

APLICACIÓN DE MODELADO DE REDES NEURONALES Y PERFILAJE A POZO ENTUBADO PARA EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS CON TÉCNICA DE PERFORACIÓN CASING DRILLING

Adrián Rasgido¹, Maximiliano Galarza², Pablo Aiza²

1: Pan American Energy, arasgido@pan-energy.com

2: Baker Hughes a GE Company, maximiliano.galarza@bhge.com, pablo.aiza@bhge.com

Palabras clave: redes neuronales, casing while drilling, perfiles emulados

ABSTRACT

Cerro Dragón, is the largest oil field in terms of oil production in Argentina. The field is operated by Pan American Energy and is a typical brownfield from Golfo San Jorge basin with multi-layered fluvial sandstones with different degree of depletion, many supported by injection water. Casing drilling has been used in numerous difficult wells where drilling through troublesome well sections would not have been possible with conventional drilling techniques. This technique has verified the ability to complete the drilling of high risk wells with problems of nonproductive time due to lost circulation and highly damaged reservoirs. Nevertheless, this technology prevented openhole logging. This set up a new scenario of applications that challenged the multidisciplinary areas of field management and their workflows to characterize reservoirs. After evaluating alternatives, Panamerican Energy chose the application of a unique methodology that involves wireline operations of openhole and casedhole pulsed neutron logging training and the application of neural network modeling.

This paper details the methodology used, planning, technologies, and logistic used for acquisition and data processing as well as the results obtained in recent years of application of the technique in the Cerro Dragón field. The application of neural networks resulted an effective solution to the absence of data from openhole logging for development projects with wells drilled while casing. For its part, the teamwork between the operator and the service company was the key to obtain results that were proven in several successful well completions..

INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos en la Cuenca del Golfo San Jorge y el caso particular del Yacimiento Cañadón Grande con 60 años de historia productiva, presenta en la actualidad el desafío técnico de perforar reservorios que se encuentran en un grado avanzado de depleción con bajas presiones porales y al mismo tiempo otros soportados por inyección de agua. Este escenario plantea problemáticas relacionadas principalmente a pérdidas de circulación parciales o severas y presiones anómalas que conllevan horas *none productive time* con gastos excesivos durante la perforación y daños severos a la formación. Distintas técnicas de perforación alternativas tales como aplicación de diseños de triple cañería, perforación bajo balance y *Casing while Drilling* (CwD) fueron

implementadas, siendo esta última quien mostró mejores rendimientos técnicos y económicos para completar pozos de alto riesgo. No obstante, la limitación más importante de la técnica ha sido la evaluación de la formación a través de la tubería en tanto que las tecnologías de perfilaje a pozo entubado disponibles se limitan a un acotado grupo de herramientas y mediciones. En este sentido, como respuesta al desarrollo de la tecnología *casing drilling*, la compañía de servicios y operadora trabajaron en conjunto en el diseño de un programa de evaluación de formaciones que permita a través del *casing* con tecnologías *wireline*, obtener datos certeros de los reservorios, suficientes y de manera eficiente para la correcta toma de decisiones que permita la adecuada explotación de los pozos.

Las ANN (*Artificial Neural Networks*) fueron introducidas en la industria en la década de 1980 por su capacidad para reconocer relaciones no lineales entre atributos sísmicos para predecir propiedades de la formación entre pozos. Esta prueba en particular ha sido la primera experiencia en Argentina de llevar las ANN a gran escala como una *intelligent field technology* para la evaluación de formaciones.

Las primeras aplicaciones se realizaron sujetas a estudios y pruebas de validación. Una vez verificado el modelo de procesamiento en su conjunto, se trabajó en establecer los procedimientos operativos y logísticos para engranar las etapas de adquisición, procesamiento y recepción de datos con el fin de eliminar los cuellos de botella en cada uno de los procesos, logrando en la actualidad que estas operaciones sean una práctica estándar.

Al día de la fecha el bloque cuenta con 2 pozos entrenadores, 1 pozo verificador y 23 perfilajes en pozos perforados con modalidad CwD con emulaciones de perfiles *open-hole* (OH).

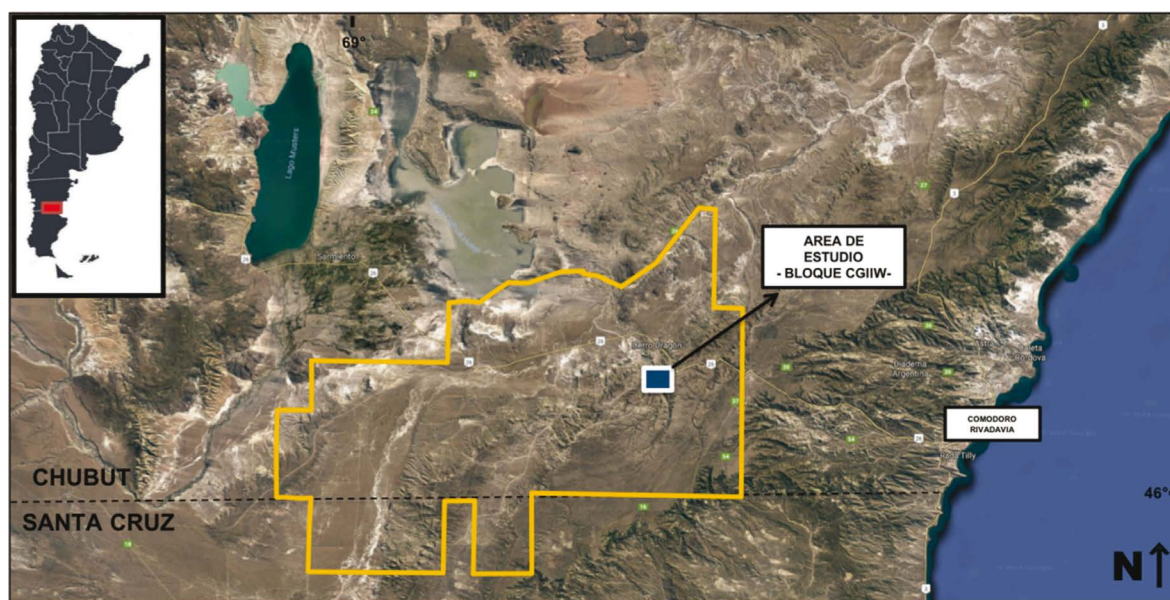


Figura 1. Ubicación del área de estudio. Yacimiento Cañadón Grande. Bloque CGIW.

UBICACIÓN Y RESEÑA DEL ÁREA DE ESTUDIO

El bloque de estudio denominado Cañadón Grande II West (CGIIW) se encuentra ubicado en la sección noreste de la concesión Cerro Dragón, dentro del flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, aproximadamente a unos 60 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia Chubut, Argentina (Figura 1).

Con límites definidos por Pan American Energy (PAE), el bloque CGIIW limita al norte por un sistema de fallas normales de orientación E-O y buzamiento hacia el sur, al oeste y al este el límite está dado por la presencia de lineamientos regionales que desvinculan a otras zonas con desarrollo. Hacia el sur el límite es arbitrario definido por la última línea de pozos. Existe además una falla normal de rumbo E-O que separa el área de estudio en dos bloques independientes. El bloque norte es el que históricamente ha tenido mayor desarrollo y el bloque sur donde el desarrollo masivo no comenzó sino hasta principios del año 2004.

La historia de exploración y desarrollo del bloque comenzó en el año 1957 con el pozo T-106 al que le siguieron en forma continua más de 25 pozos hasta 1963. A principios de los años 70, comenzó una segunda etapa de perforación llegando a tener 37 pozos activos. En el año 1989 comenzó el desarrollo del proyecto de inyección de agua con la conversión de 9 pozos productores. En el año 2005 comienza el desarrollo masivo del bloque sur y la perforación y conversión adicional de pozos llegando a tener más de 20 inyectores. Al 31 de marzo de 2018, existen 187 pozos perforados, a profundidades que oscilan entre los 1400 y 2600 metros.

Los pozos explotan 96 niveles petrolíferos de las Formaciones Comodoro Rivadavia y Mina del Carmen.

