

LA APLICACIÓN DE PERFORACIÓN CASING DRILLING Y SUS DESAFÍOS TÉCNICOS, COMO UNA TECNOLOGÍA EFICIENTE E INTELIGENTE PARA EL DESARROLLO DE CAMPOS MADUROS

Maximiliano Galarza, Baker Hughes, maximiliano.galarza@bakerhughes.com, Gustavo Parraga, Baker Hughes, gustavo.parraga@bakerhughes.com

Sinopsis:

Con el objetivo de mejorar la eficiencia de los procesos en el desarrollo del upstream, la técnica de perforación casing drilling ha mostrado en los últimos años resultados que reflejan mejoras significativas de productividad en la perforación y completación de pozos, no sin demandar restricciones técnicas que desafían a la ingeniería combinada de las diferentes líneas de servicios. Esto es, la perforación casing drilling, ha probado su capacidad para reducir costos, aumentar la eficiencia de la perforación, minimizar los riesgos de HSE y minimizar tiempos no productivos de los equipos; sin embargo, la adquisición de información de la formación a través del casing mediante perfiles es una limitación técnica que pone en peligro la rentabilidad de los proyectos si los pay zones no son adecuadamente localizados y los reservorios correctamente caracterizados, o, por ejemplo, un desgaste prematuro del trépano, embolamiento o taponamiento de toberas durante la perforación podría significar desvíos de tiempos y costos superiores al de una operación de perforación convencional.

Introducción:

Si bien el objetivo original del sistema Casing Drilling fue eliminar Non Productive Time NPT relacionados con las maniobras de sondeo y bajada del casing, perforar pozos con tubería de revestimiento ha sido una técnica utilizada inicialmente en escenarios complejos donde no hubiera sido posible perforar con tecnología convencional. En la Cuenca del Golfo San Jorge donde en la actualidad casi la totalidad de los campos son maduros, los reservorios se encuentran depletados y muchos de ellos en proceso de recuperación secundaria, la pérdida de circulación durante la perforación es un problema común que conlleva horas NPT durante la perforación y daños de formación que significa pérdida de producción y gastos en estimulación. Esto motivó inicialmente la aplicación de la tecnología alcanzando las expectativas planteadas y mostrándose como una solución práctica para la perforación para reducir costos minimizando el tiempo de equipo ya que elimina cuantiosos cuellos de botella en los diferentes procesos.

En la medida que fueron perforándose pozos bajo este sistema, fueron surgiendo diferentes desafíos técnicos que la compañía de servicios debió solucionar con la implementación y desarrollo de nuevas tecnologías, planes y procedimientos que permitan sistemas tanto más eficientes como seguros así como validar la sustentabilidad de la tecnología en el desarrollo integral de los proyectos, mostrándola como una excelente oportunidad de optimizar el desarrollo de explotación de campos maduros.

El objetivo de este paper es exponer la experiencia de la perforación CD, oportunidades y debilidades, y las tecnologías combinadas de las diferentes líneas de servicios de Baker Hughes para su aplicación en el desarrollo de un campo testigo en la Cuenca del Golfo San Jorge.

Sistema de Perforación Casing Drilling (CD) o Drilling with Casing (DwC)

Este Sistema combina operaciones de perforación y bajada de revestimiento simultáneamente. En su concepto se originó para atravesar zonas con ciertos desafíos durante la perforación que generaban inconvenientes al momento de revestir el hueco realizado, pero su aplicación se extendió en la actualidad para generar ahorros de tiempo en base a mejorar el desempeño de la perforación, bajando la cañería mientras se perfora.

En la gráfica siguiente se observan diferentes opciones de realizar la perforación de un pozo:

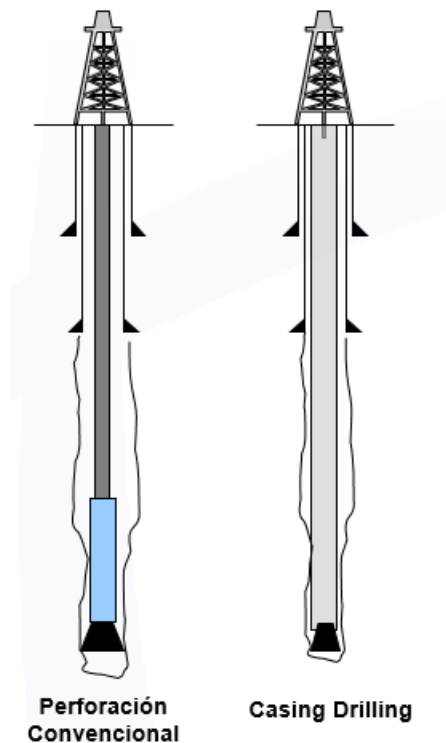


Figura 1. Representación esquemática de la perforación convencional versus casing drilling.

Durante la Perforación Convencional se utiliza un trépano estándar acoplado en un BHA convencional con una sarta que llega a la superficie.

En el sistema Casing Drilling, una zapata perforadora se encarga de atravesar las formaciones objetivo mientras que el Casing que será utilizado como revestimiento va encima de la misma. Un sistema rotador de cañería permite transmitir la energía mecánica rotacional desde el Top Drive al casing y a la zapata, permitiéndole transferir la energía recibida para remover la roca mientras se perfora.

Una vez alcanzada la Profundidad Final objetivo, se cementa el hueco a través de la zapata perforadora. Para continuar perforando el pozo de acuerdo a su esquema programado, un trépano debe atravesar elementos de flotación, cemento y zapata para continuar perforando el nuevo diámetro.

El uso de un Sistema Casing Drilling trae aparejado varios beneficios como se detallan a continuación:

- Reduce el riesgo de no alcanzar la profundidad final
 - Repasa simultáneamente puntos complicados del hueco

- Permite extender el intervalo de perforación, limitado muchas veces por la condición del hueco abierto

Elimina costos de remediación

- Elimina la necesidad de realizar viajes de repaso
- Reduce el costo de pérdidas de lodo
- Puede eliminar la necesidad de secciones intermedias

Incrementa las opciones de permitir la perforación de pozos problemáticos

- Perforar a través de zonas de derrumbes
- Aislar zonas de pérdida de circulación
- Perforar a través de zonas depletadas
- Recuperar pozos colapsados

Mejora la economía

- Combina operaciones de perforación y bajada de cañería reduciendo tiempos planos
- Hoyo en calibre optimiza el volumen de cemento usado
- La economía se mejora con todo lo anterior

Reduce riesgos relacionados a Seguridad Personal y de Equipos ya que el manipuleo de herramientas se reduce por reducir operaciones

Análisis comparativo de tiempos operativos:

Además de los beneficios técnicos, brevemente mencionados en los enunciados anteriores, sobre el control de pérdidas en zonas depletadas, reducción de riesgos de embolamientos; el sistema casing drilling ha demostrado en nuestro caso de estudio, beneficios a las operaciones en términos de reducción de tiempos no productivos. Al combinar perforación y revestimiento en una sola corrida, se obtienen importantes ahorros en términos de tiempo.

