

# Análisis integrado del proceso de inyección de agua en el campo Casabe: una estrategia para reducir la incertidumbre y mejorar la eficiencia de recobro

E. Navas<sup>1</sup>, R. Jimenez<sup>1</sup>, G. Caldera<sup>1</sup>, J. Ortiz<sup>1</sup>, O. Agudelo<sup>1</sup>., M. Hernández<sup>2</sup>, J. López<sup>2</sup>, G. Mora<sup>2</sup>.

doi: <http://dx.doi.org/10.18273/revfue.v18n2-2020008> 

**Forma de citar:** Navas, E., Jimenez, R., Caldera, G., Ortiz, J., Agudelo, O., Hernández, M., López, J., Mora, G. (2020). Análisis integrado del proceso de inyección de agua en el campo Casabe: una estrategia para reducir la incertidumbre y mejorar la eficiencia de recobro. *Revista Fuentes, el reventón energético*, 18(2), 123-133. <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n2-2020008>

## Resumen

El Campo Casabe está formado por una estructura anticlinal asimétrica con buzamiento moderado hacia el este, afectado por fallas transpresionales que involucran secuencias sedimentarias del Cretáceo y Paleógeno. Como consecuencia, se produjeron fallas normales e inversas que definen 8 bloques operativos en el campo. Se resaltan como características relevantes la alta heterogeneidad de yacimientos no consolidados producidos en conjunto, la limitada continuidad areal de los yacimientos y las desfavorables relaciones de movilidad. Estas condiciones motivaron al equipo técnico del campo a realizar análisis integrados y multidisciplinarios que comprenden estudios de geología, yacimientos e ingeniería de subsuelo, validados con la experiencia operativa obtenida en el campo, con el fin de explotar más eficientemente los hidrocarburos de cada una de las 23 capas productoras.

Este análisis integrado incorpora cambios en los volúmenes de inyección de agua por arena en función de los volúmenes remanentes de petróleo, calculados a partir de las eficiencias volumétrica y de desplazamiento y de los estudios de conectividad hidráulica. A partir de estos volúmenes, se definieron pronósticos de producción incremental usando curvas de flujo fraccional. También se determinaron perfiles de inyección por pozo que generen una condición de balance en el sistema. Todo esto, con el fin de incrementar el factor de recobro en el campo, mejorar la utilización del agua de inyección y disminuir el índice de falla relacionado a desbalances en el sistema producción–inyección. Los resultados a la fecha indican que en las zonas de estudio se ha obtenido una reducción del 25% en el índice de falla, un incremento de la producción del 21%, una reversión de la tendencia de la declinación del campo del 15% al 7% y una reducción del 30% de los costos asociados a consumo de energía y química para tratamiento de agua.

**Palabras clave:** inyección de agua, optimización, macromallas, ultimo recobro estimado, EUR, waterflooding, inyección de agua, volúmenes contactables, conectividad, balance de inyección, inyectividad

## **Integrated analysis of the water injection process in the Casabe field: a strategy to reduce uncertainty and improve recovery efficiency**

### **Abstract**

The Casabe Field is formed by an asymmetric anticline structure with moderate dip to the east, affected by transpression faults that involve sedimentary sequences from the Cretaceous and Paleogene time. As a consequence, normal and inverse faults occurred that define 8 operating blocks in the field. The high heterogeneity of unconsolidated deposits produced as a whole, the limited continuity of the area of the deposits and the unfavorable mobility relationships are highlighted as relevant characteristics. These conditions motivated the technical team of the field to carry out integrated and multidisciplinary analyzes that include studies of geology, deposits and underground engineering, validated with the operational experience obtained in the field, in order to efficiently exploit the hydrocarbons of each of the 23 production layers.

<sup>1</sup> Ecopetrol S.A.

<sup>2</sup> Schumberger.

This integrated analysis incorporates changes in the volumes of water injection by sand based on the remaining volumes of oil, calculated from volumetric and displacement efficiencies and hydraulic connectivity studies. From these volumes, incremental production forecasts were defined using fractional flow curves. In the same way, injection profiles were also determined that generate a balance condition in the system. All this, in order to increase the recovery factor in the field, improve the use of injection water and decrease the failure rate related to imbalances in the production-injection system. The results until date indicate that a 25% reduction in the failure rate has been obtained in the study areas, a 21% increase in production, a reversal of the field decline trend from 15% to 7 % and a 30% reduction in costs associated with energy and chemical consumption for water treatment.

**Keywords:** water injection, optimization, macro mesh, Enhance Ultimate Recovery, EUR, Waterflooding, connectivity, injection balance, injectivity.

## Introducción

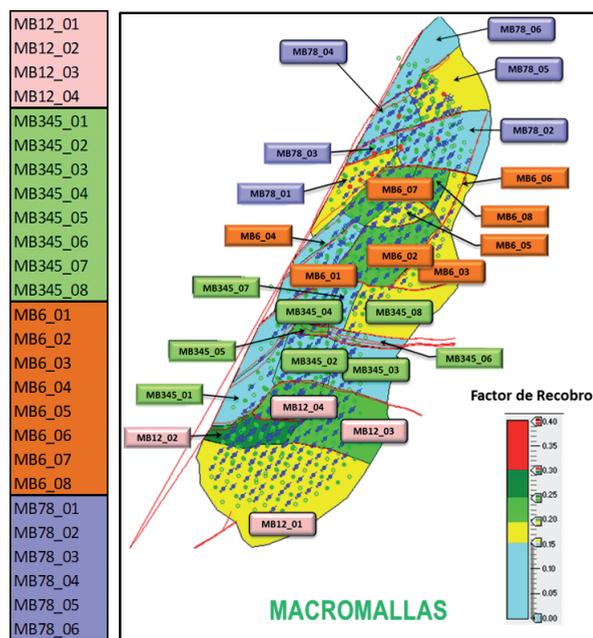
La inyección selectiva de agua en el Campo Casabe representa uno de los retos técnicos más importantes en tema de recuperación secundaria en Colombia. Las características físicas de sus yacimientos, sumadas a la complejidad operativa exigen esfuerzos adicionales para optimizar procesos y mejorar estándares operativos. Por esta razón, en 2016 iniciaron estudios multidisciplinarios en un proyecto piloto para optimizar la inyección de agua usando un Modelo Analítico que incorpora teorías de ingeniería de yacimientos y recuperación secundaria ampliamente utilizados en la industria, con conocimientos de operaciones de campo. (Agudelo, et al., 2016), (Del Monte, et al., 2016).