El área de estudio ha producido un importante volumen de petróleo (4,3 MMm³) antes de la implementación del proyecto de WF en 1989. Al momento de realizarse este análisis (marzo de 2018), el área de estudio cuenta con 34 inyectores y 103 productores activos, se inyectan unos 8500 m³/d de agua y la producción de petróleo es de 635 m³/d.

ESTRATIGRAFÍA

La columna sedimentaria en este sector de la Cuenca del Golfo San Jorge (Figura 2) descansa sobre un basamento económico y sísmico que, según datos de perforaciones y afloramientos situados fuera de la zona de estudio, estaría constituido por gneises y migmatitas paleozoicas (Lesta *et al.* 1980) y depósitos volcaniclasticos de edad jurásica asignados al Grupo Lonco Trapial (Lesta y Ferello 1972).

En forma discordante apoyan sobre este basamento los depósitos del Grupo Las Heras (Lesta *et al.* 1980) denominado informalmente “Neocomiano”, depositado en el Jurásico Superior-Cretácico Inferior (Uliana y Legarreta 1999). El mismo está conformado por una sucesión epiclastica cuya

TIEMPO (Ma)	ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	UNIDADES				MEGA- SECUENCIA	EVENTO	MEDIO AMBIENTE DEPOSITACIONAL Litología generalizada	MMA ESPESOR (m)	HC
					SUR	NORTE	OESTE	S.P.R.M.					
1.6 5.3	CENOZOICO	QUAT.	PLEISTOCENO			Rodados Patagónicos Fm. Tehuelche Shingle			I	IV	FLUVIO - GLACIAL Conglomerados, rodados polimícticos.	40	
		T. TERCARIO	PALEOCENO			Fm. Santa Cruz			II	III	FLUVIO - DELTAICO Areniscas y pelitas. Basaltos.	200	
23.7											MARINO SOMERO Areniscas y pelitas, abundancia de fósiles.	280	
36.6						Fm. Patagonia					FLUVIO - LACUSTRE Tobas, areniscas, conglomerados, pelitas. Fósiles de mamíferos. Basaltos.	120	
57.8						Fm. Sarmiento					FLUVIO - DELTAICO Vulcanitas, arenas, cong., pel. Mammal, reptiles & plantas	250	
											MARINO SOMERO - DELTAICO - FLUVIAL Arenas y conglomerados. Arenas transgresivas glauc.	200	
66.4	MESOZOICO	CRETÁCICO	SUPERIOR			Fm. Salamanca Mb. Glauconítico			II	SAG TARDÍO	DELTAICO Secuencia grano-coarse y estratocóncorde de sucesión progradante de arenas y pelitas.		
74.5											FLUVIAL - LACUSTRE Delgadas arenas intercaladas con potentes pelitas oscuras, menor participación tobáceas.		
84											ALUVIAL - FLUVIAL - LACUSTRE Secuencia de pelitas y areniscas intercaladas con menor participación volcanoclástica. Arenas depositadas en abanicos aluviales y sistemas fluviales tipo anastomosados y de meandro, que progradan hacia la cuenca lacustre.	4000+	
87.5											FLUVIAL - LACUSTRE Pelitas predominantemente tobáceas intercaladas con areniscas finas. Presencia de conglomerados en áreas proximales del Flanco Norte.		
88.5											FLUVIAL - LACUSTRE Dark grey lufaceous shales and sandstones that become predominant towards the basin margin. Oolitic limestones are common towards the top of the section.	1500+	
91											LACUSTRE - FLUVIAL Predominantemente pelitas negras intercaladas con areniscas finas, más prominentes hacia los márgenes.	560	
97.5											LACUSTRE (Cuenca hambrienta) Pelitas negras & fangositas intercaladas con delgados bancos de arena fina	1700+	
113													
119													
124													
131													
136													
144													
			INFERIOR						I	SAG TEMPRANO			

Figura 2. Columna estratigráfica parcial de la Cuenca del Golfo San Jorge (tomada de Sylwan *et al.* 2011). En azul se destaca el sector estudiado en este trabajo.

distribución irregular de espesores está controlada por la actividad de fallas sinsedimentarias que involucran al basamento (Fitzgerald *et al.* 1990).

Suprayacen depósitos de edad cretácica tardía del Grupo Chubut (Lesta 1968) en relación de discordancia angular suave o paraconcordancia con el Grupo Las Heras o unidades más antiguas (Figari *et al.* 1999). Estos estratos constituyen el relleno principal de la cuenca y están representados por secuencias continentales lacustres y fluviales con participación de rocas piroclásticas (Feruglio 1950). La base del grupo comprende a los depósitos lacustres de la Formación Pozo D-129 (Barremiano-Aptiano; Hechem *et al.* 1987), principal roca generadora de la cuenca. Grada lateralmente a la sucesión fluvial de la Formación Matasiete (Paredes *et al.*, 2007). Por encima, las Formaciones Mina del Carmen, Comodoro Rivadavia (Lesta, 1968) y Yacimiento El Trébol (Lesta 1968) alojan a los principales niveles de roca reservorio y roca sello (Figura 2).

Completan la columna estratigráfica las rocas del Cenozoico, representado por las Formaciones Salamanca (Lesta y Ferello, 1972), Río Chico (Simpson, 1933), Sarmiento (Lesta *et al.*, 1980), Patagonia (Zambrano y Urien, 1970) y Santa Cruz (Zambrano y Urien 1970). Las mismas conforman un relleno volcanoclástico de grano fino en el cual se identifican dos pulsos de inundación marina provenientes del océano Atlántico (Legarreta y Uliana 1994). En este grupo de rocas se incluyen también una serie de basaltos alcalinos y cuerpos ígneos hipabisales de edad oligocena-miocena y de amplia distribución en la zona (Ferello 1969, Ardolino *et al.* 1999). El registro se completa con los Rodados Patagónicos de edad Plioceno tardío-Pleistoceno.

ESTRUCTURA

El estilo estructural en el ámbito de este sector de la cuenca esta dominado por fallas extensionales de rumbo oeste-este que muestran un arreglo escalonado hacia el centro de cuenca. Las fallas principales afectan al basamento y durante su reactivación en el pulso extensivo cretácico desarrollan fallas sintéticas y antitéticas menores que generan estructuras de tipo roll-over en los depósitos del Grupo Chubut (González *et al.*, 2002). Existen bloques fallados y basculados, altos, vinculados a zonas de transferencia y zonas de interferencia entre fallas regionales sintéticas. En el área de estudio además se interpretan mediante información sísmica una serie de lineamientos subverticales, de rumbo N-S a NE-SE con escaso o nulo rechazo vertical. Estos lineamientos constituirían discontinuidades que atraviesan toda la columna sedimentaria generando desvinculación en los reservorios y tendrían vinculación con las intrusiones ígneas presentes en el área. Estos aspectos condicionan la ubicación de las zonas mineralizadas, las cuales están vinculadas a los lineamientos de fallas que definen los principales yacimientos de este flanco de la cuenca.

METODOLOGÍA

La metodología de trabajo consiste en construir inicialmente los “pozos entrenadores”. Para ello se seleccionan pozos representativos de la estratigráfica del área en los que se realiza un perfilaje a pozo abierto y posteriormente a pozo entubado con herramienta de neutrones pulsantes. Una vez finalizada la adquisición de datos, se entrenan redes neuronales cuyo modelo es aplicado en el campo para obtener perfiles *open-hole* emulados a partir de perfilaje a pozo entubado.

Las partes componentes del proceso:

Pozo entrenador: Típicamente un pozo por *pad*. Es destinado a construir el modelado de redes neuronales.

Consta de:

- *Open-Hole logging*: Curvas objetivo a emular.
- *Cased-Hole logging*: Perfil de neutrón pulsante.

Pozo de aplicación: Una vez el modelo es construido en el pozo entrenador, las redes neuronales son almacenadas para su implementación en pozos sin registros *open hole*. Estos pozos son los denominados “de aplicación”.

Pozo monitor: Es un pozo donde además de contar con perfiles reales *open-hole*, se procesan perfiles emulados. Este pozo se usa para monitorear durante el proceso de aplicación con que

error reproducen las curvas en el pozo verificador respecto al entrenamiento adquirido en el pozo entrenador (Figura 3).

