente de saturación

Se puede entonces, calculando S_w , derivar la saturación de gas (S_g) según,

$$S_g = 1 - S_w \quad \text{Ec. (3)}$$

En el caso de Guama se consideró necesario corregir R_t por anisotropía, para lo cual fueron tomados registros de resistividad triaxial, **Figura 12**.

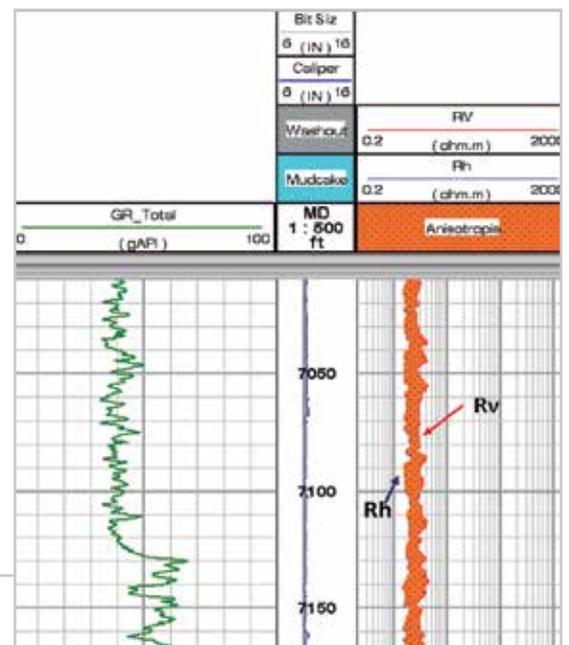


Figura 12. Se muestra un registro resistivo triaxial del pozo “C” mostrando la diferencia de valores entre R_v y R_h . Nótese la separación sombreada en anaranjado, indicativa de anisotropía litológica en toda la sección.

Esto, en atención a la anisotropía eléctrica propia de formaciones donde las láminas de arcilla (con baja resistividad según se explicó arriba), al intercalarse en las arenas producen una atenuación de las resistividades altas propias del gas; este efecto es particularmente marcado sobre perfiles de inducción simple, por ser estas herramientas más sensibles a la conductividad horizontal que a la conductividad vertical.

De esta manera, al medir R_v (Resistividad vertical) y R_h (Resistividad horizontal) puede establecerse su relación y así corregir por laminaridad y obtener un valor de R_t más real según se muestra en la **Figura 13**.

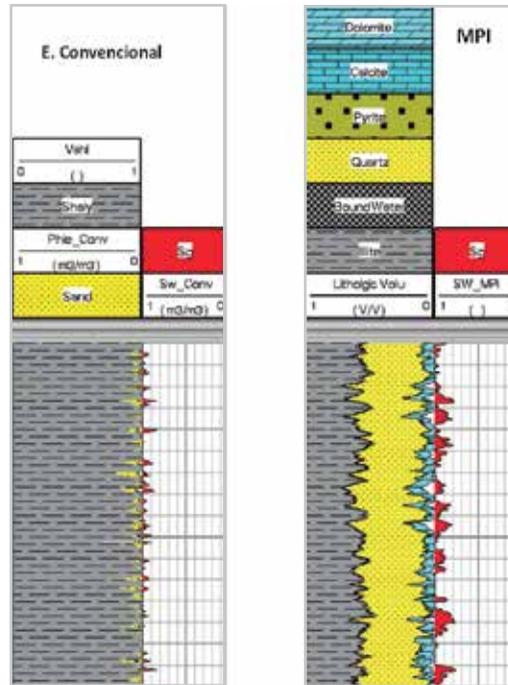


Figura 13. Comparación de las Sw obtenidas con una evaluación convencional y una obtenida utilizando un MPI.

Identificación del pay de gas

La aproximación seguida aquí para definir gas en la columna de Porquero se basa en la respuesta elástica de arenas de gas, determinada a través de su relación de Poisson. La relación de Poisson es una propiedad elástica que describe la capacidad de la roca de variar sus dimensiones ante un esfuerzo compresivo. Es estimada de manera estática

en ensayos de carga uniaxial por la relación entre la deformación radial y la deformación longitudinal de la muestra de roca. Una segunda forma de estimar la relación de Poisson es midiendo las velocidades de las ondas compresionales (V_p) y de corte o cizalla (V_s) en la roca (Siggins, 1993), y en este caso la relación dinámica de Poisson (Ecuación 4) es calculada mediante:

$$\sigma = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left[\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right]} \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde

σ = Relación *dinámica* de Poisson

V_p = Velocidad de onda P

V_s = Velocidad de Onda S

La presencia de gas en formaciones porosas reduce la relación V_p/V_s en comparación con formaciones similares saturadas de agua en datos sísmicos, (Dominco 1976, Ensley 1985 y Robertson et al., 1985); por tal motivo, diversos autores han publicado aplicaciones de análisis de velocidades para discriminar arenas de gas a nivel de pozo con perfiles sísmicos dipolares, ej., Dvorkin (2006) y Brie et al., 1995, **Figura 14**.

