

REEMPLAZO DEL 30% DE LA PRODUCCIÓN BÁSICA POR PRODUCCIÓN DE RECUPERACIÓN TERCIARIA EN MANANTIALES BEHR APOYADOS EN UNA ESTRATEGIA DE PLANTAS MODULARES

Juan Juri¹, Guillaume Dupuis², Guillermo Pedersen¹, Ana María Ruiz¹, Viviana Serrano¹, Paula Guillén¹,
Florencia Schein¹, Ivana Ylitch¹, Natalia Ojeda¹, Silvana Gandi¹, Luis Martino¹, Ariel Lucero¹, Diego Pérez¹,
Griselda Vocatur¹, Héctor Campos¹, Christophe Rivas², José Luis Massafarro¹

1: YPF S.A. juan.juri@ypf.com, guillermo.pedersen@ypf.com, ana.ruiz.m@ypf.com, viviana.serrano@ypf.com,
paula.guillen@ypf.com, florencia.schein@ypf.com, ivana.ylitch@ypf.com, natalia.ojeda@ypf.com,
silvana.gandi@ypf.com, luis.martina@ypf.com, ariel.lucero@ypf.com, diego.perez@ypf.com,
griselda.vocatur@ypf.com, hector.campos@ypf.com, jose.massafarro@ypf.com

2: SNF. gdupuis@snf.com, crivas@snf.com

Palabras clave: Polímeros, Unidades móviles, *sweet-spots*

ABSTRACT

Implementing a polymer flooding plan from laboratory studies to expansion and optimization takes around 8 to 12 years. What is the best approach to increase the project return on investment (ROI) and reduce the risk? EOR is facing, more than ever before, the importance and impact of timing. The oil demand is under rapid replacement because the energy transition is being accelerated by the pandemic.

We built our strategy around a distributed polymer injection rather than a centralized infrastructure to massively inject polymer at full-field scale. The distributed polymer injection with modular mobile polymer injection units (PIUs) targets the richest zones/sweet-spots of by-passed oil. In this case, the logistics, the construction of small modular mobile polymer injection units along with a cluster of ten injectors and nineteen to twenty-five producers ensure that the development cost will be below \$5/bbl. The distributed polymer injection not only is efficient in kg of polymer per incremental barrel but also rationalizes OPEX. Progressing this scenario is simple and depends mainly on the engineering and construction to move and mount rapidly the PIU from one sweet-spots to the next one.

Our development strategy focused on speed over scale: less use of water, less footprint, less infrastructure, optimize OPEX (polymer is being consumed along four to seven years, there is scope to optimize along the project lifetime) on the contrary infrastructure an upfront cost (there is less scope to optimize in the project lifetime). We prioritize small/mobile facilities knowing the specific location of the best reservoir targets in the subsurface to inject polymer. This offered the opportunity to standardize engineering and materials for mounting the modules, and it provides a way to focusing on one type of infrastructure to optimize.

Grimbeek Field, case study shows how we have increased the return of investment by identifying the sweet-spots of by-passed oil using reservoir simulation. In each of the main sweet-spots, we

installed a modular mobile polymer injection unit. Reservoir simulation shows that only 38% of the reservoir affected by polymer injection produces more than 60% of the incremental oil.

Grimbeek Field produced 4100 BOPD in 2019. Development of sweet-spots by modular polymer injection has driven the production of over 9700 BOPD incrementing production in more than 100% (more than 5000 BOPD) which now represents 23% of Manantiales Behr total production in less than two years including 2020. In the next 10 months, the project will have delivered 60% of the total cumulative production rationalizing the operative expenditure.

This strategy is a game-changer in polymer flooding, not only because other companies worldwide are adopting the distributed polymer injection concept but also because companies that initially adopted centralized infrastructure to massively inject polymer are now abandoning this concept and shifting towards distributed polymer injection. This strategy can be implemented efficiently in many mature fields since it will improve efficiency and speed across the whole value chain: 1) construct a small polymer injection units off-site, 2) mount on-site a modular installation, 3) inject polymer in relatively short injection cycles (3 to 4 years rational increase in OPEX) and 4) focus cluster production and move the PIU to the next zone.

INTRODUCCIÓN

La inyección de polímeros en yacimientos heterogéneos de origen fluvial está sujeta a más restricciones, en comparación con la inyección masiva de agua con una instalación central. Como resultado, el desarrollo de proyectos para la inyección de polímeros tiene sus particularidades. El impacto del tiempo, la agilidad de implantación y tiempo de respuesta de la producción afectan la decisión de avanzar/ o no avanzar con proyectos de recuperación terciaria. Además de lo anterior, la demanda de petróleo se encuentra en rápido reemplazo por la llegada inevitable de la transición energética influyendo en la alocaión de recursos para el desarrollo de tecnologías fuera de la recuperación terciaria.

Sin embargo, el enfoque general en la industria hacia el desarrollo de polímeros hace suposiciones simplificadas, basadas en su experiencia en el desarrollo de proyectos con inyección de agua. Esto crea retrasos que socavan el retorno de la inversión, aumentan los riesgos del proyecto y crean muchos problemas en el futuro con el OPEX, que es la variable clave en la inyección de polímeros (el 80 % del presupuesto total del proyecto es intensivo en OPEX).

Hay dos formas de diseñar instalaciones para proyectos de polímeros. La primera, instalaciones centralizadas de inyección de polímeros con frecuencia presentan los siguiente problemas a) riesgo de un crecimiento en OPEX desordenado (mejora de las instalaciones actuales, tamaño adicional de tanques y unidades de tratamiento de agua, almacenamiento, levantamiento incremental para intervención de pozos, costo de polímeros, transporte al área, transporte a el campo) b) problemas de escalabilidad/reutilización, c) incapacidad para manejar riesgos desconocidos (inherentes a las incertidumbres del subsuelo) que podrían causar que la zona no entregue los niveles de producción de petróleo esperados. Una instalación centralizada es rígida para manejar las desviaciones en la

presión del pozo, las tasas, la concentración de polímeros y los resultados de la producción de petróleo por debajo de los estimados.

La segunda forma es la inyección distribuida de polímeros utilizando unidades de inyección de polímeros (PIU), que reducen la dependencia de una sola instalación central porque los yacimientos son altamente heterogéneos y siempre hay incertidumbres que podrían modificar un plan de desarrollo de campo, ya que los modelos de simulación se retroalimentan a partir de datos dinámicos.

La inyección de polímero distribuida da modularidad y flexibilidad, ya que se puede reconfigurar o expandir el sistema agregando nuevas unidades de inyección de polímero y aun así el proceso puede continuar sin que se produzca una sobrecarga. De esta manera, reducir el riesgo y la posibilidad de falla en el diseño de una sola instalación le da robustez al proceso de recobro. Esto es esencial en el campo de la inyección de polímeros, ya que el OPEX aumenta rápidamente y es difícil definir con precisión las características de desplazamiento porque existen múltiples incertidumbres en las interacciones físicas entre los productos químicos. Por lo tanto, la falla de la unidad centralizada puede ser devastadora en términos de sustentabilidad del proyecto a largo plazo. ¿Cómo lidiamos con zonas con respuesta de petróleo completamente diferente en magnitud y tiempo de respuesta?