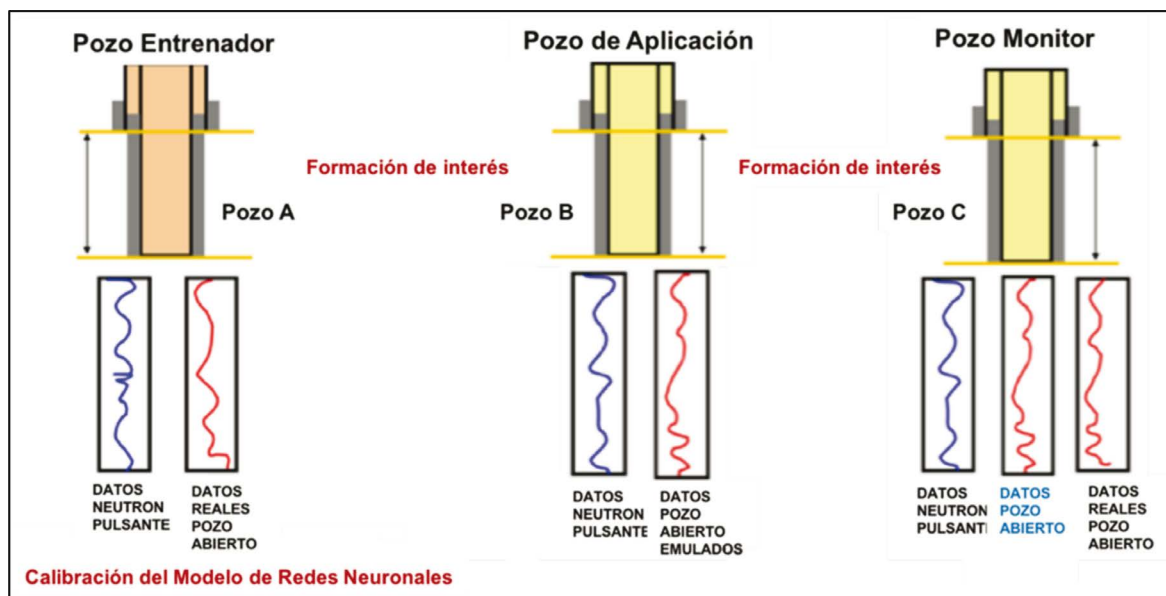


Figura 3. Secuencia Pozo entrenador - Pozo aplicación - Pozo monitor. Observar que en el pozo monitor se realiza la comparación de datos a pozo abierto con datos emulados

MODELADO DE REDES NEURONALES

Las redes neuronales son herramientas que simulan el proceso cognitivo del cerebro donde “aprenden” a resolver problemas a través de ejemplos en aquellos casos donde los métodos numéricos convencionales son ineficaces, siendo independientes de cualquier forma de función y no forzando a las predicciones a caer cerca de valores medios, permitiendo por tanto preservar la variabilidad de los datos. Por su parte, la habilidad de las ANN para detectar y reconocer patrones de datos con relaciones no lineales entre múltiples variables de entrada, hacen de estas, una herramienta eficiente en la tarea de predecir determinadas propiedades de la roca a partir otras. De este modo es posible construir un modelo de redes neuronales a través de un proceso de entrenamiento con medición de propiedades a pozo entubado versus propiedades a pozo abierto. Una vez entrenadas, las redes neuronales pueden implícitamente clasificar nuevos patrones y generalizar una respuesta de salida sobre las bases de los patrones aprendidos de modo que pueden predecir ciertas propiedades de la roca, a partir de otras.

Entrenamiento de ANN

Típicamente las ANN se configuran en tres tipos de capas, *input*, *hidden* y *output nodes* (Figura 4). Cada capa compone un diferente número de elementos de procesamiento (Pes) que están

masivamente interconectados. *Feed-forward back propagation* es el mecanismo de procesamiento utilizado para el entrenamiento de las ANN.

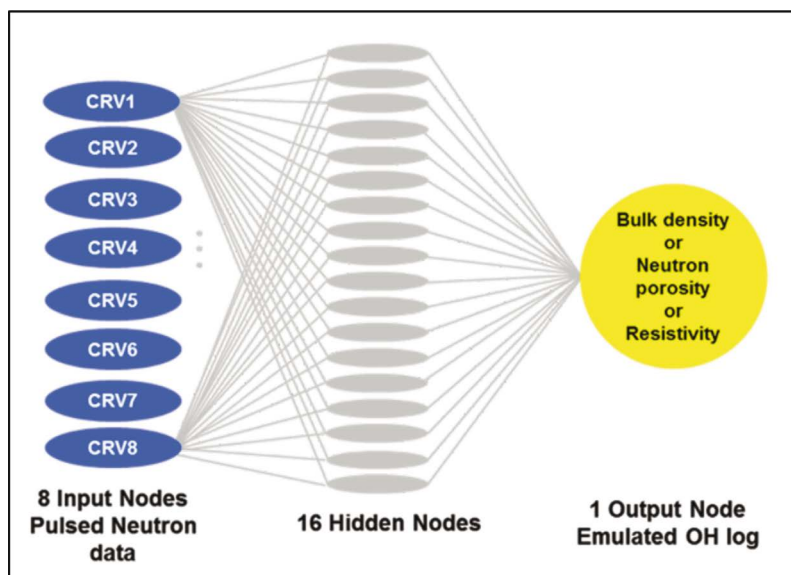


Figura 4. Arquitectura de redes neuronales utilizada.

El entrenamiento ANN es realizado como mínimo en un pozo que debe ser seleccionado como óptimo en el proceso de planificación, con el requisito de que sea un común denominador de la geología que se espera atravesar en los pozos *infill*.

APLICACIÓN AL CAMPO DE ESTUDIO

Tecnología implementada

La herramienta de neutrones pulsantes utilizada de 1 11/16-in de diámetro externo consta de un generador de neutrones de alta energía (14 MEV) y tres detectores que obtienen rayos gamma en tiempo y energía (Figura 5). La interacción de los neutrones con toda la materia del pozo, es decir, formación, fluidos, *casing*, *hardware*, etc. da lugar a la generación de rayos gamma que tendrán distinta energía y aparecerán en distintos intervalos con respecto al disparo de la fuente de acuerdo al mecanismo de interacción que predomine y al átomo con el que se interactúa.

La información adquirida por esta herramienta no responde directamente a mediciones convencionales utilizadas durante la evaluación de formaciones, sino que se registran propiedades tales como el *Formation Sigma* y relaciones de cuentas entre detectores, ventanas de tiempo y energía, que en general deben ser post procesadas a fin de obtener información cuantible de los reservorios.

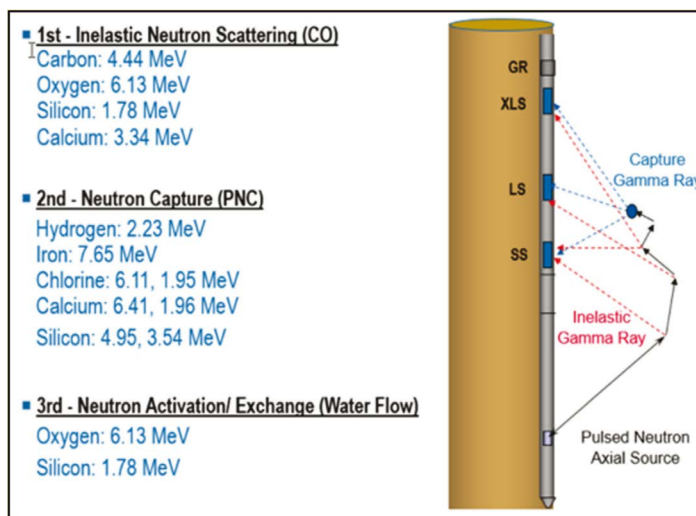


Figura 5. Diagrama de la herramienta de neutrón pulsante mostrando los neutrones y la interacción de rayos gamma.

