

## Control de agua en YNF en el Golfo de México, desafíos, técnicas y nuevas tecnologías

*Miguel Ángel Aguilar Rodríguez*  
[miguel.angel.aguilarr@pemex.com](mailto:miguel.angel.aguilarr@pemex.com)

*Guadalupe Luna Camarillo*  
[guadalupe.luna@pemex.com](mailto:guadalupe.luna@pemex.com)

*Marcela Amalia González Vázquez*  
[marcela.amalia.gonzalez@pemex.com](mailto:marcela.amalia.gonzalez@pemex.com)

*Oscar Noé Ruiz Maldonado*  
[oscar.no.e.ruiz@pemex.com](mailto:oscar.no.e.ruiz@pemex.com)  
Pemex

Artículo recibido en junio de 2017 y aceptado en febrero de 2018

### Resumen

En Yacimientos naturalmente fracturados (YNF) con flujo dominado por gravedad, su explotación se vuelve un reto a medida que la columna de aceite se reduce, debido a la conificación potencial y canalización de gas y agua hacia los pozos a través de las fracturas o canales de alta permeabilidad. La optimización de la explotación requiere de pozos con diseños adecuados, como los horizontales, intervalos selectivos, dispositivos de control de flujo (ICD'S), terminaciones no convencionales (Colas), control estricto del gasto de producción, monitoreo de los contactos de agua y gas con sensores en fondo, etc. Aun implementando estas técnicas tarde o temprano llega un punto en que el agua irrumpe en el pozo, originando problemas de pérdida de producción de aceite, manejo de agua en superficie, incrustaciones en aparejos, bajantes y estranguladores, deficiencia en el levantamiento artificial, inestabilidad de los centros de proceso; lo que propicia que la explotación del pozo sea no rentable económicamente y se cierre.

En el presente trabajo se muestran las características y problemáticas de algunos YNF de la Sonda de Campeche, las técnicas de selección de pozos y definición del tipo de tratamiento, las tecnologías aplicadas, las innovaciones tecnológicas propuestas, las metodologías desarrolladas y las lecciones aprendidas. Se realizaron 11 tratamientos de control de agua con **cemento microfino**, se probó la tecnología del polímero C denominado de esta manera para evitar publicidad y por confidencialidad., se desarrolló la técnica de colocación encapsulando el sistema con baches de diesel y activación con agua de mar, todo esto en el periodo 2013 y 2014 en distintos campos (A, CH, y KZ). Desde esa fecha al periodo actual, se ha dado un seguimiento estricto de los pozos para evaluar el desempeño, la efectividad y rentabilidad de este tipo de intervenciones.

Actualmente se están realizando pruebas de laboratorio de la tecnología en desarrollo que denominaremos **G** para su aplicación en campo de la que también se hace mención.

**Palabras clave:** Control de agua, yacimientos naturalmente fracturados, Golfo de México, cemento microfino.

## Water control in YNF in the Gulf of Mexico, challenges, techniques and new technologies

### Abstract

In mature naturally fractured reservoirs, the exploitation becomes a challenge due to oil rim thickness reduction. This situation has the potential to provoke gas/water coning and channeling near to producer wells due the presence of fractures and/or high permeability channels. The optimization of fields operations requires wells with appropriate designs, such as horizontal wells, selective producer intervals, flow control devices (e.g. ICD'S), unconventional completions (e.g. "Cantarell Tie"), and surveillance of water and gas levels with bottom hole pressure gauges. However, even if these techniques are well implemented, there is a point in which water breaks into the well, causing problems such as loss of oil production, surface water management, scales in tubing-flow line-choke, loss of efficiency in artificial lift system, instability in surface facilities; as a result of this situation, the exploitation of an oil field becomes unreliable in terms of economics.

The article shows the characteristics and problems caused by water production of some oil fields in the Gulf of Mexico, well selection techniques and definition of the type of treatment for water control, the applied technologies, the technological innovations proposed, the methodologies developed, and the learned lessons. Eleven water control treatments were carried out with micro cement and polymer with "C" technology; this technique, consists in encapsulating the system with a diesel spacer and nitrogen, after activation is done by pumping seawater. This technique was performed back in 2013 and 2014; the fields under study were (A, CH y KZ). Since then, wells had a strict follow-up to evaluate the performance of the treatment, the effectiveness and profitability of this type of intervention.

Currently, laboratory tests are underway on the technology under development that we will call "G" for its application in the field, which is also mentioned in the article.

**Keywords:** Water control, naturally fractured deposits, Gulf of Mexico, microfine cement.

### Introducción

En la actualidad los yacimientos en estudio producen en promedio un barril de agua por cada barril de aceite extraído; a nivel mundial la estadística indica tres barriles de agua por cada barril de aceite producido. Esto tiene un impacto económico originando gastos para hacer frente a los problemas que provoca el agua producida; sea mediante una explotación de hidrocarburos optimizada o tecnologías innovadoras para controlar el agua de formación indeseada, estas acciones ayudan a una reducción de costos, minimizan el impacto al medio ambiente y proporcionan un incremento de la producción de aceite.

Si bien la reducción de la producción de agua tiene un beneficio económico importante, lo que realmente proporciona un beneficio es el incremento de la producción de aceite. Entonces para tener gastos de explotación adecuados y eficientes que eviten problemas

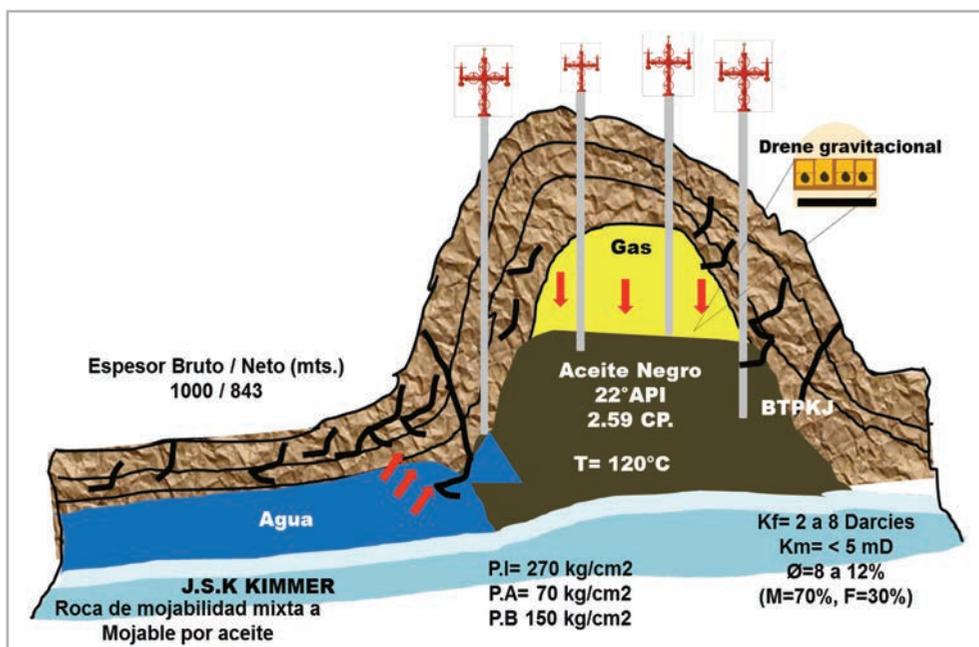
de producción temprana de agua indeseada, es necesario estrangular o cerrar pozos; sin embargo, hacer esto origina una disminución de la producción de aceite y por consecuencia una pérdida económica. Por tal motivo, una de las formas económicas para mejorar la eficiencia de la producción más rápida y menos costosa son los métodos de control de agua; sin embargo, existe la creencia que son costosos y que tienen una tasa baja de éxito por intervención.

En el trabajo presente se abordarán los tipos de problemas identificados que dan origen al exceso de producción de agua en campos y pozos, los campos en los que han sido aplicados tratamientos de control de agua y sus características, detallando como influyen las propiedades petrofísicas en la selección y resultado de las intervenciones. Por último, se mencionarán las innovaciones que se han estado desarrollando para hacer más eficientes las intervenciones con el objetivo de reducir tiempos y costos.

## Características y problemática de los campos en estudio

El primer campo en análisis que a partir de ahora se denominará "A", **Figura 1**, tiene un área de 122 km<sup>2</sup>, produce aceite de 19 a 22°API con una viscosidad de 2.59 cp, es considerado un campo maduro, desarrollado y cuenta con un estricto control de las condiciones dinámicas mediante el monitoreo con sensores de fondo instalados en diversos pozos. Actualmente tiene formado

un casquete de gas, un acuífero que empuja de abajo hacia arriba, presenta una ventana explotable reducida que da origen a un declive natural en la producción, esta declinación es consecuencia de los altos gastos de explotación iniciales, avance de los contactos y el cierre de pozos por alto corte de agua o alto gasto de gas de formación. Esto se da por la reducción de la columna de aceite, combinado con el alto fracturamiento y las caídas de presión en los disparos, ocasionando problemas de conificación y canalización de agua y/o gas.



**Figura 1.** Representación gráfica del campo A.

Ante esta problemática desde hace algunos años se han efectuado tratamientos de C.A seleccionando métodos químicos en su mayoría; el objetivo es cerrar el paso al agua obturando sus canales preferenciales, produciendo posteriormente por la permeabilidad de la matriz (microfracturas, vugulos), fracturas situadas en la ventana de aceite y como mecanismo de empuje la segregación gravitacional principalmente; dependiendo el caso es necesario redisparar o realizar cambio de intervalo productor y en ocasiones estimular. En el periodo 2013-2014 se realizaron cinco tratamientos de control de agua en el yacimiento antes mencionado, de los cuales solo uno resultó no exitoso.

### Ejemplo caso histórico 1

Se seleccionó el pozo 418 formación BKS, bloque SW, debido a que durante su vida productiva siempre presentó problemática de alto corte de agua, al analizar los atributos sísmicos se pudo observar que el fracturamiento no es de una intensidad extremadamente alta lo que lo hizo buen candidato, además en su momento se encontraba en ventana de aceite, estaba cerrado con 100% de agua y contaba con la posibilidad de realizar un cambio de intervalo hacia la parte superior del intervalo invadido. Esto último es muy importante, estadísticamente en la mayoría de los tratamientos se ha tenido la necesidad de redisparar o realizar cambio de intervalo productor.



