

# El perfilaje en el siglo XXI



**VI CONGRESO DE EXPLORACION Y  
DESARROLLO DE HIDROCARBUROS**

“El perfilaje en el siglo XXI” fue una de las mesas redondas que se desarrolló en el marco del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos realizado en Mar del Plata en noviembre de 2005. Integraron ese panel Daniel Astesiano (Total Austral SA), Julio Dogliani (Repsol YPF), Claudio Naidés (Petrobras Energía SA), Mario Schiuma (Pioneer Natural Resources ), Luis Stinco (Tecpetrol SA) y Alberto Khatchikian (SPE), quien actuó como moderador. A continuación publicamos los conceptos más importantes de sus presentaciones.

## El valor del intérprete

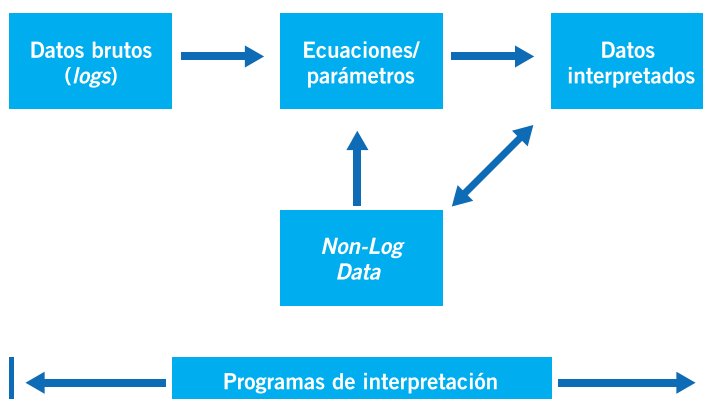
Por **Daniel Astesiano**,  
Total Austral SA

**E**l tema de la mesa redonda “El perfilaje en el siglo XXI” puede ser abordado desde distintos puntos de vista y, de acuerdo con mi humilde opinión, uno de los más importantes y al mismo tiempo olvidado, es el del “factor humano”, es decir, la aún fundamental y casi imprescindible tarea del intérprete, a pesar del avance tecnológico.

¿Cuál es la situación actualmente? Se cuenta con numerosos registros: perfiles de correlación (SP, rayos gamma), resistivos e inductivos, otros de porosidad (sónico, neutrónicos), de imagen (acústica, resistiva), registrados en pozo abierto o entubado, después de la perforación del pozo o durante la misma (LWD), con distintas profundidades de investigación y diferente resolución vertical, perfiles “viejos”, discontinuados (dieléctrico) y “nuevos” o con mucho *marketing* (como la *vedette* actual de las compañías de perfilaje: la resonancia magnética nuclear). En fin, contamos con una verdadera parafernalia de registros que no son más que **datos brutos** (*raw data*) basados en la medición de algunos fenómenos físicos o fisicoquímicos que suceden muy cerca de la pared del pozo. Resumiendo, tenemos un dato que “nadie quiere en una zona que a nadie le interesa”. Lo que los geocientíficos necesitan son datos tales como la porosidad (total o efectiva), las saturaciones, la litología/mineralogía, los contactos, los espesores, los índices de permeabilidad, es decir, **datos interpretados** que, desde ya, ningún registro eléctrico puede proporcionar de manera directa. Para poder obtener este tipo de datos se define una “cocina” basada en ecuaciones y parámetros (modelos de interpretación), que se aplica a los datos brutos. Por último, para disminuir la incertidumbre de los resultados de estas operaciones contamos con otra clase de datos, los **non-log data**, los datos “duros”, es decir, toda aquella información aportada por el

pozo que no son perfiles, a saber: testigos corona, ensayos de formación/producción, *mud logging* (control geológico), que se utilizan para calibración. En definitiva, se hace una verdadera integración de datos con el fin de obtener el mejor resultado. Cabe recordar que este proceso se realiza utilizando programas de interpretación de variada complejidad que en algunos casos llegan a ser verdaderas “cajas negras”. Repasemos:

modelos de reservorio, correlación con atributos sísmicos, etc. Esto será responsabilidad nuestra y de las compañías petroleras, que debieran darnos el espacio y el apoyo que sin dudas necesitamos y merecemos. Para aclarar este último punto sólo basta un ejemplo: ¿alguien puede explicar por qué frente, a una inversión de impedancia o un cubo sísmico, “sólo” hablan los geofísicos, ante el resultado de una simulación numérica o un *his-*



