

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GEL PARA CONTROL DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES DE UN YACIMIENTO CON ALTA PERMEABILIDAD Y FUERTE EMPUJE DE AGUA

E. Jensen, J. Robles e I. Vega – San Antonio Internacional

ejensen@sanantoniointernacional.com; jrobles@sanantoniointernacional.com; ivega@sanantoniointernacional.com

Sinopsis

El control de la producción de agua es un aspecto clave en yacimientos maduros a nivel mundial. Numerosas tecnologías basadas en sistemas químicos han sido propuestas para mitigar este problema. Estos sistemas han sido utilizados tanto en pozos inyectores, para optimizar el barrido del agua, como en pozos productores generando sellos parciales o totales en capas con alto corte de agua.

En el presente trabajo se describe la metodología de diseño, colocación y evaluación utilizada durante la implementación de un sistema de geles parcialmente sellantes en pozos productores de alta permeabilidad con fuerte empuje natural de agua.

A partir de la historia de producción se efectuó el análisis y diagnóstico del mecanismo de producción de manera de establecer la causa de irrupción del agua. El tratamiento propuesto consistió en invadir matricialmente la capa de interés con un volumen acotado de gel y luego forzar una lechada de cemento para asegurar la estabilidad superficial del sello. Posteriormente, se punzó el tope de esta misma capa y se ensayó para determinar la eficiencia del tratamiento. La formulación del sistema de gel utilizado fue ajustada mediante ensayos experimentales y antecedentes de tratamientos previos.

La respuesta inicial del primer tratamiento muestra una significativa reducción en el corte de agua sin afectar substancialmente el caudal de petróleo producido.

Introducción

El factor de recuperación de petróleo promedio en Argentina es del 28%, por lo que aún existe mucho por extraer, uno de los principales limitantes para incrementar este factor es el control del agua asociada a la extracción del hidrocarburo, debido entre otros aspectos, a que cuanto mayor sea la relación agua/petróleo con que se produzca, mayor será el costo de producción, manejo y disposición del agua extraída. Considerando que la inversión más importante ya está realizada (Construcción de pozo, instalaciones, etc.), cualquier esfuerzo que mejore la extracción traerá aparejado un beneficio directo en el corto plazo, mucho más rápidas que las opciones de exploración o desarrollo de reservorios no convencionales.

Se han utilizado numerosas tecnologías para mitigar el problema de la acuatización temprana de los reservorios, tratando productores o inyectores. Se debe seguir estudiando dónde y cómo aplicar estas tecnologías disponibles, para ir definiendo en cada yacimiento cuales son las más eficaces de acuerdo al problema que presenten.

El campo Vizcacheras (Fig. 1) es un campo maduro que fue descubierto en 1965, teniendo en la actualidad más de 170 pozos en actividad con una producción de 1500 m³/día y un corte de agua que excede en promedio el 96%. La producción es aportada desde 2 areniscas heterogéneas de origen fluvial, Papagayos y Barrancas. El objetivo de este proyecto está orientado a la formación Papagayos que es una arena de medio espesor donde coexisten, agua en la base y petróleo en el tope. El fundamento del trabajo se apoya en la existencia de heterogeneidades verticales e intercalaciones arcillosas (no siempre detectadas por la resolución de las herramientas de perfilaje), que propician un contraste entre la permeabilidad vertical vs. Permeabilidad horizontal de al menos 1/3. Esto brinda la posibilidad de que en caso de lograr sellar los canales directos entre estos dos niveles se reduzca sensiblemente el agua de producción.

La formación Papagayos no está sometida a inyección secundaria, pero cuenta con el empuje desde la base de la capa de una acuífera natural potente.



Fig. 1: Mapa Área de interés

Columna estratigráfica – Zonas de interés Vizcacheras (Fig. 2 y Fig. 3)

Formación Barrancas: Esta compuesta primariamente por conglomerados de arena con intercalaciones arcillosas. Los intervalos productivos son heterogéneos, lateral y verticalmente.

Punta de las Bardas: Es considerada sello regional para el reservorio productivo de hidrocarburos.

Formación Papagayos: Durante el periodo Eoceno una acumulación de sedimentos clásticos, fue depositado sobre la formación Punta Bardas generando la formación Papagayos.

EDAD	FORMACION	LITOLOGIA SYSTEM TRACTS	FASE TECTONICA	AMBIENTE SEDIMENTARIO	ESPESOR
EOCENO	DIVISADERO LARGO			FLUVIAL	0-150
CRETACEO	PUNTA DE LAS SAIZAS	Y Y Y Y Y Y		BASALTOS	0-200
JURASICO SUPERIOR	BARRANCAS		POST RIFT	ABANICO A LUVIAL FLUVIAL Y BARREAL	0-100
TRIASICO	RHAEITIANO NORIANO	RIO BLANCO	AST	FLUVIAL	200-500
			BST	DELTAICO	
			TST		
	CARNIANO	CACHEUTA	MFS	LACUSTRE	40-450
			TST	DELTAICO	
		POTRERILLO S		PLANICIE ALUVIAL	100-500
PERMIANO	LADINIANO				
	ARTESIANO	LAS CABRAS		VOLCANICOS LACUSTRE	100-700
	SCYTIANO	RIO MENDOZA		FLUVIAL ABANICO ALUVIAL	50-200
PALEOZOICO	BASAMENTO		PRERIFT		

