

YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS: UN CASO DE INUNDACION POR INYECCION DE AGUA

Lic. Daniel Esteban Pérez (1) - Ing. Jorge Luis Martínez (2)

(1) Ex Roch S.A. Act. Consultor independiente

(2) Roch S.A.

Abstract: This paper describes an experience in a naturally fractured reservoir after beginning water injection in the same layers that were on production. They were injected during 202 days at a rate of 300 m³/d. As a consequence, the water percentage in the wells on exploitation increased and a 36% of the net oil production of the whole field was lost.

The geological model was changed due to the interpretation of an Interference Test Analysis and the result of the production tests. The isolated blocks between reverse faults did no longer have the behavior of a seal, and instead the system had high transmissibility and preferential velocity direction.

When water was injected in the same block it ran at a high velocity, while at different well blocks ran at between 40 and 70% less velocity.

The capillary forces did not take part in the advance of water and the later could be detected in another field, 3 km away, that until then was interpreted not to be connected with it.

When the water injection was suspended the oil production was recovered allowing to confirm the presence of gravitational effects phenomenon in this kind of field.

This paper demonstrates the existence of hydraulic connectivity in the fractured system developed at the productive layer, the absence of sealing faults and the impossibility of implement a secondary recovery project by water injection, at least not with the rates that were involved in this experience.

INTRODUCCION

Se trata de un yacimiento, en el Area Cajón de los Caballos al sur de Mendoza, desarrollado en un área compresiva con el esfuerzo principal proveniente del Oeste que genera un campo de deformación cuya resolución es un tren de angostos anticlinales de orientación Norte-Sur. Estos anticlinales están separados por una falla principal de un graben al Oeste, en tanto una secuencia de fallas inversas paralelas y de variables rechazos (de 25 a más de 100 m) son la característica dominante de los yacimientos presentes. La Fig. N° 1 es un plano estructural de los dos yacimientos objeto del estudio, conformados por sendos anticlinales que se interpretaban como desvinculados ya sea por una falla de desplazamiento o una silla estructural. La extensión total Norte Sur es de 8 Km. y el ancho de 1.4 Km., siendo el nivel mineralizado principal la Fm. Chachao de edad Neocomiano que se encuentra a una profundidad de 1300 mbbp y con un espesor de 40 m. Litológicamente puede caracterizarse como una caliza de muy bajo contenido arcilloso, del tipo packstone (clasif. de Dunhan) con valores de porosidad y permeabilidad de matrix extremadamente bajos, alojándose el hidrocarburo en la red de fracturas desarrollada en este cuerpo como respuesta a la compresión a la que fue sometida.

El yacimiento está en producción desde 1978 y ha tenido desde las etapas iniciales una fuerte cantidad de agua asociada a la producción. A raíz de un problema generado en la pileta de infiltración en uso para evacuar el agua de purga, hubo que acondicionar lo más rápido posible un pozo sumidero para no detener la producción. Para ello se escogió en forma transitoria un pozo ubicado al Norte del yacimiento, comenzando la inyección en los mismos niveles calcáreos que estaban en producción en el resto del yacimiento y que en este pozo se habían revelado acuíferos en la terminación. En el pozo sumidero CC-17 se inyectó agua por 45 días con una acumulada aproximada de 14.000 m³ e inmediatamente después de iniciada la inyección se produjo un aumento significativo en el porcentaje de producción de agua del pozo CC-11 ubicado a 1300 mts de distancia. Por esta razón se suspendió la inyección en este pozo. Para determinar el pozo que reemplazaría al CC-17, se tuvo en cuenta el modelo geológico, estimándose como la mejor alternativa la inyección de agua en un pozo estructuralmente bajo y en el bloque más occidental del yacimiento. El objetivo era utilizar este pozo como sumidero considerando que cada bloque funcionaría independientemente ya que las fallas con rechazos de hasta 100 metros actuarían como barreras impermeables y no permitirían que el agua alcanzara a los bloques en producción. El horizonte elegido fueron las calizas fracturadas que estaban en