Cantidad de pozos

Durante las campañas de perforación en los años 2014-2017 en el Yacimiento Cañadón Grande se propusieron y perforaron 13 pozos inyectores, de los cuales a 7 se le aplicó el modelado

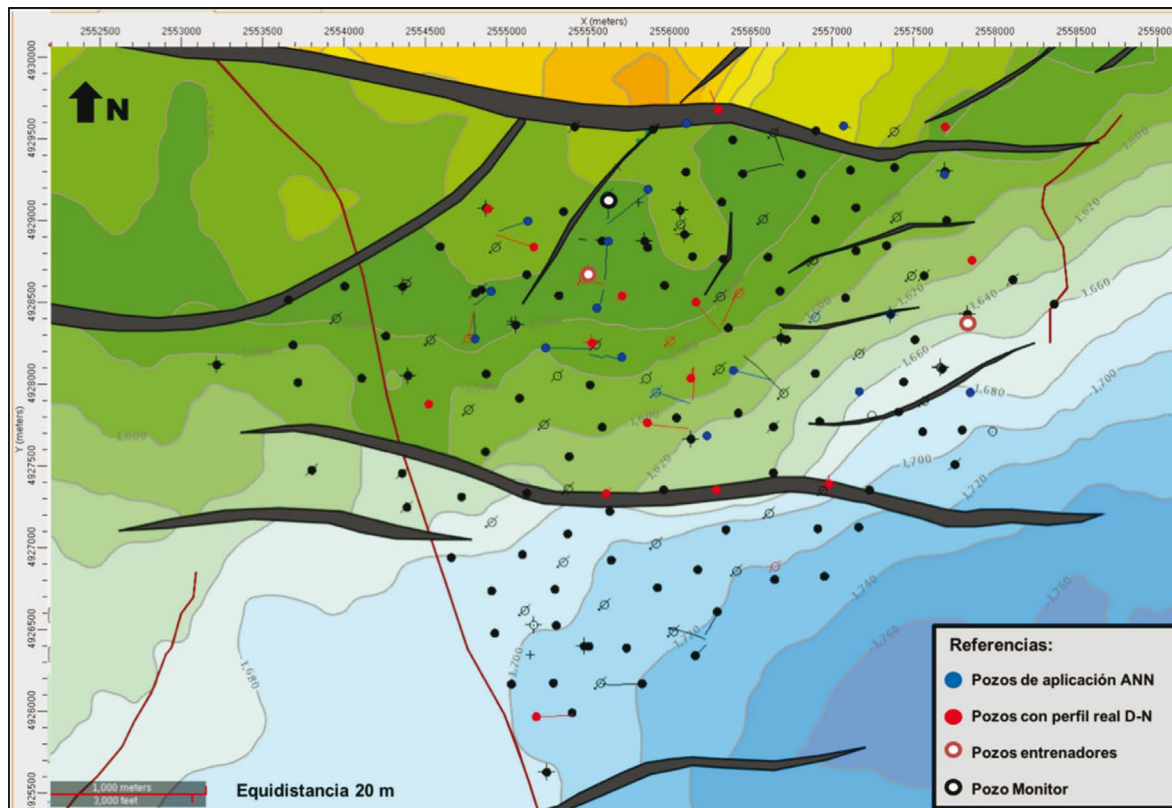


Figura 6. Mapa estructural al tope de Fm. Mina del Carmen. En azul se observan los pozos con perfil entubado y aplicación de ANN, en rojo se observan los pozos con perfil de densidad-neutrón reales.

de redes neuronales. El plan original era la aplicación exclusiva de perfilaje a pozo entubado en pozos inyector e *infill* perforados mediante la técnica CwD. Sin embargo y como respuesta a los problemas ya mencionados del yacimiento, de los 38 pozos productores perforados, 16 pozos tuvieron problemas de admisión/desplazamiento durante la etapa final de la perforación y de los cuales a 14 se le aplicó el procesamiento por redes neuronales. La implementación en el área de pozos entrenadores facilitó la decisión de entubar los pozos para evitar la pérdida de los mismos y realizar el perfilaje a pozo entubado mediante la aplicación de redes neuronales.

De esta manera se realizaron en el bloque 18 perfilajes a pozo entubado con la aplicación de ANN a partir de 2 pozos entrenadores y 1 pozo verificador.

Pozo tipo

La aplicación de la tecnología al campo se desarrolló sobre las secciones de aislación, en pozos de 7-⁷/₈" y entubación 5-¹/₂" perforados con técnica CwD y/o perforación convencional de pozos que no pudieron ser perfilados *open hole* por contingencias, entre los intervalos promedios de 2300-1300 m, a través de la litología de arenas con intercalaciones arcillosas y arenas tobáceas de los reservorios de las Formación Comodoro Rivadavia y Mina del Carmen.

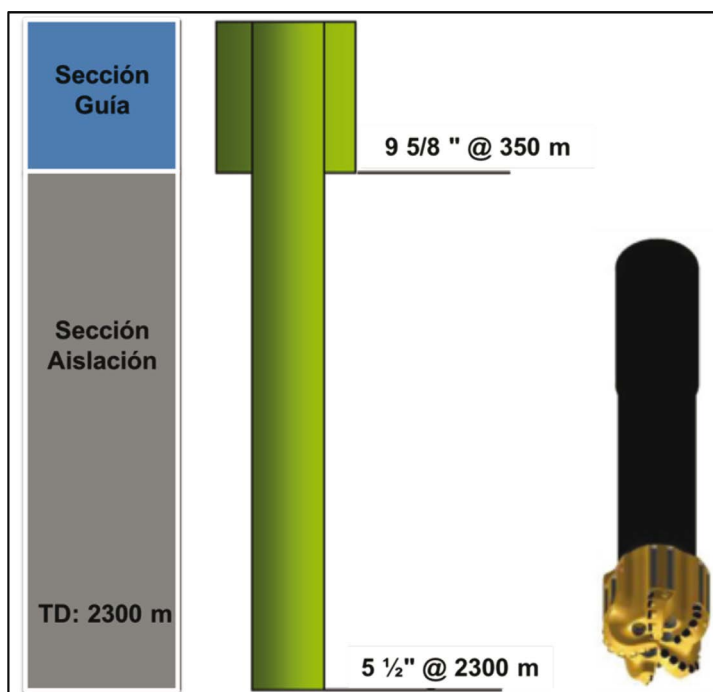


Figura 7. Pozo tipo del área y trépano de perforación CwD.

Procedimiento operativo

Se perfila a pozo abierto, se entuba y perfila a pozo entubado con neutrón pulsante.

Programa de perfilaje pozo entrenador

- Perfilaje *Open Hole*: Resistividad, densidad, neutrón, gamma ray.
- Perfilaje *Cased Hole*: Neutrón pulsante, gamma ray, CBL, neutrón compensado.

Programa de perfilaje pozo de aplicación

Una vez finalizadas las tareas de cementación, se procede con las operaciones de perfilaje, rigless en la mayoría de los casos.

- Perfilaje *Cased Hole*: Neutrón pulsante, gamma ray, CBL, sónico, neutrón compensado

Procesamiento: Una vez adquiridos los datos, estos se envían desde el campo al centro de geociencias de la compañía de perfilaje donde se procesan los perfiles emulados de modo que se puede trabajar en el diseño de la terminación del pozo dentro de los tiempos indicados por la logística de equipos en el campo.

Entrenamiento de redes neuronales

Para el programa se entrenaron redes neuronales de: *bulk density*, *neutron porosity* y *deep resistivity* que se trabajaron por zonas, construyendo modelos específicos por cada curva para las formaciones Comodoro Rivadavia y Mina del Carmen. La arquitectura del modelo de redes neuronales utilizado fue el mencionado en la Figura 4.

Dentro del proceso de entrenamiento se corre el peligro de realizar un “sobre entrenamiento” de las ANN donde el ajuste entre la emulación y el dato real del perfil a pozo abierto es excelente, pero el modelo construido es demasiado complejo y no representa físicamente de manera certera las propiedades de la roca más allá del pozo entrenador. Por ello se estableció un criterio óptimo de número de ciclos de iteración más allá del error relativo.

