

Offshore: Unlocking off-shore waterflood potential: maximizando reservas en áreas remotas



Inyección de agua con *Sea Water Injection Mobile System (SWIMS)* en el Golfo de Tailandia.

Por **Ing. Luciano Nicolás Petrella,**
Lic. Cristina Masarik, Ing. Hussein Chebli,
Ing. Himansu Rai e Ing. Ruibin Wang

Este trabajo ha sido distinguido con el SPE Thailand Section E&P Annual Award 2015, premio anual de la Society of Petroleum Engineers, capítulo de Tailandia.



Una mejora en el diseño de SWIMS permitió incrementar la flexibilidad para inyectar agua de mar.

En extensas áreas del Golfo de Tailandia (GOT), los pozos son perforados *high and tight*, a lo largo de fallas extensionales, para producir petróleo y gas. La estrategia de producción primaria consiste en completar arenas en forma individual, uti-

lizando *gas lift* como principal sistema de extracción. Algunas de las arenas pueden ser correlacionadas a través de áreas extensas. Para estos reservorios extendidos, identificados como “tanques”, se planea una terminación integrada con el objetivo de optimizar la

recuperación final de hidrocarburos.

Mientras algunas áreas están caracterizadas por un fuerte empuje del agua, en otras se observa depletación como consecuencia de la producción, a pesar del tamaño relativamente grande de estos reservorios. El *waterflood* (inyección de agua) ha sido identificado como una estrategia de alto impacto para asegurar la máxima recuperación.

En la Plataforma A, ubicada en una zona estructuralmente compleja, la nueva campaña de perforación mostró una depletación significativa como resultado de la producción. La Plataforma A no tiene línea de inyección de agua, por lo que la implementación de un proyecto de *waterflood* necesita del uso de la unidad SWIMS (*Sea Water Injection Mobile System*), diseñado para desbloquear reservas asociadas a la inyección de agua en áreas remotas.

Tres candidatos principales fueron identificados en la zona perforada recientemente para maximizar la recuperación de hidrocarburos a través de la inyección de agua. Estos reservorios están distribuidos en diferentes profundidades de la zona de interés, comparten los mismos pozos pero, a su vez, presentan características únicas en cuanto a fluidos y ubicación estructural. Un equipo multidisciplinario trabajó en detalle en la caracterización de reservorios y modelado, y reconoció la posibilidad de optimizar la recuperación final implementando inyección de agua utilizando SWIMS.

Buscando mejorar los indicadores económicos del proyecto, el equipo se focalizó en mejorar el diseño de la unidad de inyección de agua SWIMS, lo que facilitó extender la capacidad para inyectar agua y presurizar con *waterflood* múltiples reservorios simultáneamente. Esta mejora permitió reducir el costo operativo por barril de petróleo y, al mismo tiempo, hizo posible barrer y optimizar la recuperación de petróleo almacenado en reservorios pequeños marginales y/o con mayor riesgo.

Introducción y antecedentes

La inyección de agua cumple un papel fundamental en la optimización del factor de recuperación de petróleo en el Golfo de Tailandia (Figura 1), y ha demostrado ser la técnica más

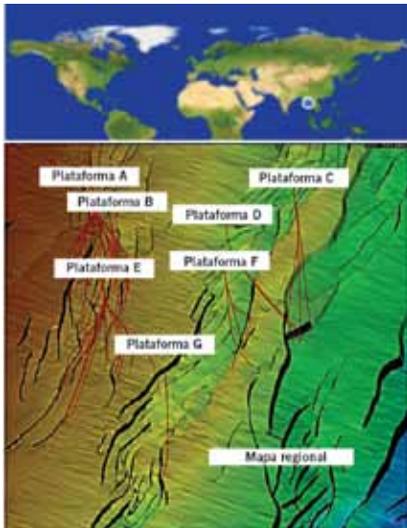


Figura 1. Mapa de ubicación del Golfo de Tailandia (arriba) y de la Plataforma A.

económica para maximizar la producción del petróleo almacenado en las arenas fluviales que representan los reservorios más típicos de la cuenca de Pattani.

Debido a la naturaleza *offshore* de gran parte de la industria petrolera en el Golfo de Tailandia, el desarrollo de los yacimientos se basa en el uso de múltiples plataformas desde las cuales los pozos son perforados.