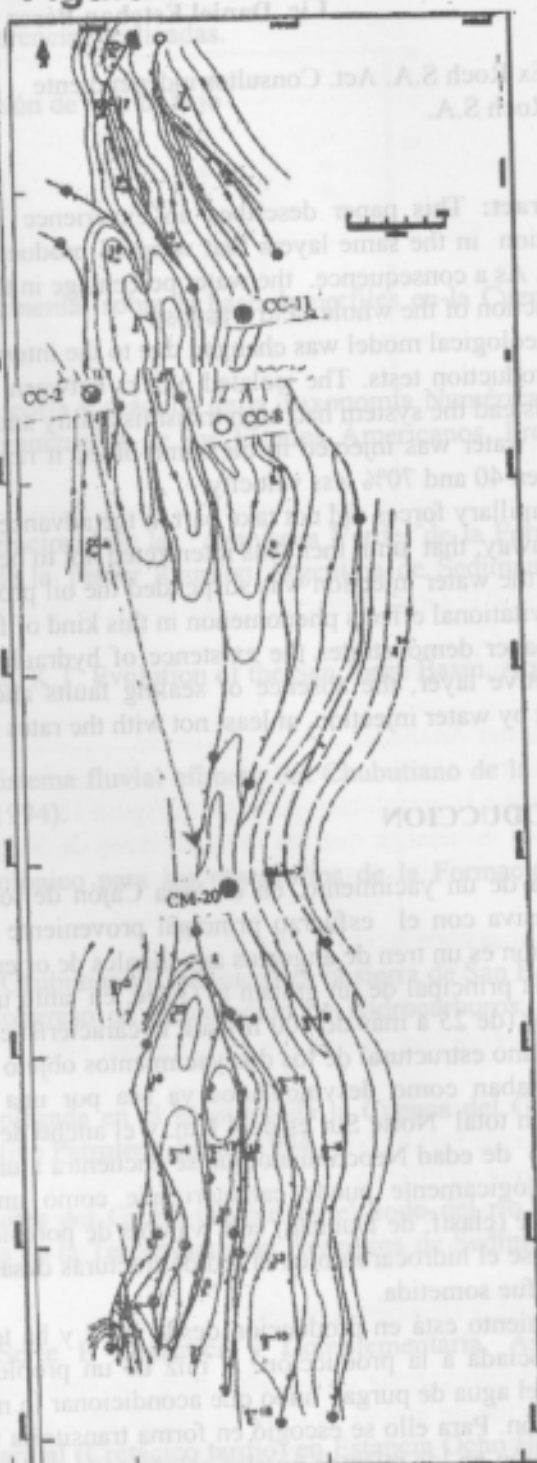
Figura N° 1



- CC-17 ● Primer pozo inyector (45 días)
CC-2 ● Segundo pozo inyector (157 días)

Cuenca Neuquina
Area Cajón de los Caballos
Yacimientos Cajon de los Caballos y
Cajón de Molina
**Estructural al tope de la
Fm. Chachao**

Figura N° 2



- CC-2 ● Pozo pulsante
● Pozos detectores en los que
se detectó el arribo del pulso.
para los estudios de ensayo.
← Dirección de mayor transmisibilidad

producción en el yacimiento debido a las excelentes características que presentaban para la admisión de más de 370 m³/d con valores de presión inferiores a los 10 kg/cm².

El pozo escogido (CC-2) estuvo activo durante 157 días, alcanzando una acumulada inyectada de 47.000 m³ de agua de purga, detectándose un incremento en los porcentajes de agua de los pozos del yacimiento que producían de este nivel como así también en un pozo de otro yacimiento ubicado a tres kilómetros al Sur, que tradicionalmente se había considerado desvinculado de Cajón de los Caballos. La Fig. n° 3 muestra la caída de la producción neta mensual en el tiempo, que llegó a ser un 36% inferior respecto a la producida el mes anterior a comenzar la inyección de agua.

En Octubre de 1996 se resolvió suspender la inyección y realizar un ensayo de interferencia utilizando al pozo inyector como pulsante (ver Fig. N° 2).

METODOLOGIA DE TRABAJO

La información de los 41 pozos perforados en los yacimientos Cajón de los Caballos y Cajón de Molina junto a la evolución de la producción permitieron caracterizar un modelo de reservorio que contemplaba la intrusión natural de agua.

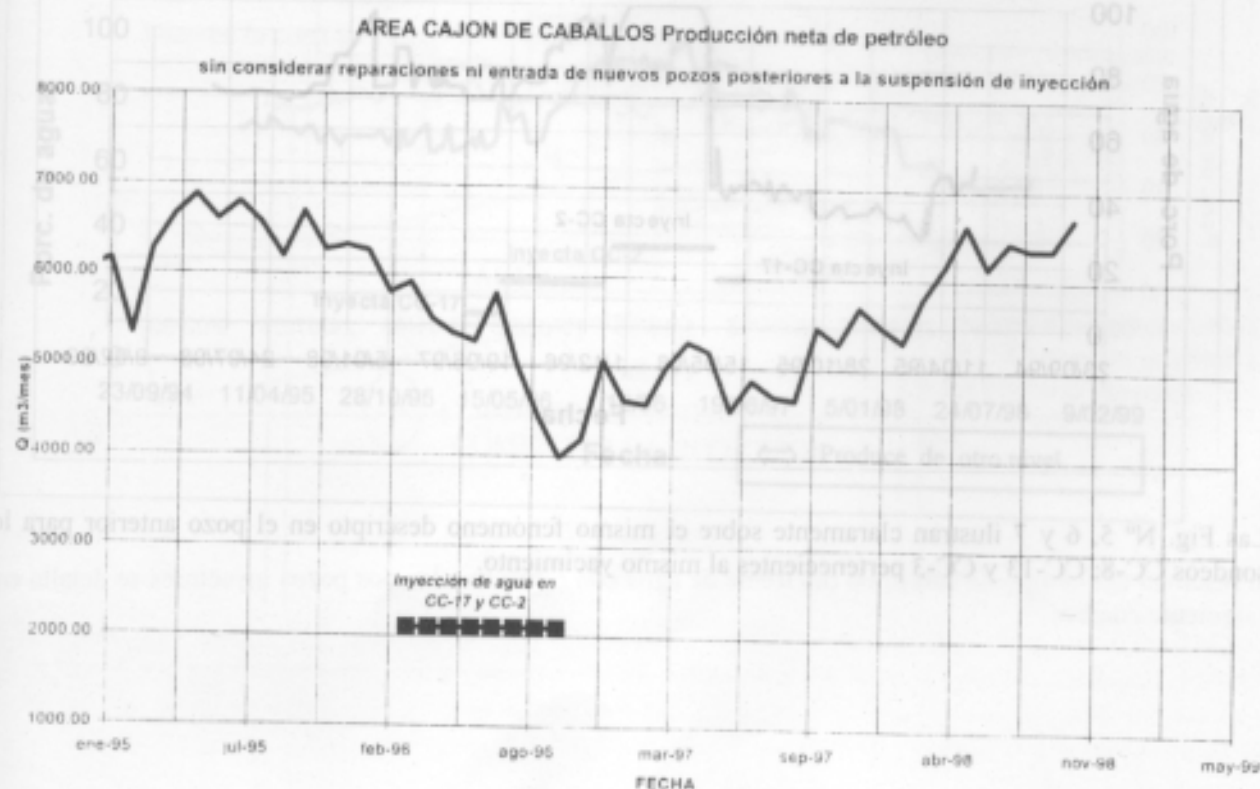
Basándonos en esa hipótesis y para disminuir su efecto, se puso en producción a altos caudales mediante electrobomba el pozo CM-18, en una posición estructural baja sobre el flanco Sur del anticlinal de Cajón de Molina. La puesta en producción fue en Septiembre de 1995 siendo reemplazado un año más tarde por el pozo CM-8, que se mantiene en producción con esas características hasta la actualidad.

