

METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA TRATAMIENTOS DE CONFORMANCE QUÍMICO

METHODOLOGY FOR SELECTING CANDIDATE WELLS FOR CHEMICAL CONFORMANCE TREATMENTS

Daniel M. Rojas^{1*}; Mauricio Gutierrez¹; Danuil E. Dueñas¹; Monica A. Martinez¹; Samuel Valovis ¹; Fernando W. Londoño¹; Carlos J. Valencia¹; Andrey F. Salamanca¹; Juan C. Vargas¹; Aramis Visbal¹; Sady S. Salazar¹; Sergio A. Celis¹; Diego F. Leon¹; Cindy N. Isaza²; Leidy L. Alvarez²; Francisco J. Amado²; Rubén H. Castro^{2*}

¹ Ecopetrol, Gerencia General de Desarrollo, 111711, Bogotá, Colombia. (*)daniel.rojas@ecopetrol.com.co;mauricio.gutierrez@ecopetrol.com.co; danuil.duenas@ecopetrol.com.co;monica.martinez@ecopetrol.com.co; samuel.valovis@ecopetrol.com.co;fernandowi.londono@ecopetrol.com.co; carlos.valencia@ecopetrol.com.co;andrey.salamanca@ecopetrol.com.co; juanca.vargas@ecopetrol.com.co; aramis.visbal@ecopetrol.com.co; sady.salazar@ecopetrol.com.co; sergio.celisri@ecopetrol.com.co; diego.leonro@ecopetrol.com.co

² Meridian Consulting LTDA, 110221, Bogotá, Colombia.
cindy.isaza@ecopetrol.com.co; leidy.l.alvarez@ecopetrol.com.co; francisco.amado@ecopetrol.com.co (0009-0000-9344-2884); (*)ruben.castro@ecopetrol.com.co (0000-0001-7267-4221)
(*) Autor de correspondencia

Recibido: 28 de julio, 2023. Aprobado: 31 de julio, 2023. Versión final: 11 de noviembre, 2023.

Resumen

La canalización generalmente es consecuencia de la heterogeneidad del yacimiento, especialmente por grandes variaciones de permeabilidad, ocasionando reducción en la eficiencia volumétrica como producto de la recirculación del fluido inyectado en procesos de recobro secundario y/o mejorado (EOR). Con el objetivo de mejorar el perfil vertical de inyección y reducir la recirculación de agua inyectada, en Colombia se han implementado, desde el año 2008 a 2020, 33 tratamientos de control de canalización y conformance químico profundo en nueve campos con el objetivo de aumentar la eficiencia de barrido volumétrico para incrementar el factor de recuperación de petróleo. El resultado de los tratamientos reportados es de hasta 3 barriles de petróleo incremental por cada barril de gel rígido inyectado. Sin embargo, la cantidad de tratamientos de conformance es baja en comparación con el número de pozos inyectoros en el país de aproximadamente 1400).

Por lo tanto, Ecopetrol adaptó una metodología de selección de pozos candidatos para tratamientos de conformance químico que tiene en cuenta continuidad de los yacimientos, determinación y caracterización de la heterogeneidad, estudio de movimiento de fluidos, determinación de conectividad del patrón de inyección, distribución vertical y areal de los fluidos inyectados y producidos, generación de gráficos diagnósticos en software Sahara para finalmente identificar los pozos candidatos y realizar el diseño del tratamiento de conformance.

Cómo citar: Rojas, D., Gutierrez, M., Dueñas, D., Martinez, M., Valovis, S., Londoño, F., Valencia, C., Salamanca, A., Vargas, J., Visbal, A., Salazar, S., Celis, S., Leon, D., Isaza, C., Alvarez, L., Amado, F., & Castro, R. (s. f.).

METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA TRATAMIENTOS DE CONFORMANCE QUÍMICO. *Fuentes, el Reventón energético*, 21(2). 61-83. <https://doi.org/10.18273/revfue.v21n2-2023005> 

La generación de los gráficos diagnóstico base de la metodología tiene como punto de partida la distribución vertical de producción secundaria realizada por el método IWR de alocaación de producciones de malla ponderando caudales, en el cual la producción de un pozo es distribuida entre los inyectoras que lo afectan, y esta producción es asociada a cada inyector.

Con respecto a la distribución areal se toman elementos de flujo creando mallas dinámicas centradas en inyector y se pondera utilizando la distribución angular. La distribución de producción secundaria tiene en cuenta los ILT/PLT realizados históricamente en los pozos inyectoras/ productores, mallado y coeficientes de distribución de los patrones de inyección en el tiempo.

En el presente trabajo se hace una descripción y aplicación de la metodología integrada que permite identificar la producción de petróleo y agua por yacimiento en cada patrón de inyección, así como la eficiencia del agua inyectada para mapear acciones de mejoramiento de la producción de petróleo y disminución de la producción de agua, con el objetivo de identificar los sectores con menor desempeño y que requieren optimización del proceso secundario y/o mejorado. La metodología se validó y complementó con información de trazadores interwell (IWTT) y simulación numérica en líneas de flujo (streamline). En ese sentido, se vienen aplicando tratamientos de conformance desde el año 2021 en 23 nuevos pozos con resultados prometedores de producción incremental de petróleo. La selección de pozos candidatos para tratamientos de conformance químico amplían las expectativas de masificación de estas tecnologías en diferentes campos del país y se convierten en pieza fundamental para apalancar la consecución de reservas y una disminución de la huella de carbono debido principalmente a que con el mismo caudal de fluido inyectado se incrementa la producción de petróleo y en algunos tratamientos puede disminuir la producción de agua, asegurando menor consumo de energía (CO₂) por cada barril de petróleo extraído.

Palabras claves: Conformance químico, conformance químico profundo, inyección de polímero.

Abstract

Channeling is generally a consequence of reservoir heterogeneity, especially due to large permeability variations, causing a reduction in volumetric efficiency as a product of the fluid injected recirculation in secondary and/or enhanced recovery (EOR) processes. For improving the vertical injection profile and reducing the recirculation of water injected, in Colombia, from 2008 to 2020, 33 deep chemical conformance and channeling control treatments have been implemented in nine fields for increasing the volumetric sweep efficiency to increase oil recovery factor. The result of the reported treatments is up to 3 barrels of incremental oil for each barrel of bulkgel injected. However, the number of conformance treatments is low compared to the number of wells injection in the country of approximately 1400).

Therefore, Ecopetrol adapted a methodology for selecting candidate wells for chemical conformance treatments that include reservoir continuity, determination and characterization of heterogeneity, fluid movement study, determination of connectivity of the injection pattern, vertical and areal distribution of the injected and produced fluids, generation of diagnostic graphics in Sahara software to finally identify the candidate wells and design the conformance treatment.

The construction of the diagnostic graphics, base of the methodology, beginning with vertical distribution of secondary production with the Injection Withdrawal Ratio IWR (allocation of productions), in which the well production is distributed to the injector wells that affect, and this production is associated with each injector.

According with the areal distribution, flow elements are generated with dynamic meshes centered on the injector and weighted using the angular distribution. The secondary production distribution includes the ILT/PLT, meshing and distribution coefficients of the injection patterns over time.

In the present work, a description and application of the integrated methodology is presented that allows identifying the production of oil and water per reservoir in each injection pattern, as well as the efficiency of the injected water to visualization actions to improve oil production and decrease of water production, with the objective of identifying the sectors with lower performance and needs to optimization of the secondary and/or tertiary process. The methodology was validated and complemented with information from interwell tracers (IWTT) and numerical simulation with streamline. Therefore, conformance treatments have been applied since 2021 in 23 new wells with promising results of incremental oil production. The selection of candidate wells for chemical conformance treatments expands the expectations of widespread use of these technologies in different fields of the country and becomes a fundamental piece to leverage the achievement of reserves and a reduction in the carbon footprint mainly due to the fact that with the same The flow of fluid injected increases oil production and in some treatments it can reduce water production, ensuring lower energy consumption (CO₂) for each barrel of oil produced.

Keywords: Chemical conformance, in-depth water conformance control, polymer injection.

1. Introducción

Existen varios factores que pueden actuar negativamente en la eficiencia volumétrica de barrido en los procesos de inyección de agua. Uno de ellos es la heterogeneidad del yacimiento, lo que significa que las propiedades que gobiernan el flujo de fluidos como permeabilidad, porosidad, saturación de agua, litología, entre otras, varían en función del espacio tanto vertical como arealmente. En un yacimiento heterogéneo el agua inyectada avanza rápidamente hacia los productores por las arenas de mayor permeabilidad, aumentando el corte de agua y dejando grandes volúmenes de petróleo sin barrer, causando una baja eficiencia y en consecuencia un bajo factor de recobro de los mismos (Baker, 1997). A fin de minimizar estos efectos y como un panorama de solución, existen diversas tecnologías encaminadas a mejorar la eficiencia de barrido mediante el control de canalización.

La tecnología de geles rígidos (BG) para control de canalización y conformance químico vertical consiste en una mezcla de alta concentración de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) de peso molecular medio, entre 7 & 14 millones Dalton, con triacetato de cromo que funciona como un agente entrecruzador que, con tiempo y bajo esfuerzo de corte, une las cadenas poliméricas generando geles obturantes que taponan el medio poroso acuatizado (Sydansk & Argabright, 1987). Los tratamientos BG se iniciaron en el mundo en la década de los 80's para controlar canalización en procesos de inyección de agua y gas (Sydansk & Moore, 1990). Sydansk & Southwell (2000) realiza un review de los primeros 12 años de aplicaciones en campo, en la misma línea, Aldhaeri et al. (2016) presentan un review y criterios de selección teniendo en cuenta más de 55 tratamientos de geles rígidos ejecutados en el mundo desde 1978 hasta 2015. De acuerdo con Daza & Castro (2022) los tratamientos BG iniciaron su implementación en Colombia en el año 2008, hasta enero del 2022 se había reportado la ejecución de 31 tratamientos BG en pozos inyectoros de 8 campos: Guando (4 en 2008), Balcón (3 en 2010), Tello (7 en 2010), San Francisco (6 en 2013), Yaguará (2 en 2013), Palogrande- Cebú (2 en 2014), La Cira- Infantas (5 en 2018), Casabe (2 en 2019). Posteriormente, Gutierrez et al. (2023) reportaron 18 pozos inyectoros adicionales ejecutados en los años 2021 y 2022 (en sinergia con sartas selectivas usando válvulas reguladoras -VRF de circulación) en el campo Casabe de la Vicepresidencia Regional Central. El costo reportado por barril incremental de petróleo se encuentra entre \$US 2.58 y \$US 4.46, el cual es comparable con los costos reportados por Norman et al. (2006) en tratamientos de conformance ejecutados en Argentina y Venezuela.

