

# Yacimiento Grinbeek: Resultados y desafíos a cuatro años de la inyección de polímeros

Por *Ana María Ruiz, Viviana Paola Serrano, Paula Guillen, Juan Juri, Héctor Campos, Natalia Ojeda, Agustina Zurletti y Pablo Alonso Jaimez* (YPF)

Se exponen aquí los resultados satisfactorios tras realizar en este yacimiento ubicado en la provincia de Chubut, un trabajo conjunto entre el equipo de estudios y el de monitoreo, que pudieron tomar decisiones y realizar los cambios necesarios en la estrategia de desarrollo.

**E**l Yacimiento Grimbeek se ubica en el sector centro norte del área de reservas Manantiales Behr, la cual se encuentra a aproximadamente 30 Km hacia el Norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut, Cuenca del Golfo San Jorge.

El yacimiento está compuesto por bloques separados total o parcialmente por fallas. De sur a norte se identifican tres bloques: Grimbeek II, Norte y Norte II. Estos campos concentran su producción de petróleo en los reservorios alojados en el Miembro basal de la Fm. El Trébol, denominado San Diego o Complejo II.

En el año 2015 se inició la inyección de polímeros en el piloto de GBK II. Es tomando como punto de partida los resultados de este piloto que se realiza el análisis y ejecución de una expansión de inyección de polímero en el Yacimiento.

Tras el inicio de la masificación de la inyección de Polímeros en 2019, la cual contempló llevar de 4 a 86 la cantidad de pozos inyectoros de polímero, el objetivo de esta presentación es compartir con la comunidad Técnica los resultados obtenidos a cuatro años del inicio de la inyección de polímeros, haciendo foco en las acciones de monitoreo que llevamos a cabo y como se fue delineando el plan de monitoreo para los próximos proyectos de inyección de polímero a implementarse en la regional.

Queremos compartir cómo el trabajo en conjunto, de manera sostenida y en constante retroalimentación entre el equipo de estudios y de monitoreo nos permitió obtener excelentes resultados y poder tomar las decisiones y cambios en la estrategia de desarrollo a raíz de los datos obtenidos en el día a día.

En el transcurso del presente trabajo veremos los siguientes puntos:

- Plan de desarrollo original vs plan de desarrollo "real". Concentraciones y caudales de inyección planificados vs reales.
- Variables de seguimiento e impacto en la toma de decisiones del proyecto
- Principales desafíos transitados: pozos problemas, cambio diseño de instalaciones de fondo. Mejora en el índice de intervenciones. Logística.
- Trabajo interdisciplinario con el mapeo de variables que afectan el proceso del AdR. Problemas en el proceso de deshidratación, calidad de agua. Cambios en los tratamientos químicos.

## Introducción

### Antecedentes

El bloque de Grimbeek (Fig 1) ubicado en el yacimiento Manantiales Behr en la provincia de Chubut, Argentina está compuesto principalmente por reservorios de origen fluvial entrelazado a meandroso de carga mixta, con areniscas intercaladas con fangolitas que actúan como sello. La profundidad promedio es de 1000/1150 metros bajo boca de pozo (mbbp) posee entre 3-7 secuencias estratigráficas y un petróleo con una viscosidad de 120 cp, permeabilidades por encima de los 2D, porosidades en el orden de 25-28% y temperaturas

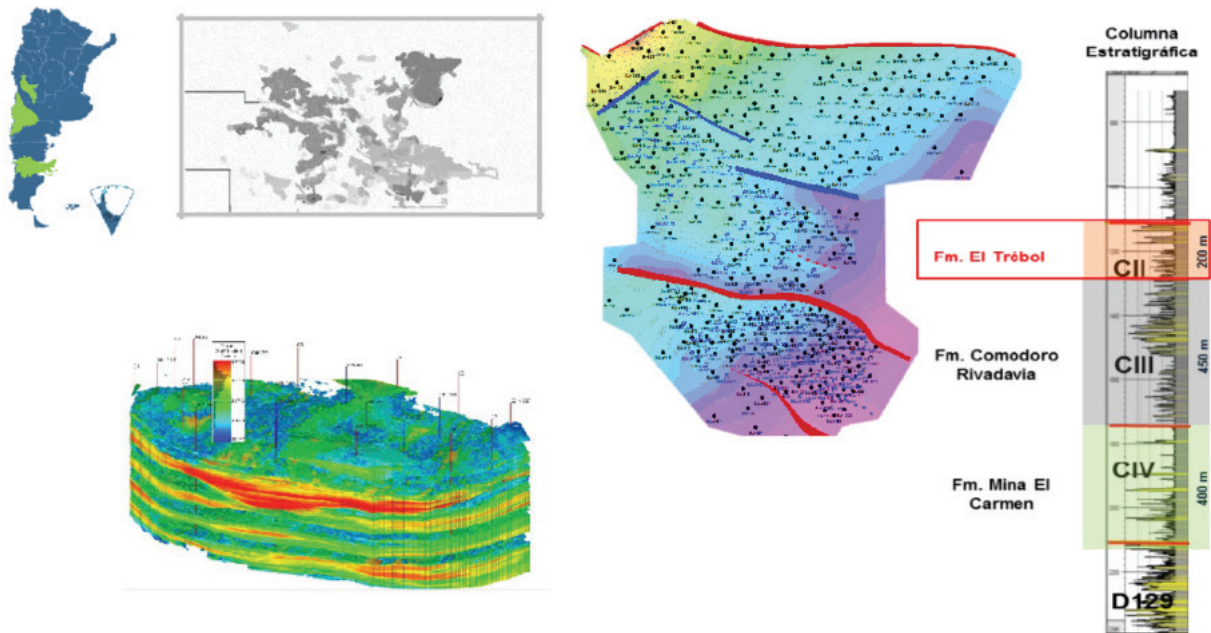


Figura 1. Ubicación y características Bloque Gbk.

que rondan los 60°C. La combinación de estos factores lo convierte en un excelente candidato para la inyección de polímeros.

