

# **APLICACIÓN DE NUEVAS TÉCNICAS Y PRODUCTOS PARA CONTROL DE AGUA – CASOS HISTÓRICOS EN EL YACIMIENTO “EL TRAPIAL” – PARTE II**

**Jorge Alvarez, Pablo Garcia – Chevron Texaco S.A.,  
Manuel Veiga , Jorge Duarte, Roberto Schmidt,  
Juan Sanguedolce, – BJ Services S.R.L.**

## **Abstract**

La producción de agua que acompaña a los hidrocarburos producidos en los yacimientos de petróleo y gas continúa representado un gran inconveniente técnico y económico y en los tiempos actuales, además de haberse convertido en un problema medio ambiental a tratar.

Continuamente las empresas productoras en conjunto con las compañías de servicio están en la búsqueda de una forma eficiente de reducir la producción de agua, sin afectar mayormente la de hidrocarburos, y esto continua siendo un esfuerzo de la industria por años. Múltiples técnicas y productos se han utilizado con resultados disímiles pero ninguno de ellos plenamente satisfactorios. En este esfuerzo las compañías especializadas siguen investigando buscando productos o sistemas que puedan cumplir con estos requerimientos; producir hidrocarburos con menor corte de agua.

En procura de este fin, en el yacimiento El Trapial se vienen ensayando en las fases técnica y operativa, un conjunto de productos y sistemas que apuntan a controlar la producción de agua sin afectar a los hidrocarburos. Productos y sistemas nuevos se han aplicado para conseguir resultados tanto en pozos nuevos como antiguos y están siendo ensayados y monitoreados con resultados satisfactorios aunque sin la falta de adversidades que ayudan a re-direccionar las técnicas utilizadas.

Este trabajo, continuación de uno previo, mostrará el adelanto de los trabajos realizados y los resultados obtenidos en procura de solucionar un problema diario de las actividades de extracción.

## **Introducción**

La producción de agua es siempre causa de variados problemas en un pozo de petróleo. Puede generar incrustaciones y/o estimular la formación de depósitos orgánicos que restrinjan la producción; inducir migración de finos o directamente desencadenar un proceso de producción de arena de formación; incrementar el costo energético de la extracción de petróleo, tanto por el incremento de la carga hidrostática como por su empleo en la extracción de agua asociada. De igual modo se incrementan los costos posteriores de procesamiento, a lo que hay que añadir el gasto energético de la propia reinyección de agua. Si se añade la necesidad de minimizar o nulificar el impacto ambiental, se puede afirmar que, si bien la producción de agua está inevitablemente asociada a la de petróleo, es altamente deseable detener su iniciación y reducir su magnitud tanto tiempo como sea posible.

Descartando aspectos obvios, como por ejemplo una mala aislación de capas acuíferas, la producción de agua está asociada a diversos escenarios (usualmente una combinación de ellos). Son escenarios tales como conificación del agua (especialmente con limitado espesor de reservorio), ascenso de la tabla de agua, vetas de alta permeabilidad en un contexto siempre heterogéneo, “fingering” producido por ser los pozos productores un “polo” de atracción de baja presión en un yacimiento en recuperación secundaria, o fisuras verticales. Fuere cual fuere el escenario, la causa base es siempre la mayor movilidad del agua respecto al petróleo.

El Yacimiento El Trapial, operado por Chevron San Jorge, está ubicado en la Cuenca Neuquina, al oeste de Argentina. Fue descubierto en 1991, y ya en 1993 se inició la inyección de agua para el proceso de recuperación secundaria. En la actualidad, este yacimiento tiene activos 373 pozos que producen aproximadamente 7.500 m<sup>3</sup>/d de petróleo y 65.500 m<sup>3</sup>/d de agua, desde varias formaciones productivas: Agrio, Avilé y, principalmente, Troncoso, todas ellas alrededor de 1200 m de profundidad. Por otra parte, se inyectan aproximadamente 50.000 m<sup>3</sup>/d de agua en 240 pozos inyectoros.

Este trabajo presenta experiencias en el control de agua en el yacimiento El Trapial como ejemplos de sucesivas aplicaciones de tecnologías que, gracias al desarrollo de nuevos sistemas o productos, permiten incrementar el éxito en reducir la producción de agua. Estas experiencias son particularmente interesantes puesto que el yacimiento presenta condiciones especialmente difíciles en más de un aspecto. Es de destacar, por ejemplo, que los pozos son fracturados hidráulicamente como parte de la terminación, lo cual genera de por sí un escenario extremadamente favorable a la producción de agua en detrimento de la de petróleo; de hecho, es una situación clásicamente considerada con muy pocas posibilidades de éxito, puesto que el resultado de la fractura usualmente es incrementar la producción de agua y hasta acuatizar el pozo. Por otro lado, el bajo pH del agua producida es un factor que ha representado una seria dificultad para la duración de tratamientos químicos, y más recientemente, la aplicación de conceptos y tecnologías novedosas.

Un caso ya documentado anteriormente en el cual se trató con una fracturación hidráulica con simultáneo control de agua ("Conformance-Fracture"). Se recurrió a un doble mecanismo: fluido que es un bloqueador selectivo de permeabilidad combinado con el RPM empleado en el primer caso. El diseño del fluido tuvo que ser modificado para el bajo pH del agua de formación. El resultado fue muy exitoso: tras un año de producción el pozo produce menos del 20% de agua (comparado con 50% a casi 90% en pozos vecinos).

### **Alternativas utilizadas para control de agua**

Aunque se trató de una manera más extensiva en la primera entrega de este documento que alternativas generalmente se usan, se hace un pequeño esbozo de cuáles en este momento se están realizando o se realizaron en el yacimiento. (Ref.1).

En el momento se han utilizado dos tipos de tratamientos para control de agua. (Ref. 1, 2 y 3)

- a) Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB – Selective Permeability Blockers)
- b) Modificadores de permeabilidad relativa (RPM – Relative Permeability Modifiers)

**SPB - Bloqueadores de Permeabilidad Selectivos.** Sistemas basados en un surfactante viscoelástico aniónico – VAS (Viscoelastic Anionic Surfactant) han sido introducidos para el control de agua.

Debido a la composición química única de estos sistemas especiales VAS, los hidrocarburos los rompen al contactarlos y se revierten a la viscosidad del agua salada base. Esto libera solamente los poros con saturación residual de hidrocarburo, dejándolos libres y fuertemente acuohumectados. Los poros con alta saturación de agua, por otra parte, quedan tapados con un gel de alta viscosidad. Es importante recordar que la ruptura del gel no es instantánea y que por lo tanto se puede obtener una respuesta inicial más lenta de los pozos tratados con estos sistemas (ref. 1 y 3).

**Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM).** Son sistemas de polímeros hidrofílicos, solubles en agua que cuando se hidratan producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparán en la roca los espacios porales. Ya que son altamente hidrofílicos atraen el agua y repelen el aceite y como resultado neto, ejercen una fuerza de resistencia al flujo del agua en los poros con un mínimo

efecto sobre el flujo de petróleo (que a veces es positivo). Como resultado, se reduce la permeabilidad efectiva al agua, mientras que la permeabilidad efectiva al petróleo es poco alterada.

Estos tratamientos, junto aquellos que emplean SPB, son los más seguros con respecto al mantenimiento de la producción de petróleo y son los que tienen mayor probabilidad de éxito en el control de agua cuando se lo coloca correctamente y para grados de movilidad de petróleo/agua por debajo de 10. Los cambios en el entorno tales como el pH, salinidad o baja presión afectarán la efectividad y durabilidad del tratamiento. En otros términos, cualquier intervención de pozo luego del tratamiento probablemente destruya parcial o completamente sus propiedades de control de agua.

### **Fracturamiento Hidráulico con control de agua.**

Como parte de la terminación del mismo, los pozos en El Trapial son sistemáticamente fracturados. La cercanía del contacto agua petróleo en este yacimiento maduro, bajo inyección de agua, se traduce en que los pozos nuevos suelen iniciar su producción con un alto corte de agua. En escenarios como estos (cercanía del agua), usualmente las fracturas hidráulicas se traducen en un incremento significativo del corte de agua después de la estimulación, cuando no la acuatización completa de la producción. Un concepto generalizado aún vigente, es que en estos escenarios es preferible evitar la fracturación hidráulica a toda costa. (Ref. 5)

En el yacimiento El Trapial ha habido casos en que se ha preferido no fracturar, limitándose a punzar la fracción superior del espesor permeable con la técnica EOB (Extreme OverBalance perforating). Sin embargo, el muy limitado efecto de estimulación de esta técnica afectó la producción de petróleo negativamente por lo que no se continuó con la misma.

El siguiente paso fue de fracturar hidráulicamente y al mismo tiempo controlar la producción de agua, haciendo uso de los desarrollos de productos más recientes. En los primeros trabajos realizados en el yacimiento se utilizó un tratamiento de “Conformance-Fracture”.

Posterior a esto se inició un proceso de implementar los RPM en trabajos de fracturamiento con fluido de fractura, siendo optimizando luego de varios trabajos para lograr una mejor manera tanto de utilización del tratamiento dentro del fluido de fractura como las concentraciones de RPM utilizadas.

### **“Conformance-Fracture” en el Trapial**

Por “Conformance-Fracture” se debe entender toda fractura hidráulica dirigida no sólo a estimular sino también controlar (reducir, minimizar) la producción de agua.

Un tratamiento de “Conformance-Fracture” se puede lograr agregando un RPM al fluido de fractura, el cual creará una resistencia al flujo de agua en la región invadida por filtrado en las caras de la fractura. Esta resistencia reducirá el ingreso de agua a la propia fractura empaquetada. De este modo, la técnica de “Conformance-Fracture” es un método de estimulación selectiva de un pozo. La producción de petróleo se incrementa en forma selectiva mientras la producción de agua disminuye o se mantiene constante.

Además, según lo mencionado anteriormente, el fluido VAS fue originalmente desarrollado para la aplicación en fracturas. Por lo tanto, fue una conclusión natural el extender el concepto de “Conformance-Fracture” para incluir el reemplazo de un fluido de fractura convencional con polímero reticulado base agua por uno base VAS. De esta manera, se incorpora un mecanismo adicional de control de agua además del provisto por el RPM. Específicamente, un bloqueo

selectivo de permeabilidad de la zona acuífera por la viscosidad del fluido VAS. El concepto de “Conformance-Fracture” está ilustrado en la figura 1.

En los pozos del yacimiento el Trapial y principalmente en la fm Troncoso, que son zonas extensas entre 20 y 30 mts de espesor principalmente constituidas por areniscas de permeabilidades alrededor de 20 a 50 md. El petróleo del reservorio es de 35° API ( $0,85\text{g/cm}^3$ ), con viscosidad de 1.5 cp (1.5 Pas) a 60° C.

En esta formación es usual el que no existan barreras litológica que impidan el desarrollo vertical de la fractura hacia abajo en la misma zona lo cual implica que ocurra la penetración a la zona inferior que usualmente tiene altos valores de saturación de agua. Ver figura 2. En esta formación es también muy común que el tramo punzado sea ubicado hacia la parte superior y sea solo algunos metros (3 a 10 mts). Si se toma en consideración que el yacimiento está en un estadio de recuperación secundaria por inyección de agua, no resulta llamativo que los pozos fracturados hidráulicamente en el campo tengan una producción con corte de agua inicial de entre un 60% a 80%.

Con ese fin se seleccionó para los primeros trabajos realizados el sistema que combina el RPM terpolímero anfótero (Poly-DMDAAC) con fluido base VAS. (Ref 1.) .

Posterior a esto se inicio un proceso de implementación acorde a los porcentajes de corte de agua, la utilización de RPM y/o VAS. En los cuales involucraba inicialmente el utilizar la combinación de los dos sistemas en pozos donde el corte de agua fuera superior al 80% y la logística de los pozos de terminación lo permitieran, debido principalmente al tiempo que se requieren para las pruebas que deben ser realizadas antes del tratamiento, como se comenta en la Ref 1.

Los pozos de este yacimiento en su proceso de terminación, se suelen dejar en producción por solo algunas horas para observar un valor inicial de porcentaje de agua y aporte de fluidos. Durante este periodo (6 a 12 horas), se toma la decisión de fracturar. Debido a que los tiempos operativos del equipo debe ser mantenidos bajos usualmente se opta por realizar el tratamiento solo con el RPM.

A partir de trabajos ya realizados, los cuales tuvieron muy buenos resultados, ejem, ET-415 (ref. 1). en los cuales se decidió realizar tratamientos de “Conformance-Fracture”. La producción del pozo tuvo un 35% inicial de corte de agua pos-tratamiento, muy por debajo de pozos vecinos mejor ubicados estratigráficamente. Después de dos meses el corte de agua se estabilizó en 12%, Y se mantuvo por debajo del 30% por aproximadamente 21 meses luego de los cuales empezó a tener un incremento hasta 60 % en los subsiguientes 6 meses. Ver grafica 3. Este comportamiento fue una buena muestra de la eficiencia del tratamiento si lo comparamos a los valores de corte de agua que presentaban los pozos cercanos. Ver grafica 4. La figura 8 es ilustrativa de las significativas diferencias con dos pozos vecinos del yacimiento en corte de agua producida. En uno de ellos el corte de agua venia incrementándose consistentemente desde poco más de 30% hasta 50 %. En el otro, se ha mantenido alrededor de 90 % desde ser puesto en producción

Durante los años 2004 y 2005, se realizaron nuevos trabajos de Fracturamiento hidráulico con simultaneo control de agua con RPM, los cuales en un inicio se utilizo el producto solo en las pruebas de Inyección o Minifrac, luego de varios pozos y acorde con resultados observados en tratamientos similares realizados fuera de Argentina se inicio la utilización del RPM, tanto en Minifrac como en los colchones o “Pad” del tratamiento principal y en algunos casos también se utilizo en algunas etapas con apuntalante.