La unidad montada es pequeña y localizada, en lugar de una unidad grande y central con mayor requerimiento de material, mano de obra y coordinación. Permite que la planificación se realice en una escala de tiempo más corta. Reduce los retrasos y riesgos de implementación. Reduce la complejidad del problema de coordinar múltiples actividades de ejecución haciendo que la implementación sea más simple y económica. Además, reduce la complejidad general del seguimiento y control del proyecto.

Este trabajo se centra en los resultados de la estrategia de inyección de polímeros distribuidos en yacimientos de Manantiales Behr además de otros operadores internacionales que han adoptado esta estrategia.

Analiza las características del sistema distribuido y la escalabilidad en la respuesta de producción que aumenta el retorno de la inversión del proyecto y reduce el riesgo. Hay tantas interacciones de fluidos de roca entre los productos químicos y las heterogeneidades del subsuelo que es difícil obtener todos los parámetros correctos en las simulaciones, por lo tanto, debemos salvaguardar el valor del proyecto con una estrategia ágil y un sistema distribuido que permita una medición y un control compartimentados.

MÉTODOS

¿Por qué nos molestamos en instalar unidades de inyección de polímeros modulares distribuidas en primer lugar? La geología de los sistemas fluviales de bajo “*net to gross*” es inherentemente

heterogénea y esta heterogeneidad no es aleatoria, por lo que se puede predecir la distribución vertical y areal de las arenas de mejor calidad (Fig. 1). La heterogeneidad en los sistemas fluviales de la Cuenca del Golfo San Jorge rige cómo funciona la inyección de polímeros distribuidos y es el principio básico para diseñar el proyecto para aumentar el rendimiento y la escalabilidad. El acoplamiento de las instalaciones de inyección de polímeros a las incertidumbres clave del subsuelo garantiza que se puedan minimizar los riesgos y aprovechar el potencial al agregar unidades de inyección de polímeros adicionales o rotar las unidades existentes.

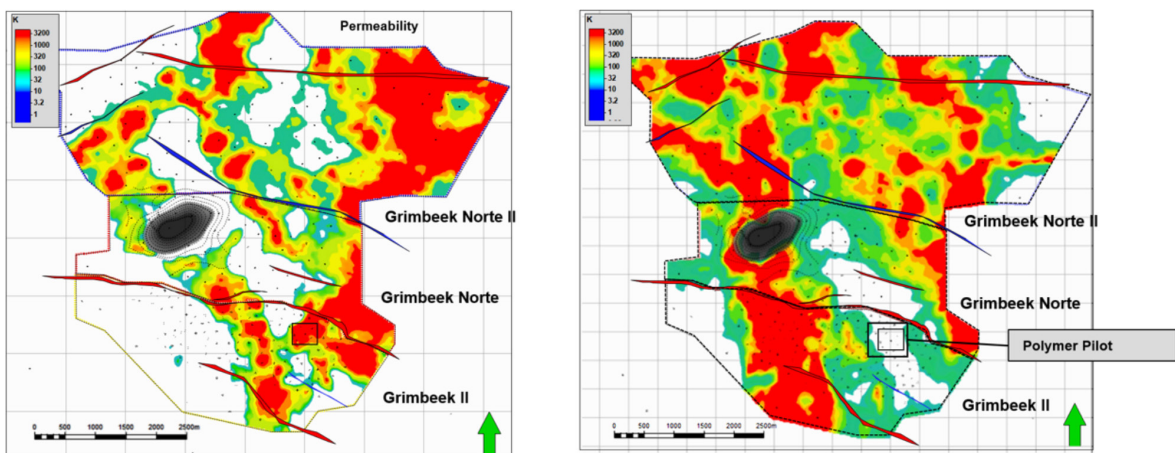


Figura 1. Canales en el sistema fluvial Manantiales Behr que muestran la distribución de la permeabilidad.

El sistema fluvial del subsuelo consta de complejos de canales rellenos de arena (Fig. 1), por lo que la inyección dirigida a los canales principales es fundamental para definir la estrategia de inyección de polímero distribuido.

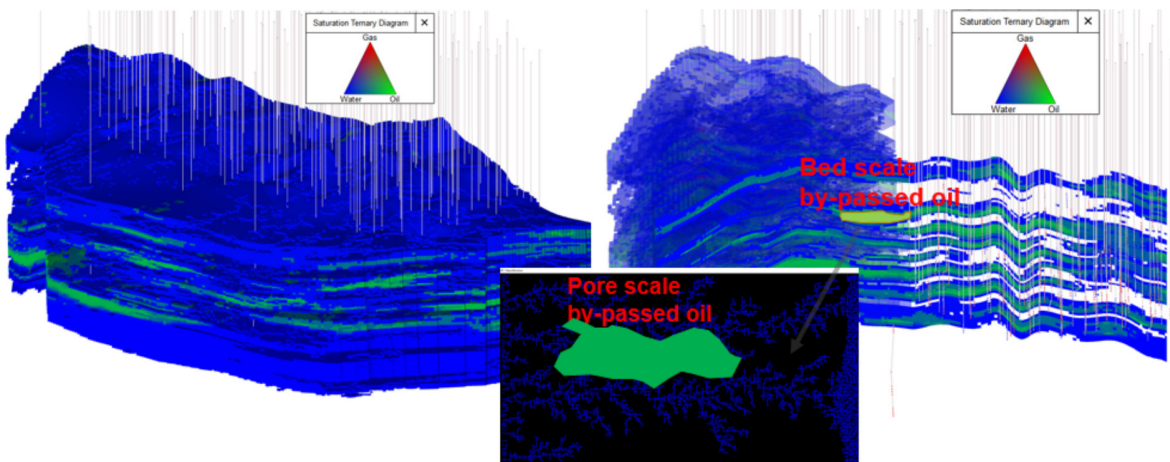


Figura 2. Las acumulaciones de color verde muestran uno de los “sweet-spots” en Manantiales Behr que emergen de la simulación del yacimiento.

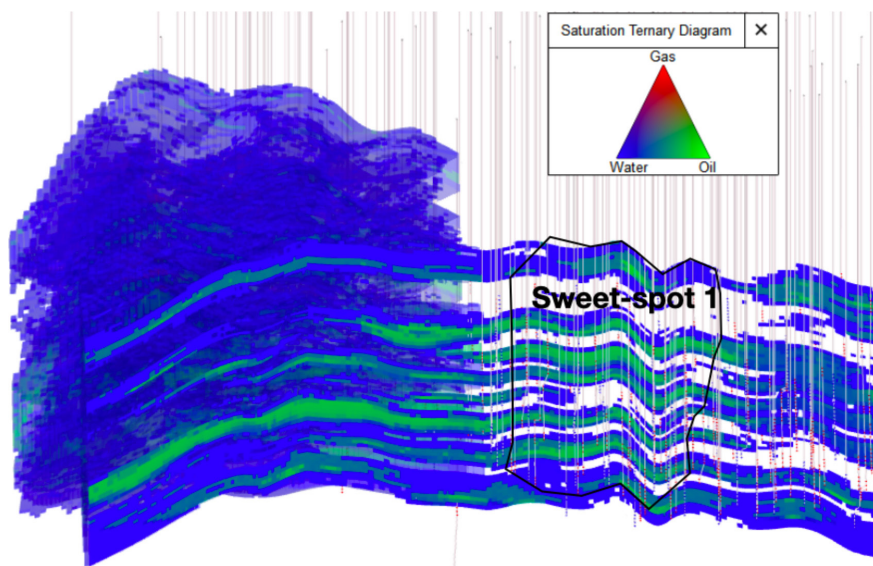


Figura 3. Las simulaciones de yacimientos permiten encontrar los “sweet-spots” para clasificar el desarrollo.