La metodología de optimización consideró cambios en los perfiles de inyección de agua para cada capa en función de los volúmenes de petróleo remanente. Su objetivo es mejorar la eficiencia del barrido vertical, reducir la recirculación del agua en los yacimientos con alta saturación de agua, balancear el sistema de producción-inyección y disminuir el índice de fallas causado por el avance del agua y sus consiguientes complicaciones operativas en la integridad de pozos. Los resultados de este trabajo permitieron continuar refinando la metodología de optimización e implementarla en otras zonas del campo. Este documento abarca desde el diagnóstico de la inyección de agua realizada antes de definir las áreas del campo donde se implementó la metodología, la metodología en sí, sus resultados tanto desde el punto de vista del yacimiento como del operativo, y las lecciones aprendidas después de la implementación.

## Diagnóstico de Eficiencia

El primer paso hacia la implementación de la metodología fue identificar las áreas del campo con mayores oportunidades de optimización, mediante la evaluación de las variables de eficiencia de la inyección de agua. Realizar este análisis a nivel de patrón resulta

muy complejo debido a la cantidad de patrones (217) como productor centrado y la presencia de interacciones dinámicas entre grupos de patrones. Por esta razón, los patrones con características similares de producción, WOR y límites geológicos se agruparon y nombraron como Macromallas. La Figura 1 muestra la ubicación de bloques y Macromallas en el campo.

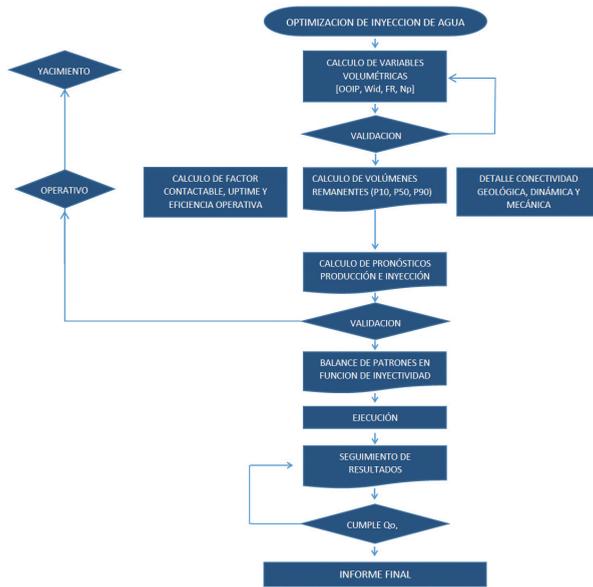


**Figura 1.** Ubicación de bloques y macromallas en el campo Casabe.

En este nuevo grupo de patrones, se analizaron variables como producción de petróleo, VRR, factor de recobro, producción total diferida, índice de fallas y la relación entre el agua inyectada y aceite producido (denominada Utilización), para clasificar el desempeño general de cada macromalla. Esta clasificación realizada en mayo de 2017, mostró que el área con más oportunidades para mejorar el factor de recuperación y la eficiencia de la operación correspondía a las macromallas que conformaban los bloques 1 y 2.

## Metodología de Análisis Integrado de Optimización

La metodología de análisis integrado de optimización aplicada a cada una de las 23 capas productoras del campo se resume en la Figura 2.



**Figura 2.** Flujo de trabajo desarrollado de la metodología de análisis integrado de optimización de inyección en campo Casabe.

Inicia utilizando un modelo simple de tanque para estimar el volumen remanente de petróleo y otras variables volumétricas como el volumen poroso inyectado y la producción acumulada de aceite. Esta estimación se ajusta integrando datos geológicos y petrofísicos con estadísticas de eficiencia operativa para asegurar la fiabilidad en los perfiles de producción incremental y de inyección que se calcularon usando las ecuaciones de Buckley and Leverett. La siguiente parte del análisis consiste en determinar los caudales de inyección para cada mandril de cada pozo inyector asegurando que se obtenga un barrido uniforme en cada Macromalla, teniendo en cuenta que las formaciones no están consolidadas y que hay una cantidad limitada de agua que pueden admitir antes de empezar a producir sólidos. A continuación, se puede encontrar una explicación más detallada de cada paso.

**Cálculo de Volúmenes Remanentes.** El Modelo Analítico usa como datos de entrada información proveniente de los modelos estáticos y dinámicos

de yacimiento a nivel de capa como, por ejemplo; saturación de petróleo, agua y gas a condiciones originales y a la condición inicial de la recuperación secundaria, así como también propiedades de roca y fluido, es decir; corazones, análisis especiales, análisis PVT, entre otros.

Estos datos de entrada permitieron representar la historia de producción e inyección a partir de las teorías de desplazamiento tipo pistón de Buckley-Leverett y de flujo segregado, ampliamente usadas en cálculos de recuperación secundaria. El ajuste de la simulación con el comportamiento real se realizó mediante el prorrateo histórico del caudal de agua inyectada por capa a cada pozo productor realizando cambios en los “coeficientes de distribución” areal por capa, en función de la respuesta real que se tiene en el productor.

El modelo ajustado permitió una mejor estimación de las variables que se usan para diagnosticar la eficiencia de inyección de agua en cada macromalla, como son: Área, VP, OOIP, OIP, FR, VPI, VRR. Adicionalmente también se computan la Producción diaria de Aceite, la Utilización, el Factor de Cumplimiento de la Capacidad de Ingeniería (relación entre la Producción diaria y la capacidad de ingeniería), la Diferida Total, el número de Pozos Productores Activos y el Índice de Falla.