### ***Fluido de tratamiento.***

En el caso de control de agua al utilizar el VAS, la variable que determina la formulación final del fluido es el pH del agua de formación. Es necesario lograr que el sistema tenga una muy buena viscosidad a bajas velocidades de corte y al mismo valor de pH que el del agua de formación con la que entrará en contacto una vez inyectado para que actúe efectivamente como SPB (bloqueador selectivo de permeabilidad).

Por lo tanto es de suma importancia determinar el pH del agua de formación a tratar de manera confiable. El pH del agua de formación esta usualmente en un valor de 6.5. Los sistemas base VAS para fractura más usuales que desarrollan viscosidades aparentes muy elevadas por encima de pH 7.5, a un valor tan bajo como 6.5 pierden viscosidad a tal extremo que no ofrecen capacidad de bloqueo en la formación.

Una alternativa para lograr una buena viscosidad, y quizá las más directa, es usar una alta concentración de VAS. El inconveniente es el costo del producto. Por lo tanto, apuntando a la mejor solución técnico-económica, se procuró optimizar el diseño de fluido a pH 6.5, investigando el efecto de la sal que aporta el contra-cation, variable que, junto con el surfactante aniónico y el pH, define la viscoelasticidad obtenida. (ver Ref. 1).

Otra opción alterna a la utilización de VAS en conjunto con el RPM, es el uso de el fluido que normalmente se utiliza en los tratamientos de fracturamiento hidráulico junto con el RPM.

En este caso se inicio con concentraciones bajas 2 a 2.5% de RPM, en los primeros trabajos realizados. En los subsiguientes pozos tratados se aumento de 3 a 4% de RPM, acorde tanto a casos históricos del yacimiento como de tratamientos similares realizados a nivel mundial, donde la recomendación es utilizar valores entre 4 – 8% de RPM, principalmente en pozos donde el corte de agua sea muy alto.

### ***Trabajos realizados.***

Los tratamientos iniciales de fractura con control de agua realizados eran de pequeña magnitud, colocando solo pocas bolsas de apuntalante en formación (7500 lb (3405 kg) de arena 12/20). Y además de utilizar el VAS se contempló usar un 4 % de RPM. (ver Ref. 1).

En 2004 se inicio con la utilización de RPM en el fluido de fractura, en un comienzo se implementó su uso con una concentración de 2%, siendo este solo utilizado en la prueba de inyección o minifrac. Luego de algunos trabajos y tomando como base trabajos que se realizaron en otros campos fuera de Argentina se inicio a implementar el uso de una concentración mayor de RPM llegando hasta el 4% y siendo utilizado tanto en el minifrac como en el tratamiento principal.

Los tratamientos para la formación Troncoso son trabajos en los cuales se tenían en un comienzo como parámetro de trabajo cantidades de apuntalante promedio de 30 bolsas por metro de punzado y porcentajes de colchón entre 45 y 55% del volumen total de tratamiento.

En 2005, se ha venido observando que los pozos que se van a estimular tienen una saturación de agua en algunos casos mayor del 80%, acorde al registro que se toma en cada pozo. Esta situación es indicio en muchos casos de la acción normal de la inyección de agua la cual se lleva normalmente en proceso en el yacimiento.

En este tipo de pozos que muestran estas saturaciones se optó por realizar tratamientos pequeños tipo “Skin Bypass Frac”. Sumado a esto se adiciona el RPM en el colchón y en algunos casos en algunas etapas con apuntalante. La idea principal de este tipo de trabajo es evitar de ser posible no contactar la zona inferior de la capa la cual usualmente tiene una alta saturación de agua, sumado a esto la adición de el RPM. Esto se intenta debido a la utilización de volúmenes pequeños de fluido de fractura y apuntalante y además al uso de caudales de bombeo bajos 15-20 bpm,

### ***Resultados de los tratamientos.***

Los dos primeros pozos realizados en el año 2004, ET 618 y ET 651, mostraban una saturación de agua >75 %, según el registro del pozo. En estos tratamientos se inició a utilizar el RPM solo en la prueba de inyectividad y una concentración baja (2%) y los resultados no fueron muy favorables encontrándose luego de varios meses en valores muy similares a los iniciales. (ver Tabla 1).

En el pozo ET 640 se inició la utilización de RPM, tanto en la prueba de inyección como en el colchón del tratamiento principal. A pesar que la concentración utilizada era baja y teniendo en cuenta con los cortes de agua de los pozos vecinos eran relativamente altos (ver Figura 6), el corte de agua se ha mantenido en valores bastante bajos <15%. (ver Figura 5).

En los pozos ET 639, ET649 , ET 634, ET 662 y ET 661, se continuó con el uso del RPM en ambas partes del tratamiento, mostrando que después de varios meses siguen con un corte relativamente bajo (entre 55 y 75%) si se compara con los pozos vecinos, (ver Tabla 1).

Se inició en el ET 648 el incremento de concentración RPM, siendo utilizado en un 3%, mostrando este pozo un comportamiento diferente al de sus vecinos en el cual el corte de agua se ha mantenido durante varios meses en 30% aproximadamente. Acorde con lo reportado en trabajos de este tipo realizados fuera de Argentina, las concentraciones mayores (hasta 8%) de RPM permiten un mejor desempeño del tratamiento mucha mas aun en pozos donde el corte de agua es muy alto como es el caso de muchos pozos en el Trapial. (ver Figura 7 y 8).

Es notable observar que en los pozos ET 646 y ET 660, a pesar que se encuentran en valores de corte de agua superiores al 80%, lograron mantenerse en alguno de los casos hasta por 3 meses por debajo de este valor indicando así, que aunque el empuje del frente de agua de inyección es fuerte permitió generar una restricción temporal en el flujo del agua, impidiendo que se logran valores normales en esta parte del yacimiento un vez fue fracturado, que es lo que usualmente sucede al no utilizarse ningún tipo de tratamiento de control de agua.

En los últimos pozos realizados ET 701, ET 700 y ET 707, se optó por iniciar a usar la metodología de “Skin Bypass Frac” debido principalmente a que las saturaciones de agua observadas de los registros mostraban valores por encima de 80%.

