

8 ° C
Pro
y D
de
7 - 9 N
Bueno

¿Por qué el Corcobo es un buen candidato para inyección de polímero?

- Baja temperatura de formación
- Buenas permeabilidades
- Salinidad moderada
- Campo en estado de inyección relativamente temprana, buena respuesta de WF
- Viscosidades medias dentro del rango de aplicación de la tecnología



Inyección de polímero en El Corcobo Norte utilizando *streamlines*

Por **M. C. Perea García** (Pluspetrol); y **D. Manfre Jaimes**, **RP Batycky** y **MR Thiele** (Streamsim Technologies Inc.)

La simulación optimizada (SLS) ofrece un método poderoso para modelar y evaluar la inyección del polímero. En este artículo se revisan y discuten las ventajas del SLS del método, aplicado al yacimiento El Corcobo Norte (Corcobo), Argentina.



La Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, por su sigla en inglés de *Enhanced Oil Recovery*) agregando un polímero al agua inyectada se ha discutido ampliamente en la literatura. Para una discusión reciente sobre EOR químico, consulte Delamaide (2020) y las referencias allí contenidas. La física principal de la inyección de polímeros se centra en aumentar la viscosidad del agua inyectada agregando el polímero, reduciendo así la relación de movilidad y mejorando la eficiencia del barrido local. Sin embargo, para garantizar un retorno de la inversión (ROI) positivo, es necesario ajustar una serie de parámetros de diseño mediante una combinación de experimentos de laboratorio y modelos numéricos.

En este artículo describimos la parte de simulación del flujo del yacimiento de dicho diseño aplicado al yacimiento petrolero El Corcobo ubicado en la Cuenca Neu-

quina, Argentina. En 2018, Hyrc et al. presentó un análisis del mismo yacimiento pronosticando un aumento del 7% en la recuperación de petróleo en comparación con la inyección de agua pura, mediante la inyección de polímero a 500 ppm para una tasa total de 7000 m³/d en 78 pozos inyectoros, que afectan a 126 productores. La economía se consideró atractiva y con riesgo limitado.

Este trabajo retoma el trabajo de Hyrc et al. (2018) cinco años después, utilizando SLS combinado con un flujo de trabajo basado en conjuntos (EVOLVE) propuesto por Thiele y Batycky (2016).

Yacimiento El Corcobo

El área es operada por Pluspetrol e incluye los yacimientos Jagüel Casa de Piedra y CNQ7 (en la provincia de Mendoza, Argentina) y CNQ7A y GAIH (en la provincia de La Pampa, Argentina). Las formaciones productivas son el Miembro Superior Centenario (campos Jagüel Casa de Piedra y Cerro Huanul Sur) y el Miembro Inferior Centenario (campos El Corcobo Norte, El Renegado y Puesto Pinto). Ambos miembros tienen propiedades petrofísicas similares. El embalse es de arenisca no consolidada con un espesor máximo de 17m y 600 m de profundidad. Se divide en capas que están amalgamadas o tienen de 2 a 3 m de separación. La permeabilidad varía entre 0,5 y 4 Darcies y la porosidad entre 27 y 33%. El petróleo es de 18° API y tiene una viscosidad in situ de 160 a 270 cp.

El desarrollo del campo comenzó en 2005. La mayor parte del campo se desarrolló siguiendo un patrón invertido de siete puntos con un espaciado de 280 m. Debido a la alta humectabilidad y la baja presión hidrostática (30 kg/cm² inicial), se ha experimentado una excelente respuesta a la inyección de agua. Se ha estimado un factor de recuperación final del 26 al 30%. Se estima que la recuperación mediante la producción primaria oscila entre el 8 y el 10 %.

El mecanismo de producción utilizó una producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS) y los pozos productores se completan sin restricción alguna para la producción de arena.

Los polímeros se han venido inyectando en una zona piloto desde 2012, compuesta por 6 inyectoros y sus productores asociados, a una concentración de 500 ppm. Hacia finales de 2020, la inyección de polímeros se amplió a 4 áreas más, agregando 50 inyectoros de polímeros adicionales.

Objetivos de modelado

Los objetivos de este trabajo fueron reevaluar el potencial de recuperación incremental asociado con la extensión de la inundación de polímero a todos los pozos en AOI (un total de 331) que se muestran en la Figura 1.

Además, un requisito importante como parte de la reevaluación fue asociar una estimación de la incertidumbre asociada con cada pronóstico para ayudar a cuantificar el riesgo económico con una expansión de la inundación de polímero a todos los pozos AOI.



Figura 1. Ubicación de los pozos AOI (331) mostrados en naranja en relación con todos los pozos (1527) en el yacimiento El Corcobo a partir de 2022. Los triángulos indican inyectores y los puntos indican productores.

Simulación basada en optimización/*streamline*

Thiele *et al.* presentaron la simulación simplificada aplicada específicamente a la inyección de polímeros (2010) y posteriormente aplicado por AISofi y Blunt (2010), Clemens *et al.* (2011) y Choudhuri *et al.* (2015) entre otros. Se puede encontrar una colección útil de artículos que resumen los detalles y la aplicación de SLS en la serie Getting Up to Speed de SPE sobre *Streamline Simulation* (2011).

Una poderosa característica de SLS es la capacidad de capturar pares de inyector/productor y su comportamiento dinámico a través del tiempo como resultado de cambios en las condiciones operativas, como las tasas de pozo y las concentraciones de inyección de polímero. El beneficio del SLS para capturar métricas de inundaciones ha sido ampliamente discutido en la literatura y no se repetirá aquí. Se remite al lector interesado a las referencias citadas en este artículo para obtener detalles y discusiones.

Sin embargo, una métrica específica que vale la pena analizar es el factor de utilidad (UF), que se puede extraer fácilmente por patrón cuando se utiliza SLS. La UF es una métrica de eficiencia expresada como la relación entre la masa de polímero inyectada y la recuperación de petróleo debido a la inyección de polímero incremental a la inundación de agua (Clemens *et al.* 2011, Zhang *et al.* 2019): masa de polímero inyectado

Un criterio de diseño razonable puede ser mantener la UF por debajo de 3,0 kg/STB (19 kg/sm³), aunque no existe un consenso universal sobre un buen umbral. La UF se puede traducir en una métrica de eficiencia econó-

mica, pero eso depende de los costos de CAPEX y OPEX locales, así como de los impuestos, para obtener una estimación confiable del precio neto por barril de petróleo producido. En este artículo, preferimos utilizar la eficiencia incremental del polímero (IPE), que es simplemente la inversa de la UF: $IPE=1/UF$. Mayores eficiencias incrementales implican un mejor uso del polímero, lo que es una interpretación más intuitiva de la eficiencia.

La estimación de la recuperación incremental de petróleo utilizando enfoques de modelado tradicionales se puede calcular a nivel de campo haciendo dos pronósticos (uno con y otro sin polímero) y luego restando los dos. Estimar el IPE para cada patrón requiere de tantas simulaciones de diferencias finitas como patrones haya, considerando cada patrón, uno a la vez. En cambio, SLS puede modelar eficientemente todo el campo y capturar la producción de petróleo compensada asociada con cada inyector por construcción y el IPE de todos los patrones se puede calcular con solo dos simulaciones de pronóstico: el caso base de agua pura y el escenario de inyección de polímero. Luego, la UF se puede utilizar como métrica de detección y optimización, ya que resulta fácil identificar patrones ineficientes (UF altas, IPE bajas) frente a patrones eficientes (UF bajas, IPE altas) en comparación con un umbral deseado.

Modelado de conjuntos

El uso de un conjunto de modelos para pronosticar permite a los ingenieros generar una distribución de probabilidad asociada con las predicciones del pronóstico, lo que a su vez puede ayudar a los operadores a gestionar

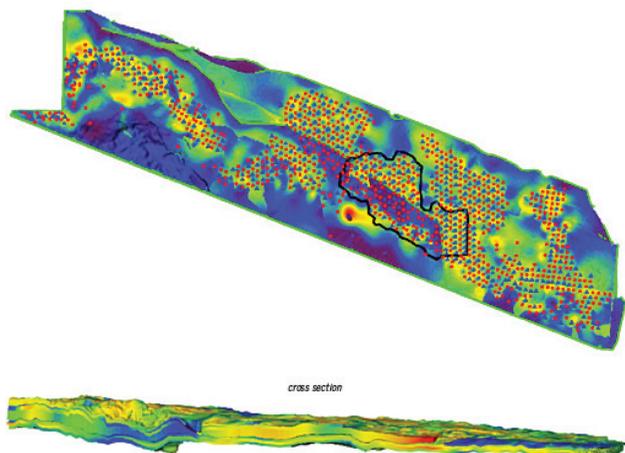


Figura 2. Modelo Corcobo de campo completo con $253 \times 1171 \times 9 = 2,666,367$ células totales (986,928 activas), incluidos 1078 productores y 449 inyectores. Los puntos rojos son productores, los triángulos azules son inyectores y los puntos verdes representan límites abiertos (no se muestran en la sección transversal). El AOI está delineado en negro. El color representa la saturación de petróleo inicial para una realización con el rojo asociado con áreas de alta saturación de petróleo y el azul asociado con áreas de baja saturación de petróleo.

el perfil de riesgo de sus carteras. En este trabajo, utilizamos un enfoque de modelado basado en conjuntos (Evolve) presentado por Thiele y Batycky en 2016.

