

CONFORMACION Y VALIDACION EXPERIMENTAL DE UN SISTEMA DE PERFILAJE NEUTRONICO DE IMPULSOS PARA LAS FORMACIONES PETROLERAS CUBANAS.

Carlos A. Caballero*; Javier Santos*; Maritza Rodríguez. * . Doris Rivero**;
Rafael Macías. **. Norma Rodríguez***; Manuel López***; Humberto Acosta.***

* Centro de Tecnología Nuclear (CTN).

** Instituto Superior de Ciencias y Tecnologías nucleares (ISCTN).

*** Empresa de Geofísica (ENG).

RESUMEN.

En el trabajo se describen los principios físicos en los que se fundamenta el método de medición, el *software* y *hardware* desarrollados para el control, la adquisición y el procesamiento de la información suministrados por un instrumento de perfilaje neutrónico de impulsos para pozos petroleros (IPNI). Además se muestran los resultados de la validación experimental del sistema en un tanque de calibración y en las condiciones reales de pozos petroleros. En ambos casos se alcanzan resultados satisfactorios y se concluye la factibilidad de utilización del sistema para el monitoreo sistemático del contacto agua-petróleo en pozos en producción y para determinar cualitativamente los tipos de fluidos en las zonas de interés.

ABSTRACT

The physical principles of the measurement method, the software and the hardware developed for controlling, data acquisition and processing of information supplied by an impulse neutron logging equipment in petroleum wells are described. Furthermore, the experimental test in a calibration vessel and in real conditions of petroleum wells of the described system are shown. In both cases the results satisfy the requirements. The system is capable for systematic testing of the water-petroleum contact position in productive wells, and for determination of fluids types in zones of interest.

1.- INTRODUCCIÓN.

Durante la explotación de un pozo petrolero las posiciones relativas de los distintos fluidos que aparecen en la formación pueden cambiar sensiblemente. Con este movimiento se materializan cambios apreciables en la posición del contacto entre los mismos. Este hecho trae la necesidad de monitorear sistemáticamente el pozo con un instrumento que sea capaz de detectar eficientemente esa zona de contacto. El IPNI, usado en conjunto con otros instrumentos de perfilaje, resuelve esta tarea y además es empleado en la determinación de la saturación de fluidos de la formación.

El país contaba con IPNI de factura soviética tipo INK-7 que nunca habían entrado en funcionamiento y sobre los cuales se disponía de muy poca información [1]. Además este equipamiento carecía de un sistema de control, adquisición y procesamiento de los datos de la medición lo cual trajo la necesidad de desarrollar un sistema capaz de cumplir con las exigencias anteriores de forma eficiente y confiable y así permitir operar a estos IPNI de forma automatizada. Simultáneamente se gestó la necesidad de validar el sistema como un todo en condiciones de pozos petroleros y tanque de calibración.

II.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PERFILAJE Y EL PRINCIPIO DE MEDICIÓN.

El IPNI INK-7 se encuentra detallado con relativa amplitud en [1]. La formación o medio que rodea al pozo (1) (Ver la Figura 1) es sometida, de forma controlada desde el panel de mando de superficie (2), a pulsos de neutrones de alta energía (14 MeV) que son producidos en un minitrón (3) basado en la reacción de fusión nuclear D-T. La gran mayoría de estos neutrones son rápidamente moderados hasta energías térmicas, siendo los restantes absorbidos durante este proceso. Aquellos que llegan a térmicos comienzan a sufrir colisiones de absorción (caracterizadas por la sección macroscópica de absorción del medio Σ_{form}) y a difundirse en el medio. Lo anterior hace que la población neutrónica térmica que rodea a los detectores de neutrones (4) comience a disminuir con el transcurso del tiempo de forma exponencial, si la captura neutrónica fuese el único fenómeno que ocurriese (realmente la rapidez del decrecimiento está relacionada no sólo con la Σ_{form} , sino también con el coeficiente de difusión del medio). De conformidad con lo anterior se tiene:

$$N(t) = N_0 e^{-\frac{t}{\tau_{form}}}; \quad \tau_{form} = \frac{1}{\Sigma_{form} v}$$

; donde τ_{form} es el tiempo de vida media de los neutrones en la formación y N_0 es la densidad neutrónica térmica de equilibrio.