En estos pozos no se utilizó la combinación VAS con RPM debido principalmente a una cuestión de logística. En los tres pozos no se utilizó una prueba de inyectividad, y los tratamientos de fractura con apuntalante fueron relativamente pequeños, con caudales de bombeo bajos (16 – 20 bpm), si se comparan con los caudales normales con los que se fractura esta zona (25-30 bpm).

A pesar que las simulaciones antes u después del tratamiento mostraban una conexión hidráulica con la zona de alta saturación de agua el ET 700 luego de 4 meses presentaba un corte de agua bajo (20%). El ET 707 mostraba un corte de 82% , mas bajo que los pozos vecinos y en el ET 701 el corte de agua llegó a un valor similar a los vecinos, indicando así que el contacto con la zona de agua fue directo y que en este pozo en particular el empuje del frente de agua era mucho mayor que en los otros. En los tres pozos la concentración de RPM se aumentó al 4%.

En el pozo ET 666 se observa que a pesar de encontrarse muy cerca de un pozo inyector y tener actualmente un corte de agua alto es notable observar que en el primer mes se generó cierto restricción al paso del agua lo cual impidió que el incremento fuera inmediato, a pesar de haber contactado hidráulicamente la zona de alta saturación de agua. ES bastante evidente que el empuje del frente de agua en estos pozos es bastante fuerte impidiendo que el desempeño del RPM sea mayor. (ver Figura 9 y 10). Como se observa en la figura 11, este pozo está ubicado estratigráficamente más bajo que sus vecinos, ayudando esto a que el empuje sea aún mucho más fuerte.

## Conclusiones

- 1) De los tratamientos realizados, cuatro de ellos luego de un breve y corto descenso del corte de agua se mantuvieron en valores por encima del 90%, seis pozos han estado en un rango de 70% o más, lo cual es más bajo tanto que los pozos vecinos como de la media del yacimiento que está entre 75 y 80%, dos trabajos están en un rango entre 50 y 65%, siendo mucho menor del normal de los pozos en la zona y tres operaciones han mostrado cortes de agua por debajo del 30%, siendo estos los más bajos observados en el yacimiento.
- 2) A pesar que algunos trabajos no muestran disminuciones grandes en los cortes de agua es notable observar que la utilización de RPM, generaron un control mediano a bajo en algunos pozos. Este rendimiento básicamente se explica su comportamiento al fuerte empuje de agua de los pozos inyectores debido en algunos casos a su cercanía lo cual hace que los tratamientos no tengan una vida útil mayor, aun así se observa una restricción inicial a la producción de agua.
- 3) La utilización de tratamientos tipo “Skin Bypass Frac”, pueden llegar a ser los más idóneos para las condiciones actuales del yacimiento, mucho más aun con pozos que presentan cortes de agua superiores a 75%. Este tipo de trabajo, si las condiciones logísticas lo permiten, sumado a la combinación de VAS y RPM, pueden ser la mejor opción en pozos con cortes de agua bastante elevados.
- 4) El uso de un modificador de permeabilidad relativa (RPM) ha probado ser exitoso para controlar agua en condiciones extremadamente difíciles: alta saturación de agua inicial (>70 % de corte de agua) y en un pozo fracturado, situaciones que convencionalmente han sido consideradas inadecuadas para el empleo de este tipo de productos.
- 5) Se han utilizado satisfactoriamente sistemas de fluido de fractura con un RPM tipo terpolímero anfótero, para proveer un mecanismo potencial de control de agua de acción sinérgica:
  - Modificación de permeabilidad relativa desfavorable al agua y favorable al petróleo
- 6) Se ha demostrado el potencial que ofrece la metodología “Conformance-Fracture” para estimular un pozo con fractura hidráulica y controlar la producción de agua simultáneamente.

## Reconocimientos

Los autores desean expresar su reconocimiento a Chevron San Jorge y a BJ Services por el permiso de publicar este trabajo.

## Referencias

1. Zubillaga, A. Cortona, M. Veiga, M. Briggiler, N: “Aplicación De Nuevas Tecnicas y Productos Para Control De Agua- Historias De Casos En El Yacimiento El Trapial”, paper presentado en el II Congreso de Hidrocarburos 2003, Junio 29 – Julio 2.
2. Di Lullo, G., Rae, P. y Curtis, J: “New Insights Into Water Control – A Review Of The State Of The Art – Part II”, paper SPE 79012, Calgary, Alberta, Canadá, noviembre 2002

3. Di Lullo, G. y Rae, P.: "New Insights Into Water Control – A Review Of The State Of The Art," paper SPE 79963 presentado en la 2002 Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne, octubre. 8-10
4. Stanley, F.O., et al.: "Improving Hydrocarbon/Water Ratios in Producing Wells – An Indonesian Case History Study," paper SPE 36615 presentado en la 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, octubre 6-9.
5. Recent Advances In Hydraulic Fracturing – SPE Monograph Volume 12, Gidley, J.L. et al. (eds.) first printing, Society of Petroleum Engineers, Richardson TX (1989) 243.
6. Di Lullo, et al: "Towards Zero Damage: New Fluid Points the Way," paper SPE 69453 presentado en la 2001 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, marzo 25-28.
7. Rae, P., Briggiler, N., Di Lullo, G. y D'Huteau, E; "New Technique for Proppant Flowback and Improved Fracture Conductivities", paper SPE 69580 presentado en la 2001 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, March 25-28.