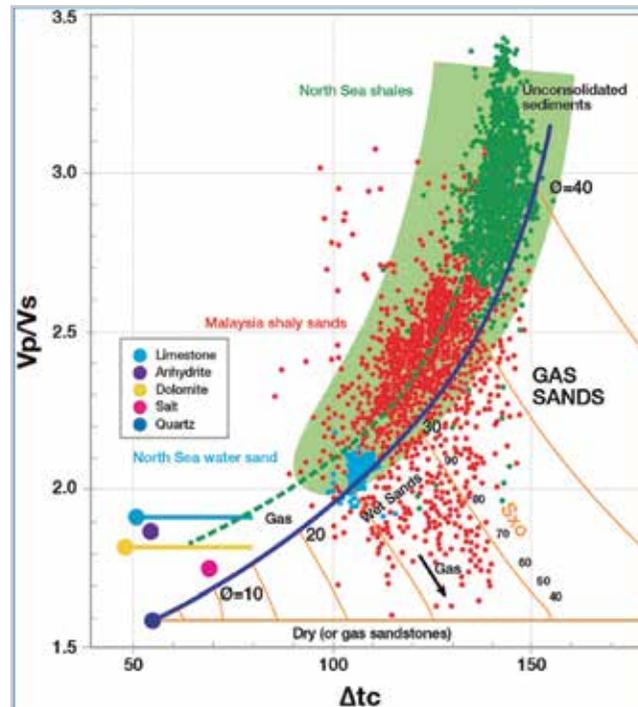


Figura 14. Gráfico cruzado V_p/V_s vs DTCO. Análisis por A. Brie et al., (1995) para litologías de Mar del Norte y Malasia. La zona de arenas de gas está a la derecha de la línea de cuarzo. Los valores de puntos anaranjados se desvían del tren normal de compactación por el efecto del gas sobre la onda compresiva “P”.

El gráfico propone que V_p/V_s se incrementa en formaciones poco consolidadas y que para valores cercanos a 1.6 indican formaciones gasíferas, así como que los valores V_p/V_s para las calizas son cercanos a 1.86 y para las dolomitas a 1.8.

En el campo Guama las arenas de Porquero “C” y “D” fueron examinadas de manera similar, realizando los pasos siguientes:

1. Se discriminaron por litología (arena y arcilla), se calculó la relación V_p/V_s definidos a lo largo de la sección de Porquero “C” y “D”

2. Se graficó el resultado de la relación V_p/V_s vs DTCO
3. En el gráfico, se definió el tren de compactación normal. Caracterizado por la tendencia de arenas y arcillas a disminuir su relación V_p/V_s según la disminución de DTCO va representando la compactación progresiva de la roca
4. Una vez definida la población de puntos del gradiente normal de compactación, se localizan sobre el gráfico la nube o nubes de puntos que pueblan zonas fuera del gradiente normal y que pueden resultar indicativas de anomalías de gas. Se seleccionaron los puntos

disparados y que resultaron positivos como productor de gas y se visualizaron en gráfico Vp/Vs vs DTCO, **Figura 15a**.

5. Las anomalías son validadas al llevar a los puntos anómalos a profundidad; resulta sencillo entonces seleccionar aquellos puntos que coinciden con intervalos con pruebas de gas.
6. Con los puntos así validados como gas mostrados en la **Figura 15a**, se crea un polígono P1, representado por los puntos de color violeta, este polígono P1

contiene los puntos con mayor certeza de gas, **Figura 15b**. De igual manera se definió un segundo polígono P2, **Figura 15c**, que contiene puntos adyacentes al polígono P1, los cuales también son indicativos de gas pero con menos certeza.

7. Definido el dominio Vp/Vs de arena de gas (P1 y P2), la nube de puntos en él contenida es ahora llevada a profundidad nuevamente.
8. El despliegue de esos puntos en profundidad define ahora el “pay” de arena de gas final.