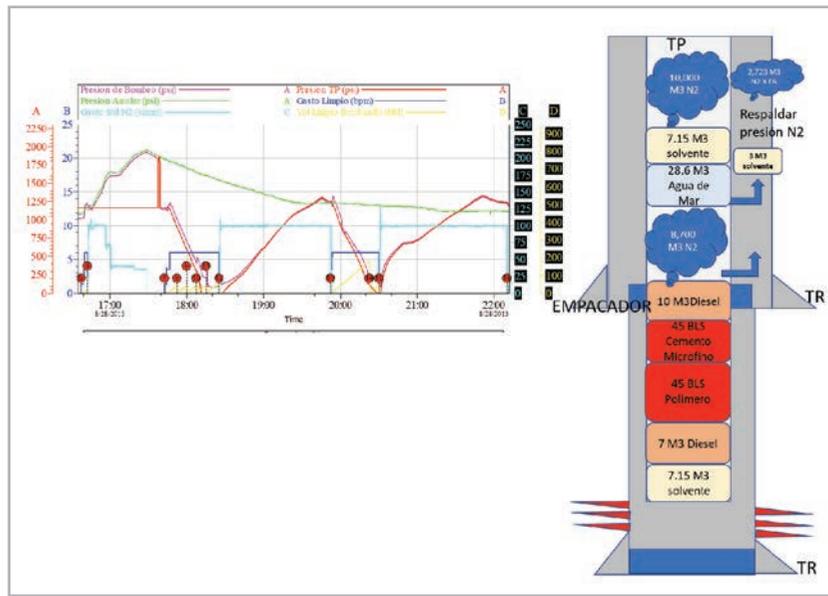


Figura 3. Gráfica y técnica de colocación del tratamiento.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos del tratamiento de control de agua descrito anteriormente en el campo denominado A, pozo 418.

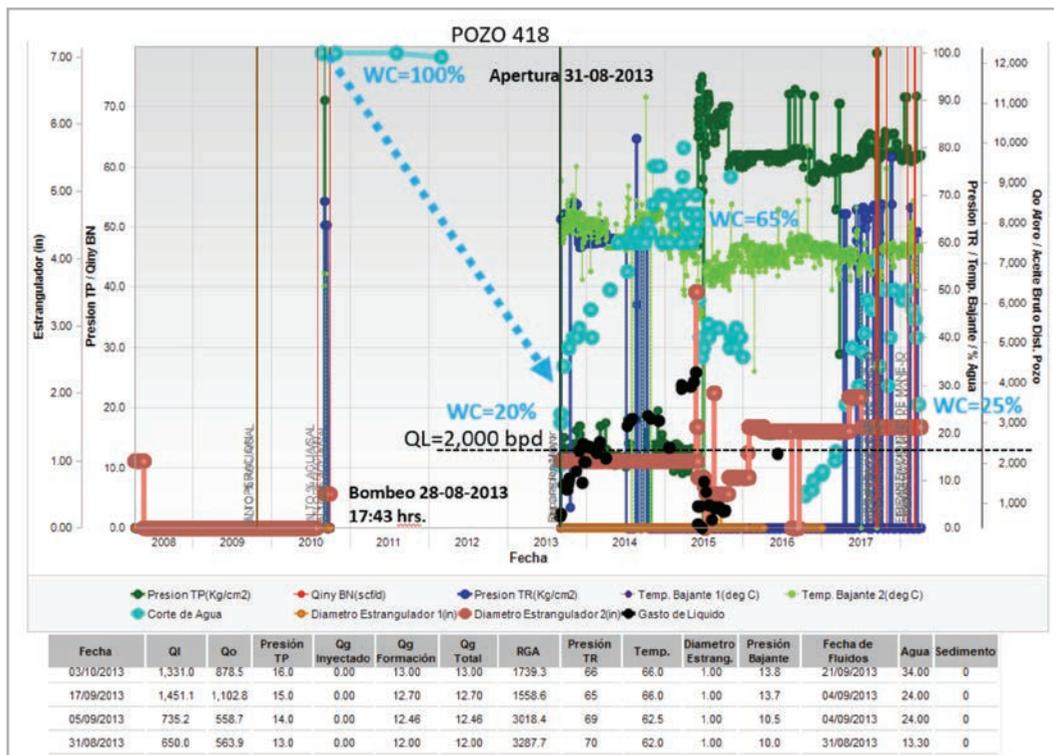
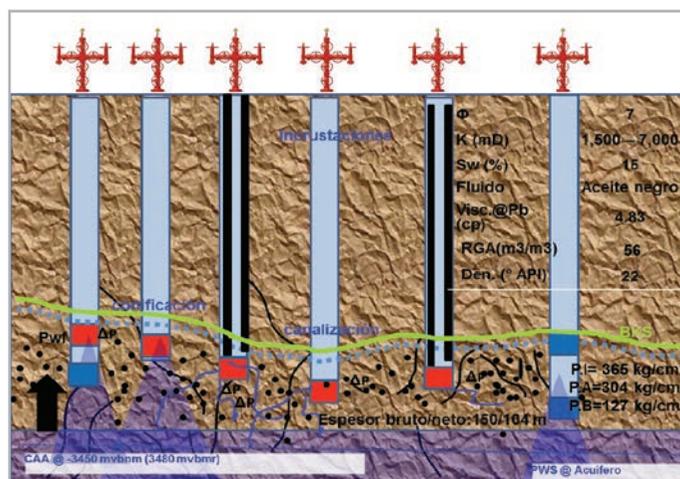


Figura 4. Resultados del pozo 418.

Se considera un tratamiento muy exitoso debido a que dio resultado con puro bombeo, sólo se esperaron 48 horas de fraguado y posteriormente se abrió el pozo a producción sin necesidad de realizar otra intervención adicional como disparo o estimulación. La efectividad del tratamiento es observable durante los primeros dos años, posteriormente, existen otros fenómenos en el pozo como el incremento del gas de formación y movimientos del estrangulador que influyen en el comportamiento del corte de agua; el pozo continúa operando a la fecha con 26% de corte de agua, presenta más de cuatro años de operación posterior al tratamiento realizado en el año 2013.

El segundo campo en análisis es el CH, **Figura 5**, tiene un área de 16 km<sup>2</sup> aproximadamente y lleva explotándose alrededor de 25 años; es un yacimiento bajo saturado, ya que su presión inicial es mayor que la  $P_b$ . El aceite que se encontró en este campo es de 22°API se ha clasificado como aceite negro. Su mecanismo principal de empuje es hidráulico; los pozos operando presentan cortes de agua en promedio de 60% derivado de la cercanía del CAA estimado que oscila entre 3450 mvbnm – (3480mvbnmr); el nivel medio promedio de los intervalos productores se encuentran en 3,405 mv, a una distancia de aproximadamente 75 mv respecto al CAA.



**Figura 5.** Representación gráfica del campo CH.

Los pozos se han ubicado estratégicamente en la cima del BKS muy cerca de lo que se conoce como brecha híbrida, esto limita las intervenciones de cambios de intervalo hacia la parte superior. El mecanismo de invasión de agua en los pozos fue ocasionado por producirlos a altos gastos entre 2,000 bpd y 8,000 bpd; la cual originó una caída de presión alta en los disparos, que combinado con el fracturamiento ocasionó problemas de conificación y canalización de agua. El único método de control de agua que se puede realizar en este campo es la aplicación de cementos de baja densidad o geles de fraguado inmediato; sin embargo, el realizarlo es muy complejo, ya que sólo deben tapar los canales preferenciales al agua, para posteriormente producir por el mismo intervalo tratado, considerando redisparos y/o una estimulación selectiva a gasto controlado. La intervención se vuelve de alto riesgo

si la configuración mecánica del pozo es cola Cantarell con agujero descubierto en brecha, (BKS).

### Ejemplo caso histórico 2

Pozo 2194 formación **BKS**, se encuentra ubicado en la parte alta de la estructura alejado del CAA estimado; fue seleccionado por presentar alto corte de agua 100% y encontrarse cerrado por este concepto. El mecanismo de invasión identificado fue la canalización por canales de alta permeabilidad (fracturas), las cuales son observables en la sísmica con una intensidad de fracturamiento alta que va desde la parte inferior del pozo conectándose probablemente con el CAA hacia la parte superior del intervalo productor.

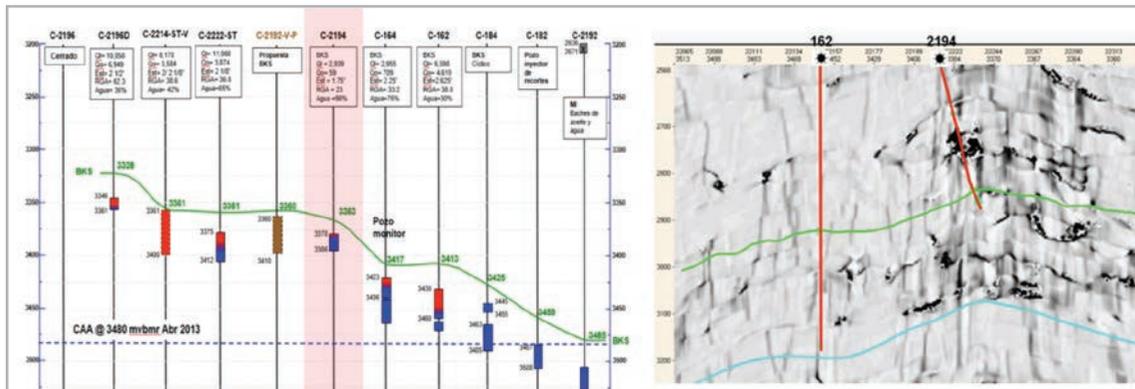


Figura 6. Ubicación y alto fracturamiento, pozo 2194.

La producción de agua en este pozo también se veía favorecida por el tipo de terminación mecánica, tubería de producción con **3 m de tubería ranurada en 65 m de agujero descubierto**. Este tipo de configuración mecánica en nuestra experiencia es la más complicada para lograr el sello en un tratamiento de control de agua, además del fracturamiento intenso mostrado en la sísmica. Por lo cual, el diseño contempló la realización de dos tratamientos de control de agua, la primera cédula contemplaría utilizar el método químico, (**cemento microfino**) el cual sería bombeado en directo contra la formación, tapando los canales invadidos por agua de formación y provocando que las ranuras de la TP fueran obturadas; además se

consideró bombear un polímero (**W**) que se absorbe sobre la superficie de la roca reduciendo la permeabilidad efectiva al agua en más del 90% con poco o ningún daño a la permeabilidad efectiva al aceite.