FIGURA 1

### Concepto de “Conformance-Fracture”

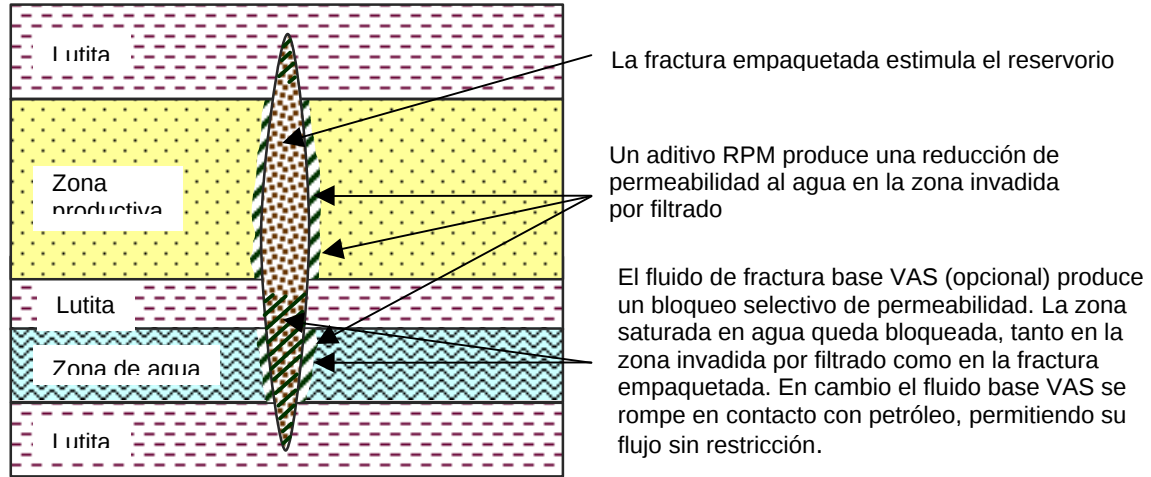
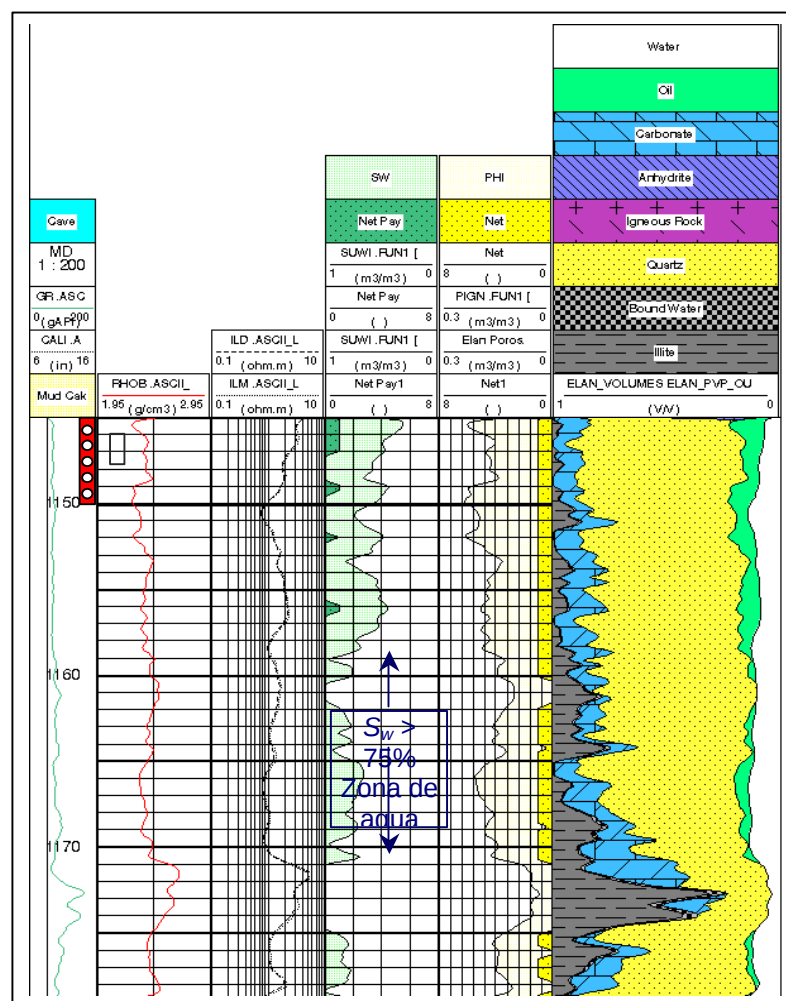


FIGURA 2



Perfil litológico de un pozo tipo. La parte inferior del intervalo permeable es una zona de agua, con una saturación de agua de 75% – 100%. No hay ninguna barrera que restrinja el desarrollo vertical hacia abajo de la fractura hasta penetrar en la zona de agua.

