



Inyección de partículas activadas térmicamente en fondo para el control de conformance en profundidad para mejorar la recuperación de petróleo en un campo maduro de explotación secundaria: Cerro Dragón

Por **Javier E. Gómez, Alberto Iuliano y Christian R. Martínez** (Pan American Energy S.L.); **Mahdi Kazempour, Mojtaba Kiani y Daniela Alzate** (Nalco Champion) y **Praveen Singh, David Thrasher, Gary Jerauld y Giovanna Boccardo** (BP)

Este trabajo fue premiado como 2º Mejor Trabajo Técnico de las 6º Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo EOR, realizadas en el marco del 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado por el IAPG en noviembre, 2019 (Mar del Plata).

La aplicación de una tecnología para el control de conformance en profundidad, en especial partículas activadas térmicamente (*Thermally Activated Particle, TAP*) o *Bright Water™ (BW)*, ha demostrado resultados positivos. Su bajo costo de implementación e intervención la convierten en una alternativa para su aplicación en campos maduros.

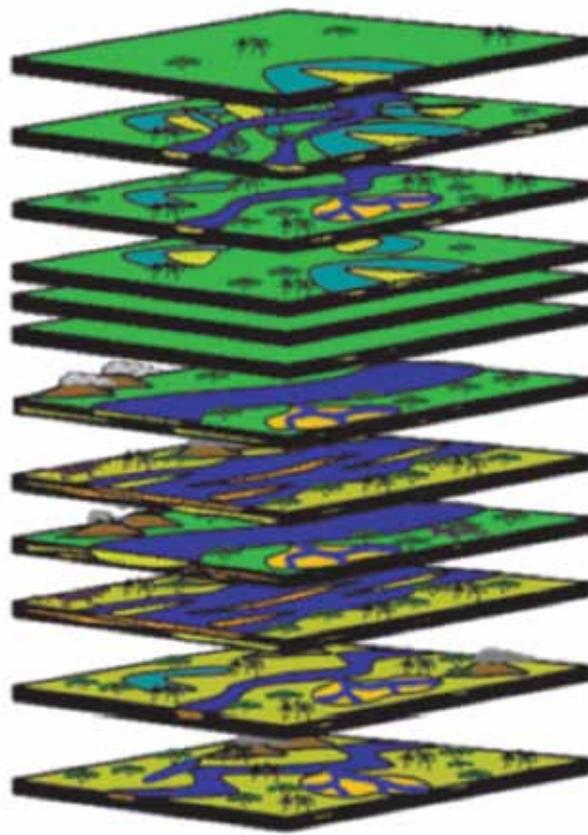


Figura 1. Vista esquemática del ambiente depositacional.

El campo Cerro Dragón se ubica en el sur de la Argentina en la cuenca del Golfo San Jorge extendiéndose principalmente de oeste a este por 170.000 km². Operado por Pan American Energy S.L. desde 1999 es el mayor campo productivo de petróleo del país con caudal de petróleo de 15 km³/d y una inyección de agua de 214 km³/d, la relación agua petróleo (RAP) es igual a 14.7.

El mecanismo de drenaje característico del yacimiento es el de expansión de gas en solución. Tuvo su primera producción de petróleo en 1965 y una larga historia de recuperación secundaria desde 1969. Actualmente dividida en más de 100 bloques de explotación secundaria con diversas respuestas al empuje, sumando 3500 pozos en producción y 770 en inyección con un distanciamiento promedio entre pozos de 250-300 m.

La cuenca se caracteriza por la presencia de múltiples reservorios apilados consecuencia del modelo deposicional fluvial y lacustre. Pueden presentarse hasta 30 capas productivas por pozo aisladas unas de otras y consideradas como unidades hidráulicas independientes. Todo pattern de explotación secundaria presenta un subsecuente modelo de flujo diferente como respuesta a las heterogeneidades presentes (Figura 1).

Se lograron identificar una gran cantidad de bloques independientes en los que el agua de barrido recircula por zonas preferenciales que no permiten recuperar hidrocarburo presente y económicamente atractivo, recirculando agua y alcanzando altos valores de RAP. La excesiva producción de agua trae aparejada esfuerzos extras a nivel producción, además de limitar el factor de recobro, obligando a rediseñar el método de recuperación. En este trabajo se muestran los resultados y planes de desarrollo de la aplicación de recuperación terciaria con la tecnología de conformance en profundidad llamada *Thermally activated particles (TAP)*. Esta tecnología logra bajar los niveles de RAP y modificar la tendencia característica del barrido de secundaria agregando valor a nivel producción y reservas.

A partir de un proceso de *screening* se lograron identificar los bloques para la aplicación de la tecnología. En 2011 se llevó a cabo un primer piloto en uno de los bloques con inyección de TAP en 7 inyectores con resultados positivos que motivaron la implementación en otros bloques. El bloque central de este trabajo, implementado en el primer cuatrimestre de 2018, tuvo un diseño basado en un modelo geológico, en el modelo dinámico térmico respectivo, estudio de trazadores entre pozos, interpretación de historia de producción y estudios de laboratorio.

Descripción geológica de la región

El área de Cerro Dragón se encuentra ubicada en la cuenca del Golfo San Jorge al sur de la Argentina (Figura 2).

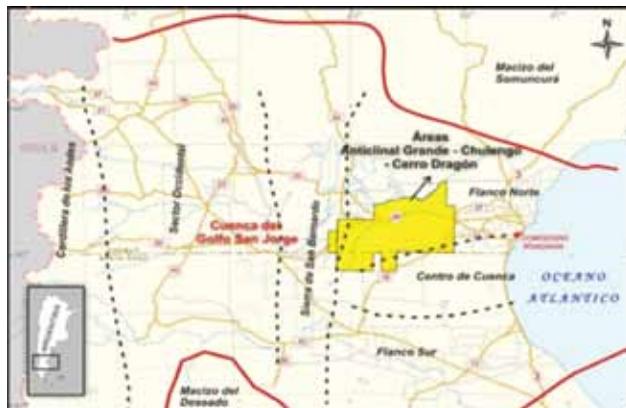


Figura 2. Área de Cerro Dragón en la cuenca del Golfo San Jorge.

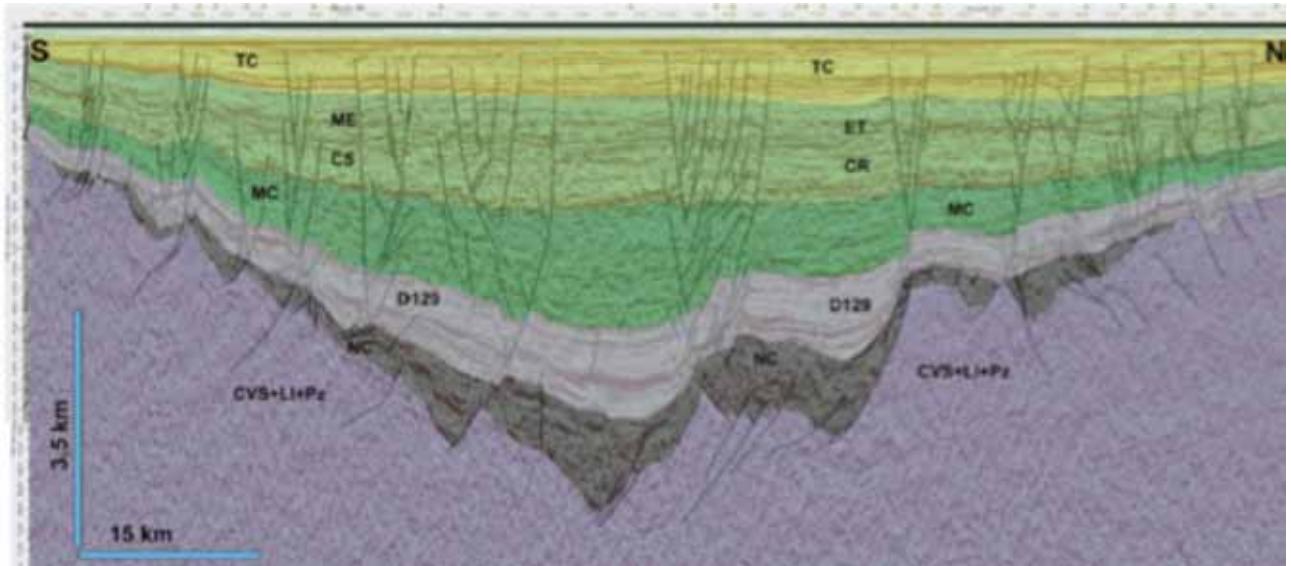


Figura 3. Línea sísmica S-N de la cuenca del Golfo San Jorge (Sylwan *et al.*, 2011).