La estrategia de terminación de pozos para producción primaria consiste en el punzado de los reservorios de manera individual, el *gas lift* es el principal sistema extractivo. Algunas de las arenas productivas son reservorios extensos, que son perforados por varios pozos reservorios extensos y pueden ser correlacionadas a través de grandes áreas.

Para estos reservorios denominados "tanques", se planifica una estrategia de terminación integral, que considere posición estructural y presiones. En las áreas de interés en desarrollo en el Golfo de Tailandia, algunos reservorios parecen estar conectados a acuíferos fuertes que contribuyen a mantener la presión de formación cuando son producidos; sin embargo, hay otras áreas en las cuales se observa depletación agresiva a pesar de que las estimaciones volumétricas indican reservorios relativamente grandes.

Un factor adicional para explicar las recuperaciones de hidrocarburos relativamente bajas está vinculado con la estrategia de terminación de arenas y producción en conjunto, lle-

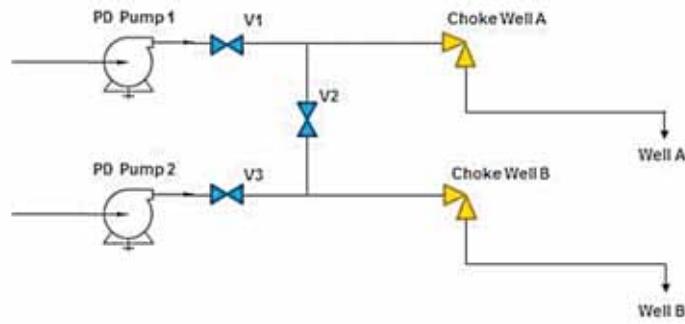


Figura 2. Diagrama de SWIMS con la modificación para facilitar la descarga doble y procesar reservorios en simultáneo. Agregar un tercer *outlet* es un proyecto en estudio.

vada a cabo especialmente en los inicios del desarrollo, y también al tipo de pozo *monobore*, diseño más limitado en cuanto a la posibilidad de hacer operaciones de aislación y GL.

La optimización de producción por inyección de agua ha sido identificada como una estrategia de alto impacto para asegurar maximizar la recuperación de hidrocarburos: la recuperación de petróleo puede incrementar los valores finales entre 2 y 4 veces.

Muchas de las plataformas en la operación de Chevron-Thailand poseen líneas de inyección de agua con el fin de facilitar la implementación de proyectos de secundaria; sin embargo, algunas plataformas ubicadas en zonas remotas carecen de líneas de inyección, razón por lo cual durante muchos años estos reservorios distribuidos y perforados en zonas alejadas no fueron considerados candidatos para implementar proyectos de re-

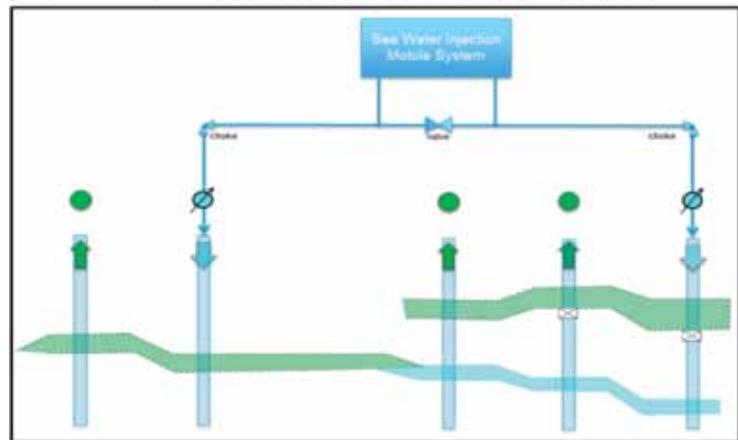
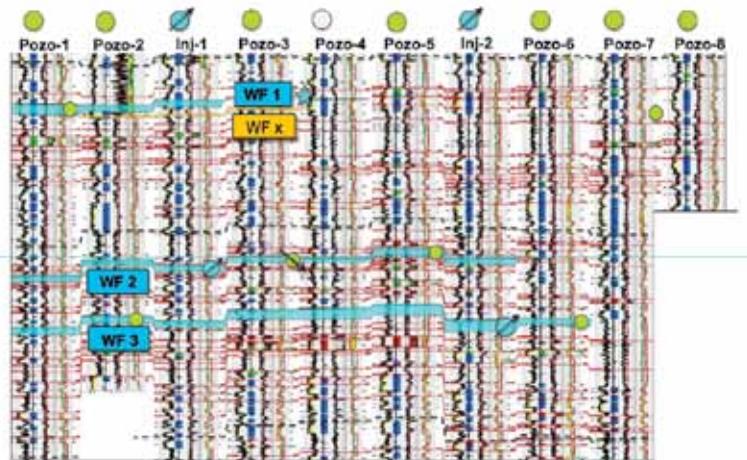