FIGURA 3

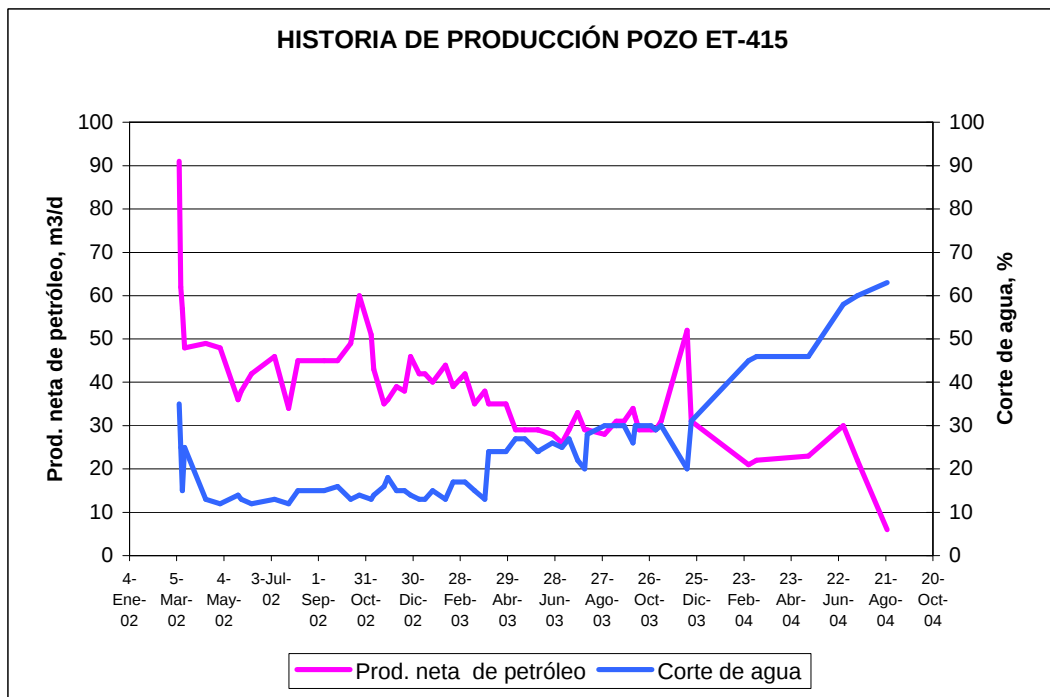


FIGURA 4

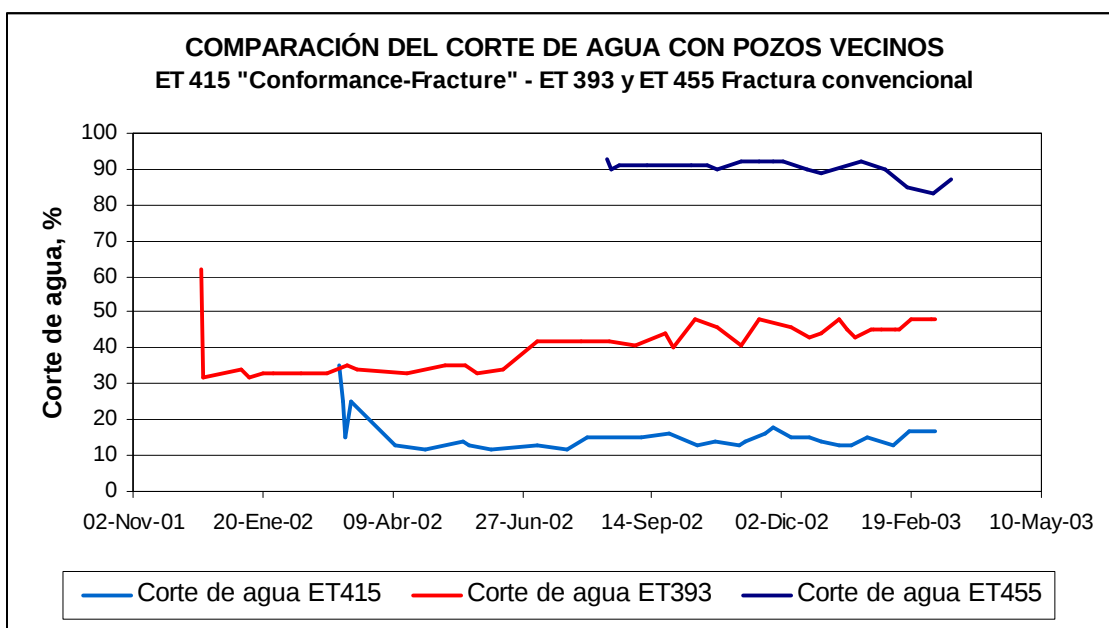


TABLA 1

| POZO           | FECHA<br>TRATAMIENTO | SW (LOG)<br>% | % RPM    |      | % AGUA<br>ANTES FRAC | % AGUA<br>Jun-05 | INTERVALO<br>MESES | MESES CON<br>< 80 % | POZOS CERCANOS             | % AGUA          |
|----------------|----------------------|---------------|----------|------|----------------------|------------------|--------------------|---------------------|----------------------------|-----------------|
|                |                      |               | MINIFRAC | FRAC |                      |                  |                    |                     |                            |                 |
| ET 618         | Jun-2004             | >75           | 2.5      | -    | >95                  | >95              | 13                 | -                   | ET 107<br>ET 196           | 95<br>90        |
| ET 651         | Ago-2004             | 70            | 2.5      | -    | >80                  | 75               | 11                 | -                   | ET 193<br>ET 513<br>ET 634 | 95<br>70<br>70  |
| ET 640         | Ago-2004             | 70            | 2.5      | 2.5  | 60                   | < 20             | 11                 | -                   | ET 259<br>ET 179<br>ET 517 | >95<br>80<br>75 |
| ET 639         | Sep-2004             | 70            | 2        | 2    | 90                   | < 70             | 10                 | -                   | ET 472<br>ET 192           | 80<br>70        |
| ET 649         | Sep-2004             | 70            | 2        | 2    | 90                   | 65               | 10                 | -                   | ET 689<br>ET 634           | 60<br>60        |
| ET 646         | Oct-2004             | 75            | 2.5      | 2.5  | 90                   | 88               | 9                  | 3                   | ET 688<br>ET 505<br>ET 330 | 95<br>90<br>90  |
| ET 662         | Oct-2004             | 75            | 2.5      | 2.5  | 90                   | 75               | 9                  | -                   | ET 116<br>ET 475           | >95<br>75       |
| ET 661         | Oct-2004             | >75           | 2.5      | 2.5  | 80                   | 55               | 9                  | -                   | ET 651<br>ET 639<br>ET 192 | 75<br>70<br>70  |
| ET 666         | Oct-2004             | 75            | 2.5      | 2.5  | 90                   | 95               | 9                  | 2                   | ET 483                     | 80              |
| ET 648         | Nov-2004             | >75           | 3        | 3    | 60                   | 30               | 8                  | -                   | ET404                      | 70              |
| ET 634         | Nov-2004             | 70            | 3        | -    | 70                   | 70               | 8                  | -                   | ET513                      | 70              |
| ET 660<br>SBPF | Nov-2004             | >75           | 3        | 3    | 95                   | 92               | 8                  | 2                   | ET64<br>ET20               | 99<br>95        |
| ET 701<br>SBPF | Mar-2005             | >80           | -        | 4    | 95                   | 95               | 4                  | -                   | ET339<br>ET338<br>ET590    | 90<br>90<br>90  |
| ET 700<br>SBPF | Mar-2005             | >80           | -        | 4    | 60                   | 20               | 4                  | -                   | ET404<br>ET648             | 70<br>30        |
| ET 707<br>SBPF | Abr-2005             | >80           | -        | 4    | 90                   | 82               | 3                  | -                   | ET620<br>ET440             | 92<br>91        |