En un ejemplo estadístico, tomando un muestreo de varios pozos, se agrupan y suman los tiempos de la siguiente manera:

ACTIVIDAD	Distribucion de Tiempos (Horas)	Promedio por Pozo (Horas)	Porcentajes
DRILL	545.25	77.89	46.68%
REG DESVIACION	26.25	3.75	2.25%
CIRCULA	70.5	10.07	6.04%
MANIOBRA TUBULARES	201.75	28.82	17.27%
MANIOBRA PESCA	19.5	2.79	1.67%
MANIOBRA SET UP	10.5	1.50	0.90%
LOGS	142.25	20.32	12.18%
ENTUBA	65.5	9.36	5.61%
CEMENTA	27.5	3.93	2.35%
MISCELANEOS	59	8.43	5.05%

Tabla 1. Distribución de tiempos operativos por actividad durante la perforación convencional de pozos.



Figura 2. Distribución estadística de tiempos operativos por actividad durante la perforación convencional de pozos.

Aplicando el concepto de eliminación de tiempos de revestimiento, inmediatamente se resta del total mostrado, las operaciones asociadas.

CODIGO ACTIVIDAD	Distribucion de Tiempos (Horas)	Promedio por Pozo (Horas)	Porcentajes
DRILL	545.25	77.89	77.64%
CIRCULA	70.5	10.07	10.04%
CEMENTA	27.5	3.93	3.92%
MISCELANEOS	59	8.43	8.40%

Tabla 2. Distribución de tiempos operativos por actividad durante la perforación casing drilling de pozos.

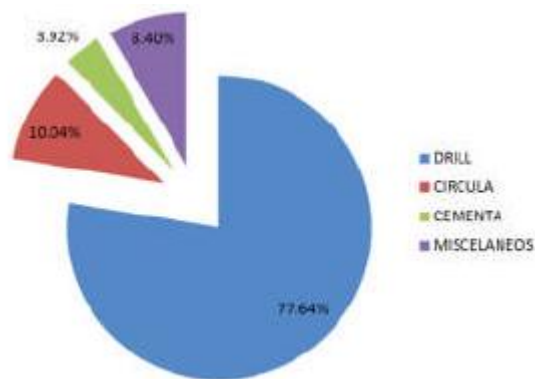


Figura 3. Distribución estadística de tiempos operativos por actividad durante la perforación casing drilling de pozos.

Viéndose reducido el tiempo total en cerca de un 40%, y transformando tiempo no Productivo, enTiempo efectivo.

Diseño y aplicación de la zapata

La línea de servicios *Drill Bits* desde la primera implementación casing drilling en 2010 en el país cuenta con más de 200 carreras a la fecha tomando en cuenta la cuenca Neuquina y la cuenca del Golfo San Jorge, implementándose ya como una práctica estándar. Se aplica el diseño de una zapata perforadora que se construye a partir de una aleación de acero especializado con PDC y cortadores de carburo de tungsteno soldadas directamente en un cuerpo de una sola pieza. La corona robusta y estructura de corte permite cumplir los estándares de durabilidad, integridad y la tasa de penetración (ROP) que un trépano convencional PDC. El trépano se suelda a un sub de revestimiento de acero que mantiene la integridad durante las operaciones de perforación y drillout.

La combinación de un cuerpo de acero que se puede perforar y perfil interno patentado para reducir el tiempo y costes del drillout, permite a los trépanos de conos y PDC, atravesar la Zapata sin daño para el conjunto del fondo del pozo (BHA) y continuar la perforación de la sección siguiente en el hoyo. La eficiencia hidráulica se optimiza a través de un software computacional de dinámica de fluidos, lo que mejora ROP al tiempo que reduce el riesgo de embolamientos y la erosión. Los tamaños de boquilla se pueden cambiar fácilmente para que coincida con los requisitos de aplicación y mejorar la flexibilidad.

Un puerto de bifurcación secundario en la corona permite la circulación o la cementación posterior, si las boquillas se tapan.

Características de una zapata perforadora



Figura 4. Características del diseño mecánico de la zapata.

Aplicación en el campo de estudio:

La aplicación de la tecnología en el campo de estudio de la Cuenca San Jorge se desarrolla sobre las secciones de aislación, para los hoyos de 7-7/8" y entubación 5-1/2". En esta aplicación se ha considerado la experiencia que se tiene con la perforación de trépanos en diámetros de 8.3/4" en la configuración de 5 aletas y cortadores de 16mm. Para trasladar la misma eficiencia a la herramienta de 7.7/8" para Casing Drilling.

En esta zona nos encontramos con arenas intercaladas por arcilla, la mayor dificultad que podemos encontrar se observa en los primeros metros del pozo donde existe la presencia arcillas reactivas, que tienden a embolamientos.

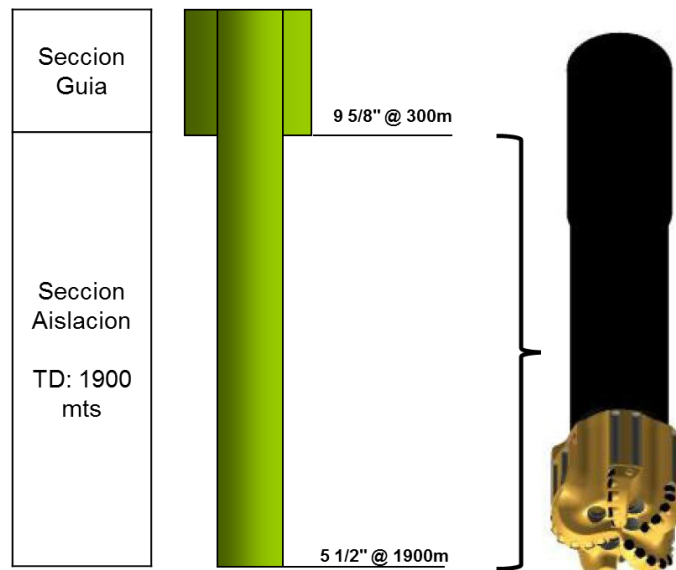


Figura 5. Diseño del pozo tipo del campo de estudio.