En el año 2015 se dio inicio al piloto de inyección de polímero en el bloque Gbk II, este piloto fue diseñado con 4 pozos inyectoras, un pozo central confinado y 9 pozos periféricos de primera línea Juri et al (2017) sus resultados promisorios, derivaron en una estrategia de expansión que no tiene antecedentes en la industria, al resto del yacimiento mediante una expansión modular mediante el concepto de plantas móviles, donde a través de la sectorización del potencial y siguiendo una secuencia óptima de inyección se buscó maximizar la respuesta de petróleo, reducir los tiempos de implementación, disminuir los riesgos operativos orientando el desarrollo a maximizar la

eficiencia de CAPEX y OPEX Juri et al (2020).

Esta forma de inyección modular reduce la dependencia de una sola instalación central permitiendo adaptar la estrategia a los resultados obtenidos en cada fase secuencial. Si una zona no arroja los resultados esperados, es posible rápidamente ajustar y continuar el desarrollo en otra zona buscando maximizar la respuesta obtenida minimizando el costo operativo en el consumo de polímero.

### Primera etapa de expansión

La inyección en la expansión comenzó en Agosto/septiembre 2019 con las dos primeras plantas de inyección de polímero (PIU) ubicadas en el Bloque de Grimbeek II.

En Octubre/noviembre 2019 se marcharon las siguientes dos PIUs en el bloque de Gbk Norte completando la primera etapa de expansión con la quinta PIU ubicada también en el bloque Gbk II.

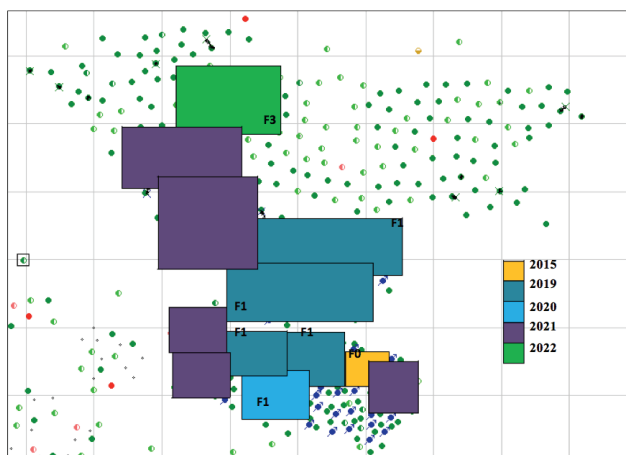


Figura 2. Fases de desarrollo inyección de polímero Yac. Grimbeek.

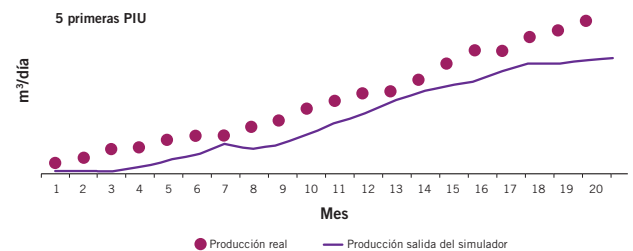


Figura 3. Producción petróleo real vs pronosticado.

Durante 2021 se completó la implementación del bloque Gbk Norte con 2 plantas adicionales y actualmente la fase 3 del desarrollo de encuentra en implementación en el bloque Gbk Norte II.

Alcanzando un total de 47 pozos inyectoros de polímero.

### Resultados de la expansión de la inyección de polímero

La primera etapa de expansión tuvo algunos desafíos relacionados con la calidad de agua de inyección disponible para el proyecto la cual se encontraba lejos de los valores óptimos requeridos según los estudios previos realizados. Este inconveniente nos llevó a cambiar la estrategia de inyección aumentando la concentración de

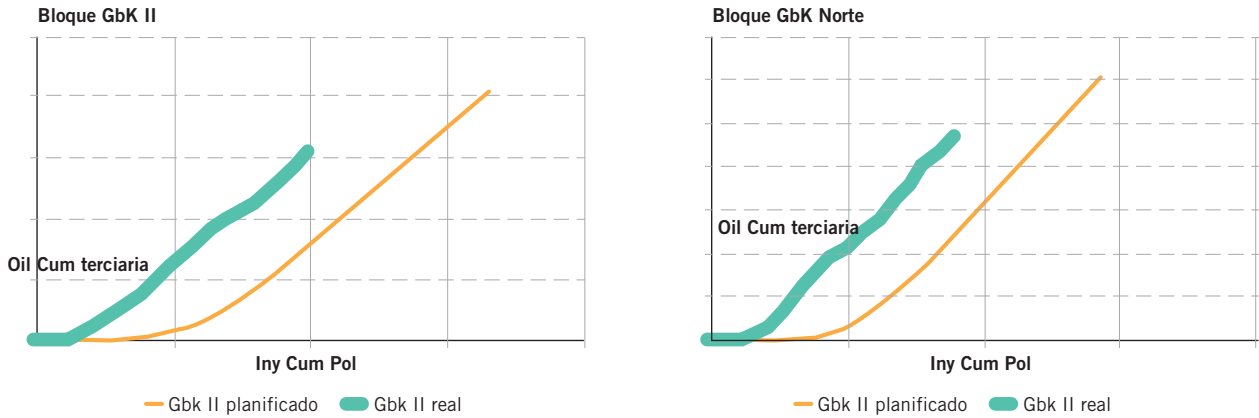


Figura 4. Resultados preliminares. Inyección acumulada de polímero vs Producción acumulada incremental.