Por otro lado, la tecnología de polímeros de activación térmica (TAP), conocida comercialmente como Brightwater®, usada para conformance profundo, son polímeros expandibles, que se inyectan en conjunto con un surfactante dispersivo. Cuando el producto está sin activar, el tamaño de sus partículas oscila entre 0.1 y 1 micras y su viscosidad es similar a la del agua propagándose fácilmente por el yacimiento, luego con tiempo y temperatura, los enlaces reversibles de los polímeros se rompen por hidrólisis y los polímeros se expanden hasta diez veces el tamaño del producto sin activar, provocando un aumento en la viscosidad del producto y resistencia al flujo en las gargantas de poros de la arena ladrona (Luliano et al. 2020; Poveda et al. 2023). La tecnología cuenta con una ventana operativa amplia respecto a temperatura y salinidad y no sufre degradación mecánica. Manrique et al. (2012) describe criterios de selección y enfoque de evaluación para priorizar candidatos a la tecnología. El primer piloto TAP se desarrolló en 2001 en el campo Minas, ubicado en Indonesia (Pritchett et al, 2003). A gran escala se ha implementado en Prudhoe Bay en Alaska, donde se han realizado más de 90 tratamientos mostrando mejoras en la eficiencia de barrido del proceso de inyección de agua, generando aumentos importantes de la producción de petróleo, a costos comparables con trabajos convencionales de workover (Thrasher et al., 2016). Lugo et al. (2010) y Ohms et al. (2010) reportan costo por barril incremental inferior de \$US 5 en tratamientos TAP similares. De acuerdo con Castro & Daza (2022) los tratamientos TAP iniciaron su implementación en Colombia en el año 2020, hasta enero del 2022 se habían ejecutado 2 tratamientos en dos patrones invertidos del campo Yariguí- Cantagallo. Posteriormente, Castro et al. (2023) relacionaron 5 tratamientos adicionales ejecutados en los años 2021 y 2022 en el campo Yariguí- Cantagallo de la Vicepresidencia Regional Central.

En la Figura 1, se presenta el principio de las tecnologías de conformance para control de canalización y conformance profundo. Como se puede apreciar, el bache del tratamiento de BG se ubica cerca de la cara del pozo inyector pudiendo llegar a cubrir gran parte de la arena canalizada, dependiendo del tipo de roca, severidad del problema, margen de presión existente entre la presión de inyección promedio del pozo y la presión de fractura, así como el volumen del canal estimado. En general la mayor limitante en la penetración del BG, es la presión límite y el costo del tratamiento. En yacimientos fracturados, se puede lograr cubrir o inyectar un volumen cercano al 100% del volumen del canal. Esto debió a que los volúmenes tienden a ser mucho más pequeños que los volúmenes de canal en yacimientos de areniscas o roca matriz, en el caso del bache del tratamiento TAP reacciona profundo lejos del pozo inyector.

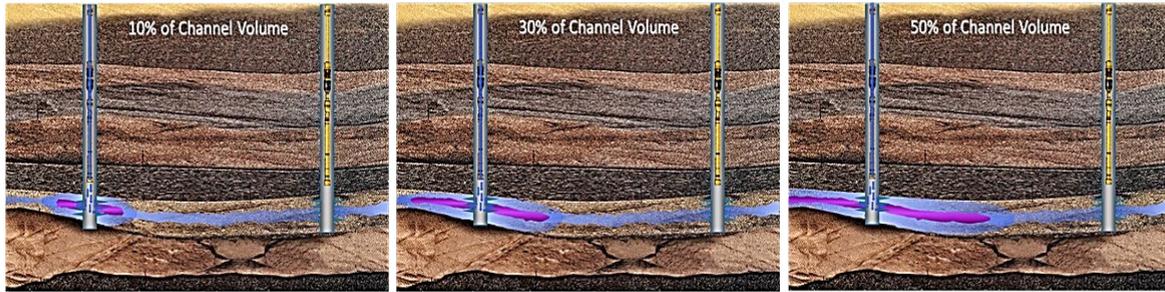


Figura 1. Ubicación tratamientos BG y TAP (figura tomada de Portwood & Romero, 2018)

2. Ciclo de Definición de Conformance Químico para Control de Canalización

De acuerdo con Azari & Mohamed (1996), conformance es cualquier acción que se toma para el mejoramiento del perfil de producción e inyección de un pozo, que pueden abordar procedimientos que mejoran la eficiencia de recuperación, mejoran integridad del

pozo/revestimiento, y en ocasiones ayuda a satisfacer normas ambientales. Esta sección presenta el ciclo de definición de conformance químico para control de canalización en pozos inyectoros (Figura 2), este ciclo fue integrado gracias a la asesoría de diferentes expertos internacionales, y tiene el objetivo de generar producción incremental de manera costo-eficiente, reducir la cantidad de agua producida, mejorar el factor de recobro y extender la vida económica de campos.

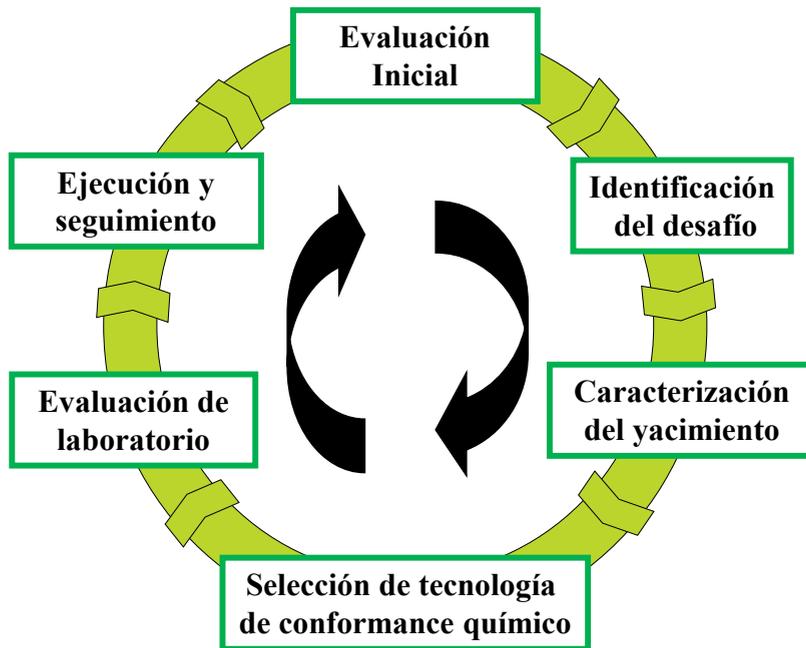


Figura 2. Ciclo de definición de conformance químico para control de canalización

2.1. Identificación del Desafío

De acuerdo con Baker (1998) y Smith (2023) la identificación del problema de canalización y sus posibles causas es el punto de inicio para poder determinar el tratamiento más adecuado según cada caso en particular. Una vez que se es consciente del

problema y sus efectos negativos sobre el proceso de inyección de agua y o inyección de química, como polímero, se procede a identificar los patrones afectados dentro del yacimiento mediante la revisión de la historia inyección- producción, análisis de movimiento de fluidos, gráficos diagnósticos, eventos de pozo, ILT's, PLT's, pruebas de inyektividad, pruebas de presión, registros

de saturación, IWTT, evaluación de integridad de pozos, entre otros, con el fin de evaluar las eficiencias areal y vertical del fluido inyectado, heterogeneidad del yacimiento y calidad del agua de inyección para identificar: i) yacimientos de alto barrido (baja saturación de petróleo), ii) yacimientos de bajo barrido (alta saturación de petróleo), iii) yacimientos no contactados y iv) identificación de canalizaciones.

2.2. Caracterización del Yacimiento

La caracterización del yacimiento se basa en la integración de información de diferentes fuentes (estratigráfica, estructural, sedimentológica y petrofísica) que permite identificar el grado de continuidad y la distribución de las propiedades del reservorio (como permeabilidad y porosidad) en presencia de fallas (sellantes, no sellantes, semisellantes), límites entre unidades genéticas, barreras de flujo, estructuras sedimentarias, fracturas, etc. Adicionalmente, se analiza el modelo dinámico (fluidos, analítico y numérico) para identificar el grado de conectividad de los yacimientos y la evaluación de la distribución areal y vertical de la saturación de petróleo original y remanente. En esta etapa se busca definir: i) patrones de inyección con mayor saturación de petróleo móvil, el cual pueda ser recuperado si la eficiencia de barrido es mejorada, ii) patrones con mayores cantidades de arenas abiertas a inyección- producción y con factores

de recobro secundarios bajos, debido a la pobre eficiencia de barrido, iii) patrones no conectados en las arenas abiertas a inyección y producción y especialmente iv) volumen de canal del patrón de inyección.

2.3. Selección de Tecnología de Conformance Químico

En el proceso de inyección de agua se pueden presentar problemas relacionados con una baja eficiencia de barrido, la cual, tiene entre sus causas más comunes problemas asociados con presencia de arenas ladronas o canalizadas, lo que provoca rápida irrupción del fluido desplazante en los pozos productores y una elevada producción del mismo, generando altos costos de tratamiento de agua producida. Dependiendo el grado de inyectividad de los pozos y los resultados de evaluación experimental, se selecciona la tecnología de conformance químico. Kazemi (2019) realiza un review de tecnologías de polímero que cataloga para control de canalización, entre las cuales relaciona los PAAtBA/PEI, CDG, PPG, SMG, y las analizadas en el presente trabajo correspondientes a BG y TAP.

A continuación, se presenta la comparación de los tratamientos BG y TAP realizada por Kazemi (2019), señalando una descripción de la tecnología, ventajas, desventajas y aplicaciones en campo (Tabla 1) y grado de aplicación dependiendo las características del yacimiento (Tabla 2).

Tabla 1. Comparación de sistemas de gel polimérico (modificado de Kazemi, 2019).

Categoría de tratamiento	Sistema	Descripción	Ventajas	Desventajas	Aplicación de campo
Gelificación en sitio convencional	HPAM/Cr	-Gel en sitio o parcialmente preformado. -Alta concentración de Polímero. -Reacción iónica intermolecular. -Alta aplicación.	-Alto factor de resistencia. -Relativo bajo costo. -Disponibilidad de química.	-Resistencia a baja temperatura y salinidad -Precipitación en pH básico. -Gelificación afectada por separación cromatográfica, difusión, dilución.	- Principalmente bloqueo de canalización de agua. -Modificación del perfil vertical de inyección matriz y fracturas.
Nuevos microgeles	TAP	-Tamaño pequeño de partícula. -Aumenta su tamaño hasta 10 veces con tiempo y temperatura. -Requiere de un frente térmico.	-Adecuado para yacimientos apretados. -Resistente a alta temperatura y salinidad. -Alta inyectividad	-No es adecuado para fracturas o canales de muy alta permeabilidad. -Sensible a pH ácido. -Baja resistencia y posibilidad de producción.	-Desvío de flujo profundo en el yacimiento.

Tabla 2. Comparación de sistemas de gel polimérico basado en condiciones de yacimiento (modificado de Kazemi, 2019).

Categoría de tratamiento	Sistema	Temperatura de Yacimiento	Salinidad (TDS)	pH	Permeabilidad de la arena ladrona
Gelificación en sitio convencional	HPAM/Cr	Hasta 80°C	Hasta 90,000 ppm*	5.5 – 7.5	Matriz y fracturas
Nuevos microgeles	TAP	Hasta 150°C	Hasta 260,000 ppm	>6	50 – 4000 mD

2.4. Evaluación de Laboratorio

Durante esta etapa, se selecciona el producto químico idóneo para el tratamiento de conformance, verificando su estabilidad y tiempos de gelificación/activación. La etapa inicia realizando un sondeo de diferentes proveedores de tecnología de conformance químico y mediante evaluación experimental realizar un ranking de los productos con mejor desempeño, basado en las respuestas obtenidas durante las pruebas estáticas y dinámicas. Posteriormente, se selecciona el mejor producto a usar teniendo en cuenta las propuestas técnico- económicas de los proveedores. La evaluación experimental de los geles obturantes se evalúa realizando pruebas de botella utilizando un código de medidas semicuantitativas que permite determinar y evaluar visualmente en el tiempo: i) la fuerza, ii) cinética de gelificación y iii) estabilidad térmica de los geles a diferentes concentraciones de polímero HPAM y entrecruzador (Sydansk 2007; Sydansk & Romero-Zerón, 2011). Por otro lado, Salehi et al. (2012) plantea la evaluación experimental de la tecnología TAP, que se evalúa realizando pruebas de botella para confirmar el tiempo de activación del polímero TAP y el aumento de la viscosidad con el tiempo/temperatura, adicionalmente, pruebas roca- fluido en Slim Tube para medir la adsorción dinámica, volumen poroso inaccesible (VPI), factor de resistencia y factor de resistencia residual (RRF). El estudio experimental descrito anteriormente, genera el input necesario para realizar simulaciones numéricas del proceso de inyección TAP a escala de yacimiento (Poveda et al., 2023).

