

PREDICCIÓN DE CALIDAD DE HIDROCARBUROS A TRAVÉS DE MÉTODOS CROMATOGRÁFICOS. CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, PATAGONIA ARGENTINA

Cardinali, Guillermo (1); Labayen, Inés (2); Colo, Carlos (1)

(1) YPF S.A.; (2) Laqui SRL

Este trabajo presenta una nueva metodología que permite resolver la problemática de identificar la calidad del petróleo evidenciado en el *cutting* de los pozos exploratorios perforados en la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina.

Dichos pozos atraviesan depósitos continentales correspondientes a la Formación Bajo Barreal (Cretácico). Esta formación consiste en areniscas que han sido depositadas por corrientes fluviales efímeras canalizadas y no canalizadas de gran distribución areal, con reducidas dimensiones del orden de 500 a 1000 m de ancho y de 3 a 8 m de espesor.

En cuanto a la evaluación de estos depósitos se presenta el gran inconveniente para determinar la calidad de los hidrocarburos presentes en los reservorios. A su vez los pozos presentan un gran número de reservorios con evidencias de hidrocarburos, en su mayoría líquidos, que poseen características físico-químicas en términos de densidad y viscosidad muy críticas. Siendo la predicción de estas características sumamente importante para la obtención de producciones económicas.

El carácter predictivo de esta técnica brinda un invaluable aporte, no solo en la determinación de los niveles de mayor interés a ser evaluados, en función del tipo y calidad de fluido, sino también en la elección de aquellas zonas, que habiendo comprobado petróleo con bajos caudales, posean buena calidad de fluidos, para ser estimuladas hidráulicamente. Siendo este un factor importante que condiciona en gran medida la productividad de éstas.

Asimismo es de destacar que en la actualidad la productividad de la mayoría de los niveles atravesados en los pozos perforados en esta cuenca, depende casi exclusivamente de la estimulación hidráulica para lograr caudales económicamente explotables. En este punto no solo es importante la mayor transmisibilidad lograda por la fractura sino también la calidad del hidrocarburo a ser drenado.

Dicha técnica puede ser de uso extensivo al resto de los pozos del yacimiento y puede ser extrapolada a otros ambientes sedimentarios en otras cuencas.

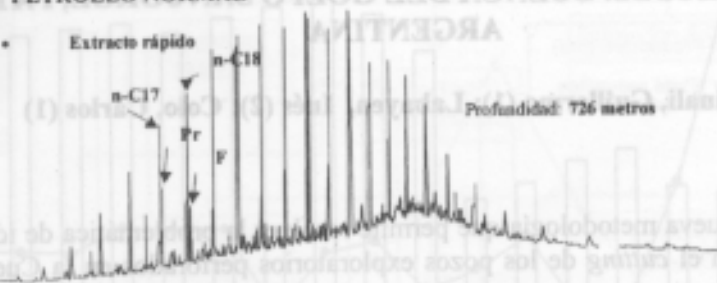
La metodología empleada en los potenciales reservorios perforados, se basa en la caracterización cromatográfica de gases de *headspace* y en cromatografías en fase gaseosa de extractos rápidos, ambos obtenidos sobre muestras de *cuttings* preservadas de pozos.

En el primer caso el análisis cromatográfico se realiza sobre la atmósfera gaseosa del gas liberado por el *cutting*, previo calentamiento (40°C) y agitación, obteniendo una identificación y cuantificación de los hidrocarburos saturados (C1, C2 hasta C6+). Para el segundo caso se realiza la extracción mediante un solvente (diclorometano) obteniendo un extracto rápido, al que luego de ser evaporado el solvente, se le efectúa una cromatografía en fase gaseosa, determinando una distribución de carbonos (C12 a C32). Esta distribución está íntimamente relacionada con la calidad y tipo de fluidos presentes.

Del análisis de las muestras de una serie de pozos dentro de varios yacimientos, se obtuvieron distintos cromatogramas, los que habiendo sido cotejados con su respuesta de producción primaria y también en algunos casos, con las respuestas de producción post-fractura, fueron tomados como patrones. Denominamos a éstos: ***fingerprints* cromatográficos patrones**, que caracterizan los distintos tipos de fluido presente y en el caso del petróleo, su calidad. Se puede determinar por lo tanto: **petróleo normal, petróleo residual** (no producible), **gas y agua de formación**.