Figura 3. Corte estructural N-S mostrando los objetivos múltiples identificados para *waterflood* en la Plataforma A. Los principales tanques figuran en azul, los 2 más someros (WF 1 y 2) fueron los objetivos iniciales para implementar la estrategia de SWIMS con *dual outlet*, cuya exitosa implementación en producción y reducción de costos habilitó nuevos proyectos en ésta y otras plataformas.

cuperación asistida por inyección de agua, para optimizar la producción y recuperación final.

En 2010, el Sistema Móvil de Inyección de Agua Marina (SWIMS) fue desarrollado como una solución innovadora para este desafío. El concepto se basa en el uso de un sistema modular móvil, que permite inyectar agua de mar en las arenas reservorio a altos caudales, mientras se mantienen desplazamientos estables en el reservorio, logrando así desarrollar reservas offshore en zonas remotas, sin necesidad de contar con líneas de agua ni agua de producción.

Innovación tecnológica

En aquellas áreas en las que las instalaciones o infraestructura no cuentan con líneas de inyección de agua, el uso de SWIMS permite implementar proyectos de optimización en la recuperación y producción en plataformas anteriormente consideradas antieconómicas.

Sin embargo, el valor incremental estimado obtenido no siempre es el esperado e impacta en los parámetros económicos de los proyectos. En su operación, SWIMS estaba inicialmente limitado a una única salida para la inyección de agua de mar; los altos costos operativos y el requerimiento de mantener el personal en operación 24 horas al día, hacían de esta estrategia algo poco atractivo en el actual escenario de precios del crudo. Superar ese desafío requirió imaginación e innovación.

Una mejora en el diseño de SWIMS permitió incrementar la flexibilidad para inyectar agua de mar, utilizando una o dos bombas de inyección en paralelo, controlando las presiones de descarga por medio de uso de orificios o por cambio de régimen de vueltas de las bombas de inyección (Figura 2). En caso de capacidad ociosa, una bomba puede quedar en *stand-by*, mejorando así el tiempo de operación y reduciendo la frecuencia de mantenimiento.

La nueva configuración de la unidad de SWIMS y del *manifold* (válvulas) en la unidad fue testeada e implementada con rotundo éxito durante el 2015, donde diferentes caudales de procesamiento y distintas presiones de inyección eran requeridos para la Plataforma A, en la cual se identificaron

tres reservorios como candidatos para maximizar la recuperación final de petróleo con inyección de agua (Figura 2).

Los reservorios principales, o “tanques”, tienen volúmenes *in situ* entre 1,5 y 3 MMBO. Estos “tanques” están apilados y fueron ubicados en los mismos pozos aunque exhibían características diferentes en cuanto a extensión, fluidos contactos y estructura (Figura 3). Datos de presión de formación fueron obtenidos para confirmar conectividad y grado de depletación de las arenas.

Un equipo multidisciplinario de trabajo realizó un estudio detallado de las operaciones realizadas con SWIMS en el pasado en el Golfo de Tailandia; incorporó las lecciones aprendidas y prácticas recomendadas con el fin de optimizar el beneficio económico. Datos críticos estáticos y dinámicos de los reservorio-objetivos fueron recolectados y utilizados en la construcción del modelo geocelular y simulación, que fueron usados a su vez para seleccionar los mejores candidatos que tuvieran el menor tiempo



de respuesta y el mejor incremental de caudal de petróleo de varios reservorios presentes en la misma plataforma.

En el caso de la Plataforma A, un objetivo primario y dos secundarios, de menor volumen, fueron identificados y caracterizados con el fin de procesarlos con SWIMS de forma simultánea. Esto permitió reducir el costo operativo por barril y, al mismo tiempo, inyectar agua en reservorios antes considerados antieconómicos, de alto riesgo o marginales debido a su volumen reducido.