Es una de las cuencas productoras de hidrocarburos más importantes de la Argentina caracterizada por reservorios multicapas intercalados, propios de un ambiente depositacional lacustre y fluvial.

Las formaciones más productivas son Comodoro Rivadavia y Mina El Carmen y corresponden al cretácico medio y superior depositados en un ambiente de sistemas aluviales y fluviales constituidos por cuerpos de areniscas con espesores variables que oscilan entre 2 m y 10 m. Su porosidad total y permeabilidad también son variables, la porosidad entre un 17% y un 27%, y la permeabilidad con mayores rangos y más aleatoria, en general oscila alrededor de los 100 mD; sin embargo, existen zonas con gran contraste de permeabilidades entre 500 mD y 1000 mD que dan origen a grandes diferencias en los modelos de flujo.

Los entrapamientos, en su mayoría, son combinados: sedimentarios y estructurales (fallas, intrusiones y pliegues). Las principales estructuras son del tipo extensional con bloques descendentes a lo largo de fallas regionales lístricas, generalmente de alto ángulo y con fallas menores asociadas (Figura 3).

El ambiente depositacional y el sistema de trampas dio origen a un sistema de unidades hidráulicas diferenciadas con variaciones de presión, propiedades del fluido y tipo de roca. Estos reservorios están distribuidos a lo largo de la columna sedimentaria y pueden abarcar entre 400 m y 3500 m de profundidad, según el lugar de la cuenca donde se encuentre. Las unidades hidráulicas son relativamente pequeñas con un rango entre 200 m y 700 m de ancho y de espesor variable; debido a esto un pozo puede llegar a contactar 30 reservorios productivos de petróleo, agua o zonas no productivas, principalmente arcillas que actúan como sello. Por otro lado, estos cuerpos no se encuentran alineados verticalmente por lo que un pozo puede atravesar distintos canales en distintas partes, razón por la cual el patrón o configuración geométrica de ubicación de los pozos de desarrollo es irregular e intenta maximizar el contacto de los cuerpos de canal (Figura 4). El modelo de flujo de cada inyector-productor depende de la anisotropía de

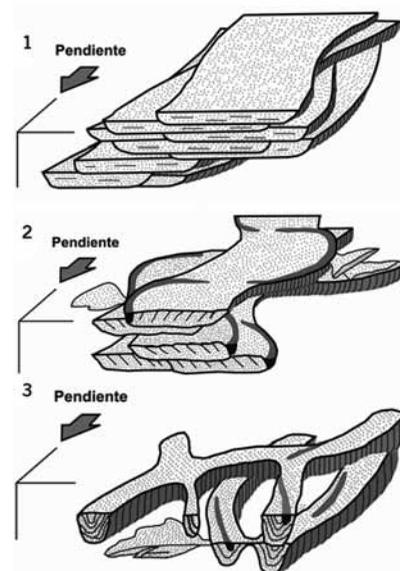


Figura 4. Geometría espacial de los cuerpos fluviales de la Cuenca del Golfo San Jorge. (1) Ríos entrelazados, (2) Meandriformes y (3) Anastomosados (Galloway y Hobbay, 1983).

las propiedades de la roca, el fluido en el reservorio, la posición relativa de cada pozo en el canal y de la historia de inyección y producción.

Tecnología de conformance en profundidad: *Thermally Activated Particle (TAP)*

TAP son partículas submicrónicas poliméricas expandibles que se inyectan en reservorio junto con un surfactante dispersivo. En contacto con el agua inicia la reacción de hidrólisis y el proceso de activación térmica mientras viaja en un frente creciente de temperatura. De esta forma, se expande hasta 10 veces respecto de su tamaño original, lo que permite una reducción de la permeabilidad relativa del agua en las zonas de barrido preferenciales. Luego de la aplicación, se reinicia el proceso de barrido de agua logran-

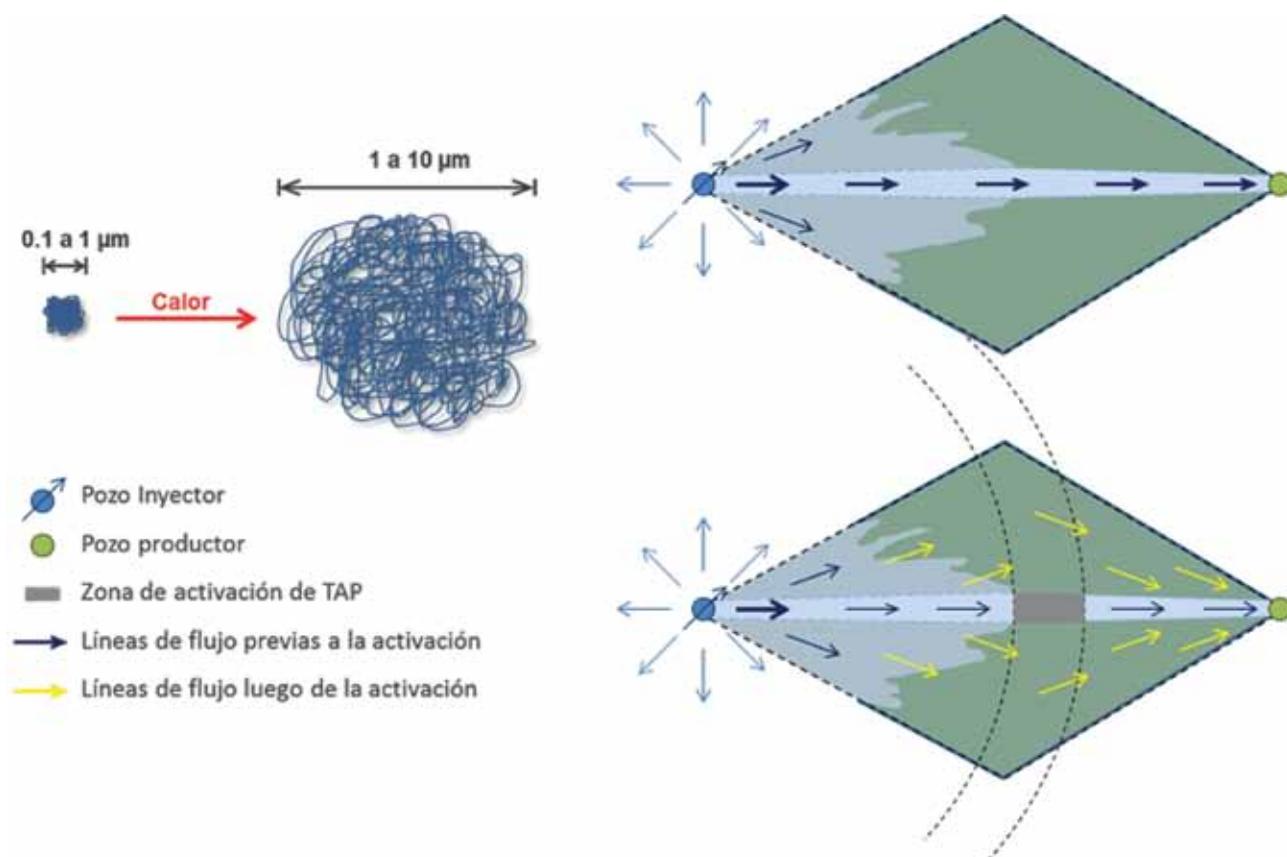


Figura 5. Partícula expandiendo 10 veces su tamaño y frente de líneas de flujo del agua luego de la activación térmica.

