

## CONTROL DE CALIDAD DE OPERACIONES Y REGISTROS DE POZO ABIERTO. CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE. METODOLOGÍA Y MEJORES PRÁCTICAS

Néstor Acosta<sup>1</sup>, Rene Hudecek<sup>1</sup>, Franco Vittore<sup>1</sup>, Mariel Jensen<sup>1</sup>

1: YPF S.A., nestor.acosta@ypf.com, rene.hudecek@ypf.com, franco.vittore@ypf.com, mariel.jensen@set.ypf.com

Keywords: quality, acquisition, logs, logging

### ABSTRACT

Open Hole Logs and Operations Quality Control System. San Jorge Basin, Argentina

This contribution shows a methodology that allows to ensure quality control of logging operations and the resulting open hole logs obtained, through a quality control system. It is intended to highlight the importance of an adequate quality control of the raw data obtained given the importance of these for a correct petrophysical evaluation in wells of the San Jorge Basin.

The system uses a software application that facilitates the loading of both on-site supervisor observations and field data before, during and after the well logging process. It inputs the data into formulas that generate key performance indicators. These indicators are then continuously analyzed by an Evaluation Committee of Quality, allowing them to detect early warnings and identify recurring problems. Meetings between the operator and service companies are then set to review these findings. The end result is an improvement in both the well logging process and the subsequently acquired products.

The methodology includes a training plan for technical teams that oversee well logging operations and analyze the final logs obtained from the service companies. This cycle of continuous improvement which results in identification of best practices and lessons learned help perfect the well logging quality control system.

### INTRODUCCIÓN

La validación de la información adquirida y la optimización de las operaciones de adquisición son dos aspectos críticos del perfilaje de pozos. Ambas tareas son realizadas a través de la observación de indicadores claves de control de calidad, el principal objetivo de esta publicación es dar a conocer estos indicadores y las principales técnicas para resolver situaciones comúnmente encontradas en operaciones de perfilaje a pozo abierto.

Se introducen conceptos fundamentales de control de calidad para todos los registros eléctricos utilizados en pozos del ámbito de la Cuenca del Golfo San Jorge. Los mismos permitirán realizar control de calidad en tiempo real en el pozo, así como posteriormente sobre los productos entregados.

Los registros comúnmente adquiridos en los pozos de la Cuenca incluyen resistividad con

herramienta de inducción múltiple, potencial espontáneo, densidad, acústico y ocasionalmente neutrón (en caso de posibilidad de presencia de gas en los reservorios). Sobre esta base de registros convencionales de pozo abierto, información de roca y fluidos de reservorios se confeccionan los diferentes modelos petrofísicos para cada una de las formaciones productivas y constituyen la base para el análisis y propuesta de la terminación de pozos. Cabe mencionar la utilización de algunas herramientas de alta tecnología (Acosta, 2005) utilizadas para resolución de problemáticas petrofísicas complejas que requieren un grado particular de adquisición de datos de pozo. En este mismo sentido, se hace resaltar también la amplia utilización, en los últimos quince años de registros de resonancia magnética nuclear (Acosta, 2008), los cuales en relación con la cantidad de pozos perforados superan las experiencias realizadas en otros yacimientos en el mundo.

### Marco Geológico Regional

La Cuenca del Golfo San Jorge se encuentra ubicada en la parte central de la Patagonia Argentina, cubre una importante porción de la provincia de Chubut y el norte de Santa Cruz. Presenta una definida elongación en dirección este-oeste y se ubica entre dos altos positivos como son los Macizos del Deseado y Nordpatagónico los cuales controlan su flanco sur en la provincia de Santa Cruz y su Flanco norte en Chubut (Fig. 1).

Las principales formaciones que actúan como roca reservorio se encuentran agrupadas en el denominado Grupo Chubut (Lesta y Ferello, 1972) el cual involucra un lapso del tiempo geológico que va desde el Aptiano hasta el Mastrichtiano (Hechem *et al.* 1990). Las Formaciones varían de nombre de acuerdo con el Flanco en donde las encontremos. El Grupo Chubut está compuesto por la formación Pozo D-129, Mina del Carmen, Comodoro Rivadavia y Yacimiento El Trébol en el Flanco Norte; Bajo Barreal y Castillo en el Flanco Oeste; Meseta Espinoza y Cañadón Seco en el Flanco Sur. Existen potenciales rocas reservorios en casi todas las unidades estratigráficas presentes en la columna mencionada (Fig. 1). Se trata de reservorios sedimentarios clásticos de variada composición tanto en su fracción fina, clástica y cemento. Una característica distintiva en los mismos es su importante participación piroclástica la cual se incrementa en profundidad. Esta participación se da tanto como fragmentos de tobas en los clastos como en el material fino que rodea a los mismos.

Las características arquitecturales de los reservorios multicapa de la cuenca muestran reservorios apilados verticalmente y separados por cuellos pelítico-tobáceos correlacionables arealmente. Estas particularidades permiten agrupar verticalmente en secuencias o parasecuencias reconocibles en la respuesta de los registros de pozo (Fig. 2). Estas secuencias agrupadas de acuerdo con el patrón de apilamiento de los reservorios poseen connotaciones genéticas y temporales en cuanto a la deposición de los mismos (Acosta 2014).

ERA	SISTEMA O PERIODO	SECTOR OCCIDENTAL	FAJA PLEGADA	FLANCO NORTE	FLANCO SUR	MEGA SEC	AMBIENTE
CUATERNARIO	Quaternario	ROCADOS PATAGÓNICOS = ROLDADOS TEBUELCHES				IV	GLACIAL FLUVIAL
	Terciario	Fm. Santa Cruz Fm. Patagonia Fm. Sarmiento Fm. Río Chico Fm. Salamanca				III	FLUVIAL EOLICO MARINO LITORAL LOESS FLUVIAL ESTUARINO
		SUPER PATAGONIANO PYROTHERIANO = TOBAS DEL EOCENO Banco Verde Fragmentosa Glauconítico Salamanquense					
		Fm. Laguna Palacios Fm. Bajo Barreal Fm. Castillo Fm. Matasiete					
CRETÁCICO	Quaternario	Mbro. Superior Mbro. Inferior Fm. Pozo D - 129				II	PALEOSUELOS FLUVIAL FLUVIAL ENTRELAZADO FLUVIAL SINUOSO FLUVIO DELTAICO LA CUSTRE
		Fm. Yacimiento El Trebol Fm. Comodoro Rivadavia Complejo II Complejo III Complejo IV Complejo V					
		Fm. Meseta Espinosa CS - 1 Fm. Cañadón 12 Caleta Clivia Fm. Mina El Carmen Fm. Pozo D - 129					
		Fm. Pozo Paso Río Mayo Mbro. Sup. Mbro. Inf. Fm. PC* Guadal Fm. Pozo Anticinal Aguada Bandera Fm. Pozo Los Alazanes Sección Pelítica Basal NEOCOMIANO INDIFERENCIADO				I	DELTAICO ESTUARINO LA CUSTRE
JURÁSICO		COMPLEJO SEDIMENTARIO VOLCÁNICO GRUPO LONCO TRAPIAL GRUPO BAHÍA LAURA				0	ABANICO VOLCANOLÁSTICO