El siguiente cuadro es un resumen de los parámetros de perforación utilizados en los diferentes pozos perforados en esta Cuenca.

	Min	Max	Avg.
RPM	40	180	120
WOB (lbs)	2000	26000	8000
GPM	204	520	450
TQ (ft-lbs)	1100	6000	3500
MW (ppg)	8.9	9	8.95
PSI	460	1476	750

Tabla 3. Resumen de parámetros de perforación aplicados en el campo de estudio.

Hay que resaltar la exigencia en cuanto a parámetros de perforación que se aplican en estos casos sobre el sistema casing drilling, con el simple objetivo de maximizar la ROP para disminuir el tiempo de perforación/entubación del tramo.

Pozo						
	Prof. Entrada	Prof. Salida	Hrs	Mts. Perf.	ROP	Desviación
XXX-1112(i)	1058	1998	37.5	940	25.07	s/r
XXX -1114	1049	1971	32.5	922	28.37	37º
XXX -1115	357	1884	55.25	1527	27.64	2º
XXX -1111	352	1961	37.25	1609	43.19	
XXX 1113	359	2168	47.5	1809	38.08	45º
XXX -1189	348	2139	41	1791	43.68	4.4º
XXX -1185	756	1987	43.25	1231	28.46	3º
XXX -1191	1300	2222	34.5	922	26.72	2º
XXX 1139	697	2490	55.5	1793	32.31	3º
XXX-1140	698	2446	60.5	1748	28.89	
XXX-1138	1067	1107	16.5	40	2.42	
XXX 1138	1107	2466	51.25	1359	26.52	6º
XXX -1194	1000	2147	35.75	1147	32.08	71º
XXX 1150	792	2161	65.75	1369	20.82	41º

Tabla 4. Descripción de profundidades, tiempos y ROP de los pozos en el campo de estudio.

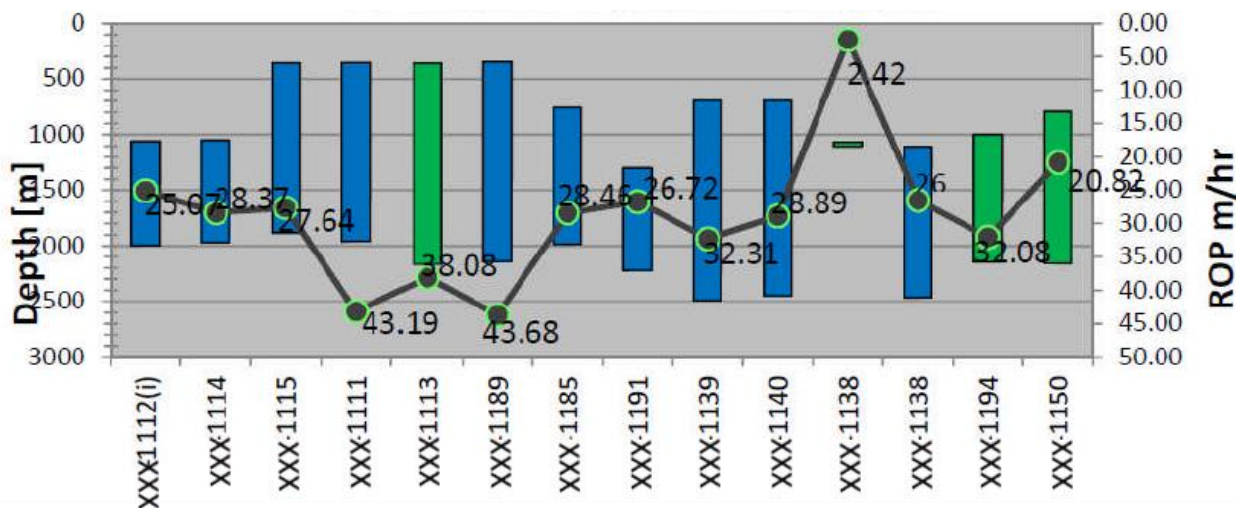


Figura 6. Descripción gráfica de profundidades y ROP por pozo de los pozos en el campo de estudio.

Caracterización del reservorio:

El éxito de un proyecto petrolero debe estar acompañado del funcionamiento óptimo de todas las disciplinas que comprenden los procesos de exploración y desarrollo donde una falla de sistema en cualquiera de ellas es capaz de poner en peligro su rentabilidad. En este sentido la evaluación de la formación y caracterización de los reservorios es probablemente la limitación más importante de la técnica en tanto que las tecnologías logging while drilling son todavía costosas para aplicarlas en este tipo de escenarios. En este sentido, como respuesta al desarrollo de la tecnología *casing drilling*, las línea de servicios de *geosciences & petroleum engineering* trabajó en el diseño de un programa de evaluación de formaciones que permita a través del casing con tecnología wireline, obtener datos certeros del reservorio que permitan a los grupos de desarrollo de reservas disponer de la información técnica suficiente para el planeamiento y toma de decisiones que permitan recuperar los hidrocarburos de la manera más económica posible.

Partiendo desde la base de que el análisis volumétrico de reservas es un punto focal en la toma de casi todas las decisiones, el programa de evaluación de la formación a pozo entubado se centró en conseguir soluciones certeras a las variables que conforman el método:

$$EUR = \frac{GRV * \frac{N}{G} * \phi * S_h}{B_o} * RF$$

- GRV: Gross rock volume
- N/G: Net-to-gross pay
- ϕ : Average porosity over net pay
- S_h : Average hydrocarbon saturation over net pay

La porosidad puede calcularse, en tanto que el espesor bruto tope-base y espesor neto son también mensurables con las técnicas disponibles a pozo entubado. La saturación de agua calculada a partir de la medición de la conductividad eléctrica con el modelo de Archie y sus derivados debido a la falta de herramientas para medir de manera continua la resistividad de la formación a través del casing y aunque existen técnicas para su análisis a pozo entubado a partir de procesamiento de perfil de neutrón pulsante, están todavía en proceso de estudio. El caso de la resistividad emulada ha tenido algunos resultados positivos, no obstante se requiere aún de una estadística más robusta de cálculos con resultados de ensayos para establecer conclusiones sobre el tema.