El Ultimo Recobro Estimado se calcula, según la Ecuación 1, multiplicando el petróleo original en sitio por las eficiencias de desplazamiento y volumétrica, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$EUR = POIS * Ed * Ev \quad (1)$$

En donde la eficiencia de desplazamiento  $E_d$ , se calcula con la siguiente Ecuación 2:

$$E_d = \frac{(1 - S_{or} - S_{wi})}{(1 - S_{wi})} = \frac{S_{oin} - S_{or\ WOR}}{S_{oin}} \quad (2)$$

Donde,

$S_{oin}$  = Saturación de aceite al inicio de la secundaria

$S_{or\ WOR}$  = Saturación de aceite @ WOR = 50

La eficiencia volumétrica  $E_v$ , se determinó a partir de las curvas de Willhite, en función de la relación de movilidad y del coeficiente de Dykstra-Parsons como se observa en la Figura 3.

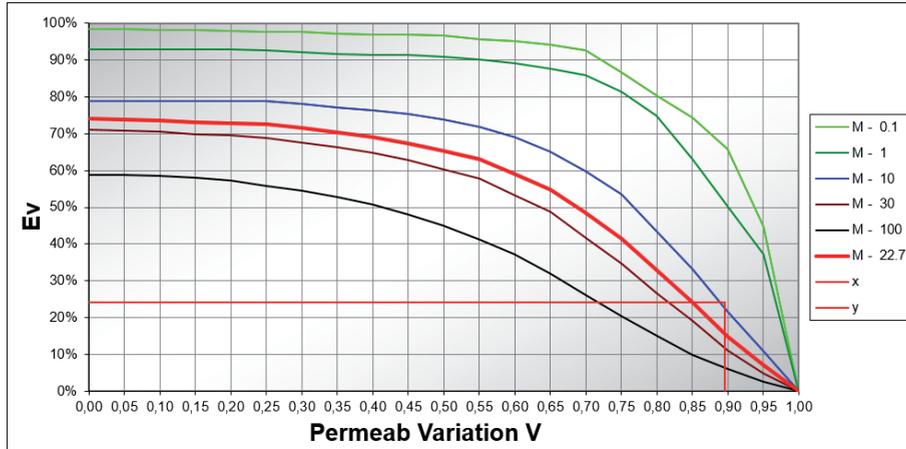


Figura 3. Estimación de la Ev a partir de la variación de la permeabilidad y la relación de movilidad.

Finalmente, los volúmenes remanentes de petróleo se calcularon como se observa en la Ecuación 3:

$$\text{Reservas} = \text{EUR} - N_p \quad (3)$$

**Estimación de Volúmenes Contactables.** Se conoce como volumen contactable, el volumen poroso y permeable de la roca que puede ser desplazado por el fluido de inyección y drenado por cercanía con uno o más puntos de drenaje. La Figura 4 es una representación de lo que ocurre en yacimientos altamente heterogéneos, donde la presencia del patrón de cinco puntos no se cumple en todas las capas y, en aquellas que sí se cumple, se debe clasificar el volumen poroso en dos: volumen poroso inundable y volumen poroso contactable.

Para estimar el volumen contactable, se evaluaron cuatro tipos de conectividades: geológica, mecánica, operativa y dinámica.

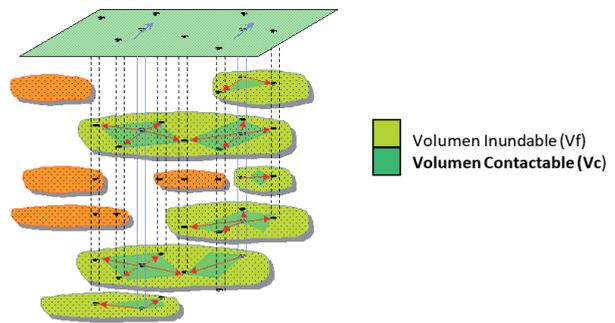


Figura 4. Volumen Inundable vs Volumen Contactable.

El análisis de conectividad geológica consistió en la caracterización de los yacimientos productores desde el punto de vista estructural y estratigráfico usando secciones sísmicas 3D y correlaciones de registros eléctricos para determinar la continuidad lateral, las capas productoras y la presencia de fallas. La Figura 5 muestra un ejemplo de una correlación estructural y una sección sísmica.

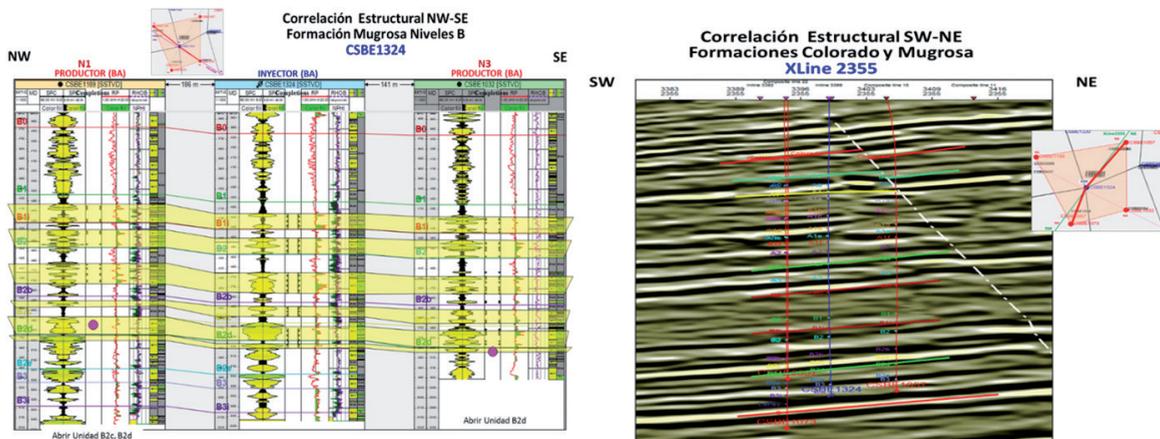


Figura 5. Ejemplo de secciones sísmicas y correlaciones usadas para determinar conectividad geológica

La conectividad mecánica hace referencia a la disponibilidad de las capas productoras en los pozos inyectoros y productores. Para este fin, se realizó una revisión minuciosa del historial de intervenciones de apertura/aislamiento de cada uno de los intervalos cañoneados de cada pozo.