Fig. 2: Columna estratigráfica – Vizcacheras

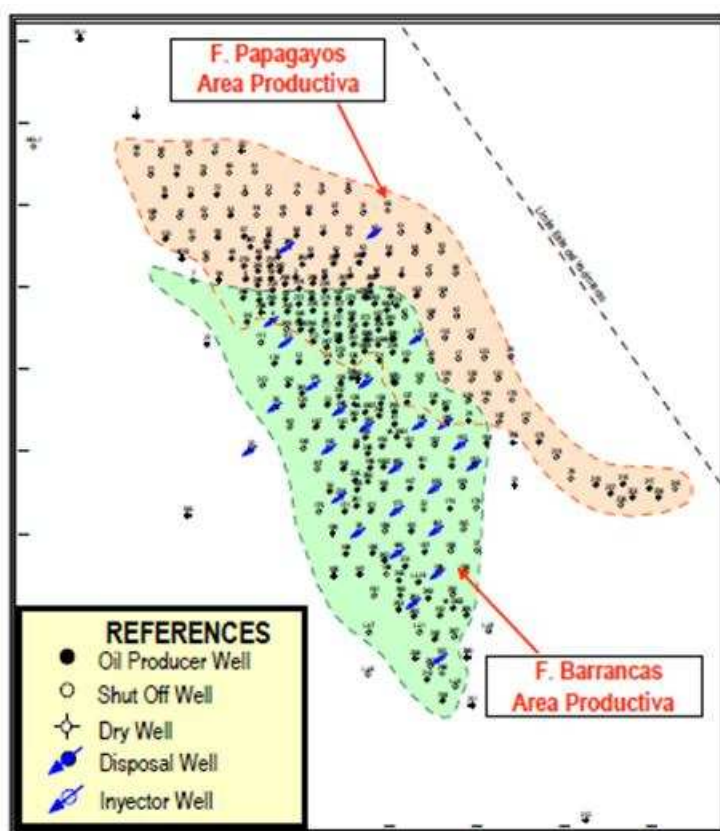


Fig. 3: Distribución pozos productores área Vizcacheras

Historia de producción

La producción inicial de la formación Barrancas en Vizcacheras data de mediados del 1966, teniendo un pico de producción en 1968 con 3,086 m³/día con un promedio de corte de agua de solo el 5%.

Nivel productivo Barrancas: Actualmente la producción de barrancas proviene de 75 pozos que aportan 498 m³/día de crudo, con un corte de agua del 95.6%. Se considera que se tiene un factor de recuperación del orden de 39.6%

Nivel productivo Papagayos: El reservorio tiene empuje natural de agua, pero dado el contraste de permeabilidad vertical, el nivel petrolífero se suele encontrar depletado, con cerca del 60% de la presión original.

Características litológicas nivel productivo Papagayos:

La formación Papagayos está compuesta por arenisca lítica mediana a gruesa con clastos de grava disperso y base conglomerádica, con abundante evaporitas (tizas, anhidritas), depósitos eólicos o en ambiente lacustre de playa. El material cementante es calcáreo con relleno de finos los cuales se movilizan. Esta arenisca es de alta porosidad > 23% y permeabilidades del orden de 1 darcy y hasta 5 darcys, al ser calcáreo el material cementante, complica la producción, ya que el agua termina por desconsolidar los granos y probablemente propicia la generación de canales. El hecho de que esos finos intercalados en el material cementante aparezcan en la producción es un indicio de que los granos se están desconsolidando durante la vida productiva del pozo, este fenómeno se va agudizando con la depleción del reservorio.

El gradiente de fractura es de 0.7 psi/ft. Este dato es de suma importancia porque indica el tope de la presión de bombeo que se puede aplicar para que la inyección se realice en forma matricial.

Salinidad: 40 gr/lit

Viscosidad original del petróleo: 5 cp.

Factor de recuperación de Vizcacheras: Aprox. 50%

Relación permeabilidad vertical a Permeabilidad horizontal: 1/2 a 1/3

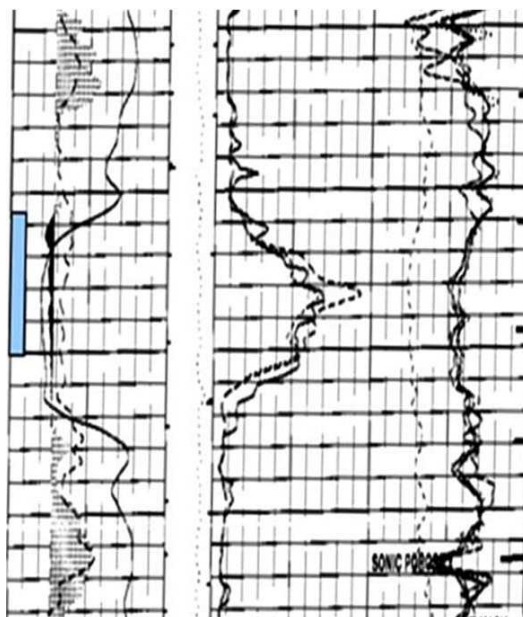


Fig. 4: Tamo de registro a pozo abierto en zona de interés

Este tramo de perfil de la formación Papagayos muestra la zona punzada (1910.5 a 1915.0 mts.). Como se puede observar existe un importante contraste de resistividad entre el tope y la base de la capa, lo que deja claro que en el mismo espesor permeable coexisten las dos fases (petróleo y agua). Esto explica la rápida acuatización.

En los perfiles de pozos nuevos la base de la capa no muestra alta saturación de agua, pero es en esa zona, donde la presión del acuífero potente lateral, hace que llegue el agua en cuanto se comienza a producir el tope y se baja la dinámica.

Si bien queda mucho petróleo por extraer, el empuje y la relación de movilidad hacen que sea difícil su extracción. Las heterogeneidades verticales no son un freno en mediano y largo plazo al ascenso del agua.

Desarrollo

Costos asociados a la producción de agua:

La extracción, transporte, tratamiento, disposición o reinyección del agua producida acarrea un costo elevado, además existen problemas de corrosión e incrustaciones asociados directamente al agua producida, que ocurren en las instalaciones de fondo y superficie, quizás esto no se manifieste inicialmente, pero puede llegar a ser un factor preponderante en la vida productiva del pozo si estos aspectos ocasionan bloqueos, daño en las instalaciones u otros perjuicios que puede llegar a hacer perder un pozo y elevar considerablemente el costo de manejo de agua.

El agua es el principal problema de los reservorios maduros:

La producción de agua en Argentina es de 9:1 con respecto al petróleo.

El manejo de esta agua producida implica costos adicionales del orden de: 0.5U\$S/Bbl y hasta 1.5 U\$S/Bbl, si debe ser además transportada en tanques. Los cálculos para el yacimiento en estudio están más cercanos del valor más alto.

Terminación: (18/03/2005) (Fig. 5)

El pozo seleccionado fue terminado a principios del 2005, punzando los 4 ½ mts superiores (1910.5 / 15.0 mts.). Los antecedentes de producción indican que comenzó produciendo 3600 lts de petróleo 100%. A los 30 días irrumpe el agua y al cabo de 1 año la capa ya produce un 70% de corte de agua.