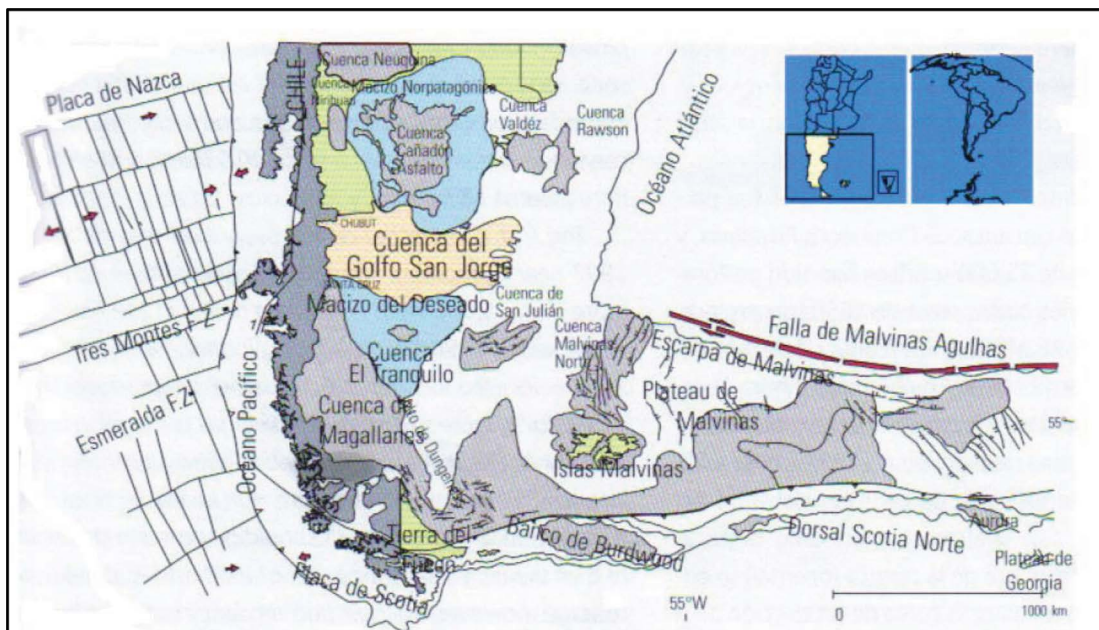


Figura 1. Ubicación y columna estratigráfica de la Cuenca del Golfo San Jorge.

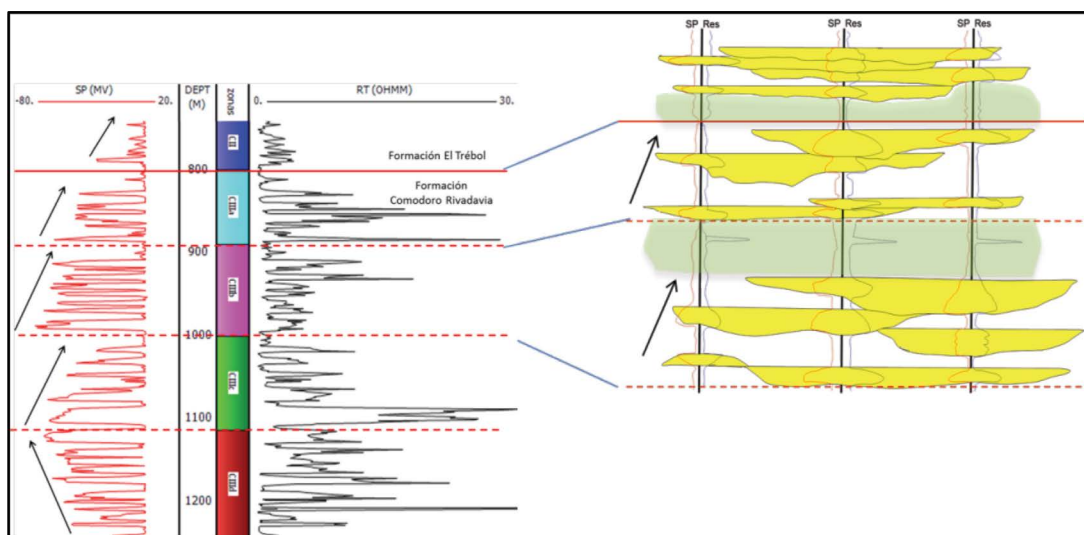


Figura 2. Zonación geológica vertical sobre un registro de inducción típico del Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Las zonas determinadas sobre la base de arreglos o patrones determinados en los registros de pozo (potencial espontáneo, resistividad o conductividad) están estrechamente vinculadas a la correlación estratigráfica entre pozos que sirven de base al trabajo de modelado estático de reservorios.

En relación con la evaluación y caracterización de reservorios con registros de pozos, estas tareas resultan a veces complicadas dada la complejidad litológica que presentan. Aspectos litológicos y mineralógicos de las rocas reservorio, las describen principalmente como areniscas cuarzo feldespáticas y líticas de matriz arcillo-tobácea que, en algunos casos, ven reducida su porosidad primaria por procesos diagenéticos de compactación mecánica, disolución de granos por contactos intergranulares y cementación de los poros (Acosta *et al.*, 2007). Existen importantes recopilaciones de datos obtenidos de muestras de subsuelo que se comparan con registros convencionales y de resonancia magnética nuclear, estas pueden encontrarse en trabajos vinculadas a evaluación de formaciones en la cuenca (Breda *et al.*, 2005).