Dicho polímero crea resistencia que retiene el agua mientras permite que el aceite y el gas pasen libremente, este sistema permitiría que además del daño que le sería provocado al pozo sellando los canales de agua y las ranuras de la tubería de producción a 3841-3850 md con el **cemento microfino**, el polímero **W** facilita el proceso de segregación de aceite hacia el nuevo intervalo que sería disparado a 3837-3844 md.

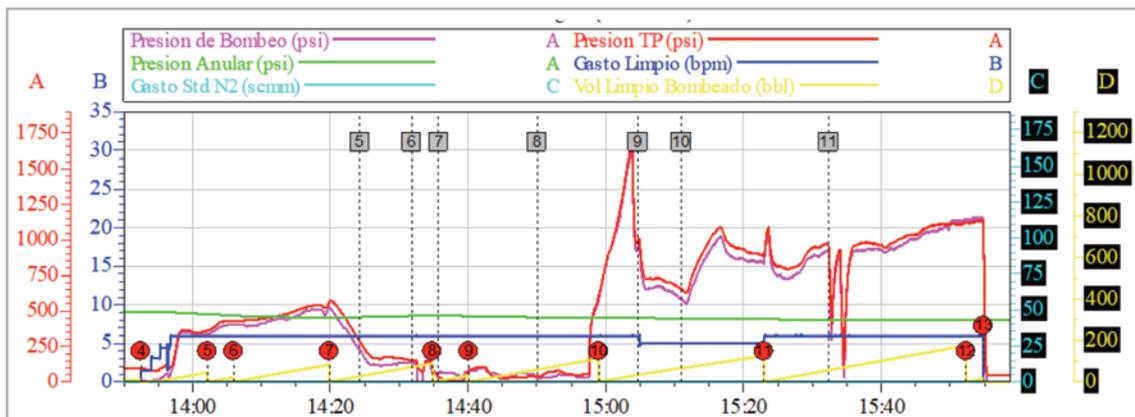


Figura 7. Primera cédula de bombeo, pozo 2194.

Desde un inicio el diseño contempló la realización de un cambio de intervalo productor efectuado a 3837-3844 md por arriba del tramo ranurado, modificando a conveniencia el área de flujo en fondo y la caída de presión en fondo para que fuese menor que la provocada por las ranuras. Una vez realizado el disparo, se evaluaría la producción, si el corte de agua continuaba alto se bombearía la siguiente cédula de bombeo, pero en esta ocasión diseñada para que el pozo fluyera sin la necesidad de realizar otro disparo desplazando el segundo tratamiento con N<sub>2</sub> y agua de mar.

Dado el objetivo de la primera cédula (obtener por completo), se tuvo la necesidad de ir a limpiar el agujero para poder efectuar el disparo, para rebajar el cemento se utilizó TF de 1 1/2" con molino plano de 2 1/2" y motor de fondo de 2 1/8"; la limpieza se llevó alrededor de seis días y en el día siete se efectuó el cambio de intervalo a 3837-3844 md.

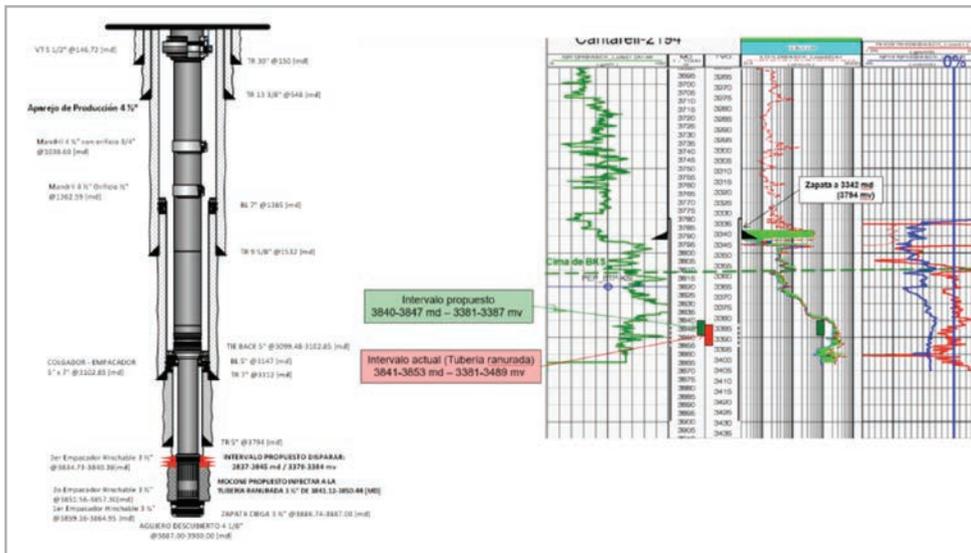


Figura 8. Estado mecánico y registro geofísico, pozo 2194.

Dados los resultados del primer tratamiento, 20% de aceite y 80% de agua, se llevó a cabo el segundo tratamiento de control de agua al nuevo intervalo disparado 3837-3844 md, se utilizó **cemento microfino** mencionado anteriormente (90 bls) como se muestra en la segunda cédula de bombeo:

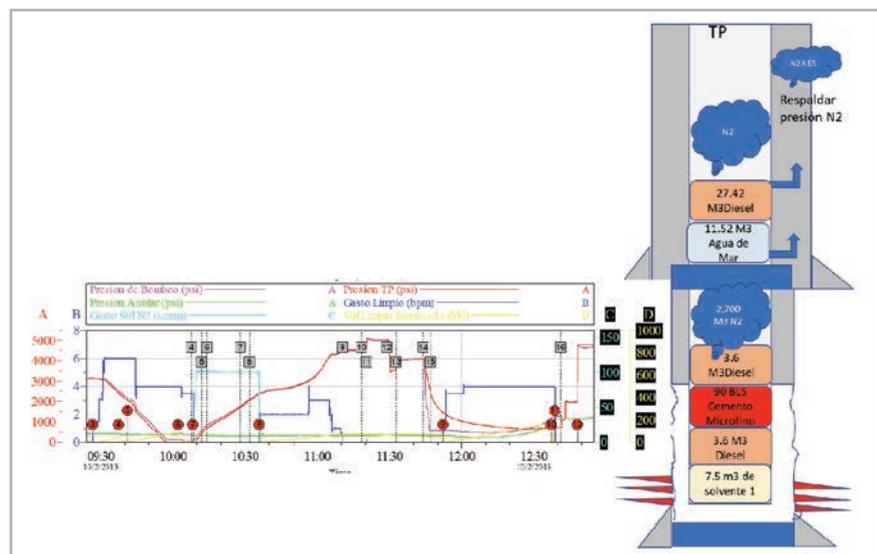


Figura 9. Gráfica y técnica de colocación, pozo 2194.

La técnica de colocación consistió en utilizar el encapsulado del sistema mediante baches de solvente y diesel, además de utilizar agua de mar para acelerar el fraguado cerca de la vecindad del pozo y evitar el retorno dentro del aparejo de producción.

A pesar de que esta cédula fue diseñada para resultar con puro bombeo desplazando el tratamiento con nitrógeno y agua de mar, se dejó una cima de cemento dentro del agujero, por lo que se tuvo la necesidad de limpiar para incorporar el pozo a producción. Sin embargo, para optimizar el tiempo de limpieza se utilizó TF 1 1/2" y la herramienta tipo JET de 1 11/16", bombeando gel lineal espumado nitrogenado para hacerla más eficiente. La PI fue reconocida a 3075 m y se limpió el agujero hasta 3832 m donde se encontró resistencia, se levantó TF a superficie observando herramienta tipo JET incompleta dejando pez en el pozo 0.20m de optimizador hidráulico, por tal motivo, armó pescante de 2 1/4" con campana de 2 1/4" y cuñas de

1 3/4" recuperando pez con éxito. Finalmente metió TF de 1 1/2" con trompo difusor de 1 3/4" a 3842 m, bombeando un bache de ácido 6.2 bls HCL al 15% a un Q=0.7 bpm, se realizó prueba de admisión con agua de mar y finalmente se indujo con TF mas trompo difusor con N<sub>2</sub> dando como resultado 93% de aceite y 7% de agua.

De acuerdo con lo descrito anteriormente, se debe tener mucho cuidado al seleccionar un pozo con estas características, alta intensidad de fracturamiento, terminación en agujero descubierto y tubería de producción con terminación en punta ranurada; sería un candidato muy riesgoso incluso cuando ya se tiene experiencia en las reparaciones de control de agua. Sin embargo, en este caso, a pesar de que la operación se llevó 60 días en total, considerando las limpiezas del aparejo, los tiempos de fraguado, el pez que se recuperó, resultado ser exitoso tal y como se ilustra en la **Figura 10**.

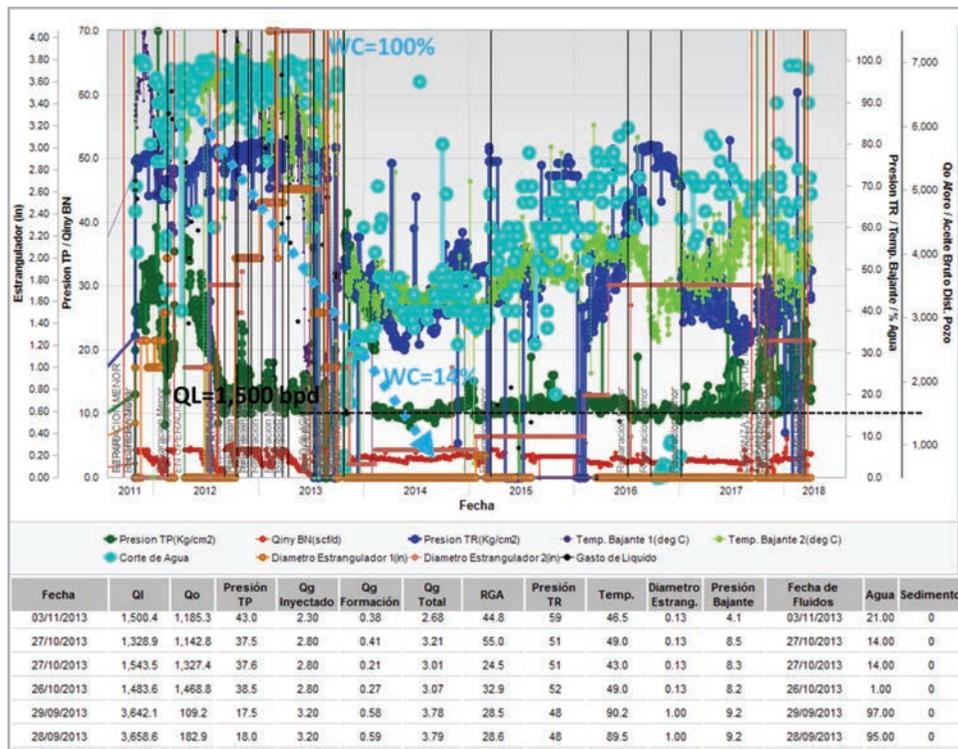
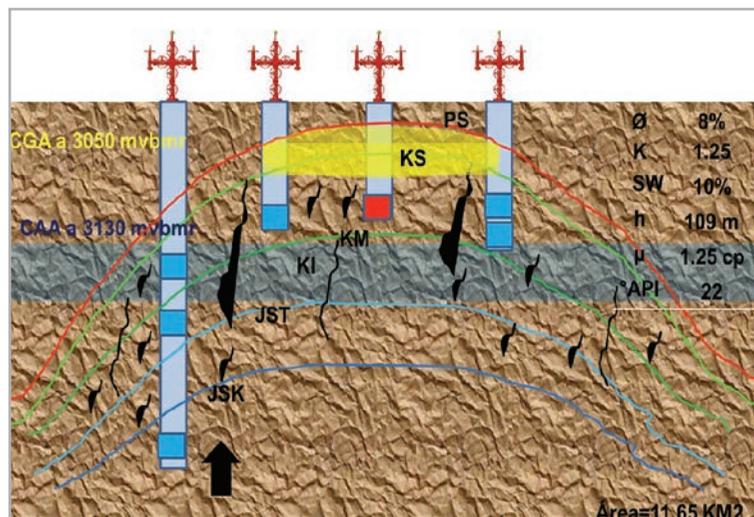