De este modo el resultado de la técnica es un programa para caracterización del reservorio que permite establecer cut offs de porosidad y vsh mientras que al no disponer por el momento de un análisis de saturación experimentalmente validado, no existe la misma certeza a la hora definir las zonas productivas o *net pay*. Por esto último la aplicación se limita por el momento a proyectos de desarrollo infill donde los grupos de desarrollo dispongan de la información necesaria para cuadrar de la mejor manera los modelos a fin de obtener buenas correlaciones entre pozos que les permitan seleccionar los *pay zone* correctamente.

Aplicación en el campo de estudio:

El área de estudio comprendió de un total de 34 pozos perfilados con las tecnologías de perfil mostradas a continuación desde el comienzo de aplicación en el año 2014 a la fecha.

Metodología de trabajo:

Una vez el pozo fue cementado, el equipo de perforación se mueve a la siguiente locación y la compañía de wireline se dispone en el pozo a realizar las operaciones de perfilaje rigless con pluma incluyendo el perfil de cemento y de evaluación de la formación.

Operaciones de wireline rigless en casing 5 1/2:

- Perfil de neutrón pulsante y gamma ray.
- Perfil de cemento y neutrón compensado.
- Perfil acústico.

En la medida que se van adquiriendo los datos, los mismos son enviados a los centros de procesamiento donde el personal de geociencias se encarga de los procesamientos de modo que los usuarios dispongan de la información para realizar el diseño de completación dentro de las 24 hs de realizada la operación.

Análisis de los datos:

Múltiples fuentes de información: Se utiliza el modelo de fuentes de información de herramientas con distintos principios físicos de medición a fin de que una medida sustente a otra, alcanzando una conclusión en común.

Tecnologías wireline a pozo entubado disponibles:

Tecnologías disponibles	Vsh	PHI	N/G	Correlacion
Gamma ray			•	•
Herramienta de neutrones pulsantes	•	•	•	•
Herramienta acústica		•		
Herramienta de neutrón compensado			•	•

Tabla 5. Resumen de tecnologías de wireline casedhole disponibles y sus aplicaciones para la caracterización del reservorio.

Descripción de las técnicas aplicadas:

Perfil de Neutrón pulsante: La herramienta de neutrón pulsante genera artificialmente neutrones de alta energía cuyas ráfagas atraviesan el casing hacia la formación de modo que de su interacción con toda la materia del pozo, es decir, formación, fluidos, casing, cemento, 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. De acuerdo a la energía instantánea del neutrón las interacciones pueden ser elásticas, inelásticas o de captura, en esta última el neutrón tiene una energía lo suficientemente baja para poder ser atrapado por un átomo y formar parte de él, dejándolo en un estado inestable, y al volver a su estado de equilibrio se emitirá un rayo gamma característico. Este último comportamiento de la materia es cuantificado como el SIGMA o sección eficaz de captura, que es una medida de la afinidad de un elemento o compuesto a capturar neutrones en estado térmico y se mide como la pendiente de la tasa de decaimiento de cuentas gamma en el tiempo.

Dicha propiedad se encuentra tabulada en los manuales para las diferentes sustancias de modo que tiene su respuesta característica en arcillas y en arenas. Debido a que es altamente sensible al contenido de cloruros en el medio, en ambientes de alta salinidad el SIGMA es muy influenciado por el agua salada,

pero dado que la Cuenca del Golfo San Jorge es un ambiente de agua dulce en su mayoría, funciona como un excelente indicador litológico y su variabilidad es proporcional al contenido porcentual de arcilla en la formación.

Capture Cross Sections

Fresh water	$\Sigma = 22 \text{ cu}$
Saline water	$\Sigma = 22 \sim 125 \text{ cu}$
Oil	$\Sigma = 20 \sim 22 \text{ cu}$
Gas (Methane)	$\Sigma = 4 \sim 15 \text{ cu}$
Sandstone	$\Sigma = 8 \sim 13 \text{ cu}$
Limestone	$\Sigma = 8 \sim 10 \text{ cu}$
Dolomite	$\Sigma = 8 \sim 12 \text{ cu}$
Shale	$\Sigma = 25 \sim 45 \text{ cu}$

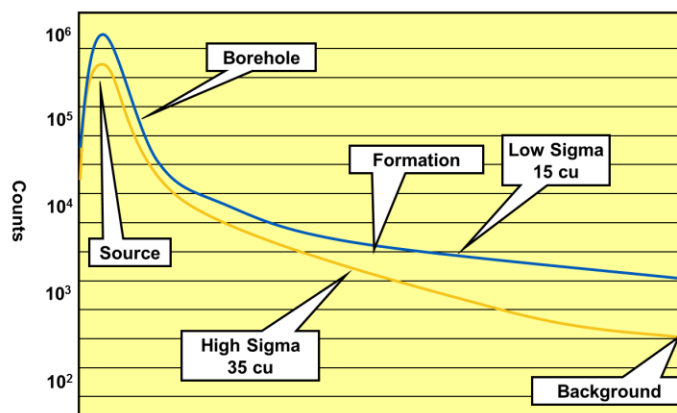


Figura 7. Valores tabulados típicos de SIGMA. Para arenas 8-13, arcillas 25-45. El gráfico de la derecha indica el cálculo de un SIGMA bajo y uno alto en función de la pendiente de la tasa de decaimiento de cuentas GR en el tiempo.

- *Pseudo SP*: Se obtiene de normalizar linealmente la curva Sigma a valores de SP. En la Cuenca del Golfo San Jorge de litología areniscas-arcillas y aguas de formación dulce, la medición del SIGMA responde principalmente a la arcillosidad en la formación siendo una excelente herramienta de correlación e indicador de litología, aplicable al cálculo de volumen de arcilla. Su medición tiene una profundidad de investigación de 21 pulgadas.