## Metodología General

Para disponer y evaluar todas las operaciones de perfilaje y la calidad del servicio de perfilaje a pozo abierto fue necesario desarrollar un software que fue llamado “Calidad Perfilaje”, el mismo fue generado por el sector de Aplicaciones E&P (Jensen *et al.*, 2011). Este aplicativo está soportado por un lenguaje de consulta estructurado o SQL en Visual Basic 6 y está asociado a una base de datos donde se compila toda la actividad de perfilaje a pozo abierto (Fig. 3).

El sistema de control de calidad está compuesto de elementos esenciales o criterios de evaluación, los cuales en conjunto definen una metodología ordenada que muestra una manera

óptima de controlar las operaciones de perfilaje. Estos elementos son aspectos que en su totalidad representan una evaluación detallada y completa de los datos adquiridos y de los entregables generados por las compañías de perfilaje. Estos elementos, fueron discriminados en porcentajes de peso los cuales sumados representan la evaluación total de la actividad operativa de adquisición y de los productos o salidas generadas para la evaluación de formaciones.

Figura 3. Aplicación desarrollada para la carga de parámetros clave de operaciones de perfilaje.

A continuación, se presentan y analizan estos elementos esenciales, con sus porcentajes de peso, dentro del sistema de control de calidad de perfilaje que se utiliza en la cuenca:

- Calidad de operaciones (30%)
- Calidad de registros obtenidos (25%)
- Performance (o seguimiento temporal) (45%)

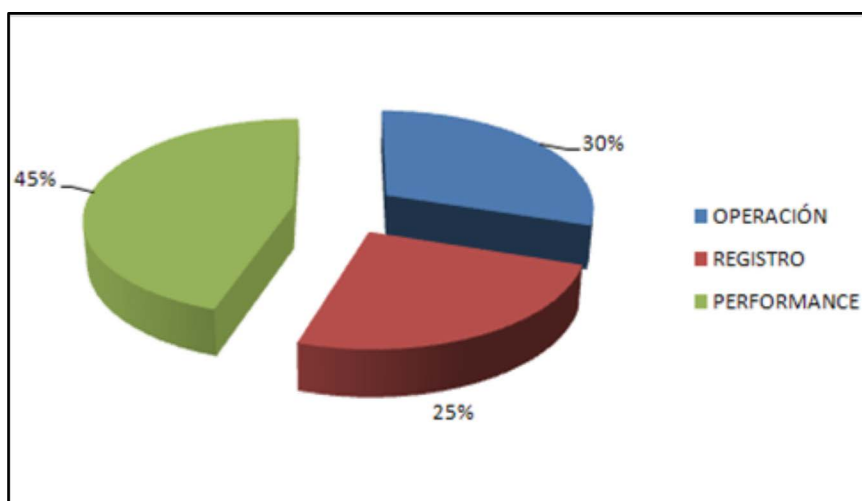


Figura 4. Elementos esenciales del Sistema de Control de Calidad de Perfilaje con sus porcentajes de peso en la evaluación.

A su vez cada uno de estos elementos está compuesto por una serie de indicadores claves de rendimiento o KPIs, que generan el listado de un total de 11 observaciones necesarias para la evaluación de calidad de un perfilaje a pozo abierto. Si bien es posible incorporar un sinnúmero de observaciones, fueron seleccionadas las más relevantes en función de un análisis estadístico de la actividad en la Cuenca. Se trata de 4 observaciones de calidad de operación, 3 de calidad de registro obtenido y 4 de rendimiento temporal (Tabla 1).

Tipo	N°	Indicadores de Operación
Calidad Operación	1	Eficiencia Operativa Svcio. Perfilaje
	2	Cantidad Total de Pescas
	3	Cantidad Total de Set Up
	4	Eficiencia Perfilaje
Indicadores Performance	5	Servicios Rechazados y Asignados
	6	Tiempo Espera Promedio YPF
	7	Cumplimiento de Normas y Procedimientos de Seg.y M.A.
	8	Entrega Hojas de tiempos
Calidad Registro	9	Htas. - Adquisición
	10	Htas. - Entrega Información
	11	Htas. - Procesamiento y Cálculo

Tabla 1. Listado de observaciones para cada uno de los elementos que conforman el sistema de calidad de perfilaje.

Los indicadores claves de rendimiento resultan de la aplicación de fórmulas simples pre-definidas que utilizan como variables los indicadores de operación.

Para poder cumplimentar con las observaciones que definen la metodología y que conforman estos elementos mencionados es necesario que el supervisor de perfilaje se encuentre directamente involucrado en tres etapas fundamentales del perfilaje del pozo: antes, durante y después de finalizado el mismo.

La primera parte implica el conocimiento detallado de las características del trabajo de adquisición a realizar, de las particularidades geológicas del área, de las propiedades petrofísicas de las formaciones y de las condiciones del pozo tanto en su construcción y diseño como en su estado después de finalizada esta tarea perforación del mismo.

La segunda parte requiere una participación permanente y activa durante las tareas de adquisición y un contacto fluido con el personal de la compañía que adquiere los datos. Además del conocimiento necesario para tomar decisiones que permitan optimizar las tareas y asegurar la calidad del dato registrado.



La última, pero no menos importante que las anteriores, está relacionada al control de calidad de la información recibida una vez finalizada la operación de adquisición, la gestión de los procedimientos de recepción y resguardo de la misma y la carga de los datos de las observaciones que permitan generar los reportes de calidad de perfilaje para su posterior análisis para la búsqueda de mejores prácticas.

## Calidad de Operaciones

Las mediciones en pozos son de carácter netamente geofísico y se realizan mediante diferentes herramientas de registro (sondas) que se bajan al fondo del pozo conectadas mediante un cable a la unidad de superficie donde se procesa la señal continua procedente de la formación y referenciada en profundidad. De esta manera se puede obtener de forma indirecta, en tiempo casi real información bastante precisa de las formaciones atravesadas durante la perforación del pozo.