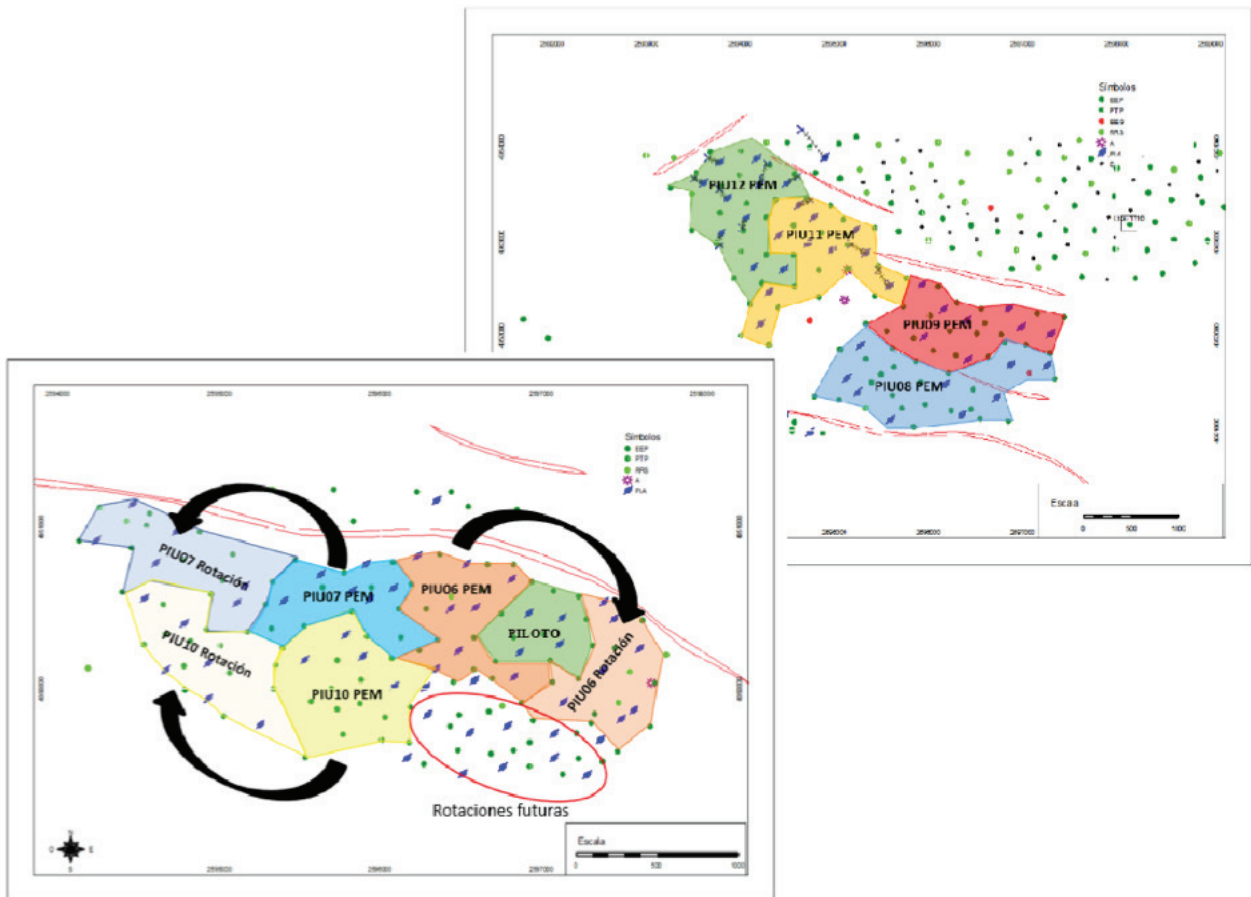


Figura 5. Expansión de polímeros en bloques GBK II y GBKN.

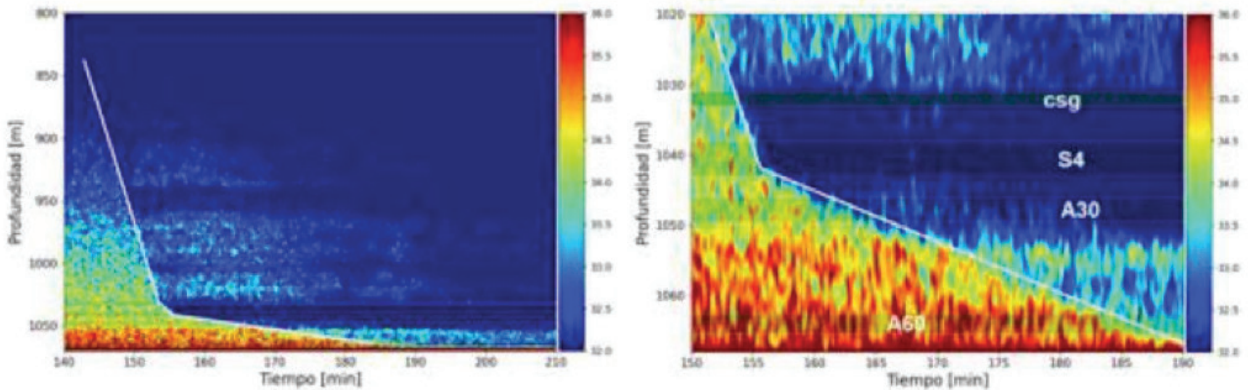


Figura 6. Caudal de polímero en función del tiempo.