Usando modelos de simulación (Fig. 3), podemos cuantificar la contribución (Fig. 3 y Fig. 5) de estos “sweet-spots” dispersos que pueden recuperarse inyectando polímero. Estos “sweet-spots” son zonas independientes que se pueden desarrollar individualmente (Fig. 4 y Fig. 5).

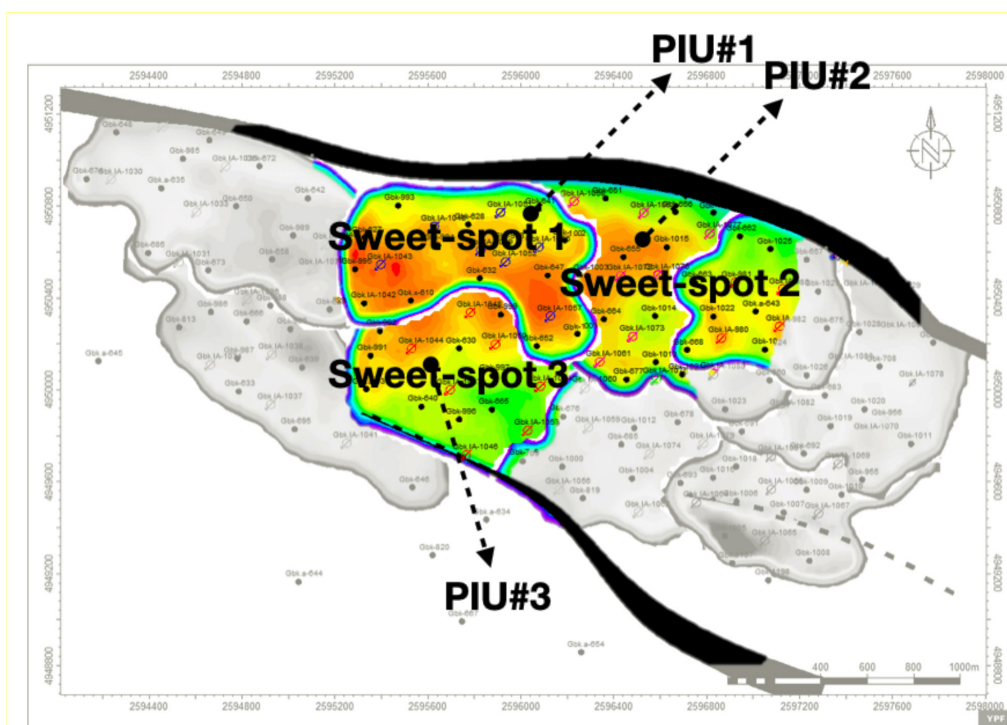


Figura 4. PIU#1, 2 y 3, ubicación de los tres *sweet-spots* principales en Grimbeck II que surgen de la simulación numérica y representan los “sweet-spots” que afectan las tres PIUs que instalamos.

La Figura 5 muestra la caudal incremental de petróleo para cada grupo de zonas. Las ubicaciones de las PIU siguen de mayor a menor petróleo incremental (Fig. 5). No es eficiente implementar EOR en todas las zonas la vez (Fig. 5).

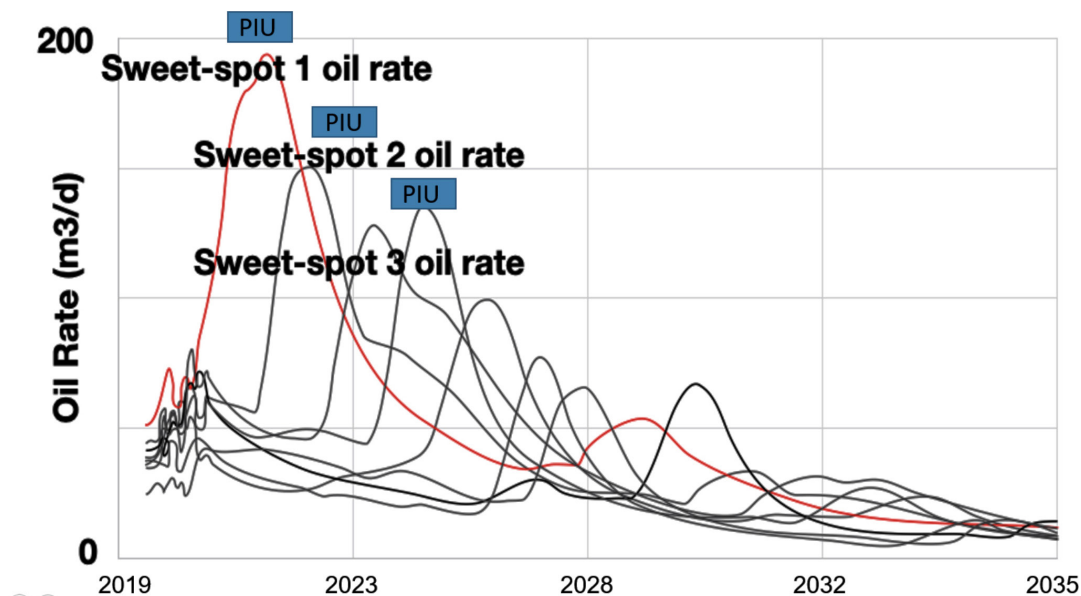


Figura 5. Muestra la respuesta de la tasa de petróleo que surgió de la simulación de yacimientos e impulsa la ubicación y rotación de las PIU en la Figura 4.

Además, implementar todas las zonas a la vez creará un aumento masivo en OPEX. Por lo tanto, necesitamos una comprensión profunda de la cartera de “sweet-spots” en el subsuelo a partir de modelos de simulación dinámica. Después de agrupar los “sweet-spots”, el análisis económico de todo el proyecto (CAPEX+OPEX) indicará el número óptimo de “sweet-spots” para apuntar simultáneamente (Fig. 5) y qué “sweet-spots” formarán parte de la futura rotación de las unidades iniciales y qué “sweet-spots” son marginales para la inyección de polímeros.

Esta estrategia de dividir el proyecto en grupos de caudales incrementales de petróleo similares también controla la producción de polímero residual, que es un elemento clave para el proceso de separación, no solo porque el polímero producido puede interactuar con otros productos químicos utilizados en el tratamiento del agua, sino también porque el tiempo de residencia en los tanques del separador es sensible a la viscosidad adicional del agua.