El análisis de los controles de producción –en especial el porcentaje de agua– permitió detectar el incremento del mismo en distintos pozos en fechas cercanas al comienzo de la inyección del agua de purga.

Este aumento del porcentaje de agua podría deberse tanto a la intrusión natural de agua o ser la consecuencia de la inyección de agua de purga en el pozo sumidero. No se podían hacer comparaciones en base a la salinidad dado que se inyectó agua de formación.

La disminución de la producción neta sin variación de la bruta (Fig. N° 3) obligó a suspender la inyección y programar un ensayo de interferencia, utilizando como generador de pulsos el último pozo que se había utilizado como sumidero.

Fig. N° 3



El análisis del ensayo de interferencia junto a la revisión detallada de los controles de producción, permitió validar un nuevo modelo del yacimiento, sin fallas sellantes y con direcciones preferenciales de flujo. Los elementos fundamentales utilizados fueron los controles de producción y el ensayo de interferencia.

Controles de producción

La Fig. N° 1 muestra los pozos afectados en los que se detectó la llegada de agua. La evolución de los porcentajes de agua de estos pozos en el tiempo se detallan en las Fig. N° 4, 5, 6, 7 y 8.

La respuesta observada en los pozos que estaban en producción de la misma formación en la que se estaba inyectando agua fue la siguiente:

Pozo CC-11 :

Promedio controles meses de Enero y Febrero 1996: 44% de agua.

Control a los 40 días de comenzada la inyección en CC-17: 80% de agua

Control a los 43 días de comenzada la inyección en CC-17: 94% de agua

Control a los 51 días de comenzada la inyección en CC-17: 100% de agua

A raíz de esta fuerte comunicación se cambió el pozo inyector de CC-17 a CC-2, bajando los porcentajes de agua hasta el 75%, para luego recibir el pulso de agua proveniente de CC-2.

Control a los 136 días de comenzada la inyección en CC-2: 90% de agua

Control a los 138 días de comenzada la inyección en CC-2: 96% de agua

Como en todo el yacimiento aumentaron los porcentajes de agua, finalmente se deja de inyectar el agua en Octubre de 1996.

La respuesta a esa suspensión de inyección de agua se manifiesta de la siguiente manera:

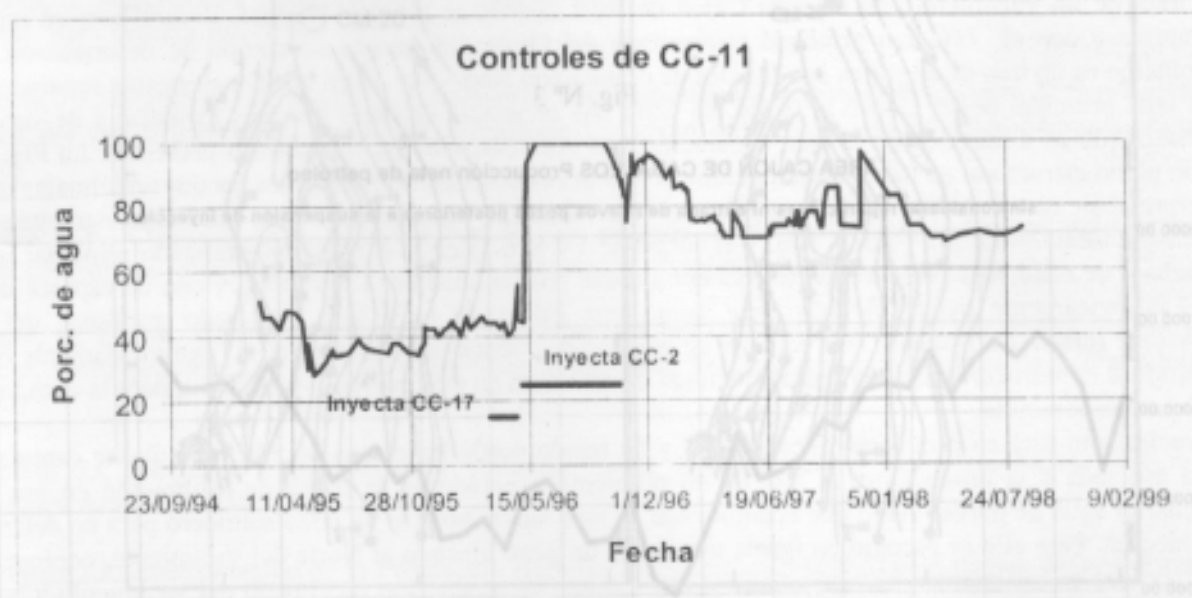
Control a los 76 días de suspender la inyección de agua en CC-2: 72% de agua

Control a los 99 días de suspender la inyección de agua en CC-2: 70% de agua

Los valores se han mantenido en promedio en estos porcentajes de agua hasta la fecha (Nov. de 1998).

En la fig. N° 4 se muestra la evolución de los controles de este pozo.