Las observaciones de operación (Hudecek *et al.*, 2011) para obtener registros tienen en cuenta aspectos operativos del perfilaje relacionados principalmente a tiempos y cantidades, puntualidad, tiempos operativos, tiempos perdidos en operación, cantidad fallas, de carreras. Además, se incluyen aspectos relacionados al cumplimiento de normas de seguridad y tratamiento de la locación (por ejemplo: orden y limpieza). Se describen a continuación (Tablas 2, 3 y 4) definiciones de interés para la carga correcta de las observaciones en el sistema:

Indicadores de operación	Descripción
Cantidad de registros	Cuenta la cantidad de registros discriminados en hoja de tiempos, descontando los clasificados como: "rig up", pesca, "stand by", "set up" y "rig down"
Numero de bajadas	Cantidad de veces que se baja a fondo de pozo con herramienta
Numero de bajadas con fallas	Cuenta toda bajada a fondo de pozo que tenga asociado tiempo perdido
Cantidad pescas	Cuenta la cantidad de bajadas asociadas a pesca
Cantidad de "set up"	Cuenta la cantidad de bajadas asociadas a "set up"
Cumplimiento de normas y procedimientos de seguridad y medio ambiente	Cantidad de observaciones asociadas a incidentes

Tabla 2. Cantidades vinculadas a operación de perfilaje.

Indicadores de operación	Descripción
Tiempo de espera equipo proveedor	Diferencia positiva entre "hora pozo listo" menos "hora programada" (tiempo en horas de espera por parte de la contratista)
Tiempo de espera operadora	Diferencia negativa entre "hora pozo listo" menos "hora de llegada" en valor absoluto (tiempo en horas de espera por parte de la operadora). Diferencia entre hora "pedido compañía" y comienzo efectivo de la operación.
Tiempo operativo	Tiempo desde hora pozo listo hasta hora pozo libre (tiempo entre comienzo de operaciones hasta final del perfilaje)
Tiempo perdido total	Sumatoria de tiempos de operación perdidos (falla equipo, set up o pesca)
Tiempo operativo neto	Tiempo operativo menos tiempo perdido total (incluye: armado, registro bajando y subiendo, tramos repetidos y desarmado)
Tiempo de pesca total	Tiempo empleado para la pesca de herramienta
Tiempo promedio por punto de presión	Tiempo total carrera de presión / número de puntos de presión (promedio de tiempo por punto)
Tiempo de set up total	Tiempo de set up

Tabla 3. Tiempos en horas vinculados a operación de perfilaje

Relación cantidad - tiempo	Descripción
Metros registrados por hora	Sumatoria de intervalos en metros / tiempo operativo (hs). No contabiliza: rig up, pesca, stand by.

Tabla 4. Relación cantidades-tiempos

## Calidad de Registros

Los registros de pozo constituyen una herramienta imprescindible para la evaluación de formaciones. A partir de la medición de diferentes propiedades físicas (por ejemplo: densidad, resistividad, etc.) se determinan los parámetros (por ejemplo: porosidad, saturación de agua, entre otros) necesarios para evaluar las propiedades de los reservorios que se utilizan para definir la completación de un pozo, para la realización de cálculos de reservas de un yacimiento o para trabajos de simulación numérica.

La calidad de la información obtenida del registro a cable debe evaluarse verificando parámetros que sean mensurables. El supervisor de perfilaje (geólogo/ingeniero de operaciones) deberá cuantificar la calidad de los datos obtenidos con todas y cada una de las herramientas



bajadas al pozo al realizar la tarea de control de calidad de los registros de pozo. Los parámetros seleccionados para los registros se separaron en tres grupos:

- Adquisición de dato geofísico de la formación
- Procesamiento del dato y Cálculo de indicadores
- Entrega de resultados y productos de presentación

Esta tarea resulta el segundo nivel de control calidad del perfilaje a pozo abierto y apunta a la evaluación de todas y cada una de las herramientas corridas en el pozo y de cada uno de los registros adquiridos por las mismas. El sistema propone una asignación de puntajes relativos por herramienta y por registro adquirido con la misma (curvas que se muestran en los perfiles). El total de puntaje correspondería a un registro de calidad acorde a los estándares que propone de la compañía que solicita el registro. Los criterios generales de asignación o no del puntaje se exponen a continuación y nos resumen lo que debemos observar de las curvas, que nos presentan en los distintos perfiles combinados a distintas escalas, que suelen entregar las compañías de perfilaje de pozo (Acosta *et al.*, 2011):

#### - **Adquisición de dato geofísico de la formación:**

**Repetibilidad de los registros:** Verificar que la Sección Repetida cubra una zona de interés y se encuentren dentro de la tolerancia correspondiente al registro (considerar que la repetibilidad de cada curva depende del tipo de herramienta de la cual proviene).

**Presencia en los registros de ruidos y/o anomalías menores:**

Picos de valores altos en las curvas (principalmente en bordes de capa y efectos de condición de pozo)

Lecturas anómalas en litologías conocidas (ej.: registro de potencial espontáneo y de resistividad en línea base arcillas)

Vibraciones, deriva, variaciones bruscas no vinculadas a tironeos de la herramienta ni a condiciones de pozo.

Desfasaje en profundidad de la sección repetida y la sección principal.

**Presencia en los registros de ruidos y/o anomalías serias:**

Ajuste en profundidad de curvas adquiridas con distintas herramientas (coincidencia o desfasaje). Verificar la puesta en profundidad en distintos tramos del registro.

Valores constantes o fijos por intervalos largos en formaciones de interés.

**Posibilidad de corrección o normalización en caso de existencia de ruidos y/o anomalías serias:** Verificar que no se observen diferencias de comportamiento en las mediciones de los registros

entre pozos en los intervalos de interés. Caso contrario se deberán remover sistemáticamente los errores observados en los registros para poder realizar alguna interpretación. Pueden utilizarse histogramas tipo por formación y área para comparar con los registros adquiridos.

Lectura correcta de los registros formaciones conocidas: Verificar que las lecturas obtenidas son claras y que aproximadamente correlacionan con aquellas obtenidas en un pozo cercano dentro de la misma formación.

#### - Procesamiento del dato y cálculo de Indicadores

Uso de parámetros y constantes de procesamiento: en la sección de observaciones se deben detallar todas las fórmulas, parámetros constantes y correcciones realizadas y/o utilizadas para obtener cualquier curva calculada a partir de las mediciones físicas obtenidas de los registros de pozo.

Puesta en profundidad de los registros: en la sección de observaciones se deben detallar circunstancias anormales o requerimientos especiales vinculados a la profundidad del registro tales como:

Correcciones de fondo en tiempo real; estas deben ser indicadas, y los parámetros usados se deben especificar en la tabla apropiada.

Indicar cual registro fue usado para los propósitos de correlación, cuáles fueron las condiciones del pozo.