2.5. Ejecución y Seguimiento

Una vez se cuenta con la identificación del desafío, caracterización del yacimiento, selección de tecnología de conformance químico y evaluación de laboratorio se procede a generar el diseño determinando: i) selección

de patrones candidatos al tratamiento, ii) volumen del tratamiento iii) concentración y distribución del tratamiento, iv) método de colocación (Bullheading, mandriles, empaques, coil tubing) y v) necesidades operacionales (unidad de inyección, fuente de agua, conexiones electro-mecánicas, almacenamiento de agua y químicos). Durante la ejecución se requieren condiciones de caudal y presión de inyección, siempre teniendo en cuenta no superar el gradiente de fractura de la formación y/o la presión operativa del proceso de inyección de agua. De acuerdo a Maya et al. (2012) y Báez et al. (2020) se debe realizar un monitoreo riguroso durante la ejecución del tratamiento para validar las propiedades y formación del gel inyectado.

3. Metodología y Datos

Un aspecto fundamental del ciclo de definición de conformance químico para control de canalización es la correcta priorización y selección de los patrones candidatos para tratamientos de control de canalización (tecnología BG) y de conformance químico profundo (tecnología TAP). En este trabajo se describe una metodología de selección de pozos candidatos para aumentar la eficiencia de barrido volumétrico y el factor de recuperación de petróleo.

3.1. Identificación Continuidad de los Yacimientos

La integración de la información geológica del campo, con la información de los pozos en la medida que se van perforando, permite la actualización frecuente de la correlación estratigráfica, los mapas estructurales y el desarrollo de un modelo detallado (que incluye el modelo petrofísico) para la identificación de la continuidad del yacimiento, la cual es clave para la existencia y análisis de la influencia de un pozo inyector sobre un pozo productor.

3.2. Determinación y Caracterización de la Heterogeneidad

Los reservorios son en general heterogéneos, lo que significa que las propiedades que gobiernan el flujo de fluidos como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, litología y otras, varían en función del espacio, tanto vertical como arealmente. La heterogeneidad del yacimiento ocurre a diferentes escalas (desde micrómetros hasta cientos de metros) y es comúnmente atribuida a variaciones de facies debido al ambiente de depósito, procesos diagenéticos y contexto estructural (presencia de fallas y fracturas). La primera consideración geológica en la evaluación de un proyecto de inyección de agua es determinar el grado y la naturaleza de las heterogeneidades del yacimiento: i) presencia de arenas impermeables, ii) diferencias significativas en la calidad de roca y iii) cambios en la continuidad, interconexión y extensión de los yacimientos.

Una de las medidas comúnmente utilizadas para caracterizar la heterogeneidad es el coeficiente de Lorenz, que se obtiene de graficar una curva de capacidad de flujo acumulado ($K \cdot h$) vs capacidad de almacenamiento acumulado ($\Phi \cdot h$), con los valores organizados de mínimo a máximo y desplegados contra una línea de propiedades uniformes (porosidad y permeabilidad), que corresponde a un coeficiente de cero. El área bajo la curva de Lorenz corresponde a la medida de heterogeneidad. Por otro lado, el coeficiente de heterogeneidad de Dykstra Parsons caracteriza la varianza de la permeabilidad, asume que las permeabilidades tendrán una distribución lognormal. Si bien, los coeficientes de heterogeneidad dan una medida cuantitativa de variaciones de la permeabilidad, no entregan información de la relación espacial entre dichos valores.

3.3. Determinación Conectividad del Patrón de Inyección

La conectividad desde la geología se define como la eficiencia en la transferencia de un fluido entre los diversos cuerpos que componen un sistema (por ejemplo, los geocuerpos de un sistema fluvial). La continuidad define la presencia de una misma propiedad en una dirección específica y depende de la distancia entre el pozo inyector y productor, de la existencia de fallas (sellante o no sellante) y el tipo de roca (petrofacies). Para la determinación cualitativa de conectividad, los elementos de flujo

son una representación gráfica de la conectividad esperada entre un inyector y sus productores asociados. En proyectos de patrones irregulares se utilizan dichos elementos de flujo para definir el área potencial de barrido, conectando cada una de los yacimientos sometidos al proceso de inyección, con el pozo productor en la sección que se encuentra completado. Se recomienda combinar con mapas de espesor de arena neta, o cualquier otra propiedad indicativa de conectividad. Con respecto a la determinación cuantitativa de la conectividad, los trazadores interwell pueden determinar los patrones de flujo dentro del reservorio. Con la medición de la concentración del trazador en las muestras de agua de inyección, es posible identificar: i) tiempos de arribo, ii) yacimientos propensos a canalización, iii) barreras al flujo y iv) extensión de los cuerpos sedimentarios.

3.4. Distribución Vertical y Areal de los Fluidos Inyectados y Producidos

Para este análisis se toma como punto de partida la distribución vertical de producción secundaria realizada en software Sahara por el método de alocaación de producciones de malla pesando caudales (IWR) en el cual la producción de un pozo es distribuida entre los inyectores que lo afectan, y esta producción es asociada a cada inyector. Con respecto a la distribución areal se tomaron elementos de flujo creando mallas dinámicas centradas en inyector y se realizó ponderación utilizando la distribución angular. La distribución de producción secundaria tiene en cuenta los ILT/PLT realizados históricamente en los pozos inyectores/ productores utilizándolos como factores de alocaación, mallado y coeficientes de distribución de los patrones de inyección en el tiempo. Con el resultado de este cálculo es posible hacer análisis a diferentes niveles de detalle sobre el desempeño de cada patrón sometido a recuperación secundaria, para optimizar la distribución de inyección maximizando la producción de petróleo. El estudio de distribución vertical y areal de los fluidos inyectados y producidos se complementa con streamlines que incorpora campos de presión, que determinan líneas de flujo como la forma más probable de movimiento de fluidos. De acuerdo con Galacho et al. (2004) la simulación streamlines integra de una manera conceptualmente clara y precisa las características estáticas y dinámicas de los reservorios para comprender y optimizar el proceso de inyección de agua.

3.5. Niveles de Análisis y Diagnóstico (Campo, Patrón, Patrón/Capa)

El objetivo de los niveles de análisis y diagnóstico es reducir el tiempo de análisis e identificar las acciones más importantes para lograr la optimización del proceso de recobro secundario. Se inicia con una evaluación general (campo) que permite identificar y priorizar los aspectos más relevantes para avanzar en menor tiempo y con mayor impacto hacia el análisis detallado (pozo/capa) y la identificación de oportunidades de mejora (Terrado et al 2006).

3.6. Generación de Gráficos Diagnósticos por Niveles de Análisis

La utilización de gráficas y variables adimensionales es definida en la literatura como metodología surveillance o metodología de variables adimensionales (Carlson & Steim, 1992; Stein & Carlson, 1992; Dunn & Chukwu, 2001; Simmons & Falls, 2005; Morales & Ramirez, 2018). Las variables adimensionales permiten comparar áreas de inyección, sin importar su configuración, lo que facilita la evaluación de la eficiencia del proceso de desplazamiento a nivel de patrón o área, respecto de la curva de rendimiento teórica o la tendencia del campo/ regional. De acuerdo con Morales & Ramirez (2018) las siguientes variables adimensionales y ecuaciones son las más utilizadas en el análisis del rendimiento de la inyección de agua:

3.6.1. Inyección de Agua Adimensional (DWI)

La inyección de agua adimensional se define como la relación entre el volumen acumulado de agua inyectada (multiplicada por el factor volumétrico del agua) y el volumen poroso saturado con hidrocarburos (HCPV, dada por la multiplicación del volumen gross de roca, porosidad, net to gross y saturación de aceite como se presenta en la Ecuación 1). DWI permite evaluar el comportamiento de diversos parámetros como el factor de recobro o la utilidad en cualquier tiempo del proceso como se muestra en la Ecuación 2, en otras palabras, es un indicador de la madurez del proyecto. Thakur & Satter (1998) recomiendan saturación de aceite por encima del 40% al inicio de la inyección de agua y plantea 1.5 volúmenes porosos de agua inyectada total, el factor de diseño varía entre 0.9 y 2 volúmenes porosos al final del proceso secundario.

$$HCPV = GRV * \phi * NG * (1 - S_w) \quad \text{Ecuación (1)}$$

$$DWI = \frac{\text{Inyección de agua acumulada} * B_w}{HCPV} \quad \text{Ecuación (2)}$$

3.6.2. Factor de Recobro Adimensional (RF)

Esta variable es uno de los parámetros de producción adimensionales más importantes pues permite monitorear el comportamiento del factor de recobro una vez inicia el proceso de inyección. El RF se define como la relación entre la producción acumulada de petróleo de los pozos productores influenciados por el pozo inyector (multiplicada por el factor volumétrico del petróleo) y el volumen poroso saturado con hidrocarburos (HCPV), RF está dado por la Ecuación 3.

$$RF = \frac{\text{Producción acumulada de petróleo} * B_o}{HCPV} \quad \text{Ecuación (3)}$$

3.6.3. Gasto - Utilidad (Util)

La Utilidad del agua mide la eficiencia de la inyección durante la vida del patrón en sus diversas etapas o estados de madurez. Se calcula dividiendo el volumen de agua inyectado entre el volumen de petróleo producido dentro de un periodo de tiempo específico, como se muestra en la Ecuación 4. Este parámetro también puede ser calculado como el inverso de la pendiente de la curva RF vs DWI.

$$Util = \frac{\text{Agua inyectada}}{\text{Aceite producido}}; \left(\frac{B_w}{B_o} \right) \quad \text{Ecuación (4)}$$

3.6.4. Relación Inyección – Producción (VRR)

El VRR se refiere a la sustitución del volumen de fluidos presentes en el yacimiento por los fluidos inyectados. Es una medida clave durante el monitoreo del proceso de recobro, facilita los cálculos de balance de fluidos (inyección vs. producción) y también el análisis de la tasa de disminución de energía del yacimiento, se define como la fracción de volumen de fluido inyectado a condiciones de yacimiento sobre el volumen de fluido producido a condiciones de yacimiento en un periodo de tiempo determinado, puede evaluarse mensual o histórico (Ecuación 5).

$$VRR = \frac{\text{Volumen de fluido inyectado @ condiciones yacimiento}}{\text{Volumen de fluido producido @ condiciones yacimiento}} \quad \text{Ecuación (5)}$$

3.7. Identificación de los Patrones con Oportunidad

Una vez se consolida el diagnóstico y se prioriza el análisis, se avanza a la revisión a nivel pozo y capa, donde se busca determinar las causas de la baja eficiencia de algunos patrones de inyección. Existen varios indicadores que señalan o sugieren la existencia de problemas de conformance, como alta infectividad, alto DWI, baja eficiencia volumétrica, bajo RF y/o alta utilidad, entre otros. Todos estos aspectos sugieren la existencia de problemas de conformance, que pueden ser solucionados desde el pozo inyector o desde el

pozo productor. Para caracterizar el problema de canalización es necesario realizar un análisis detallado a nivel pozo y capa.