Figura 10. Resultados, pozo 2194.

Como se puede observar en la imagen se tuvo una reducción en el corte de agua del 90%, del 100% que se tenía a 14%, con una producción de aceite medida por aforo de 1,468 bpd y mas de cuatro años de eficiencia del tratamiento; a la fecha el pozo continúa operando con un corte de agua del 68%.

El campo KZ, **Figura 11**, es productor en BKS de un aceite con una densidad de 22°API y una viscosidad de 1.25 Cp, cuenta con ocho pozos perforados, donde siete se han cerrado por invasión del agua de formación; actualmente opera un pozo con 9% de corte de agua. Es considerado un anticlinal alargado, delimitado por un CAA a 3130 mvbmr en la parte inferior y un CGA parte superior a 3050 mvbmr; en análisis sísmicos efectuados se observa que la intensidad

de fracturamiento puede llegar a ser de media a alta, con comunicación vertical en algunos casos. Se generó un modelo de doble porosidad considerando presencia de agua, aceite y gas, para simular un sector del yacimiento, con la finalidad de observar el efecto de la irrupción de agua causada por la extracción; en un escenario se ubicó un pozo a 55mV del CAA produciendo a un gasto de 12000 bpd por tres meses; se observó que el %WC aumenta y el gasto de aceite disminuye; en un segundo escenario, misma ubicación a un gasto de 8000 bpd por tres meses, se observó que el %WC incrementa a un menor ritmo y el gasto de aceite disminuye en menor proporción. Existen estudios geológicos y de agua de formación que confirman la comunicación con un yacimiento vecino compartiendo el mismo acuífero.



**Figura 11.** Representación gráfica del campo KZ.

Los pozos se ubicaron en la cima de la estructura, muy cerca de la cima de la BKS, el mecanismo de invasión de agua en los pozos fue ocasionado por producir los pozos a altos gastos entre 4,000 bpd y 12,000 bpd; esto originó una caída de presión alta en los disparos, que combinado con el alto fracturamiento y la comunicación vertical provocó la canalización del agua; la extracción generó que el CAA se moviera hacia la parte superior invadiendo en algunos casos la zona disparada.

### Ejemplo caso histórico 3

El pozo 1277 uno de los más complejos hasta el momento de los realizados, se terminó en la Brecha-KS con cola

extendida tipo Cantarell y agujero descubierto, alcanzó una NP de 1.436 MMbbls, posteriormente, se cerró por invadirse 100 % de agua; con el fin de incorporarlo a producción se realizó un control de agua al intervalo 3120-3130 md y cambio de intervalo a 3109-3114 md, 3070-3075 mv en la misma formación, limitados por el CGA a 3055 mv.

Se encuentra ubicado en la parte alta de la estructura alejado del CAA estimado; fue seleccionado por presentar alto corte de agua 100% y encontrarse cerrado por este concepto. El mecanismo de invasión identificado en este caso es la combinación de tres factores, terminación en **186 m de agujero descubierto y tubería de producción colgada con punta abierta**, al estar todo el intervalo del pozo expuesto en agujero descubierto el aporte de fluidos

es mayor, sin embargo, favorecemos la producción de agua. Esto combinado con los altos **gastos de producción** iniciales del pozo hasta 7,600 bpd de líquido, originaron una alta caída de presión en fondo que provocó la conificación y

canalización del agua en un periodo de 6 meses favorecido por el **alto fracturamiento** observado en la sección sísmica característica de este tipo de formación productora.

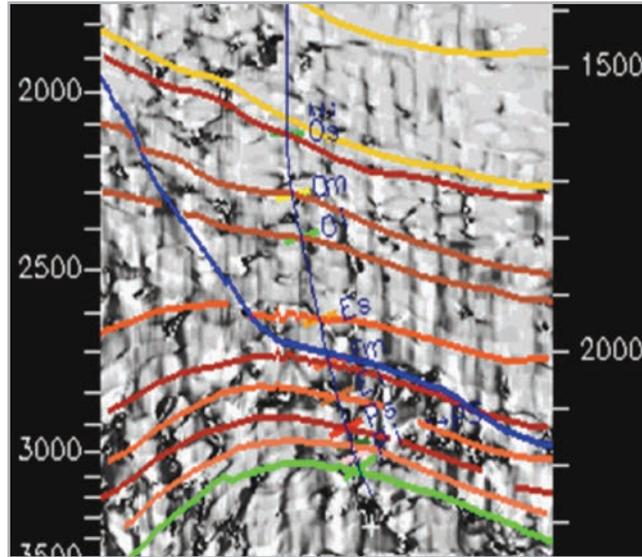


Figura 12. Sección sísmica, pozo 1277.

Se ha observado que en este tipo de terminación mecánica, por la formación productora y la problemática del pozo antes mencionada, un cierre prolongado favorece la segregación de fases y permite la disminución del corte de agua si se mete a operar el pozo posteriormente a gasto controlado,

sin embargo, esto repercute en tener que cerrar el pozo por mucho tiempo, el tiempo que debe estar cerrado el pozo para que actúen estos efectos depende de la permeabilidad de fractura de cada formación como se ilustra en la **Figura 13** a manera de ejemplo:

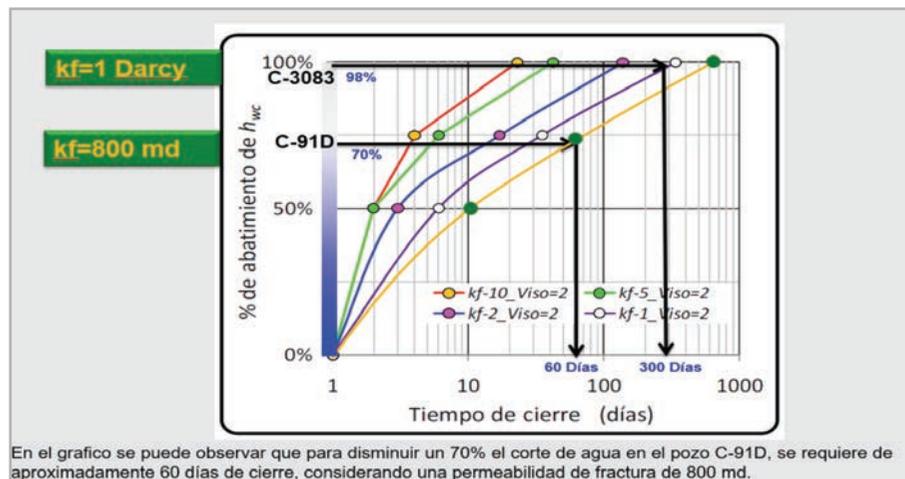


Figura 13. Correlación permeabilidad de fractura vs tiempo de cierre.

El diseño del control de agua contempló utilizar el método químico (**cemento microfino**) el cual sería bombeado en directo contra la formación utilizando el mayor volumen posible (90 bls) que es la capacidad del barco, de esta manera, asegurar el sellado de las fracturas por las cuales se desplaza el agua de formación en las vecindades del pozo. La técnica de colocación elegida fue el bombeo en directo

con desplazamiento con nitrógeno tratando de evitar un sobredesplazamiento dejando cima, para garantizar el sello de la punta de la tubería de producción y de las fracturas antes mencionadas; por tal motivo, desde un inicio fue considerado realizar un cambio de intervalo productor, limpieza de la tubería de la producción y estimulación del nuevo intervalo disparado.

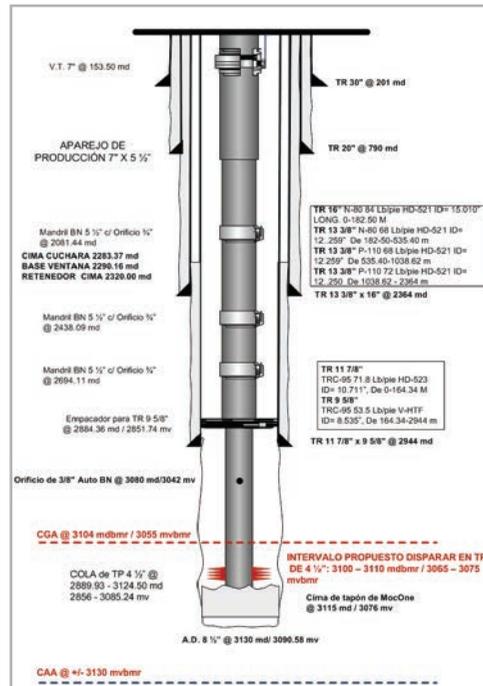


Figura 14. Estado mecánico pozo 1277.