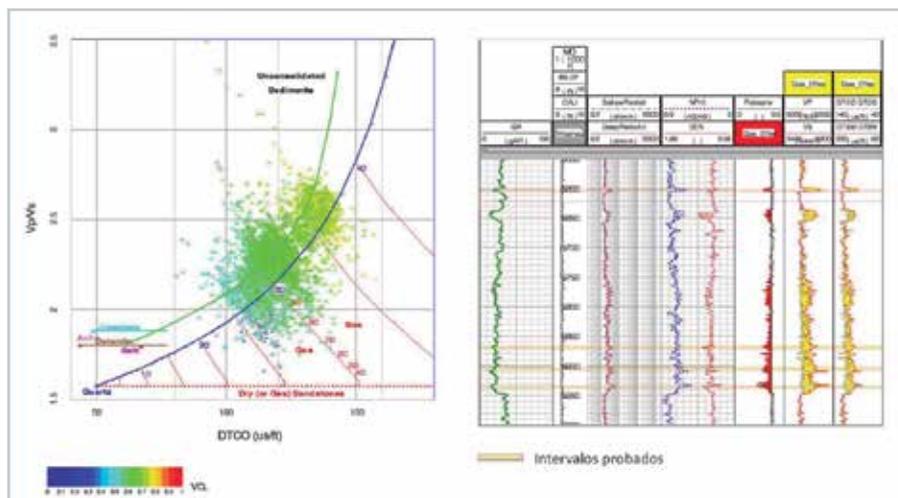


Figura 15a. Muestra el “well composite donde se seleccionaron los intervalos probados y que resultaron productores de gas, estos puntos se llevaron al gráfico cruzado (“cross plot”) Vp/Vs, los cuales confirman que quedan fuera de la tendencia normal de compactación y se van hacia la zona demarcada con una baja relación VP/VS.

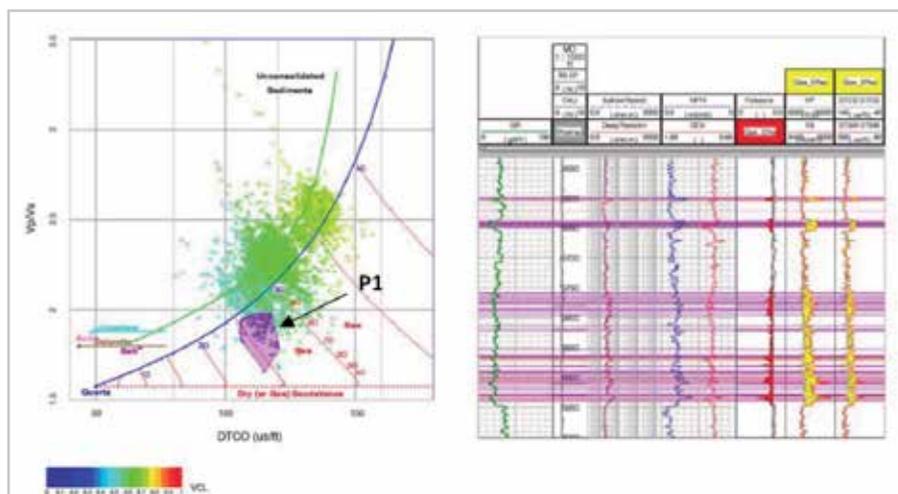


Figura 15b. Muestra la delineación de un polígono al que llamamos P1, abarcando los puntos que resultaron positivos para gas y otros que quedan inmersos dentro del polígono, a su vez estos puntos son visualizados en el “well composite” aumentando los intervalos gasíferos que no se observaron en la evaluación convencional.

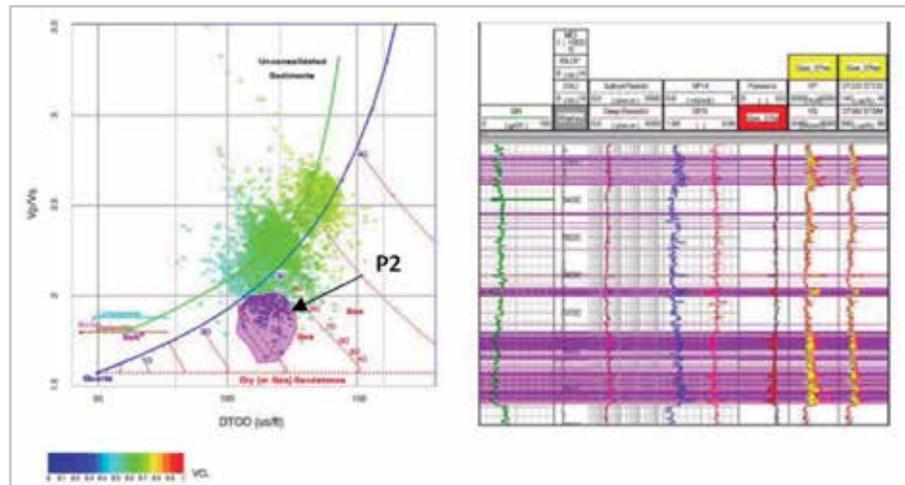


Figura 15c. Muestra la delineación de un segundo polígono al que llamamos P2, con un área un poco mayor que el polígono P1, pero quedando siempre en la zona con baja relación V_p/V_s , de igual manera estos puntos son visualizados en el “well composite”, resultando en nuevas zonas prospectivas, tales como las que se muestran en el intervalo 5300-5370´.