La sección microscópica de absorción (σ_{abs}) caracteriza a cada elemento químico que aparece en la formación y presenta, para los elementos más frecuentes, un comportamiento inversamente proporcional con la velocidad de los neutrones [2],[3]. La Σ_{form} (resultado de las σ_{abs} de los elementos de la formación y de sus números de núcleos presentes por unidad de volumen) y por ende τ_{form} constituyen constantes que caracterizan a la formación. Así por ejemplo, en zonas que contienen mayoritariamente petróleo, por ser este un absorbedor relativamente pobre de neutrones, el τ_{form} será mayor que en aquellas que

contienen aguas de formación, las cuales, por su alto contenido de sales de cloro, absorben bastante a los neutrones. En esta diferencia en los τ_{form} es en la que descansa el método de identificación de las zonas petroleras de las zonas acuíferas.

Los detectores (4) registran los neutrones térmicos que llegan a ellos después de haberse moderado y difundido desde la formación. Esta información en forma de pulsos de voltaje es transmitida hacia el panel de mando (2) a través del cable geofísico. En el panel de mando se conforman estos pulsos y se transmiten al analizador de tiempo de 16 canales y dos entradas DESNA-2 (5) [1]. Aquí estos pulsos van siendo contados y almacenados (con un cierto retardo inicial) en los distintos canales de tiempo hasta que el proceso de disparo es interrumpido desde la computadora personal (6) por el programa MEDGRAPH [4]. MEDGRAPH luego de esta interrupción lee los canales del DESNA-2 y realiza un ajuste exponencial por el método de los mínimos cuadrados ponderados [5]. Para ello emplea solamente en el ajuste aquellos canales temporales en los cuales se asegura una relativamente buena estadística de conteo y que hallan registrado pulsos sin apilamiento [6],[7]. Como resultado de este ajuste se obtiene el parámetro medido con su error τ_{med} , el cual difiere y en general es menor que τ_{form} debido a que al medir se suman los efectos de absorción y difusión y nuestro modelo es un modelo exponencial que no tiene en cuenta la difusión. El τ_{med} se deberá corregir posteriormente para eliminar los efectos de difusión.

MEDGRAPH ofrece una opción de calibración en la que permite determinar *in situ* el ancho óptimo de los canales temporales del DESNA-2 (el que en todos los casos resultó ser de 300 μ sec) y el valor del retardo inicial de la medición; parámetro éste de primera importancia pues permite discriminar los efectos de pozo que falsean la medición [3]. Este valor se determinó en 700 μ sec para el trabajo con la estación rusa y 600 msec para la estación Schlumberger.

La velocidad de perfilaje óptima se logró establecer en 60 m/h. De esta forma se asegura que cada 30 cm y 200 disparos del