**Resumen de la actividad:**

- Con TF de 1 3/4" y Jet Blaster con nozzle de 2 1/8" limpio pozo y accesorios.
- Bombeó cedula con la técnica antes descrita.
- Bombeó cemento microfino en directo.
- Esperó 48 horas de fraguado.
- Reconoció cima (3075 md) y limpio con Tf 1 3/4" y Jet blaster de 1 11/16" con bombeo de espuma nitrogenada cinco días.
- Con ULA realizó registro de correlación RG-CCL y con pistolas de 2-1/2" disparó el intervalo propuesto 3171 – 3066 md.
- Con unidad de bombeo realizo estimulación en directo 50 bls de HCL al 15% nitrogenado a un QL=0.7bpd y QN2= 20 M3/min.
- Entregó el pozo a personal de Producción.

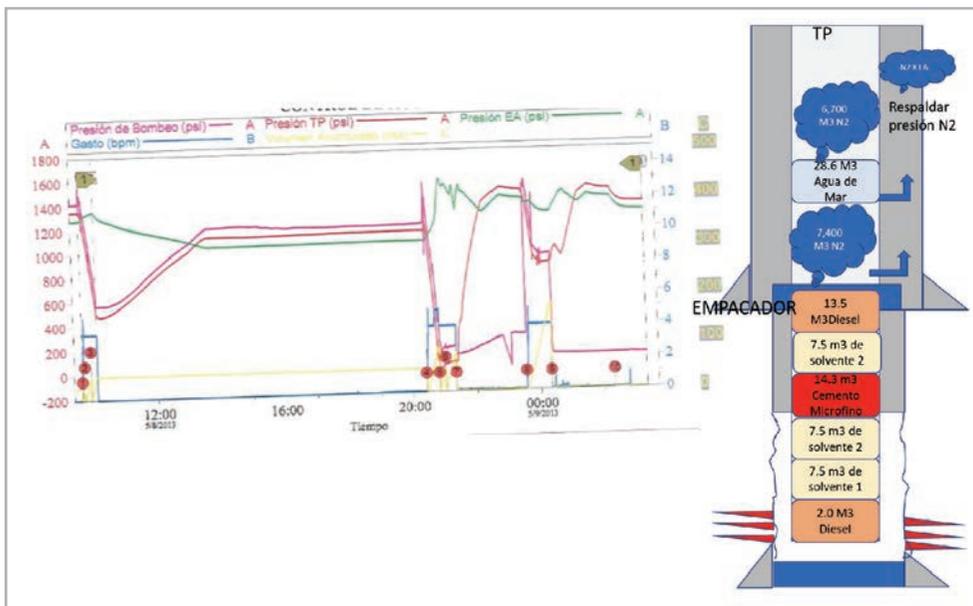


Figura 15. Gráfica y técnica del tratamiento pozo 1277.

Resultados:

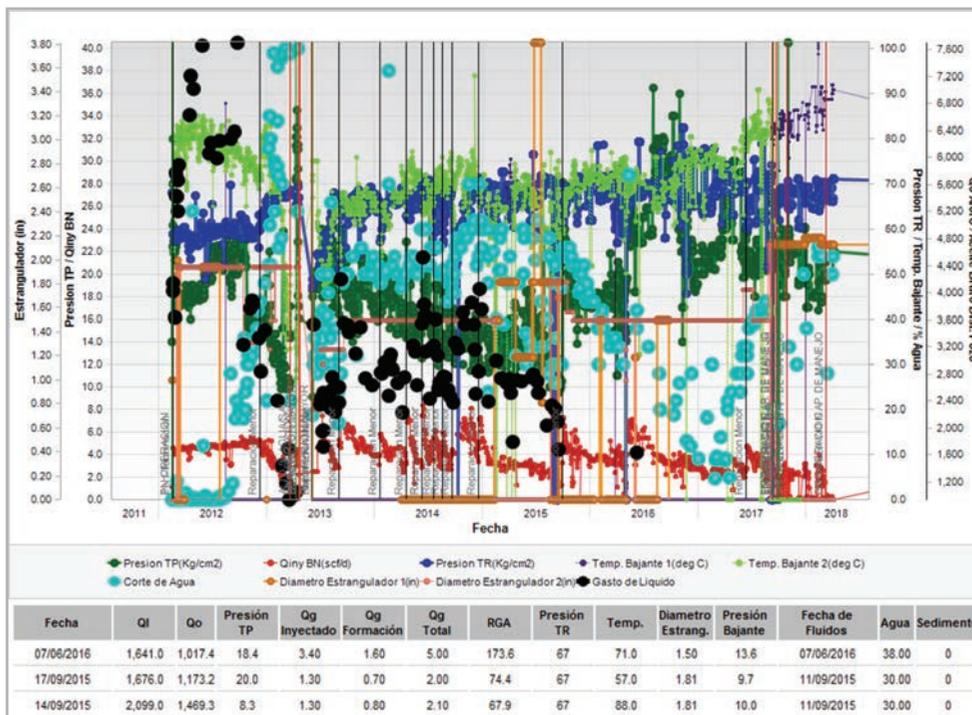


Figura 16. Resultados pozo 1277.

Como se puede observar en la imagen, se tuvo una reducción en el corte de agua del 70%, del 100% que se tenía, a 30%, con una producción de aceite medida por aforo de 1,469 bpd y más de cuatro años de eficiencia del tratamiento; a la fecha el pozo continúa operando con un corte de agua del 30%, es el único pozo del campo que a la fecha continúa operando, todos los demás están cerrados por alto corte de agua.

## Clasificación de los mecanismos de invasión de agua identificados

Los mecanismos de invasión de agua son particulares de cada pozo; un campo puede tener diferentes tipos y un pozo puede presentar una combinación de los mismos; sin embargo, con los análisis realizados, la ejecución de las intervenciones de C.A y las lecciones aprendidas de cada una de ellas, se han identificado cinco mecanismos principales de invasión de agua en los yacimientos naturalmente fracturados de la Sonda de Campeche, que son: canalización, conificación, flujo de agua detrás de la TR, avance del contacto agua/aceite y ruptura TR O TP.

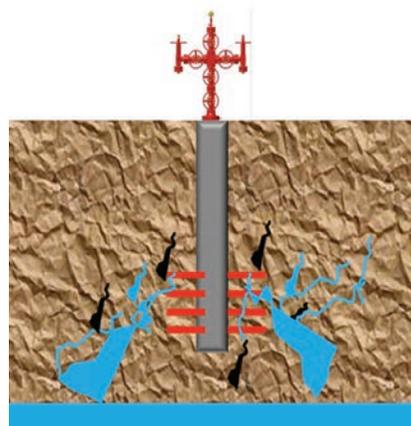
El mecanismo de invasión conocido como conificación, **Figura 17**, es muy común en estos campos; se origina al producir los pozos a gastos altos y por los cambios que existen en los contactos agua/aceite o gas/aceite, provocando grandes caídas de presión en la zona de los disparos; tiene lugar en pozos verticales o levemente desviados, es afectado fuertemente por los fluidos involucrados y la relación entre la permeabilidad horizontal y vertical. El avance general de los contactos es prácticamente horizontal debido a la alta permeabilidad del sistema fracturado, por lo que la conificación de agua es un problema local de la vecindad del pozo que se puede resolver optimizando la operación.



**Figura 17.** Conificación.

Dentro de los métodos conocidos para contrarrestar esta problemática, se encuentran los siguientes: pozos cíclicamente, realizar más pozos horizontales, contar con una excelente infraestructura de manejo de agua en superficie y producir los pozos al gasto crítico.

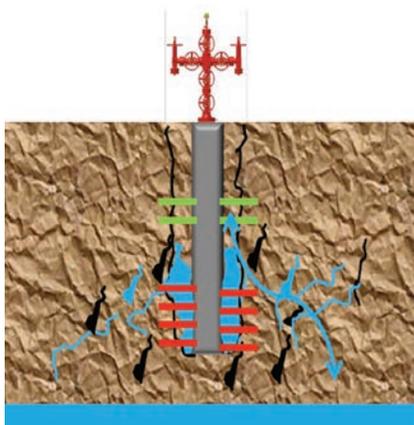
Se ha observado que este mecanismo puede combinarse y favorecer la canalización, **Figura 18**, por fracturas naturales, dichas fracturas sirven de vía para que el agua se mueva de forma rápida y abrupta por este medio altamente conductivo. Otras causas conocidas que originan la canalización son: las fracturas hidráulicas, las fallas conductivas, una ruptura en la TR o TP, una mala cementación primaria, zapata lavada, fuga en un tapón mecánico mal colocado y los canales generados por una estimulación ácida agresiva principalmente en carbonatos. Dentro de las soluciones que existen para sellar estas anomalías se pueden enlistar: bombeo de geles, polímeros, (crosslinker) y cemento microfino base diésel.



**Figura 18.** Canalización.

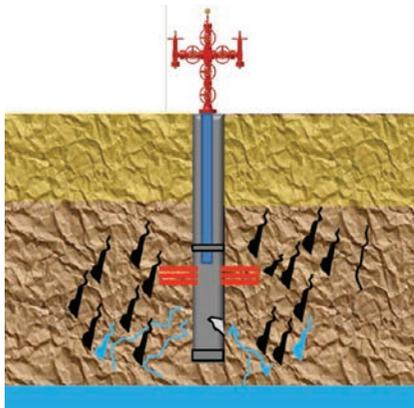
En los campos antes mencionados, se ha realizado la inyección de cemento microfino y la inyección de geles, debido a que la canalización es la problemática que se presenta de manera más recurrente; sin embargo, estos fluidos utilizados requieren de largos periodos de fraguado y altos volúmenes de flujo hacia la formación, lo que repercute en intervenciones costosas por la renta de los equipos utilizados; en algunas ocasiones la intervención suele alargarse por la necesidad de realizar viajes de molienda para acondicionar el pozo; los cementos pueden llegar a dañar la formación productora y afectar en gran medida la producción de aceite. Los geles en cambio por sus propiedades se bombean más fácilmente dentro de la formación, la limpieza es más fácil y rápida de realizar; por consecuencia se genera un costo menor.

En lo que respecta a una canalización provocada por mala cementación primaria o producir los pozos en agujero descubierto, **Figura 19**, se recomienda no utilizar un aislamiento mecánico ya que es inútil, el agua continuaría avanzando, por lo que es necesario bombear cemento o gel a través de los disparos hacia la formación o realizar una cementación forzada.