la solución madre a los fines de compensar con mayor viscosidad este inconveniente en el agua disponible y a su vez reducir el caudal de inyección por pozo para que este aumento de concentración no se traduzca en un aumento en el consumo de polímero utilizado impactando de forma negativa en los gastos operativos programados.

Esta inyección con menor caudal, pero a mayor viscosidad, tuvo resultados favorables con una mejor eficiencia de barrido de reservorios fluviales de gran heterogeneidad al aumentar el ratio entre viscosidad de polímero y viscosidad de petróleo, permitiéndonos actualizar nuestros modelos de simulación y confirmar nuestra estrategia de expansión modular barriendo los diferentes “Sweet Spot” identificados en los modelos estáticos / dinámicos 3D.

### Segunda etapa de expansión

Estos resultados permitieron continuar con el plan de expansión, instalando 2 nuevas PIU en el bloque Gbk Norte y rotando las primeras 3 PIUs ubicadas en Gbk II (Fig 3), y dar continuidad a la estrategia de desarrollo del bloque.

### VARIABLES DE SEGUIMIENTO DEL PROYECTO

La implementación mediante plantas modulares, incluye un esquema de inyección que permite tener control de caudales y presiones de inyección de manera precisa mediante la utilización de una bomba dedicada por pozo, lo que garantiza la capacidad de mantener un caudal constante y dar seguimiento en tiempo real de tendencias de evolución de presión y control del caudal a nivel pozo.

De igual manera el plan de monitoreo incluye mediciones diarias de viscosidad y mediciones de chequeo periódicas de concentración para asegurar la calidad de la solución inyectada y un seguimiento de la evolución de inyectividad en cada uno de los pozos.

A nivel subsuelo, resulta de vital importancia poder contar con información de la distribución de inyección

a nivel capa/secuencia en este tipo de reservorios heterogéneos y donde la inyección se realiza en varios niveles productivos,

En proyectos como Grimbeek donde la combinación de caudales y viscosidad de solución inyectada convive con dificultades para utilizar las herramientas convencionales para la medición de caudales por capa en pozos inyectoros (Transito de Fluidos – con trazador radiactivo), debido al régimen de flujo (laminar) que impide una dispersión adecuada del trazador, lo que resulta en detecciones anómalas que impiden una interpretación acertada de las mediciones, estas respuestas han sido asociadas a una baja/mala dispersión de trazador radioactivo y frecuentemente a problemas de eyección de las herramientas en estas condiciones. Bragg et al (1982), Roesner et al (1983), Zheng et al (2006)

El desafío tecnológico fue poder medir el caudal de polímeros admitido en cada punzado. Este parámetro contribuye a optimizar la eficiencia del proceso de recuperación mejorada, permitiendo evaluar la admisión por capa y su evolución en el tiempo. Al inicio del proyecto se realizó una prueba piloto de medición de perfil de inyección de polímeros con mediante la utilización de sistemas DTS y DVS a través de mediciones con Fibra Óptica, que permitió validar el uso de la tecnología en las condiciones específicas de inyección del proyecto.

El procedimiento empleado para efectuar las mediciones consiste en intercalar un volumen de agua en el polímero que se inyecta en cada uno de los pozos. El slug de agua llega hasta el fondo del pozo sin mezclarse con el polímero que lo rodea generando un trazador tanto térmico como de vibraciones asociados al cambio en el régimen de flujo entre ambos fluidos. El flujo es laminar durante la inyección de polímero y turbulento durante la inyección de agua. El contraste se verifica por un lado en una diferencia de temperatura en ambos fluidos ya que el régimen turbulento intercambia con mayor eficiencia calor con la formación, y por otro lado en vibraciones mecánicas en la interfaz polímero agua. Ambas señales son registradas por los sistemas DAS y DTS y procesadas para poder seguir la interfaz polímero agua en el tiempo