La sección de resultados mostrará cómo estos conjuntos de curvas clasifican las oportunidades e impulsan la ubicación de nuevas unidades de inyección de polímeros y los movimientos de las unidades ya instaladas. El esfuerzo se pone en la preparación de una secuencia de implementación de unidades de inyección de polímeros que prioricen los “sweet-spots” de bajo riesgo y alto caudal del petróleo. Al mismo tiempo controlar la producción de polímeros para ajustar el modelo de

simulación y garantizar que las instalaciones de superficie no se vean afectadas por la irrupción temprana del frente de polímeros.

ECONOMÍA

Los “*sweet-spots*” y, por lo tanto, las reservas de petróleo se extienden sobre vastas áreas. Nuestra estrategia de inyección distribuida de polímeros que utiliza unidades de inyección de polímeros hace que el proyecto sea muy robusto frente a las variaciones en el precio del petróleo, OPEX y las reservas de petróleo. Por ello, se ha dedicado un gran esfuerzo a la optimización de cada kilogramo de polímero inyectado.

Estimamos el número óptimo de unidades de inyección de polímero en relación a la variación del valor presente neto (Fig. 6) y cómo rotan después de completar el ciclo de inyección en los tres “*sweet-spots*” iniciales, maximizando el valor actual neto del proyecto de desarrollo. Al maximizar el VAN, integramos un modelo de simulación ajustado en presión y producción que generaron todas las combinaciones posibles del número de unidades de inyección de polímeros y luego los posibles esquemas de rotación.

La producción de polímeros, el arribo de polímero en productores, es un parámetro clave para estimar la actualización necesaria para manejar la producción de polímeros en las instalaciones de superficie que no solo tienen un impacto en CAPEX adicional sino también en OPEX adicional para el tratamiento de agua y petróleo.

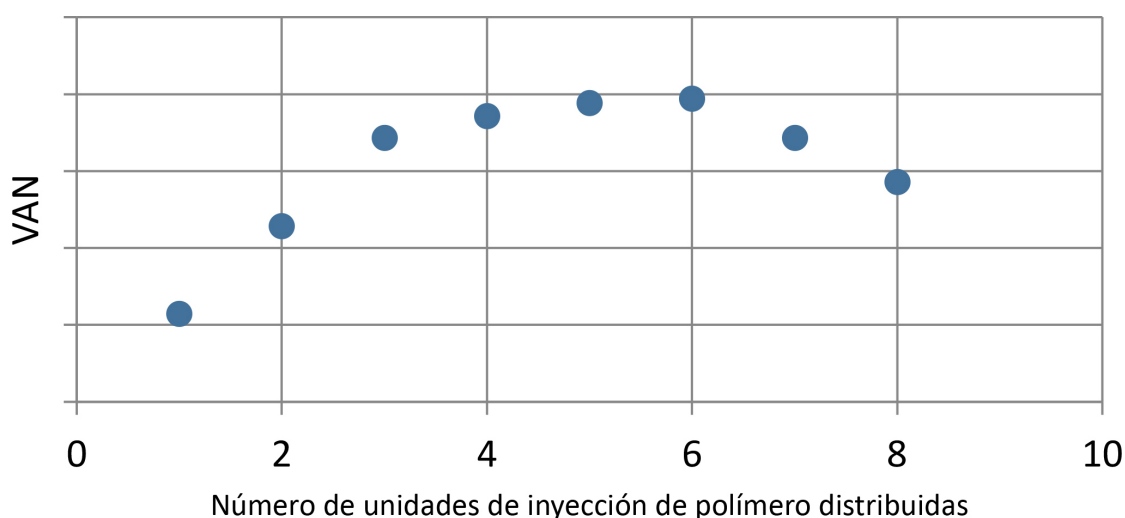


Figura 6. Muestra cómo seleccionar el número de PIU concurrentes.

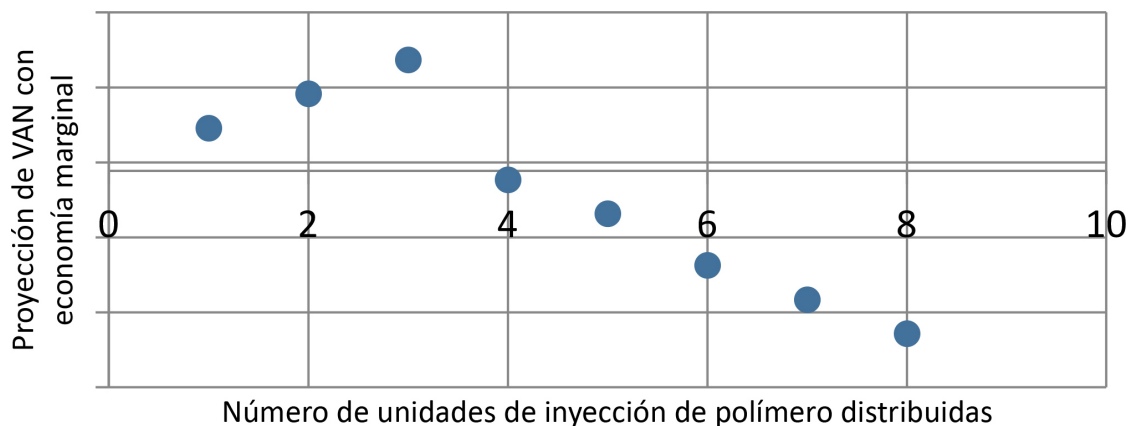


Figura 7. Análisis complementario para seleccionar el número de PIU concurrentes.

Además de maximizar el VAN para seleccionar el número óptimo de unidades de inyección de polímero para la inyección de polímero distribuida, minimizamos el riesgo. La Figura 7 muestra que se ha realizado un análisis de economía marginal para optimizar el número de unidades de inyección de polímero simultáneas. Se necesitan tres unidades de inyección de polímeros para mantener el proyecto con una economía positiva. Los “*sweet-spots*” 4 a 8 se desarrollan mediante la rotación de las unidades de inyección de polímero ubicadas inicialmente en los “*sweet-spots*” 1 a 3. Sin embargo, es posible que no se desarrollen si el entorno económico no es el adecuado debido a reservas esperadas demasiado bajas por punto óptimo.

INYECCIÓN DISTRIBUIDA DE POLÍMEROS MEDIANTE PIU

El otro elemento clave del sistema de inyección de polímeros distribuidos es la compartimentación a través de unidades en módulos (Fig. 8), que son procesos independientes organizados en



Figura 8. Unidad de Inyección de Polímero Móvil Modular (PIU).

torno a los “*sweet-spots*”. Tienen una huella ambiental pequeña y requieren una obra civil menor. Por ejemplo, el área afectada es más pequeña que el diseño de la ubicación de un equipo de “*workover*”.

Estas unidades incluyen un módulo de alta presión de diez bombas, un módulo de maduración y tuberías para conectar directamente a la cabeza del pozo o al satélite de inyección de agua. Los equipamos con una bomba por pozo para asegurar una alta inyectividad e inyección de polímeros a presiones cercanas a la presión de fracturamiento.

Cada unidad de inyección de polímero tiene un control dedicado de las tasas de producción e inyección, lo cual es fundamental para garantizar un ciclo de inyección de polímero óptimo antes de enviar la unidad de inyección de polímero a otra ubicación. De lo contrario, esto podría implicar la llegada temprana del polímero, y la disminución de la productividad debido a una reducción de eficiencia de barrido de la inyección y por lo tanto al menos un retraso en la recuperación. La Figura 9 muestra la disposición de las unidades de inyección de polímero distribuidas sobre el sistema fluvial en bloque Grimbeek de la Figura 1.