Todo esto es muy lindo pero (siempre hay un pero) alguien lo tiene que hacer: el control de calidad de los perfiles, la selección de las ecuaciones, la definición de los parámetros, la calibración con los datos “duros”, la aplicación del mejor (más confiable) programa. Alguien lo tuvo que hacer en el siglo XX y alguien tendrá que seguir haciéndolo en el siglo XXI y ese alguien no es ni más ni menos que el **intérprete**. Insisto: mientras las compañías de *electrical logging* no puedan “adquirir” aquellos datos que hoy denominamos interpretados, los intérpretes seguiremos siendo muy “útiles”.

Considero que el desafío para los analistas de perfiles/petrofísicos en el siglo XXI será el de revalorizar nuestra profesión, el de destacar la importancia de los resultados obtenidos por nuestro trabajo, los cuales son requeridos cotidianamente por las distintas ramas de la industria y que forman parte insustituible de la mayoría de los estudios: modelos geológicos,

*tory match* “sólo” se expresan los ingenieros de reservorio, frente a un mapa de facies o una correlación estratigráfica “sólo” explican los geólogos y, en cambio, cuando llega un perfil *todos opinan*? ¿Qué sucede realmente ante un registro eléctrico? Que cualquiera se siente “obligado” a brindar su opinión, inclusive sin ser requerida. ¿Y qué es la opinión sino el estadio más bajo del conocimiento?

Para terminar considero que la petrofísica es un verdadero servicio de las distintas ramas del *upstream* (E & P), que genera y/o valida datos imprescindibles. También que los petrofísicos tenemos arraigado como nadie dos conceptos esenciales en este ámbito y que son la piedra angular de toda interpretación: la integración de datos y la importancia de las diferentes escalas de dichos datos.

En fin, estoy convencido de que en el siglo XXI la tarea del petrofísico aún será fundamental, a pesar de todo.

## Perspectivas y desafíos futuros

Por **Claudio Naidés**, Petrobras Energía SA

Respecto de las compañías de perfilaje, el autor de esta nota sugiere disminuir los problemas operativos, optimizar los estándares de calidad y continuar con el soporte tecnológico orientado a aportar soluciones en la construcción de los modelos estáticos.

**P**etrobras Energía tiene su oficina técnica en la ciudad de Neuquén, donde se encuentran centralizadas todas las actividades de proyectos de reservorios y exploración en la Argentina. Principalmente, la empresa tiene sus activos en las Cuencas Austral y Neuquina, en donde opera yacimientos maduros de petróleo y yacimientos de petróleo y gas en reservorios de diversa índole en cuanto a su ubicación, geología y características de reservorio. Además de trabajar sobre estos yacimientos, el equipo de Petrofísica de PESA tiene incumbencia en actividades de exploración, no sólo de la Argentina sino también en el exterior (figura 1).

En la estructura de trabajo de PESA, el equipo de Petrofísica actúa cumpliendo tareas sobre cada activo constituido como equipos de proyectos, sobre los cuales se realizan trabajos que se relacionan con la planificación de los perfilajes, el soporte a su interpretación y las caracterizaciones petrofísicas que alimentan los modelos estáticos y dinámicos correspondientes. Por lo tanto, hay un uso inmediato del dato del perfil así como también un empleo mediato de éstos, integrado con los datos de testigos coronas y otros. Los equipos con los cuales interactúa son los propios de reservorios, que corresponden a proyectos de las áreas presentes en las cuencas productivas donde actúa la compañía, como a proyectos que se asocian con la exploración y la evaluación de nuevas áreas.

Si se toman los últimos cinco años de actividad de perforación en PESA y se realiza una comparación de pozos de desarrollo y exploración, se desprende una tendencia en estos dos últimos años de un aumento de los

pozos que repercute en el tipo de perfilaje a realizar (figura 2).

Si tomamos las diferentes áreas y a modo ejemplo vemos la actividad de perfilaje en nuestros campos maduros de petróleo, hay una proporción de pozos que se perfilan sólo en entubado, por razones técnicas y económicas, lo que indica para este tipo de yacimientos que la adquisición de datos en modo entubado cobra relevancia y marca la importancia que este tipo de operaciones adquiere en

campos maduros, con el fin de evaluar y realizar su gerenciamiento.