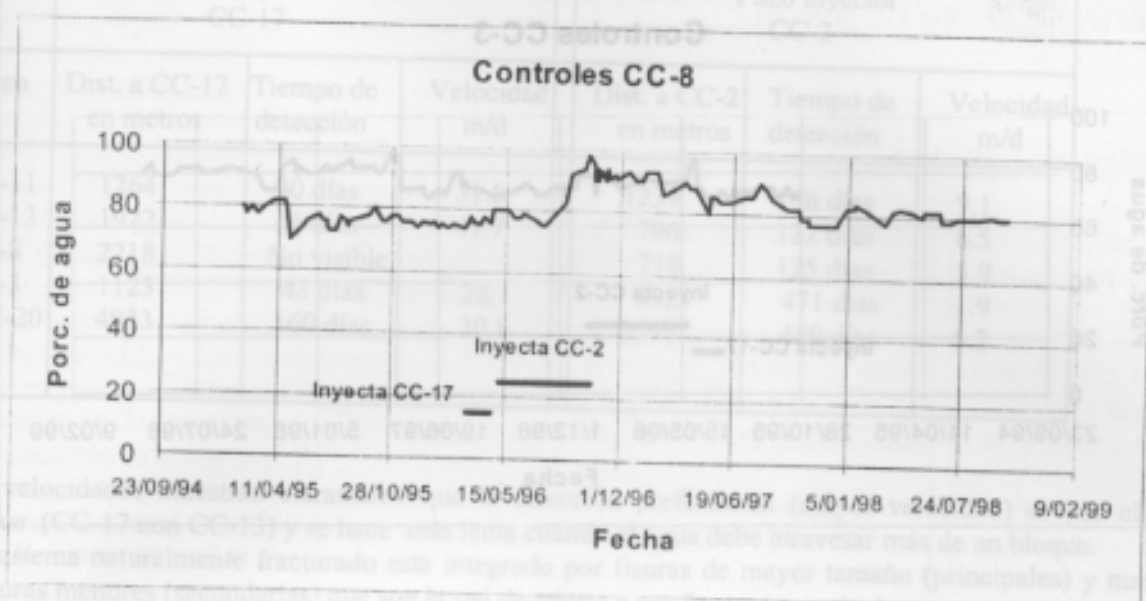
Fig. N° 4



Las Fig. N° 5, 6 y 7 ilustran claramente sobre el mismo fenómeno descrito en el pozo anterior para los sondeos CC-8; CC-13 y CC-3 pertenecientes al mismo yacimiento.

Cuernca Neuquina
Área Colón de los Coballos
Yacimiento Colón de los Coballos y
Colón de Melina
Estructural al tope de la
Fm. Chachao

Fig. N° 5



Los controles frecuentes realizados permitieron ajustar el tiempo de arribo del frente de agua y la posterior disminución cuando se dejaba de inyectar.

Las Fig. N° 6 y 7 muestran la diferente intensidad de los aumentos de los porcentajes de agua, que en el caso del CC-13 alcanzó el 100% de agua durante un corto tiempo, para luego recuperar la producción de petróleo. El pozo produjo de otro nivel de baja entrada por un periodo de tiempo y luego quedó en producción de ambos niveles, registrando una mejora notable en el porcentaje de agua.

Fig. N° 6

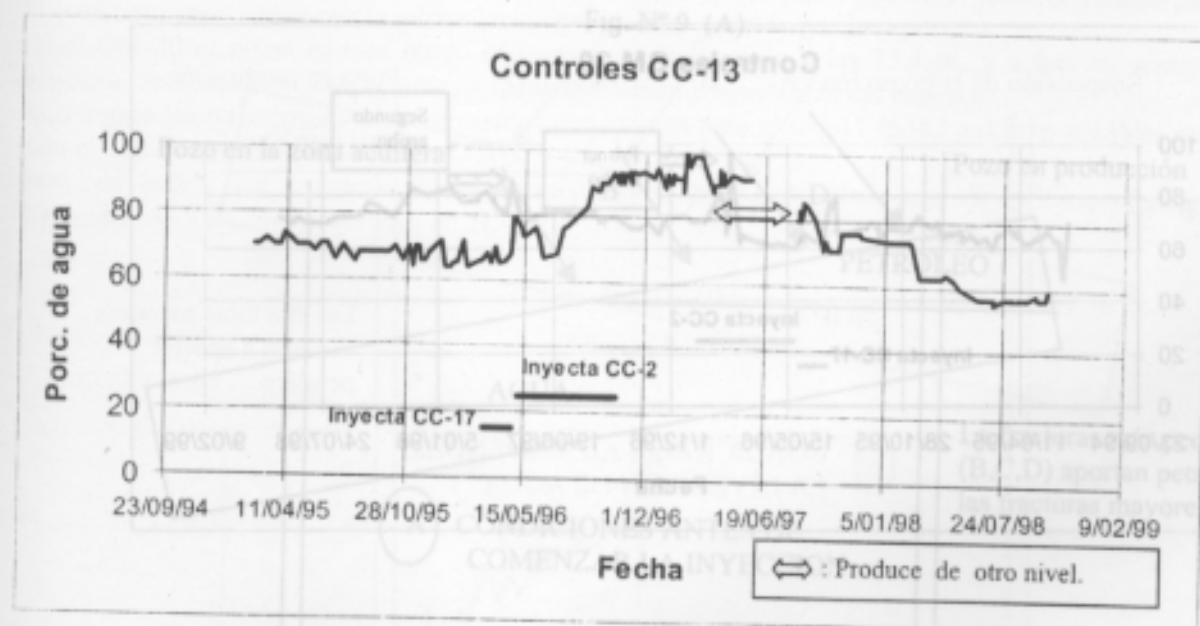
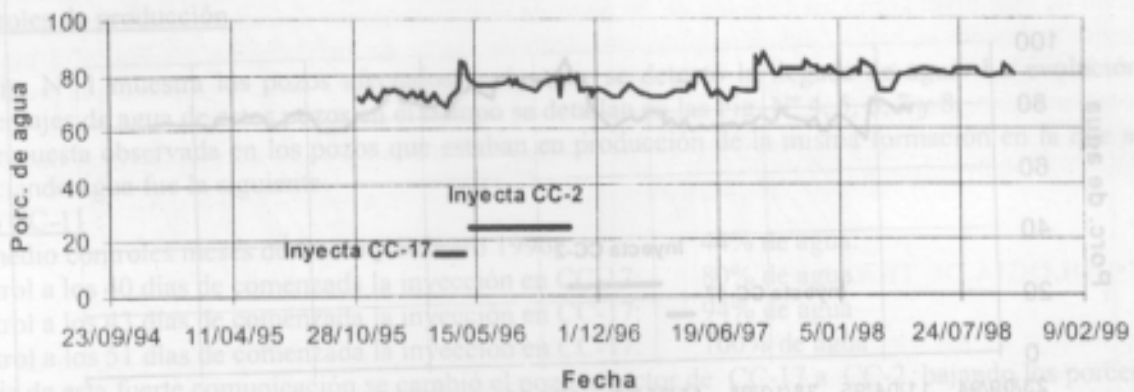