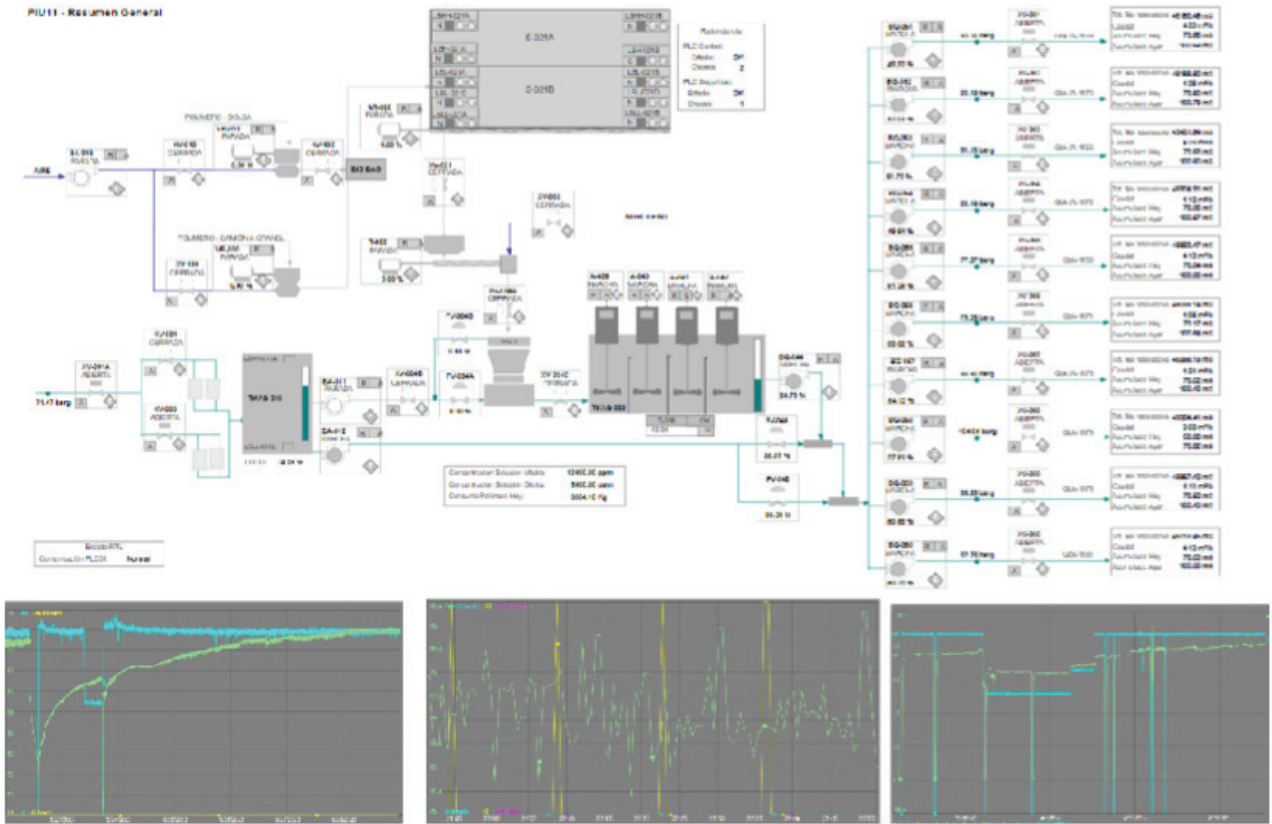


Figura 7. Ejemplo visualización sistema monitoreo plantas inyección de polímero.

y determinar la velocidad del fluido en cada sector de la cañería.

En los pozos productores además de la evolución de corte de agua, parámetro clave para detectar la respuesta a la inyección de polímero, se suma la medición trazas de residual de polímero en pozos productores (métodos colinita, hyamine y/o bleach en función de la madurez del proceso y los límites técnicos de cada método). Esto se realiza con frecuencia mensual por pozo y en nodos adicionales como colectores, batería y ramales con frecuencia semana. Este seguimiento nos permite realizar un balance de masa, entre el polímero inyectando con el objetivo de mejorar el entendimiento de la evolución de barrido en el reservorio.

Además de la importancia a nivel de subsuelo (para medir eficiencia y optimizar el barrido), la correcta cuantificación del polímero producido es importante para la gestión de los procesos de clarificación y deshidratación en las plantas de tratamiento.

### Monitoreo de variables operativas en tiempo real

La posibilidad de poder contar con variables operativas monitoreadas en tiempo real ofrece numerosas ventajas al proporcionar instantánea y actualizada sobre las variables clave del proceso de dosificación, mezclado e inyección de polímeros. Brinda la posibilidad de tomar

decisiones más informada y ágilmente. Algunas ventajas para destacar:

- Detección temprana de problemas, identificando rápidamente desviaciones o anomalías. Esto ayuda a detectar problemas antes de que se conviertan en fallas mayores, lo que reduce tiempos de inactividad y costos de reparación.
- Optimización del rendimiento, Es posible identificar oportunidades de mejora y optimizar el rendimiento. Se pueden realizar los ajustes necesarios a tiempo para maximizar eficiencia y productividad en el proceso de inyección.
- Toma de decisiones basadas en datos, la disponibilidad de la información permite tomar decisiones más fundamentadas y basadas en datos. Así como el acceso a datos históricos de todos los usuarios involucrados, representan una herramienta muy potente de análisis.
- Mantenimiento predictivo, Al monitorear variables como la temperatura, la presión, niveles o tiempos operativos, se pueden predecir problemas de mantenimiento, lo que facilita la planificación de actividades de operación y mantenimiento evitando/disminuyendo interrupciones no planificadas prolongando la vida útil de los activos y manteniendo una inyección estable y controlada.