La conectividad operativa hace referencia a la conectividad de los pozos observada experimentalmente. En tal sentido, los siguientes eventos se consideran indicios de conectividad entre pozos:

- Daños mecánicos de tubería de producción por efecto de la salida de agua de inyección a alta velocidad en uno o más intervalos en el pozo productor como resultado de altas tasas de inyección.

- Canalizaciones de agua desde el pozo inyector hasta el pozo productor por efecto de inyección preferencial a tasas no controladas, ocasionadas en la mayoría de los casos por fallas en las válvulas de regulación de flujo.
- Respuesta del pozo productor a la inyección de uno o más pozos inyectoros aledaños

Finalmente, para complementar los estudios de conectividades, se incorporaron al análisis los resultados obtenidos de la inyección de Trazadores Interwell. Para efectos de este estudio la conectividad se tomó de forma cualitativa, asumiendo que los casos en los que los pozos productores percibieron el trazador, indiferentemente del tiempo de llegada y concentración, estaban conectados con los pozos inyectoros donde se bombeó el mismo. La Figura 6 muestra un ejemplo de los resultados de los trazadores interwell en varias capas productoras.

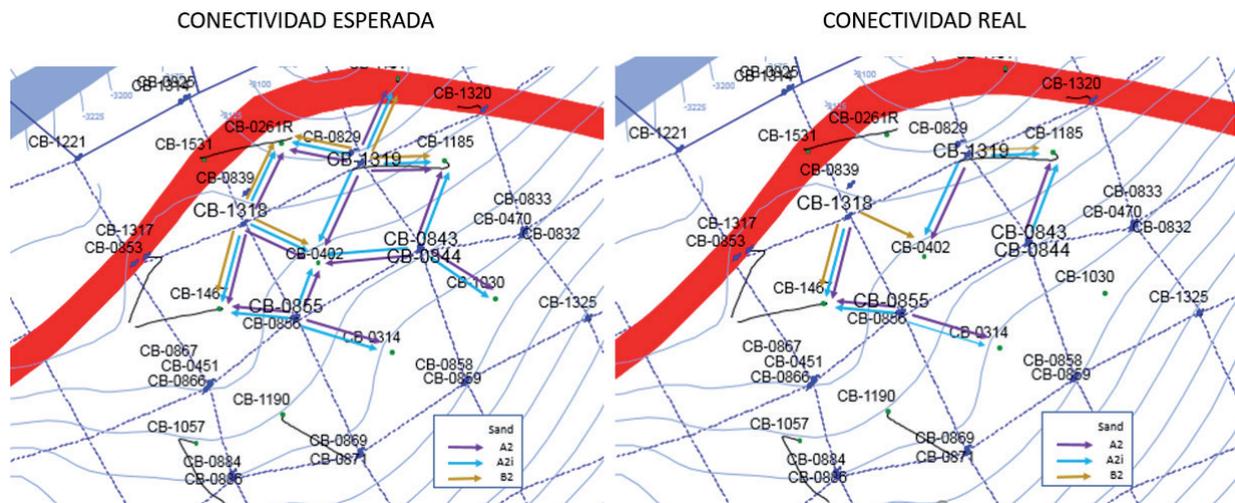


Figura 6. Ejemplo de resultados de conectividad entre pozos mediante trazadores interwell

Luego de tener los cuatro tipos de conectividades mencionados anteriormente, se obtiene una Conectividad Total que es el resultado de hacer un paralelo entre todas basado en niveles jerárquicos. En

este sentido, de izquierda a derecha en la Figura 7, están ordenadas las conectividades de mayor a menor peso para calcular la conectividad total.



Figura 7. Cálculo de la Conectividad Total producto de la agrupación de los tipos de conectividades

**Integración de Eficiencia Operativa.** Es importante considerar la eficiencia operativa de los pozos productores para que las estimaciones del modelo analítico se ajusten a la realidad del campo. Por esta razón, la metodología incorporó conceptos ampliamente utilizados de inyección de agua con el conocimiento de la problemática del campo.

El tiempo operativo de cada pozo fue calculado para determinar la facilidad con la que los caudales incrementales de petróleo se van a recuperar. La

eficiencia de producción se tomó en cuenta para considerar la diferida de producción por baja eficiencia, que también afectaría el tiempo en el cual se obtengan los volúmenes recuperables calculados.

Como se observa en la Figura 8, para estas 2 variables se identificó que el 90% de los pozos tiene un tiempo operativo en un año que oscila entre 55 y 87%, y a su vez la eficiencia de producción oscila entre 52 y el 82%.

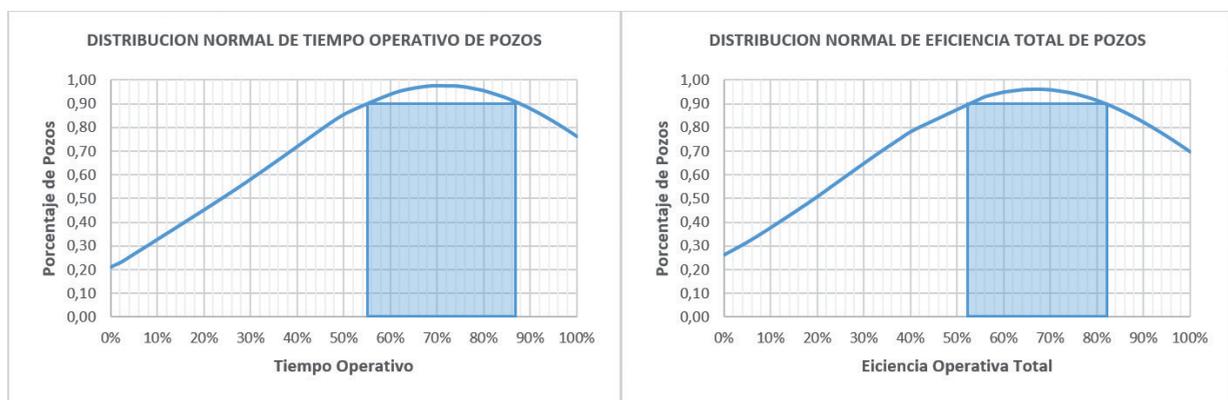


Figura 8. Distribución normal de variables de eficiencia operativa

**Perfiles de Producción e Inyección.** El cálculo de caudales de inyección por capa ( $i_w$ , Bbls) se realizó multiplicando el espesor efectivo ( $h$ , pie) disponible para inyección por el máximo caudal de inyección por pie que evita la migración de finos y la canalización (Ecuación 4). Este caudal máximo por pie, denominado internamente como inyectividad (Bbls/pie), se obtuvo usando datos estadísticos de canalizaciones y producción de sólidos en el campo en un periodo de 5 años.