Como referencia cruzada a la aplicación de V_p/V_s vs DTCO anteriormente explicada, se comparó el “pay” definido por este método con las variaciones de la relación de Poisson (σ) vs profundidad, **Figura 16**, generada en cada uno de los cuatro pozos exploratorios del campo. El valor de corte máximo de la relación dinámica de Poisson (σ), se definió en 0,34 en los intervalos de gas probado, esto fue calibrado con pruebas de producción en los intervalos indicados con los rectángulos amarillos. El relleno rojo representa los intervalos donde $\sigma < 0,34$, evidenciando nuevas zonas prospectivas susceptibles a ser probadas.

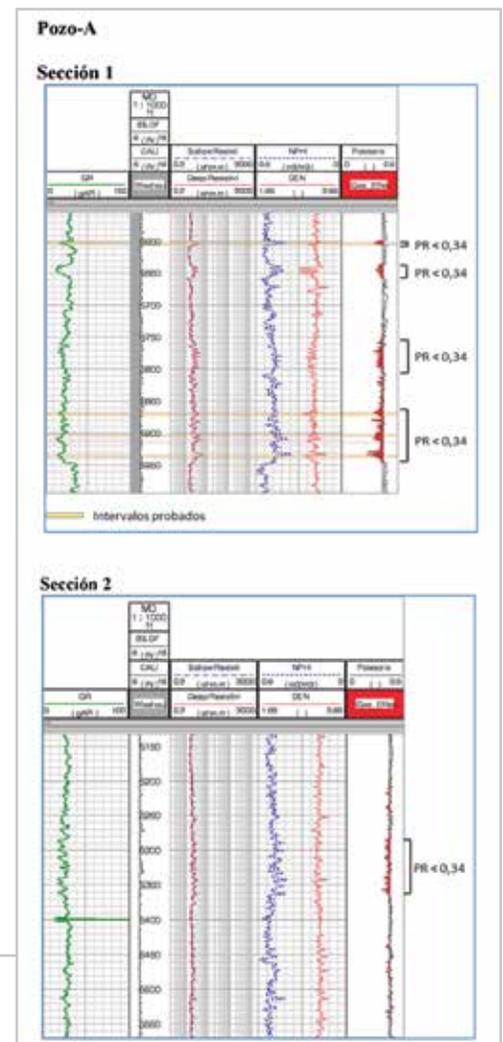


Figura 16. El gráfico, permite mostrar una caída de la Relación de Poisson (track # 4), en zonas donde ya fue probada la existencia de gas (sección 1 del pozo A), como un ejemplo de una correlación positiva entre disminución de la Relación de Poisson y la presencia de gas.

Permeabilidad

Es demostrable que la permeabilidad de arenas arcillosas de escala laminar es baja, y el Campo Guama no es la excepción. Los valores de la permeabilidad calculada por

$$K = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad \text{Ec. (5)}$$

La correspondencia entre valores de núcleo y valores de Timur es usualmente pobre, factor que en formaciones con buenas permeabilidades no es particularmente problemático. En el Campo Guama, sin embargo, puede

la ecuación convencional de Timur, (Ecuación 5), al igual que la permeabilidad medida sobre núcleos convencionales confirmaron esta noción toda vez que la permeabilidad varía de 0,01 a 10 mD.

observarse en tramos cortos de núcleo que la permeabilidad de las arenas es sumamente variable según se muestra en la **Figura 17**.



Figura 17. Fuerte variabilidad de permeabilidad medida en núcleo rango: 0.02-7 md.

Este factor y la necesidad de permeabilidades más exactas para predicción de productividad determinaron tomar un primer perfil de Resonancia Magnética Nuclear (RMN), que discrimina fluidos inmóviles por capilaridad y fluidos libres o móviles.

En el perfil RMN la permeabilidad puede determinarse por dos métodos distintos:

1. Timur – Coates: La cual contempla la porosidad total ϕ , y la relación entre el volumen de fluido adherido (BFV), (Ecuación 6).

$$K_{Tim} = a\phi^m (FFV/BFV)^n \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde

- K_{Tim} = Permeabilidad calculada
- \emptyset = Porosidad
- FFV = Volumen del fluido libre
- BFV = Volumen del fluido inmóvil
- a = Factor de tortuosidad
- m = Exponente de cementación
- n = Exponente de saturación

FFV y BFV son valores obtenidos del RMN. A esta porosidad, RMN asocia cuánto del fluido presente en el pozo así definido es inmóvil, adherido capilarmente a las paredes del poro (o micro poro en las arcillas). El resto del espacio poroso, RMN lo define como fluido “libre”.

Schlumberger – Doll Research: También contiene la porosidad total, pero utiliza una media logarítmica T_2 (T_{2LM}), en lugar de la relación entre FFV y BFV, Ecuación (7).

$$K_{SDR} = b\emptyset^m (T_{2LM})^n \quad \text{Ec. (7)}$$

Donde: $m \sim 4$ y $n \sim 2$

K_{SDR} y K_{Tim} tienen un dato común (porosidad) y datos independientes (T_2 y FFV y BFV), puede entonces argumentarse que la relación K_{Tim} / K_{SDR} puede usarse como indicador de incertidumbre de permeabilidad

de arena según se indica en la **Figura 18**. En el caso de Guama, la coincidencia de ambos métodos hace confiable el uso de RMN para medir permeabilidad en este tipo de yacimientos laminares.