**Figura 19.** Flujo de agua detrás de TR.

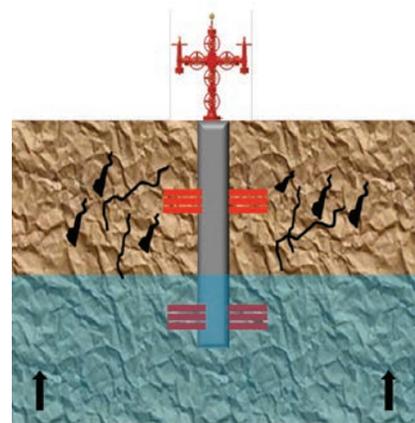
Las tuberías son sometidas a esfuerzos y componentes no hidrocarburos que están disueltos en el aceite y debilitan los materiales, principalmente gas sulfhídrico ( $H_2S$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), y nitrógeno ( $N_2$ ), que en presencia de agua producen ácidos pudiendo crear orificios. De la misma manera estimulaciones recurrentes pueden ocasionar incluso problemas más serios como el corte de la tubería, los golpes que tienen lugar durante la colocación y deficiencias durante la fabricación de la tubería pueden dar origen a esta problemática, ver la **Figura 20**.



**Figura 20.** Ruptura del casing o Tp.

Dentro de las soluciones existentes se tienen las siguientes: bombear geles y cementos, colocar tapones mecánicos, aislar entre empacadores, utilizar tapones inflables y un bache pequeño de cemento posteriormente para garantizar la hermeticidad. Sin embargo, se requiere conocer el punto exacto de la fuga para poder seleccionar el método de control más adecuado y rentable.

Un mecanismo común en estos yacimientos es la invasión parcial o total por un contacto de agua que empuja de la parte inferior hacia la parte superior, **Figura 21**, su avance global es prácticamente horizontal debido a la alta permeabilidad del sistema fracturado y avanza lentamente; si la permeabilidad vertical fuera muy alta, el avance sería mayor. La solución para esta problemática es el abandono de los disparos invadidos desde el fondo y disparar un nuevo intervalo en la parte superior; se puede utilizar un tapón mecánico o tapón de cemento; es recomendable correlacionar los pozos vecinos y observar como incrementa el %WC en el área vs tiempo, la utilización de sensores de fondo o tomas de información adicional permitirá una mayor certeza en la profundidad estimada del CAA.



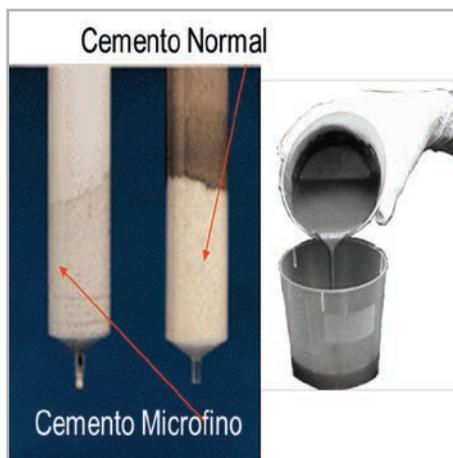
**Figura 21.** Avance del C.A.

## Tratamientos realizados y resultados obtenidos

En el periodo que comprende 2010 y 2011 se realizaron alrededor de 13 tratamientos de control de agua, en su mayoría utilizando métodos químicos de C.A, la tasa de éxito fue muy baja 68% pero el conocimiento logrado fue muy beneficioso, ya que **en el periodo 2013-2014** se realizó una nueva campaña ejecutando **11 tratamientos** logrando incrementar la **tasa de éxito hasta 80%**, (ver **Gráfico 1**); en

su totalidad se utilizó un cemento microfino, ver **Figura 22**, el cual es un sistema tipo lechada compuesta de cemento ultra fino y un hidrocarburo (diesel), es capaz de penetrar en áreas en el pozo que no son accesibles para los cementos normales y solamente fragua cuando se contacta agua

móvil, tiene una gelificación retardada, usualmente penetra en fracturas antes de fraguar. Sin embargo, si encuentra agua dentro del aparejo o en el espacio anular también puede fraguar y ocasionar problemas serios.



**Figura 22.** Cemento microfino.

Por tal motivo se diseñó una metodología, **Tabla 1**, que permitió seleccionar los pozos más adecuados, un flujo de trabajo para la definición del tratamiento óptimo, **Figura 26**, y un procedimiento de ejecución para evitar desviaciones

durante la intervención; se utilizó una técnica de colocación alternando baches de diésel, solvente, el sistema con cemento microfino y baches de agua de mar para acelerar el fraguado en la zona deseada dentro de la formación.

**Tabla 1.** Metodología de selección de pozos.

<b>Metodología de selección de pozos para C.A</b>
Verificación del manejo del agua y deshidratación del C.P.
Verificación de condiciones mecánicas superficiales del pozo, (última PDH)
Mapa de localización
Sección diagramática
Estado mecánico
Sección geológica estructural
Columna geológica
Registros geofísicos
Procesado de registros geofísicos y petrofísica
Análisis sísmico
Análisis de parámetros de operación, (Qg, Qgf, Qo, Qw, estrang, % agua.)
Análisis dinámico
Estimación de cuota de producción, (Declinación de pozo, análisis nodal)
Evaluación de riesgo de yacimiento, riesgo mecánico y riesgo económico
Evaluación económica

De 11 tratamientos realizados, nueve fueron exitosos, **Gráfico 1**, todos los pozos se cerraron con más del 95%WC en promedio, el corte de agua tuvo una reducción hasta llegar a valores menores al 30% en promedio; el éxito volumétrico puntual total fue de 7,065 bpd de aceite, actualmente ocho

pozos continúan operando con un periodo de vida del tratamiento de 3.5 años, **Gráfico 2**, una producción actual global de 7,200 bpd, acumulando 7.2 MMbbls de aceite neto a la fecha actual, **Gráfico 3**.

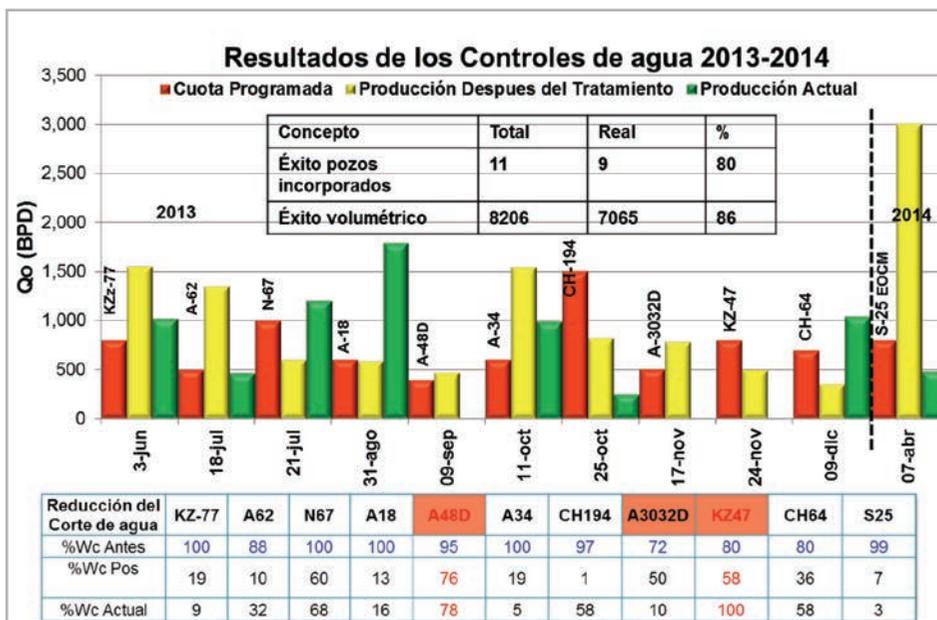


Gráfico 1. Resultado de los tratamientos de control de agua.



Gráfico 2. Tiempo de vida efectivo pozos operando.

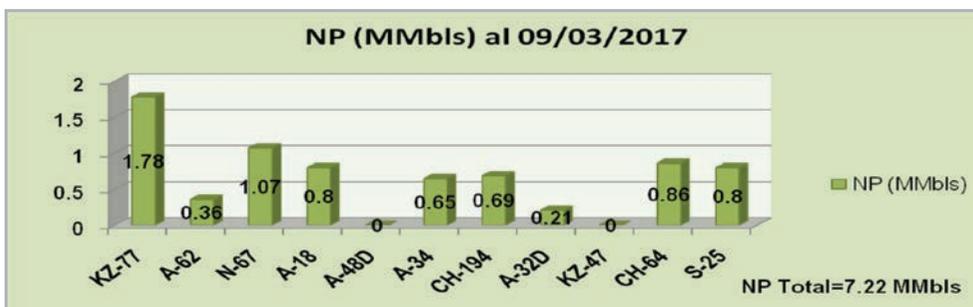


Gráfico 3. Aceite acumulado oficial posterior al C.A.

Los dos pozos calificados como no exitosos se analizaron a detalle para determinar la causa del fallo de la intervención, para el KZ-47 la desviación se llevó a cabo durante la fase final. El **cemento microfino** ocasionó un daño a la formación, lo cual provocó un bajo aporte de líquidos; por lo tanto, se decidió estimular para incrementar el aporte volviendo a conectar las fracturas saturadas por agua de formación.

En el segundo caso A-48, la falla se efectuó durante la ejecución; durante el bombeo del tratamiento no se respaldó el espacio anular con nitrógeno, lo que ocasionó que parte del sistema se perdiera en el espacio anular, donde se encontró agua, por lo que fraguó y obturó los mandriles; esto también ocasionó que se perdiera el nivel del sistema durante el bombeo, genera un “poste” en la TP y daño a la formación productora cerca de la cara de la formación.

## Avances tecnológicos en los tratamientos de control de agua

Como se ha detallado a lo largo del presente artículo, relacionado con la aplicación del **cemento microfino** en tres campos naturalmente fracturados con empuje hidráulico; los resultados en producción, el porcentaje de éxito de las intervenciones y el tiempo de vida prolongado post-tratamiento, indica la utilización muy favorable de este sistema; sin embargo, existe un riesgo considerable por el **daño a la formación que pudiera originar**, los **tiempos largos de intervención** que se requieren para conformar el agujero (15 días), el costo actual del barril de petróleo y la **necesidad de efectuar cambios de intervalos** en la mayoría de los casos, **Tabla 2, constituyen la desventaja principal** de utilizar el sistema, ya que causan que las intervenciones en la actualidad se consideren de alto riesgo técnico-económico.