Pozo Monitor:

El pozo monitor M-1 se ubica a 290 m de su entrenador E-1. El mismo se perfiló a pozo abierto con inducción y resonancia magnética, no se implementaron herramientas radiactivas por lo que prescindió del dato real de densidad y neutrón. Debido a la incertidumbre sobre la capacidad para pronosticar saturación de fluidos a partir de la resistividad emulada, se sometió la misma a un proceso de verificación versus resistividad real (Figura 9). Los resultados mostraron un aceptable grado de precisión del modelo para predecir la resistividad en términos generales, no obstante, pudo identificarse la diferencia en defecto de la resistividad emulada respecto a la real

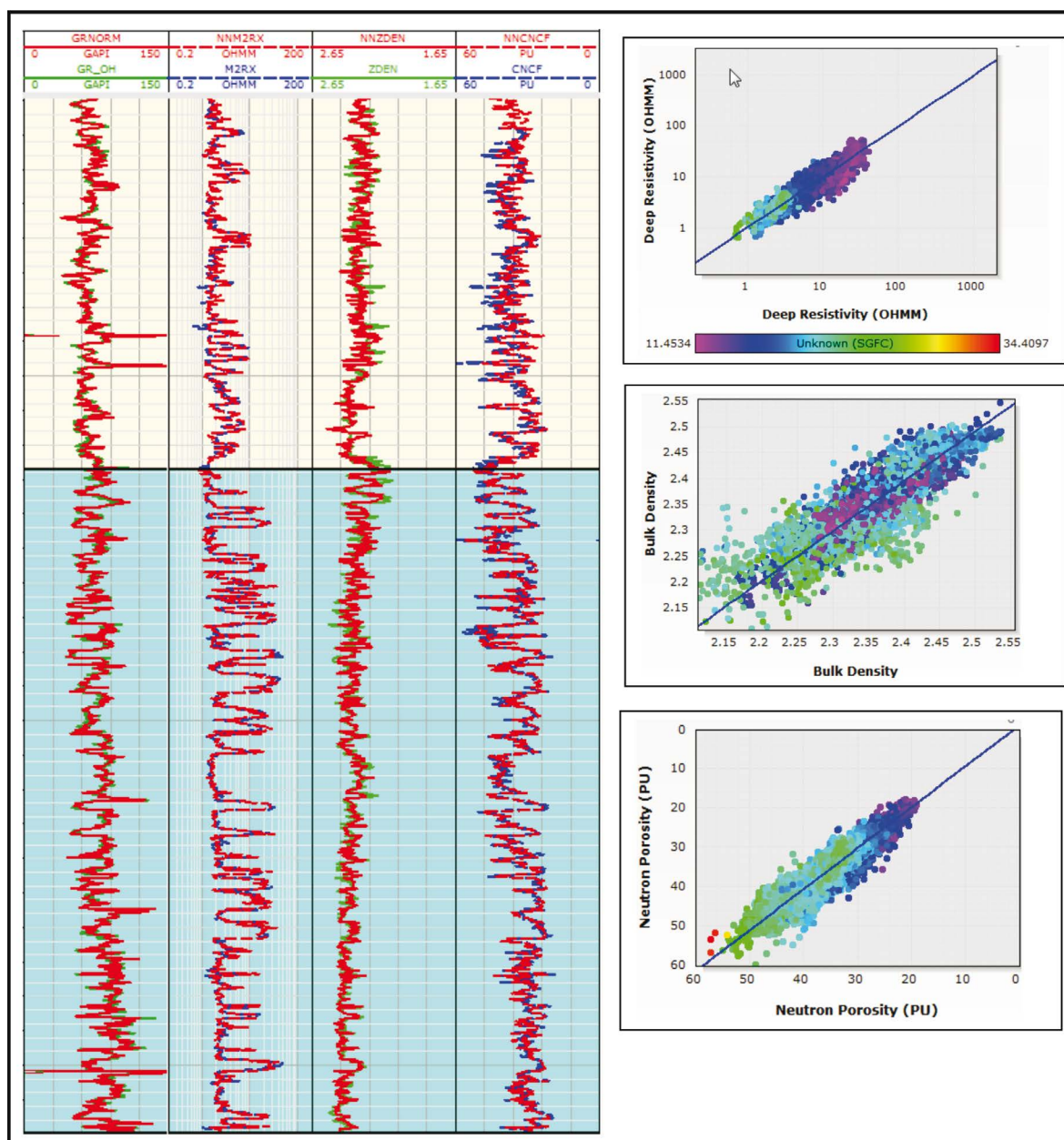


Figura 8. Ejemplo pozo entrenador E-1. Izquierda: comparación de perfiles reales vs emulados. En rojo los emulados. Primer track: Gamma ray, segundo track: resistividad, tercer track: densidad y cuarto track: neutrón. Derecha: Crossplots de curvas reales vs emuladas. Resistividad R2:0.96, Densidad R2:0.86, Neutrón R2 0.94

en capas generalmente petroleras. Esta hipótesis había sido objeto de discusión en aplicaciones anteriores donde la prognosis de fluidos a partir de perfiles emulados en algunas zonas había resultado pesimista respecto a lo esperado por correlación y verificado durante el pistoneo.

Finalmente, pudo concluirse el alcance del modelo para reproducir con un buen grado de correlación la resistividad en términos generales y se comprobó la dificultad del mismo para reproducir la resistividad con mínimos errores estadísticos en las capas donde alcanza sus valores

más altos. Por este último hecho, se concluyó ser cautelosos a la hora de pronosticar saturación de fluidos con los perfiles emulados sin mediar otras fuentes de información.