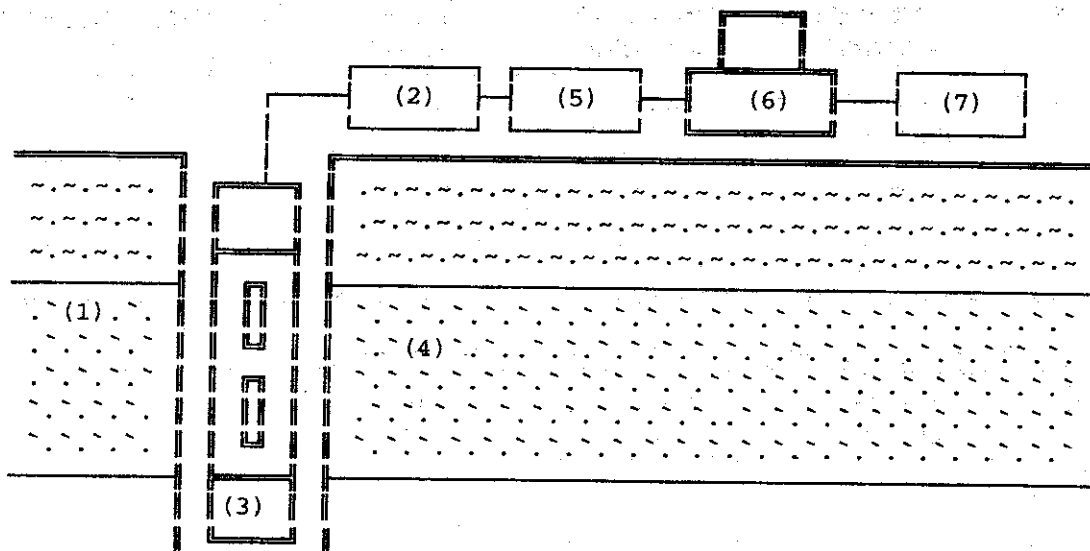


Figura 1: Sistema de perfilaje conformado.

minitrón se encuentre un punto de medición. Esta selección garantiza una adecuada resolución vertical de 30 cm. MEDGRAPH además lee el registro de profundidad dado por el medidor de la misma (7) a través de una interfaz desarrollada por el equipo de trabajo [7]. El dato de profundidad es apareado a su correspondiente τ_{med} así como a la suma de los conteos de todos aquellos canales que intervienen en el ajuste para las dos cadenas de medición. Esta última información permite controlar visualmente la calidad del registro y si se tiene un registro de porosidad neutrónica [3] se puede ir chequeando más exhaustivamente la misma. Debido a la pobre estadística de conteo con la cadena neutrónica del detector más alejado del minitrón se suprime la posibilidad de detección de gas con el equipo [5], así como el empleo de su información en la medición. En [7] aparece un fragmento de registro realizado con MEDGRAPH.

El software asegura además la comunicación con el CPU de la estación Schlumberger a través de un Digital/Analog Converter. La comunicación entre el DESNA-2 y la computadora y el control de los disparos del minitrón es asegurada por MEDGRAPH a través de otra interfaz desarrollada igualmente por el equipo de trabajo [7].

III.- VALIDACIÓN EXPERIMENTAL DEL IPNI.

Se realizó la determinación del τ del agua potable (concentración de cloro de 0.01 g/l) en un tanque de calibración de dimensiones (3.35x1.96x2.18) cercanas a la de un medio moderador-difusor infinito obteniéndose como resultado un τ_{agua} de $(212 \pm 3) \mu$ sec el cual se aleja del resultado teórico de 206 μ sec en menos del 3 %. Similarmente se determinó el τ_{mar} del agua de mar (concentración de cloro de 35 g/l) en el litoral obteniéndose un resultado experimental de $(145 \pm 5) \mu$ sec el cual se aleja del valor teórico reportado en [3] de 135 μ sec en menos del 8 %.

Para validar el sistema en condiciones reales se realizaron dos registros conjuntamente con la firma Schlumberger Surencó S. A. en los pozos de la cuenca de Varadero: Marbella Mar No.1 y Varadero No. 12. Los resultados de estas mediciones aparecen en [6] y aquí plasmamos aquellos más relevantes en las Tablas I y II. La estimación experimental de la producción por intervalo de interés se determinó por el método de *crossplots* de Sigma del IPNI (sin corregir por efecto de difusión) vs porosidad neutrónica [2],[3].

Tabla I: Resultados de aplicación del IPNI INK-7 al pozo marbella mar # 1.

Intervalo	Producción anterior	Estimación con el INK-7	Matriz rocosa	Salinidad agua form.
2885 - 2900m	agua y poco petróleo	agua	caliza	60 g/l
2679 - 2691m	agua	agua	arenisca ortocuárcica	60 g/l
2550 - 2565m	petróleo	petróleo	caliza	60 g/l

Tabla II: Resultados de aplicación del IPNI INK-7 al pozo varadero # 12.

Intervalo	Producción anterior	Estimación con el INK-7	Matriz rocosa	Salinidad agua form.
1757 - 1775m	agua y asfalto	agua	caliza y dolomita	18 g/l
1700 - 1724m	agua y petróleo	petróleo *1	caliza	18 g/l
1620 - 1670m	petróleo	petróleo	caliza	18 g/l

En el intervalo 1725 - 1740m el INK-7 determinó agua, por lo que se infiere que el contacto agua petróleo está en los 1725m. (*1)

El dato de porosidad neutrónica fue suministrado por Schlumberger a partir de registros realizados con un instrumento de perfilaje neutrónico del tipo CNL [5]. Los datos sobre litología (limpia de arcillas) y salinidad del agua de formación fueron suministrados por la ENG.