**Tabla 2.** Parámetros generales de los tratamientos de C.A.

Datos		Intervalo Disparado (Redisparo, ampliación y/o Cl)					Np (MMbbls)	Tiempo Vida
No.	Pozo	Fecha tratamiento	Cima (md)	Base (md)	Cima (mv)	Base (mv)		
1	KUTZ-1277	08/05/2013	3100	3110	3065	3075	1.78	3.8
2	C-1062	16/07/2013	2609	2620	2552	2562	0.36	2.49
3	C-2067	09/07/2013	2680	2690	2090	2098	1.07	3.68
4	C-418	28/08/2013	-	-	-	-	0.8	3.57
5	C-1048D	14/07/2013	3231	3245	3085	3095	0	0
6	C-434	11/10/2013	2645	2655	2550	2559	0.65	3.45
7	CHAC-2194	02/10/2013	3837	3844	3378	3384	0.69	3.41
8	C-3032D	28/10/2013	-	-	-	-	0.21	0.38
9	KUTZ-1247	24/11/2013	3066	3071	3065	3070	0	0
10	CHAC-164	07/12/2013	-	-	-	-	0.86	3.29
11	SIHIL-25	30/01/2014	3420	3483	2997	3050	0.8	2.9

Ante esta problemática **se han desarrollado tecnologías ya probadas en campos diferentes** que prometen eliminar los riesgos existentes en la aplicación del **cemento microfino**. Una de ellas se probó en un campo del litoral (pozo IX); la tecnología **W2** consiste en un gel de naturaleza selectiva que tapa las fracturas por las que conduce el agua (ver **Figura 23**), se emplea para fracturas que conectan agua, mala cementación entre la formación y TR, flujo cruzado en formación de alta permeabilidad. Sus características

principales es que se hidrata al contacto con el agua, retícula a condiciones de presión y temperatura, soporta hasta 170°C (338°F), mejora la humectabilidad al agua de la zona productora y no reacciona con el aceite por lo que no genera daño en la zona productora. Su desventaja es que en yacimientos con temperaturas mayores no hay garantía de su funcionamiento y que depende de la presión y temperatura para su reticulación.



Figura 23. Imagen del gel W2 pozo (IX).

La segunda tecnología **G** fue probada en un pozo de la Región Sur (pozo Copanó-45) y actualmente está en fase de pruebas por la Subdirección de escalamiento tecnológico; esta tecnología elimina los riesgos a un nivel más elevado que el anterior; consiste en un gel de alta densidad (ver **Figura 24**), diseñado para sellar fracturas preferentes al agua; es selectivo y solo reacciona con los iones del agua de formación contemplados en su diseño, logrando generar un sello a nivel yacimiento lejos de

la zona productora. Sus ventajas principales son que **no depende de la presión y temperatura para su activación**, no se afecta por altas temperaturas en el yacimiento, **no se activa si los componentes del agua no son para lo que fue diseñado**, no daña la zona productora, los fluidos utilizados son base agua y el costo del tratamiento puede ser menor que otras tecnologías al ser diseñado para puro bombeo; la desventaja principal es que requiere de 48 hrs para garantizar la activación.

Características fisicoquímicas de la tecnología:

Características fisicoquímicas				
pH:11.0 – 12.0	Densidad:1.4 – 1.5 gr/cm <sup>3</sup>	Color: Transparente	Estado: Líquido	Viscosidad: 1000 cp a 23 °C



Figura 24. Imagen del gel G pozo, (Copanó-45).

Ejemplos de prueba de compatibilidad realizada en nuestros campos:

Se ha observado que el sistema es compatible con la muestra de crudo de nuestros campos, según procedimiento 16 sección 1 página 5 del API RP-42 segunda edición. Para

una mezcla de agua de formación (1.09gr/c.c, PH 8, 38,000 ppm) y aceite de (0.931 gr/c.c, 26°C, 18°API); se observa que después de 55 segundos existe un rompimiento de las fases muy definidas, no se observa formación de asfaltenos o algún precipitado.



Figura 25. Resultados de la prueba de compatibilidad realizada.

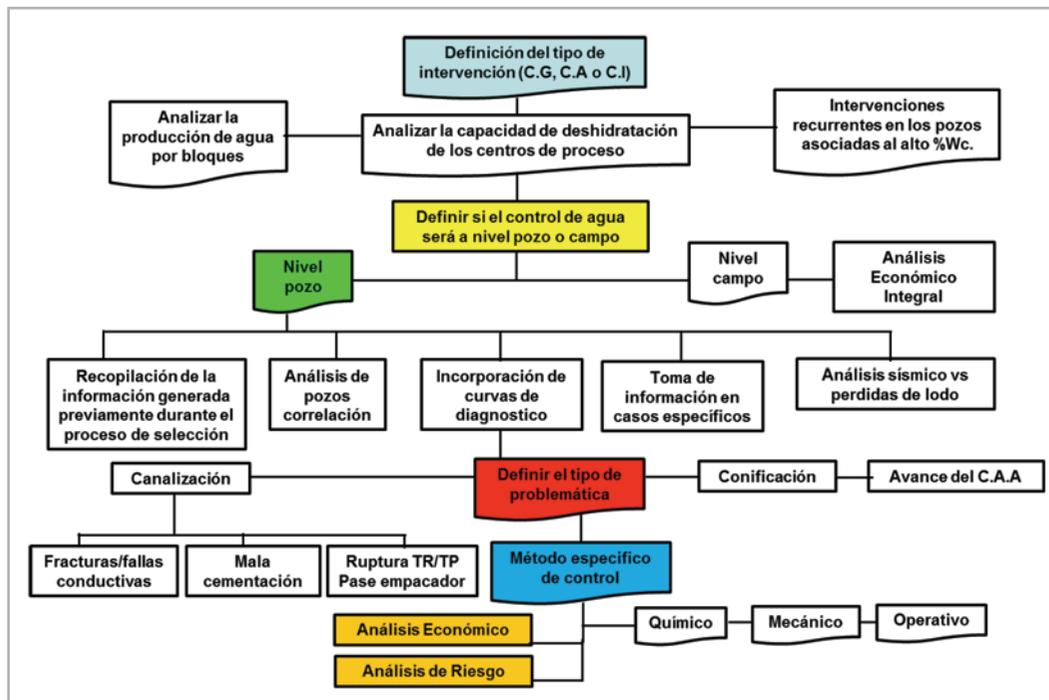


Figura 26. Metodología de selección y definición del tratamiento adecuado.

## Efectos de las propiedades petrofísicas

El punto más importante para lograr una explotación de hidrocarburos confiable y económicamente rentable, la constituye una descripción precisa de las características del yacimiento. Es imprescindible conocer la mayor cantidad de propiedades petrofísicas del yacimiento, debido a que éstas influyen directamente en los

resultados de los tratamientos de control de agua. Por ejemplo, con datos como la orientación de las fallas conductivas o no conductivas, porosidad, saturación de agua, permeabilidad, intensidad del fracturamiento y la tendencia a la segregación gravitacional podemos darnos una idea de como se comporta el agua en nuestro yacimiento y conceptualizar el resultado del tratamiento.

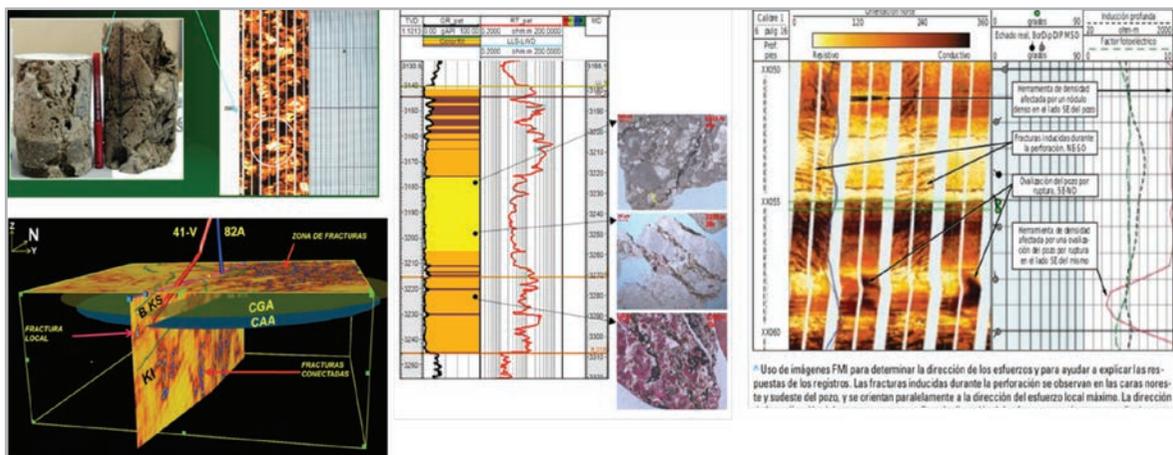


Figura 27. Información geofísica y petrofísica.

Se recomienda aplicar **cemento microfino** cuando se desea tapar fracturas muy grandes por ejemplo en formaciones como la Brecha, esto es observable en análisis sísmicos que tienen una resolución de 100 a 150 m que pueden indicar la intensidad de fracturamiento. Esta formación presenta buena porosidad, buena calidad de roca y buena permeabilidad, lo cual facilita que el cemento penetre y fragüe en las fracturas o canales invadidos de agua, posteriormente el pozo produzca por los vugulos o fracturas impregnadas de aceite que no fueron dañadas por el cemento. En algunas ocasiones el pozo puede producir por sí solo y en la mayoría de los casos requerirá de redisparo o cambio de intervalo para volver a conectar el yacimiento. En caso de tener que estimular se recomienda sea con bajo volumen y de manera selectiva utilizando una TF con una herramienta tipo JET, incluso se podría monitorear la disminución de la caída de presión en fondo si se contara con fibra óptica y un sensor en fondo durante la estimulación.

Cuando se tengan formaciones con menor permeabilidad que la BKS y porosidad menor como el KI y KM, con características petrofísicas menos favorables en lo que respecta a calidad de roca; lo que se buscaría sería evitar un daño a la formación, por lo que se recomienda el uso de geles o salmueras. Cuando el resultado que se busca sean intervenciones de puro bombeo o tapar fracturas lo más profundo posible dentro de la formación; se analiza la intensidad del fracturamiento en la sísmica a nivel macro o en registros geofísicos como el sísmico y neutrón con un pie de resolución; recordando que la profundidad de investigación es de 30 y 75 cm máximo respectivamente. Existe la posibilidad de combinar los sistemas según sea el caso, tal y como se menciona en algunos de los casos de éxito descritos anteriormente, donde se combinó con éxito el uso del sistema **cemento microfino** con **polímero**.