FIGURA 5

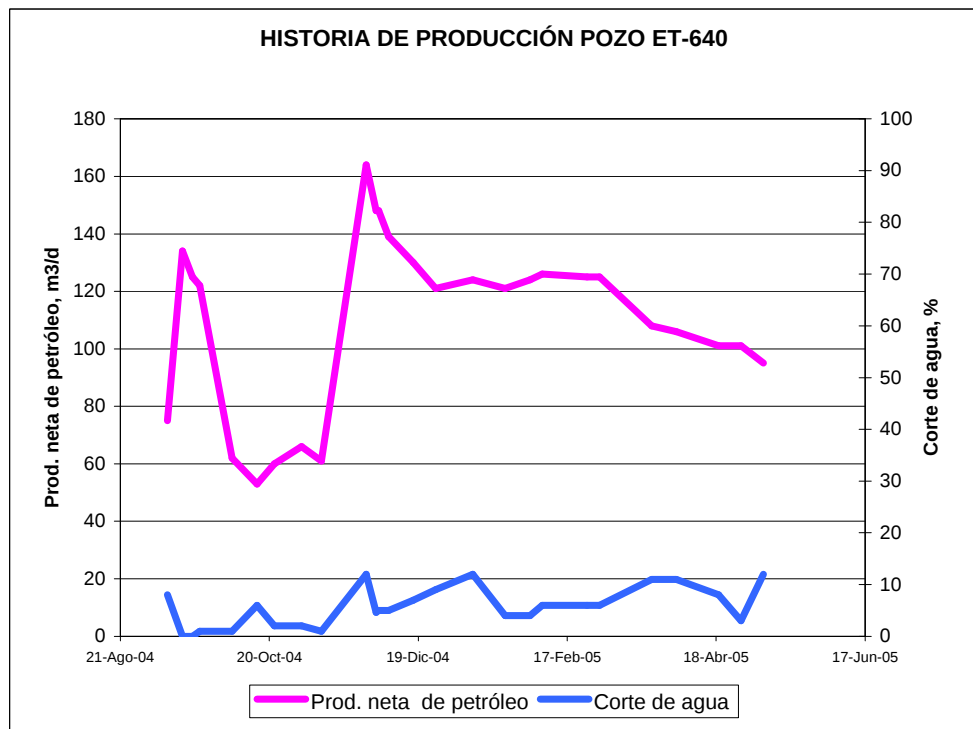


FIGURA 6

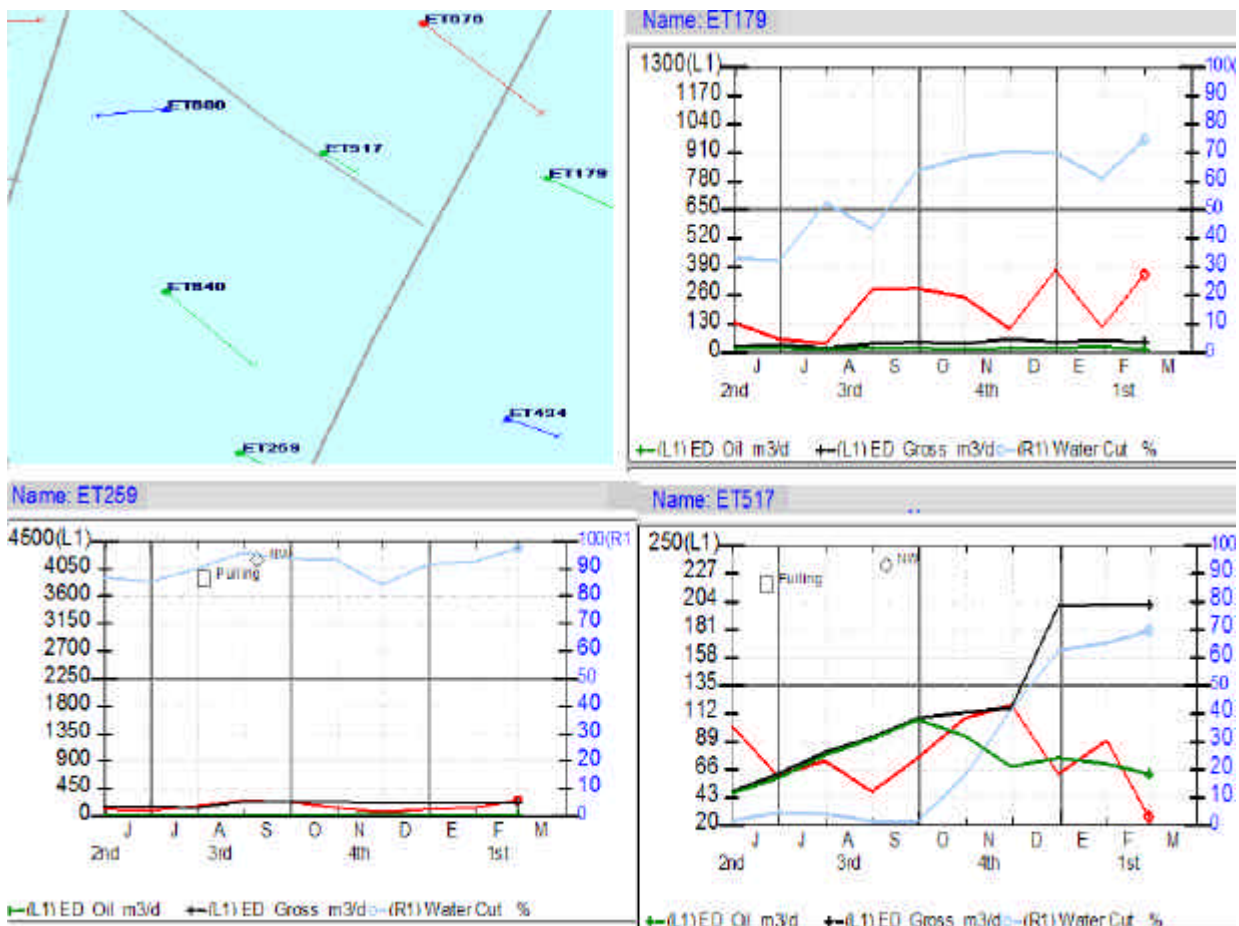


FIGURA 7

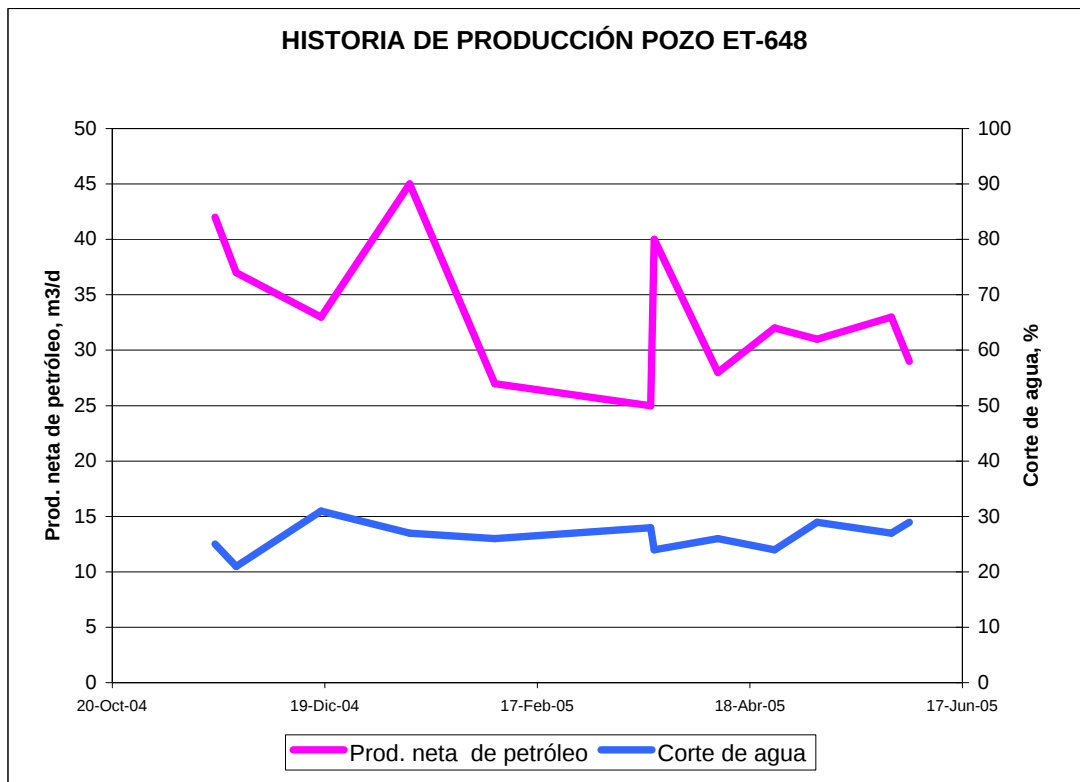


FIGURA 8