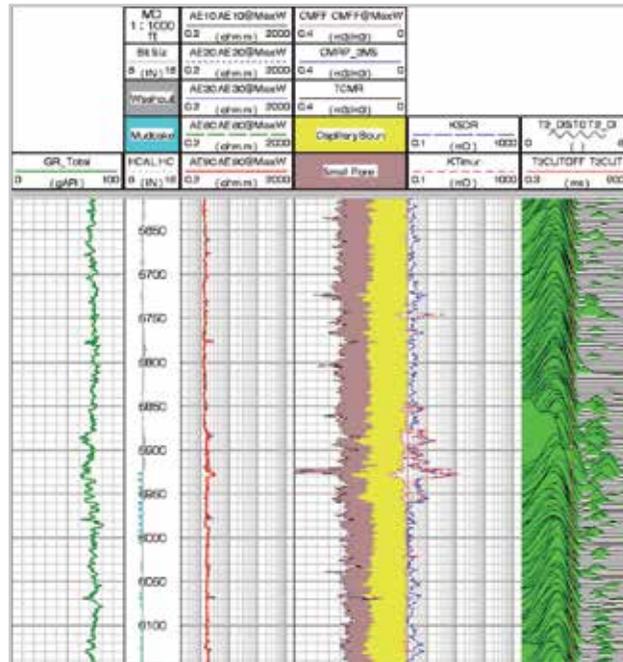


Figura 18. En el cuarto “track” se puede observar los valores de K, utilizando la ecuación de Timur-Coates (línea segmentada roja) y SDR (línea segmentada azul), mostrando una buena correlación con el uso de ambas ecuaciones.

Resultados e integración de datos

El efecto que tiene la resolución vertical de los perfiles convencionales para la estimación del “net pay” en este tipo de yacimientos es un problema complejo que por impactar la evaluación del descubrimiento y su comercialidad, requiere de un especial esfuerzo para reducir esta incertidumbre.

El flujo de trabajo presentado, lejos de ser una solución única, requirió de numerosas iteraciones donde al final se integraron líneas independientes de información como por ejemplo datos acústicos y de resonancia magnética para complementar la “suite” de herramientas que le dan mayor robustez a la evaluación petrofísica.

Esfuerzo especial se puso en comparar y contrastar espesores de arena derivados de los perfiles de pozos. Es el caso de las imágenes de pozo que permiten resolver espesores cercanos al de las capas laminares en combinación con la espectroscopía de masas y

cromatografía de gases que permiten validar contenido de fluidos en un muy particular entorno donde las arenas se cargan in situ o desde distancias muy cortas, con unas saturaciones de agua irreducible (Sw_{irr}) muy altas, causadas por el tamaño del grano, el cual es muy fino, evidenciados en la casi nula producción de agua de los pozos completados hasta ahora.

En la **Figura 19** se presenta para comparación el conteo de arena de gas en ventanas similares de Porquero “D” en tres pozos exploratorios. La cuenta de arena resultante de aplicar el modelo petrofísico propuesto es significativamente mayor (más de 100%) que el conteo por evaluación convencional y ciertamente más coherente con las tasas de producción de gas condensado registradas en los primeros doce meses de la producción del campo bajo pruebas extensas. El flujo de trabajo presentado, resumido en la **Figura 20**, se considera todavía en evolución y requiere ser simplificado para la perforación de desarrollo donde la evaluación de los pozos debe involucrar costos sustancialmente menores.

