

EVIDENCIAS GASOPETROLÍFERAS DETECTADAS EN EL POZO PICANES -1X

Marcial de Jesús Varona Fernández

Resumen

El pozo Picanes 1X, ubicado en el Bloque 17 al norte de la provincia de Las Tunas, fue perforado y abandonado por PETROVIETNAM a principio del año 2010, a la profundidad de 2568 metros que a pesar de no alcanzar sus objetivos geológicos al no descubrir los carbonatos de Placetas y Camajuaní durante la perforación, arrojó información valiosa para la prospección petrolera. La interpretación realizada a la cromatografía gaseosa del pozo permitió detectar intervalos con capacidad para producir gas, condensado y petróleo ligero.

Para comprobar estos resultados se interpretaron los registros de pozos corridos por Schlumberger en el intervalo 1023-3340m, lográndose corroborar los resultados e incluso fueron mejoradas las potencialidades gasopetrolíferas del pozo, aquí se pudo ver que por debajo de los 2000m existen zonas sobre presurizadas, localizadas en buenos colectores caracterizados por una invasión decreciente, que evidencia la presencia de petróleo saturando las rocas. Además se realizó la interpretación compleja de los registros de pozos para determinar la porosidad total y efectiva de las rocas y las Saturaciones de Agua y Petróleo, localizando intervalos de mucho Interés con valores de porosidad entre 15 y 21% que pueden representarnos un magnífico colector bien saturado de petróleo como lo demuestran los altos valores de 60 y 80% de saturación de petróleo, donde se proponen 10 intervalos para su ensayo. Un escape de gas en la boca una vez abandonado el pozo permite atribuirle al menos saturaciones de gas de las que fueron detectadas por la interpretación.

Este trabajo permite concluir que este pozo, es el de mejores perspectivas y resultados logrados por la interpretación de los registros de los últimos 17 pozos de búsqueda perforados por CUPET y otras compañías extranjeras en la mitad oriental del país incluyendo los pozos de Cabaiguan 1X, Gigante y pozos en los bloques marinos de las plataformas norte y sur.

Como recomendaciones se propone la reentrada a este pozo para esclarecer el escape de gas en la boca del pozo, realizar prueba de producción y proyectar otros tipos de trabajos si lo amerita.

INTRODUCCIÓN

El pozo Picanes - 1X se encuentra en el Bloque 17 (ver figura # 1) que abarca la porción norte de la provincia de Las Tunas y su ubicación es al NO del bloque, al sur de la localidad de Manatí, cerca del límite con la provincia de Camagüey.

En los años 1946 y 1947 la compañía Puerto Padre perforó los pozos Templanza # 1 y Fortaleza # 1, a las profundidades de 465 m y 304 m respectivamente, ubicados al sur de Puerto Padre y descubrieron manifestaciones de petróleo de 15° API y de gas en las Serpentinitas. A partir de ese momento la parte norte de Las Tunas cobra cierto interés para la prospección petrolera. En el año 1997 la Cia. Canadiense Genoil se interesa por el bloque y lo adquiere para trabajos de prospección, realizando sísmica 2D y perforando el pozo Farola Norte – 1X que resultó con manifestaciones de gas y fluorescencia pero sin interés para la producción de petróleo y gas dada la mala ubicación que se le dio al pozo pues se pudo comprobar que se perforó en una zona deprimida, existiendo estructuras mas favorables al sur de su ubicación.

A finales del 2009 la Cia petrolera PETROVIETNAM, que se había interesado y adquirido para la prospección el bloque 17, perfora el pozo Picanes 1X utilizando la sísmica existente, buscando los carbonatos de Placetas y Camajuaní por debajo de las Ofiolitas y lo abandonan a la profundidad de 3580 m al asumir por registro de VSP que no encontrarían los carbonatos hasta después de los 6000 m.

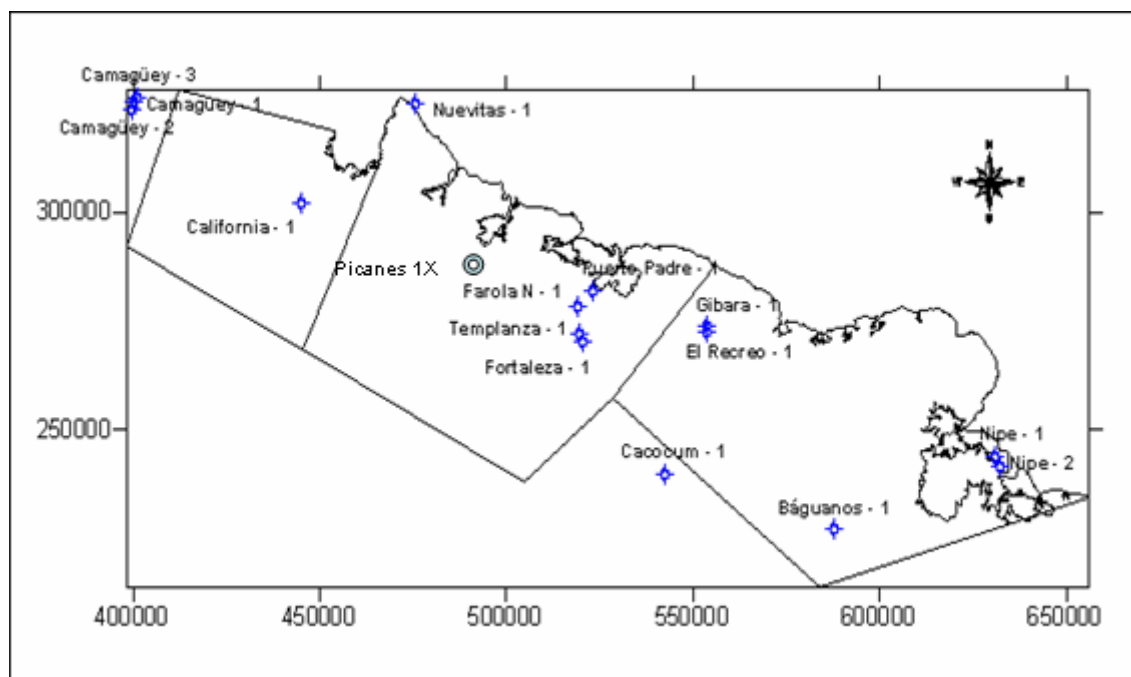


Figura 1.- Mapa de la porción norte de las provincias Camagüey, Las Tunas y Holguín donde se ubica el pozo Picanes 1X y otros pozos perforados.

Informe acerca de las evidencias gasopetrolíferas detectadas en el pozo picanes - 1x y su interés.

Objetivo del pozo

Lo constituyen los carbonatos de Placetas y Camajuaní, productores en la franja norte cubana que no fue cumplido al no lograr atravesar las Ofiolitas, debajo de las cuales se encuentran.

El corte geológico atravesado por el pozo fue el siguiente:

Intervalo de 1023- 1488 m.

Compuesto por rocas del arco volcánico de las Formación Caobilla. Tobas, Basaltos y Andesitas con alteraciones a material arcilloso

Intervalo de 1488-1550m.

Compuesto por rocas del **Synorogénico**, lo componen sedimentos poco arcillosos y poco alterados a material arcilloso.

Intervalo de 1550- 3580m.(terreno Zaza)

Compuesto por Ofiolitas del Terreno Zaza (Serpentinitas, Gabros, Diabasas, Peridotitas y otras.

El pozo resultó de interés durante su perforación con valores significativos de gas que fueron incrementándose y mejorando su composición en la medida que se profundizaba y pasó de manifestaciones de gases, que mostraban por la interpretación cromatográfica, valores de gas seco sin interés productivo, pasando por intervalos con gas húmedo con interés para la producción y por intervalos donde se detectaron presencia de gas húmedo con condensado y petróleo ligero de alto API con alta Relación Gas Petróleo. Estos resultados fueron a nuestro criterio de suficientes peso para valorar la continuación del pozo a horizontes mas profundos.