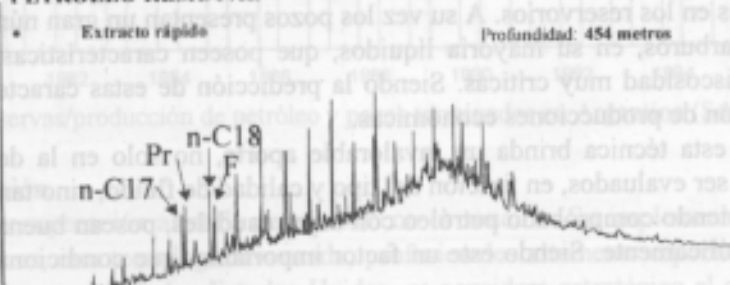
Para mostrar la relación existente entre las secuencias sedimentarias que se desarrollan en el área se prepararon dos secciones de correlación de pozos apoyados con sísmica 2D y 3D. El perfil A-A' ubicado en la parte Oeste del área de estudio (Figura 2), comprende la interpretación de líneas sísmicas compuestas 3D (Norte - Sur) que pasan por los Campos de La Peña, Los Grandes y Tundy, estos topes han sido compatibilizados con la interpretación 3D que realiza en el área y línea 2D para integrar la interpretación sísmica con la información obtenida en el Pozo Abeja - X1. El perfil B-B' que cubre el área comprendida entre Monteverde y el Campo Tita, ha sido realizado utilizando sísmica 2D existente en la zona (ver figura 2).

POZO: LOMA DEL CUY
PETROLEO NORMAL



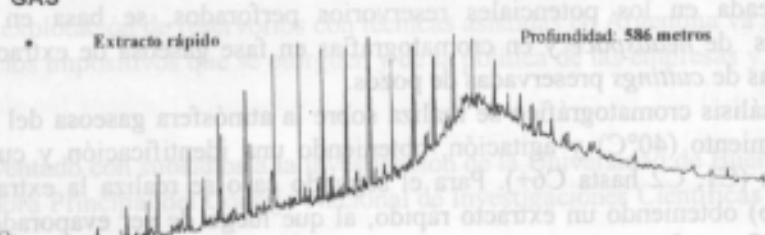
- **Composición Headspace**
C₁: 8.2 % C₂: 5.2 % C₃: 13.4 % iC₄: 20 % nC₄: 19.2 % C₅: 34 %
- **Ensayo inicial: S/E**
- **Ensayo Post-fractura: 3.700 l/h PETROLEO**

POZO: LOMA DEL CUY
PETROLEO RESIDUAL



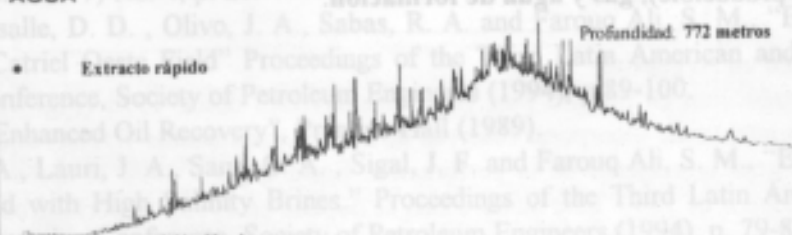
- **Composición Headspace**
C₁: 17.2 % C₂: 3.9 % C₃: 10.8 % iC₄: 21.1 % nC₄: 16.3 % C₅: 30.6 %
- **Ensayo Inicial: S/E**

POZO: LOS PERALES
GAS



- **Composición Headspace**
C₁: 59.3 % C₂: 3.5 % C₃: 1.9 % iC₄: 9.9 % nC₄: 10.3 % C₅: 15.1 %
- **Ensayo inicial: GAS**

POZO: LOMA DEL CUY
AGUA



- **Composición Headspace:**
C₁: 28.3 % C₂: 7.9 % C₃: 7 % iC₄: 20.7 % nC₄: 13.6 % C₅: 23.8 %
- **Ensayo inicial: 3700 l/h. AGUA**