El flujo de trabajo Evolve es un flujo de trabajo lineal compuesto de 4 pasos: (1) detección y selección de modelos geológicos; (2) calibración de modelos utilizando datos de campo; (3) calibración de modelos utilizando datos de pozos individuales; y (4) previsión económica. Cada paso comienza con un conjunto inicial de modelos que se reduce a un subconjunto representativo de modelos para usar en el siguiente paso. Para obtener detalles sobre la metodología, consulte Thiele y Batycky (2016). No es necesario seguir los 4 pasos y también es posible omitir un paso. Por ejemplo, si solo hay un modelo geológico disponible, la evaluación y selección inicial de modelos geológicos no es aplicable y se omite. En el caso específico de Corcobo, el conjunto de modelos se construyó como parte del paso de calibración a nivel de campo de los períodos históricos de inundación de agua e inundación de polímero únicamente.

El modelo El Corcobo

El modelo Corcobo de yacimiento completo incluye 1078 productores y 449 inyectores utilizando una cuadrícula de tamaño $253 \times 1171 \times 9 = 2,666,367$ células en total, de las cuales 986,928 están activas. Aéreamente $DX=DY=30m$ mientras que verticalmente DZ cambió para seguir la parte superior e inferior de cada una de las 9 capas como se muestra en la Figura 2. El AOI está delineado en negro.

Para reducir el costo numérico del estudio, el modelo de campo completo se recortó para centrarse en el piloto

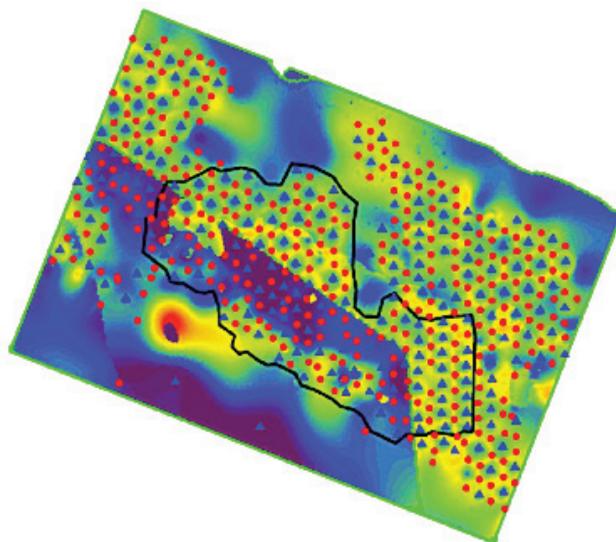


Figura 3. Modelo AOI con el número de celdas activas reducido de 986.928 a 277.733, lo que lleva a una aceleración computacional de 4,3 en comparación con el modelo de campo completo. El color representa la saturación de aceite inicial para una realización.

de polímero y las áreas que rodean al piloto al hacer que las regiones fuera del AOI sean inactivas, como se muestra en la Figura 3. Al hacerlo, el número de celdas activas en el modelo AOI se reduce a 277.733. Tener en cuenta que los puntos verdes indican que el modelo AOI está abierto para fluir en los cuatro lados. La diferencia en los tiempos de ejecución usando 4 núcleos en un conjunto de chips Intel Core i9-11950H de 11.a generación fue de 12 minutos para el modelo de campo completo frente a 3 minutos para el modelo AOI, una aceleración de 4 veces.

Creando un conjunto de modelos para el AOI

Para crear un conjunto inicial de 40 modelos, se muestrearon las entradas de cinco distribuciones de parámetros utilizando un sampler Latin Hypercube:

1. Saturación inicial de aceite/agua. El modelo Corcobo AOI se inicializó con mapas de saturaciones para cada una de las 9 capas existentes el 01.10.2005. Además, las capas 7-9 (las capas prominentes en el AOI) se modificaron mediante la introducción de ocho límites superiores máximos de saturación de agua: $Sw_{max}=0,15, 0,20, 0,25, 0,30, 0,35, 0,40, 0,45$ y $0,50$, lo que resulta =1- en un total de 8 posibles iniciales mapas de saturación de agua. La saturación de petróleo es entonces simple. La variación de la saturación de agua para las capas 7-9 se muestra en la figura 4.
2. Saturación de agua connata (SWCO). Distribución uniforme (0,15 a 0,40)
3. Exponente del petróleo de Corey (oilExp). Distribución uniforme (0,5 a 5)
 - Exponente de agua de Corey (watExp). Distribución uniforme (0,5 a 5)

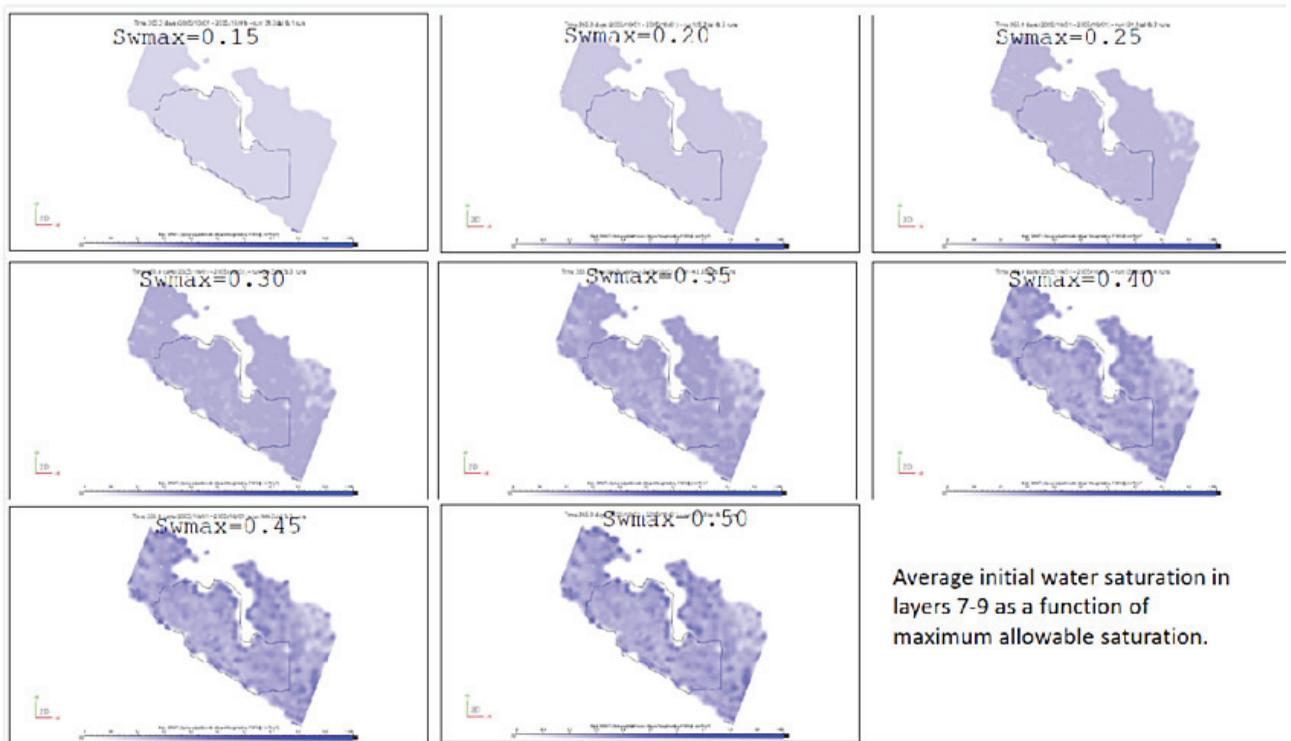


Figura 4. Distribución promedio inicial de saturación de agua en las capas 7-9 en función de la saturación de agua máxima permitida (misma escala de color [0,1] utilizada para todos los casos).

- Saturación de aceite residual en agua (SORW). Distribución uniforme (0,1 a 4)
- Permeabilidad relativa máxima al agua (krw-max). Distribución uniforme (0,1 a 0,4).