IV.- Conclusiones.

Teniendo en cuenta los resultados expuestos en la sección III. se puede concluir que el sistema conformado dió resultados cualitativamente correctos en los pozos analizados y además detectó el contacto agua petróleo con eficacia en el pozo Varadero No. 12. Desde el punto de vista cuantitativo las mediciones en agua potable y agua de mar también ofrecen buenos resultados dando errores menores del 3 y el 8 % respectivamente.

Ahora bien es bueno destacar que los resultados cuantitativos conservan el efecto de difusión debido a la ausencia de cartas de corrección para el instrumento. En la literatura [2] se recomienda para el IPNI TDT-K de factura norteamericana, multiplicar por un cierto valor dado por evidencias experimentales la Σ_{matriz} para corregir por este efecto. Teniendo en cuenta que desde el punto de vista geométrico el TDT-K y el INK-7 son

similares, se pudiera pensar en extrapolar esta corrección para nuestro IPNI. Esto no obstante de ninguna manera es posible, pues se sabe que el principio de medición el TDT-K está basado en detectar la radiación gamma de activación por neutrones térmicos [2] y el del INK-7, como se explica en la sección II, está basado en la detección propiamente de los neutrones térmicos. Estas diferencias conllevan a diferente efecto integral de difusión y por tanto a diferente tratamiento de la corrección. No obstante para tener una idea de cuanto podía influir esta corrección, se tomó para corregir el valor 1.6 que se recomienda en [2], dando como resultado estimaciones completamente alejadas de las que aparecen en las Tablas I y II. Hasta la fecha esta corrección se mantiene indeterminada; pero sin embargo parece no estar muy separada de la unidad a la luz de los resultados aquí expuestos.

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente planteado, la información cuantitativa derivada del perfilaje con nuestro sistema puede usarse; pero con determinada reserva. Por otra parte como se demuestra en este trabajo y en [7], el sistema desarrollado ofrece buenos resultados desde el punto de vista cualitativo, los cuales son directamente aplicables en el monitoreo sistemático para detectar los movimientos de

fluidos en pozos en producción y con cierta reserva en la delimitación (junto a otros métodos) del tipo de fluido por intervalo.

RECONOCIMIENTOS.

Deseamos reconocer a todos aquellos que de una u otra forma participaron en este proyecto y en especial a D. Dion y R. Saenger ingenieros de la compañía Schlumberger por su atenta ayuda, colaboración e información brindada en todo momento. Así mismo a I. Rangel y E. Proenza por sus trabajos de reparación y mantenimiento del instrumento de pozo. Por otra parte a U. Fernández, Director del CTN y S. Mompó, Jefe del Departamento de Geofísica de Pozo de la ENG por el apoyo brindado para la realización de la tarea. A todos muchas gracias.

V.- REFERENCIAS.

"Instrucciones para la explotación del IPNI INK-7 y del analizador temporal, DESNA-2". Documentación técnica. Moscú, 1988.

Cased hole log interpretation principles/applications". Schlumberger Educational Services, 1990.

"Fundamentals of well-log interpretation. Developments in petroleum science 15A". O. Serra, Elsevier Publishing, 1984.

"MEDGRAPH programa para el control del sistema de perfilaje neutrónico INK-7". J. Santos, Reporte interno de la tarea, 1993.

"Fundamentos teóricos del programa BRASIER para el ajuste y manipulación de datos experimentales". J. Santos; F. García, ReporteCEAC-08/92, 1992.

"R-TDT (INK-7) applications in Cuba". D. Dion, Internal Report, Schlumberger Surencó S.A., 1993.

"Puesta en explotación del IPNI INK-7". C. Caballero; J. Santos; R. Macías; D. Rivero; N. Rodríguez et al. Informe final de la tarea, 1993.