Cuando sea necesario, especificar si el registro ha sido corregido por profundidad o reprocesado, y en ese caso cuales han sido las razones.

Indicar cuál fue el sistema de centralización usado y cuál fue la máxima desviación encontrada en el pozo.

A efectos de chequear la profundidad utilizar todos los datos provistos por perforación en relación con esta, desviación del pozo como así también el perfil de control geológico y registro continuo de gas total.

Especificaciones técnicas de las calibraciones de las herramientas: las calibraciones son llevadas a cabo para establecer una correlación entre la señal de las herramientas y el parámetro del entorno que representan y para chequear si se ha producido alguna fluctuación durante el tiempo que la herramienta ha estado trabajando. Se debe considerar que se encuentran los resúmenes de las calibraciones correspondientes a cada herramienta corrida en cada carrera.

En las tablas específicas de calibraciones de cada compañía contratista de perfilaje chequear lo siguiente:

Tolerancias de las calibraciones

Período de validez de la calibración maestra

Resultados de la calibración

El resumen de calibración gráfica de cada herramienta debe ser claro y presentar claramente los límites para cada medida.

Los rangos operacionales de temperatura y condiciones de pozo de los instrumentos usados en la operación debieran ser revisados.

Las calibraciones deben estar siempre en fecha vigentes y dentro de las tolerancias permitidas. Los parámetros de calibración son establecidos al comparar el instrumento con patrones estándares, asumiendo una correlación linear. Los parámetros de calibración pueden ser calculados de forma gráfica o analítica usando formulas establecidas.

Existen tres tipos de calibraciones para las herramientas de pozo:

**Principal** (realizada en el taller de mantenimiento): las respuestas de las herramientas son comparadas con propiedades o valores conocidos para ajustar las mediciones. Los resultados que dependen de la herramienta son cálculos, algoritmos o modelos. Requiere de una preparación específica con instrumentos que no pueden ser llevados al pozo. La frecuencia depende del tipo de herramienta. Algunas herramientas no necesitan una calibración principal para ajustar sus lecturas.

**Antes** (realizada en el sitio del pozo antes de tomar las lecturas): El objetivo es asegurarse que no se han producido variaciones desde la última calibración en base operativa. Dependiendo de la herramienta esta tarea será un cálculo, chequeos electrónicos internos, mediciones de estabilización o chequeo de la respuesta de los detectores. Existen tolerancias para estas calibraciones cuando se comparan los resultados con la calibración principal y programas específicos que muestran si ocurren diferencias fuera del rango de tolerancia

**Después** (realizada en el sitio del pozo después de tomar las lecturas): es hecha en el pozo justo después de sacar la herramienta del pozo. La desviación entre las lecturas calibradas de los estándares antes y después de la registración es una buena indicación de posibles fluctuaciones que el instrumento ha experimentado durante el tiempo que estuvo en el pozo. Las tolerancias máximas, que incluyen el grado de desviación aceptable entre las mediciones Antes y Después, son establecidas para cada instrumento con referencia a los estándares de calibración.

Ante cualquier duda, acerca de las tolerancias que corresponden a cada herramienta deberían consultarse las tablas específicas de cada compañía de adquisición para tener una idea de cuál es la máxima tolerancia que puede ser permitida en la registración.

#### - Entrega de resultados y productos de presentación

Cabezal, sección principal y cola: verificar que cada componente cuente con los datos completados correctamente y en el orden propuesto (cabezal, observaciones, diagrama herramientas, diagrama guía, sección principal, repetida, calibraciones y cola)

Observaciones del cabezal: nombres de las herramientas bajadas al pozo, escala y mediciones de profundidad (profundidad medida-MD o verdadera profundidad verticalizada-TVD), numero

de carrera, temperatura de fondo, datos de lodo de inyección, coordenadas definitivas, datum, números de serie de las herramientas, datos de profundidades registradas, observaciones (por ej. incidencias durante la perforación)

Datos de equipamiento y cañería guía: diagrama de ensamblaje de herramientas, descripción, especificación de componentes complementarios utilizados (conexiones flexibles, centralizadores, uniones, etc.). Diagrama de pozo entubado del guía completo (diámetros, pesos, profundidades de cañerías, etc.).

Presentaciones estándar: uso de presentaciones especificadas de acuerdo con requerimientos y a las normativas vigentes. Chequear nombres de curvas, colores, escalas, orden de las columnas, etc.

Impresiones y datos digitales: calidad en papel y película transparente, contenido y etiquetado de la información en formato digital. Nombres de archivos de acuerdo con normativas establecidas, datos de pozo, nombres y descripciones de curvas de acuerdo con lo entregado en papel y/o película.

## Seguimiento Temporal

Para poder obtener una evaluación temporal (mensual, semestral o anual) del servicio de perfilaje a pozo abierto basadas en indicadores claves de rendimiento y a los efectos de que no sea subjetiva, es necesario generar la información básica de la operación de perfilaje en cada pozo y en cada registro adquirido y almacenarlas en una base de datos (Jensen *et al.*, 2011). El sistema cuenta, además, con un conjunto de fórmulas predefinidas que utilizan dicha información y arrojan resultados numéricos de los indicadores de rendimiento. Se cuenta con un conjunto de valores objetivo determinados estadísticamente que permiten mediante una configuración de desvíos determinar la puntuación obtenida con cada indicador de rendimiento. Todos los indicadores se presentan de manera gráfica, tal cual se muestra en la figura 5, a efectos de un seguimiento temporal que permita focalizar las tareas de mejora de la actividad.

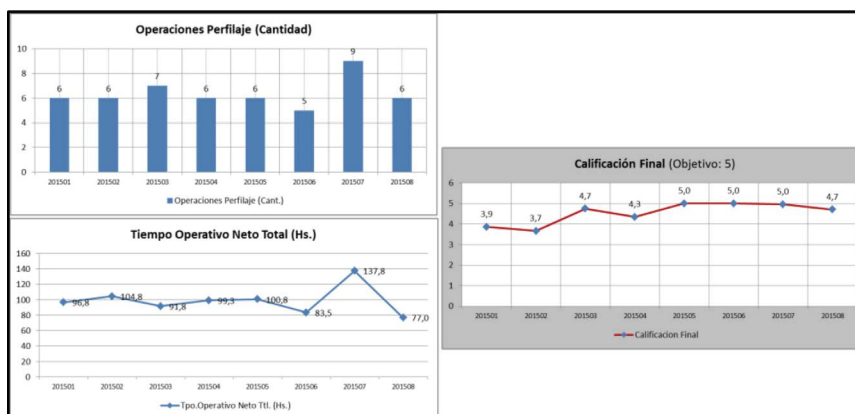


Figura 5. Relación cantidad de operaciones, tiempos operativos netos y calificaciones de calidad del servicio. Análisis semestral.