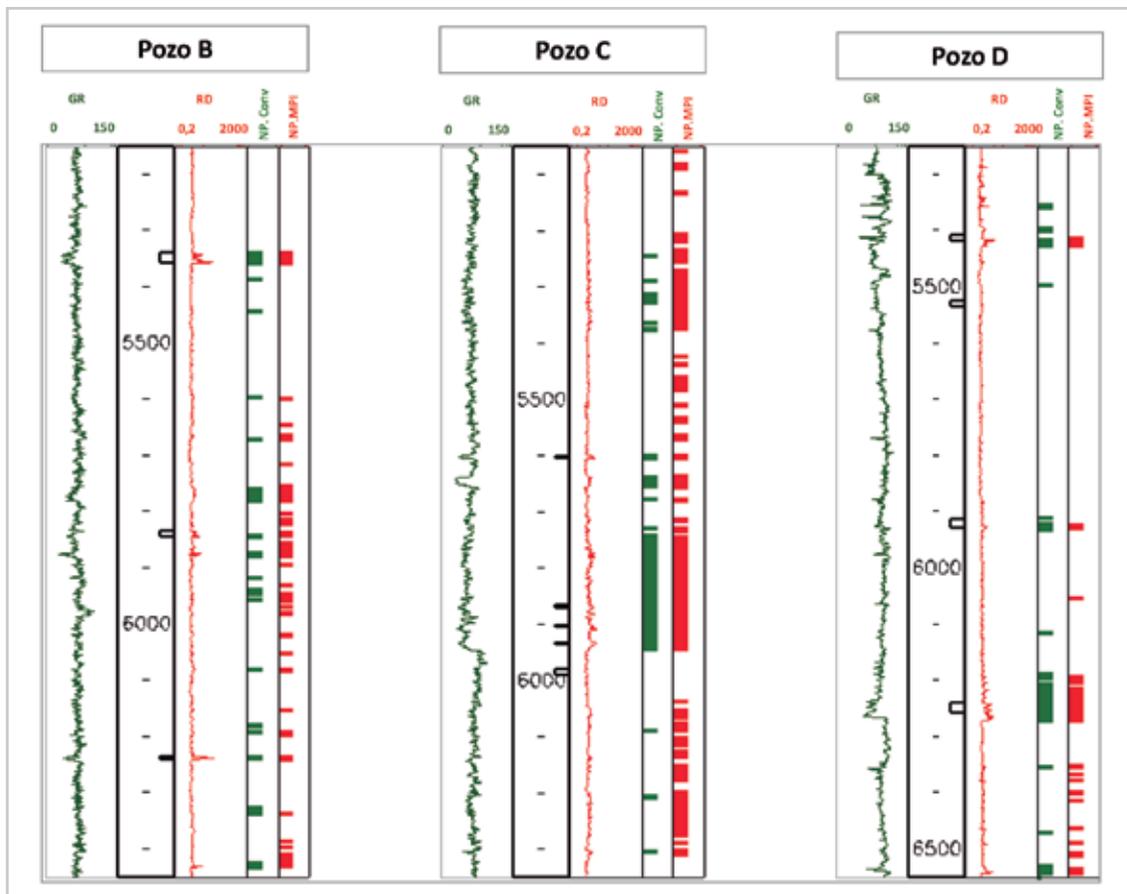


Figura 19. Comparación de net pay convencional “green flag” (track #3) y net pay utilizando el modelo integrado “red flag”, (track #4).

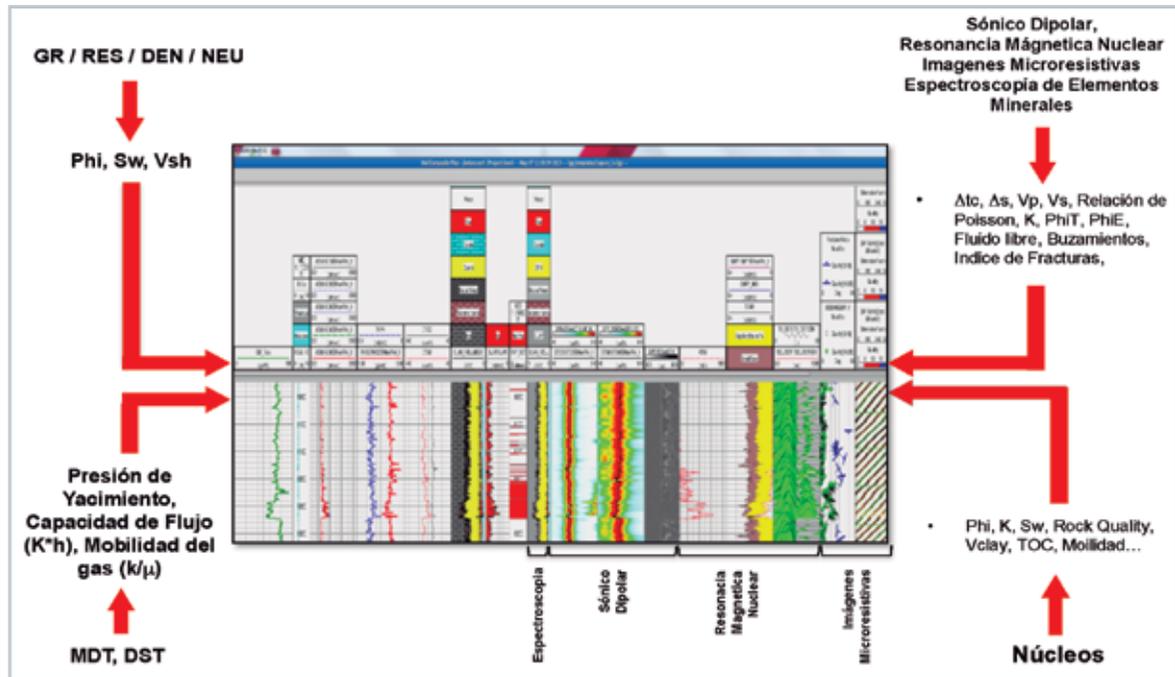


Figura 20. Flujo de trabajo, con cada una de las variables que conforman el modelo petrofísico integrado.

