

Treinta años en la cuenca del Golfo San Jorge

Por Alberto Khatchikian

Hoy, en la cuenca del Golfo San Jorge se utilizan los mismos métodos de evaluación de formaciones que hace treinta años, no obstante el notable desarrollo tecnológico en el área de los perfiles.

¿A qué se debe esta involución? ¿Qué características tienen las formaciones de esta cuenca que dificultan su evaluación? Contestar a estas preguntas es el propósito de esta nota que intenta trazar una breve historia de la evaluación de formaciones en esta cuenca y analizar las perspectivas futuras.

Alberto Khatchikian es Ingeniero Electromecánico de la Universidad de Buenos Aires. De 1964 a 1991 se desempeñó en la empresa Schlumberger como Ingeniero de Campo, investigador en Schlumberger-Doll Research en Ridgefield, Connecticut, gerente de centro de cómputos y gerente de marketing en Argentina, Venezuela, Indonesia y otros países. De 1992 a la fecha es especialista en Evaluación de Formaciones en Astra CAPSA y profesor titular de Registros de Pozo en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Actualmente es Presidente del SPE Sección Argentina y Vicepresidente 3° alerno del IAP. Asimismo, es miembro de la Society of Professional Log Analysts (SPWLA) y ha publicado varios trabajos en el área de la interpretación de registros.

Introducción

Se cumplen este mes treinta años desde que el autor comenzara su carrera como ingeniero de perfilaje en Cañadón Seco, campamento petrolero a pocos kilómetros al sudoeste de Caleta Olivia, en la Provincia de Santa Cruz. Eran los tiempos inmediatamente posteriores al famoso *boom* de los años 1960-1962, del cual quedaban todavía grandes galpones de chapa acanalada, barrios de casas prefabricadas, una colectividad de profesionales extranjeros y multitud de anécdotas ciertas o inventadas que alguna vez deberían ser recopiladas por los actores de aquella época.

Una de las primeras cosas que aprendía el recién llegado era que las formaciones productivas de la zona eran difíciles de evaluar por ser arenas lenticulares, con mala correlación entre pozos y cuyo contenido de hidrocarburos no siempre se manifestaba en los perfiles, ya que capas de alta resistividad a veces producían agua, mientras que otras de menor resistividad producían petróleo o gas. Los perfiles que se corrían eran: Inducción, perfil de resistividad que en aquella época había reemplazado al venerable perfil Eléctrico, Microperfil para identificar las capas permeables, y testigos laterales, muestras de roca extraídas de la profundidad deseada mediante un cañón sacamuestras. El perfil Sónico se corría rara vez, y en general se utilizaba para verificar las velocidades sísmicas más que como perfil de porosidad. El examen con binoculares de los testigos laterales y su fluorescencia bajo una luz ultravioleta permitía identificar rastros de hidrocarburos y determinar si éstos eran livianos o pesados, así como reconocer el tipo de roca y tener una idea aproximada de su porosidad. El pozo se entubaba y se pun-

zaban las capas con mejores testigos laterales y que aparentemente correlacionaban con capas de hidrocarburos en pozos vecinos. Pero siempre había capas que se suponía debían producir hidrocarburos y sin embargo producían agua o no tenían entrada de fluidos. Hoy, una importante productora de la zona utiliza exactamente el mismo método de evaluación que hace treinta años: perfiles de Inducción y Microperfil para determinar la profundidad de las capas permeables, testigos laterales y correlación para definir las capas a punzar, de las cuales en general menos de la mitad resultan productoras de hidrocarburos*. ¿A qué se debe esta involución, habida cuenta del notable desarrollo tecnológico en el área de perfiles? ¿Qué características tienen las formaciones de la cuenca del Golfo San Jorge que dificultan su evaluación? Contestar a estas preguntas es el propósito de esta nota, que intenta trazar una breve historia de la evaluación de formaciones en esta cuenca y analizar las perspectivas futuras.