La Figura 3, presenta el diagrama general de la metodología de análisis y diagnóstico de los niveles (Gutierrez et al., 2022), se considera un flujo de tope a base, cuya área representa el volumen de información y el esfuerzo requerido en cada nivel. Adicionalmente, se presenta los principales gráficos de diagnósticos usados para la evaluación de la eficiencia del proceso de inyección de agua.

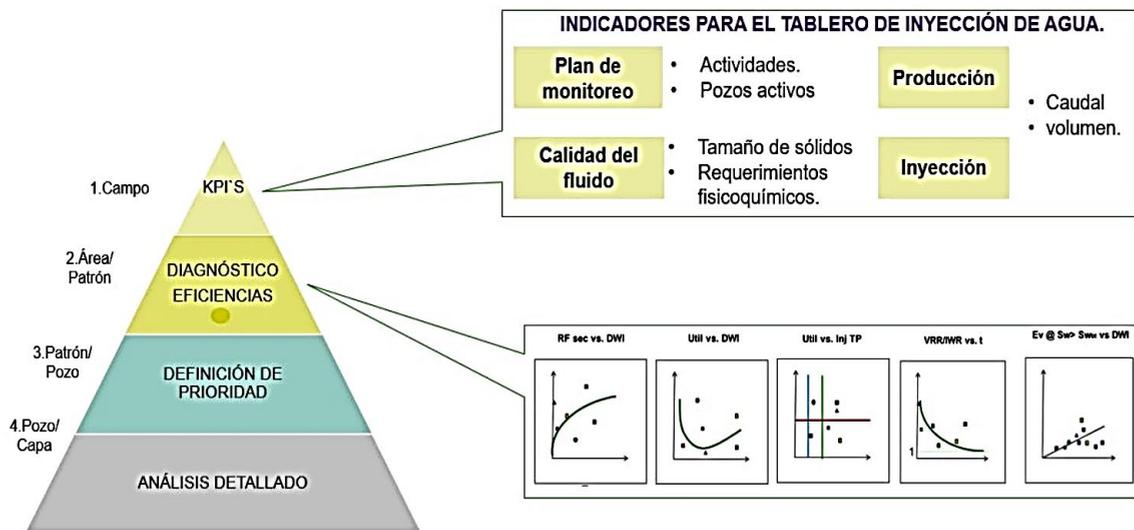


Figura 3. Niveles de análisis y gráficos diagnóstico (campo, área/patrón, patrón/pozo y patrón/capa)

3.8. Acciones de Mejoramiento de la Producción de Petróleo y Disminución de la Producción de Agua

Terrado et al. (2007) plantean procesamientos de análisis de información y datos desde diferentes perspectivas (campo, bloque, patrón y pozos) para aplicar a campos de petróleo maduro con el objetivo de plantear acciones de mejoramiento del proceso secundario. En el caso que las acciones de mejoramiento del proceso de inyección de agua identifiquen tratamiento de conformance químico se debe realizar un diagnóstico del volumen de canal y la selección de la tecnología de conformance químico adecuada. Una de las técnicas más usadas que permite determinar de forma directa el volumen de canal entre un pozo inyector y un pozo productor, es la inyección de trazadores interwell (IWT), y/o de acuerdo con Craig (1971) realizar análisis del comportamiento histórico

del proceso de inyección-producción y sus eventos de respuesta e irrupción, evaluando los cambios de tendencia en la relación agua-petróleo (WOR) y el comportamiento de los fluidos de producción vs el acumulado de producción de petróleo (N_p).

Con respecto a la Los tratamientos de conformance químico, dependiendo principalmente del grado de canalización y la inyectividad del pozo se debe seleccionar entre: i) tipo de tratamientos BG enfocados en mejorar la distribución vertical de la inyección a partir de la identificación de arenas de inyectividad preferencial; ii) la inyección de soluciones TAP, con el fin de mitigar la inyección preferencial de ciertas arenas, pero a profundidad en el yacimiento, permitiendo nuevas líneas de flujo entre el inyector y sus respectivos productores, optimizando así la eficiencia de barrido areal.

3.9. Diseño y Pronóstico del Tratamiento

Respecto del diseño se deben tener en cuenta caudal, volumen y concentración del tratamiento químico. Si el objetivo perseguido es el taponamiento de los canales o vías de mayor permeabilidad, la inyección se debe realizar al menor régimen posible compatible con la economía del proyecto. Los caudales de inyección están relacionado a la concentración del tratamiento químico que se aplique. En el caso de la tecnología BG a mayor concentración, es posible que se requiera reducir la tasa de inyección para no exceder la presión de fractura o presión limite estipulada antes de la ejecución del tratamiento, con el fin de poder inyectar el volumen diseñado o un alto porcentaje del mismo. En el caso de la tecnología TAP que, al ingresar con una viscosidad cercana al agua, mantiene estable la presión de inyección, por lo que la colocación del volumen de TAP diseñado, se hace mucho más sencillo.

No hay un método exacto que permita establecer cuál será el volumen y concentración del producto químico que deberán aplicarse en los pozos, aunque existe una relación inversa entre volumen y concentración. En pozos inyectoras, el tratamiento deberá ser suficientemente grande para minimizar la posibilidad de canalización de agua que podría circular en proximidades del banco generado para terminar

retomando las vías de la canalización existente. El volumen de tratamiento a inyectar varía generalmente entre el 5% y el 50% del volumen del canal identificado (Smith, 1999), sin embargo, Aldhaheri et al. (2021) plantean diseños de tratamientos de gel rígido, basado en el análisis estadístico de 62 diseños BG ejecutados en campo entre 1985 y 2018 en todo el mundo.

Con respecto al pronóstico del tratamiento, la mejor aproximación es usar comportamiento estadístico de campos análogos. Riaño et al. (2017) publicaron los resultados estadísticos de los tratamientos de conformance tipo BG ejecutados en Colombia (Figura 4). La respuesta en producción incremental asociada a los tratamientos se obtuvo entre los 6 y 12 meses después del conformance químico. En promedio el porcentaje de canal inyectado varía entre el 4% y 20% (en promedio 11%) y el incremental de petróleo asociado a dicho porcentaje es 300%. Es decir, se evidencia un factor de petróleo incremental / volumen de gel efectivo aproximadamente de 3 barriles de petróleo incremental por cada barril de gel rígido inyectado, comparado con 1.66 barriles de petróleo incremental por cada barril de gel rígido inyectado reportado por Smith (1999) que analiza diferentes tratamientos a nivel mundial. Finalmente, Díaz et al. (2010) plantea una metodología para evaluar desde el punto de financiero la eficiencia de procesos IOR.

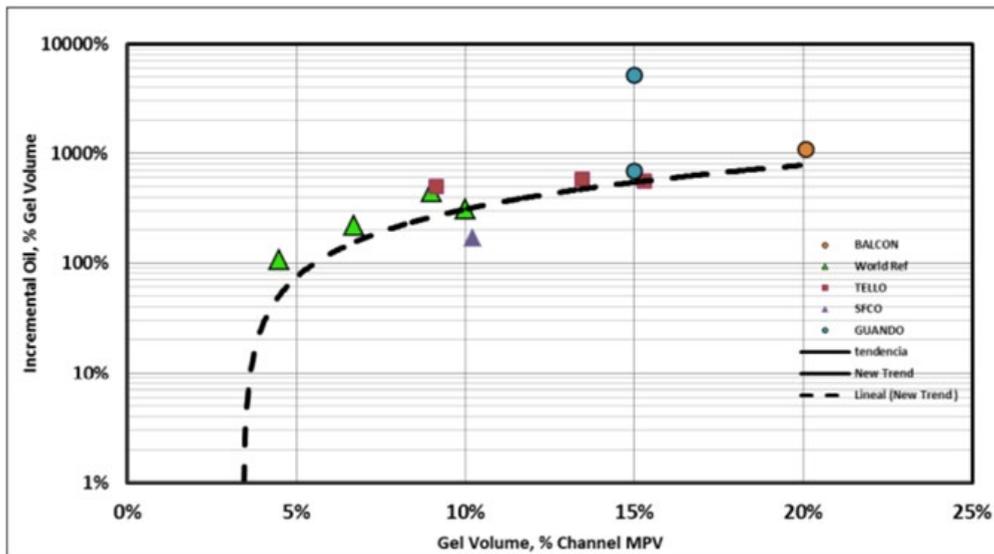


Figura 4. Estadística de los tratamientos de conformance Colombia (figura tomada de Riaño et al. 2017)

4. Resultados de Selección de Pozos Candidatos para Tratamientos de Conformance Químico

Ecopetrol se encuentra utilizando la metodología desarrollada y ha ejecutado en los últimos 2 años tratamientos BG en 18 inyectores y 5 tratamientos TAP, con resultados prometedores de producción incremental (Gutierrez et al., 2023; Castro et al., 2023). Sin embargo, la cantidad de tratamientos de conformance es baja en comparación con la cantidad de pozos inyectores. En esta sección se utilizará un ejemplo de un campo colombiano sometido a inyección de agua desde el año 1985, en el cual se identificaron patrones candidatos para ejecución de trabajos de conformance químico y se desarrolla a detalle un patrón que presenta canalización.

4.1. Identificación Continuidad de los Yacimientos.

La Figura 5, presenta una sección transversal rumbo SW-NE y la Figura 6, presenta una sección transversal rumbo NW-SE del inyector con los productores asociados identificando la continuidad del yacimiento sometido a inyección de agua entre el pozo inyector y el pozo productor. Se resalta que adicional a la continuidad de los yacimientos es importante que tanto el pozo inyector como el pozo productor tenga yacimientos abiertos a inyección/ producción (cañoneadas) las mismas unidades geológicas para asegurar la transferencia de fluidos señalada anteriormente. En la figura se observa que los yacimientos Yac-E, Yac-F, Yac-G y Yac-H no se encuentran influenciadas por el proceso secundario porque no existe conectividad entre el inyector y los productores, debido a que estas unidades no fueron abiertas en ambos pozos.