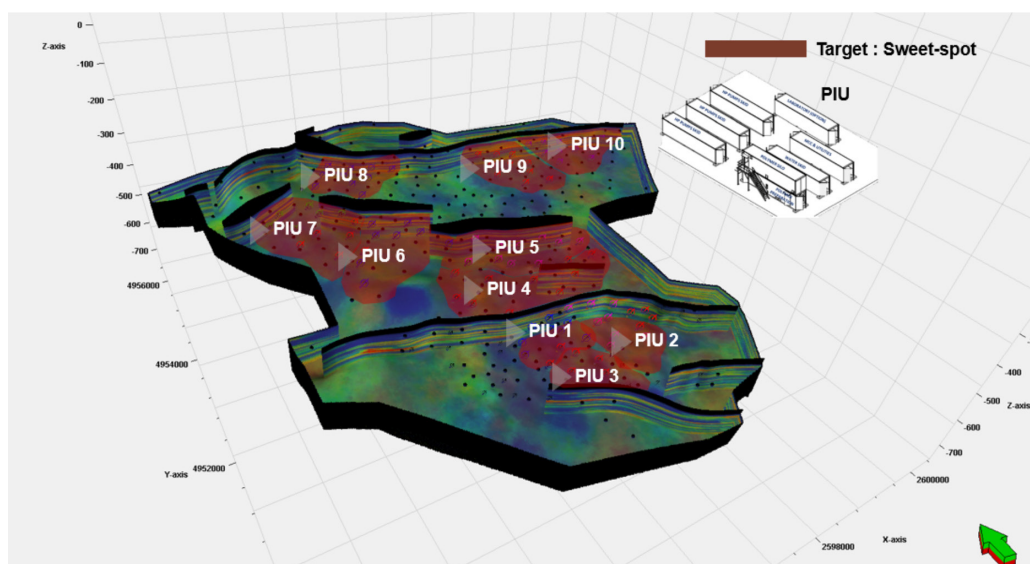


Figura 9. Diez “*sweet-spots*” del sistema fluvial del Bloque Grimbeek en Manantiales Behr.

RESULTADOS

Mediante el uso de sistemas de inyección de polímeros distribuidos con PIU, hemos logrado significativos incrementos de producción en Manantiales Behr. Como describimos anteriormente en la sección de introducción, la escalabilidad es una característica de un sistema que permite hacer frente al aumento o disminución en el número de zonas, número de inyectores y concentración de inyectores. La Figura 10 muestra la escalabilidad de los sistemas de inyección distribuida con

PIUs en comparación con otros operadores en Argentina que están desarrollando EOR con otras estrategias.

La respuesta en caudal de petróleo incremental por inyección de polímero aumentó más de 6000 bopd, escalando linealmente con el tiempo. En los próximos 10 meses, el proyecto habrá entregado el 60% de la producción total acumulada racionalizando el gasto operativo y comenzaremos a mover las PIU a otras ubicaciones.

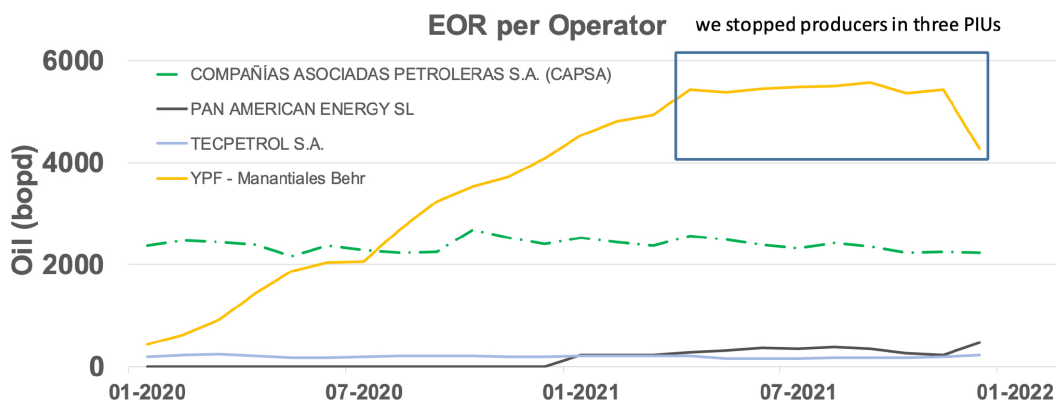


Figura 10. Producción de EOR por Operador en Argentina (Fuente: Secretaría de Energía de Argentina. Ministerio de Economía <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/visualizaciones-tableros>).

Fases del desarrollo: reutilización y nuevas unidades adicionales de inyección de polímeros

Seguimos un desarrollo jerárquico en las zonas más prolíficas, con mayor pico de producción de petróleo. Cuando se completa el ciclo de inyección liberamos unidades de inyección de polímero en el momento óptimo para continuar el desarrollo en otras zonas (Fig. 11).

Podemos rastrear en el gráfico múltiples movimientos de una PIU a través de las diferentes fases del proyecto. Después de interpretar el piloto inicial en el modelo de simulación, agregamos nuevas PIU dependiendo del número y la jerarquía de las zonas más prolíficas, por ejemplo, si hay 3 zonas jerarquía 1, se agregan 3 PIUs para desarrollarlas en paralelo y luego esas 3 PIUs rotan a las nuevas posiciones de menor jerarquía. Las nuevas PIUs agregadas al desarrollo podrían moverse en dos direcciones diferentes. i) Movimientos o rotaciones de PIU dentro del mismo yacimiento, PIU se mueve de rango alto a rango bajo en términos de incremento de petróleo a zonas de rango más bajo. ii), rotaciones a nuevas zonas en otros embalses, en las que se reutilizan PIU en otras zonas. La flexibilidad de poder mover PIUs representa la capacidad de controlar los riesgos asociados con las unidades de inyección de polímeros que funcionan por debajo de lo esperado.