Conclusiones

1. La compleja mineralogía de las arenas y el efecto de capa delgada, hacen que la combinación “standard” para formaciones clásticas limpias subestime la cantidad de arena de gas o “pay” en arenas delgadas y arcillosas como las de Porquero en el campo Guama.

2. La experiencia ganada en los pozos exploratorios hacen recomendable añadir:

- Resistividad triaxial
- Sónico dipolar
- Imagen de pared de pozo
- Espectroscopía mineral
- Espectroscopía de masas
- Resonancia magnética nuclear

La combinación de los primeros cuatro registros, recomendable al menos en la primera parte del desarrollo del campo, permite asociar arenas de gas, evaluadas con:

- El modelo de Waxman – Smiths
- Las relación entre la velocidad de la onda compresional y la velocidad de onda de corte vs el tiempo de tránsito de la onda compresional, adaptando a Brie et al (1995).
- El valor final de la porosidad efectiva mejoró notoriamente incorporando en los cálculos la densidad de matriz obtenida de la espectroscopia de elementos minerales en combinación con el método de Thomas- Stieber, reduciendo el efecto de capa delgada y anisotropía de formación. Los dos últimos perfiles son recomendables para los delineadores y parte de los primeros pozos productores.

3. Siendo que la cantidad de “pay” de gas es altamente sensible a los parámetros antes indicados, el flujo de trabajo propuesto requiere constante validación y actualización con dato duro de roca, como el aportado por los núcleos.

4. La aplicación de esta metodología mostró que en yacimientos laminares de capas delgadas con alto contenido de arcillosidad y baja permeabilidad, realizar una evaluación petrofísica integrada permite detectar zonas con “net pay”, que de otra forma pudieran estar enmascaradas en una evaluación petrofísica convencional.

5. La implementación de un modelo petrofísico integrado ha reducido la incertidumbre en la toma de decisiones para la completación y selección de intervalos a fracturar hidráulicamente en estos pozos, dando una mejor estimación de las reservas y recursos para este tipo de “plays”.

Agradecimientos

Queremos expresar nuestro agradecimiento a Pacific Exploration and Production, por facilitar el desarrollo y publicación de este trabajo.

Referencias

- Arminio, J. F., Yoris, F., Porras, L. et al. 2011. *Petroleum Geology of Colombia: Lower Magdalena Basin*, Vol. 10. Medellín, Colombia: Universidad EAFIT, Fondo Editorial-ANH.
- Bejarano, A. y Villegas N., E. 1994. *Evaluación Petrofísica del Valle Inferior*. Santander, Colombia: Instituto Colombiano del Petróleo.
- Brie, A., Pampuri, F., Marsala, A. F. et al. 1995. Shear Sonic Interpretation in Gas-Bearing Sands. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, octubre 22-25. SPE-30595-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/30595-MS>.
- Bolívar, M. 2013. Bioestratigrafía de Alta Resolución del Pozo COTORRA-1X. Informe Interno, Pacific Rubiales Energy, Bogotá, Colombia.
- Campbell, C.V. 1967. Lamina, Laminaset, Bed and Bedset Sedimentology 8: 7-26.
- Domenico, S.N. 1976. Effect of Brine-Gas Mixture on Velocity in an Unconsolidated Sand Reservoir. *Geophysics* **41** (5): 882-894. <http://dx.doi.org/10.1190/1.1440670>.
- Duque-Caro, H. 1979. Major Structural Elements and Evolution of Northwestern Colombia: Small Basin Margins. En *Geological and Geophysical Investigations of Continental Margins*, eds. J. S. Watkins, L. Montadert y P. W. Dickerson, 329-351. Oklahoma: AAPG Memoir.
- Dvorkin, J. P. 2008. Can Gas Sands Have a Large Poisson's Ratio? *Geophysics* **73** (2): E51-E57. <http://dx.doi.org/10.1190/1.2821820>.
- Ensley, R. A. 1985. Evaluation of Direct Hydrocarbon Indicators Through Comparison of Compressional-and Shear-Wave Data: A Case Study of the Myrnam Gas Field, Alberta. *Geophysics* **50** (1) 37-48. <http://dx.doi.org/10.1190/1.1441834>.
- García, E. 2014. Evaluación Petrofísica Convencional de Arenas de Baja Permeabilidad de la Formación Porquero, Bloque Guama de la Cuenca del Valle Inferior. Informe Interno, Pacific Rubiales Energy, Bogotá Colombia.
- Ghosh, J. K., Diluca, M., Azuaje, V. et al. 2015. Characteristics of Miocene Deep-Water Reservoir and its Implications on Hydrocarbon Exploration in the Lower Magdalena Basin, Colombia. *GeolIndian* 2015.
- Herron, S. L. y Herron, M. M. 2000. Application of Nuclear Spectroscopy Logs to the Derivation of Formation Matrix Density. SPWLA 41st Annual Logging Symposium, Dallas, Texas, junio 4-7.
- Leyva, I., Arminio, J. F., Vega, R. et al. 2012. Exploración de Plays No Convencionales para Gas en la Formación Porquero de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia. XI Simposio Bolivariano: Exploración en las Cuencas Subandinas, Cartagena de Indias, Colombia, julio 29. Paper No. 151.
- Mavko, G., Mukerji, T. y Dvorkin, J. 2009. *The Rock Physics Handbook, Tools for Seismic Analysis of Porous Media*, second edition. Cambridge: Cambridge University Press.
- Reyes, J. P., González, B. y Mantilla, M. 2000. Facies Sísmicas en un Depósito de Plataforma Marina, Depresión de Plato, Cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Memorias, Convención de la ACGGP.
- Robertson, J. D. y Pritchett, W. C. 1985. Direct Hydro-Carbon Detection Using Comparative P-wave and S-wave Seismic Sections. *Geophysics* **50** (3): 383-393. <http://dx.doi.org/10.1190/1.1441918>.