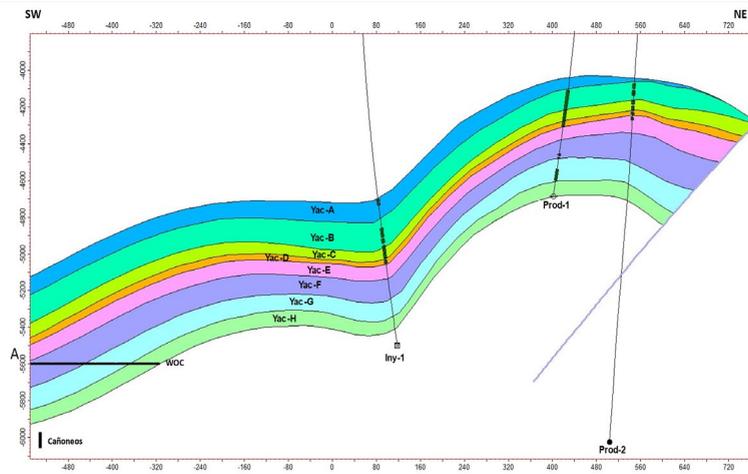


Figura 5. Sección transversal SW-NE patrón de inyección

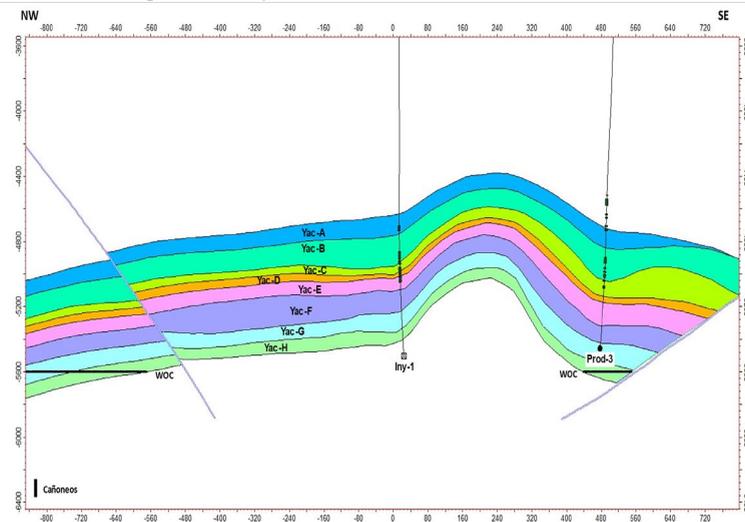


Figura 6. Sección transversal NW-SE patrón de inyección

4.2. Determinación y Caracterización de la Heterogeneidad.

El patrón de inyección tiene continuidad areal y presencia de arenas impermeables que dividen la formación verticalmente en diferentes unidades de interés, adicionalmente, en el sector no se presentan cambios importantes en la continuidad, interconexión

y extensión de los yacimientos. El coeficiente de heterogeneidad de Dykstra Parson es 0.8 indicando un yacimiento altamente heterogéneo. La Figura 7, presenta el coeficiente de Lorentz modificado (capacidad de flujo acumulada vs profundidad) del pozo inyector donde se aprecia un aumento del 60% en la capacidad de flujo en el yacimiento Yac-B, el cual correlaciona con mejores propiedades de permeabilidad y garganta de poro del yacimiento.

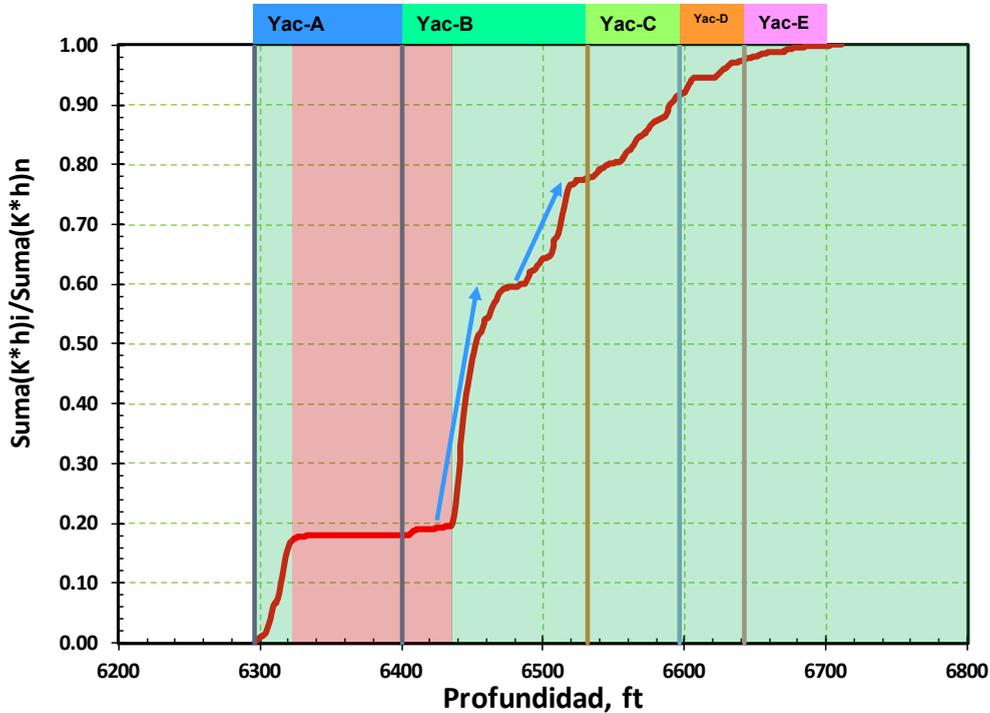


Figura 7. Coeficiente de Lorentz modificado pozo inyector

4.3. Determinación Conectividad del Patrón de Inyección

Desde el punto de vista geológico (estático) se observa la continuidad del yacimiento Yac-B, adicionalmente, existe conectividad en todos los pozos asociados al patrón de inyección (capas abiertas). Por lo tanto, es fundamental identificar mediante trazadores interwell y/o el análisis de la historia inyección-producción el perfil vertical del agua inyectada en el pozo inyector, validando el aumento en petróleo y posterior rompimiento del

agua en los pozos productores. En el estudio de los registros ILT del patrón de inyección se identifica que el agua ha sido inyectada preferencialmente en el yacimiento Yac-B que posee 60% de capacidad de flujo (de acuerdo al diagrama de Lorentz), sin embargo, es importante resaltar que Yac-B representa solo el 22% del espesor cañoneado del pozo. La Figura 8, presenta el histórico en fracción de los registros de inyección en los diferentes yacimientos del pozo inyector, siendo el porcentaje de admisión del yacimiento Yac-B identificado con el color rojo.

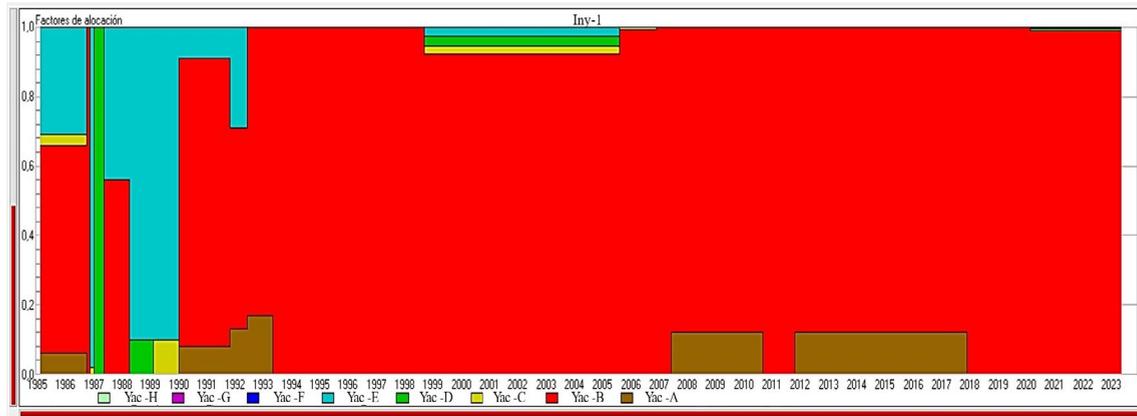


Figura 8. Histórico de los registros de inyección pozo inyector

4.4. Distribución Vertical y Areal de los Fluidos Inyectados y Producidos

La Figura 9, presenta los elementos de flujo (mallas dinámicas centradas en inyector) con las que se realizó la distribución de producción secundaria, teniendo en cuenta ILT/PLT, factores de alocaación, mallado

y coeficientes de distribución de los patrones de inyección en el tiempo integrado en el software Sahara por el método de IWR. Adicionalmente, se presenta una comparación con las líneas de flujo obtenida del modelo estático 3D y la información de producción e inyección junto con los porcentajes de influencia productor e inyector que valida la conexión con los tres pozos productores activos del patrón de inyección.

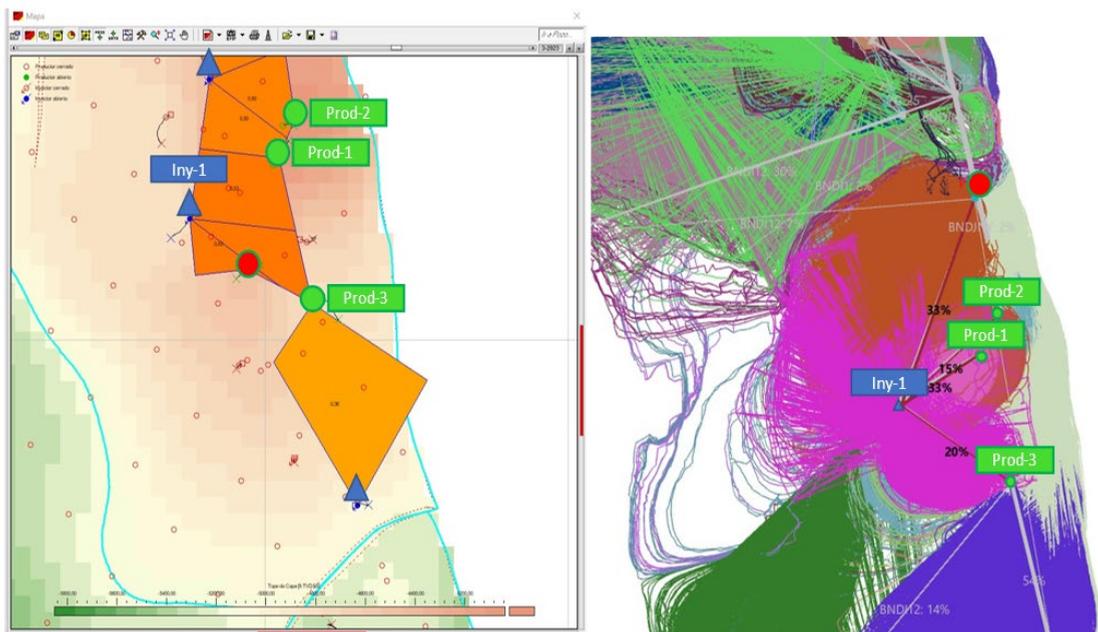


Figura 9. Elementos de flujo para distribución vertical y areal de los fluidos inyectados y producidos y streamlines del patrón.

4.5. Niveles de Análisis y Diagnóstico (Campo, Patrón, Patrón/Capa).

El nivel 4 permitió identificar la producción de petróleo y agua por pozo/ capa, la eficiencia del agua inyectada y mapear acciones de mejoramiento de la producción de petróleo y/o disminución de la producción de agua, con el objetivo de identificar los yacimientos con menor desempeño y que requieren optimización del proceso secundario.

La Figura 10, presenta una gráfica de RF vs DWI del patrón de inyección Iny-1 por capa, donde

se puede observar que el yacimiento de mayor capacidad de flujo (Yac-B) corresponde al que ha inyectado preferencialmente durante toda la historia de inyección, por lo tanto, presenta un valor alto de volumen poroso inyectado- VPI (y por ende DWI). Yac-B presentan el mejor desempeño en términos de factor de recobro incremental en el patrón de inyección, el RF está estabilizando en 38% por aproximadamente 2 VPI, presentando recirculación y una alta oportunidad de recobro en los otros yacimientos del patrón de inyección que presentan un RF inferior al 20%.