Método de extracción: BES (Luego de tratarlo se bajo bombeo mecánico)

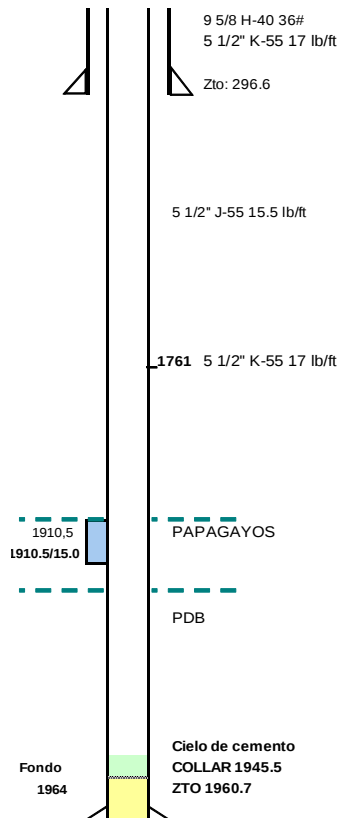


Fig. 5: Completación del pozo a tratar con sistema de WSO

Evolución de la producción (Fig. 6)

La acuatización continúa avanzando en los años sucesivos hasta llegar el corte de agua casi al 100% a fines del año 2011.

Desde que se inicia la extracción, el caudal de petróleo cae de 80 m³/día a 2 m³/día, mientras que el agua pasa de 0 a casi 180 m³/día.

En el gráfico lineal de producción es de mucha utilidad para visualizar la evolución de la producción, detectar cuan severo es el proceso de acuatización, aunque no revela el mecanismo que está generando el avance del agua. Para eso se requieren otros análisis.

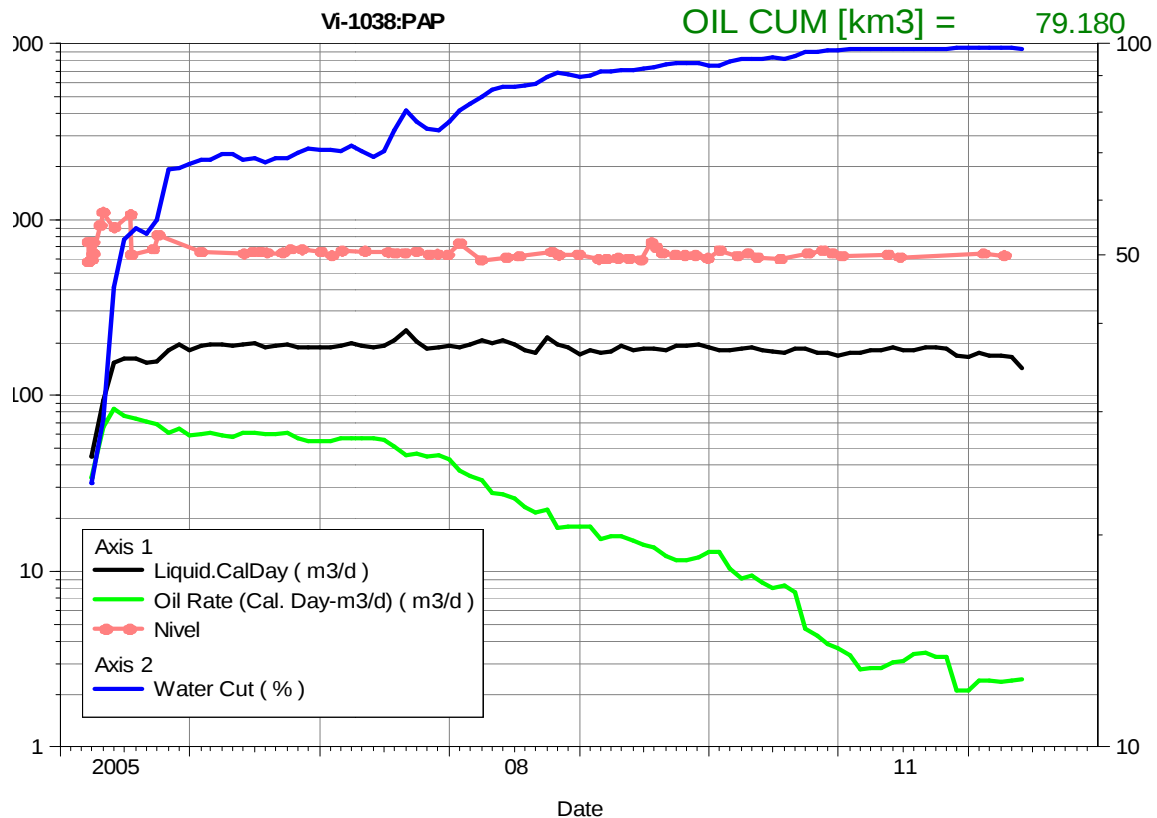


Fig. 6: Historia de producción del pozo a tratar con sistema de WSO

Intervención del pozo a tratar

En junio de 2012 se realizó el primer trabajo de control de agua inyectando gel para WSO desde el productor.

El objetivo del tratamiento era lograr una importante disminución de la producción de agua con mínima afectación en la producción de hidrocarburo. En el presente trabajo se pretende describir la metodología de diseño, colocación y evaluación de un gel para WSO (Wáter Shut-Off) en un pozo productor con alto corte de agua.

Análisis de diagnóstico:

Es muy importante identificar los motivos de la excesiva producción agua, de esta forma se puede dar más precisión al tipo y dimensión del tratamiento de WSO a aplicar y tener más posibilidades de éxito.

El mecanismo de producción de agua se evaluó siguiendo la metodología propuesta por Chan y colaboradores (SPE 30775 – Gráficos de diagnóstico para control de agua) que se aplica a la información aportada por la historia de producción del pozo.

Se basa en estudios de simulaciones numéricas sistemáticas de reservorios conificados y canalizados por agua, se determinó que el gráfico log-log de la R A/P vs tiempo es diferentes según sea el mecanismo de la acuatización.

Dentro de la acuatización se pueden identificar 3 períodos: (Fig. 7)

- **1er. Período - Tiempos tempranos:** Problemas de Near well bore

- **2do. Período - Tiempos medios:** La acuatización está relacionada con la conificación o canalización
- **3er. Período - Tiempos tardíos:** Ídem tiempos medios

Tiempos tempranos:

La R A/P se mantiene plana y la proporción de agua es función del nivel de saturación de los fluidos de la capa punzada. La permeabilidad relativa y longitud de este período depende del mecanismo de empuje de agua. La finalización de este período se detecta por el alejamiento de la R A/P de valores constantes.

Tiempos medios:

En este período la R A/P aparece incrementando con el tiempo, la proporción de incremento es diferente según el mecanismo del problema.

Para conificación el crecimiento es relativamente más lento y gradualmente tiende a un valor constante hacia el final de este período. Esto es debido a que durante este período el cono no solo asciende cubriendo todas las perforaciones, sino que también crece radialmente.