Las seis distribuciones de parámetros anteriores se muestrearon utilizando el muestreo Latin Hypercube para crear 40 combinaciones de parámetros discretos y, por lo tanto, 40 modelos de simulación (iniciales). La Figura 5 muestra los valores de los parámetros para 10 de los 40 modelos de simulación. Por ejemplo, el primer

modelo (run131) utiliza el mapa de saturación de agua inicial que tiene un máximo de saturación del 15%, $krw_{max}=0,3176$, exponente de petróleo de Corey=1,405, la saturación de petróleo residual es 0,3417, la saturación de agua connata es 0,2281 y un mapa de saturación de agua inicial es 0,3417. Exponente del agua=3.080.

Luego se simularon los 40 modelos hasta el final de la historia (01.05.2022) para cuantificar la distribución de la respuesta del petróleo en el AOI (figura 5). Para este muestreo inicial, la tasa máxima de petróleo osciló entre casi 5000 m³/día y 500 m³/d. La producción histórica

Runs	krwmax	oilExp	sinit_cuttoff	sorw	swco	watExp
<input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Latin Hypercube 1						
<input type="checkbox"/> run131	0.3176	1.405	15	0.3417	0.2281	3.080
<input type="checkbox"/> run132	0.3545	3.006	15	0.2371	0.1843	3.395
<input type="checkbox"/> run133	0.1484	4.053	30	0.2437	0.2436	2.023
<input type="checkbox"/> run134	0.1760	1.813	25	0.2046	0.2070	3.264
<input type="checkbox"/> run135	0.1967	1.953	20	0.2494	0.2485	2.116
<input type="checkbox"/> run136	0.2106	1.335	30	0.3733	0.3379	0.6521
<input type="checkbox"/> run137	0.3057	4.626	20	0.3620	0.2976	3.597
<input type="checkbox"/> run138	0.2694	4.464	40	0.3274	0.2621	4.892
<input type="checkbox"/> run139	0.1864	2.799	40	0.2129	0.3101	4.370
<input type="checkbox"/> run140	0.2210	0.6542	45	0.3510	0.2132	3.947

Figura 5. Valores de los seis parámetros muestreados para 10 de los 40 modelos de simulación iniciales.

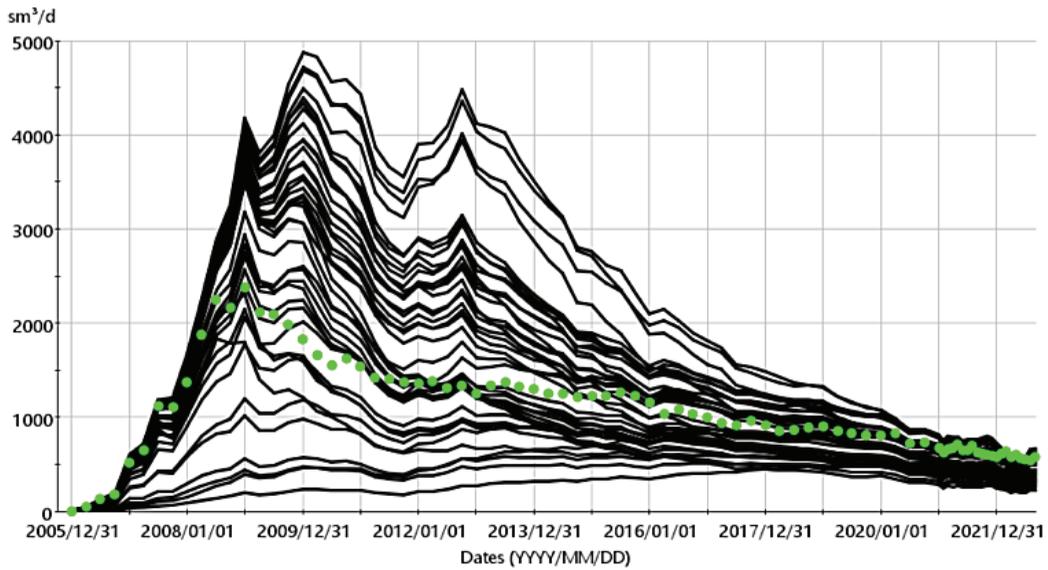


Figura 6. Respuesta del petróleo de los pozos de área de interés para los 40 modelos de simulación iniciales en comparación con la tasa histórica del petróleo (puntos verdes).

de petróleo se muestra con las viñetas verdes. Dado un conjunto inicial de combinaciones de 40 parámetros, el siguiente paso es utilizar los datos históricos para reducir el rango de incertidumbre en la respuesta del petróleo actualizando los valores de los parámetros. Este paso de calibración (coincidencia histórica) se realiza mediante un enfoque de optimización global llamado evolución diferencial (DE).

Evolución diferencial

DE es un algoritmo de optimización (Price *et al.* 2005) que imita el proceso de selección natural y evolución para encontrar la solución óptima utilizando una población de soluciones candidatas y mejora iterativamente las soluciones a lo largo de múltiples generaciones. Los pasos clave de DE son (1) inicialización, (2) mutación,

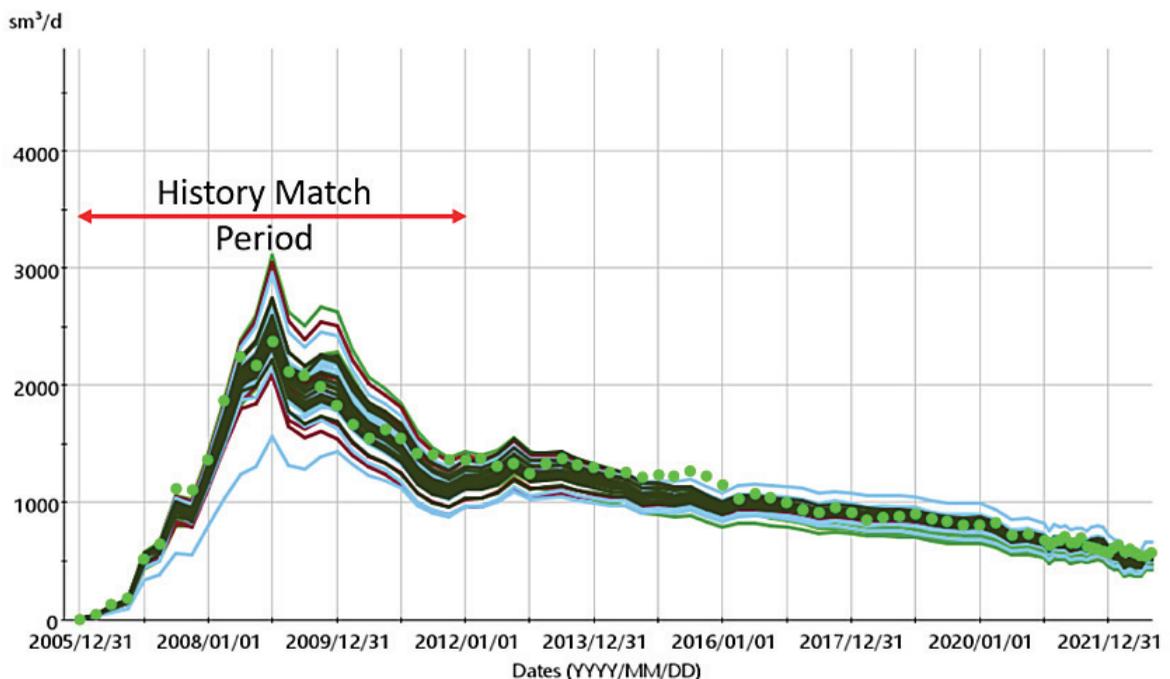


Figura 7. Tasa diaria de petróleo para los pozos AOI para la generación 7 (40 modelos) después de aplicar la evolución diferencial para mejorar la coincidencia histórica de solo inyección de agua.