## Análisis de la información obtenida

Al cierre de cada periodo evaluado (mensual, semestral o anual), el cual depende del nivel de actividad de perfilaje para un determinado plan de acción, se generan reportes y sumarios de los datos cargados y de los indicadores calculados a través de una aplicación informática que permite realizar consultas de los datos a distintos niveles (Activo, Yacimiento, Compañía, etc.). Esto permite realizar automáticamente los cálculos de indicadores clave de rendimiento sobre la base de las observaciones cargadas en el sistema. Con esta información se procede a realizar reuniones mensuales de calidad de las cuales participan: referentes técnicos de operaciones y de registros de pozos tanto de la compañía proveedora como de la compañía que solicita el servicio. En estas reuniones se analiza la información buscando soluciones conjuntas a problemas recurrentes, mejores prácticas operacionales, estandarización de productos a entregar, cronogramas de capacitación, entre otras actividades de mejora (Fig. 6).

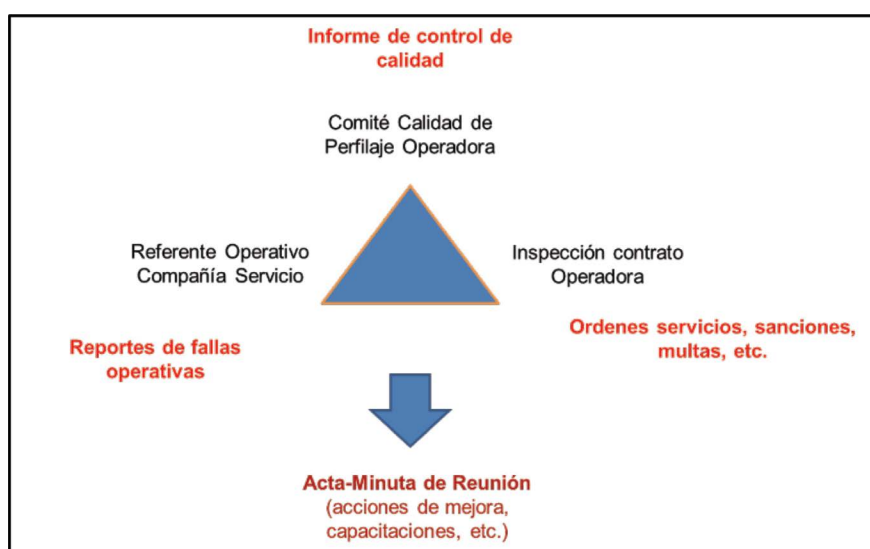


Figura 6. Esquema de trabajo para reuniones de calidad del servicio.

Los resultados de estas reuniones quedan plasmados en actas o minutas de reunión en donde se asignan tareas de mejora a la actividad y en reportes de falla provistos por las compañías de servicio que sirven para una mejora continua y permanente (Fig. 7), para consulta de parte de la supervisión de la actividad, como así también para capacitaciones para los supervisores que inician actividades de supervisión de perfilaje.

El análisis conjunto de toda la información permitió detectar tiempos operativos perdidos, fallas recurrentes (Fig. 8) y proponer posibles mejoras que permitieron generar importantes reducciones de costos asociados (tiempos de perfilaje, horas de equipo, etc.). Como así también, establecer estadísticas de actividad que permitan cuantificar la performance de cada compañía proveedora de los servicios en las distintas áreas en donde realizan operaciones de perfilaje.

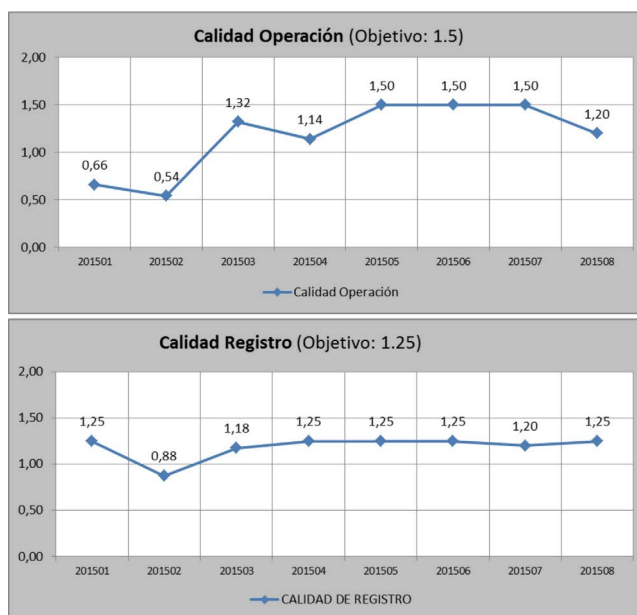


Figura 7. Resultados de calidad de operaciones y calidad de registro. Nótese mejora en operaciones durante el primer trimestre.

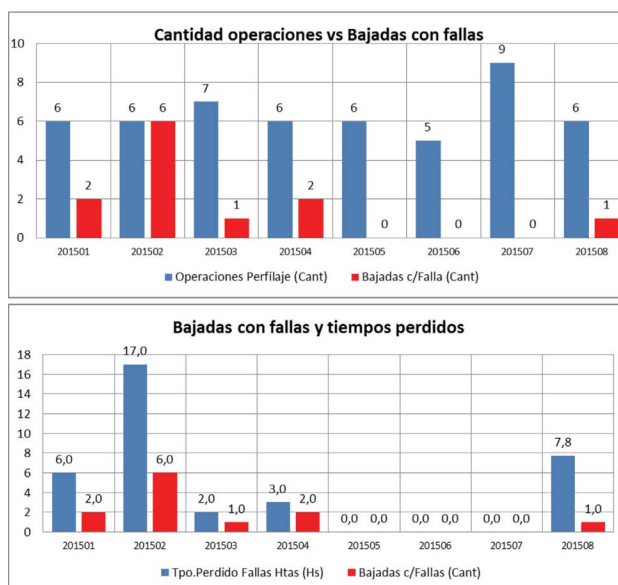


Figura 8. Bajadas con fallas y tiempos asociados para un semestre.