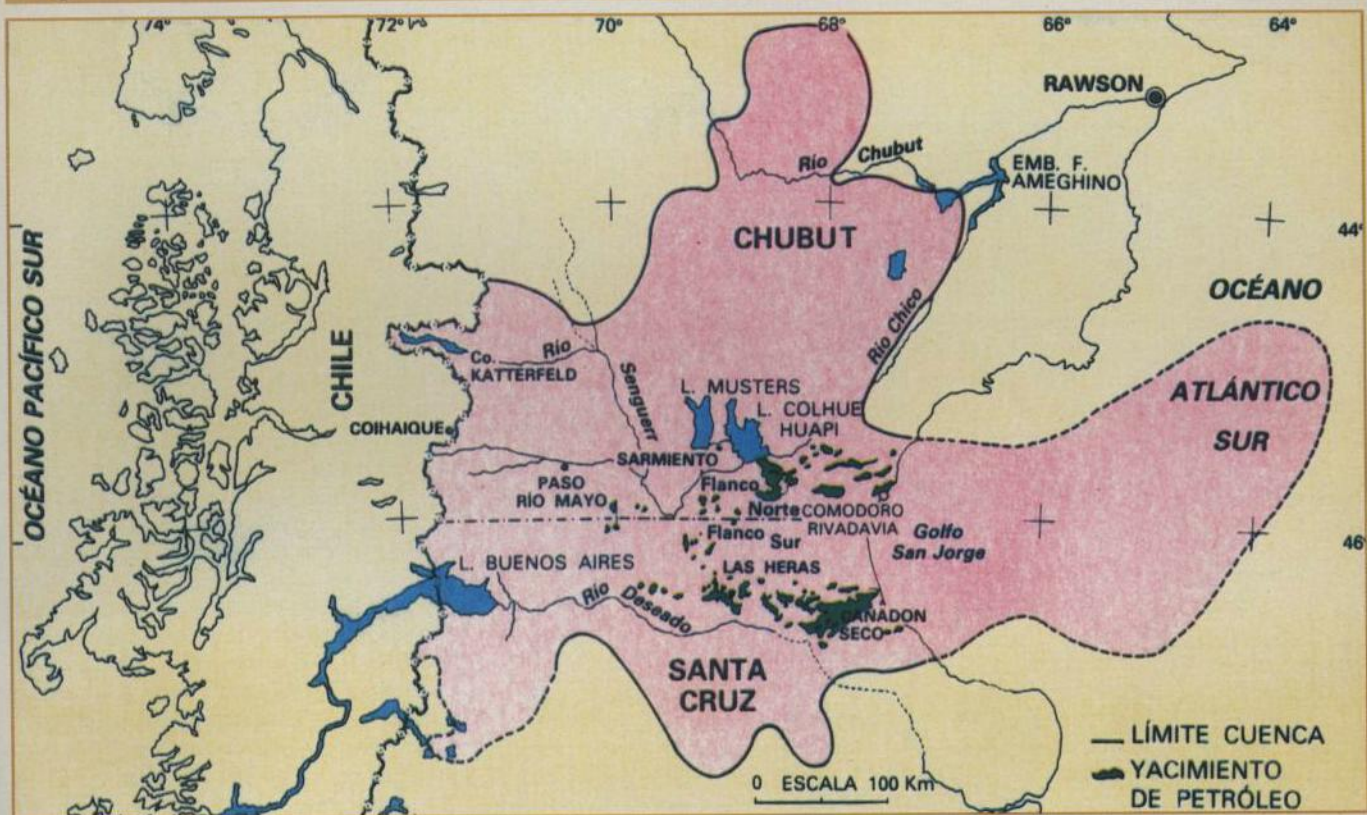
Progresos y frustraciones

Generaciones de analistas de perfiles intentaron resolver el problema de evaluación de las formaciones del Golfo San Jorge¹ (Fig. 1) utilizando los métodos generalmente aplicados en yacimientos de otros países, pero la respuesta de los perfiles muchas veces no era la esperada debido a las características de las arenas de esta cuenca. A medida que las compañías de servicios inducían nuevas herramientas que proporcionaban nuevas mediciones o mejoraban la calidad y resolución de las anteriores, se renovaban los intentos de desarrollar un método cuantitativo que permitiera pronosticar en forma

* El porcentaje de capas productivas con respecto a las punzadas es mucho menor ahora que hace treinta años porque en aquellos tiempos solamente se punzaban las mejores capas del pozo, mientras que ahora se punzan todas las capas con alguna posibilidad de producción.

Fig. 1

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE (de Ref. 1)



confiable la producción de las capas.

• Cuando no se disponía de perfiles de porosidad se utilizaba el perfil de resistividad en forma cualitativa recurriendo a dos métodos conceptualmente distintos. En el primero de ellos, se supone igual porosidad para todas las capas, lo que permite asociar las (relativamente) altas resistividades con hidrocarburos y las bajas con agua. Por su-

puesto que este método fracasa en el caso de capas acuíferas de baja porosidad, que pueden tener la misma resistividad que capas petrolíferas de porosidad normal.