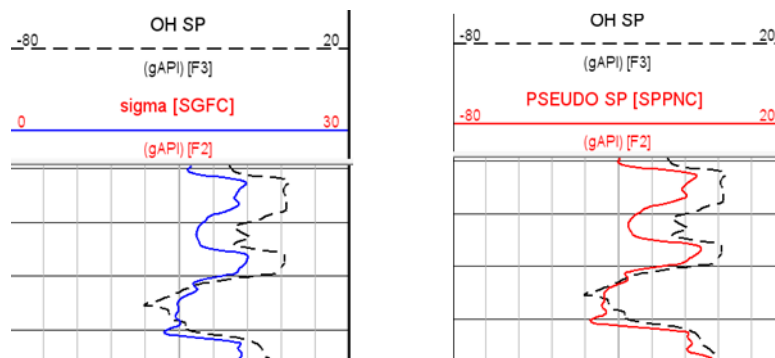


Figura 8. Pseudo SP: A la izquierda un registro SP OH (negro) vs el registro crudo CH de SIGMA (azul). SIGMA marca valores del orden de 22 en las arcillas SIGMA Shale y del orden de 15 en la arena más limpia del intervalo. A la derecha se transforma linealmente SIGMA a escala equivalente a SP en la Cuenca del Golfo San Jorge (20, -80) para convertirlo en Pseudo SP.

- *Perfiles open hole emulados a partir de entrenamiento y aplicación 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. Funcionan como sistemas dinámicos no lineales que aprenden a reconocer patrones a través del entrenamiento. Bajo este concepto se realiza el trabajo de entrenar redes en pozos denominados “entrenadores” cuyo sistema de redes neuronales han aprendido a resolver el resultado a una medición de una propiedad física del pozo abierto a partir de un registro a pozo entubado de neutrones pulsantes.

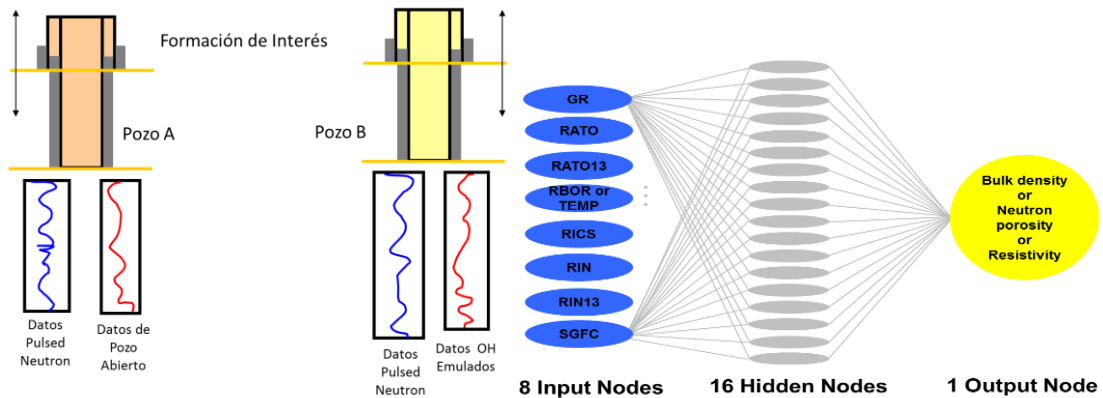


Figura 9. Esquema pozo entrenador- Pozo de aplicación. Estructura del sistema de redes neuronales.

Porosidad acústica: Se registra el tiempo de tránsito de la formación con un perfil acústico el cual es capaz de medir formación a través de la cañería siempre y cuando existan buenas condiciones de cemento que permitan el medio para transmisión de las ondas p. Debido a que la porosidad no responde en forma lineal ante la variación de las proporciones de cada uno de los componentes de una roca, existen varios modelos, de los cuales se utiliza la transformación de mejor ajuste para el cálculo porosidad a partir de DT (Delta T o tiempo de tránsito).

Porosidad neutrón compensado: Este perfil en combinación con el de densidad es un buen indicador de arcilla, y de la misma combinación se obtiene una buena porosidad efectiva, pero como perfil de porosidad en sí es sabido que no es de lo mejor por estar fuertemente influenciado por la mineralogía. No obstante es una herramienta de correlación y complemento de análisis para el dato de DT y cálculo de porosidad.

Gamma ray: Debido a que en la Cuenca de Golfo San Jorge sirve como indicador de arcilla solamente en determinados tramos, es utilizado solo como herramienta de correlación.

Complemento:

- **Mud logging:** El muestro de cutting durante la perforación ha sido un buen complemento a los perfiles disponibles ya que permitió vincular los rastros de petróleo y gas a los reservorios para identificarlos como pay zones e integrarlos a las correlaciones.

A continuación se mencionan las dos modalidades de trabajo y programas operativos adoptados según el escenario.

Opción 1:

Emulación de perfiles OH a partir de entrenamiento y aplicación de redes neuronales. Es el método de reproducción de curvas open hole a partir de registros de neutrón pulsante más preciso que ha sido probado en los casos de aplicación de la Cuenca del Golfo San Jorge. Permite emular con alto grado de precisión las mediciones de bulk density, neutron porosity, deep resistivity y compressional slowness. La aplicación de la resistividad para cálculos de saturación, si bien se han realizado pruebas con buenos resultados, es aún objeto de estudio y debe plantearse como una oportunidad a futuro.

Requiere un pozo de entrenamiento por pad de pozos, hecho por el cual el alcance está limitado por el distanciamiento entre los pozos de aplicación y entrenador. La estrategia es planear pozos entrenadores por pads que vayan acompañando los frentes de avance in fill con perforaciones casing drilling en el yacimiento.



Figura 10. Planeamiento de desarrollo in fill con pozos entrenadores (en azul) propuestos estratégicamente para la expansión de pozos de aplicación (en rojo).

Programa:

- Un pozo entrenador por pad.
 - Perfil OH.
 - Perfil de neutrón pulsante a pozo entubado.
- Pozos de aplicación. A pozo entubado:
 - Carrera de perfil de neutrón pulsante.
 - Carrera de perfil de cemento.
 - Carrera de perfil acústico (opcional)

Pozo entrenador: Típicamente un pozo por pad debe ser utilizado para el entrenamiento del sistema de redes neuronales.

El mismo debe disponer:

- OH data: Curvas objetivo para emulación. Bulk density, neutron porosity, deep resistivity.
- Neutrón pulsante a pozo entubado: Curvas coeficiente para la matriz de entrenamiento del sistema de redes neuronales.