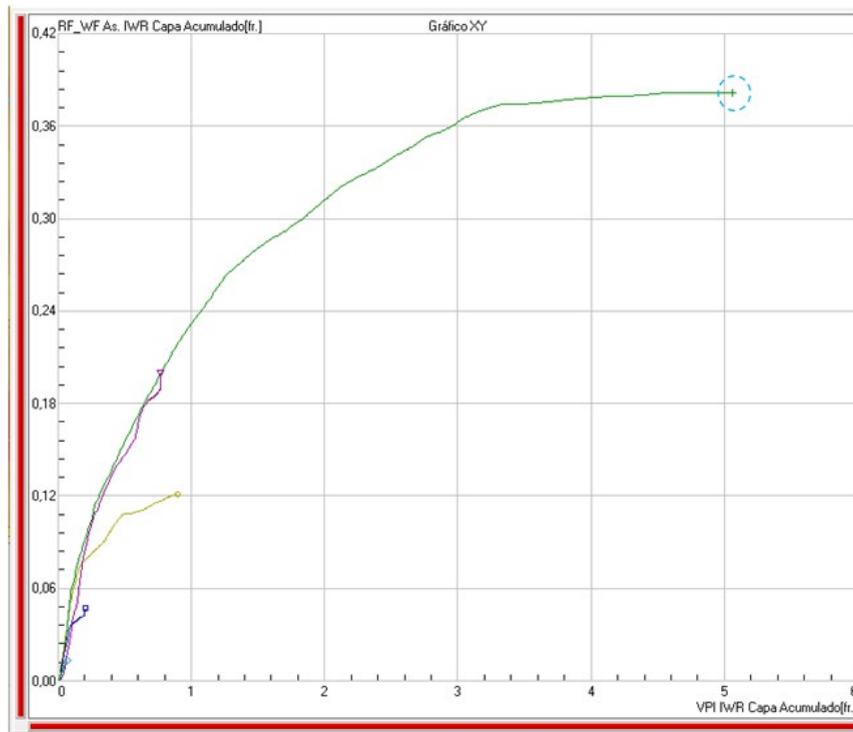


Figura 10. Gráfico XY de RF vs VPI

4.6. Generación de Gráficos Diagnósticos por Niveles de Análisis

Se construyeron las variables adimensionales y los gráficos de diagnóstico para el patrón de inyección. La Figura 11, presenta el gráfico diagnóstico RF vs VPI de los diferentes patrones de inyección, incluyendo el patrón de estudio (Iny-1) resaltado en la figura en color

azul, el área roja representa patrones que tienen un factor de recobro (RF) menor al esperado pero que han inyectado una cantidad alta de volúmenes porosos de agua (VPI), incluso por encima de 2 VPI. En la figura se presenta en escala de colores el RF de los diferentes patrones siendo verde patrones con RF menor a 5% y rojo patrones con RF mayor a 45%.

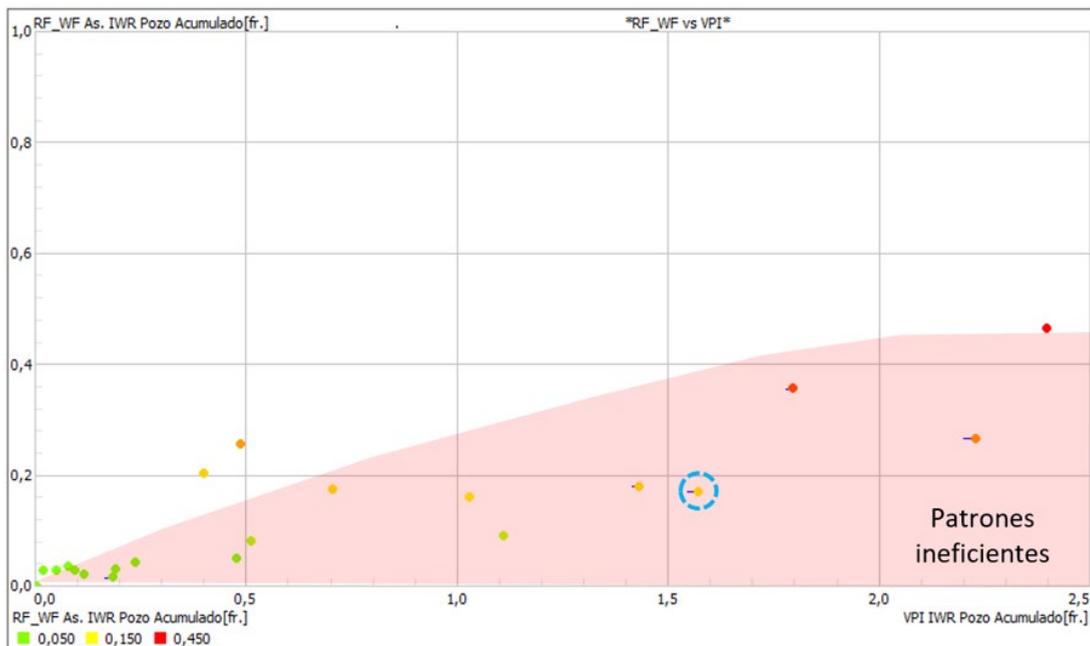


Figura 11. Gráfico diagnóstico RF vs VPI, patrones de inyección

La Figura 12, presenta el gráfico diagnóstico Util vs VPI de los patrones de inyección, el área roja representa patrones que tienen alta utilidad (mayor a la esperada), lo cual representa mayor cantidad de

agua inyectada por barril de petróleo producido en el periodo evaluado, con respecto al comportamiento esperado en el campo.

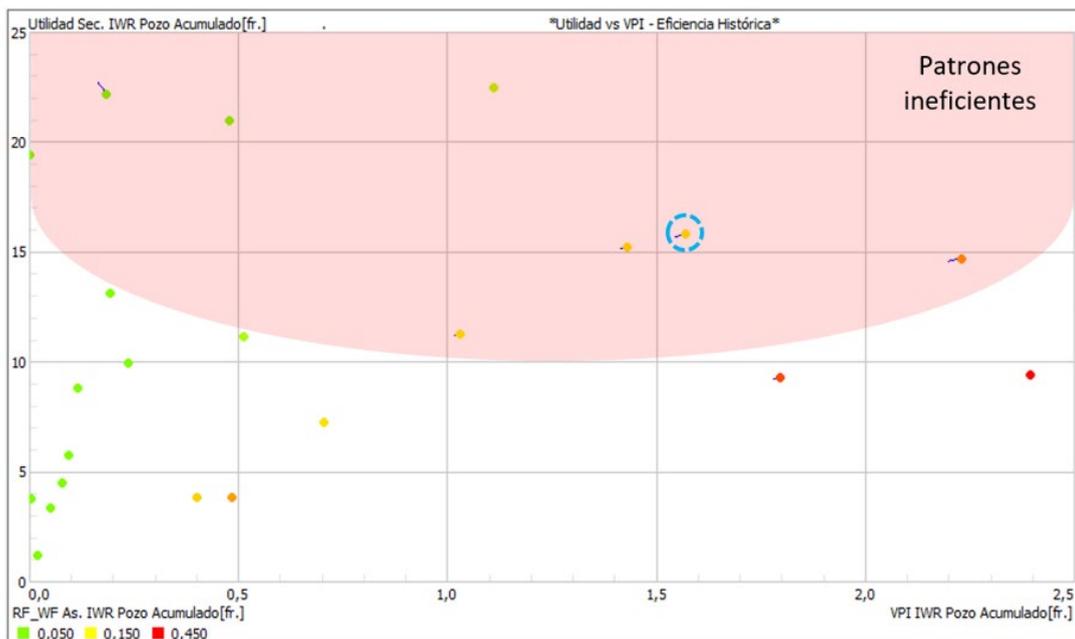


Figura 12. Gráfico diagnóstico Util vs VPI, patrones de inyección

La Figura 13, presenta el gráfico diagnóstico Util anual vs VPI anual de los patrones de inyección, las líneas verdes representan un valor máximo de utilidad anual recomendado para el campo analizado y el valor de volúmenes porosos inyectados al año (10% - 15% VPI

anual). En el patrón Iny-1 se puede observar que a pesar de inyectar un valor inferior al 10% VPI anual su utilidad anual es muy alta, lo anterior debido a que se encuentra recirculando agua por el yacimiento Yac-B como se presentó en la sección anterior.

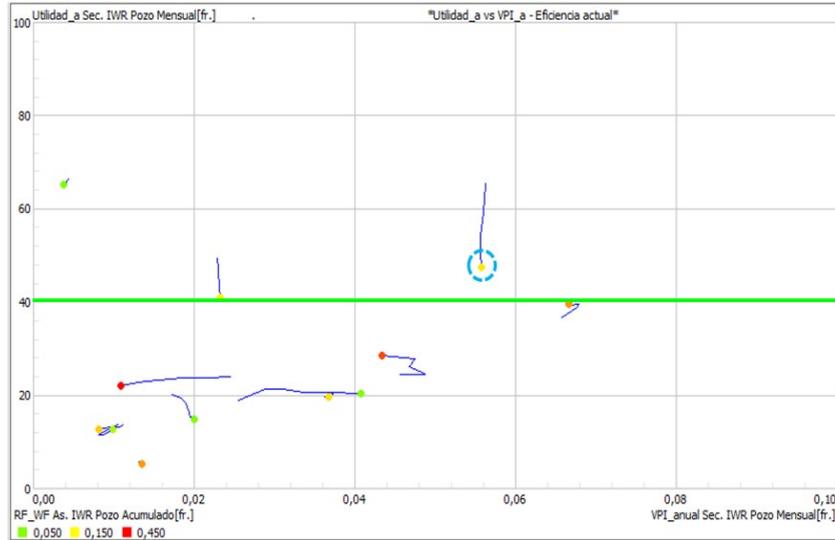


Figura 13. Gráfico diagnóstico Util anual vs VPI anual, patrones de inyección

Finalmente, la Figura 14 presenta el gráfico diagnóstico VRR vs VRR acumulado de los patrones de inyección, el área roja representa patrones que tienen una relación de fluido inyectado vs fluido producido por encima del valor

recomendado en el balance de fluidos (VRR=1). En el patrón Iny-1 se puede observar un desbalance en la sustitución del volumen de fluidos presentes en el yacimiento por los fluidos inyectados, debido a presentar sobre-inyección.



Figura 14. Gráfico diagnóstico VRR vs VRR acumulado, patrones de inyección

En términos generales se resalta que el patrón Iny-1 se repite en el área ineficiente de todos los gráficos diagnóstico presentados anteriormente, por lo tanto, se

valida como uno de los candidatos a tratamientos de conformance químico.

4.7. Identificación de los Patrones con Oportunidad

Se priorizaron los pozos con oportunidad en los inyectores que aparecen en 2 o más gráficas de ineficiencia. En ese sentido, el patrón de inyección de estudio fue seleccionado con alta oportunidad y se

procede a revisar a nivel pozo y capa las causas de la baja eficiencia. La Figura 15 presenta el agua inyectada acumulada vs los volúmenes porosos inyectados en los diferentes patrones de inyección, resaltando que el patrón de estudio es el que más agua inyectada ha acumulado en todo el campo en un solo yacimiento (60 MMBbl en Yac-B) equivalente a más de 5 VPI.

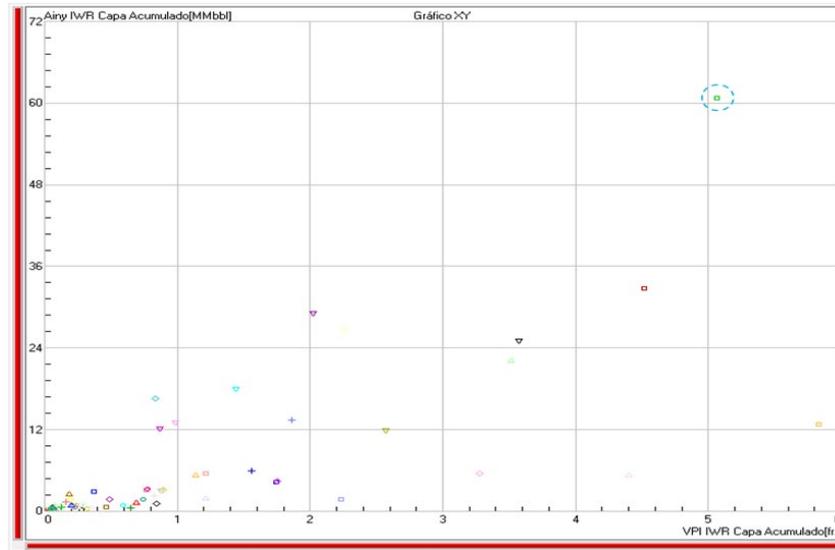


Figura 15. Gráfico XY de Agua inyectada acumulada vs VPI

La Figura 16, presenta el gráfico de chan de uno de los pozos productores asociado al patrón de inyección. El

comportamiento de las gráficas valida la presencia de canalización del agua inyectada.

