



Boletín de la Sociedad Geológica del Perú

journal homepage: www.sgp.org.pe ISSN 0079-1091

CONTROL DE CALIDAD DE DATOS SISMICOS MARINOS EN EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS

Eduardo Santiago Gutarra Pérez

Palabras clave: Sísmica marina, QC de datos sísmicos marinos, Exploración marina de hidrocarburos

Abstract :

The work stage following marine seismic data acquisition is Seismic Data Processing. At this stage we can only hope to suppress noise and enhance the signal, to the extent the achieved quality of the acquired data allows. A Quality Controller uses information from finished products as input data, and based on geophysical and geological concepts (petrophysics, structural geology, etc.), supported with statistical criteria, supervises the quality obtained by geophysical contractor's Quality Assurance (QA) personnel, and of that obtained by its own QCs. Present article exposes the tools (mainly results of preliminary seismic data processing) QCs use to judge about the quality of the measurements, so that these remain within tolerances.

1. Introducción

El negocio de los hidrocarburos es una actividad económica que maneja los mayores presupuestos mundiales, relegándose solo ante los presupuestos de la banca y las comunicaciones (Global Finance Magazine: "World's Largest Companies", Nov 2015). Una sola empresa de este sector puede manejar presupuestos equivalentes a los presupuestos sumados de varios países.

La actividad exploratoria de yacimientos de petróleo y gas (P&G), está principalmente en función a la demanda de los mismos, y a la disponibilidad de tecnología, como la sísmica, para adquirir información geológica perspectiva en la acumulación de estos recursos naturales. Esta se lleva a cabo en regiones marinas (de aguas profundas y someras), y en regiones continentales, incluyendo también sus cuerpos acuáticos, profundos y someros.

El negocio del P&G contribuye a financiar proyectos afines de ingeniería, y científicos, con cuyos resultados los proyectos de exploración se extienden hacia lugares, cada vez, más hostiles para el hombre.

El riesgo de perder la inversión de capital, durante la etapa exploratoria, por factores que se mencionan a continuación, ameritan los esfuerzos (también a continuación descritos) para garantizar que la calidad de los datos registrados en el campo permita extraer la información geológica buscada.

Como asegurara un conocido autor de técnicas de procesamiento de datos sísmicos: "De esta manera, (durante el procesamiento de los datos sísmicos) nosotros (solamente) podemos esperar suprimir el ruido y mejorar la señal, en la medida que lo permita la calidad de los datos adquiridos." (Yilmaz, 1987).

Por analogía:

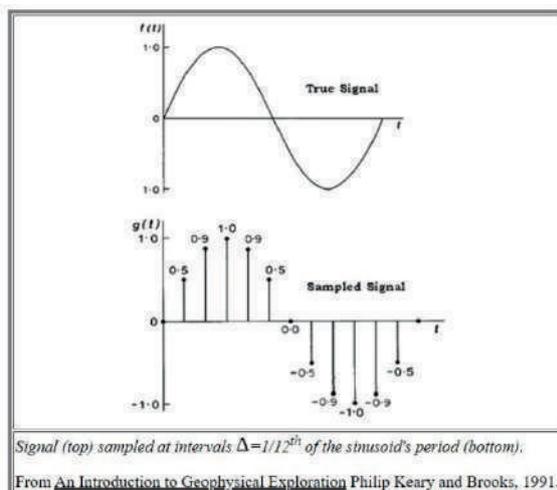


Figura 1. Tasa de Muestreo para la grabación digital de una señal analógica.

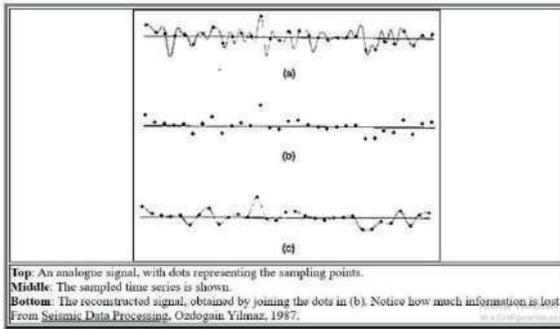


Figura 2. Reconstrucción de la señal. ¿Existe alguna medida del ancho de banda de las frecuencias recuperables desde los datos digitalizados?: Si