Pozo de aplicación: Una vez la red neuronal fue entrenada correctamente en el pozo entrenador, las redes neuronales almacenadas en la base de datos ya están listas para ser aplicadas en los pozos de aplicación propuestos.

Pozo Verificador: Es un pozo que tiene perfiles reales de OH y emulados a partir de registro de neutrón pulsante a pozo entubado. Este pozo se usa entre otras cosas para monitorear durante el proyecto el error con que reproducen las curvas emuladas respecto a las open hole y validar así la extensión del distanciamiento del entrenador respecto a la aplicación.

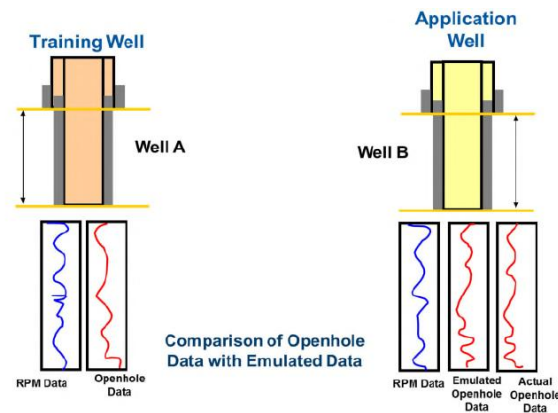


Figura 11. Pozo entrenador: Datos OH+ Datos CH neutrón pulsante (Entrenamiento de redes). Pozo de validación: Datos CH neutrón pulsante- Datos emulados de curvas OH+ Datos OH verdaderos.

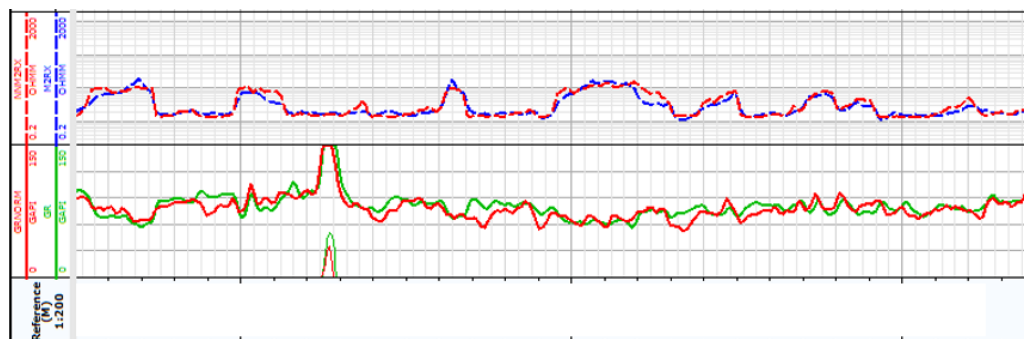


Figura 12. Ejemplo de un pozo de validación donde se emularon las curvas a partir de aplicar redes neuronales sobre un perfil de neutrón pulsante a pozo entubado y luego se comparó la información procesada con las curvas a pozo abierto verdaderas del pozo con fines de monitoreo de rendimiento. En rojo la resistividad emulada, en azul la resistividad OH.

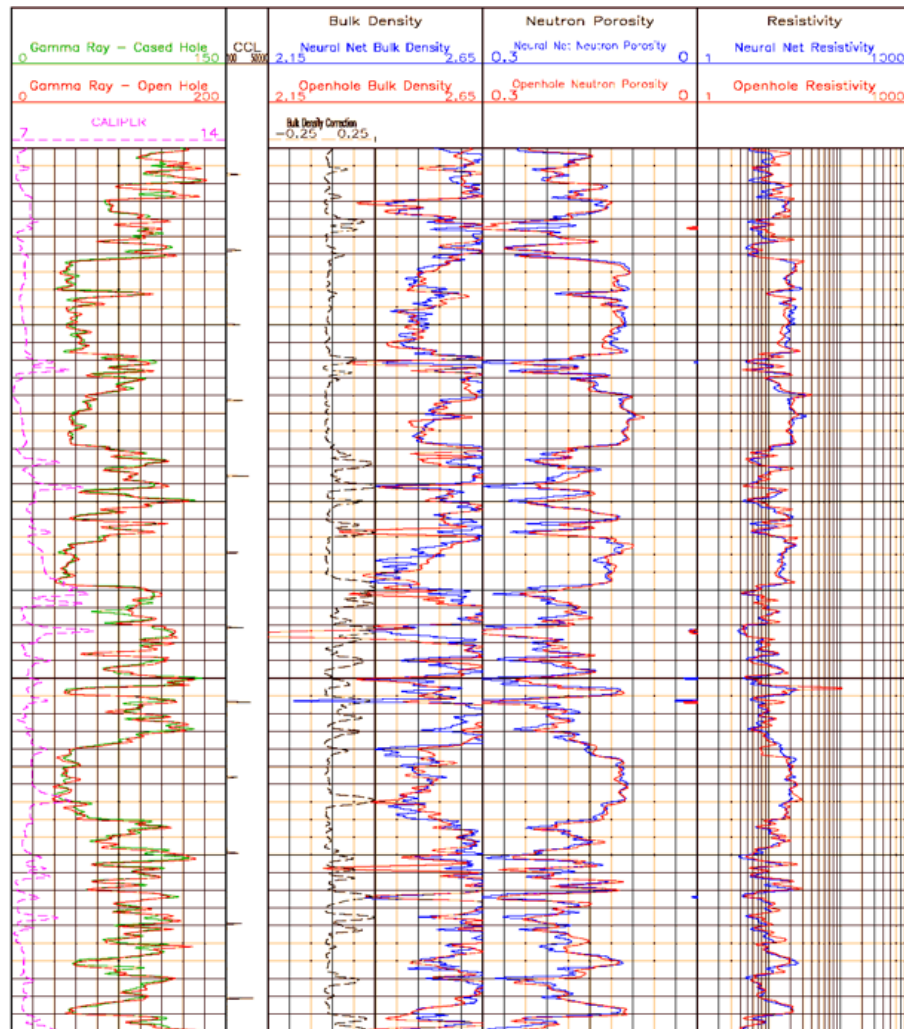


Figura 13. Perfiles emulados “azul” vs perfiles OH verdaderos “rojo” aplicados en el pozo entrenador. De izquierda a derecha: Gamma ray, bulk density, neutron porosity, deep resistivity.