Siggins, A. 1993. Dynamic Elastic Tests for Rock Engineering. En *Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practice and Projects*, ed. J. A. Hudson, Vol. 3, 601-618. Oxford: Pergamon Press.

Suárez, L. 2009. *Estudio Geofísico Integrado en la Sub-Cuenca de Plato, Valle Inferior del Magdalena*. Tesis de Maestría, Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.

Thomas, E. C. y Stieber, S. J. 1975. The Distribution of Shale in Sandstones and Its Effect Upon Porosity. SPWLA 16th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, junio 4-7.

Waxman, M. H. y Smits, L. J. M. 1968. Electrical Conductivities in Oil Bearing Shaly Sands. *SPE J.* 8 (2): 107-122. SPE-1863-A. <http://dx.doi.org/10.2118/1863-A>.

Semblanza de los autores

José Gregorio Betancourt Sigmonin

Es Geólogo por la Universidad Oriente de Ciudad Bolívar Venezuela, 1996. Ha trabajado por más de 17 años en la caracterización petrofísica de yacimientos de tipo siliciclásticos y carbonáticos en cuencas de diversos países como Venezuela, México, Colombia y Perú. Actualmente trabaja como Petrofísico Senior adscrito a la VP de Geociencias de Pacific Exploración y Producción.

Juan F. Arminio

Es Ingeniero Geólogo de la Universidad Oriente de Ciudad Bolívar Venezuela, 1981; tiene Diploma de post-grado en Geología y Maestría en Evolución y Dinámica de Cuencas del Royal Holloway University of London de 1992, y un Diplomado de Gerencia Integrada de Yacimientos del Institute Francais du Petròle de 1995. Con carrera en Exploración y en Producción en Venezuela, Colombia y Perú, es Gerente de Proyectos Exploratorios de Pacific Exploración y Producción, donde ha estado involucrado en el descubrimiento, evaluación y producción temprana del Campo Guama. Es también Profesor Agregado de la Universidad Simón Bolívar de Caracas, donde dicta las cátedras de Exploración y de Análisis de Sistemas Petroleros.

Eduardo García Sandoval

Geólogo con más de 40 años de experiencia, graduado en la Universidad Central de Venezuela en el año 1968. Luego de una extensa carrera en minería, realizó en el año 1974 su Maestría en Geofísica en "Colorado School of Mines". En la industria petrolera venezolana, desarrolló una extensa carrera como Petrofísico, donde implantó numerosas innovaciones en materia de evaluaciones de yacimientos clásticos especialmente en capas delgadas. De 2004 a 2016 se desempeñó como Petrofísico Senior de Pacific Exploration & Production, donde estuvo involucrado en el descubrimiento y evaluación de los campos la Creciente y Guama en Colombia.

El Dr. Garcia además de una dilatada carrera académica recibió en 1992 la distinción de la Sociedad Venezolana de Geofísicos (SOVG), a su meritorio desempeño profesional.

Franklin G. Yoris

Graduado en la Universidad Central de Venezuela como Ingeniero Geólogo en el año 1978. Obtiene su MSc y PhD en Ciencias Geológicas en el año 1985 y 1992 respectivamente, ambos en la Universidad Central de Venezuela, (UCV). Ha enfocado la mayor parte de su carrera en sedimentología, análisis de secuencias estratigráficas, petrografía de rocas clásticas en paralelo a la descripción y caracterización de yacimientos complejos. Trabajó por 20 años como docente en la UCV y 10 años en la Universidad Simón Bolívar en Venezuela. Actualmente se desempeña como Gerente de Geología adscrito a la VP de Geociencias de Pacific Exploración y Producción.