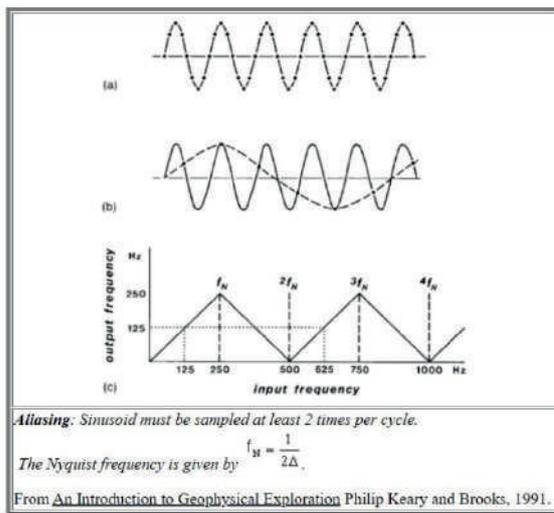


Figura 3. Frecuencia Nyquist. ¿Se pueden recuperar estas frecuencias (de fuera del ancho de banda de las frecuencias recuperables)?: No

Así, a la ejecución de proyectos de adquisición de datos, concurren especialistas Controladores de Calidad, conocidos también como “QC” (“kju:-'si:”, de la abreviatura inglesa para “Quality Controller”), quienes utilizan la velocidad de propagación de las ondas en los diferentes medios físicos donde se propagan, para verificar la calidad diseñada para los datos.

QC también es la abreviatura para Control de Calidad (Quality Control), diferenciándose de la anterior definición por el contexto.

El QC utiliza información a partir de productos terminados, basándose en conceptos geofísicos y geológicos (petrofísica, geología estructural, etc.), los cuales los respalda con criterios estadísticos, para supervisar los esfuerzos por la calidad de los Aseguradores de Calidad (QA) de la empresa contratista geofísica, y de sus QC propios.

Sobre las herramientas (resultados del procesamiento sísmico, principalmente), que usan los

QC para juzgar sobre la calidad de las mediciones (que estén dentro de las tolerancias), se expone a continuación.

2. FUNDAMENTOS GEOLOGO-GEOFISICOS PARA EL CONTROL DE CALIDAD

Es muy útil el uso de toda información geológica en el QC, por lo que la tarea del QC considera fundamental la inclusión de la información geológica, si existiese.

El QC, a nivel conceptual, no es función del medio ambiente donde se ubique el proyecto. Productos como impresiones (plots) Linear Move-Out (corrección dinámica), nivel de ruido promedio en el tendido por disparo, etc., tienen equivalencias en mar, tierra y zonas de transición. En sísmica marina se obvia la corrección por estrato de baja velocidad que en tierra usa datos topográficos y refracción sísmica.

La diferencia entre equipos usados en los “tres medios” (terrestre, marino y de zona de transición (TZ)), son por exigencias del medio (geófonos o hidrófonos) o por conveniencia (pistolas de aire o explosivos).

Los productos para el QC permiten verificar que:

- Los datos sísmicos estén geo-referenciados, dentro del error (equivalente a los primeros metros) de posicionamiento diseñado, para proveer una posterior reubicación (sobre los mismos lugares donde se registraron) de la perforación, levantamientos sísmicos adicionales, etc.

- Los contenidos de las señales sísmicas registradas correspondan a lo permitido (aprox. 5 uBar máx. de ruido en el mar, 18 dB de señal/ruido min. en tierra, entre otras tolerancias a estas especificaciones) por la configuración (parámetros) de los equipos de registro. El mal funcionamiento electrónico deberá mantenerse dentro de las tolerancias. Esto, adicionalmente a las pruebas de aceptación desarrolladas por el mismo fabricante del equipo, pruebas periódicas (diarias, mensuales, etc.). Las interferencias del ruido a la señal de origen ambiental: natural o cultural deberán mantenerse dentro de las tolerancias (mencionadas arriba).

- Los atributos entre trazas correspondan a la correcta implementación de la geometría (parámetros) fuente de energía – tendido receptor. Este QC es rutina durante el proyecto, debiendo detectar errores de geometría a través del campo sísmico (medio ambiente en el que se propagan temporalmente las ondas elásticas generadas), hubiesen o no disponibles mapas (datos) geológicos.

Las tolerancias a las especificaciones técnicas se

enuncian en el contrato, en forma de acápite exclusivamente dedicados a describirlos en valores numéricos (número de trazas muertas por registro, número de registros perdidos por segmentos de línea, etc.). Estos parámetros (determinados durante el diseño del proyecto de adquisición sísmica, que depende del estrato objetivo, cuyos rangos dependen de las dimensiones del mismo, sus características físicas estimadas y cuyos valores umbrales aseguran que los datos a adquirir permitan modelar el objetivo geológico) excepcionalmente varían del diseño establecido para el proyecto total (a pesar que lo ideal sería que los parámetros se ajustasen a las características geológicas). Un óptimo QC permitiría excepcionales ajustes a estos parámetros (inclusive, de la posición de las líneas, extensión de las mismas, etc.), asegurando y optimizando recursos.