Fig. N° 7

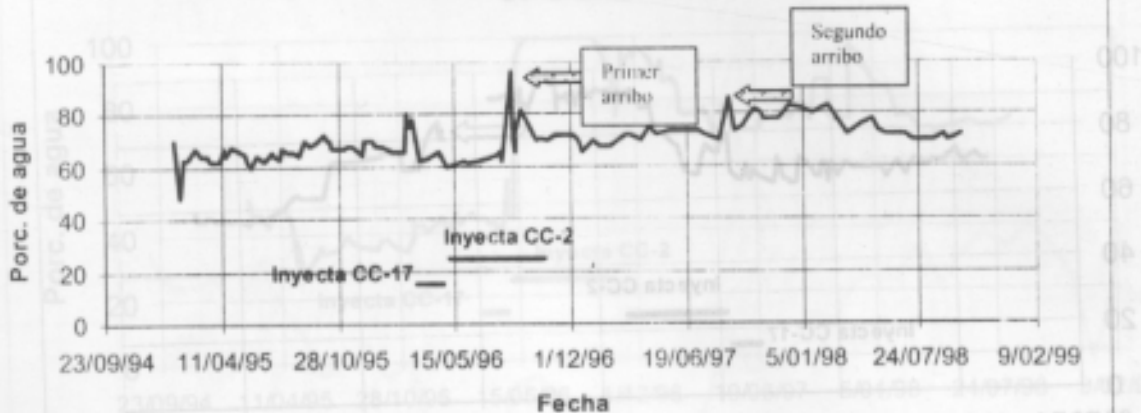
Controles CC-3



Un caso muy interesante fue el aumento del agua en un pozo (CM-20) perteneciente a otro yacimiento (Cajón de Molina) que se consideraba desvinculado del que estábamos inyectando agua. El comportamiento de este pozo fue lo que hizo luego utilizarlo como pozo receptor en el ensayo de interferencia. Es clara la llegada de agua (primer arribo) con un aumento del porcentaje de agua a los 160 días de estar inyectando en CC-17, como también un segundo arribo a los 480 días de inyectar en CC-2. (ver Fig. N° 8).

Fig. N° 8

Controles CM-20



Un resumen del tiempo de detección del frente de agua con respecto a los dos pozos inyectoros se detalla en el siguiente cuadro:

Pozo inyector CC-17				Pozo inyector CC-2		
Pozo	Dist. a CC-17 en metros	Tiempo de detección	Velocidad m/d	Dist. a CC-2 en metros	Tiempo de detección	Velocidad m/d
CC-11	1264	40 días	31.6	1239	136 días	9.1
CC-13	1922	46 días	41.7	796	122 días	6.5
CC-8	2218	No visible		738	125 días	5.9
CC-3	1123	43 días	26.1	892	471 días	1.9
CM-20	4923	160 días	30.8	2998	480 días	6.2

Las velocidades muestran claramente que la dirección preferencial (mayor velocidad) es por el mismo bloque (CC-17 con CC-13) y se hace más lenta cuando el agua debe atravesar más de un bloque.

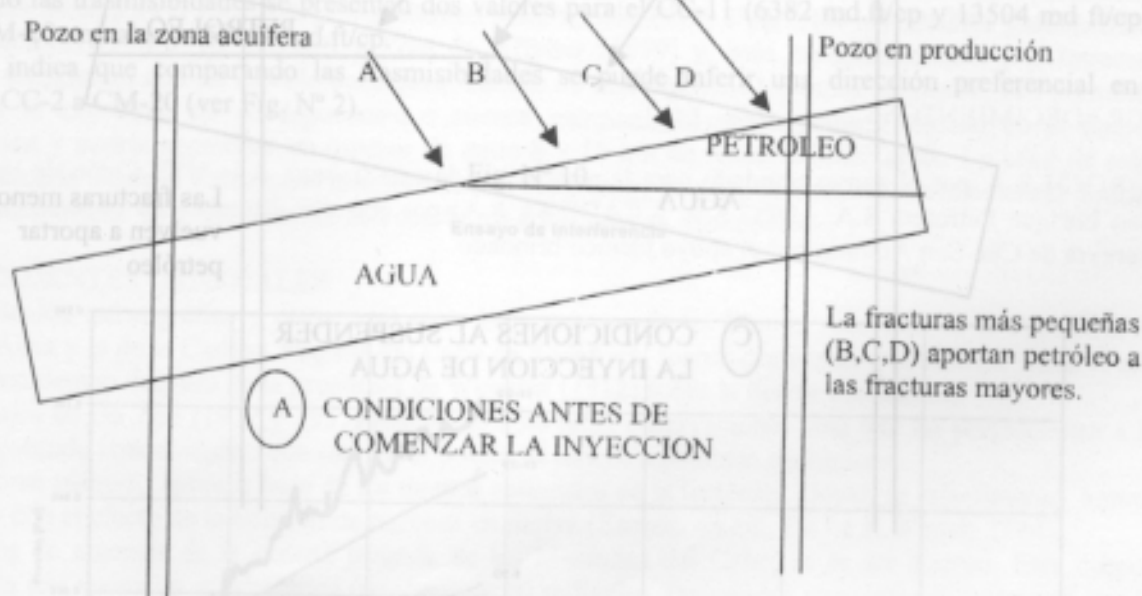
Un sistema naturalmente fracturado está integrado por fisuras de mayor tamaño (principales) y numerosas fracturas menores (secundarias) que son la red de aporte a esa fractura principal, que se convierte en un canal de drenaje (fractura colectora).