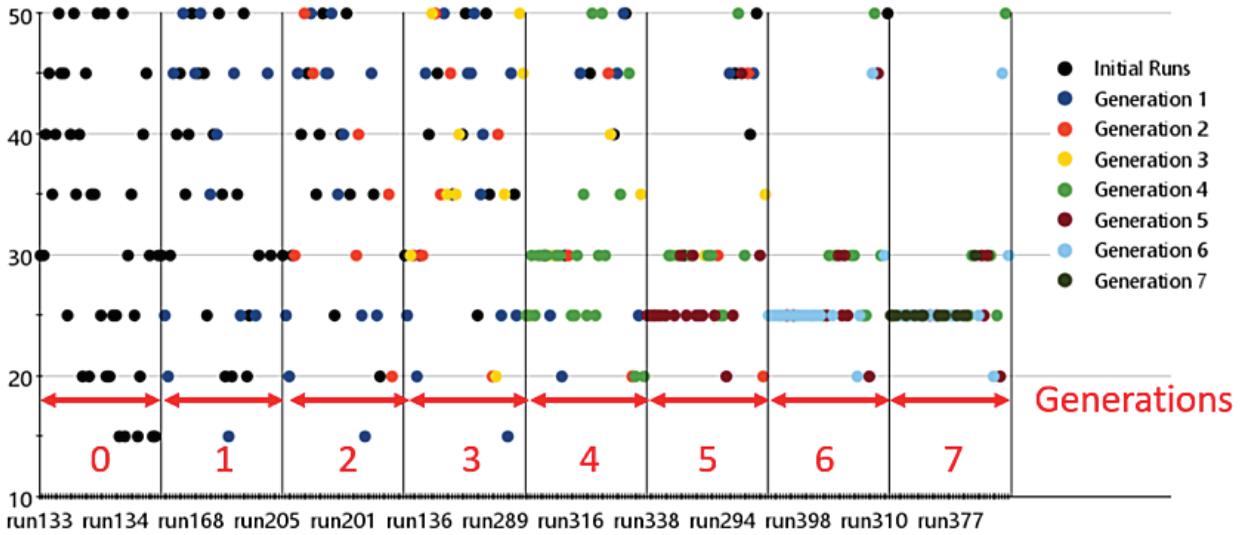


Figura 8. Distribución de los modelos según su corte de saturación de agua dentro de cada generación. Para la séptima generación, el modelo de corte del 25% es el más probable, mientras que los modelos con cortes del 15% 35% y 40% no sobrevivieron. Los colores representan la generación en la que se introdujo un modelo.

(3) cruce y (4) selección de valores de parámetros.

En el paso de inicialización, se genera una generación inicial mediante una selección aleatoria de las distribuciones de cada parámetro. Una suposición importante es que se supone que los parámetros son independientes entre sí. Los pasos de mutación y cruce permiten generar nuevos miembros así como combinar (cruzar) valores de parámetros de miembros existentes en una generación. Finalmente, el paso de selección crea una nueva generación impulsada por la función objetivo.

Coincidencia del historial de inyección de agua del nivel AOI de 2005 a 2012

El primer paso en la calibración del AOI es centrarse en el período de inyección de agua (2005-2012) antes de la inyección del polímero. La función objetivo global utilizada como parte de DE es la suma de desajustes en cada tasa de petróleo del pozo, $Q_{o,w}$ en cada paso de tiempo i en los 231 productores en el AOI de 2005 a 2012, como se muestra en la ecuación 1.

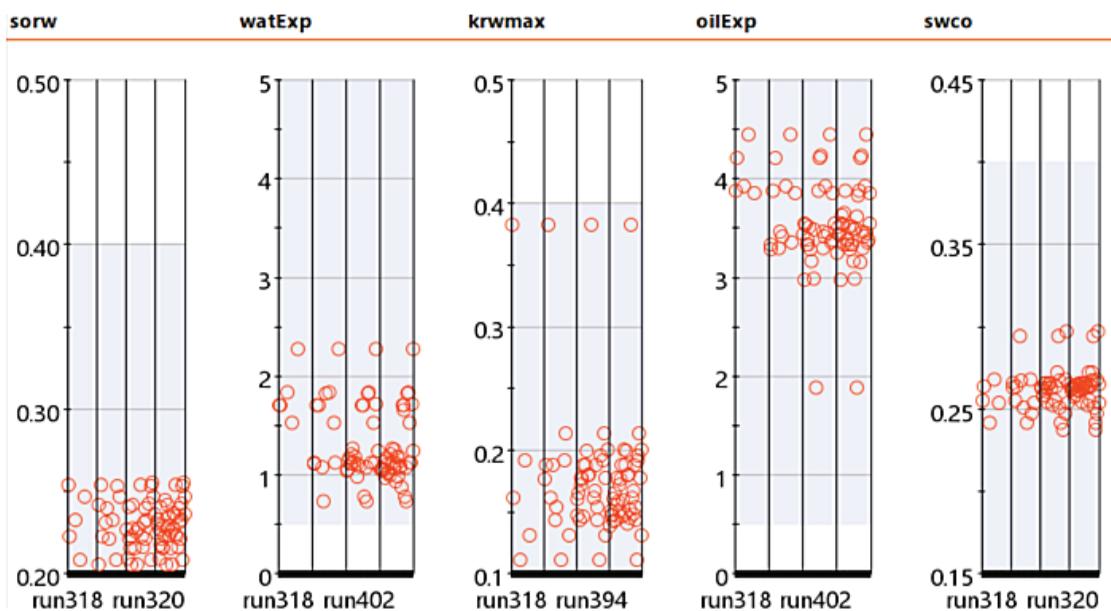


Figura 9. Combinaciones de los valores de los otros cinco parámetros al final de la generación 7, lo que da como resultado el conjunto de modelos para el AOI y la coincidencia de la tasa de petróleo asociada para el período de inundación que se muestra en la figura 7.

A continuación, aplicamos DE durante 7 generaciones para actualizar cada uno de los seis parámetros y mejorar la coincidencia del historial de inundación del conjunto de 40 modelos. La figura 7 muestra la respuesta de la tasa de petróleo diaria del AOI para los 40 modelos al final de la generación 7. Ver cómo el diferencial en la tasa de petróleo se ha reducido en comparación con la figura 6 para el período de coincidencia histórica y más allá del período de coincidencia histórica, aunque este último período fue no se utiliza explícitamente en el paso de calibración. Esto es de esperarse, ya que la mayoría de los pozos del AOI permanecieron bajo inyección de agua desde 2012 hasta la actualidad.

A lo largo de cada generación, es posible mostrar cómo cambia la distribución de cada uno de los seis parámetros como parte de los pasos de optimización global (generaciones). Por ejemplo, hubo 8 distribuciones de agua iniciales igualmente probables con un límite de saturación máxima que oscilaba entre el 15 % y el 50 % (eje vertical de la Figura 8), pero en la generación 7 dos modelos tenían un límite de 20 % y seis modelos tenían un límite de 30 %, y un modelo cada uno para un límite de 45% y 50%.

La distribución de los puntos en la generación 7 muestra que el corte del 25% tiene la probabilidad posterior más alta, lo que significa que es el valor más probable dados los datos históricos y las distribuciones de parámetros asociados con las curvas de permeabilidad relativa para el petróleo y el agua. En la Figura 9 se muestra un resumen de los parámetros restantes para la generación 7. Por ejemplo, mientras que la distribución inicial de la saturación de petróleo residual (Sorw) en la columna uno de la figura 7 osciló entre 0,2 y 0,4, el rango de generación final se redujo a 0,2 para 0,26.

Historial del piloto de inyección de polímeros desde 2012 hasta la actualidad

La inyección de polímero comenzó en 2012 en 6 inyectores en un área piloto en el centro del AOI utilizando una concentración de inyección de 500 ppm en cada inyector. Para modelar la física del desplazamiento del polímero, los parámetros de entrada del simulador de yacimientos incluyen (1) el multiplicador de la viscosidad del agua en función de la concentración del polímero; (2) volumen de poros inaccesible (IPV); (3) máxima adsorción de polímeros; (4) factor de reducción de la permeabilidad relativa al agua (FRR); y (4) adelgazamiento por cizallamiento del polímero. Con el fin de calibrar el

En la respuesta del polímero a la tasa de petróleo, se supuso que solo los primeros 3 parámetros (multiplicador de viscosidad, IPV y adsorción máxima) tenían un impacto sustancial en la tasa de petróleo. Los rangos utilizados para los parámetros del polímero se eligieron como sigue:

1. Se definió una tabla de viscosidad efectiva del agua versus concentración de polímero para un rango de concentraciones de 0 a 1400 ppm. Los siguientes cinco multiplicadores diferentes para las viscosidades efectivas del agua en la tabla se definieron como 0,2x, 0,5x, 1x, 2x y 5x. Esta información se presentó en forma de cinco tablas de viscosidades efectivas del agua frente a concentraciones de polímeros.
2. El IPV osciló entre 0 y 0,3 con una distribución uniforme.
3. La adsorción máxima osciló entre 1E-9 kg.capa/kg.roca hasta 1E-2 kg.capa/kg.roca en potencias de 10 (8 valores).

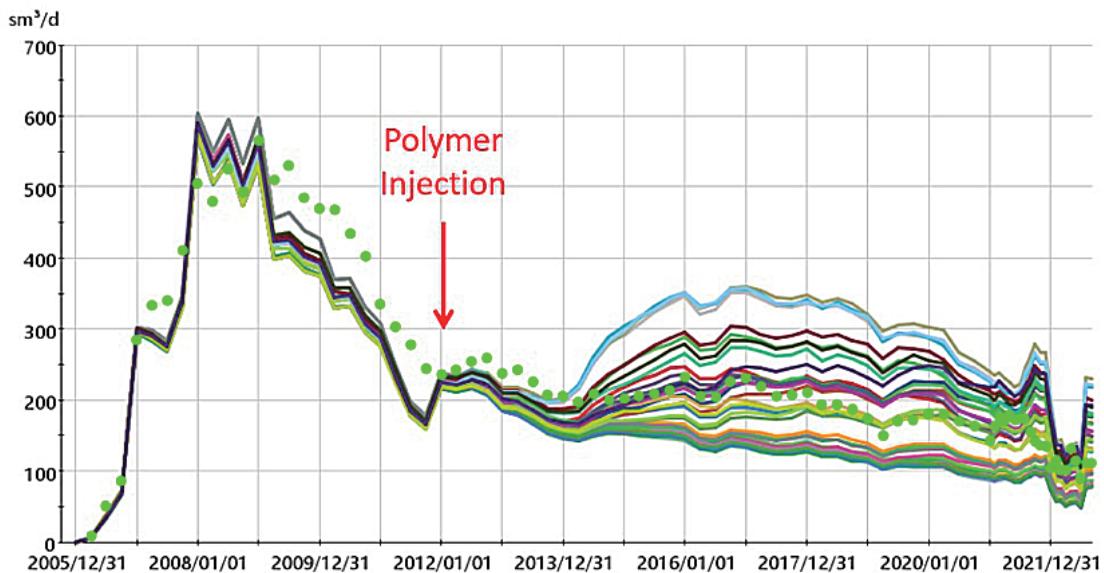


Figura 10. Tasa de petróleo para productores del área piloto de polímeros para 40 nuevos modelos que tienen variabilidad tanto en los parámetros de simulación de inundación de polímeros como de inundación con agua. La inyección de polímeros se inició desde 2012 hasta la actualidad.

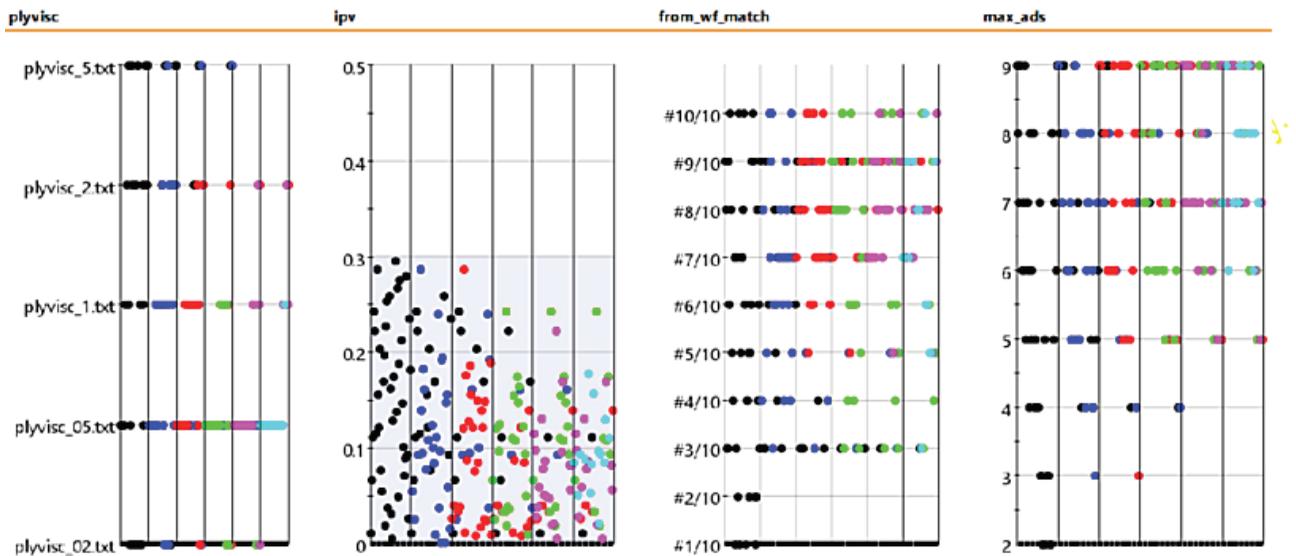


Figura 11. Distribución de los 5 parámetros y sus valores para la generación inicial y 5 generaciones posteriores. Los valores nuevos y supervivientes de cada generación están representados por un color único (gen0=negro, gen1=azul, gen2=rojo, gen3=verde, gen4=púrpura, gen5=azul claro).

Estos tres nuevos parámetros se muestrearon junto con las 10 combinaciones de parámetros que dieron como resultado la función objetivo más baja para el período de inundación de agua (10 mejores ejecuciones de la generación 7 anterior). Como en el caso anterior, extraemos nuevamente 40 nuevas combinaciones de parámetros entre los cuatro nuevos parámetros (tres parámetros de polímero más un parámetro que representa las combinaciones de las 10 mejores ejecuciones del período de inundación de agua) para usar en DE y calibrar contra el período de inundación de polímero.

Definimos una función objetivo similar a la Ecuación 1, aunque la lista de pozos ahora solo incluye 33 productores dentro del área piloto que están compensados con los seis inyectores de polímero. El horizonte temporal es desde 2012 hasta la actualidad. La Figura 10 muestra la respuesta del petróleo para el área piloto en 40 nuevos modelos que representan la generación inicial en DE.

Para estos modelos, la respuesta del polímero comienza aproximadamente 1 año después de la inyección del polímero; algunos modelos muestran una respuesta demasiado optimista en comparación con la historia, mientras que otros modelos muestran una respuesta mínima a la inyección del polímero.

Para calibrar la respuesta a la inundación de polímeros con respecto a los datos históricos, se utilizaron cinco generaciones de DE. La figura 11 muestra la evolución de los parámetros a lo largo de las 5 generaciones.

Por ejemplo, los multiplicadores de la viscosidad efectiva frente a la concentración de polímero de 0,2x y 5x fueron eliminados por la generación 5 (imagen de la izquierda), mientras que el rango de IPV sólo se redujo ligeramente de 0,0-0,3 (en gen0) a 0,0-0,24 (en gen5) mientras que para las combinaciones de parámetros coincidentes de inyección de agua (imagen más a la derecha), hubo 10 combinaciones para gen0, mientras que sólo 8 combinaciones sobrevivieron en la generación 5, siendo las combinaciones #8 y #9 las que tienen la mayor probabilidad. Tenga en cuenta que solo se utilizaron 5 generaciones ya que la reducción de la función objetivo mostró poca mejora después de la generación 4.

La respuesta de la tasa de petróleo del conjunto de generación final se muestra en la figura 12. Tenga en cuenta que la tasa de petróleo inicial (preinyección de polímero) es baja en comparación con la historia. Esto se debe a que la coincidencia del historial de inyección de agua se realizó utilizando una función objetivo de todos los pozos en el nivel AOI, no solo en el subgrupo de pozos utilizados en la Figura 12. Después de la inyección del polímero, hay claramente un impacto de los parámetros del polímero, como se ve en el gran rango en las respuestas del aceite. Debido a esta baja tasa de pe-

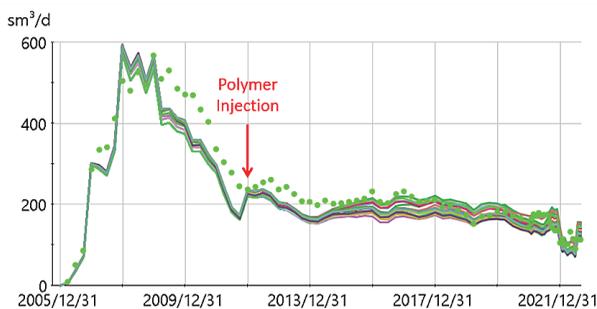


Figura 12. Tasa de petróleo para los productores del área piloto de polímeros en el conjunto de 40 modelos de la generación 5 de evolución diferencial.



Figura 13. Pronóstico de 10 años del área piloto de polímeros en el conjunto de 40 modelos para la inyección continua de polímeros (azul) y la reversión a inyección de agua únicamente (rosa).

tróleo inicial en el conjunto, la producción de petróleo acumulada del conjunto (para los pozos del área piloto) es ligeramente baja en comparación con la acumulada histórica. Esto también significa que el petróleo restante en el área piloto es algo optimista, lo que puede resultar

en pronósticos demasiado optimistas en la siguiente sección del documento.