De esta manera, el sistema otorga la posibilidad de asegurar el permanente cumplimiento de normas de calidad y de seguridad. Además de garantizar la calidad de los datos adquiridos, los cuales impactan directamente en las interpretaciones que determinan volúmenes de hidrocarburo a recuperar del subsuelo.



## Mejores prácticas propuestas

A continuación, se presenta un listado orientativo de algunos controles comunes, reglas o consejos sencillos que surgen de la experiencia en supervisión de perfilaje y en el análisis de información de manuales de las compañías proveedoras del servicio (Asquith, 1993; Schlumberger y Baker Hughes, 2011). Estas mejores prácticas propuestas suelen ser de mucha utilidad para verificar rápidamente la confiabilidad de las mediciones obtenidas con algunas de las herramientas de perfilaje a pozo abierto más utilizadas en el ámbito de la Cuenca del Golfo San Jorge.

## Perfiles de Resistividad (Inducción) y Potencial espontáneo

- Lecturas de curvas de inducción correspondientes a distintas profundidades de investigación debieran ser iguales en arcillas. Una separación entre las curvas de inducción a distintas profundidades en debiera poder ser explicada por efectos de invasión, la resolución vertical y/o las condiciones del pozo. En línea base de arcillas los valores relativos debieran coincidir con lecturas en pozos vecinos. No deberían existir picos de alta resistividad en los bordes de capa
- La resistividad medida del filtrado debe ser coherente con la resistividad derivada de la salinidad declarada por la compañía de lodo.
- La resistividad y la temperatura medida por las sondas auxiliares deben coincidir con la temperatura y la resistividad medida por los métodos convencionales.
- Verificar la centralización o excentralización de la herramienta en el pozo. En caso de excentralización, verificar el stand off de la herramienta declarado en cabezal y corroborar si coincide con el realmente utilizado por el ingeniero durante la inversión o si esta corrección está siendo utilizada (un error en este parámetro o la no corrección puede generar una falsa impresión de invasión o curvas de resistividad anómalas).
- En caso de pozos con lodo base agua y herramientas de inducción verificar si la misma está dentro de los rangos de tolerancia para la salinidad de lodo, diámetro de pozo y rangos de resistividad de formación esperados. Corroborar cual es la resolución vertical mínima que se puede obtener bajo esas condiciones de pozo.
- La curva de potencial espontáneo no debe estar vibrada o con variaciones bruscas, no debe presentar deriva.
- Si las curvas del perfil de resistividad se separan en capas permeables, la curva de potencial espontáneo debería tener deflexión. Tener en cuenta que:
  - Para  $R_w \ll R_{mf}$  (SP negativa en capas permeables)
  - Para  $R_w = R_{mf}$  (SP no muestra deflexión)
  - Para  $R_w \gg R_{mf}$  (SP positiva en capas permeables)

- El perfil de invasión de los registros de resistividad y la curva potencial espontáneo deben ser coherentes con la relación de salinidades entre el filtrado del lodo y el agua de formación. (si  $R_{mf} > R_w$ , entonces en zonas acuíferas  $R_{xo} > R_t$  y la curva de potencial espontáneo presenta deflexión negativa.

### Perfiles Acústicos o Sónicos:

- El tiempo de tránsito en cañería de 57 us/ft deber ser constante.
- Cómputo de “dt” integrado: para un “dt” constante (ej.: en cañería) la distancia entre dos pips debe ser:  $304,8/t = 304,8/57 = 5,35$  m.
- Tener en cuenta que en general y usualmente:
  - Para “dt” menores de 100 us/ft, se recomienda computar la porosidad con la ecuación de Willye.
  - Para “dt” mayores de 100 us/ft, se recomienda computar la porosidad con la ecuación de Raymer-Hunt.
- En capas poco arcillosas, la porosidad sónica coincide con la de otros perfiles.
- En formaciones muy poco arcillosas, el cálculo de porosidad usando la matrix apropiada con cada perfil (sónico, densidad, neutrón), debiera dar un resultado similar, inclusive debería existir coincidencia con los valores medidos por la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).
- Los modos de adquisición contemplan diferentes expectativas de evaluación de formación (monopolo, dipolo, dipolo cruzado), en relación con esto se debe seleccionar el más adecuado.
- En caso de adquisición del modo “dipolar cruzado” verificar la correcta centralización de la herramienta. Es conveniente verificar el estado de los centralizadores al momento de retirada de la herramienta.
- Verificar si la velocidad de lodo declarada por el ingeniero corresponde con los valores esperados para esas características de lodo (variaciones importantes especialmente en el modo dipolo puede generar correcciones erróneas al momento de calcular una onda transversal o de corte).
- Verificar si las ventanas y parámetros de búsqueda de coherencia durante el procesamiento son adecuados para las formaciones perfiladas. Chequear la coherencia del tiempo de transito de las distintas formas de ondas adquiridas que es de donde se obtiene una onda compresional, corte y/o stoneley. Si no se observa una buena coherencia de las formas de onda se debería realizar un reprocesamiento en gabinete para obtener un valor más certero de las diferentes ondas adquiridas.

## Registros Radioactivos (densidad, neutrón, gamma, pef)

- El factor fotoeléctrico debe tener valores esperables para las formaciones evaluadas, teniendo en cuenta que los máximos valores comúnmente encontrados se hallan en tablas para litologías puras (Por ejemplo: en calizas alrededor de cinco). Valores superiores deberían corresponder a zonas de “*washouts*” con presencia de baritina en el lodo o presencia de minerales con alto peso específico (pirita, etc.)
- Verificar que la porosidad del perfil de densidad y del neutrón para la matrix correcta coincida o sea muy cercana con la obtenida de otros perfiles, en capas de agua que sean muy poco arcillosas.
- Tener en cuenta que el perfil de densidad tiende a leer lodo frente a cavernas rugosas dado que es una herramienta de patín. Verificar el estado del patín al momento de retirada de la herramienta del pozo. Verificar la necesidad de realizar una pasada adicional en alta resolución (para densidad, factor fotoeléctrico y neutrón) en zonas con presencia de capas delgadas.
- Constatar que la porosidad de neutrón se haya corregido por calibre y que se aplicaron todas las correcciones ambientales especificados por procedimiento a la curva de neutrón presentada.
- Constatar que el ajuste de profundidad entre todas las herramientas radioactivas sea bueno.
- Verificar que el perfil de rayos gamma correlacione relativamente bien con la curva de potencial espontáneo en capas limpias y permeables.
- Altos valores de rayos gamma total deben correlacionar con valores anómalos de Uranio, Torio o Potasio obtenidos del registro de rayos gamma espectral. Verificar si fue adicionado baritina y cloruro de potasio al lodo y en caso positivo asegurarse que los valores se encuentran especificados en el cabezal del perfil. Tener en cuenta que, en caso de haber utilizado ambos aditivos, no será posible realizar la corrección ambiental para ambos.
- Tener en cuenta y considerar que la buena repetibilidad de herramientas de patín depende de que la formación sea relativamente homogénea o que la herramienta pase por el mismo lado del pozo.