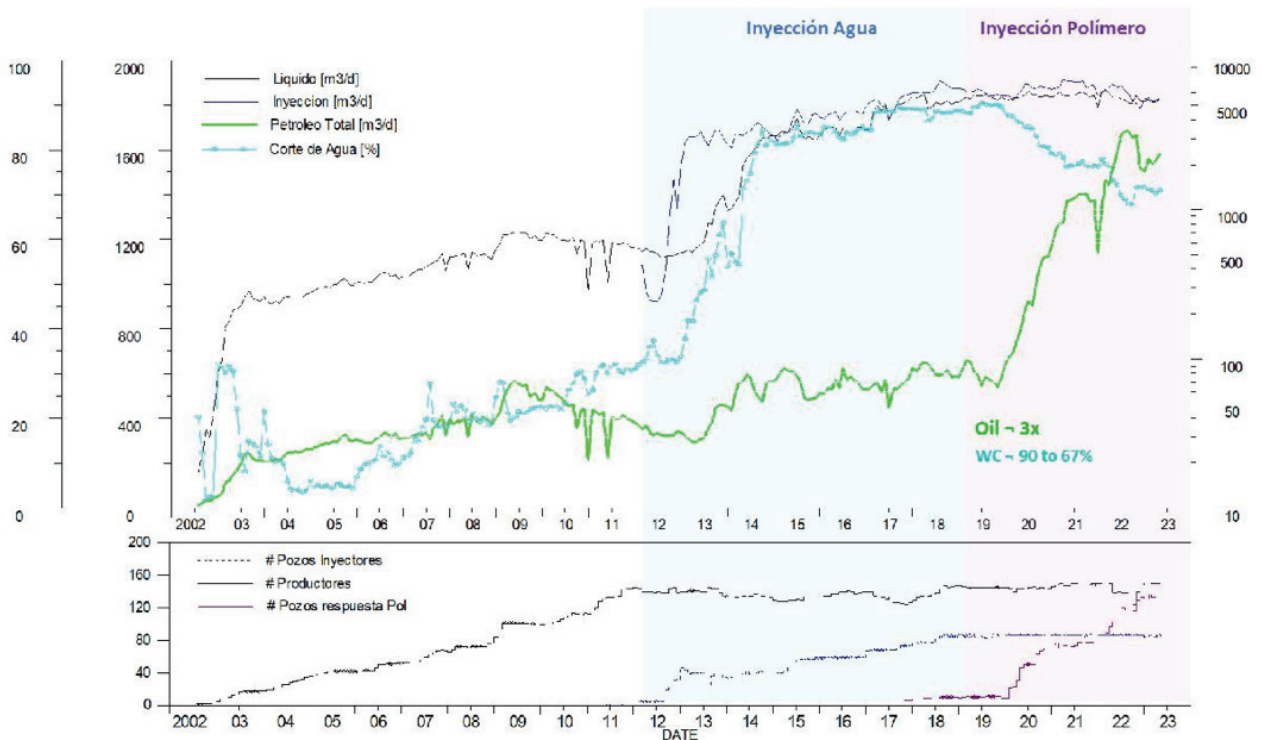


Figura 8. Producción grupo de pozos afectados por la inyección de polímero.

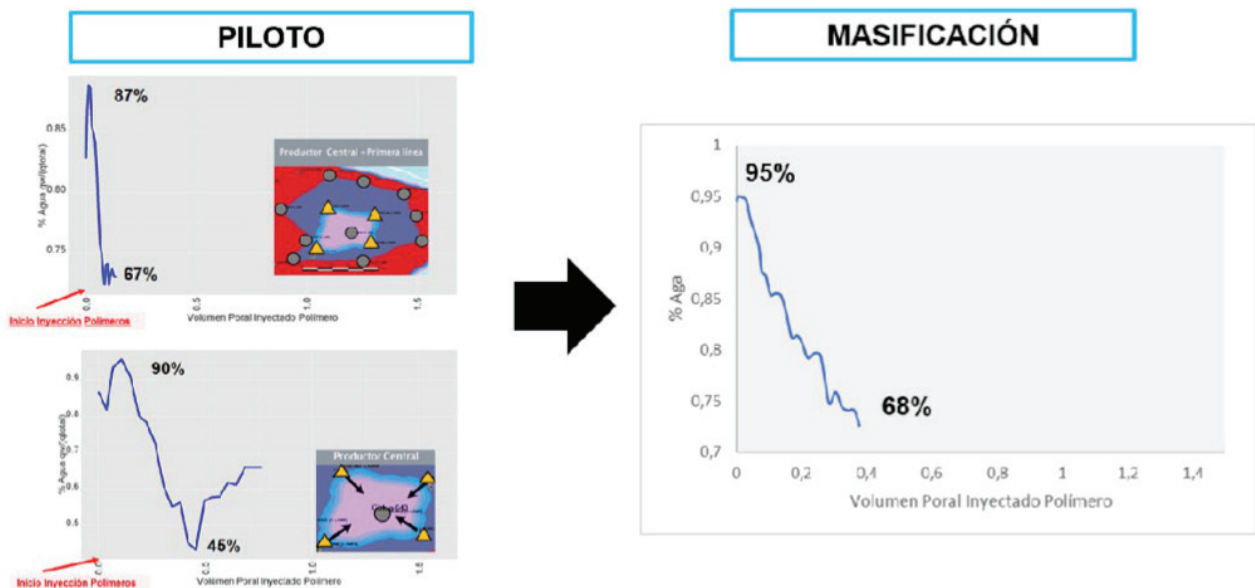


Figura 9. Comparación comportamiento corte de agua vs VPI entre Piloto y Masificación

### Seguimiento de la producción

En el siguiente gráfico se muestra la producción total del grupo de pozos asociados a la inyección de polímero.

Hacia principios de 2013 se inició con la inyección de agua notándose un claro aumento en la producción de líquido y de neta.

Hacia mediados de 2019 inicia la inyección de polímeros y se puede ver cómo: con niveles estables de inyección y bruta, cambia notoriamente el corte de agua alcanzando una reducción de casi 30 puntos porcentuales a la fecha y obteniendo un incremental de petróleo de 890m<sup>3</sup>/d respecto de la línea base de secundaria.