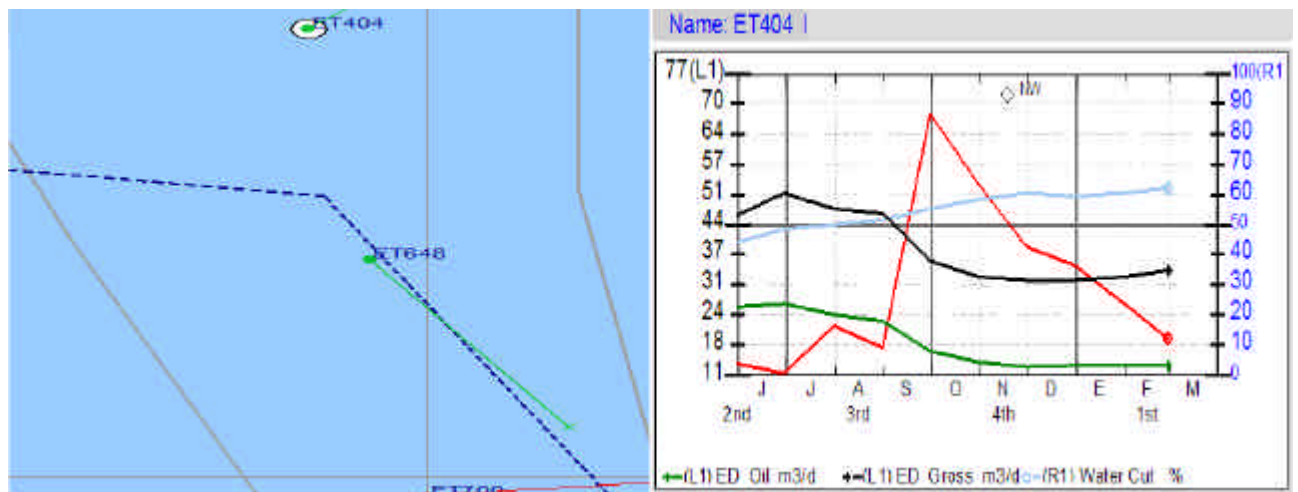


FIGURA 9

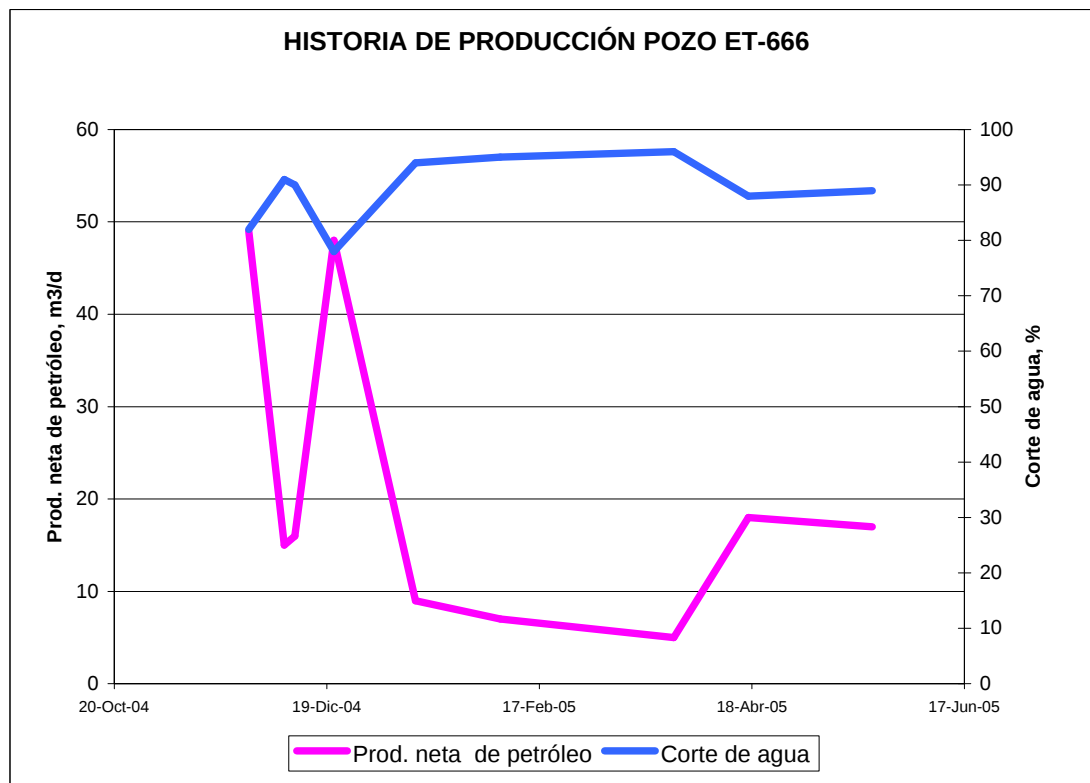


FIGURA 10

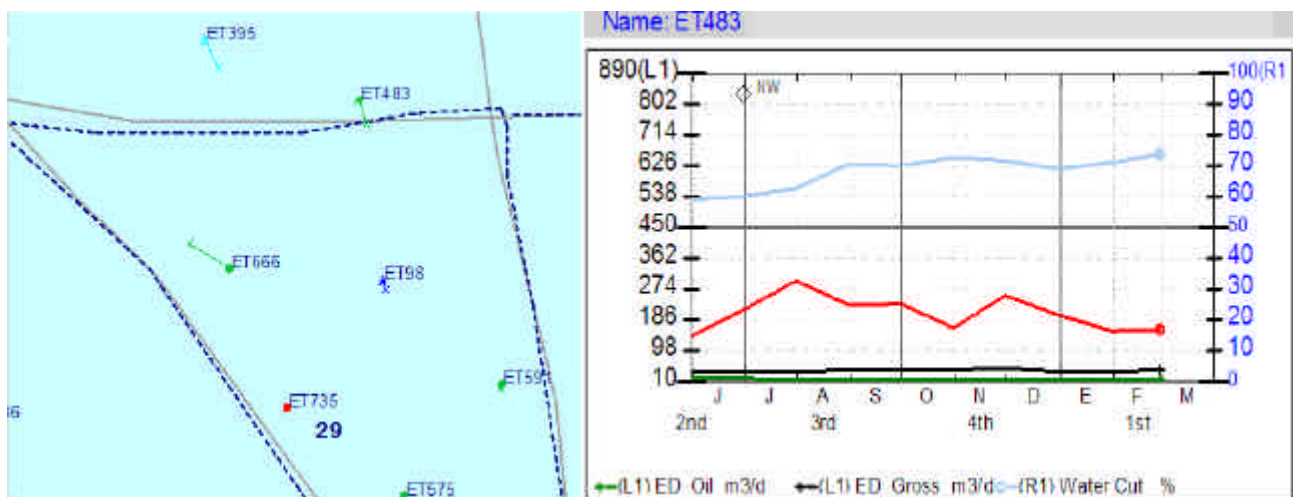


FIGURA 11