## Registro de Resonancia Magnética Nuclear

- Asegurar que se planificó el trabajo seleccionando los parámetros; tiempo de espera, numero de ecos y espaciamiento entre ecos, adecuadamente y de acuerdo con los objetivos de trabajo. Se recomienda hacer un Plan y Modelo para seleccionar el modo de adquisición más adecuado (fluidos o calidad de roca).
- Considerar que las herramientas de RMN pueden ser excentralizadas o centralizadas, pero no de patín, de acuerdo con la compañía que esté adquiriendo el registro.

- Asegurarse de que se respetó la velocidad de perfilaje para el modo de registro seleccionado y se verificó que la temperatura de la sonda estaba estabilizada antes del registro.
- Tener en cuenta que en la lectura de RMN el gas reduce la porosidad total y los hidrocarburos viscosos aumentan la porosidad ligada a las arcillas y/o la porosidad irreducible. La presencia de gas o petróleo viscoso afecta la lectura de la herramienta con respecto al valor real de las características petrofísicas de la roca.
- En capas permeables, cuando la porosidad total de RMN es mucho menor que otras porosidades chequear la presencia de cruce de las curvas densidad-neutrón (gas de formación).
- La confiabilidad del cálculo de saturación de agua irreducible y por consiguiente de la porosidad asociada a fluidos móviles depende no solo de una buena técnica de adquisición de los datos, sino que implica haber utilizado el valor correcto de T2 de corte. En muchos casos, esto último aun suele ser materia de investigación.
- Si bien la permeabilidad del NMR es empírica verificar alguna coherencia con los valores de permeabilidad de obtenida por petrofísica de laboratorio en coronas que disponga el área.

## CONCLUSIONES

Para una correcta y efectiva evaluación de la calidad de perfilaje resulta indispensable considerar tanto la calidad de las operaciones en todas y cada una de sus carreras, como los registros adquiridos en cada carrera y la evolución en el tiempo de la actividad de adquisición.

Como se propone en el presente trabajo, resulta fundamental la implementación de una metodología cuantitativa y cualitativa basada en indicadores numéricos de evaluación que eliminen subjetividades en las evaluaciones de calidad de perfilaje.

Es muy importante evaluar todas las herramientas bajadas en el pozo y todos los registros obtenidos. No resulta efectiva una evaluación del producto integral conformado solo por la mera adquisición (registro combinado o del tipo “*quick-look*”).

Disponer de un sistema de calidad de perfilaje asegura la calidad de los servicios a pozo abierto como así también normalizar procedimientos operativos y la presentación de la información y de esta manera se da cumplimiento a normas y procedimientos de gestión y resguardo corporativo.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento al equipo de desarrollo operativo de las Regionales Chubut y Santa Cruz de la empresa YPF S.A.

A Elio Morales y Carlos Grassia por el apoyo gerencial para llevar adelante esta iniciativa.

A los revisores que con sus observaciones permitieron enriquecer este manuscrito.  
Un especial reconocimiento a la colega Cintia Elsztein.

## REFERENCIAS CITADAS

- Acosta, N., D'onofrio, M. 2005. Uso integrado de tecnologías de alta resolución para caracterización estratigráfica de reservorios. Flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata. Argentina.
- Acosta N., Estrada E., Saavedra B. 2007. Porosity Variations by Diagenesis in Reservoirs of the Bajo Barreal Formation, San Jorge Basin: Methodology of Evaluation with Logs. X Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Buenos Aires.
- Acosta N. 2008. Análisis de Resonancia Magnética Nuclear para caracterización de reservorios continentales clásticos. Cuenca del Golfo San Jorge. Argentina. *Naturalia Patagónica*. 4(1):23-28. Comodoro Rivadavia. Argentina.
- Acosta N.; Hudecek R. y Vittore. 2011. Instructivo para el control de calidad de registros de pozo abierto. F. Instructivo interno. Inédito. YPF S.A.
- Acosta N., 2014. Modelado Petrofísico Básico del Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. Síntesis Modelos de Arcillosidad, Porosidad y Saturación de Agua. Simposio de Evaluación de Formaciones. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.
- Asquith, G., 1993. Basic Log Analysis for Geologists. AAPG.
- Baker Hughes Inc. 2010. Wire Line Open Hole Tools. WTS (Wireline Tool String) and Focus System. Measurements and Specifications.
- Breda, E. Lucero M. 2005. Caracterización de los reservorios de la Formación Bajo Barreal Inferior Arenas y Tobas (Sección Tobácea). VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.
- Hechem, J.J., Homovc, J.F., Figari, E.G., 1990. Estratigrafía del Chubutiano (Cretácico) en la Sierra de San Bernardo, cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. 11° Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 173-176, San Juan.
- Hudecek R.; Vittore F. y Acosta N. 2011. Instructivo para el control de calidad de operaciones de perfilaje a pozo abierto. Instructivo interno. Inédito. YPF S.A.
- Jensen M., Acosta N.; Hudecek R. y Vittore F. 2011. Instructivo de carga de observaciones para el control de calidad de registros de pozo abierto. Instructivo interno. Inédito. YPF S.A.
- Lesta, P., Ferello, R., 1972. Región Extra-andina del Chubut y norte de Santa Cruz. En Geología Regional Argentina: Academia Nacional de Ciencias, 601-654. Córdoba.
- Schlumberger. 2011. Wire Line Log Quality Control. Reference Manual. Schlumberger Oilfield Marketing & Communications.