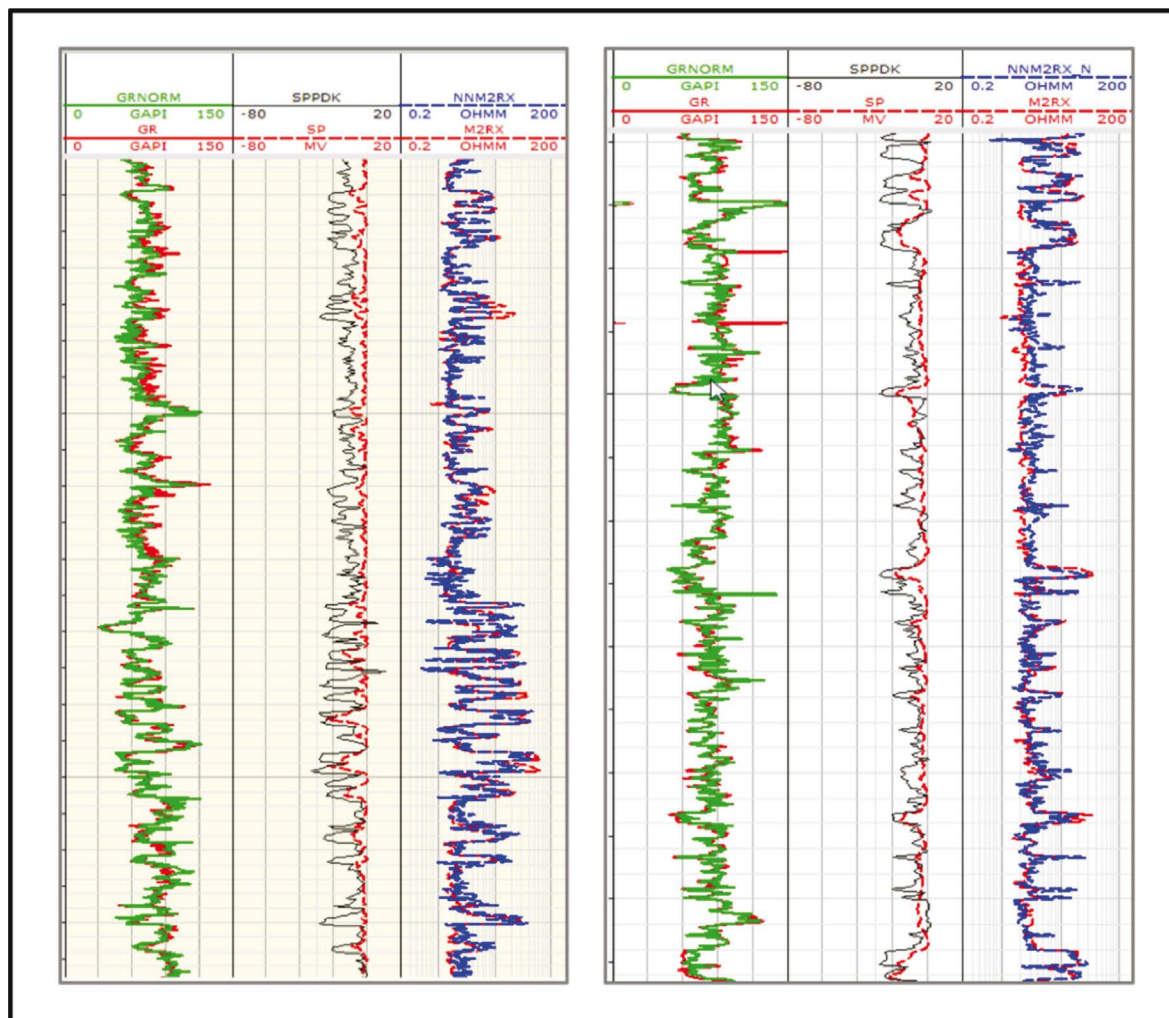


Figura 9. Comparación de perfiles reales vs emulados. En rojo la resistividad emulada, en azul la real.

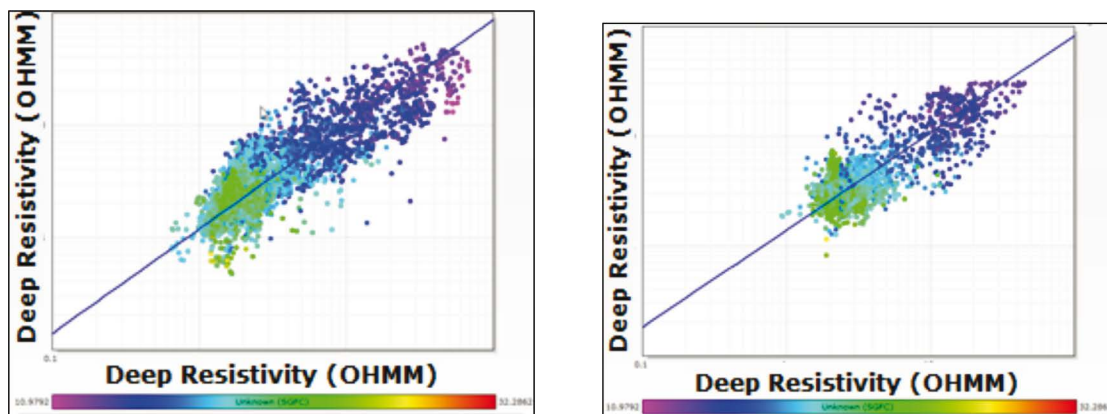


Figura 10. Crossplot de resistividad real vs emulada para las zonas modeladas Comodoro Rivadavia- MEC. Com. Riv. R2:0.87, MEC R2:0.81.

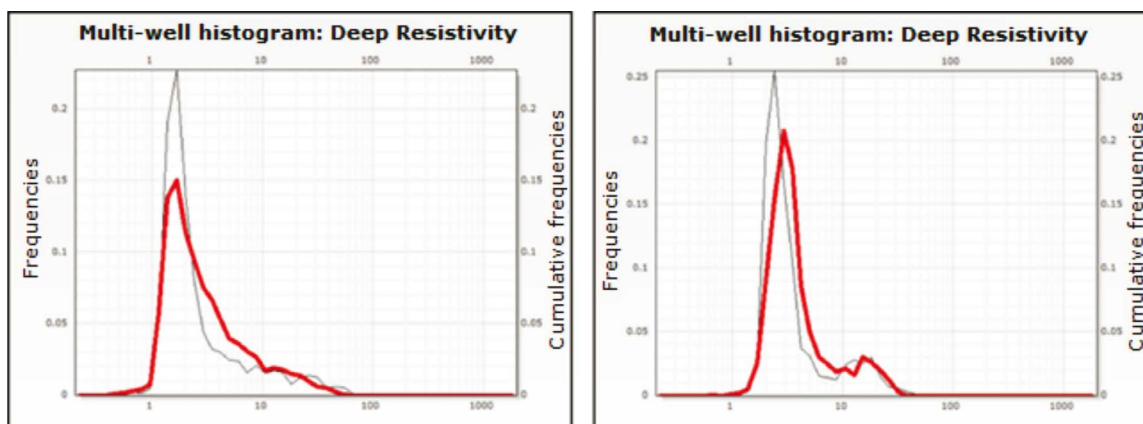


Figura 11. Comparación de histogramas de resistividad real vs emulada para las zonas modeladas Comodoro Rivadavia-MEC.

Análisis de los datos de porosidad emulados

El proyecto CGIW cuenta con un modelo petrofísico robusto realizado a partir de datos duros obtenido de 60 pozos con perfiles de densidad y resonancia magnética, ajustados por datos de producción, control geológico, testigos rotados y corona.

En este contexto, habiendo alcanzado una cantidad suficiente de perfiles emulados, resulta útil analizar y comparar los datos obtenidos a partir de estos perfiles a fin de validar los mismos y ver sus ajustes o variaciones respecto al modelo petrofísico general.

Este análisis compara las datos emulados de porosidad-densidad y porosidad-neutrón versus las porosidades reales obtenidos por las respectivas herramientas en perfiles a pozo abierto.

Para evaluar los reservorios, se decidió agruparlos en 7 grupos denominados B C K L M O y P, que se corresponden con paquetes de areniscas cuya denominación informal comienza por la letra del grupo correspondiente.

Se realiza para todos los perfiles emulados curvas de Volumen de Arcilla (VCL), a partir del perfil de Gamma Ray. Esto nos permite posteriormente aplicar un *cut-off* de VCL a los perfiles emulados y reales a fin de discriminar valores erróneos de porosidades por lecturas en intercalaciones arcillosas dentro de los límites de las capas.

Porosidad de densidad real versus emulada

Los valores a comparar fueron tomados como valores promedio de capa por pozo, utilizando para ello la correlación de capas del área. Como se mencionó anteriormente para los valores obtenidos se aplicó un *cut-off* para valores menores o iguales a 0,4 sobre la curva de VCL.

GRUPOS	DATO POZOS EMULADOS	DATOS POZO ABIERTO
B	20,6%	24,3%
C	17,7%	19,1%
K	18,4%	18,8%
L	17,6%	18,3%
M	17,7%	17,4%
O	15,2%	16,1%
P	13,5%	13,8%

Porosidad de neutron real versus emulada

Se aplicó el mismo criterio para comparar los perfiles de porosidad-neutrón. Obteniéndose los siguientes resultados.

GRUPOS	DATO POZOS EMULADOS	DATOS POZO ABIERTO
B	29,5%	33,6%
C	28,3%	31,3%
K	27,9%	31,0%
L	27,4%	29,0%
M	26,0%	26,5%
O	22,4%	24,0%
P	20,9%	22,3%

Puede observarse que la mejor aproximación a los datos de porosidad total reales se obtiene en las curvas de densidad emuladas con una diferencia máxima de 4% para el grupo B y mínima de 0.3% para el grupo P.

La porosidad-neutrón emulada muestra valores de diferencia promedio de 2-3% por debajo de la porosidad-neutrón real de acuerdo al modelo petrofísico del bloque.

Verificación de porosidades emuladas con otras mediciones a pozo entubado. Control de calidad

Simultáneamente al perfil de cemento, todos los pozos se registraron con neutrón compensado y en la mayoría DT compresional de formación. El objetivo fue utilizar complementariamente a los perfiles emulados un programa que contemple fuentes de información de herramientas con distintos principios físicos de medición, a fin de que una lectura sustente a la otra y establecer de este modo un criterio de control de calidad de los perfiles. El caso particular del Gamma ray, debido a que en la Cuenca de Golfo San Jorge sirve como indicador de arcilla solamente en determinadas secciones, fue utilizado sólo como herramienta de correlación.