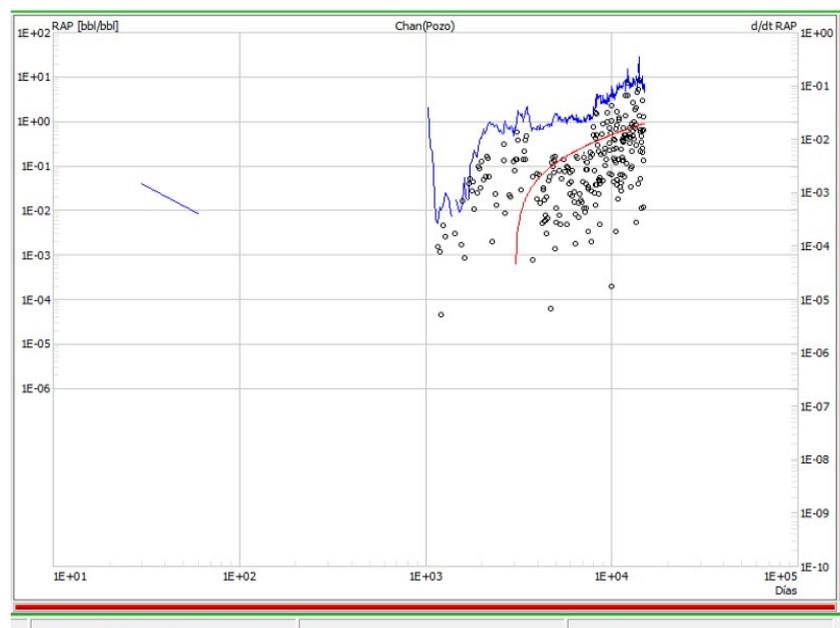


Figura 16. Gráfica de Chan pozo productor asociado

5. Discusión de Resultados

De acuerdo con los resultados obtenidos derivados de la aplicación de la metodología, se identificó un patrón de inyección con bajo desempeño y que requieren optimización del proceso de inyección de agua, por lo tanto, se procede a diseñar un tratamiento de conformance químico para el mejoramiento de la eficiencia volumétrica de barrido.

5.1. Acciones de mejoramiento de la producción de petróleo y disminución de la producción de agua

Los análisis previos clasifican al patrón de estudio como un candidato a tratamiento de conformance químico debido a que presenta alta heterogeneidad y recirculación del agua inyectada en el yacimiento Yac-B. El comportamiento de inyectividad y la historia de los registros ILT señalan que se debe cambiar el perfil vertical de inyección y debido a que no es posible instalar sargas selectivas (lo cual no excluye tratamientos de

conformance químico) la mejor alternativa es aplicar la tecnología BG para mejorar la distribución vertical de la inyección a partir del bloqueo de las gargantas de poro acuatizadas en la arena de inyectividad preferencial.

El volumen de canal entre el pozo inyector y los tres pozos productores actualmente activos, se estimó evaluando los cambios de tendencia en la relación agua-petróleo (WOR), el comportamiento de los fluidos de producción vs el acumulado de producción de petróleo (Np) y el porcentaje de distribución de inyección del patrón Iny-1 a los productores asociados (Prod-1, Prod-2 y Prod-3) el cual se estimó con los coeficientes generados con el Software Sahara, como se presenta en la Figura 17.

Es importante resaltar que la técnica para estimar el volumen del canal con el uso de la relación agua-petróleo (WOR), se ha utilizado en la gran mayoría de los trabajos de conformance ejecutados en varias partes del mundo, incluyendo los trabajos realizados en Colombia desde el 2008.

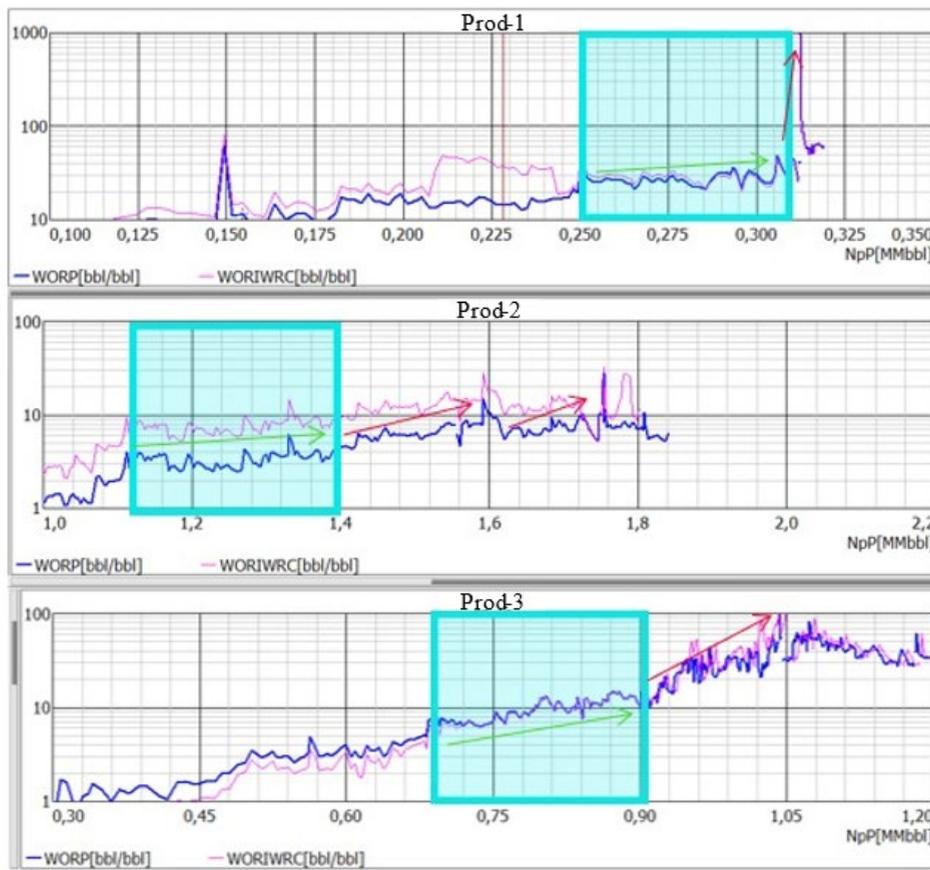


Figura 17. Estimación volumen de canal

5.2. Diseño y Pronóstico del Tratamiento

La Tabla 3, presenta el diseño de tratamiento de conformance. El volumen total de canal se

estimó en 173 Kbbl y el volumen de tratamiento a inyectar se definió en el 20% del volumen del canal identificado, por lo tanto, el volumen de diseño del BG es de 34.6 Kbbl.

Tabla 3. Diseño Tratamiento de Conformance Químico Tipo BG Patrón de Inyección

Pozo productor asociado	Volumen Total Canal (KBbl)	% Distribución inyector	Volumen de gel efectivo (KBbl)
Prod-1	60	71,9%	43,1
Prod-2	280	31,8%	89
Prod-3	180	22,7%	40,8
Patrón Iny-1	520	-	173
Volumen tratamiento:		20%	34.6

Posterior a identificar el volumen de diseño del tratamiento BG, se procede a estimar la promesa volumétrica asociada al tratamiento que es estimada a partir de la Figura 4, que representa un factor de petróleo incremental/ volumen de gel efectivo de los tratamientos de conformance. Como se mencionó anteriormente, el promedio mundo corresponde a 1.66 barriles de petróleo incremental por cada barril de gel rígido inyectado y el promedio del país reportado en la literatura asciende a 3 barriles de petróleo incremental por cada barril de gel rígido inyectado.

Con el objetivo de ser conservadores en la estimación de petróleo incremental, se utilizó el factor de 1.66 (promedio mundo) en el escenario optimista, seguido de 1 (escenario medio) y 0.83 (escenario pesimista). El perfil de producción incremental asociado al tratamiento de conformance del patrón de inyección se puede generar teniendo en cuenta el petróleo incremental derivado del diseño del tratamiento, un horizonte de evaluación de 5 años y que la respuesta en producción incremental asociada a los tratamientos se observa entre los 6 y 12 meses después de ejecutar el tratamiento de conformance químico (Tabla 4).

Tabla 4. Volumen de producción incremental asociado al tratamiento de conformance

Pozo productor asociado	P-10 Incremental estimado	P-50 Incremental estimado	P-90 Incremental estimado
Factor de petróleo incremental / Volumen de gel efectivo	1,66	1,00	0,83
Petróleo incremental Iny-1 (KBbl)	57,4	34,6	28,7

6. Conclusiones

1. La metodología integrada permite: i) Identificar la producción secundaria de petróleo y agua por yacimiento en cada patrón de inyección, ii) Evaluar por yacimiento la eficiencia del agua inyectada para mapear acciones de mejoramiento de la producción de petróleo y disminución de la producción de agua, iii) Identificar los sectores con menor desempeño y que requieren optimización del proceso secundario, iv) Diseñar tratamientos de conformance químico para el mejoramiento de la eficiencia volumétrica de barrido.
2. La selección de pozos candidatos para tratamientos de conformance químico amplían las expectativas de masificación de estas tecnologías en diferentes campos del país y se convierten en pieza fundamental para apalancar la consecución de reservas y una disminución de la huella de carbono.
3. La metodología integrada se aplicó en la selección de pozos para 23 tratamientos de conformance ejecutados entre 2021 y 2022 por la Vicepresidencia Regional Central y actualmente se realiza el diseño de nuevos tratamientos de conformance en la Vicepresidencia Andina Oriente.

7. Agradecimientos

Los autores desean agradecer a Ecopetrol por la autorización para compartir estos resultados y a la Revista Fuentes por permitirnos publicar este trabajo, el cual resume una metodología para seleccionar pozos candidatos a tratamientos de conformance químico, la cual utilizamos actualmente en nuestro equipo integrado de desarrollo de implementación y aseguramiento I&A.

8. Contribuciones de los Autores

Conceptualización, R.H.C.; Metodología, D.M.R., M.G., D.E.D., M.A.M., R.H.C.; Validación, D.M.R., M.G., M.A.M.; Análisis Formal, D.M.R., M.G., D.E.D., M.A.M., R.H.C.; Investigación, D.M.R., M.G., D.E.D., M.A.M., S.V., F.W.L., C.J.V., A.F.S., J.C.V., A.V., S.S.S., S.A.C. D.F.L., C.N.I., L.L.A., F.J.A., R.H.C.; Redacción del borrador original, D.M.R., M.G., D.E.D., M.A.M., S.V., F.W.L., C.J.V., A.F.S., J.C.V., A.V., S.S.S., S.A.C. D.F.L., C.N.I., L.L.A., F.J.A., R.H.C.; Revisión y edición, D.M.R., M.G. R.H.C.; Visualización, F.W.L., S.V., J.C.V., R.H.C.; Supervisión, D.M.R., M.G., M.A.M.