En este punto, ahora tenemos un conjunto de 40 modelos con 40 combinaciones únicas de parámetros tanto de la combinación de inyección de agua de los pozos

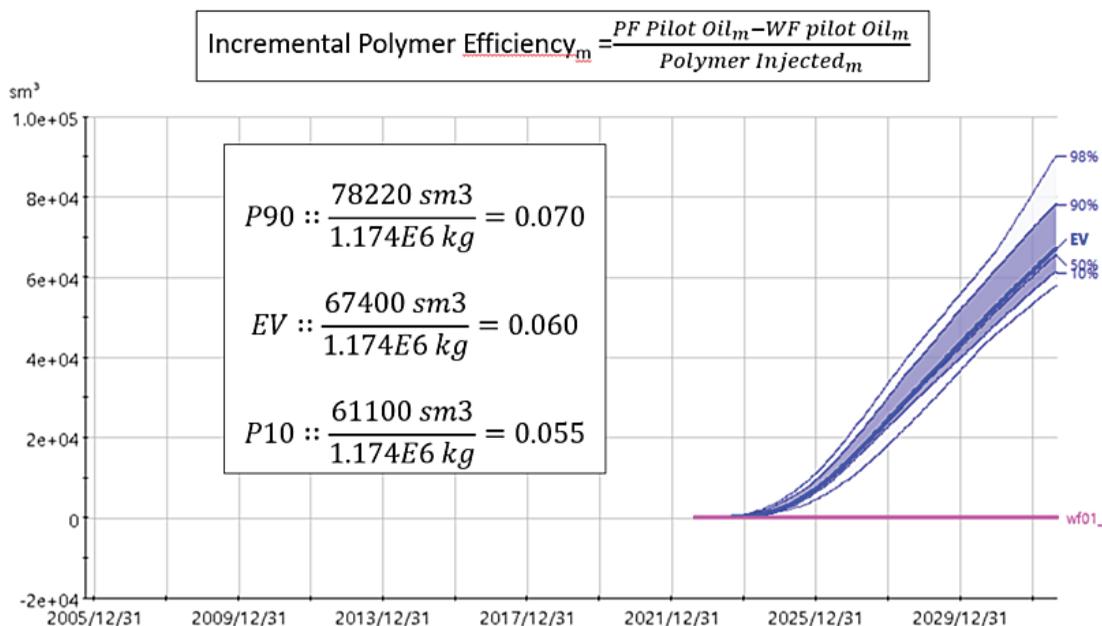


Figura 14. Respuesta acumulativa incremental del petróleo para el área piloto para un pronóstico de 10 años para los 40 modelos. La eficiencia incremental del polímero se calcula para las respuestas P10, EV y P90.

AOI como de la combinación de inundación de polímero de los pozos piloto. Recordemos que los partidos históricos son a nivel de grupo. Los pozos individuales no han sido comparados históricamente. Un siguiente paso obvio sería hacer coincidir la historia de cada uno de los 40 modelos a nivel de productor individual, pero esto se haría modificando la geología local (porosidad y permeabilidad) entre pares de pozos, en lugar de modificar los parámetros globales. Como sigue siendo una tarea costosa y que requiere mucho tiempo, este paso se omite por ahora. Saltarse la calibración de pozos individuales implica que los pronósticos que utilizan el conjunto de 40 modelos pueden ser confiables a nivel de AOI y de grupo piloto, pero no necesariamente a nivel de patrón por inyector o productor.

Previsión y optimización

Previsión del área piloto de polímeros

Como ocurre con todos los esquemas de inyección de polímeros, la respuesta incremental del aceite debido a la inyección de polímero disminuirá con el tiempo, y una pregunta válida es: “¿Cuándo dejar de inyectar el polímero?” Aquí respondemos a esta pregunta simulando dos escenarios de pronóstico para el conjunto final de 40 modelos:

- (1) un escenario base donde la inyección de polímero se mantiene en 500 ppm; y
- (2) un escenario en el que la concentración de inyección de polímero se establece en cero.

Los inyectores se ajustan a su tasa de inyección de agua final al final de la historia, para eliminar la dismi-

nución en las tasas de inyección y, por lo tanto, compensar las tasas de producción, ya que la movilidad total de la inyección disminuye con la inyección adicional de polímero. Los productores están programados para su último control de BHP al final de la historia para permitir cambios menores en las tarifas a medida que el polímero sale del depósito. Estos dos conjuntos de pronósticos se muestran en la figura 13 para los productores del área piloto para un período de pronóstico de 10 años.

Ver que inicialmente no hay diferencia en los dos pronósticos conjuntos, lo cual se espera ya que hay un retraso en la respuesta del aceite de inyección de polímero. Sin embargo, para el año 2024, la inyección continua de polímeros es mejor que volver a usar solo agua, lo que indica que la respuesta del petróleo todavía se beneficia de la inyección de polímeros. Este proceso de previsión debería repetirse cada año para justificar la inyección continua de polímeros en lugar de volver a la inyección solo de agua.

Para el área piloto de polímero también podemos cuantificar la respuesta incremental debido a la inyección continua de polímero para este conjunto restando primero la respuesta del escenario de pronóstico del polímero de la respuesta de solo agua para cada par de escenarios de pronóstico (un par tiene los mismos parámetros de entrada de simulación), repitiéndose para todos los pares de pronósticos y luego mostrándose como respuesta incremental del petróleo versus tiempo para todas las ejecuciones en el conjunto.

La figura 14 muestra una representación probabilística de la respuesta del aceite de los 40 modelos, donde la respuesta acumulativa incremental del aceite debido a la inyección continua de polímero después de 10 años

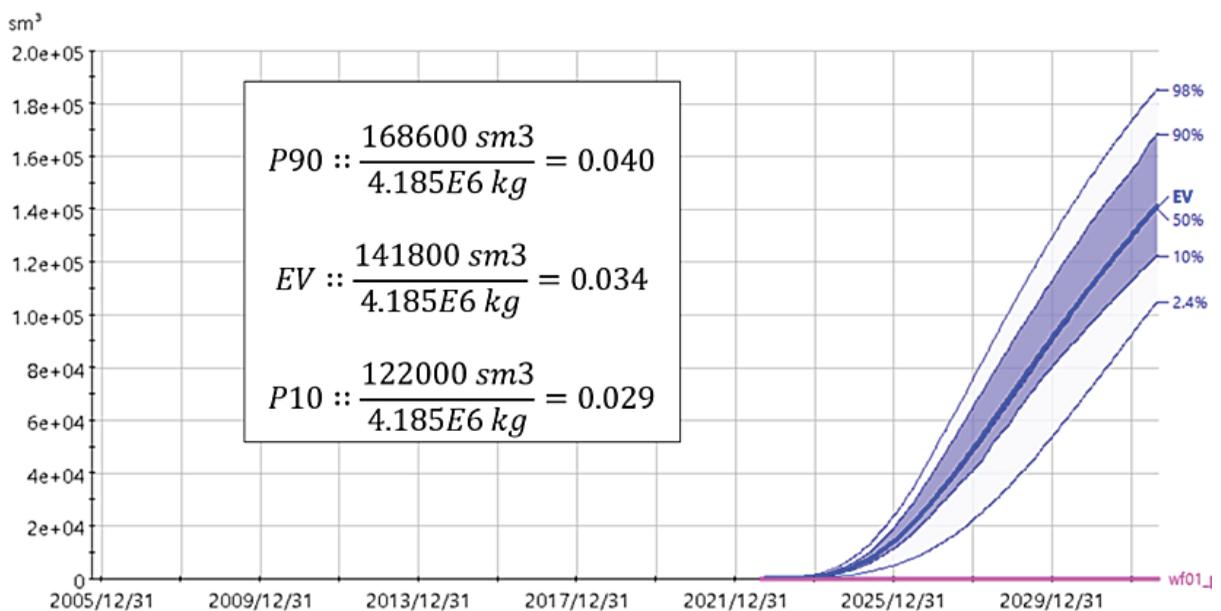


Figura 15. Producción acumulativa incremental de petróleo de una nueva área de inyección de polímeros para un pronóstico de 10 años para los 40 modelos. La eficiencia incremental del polímero se calcula para las respuestas P10, EV y P90.

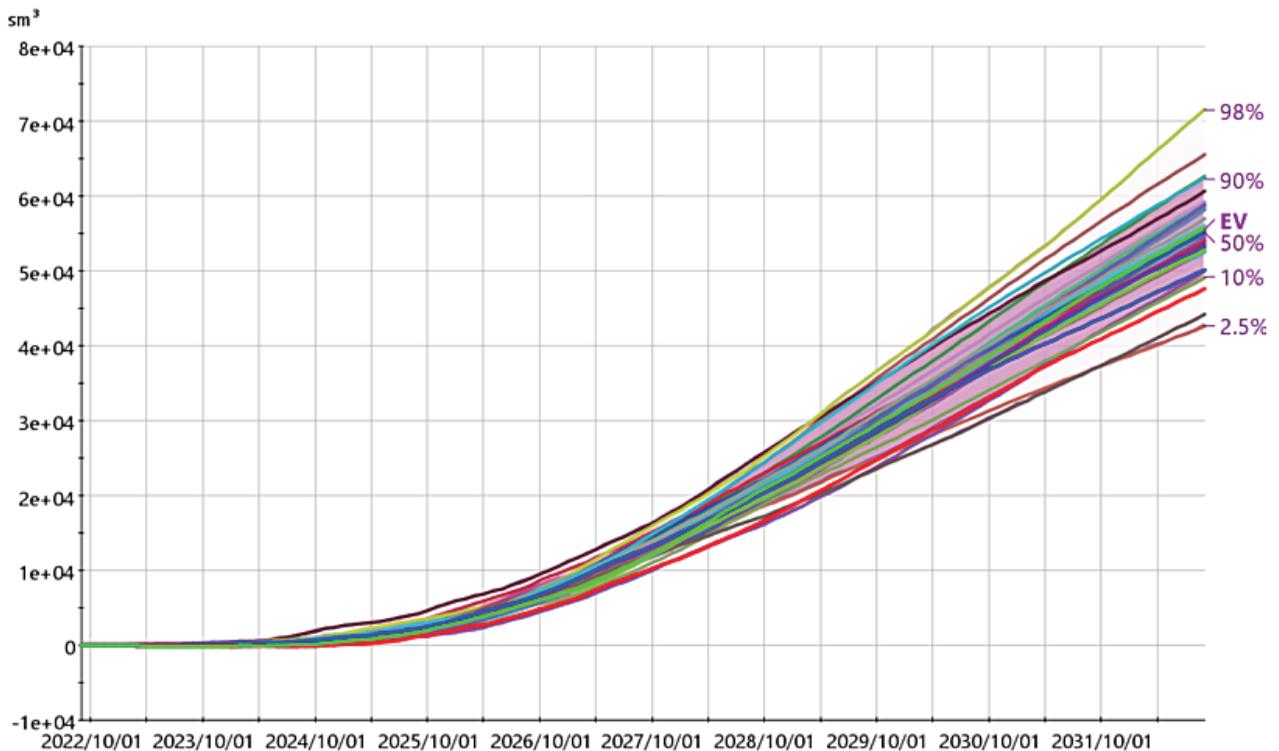


Figura 16. Petróleo acumulativo incremental producido para el escenario de 800 ppm en relación con el escenario de 0 ppm para el área piloto para los 40 modelos. Las etiquetas son para la representación probabilística del conjunto.

varía desde un valor de 61100 (P10) a 78220 sm^3 (P90) con un valor esperado de 67400. sm^3 .

También se muestra en la figura 14 un resumen de los IPE para el área piloto en todo el conjunto al final del pronóstico. Las eficiencias incrementales varían desde un mínimo de 0,055 sm^3/kg ($\text{UF}=18 \text{ kg}/\text{sm}^3$) hasta un máximo de 0,070 sm^3/kg ($\text{UF}=14 \text{ kg}/\text{sm}^3$) con un valor esperado de 0,060 sm^3/kg ($\text{UF}=16 \text{ kg}/\text{sm}^3$). El IPE se puede utilizar al comparar nuevos inyectoros o grupos de pozos para implementar polímero o al comparar qué inyectoros dentro del grupo actual tienen eficiencias incrementales menores o mayores dentro del grupo piloto. Recuerde que debido a la cantidad ligeramente optimista de petróleo restante en el área piloto, se supone que estas eficiencias incrementales para el conjunto son optimistas.

Previsión de la nueva zona de inyección de polímeros

La mayor parte de este campo no está bajo inyección de polímero, pero el éxito del área piloto muestra que se puede lograr una respuesta incremental del petróleo debido al polímero. De hecho, la inyección de polímeros se implementó en 50 inyectoros más a finales de 2020.

Utilizando el enfoque descrito en este trabajo, es posible clasificar la respuesta al lanzamiento de polímeros

en los cinco subgrupos restantes del AOI. La figura 15 muestra el escenario de pronóstico incremental de 10 años (incremental hasta volver a la inyección de agua pura) para un grupo diferente de inyectoros y sus productores de compensación. Al igual que con el área piloto, queremos cuantificar el beneficio de la inyección de polímero en comparación con la inyección de solo agua, que se puede resumir calculando el IPE. En este caso, la eficiencia incremental del polímero oscila entre 0,029 ($\text{UF}=34\text{kg}/\text{sm}^3$) y 0,040 sm^3/kg ($\text{UF}=25\text{kg}/\text{sm}^3$).

También vale la pena comparar el desempeño de la nueva área con el desempeño del área piloto. Aquí, la eficiencia incremental es menor que en el área piloto actual, a pesar de que el área piloto ha tenido más de 10 años de inyección de polímero hasta la fecha. Esto se espera porque el petróleo restante en el lugar al final de la coincidencia histórica para el área piloto (aunque ligeramente optimista debido a la coincidencia histórica poco satisfactoria en el área piloto) es sustancialmente mayor que el petróleo restante en el lugar para esta nueva área. , incluso después de la inyección de polímero hasta la fecha. Dada la mayor eficiencia incremental del área piloto, la implicación es que, si un operador solo tuviera una cantidad finita de polímero para inyectar, entonces la recomendación tendría que ser continuar con la inyección de polímero en el piloto en lugar de implementar este nuevo grupo de inyectoros.

Pronóstico de la respuesta del petróleo a la concentración de inyección de polímero

En esta sección consideramos el impacto de la concentración de inyección de polímero en el área piloto existente. La inyección actual de polímero en el área piloto es de 500 ppm, aunque las instalaciones de superficie permitirán hasta 1500 ppm. Consideramos 9 escenarios de concentración de inyección que van de 0 a 1500 ppm para los 6 inyectores del área piloto. Todos los demás inyectores en el AOI permanecen en sus tasas y concentraciones de inyección actuales (800 ppm), que es el mismo pronóstico del caso base de la sección anterior.

Además, para eliminar la reducción en las tasas de inyección de agua (y las tasas de producción) debido a la disminución de la inyectividad con el aumento de la concentración de polímero, todos los inyectores para todos los escenarios de pronóstico se configuraron para mantener sus últimas tasas de inyección durante los 10 años previstos. Al mantener constantes las tasas de inyección, cualquier cambio en la producción de petróleo se debe únicamente a cambios en la eficiencia de desplazamiento del polímero. Luego restamos la producción acumulada de petróleo del caso de inyección de cero ppm de cada uno de los otros escenarios de pronóstico de concentración de inyección, para cada uno de los 40 modelos.

La figura 16 muestra el incremento de petróleo acumulado producido para cada uno de los 40 modelos para el caso de 800 ppm en relación con el caso de cero ppm. Observe que la producción incremental de petróleo para cada modelo es cercana a cero durante los primeros dos años, lo que sugiere que la respuesta del polímero inyectado a la tasa de petróleo demora aproximadamente dos años. A continuación, cada conjunto de escenarios se representa como una distribución probabilística con valores de P10, valor esperado (EV) y P90 para calcular el rango de IPE a 800 ppm. Estos pasos se repiten para cada escenario de concentración de inyección y se resumen en la figura 17.

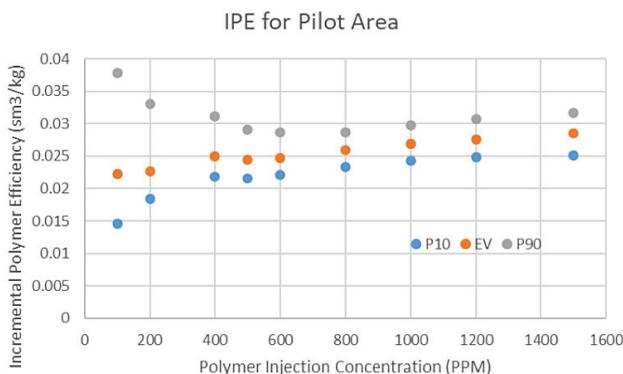


Figura 17. Eficiencia incremental del polímero (IPE) para los inyectores del área piloto en relación con un escenario de inyección de solo agua (0 ppm) en función de la concentración de inyección del polímero. En cada valor de concentración de inyección, se pronosticaron 40 modelos y se determinó el P10, el valor esperado y el P90 del aceite acumulativo incremental, que luego dieron los valores de IPE.

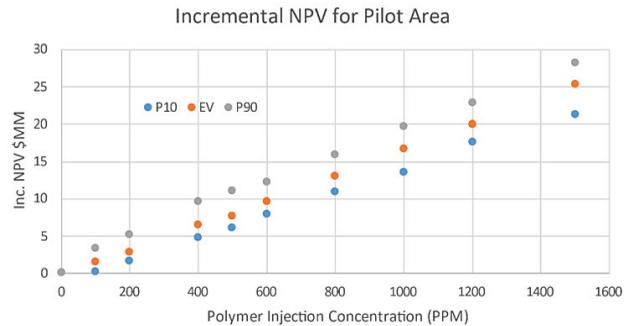


Figura 18. VPN incremental, relativo al caso sin inyección de polímero (0 ppm), para el área piloto para diferentes concentraciones de inyección de polímero.

El valor esperado de IPE (puntos naranjas) aumenta ligeramente a medida que aumenta la concentración de inyección, lo que significa que gradualmente hay un beneficio continuo al aumentar las concentraciones (ignorando los problemas de inyectividad) hasta el máximo de 1500 ppm. Tenga en cuenta también que el rango de incertidumbre en el IPE disminuye a medida que aumentan las ppm, lo que se debe a las mayores recuperaciones incrementales absolutas de petróleo en relación con el diferencial en la recuperación de petróleo, particularmente a ppm muy bajas.

El último paso en el análisis de pronóstico es convertir cada escenario en cifras económicas. Aquí calculamos los valores presentes netos incrementales (VAN) en relación con el caso de inyección de agua pura (0 ppm) suponiendo un precio del petróleo de 60 dólares EE.UU./bbl, 3 dólares EE.UU./kg de polímero, 1 dólar EE.UU./m³ de costo de procesamiento de agua, a un costo del 10%, tasa de descuento y tasa de inflación del 6%. Ignoramos cualquier impuesto o regalías.

En todos los escenarios, la tasa total de inyección de agua es la misma y el recuento de pozos es fijo, lo que significa que podemos todos los demás costos operativos al calcular los números incrementales, ya que estos se cancelarán. Los números del VPN incremental se muestran en la figura 18 y sugieren que el aumento de la concentración de inyección de polímero da como resultado un aumento casi lineal del VPN incremental. Se espera un aumento lineal ya que el IPE es casi constante para cualquier concentración de inyección. Recuerde, sin embargo, que los cambios en las tasas de inyección y producción con una inyectividad decreciente (aumentando las PPM) no se tienen en cuenta. La disminución de las tasas de inyección y producción con PPM crecientes tendría un impacto significativo en los valores incrementales del VPN.

Discusión

Hay otros escenarios de pronóstico que se pueden considerar con el conjunto de 40 modelos. Por ejemplo, al aumentar la concentración de inyección de polímero

en el área piloto, podríamos haber incluido efectos reducidos de inyectividad y productividad, y luego calcular nuevas eficiencias incrementales y compararlas con la eficiencia pronosticada actual en el piloto. O, de manera similar al área piloto, podemos probar concentraciones óptimas de inyección de polímero en cada área nueva para cuantificar si se pueden mejorar las eficiencias incrementales en comparación con los resultados de la Figura 15.

Al igual que con las diferentes eficiencias de polímeros entre diferentes áreas de inyectores (área piloto versus área nueva), existen diferentes eficiencias incluso dentro del área piloto a nivel de patrón por inyector. Choudhuri et al. 2015 mostró tales resultados para una inundación de polímero maduro en Omán, mostrando claramente que algunos patrones ya no respondían a la inyección continua de polímero, mientras que se pronosticaba que otros patrones continuarían teniendo una buena respuesta. La clave de sus resultados, aunque solo se basaron en un modelo de yacimiento único, fue que su modelo coincidía históricamente a nivel de pozo individual. En otras palabras, el siguiente paso con este conjunto de 40 modelos será cuantificar la calidad de la coincidencia histórica a nivel de pozo y luego, si es necesario, mejorar las coincidencias mediante cambios a nivel por modelo y por pozo.

Conclusiones y recomendaciones

La inyección de polímeros es una opción viable para Corcobo con un retorno económico positivo para todas las áreas consideradas en este estudio. Usando un enfoque de modelado basado en conjuntos, el pronóstico económico a 10 años del área piloto original que permanece en una concentración de inyección de polímero de 500 ppm muestra un VPN incremental (en comparación con volver a la inyección de agua pura) esperado de 8 US\$MM y un rango de incertidumbre asociado dado por un P10 VAN de 6 US\$MM, y un P90 VAN de 11 US\$MM.

Para todos los casos considerados aquí, cuanto mayor sea la concentración de inyección de polímero, mayor será el retorno económico, lo que sugiere que la restricción más importante para el retorno económico es la inyectividad de los pozos individuales.

Desde una perspectiva de modelización, el rendimiento económico previsto es principalmente una función del petróleo restante en el lugar (ROIP) al inicio del pronóstico y la concentración inyectada utilizada para desplazar el ROIP. Para este estudio, los modelos se calibraron utilizando la respuesta histórica de los grupos de pozos asociados con varias áreas, en lugar de pozos individuales. Un esfuerzo de calibración utilizando respuestas de pozos individuales probablemente produciría un mapa de ROIP y un pronóstico de VPN más confiables de cada modelo en el conjunto y debería considerarse en trabajos futuros.

Otra mejora recomendada para trabajos futuros es incluir la variabilidad geológica como un parámetro adi-

cional al construir un conjunto de modelos. Tener más de un modelo geológico mejoraría significativamente la cuantificación de la incertidumbre asociada al VAN esperado.

Referencias

- AlSofi, A.M. and Blunt, M.J. 2010. Streamline-Based Simulation of Non-Newtonian Polymer Flooding. SPEJ 15 (4): 895-905. SPE-123971-PA. <https://doi.org/10.2118/123971-PA>.
- Chiotoroiu, M., Peisker, J., Clemens, T., and Thiele, M.R. 2017. Forecasting Incremental Oil Production of a Polymer-Pilot Extension in the Matzen Field Including Quantitative Uncertainty Assessment. SPE Res Eval & Eng 20 (4): 894-905. SPE-179546-PA. <https://doi.org/10.2118/179546-PA>.
- Choudhuri, B., Thakuria, C., Belushi, A.A., Nurzaman, Z., Hashmi, K., and Batycky, R.P. 2015. Optimization of a Large Polymer Flood With Full-Field Streamline Simulation. SPE Res Eval & Eng 18 (3): 318-328. SPE-169746-PA. <https://doi.org/10.2118/169746-PA>.
- Clemens, T., Abdev, J., and Thiele, M.R. 2011. Improved Polymer-Flood Management Using Streamlines. SPE Res Eval & Eng 14 (2): 171-181. SPE-132774-PA. <https://doi.org/10.2118/132774-PA>.
- Delamaide, E. "Is Chemical EOR Finally Coming of Age?" Paper presented virtually at the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition originally scheduled to be held in Perth, Australia, 20-22 October 2020. <https://doi.org/10.2118/202276-MS>.
- Hryc, A., Hochenfellner, F., Ortíz Best, R., Maler, S., and Freedman, P. "Development of a Field Scale Polymer Project in Argentina" Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 April 2018. <https://doi.org/10.2118/190326-MS>.
- Price, K.V. Storn, R.M., and Lampinen. 2005. Differential Evolution: A Practical Approach to Global Optimization (Natural Computing Series). Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.
- Thiele, M.R. and Batycky, R.P. "Evolve: A Linear Workflow for Quantifying Reservoir Uncertainty" Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dubai, UAE, 26-28 September 2016. <https://doi.org/10.2118/181374-MS>.
- Thiele, M.R., Batycky, R.P. Poellitzer, S., and Clemens, T. 2010. Polymer Flood Modeling Using Streamlines. SPE Res Eval & Eng 12 (2): 313-322. SPE-115545-PA. <https://doi.org/10.2118/115545-PA>.
- Thiele, M.R., Gerritsen, M., and Blunt, M.J. Streamline Simulation. 2011. Getting Up To Speed Series, SPE.
- Zhang, Z., Datta-Gupta, A., and Delshad, M. "History Matching and Optimal Design of Chemically Enhanced Oil Recovery Using Multi-Objective Optimization" Paper presented at the SPE Reservoir Simulation Conference held in Galveston, TX, 10-11 April 2019. <https://doi.org/10.2118/193860-MS>.