En la Figura 12 se muestra un extracto de un pozo tipo con gamma ray/sigma y emulación con redes neuronales de resistividad (segundo *track*), y porosidad densidad/ neutrón (tercer *track*)

en rojo y verde respectivamente. El tercer *track* presenta también la porosidad acústica en negro y la de neutrón compensado en azul. Finalmente la presentación en simultáneo de los perfiles emulados, gamma ray/acústico y neutrón compensado a pozo entubado conforman un sistema de registros que por su naturaleza de medición independientes uno de otro, pueden analizarse en conjunto para hacer un control de calidad del perfil.

Pozo de aplicación PCG-X:

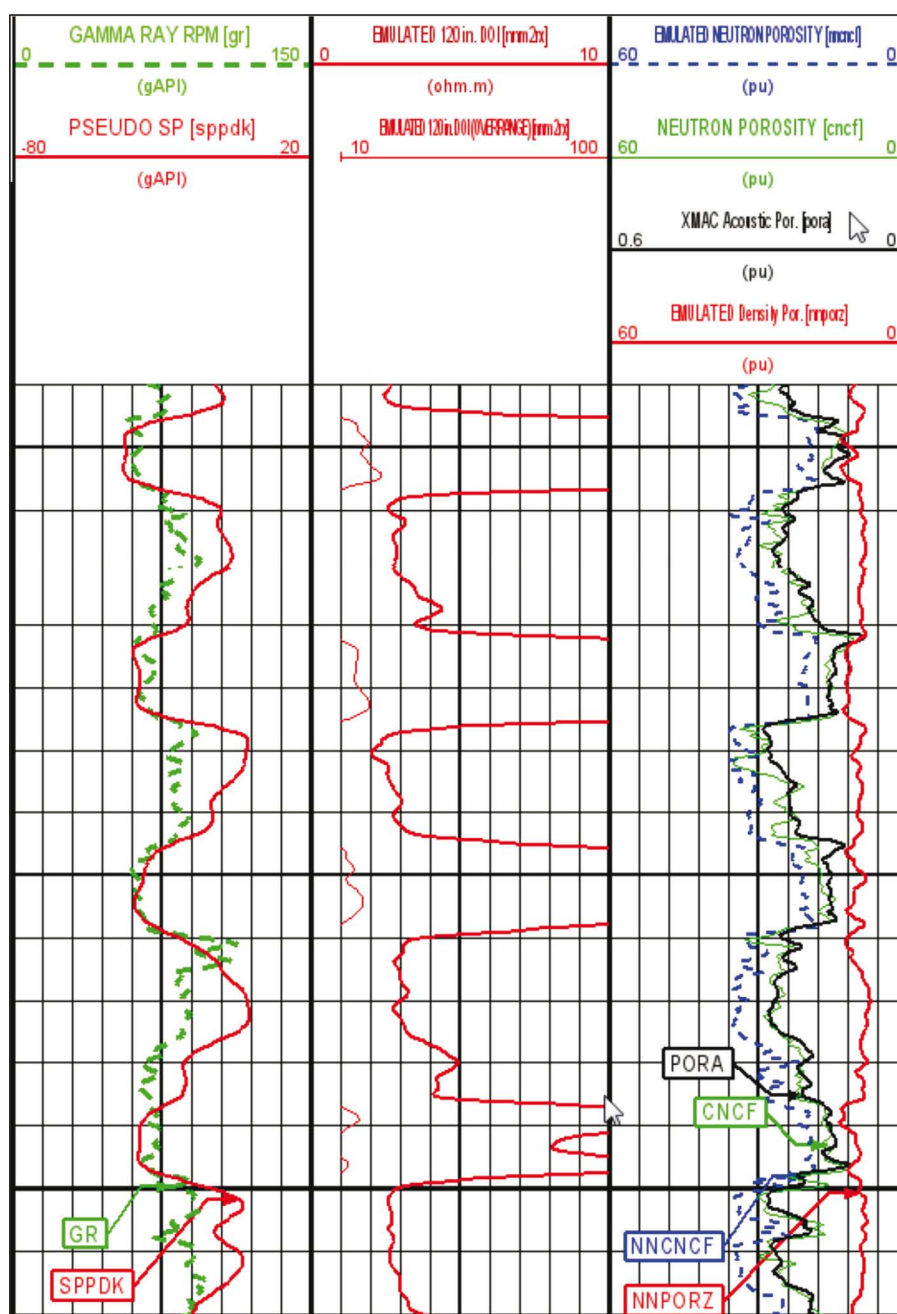


Figura 12. Plot de control de calidad de perfiles, porosidad acústica y porosidad neutrón compensado.

Porosidad acústica

En 12 de los 18 pozos se registró a pozo entubado DT (Delta T o tiempo de tránsito) de la formación sobre la zona de interés. Para el cálculo de porosidad, se aplicó el modelo que mejor ajusta el cálculo a partir de DT (Delta T o tiempo de tránsito) al campo.

La figura 13 muestra el control de calidad realizado sobre la medición DT compresional de formación más allá del *casing* y el cemento. La limitación de esta medición es la imposibilidad de leer formación en zonas de escasa a nula adherencia del cemento a la cañería.

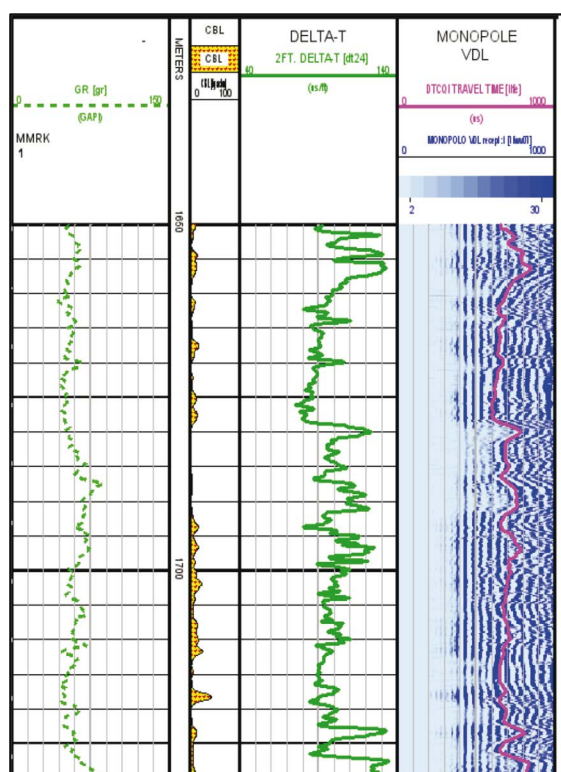


Figura 13. Control de calidad DT compresional de formación.

Producción Campaña 2017

La campaña de perforación 2017 llevada a cabo en el bloque CGIW, incluyó la perforación de 15 pozos, 12 productores y 3 inyectores. De la totalidad de pozos productores 6 fueron perfilados openhole y 6 mediante *Cased hole* con aplicación de redes neuronales.

En el gráfico de producción de petróleo (Figura 14), vemos en verde oscuro la producción correspondiente a la totalidad de los pozos productores (12) y en color verde claro la correspondiente a los pozos emulados (6). Si bien la producción es un parámetro que depende de múltiples variables, podemos observar que en términos generales la respuesta de los pozos completados con perfiles

emulados tuvieron una performance similar a la de los pozos con perfiles convencionales. Se alcanza un máximo de producción en noviembre 2017 de 348 m³/d de petróleo con la totalidad de pozos productores perforados, de lo cual 220 m³/d corresponden a la producción de pozos con perfiles emulados. A abril 2018 la producción total de petróleo de la campaña se ubica en 195 m³/d de los cuales 77 m³/d corresponden a los pozos con perfiles emulados.