El segundo método compara la resistividad de un dispositivo con poca profundidad de investigación como la Normal Corta con la resistividad profunda de la Inducción. La relación entre ambas curvas depende de la

relación de resistividades entre el filtrado del lodo y el agua de formación, y la relación de saturaciones de agua en las zonas invadida y no invadida². Una gran separación de las curvas es generalmente indicativa de agua, mientras que poca separación o hasta inversión de curvas son indicativas de hidrocarburos (zonas A y B en la Fig. 2). La ventaja de este método, que es todavía usa-



HENRY HIRSCHEN & CIA. S.A.

Suministros para la industria del petróleo y el gas

- TRIETILENGLICOL
- MONOETILENGLICOL
- MONO-DI-TRIETANOLAMINA
- CARBOXIMETILCELULOSA
- ODORANTES PARA GAS NATURAL Y LICUADO

Av. L.N. ALEM 1110 - 9º PISO - TEL.: 311-8239 • 312-1500 FAX 311-8239 • 312-4512 BUENOS AIRES

do consciente o inconscientemente en la actualidad, es que es independiente de la porosidad, pero desgraciadamente es muy susceptible a *falsos positivos* (pronósticos de hidrocarburos en capas acuíferas), ya que tanto la arcillosidad como la falta de invasión producen una convergencia de las curvas de resistividad.

- Cuando se introdujo el perfil de Densidad a mediados de la década del 60, se comenzaron a hacer cálculos cuantitativos de saturación de agua mediante la ecuación de Archie para arenas limpias, utilizando la porosidad derivada de la densidad de la formación. La producción probable se estimaba por comparación de la saturación calculada con valores de corte empíricos: por ejemplo,

si era inferior a 50%, la capa debería producir hidrocarburos, de lo contrario produciría agua, o petróleo con agua. Por supuesto que estos pronósticos no siempre acertaban. Hoy se conocen las causas posibles:

1. Que los cálculos fueran hechos utilizando una resistividad de agua de formación incorrecta, lo cual es crítico en esta cuenca debido a la baja salinidad de la misma. Con el tiempo se acumuló una base de valores apropiados a usar en cada zona de la cuenca y para cada profundidad. Sin embargo, en algunos yacimientos de la cuenca el agua es tan dulce y variable que el método pierde validez.

2. El método de "arenas limpias" (aún utilizado hoy en día en cálculos tipo Rwa) tiende a dar *falsos negativos* (pronóstico de agua en capas petrolíferas) en capas arcillosas.

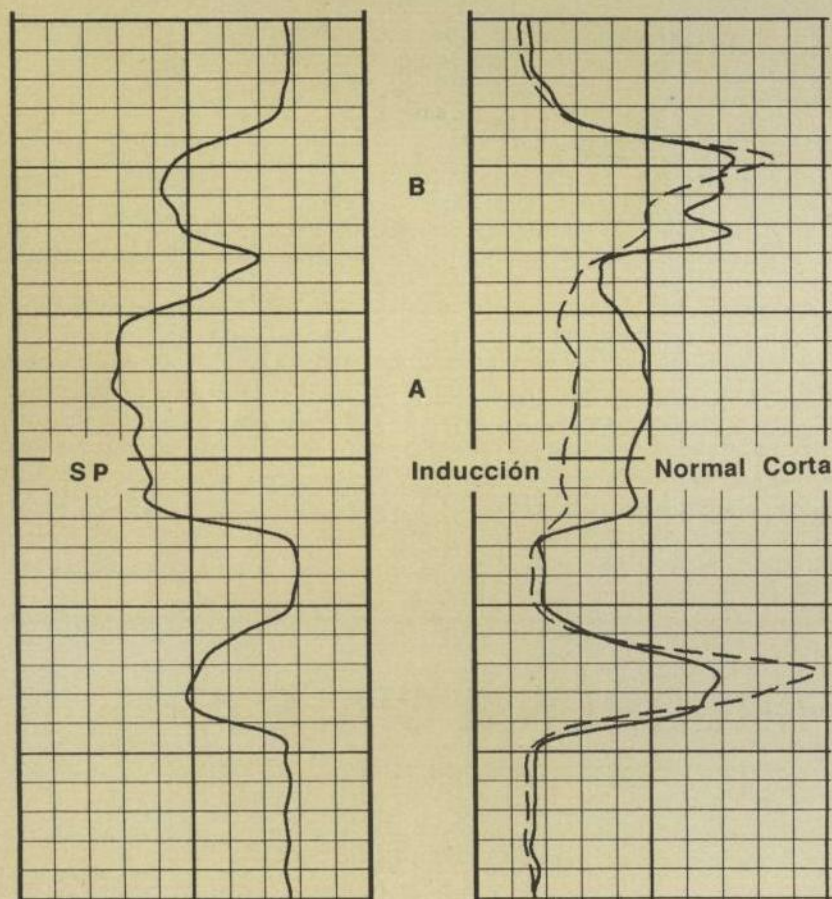
3. También puede darse falsos negativos en el caso de capas delgadas (menos de 1,5 m de espesor), porque el perfil de inducción lee valores inferiores a la resistividad verdadera debido a su pobre resolución vertical.