Figura 10. Eficiencia de inyección.

Este grupo de pozos desde que inicio la inyección de polímero triplicó su producción.

Si comparamos el comportamiento del corte de agua en función del volumen poral inyectado de polímero, podemos ver que la masificación hasta ahora responde con comportamiento similar al que tuvo el piloto original del 2015, logrando una reducción promedio de más de 20 puntos en el corte de agua.

El comportamiento del proyecto, también se puede analizar en términos de eficiencia de inyección. Este gráfico lo que nos muestra es, en función del tiempo, la cantidad de metros cúbicos de agua que necesito para producir un metro cubico de petróleo.

En azul la fase de secundaria en violeta el periodo de inyección de polímeros.

Se puede ver que, la inyección de polímeros significó un incremento notable en eficiencia de barrido del fluido desplazante. Pasando de necesitar hasta 10 m<sup>3</sup> de agua para recuperar 1 m<sup>3</sup> de petróleo a necesitar solo 3 m<sup>3</sup>. Triplicando la eficiencia de la inyección.

## Principales desafíos

### Todos los proyectos

#### Diseño sistemas de extracción

Las condiciones del yacimiento (tipo de fluidos, profundidad y naturaleza poco consolidada del reservorio) hacen que el sistema de extracción PCP sea el más adecuado y por ende el más utilizado para la producción del bloque.

Al comenzar con los procesos de inyección, tanto de agua como de polímero, el primer banco de petróleo que

se mueve hacia los productores trae asociado un porcentaje alto de sólidos, esto es algo característico de este tipo de reservorios muy poco consolidados y en presencia de petróleo de alta viscosidad.

Esta condición genera una producción inicial de este primer banco de arena la cual fue identificada y mapeada utilizando las estadísticas de intervenciones con los equipos de Pulling donde se toma registro de los metros de relleno que se limpian entre cada intervención desde el inicio de la respuesta por inyección secundaria

Problemas asociados a manejo de arena:

- Incremento de fallos de hermeticidad de TBG por rozamiento.
- Aprisionamiento del sistema por solidos
- Reducción de aporte del pozo por solidos que alcanzan algunos intervalos punzados.

Con el objetivo de mejorar el índice de fallas y dar continuidad a la extracción se llevaron a cabo acciones interdisciplinarias como el mapeo de las zonas más problemáticas (con mayor aporte de sólidos y/o probabilidad de ocurrencia) para considerar la condición particular al momento del diseño de la bomba de cavidades progresivas. En estas zonas identificadas se utilizaron elastómeros soft, paddle rotor y ángulos chicos en los rotores. Además, esta identificación de zonas con mayor aporte nos permitió diferenciar estos pozos en sus condiciones de operación (régimen de extracción, nivel de sumergencia, etc.)

Además de la producción adicional de solido que acompañan la respuesta de petróleo incremental, se debe



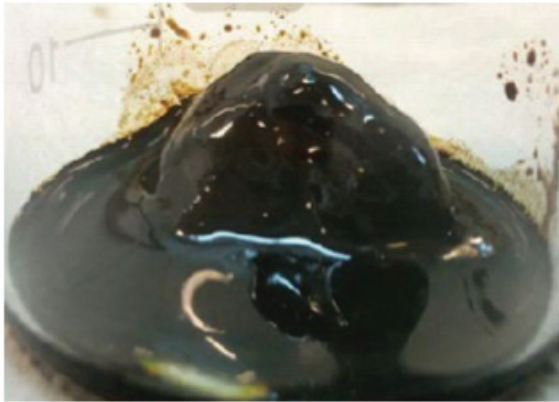


Figura 11. Aspecto de sludge formado en el proceso de tratamiento

tener en cuenta la probabilidad de aparición de trazas de polímero en el agua producida conforme avanza el proceso de barrido. Esta presencia de residual de HPAM produce un incremento en la fricción entre las varillas y el tubing provocando mayor rozamiento lo que ocasionaba fallas por pérdida de hermeticidad en la cañería.

El estudio de estas condiciones de producción nos permitió llegar a una adecuación del diseño de sistema de extracción donde se contempla los cambios en la configuración de fluidos durante el ciclo de vida del pozo. (elastómeros, geometría rotor/estator, varillas de alta resistencia, refuerzo mecánico de los TBG mediante revestimiento para evitar rozamiento, rotadores de TBG, sensores de fondo y telemetría para análisis de datos en tiempo real).

Estos cambios en el diseño de fondo permitieron aumentar el run life de las bombas, pasando de 187 días a 580 días.

### Producción de polímero e impacto en los procesos de separación

La compatibilidad entre el polímero inyectado y la composición de fluidos presentes en el circuito de proceso del yacimiento es esencial para evitar interacciones no deseadas entre los componentes del sistema.

Como parte crucial del trabajo interdisciplinario que venimos realizando, la preparación de las instalaciones y los tratamientos en las plantas de procesamiento de crudo para la posible llegada de trazas de polímero residual es un punto clave para poder minimizar el impacto que esto puede llegar ocasionar en este tratamiento, derivado de la interacción con las corrientes del sistema. Rambeau et al (2015)

Si bien durante la etapa de planificación y desarrollo del proyecto sea realizaron mediciones exhaustivas a nivel laboratorio es importante mencionar la importancia de un seguimiento continuo e interdisciplinario del proceso de manera continuada durante todas las fases del proyecto, con el fin de capturar a tiempo las modi-

ficaciones y ajustes necesarios que soporten de manera eficiente los procesos de clarificación y separación ante la aparición de polímero residual producido, ya que este se convierte en un componente adicional en las corrientes de fluido que debe ser considerado.