Para canalización la producción de agua crece rápidamente, la pendiente depende de la permeabilidad relativa de los fluidos. Al final de este segundo período, el crecimiento de la R A/P disminuye entrando en un período de transición, que corresponde a la depleción de la primera capa acuatizada y la acuatización de la siguiente capa de alta conductividad, se vuelve a la misma pendiente, si el contraste de permeabilidad entre las capas es menor que 4, ese período de transición es casi imperceptible.

Tiempos tardíos:

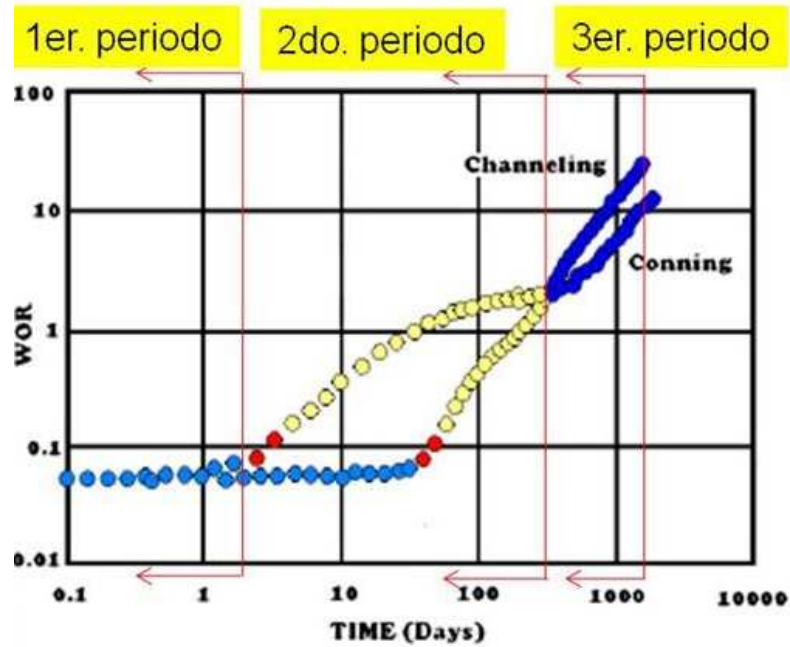
En la conificación, se alcanza el flujo pseudoestático en el cono que ya está formado, el pozo produce mayoritariamente agua desde abajo. El cono de agua se transforma en un canal de alta conductividad y la R A/P se incrementa muy rápidamente asemejándose a un caso de canalización.

En la canalización, el incremento de la R A/P se estabiliza en el mismo régimen luego de la acuatización de la primera capa.

Gráficos de diagnóstico

La historia de producción en gráfico doble logarítmico de la R A/P vs. El tiempo y su derivada brindan una herramienta efectiva para identificar la tendencia y el mecanismo del problema. Esta metodología se puede transformar en una poderosa arma para la selección de candidatos para realizar tratamiento de control de agua con más posibilidades de éxito.

Conificación



Canalización

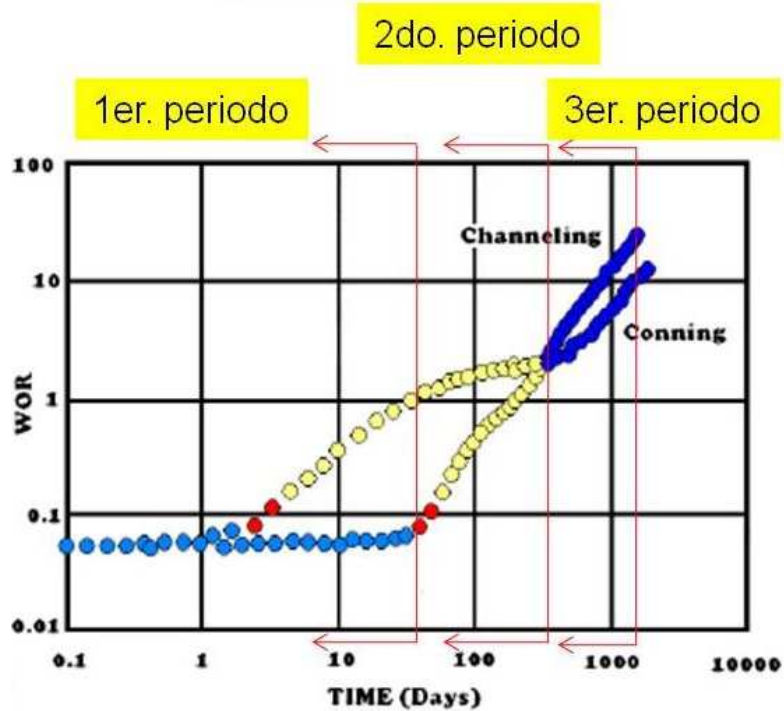


Fig. 7: Gráficos de CHAN

Curva de producción del pozo a tratar (Fig. 8)

Haciendo referencia al análisis de la capa que se va a tratar, se observa que el gráfico lineal aporta información en cuanto a la evolución de la producción en el tiempo. Como va cayendo la neta mientras la producción de agua asciende rápidamente, hasta casi superponerse con la producción bruta total.

De la misma forma es el ascenso de la R A/P que crece lentamente en principio para luego tener un ascenso rápido.

Producción del pozo tratado

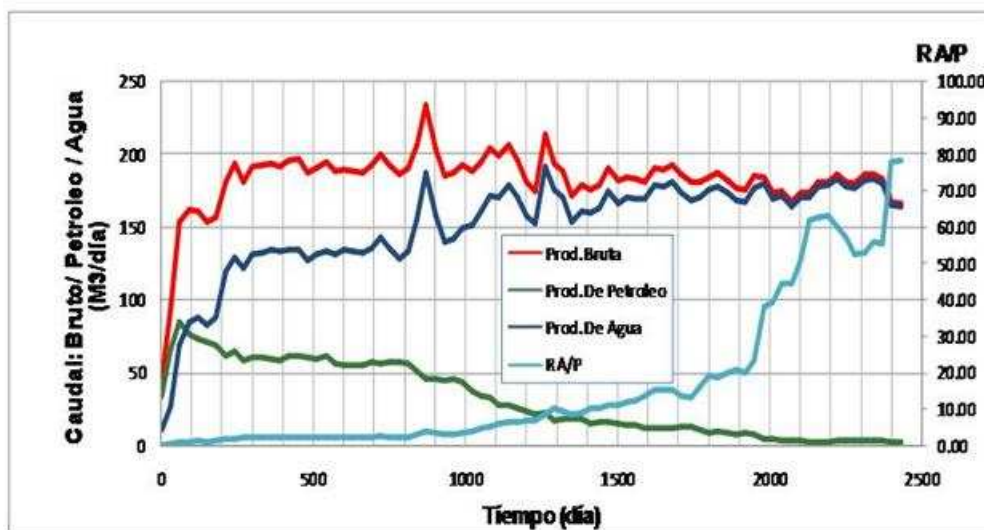


Fig. 8: Historia de producción del pozo a tratar

Análisis de Chan del pozo a tratar - (Fig. 9)

A partir de lo aportado por el trabajo publicado por Chan, analizamos la historia de producción del pozo a tratar para lograr un mejor entendimiento del comportamiento del reservorio y determinar el mecanismo predominante para la excesiva producción de agua.