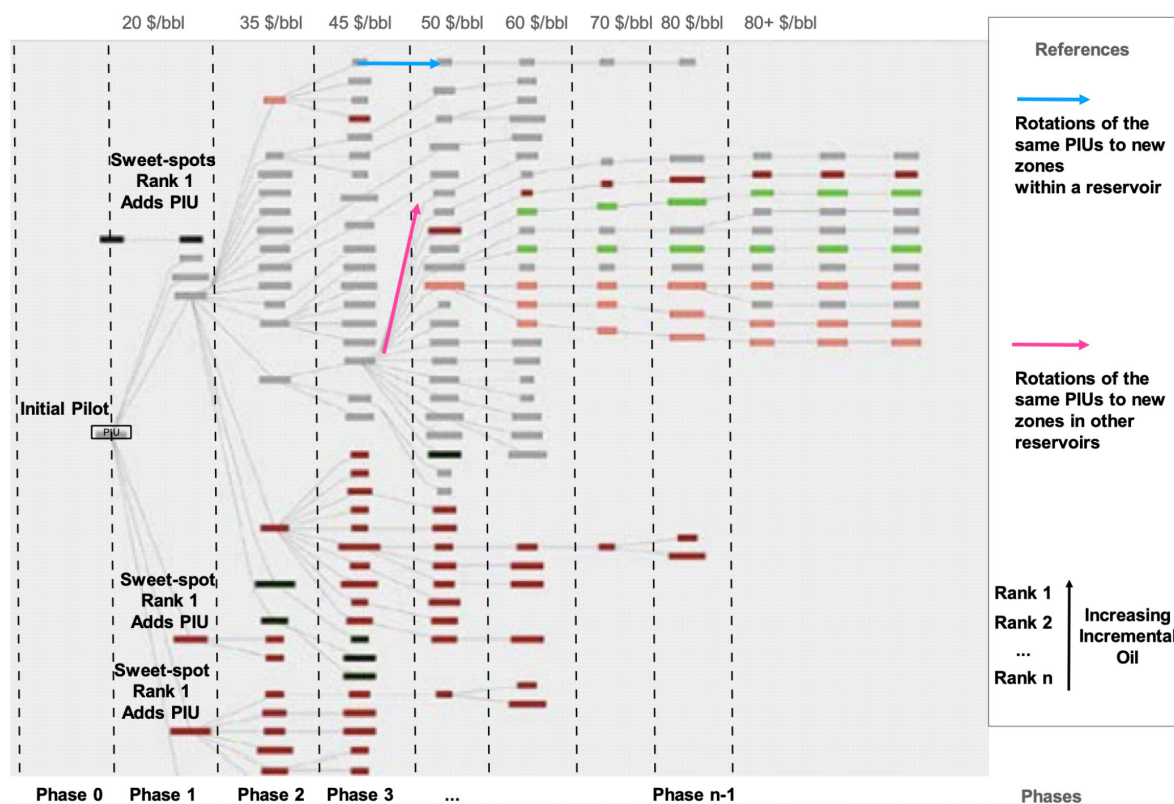


Figura 11. Despliegue de los sistemas de inyección de polímeros distribuidos utilizando PIU, que incluyen tres tipos de movimientos: rotaciones dentro del mismo reservorio, rotación a nuevas zonas en otros reservorios y adición de nuevas PIU. También muestra la priorización de las zonas dentro de un reservorio y la reutilización de las unidades en otros reservorios.

Como el monitoreo y control de la inyección se realizan a nivel de PIU, el sistema se puede hacer más flexible dividiéndolo en diferentes grupos de mallas. De esta manera, la toma de decisiones se vuelve más rápida al explotar la implementación y monitorear en paralelo múltiples plantas. Este plan permite un desarrollo óptimo controlando los riesgos y permitiendo mayor velocidad de implementación y manteniendo posibilidades de rotar unidades en el momento en que sea necesario.

Ejemplo de otras empresas a nivel mundial

El desarrollo de unidades modulares de inyección de polímeros integradas en modulo (contenedores marítimos) ha cambiado las reglas del juego en el desarrollo de la inyección de polímeros en todo el mundo. Los desarrollos de campo completo de inyección masiva de polímeros que se han realizado utilizando una instalación central de polímeros como en Marmul (Al-Saadi *et al.* 2012) o en Mangala (Prasad *et al.* 2014, Mehta *et al.* 2016) presentan varios inconvenientes: i) la instalación central de polímeros debe diseñarse para la capacidad de campo completa, aunque dicha capacidad no se requiere inicialmente, ii) se requieren grandes inversiones antes del inicio

de la inyección, lo que afecta gravemente el CAPEX del proyecto, iii) se necesita preparación del sitio y obra civil significativas, iv) las instalaciones deberán ser desmanteladas cuando el proyecto ya no sea económico.

Por otro lado, el enfoque modular ofrece flexibilidad a los operadores al permitir el despliegue incremental de la inyección de polímeros. Las PIU se pueden conectar directamente a la red de agua existente en un modo de “enchufar y bombear” con preparación y modificación ligeras del sitio. Esto también acorta el tiempo de entrega de la planta de polímeros. Se pueden agregar unidades adicionales progresivamente para aumentar la capacidad de inyección enfocándose en los patrones o capas deseados a bajo costo. La reubicación de instalaciones a otro patrón o área es muy fácil y contribuye a la optimización del CAPEX del proyecto. Ilyasov *et al.* (2020) identificaron el uso de unidades móviles de inyección de polímeros como un factor clave para la eficiencia económica de la inyección de polímeros en el campo petrolífero East-Messoyakhskoe. Las unidades de alquiler también se pueden utilizar para pruebas de inyectividad de polímeros, pequeños pilotos o para evaluar y reducir el riesgo de nuevas tecnologías mientras se minimiza el impacto financiero. Recientemente ha sido el caso en los Emiratos Arabes Unidos para la evaluación de polímeros tolerantes a alta temperatura y alta salinidad para reservorios de carbonato (Rachapudi *et al.* 2020, Baloch *et al.* 2021) o en Argentina para la evaluación de polímeros termosensibles (Hryc *et al.*, 2021).



De Lazzarotti et al 2017



De Dandekar et al 2019

Figura 12. Ilustración de las PIU en operaciones.

Hasta ahora se han instalado más de 200 PIU en todo el mundo, como por ejemplo en Asia (Wuttipittayamongkol 2021), Europa (Jacob 2015; Hernández 2016; Luftenegger *et al.* 2016), Medio Oriente (Al-Saadi 2012; Baloch *et al.* 2021; Al-Murayri *et al.* 2021; Al-Mahrouqi *et al.* 2021), África (Lazzarotti *et al.* 2017), Norteamérica (Dandekar *et al.* 2019; Pepe *et al.* 2021) y Sudamérica (Delamaide *et al.* 2016; Pérez *et al.* 2017; León *et al.* 2018; Juri *et al.* 2021). Han demostrado confiabilidad y robustez en una amplia gama de condiciones climáticas, desde condiciones áridas hasta árticas (Lazzarotti *et al.* 2017; Dandekar *et al.* 2019; Rachapudi *et al.* 2020; Pepe *et al.* 2021; Baloch *et al.* 2021; Al-Murayri *et al.* 2021).

Incluso empresas que inicialmente habían optado por una instalación central de polímeros han abandonado ese concepto y los desarrollos de nuevos proyectos o nuevos campos ahora se realizan utilizando PIU. Esta es, por ejemplo, la dirección elegida por Cairn para el desarrollo del campo petrolífero de Baghyam (Koduru *et al.* 2021), como se muestra en la Figura 13 .