Impacto en la industria de E&P de petróleo en Tailandia

Como resultado de la madurez del desarrollo de los activos *offshore*, las oportunidades de *waterflooding* ubicadas en áreas que cuentan con línea de inyección de agua se han reducido en número y tamaño. Las figuras 4 y 5 muestran las etapas de desarrollo para la implementación de los proyectos de secundaria (1. Identificación; 5. Oportunidad ya implementada), tanto para inyección de agua con líneas existentes como con SWIMS.

Los gráficos muestran que, actualmente, más del 50% de las reservas y

recursos remanentes asociados a la recuperación secundaria requieren para su ejecución de la operación de una unidad de SWIMS, para inyectar en reservorios, comparado con los proyectos ejecutados en los últimos diez años, con una estimación de petróleo *in situ* no procesado de 280 MMSTB.

El procesamiento en paralelo de múltiples objetivos de manera simultánea con SWIMS, permitió reducir el costo operativo y el requerimiento de personal proyectado en 50%, expandiendo el límite de uso de la unidad de SWIMS con capacidad de inyección controlada en un solo punto. El siste-

ma de doble descarga permite combinar oportunidades de riesgo medio con las de alto riesgo al mismo costo operativo. Más aún: la combinación de objetivos marginales con el objetivo primario permite acceder a reservas que, al competir por los recursos operativos *offshore* y en el escenario de precios actual, no serían económicas si son evaluadas de forma independiente.

Gracias a la mejora en el plan de manejo de reservorios y a otras consideraciones operacionales, el uso de SWIMS de descarga doble es nuestra tercera estrategia en términos de económicos (Figura 6).

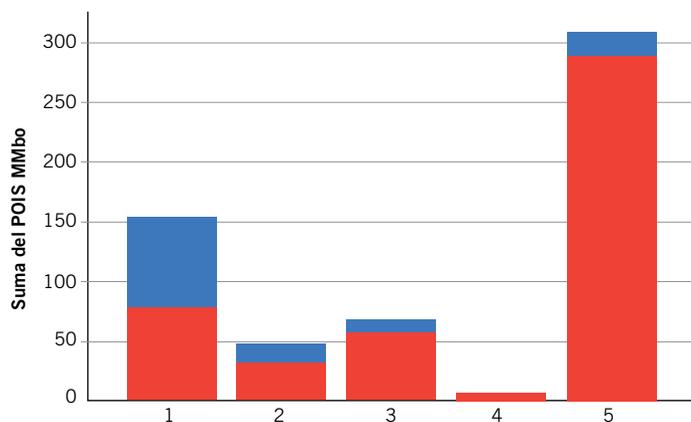


Figura 4. Suma de POIS de las oportunidades presentes en el activo (azul: SWIMS; rojo: con línea de inyección) y etapas de desarrollo.

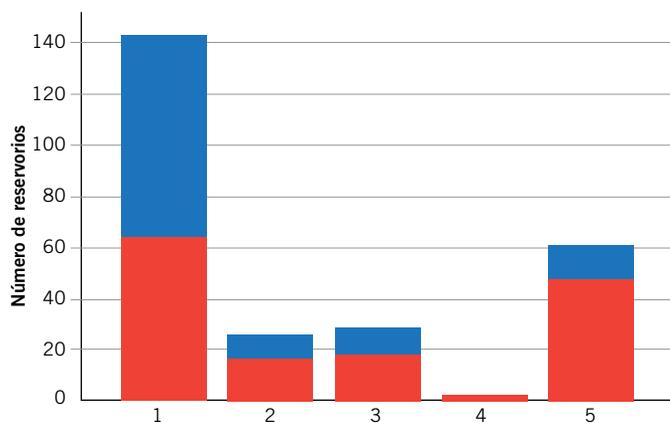


Figura 5. Número de reservorios (azul: SWIMS; rojo: con línea de inyección) y etapas de desarrollo.