4. La derivación de la porosidad a partir del perfil de Densidad se hace suponiendo que la roca es una arenisca. En el caso de tobas o arenas tobáceas con baja densidad de grano, por ejemplo, el método puede dar *falsos positivos* (pronósticos de hidrocarburos en capas acuíferas).

- Hacia fines de la década del 60 ya había intentos de analizar las areniscas arcillosas con las ecuaciones de "arcillas laminadas" o de "arcillas dispersas"³. Para determinar el volumen de arcilla laminada, se utilizaba la curva de Rayos Gamma o la de Potencial Espontáneo (SP), mientras que el volumen de arcilla "dispersa" se determinaba por comparación de la porosidad derivada del perfil de Densidad con la derivada del perfil Sónico. Estos métodos no dieron buenos resultados debido a que en esta cuenca los Rayos Gamma no siempre responden a la arcillosidad, el Potencial Espontáneo a veces no tiene el desarrollo esperado y otras tiene un desarrollo anormal, y el perfil Sónico requiere una corrección empírica por falta de compactación. Por otra parte, los cálculos eran engorrosos, ya que se hacían en forma gráfica o con regla de cálculo: en esa época las calculadoras no existían, no había computadoras digitales en los yacimientos y los perfiles en Argentina no se grababan todavía en cinta magnética.

- Con el advenimiento del perfil Neutrónico Compensado a principios de la década del 70 comenzó la posibilidad de hacer un análisis cuantitativo más exacto de arenas arcillosas, y también detectar capas de gas. Al mismo tiempo se desarrollaron programas de computadora para el cálculo de porosidad y saturación de agua en formaciones arcillosas^{4,5}. Sin embargo, pronto se verificó que este tipo de cálculo producía resultados incorrectos en tobas y arenas tobáceas, es decir en formaciones con alto contenido de sedimentos de origen volcánico. A pesar que se modificaron los programas de arenas arcillosas para tener en cuenta este caso⁶, es

Fig. 2 EJEMPLO DE PERFIL DE INDUCCION



Zona A: Indicación de agua (Normal Corta >> Inducción)

Zona B: Indicación de hidrocarburos (Normal Corta < Inducción)

do. Esta preocupación tiene una fuerte motivación económica, ya que si se comprendiera exactamente la razón del "sin entrada" para cada caso, podrían intentarse acciones que pusieran por lo menos algunas de esas capas en producción. El sin entrada por baja permeabilidad puede a veces predecirse a partir de perfiles por la baja porosidad o alta arcillosidad de las formaciones, o por una medida de presiones realizada con el Ensayador de Formaciones. Pero en otros casos, capas con buena presión y aparente buena permeabilidad resultan sin entrada. Recientes estudios basados en el análisis petrográfico de coronas y testigos laterales en un yacimiento del flanco sur indican que la geometría del sistema poral tiene una fuerte influencia sobre la productividad de las capas¹⁰.

Estado actual

Flanco sur

En los últimos meses hemos evaluado unos 150 pozos antiguos y algunos recién perforados en el flanco sur utilizando un programa simple de arenas arcillosas en PC y los perfiles disponibles (ver ejemplo en Fig. 3). En cada pozo hemos comparado los valores de porosidad, arcillosidad y saturación de agua calculados con la producción de cada capa y la descripción de testigos laterales. Nuestras conclusiones son:

- La porosidad obtenida del perfil de Densidad, corregido por arcilla, coincide en general con la porosidad medida en coronas. La mayor fuente de error es la arcillosidad, ya que ésta se deriva de indicadores inadecuados para esta cuenca como el SP o los Rayos Gamma.
- La saturación de agua puede calcularse con relativa exactitud porque en el flanco sur la salinidad de agua es relativamente alta y constante y las arenas contienen poco o ningún material tobáceo, siendo el problema principal la determinación del volumen de arcilla. Por este motivo, la saturación de agua es un buen indicador del tipo de fluido que producirá una capa.
- La resolución vertical de las modernas herramientas de Inducción permite mejorar el cálculo de saturación de agua en capas delgadas o laminadas.
- El Ensayador de Formaciones permite detectar algunas de las capas sin entrada, pero no todas.
- Hemos documentado varios ejemplos de capas cuya producción inicial fue agua,

pero luego de un tiempo produjeron petróleo. Por este motivo, algunos pronósticos acertados de producción de hidrocarburos pueden ser contabilizados como fracasos de la evolución de formaciones debido a ensayos relativamente cortos.