La interpretación de los registros del pozo permitió confirmar lo visto por la interpretación de la cromatografía gaseosa y en cierta medida reforzar las perspectivas de los intervalos con interés y del pozo. El pozo fue investigado con los registros de pozo en el intervalo 3344-1020 m y se corrieron los registros necesarios incluso el VSP para valorar la proximidad de las fronteras geológicas, que al no determinarse la cercanía de la misma se decide concluir la perforación del pozo por parte de PETROVIETNAM.

Al pozo se le corrió el siguiente complejo de registros.

- HRLA
- BHC-GR
- TLD-CNL-NGT-GI
- FMI
- VSP

De acuerdo a la litología descrita, sus edades y las características petrofísicas se realizó la siguiente división del corte geológico del pozo:

Tabla I.- Intervalo de 1000 - 1488 m, compuesto por rocas del arco volcánico de las Formación Caobilla

| Formación y litología | MAX | MIN | PROM |
|----------------------------------|--------|-------|--------|
| Arco Volcánico (Fm. Caobilla) | | | |
| RT - HRLA | 244.71 | 7.19 | 37.56 |
| CGR | 53.85 | 12.31 | 24.97 |
| N-D (por) | 0.52 | -0.02 | 0.10 |
| SPHI | 0.35 | -0.55 | 0.14 |
| Caliper | 19.98 | 12.19 | 13.829 |

La resistividad se presenta con valores de medios a altos con poca arcilla, el Gamma con el registro CGR no presenta mucha variación, la porosidad tanto por Acustico como por neutrón y densidad dan que predominan los valores bajos con escasos colectores, el caliper con valores promedios cercanos al diametro nominal de la berrena nos indica estabilidad de las paredes del pozo . El SP tanto en este intervalo como en el resto del pozo no brinda los resultados esperados y no se tomará en cuenta, en primer lugar por perforarse el pozo con lodo del tipo **KCL polimero** con elevada concentración de iones de K y CL que dan al filtrado de lodo resistividades de 0.081ohm/m a la temperatura de 82°C, en el fondo del pozo y es muy similar a la resistividad del agua de capa en el fondo del pozo y en todo el caño , a esto se le suma la escasa presencia de arcillas que impiden identificar una linea de arcillas.

Tabla II.- Intervalo de 1488-1550m, compuesto por rocas del Synorogénico

| Formación y litología | MAX | MIN | PROM |
|-----------------------|-------|-------|--------|
| RT - HRLA | 93.70 | 19.73 | 46.14 |
| CGR | 34.09 | 13.79 | 23.90 |
| N-D (por) | 0.22 | 0.00 | 0.08 |
| SPHI | 0.20 | 0.08 | 0.12 |
| Caliper | 24.56 | 15.46 | 18.856 |

Intervalo que no difiere mucho del anterior ni el posterior por sus valores bastante parecidos, con resistividad y caliper mas alto que el anterior intervalo y la porosidad mas baja lo que permite suponer la ausencia de colectores.

El intervalo inferior y mas extenso lo conforman las Ofiolitas del Terreno Zaza, compuestas por peridotitas gabros, diabasas y otras litologías típicas de la corteza oceánica con serpentinización no muy intensa en partes de las mismas.

Tabla III.-

| Formación y litología | MAX | MIN | PROM |
|--------------------------------------|----------|-------|--------|
| Terreno Zaza (Ofiolitas)1550-2000 | | | |
| RT - HRLA | 734.13 | 3.07 | 89.21 |
| CGR | 33.49 | 10.43 | 21.07 |
| N-D (por) | 0.41 | -0.02 | 0.13 |
| SPHI | 0.38 | 0.04 | 0.12 |
| Caliper | 25.26 | 12.54 | 16.843 |
| Intervalo 2000-2352 | | | |
| RT - HRLA | 1338.51 | 3.94 | 71.58 |
| CGR | 32.62 | 8.34 | 21.47 |
| N-D (por) | 0.65 | -0.04 | 0.29 |
| SPHI | 0.41 | -0.06 | 0.16 |
| Caliper | 25.28 | 16.55 | 24.425 |
| Intervalo 2352-2500 | | | |
| RT - HRLA | 11442.68 | 4.22 | 468.47 |
| CGR | 36.44 | 5.49 | 20.41 |
| N-D (por) | 0.53 | -0.01 | 0.11 |
| SPHI | 0.33 | -0.31 | 0.12 |
| Caliper | 25.28 | 12.58 | 16.985 |
| Intervalo 2500-2857.5 | | | |
| RT - HRLA | 627.12 | 4.22 | 89.37 |
| CGR | 49.88 | 7.28 | 21.23 |
| N-D (por) | 0.51 | 0.01 | 0.13 |
| SPHI | 0.36 | 0.06 | 0.15 |
| Caliper | 25.28 | 13.20 | 22.387 |
| Intervalo 2857.5 - 3360 | | | |
| RT - HRLA | 456.90 | 2.99 | 57.79 |
| CGR | 45.12 | 6.98 | 20.24 |
| N-D (por) | 0.46 | -0.23 | 0.11 |
| SPHI | 0.45 | -0.01 | 0.15 |
| Caliper | 25.28 | 11.39 | 17.417 |

El terreno Zaza con la presencia de las Ofiolitas y Serpentinitas conforma la parte inferior y mas extensa del pozo que va de 1550 m hasta la profundidad final de 3560 m. Este intervalo de casi 2000 m de espesor conforma la parte mas interesante del pozo y para su estudio la veremos en 5 partes por separados Los intervalos situados inmediatamente debajo de los sedimentos synorogénicos no se diferencia mucho de los vistos anteriormente por los valores de los registro y sus propiedades colectoras. Se caracterizan por los valores promedios de resistividad altos donde los mas bajos corresponde a la parte inferior del registro comprendida entre 2857 y 3360 m, mientras que los registros sónicos de porosidad indican valores promedios de 15 y 16 %, estas

características nos indican la presencia de un corte geológico resistivo donde los colectores se seleccionan en intervalos donde baja la resistividad y aumenta la porosidad efectiva.

Presencia de zona sobre presurizada

Resulta de interés el comportamiento de las curvas de resistividad RT-HRLA y de porosidad (SPHI) o delta tiempo DT por el acústico BHC en la figura # 2 donde se puede apreciar en las pistas 2 y 3 la presencia de zona sobre presurizada por debajo de los 2000 metros, que se define con bastante claridad debido a que el material arcilloso producto de la alteración de los silicatos se encuentran sobre presurizados por tener un exceso de agua en sus poros. Normalmente el tiempo de transito sónico decrece en las arcillas al aumentar la profundidad, las desviaciones de esta tendencia hacia valores mas altos sugieren una sección anormal sobre presionada. Se observa del gráfico que ambas curvas están caracterizadas por rectas que definen sus pendientes hasta el punto de inflexión (cerca de los 2000 m) donde cambian de sentido las pendientes.