Una serie de desafíos se encuentran relacionados con la implementación de este tipo de proyectos: en uno de los primeros proyectos, en la plataforma A, los pasos previos a la ejecución real del proyecto incluyeron la preparación de los paquetes de permisos para conversiones para el departamento de Combustibles Minerales tailandés; la generación de la línea base de producción con la cual comparar el comportamiento una vez comenzada la inyección de agua, la obtención de mediciones de presión estáticas de fondo, el plan de comunicaciones con el equipo *offshore*, la definición del programa de muestreo y evaluación de fluidos y las mediciones en los pozos productores en tiempo real.

También fue necesario trabajar en la definición de los caudales recomendados de inyección, basados en los estudios de reservorios y en las capacidades de las bombas de succión de agua de mar, teniendo en cuenta el clima y el oleaje. Durante la inyección de agua se utilizaron mediciones en tiempo real y diferentes métodos de análisis de inyectividades, para tener un mejor control en las presiones y volúmenes inyectados, incrementando las posibilidades de éxito. Para el ejemplo de la plataforma A, un período de inyección de seis meses con el sistema dual significó un ahorro de 0,6 MM USD, reduciendo el tiempo operativo en 33%.

El plan de monitoreo, un punto crítico en el planeamiento del proyecto de recuperación secundaria, incluye el seguimiento y el análisis del contenido de cloruros de las muestras tomadas (Figura 7) con la finalidad de ayudar a identificar la irrupción del agua inyectada, debido a que el contenido míni-

mo de cloruros se utiliza como unidad, con muy bajos costos de laboratorio y muy bajos requerimientos técnicos, comparado con los mucho más costosos métodos de análisis de trazadores.

Este dato ayuda a soportar el estudio del tiempo de tránsito y la distribución del agua inyectada, importante para futuras estrategias de realineación de la inyección de agua, reconversiones o implementación de recuperación terciaria (EOR).

Los resultados iniciales de inyección de agua en el objetivo primario durante el 2015 fueron muy satisfactorios: el caudal de producción de petróleo de este reservorio de alrededor de 3 MMBO de OIP se incrementó 4 veces con un corte de agua muy bajo; este resultado significó un incremento de la producción de la plataforma de un 50%.

La inyección en el segundo reservorio se inició al mismo tiempo; mientras el equipo de estudio completaba los pasos necesarios para comenzar la inyección en el tercer reservorio. Actualmente, se evalúan cambios en el contrato de SWIMS, con el fin de mejorar la capacidad de inyección de agua, reducir las limitaciones operativas e incrementar el número de reservorios por inyectar en paralelo a tres. Este es el próximo desafío para reducir los costos e incrementar la tasa de éxito en zonas remotas.

Más de 100 MMSTB de reservas necesitan del uso de SWIMS debido a su ubicación en áreas lejanas, con una acumulación promedio de 1 MMSTB *in situ*, lo que representa una inversión de más de 45MMUSD. Con la

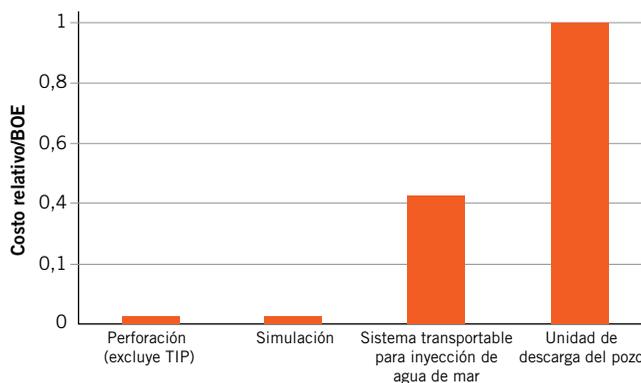


Figura 6. Costo operativo de la unidad SWIMS con *dual outlet* comparado con los costos de otras operaciones clásicas implementadas para aumentar la producción.

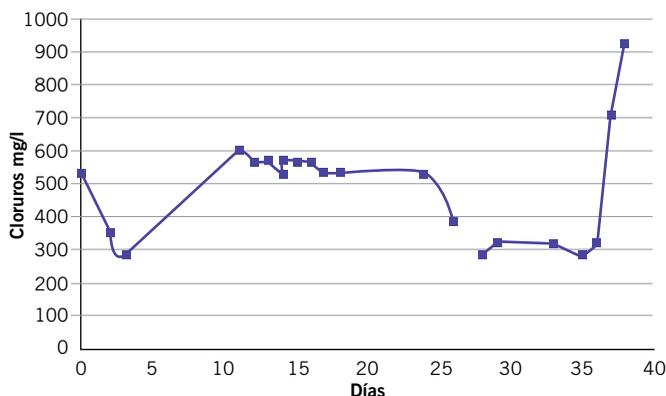


Figura 7. Contenido de cloruros en los pozos productores.