- Los testigos laterales son prácticamente inútiles para predecir el tipo de fluido producido por las capas. En nuestra área se decidió no sacar más testigos, con la consiguiente disminución de costos.

Flanco norte

La evaluación de formaciones en el flanco norte es mucho más compleja debido a que el agua es generalmente más dulce y variable que en el flanco sur, y a que las arenas tienen mayor contenido tobáceo (lo que hace que el perfil de porosidad preferido sea el Sónico en vez del Densidad, por ser menos sensible a la litología). En realidad, el problema es más económico que técnico. Corriendo los perfiles adecuados (por ejemplo, Inducción de Alta Resolución, Sónico, Densidad, Neutrón, Dieléctrico y Ensayador de Formaciones) se podrían hacer cálculos cuantitativos de saturación de agua, porosidad, arcillosidad y permeabilidad razonablemente exactos y con gran poder de predicción, pero no es seguro que el costo de este programa se compense con un ahorro en la terminación del pozo o mayor producción del petróleo.

Perspectivas

Creemos que una de las perspectivas más interesantes para la evaluación de formaciones en esta cuenca es el perfil de Resonancia Magnética Nuclear (NMR). El principio del mismo es conocido desde hace mucho tiempo, e incluso se hicieron perfiles en la cuenca del Golfo San Jorge con herramientas experimentales en la década del '60 y recientemente en el año 1987. En ambos casos, los resultados fueron pobres debido fundamentalmente a limitaciones técnicas de los instrumentos. Ahora, sin embargo, con el desarrollo de herramientas que no requieren del campo magnético terrestre para su funcionamiento ni de la inyección de magnetita en el lodo¹¹, existe la posibilidad de poder medir a) la porosidad de la formación independientemente de la litología y el contenido de arcilla y b) el volumen de fluidos libres de moverse (FFI). De la combina-

ción de ambas mediciones pueden derivarse, en principio, la saturación de agua irreducible y la permeabilidad de la formación, parámetros de la roca que pueden ayudar a mejorar en mucho la evaluación de formación con la consiguiente disminución del costo de terminación de pozos.

Referencias

1. Turic, M. y otros: "Geología de las Cuenas Petroleras de la Argentina", 1987.
2. Poupon, A., Loy, M. E. y Tixier, M. P.: "A contribution to Electrical Log Interpretation in Shaly Sands", *Journal of Petroleum Technology*, Junio 1954.
3. Tixier, M. P., Morris, R. L. y Connell, J. G.: "Log Evaluation of Low-Resistivity Pay Sands in the Gulf Coast", *The Log Analyst*, Nov-Dic. 1968.
4. Poupon, A., Clavier, C. y otros: "Log Analysis of Sand-Shale Sequences - A Systematic Approach", *Journal of Petroleum Technology*, Julio 1970.
5. Schlumberger: *Evaluación de Formaciones en la Argentina*, 1973.
6. Khatchikian, A. y Lesta, Pedro: "Log Evaluation of Tuffites and Tuffaceous Sandstones in Southern Argentina", SPWLA Annual Logging Symposium, 1973.
7. Wichman, P. A., Hopkins, E. C. y McWhirter, V.C.: "The Carbon/Oxygen Log Measurement", *The Log Analyst*, Nov-Dic 1976.
8. Sacco, E. L.: "Carbon/Oxygen Log Applications in Shaly Sand Formations Contaminated With Tuffite Minerals", SPWLA Annual Logging Symposium, 1978.
9. Wharton, R. P. y otros: "Electromagnetic Propagation Logging: Advances in Technique and Interpretation", SPE Annual Meeting, 1980.
10. Davies, D.K., Dienger, L. y Selva, C.: "Petrographic Characteristics of Productive and Non-Productive Sandstones, Cañadón Minerales Field, San Jorge Basin, Argentina", presentado en el III LACPEC, Buenos Aires, Abril 1994.
11. Miller, M. N. y otros: "Spin Echo Magnetic Resonance Logging: Porosity and Free Fluid Index Determination", SPE Annual Meeting, 1990.