Dificultades identificadas en el proceso durante las distintas fases del proyecto.

- Aumento de sólidos en la corriente de fluidos que entran a las plantas de tratamiento: producto del incremento en la producción de arena en los tiempos tempranos de respuesta de petróleo.
- Pérdida de eficiencia en el proceso de clarificación con los productos químicos utilizados. (aumento de dosis, cambio de carga) y sus impactos: Deterioro de calidad de agua e incremento de dosis necesaria de clarificantes (previo a su reemplazo).
- Generación y precipitación de sludge (sólido de aspecto gomoso y estable) producto de la interacción de cargas entre los productos químicos utilizados, la presencia de residual de polímero producido, sólidos y compuesto de parafinas y asfáltenos provenientes de corrientes que dificultaban la separación correcta de fases y propiciando la precipitación y acumulación del mismo.
- Impacto en sistema de control y protecciones por acumulación de sólido/sludge

### Plan de acción implementado

- Sludge: Caracterización y entendimiento del mecanismo de formación para mitigar y/o inhibir su aparición.
- Plan de evaluación de interferencias
- Pruebas de laboratorio con productos químicos compatibles existentes y nuevos (cargas aniónicas y/o neutras).
- Protocolos detallados: planificación, ejecución y evaluación.
- Modificación y ajustes en el proceso. Cambio de producto químico utilizado anteriormente por produc-

to compatibles con el residual de polímero presente. Productos químicos con carga aniónica.

- Adecuación del proceso de tratamiento del agua.
- Trabajo continuo de optimización.

### Desafíos futuros

La innovación constante es fundamental para abordar desafíos actuales y futuros que permitan continuar dando pie al desarrollo de este tipo de proyectos.

Algunos de los temas en los que continuamos enfocando esfuerzos en virtud del potencial y crecimiento del proyecto son: optimización de costos (proveedores, logística, etc.), desarrollo de proveedores locales (servicios de medición especializados), agilidad para rotar y conectar plantas, desarrollo de productos con proveedores (procesos), optimización de logística de abastecimiento y aplicación de nuevas tecnologías.

### Conclusiones

La obtención y análisis de información en tiempo real junto con la permanente interacción entre la operación, monitoreo, estudios y procesos es fundamental para lograr los objetivos planteados y poder detectar tempranamente las oportunidades de mejora en este tipo de proyectos en los cuales la experiencia en su implementación es relativamente baja para la compañía.

Dentro de los principales logros obtenidos podemos destacar:

Importancia de entender el proceso químico en su totalidad y evaluar el impacto de tener el residual como corriente adicional para tomar acción previa y compatibilizar los productos químicos utilizados. Convivir con trazas de polímero y adecuar procesos.

Adecuar rutinas operativas para priorizar la correcta operación, mantenimiento y optimización del proceso.

Un plan de monitoreo interdisciplinario y detallado para los pozos inyectoros, productores, así como para puntos clave del proceso resulta de vital importancia para la evaluación resultados, riesgos e incertidumbres de un proyecto de inyección de polímero.

### Referencias

Bragg, J. R., Roesner, R. E., & Strassner, J. E. (1982, January 1). Measuring Well Injection Profiles of Polymer-Containing Fluids. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/10690-MS.

Hemik G., Groen L., Deitrick G., Van Der Horst, J., 2016, "Fiber Optic Based Reservoir Surveillance for Injection Conformance Monitoring and Production Profiling in EOR Fields" Presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, March 2016.

Juri J. E., Ruiz A., Pedersen G., Bernhardt C., Vasquez P., Eguia V., Schein F., "Grimbeek -120cp Oil in a Multilayer Heterogeneous Fluvial Reservoir. First Successful Application Polymer Flooding at YPF". EAGE 19th European Symposium on Improved Oil Recovery, 24-27 April, Stavanger, Norway. 2017.

Juri J, Dupuis G, Pedersen G, Ruiz A.M, Serrano V., GuillénP., Schein F., Ylitch I., Ojeda, N., Gandi, S., Martino L., Lucero A., Pérez D., Vocaturro G., Campos H., Rivas C., Massafarro J.L., 2022, "Reemplazo del 30% de la producción básica por producción de recuperación terciaria en Manantiales Behr apoyados en una estrategia de plantas modulares" Paper presented at the 11º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG.

Odile Rambeau, Alves, M.H., Loriau, M., Molinier, V., Passade -Boupat, N., Lebas, G., 2015, "Chemical Solutions to Handle Viscosified Back Produced Water in Case of Polymer Flooding. Society of Petroleum Engineers. Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 9-12 November 2015.

Roesner, R. E., Sloan, M. L., & Turney, R. A. 1983, "New Logging Instruments For Polymer And Water Injection Wells". Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

Zheng, H., & Liu, X., 2006, "Injection Profiling in Polymer Injectors in Daqing Oilfield". Paper presented at the International Oil & Gas Conference and Exhibition in China, December 5-7

Zhonghian, H., Gang, C., Lianyu, W., Mingzhan, C., Yuan, F., 2015, " Problem and Solution:

Artificial Lift Technology en Polymer Flooding" doi: SPE-174701-MS