$$i_w = h \times \text{inyectividad} \quad (4)$$

Los perfiles de producción de petróleo se calcularon usando curvas de flujo fraccional definidas para cada capa en función del tipo de roca predominante, usando las siguientes Ecuaciones 5, 6 y 7:

$$q_o = q_l * \frac{f_o}{B_o} \quad (5)$$

En donde el caudal de líquido ( $q_l$ ) se definió apuntando a obtener un VRR de 1.2

$$q_l = \frac{i_w}{1.2} \quad (6)$$

Y en donde la fracción de petróleo se calculó con:

$$f_o = 1 - f_w \quad (7)$$

Finalmente, estos perfiles se ajustaron usando los datos obtenidos de volumen contactable y eficiencia operativa.

**Balance Final del Sistema de Inyección.** Una de las salidas de datos del modelo analítico son los caudales a inyectar por patrón y por arena. El objetivo principal del balance de inyección es, como su nombre lo indica, distribuir los caudales que entrega el modelo de una forma uniforme, balanceada y en los puntos donde estadísticamente se pueda lograr.

La información a tener en cuenta para realizar el balance del sistema de inyección es la siguiente: 1. Contar con la disponibilidad mecánica de los pozos, 2. Que exista información de conectividad por arena entre pozos productores e inyectores, 3. Tener un historial de trazadores radioactivos o ILT's, y 4. Contar con factores de distribución areal de inyección, los cuales se pueden ingresar para aplicarlos al momento de realizar la asignación de inyección.

## Premisas

**Espesor efectivo.** Se denominó espesor efectivo para un pozo y arena específica, aquel espesor que haya admitido inyección en el último año calendario de inyección y que, en otras palabras, fuera contactable. El cálculo realizado tuvo en cuenta los espesores efectivos de cada trazador para luego hacer un promedio de este por cada arena. Según la Ecuación 8, en donde, para una capa y periodo de tiempo determinado,  $h_{\text{eff}}$  es el espesor efectivo,  $h_{\text{adm}}$  es el espesor que haya admitido en cada trazador, y  $n$  es el número de trazadores tomados durante el periodo de tiempo seleccionado.

$$h_{\text{eff}} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{\text{adm}}}{n} \quad (8)$$

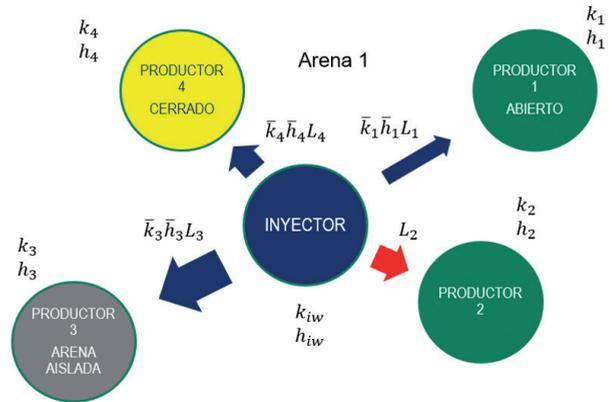
**Distribución areal.** Se tienen dos aproximaciones a la hora de calcular la distribución areal. La primera supone una distribución aritmética a partir de los puntos conectados de cada pozo inyector, y la segunda se basa en la Ley de Darcy al integrar los datos de permeabilidad absoluta, espesor cañoneado, distancia entre pozos y conectividad total. En la Figura 9 se muestra un ejemplo del método de distribución areal de inyección por capa.

La Ecuación 9 da como resultado la fracción de inyección correspondiente a una pareja aleatoria inyector – productor, donde la Ecuación 10 calcula el promedio geométrico de la permeabilidad absoluta de cada uno ( $k_{\text{av,prod}}$ ,  $k_{\text{av,iny}}$ ) y la Ecuación 11 es el promedio aritmético del espesor cañoneado de cada uno ( $h_{\text{prod}}$ ,  $h_{\text{iny}}$ ). Además,  $L_i$  corresponde a la distancia entre el pozo productor e inyector en una misma capa. Cabe resaltar que la conectividad total es condicionante a la hora de calcular los factores pues en los casos que no hay conectividad, el factor de alocaación se hace cero.

$$f_{Q_{w_i}} = \frac{\frac{\bar{k}_i \bar{h}_i}{L_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{\bar{k}_i \bar{h}_i}{L_i}} \quad (9)$$

$$\bar{k}_i = \sqrt{k_{\text{abs prod}} * k_{\text{abs iny}}} \quad (10)$$

$$\bar{h}_i = \frac{h_{\text{prod}} + h_{\text{iny}}}{2} \quad (11)$$



**Figura 9.** Ejemplo de método de distribución areal de inyección por capa.

**Inyectividad.** El criterio de inyectividad máxima se obtuvo usando datos estadísticos de canalizaciones y producción de sólidos en el campo en un periodo de 5 años y varía para cada arena o yacimiento. Al aplicarse este criterio al espesor efectivo explicado anteriormente, se obtienen tasas de inyección más ajustadas a la realidad de los pozos.

Los resultados del balance son los caudales a inyectar por cada pozo – arena y una aproximación de la inyección que afectaría a cada patrón a fin de tener una estimación del fluido total que se esperaría producir en estos. Para hacer un control de los resultados, en el caso de la inyección por cada pozo, se hace un paralelo con el caudal inyectado máximo histórico en esa arena y el caudal máximo según la inyectividad fijada. El objetivo de este análisis es verificar de forma estadística basados en la historia, la probabilidad de que el caudal obtenido en el balance, se pueda lograr.