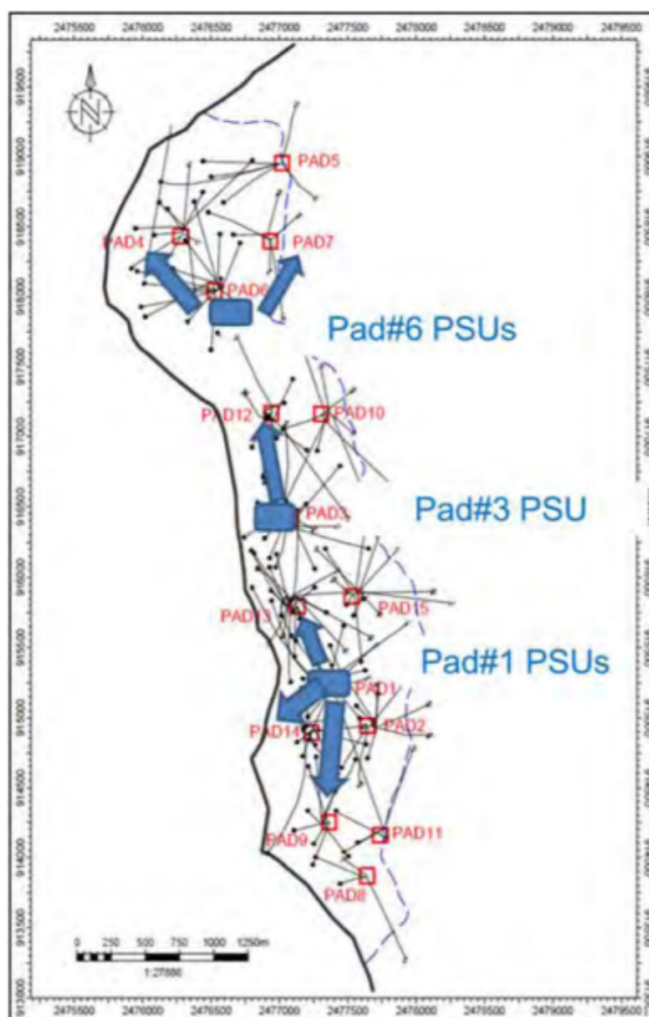


Figura 13. Desarrollo de campo completo de Bhagyam utilizando PIU (Koduru *et al.* 2021).

Otro ejemplo es la estrategia de desarrollo de expansión de ASP adoptada por PDO en Marmul (Alkindi *et al.* 2018). En el pasado, adoptaron instalaciones de inyección centralizadas, pero ahora para reducir costos y simplificar las operaciones, PDO cambia a unidades de inyección ASP modulares para minimizar, simplificar y estandarizar las instalaciones de EOR de superficie, para desarrollar proyectos de EOR química con costos técnicos unitarios bajos y para reducir el tiempo de entrega del proyecto. Los autores de PDO indican que los patines modulares permiten: i) minimizar la exposición de efectivo ya que no se construye una planta de campo completo, ii) ningún compromiso a gran escala, iii) generar confianza antes de la expansión, ya que permite el desarrollo por etapas, iv) una fabricación más rápida que permite para acelerar la inyección de ASP y así maximizar el potencial de EOR.

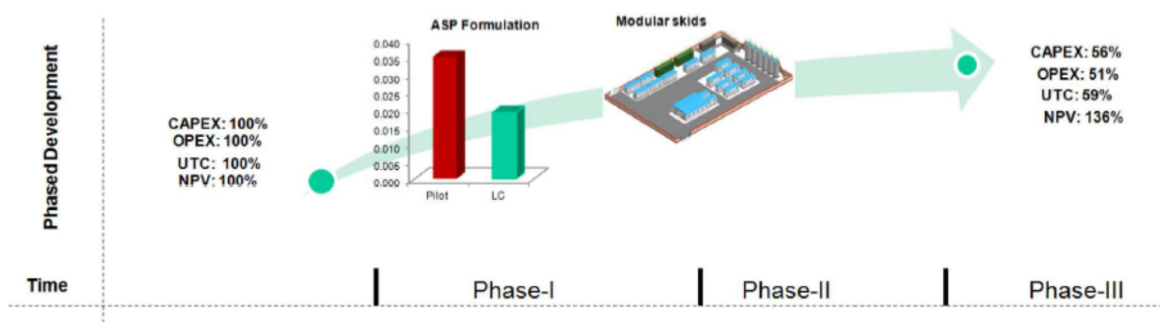


Figura 14. Desarrollo de ASP en Marmul utilizando PIU.

Cuando sea necesario, las unidades modulares de inyección de polímeros también se pueden usar para aplicar un tratamiento de control de conformidad antes o durante la inyección de polímero o ASP (Al-Murayri *et al.* 2021).

CONCLUSIONES

La Tabla 1 resume las ventajas del sistema de inyección de polímero distribuido que utiliza PIU sobre los sistemas de inyección de polímero centralizados que normalmente están diseñados para inyectar polímero de forma masiva después de una fase piloto. La inyección masiva de polímeros tiene como objetivo producir petróleo marginal con ahorros de costos provenientes de ganar escala mediante un mayor nivel de inyección de polímeros. Este concepto es incorrecto porque el desarrollo de proyectos para la inyección de polímeros difiere de la inyección de agua en el sentido de que la inyección de polímeros es intensiva en OPEX y la escalabilidad proviene de acelerar los “sweet-spots” de mayor petróleo incremental y optimizar el consumo de polímeros para evitar la producción de polímeros.

El hecho es que la inyección masiva de polímeros genera una gran cantidad de costos ocultos

sujetos a riesgos críticos del subsuelo y de las instalaciones. Estos costos ocultos son difíciles de controlar y están relacionados con la cantidad, cada vez mayor, de polímero que se produce y deben tratarse adecuadamente para garantizar que el polímero se pueda dosificar en el agua separada. La inyección masiva de polímeros no puede hacer frente al riesgo de bajo rendimiento.

Característica o enfoque necesario	Inyección de polímero distribuida	Inyección central de polímeros
Manejar los riesgos desconocidos	Sí	No
Manejar situaciones dinámicas basadas en contextos desconocidos	Sí	No
Demanda de recursos para la implementación y costos ocultos	Pocos	Muchos
Gastos operativos	Bajo	Alto
Escalabilidad	Sí	No
Robustez	Sí	No
Flexibilidad	Sí	No
Tamaño del equipo de montaje y desmontaje	Pequeña	No
Reutilización	Sí	No
Necesidad de un diseño de ingeniería extensivo a priori	No	Sí

Tabla 1. Comparación entre la inyección de polímero distribuida y la inyección de polímero central.

La estrategia de inyección de polímeros distribuidos con PIU ha sido capaz de construir una instalación de inyección de polímeros altamente escalable, eficiente y confiable, y entregar mas producción más rápido.

Las ventajas de la inyección distribuida de polímeros con PIU dirigidas a los “*sweet-spots*” son:

1. El sistema distribuido con las PIU es escalable y rápidamente estandarizable: las PIU se pueden agregar y rotar a nuevas ubicaciones (“*sweet-spots*”), lo que minimiza los riesgos del subsuelo.
2. La flexibilidad del sistema de inyección de polímero distribuido representa la capacidad de controlar los riesgos asociados con la producción de resultados por debajo de las

expectativas debido a la heterogeneidad del yacimiento. Esta estrategia controla el riesgo y es robusta contra el bajo rendimiento.