do cambiar la dirección de las líneas de flujo hacia zonas no barridas, con la consecuencia de una mayor eficiencia de barrido y subsecuente adicional recuperación de petróleo (Figura 5). Esta tecnología de conformance en profundidad es de bajo impacto ambiental y provee una opción de EOR de bajo riesgo tanto en aplicaciones *onshore* como *offshore*. Existen publicaciones de referencia con resultados de estudios de laboratorio de las partículas y casos históricos de implementación. (Pritchett *et al.*, 2003; Frampton *et al.*, 2004; Chang *et al.*, 2007; Yañez *et al.*, 2007; Garmeh *et al.*, 2011; Salehi *et al.*, 2012; Mustoni *et al.*, 2012; Choudhary *et al.*, 2014; Fabbri *et al.*, 2015 y Thrasher *et al.*, 2016).

Algunas ventajas de la tecnología TAP son las siguientes:

- De fácil aplicación a nivel operativo, inyectada directamente en la misma línea de inyección del agua.
- Amplio rango de aplicación al ser una partícula robusta para distintos valores de TDS (*Total Dissolved Solids*) que tolera hasta 150.000 ppm y temperaturas de reservorio hasta 120 °C.
- Muy baja pérdida de inyectividad durante y después del tratamiento, debido a que la viscosidad de la solución al momento de ser inyectada es similar a la del agua.
- Tratamiento que dura algunos meses para luego reestablecerse la operación de recuperación secundaria.
- No tiene impacto negativo en los fluidos de producción ni en las instalaciones de producción.
- Reduce el costo de tratamiento de altos volúmenes de agua.

Identificación de la problemática y el proceso de selección de candidatos

Los altos cortes de agua obligan a rediseñar la metodología de recuperación. Por lo tanto, a partir de criterios de selección y una evaluación de los 100 bloques que se encontraban bajo recuperación secundaria, se identificaron los candidatos para aplicar la tecnología de inyección de TAP.

Para la determinación de zonas y bloques con recirculación de agua se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

- Evidencia de heterogeneidades y barrido ineficiente. El ambiente depositacional de la cuenca se caracteriza por tener barridos de baja eficiencia dado que cada patrón que se establece tiene distinto comportamiento productivo en cada capa explotada, como consecuencia de las zonas que son comunicadas, estableciendo conexiones inyector-productor en algunos casos y sin conexión alguna en otros.
- Altos valores de RAP y tendencias crecientes de RAP. Deben identificarse estas tendencias luego de una estabilización en la explotación secundaria, por lo que debe capturarse una historia reciente sin actividades, como apertura o cierre de capas, conversión de pozos, perforación de pozos nuevos o incrementos o bajas de inyección significativas. Esta estabilización sumada a altos valores de RAP reflejan la recirculación de agua.
- Tiempos de tránsitos mayores a 30 días. Los tiempos de tránsito inyector-productor pueden ser establecidos a partir del estudio detallado de la recuperación secun-

daria y, en caso de existir, del resultado de estudio de trazadores interwell. Las heterogeneidades quedan reflejadas en un rango amplio de la distribución de los tiempos de irrupción. Por otro lado, dado que las TAP son partículas que se activan en fondo con la temperatura y el tiempo, es importante rediseñar los caudales de inyección de las capas que evidencien tiempos menores a 30 días, ya que es el tiempo mínimo necesario para la activación térmica.

- Se debe tener un modelo geológico representativo y entendimiento de la historia de recuperación secundaria. A partir del modelo se pueden determinar los volúmenes de petróleo remanente y zonas potenciales no barridas. En caso de existir, un modelo dinámico permite determinar el pronóstico del diseño de la tecnología y evaluar la correcta activación de la partícula en fondo.
- Se debe seleccionar una zona o bloque con una historia de inyección que refleje respuesta de secundaria con ineficiencias en el barrido. También debe tener un desarrollo estable en cuanto a cantidad de pozos y capas en producción e inyección para delinear una línea de declinación base de la secundaria.
- La zona de aplicación debe tener buena conectividad en tanto no debe presentar fallas u otro tipo de barreras que impidan la mejora de la eficiencia de barrido una vez aplicada la tecnología.
- Las condiciones de las instalaciones deben ser optimizadas para lograr una implementación exitosa. Todos los pozos e instalaciones de superficie deben pasar por una revisión previa que incluya los cambios necesarios para asegurar integridad en los sistemas de inyección y producción.
- Se debe asegurar que el bloque o zona seleccionada no tenga en el futuro próximo un plan de desarrollo que incluya aperturas o cierres de capas, perforación de nuevos pozos, conversiones productor-inyector o todo tipo de acción para lograr una confiable línea base que permita cuantificar los resultados.

Teniendo en cuenta los criterios enumerados y al evaluar los 100 bloques, se seleccionaron los candidatos. En este trabajo se mostrarán resultados del bloque CGIIIW implementado a fines de 2010 y parte de 2011; y el diseño, la implementación y los resultados de CDIVW implementados en el primer cuatrimestre de 2018.

Antecedentes: bloque implementado en 2010-2011

El bloque CGIIIW tiene una historia de producción que comienza con el primer pozo productor en 1969. Su desarrollo se dio con la perforación de 70 pozos y una historia mostrada en la figura 6 con explotación primaria durante 27 años y comienzo de secundaria a partir de 1996, y una expansión de secundaria a partir de 2007 con incrementos en los caudales de inyección de agua, conversiones de productores a inyectores y desarrollo de nuevos reservorios.

Para la aplicación de la tecnología de terciaria fue elegida la zona sur del bloque con 7 inyectores y 15 productores asociados. Entre octubre de 2010 y enero de 2011 se inyectaron 266 toneladas de TAP, con una operación de

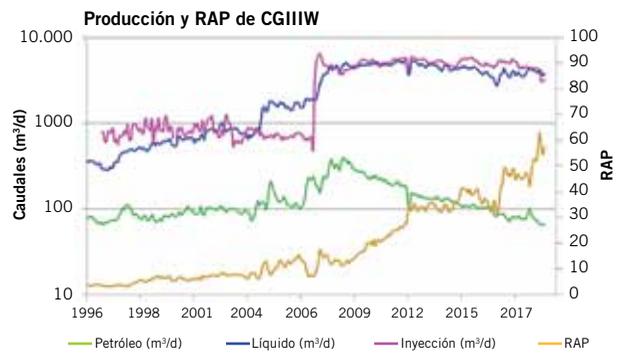


Figura 6. Historia de producción del bloque CGIIIW.

inyección sin desvíos respecto a los tiempos y caudales estimados. Toda inyección de TAP debe acompañarse en solución con un dispersante que se inyecta simultáneamente y tiene la función de evitar que la solución de TAP flocule y no fluya correctamente.

Debido a que la tecnología consiste en bloquear las zonas por las que recircula agua, se calcularon los volúmenes de estos canales preferenciales o zonas ladronas. Una vez determinados estos volúmenes se tuvieron como objetivo de tratamiento un porcentaje del mismo. Así quedaron determinadas las toneladas a ser inyectadas por pozo y por capa. El detalle de este diseño puede consultarse en el paper SPE 153331 (Mustoni *et al.*, 2012).

Los pozos inyectoros tienen instalaciones de mandriles y packers para la inyección selectiva por capa, con un promedio de 10 capas abiertas por pozo y como objetivo del tratamiento 4 capas en promedio por pozo (Figura 7). Cabe mencionar que la producción es en conjunto.

Previo a la implementación y como necesidad para el diseño, se inyectaron trazadores interwell (ácidos fluorbenzoicos) para determinar conectividades entre pozos,

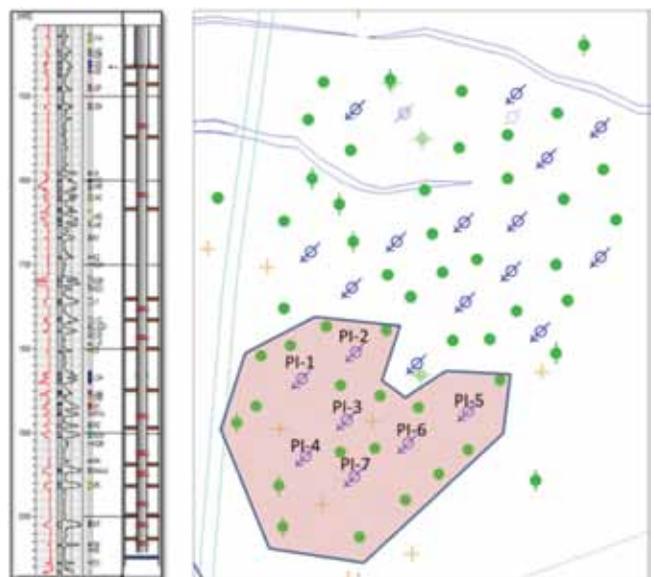


Figura 7. Esquema de pozo inyector con arreglo de mandriles y packers para la inyección selectiva (izquierda) y bloque seleccionado para la tecnología TAP (derecha). La zona sur fue tratada y luego comparada con la zona norte.

tiempos de irrupción y para tener una estimación de los volúmenes porales de los canales preferenciales.

Considerando que la partícula puede ser fabricada y diseñada para distintos tiempos y temperaturas de activación (llamado grado de TAP), se evaluaron los gradientes de temperatura de las capas objetivo. Con estas temperaturas y los tiempos de irrupción conocidos se seleccionó el grado correspondiente con el objetivo de lograr que la partícula se active en el reservorio y nunca sea producida. Aproximadamente 30 días es el intervalo desde el momento de la inyección hasta alcanzar el máximo de viscosificación del producto.

Finalmente se calcularon las masas a ser inyectadas por capa como se muestra en la siguiente tabla.

El equipo de bombeo se instaló junto al manifold, así se logró distribuir las toneladas de TAP estimadas por pozo a cada uno de ellos. Los detalles de la instalación y diseño de los caudales de inyección son similares a los del otro bloque implementado que será descrito más adelante.

La inyección duró tres meses y una semana y no presentó inconvenientes en cuanto a capacidad de inyección y admisión de las capas, manejo de presiones, dosificación del TAP y dispersante, logística y aspectos de la ingeniería

Diseño de masas de TAP y dispersante a inyectar por capa en CG_IIIW

Inyector	Capa	TAP (ton)	Dispersante (ton)
PI-1	J4	10	3
	L1	17	5
	L1c	11	3
	M1a	7	2
PI-2	M1a	6	2
	M2	7	2
	M7	9	3
PI-3	J4	9	3
	J2h	7	2
	M4	6	2
	L1	12	4
PI-4	J2h	13	4
	J4	10	3
	M1	11	3
	M7	9	4
PI-5	M1	15	5
	M2a	9	3
	M4	11	3
PI-6	M1	12	3
	M4	13	4
	O2	5	1
PI-7	O6	5	1
	L3a	20	6
	O4	15	4
	S5a	18	5
Total		266	80

Tabla 1

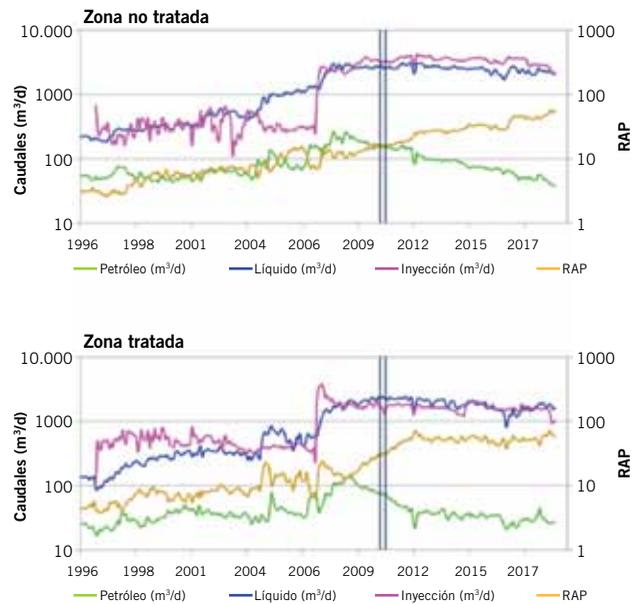


Figura 8. Curvas de producción de la zona norte con recuperación secundaria y la zona sur con aplicación de la tecnología TAP. Se evidencian los cambios en las tendencias de declinación del petróleo y estabilización del RAP.

de producción. Luego de este período se reestablecieron los caudales de inyección por capa a los previos a la aplicación de la tecnología.

Para determinar la ganancia asociada al proyecto, se focalizó en tener un seguimiento detallado desde la producción y la inyección, y se logró no variar sustancialmente los valores de caudales inyectados para tener una comparación entre los caudales de petróleo y líquido total respecto de la línea base preestablecida de recuperación secundaria. Los gráficos siguientes muestran las curvas para la zona del bloque tratada con TAP y la no tratada. Se evidencia el cambio de tendencia en la declinación del petróleo y la estabilización en la relación agua-petróleo. Los resultados incorporaron reservas además de mejorar los aspectos de producción y manejo del agua debida a la nueva tendencia del RAP.

Estos resultados motivaron a implementar la tecnología en otro bloque tomando lecciones aprendidas e incorporando nuevas herramientas para el diseño de la ingeniería.

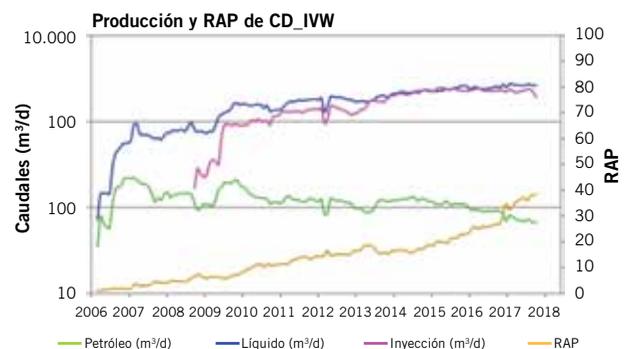


Figura 9. Historia de producción e inyección del bloque CDIVW previa a la inyección de TAP y mapa del bloque.

Bloque implementado en 2018: CDIVW

El bloque de recuperación secundaria CDIVW consta actualmente (2019) de 15 pozos productores y 7 inyectores activos con una historia que comenzó en 2006 con su primer pozo productor y con el desarrollo secundaria a partir de 2008. Es un bloque aislado hidráulicamente del resto del campo que permite establecer una línea base representativa para luego compararla con la ganancia de la recuperación terciaria.

Los reservorios que fueron objetivos se encuentran entre los 1500 m y 1800 m de profundidad con temperaturas en un rango de 85 °C a 100 °C. Al igual que el bloque presentado previamente los pozos inyectores fueron completados con arreglos de packer y mandriles que permitieron selectivizar la inyección por capa objetivo mientras que la producción es en conjunto.

La alta relación agua petróleo cercana a 40 y la rapidez que tuvo el sistema en alcanzar estos niveles fueron, entre otros motivos, indicadores para la selección de este bloque como prueba piloto.