9. Nomenclatura

1. BG = Bulk Gel (geles rígidos).
2. BW = Tecnología Brightwater®.
3. CDG = Colloidal Dispersion Gels (geles de dispersión coloidal).
4. DWI = dimensionless water injection (Inyección de agua adimensional).
5. EOR = Enhanced Oil Recovery (recobro mejorado).
6. HCPV = Hydrocarbon Pore Volume (volumen poroso saturado con hidrocarburos).
7. HPAM = Partially Hydrolyzed Polyacrylamide (poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas).
8. ILT = Injection Logging Tool (herramienta de registro de inyección vertical).
9. IWR = Injection Withdrawal Ratio (caudal inyectado sobre caudal de fluido producido).
10. IWTT = Inter-Well Tracer Tests (trazadores químicos entre pozos).
11. KBbl = Thousands of barrels (miles de barriles).
12. MMBbl = Millions of barrels (millones de barriles).

13. Np = Cumulative oil production (producción acumulada de petróleo).
14. PATBA/PEI = Polymer gel system based on the cross-linking of polyacrylamide/tert-butyl acrylate (PATBA) and polyethylenimine (PEI).
15. PLT = Production Logging Tool (herramienta de registro de producción vertical).
16. PPG = Preformed particle gels (Partículas de gel preformadas).
17. RF = Recovery Factor (Factor de recobro adimensional).
18. RRF = Residual Resistance Factor (factor de resistencia residual).
19. SMG = Microgels (microgeles).
20. TAP = Thermally Activated Polymers (polímero térmicamente activo).
21. Util = Utilization (gasto – utilidad).
22. VPI = Volumen poroso inaccesible.
23. VRF = Flow Regulator Valves (válvulas reguladoras de flujo).
24. VRR = Voidage Replacement Ratio (relación inyección – producción)
25. WOR = Water Oil Ratio (relación agua-petróleo).

Referencias

- [1] Aldhaheri, M., Wei, M., Bai, B., Alsaba, M. (2016). A Roadmap to Successfully Select a Proper Gel Treatment Technology. *Paper presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, Dammam, Saudi Arabia* <https://doi.org/10.2118/182795-MS>
- [2] Azari, M., & Soliman, M. (1996). Review of Reservoir Engineering Aspects of Conformance Control Technology. *Paper presented at the Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas.* <https://doi.org/10.2118/35171-MS>
- [3] Báez-Serrano, B. J., Montealegre-Peña, D. A., Castro-García, R. H., Ardila-Moreno, M., & Suárez-Barbosa, A. F. (2020). Alternativas para el monitoreo en línea de soluciones poliméricas en procesos EOR. *Fuentes, El reventón energético*, 18(2), 45–56. <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n2-2020003>
- [4] Baker, R. (1997). Reservoir Management for Waterfloods. *J Can Pet Techno*, 36 (04). <https://doi.org/10.2118/97-04-DAS>

- [5] Baker, R. (1998). Reservoir Management for Waterfloods-Part II. *J Can Pet Technol*, 37 (01) <https://doi.org/10.2118/98-01-DA>
- [6] Carlson, F. M., & Stein, M. H. (1992). Automatic Waterflood History Matching Using Dimensionless Performance Curves. *Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington*. <https://doi.org/10.2118/24897-MS>
- [7] Castro, R., & Daza, J. (2022). Tecnologías de inyección de polímero HPAM: Review Colombia. <http://oilproduction.net/reservorios/eor/item/3700-eorcolombia>
- [8] Castro, R., Espinosa, C., Gutiérrez, M., Rojas, D., García, J., Quintero, H., Corredor, L., Amado, J., Guerrero, C., Poveda, I., & Kazempour, M. (2023). Diseño de tratamientos de conformance profundo mediante simulación numérica de Polímeros de Activación Térmica (TAP). *Artículo presentado en XX Congreso Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia*. TEC-270.
- [9] Craig, F. C. (1971). The reservoir engineering aspects of waterflooding. *Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME*.
- [10] Daza, J., & Castro, R. (2022). Evaluación técnico-financiera de los pilotos IOR/EOR ejecutados en Colombia con tecnología de inyección de polímero HPAM. *Artículo presentado en XIX Congreso Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia*. TEC-211.
- [11] Diaz Guardia, V. M., Castillo, M., Vecino, C. E., Castro, R. H., Toro, G. M., & Bravo, O. (2011). Análisis de Riesgo y Simulación de Monte Carlo en la Valoración de Proyectos—aplicación en la Industria de los Hidrocarburos. *Revista Fuentes: El reventón energético*. 9(2), 33-41. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/2609/2918>
- [12] Dunn, M. D., & Chukwu, G. A. (2001). Simulation Based Dimensionless Type Curves for Predicting Waterflood Recovery. *Paper presented at the SPE Western Regional Meeting*. <https://doi.org/10.2118/68839-MS>
- [13] Galacho, M., Galacho, P., Vázquez, P., & Masud, L. (2004). Mallas de recuperación secundaria optimización del diseño por simulación en líneas de flujo. *Artículo presentado en iNNotec, Buenos Aires, Argentina*.
- [14] Gutierrez, M., Acosta, T., Jiménez, R., Barbosa, C., Corredor, L.M., Quintero, H., Burgos, I., Ortiz, R., Lozano, J., Quintero, J., Ferreira, U., Ortiz, D., González, A., Parra, M., Collazos, S., Castro, R., Muñoz, L., & Quintero, D. (2023). Optimización del proceso de inyección de agua mediante geles obturantes para el incremento del factor de recobro en el campo Casabe. *Artículo presentado en XIX Congreso Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia*. TEC-107.
- [15] Gutiérrez, M., García, J., Castro, R., Zafra, T., Rojas, J., Ortiz, R., Quintero, H., García, H., Niño, L., Amado, J., Quintero, D., & Kiani, M. (2022). In-Depth Water Conformance Control: Design, Implementation and Surveillance of the First Thermally Active Polymers Treatment (TAP) in a Colombian Field. *Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference*. <https://10.2118/209472-MS>
- [16] Kazemi, S. (2019). Review of Polymer Gels for Conformance Control in Oil Reservoirs. *Major Papers, University of Windsor*. <https://scholar.uwindsor.ca/cgi/viewcontent.cgi?article=1109&context=major-papers>
- [17] Lugo, N. (2010). Offshore field experience with Brightwater®. *Presentation shown at the Force ART Work Shop Water based EOR Diversion techniques in Stavanger, Norway*. https://www.npd.no/globalassets/2-force/2019/documents/archive-2010-2018/water-based/nancy_lugo.pdf
- [18] Luliano, A., Gómez, J., Martínez, C., Alonso, L., Kazempour, M., Kiani, M., Alzate, D., Singh, P., & Jerauld, G., (2020). Thermally Activated Particles Injection for Deep Conformance Control to Improve Oil Recovery in an Argentina Mature Waterflooded Reservoir: Cerro Dragon Field. Design, Field Implementation and Results. *Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference*. <https://onepetro.org/SPEIOR/proceedings-abstract/20IOR/3-20IOR/D031S040R002/448570>

- [19] Manrique, E., Garmeh, G., Izadi, M., Salehi, M., Romero, J., Aye, N., Thomas, C., & Shevelev, P. (2012). In-depth Sweep Efficiency Improvement: Screening Criteria and Engineering Approach for Pattern Evaluation and Potential Field Implementation. *Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/160749-MS>
- [20] Maya-Toro, G. A., Castro-García, R. H., Pachón-Contreras, Z. & Zapata-Arango, J. F. (2012). Polymer Gels for Controlling Water Thief Zones in Injection Wells. *CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro*, 5(1), 37-44. http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832012000200003
- [21] Morales, V. A., & Ramirez, L. K. (2018). Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. *Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference*. <https://doi.org/10.2118/190314-MS>
- [22] Norman, C., Turner, B., Romero, J., Centeno, G., Muruaga, E. (2006). A Review of Over 100 Polymer Gel Injection Well Conformance Treatments in Argentina and Venezuela: Design, Field Implementation, and Evaluation. *Paper presented at the International Oil Conference and Exhibition in Mexico*. <https://doi.org/10.2118/101781-MS>
- [23] Ohms, D., McLeod, J., Graff, C. J., Frampton, H., Morgan, J. C., Cheung, S., & Chang, K. T. (2010). Incremental-Oil Success from Waterflood Sweep Improvement in Alaska. *SPE Production & Operations*. 25(03). 247-254. <https://doi.org/10.2118/121761-PA>
- [24] Portwood, J. T., & Romero, J. L. (2018). Waterflood Conformance Improvement—Practical Considerations & Lessons Learned. *Fuentes: El reventón energético*, 16(2), 7-21. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/9156>
- [25] Poveda, I. D., Guerrero-Martin, C. A., Espinosa, C., & Castro, R. H. (2023). Simulación Numérica Estocástica de Tratamientos de Conformance Profundo Usando Polímero de Activación Térmica. *Fuentes, el reventón energético*, 21(1), 49-63. <https://doi.org/10.18273/revfue.v21n1-2023004>
- [26] Pritchett, J., Frampton, H., Brinkman, J., Cheung, S., Morgan, J., Chang, K., Williams, D., Goodgame, J. (2003). Field Application of a New In-Depth Waterflood Conformance Improvement Tool. *Paper presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*. <https://doi.org/10.2118/84897-MS>
- [27] Salehi, M., Thomas, C. P., Kevwitch, R. M., Manrique, E., Garmeh, R., & Izadi, M. (2012). Performance Evaluation of Thermally-Activated Polymers for Conformance Correction Applications. *Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium*. <https://doi.org/10.2118/154022-MS>
- [28] Simmons, J. F., & Falls, A. H. (2005). The Use of Dimensionless Scaling Methods to Predict Field-Scale Tertiary EOR Project Performance. *Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/96469-MS>
- [29] Smith, D. (2023). Flood Management: Solving Conformance or Sweep Efficiency Problems: Part 1. *Journal of Petroleum Technology*, 75(04), 44-48. <https://doi.org/10.2118/0423-0044-JPT>
- [30] Stein, M. H., & Carlson, F. M. (1992). Dimensionless Equations for Waterflood History Matching. SPE.
- [31] Sydansk R., Argabright, P. (1987). Conformance Improvement in a Subterranean Hydrocarbon-Bearing Formation Using Polymer Gel. US Patent US4683949A. United States Patent Office.
- [32] Sydansk, R. D., & Moore, P. E. (1990). Production Responses in Wyoming's Big Horn Basin Resulting from Application of Acrylamide-Polymer/CrIII-Carboxylate Gels. SPE, Richardson, Texas.
- [33] Sydansk, R. (2007). Polymers, Gels, Foams, and Resins – Chapter 13. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers.
- [34] Sydansk, R., Romero-Zeron, L. (2011). Reservoir Conformance Improvement. Society of Petroleum Engineers.
- [35] Sydansk, R. D., & Southwell, G. P. (2000). More than 12 years' experience with a successful conformance-control polymer-gel technology. *SPE production & facilities*, 15(04), 270-278. <https://doi.org/10.2118/66558-PA>

- [36] Terrado, Martin, Yudono, Suryo, and Ganesh Thakur. (2007). Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles into Practice. *SPE Res Eval & Eng.* 10 (05), 552–562. <https://doi.org/10.2118/102200-PA>
- [37] Thakur, G. and Satter, A. (1998). Integrated Waterflooding Asset Management. Oklahoma: PennWell Books.
- [38] Thrasher, D., Nottingham, D., Stechauner, B., Ohms, D., Stechauner, G., Singh, P. K., Angarita, M. L. (2016). Waterflood Sweep Improvement at Prudhoe Bay, Alaska. *Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference.* <https://doi.org/10.2118/179572-MS>