El criterio fundamental usado en el control de calidad de los datos pasa por la verificación de que el campo sísmico medido (por geófonos o hidrófonos) “corresponde” al modelo teórico de este campo geofísico (el cual correspondería al modelo sugerido por los mapas geológicos, si los hubiese).

Un anticlinal sugerido en una sección sísmica puede no deberse a su existencia, sino a una curvatura en la línea sísmica (equivalentes trayectorias del rayo debido a la deformación del tendido desde la fuente de energía). Este reporte erróneo puede conducir a una incorrecta decisión sobre la ubicación de la perforación, exponiendo el proyecto al fracaso.

Como recurso final, un error puede aliviarse, pudiendo ser aceptable, si es reportado correctamente. No descubrir, ni reportar los errores, es inaceptable (La segunda deficiencia es parte de la ética profesional de la contratista).

3. EXPLORACION SISMICA MARINA DE P&G

El arreglo de hidrófonos es remolcado contenido en un cable y suspendido a determinada profundidad por efecto de la velocidad del barco y los componentes de maniobrabilidad del cable. Ambos tienen opciones de ajustes automáticos (pilotos de barco, sensores de profundidad con aletas de ángulo ajustable: “birds”, etc).

La fuente de energía sísmica consiste en un arreglo de ristras flotantes con botellas metálicas (pistolas) suspendidas a determinada profundidad. Estas liberan, de manera sincronizada y automática, aire comprimido en volúmenes generalmente de los primeros miles de pulg. cúbicas, a 2000 PSI de presión, aprox. Algunas fuentes pueden no estar integrados al barco de cables, como sucede fre-

cuentemente en técnicas multi-azimutales y para obtener datos desde líneas de puntos medios de reflexión (Common Depth Points: CDP o CMP) de debajo (“Undershoot”) de plataformas, u otros obstáculos a través de los cuales no se puede navegar.

La fuente de energía debe proveer valores señal/ruido aceptables (ruido max: < 3uBar para grupos de 25 m de largo, < 5 uBar para 12.5 m, < 7 uBar para 6.25 m., típicamente), y pueden suspenderse para cumplir con las exigencias ambientalistas de distancias mínimas a la presencia de Mamíferos Marinos. Procedimiento generalmente reforzado por Observadores dedicados, durante el día. Para la producción nocturna, adicionalmente al procedimiento de “soft start” o “ramp up” (aumento paulatino del volumen de la fuente), la conservación de una pequeña pistola permanentemente activa ahuyenta a los mamíferos y otros individuos de la fauna marina, permitiendo obtener producción. Por las considerables profundidades del fondo, los volúmenes de las fuentes no varían por su efecto (opuesto a lo que ocurre en zonas someras).

El procesamiento obvia las correcciones por el efecto de zona de bajas velocidades, y el uso de los valores del “fathometro”, única referencia independiente del efecto de la topografía del fondo marino a los eventos sísmicos. El datum **típico es el nivel del mar.**

El uso de técnicas “determinísticas” de la señal de la fuente (fuente marina calibrada, CMS) agrega productos relacionados a su control a través de las señales grabadas, algunas con hidrófonos en el campo cercano al arreglo de pistolas (NFH), otras usando hidrófonos ubicados en un campo lejano al arreglo (FFH).

El monitoreo de graficas de velocidad del barco, ángulos de desviación del cable, etc. y el de sus pilotos automáticos (dirección del barco, “birds”, etc) deben integralmente corresponder mutuamente, si lo amerita, antes de juzgar una anomalía en alguno de los productos del QC.

6. Conclusiones

El autor ha deseado contribuir con la apreciación de productos utilizados en QC, en especial de los generados como resultado del procesamiento de datos sísmicos con este objetivo, implementados directamente en el campo, y con tendencia a uniformizar valores de tolerancias.

La calidad en mención cobra especial importancia en los casos cuando los geofísicos interpretes intentan directamente detectar yacimientos de hidrocarburos, a través del comportamiento de la señal sísmica analizada con atributos AVO (Am-

plitud versus Distancia), técnicas de descomposición espectral para generar mapas de amplitudes a diferentes frecuencias, etc.

Agradecimientos

A la SGP por permitir participar en el evento como expositor.

Referencias

Ongkiehong, L., and H. J. Askin, 1988, Towards the universal seismic acquisition technique: First Break, 6, No. 2: 46-63

Wright, G. et al. 2015. World's Largest Companies. Global Finance, www.gfmag.com >Global Data>Economic Data>, p. 1-4.

Yilmaz, O. 1987. Seismic Data Processing. SEG.