El ancho de las fracturas hace que no existan fuerzas capilares, por lo que la tabla agua-petróleo es neta, sin la existencia de una zona de transición.

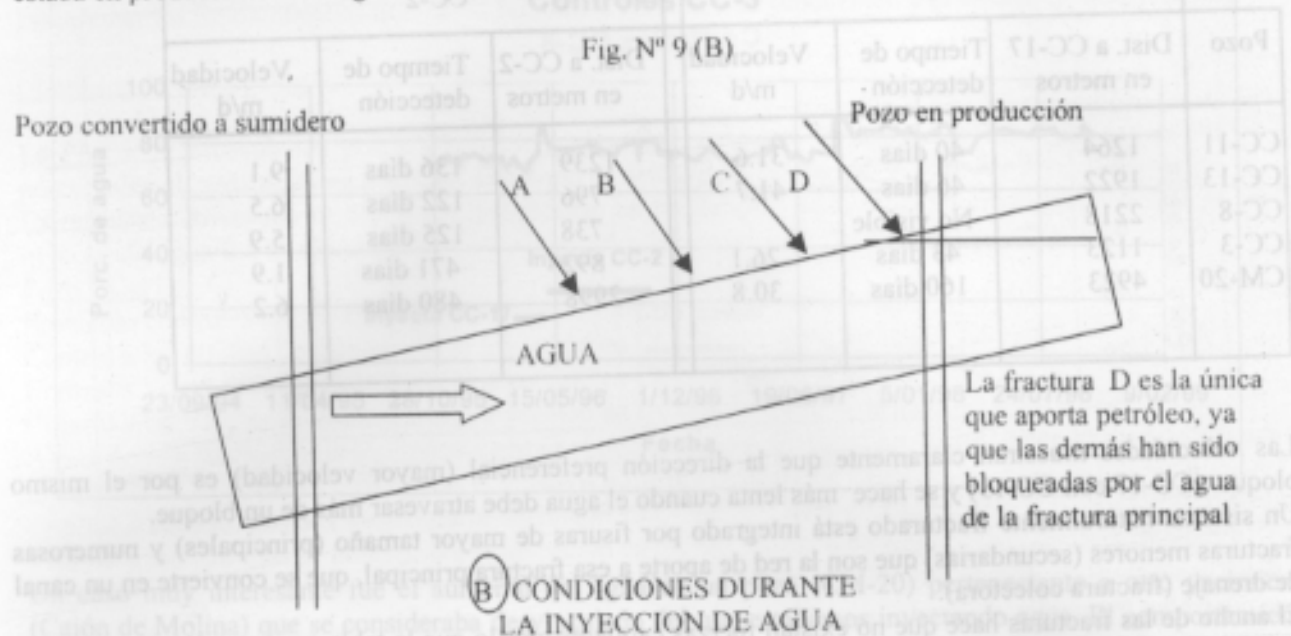
Las Fig. N° 9 (A, B y C) ilustran el posible mecanismo que ocurrió en el yacimiento cuando se comenzó a inyectar en los pozos más bajos desde el punto de vista estructural.

La Fig. N° 9 (A) corresponde a la etapa anterior a la inyección de agua y muestra al pozo en producción con aporte de agua y petróleo y un sistema de fracturas menores aportando a la fractura mayor.

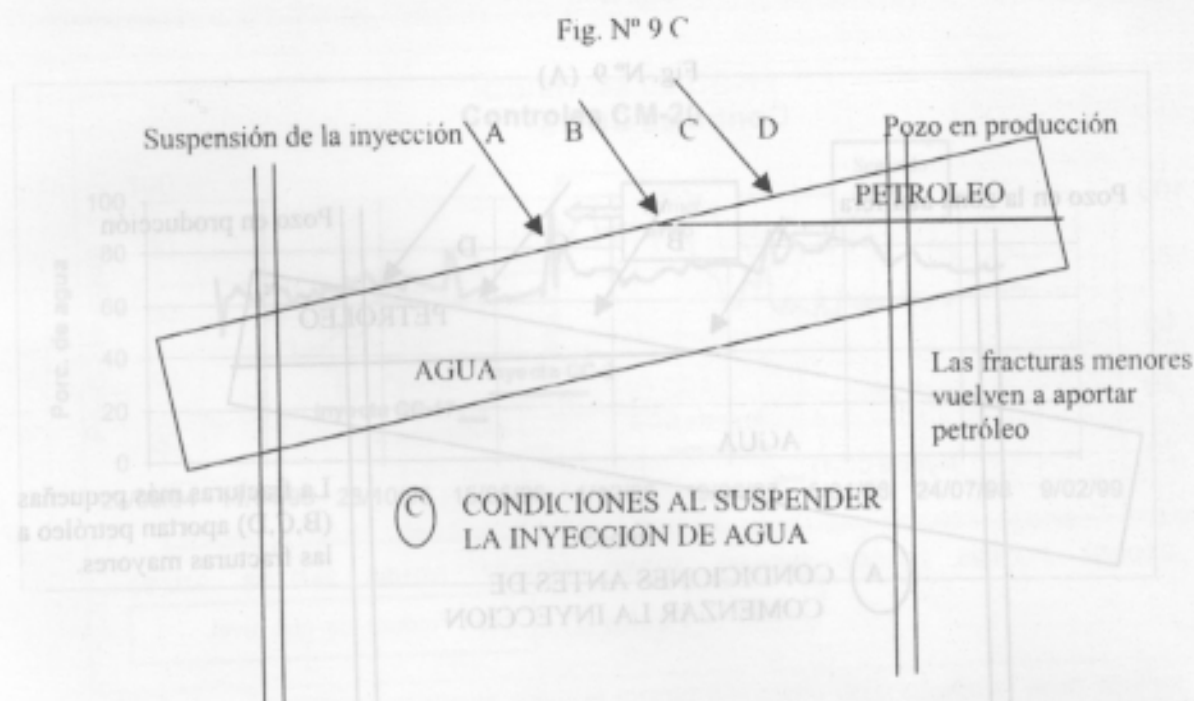
Fig. N° 9 (A)