Opción 2:

Perfil Pseudo resistivo + Porosidad acústica a pozo entubado. Esta aplicación cuenta con mayor versatilidad en cuanto a la independencia con el pozo entrenador, debido a que las redes neuronales se utilizan solo para generar una Pseudo resistividad para correlación y requiere de un pozo entrenador por proyecto con menos sensibilidad al distanciamiento entre entrenador y aplicación. La aplicación permite obtener un perfil para correlación de buena calidad de información con gamma ray, porosidad acústica y neutrón, Pseudo sp y una pseudo resistividad no válida para cálculos de saturación. Sus resultados son más limitados que los obtenidos en la opción 1 en tanto que no se obtiene un combinado emulado de curvas open hole con densidad neutrón pero este hecho es compensado con velocidades de registro más rápido y trabajos de procesamiento más sencillos.

Programa:

- Un pozo entrenador por proyecto:
 - Perfil OH.
 - Perfil de neutrón pulsante a pozo entubado.
- Pozos de aplicación. A pozo entubado:
 - Carrera de perfil de neutrón pulsante.
 - Carrera de perfil de cemento con neutrón compensado.
 - Carrera de perfil acústico de onda completa.

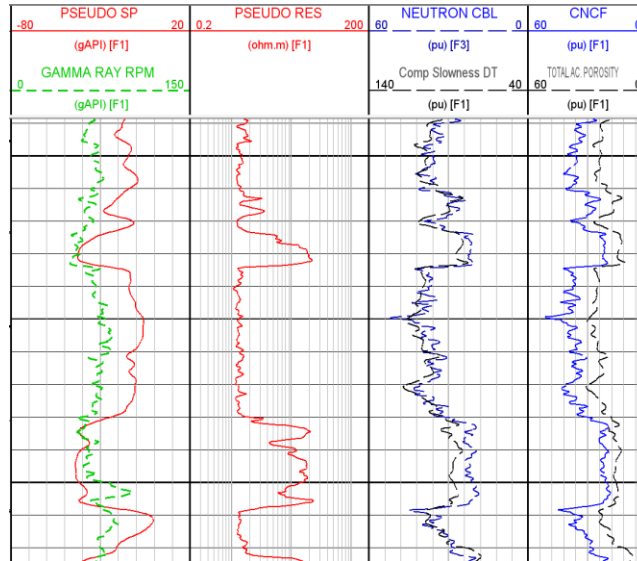


Figura 14. Perfil Pseudo resistivo. De izquierda a derecha: Gamma Ray, pseudo SP, pseudo resistividad, porosidad neutrón compensado y DT compressional, porosidad acústica y porosidad neutrón compensado.

Resultados:

Durante los tres años y medio de operaciones wireline no se registraron NPT, reportes sobre incidentes HSE ni disconformidades de los usuarios.

Los tiempos de operación rigless para el perfil de cemento y para la evaluación de la formación según sea *opción 1* u *opción 2* fueron:

- Opción 1:
 - Pozos: 11.
 - El tiempo promedio de operación para un pozo tipo promedio de 2000 m fue de 20 hs.

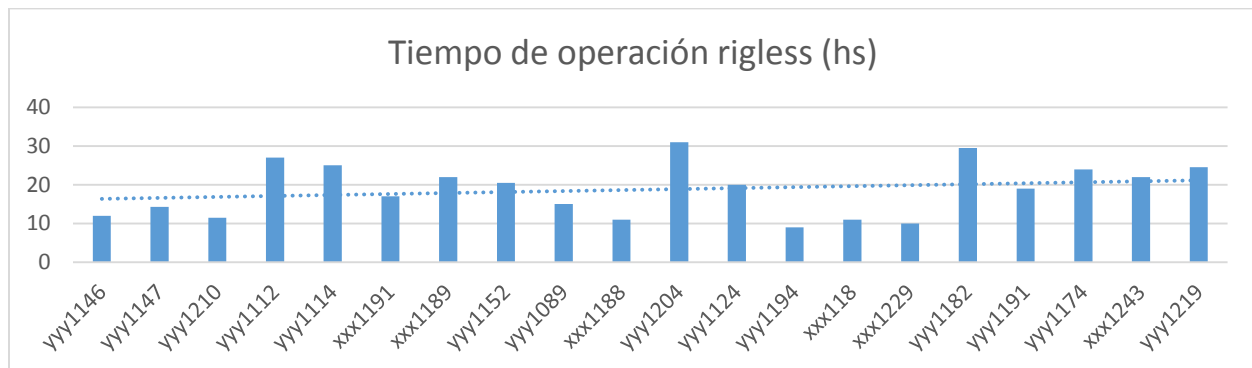


Figura 15. Operaciones de wireline realizadas con el programa de la opción 1 y sus tiempos operativos.

- Opción 2:
 - Pozos: 23.
 - El tiempo promedio de operación para un pozo tipo promedio de 2000 m fue de 19.5 hs.

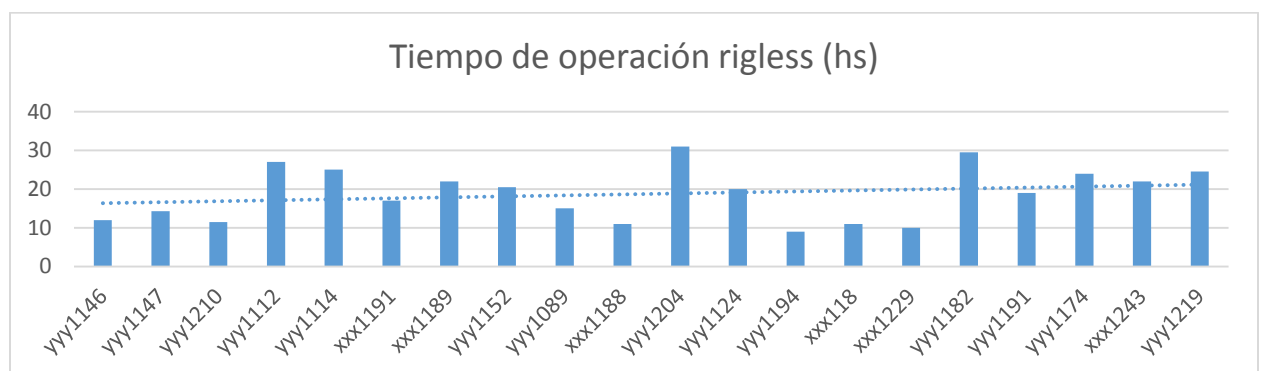


Figura 16. Operaciones de wireline realizadas con el programa de la opción 2 y sus tiempos operativos.