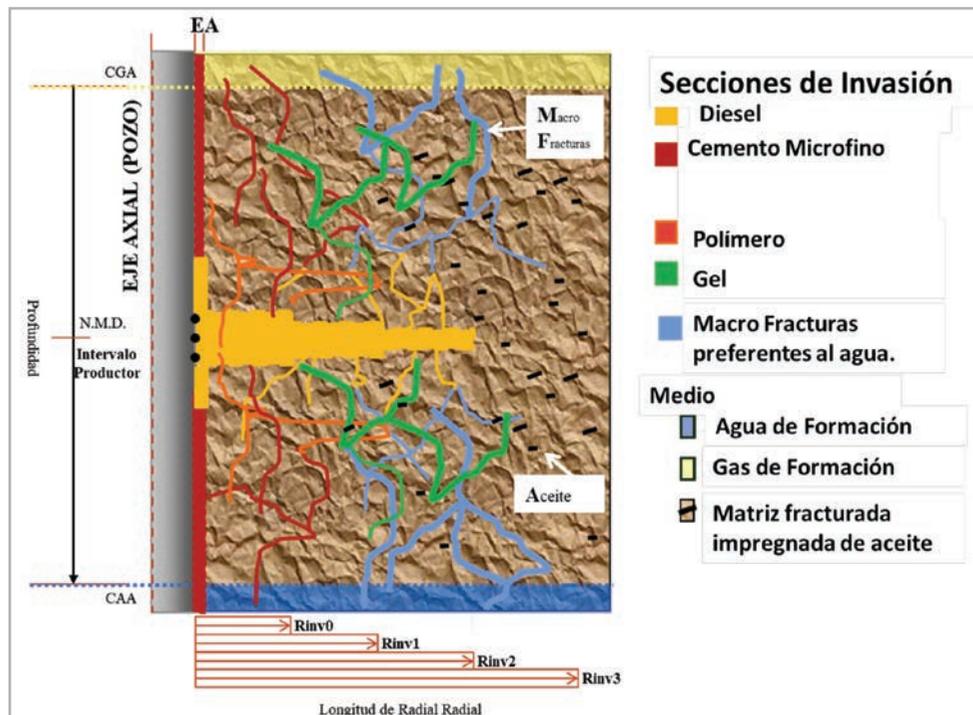


Figura 27. Conceptualización de los tratamientos dentro de la formación.

## Conclusiones

Los controles de agua otorgan beneficios importantes como la incorporación de producción adicional de pozos cerrados que fueron invadidos al 100% de agua, evitar el abandono de intervalos productores con alto %WC, disminución de limpiezas de incrustaciones recurrentes, mitigación del daño al medio ambiente, disminución de costos por manejo de agua en superficie e inestabilidad de las instalaciones.

Se realizaron controles de agua utilizando **cemento microfino** en 11 pozos de distintos campos todos YNF, nueve intervenciones fueron determinadas como efectivas, la tasa de éxito fue de 80% y un periodo de efectividad del tratamiento de 3.5 años en promedio, a la fecha siete pozos continúan operando con 7,200 bpd, el incremento en el corte de agua es mínimo en la mayoría de los casos y se ha generado una Np de 7.2 MMbbls de aceite en total.

Actualmente se ha mejorado la metodología de selección de pozos candidatos incorporando análisis de riesgos y económicos más detallados; se han recibido propuestas y **desarrollado nuevas tecnologías como el gel selectivo (G)**.

## Nomenclatura

bpm	Barriles por minuto
bpd	Barriles por día
BKS	Brecha del Cretácico Superior
CAA	Contacto agua aceite
C.A.	Control de agua
CGA	Contacto gas aceite
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
H <sub>2</sub> S	Ácido sulfhídrico
HCL	Ácido clorhídrico
N <sub>2</sub>	Nitrógeno
MMbbls	Millones de barriles
Ptp	Presión en cabeza
Pws	Presión estática
Pwf	Presión fluyente
Qo	Gasto de aceite
Qliq	Gasto de líquido
RGA	Relación gas aceite
TP	Tubería producción
TR	Tubería de revestimiento
TF	Tubería flexible
%WC	Porcentaje del corte de agua
YNF	Yacimiento naturalmente fracturado

## Referencias

1. Aguilar, M. A. 2014. Casos de Éxito de Controles de Gas Realizados en el Campo AKAL.
2. Aguilar, M. A. 2014. Metodología de Selección y Reparación de Pozos del APC: Acciones y Resultados.
3. Cinco Ley, H. 2006. Nuevas Tecnologías para la Producción de Hidrocarburos. Seminario: Las Limitaciones Técnico-Económicas de las Opciones Energéticas para el Siglo XXI en el Sector Energético Mexicano.
4. Chan, K. S. 1995. Water Control Diagnostic Plots. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, EUA, octubre 22-25. SPE-30775-MS. <https://doi.org/10.2118/30775-MS>.
5. Dake, L. P. 1978. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Scientific.
6. Dake, L. P. 2001. *The Practice of Reservoir Engineering*, revised edition. Amsterdam: Elsevier.
7. Elphick, J. y Seright, R.S. 1997. A Classification of Water Problem Types. PNC 3rd International Conference on Reservoir Conformance, Profile Control, Water, and Gas Shut Off, Houston, Texas, agosto 6.
8. Elphick, J. 2014. Oil Water Management Introduction.
9. Instituto Mexicano del Petróleo. Retos Tecnológicos de la Industria Petrolera.
10. Padilla Sixto, R. y Toledo Piña, R. 2013. Evaluación de Yacimientos Naturalmente Fracturados y Retos por Resolver. *Ingeniería Petrolera* **53** (3): 138-161.
11. Ramírez García, S. J., Franco, E., Romandia, M. G. et al. 2011. Revolutionary Matrix Stimulation Process in Offshore Mexico Using Coiled Tubing Equipped with Optical Fibers (CT-EOF) and Distributed Temperature Survey (DTS). Artículo presentado en SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, EUA, abril 5-6. SPE-143318-MS. <https://doi.org/10.2118/143318-MS>.
12. Ramírez Sabag, J. 2008. Pruebas de Trazadores en la Recuperación de Hidrocarburos. Trabajo de Ingreso. México, D.F.: Academia de Ingeniería.
13. Yortsos, Y. C., Choi, Y., Yang, Z. et al. 1999. Analysis and Interpretation of Water/Oil Ratio in Waterfloods. SPE J 4 (04): 413-424. SPE-59477-PA. <https://doi.org/10.2118/59477-PA>.
14. Zubillaga, A., Cortona, M., Veiga, M. et al. 2004. Control de Agua: Aplicación de Técnicas y Productos. *Petrotecnia* (febrero): 69-76.

## Semblanza de los autores

### Miguel Ángel Aguilar Rodríguez

Egresado de la carrera de Ingeniero en petróleo y gas natural de la Universidad Olmeca en el año 2009. Ingresó a Pemex en el año 2012 en el Activo de Producción Macuspana-Muspac Región Sur, donde se desempeñó como ingeniero de operación de pozos e instalaciones de explotación.

A finales de 2013 emigró a la Región Marina Noreste, donde trabajó en el Grupo de productividad de pozos del Activo de Producción de Cantarell (APC), formó parte del grupo de ingeniería de controles de gas y agua del área de reparación de pozos y actualmente labora en el Grupo de productividad de pozos del APC.

A la fecha ha participado en la selección, diseño y ejecución de más de 60 tratamientos de control de gas con geles espumados y 11 tratamientos de control de agua con cemento microfino en yacimientos carbonatados de alto fracturamiento.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros.

### Guadalupe Luna Camarillo

Ingeniero Petrolero, egresado del Instituto Politécnico Nacional.

Inició su actividad profesional en la industria petrolera en el año 2001 en el área de Ingeniería de yacimientos del Activo Integral Ek-Balam.

Posteriormente es asignado al área Bases y evaluación técnica de pozos, donde supervisó en plataformas las intervenciones de perforación, terminación y reparación de pozos del activo Ek-Balam, así como la supervisión de registros de producción, registros especiales y conservación de pozos con sistema artificial BEC.

A partir del año 2005 fue reasignado al Departamento de administración de yacimientos perteneciente a la Coordinación de diseño de proyectos del Activo Integral Cantarell, donde fue el responsable del mantenimiento del modelo volumétrico del campo Akal. También tuvo a cargo la generación del modelo de simulación numérica del yacimiento Sihil.

En el año 2009 fue encargado de la Superintendencia de ingeniería de yacimientos.

En el año 2010 inició en el proyecto de formación de grupos multidisciplinarios donde fue nombrado Líder de proyecto de inversión Ek-Balam y del año 2012 a la fecha es el Líder del grupo multidisciplinario Akal del Activo de Producción Cantarell.

### **Marcela Amalia González Vázquez**

Es Ingeniera Petrolera, egresada de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en agosto de 1992 en la Gerencia de Producción de la Región Marina en la Subgerencia de Ingeniería de Diseño en el área de Ingeniería de Diseño de Pozos. En junio de 1995 inició a laborar como ingeniero de diseño de pozos en el Activo Abkatún. En agosto de 1996 fue comisionada al Activo Cantarell, y desde 2002 hasta 2010 en la Superintendencia de Ingeniería de Producción de Pozos como especialista en sistemas artificiales de producción. Desde el 2011 labora como Superintendente de Ingeniería de Productividad de Pozos de la Coordinación de Especialistas Técnicos de Diseño de Proyectos en el Activo de Producción Cantarell.

Es miembro de número de la AIPM desde 1993, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., desde 1994 y de la Sociedad de Exalumnos de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México desde 1992 y de la Red de Expertos de Productividad de Pozos desde el 2014.

### **Oscar Noé Ruiz Maldonado**

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México.

En 1993 ingresa a Pemex en el área de Ingeniería de yacimientos, supervisando pruebas de presión-producción en plataforma, realizando análisis de pruebas de presión en pozos.

En 1996 pasa a formar parte de Ingeniería de productividad de pozos de la Gerencia de Ek-Balam.

En 2002 pasa a formar parte de Ingeniería de productividad de pozos de la Coordinación de diseño del Activo Cantarell.

2009-2012 Sr Petroleum Engineer en la Cía Kuwait Oil Company en desarrollo de campos de North Kuwait en los campos Maudud and Sabriya.

Junio-2013-2016 fue Líder e Ingeniero de diseño del equipo de trabajo de controles de gas y agua del APC.

2017.- Es Ingeniero de productividad de pozos de la Coordinación de Diseño de Proyectos del APC, participa en el "Proyecto de detección de oportunidades en pozos cerrados", con posibilidades de ser incorporados a producción.