Cuando comienza la inyección de agua en el pozo sumidero, hay un avance rápido por las fracturas mayores con un ascenso de la tabla agua petróleo y el consecuente aumento de los porcentajes de agua en el pozo que estaba en producción. Ver Fig. N° 9 (B)



Al dejar de inyectar en el pozo sumidero, ocurre una restitución – por efecto de fenómenos gravitatorios- de las condiciones similares a las anteriores a comenzar la inyección



El agua avanza por la zona de menor resistencia – es decir, la fractura principal - a altas velocidades (hasta 40 metros/día) para alcanzar al pozo en producción. Toda la red de fracturas más pequeñas queda entonces bloqueada por el rápido avance del agua en la fractura mayor, que al tener mayor presión no le permite a las más pequeñas aportar fluidos.

El petróleo de la fractura principal se desplaza pendiente arriba, hasta que al dejar de inyectar en el pozo sumidero, ocurre una baja de presión en la fractura principal y al bajar el contacto agua petróleo (por fenómenos gravitacionales) las fisuras más pequeñas pueden empezar a aportar otra vez petróleo.

Ensayo de interferencia

A fin de determinar cual era el grado de interconexión y ver las direcciones preferenciales de transmisibilidad se programó un ensayo de interferencia.

El mismo fue realizado en Enero de 1997, afectando a 5 pozos, utilizándose un pozo pulsante (coincidente con el último inyector) y tres pozos receptores en Cajón de los Caballos y un pozo receptor en el vecino yacimiento de Cajón de Molina (ver Fig. N° 2).

La generación de pulsos se realizó a través de la inyección de agua en dos pulsos en el pozo CC-2, el primero de 11:30 hs de duración a un promedio de 350 m³/d inyectando 168 m³, luego hubo un periodo de cierre de 10:30 hs y un nuevo pulso de inyección de agua de purga de 18 hs. a un promedio de 288 m³/d inyectando un caudal de 216 m³. Posteriormente se hicieron 3 pulsos más a alto caudal (840 m³/d) pero de corta duración (2 hs cada uno).

La interpretación del ensayo mostró la detección del pulso de presión en los pozos CC-11 y CM-20, pero no para los tiempos del ensayo en los pozos CC-13 y CC-8. (ver Fig. N° 10).

Los valores obtenidos son los siguientes:

CC-11: Transmisibilidad : 6382 ó 13504 md.ft/cp

Kh : 3829 md/ft

Veloc. : 48 ó 206 m/h

CM-20: Transmisibilidad : 53100 md.ft/cp

Kh : 3186 md/ft

Veloc. : 41 m/h

En el pozo CC-11 el análisis del pulso de presión nos indica dos posibilidades A) Que el pulso llegue al pozo entre las 5 y 6 horas de emitido o B) que llegue a las 26 hs de la emisión. Estos análisis entregan distinta velocidad de propagación (206.5 mts/hora o 47.8 mts/hora) que nos sirven para poder determinar direcciones preferenciales y sus velocidades de propagación. El arribo a las 26 hs. se corresponde con una perturbación a las 30 hs. del segundo pulso. Esto surge del análisis del gráfico Presión vs Tiempo para el CC-11 y en correspondencia con la interpolación del modelo ajustado por Interpret 2.

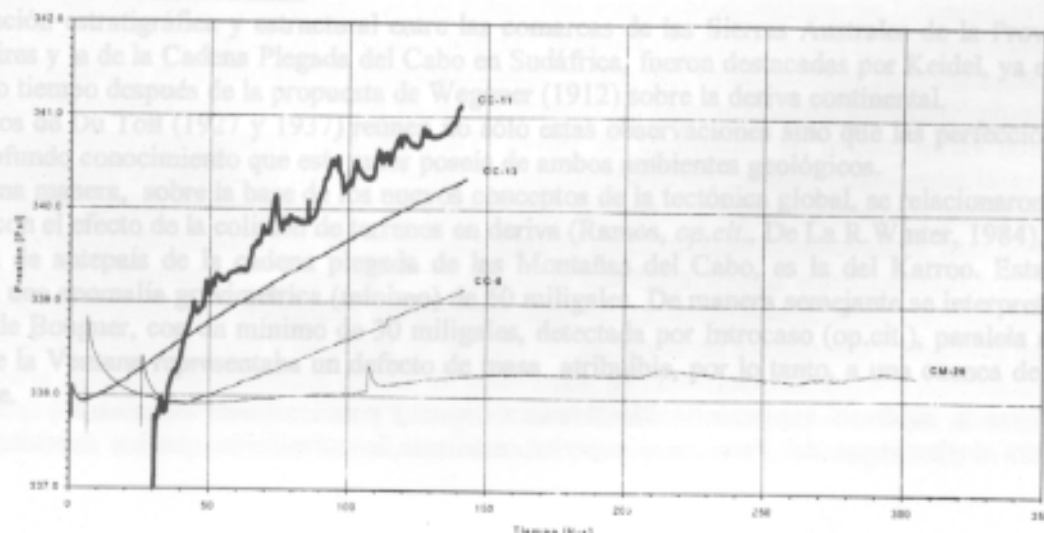
En el CM-20 el pulso es más nitido con un arribo del mismo a las 73.3 hs. y a una velocidad de 40.9 mts/hora. Se obtuvo un buen ajuste con la interpretación y simulación del ensayo.