Diseño del tratamiento

Selección de grado de TAP

Previa implementación en el bloque seleccionado debe tomarse en cuenta que las partículas son diseñadas para distintos tiempos de activación y temperaturas de reservorio. Para determinar el grado de la partícula se realizaron las siguientes acciones:

- Se construyó un modelo de simulación térmica para estudiar el comportamiento de la partícula en el frente de temperatura, teniendo en cuenta el contraste entre la temperatura, del agua inyectada de 55 °C y la del reservorio.
- Se hicieron mediciones en laboratorio determinando el nivel de viscosificación alcanzado a las temperaturas objetivo, así como también estudios de FR y FRR (factor de resistencia y factor de resistencia residual).

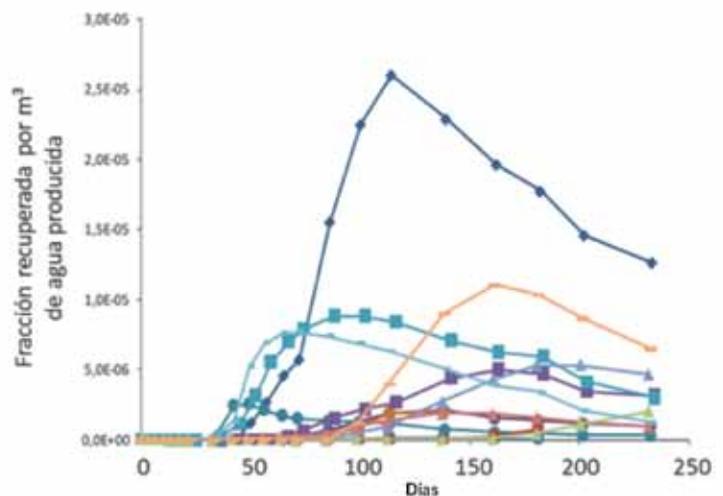
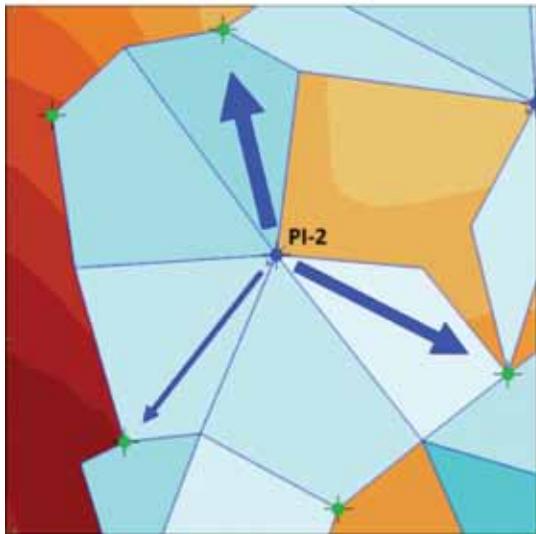


Figura 11. Estudio de trazadores entre pozos para un inyector en una capa objetivo (izquierda). Fracción de trazador por m³ de agua producida de irrupciones de dos pozos inyectores en nueve pozos productores en un total de cinco capas, reflejando las heterogeneidades en las conectividades entre pozos (derecha).

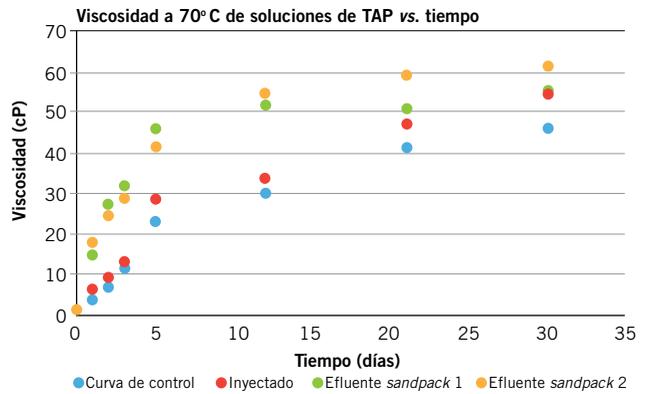


Figura 10. Valores de viscosidades medidas a 70 °C y 9.9 l/s, en función del tiempo para las soluciones de TAP del fluido inyectado, del fluido efluente de dos sandpack diferentes y de la muestra de control.

- Se inyectaron trazadores químicos inter well para determinar tiempos de irrupción y conectividades entre inyectores y productores en capas objetivo.

Estudios de laboratorio

A partir de los resultados de la simulación numérica térmica y los estudios de inyección de trazadores inter well, descritos más adelante, se decidió inyectar en el bloque CDIVW la partícula de grado EC9398A.

Se llevaron a cabo experiencias de barrido en medios porosos, tanto en muestras de pleno diámetro como en celdas tipo sandpack (microesferas de vidrio). Se diseñaron para estudiar cómo la solución de TAP interactúa con medios porosos de diferentes permeabilidades registrando presiones durante la inyección. También se determinaron las viscosidades del TAP inyectado y del TAP efluente.

Todos los medios porosos fueron llevados primero a saturaciones completa de agua de la planta de inyección de agua salada del sistema (PIAS) a temperatura ambiente, para luego saturar el medio con solución de TAP sin activar (5000 ppm de TAP con 30% de dispersante) también



a temperatura ambiente. Luego, los medios saturados de TAP se cerraron y fueron llevados a horno a temperaturas de activación (70 °C) con la solución de TAP a inyectar. Para tener curvas de control se mantuvieron viales independientes del producto por inyectar con atmósfera inerte a temperatura de activación. Se inyectó un volumen poral de la solución de TAP a caudal constante en cada uno los días 1, 3, 5, 12, 21 y 30 y se determinaron los FR (factores de resistencia) y al día 40 se llevaron los medios a temperatura ambiente.

Luego fueron barridos con agua de PIAS a temperatura ambiente y con la permeabilidad absoluta al agua final obtenida y la permeabilidad absoluta inicial, que se había determinado previamente, se calculó el FRR (factor de resistencia residual).

En cada uno de los días indicados previamente se realizaron mediciones de viscosidad a 70 °C de la solución de TAP inyectado, del efluente y de la curva de control, con los resultados que se observan en la figura 10.

En la figura 10 se observa que la viscosificación del producto se desarrolla alcanzando un valor asintótico.

Cabe mencionar que así como en el bloque CDIVW se hizo uso del grado EC9398A, en el bloque previamente descrito, CGIIIW se usó el grado EC9378A caracterizado por tiempos de activación más tardíos. El trabajo de Mustoni *et al.* (2011) describe los motivos para la selección del otro grado.

Trazadores inter pozos

Considerando de importancia la activación en reservorio de la molécula en los tiempos para los cuales fue diseñada, se necesitó llevar a cabo un estudio de trazadores químicos entre pozos, IWTT (*Interwell tracer tests*). Dada el existente arreglo de packers y mandriles se inyectaron trazadores, ácidos fluorbenzoicos, en algunas capas objetivo del tratamiento y se tomaron las muestras en los pozos

ductores asociados en primera y segunda línea de flujo, logrando determinar: conectividades inyector-productor, tiempos de tránsito, volúmenes porales contactados y capacidad de flujo. En la figura 11 se muestra la conectividad entre un inyector y tres productores en una capa, además la gráfica con la fracción de trazador recuperada por m³ de agua producida.

El primer dato importante es que los tiempos de irrupción a los caudales regulados en cada mandril son mayores a 30 días, por lo tanto se pudo asegurar que al inyectar TAP durante el tratamiento, y a los mismos caudales en los que se inyectó el trazador, la partícula logra su activación y no alcanza los pozos productores. De todas formas, se tomaron muestras en los productores durante el período de tratamiento y no hubo detecciones positivas de TAP. Otra información relevante fue la variabilidad de los tiempos de arribo de las capas analizadas, que reflejaron las heterogeneidades características de la cuenca del Golfo San Jorge.

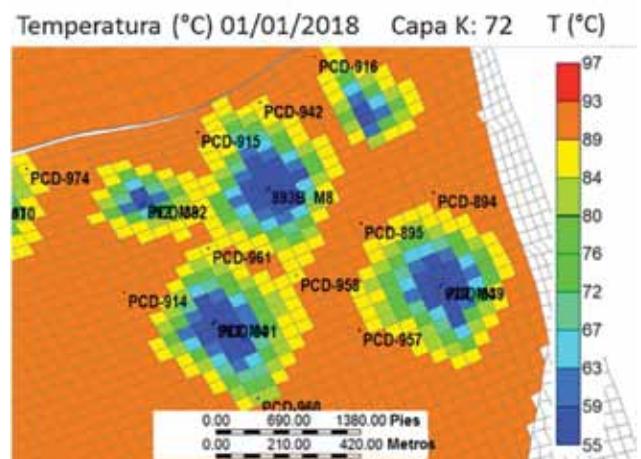


Figura 12. Perfil de temperatura en una capa con recuperación secundaria.

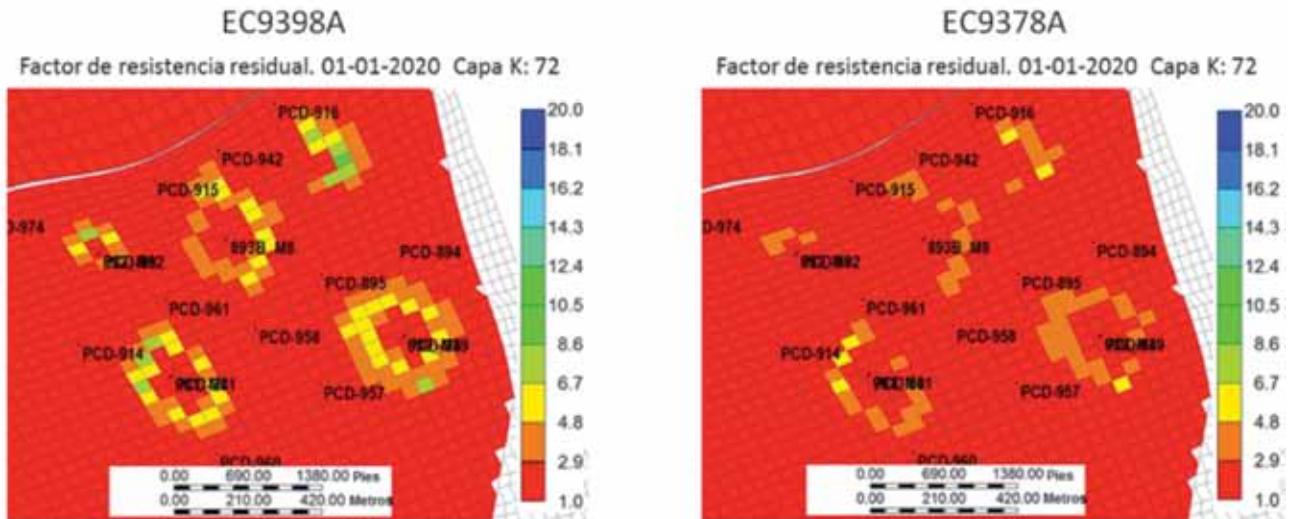


Figura 13. Comparación de los grados EC9398A y EC9378A en la zona de activación de TAP en una capa, en las condiciones del bloque CDIVW.

Modelo numérico térmico y cálculos volumétricos

Para la determinación del volumen de TAP por inyectar, primero se tuvieron que estimar los volúmenes de los canales preferenciales por los que recircula el agua o zonas ladronas. Para obtener estos volúmenes, por un lado se hicieron estimaciones a partir de la historia de producción e inyección por pattern. Las gráficas características de RAP versus Np (RAP versus volumen acumulado de petróleo) muestran un comportamiento particular referido a la canalización por zonas preferenciales. En Manrique *et al.* (2012) pueden consultarse los detalles de esta metodología.

Por otro lado, se construyó un modelo estático en el que se caracterizaron varias facies, entre ellas una facie que caracterizó a la zona preferencial. A partir de su cálculo volumétrico pudo cuantificarse la zona ladrona obteniendo valores comparables a los del método de análisis de historia de producción. Luego, a partir de considerar un porcen-

taje de este volumen por pattern y por capa, se calculó el tamaño del tratamiento, o sea las toneladas por inyectar.

Como soporte para la determinación del grado de TAP, primero se construyó un modelo numérico alcanzando un ajuste histórico representativo, y luego se corrieron diferentes casos de pronósticos con simulaciones térmicas.

El modelo de simulación térmica debió capturar el comportamiento de TAP y su proceso de viscosificación con el tiempo y la temperatura. Para ello se modelaron dos soluciones de TAP, una con partículas no activadas con una viscosidad similar al agua, bajo factor de resistencia residual (RRF) y baja adsorción, y otra solución de TAP con partículas activadas que tiene mayor viscosidad, mayor RRF e índice de adsorción.

Para simular el proceso de activación de partículas en las condiciones físicas correspondientes se usó una reacción de primer orden que convirtiera la primera componente inactivada en la segunda activada. La tasa de conversión es función de la constante de tasa de reacción, de la energía de activación y de la temperatura. La constante de tasa de reacción y la energía de activación que varían con la temperatura se obtuvieron a través de ajustes con la curva de viscosidad obtenida en laboratorio. Para modelar la adsorción se usaron las isothermas de Langmuir, con la adsorción aumentando a medida que la concentración de TAP crece hasta que los valores de adsorción alcanzan un nivel determinado. Para este estudio, se construyó un modelo térmico y, previo a la carga de la inyección de TAP y sus propiedades en el modelo de simulación, se llevó a cabo el ajuste histórico de producción con el fin de asegurar que el modelo térmico no afectase el ajuste de producción inicial del bloque que se realizó con modo isothermal. Esto permitió simular numéricamente la activación de TAP y su efecto en el recobro de petróleo.

Pozos y capas objetivo para inyección de TAP con sus masas.

Pozo	Mandril	Capa	TAP (ton)	Q (m ³ /d)	TAP por mandril (ton)
PI-1	Mn1	L6	78	341	15,3
	Mn2				27,4
	Mn3	L2			14,0
	Mn4	L1			21,3
PI-2	Mn3	L5	97	367	16,3
	Mn4	L4			37,4
	Mn6	L2			21,3
	Mn8	L1			22,0
PI-3	Mn3	L5	42	243	9,5
	Mn4	L4			15,1
	Mn5	L3			6,2
	Mn7	L2			4,4
PI-4	Mn1	L6	50	86	19,7
	Mn3	L4			30,3
PI-5	Mn1	L6	54	200	15,4
	Mn2	L4			15,9
	Mn4	L1			22,7
PI-6	Mn1	L6	39	187	10,9
	Mn3	L5			9,8
	Mn4	L4			8,8
			360		9,6

Tabla 2

Masa de TAP (ton) por capa, tiempo de inyección y regulación necesaria para cada mandril.

PI-3	L1	L2	L3	L4	L5
TAP (ton)	7	4	6	15	10
Tiempo Óptimo	20 días				
Regulación (m ³ /d)	25	20	20	50	35

Tabla 3

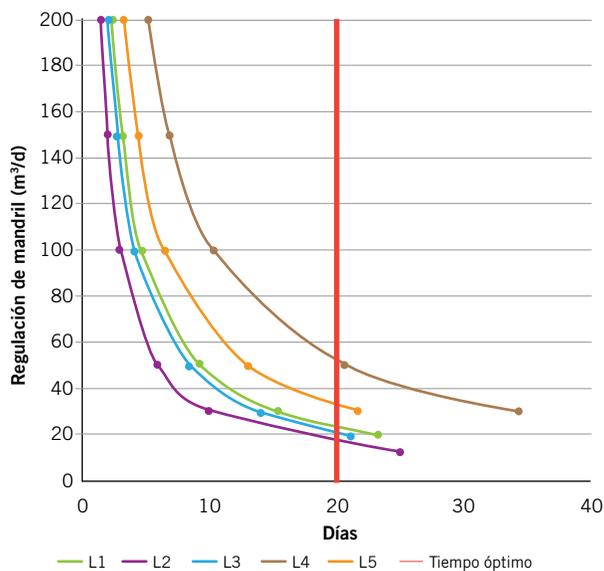


Figura 14. Determinación de las regulaciones de los caudales por capa en un pozo inyector, optimizando el tiempo para cumplir con las masas diseñados por capa.

En la figura 12 se muestra el perfil de temperatura en una capa (Capa 72) en el momento previo a la inyección de TAP. En este caso el agua de inyección se encuentra a 55 °C mientras que la temperatura del reservorio es de 90 °C. El contraste de temperatura entre el agua inyectada y los fluidos de formación define una zona más fría en torno a cada pozo inyector que ayuda a que las TAP penetren más en la formación previniendo la activación prematura de las mismas.

Se realizó un análisis de sensibilidad del modelo variando el volumen de inyección, la concentración y el grado de TAP para optimizar los factores de diseño. En la figura 13 se muestran mapas de la distribución del factor de resistencia residual (RRF) para dos grados (EC9378A y EC9398A). Con estos mapas se pueden observar los diferentes mecanismos de activación de TAP, estimar la zona de activación en el reservorio y su impacto en el factor de recobro. EC9398A es un grado de activación más rápido que el EC9378A para una determinada temperatura y composición de agua. La opción seleccionada es el grado EC9398A, ya que muestra mejor consolidación en profundidad dentro del reservorio conduciendo a un mayor incremental en la producción de petróleo para el bloque.

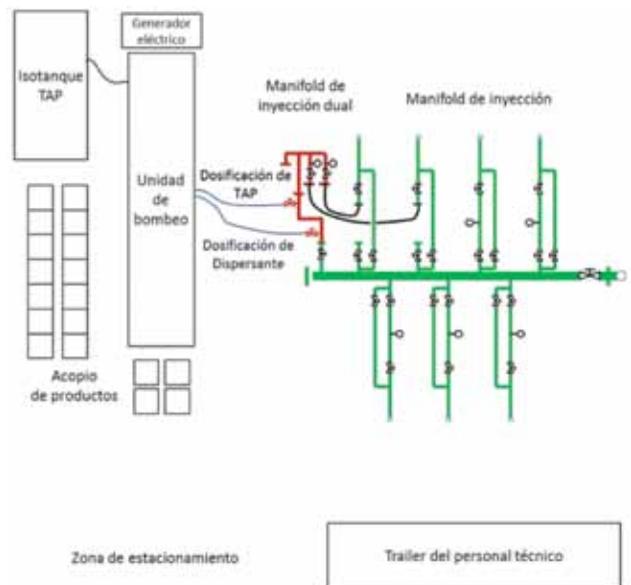


Figura 15. Layout de inyección de TAP y dispersante.

Diseño de los caudales por pozo/capa

La selección de las capas que serán tratadas y el cálculo de las masas que serán inyectadas en cada una surgieron de la combinación de los resultados de la simulación numérica, de los cálculos volumétricos basados en el modelo y del análisis productivo de la historia. Los valores se muestran en la tabla 2. Además de ser capas con remanente de petróleo en zonas que se consideran no alcanzadas por el agua de barrido de la recuperación secundaria, son capas que presentan continuidad areal.

Luego de calcular las masas requeridas por pozo y capa de TAP, se definieron las regulaciones de inyección de cada mandril. Como la inyección se hizo en todas las capas objetivo en forma simultánea se buscó que durante el mismo período se inyectaran los volúmenes por capa diseñados. Además se consideraron los límites de regulación operativa mínimo de 20 m³/d y máximo determinado por la admisión que permitiera cada capa, siempre teniendo en cuenta que el tiempo de residencia de las TAP en el reservorio debía ser mayor a 30 días.

Para cada pozo se simuló la combinación de caudales regulados teniendo en cuenta las restricciones mencionadas y se determinó el tiempo óptimo del tratamiento



Figura 16. Operación de inyección. Equipos instalados y conectados al manifold.

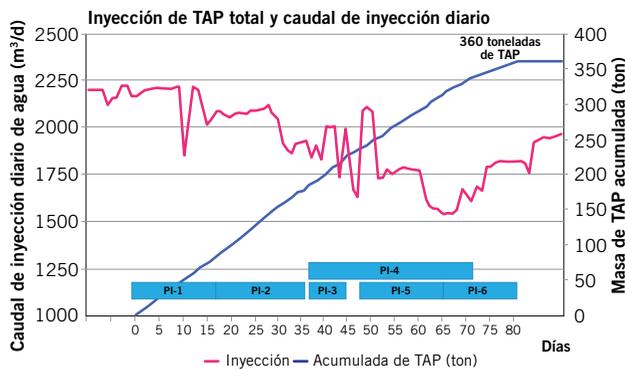


Figura 17. Inyección de TAP acumulada y caudal de inyección de agua.

ya la dosificación requerida. En la figura 14 se muestra un ejemplo para el cálculo de las regulaciones por mandril del pozo PI-3, con los caudales en función del tiempo requerido de inyección. Cada curva está relacionada a la masa a inyectar en cada capa (L1, L2, L3 L4 y L5) y en este caso se definió que la inyección se realizaría en 20 días con las regulaciones que se muestran en la tabla 3.

Implementación y operación de inyección

La implementación del proyecto se realizó mediante la dosificación de los productos, solución polimérica o TAP y dispersante (surfactante), en la línea de inyección de cada pozo. Con el fin de optimizar el transporte de equipamientos y la disponibilidad de servicios la operación se localizó en el manifold de inyección de los pozos a tratar. Además se construyó un skid o patín de inyección dual para la inyección simultánea en dos pozos permitiendo mejorar los tiempos de implementación. El equipamiento completo consta de un isotanque, la unidad de bombeo, un generador de energía, el skid de inyección dual y un trailer para la permanencia del personal técnico. En la figura 15 se muestra el *layout* de la operación.

En la zona de acopio de productos se colocaron los tanques contenedores de 1 m³ de solución polimérica al 30% en volumen de concentración y los de dispersante, este área se ubicó de forma que permitiera las maniobras de descarga, ingreso y egreso de materiales. Desde la zona de acopio se abastecieron al isotanque de 24 m³ con la solución polimérica usando una bomba centrífuga, mientras que a la unidad de bombeo, que contaba con contenedores internos de 1 m³, se la abastecía de dispersante.

El isotanque con TAP y los tanques contenedores de dispersante se conectaron a la succión de la unidad de bombeo, que operó en forma independiente con un lazo

Tiempos y masas inyectadas por pozo.