En el gráfico de Chan de la curva de producción del pozo a tratar (Log de la R A/P vs. Log Tiempo) podemos identificar los 3 períodos antes señalados:

- 1er. Período – Tiempo temprano: Un tramo horizontal que no se extendió más de 1 mes.
- 2do. Período – Tiempo medio: Donde el agua fue ascendiendo en el nivel productivo punzado, el crecimiento no es brusco, gradualmente tiende a un valor constante hacia el final de este segundo periodo (conificación). Durante este período el cono no solo asciende, sino que también crece radialmente.
- 3er. Período – Tiempo tardío: En el último período el ascenso ocurre con una pendiente mucho más pronunciada, en este período ocurren fenómenos de canalización propios de la relación de movilidad y en especial, en esta litología, puede también ocurrir que el material cementante, que es calcáreo, se vea parcialmente disuelto y propicie la generación de canales.

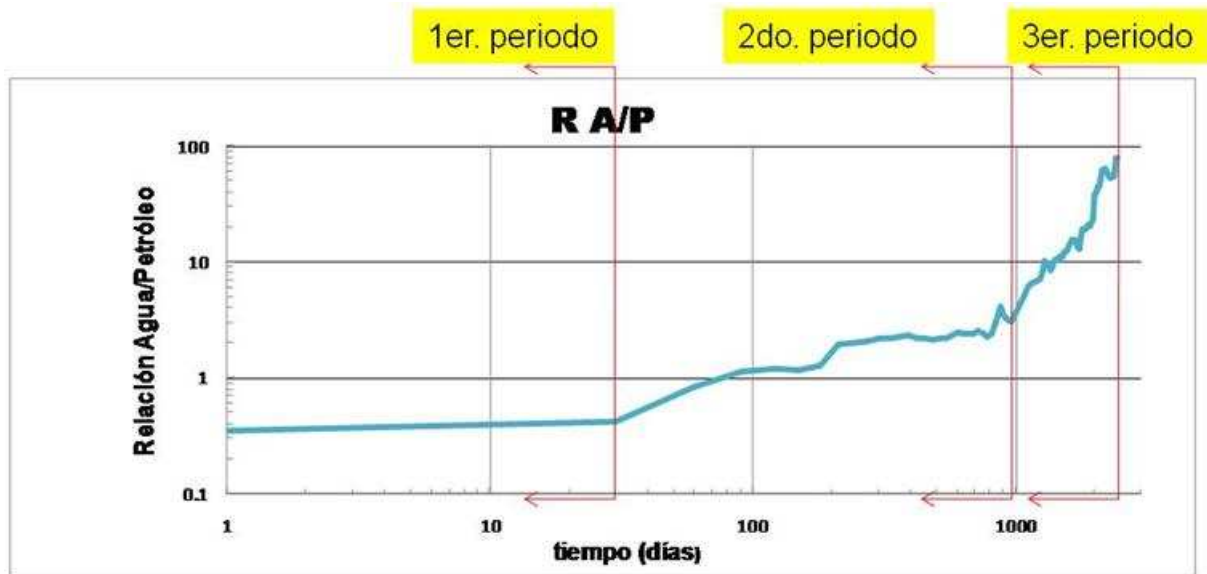
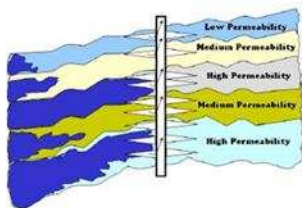
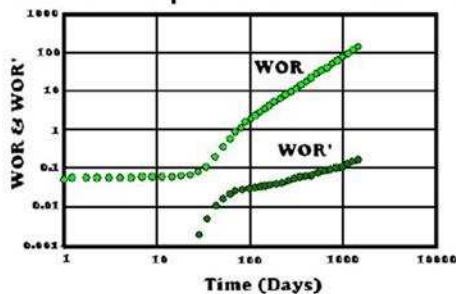


Fig. 9: Gráfico de CHAN aplicado a la historia de producción del pozo a tratar

Posteriormente estudios confirman que puede usarse la curva derivada de la $R A/P$ con respecto al tiempo para diferenciar conificación de canalización. En forma general la derivada de la $R A/P$ con respecto al tiempo es un buen indicador para diferenciar cual es el mecanismo de avance de agua. Como se ve en estos ejemplos patrones (fig. 10), una pendiente constante positiva es un claro indicativo de canalización y un cambio a pendiente negativa para conificación ya que los deltas de $R A/P$ en el primer caso van siempre en aumento y en el segundo tienden a disminuir.

Canalización: pendiente Ctte. Positiva



Conificación: pendiente negativa

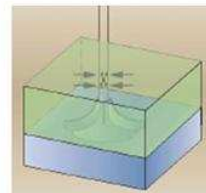
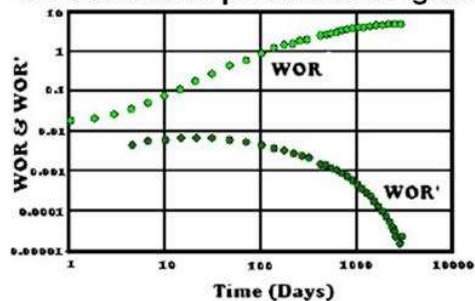


Fig. 10: Ejemplo genérico de pozo canalizado y pozo conificado

Para el caso en estudio, la aplicación de esta curva tipo de CHAN (fig. 11), se observa que luego de una caída propia de la conificación (hasta los 1000 días aproximadamente de producción) ocurre un ascenso de la derivada, esto está identificado en casos estudiados en la bibliografía, para ser más preciso en el trabajo publicado por CHAN y corresponde a una canalización en tiempos tardíos a posteriori de la conificación.