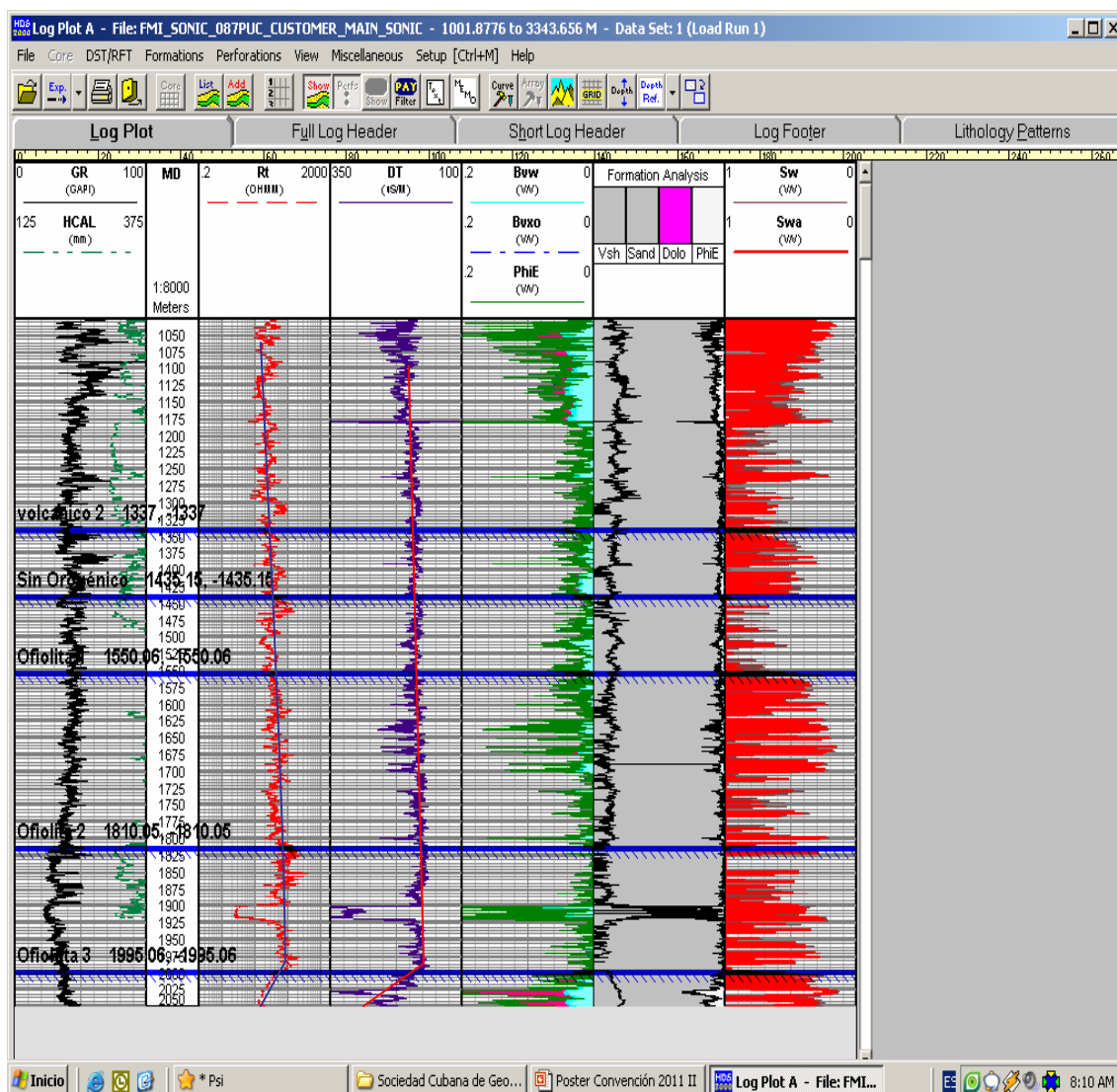


Figura 2.- Por los registros de resistividad (RT-HRLA) y delta tiempo (DT), se puede deducir que por debajo de los 2000m existen formaciones que tienen presiones de fluidos anormalmente altas que con frecuencia están sobre yacidas por sedimentos o material arcilloso sobre presionados que tienen un exceso de agua en los poros. El tiempo de transito sónico es mayor en estos. Normalmente el tiempo de transito

sónico decrece en las arcillas al aumentar la profundidad, las desviaciones de esta tendencia hacia valores mas altos sugieren una sección anormal sobre presionada.

Interpretación al registro de gases del pozo.

El Geólogo del CEINPET Osvaldo López Corzo que describió la litología a pie de pozo, realizó una interpretación al registro de gases del pozo y muestra el aumento progresivo de su cantidad con la profundidad, el cual comienza a tener valores interesantes partir de 2000 m y llega a alcanzar niveles de mas de 30% al final del pozo, también se observa un consecuente incremento de las fracciones de gas mas pesados, indicando una fase de gas húmedo, condensado o petróleo ligero. La figura # 3 muestra los resultados del registro completo de gases, las manifestaciones de fluorescencia y de asfalto o petróleo pesado detectadas en el pozo.

Son de interés las fluorescencia de color amarillo claro y corte instantáneo que aparecen por debajo de los 2000 m y a menudo se corresponde con saturaciones de crudo muy ligero de 35° API o mas.

La evaluación de los fluidos existentes en el subsuelo a partir de este método toma una mayor importancia en las áreas nuevas de estudio y en aquellos pozos donde las manifestaciones de hidrocarburos no son tan evidentes, debido en lo fundamental a la calidad del crudo, que a mayor gravedad específica, es mas ligero y mas difícil de detectar pues el barrido del filtrado de lodo se realiza mas efectivo. El tipo de colector, el peso específico del lodo utilizado, las pérdidas del filtrado y la experiencia de trabajo con petróleo muy ligero o condensado del operador para detectar las fluorescencias en este tipo de petróleo también influyen negativamente en la detección.


Las conclusiones de este trabajo arrojaron que aunque no se hayan alcanzado los carbonatos de Veloz, el área ofrece atractivo para la exploración petrolera y se ofrecen los resultados que siguen.

Tabla IV.- Resumen de los resultados más importantes.

Resumen de los intervalos más importantes.

Al integrar todos los indicadores se resumen las zonas más importantes en la siguiente tabla:

| INTERVALO (m) | BACKGROUND DE GAS % | DENSIDAD DE LODO UTILIZADA (g/cm ³) | TIPO DE HIDROCARBURO |
|--------------------|---------------------------|---|---|
| 0 – 2025 | < 0.1 | 1.03 - 1.13 | Gas seco |
| 2025 – 2050 | 0.5 - 6 | 1.13 | Gas + Condensado |
| 2050 – 2520 | 0.1 - 0.7 | 1.13 - 1.23 | Gas seco |
| 2520 – 2550 | 0.1 - 0.3 | 1.23 | Gas + Condensado |
| 2550 – 2720 | 0.08 - 0.1 | 1.23 - 1.30 | Gas seco |
| 2720 – 2770 | 0.3 - 0.6 | 1.30 | Gas + Condensado + Petróleo Ligero |
| 2770 – 2870 | < 0.1 | 1.30 | Gas seco |
| 2870 – 3290 | 1 - 10 | 1.30 - 1.42 | Gas + Condensado + Petróleo Ligero |
| 3290 – 3568 | 20 - 60 | 1.42 - 1.44 | Gas Húmedo |

 Intervalos de mayor importancia.