Analizando las transmisibilidades se presentan dos valores para el CC-11 (6382 md.ft/cp y 13504 md ft/cp) y para el CM-20 un valor de 53100 md.ft/cp.

Esto nos indica que comparando las transmisibilidades se puede inferir una dirección preferencial en la dirección CC-2 a CM-20 (ver Fig. N° 2).

Fig. N° 10

Ensayo de Interferencia



Los pozos CC-13 y CC-8 no detectan el arribo de la perturbación en el tiempo del ensayo, pero si se ven afectados por la inyección de agua que afecta la producción, con un fuerte incremento en los porcentajes de agua.

El no detectar el arribo no indica una incomunicación, sino que debería observarse que pasa con inyecciones prolongadas, con mayor caudal y registrando por mayor tiempo, como se hizo en CM-20 por su lejanía.

Al cruzar esta información con los datos de producción, confirmamos la comunicación entre los pozos y las direcciones preferenciales de movimiento de los fluidos, descartando la intrusión natural de agua como el motivo que produjo los incrementos en el porcentaje de agua y reflatando la hipótesis de mejorar el porcentaje de agua y recuperar en parte las producciones perdidas al suspender la inyección, situación que se observó con el correr del tiempo.

CONCLUSIONES

El modelo geológico de bloques independientes separados por fallas aislantes con el que se diseñó la inyección de agua en pozos sumideros probó no ser el adecuado.

La evolución de los controles de agua y la interpretación del ensayo de interferencia demostró que las fallas no son aislantes y existe una alta trasmisibilidad dentro de los bloques como así también entre los bloques.

Las mayores velocidades del frente de agua son dentro del mismo bloque y en sentido NNO-SSE, coincidente con el alineamiento estructural, alcanzando valores de más de 40 metros por día en tanto las velocidades disminuyen entre un 40 y 70% cuando deben atravesar bloques.

El horizonte fracturado (calizas neocomianas) puede considerarse como un sistema de porosidad y permeabilidad de fisuras exclusivamente ya que la matrix presenta porosidades despreciables y permeabilidades menores de 0.002 md.

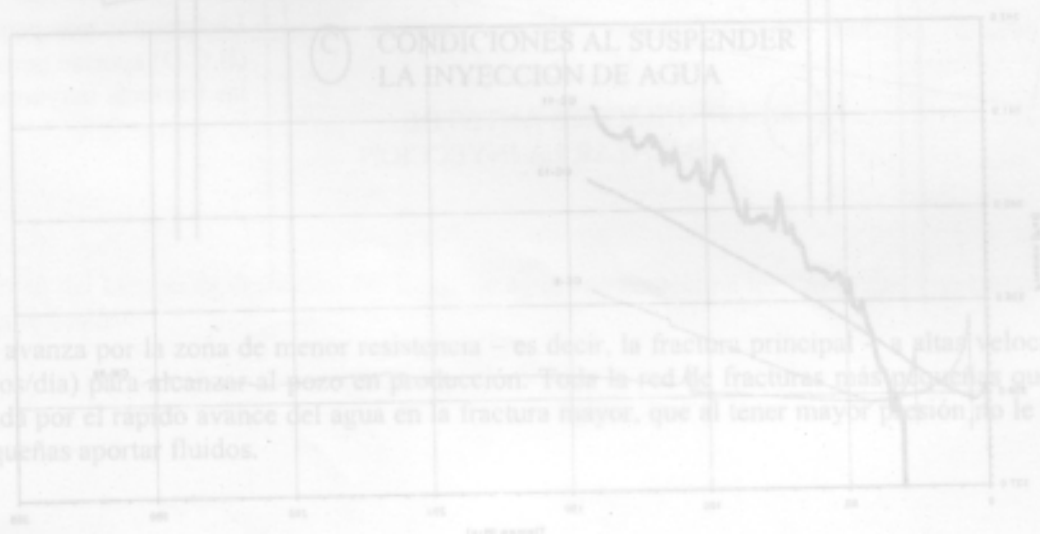
Al ser un sistema fracturado con una matrix en la práctica impermeable, no existe interacción entre la matrix y el fluido, por lo que tienen preponderancia los fenómenos gravitacionales sobre las capilares.

El frente de avance de agua es por una canalización en la fisura más grande, en tanto deja aisladas las más pequeñas que aún conteniendo petróleo son superadas por el agua de la fisura más grande. Al dejar de inyectar, baja la presión y desciende el nivel del agua de las fracturas más grandes y permite que vuelvan a aportar fracturas más pequeñas, recuperando el pozo menores porcentajes de agua.

Este tipo de mecanismo de avance de agua es lo que imposibilita implementar proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua, por lo menos a los caudales con que nos manejamos en esta experiencia, ya que ocurre un avance de agua en cascada por las fisuras más grande y dejan englobadas en el sistema de fisuras más pequeñas una importante cantidad de petróleo que no tiene posibilidades de aportar al pozo.

AGRADECIMIENTOS

A ROCH S.A. por el apoyo brindado para la realización de este trabajo. A la UTE Cajón de los Caballos (San Enrique Petrolera S.A., DPG S.A. y CADIPSA S.A.) por permitir difundir esta experiencia y a Juan Moreyra de Cía. San Antonio por el apoyo técnico brindado.



El agua avanza por la zona de menor resistencia - es decir, la fractura principal - a altas velocidades (hasta 40 metros/día) hasta alcanzar al pozo en producción. Toda la red de fracturas más pequeñas queda entonces bloqueada por el rápido avance del agua en la fractura mayor, que al tener mayor presión no le permite a las más pequeñas aportar fluidos.