En el segundo control de resultados que se realiza a nivel de patrón, se compara la estimación de caudal que se obtiene en el balance luego de aplicar el criterio de distribución areal definido, con el caudal objetivo que exige el modelo. Los casos en los que no se logra los caudales objetivos, se deben revisar los pozos inyectores para subir la inyección dentro de los límites de inyectividad y así acercarse a esos caudales objetivos.

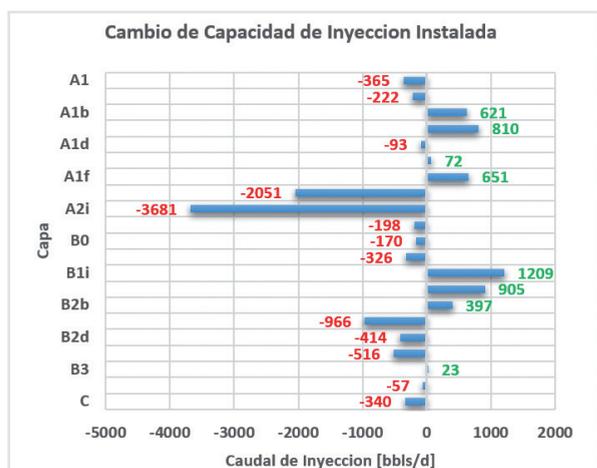
Cabe resaltar que el balance se puede realizar por demanda o por inyectividad, donde en el primer caso, se busca reproducir a nivel areal los caudales que exige el modelo y en el segundo caso, se busca lograr una inyectividad homogénea a través del área de análisis.

## Estrategia de Ejecución

La estrategia de ejecución es clave para la obtención de resultados, puesto que de ella depende que se alcancen los volúmenes de inyección y, por ende, los volúmenes incrementales de producción. El volumen de actividad operativa para realizar cambio de válvulas de inyección es muy alto debido al número de capas productoras, el número de mandriles en una sarta de inyección selectiva que oscila entre 7 y 17 y al número de cambios sugeridos por la metodología, que en promedio son 4. Si bien ejecutar todas las acciones de forma simultánea es la opción más viable desde el punto de vista operativo, esta opción no permite realizar un adecuado monitoreo de los resultados que generan las acciones tomadas.

Por lo tanto, se decidió ejecutar las recomendaciones de la metodología por etapas, para asegurar que los cambios sean monitoreados apropiadamente y así poder evaluar su impacto en la producción. Cada etapa tuvo una duración de aproximadamente 21 días, de los cuales 7 días se usaron para ejecutar los cambios y 15 días para monitorear su respuesta.

El plan para cambiar las válvulas de inyección consideró el uso de válvulas de orificio fijo en tándem, para mitigar los problemas operativos relacionados a altas velocidades de flujo en la cara de las arenas. Estas válvulas funcionaron entregando tasas a velocidades de flujo y presiones menores que las que se tenía anteriormente. En la Figura 10, se puede observar el cambio realizado en la capacidad instalada de inyección en cada una de las capas productoras. Como se puede observar en el ejemplo, la mayoría de las acciones apuntaron a reducir el caudal de inyección.



**Figura 10.** Comparación entre capacidad de inyección de agua instalada antes y después de la ejecución de la metodología, Bloque 1-2.

La baja admisibilidad fue un inconveniente importante que impactó de forma negativa en las tasas de inyección de agua deseadas. La diferenciación entre capas presurizadas y con daño de reservorio no siempre fue posible debido a la escasez de datos de presión estática a nivel de capa. En consecuencia, se llevó a cabo una campaña de registro de presión a nivel de capa utilizando sensores de presión y temperatura incorporados en válvulas ciegas. Los datos de los sensores confirmaron la compartimentalización vertical con ejemplos de pozos donde la diferencia de presión entre las zonas superior e inferior de una capa era tan alta como 1200 psi en menos de 50 pies.

El seguimiento es fundamental para lograr buenos resultados al aplicar la metodología. Para esto, es deseable tener una frecuencia elevada de obtención de datos de inyección y producción que facilite la evaluación de resultados y toma de decisiones. Adicionalmente, para sacarle provecho a tal volumen de datos, se desarrolló un seguimiento de carácter diario en el cual se calcula la inyección prorrateada por arena y por pozo con la información de producción alocada por pozo, las pruebas de producción, laboratorios y nivel de fluido.

El seguimiento y monitoreo de los parámetros medidos permite realizar algunos reajustes donde se requiera aumentar o disminuir inyección, posteriores a las recomendaciones iniciales obtenidas en el balance con el fin de corregir las desviaciones negativas a los resultados obtenidos.

## Resultados

Este proceso no sólo cumplió las expectativas volumétricas, sino que también tuvo un gran impacto en varias variables clave de rendimiento en el campo.

Uno de los factores de éxito más importantes fue la reducción del índice de falla, mismo que se redujo en 25% en los pozos productores en las zonas en donde se aplicó la metodología. La Figura 11 muestra la tendencia del índice de falla de un período de un año.

A nivel de yacimientos, se redujo el factor de declinación del 15% al 7%, lo que permitió apalancar el incremento de hasta 2 MMBbls de reservas y la extensión del límite económico del campo en 2 años.

La Figura 12 muestra el perfil de producción de una de las zonas de estudio del campo, en donde se puede observar claramente el cambio en la tendencia de declinación después de haber iniciado la ejecución de la metodología de optimización.

La Figura 13 muestra el volumen adicional de petróleo que se ha recuperado hasta la fecha en cada una de las zonas (7/26) en donde se aplicó la metodología.

Operativamente, se logró un 30% de aumento en la eficiencia de la inyección vertical gracias a la evaluación e implementación de nuevas tecnologías de válvulas de inyección. El uso más eficiente del agua de inyección permitió una reducción del 30% en los costos de operación.

Estos resultados permitieron la aprobación por parte de ECOPETROL para la expansión completa del proceso en el campo Casabe y a su posible aplicación en otros activos.

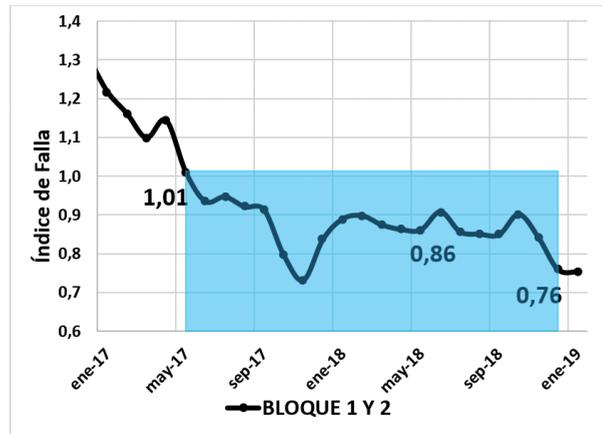


Figura 11. Ejemplo de reducción del índice de falla en los bloques 1 y 2.

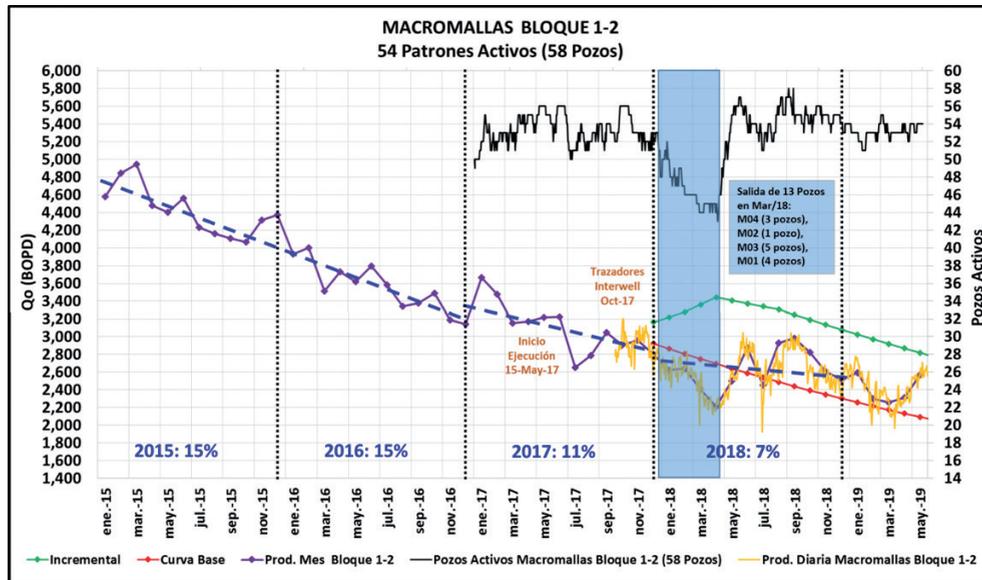


Figura 12. Curva de declinación de la Producción del bloque 1 y 2 antes y después de la implementación de la metodología.

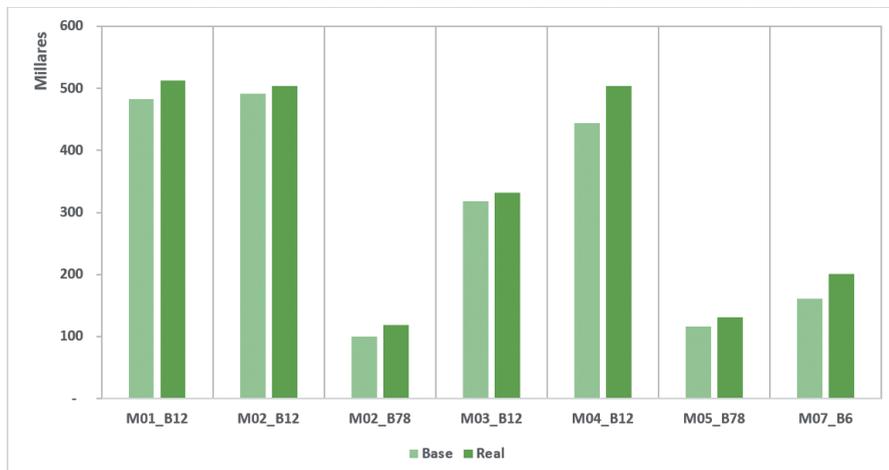


Figura 13. Comparación de Volumen acumulado de petróleo real vs el proyectado previo a la implementación de la metodología.

## Conclusiones

1. La metodología permitió integrar un Modelo Analítico de optimización de inyección, con la caracterización geológica del yacimiento desde el punto de vista estructural, estratigráfico y correlaciones de registros eléctricos para determinar la continuidad lateral, las capas productoras y la presencia de fallas, y la problemática operativa de los pozos, enfocado principalmente en las arenas con los mayores volúmenes remanentes.
2. Se detectó que, en varios casos, las tasas de inyección máximas aplicadas causaron canalización y avance del agua, afectando directamente el corte del agua. Por esta razón, una de las lecciones aprendidas fue ser más conservador al incrementar las tasas de inyección. Esta lección aprendida permitió incorporar el concepto de Balance Final del Sistema de Inyección donde se considera que los volúmenes de inyección deben ser distribuidos de forma uniforme, balanceada y en los puntos donde estadísticamente se pueda lograr esa inyección.
3. Importante caracterizar la presión estática de la capa antes de comenzar la ejecución de la metodología. Los datos de presión son clave para evaluar las causas de baja admisión, comprender mejor los perfiles de inyección, evitar el flujo cruzado y reducir el volumen de actividad durante la ejecución.
4. La compartimentalización por presión, las diferencias verticales de permeabilidad y la discontinuidad lateral, sugieren dividir aún más las capas hidráulicas definidas actualmente. De esa manera, los modelos podrían representar mejor la heterogeneidad del yacimiento. Esto es clave ya que para la estimación de los volúmenes contactables, se evidencian dichas heterogeneidades que recomiendan un nivel de detalle mayor para el yacimiento de Casabe.
5. La inyección estándar y el monitoreo de la producción en Casabe se realizaron con datos mensuales por pozo. Desde la implementación de la metodología, en cada capa se produjeron cambios diarios en el comportamiento de la inyección y la producción que no eran perceptibles con una baja frecuencia de datos. Por esa razón, para evaluar mejor el efecto de la metodología, se construyeron nuevos flujos de trabajo para manejar los datos diarios por capa. Por lo tanto, con esta estrategia de ejecución se hizo posible la estimación de la distribución de agua vertical y por área, reduciendo la incertidumbre y permitiendo una toma de decisiones más rápida al tiempo que optimiza el sistema de producción de inyección. Es decir, no era necesario esperar el análisis de los datos mensuales tomados, sino que con el flujo de trabajo y análisis de datos diarios se tomaron decisiones tempranas y acertadas.
6. Al destacar el hecho de que se logró cambiar la tendencia de declinación del campo, apalancando la incorporación al mismo tiempo de reservas, es un fuerte indicativo de que la metodología funciona, sin dejar de visualizar las condiciones de mejora que se puedan aplicar, como se evidencia en el comportamiento de la producción en la Figura 12.
7. Se obtuvieron los siguientes resultados:
  - Reducción del índice de falla en 25% pasando de 1.01 a 0.76.
  - Apalancó el incremento de hasta 2MMBbls de reservas. Cálculo determinado por el equipo de Yacimientos del campo.
  - Reducción del costo operativo de inyección en 30%, correspondiente a menos consumo de energía y de químico al agua de inyección, por tener menor agua inyectada (sobre inyección).
  - Extensión del límite económico del campo en 2 años. Cálculo determinado por el equipo de Yacimientos del campo.
  - Mejora en los indicadores de eficiencia de inyección tales como VRR y Utilización “U”, ya que al tener menos barriles de agua inyectada, estos indicadores fueron más eficientes como lo indican las Figuras 10, 12 y 13.
  - Incorporación de nuevos flujos automatizados de trabajo donde se pudo realizar un seguimiento diario para toma de decisiones tempranas y efectivas.
  - Definición de nuevas estrategias de monitoreo y evaluación de variables de desempeño tales como la incorporación de trazadores interwell, la eficiencia operativa de los pozos, la Utilización y el balance del sistema producción-inyección.

## Reconocimientos

Los autores desean expresar su reconocimiento a la Coordinación de Ingeniería de Subsuelo Regional Central de Ecopetrol S.A. por haber permitido la ejecución de este trabajo y permitir su divulgación.

## Nomenclatura

- Bo: Factor volumétrico de formación de petróleo.
- BWPD: Del inglés Barrels of Water per Day se refiere a los barriles de inyección de agua por día.
- BOPD: Del inglés Barrels of Oil per Day se refiere a los barriles de petróleo por día.
- EUR: Del inglés *Elapsed Ultimate Recovery* se refiere al Recobro Ultimo Estimado.
- fw: Fracción de agua.
- fo: Fracción de petróleo.
- Iw: Tasa de Inyección de agua (barriles/día).
- Np: Producción de petróleo acumulada.
- OOIP: Petróleo Original "In Situ".
- OIP: Petróleo "In Situ".
- q<sub>o</sub>: Caudal de petróleo (barriles de petróleo por día).
- q<sub>L</sub>: Caudal de líquido (barriles de líquido por día).
- Ed: Eficiencia de desplazamiento.
- Ev: Eficiencia volumétrica.
- Vpc: Volumen poroso contactable.
- U: Utilización (barriles de agua inyectada/barriles de aceite producido).
- VRR: Volumen de Reemplazo (barriles de agua inyectada/barriles de fluido producido).
- Wid: Volumen poroso inyectado.
- WOR: Del inglés *Water Oil Ratio* se refiere a la Relación Agua Petróleo.
- VP: Volumen Poroso.
- FR: Factor de Recobro.

## Referencias

- Agudelo, O., Acosta, T., Tellez, C., Gonzales, P., Navas, E., Duran, J., Porlles, J. *Casabe: Water Injection Optimization and Surveillance in a Mature Field*. SPE-180774-MS, presented at SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad & Tobago, 2016.
- Marquez, L., Elphick, J., Peralta, J., Amaya, M., Lozano, E. *Casabe Mature Field Revitalization Through an Alliance: A Case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration*. SPE-122874-MS, presented at SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena de Indias, Colombia, June 2009.
- Olarte, P., Marquez, L., Landinez, G., Amaya, R. *Casing Collapse Study on Block VI Wells: Casabe Field*. SPE-122956-MS, presented at SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena de Indias, Colombia, June 2009.
- Gaviria, W., Del Monte, A., Perez, J. J., Marin, L., Rodriguez, E. *Casabe Task Force Final Document for the Casabe Alliance Project*. Bogota, Colombia, December 26, 2004.
- Del Monte, A., Gaviria, W. *Waterflooding Optimization in Multilayered Fields*. Bogota, Colombia, January 2016.
- Tellez, C., Gaviria, W., Agudelo, O., Ortiz, J., Bonfanti, B., Navas, E. *TEC-129 Metodología de Optimización de Inyección de Agua para Campos Maduros con Múltiples Yacimientos*. Presentando en XVII Congreso Colombiano de petróleo y Gas – ACIPET, Bogotá, Colombia, 2017.
- Equipo de Excelencia Operacional. *Metodología de Optimización de Inyección de Agua a Nivel de Arena*. Informe técnico presentado al Proyecto Alianza Casabe, Ecopetrol S.A.- Schlumberger, Campo Casabe, Yondó (Antioquia), Colombia, 2018.
- Dake, L.P. *The Practice of Reservoir Engineering*. Amsterdam, Elsevier, 1994.
- Willhite, G.P. *Waterflooding*. Third printing. SPE Textbook Series 3, 1986.
- Craft, B.C., and Hawkins, M.F. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Second edition revised by R.E. Terry. Englewood Cliffs: Prentice Hall PTR, 1991.

---

---

Fecha de recepción: 22 de Abril de 2020  
Fecha de aprobación: 18 de Diciembre de 2020

---

---