Picarones -IX. Evaluación de Hidrocarburos

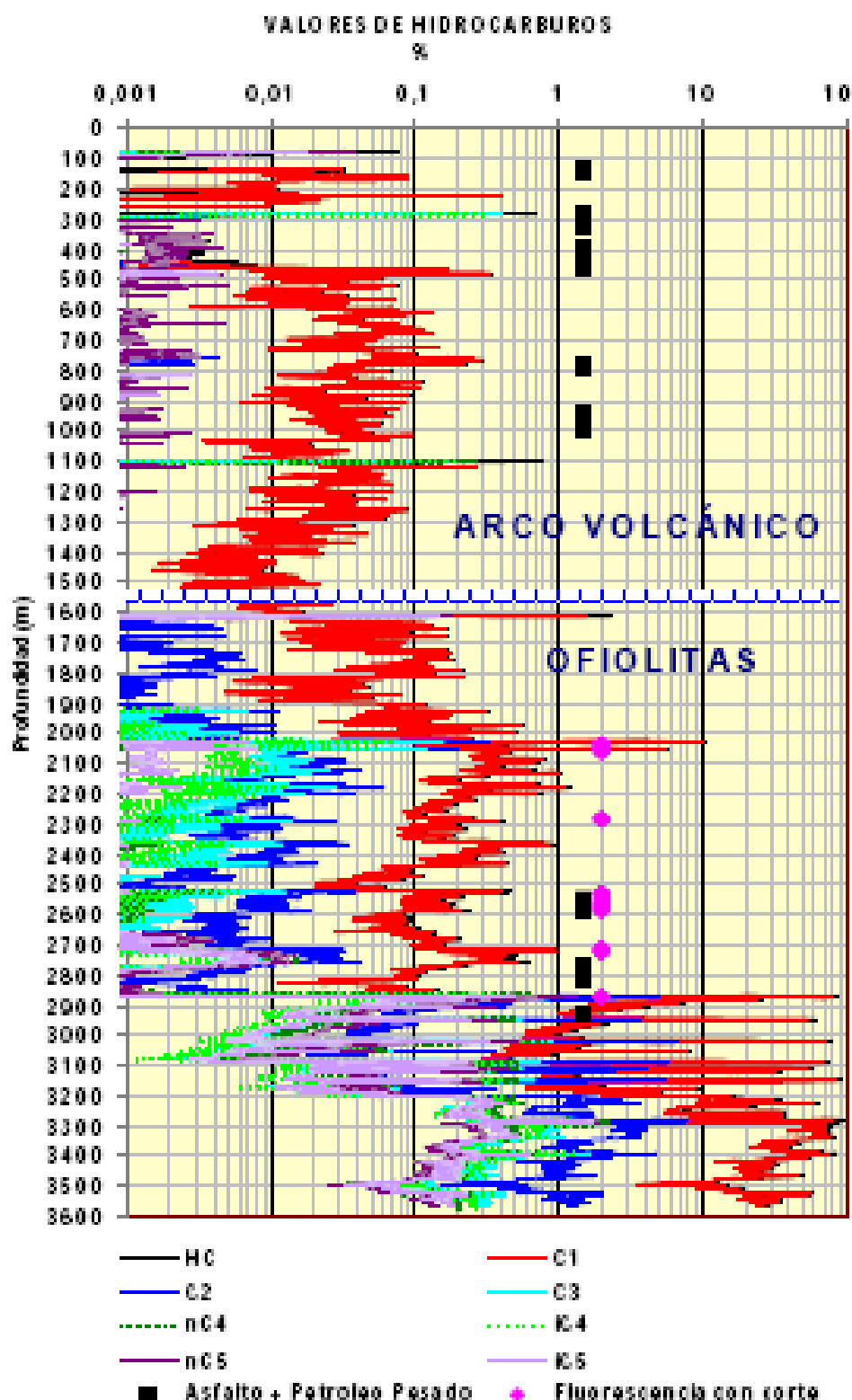


Figura 3.- Muestra los resultados del registro completo de gases, las manifestaciones de fluorescencia y de asfalto o petróleo pesado detectadas en el pozo, se aprecian valores interesantes partir de 2000 m que llegan a alcanzar niveles de mas de 30% al final del pozo.

Interpretación compleja de los registros de pozo.

La interpretación compleja de los registros de pozo se realizó utilizando las mejores opciones que disponemos y asumiendo las condiciones mas pesimistas para calcular la saturación de petróleo y evaluar la capacidad acumulativa de los colectores.

Se tuvo en cuenta el gran diámetro que alcanzó el caño del pozo durante la perforación donde en partes alcanzó valores superiores a los 650 mm, como se muestra en la **figura # 4** donde aparecen sombreados de amarillo en la pista # 1 los valores del diámetro del pozo y en la pista # 2 los valores donde $R_t > R_{XOZ}$. Con estos valores del diámetro del pozo las lecturas del Neutrón, Densidad y R_{XOZ} se ven afectadas y no se tiene valores confiables por lo que fueron despreciadas y se utilizó para la interpretación los valores de porosidad logrados con el sónico (SPHI) del BHC que elimina o minimiza el efecto del diámetro del pozo y está diseñado para reducir el efecto de cambio brusco del diámetro y errores por inclinación del equipo, lográndose resultados confiables. Se puede ver en la figura # 4 que independiente de que en determinados intervalos no sea confiable los valores de R_{XOZ} por los grandes diámetros, se mantiene la característica de $R_t > R_{XOZ}$ en prácticamente todo el intervalo de interés por debajo de los 2000 m incluso donde los diámetros del pozo son razonablemente buenos para lograr mediciones confiables y nos da una visión optimista del corte atravesado, en primer lugar por observarse una invasión decreciente donde la resistividad del fluido que satura las formaciones es mayor que la del filtrado de lodo y en segundo lugar porque las Ofiolitas que no tienen mucha alteración a material arcilloso según los reportes de litología del pozo, presentan diámetros aumentados (grandes) que solo pueden ser explicados por alto grado de facturación natural de las rocas y de la existencia de colectores de interés.

Para el calculo del volumen de arcilla, V_{sh} , no se pudo utilizar los procedimientos tradicionales y mas comúnmente utilizados con los registros de GR, SP y XND, pues con todos se presentaron dificultades que los invalidaban, en el caso del GR por no diferenciar los intervalos arcillosos al provocar la serpentización disminución de las lecturas que las confunden con rocas limpias (calizas y areniscas), en el caso del SP por perforarse el pozo con lodo de **KCL polímeros** con concentraciones de cloruro de potasio lo suficientemente alta para llevar la resistividad del filtrado de lodo a valores de $R_{mf} = 0.081 \text{ ohm-m}$ a 82°C en el fondo del pozo que es muy similares a la resistividad del agua de capa y por tanto no da diferenciación en el registro del SP y eso es lo que se ve, un registro que no brinda datos. Por otro lado, al invalidar los datos de los registros de Neutrón y Densidad por los grandes diámetros del pozo no se puede utilizar los cross plot para el cálculo del V_{sh} , muy efectivo y ampliamente utilizado. El V_{sh} se obtuvo utilizando el programa para multi clay utilizando dos cálculos, uno con la resistividad y el otro en base al registro sónico, considerando los valores mínimos para estos casos de múltiple arcillas. También fueron realizadas otras interpretaciones asumiendo los valores de V_{sh} reportados por el geólogo en la litología del pozo con resultados similares pero mas optimistas que los logrados con esta técnica.

Para el caso de la resistividad del agua de capa, se asumió el valor aproximado a $R_w = 0.07 \text{ ohm-m}$ a la temperatura de 82°C , muy parecido a la resistividad del filtrado de lodo visto anteriormente, aunque no se tiene referencia de la resistividad del agua de capa de esta zona, la experiencia en colectores en silicatos tanto de origen volcánicos como de corteza oceánica (Ofiolitas) nos sugiere altas concentraciones de sales con resistividades comprendidas entre 0.1 y 0.01 ohm-m

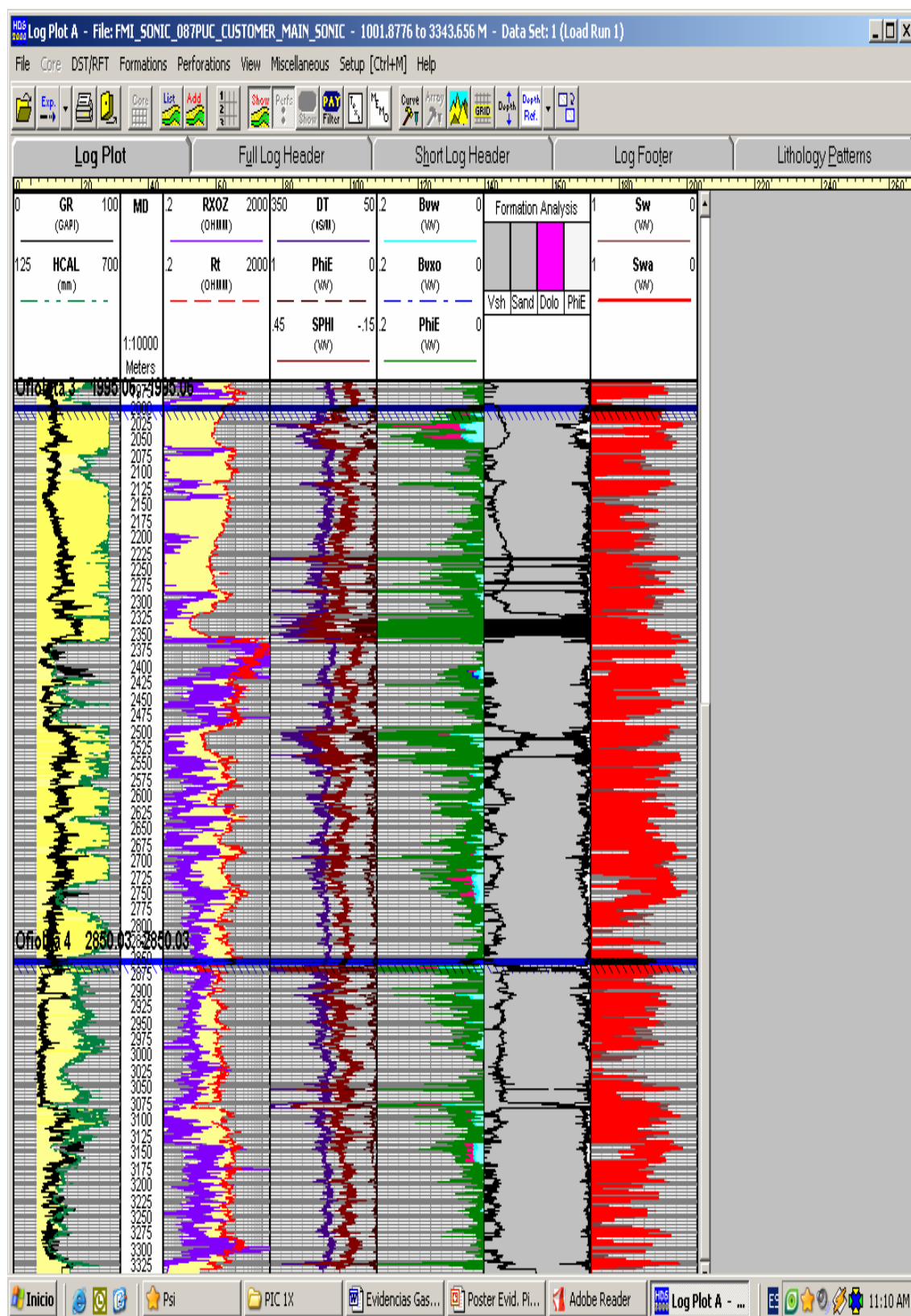


Figura 4.- En la pista 1 aparece sombreado en amarillo el diámetro del pozo que se presenta con valores altos y en gran parte del mismo alcanza valores superiores a 650 mm. En la pista # 2 aparece sombreada los valores de Rt > RXOZ.

Para el cálculo de la Saturación de petróleo se utilizó la fórmula de Indonesia que valora eficientemente el volumen y la resistividad de la arcilla

$$S_w = 1 / (V_{cl}^{(1-V_{cl}/2)} / R_{AI} Z R_{cl}) + (e_f / R_{AI} Z a R_w) * R_{AI} Z R_t$$

Donde:

- V_{cl} Es el volumen de arcilla
R_{cl} es la resistividad de la arcilla
e_f Es la porosidad efectiva
R_w Es la resistividad del agua de capa
R_t Es la resistividad de capa o de la zona virgen.

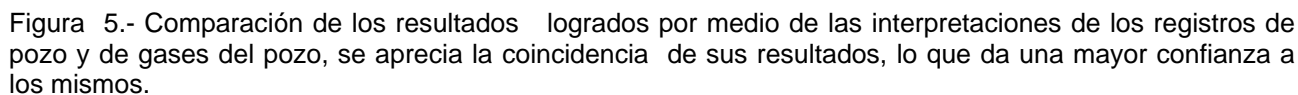
Además de Indonesia, fueron analizados con similares resultados en unos y mas optimistas en otros las evaluaciones por mediación de Archie y Simandoux en sus varias modalidades. Los resultados permitieron corroborar los ya obtenidos por la interpretación del registro de gases hidrocarburos donde los intervalos de interés aparecen por debajo de los 2000 m hasta el fondo del pozo. Por las características litológicas de estas formaciones, los datos disponibles de los registros y las posibilidades del Software en este tipo de rocas se asume que el petróleo que satura las formaciones es ligero o condensado. Los intervalos con mas interés se muestran en la siguiente tabla.

Tabla v.- Selección de los intervalos de mayor interés por la interpretación de los registros de pozo

| No. | Intervalo | Espesor | Por. Efect. | Sp | Vsh |
|-----|-------------|---------|-------------|------|------|
| 1 | 2024 - 2033 | 9 | 0.16 | 0.80 | 0.2 |
| 2 | 2039 - 2048 | 9 | 0.12 | 0.7 | 0.2 |
| 3 | 2500 - 2512 | 12 | 0.14 | 0.65 | 0.35 |
| 4 | 2682 - 2691 | 9 | 0.15 | 0.85 | 0.1 |
| 5 | 2723 - 2730 | 7 | 0.09 | 0.75 | 0.1 |
| 6 | 2747 - 2755 | 7 | 0.06 | 0.85 | 0.00 |
| 7 | 2862- -2870 | 8 | 0.17 | 0.75 | 0.4 |
| 8 | 2905- -2910 | 5 | 0.13 | 0.70 | 0.2 |
| 9 | 3073 - 3079 | 9 | 0.18 | 0.65 | 0.5 |
| 10 | 3140- -3153 | 13 | 0.06 | 0.7 | 0.00 |

Comparación gráfica

En el gráfico # 5 se comparan gráficamente los resultados de las interpretaciones obtenidas por los gases hidrocarburos (sombreada en azul) y por los registros de pozo (sombreada en marrón) notándose la coincidencia entre sus resultados



A continuación se mostrarán en 5 gráficos de registros, en las figuras de la 6 a la 10, los intervalos seleccionados por la interpretación de los registros de pozo.

CUARTA CONVENCION CUBANA DE CIENCIAS DE LA TIERRA, GEOCIENCIAS 2011.
Memorias en CD-Rom, La Habana, 4 al 8 de abril de 2011. ISBN 978-959-7117-30-8

aprecia de los intervalos seleccionados que el área que representa al petróleo supera en mas del 50% a la del agua de capa estando en la mayoría de los mismos entre 60 y 80%.

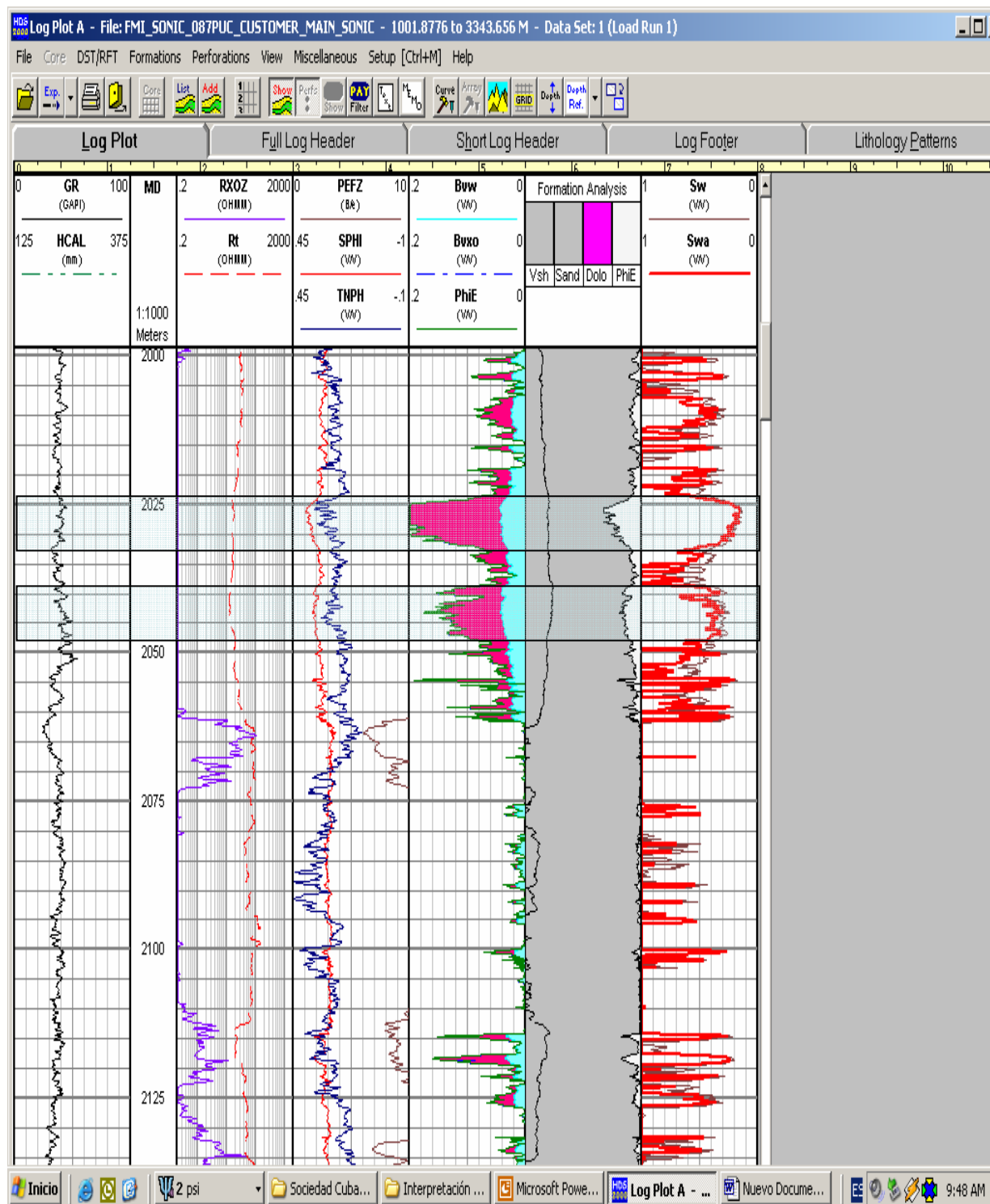


Figura 6.- Se muestra el intervalo 2000 – 2132, se aprecia los colectores entre las profundidades de 2000 – 2062, resaltando los intervalos seleccionados 2024 – 2033 y 2039 - 2048

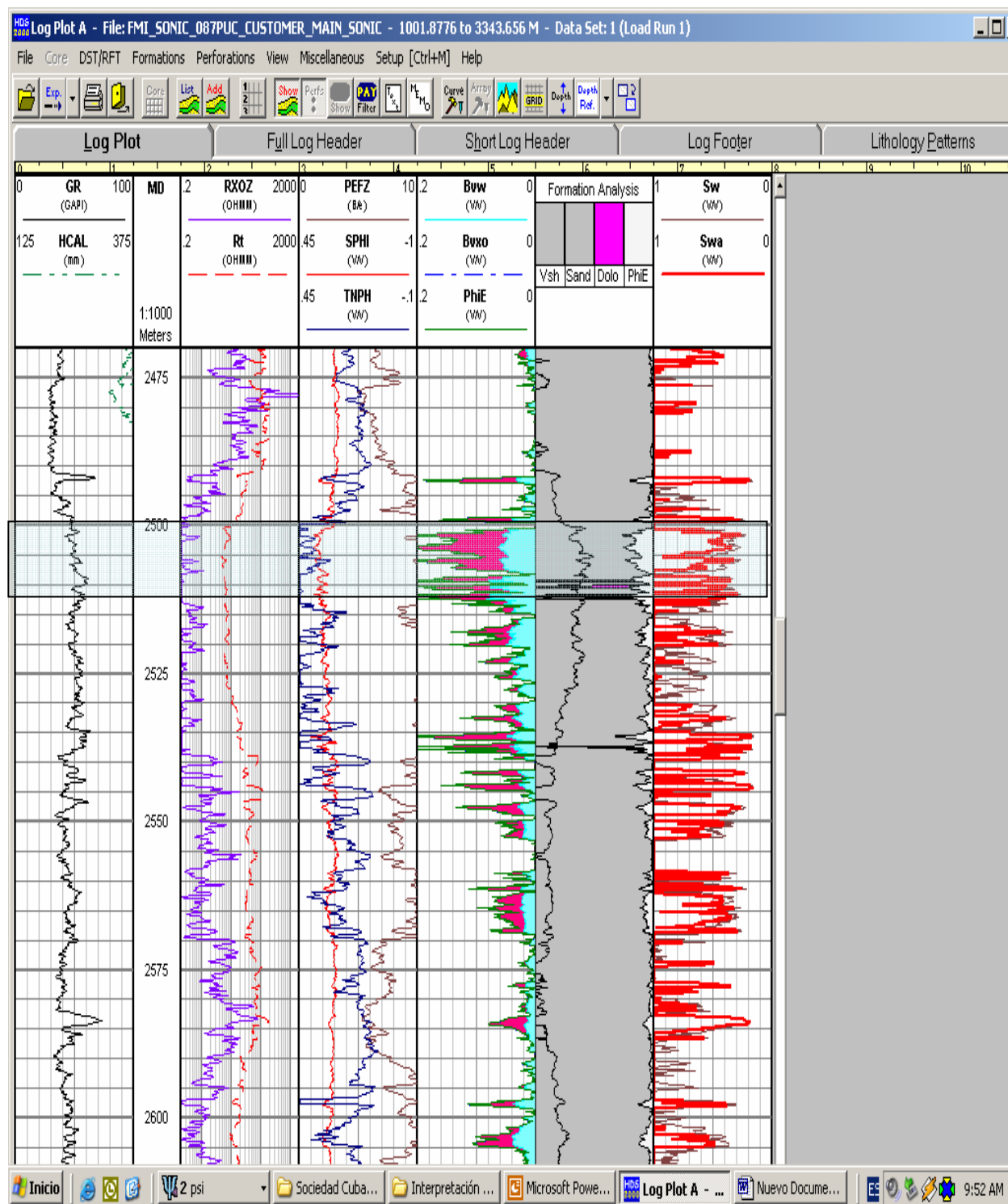


Figura 7.- Se muestra el intervalo 2470 – 2608, se aprecian colectores intercalados, con valores bajos de saturación de agua y por ende altos de saturación de petróleo, resultando el de mayor interés por su continuidad y espesor el intervalo 2500 - 2512