Pozo	Días	TAP (ton)	Dispersante (ton)	Capas tratadas
PI-1	16	78	26	5
PI-1	18	97	33	4
PI-3	8	42	15	5
PI-4	36	50	17	2
PI-5	18	54	18	3
PI-6	16	39	13	4

Tabla 4

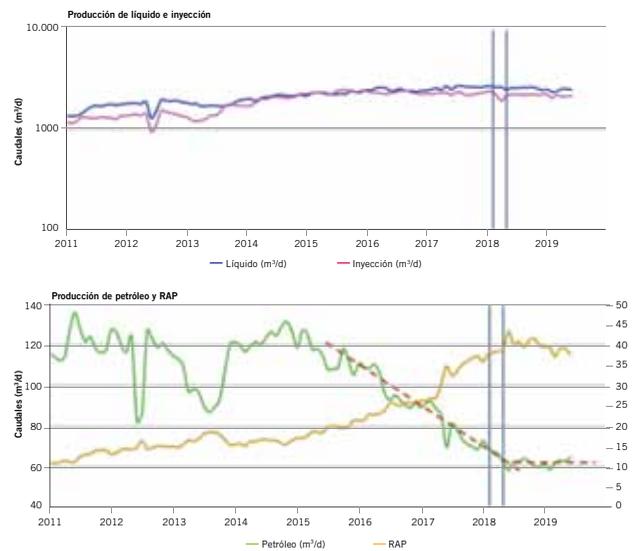


Figura 18. Curvas de producción del bloque con cambios en la declinación del petróleo y cambios en la tendencia del RAP.

de control en cascada, lo cual aseguró la dosificación de dispersante en todo momento y sin interrupciones durante el bombeo de la solución polimérica. La salida de los productos a inyectarse se realizó por medio de mangueras de alta presión adecuadas para los regímenes de caudal y presión de la operación y se dosificaron en el skid de inyección dual con un distanciamiento de al menos 3 m en la línea de alta presión (en el sentido de dirección del flujo, primero ingresaba la solución de dispersante y 3 m aguas abajo la solución polimérica evitando que esta flocule o no disperse correctamente en solución). El diseño permitió el mezclado de los productos y la dosificación simultánea de dos pozos, contando cada línea con un caudalímetro para el control durante la operación.

Cada pozo cuenta con un promedio de 7 mandriles separados por packers hidráulicos que permitieron la selectivización de capas a inyectar. No fue necesario modificar la instalación selectiva, solo cegar las capas que no eran objetivo del tratamiento.

El diseño del cronograma de inyección de los pozos se realizó atendiendo principalmente dos cuestiones: el límite máximo de dosificación de solución polimérica y dispersante dominado por la capacidad de bombeo y el objetivo de reducir el impacto del cierre de inyección de las capas no tratadas.

En la figura 17 se muestra un esquema del tratamiento para cada pozo inyector, la variación del caudal de agua inyectada asociada a los cierres y cambios de regulación durante el tratamiento y la cantidad de producto total dosificado.

En los 6 pozos tratados se inyectaron 360 toneladas de solución polimérica y 122 toneladas de tensoactivo, a una concentración de 4500 ppm y 1500 ppm, respectivamente. El tratamiento tuvo una duración de 81 días totales, y el tiempo promedio por pozo fue de 19 días. Luego del tratamiento se procedió a regular cada mandril a su caudal teórico de inyección. Durante la dosificación no aparecieron problemáticas relacionadas a la falta de inyectividad o taponamientos y se logró una inyección que cumplió con la cantidad total objetivo.

Resultados

Como se mencionó, luego de la dosificación de todo el volumen objetivo, se procedió a regular cada capa a los caudales previos a la implementación de la tecnología o lo más cercanos posible a ellos. Se contó con una línea base de la recuperación secundaria, que sería representativa al momento de cuantificar los resultados asociados a la recuperación terciaria. Se consideró de extrema importancia un seguimiento detallado y continuo del bloque. Se aumentó la frecuencia de toma de muestra en pozos productores, se revisaron que los sistemas de explotación estuvieran optimizados, que las regulaciones por capa no sufrieran variaciones y que no hubiera ningún cambio que pudiera enmascarar los resultados.

Los caudales de producción, inyección y RAP de CDIVW se muestran en la figura 18, donde pueden apreciarse los cambios tanto en la declinación del caudal de petróleo como en la estabilización y el cambio de tendencia del RAP.

Los resultados obtenidos en CGIIIW y CDIVW motivaron al cambio estratégico y de desarrollo de esta tecnología. Actualmente, se está llevando a cabo el seguimiento de nuevos bloques ya implementados con un total de 1600 toneladas de TAP inyectadas y se planifica en el corto y mediano plazo la implementación de nuevos proyectos por un total que supera las cantidades mencionadas.

Conclusiones

La tecnología de conformance en profundidad que consiste en la inyección de partículas que se activan en fondo bloqueando zonas preferenciales de recirculación de agua ha demostrado resultados positivos en particular en el cambio de declinación del caudal del petróleo y la tendencia del RAP. Encontrándose el campo Cerro Dragón en una zona caracterizada por grandes heterogeneidades con reservorios multicapa, esta tecnología resulta de interés al momento de evaluar la complejidad media a baja de implementación, logística y operación en yacimiento.

La integración de datos de trazadores interpozo, los cálculos volumétricos resultantes de los modelos y el análisis productivo de los bloques CGIIIW y CDIVW sirvieron para cuantificar los volúmenes de zonas preferenciales o zonas ladronas y la dimensión del diseño de los tratamientos.

Un detallado seguimiento del estado productivo y de inyección de los pozos de los bloques es de extrema importancia para lograr una cuantificación realista de la diferencia entre la nueva tendencia productiva, debida a la tecnología y la línea base preestablecida de la recuperación secundaria.

Los resultados y las lecciones aprendidas de los criterios de selección de zonas o bloques, caracterización de la baja eficiencia del barrido con agua, diseño de los volúmenes de tratamiento y mejora de la operación en la implementación permitieron el desarrollo de más bloques con TAP y planes de desarrollos en más zonas. Actualmente, se encuentran en implementación y seguimiento proyectos que triplican en cantidad de TAP a los volúmenes inyectados en los dos bloques presentados.

Referencias

- Fethi, G., K. Kaddour, M. Tesconi, A. Brancolini, C. Carniani, A. Galli Giuseppe. 2010. *El Borma - Bright Water - Tertiary Method Of Enhanced Oil Recovery For A Mature Field*. SPE Production and Operations Conference and Exhibition, Tunisia. SPE - 136140-MS.
- Galli, G., D. Morra, F. Ghaddab, M. Tesconi, E. J. Manrique, G. Freeman. 2012. *Thermally Activated Particle Treatment to Improve Sweep Efficiency: Pilot Test Results and Field Scale Application Design in El Borma Field (Tunisia)*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa.
- Gavilan, J. M., J. L. Mustoni, F. Alvarado, P. Denyer, C. Espina, G. Calvo y S. Herrera. 2011. *Evaluation and Implementation of Bright Water™ Technology in a Complex Multilayered Reservoir with Wells Producing under High Water Cut*, 16th European Symposium on Improved Oil Recovery Cambridge, UK, 12-14, april 2011.
- Husband, M. E., D. Ohms, D. Sanborn, H. Frampton, S. R. Carhart, B. H. Carlson, K. Chang, J. , Morgan. 2010. *Results Of A Three-well Waterflood Sweep Improvement Trial In The Prudhoe Bay Field Using A Thermally Activated Particle System*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, SPE - 129967-MS.
- Mustoni, J. L., F. Cabrera, E. J. Manrique, C. Norman. 2012. *Application of a Thermally Activated Particle System for Improved Sweep Efficiency in a Multilayer, Geologically Complex Waterflood*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, 153331-MS SPE.
- Mustoni, J. L. y C. A. Norman. 2009. *Aplicación de conformance en profundidad para mejorar la eficiencia de barrido en waterfloods de la Cuenca del Golfo S. Jorge*.
- Ohms, D. S., J. D. McLeod, C. J. Graff, H. Frampton, J. Morgan, S. K. Cheung, K. E. Yancey, K. Chang. 2009. *Incremental Oil Success From Waterflood Sweep Improvement in Alaska*. SPE- 121761-MS.
- Páez Yañez, P. A., J. L. Mustoni, H. Frampton, M. F. Relling, Kin-Tai Chang, P. C. Hopkinson. 2007. *New Attempt in Improving Sweep Efficiency at the Mature Koluel Kaike and Piedra Clavada Waterflooding Projects of the S. Jorge Basin in Argentina*. SPE-107923-MS.
- Pritchett, J., H. Frampton, J. Brinkman, S. Cheung, J. Morgan, K. T. Chang, D. Williams, J. Goodgame. 2003. *Field Application of a New In-Depth Waterflood Conformance Improvement Tool*. SPE - 84897-MS.