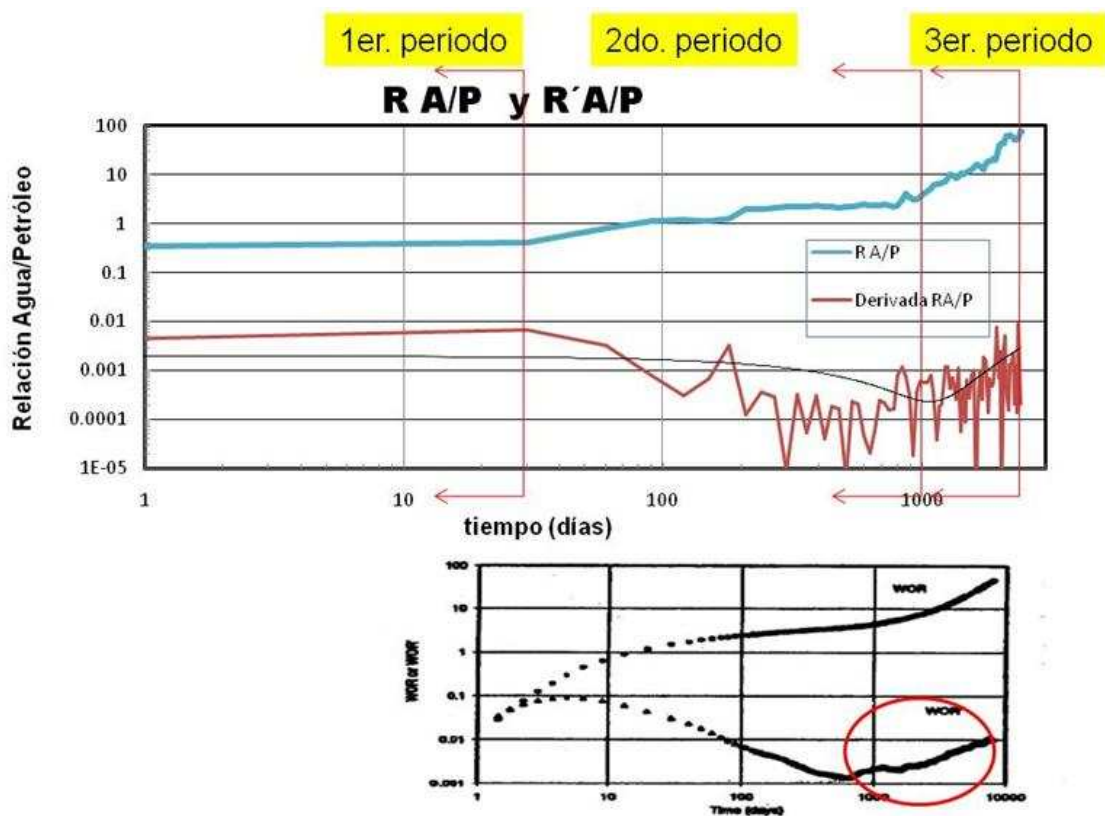


Figure 4—Bottomwater coning with late time channeling behavior.

Fig. 11: Grafico de CHAN aplicado a la historia de producción del pozo a tratar, con ejemplo asociado de la bibliografía

Los problemas de conificación son los más difíciles de tratar. La definición del tipo de sistema y cuantificación volumétrica requiere de un estudio detallado y las aplicaciones de campo deben tener un seguimiento muy controlado para adquirir la experiencia necesaria e ir realizando tratamientos cada vez más ajustados al tipo de problema. En esta experiencia nos propusimos atacar los fenómenos que llevaron a la canalización final con un gel de WSO de alta rigidez. Estos problemas creemos que se deben a que el exceso de agua produce una disgregación de la matriz de la roca, especialmente en la cercanía del wellbore, donde el delta de presión es mayor y eso genera canales que comunican directamente el acuífero inferior con el tramo punzado. Si la franca canalización es debida a estos problemas que ocurrieron en las cercanías del wellbore, entonces son susceptibles de ser tratados y sellados.

Hipótesis de la acuatación:

La acuatación puede deberse a un ascenso de agua por empuje de la acuifera (conificación), llevando finalmente a una franca canalización (canales en matriz o estratos conductivos).

Solución Propuesta:

Ingresar matricialmente con un gel de WSO para sellar la comunicación directa que surgió en el último periodo de la acuatación (canalización).

Sistema de WSO utilizado

- La tecnología de geles para WSO está ampliamente extendida tanto para:

- **Productores:** para bloquear parcial o totalmente el agua.
- **Inyectores:** para corregir perfiles de barrido.

Los límites de estos tratamientos han sido extendidos a condiciones extremas:

- Temperaturas superiores a 250 °F
- Aguas conteniendo altas cargas de iones divalentes (Ca, Mg)

Ambientes con presencia de CO₂ y H₂S (SPE 135101).

Sydansk reporta en el SPE 66558, publicado el año 1989 que ya se habían realizado 1400 tratamientos WSO con geles poliméricos. A comienzos del 2001 se estima que este número se incrementó en 10 veces.

En la actualidad la tecnología se extendió para altas temperaturas, presencia de iones divalentes y ambientes agresivos de H₂S y CO₂.

- WSP es un sistema compuesto por unpolímero soluble en agua de mediano peso molecular, con un entrecruzador base orgánica de desarrollo propio, que en condiciones de reservorio forman una red tridimensional (gel) que reduce la permeabilidad del medio poroso.
- Este sistema presenta baja viscosidad inicial y elevada consistencia una vez gelificado. (Fig. 12)

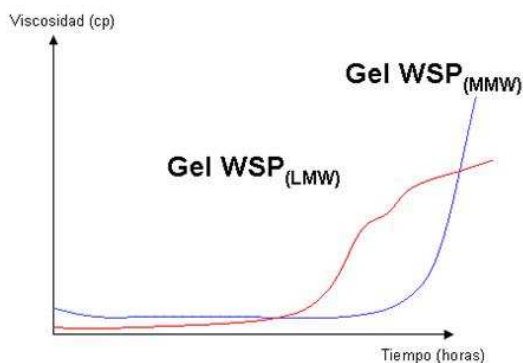


Fig. 12: Características del sistema de WSO utilizado

- WSP es un gel modificador desproporcional de permeabilidad al agua.
- Los tratamientos se formulan acorde al reservorio: Temperatura, tipo de Agua, Problema, etc.