Oportunidades y limitaciones

Oportunidades:	Limitaciones:
Operación rigless. Ahorra tiempo operativo del equipo en locación durante el perfil. Reduce riesgos de NPT por contingencias del pozo y operativas. Mejora condiciones HSE de las operaciones en la locación.	No es posible extraer muestra de fluidos, toma de presiones, extracción de fluidos ni caliper del pozo.
Buena determinación de espesores y porosidad de los reservorios. La Sw calculada a partir de resistividad con redes neuronales está aún en proceso de estudio. Es posible calcular la saturación en reservorios high GOR.	No hay registro de resistividad para analizar saturación de fluidos. La pseudo resistividad procesada es con fines de correlación. (Análisis de saturación solo realizable bajo procesamiento alternativos con neutrón pulsante)
Perfil de evaluación formación y perfil de cemento en una misma operación.	Requiere buenas condiciones de cementación para registrar con acústico.
El complemento con control geológico puede integrar la evaluación de la formación con perfiles para una mejor correlación.	Aplicación válida para aguas de formación de baja salinidad y litología shale-sandstone.(Ejemplo C.G.S.J.)

Tabla 6. Análisis de oportunidades y debilidades de las técnicas para evaluación de formaciones aplicadas mediante ambos programas en los pozos perforados casing drilling de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Conclusión

El Casing Drilling ha demostrado su utilidad en las más de 200 carreras que se llevan a realizas en al País, desde su implementación en 2010, tomando en cuenta las aplicaciones de la cuenca Neuquina, y de la cuenca del Golfo San Jorge y en los campos descritos se ha instrumentado como práctica estándar.

Las siguientes son las aplicaciones en que la tecnología ha demostrado ahorros considerables de tiempos como para estandarizar la utilización:

- Tramos con pérdidas parciales de circulación
- Tramos con pérdidas totales de circulación e inestabilidad de pozo.
- Tramos sin problemas de pozo donde solo se busca maximizar el rendimiento para disminuir los tiempos normales de perforación (Aplicaciones a “Performance”).

Por su parte la perforación casing drilling ha demostrado alcanzar muy buenos rendimientos en cuanto a ROP, incluso superiores a la perforación convencional de esos mismos tramos, en los pozos problemáticos esta diferencia se hace mayor.

La adquisición de información de la formación es hasta el momento la limitación mas importante de la técnica, no obstante hay una curva de aprendizaje que está en proceso y ha permitido hasta el momento el desarrollo de esta técnica de perforación mediante perfiles a pozo entubado que proveen datos certeros

para el modelado estático que permite correlacionar y caracterizar adecuadamente los reservorios en proyectos de desarrollo infill. El análisis de saturación de fluidos sigue siendo una oportunidad de mejora para el futuro de la técnica.

Bibliografía:

1. Moji Karimi, SPE, Calvin Holt, SPE, Eric Moellendick, SPE, Tesco Corporation “Trouble Free Drilling with Casing Drilling; a Process Focused on Preventing the Drilling Problems”
2. Cárdenas Crespo, Pablo, YPF; Daens, Claudio Alejandro, YPF; Fernández, Bárbara, YPF; Fernández, María Celeste, YPF; Pelusso, Duilio Héctor, YPF. “Experiencia de utilización de casing drilling en los yacimientos El Guadaly Lomas del Cuy”
3. A.K Gupta, SPE, Indian School of Mines. “Drilling with Casing: Prospects and Limitations”.
4. Rinat Isyangulov, OJSC Kogalymneftgeofizika; Maxim Podberezny, Salym Petroleum Development N.V.
5. W.A. Gilchrist, Jr., SPE, E. Prati, R. Pemper, SPE, M.W. Mickael, and D. Trcka, SPE, Baker Atlas. “Introduction of a New Through-Tubing Multifunction Pulsed Neutron Instrument”.
6. Maximiliano Galarza, Baker Hughes; Lourdes Lopez Vera “Emulación de perfiles Open Hole a partir de registro de neutrones pulsantes a pozo entubado mediante entrenamiento y aplicación de redes neuronales en el Bloque I de la Itala, Yacimiento Los Perales, Santa Cruz, Argentina”

CV de autores:

Gustavo Parraga

Ingeniero Mecánico - Universidad Nacional de Tucuman, Tucuman – Argentina
Executive Master in Business Administration - Fundacion del Tucuman (Tucuman - Argentina)

(01/2015- presente). Drill Bits Technical Manager - Southern Cone - Drill Bits - Baker Hughes
(03/2013- 12/2014). Account Coordinator Bolivia & Northern Argentina - Drill Bits - Baker Hughes
(12/2011- 03/2013). Sales Spec III - Drill Bits - Baker Hughes
(03/2008 -12/2011). OPS Mktg Account Rep II - Hughes Christensen - Baker Hughes
(08/2007 -03/2008). Maintenance Workshop Chief & Mechanical Assistant of Maintenance Manager - Steel Plant - Ternium Siderar (Buenos Aires - Argentina)
(03/2005- 08/2007) Mechanical Maintenance Chief - Wet corn milling industry - Glucovil - Ledesma SAAI (San Luis - Argentina)
(11/2000- 03/2005) Mechanical Assistant of Maintenance and Milling Production Chief - Cane Sugar factory - Ledesma SAAI (Jujuy – Argentina)

Drill Bits Technical Manager. Baker Hughes



Maximiliano Galarza

Ingeniero en Petróleo- Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, Comodoro Rivadavia, Argentina.

(2014- Presente) Trabaja en Baker Hughes para la línea *Geosciences & Petroleum Engineering* con desarrollo de carrera en *production logging* y expertise general en análisis de perfiles cased hole.

(2012-2014). Pasante en el centro de geociencias de Baker Hughes de la base de operaciones wireline de Comodoro Rivadavia.

Geocientista. Baker Hughes