3. El OPEX se reduce y racionaliza sustancialmente dirigiendo la inyección a las mejores zonas y moviéndose progresivamente a zonas de menor incremento de petróleo. De esta forma, reducirá sustancialmente el polímero que se produce y el riesgo de un tratamiento costoso en las instalaciones de superficie. OPEX (el polímero se consume a lo largo de la vida del proyecto, hay un margen para optimizar esta variable del OPEX).
4. La minimización del polímero producido permite mitigar los costos de la separación de fluidos adicional, el tratamiento del agua y el CAPEX relacionado con la mejora de las instalaciones de superficie para manejar el polímero producido (costo inicial, difícil de optimizar en el corto tiempo de implementación).
5. La duración del desarrollo tiene escalabilidad, es decir, es independiente del número de “sweet-spots” y de la complejidad de la instalación ya existente.
6. Requiere una ingeniería relativamente simple y una implementación rápida.
7. El costo total de este sistema de inyección de polímero distribuido con PIU es más bajo que el costo de una instalación grande especialmente construida para las mismas tasas de inyección.
8. Requiere menos de un año para ser completamente implementado
9. Esta estrategia maneja las incertidumbres con mayor precisión, optimiza el OPEX y reduce los problemas en las instalaciones de separación de producción porque reduce el rango de avance del polímero de alta concentración mientras produce un incremento considerable de petróleo. Se ocupa del potencial alcista y de los riesgos bajistas.
10. Las instalaciones grandes y complejas se pueden construir en módulos individuales y más simples que son más fáciles de mantener. Acelera el proceso de toma de decisiones al reducir los retrasos innecesarios al agregar y/o rotar oportunamente las unidades de inyección de polímeros a las mejores zonas del subsuelo simuladas de forma óptima.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Alejandro Eloff, Jorge López-Kessler, Pablo Alonso por sus fructíferos debates, contribuciones y apoyo y a Patricia Pagliero por sus contribuciones en la elaboración del manuscrito.

REFERENCIAS

- Al-Saadi, F.S., Amri, B.A., Nofli, S., Van Wunnik, J., Jaspers, H.F., Harthi, S., Shuaili, K., Cherukupalli, P.K. and Chakravarthi, R., 2012, April. Polymer Flooding in a large field in South Oman-initial results and future plans. In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. OnePetro.
- Prasad, D., Pandey, A., Kumar, M.S. and Koduru, N., 2014, April. Pilot to full-field polymer application in one of the largest onshore field in India. In SPE Improved Oil Recovery Symposium. OnePetro.
- Mehta, N., Kapadia, G. and Panneer Selvam, V., 2016, March. Challenges in Full Field Polymer Injection Mangala in Field. In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. OnePetro.
- Ilyasov, I., Gudzh, A., Podkorytov, A., Komarov, V. and Glushchenko, N., 2020, October. Results of the first polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe oil field. In SPE Russian Petroleum Technology Conference. OnePetro.
- Rachapudi, R.V., Alshehhi, S.S., BinAmro, A.A., Masalmeh, S.K., Dey, A., Al Nuimi, S.M., Kenawy, M.M., Fabbri, C., Romero, C., Xu, S. and Mabrook, M., 2020, November. World First Polymer Injectivity Test in High Salinity and High Temperature Carbonate Reservoir, Case Study from a Giant Reservoir in UAE. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro.
- Baloch, S.A., Leon, J.M., Masalmeh, S.K., Chappell, D., Brodie, J., Romero, C., Al Mazrouei, S.H., Al Tenaiji, A., Al Balooshi, M., Igogo, A. and Azam, M.U.F., 2021, December. Expanding Polymer Injectivity Tests on a Second Giant Carbonate UAE Oil Reservoir at High Salinity & High Temperature Conditions. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro.
- Juri, J., Schein, F., Pedersen, G., Ruiz, A., Serrano, V., Vazquez, P., Guillen, P., De Miranda, V., MacDonald, W., Figueroa, E. and Robina, N., 2021, April. Evidence that High Polymer Viscosity Accelerates and Increases Oil Response in Grimbeek Manantiales Behr. In IOR 2021 (Vol. 2021, No. 1, pp. 1-14). European Association of Geoscientists & Engineers.
- Wuttipittayamongkol, W., Trinavarat, P., Nuntaprayoon, W., Pancharoen, M. and Laochamroonvorapongse, R., 2021, March. Design and Execution of the First Large-Scale Polymer Injection Pilot in Sirikit Oil Field. In International Petroleum Technology Conference. OnePetro.
- Hernandez, N. Polymer Flooding in a Multi-Layered and Extra-Heavy Oilfield. WHO16-903 presented at the World Heavy Oil Congress, Calgary, Alberta, Canada, September 6-9, 2015.
- Al-Murayri, M.T., Hassan, A., Alajmi, N., Nesbit, J., Thery, B., Al Khoury, P., Zaitoun, A., Bouillot, J., Salehi, N., Pitts, M.J. and Wyatt, K., 2021, December. Field Implementation of In-Depth Conformance Gel Treatment Prior to Starting an ASP Flooding Pilot. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro.
- Mahrouqi, D.A., Sulaimani, H., Farajzadeh, R., Svec, Y., Farsi, S., Baqlani, S., Battashi, M., Hadidi, K., Kindi, O., Balushi, A. and Karpan, V., 2021, December. Advancement Towards the Full-Field Implementation of Marmul Alkaline-Surfactant-Polymer in the Sultanate of Oman. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro.

- Lazzarotti, M., Rimoldi, A., Clementi, A., Mawad, M. and Abd Elrahman, M., 2017, March. Belayim Land-Polymer Injection Pilot Project. In Off-shore Mediterranean Conference and Exhibition. OnePetro.
- Pepe, T., Martin, M., Galeazzi, P., Masserano, F., De Simoni, M., Bartosek, M., Furlani, S., Giraud, H. and Salvi, V., 2021, April. Integrated study and application of polymer injection in arctic environment. In IOR 2021 (Vol. 2021, No. 1, pp. 1-21). European Association of Geoscientists & Engineers.
- Delamaide, E., Soe Let, K.M., Bhoendie, K., Jong-A-Pin, S. and Paidin, W.R., 2016, June. Results of a polymer flooding pilot in the Tambaredjo heavy oil field, Suriname. In SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. OnePetro.
- Pérez, R., Castro Garcia, R.H., Jimenez, R., Maya, G.A., Leon Hinestrosa, J.M., Reyes, J.D., Mendez, A., Castillo Mejia, A.F., Romero, M.P., Fernandez Bedoya, F. and Quintero Roa, L.M., 2017, May. Mature field revitalization using polymer flooding: palogrande-cebú field case. In SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. OnePetro.
- Leon, J.M., Castillo, A.F., Perez, R., Jimenez, J.A., Izadi, M., Mendez, A., Castillo, O.P., Londoño, F.W., Zapata, J.F. and Chaparro, C.H., 2018, April. A successful polymer flood Pilot at Palogrande-Cebu, a low permeability reservoir in the Upper Magdalena Valley, Colombia. In SPE Improved Oil Recovery Conference. OnePetro.
- Koduru, N., Choudhury, N.N., Kumar, V., Prasad, D., Raj, R., Barua, D., Singh, A.K., Jain, S., Gupta, A.K. and Pandey, A., 2021, December. Bhagyam Full Field Polymer Flood: Implementation and Initial Production Response. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro.
- Alkindi, A., Mahrouqi, D., Baqlani, S., Llaguno, I., Mjeni, R., Mahrooqi, M. and Nadeem, M., 2018, November. ASP Journey, from Pilot to Full Field Implementation in South of the Sultanate of Oman. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro.