



TELEFONOS-NEGRITOS  
863-861-865

Ingo H. Cornejo  
E. Soprani

PETROMAR - NEGRITOS  
354 FAX  
Transmitido 13.03.90  
Recibido 10:30 AM CT

APARTADO No 1  
TALARA - PERU

UPGRADE

PM-GERPD-043-1990  
PM-SIP-106-1990

Juli  
J. Jeri  
13 MARZO '90

A : Gerencia Técnica de Petróles  
De : Gerencia de Producción y Desarrollo  
Asunto : Pozo L016-12  
Fecha : Marzo 13, de 1990

La fluorescencia es  
buena, con muy buen corte  
y "fair streamig". J. Jeri.  
de

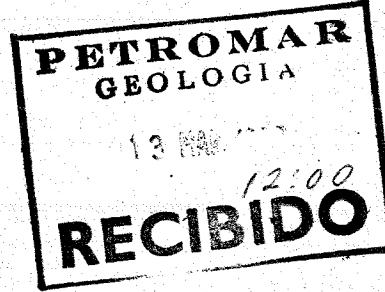
Según análisis interpretativo de los registros eléctricos y litológicos tomados en el pozo L016-12 y los que correlacionan con él : L016-16 y L016-17 se concluye ;  
Las arenas Basal Salina presentan pobre desarrollo tanto en porosidad, resistividad y fluorescencia. Asimismo durante la perforación al atravesar el intervalo de interés no registró corte de todo por presencia de gas, que pudiera indicarnos energía, lo que sí mostró solamente el L016-16.

El registro de producción tomado en el pozo L016-16 muestra gran aporte productivo del intervalo 8922'- 8894' (26' VNS) el cual correlaciona con el intervalo 7132'-7112' (9' VNS). No es una arena masiva como la anterior y no se encuentra en el mismo bloque (ver mapa estructural del pozo L016-12).  
En cambio si correlaciona con el pozo L016-17, su comportamiento es similar y se encuentra en el mismo bloque. Abierto en el intervalo 7566' - 7474' (34' VNS), fue completado en Julio de 1989 y hasta la fecha no termina de devolver si diésel usado en el fracturamiento.

Por lo tanto esta Gerencia no recomienda su completación.

→ Cuando anoche hablamos por Tf. con el Ing. E. Vega, no tenían esta información, Tampoco su correlación era correcta. Los ~~otros~~ Ings. Chang y Jeri proporcionaron estos datos. Además concordamos en cumplir el P: Carlos Valdizán M.  
P: Gerente de Prod. y Des. Basal Salina J. Jeri

EV/rzz  
cc: Ger. General  
Ger. Operaciones  
Ger. de Geología  
Archivo



# ESTEPSA

EMPRESA DE SERVICIOS TECNICOS PETROLEROS S. A.

APARTADO 7 - A - TALARA - PERU

LSC/mp1:Ing. # 39-90

Talara, 26 de Marzo de 1990.

Señores  
**PETROMAR S.A**  
Negritos-Talara

**Attn.: Ing. Abel Chumpitaz**

Estimado Ingeniero;

Anexo a la presente sírvase encontrar nuestro reporte de la Prueba de Formación Basal Salina (6914'-7132') el mismo que ha sido hecho en coordinación con su Ingeniero Miguel Romero.

El análisis cuantitativo adjunto, usando el método de " Horner" para el segundo periodo de recuperación de presión debe ser tomado en este caso como referencial, ya que el método es limitado en este tipo de pruebas donde los tiempos de apertura son muy cortos y las condiciones de caudal constante antes de la recuperación de presión no se cumplen. Razón por la cual para la obtención de valores representativos de los parámetros del reservorio fue necesario el uso de métodos alternativos de análisis (Slider & McKinley), los cuales arrojan resultados que presentan buena correspondencia con los valores promedios para las propiedades de la formación en el área .

Los resultados de ambos métodos alternativo se tabulan en las tablas I y II adjuntos, cabe recalcar que éstos valores deben ser también tomados como referenciales debido a la probable mínima fuga observada en el empaque durante el segundo periodo de recuperación de presión ; ya que al abrir los controles del pozo antes de desanclar el empaque se observó una ligera presurización del anular.

Todos los cálculos cuantitativos se han hecho considerando que el fluido producido es petróleo muy a pesar de que el aporte real del pozo fue de agua filtrada del fluido de perforación . En este caso el alto daño observado podría deberse a la invasión del filtrado del fluido de perforación , el cual por su naturaleza puede haber reaccionado con las arcillas activas de la formación ocasionando el daño.

Para los propósitos de remoción del daño y mejoramiento del nivel de producción del pozo sería recomendable la acidificación preliminar del intervalo antes del fracturamiento hidráulico seguida de una segunda prueba de formación para chequear la calidad del tratamiento y recalcular los parámetros del yacimiento.

Pag. # 2

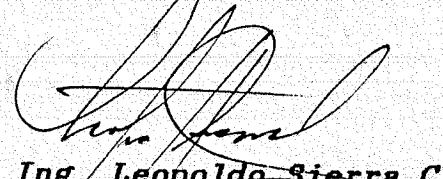
Ing. 039-90

*El fracturamiento hidráulico del paquete puede efectuarse después de la evaluación de la estimulación ácida y el chequeo del tipo de fluido que produce.*

*Agradecidos por la oportunidad brindada y gustosos de discutir cualquier duda existente al respecto, quedamos de Usted.*

*Atentamente,*

**HALLIBUTON RESERVOIR SERVICES**



*Ing. Leopoldo Sierra C.*

*cc: Ing. C. Valdizán (PM-Talar)  
Ing. V. Peralta (PM-Lima)  
Ing. M. Romero (PM-Talara)  
R. Ethiewr/File*

Pag. # 3

T A B L A I  
Metodo de Slider

-Permeabilidad	:	2.6 md
-Factor Skin	:	38
-Razón de daño	:	5.9
-Caida de presión en la vencidad del Wellbore por efecto del daño.	:	2672 psi

Pag. # 4

T A B L A II

M E T O D O D E M C K I N L E Y

- Permeabilidad : 3. de md
- Razón de daño : 12.6
- Eficiencia de flujo : 7.90
- Caída de presión en la vencidad del Wellbore por efecto del daño. ; 3038 psi