Ensayos de laboratorio

- Fuera del medio poroso (Fig. 13)

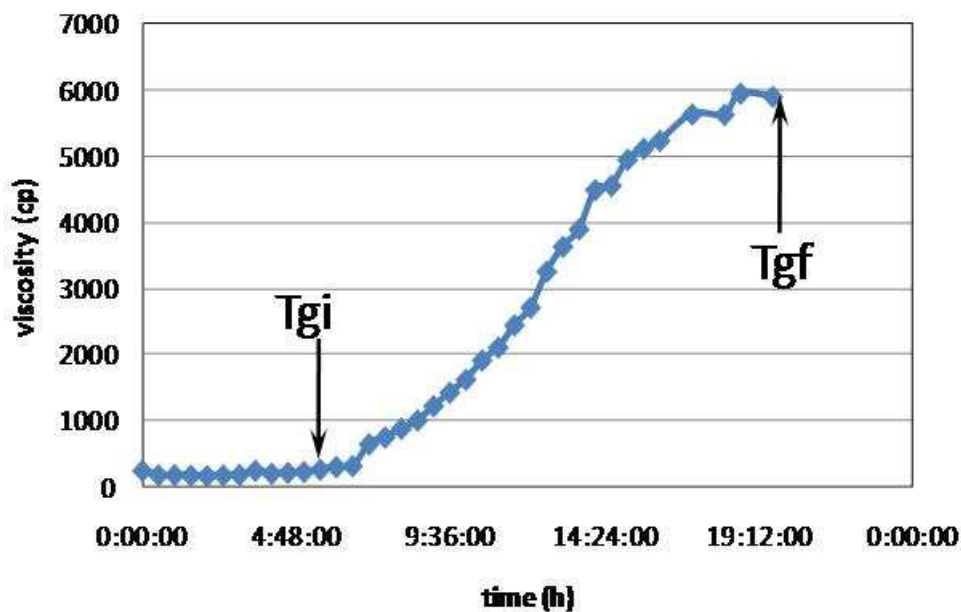


Fig. 13: Evolución de la reología del sistema de WSO utilizado

Variación de la viscosidad del sistema WSP diseñado para el tratamiento de WSO. Tiempos de gelificación inicial y final:

El Tgi es importante definirlo a fin de conocer el tiempo operativo disponible para que ingrese la solución polimérica a formación sin que comience a reticular. Pasado este tiempo, la viscosidad se incrementa drásticamente y se requeriría fracturar formación para inyectarlo, situación indeseable a la ejecución del tratamiento.

El Tgf nos indica el lapso de tiempo recomendable para que el gel adquiera una rigidez tal que ya no pueda ser desplazado de la garganta poral y se pueden poner en producción sin riesgo de que fluya. La viscosidad es muy elevada, más de 6000 cp., (ver Figura 13).

➤ Ensayos en el medio poroso (Fig. 14)

El ensayo en medio poroso implica disponer de un equipo como el que se muestra en la foto, en donde se coloca un testigo de formación confinado a las condiciones de fondo de pozo y se le circula en sentido de producción agua y petróleo para evaluar su permeabilidad inicial. Luego, se coloca el sistema de wáter shut off que se pretende evaluar y determinar en base a su variación de permeabilidad cuál es el factor de resistencia que ejerce a cada fluido el gel una vez armado en la garganta poral.



Fig. 14: Esquema del equipo FRT utilizado para ensayo en medio poroso

$$F_{rw} = \frac{\frac{K_{ps}}{\mu_{fluido}}}{\frac{K_{past}}{\mu_{fluido}}}$$

Dimensionamiento del tratamiento:

Según el trabajo SPE 71080 "Design and Execution of a State of the Art WSO Treatment in a Powder River Basin Tensleep Producer", Kinzele recomienda basar el volumen de tratamiento en la experiencia de campo, los rangos de referencias que a utilizado con éxito van desde los 12 a los 76 Bbls/ft (aprox. 6 a 40 m³/m) de intervalo punzado.

Un tratamiento típico en Spring Creek Field es aproximadamente 1200 Bbls (190 m³).

En el pozo tratado usamos (18.2 m³ en 4.5 m), por lo que estamos por debajo del rango inferior sugerido por el Kinzele. Motivos económicos y de inicio de pruebas de campo llevaron a un dimensionamiento de tratamiento conservador.

Diseño del tratamiento:

Se dimensionó el tratamiento para ingresar radialmente 2.4 m. Aunque no es una penetración muy grande, se espera poder incidir en la zona más cercana del wellbore, donde es más probable que esté localizada la canalización.

Operación de campo (Fig. 15)

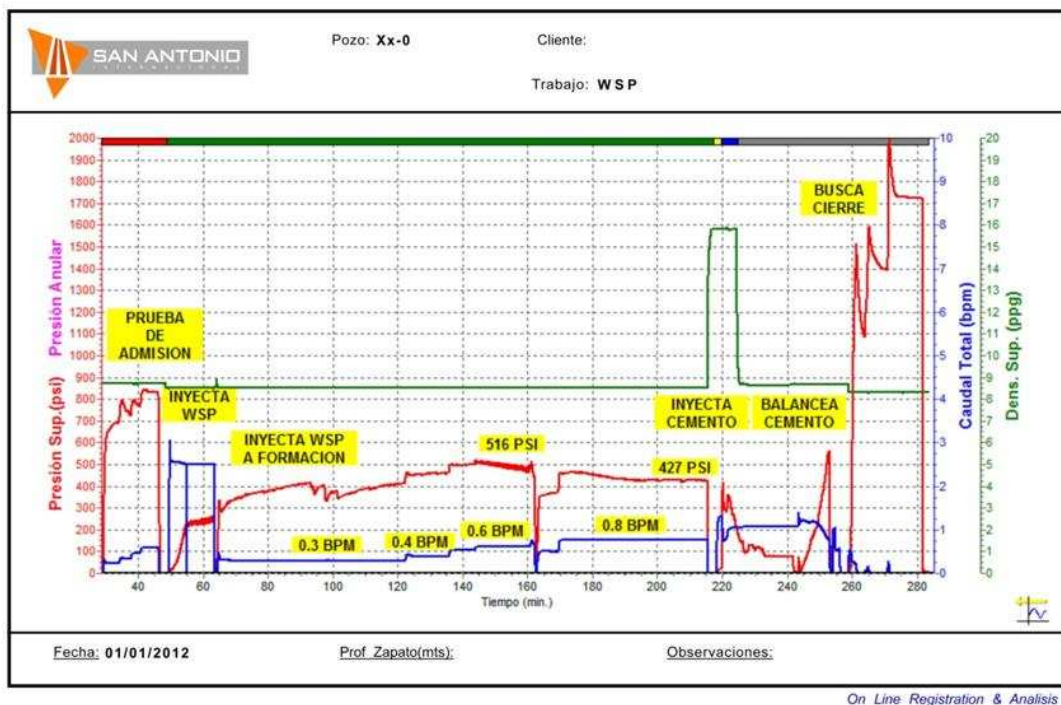


Fig. 15: Grafico de bombeo de tratamiento de WSO

- El volumen de tratamiento requerido para la penetración de diseño son 120 Bbls (18.2 m³).
- El bombeo del tratamiento se realizó en forma matricial de manera de no superar la presión de fractura de la formación (gradiente estimado de fractura: 0.7 psi/ft – P. boca 1500 psi).
- El tratamiento fue desplazado por la lechada de cemento (20 bolsas ~ 4.8 Vals) la cual fue forzada en los punzados y desplazada con agua hasta alcanzar cierre.