posibilidad de tener 19 plataformas como objetivo, y una reducción del 60% del tiempo para procesar todos los reservorios, es posible generar 30MUSD en ahorro, produciendo entre 6 y 9 MMSTB de petróleo de zonas que previamente fueron consideradas antieconómicas e inaccesibles, agregando nuevo valor al proyecto petrolero en el Golfo de Tailandia.

Conclusiones

El uso de SWIMS con doble salida de inyección representa más del 10% de la producción actual asociada la recuperación secundaria con inyección de agua, y ha generado los siguientes beneficios:

- 1) Facilitó la implementación de proyectos de secundaria marginales y riesgosos en zonas alejadas, que actualmente representan el 50% de los proyectos de secundaria remanentes en condiciones de bajos precios de crudo.
- 2) Redujo el costo operativo por barril utilizando SWIMS en un 50%, para los objetivos primarios y para múltiples oportunidades en las plataformas.
- 3) Permitió una reducción de los caudales límites de abandono para reservorios independientes, cuando la unidad opera con múltiples objetivos, incluso cuando luego deba ser retirada y la inyección de agua discontinuada, maximizando así el factor de recobro.
- 4) Posibilitó el incremento de la descarga de las bombas a tres puntos

de inyección, lo que permitirá reducir aún más los costos y acceder a un mayor número de recursos en zonas remotas contribuyendo a maximizar la recuperación. ■



Luciano Nicolás Petrella completó su carrera de Ingeniería en Petróleo en el ITBA, tiene una extensa carrera internacional de más de 18 años de experiencia. Actualmente, se desempeña como mentor, WF Advisor e influencer para Chevron en el Golfo de Tailandia. Ha ejercido como ingeniero reservorista para Perez Companc, Petrobras Argentina y Chevron Argentina con especialización en la Cuenca Austral. Posteriormente, trabajó en Houston para Chevron en el megaproyecto de Angola LNG y finalmente para B8/32 Chevron Thailand en Bangkok. Se ha desempeñado con exitosos resultados en grupos de exploración, estudios y de seguimiento.

Cristina Masarik es Senior reservoir earth scientist, geóloga por la Universidad Nacional de La Plata y Posgrado en Ingeniería de Reservorios en el Instituto del Petróleo de la UBA. Con más de 20 años de experiencia en la industria, ha desarrollado proyectos en diferentes cuencas de la Argentina, Améri-

ca del Sur, Medio Oriente y Sudeste Asiático. Su principal expertise es en Desarrollo de Reservas y Evaluación de Formaciones Convencionales y No Convencionales; con amplia experiencia en delineación de yacimientos, Producción onshore y offshore y en IOR, inyección de agua y modelado de reservorios. Actualmente, se desempeña trabajando en Reservoir Management en Offshore en el Golfo de Tailandia.

Ruibin Wang nació en China, es Ingeniero de Reservorios del equipo de Reservoir Management en Chevron Thailand E&P, con experiencia en desarrollo y coordinación de proyectos de perforación offshore en el Golfo de Tailandia y monitoreo de operaciones de inyección de agua marina. Completó su formación en Ingeniería en Petróleo en la Universidad de Chulalongkorn (Bangkok, Tailandia).

Hussein A. Chebli es ingeniero de Producción en Chevron (Bangkok, Tailandia); MS Civil 2001 & MS Petroleum 2008. Desde hace ocho años se desempeña como analista de reservorios offshore en África Occidental, el Golfo de Tailandia; y tierra dentro, en los Estados Unidos (Texas, Oklahoma y Kansas).

Himansu Rai originario de India, es Ingeniero de Reservorios Senior y Magister en Ingeniería en Petróleo de la Universidad de Stanford (Estados Unidos). Con 14 años de experiencia en la industria, lleva 11 en Chevron y se desempeñó tres en ONGC Ltd, compañía nacional de hidrocarburos de India; se ha ocupado de Desarrollo de Reservorios y manejo de inyección de agua utilizando simulación de reservorios y otras herramientas analíticas.