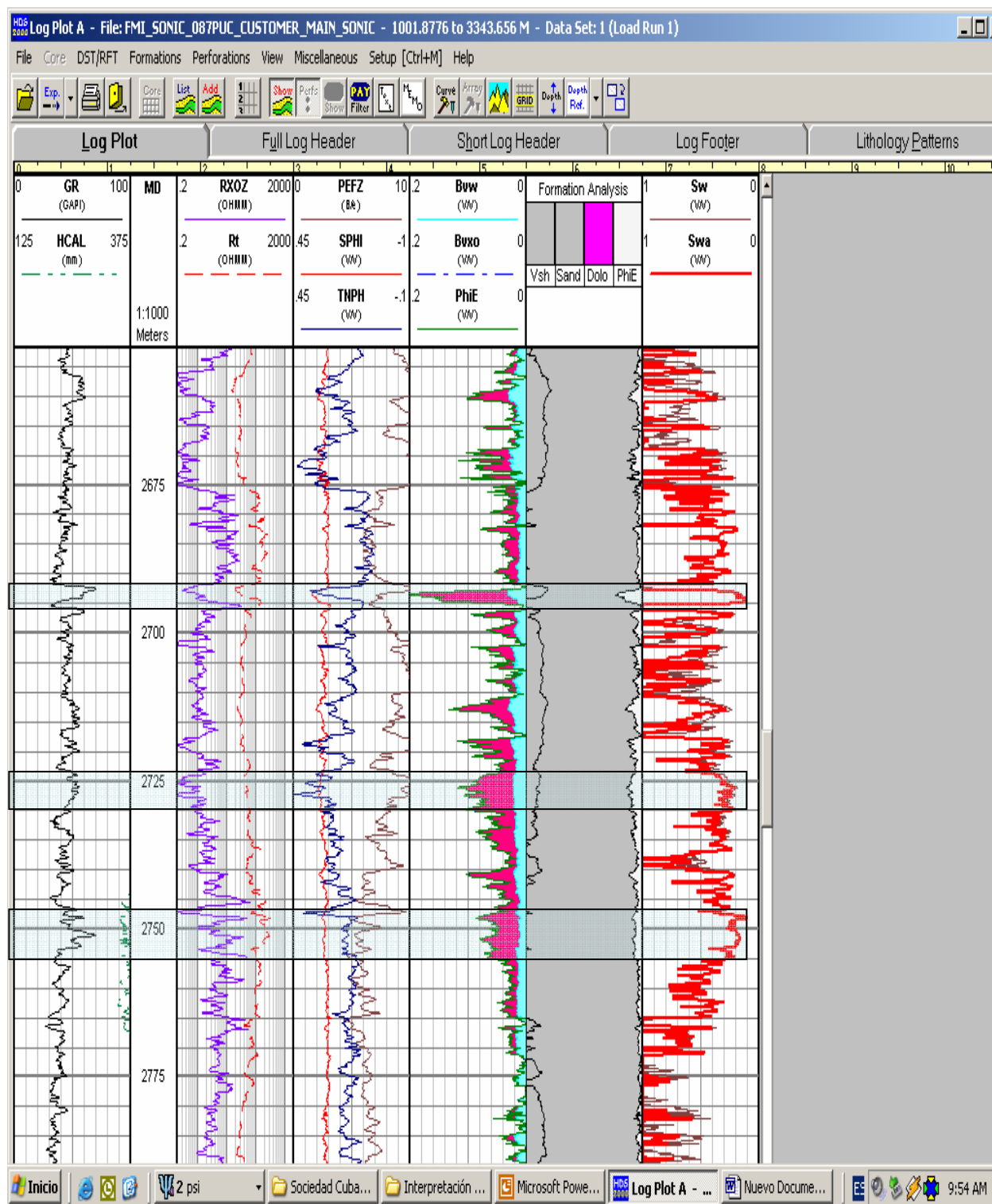


Figura 8.- Se muestra el intervalo 2652 – 2788 se aprecian valores bajos de saturación de agua y por ende altos de saturación de petróleo, con la porosidad efectiva menor del 10%, resultando con mayor interés los intervalos 2682 – 2691; 2723 – 2730; 2747 – 2755, donde mejora la porosidad efectiva

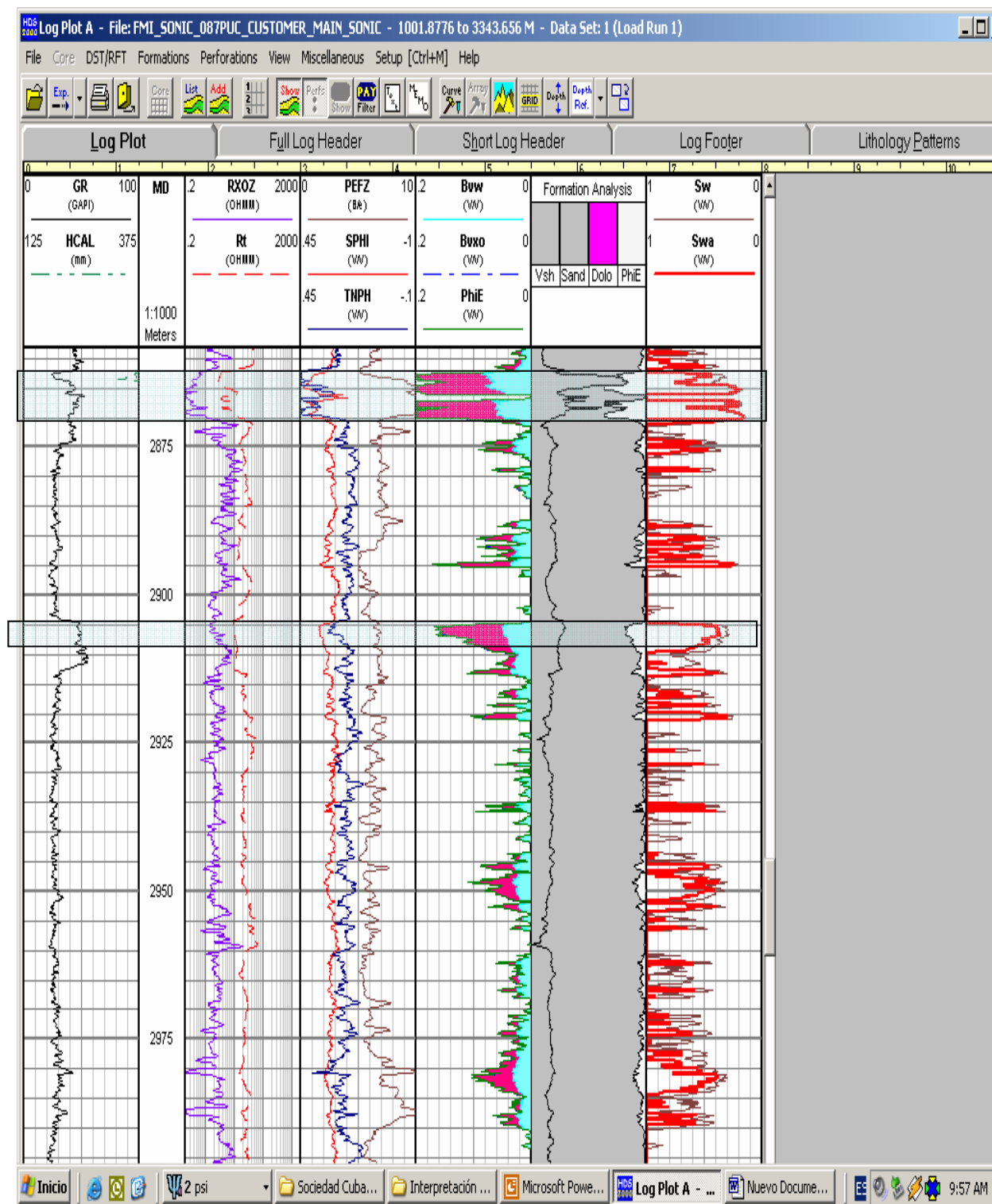


Figura 9.- Se muestra el intervalo 2858 – 2996 se aprecian valores de saturación de agua que van en aumento aunque se mantienen intervalos altos valores de saturación de petróleo, principalmente en la parte superior del intervalo, resultando con mayor interés los intervalos 2862 – 2870; 2905 - 2910, donde mejoran la porosidad efectiva y la saturación de petróleo.