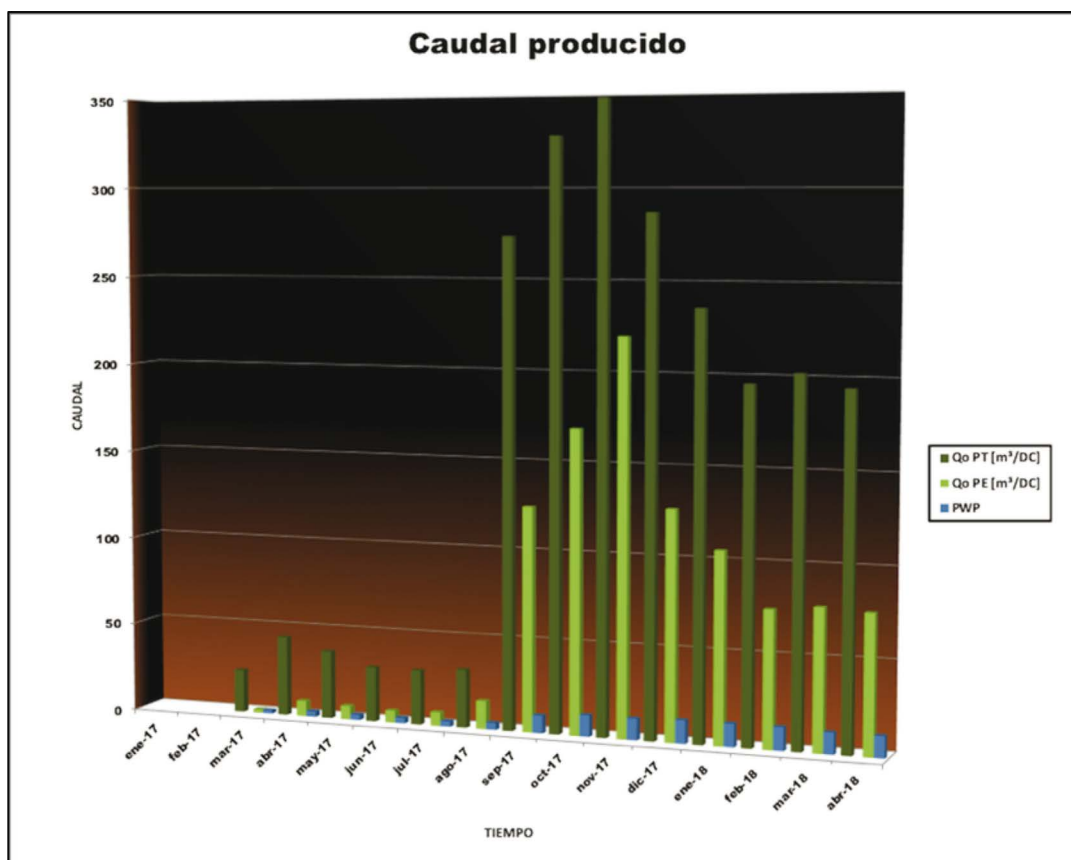


Figura 13. Gráfico de producción de petróleo de campaña 2017 en el bloque CGIIW. Cantidad de pozos totales (verde oscuro) versus pozos emulados (verde claro)

CONCLUSIONES

La emulación de perfiles *open-hole* en pozos entubados utilizando un modelo de redes neuronales ha permitido en el Yacimiento Cañadón Grande una solución a la aplicación de la tecnología *Casing while Drilling*. Los perfiles obtenidos han permitido identificar reservorios, tener una estimación de su porosidad y sumar estos elementos a la toma de decisiones en las terminaciones de pozos.

La utilización de esta metodología a nivel yacimiento ha resultado ser efectiva, restringida en un principio a pozos inyectoras perforados mediante CwD, la presencia de pozos entrenadores

en el área facilitó la decisión de entubar pozos productores con problemas severos en perforación convencional, evitando la pérdida de los mismos.

El análisis y comparación de los datos emulados con el modelo petrofísico del bloque ha permitido identificar que la mejor aproximación de los valores de porosidad total emulados se obtiene a partir de las curvas emuladas de densidad.

Se ha comprobado una limitación del modelo para reproducir la resistividad con mínimos errores estadísticos en las capas donde la misma alcanza sus valores más altos.

Finalmente este trabajo resume la coordinación e integración entre la operadora y la compañía de servicios ante la búsqueda de soluciones a nuevos desafíos en yacimientos maduros.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a las empresas Pan American Energy y Baker Hughes & GE Company la autorización para la publicación de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Ardolino, A., Franchi M., Remesal M. y Salani, F. 1999. El volcanismo en la Patagonia extraandina. En: Caminos R. (Ed.), Geología Argentina. Instituto de Geología y Recursos Minerales, Buenos Aires, Anales 29: 579-612.
- Ferello, R. 1969. Intento de sistematización geocronológica de las rocas eruptivas básicas en sectores de Chubut y Santa Cruz. Cuartas Jornadas Geológicas Argentinas, Buenos Aires, v.I: 293-310.
- Feruglio, E. 1950. Descripción geológica de la Patagonia. Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Buenos Aires. v.III: 431.
- Figari, E., Streklkov, E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R., Villar, H., 1999. Los sistemas petroleros de la cuenca del Golfo San Jorge. Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. Boletín de Informaciones Petroleras, N°60: 54-90.
- Fitzgerald, M.G., Mitchum, R., Uliana M.A., Biddle, K.T., 1990, Evolution of the San Jorge basin, Argentina. AAPG Bulletin 74(6): 879-920.
- González M., Taboada R y Stinco L., 2002. Los Reservorios del Flanco Norte. Rocas Reservorio de la Cuenca Productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, p. 135-153.
- Hechem, J.J., Figari, E.G. y Musacchio, E.A. 1987. Cuenca del Golfo San Jorge: Hallazgo de la Formación D-129. Información estratigráfica y paleontológica. Petrotecnia 28: 13-15.
- Introduction of a new Through-tubing multifunction Pulsed Neutron Instrument, W.A. Gilchrist, Jr., SPE, E. Prati, R. Pemper, SPE, M.W. Mickael, and D. Trcka, SPE, Baker Atlas, SPE 56803.
- Legarreta, L. y Uliana, M.A. 1994. Asociaciones de fósiles y hiatos en el Supracretácico-neógeno de Patagonia: una perspectiva estratigráfico-secuencial. Ameghiniana 31: 257-281.
- Lesta, P.J. 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. 3° Jornadas Geológicas Argentinas, Buenos Aires, v.I: 171-182.

- Lesta, P.J. y Ferello, R. 1972. Región Extraandina de Chubut y Norte de Santa Cruz. En: Leanza, A.F. (Ed.), I Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias, Cordoba, Argentina, p. 601-653.
- Lesta, P.J., Ferello, R. y Chebli, G. 1980. Chubut Extraandino. En: Turner, J.C.M. (Ed.), II Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias, Cordoba, Argentina. Tomo II: 1307-1387.
- Paredes, J.M., Foix, N., Colombo Piñol, F., Nillni, A., Allard, J.O. y Marquillas, R.A., 2007. Volcanic and climatic controls on fluvial style in a high-energy system: The Lower Cretaceous Matasiete Formation, Golfo San Jorge basin, Argentina. *Sedimentary Geology*, v.202:96-123.
- Pseudodensity Log Generation by use of Artificial Neural Networks, written by JPT Technology Editor Chris Carpenter, contains highlights of paper SPE 180439, "Pseudodensity- Log Generation by use of Artificial Neural Networks, by Wen-nan Long, University of Southern California, Di Chai, University of Kansas, and Fred Aminzadeh, University of Southern California.
- Simpson, G.G., 1933. Stratigraphic nomenclature of the early Tertiary of Central Patagonia. *American Museum Novitates*, 644: 1-13.
- Sylwan, C., Droeven, C., Iñigo, J., Mussel, F. y Padva, D. 2011. Cuenca del Golfo San Jorge. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio Cuencas Argentinas: visión actual, Buenos Aires. *Actas electrónicas*, p.46.
- Uliana, M.A. y Legarreta, L. 1999. Jurásico y Cretácico de la Cuenca del Golfo San Jorge. En: Caminos R. (Ed.), *Geología Argentina*. Instituto de Geología y Recursos Naturales, Buenos Aires. *Anales* 29: 496-510.
- Zambrano, J.J. y Urien, C. M., 1970. Geological outline of the basins in southern Argentina and their continuation off the Atlantic shore. *Journal of Geophysical Research*. V. 75:1363-1369. Washington.