También se realizó un gráfico de barras donde se observa la distribución del tipo de perfilaje típico que se hace en PESA ordenado por áreas, de los últimos cuatro años (figura 3). Por ejemplo, en los campos maduros de la Cuenca Neuquina, 25 de Mayo-Medanito SE y Puesto Hernández, lo usual es registrar a pozo abierto el perfil de resistividad con una porosidad y eventualmente con un ensayador de formaciones; además de perfiles a pozo entubado en reemplazo de perfiles a pozo abierto como se explicó anteriormente. En tanto, en los yacimientos correspondientes a la Cuenca Austral, además de los registros de resistividad, se registran las tres porosidades, ensayador de formaciones, eventualmente modular y resonancia magnética. En los pozos de ambas cuencas además se realizan registros

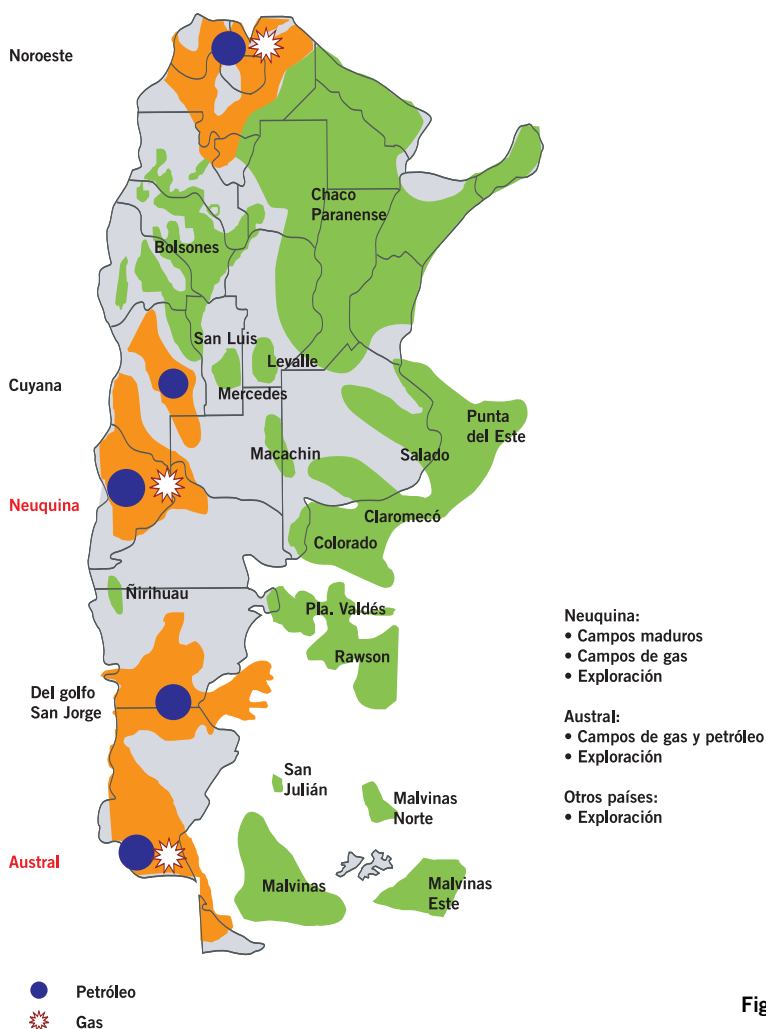


Figura 1.

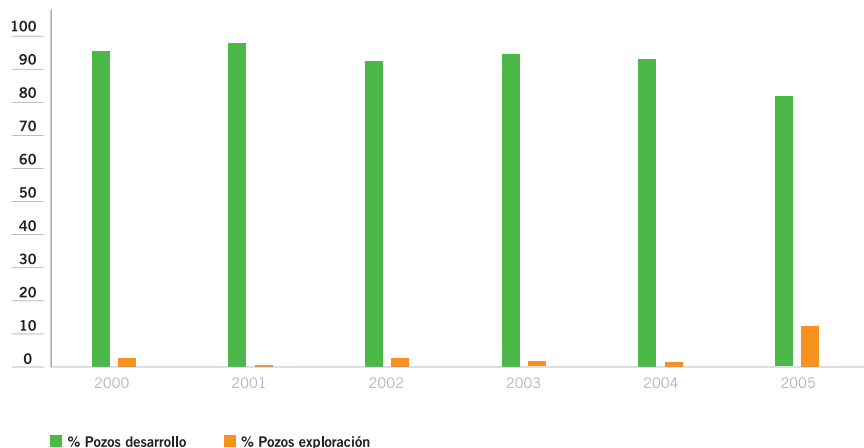


Figura 2.

de imágenes de pozo cuando la problemática lo amerita.

Ante este escenario, para los perfiles en campos maduros se requieren que éstos sean rápidos y eficientes por las características propias de su desarrollo y gerenciamiento. Además, en estos campos se realizan registros a pozo entubado para evaluar sus propiedades petrofísicas; por lo tanto, en estos casos se requiere no sólo la obtención del dato sino también que éstos sean económicamente viables.

En los campos de gas y petróleo de la Cuenca Austral y Neuquina se requiere tecnología de perfiles acorde para evaluar propiedades petrofísicas complejas y heteróneas, sus características geológicas y fluidos presentes. Esto mismo cuenta para la evaluación de los pozos exploratorios.

## Conclusiones

Se propone continuar con los encuentros técnicos regionales, con el

fin de integrar profesionales en la técnica de evaluación de formaciones, compartir metodologías y tecnologías y promover en las organizaciones la presencia y formación de profesionales en petrofísica para los proyectos de exploración, desarrollo y seguimiento de estos.

Respecto de las compañías de perfilaje se sugiere mejorar:

- disminuir los problemas operati-

vos, optimizar los estándares de calidad.

- continuar con el soporte tecnológico orientado a aportar soluciones en la construcción de los modelos estáticos.

Por último, quisiera dejar una reflexión respecto del privilegio que tenemos todos los que trabajamos en esta especialidad en poder ampliar la base de nuestros conocimientos constantemente, en una actividad que por sus características casi no tiene límites y como prueba tangible está el mismo simposio que nos reunió aquí:

“Nuevas soluciones para viejos problemas”. Por ello debemos comprometernos en la búsqueda del conocimiento a través de nuestro trabajo, que repercute no sólo en cada uno de nosotros sino también en cada compañía para quien trabajamos.

Para terminar, quisiera recurrir a un proverbio griego que dice: “El que nada duda, nada sabe”.

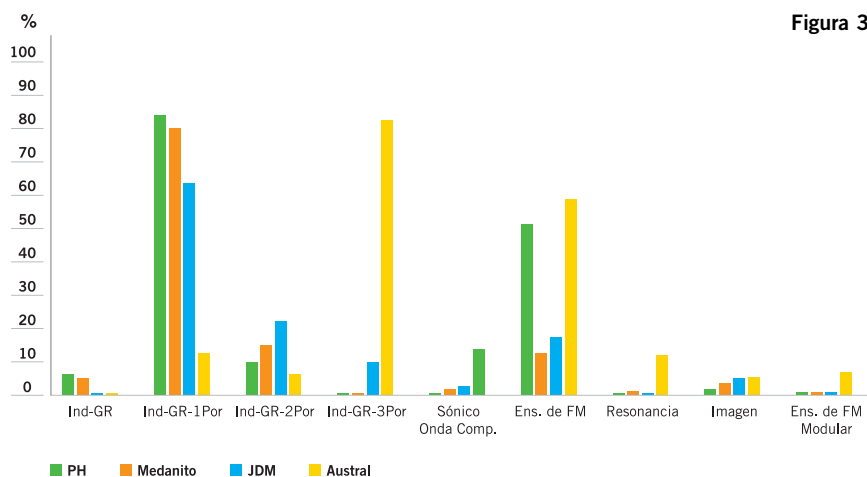


Figura 3.

## La evolución del perfilaje en el mediano y largo plazo

Por **Mario Schiuma**, Pioneer Natural Resources

En su presentación intentó reflejar tres aspectos de la evolución del perfilaje en los próximos años: tendencias, mejoras deseables por el usuario y tendencias no deseables (riesgos).

**E**l primer aspecto analizado fue cuáles son las tendencias actuales y cómo impactarán en el corto y mediano plazo. Entre estos desarrollos previsibles se destacan cuatro puntos:

- Actualmente, la modalidad de registro de perfiles durante la perforación *logging while drilling* (de aquí en más, LWD) está limitada a pozos perforados costa afuera y a algunos casos especiales para pozos en tierra. La tendencia que se puede prever es un desarrollo de todas las herramientas que se registran a cable en modo LWD seguida de una reducción del costo de esta modalidad de perfilaje, lo que permitirá un uso más difundido de este modo de adquisición. La principal ventaja es que se obtiene la información en tiempo real, lo que permite la optimización de la toma de decisiones, que redundan en una reducción de costos.
- Para pozos de baja productividad, cuya ecuación económica se encuentra en el límite de lo rentable, se prevé el desarrollo de herramientas más pequeñas, más rápidas y más confiables, con el objeto de reducir al máximo los tiempos de perfilaje y, por ende, los costos del equipo de perforación.
- Otro aspecto donde se puede prever que se centrarán los esfuerzos de desarrollo de herramientas es en la evaluación de hidrocarburos detrás del *casing* (*bypassed hydrocarbons*). Ya que mucho del petróleo o gas por descubrir está aún en los yacimientos actualmente en producción y en su momento fueron ignorados, ya sea porque el modelo geológico no contempló esa posibilidad o porque

en el momento de perforar el pozo la economía del proyecto no justificaba el desarrollo de estas reservas. A las medidas radioactivas tradicionales (neutrón-carbono-oxígeno) se han agregado resistividad a través del *casing*, densidad y, por supuesto, sísmico.

- El último punto que fue incluido dentro de estas tendencias es la transmisión de datos. Tal como ocurre con LWD, la transmisión de datos es una realidad más que una promesa, sin embargo el alto costo de este servicio impide que sea una práctica de uso común, sobre todo para pozos de baja productividad. Como consecuencia de los constantes avances en el campo de las telecomunicaciones se prevé, en el corto plazo, que el control del perfilaje se realice desde el escritorio del analista de perfiles.

La segunda parte es la visión desde la perspectiva del usuario de perfiles y se refiere a cuáles serían los desarrollos deseables, aquí también se destacan cuatro puntos:

- Herramientas con mayor profundidad de investigación. Como es sabido, la profundidad de investigación es en el mejor de los casos de un metro dentro de la formación para algunas medidas resistivas; en general, la mayoría de las herramientas sólo mide unos pocos centímetros dentro de la formación. De manera que el cálculo de perfiles sólo muestra una foto de lo que ocurre en la cercanía del pozo. Lo que ocurre más allá de esa zona es objeto de especulación y se resuelve con el uso de modelos y, en algunos casos particulares, con el auxilio de la sísmica 3D. De manera que si se

podiera medir la evolución de esas propiedades del reservorio se eliminarían muchas de las incertidumbres actuales en la caracterización de reservorios.

- También sería deseable una mejora en las herramientas que toman muestras del reservorio, tanto sean fluidos como rocas. Si bien actualmente es posible esta toma de muestras, en general tanto la recuperación de testigos rotados como la toma de muestra de fluidos de formación suele requerir demasiado tiempo y no siempre es posible obtener muestras representativas.
- Otro aspecto deseable es que sea posible un rápido chequeo de la validez de los datos adquiridos. El hecho de que una medida esté en el rango de lo posible no siempre implica que sea real. En general, las presentes técnicas de control de calidad sólo contemplan que la herramienta lea dentro de determinados rangos y respete los límites de los modelos preestablecidos para cada herramienta; sin embargo, hay una peligrosa tendencia a despreciar el chequeo del dato obtenido y compararlo con las respuestas posibles para un tipo de roca en particular.
- Por último, una mejora deseable consiste en la integración de los datos de adquisición y de interpretación. Con las nuevas herramientas, los datos proporcionados en la adquisición no tienen mucho valor si luego no se interpretan con el objeto de obtener toda la potencialidad de cada herramienta; sin embargo, el costo de la interpretación no siempre se incluye en las cotizaciones de precios y luego aparece como un costo adicional. Por lo que si la interpretación es ineludible para aprovechar en su totalidad la potencialidad de la herramienta este costo debería estar incluido en la adquisición y debería entregarse en forma estándar.

La tercera y última parte de la presentación se refirió a la existencia de tendencias no deseables, que deberían corregirse. Aquí también se destacan cuatro puntos, dos de ellos referidos a las compañías de perfilaje y los últi-

mos dos relacionados con los usuarios de perfiles:

- Deficiente o insuficiente formación de los operadores de adquisición de perfiles. Con el aluvión de nuevas herramientas y la mejora en la electrónica, los operadores de perfiles sólo parecen estar preocupados porque las luces que indican el correcto o incorrecto funcionamiento de la herramienta tengan el color adecuado. A pesar de las mejoras en calidad hay una despreocupación en el control de calidad del producto entregado y un desconocimiento de las respuestas esperables para los distintos tipos de roca, lo que lleva, en algunos casos, a entregar productos a todas luces defectuosos pero que, sin embargo, habían pasado todos los controles de calidad establecidos. Resumiendo, se perdió la costumbre del operador de revisar los perfiles y chequear que todas las herramientas se lean de manera coherente.
- El exceso de “cajas negras” es un aspecto preocupante, ya que el usuario pierde el control sobre lo que se midió realmente y el producto final entregado.
- Una conducta perniciosa de parte de los usuarios de perfiles, sobre todo de los que podríamos llamar usuarios ocasionales, es una tendencia a obviar qué es lo que las herramientas miden realmente y no tener presente que a partir de medidas muy indirectas se obtienen los parámetros petrofísicos que luego se utilizan para cálculos volumétricos o para alimentar modelos de reservorio. Perder esto de vista y creer a pies juntillas que los datos obtenidos a través de perfiles son indubitables puede conducir a cometer graves errores en cálculos posteriores.
- El último aspecto no deseable es una subvaloración del objeto de la medida. Es muy frecuente objetar, por una cuestión de costos, la adquisición de muestras de rocas, ya sean coronas o testigos rotados ignorando la importancia de la calibración de las medidas con los datos duros obtenidos de las muestra de rocas.

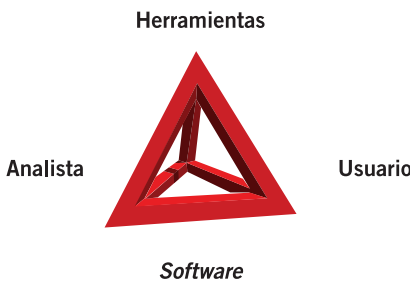
## Nuevas tendencias

Por **Luis Stinco**, Tecpetrol SA

“De cara al futuro, considero que los mayores desafíos frente a los cuales nos enfrentamos están fuertemente ligados con el desarrollo hacia nuevos horizontes de cada pilar (herramientas, *software*, analistas, usuarios). Debemos esperar, y de hecho necesitamos, herramientas nuevas sobre diseños actuales”, afirmó a modo de conclusión Luis Stinco.

Las actividades de perfilaje se sustentan en cuatro pilares fundamentales, a saber: herramientas, *software*, analistas y usuarios (figura 1). Es frecuente que el analista y el usuario sean la misma persona.

Figura 1. Pilares del perfilaje.



Analicemos cada uno de ellos por separado para comprender las necesidades y expectativas respectivas. Si comenzamos por las herramientas podemos asegurar que, en la actualidad, las mismas:

- a) registran información durante (LWD) y *a posteriori* (pozo abier-

- to/entubado) de la perforación, en pozos verticales y horizontales;
  - b) se adaptan a diferentes condiciones ambientales y brindan información válida;
  - c) presentan un alto nivel de muestreo por intervalo de profundidad;
  - d) exhiben alta resolución vertical;
  - e) están orientadas en el espacio.
- De hecho es posible integrar cada tipo de herramienta/adquisición con estratigrafía, sedimentología, geología estructural, determinación de litología, estimación de la porosidad, tipificación y cuantificación de fluidos, perforación, integración con datos de testigos corona, integración con sísmica. La figura 2 ilustra cada caso por separado. Entonces nos queda preguntarnos si esta calidad de información y datos resultan suficientes para nuestras necesidades. La realidad nos indica que no. Y, a modo de ejemplos y olvidándonos de las limitaciones tecnológicas que pudieran existir, mejoraría enormemente el valor de la información si existieran herramientas que:

Figura 2. Uso e integración de la información adquirida por distintas herramientas.