Se bajó tubing con packer con cola, ésta se puso en la parte inferior del punzado. Con packer fijo se forzó el total del tratamiento de WSO a formación en forma matricial, sin superar los 800 psi. Los ensayos previos de admisión realizados con agua indicaron que con 0.7 psi/ft teníamos 1700 psi en boca a 1 bpm y con 0.6 psi/ft teníamos 1000 psi. En el caso del gel, si bien es viscoso, se debe tener en cuenta que no está reticulado y además ejerció una acción de reductor de fricción, esto permitió trabajar con un margen holgado de presión, ya que la admisión y el Tgi lo permitían.

Como la admisión era buena se mezcló y bombeó el cemento, se abrió tijera y se permitió que ocurra el balanceo del cemento en la cola del packer, pues el volumen de lechada lo permitía. Después de balancear se sacó por encima del punzado, se reversó para limpiar la cañería, se fijó nuevamente el packer y se forzó el cemento en lo punzados, logrando un buen cierre.

El pozo fue cerrado durante 6 horas para esperar fragüe de cemento. Posteriormente se rotó el tapón y se procedió a punzar el tope de la capa (1910.5 a 11.5) para luego ensayar.

Puesta en producción (Tabla 1)

Se repunzó 1 metro del tramo superior de la capa con cargas de 32 gras, 4 t/ft

Datos de producción (ensayo post-tratamiento)

	Prod.Bruta (Lts/hora)	Producción Neta (Lts/hora)	
Prod. Pre-tratamiento	7200	100	(1.4%)Petróleo
Prod. Post-tratamiento (1m. Punz.)	200	80	(40.0%)Petróleo
Prod. Post-tratamiento (2m. Punz.)	2300	120	(5.2%)Petróleo

Tabla 1: Evolución de la producción pre y post tratamiento

- Producción de agua: se mantuvo un 68 % inferior a la pre-tratamiento (30 Bbls/hora menos agua).
- Producción de petróleo: no se volvió a recuperar el caudal pre-tratamiento

El ensayo de la capa se realizó en dos etapas, una inicial con un intervalo de punzados de 1 m, teniendo una producción muy baja, solo 200 lts/hora (quizás debido a mucha pérdida de carga producto de la penetración parcial) y la segunda, donde se amplió el intervalo punzado a 2 m. Al comparar la producción previa al tratamiento con el ensayo post tratamiento (2 m punzado), se observa que la producción de agua se redujo en un 68 % (de 7190 a 2280 lt/hs) y la de petróleo mantuvo los mismos caudales a los producidos previo al tratamiento (de 100 a 120 lt/hs).

En cuanto a la evaluación económica, sin tener en cuenta el pequeño volumen de petróleo que se perdió (aún se está evaluando) y solo analizando la disminución del agua de producción a extraer y manipular, asumiendo un costo conservador de 1 U\$S/m³, la disminución fue del 68% (de 7190 a 2280 lt/hs) estos 30 Bbls/hora menos de producción de agua representan, en un año, un ahorro de no menos de U\$S 263000.

Si con un tratamiento cuyo costo fue inferior a U\$S 30.000 (sin contar equipo de W.O), se llega a economizar U\$S 260.000 en un año, se debe reconocer que el tratamiento fue exitoso.

Conclusiones:

- El análisis de la historia de producción del pozo tratado muestra que la acuatización es debida a un mecanismo combinado de conificación y canalización en tiempos tardíos.
- El ensayo post tratamiento demuestra que la barrera generada bloqueó estratos canalizados, obteniendo una reducción de 68 % en la producción de agua. Ectualmente se está evaluando en cuanto estabiliza la producción de petróleo.
- Una rápida estimación económica muestra un ahorro substancial en el costo de manejo de agua (30 Bbls/hora menos, a 1U\$S por Bbl, son > 260.000 U\$S al año).
- El tratamiento de WSO en pozo productor fue diseñado, por ser el primer trabajo, en forma conservadora, la respuesta en producción alienta a seguir utilizando y ajustando estos tratamientos.

Agradecimientos:

A **M. Curadelli** por los trabajos de laboratorio que posibilitaron el ajuste del sistema de WSO a las condiciones de campo.

Al personal del **Laboratorio de D&T Neuquen** que formularon el tratamiento de WSO a emplear

A todo el **personal operativo y técnico de YPF y San Antonio Internacional** que llevaron adelante la aplicación en campo acorde a lo programado.

Referencias:

- 1) SPE 70067 – A Strategy for TTACKING Excess Water Production
R.S. Seright, SPE, New Mexico Petroleum Recovery Research Center
R.H. Lane, SPE, Nothstar Technologies International
R.D. Sydansk, SPE, Sydansk Consulting Services
- 2) SPE 71080 - Design and Execution of a State-of-the-Art Water Shutoff Treatment in a Powder River Basin Tensleep Producer
Leo A. Giangiacomo, Extreme Petroleum Technology, Inc.
- 3) SPE 66558 - More Than 12 Years' Experience With a Successful Conformance-Control Polymer-Gel Technology
R. D. Sydansk, G. P. Southwell, Marathon Oil Co
- 4) SPE 30775 - Water Control Diagnostic Plots K.S. Chan,
Schlumberger Dowell
- 5) Successful Pilot Project of Water Conformance in a Mature Field. Vizcacheras,
Argentina.
C. NORMAN¹, J.DE LUCIA² AND L. STRAPPA³
Tiorco Inc., Englewood, Colorado , U.S.A.
REPSOL YPF, E&P-UEM-Reservorios, España 955, PC 5500 Mendoza, Argentina
REPSOL YPF , E&P-UEM-Reservorios, Jorge Newbery 1350, PC 5613 Malargue,
Argentina
- 6) Desproportionate Permeability Reduction With Pore-Filling Gels
R.S. Seright, SPE, New Mexico Petroleum Recovery Research Center