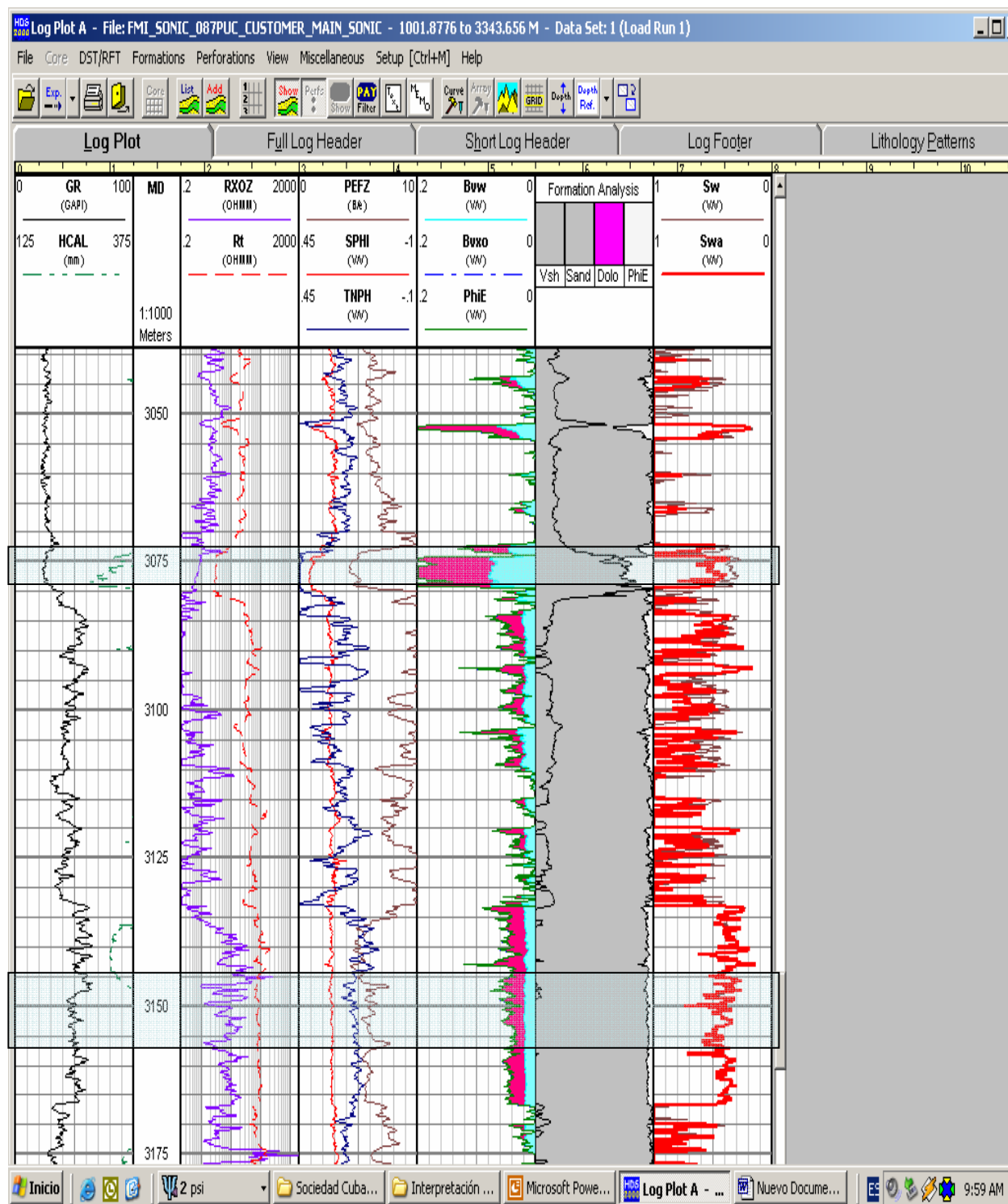


Figura 10.- Se muestra el intervalo 3039 – 3177 se aprecian valores un poco mas altos de saturación de agua aunque se mantienen cercanos al 50%, con la porosidad efectiva menor del 10%, resultando con interés los intervalos 3073 – 3079; 3140 - 3153 donde mejoran la porosidad efectiva en el primer intervalo y la saturación de petróleo en el segundo intervalo

Lo visto hasta ahora nos da una idea bastante optimista del pozo que permite suponer que independientemente a que el pozo no haya descubierto los Carbonatos de Veloz, se pueden esperar resultados alentadores del mismo con la seguridad de obtener entrada de gas en uno o varios intervalos propuestos por debajo de los 2000 m y de lograr además la entrada de condensado y/o petróleo ligero de mas de 35°API en algunos de los mismos.

Dato curioso de interés.

Como dato curioso que viene a corroborar el interés descubierto en este pozo, se tiene que cuando Petrovietnam decide abandonar el pozo por falta de interés y realizan las operaciones de liquidación necesarias, el pozo se manifiesta con escape de gas en la superficie que no se puede determinar si es por la misma boca del pozo por encontrarse el selly todo lleno de material de relleno y con monolito de cemento. Es interesante este hecho porque para que sucediera esto el pozo tuvo que vencer el peso de la columna de lodo con que fue terminado con $D = 1.43 \text{ g/cm}^3$ y lograr vencer además los obstáculos de tres tapones de cemento a diferentes profundidades requeridos en estos casos. La otra posibilidad es que el escape de gas venga por el espacio anular de una de las camisas bajadas al pozo y sea de los intervalos superiores a los 1020 m, donde está el zapato de la camisa técnica, aunque esta posibilidad no parece ser la mas aceptada por no detectarse durante la perforación del pozo lecturas de gas de interés desde la boca del pozo hasta los 1020 m.

CONCLUSIONES

1. Los resultados de la interpretación de la Cromatografía gaseosa en el pozo arrojó la presencia de intervalos con interés para la producción de petróleo ligero, condensado y gas por debajo de los 2000 m.
2. La interpretación de los registros de pozos arrojó la presencia de intervalos saturados con petróleo, que se asume sea ligero, por debajo de los 2000 m.
3. Existen coincidencia de los intervalos que de formas independiente fueron propuestos con interés para el ensayo por la interpretación de la cromatografía y los registros de pozo.
4. El pozo una vez abandonado por Petrovietnam como lo estipulan las normas, con los tapones de cemento correspondientes, se manifestó en la superficie donde se vio salideros de gas de consideración en la boca del pozo.
5. El pozo fue paralizado y abandonado en zonas con interés gasopetrolífero de acuerdo a los resultados de las interpretaciones y las manifestaciones de gas en superficie después de abandonado, a pesar de no atravesar las Ofiolitas ni descubrir los carbonatos.
6. Por los resultados de la interpretación y la presencia de gas con presión en la boca, este pozo de Búsqueda resultó ser el de mayor interés entre los perforados en las regiones central y oriental que atiende la EPEP Majagua y deben esclarecerse y comprobarse la capacidad gasopetrolífera del mismo.

Recomendaciones

1. Regresar al pozo con equipo de intervención o de perforación y rehabilitar la boca del mismo, haciendo una valoración del escape de gas en superficie.
2. Realizar una prueba de producción con paker anclado en la base de la camisa intermedia de 13 pulgadas a la profundidad de 1022 m, que permita aligerar la presión hidrostática en mas de 140 Atmósferas, lo suficiente para lograr la entrada de fluidos de capa al caño del pozo y en dependencia de los resultados confeccionar plan de trabajo a realizar.