|                      | Estratigrafía sedimentología | Geología estructural | Litología | Porosidad | Fluidos | Perforación | Integración con corona | Integración con sísmica |
|----------------------|------------------------------|----------------------|-----------|-----------|---------|-------------|------------------------|-------------------------|
| GR                   | •                            |                      | •         |           |         |             | •                      |                         |
| SP                   | •                            |                      | •         |           |         |             | •                      |                         |
| Calibre              |                              | •                    |           |           |         | •           | •                      |                         |
| Resistividad         |                              |                      |           |           | •       |             | •                      |                         |
| Dielectrico          |                              |                      | •         | •         | •       |             | •                      |                         |
| Acústico             |                              |                      | •         | •         | •       |             | •                      | •                       |
| Neutrón              |                              |                      | •         | •         | •       |             | •                      |                         |
| Densidad             |                              |                      | •         | •         | •       |             | •                      | •                       |
| Factor fotoeléctrico |                              |                      |           |           |         |             | •                      |                         |
| Resonancia magnética |                              |                      | •         | •         | •       |             | •                      | •                       |
| Imagen acústica      | •                            | •                    |           |           |         | •           | •                      | •                       |
| Imagen resistiva     | •                            | •                    |           |           |         | •           | •                      | •                       |
| Dipmeter             | •                            | •                    |           |           |         | •           | •                      | •                       |
| Temperatura          |                              |                      |           |           |         | •           |                        |                         |
| Aceleración          |                              |                      |           |           |         | •           |                        |                         |
| Tensión              |                              |                      |           |           |         | •           |                        |                         |
| Orientación          |                              | •                    |           |           |         |             |                        |                         |
| LWD                  | •                            | •                    | •         | •         |         | •           |                        | •                       |
| Presión              |                              |                      |           |           |         |             |                        |                         |
| VSP                  |                              | •                    |           |           |         |             |                        | •                       |
| Geoquímica           |                              |                      | •         |           |         |             |                        |                         |

- a) contarán con mayor profundidad de investigación de la propiedad registrada (resistividad, radiactividad, porosidad, etc.) habilitando la posibilidad de generar volúmenes concéntricos a partir del centro de la herramienta que permitan conocer las variaciones de la propiedad en la dimensión horizontal;
- b) fueran capaces de registrar a velocidades de 10x, 20x, etc., minimizando tiempos y aumentando la seguridad de las operaciones;
- c) nos informaran fehacientemente que el registro presenta problemas de adquisición.

Si continuamos con el mismo tipo de razonamiento, en el presente se cuenta con *software* de procesamiento de los datos de los tipos deductivo e inductivo que, aplicado a la evaluación de formaciones nos permite estimar: volumen de arcilla, litología, porosidad, saturación, permeabilidad, espesores, estratificación, fallas, pliegues, etcétera.

Nuevamente la pregunta que nos asalta es si obtenemos lo máximo del *software* y, por lo tanto, si es suficiente lo que éste nos brinda. La respuesta vuelve a ser no, y me gustaría señalar tres puntos en particular, a saber:

- a) no es posible contar, en un mismo paquete de *software*, soluciones para poder procesar, analizar e interpretar bajo el mismo entorno registros antiguos y modernos;
- b) avanzando un poco más sobre el punto anterior, sería fundamental contar con la suficiente flexibilidad para procesar todo tipo de registros, sobre todo aquellos comprendidos en los de última generación;
- c) finalmente, daría más sustento a los resultados obtenidos si el *software* estuviera certificado por alguna organización, de manera tal que las ecuaciones y los cálculos fueran efectivamente los proclamados por el mismo.

Los últimos dos pilares fundamentales corresponden al analista-usuario. La particularidad manifiesta observada es que, al tratarse de una especialización, la formación del individuo suele ser "no formal". De aquí que se alimente mayoritariamente de geólogos, ingenieros y, en menor medida, de geofísicos y físicos.

Asimismo, la variedad de registros y el *software* requiere de una constan-

te actualización de los conocimientos que resultan fundamental en el intercambio continuo con colegas. Esta comunicación facilita la asimilación de las nuevas tendencias. Indudablemente es imprescindible destacar el rol de las empresas.

A modo de conclusión considero que los mayores desafíos frente a los cuales nos enfrentamos están fuertemente ligados con el desarrollo hacia nuevos horizontes de cada pilar (herramientas, *software*, analistas, usuarios). Debemos esperar y, de hecho necesitamos, herramientas nuevas sobre dise-

ños actuales. ¿O acaso debamos esperar el advenimiento de herramientas totalmente nuevas basadas en conceptos actualmente impensados? Tampoco podemos descartar la aparición de *software* basado en principios de inteligencia artificial, así como también el poder realizar la evaluación de formaciones en tiempo real. Por último, nuevamente es necesario destacar la importancia que el analista-usuario tiene y la necesidad de permanecer en una continua actualización de sus conocimientos que son aquellos que, en definitiva, permiten retroalimentar el circuito. ■